

# Δυνατότητα Χρήσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ως Αποκλειστικών Παροχών Ηλεκτρικής Ισχύος στο μη Διασυνδεδεμένο Ελληνικό Δίκτυο

**ΛΕΩΝΙΔΑΣ ΝΤΖΙΑΧΡΗΣΤΟΣ**

Δρ Μηχανολόγος Μηχανικός

**ΖΗΣΗΣ ΣΑΜΑΡΑΣ**

Καθηγητής Α.Π.Θ.

**ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ ΠΑΤΤΑΣ**

Ομότιμος Καθηγητής Α.Π.Θ.

## Περίληψη

Η παρούσα εργασία παρουσιάζει τη μελέτη σύνδεσης μιας ανεμογεννήτριας με εγκατάσταση κυψέλης καυσίμου για τη βελτίωση της εκμετάλλευσης του αιολικού δυναμικού στο μη διασυνδεδεμένο ελληνικό νησιωτικό δίκτυο. Με τη βοήθεια της υβριδικής αυτής εγκατάστασης δίδεται η δυνατότητα αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχει η ανεμογεννήτρια και διάθεσής της στην κατανάλωση υπό σταθερή ισχύ που είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το δίκτυο του νησιού. Η εργασία παρουσιάζει τα τεχνολογικά στοιχεία της εγκατάστασης και προσομοιώνει τη λειτουργία της στη διάρκεια ενός έτους με τη χρήση κατάλληλων λογισμικών και πραγματικά ανεμολογικά δεδομένα, ώστε να αξιολογηθεί η δυνατότητα διάθεσης ενέργειας στο δίκτυο. Επίσης, προτείνονται μέθοδοι για την αρχική αξιολόγηση μιας επένδυσης υβριδικού σταθμού ανεμογεννήτριας και κυψέλης καυσίμου σε υπάρχοντα δίκτυα για την υποκατάσταση ή και πλήρη αντικατάσταση συμβατικών σταθμών βάσης. Τέλος, αναλύεται η οικονομική αποτίμηση και η βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης.

## 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η αιολική ενέργεια δεν εμφανίζει κίνδυνο εξάντλησης και διατίθεται δωρεάν από τη φύση (Ανανεώσιμη Πηγή Ενέργειας – ΑΠΕ), ενώ οι περιβαλλοντικές της επιπτώσεις είναι ασύγκριτα μικρότερες των συμβατικών σταθμών (ντίζελ, στροβιλομηχανές). Επομένως, η αιολική ενέργεια θα μπορούσε θεωρητικά να χρησιμοποιηθεί απεριόριστα για την παραγωγή φτηνής και καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το πρόβλημα που αντιμετωπίζεται είναι ότι η αιολική ενέργεια δε διατίθεται σε σταθερό ρυθμό, αλλά εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν στο σημείο εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας (Α/Γ).

Ως αποτέλεσμα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δε συμπίπτει με τη ζήτηση, αλλά επιβάλλεται από τα τρέχοντα ανεμολογικά δεδομένα. Διακόπεται, επίσης, σε περιόδους που δεν υπάρχει δυνατότητα απορρόφησής της λόγω χαμηλής ζήτησης.

Επομένως, οι Α/Γ, αλλά και γενικότερα όλες οι μονάδες

παραγωγής ισχύος βασιζόμενες σε ΑΠΕ, αποδίδουν μόνο μικρό τμήμα της διαθέσιμης ενέργειας ακριβώς λόγω της υψηλής διακύμανσης στην αποδιδόμενη ισχύ και τον ετεροχρονισμό μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης.

Η παρούσα εργασία επιτυγχάνει σημαντική σταθεροποίηση της ισχύος που αποδίδει μια εγκατάσταση Α/Γ, ώστε η παραγωγή ενέργειας να μπορεί να προγραμματιστεί και να απορροφηθεί από την κατανάλωση. Η σταθεροποίηση της ισχύος βασίζεται στην αποθήκευση τμήματος της ενέργειας που παράγεται από την Α/Γ και απόδοσής της κατά τις περιόδους μεγάλης ζήτησης ή νηνεμίας.

## 2. ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ

### Διεθνείς συμβολισμοί

n	Ωρες διαστήματος αναφοράς (π.χ. έτος 8760 h),
E	Ενέργεια,
P	Ισχύς,
s	Τυπική απόκλιση.

### Ελληνικοί συμβολισμοί

ε	Συντελεστής επαύξησης Α/Γ δικτύου,
η	Συντελεστής ή βαθμός απόδοσης,
λ	Συντελεστής ισχύος κυψελών καυσίμου,
σ	Συντελεστής διεϊσδυσης.

### Δείκτες

A	Κλάδος «απευθείας» δίκτυο,
A/Γ	Ανεμογεννήτρια,
AN	Νέες ανεμογεννήτριες,
B	Σταθμός βάσης,
E	Ενέργεια,
ΚΚ	Κυψέλη καυσίμου,
ΚΚΚ	Κλάδος κυψέλης καυσίμου,
out	Έξοδος προς το δίκτυο,
var	Διακύμανση.

### 3. ΑΠΟΣΑΦΗΝΙΣΗ ΚΑΙ ΑΝΤΙΜΕΤΩΠΙΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Για την εξασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου ο Διαχειριστής αυτού απαιτεί σήμερα την ύπαρξη εφεδρείας στους λειτουργούντες σταθμούς βάσης, ισχύος τουλάχιστον ίσης της στιγμιαίας ισχύος που διατίθεται από τις ΑΠΕ. Ο περιορισμός αυτός τίθεται, ώστε να είναι δυνατή η πλήρης και άμεση κάλυψη της ζήτησης από τους σταθμούς βάσης, εάν για οποιοδήποτε λόγο η παραγωγή ισχύος από τις Α/Γ μειωθεί (π.χ. διάστημα νηνεμίας), ώστε να αποφευχθούν περιπτώσεις «black-out», όπου η καταναλισκόμενη ισχύς τείνει να υπερβεί τη δυνατότητα παραγωγής. Η δυνατότητα εφεδρείας περιορίζεται δε από τη διακριτοποίηση των σταθμών βάσης σε κάθε νησί, αλλά και από την απαίτηση λειτουργίας των γεννητριών ντίζελ σε περιοχές φορτίου >70% για την εξασφάλιση της καλής τους λειτουργίας και της χαμηλής εκπομπής ρύπων.

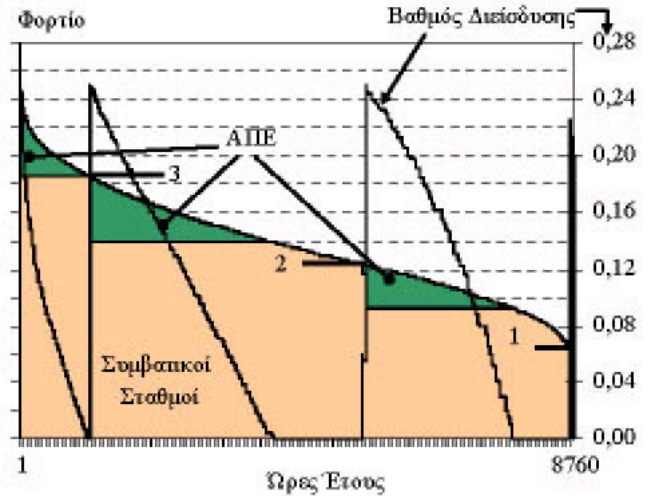
Το σχήμα 1 παραθέτει ως παράδειγμα τη μέγιστη δυνατή αξιοποίηση σταθμών ΑΠΕ σε νησί των Δωδεκανήσων κατά το έτος 2001 [1]. Στο σχήμα παρουσιάζεται η κατανομή συχνότητας φορτίου στο νησί, του οποίου η ζήτηση καλύπτεται με τέσσερις συμβατικούς σταθμούς και με Α/Γ. Οι αύζοντες αριθμοί αντιστοιχούν στα επίπεδα των τριών πρώτων σταθμών βάσης, ενώ ο τέταρτος σταθμός υπερκαλύπτει τη μέγιστη ζήτηση.

Η διάθεση ισχύος από τις Α/Γ μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο κατά τις περιπτώσεις όπου οι σταθμοί βάσης μπορούν να παράσχουν άμεσα, αν χρειαστεί, όλη τη στιγμιαία διατιθέμενη ισχύ των Α/Γ (εφεδρεία 100%). Όταν η εφεδρεία δεν επαρκεί, τότε οι ΑΠΕ αποκλείονται από την παραγωγή, ανεξάρτητα από την ύπαρξη ευνοϊκού αιολικού δυναμικού.

Ως αποτέλεσμα, ο στιγμιαίος συντελεστής διεξόδου της ισχύος δεν μπορεί να υπερβεί ποτέ το 25%, περιορίζοντας τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού. Η εικόνα αυτή είναι τυπική για το μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Η παρούσα μελέτη στοχεύει στην αύξηση του πραγματικού ενεργειακού συντελεστή διεξόδου ΑΠΕ, με αύξηση της στιγμιαίας συνεισφοράς από το ~25% που είναι σήμερα η μέγιστη αποδεκτή. Αυτό επιτυγχάνεται με αποθήκευση τμήματος της ενέργειας που παράγει η Α/Γ και διάθεσής της στο δίκτυο υπό σταθερή ισχύ από κυψέλη καυσίμου (ΚΚ), ανεξάρτητη των κλιματολογικών συνθηκών και του στιγμιαίου αιολικού δυναμικού. Επομένως, δεν απαιτεί την ύπαρξη εφεδρείας, οπότε ο συντελεστής διεξόδου αυξάνει σημαντικά.

