



ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ
& ΤΕΧΝΙΚΗ
ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ

ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ
2015

ΚΑΘΑΡΕΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΣΤΗΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ V

Εναλλακτικές λύσεις στη σχεδιαζόμενη μονάδα της ΔΕΗ Πτολεμαΐδα V



<http://www.youtube.com/wwfgrwebtv>



<http://www.facebook.com/WWFGreece>



http://twitter.com/WWF_Greece

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΣΥΝΟΨΗ.....	3
1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	9
1.1. ΠΡΟΣΦΑΤΕΣ ΕΞΕΛΙΞΕΙΣ ΚΑΙ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΚΘΕΣΗΣ	9
1.2. ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΚΘΕΣΗΣ	11
2. ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	13
2.1 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	13
2.2. ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	16
2.2.1 Λιγνιτικές μονάδες.....	17
2.2.2 Μεταβλητές ΑΠΕ.....	18
2.2.3 Υδροηλεκτρικά.....	19
2.2.4. Αντλησιοταμίευση	21
3. ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	23
3.1 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ.....	23
3.2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΚΑΙ ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	24
3.2.1 Πτολεμαΐδα V και μονάδες φυσικού αερίου.....	24
3.2.2 Τεχνολογίες ΑΠΕ.....	26
3.2.3 Σενάρια εξέλιξης κόστους δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂	28
3.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ	29
3.3.1 Συμβατικές μονάδες	29
3.3.2 Μονάδες ΑΠΕ	31
4. ΑΠΕ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	36
4.1 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΕ.....	36
4.2 ΟΙ ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΤΕΥΞΗ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ.....	40
4.3 Ο ΡΟΛΟΣ ΤΗΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	42
4.4 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ	43
5. ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΛΥΣΕΙΣ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ: ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΧΗΜΑΤΑ ΑΠΕ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ.....	47
5.1 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗΣ ΛΥΣΗΣ	47
5.2. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ	52
5.3. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ.....	54
5.4. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΛΥΣΕΩΝ ΜΕ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ V.....	57
6. ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΛΥΣΕΙΣ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ: ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ ΜΕ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ Ή ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ.....	60
6.1 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ	60
6.2. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (NET METERING).....	61
6.3. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ.....	66
7. ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΟΚΙΝΗΣΗΣ.....	71
7.1. ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΙ ΔΙΕΘΝΗΣ ΕΜΠΕΙΡΙΑ	71
7.1.1 Κόστος μπαταριών.....	76
7.1.2 Αυτονομία.....	77
7.1.3 Χρόνος και υποδομές φόρτισης	79
7.2. ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΚΙΝΗΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	80
7.2.1. Επίδραση στις εκπομπές	80
7.2.2. ΑΠΕ και ηλεκτροκίνηση	82
7.2.3. Επίδραση στο σύστημα.....	83
8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	86

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΚΩΔΙΚΑ - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	88
Π1. ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΣ ΚΩΔΙΚΑΣ	88
<i>Π.1.1 Παραγωγή ωριαίων διανομών συντελεστή φορτίου</i>	<i>88</i>
<i>Π.1.2 Υπολογιστική μεθοδολογία</i>	<i>88</i>
<i>Π.1.3 Αποτελέσματα υπολογιστικού κώδικα</i>	<i>89</i>
Π2. ΚΑΘΟΡΙΣΜΟΣ ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗΣ ΑΝΤΛΗΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	89
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ	91
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΚΑΙ ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ	
ΕΘΝΙΚΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΕΔΣ)	91
ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ	94

ΣΥΝΟΨΗ

Το αντικείμενο της παρούσας έκθεσης είναι η διερεύνηση και οικονομική **αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων στην λιγνιτική μονάδα Πτολεμαΐδα V**, οι οποίες βασίζονται στην αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Επιπλέον, διερευνάται ο ρόλος που μπορούν να διαδραματίσουν οι τεχνολογίες αποθήκευσης, μικρής και μεγάλης κλίμακας, στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό μίγμα.

Ένα νέο ενεργειακό τοπίο

Η απόφαση κατασκευής της Πτολεμαΐδας V λήφθηκε αρκετά χρόνια πριν –η έγκριση για την προκήρυξη του διαγωνισμού έγινε το 2010–, σε μια περίοδο κατά την οποία οι **συνθήκες στην κλιματική και ενεργειακή πολιτική, στην Ελλάδα και διεθνώς, ήταν σημαντικά διαφορετικές από ότι σήμερα**. Στις εξελίξεις των τελευταίων ετών έχουν πρωτοστατήσει τόσο οι ΗΠΑ, όσο και η Κίνα και η Ευρωπαϊκή Ένωση, με διαδοχικές αποφάσεις τους για λήψη σημαντικών μέτρων περιορισμού των εκπομπών τους. Οι πολιτικές εξελίξεις έχουν επηρεάσει και τη στάση των διεθνών χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων, καθώς το ένα μετά το άλλο θέτουν αυστηρές προϋποθέσεις για την χρηματοδότηση της κατασκευής νέων ανθρακικών μονάδων. Χαρακτηριστική είναι η πρόσφατη απόφαση της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων να διακόψει την χρηματοδότηση ανθρακικών σταθμών με εκπομπές μεγαλύτερες από 550 gr CO₂/Kwh, αποκλείοντας έτσι την συμμετοχή της στην Πτολεμαΐδα V, η οποία θα εκπέμπει διπλάσιους από το όριο ρύπους.

Την νέα πραγματικότητα δείχνουν να αντιλαμβάνονται οι ενεργειακοί κολοσσοί της Ευρώπης, οι οποίοι προχωρούν σε βαθμιαίο μετασχηματισμό του επιχειρηματικού τους μοντέλου. Εταιρείες όπως η E.On, η RWE, η EnBW και η EDP έχουν επιλέξει να μειώσουν την δραστηριοποίησή τους σε τομείς ορυκτών καυσίμων, δίνοντας έμφαση σε νέα πεδία κερδοφορίας στους τομείς των ΑΠΕ και της αποκεντρωμένης παραγωγής, των δικτύων και των ενεργειακών υπηρεσιών.

Όσα αναφέρθηκαν παραπάνω αποκτούν **πολλαπλασιαστική σημασία για την Ελλάδα**, εξαιτίας της δυσμενούς οικονομικής κατάστασης της χώρας, αλλά και της συσσώρευσης χρεών και της περιορισμένης ρευστότητας της ΔΕΗ. Οι αρνητικές προβλέψεις για την Πτολεμαΐδα V, έργο αξίας 1,4 δις ευρώ, ενισχύονται από δύο βασικούς παράγοντες: α) την αναμενόμενη αύξηση των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, ιδίως μετά την εφαρμογή μηχανισμού του Market Stability Reserve που πρότεινε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή στις αρχές του 2014 και β) την ισχυρή πιθανότητα μείωσης των ωρών λειτουργίας της νέας μονάδας λόγω αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ, σύμφωνα με τον ισχύοντα εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό. Η επίδραση αυτών των δυο παραγόντων αποτέλεσε το αντικείμενο της προηγούμενης μελέτης του WWF Ελλάς¹.

Οικονομικά αποδοτικές εναλλακτικές στην Πτολεμαΐδα V

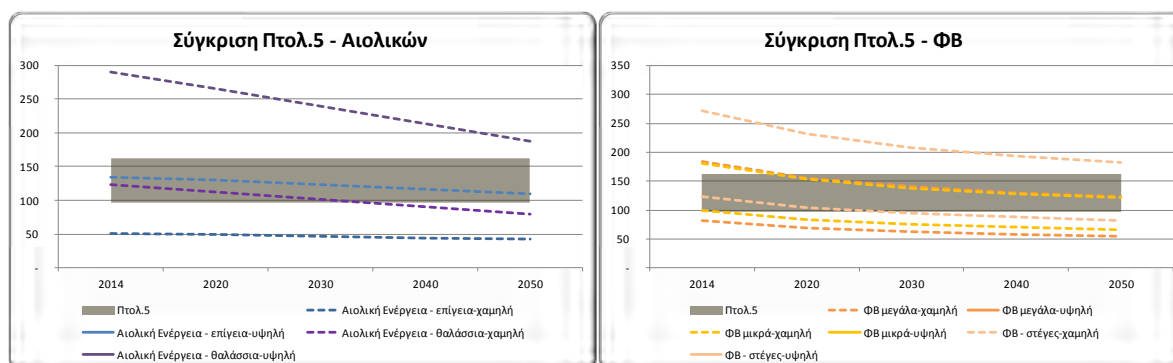
Στα πλαίσια της παρούσας έκθεσης πραγματοποιήθηκε, σε πρώτη φάση, μια σύγκριση τιμών σταθμισμένου κόστους ενέργειας διαφόρων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής (LCOE)², από την οποία προέκυψε ότι, ήδη σήμερα, **ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ είναι ευθέως ανταγωνιστικές με συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και, ειδικότερα, με την Πτολεμαΐδα V**.

Η τάση αυτή αναμένεται να ενισχυθεί στο μέλλον καθώς η πρόοδος των καθαρών τεχνολογιών θα καταστήσει τις ΑΠΕ ακόμα φθηνότερες. Την ίδια στιγμή, το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες θα κινείται ανοδικά εξαιτίας μιας σειράς παραγόντων, όπως οι υψηλές τιμές δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και το αυξανόμενο κόστος καυσίμου. Η αμφίβολη απόδοση της επένδυσης στην Πτολεμαΐδα V συνδέεται άμεσα και με το αβέβαιο αρχικό κόστος εγκατάστασης της μονάδας. Στο Σχήμα 1 παρατίθενται ενδεικτικά αποτελέσματα της σύγκρισης

¹ WWF Ελλάς. (2013). Πτολεμαΐδα 5 και Μελίτη 2, Έκθεση οικονομικής βιωσιμότητας των νέων λιγνιτικών μονάδων.

² Η μέθοδος αυτή αποσκοπεί στον υπολογισμό του συνολικού κόστους παραγωγής ανά τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής καθ' όλη τη διάρκεια λειτουργίας της και την αναγωγή σε καθαρή παρούσα αξία.

της Πτολεμαΐδας V με αιολικές και φωτοβολταϊκές (Φ/Β) μονάδες, για την περίοδο έως το 2050, που αναδεικνύουν την ανταγωνιστικότητα των επίγειων αιολικών και των μεγάλων και μεσαίων Φ/Β σταθμών με την νέα λιγνιτική μονάδα.



Σχήμα 1. Σύγκριση σταθμισμένου κόστους ενέργειας μεταξύ Πτολεμαΐδας V και επιλεγμένων τεχνολογιών ΑΠΕ

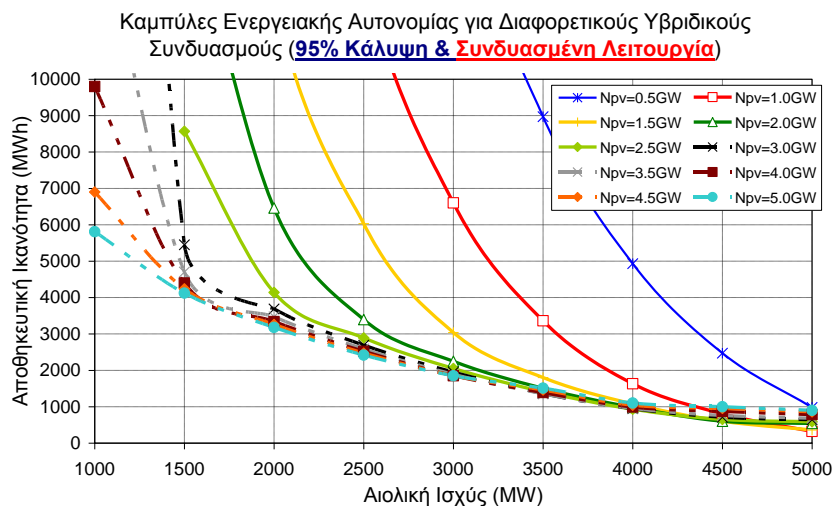
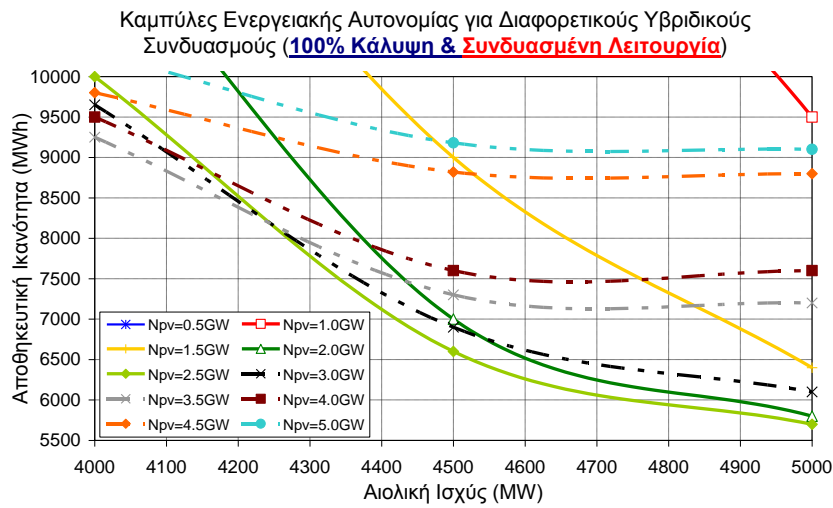
Αξιολόγηση υβριδικών σχημάτων ΑΠΕ και αντλησιοταμίευσης

Είναι επομένως εύλογο να αναζητηθούν εναλλακτικές λύσεις στην Πτολεμαΐδα V που βασίζονται στις ΑΠΕ. Η μεγαλύτερη πρόκληση που παρουσιάζει το εγχείρημα της χρήσης ΑΠΕ για κάλυψη φορτίου βάσης σαν αυτό της Πτολεμαΐδας V, σχετίζεται με τη στοχαστικότητα της παραγωγής ενέργειας από αιολικά και Φ/Β συστήματα. Η πρόκληση αυτή όμως μπορεί να αντιμετωπιστεί τεχνικά με συνδυασμό της παραγωγής ΑΠΕ και διαφόρων συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι μπαταρίες και η αντλησιοταμίευση.

Η παρούσα έκθεση εστίασε στη δυνατότητα υποκατάστασης της Πτολεμαΐδας V με υβριδικά συστήματα αποτελούμενα από αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς σε συνδυασμό με αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Συγκεκριμένα, προηγούμενη μελέτη³ έδειξε ότι η μετατροπή, εφτά υφιστάμενων ζευγών υδροηλεκτρικών (Υ/Η) σταθμών της ΔΕΗ σε αντλησιοταμιευτικούς είναι τεχνικά εφικτή και οικονομικά ελκυστική, δεδομένου ότι αποφεύγεται η κατασκευή νέων ταμιευτήρων. Με αυτή την επιλογή εξασφαλίζεται και η ελαχιστοποίηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

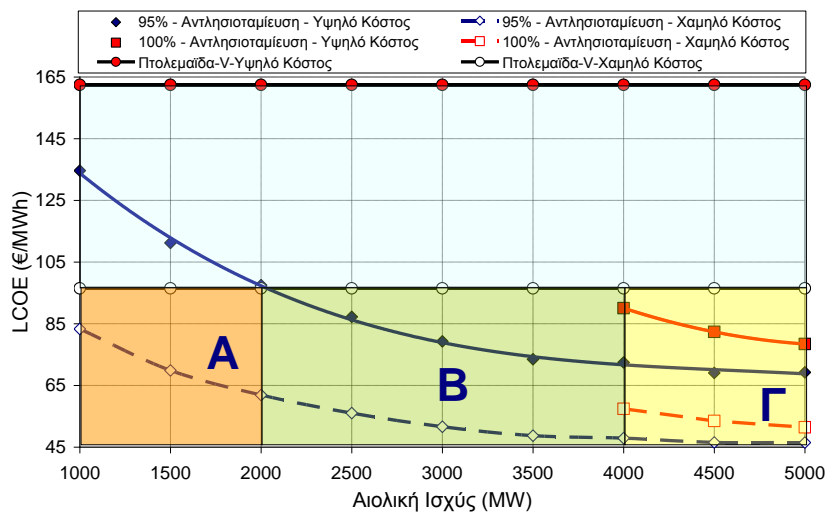
Η ενεργειακή ανάλυση που πραγματοποιήθηκε σε αυτή την έκθεση κατέδειξε πως **είναι δυνατή η κάλυψη των φορτίων βάσης για τα οποία έχει σχεδιασθεί η Πτολεμαΐδα V από υβριδικούς συνδυασμούς αντλησιοταμιευτικών με αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς** (Σχήμα 2). Σε περίπτωση που είναι ανεκτή η σχεδόν πλήρης κάλυψη του φορτίου της Πτολεμαΐδας V (95%), το επιδιωκόμενο αποτέλεσμα μπορεί να επιτευχθεί με ακόμα περισσότερους συνδυασμούς ισχύος ΑΠΕ και αποθηκευτικής ικανότητας.

³ Διερεύνηση των δυνατοτήτων κατασκευής νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα. Στεφανάκος Ι., ΕΜΠ: Ερευνητικό Έργο 62/2423 (Δυνατότητες κατασκευής έργων αποταμίευσης μέσω άντλησης σε περιοχές της Ηπειρωτικής Ελλάδας)



Σχήμα 2. Αυτόνομοι ενεργειακά υβριδικοί συνδυασμοί που επιτυγχάνουν 100% και 95% κάλυψη του φορτίου βάσης της Πτολεμαΐδας V με άνω επιτρεπόμενο όριο αποθηκευτικής ικανότητας : 10GWh.

Το πλέον σημαντικό είναι πως αρκετές από αυτές τις λύσεις αποδεικνύονται **οικονομικά προσιότερες από την Πτολεμαΐδα V**, καθώς εμφανίζουν σημαντικά χαμηλότερες τιμές σταθμισμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής από αυτές της νέας λιγνιτικής μονάδας (Σχήμα 3). Οι λύσεις αυτές, για διαφορετικά σενάρια, παρουσιάζονται αναλυτικά στον Πίνακα 1.



Σχήμα 3. Σταθμισμένο κόστος παραγωγής για ενεργειακά αυτόνομοι υβριδικοί συνδυασμοί – Επίτευξη 100% (α) και 95% (β) κάλυψης φορτίου βάσης με αποθηκευτική ικανότητα $\leq 10GWh$

Πίνακας 1: Οι οικονομικά ανταγωνιστικές με την Πτολεμαΐδα V υβριδικές λύσεις (ελάχιστο κόστος για Πτολεμαΐδα V: 96,47 €/MWh)

Αιολική Ισχύς (MW)	Φ/Β Ισχύς (MW)	Αποθηκευτική Ικανότητα (MWh)	LCOE (€/MWh) (Υψηλό Κόστος)	LCOE (€/MWh) (Χαμηλό Κόστος)
100% κάλυψη φορτίου βάσης Πτολεμαΐδας V				
4000	2500	10000	90.06	57.43
4500	1500	9000	82.35	53.47
5000	1000	9500	78.44	51.42
95% κάλυψη φορτίου βάσης Πτολεμαΐδας V				
2000	2000	6460	97.50	83.30
2500	1500	6030	87.21	69.86
3000	1000	6600	79.27	61.88
3500	500	8970	73.48	56.01
4000	500	4930	72.43	51.62
4500	0	9150	69.08	48.71
5000	0	5210	69.25	47.90

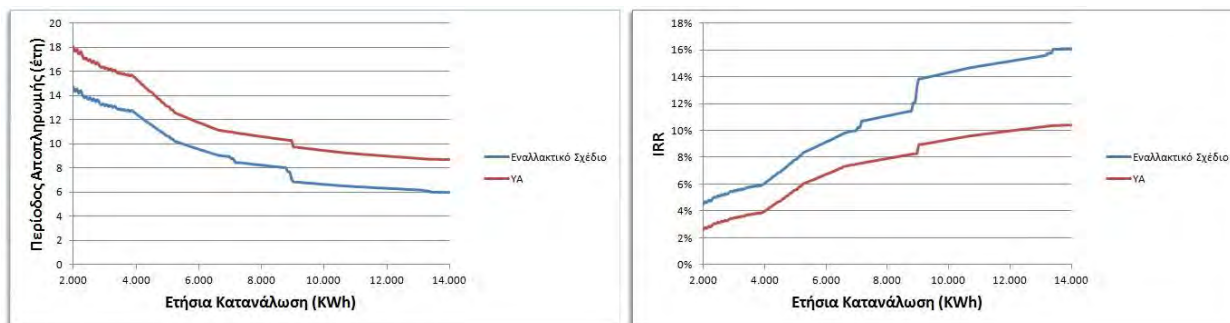
Είναι σημαντικό να τονισθεί πως οι **υποθέσεις εργασίας** που χρησιμοποιήθηκαν για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων **κάθε άλλο παρά ευνοούν τη λύση των υβριδικών σταθμών**. Για παράδειγμα, η παραδοχή για υψηλά τεχνικά ελάχιστα του συστήματος (4GW) αυξάνει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας των υβριδικών συνδυασμών, ενώ ο φιλόδοξος συντελεστής φόρτισης που χρησιμοποιήθηκε για την Πτολεμαΐδα V ήταν μεγαλύτερος από αυτόν για τον οποίο έχει σχεδιαστεί η μονάδα (80%, βάσει της ΜΠΕ), πράγμα που μειώνει το κόστος παραγωγής της σχεδιαζόμενης λιγνιτικής μονάδας. Τέλος, ως μέγιστη διαθέσιμη αποθηκευτική ικανότητα των αντλησιοταμιευτικών σταθμών λήφθηκε μόλις το 25% της μέγιστης διαθέσιμης ώστε να μην εμποδίζεται η σημερινή λειτουργία των ταμιευτήρων (αυτόνομα Υ/Η, αρδεύσεις, αντιπλημμυρική προστασία), ενώ λήφθηκε ένας ιδιαίτερα χαμηλός συνολικός βαθμός απόδοσης των αντλησιοταμιευτικών σταθμών (63,75%).

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η μετατροπή υφιστάμενων ζευγών Υ/Η σταθμών της ΔΕΗ σε αντλησιοταμιευτικά και η χρήση τους για αποθήκευση ενέργειας που παράγεται από αιολικούς και Φ/Β σταθμούς είναι όχι μόνο **τεχνικά εφικτή, αλλά και οικονομικά συμφέρουσα σε σύγκριση με την απόδοση της Πτολεμαΐδας V**.

Λύσεις μικρής κλίμακας

Η οικονομική απόδοση της Πτολεμαΐδας V ελαττώνεται όσο λιγότερες είναι οι πραγματικές ώρες λειτουργίας της, όπως έδειξε προηγούμενη μελέτη του WWF Ελλάς²⁰. Η μείωση της ζήτησης που θα κληθεί να καλύψει η Πτολεμαΐδα V μετά το 2020 προκύπτει όχι μόνο εξαιτίας της προβλεπόμενης αύξησης της διείσδυσης ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας, αλλά και εξαιτίας των πρόσφατων τεχνολογικών εξελίξεων στον τομέα των φωτοβολταϊκών και των μπαταριών. Οι εξελίξεις αυτές είναι ικανές να μετατρέψουν τους σημερινούς οικιακούς καταναλωτές (consumers) ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτοπαραγωγούς (prosumers).

Στα πλαίσια της έκθεσης έγινε οικονομική αξιολόγηση της εφαρμογής του μηχανισμού net metering που πρόσφατα νομοθετήθηκε στην Ελλάδα για την προώθηση των φωτοβολταϊκών. Η αξιολόγηση έδειξε ότι οι **προοπτικές ανάπτυξης συστημάτων μικρής κλίμακας για την κάλυψη των οικιακών αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια είναι εξαιρετικές**, χάρη και στα υψηλά επίπεδα ηλιοφάνειας της χώρας. Οι προοπτικές αυτές γίνονται ακόμα καλύτερες αν, στο μέλλον, ο μηχανισμός net metering βελτιωθεί στην βάση των προτεινόμενων στην παρούσα έκθεση αλλαγών (σενάριο «εναλλακτικό σχέδιο»). Τα αποτελέσματα της ανάλυσης παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.



Σχήμα 4. Περίοδος αποπληρωμής (αριστερά) και IRR (δεξιά) ως συνάρτηση της ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας για τα σενάρια «YA» και «Eναλλακτικό Σχέδιο»

Εξετάστηκε επίσης η αποδοτικότητα των επενδύσεων σε αυτόνομα οικιακά συστήματα φωτοβολταϊκών με μπαταρίες ιόντων λιθίου. Το κόστος των εν λόγω συστημάτων, βάσει των προβλέψεων αναλυτών της αγοράς, βαίνει ραγδαία μειούμενο χάρη στη δραστική μείωση, τα επόμενα 10-15 χρόνια, του κόστους αγοράς μπαταριών. Ο παράγοντας αυτός σε συνδυασμό με τη μείωση του κόστους εγκατάστασης των ΦΒ, την αναμενόμενη αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε οικιακό επίπεδο και την αύξηση των τιμών ενέργειας, είναι σε θέση να καταστήσουν τα αυτόνομα συστήματα ευθέως ανταγωνιστικά με την κεντρικά παραγόμενη ενέργεια και στην χώρα μας (Πίνακας 2).

Πίνακας 2: Περίοδος αποπληρωμής και εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) αυτόνομων συστημάτων για διάφορα σενάρια (ετήσια κατανάλωση 9045KWh)

Μοναδιαίο Κόστος Μπαταρίας (\$/KWh)	Σενάριο «YA»		Σενάριο «Eναλλακτικό Σχέδιο»	
	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος Αποπληρωμής (έτη)	IRR
500	>25	-2,70%	>25	-1,20%
400	>25	-1,97%	>25	-0,40%
300	>25	-1,13%	23,32	0,54%
200	22,94	0,67%	18,30	2,56%
100	15,61	4,00%	12,26	6,44%

Εκτός όμως από τα πλήρως αυτόνομα συστήματα Φ/Β με μπαταρίες υπάρχει και η **δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας στις μπαταρίες ηλεκτρικών οχημάτων**. Η αυξημένη διείσδυση της ηλεκτροκίνησης στην χώρα μας μπορεί να συμβάλει, υπό προϋποθέσεις, στην απεξάρτηση από την χρήση και τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων, την εξομάλυνση αιχμών και την περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ, μειώνοντας τελικά τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που θα κληθεί να καλύψει η Πτολεμαΐδα V την περίοδο 2020-2050.

Επομένως, βλέπουμε ότι οι εξελίξεις στον τομέα των φωτοβολταϊκών μικρής κλίμακας είτε μέσω net metering, είτε σε αυτόνομη μορφή με μπαταρία, είτε σε συνδυασμό των δύο, είναι ικανά να διαδραματίσουν πρωταγωνιστικό ρόλο στον επερχόμενο, δραστικό μετασχηματισμό του υφιστάμενου μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής: από κεντρικές, γιγαντιαίες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που βασίζονται στα ορυκτά καύσιμα, όπως η Πτολεμαΐδα V, προς την κατεύθυνση της αποκέντρωσης, της αυτοπαραγωγής, και τελικά της προοδευτικής απεξάρτησης από την ηλεκτρική ενέργεια που παρέχει το δίκτυο.

Συμπερασματικά

Η παρούσα έκθεση αναδεικνύει ότι η **λιγνιτική εξάρτηση δεν είναι μονόδρομος** για τη χώρα μας. Επιπλέον, υποδεικνύει και τεκμηριώνει συγκεκριμένες εναλλακτικές λύσεις οι οποίες εξαλείφουν την ανάγκη κατασκευής της μονάδας Πτολεμαΐδα V. Οι λύσεις αυτές αποδεικνύονται τεχνικά εφικτές, ενώ υπερτερούν οικονομικά και περιβαλλοντικά σε σχέση με την σχεδιαζόμενη μονάδα.

Σε αυτό το πλαίσιο, το WWF Ελλάς ζητά από την ελληνική πολιτεία να προχωρήσει:

- Στην επανεξέταση της οικονομικής βιωσιμότητας της νέας μονάδας και την αξιολόγηση των προτεινόμενων ισοδύναμων εναλλακτικών λύσεων.
- Στη θέσπιση του κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την αντλησιοταμίευση.
- Στην βελτίωση του ρυθμιστικού πλαισίου για την αυτοπαραγωγή με συμψηφισμό και ως επόμενο βήμα, στον σχεδιασμό ενός μηχανισμού πολιτικής που θα προωθήσει την ανάπτυξη των αυτόνομων συστημάτων ΑΠΕ μικρής κλίμακας.
- Στη δημιουργία των απαραίτητων υποδομών για την διείσδυση της ηλεκτροκίνησης στη χώρα μας.
- Στην κατάστρωση ενός νέου μοντέλου δραστηριοποίησης της ΔΕΗ, σε πεδία κερδοφορίας που θα μεγιστοποιούν τα οφέλη για την επιχείρηση, τους καταναλωτές και το φυσικό περιβάλλον
- Στην εκπόνηση ενός εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού που θα λαμβάνει υπόψη τις διαφαινόμενες, διεθνώς, εξελίξεις στους τομείς της καθαρής ενέργειας και θα αναλύει τη χρονική εξέλιξη της συμμετοχής κάθε τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής στο ενεργειακό μίγμα της χώρας με ορίζοντα το 2030 και το 2050.

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Πρόσφατες εξελίξεις και αντικείμενο της έκθεσης

Στις 29 Μαρτίου 2013, η Γενική Συνέλευση των μετόχων της ΔΕΗ ενέκρινε την υπογραφή της σύμβασης για κατασκευή της νέας λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα V η οποία αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2020. Πρόκειται για την πρώτη λιγνιτική μονάδα που προβλέπεται να κατασκευασθεί στην Ελλάδα από το 2002, οπότε και τέθηκε σε λειτουργία η μονάδα ισχύος 450MW στη Μελίτη Φλώρινας.

Παράλληλα, τον τελευταίο ενάμιση χρόνο έχουν συντελεστεί συγκλονιστικές αλλαγές στη διεθνή κλιματική και ενεργειακή πολιτική που θα έχουν καταλυτική επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα λιγνιτικών μονάδων και στην Ελλάδα. Η απόφαση των ΗΠΑ να βάλει όριο στις εκπομπές CO₂ από τις υφιστάμενες εγχώριες ανθρακικές μονάδες⁴ ήταν ιδιαίτερα σημαντική, δεδομένου ότι μέχρι πρότινος κρατούσαν αρνητική στάση στις διεθνείς διαπραγματεύσεις για το κλίμα. Ταυτόχρονα οι ΗΠΑ πρωτοστατούν σε διεθνή εκστρατεία περιορισμού της χρηματοδότησης νέων ανθρακικών μονάδων η οποία γνώρισε μεγάλη επιτυχία καθώς πλήθος χωρών υιοθέτησαν αντίστοιχες δεσμεύσεις. Ίσως η πιο καθοριστική συνεισφορά ήταν η συμφωνία των ΗΠΑ με την Κίνα⁵, τον μεγαλύτερο ρυπαντή στον πλανήτη για μέτρα περιορισμού των εκπομπών CO₂ και από τις 2 χώρες, τον περασμένο Νοέμβριο. Σε αυτό το διεθνές πολιτικό σκηνικό έρχεται να προστεθεί η τελευταία απόφαση του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου του Οκτωβρίου 2014⁶ για περιορισμό κατά τουλάχιστον 40% των εκπομπών CO₂ στην Ευρώπη ως το 2030.

Ο χρηματοπιστωτικός τομέας δεν θα μπορούσε να παραμείνει ανεπηρέαστος από αυτές τις πολιτικές εξελίξεις. Το ένα μετά το άλλο τα διεθνή χρηματοπιστωτικά ιδρύματα θέτουν αυστηρούς περιορισμούς στα όρια εκπομπών προκειμένου να χρηματοδοτήσουν την κατασκευή νέων ανθρακικών μονάδων, όρια που στην πράξη αποκλείουν τον λιγνίτη. Είναι χαρακτηριστικό ότι τα αρχικά σχέδια της ΔΕΗ⁷ για συνεισφορά της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων στη χρηματοδότηση της νέας λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα V ματαιώθηκαν⁸ μετά την απόφαση της ΕΤΕπ να θέσει ως όριο τα 550 Kg CO₂/MWh, καθώς η Πτολεμαΐδα V θα εκπέμπει περίπου το διπλάσιο. Ακόμα όμως και ο γερμανικός χρηματοπιστωτικός οργανισμός KfW που είναι και ο μόνος που στηρίζει την κατασκευή της Πτολεμαΐδας V δέχεται τελευταία ασφυκτικές πιέσεις⁹ από μέλη της γερμανικής κυβέρνησης να αλλάξει πολιτική χρηματοδότησης για νέες ανθρακικές μονάδες σε τρίτες χώρες.

