



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

**ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΟΣΜΗΤΟΡΑΣ**

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, Πολυτεχ/πολη Ζωγράφου 157 804 Τηλ. : 210 772 3572 Τηλ/πια : 210 772 3571

Αρ.Πρωτ.: 51499

Αθήνα, 6/11/17

**Προς τα Μέλη ΔΕΠ της
Σχολής Μηχ/γων
Μηχ/κών**

ΠΡΟΣΚΛΗΣΗ

Σας προσκαλούμε στην παρουσίαση της Διδακτορικής Διατριβής της **ΜΑΡΙΝΑΣ ΚΑΨΑΛΗ**, Διπλωματούχος **Μηχανολόγος Μηχανικός του ΕΜΠ**, που θα πραγματοποιηθεί την Παρασκευή 10 Νοεμβρίου 2017, ώρα 12:30μ.μ. στην Αίθουσα του Ισογείου του κτιρίου ANYM της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών του ΕΜΠ Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου. Ο τίτλος της Διδακτορικής Διατριβής είναι ο εξής :

«Συμβολή στην Υψηλή Διείσδυση ΑΠΕ σε Νησιώτικα προς Διασύνδεση Ηλεκτρικά Δίκτυα, διερευνώντας την Ανάπτυξη Μονάδων Αντλησιοταμίευσης»

Επισυνάπτεται περίληψη της παραπάνω Διδακτορικής Διατριβής

Ο ΚΟΣΜΗΤΟΡΑΣ ΤΗΣ ΣΧΟΛΗΣ



Η. ΤΑΤΣΙΟΠΟΥΛΟΣ
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Συμβολή στην Υψηλή Διείδυση ΑΠΕ σε Νησιωτικά προς Διασύνδεση Ηλεκτρικά Δίκτυα, Διερευνώντας την Ανάπτυξη Μονάδων Αντλησιοταμίευσης

Καψάλη Μαρίνα Σοφία

Περίληψη

Η ηλεκτροδότηση στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) χαρακτηρίζεται από υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας, λόγω της κατανάλωσης πετρελαίου, ενώ σε αρκετές νησιωτικές περιοχές παρατηρούνται έντονα προβλήματα ανεπάρκειας ισχύος κατά τις περιόδους όπου η ζήτηση φορτίου είναι αυξημένη. Την ίδια στιγμή, παρά το πλούσιο δυναμικό των νησιών, η αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και, πιο συγκεκριμένα, της αιολικής ενέργειας, συναντά εμπόδια, λόγω των επιβαλλόμενων τεχνικών περιορισμών για την εξασφάλιση της σταθερότητας των τοπικών ηλεκτρικών δικτύων, με αποτέλεσμα σημαντικές ποσότητες αιολικής παραγωγής να απορρίπτονται.

Από την άλλη μεριά, στα πλαίσια ευθυγράμμισης της Ελλάδας με τις πολιτικές της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενέργεια και το κλίμα με χρονικό ορίζοντα το 2020 και το 2050, η χώρα έχει αναλάβει δεσμεύσεις, των οποίων κεντρικό χαρακτηριστικό αποτελεί η μεγάλης κλίμακας διείδυση των ΑΠΕ. Απαραίτητη προϋπόθεση για την επίτευξη των στόχων αυτών είναι η πλήρης αναδιάρθρωση του εγχώριου τομέα ηλεκτροπαραγωγής, σε συνδυασμό με σημαντικές επενδύσεις στα δίκτυα διανομής και μεταφοράς. Στα πλαίσια αυτά, η υποβρύχια διασύνδεση των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας (ή/και μεταξύ τους) παρουσιάζεται ως μια εφικτή και επωφελής λύση, προκειμένου να μειωθεί το υψηλό κόστος που απαιτείται κάθε χρόνο στα ΜΔΝ για την κάλυψη των αναγκών τους σε ηλεκτρική ενέργεια και να επιτευχθούν οι εθνικοί στόχοι για τη διείδυση των ΑΠΕ.

Σε αυτό το πλαίσιο, στην παρούσα Διατριβή πραγματοποιείται διερεύνηση των πρόσθετων δυνατοτήτων υψηλής διείδυσης τοπικών μονάδων ΑΠΕ σε εξεταζόμενα –προς διασύνδεση– απομονωμένα νησιωτικά συστήματα, μέσω i) ανάπτυξης πιθανών σεναρίων για την περίοδο 2020-2045, και ii) αξιολόγησης των αποτελεσμάτων των σεναρίων με βάση ενεργειακά και οικονομικά κριτήρια.