Οι ΑΠΕ σταθμοί, που προτείνονται στην εργασία, θα ονομάζονται στο εξής «υβριδικοί» σταθμοί ΑΠΕ, όπου δηλαδή η Α/Γ συνδυάζεται με κλάδο ΚΚ για διάθεση σταθερής ισχύος στο δίκτυο.

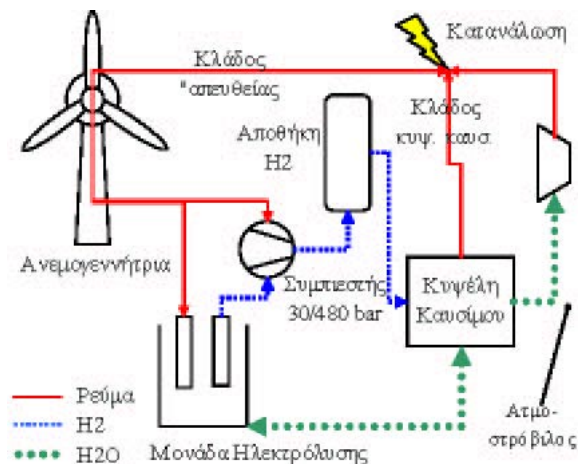


Σχήμα 1: Μέγιστη δυνατότητα αξιοποίησης σταθμών ΑΠΕ σε συνάρτηση με τους συμβατικούς σταθμούς στη διάρκεια του έτους.

Figure 1: Potential for maximum utilization of renewable energy production plants as a function of conventional ones over a year.

### 4. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Η σταθεροποίηση της αποδιδόμενης ισχύος επιτυγχάνεται με μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας της Α/Γ σε υδρογόνο (H2) και στη συνέχεια κατανάλωσή του για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η σχηματική παράσταση της μετατροπής δίδεται στο σχήμα 2. Η παραγωγή του H2 πραγματοποιείται σε μονάδα ηλεκτρόλυσης (H/Λ) και στη συνέχεια το αέριο H2 αποθηκεύεται σε δεξαμενές υπό υψηλή πίεση.



Σχήμα 2: Απλοποιημένη απεικόνιση μετατροπής και αποθήκευσης ενέργειας στο προτεινόμενο υβριδικό σύστημα.

Figure 2: Simplified schematic of the energy transformation and storage in the proposed hybrid system

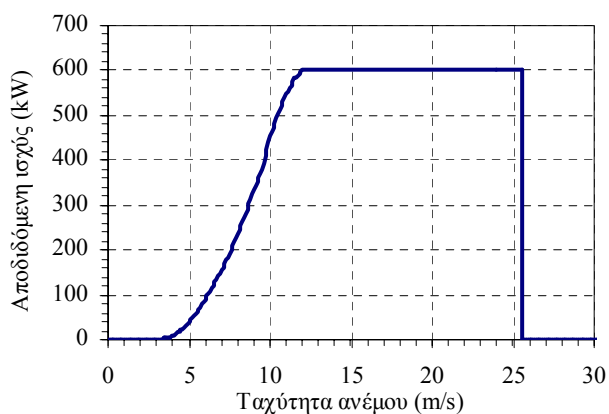
Ανάλογα με τη ζήτηση, το H<sub>2</sub> τροφοδοτεί συστοιχία ΚΚ, η οποία παράγει ηλεκτρική ενέργεια και τροφοδοτεί την κατανάλωση. Η ΚΚ παρέχει ηλεκτρική ενέργεια υπό σταθερή ισχύ, ανεξάρτητη των καιρικών συνθηκών και της λειτουργίας της ανεμογεννήτριας, που μπορεί να διατεθεί απρόσκοπτα στην αναμενόμενη κατανάλωση. Το σχήμα 2, επίσης, παρουσιάζει ως επιλογή την ταυτόχρονη παραγωγή ισχύος μέσω ατμοστρόβιλου (συμπααραγωγή), στην περίπτωση που η θερμοκρασία λειτουργίας της ΚΚ επιτρέπει την παραγωγή ατμού, ικανοποιητικού ενεργειακού περιεχομένου.

Το συνολικό σύστημα υποστηρίζεται από ηλεκτρολογικές συσκευές για την εξασφάλιση συμβατότητας με τις απαιτήσεις του δικτύου και σύστημα αυτοματισμού και ελέγχου για την ασφαλή λειτουργία των επιμέρους μονάδων. Τα κύρια στοιχεία της ηλεκτρολογικής διασύνδεσης είναι οι διαμορφωτές συχνότητας (inverter) στην έξοδο της Α/Γ και της ΚΚ για την τροφοδότηση του δικτύου και ο ανορθωτής στην είσοδο της μονάδας Η/Λ για την παροχή συνεχούς ρεύματος στην ηλεκτρόλυση.

## 5. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

Τα τεχνολογικά στοιχεία του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος μπορούν να επιλεγούν κατά περίπτωση, ανάλογα με το μέγεθος και τα ζητούμενα χαρακτηριστικά της εγκατάστασης. Ωστόσο, για την προσομοίωση της λειτουργίας και την εξαγωγή συμπερασμάτων καλούμαστε, στο πλαίσιο της συγκεκριμένης εργασίας και μόνο, να επιλέξουμε ενδεικτικές συσκευές, ώστε να προκύψει η δυνατότητα υλοποίησης της πρότασης.

### 5.1. Ανεμογεννήτρια (Α/Γ)



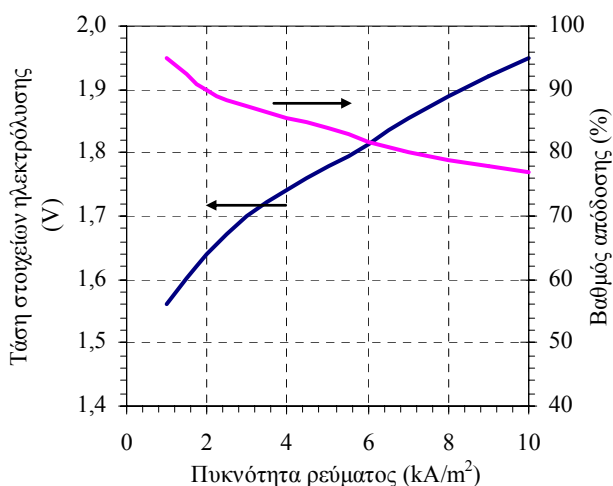
Σχήμα 3: Προφίλ αποδιδόμενης ισχύος της Α/Γ.  
Figure 3: Windturbine power output profile.

Επιλέγεται Α/Γ ονομαστικής ισχύος 600 kW οριζόντιου άξονα, τοποθετημένη σε ύψος 40 m. Για τον έλεγχο της ισχύος θεωρείται τύπος μεταβολής κλίσης των περυγίων

(pitch-control). Το προφίλ παραγωγής ισχύος από Α/Γ αυτού του τύπου, σε συνάρτηση με την ταχύτητα του ανέμου, παρουσιάζεται στο σχήμα 3. Ισχύς αποδίδεται για ταχύτητες ανέμου 4 – 26 m/s με την ονομαστική ισχύ να αποδίδεται πάνω από τα 12 m/s

### 5.2. Μονάδα ηλεκτρόλυσης

Από τις διαθέσιμες συσκευές ηλεκτρόλυσης, ο τύπος με τη χρήση αλκαλικού ηλεκτρολύτη υπό πίεση παρουσιάζεται ως η πλέον τεχνικά και ενεργειακά συμφέρουσα λύση [2]. Σε εμπορικές εφαρμογές της τεχνικής αυτής [3], η ηλεκτρόλυση πραγματοποιείται σε πίεση έως 30 bar, χρησιμοποιώντας διάλυμα ΚΟΗ ως ηλεκτρολύτη. Η υψηλή πίεση λειτουργίας εξασφαλίζει, επίσης, υψηλή πίεση παραγόμενου H<sub>2</sub> με μικρό ενεργειακό κόστος. Ο ενδεικτικός βαθμός απόδοσης της μετατροπής αυτής παρουσιάζεται στο σχήμα 4 που προέρχεται από πραγματικά στοιχεία λειτουργίας.



Σχήμα 4: Βαθμός απόδοσης της ηλεκτρόλυσης υπό πίεση 30 bar ως συνάρτηση της πυκνότητας ρεύματος στα ηλεκτρόδια.  
Figure 4: Electrolysis efficiency at 30 bar as a function of the current density at the electrodes.