Σε αυτά πρέπει να συνυπολογίσει κανείς μια όχι ιδιαίτερα γνωστή αλλά σημαντική διαδικασία που συντελείται στα πλαίσια της ευρωπαϊκής πολιτικής περιορισμού των ρύπων από ανθρακικές μονάδες: τη λεγόμενη διαδικασία της «Σεβίλλης»¹⁰, σύμφωνα με την οποία, ανά τακτά χρονικά διαστήματα αναθεωρούνται οι βέλτιστες διαθέσιμες τεχνικές (ΒΔΤ) και τα αντίστοιχα όρια εκπομπών διοξειδίου του θείου, οξειδίων του αζώτου και σωματιδίων, που σχετίζονται με αυτές. Οι ΒΔΤ σύμφωνα με την ευρωπαϊκή νομοθεσία αποτελούν τη βάση για τον καθορισμό των όρων

⁴ Μάντζαρης, Νίκος. (2014, 6 Ιουνίου). «Μείωση εκπομπών στις ΗΠΑ: Ένα μικρό βήμα για την Αμερική, ένα γιγαντιαίο άλμα για την παγκόσμια κλιματική πολιτική;». WWF blog. <http://www.wwf.gr/blog/post/2014-06-06-12-56-03>

⁵ Landler, Mark. (2014, 11 Νοεμβρίου). “U.S. and China Reach Climate Accord After Months of Talks”. The New York Times. http://www.nytimes.com/2014/11/12/world/asia/china-us-xi-obama-apec.html?smid=fb-share&_r=1

⁶ European Council. (2014, 23 Οκτωβρίου). Conclusions of the European Council. http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

⁷ Ζερβός, Αρθούρος. (2012, 21 Μαρτίου). Ενημέρωση της Διαρκούς Επιτροπής Παραγωγής και Εμπορίου της Βουλής από τον Πρόεδρο και Διευθύνοντα Σύμβουλο της ΔΕΗ. Αρχείο πολυμέσων της Βουλής των Ελλήνων. <http://www.hellenicparliament.gr/Vouli-ton-Ellinon/ToKtirio/Fotografiko-Archeio/#e641e26f-9b1c-40e7-9768-50427fb7334a> (36:05’)

⁸ Δελτίο Τύπου WWF Ελλάς. (2014, 9 Ιανουαρίου). «Η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων κλείνει την πόρτα στην Πτολεμαΐδα 5». <http://www.wwf.gr/news/907-5>

⁹ Chambers, Madeline. (2014, 18 Σεπτεμβρίου). “Germany to cut support for overseas coal plants”. Reuters. <http://www.reuters.com/article/2014/09/18/germany-coal-idUSL6NORJ2XP20140918>

¹⁰ European Commission. More information on the European IPPC Bureau (EIPPCB). http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/about/more_information.html

αδειοδότησης μιας λιγνιτικής μονάδας. Μέσα στο 2015 θα ολοκληρωθεί η αναθεώρηση που βρίσκεται σε εξέλιξη και η οποία θα πρέπει να εφαρμοστεί ως το 2019. Αυστηρότερα όρια εκπομπών όμως σημαίνουν και νέα έξοδα για την εγκατάσταση πιο αποτελεσματικής αντιρρυπαντικής τεχνολογίας, γεγονός που θα επηρεάσει οικονομικά και την Πτολεμαΐδα V, οι προδιαγραφές της οποίας βρίσκονται ακριβώς στο άνω όριο εκπομπών NO_x, SO₂ και σωματιδίων των υπό αναθεώρηση ΒΔΤ.

Μια άλλη θεμελιώδης παράμετρος είναι η εξέλιξη των τιμών του άνθρακα στα πλαίσια του Ευρωπαϊκού Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΕΔΕ). Σύμφωνα ακόμα και με μετριοπαθείς εκτιμήσεις που αποτέλεσαν τη βάση για τον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό του 2012, η τιμή του δικαιώματος αναμένεται να ξελιχθεί ανοδικά την περίοδο 2020-2050 φτάνοντας ενδεχομένως ως και τα 310 ευρώ τον τόνο το 2050, ενώ για το 2030 υπάρχουν πολλές εκτιμήσεις για τιμές άνω των 30 ευρώ τον τόνο. Η τιμή του δικαιώματος προβλέπεται να ενισχυθεί ακόμα περισσότερο από τον συνδυασμό του αυξημένου (από 1,74% σε 2,2%) ρυθμού μείωσης του μέγιστου επιτρεπόμενου αριθμού δικαιωμάτων εκπομπών μετά το 2021, με την εφαρμογή του μηχανισμού Market Stability Reserve που πρότεινε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή¹¹ στα πλαίσια του κλιματικού και ενεργειακού πακέτου για το 2030. Σύμφωνα με διάφορα σενάρια εφαρμογής του μηχανισμού αυτού, η τιμή του δικαιώματος αναμένεται να ξεπεράσει τα 30 ευρώ τον τόνο ακόμα και πριν το 2030 με σταθερά αυξητικές τάσεις και για τα επόμενα χρόνια¹². Μια τέτοια εξέλιξη από μόνη της μπορεί να καταστήσει την Πτολεμαΐδα V μη οικονομικά βιώσιμη δεδομένου ότι υπάρχουν υπολογιστικές εκτιμήσεις της ίδιας της ΔΕΗ¹³ που παρουσιάστηκαν μάλιστα σε πρόσφατη ημερίδα για τη μεταλιγνιτική περίοδο, σύμφωνα με τις οποίες, όταν το κόστος άνθρακα ξεπεράσει τα 30 €/τόνο, το φυσικό αέριο καθίσταται πιο συμφέρον από τον λιγνίτη της Πτολεμαΐδας V.

Την παραπάνω νέα πραγματικότητα δείχνουν να αντιλαμβάνονται πλέον και ενεργειακοί κολοσσοί όπως η E.ON¹⁴, η μεγαλύτερη εταιρεία ηλεκτροπαραγωγής της Γερμανίας, η οποία πολύ πρόσφατα αποφάσισε να σπάσει στα 2 εγκαταλείποντας το κάρβουνο και το φυσικό αέριο και να στραφεί σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και ενεργειακές υπηρεσίες. Ένα χρόνο νωρίτερα, η RWE¹⁵, η 2^η μεγαλύτερη γερμανική εταιρία ανακοίνωσε ότι λόγω της μείωσης των εσόδων της που ήρθε ως αποτέλεσμα της διείδυσης της αποκεντρωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αποφάσισε να αλλάξει το επιχειρηματικό της μοντέλο και να στραφεί στις ΑΠΕ. Παρόμοια στροφή σε ΑΠΕ, δίκτυα και αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας ανακοίνωσε το 2014 και η EnBW¹⁶, 4^η μεγαλύτερη γερμανική εταιρία. Όμως και η πορτογαλική EDP¹⁷ αποτελεί παράδειγμα προσαρμοστικότητας στις νέες συνθήκες καθώς μεταξύ 2005 και 2013 σχεδόν τριπλασίασε την ισχύ της σε ΑΠΕ με αποτέλεσμα στο τέλος του 2013, το 71% της ηλεκτροπαραγωγής της να προέρχεται από ΑΠΕ.

Για μια χώρα σε τραγική οικονομική κατάσταση όπως η Ελλάδα, το νέο αυτό ενεργειακό τοπίο αποκτά ακόμα μεγαλύτερη, σχεδόν πολλαπλασιαστική, σημασία. Η Πτολεμαΐδα V των 660 MW θα κοστίζει 1,4 δις ευρώ. Από αυτά μόλις τα μισά έχουν εξασφαλιστεί από την KfW με τη μορφή

¹¹ European Commission. (2014, 22 Ιανουαρίου). Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2014_20_en.pdf

¹² Carbon Market Watch. (2014, Ιούλιος). What's needed to fix the EU's carbon market. Recommendations for the Market Stability Reserve and future ETS reform proposals. http://carbonmarketwatch.org/wp-content/uploads/2014/07/ETS-POLICY-BRIEF-JULY-2014_final_1.pdf

¹³ Λεονάρδος, Μάριος, Διευθυντής Σχεδιασμού και Απόδοσης Ορυχείων της ΔΕΗ. (2014, 6 Δεκεμβρίου). «Στρατηγική και σχεδιασμός της ΔΕΗ για το ρόλο του λιγνίτη στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρισμού». Παρουσίαση στην ημερίδα του Πράσινου Ινστιτούτου με θέμα «Μετάβαση της Ελλάδας και της Δυτικής Μακεδονίας ειδικότερα σε μια μετα-λιγνιτική εποχή – προκλήσεις και δυνατότητες». <http://goo.gl/8Xo58g>

¹⁴ Stephen, Lacey. (2014, 1 Δεκεμβρίου). «Germany's Biggest Utility, E.ON, Is Divesting Fully From Centralized Power Plants». NC Warn. <http://www.ncwarn.org/2014/12/germanys-biggest-utility-e-on-is-divesting-fully-from-centralized-power-plants-green-tech-media/>

¹⁵ Beckman, Karel. (2013, 21 Οκτωβρίου). Energypost.eu. "Exclusive: RWE sheds old business model, embraces transition". <http://www.energypost.eu/exclusive-rwe-sheds-old-business-model-embraces-energy-transition/>

¹⁶ Δελτίο Τύπου, EnBW. (2014, 7 Μαρτίου). "FY 2013: Strategic reorientation launched, efficiency programme successfully accelerated". https://www.enbw.com/company/press/press-releases/press-release-details_64064.html

¹⁷ EDP Energias de Portugal, Renewable Energies. <http://goo.gl/ZQ7exq>

ομολογιακού δανείου. Τα υπόλοιπα, όπως δείχνουν τα πράγματα, θα προκύψουν από ίδια κεφάλαια της υπερχρεωμένης ΔΕΗ, η οποία μάλιστα, από το 2015 και για τα επόμενα 4-5 χρόνια είναι αναγκασμένη να ξοδέψει πολύ μεγάλα ποσά σε αναβαθμίσεις υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων, έτσι ώστε να συμμορφωθεί με την ευρωπαϊκή νομοθεσία, ανάγκη που δείχνουν να αναγνωρίζουν πλέον δημόσια και στελέχη της ΔΕΗ¹⁸.

Το παράδειγμα της μονάδας TES6 στο Sostanj της Σλοβενίας παρόμοιου μεγέθους (600 MW) αλλά πιο αποδοτικής από την Πτολεμαΐδα V (46% vs 41,5%), πρέπει να ληφθεί πολύ σοβαρά υπόψη όσο υπάρχει ακόμα καιρός: 70-80 εκ. ευρώ ετήσιες ζημιές που θα επιβαρύνουν τους Σλοβένους πολίτες, 225 θέσεις εργασίας αντί για τις πολλαπλάσιες που υπόσχονταν, κόστος εγκατάστασης 1,4 δις ευρώ αντί για 0,6 δις ευρώ που αρχικά προϋπολογιζόταν¹⁹.

Σύμφωνα με την προηγούμενη έκθεση του WWF Ελλάς²⁰, οι συνθήκες για την Πτολεμαΐδα V δεν θα είναι ευνοϊκότερες από αυτές της μονάδας TES6. Οι ώρες λειτουργίας τόσο της Πτολεμαΐδας V όσο και της δεύτερης υπό σχεδιασμό νέας λιγνιτικής μονάδας Μελίτη II προβλέπεται να μειωθούν ως και 35% το 2050, εξαιτίας της προβλεπόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ. Ως αποτέλεσμα, η οικονομική βιωσιμότητα των δύο νέων λιγνιτικών μονάδων τίθεται εν αμφιβόλω. Ειδικά η Πτολεμαΐδα V ενδέχεται να εμφανίσει ακόμα και αρνητικό εσωτερικό βαθμό απόδοσης της αρχικής επένδυσης, έως -5,4%. Πρακτικά, αυτό σημαίνει πως για κάθε 100 ευρώ επένδυσης, η ΔΕΗ θα παίρνει πίσω 94,6 ευρώ.

Με βάση λοιπόν τις παραπάνω εξελίξεις, η αναζήτηση εναλλακτικών στην Πτολεμαΐδα V καθίσταται αναγκαιότητα. Το αντικείμενο της παρούσας έκθεσης είναι η διερεύνηση και οικονομική αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων στην κατασκευή της Πτολεμαΐδας V, οι οποίες βασίζονται στην αξιοποίηση των ΑΠΕ σε συνδυασμό με κεντρικά ή αποκεντρωμένα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας.

1.2. Δομή της έκθεσης

Στο κεφάλαιο 2 γίνεται παρουσίαση του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και αναλύονται τα χαρακτηριστικά της λειτουργίας των διαφορετικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (λιγνιτικών, υδροηλεκτρικών, αιολικών και φωτοβολταϊκών) που θα αξιοποιηθούν στη συνέχεια ως δεδομένα στους υπολογισμούς.

Στο κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των πιο σημαντικών τεχνολογιών ΑΠΕ και πραγματοποιείται συγκριτική οικονομική αξιολόγηση τόσο μεταξύ τους όσο κυρίως με συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (Πτολεμαΐδα V και μονάδες φυσικού αερίου).

Ακολουθεί στο κεφάλαιο 4 μια σύντομη περιγραφή τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε συνδυασμό με μεταβλητές ΑΠΕ (αιολικά και φωτοβολταϊκά) για να εξαλείψουν το πρόβλημα της στοχαστικής συμπεριφοράς των τελευταίων. Έμφαση δίνεται στην αντλησιοταμίευση ως πιο ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης σήμερα.

Στο κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται με λεπτομέρεια η βασική εναλλακτική πρόταση στην κατασκευή της Πτολεμαΐδας V που συνίσταται στη συνδυασμένη χρήση μεταβλητών ΑΠΕ και αντλησιοταμιευτικών σταθμών με στόχο την κάλυψη του φορτίου βάσης που καλείται να ικανοποιήσει η νέα λιγνιτική μονάδα. Ακολουθεί η ενεργειακή ανάλυση των εναλλακτικών υβριδικών λύσεων και, στη συνέχεια, η οικονομική τους αξιολόγηση σε σύγκριση με την Πτολεμαΐδα V.

Στο κεφάλαιο 6 εξετάζονται λύσεις μικρής κλίμακας που είναι ικανές να μειώσουν σημαντικά τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από κεντρικές, συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής όπως η

¹⁸ Energypress. (2015, 27 Ιανουαρίου). « Πετράκος : Πράξη πρώτη το τέλος της Μικρής ΔΕΗ». Άρθρο. <http://www.energypress.gr/news/Petrakos-:-Praxh-prwth-to-telos-ths-Mikrhs-DEH>

¹⁹ Δελτίο Τύπου, Bankwatch. (2014, 2 Δεκεμβρίου). “Sostanj lignite plant: A mistake not to be repeated”. <http://bankwatch.org/news-media/for-journalists/press-releases/sostanj-lignite-plant-mistake-not-be-repeated>

²⁰ WWF Ελλάς. (2013, 26 Ιουνίου). «Πτολεμαΐδα 5 και Μελίτη 2, Έκθεση οικονομικής βιωσιμότητας των νέων λιγνιτικών μονάδων». Τεχνική έκθεση. <http://www.wwf.gr/images/pdfs/PtolemaidaVMeliti%CE%99%CE%99.pdf>

Πτολεμαΐδα V. Ειδικότερα, πραγματοποιείται οικονομική αξιολόγηση μικρών, οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων με εφαρμογή του μηχανισμού της αυτοπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με συμψηφισμό (net metering) όπως και πλήρως αυτόνομων συστημάτων που αποτελούνται από μικρά φωτοβολταϊκά σε συνδυασμό με μπαταρίες.

Τέλος, στο κεφάλαιο 7 διερευνώνται οι προοπτικές ανάπτυξης της ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα, καθώς αυτή μπορεί να λειτουργήσει συμπληρωματικά με την ανάπτυξη μικρών οικιακών φωτοβολταϊκών, προσφέροντας από τη μία τη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας και από την άλλη την επιπλέον δυνατότητα έμμεσης αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας στον τομέα των μεταφορών.

2. ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

2.1 Περιγραφή του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής

Το ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στην αξιοποίηση των εγχώριων αποθεμάτων λιγνίτη²¹ και στις εισαγωγές φυσικού αερίου, καθώς και πετρελαίου για τη λειτουργία των αυτόνομων σταθμών παραγωγής στο μη διασυνδεδεμένο νησιωτικό τμήμα²². Σε όρους εγκατεστημένης ισχύος και αναφορικά με το ηπειρωτικό μόνο τμήμα (Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα-ΕΔΣ)²³, σήμερα βρίσκονται σε λειτουργία συνολικά 10,06 GW καθαρής ισχύος θερμικών σταθμών εκ των οποίων 4.456 MW αντιστοιχούν σε σταθμούς λιγνιτικής βάσης, 4.906 MW σε μονάδες φυσικού αερίου και 698MW σε πετρελαϊκές μονάδες²⁴. Στις τελευταίες πρέπει να προστεθούν και τα 1.684 MW των πετρελαϊκών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Καθοριστικής σημασίας για τη λειτουργία του συστήματος είναι η συμβολή των περίπου 3GW υδροηλεκτρικής (Υ/Η) ισχύος που προσφέρονται από συνολικά 14 σταθμούς και 39 μονάδες, αιχμακτού κυρίως χαρακτήρα. Μεταξύ αυτών συγκαταλέγονται και δύο σταθμοί αντλησιοταμίευσης. Ο σταθμός του Θησαυρού που ανήκει στο συγκρότημα του Νέστου στο νομό Δράμας και ο σταθμός της Σφηκιάς που ανήκει στο συγκρότημα του Αλιάκμονα στον νομό Ημαθίας, συνολικής ισχύος περίπου 700MW.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) και ιδιαίτερα τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα παρουσίασαν σημαντική αύξηση ισχύος τα τελευταία χρόνια ήταν (Σχήμα 2.1). Τα αιολικά αυξήθηκαν κατά 46% την τετραετία 2010-2013, από 1.298 MW το 2010 σε 1.810 MW τον Δεκέμβριο του 2013^{25,26}. Σαφώς μεγαλύτερη όμως ήταν η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) η οποία αυξανόταν με ρυθμούς πάνω από 150% ανά έτος την τριετία 2010-2012. Έτσι στο τέλος του 2013 ξεπέρασε τα 2.578 MW²⁷, εκ των οποίων τα 374 MW αποτελούν μικρές εγκαταστάσεις (μέχρι 10kW) σε περίπου 41.217 στέγες κτιρίων. Οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί (ΜΥΗΣ) αυξήθηκαν το ίδιο διάστημα κατά 23MW φθάνοντας συνολικά τα 220MW, ενώ οι σταθμοί βιομάζας έφτασαν το 2013 σε 46MW αποτελούμενοι κυρίως από μονάδες αξιοποίησης αερίου ΧΥΤΑ.

²¹ Kaldellis, J.K., Zafirakis, D., Kondili, E. (2009, Μάρτιος). "Contribution of lignite in the Greek electricity generation: Review and future prospects". Fuel, Volume 88, Issue 3, Pages 475-489

²² Kaldellis, J.K., Zafirakis, D. (2007, Σεπτέμβριος). "Present situation and future prospects of electricity generation in Aegean Archipelago islands". Energy Policy, Volume 35, Issue 9, Pages 4623-4639

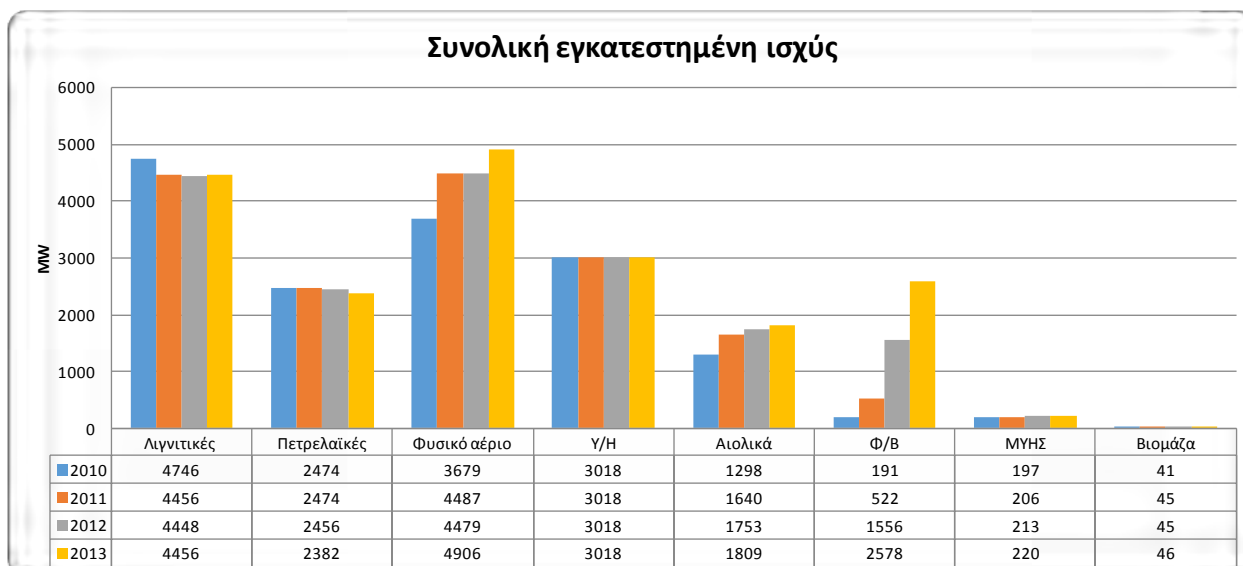
²³ Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). (2014, Φεβρουάριος). «Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2015-2024 – Προκαταρκτικό Σχέδιο». http://www.admie.gr/uploads/media/DPA_2015-2024_Prokatarktiko_Schedio_Kyrio_teychos.pdf

²⁴ ΛΑΓΗΕ ΑΕ. (2014, Δεκέμβριος). Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ. http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Monthly_Reports/201412_DAS_Monthly_Report.pdf

²⁵ ΛΑΓΗΕ ΑΕ. (2014, Ιανουάριος). Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ. http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/MiniaiaDeltiaEL/2014_01_Miniaio_Deltio_EL_APESITHYA_v_2.pdf

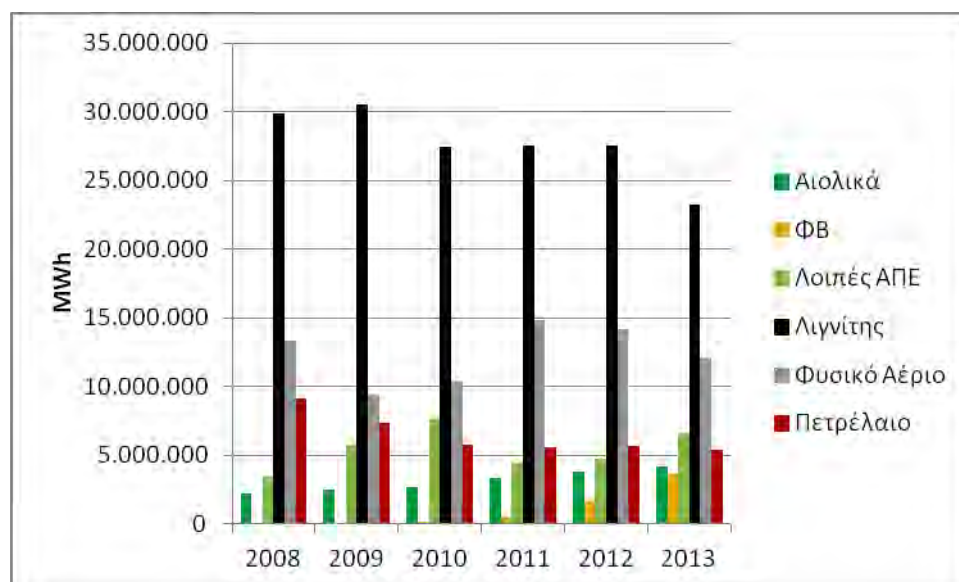
²⁶ ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ. (2013, Δεκέμβριος). Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. <http://goo.gl/IccSdx>

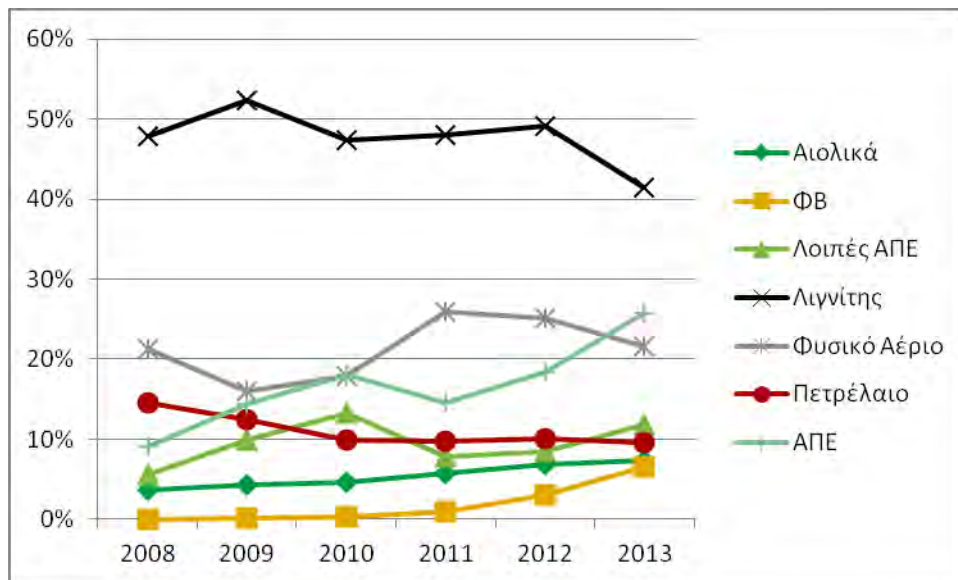
²⁷ Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ). (2014, Ιούνιος). «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2013». http://helapco.gr/wp-content/uploads/pv-stats_greece_2013_June14.pdf



Σχήμα 2.1. Στοιχεία συνολικής εγκατεστημένης ισχύος (Πηγές: ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ)

Το Σχήμα 2.2 δείχνει την εξέλιξη του ενεργειακού μίγματος της Ελλάδας την περίοδο 2008-2013 τόσο στο διασυνδεδεμένο όσο και στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα. Η συμμετοχή του λιγνίτη ξεπέρασε ακόμα και τα επίπεδα του 50% (2009) με περίπου 30,5 TWh, αλλά το 2013 έπεσε σημαντικά στα επίπεδα του 41% (46% στο διασυνδεδεμένο) και τις περίπου 23 TWh. Μεγάλες διακυμάνσεις παρουσιάζει η συμμετοχή του φυσικού αερίου (φ.α.) στην πορεία των τελευταίων χρόνων αγγίζοντας τις 15 TWh το 2011 (μερίδιο 25,84%) για να πέσει στις 12,15 TWh το 2013 (μερίδιο 21,67%). Η συμμετοχή του πετρελαίου στο ενεργειακό μίγμα βαίνει μειούμενη κυρίως λόγω της παύσης χρήσης του στο διασυνδεδεμένο σύστημα αλλά και λόγω της σταθερής μεν, αλλά αργής δε, αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (αύξηση συμμετοχής ΑΠΕ από 10,37% το 2008 σε 18,41% το 2013). Οι ΑΠΕ το 2013 σημείωσαν ρεκόρ συμμετοχής στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, ξεπερνώντας το φ.α. και αγγίζοντας το 26%, γεγονός το οποίο όμως σε μεγάλο βαθμό οφειλόταν στην αυξημένη παραγωγή από τα μεγάλα Υ/Η της χώρας που συνεισέφεραν κατά περίπου 11% στο παραπάνω ποσοστό.





Σχήμα 2.2. Διαχρονική εξέλιξη του ενεργειακού μίγματος στο διασυνδεδεμένο και μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας (επεξεργασία δεδομένων ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ)

Πρέπει να σημειωθεί ότι η πρόοδος αυτή στη διείσδυση των ΑΠΕ θα ήταν πολύ μεγαλύτερη αν από το 2012 δεν μεσολαβούσε πλήθος νόμων και ρυθμίσεων που είτε μείωναν τις εγγυημένες τιμές των ΑΠΕ, είτε επέβαλλαν σε αυτές αναδρομικές περικοπές. Είναι χαρακτηριστικό ότι μέσα στο 2014 εγκαταστάθηκαν στο διασυνδεδεμένο δίκτυο μόλις 86 MW αιολικών και 6 MW φωτοβολταϊκών²⁸. Αποτέλεσμα αυτής της πολιτικής, που προκάλεσε την ανακοπή της πορείας ανάπτυξης των ΑΠΕ στη χώρα, είναι και το γεγονός ότι η Ελλάδα βρίσκεται ακόμα πολύ μακριά από τις εθνικές δεσμεύσεις σε ό,τι αφορά τη διείσδυση των ΑΠΕ.

Ειδικότερα, στα πλαίσια της εφαρμογής της οδηγίας 2009/28/ΕΚ²⁹ η Ελλάδα είναι υποχρεωμένη να επιτύχει διείσδυση ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας κατά 18%. Επιπλέον, το 2010 ψηφίστηκε ο ν. 3851³⁰ με τον οποίο καθορίστηκαν ακόμη πιο φιλόδοξοι εθνικοί στόχοι για τις ΑΠΕ για το έτος 2020 και ειδικότερα:

- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%.
- Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%.
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό τουλάχιστον 10%.

Οι παραπάνω στόχοι εξειδικεύτηκαν με την Υπουργική Απόφαση 19598/2010³¹ ανά τεχνολογία ΑΠΕ τόσο για το 2014 όσο και για το 2020, (Πίνακας 2.1).

²⁸ ΛΑΓΗΕ ΑΕ. (2014, Δεκέμβριος). Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.

http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/MiniaiaDeltiaEL/2014_12_Miniaio_Deltio_EL_APESITHYA.pdf

²⁹ Οδηγία 2009/28/ΕΚ σχετικά με την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την τροποποίηση και τη συνακόλουθη κατάργηση των οδηγιών 2001/77/ΕΚ και 2003/30/ΕΚ.

<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=flZekDiD%2Brg%3D&tabid=446&language=el-GR>

³⁰ Νόμος 3851/2010. (ΦΕΚ Α 85/04.06.2010). «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».

³¹ «Απόφαση για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας». (2010, 11 Οκτωβρίου). Εφημερίς της Κυβέρνησεως της Ελληνικής Δημοκρατίας. Αρ. Φύλλου 1630.

Πίνακας 2.1. Επιδιωκόμενη³¹, υπό ανάπτυξη²³ και σε λειτουργία ισχύς ΑΠΕ^{32,33}.

Είδος ΑΠΕ	Στόχος 2014	Στόχος 2020	Μη δεσμευτική προσφορά σύνδεσης (10/2013)	Δεσμευτική προσφορά σύνδεσης (10/2013)	Σε λειτουργία (9/2014)
Αιολικά	4000	7500	13845	4393	1903
Φ/Β	1500	2200	1263	1471	2215
Φ/Β Στέγες	-	-	-	-	375
Μεγάλα Υ/Η	3400	4300	-	-	3018
Μικρά Υ/Η	300	350	288	78	220
Βιομάζα/Βιοαέριο	200	350	198	0	46
Ηλιοθερμικά	120	250	11	2	0

Όπως φαίνεται στον πίνακα, παρά το γεγονός ότι η Ελλάδα υστερεί σημαντικά στους στόχους ανάπτυξης των ΑΠΕ και ειδικά των αιολικών, εντούτοις οι στόχοι παραμένουν εφικτοί αν λάβει κανείς υπόψη το σχετικό επενδυτικό ενδιαφέρον, όπως αυτό αντικατοπτρίζεται στην ισχύ που έχει λάβει δεσμευτική προσφορά σύνδεσης. Πρέπει να σημειωθεί ότι η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ αποτελεί κεντρικό στόχο της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και πέρα από το 2020, καθώς στην πρόσφατη απόφαση του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου τον Οκτώβριο του 2014 για το νέο κλιματικό και ενεργειακό πακέτο της επόμενης δεκαετίας³⁴, αποφασίστηκε διείσδυση των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση τουλάχιστον 27% ως το 2030. Παρά τις δημόσιες τοποθετήσεις του υπουργού ΠΕΚΑ για μερίδιο ΑΠΕ 30% στην τελική κατανάλωση ενέργειας ως το 2030³⁵, δεν έχει κατατεθεί ακόμα καμία συγκεκριμένη πρόταση από το ΥΠΕΚΑ στα πλαίσια του ήδη καθυστερημένου εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού. Έτσι σε ισχύ βρίσκεται μόνο η δέσμευση της Ελλάδας για το 2020. Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι η αντιστροφή του αρνητικού πολιτικού κλίματος των τελευταίων χρόνων γύρω από τις ΑΠΕ είναι ικανή να θέσει τη χώρα ξανά σε τροχιά επίτευξης τόσο των εθνικών δεσμεύσεων για το 2020 αλλά και φιλόδοξων στόχων για το 2030.

