



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανάλυση βιωσιμότητας συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής
ενέργειας από αιολικά πάρκα και υδροστροβίλους με
αντλησιοταμίευση στο νησί της Λέσβου



ΚΑΨΑΛΗ ΜΑΡΙΝΑ ΣΟΦΙΑ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: Ι. ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΠΟΥΛΟΣ

ΑΘΗΝΑ 2010

*Στον πατέρα μου οφείλω το ζην
στον δάσκαλό μου το ευ ζην*
Μέγας Αλέξανδρος

Ευχαριστήριο Σημείωμα

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο για την σημαντική συνεισφορά του στην εκπαίδευσή μου στο Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου και για την ευκαιρία που μου έδωσε να πραγματοποιήσω την παρούσα διπλωματική εργασία. Η εμπιστοσύνη που μου έδειξε παράλληλα με την ουσιαστική καθοδήγηση και τις χρήσιμες συμβουλές του καθ'ολη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας μου ήταν καθοριστικοί παράγοντες για την ολοκλήρωση της. Οφείλω να ομολογήσω ότι ήταν τιμή μου και μεγάλη μου χαρά που συνεργάστηκα μαζί του.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Γεώργιο Μάνο από την Ελληνική Τεχνοδομική για τα πολύτιμα στοιχεία που μου εμπιστεύτηκε, τον καθηγητή Εφαρμογών στο Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Πειραιά κ. Κοσμά Καββαδία για την σημαντική συμβολή του και γενικά όλους όσους βοήθησαν με άμεσο ή έμμεσο τρόπο στην ολοκλήρωση της διπλωματικής μου εργασίας.

Θα ήταν μεγάλη παράλειψη αν δεν έδινα τις θερμές ευχαριστίες μου στον καθηγητή του Τεχνολογικού Εκπαιδευτικού Ιδρύματος Πειραιά κ. Ιωάννη Καλδέλλη για τις πολύτιμες γνώσεις του που μου μεταλαμπάδευσε και για τον σημαντικό ρόλο που έπαιξε στο να αγαπήσω τον τομέα της αιολικής ενέργειας και τον χώρο των ΑΠΕ.

Τέλος, ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στην οικογένειά μου και στα αγαπημένα μου πρόσωπα, για την ουσιαστική υποστήριξη που μου παρείχαν καθ'ολη τη διάρκεια των σπουδών μου.

Περίληψη

Η ηλεκτροδότηση στα μη-διασυνδεδεμένα Ελληνικά νησιά βασίζεται κυρίως στους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ), οι οποίοι χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας λόγω της κατανάλωσης συμβατικών καυσίμων, ενώ σε αρκετές νησιωτικές περιοχές παρατηρούνται έντονα προβλήματα ανεπάρκειας ισχύος κυρίως κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου η ζήτηση φορτίου είναι αυξημένη. Την ίδια στιγμή, η αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και πιο συγκεκριμένα της αιολικής ενέργειας, συναντά εμπόδια, λόγω των επιβαλλόμενων περιορισμών για την εξασφάλιση της σταθερότητας των τοπικών ηλεκτρικών δικτύων, με αποτέλεσμα σημαντικές ποσότητες παραγόμενης αιολικής ενέργειας να απορρίπτονται. Στη παρούσα εργασία, εξετάζεται η οικονομοτεχνική βιωσιμότητα ενός συστήματος που ενσωματώνει την παράλληλη λειτουργία υφιστάμενων και νέων αιολικών πάρκων (Α/Π) με ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, όπου μέσω υδροστρόβιλων (Υ/Σ) παρέχει καθημερινά, τις ώρες αιχμής, εγγυημένη ισχύ στο ηλεκτρικό δίκτυο της Λέσβου. Το εξεταζόμενο σύστημα εκμεταλλεύεται σε ικανοποιητικό βαθμό την περίσσεια αιολικής ενέργειας για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης και σε περίπτωση που τα αποθέματα νερού δεν επαρκούν για την παροχή εγγυημένης ισχύος της επόμενης ημέρας, οι αντλίες απορροφούν συμβατική ενέργεια από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο κατά τις βραδινές ώρες (ώρες χαμηλής ζήτησης φορτίου). Για την ενεργειακή προσομοίωση του συστήματος απαραίτητο δεδομένο είναι οι απορρίψεις των Α/Π της νήσου Λέσβου, που αποτελεί την περίπτωση ελέγχου της παρούσης εργασίας και γι' αυτό τον λόγο γίνεται μοντελοποίηση της λειτουργίας του τοπικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που το απαρτίζουν (π.χ. τεχνικά ελάχιστα, ειδικές καταναλώσεις, σειρά ένταξης κτλ.). Με την εφαρμογή ενός υπολογιστικού αλγόριθμου προκύπτουν διάφοροι –τεχνικά αποδεκτοί– συνδυασμοί των βασικών συνιστωσών του συστήματος (Α/Π, Υ/Σ, αντλίες, ταμειυτήρες) και γίνεται προσπάθεια εντοπισμού της βέλτιστης λύσης υπολογίζοντας διάφορους οικονομικούς δείκτες βιωσιμότητας, όπως η καθαρά παρούσα αξία, ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, ο χρόνος αποπληρωμής και το κόστος παραγόμενης ενέργειας. Η βέλτιστη λύση επιλέγεται με βάση τη μεγιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας, ενώ επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη διάφοροι περιορισμοί της ισχύουσας νομοθεσίας. Με βάση τον βέλτιστο συνδυασμό που προκύπτει (νέα Α/Π ισχύος 15 MW, ισχύς Υ/Σ 13,5 MW, ισχύς αντλιών 15 MW), η συνεισφορά των ΑΠΕ αυξάνεται κατά 12%, σε σχέση με τα σημερινά δεδομένα, φτάνοντας περίπου το 23% στην ολική ετήσια κατανάλωση ενέργειας του νησιού.

Abstract

The electrification in the non-interconnected Greek islands is mainly based on Autonomous Power Stations (APS) that are characterized by considerably high electricity production cost due to fossil fuels' consumption, while in several cases, problems related with power shortage are encountered, especially during the summer months when the load demand is increased. At the same time, the contribution of wind energy is significantly restricted due to electrical grid limitations imposed to ensure the stability of the local network and thus resulting in significant rejected wind energy amounts. The present study examines the techno-economic viability of a system that incorporates the simultaneous operation of existing and new wind parks (WPs) with pumped storage and hydro turbines which are able to provide the electrical grid of Lesbos island with guaranteed energy amounts on a daily basis during the peak load demand hours. The examined system exploits an amount of the wind energy surplus but in case that the water stored in the upper reservoir is not enough for the fulfilment of the condition of guaranteed energy production, the water pumps absorb any energy required by the local grid during low demand periods (i.e. nights). The simulation of the system's operation requires the calculation of the expected rejected wind energy amounts by the local grid of Lesbos island. Therefore, the operation of the thermal power station is modeled based on the thermal units' technical characteristics (e.g. technical minima, specific fuel consumption, incorporation sequence into the production procedure etc.). Several – technically acceptable– combinations of the key system's components (WPs, hydro turbines, pumps, reservoirs) derive by the application of a numerical algorithm and an attempt is made to localize the optimum solution by calculating various financial indices such as the net present value, internal rate of return, payback period and energy production cost. The optimum solution is selected based on the maximization of the net present value, while also taking into account various constraints of the existing Greek legislation. Based on the optimum combination derived (i.e. power of new WFs 15 MW, power of hydro turbines 13,5 MW, power of water pumps 15 MW), the contribution of renewable energy increases by 12% compared to current conditions, reaching about 23% to the island's energy consumption pattern.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Λίστα Σχημάτων.....	8
Λίστα Πινάκων.....	12
Λίστα Συμβόλων-Συντομεύσεων.....	13
1. Εισαγωγή.....	16
1.1. Παρούσα κατάσταση αιολικής ενέργειας στη Ελλάδα και στον κόσμο	16
1.2. Υφιστάμενη κατάσταση παραγωγής ενέργειας στα Ελληνικά νησιά	18
1.3. Περιορισμοί διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα.....	19
1.4. Διάρθρωση της εργασίας.....	22
2. Λειτουργία συστήματος αιολικών σε συνδυασμό με σύστημα αντλησιοταμίευσης....	25
2.1. Ανασκόπηση-Ενδεικτικές εφαρμογές συνδυασμένης διαχείρισης νερού και αέρα.....	25
2.2. Αρχή λειτουργίας συστήματος αιολικών και αντλησιοταμιευτήρων.....	31
3. Το νησί της Λέσβου.	34
3.1. Γενικά στοιχεία.....	34
3.2. Στοιχεία για τον υφιστάμενο συμβατικό σταθμό.....	34
3.3. Αξιοποίηση ΑΠΕ.....	37
3.4. Στοιχεία ζήτησης.....	40
4. Διείσδυση αιολικών συστημάτων στη Λέσβο.....	43
4.1. Διείσδυση υφιστάμενων αιολικών συστημάτων.....	43
4.2. Διείσδυση νέων αιολικών συστημάτων.....	45
5. Εισαγωγή συστήματος αιολικών πάρκων και αντλησιοταμίευσης στη Λέσβο.....	51
5.1. Ενεργειακό μοντέλο προσομοίωσης προτεινόμενου συστήματος.....	51
5.1.1. Περιγραφή προγράμματος	51
5.1.2. Δεδομένα προγράμματος	51
5.1.3. Βασικοί υπολογισμοί.....	52
5.1.4. Αρχεία εξόδου.....	53
5.2. Συνθήκες εφαρμογής.....	55
5.2.1. Ταμιευτήρες.....	55
5.2.2. Αντλιοστάσιο.....	55
5.2.3. Αγωγοί.....	57
5.2.4. Υδροστρόβιλοι.....	58
5.3. Εισαγωγή δεδομένων στο μοντέλο ενεργειακής προσομοίωσης.....	59
5.4. Αποτελέσματα παραμετρικής μελέτης διαστασιολόγησης του συστήματος	59
6. Οικονομική αξιολόγηση	63

6.1. Παρουσίαση μοντέλου οικονομικής αξιολόγησης.....	63
6.2. Κριτήρια αξιολόγησης και περιορισμοί	72
6.3. Παρουσίαση σταθερών και μεταβλητών παραμέτρων.....	73
6.4. Παρουσίαση αποτελεσμάτων.....	74
6.4.1. Επίδραση της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από τους $ΥΣ (c_{HTo})$	75
6.4.2. Επίδραση της κρατικής επιχορήγησης (γ)	76
6.4.3. Επίδραση της τιμής αγοράς της ενέργειας από τα υφιστάμενα $A/\Pi (c_{WFo}^*)$	77
6.4.4. Επίδραση της χωρητικότητας του άνω ταμιευτήρα (V_{up})	78
6.4.5. Γενικά συμπεράσματα	79
6.5. Καθορισμός της βέλτιστης λύσης –Περίπτωση αναφοράς	80
6.6. Παραμετρική διερεύνηση –Περίπτωση αναφοράς	83
7. Αξιοποίηση ΑΠΕ στη Λέσβο μετά την εγκατάσταση του συστήματος.....	86
8. Συμπεράσματα-Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.....	89
Λίστα Αναφορών.....	91
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α.....	94
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.....	98
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.....	101
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ.....	104

Λίστα Σχημάτων

Σχήμα 1.1. Ετήσια εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος Α/Π παγκοσμίως.	16
Σχήμα 1.2. Νέα και συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανά ήπειρο.	17
Σχήμα 1.3. Ετήσια εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος Α/Π στην Ευρώπη.	17
Σχήμα 1.4. Ετήσια εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Π στην Ελλάδα.	18
Σχήμα 1.5. Παραγωγή-Ζήτηση ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά το 2008.	18
Σχήμα 1.6. Μέσο κόστος παραγόμενης ενέργειας στα Ελληνικά νησιά.	19
Σχήμα 1.7. Γραφική απεικόνιση των περιορισμών του δικτύου στη διεύθυνση της αιολικής ενέργειας.	22
Σχήμα 1.8. Γραφική απεικόνιση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας λόγω των περιορισμών του δικτύου.	22
Σχήμα 2.1. Αρχαίος ανεμόμυλος για άντληση νερού στην Κίνα.	25
Σχήμα 2.2. Εγκαταλελειμμένος ανεμόμυλος σε περιοχή του Ηνωμένου Βασιλείου.	26
Σχήμα 2.3. Ο ανεμόμυλος Aermotor για άντληση νερού στο Τέξας.	26
Σχήμα 2.4. Απεικόνιση λειτουργίας ανεμόμυλου για άντληση νερού.	26
Σχήμα 2.5. Μέγεθος και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων μεθόδων αποθήκευσης.	27
Σχήμα 2.6. Η αντλησιοταμίευση στις χώρες της Ευρώπης (2006), στις ΗΠΑ (2007) και στην Ιαπωνία (2008).	27
Σχήμα 2.7. Μονάδα αντλησιοταμίευσης (La Muela) στην Ισπανία με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 635 MW. Αυτή τη στιγμή η μονάδα επεκτείνεται με την προσθήκη 852 MW (La Muela 2) και αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2012.	28
Σχήμα 2.8. Μονάδα αντλησιοταμίευσης στην Okinawa της Ιαπωνίας. Η θάλασσα παίζει τον ρόλο της κάτω δεξαμενής.	28
Σχήμα 2.9. Αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο στο Goldisthal της Γερμανίας με υψομετρική διαφορά 302 m, 4 αναστρέψιμες μονάδες συνολικής ονομαστικής ισχύος 1,06 GW και χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα 700.000 m ³	28
Σχήμα 2.10. Μονάδα αντλησιοταμίευσης στην Πενσυλβανία με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 435 MW.	29
Σχήμα 2.11. Αριστερά: Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στον Σφηκιά. Δεξιά: Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στον Θησαυρό.	29
Σχήμα 2.12. Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στο νησί El Hierro- Κανάρια νησιά.	30

Σχήμα 2.13. Εσωτερική διαμόρφωση και λουπές μονάδες παραγωγής του συστήματος της Ικαρίας.....	31
Σχήμα 2.14. Σύστημα ανεμογεννητριών με αντλησιοταμίευση	32
Σχήμα 2.15. Αποθήκευση και παραγωγή ενέργειας από το σύστημα.....	33
Σχήμα 3.1. Χάρτης της Ελλάδας και το νησί της Λέσβου.	34
Σχήμα 3.2. Το νησί της Λέσβου.....	35
Σχήμα 3.3. Ειδική κατανάλωση των θερμικών μηχανών.....	36
Σχήμα 3.4. Εξαγωγή του νερού ψύξης από το εργοστάσιο της ΔΕΗ.	36
Σχήμα 3.5. Ρύπανση που προκαλεί ο θερμικός σταθμός στη Μυτιλήνη.	37
Σχήμα 3.6. Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στο νησί της Λέσβου	37
Σχήμα 3.7. Περιοχές με τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό στο νησί της Λέσβου..	38
Σχήμα 3.8. Α/Γ στην περιοχή Κράτηγου (2 κατεστραμμένες, 1 σε λειτουργία).....	39
Σχήμα 3.9. Φωτογραφίες από το Α/Π των 4,2 MW στην Ερεσό.....	39
Σχήμα 3.10. Φωτογραφίες από το Α/Π των 4,8 MW στην Ερεσό.....	39
Σχήμα 3.11. Αξιόλογα γεωθερμικά πεδία Λέσβου.	40
Σχήμα 3.12. Ετήσια εξέλιξη ζήτησης αιχμής και κατανάλωσης ενέργειας.....	41
Σχήμα 3.13. Μέγιστη και ελάχιστη μέση-ωριαία ζήτηση φορτίου, 2007.	41
Σχήμα 3.14. Ζήτηση/παραγωγή ισχύος κατά τη διάρκεια του έτους 2007.	41
Σχήμα 3.15. Σύνθεση παραγωγής/ζήτησης ισχύος, Ιούλιος 2007.	42
Σχήμα 3.16. Σύνθεση παραγωγής/ζήτησης ισχύος, Οκτώβριος 2007.....	42
Σχήμα 4.1. Καμπύλη ισχύος Α/Γ Vestas V-27	43
Σχήμα 4.2. Καμπύλη ισχύος Α/Γ Enercon E-40_6_40	44
Σχήμα 4.3. Χρονοσειρά απορρίψεων της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από το Α/Π ονομαστικής ισχύος 1,8 MW, 2007.	45
Σχήμα 4.4. Χρονοσειρά απορρίψεων της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από το Α/Π ονομαστικής ισχύος 9 MW, 2007.	45
Σχήμα 4.5. Ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος και τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων με βάση τη σειρά ένταξης τους, 2007.....	47
Σχήμα 4.6. Μέγιστη διείσδυση αιολικών συστημάτων για τον μήνα Ιανουάριο 2007 για δύο διαφορετικά ανώτατα όρια διείσδυσης ($\lambda=30\%$ και $\lambda=40\%$).	48
Σχήμα 4.7. Ετήσια ποσοστά απορρόφησης και συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στη ζήτηση, $\lambda=30\%$	49
Σχήμα 5.1. Εισαγωγή δεδομένων στο πρόγραμμα.....	52
Σχήμα 5.2. Αλγόριθμος διαστασιολόγησης του συστήματος.....	54

Σχήμα 5.3. Το φράγμα στην Ερεσό.....	55
Σχήμα 5.4. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 15 MW Α/Π, $\lambda=0.30$	56
Σχήμα 5.5. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 15 MW Α/Π, $\lambda=0.40$	57
Σχήμα 5.6. Εύρος λειτουργίας των διαφόρων τύπων υδροστροβίλων μικρής ισχύος.....	58
Σχήμα 5.7. Ενδεικτική μεταβολή του ολικού βαθμού απόδοσης Υ/Σ.	58
Σχήμα 5.8. Απορρόφηση περίσσειας αιολικής ενέργειας σε σχέση με τη μεταβολή της ισχύος του αντλιοστασίου, 9+6 MW Α/Π, $1,5xV_{upmin}$, 1,5 MW ΥΣ, $\lambda=30\%$	60
Σχήμα 5.9. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 15 MW Α/Π, $E_{rejected}= 14.224$ MWh.....	61
Σχήμα 5.10. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 30 MW Α/Π, $E_{rejected}= 55.548$ MWh.....	61
Σχήμα 5.11. Κατανομή απωλειών κατά την διάρκεια άντλησης και παραγωγής, 15 MW Α/Π, $1,5xV_{upmin}$, 10,5 MW Υ/Σ.....	62
Σχήμα 5.12. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση σαν ποσοστό της παραγόμενης, 15 MW Α/Π.....	62
Σχήμα 6.1. Κόστος Υ/Σ συναρτήσει της ονομαστικής του ισχύος και της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης.....	65
Σχήμα 6.2. Κόστος αντλίας συναρτήσει της ονομαστικής της ισχύος και της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης.....	66
Σχήμα 6.3. Κόστος μετασχηματιστή συναρτήσει της ονομαστικής ισχύος.	66
Σχήμα 6.4. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 15 MW Α/Π, $c_{HT_o}=100$ €/MWh, $\gamma=40$, 20 και 0%.	74
Σχήμα 6.5. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 15 MW Α/Π, $c_{HT_o}=150$ €/MWh, $\gamma=40$, 20 και 0%.	75
Σχήμα 6.6. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 15 MW Α/Π, $c_{HT_o}=200$ €/MWh, $\gamma=40$, 20 και 0%.	76
Σχήμα 6.7. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 30 MW Α/Π, $c_{HT_o}=100$ €/MWh, $\gamma=40$, 20 και 0%.	76
Σχήμα 6.8. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 30 MW Α/Π, $c_{HT_o}=150$ €/MWh, $\gamma=40$, 20 και 0%.	77

Σχήμα 6.9. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 30 MW Α/Π, $c_{HT_o}=200$ €/MWh, $\gamma=40$, 20 και 0%.	78
Σχήμα 6.10. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 15 MW Α/Π.	79
Σχήμα 6.11. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 30 MW Α/Π.	79
Σχήμα 6.12. Σενάρια για $npv = npv_{\max}$, $c_{WF_o}^*$ =προσαρμοσμένη.	81
Σχήμα 6.13. Χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης, $c_{HT_o}=100$ €/MWh, $c_{WF_o}^*$ =προσαρμοσμένη.	82
Σχήμα 6.14. Σενάρια για $npv = npv_{\max}$, $c_{WF_o}^* =0$ και 30 €/MWh.	82
Σχήμα 6.15. Κατανομή αρχικού κόστους της επένδυσης.	83
Σχήμα 6.16. Χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης για τη περίπτωση αναφοράς με βάση το c_{HT_o} .	84
Σχήμα 7.1. Συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης, σε ετήσια βάση, σε σχέση με το N_{HT} και V_{ip} .	86
Σχήμα 7.2. Απορρόφηση περίσσειας αιολικής ενέργειας, $E_{rej}= 38.000$ MWh.	87
Σχήμα 7.3. Κατανομή παραγόμενης αιολικής ενέργειας από τα Α/Π ισχύος 24 MW για τη βέλτιστη λύση.	87
Σχήμα 7.4. Σύνθεση παραγωγής στο νησί της Λέσβου πριν και μετά την εγκατάσταση της προτεινόμενης λύσης.	88
Σχήμα 7.5. Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης από ΑΠΕ ανάλογα με την ονομαστική ισχύ των Α/Π και των Υ/Σ.	88

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 2.1. Μεγαλύτεροι ιδιοκτήτες μονάδων αντλησιοταμίευσης.....	29
Πίνακας 3.1. Μονάδες ΑΣΠ Λέσβου, στοιχεία 2007.	35
Πίνακας 3.2. Υφιστάμενα υδρολογικά έργα στο νησί της Λέσβου.	38
Πίνακας 3.3. Εγκατεστημένα Α/Π στη Λέσβο, στοιχεία 2007.....	40
Πίνακας 4.1. Πιθανές καταστάσεις λειτουργίας του θερμικού σταθμού.	46
Πίνακας 4.2. Σενάρια υπό διερεύνηση για εγκατεστημένη ισχύ αιολικών συστημάτων.	48
Πίνακας 5.1. Ληφθείσες τιμές δεδομένων για το μοντέλο ενεργειακής προσομοίωσης.	59
Πίνακας 6.1. Δείκτες βιωσιμότητας της επένδυσης.....	63
Πίνακας 6.2. Περιορισμοί και κριτήρια αξιολόγησης.	72
Πίνακας 6.3. Βέλτιστο μέγεθος των βασικών συνιστωσών του συστήματος.	82
Πίνακας 6.4. Δείκτες βιωσιμότητας της περίπτωσης αναφοράς.	85

Λίστα Συμβόλων-Συντομεύσεων

A_j	: Αποσβέσεις
A_{st}	: Συνολικό εμβαδόν ταμιευτήρων
ΑΠΕ	: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	: Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
a	: Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων
Α/Π	: Αιολικό Πάρκο
β	: Ποσοστό δανείου
c	: Μέση ταχύτητα ροής μέσα στον αγωγό
c_{HTo}	: Τιμή πώλησης στο δίκτυο της παραγόμενης από τους υδροστροβίλους εγγυημένης ενέργειας
\tilde{C}_n	: Συνολικά έξοδα στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
c_{PPCo}	: Τιμή της ενέργειας που αγοράζεται από τη ΔΕΗ για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης
C_s	: Σταθερό κόστος που περιλαμβάνει την κατασκευή της μονάδας ελέγχου, του οικίσκου υδροδυναμικών μηχανών, βοηθητικό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό κ.τ.λ.
c_{WFO}	: Τιμή πώλησης στο δίκτυο της ενέργειας από τα νέα αιολικά πάρκα
C_{WFO}^*	: Τιμή της ενέργειας που αγοράζεται από τα υφιστάμενα αιολικά πάρκα για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης (προσαρμοσμένη κατά περίπτωση)
γ	: Ποσοστό κρατικής επιχορήγησης
d	: Διάμετρος αγωγού
d_o	: Ημέρες αυτονομίας
δt_{HT}	: Ώρες παραγωγής ενέργειας από τους υδροστροβίλους
δt_{WP}	: Ώρες αποθήκευσης νερού στον άνω ταμιευτήρα
e	: Ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της παραγόμενης ενέργειας από τους υδροστροβίλους
e_1	: Ετήσιος ρυθμός αύξησης της συμβατικής ενέργειας που αγοράζεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης
E_j	: Συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του υβριδικού σταθμού σε ετήσια βάση
\tilde{E}_{C_n}	: Κόστος εισαγόμενης ενέργειας από τον θερμικό σταθμό και από τα υφιστάμενα αιολικά πάρκα στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
E_{HTj}	: Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από το υδροηλεκτρικό
E_{PPCj}	: Ενέργεια που αγοράζεται από τη ΔΕΗ για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση
E_{PPCo}	: Ενέργεια που αγοράζεται από τη ΔΕΗ για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης το έτος αναφοράς
$E_{rejected}$: Περίσσεια από τα αιολικά πάρκα ενέργεια
E_{WFj}	: Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά πάρκα
E_{WFO}^*	: Ενέργεια που αγοράζεται από τα υφιστάμενα αιολικά πάρκα για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης το έτος αναφοράς

EPC_{HT}	: Κόστος παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού όταν η παροχή εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο γίνεται από τους υδροστροβίλους
EPC_{HW}	: Κόστος παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού όταν η παροχή εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο γίνεται από τους υδροστροβίλους και από τα αιολικά πάρκα
EPC_{PPC}	: Κόστος παραγόμενης ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες
\tilde{F}_{C_n}	: Σταθερό κόστος συντήρησης & λειτουργίας στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
f_e	: Συντελεστής αναπροσαρμογής για την εκτίμηση της αξίας του χρήματος στο χρόνο
f_{w_i}	: Συντελεστής αναπροσαρμογής για την εκτίμηση της αξίας του χρήματος στο χρόνο
g	: Επιτάχυνση της βαρύτητας
\tilde{G}_n	: Συνολικά κέρδη στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
g_m	: Πληθωρισμός
H	: Διαθέσιμη υδραυλική πτώση
H_{HT}	: Ωφέλιμο ολικό ύψος υδροστροβίλων
i	: Χρονική αξία χρήματος
IC_{CE}	: Αρχικό κόστος έργων πολιτικού μηχανικού
IC_{EM}	: Αρχικό κόστος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού
IC_{HT}	: Αρχικό κόστος υδροστροβίλων
IC_o	: Αρχικό κόστος επένδυσης
IC_{others}	: Διάφορα άλλα κόστη της επένδυσης
IC_T	: Αρχικό κόστος μετασχηματιστή
IC_{TB}	: Αρχικό κόστος αγωγών
IC_{WP}	: Αρχικό κόστος αντλιών
IRR	: Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης της επένδυσης
L_g	: Μήκος νέου ηλεκτρικού δικτύου
\tilde{L}_n	: Έξοδα για την αποπληρωμή δανείου στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
L_r	: Μήκος νέων δρόμων
λ	: Ανώτατο όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος στη στιγμιαία ζήτηση φορτίου
n	: Χρόνος ζωής του έργου
n'	: Χρόνος αποπληρωμής δανείου
n^*	: Χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης
$N_{a_i}(t)$: Απορρόφηση αιολικής ισχύος από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού
N_{dmin}	: Τεχνικά ελάχιστα θερμικών μονάδων
N_{dj}^{min}	: Τεχνικό ελάχιστο θερμικής μονάδας
N_{dj}	: Ονομαστική (ή μέγιστη) ισχύς θερμικής μονάδας
N_{HT}	: Ονομαστική ισχύς υδροστροβίλων
η_{HT}	: Απόδοση υδροστροβίλων
n_{WP}	: Αριθμός αντλιών
N_i	: Ονομαστική ισχύς αιολικού πάρκου
ν_i	: Ποσοστό ενεργειακής παραγωγής που θα απορροφηθεί από κάθε αιολικό

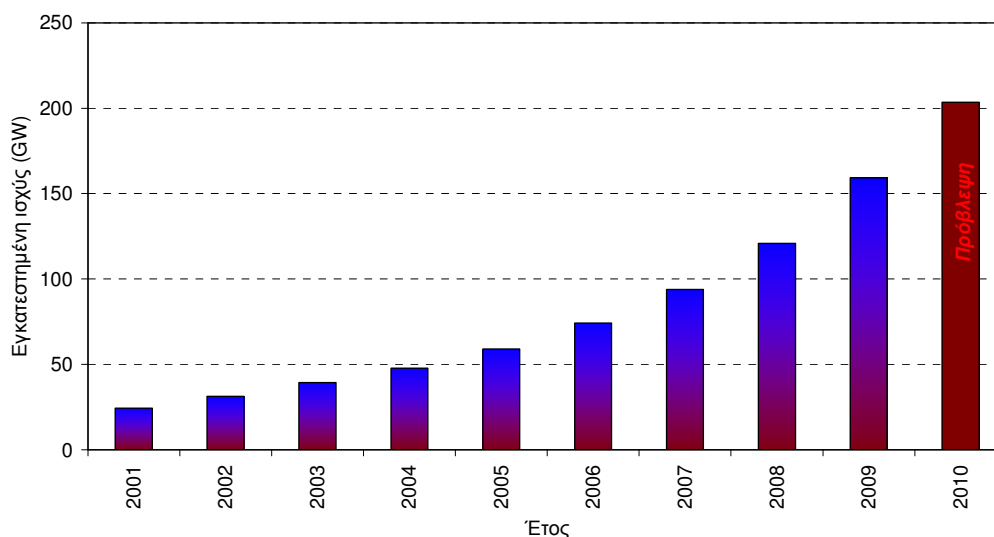
	πάρκο (υφιστάμενο ή νέο)
$N_L(t)$: Μέση-ωριαία ζήτηση φορτίου
N_T	: Ονομαστική του ισχύς μετασχηματιστή
$N_w^*(t)$: Μέγιστη μέση-ωριαία διείδυση αιολικής ισχύος
N_{WP}	: Ονομαστική του ισχύς αντλιών
$N_{w_r}(t)$: Μέση-ωριαία απόρριψη αιολικής ισχύος
$N_w(t)$: Συνολική παραγόμενη μέση-ωριαία ισχύς από τα αιολικά πάρκα
N_{w_1}'	: Μέση-ωριαία παραγόμενη ισχύς της μίας ανεμογεννήτριας Vestas V-27
N_{w_2}'	: Μέση-ωριαία παραγόμενη ισχύς της μίας ανεμογεννήτριας Enercon
N_{WF}	: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς νέων αιολικών πάρκων
NPV	: Καθαρά Παρούσα Αξία
npv	: Καθαρά Παρούσα Αξία (ανηγμένη ως προς τα ίδια κεφάλαια)
ΟΤΑ	: Οργανισμός Τοπικής Αυτοδιοίκησης
ρ	: Πυκνότητα του νερού
P_{r_s}	: Ειδικό κόστος κατασκευής ηλεκτρικού δικτύου και σύνδεση
P_{r_i}	: Ειδικό κόστος αγοράς γης
\tilde{P}_{R_n}	: Έξοδα για την πληρωμή τελών στον Οργανισμό Τοπικής Αυτοδιοίκησης (σε παρούσες αξίες)
P_{r_r}	: Ειδικό κόστος κατασκευής νέων δρόμων
$P_{r_{st}}$: Ειδικό κόστος κατασκευής ταμιευτήρων
$P_{r_{WF}}$: Ειδικό κόστος εγκατάστασης αιολικών πάρκων
PV	: Παρούσα Αξία μιας χρηματοροής
r	: Επιτόκιο δανεισμού
\tilde{R}_n	: Έσοδα στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
PAE	: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
\tilde{T}_n	: Έξοδα για την καταβολή φόρων στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης (σε παρούσες αξίες)
U_{cut-in}	: Ταχύτητα εκκίνησης ανεμογεννήτριας
$U_{cut-out}$: Ταχύτητα αποκοπής ανεμογεννήτριας
U_r	: Ονομαστική ταχύτητα ανεμογεννήτριας
\dot{V}_{HT}	: Παροχή όγκου νερού από τους υδροστροβίλους
V_{low}	: Χωρητικότητα του κάτω ταμιευτήρα
V_{up}	: Χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα
V_{upmin}	: Ελάχιστη χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα
V_{st}	: Συνολικός όγκος ταμιευτήρων
\dot{V}_{WP}	: Παροχή όγκου νερού από τις αντλίες
Y/Σ	: Υδροστροβίλος
w	: Ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της αιολικής ενέργειας που αγοράζεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης
w_1	: Ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της παραγόμενης αιολικής ενέργειας
\tilde{Y}_n	: Υπολλείπουσα αξία της επένδυσης στο τέλος της διάρκειας ζωής της (σε παρούσες αξίες)

1. Εισαγωγή

Σε αυτό το εισαγωγικό Κεφάλαιο γίνεται ανασκόπηση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα και παγκοσμίως και γίνεται αναφορά στους βασικούς λόγους που περιορίζουν την περαιτέρω ανάπτυξη της κυρίως σε αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα. Επίσης, παρουσιάζεται η υφιστάμενη κατάσταση ηλεκτροπαραγωγής στα Ελληνικά νησιά καθώς και στοιχεία για το κόστος παραγόμενης ενέργειας "*Energy Production Cost, (EPC_{PPC})*" σε αυτά. Τέλος, γίνεται αναλυτική παρουσίαση της μεθοδολογίας προσδιορισμού της μέγιστης αιολικής ισχύος σε ένα αυτόνομο δίκτυο η οποία και αποτελεί βασικό εργαλείο στη διεξαγωγή της παρούσας εργασίας.

1.1. Παρούσα κατάσταση αιολικής ενέργειας στη Ελλάδα και στον κόσμο

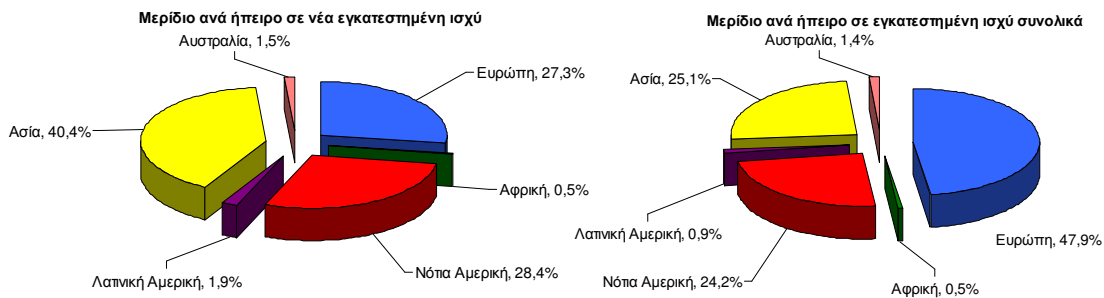
Η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς έφτασε περίπου τα 159,2 GW το 2009, παρουσιάζοντας μια αύξηση της τάξεως του 32% σε σχέση με το προηγούμενο έτος (Σχήμα 1.1). Παρά την παγκόσμια οικονομική κρίση, οι επενδύσεις σε νέα αιολικά πάρκα (Α/Π) παρουσίασαν σημαντική άνοδο, υπερβαίνοντας κάθε προσδοκία. Όλα τα εγκατεστημένα Α/Π ανά τον κόσμο, είναι σε θέση πλέον να παράγουν 340 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, ετησίως, ποσότητα που αντιστοιχεί στην συνολική ζήτηση της Ιταλίας που ισοδυναμεί με το 2% της παγκόσμιας κατανάλωσης ηλεκτρισμού. Οι ΗΠΑ βρίσκονται σταθερά στη πρώτη θέση εγκατεστημένης ισχύος αιολικών, η Κίνα στη δεύτερη και η Γερμανία στη τρίτη. Η Ασία κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο νέων εγκαταστάσεων (40,4%), ενώ ακολουθεί η Νότια Αμερική (28,4%) και η Ευρώπη στη τρίτη θέση (27,3%) (Σχήμα 1.2) [1]. Το 2009, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών συστημάτων στην Ευρώπη έφτασε τα 76,2 GW, διατηρώντας έτσι την κυρίαρχη θέση παγκοσμίως σε συνολικά μεγέθη (Σχήμα 1.2) που αναμένεται να ξεπεράσουν τα 100 GW μέσα στα επόμενα 2 χρόνια (Σχήμα 1.3) [2].



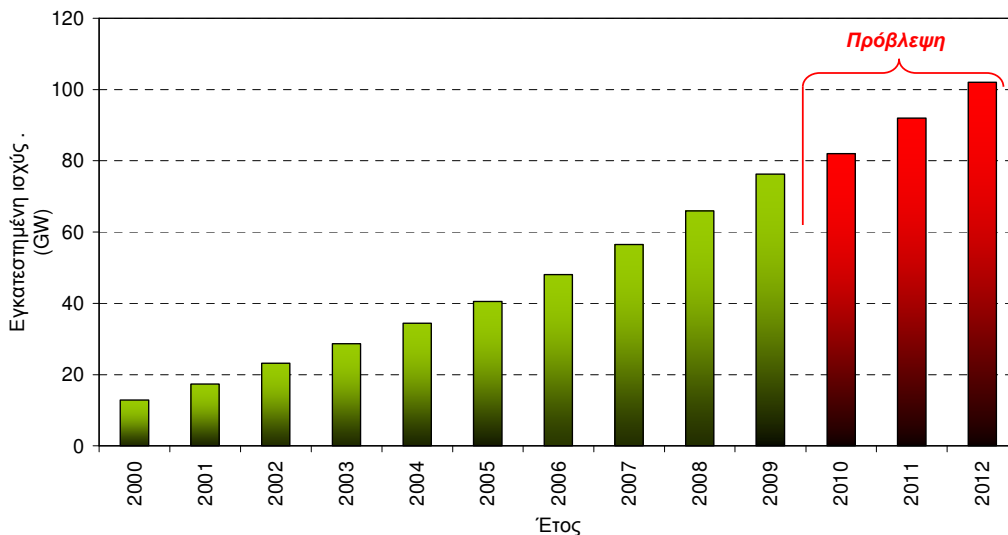
Σχήμα 1.1. Ετήσια εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος Α/Π παγκοσμίως.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει δρομολογήσει τα τελευταία χρόνια μια σειρά από δράσεις και μέτρα ώστε να επιτύχει την περαιτέρω ανάπτυξη τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών

Ενέργειας (ΑΠΕ) και επομένως την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε όλα τα κράτη μέλη. Η πιο σημαντική πρωτοβουλία, που σχετίζεται με την ανάπτυξη μιας κοινής ευρωπαϊκής πολιτικής για την ενέργεια συμφωνήθηκε στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο το Μάρτιο του 2007, αναφέρεται σε ένα συνολικό Ενεργειακό Σχέδιο Δράσης. Η ουσιαστική υλοποίηση των πολιτικών και των δράσεων που προβλέπονται σε αυτή την απόφαση και των δεσμεύσεων των κρατών μελών, συνοψίζεται στην επίτευξη των στρατηγικών στόχων που αναφέρονται ως τα τρία εικοσάρια «20-20-20». Ως το 2020, θα πρέπει να έχει επιτευχθεί μείωση των εκπομπών του αερίου του θερμοκηπίου κατά 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%, και τέλος, βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%.

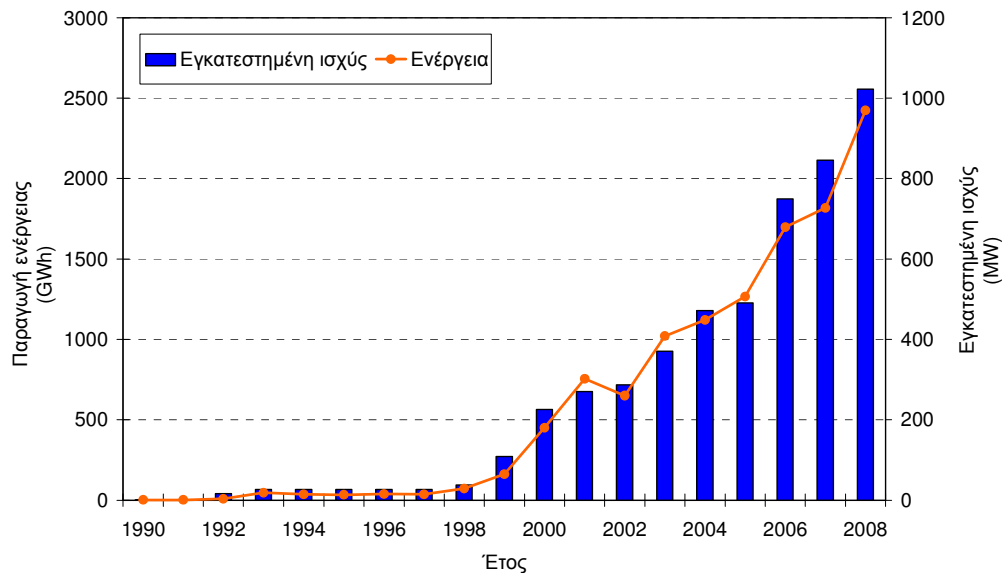


Σχήμα 1.2. Νέα και συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανά ήπειρο.



Σχήμα 1.3. Ετήσια εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος Α/Π στην Ευρώπη.

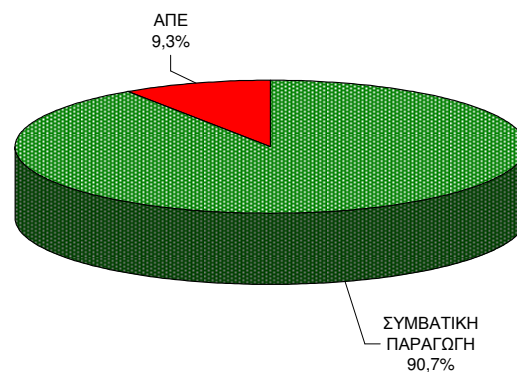
Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο είναι της τάξης του 5,6% σε επίπεδο συνολικής ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης και της τάξης του 17,7% σε επίπεδο εγχώριας πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2008 ήταν 1,8 Μτοε, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 1990 ήταν 1,2 Μτοε. Εξ' αυτών 193 κτοε (3,5%) οφείλονται στη παραγωγή αιολικών συστημάτων [3]. Η εγκατεστημένη ισχύς Α/Π ανέρχεται στα 1.022 MW (2008) (από αυτά περίπου τα 750 MW τροφοδοτούν το διασυνδεδεμένο δίκτυο) συνεισφέροντας περίπου 2.500 GWh ενέργειας ετησίως στην ηλεκτρική κατανάλωση της χώρας (Σχήμα 1.4). Ο στόχος για το 2020, είναι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π να φθάσει τα 6.000-8.000 MW.



Σχήμα 1.4. Ετήσια εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Π στην Ελλάδα.

1.2. Υφιστάμενη κατάσταση παραγωγής ενέργειας στα Ελληνικά νησιά

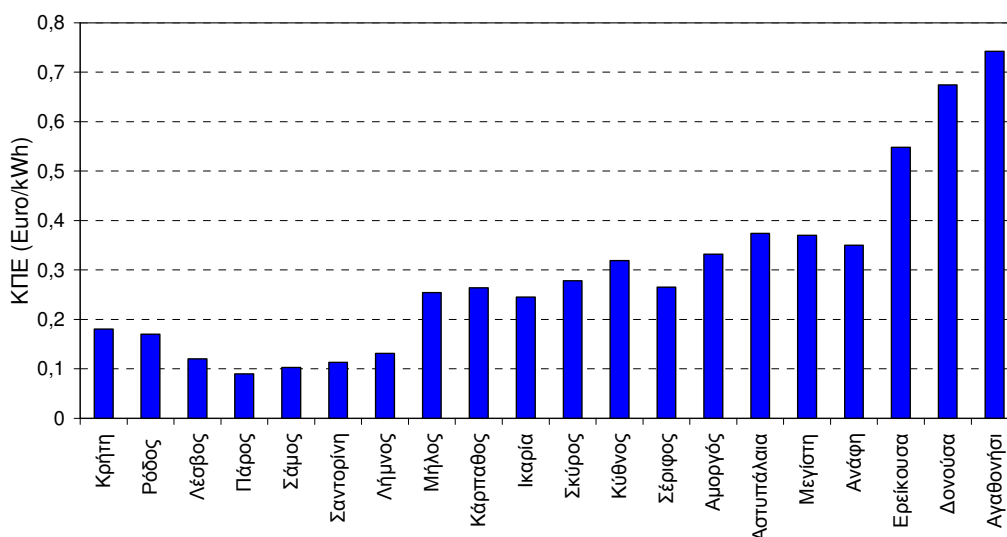
Η παραγωγή ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας, βασίζεται κυρίως στους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) με χρήση συμβατικών καυσίμων ενώ η συνεισφορά των ΑΠΕ ανέρχεται μόλις στο 9% της συνολικής παραγωγής (Σχήμα 1.5). Συγκεκριμένα, για το 2008, η συνολική παραγωγή ενέργειας ήταν περίπου 6.250 GWh και μόλις 580 GWh προήλθαν από ΑΠΕ [4].



Σχήμα 1.5. Παραγωγή-Ζήτηση ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά το 2008 [4].

Η ΔΕΗ είναι, ως γνωστόν, διαχειρίστρια του δικτύου, αποκλειστικός προμηθευτής και πρακτικά μοναδικός παραγωγός με συμβατικά καύσιμα. Με τον πολλαπλό αυτό ρόλο, καλείται να αντιμετωπίσει σειρά ποικιλόμορφων προβλημάτων ηλεκτροδότησης. Τα προβλήματα αυτά περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων την ανεπάρκεια ισχύος σε αρκετές νησιωτικές περιοχές, εποχιακές διακυμάνσεις, παλαιότητα υφιστάμενων συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και αδύναμα δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Επιπλέον, η ηλεκτροδότηση των νησιών είναι στενά συνδεδεμένη με πολύ μεγάλα κόστη παραγωγής ενέργειας. Το κόστος παραγωγής για τη ΔΕΗ στα νησιά είναι υψηλότερο από την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα το σύνολο των καταναλωτών της χώρας να επιδοτεί εμμέσως και ορθά, για λόγους κοινωνικής ισότητας, τις νησιωτικές περιοχές. Όπως είναι εύλογο, με την άνοδο των τιμών του πετρελαίου, το κόστος αυτό ανεβαίνει, αφού το κόστος καυσίμου αποτελεί το 50% περίπου του συνολικού κόστους της κιλοβατώρας. Στο Σχήμα 1.6, φαίνεται ενδεικτικά το μέσο κόστος παραγωγής ενέργειας σε κάποια νησιά. Στις τιμές που απεικονίζονται δεν συμπεριλαμβάνεται το λεγόμενο 'εξωτερικό' κόστος που πληρώνει η κοινωνία ως τίμημα για τη λειτουργία ρυπογόνων πετρελαϊκών σταθμών και τις συνέπειες που έχει η καύση του πετρελαίου στην υγεία, το περιβάλλον και το κλίμα του πλανήτη. Συγκεκριμένα, για κάθε κιλοβατώρα που παράγεται στους πετρελαϊκούς σταθμούς εκλύεται στην ατμόσφαιρα περίπου 1 κιλό διοξειδίου του άνθρακα. Οι συνολικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στα νησιά όπου η ΔΕΗ διαθέτει μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, είναι περίπου 4 εκατ. τόνοι ετησίως. Επιπλέον, οι σταθμοί αυτοί (συχνά κοντά σε οικιστικά σύνολα) επιβαρύνουν τοπικά το περιβάλλον με ρύπους και ενίοτε είναι εξαιρετικά θορυβώδεις. Σχετικές μελέτες αναφέρουν πως το 'εξωτερικό' αυτό κόστος θα έπρεπε να επιβαρύνει την τιμή της κιλοβατώρας κατά 4-6,8 λεπτά (0,04-0,068 €/kWh). Αν μάλιστα οι επιπτώσεις των κλιματικών αλλαγών αποδειχθούν δυσμενέστερες των προβλεπόμενων, τα κόστη αυτά μπορεί να φτάσουν πολύ υψηλότερα.



Σχήμα 1.6. Μέσο κόστος παραγόμενης ενέργειας στα Ελληνικά νησιά.

Για να αντιμετωπίσει πολλά από τα προαναφερθέντα προβλήματα (κυρίως αυτό της ανεπάρκειας ισχύος), η ΔΕΗ προγραμματίζει την εγκατάσταση πολλών νέων πετρελαϊκών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνολικής ισχύος αρκετών δεκάδων μεγαβάτ (MW). Η επιλογή αυτή όμως, απλώς παρατείνει τη σημερινή κατάσταση και δεν λύνει μακροπρόθεσμα τα προβλήματα, ιδίως αυτά που σχετίζονται με την περιβαλλοντική διάσταση της παραγωγής ενέργειας.

1.3. Περιορισμοί διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα

Η συνεισφορά των αιολικών συστημάτων στην ηλεκτροδότηση της χώρας, μέχρι στιγμής,

είναι σε γενικές γραμμές περιορισμένη. Η στοχαστική συμπεριφορά του ανέμου που συνεπάγεται τη μη-σταθερή, και εν μέρει απρόβλεπτη παροχή ισχύος από τα αιολικά, έχει οδηγήσει, ως γνωστόν, στην επιβολή περιορισμών διείσδυσης της αιολικής ενέργειας για λόγους προστασίας του ηλεκτρικού δικτύου. Το πρόβλημα της διαχείρισης της ενέργειας που προέρχεται από Α/Π γίνεται ακόμη πιο έντονο και ανελαστικό όσο μικρότερο είναι το δίκτυο που τροφοδοτείται, όπως συμβαίνει στα νησιά, ακόμη και σε αυτά του μεγέθους της Κρήτης. Ήδη κάποια νησιά έχουν φθάσει το όριο πέρα από το οποίο προκαλείται αστάθεια στο ηλεκτρικό δίκτυο, οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας σε αυτά καθίσταται αδύνατη.

Η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά καθορίζεται από τους τεχνικούς περιορισμούς των τοπικών ηλεκτρικών δικτύων. Σύμφωνα με τη νομοθεσία, ο διαχειριστής του ηλεκτρικού συστήματος επιτρέπεται να απορρίπτει την αιολική ενέργεια όταν αυτή δεν μπορεί να απορροφηθεί (π.χ. τις ώρες χαμηλής ζήτησης με ταυτόχρονα μεγάλη αιολική παραγωγή). Οι περιορισμοί των ηλεκτρικών δικτύων σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων (τεχνικά ελάχιστα λειτουργίας και ταχύτητα ανάληψης φορτίου). Πρακτικά, κάθε στιγμή απαιτείται να είναι ενταγμένες και να λειτουργούν συμβατικές μονάδες ικανές να καλύψουν τις αυξομειώσεις ή μια πιθανή απώλεια της αιολικής παραγωγής. Η εμπειρία έχει δείξει ότι τα Α/Π σε αυτόνομα ελληνικά νησιά με βάση την υπάρχουσα υποδομή δεν μπορούν να καλύψουν περισσότερο από το 15% της ετήσιας ζήτησης, ενώ παράλληλα ένα μέρος της τάξεως του 15-20% της ετήσιας αιολικής ενέργειας περικόπτεται [5].

Μέχρι πρόσφατα, η νομοθεσία (Νόμος 2244/94) όριζε σαν ανώτατο ποσοστό διείσδυσης για τα αιολικά το 30% της ζήτησης αιχμής του προηγούμενου έτους με σκοπό τη διασφάλιση ομαλής και ασφαλούς λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος. Το 2003, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) πρότεινε μια μεθοδολογία υπολογισμού [6] διείσδυσης αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και με βάση την εφαρμογή αυτής προκηρύσσονται νέα όρια αιολικής ισχύος. Τα όρια αυτά μπορεί να διαφέρουν από νησί σε νησί, ανάλογα με τις ιδιαιτερότητες των συνθηκών λειτουργίας του συστήματος, τόσο από πλευράς συμβατικών μονάδων (π.χ. ικανότητα ρύθμισης), όσο και από πλευράς αιολικών σταθμών (αριθμός, μέγεθος και είδος των ανεμογεννητριών, διασπορά των ανεμογεννητριών στο νησί κλπ). Παρόλα αυτά, η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας εξακολουθεί να παραμένει σημαντικά περιορισμένη, με βάση τη σημερινή τεχνολογία ανεμογεννητριών και τα συνήθη μέσα ρύθμισης των πετρελαϊκών μονάδων, λόγω της ανυπαρξίας άλλων μέσων αντιστάθμισης (π.χ. αποθηκευτικά μέσα) της ταχείας διακύμανσης της αιολικής παραγωγής.

Για τον υπολογισμό της μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος σε ένα αυτόνομο σύστημα απαραίτητα στοιχεία είναι η ωριαία ζήτηση φορτίου, τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων του εκάστοτε θερμικού σταθμού, οι ειδικές τους καταναλώσεις, ο τύπος καυσίμου που χρησιμοποιούν και η σειρά ένταξης τους [7]. Συγκεκριμένα, τα παρακάτω βήματα μπορούν να ακολουθηθούν:

- I) Καθορισμός της σειράς ένταξης των μονάδων με βάση τον τύπο καυσίμου που χρησιμοποιούν ώστε να επιτευχθεί το ελάχιστο δυνατό κόστος παραγωγής.
- II) Με βάση τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων, τη σειρά ένταξης τους και τις ειδικές τους καταναλώσεις, προσδιορίζονται "n" σημεία λειτουργίας του θερμικού σταθμού. Η ελάχιστη παροχή ισχύος (N_{dmin}) των "εν λειτουργία" θερμικών μονάδων υπολογίζεται σύμφωνα με τη παρακάτω σχέση [8]:

$$N_{d \min} = \sum_{j=1}^{j=\max} N_{dj}^{\min} = \sum_{j=1}^{j=\max} k_j \cdot N_{dj} \quad (1)$$

όπου το τεχνικό ελάχιστο κάθε μονάδας (N_{dj}^{\min}) εκφράζεται μέσω ενός κατάλληλου συντελεστή (k_j) και της ονομαστικής (ή μέγιστης) του ισχύος (N_{dj}). Τυπικές τιμές του k_j είναι 30-50% για μηχανές που χρησιμοποιούν βαρύ πετρέλαιο και 20-35% για μηχανές που χρησιμοποιούν diesel, μεγάλο ρόλο όμως παίζει η ηλικία και η κατάσταση της μηχανής.

- III) Λαμβάνεται υπόψη ένα πρόγραμμα συντήρησης των μηχανών, κατά το οποίο κάποιες μονάδες τίθενται για μηνιαία χρονικά διαστήματα εκτός λειτουργίας, εξαιρώντας τους μήνες που η ζήτηση είναι πολύ μεγάλη (π.χ. καλοκαιρινοί μήνες). Οι μηχανές που θα δουλεύουν σε ωριαία βάση προσδιορίζονται βρίσκοντας τον ελάχιστο αριθμό μηχανών που πρέπει να είναι ενταγμένες ώστε να διασφαλίζεται η κάλυψη της μέσης-ωριαίας ζήτησης ισχύος και υποθέτοντας ότι το άθροισμα των τεχνικών τους ελαχίστων είναι η λιγότερη ποσότητα ισχύος που πρέπει να παραχθεί από τις θερμικές μηχανές [6].

Πρακτικά η μέγιστη μέση-ωριαία διείσδυση αιολικής ισχύος σε ένα αυτόνομο δίκτυο είναι ίση με τη διαφορά μεταξύ της ζήτησης φορτίου ($N_L(t)$) και της ελάχιστης ισχύος (τεχνικά ελάχιστα) που παράγεται από τις εν λειτουργία θερμικές μηχανές. Πιο συγκεκριμένα, η μέγιστη μέση ωριαία διείσδυση αιολικής ισχύος ($N_w^*(t)$) μπορεί να υπολογιστεί ως εξής [5, 9]:

$$\text{Εάν } N_L(t) \leq N_{d \min}(t) \rightarrow N_w^*(t) = 0 \quad (2)$$

Σ' αυτή τη περίπτωση, δεν απορροφάται καθόλου αιολική ενέργεια από το τοπικό δίκτυο και έτσι όλη η παραγόμενη ενέργεια από τα Α/Π απορρίπτεται.

$$\text{Εάν } N_{d \min}(t) \leq N_L(t) \leq (1 + \lambda) \cdot N_{d \min}(t) \rightarrow N_w^*(t) = N_L(t) - N_{d \min}(t) \quad (3)$$

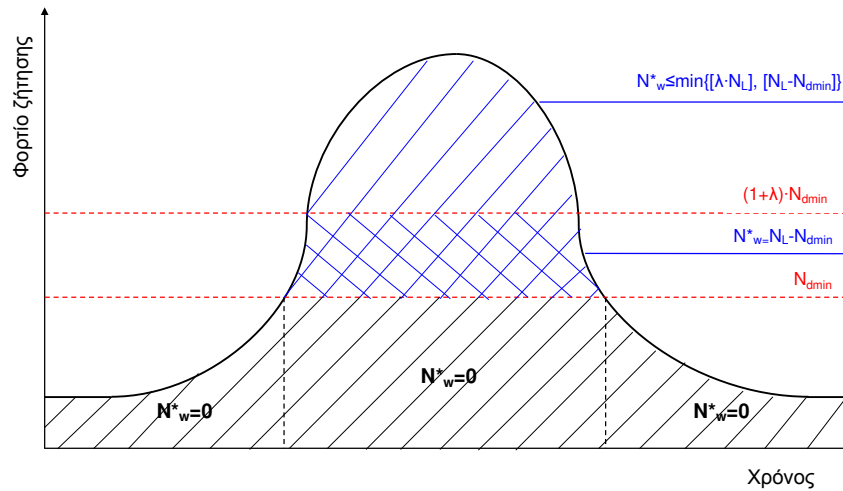
όπου το λ είναι το ανώτατο όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος στη στιγμιαία ζήτηση φορτίου.

Τέλος,

$$\text{Εάν } N_L(t) \geq (1 + \lambda) \cdot N_{d \min}(t) \rightarrow N_w^*(t) \leq \min\{[\lambda \cdot N_L(t)], [N_L(t) - N_{d \min}(t)]\} \quad (4)$$

Σ' αυτή τη περίπτωση, η διείσδυση αιολικής ισχύος οριοθετείται από το ανώτατο όριο διείσδυσης, ενώ συνυπολογίζονται και τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων.

Στο Σχήμα 1.7 που ακολουθεί συνοψίζονται γραφικά όλες οι παραπάνω περιπτώσεις με τους αντίστοιχους περιορισμούς.



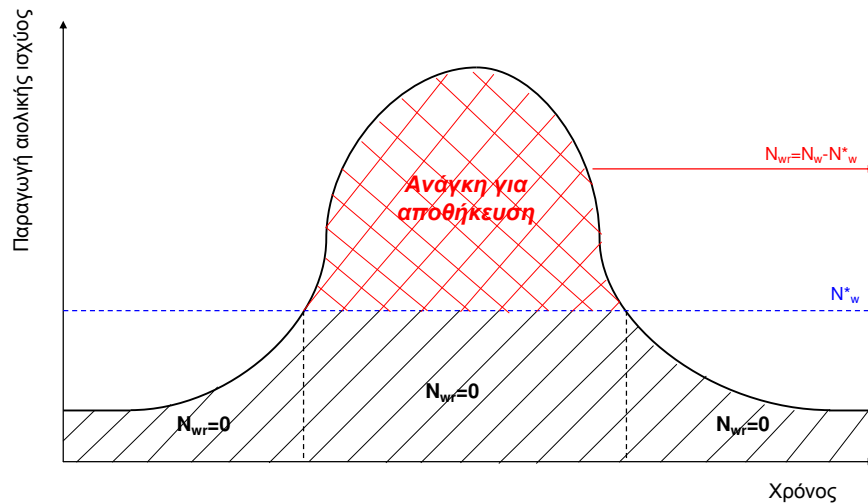
Σχήμα 1.7. Γραφική απεικόνιση των περιορισμών του δικτύου στη διεύθυνση της αιολικής ενέργειας.

Έτσι, οι απορρίψεις αιολικής ισχύος ($N_{w_r}(t)$), λόγω των παραπάνω περιορισμών, σε ένα αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο (Σχήμα 1.8) θα είναι:

$$\text{Εάν } N_w(t) > N_w^*(t) \rightarrow N_{w_r}(t) = N_w(t) - N_w^*(t) \quad (5)$$

$$\text{Εάν } N_w(t) \leq N_w^*(t) \rightarrow N_{w_r}(t) = 0 \quad (6)$$

όπου με $N_w(t)$ συμβολίζεται η συνολική παραγόμενη μέση-ωριαία ισχύς από τα Α/Π.



Σχήμα 1.8. Γραφική απεικόνιση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας λόγω των περιορισμών του δικτύου.

1.4. Διάρθρωση της εργασίας

Στο εισαγωγικό Κεφάλαιο, γίνεται ανασκόπηση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα και

παγκοσμίως και περιγράφονται οι περιορισμοί που επιβάλλονται για λόγους προστασίας των ηλεκτρικών δικτύων και έχουν σαν αποτέλεσμα τον περιορισμό της περαιτέρω ανάπτυξης των αιολικών συστημάτων κυρίως σε αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα. Επίσης, παρουσιάζεται η υφιστάμενη κατάσταση ηλεκτροπαραγωγής στα Ελληνικά νησιά καθώς και στοιχεία για το κόστος παραγόμενης ενέργειας σε αυτά. Τέλος, γίνεται αναλυτική παρουσίαση της μεθοδολογίας προσδιορισμού της μέγιστης αιολικής ισχύος σε ένα αυτόνομο δίκτυο η οποία και αποτελεί βασικό εργαλείο στη διεξαγωγή της παρούσας εργασίας.