### 5.3. Συμπίεση και αποθήκευση υδρογόνου

Η αποθήκευση του H<sub>2</sub> μπορεί να πραγματοποιηθεί με τρεις διαφορετικές μεθόδους: υπό πίεση, με υγροποίηση ή σε υδρίδια μετάλλου. Η τρίτη μέθοδος δε χρησιμοποιείται για αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων H<sub>2</sub> (δηλ. πάνω από μερικά κιλά), λόγω του υπερβολικού βάρους μετάλλου που συνεπάγεται. Σε σταθμούς τροφοδοσίας H<sub>2</sub> [4] εφαρμόζεται, τόσο η συμπίεση, όσο και η υγροποίηση για την αποθήκευση, ανάλογα με το μέγεθος της αποθήκης που ενδιαφέρει. Το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ [5] προτείνει αποθήκευση στα 480 bar, όπου ο ειδικός όγκος του H<sub>2</sub> είναι περίπου 40 l/kg. Αντίστοιχα, με υγροποίηση σε απόλυτη

θερμοκρασία 20 K, το H<sub>2</sub> καταλαμβάνει περίπου 15 l/kg. Επιλογή της συμπίεσης για αποθήκευση αυξάνει το κόστος της εγκατάστασης, αλλά πλεονεκτεί σε ενεργειακή κατανάλωση έναντι της υγροποίησης, διότι η συμπίεση του H<sub>2</sub> από 30 σε 480 bar απαιτεί περίπου 4 φορές μικρότερη ισχύ από την υγροποίηση στους 20 K [6]. Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας θεωρήθηκε αποκλειστικά αποθήκευση υπό πίεση. Ωστόσο, ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης, η υγροποίηση μπορεί να αποβεί συμφέρουσα για τη διατήρηση μεγάλων αποθεμάτων H<sub>2</sub> για μακρύ χρονικό διάστημα. Η επιλογή αυτή, ωστόσο, δεν εξετάζεται στο πλαίσιο της εργασίας, αλλά αναφέρεται ως εναλλακτική. Τέλος, η συμπίεση του H<sub>2</sub> μπορεί να πραγματοποιηθεί με συμπιεστές που διατίθενται στο εμπόριο. Ο ισεντροπικός βαθμός συμπίεσης των συμπιεστών αυτών βρίσκεται στην περιοχή του 65%.

#### 5.4. Μονάδα κυψέλης καυσίμου

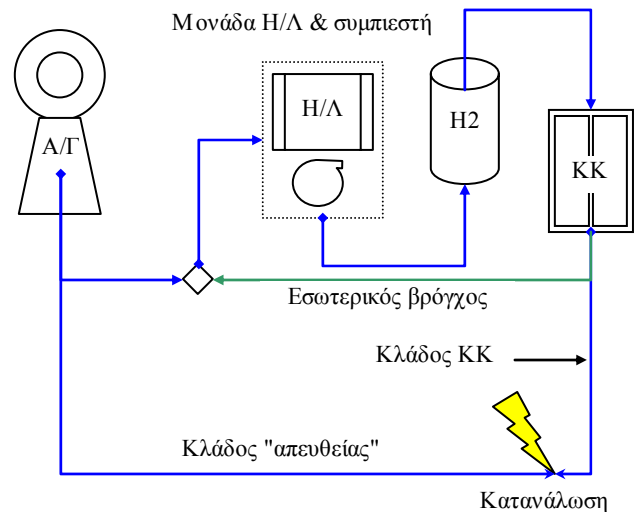
Η ανάπτυξη της περιοχής των κυψελών καυσίμου είναι σήμερα ραγδαία σε ένα ευρύ πεδίο εφαρμογών και μεγεθών που κυμαίνονται από μονάδες παραγωγής ισχύος της τάξης των μερικών MW έως και συσκευές τροφοδοσίας μικροηλεκτρονικών, μεγέθους μερικών mW [7]. Η λειτουργία των ΚΚ απαιτεί την παρουσία H<sub>2</sub> στην άνοδο, το οποίο διασπάται και παράγει ηλεκτρόνια, η ροή των οποίων παράγει την ηλεκτρική ισχύ και πρωτόνια, τα οποία μέσω ηλεκτρολύτη έρχονται σε επαφή με οξυγόνο και παράγουν νερό. Οι ΚΚ διακρίνονται ανάλογα με τον ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιούν. Για την περιοχή των δεκάδων έως εκατοντάδων kW που ενδιαφέρει στην κατεύθυνση της παρούσας μελέτης, οι διαθέσιμες συσκευές χρησιμοποιούν ως ηλεκτρολύτη μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων, τηγμένα ανθρακικά άλατα, είτε ανθρακικά οξέα. Οι συσκευές των δύο τελευταίων τύπων παρέχουν, επίσης, τη δυνατότητα συμπαραγωγής λόγω της υψηλής θερμοκρασίας λειτουργίας. Οι βαθμοί απόδοσης των συσκευών κυμαίνονται από 45% (με μεμβράνες ανταλλαγής πρωτονίων) έως 85% με συμπαραγωγή [7]. Για τις ανάγκες της εργασίας επιλέγεται ενδεικτικά τύπος κυψέλης καυσίμου τηγμένου ανθρακικού άλατος, η οποία διατίθεται σήμερα στο εμπόριο, με ένα μέσο ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης της τάξης του 65% με συμπαραγωγή [8]. Προφανώς, αυτό δεν αποκλείει τη χρήση άλλων συσκευών αντίστοιχων χαρακτηριστικών, σε συνάρτηση με το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά της κάθε εφαρμογής.

## 6. ΠΡΟΣΟΜΙΩΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

### 6.1. Αλγόριθμος

Για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος αναπτύχθηκε από την ομάδα εργασίας κατάλληλο λογισμικό

που χρησιμοποιείται για την εκλογή των μεγεθών των συσκευών ανάλογα με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας που επιλέγονται. Το λογισμικό στηρίζεται στο βρόγχο παραγωγής και διάθεσης ενέργειας (σχήμα 5), σύμφωνα με τον οποίο παρέχεται η δυνατότητα απευθείας διάθεσης ενέργειας από την Α/Γ στο δίκτυο (υπό μεταβλητή ισχύ) και μέσω του κλάδου ΚΚ (υπό σταθερή ισχύ). Επίσης, ένας εσωτερικός βρόγχος επιτρέπει τη συνεχή τροφοδότηση της μονάδας Η/Λ με ρεύμα, ακόμα και σε περιόδους νηνεμίας. Αυτό απαιτείται για διατήρηση του συστήματος σε λειτουργία «stand-by», έτσι ώστε να περιορίζονται τα μεταβατικά στάδια χαμηλής απόδοσης κατά την εκκίνηση της μονάδας Η/Λ.



Σχήμα 5: Βρόγχος παραγωγής και διάθεσης ενέργειας που χρησιμοποιείται στον αλγόριθμο προσομοίωσης λειτουργίας.

Figure 5: Energy production and transfer loop included in the algorithm for the operation simulation.

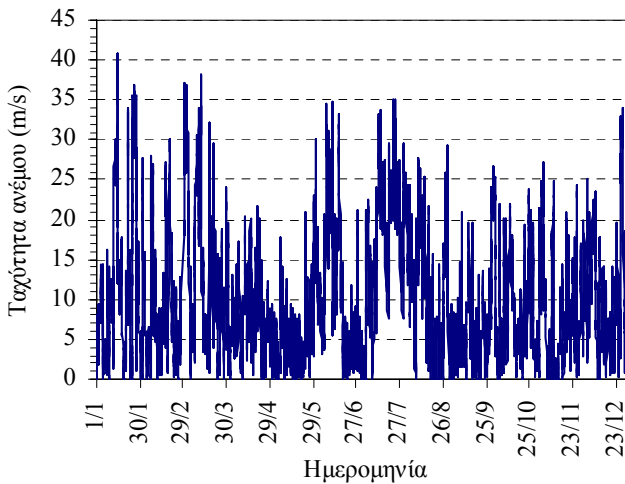
Ως δεδομένα εισόδου χρησιμοποιήθηκαν οι βαθμοί απόδοσης των συσκευών που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 5 και τα χαρακτηριστικά της Α/Γ των 600 kW. Επίσης, για τον εσωτερικό βρόγχο από την ΚΚ στη μονάδα Η/Λ θεωρείται βαθμός απόδοσης 90% για την ανόρθωση του εναλλασσόμενου ρεύματος. Η λειτουργία του συστήματος προσομοιώνεται με χρονική ανάλυση μίας ώρας για τη διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους, χρησιμοποιώντας το προφίλ ανέμου που παρουσιάζεται στο σχήμα 6. Το προφίλ αυτό μπορεί να θεωρηθεί αντιπροσωπευτικό ενός τυπικού αιολικού δυναμικού στην περιοχή του Αιγαίου. Συνολικά 22% του έτους εμφανίζονται διαστήματα νηνεμίας (ταχύτητα ανέμου <4 m/s) και 7,5% του χρόνου εμφανίζονται ταχύτητες άνω των 25 m/s. Το μέγιστο συνεχόμενο διάστημα νηνεμίας ανέρχεται σε 83 ώρες, ενώ η μέση ταχύτητα ανέμου στη διάρκεια του έτους προκύπτει 11 m/s.

