

Facilitating energy storage
to allow high penetration of intermittent
Renewable Energy



Εκτίμηση μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας



Supported by
INTELLIGENT ENERGY
EUROPE 

**Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών
Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο**

Συντάκτες:

Ιωάννης Αναγνωστόπουλος, Αν. Καθηγητής
Δημήτρης Παπαντώνης, Καθηγητής

anagno@fluid.mech.ntua.gr
papan@fluid.mech.ntua.gr

Φωτογραφίες: ΔΕΗ Α.Ε., ΕΛΕΤΑΕΝ, ΠΑΣΥΦ

Μάρτιος 2013

Η αποκλειστική ευθύνη για το περιεχόμενο της παρούσας έκθεσης βαρύνει τους συγγραφείς. Δεν αντανάκλα κατ' ανάγκην την άποψη της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ούτε η EACI ούτε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή είναι υπεύθυνες για οποιαδήποτε ενδεχόμενη χρήση των πληροφοριών που περιέχονται σε αυτήν.



Περιεχόμενα

	Συνομογραφίες.....	4
1	Εισαγωγή.....	5
2	Το Ελληνικό Σύστημα Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	6
3	Σχεδιασμός Μελλοντικής Ανάπτυξης Συστήματος (2020-2050).....	8
4	Σενάρια Μελλοντικής Ανάπτυξης ΑΠΕ.....	11
5	Υπολογιστική Μοντελοποίηση.....	12
6	Αποτελέσματα της Προσομοίωσης.....	15
7	Πρόσθετες Διερευνήσεις.....	19
8	Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Αντλησιοταμίευσης.....	22
9	Συμπεράσματα.....	24
	Βιβλιογραφία.....	27

Συντομογραφίες

ΑΥΗΣ	Αντλητικός ΥδροΗλεκτρικός Σταθμός
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΕ	Ανανεώσιμη Ενέργεια
ΑΠ	Αιολικό Πάρκο
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΠΕ-Η	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας για παραγωγή Ηλεκτρισμού
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΕΜΠ	Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΕΟΧ-50	Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός – Οδικός Χάρτης για το 2050
ΕΣΔΑΕ	Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΕΥ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΥΜ	Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών
ΗΥΣ	ΥδροΗλεκτρικός Σταθμός
ΚΠΦ	Καμπύλη Παραμένουτος Φορτίου
ΜΕΑΠ	Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης Διείσδυσης ΑΠΕ
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΕΚ	Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
Σ-40	Σενάριο ανάπτυξης συστήματος με 40% διείσδυση ΑΠΕ
Σ-80	Σενάριο ανάπτυξης συστήματος με 80% διείσδυση ΑΠΕ
ΣΕ	Συντελεστής Εκμετάλλευσης
ΥΗ	ΥδροΗλεκτρικός Σταθμός
ΥΣ	Υβριδικός Σταθμός
ΥΦ	Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών
ΦΒ	Φωτοβολταϊκό(ς)



1

Εισαγωγή

Η παρούσα τεχνική έκθεση αποτελεί παραδοτέο του ευρωπαϊκού Έργου StoRE (www.store-project.eu), που έχει ως στόχο τη διευκόλυνση της υλοποίησης των φιλόδοξων στόχων για υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ευρωπαϊκό ηλεκτρικό δίκτυο τις προσεχείς δεκαετίες, αποδεδειγμένα και αξιοποιώντας το δυναμικό και τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας. Το περιεχόμενο της έκθεσης είναι μια εκτεταμένη περίληψη της πλήρους τεχνικής μελέτης, το κείμενο της οποίας, στα αγγλικά, βρίσκεται αναρτημένο στον ιστότοπο του Έργου.

Η τεχνική μελέτη αποσκοπεί σε μια τεκμηριωμένη εκτίμηση των αναγκών σε υποδομές αποθήκευσης ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί υψηλό ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Αρχικά, παρουσιάζεται το υφιστάμενο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το σύστημα μεταφοράς, καθώς και η σχεδιαζόμενη ανάπτυξη και ενίσχυσή τους, σε συνδυασμό με τα εθνικά σχέδια ανάπτυξης ΑΠΕ τις επόμενες δεκαετίες, έως το 2050. Στη συνέχεια, διερευνάται η αναγκαιότητα κατασκευής νέων μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση (Αντλητικοί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί - ΑΥΗΣ), καθώς και η σκοπιμότητα/βιωσιμότητά τους από ενεργειακή και οικονομική άποψη. Για τις ανάγκες της μελέτης αναπτύχθηκε και εφαρμόστηκε ειδικό λογισμικό, με το οποίο προσομοιώνονται τα κύρια λειτουργικά χαρακτηριστικά του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος της χώρας στη σημερινή του μορφή και στην προβλεπόμενη μελλοντική του ανάπτυξη. Τα αποτελέσματα της μελέτης υπογραμμίζουν την αξιοσημείωτη προστιθέμενη αξία της αποθήκευσης ενέργειας στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και στους καταναλωτές, και επιτρέπουν μια καλύτερη εκτίμηση των σχετικών αναγκών για τις επόμενες δεκαετίες.

2

Το Ελληνικό Σύστημα Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα κύρια χαρακτηριστικά του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος της Ελλάδας κατά το έτος αναφοράς 2011 ήταν: Συνολική κατανάλωση περίπου 53 TWh με ετήσια αιχμή ζήτησης 10.1 GW και συμμετοχή των ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών) περίπου 13%. Η οικονομική ύφεση μετά το 2008 διέκοψε τη διαρκή αύξηση της ζήτησης κατά τα προηγούμενα έτη, η οποία πλέον βαίνει συνεχώς μειούμενη και κατά το 2012 διαμορφώθηκε στα επίπεδα του 2004, κοντά στις 51 TWh. Αντίθετα, η μέση ΟΤΣ αυξήθηκε σημαντικά το 2011, φθάνοντας σχεδόν τα 75 €/MWh.

Το σύστημα παραγωγής περιλαμβάνει πολλές μη-ευέλικτες λιγνιτικές μονάδες (22 σταθμοί συνολικής ισχύος άνω των 5 GW), και περίπου 3.5 GW μονάδες φυσικού αερίου και πετρελαϊκές, ενώ πρόσφατα εντάχθηκαν νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου 1.3 GW. Στο σύστημα υπάρχουν επίσης αρκετοί μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ταμιευτήρα, συνολικής ονομαστικής ισχύος περίπου 3 GW, συμπεριλαμβανομένων δύο αναστρέψιμων μονάδων αποθήκευσης ισχύος περίπου 700 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των λοιπών ΑΠΕ (κυρίως αιολικών, φωτοβολταϊκών και μικρών υδροηλεκτρικών) υπερβαίνει τα 3 GW. Το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ αυξάνεται διαρκώς, και το 2012 έφθασε στο 14.5% (8.3% από μεγάλα υδροηλεκτρικά και 6.2% από λοιπές τεχνολογίες).

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτεται από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. (www.dei.gr), η οποία κατέχει μέσω των θυγατρικών της εταιρειών ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (www.admie.gr) και ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (www.deddie.gr), τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, και είναι ο κύριος προμηθευτής για τους καταναλωτές. Περίπου 10 ιδιωτικές εταιρείες έχουν κατοχυρώσει 13 άδειες παραγωγής για νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου συνολικής δυναμικότητας 5.4 GW.

Στον τομέα των ΑΠΕ έχει εκδοθεί τα τελευταία χρόνια ένας μεγάλος αριθμός αδειών παραγωγής από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ, www.rae.gr), που αφορούν κυρίως αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, ενώ υπάρχει και ένας αριθμός μονάδων μικρών υδροηλεκτρικών, βιομάζας και βιοαερίου. Η συνολική ισχύς των αδειοδοτημένων μονάδων προσεγγίζει τα 30 GW.

Ο ΑΔΜΗΕ έχει ήδη εκδώσει όρους και έχει υπογράψει συμβόλαια σύνδεσης για αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος σχεδόν 5 GW. Το επενδυτικό περιβάλλον εξακολουθεί να είναι ελκυστικό, αλλά οι επενδύσεις καθυστερούν λόγω δυσκολιών χρηματοδότησης.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς αποτελείται από περίπου 11500 km γραμμές υψηλής τάσης 150 kV και 3900 km υπερυψηλής τάσης 400 kV. Συμπεριλαμβάνει επίσης 160 km υποβρύχιας διασύνδεσης με την Ιταλία με γραμμή DC 400 kV [1]. Το δίκτυο διανομής της χώρας αποτελείται από σχεδόν 230000 km γραμμές (περίπου 110000 km μέσης και 120000 km χαμηλής τάσης), που εξυπηρετούν σχεδόν 7.5 εκατομμύρια καταναλωτών.

Ένα σημαντικό πρόβλημα στο σύστημα μεταφοράς αποτελεί η χωρική ανισοκατανομή παραγωγής και ζήτησης, με πολλές μονάδες παραγωγής να είναι εγκατεστημένες στο βόρειο τμήμα της χώρας (κυρίως στη Δυτική Μακεδονία) ενώ το μεγαλύτερο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο κεντρικό και νότιο τμήμα. Οι περιοχές της Αττικής και της Πελοποννήσου είναι οι πιο κρίσιμες του Συστήματος από πλευράς ευστάθειας τάσεων. Επιπλέον, οι βασικές διεθνείς διασυνδέσεις βρίσκονται κι αυτές στα βόρεια σύνορα (Αλβανία, Βουλγαρία και ΠΓΔΜ). Ως αποτέλεσμα, μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας μεταφέρονται μέσω της κεντρικής σύνδεσης Βορρά-Νότου, η οποία αποτελείται από έναν κεντρικό κορμό με τρεις γραμμές 400 kV. Επιπλέον, η πλειοψηφία των αδειοδοτημένων αιολικών πάρκων δεν έχουν το χαρακτήρα της αποκεντρωμένης παραγωγής, αλλά είναι μονάδες υψηλής ισχύος, με μέση δυναμικότητα περίπου 20 MW, και αρκετά εξ αυτών άνω των 25 MW.