Η μεγάλη διείδυση των τοπικών μονάδων ΑΠΕ στα διάφορα σενάρια που εξετάζονται σχετίζεται κυρίως με τις δυνατότητες παραγωγής ενέργειας πρωτίστως από Αιολικά Πάρκα (Α/Π) ή/και Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς (Υ/Σ) μονάδων αποθήκευσης με αντλησιοταμίευση, και δευτερευόντως από φωτοβολταϊκά (ΦΒ) συστήματα. Τα βασικά ερευνητικά ερωτήματα, τα οποία και αποτελούν τους κύριους άξονες ανάπτυξης αυτής της Διατριβής, είναι:

- i) η διερεύνηση της επίδρασης της αυξανόμενης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην οικονομική βιωσιμότητα του έργου της διασύνδεσης ενός νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας,

- ii) η διερεύνηση της σκοπιμότητας ένταξης μιας τοπικής μονάδας αποθήκευσης ενέργειας μετά τη διασύνδεση ενός νησιού, καθώς και των επιπτώσεών της στο συνολικό κόστος παραγωγής του συστήματος, και
- iii) η εξασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας και ασφάλειας του νησιωτικού συστήματος μετά την εφαρμογή οικονομικά βιώσιμων λύσεων, που μπορεί να περιλαμβάνουν τη μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, τη διασύνδεση και την αποθήκευση ενέργειας.

Η απάντηση στα παραπάνω ερωτήματα επιχειρείται να δοθεί με την ανάπτυξη και εφαρμογή ενεργειακών υπολογιστικών μοντέλων, που προσομοιώνουν τη συμπεριφορά και τη λειτουργία του νησιωτικού συστήματος με ωριαίο χρονικό βήμα, καθώς και τη μακροπρόθεσμη εξέλιξή του, με χρονικό ορίζοντα το έτος 2045. Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται εφαρμόζεται για την περίπτωση του ηλεκτρικού συστήματος της νήσου Λέσβου, που είναι πιθανό να διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό σύστημα τα επόμενα χρόνια. Η διερεύνηση γίνεται με βάση τρία πιθανά σενάρια, που δημιουργήθηκαν για την μελλοντική εξέλιξη του υπό εξέταση νησιωτικού συστήματος:

- Σ1) Σενάριο αυτοδύναμης ανάπτυξης με βάση το πετρέλαιο ή το φυσικό αέριο.
- Σ2) Σενάριο υψηλής ανάπτυξης ΑΠΕ και διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο.
- Σ3) Σενάριο υψηλής ανάπτυξης ΑΠΕ, διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο και αποθήκευσης ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης.

Βασικός δείκτης συγκριτικής αξιολόγησης των εναλλακτικών σεναρίων είναι το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE), υπό την οπτική ενός ενιαίου συστήματος παραγωγής. Επιπλέον, λόγω της αβεβαιότητας στη μελλοντική τιμή αρκετών βασικών μεταβλητών (π.χ. ζήτηση φορτίου, εξέλιξη τιμών καυσίμων, κόστη επένδυσης της διασύνδεσης), που καθορίζουν την ενεργειακή και οικονομική απόδοση των σεναρίων που αναπτύσσονται, λαμβάνεται υπόψη η διακύμανση των τιμών αυτών σε ευρέα σχετικά όρια, προκειμένου να προσδιοριστεί ένα εύρος αποτελεσμάτων μεταξύ αισιόδοξης (Optimistic), μέσης (Baseline) και απαισιόδοξης (Pessimistic) ενδεχόμενης εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, με βάση το LCOE.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της παρούσας Διατριβής, η υποβρύχια διασύνδεση της Λέσβου, με ή χωρίς τοπική αποθήκευση ενέργειας, αποτελεί μια εναλλακτική λύση, που θα μπορούσε να μειώσει το σημερινό υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί και να αυξήσει σημαντικά την τοπική διείσδυση των ΑΠΕ. Παράλληλα, θα μπορούσε να συνεισφέρει και στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών του διασυνδεδεμένου συστήματος, μέσω τροφοδότησης της πλεονάζουσας παραγωγής των νέων Α/Π από το νησί στο ηπειρωτικό σύστημα. Ωστόσο, η οικονομική ανταγωνιστικότητα μιας τέτοιας επένδυσης υψηλού κόστους, σε σχέση με το σενάριο της αυτοδύναμης ανάπτυξης, κρίνεται σε μεγάλο βαθμό από την εξέλιξη των διεθνών τιμών καυσίμων, το μέγεθος της ισχύος νέων Α/Π που εγκαθίστανται στο νησί ταυτόχρονα με το έργο της διασύνδεσης, καθώς και από την παράλληλη μελλοντική διαμόρφωση του ηπειρωτικού συστήματος, ως προς τις νέες εγκαταστάσεις μονάδων ΑΠΕ και μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, που αναμένεται να λάβουν χώρα τα επόμενα χρόνια. Η προσθήκη μιας μονάδας αντλησιοταμίευσης στο νησί, που αξιοποιεί την πλεονάζουσα παραγωγή Α/Π κατά το Σενάριο 3, προκαλεί μια μικρή αύξηση στο κόστος παραγωγής, σε σχέση με το Σενάριο 2, η οποία δεν αποσβένεται πλήρως από τη συνεισφορά της μονάδας στην κάλυψη των τοπικών ηλεκτρικών

αναγκών. Ωστόσο, η μικρή αυτή αύξηση του κόστους μπορεί να αντισταθμιστεί εάν συνεκτιμηθούν διάφορα πρόσθετα οφέλη της τοπικής αποθήκευσης ενέργειας, όπως είναι η βελτίωση της δυναμικής και ενεργειακής ασφάλειας του συστήματος παραγωγής, η μείωση των (τελικών) αιολικών απορρίψεων, η σημαντική υπολείπουσα αξία της μονάδας στο τέλος της 25ετίας κ.λπ., που συνοδεύουν την ανάπτυξη παρόμοιων έργων.