2.2. Ανάλυση της κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

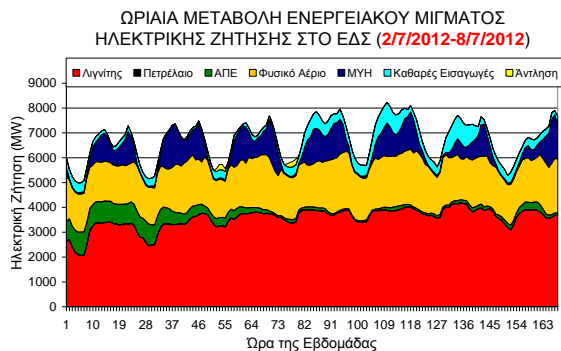
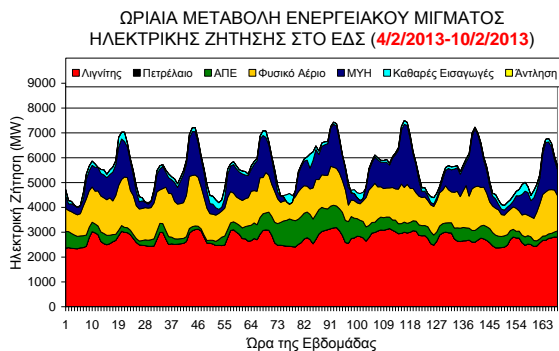
Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης είναι αναγκαία μια πιο λεπτομερής ανάλυση της κατανομής της συμμετοχής των διαφορετικών ενεργειακών πηγών στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρισμού. Στο Σχήμα 2.3, παρουσιάζονται ωριαίες τιμές κάλυψης της ηλεκτρικής ζήτησης του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΕΔΣ) για τυπική χειμερινή και θερινή εβδομάδα αντίστοιχα. Διακρίνεται ο αιχμακός χαρακτήρας των μεγάλων Υ/Η, η μεταβλητή συμπεριφορά των μονάδων ΑΠΕ και η λειτουργία των μονάδων φυσικού αερίου, ενδιάμεσου κυρίως φορτίου, καθώς και των λιγνιτικών μονάδων βάσης.

³² ΛΑΓΗΕ ΑΕ. (2014, Οκτώβριος). Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ. http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/MiniaiaDeltiaEL/2014_10_Miniaio_Deltio_EL_APESITHYA.pdf

³³ ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ. (2014, Σεπτέμβριος). Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. <http://goo.gl/uITwoQ>

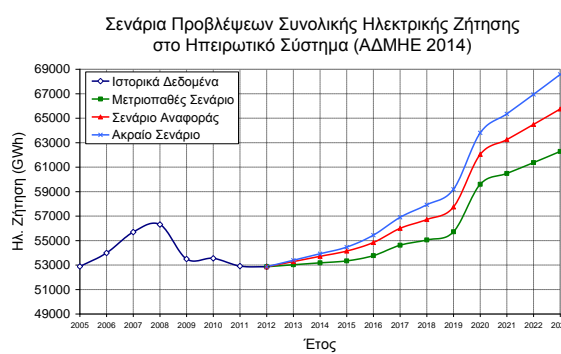
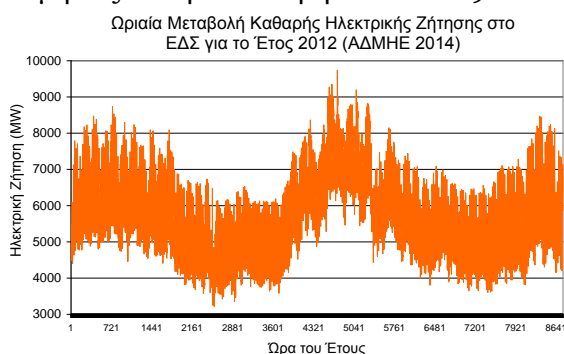
³⁴ Ευρωπαϊκό Συμβούλιο. (2014, 24 Οκτωβρίου). Συμπεράσματα σχετικά με πλαίσιο πολιτικής για το κλίμα και την ενέργεια για το 2030. http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

³⁵ Δελτίο Τύπου, Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ). (2014, 9 Απριλίου). «ΜΕΓΑΛΕΣ ΠΡΟΣΔΟΚΙΕΣ! ΣΤΟΧΟΙ Α.Π.Ε.: Από το 2020 στο 2030. Η πορεία της Αιολικής Ενέργειας και των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και στην Ευρώπη.» <http://goo.gl/DHbX12>



Σχήμα 2.3. Ωριαίο ενεργειακό μίγμα ηλεκτρικής ζήτησης του ΕΔΣ για τυπική χειμερινή (α) και θερινή (β) εβδομάδα³⁶

Η έντονη αύξηση της ωριαίας ζήτησης κατά την καλοκαιρινή περίοδο αλλά και κατά τους χειμερινούς μήνες γίνεται εμφανής στο Σχήμα 2.4 (στοιχεία 2012). Επίσης από το ίδιο σχήμα προκύπτει ετήσια αιχμή συστήματος της τάξης των 9,8GW, τη στιγμή που η συνολικά διαθέσιμη συμβατική ηλεκτρική ισχύς είναι της τάξης των 13GW (συμπεριλαμβανομένων και των μεγάλων Υ/Η). Σημειώνεται επίσης ότι εξαιτίας της οικονομικής κρίσης η συνολική ηλεκτρική ζήτηση του ΕΔΣ έχει εμφανίσει σημαντική μείωση κατά τη διάρκεια της τελευταίας περιόδου -στα επίπεδα του 6%- από 56,3TWh το 2008 σε 52,3TWh το 2012. Παρόλα αυτά, και σύμφωνα με τα εγκεκριμένα σενάρια πρόβλεψης της ηλεκτρικής ζήτησης του ΑΔΜΗΕ²³, η ζήτηση του συστήματος αναμένεται να παρουσιάσει και πάλι αυξητικές τάσεις (Σχήμα 2.4β), με τις εκτιμήσεις να την επαναφέρουν το 2019 στα επίπεδα του 2008.

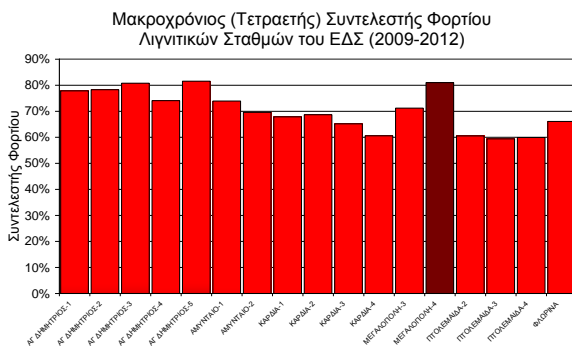
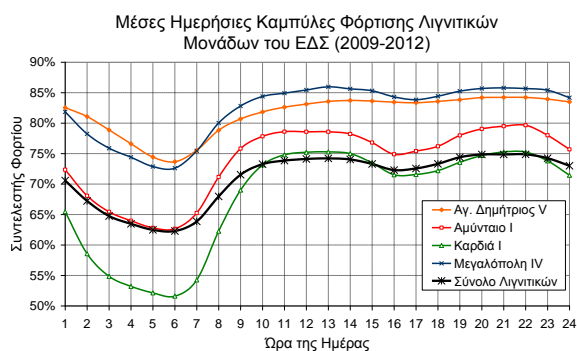


Σχήμα 2.4. Ωριαία ηλεκτρική ζήτηση 2012 (α)³⁶ και πρόβλεψη μακροχρόνιας ζήτησης (β)³⁷

2.2.1 Λιγνιτικές μονάδες

Στο Σχήμα 2.5 παρουσιάζονται οι ωριαίες καμπύλες φόρτισης αντιπροσωπευτικών λιγνιτικών μονάδων του ΕΔΣ για τη μέση ημέρα της τετραετούς περιόδου 2009-2012 (Σχήμα 2.5α). Όπως φαίνεται από το σχήμα, ο ωριαίος συντελεστής φορτίου των μονάδων (επί της καθαρής ισχύος) ακολουθεί μεταβολή αντίστοιχη της ηλεκτρικής ζήτησης ενώ στις περισσότερες των περιπτώσεων δεν υπολείπεται του 60% ακόμα και σε περιόδους χαμηλής κατανάλωσης, με το ελάχιστο όριο να προδιαγράφεται μέσω του καθορισμού των τεχνικών ελαχίστων της εκάστοτε μονάδας. Επιπρόσθετα, στο Σχήμα 2.5β παρουσιάζεται ο μακροχρόνιος συντελεστής φορτίου (2009-2012) για το σύνολο των λιγνιτικών μονάδων, ο οποίος κυμαίνεται μεταξύ ~60% και ~80% επί της καθαρής ισχύος, με τη μονάδα Άγιος Δημήτριος-V να εμφανίζει την υψηλότερη τιμή (~82%).

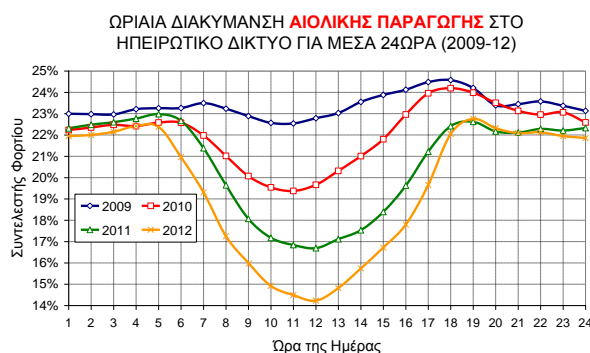
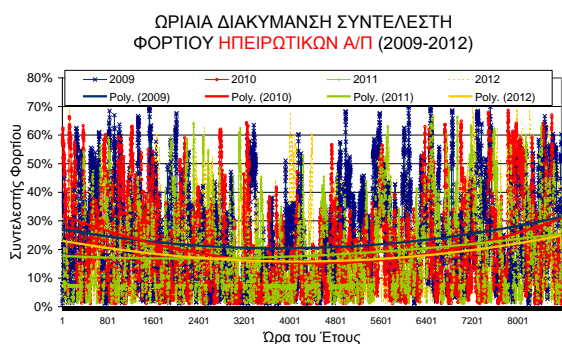
³⁶ ΑΔΜΗΕ ΑΕ. 2014. «Λειτουργία και Δεδομένα. Φόρτιση Μονάδων Παραγωγής και Φορτία Συστήματος». <http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/ekkatharisi/fortisi-monadon-paragogis-kai-fortia-systimatos/>
³⁷ ΑΔΜΗΕ ΑΕ. (2014, Μάρτιος). «Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023». <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/anaptyxi-systimatos/meleti-anaptyxis-systimatos-metaforas/archeio/document/94667/doccat/detail/Document/>



Σχήμα 2.5. Προφίλ διακύμανσης μέσου ημερήσιου συντελεστή φορτίου για αντιπροσωπευτικούς λιγνιτικούς σταθμούς (α) και μακροχρόνιος συντελεστής φορτίου λιγνιτικών σταθμών ΕΔΣ (β) (2009-2012)³⁶

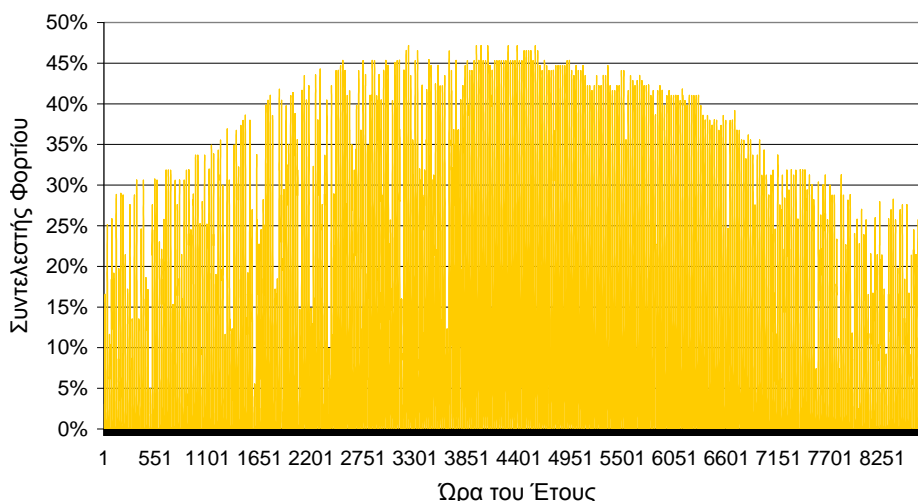
2.2.2 Μεταβλητές ΑΠΕ

Χρησιμοποιώντας ωριαία στοιχεία καθαρής παραγωγής ενέργειας για το διάστημα 2009-2012³⁶ και για όλες τις συμμετέχουσες ενεργειακές πηγές του ΕΔΣ σε επίπεδο μονάδας, στο Σχήμα 2.6 και στο Σχήμα 2.7 παρουσιάζονται λεπτομερή αποτελέσματα ενεργειακής απόδοσης (ωριαίου συντελεστή φορτίου) για τις μεταβλητές ΑΠΕ (αιολικά και Φ/Β). Πιο συγκεκριμένα, στο Σχήμα 2.6 εμφανίζονται οι ωριαίες τιμές του συντελεστή φορτίου των αιολικών πάρκων του ΕΔΣ για την περίοδο 2009-2012, με μέση τιμή στα επίπεδα του 22%. Στο ίδιο σχήμα παρουσιάζονται επίσης τα αποτελέσματα του ωριαίου συντελεστή φορτίου για τη μέση ημέρα του έτους. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα με την πάροδο των ετών σημειώνεται σταδιακή μείωση του συντελεστή φορτίου αιολικής παραγωγής κατά το μέσο της ημέρας. Αναδεικνύονται με τον τρόπο αυτό –δεδομένης και της εξάπλωσης των αιολικών πάρκων σε σχεδόν ολόκληρη την ελληνική επικράτεια- τα μειωμένα επίπεδα συμπληρωματικότητας του αιολικού δυναμικού, λόγω της διαφορετικής κατά τόπους ποιότητας του τελευταίου και της ανισοκατανομής στην εγκατεστημένη ισχύ ανά περιοχή. Επίσης, είναι εμφανής η τάση μείωσης του συντελεστή φορτίου της αιολικής παραγωγής κατά τη διάρκεια της καλοκαιρινής περιόδου. Αντίθετα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.7 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά μεγιστοποιείται κατά το μέσο της ημέρας και κατά την καλοκαιρινή περίοδο. Τα συγκεκριμένα ευρήματα είναι ιδιαίτερα σημαντικά καθώς υποδηλώνουν υψηλό βαθμό συμπληρωματικότητας μεταξύ αιολικής και Φ/Β παραγωγής.



Σχήμα 2.6. Μακροχρόνια (α) και μέση ημερήσια (β) ωριαία προφίλ συντελεστή φορτίου για αιολικούς σταθμούς του ηπειρωτικού δικτύου³⁶ (poly: γραμμή τάσης)

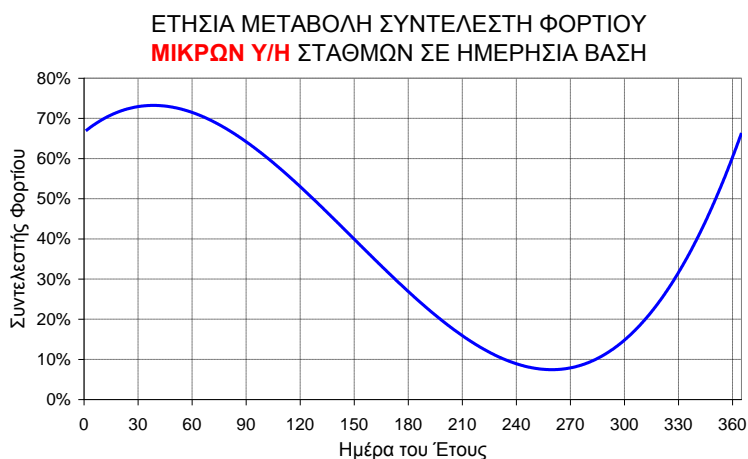
ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΕΤΗΣΙΑΣ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ
ΦΟΡΤΙΟΥ **ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΩΝ Φ/Β** ΣΕ ΩΡΙΑΙΑ ΒΑΣΗ



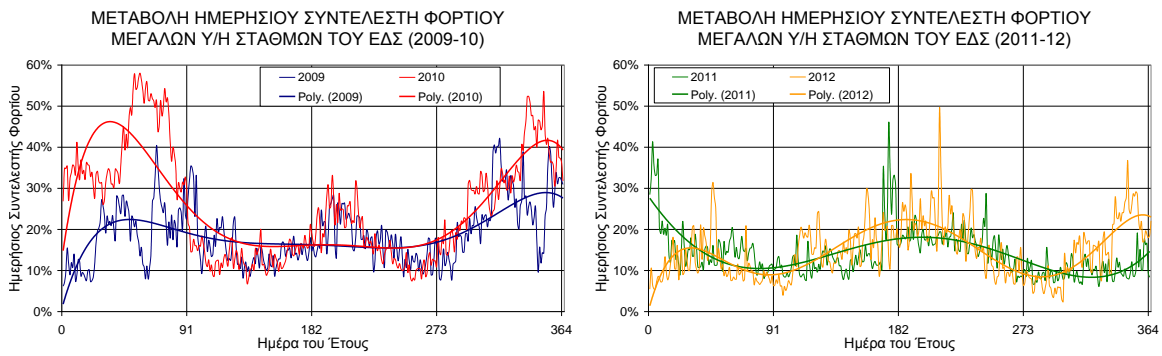
Σχήμα 2.7. Μέσο, μακροχρόνιο ωριαίο προφίλ συντελεστή φορτίου για Φ/Β σταθμούς του ΕΔΣ³⁶

2.2.3 Υδροηλεκτρικά

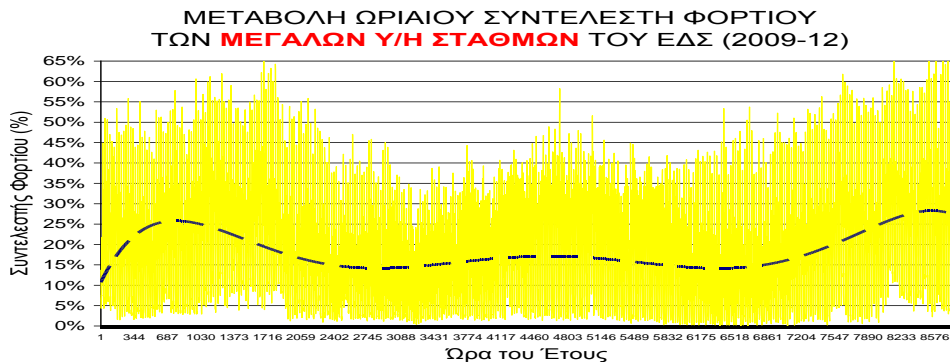
Σε αντίθεση με τη μεταβολή του συντελεστή φορτίου μικρών Υ/Η σταθμών (Σχήμα 2.8) ανάλογα με τις εποχικές διακυμάνσεις των βροχοπτώσεων, η λειτουργία των μεγάλων Υ/Η σταθμών δεν ακολουθεί πάντα αυτή τη διακύμανση, χάρη στη δυνατότητα ρύθμισης της λειτουργίας των εν λόγω μονάδων με τη χρήση φραγμάτων. Είναι πιθανή έτσι η εμφάνιση αυξημένου συντελεστή φορτίου και την καλοκαιρινή περίοδο με σκοπό την συνεισφορά των μεγάλων Υ/Η στην κάλυψη του αυξημένου φορτίου ζήτησης, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.9 και στο Σχήμα 2.10 όπου παρουσιάζεται η ετήσια -για το μέσο έτος- μεταβολή του ημερήσιου και ωριαίου, αντίστοιχα, συντελεστή φορτίου για το σύνολο των μεγάλων Υ/Η σταθμών του ΕΔΣ (δεδομένα για την περίοδο 2009-2012).



Σχήμα 2.8. Τυπική κατανομή συντελεστή φορτίου μικρών Υ/Η³⁶

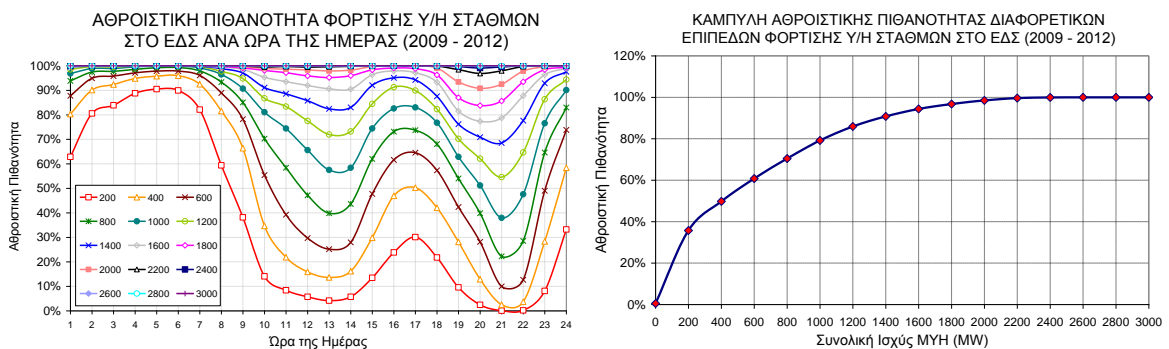


Σχήμα 2.9. Ετήσια μεταβολή ημερήσιου συντελεστή φορτίου για τα μεγάλα Υ/Η του ΕΔΣ³⁶ (poly: γραμμή τάσης)



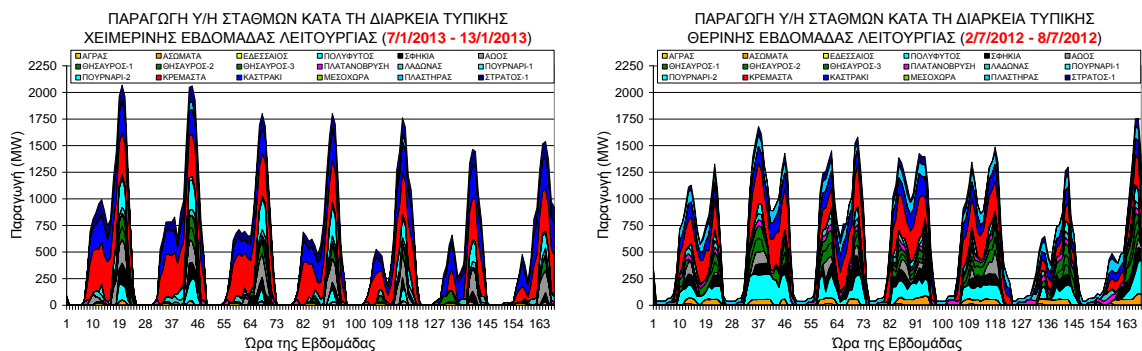
Σχήμα 2.10. Ετήσια μεταβολή ωριαίου συντελεστή φορτίου για τα μεγάλα Υ/Η του ΕΔΣ³⁶

Ταυτόχρονα, και σύμφωνα με το Σχήμα 2.11α, όπου παρουσιάζονται οι καμπύλες αθροιστικής πιθανότητας για το σύνολο των μεγάλων Υ/Η σταθμών ανά ώρα της ημέρας, σημειώνεται η αυξημένη πιθανότητα υψηλής φόρτισής τους κατά τις ώρες αιχμής (12.00-14.00 και 20.00-22.00). Εξάλλου, ο αιχμιακός χαρακτήρας των μεγάλων Υ/Η επιβεβαιώνεται και από την ετήσια φόρτιση των σταθμών αυτών (Σχήμα 2.11β). Χαρακτηριστικά αναφέρεται πως το 80% του χρόνου η φόρτιση του συνόλου των μεγάλων Υ/Η δεν ξεπερνά το 1GW, ή περίπου το 33% της αντίστοιχης εγκατεστημένης ισχύος, όταν η αντίστοιχη τιμή για λιγνιτικούς σταθμούς ξεπερνά ακόμα και το 80%. (βλέπε και Σχήμα 2.5β).



Σχήμα 2.11. Αθροιστική πιθανότητα φόρτισης μεγάλων Υ/Η του ΕΔΣ σε ημερήσια (α) και ετήσια (β) βάση³⁶.

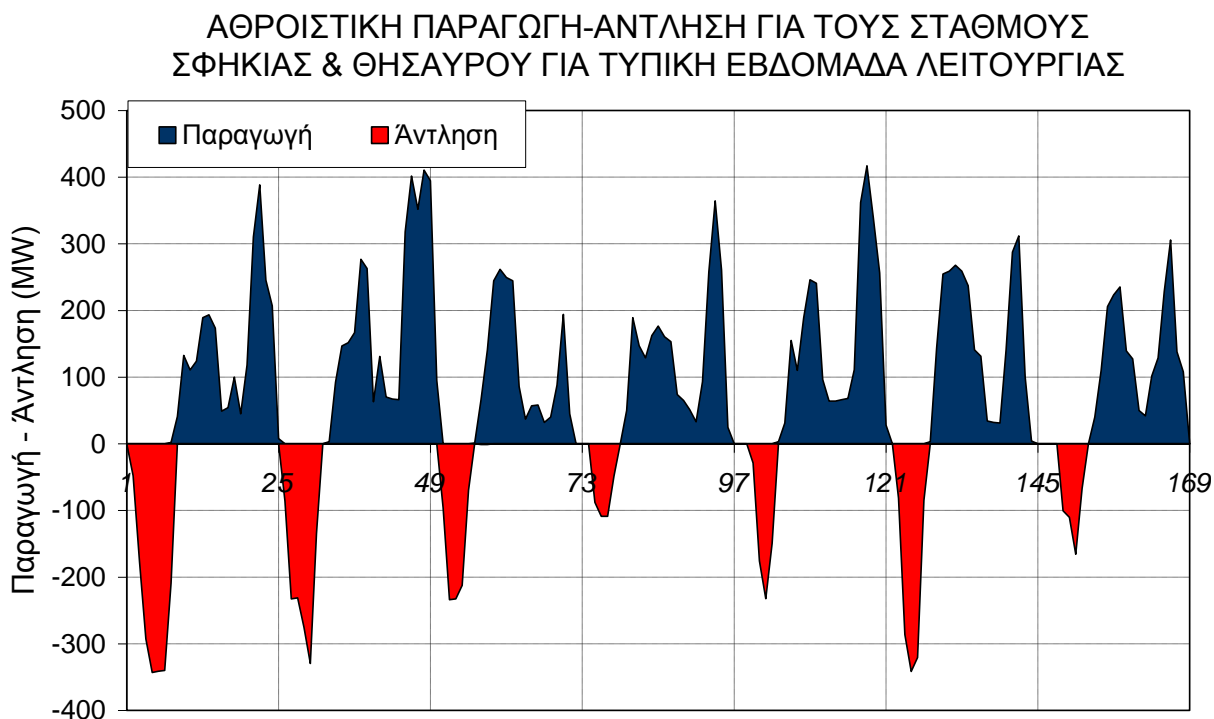
Αξιοσημείωτη είναι και η διαφοροποίηση που κατά κανόνα παρατηρείται στα ωριαία επίπεδα φόρτισης μεταξύ της θερινής και χειμερινής περιόδου (Σχήμα 2.12) και η οποία ευθυγραμμίζεται με τις διαφορετικές απαιτήσεις της ηλεκτρικής ζήτησης κατά τις περιόδους αιχμής (πιο ισορροπημένες κατά τη διάρκεια της ημέρας την περίοδο του καλοκαιριού και εμφανώς πιο αυξημένες κατά τη βραδινή αιχμή στη διάρκεια του χειμώνα).



Σχήμα 2.12. Στιγμιότυπα λειτουργίας μεγάλων Υ/Η σταθμών του ΕΔΣ για τυπική χειμερινή (α) και καλοκαιρινή (β) εβδομάδα³⁶

2.2.4. Αντλιοσταμείωση

Ιδιαίτερη μνεία γίνεται, τέλος, στους δύο υφιστάμενους σταθμούς αντλιοσταμείωσης του ΕΔΣ, τα χαρακτηριστικά των οποίων παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.2. Η μεν Σφηκιά επιτελεί καθαρά ηλεκτροπαραγωγικό ρόλο ενώ ο Θησαυρός χρησιμοποιείται επιπρόσθετα ως αρδευτικό και αντιπλημμυρικό έργο. Η λειτουργία και των δύο σταθμών έως σήμερα είναι κατά βάση υποστηρικτική της λειτουργίας των λιγνιτικών σταθμών. Βασίζεται στην άντληση νερού κατά τις νυχτερινές ώρες (Σχήμα 2.13), με σκοπό την αξιοποίηση περίσσειας ενέργειας από τους λιγνιτικούς σταθμούς βάσης. Έτσι αφενός επιτυγχάνεται η φόρτιση των τελευταίων εντός επιθυμητών ορίων -δηλαδή υψηλότερων της αντίστοιχης off-peak ζήτησης και των τεχνικών ελαχίστων τους-, αφετέρου είναι δυνατή η αξιοποίηση της ενέργειας αυτής (μειωμένης λόγω των απωλειών του κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης) κατά τις ώρες αιχμής της επόμενης ημέρας.



Σχήμα 2.13. Λειτουργία αναστρέψιμων Υ/Η σταθμών Θησαυρού και Σφηκιάς για τυπική εβδομάδα³⁶

Παρόλα αυτά και εξαιτίας του γεγονότος πως και οι δύο σταθμοί απολαμβάνουν σημαντικές εισροές υδάτων από τους παρακείμενους ποταμούς (ο ταμιευτήρας του Θησαυρού χαρακτηρίζεται ως ετήσιας χρήσης και ο ταμιευτήρας της Σφηκιάς ως εβδομαδιαίας)³⁸, η

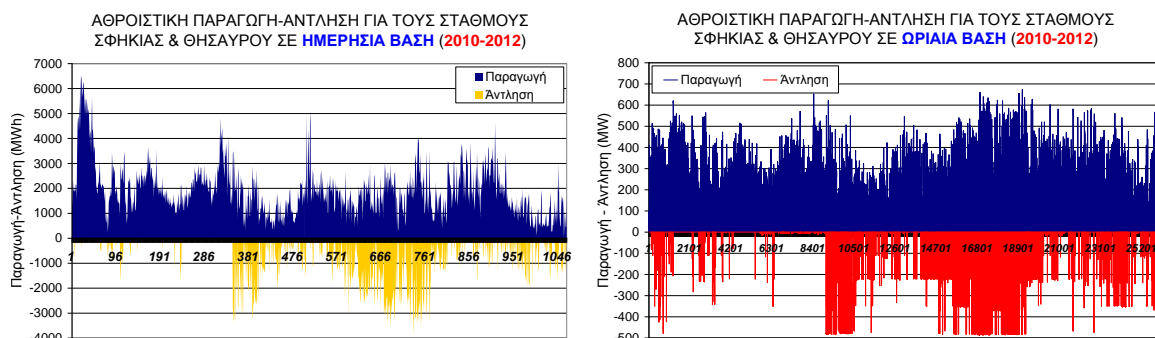
³⁸ Λέρης, Γεώργιος. Γ. (2006, 23-26 Νοεμβρίου). «Εκμετάλλευση Υδροηλεκτρικών Σταθμών». Ενέργεια 2006. Διεθνές Συνέδριο «ENERGYTEC 2006» & 1η Διεθνής Έκθεση: Μορφές & Διαχείριση Ενέργειας, Εκθεσιακό Κέντρο HELEXPO Palace, Μαρούσι. https://www.dei.gr/Documents/Leris_Energytec_2006.pdf

φιλοσοφία λειτουργίας τους προσομοιάζει περισσότερο με αυτή της λειτουργίας συμβατικών Υ/Η σταθμών παρά καθαρά αντλησιοταμιευτικών μονάδων.