Η Ελλάδα είναι μέλος της UCTE (Ένωση για τον Συντονισμό της Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, www.entsoe.eu) και από το 2004 το ελληνικό σύστημα μεταφοράς είναι συγχρονισμένο με το ευρωπαϊκό. Ευρισκόμενη στο νότιο-ανατολικό άκρο της ευρωπαϊκής ηπείρου, η Ελλάδα δεν έχει φυσικές διασυνδέσεις με την κεντρική Ευρώπη, και το ηλεκτρικό της δίκτυο παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά ενός μεγάλου απομονωμένου συστήματος. Οι διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες έχουν σχεδιαστεί ώστε να καλύπτουν ετησίως άνω του 7% των αναγκών, κυρίως από την περίσσεια ενέργειας του βουλγαρικού και ρουμανικού συστήματος παραγωγής. Ως εκ τούτου, οι δυνατότητες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από και προς την κεντρική Ευρώπη εξαρτώνται σημαντικά από τα χαρακτηριστικά του δικτύου της ευρύτερης περιοχής των Βαλκανίων. Ωστόσο, το τελευταίο δεν είναι ακόμη αρκετά ισχυρό και αξιόπιστο, επομένως οι δυνατότητες ανταλλαγής ενέργειας στην περιοχή είναι περιορισμένες.

3

Σχεδιασμός Μελλοντικής Ανάπτυξης Συστήματος (2020 - 2050)

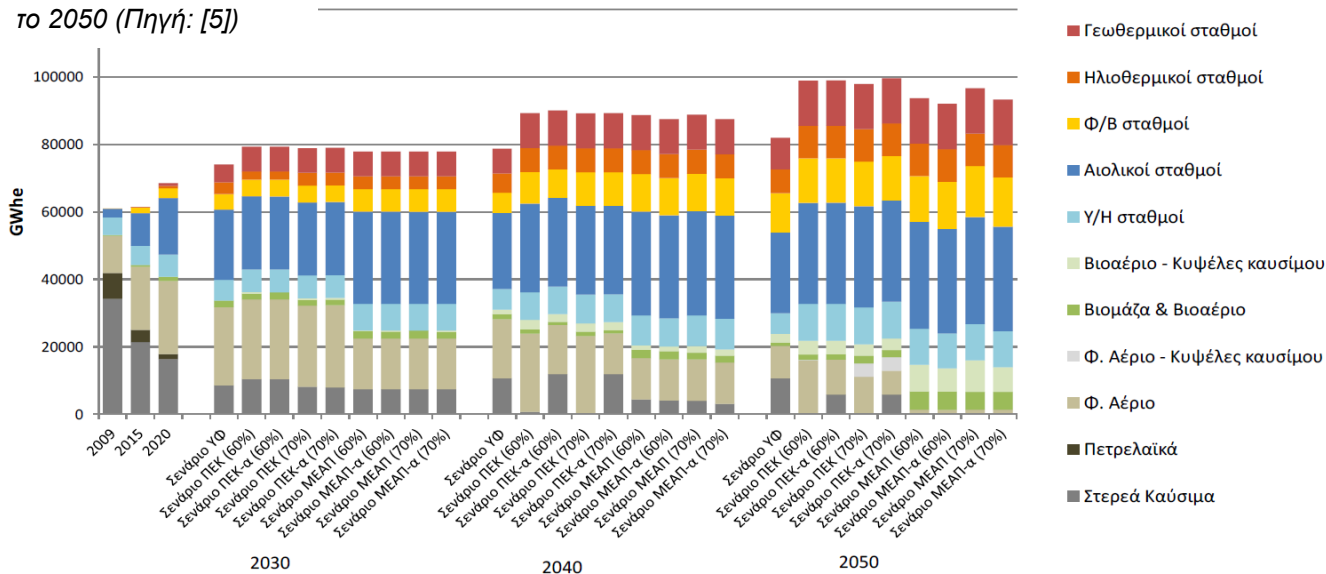
Το 2010, η ελληνική κυβέρνηση συνέταξε και δημοσιοποίησε το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΕΣΔΑΕ) για την περίοδο μέχρι το 2020 (Νόμος 3851/2010), με στόχο τη σημαντική αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, που εξειδικεύεται σε 40% στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% στη θέρμανση-ψύξη και 10% στις μεταφορές. [2-4] .

Σύμφωνα με το σενάριο Επίτευξης των Στόχων [3], η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων θα φθάσει έως το 2020 το ποσό των 7.5 GW και 2.2 GW, αντιστοίχως. Οι εκτιμήσεις αυτές αναπροσαρμόστηκαν πρόσφατα σε περίπου 6.5 GW και 2.5 GW, ώστε να ληφθούν υπόψη η μείωση του ακαθάριστου εθνικού προϊόντος και οι επιπτώσεις της ιδιαίτερα ευνοϊκής τιμολογιακής πολιτικής για τα ΦΒ.

Τον Ιούνιο του 2012 εκπονήθηκε και δημοσιοποιήθηκε από την Εθνική Ενεργειακή Στρατηγική Επιτροπή ένας μακροπρόθεσμος εθνικός ενεργειακός σχεδιασμός του ελληνικού συστήματος, με τη μορφή Οδικού Χάρτη για την περίοδο 2020-2050 [5]. Η μελέτη αυτή παρέχει τις κατευθυντήριες γραμμές της εθνικής ενεργειακής στρατηγικής για τις επόμενες δεκαετίες, οι βασικοί στόχοι της οποίας είναι η μείωση της εξάρτησης από εισαγόμενη ενέργεια και της κατανάλωσης πετρελαιοειδών και άνθρακα, με παράλληλη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, επιτυγχάνοντας σημαντικό περιορισμό των εκπομπών CO₂ μέχρι το έτος 2050. Περιλαμβάνει επίσης διάφορα πιθανά σενάρια εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος, ώστε να προσδιοριστούν και να αξιολογηθούν εναλλακτικά μέτρα και πολιτικές για την εκπλήρωση των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων [5]. Η συμμετοχή ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή μπορεί να φθάσει έως το 100% στα δύο πιο επιθυμητά και φιλόδοξα σενάρια (Μέτρα μεγιστοποίησης διείσδυσης ΑΠΕ – ΜΕΑΠ και Περιβαλλοντικά μέτρα Ελάχιστου Κόστους – ΠΕΚ), ενώ στο πιο συντηρητικό σενάριο (Υφιστάμενων Πολιτικών – ΥΦ) προβλέπεται μέτρια διείσδυση ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, έως 75% το 2050.

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής ΑΠΕ προβλέπεται να προέρχεται από εκμετάλλευση αιολικής και ηλιακής ενέργειας, το δυναμικό των οποίων είναι σημαντικό σε πολλές περιοχές, συμπεριλαμβανομένων των νησιών του Αιγαίου. Ωστόσο, λόγω της περιορισμένης ευελιξίας του συστήματος παραγωγής και των ασθενών διεθνών διασυνδέσεων, το υπάρχον δίκτυο δεν μπορεί να διαχειριστεί και να απορροφήσει μεγάλες ποσότητες κυμαινόμενης ισχύος παραγωγής, όπως η αιολική και η ηλιακή. Μερικές πρώτες μελέτες [6-8] έδειξαν ότι το σημερινό σύστημα θα μπορούσε να απορροφήσει σχεδόν το σύνολο της παραγωγής έως περίπου 5 GW εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων. Μια εμπειριστατωμένη ανάλυση και μελέτη των επιπτώσεων μεγαλύτερης διείσδυσης αιολικής παραγωγής (έως 8 GW) στο ελληνικό σύστημα με ορίζοντα το 2025 ολοκληρώθηκε πρόσφατα [9]. Για μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ οι απορρίψεις παραγωγής είναι αναπόφευκτες και αυξάνουν αναλογικά με την ανάπτυξη ΑΠΕ κυμαινόμενης ισχύος (ΑΠ και ΦΒ), φθάνοντας ή και υπερβαίνοντας το 35% έως το 2050 [10,11].

Σενάρια εξέλιξης ηλεκτροπαραγωγής ως το 2050 (Πηγή: [5])



Σύμφωνα με τα προηγούμενα, προκειμένου να επιτευχθεί μεγάλη διείσδυση παραγωγής από ΑΠΕ χωρίς σημαντικά ποσοστά απορριπτόμενης ενέργειας, απαιτείται η εξασφάλιση επαρκούς ικανότητας για αποθήκευση ενέργειας κατά τη διάρκεια των επόμενων δεκαετιών. Η χρήση υδροηλεκτρικών μονάδων αντλησιοταμίευσης αποτελεί σήμερα την πλέον ώριμη και αξιόπιστη τεχνολογία για μεγάλης κλίμακας αποθήκευση ενέργειας, και επιπλέον είναι ιδιαίτερα κατάλληλη για την τοπολογία του εδάφους της Ελλάδας, επομένως θεωρείται ως η βέλτιστη τεchnο-οικονομική λύση. Σύμφωνα με τον Οδικό Χάρτη για το 2050, η σχεδιαζόμενη ανάπτυξη των ΑΠΕ θα απαιτήσει αποθηκευτική ισχύ της τάξης του 1 GW έως το 2020, και 2 έως 5 GW έως το 2050, αναλόγως του σεναρίου ανάπτυξης (ΥΦ, ΠΕΚ ή ΜΕΑΠ).

Τα υπάρχοντα ζεύγη διαδοχικών υδροηλεκτρικών σταθμών με ταμειυτήρες, που λειτουργούν σε διάφορα σημεία του ηπειρωτικού συστήματος της χώρας, αποτελούν τις πλέον πρόσφορες τοποθεσίες για την εγκατάσταση νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης, απαιτώντας την κατασκευή μόνο του αντλιοστασίου και του αγωγού σύνδεσης των γειτονικών ταμειυτήρων. Οι θέσεις αυτές, καθώς και άλλες δυνατές θέσεις εγκατάστασης ΑΗΥΣ προσδιορίζονται και αναλύονται σε πρόσφατες μελέτες [12].