Στο **Κεφάλαιο 2**, αρχικά παρουσιάζονται ενδεικτικές εφαρμογές συνδυασμένης διαχείρισης νερού και αέρα με αναφορές χιλιάδες χρόνια πριν όπου διάφοροι τύποι ανεμόμυλων χρησιμοποιούνταν για την κάλυψη αναγκών όπως άντληση υδάτων και άλεσμα σιταριού. Στη συνέχεια, γίνεται αναφορά στις πρώτες μονάδες αντλησιοταμίευσης καθώς και στη σημερινή συνεισφορά τέτοιων μονάδων στην κάλυψη φορτίων ζήτησης ενέργειας στην Ελλάδα και ανά τον κόσμο. Τέλος, γίνεται αναλυτική περιγραφή της αρχής λειτουργίας ενός αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια ο οποίος και μελετάται στη παρούσα μελέτη.

Στο **Κεφάλαιο 3**, γίνεται παρουσίαση της νήσου Λέσβου. Παρουσιάζονται αναλυτικά στοιχεία που αφορούν στην υφιστάμενη σύνθεση ηλεκτροπαραγωγής στο νησί (για το έτος 2007) καθώς και στη συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτρική κατανάλωση.

Στο **Κεφάλαιο 4**, γίνεται μοντελοποίηση της λειτουργίας του τοπικού συστήματος παραγωγής με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που τον απαρτίζουν (π.χ. τεχνικά ελάχιστα, ειδικές καταναλώσεις, σειρά ένταξης κτλ.). Έτσι, υπολογίζονται τα περιθώρια ένταξης νέων αιολικών συστημάτων (χωρίς αντλησιοταμίευση) στο νησί και οι αντίστοιχες απορρίψεις αιολικής ενέργειας από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο, δεδομένα απαραίτητα για την ενεργειακή προσομοίωση του αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια.

Στο **Κεφάλαιο 5**, γίνεται σύντομη περιγραφή του ενεργειακού μοντέλου προσομοίωσης, των βασικών υπολογισμών του και των αρχείων εξόδου. Εν συνεχεία, γίνεται αναφορά σε τοπικές και άλλες παραμέτρους που παίζουν καθοριστικό ρόλο στην αξιολόγηση της οικονομοτεχνικής συμπεριφοράς ενός τέτοιου συστήματος, όπως για παράδειγμα είναι η εκμετάλλευση μιας υφιστάμενης δεξαμενής στο νησί ως κάτω ταμιευτήρα στη μονάδα αντλησιοταμίευσης. Επίσης, γίνεται αναφορά στον τρόπο επιλογής της ισχύος των αντλιών, στη χρήση μονού αγωγού έναντι διπλού, και στον τύπο του υδροστροβίλου που υιοθετείται στη παρούσα μελέτη. Τέλος, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της παραμετρικής μελέτης διαστασιολόγησης του συστήματος για πολλούς πιθανούς συνδιασμούς μεγεθών Α/Π, υδροστροβίλων και χωρητικότητας άνω ταμιευτήρα.

Στο **Κεφάλαιο 6**, παρουσιάζεται αναλυτικά το οικονομικό μοντέλο αξιολόγησης και οι δείκτες βιωσιμότητας της επένδυσης (Καθαρά Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης, χρόνος αποπληρωμής και κόστος παραγόμενης ενέργειας) που χρησιμοποιούνται στην παρούσα εργασία για την εκτίμηση της αποδοτικότητας του συστήματος από οικονομική σκοπιά. Εν συνεχεία, παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα όλων των πιθανών συνδιασμών λειτουργίας του συστήματος που έχουν προκύψει από το ενεργειακό μοντέλο προσομοίωσης. Αναδεικνύεται η μεγάλη εξάρτηση των εξεταζόμενων δεικτών βιωσιμότητας της επένδυσης σε παραμέτρους, όπως είναι η τιμή πώλησης -της παραγόμενης από τους Υ/Σ- εγγυημένης ισχύος, η κρατική επιχορήγηση και η τιμή αγοράς της περίσσειας ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π στο νησί. Τέλος, η βέλτιστη λύση επιλέγεται με βάση τη

μεγιστοποίηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας ενώ επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη διάφορα κριτήρια αξιολόγησης και περιορισμοί της ισχύουσας νομοθεσίας.

Στο **Κεφάλαιο 7**, παρουσιάζεται η διεύθυνση ΑΠΕ στο νησί της Λέσβου μετά την εγκατάσταση του προτεινόμενου συστήματος. Γίνεται αναφορά στα ποσοστά απορρόφησης της περίσσειας αιολικής ενέργειας (παραγόμενη από τα νέα και υφιστάμενα Α/Π) για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης της μονάδας και τέλος αναλύεται η σύνθεση ενεργειακής παραγωγής στο νησί πριν και μετά την υλοποίηση του έργου.

Τέλος, στο **Κεφάλαιο 8**, γίνεται ανακεφαλαίωση της εργασίας.

Στο **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α**, παρουσιάζονται τα διαγράμματα της συχνότητας και αθροιστικής πιθανότητας απορρίψεων αιολικής ισχύος για Α/Π μέχρι 30 MW για δύο ανώτατα όρια διεύθυνσης της αιολικής ενέργειας (30% και 40%) στη ζήτηση φορτίου του νησιού.

Στο **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β**, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του ενεργειακού μοντέλου προσομοίωσης για Α/Π μέχρι 30 MW. Συγκεκριμένα, παρουσιάζονται τα διαγράμματα της συνολικής ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση.

Στο **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ**, παρουσιάζονται τα διαγράμματα του ποσοστού ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π μέχρι 30 MW για την άντληση σε ετήσια βάση. Εδώ φαίνεται ο περιορισμός του 30% που επιβάλλει η ισχύουσα νομοθεσία, δηλαδή, η συμβατική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την άντληση σε ετήσια βάση, να μη ξεπερνά το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται.

Στο **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ**, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης για Α/Π μέχρι 30 MW, για διάφορες τιμές πώλησης της εγγυημένης ισχύος που παράγεται από τους Υ/Σ (100, 150 και 200 €/MWh), για διάφορα ποσοστά κρατικής επιχορήγησης (0, 20 και 40%) και για διάφορες τιμές αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π (προσαρμοσμένη, 0 και 30 €/MWh).

2. Λειτουργία συστήματος αιολικών σε συνδυασμό με σύστημα αντλησιοταμίευσης

Σε αυτό το Κεφάλαιο αρχικά παρουσιάζονται ενδεικτικές εφαρμογές συνδυασμένης διαχείρισης νερού και αέρα με αναφορές χιλιάδες χρόνια πριν όπου διάφοροι τύποι ανεμόμυλων χρησιμοποιούνταν για την κάλυψη αναγκών όπως άντληση υδάτων και άλεσμα σιταριού. Γίνεται αναφορά στις πρώτες μονάδες αντλησιοταμίευσης καθώς και στη σημερινή συνεισφορά τέτοιων μονάδων στην κάλυψη φορτίων ζήτησης ενέργειας στην Ελλάδα και ανά τον κόσμο. Τέλος, γίνεται αναλυτική περιγραφή της αρχής λειτουργίας ενός αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια ο οποίος και μελετάται στη παρούσα μελέτη.

2.1. Ανασκόπηση-Ενδεικτικές εφαρμογές συνδυασμένης διαχείρισης νερού και αέρα

Είναι γνωστό ότι η διαχείριση του νερού από την κοινωνία για την κάλυψη σημαντικών αναγκών έχει ξεκινήσει χιλιάδες χρόνια πριν με ιστορικά παραδείγματα τα Ρωμαϊκά υδραγωγεία και τις Αιγυπτιακές τεχνικές άρδευσης. Οι πρώτοι ανεμόμυλοι ανακαλύφθηκαν στην ανατολική Περσία τον 9^ο αιώνα [10] και μετέπειτα χρησιμοποιήθηκαν ευρέως στη Μέση Ανατολή, Κεντρική Ασία, Κίνα και Ινδία για άλεσμα σιταριού και για άντληση νερού [11]. Είχαν έξι με δώδεκα πανιά που στηρίζονταν σε οριζόντιους ξύλινους δοκούς οι οποίοι συνδέονταν σε κατακόρυφο ξύλινο άξονα. Στο Σχήμα 2.1, φαίνεται ένας ανεμόμυλος κατασκευασμένος με έξι πανιά που χρησιμοποιούνταν για άντληση νερού στη Κίνα.



Σχήμα 2.1. Αρχαίος ανεμόμυλος για άντληση νερού στην Κίνα [12].

Η έννοια των ανεμόμυλων εξαπλώθηκε στην Ευρώπη μετά τις Σταυροφορίες. Τα αρχαιότερα τεκμήρια εμφανίζονται περίπου το 1270, με ανεμόμυλους οριζοντίου άξονα, με τέσσερα πτερύγια, λόγω αποδοτικότερης λειτουργίας. Η συνδυασμένη διαχείριση νερού και αέρα έβρισκε εφαρμογή σε αρκετές περιοχές του Ηνωμένου Βασιλείου, αλλά μετέπειτα τέτοιου είδους συστήματα εγκαταστάθηκαν από ηλεκτρικές αντλίες. Πολλοί όμως ανεμόμυλοι εξακολουθούν να υπάρχουν, εγκαταλελειμμένοι βέβαια, σε κάποιες περιοχές, όπως αυτός που απεικονίζεται στο Σχήμα 2.2.

Στις ΗΠΑ, η κατασκευή ανεμόμυλων για άντληση νερού αποτέλεσε βασικό παράγοντα για την ανάπτυξη της κτηνοτροφίας και της γεωργίας. Δύο αντιπροσωπευτικά παραδείγματα είναι ο ανεμόμυλος Eclipse που κατασκευάστηκε το 1867 και το Aermotor το οποίο εμφανίστηκε για πρώτη φορά το 1888 και βρίσκεται ακόμα και σήμερα σε παραγωγή

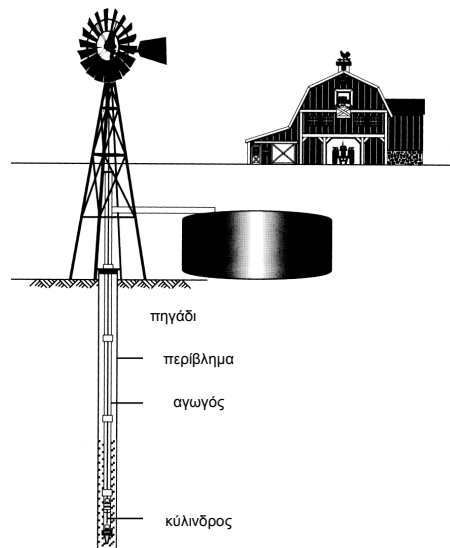
(Σχήματα 2.3, 2.4). Επίσης, τέτοια συστήματα συνέβαλαν σημαντικά στην επέκταση σιδηροδρομικών μεταφορών σε ολόκληρο τον κόσμο, με την άντληση νερού από πηγάδια να καλύπτει τις ανάγκες των ατμομηχανών. Τέτοιου είδους συστήματα χρησιμοποιούνται ακόμα και σήμερα, σε αρκετά μέρη του κόσμου, για την άντληση νερού και έχουν περίπου 2,5m διάμετρο περυγίων. Πιο συγκεκριμένα, στη δεκαετία του 1990, υπήρχαν περίπου 600.000 συστήματα στην Αργεντινή, 250.000 στην Αυστραλία, 100.000 στη Νότια Αφρική και 60.000 στις ΗΠΑ. Σήμερα υπάρχουν περισσότερα από ένα εκατομμύριο σε όλο τον κόσμο.



Σχήμα 2.2. Εγκαταλελειμμένος ανεμόμυλος σε περιοχή του Ηνωμένου Βασιλείου.

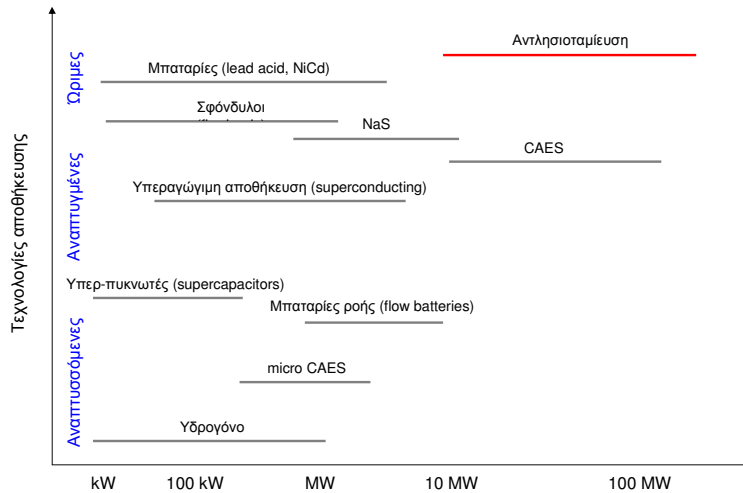


Σχήμα 2.3. Ο ανεμόμυλος Aermotor για άντληση νερού στο Τέξας [13].

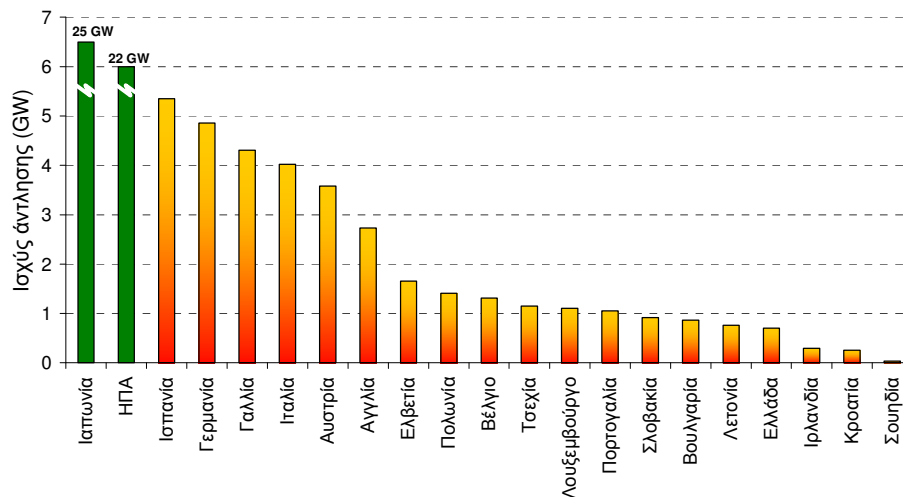


Σχήμα 2.4. Απεικόνιση λειτουργίας ανεμόμυλου για άντληση νερού [13].

Η πρώτη βιομηχανική χρήση της υδροηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρισμού σημειώνεται το 1880, ακολουθούμενη από τη κατασκευή του πρώτου υδροηλεκτρικού σταθμού στις ΗΠΑ το 1882. Οι πρώτες μονάδες αντλησιοταμίευσης κατασκευάστηκαν στην Ιταλία και στην Ελβετία στις αρχές του 1890 και μετά από αρκετά χρόνια (1929) στις ΗΠΑ. Μετά το 1933, αναστρέψιμες μηχανές έκαναν την εμφάνιση τους παγκοσμίως [14]. Στη σημερινή εποχή, η αντλησιοταμίευση θεωρείται η μοναδική ώριμη εμπορική τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας (>100 MW) [15] (Σχήμα 2.5) με πάνω από 300 μονάδες εγκατεστημένες σε όλο τον κόσμο που έχουν συνολική ισχύ πάνω από 95 GW [16] καλύπτοντας περίπου το 3% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής. Η Ιαπωνία είναι πρωτοπόρος στην εγκατεστημένη ισχύ αντλησιοταμιευτήρων με 25 GW [17], ενώ αμέσως μετά ακολουθούν οι ΗΠΑ με 22 GW [18] και η Ισπανία με 5,3 GW (Σχήμα 2.6) [19].



Σχήμα 2.5. Μέγεθος και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων μεθόδων αποθήκευσης.



Σχήμα 2.6. Η αντλησιοταμίευση στις χώρες της Ευρώπης¹ (2006), στις ΗΠΑ (2007) και στην Ιαπωνία (2008).

¹ Οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης που δεν περιλαμβάνονται δεν έχουν εγκατεστημένες μονάδες αντλησιοταμίευσης.

Στα Σχήματα 2.7-2.10, φαίνονται κάποιες υφιστάμενες μονάδες αντλησιοταμίευσης. Στον Πίνακα 2.1, φαίνονται οι μεγαλύτεροι ιδιοκτήτες/κατασκευαστές μονάδων αντλησιοταμίευσης. Η Iberdrola δραστηριοποιείται στην κατασκευή Α/Π και μαζί με αυτά πλέον στην κατασκευή έργων αντλησιοταμίευσης με στόχο την περαιτέρω διείσδυση της αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρικά δίκτυα. Η ολοκλήρωσή των έργων αντλησιοταμίευσης προβλέπεται μετά το 2018 και υπολογίζεται ότι θα παρέχουν επιπλέον περίπου 1,75 GW ισχύος στο ηλεκτρικό σύστημα της Ισπανίας και της Πορτογαλίας [20].



Σχήμα 2.7. Μονάδα αντλησιοταμίευσης (La Muela) στην Ισπανία με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 635 MW. Αυτή τη στιγμή η μονάδα επεκτείνεται με την προσθήκη 852 MW (La Muela 2) και αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2012 [20].



Σχήμα 2.8. Μονάδα αντλησιοταμίευσης στην Okinawa της Ιαπωνίας. Η θάλασσα παίζει τον ρόλο της κάτω δεξαμενής [21].



Σχήμα 2.9. Αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο στο Goldisthal της Γερμανίας με υψομετρική διαφορά 302 m, 4 αναστρέψιμες μονάδες συνολικής ονομαστικής ισχύος 1,06 GW και χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα 700.000 m³ [22].



Σχήμα 2.10. Μονάδα αντλιοσταμείωσης στην Πενσυλβανία με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 435 MW [21].

Πίνακας 2.1. Μεγαλύτεροι ιδιοκτήτες μονάδων αντλιοσταμείωσης [23].

Ιδιοκτήτες	Αριθμός των εν λειτουργία μονάδων (2009)	Ισχύς άντλησης (MW)
Iberdrola	10	3327
TEPCO	9	6801
Vattenfall	8	2893
J-Power	7	4970
EDP	6	969
EDF	6	4978
Verbund	6	1182
Endesa	5	1577
E-on Wasserkraft	5	1009
Schluchsewerk AG	5	1740

Η Ελλάδα βρίσκεται 18^η στη παγκόσμια κατάταξη (βλ. Σχήμα 2.6) με εγκατεστημένη ισχύ άντλησης 699 MW. Μία αναστρέψιμη μονάδα αντλιοσταμείωσης, συνολικής ισχύος 315 MW (3x105 MW), βρίσκεται στον Σφηκιά (Σχήμα 2.11), 525 km μακριά από την Αθήνα, στη Μακεδονία. Η άντληση γίνεται κατά τις βραδινές ώρες με χρήση φθηνής συμβατικής ενέργειας και ο υδροστρόβιλος (Υ/Σ) παράγει ενέργεια κατά τη διάρκεια της ημέρας. Η άλλη αναστρέψιμη μονάδα συνολικής ισχύος 384 MW (3x127 MW), βρίσκεται στον Θησαυρό (Σχήμα 2.11) κοντά στον ποταμό Νέστο. Η άντληση γίνεται και πάλι κατά τις βραδινές ώρες με χρήση φθηνής συμβατικής ενέργειας και οι αποθηκευμένες ποσότητες νερού αξιοποιούνται για τη παραγωγή ενέργειας μέσω του Υ/Σ κατά τη διάρκεια της ημέρας. Η διαθέσιμη υδραυλική πτώση (H) είναι ίση με 154 m και ο όγκος του άνω ταμιευτήρα ίσος με $565 \cdot 10^6 \text{ m}^3$.



Σχήμα 2.11. Αριστερά: Η μονάδα αντλιοσταμείωσης στον Σφηκιά. Δεξιά: Η μονάδα αντλιοσταμείωσης στον Θησαυρό [24].

Η τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης χαρακτηρίζεται από μεγάλη τεχνική και οικονομική αξιοπιστία [25-27] είναι απόλυτα φιλική με το περιβάλλον και εύκολη στην εγκατάσταση σε περιοχές που η τοπογραφία και η διαθεσιμότητα νερού το επιτρέπει. Η κλασική χρήση των αντλησιοταμιευτήρων είναι η εξομάλυνση ακρότατων σε ενεργειακά συστήματα που παρουσιάζουν περιοδική αδυναμία κάλυψης της ζήτησης με μονάδες που λειτουργούν σε αποδεκτούς βαθμούς απόδοσης και με φτηνό καύσιμο. Η ιδέα του αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια κρίνεται σήμερα ρεαλιστική [28-30], τουλάχιστο για τα νησιωτικά συστήματα που αποτελούν ευρύ πεδίο εφαρμογών, εξασφαλίζοντας μακροπρόθεσμες λύσεις με οικονομικά και κοινωνικά οφέλη [31-33]. Με την εγκατάσταση τέτοιων συστημάτων εύκολα μπορεί πλέον να επιτευχθεί η περαιτέρω διείσδυση της αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα δίκτυα αξιοποιώντας τις παραχθείσες ποσότητες ισχύος από Α/Π που είναι αδύνατο να απορροφηθούν [34-36]. Η ιδέα αν και φαίνεται απλή δεν έχει ακόμη πραγματοποιηθεί και δεν υπάρχει εγχώρια και διεθνής εμπειρία, οπότε κρίνεται αναγκαία και χρήσιμη η ανάλυση των βασικών παραμέτρων και κριτηρίων για τη σχεδίαση πρότυπων έργων.

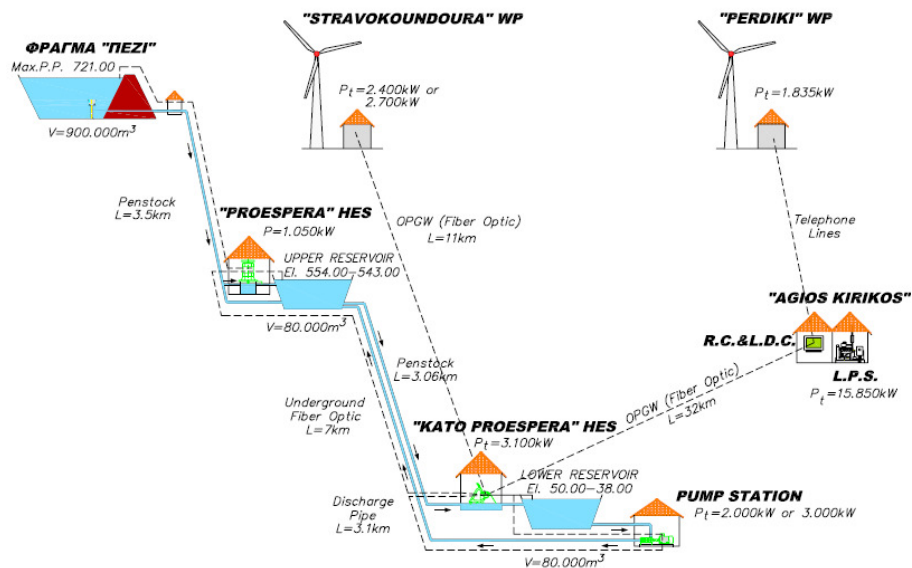
Σε ένα από τα Κανάρια νησιά (El Hierro) στην Ισπανία έχει ήδη ξεκινήσει η εγκατάσταση ενός αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια (Σχήμα 2.12) ο οποίος αναμένεται να ολοκληρωθεί στα μέσα του 2012. Το νησί δεν είναι διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο και έχει έκταση 276 km² και πληθυσμό περίπου 8.000 κατοίκους. Η ηλεκτροπαραγωγή μέχρι στιγμής βασίζεται κυρίως σε έναν συμβατικό θερμικό σταθμό που αποτελείται από 9 μηχανές diesel και ένα Α/Π (280 kW). Η διείσδυση των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας μετά την εγκατάσταση της μονάδας αντλησιοταμίευσης αναμένεται 80%. Η μονάδα θα αποτελείται από ένα Α/Π 11,5 MW, ένα υδροηλεκτρικό σταθμό ισχύος 11,3 MW, αντλιοστάσιο 6 MW, άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 556.000 m³, κάτω ταμιευτήρα 150.000 m³ καθώς και από μια μονάδα αφαλάτωσης για την παραγωγή πόσιμου νερού.



Σχήμα 2.12. Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στο νησί El Hierro- Κανάρια νησιά [37].

Πρόσφατα στην Ελλάδα η ΡΑΕ προχώρησε στην έκδοση αδειών παραγωγής για πέντε (5) υβριδικούς σταθμούς (αντλητικός-υδροηλεκτρικός σταθμός με αιολική ενέργεια) στα νησιά της Κρήτης και Λέσβου [38]. Επιπλέον, έχει ήδη ξεκινήσει η εγκατάσταση ενός αιολικού-

υδροηλεκτρικού σταθμού στην Ικαρία, το πρώτο έργο σε τοπικό επίπεδο που συνδυάζει την εκμετάλλευση διαθέσιμων υδάτων με την αξιοποίηση αιολικής παραγωγής. Η μονάδα βρίσκεται υπό κατασκευή και αναμένεται να λειτουργήσει μετά το 2012. Ιδιαιτερότητα του συγκεκριμένου υβριδικού έργου, που το διαφοροποιεί από έναν συνήθη υβριδικό σταθμό, είναι ότι εκτός από τις δύο δεξαμενές που εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής, υφίσταται και ένας τρίτος ταμιευτήρας, στα ανάντη της άνω δεξαμενής αντλησιοταμίευσης, η περίσσεια υδάτων του οποίου εισρέει στην τελευταία μέσω ενός επιπλέον Υ/Σ. Η διαμόρφωση δηλαδή του υβριδικού της Ικαρίας επιτρέπει την αξιοποίηση δύο μορφών ΑΠΕ, της αιολικής, μέσω της αντλησιοταμίευσης, και της υδροηλεκτρικής, μέσω της εκμετάλλευσης των διαθέσιμων υδάτων του ταμιευτήρα. Το σύστημα ηλεκτρικής παραγωγής της Ικαρίας παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.13. Περιλαμβάνει τον τοπικό σταθμό παραγωγής Αγίου Κήρυκου που καταναλώνει μαζούτ και υφιστάμενα ή αδειοδοτημένα Α/Π, εκτός του υβριδικού, των οποίων η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 1.835 kW. Η κατασκευή του υβριδικού σταθμού έχει ύψος επένδυσης περίπου 23,5 εκατ. ευρώ και επιδοτείται με 35% από το Εθνικό Στρατηγικό Πλαίσιο Αναφοράς (ΕΣΠΑ). Με το συγκεκριμένο έργο θα επιτευχθεί διείσδυση ΑΠΕ περίπου 50% στην κατανάλωση της Ικαρίας, ένα αρκετά μεγάλο ποσοστό, δεδομένου ότι σήμερα, λόγω των τεχνικών αδυναμιών των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, η διείσδυση των ΑΠΕ δεν υπερβαίνει το 15 - 20%.



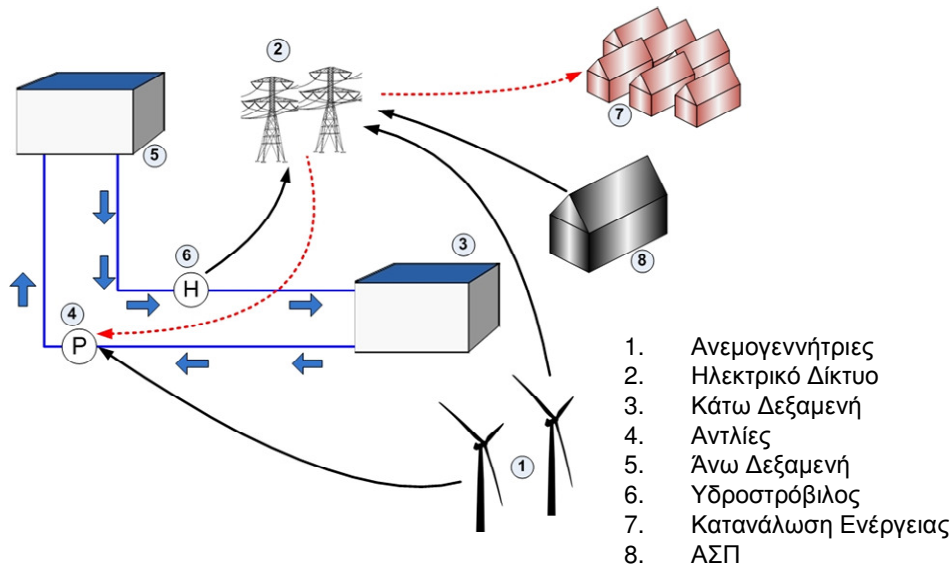
Σχήμα 2.13. Εσωτερική διαμόρφωση και λοιπές μονάδες παραγωγής του συστήματος της Ικαρίας [39].

2.2. Αρχή λειτουργίας συστήματος αιολικών και αντλησιοταμιευτήρων

Όπως προαναφέρθηκε, η κλασική χρήση των αντλησιοταμιευτήρων είναι η εξομάλυνση ακρότατων σε ενεργειακά συστήματα που παρουσιάζουν περιοδική αδυναμία κάλυψης της ζήτησης. Σε αυτά τα συστήματα, η άντληση του νερού γίνεται κυρίως κατά τις βραδινές ώρες με κατανάλωση φθηνής ενέργειας από θερμικούς σταθμούς. Άλλη χρήση αυτής της μεθόδου είναι η διαχείριση της περίσσειας ενέργειας που παράγεται από αιολικά συστήματα σε απομονωμένα ηλεκτρικά δίκτυα. Η χρήση αυτή προκύπτει από την ανάγκη αποθήκευσης ποσοτήτων αιολικής ενέργειας, όταν αυτές διατίθενται σε μία δεδομένη χρονική στιγμή και δεν μπορούν να απορροφηθούν από το τοπικό δίκτυο. Τα αποθηκευμένα ποσά ενέργειας

χρησιμοποιούνται μία άλλη χρονική στιγμή, όταν προκύψει σχετική ανάγκη για παροχή ενέργειας. Ένα τέτοιο σύστημα αποτελείται από (βλ. Σχήμα 2.14):

- Έναν αριθμό ανεμογεννητριών.
- Δεξαμενή υδροληψίας (κάτω δεξαμενή).
- Δεξαμενή ταμίευσης (πάνω δεξαμενή).
- Σύστημα Υ/Σ με γεννήτριες ικανό να καλύψει ένα επιθυμητό ποσοστό της αιχμής ζήτησης.
- Σύστημα κινητήρων με αντλίες ικανό να απορροφά την περίσσεια αιολική ενέργεια.
- Δίκτυο σωληνώσεων.
- Σύστημα ασφαλείας και ελέγχου.
- Σύστημα σύνδεσης με το δίκτυο.



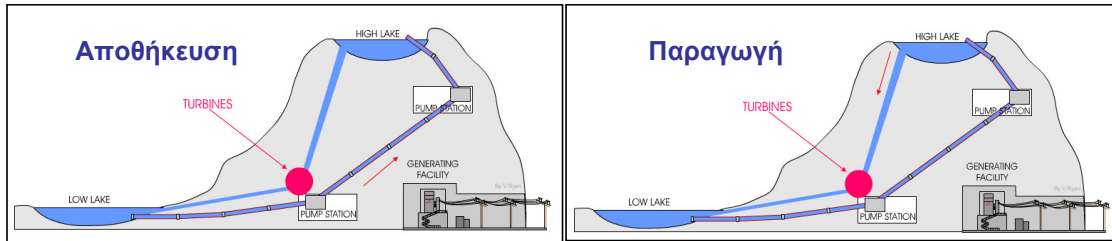
Σχήμα 2.14. Σύστημα ανεμογεννητριών με αντλησιοταμίευση.

Ο υβριδικός σταθμός λειτουργεί ως μονάδα με σταθερό ρυθμό παραγωγής, όπου εργαζόμενη παράλληλα με μια σειρά από ανεμογεννήτριες παρέχει στο τοπικό δίκτυο εγγυημένες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια των περιόδων αιχμής ζήτησης φορτίου. Ένα λειτουργικό διάγραμμα του συστήματος απεικονίζεται στο Σχήμα 2.15. Οι αντλίες τροφοδοτούνται κυρίως από την περίσσεια αιολικής ενέργειας και ανεβάζουν το νερό από την δεξαμενή υδροληψίας (κάτω ταμιευτήρας) στην δεξαμενή ταμίευσης (άνω ταμιευτήρας). Το αποθηκευμένο νερό παράγει ενέργεια μέσω του Υ/Σ τις ώρες αιχμής και καταλήγει πίσω στην δεξαμενή υδροληψίας. Συγκεκριμένα, κατά την λειτουργία του συστήματος μπορούν να εμφανιστούν οι ακόλουθες περιπτώσεις:

- Η περίσσεια αιολικής ενέργειας χρησιμοποιείται για την άντληση νερού στον άνω ταμιευτήρα και την αποθήκευση του.
 - Εάν η περίσσεια αιολικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη ισχύ των αντλιών, η απομένουσα αιολική ενέργεια καταναλώνεται από δευτερεύοντα φορτία του συστήματος.
 - Εάν οι αποθηκευμένες ποσότητες νερού δεν επαρκούν για την παραγωγή εγγυημένης ισχύος από τον Υ/Σ της επόμενης ημέρας, οι αντλίες απορροφούν

συμβατική ενέργεια από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο κατά τη διάρκεια χαμηλής ζήτησης (π.χ. βραδινές ώρες).

- Οι αποθηκευμένες ποσότητες νερού στον άνω ταμιευτήρα χρησιμοποιούνται για να παράγουν εγγυημένα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Υ/Σ του συστήματος κατά τη διάρκεια προκαθορισμένων ωρών (π.χ. ζήτηση φορτίου αιχμής).



Σχήμα 2.15. Αποθήκευση και παραγωγή ενέργειας από το σύστημα [40].

Η εκμετάλλευση των απορριπτόμενων ποσοτήτων ενέργειας μέσω του προτεινόμενου συστήματος μπορεί να οδηγήσει σε αξιόλογη αύξηση διείσδυσης της αιολικής ενέργειας ή και γενικότερα στην αύξηση της συνεισφοράς ΑΠΕ σε αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα. Οι αυξημένες περικοπές της αιολικής ενέργειας περιορίζονται σε μεγάλο βαθμό με την μέθοδο της αποθήκευσης, ενώ παράλληλα η αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος αυξάνεται με τη συνεισφορά εγγυημένων ποσοτήτων ενέργειας (επί καθημερινής βάσεως κατά τις ώρες αιχμής) μέσω του Υ/Σ που αποτελεί μια ελεγχόμενη μονάδα παραγωγής με δυνατότητα άμεσης απόκρισης και παροχής πρόσθετων υπηρεσιών σταθεροποίησης του ηλεκτρικού δικτύου (ρύθμιση συχνότητας και ισχύος). Παράλληλα, τα περισσότερα νησιά υποφέρουν από έλλειψη νερού. Το παραπάνω 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.

Σ' αυτό το σημείο σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι υπάρχουν κι άλλες εναλλακτικές στρατηγικές λειτουργίας Υ/Σ σε μη-διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά δίκτυα, στις οποίες επιτρέπεται η απ'ευθείας έγχυση στο δίκτυο ορισμένου ποσοστού της αιολικής παραγωγής, υποστηριζόμενη από τον Υ/Σ (back-up) [41].

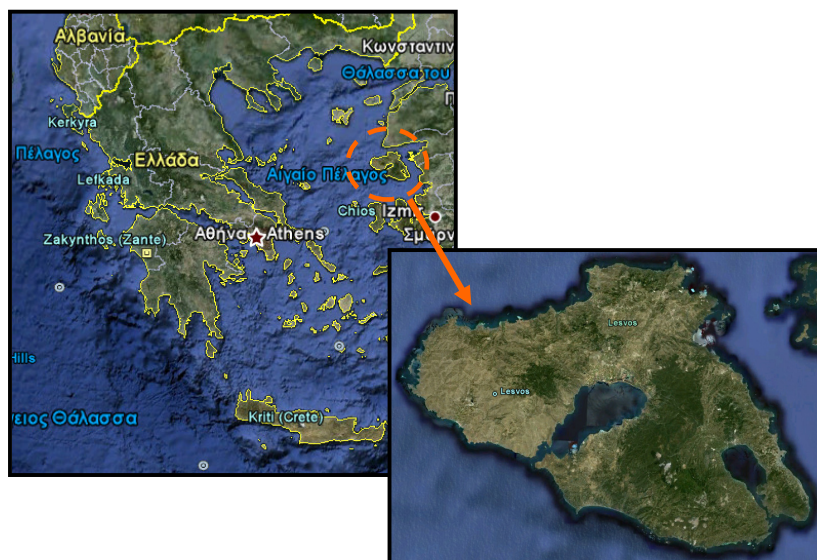
Τέλος, το παρόν σενάριο αποθήκευσης της πλεονάζουσας αιολικής παραγωγής είναι κατάλληλο και στην περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας ΑΠΕ σε μεγάλα ηπειρωτικά δίκτυα (όπως αυτό της Ελλάδας). Η τεχνολογία και η προοπτική αυτή διερευνάται ήδη εντατικά στην Ελλάδα και στην Ευρώπη, καθώς και στη Βόρειο Αμερική.

3. Το νησί της Λέσβου

Στο Κεφάλαιο αυτό γίνεται παρουσίαση της νήσου Λέσβου. Παρουσιάζονται αναλυτικά στοιχεία που αφορούν στην υφιστάμενη σύνθεση ηλεκτροπαραγωγής στο νησί (για το έτος 2007) καθώς και στη συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτρική κατανάλωση.

3.1. Γενικά στοιχεία

Το νησί της Λέσβου βρίσκεται στο βορειανατολικό Αιγαίο (Σχήμα 3.1). Είναι το τρίτο σε μέγεθος ελληνικό νησί μετά την Κρήτη και την Εύβοια, με έκταση 1.636 km² και ακτογραμμή 370 km. Το νησί έχει πληθυσμό 109.118 κατοίκους. Διοικητικά ανήκει στη Περιφέρεια Βορείου Αιγαίου και στον Νομό Λέσβου. Πρωτεύουσα του νησιού, καθώς και του ομώνυμου Νομού Λέσβου, είναι η Μυτιλήνη, κτισμένη στο νοτιοανατολικό άκρο του νησιού. Σύγχρονη πόλη, διοικητικό, εμπορικό και πνευματικό κέντρο, με πληθυσμό 27.247 κατοίκων (σύμφωνα με την απογραφή 2001). Είναι έδρα του Νομού και της Περιφέρειας, καθώς και του Υπουργείου Αιγαίου. Σημαντικές κωμοπόλεις του νησιού είναι η Αγία Παρασκευή με 2.268 κατοίκους, η Αγιάσος με 2.498, η Καλλονή με 1.732, ο Πολιχνίτος με 2.763 και το Πλωμάρι με 3.377. Το ανατολικό και κεντρικό μέρος του νησιού είναι κατάφυτο από ελαιώνες, πεύκα, καστανιές, οξιές και πλατάνια. Το κλίμα της Λέσβου είναι ήπιο, μεσογειακό, με πολλή ηλιοφάνεια όλο τον χρόνο. Η τοπική οικονομία στηρίζεται κυρίως στην αγροτική παραγωγή και συγκεκριμένα στην ελαιοκαλλιέργεια, την παραγωγή εξαιρετικής ποιότητας ελαιολάδου, καθώς και στην κτηνοτροφία και αλιεία. Ο τομέας της ποτοποιίας είναι αναπτυγμένος (πατρίδα του ούζου), ενώ ένα μεγάλο μέρος του πληθυσμού ασχολείται επαγγελματικά με τον τουρισμό.

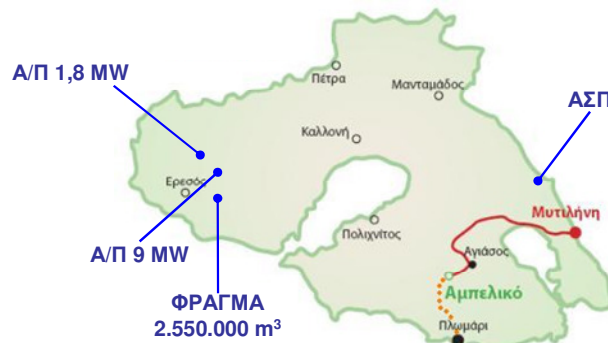


Σχήμα 3.1. Χάρτης της Ελλάδας και το νησί της Λέσβου.

3.2. Στοιχεία για τον υφιστάμενο συμβατικό σταθμό

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Λέσβο καλύπτεται κυρίως από το κεντρικό

εργοστάσιο της ΔΕΗ το οποίο βρίσκεται στη βορινή έξοδο της Μυτιλήνης και συγκεκριμένα στην περιοχή 'Επάνω Σκάλα' (Σχήμα 3.2). Το εργοστάσιο λειτούργησε για πρώτη φορά το 1963 και η σημερινή ονομαστική του δυναμικότητα (στοιχεία 2007) είναι 80 MW, ενώ πρακτικά η αποδιδόμενη ισχύς του είναι 60,7 MW για το καλοκαίρι και 62,2 MW για το χειμώνα. Συγκεκριμένα, ο θερμικός σταθμός αποτελείται από οκτώ μηχανές εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούν μαζούτ για καύσιμο και έναν αεριοστρόβιλο (Πίνακας 3.1) που χρησιμοποιεί ντίζελ και συνήθως τίθεται σε λειτουργία για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου αιχμής. Η προαναφερθείσα εποχιακή διαφορά στην ισχύ του εργοστασίου οφείλεται στον αεριοστρόβιλο που έχει στην κατοχή του το εργοστάσιο, ο οποίος λόγω των υψηλών ταχυτήτων περιστροφής που επιτυγχάνει, αναπτύσσει μεγάλες θερμοκρασίες. Σαν αποτέλεσμα, υπάρχει κίνδυνος υπερθέρμανσης κατά τη διάρκεια της θερινής περιόδου, όπου οι θερμοκρασίες περιβάλλοντος είναι αρκετά υψηλές, οπότε και υπολειπεται. Οι θερμικές μονάδες του σταθμού εμφανίζουν μεγάλη κατανάλωση καυσίμου (Σχήμα 3.3), που ειδικά η λειτουργία του αεριοστρόβιλου προϋποθέτει πάνω από 300 kg/MWh, με αποτέλεσμα το τρέχον σύστημα συμβατικής ηλεκτροδότησης να σχετίζεται με υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας, το οποίο κατά τις ώρες αιχμής υπερβαίνει τα 0,2 €/kWh, τιμή που παρουσιάζει συνεχή αύξηση [42].



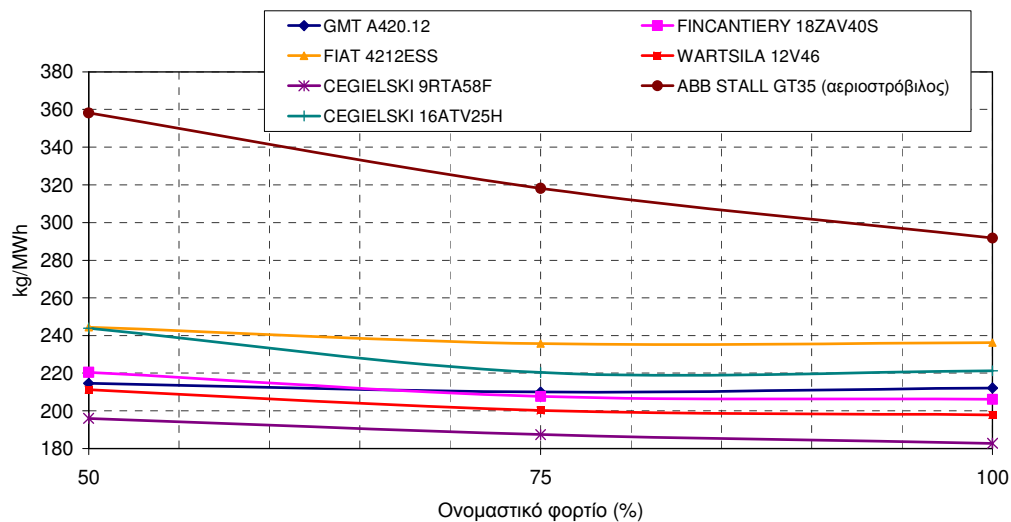
Σχήμα 3.2. Το νησί της Λέσβου.

Πίνακας 3.1. Μονάδες ΑΣΠ Λέσβου, στοιχεία 2007.

Αριθμός Μονάδας	Κατασκευαστής	Μέγιστη Ισχύς (kW)	Τεχνικά Ελάχιστα (kW)
2	GMT	5.000	2.925
3	GMT	5.000	2.925
4	GMT	5.000	2.925
6	FINCANTIERY	7.500	5.350
7	FIAT	2.700	2.000
8	FIAT	Βλάβη	Βλάβη
9	FIAT	Βλάβη	Βλάβη
11	CEGIELSKI	9.500	5.650
13	CEGIELSKI	2.500	1.552
12	ABB STALL (αεριοστρόβιλος)	12.500/14.000 ²	7.750
10	WARTSILA	10.360	5.180
ΣΥΝΟΛΟ		60.060/61.560	36.257

² Η ισχύς του αεριοστρόβιλου επηρεάζεται από τη θερμοκρασία περιβάλλοντος. Το καλοκαίρι η μέγιστη δυναμικότητα του είναι 12.500 kW και τον χειμώνα 14.000 kW.

Το νησί στερείται κάθε εγχώριας στερεάς πηγής καυσίμων και εξαρτάται από εισαγωγές για την κάλυψη των αναγκών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, στις μεταφορές και στη θέρμανση. Όπως προαναφέρθηκε, το εργοστάσιο κατά την κύρια λειτουργία του χρησιμοποιεί μαζούτ του οποίου η περιεκτικότητα σε θείο (S) είναι 3,5%, ποσοστό ιδιαίτερα υψηλό. Για την ψύξη των μηχανών χρησιμοποιείται θαλασσινό νερό, το οποίο μετά τη χρήση του επιστρέφει στη θάλασσα (Σχήμα 3.4) σε θερμοκρασίες κατά 2-3°C υψηλότερες, γεγονός το οποίο επηρεάζει την ισορροπία της παράκτιας περιοχής. Για τη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων λόγω της αέριας ρύπανσης σε σχέση με την υγεία των κατοίκων της πόλης έγινε μια ανύψωση των καμινάδων στα 70 m. Όμως, η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση στο νησί, τα αισθητά προβλήματα ρύπανσης και η έντονη αντίδραση των κατοίκων της περιοχής έχουν κάνει τη ΔΕΗ να αναζητά κάποια λύση όπως για παράδειγμα την επέκταση του υπάρχοντος εργοστασίου και τη μετεγκατάστασή του σε κάποιο άλλο μέρος του νησιού. Στο Σχήμα 3.5, μπορεί κανείς να δει την αέρια ρύπανση μέσα στη πόλη της Μυτιλήνης λόγω του θερμικού σταθμού.



Σχήμα 3.3. Ειδική κατανάλωση των θερμικών μηχανών.



Σχήμα 3.4. Εξαγωγή του νερού ψύξης από το εργοστάσιο της ΔΕΗ.

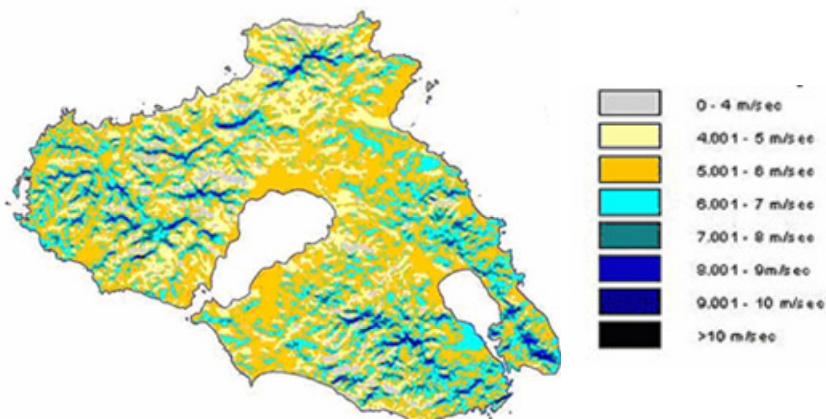
Το νησί τροφοδοτείται με καύσιμα μέσω δεξαμενόπλοιων. Δεξαμενές αποθήκευσης καυσίμων πέρα από αυτές που κατέχει το εργοστάσιο της ΔΕΗ για την τροφοδοσία των μηχανών της δεν υπάρχουν, με αποτέλεσμα η τροφοδοσία των πρατηρίων να γίνεται μέσω βυτιοφόρων οχημάτων. Κάθε εβδομάδα ή 15 ημέρες, ένα δεξαμενόπλοιο καταπλέει στο λιμάνι της Μυτιλήνης, τα βυτιοφόρα οχήματα των διαφόρων εταιριών εισέρχονται στο λιμάνι και εφοδιάζονται με καύσιμα τα οποία τα διανέμουν στα πρατήρια. Επιπλέον, διάσπαρτες στο νησί και ειδικότερα στο δήμο Μυτιλήνης υπάρχουν και οι αποθηκευτικές εγκαταστάσεις καυσίμων του στρατού.



Σχήμα 3.5. Ρύπανση που προκαλεί ο θερμικός σταθμός στη Μυτιλήνη.

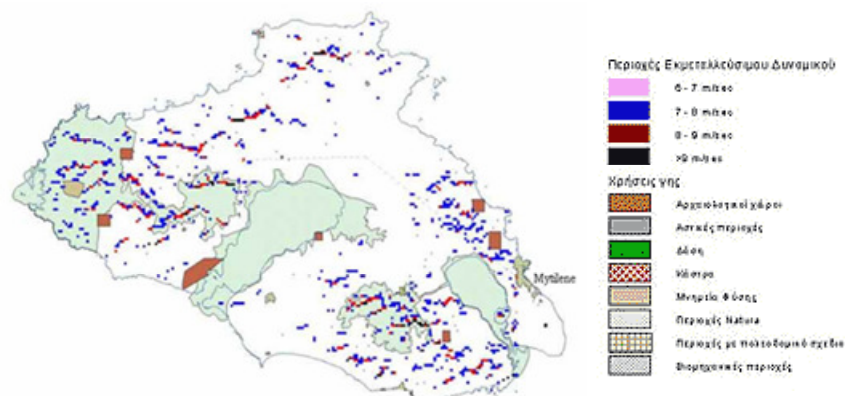
3.3. Αξιοποίηση ΑΠΕ

Όπως όλα τα νησιά του Βορείου Αιγαίου, έτσι και η Λέσβος είναι πλούσια σε φυσικούς πόρους (γεωθερμία, ηλιακό και αιολικό δυναμικό, βιομάζα) που όμως ελάχιστα γίνεται εκμετάλλευσή τους, και περιορίζεται κυρίως στην κατασκευή Α/Π. Όπως εύκολα μπορεί κανείς να δει στα Σχήματα 3.6, 3.7, το νησί έχει πλούσιο και τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό όπου η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου, σε αρκετές περιπτώσεις, ξεπερνά τα 8 m/sec. Αξίζει να σημειωθεί ότι το δυτικό τμήμα του νησιού, στο οποίο και εμφανίζονται μεγάλες ταχύτητες ανέμου, είναι κατά κύριο λόγο ξηρό και πετρώδες με λίγη βλάστηση και δεν έχει κάποια χρησιμότητα (π.χ. βοσκοτόπια κ.τ.λ.), παράγοντες που συνεισφέρουν σημαντικά στην εγκατάσταση Α/Π. Γι' αυτό το τμήμα του νησιού, οι διαδικασίες αδειοδότησης θα είναι πιθανότατα αρκετά ευκολότερες.



Σχήμα 3.6. Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στο νησί της Λέσβου [3].

Η Λέσβος έχει εξαιρετικά πλούσιο υδραυλικό δυναμικό και ως εκ τούτου έχουν γίνει πολλά έργα για την αξιοποίηση αυτών των πηγών νερού. Στον Πίνακα 3.2, παρατίθενται όλα τα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές που υπάρχουν στο νησί.



Σχήμα 3.7. Περιοχές με τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό στο νησί της Λέσβου [3].

Πίνακας 3.2. Υφιστάμενα υδρολογικά έργα στο νησί της Λέσβου.

Τύπος έργου	Τοποθεσία	Χρήση	Χωρητικότητα (m ³)
Λιμνοδεξαμενή	Κεράμι-Καλλονή	Άρδευση	560.000
Λιμνοδεξαμενή	Μήθυμνα	Άρδευση – Ύδρευση	580.000
Λιμνοδεξαμενή	Αγριλιά	Άρδευση – Ύδρευση	350.000
Λιμνοδεξαμενή	Βασιλικά	Άρδευση – Ύδρευση	750.000
Φράγμα	Σεδούντα-Άνυδρος	Άρδευση – Ύδρευση	300.000
Φράγμα	Ερεσός	Άρδευση	2.550.000
Φράγμα	Τσικνιάς	Άρδευση – Ύδρευση	12.000.000
Φράγμα	Πολιχνίτος	Άρδευση – Ύδρευση	1.000.000
Φράγμα	Σταυρός	Άρδευση – Ύδρευση	1.500.000

Στα πλαίσια της ανάπτυξης των ΑΠΕ, ο δήμος Μυτιλήνης ίδρυσε την αμιγής δημοτική επιχείρηση 'Αιολική' το 1991. Στην Κράτηγο, σε οικόπεδο του δήμου, η εταιρία εγκατέστησε το 1994, τρεις Α/Γ συνολικής ισχύος 825 kW (2 των 300 kW και 1 των 225 kW) που απέδιδαν περίπου 900.000 kWh/έτος. Επίσης η παραγωγή ενέργειας από το συγκεκριμένο πάρκο εξοικονομούσε για το εργοστάσιο της ΔΕΗ περίπου 400 τόνους μαζούτ το χρόνο και κατά συνέπεια προστάτευε εν μέρει το περιβάλλον της πόλης της Μυτιλήνης από ρύπους, από την καύση της ποσότητας αυτής. Το 2002, λόγω ισχυρών ανέμων σε συνδυασμό με βλάβη στο σύστημα των φρένων καταστράφηκε η μια Α/Γ των 300 kW, ενώ ένα χρόνο μετά (2003) καταστράφηκε και η δεύτερη των 300 kW. Αυτό πολύ πιθανόν να οφείλεται και στην έλλειψη συντήρησης από πλευράς του δήμου Μυτιλήνης, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι οι Α/Γ ήταν μεταχειρισμένες. Σήμερα, λειτουργεί μόνο η μια Α/Γ των 225 kW, ενώ για τις άλλες δύο Α/Γ δεν προβλέπεται καμία επισκευή, επειδή η εταιρία που τις παράγει έχει κλείσει και ανταλλακτικά δεν υπάρχουν διαθέσιμα (Σχήμα 3.8). Επίσης στο νησί είναι εγκατεστημένα άλλα δύο Α/Π τα οποία ανήκουν σε ιδιώτες, οι οποίοι πωλούν την ενέργεια που παράγουν στη ΔΕΗ. Το ένα από αυτά βρίσκεται στην περιοχή της Σκαμιούδας Άντισσας και αποτελείται από 7 Α/Γ των 600 kW (σύνολο 4,2 MW) (Σχήμα 3.9). Το δεύτερο Α/Π βρίσκεται επίσης στην ίδια περιοχή (Σχήμα 3.10) με 8 Α/Γ των 600 kW η κάθε μια (σύνολο 4,8 MW). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των δύο αυτών πάρκων (από εδώ και στο εξής θα θεωρείται σαν ένα) είναι 9 MW (βλ. επίσης Σχήμα 3.2, Κεφάλαιο 3.2.). Τέλος υπάρχει άλλο ένα Α/Π στην περιοχή Σκαλοχώρι Άντισσας (βλ. επίσης Σχήμα 3.2, Κεφάλαιο 3.2.), το οποίο ανήκει στη ΔΕΗ και 8 Α/Γ των 225 kW (σύνολο 1,8 MW), από 9 στο σύνολο,

βρίσκονται σήμερα σε λειτουργία. Στον Πίνακα 3.3, συνοψίζονται τα διάφορα στοιχεία για τα εγκατεστημένα Α/Π στο νησί συνολικής ισχύος 11,025 MW.



Σχήμα 3.8. Α/Γ στην περιοχή Κράτηγου (2 κατεστραμμένες, 1 σε λειτουργία).



Σχήμα 3.9. Φωτογραφίες από το Α/Π των 4,2 MW στην Ερεσό.



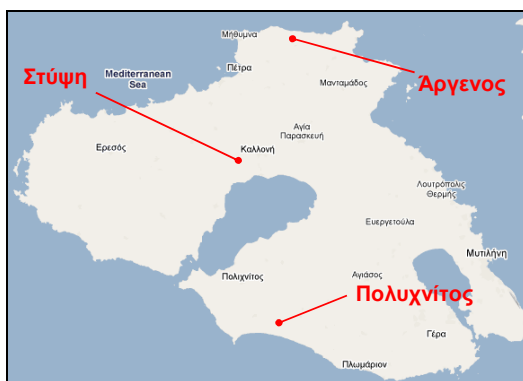
Σχήμα 3.10. Φωτογραφίες από το Α/Π των 4,8 MW στην Ερεσό.

Επίσης, στο νησί υπάρχουν τρία σημαντικά και αξιοποιήσιμα γεωθερμικά πεδία, τα οποία θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή ενέργειας (Σχήμα 3.11). Παρόλα αυτά η εκμετάλλευση της γεωθερμικής ενέργειας προς το παρόν γίνεται μόνο για ιαματικά λουτρά και θέρμανση θερμοκηπίων. Για τις υπόλοιπες μορφές ΑΠΕ η εκμετάλλευση είναι σχεδόν ανύπαρκτη. Για την ηλιακή ενέργεια, η αξιοποίηση της μέσω των φωτοβολταϊκών προς το παρόν δεν αποτελεί προτεραιότητα. Εξαιρέση αποτελεί ένα φωτοβολταϊκό πάρκο που κατασκεύασε η 'Αιολική' στη θέση Κουτσουμπάρα Κρατήγου Λέσβου, ισχύος 8,16 kW (102

φωτοβολταϊκά πλαίσια, 80 W το καθένα). Προφανώς η ενέργεια που παράγει το πάρκο είναι μηδαμινή σε σχέση με τη ζήτηση του νησιού. Γίνεται όμως εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας σε επίπεδο κατοικίας για τη θέρμανση νερού.

Πίνακας 3.3. Εγκατεστημένα Α/Π στη Λέσβο, στοιχεία 2007.

Δήμος	Αριθμός Α/Γ	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Τύπος Α/Γ	Ιδιοκτήτης	Έτος άδειας	Σημερινή κατάσταση
Ερεσός- Άντισσας	8 (9)	1,8 (2,025)	Vestas 27/225	ΔΕΗ	1989	Σε λειτουργία οι 8 Α/Γ
Μυτιλήνη	2	0,6	HMZ Windmaster 300/25	Αιολική- Δημοτική Επιχείρηση	1994	Εκτός λειτουργίας
Μυτιλήνη	1	0,225	Micon M70 225/40	Αιολική- Δημοτική Επιχείρηση	1998	Σε λειτουργία
Ερεσός- Άντισσας	8	4,8	Enercon 40/6.40/E2	Τέρπανδρος Αιολικά Πάρκα Α.Ε.	2003	Σε λειτουργία
Ερεσός- Άντισσας	7	4,2	Enercon 40/6.40/E2	Αιολικά Άντισσας Α.Ε.	2003	Σε λειτουργία

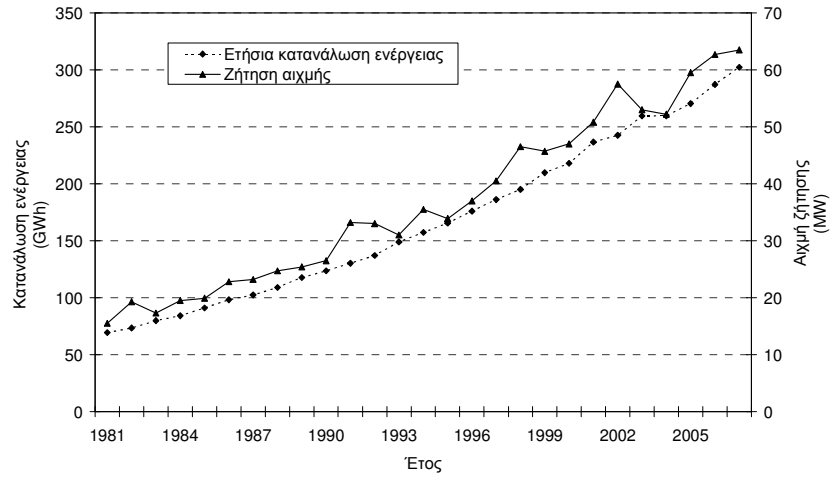


Σχήμα 3.11. Αξιόλογα γεωθερμικά πεδία Λέσβου.