Λέξεις κλειδιά

Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά, Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα, Ενεργειακό Μοντέλο, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), Αυτοδύναμη Ανάπτυξη, Υποθαλάσσια Ηλεκτρική Διασύνδεση, Αιολική Ενέργεια, Υδροηλεκτρική Ενέργεια, Αποθήκευση Ενέργειας, Αντλησιοταμίευση, Υψηλή Διείσδυση ΑΠΕ, Θερμικοί Σταθμοί, Πετρέλαιο, Φυσικό Αέριο, Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής (LCOE), Σενάρια Ανάπτυξης Συστήματος ως το 2045.

Abstract

The electrification in non-interconnected Greek islands is mainly based on fossil fuel consumption, and it is characterized by high electricity generation costs, while, during peak load demand periods, many island regions face significant electrification problems mainly due to power shortages. At the same time, despite the remarkable wind and solar resources that most of these regions possess, the development of similar projects is still very limited due to local grids' technical limitations.

On the other hand, under the framework of Greece's alignment with EU's policies on energy and climate change to 2020 and 2050, the country has undersigned commitments whose main feature is the large-scale penetration of Renewable Energy Sources (RES). A prerequisite for achieving these goals is the complete restructuring of the domestic power sector combined with significant investments in distribution and transmission networks. In this context, islands' interconnection with the mainland grid (or/and between islands) is considered as a feasible and beneficial solution, in order to reduce expensive oil-fired power generation and increase renewable energy contribution at both national and local (island) level.

Based on the above, this PhD thesis investigates the possibilities of increasing RES contribution to island grids, which are planned to be interconnected with the mainland system, through i) the development of alternative scenarios for covering local electrification needs from 2020 to 2045, and ii) evaluation of each scenario based on techno-economic criteria.

In the present analysis, high penetration of RES is primarily associated with electricity generation from Wind Farms (WFs) or/and hydroelectric generators, while the benefits of dispersed photovoltaic (PV) energy production are considered as well. The main research questions that formed the bases of this study are:

- i) investigation of the impact of large-scale wind energy development on the economic viability of island's interconnection with the mainland grid,
- ii) studying the role of local Pumped Hydro Storage (PHS) on the energy and economic performance of the system and,
- iii) identifying economically and technically viable solutions that may include large-scale RES development, interconnection and energy storage, as possible alternatives to the island's current autonomous operation.

The answer to the above questions is supported by the development and application of energy models that reproduce the operational strategy of the island's electric system at an hourly time step, as well as its long-term evolution, up to the year 2045. The developed methodology is applied to Lesbos island, which is likely to be interconnected with the mainland grid in the following years. The following three possible scenarios are created for covering the island's future electrification needs:

- S1) Scenario of autonomous development, based on oil-fired or natural gas-fired generators.
- S2) Scenario of high RES penetration and interconnection with the mainland grid.
- S3) Scenario of high RES penetration, interconnection with the mainland grid and construction of a local PHS unit.

The economic feasibility of the above scenarios is investigated in terms of their Levelized Cost of Energy (LCOE), determined from a single-project owner perspective. Furthermore, due to the uncertainty in the future value of several critical variables (e.g. load demand, fuel prices, interconnection capital costs) that determine the energy and economic performance of all the developed scenarios, the variance of these values in a wide range is also taken into account, in order to identify the worst (Pessimistic), most likely (Baseline) and best (Optimistic) possible results in terms of LCOE.

According to the results of the present investigation, interconnection of Lesbos island with the mainland system, with or without local energy storage, can be considered as a possible solution for reducing the high electricity generation cost in the island and increasing RES contribution in the local power supply system. At the same time, it could also contribute to the sustainable development of the whole Greek power sector by supplying, through the submarine cable(s), the excess wind energy production from the island to the mainland system. However, the economic competitiveness of such an expensive investment, compared to the scenario of autonomous development, largely depends on the global fuel prices evolution, the rated power of new wind energy projects that take place in parallel to interconnection, as well as the future development of the mainland power system, regarding the installation of new RES-based plants and energy storage units, which is expected to take place in the coming years. For Scenario 3, the inclusion of a PHS unit that exploits the excess wind power output on the island, results in a slight increase in LCOE, compared to Scenario 2. However, this small increase can be offset if several additional benefits are taken into account, such as the improvement of dynamic stability and security of supply of the local power system, the reduction of (final) wind energy curtailments, and the significant residual value of the storage unit at the end of the 25-years period (i.e. operating lifetime of the whole project).

Keywords

Non-Interconnected Islands, Autonomous Electrical Network, Energy Model, Renewable Energy Sources (RES), Autonomous Development, Submarine Interconnection, Wind Energy, Hydroelectric Energy, Energy Storage, Pumped Hydro Storage (PHS), High RES Penetration, Thermal Stations, Oil, Natural Gas, Levelized Cost of Energy (LCOE), System Development Scenarios to 2045.