Μέχρι σήμερα έχει υποβληθεί στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) για χορήγηση άδειας παραγωγής ένας σημαντικός αριθμός αιτήσεων για έργα που αφορούν μονάδες αντλησιοταμίευσης, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ που υπερβαίνει τα 4 GW. Ωστόσο, δεν υπάρχει ρυθμιστικό πλαίσιο για τις συνθήκες και τους κανόνες λειτουργίας τέτοιων μονάδων στο ηπειρωτικό δίκτυο. Για τον λόγο αυτόν η ΡΑΕ διενήργησε το 2012 δημόσια διαβούλευση, η οποία ανέδειξε πολλά σημαντικά ζητήματα που πρέπει να επιλυθούν προκειμένου να καθορισθεί ένας συνεπής και αποτελεσματικός κανονισμός για την κατασκευή, ένταξη και λειτουργία των μονάδων αυτών στο διασυνδεδεμένο σύστημα.

Σημαντική εξέλιξη στον τομέα αυτόν έχει γίνει αναφορικά με τα μη-διασυνδεδεμένα νησιά, για τα οποία έχει εκδοθεί πρόσφατα, με βάση τα αποτελέσματα σχετικών μελετών [13,14], το κανονιστικό πλαίσιο με τις αρχές λειτουργίας Υβριδικών Σταθμών (ΥΣ), οι οποίοι αποτελούν συνδυασμό μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ με σύστημα αποθήκευσης ενέργειας [15,16]. Με βάση το πλαίσιο αυτό, η ΡΑΕ έχει εκδώσει τα τελευταία χρόνια αρκετές άδειες παραγωγής ΥΣ συνολικής ισχύος περίπου 200 MW σε ορισμένα μεγάλα νησιά (Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος), οι οποίες μάλιστα συνοδεύονται από αναλυτική τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας (www.rae.gr), που είναι διαφορετική για κάθε νησί, αναλόγως του μέσου ετήσιου μεταβλητού κόστους των συμβατικών μονάδων αιχμής [17]. Επίσης, έχουν υποβληθεί στη ΡΑΕ προς έγκριση πολλές ακόμη αιτήσεις για άδειες παραγωγής ΥΣ, συνολικής ισχύος 600 MW. Ολοκληρωμένες λύσεις έξυπνων δικτύων έχουν επίσης προταθεί για τα αυτόνομα δίκτυα των νησιών [18].

Αρκετά μεγάλα έργα του συστήματος μεταφοράς βρίσκονται υπό μελέτη με ορίζοντα υλοποίησης την επόμενη δεκαετία ή υλοποιούνται ήδη για την επέκταση των γραμμών 400 kV και 150 kV, προκειμένου να εξυπηρετηθούν οι ανάγκες των νέων θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και η εκτεταμένη ανάπτυξη των ΑΠΕ [1]. Επίσης, μετά την ένταξη των νέων μονάδων φυσικού αερίου (μέχρι το 2015) στην κεντρική και νότια Ελλάδα, η χωρική εξισορρόπηση της παραγωγής και της ζήτησης θα βελτιωθεί σημαντικά.

Όσον αφορά τα αυτόνομα, μη-διασυνδεδεμένα νησιωτικά δίκτυα, έχουν πραγματοποιηθεί τα τελευταία χρόνια προκαταρκτικές μελέτες για τη σύνδεση των νησιών του Αιγαίου με το ηπειρωτικό σύστημα, ώστε να αξιοποιηθεί το πολύ μεγάλο δυναμικό ΑΠΕ (κυρίως αιολικό) που διαθέτουν (www.admie.gr). Ορισμένα από τα μελετώμενα έργα, όπως της Κρήτης και των Κυκλάδων, είναι αρκετά ώριμα και ενδέχεται να ξεκινήσουν στο άμεσο μέλλον.

4

Σενάρια Μελλοντικής Ανάπτυξης ΑΠΕ

Στην παρούσα μελέτη εξετάζονται δύο σενάρια για τη μελλοντική ανάπτυξη ΑΠΕ. Το πρώτο (Σ-40) αφορά το έτος 2020, όταν, σύμφωνα με το ΕΣΔΑΕ [4] αλλά και τις τελευταίες προβλέψεις, το μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα προσεγγίσει το 40%. Η δεύτερη περίπτωση (Σ-80) αναφέρεται σε μια πολύ μεγαλύτερη συμμετοχή των ΑΠΕ, της τάξης του 80%, η οποία, σύμφωνα με τον ΕΟΧ-50 [5], θα επιτευχθεί περί το 2040 με το σενάριο ανάπτυξης ΜΕΑΠ και περί το 2050 με το ΠΕΚ.

Επιπλέον, στο πλαίσιο των παραπάνω δύο βασικών σεναρίων διερευνάται και η σχετική ανάπτυξη των δύο πιο σημαντικών ανανεώσιμων πηγών στην Ελλάδα, δηλαδή της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας, επειδή υπάρχουν κινητήριες δυνάμεις της αγοράς που μπορεί να προωθήσουν περισσότερο την ανάπτυξη της μιας τεχνολογίας έναντι της άλλης. Τα κύρια χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για τις διάφορες υποπεριπτώσεις (Α, Β ή Γ) που εξετάζονται, συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα 1.

Πίνακας 1:

Μείγμα εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα σενάρια που εξετάζονται

	2011	Σ-40 (2020)		Σ-80 (80% ΑΠΕ)		
		A	B	A	B	Γ
Θερμικοί σταθμοί (GW)						
Λιγνιτικοί	5.3	3.5		2.0		
Φ. Αερίου	1.8	5.2		4.5		
Πετρελαϊκοί	1.4	1.4		0.2		
Μονάδες ΑΠΕ (GW)						
Αιολικά Πάρκα	1.3	6.5	5.0	13.0	14.0	11.0
Ηλιακά (ισοδύναμα ΦΒ)	0.4	2.5	4.9	11.5	8.3	14.7
Υδροηλεκτρικά	3.1	3.5		4.5		
Αντλησιοταμίευση (νέες)	0	1.0		4.5		
Γεωθερμικές	0	0.1		1.7		
Λοιπές ΑΠΕ	0.3	0.3		0.5		
Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή	~13%	~ 40%		~ 80%		

5

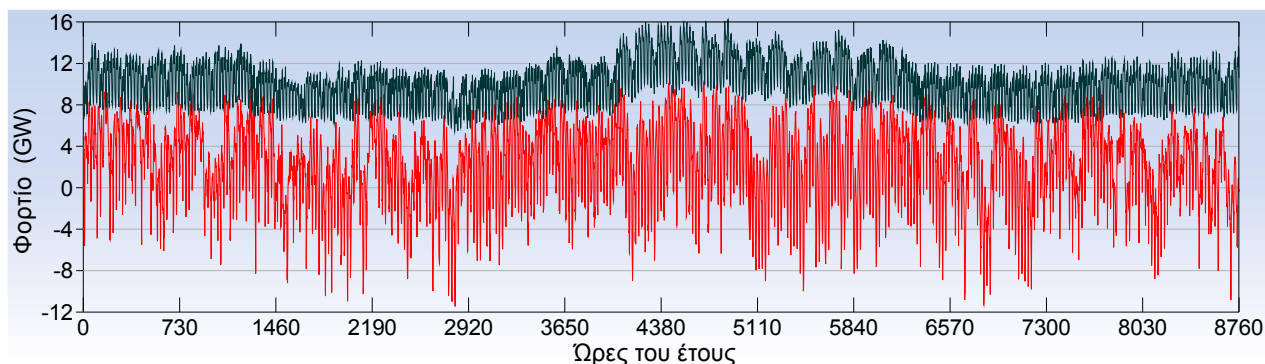
Υπολογιστική Μοντελοποίηση

Στο ΕΥΜ του Ε.Μ.Π. αναπτύχθηκε ειδικό λογισμικό, το οποίο εφαρμόσθηκε για τη μοντελοποίηση του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και τα σενάρια εξέλιξής του μέχρι το 2050. Τα διαθέσιμα δεδομένα του έτους αναφοράς, που περιλαμβάνουν ωριαίες χρονοσειρές φορτίου του συστήματος και παραγωγής των θερμικών μονάδων και των μονάδων ΑΠΕ, προεκβάλλονται καταλλήλως στα μελλοντικά σενάρια, ώστε να αναπαραχθεί η προβλεπόμενη κατάσταση και λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε μία από τις περιπτώσεις που εξετάζονται.

Ένας αλγόριθμος υπολογίζει αρχικά σε ωριαία βάση τις αναμενόμενες απορρίψεις της κυμαινόμενης παραγωγής ΑΠΕ (ΑΠ και ΦΒ), όταν αυτή υπερβαίνει το μέγιστο όριο διείσδυσης στο δίκτυο. Αυτό γίνεται με την κατασκευή της Καμπύλης Παραμένουστος Φορτίου (ΚΠΦ), η οποία προκύπτει αφαιρώντας από την καμπύλη φορτίου την αντίστοιχη ωριαία παραγωγή όλων των μη-ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ. Οι μεταβολές ισχύος της ΚΠΦ πρέπει να καλύπτονται από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος (θερμικές μονάδες βάσης και ελεγχόμενες ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αντλησιοταμίευσης). Στο Σχήμα 1 φαίνεται ενδεικτικά η μορφή μιας τέτοιας καμπύλης ΚΠΦ, για την περίπτωση Α του σεναρίου 80% διείσδυσης ΑΠΕ (Σ-80/Α).

Σχήμα 1:

Καμπύλη φορτίου
(μαύρη) και ΚΠΦ
(κόκκινη) για το σενάριο
Σ-80, περ. Α.