Πίνακας 2.2: Χαρακτηριστικά των υφιστάμενων σταθμών αντλησιοταμίευσης

Σταθμός	Θέση	Έναρξη	Εγκ/νη Ισχύς	Υδροστρόβιλοι	Φράγμα	Χωρητικότητα
Σφηκιά	Νομός Ημαθίας	1985/86	315MW (3x105MW)	Αναστρέψιμοι Francis	Χωμάτινο – 82m ύψος	18 Mm ³
Θησαυρός	Νομός Δράμας	1998	384MW (3x128MW)	Αναστρέψιμοι Francis	Λιθόρριπτο – 172m ύψος	565 Mm ³

Εξηγείται έτσι και το φαινομενικά παράδοξο της απαίτησης μικρότερων ποσών ενέργειας για άντληση σε σύγκριση με την αντίστοιχη παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια ενός πλήρη ημερήσιου κύκλου (μη λαμβάνοντας υπόψη τα αποθέματα νερού από προηγούμενη άντληση - βλέπε και Σχήμα 2.13). Το συμπέρασμα αυτό επιβεβαιώνεται και από τη μακροχρόνια λειτουργία των σταθμών. Πιο συγκεκριμένα, και σύμφωνα με τα αθροιστικά δεδομένα που παρουσιάζονται στο Σχήμα 2.14 και για τους δύο σταθμούς, είναι εμφανής η διαφορά μεταξύ ενεργειακής παραγωγής (~2.1 TWh) και απαιτούμενης ενέργειας για άντληση (0.7 TWh) στη διάρκεια της τριετίας 2010-2012, αποκαλύπτοντας τον διττό χαρακτήρα των μονάδων, καθώς και τη δυνατότητα των υφιστάμενων μεγάλων Υ/Η να υποστηρίξουν συνδυασμένη λειτουργία ως συμβατικές και ως μονάδες αποθήκευσης ενέργειας που προσφέρουν ευελιξία στο ηλεκτρικό σύστημα. Είναι σημαντικό τέλος να τονισθεί πως η μέχρι σήμερα λειτουργία των αντλητικών συγκροτημάτων των δύο σταθμών αφενός χαρακτηρίζεται από χαμηλό συντελεστή αξιοποίησης, και αφετέρου βασίζεται στην εκμετάλλευση πλεονάσματος λιγνιτικής παραγωγής. Εξομαλύνεται, έτσι, η λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων, ωστόσο ταυτόχρονα συντηρείται το ρυπογόνο εγχώριο ενεργειακό μίγμα.



Σχήμα 2.14. Λειτουργία αναστρέψιμων Υ/Η σταθμών Θησαυρού και Σφηκιάς σε ημερήσια (πάνω) και ωριαία (κάτω) βάση (2010-12).

3. ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Μία από τις συνηθέστερες παρανοήσεις σε ό,τι αφορά τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, είναι πως οι ΑΠΕ είναι κατά πολύ ακριβότερες από τη συμβατική παραγωγή που βασίζεται στα ορυκτά καύσιμα. Όμως, η δυναμική εξέλιξη των ΑΠΕ, η οποία βασίζεται εν πολλοίς στις θετικές πολιτικές εναντίον της κλιματικής αλλαγής στο ευρωπαϊκό και στο ευρύτερο διεθνές επίπεδο, έχει οδηγήσει σε σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής, σε βαθμό που για ορισμένες τεχνολογίες και κάτω από συγκεκριμένες συνθήκες, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE) να είναι συγκρίσιμο ή και μικρότερο ακόμη από αυτό συμβατικών μονάδων που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Καθώς οι τεχνολογίες ΑΠΕ συνεχίζουν να εξελίσσονται, είναι χρήσιμη η συγκριτική αξιολόγηση τόσο του τρέχοντος όσο και του εκτιμώμενου μελλοντικού σταθμισμένου κόστους ενέργειας σε σχέση με το κόστος παραγωγής από τη μονάδα της Πτολεμαΐδας V. Για χάρη πληρότητας, η ανάλυση περιλαμβάνει και συμβατικές μονάδες φυσικού αερίου (φ.α.), τόσο συνδυασμένου κύκλου (CCGT) όσο και ανοιχτού κύκλου (OCGT).

3.1 Μεθοδολογία

Με δεδομένο ότι η μονάδα της Πτολεμαΐδας θα τεθεί σε λειτουργία το 2019-20 ενώ η διάρκεια ζωής της εκτείνεται σε βάθος 30 ετών τουλάχιστον, θεωρήθηκε σκόπιμο να συγκριθεί το σταθμισμένο κόστος ενέργειας της λιγνιτικής μονάδας με το σταθμισμένο κόστος των τεχνολογιών ΑΠΕ καθώς εξελίσσονται στη διάρκεια λειτουργίας της (2020-2050).

Μια ευρύτατα διαδεδομένη μέθοδος συγκριτικής αξιολόγησης είναι η ανάλυση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας (Levelised Cost of Energy, LCOE). Η μέθοδος αυτή έγκειται ουσιαστικά στον υπολογισμό του συνολικού κόστους παραγωγής ανά τεχνολογία καθ' όλη τη διάρκεια λειτουργίας της και την αναγωγή σε καθαρή παρούσα αξία. Με τον τρόπο αυτό προκύπτουν συγκρίσιμες τιμές κόστους σε €/MWh μεταξύ διαφορετικών τεχνολογιών.

Στη βιβλιογραφία η μέθοδος αυτή εμφανίζεται με ορισμένες διαφοροποιήσεις, οι οποίες αντικατοπτρίζουν τον βαθμό διαθεσιμότητας των δεδομένων, τον στόχο της κάθε μελέτης καθώς και τον βαθμό λεπτομέρειας της ανάλυσης³⁹. Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε η απλοποιημένη μέθοδος σύμφωνα με την οποία το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας υπολογίζεται από τον τύπο:

$$LCOE = \frac{NPV(CAPEX + OPEX)}{NPV(TOTEN)}$$

όπου LCOE το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, CAPEX (Capitalised Expenditure) το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης, OPEX (Operating Expense) το συνολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας, συμπεριλαμβανομένου του κόστους καυσίμου και του κόστους εκπομπών CO₂, και TOTEN η συνολικά παραγόμενη ενέργεια καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της μονάδας.

Αν και ευρύτατα διαδεδομένη, η μέθοδος του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας εμπεριέχει ορισμένες βασικές αδυναμίες, η σημαντικότερη από τις οποίες είναι η παράλειψη του κόστους ενσωμάτωσης (integration) των διαφόρων τεχνολογιών στο ηλεκτρικό σύστημα. Το κόστος αυτό προκύπτει από τη λειτουργία και διαχείριση του ηλεκτρικού συστήματος στο σύνολό του και απαιτεί εκτεταμένη ανάλυση για να εκτιμηθεί. Πρόσφατα έχουν γίνει ορισμένες προσπάθειες να εμπλουτιστεί η μέθοδος του σταθμισμένου κόστους ενέργειας με την προσθήκη εκτίμησης του κόστους ενσωμάτωσης στο σύστημα (System LCOE)⁴⁰. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι σκοπός της συγκεκριμένης εργασίας δεν είναι η αξιολόγηση επενδύσεων αλλά η σύγκριση του κόστους παραγωγής. Έτσι, δεν ελήφθησαν υπόψη οι επιδράσεις των φόρων, τελών και άλλων

³⁹ Foster, J., Wagner, L., Bratanova, A. (2014, Απρίλιος). «LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions». www.uq.edu.au/eemg/docs/workingpapers/2014-4.pdf

⁴⁰ Ueckerdt, F. Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O. (2013, Δεκέμβριος). «System LCOE: What are the costs of variable renewables?». Energy, Volume 63, 15 December 2013, Pages 61–75

εξωγενών παραγόντων όπως δανεισμός κτλ., ενώ το κόστος αναλύεται σε ονομαστικές τιμές του 2010 (€'10) αποφεύγοντας την αβεβαιότητα της εκτίμησης του πληθωρισμού. Ωστόσο, έγινε μια διαφοροποίηση στο επιτόκιο προεξόφλησης (ή κατ' άλλη έννοια, το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου, weighted average cost of capital, WACC) ανά τεχνολογία ώστε να αντανακλάται ο βαθμός εμπορικής ωριμότητας αλλά και τα διαφορετικά λειτουργικά χαρακτηριστικά της.

3.2. Βασικές υποθέσεις και δεδομένα

3.2.1 Πτολεμαΐδα V και μονάδες φυσικού αερίου

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στον υπολογισμό του LCOE της Πτολεμαΐδας V προήλθαν από προηγούμενη μελέτη του WWF Ελλάς⁴⁰ και τα περισσότερα από αυτά έχουν δημοσιευτεί από τη ΔΕΗ. Αναφορικά με τα δεδομένα των μονάδων φ.α., αυτά προήλθαν από ανάλυση πρόσφατων δημοσιευμένων μελετών^{41,42,43,44,45,46}. Ο Πίνακας 3.1 παρουσιάζει τα βασικά τεχνο-οικονομικά δεδομένα της ανάλυσης.

Πίνακας 3.1: Τεχνο-οικονομικά δεδομένα συμβατικών μονάδων

		Πτολεμαΐδα V	CCGT	OCGT
Κόστος Επένδυσης	€/kW	2,106 ⁴⁷	800	400
Σταθερό κόστος λειτουργίας	€/kW/yr	40	20	15
Μεταβλητό κόστος λειτουργίας	€/MWh	-	0.60	35.00
Καθαρός βαθμός απόδοσης	%	41.5%	60.0%	39.5%
Εκπομπές CO2	kg/MWh	96 ⁴⁸	350	550

Σε αντίθεση με τις ΑΠΕ το κόστος παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το κόστος καυσίμου και το κόστος των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Για την περίπτωση της μονάδας της Πτολεμαΐδας V το κόστος καυσίμου ισούται ουσιαστικά με το κόστος εξόρυξης του λιγνίτη. Στην παλαιότερη ανάλυση του WWF το κόστος εξόρυξης του λιγνίτη στην Πτολεμαΐδα εκτιμήθηκε ίσο με 14,31€/MWh_f. Το μέγεθος αυτό είναι υψηλότερο από τη μέση τιμή των 10,62€/MWh_f, που προέκυψε από τη μελέτη της Booz για τη σύγκριση του κόστους παραγωγής από λιγνίτη στην Ευρώπη που εκπονήθηκε για λογαριασμό της ΔΕΗ⁴⁹. Ωστόσο, επειδή η τιμή αυτή αφορούσε το μέσο κόστος εξόρυξης όλων των λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ, στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιήθηκε η τιμή 14,31€/MWh_f και πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας.

⁴¹ Fraunhofer ISE. (2013, Νοέμβριος). «Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies». <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>

⁴² Prysma S.A., (2013, Ιούλιος). «Study on Cost and Business Comparison of Renewable vs. Non-renewable Technologies (RE-COST)». <http://iea-ret.d.org/wp-content/uploads/2013/07/20130710-RE-COST-FINAL-REPORT.pdf>

⁴³ Black & Veatch. (2012, Φεβρουάριος). «Cost and performance data for power generation technologies». <http://bv.com/docs/reports-studies/nrel-cost-report.pdf%E2%80%8E>

⁴⁴ BREE, Australian Energy Technology Assessment, 2012

⁴⁵ Department of Energy & Climate Change. (2013, Δεκέμβριος). «Electricity Generation Costs». https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/269888/131217_Electricity_Generation_costs_report_December_2013_Final.pdf

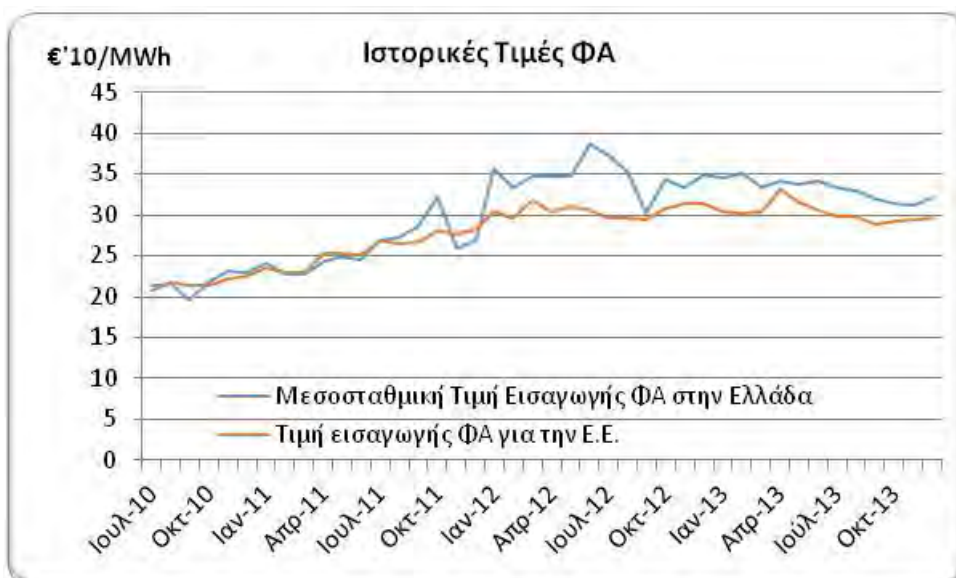
⁴⁶ Parsons Brinckerhoff. (2013, Απρίλιος). «Electricity Generation Cost Model - 2013 Update of Non-Renewable Technologies». https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223634/2013_Update_of_Non-Renewable_Technologies_FINAL.pdf

⁴⁷ Προκύπτει από το συνολικό κόστος κατασκευής που έχει ανακοινωθεί από τη ΔΕΗ Α.Ε. και ισούται με 1.390 εκ. €

⁴⁸ ΔΕΗ Δ/νση Μελετών-Κατασκευών ΘΗ Έργων. (2011, Νοέμβριος). «Οικονομοτεχνική Έκθεση Δέσμευσης-Μεταφοράς και Αποθήκευσης CO₂ για τη νέα λιγνιτική μονάδα Πολεμαΐδα V μικτής ονομαστικής ισχύος 660 MWe»

⁴⁹ Δελτίο Τύπου, ΔΕΗ ΑΕ. (2014, Ιούνιος). «Μελέτη της Booz για λογαριασμό της ΔΕΗ, για τη σύγκριση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη στην Ευρώπη». <https://www.dei.gr/el/i-dei/kentro-tupou/deltia-tupou/deltia-tupou-2014/iou-nios-2014/i-dei-kentro-tupou-deltia-tupou-deltia-tupou-2014-ioun>

Σε αντίθεση με το κόστος λιγνίτη, το οποίο εξαρτάται κυρίως από τα χαρακτηριστικά του κάθε κοιτάσματος (κόστος εξόρυξης-ενεργειακό περιεχόμενο λιγνίτη), το κόστος του φ.α. είναι ευμετάβλητο και εξαρτάται από τη διεθνή αγορά ενεργειακών προϊόντων. Μέχρι σήμερα το κόστος εισαγωγής του φ.α. στην Ελλάδα παρουσιάζει διαφοροποιήσεις από το αντίστοιχο ευρωπαϊκό, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.1, ενώ το κόστος για τους ηλεκτροπαραγωγούς προσ αυξάνεται επιπλέον με τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις του συστήματος μεταφοράς φ.α.. Ωστόσο, θεωρώντας ότι σε ευρωπαϊκό επίπεδο θα επέλθει εξομοίωση τιμών φ.α. τουλάχιστον ως προς την ηλεκτροπαραγωγή, στην ανάλυση χρησιμοποιήθηκε σαν κόστος φ.α. μόνον η διεθνής τιμή του, ενώ όπως και στην περίπτωση του λιγνίτη δεν συνυπολογίστηκαν φόροι και τέλη. Στην ανάλυση χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές εξέλιξης του κόστους του φ.α. από την πιο πρόσφατη μελέτη ανάλυσης επιπτώσεων της πολιτικής για το κλίμα της ΕΕ⁵⁰, (Σχήμα 3.2).



Σχήμα 3.1. Ιστορική εξέλιξη τιμής εισαγωγής ΦΑ στην Ελλάδα και την ΕΕ ^{51,52}



Σχήμα 3.2. Εξέλιξη τιμής φυσικού αερίου⁵⁰

⁵⁰ EC, SWD (2014) 15 final, Commission staff working document, Impact Assessment, Accompanying the document, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2014/swd_2014_0015_en.pdf

⁵¹ European Union Natural Gas Import Price. https://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price

⁵² ΡΑΕ. (2014, 15 Ιουλίου). «Μεσοσταθμικές τιμές εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα». http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2014/major/15072014.csp?viewMode=normal

Όπως και στις ΑΠΕ έτσι και στην περίπτωση των συμβατικών θερμικών μονάδων ο συντελεστής φορτίου επηρεάζει σημαντικά το τελικό κόστος παραγωγής. Ενώ όμως στην περίπτωση των ΑΠΕ η παραγόμενη ενέργεια απορροφάται κατά προτεραιότητα και υπόκειται μόνο σε τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος, οι συμβατικές μονάδες καλούνται να λειτουργήσουν ανταγωνιστικά μεταξύ τους, με αποτέλεσμα ο πραγματικός συντελεστής φόρτισης να εξαρτάται και από τις συνθήκες της αγοράς. Εξάλλου, καθώς το ποσοστό των ΑΠΕ στο σύστημα αυξάνει, το φορτίο που καλούνται να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες μειώνεται με αποτέλεσμα να επηρεάζεται σημαντικά και ο συντελεστής φορτίου⁵³. Με βάση τη ΜΠΕ της νέας μονάδας της Πτολεμαΐδας V⁵⁴, ο ονομαστικός συντελεστής φορτίου για την Πτολεμαΐδα V θεωρήθηκε ίσος με 80% (7000 ΙΩΛ), ενώ για τις μονάδες CCGT και OCGT, 46% (4000 ΙΩΛ) και 11%⁵⁵ (1000 ΙΩΛ) αντίστοιχα.

3.2.2 Τεχνολογίες ΑΠΕ

Για την ανάλυση επιλέχθηκαν οι πιο ώριμες τεχνολογίες (αιολική, φωτοβολταϊκή, βιοαέριο, βιομάζα και γεωθερμία) καθώς και ηλιοθερμία μιας και η ανάπτυξη της στη χώρα είναι μηδενική, παρά τις δυνατότητες που υπάρχουν. Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα δεν συμπεριλαμβάνονται, καθώς αν και καθ' όλα ώριμη τεχνολογία η απόδοσή τους εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από τοπικά χαρακτηριστικά και τους υπερδεκαετείς κύκλους νερού, ενώ και το δυναμικό της χώρας έχει εν πολλοίς καλυφθεί ή πρόκειται να καλυφθεί στα επόμενα χρόνια⁵⁶. Στα Φ/Β συστήματα έγινε διαχωρισμός μεταξύ μεγάλων και μικρών, καθώς οι οικονομίες κλίμακας διαφοροποιούν σημαντικά το κόστος παραγωγής σε αυτή την τεχνολογία.

Τα βασικά τεchnο-οικονομικά δεδομένα για τις τεχνολογίες ΑΠΕ και φ.α. προέκυψαν από επισκόπηση της πιο πρόσφατης διεθνούς βιβλιογραφίας^{41,42,43,44,45,46,57,58,59,60,61,62,63,64,65,66} σε συνδυασμό με την εμπειρία της ελληνικής αγοράς. Τα δεδομένα για την Πτολεμαΐδα V προέκυψαν από δημοσιευμένα στοιχεία της ΔΕΗ και παλαιότερη σχετική εργασία του WWF Ελλάς²⁰.

Αν και το κόστος του εξοπλισμού των μονάδων ΑΠΕ, χάρη στην επαρκή ανάπτυξη του διεθνούς ανταγωνισμού, μπορεί σε μεγάλο βαθμό να θεωρηθεί σχεδόν σταθερό για όλες τις όμοιες

⁵³ Στην μελέτη του WWF Ελλάς για τις λιγνιτικές μονάδες για παράδειγμα, οι ισοδύναμες ώρες λειτουργίας (ΙΩΛ) για την Πτολεμαΐδα V μειώθηκαν από τις 8146 ΙΩΛ το 2020 έως και τις 4143 ΙΩΛ το 2050 ως αποτέλεσμα της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ²⁰

⁵⁴ ΔΕΗ/ΔΜΚΘ. (2011, Νοέμβριος). «Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων - Νέος ΑΗΣ Πτολεμαΐδας (Μονάδα V)».

⁵⁵ Οι μονάδες ανοιχτού κύκλου καλύπτουν κυρίως τις αιχμές και λειτουργούν λίγες ώρες ετησίως. Για παράδειγμα το 2013 ο μέσος συντελεστής φορτίου για μονάδες ανοιχτού κύκλου σύμφωνα με στοιχεία τα Μηνιαία Δελτία Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ ήταν σχεδόν μηδενικός.

⁵⁶ Από τη ΡΑΕ έχουν χορηγηθεί μέχρι σήμερα ~400 άδειες παραγωγής για ΜΥΗΕ συνολικής ισχύος άνω των 900 MW.

⁵⁷ Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. (2014). «Global Trends in Renewable Energy Investment 2014».

http://www.unep.org/pdf/Green_energy_2013-Key_findings.pdf

⁵⁸ IRENA. (2013). «Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview».

http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf

⁵⁹ EPIA. (2011, Σεπτέμβριος). «Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector».

http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Competing_Full_Report.pdf

⁶⁰ IEA. (2014). «Tracking Clean Energy Progress». OECD/IEA, Παρίσι.

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Tracking_clean_energy_progress_2014.pdf

⁶¹ NREL & IEA. (2012, Μάιος). «Wind Task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy».

https://www.ieawind.org/index_page_postings/WP2_task26.pdf

⁶² IEA. (2010). «Renewable Energy Essentials, Geothermal».

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Essentials.pdf

⁶³ Poyry. (2013, Ιούνιος). «Technology supply curves for low carbon power generation».

http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/325_technology_supply_curves_v5_1.pdf

⁶⁴ IEA. (2011). «Solar energy perspectives». OECD/IEA, Παρίσι.

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/solar_energy_perspectives2011.pdf

⁶⁵ IEA. (2013). Technology Roadmap – Wind Energy.

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf

⁶⁶ DiW Berlin. (2013, Ιούλιος). «Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050».

http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf

εγκαταστάσεις⁶⁷, το συνολικό κόστος εγκατάστασης διαφοροποιείται σημαντικά, ανάλογα με τα επιμέρους χαρακτηριστικά κάθε επένδυσης (πχ κόστος ανάπτυξης και αδειοδότησης, έργα οδοποιίας και πολιτικού μηχανικού κα). Εξαιτίας αυτού εκτιμήθηκε ένα εύρος συνολικού κόστους εγκατάστασης και ορίστηκαν υψηλά και χαμηλά όρια του κόστους επένδυσης με σκοπό να εκτιμηθεί το πιθανό εύρος του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε τεχνολογία ΑΠΕ. Για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ το κόστος λειτουργίας εκφράστηκε σαν σταθερό ποσοστό του κόστους της επένδυσης.

Για τις τεχνολογίες που δεν χρησιμοποιούν καύσιμα το βασικό στοιχείο κόστους είναι το κεφαλαιουχικό κόστος εγκατάστασης. Έτσι το κόστος παραγωγής ενέργειας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό και από την ετήσια παραγόμενη ενέργεια, η οποία επίσης παρουσιάζει σημαντικές διαφορές ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του χώρου εγκατάστασης (πχ αιολικό δυναμικό). Για το λόγο αυτό στην ανάλυση χρησιμοποιήθηκε επίσης ένα εύρος τιμών ετήσιας παραγωγής ενέργειας.

Αντίθετα με τις ανωτέρω τεχνολογίες στην περίπτωση της καύσης βιοαερίου ή βιομάζας το κόστος του καυσίμου αποτελεί βασικό παράγοντα διαμόρφωσης του συνολικού κόστους παραγωγής. Ακόμα και αν η διάθεση της πρώτης ύλης γίνεται με μηδενικό κόστος ή ακόμη και με κάποιο κέρδος (όπως πχ στην περίπτωση υπολειμμάτων βιομηχανικών και αγροτικών διεργασιών), η τελική χρήση σχετίζεται πάντα με διάφορα κόστη όπως πχ μεταφορά, διαχείριση κτλ. Επίσης το κόστος εξαρτάται και από το είδος της πρώτης ύλης. Έτσι η παρούσα ανάλυση περιορίστηκε στην εξέταση μονάδων βιοαερίου που χρησιμοποιούν μίγμα υπολειμμάτων κτηνοτροφικών μονάδων και αγροτικών καλλιεργειών και σε μονάδες βιομάζας που χρησιμοποιούν τεμαχισμένη ξυλεία (woodchips). Καθώς από το μέγεθος των μονάδων εξαρτάται και η ποσότητα της πρώτης ύλης, η ανάλυση περιορίστηκε σε μικρές σχετικά μονάδες (1MW για βιοαέριο και 5MW για βιομάζα), καθώς γενικά για μεγαλύτερες μονάδες οι ανάγκες για πρώτη ύλη είναι αυξημένες και για τα χαρακτηριστικά της Ελλάδας τα κόστη συλλογής και μεταφοράς αυξάνονται σημαντικά, ενώ μειώνεται και το περιβαλλοντικό όφελος από τις παράπλευρες επιπτώσεις (πχ εκπομπές CO₂) της συνολικής διαχείρισης της πρώτης ύλης. Στην παρούσα ανάλυση χρησιμοποιήθηκε μια ονομαστική τιμή για το κόστος της πρώτης ύλης (18€/MWh καυσίμου για την περίπτωση του βιοαερίου και 25€/MWh καυσίμου για την περίπτωση της βιομάζας) και πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας.

Τέλος, στην παρούσα ανάλυση για τη μεν ηλιοθερμική τεχνολογία χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία για την τεχνολογία παραβολικών κατόπτρων (parabolic trough) με σύστημα αποθήκευσης, ενώ για την γεωθερμία χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία για τεχνολογία binary cycle υψηλής ενθαλπίας.

Τα βασικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την οικονομική ανάλυση των μονάδων ΑΠΕ παρουσιάζονται στους Πίνακες 3.2-3.5.

Πίνακας 3.2: Εξέλιξη κόστους επένδυσης για αιολική ενέργεια σε €'10/kW

Έτος	Αιολική Ενέργεια - επίγεια		Αιολική Ενέργεια – θαλάσσια	
	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή
2014	1000	1500	3000	5000
2020	970	1455	2743	4571
2030	920	1380	2473	4121
2040	870	1305	2203	3671
2050	820	1230	1933	3221

⁶⁷ Αξίζει να σημειωθεί ότι η αγορά του εξοπλισμού ΑΠΕ είναι σε μεγάλο βαθμό παγκοσμιοποιημένη και παρουσιάζει σημαντικές διαφοροποιήσεις ανάλογα με τις διεθνείς εξελίξεις στην προσφορά και ζήτηση εξοπλισμού καθώς και τις διεθνείς τιμές πρώτων υλών εμφανίζοντας στο παρελθόν αρκετά μεγάλες διακυμάνσεις. Σε αντίστοιχη έκθεση κινδύνου βρίσκεται πάντως και το κόστος του βασικού εξοπλισμού θερμικών μονάδων.

Πίνακας 3.3: Εξέλιξη κόστους επένδυσης για Φ/Β σε €/10/kW

Έτος	Φ/Β μεγάλα		Φ/Β μικρά		Φ/Β - στέγες	
	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή
2014	960	1650	1250	1750	1500	2150
2020	816	1403	1063	1488	1275	1828
2030	734	1262	956	1339	1148	1645
2040	683	1174	889	1245	1067	1530
2050	642	1103	836	1170	1003	1438

Πίνακας 3.4: Εξέλιξη κόστους επένδυσης για βιομάζα, βιοαέριο, ηλιοθερμικά και γεωθερμία σε €/10/kW

Έτος	Βιοαέριο		Βιομάζα		Ηλιοθερμικά		Γεωθερμία	
	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή	χαμηλή τιμή	υψηλή τιμή
2014	2800	4000	3000	4000	5000	6500	4500	6000
2020	2520	3600	2700	3600	4500	5850	4050	5400
2030	2380	3400	2550	3400	4000	5200	3825	5100
2040	2240	3200	2400	3200	3500	4550	3600	4800
2050	2240	3200	2400	3200	3000	3900	3600	4800

Πίνακας 3.5: Λειτουργικό κόστος ως ποσοστό του κόστους επένδυσης και εύρος ετήσιας παραγωγής

Τεχνολογία ΑΠΕ	Τυπικό μέγεθος μονάδας MW	Λειτουργικό Κόστος %	Ετήσια Παραγωγή kWh/kW		
			Κατώτερη	Μέση	Ανώτερη
Αιολική Ενέργεια - επίγεια	10	3.9%	1752	2179	3066
Αιολική Ενέργεια - θαλάσσια	50	2.1%	2628	3504	4380
Φ/Β μεγάλα	5	2.5%	1300	1500	1700
Φ/Β μικρά	0.1	1.5%	1300	1500	1700
Φ/Β - στέγες	0.01	1.0%	1100	1400	1700
Βιοαέριο	1	4.5%	7008	7446	7884
Βιομάζα	5	4.0%	7008	7446	7884
Ηλιοθερμικά	50	1.5%	1752	2628	3504
Γεωθερμία	50	2.5%	6132	7008	7884

3.2.3 Σενάρια εξέλιξης κόστους δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

Το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ όπως καθορίζεται στο ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών κυμαίνεται σε ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα, ~6€/τον CO₂. Ωστόσο, οι εντεινόμενες προσπάθειες της ΕΕ για αποτελεσματική αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, οι οποίες θέτουν ως προτεραιότητα τη χρήση του μηχανισμού της αγοράς δικαιωμάτων, είναι δεδομένο ότι θα οδηγήσουν σε αύξηση των τιμών των δικαιωμάτων. Η τελευταία έκθεση ανάλυσης επιπτώσεων της ΕΕ σχετικά με τις νέες προτεινόμενες πολιτικές για το κλίμα, παρουσιάζει διάφορα σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων εκπομπών, οι οποίες για το 2050 κυμαίνονται από 85€/τον έως και 264€/τον ανάλογα με τις εξεταζόμενες πολιτικές⁵⁰. Στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιήθηκαν αφενός οι τιμές του σεναρίου αναφοράς που

παρουσιάζονται στον τελευταίο εγκεκριμένο Ευρωπαϊκό Ενεργειακό Οδικό Χάρτη για το 2050⁶⁸ και αφετέρου οι τιμές του σεναρίου αναφοράς και του σεναρίου μεγαλύτερης μείωσης εκπομπών χωρίς επιπλέον μέτρα εξοικονόμησης (μείωση εκπομπών 32% και 40% το 2030 αντίστοιχα) της νέας μελέτης. Οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.6.

Πίνακας 3.6: Τιμές δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

Σενάριο	Τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ σε € 10/t			
	2020	2030	2040	2050
Οδικός Χάρτης 2050 ⁶⁸	20	40	52	50
Νέο σενάριο αναφοράς ⁵⁰	10	35	67.5	100
Σενάριο περαιτέρω μείωσης (GHG40r)50	10	40	152	264

3.3 Αποτελέσματα και ανάλυση

3.3.1 Συμβατικές μονάδες

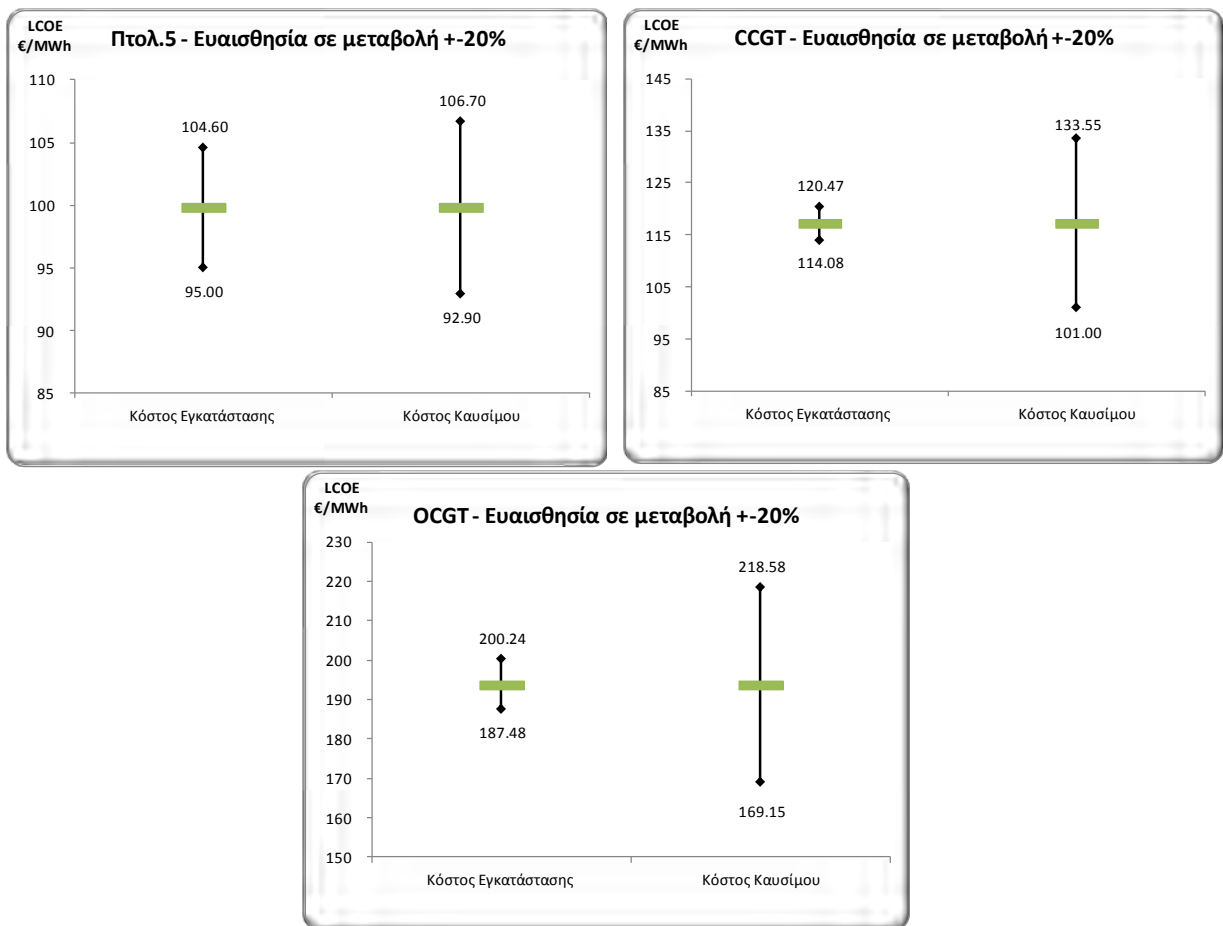
Ο υπολογισμός του σταθμισμένου κόστους παραγωγής, με βάση τις παραδοχές που παρουσιάστηκαν παραπάνω για τη μονάδα της Πτολεμαΐδας V και τις μονάδες φυσικού αερίου, οδήγησε στα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.7. Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής στο βασικό σενάριο αναφοράς του Οδικού Χάρτη είναι παραπλήσιο με αυτό του νέου σεναρίου αναφοράς. Αυτό οφείλεται στις υψηλές τιμές του πρώτου για τη μεσοπρόθεσμη περίοδο 2020-2030, οι οποίες εξισορροπούν τις πολύ υψηλότερες τιμές του δεύτερου σεναρίου μακροπρόθεσμα (και άρα προεξοφλούνται σε μικρότερες παρούσες αξίες). Στο σενάριο του Οδικού Χάρτη και το νέο σενάριο αναφοράς η τιμή του σταθμισμένου κόστους της Πτολεμαΐδας είναι μικρότερη από αυτή των μονάδων φ.α., γεγονός που αντικατοπτρίζει και τη σημασία του κόστους καυσίμου. Ωστόσο στο σενάριο υψηλών τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (GHG40r) η εικόνα αντιστρέφεται, ενώ σε μια τέτοια περίπτωση αναμένεται να μειωθεί ο συντελεστής ισχύος της λιγνιτικής μονάδας και αντίθετα να αυξηθεί των μονάδων αερίου με αποτέλεσμα η διαφορά κόστους να αυξηθεί περαιτέρω, όπως θα φανεί και στη συνέχεια. Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής από μονάδες OCGT είναι σημαντικά υψηλότερο από αυτό των υπόλοιπων μονάδων σε όλες τις περιπτώσεις, κυρίως λόγω του χαμηλού συντελεστή φορτίου, αλλά και των υποδεέστερων τεχνικών χαρακτηριστικών.