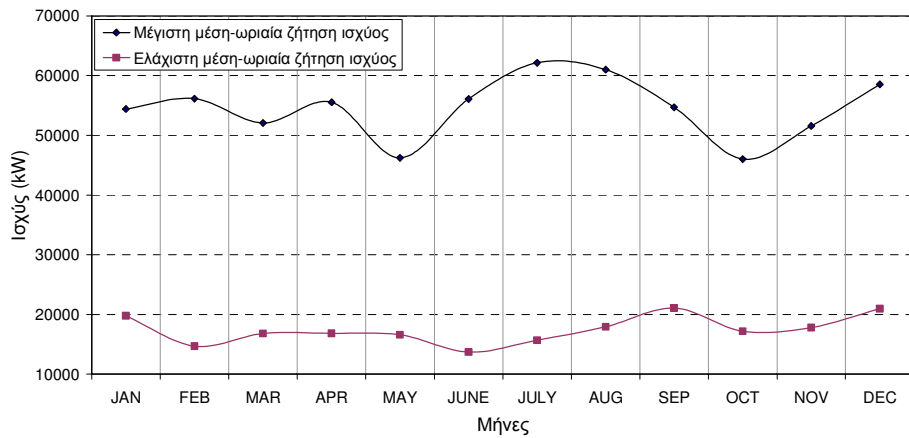
3.4. Στοιχεία ζήτησης

Η κατανάλωση ενέργειας στο νησί την τελευταία εικοσαετία παρουσιάζει μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 5,5%. Το 2007, η κατανάλωση ενέργειας έφτασε περίπου τις 302 GWh με ζήτηση φορτίου αιχμής τα 63,5 MW (Σχήματα 3.12, 3.13), τιμή που καταγράφηκε στις 27/7/2007 στις 9.00 μ.μ.

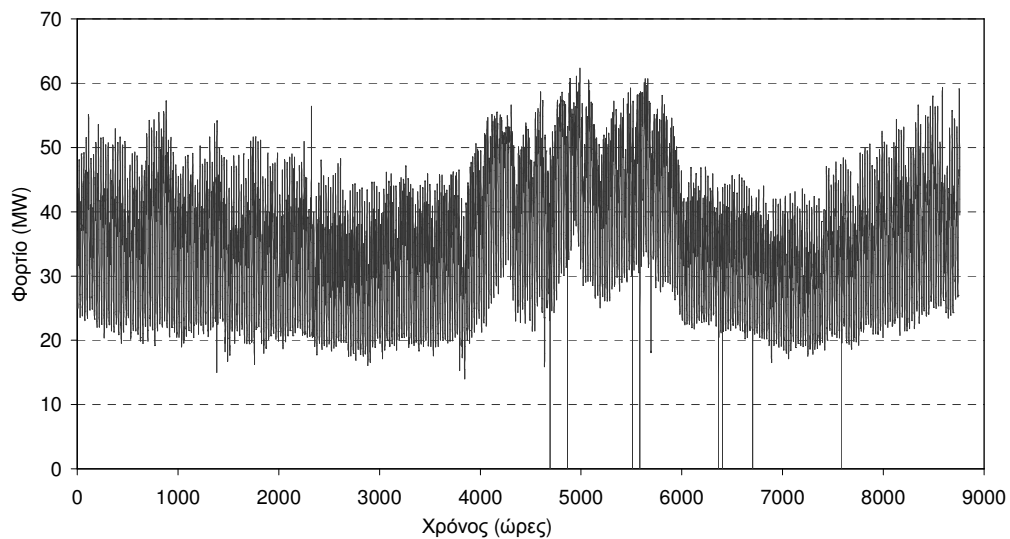
Λαμβάνοντας υπόψη τη συνεχή αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μαζί με την προβληματική κατάσταση του τοπικού ηλεκτρικού δικτύου και της ανικανότητας των υφιστάμενων θερμικών μονάδων να καλύψουν τη ζήτηση, πολλά black outs παρατηρούνται σε ετήσια βάση, ειδικά κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Το Σχήμα 3.14, δείχνει τη διακύμανση της συνολικής (θερμικά+ΑΠΕ) μέσης ωριαίας παραγωγής/ζήτησης ισχύος κατά τη διάρκεια του έτους 2007, όπου μπορεί κανείς να διακρίνει τουλάχιστον οκτώ (8) διακοπές του συστήματος.



Σχήμα 3.12. Ετήσια εξέλιξη ζήτησης αιχμής και κατανάλωσης ενέργειας.

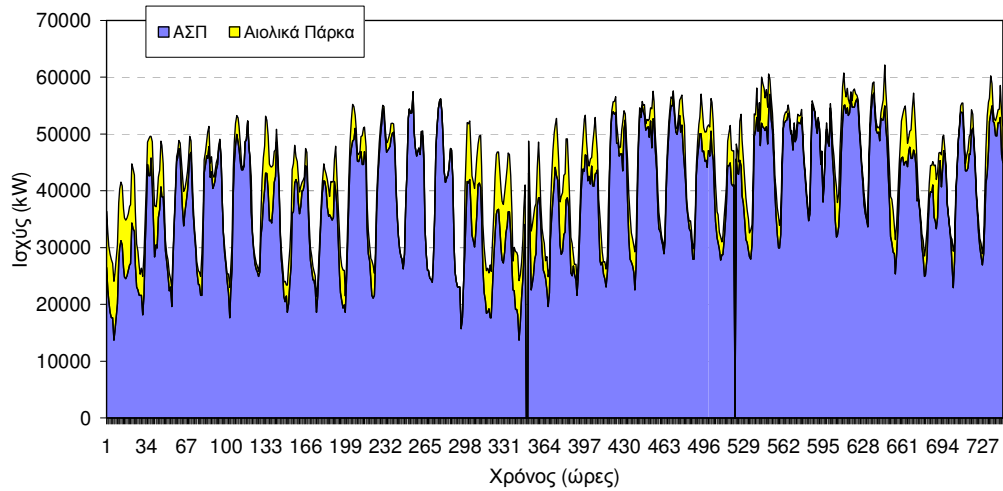


Σχήμα 3.13. Μέγιστη και ελάχιστη μέση-ωριαία ζήτηση φορτίου, 2007.

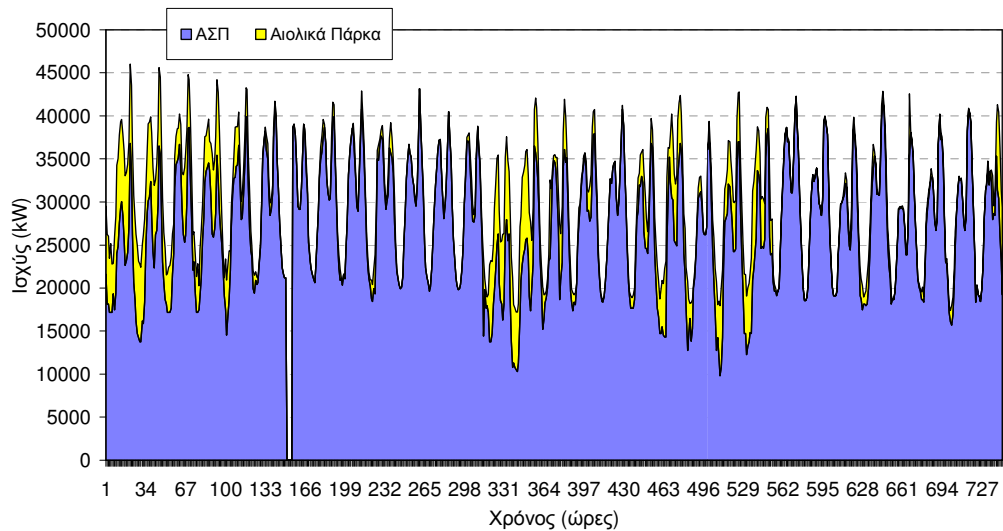


Σχήμα 3.14. Ζήτηση/παραγωγή ισχύος κατά τη διάρκεια του έτους 2007.

Η ετήσια συνεισφορά των Α/Π στην κάλυψη της ζήτησης φορτίου ανέρχεται σήμερα περίπου στο 11%. Στα Σχήματα 3.15, 3.16, απεικονίζεται η σύνθεση παραγωγής για την κάλυψη των αναγκών σε ενέργεια από τον θερμικό σταθμό και από τα υφιστάμενα Α/Π ενδεικτικά για τον μήνα Ιούλιο και Οκτώβριο όπου η κατανάλωση ενέργειας ήταν 31,6 GWh και 22,1 GWh αντίστοιχα. Είναι αξιοσημείωτο ότι ένα σημαντικό ποσοστό της ενέργειας από τα Α/Π διοχετεύεται σε ώρες χαμηλής ζήτησης, που ουσιαστικά δεν χρειάζεται, ενώ επιπλέον προκαλεί περαιτέρω μείωση των μονάδων βάσης.



Σχήμα 3.15. Σύνθεση παραγωγής/ζήτησης ισχύος, Ιούλιος 2007.



Σχήμα 3.16. Σύνθεση παραγωγής/ζήτησης ισχύος, Οκτώβριος 2007.

4. Διείσδυση αιολικών συστημάτων στη Λέσβο

Για την ενεργειακή προσομοίωση του αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια απαραίτητο δεδομένο είναι οι απορρίψεις των Α/Π της νήσου Λέσβου, και γι' αυτό τον λόγο σε αυτό το Κεφάλαιο γίνεται μοντελοποίηση της λειτουργίας του τοπικού συστήματος παραγωγής με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που τον απαρτίζουν (π.χ. τεχνικά ελάχιστα, ειδικές καταναλώσεις, σειρά ένταξης κτλ.). Έτσι, υπολογίζονται τα περιθώρια ένταξης νέων αιολικών συστημάτων (χωρίς αντλησιοταμίευση) στο νησί και οι αντίστοιχες απορρίψεις αιολικής ενέργειας από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο.

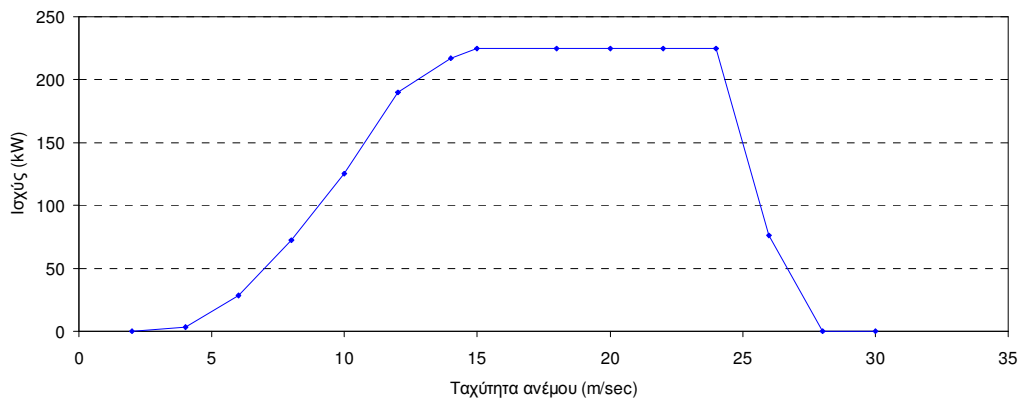
4.1. Διείσδυση υφιστάμενων αιολικών συστημάτων

Αρχικά, για τον υπολογισμό της μέσης-ωριαίας παραγωγής από το υφιστάμενο Α/Π συνολικής ισχύος 1,8 MW, γίνεται αξιοποίηση των διαθέσιμων στοιχείων που αφορούν στη μέση-ωριαία ταχύτητα ανέμου στην περιοχή που βρίσκεται το πάρκο και στην καμπύλη ισχύος της Α/Γ Vestas V-27 (ονομαστική ισχύς 225 kW) (Σχήμα 4.1). Με βάση τα στοιχεία από τον κατασκευαστή, η ταχύτητα εκκίνησης (U_{cut-in}) της Α/Γ είναι 4 m/sec, η ονομαστική ταχύτητα (U_r) τα 16 m/sec και η ταχύτητα αποκοπής ($U_{cut-out}$) 26 m/sec. Η καμπύλη προσεγγίζεται ικανοποιητικά με πολώνυμο τρίτου βαθμού. Έτσι, διακρίνονται οι εξής περιπτώσεις:

$$\begin{array}{ll}
 N'_{w_1} = 0 & U < 4 \text{ m/sec} \\
 N'_{w_1} = (-0,310 \cdot U^3 + 8,799 \cdot U^2 - 53,707 \cdot U + 98,225) & 4 \leq U < 15 \text{ m/sec} \\
 N'_{w_1} = 225 \text{ kW} & 15 \leq U < 25 \text{ m/sec} \\
 N'_{w_1} = 0 & U \geq 25 \text{ m/sec}
 \end{array}$$

όπου με N'_{w_1} συμβολίζεται η μέση-ωριαία παραγόμενη ισχύς της μίας Α/Γ Vestas V-27. Επομένως, η συνολική παραγωγή όλου του πάρκου ($N_{w_1}(t)$) υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας με τον αντίστοιχο αριθμό Α/Γ ($n_1=8$):

$$N_{w_1}(t) = n_1 \cdot N'_{w_1}(t) \quad (7)$$



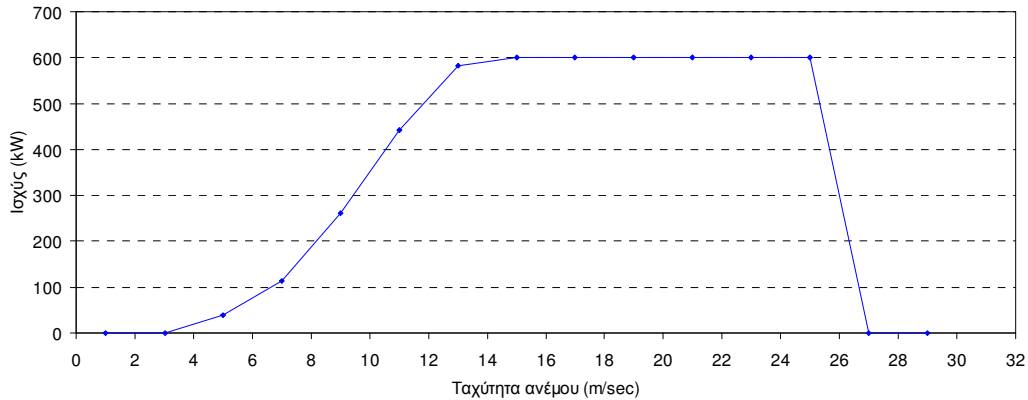
Σχήμα 4.1. Καμπύλη ισχύος Α/Γ Vestas V-27 [43].

Αντιστοίχως, για τον υπολογισμό της μέσης-ωριαίας παραγωγής από το υφιστάμενο Α/Π συνολικής ισχύος 9 MW, γίνεται αξιοποίηση των διαθέσιμων στοιχείων που αφορούν στη μέση-ωριαία ταχύτητα ανέμου στη περιοχή που βρίσκεται το πάρκο και στη καμπύλη ισχύος της χρησιμοποιηθείσας Α/Γ Enercon E-40_6_40 (ονομαστική ισχύς 600 kW) (Σχήμα 4.2). Με βάση τα στοιχεία από τον κατασκευαστή, η ταχύτητα εκκίνησης (U_{cut-in}) της Α/Γ είναι τα 3 m/sec, η ονομαστική ταχύτητα (U_r) τα 15 m/sec και η ταχύτητα αποκοπής ($U_{cut-out}$) τα 25 m/sec. Η καμπύλη προσεγγίζεται ικανοποιητικά με πολυώνυμο τετάρτου βαθμού. Έτσι, διακρίνονται οι εξής περιπτώσεις:

$$\begin{aligned} N'_{w_2} &= 0 & U < 3 \text{ m/sec} \\ N'_{w_2} &= (-0,055 \cdot U^4 + 1,404 \cdot U^3 - 7,351 \cdot U^2 + 20,578 \cdot U - 26,327) & 3 \leq U < 15 \text{ m/sec} \\ N'_{w_2} &= 600 \text{ kW} & 15 \leq U < 25 \text{ m/sec} \\ N'_{w_2} &= 0 & U \geq 25 \text{ m/sec} \end{aligned}$$

όπου με N'_{w_2} συμβολίζεται η μέση-ωριαία παραγόμενη ισχύς της μίας Α/Γ Enercon E-40_6_40. Επομένως, η συνολική παραγωγή όλου του πάρκου ($N_{w_2}(t)$) υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας με τον αντίστοιχο αριθμό Α/Γ ($n_2=15$):

$$N_{w_2}(t) = n_2 \cdot N'_{w_2}(t) \quad (8)$$



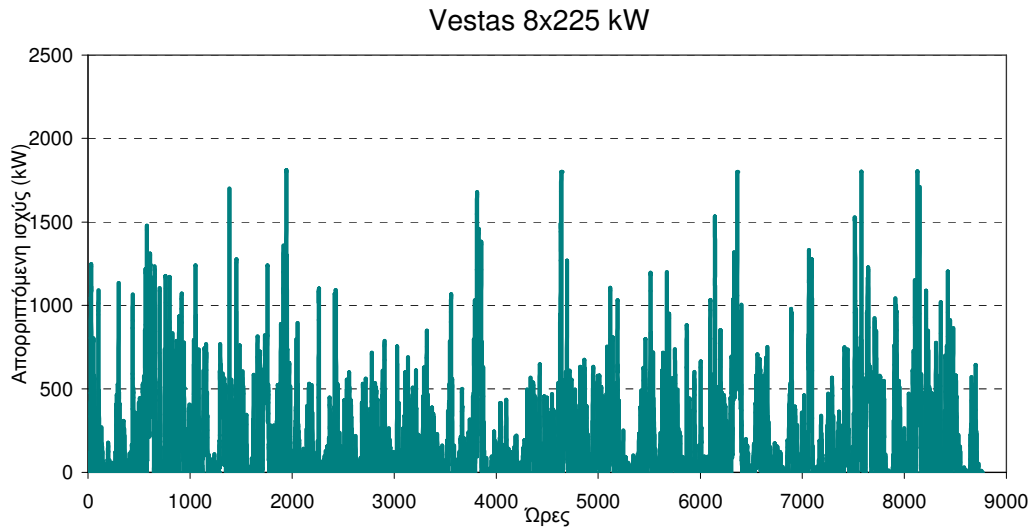
Σχήμα 4.2. Καμπύλη ισχύος Α/Γ Enercon E-40_6_40 [44].

Γνωρίζοντας τώρα τις πραγματικές χρονοσειρές μέσης-ωριαίας παραγωγής των υφιστάμενων Α/Π, με αρκετά καλή προσέγγιση, για το έτος αναφοράς (2007), καθώς και τις πραγματικές τιμές απορρόφησης ($N_{a_i}(t)$) από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού για το ίδιο έτος, εκτιμούνται οι αντίστοιχες απορρίψεις αιολικής ενέργειας ($N_{w_i}(t)$) για τα πάρκα των 1,8 MW ($i=1$) και 9 MW ($i=2$) με βάση τις παρακάτω σχέσεις.

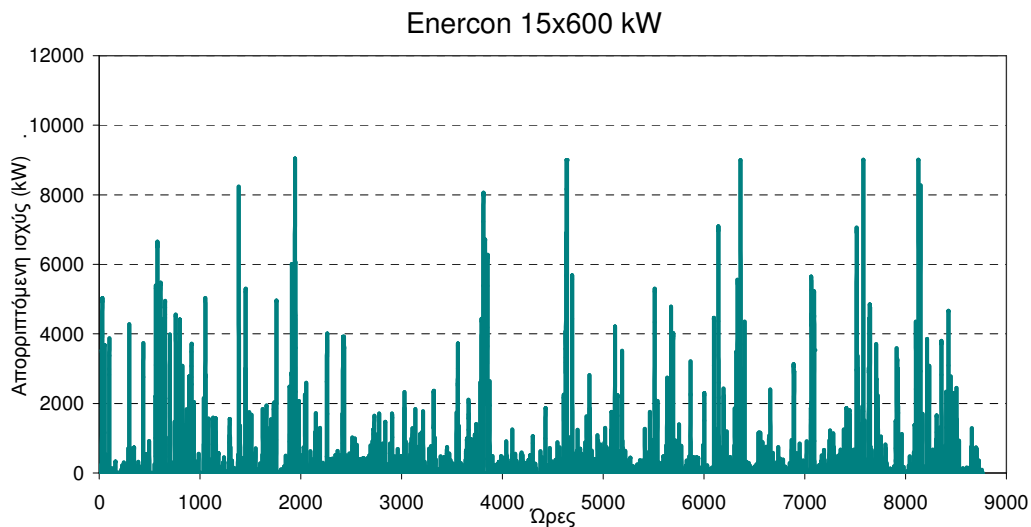
$$\text{Εάν } N_{w_i}(t) > N_{a_i}(t) \rightarrow N_{w_i}(t) = N_{w_i}(t) - N_{a_i}(t) \quad (9)$$

$$\text{Εάν } N_{w_i}(t) = N_{a_i}(t) \rightarrow N_{w_i}(t) = 0 \quad (10)$$

Με βάση τα παραπάνω, υπολογίστηκε ότι η ενεργειακή παραγωγή και από τα δύο πάρκα (1,8+9 MW), για το έτος 2007, ήταν περίπου 37 GWh και το ποσοστό απορρίψεων αυτής μόλις 10%, ένα αρκετά ικανοποιητικό ποσοστό συγκρινόμενο με άλλες περιπτώσεις νησιών. Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί, ότι η συνεισφορά των υφιστάμενων αιολικών συστημάτων στη κάλυψη της ζήτησης φορτίου, για το 2007, βρέθηκε γύρω στο 11%. Στα Σχήματα 4.3, 4.4, μπορεί κανείς να διακρίνει τις χρονοσειρές απορρίψεων της παραχθείσας ενέργειας από τα δύο Α/Π ονομαστικής ισχύος 1,8 MW και 9 MW αντιστοίχως.



Σχήμα 4.3. Χρονοσειρά απορρίψεων της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από το Α/Π ονομαστικής ισχύος 1,8 MW, 2007.



Σχήμα 4.4. Χρονοσειρά απορρίψεων της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από το Α/Π ονομαστικής ισχύος 9 MW, 2007.

4.2. Διείδυση νέων αιολικών συστημάτων

Για τον υπολογισμό διείδυσης νέων αιολικών συστημάτων στο νησί της Λέσβου, αρχικά,

λαμβάνεται υπόψη η σύνθεση παραγωγής του θερμικού σταθμού με βάση την ανάλυση που έχει προηγηθεί στο Κεφάλαιο 1.3. Όπως έχει ήδη προαναφερθεί (Κεφάλαιο 3.2), ο θερμικός σταθμός στη Λέσβο αποτελείται από οκτώ μηχανές εσωτερικής καύσης που καταναλώνουν μαζούτ και έναν αεριοστρόβιλο που καταναλώνει ντίζελ. Η αναλογία κόστους μεταξύ των δύο αυτών καυσίμων είναι 1:3 αντιστοίχως. Με βάση αυτό, οι θερμικές μηχανές επιλέγεται να εντάσσονται σε λειτουργία με την παρακάτω σειρά:

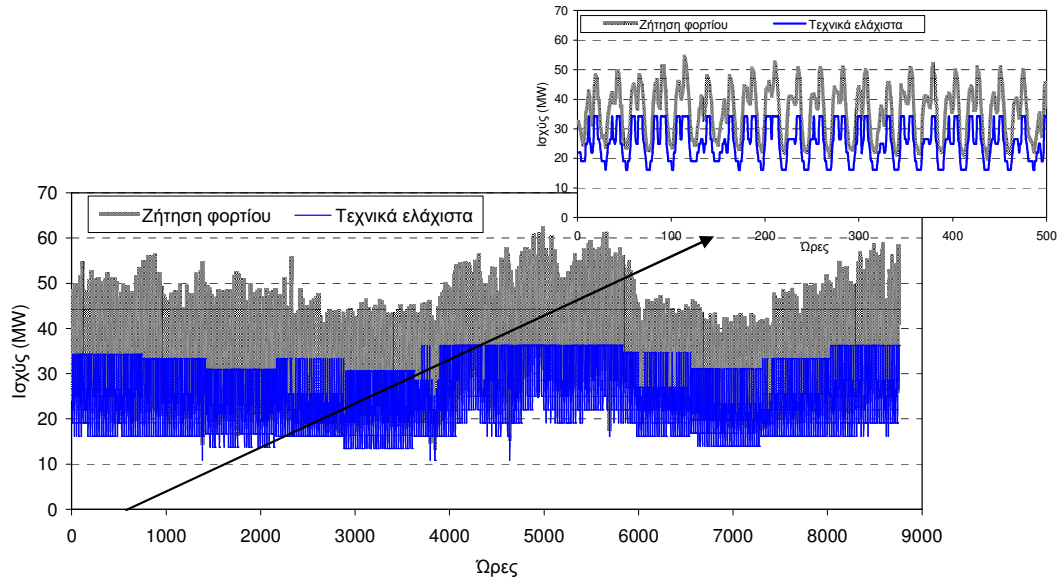
- Οκτώ μηχανές εσωτερικής καύσης.
- Αεριοστρόβιλος (για κάλυψη της ζήτησης αιχμής).

Επιπλέον, γίνεται η υπόθεση ότι οι τρεις μηχανές βάσης (No 11, No 10, No 6) (βλ. Πίνακα 3.1), λειτουργούν στο 75% της ονομαστικής τους ισχύος, ενώ οι άλλες πέντε στο 85% και 90% (περιοχές με τη λιγότερη ειδική κατανάλωση). Τέλος, ο αεριοστρόβιλος υποτίθεται ότι δουλεύει στο 100% της μέγιστης ισχύος του αφού είναι η μηχανή που μπαίνει τελευταία στο σύστημα συνεισφέροντας μόνο κατά τις ώρες αιχμής. Με βάση τα παραπάνω, εννιά καταστάσεις λειτουργίας του θερμικού σταθμού προτείνονται και παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.1.

Πίνακας 4.1. Πιθανές καταστάσεις λειτουργίας του θερμικού σταθμού.

Καταστάσεις Λειτουργίας	Αριθμός Μονάδας	Παραγωγή Ισχύος (kW)		Ελάχιστη Παραγωγή Ισχύος (kW)
		Χειμώνας	Καλοκαίρι	
1	11	8.250	8.250	5.650
2	11+10	16.020	16.020	10.830
3	11+10+6	24.060	24.060	16.180
4	11+10+6+2	28.972	28.972	19.105
5	11+10+6+2+3	33.885	33.885	22.030
6	11+10+6+2+3+4	38.797	38.797	24.955
7	11+10+6+2+3+4+13	41.528	41.528	26.507
8	11+10+6+2+3+4+13+7	45.008	45.008	28.507
9	11+10+6+2+3+4+13+7+12	59.008	57.508	36.257

Εν συνεχεία, λαμβάνεται υπόψη ένα μηνιαίο πρόγραμμα συντήρησης, κατά τις περιόδους με χαμηλή ζήτηση, για όλες τις θερμικές μηχανές πλην του αεριοστροβίλου. Έτσι, όλες οι μηχανές υποτίθεται ότι δουλεύουν κατά τους μήνες Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβρη, όπου η ζήτηση φορτίου είναι σχετικά μεγάλη. Με βάση τα παραπάνω, σχεδιάζεται η καμπύλη που απεικονίζεται στο Σχήμα 4.5, όπου φαίνονται τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων (με μπλε) που αντιστοιχούν σε κάθε μέση-ωριαία ζήτηση φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους 2007.



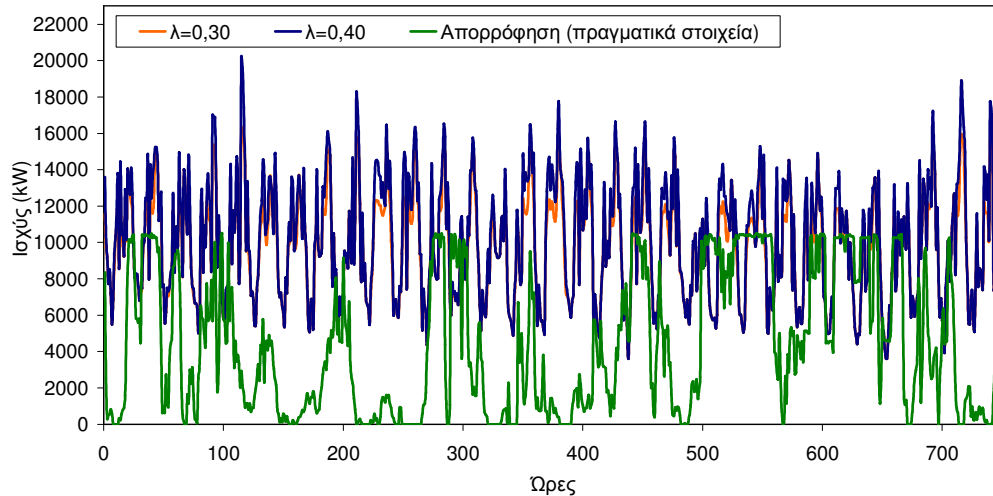
Σχήμα 4.5. Ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος και τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων με βάση τη σειρά ένταξης τους, 2007.

Σύμφωνα με την ανάλυση που έχει προηγηθεί στο Κεφάλαιο 1.3, υπολογίζεται η μέγιστη διείδυση των αιολικών συστημάτων στο νησί (βλ. Σχέσεις 2-4). Στο Σχήμα 4.6, απεικονίζονται, ενδεικτικά, τα αντίστοιχα αποτελέσματα για τον μήνα Ιανουάριο 2007, χωρίς να υπάρχουν αξιοσημείωτες διαφορές μεταξύ των δύο ανώτατων ορίων διεύσδυσης (30% και 40%). Γι' αυτόν τον λόγο, για όλους τους υπολογισμούς στη συνέχεια της εργασίας, η τιμή του λ λαμβάνεται σταθερή και ίση με 30%. Στη συνέχεια, εκτιμάται η δυνατότητα διείδυσης νέων αιολικών συστημάτων, στο ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου, καθώς και των αναμενόμενων απορρίψεων αιολικής ενέργειας, για το έτος αναφοράς 2007. Σ' αυτό το σημείο, λαμβάνονται υπόψη επιπλέον τα παρακάτω στοιχεία:

- ✓ Αναλυτικές μετρήσεις ταχύτητας ανέμου στην περιοχή που υποτίθεται ότι προορίζεται για την εγκατάσταση νέων Α/Π καθώς και τις χαρακτηριστικές καμπύλες ισχύος των Α/Π που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν ώστε να μπορεί να υπολογιστεί η αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από τα νέα Α/Π.
- ✓ Τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων Α/Π, όπως η ονομαστική ισχύς τους και η ημερομηνία αδειοδότησης τους. Σ' αυτό το σημείο λαμβάνεται επίσης υπόψη ότι:
 - Η απορρόφηση ενέργειας από τα Α/Π που έχουν αδειοδοτηθεί πριν τον Ν. 2244/94 γίνεται με προτεραιότητα.
 - Η απορρόφηση από τα υπόλοιπα Α/Π ισομοιράζεται ανάλογα με την στιγμιαία παροχή ισχύος στο δίκτυο ή πρακτικά ανάλογα με την ονομαστική τους ισχύ. Δηλαδή,

$$v_i = \frac{N_i}{\sum_{i=1}^{i=i_{\max}} N_i} \quad (11)$$

όπου το v_i αντιπροσωπεύει το ποσοστό ενεργειακής παραγωγής που θα απορροφηθεί από κάθε Α/Π, υφιστάμενο ή νέο. Ισούται με την ονομαστική ισχύ του υπό εξέταση Α/Π (N_i) προς την συνολική εγκατεστημένη ισχύ Α/Π στο νησί (εξαιρώντας τα Α/Π που έχουν αδειοδοτηθεί πριν τον Ν. 2244/94).



Σχήμα 4.6. Μέγιστη διείσδυση αιολικών συστημάτων για τον μήνα Ιανουάριο 2007 για δύο διαφορετικά ανώτατα όρια διείσδυσης ($\lambda=30\%$ και $\lambda=40\%$).

Επιλέγεται η διερεύνηση νέων αιολικών συστημάτων συνολικής ισχύος μέχρι τα 21 MW και τύπος Α/Γ η Enercon E-40_6_40 (600 kW ονομαστικής ισχύος). Επίσης, γίνεται η υπόθεση ότι τα νέα Α/Π θα εγκατασταθούν στο δυτικό μέρος του νησιού (βλ. Κεφάλαιο 3.3) και γι' αυτό γίνεται χρήση των μέσων-ωριαίων ταχυτήτων ανέμου που ήδη είναι γνωστές και αφορούν στο Α/Π των 9 MW, λόγω της δυσκολίας εύρεσης δεδομένων για μετρήσεις ταχύτητας στην υποτιθέμενη περιοχή. Στον Πίνακα 4.2, παρουσιάζονται όλα τα εξεταζόμενα σενάρια αιολικών συστημάτων. Όλοι οι υπολογισμοί βασίζονται στη παραδοχή ότι η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, παραγόμενη από το υφιστάμενο Α/Π ονομαστικής ισχύος 1,8 MW ($i=1$), γίνεται κατά προτεραιότητα. Έτσι, επειδή η προκύπτουσα μέγιστη, μέση-ωριαία, διείσδυση των αιολικών συστημάτων είναι πολύ μεγαλύτερη από την παραγόμενη ενέργεια αυτού του πάρκου, γίνεται η υπόθεση ότι δεν υπάρχουν απορρίψεις λόγω των επιβαλλόμενων περιορισμών του τοπικού ηλεκτρικού δικτύου και γι' αυτόν τον λόγο το πάρκο αυτό δεν λαμβάνεται υπόψη στη παρούσα μελέτη.

Πίνακας 4.2. Σενάρια υπό διερεύνηση για εγκατεστημένη ισχύ αιολικών συστημάτων.

i	Ονομαστική ισχύς Α/Π
1	$N_1= 1,8$ MW (υφιστάμενο)
2	$N_2= 9$ MW (υφιστάμενο)
3	$N_3= 6$ MW
4	$N_4= 9$ MW
5	$N_5= 12$ MW
6	$N_6= 15$ MW
7	$N_7= 18$ MW
8	$N_8= 21$ MW

Η συνολική παραγωγή ($N_w(t)$) θεωρείται ίση με το άθροισμα της παραγωγής ισχύος όλων των 'εν λειτουργία' Α/Π ($N_{w_i}(t)$) που εξετάζονται κάθε φορά:

$$N_w(t) = \sum N_{w_i}(t) \text{ για } i = 2 \text{ έως } i_{\max} \quad (12)$$

Η μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης ισχύος από το τοπικό δίκτυο για κάθε Α/Π ($N_{w_i}^*(t)$)

εκτιμάται σύμφωνα με τα παρακάτω:

$$\begin{aligned} \text{Εάν } N_w^*(t) > N_{w_1}(t) \text{ και } N_w^*(t) - N_{w_1}(t) < N_w(t) \\ \rightarrow N_{w_i}^*(t) = v_i(t) \cdot [N_w^*(t) - N_{w_1}(t)] \text{ για } i = 2 \text{ έως } i_{\max} \end{aligned} \quad (13)$$

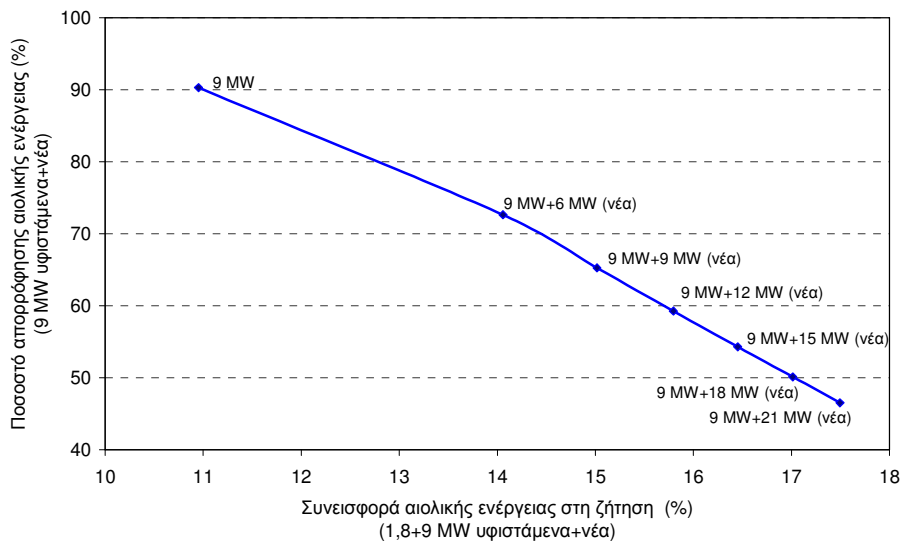
$$\begin{aligned} \text{Εάν } N_w^*(t) > N_{w_1}(t) \text{ και } N_w^*(t) - N_{w_1}(t) \geq N_w(t) \\ \rightarrow N_{w_i}^*(t) = N_{w_1}(t) \text{ για } i = 2 \text{ έως } i_{\max} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \text{Εάν } N_w^*(t) \leq N_{w_1}(t) \\ \rightarrow N_{w_i}^*(t) = 0 \text{ για } i = 2 \text{ έως } i_{\max} \end{aligned} \quad (15)$$

Αντίστοιχα, οι αναμενόμενες απορρίψεις ισχύος από κάθε Α/Π ($N_{w_i}(t)$) θα είναι:

$$N_{w_i}(t) = N_{w_1}(t) - N_{w_i}^*(t) \text{ για } i = 2 \text{ έως } i_{\max} \quad (16)$$

Εφαρμόζοντας τα παραπάνω, προκύπτει η καμπύλη που απεικονίζεται στο Σχήμα 4.7³. Συγκεκριμένα, παρουσιάζεται η ετήσια απορρόφηση ισχύος από το υφιστάμενο Α/Π των 9 MW (ίση με 90% για $\lambda=30\%$) καθώς και η αναμενόμενη απορρόφηση όταν η εγκατεστημένη αιολική ισχύς φθάσει τα 30 MW (9 MW υφιστάμενα + 21 MW νέα). Για παράδειγμα, στη περίπτωση των 15 MW Α/Π (9 MW υφιστάμενα + 6 MW νέα), η απορρόφηση ισχύος από το δίκτυο φθάνει περίπου το 73% της συνολικής παραγόμενης, ενώ όσο η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π αυξάνεται, η απορρόφηση μειώνεται σταδιακά. Αυτό σημαίνει ότι υπάρχει ένα ανώτατο όριο για νέες εγκαταστάσεις έργων αιολικής ενέργειας ώστε αυτές να λειτουργούν με οικονομικά βιώσιμους όρους αφού αναμένονται μεγάλες ενεργειακές απορρίψεις.



Σχήμα 4.7. Ετήσια ποσοστά απορρόφησης και συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στη ζήτηση, $\lambda=30\%$.

³ Ο άξονας ψ του διαγράμματος δεν αναφέρεται στη περίπτωση του υφιστάμενου Α/Π ονομαστικής ισχύος 1,8 MW διότι η απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος του από το δίκτυο γίνεται κατά προτεραιότητα με αποτέλεσμα να μην μειώνονται τα σημερινά ποσοστά απορρόφησης όταν το άνω όριο διεύθυνσης τεθεί ίσο ή μεγαλύτερο του 30%.

Γίνεται εμφανές λοιπόν, ότι η αιολική ενέργεια, από μόνη της, δεν μπορεί να παίζει καθοριστικό ρόλο στη αντιμετώπιση του ενεργειακού προβλήματος του νησιού αφού η διείσδυση της στην ηλεκτρική κατανάλωση με δυσκολία αγγίζει το 18% ακόμα και σε περιπτώσεις μεγάλης εγκαστημένης αιολικής ισχύος (π.χ. 1,8+9 MW υφιστάμενα + 21 MW νέα). Έτσι, προκύπτει η ανάγκη διερεύνησης της οικονομοτεχνικής βιωσιμότητας ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Π και υδροστροβίλους με αντλησιοταμίευση.

5. Εισαγωγή συστήματος αιολικών πάρκων και αντλιοσταμείωσης στη Λέσβο

Σε αυτό το Κεφάλαιο γίνεται σύντομη περιγραφή του ενεργειακού μοντέλου προσομοίωσης, των βασικών υπολογισμών του και των αρχείων εξόδου του. Εν συνεχεία, γίνεται αναφορά σε τοπικές και άλλες παραμέτρους που παίζουν καθοριστικό ρόλο στην αξιολόγηση της οικονομοτεχνικής συμπεριφοράς ενός τέτοιου συστήματος, όπως για παράδειγμα είναι η εκμετάλλευση μιας υφιστάμενης δεξαμενής στο νησί ως κάτω ταμιευτήρα στη μονάδα αντλιοσταμείωσης. Επίσης, γίνεται αναφορά στον τρόπο επιλογής της ισχύος των αντλιών, στη χρήση μονού αγωγού έναντι διπλού, και στον τύπο του υδροστροβίλου. Τέλος, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της παραμετρικής μελέτης διαστασιολόγησης του συστήματος για πολλούς πιθανούς συνδυασμούς μεγεθών Α/Π, υδροστροβίλων και χωρητικότητας άνω ταμιευτήρα.

5.1. Ενεργειακό μοντέλο προσομοίωσης προτεινόμενου συστήματος

5.1.1. Περιγραφή προγράμματος

Για τον προσδιορισμό της επίδρασης διάφορων παραμέτρων στην ενεργειακή απόδοση του συστήματος, έχει αναπτυχθεί ένας υπολογιστικός αλγόριθμος [45] στο περιβάλλον της "Visual Basic". Ο αλγόριθμος πραγματοποιεί αριθμητική προσομοίωση λειτουργίας του συστήματος. Διάφοροι περιορισμοί λαμβάνονται υπόψη, όπως για παράδειγμα, η λειτουργία του αντλιοστασίου να μην επιτρέπεται όταν η άνω δεξαμενή είναι γεμάτη ή κατά τη διάρκεια παραγωγής ενέργειας από τον Υ/Σ γιατί η εγκατάσταση που προσομοιώνεται διαθέτει έναν αγωγό οπότε τις συγκεκριμένες ώρες παραγωγής δεν είναι δυνατή η αποθήκευση νερού άρα και η εκμετάλλευση της περίσσειας αιολικής ενέργειας. Το υπολογιστικό εργαλείο παρέχει, μεταξύ άλλων, την ωριαία λειτουργική κατάσταση και την ετήσια ενεργειακή απόδοση του σταθμού, καθώς και λεπτομερή παρουσίαση των διάφορων ενεργειακών απωλειών στον αγωγό, στον/στους Υ/Σ, στις αντλίες και στον ηλεκτρολογικό εξοπλισμό. Υιοθετείται το σενάριο παροχής εγγυημένης ισχύος επί καθημερινής βάσεως, κατά τη διάρκεια των ωρών αιχμής ζήτησης φορτίου (12:00-14:00 και 20:00-22:00) [46]. Έτσι, ο υπολογιστικός κώδικας μπορεί να εφαρμοστεί για διάφορες τιμές παροχής εγγυημένης ενέργειας ημερησίως, αξιοποιώντας, σε αρκετά μεγάλο βαθμό την περίσσεια ενέργειας που παράγεται από υφιστάμενα ή μελλοντικά Α/Π και δεν απορροφάται από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού. Η ποσότητα εγγυημένης ενέργειας που αποδίδεται προκύπτει από το μέγεθος του/των Υ/Σ επί τις προγραμματισμένες ώρες παραγωγής. Στη περίπτωση που τα αποθέματα νερού στην άνω δεξαμενή δεν είναι αρκετά για την ικανοποίηση της συνθήκης παροχής εγγυημένης ισχύος, οι αντλίες απορροφούν από το δίκτυο την ενέργεια που απαιτείται κατά τη διάρκεια των ωρών χαμηλής ζήτησης φορτίου (1:00-8:00) όπου το οριακό κόστος παραγωγής του θερμικού σταθμού είναι αρκετά χαμηλό.

5.1.2. Δεδομένα προγράμματος

Τα δεδομένα του προγράμματος (input data) αφορούν στις παρακάτω βασικές συνιστώσες του συστήματος.

- **Αντλιοστάσιο.** Το μέγεθος αντλιοστασίου (αντλίες σταθερών στροφών) καθορίζεται από:
 - τον αριθμό των αντλιών που λειτουργούν παράλληλα,
 - την ονομαστική ισχύ της αντλίας,

- το ονομαστικό μανομετρικό ύψος της αντλίας και
- το βαθμό απόδοσης της αντλίας.
- **Υδροστρόβιλος.** Ο Υ/Σ της εγκατάστασης καθορίζεται από:
 - το εύρος της ονομαστικής ισχύος του,
 - το ονομαστικό μανομετρικό ύψος του και
 - τον βαθμό απόδοσης του.
- **Ταμιευτήρες.** Η χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης καθορίζεται από τις διαστάσεις του άνω και του κάτω ταμιευτήρα:
 - επιφάνεια άνω ταμιευτήρα,
 - επιφάνεια κάτω ταμιευτήρα,
 - όγκος άνω ταμιευτήρα και
 - όγκος κάτω ταμιευτήρα.
- **Υδραυλικό δίκτυο.** Οι παράμετροι που καθορίζουν τη διάσταση του υδραυλικού δικτύου είναι:
 - η υψομετρική διαφορά των δύο ταμιευτήρων,
 - το μήκος του αγωγού και
 - το εύρος της διαμέτρου του αγωγού.
- **Περίσσεια αιολικής ενέργειας.** Η περίσσεια ενέργειας που χρησιμοποιείται για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης εισάγεται σε σε ωριαίες τιμές για το έτος αναφοράς.

Στο Σχήμα 5.1, φαίνεται η φόρμα εισαγωγής δεδομένων στο πρόγραμμα.

PHS Energy v4.06 (2009)

Max number of pumps= 10

Water Pump's Nominal Power= 600 kW

Pump Nominal Head= 300 m (Suggested value 120% of system elevation)

Pump Nominal Efficiency= 0.8

Water Turbine Nominal Head= 225 mH2O (Suggested value 90% of system elevation)

Water Turbine Nominal Efficiency= 0.9

Water Turbine Nominal Power (kW):

From 1500 to 15000 step 500

Upper-lower Reservoir elevation= 250 m

Upper Reservoir Area= 5461 m²

Lower Reservoir Area= 100000 m²

Upper Reservoir Volume= 109218 m³

Lower Reservoir Volume= 2550000 m³

Pipe Length= 2000 m

Pipe Diameter (m):

From 1.0 to 2.0 step 0.1

ATTENTION!! The decimal symbol depends on the local computer settings

Print Values (min Diameter, max Hydro Power)

Estimated Hydro Head: 224 m

Min Suggested Upper Reservoir Volume: 109218 m³

Program Status: Data Input

Calculate End

(c) Soft Energy Applications and Environmental Protection Lab, TEI of Piraeus

Σχήμα 5.1. Εισαγωγή δεδομένων στο πρόγραμμα.

5.1.3. Βασικοί υπολογισμοί

Μετά τον καθορισμό των διαστάσεων της εγκατάστασης, το πρόγραμμα εξετάζει σε ωριαία

βάση τη λειτουργία της μονάδας. Σε αυτό το σημείο, γίνεται έλεγχος της ταχύτητας μέσα στον αγωγό ώστε αυτή να μην υπερβεί τα 2 m/s όπως επίσης της ισχύος του αντλιοστασίου και του όγκου αποθήκευσης. Οι καταστάσεις λειτουργίας της εγκατάστασης διαχωρίζονται σε τρεις χρονικές περιόδους κατά τη διάρκεια του 24ώρου, δηλαδή:

1. **Περίοδος παραγωγής ενέργειας.** Ελέγχεται η στάθμη του άνω και κάτω ταμιευτήρα.
 - 1.1. Τα αποθέματα νερού επαρκούν για την κάλυψη των απαιτήσεων και μεταφέρεται παροχή νερού από τον άνω στον κάτω ταμιευτήρα.
 - 1.2. Τα αποθέματα νερού δεν επαρκούν για την κάλυψη των απαιτήσεων οπότε καταγράφεται στο αρχείο εξόδου η λέξη "No" στη συγκεκριμένη ώρα.
2. **Περίοδος εξασφάλισης εγγυημένης ισχύος.** Η εγγυημένη παροχή ισχύος από τους Υ/Σ, εξασφαλίζεται με έλεγχο της στάθμης του άνω ταμιευτήρα στη 1:00 το πρωί κάθε ημέρας. Εάν κατά τον έλεγχο προκύψει έλλειμμα ενέργειας, αυτό καλύπτεται προγραμματίζοντας το αντλιοστάσιο να τροφοδοτεί τον άνω ταμιευτήρα με συγκεκριμένη παροχή για 7 ώρες (1:00-8:00). Η ενέργεια που απαιτείται από το αντλιοστάσιο καλύπτεται από τη διαθέσιμη περίσσεια αιολικής ενέργειας, και τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο.
3. **Περίοδος κανονικής αποθήκευσης περίσσειας αιολικής ενέργειας.** Τις ώρες εκτός παραγωγής των Υ/Σ του συστήματος λειτουργεί το αντλιοστάσιο το οποίο εκμεταλλεύεται τη διαθέσιμη (εφόσον υπάρχει) περίσσεια αιολικής ενέργειας για να μεταφέρει νερό στον άνω ταμιευτήρα. Όπως προαναφέρθηκε, κατά τις ώρες 1:00-8:00 εάν κατά τον έλεγχο προκύψει ότι δεν επαρκούν τα αποθέματα νερού στον άνω ταμιευτήρα για την κάλυψη της ημερήσιας εγγυημένης ενέργειας (τις καθορισμένες ώρες) τότε η διαδικασία άντλησης τροποποιείται από τη κανονική διαδικασία αποθήκευσης και προγραμματίζεται η μεταφορά συγκεκριμένης παροχής νερού για όλο το επτάωρο, με ηλεκτρική ενέργεια η οποία συμπληρώνεται από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού.

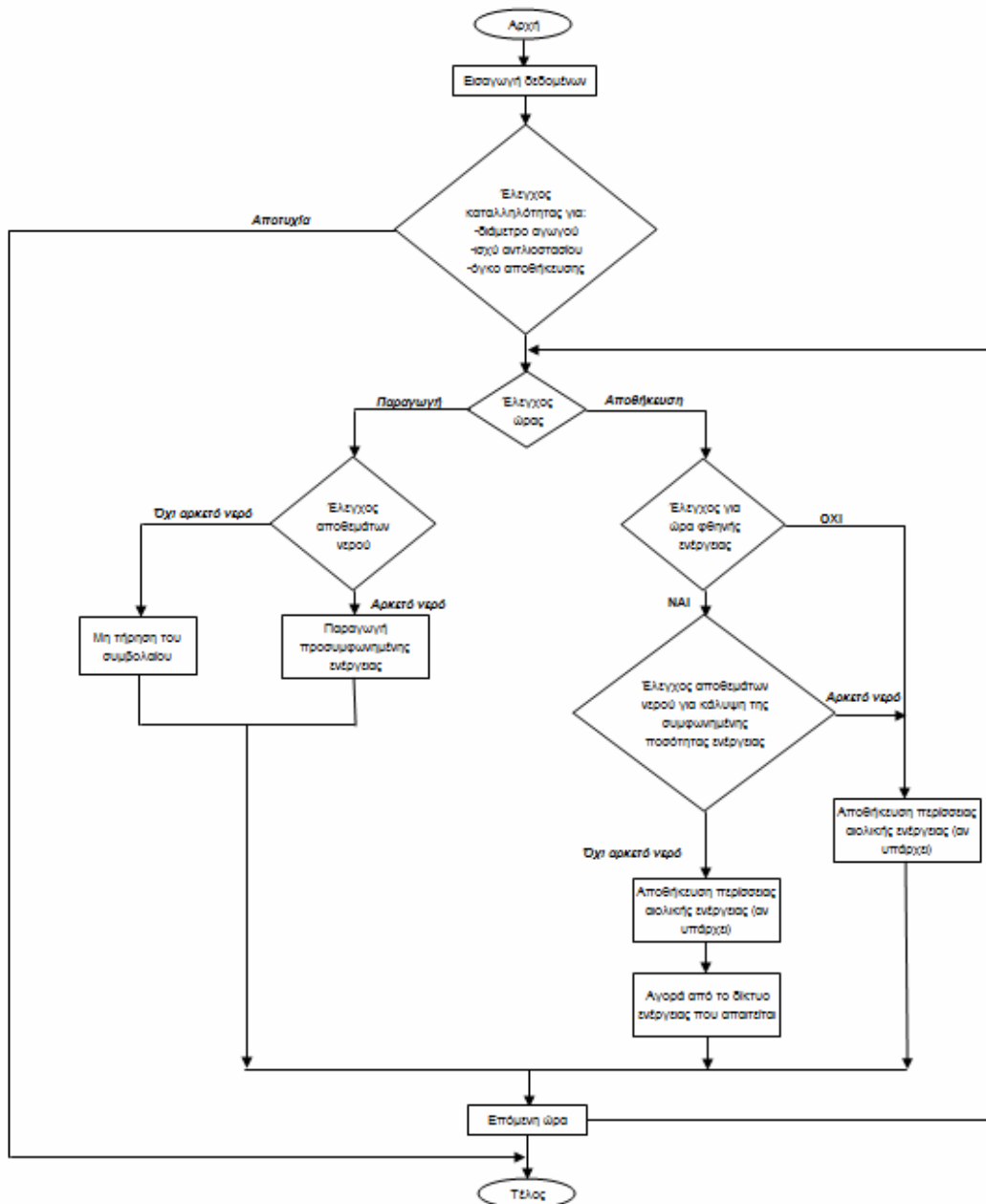
Στο Σχήμα 5.2, φαίνεται ο αλγόριθμος διαστασιολόγησης του συστήματος.

5.1.4. Αρχεία εξόδου

Το πρώτο αρχείο αφορά στη καταγραφή τυχόν προβληματικής λειτουργίας της μονάδας λόγω υπέρβασης της προκαθορισμένης ταχύτητας του νερού στον αγωγό και ανικανότητας άντλησης (λόγω χρήσης μικρής ισχύος αντλιών σε σχέση με αυτή απαιτείται για τη τήρηση της συνθήκης παροχής εγγυημένης ισχύος). Το δεύτερο αρχείο περιλαμβάνει τα δεδομένα εισαγωγής από τον χρήστη. Το τρίτο και το κυριότερο αρχείο εξόδου του προγράμματος περιλαμβάνει την ωριαία κατάσταση λειτουργίας του συστήματος κατά τη διάρκεια του έτους προσομοίωσης καθώς και αντίστοιχα σχόλια (π.χ. αν ικανοποιήθηκε η παροχή ενέργειας όλες τις προκαθορισμένες ώρες, αν η προγραμματισμένη άντληση καλύφθηκε από περίσσεια αιολικής ενέργειας ή από συμβατική από το τοπικό δίκτυο κτλ.). Στο τέλος του αρχείου εξόδου παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του προγράμματος, δηλαδή:

- Το μανομετρικό ύψος του Υ/Σ όπως αυτό υπολογίστηκε.
- Η συνολική διαθέσιμη περίσσεια αιολικής ενέργειας.
- Περίσσεια αιολικής ενέργειας η οποία απορρίφθηκε λόγω της διαδικασίας παραγωγής.
- Ηλεκτρική ενέργεια η οποία απορροφήθηκε από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο προκειμένου να καλυφθεί το έλλειμμα ενέργειας το οποίο παρουσιάστηκε κατά την προγραμματισμένη άντληση για την εξασφάλιση των αποθεμάτων νερού.

- Περίσσεια αιολικής ενέργειας που απορρίφθηκε λόγω πληρότητας του άνω ταμιευτήρα.
- Περίσσεια αιολικής ενέργειας που απορρίφθηκε λόγω χαμηλής τιμής περίσσειας αιολικής ενέργειας η οποία δεν ήταν αρκετή για τη λειτουργία του αντλιοστασίου.
- Περίσσεια αιολικής ενέργειας που απορρίφθηκε λόγω υπέρβασης της μέγιστης ισχύος του αντλιοστασίου.
- Υδραυλικές απώλειες κατά την παραγωγή.
- Λανθάνουσες απώλειες κατά την παραγωγή.
- Ηλεκτρομηχανολογικές απώλειες κατά την παραγωγή.
- Υδραυλικές απώλειες κατά την άντληση.
- Ηλεκτρομηχανολογικές απώλειες κατά την άντληση.

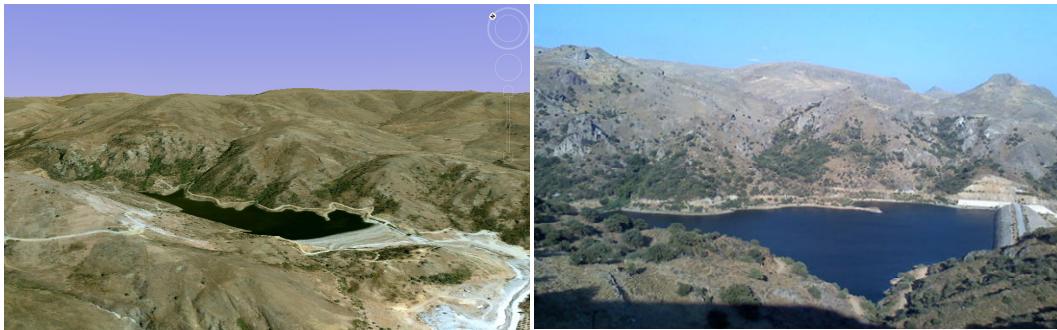


Σχήμα 5.2. Αλγόριθμος διαστασιολόγησης του συστήματος [45].

5.2. Συνθήκες εφαρμογής

5.2.1. Ταμιευτήρες

Γνωρίζοντας ότι η κατασκευή των δύο ταμιευτήρων αποτελεί μεγάλο μέρος του αρχικού κόστους εγκατάστασης του έργου, γίνεται προσπάθεια μείωσης αυτού μέσω της εκμετάλλευσης του φράγματος στη περιοχή της Ερεσού (βλ. Σχήμα 3.2, Κεφάλαιο 3.2. και Πίνακα 3.2, Κεφάλαιο 3.3) ως κάτω δεξαμενή. Παράγοντες όπως η μεγάλη του χωρητικότητα, οι μεγάλες υψομετρικές διαφορές γύρω από το φράγμα (Σχήμα 5.3) καθώς και η τοποθεσία του (δυτικό μέρος του νησιού, πολύ κοντά στα Α/Π), καθιστούν αυτή την επιλογή ως μια πολύ ευνοϊκή λύση. Η επιχειρησιακή ικανότητα αποταμίευσης νερού του φράγματος είναι $2.550.000 \text{ m}^3$ με μέγιστο όριο τα $2.760.000 \text{ m}^3$. Μεγάλες ποσότητες υδατικής απορροής εξαιτίας πλημμύρων παρατηρούνται κατά τη διάρκεια των βροχοπτώσεων, λαμβάνοντας υπόψη τις απότομες πλαγιές, τα ρηχά εδάφη και τα πυριγενή πετρώματα που χαρακτηρίζουν την λεκάνη απορροής της Καλάνδρας.



Σχήμα 5.3. Το φράγμα στην Ερεσό.

Η χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα (V_{up}) αποτελεί παράμετρο προς διερεύνηση εξαρτώμενη από την ονομαστική ισχύ των Υ/Σ (N_{HT}) και τις ημέρες αυτονομίας (d_o) και θα καθοριστεί με βάση οικονομικά κριτήρια. Έτσι, ο όγκος, σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του ενεργειακού μοντέλου προσομοίωσης, υπολογίζεται με βάση τη παρακάτω σχέση:

$$N_{HT} = \eta_{HT} \cdot \rho \cdot g \cdot \dot{V}_{HT} \cdot H_{HT} \Leftrightarrow \dot{V}_{HT} \cdot t = \frac{N_{HT} \cdot t}{\eta_{HT} \cdot \rho \cdot g \cdot H_{HT}} \Leftrightarrow V_{up} = \frac{E_{HT}}{\eta_{HT} \cdot \rho \cdot g \cdot H_{HT}} \quad (17)$$

όπου με ρ συμβολίζεται η πυκνότητα του νερού, με g η επιτάχυνση της βαρύτητας, με η_{HT} η απόδοση των Υ/Σ, με H_{HT} το ωφέλιμο ολικό ύψος, με \dot{V}_{HT} η παροχή όγκου νερού και με E_{HT} η παραγόμενη εγγυημένη ενέργεια από τους Υ/Σ.