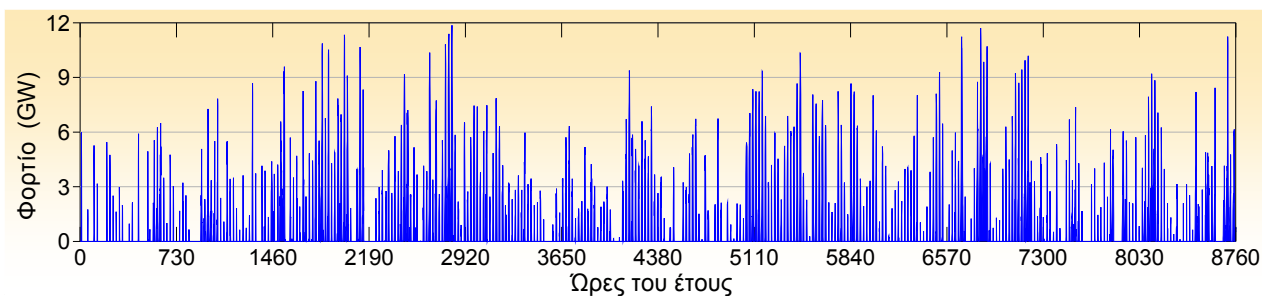


Οι απορρίψεις ενέργειας από την κυμαινόμενη παραγωγή ΑΠΕ μπορούν στη συνέχεια να υπολογιστούν από τα τμήματα της ΚΠΦ που βρίσκονται κάτω από το τεχνικό ελάχιστο των εκάστοτε ενταγμένων μονάδων στο δίκτυο (ή κάτω από το μηδέν, στην περίπτωση που θεωρείται ένα πολύ ευέλικτο σύστημα παραγωγής). Για το ελληνικό σύστημα το τεχνικό όριο έχει οριστεί σε 3,7 GW για το σενάριο 40% διείσδυσης ΑΠΕ, που αντιστοιχεί στη σημερινή ελάχιστη ζήτηση φορτίου του συστήματος. Για το σενάριο 80% ΑΠΕ δοκιμάστηκαν δύο τεχνικά ελάχιστα, 0,4 GW και 2 GW, που αντιπροσωπεύουν ένα πλήρως ευέλικτο σύστημα και ένα σύστημα μέτριας ευελιξίας, που θεωρείται εφικτό ως το 2040, σύμφωνα με τον ΕΟΧ-50 [5].

Από την ενδεικτική εικόνα των απορρίψεων παραγωγής ΑΠΕ στη διάρκεια ενός έτους, στο Σχ. 2, αποκαλύπτονται έντονες και συχνές διακυμάνσεις της απορριπτόμενης ισχύος, με πολλές κορυφές και μη-συστηματική εμφάνιση περιόδων συνεχών ή μηδενικών απορρίψεων. Το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας πρέπει κατ' αρχήν να είναι σε θέση να παρακολουθεί όσο το δυνατόν καλύτερα αυτές τις μεταβολές ισχύος, πράγμα που είναι εφικτό εάν οι αντλητικές μονάδες του περιλαμβάνουν ικανό αριθμό αντλιών με δυνατότητα συνεχούς μεταβολής στροφών. Επί πλέον, το σύστημα θα πρέπει να διαθέτει και επαρκή αποθηκευτική ικανότητα (χωρητικότητα ταμιευτήρων).

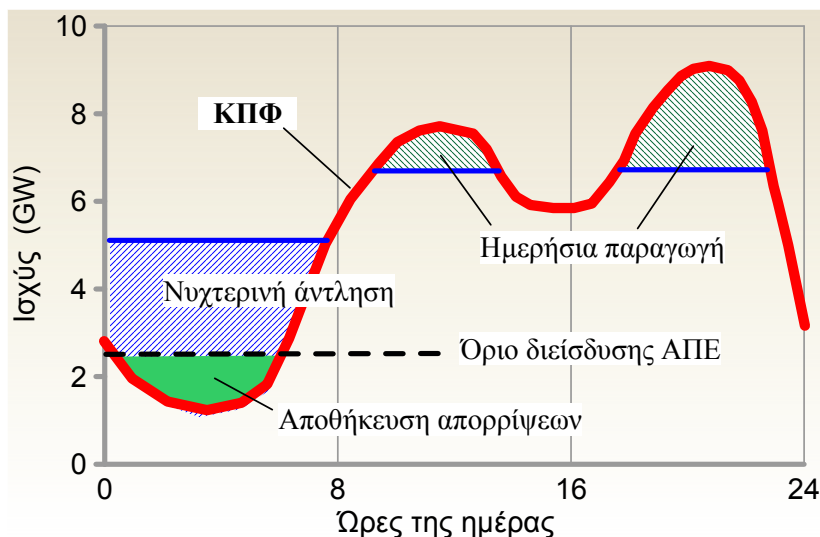
Σχήμα 2:

Απορριπτόμενη παραγωγή
ΑΠ και ΦΒ για το σενάριο
Σ-80, περ. Α



Ένα δεύτερος υπολογιστικός αλγόριθμος προσομοιώνει τη λειτουργία και την ενεργειακή ροή στις μονάδες αντλησιοταμίευσης που είναι ενταγμένες στο ηλεκτρικό δίκτυο, λαμβάνοντας υπόψη τον βαθμό απόδοσης ολόκληρου του κύκλου άντλησης-παραγωγής και τους διάφορους τεχνικούς περιορισμούς, όπως η εγκατεστημένη ισχύς των μηχανών και η αποθηκευτική ικανότητα των ταμιευτήρων. Σύμφωνα και με τις εκτιμήσεις του ΕΟΧ-50, η συνολική ισχύς των μονάδων λαμβάνεται αντιστοίχως 1 GW και 4,5 GW για τα σενάρια Σ-40 και Σ- 80. Και στις δύο περιπτώσεις, η μέγιστη χωρητικότητα αποθήκευσης λαμβάνεται ώστε να αντιστοιχεί σε 12 ώρες συνεχούς λειτουργίας άντλησης.

Το πρόγραμμα παραγωγής των ΑΥΗΣ καθορίζεται με βάση τη μορφή της καμπύλης φορτίου του συστήματος, ώστε η αποθηκευμένη ενέργεια να επιστρέφει στο σύστημα κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης. Επιπλέον, η εναπομένουσα αποθηκευτική ικανότητα (ισχύς και χωρητικότητα) των ΑΥΗΣ μετά την ανάκτηση της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ μπορεί να αξιοποιηθεί για την περαιτέρω εξομάλυνση της ΚΠΦ, με πρόσθετη περικοπή των κορυφών ζήτησης και πλήρωση των κοιλάδων κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης, όπως φαίνεται σχηματικά στο Σχ. 3. Ο αλγόριθμος προσομοιώνει και εφαρμόζει αυτήν τη στρατηγική σε καθημερινή βάση, για όλο το έτος που εξετάζεται.



Σχήμα 3:

Επεξήγηση ένταξης και λειτουργίας ΑΥΗΣ στο ηλεκτρικό σύστημα

6

Αποτελέσματα της Προσομοίωσης

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του λογισμικού για την απορριπτόμενη ισχύ ΑΠΕ και τη λειτουργία του συστήματος ΑΥΗΣ στο διασυνδεδεμένο δίκτυο δίνονται στον Πίνακα 2, για όλα τα σενάρια και υποπεριπτώσεις που εξετάστηκαν. Για το σενάριο 40% ΑΠΕ (2020), περίπου το 20% της κυμαινόμενης παραγωγής ΑΠΕ δεν μπορεί να απορροφηθεί άμεσα και χρειάζεται αποθήκευση αντλητικής ισχύος της τάξης των 5-6 GW. Το ποσοστό απορρίψεων είναι αρκετά μικρότερο σε μερικές περιπτώσεις του σεναρίου Σ-80 (Α και Β στον Πίνακα 2), κατά το οποίο οι περισσότερες από τις ανελαστικές λιγνιτικές μονάδες θα έχουν κλείσει, και ως εκ τούτου η ευελιξία του συστήματος και οι δυνατότητες διείσδυσης ΑΠΕ θα έχουν αυξηθεί. Ωστόσο, η αντίστοιχη ποσότητα απορριπτόμενης ενέργειας είναι σχεδόν διπλάσια (7-8 TWh, σε σύγκριση με 4-4.5 TWh το 2020). Επιπλέον, οι απορρίψεις στο Σ-80 μπορεί να είναι σημαντικά μεγαλύτερες αν τα τεχνικά ελάχιστα του συστήματος παραμείνουν σχετικά υψηλά. Έτσι, εάν το τεχνικό ελάχιστο, αντί για 0.4 GW (στο οποίο αντιστοιχούν τα αποτελέσματα του Πίνακα 2), παραμείνει υψηλότερα στα 2 GW, οι απορρίψεις θα είναι κατά 50-70% αυξημένες.

Η ισχύς του 1 GW για το σύστημα ΑΥΗΣ που προβλέπεται στο σενάριο 40% (2020) δεν είναι αρκετή για αποτελεσματική ανάκτηση των απορρίψεων ισχύος ΑΠΕ το εν λόγω έτος. Στην καλύτερη περίπτωση Β (παρόμοια αιολική-ηλιακή ανάπτυξη), αποθηκεύεται μόνο το 1/3 των απορρίψεων (Πίνακας 2). Αντίθετα, το σύστημα ΑΥΗΣ των 4.5 GW στο σενάριο Σ-80 επιτυγχάνει περίπου διπλάσια απόδοση αποθήκευσης, παρά το γεγονός ότι η απορριπτόμενη ενέργεια είναι διπλάσια. Η περίπτωση Β του σεναρίου αυτού, κατά την οποία ευνοείται η εκμετάλλευση του αιολικού έναντι του ηλιακού δυναμικού, είναι η χειρότερη όσον αφορά την αποτελεσματικότητα ανάκτησης απορρίψεων (Πίνακας 2).