Ενδεικτικά, αναφέρεται ότι η μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου στα Δωδεκάνησα ανέρχεται σε 5-15 m/s [9]. Το προφίλ που επιλέχθηκε προέρχεται από ετήσια παρατήρηση του αιολικού δυναμικού στην περιοχή της Εύβοιας από την ομάδα εργασίας.

### 6.2. Αξιολόγηση συστήματος

Επιλέγοντας το μέγεθος της ΚΚ, ο αλγόριθμος υπολογίζει τα μεγέθη της μονάδας Η/Λ, του συμπιεστή και της αποθήκης Η<sub>2</sub>, λαμβάνοντας υπόψη τους ακόλουθους περιορισμούς:

- Η ΚΚ αποδίδει ενέργεια υπό σταθερή ισχύ.
- Η διάθεση ισχύος στο δίκτυο είναι συνεχής, χωρίς διακοπές στη διάρκεια του έτους.
- Το τελικό απόθεμα Η<sub>2</sub> στις αποθήκες συμπίπτει εντός ±10% με το αρχικό.



Σχήμα 6: Προφίλ ανέμου για την προσομοίωση λειτουργίας.  
Figure 6: Wind profile used for the simulation of the system.

Μετά την επιλογή των συσκευών, ο κώδικας υπολογίζει τις ροές ισχύος από και προς την κάθε συσκευή, καθώς και προς το δίκτυο. Για την αξιολόγηση της συμπεριφοράς του συστήματος σε κάθε περίπτωση χρησιμοποιούμε δύο κριτήρια.

Το πρώτο κριτήριο αναφέρεται στην ευστάθεια του δικτύου και εκφράζει το ρυθμό διακύμανσης της συνολικής ισχύος που διατίθεται από τον κλάδο ΚΚ και απευθείας από την Α/Γ.

Μαθηματικά, το κριτήριο αυτό μπορεί να ποσοτικοποιηθεί με το λόγο της τυπικής απόκλισης της διατιθέμενης ισχύος, προς την ονομαστική ισχύ της Α/Γ:

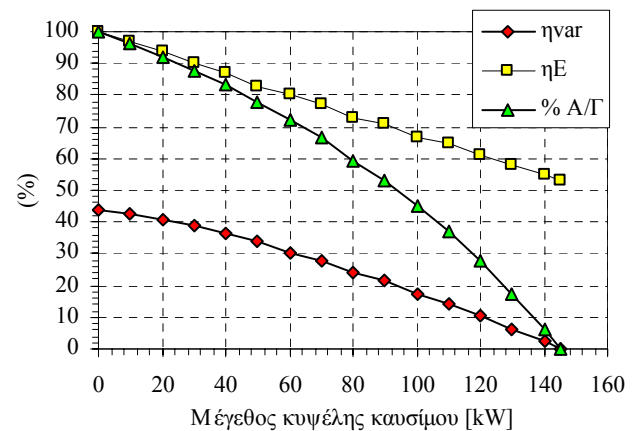
$$\eta_{var} = \frac{S_{Pout}}{P_{A/\Gamma}} = \frac{\sqrt{\frac{n \sum P_{out,i}^2 - (\sum P_{out,i})^2}{n(n-1)}}}{P_{A/\Gamma}} \quad (5.1)$$

Το δεύτερο κριτήριο αξιολόγησης είναι ο λόγος της ενέργειας που τελικά διατίθεται ως προς την ενέργεια που παράγει η Α/Γ. Μαθηματικά, το κριτήριο αυτό μπορεί να αποδοθεί με το μέγεθος  $\eta_E$ :

$$\eta_E = \frac{E_{out}}{E_{A/\Gamma}} = \frac{E_{KKK} + E_A}{E_{A/\Gamma}} = \frac{\int P_{KKK} dn + \int \left( P_{A/\Gamma} - \frac{P_{KKK}}{\eta_{KKK}} \right) dn}{\int P_{A/\Gamma} dn} \quad (5.2)$$

Προφανώς, θα επιθυμούσαμε μεγιστοποίηση του  $\eta_E$  με ελαχιστοποίηση του  $\eta_{var}$ , όμως αυτό δεν είναι δυνατόν, αφού και τα δύο μεγέθη μειώνονται με αύξηση της ονομαστικής ισχύος της ΚΚ.

Με τη βοήθεια του αλγορίθμου υπολογίζονται τα μεγέθη  $\eta_E$ ,  $\eta_{var}$  σε συνάρτηση του μεγέθους της ΚΚ (σχήμα 7). Επίσης, υπολογίζεται το ποσοστό συνεισφοράς της Α/Γ στη συνολική ενέργεια που διατίθεται στο δίκτυο (“%Α/Γ”). Μηδενικό μέγεθος ΚΚ αντιστοιχεί σε εγκατάσταση απλής Α/Γ, όπου το σύνολο της ισχύος διατίθεται στο δίκτυο με τη μέγιστη διακύμανση, η τυπική απόκλιση της οποίας αγγίζει το 45% της ονομαστικής ισχύος της Α/Γ. Στο αντίθετο άκρο, η μέγιστη σταθεροποίηση ισχύος επιτυγχάνεται με παροχή όλης της ισχύος της Α/Γ μέσω του κλάδου ΚΚ, οπότε διατίθεται στο δίκτυο ενέργεια με μηδενική διακύμανση ισχύος. Η μέγιστη σταθερή ισχύς που μπορούμε να επιτύχουμε για την περίπτωση αυτή, ικανοποιώντας τους περιορισμούς που αναφέρθηκαν προηγουμένως, είναι 145 kW. Με τον τρόπο αυτό διατίθεται τελικά στο δίκτυο περίπου το 50% της ενέργειας που παράγει η Α/Γ.



Σχήμα 7: Χαρακτηριστικά λειτουργίας ως συνάρτηση της ΚΚ.  
Figure 7: Operation characteristics as a function of fuel cell size.

Ενδιάμεσα των δύο αυτών ορίων μπορούμε να επιτύχουμε οποιοδήποτε συνδυασμό διάθεσης ισχύος με μεταβλητή ή σταθερή ισχύ με κατάλληλη ρύθμιση του επιπέδου απόδοσης ισχύος της ΚΚ.

Ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης προκύπτει ότι το υβριδικό αυτό σύστημα έχει τη δυνατότητα απόδοσης στο δίκτυο σταθερής ισχύος μέγιστου μεγέθους ίσο με περίπου το 25% της ονομαστικής ισχύος της Α/Γ.

Η απόδοση αυτή πραγματοποιείται χωρίς διακοπή στη διάρκεια του έτους. Επιπλέον, το τμήμα της ενέργειας που διατίθεται υπό σταθερή ισχύ μπορεί να θεωρηθεί ως σταθμός βάσης και επομένως δεν εμπίπτει στους περιορισμούς της ενότητας 2. Επομένως, η εγκατάσταση υβριδικών μονά-



δων Α/Γ μπορεί να υποκαταστήσει πλήρως σταθμούς βάσης, παρέχοντας ικανά αποθέματα ενέργειας για την εξασφάλιση, τόσο της κατανάλωσης, όσο και των κριτηρίων ευστάθειας του δικτύου. Η εκτίμηση της δυνατότητας αυτής παρουσιάζεται στην ενότητα 8.

### 6.3. Χαρακτηριστικά λειτουργίας

Για την αποσαφήνιση της λειτουργίας του υβριδικού συστήματος παρουσιάζεται, στη συνέχεια, ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα λειτουργίας που αντιστοιχεί σε μέγεθος ΚΚ στην περιοχή των 100 kW. Σύμφωνα με το σχήμα 7, με την επιλογή αυτή εξασφαλίζουμε ότι περίπου 50% της συνολικής ενέργειας διατίθεται απευθείας από την Α/Γ και το υπόλοιπο 50% υπό σταθερή ισχύ από τον κλάδο ΚΚ. Έτσι, η διακύμανση της συνολικά αποδιδόμενης ισχύος ( $\eta_{\text{var}}$ ) δεν υπερβαίνει το 20%. Επίσης, ο κλάδος ΚΚ εμφανίζει βαθμό απόδοσης ( $\eta_{\text{KKK}}$ ) 52,5%, που ορίζεται ως ο λόγος της ενέργειας που διατέθηκε στο δίκτυο από την ΚΚ προς την ενέργεια της Α/Γ που καταναλώθηκε στον κλάδο αυτό.

Για το παράδειγμα αυτό προκύπτει μέγεθος μονάδας ηλεκτρολύσης ίσο με 400 kW, συμπιεστής μεγέθους 15 Kw, ενώ η χωρητικότητα των δεξαμενών Η<sub>2</sub> υπολογίζεται κατ'ελάχιστο 2200 kg. Η διακύμανση του αποθέματος στη διάρκεια του έτους παρουσιάζεται στο σχήμα 8, όπου τα όρια 5% και 95% για τη διακύμανση του αποθέματος καθορίζονται για λόγους ασφάλειας της αποθήκης. Το ελάχιστο απόθεμα εμφανίζεται την περίοδο Μαΐου-Ιουνίου, όπου αντίστοιχα μειώνονται τα μέσα επίπεδα ανέμου.