Πίνακας 3.7: Αποτελέσματα βασικής ανάλυσης για συμβατικές μονάδες

Σενάριο	LCOE €'10/MWh		
	Πτολεμαΐδα V	CCGT	OCGT
Οδικός Χάρτης 2050	99,80	117,28	193,86
Νέο σενάριο Αναφοράς	101,65	117,95	194,92
Σενάριο περαιτέρω μείωσης (GHG40r)	132,80	129,30	212,75

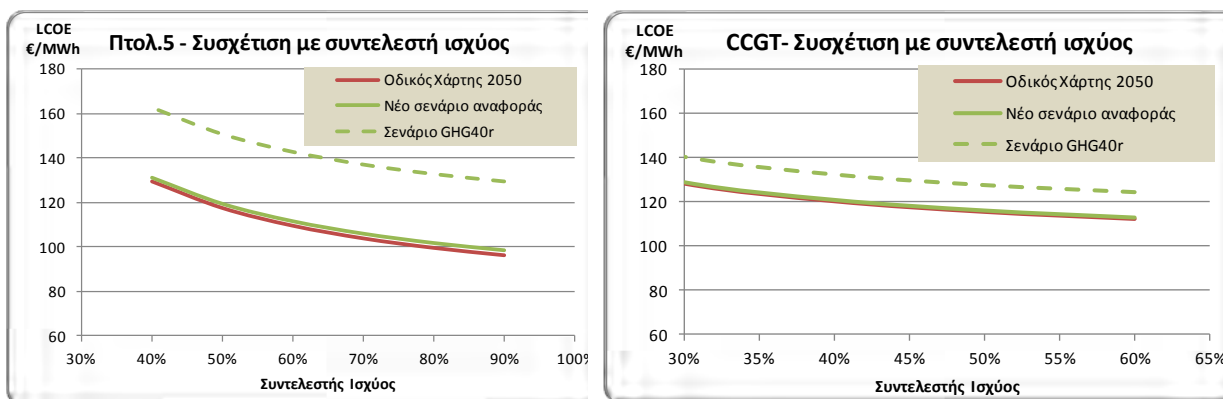
Καθώς το σταθμισμένο κόστος παραγωγής εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από παράγοντες οι οποίοι χαρακτηρίζονται από σημαντική αβεβαιότητα, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας ώστε να διερευνηθεί η επίδραση ορισμένων από αυτούς στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής. Έτσι, εξετάστηκε αρχικά η μεταβολή του LCOE του βασικού σεναρίου του Οδικού Χάρτη σε μεταβολές $\pm 20\%$ του κόστους εγκατάστασης και κόστους καυσίμου. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.3 όπου φαίνεται ότι το κόστος καυσίμου αποτελεί τον βασικότερο παράγοντα κόστους ιδιαίτερα για τις μονάδες φ.α.. Το κόστος εγκατάστασης επηρεάζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής της Πτολεμαΐδας V σε μεγαλύτερο βαθμό σε σύγκριση με τις μονάδες φ.α..

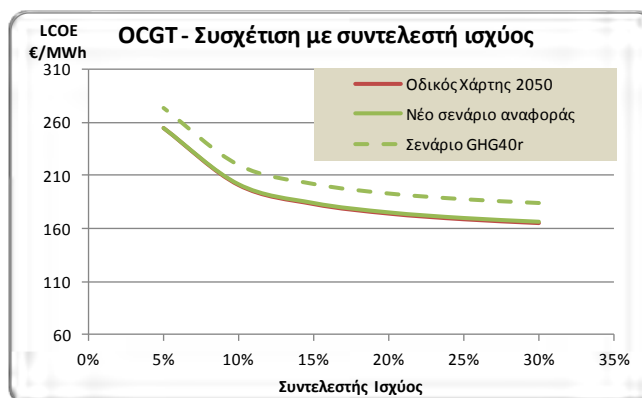
⁶⁸ EC, SEC (2011) 1565 final. (2011, Δεκέμβριος). «Energy Roadmap to 2050 – Impact Assessment and scenario analysis».



Σχήμα 3.3. Ανάλυση ευαισθησίας για μεταβολή του κόστους εγκατάστασης και του κόστους καυσίμου για συμβατικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής, α) Πτολεμαΐδα V β) Φυσικό αέριο CCGT, γ) Φυσικό αέριο OCGT

Ανάλυση ευαισθησίας πραγματοποιήθηκε και για να διερευνηθεί η επίδραση της μεταβολής του συντελεστή φόρτισης. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε και για τα τρία σενάρια εξέλιξης των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ με σκοπό να προκύψει ένα εύρος τιμών του σταθμισμένου κόστους παραγωγής για τις θερμικές μονάδες. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.4. Τόσο η διαφορά μεταξύ των τιμών του σταθμισμένου κόστους παραγωγής μεταξύ των σεναρίων όσο και η επίδραση του συντελεστή φόρτισης είναι μεγαλύτερες στην περίπτωση της λιγνιτικής μονάδας της Πτολεμαΐδας απ' ό,τι στην περίπτωση των μονάδων φ.α. καταδεικνύοντας τη σημασία του κόστους εκπομπών αλλά και τον κίνδυνο της επένδυσης. Από τη σύγκριση δε των διαγραμμάτων μεταξύ Πτολεμαΐδας V και OCGT είναι ξεκάθαρο ότι, ακόμη και για τα επίπεδα τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ των σεναρίων του Οδικού Χάρτη 2050 και του νέου σεναρίου αναφοράς, το σταθμισμένο κόστος των δυο ανταγωνιστικών τεχνολογιών αρχίζει και γίνεται συγκρίσιμο, ενώ το αντίστοιχο κόστος της λιγνιτικής μονάδας για μεγαλύτερες τιμές δικαιωμάτων εκπομπών είναι αρκετά μεγαλύτερο.





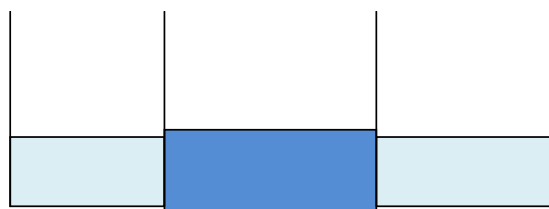
Σχήμα 3.4. Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το συντελεστή ισχύος για τρία διαφορετικά σενάρια τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. α) Πτολεμαΐδα V β) Φυσικό αέριο CCGT, γ) Φυσικό αέριο OCGT

3.3.2 Μονάδες ΑΠΕ

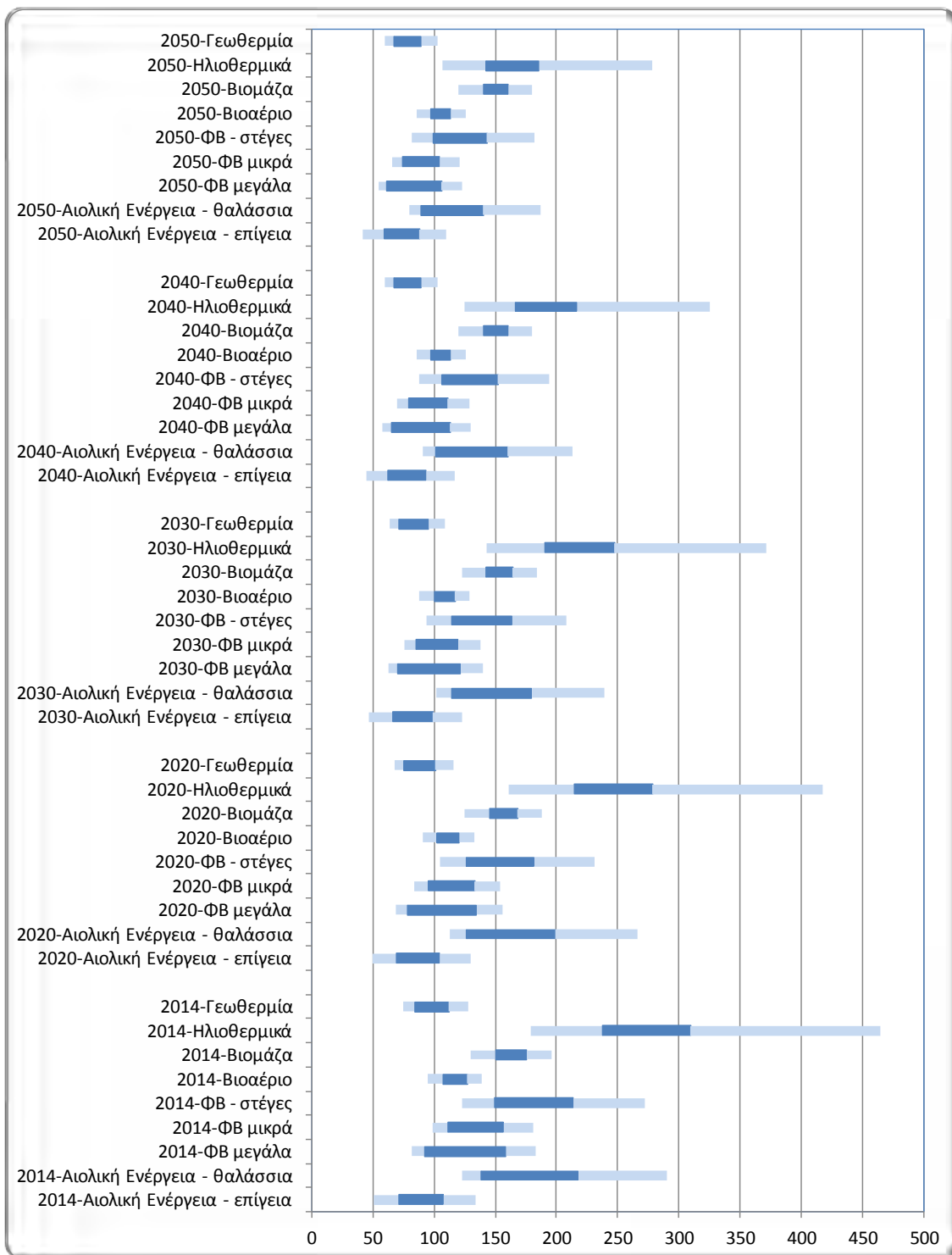
Όπως παρουσιάστηκε παραπάνω, τόσο τα στοιχεία κόστους όσο και τα βασικά λειτουργικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής παρουσιάζουν ένα αρκετά σημαντικό εύρος τιμών. Για τις τεχνολογίες ΑΠΕ πλην του βιοαερίου και της βιομάζας, το σημαντικότερο στοιχείο κόστους είναι το κόστος εγκατάστασης, ενώ σημαντικός παράγοντας στη διαμόρφωση του τελικού μοναδιαίου κόστους παραγωγής αποτελεί η δυνατότητα ετήσιας παραγωγής ενέργειας, η οποία εκφράζεται με τον συντελεστή ισχύος. Στην περίπτωση του βιοαερίου και της βιομάζας εκτός του κόστους εγκατάστασης ουσιαστικό ρόλο παίζει και το κόστος της πρώτης ύλης, ενώ η διακύμανση του συντελεστή φορτίου είναι περισσότερο ελεγχόμενη.

Με βάση τα παραπάνω και με σκοπό τη δημιουργία μιας ολοκληρωμένης εικόνας για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής των ΑΠΕ, υπολογίστηκε όλο το πιθανό εύρος του, δηλαδή από την περίπτωση της φθηνότερης μονάδας με το μεγαλύτερο συντελεστή φορτίου (μικρότερη τιμή καυσίμου για την περίπτωση βιομάζας βιοαερίου) μέχρι την περίπτωση της ακριβότερης μονάδας με τη μικρότερη δυνατή παραγωγή (μεγαλύτερη τιμή καυσίμου για την περίπτωση βιομάζας βιοαερίου). Για την καλύτερη παρουσίαση των αποτελεσμάτων το εύρος των τιμών του LCOE ως προς το κόστος εγκατάστασης, θεωρώντας μέσο συντελεστή φορτίου (κόστος καυσίμου για την περίπτωση βιομάζας βιοαερίου) παρουσιάζεται με σκούρο μπλε χρώμα ενώ με γαλάζιο παρουσιάζεται η επιπλέον διακύμανση λαμβάνοντας υπόψη και το εύρος τιμών του συντελεστή φόρτισης (κόστος καυσίμου για την περίπτωση βιομάζας βιοαερίου) (Σχήμα 3.5). Τα αποτελέσματα των υπολογισμών παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.6 λαμβάνοντας υπόψη την εξέλιξη κόστους την περίοδο 2014-2020-2030-2040-2050. Στον Πίνακα 3.8 παρουσιάζεται η υψηλότερη και χαμηλότερη τιμή του LCOE με βάση τους ανωτέρω υπολογισμούς.

Ελάχιστο κόστος εγκατάστασης, Μέγιστος ΣΦ	Ελάχιστο κόστος εγκατάστασης, Μέσος ΣΦ	Μέγιστο κόστος εγκατάστασης, Μέσος ΣΦ	Μέγιστο κόστος εγκατάστασης, Ελάχιστος ΣΦ
---	--	---	---



Σχήμα 3.5. Επεξήγηση του τρόπου παρουσίασης του εύρους τιμών του LCOE



Σχήμα 3.6. Αποτελέσματα υπολογισμών για τεχνολογίες ΑΠΕ

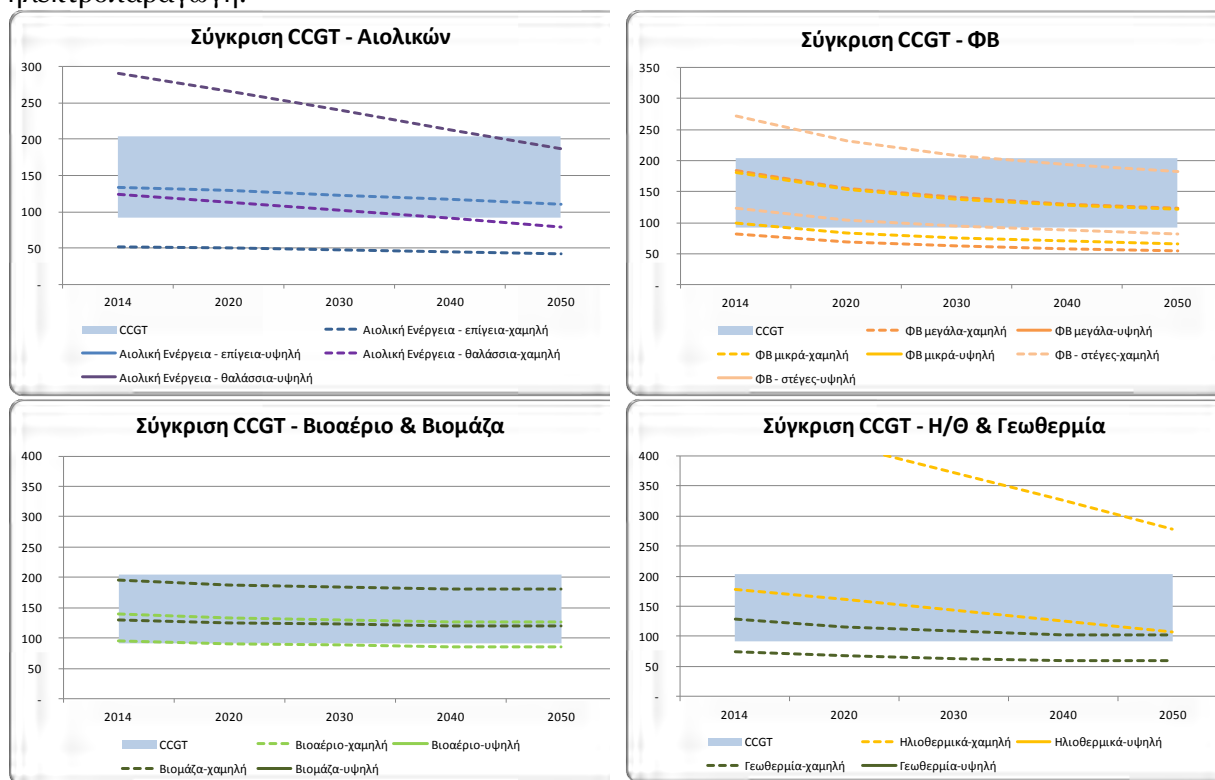
Πίνακας 3.8: Ελάχιστη και μέγιστη τιμή LCOE για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ

Έτος	Τεχνολογία	LCOE (€10/MWh)	
		ελάχιστο	μέγιστο
2050	Γεωθερμία	59.85	72.68
	Ηλιοθερμικά	107.16	200.04
	Βιομάζα	120.34	140.34
	Βιοαέριο	85.65	97.65
	ΦΒ - στέγες	82.24	121.27
	ΦΒ μικρά	65.99	82.09
	ΦΒ μεγάλα	54.50	70.84
	Αιολική Ενέργεια - θαλάσσια	79.45	126.27
	Αιολική Ενέργεια - επίγεια	41.85	63.37
	2040	Γεωθερμία	59.85
Ηλιοθερμικά		125.03	233.38
Βιομάζα		120.34	140.34
Βιοαέριο		85.65	97.65
ΦΒ - στέγες		87.49	129.02
ΦΒ μικρά		70.20	87.33
ΦΒ μεγάλα		57.98	75.36
Αιολική Ενέργεια - θαλάσσια		90.55	143.91
Αιολική Ενέργεια - επίγεια		44.40	67.23
2030		Γεωθερμία	63.59
	Ηλιοθερμικά	142.89	266.72
	Βιομάζα	122.87	142.87
	Βιοαέριο	88.01	100.01
	ΦΒ - στέγες	94.07	138.73
	ΦΒ μικρά	75.48	93.91
	ΦΒ μεγάλα	62.35	81.03
	Αιολική Ενέργεια - θαλάσσια	101.65	161.55
	Αιολική Ενέργεια - επίγεια	46.95	71.09
	2020	Γεωθερμία	67.34
Ηλιοθερμικά		160.75	300.06
Βιομάζα		125.39	145.39
Βιοαέριο		90.36	102.36
ΦΒ - στέγες		104.52	154.14
ΦΒ μικρά		83.87	104.34
ΦΒ μεγάλα		69.27	90.03
Αιολική Ενέργεια - θαλάσσια		112.75	179.18
Αιολική Ενέργεια - επίγεια		49.50	74.96
2014		Γεωθερμία	74.82
	Ηλιοθερμικά	178.61	333.40
	Βιομάζα	130.43	150.43
	Βιοαέριο	95.07	107.07
	ΦΒ - στέγες	122.97	181.34
	ΦΒ μικρά	98.67	122.75
	ΦΒ μεγάλα	81.50	105.92
	Αιολική Ενέργεια - θαλάσσια	123.32	195.98
	Αιολική Ενέργεια - επίγεια	51.03	77.28

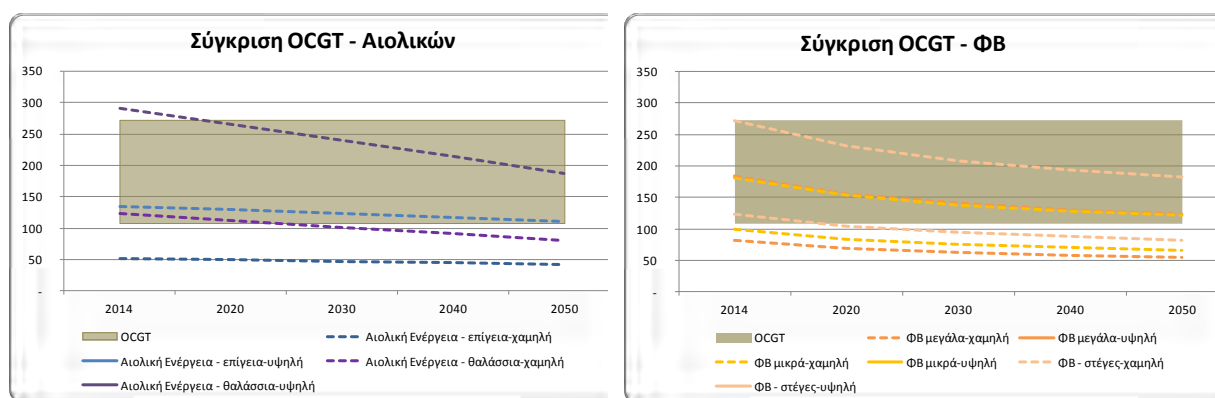
Ιδιαίτερη σημασία έχει η σύγκριση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ΑΠΕ και συμβατικών μονάδων. Στα σχήματα που ακολουθούν παρουσιάζεται με γραμμές το άνω και κάτω όριο του σταθμισμένου κόστους παραγωγής των τεχνολογιών ΑΠΕ ενώ η σκιαγραφημένη περιοχή

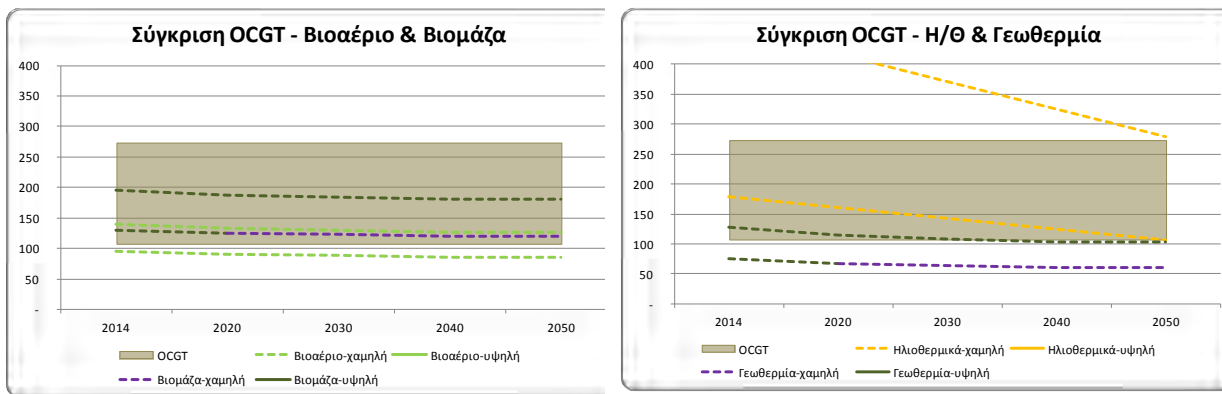
καταδεικνύει το εύρος των τιμών των συμβατικών μονάδων για διαφορετικά σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων εκπομπών και για διαφορετικούς συντελεστές φόρτισης. Το Σχήμα 3.7 και το Σχήμα 3.8 παρουσιάζουν τα αποτελέσματα της σύγκρισης των 4 βασικών τεχνολογιών ΑΠΕ με συμβατικές μονάδες με καύσιμο φυσικό αέριο (CCGT και OCGT αντίστοιχα).

Από τα αποτελέσματα είναι εμφανές ότι αρκετές τεχνολογίες ΑΠΕ είναι ήδη πλήρως ανταγωνιστικές με τις συμβατικές τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο εκτός ενδεχομένως από τα θαλάσσια αιολικά και τα ηλιοθερμικά. Τα επίγεια αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, ειδικά αυτά της μεγαλύτερης κλίμακας εμφανίζουν σημαντικά χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος παραγωγής σε σύγκριση με τη χρήση φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή.



Σχήμα 3.7. Σύγκριση LCOE μεταξύ φ.α.-CCGT και τεχνολογιών ΑΠΕ

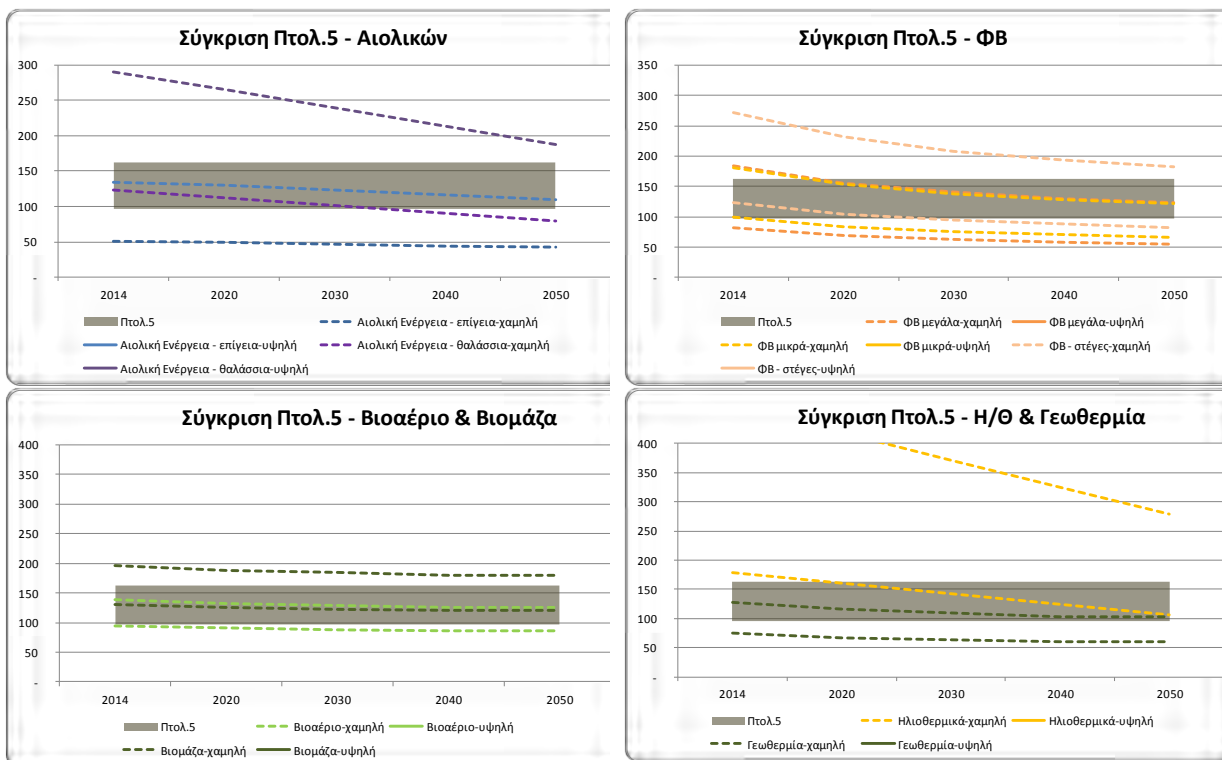




Σχήμα 3.8. Σύγκριση LCOE μεταξύ φ.α.-OCGT και τεχνολογιών ΑΠΕ

Η σύγκριση των τεχνολογιών ΑΠΕ με την Πτολεμαΐδα V (Σχήμα 3.9) παρουσιάζει επίσης μεγάλο ενδιαφέρον, καθώς φαίνεται ότι τόσο τα επίγεια αιολικά όσο και τα μεγάλα και μεσαία Φ/Β και το βιοαέριο μπορούν υπό προϋποθέσεις να είναι απολύτως ανταγωνιστικά. Καθώς το κόστος των τεχνολογιών αυτών αναμένεται να μειώνεται στο μέλλον, η εικόνα σαφώς θα βελτιώνεται για τις ΑΠΕ.

Τα θαλάσσια αιολικά καθίστανται ανταγωνιστικά σε σχέση με τη μονάδα της Πτολεμαΐδας και την μονάδα CCGT μόνο σε περίπτωση χαμηλού κόστους εγκατάστασης και υψηλού συντελεστή φόρτισης. Τα ηλιοθερμικά φαίνεται ότι για τις συνθήκες της Ελλάδας είναι οριακά ανταγωνιστικά και μόνο υπό την προϋπόθεση μεγάλων μειώσεων του κόστους εγκατάστασης μπορούν να ανταγωνιστούν στο μέλλον τις συμβατικές μονάδες.



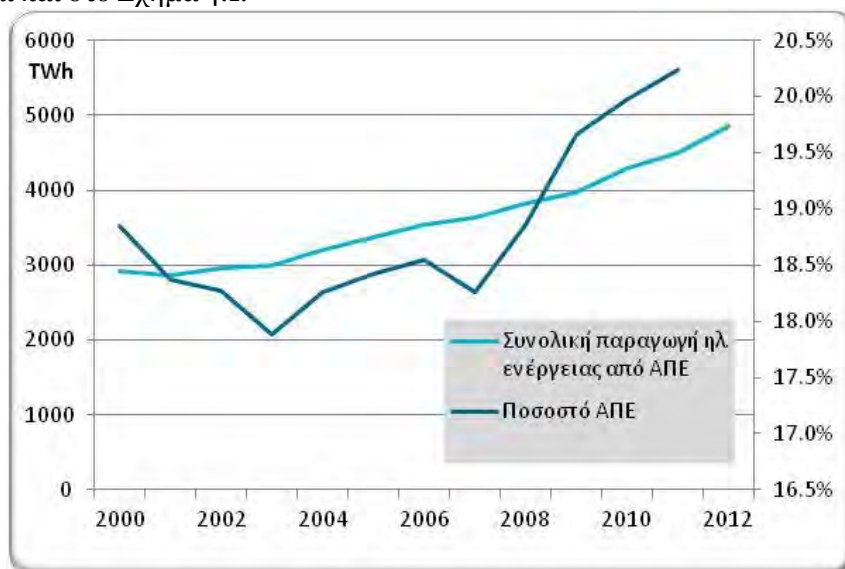
Σχήμα 3.9. Σύγκριση LCOE μεταξύ Πτολεμαΐδας V και τεχνολογιών ΑΠΕ

4. ΑΠΕ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

4.1 Τεχνολογίες ΑΠΕ

Όπως φάνηκε στο κεφάλαιο 3, υπάρχουν ήδη ώριμες τεχνολογίες ΑΠΕ, οι οποίες για τα δεδομένα της Ελλάδας αποδεικνύονται ευθέως ανταγωνιστικές με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα και λιγνίτη ειδικότερα.

Ευρύτερα, σε παγκόσμιο επίπεδο οι πολιτικές για τον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής που έχουν υιοθετηθεί διεθνώς, αλλά και η σταθερή αύξηση και συνεχής αβεβαιότητα των τιμών των ορυκτών καυσίμων, έχουν οδηγήσει σε συνεχή αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, όπως παρουσιάζεται και στο Σχήμα 4.1.