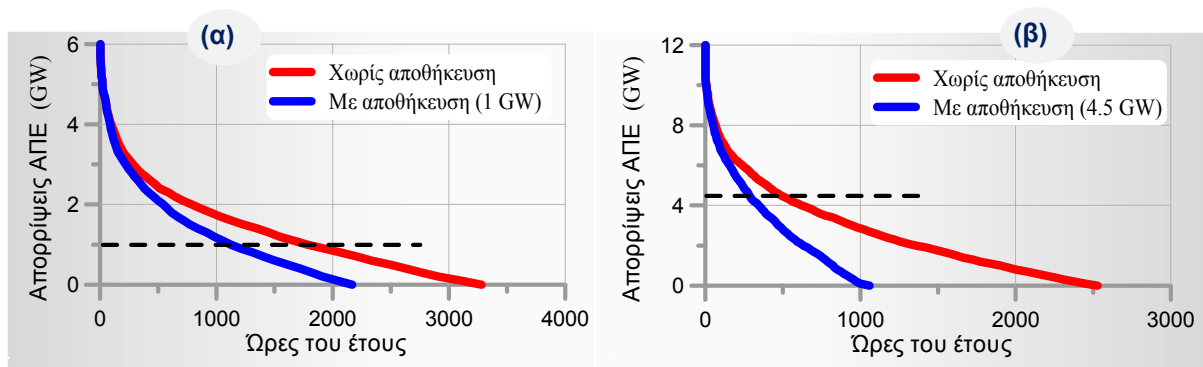
	Μέγιστη αρνητική τιμή ΚΠΦ (GW)	Απορριπ. παραγωγή ΑΠΕ (%)	Ενέργεια ΑΠΕ προς αποθήκευση (GWh)	Μη-αποθηκ. παραγωγή ΑΠΕ (GWh)	Βαθμός αποθήκ. απορριπ. ΑΠΕ (%)	Συντελ. Εκμετάλλευσης αντλιοστασίων (%)		
						Απορρ. ΑΠΕ	Εξομ. ΚΠΦ	Συνολικός
Σενάριο 40% συμμετοχής ΑΠΕ (2020)								
A	5.2	19.8	4130	3100	25.0	11.6	18.6	30.2
B	6.3	21.5	4470	2980	33.3	17.0	18.1	35.1
Σενάριο 80% συμμετοχής ΑΠΕ (2040-2050)								
A	11.5	15.1	7900	2900	63.2	12.5	13.7	26.2
B	10.2	13.1	6900	3300	52.0	8.9	13.9	22.8
C	13.1	19.0	10000	3450	65.5	16.5	11.5	28.0

Πίνακας 2:

Αποτελέσματα του αλγορίθμου για τα εξεταζόμενα σενάρια ανάπτυξης του συστήματος

Όσον αφορά τον Συντελεστή Εκμετάλλευσης (ΣΕ, capacity factor) των ΑΥΗΣ του συστήματος, τα αποτελέσματα στον Πίνακα 2 δείχνουν ότι για όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν παραμένει χαμηλή, αρκετά κάτω από 20%, όταν οι μονάδες λειτουργούν μόνο για την αποθήκευση της περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ. Ωστόσο, η πλήρης αξιοποίησή τους και για την εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου του συστήματος αυξάνει τον συντελεστή κατά περίπου 12-14%. Ως εκ τούτου, η συνολική χρησιμοποίηση των αντλιοστασίων μπορεί να φθάσει στην περιοχή 25-35%, η οποία θεωρείται οικονομικά βιώσιμη. Οι περιπτώσεις της πλέον αυξημένης ανάπτυξης των ΑΠ έναντι των ΦΒ εμφανίζουν και στα δύο σενάρια τον μικρότερο ΣΕ των ΑΥΗΣ (περ. Α, Σ-40 και περ. Β, Σ-80, Πίνακας 2).

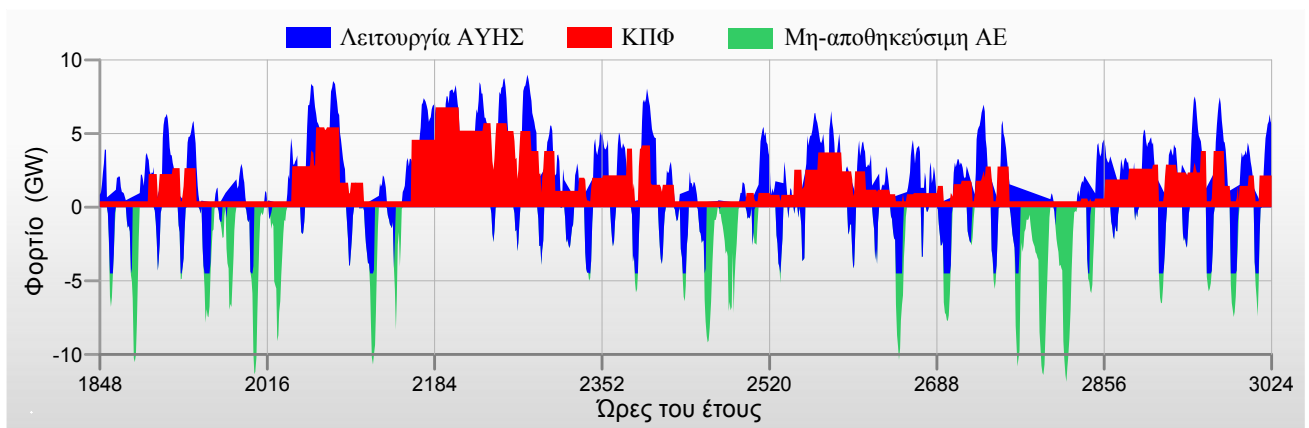
Η καμπύλη διάρκειας της περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ υποδεικνύει ότι απορρίψεις συμβαίνουν για περίπου 3300 ώρες του έτους κατά το σενάριο Σ-40 και λιγότερο συχνά στο Σ-80 (Σχ. 4). Λόγω του υψηλότερου βαθμού αποθήκευσης του τελευταίου, η καμπύλη διάρκειας της παραμένουσας μη-αποθηκεύσιμης παραγωγής ΑΠΕ εμφανίζει πολύ μικρό χρονικό εύρος (λίγο πάνω από 1000 ώρες ετησίως, Σχ. 4β). Αυτό σημαίνει ότι το υπόλοιπο της περίσσειας παραγωγής πιθανότατα δεν μπορεί να αξιοποιηθεί/αποθηκευτεί με οικονομικός αποδοτικό τρόπο από κάποια άλλη τεχνολογία.



Σχήμα 4:

Καμπύλες διάρκειας απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ:
 α) Σ-40/Β, και
 β) Σ-80/Β

Η περικοπή των ημερήσιων κορυφών της ΚΠΦ είναι μικρή όταν το σύστημα των ΑΥΗΣ χρησιμοποιείται μόνο για τις απορρίψεις ΑΠΕ, αλλά αυξάνει αισθητά με πλήρη εκμετάλλευση του συστήματος (εξομάλυνση της ΚΠΦ με νυχτερινή άντληση). Οι μεγαλύτερες περικοπές των αιχμών της ΚΠΦ επιτυγχάνονται με το σύστημα των 4,5 GW ΑΥΗΣ στο σενάριο Σ-80. Στην περίπτωση αυτή, η μέγιστη ετήσια ζήτηση φορτίου από τις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος μπορεί να μειωθεί από 10,4 GW σε περίπου 7 GW για όλες τις εξετασθείσες περιπτώσεις (Σχ. 5). Το αποτέλεσμα αυτό σημαίνει μια αντίστοιχη σημαντική μείωση της αναγκαίας ισχύος θερμικών μονάδων (κυρίως φυσικού αερίου) που θα πρέπει να είναι ενταγμένες στο σύστημα κατά το σενάριο Σ-80.



Σχήμα 5:

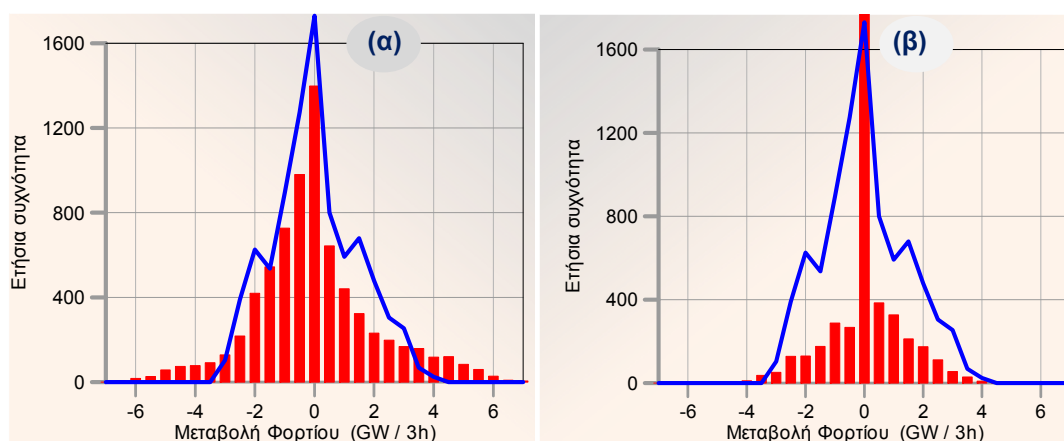
Μεταβολή φόρτισης του συστήματος ΑΥΗΣ και λοιπών ελεγχόμενων μονάδων.
 Σενάριο Σ-80, περ. Α

Η ευστάθεια του δικτύου μελετήθηκε με κριτήριο τη συχνότητα εμφάνισης συμβάντων σημαντικής μεταβολής φορτίου σε διάστημα 1-8 ωρών, που θα πρέπει να καλυφθούν από τις λοιπές ελεγχόμενες μονάδες του συστήματος. Διαπιστώθηκε ότι έως το 2020 (Σ-40), λόγω της σχετικά μικρής έως μέτριας συμμετοχής των ΑΠΕ, η ευστάθεια του συστήματος δεν επηρεάζεται σημαντικά. Η όποια επιβάρυνση από την ένταξη κυμαινόμενης παραγωγής αντισταθμίζεται από την ελεγχόμενη έγχυση της αποθηκευμένης ενέργειας απορρίψεων στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής.

Η εικόνα αυτή αλλάζει στο σενάριο Σ-80, όπου το απαιτούμενο εύρος μεταβολής του φορτίου των ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής αυξάνεται σημαντικά, γεγονός που έχει αρνητική επίδραση στη σταθερότητα του δικτύου (Σχ. 6α). Ωστόσο, η πλήρης αξιοποίηση του προβλεπόμενου συστήματος ΑΥΗΣ μπορεί να αντιστρέψει αυτό το αποτέλεσμα, χάρη στη σημαντική εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου που επιτυγχάνεται, με αποτέλεσμα μια αισθητή αύξηση της ευστάθειας του όλου συστήματος. (Σχ. 6β).