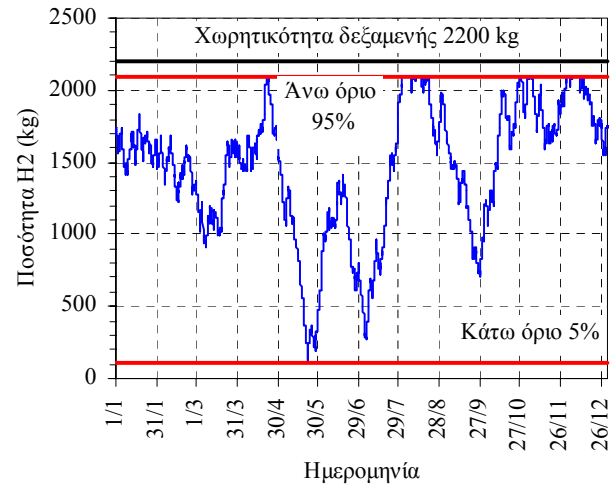
Αντίστοιχα, η διάθεση ισχύος στο δίκτυο παρουσιάζεται στο σχήμα 9. Προκύπτει ότι η διατιθέμενη ισχύς δε μειώνεται ποτέ κάτω από 100 kW στη διάρκεια του έτους. Η διακύμανση στην περιοχή των 100-200 kW προέρχεται από τη διάθεση ισχύος απευθείας από την Α/Γ. Τέλος, οι αιχμές που υπερβαίνουν τα 600 kW εμφανίζονται όταν οι δεξαμενές Η<sub>2</sub> είναι πλήρως γεμάτες, οπότε το σύνολο της ισχύος της Α/Γ διατίθεται πλέον απευθείας στο δίκτυο. Οι αιχμές είναι δυνατόν να αποφευχθούν, είτε με αύξηση του μεγέθους των δεξαμενών, είτε διακόπτοντας τη λειτουργία της Α/Γ.

## 7. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

Τα στοιχεία κόστους των συσκευών που επιλέγονται δεν μπορούν να εκτιμηθούν με ακρίβεια, καθώς, ειδικά σε ό,τι αφορά στην εξέλιξη των μονάδων Η/Λ και ΚΚ, η τεχνολογική εξέλιξη είναι ραγδαία και τόσο τα χαρακτηριστικά λειτουργίας, όσο και τα οικονομικά στοιχεία μεταβάλλονται τάχιστα.

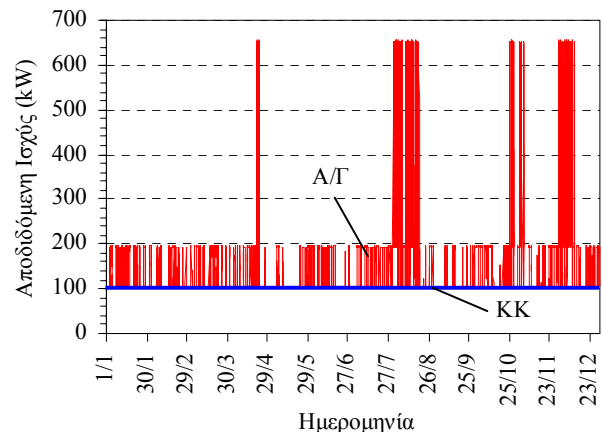
Ωστόσο, επιχειρείται μια ενδεικτική οικονομική αποτίμηση της επένδυσης, θεωρώντας τα τρέχοντα (έτος

2003) και τα αναμενόμενα κόστη (εντός πενταετίας) των συσκευών.



Σχήμα 8: Διακύμανση του αποθέματος Η<sub>2</sub> στη διάρκεια του έτους σύμφωνα με το παράδειγμα της ενότητας 6.3.

Figure 8: H<sub>2</sub> reserve variance over a year, according to the example of section 6.3.



Σχήμα 9: Συνολική παροχή ισχύος στη διάρκεια του έτους.

Figure 9: Total power availability over a year.

Ο πίνακας 1 συνοψίζει τις δαπάνες που συνεπάγεται η ολοκλήρωση μιας τέτοιας εγκατάστασης, με αναφορά το παράδειγμα που αναφέρθηκε στην ενότητα 6.3. Τα κόστη των συσκευών έχουν προκύψει με απευθείας επικοινωνία με τους προμηθευτές τους, ενώ τα πάγια έξοδα με κατάλληλες εκτιμήσεις. Οι δαπάνες αυτές θα πρέπει να συγκριθούν με το κόστος ανέγερσης και εγκατάστασης Α/Γ ισχύος 600 kW που εκτιμάται σήμερα σε 750 κ€.

Στις δαπάνες αυτές θα πρέπει, επιπλέον, να συμπεριληφθεί το κόστος συντήρησης των συσκευών. Θεωρούμε κόστος συντήρησης ίσο με το 50% της αξίας των ΚΚ και της μονάδας Η/Λ και 10% της αξίας του συμπιεστή ανά πενταετία.

Επίσης, θεωρήθηκε κόστος συντήρησης 15 κ€ ανά χρόνο μετά την πρώτη πενταετία για την Α/Γ.

Πίνακας 1: Δαπάνες αγοράς εξοπλισμού και εγκατάστασης.  
Table 1: Expenses for procurement and installation.

Δαπάνη	Μέγεθος	Εκτιμώμενο κόστος σήμερα	Αναμενόμενο κόστος
Α/Γ	600 kW	1100 €/kW	967 €/kW
Μονάδα Η/Λ	400 kW	1500 €/kW	400 €/kW
Συμπιεστής	15 kW	2400 €/kW	2400 €/kW
Αποθήκες Η2	2200 kg	330 €/kg	330 €/kg
Μονάδα ΚΚ	200 kW	2000 €/kW	1500 €/kW
Δίκτυο Η2	-	40 000 €	40 000 €
Ηλεκ. εξοπλισμός	-	100 000 €	80 000 €
Ανέγερση Α/Γ	-	50 000 €	50 000 €
Εγκαταστάσεις	-	50 000 €	50 000 €
Μελέτη και επίβλεψη	-	480 000 €	280 000 €
Απρόβλεπτα	-	60 000 €	60 000 €
Συνολικό κόστος	-	3,2 Μ€	2,4 Μ€

Οι εισροές προέρχονται από την απευθείας διάθεση ενέργειας και από τη διάθεση ενέργειας μέσω του κλάδου ΚΚ. Προφανώς, δεν μπορεί να επιτευχθεί κερδοφορία για μια τέτοια υβριδική εγκατάσταση με τη σημερινή τιμολόγηση ενέργειας από συμβατικές εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Είναι σωστό, ωστόσο, η αποτίμηση της μονάδας ενέργειας για τη διάθεση ισχύος απευθείας από την Α/Γ να ακολουθεί τη σημερινή πολιτική τιμολόγησης (0,07779 €/kWh). Η ενέργεια που διατίθεται από τον κλάδο ΚΚ θα πρέπει όμως να τιμολογηθεί διαφορετικά, αφού μπορεί να υποκαταστήσει πλήρως συμβατικές μονάδες βάσης.

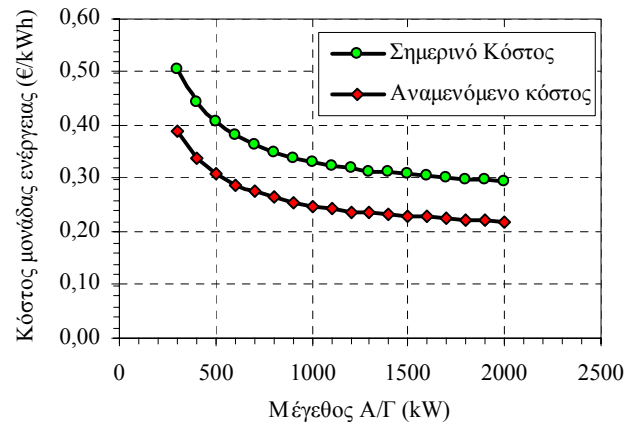
Η εκτίμηση της ελάχιστης τιμής διάθεσης της ενέργειας από τον κλάδο ΚΚ πραγματοποιείται διαμορφώνοντας τη χρηματοροπή της επένδυσης, θεωρώντας ορίζοντα 15 ετών και ελάχιστο εσωτερικό επιτόκιο απόδοσης 7,43 %. Σύμφωνα με τους περιορισμούς αυτούς, η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης εξασφαλίζεται με ελάχιστη τιμολόγηση της μονάδας διατιθέμενης ενέργειας από τον κλάδο ΚΚ, όπως παρουσιάζει το σχήμα 10.

Η τιμολόγηση, που παρουσιάζεται στο σχήμα 10, μεταβάλλεται ανάλογα με την επιλογή ποσοστού διάθεσης ενέργειας από τον κλάδο ΚΚ και απευθείας.

Σε κάθε περίπτωση, η επιθυμητή τιμολόγηση βρίσκεται εντός του εύρους κοστολόγησης της μονάδας ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς στο μη συνδεδεμένο νησιωτικό δίκτυο.

Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ για το έτος 2000 [1], το κόστος παραγωγής από συμβατικούς σταθμούς στο μη συνδεδεμένο δίκτυο κυμάνθηκε μεταξύ 0,1 €/kWh (Σύρος) έως 1,3 €/kWh (Αντικύθηρα).