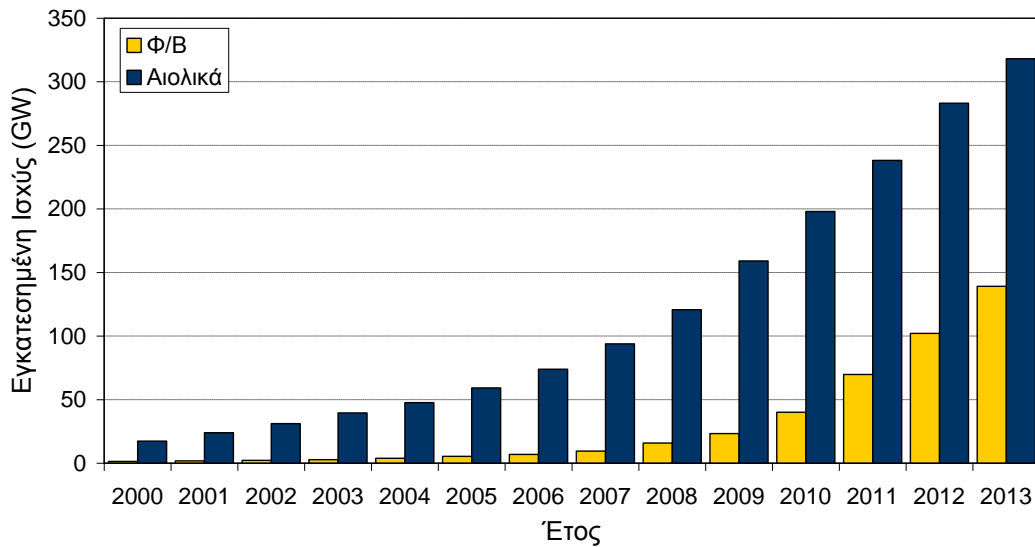
Σχήμα 4.1. Εξέλιξη της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σε παγκόσμιο επίπεδο [Επεξεργασία δεδομένων ΙΕΑ]

Ιδιαίτερα υψηλοί είναι οι ρυθμοί εγκατάστασης νέων αιολικών και φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σε παγκόσμιο επίπεδο (Σχήμα 4.2)^{69,70}, αντικατοπτρίζοντας έτσι το έντονο ενδιαφέρον που συγκεντρώνουν οι εν λόγω τομείς, πλήρως εναρμονισμένο με την ανάγκη για αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής, την προστασία του περιβάλλοντος και την ταυτόχρονη διασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας.

⁶⁹ Global Wind Energy Council. (2014). «Global status overview». <http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/>

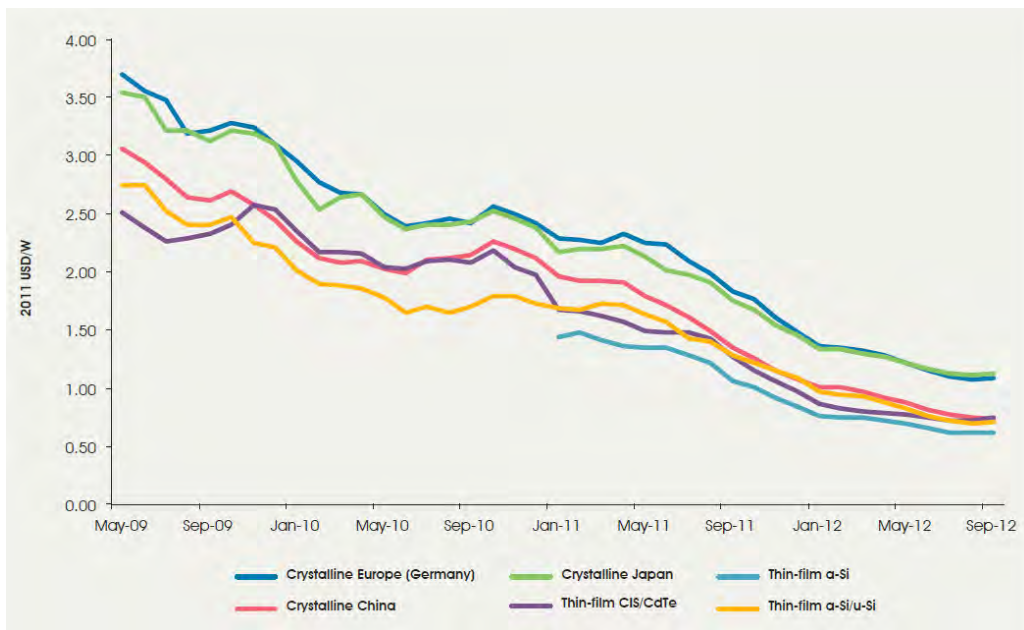
⁷⁰ European Photovoltaic Industry Association. (2014). «Global market outlook for photovoltaics 2014-2018». <http://www.epia.org/news/publications/>

Εξέλιξη Εγκατεστημένης Αιολικής και Φ/Β Ισχύος σε Παγκόσμια Κλίμακα (2000-2013)

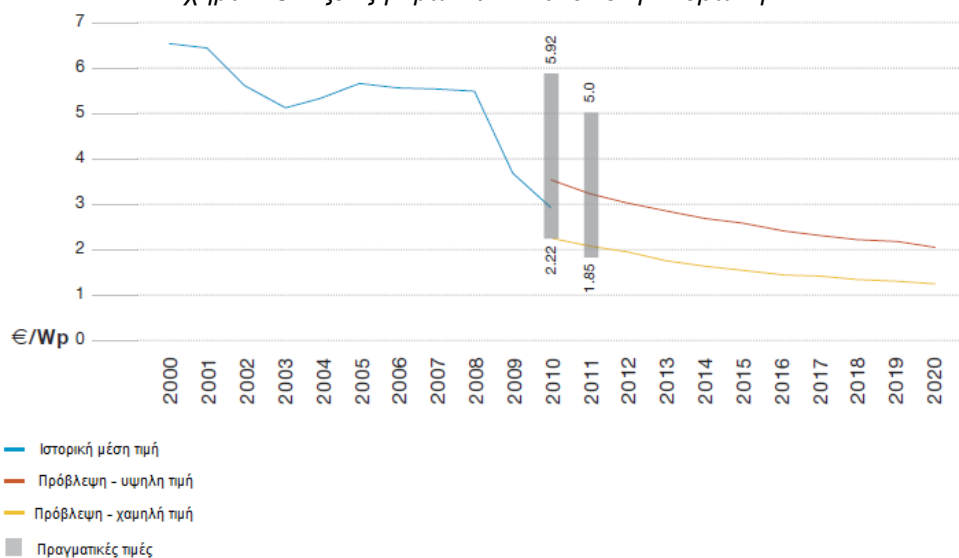


Σχήμα 4.2. Εξέλιξη της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής και Φ/Β ισχύος^{69,70}

Η συνεχής αύξηση της εγκατάστασης ΑΠΕ έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους των τεχνολογιών μέσω της τεχνικής προόδου και βελτιώσεων στην παραγωγική διαδικασία του εξοπλισμού και την παγκόσμια εφοδιαστική αλυσίδα, αλλά και της μείωσης του κόστους χρηματοδότησης των επενδύσεων σε ΑΠΕ καθώς αυτές περνούν το στάδιο της εμπορικής ωριμότητας. Για παράδειγμα, το 2013 οι συνολικές επενδύσεις στις ΑΠΕ έφτασαν τα 214 δις δολάρια, παρουσιάζοντας μείωση σε σχέση με τα 250 δις δολάρια του 2012. Ωστόσο, μεγάλο μέρος της μείωσης αυτής οφείλεται στη σημαντική πτώση του κόστους επένδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ και ιδιαίτερα των Φ/Β, όπου σύμφωνα με στοιχεία έκθεσης των Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF η εγκατάσταση των 39 GW νέων Φ/Β πραγματοποιήθηκε με κόστος 39% χαμηλότερο σε σχέση με το 2012⁵⁷. Πιο παραστατικά, στο Σχήμα 4.3 παρουσιάζεται η εξέλιξη των τιμών των Φ/Β πάνελ στην Ευρώπη, ενώ στο Σχήμα 4.4 παρουσιάζεται μια μεσοπρόθεσμη εκτίμηση της εξέλιξης του πλήρους κόστους εγκατάστασης των Φ/Β στην Ευρώπη με ορίζοντα το 2020. Με το σημερινό κόστος των Φ/Β πάνελ να φτάνει έως και τα 0,5€/W ή και λιγότερο και το κόστος εγκατάστασης μεγάλων Φ/Β σταθμών να πέφτει ακόμη και κάτω από τα 800€/kW φαίνεται πως η πορεία μείωσης του κόστους των Φ/Β δεν έχει ακόμα ολοκληρωθεί.

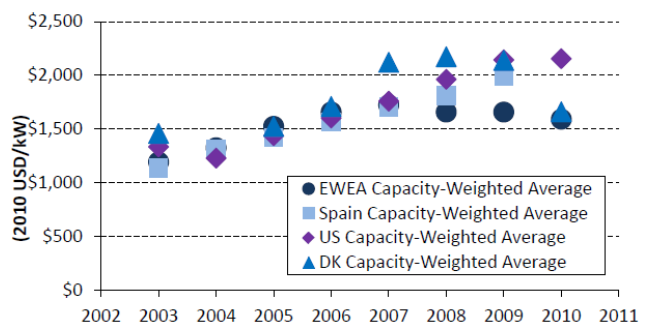
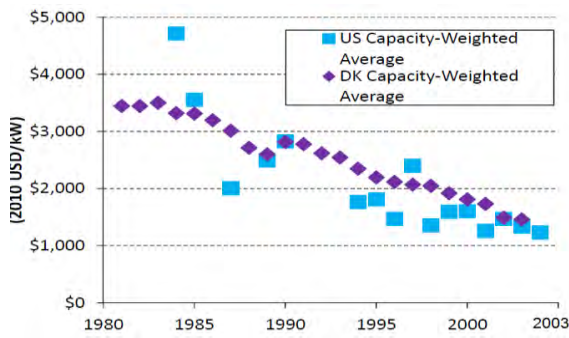


Σχήμα 4.3. Εξέλιξη τιμών Φ/Β πάνελ στην Ευρώπη⁵⁸

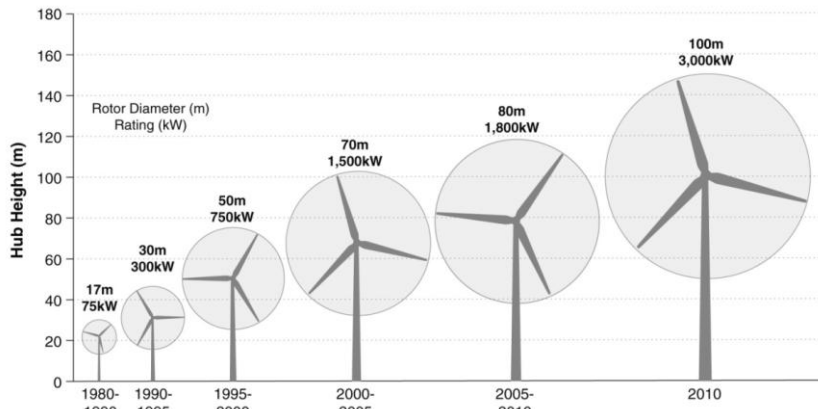


Σχήμα 4.4. Πρόβλεψη μεσοπρόθεσμης εξέλιξης κόστους Φ/Β στην Ευρώπη⁵⁹

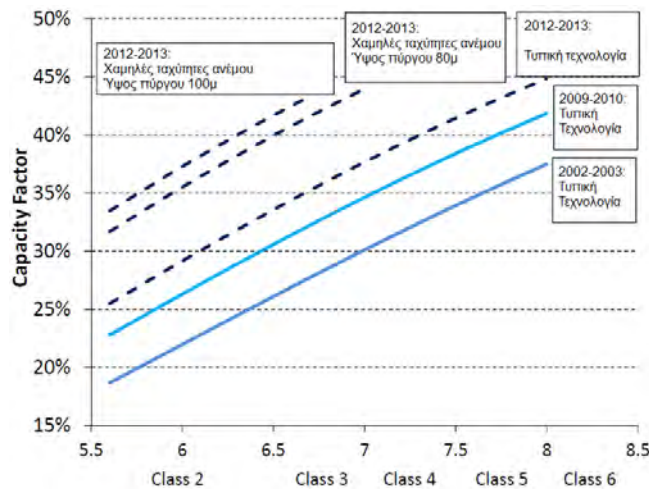
Αναφορικά με την αιολική ενέργεια, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.5 μετά από μια περίοδο σημαντικής μείωσης του κόστους ανά εγκατεστημένη ισχύ, η οποία ήταν αποτέλεσμα της τεχνολογικής προόδου και των οικονομικών κλίμακας, παρατηρήθηκε μια ενίσχυση των τιμών κυρίως λόγω της σημαντικής ζήτησης και του κόστους πρώτων υλών αλλά και της αύξησης του συνολικού μεγέθους των μηχανών (Σχήμα 4.6). Ωστόσο από το 2008 και μετά παρατηρείται μια ακόμη τάση για μείωση του κόστους εγκατάστασης αιολικών πάρκων. Παράλληλα ωστόσο οι τεχνολογικές καινοτομίες και η αύξηση του συνολικού μεγέθους των ανεμογεννητριών οδήγησαν σε σημαντική αύξηση του συντελεστή ισχύος αυτών (Σχήμα 4.7) με αποτέλεσμα τη μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής.



Σχήμα 4.5. Μεταβολές στο συνολικό κόστος επένδυσης για αιολικούς σταθμούς⁶¹



Σχήμα 4.6. Αναπαράσταση της αύξησης του μεγέθους των ανεμογεννητριών⁶¹

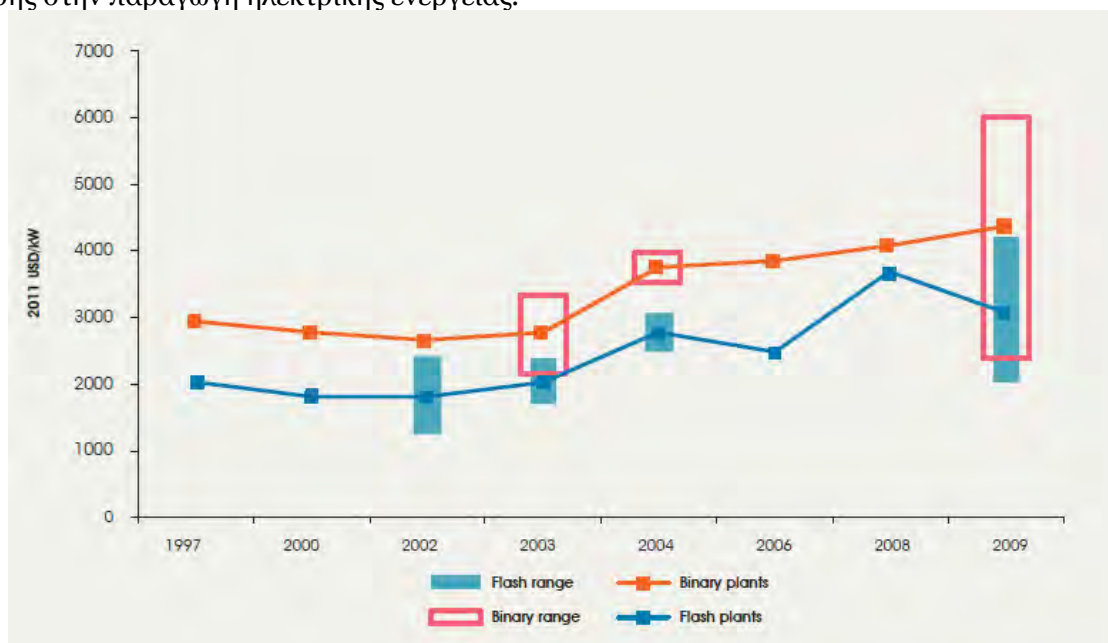


Σχήμα 4.7. Ανάλυση της εξέλιξης του συντελεστή ισχύος (capacity factor) ανεμογεννητριών⁶¹

Σε αντίθεση με τα Φ/Β και την αιολική ενέργεια, η γεωθερμία δεν είναι διαδεδομένη στη χώρα μας. Οι έρευνες σταμάτησαν μετά από μια αποτυχημένη προσπάθεια της ΔΕΗ στα μέσα της δεκαετίας του 80 στη Μήλο η οποία είχε σαν αποτέλεσμα σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε τοπικό επίπεδο. Ωστόσο, σήμερα υπάρχουν σχέδια για την εκμετάλλευση του γεωθερμικού δυναμικού της χώρας και, ήδη, η ΔΕΗ αναπτύσσει τέσσερα έργα συνολικής ισχύος 23MW.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία στηρίζεται στην εκμετάλλευση της υψηλής θερμοκρασίας γεωθερμικών ρευστών για την παραγωγή ατμού και χρήση αυτού σε ατμοστρόβιλους. Ως εκ τούτου, χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο συμβατικός εξοπλισμός και διεργασίες, με αποτέλεσμα η εξέλιξη του κόστους των μονάδων να μην παρουσιάζει τη χαρακτηριστική μείωση λόγω τεχνολογικών καινοτομιών. Βασικό εξάλλου στοιχείο κόστους

αποτελεί το κόστος των γεωτρήσεων, το οποίο εξαρτάται από το εκάστοτε γεωθερμικό πεδίο και το οποίο μπορεί να αποτελεί μέχρι και το 35% του συνολικού κόστους⁶². Στο Σχήμα 4.8 παρουσιάζονται στοιχεία για το κόστος εγκατάστασης γεωθερμικών μονάδων από όπου φαίνεται το μεγάλο εύρος του κόστους. Στα πλεονεκτήματα της γεωθερμίας συγκαταλέγονται η σταθερή παραγωγή και ο υψηλός συντελεστής φορτίου, ο οποίος μπορεί να φτάσει και το 90%, με αποτέλεσμα, οι γεωθερμικοί σταθμοί να μην παρουσιάζουν τις χρονικές διακυμάνσεις παραγωγής των αιολικών και Φ/Β σταθμών. Σε συνδυασμό με το μηδενικό κόστος καυσίμου το τελικό κόστος παραγωγής από γεωθερμία μπορεί, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του γεωθερμικού πεδίου, να είναι πλήρως ανταγωνιστικό του κόστους παραγωγής από συμβατικούς σταθμούς. Υπό την προϋπόθεση σχεδιασμού και λειτουργίας των γεωθερμικών σταθμών με αυστηρούς περιβαλλοντικούς όρους, η γεωθερμία μπορεί να αποτελέσει μέρος της καθαρής λύσης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 4.8. Εξέλιξη κόστος εγκατάστασης γεωθερμικών μονάδων⁵⁸

Παρόμοια χαρακτηριστικά με τη γεωθερμία σχετικά με τις τιμές του κόστους εγκατάστασης παρουσιάζουν και οι συμβατικές μονάδες εκμετάλλευσης βιομάζας και βιοαερίου. Υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες για την εκμετάλλευση της βιομάζας για ενεργειακούς σκοπούς. Οι πλέον δόκιμες για άμεση εφαρμογή στην Ελλάδα είναι η καύση ξηρής βιομάζας (σε μορφή wood-chips και pellet) και η αναερόβια χώνευση υπολειμμάτων κτηνοτροφικής και αγροτικής παραγωγής. Και στην περίπτωση της βιομάζας και του βιοαερίου ο εξοπλισμός που χρησιμοποιείται είναι συμβατικής τεχνολογίας και δεν αναμένονται σημαντικές τεχνολογικές καινοτομίες. Βασικός παράγοντας του κόστους παραγωγής αποτελεί το κόστος προμήθειας της βιομάζας, το οποίο εξαρτάται από την εγγύτητα της μονάδας στις απαραίτητες ποσότητες βιομάζας κατάλληλων ποιοτικών χαρακτηριστικών (θερμογόνο δύναμη, υγρασία, σύσταση κτλ).

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλιοθερμικούς σταθμούς θα μπορούσε να αποτελέσει επίσης σημαντικό μέρος των ΑΠΕ στην Ελλάδα. Η βασική αρχή της τεχνολογίας είναι η συγκέντρωση της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας μέσω κατόπτρων σε κατάλληλο εστιακό σημείο με σκοπό την παραγωγή ατμού και χρήση αυτού σε ατμοστρόβιλο. Σε συνδυασμό με διατάξεις αποθήκευσης πλεονάζουσας θερμότητας, παρέχεται η δυνατότητα παράτασης της λειτουργίας των ηλιοθερμικών σταθμών πέραν των συνηθισμένων χρονικών ορίων ηλιοφάνειας.

4.2 Οι προκλήσεις για την επίτευξη αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ

Η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ και ειδικά των αιολικών και των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μίγμα δεν είναι απαλλαγμένη δυσκολιών^{71,72,73}. Αντιθέτως, απαιτεί την εφαρμογή συγκεκριμένων

⁷¹ Cifor, Angela, Denholm, Paul, Ela, Erik, Hodge, Bri-Mathias, Reed, Adam. (2014, 23 Δεκεμβρίου). «The policy and institutional challenges of grid integration of renewable energy in the western United States». Utilities Policy, In Press, Corrected Proof. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178714000824>

στρατηγικών και μέτρων στήριξης^{74,75}. Πιο συγκεκριμένα, εξαιτίας της μεταβλητότητας ή και στοχαστικότητας που εμφανίζει η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, η δυνατότητα ρύθμισης της τελευταίας είναι σχεδόν αδύνατη, θέτοντας εν αμφιβόλω την ικανοποίηση της ανελαστικής ηλεκτρικής ζήτησης. Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, όσο περισσότερο αυξάνει η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα τόσο μεγαλώνει και ο βαθμός αβεβαιότητας σε όρους παραγωγής, δυσχεραίνοντας σημαντικά τη διαχείριση ενέργειας σε παρόμοια συστήματα^{76,77}. Τα προβλήματα που δημιουργούνται είναι ακόμα εντονότερα σε ασθενή δίκτυα (μικροδίκτυα) οπότε και τα αντανακλαστικά του συστήματος αναφορικά με τη δυνατότητα εξισορρόπησης είναι περιορισμένα⁷⁸. Συνέπεια των παραπάνω είναι αφενός η απόρριψη παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, άμεσα συνδεδεμένη με τα επίπεδα ευελιξίας/δυνατότητα απορρόφησης της συνολικής παραγωγής που χαρακτηρίζουν το εκάστοτε ηλεκτρικό δίκτυο (π.χ. τεχνικά ελάχιστα θερμικών μονάδων), και αφετέρου η απαίτηση για εφεδρικές μονάδες ταχείας απόκρισης που δύνανται να καλύψουν με αποτελεσματικό τρόπο τα όποια ελλείμματα ενέργειας προκαλεί η μεταβλητή παραγωγή ΑΠΕ στην πλευρά της κατανάλωσης.

Για την αντιμετώπιση των προβλημάτων που επιφέρει η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, καθιερωμένες αλλά και πιο σύγχρονες λύσεις περιλαμβάνουν τα ακόλουθα:

- Ευρεία χωρική διασπορά των εγκαταστάσεων ΑΠΕ σε συνδυασμό με εκμετάλλευση διαφορετικών πηγών (υβριδικά σχήματα) ώστε να αξιοποιηθεί στο μέγιστο δυνατό βαθμό η μεταξύ τους συμπληρωματικότητα⁷⁹.
- Εφαρμογή στρατηγικών διαχείρισης της ζήτησης, με σκοπό την επίτευξη συμφωνίας μεταξύ στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ και κατανάλωσης, λαμβάνοντας υπόψη την απαίτηση για εφαρμογή αποτελεσματικών τεχνικών πρόβλεψης του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ⁸⁰.
- Ενίσχυση των υφιστάμενων ηλεκτρικών δικτύων καθώς και της διακρατικής εμπορίας ενέργειας με σκοπό την αυξημένη δυνατότητα εξισορρόπησης μεταξύ διαφορετικών ζωνών / ηλεκτρικών συστημάτων⁸¹.
- Χρήση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με σκοπό την ανάκτηση πλεονάσματος ΑΠΕ για την κάλυψη ελλειμμάτων παραγωγής και την ικανοποίηση της ηλεκτρικής ζήτησης^{82,83}.

⁷² Gaviano, Antonello, Weber, Karl, Dirmeier, Christian. (2012). «Challenges and Integration of PV and Wind Energy Facilities from a Smart Grid Point of View». *Energy Procedia*, Volume 25, 2012, Pages 118-125

⁷³ Voumvoulakis, E., Asimakopoulou, G., Danchev, S., Maniatis, G., Tsakanikas, A.. (2012, Νοέμβριος). «Large scale integration of intermittent renewable energy sources in the Greek power sector». *Energy Policy*, Volume 50, Pages 161-173

⁷⁴ Zafirakis, D., Chalvatzis, J.K., Baiocchi, G., Daskalakis, G.. (2013, Μάιος). «Modeling of financial incentives for investments in energy storage systems that promote the large-scale integration of wind energy». *Applied Energy*, Volume 105, Pages 138-154

⁷⁵ Veena, P., Indragandhi, V., Jeyabharath, R., Subramaniaswamy, V.. (2014, Ιούνιος). «Review of grid integration schemes for renewable power generation system». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 34, Pages 628-641

⁷⁶ Kaldellis, J.K., (2007, Ιούνιος). «Maximum wind energy contribution in autonomous electrical grids based on thermal power stations». *Applied Thermal Engineering*, Volume 27, Issues 8–9, Pages 1565-1573

⁷⁷ Kaldellis, J.K., Kavadias, K.A., Filios, A.E. (2009, Ιούλιος). «A new computational algorithm for the calculation of maximum wind energy penetration in autonomous electrical generation systems *Applied Energy*, Volume 86, Issues 7–8, July–August 2009, Pages 1011-1023

⁷⁸ Papathanassiou, S.A., Boulaxis, N. G. (2006). «Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems». *Renewable Energy*, Volume 31, Issue 4, April 2006, Pages 457-479

⁷⁹ Santos-Alamillos, F.J., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J.A., Lara-Fanego, V., Tovar-Pescador, J. (2014). «A methodology for evaluating the spatial variability of wind energy resources: Application to assess the potential contribution of wind energy to baseload power». *Renewable Energy*, Volume 69, September 2014, Pages 147-156

⁸⁰ Pina, André, Silva, Carlos, Ferrão, Paulo. (2012). «The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity». *Energy*, Volume 41, Issue 1, May 2012, Pages 128-137

⁸¹ Arturs Purvins, Heinz Wilkening, Gianluca Fulli, Evangelos Tzimas, Gianni Celli, Susanna Mocci, Fabrizio Pilo, Sergio Tedde. (2011). «A European supergrid for renewable energy: local impacts and far-reaching challenges». *Journal of Cleaner Production*, Volume 19, Issues 17–18, November–December 2011, Pages 1909-1916

⁸² Zafirakis D. (2010). «Overview of energy storage technologies for renewable energy systems», in: *Stand-alone and hybrid wind energy systems: Technology, energy storage and applications* (ISBN 1 84569 527 5), Woodhead Publishing Limited, Abington Hall, Abington, Cambridge, CB21 6AH, UK

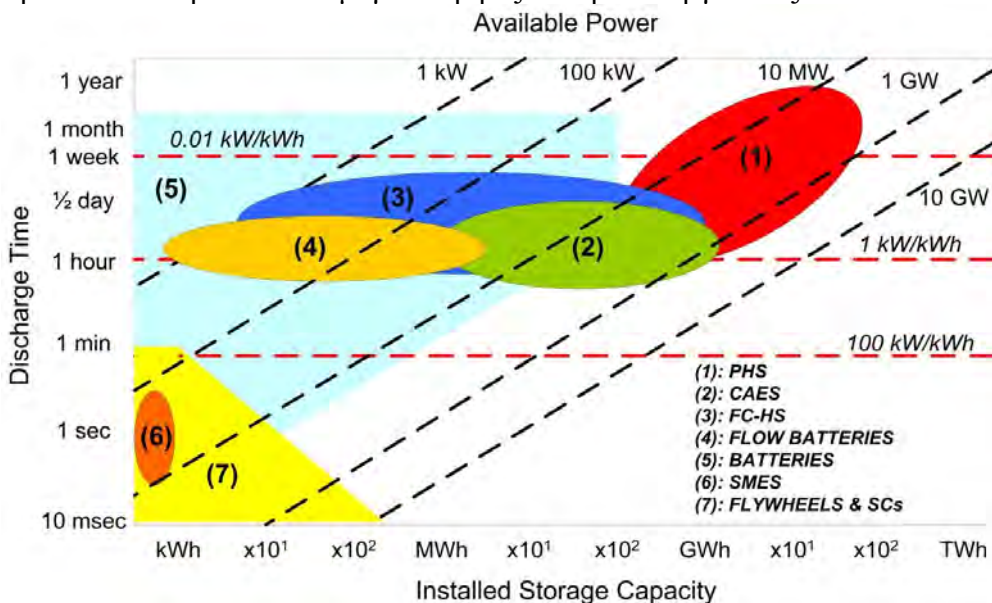
⁸³ Zafirakis D. (2015). «Modern Energy Storage Applications», in: *Handbook of Clean Energy Systems, Volume of Energy Storage*, Wiley

4.3 Ο ρόλος της αποθήκευσης ενέργειας

Παρότι η αποθήκευση ενέργειας χρησιμοποιείται σε πλήθος εφαρμογών στις μέρες μας, η ευρεία ενσωμάτωση των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής εξακολουθεί να αντιμετωπίζεται συχνά με σκεπτικισμό με εξαίρεση σε ορισμένες μόνο περιπτώσεις τις μεγάλης κλίμακας εφαρμογές.

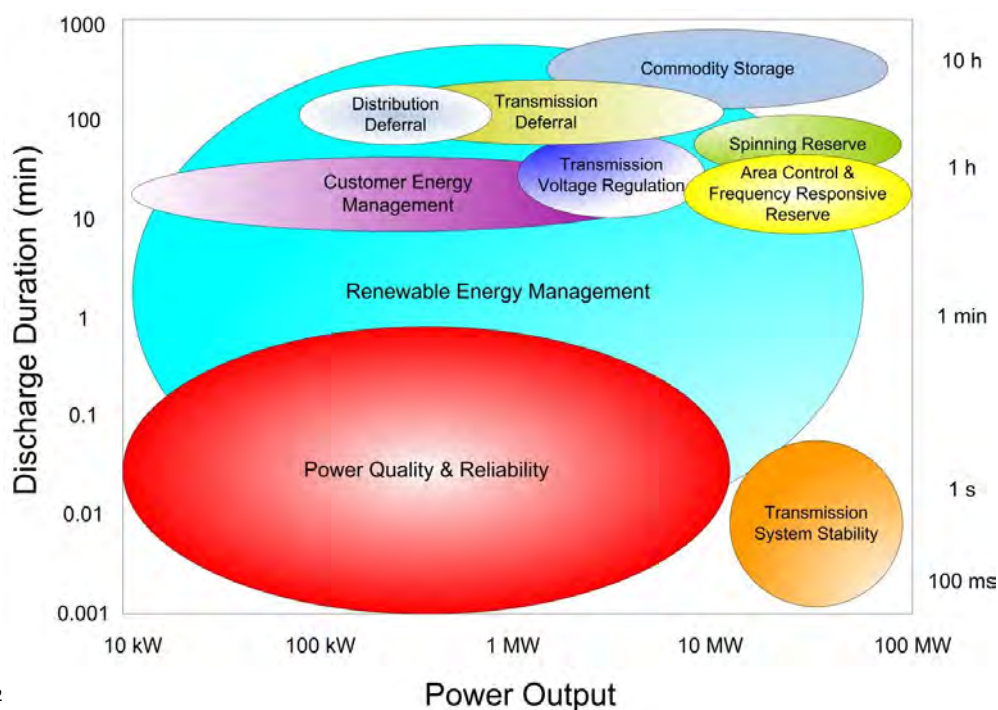
Παρόλα αυτά, και εξαιτίας της ανάγκης για αυξημένη συμμετοχή των ΑΠΕ, το ενδιαφέρον γύρω από την έρευνα σε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας έχει αυξηθεί σημαντικά την τελευταία δεκαετία. Καταλυτικής σημασίας για την ανάπτυξη του κλάδου θεωρείται η παρουσία πλήθους τεχνολογιών, άλλες περισσότερο και άλλες λιγότερο ώριμες, με διαφορετικές δυνατότητες και χαρακτηριστικά, που συνολικά εγγυώνται ικανοποίηση ενός ευρύτατου φάσματος εφαρμογών (Σχήμα 4.9 και Σχήμα 4.10). Ειδικότερα, οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας χωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες. Στις τεχνολογίες που εξυπηρετούν εφαρμογές ποιότητας ισχύος⁸⁴ και στις τεχνολογίες που εξυπηρετούν εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας⁸³.