5.2.2. Αντλιοστάσιο

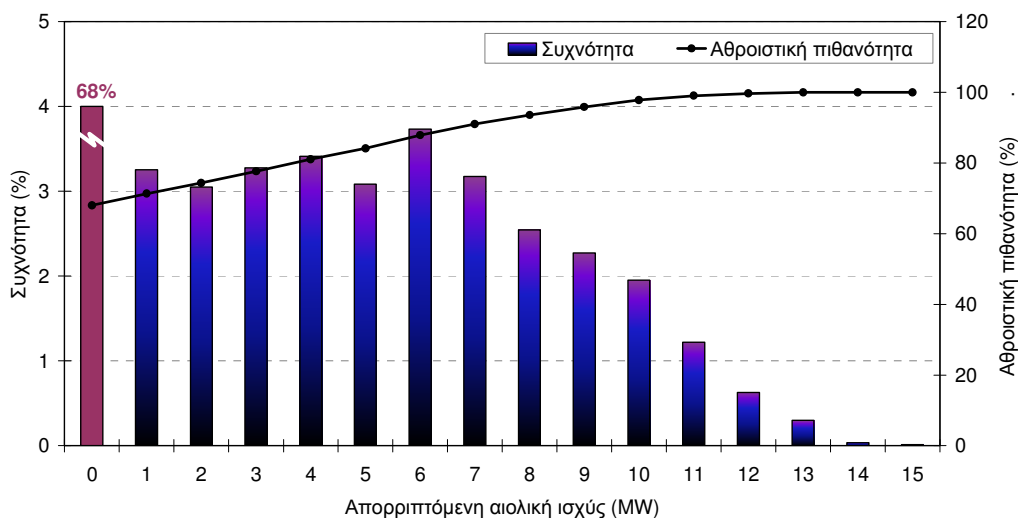
Για τον καθορισμό της ονομαστικής ισχύος των αντλιών του συστήματος λαμβάνεται υπόψη η εγκατεστημένη ισχύς Α/Π και, πιο συγκεκριμένα, η αναμενόμενη μέση-ωριαία απορριπτόμενη ισχύς υφιστάμενων και μελλοντικών Α/Π (βλ. Κεφάλαιο 4). Υποθέτοντας ότι η ζήτηση φορτίου, σε κάποια δεδομένη χρονική στιγμή, είναι τόσο μικρή (ή και μηδενική) που αρκούν τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων για να την καλύψουν, και ότι την ίδια στιγμή υπάρχει μεγάλο αιολικό δυναμικό και έτσι τα Α/Π αποδίδουν τη μέγιστη τους ισχύ, οι αντλίες του συστήματος, λογικά, θα πρέπει να έχουν την ικανότητα να αξιοποιήσουν

την περίσσεια αιολικής ενέργειας αποθηκεύοντας νερό στην άνω δεξαμενή. Αυτό όμως αποτελεί ένα σενάριο που δεν μπορεί να υιοθετηθεί στη παρούσα εργασία. Οι εξεταζόμενες τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, συμπεριλαμβάνοντας και τις τιμές για τα νέα Α/Π στο νησί, φτάνουν τα 30 MW. Έτσι, με βάση το παραπάνω σενάριο, θα χρειαζόνταν πολύ μεγάλη ισχύς αντλιοστασίου ώστε να υπάρχει η δυνατότητα απορρόφησης όλης της αναμενόμενης περίσσειας αιολικής ενέργειας, κάτι που θα καθιστούσε το έργο οικονομικά ασύμφορο [7]. Γι' αυτόν τον λόγο, υπολογίζεται η συχνότητα απορρίψεων αιολικής ισχύος και η αντίστοιχη αθροιστική πιθανότητα για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις. Παρόλα αυτά, σε κάθε περίπτωση, οι αντλίες του συστήματος θα πρέπει να είναι ικανές να αποθηκεύσουν μέσα σε συγκεκριμένο χρονικό περιθώριο (δt_{WP}) την ενέργεια που απαιτείται για τη τήρηση της συνθήκης παροχής εγγυημένης ισχύος στο τοπικό δίκτυο του νησιού σε ημερήσια βάση (4 ώρες/ημέρα), κατά τη διάρκεια των προσυμφωνημένων ωρών (δt_{HT}). Συγκεκριμένα, η τήρηση του παραπάνω περιορισμού εκφράζεται με τη σχέση:

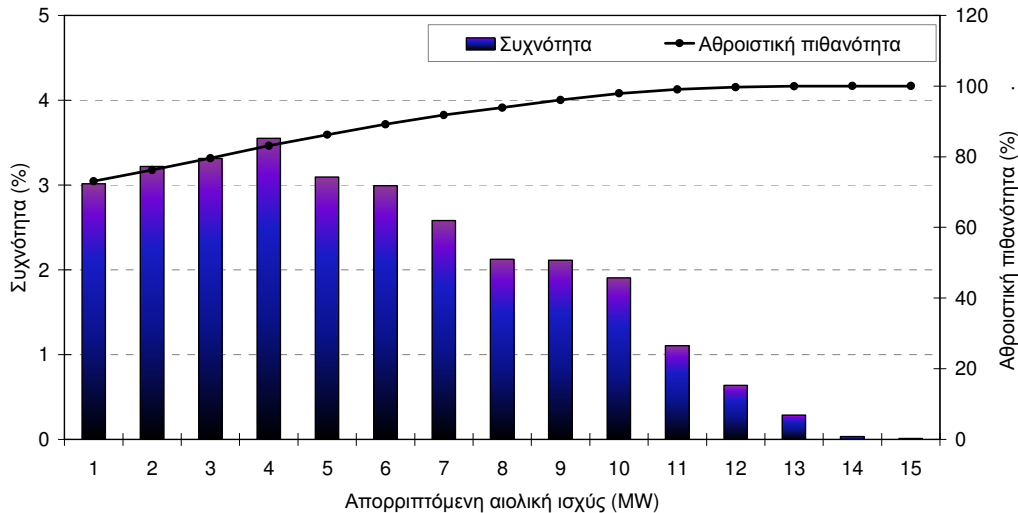
$$\delta t_{WP} \cdot \dot{V}_{WP} \geq \delta t_{HT} \cdot \dot{V}_{HT} \quad (18)$$

όπου \dot{V}_{WP} είναι η παροχή όγκου νερού από τις αντλίες.

Με βάση το Σχήμα 5.4 (περιλαμβάνεται και η περίπτωση των 0 MW απορρίψεων) οι πιο συχνές απορρίψεις βρίσκονται μεταξύ της περιοχής των 4 MW και 6 MW στη περίπτωση των 15 MW Α/Π (9 MW υφιστάμενα και 6 MW νέα) και 30% όριο διείσδυσης για την αιολική ισχύ. Επιπλέον, λαμβάνοντας υπόψη την αντίστοιχη αθροιστική πιθανότητα, καταλήγουμε στο ότι δεν υπάρχει λόγος χρησιμοποίησης μεγαλύτερης ισχύος αντλιών από τα 7 MW, με την προϋπόθεση όμως πάντα να τηρείται η Σχέση (18). Στο Σχήμα 5.5, απεικονίζονται οι αντίστοιχες πιθανότητες απορρίψεων, για την ίδια αιολική εγκατεστημένη ισχύ αλλά με ανώτατο όριο διείσδυσης 40%. Εδώ, οι πιο συχνές απορρίψεις είναι μικρότερες από τη προηγούμενη περίπτωση. Συγκεκριμένα, βρίσκονται μεταξύ της περιοχής των 3 MW και 4 MW, κάτι λογικό, αφού το δίκτυο απορροφά μεγαλύτερες ποσότητες αιολικής ενέργειας. Η ίδια ανάλυση έχει πραγματοποιηθεί για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις αιολικής εγκατεστημένης ισχύος και παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α.



Σχήμα 5.4. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 15 MW Α/Π, $\lambda=0.30$.



Σχήμα 5.5. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 15 MW Α/Π, λ=0.40.

5.2.3. Αγωγοί

Ένα πολύ σημαντικό χαρακτηριστικό της μονάδας αντλησιοταμίευσης είναι η σωλήνωση διακίνησης νερού μεταξύ των δύο δεξαμενών. Υπάρχουν δύο πιθανές περιπτώσεις:

- α) Η χρήση μονού αγωγού.
- β) Η χρήση διπλού αγωγού.

Σε περίπτωση επιλογής δύο αγωγών, επιτυγχάνουμε την ταυτόχρονη λειτουργία του Υ/Σ και των αντλιών και επομένως γίνεται μεγαλύτερη αξιοποίηση της περίσσειας ενέργειας από τα Α/Π. Από την άλλη πλευρά, με τη χρήση μόνης σωλήνωσης, το αρχικό κόστος (εκσκαφές, σήραγγες, υλικά σωληνώσεων, μεταφορά υλικών, έργα αντιστήριξης κλπ) και το κόστος συντήρησης της μονάδας είναι αρκετά λιγότερο. Εκτιμάται ότι ο διπλός αγωγός μπορεί να αυξήσει το αρχικό κόστος του υβριδικού σταθμού σε αρκετά μεγάλο βαθμό (έως και 25%). Δεν είναι όμως σίγουρο, ότι το κέρδος της ευελιξίας που παρέχει η ταυτόχρονη λειτουργία του Υ/Σ και των αντλιών θα αντισταθμίσει το πρόσθετο αυτό αρχικό κόστος. Έτσι, σε μια προσπάθεια μείωσης τα εξόδων αυτών, η χρήση μόνης σωλήνωσης υιοθετείται στη παρούσα εργασία.

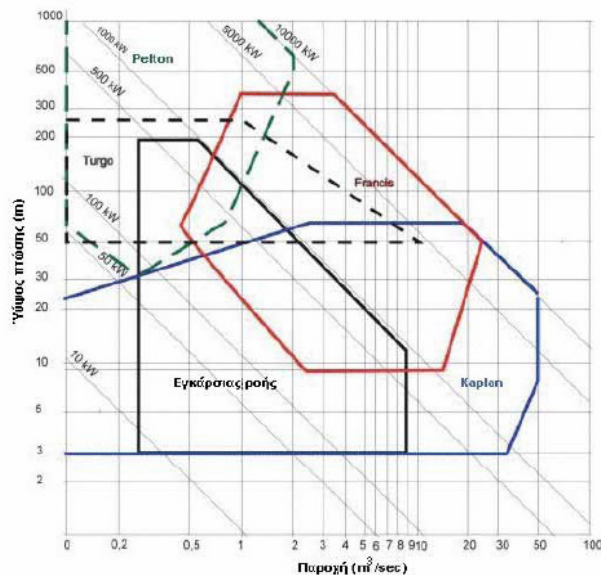
Η διάμετρος του αγωγού θα πρέπει να είναι αρκετά μεγάλη ώστε η ταχύτητα του νερού (U) να μην υπερβεί συνήθη όρια και αυξηθούν υπερβολικά οι υδραυλικές απώλειες του συστήματος. Έτσι, θεωρείται ως ανώτατο όριο τα 2 m/sec, και η διάμετρος, σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση, υπολογίζεται ως:

$$\dot{V} = c \cdot A \Leftrightarrow d = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{V}}{\pi \cdot c}} \quad (19)$$

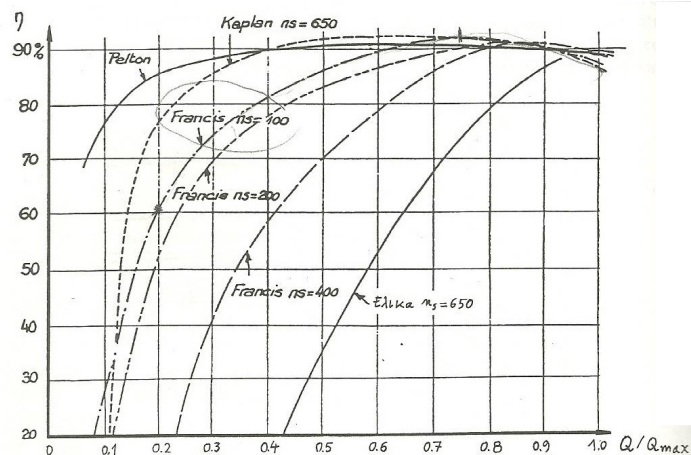
όπου με \dot{V} συμβολίζεται η παροχή όγκου νερού μέσα στον αγωγό και με c η μέση ταχύτητα ροής. Αντιθέτως, το μήκος της σωλήνωσης πρέπει να είναι όσο το δυνατόν μικρότερο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι υδραυλικές απώλειες και το αρχικό κόστος του συστήματος.

5.2.4. Υδροστρόβιλοι

Για την επιλογή του τύπου του/των Υ/Σ το βασικότερο κριτήριο είναι η υψομετρική διαφορά μεταξύ των δύο ταμιευτήρων. Στην παρούσα εργασία μία ενδεικτική και ταυτόχρονα ρεαλιστική τιμή για την υψομετρική διαφορά είναι τα 250 m. Η τιμή αυτή επιλέχθηκε λαμβάνοντας υπόψη το υψόμετρο της υπάρχουσας δεξαμενής στη περιοχή της Ερεσού σε σχέση με το υψόμετρο των γύρω βουνών και των πιθανών περιοχών κατασκευής του άνω ταμιευτήρα. Από ότι προκύπτει από το Σχήμα 5.6, οι δύο ενδεχόμενες επιλογές είναι οι Υ/Σ τύπου Pelton και Francis. Όμως η καμπύλη του βαθμού απόδοσης του Υ/Σ Pelton είναι πιο επίπεδη από του Francis με αποτέλεσμα να παρέχεται εκτεταμένη περιοχή λειτουργίας, με ικανοποιητικό βαθμό απόδοσης, διακινώντας έτσι παροχές με μεγαλύτερο εύρος (Σχήμα 5.7). Συγχρόνως, ο υδροστρόβιλος τύπου Pelton έχει ευκολότερη συντήρηση καθώς τοποθετείται πάνω από την στάθμη της διώρυγας απαγωγής και είναι άμεσα επισκέψιμος [47]. Έτσι, επιλέγεται ο υδροστρόβιλος τύπου Pelton ως ο πλέον κατάλληλος στην παρούσα μελέτη.



Σχήμα 5.6. Εύρος λειτουργίας των διαφόρων τύπων υδροστροβίλων μικρής ισχύος.



Σχήμα 5.7. Ενδεικτική μεταβολή του ολικού βαθμού απόδοσης Υ/Σ.

5.3. Εισαγωγή δεδομένων στο μοντέλο ενεργειακής προσομοίωσης

Ως μεταβλητές της υπολογιστικής διαδικασίας διαστασιολόγησης του προτεινόμενου συστήματος λαμβάνονται η ισχύς του/των Υ/Σ και η χωρητικότητα μόνο της άνω δεξαμενής, αφού η κάτω υπάρχει ήδη στο νησί. Η διάμετρος του αγωγού επιλέγεται σε κάθε βήμα να είναι η μικρότερη δυνατή με βάση τη Σχέση (19). Επιπλέον, μεταβλητή παράμετρο αποτελεί η ονομαστική ισχύς των νέων Α/Π (μέχρι 21 MW) ή, πιο συγκεκριμένα, οι αναμενόμενες αντίστοιχες μέσες-ωριαίες απορρίψεις για το έτος αναφοράς (βλ. Κεφάλαιο 4.2). Η επιλογή της ισχύος των αντλιών βασίζεται στην ανάλυση του Κεφαλαίου 5.2.2, οπότε και δεν αποτελεί μεταβλητή παράμετρο στην υπολογιστική διαδικασία. Η μικρότερη ισχύς του/των Υ/Σ λαμβάνεται ίση με 1,5 MW και η μεγαλύτερη ίση με 15 MW (μικρό υδροηλεκτρικό έργο), με βήμα υπολογισμού 1,5 MW. Ο ελάχιστος όγκος της άνω δεξαμενής (V_{urmin}) υπολογίζεται, σε κάθε βήμα, από τη Σχέση (17) θέτοντας τα όρια από $1,5 \times V_{urmin}$ μέχρι $4 \times V_{urmin}$, με βήμα 0,5, λαμβάνοντας υπόψη δηλαδή κάποιες μέρες αυτονομίας. Στον Πίνακα 5.1. που ακολουθεί συνοψίζονται όλες οι ληφθείσες (σταθερές) τιμές στο ενεργειακό μοντέλο προσομοίωσης.

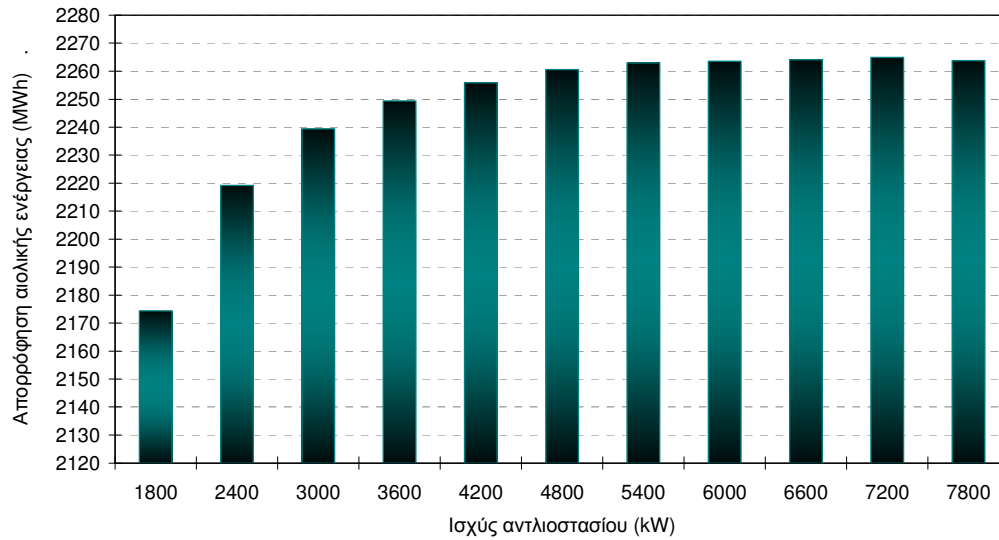
Πίνακας 5.1. Ληφθείσες τιμές δεδομένων για το μοντέλο ενεργειακής προσομοίωσης.

Μήκος αγωγού (m)	2.000
Τραχύτητα αγωγού (m)	0,0015
Όγκος νερού στην άνω δεξαμενή στην αρχή της υπολογιστικής διαδικασίας (% της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής)	50%
Όγκος νερού στην κάτω δεξαμενή στην αρχή της υπολογιστικής διαδικασίας (% της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής)	50%
Ολικό ύψος αντλίας (m)	300
Βαθμός απόδοσης αντλιών	80%
Διαθέσιμη υδραυλική πτώση Υ/Σ (m)	225
Βαθμός απόδοσης Υ/Σ	90%
Βήμα για την ονομαστική ισχύ Υ/Σ (MW)	1,5
Υψομετρική διαφορά άνω-κάτω δεξαμενής (m)	250
Όγκος κάτω ταμιευτήρα (m^3)	2.550.000
Εμβαδό κάτω ταμιευτήρα (m^2)	100.000
Όριο για την ονομαστική ισχύ νέων Α/Π (MW)	6 έως 21

5.4. Αποτελέσματα παραμετρικής μελέτης διαστασιολόγησης του συστήματος

Αρχικά, ο αλγόριθμος εφαρμόστηκε για σταθερό όγκο άνω δεξαμενής και ισχύ Υ/Σ ώστε να επιβεβαιωθεί η αρχική παραδοχή χρήσης συγκεκριμένης ισχύος αντλιοστασίου για την απορρόφηση της περίσσειας αιολικής ενέργειας σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση. Στο Σχήμα 5.8, παρουσιάζεται ενδεικτικά η μεταβολή της ενεργειακής απορρόφησης σε σχέση με την ισχύ των αντλιών για τη περίπτωση των 15 MW Α/Π (9 MW υφιστάμενα + 6 MW νέα). Συγκρίνοντας το με το Σχήμα 5.4 του Κεφαλαίου 5.2.2., διακρίνεται μια σταδιακή μείωση στην αύξηση της απορροφούμενης περίσσειας αιολικής ενέργειας (φτάνοντας περίπου τις 2,26 GWh), μέχρι το σημείο των 6 MW, ενώ αυξάνοντας περαιτέρω την ισχύ του αντλιοστασίου δεν παρατηρούνται αξιόλογες διαφοροποιήσεις. Επομένως, σε αυτή την περίπτωση δεν προσφέρει τίποτα η εγκατάσταση αντλιοστασίου μεγαλύτερου από τα 6 MW, επιβεβαιώνοντας τον αρχικό τρόπο επιλογής της ισχύος αντλιών. Παρόλα αυτά, αξίζει να σημειωθεί ότι σε αρκετές περιπτώσεις η επιλογή του αριθμού των αντλιών δεν στηρίχτηκε στη συχνότητα απορρίψεων της αιολικής ενέργειας λόγω ανικανότητας άντλησης της

απαραίτητης ποσότητας νερού για τη τήρηση της εγγυημένης παροχής ισχύος (βλ. Σχέση (18)) σε καθημερινή βάση από τον Υ/Σ.



Σχήμα 5.8. Απορρόφηση περίσσειας αιολικής ενέργειας σε σχέση με τη μεταβολή της ισχύος του αντλιοστασίου, 9+6 MW Α/Π, $1,5 \times V_{\text{upmin}}$, 1,5 MW ΥΣ, $\lambda=30\%$.

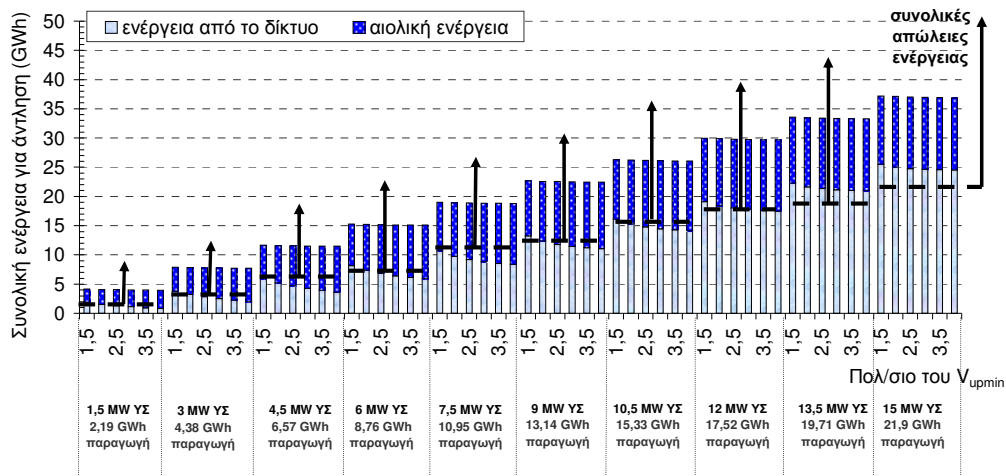
Στη συνέχεια δοκιμάζοντας, το ενεργειακό μοντέλο προσομοίωσης εφαρμόστηκε από 1,5 έως 15 MW ισχύ Υ/Σ (παρέχοντας 6 έως 60 MWh εγγυημένη ενέργεια ημερησίως κατά τις ώρες αιχμής) και για διάφορους συνδιασμούς όγκου της άνω δεξαμενής, ενώ, όπως έχει προαναφερθεί, η μέγιστη νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς στο νησί λήφθηκε ίση με 21 MW. Τα τελικά αποτελέσματα της υπολογιστικής διαδικασίας του ενεργειακού μοντέλου προσομοίωσης λειτουργίας του συστήματος παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.

Στα Σχήματα 5.9, 5.10, παρατίθενται τα τελικά αποτελέσματα της υπολογιστικής διαδικασίας ενδεικτικά για δύο περιπτώσεις, της ελάχιστης (9+6 MW) (Σχήμα 5.9) και μέγιστης (9+21 MW) (Σχήμα 5.10) εξεταζόμενης περίπτωσης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο νησί. Στην πρώτη περίπτωση, η περίσσεια από τα Α/Π ενέργεια (E_{rejected}) αντιστοιχεί σε 14.224 MWh ενώ στη δεύτερη σε 55.548 MWh. Στον κάθετο άξονα των διαγραμμάτων φαίνεται η συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση. Στον οριζόντιο άξονα φαίνεται το μέγεθος του/των Υ/Σ και το πολλαπλάσιο της ελάχιστης χωρητικότητας της άνω δεξαμενής υπολογιζόμενο σε κάθε περίπτωση από τη Σχέση (17).

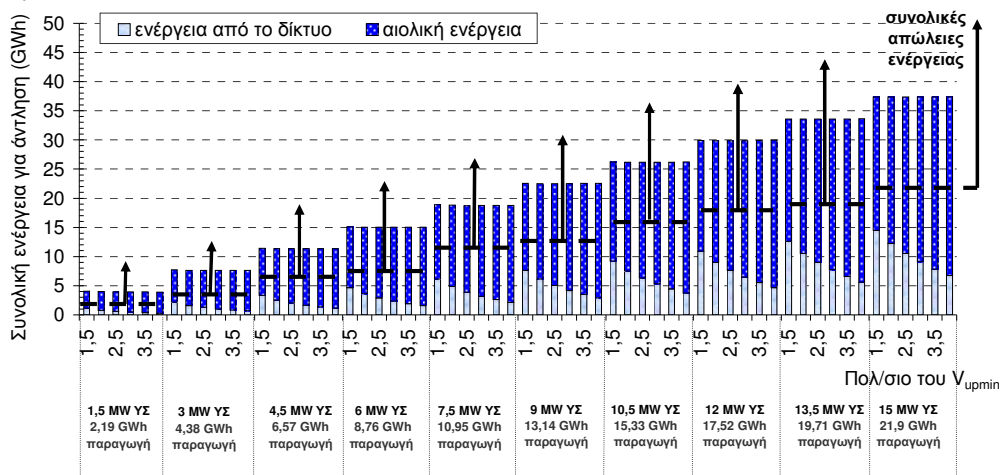
Είναι φανερό ότι για τις περιπτώσεις μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος Α/Π (π.χ. 30 MW) (Σχήμα 5.10), η ανάγκη αγοράς ενέργειας από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού (συμβατική ενέργεια) είναι μικρότερη, αφού υπάρχει περισσότερη περίσσεια αιολικής ενέργειας και επομένως το μερίδιο της αιολικής ενέργειας που απορροφάται για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης είναι μεγαλύτερο σε σχέση με τη χαμηλότερη εγκατεστημένη ισχύ Α/Π (π.χ. 15 MW) (Σχήμα 5.9).

Επιπλέον, αυξάνοντας την χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα, η απορρόφηση της αιολικής ενέργειας αυξάνεται επίσης, ιδιαίτερα για μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ Α/Π. Αντιθέτως, για μικρή ισχύ Α/Π, η αύξηση της απορρόφησης της αιολικής ενέργειας λόγω αύξησης

χωρητικότητας του άνω ταμιευτήρα είναι οριακή, ιδιαίτερα για μεγάλη ισχύ Υ/Σ, επειδή δεν υπάρχει περαιτέρω αξιοποιήσιμη περίσσεια αιολικής ενέργειας.



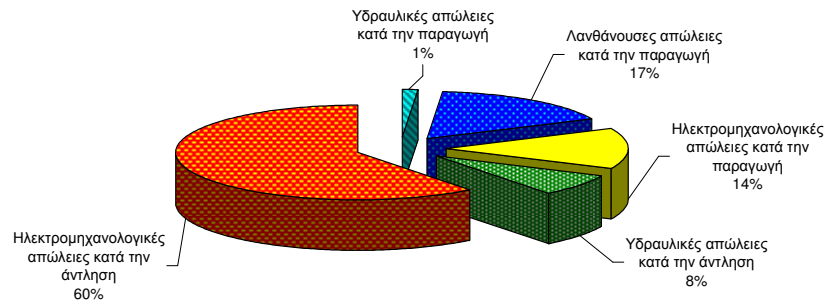
Σχήμα 5.9. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 15 MW Α/Π, $E_{rejected} = 14.224$ MWh.



Σχήμα 5.10. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 30 MW Α/Π, $E_{rejected} = 55.548$ MWh.

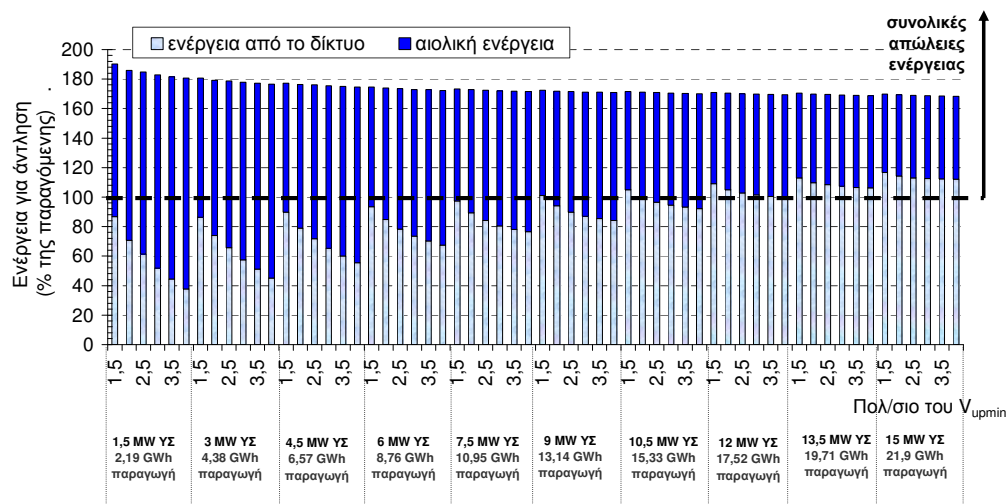
Από τα σχήματα που παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β, προκύπτει σε γενικές γραμμές ότι η απορρόφηση της περίσσειας αιολικής ενέργειας αυξάνεται με την αύξηση της ισχύος του Υ/Σ, κάτι το οποίο γίνεται περισσότερο εμφανές όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς και άρα η περίσσεια αιολικής ενέργειας. Αλλά αυτό οδηγεί με τη σειρά του σε αύξηση της εγγυημένης παροχής ισχύος και άρα σε μεγαλύτερη ανάγκη απορρόφησης συμβατικής ενέργειας από το δίκτυο για πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης. Είναι αξιοσημείωτο, ότι η συνεισφορά της συμβατικής ενέργειας, σε αρκετές περιπτώσεις, είναι ίση ή ακόμη και μεγαλύτερη της ενέργειας που παράγεται από τον Υ/Σ. Για παράδειγμα, η ετήσια παραγωγή ενέργειας από Υ/Σ ισχύος 10,5 MW, είναι 15.330 MWh (βλ. Σχήμα 5.9). Όταν ο όγκος της άνω δεξαμενής είναι 1,5 φορές ο ελάχιστος δυνατός, η εισαγόμενη συμβατική ενέργεια είναι 105% της παραγόμενης από τον Υ/Σ, στη περίπτωση που η περίσσεια αιολικής ενέργειας προς εκμετάλλευση προέρχεται από συνολικά 15 MW Α/Π.

Εδώ, η απορροφούμενη περίσσεια αιολικής ενέργειας από τις αντλίες καταναλώνεται μόνο για τις συνολικές απώλειες του συστήματος, οι οποίες απεικονίζονται πάνω από τη διακεκομμένη γραμμή στο Σχήμα 5.9. Στο Σχήμα 5.11 παρουσιάζεται η κατανομή των συνολικών απωλειών κατά τη διάρκεια της άντλησης και της παραγωγής από τον Υ/Σ, ενδεικτικά για την παραπάνω περίπτωση.



Σχήμα 5.11. Κατανομή απωλειών κατά την διάρκεια άντλησης και παραγωγής, 15 MW A/Π, $1,5 \times V_{\text{upmin}}$, 10,5 MW Υ/Σ.

Γενικά, η ελαχιστοποίηση της απορροφώμενης συμβατικής ενέργειας προϋποθέτει τη χρήση πολύ μικρής ονομαστικής ισχύος Υ/Σ, κάτι το οποίο οδηγεί σε μεγάλα ποσά ανεκμετάλλευτης περίσσειας αιολικής ενέργειας. Όπως φαίνεται και από το Σχήμα 5.12, η συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης, είναι περίπου 1,8 φορές μεγαλύτερη από αυτήν που παράγεται, λόγω των σημαντικών απωλειών κατά τη διάρκεια άντλησης και λειτουργίας των Υ/Σ. Παρόλα αυτά, το συγκεκριμένο έργο μπορεί να θεωρηθεί φιλικότερο ως προς το περιβάλλον σε σύγκριση με τις συμβατικές θερμικές μονάδες, αφού το σύστημα απορροφά, εάν αυτό χρειαστεί, την απαιτούμενη ενέργεια από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της νύχτας, τις ώρες δηλαδή που οι θερμικές μονάδες παράγουν λιγότερες εκπομπές αερίων. Απ' την άλλη μεριά, το προτεινόμενο σύστημα συνεισφέρει στην ηλεκτροδότηση του νησιού τις ώρες αιχμής, όταν δηλαδή οι θερμικές μονάδες παράγουν σημαντικές εκπομπές ρύπων και ταυτόχρονα λειτουργούν με πολύ υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας.



Σχήμα 5.12. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση σαν ποσοστό της παραγόμενης, 15 MW Α/Π.

6. Οικονομική αξιολόγηση

Σε αυτό το Κεφάλαιο παρουσιάζεται αναλυτικά το οικονομικό μοντέλο αξιολόγησης και οι δείκτες βιωσιμότητας της επένδυσης (Καθαρά Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης, χρόνος αποπληρωμής και Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας) που χρησιμοποιούνται στην παρούσα εργασία για την εκτίμηση της αποδοτικότητας του συστήματος από οικονομική σκοπιά. Εν συνεχεία, παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα όλων των πιθανών συνδιασμών λειτουργίας του συστήματος που έχουν προκύψει από το ενεργειακό μοντέλο προσομοίωσης. Αναδεικνύεται η μεγάλη εξάρτηση των εξεταζόμενων δεικτών βιωσιμότητας της επένδυσης σε παραμέτρους, όπως είναι η τιμή πώλησης -της παραγόμενης από τους Υ/Σ- εγγυημένης ισχύος, η κρατική επιχορήγηση και η τιμή αγοράς της περίσσειας ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π στο νησί. Τέλος, η βέλτιστη λύση επιλέγεται με βάση τη μεγιστοποίηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας ενώ επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη διάφορα κριτήρια αξιολόγησης και περιορισμοί της ισχύουσας νομοθεσίας.

6.1. Παρουσίαση μοντέλου οικονομικής αξιολόγησης

Από την προηγούμενη διαδικασία διαστασιολόγησης προέκυψαν πολλά σενάρια λειτουργίας του συστήματος αντλησιοταμίευσης και Υ/Σ σε συνδυασμό με Α/Π. Ο βασικός στόχος αυτής της εργασίας είναι ο εντοπισμός της βέλτιστης λύσης καθώς και των ορίων βιωσιμότητας του προτεινόμενου συστήματος με βάση οικονομικά κριτήρια. Η εκτίμηση οικονομικών δεικτών που απαιτούνται για τον καθορισμό του βέλτιστου αποτελέσματος προϋποθέτει τον υπολογισμό του αρχικού κόστους της επένδυσης, ετήσιων εσόδων και εξόδων. Ο Πίνακας 6.1 περιέχει τους οικονομικούς δείκτες που θα υπολογιστούν σε κάθε περίπτωση στοχεύοντας για κάποιους στην ελαχιστοποίηση ή μεγιστοποίηση τους. Οι τιμές που θα προκύψουν είναι ενδεικτικές, καθώς το πραγματικό κόστος των συνιστωσών του έργου εξαρτάται από μεγάλο πλήθος παραγόντων, όπως ο τύπος και η προέλευση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και οι τοπικές συνθήκες ή τυχόν δυσκολίες που χαρακτηρίζουν την περιοχή που πρόκειται το έργο να εγκατασταθεί. Σε κάθε περίπτωση, στη φάση της αναγνωριστικής μελέτης θεωρείται επαρκής μία ακρίβεια στον υπολογισμό του συνολικού κόστους του έργου της τάξεως του $\pm 40\%$ [47]. Ακριβέστερος υπολογισμός του κόστους απαιτεί λεπτομερέστερη σχεδίαση και μελέτη των επιμέρους έργων, άρα απαιτεί τη δαπάνη χρημάτων η οποία δεν θα αποσβεστεί εάν η επένδυση κριθεί ως ασύμφορη. Στο πλαίσιο μιας προκαταρκτικής αξιολόγησης του συστήματος, γίνεται χρήση στοιχείων από παρόμοιες εργασίες, καθώς και κάποιων εμπειρικών σχέσεων που υπάρχουν στην βιβλιογραφία.

Πίνακας 6.1. Δείκτες βιωσιμότητας της επένδυσης.

<i>Χρόνος αποπληρωμής (έτη)</i>
<i>Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) (€)</i>
<i>Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR) (%)</i>
<i>Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας (€/MWh)</i>

Παρακάτω ακολουθεί μια σύντομη ανάλυση κάποιων οικονομικών όρων που χρησιμοποιούνται στη συνέχεια.

- ▶ Ο όρος *χρηματοροή ή ταμειακή ροή* (cash flow) αναφέρεται στο χρηματικό ποσό που

εισέρχεται ή εξέρχεται από μια επιχείρηση σε μια δεδομένη χρονική στιγμή. Μια επένδυση χαρακτηρίζεται από μια σειρά χρηματοροών που ξεκινούν από την φάση της προεπένδυσης και συνεχίζουν να λαμβάνουν χώρα για όλη την διάρκεια ζωής της επένδυσης. *Θετικές χρηματοροές* (ταμειακές εισροές) αποτελούν τα έσοδα της επιχείρησης και *αρνητικές χρηματοροές* (ταμειακές εκροές) τα έξοδα. Η διαφορά των δύο ροών, εισροές μείον εκροές, δίνει την καθαρή χρηματοροή και προκύπτει το κέρδος ή το έλλειμμα άρα και η απόδοση της επένδυσης. Η ταμειακή ροή αναφέρεται σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια. Επομένως, για ένα επενδυτικό σχέδιο καταστρώνεται ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών για όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης.

- ▶ Ο *ανατοκισμός* (compounding) είναι η διαδικασία μετατροπής σημερινών χρηματοροών (C) σε ισοδύναμες μελλοντικές "*Future Value (FV)*" με βάση ένα επιτόκιο ανατοκισμού (i) (compound rate) που εκφράζει την χρονική αξία του χρήματος. Για χρόνο t ισχύει:

$$FV = C \cdot (1 + i)^t \quad (20)$$

όπου:

$$(1 + i)^t = \text{συντελεστής ανατοκισμού}$$

- ▶ Η *προεξόφληση* (discounting) είναι η διαδικασία υπολογισμού της Παρούσας Αξίας "*Present Value (PV)*" μιας χρηματοροής που θα προκύψει σε χρόνο t με βάση ένα επιτόκιο αναγωγής i :

$$PV = C \cdot (1 + i)^{-t} \quad (21)$$

Η παρούσα αξία είναι ένας τρόπος σύγκρισης της αξίας των χρημάτων στο παρόν με την αξία των χρημάτων στο μέλλον. Επειδή ο χρόνος ζωής ενός τέτοιου έργου είναι αρκετά μεγάλος, για να μπορεί να γίνει σύγκριση των ποσών που θα εισπραχθούν και θα δαπανηθούν κατά την διάρκεια των n ετών λειτουργίας θα πρέπει να αναχθούν σε σημερινές τιμές, δηλαδή στην παρούσα αξία τους.

Πριν την ανάλυση του μοντέλου, κρίνεται σκόπιμη η αναφορά στον συμβολισμό κάποιων συντελεστών που θα χρησιμοποιηθούν στη συνέχεια. Πιο συγκεκριμένα:

- i. Ο χρόνος ζωής του έργου (n).
- ii. Οι βασικές παράμετροι της τοπικής οικονομίας περιλαμβάνουν τον πληθωρισμό (g_m) και τη χρονική αξία του χρήματος (i).
- iii. Το χρηματοδοτικό σχήμα που θα καλύψει το αρχικό κόστος της επένδυσης (IC_o):
 - Ιδία κεφάλαια: α (%)
 - Δάνειο: β (%)
 - Κρατική επιχορήγηση: γ (%)

Έτσι, το *αρχικό κόστος της επένδυσης* μπορεί να οριστεί ως:

$$IC_o = \alpha \cdot IC_o + \beta \cdot IC_o + \gamma \cdot IC_o \quad (22)$$

Το **συνολικό αρχικό κόστος** περιλαμβάνει το κόστος του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, έργα πολιτικού μηχανικού (κατασκευή ταμιευτήρων κ.τ.λ.) και το αντίστοιχο κόστος εγκατάστασης στην δεδομένη χρονική στιγμή κατασκευής του έργου [48]. Πιο συγκεκριμένα, το αρχικό κόστος του συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση και υδροηλεκτρικό μπορεί επίσης να εκφραστεί συναρτήσει των επιμέρους συνιστωσών που απαρτίζουν το έργο:

$$IC_o = P_{r_{WF}} \cdot N_{WF} + IC_{HT} + IC_{WP} + IC_T + P_{r_{st}} \cdot V_{st} + IC_{TB} + IC_{others} \quad (23)$$

όπου:

$P_{r_{WF}}$ = ειδικό κόστος εγκατάστασης Α/Π: εκτιμάται σε $1.300 \cdot 10^3$ €/MW

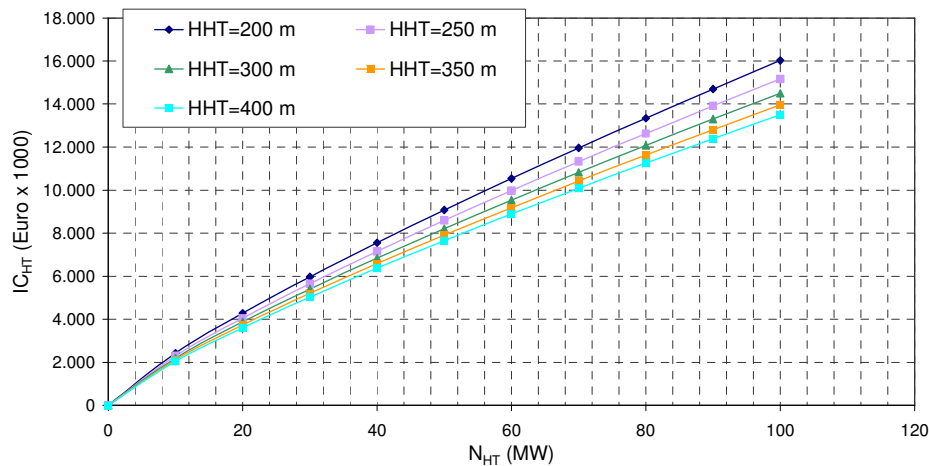
N_{WF} = συνολική εγκατεστημένη ισχύς νέων Α/Π (MW)

$P_{r_{st}}$ = ειδικό κόστος κατασκευής των ταμιευτήρων: εκτιμάται σε 10 €/m³

V_{st} = συνολικός όγκος ταμιευτήρων⁴ ($V_{up} + V_{low}$) (m³)

Το **κόστος του Υ/Σ** (IC_{HT}) συσχετίζεται με την διαθέσιμη υδραυλική πτώση (H) (σε m) και την ονομαστική του ισχύ (N_{HT}) (σε kW) [49] (βλ. Σχήμα 6.1):

$$IC_{HT} = 4687 \cdot \left(\frac{N_{HT}}{H_{HT}^{0,3}} \right)^{0,82} \quad (24)$$



Σχήμα 6.1. Κόστος Υ/Σ συναρτήσει της ονομαστικής του ισχύος και της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης.

Αντίστοιχα, το **κόστος των αντλιών** (IC_{WP}) συσχετίζεται με την ονομαστική ισχύ (N_{WP}) (σε kW) και τον αριθμό των αντλιών (n_{WP}) [49] (βλ. Σχήμα 6.2):

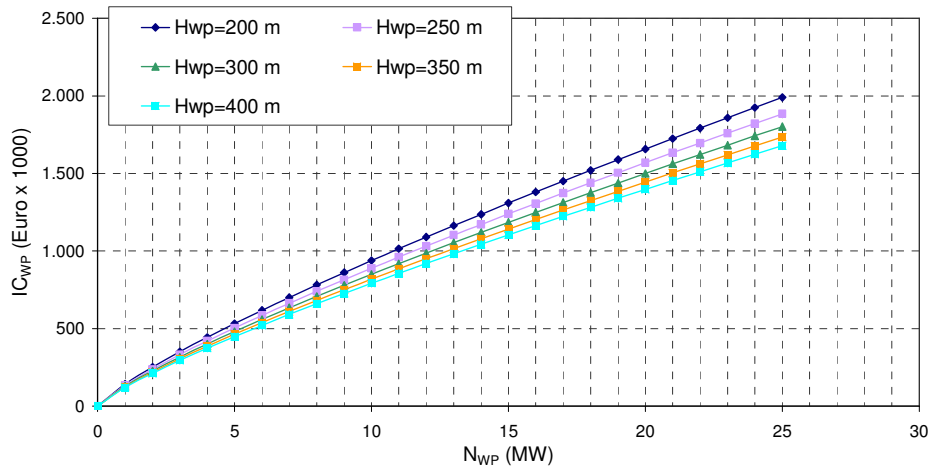
$$IC_{WP} = n_{WP} \cdot 1814 \cdot \left(\frac{N_{WP}}{H_{WP}^{0,3}} \right)^{0,82} \quad (25)$$

⁴ Στη παρούσα εργασία η κατασκευή της κάτω δεξαμενής δεν συμπεριλαμβάνεται στην οικονομική αξιολόγηση αφού ήδη υπάρχει στο νησί

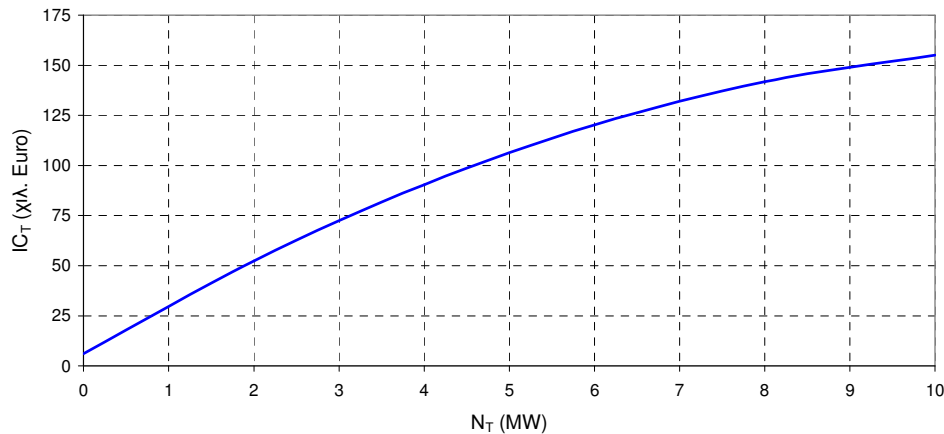
Το κόστος του 3-φασικού μετασχηματιστή (IC_T) του ρεύματος ισχύος από την ΧΤ στην ΜΤ των 20 kV συσχετίζεται με την ονομαστική του ισχύ (N_T) (σε MW) και περιγράφεται από την παρακάτω σχέση [47] (βλ. Σχήμα 6.3):

$$IC_T = -1,03 \cdot N_T^2 + 25,2 \cdot N_T + 6,11 \text{ σε χιλ. } \text{€} \quad (26)$$

Το κόστος των αγωγών (IC_{TB}) αποτελείται από τα επιμέρους κόστη του υλικού, της επιφανειακής προστασίας και των συγκολλήσεων με βάση το συνολικό μήκος, τη διάμετρο και το πάχος.



Σχήμα 6.2. Κόστος αντλίας συναρτήσει της ονομαστικής της ισχύος και της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης.



Σχήμα 6.3. Κόστος μετασχηματιστή συναρτήσει της ονομαστικής ισχύος.

Μια τέτοια επένδυση περιέχει και **διάφορα άλλα κόστη** (IC_{others}) που η τιμή τους μπορεί να υπολογιστεί σύμφωνα με την Σχέση (27). Παρακάτω δίνονται ενδεικτικές τιμές των συνιστωσών οι οποίες εκτιμήθηκαν λαμβάνοντας υπόψη παρόμοιες μελέτες [49-51].

$$IC_{others} = C_s + P_{r_g} \cdot L_g + P_{r_r} \cdot L_r + P_{r_l} \cdot A_{st} + s \cdot IC_o \quad (27)$$

όπου:

C_s = σταθερό κόστος που περιλαμβάνει την κατασκευή της μονάδας ελέγχου, του οικίσκου υδροδυναμικών μηχανών, βοηθητικό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό κ.τ.λ.: 700.000 €

P_{r_g} = ειδικό κόστος κατασκευής ηλεκτρικού δικτύου και σύνδεση: 40.000 €/km

L_g = μήκος νέου ηλεκτρικού δικτύου (km)

L_r = μήκος νέων δρόμων (km)

P_{r_r} = ειδικό κόστος κατασκευής νέων δρόμων: 20.000 €/km

P_{r_i} = ειδικό κόστος αγοράς γης: 50 €/m²

A_{st} = συνολικό εμβαδόν ταμιευτήρων ($A_{upper} + A_{lower}$) (m²)

$s \cdot IC_o$ = κόστος μελετών και επίβλεψη ($s=10-15\%$) [47]

Τα **συνολικά έσοδα** (\tilde{R}_n) (σε παρούσες αξίες) στα n έτη λειτουργίας του σταθμού, από την πώληση στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από το υδροηλεκτρικό (E_{HT_j}) καθώς και της ενέργειας από τα νέα Α/Π (E_{WF_j}) υπολογίζεται με βάση την Σχέση (28). Ο δείκτης j αντιπροσωπεύει ετήσιες τιμές ενώ ο δείκτης o τρέχουσες.

$$\begin{aligned} \tilde{R}_n &= \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{R}_{(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{HT_j} \cdot \frac{c_{HT_j}}{(1+i)^j} + \sum_{j=1}^{j=n} E_{WF_j} \cdot \frac{c_{WF_j}}{(1+i)^j} = \\ &= \sum_{j=1}^{j=n} E_{HT_j} \cdot c_{HT_o} \cdot \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^j + \sum_{j=1}^{j=n} E_{WF_j} \cdot c_{WF_o} \cdot \left(\frac{1+w_1}{1+i} \right)^j = \\ &E_{HT_o} \cdot c_{HT_o} \cdot (1+e) \cdot \frac{\left(\frac{1+e}{1+i} \right)^n - 1}{e-i} + E_{WF_o} \cdot c_{WF_o} \cdot (1+w_1) \cdot \frac{\left(\frac{1+w_1}{1+i} \right)^n - 1}{w_1-i} \end{aligned} \quad (28)$$

όπου:

c_{HT_o} = τιμή πώλησης στο δίκτυο της εγγυημένης ενέργειας (€)

c_{WF_o} = τιμή πώλησης στο δίκτυο της ενέργειας από τα νέα Α/Π (€)

w_1 = ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της παραγόμενης αιολικής ενέργειας

e = ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της παραγόμενης ενέργειας από τον Υ/Σ

Τα **συνολικά έξοδα** (\tilde{C}_n) (σε παρούσες αξίες) στα n έτη λειτουργίας του σταθμού, αποτελούνται από το κόστος εισαγόμενης ενέργειας (\tilde{E}_{C_n}) από τον θερμικό σταθμό και από τα υφιστάμενα Α/Π, το σταθερό κόστος συντήρησης & λειτουργίας (\tilde{F}_{C_n}), φόρους που θα πληρωθούν από τον ιδιώτη επενδυτή (\tilde{T}_n), αποπληρωμή δανείου (\tilde{L}_n) και τέλη (\tilde{P}_{R_n}) που καταβάλλονται στον εκάστοτε Οργανισμό Τοπικής Αυτοδιοίκησης (Ο.Τ.Α.):

$$\tilde{C}_n = \tilde{E}_{C_n} + \tilde{F}_{C_n} + \tilde{P}_{R_n} + \tilde{L}_n + \tilde{T}_n \quad (29)$$

Το **κόστος εισαγόμενης ενέργειας** (σε παρούσες αξίες), στα n έτη λειτουργίας του σταθμού, υπολογίζεται με βάση την Σχέση (30).

$$\begin{aligned}
\tilde{E}_{C_n} &= \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{E}_{C(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{PPC_j} \cdot \frac{c_{PPC_j}}{(1+i)^j} + \sum_{j=1}^{j=n} E_{WF_j}^* \cdot \frac{c_{WF_j}^*}{(1+i)^j} = \\
&= \sum_{j=1}^{j=n} E_{PPC_j} \cdot c_{PPC_o} \cdot \left(\frac{1+e_1}{1+i}\right)^j + \sum_{j=1}^{j=n} E_{WF_j}^* \cdot c_{WF_o}^* \cdot \left(\frac{1+w}{1+i}\right)^j = \\
&= E_{PPC_o} \cdot c_{PPC_o} \cdot (1+e_1) \cdot \frac{1-\left(\frac{1+e_1}{1+i}\right)^n}{i-e_1} + E_{WF_o}^* \cdot c_{WF_o}^* \cdot (1+w) \cdot \frac{1-\left(\frac{1+w}{1+i}\right)^n}{i-w}
\end{aligned} \tag{30}$$

όπου:

E_{PPC_o} = ενέργεια που αγοράζεται από τη ΔΕΗ ετησίως (MWh)

c_{PPC_o} = τιμή της ενέργειας που αγοράζεται από τη ΔΕΗ (€/MWh)

$E_{WF_o}^*$ = ενέργεια που αγοράζεται από τα υφιστάμενα Α/Π (MWh)

$c_{WF_o}^*$ = τιμή της ενέργειας που αγοράζεται από τα υφιστάμενα Α/Π (€/MWh)

e_1 = ετήσιος ρυθμός αύξησης της συμβατικής ενέργειας

w = ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της αιολικής ενέργειας

Το **κόστος συντήρησης & λειτουργίας** (\tilde{F}_{C_n}) μπορεί να εκφραστεί ως ένα ποσοστό ίσο με 2% (m_1) της αρχικής αξίας του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (IC_{EM}) και επιπρόσθετα ως ένα ποσοστό 0,5% (m_2) των έργων πολιτικού μηχανικού (IC_{CE}) [52]. Η παρούσα αξία στα n έτη λειτουργίας του σταθμού θα είναι:

$$\begin{aligned}
\tilde{F}_{C_n} &= \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{F}_{C(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} (m_1 \cdot IC_{EM} + m_2 \cdot IC_{CE}) \cdot \left(\frac{1+g_m}{1+i}\right)^j = \\
&= (m_1 \cdot IC_{EM} + m_2 \cdot IC_{CE}) \cdot (1+g_m) \cdot \frac{1-\left(\frac{1+g_m}{1+i}\right)^n}{i-g_m}
\end{aligned} \tag{31}$$

Με βάση την νομοθεσία, ένα ποσοστό των ακαθάριστων εσόδων ($\zeta_j = 3\%$) πρέπει να καταβάλλεται ετησίως στον εκάστοτε Ο.Τ.Α. Έτσι, στα n έτη λειτουργίας του σταθμού, εκφρασμένα σε παρούσες αξίες, τα **έξοδα προς την τοπική αυτοδιοίκηση** θα είναι:

$$\begin{aligned}
\tilde{P}_{R_n} &= \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{P}_{R(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} \xi_1 \cdot \tilde{R}_{(j)} = \\
&= \xi_1 \cdot \left[E_{HT_o} \cdot c_{HT_o} \cdot (1+e) \cdot \frac{\left(\frac{1+e}{1+i}\right)^n - 1}{e-i} + E_{WF_o} \cdot c_{WF_o} \cdot (1+w_1) \cdot \frac{\left(\frac{1+w_1}{1+i}\right)^n}{w_1-i} \right]
\end{aligned} \tag{32}$$

Για το **δάνειο**, επιλέγεται η μέθοδος καταβολής σταθερού κεφαλαίου ($\beta \cdot IC_o / n'$) και η πληρωμή να γίνεται στο τέλος κάθε έτους. Με r συμβολίζεται το επιτόκιο δανεισμού και με

n' ο χρόνος αποπληρωμής. Η παρακάτω σχέση εκφράζει, σε παρούσες αξίες, τα συνολικά ποσά που πρόκειται να καταβληθούν λόγω δανείου στα n' έτη.

$$\tilde{L}_{(n)} = \sum_{j=1}^{j=n'} \tilde{L}_{(j)} = \sum_{j=1}^{j=n'} \frac{1}{(1+i)^j} \cdot \left(\frac{\beta \cdot IC_o}{n'} + r \cdot dc_{j-1} + \xi_2 \cdot r \cdot dc_{j-1} \right) \quad (33)$$

όπου:

$r \cdot dc_{j-1}$ = δόση δανείου (€)

$\xi_2 \cdot r \cdot dc_{j-1}$ = Ειδικός Φόρος Τραπεζικών Εργασιών (Ε.Φ.Τ.Ε.) (€) ($\xi_2=4\%$)

dc_{j-1} = χρεωστέο κεφάλαιο του προηγούμενου έτους (€)

π.χ. αν $j=1$: $dc_{j-1} = dc_o = \beta \cdot IC_o$

αν $j=2$: $dc_{j-1} = dc_1 = dc_o - \frac{\beta \cdot IC_o}{n'}$

αν $j=3$: $dc_{j-1} = dc_2 = dc_1 - \frac{\beta \cdot IC_o}{n'}$ κ.τ.λ.

Οι **φόροι** (επί των κερδών) που θα καταβληθούν από τον ιδιώτη επενδυτή εξαρτώνται από τα ετήσια έσοδα, τα κόστη συντήρησης & λειτουργίας, το κόστος εισαγόμενης ενέργειας, τις αποσβέσεις (A_j), τις δόσεις δανείου και τον ειδικό φόρο τραπεζικών εργασιών. Έτσι οι φόροι, σε παρούσες αξίες, στα n έτη λειτουργίας του σταθμού θα είναι:

$$\begin{aligned} \tilde{T}_n &= \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{T}_{(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\phi}{(1+i)^j} \cdot (R_{(j)} - F_{C(j)} - A_{(j)} - E_{C(j)}) - \\ &- \sum_{j=1}^{j=n'} \frac{\phi}{(1+i)^j} (r \cdot dc_{j-1} + \xi_2 \cdot r \cdot dc_{j-1}) \end{aligned} \quad (34)$$

όπου με ϕ συμβολίζεται ο συντελεστής φορολογίας.

Οι συνιστώσες στην παρένθεση της Σχέσης (34) υπολογίζονται σύμφωνα με τις παρακάτω σχέσεις όπου αναφέρονται σε μελλοντικές αξίες.

$$R_{(j)} = E_{HT_j} \cdot c_{HT_j} + E_{WF_j} \cdot c_{WF_j} = E_{HT_j} \cdot c_{HT_o} \cdot (1+e)^j + E_{WF_j} \cdot c_{WF_o} \cdot (1+w_1)^j \quad (35)$$

$$F_{C(j)} = (m_1 \cdot IC_{EM} + m_2 \cdot IC_{CE}) \cdot (1+g_m)^j \quad (36)$$

$$E_{C(j)} = E_{PPC_j} \cdot c_{PPC_j} + E_{WF_j}^* \cdot c_{WF_j}^* = E_{PPC_j} \cdot c_{PPC_j} \cdot (1+e_1)^j + E_{WF_j}^* \cdot c_{WF_j}^* \cdot (1+w)^j \quad (37)$$

$$A_{(j)} = A_{t_1(j)} + A_{t_2(j)} \quad (38)$$

όπου:

$$A_{t_1(j)} = \frac{1}{t_1} \cdot [IC_{t_1} \cdot (1-\gamma)] \quad (\text{from } j=1 \text{ to } j=10) \quad (t_1=10) \quad (39)$$

$$A_{t_2(j)} = \frac{1}{t_2} \cdot [IC_{t_2} \cdot (1 - \gamma)] \quad (\text{from } j=1 \text{ to } j=20) \quad (t_2=20) \quad (40)$$

όπου:

IC_{t_1} = το κόστος του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και των υδραυλικών έργων συν 50% από τα διάφορα άλλα κόστη και τις μελέτες.

IC_{t_2} = το κόστος των έργων πολιτικού μηχανικού, αγορά γης, κατασκευή δρόμων συν 50% από τα διάφορα άλλα κόστη και τις μελέτες.

Τα **συνολικά κέρδη** (σε παρούσες αξίες) από την εφαρμογή του έργου μέχρι τα n έτη λειτουργίας θα είναι:

$$\tilde{G}_n = \tilde{R}_n - \tilde{C}_n - a \cdot IC_o \quad (41)$$

Η **Καθαρά Παρούσα Αξία** "Net Present Value (NPV)" μίας επένδυσης είναι η σημερινή τιμή μίας σειράς μελλοντικών πληρωμών (αρνητικές τιμές) και εισπράξεων (θετικές τιμές). Συγκρίνοντας της παρούσα αξία των συνολικών εσόδων της επένδυσης με τα αντίστοιχα έξοδα και λαμβάνοντας υπόψη τα ίδια κεφάλαια ως εκροή στην έναρξη υλοποίησης του έργου προκύπτει η Καθαρά Παρούσα Αξία της επένδυσης μετά από τα n έτη λειτουργίας του σταθμού:

$$NPV_n = \tilde{G}_n + \tilde{Y}_n \quad (42)$$

ή σε αδιαστατοποιημένη μορφή:

$$npv_n = \frac{\tilde{G}_n + \tilde{Y}_n}{\alpha \cdot IC_o} \quad (43)$$

όπου με \tilde{Y}_n συμβολίζεται η υπολλείπουσα αξία της επένδυσης (θετική ή αρνητική) στο τέλος της διάρκειας ζωής της (π.χ. αξία της γης ή των κτιρίων, απομάκρυνση των Α/Γ κ.τ.λ.)