Προκύπτει δηλαδή ότι σε οριακές περιπτώσεις, η αντικατάσταση σταθμών βάσης από υβριδικά συστήματα ΑΠΕ μπορεί να αποβεί ακόμα και σήμερα οικονομικά συμφέρουσα, επιπλέον των πλεονεκτημάτων αυτονομίας, αυτοτέλειας και περιβαλλοντικής προστασίας που συνεπάγεται.



Σχήμα 10: Ελάχιστη τιμολόγηση της μονάδας ενέργειας από τον κλάδο ΚΚ για εξασφάλιση της βιωσιμότητας της επένδυσης. Υπόθεση διάθεσης ενέργειας 50% από ΚΚ και 50% απευθείας.

Figure 10: Minimum pricing for the unit of energy produced by the fuel cell branch to achieve economic viability. Assumption of 50% fuel cell and 50% wind turbine direct energy production.

## 8. ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Η ανάλυση στις προηγούμενες ενότητες απέδειξε ότι η εγκατάσταση υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ είναι δυνατή ακόμα και σε κορεσμένα από Α/Γ δίκτυα, καθώς, με κατάλληλη επιλογή των μεγεθών των συσκευών, η εγκατάσταση ενός υβριδικού συστήματος μπορεί να μην επηρεάσει το συντελεστή διείδυσης Α/Γ στο δίκτυο. Ένα τέτοιο υβριδικό σύστημα, η εγκατάσταση του οποίου σε υπάρχον δίκτυο δε μεταβάλλει το βαθμό διείδυσης ΑΠΕ θα καλείται «ουδέτερο».

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται γενικευμένες σχέσεις, που μπορούν να εφαρμοσθούν για την επιλογή μεγεθών υβριδικού συστήματος σε υπάρχον δίκτυο, που αποτελείται από συμβατικούς σταθμούς βάσης και συμβατικές Α/Γ.

### 8.1. Επαύξηση των σταθμών βάσης δικτύου για την αντιμετώπιση επερχόμενης ζήτησης

Έστω υπάρχον δίκτυο, το οποίο αποτελείται από σταθμούς βάσης ισχύος  $P_B$  και συμβατικές Α/Γ ονομαστικής ισχύος  $P_{A/G}$ . Ο πραγματικός βαθμός διείδυσης Α/Γ στο δίκτυο αυτό μπορεί να οριστεί ως:

$$\sigma = \frac{P_{A/G}}{P_B} \quad (8.1)$$

Στο δίκτυο αυτό επιθυμούμε να εγκαταστήσουμε νέες μονάδες υβριδικών Α/Γ για να καλύψουμε την επερχόμενη

αύξηση της κατανάλωσης, χωρίς όμως να μεταβάλλουμε τον πραγματικό βαθμό διείσδυσης.

Θεωρούμε ότι οι μονάδες αυτές έχουν ονομαστική ισχύ  $P_{AN}$ , η οποία προκύπτει με άθροιση των επιμέρους τμημάτων ισχύος, «απευθείας στο δίκτυο»  $P_A$  και «κλάδου κυψέλης καυσίμου»  $P_{KK}$  που λειτουργεί με ενεργειακό βαθμό απόδοσης  $\eta_{KKK}$ . Ισχύει δηλαδή:

$$P_{AN} = P_A + \frac{P_{KK}}{\eta_{KKK}} \quad (8.2)$$

Επίσης, ορίζονται τα ακόλουθα αδιάστατα μεγέθη:

- Συντελεστής ισχύος κυψελών καυσίμου:

$$\lambda = \frac{P_{KK}}{P_B} \quad (8.3)$$

- Συντελεστής επαύξησης ανεμογεννητριών δικτύου:

$$\varepsilon = \frac{P_{AN}}{P_{A/\Gamma}} \quad (8.4)$$

Μπορεί να αποδειχθεί ότι η υβριδική μονάδα που θα τοποθετηθεί στο δίκτυο δε διαφοροποιεί τον υπάρχοντα συντελεστή διείσδυσης – δηλαδή είναι ουδέτερη – μόνο και μόνο τότε αν ισχύει η εξίσωση:

$$\sigma(\varepsilon - \lambda) = \frac{\lambda}{\eta_{KKK}} \quad (8.5)$$

Η χρήση αυτής της σχέσης ουσιαστικά καθορίζει τα μεγέθη της Α/Γ και της ΚΚ, αφού είναι γενικά γνωστά τα  $\sigma$  και  $\eta_{KKK}$ .

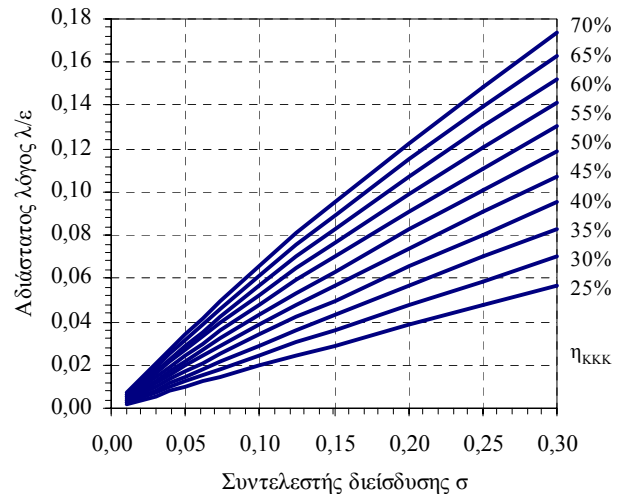
Για τη διευκόλυνση επιλογής των μεγεθών  $\lambda$  και  $\varepsilon$  (ισχύς ΚΚ και νέων Α/Γ αντίστοιχα), παρατίθεται το σχήμα 11 όπου σχεδιάζεται ο λόγος  $\lambda / \varepsilon$  σε συνάρτηση του τρέχοντος συντελεστή διείσδυσης του δικτύου και με παράμετρο το βαθμό απόδοσης του κλάδου κυψέλης καυσίμου, με επίλυση της σχέσης 8.5.

## 8.2. Αντικατάσταση σταθμών βάσης με υβριδικές μονάδες ΑΠΕ

Η εναλλακτική περίπτωση της προηγούμενης είναι να επιθυμούμε αφαίρεση σταθμών βάσης από το δίκτυο με αντικατάστασή τους από υβριδικούς σταθμούς Α/Γ. Η περίπτωση αυτή μπορεί να εμφανιστεί όταν απαιτείται π.χ. αντικατάσταση πεπαλαιωμένων ή προβληματικών σταθμών βάσης.

Στην περίπτωση αυτή, η νέα υβριδική εγκατάσταση Α/Γ δεν μπορεί να χαρακτηριστεί ουδέτερη, αφού η αφαίρεση σταθμού βάσης και η τοποθέτηση τμήματος Α/Γ «απευθείας δίκτυο» θα οδηγήσει υποχρεωτικά σε αύξηση του συντελεστή διείσδυσης.

Είναι όμως δυνατόν να εκτιμηθεί η μέγιστη δυνατότητα αντικατάστασης σταθμού βάσης, θέτοντας έναν κρίσιμο συντελεστή διείσδυσης  $\sigma_{max}$ . Σύμφωνα με τα ειωθότα, η τιμή αυτή κυμαίνεται στην περιοχή 25-30%.



Σχήμα 11: Επιλογή μεγέθους ΚΚ και Α/Γ για την εγκατάσταση ουδέτερης υβριδικής μονάδας ΑΠΕ σε δίκτυο με υφιστάμενο συντελεστή διείσδυσης  $\sigma$ .

Figure 11: Selection of fuel cell and wind turbine size for the installation of a neutral hybrid renewable energy unit in a grid with existing penetration rate  $\sigma$ .

Η μέγιστη δυνατότητα αντικατάστασης σταθμών βάσης καθορίζεται με ικανοποίηση της ανισότητας:

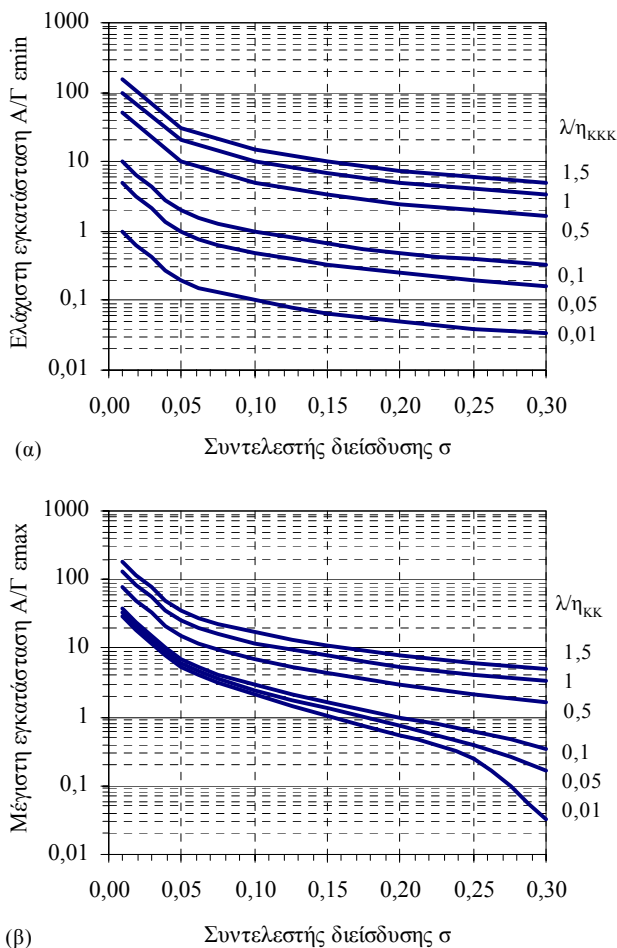
$$\frac{\lambda}{\eta_{KKK} \sigma} \leq \varepsilon \leq \frac{\sigma_{max}}{\sigma} - 1 + \frac{\lambda}{\eta_{KKK} \sigma} \quad (8.6)$$