Στην πρώτη κατηγορία περιορισμένης ενεργειακής αυτονομίας αλλά και δυνατότητας ταχέων φορτίσεων-εκφορτίσεων καθώς και εκτέλεσης πολλαπλών κύκλων λειτουργίας, συναντούμε τα μικρής κλίμακας συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, όπως π.χ. τους σφονδύλους (flywheels), τους υπερπυκνωτές (super capacitors) και τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας σε μαγνητικό πεδίο μέσω υπεραγωγίου πηνίου (superconducting magnetic energy storage) (Σχήμα 4.9). Στη δεύτερη κατηγορία συγκαταλέγονται οι μεγάλης κλίμακας τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας όπως η αντλησιοταμίευση (pumped hydro storage) και η αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (compressed air energy storage), με χαρακτηριστικό γνώρισμα την ικανή αποθηκευτική ικανότητα-αυτονομία και τη χρησιμοποίησή τους σε εφαρμογές επιπέδου ηλεκτρικού δικτύου (utility scale) (Σχήμα 4.9). Παρόλα αυτά, με την πάροδο του χρόνου τα όρια μεταξύ των δύο κατηγοριών γίνονται ολοένα και πιο δυσδιάκριτα, με την τεχνολογική εξέλιξη των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας να καθοδηγείται εν πολλοίς από την ανάγκη ανάληψης περισσότερων αρμοδιοτήτων που θα προσδώσουν μεγαλύτερη αξία στη λειτουργία τους.



Σχήμα 4.9. Σύγκριση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας⁸²

⁸⁴ Ο όρος «ποιότητα ισχύος» αναφέρεται σε εφαρμογές ρύθμισης συχνότητας, τάσης και αρμονικών του δικτύου με σκοπό τη διατήρηση επιθυμητών χαρακτηριστικών που εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία του τελευταίου.



82

Σχήμα 4.10. Πεδίο σύγχρονων εφαρμογών για τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας⁸²

Μείζονος σημασίας στην εξάπλωση της τάσης αυτής είναι οι εξελίξεις στον κλάδο των συσσωρευτών. Πράγματι, κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας ο εν λόγω κλάδος σημειώνει τεράστια πρόοδο σε εφαρμογές μεσαίας και μεγάλης κλίμακας, με νέες, καινοτόμες τεχνολογίες να υποστηρίζουν πλήθος υπηρεσιών που ικανοποιούν τις απαιτήσεις τόσο της κατηγορίας διαχείρισης ενέργειας όσο και της κατηγορίας ποιότητας ισχύος. Στο πλαίσιο αυτό, οι σύγχρονες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας αντιμετωπίζουν ποικίλες προκλήσεις που δεν περιορίζονται στη συνεργασία με τις ΑΠΕ, αλλά εκτείνονται σε εφαρμογές όπως η στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve)⁸⁵, η αντιμετώπιση φορτίων αιχμής (peak shaving), η αναβολή/αποφυγή αναβάθμισης του συστήματος μεταφοράς/διανομής (transmission/distribution deferral), κ.α. (Σχήμα 4.10)

Σημαντικές είναι εξάλλου οι προσπάθειες που γίνονται το τελευταίο διάστημα και σε επίπεδο διαμόρφωσης πολιτικών, στοχεύοντας στην προώθηση των συστημάτων αυτών μέσω χρηματοδοτικών εργαλείων και μηχανισμών στήριξης που θα επιτρέψουν το άνοιγμα της αγοράς για τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας και που σταδιακά θα οδηγήσουν στην ωρίμανση και συνεπώς τη μείωση του υψηλού κόστους που αυτή τη στιγμή συνοδεύει την πλειονότητά τους^{74,86}. Καταλυτικού χαρακτήρα για τις προσπάθειες αυτές είναι ο καθορισμός ενός σαφούς και εμπειρισταωμένου πλαισίου αξιολόγησης / αποτίμησης των υπηρεσιών που προσφέρονται από τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας⁸⁷, δίνοντας ιδιαίτερη βαρύτητα στην επίτευξη αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ.

4.4 Αποθήκευση ενέργειας με αντλησιοταμίευση

Παρά τη σημαντική πρόοδο που σημειώνεται στον τομέα των συσσωρευτών τα τελευταία χρόνια, η τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης εξακολουθεί να αποτελεί την πιο ώριμη λύση για εφαρμογές διαχείρισης ενέργειας σε επίπεδο ηλεκτρικού δικτύου. Χαρακτηριστικά αναφέρεται πως η συνολική εγκατεστημένη ισχύς παρόμοιων συστημάτων ανέρχεται σε περίπου 130GW

⁸⁵ Με τον όρο στρεφόμενη εφεδρεία γίνεται αναφορά στη διαθέσιμη ισχύ της συγχρονισμένης μονάδας η οποία μπορεί να παρέχει άμεση υποστήριξη κατά την διάρκεια πτώσης της συχνότητας του συστήματος.

⁸⁶ Goran Krajačić, Neven Duić, Antonis Tsikalakis, Manos Zoulias, George Caralis, Eirini Panteri, Maria da Graça Carvalho. (2011). «Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies». Energy Policy, Volume 39, Issue 3, March 2011, Pages 1410-1425

⁸⁷ Ramteen Sioshansi, Paul Denholm, Thomas Jenkin, Jurgen Weiss. (2009). «Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects». Energy Economics, Volume 31, Issue 2, March 2009, Pages 269-277

παγκοσμίως⁸⁸, συγκρίσιμη δηλαδή της παγκόσμιας εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος. Η τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης πρωτοεμφανίσθηκε το 1890 στην Ιταλία και την Ελβετία, ενώ το 1930 ακολούθησε η ανάπτυξη των πρώτων αναστρέψιμων υδροστροβίλων, συστήματα τα οποία συνέβαλαν καθοριστικά στην περαιτέρω εξάπλωση της πρώτης που έλαβε χώρα κυρίως στις ΗΠΑ και την Ιαπωνία, λόγω και της αυξημένης ανάγκης για διαχείριση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από πυρηνικούς σταθμούς. Στις μέρες μας η αντλησιοταμίευση συγκεντρώνει περίπου το 99% της εγκατεστημένης αποθηκευτικής ικανότητας παγκοσμίως για εφαρμογές στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής⁸⁹ και εμφανίζει ικανό δυναμικό που όμως χρήζει περαιτέρω διερεύνησης και πιο λεπτομερούς χαρτογράφησης. Ενδεικτικό της κλίμακας των μονάδων αντλησιοταμίευσης είναι πως οι δέκα μεγαλύτεροι σταθμοί παγκοσμίως (βλέπε Πίνακας 4.1)⁹⁰ συγκεντρώνουν εγκατεστημένη ισχύ της τάξης των 20GW, με τον μεγαλύτερο όλων να βρίσκεται στις ΗΠΑ και συγκεκριμένα στην περιοχή της Virginia (Bath County – 3GW).

Πίνακας 4.1: Οι δέκα μεγαλύτερες εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης παγκοσμίως (2013)⁹⁰

A/A	Σταθμός	Χώρα	Ισχύς (GW)
1	Bath County	ΗΠΑ	3.003
2	Huizhou	Κίνα	2.448
3	Guangdong	<u>Κίνα</u>	2.400
4	Okutataragi	<u>Ιαπωνία</u>	1.932
5	Ludington	ΗΠΑ	1.872
6	Tianhuangping	<u>Κίνα</u>	1.836
7	Grand'Maison Dam	<u>Γαλλία</u>	1.800
8	Dinorwig	<u>Ηνωμένο Βασίλειο</u>	1.728
9	Raccoon Mountain	ΗΠΑ	1.652
10	Mingtan	<u>Ταϊβάν</u>	1.602



Σχήμα 4.11. Σταθμοί αντλησιοταμίευσης (α) στην Pennsylvania-ΗΠΑ (πηγή: Margaret Luzier, U.S. Army Corps of Engineers) και (β) στην Okinawa-Ιαπωνία (πηγή: Agency of Natural Resources and Energy Japan)

⁸⁸ Alstom. (2011). «Pumped Storage Power Plants».

<http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/hydro-pumped-storage-power-plant.pdf>

⁸⁹ Electric Power Research Institute. (2010, Δεκέμβριος). «Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits».

<http://www.epri.com/abstracts/pages/productabstract.aspx?ProductID=00000000001020676>

⁹⁰ Hino, T., Lejeune A., 6.15 - Pumped Storage Hydropower Developments. Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences, from Comprehensive Renewable Energy, Volume 6, 2012, Pages 405-434

Η αρχή λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης (Σχήμα 4.12) βασίζεται στη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε δυναμική κατά τη φάση της αποθήκευσης ενέργειας και στη μετατροπή της πάλι σε ηλεκτρική κατά τη φάση της παραγωγής. Η αποθήκευση ενέργειας πραγματοποιείται μέσω άντλησης νερού και η παραγωγή μέσω κατάθλιψής του σε μονάδες υδροστροβίλων. Το σύστημα περιλαμβάνει επίσης δύο ταμιευτήρες με ικανή υψομετρική διαφορά, τον άνω και τον κάτω, καθώς και κατάλληλο κύκλωμα αγωγών για την κυκλοφορία του νερού. Σε διαφορετικές εκδοχές του συστήματος είναι δυνατή η χρήση ενός και μόνο αγωγού σε συνδυασμό με χρήση αναστρέψιμου υδροστροβίλου καθώς και επικουρικού αντλιοστασίου με δεύτερο αγωγό, ενώ ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η αξιοποίηση της θάλασσας ως κάτω ταμιευτήρα, όπως στην περίπτωση του σταθμού της Οκίναβα στην Ιαπωνία (Σχήμα 4.11β).



Σχήμα 4.12. Τυπική διάταξη σταθμού αντλησιοταμίευσης.

Χαρακτηριστικά μεγέθη ενός παρόμοιου συστήματος είναι ο διαθέσιμος όγκος αποταμίευσης που σε συνδυασμό με την εκμεταλλεύσιμη υψομετρική διαφορά (καθαρό μανομετρικό ύψος) καθορίζουν την αποθηκευτική ικανότητα. Για παράδειγμα, εκμετάλλευση καθαρού μανομετρικού 100m αντιστοιχεί σε ωφέλιμη ενεργειακή πυκνότητα της τάξης των 0.25kWh/m^3 ή 250MWh/Mm^3 αποθηκευμένου νερού, ευθέως ανάλογη με την προς αξιοποίηση υψομετρική διαφορά. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης κυμαίνεται στα επίπεδα του 70%-75%⁹¹ καθώς σε ένα πλήρη κύκλο λειτουργίας αντιμετωπίζονται απώλειες ενέργειας τόσο κατά την άντληση όσο και κατά τη φάση της παραγωγής (υδροστρόβιλοι-γεννήτριες), ενώ για μεγάλης διάρκειας περίοδο αποθήκευσης αποκτούν σημασία και άλλου τύπου απώλειες όπως οι απώλειες εξάτμισης του νερού από τον ταμιευτήρα.

Σημαντικό πλεονέκτημα των μονάδων αντλησιοταμίευσης είναι τέλος η ταχεία απόκριση και η σχεδόν άμεση προσαρμογή στις μεταβολές του φορτίου. Χαρακτηριστικά αναφέρεται πως ο σταθμός αντλησιοταμίευσης του Dinorwig στη βόρεια Ουαλία έχει τη δυνατότητα ανάληψης φορτίου $\sim 1.7\text{GW}$ σε λιγότερο από 16 δευτερόλεπτα⁹², σε πλήρη αντίθεση με τα χαμηλά επίπεδα ευελιξίας που έχουν να επιδείξουν οι συμβατικοί θερμικοί σταθμοί και ιδιαίτερα αυτοί πυρηνικής και λιγνιτικής βάσης (Πίνακας 4.2), οπότε και οι αντίστοιχοι χρόνοι αυξάνουν σημαντικά (40

⁹¹ Παπαντώνης Δ.. (2009). «Υδροδυναμικές μηχανές, αντλίες - υδροστρόβιλοι, υδροδυναμικές μεταδόσεις». Συμπεών, 2009, ISBN 978-960-9400-13-8

⁹² European Association for Storage of Energy, <http://www.ease-storage.eu/demonstrator.html?show=508>

ώρες για πυρηνικούς και 6-10 ώρες και λιγνιτικούς σταθμούς για θερμή και ψυχρή εφεδρεία αντίστοιχα)⁹³.

Πίνακας 4.2: Χρόνοι απόκρισης και ευελιξία μεταβολής φορτίου για διαφορετικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής⁹³

	Πυρηνικά	Λιγνιτικά	Φυσικό Αέριο	Αντλησιοταμίευση
Εκκίνηση από ψυχρή εφεδρεία	~40 ώρες	~10 ώρες	<2 ώρες	~0.1 ώρες
Εκκίνηση από θερμή εφεδρεία	~40 ώρες	~6 ώρες	<1.5 ώρες	~0.1 ώρες
Ρυθμός αύξησης φορτίου	~5%/λεπτό	~2%/λεπτό	~4%/λεπτό	>40%/λεπτό
Ρυθμός μείωσης φορτίου	~5%/λεπτό	~2%/λεπτό	~4%/λεπτό	>40%/λεπτό
Τεχνικό ελάχιστο	50%	40%	<50%	~15%

⁹³ Eurelectric. (2011). «Flexible Generation. Backing up Renewables». http://www.eurelectric.org/media/61388/flexibility_report_final-2011-102-0003-01-e.pdf

5. ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΛΥΣΕΙΣ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ: ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΧΗΜΑΤΑ ΑΠΕ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ

Η σύγκριση ανάμεσα σε ΑΠΕ και την Πτολεμαΐδα V που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 3 έδειξε ότι ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ και ιδιαίτερα τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά είναι ήδη οικονομικά ανταγωνιστικές σε σχέση με τη συμβατική παραγωγή από λιγνίτη σε όρους σταθμισμένου κόστους παραγωγής (LCOE) για ένα ευρύ πεδίο παραμέτρων. Παρόλα αυτά η πλήρης κάλυψη του φορτίου βάσης που θα κληθεί να ικανοποιήσει η Πτολεμαΐδα V, από αιολικά και φωτοβολταϊκά δεν είναι τεχνικά εφικτή εξαιτίας της στοχαστικότητας της παραγωγής από αυτές τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Η στοχαστικότητα αυτή όμως, όπως έγινε σαφές στο κεφάλαιο 4, μπορεί να εξαλειφθεί με τη χρήση αντλησιοταμίευσης σε συνδυασμό με μεταβλητές ΑΠΕ. Με αυτή την έννοια, ένα υβριδικό σύστημα ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης μπορεί θεωρητικά να υποκαταστήσει μια μονάδα βάσης όπως είναι η Πτολεμαΐδα V. Στο κεφάλαιο αυτό λοιπόν διερευνάται η προοπτική αντικατάστασης της νέας λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα V με χρήση συνδυασμένης, υβριδικής λύσης ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης και πραγματοποιείται συγκριτική οικονομική ανάλυση.

5.1 Περιγραφή της προτεινόμενης λύσης

Οι υπό εξέταση υβριδικές λύσεις περιλαμβάνουν, εκτός της αντλησιοταμίευσης, ικανή αιολική και Φ/Β ισχύ για την υποκατάσταση του φορτίου βάσης που καλείται να καλύψει η νέα λιγνιτική μονάδα.

Η ακολουθούμενη προσέγγιση είναι διαφορετική σε σχέση με αυτή άλλων πρόσφατων μελετών⁹⁴ οι οποίες προσεγγίζουν το ζήτημα της αποθήκευσης ενέργειας από τη σκοπιά της αξιοποίησης των απορρίψεων παραγωγής ΑΠΕ από το ΕΔΣ. Πιο συγκεκριμένα, η στρατηγική που υιοθετείται στην παρούσα μελέτη δίνει προτεραιότητα -μέσω της χρήσης της αντλησιοταμίευσης- στην κάλυψη δεδομένων απαιτήσεων φορτίου βάσης. Με τον τρόπο αυτό αξιοποιείται η συμπληρωματικότητα μεταξύ του εγχώριου αιολικού και ηλιακού δυναμικού όπως επισημάνθηκε στο κεφάλαιο 2 (Σχήμα 2.6 και Σχήμα 2.7), ενώ η αντλησιοταμίευση χρησιμοποιείται συμπληρωματικά (σε πρώτο χρόνο) και όχι εκ των υστέρων για την εκμετάλλευση απορρίψεων. Εξαλείφεται έτσι σε σημαντικό βαθμό η αβεβαιότητα που χαρακτηρίζει την παραγωγή ΑΠΕ, καθώς οι απαιτήσεις φορτίου βάσης αντιμετωπίζονται άμεσα λόγω του χαμηλού χρόνου απόκρισης που εμφανίζουν οι σταθμοί αντλησιοταμίευσης (Πίνακας 4.2). Ένα επιπλέον πλεονέκτημα της προτεινόμενης προσέγγισης είναι ότι το μερίδιο της παραγωγής ΑΠΕ που απορρίπτεται (στοχαστικό τμήμα) μειώνεται εμμέσως, καθώς η αυξημένη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη φορτίου βάσης μειώνει τα τεχνικά ελάχιστα του συστήματος που απορρέουν από τη λειτουργία των λιγότερο ευέλικτων θερμικών μονάδων, και που σε μεγάλο βαθμό προσδιορίζουν τα επίπεδα απορρίψεων παραγωγής ΑΠΕ.

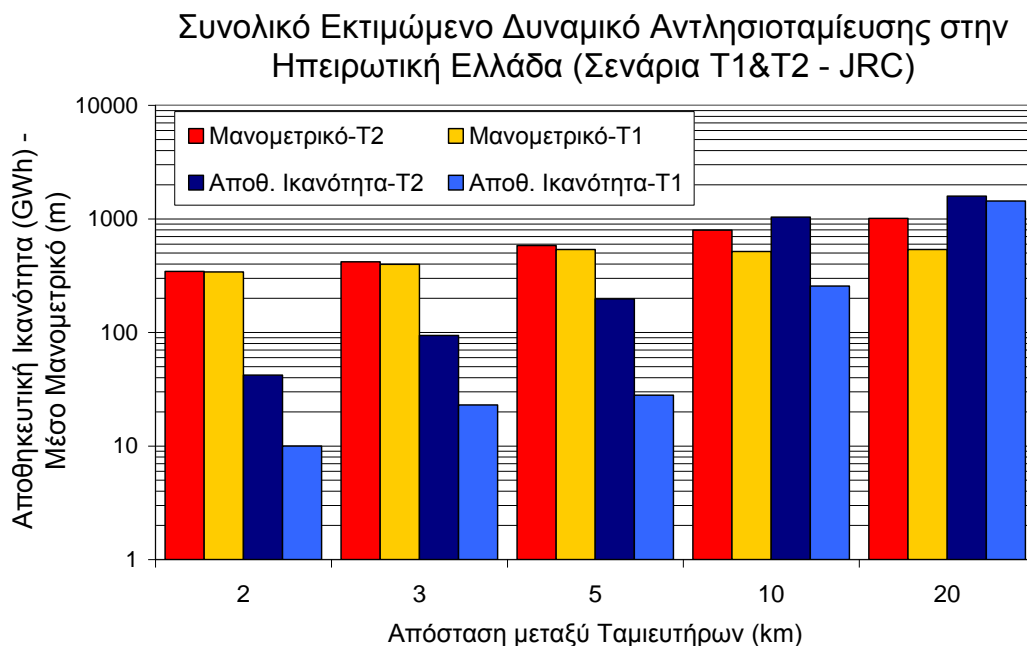
Ειδικότερα, ο υπολογισμός των απορρίψεων πλεονάσματος ΑΠΕ από το ΕΔΣ έγινε θεωρώντας μεσοσταθμική ετήσια αύξηση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια 2.3%, σύμφωνα με το σενάριο του ΑΔΜΗΕ23 και τεχνικά ελάχιστα της τάξης των 4GW, στα επίπεδα δηλαδή του 40% επί της εγκατεστημένης ισχύος των υφιστάμενων θερμικών μονάδων, χωρίς να εξετάζεται το περιθώριο εξαγωγών μέσω των διεθνών διασυνδέσεων. Αναλυτική παρουσίαση του τρόπου υπολογισμού του στοχαστικού πλεονάσματος ενέργειας από ΑΠΕ γίνεται στο Παράρτημα Ι.

Στο πλαίσιο αυτό εξετάστηκε πλήθος συνδυασμών τιμών αιολικής και Φ/Β ισχύος. Ειδικότερα, τόσο για την αιολική ισχύ N_{wt} , όσο και για την Φ/Β ισχύ N_{pv} εξετάστηκε εύρος τιμών ως 5 GW. Υπενθυμίζεται πως την τρέχουσα περίοδο, η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στο ηπειρωτικό δίκτυο είναι 1.91GW και η αντίστοιχη Φ/Β ξεπερνά τα 2.6GW. Οι αντίστοιχοι στόχοι για το 2020 προβλέπουν αιολική ισχύ της τάξης των 7.5GW και Φ/Β ισχύ στα επίπεδα των 2.2 GW. Ταυτόχρονα, και σύμφωνα με τους στόχους των σεναρίων "Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ" του

⁹⁴ Anagnostopoulos, J, Papantonis, D. (2013). Store Project, Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy, D5.1 – GREECE, Overview of the electricity system status and its future development scenarios – Assessment of the energy storage infrastructure needs

εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού για το έτος 2030⁹⁵, η αιολική ισχύς εκτιμάται στα επίπεδα των 10GW και η αντίστοιχη Φ/Β ξεπερνά τα 5GW. Συνεπώς, το ανωτέρω εύρος μεταβολής μπορεί να θεωρηθεί ως μετριοπαθές στην περίπτωση των αιολικών και ως πιο αισιόδοξο στην περίπτωση των Φ/Β, ενταγμένο παρόλα αυτά και στις δύο περιπτώσεις στο πλαίσιο του μεσομακροπρόθεσμου εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού.

Σε ό,τι αφορά τη μέγιστη εξεταζόμενη αποθηκευτική ικανότητα αντλησιοταμίευσης, σύμφωνα με αποτελέσματα πρόσφατης μελέτης για τον καθορισμό του δυναμικού αντλησιοταμίευσης στις ευρωπαϊκές χώρες⁹⁶, το εγχώριο δυναμικό αντλησιοταμίευσης μπορεί υπό προϋποθέσεις να ξεπερνά και την 1TWh. Η αποθηκευτική αυτή ικανότητα είναι ισοδύναμη με 6.5-7.0 ημέρες αυτονομίας για το ΕΔΣ, μέγεθος το οποίο προσδίδει αυξημένη ευελιξία σε όρους διαχείρισης ενέργειας για το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο, με μανομετρικό που κυμαίνεται από τα 250m έως και τα 600m (Σχήμα 5.1).



Σχήμα 5.1. Εκτιμώμενο εγχώριο δυναμικό αντλησιοταμίευσης

Όμως η παρούσα μελέτη δεν θα ασχοληθεί με την περίπτωση ολοκληρωτικά νέων σταθμών αντλησιοταμίευσης, αλλά θα διερευνήσει τη δυνατότητα κάλυψης ισοδύναμου φορτίου με αυτό της Πτολεμαΐδας V μέσω της μετατροπής υφιστάμενων Υ/Η σε σειρά, σε μονάδες αντλησιοταμίευσης. Οι λόγοι αυτής της επιλογής είναι τόσο οικονομικοί όσο και περιβαλλοντικοί. Οι κατασκευαστικές απαιτήσεις στην περίπτωση της μετατροπής υφιστάμενων Υ/Η σε αντλησιοταμιευτικά, αφορούν κυρίως σε έργα διαμόρφωσης αγωγών άντλησης και στην εγκατάσταση των απαιτούμενων αντλητικών συστημάτων, αφενός μειώνοντας δραστικά το κόστος εγκατάστασης, αφετέρου, αποφεύγοντας την πρόκληση εκτεταμένων περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την κατασκευή εξ' ολοκλήρου νέων ταμιευτήρων. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα μελέτης για τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας⁹⁷, έχουν καθορισθεί 7 ζευγάρια υφιστάμενων Υ/Η σταθμών που με μικρές παρεμβάσεις μπορούν να μετατραπούν σε σταθμούς αντλησιοταμίευσης

⁹⁵ Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής. (2012, Μάρτιος). «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός – Οδικός Χάρτης για το 2050». <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=Xm5Lg9NOeKg%3D&tabid=367&...>

⁹⁶ Marcos Gimeno-Gutiérrez Roberto Lacal-Arántegui. (2013). «Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage - A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential». European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc_20130503_assessment_european_phs_potential.pdf

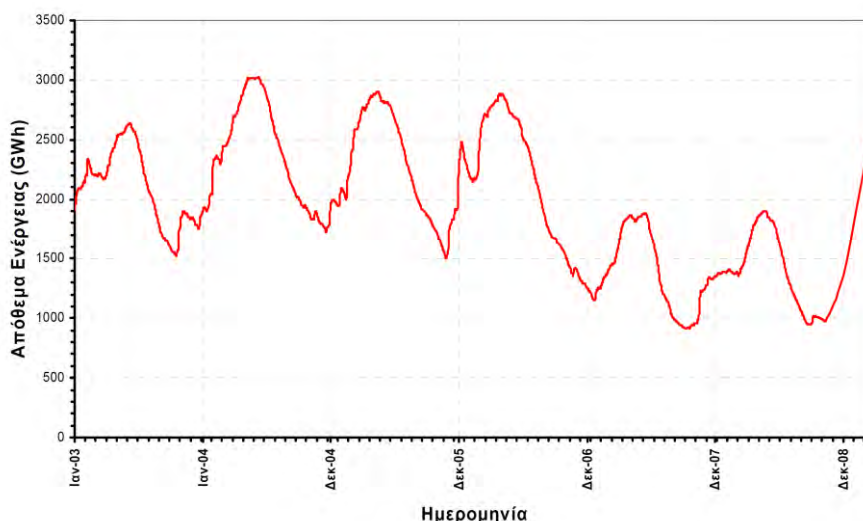
⁹⁷ Στεφανάκος, Ι. «Διερεύνηση των δυνατοτήτων κατασκευής νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα». ΕΜΠ: Ερευνητικό Έργο 62/2423 (Δυνατότητες κατασκευής έργων αποταμίευσης μέσω άντλησης σε περιοχές της Ηπειρωτικής Ελλάδας)

(**Error! Reference source not found.**). Το μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης για αντλητική ισχύ της τάξης των 400MW έχει εκτιμηθεί στα επίπεδα των 520€/kW.

Η αποθηκευτική ικανότητα των προς μετατροπή σταθμών αντλησιοταμίευσης είναι άμεσα εξαρτώμενη από το περιθώριο εκμετάλλευσης του δυναμικού του κάτω ταμιευτήρα έτσι ώστε να μη διαταράσσεται η έως σήμερα φιλοσοφία λειτουργίας του δεύτερου σε σειρά Υ/Η. Εξάλλου, ο όγκος του άνω ταμιευτήρα εμφανίζεται σε κάθε περίπτωση σαφώς μεγαλύτερος -έως και πολλαπλάσιος- του κάτω (**Error! Reference source not found.**), εξασφαλίζοντας έτσι τη δυνατότητα υποδοχής των ποσοτήτων νερού προς αποθήκευση χωρίς προβλήματα υπερχειλίσης. Αξιοσημείωτο είναι επίσης το γεγονός πως το άθροισμα της εγκατεστημένης Υ/Η ισχύος των έργων αυτών είναι της τάξης των 2GW, υπερκαλύπτοντας έτσι την καθαρά αποδιδόμενη ισχύ του σταθμού Πτολεμαΐδα V, με την παρουσία 21 συνολικά υδροστροβλικών μονάδων να προσφέρει αυξημένη ευελιξία αναφορικά με τη διαχείριση του προς ανάληψη φορτίου.

Η μέγιστη αποθηκευτική ικανότητα των σταθμών αυτών υπολογίστηκε στις 40 GWh, μέγεθος σαφώς μεγαλύτερο από την απαιτούμενη αποθηκευτική ικανότητα των 15-30GWh που εκτιμήθηκε ότι απαιτείται για την αποτελεσματική ανάκτηση απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ από το ΕΔΣ στα πλαίσια επίτευξης του εθνικού στόχου διείσδυσης ΑΠΕ 40% στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2020⁹⁴.

Παρόλα αυτά, η αξιοποίηση του συνόλου των 40GWh δεν θα πρέπει να θεωρείται δεδομένη, εξαιτίας και των πολλαπλών υφιστάμενων χρήσεων των ταμιευτήρων. Για να γίνει μια ρεαλιστική παραδοχή σχετικά με το μέγιστο ποσοστό αξιοποίησης της διαθέσιμης αποθηκευτικής ικανότητας υφαιστών ζευγών Υ/Η ως αντλησιοταμιευτικά διατηρώντας παράλληλα και τη λειτουργία τους ως αυτόνομα Υ/Η, εξετάστηκε η μακροχρόνια διακύμανση των ενεργειακών αποθεμάτων του συνόλου των Υ/Η σταθμών της χώρας⁹⁸. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.2, το μακροχρόνια ελάχιστο απόθεμα ενέργειας κατά την περίοδο 2003-2008 ήταν κατά προσέγγιση το 1/3 του μέγιστου. Με βάση αυτό υιοθετήθηκε άνω όριο εκμετάλλευσης των κάτω ταμιευτήρων ίσο με το 25% επί της μέγιστης χωρητικότητας, για να εξασφαλιστεί η διατήρηση των χαρακτηριστικών λειτουργίας των υφιστάμενων Υ/Η. Επομένως το άνω όριο της αποθηκευτικής ικανότητας στις υβριδικές λύσεις που διερευνήθηκαν ήταν οι 10 GWh.



Σχήμα 5.2. Μεταβολή των ημερήσιων ενεργειακών αποθεμάτων των Υ/Η σταθμών (2003-2008)⁹⁸

Τέλος, ο βαθμός απόδοσης των αντλητικών συγκροτημάτων ελήφθη σταθερός και ίσος με 75% ενώ ο αντίστοιχος των υδροστροβιλίων ίσος με 85%, οδηγώντας έτσι σε συνολικό βαθμό απόδοσης κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης 63.75%. Η εν λόγω τιμή θεωρείται αρκετά χαμηλή, καλύπτοντας με τον τρόπο αυτό και το ενδεχόμενο λειτουργίας των συστημάτων σε περιοχές εκτός σχεδιασμού (off-design).

⁹⁸ Μαμάσης, Ν., Στεφανάκος, Ι. (2010). Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία. Υδροηλεκτρική ενέργεια. Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα

Για τη διερεύνηση της προτεινόμενης εναλλακτικής λύσης στην κατασκευή της Πτολεμαΐδας V, δημιουργήθηκε ολοκληρωμένη μεθοδολογία που βασίστηκε στην ανάπτυξη αναλυτικού υπολογιστικού κώδικα ενεργειακής προσομοίωσης υβριδικών σχημάτων ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης. Τα ενεργειακά αποτελέσματα του υπολογιστικού κώδικα χρησιμοποιούνται στη συνέχεια για την οικονομική αξιολόγηση της προτεινόμενης λύσης και την παρουσίαση βέλτιστων υβριδικών σχημάτων ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης. Τα βασικά βήματα του υπολογιστικού κώδικα καθώς η περιγραφή της λειτουργίας του, παρουσιάζονται στο Παράρτημα Ι.

Πίνακας 5.1: Υφιστάμενοι Υ/Η σταθμοί σε σειρά με δυνατότητα αντιληπτομετρικής λειτουργίας⁹⁷.