Ο **Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης** "Internal Rate of Return (IRR)" είναι το επιτόκιο που λαμβάνεται για μια επένδυση που αποτελείται από αρνητικές και θετικές χρηματοροές που λαμβάνουν χώρα σε προκαθορισμένα χρονικά διαστήματα. Καθορίζεται θέτοντας την Καθαρά Παρούσα Αξία ίση με το μηδέν:

$$IRR = i^* \quad \text{όταν} \quad NPV(i^*) = 0 \quad (44)$$

όπου:

i^* = συντελεστής που θέτει την Καθαρά Παρούσα Αξία ίση με το μηδέν

Η αποπληρωμή της επένδυσης θα συμβεί το έτος j όπου θα ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$a \cdot IC_o - (\tilde{R}_j - \tilde{C}_j) \geq 0 \quad (45)$$

Πρακτικά, μία επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη όταν ικανοποιούνται οι ακόλουθες προϋποθέσεις:

- $NPV > 0$,
- $n^* < n$,
- IRR είναι πάνω από ένα αποδεκτό όριο.

όπου:

n^* = χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης

Τέλος, το **Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας** (σε €/MWh) του συστήματος, θεωρείται βασικό κριτήριο αξιολόγησης, καθώς παρέχει την δυνατότητα ενός γρήγορου υπολογισμού και τη σύγκριση με το υπάρχον ηλεκτρικό σύστημα. Γενικά θα μπορούσε να εκφραστεί με δύο τρόπους:

1. Το κόστος παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού όταν η παροχή εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο γίνεται από τον Υ/Σ (EPC_{HT}).
2. Το κόστος παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού όταν η παροχή εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο γίνεται από τον Υ/Σ και από τα Α/Π (EPC_{HW}).

Στον 1^ο τρόπο, ο οποίος και υιοθετείται στη παρούσα μελέτη, το EPC_{HT} υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη ότι ο σκοπός της εγκατάστασης του συστήματος είναι η εγγυημένη παροχή ενέργειας μόνο από τον Υ/Σ. Έτσι, η τιμή πώλησης της παραγόμενης αολικής ενέργειας από τα νέα Α/Π που απορροφάται απευθείας από το δίκτυο και δεν συνεισφέρει στην άντληση, θεωρείται προκαθορισμένη με βάση την υπάρχουσα νομοθεσία και λαμβάνεται υπόψη ως όφελος. Πιο συγκεκριμένα:

$$EPC_{HT} = \frac{\tilde{C}_n + a \cdot IC_o - c_{WF_o} \cdot E_{WF_o} \cdot f_{w_1}}{E_{HT_o} \cdot f_e} \quad (46)$$

όπου με f_e και f_{w_1} συμβολίζονται οι συντελεστές αναπροσαρμογής για την εκτίμηση της αξίας του χρήματος στο χρόνο, δηλαδή:

$$f_e = (1 + e) \cdot \frac{\left(\frac{1 + e}{1 + i}\right)^n - 1}{e - i} \quad (47)$$

$$f_{w_1} = (1 + w_1) \cdot \frac{\left(\frac{1 + w_1}{1 + i}\right)^n - 1}{w_1 - i} \quad (48)$$

Στον 2^ο τρόπο, το EPC_{HW} υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη ότι ο σκοπός της εγκατάστασης του συστήματος είναι η παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας είτε από τον Υ/Σ, είτε από τα Α/Π εφόσον η παραγωγή των Α/Π υποστηρίζεται από τους Υ/Σ (στρεφόμενη εφεδρεία). Έτσι, παρέχεται ενιαία τιμή πώλησης της ενέργειας που παράγεται από τα Α/Π και από τον Υ/Σ και επομένως υπολογίζεται το μέσο κόστος παραγόμενης MWh:

$$EPC_{HW} = \frac{\tilde{C}_n + a \cdot IC_o}{E_{HT_o} \cdot f_e + E_{WF_o} \cdot f_{w_1}} \quad (49)$$

6.2. Κριτήρια αξιολόγησης και περιορισμοί

Εφαρμόζοντας την παραπάνω ανάλυση θα προκύψουν πιθανότατα αρκετές λύσεις για το προτεινόμενο σύστημα που θα εμφανίζουν οικονομοτεχνικά βιώσιμη συμπεριφορά. Στα πλαίσια βελτιστοποίησης του προτεινόμενου συστήματος κρίνεται σκόπιμο να ληφθούν υπόψη τα παρακάτω κριτήρια και περιορισμοί:

- Με βάση τον Ν. 3468/2006, η συνολική συμβατική ενέργεια (E_{PPC_j}) που απορροφάται από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιου, σε ετήσια βάση, δεν πρέπει να υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας (E_j) που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του υβριδικού σταθμού [53]. Τα αντίστοιχα διαγράμματα παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.
- Σαν βασικό κριτήριο αξιολόγησης χρησιμοποιείται η Καθαρά Παρούσα Αξία, δηλαδή η μεγιστοποίηση των εσόδων της επένδυσης. Επίσης, για τη προτεινόμενη λύση θα πρέπει το Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας (EPC_{HT}) να διατηρείται κάτω από το αντίστοιχο κόστος των συμβατικών μονάδων (EPC_{PPC}) που πρόκειται να αντικατασταθούν, έτσι ώστε το προτεινόμενο έργο να μπορεί να θεωρηθεί οικονομικά ανταγωνιστικό έναντι του υφιστάμενου τρόπου ηλεκτροπαραγωγής. Τέλος, ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης (n^*) θα πρέπει να είναι σημαντικά μικρότερος από τη διάρκεια ζωής του συστήματος.

Συνοψίζοντας όλα τα παραπάνω προκύπτει ο Πίνακας 6.2.

Πίνακας 6.2. Περιορισμοί και κριτήρια αξιολόγησης.

A	$\frac{E_{PPC_j}}{E_j} \leq 30\%$
B	$npv = npv_{\max} > 0$
Γ	$EPC_{HT} < EPC_{PPC}$
Δ	$n^* < n$

Σ' αυτό το σημείο, αξίζει να σημειωθεί ότι, ως στόχος βελτιστοποίησης δεν λήφθηκε υπόψη η ελαχιστοποίηση της συμβατικής ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο για τη λειτουργία των αντλιών, γιατί, όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενο Κεφάλαιο, κάτι τέτοιο απαιτεί μικρή ισχύ Υ/Σ οδηγώντας σε αρκετά χαμηλά ετήσια έσοδα [7,54], ενώ ταυτόχρονα η συνεισφορά του υβριδικού στη ζήτηση φορτίου είναι αμελητέα. Επίσης, δεν λήφθηκε υπόψη σαν κριτήριο η μεγιστοποίηση της απορρόφησης της περίσσειας αιολικής ενέργειας. Κάτι τέτοιο θα απαιτούσε όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ισχύ Υ/Σ και μεγαλύτερο όγκο άνω δεξαμενής, καθώς και μικρή εγκατεστημένη αιολική ισχύ.

6.3. Παρουσίαση σταθερών και μεταβλητών παραμέτρων

Πριν την παρουσίαση των αποτελεσμάτων της οικονομικής αξιολόγησης του προτεινόμενου συστήματος, κρίνεται σκόπιμη η παρουσίαση των σταθερών και μεταβλητών παραμέτρων που λήφθηκαν υπόψη για την εφαρμογή του μοντέλου.

- ✓ Η διάρκεια ζωής της επένδυσης (n) καθορίστηκε στα 20 έτη.
- ✓ Η χρονική αξία του χρήματος (i) και οι ετήσιοι συντελεστές αναπροσαρμογής ($e=e_I=w=w_I$) λήφθηκαν 8% και 3% αντιστοίχως. Επίσης ο πληθωρισμός (g_m) θεωρήθηκε ίσος με 3,2%.
- ✓ Το μήκος νέων δρόμων (L_r) και του νέου ηλεκτρικού δικτύου διασύνδεσης (L_g) λήφθηκε 10 km.
- ✓ Το μήκος της σωλήνωσης θεωρήθηκε 2 km.
- ✓ Η υπολλείπουσα αξία (\tilde{Y}_n) στο τέλος διάρκειας ζωής της επένδυσης θεωρήθηκε ίση με το μηδέν.
- ✓ Ο χρόνος αποπληρωμής του δανείου (n') καθορίστηκε στα 10 έτη με επιτόκιο (r) ίσο με 5,2%.
- ✓ Ο συντελεστής φορολογίας (φ) λήφθηκε ίσος με 30%.
- ✓ Η τιμή πώλησης (c_{WFO}) στο δίκτυο του νησιού της ενέργειας που θα παραχθεί από τα νέα Α/Π λήφθηκε ίση με 99,44 €/MWh, τιμή που καθορίστηκε με βάση την ισχύουσα νομοθεσία για τα Α/Π στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.
- ✓ Η τιμή αγοράς συμβατικής ενέργειας (c_{PPCo}) για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης θεωρήθηκε ίση με 70 €/MWh (ενδιάμεση τιμή νυχτερινού τιμολογίου).
- ✓ Η τιμή αγοράς της περίσσειας ενέργειας (c_{WFO}^*) από τα υφιστάμενα Α/Π αποτελεί παράμετρο προς διερεύνηση και γι' αυτόν το λόγο εξετάζονται οι παρακάτω περιπτώσεις:
 - Θεωρείται ίση με το μηδέν.
 - Θεωρείται ίση με 30 €/MWh, μία λογική τιμή αν αναλογιστεί κανείς ότι η ενέργεια που αγοράζεται, είναι η ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο.
 - Προσδιορίζεται σε κάθε περίπτωση με βάση την αύξηση της περίσσειας ενέργειας των υφιστάμενων Α/Π ώστε να μην υπάρχει μείωση στα ετήσια έσοδα τους λόγω της ένταξης νέων Α/Π στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού. Έτσι, η τιμή c_{WFO}^* εκφάζεται ως:

$$c_{WFO}^* = \frac{(E_{a_j} - E'_{a_j}) \cdot c_{WFO}}{E_{C_j} \cdot \nu_r} \quad (50)$$

όπου E_{a_j} και E'_{a_j} είναι η ετήσια απορρόφηση αιολικής ενέργειας από το δίκτυο των υφιστάμενων Α/Π πριν (πραγματικά δεδομένα) και μετά την εγκατάσταση του προτεινόμενου συστήματος αντιστοίχως (βλ. Σχέση (11)). Επίσης, το ποσοστό ν_r της περίσσειας αιολικής ενέργειας που θα απορροφηθεί από κάθε Α/Π για πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης κανανέμεται ανάλογα με την ονομαστική τους ισχύ.

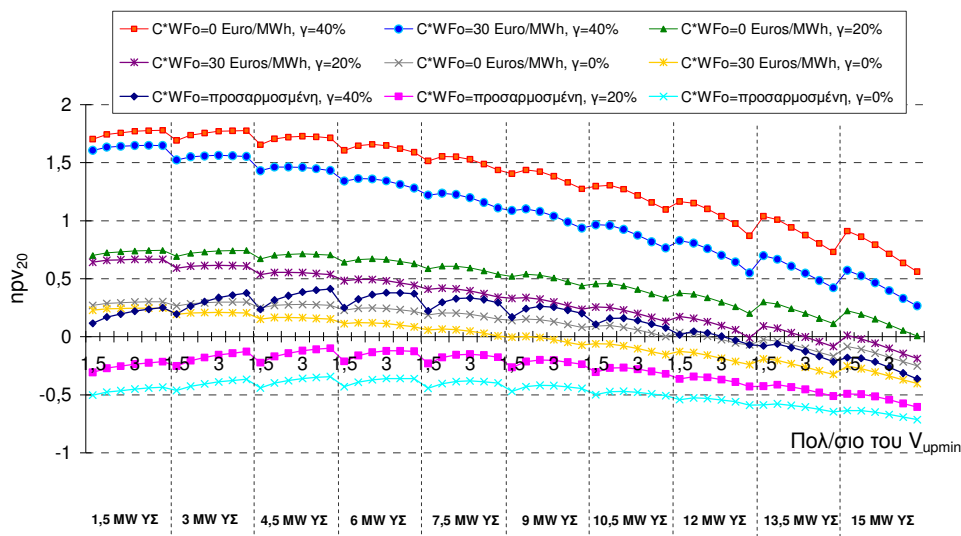
- ✓ Εξετάζονται τα παρακάτω σενάρια χρηματοδότησης του συστήματος:
 - $\alpha=30\%$, $\beta=30\%$, $\gamma=40\%$
 - $\alpha=50\%$, $\beta=30\%$, $\gamma=20\%$
 - $\alpha=70\%$, $\beta=30\%$, $\gamma=0\%$

- ✓ Τέλος, η τιμή πώλησης της εγγυημένης ισχύος από τον Υ/Σ (c_{HT_o}) θεωρείται επίσης μεταβλητή παράμετρος προς διερεύνηση. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζονται οι παρακάτω τιμές:
 - $c_{HT_o} = 100$ €/MWh, μια πολύ συντηρητική τιμή αν τη συγκρίνει κανείς με την τιμή της αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (99,44 €/MWh) που σχετίζεται άμεσα με τη στοχαστική συμπεριφορά του ανέμου και την ασταθή ενεργειακή παραγωγή των Α/Π.
 - $c_{HT_o} = 150$ €/MWh, μια ενδιάμεση τιμή.
 - $c_{HT_o} = 200$ €/MWh, μια ικανοποιητική τιμή αν θεωρήσουμε ότι ο Υ/Σ εντάσσεται στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής, την στιγμή δηλαδή που η ζήτηση φορτίου καλύπτεται από θερμικές μονάδες με κόστος παραγόμενης ενέργειας περίπου ίσο με 250 €/MWh.

6.4. Παρουσίαση αποτελεσμάτων

Η ανάλυση που προηγήθηκε στο Κεφάλαιο 6.1 εφαρμόζεται ώστε να καθοριστεί η οικονομική συμπεριφορά του προτεινόμενου συστήματος διερευνώντας διάφορους πιθανούς συνδιασμούς ισχύος Υ/Σ, όγκου άνω ταμειυτήρα και εγκατεστημένης ισχύος Α/Π καθώς και την επίδραση διαφόρων παραμέτρων όπως η τιμή πώλησης της εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο, η επιχορήγηση και η τιμή αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π. Όλα τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης παρουσιάζονται αναλυτικά στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ, ενώ στη συνέχεια σχολιάζονται τα πιο αντιπροσωπευτικά της μελέτης.

Στα Σχήματα 6.4-6.9, απεικονίζεται ο δείκτης npv , στο 20^ο έτος λειτουργίας του συστήματος Α/Π, Υ/Σ και αντλησιοταμίευσης, για την μικρότερη και για τη μεγαλύτερη εξεταζόμενη περίπτωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο νησί (15 και 30 MW), καθώς και η επίδραση των μεταβλητών παραμέτρων ($c_{WF_o}^*$, γ και c_{HT_o}) στην αποδοτικότητα της επένδυσης. Στον οριζόντιο άξονα των διαγραμμάτων φαίνεται η ισχύς των Υ/Σ και η χωρητικότητα του άνω ταμειυτήρα.

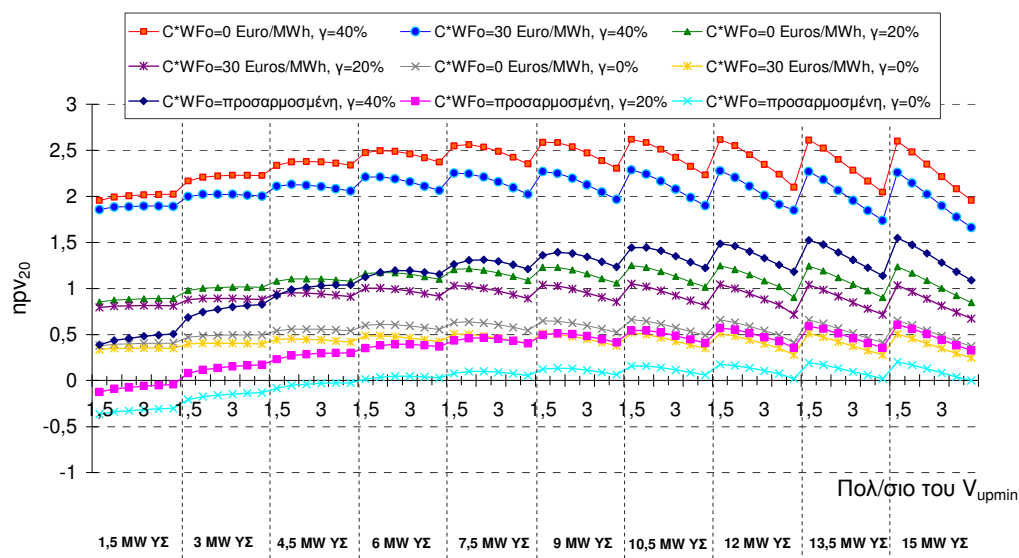


Σχήμα 6.4. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 15 MW Α/Π, $c_{HT_o} = 100$ €/MWh, $\gamma = 40, 20$ και 0% .

6.4.1. Επίδραση της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από τους ΥΣ (c_{HT_0})

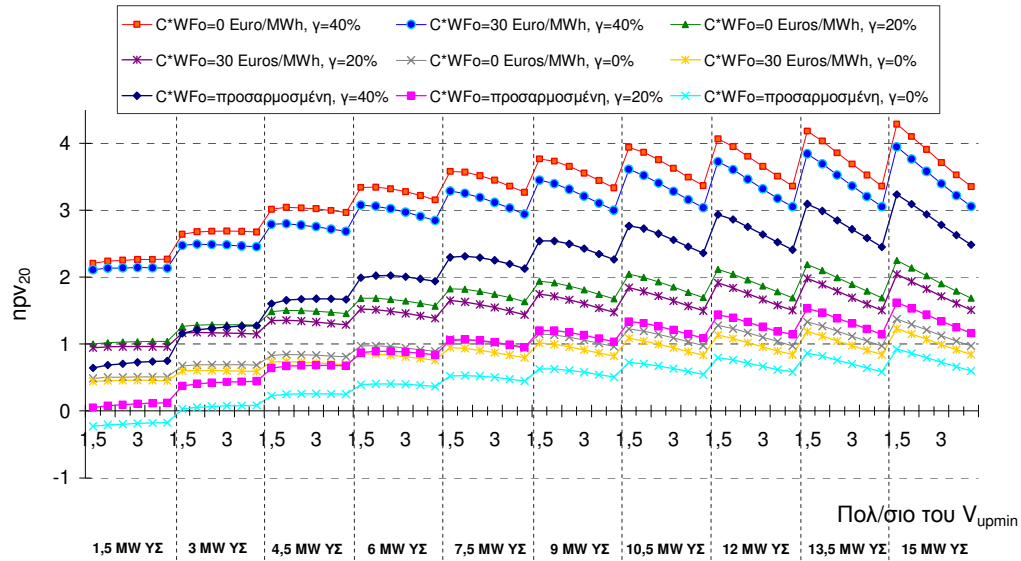
Όπως αναμενόταν, η τιμή του npv_{20} εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από την τιμή πώλησης της εγγυημένης ισχύος. Πιο συγκεκριμένα, για μικρή ισχύ Α/Π (π.χ. 9 MW υφιστάμενα + 6 MW νέα), όταν η τιμή πώλησης είναι ίση με 100 €/MWh, η καμπύλη του npv_{20} αποκτά αρνητική κλίση με την αύξηση της ονομαστικής ισχύος των ΥΣ και του όγκου της άνω δεξαμενής (βλ. Σχήμα 6.4). Η τάση να μειώνονται τα έσοδα με την αύξηση των διαστάσεων του συστήματος είναι λογική, διότι τα ετήσια κέρδη από την πώληση αιολικής ενέργειας από το νέο Α/Π (6 MW) επιβαρύνονται σημαντικά από την αύξηση του αρχικού κόστους της επένδυσης, κάτι το οποίο δεν μπορεί να αντισταθμιστεί από την παροχή εγγυημένης ισχύος από τους ΥΣ και πώλησης της στο δίκτυο σε πολύ χαμηλή τιμή (100 €/MWh). Επιπλέον επιβαρυντικός παράγοντας είναι το ετήσιο κόστος της συμβατικής ενέργειας (E_{PPC_0}) που αγοράζεται για την λειτουργία των αντλιών, το οποίο είναι αρκετά μεγάλο στη περίπτωση των 15 MW Α/Π, διότι η αναμενόμενη περίσσεια αιολική ενέργεια μπορεί να καλύψει σε μικρό βαθμό τις ανάγκες αποθήκευσης. Στο Σχήμα 6.10, απεικονίζεται η συμβατική και η αιολική ενέργεια σαν ποσοστό της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης, σε ετήσια βάση, στη περίπτωση των 15 MW Α/Π (οι υπόλοιπες περιπτώσεις παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ). Εύκολα κανείς μπορεί να διακρίνει ότι η ανάγκη αγοράς συμβατικής ενέργειας από το δίκτυο είναι αρκετά μεγάλη σχεδόν για όλες τις περιπτώσεις ΥΣ, πολύ μεγαλύτερη από το 30% που ορίζει ο νόμος (κόκκινη διακεκομμένη γραμμή).

Αντιθέτως, για μεγαλύτερη ισχύ Α/Π (π.χ. 9 MW υφιστάμενα + 21 MW νέα), η καμπύλη του npv_{20} αποκτά σχεδόν θετική κλίση (Σχήμα 6.7), διότι η αύξηση του αρχικού κόστους της επένδυσης αντισταθμίζεται από την μείωση της αγοράς συμβατικής ενέργειας για την άντληση (Σχήμα 6.11). Παρόλα αυτά, όταν το c_{HT_0} τεθεί ίσο με 100 €/MWh, αρνητικά αποτελέσματα περιλαμβάνονται σε αρκετά μεγάλο εύρος διαστάσεων του συστήματος, σε όλες τις περιπτώσεις συνολικής εγκατεστημένης ισχύος Α/Π (έως και 30 MW) υποδεικνύοντας τη μη βιωσιμότητα της επένδυσης από οικονομική σκοπιά ειδικά στην περίπτωση που η τιμή αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π θεωρηθεί προσαρμοσμένη (βλ. Σχέση (50)).

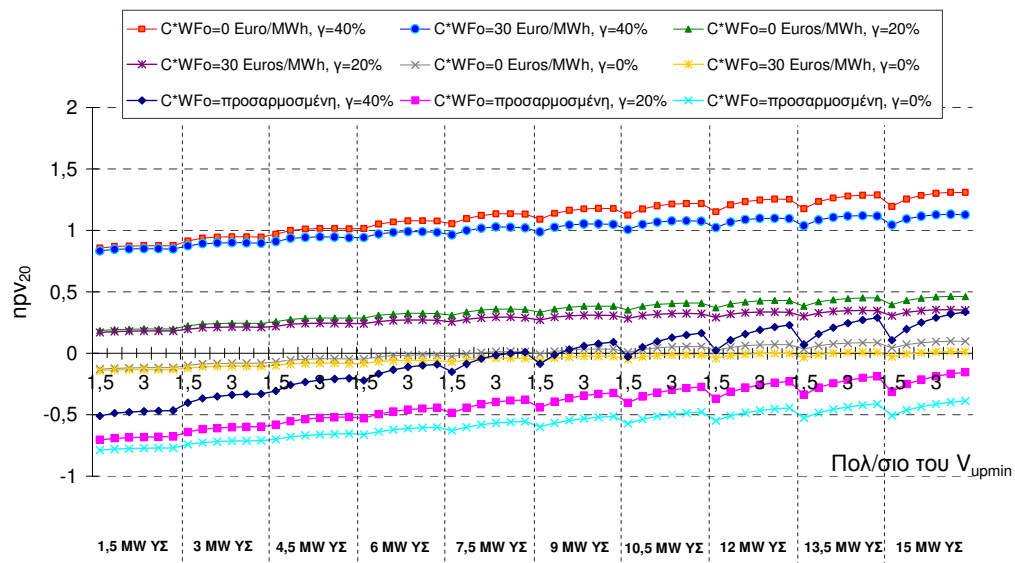


Σχήμα 6.5. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 15 MW Α/Π, $c_{HT_0} = 150$ €/MWh, $\gamma = 40, 20$ και 0% .

Όταν η τιμή πώλησης τεθεί ίση με 150 €/MWh (Σχήματα 6.5, 6.8) ή 200 €/MWh (Σχήματα 6.6, 6.9) τα αποτελέσματα δείχνουν να ακολουθούν σχεδόν την ίδια τάση. Για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις αιολικών συστημάτων (βλ. επίσης ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ), η κλίση της καμπύλης του npv_{20} είναι θετική, παρουσιάζοντας αρκετά καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα συγκρινόμενη με τη προηγούμενη περίπτωση (100 €/MWh), διότι η αύξηση του μεγέθους των Υ/Σ συνεισφέρει θετικά στα ετήσια έσοδα της επένδυσης λόγω των υψηλότερων τιμών πώλησης της εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο (150 και 200 €/MWh).



Σχήμα 6.6. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 15 MW Α/Π, $c_{HTo} = 200$ €/MWh, $\gamma = 40, 20$ και 0% .

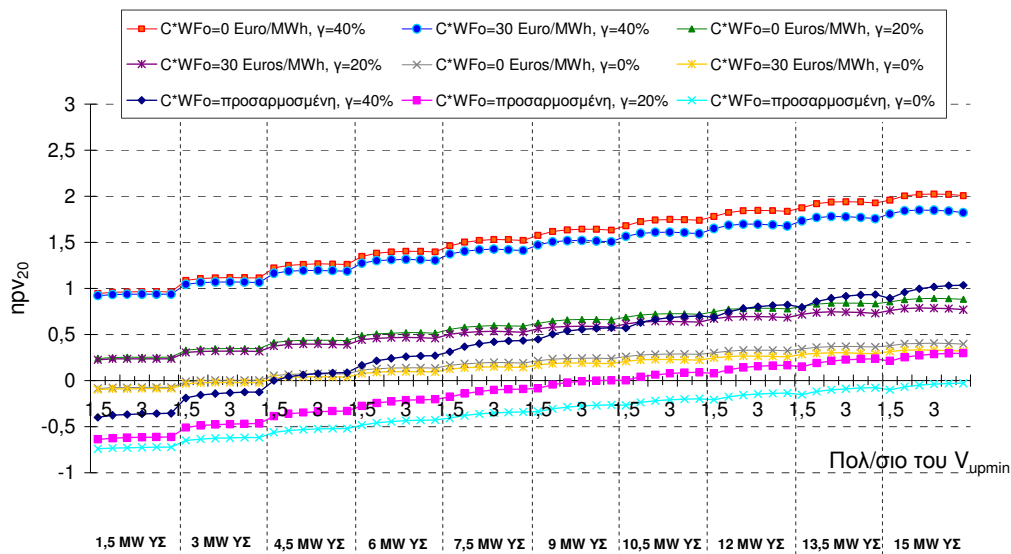


Σχήμα 6.7. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 30 MW Α/Π, $c_{HTo} = 100$ €/MWh, $\gamma = 40, 20$ και 0% .

6.4.2. Επίδραση της κρατικής επιχορήγησης (γ)

Όπως είναι λογικό, η κρατική επιχορήγηση για την εφαρμογή ενός τέτοιου έργου θεωρείται πολύτιμη ώστε να επιτευχθούν ελκυστικά οικονομικά αποτελέσματα και λογικός χρόνος

αποπληρωμής της επένδυσης. Η επίδραση διαφόρων τιμών κρατικής επιχορήγησης (0, 20 και 40%), σαν ποσοστά του αρχικού κόστους του έργου, απεικονίζεται στα Σχήματα 6.4-6.9. Για παράδειγμα, στη περίπτωση 15 MW Α/Π (9 MW υφιστάμενα + 6 MW νέα), το npv κυμαίνεται μεταξύ του 0,3 και 4 (ανάλογα με τις διαστάσεις του συστήματος και το c_{HTo}) όταν η επιχορήγηση θεωρηθεί ίση με το 40% του αρχικού κόστους και το c_{WFo}^* ίσο με 0 και 30 €/MWh (βλ. Σχήματα 6.4-6.6). Αντιστοίχως, στη περίπτωση των 30 MW Α/Π (9 MW υφιστάμενα + 21 MW νέα), το npv φτάνει την τιμή 2,9, υπάρχει δηλαδή μια αξιολόγηση μείωση σε σχέση με τη προηγούμενη περίπτωση (λόγω της αύξησης του αρχικού κόστους των Α/Π και του κόστους των αντλιών), παρουσιάζοντας όμως πάντα οικονομικά βιώσιμα αποτελέσματα (βλ. Σχήματα 6.7-6.9). Είναι εμφανές ότι οι τιμές του npv είναι αρκετά μικρότερες όταν η επιχορήγηση θεωρηθεί ίση με 20% του αρχικού κόστους ή και ακόμα όταν θεωρηθεί μηδενική ($\gamma=0\%$), παρόλα αυτά, ακόμα και σ' αυτές τις περιπτώσεις προκύπτουν οικονομικά βιώσιμες λύσεις ($npv_{20}>0$), οι οποίες όμως περιορίζονται σημαντικά όταν η τιμή αγοράς της ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π θεωρηθεί προσαρμοσμένη.



Σχήμα 6.8. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 30 MW Α/Π, $c_{HTo}=150$ €/MWh, $\gamma=40, 20$ και 0% .

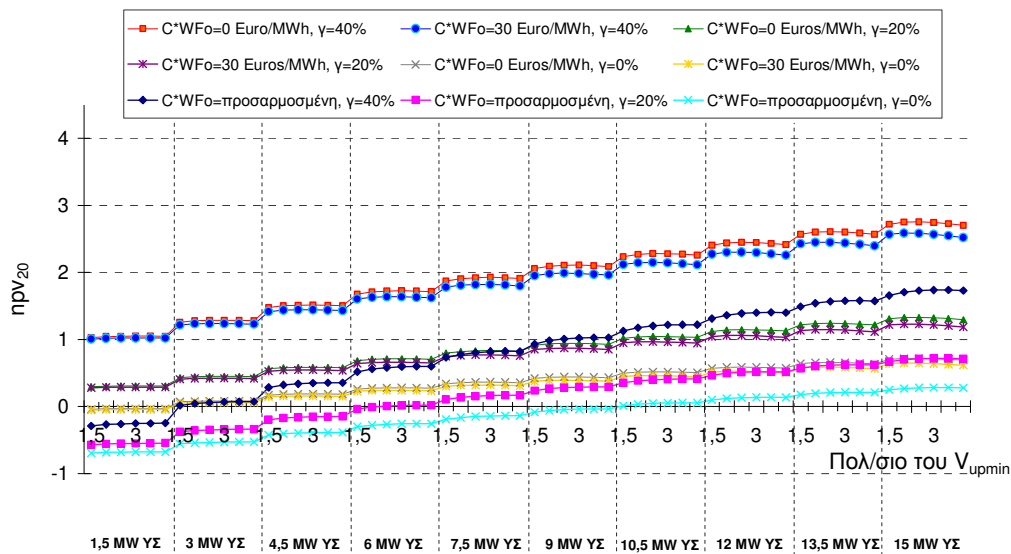
6.4.3. Επίδραση της τιμής αγοράς της ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π (c_{WFo}^*)

Όπως προκύπτει από τα διαγράμματα αυτού του Κεφαλαίου, οι καμπύλες του npv είναι σχεδόν όμοιες όταν το c_{WFo}^* τεθεί ίσο με 0 και 30 €/MWh, διακρίνοντας λίγο καλύτερα αποτελέσματα, όπως είναι λογικό, στην περίπτωση που η ενέργεια από τα υφιστάμενα Α/Π παρέχεται δωρεάν για τη λειτουργία των αντλιών. Αντιθέτως, όταν το c_{WFo}^* θεωρηθεί προσαρμοσμένο, παρουσιάζονται αρνητικά αποτελέσματα ($npv_{20}<0 \rightarrow n^*>n$) για μεγάλο εύρος ισχύος Υ/Σ, ειδικά για τις περιπτώσεις μεγάλης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Για παράδειγμα, στη περίπτωση που η εγκατεστημένη αιολική ισχύς είναι 30 MW (9 MW υφιστάμενα + 21 MW νέα), για να επιτύχουμε οικονομικά βιώσιμα αποτελέσματα, όταν το c_{WFo}^* θεωρηθεί προσαρμοσμένο, είναι απαραίτητη η εγκατάσταση μεγάλης ισχύος Υ/Σ, κρατική επιχορήγηση πάνω από 20% και τιμή πώλησης της εγγυημένης ενέργειας πάνω από 150 €/MWh. Αυτό συμβαίνει διότι στις περιπτώσεις μεγάλης ισχύος νέων Α/Π (π.χ. 21 MW)

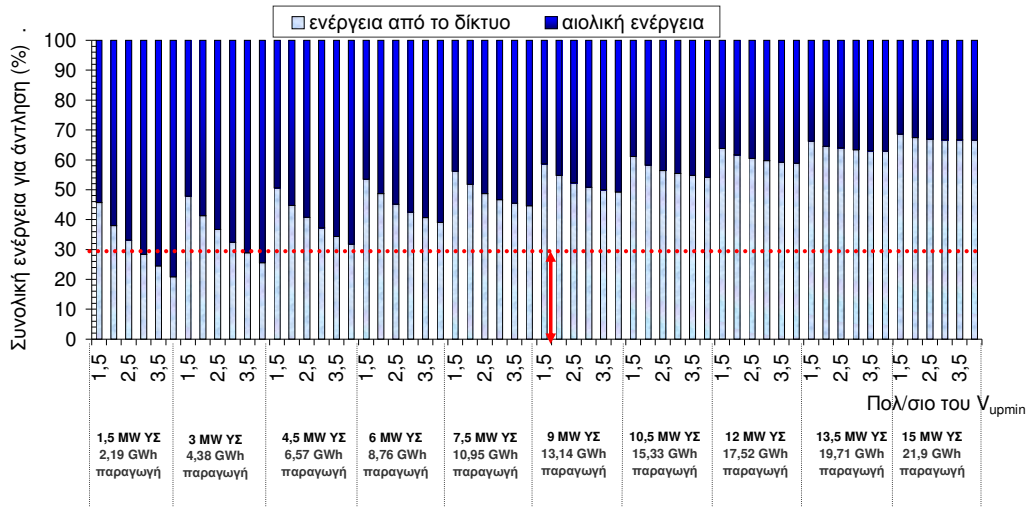
η απορρόφηση από το δίκτυο των υφιστάμενων Α/Π μειώνεται σημαντικά σε σχέση με τη σημερινή κατάσταση (βλ. Σχέση (11)) και έτσι η τιμή αγοράς ενέργειας για την άντληση από τα υφιστάμενα είναι αρκετά υψηλή.

6.4.4. Επίδραση της χωρητικότητας του άνω ταμιευτήρα (V_{up})

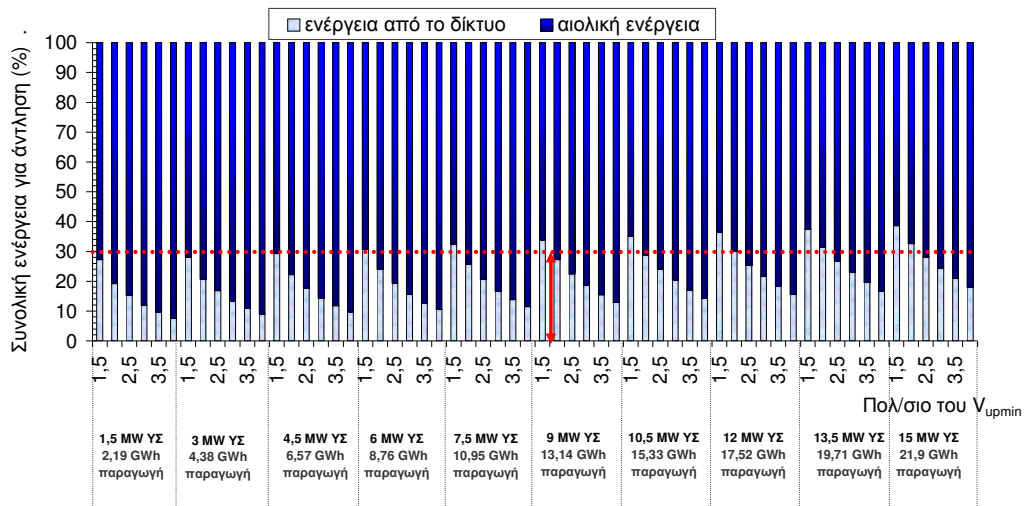
Ένας άλλος σημαντικός παράγοντας, είναι το υψηλό κόστος της άνω δεξαμενής (κατασκευή, συντήρηση, αγορά γης). Ιδιαίτερα στις περιπτώσεις μικρής ονομαστικής ισχύος Υ/Σ (<6 MW) και περίσσειας ενέργειας από Α/Π (π.χ. περίπτωση 15 MW) (Σχήματα 6.4-6.6), το κόστος αυτό φαίνεται να αντισταθμίζεται από το γεγονός ότι αυξάνοντας τον όγκο της άνω δεξαμενής αποθηκεύονται μεγαλύτερα ποσά περίσσειας αιολικής ενέργειας και άρα μειώνεται η ανάγκη αγοράς συμβατικής ενέργειας από το δίκτυο (βλ. επίσης Σχήμα 6.10). Όμως για ισχύ Υ/Σ πάνω από τα 6 MW, που αυτό συνεπάγεται μεγαλύτερη παροχή εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο, η αύξηση του μεγέθους της άνω δεξαμενής, επιδρά αρνητικά λόγω του ότι αυξάνονται σημαντικά οι ανάγκες αγοράς συμβατικής ενέργειας για την άντληση και τα περιθώρια ύπαρξης περίσσειας αιολικής ενέργειας περιορίζονται. Αντιθέτως, όσο αυξάνεται η ισχύς των Α/Π, που σημαίνει ότι υπάρχει περισσότερη περίσσεια αιολική ενέργεια προς αξιοποίηση (Σχήμα 6.11), η αύξηση των διαστάσεων της άνω δεξαμενής φαίνεται να μην επηρεάζει σημαντικά τη καμπύλη του npv_{20} (Σχήματα 6.7-6.9).



Σχήμα 6.9. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv), 30 MW Α/Π, $c_{HTo}=200$ €/MWh, $\gamma=40, 20$ και 0% .



Σχήμα 6.10. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 15 MW Α/Π.



Σχήμα 6.11. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 30 MW Α/Π.

6.4.5. Γενικά συμπεράσματα

- Όπως είναι λογικό, η τιμή πώλησης της εγγυημένης ενέργειας παίζει καθοριστικό ρόλο στα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης. Οι οικονομικά βιώσιμες λύσεις περιορίζονται σημαντικά σε περίπτωση που το c_{HT_0} θεωρηθεί ίσο με 100 €/MWh και ο δείκτης του n_{pr} αποκτά αρνητική κλίση με την αύξηση του μεγέθους των Υ/Σ. Αντιθέτως, τα αποτελέσματα είναι ικανοποιητικά και κάποια ιδιαίτερος ελκυστικά (εξαρτάται από την επιχορήγηση) στη περίπτωση που το c_{HT_0} θεωρηθεί μεγαλύτερο από 150 €/MWh.
- Η κρατική επιχορήγηση θεωρείται πολύτιμη στην υλοποίηση ενός τέτοιου έργου ώστε το n_{pr} να είναι σχετικά μεγάλο και έτσι να προκύπτει μια λογική περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης (π.χ. <10 έτη).

- Το πρόβλημα μείωσης της απόδοσης των υφιστάμενων Α/Π λόγω ένταξης νέων Α/Π είναι υπαρκτό και αρκετά περιοριστικό στην αύξηση της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα νησιά. Όμως, αν το $c_{WF_0}^*$ θεωρηθεί προσαρμοσμένο, τα οικονομικά βιώσιμα αποτελέσματα της επένδυσης περιορίζονται σημαντικά. Παρόλα αυτά, κάτω από προϋποθέσεις (υψηλή τιμή πώλησης εγγυημένης ενέργειας και μεγάλη επιχορήγηση), προκύπτουν οικονομικά βιώσιμες λύσεις και έτσι δεν υπάρχει παραβίαση των συμβάσεων αγοραπωλησίας της παραγόμενης ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π.
- Τέλος, θα μπορούσε κανείς να πει, ότι για μικρή εγκατεστημένη αιολική ισχύ (π.χ. 15 MW συνολικά), θετικά οικονομικά αποτελέσματα ($nr_{v20} > 0$) περιλαμβάνονται σε μεγαλύτερο εύρος Υ/Σ, ανεξάρτητα από τις τιμές που θα πάρουν τα $c_{WF_0}^*$, c_{HT_0} και γ . Όσο αυξάνεται η αιολική ισχύς, το εύρος των θετικών λύσεων περιορίζεται λόγω της αύξησης του αρχικού κόστους της επένδυσης (μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης Α/Π → περισσότερη περίσσεια αιολική ενέργεια προς αξιοποίηση → μεγαλύτερη ισχύς αντλιών → υψηλότερο κόστος αντλιοστασίου).

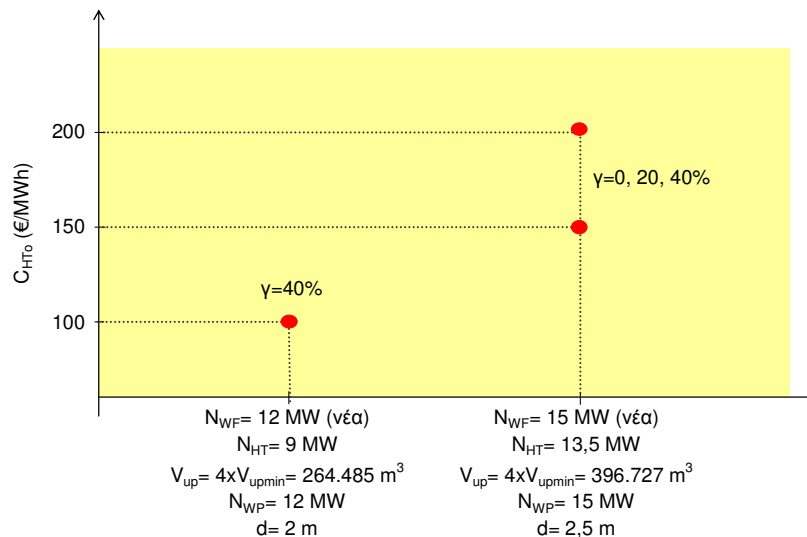
6.5. Καθορισμός της βέλτιστης λύσης –Περίπτωση αναφοράς

Με βάση τα στοιχεία που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο Κεφάλαιο 6.4, προέκυψαν αρκετές πιθανές, οικονομοτεχνικά βιώσιμες λύσεις, διαφορετικές όμως για κάθε περίπτωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και εξαρτώμενες σε μεγάλο βαθμό από την τιμή πώλησης της εγγυημένης ενέργειας στο δίκτυο, την κρατική επιχορήγηση και την τιμή αγοράς της περίσσειας ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π. Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται αναλυτικά στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ, καθώς και τους περιορισμούς και τα κριτήρια αξιολόγησης που αναπτύχθηκαν στο Κεφάλαιο 6.2, γίνεται προσπάθεια εντοπισμού της βέλτιστης λύσης μεταξύ όλων των πιθανών σεναρίων.

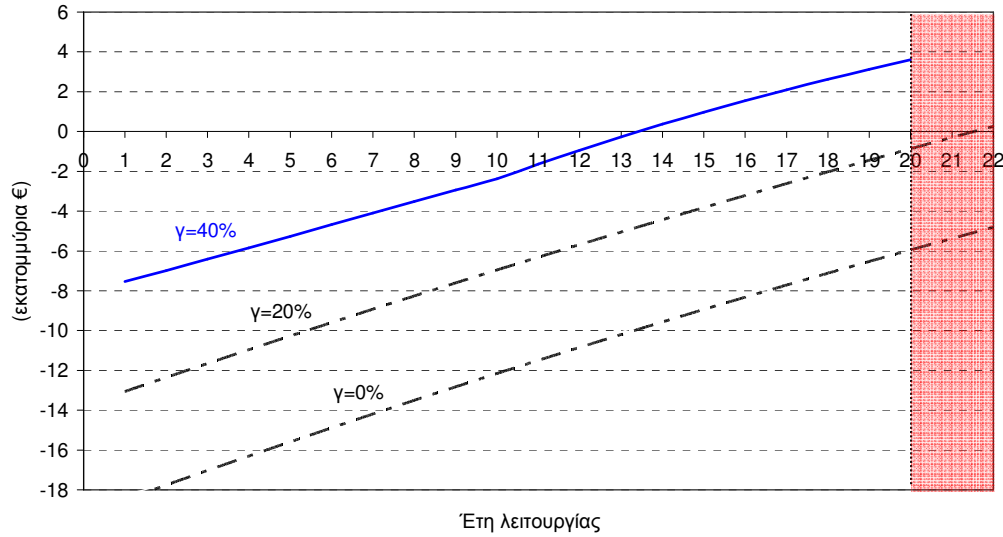
Αρχικά, λαμβάνοντας υπόψη τη μεγιστοποίηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας ($nr_{pv} = nr_{pv_{max}}$) καθώς και τον περιορισμό η συμβατική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την άντληση, σε ετήσια βάση, να μη ξεπερνά το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται ($(E_{PPC_j} / E_{C_j}) \leq 30\%$), προκύπτουν οι λύσεις που απεικονίζονται στα διαγράμματα αυτού του Κεφαλαίου. Πιο συγκεκριμένα, αναλύοντας περαιτέρω την αναμενόμενη οικονομοτεχνική συμπεριφορά της επένδυσης, προκύπτουν τα εξής:

- I) Εάν η τιμή πώλησης της παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας θεωρηθεί ίση με 100 €/MWh, η επιχορήγηση 40% και η τιμή αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π θεωρηθεί προσαρμοσμένη, καλύτερα αποτελέσματα ($nr_{v20}=0,45$), μεταξύ όλων, έχουμε στη περίπτωση των 12 MW νέας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και 9 MW ισχύος Υ/Σ (Σχήμα 6.12). Όμως, όπως προκύπτει από το γράφημα του Σχήματος 6.13, ο χρόνος αποπληρωμής του έργου, για τη περίπτωση που η επιχορήγηση θεωρηθεί ίση με το 40% του αρχικού κόστους, αναμένεται στα 13,3 έτη, μία σημαντικά μεγάλη περίοδος απόσβεσης χρημάτων για έναν υποψήφιο επενδυτή. Για μικρότερες τιμές επιχορήγησης ($\gamma=0, 20\%$) το nr_{pv} λαμβάνει μόνο αρνητικές τιμές και έτσι ο χρόνος αποπληρωμής αναμένεται αρκετά μετά από το τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης ($nr_{v20} < 0 \rightarrow n^* > n$), καθιστώντας αυτή τη λύση αδύνατη (βλ. Σχήμα 6.13). Επομένως, για τη περίπτωση όπου το c_{HT_0} θεωρηθεί ίσο με 100 €/MWh και το $c_{WF_0}^*$ προσαρμοσμένο, για οποιοδήποτε σενάριο χρηματοδότησης της επένδυσης ($\gamma=0, 20$ ή

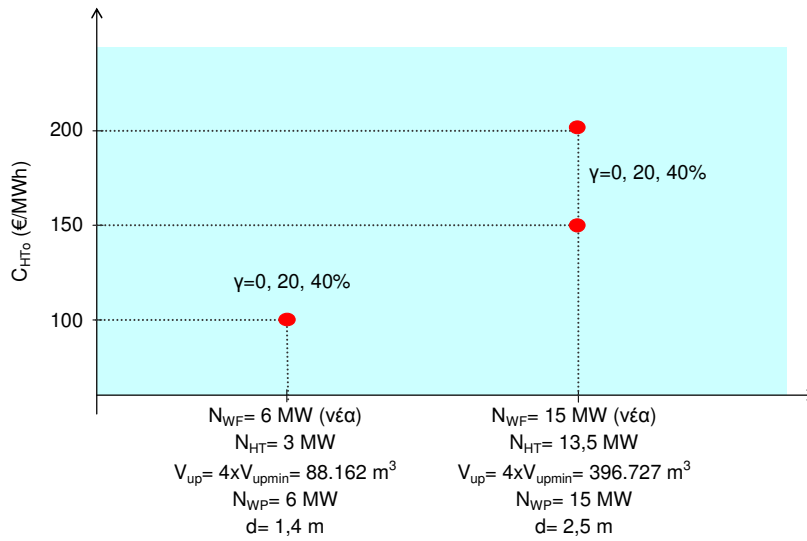
- 40%), η εγκατάσταση ενός τέτοιου έργου παρουσιάζει οικονομικά μη βιώσιμα αποτελέσματα.
- II) Εάν η τιμή πώλησης της παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας θεωρηθεί ίση με 100 €/MWh, για οποιοδήποτε σενάριο χρηματοδότησης της επένδυσης ($\gamma=0, 20$ ή 40%) και τιμή αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π ίση με 0 ή 30 €/MWh, καλύτερα αποτελέσματα, μεταξύ όλων, έχουμε στη περίπτωση των 6 MW νέας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και 3 MW ισχύος Υ/Σ (Σχήμα 6.14). Όμως, όπως έχει προαναφερθεί, ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η παροχή ισχύος στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού κατά τις ώρες αιχμής, όπου μέχρι στιγμής η αντίστοιχη ζήτηση φορτίου (>10 MW) καλύπτεται από ενεργοβόρες θερμικές μονάδες (π.χ. αεριοστροβίλους) με τελείως αντιοικονομική λειτουργία (≈ 250 €/MWh) ενώ ταυτόχρονα συμβάλλουν και άλλες θερμικές μονάδες (πιο οικονομικές) για τη κάλυψη του υπόλοιπου φορτίου ζήτησης (<50 MW). Γι' αυτόν τον λόγο, η παροχή εγγυημένης ενέργειας, κατά τις ώρες αιχμής, από Υ/Σ ισχύος 3 MW, κρίνεται τεχνικά ανεπαρκής παρόλο που παρουσιάζει ελκυστικά οικονομικά αποτελέσματα. Σ' αυτό το σημείο λοιπόν, υπογραμμίζεται η ανάγκη ενσωμάτωσης Υ/Σ ισχύος μεγαλύτερης από τα 10 MW για τη παροχή στο δίκτυο εγγυημένης ενέργειας μεγαλύτερης από 40 MWh ημερησίως. Με βάση αυτή τη παραδοχή και την τήρηση του περιορισμού του 30% που επιβάλλει η ισχύουσα νομοθεσία, η λύση που παρουσιάζει τα καλύτερα οικονομοτεχνικά αποτελέσματα είναι η περίπτωση των 15 MW νέας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και 13,5 MW ισχύος Υ/Σ.
- III) Εάν η τιμή πώλησης της παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας θεωρηθεί ίση με 150 ή 200 €/MWh, για οποιοδήποτε σενάριο χρηματοδότησης της επένδυσης ($\gamma=0, 20$ ή 40%) και για οποιαδήποτε τιμή αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π ($c_{WF_0}^*=0, 30$ ή προσαρμοσμένη), καλύτερα αποτελέσματα, μεταξύ όλων, έχουμε και πάλι στη περίπτωση των 15 MW νέας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και 13,5 MW ισχύος Υ/Σ (Σχήμα 6.14).



Σχήμα 6.12. Σενάρια για $npv = npv_{max}$, $c_{WF_0}^*$ =προσαρμοσμένη.



Σχήμα 6.13. Χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης, $c_{HTo}=100$ €/MWh, c_{WFo}^* =προσαρμοσμένη.



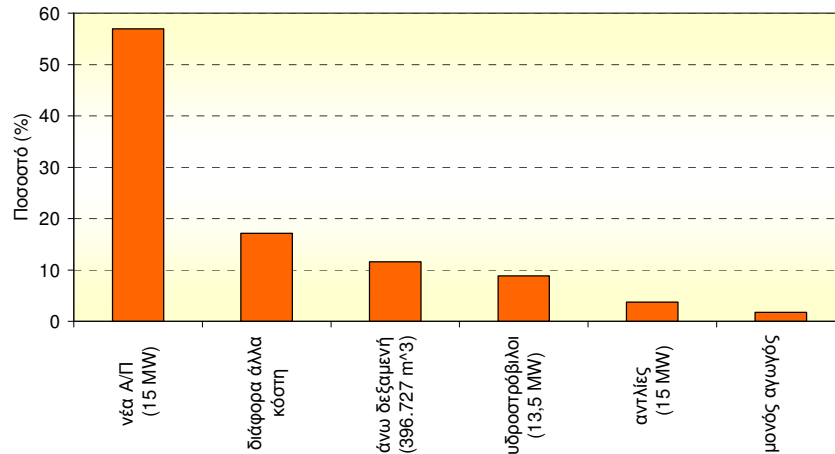
Σχήμα 6.14. Σενάρια για $n_{pv} = n_{pv_{max}}$, $c_{WFo}^* = 0$ και 30 €/MWh.

Τελικά, η βέλτιστη λύση που προέκυψε με βάση τη παραπάνω ανάλυση (Πίνακας 6.3), παρουσιάζεται πλέον σαν την περίπτωση αναφοράς και γίνεται περαιτέρω ανάλυση των δεικτών οικονομικής βιωσιμότητας που αυτή συνεπάγεται.

Πίνακας 6.3. Βέλτιστο μέγεθος των βασικών συνιστωσών του συστήματος.

Ισχύς νέων Α/Π (MW)	15
Ισχύς Υ/Σ (MW)	13,5
Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα (m ³)	396.727
Ισχύς αντλιοστασίου (MW)	15
Διάμετρος αγωγού (m)	2,5

Το συνολικό αρχικό κόστος της επένδυσης, για την περίπτωση αναφοράς, εκτιμάται περίπου 34,2 Μ€, από τα οποία, 57% είναι το κόστος εγκατάστασης των νέων Α/Π, 12% το κόστος για τη κατασκευή της άνω δεξαμενής και 9% το κόστος των Υ/Σ ενώ το υπόλοιπο 22% είναι το κόστος αντλιών, αγωγού και διάφορα άλλα κόστη (Σχήμα 6.15).



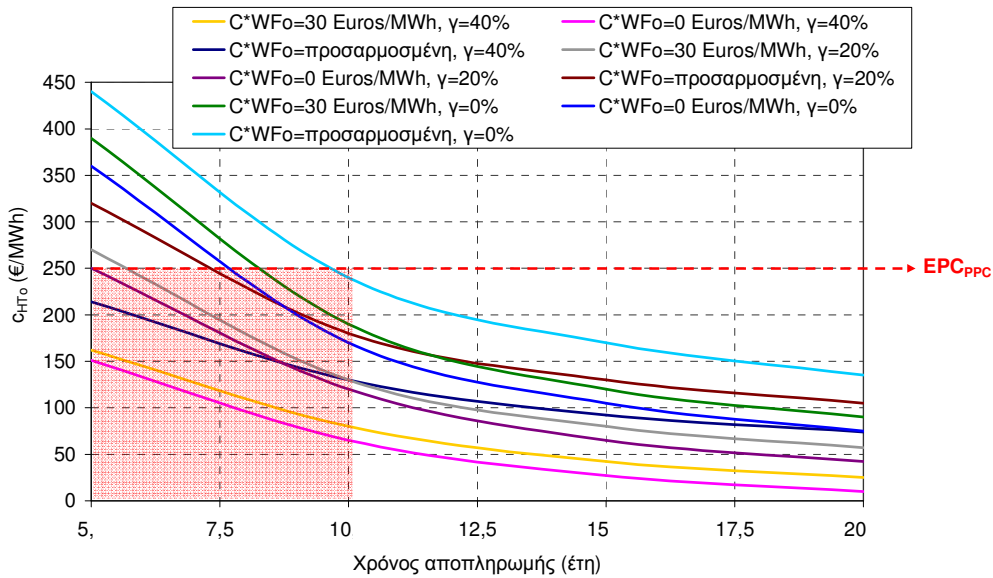
Σχήμα 6.15. Κατανομή αρχικού κόστους της επένδυσης.

6.6. Παραμετρική διερεύνηση – Περίπτωση αναφοράς

Στο Σχήμα 6.16, φαίνεται ο χρόνος αποπληρωμής του έργου (οριζόντιος άξονας), για την περίπτωση αναφοράς, καθώς και το αναμενόμενο κόστος παραγόμενης ενέργειας (στα 20 έτη λειτουργίας) (κάθετος άξονας, δεξιά) του προτεινόμενου συστήματος συναρτήσει της τιμής πώλησης της εγγυημένης ενέργειας από τους Υ/Σ (c_{HTo}) (κάθετος άξονας, αριστερά). Είναι σημαντικό ότι για οποιοδήποτε σενάριο χρηματοδότησης της επένδυσης ($\gamma=0, 20$ ή 40%) και για οποιαδήποτε τιμή αγοράς της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π ($c_{WFO}^*=0, 30$ ή προσαρμοσμένη) καθώς και για τιμή πώλησης της εγγυημένης ενέργειας στο δίκτυο (από 100 έως 200 €/MWh), το κόστος παραγόμενης ενέργειας του σταθμού είναι πολύ μικρότερο από το αντίστοιχο κόστος των θερμικών μονάδων (EPC_{PPC}) (τις ώρες αιχμής). Συγκεκριμένα, το κόστος παραγόμενης ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 10 και 135 €/MWh, ανάλογα με το σενάριο που επιλέγεται (Σχήμα 6.16).

Όσο αφορά στον χρόνο αποπληρωμής της επένδυσης, τα αποτελέσματα είναι αρκετά θετικά. Σε αρκετά από τα εξεταζόμενα σενάρια (c_{HTo} , c_{WFO}^* και γ), η απόσβεση του έργου προβλέπεται πριν από τα πρώτα 10 έτη λειτουργίας του σταθμού⁵, όπως αυτό είναι εμφανές από το Σχήμα 6.16 (σκιασμένη με κόκκινο περιοχή).

⁵ Τα 10 έτη θεωρούνται γενικά μια λογική περίοδος αποπληρωμής για ένα τέτοιο έργο.



Σχήμα 6.16. Χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης για τη περίπτωση αναφοράς με βάση το c_{HTo} .

Στον Πίνακα 6.4 που ακολουθεί παρατίθενται όλοι οι οικονομικοί δείκτες βιωσιμότητας της επένδυσης (τα σενάρια όπου ο χρόνος αποπληρωμής είναι άνω των 10 ετών φαίνονται με κόκκινο). Όπως προκύπτει, δεν παίζει σημαντικό ρόλο αν τελικά το c_{WFO}^* θεωρηθεί ίσο με 30 ή 0 €/MWh. Αντιθέτως, όταν η τιμή αυτή καθοριστεί έτσι ώστε να μην υπάρχει μείωση στα ετήσια έσοδα των υφιστάμενων Α/Π (9 MW) λόγω της ένταξης των νέων (15 MW), τα οικονομικά αποτελέσματα φαίνεται να επηρεάζονται σημαντικά. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, το c_{WFO}^* προσαρμόστηκε στα 136 €/MWh (αρκετά μεγάλη τιμή), παρόλα αυτά η εγκατάσταση του έργου είναι οικονομικά βιώσιμη στη περίπτωση που το c_{HTo} είναι 200 €/MWh και η επιδότηση είναι πάνω από 20%. Επιπλέον, όταν το c_{HTo} είναι ίσο με 150 €/MWh και η επιδότηση 40%, η απόσβεση του έργου γίνεται και πάλι μέσα σε λογικό χρονικό διάστημα (8,5 έτη).

Η Καθαρά Παρούσα Αξία (ανηγμένη ως προς το αρχικό κόστος της επένδυσης) (npv_{20}) κυμαίνεται μεταξύ του 0,79 και 3,17, τιμές που αντιστοιχούν σε 9,5 και 3,9 έτη αποπληρωμής της επένδυσης, ανάλογα με το σενάριο που επιλέγεται. Αντίστοιχα, ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR_{20}) προκύπτει μεταξύ του 16,01 και 34,07%.

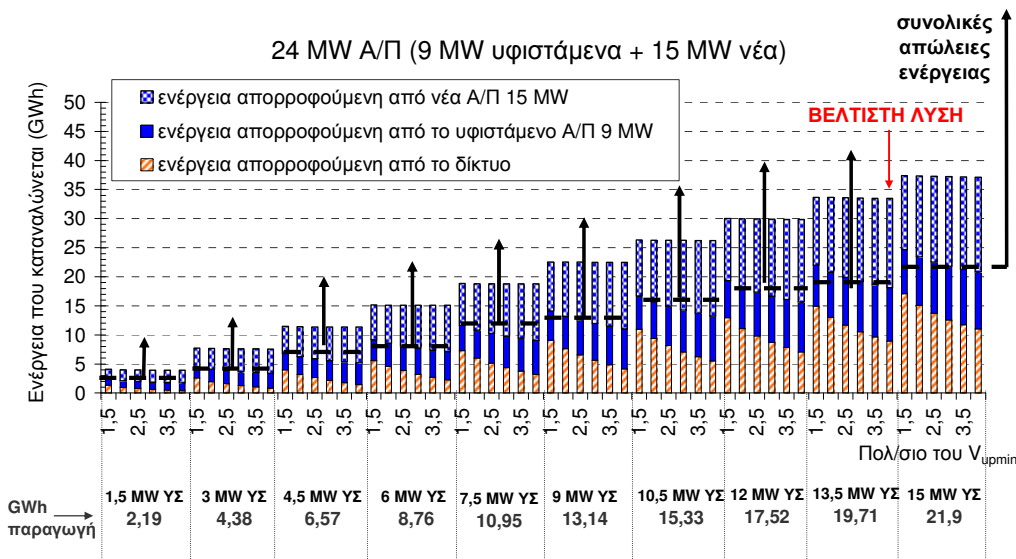
Πίνακας 6.4. Δείκτες βιωσιμότητας της περίπτωσης αναφοράς.