Από τη σχέση αυτή υπολογίζεται το περιθώριο προσαύξησης ισχύος Α/Γ  $\varepsilon$ , επιλέγοντας τιμή αντικατάστασης σταθμών βάσης  $\lambda$ . Η ελάχιστη τιμή  $\varepsilon$  προσδιορίζεται, θεωρώντας ότι δε διατίθεται ισχύς από την Α/Γ απευθείας στο δίκτυο, δηλαδή ότι όλη η ενέργεια παρέχεται μέσω της ΚΚ, ενώ η μέγιστη τιμή  $\varepsilon$  προσδιορίζεται έτσι ώστε να μην υπερβούμε το όριο  $\sigma_{max}$ .

Το σχήμα 12α εμφανίζει σχηματικά την αριστερή ανισότητα της σχέσης 8.6 για επιλογή ελάχιστης ισχύος Α/Γ σε συνάρτηση με το συντελεστή διείσδυσης  $\sigma$ , το ποσοστό αντικατάστασης σταθμών βάσης  $\lambda$  και το βαθμό απόδοσης του κλάδου ΚΚ  $\eta_{KKK}$ .

Αντίστοιχα, το σχήμα 12β εμφανίζει τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να τοποθετηθεί έτσι ώστε να μην υπερβούμε το συντελεστή διείσδυσης  $\sigma_{max}$  30%, ξεκινώντας από δεδομένη διείσδυση  $\sigma$ .





Σχήμα 12: Ελάχιστη (α) και μέγιστη (β) δυνατότητα εγκατάστασης νέων Α/Γ για την αντικατάσταση συμβατικών σταθμών βάσης από μονάδες ΚΚ, θεωρώντας αρχικό συντελεστή διείσδυσης  $\sigma$  και μέγιστο ανεκτό βαθμό διείσδυσης στο δίκτυο 30%.

Figure 12: Minimum (a) and maximum (b) potential of wind turbine installation for the replacement of conventional power stations with fuel cells, assuming an existing penetration rate  $\sigma$  and maximum permissible penetration rate of 30%.

## 9. ΣΥΝΟΨΗ-ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η παρούσα εργασία παρουσίασε τη δυνατότητα εγκατάστασης υβριδικής μονάδας ανεμογεννήτριας, η οποία αποσκοπεί στην αύξηση της παρεχόμενης ενέργειας προς το δίκτυο (διείσδυση). Η υβριδική εγκατάσταση παρέχει τη δυνατότητα διάθεσης σταθερής ισχύος, σε αντίθεση με την εγκατάσταση συμβατικής Α/Γ, όπου η δυνατότητα διάθεσης ενέργειας εξαρτάται από τα στιγμιαία ανεμολογικά χαρακτηριστικά. Ως αποτέλεσμα, η υβριδική εγκατάσταση πρέπει να θεωρείται ως σταθμός βάσης κατά το τμήμα σταθερής διάθεσης ισχύος και μπορεί να ενταχθεί αποτελεσμα-

τικά σε υπάρχον δίκτυο συμβατικών σταθμών. Παρέχεται, έτσι, η δυνατότητα υποκατάστασης των σταθμών βάσης με μονάδες περιβαλλοντικά απόλυτα καθαρής και ανανεώσιμης ενέργειας, χωρίς τους περιορισμούς που επιβάλλονται σήμερα στις συμβατικές μονάδες Α/Γ.

Με βάση την ελληνική πραγματικότητα στο μη διασυνδεδεμένο νησιωτικό δίκτυο και τα τεχνολογικά και οικονομικά στοιχεία που αφορούν την προτεινόμενη εγκατάσταση, η παρούσα εργασία απέδειξε ότι:

1. Είναι δυνατή ακόμα και η πλήρης αντικατάσταση των συμβατικών σταθμών βάσης από υβριδικές, ουδέτερες μονάδες Α/Γ, στις οποίες η αναλογία διάθεσης μεταβλητής / σταθερής ισχύος πληροί τις προδιαγραφές που τίθενται σήμερα για τα συμβατικά δίκτυα. Η δυνατότητα αυτή είναι ιδιαίτερα επιθυμητή περιβαλλοντικά και ενεργειακά, αφού εξασφαλίζει πλήρη ενεργειακή αυτονομία της νήσου και ελαχιστοποιεί τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις.
2. Η τεχνολογία που διατίθεται σήμερα επαρκεί ήδη για τη σύνδεση συμβατικών Α/Γ με μονάδες ηλεκτρόλυσης, ενδιάμεσης αποθήκευσης υδρογόνου και κυψέλης καυσίμου για την εγκατάσταση υβριδικών εγκαταστάσεων Α/Γ, ενώ και οι εξελίξεις στην περιοχή είναι τάχιστες. Οι ίδιες εξελίξεις αναμένεται να διαμορφώσουν ακόμα πιο ευνοϊκή εικόνα για την εγκατάσταση υβριδικών μονάδων ΑΠΕ στο σύντομο μέλλον.
3. Η οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης δείχνει ότι μια τέτοια εγκατάσταση μπορεί να είναι ακόμα και σήμερα οικονομικά συμφέρουσα, ειδικά συγκρινόμενη με το υψηλό κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας σε νησιά με μικρή ζήτηση. Ταυτόχρονα με τις τεχνολογικές εξελίξεις, αναμένεται επίσης σημαντική μείωση του κόστους των συσκευών στο άμεσο μέλλον που θα συμπίπτει περαιτέρω τη συνολική δαπάνη επένδυσης.

## 10. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. ΔΕΗ, 2003. Παρουσίαση διαχείρισης σταθμών ΑΠΕ στα Δωδεκάνησα, Παρουσίαση στο Εργαστήριο Εφαρμοσμένης Θερμοδυναμικής, Α.Π.Θ.
2. Ulleberg, O., 2003. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach, **International Journal of Hydrogen Energy**, Vol. 25, pp. 21-33.
3. Brand, R., 2002. Vorort-Erzeugung von H2 mit Electrolyse: Wass kann, muss verbessert werden? **Deutscher Wasserstoff-Energietaq 2002**, 12-14 Νοεμβρίου, Έσεν, Γερμανία.
4. Maurer, W., Balzer, F. 2002. Air Liquide: Wasserstoff – Transport, Speicherung, Sicherheit. **Deutscher Wasserstoff-Energietaq 2002**, 12-14 Νοεμβρίου, Έσεν, Γερμανία.
5. Myers, B.D., Ariff, D.G., James, D.B., Lettow, S.L., Thomas, C.E., Kuhn, C.R., 2002. Cost and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Fueling Appliances, Task 2 report, April 2002, The Hydrogen Performance Office, Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy, p.129.
6. Rau S, 2002. Wasserstoffspeicherung – Technologien, Sicherheit, Kosten, Anwendungen, **Deutscher Wasserstoff-Energietaq 2002**, 12-14 Νοεμβρίου, Έσεν, Γερμανία.
7. Breakthrough Technologies Institute, 2003. Fuel cells 2000 -

The on-line fuel cell information center. Ηλεκτρονική διεύθυνση <http://www.fuelcells.org>.

8. MTU-Friedrichshafen GmbH, 2003. MTU-Hot Module Data Sheet. Ηλεκτρονική διεύθυνση <http://www.mtu-online.com>.

9. ALTENER, 2001. Sustainable energy project for the economic development of remote and isolated island communities. Executive Summary and Final Report, Laboratory of Heat Transfer and Environmental Engineering, Aristotle University Thessaloniki.

---

**Λεωνίδας Ντζιαχρήστος**

Δρ Μηχανολόγος Μηχανικός (Α.Π.Θ.), Εργαστήριο Εφαρμοσμένης Θερμοδυναμικής, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Τ.Θ. 458, 541 24 Θεσσαλονίκη.

**Ζήσης Σαμαράς**

Καθηγητής Α.Π.Θ., Διευθυντής Εργαστηρίου Εφαρμοσμένης Θερμοδυναμικής, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Τ.Θ. 458, 541 24 Θεσσαλονίκη.

**Κωνσταντίνος Πάττας**

Ομότιμος Καθηγητής Α.Π.Θ.