Σχήμα 6:

Ετήσια μεταβλητότητα ισχύος του ολικού φορτίου συστήματος (γραμμές) και των ελεγχόμενων μονάδων (μπάρες), για το σενάριο Σ-80, περ. Α: α) Χωρίς ΑΥΗΣ, και β) Πλήρης εκμετάλλευση ΑΥΗΣ



7

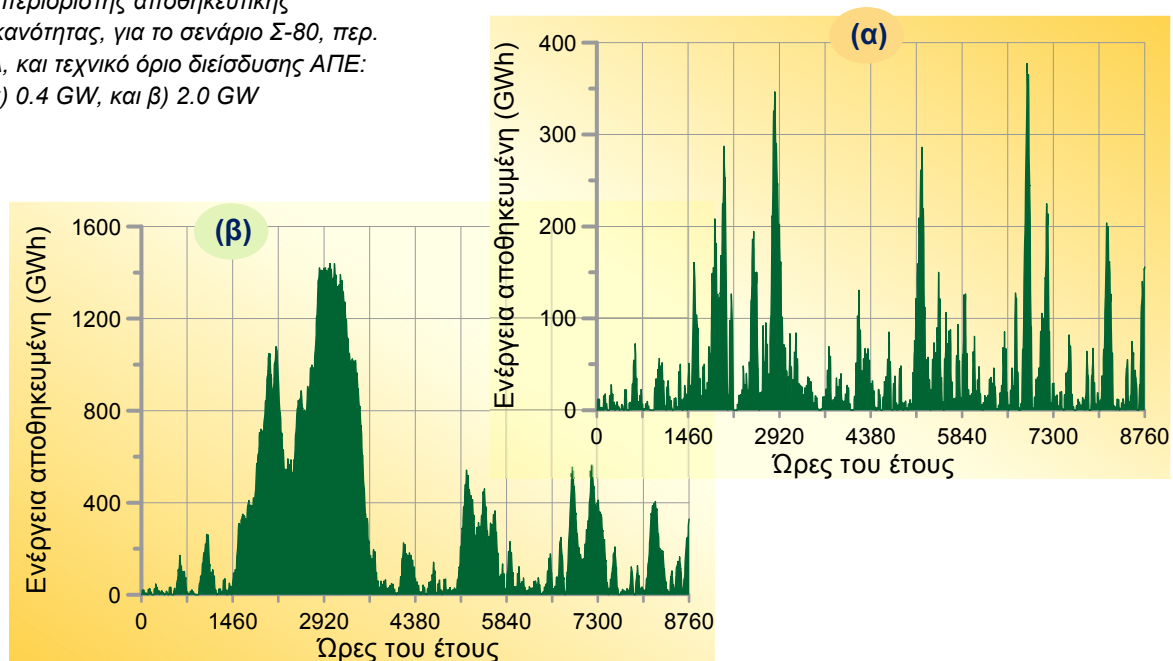
Πρόσθετες Διερευνήσεις

Για τον προσδιορισμό των συνολικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας του μελλοντικού συστήματος, θεωρείται ότι διατίθεται μια υποθετική τεχνολογία αποθήκευσης με απεριόριστη ισχύ και χωρητικότητα. Έτσι, μπορούν να εκτιμηθούν και οι δυνατότητες επανέγχυσης της αποθηκευμένης ενέργειας στο σύστημα, κατά τη διάρκεια ενός έτους.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το σενάριο Σ-80 δείχνουν ότι και στις τρεις περιπτώσεις Α, Β και Γ τού Πίνακα 1, η αποθηκευμένη ενέργεια παρουσιάζει μόνο λίγες πολύ υψηλές τιμές (άνω των 200 GWh) σε συγκεκριμένες περιόδους αυξημένης παραγωγής ΑΠΕ, ενώ σχεδόν όλες οι λοιπές διακυμάνσεις της κατά τη διάρκεια του έτους δεν υπερβαίνουν τις 50-100 GWh (Σχ. 7α). Κατά συνέπεια, ένα σύστημα αποθήκευσης με χωρητικότητα 100 GWh θα είναι αρκετά αποτελεσματικό για την ανάκτηση της περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ.

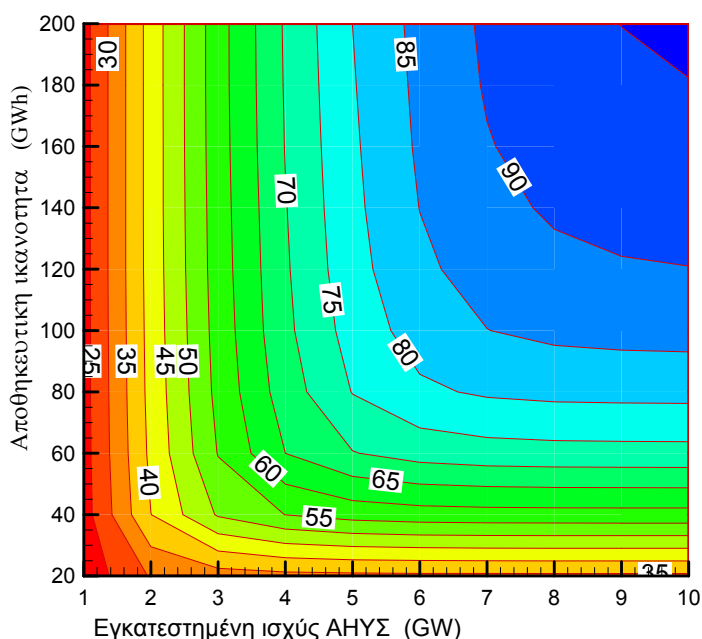
Σχήμα 7:

Ιστορικό φόρτισης και ισχύος ΑΥΗΣ απεριόριστης αποθηκευτικής ικανότητας, για το σενάριο Σ-80, περ. Α, και τεχνικό όριο διείσδυσης ΑΠΕ: α) 0.4 GW, και β) 2.0 GW



Το ιστορικό της ενεργειακής αποθήκευσης για το σενάριο Σ-80 διαφοροποιείται σημαντικά εάν το τεχνικό ελάχιστο του συστήματος είναι μεγαλύτερο (2 GW αντί 0.4 GW προηγουμένως). Στην περίπτωση αυτή, οι εκτεταμένες απορρίψεις παραγωγής ΑΠΕ κατά τη διάρκεια της Άνοιξης αποθηκεύονται μεν, αλλά η ενέργεια αυτή δεν μπορεί να επανεισαχθεί άμεσα στο σύστημα. Ως αποτέλεσμα, το διάγραμμα αποθηκευμένης ενέργειας περιέχει μια εκτεταμένη περίοδο, κατά την οποία διατηρείται μια μεγάλη ποσότητα αποθηκευμένης ενέργειας, που φθάνει έως τις 1400 GWh (Σχ. 7β). Συνεπώς, ακόμη και ένα σύστημα ΑΥΗΣ χωρητικότητας 400 GWh δεν θα ήταν πολύ αποτελεσματικό για την ανάκτηση της συνολικά απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ. Το αποτέλεσμα αυτό αποκαλύπτει την πολύ σημαντική επίπτωση που μπορεί να έχουν οι τεχνικοί περιορισμοί διείσδυσης της παραγωγής ΑΠΕ στο σύστημα, όχι μόνο στο μέγεθος της απορριπτόμενης παραγωγής, αλλά και στη δυνατότητα ανάκτησής της.

Σε μια άλλη διερεύνηση μελετήθηκε η συνδυασμένη επίδραση των δύο κύριων μεταβλητών σχεδιασμού του μελλοντικού συστήματος ΑΥΗΣ, δηλαδή της αντλητικής ισχύος και της αποθηκευτικής ικανότητας, στη δυνατότητα ανάκτησης της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ, καθώς και στον ΣΕ του συστήματος ΑΥΗΣ. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με τη μορφή των ολοκληρωμένων διαγραμμάτων στα Σχ. 8-9, από τα οποία μπορούν να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα. Στο Σχ. 8 παρατηρείται ότι για την προβλεπόμενη στον ΕΟΧ-50 εγκατεστημένη ισχύ ΑΥΗΣ (έως 4.5-5 GW), ο μέγιστος δυνατός βαθμός αποθήκευσης της περίσσειας ΑΠΕ δεν υπερβαίνει το 75-80%, ακόμη και για απεριόριστη αποθηκευτική ικανότητα.



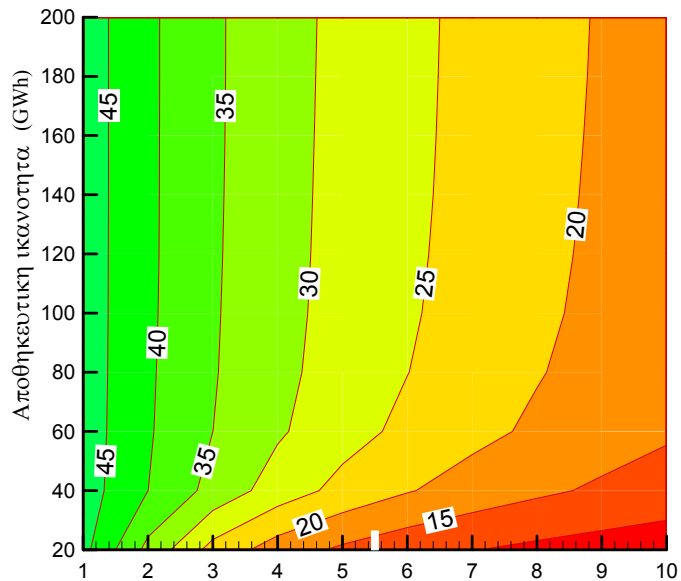
Σχήμα 8:

Βαθμός αποθήκευσης περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ για το σενάριο Σ-80, περ. Γ.