C_{HT0} (€/MWh)	C^*_{wFo} (€/MWh)	γ (%)	npv_{20}	EPC_{HT} (€/MWh)	n^* (έτη)	IRR_{20} (%)
200	30	40	2,93	25	4	32,21
200	0	40	3,17	10	3,9	34,07
200	προσαρμοσμένη=136	40	2,1	75	6	25,63
200	30	20	1,43	57	7	21,29
200	0	20	1,57	42	6,1	22,48
200	προσαρμοσμένη=136	20	0,93	105	9	16,97
200	30	0	0,79	90	9,5	16,01
200	0	0	0,89	75	8,9	16,94
200	προσαρμοσμένη=136	0	0,44	135	12,4	12,6
150	30	40	2,10	25	6	25,69
150	0	40	2,34	10	5	27,55
150	προσαρμοσμένη=136	40	1,27	75	8,5	19,02
150	30	20	0,94	57	9	17,01
150	0	20	1,08	42	8,5	18,25
150	προσαρμοσμένη=136	20	0,44	105	12,1	12,42
150	30	0	0,44	90	12	12,63
150	0	0	0,54	75	11	13,62
150	προσαρμοσμένη=136	0	0,08	135	18	8,89
100	30	40	1,27	25	8	19,08
100	0	40	1,51	10	7	20,98
100	προσαρμοσμένη=136	40	0,44	75	13,4	12,06
100	30	20	0,44	57	12,6	12,47
100	0	20	0,58	42	11,3	13,80
100	προσαρμοσμένη=136	20	-0,08	-	-	-
100	30	0	0,08	90	17,8	8,92
100	0	0	0,19	75	15,7	10,03
100	προσαρμοσμένη=136	0	-0,33	-	-	-

7. Αξιοποίηση ΑΠΕ στη Λέσβο μετά την εγκατάσταση του συστήματος

Η περίπτωση αναφοράς που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο Κεφάλαιο επιλέχθηκε, μεταξύ άλλων, ως η πλέον κατάλληλη λύση με βάση οικονομοτεχνικά κριτήρια. Με την εγκατάσταση του έργου θα υπάρχει η δυνατότητα παροχής εγγυημένης ενέργειας 54 MWh ημερησίως και 19,71 GWh σε ετήσια βάση ενώ ταυτόχρονα αυξάνεται σημαντικά η συνεισφορά Α/Π με την παροχή ισχύος απ' ευθείας στο τοπικό δίκτυο του νησιού και αξιοποίηση σημαντικών ποσοτήτων περίσσειας ενέργειας για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του αντλιοσταμειυτήρα.

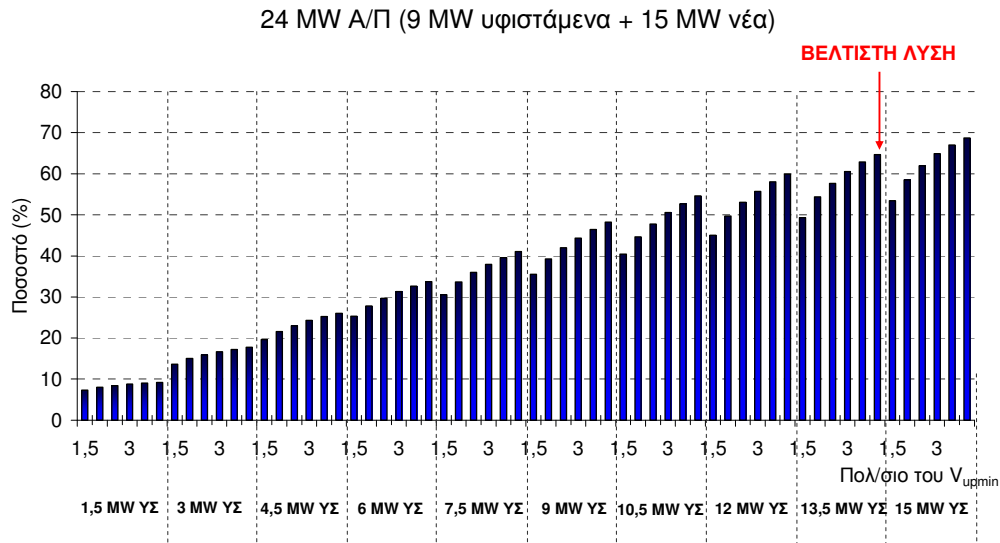
Στο Σχήμα 7.1 παρουσιάζεται η συνολική ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες (33,5 GWh), σε ετήσια βάση, για το συγκεκριμένο σενάριο, καθώς και οι ποσότητες αυτής που προέρχονται από τα νέα Α/Π ισχύος 15 MW (15,4 GWh), από τα υφιστάμενα ισχύος 9 MW (9,2 GWh) και από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο (8,9 GWh). Οι συνολικές απώλειες κατά τη διάρκεια της άντλησης και τη λειτουργία των Υ/Σ αποτελούν περίπου το 41% (13,79 GWh) της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται από τη μονάδα. Με άλλα λόγια, η ενέργεια που καταναλώνεται για την άντληση είναι περίπου 1,7 φορές μεγαλύτερη από την ενέργεια που παράγεται από τους Υ/Σ λόγω των σημαντικών απωλειών του συστήματος. Η εισαγόμενη ενέργεια από το τοπικό δίκτυο αποτελεί το 45% της παραγόμενης από τους Υ/Σ και το 26% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται από τις αντλίες του συστήματος.



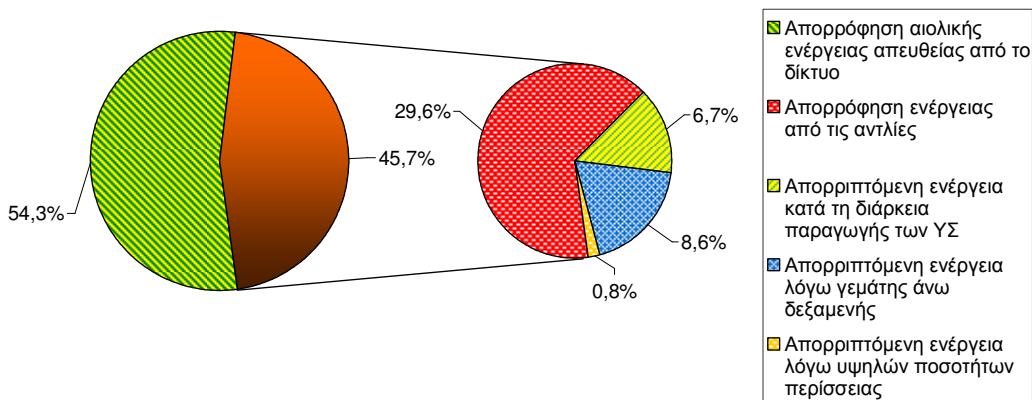
Σχήμα 7.1. Συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης, σε ετήσια βάση, σε σχέση με το N_{HT} και V_{up} .

Με βάση αυτή τη λύση επιτυγχάνεται 65% αξιοποίηση της περίσσειας ενέργειας που προέρχεται από τα Α/Π συνολικής ισχύος 24 MW (Σχήμα 7.2) (9 MW υφιστάμενα + 15 MW νέα). Με βάση τις πραγματικές μετρήσεις ταχυτήτων ανέμου, για το έτος αναφοράς (2007) καθώς και τις αντίστοιχες καμπύλες ισχύος των χρησιμοποιηθέντων Α/Γ (Enercon E-40_6_40/600 kW) έχει υπολογιστεί η ετήσια συνολική παραγωγή των Α/Π ίση με 83 GWh από την οποία 54,3% πάει απευθείας στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού και το 45,7% δεν μπορεί άμεσα να απορροφηθεί λόγω των επιβαλλόμενων περιορισμών (Σχήμα 7.3). Το 29,6% καταναλώνεται από τις αντλίες και το υπόλοιπο 16,1% απορρίπτεται κατά τη διάρκεια

παραγωγής των Υ/Σ (6,7%), λόγω γεμάτης άνω δεξαμενής (8,6%) και υψηλών ποσοτήτων περίσσειας αιολικής ενέργειας (0,8%) (Σχήμα 7.3). Είναι αξιοσημείωτο ότι η ενέργεια που απορρίπτεται λόγω ανεπάρκειας ισχύος αντλιοστασίου είναι πολύ μικρή (0,8% της συνολικής παραγόμενης από τα Α/Π), επιβεβαιώνοντας και πάλι την επιλογή της ονομαστικής ισχύος των αντλιών με βάση τη συχνότητα απορρίψεων των εμπλεκόμενων Α/Π (βλ. Κεφάλαιο 5.2.2).



Σχήμα 7.2. Απορρόφηση περίσσειας αιολικής ενέργειας, $E_{rej} = 38.000$ MWh.



Σχήμα 7.3. Κατανομή παραγόμενης αιολικής ενέργειας από τα Α/Π ισχύος 24 MW για τη βέλτιστη λύση.

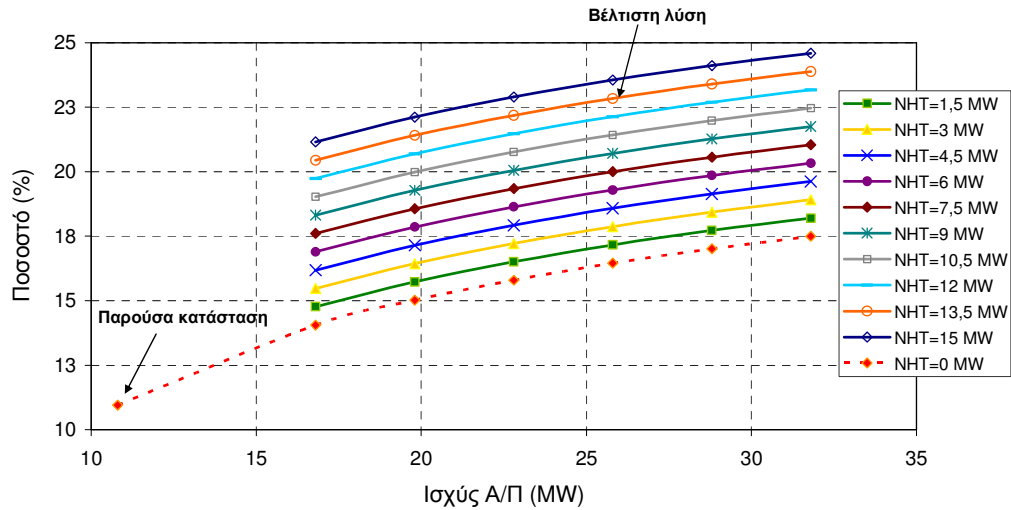
Αμέσως μετά την υλοποίηση και ένταξη του έργου, η συνεισφορά των ΑΠΕ αυξάνεται κατά 12%, φτάνοντας περίπου το 23% στην ολική ετήσια κατανάλωση ενέργειας του νησιού (βλ. Σχήμα 7.4). Παρόλα αυτά, το προτεινόμενο μέγεθος του συστήματος (αιολική ισχύς, χωρητικότητα άνω δεξαμενής, ισχύς Υ/Σ κ.τ.λ.) είναι ενδεικτικό και μπορεί να αλλάξει σε περίπτωση όπου σαν βασικό κριτήριο βελτιστοποίησης δεν θεωρηθεί η μεγιστοποίηση της εσόδων.

Με βάση τα εξεταζόμενα σενάρια και τις λύσεις που παρουσιάζουν οικονομοτεχνικά βιώσιμα αποτελέσματα, η συνεισφορά των ΑΠΕ μπορεί να αυξηθεί περαιτέρω (Σχήμα 7.5).

Αυτό όμως προϋποθέτει τη διερεύνηση ενσωμάτωσης μεγαλύτερης ισχύος Υ/Σ και Α/Π. Επιπλέον, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι στη περίπτωση ύπαρξης μόνο του Α/Π των 24 MW (χωρίς αντλιοσταμείωση) η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ενεργειακή κατανάλωση του νησιού θα ήταν μόλις πάνω από 15% (βλ. Σχήμα 7.5), δηλαδή με την εισαγωγή του προτεινόμενου συστήματος πετυχαίνουμε περαιτέρω περίπου 8% αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.



Σχήμα 7.4. Σύνθεση παραγωγής στο νησί της Λέσβου πριν και μετά την εγκατάσταση της προτεινόμενης λύσης.



Σχήμα 7.5. Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης από ΑΠΕ ανάλογα με την ονομαστική ισχύ των Α/Π και των Υ/Σ.

8. Συμπεράσματα-Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Βασικός στόχος της παρούσας εργασίας ήταν η διερεύνηση της οικονομοτεχνικής συμπεριφοράς ενός συστήματος Α/Π και αντλησιοταμίευσης στο νησί της Λέσβου. Το προτεινόμενο σύστημα σχεδιάστηκε ώστε να παρέχει στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού εγγυημένα ποσά ενέργειας ημερησίως (τις ώρες αιχμής), με την αξιοποίηση απορριπτόμενων ποσοτήτων ενέργειας που παράγονται από νέα και υφιστάμενα Α/Π.

Αρχικά, απαραίτητη προϋπόθεση για τη διεκπεραίωση της μελέτης ήταν ο υπολογισμός της μέγιστης διείσδυσης αιολικών συστημάτων στο νησί έτσι ώστε να δοθεί η δυνατότητα εκτίμησης των αναμενόμενων απορρίψεων αιολικής ενέργειας στη περίπτωση που εγκατασταθούν νέα Α/Π. Γι' αυτόν τον λόγο έγινε μοντελοποίηση της λειτουργίας του υφιστάμενου θερμικού σταθμού με βάση τα τεχνικά ελάχιστα των μηχανών που τον απαρτίζουν, τις ειδικές τους καταναλώσεις, τη σειρά ένταξης τους στο δίκτυο, τον τύπο καυσίμου που καταναλώνουν και τέλος, την ωριαία ζήτηση φορτίου στο νησί. Με βάση τα αποτελέσματα, οι απορρίψεις των υφιστάμενων (9+1,8 MW) Α/Π για το έτος αναφοράς (2007), υπολογίστηκαν περίπου στο 10% της συνολικής ενεργειακής παραγωγής τους, ένα αρκετά ικανοποιητικό ποσοστό συγκρινόμενο με αντίστοιχες περιπτώσεις άλλων ελληνικών νησιών. Όμως, στην περίπτωση που αυξηθεί περαιτέρω η εγκατεστημένη ισχύς Α/Π, υπολογίστηκε ότι η συνεισφορά τους στη ζήτηση φορτίου θα εξακολουθήσει να παραμένει μικρή (μέχρι και 18%), ενώ ταυτόχρονα αναμένονται σημαντικά ποσά ενεργειακών απορρίψεων (πάνω από 50% της συνολικής παραγωγής), οδηγώντας στο συμπέρασμα ότι η αιολική ενέργεια από μόνη της δεν θα μπορέσει ποτέ να παίξει ουσιαστικό ρόλο στην ηλεκτροδότηση του νησιού χωρίς την ενσωμάτωση τεχνολογιών αποθήκευσης.

Εν συνεχεία, με βάση τα αποτελέσματα εφαρμογής ενός ενεργειακού μοντέλου προσομοίωσης που αφορούν στη λειτουργική συμπεριφορά διαφόρων μεγεθών του προτεινόμενου συστήματος (Υ/Σ, Α/Π, αντλίες, άνω δεξαμενή κτλ.), διενεργήθηκε μια εκτεταμένη χρηματοοικονομική ανάλυση προκειμένου να καθοριστεί η βέλτιστη διαμόρφωση του προτεινόμενου συστήματος. Η βέλτιστη λύση επιλέχθηκε λαμβάνοντας υπόψη διάφορα κριτήρια αξιολόγησης όπως η μεγιστοποίηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας, καθώς και περιορισμούς της ισχύουσας νομοθεσίας. Με βάση τον βέλτιστο συνδυασμό μεγέθους των βασικών συνιστωσών του συστήματος (νέα Α/Π ισχύος 15 MW, ισχύς Υ/Σ 13,5 MW, ισχύς αντλιών 15 MW και χωρητικότητα άνω δεξαμενής 396.727 m³) η συνεισφορά των ΑΠΕ αυξάνεται κατά 12%, φτάνοντας περίπου το 23% στην ολική ετήσια κατανάλωση ενέργειας του νησιού. Παρόλα αυτά, το προτεινόμενο μέγεθος του συστήματος είναι ενδεικτικό και μπορεί να αλλάξει σε περίπτωση που σαν βασικό κριτήριο βελτιστοποίησης δεν θεωρηθεί η μεγιστοποίηση της εσόδων της επένδυσης.

Επιπλέον, με τη παρούσα μελέτη αναδείχτηκε η μεγάλη εξάρτηση των εξεταζόμενων δεικτών βιωσιμότητας της επένδυσης (Καθαρά Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης, χρόνος αποπληρωμής, κόστος παραγόμενης ενέργειας) από συγκεκριμένες παραμέτρους, όπως είναι η τιμή πώλησης της παραγόμενης από τους Υ/Σ εγγυημένης ενέργειας, η κρατική επιχορήγηση και η τιμή αγοράς της περίσσειας ενέργειας από τα υφιστάμενα Α/Π στο νησί.

Επιπροσθέτως, αξίζει να σημειωθεί ότι η λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος εξαρτάται σημαντικά από την εισαγωγή συμβατικής ενέργειας από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο ώστε να τηρείται η σύμβαση παροχής εγγυημένης ισχύος από τους Υ/Σ σε ημερήσια βάση. Παρόλα

αυτά, η επένδυση μπορεί να θεωρηθεί φιλικότερη ως προς το περιβάλλον σε σύγκριση με τις συμβατικές θερμικές μονάδες, αφού το σύστημα απορροφά, εάν χρειαστεί, την απαιτούμενη ενέργεια από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της νύχτας, τις ώρες δηλαδή που οι θερμικές μονάδες λειτουργούν συνήθως σε χαμηλά φορτία, με μειωμένες αποδόσεις και παράγουν λιγότερες εκπομπές αερίων. Απ' την άλλη μεριά, το προτεινόμενο σύστημα συνεισφέρει, παρέχοντας εγγυημένη ισχύ, στην ηλεκτροδότηση του νησιού τις ώρες αιχμής, όταν δηλαδή οι θερμικές μονάδες παράγουν σημαντικές εκπομπές ρύπων και ταυτόχρονα λειτουργούν με πολύ υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας.

Επομένως, υπό προϋποθέσεις, τα υβριδικά συστήματα αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση μπορούν να συμβάλλουν στη μείωση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας, αξιοποιώντας το υψηλό αιολικό δυναμικό που παρατηρείται στα ελληνικά νησιά. Σε κάθε περίπτωση, το κόστος παραγόμενης ενέργειας ενός τέτοιου υβριδικού συστήματος είναι γνωστό κατά την υλοποίηση του και δεν επιφυλάσσει κινδύνους ανατιμήσεων κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, όπως αντιθέτως συμβαίνει με τα ορυκτά καύσιμα. Επιπλέον, η ενσωμάτωση τέτοιων συστημάτων αποτελεί λύση στη περιορισμένη διείσδυση της αιολικής ισχύος στα νησιά, ενώ ταυτόχρονα ενθαρρύνονται μελλοντικές επενδύσεις σε Α/Π αφού αξιοποιούνται σημαντικές ποσότητες απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας δημιουργώντας επιπρόσθετα κέρδη στους υποψήφιους επενδυτές. Παράλληλα, υπάρχουν σημαντικά κοινωνικά οφέλη, αφού ένα τέτοιο έργο συμβάλει στην περιφερειακή ανάπτυξη και στη δημιουργία θέσεων εργασίας. Συνεπώς, η υιοθέτηση μιας κατάλληλης στρατηγικής για την προώθηση τέτοιων λύσεων στα αυτόνομα ελληνικά νησιά, μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική απεξάρτηση των νησιών από τα ορυκτά καύσιμα, στην ουσιαστική αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και στη μείωση των ρύπων.

Τέλος, οι προτάσεις για μελλοντική έρευνα αποβλέπουν στην περαιτέρω επέκταση της παρούσας εργασίας. Παρακάτω δίνονται κάποιες ιδέες για την συνέχεια.

- Διερεύνηση άλλων στόχων (π.χ. μεγιστοποίηση διείσδυσης ΑΠΕ) ή και συνδιασμού στόχων (multi-objective optimization).
- Διερεύνηση σεναρίου ενσωμάτωσης διπλού αγωγού ώστε να υπάρχει η δυνατότητα ταυτόχρονης άντλησης και παραγωγής ενέργειας από τους Υ/Σ.
- Διερεύνηση πιο σύνθετων στρατηγικών λειτουργίας όπως:
 - Παροχή εγγυημένης ενέργειας και όχι εγγυημένης ισχύος για τέσσερις προκαθορισμένες ώρες.
 - Αξιοποίηση όλης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από τα νέα Α/Π για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης.

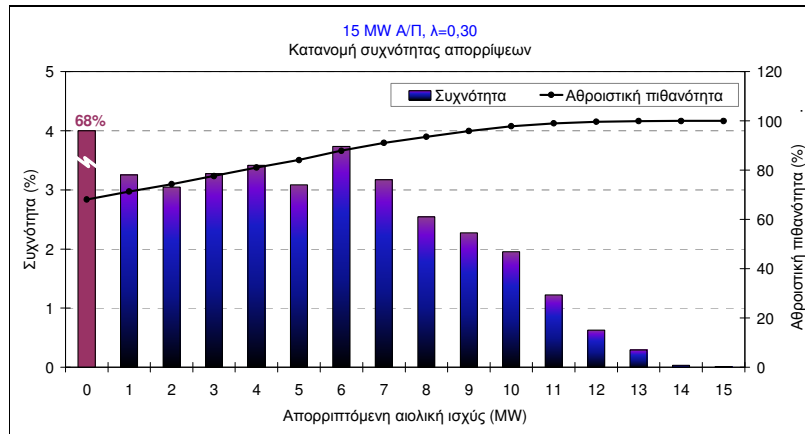
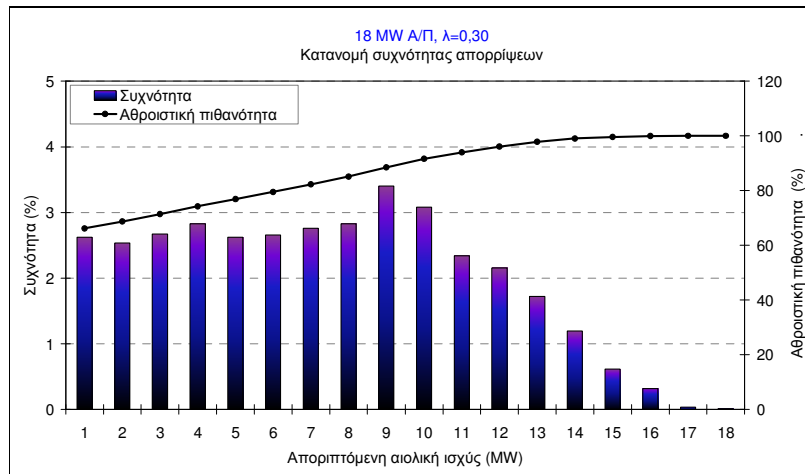
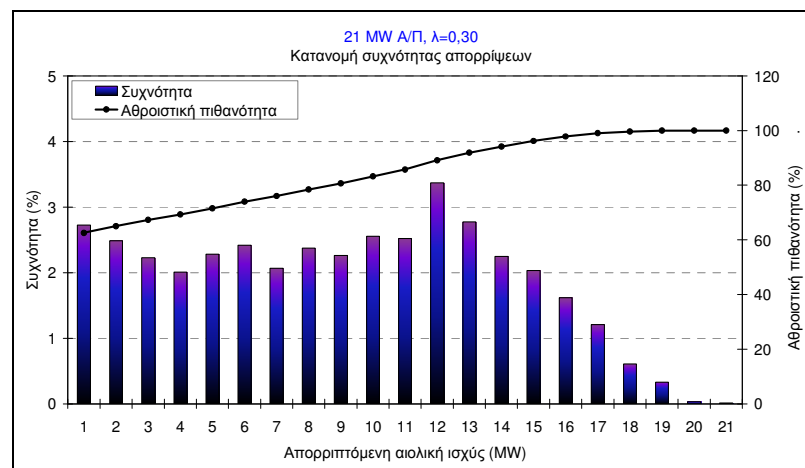
Λίστα Αναφορών

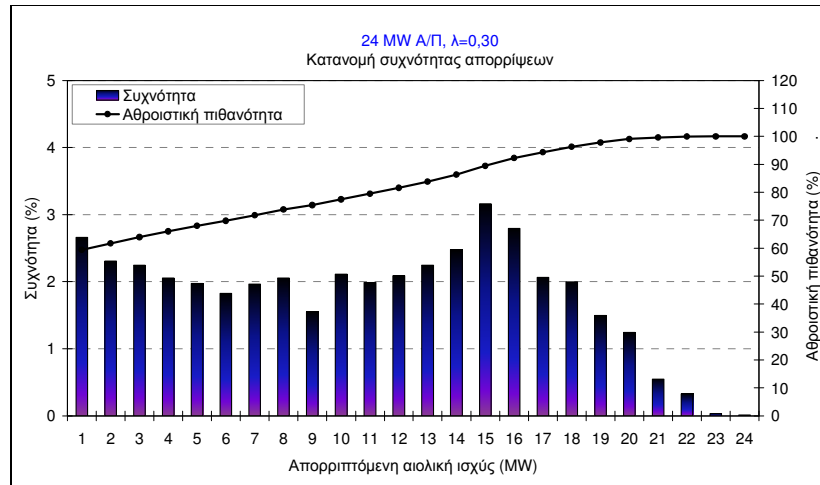
- [1] World Wind Energy Association (WWEA)., 2009. <<http://www.wwindea.org>>.
- [2] European Wind Energy Association (EWEA)., 2009. <<http://www.ewea.org>>.
- [3] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ). <<http://www.cres.gr>>.
- [4] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)., 2008. Ζήτηση και παραγωγή ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά-Ετήσια Έκθεση. <<http://www.rae.gr>>.
- [5] Kaldellis J.K., 2008. The wind potential impact on the maximum wind energy penetration in autonomous electrical grids. *Renewable Energy*, 33, pp. 1665-1677.
- [6] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)., 2003. Μεθοδολογία υπολογισμού του ορίου διείσδυσης στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. <<http://www.rae.gr>>.
- [7] Kaldellis J.K., Kapsali M., Kavadias K.A., 2010. Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks. *Applied Energy*, 87(8), pp. 2427-2437.
- [8] Kaldellis J.K., Kavadias K.A., Filios A.E., 2009. A new computational algorithm for the calculation of maximum wind energy penetration in autonomous electrical generation systems. *Applied Energy*, 86, pp. 1011-1023.
- [9] Papatthanassiou S.A., Boulaxis N.G., 2005. Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems. *Renewable Energy*, 31, pp. 457-479.
- [10] Hassan A.Y., Hill D.R., 1986. *Islamic technology: An illustrated history*. Cambridge University Press, p. 54.
- [11] Hill D.R., 1991. Mechanical engineering in the medieval Near East. *Scientific American*, pp. 64-69.
- [12] Eric Hau. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer.
- [13] Earthscan web site. <<http://www.earthscan.co.uk/Portals/0/Files/Sample%20Chapters/9781844072620.pdf>>.
- [14] Baxter R., 2006. *Energy storage: A nontechnical guide*. Tulsa: PenWell.
- [15] Electricity Storage Association (ESA). <<http://www.electricitystorage.org>>.
- [16] Roberts B. Capturing grid power, 2009. *IEEE Power and Energy Magazine*, July/August.
- [17] Federation of Electricity Companies of Japan (FEPC). <http://www.fepec.or.jp/english/library/electricity_eview_japan/index.html>.
- [18] Energy Information Administration (EIA). Official Energy Statistics from the USA Government. <<http://www.eia.doe.gov>>.
- [19] European Commission., 2009. Energy pocketbook 2009. <<http://ec.europa.eu>>.
- [20] Iberdrola web site . <<http://www.iberdrola.com>>.
- [21] Freepublic web site. <<http://www.freepublic.com>>.
- [22] Hydroworld web site. <<http://www.hydroworld.com>>.
- [23] Deane J.P., Ó Gallachoir B.P., McKeogh E.J., 2010. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable Sustainable Energy Reviews* 14, pp. 1293-1302.
- [24] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ). <<http://www.dei.com.gr/Documents/%CE%95energyTec%202006-triantafillis.pdf>>.

- [25] Anagnostopoulos J.S., Papantonis D.E., 2007. Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant. *Energy Conversion and Management*, 48(11), pp. 3009-3017.
- [26] Benitez L.E., Benitez P.C., Van Kooten G.C., 2008. The economics of wind power with energy storage. *Energy Economics* 30(4), pp. 1973-1989.
- [27] Kapsali M., Kavadias K.A., Kaldellis J.K., 2008. Energy based sizing of a wind-hydro solution for maximum wind energy penetration in Lesbos island. *World Renewable Energy Congress (WREC)*, Glasgow, Scotland.
- [28] Anagnostopoulos J.S., Papantonis D.E., 2004. Optimum sizing of a pumped-storage plant for the recovery of power rejected by wind farms. *Design Optimization International Conference*, Athens, Greece.
- [29] Jaramillo O.A., Borja M.A., Huacuz J.M., 2004. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power. *Renewable Energy*, 29, pp. 1887-1909.
- [30] Korpaas M., Holen A.T., R. Hildrum R., 2003. Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system. *Int. Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 25(8), pp. 599-606.
- [31] Katsaprakakis D.A., Christakis D.G., Zervos E.A., Papantonis D., Voutsinas S., 2008. Pumped storage systems introduction in isolated power production systems. *Renewable Energy*, 33(3), pp. 467-490.
- [32] Caralis G., Rados K., Zervos A., 2010. On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(8), pp. 2221-2226.
- [33] Caralis G., Zervos A., 2006. Prospects of wind and pumped storage systems' integration in Greek islands. *European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEA)*, Athens, Greece.
- [34] Black M., Strbac G., 2006. Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration. *Journal of Power Sources*, 162(2), pp. 949-953.
- [35] Bueno C., Carta J.A., 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*, 10, pp. 312-340.
- [36] Castronuovo E.D., Lopez J.A.P., 2004. Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant. *Int. Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 26(10), pp. 771-778.
- [37] Piernavieja G., 2010. Addressing barriers to storage technologies for increasing the penetration of intermittent energy sources. *El Hierro wind-pumped-hydro power station penetration*. <http://www.storiesproject.eu/docs/El_Hierro_ProjectEstoril_26.03.2010_G_Piernavieja.pdf>
- [38] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)., 2010. <<http://www.rae.gr/K1/hybrids.html>>
- [39] Παπαευθυμίου Σ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαδόπουλος Μ., Ροντήρης Σ., Δρυμωνίτης Ι., 2009. Αρχές διαχείρισης υβριδικών σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας. <<http://users.ntua.gr>>.
- [40] Design and technology site. <<http://www.technologystudent.com/>>.
- [41] Παπαντώνης Δ., Αναγνωστόπουλος Ι., Παπαθανασίου Μ., Καραμάνου Ε., Παπαευθυμίου Σ., 2008. Τελική Έκθεση: Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης υβριδικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Φορέας ανάθεσης: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).
- [42] Kaldellis J.K., Zafirakis D., 2007. Present situation and future prospects of electricity generation in Aegean Archipelago Islands. *Energy Policy*, 35, pp. 4623-4639.

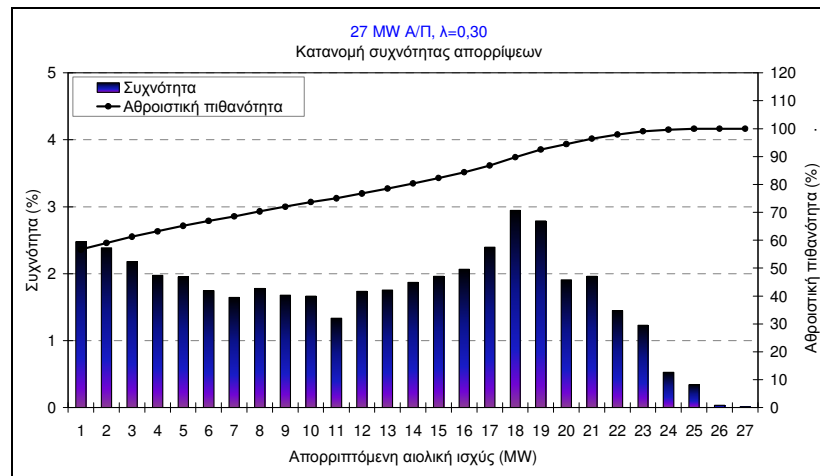
- [43] Saylor J.P., 2007. Wind turbine warehouse.com.
http://www.windturbinewarehouse.com/pdfs/vestas/Vestas_V_27_SAC_DSM_7_8_05.pdf >.
- [44] Enercon Manufacturer. <<http://www.enercon.de/en/home.htm>>.
- [45] Kavadias K.A., Kapsali M., Kaldellis J.K., 2009. An integrated computational method for the optimum sizing of a wind based pumped hydro storage system. European Wind Energy Conference and Exhibition, Marseille, France.
- [46] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), 2006. Ετήσιο πρόγραμμα παραγωγής σε αυτόνομους σταθμούς. Τμήμα Παραγωγής στα Νησιά της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού.
- [47] Παπαντώνης Δ., 2001. *Μικρά υδροηλεκτρικά έργα*. Αθήνα: Συμεών.
- [48] Kaldellis J.K., Kavadias K.A., Papantonis D.E., Stavrakakis G.S., 2006. Maximising wind generated electricity with hydro storage: case study Crete. *Wind Engineering*, 30(1), pp. 73-92.
- [49] Κάραλης Γ., 2008. Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειωτήτων. Διδακτορική διατριβή, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Τομέας Ρευστών.
- [50] Katsaprakakis D.A., Christakis D.G., 2005. A wind parks, pumped storage and diesel engines power system for the electric power production in Astypalaia. Conference on Sustainable Energy, Brasov, Romania.
- [51] Κατσαπρακάκης Δ.Α., Μπέτζιος Γ.Χ., Χρηστάκης Γ.Δ., 2005. Συνδυασμένη διαχείριση υδάτινου δυναμικού και αιολικής ενέργειας στη Λέσβο. 17^ο Συνέδριο Δικτύου Οικολογικών Οργανώσεων: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Μυτιλήνη, Ελλάδα.
- [52] Kaldellis J.K., Vlachou D.S., Korbakis G., 2005. Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis. *Energy Policy*, 33(15), pp.1969-1985.
- [53] Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠΑΝ), 2006. Παραγωγή Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις. <http://www.ypan.gr/docs/N_3468-2006_APE.doc>.
- [54] Anagnostopoulos J.S., Papantonis D.E., 2008. Simulation and size optimisation of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy. *Renewable Energy*, 33(7), pp. 1685-1694.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

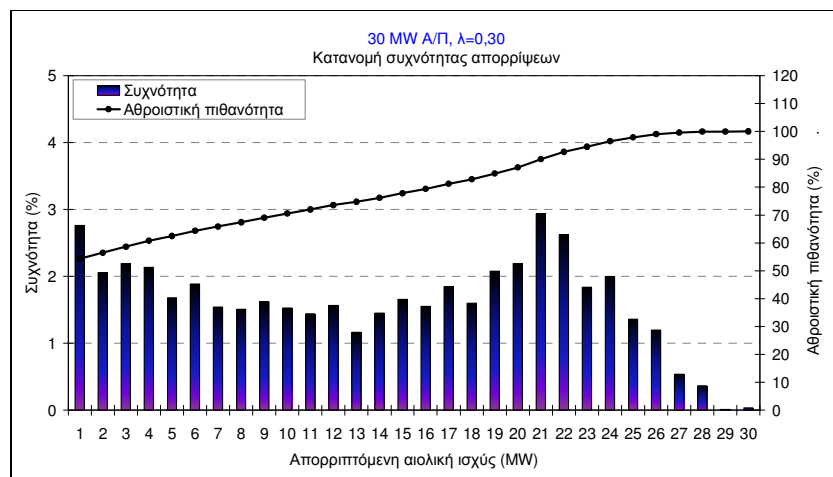
Σχήμα Α.1. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 15 MW Α/Π, $\lambda=0,30$.Σχήμα Α.2. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 18 MW Α/Π, $\lambda=0,30$.Σχήμα Α.3. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 21 MW Α/Π, $\lambda=0,30$.



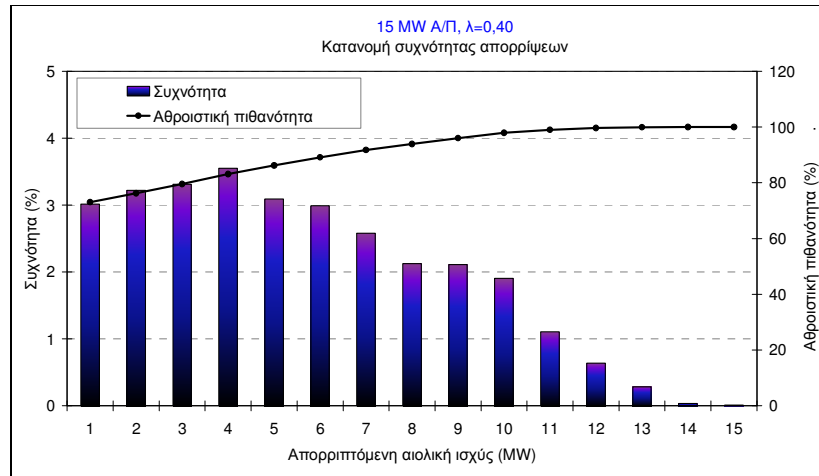
Σχήμα Α.4. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 24 MW Α/Π, $\lambda=0,30$.



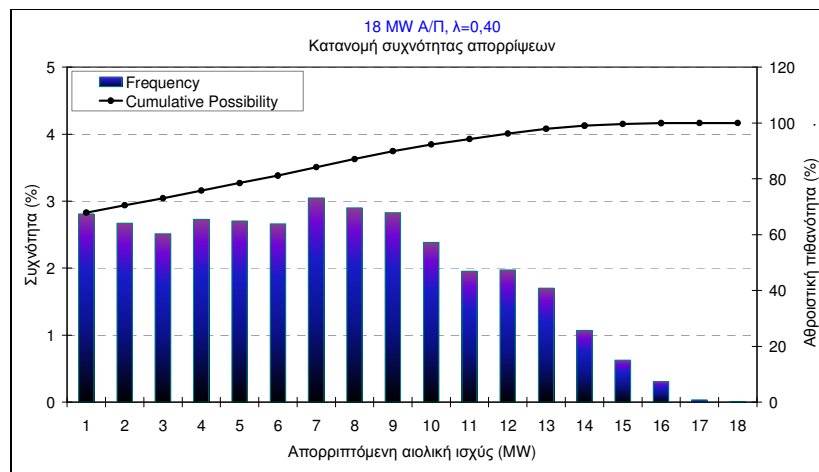
Σχήμα Α.5. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 27 MW Α/Π, $\lambda=0,30$.



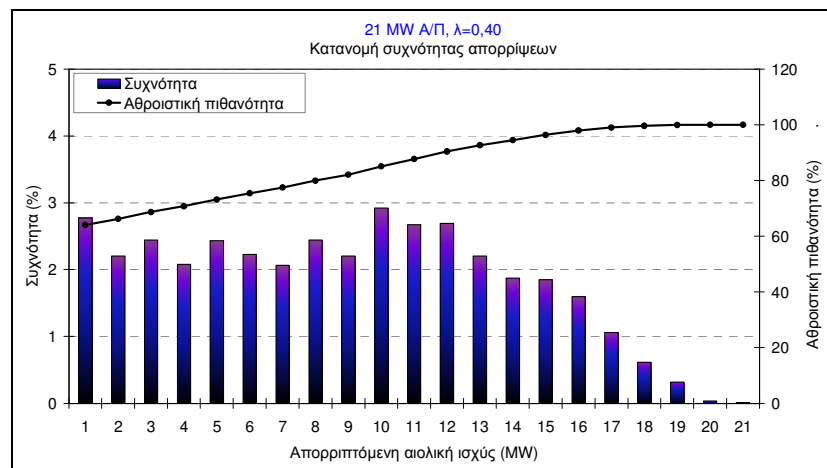
Σχήμα Α.6. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 30 MW Α/Π, $\lambda=0,30$.



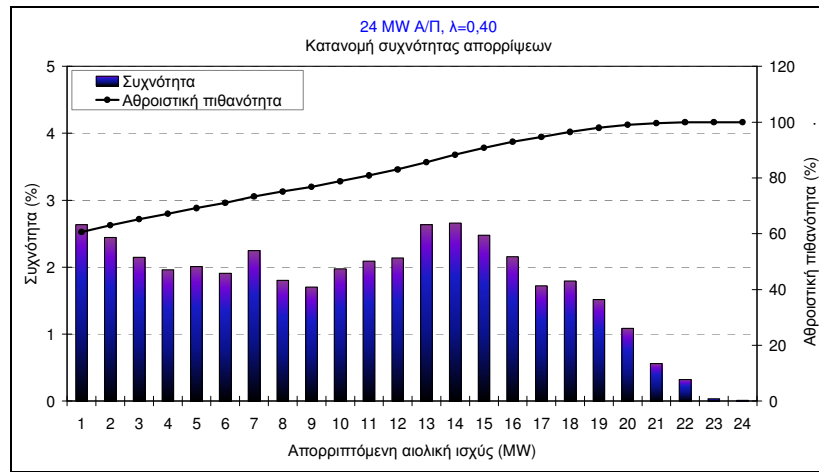
Σχήμα Α.7. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 15 MW Α/Π, $\lambda=0,40$.



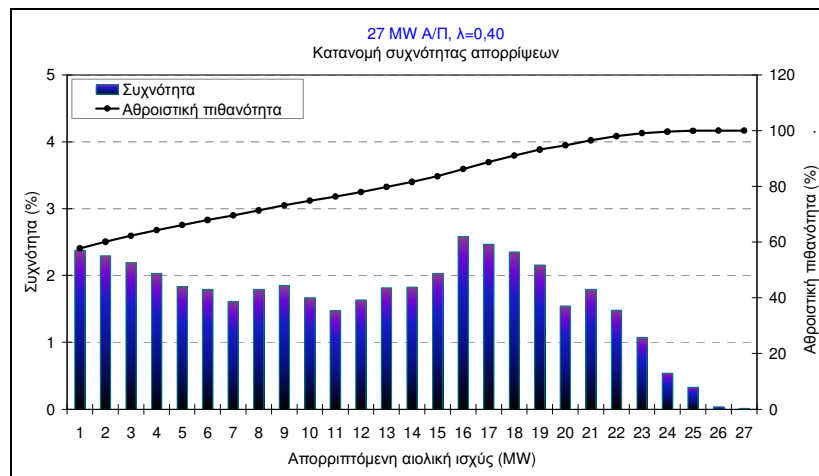
Σχήμα Α.8. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 18 MW Α/Π, $\lambda=0,40$.



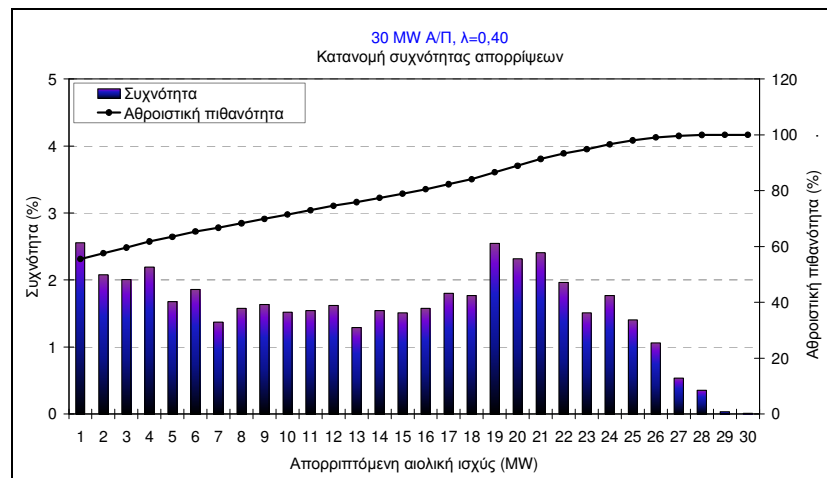
Σχήμα Α.9. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 21 MW Α/Π, $\lambda=0,40$.



Σχήμα Α.10. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 24 MW Α/Π, $\lambda=0,40$.

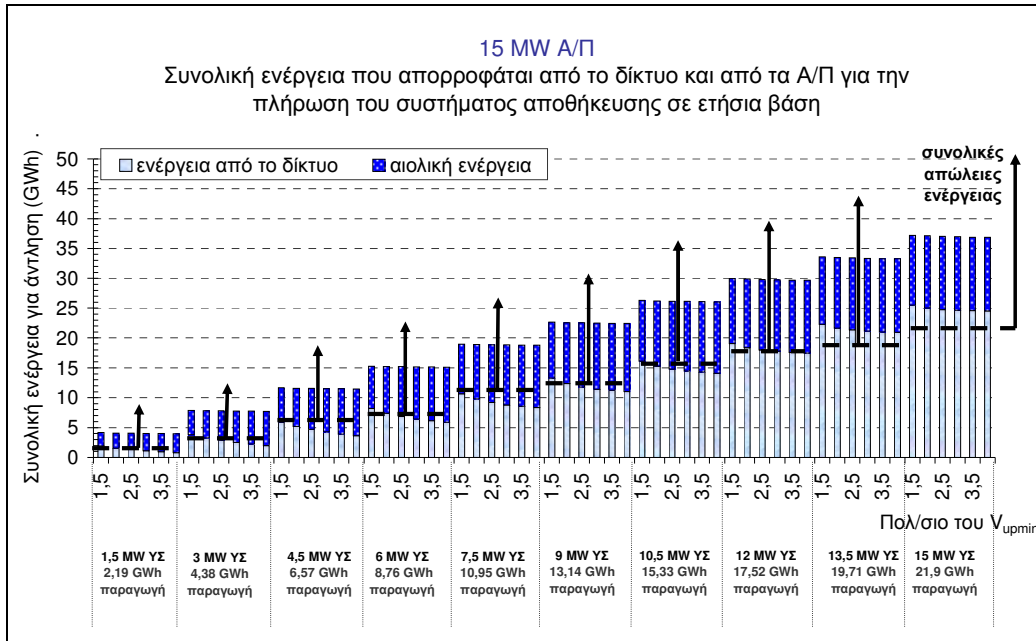


Σχήμα Α.11. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 27 MW Α/Π, $\lambda=0,40$.

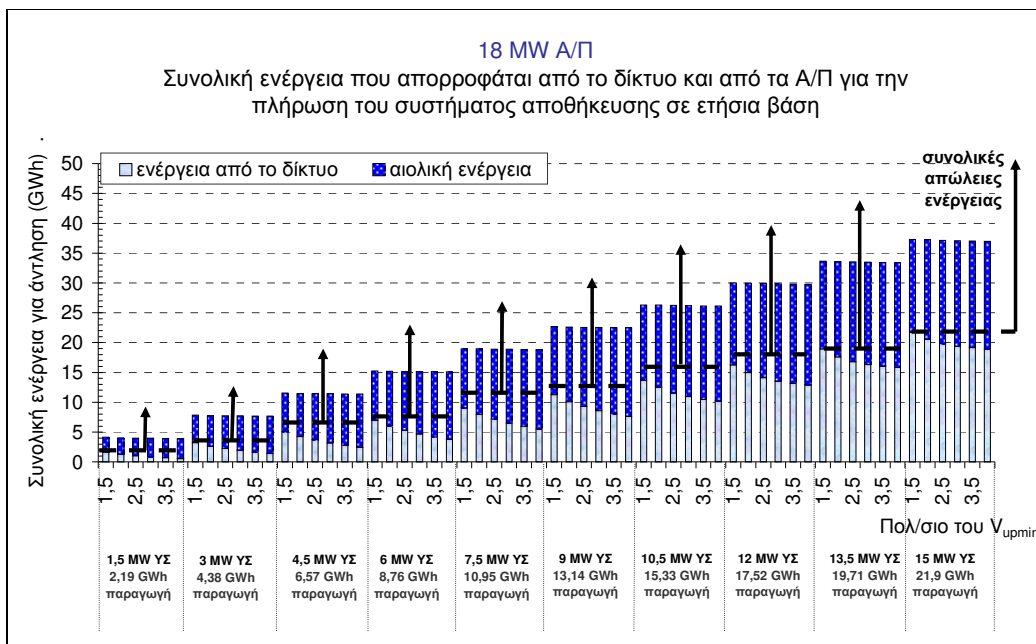


Σχήμα Α.12. Κατανομή απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, 30 MW Α/Π, $\lambda=0,40$.

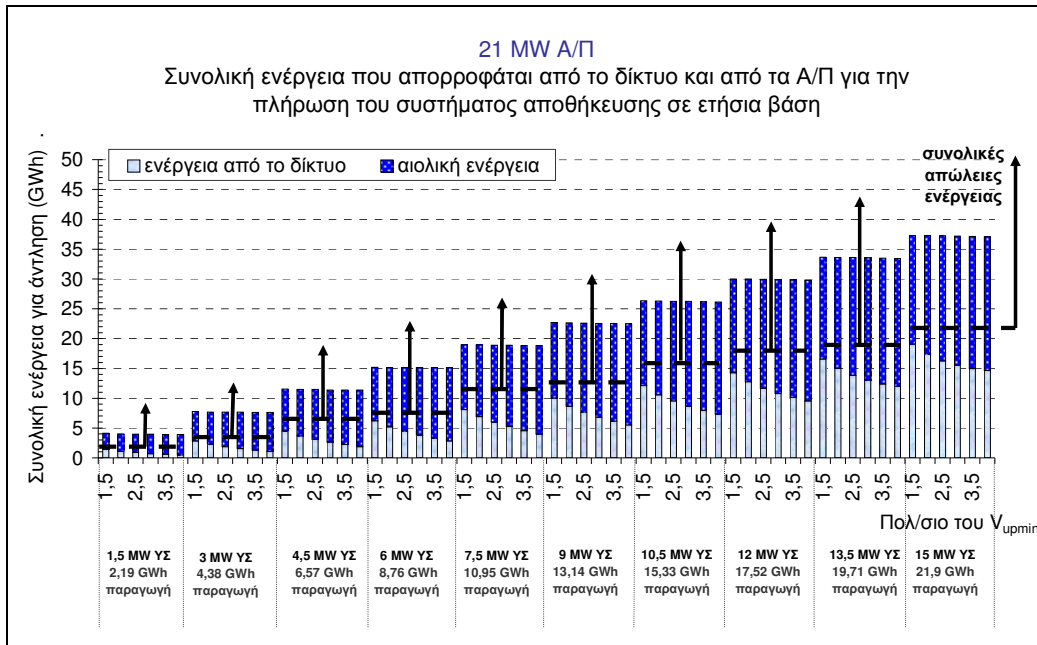
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β



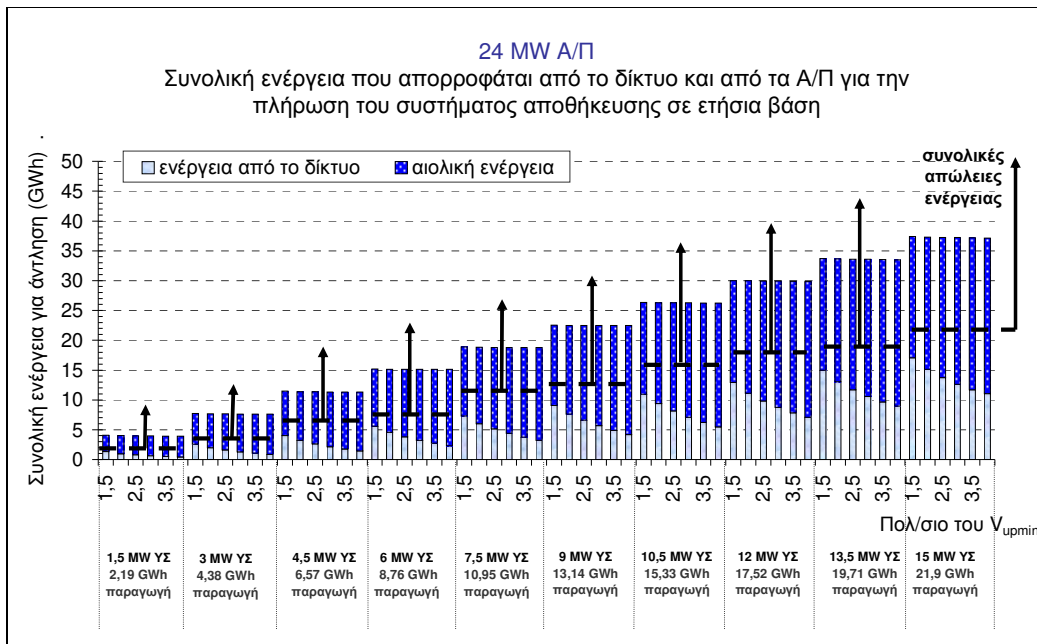
Σχήμα Β.1. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 15 MW A/Π.



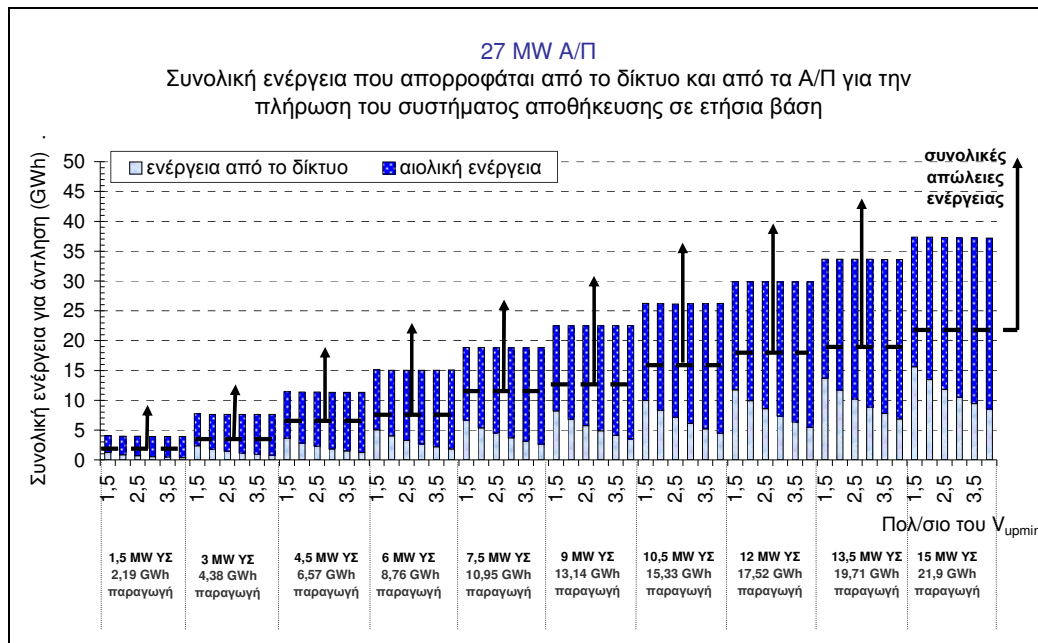
Σχήμα Β.2. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 18 MW A/Π.



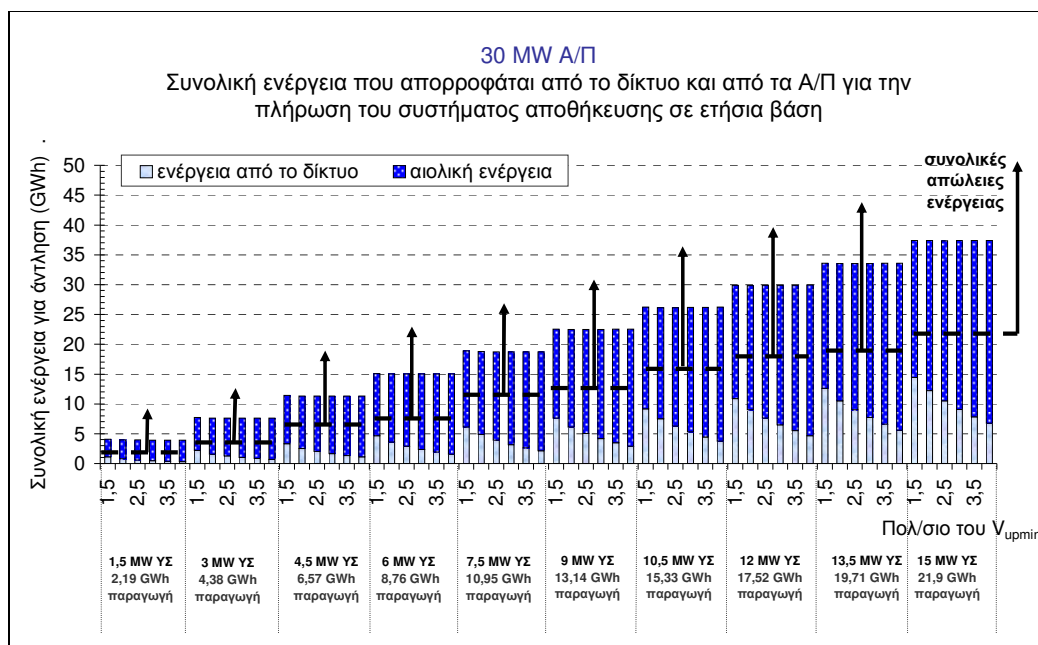
Σχήμα Β.3. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 21 MW Α/Π.



Σχήμα Β.4. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 24 MW Α/Π.

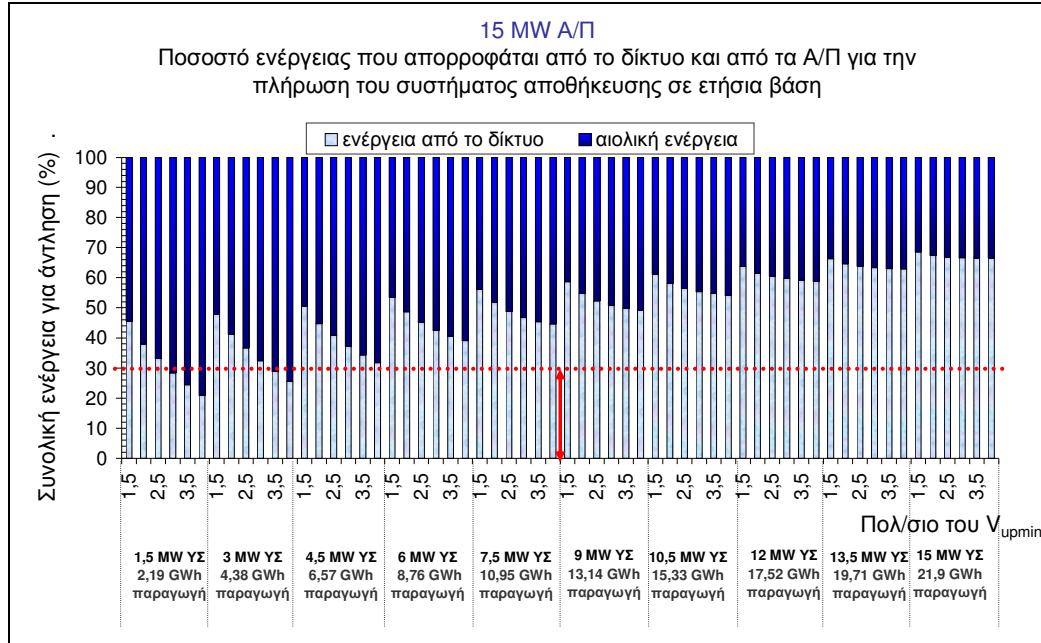


Σχήμα Β.5. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 27 MW Α/Π.

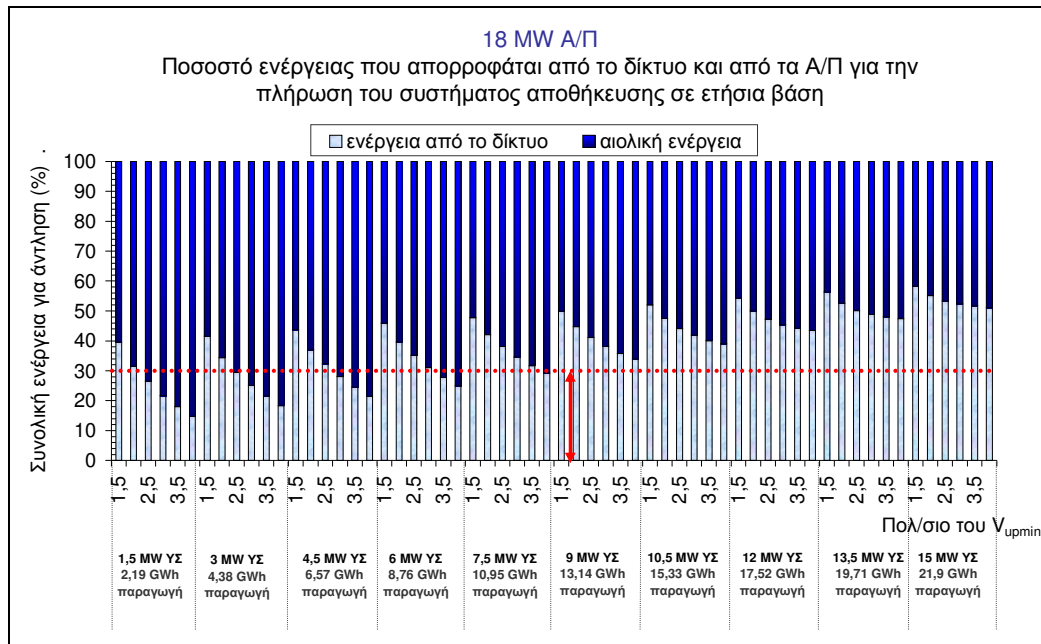


Σχήμα Β.6. Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο και από τα Α/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 30 MW Α/Π.