Extended Summary

# Potential for the Use of Renewable Energy Sources as Exclusive Electrical Power Providers in the Non-Interconnected Greek Grid

**LEONIDAS NTZIACHRISTOS**

Dr. Mechanical Engineer

**ZISSIS SAMARAS**

Professor A.U.Th

**KONSTANTINOS PATTAS**

Professor A.U.Th

## Abstract

*The current paper presents a study of coupling a wind turbine with a fuel cell to improve the utilization of wind power in the non-interconnected Greek archipelago grid. This hybrid system makes possible the storage of energy produced by the wind turbine and its supply for consumption under constant power, which can be absorbed by the grid of each island. The study presents the technology of the system and simulates its operation over a year using specially developed software and true wind speed input data. In this way, the energy availability to the grid can be estimated. Additionally, simplified methods for an initial investment evaluation are proposed which may be used to evaluate the substitution or even total replacement of conventional power generation stations with hybrid wind turbine and fuel cell systems. Finally the feasibility and economic viability of such an investment are analyzed.*

## 1. INTRODUCTION

Wind power is provided freely and constitutes a renewable energy source (RES). However, its use is associated with significant fluctuations in its availability according to weather conditions. As a result, power generation does not coincide with power consumption and, consequently, it is interrupted not only during calm spells but also during low demand conditions. The current study proposes a significant stabilization of wind power generation by storing part of the energy produced. This energy can be subsequently provided at low speed or under high demand conditions.

## 2. PROBLEM CLARIFICATION AND RESOLUTION

In order to preserve the robustness of small electrical grids on the islands, wind power generation is only allowed

when conventional power stations (diesel engines and steam turbines) can totally backup the power produced by the wind. This is a typical safety measure to avoid black-out conditions during abrupt dips in wind power generation. Figure 1 provides an example of maximum utilization of wind power stations on a typical Greek island, in accordance with this policy. There are four conventional stations on the island (indexed on the figure) which need to backup power from RES, while working at between 70% and 100% of their nominal power output to preserve high efficiency and low emission levels. For this reason the share of wind power cannot exceed 25% of total power production, regardless of wind speed.

In order to increase the exploitation of wind energy the current study proposes the storage of part of the energy produced by the wind turbine (WT) by producing hydrogen (H<sub>2</sub>) in an electrolyser (EL). H<sub>2</sub> is then consumed by a fuel cell (FC), which provides constant power to the electrical grid without interruptions over the year. We name such a combination of WT and FC a “hybrid” system.

## 3. SYSTEM DESCRIPTION & TECHNOLOGY

Figure 2 presents a simplified schematic of the system layout. The characteristics of the devices implemented may be decided depending on the size and the specifications of each installation. However, in order to simulate the operation of the system and estimate its performance we have selected devices which are available today. A WT of 600 kW is considered and its wind-dependent power output profile is shown in Figure 3. The EL uses alkaline electrolyte under pressure, which provides optimum efficiency [2] shown in Figure 4, based on its actual operation [3]. Pressure vessels

are considered for H2 storage at 480 bar, according to proposals in the literature [4, 5]. Liquid H2 storage at low temperature may also be a feasible solution but it is not considered at this stage, due to its higher energy consumption [6]. The H2 produced is further compressed to 480 bar with compressor of 65% isentropic efficiency.

FCs are developed and manufactured today in a large range of sizes and specifications [7]. For applications of decades or hundreds of kW, such as the ones considered here, proton exchange membrane, molten carbonate or solid oxide FCs are available, with efficiencies ranging from 45% to 85% with co-generation (bottoming cycle). The characteristics of a molten carbonate FC were selected [8] with an indicative electrical efficiency of 65%.

#### 4. SIMULATION

A computer code was developed to simulate the operation of the system, based on the energy flow loop shown in Figure 5. Energy is provided to the grid either directly from the WT or under constant power from the FC. An internal loop makes sure that energy from the FC is always provided to the EL to keep it in stand-by condition, even during WT idles. This eliminates the low efficiency transient operation when starting up the EL. The efficiencies of the different devices and the wind speed profile of Figure 6 were used as input to the code. This may be considered a typical wind profile for the Aegean archipelago.

The system was simulated taking into consideration the following three prerequisites:

- The FC produces energy under constant power.
- The delivery of power to the grid is not interrupted throughout the year.
- The initial and remaining H2 reserves do not differ by more than 10%.

The performance was evaluated using values  $\eta_{var}$  and  $\eta_E$  calculated by eqs. (5.1) and (5.2), respectively.  $\eta_{var}$  expresses the variability of power generation over nominal WT power and  $\eta_E$  the fraction of the total energy produced which is delivered to the grid. Obviously, optimum performance would be achieved by increasing  $\eta_E$  and keeping  $\eta_{var}$  low.

Simulation with the computer code provided the  $\eta_E$ ,  $\eta_{var}$  values shown in Figure 7 as a function of FC size, together with the WT energy fraction which is delivered directly to the grid. Values for a FC of zero size correspond to a conventional WT operation where power variability is at 45%, the nominal WT power output value. Use of a 145 kW FC supplies the grid with constant power throughout the year and the total energy corresponds to ~50% of the total energy produced by the WT over the year. This is the maximum FC size that can provide uninterrupted power to the grid throughout the year for a 600 kW WT.

An example of the system operation over a year is

presented, by selecting a FC in the range of 100 kW. This allows about half of the energy to be delivered directly from the WT and half under constant power from the FC. The power variability does not exceed 20% in this case. Figure 8 shows the H2 reserve throughout the year in this case and Figure 9 the power supply to the grid. Peaks at over 600 kW appear when reservoirs are fully filled with H2, while power supply never decreases below 100 kW.

#### 5. INVESTMENT VIABILITY

Cost-figures for the different devices change rapidly as technology develops. Table 1 summarizes the costs for procurement and installation of the system according to today's prices (year 2003) and estimations for a 5-year horizon. Also taking maintenance into account, the total costs for running the system can be estimated on a 15-year basis. Over this period, income is generated by energy supply under variable (WT direct) and constant (FC) power. While the price of the former is fixed by legislation (0.07779 €/kWh), the price of the latter should be adjusted since it replaces conventional power stations. Also, pricing for this part should justify the additional investment cost. Assuming a minimum internal revenue rate of 7.43%, figure 10 shows the minimum pricing of energy unit as a function of WT size, to achieve the viability of the investment. This cost is within the range of conventional power generation costs on the Aegean islands (0.1-1.3 €/kWh) [1].

#### 6. APPLICATIONS

The analysis has shown that the installation of hybrid systems can supplement or replace conventional power stations because energy production can be scheduled and power can be supplied at will. The study provides simplified equations to estimate the sizes of the units, depending on the application.

The first case considers a grid where the predicted increase in demand needs to be covered with hybrid systems. Assuming that the existing penetration rate of wind power in the grid is given by (8.1) and the new WTs considered for installation are of size given in (8.2), then the existing penetration rate will not change only if eq. (8.5) holds. In this equation,  $\lambda$  (eq. 8.3) is the increase of the demand considered over the power of the existing power stations (to be covered by FCs),  $\varepsilon$  (eq. 8.4) is the ratio of new wind power to be installed over the existing one on the island and  $\eta_{KKK}$  is the efficiency of the FC branch. This equation can be used to decide on the installation of "neutral" hybrid systems, i.e. those that do not change the existing penetration rate once installed on a grid. The graphical representation of (8.5) is

shown in figure 11.

The second case considers the need to supplement or replace some of the conventional power stations with FCs. In this case, a hybrid system cannot be considered neutral, unless all the energy is supplied by the FC. However, we may estimate the size of the system assuming that a critical penetration rate  $\sigma_{max}$  should not be exceeded. The double inequality of (8.6) applies in this case.  $\lambda$  corresponds to the fraction of conventional power to be replaced. The left hand inequality corresponds to the minimum WT power which needs to be installed in order to replace conventional power and the right hand one to the maximum WT power which does not exceed the permissible  $\sigma_{max}$  value. The graphical representation is given in figure 12.

## 7. CONCLUSIONS

This study demonstrated the potential of hybrid wind turbine and fuel cell systems to increase the energy supply to the grid (penetration). The hybrid system provides energy under constant power, in contrast to conventional wind

power which depends on instantaneous wind speed. As a result, energy production from the hybrid system may be regulated and efficiently supplied to an electrical grid. In that respect, hybrid systems may replace or supplement conventional power stations, producing clean and renewable energy, without the limitations applying to conventional wind power systems. With regard to the Greek non-interconnected archipelago grid, the following conclusions may be deduced:

1. It is possible to replace conventional power stations in total by adjusting the ratio of direct wind turbine and fuel cell power output, in compliance with limitations of the particular grids.
2. The necessary technology for coupling the wind turbine with an electrolyser and a fuel cell is available today, while the specifications of the different devices are constantly improving with the development of technology.
3. The investment can already be profitable by appropriate pricing of the supplied energy unit, within the cost range for energy production on the non-interconnected Greek islands. This cost is expected to reduce further in the future.

---

**Leonidas Ntziachristos**

Dr. Mechanical Engineer, Laboratory of Applied Thermodynamics, Department of Mechanical Engineering, Aristotle University Thessaloniki (A.U.Th.), P.O. Box 458, 541 24 Thessaloniki

**Zissis Samaras**

Professor A.U.Th., head of the laboratory

**Konstantinos Pattas**

Professor Emeritus A.U.Th.