Στο ίδιο διάγραμμα φαίνεται ότι ενώ ένας βαθμός αποθήκευσης της τάξης του 75% μπορεί να επιτευχθεί με ΑΥΗΣ ισχύος 5 GW και χωρητικότητας 80 GWh (16 ώρες συνεχούς λειτουργίας), η επίτευξη λίγο υψηλότερης απόδοσης, έως 80%, θα απαιτούσε αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας σε 200 GWh. Εγκατάσταση ακόμη μεγαλύτερης αντλητικής ισχύος (π.χ. 7 GW) αυξάνει τον βαθμό ανάκτησης απορρίψεων (Σχ. 8), όμως μειώνει δραστικά τον ΣΕ του συστήματος ΑΥΗΣ, όπως φαίνεται στο Σχ. 9.

Σχήμα 9:

Βαθμός αποθήκευσης περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ για το σενάριο Σ-80, περ. Γ.



Συνεπώς, η οριστική απόρριψη ενός ποσοστού της παραγωγής ΑΠΕ είναι αναπόφευκτη, δεδομένου μάλιστα και του πολύ περιορισμένου εύρους της καμπύλης διάρκειάς του, εκτός εάν θα μπορούσε να διοχετευθεί σε μικρές κατανεμημένες καταναλώσεις, όπως για παράδειγμα τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα.

Τέλος, συγκρίνοντας τα αντίστοιχα αποτελέσματα για τις τρεις περιπτώσεις του σεναρίου 80% ΑΠΕ, διαπιστώθηκε, με βάση τις εκτιμήσεις του ΕΟΧ-50, ότι η περίπτωση Γ (επικρατέστερη ανάπτυξη ΦΒ) συνδυάζει τον υψηλότερο βαθμό ανάκτησης περίσσειας ΑΠΕ και τον καλλίτερο συντελεστή εκμετάλλευσης του συστήματος ΑΥΗΣ. Το πλεονέκτημα αυτό διατηρείται ακόμη και στην περίπτωση αυξημένου τεχνικού ορίου διεύθυνσης ΑΠΕ στο σύστημα.

8

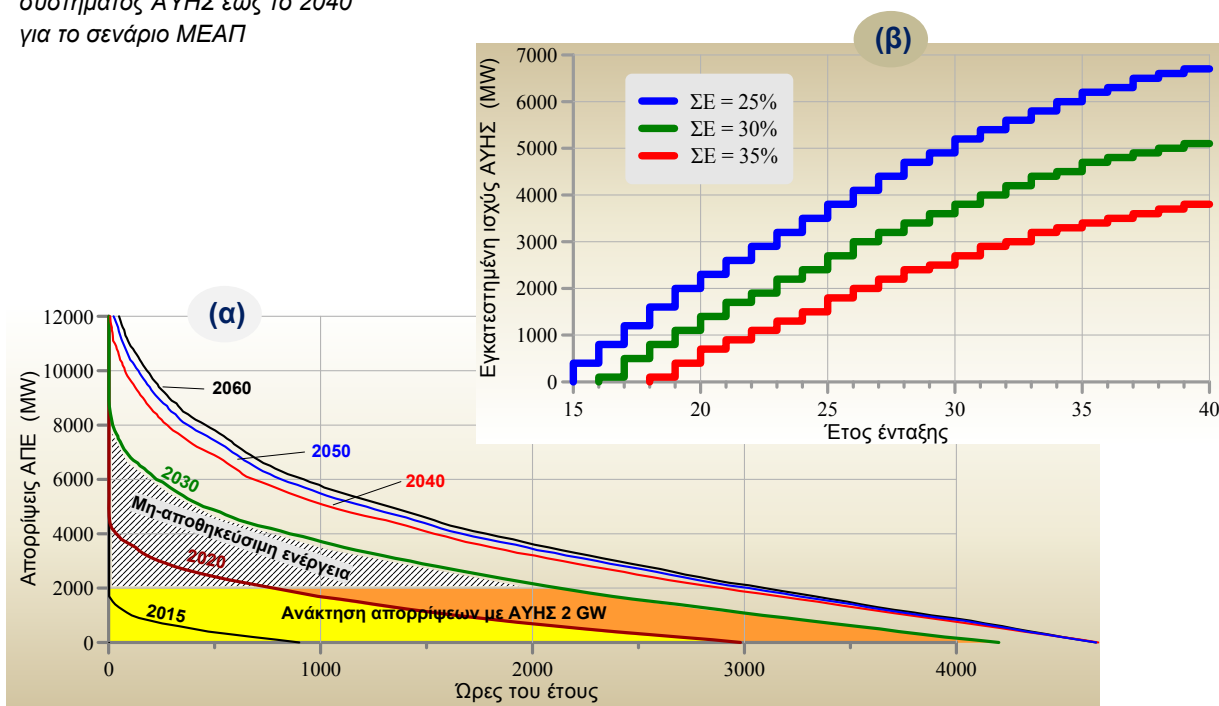
Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Αντλησιοταμίευσης

Το βέλτιστο μέγεθος ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε εθνικό επίπεδο, ώστε να είναι αποδοτικό από ενεργειακής πλευράς και να εξασφαλίζεται η οικονομική του βιωσιμότητα, εξαρτάται καθοριστικά από την τιμολογιακή πολιτική για την ενέργεια αυτή, η οποία δεν έχει ακόμη αναπτυχθεί στην Ελλάδα. Ωστόσο, μια εύλογη εκτίμηση των διαστάσεων του συστήματος μπορεί να εξαχθεί χρησιμοποιώντας καθαρά ενεργειακά-λειτουργικά δεδομένα των μονάδων αποθήκευσης, και πιο συγκεκριμένα, τον συντελεστή εκμετάλλευσης (ΣΕ) των υδροδυναμικών μηχανών (αντλιών και υδροστροβίλων). Με βάση και αποτελέσματα από πρόσφατες μελέτες, μια μονάδα αντλησιοταμίευσης μπορεί να θεωρηθεί βιώσιμη επένδυση για τιμές του συντελεστή άνω του 20-25% [19].

Για τη διενέργεια της μελέτης βέλτιστης διαστασιολόγησης του συστήματος αντλησιοταμίευσης αναπτύχθηκε αλγόριθμος με τα εξής στάδια υπολογισμών. Αρχικά εκτιμώνται οι καμπύλες διάρκειας της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, έως το 2060, με βάση ένα συγκεκριμένο σενάριο ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της χώρας, σύμφωνα με το ΕΟΧ-50 (Σχ. 10α). Στη συνέχεια, υπολογίζεται η σωρευτική ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί και να παραχθεί από ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης δεδομένης ονομαστικής ισχύος, για όλο το χρονικό διάστημα αποπληρωμής της επένδυσης (εδώ 20 έτη), αρχίζοντας από το έτος ένταξής του στο δίκτυο. Έτσι, για το συνολικό χρονικό διάστημα αποπληρωμής της επένδυσης μπορεί να υπολογισθεί η μέση τιμή του ΣΕ του συστήματος αντλησιοταμίευσης, και τέλος, θέτοντας ως όριο μια ελάχιστη αποδεκτή τιμή του συντελεστή αυτού, προκύπτει η μέγιστη οικονομικά βιώσιμη εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος ΑΥΗΣ.

Σχήμα 10:

Βέλτιστος σχεδιασμός ανάπτυξης συστήματος ΑΥΗΣ έως το 2040 για το σενάριο ΜΕΑΠ



Τα αποτελέσματα βέλτιστης διαστασιολόγησης ΑΥΗΣ για το σενάριο ανάπτυξης ΜΕΑΠ, που απεικονίζονται στο Σχ. 10β, υποδεικνύουν ότι η κατασκευή και ένταξη των μονάδων αντλησιοταμίευσης στο σύστημα πρέπει να πραγματοποιηθεί προοδευτικά, ακολουθώντας την ανάπτυξη των ΑΠΕ και την αύξηση της συμμετοχής τους στο ενεργειακό μίγμα. Αναλόγως της ελάχιστης αποδεκτής τιμής του ΣΕ, ένα βιώσιμο σύστημα αντλητικής ισχύος 2 GW θα μπορούσε να ενταχθεί στο διάστημα 2020-2025, ενώ το βέλτιστο αποθηκευτικό σχήμα για το 2050 τείνει στην περιοχή μεταξύ 4 και 7 GW, αποτέλεσμα που εμπεριέχει τις αντίστοιχες εκτιμήσεις του ΕΟΧ-50 (~5 GW για το σενάριο ΜΕΑΠ [5]).

Οι επενδύσεις σε νέους μεγάλους ΑΥΗΣ απαιτούν μακροχρόνιο σχεδιασμό και ανάπτυξη, συνήθως της τάξης των 10 ετών έως την ολοκλήρωση κατασκευής και ένταξη στο δίκτυο. Επομένως, σύμφωνα με τα παραπάνω αποτελέσματα, θα πρέπει άμεσα να ξεκινήσει η υλοποίηση νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης ισχύος 1-2 GW, με ωφέλιμη αποθηκευτική ικανότητα 15-30 GWh (12-16 ώρες συνεχούς λειτουργίας).



9

Συμπεράσματα

- Το διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά ενός μεγάλου απομονωμένου δικτύου, με χαμηλή ευελιξία, ανισοκατανομή παραγωγής και ζήτησης και περιορισμούς στη δυνατότητα μεταφοράς ενέργειας. Η επιδιωκόμενη υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα απαιτεί σημαντικές τροποποιήσεις και βελτιώσεις, οι περισσότερες εκ των οποίων προβλέπονται στον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό (ΕΣΔΑΕ και ΕΟΧ-50).
- Η πολύ υψηλή διείσδυση κυμαινόμενης ισχύος ΑΠΕ αντιμετωπίζει τεχνικά όρια ακόμη και σε πολύ ευέλικτα ηλεκτρικά συστήματα, και η απόρριψη μέρους της παραγωγής αυτής είναι αναπόφευκτη σε περιόδους υψηλού αιολικού ή/και ηλιακού δυναμικού. Επιπλέον, το υπόλοιπο φορτίο που πρέπει να καλυφθεί από τις ελεγχόμενες μονάδες του συστήματος μπορεί να εμφανίζει έντονες διακυμάνσεις, που επηρεάζουν τη σταθερότητά του.
- Από τη μοντελοποίηση του ελληνικού συστήματος προέκυψε ότι οι απορρίψεις της κυμαινόμενης παραγωγής ΑΠΕ είναι της τάξης του 20% για το σενάριο διείσδυσης 40% που προβλέπεται για το 2020, και αντιστοιχούν σε περίπου 8% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα. Η απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ για το σενάριο 80% διείσδυσης είναι, ως ποσοστό, χαμηλότερη (13-19%, ανάλογα με το μείγμα των ΑΠΕ), αλλά το αντίστοιχο ποσό ενέργειας είναι υψηλότερο, περίπου 11-14% της συνολικής κατανάλωσης.