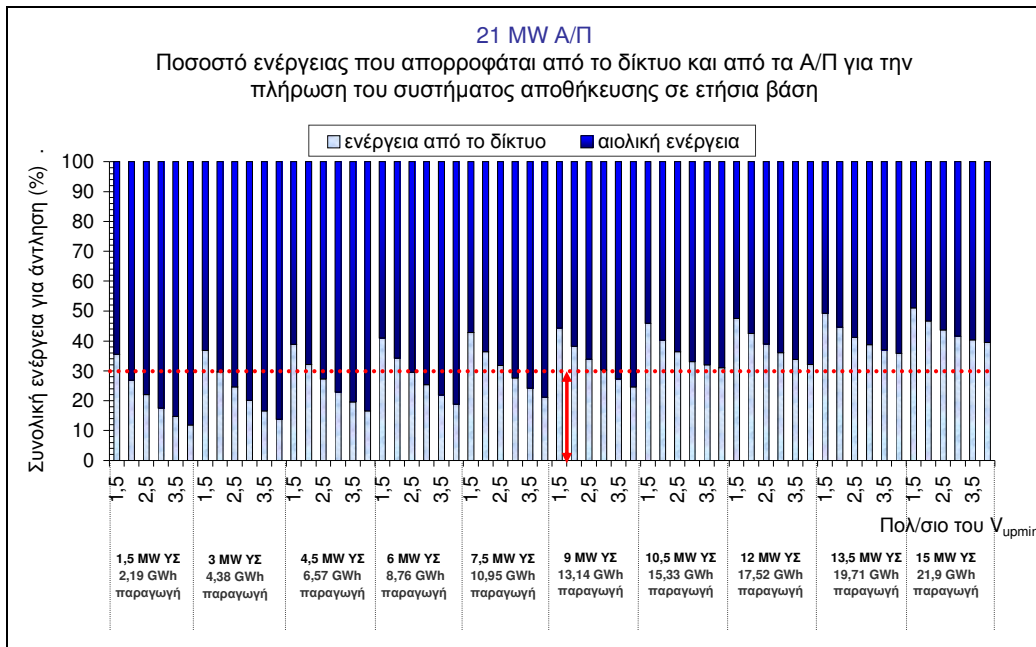
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ



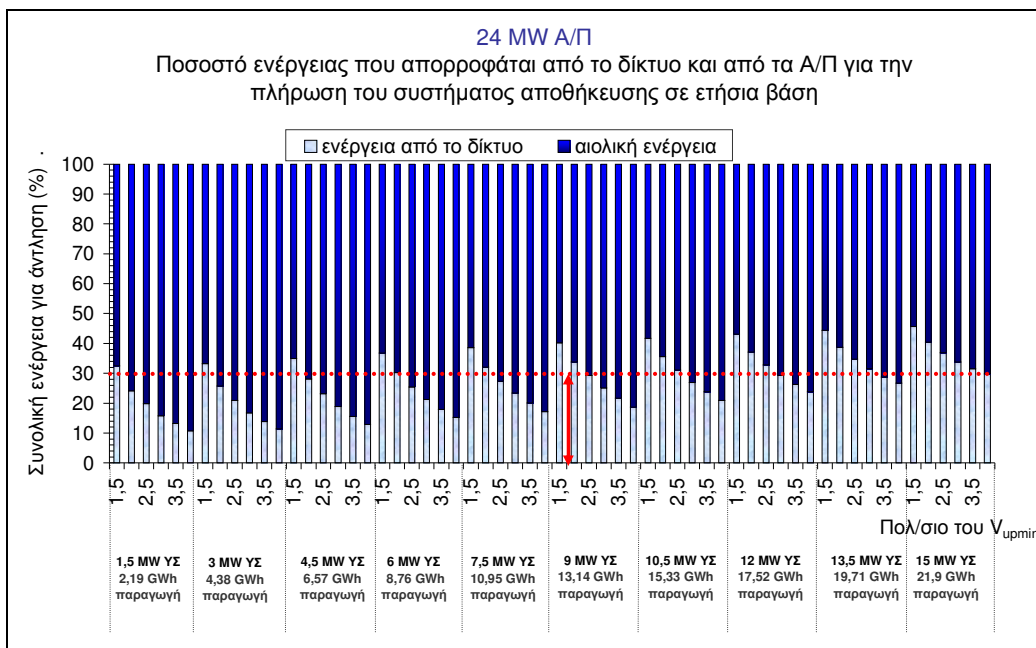
Σχήμα Γ.1. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 15 MW A/Π.



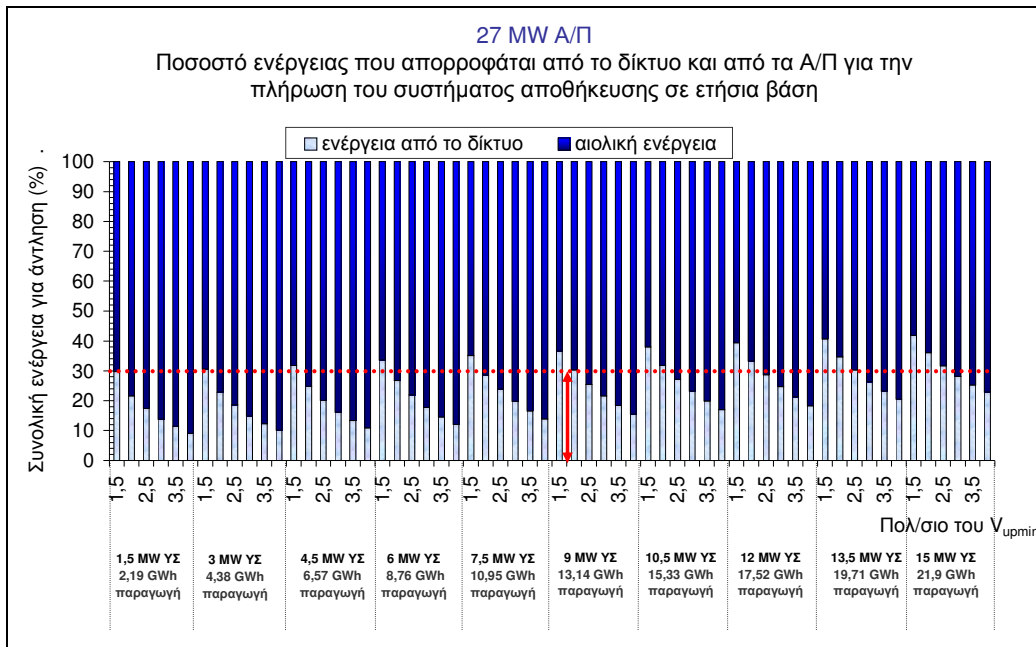
Σχήμα Γ.2. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 18 MW A/Π.



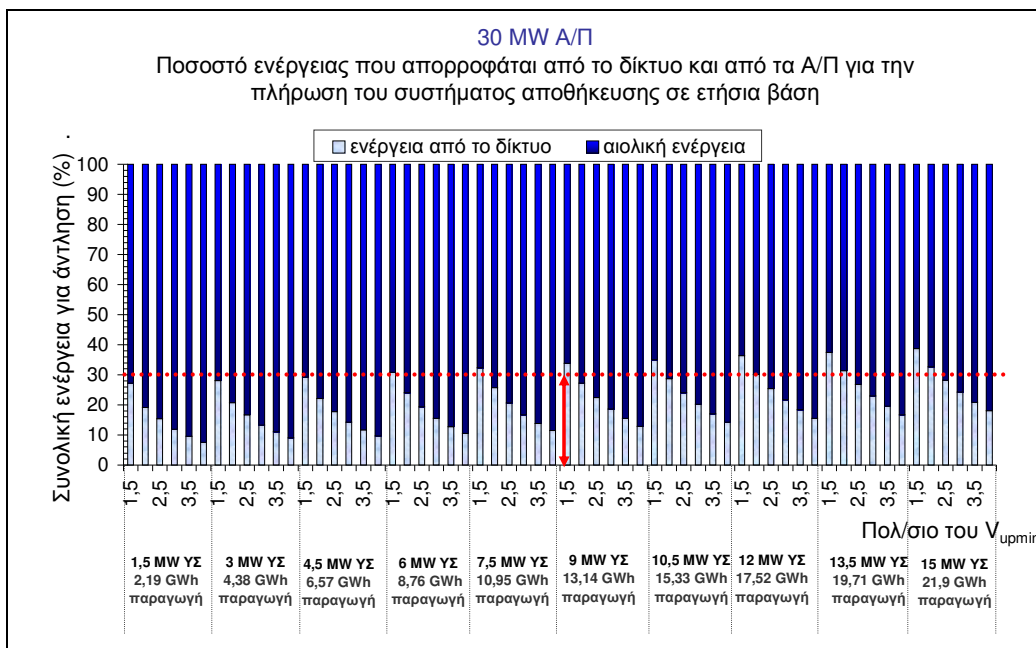
Σχήμα Γ.3. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 21 MW A/Π.



Σχήμα Γ.4. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 24 MW A/Π.



Σχήμα Γ.5. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 27 MW A/Π.

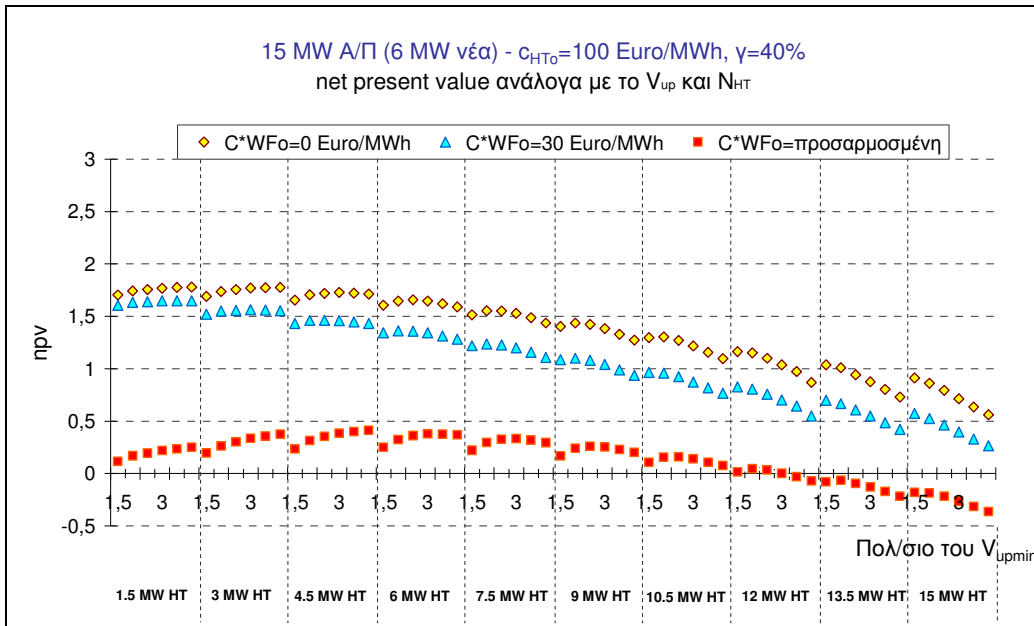


Σχήμα Γ.6. Ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο και από τα A/Π για τη πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης σε ετήσια βάση, 30 MW A/Π.

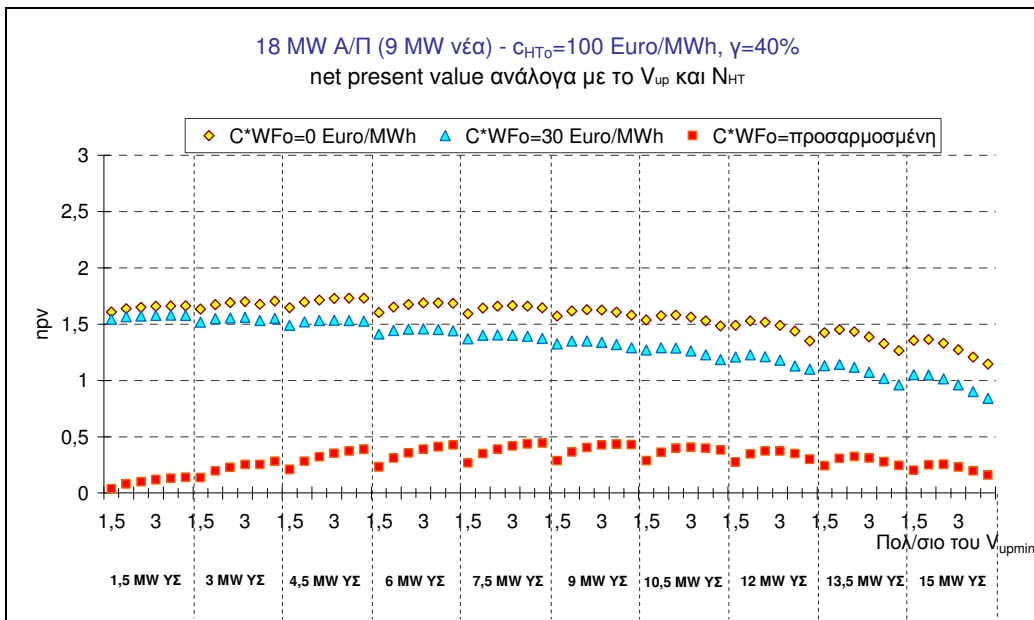
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ

Αποτελέσματα Οικονομικής Αξιολόγησης

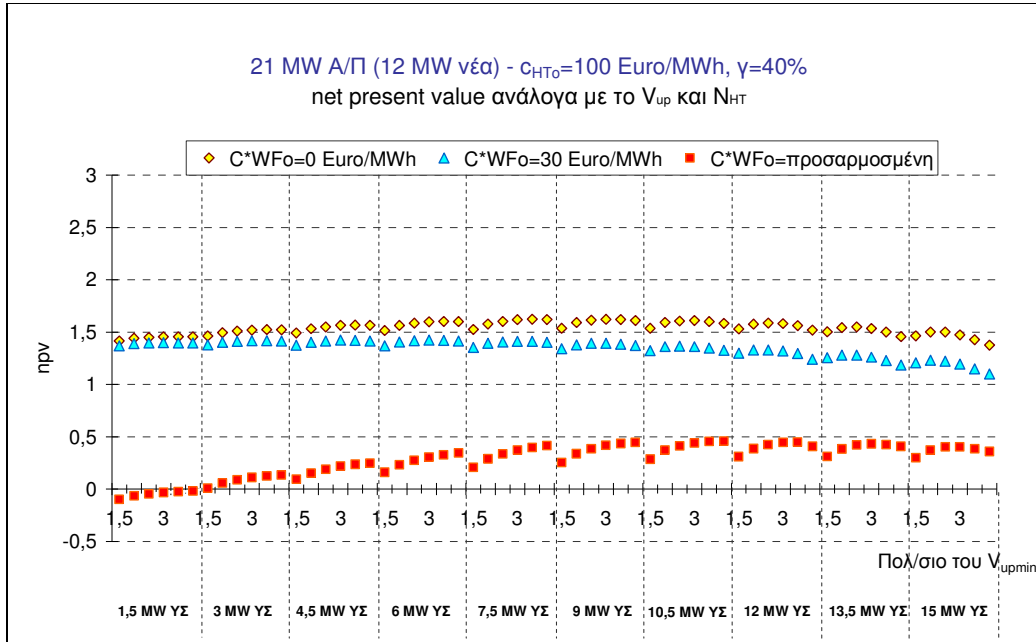
$$c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$$



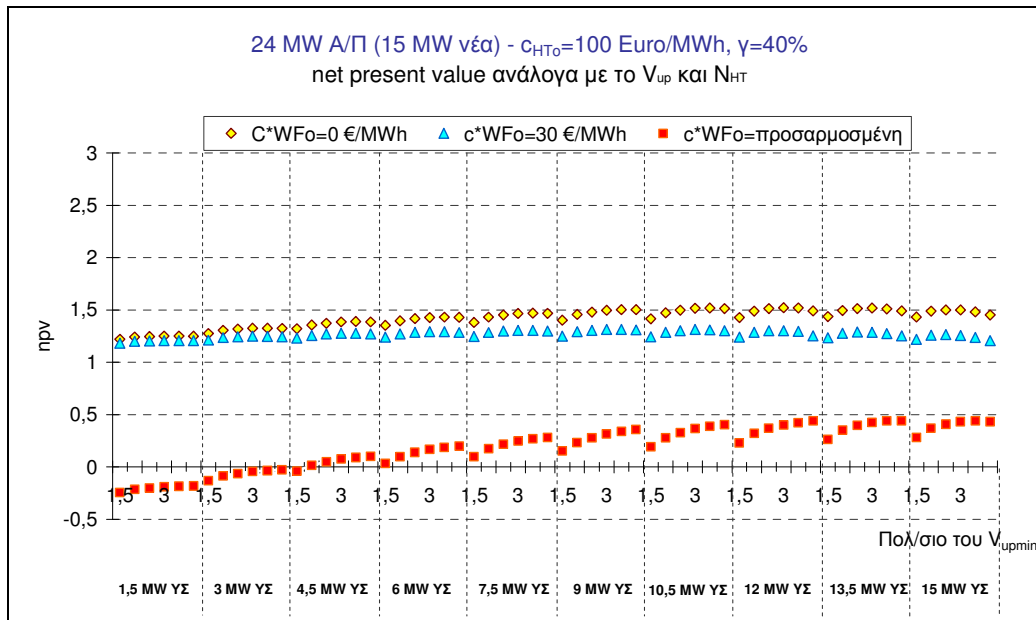
Σχήμα Δ.1. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}$, $\gamma = 40\%$.



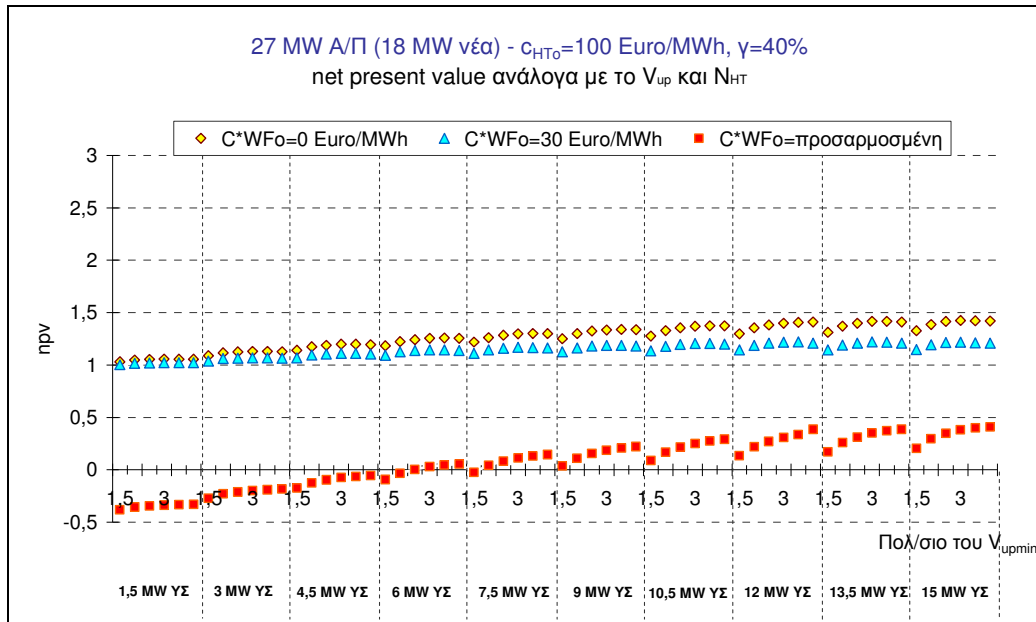
Σχήμα Δ.2. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}$, $\gamma = 40\%$.



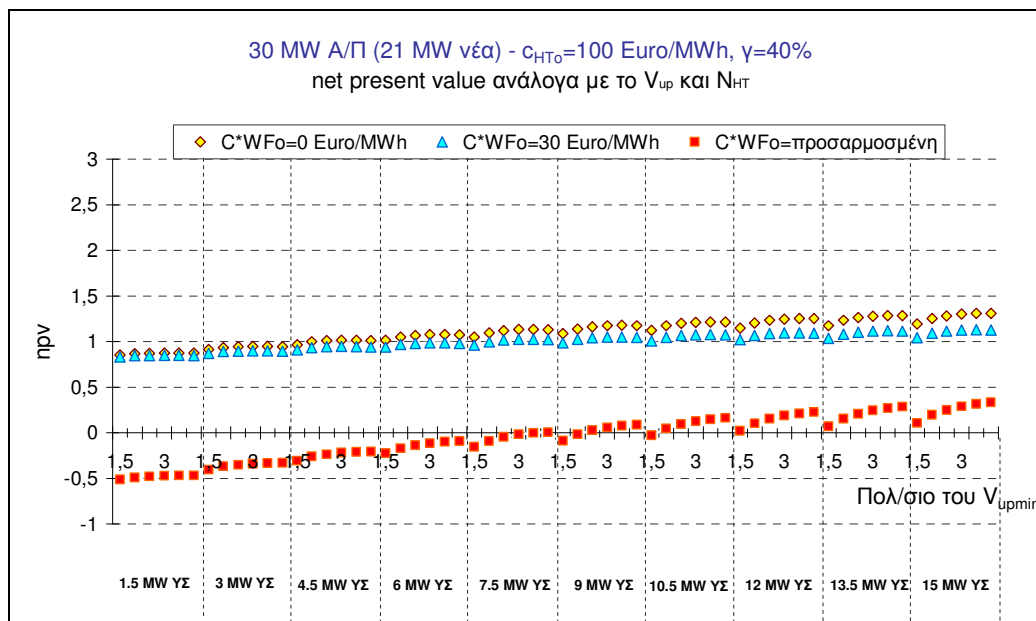
Σχήμα Δ.3. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



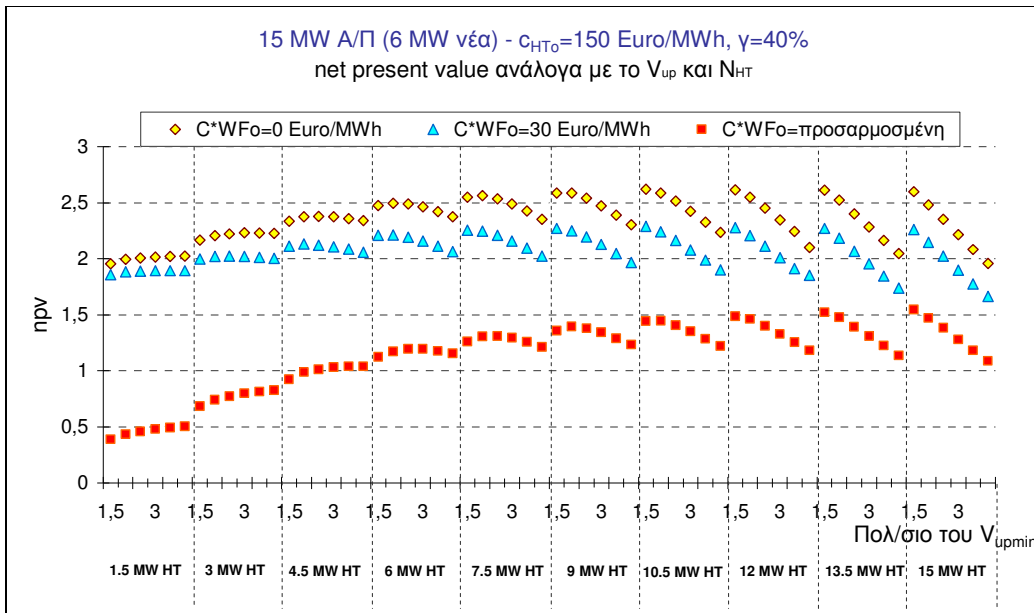
Σχήμα Δ.4. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



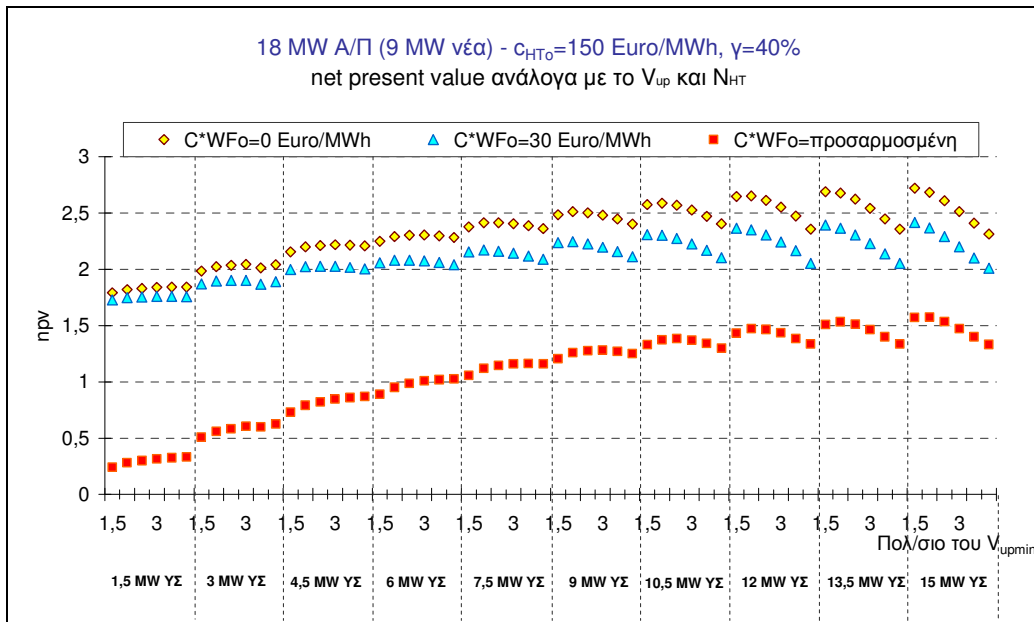
Σχήμα Δ.5. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



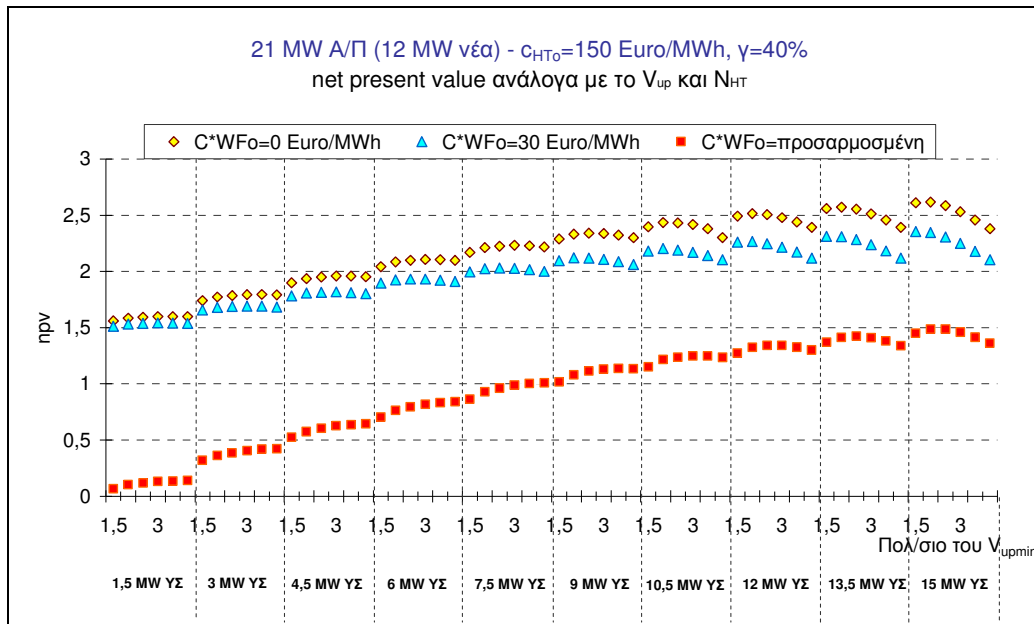
Σχήμα Δ.6. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=40\%$.

$c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$


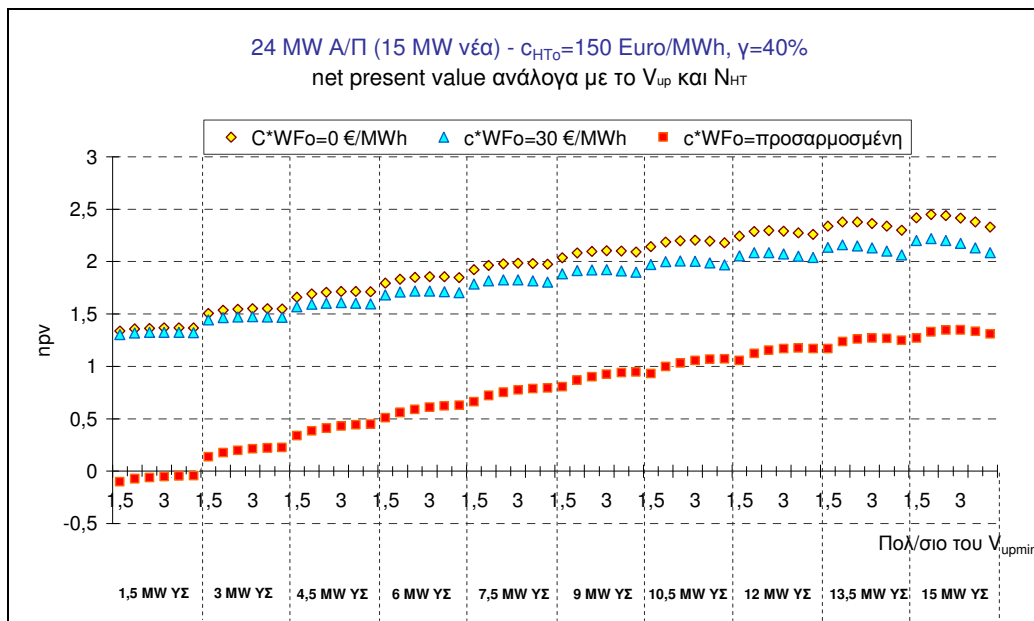
Σχήμα Δ.7. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$.



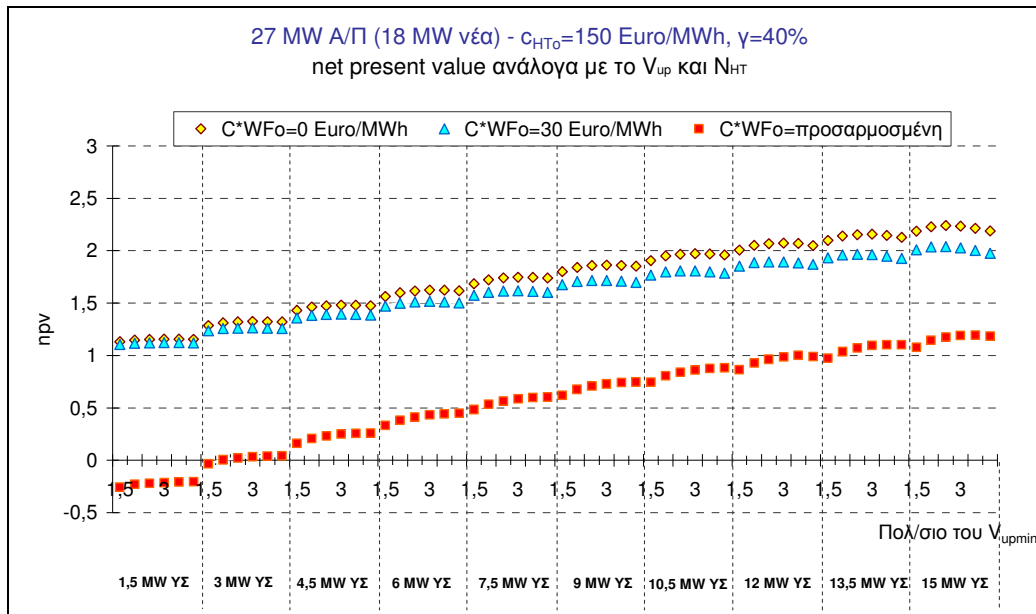
Σχήμα Δ.8. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$.



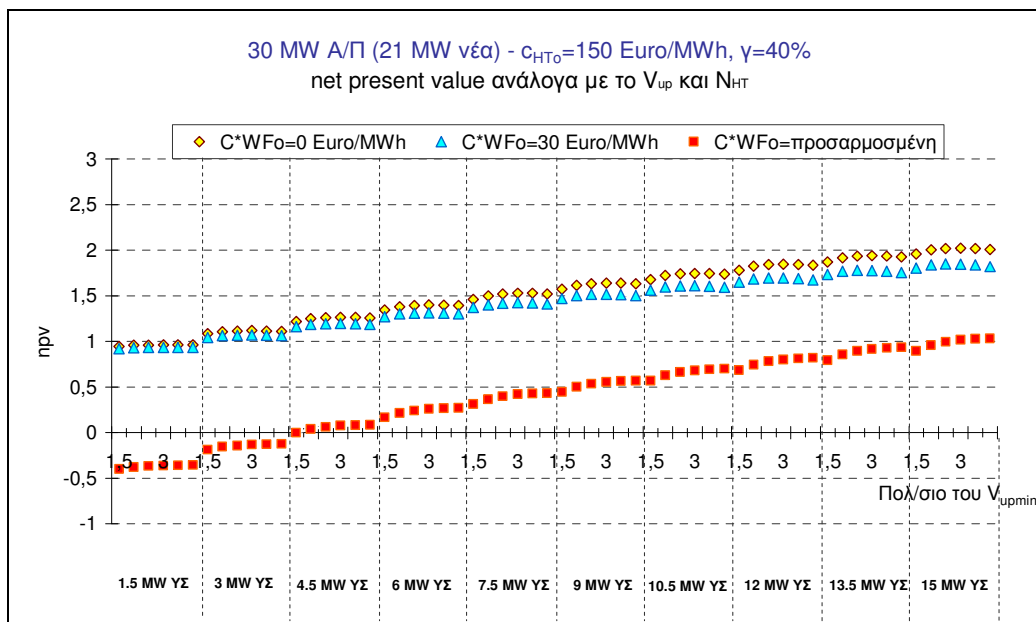
Σχήμα Δ.9. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



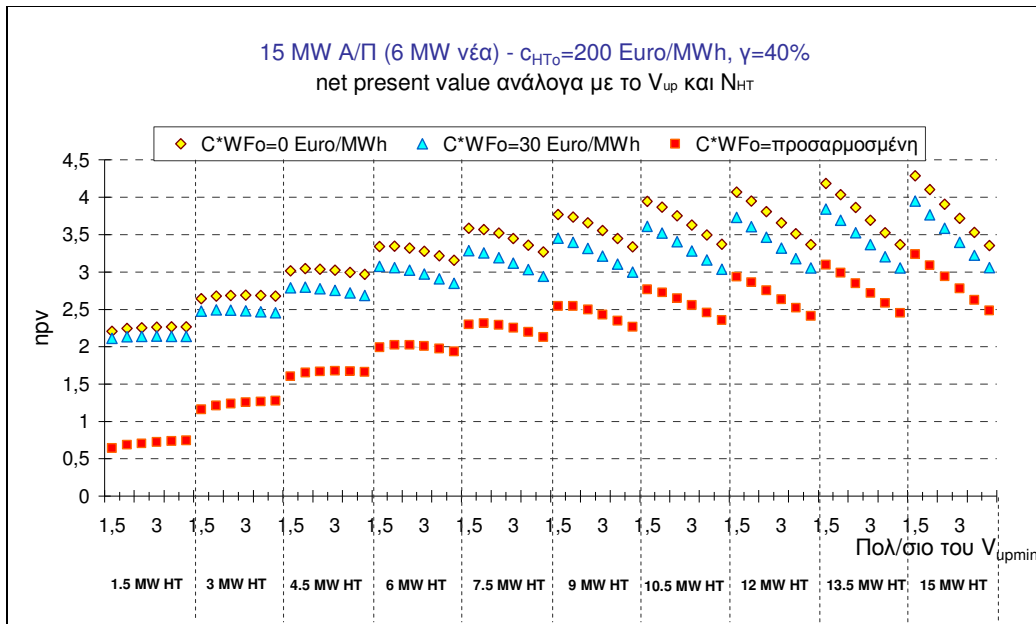
Σχήμα Δ.10. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



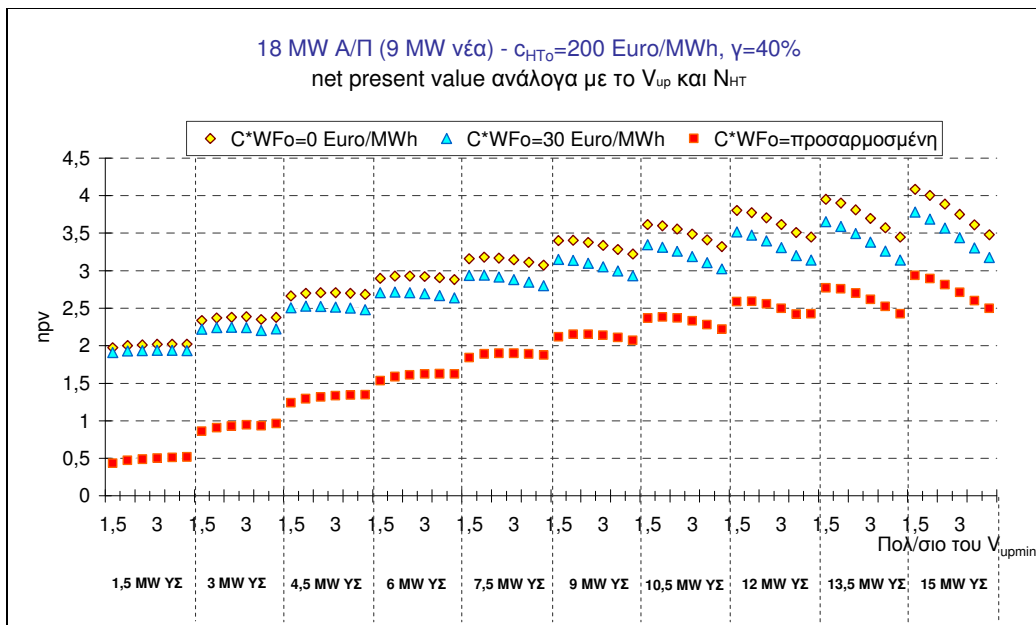
Σχήμα Α.11. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



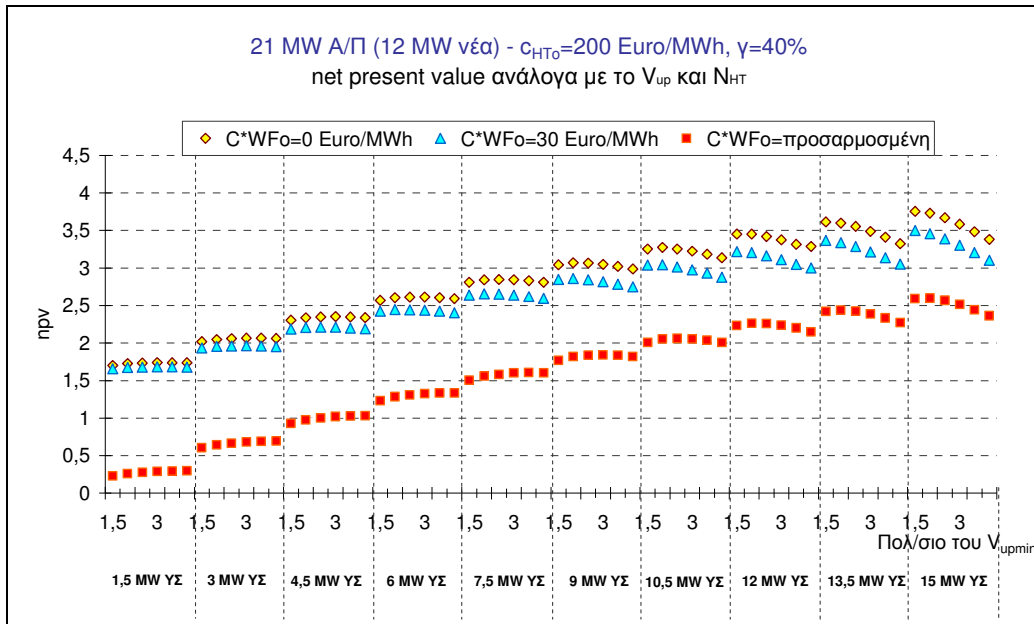
Σχήμα Α.12. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=40\%$.

$c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$


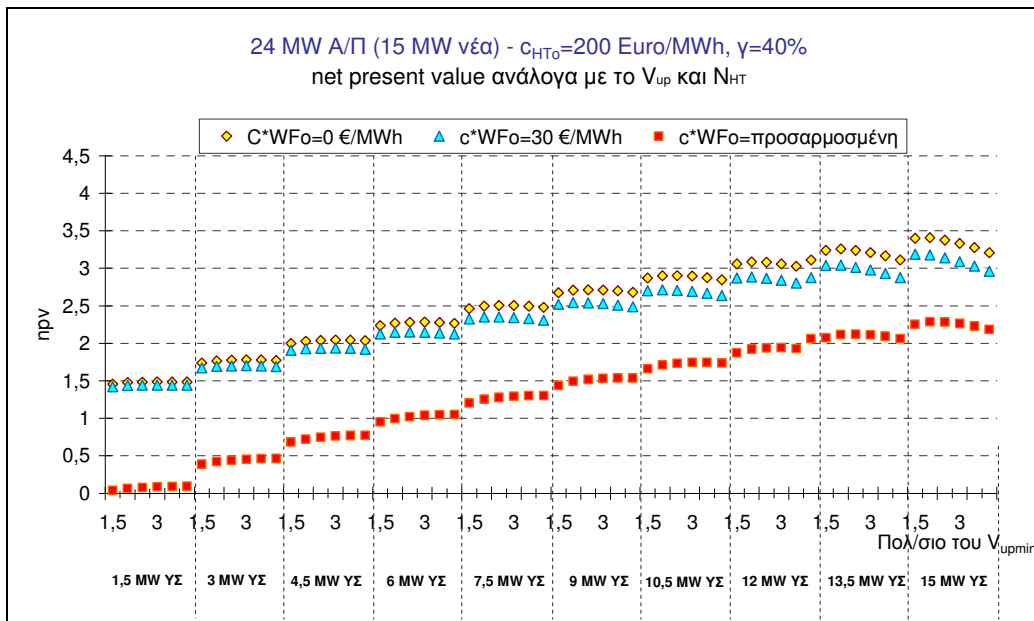
Σχήμα Δ.13. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$.



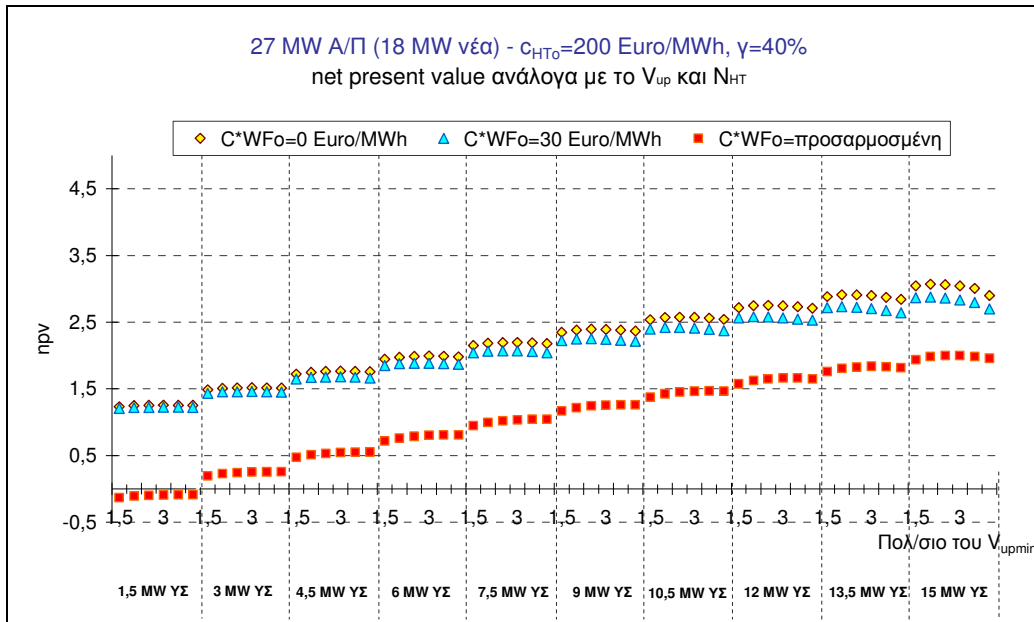
Σχήμα Δ.14. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 40\%$.



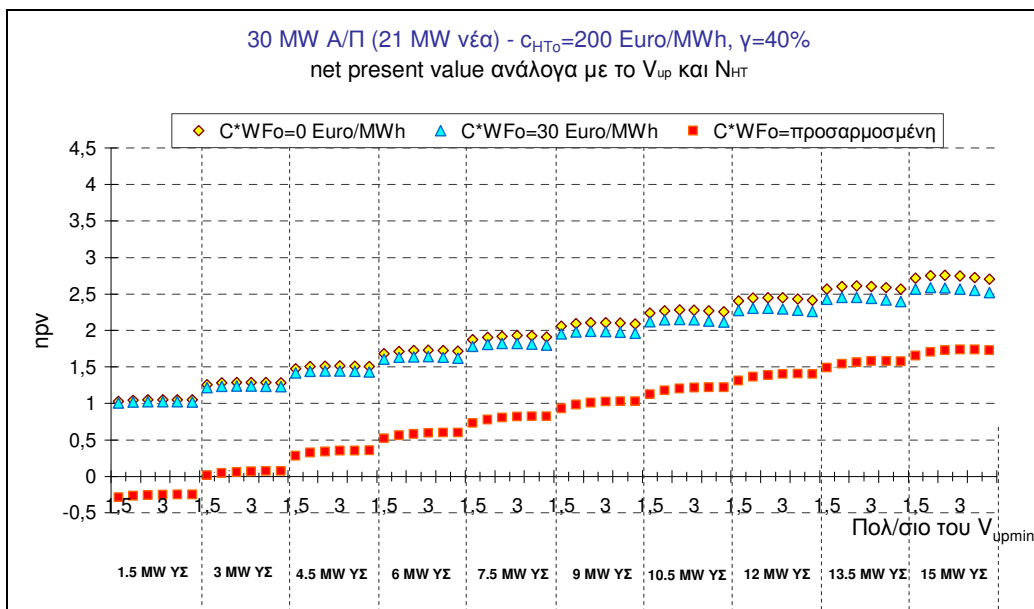
Σχήμα Δ.15. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



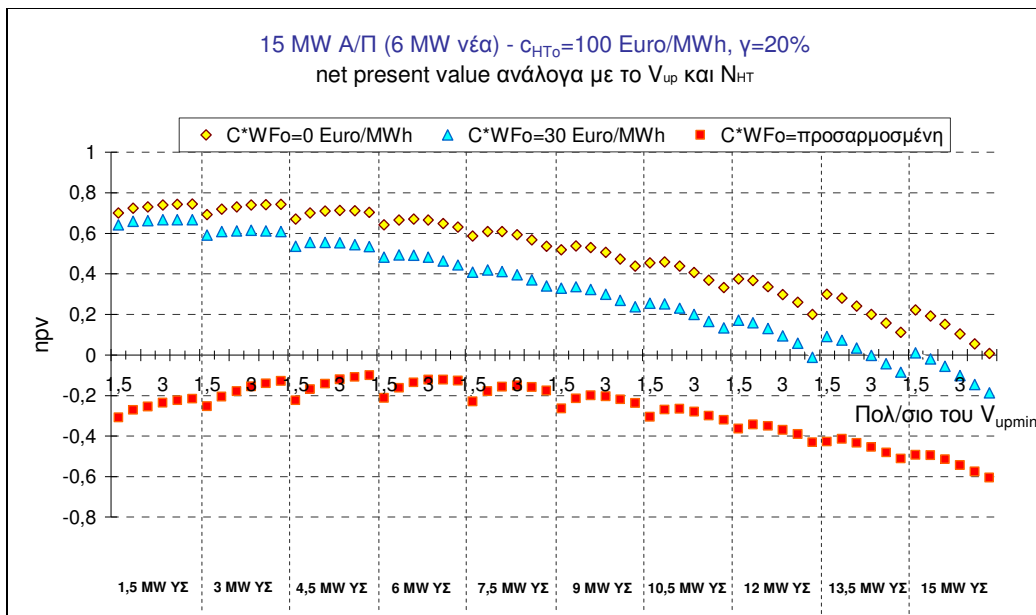
Σχήμα Δ.16. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



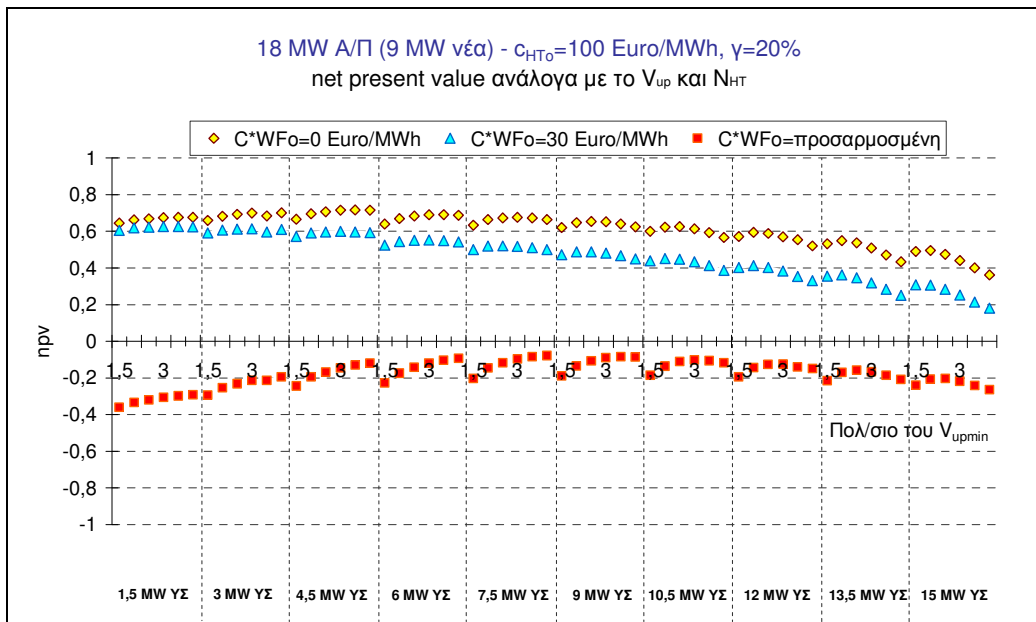
Σχήμα Δ.17. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=40\%$.



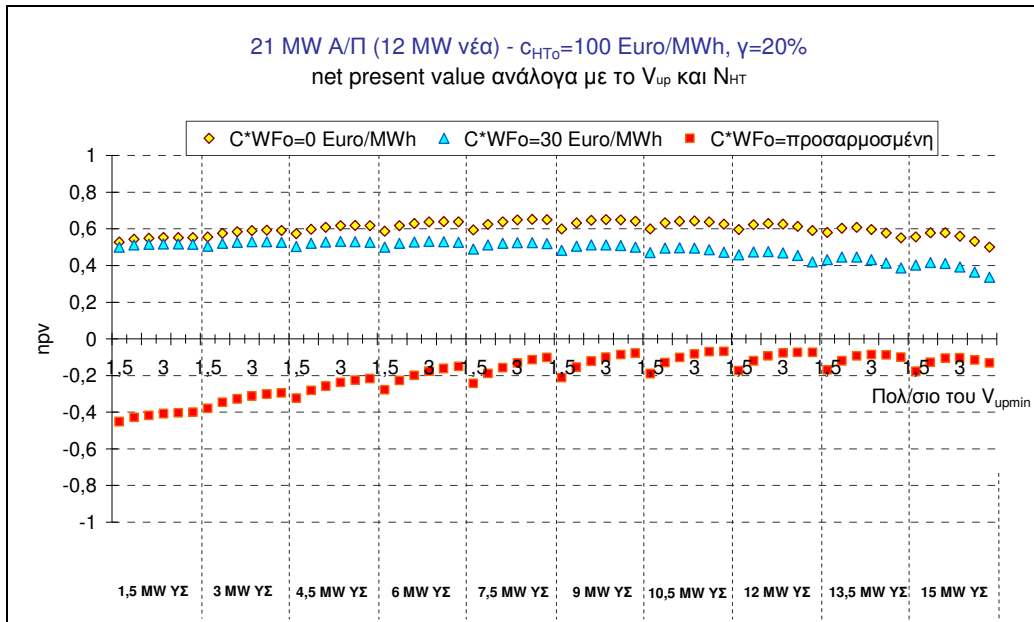
Σχήμα Δ.18. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=40\%$.

$c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$


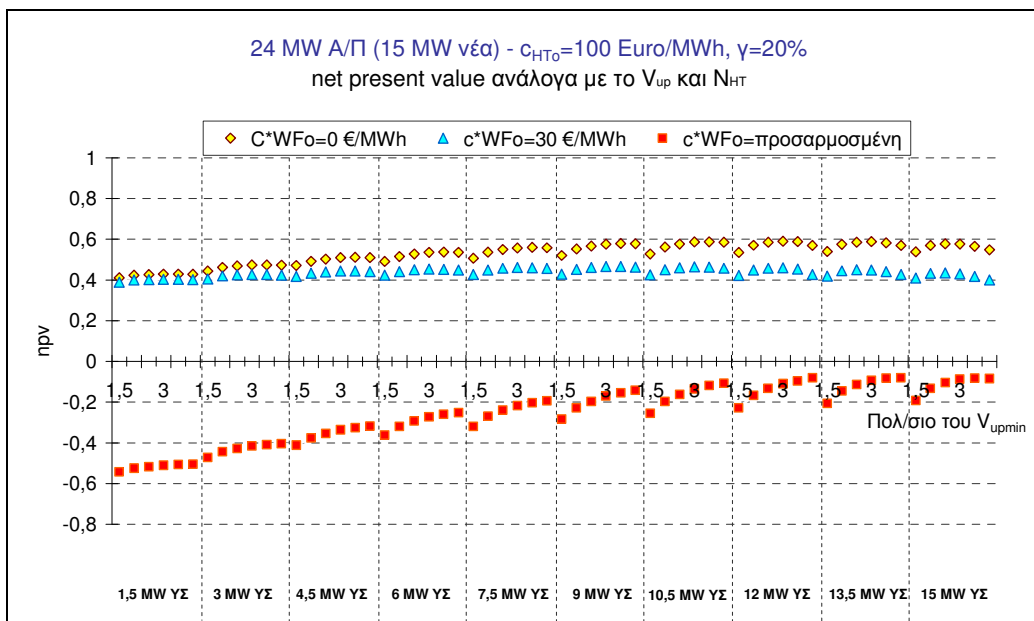
Σχήμα Δ.19. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$.



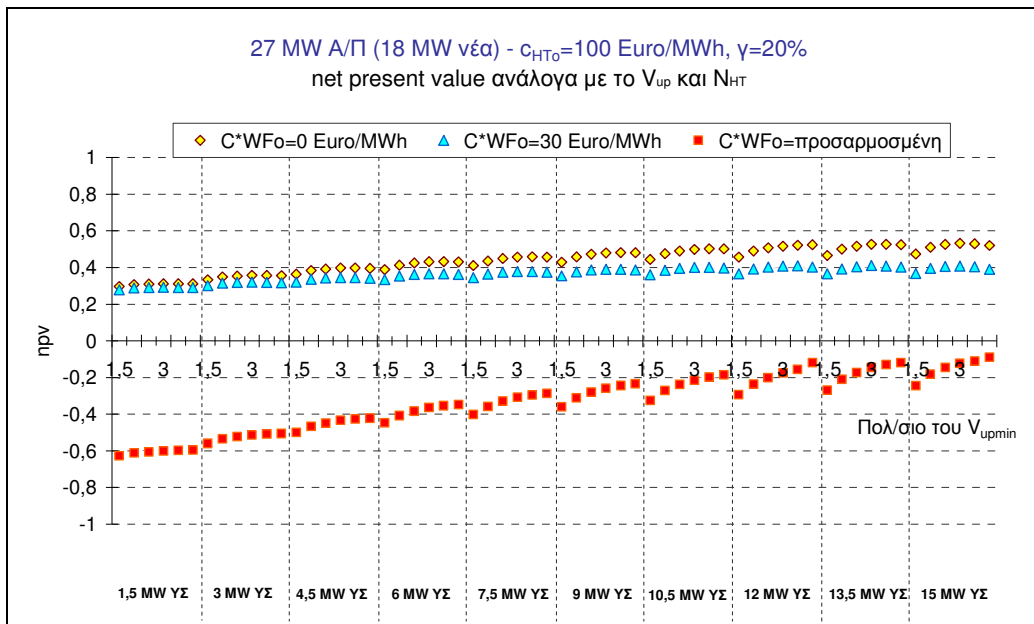
Σχήμα Δ.20. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$.