- Η αντλησιοταμίευση είναι η πλέον κατάλληλη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας για την Ελλάδα, και περιλαμβάνεται στα ενεργειακά σχέδια για την εκμετάλλευση του μελλοντικού πλεονάσματος παραγωγής ΑΠΕ. Εκτός από την αξιοποίηση μεγάλου μέρους αυτού του πλεονάσματος, η ενσωμάτωση περισσότερων ΑΥΗΣ μπορεί να βελτιώσει σημαντικά την ευστάθεια του συστήματος.
- Τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης έδειξαν ότι για κάθε σενάριο ανάπτυξης υπάρχει μια βέλτιστη διαστασιολόγηση του συστήματος ΑΥΗΣ, ώστε να μεγιστοποιείται η αποθήκευση των απορρίψεων ΑΠΕ, ενώ



ταυτόχρονα να εξασφαλίζεται η οικονομική βιωσιμότητα των σχετικών επενδύσεων. Η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς ΑΥΗΣ βρίσκεται μεταξύ 1 και 2 GW για το σενάριο Σ-40 (2020) και μεταξύ 4 και 7 GW για το σενάριο Σ-80. Η βέλτιστη αποθηκευτική ικανότητα (χωρητικότητα) του ΑΥΗΣ αντιστοιχεί σε 12-16 ώρες συνεχούς λειτουργίας άντλησης.

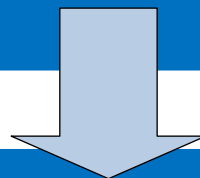
- Ο βαθμός ευελιξίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει καθοριστική επίπτωση στις ανάγκες αποθηκευτικής ικανότητας του συστήματος ΑΥΗΣ. Για το σενάριο Σ-80, αυξάνοντας το

τεχνικό όριο διεύθυνσης παραγωγής ΑΠΕ από 5% (πολύ ευέλικτο σύστημα) στο 25% του μέσου ετήσιου φορτίου, η πλεονάζουσα παραγωγή ΑΠΕ που δεν μπορεί να αποθηκευθεί διπλασιάζεται.

- Το εναπομένον τμήμα της περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ (της τάξης του 25% για το σενάριο Σ-80), το οποίο δεν είναι τεχνοοικονομικά εφικτό να αποθηκευτεί με αντλησιοταμίευση, έχει πολύ στενή καμπύλη διάρκειας ισχύος. Συνεπώς, η εκμετάλλευσή του σε μονάδες υψηλού κόστους δεν είναι συμφέρουσα. Διοχέτευση της παραγωγής αυτής σε κατακευματμένα συστήματα και μικρές καταναλώσεις, όπως τα ηλεκτρικά οχήματα, θα μπορούσε να είναι μια μελλοντική λύση.
- Η σχετική ανάπτυξη των τεχνολογιών αιολικής και ηλιακής ενέργειας αποτελεί μια δεύτερη σημαντική παράμετρο της μελλοντικής απόδοσης ενός συστήματος ΑΥΗΣ. Οι προσομοιώσεις έδειξαν ότι ένα ευνοϊκότερο σενάριο για ανάπτυξη ΑΠ έναντι ΦΒ σταθμών παρουσιάζει υψηλότερες δυνατότητες άμεσης διεύθυνσης της παραγωγής ΑΠΕ, αλλά είναι λιγότερο αποτελεσματικό στην ανάκτηση της απορριπτόμενης ενέργειας και δίνει χαμηλότερο ΣΕ των μονάδων αντλησιοταμίευσης.



Δεδομένης της μακρόχρονης διαδικασίας υλοποίησης επενδύσεων μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, ο σχεδιασμός και η κατασκευή νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης ισχύος κατ' αρχήν 1 έως 2 GW πρέπει να ξεκινήσει άμεσα, ώστε να υποστηριχθεί πλήρως η σχεδιαζόμενη δραστική αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα επόμενα χρόνια.



Απαιτείται συνεπώς ένα νέο ρυθμιστικό πλαίσιο για την ένταξη και λειτουργία των μονάδων αυτών στο δίκτυο, καθώς και για την συμμετοχή τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο θα επιτρέψει την βέλτιστη χωροθέτηση και αξιοποίησή τους. Παράλληλα, η διαμόρφωση ενός τέτοιου πλαισίου θα συμβάλει στον αποτελεσματικότερο στρατηγικό σχεδιασμό αναφορικά με τη σχετική ανάπτυξη των δύο κύριων τεχνολογιών ΑΠΕ, δηλαδή της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας.

Βιβλιογραφία

- [1] ΔΕΣΜΗΕ, Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) περιόδου 2010-2014, www.admie.gr, Αθήνα 2010.
- [2] Νόμος 3851/2010: “Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, ΦΕΚ 85, 4-6-2010.
- [3] Επιτροπή 20-20-20, Ανάλυση Ενεργειακών Σεναρίων διείσδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ στο Ενεργειακό Σύστημα και Επίτευξης των Εθνικών Στόχων του 2020 με χρήση των μοντέλων MARKAL, ENPER, WASP, COST, Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, Αθήνα, Ιούλιος 2010.
- [4] National Renewable Energy Action Plan in Scope of Directive 2009/28/EC, Ministry of Environment, Energy & Climate Change, 2010 (σύνοψη στα ελληνικά: www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=285
- [5] Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός – Οδικός Χάρτης για το 2050, Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Μάρτιος 2012
- [6] Διαλυνάς Ε., “Επιπτώσεις της υψηλής στάθμης αιολικής διείσδυσης στη λειτουργία του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας”, Ημερίδα Τεχνικού Επιμελητηρίου, Χαλκίδα, 10-11 Απριλίου 2009.
- [7] Caralis G., Papantonis D., Zervos A., “The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system”, *Ren. Sust. Energy Rev.*, 2012, 16, 2558-65.
- [8] Μπουλαζής Ν., “Η Διείσδυση των ΑΠΕ στο Ηλεκτρικό Δίκτυο και οι Εθνικοί Στόχοι για το 2020”, 2η Επιστημονική Συνάντηση του Energy Institute of Southeast Europe (IENE), Αθήνα, 24 Νοεμβρίου 2009.
- [9] Διαλυνάς Ε., Παπαντώνης Δ., Παπαθανασίου Σ., “Μελέτη των επιπτώσεων στη λειτουργία του ελληνικού συστήματος από την αιολική διείσδυση 5 έως 8 GW μέχρι το έτος 2025: Προϋποθέσεις και εκτίμηση του κόστους ομαλής ένταξής τους”, Τελική Έκθεση για την ΡΑΕ, ΕΜΠ, Αθήνα, 2011.
- [10] Anagnostopoulos J. and Papantonis D., “Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects”, *Renewable Energy / PowerGen Europe*, Cologne, Germany, June 12-14 2012.
- [11] Anagnostopoulos J. and Papantonis D., “Study of pumped storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece”, *Energy*, vol. 45, pp. 416-423, 2012.
- [12] Στεφανάκος Ι., Μουτάφης Ν., Αναγνωστόπουλος Ι., Παπαντώνης Δ., “Διερεύνηση της δυνατότητας κατασκευής έργων αποταμίευσης ενέργειας μέσω άντλησης σε περιοχές του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Τελική Έκθεση Ερευνητικού Έργου για την ΡΑΕ, Ε.Μ.Π., Αθήνα, Οκτώβριος 2010.
- [13] Παπαντώνης Δ., Αναγνωστόπουλος Ι., Παπαδόπουλος Μ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαευθυμίου Σ., “Διερεύνηση Τεχνικών και Οικονομικών Ζητημάτων Ένταξης Υβριδικών Σταθμών στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά”. Τελική Έκθεση για τη ΡΑΕ, Ε.Μ.Π., Αθήνα 2008.
- [14] Papaefthimiou S., Karamanou E., Papathanassiou S., Papadopoulos M., “Operating Policies for Wind-Pumped Storage Hybrid Power Stations in Island Grids”, *IET, Renewable Power Generation*, Vol. 3, No. 3, pp. 293-307, 2009.
- [15] Νόμος 3468/2006, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις, ΦΕΚ 129, 27-6-2006.
- [16] Υπουργική Απόφαση ΥΑΠΕ/Φ1/14810. Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.), ΦΕΚ 2374, 25-10-2011
- [17] Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαευθυμίου Σ., Παπασταμούλος Κ., “Παραμετρική διερεύνηση της τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε μη-διασυνδεδεμένα νησιά”, Τεχνική Έκθεση για την ΡΑΕ, Ε.Μ.Π., Αθήνα 2010.
- [18] Hatziaergyriou N., “Smart grids in Greek Islands”, 5th Intl. Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Sources, Berlin, Germany, Dec. 4-6, 2012.
- [19] Anagnostopoulos J., Papantonis D., “Simulation and size optimization of pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy”, *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 1685-1694, 2008.



UCC

Coláiste na hOllscoile Corcaigh, Éire
University College Cork, Ireland



Malachy Walsh and Partners
Engineering and Environmental Consultants

EMD International A/S

www.emd.dk



**HELMUT SCHMIDT
UNIVERSITÄT**

Universität der Bundeswehr Hamburg



CENER

**NATIONAL RENEWABLE
ENERGY CENTRE**



Η έκθεση αυτή αποτελεί παραδοτέο του ευρωπαϊκού Έργου “Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy”, StoRE. Περισσότερα στοιχεία για τους εταίρους που συμμετέχουν στο Έργο, με τα παραπάνω λογότυπα, είναι διαθέσιμα στον ιστότοπο www.store-project.eu