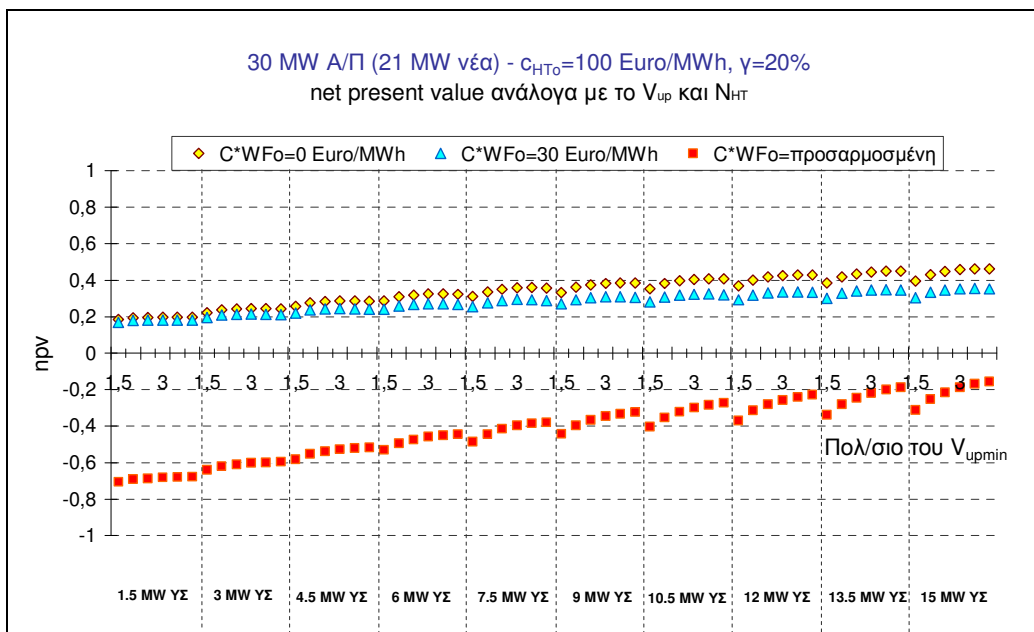
Σχήμα Δ.21. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



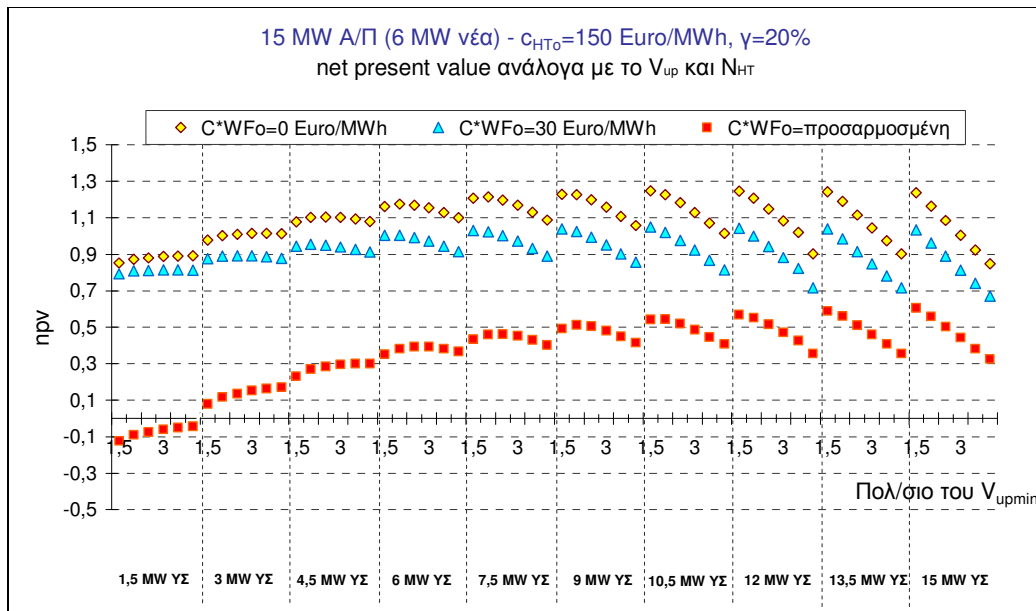
Σχήμα Δ.22. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



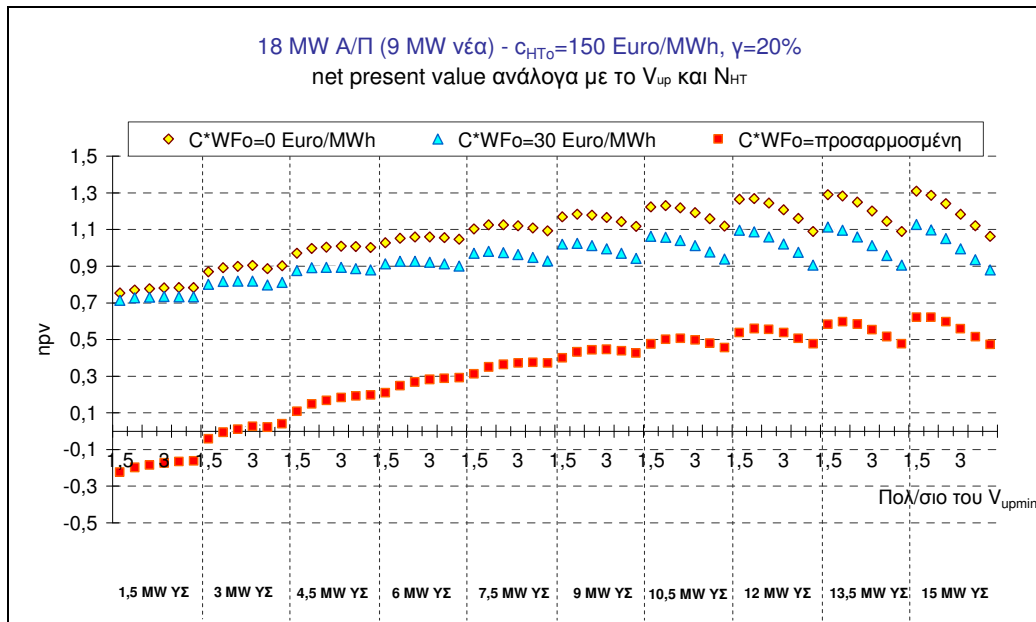
Σχήμα Δ.23. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



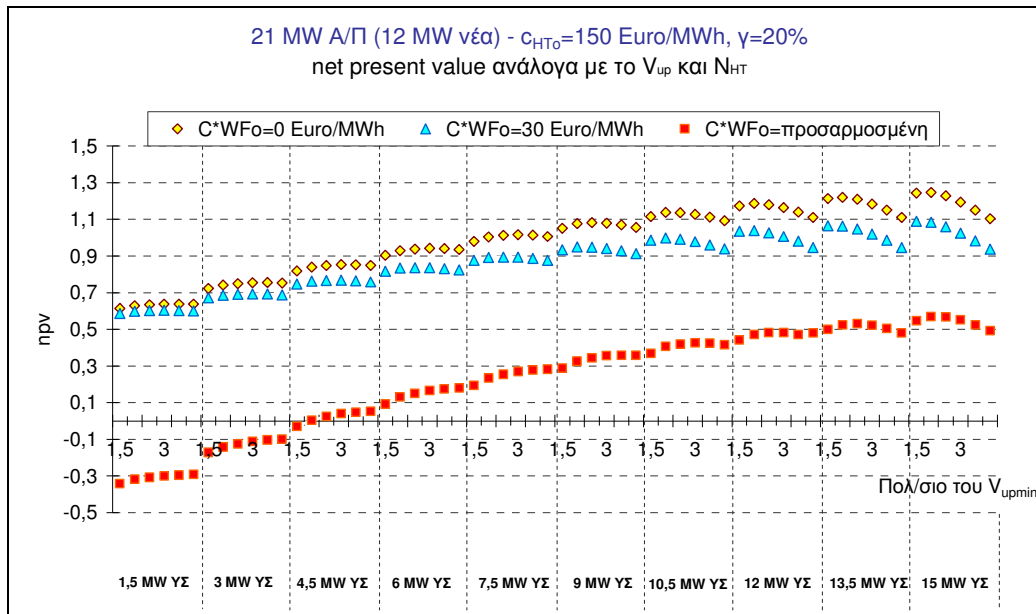
Σχήμα Δ.24. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=20\%$.

$c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$


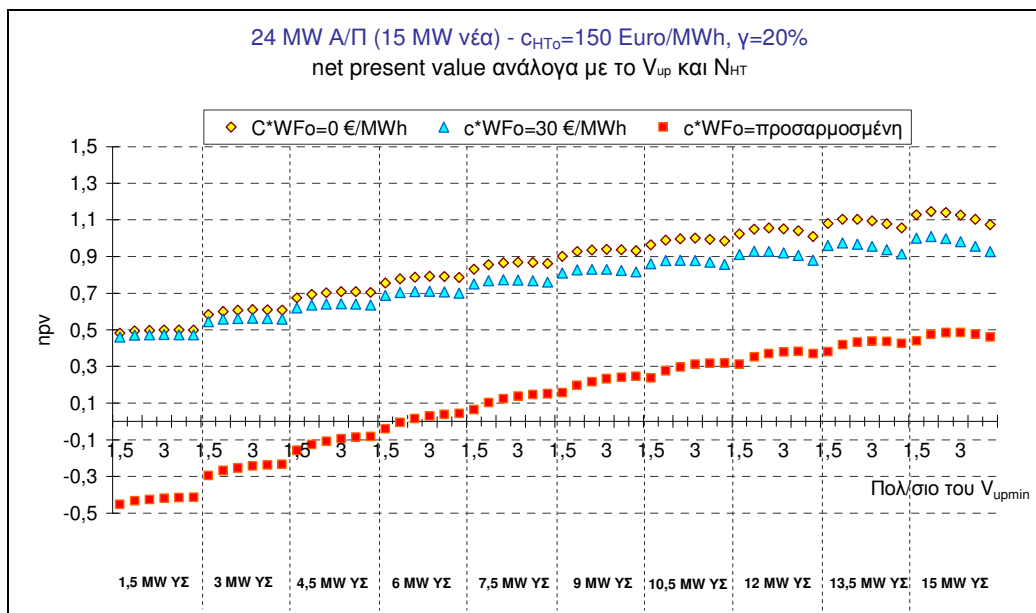
Σχήμα Δ.25. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$.



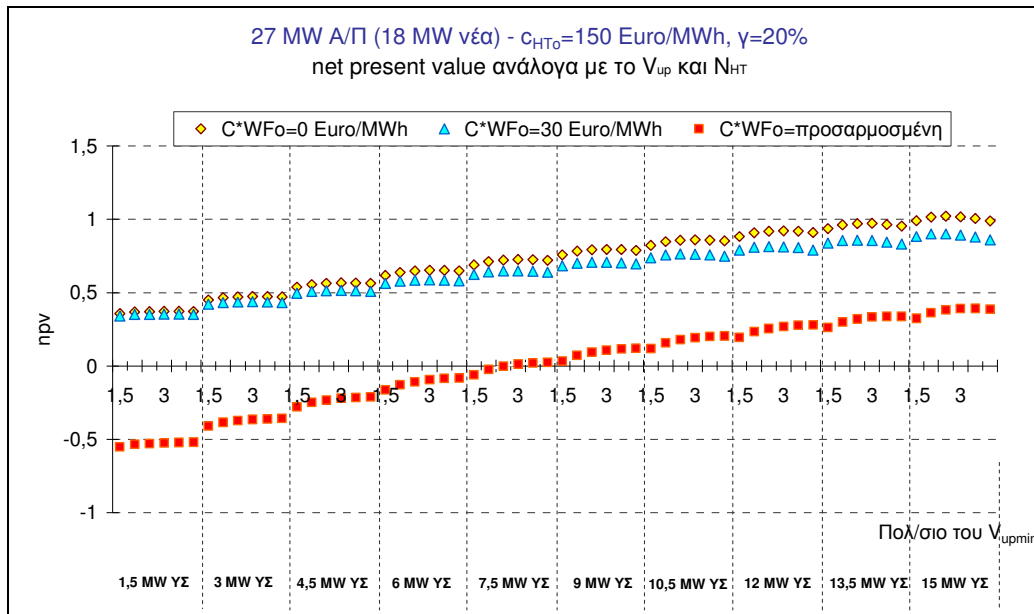
Σχήμα Δ.26. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$.



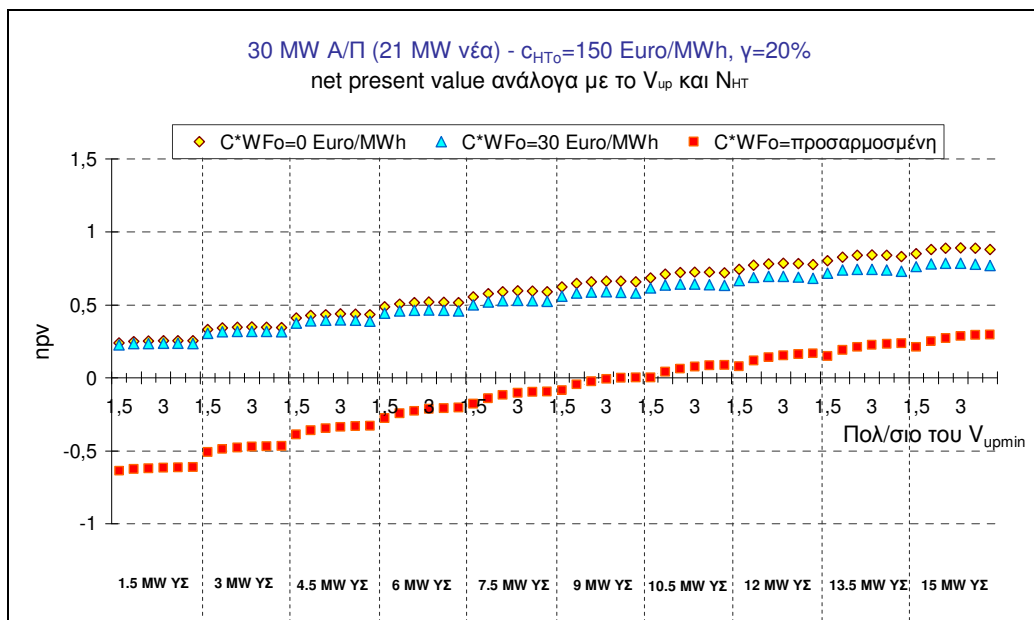
Σχήμα Δ.27. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



Σχήμα Δ.28. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=20\%$.

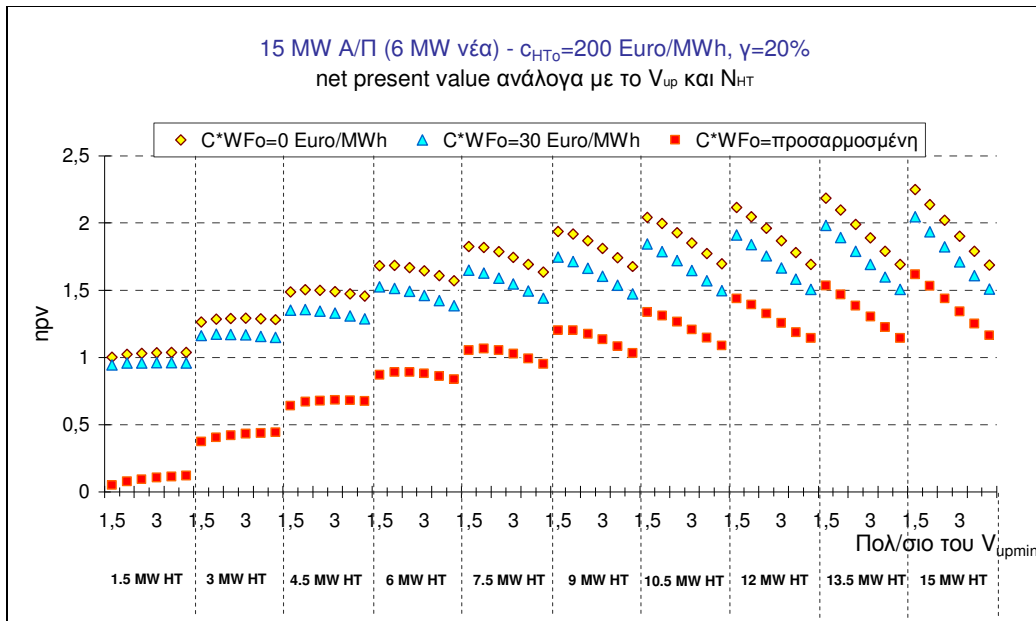


Σχήμα Δ.29. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=20\%$.

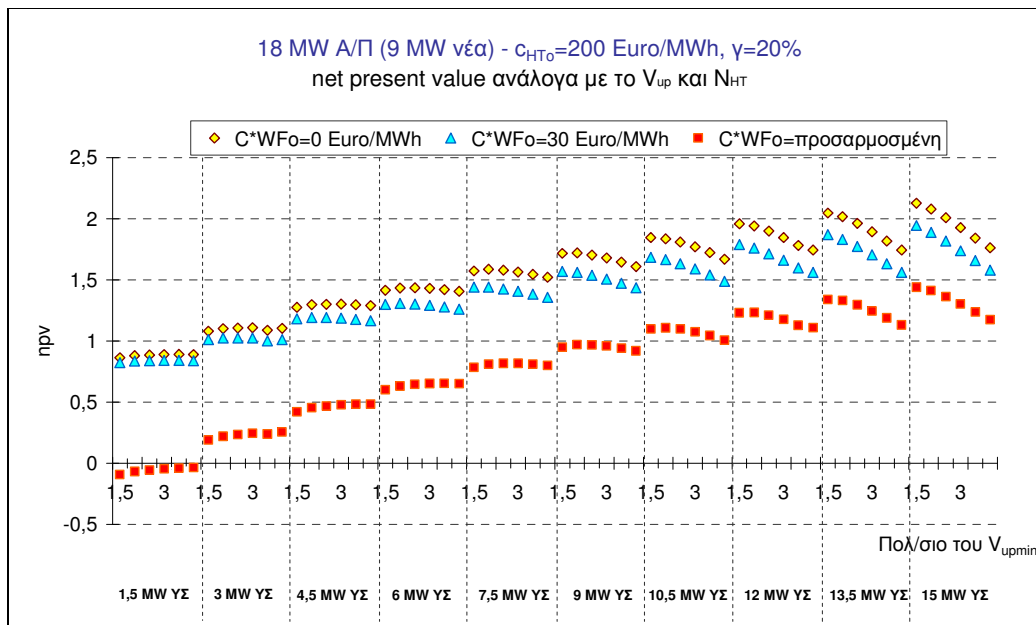


Σχήμα Δ.30. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=20\%$.

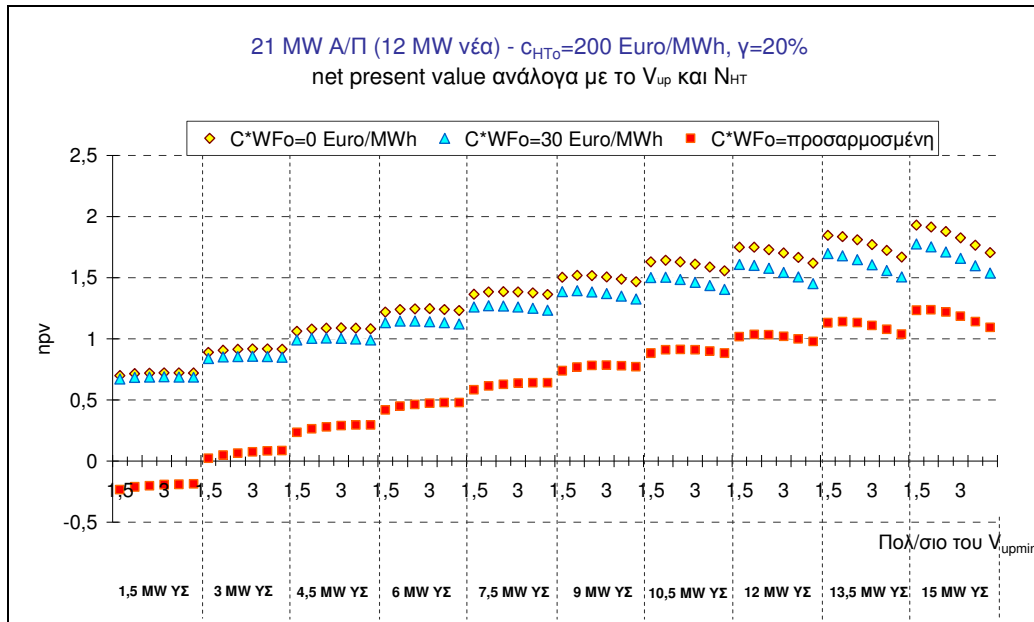
$$c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 20\%$$



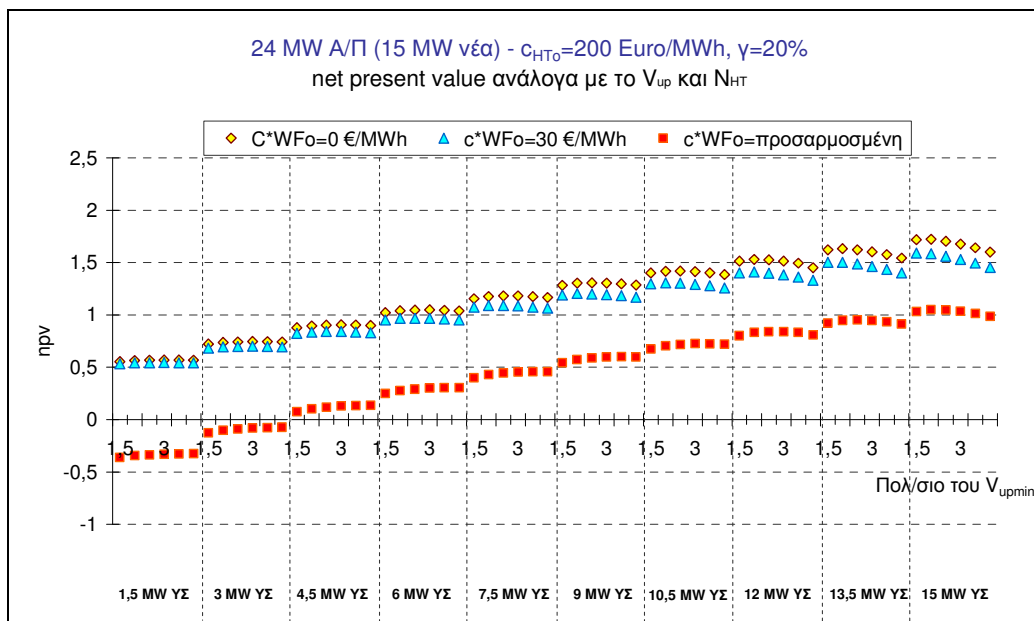
Σχήμα Α.31. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0}=200 \text{ €/MWh}, \gamma=20\%$.



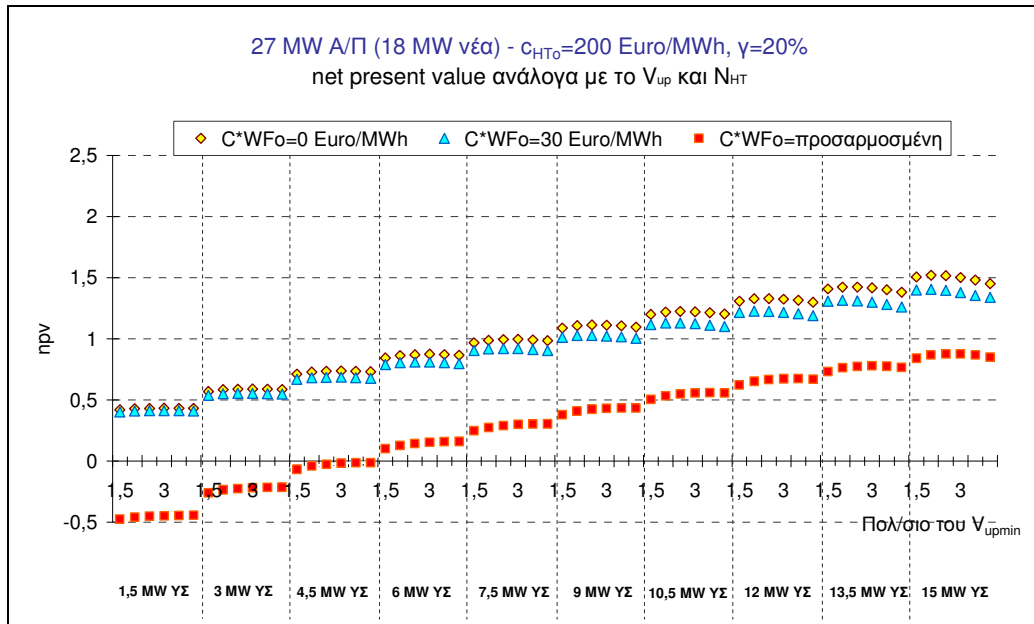
Σχήμα Α.32. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0}=200 \text{ €/MWh}, \gamma=20\%$.



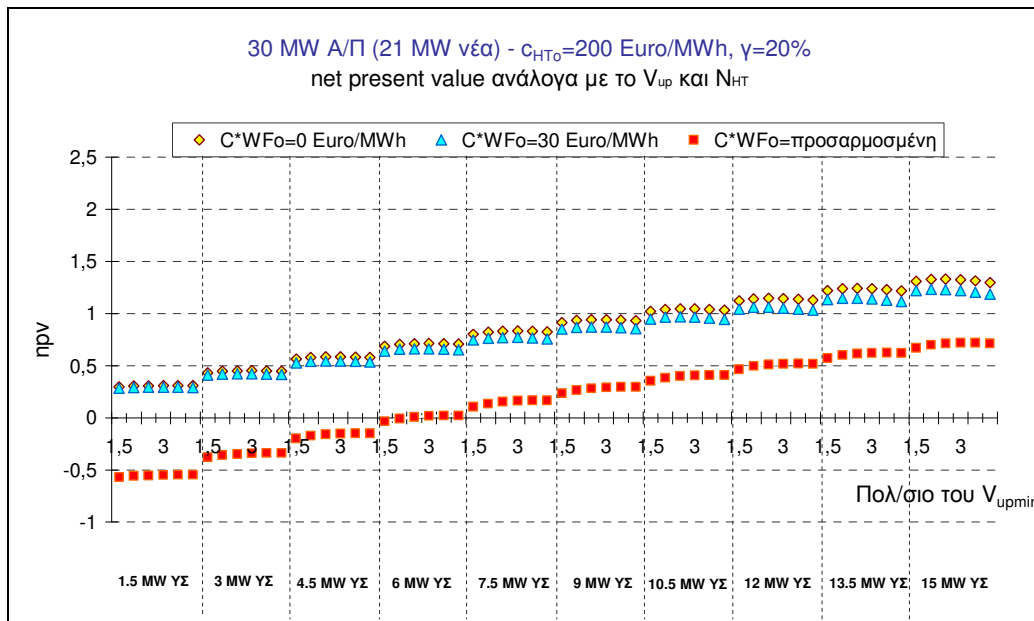
Σχήμα Α.33. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



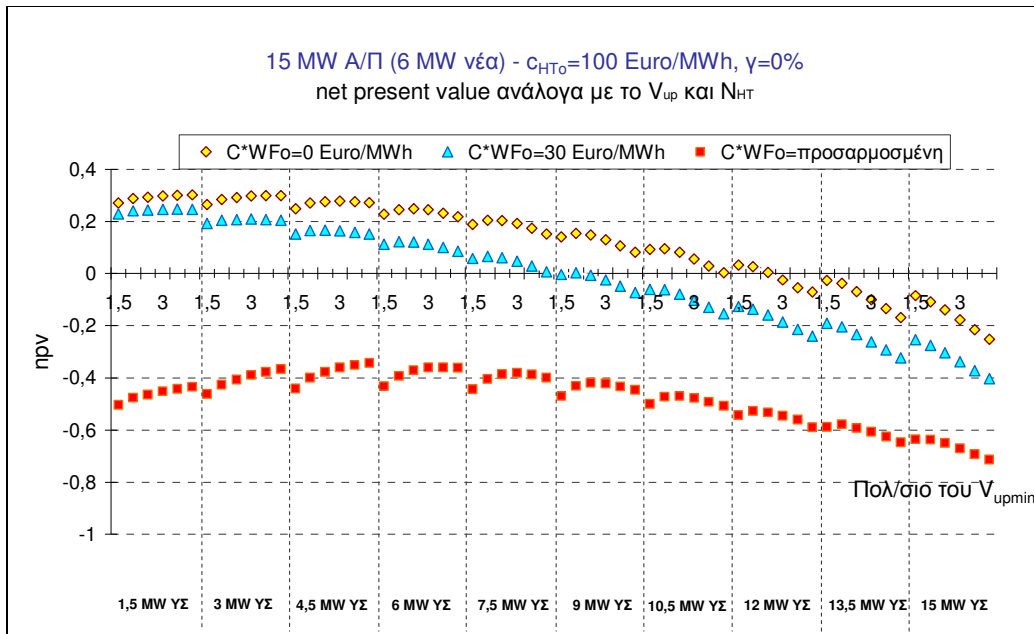
Σχήμα Α.34. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



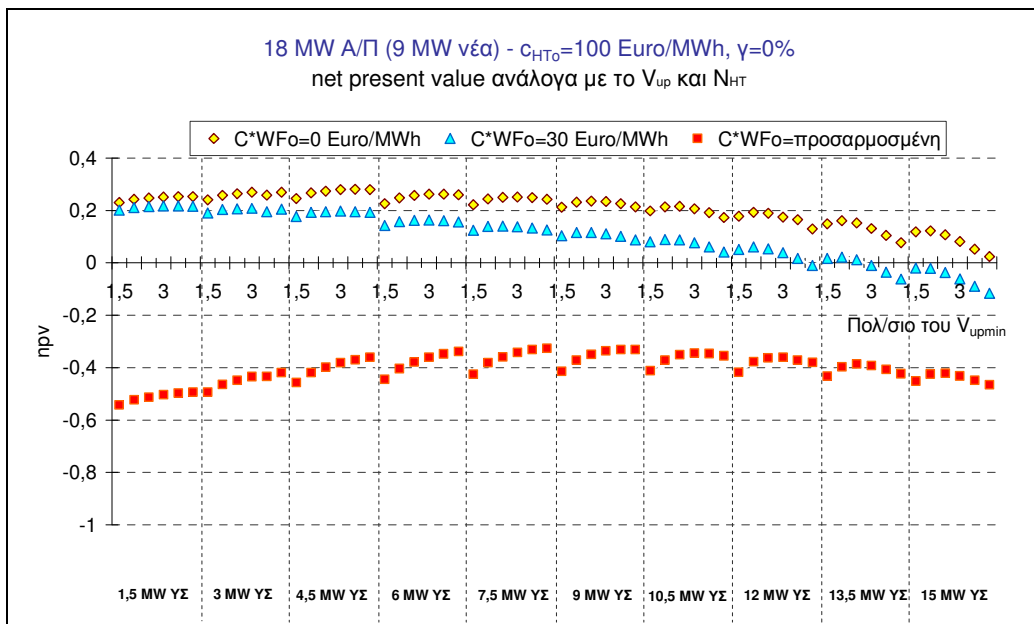
Σχήμα Α.35. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=20\%$.



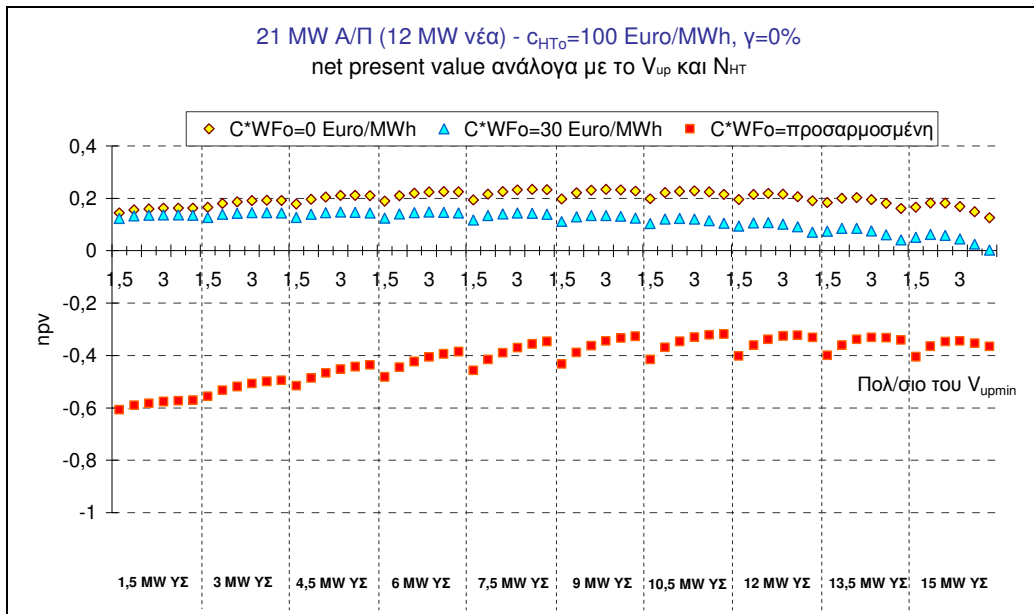
Σχήμα Α.36. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=20\%$.

$c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$


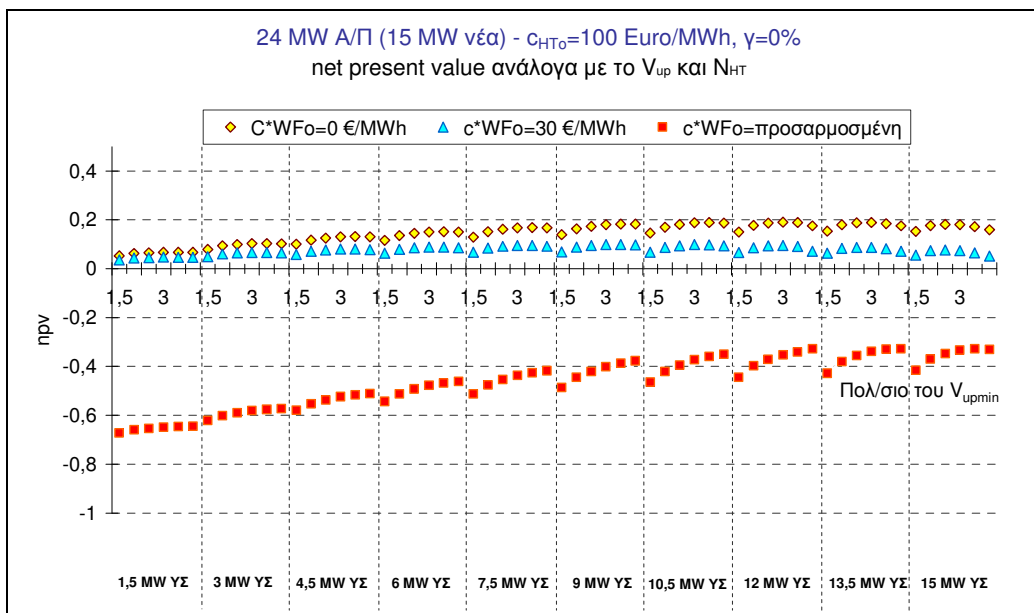
Σχήμα Δ.37. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$.



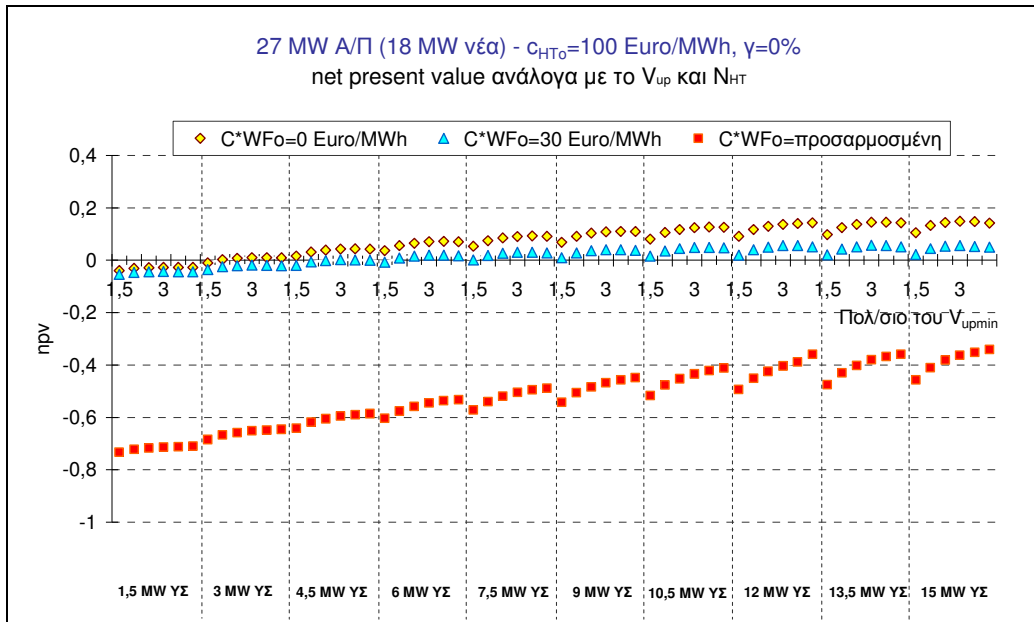
Σχήμα Δ.38. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 100 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$.



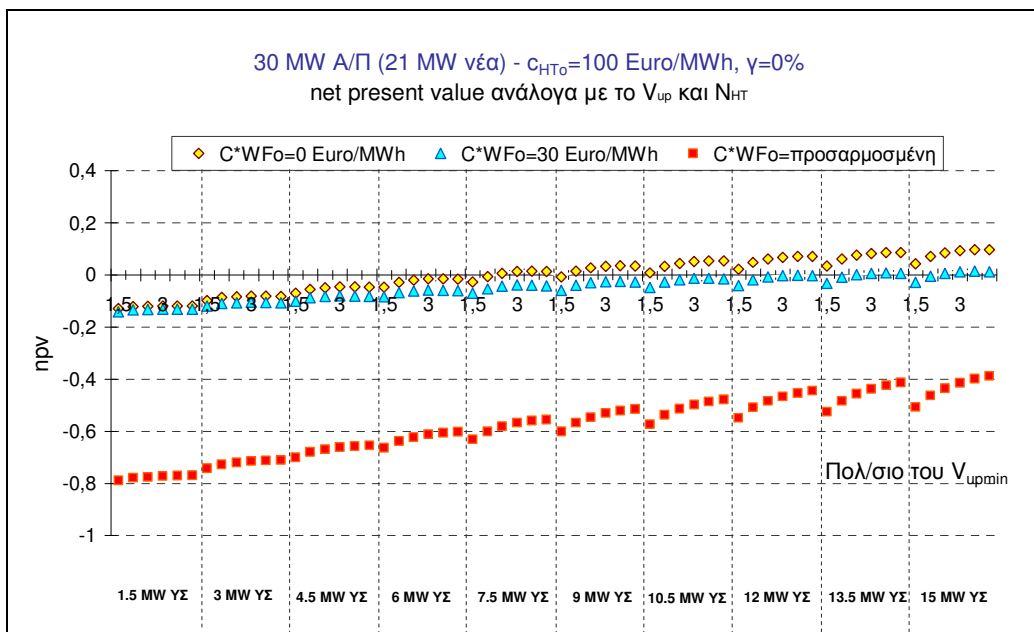
Σχήμα Δ.39. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



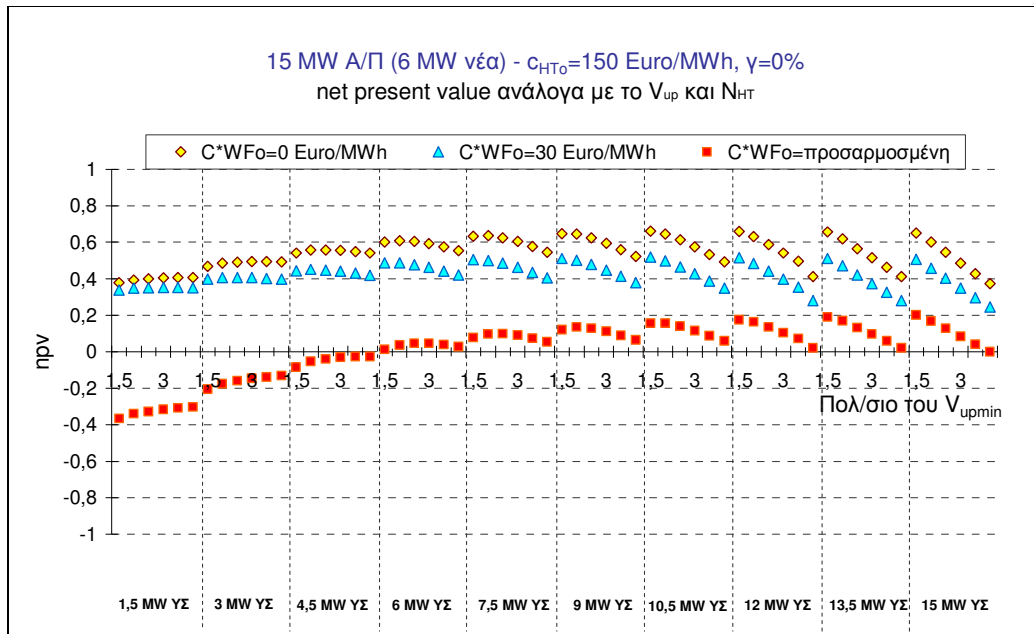
Σχήμα Δ.40. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



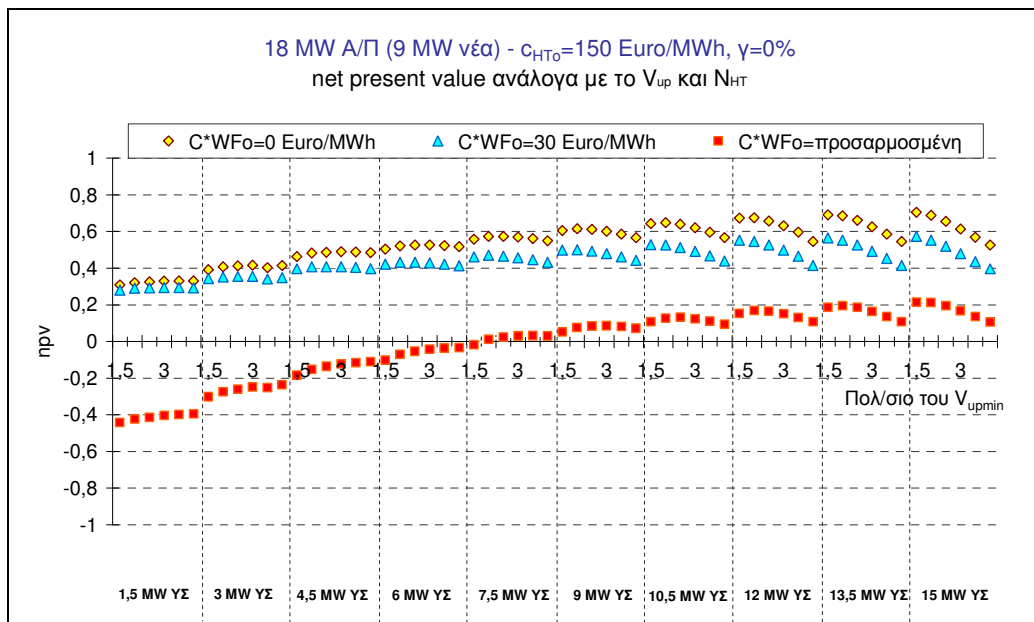
Σχήμα Δ.41. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



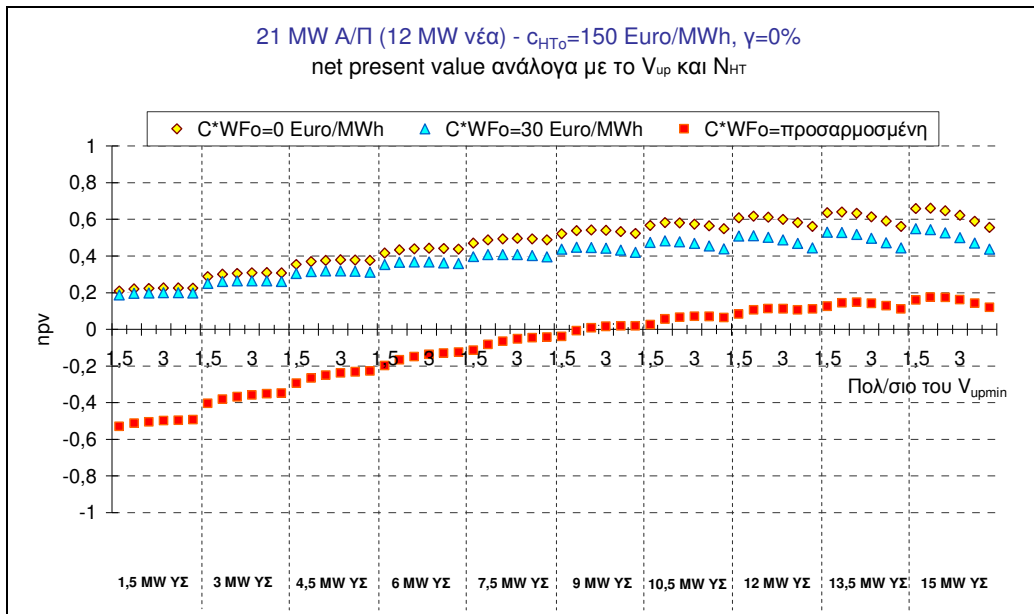
Σχήμα Δ.42. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=100$ €/MWh, $\gamma=0\%$.

$c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$


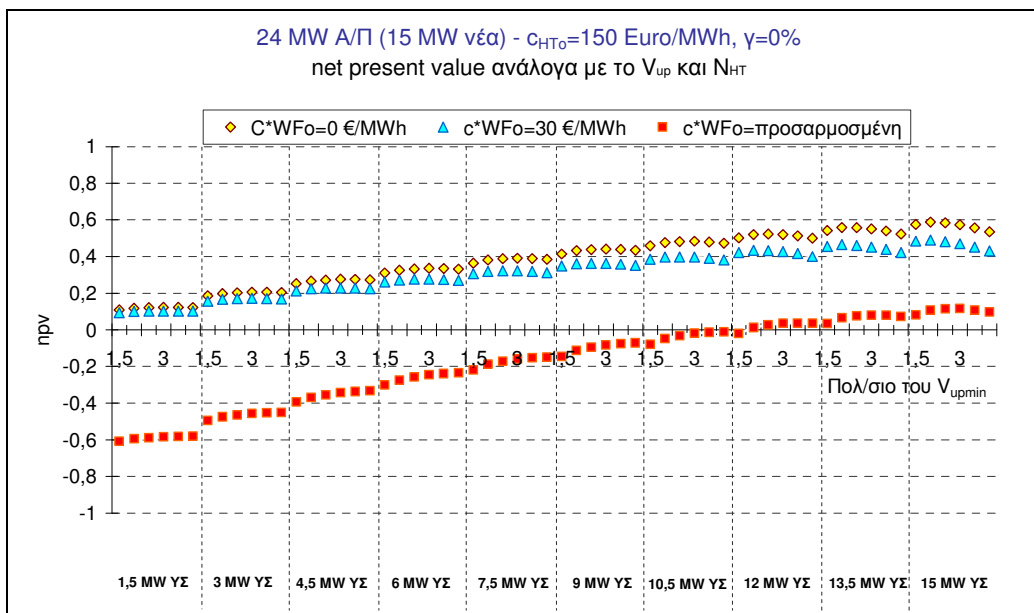
Σχήμα Δ.43. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$.



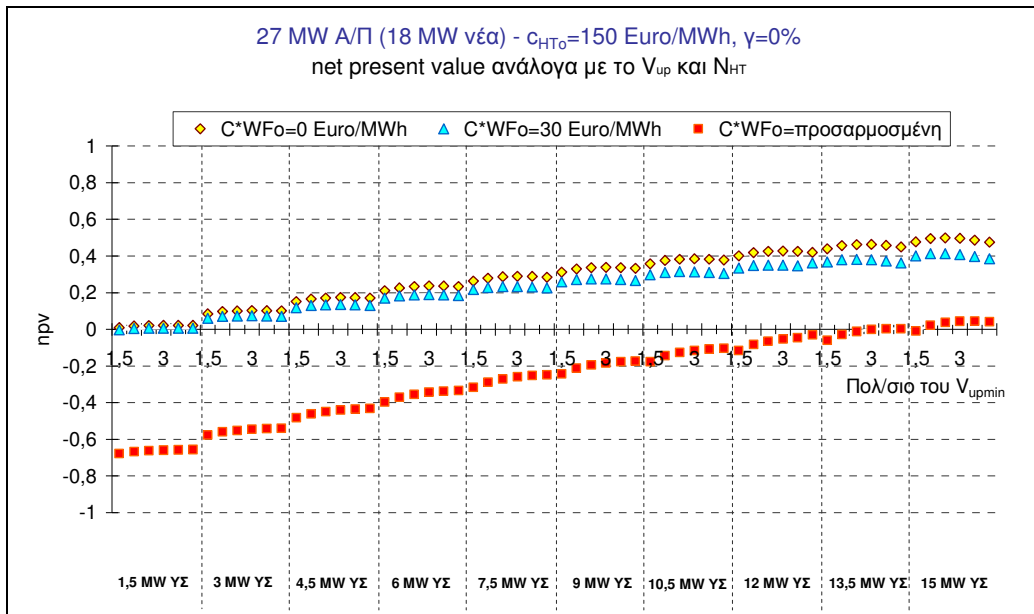
Σχήμα Δ.44. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 150 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$.



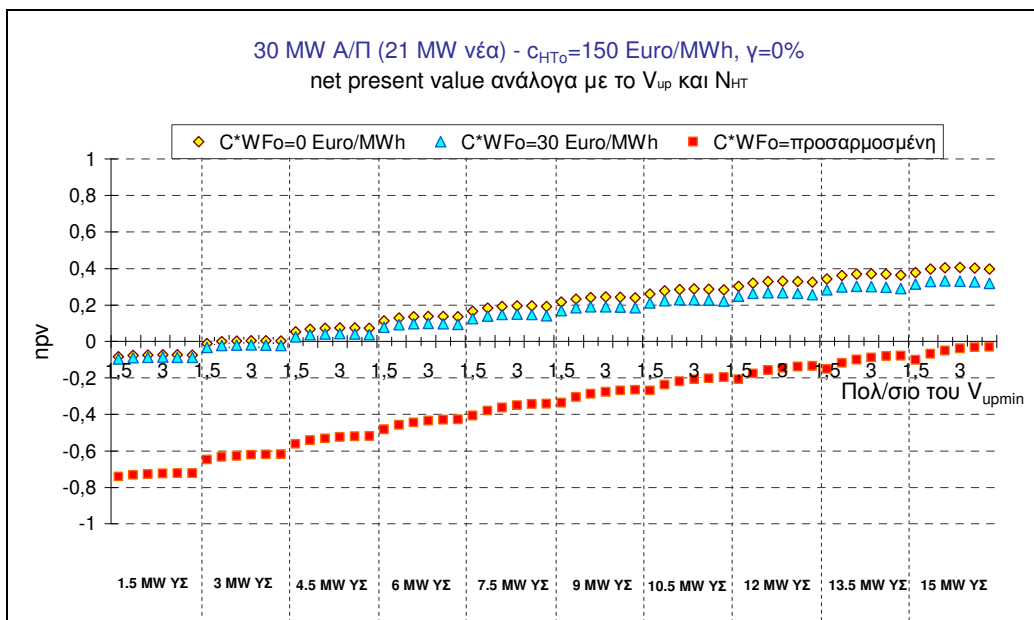
Σχήμα Δ.45. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



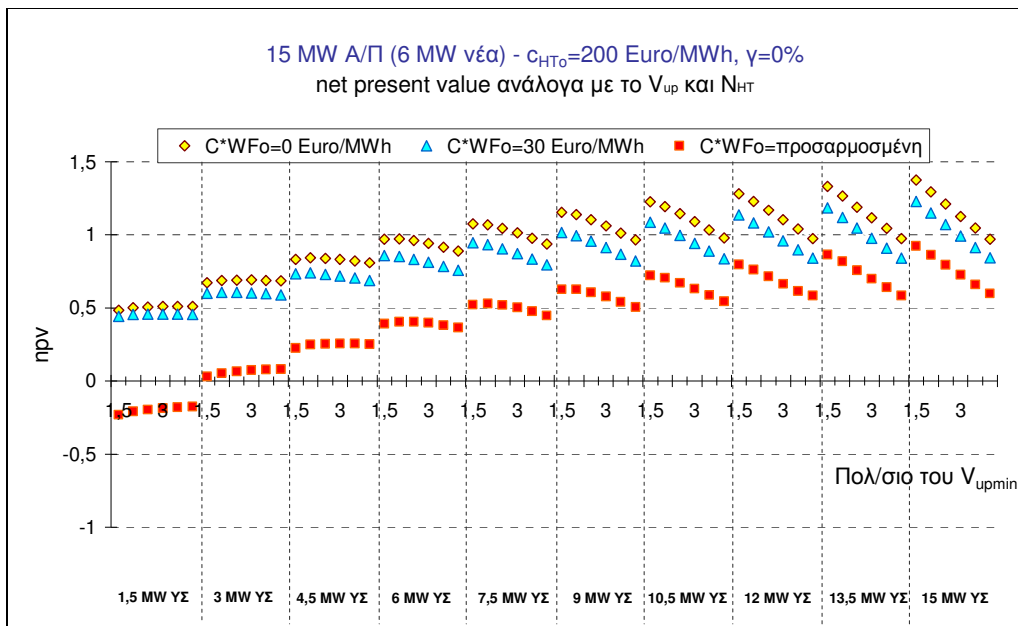
Σχήμα Δ.46. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



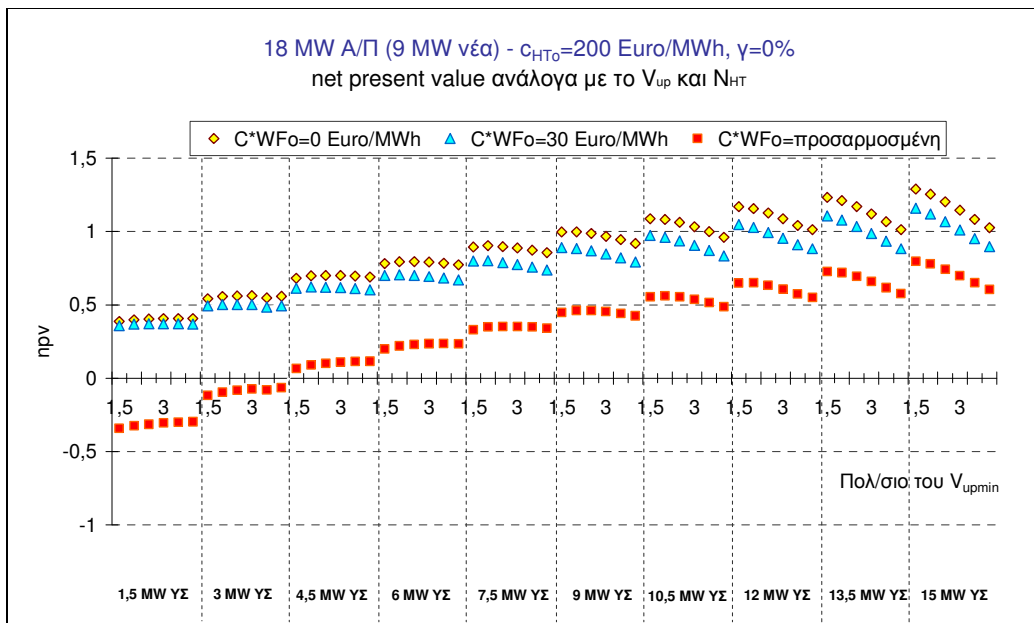
Σχήμα Δ.47. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



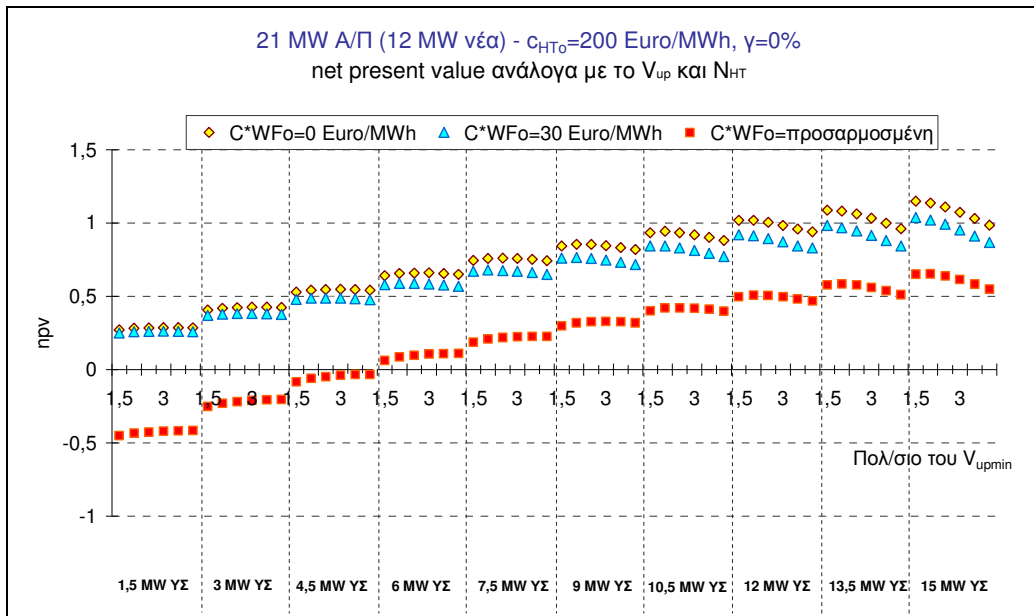
Σχήμα Δ.48. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=150$ €/MWh, $\gamma=0\%$.

$c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$


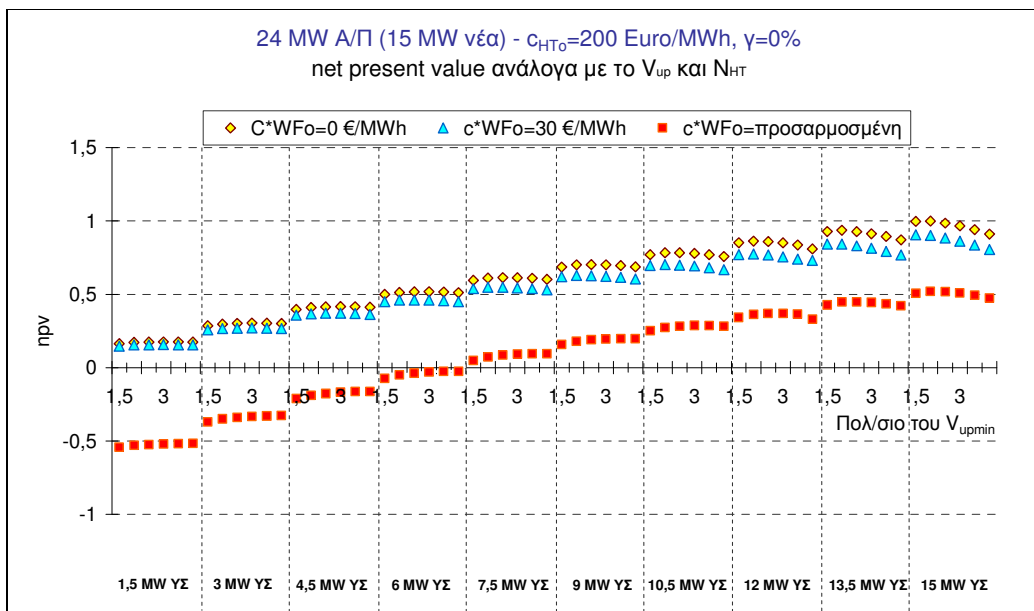
Σχήμα Δ.49. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 15 MW Α/Π, $c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$.



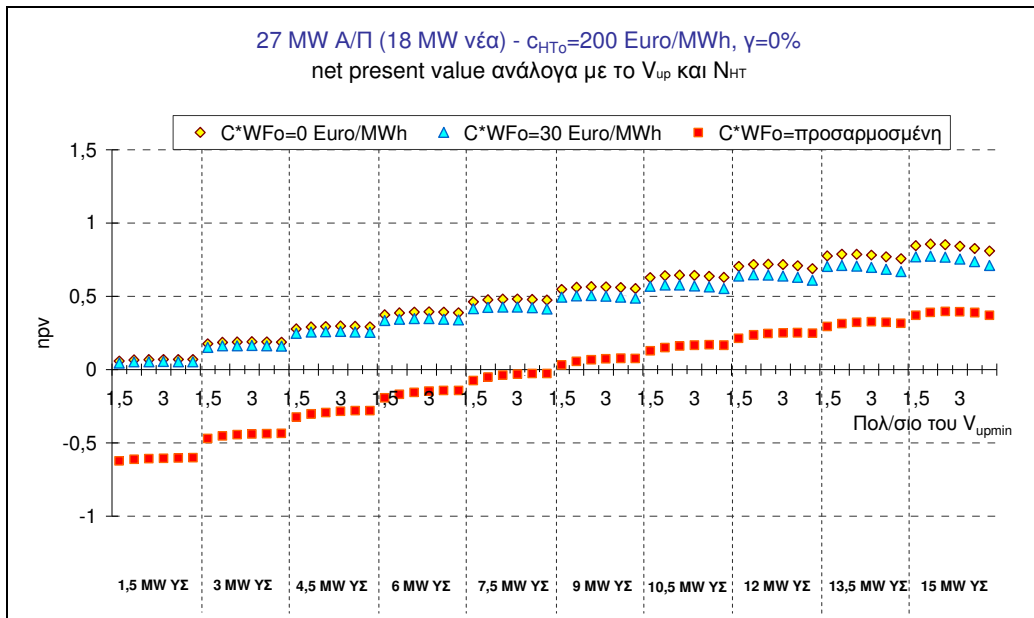
Σχήμα Δ.50. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 18 MW Α/Π, $c_{HT0} = 200 \text{ €/MWh}, \gamma = 0\%$.



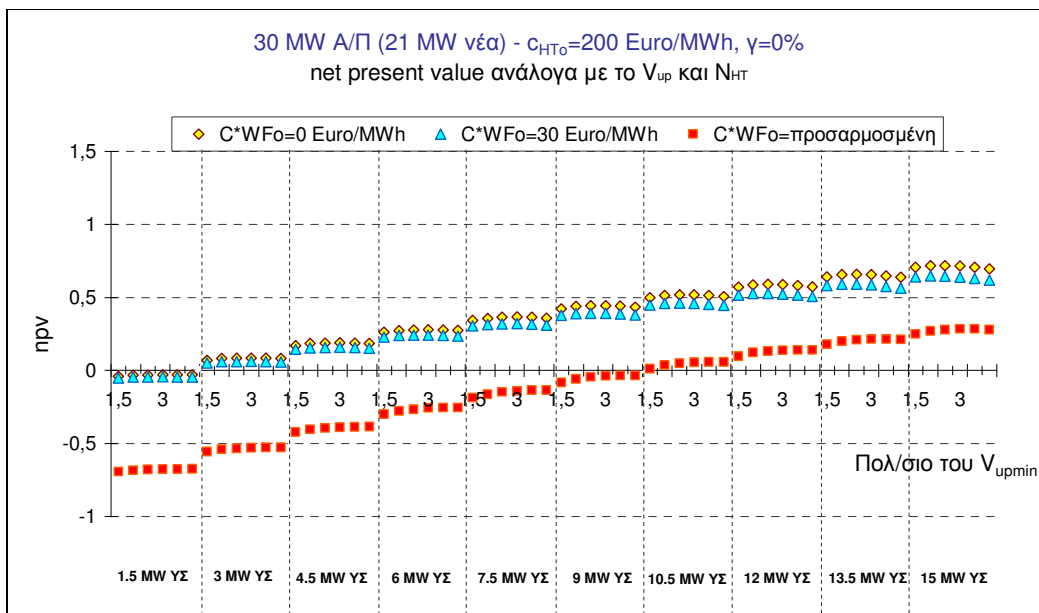
Σχήμα Α.51. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 21 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



Σχήμα Α.52. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 24 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



Σχήμα Δ.53. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 27 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=0\%$.



Σχήμα Δ.54. Καθαρά Παρούσα Αξία (npv) σε σχέση με το μέγεθος των Υ/Σ και των αντλιών 30 MW Α/Π, $c_{HT0}=200$ €/MWh, $\gamma=0\%$.