Κάτω-Άνω Ταμειυτήρας	Πουρνάρι II - Πουρνάρι	Καστράκι-Κρημαστά	Σιπάτος-Καστράκι	Ασώματα-Σφηκιά	Αγ. Βαρβάρα-Ασώματα	Τέμενος-Πλατανόβουση	Πλατανόβουση-Θησαυρός
Αντλητική Ισχύς (MW)	40.2	135.3	116.6	22.4	11	21.8	50.4
Ύψος φράγματος (m)	87	165	96	82	52	95	172
Ωφέλιμο ύψος (m)	68	108.3	71.54	62	40	70	130
Ωφέλιμο / φράγμα	0.78	0.65	0.74	0.75	0.76	0.73	0.75
Άνω ταμειυτήρας (Mm ³)	303	2800	53	18	10	57	565
Κάτω ταμειυτήρας (Mm ³)	4	53	11	10	3	6	57
Ισχύς Υ/Σ (Άνω-ΜW)	100	109.3	80	105	54	58	128
Αριθμός Υ/Σ	3	4	4	3	2	2	3
Συνολική Ισχύς Υ/Η	300	437.2	320	315	108	116	384
Ελάχιστη Ισχύς (MW)	50	54.65	40	52.5	27	29	64
Μέγιστη αποθηκευτική ικανότητα (GWh)	<u>0.741</u>	<u>15.641</u>	<u>2.144</u>	<u>1.689</u>	<u>0.327</u>	<u>1.144</u>	<u>20.192</u>

5.2. Ενεργειακή ανάλυση

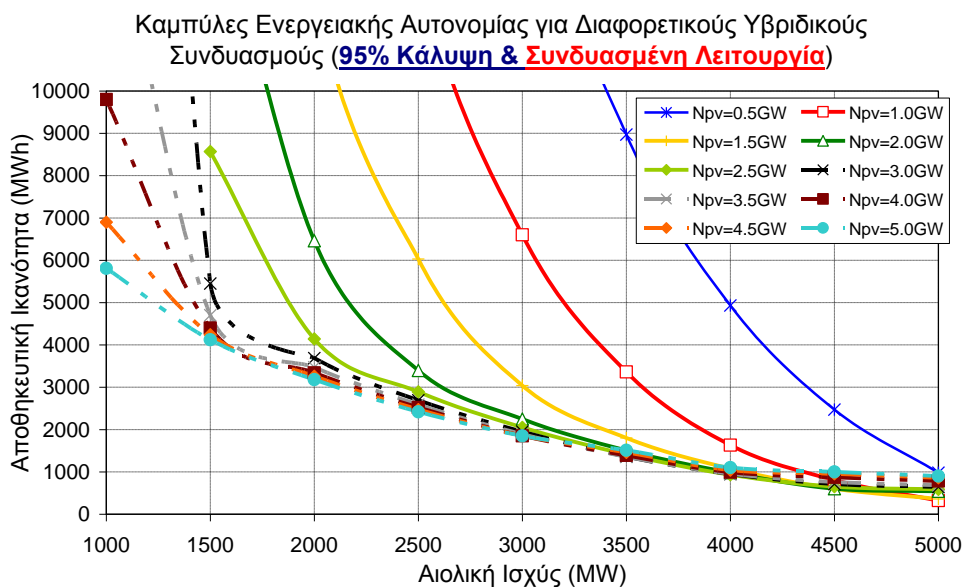
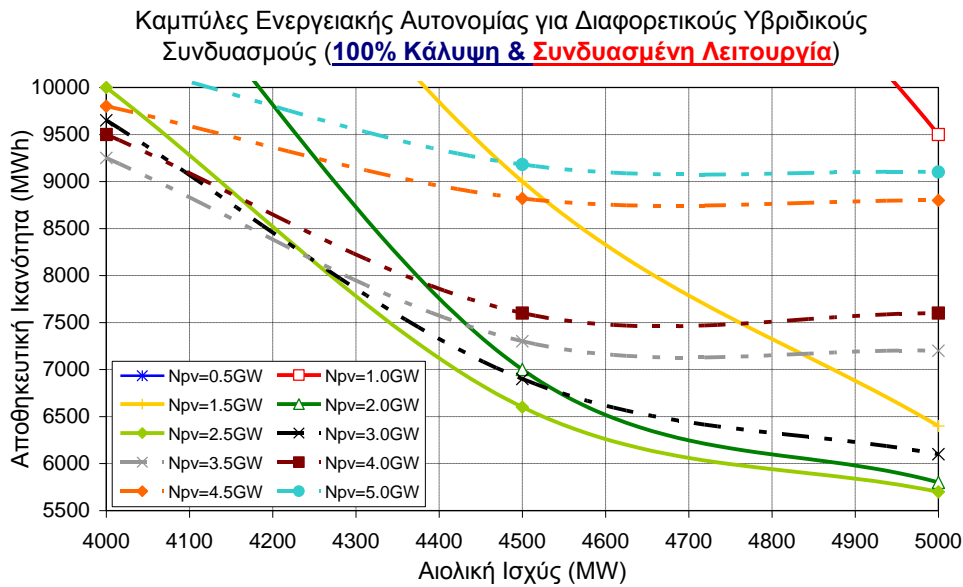
Κατ'αρχάς, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.3 υπάρχει πλήθος συνδυασμών αιολικής ισχύος, Φ/B ισχύος και αποθηκευτικής ικανότητας που επιτυγχάνουν να καλύψουν το φορτίο της Πτολεμαΐδας V μέσα στο εύρος των εξεταζόμενων τιμών (αιολική και Φ/B ισχύς έως 5 GW και αποθηκευτική ικανότητα έως 10 GWh). Για 100% κάλυψη του φορτίου της Πτολεμαΐδας V χρειάζονται τουλάχιστον 4 GW αιολικής ισχύος έτσι ώστε η απαιτούμενη ικανότητα αποθήκευσης να μη χρειαστεί να ξεπεράσει τις 10 GWh που αντιστοιχούν στο 25% της μέγιστης για τα 7 υπό εξέταση ζεύγη Υ/Η. Αντίθετα, στην περίπτωση που είναι ανεκτή η σχεδόν πλήρης κάλυψη (95%), το επιδιωκόμενο αποτέλεσμα μπορεί να επιτευχθεί και με ακόμα χαμηλότερες τιμές αιολικής ισχύος.

Αξιοσημείωτη είναι η διαφορά μεταξύ των δύο υπό εξέταση περιπτώσεων, της πλήρους (100%) και της σχεδόν πλήρους (95%) κάλυψης, αναφορικά με την απαιτούμενη αποθηκευτική ικανότητα. Πιο συγκεκριμένα, υιοθέτηση του σεναρίου της σχεδόν πλήρους κάλυψης σηματοδοτεί μικρότερες ανάγκες σε αποθήκευση ενέργειας, με τη διαφορά σε σχέση με την πλήρη κάλυψη να γίνεται πιο μεγάλη στην περιοχή των μικρότερων τιμών συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Έτσι για παράδειγμα για 100% κάλυψη ο συνδυασμός 4 GW αιολικών και 2.5 GW Φ/B απαιτεί περίπου 10 GWh αποθηκευτικής ικανότητας ενώ η κάλυψη 95% απαιτεί μόλις 1 GWh.

Παρατηρείται επίσης ότι για δεδομένη τιμή Φ/B ισχύος, η αύξηση της αιολικής ισχύος συνεπάγεται μείωση της απαιτούμενης αποθηκευτικής ικανότητας μέχρι ενός ορίου, πέρα από το οποίο οι καμπύλες ακολουθούν σχεδόν ασυμπτωτική συμπεριφορά⁹⁹. Το αποτέλεσμα αυτό υποδηλώνει ολοένα και μεγαλύτερη αύξηση του πλεονάσματος παραγωγής από ΑΠΕ, της περίσσειας δηλαδή ενέργειας που προκύπτει αφού καλυφθούν οι απαιτήσεις του ισοδύναμου φορτίου βάσης της Πτολεμαΐδας V. Το πλεόνασμα αυτό που αντιμετωπίζεται ως στοχαστικό και συνελώς υπόκειται σε απορρίψεις από το ΕΔΣ (βλέπε και Παράρτημα Ι) δύναται να μειωθεί εφόσον αυξηθούν οι ανάγκες κάλυψης φορτίου βάσης πέραν αυτών της Πτολεμαΐδας V, υπό την προϋπόθεση φυσικά περαιτέρω αύξησης και της αποθηκευτικής ικανότητας.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η επίδραση της Φ/B ισχύος στη συμπεριφορά των καμπυλών ειδικά στην περίπτωση 100% κάλυψης του φορτίου βάσης της Πτολεμαΐδας V. Για την περιοχή μικρών τιμών ισχύος Φ/B ως 2,5 GW, αύξηση της Φ/B ισχύος μειώνει την απαιτούμενη αποθηκευτική ικανότητα για την ίδια τιμή αιολικής ισχύος, πράγμα το οποίο οφείλεται κυρίως στη συμπληρωματικότητα της παραγωγής αιολικής και Φ/B ενέργειας που παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 2 (Σχήμα 2.6 και Σχήμα 2.7). Έτσι για παράδειγμα για αιολική και Φ/B ισχύ 4,4 GW και 1,5 GW αντιστοίχως, η απαιτούμενη αποθηκευτική ικανότητα είναι περίπου στο ανώτατο δυνατό όριο των 10 GWh, ενώ για τα σημερινά επίπεδα των 2,5 GW Φ/B ισχύος και την ίδια αιολική ισχύ, οι ανάγκες για αποθήκευση ενέργειας πέφτουν περίπου στις 7 GWh. Για μεγαλύτερες τιμές Φ/B ισχύος όμως και με την αιτίαση της 100% κάλυψης του φορτίου της Πτολεμαΐδας V, η συμπεριφορά αυτή αντιστρέφεται. Έτσι, η περαιτέρω αύξηση της Φ/B ισχύος (για την ίδια αιολική ισχύ) συνοδεύεται και από ανάγκη για μεγαλύτερη αποθηκευτική ικανότητα λόγω της ιδιαίτερα αυξημένης παραγωγής ΑΠΕ κατά τις μεσημεριανές ώρες. Η εξήγηση αυτής της συμπεριφοράς εδράζεται στο ότι οι μεγάλες τιμές Φ/B ισχύος μετατοπίζουν την παραγωγή ενέργειας από τις αντλησιοταμιευτικές μονάδες κατά τη διάρκεια της νύχτας, οδηγώντας έτσι στην ανάγκη για μεγαλύτερης διάρκειας κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης που απαιτούν μεγαλύτερη αποθηκευτική ικανότητα. Αντίθετα, στην περίπτωση μικρότερης Φ/B συμμετοχής, αυξάνεται η συχνότητα εκτέλεση μικρότερης διάρκειας κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης με αποτέλεσμα οι αποθηκευτικές απαιτήσεις να μειώνονται.

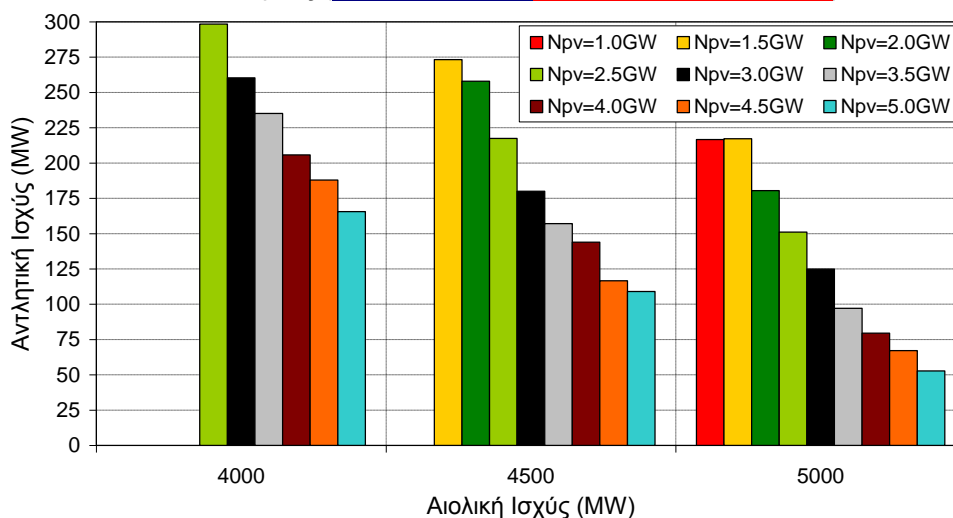
⁹⁹ Δηλ. μικρή μεταβολή τιμών στον άξονα των Υ για εύρος τιμών στον άξονα των X



Σχήμα 5.3. Αυτόνομοι ενεργειακά υβριδικοί συνδυασμοί – Επίτευξη 100% και 95% κάλυψης φορτίου βάσης υπό την ελάχιστη αποθηκευτική ικανότητα (άνω επιτρεπόμενο όριο 10GWh).

Το Σχήμα 5.4 απεικονίζει την αντλητική ισχύ που αντιστοιχεί στους παραπάνω υβριδικούς συνδυασμούς για 100% κάλυψη του φορτίου της Πτολεμαΐδας V, και για 3 αντιπροσωπευτικές τιμές αιολικής ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης των 4 GW. Παρατηρείται ότι η απαιτούμενη αντλητική ισχύς κυμαίνεται μεταξύ 50 και 300 MW. Υπενθυμίζεται πώς σύμφωνα με πρόσφατη μελέτη⁹⁷ η δυνατότητα μετατροπής των υφιστάμενων Υ/Η σε αντλησιοταμιευτικά φτάνει τα 400 MW. Επομένως, οι υβριδικοί συνδυασμοί που προκύπτουν από την ενεργειακή ανάλυση είναι ρεαλιστικά υλοποιήσιμοι.

Απαιτούμενη Αντλητική Ισχύς για Αυτόνομους Υβριδικούς Συνδυασμούς (100% Κάλυψη & Συνδυασμένη Λειτουργία)



Σχήμα 5.4. Απαιτούμενη αντλητική ισχύς αυτόνομων ενεργειακά υβριδικών συνδυασμών – Επίτευξη 100% κάλυψης φορτίου βάσης υπό την ελάχιστη αποθηκευτική ικανότητα (άνω επιτρεπόμενο όριο 10GWh).

5.3. Οικονομική αξιολόγηση

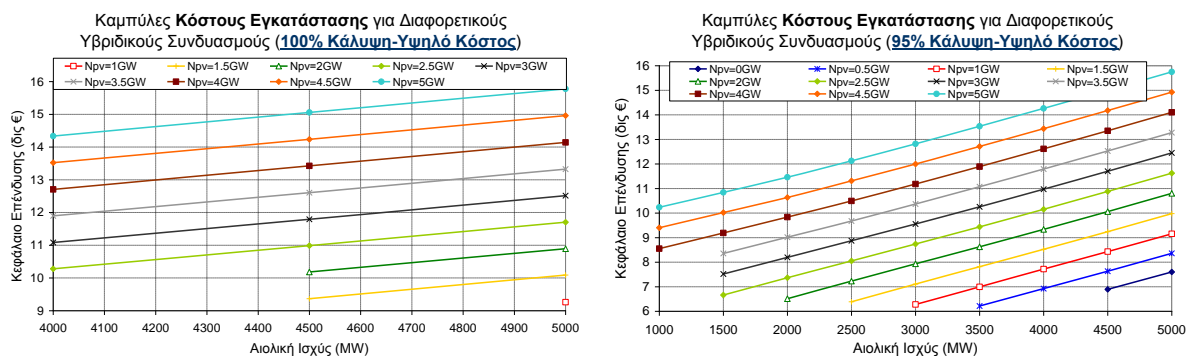
Λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες τιμές κόστους νέων αιολικών και Φ/Β πάρκων που χρησιμοποιήθηκαν και στο κεφάλαιο 3, υπολογίστηκαν το κόστους εγκατάστασης καθώς και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE) για τους υβριδικούς συνδυασμούς που προέκυψαν από την παραπάνω ενεργειακή ανάλυση σε παρούσες αξίες. Εξετάστηκε ένα σενάριο χαμηλού κι ένα υψηλού κόστους με βάση τις τιμές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.2, ενώ αναφορικά με την αντιμετώπιση των απορρίψεων πλεονάσματος ΑΠΕ από το ΕΔΣ, χρησιμοποιήθηκε ως σενάριο αναφοράς το έτος 2020, υπό ετήσια αύξηση της ηλεκτρικής ζήτησης 2.3% και υφιστάμενα τεχνικά ελάχιστα 4 GW. Υπογραμμίζεται πώς δεδομένου ότι δεν απαιτείται κατασκευή νέων ταμιευτήρων στην εξεταζόμενη περίπτωση μετατροπής των Υ/Η σταθμών σε σταθμούς αντλησιοταμίευσης, το κόστος περιορίζεται σημαντικά καθώς αφορά κυρίως στο κόστος των αντλητικών συγκροτημάτων και των αγωγών μεταφοράς νερού μεταξύ των δύο ταμιευτήρων, λήφθηκε ίσο με 520€/kW αντλητικής ισχύος⁹⁷.

Πίνακας 5.1: Τιμές οικονομικών παραμέτρων για την αξιολόγηση της προτεινόμενης λύσης

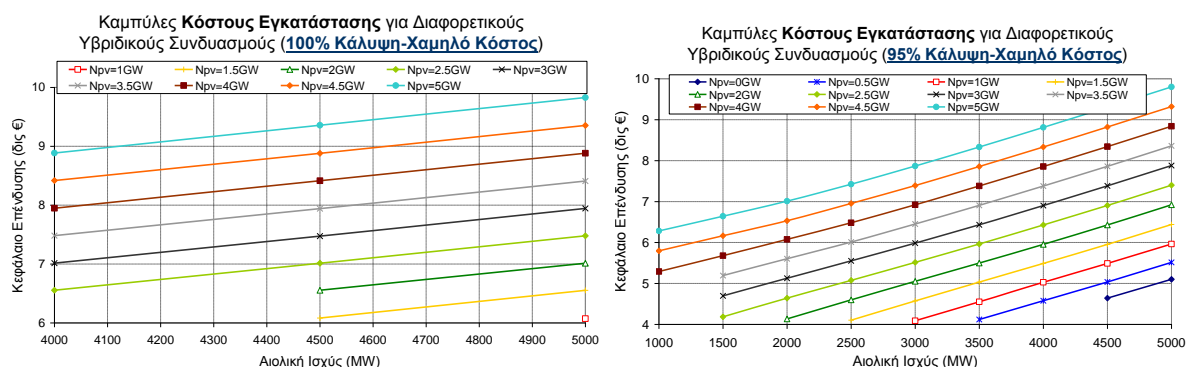
Παράμετρος	Σενάριο υψηλού κόστους	Σενάριο χαμηλού κόστους
Σταθμισμένο κόστος εγκατάστασης αιολικών (€/kW)	1500	1000
Σταθμισμένο κόστος εγκατάστασης Φ/Β (€/kW)	1650	960
Σταθμισμένο κόστος μετατροπής Υ/Η σε αντλησιοταμιευτικά (€/kW)	520	520
Μέσος ετήσιος συντελεστής συντήρησης (% κόστους εγκατάστασης)	2%	2%
Διάρκεια ζωής έργου (έτη)	30	30
Μέσος ετήσιος πληθωρισμός	2%	2%
Μέσο ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο	7%	7%

Στο Σχήμα 5.5 και στο Σχήμα 5.6 παρουσιάζονται οι καμπύλες του κόστους εγκατάστασης τόσο για το σενάριο υψηλού κόστους (Σχήμα 5.5) όσο και για αυτό χαμηλού κόστους (Σχήμα 5.6), για κάλυψη 100% αλλά και 95% ισοδύναμου φορτίου βάσης της Πτολεμαΐδας V. Οι καμπύλες αυτές αντιστοιχούν στις υβριδικές λύσεις που παρουσιάστηκαν στο Σχήμα 5.3 εκτιμώντας το συνολικό

κόστος εγκατάστασης ΑΠΕ (χωρίς να εξαιρούν την ήδη εγκατεστημένη ισχύ). Παρατηρείται ότι στο σενάριο υψηλού κόστους, οι υβριδικές λύσεις που επιτυγχάνουν 100% κάλυψη του φορτίου της Πτολεμαΐδας V έχουν αρχικό κόστος επένδυσης από 9-16 δις ευρώ ενώ για σχεδόν πλήρη κάλυψη 95% το εύρος υφίσταται μεταξύ 6-16 δις ευρώ. Στο σενάριο χαμηλού κόστους το αρχικό κόστος επένδυσης είναι σημαντικά χαμηλότερο και κυμαίνεται μεταξύ 6-10 δις ευρώ στην περίπτωση της πλήρους κάλυψης και 4-10 δις ευρώ στην περίπτωση της σχεδόν πλήρους κάλυψης. Σημειώνεται ότι το συνολικό κόστος εγκατάστασης θα ήταν ακόμα μικρότερο αν επιτρέπονταν αποθηκευτικές ικανότητες μεγαλύτερες των 10 GWh. Όμως ο παραπάνω περιορισμός οδηγεί σε ανάγκη για μεγαλύτερες τιμές ισχύος ΑΠΕ για να καλυφτεί το φορτίο βάσης ανεβάζοντας έτσι το συνολικό κόστος δεδομένου ότι το μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης αιολικών και Φ/Β εμφανίζει μεγαλύτερη βαρύτητα από αυτό των συγκεκριμένων αντλησιοταμιευτικών.

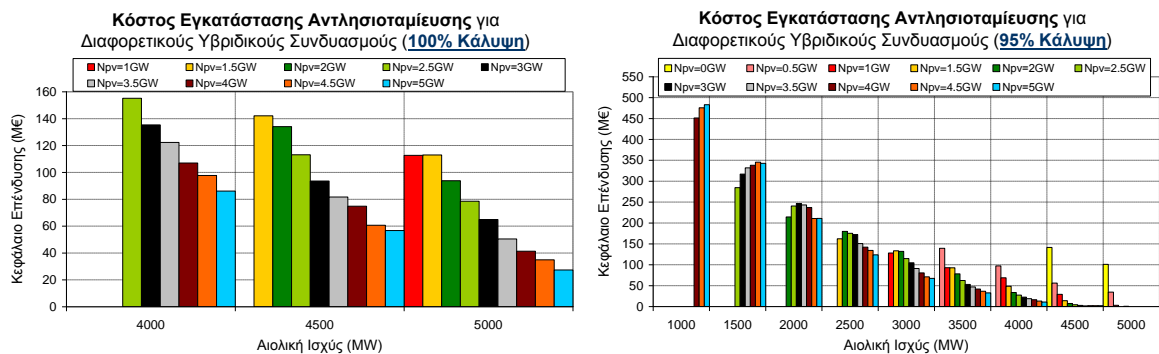


Σχήμα 5.5. Σενάριο υψηλού κόστους: Κόστος εγκατάστασης για ενεργειακά αυτόνομους υβριδικούς συνδυασμούς με αποθηκευτική ικανότητα $\leq 10\text{GWh}$ και επίτευξη κάλυψης φορτίου βάσης 100% και 95% αντίστοιχα.



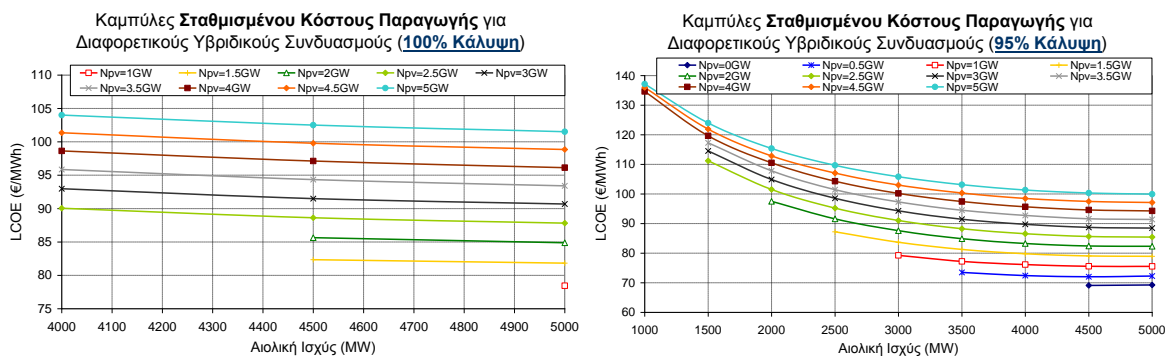
Σχήμα 5.6. Σενάριο χαμηλού κόστους: Κόστος εγκατάστασης για ενεργειακά αυτόνομους υβριδικούς συνδυασμούς με αποθηκευτική ικανότητα $\leq 10\text{GWh}$ και επίτευξη κάλυψης φορτίου βάσης 100% και 95% αντίστοιχα

Η συμμετοχή της αντλησιοταμίευσης στο συνολικό κόστος είναι συγκριτικά μικρή. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.7, ανέρχεται κατά μέγιστο σε 500 εκ. ευρώ (95% κάλυψη και περιορισμένη ισχύς ΑΠΕ), με πλήθος υβριδικών συνδυασμών να παρουσιάζουν κόστος αντλησιοταμίευσης που δεν ξεπερνά τα 100 εκ. ευρώ (95% και 100% κάλυψη και υψηλό δυναμικό ΑΠΕ). Ειδικότερα, το κόστος εγκατάστασης για αντλησιοταμίευση κυμαίνεται από 1% έως 5% επί της συνολικά απαιτούμενης επένδυσης.



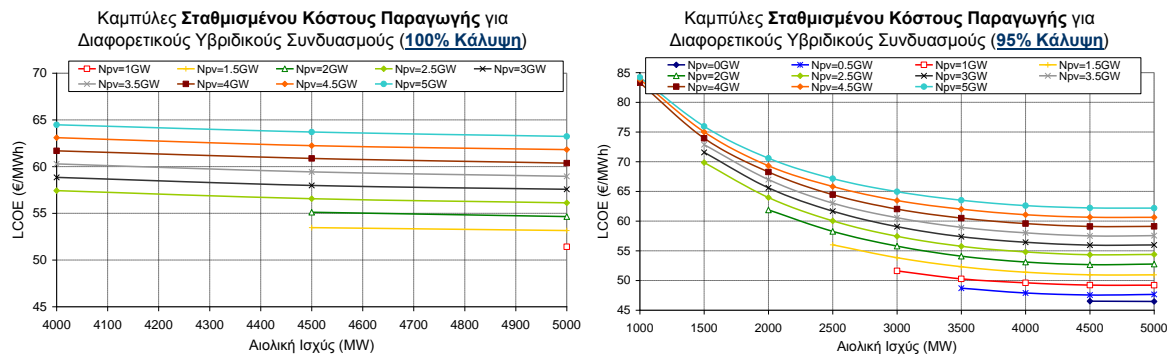
Σχήμα 5.7. Κόστος εγκατάστασης αντλησιοταμίευσης αυτόνομων ενεργειακά υβριδικών συνδυασμών – Επίτευξη 100% (α) και 95% (β) κάλυψης φορτίου βάσης υπό την ελάχιστη αποθηκευτική ικανότητα (άνω επιτρεπόμενο όριο 10GWh).

Χρησιμοποιώντας τις τιμές του Πίνακα 5.2, υπολογίστηκε επίσης το σταθμισμένο κόστος ενέργειας για τις υβριδικές λύσεις που προέκυψαν από την ενεργειακή ανάλυση για τα σενάρια υψηλού (Σχήμα 5.8) και χαμηλού (Σχήμα 5.9) κόστους και για τις περιπτώσεις πλήρους και σχεδόν πλήρους κάλυψης με την παραδοχή απόρριψης της πλεονασματικής παραγωγής ΑΠΕ που αντιστοιχεί σε τεχνικά ελάχιστα 4 GW, ρυθμό ετήσιας αύξησης της ζήτησης 2,3% και έτος αναφοράς το 2020. Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας αυξάνει σχεδόν γραμμικά με την αύξηση της Φ/Β ισχύος για την περίπτωση της 100% κάλυψης, ενώ δεν επηρεάζεται ουσιαστικά από την αύξηση της αιολικής ισχύος, εξαιτίας και του περιορισμένου εύρους μεταβολής από τα 4GW στα 5GW ανάμεσα στα οποία βρίσκονται οι υβριδικού συνδυασμοί που ικανοποιούν την απαίτηση 100% κάλυψης του φορτίου της Πτολεμαΐδας V. Στο σενάριο υψηλού κόστους οι προκύπτουσες τιμές κυμαίνονται μεταξύ ~75€/MWh και ~105€/MWh για 100% κάλυψη ενώ για την περίπτωση της 95% κάλυψης από τα ~70€/MWh έως τα ~135€/MWh. Το μεγαλύτερο εύρος τιμών σταθμισμένου κόστους στην περίπτωση της κάλυψης 95% οφείλεται στην ύπαρξη περισσότερων υβριδικών λύσεων, ειδικά στην περιοχή περιορισμένης αιολικής και αυξημένης Φ/Β ισχύος, με τις καμπύλες στο Σχήμα 5.8β να εμφανίζουν ασυμπτωτική συμπεριφορά μετά τα 3GW αιολικής ισχύος.



Σχήμα 5.8. Σενάριο υψηλού κόστους: Σταθμισμένο κόστος παραγωγής για ενεργειακά αυτόνομους υβριδικούς συνδυασμούς – Επίτευξη 100% (α) και 95% (β) κάλυψης φορτίου βάσης με αποθηκευτική ικανότητα $\leq 10\text{GWh}$

Στην περίπτωση του σεναρίου χαμηλού κόστους, υπάρχει σημαντική μετατόπιση του εύρους διακύμανσης του σταθμισμένου κόστους ενέργειας σε 50-65€/MWh για 100% κάλυψη (Σχήμα 5.9α) και σε 45-85€/MWh για 95% κάλυψη (Σχήμα 5.9β), ενώ η ποιοτική συμπεριφορά των καμπυλών είναι ίδια όπως και στο σενάριο υψηλού κόστους.

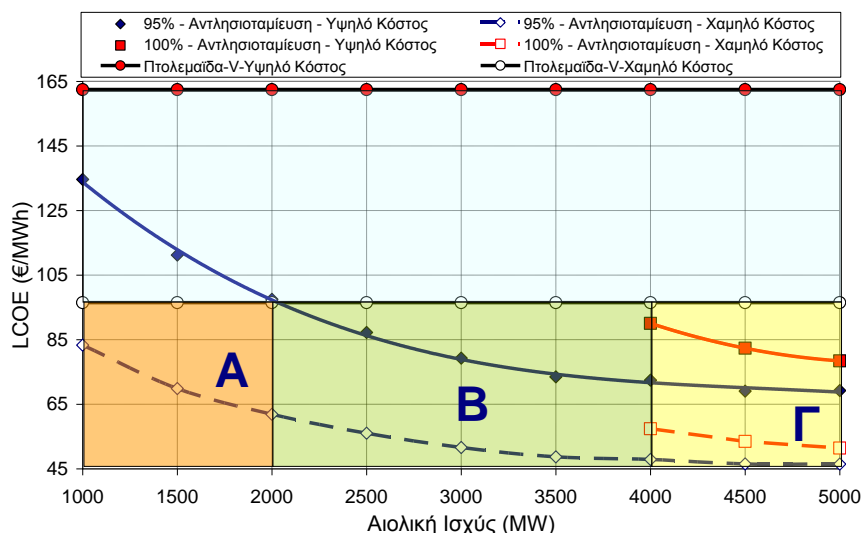


Σχήμα 5.9. Σενάριο χαμηλού κόστους: Σταθμισμένο κόστος παραγωγής για ενεργειακά αυτόνομους υβριδικούς συνδυασμούς – Επίτευξη 100% (α) και 95% (β) κάλυψης φορτίου βάσης με αποθηκευτική ικανότητα $\leq 10\text{GWh}$

Η ίδια ανάλυση πραγματοποιήθηκε και για την ακραία περίπτωση πλήρους απόρριψης του πλεονάσματος ΑΠΕ από το ΕΔΣ. Το αντίστοιχο εύρος διακύμανσης μετατοπίζεται σε περιοχές αυξημένων τιμών με το ελάχιστο σταθμισμένο κόστος ενέργειας για 100% κάλυψη να ισούται με $\sim 140\text{€/MWh}$ (σενάριο χαμηλού κόστους) και $\sim 210\text{€/MWh}$ (σενάριο υψηλού κόστους) ενώ για 95% κάλυψη με $\sim 90\text{€/MWh}$ (σενάριο χαμηλού κόστους) και $\sim 140\text{€/MWh}$ (σενάριο υψηλού κόστους).

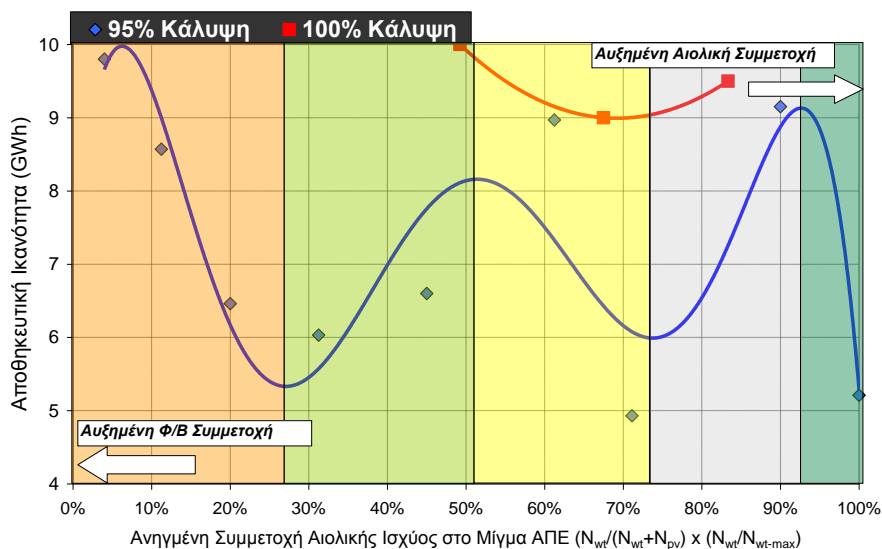
5.4. Σύγκριση υβριδικών λύσεων με Πτολεμαΐδα V

Η ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε στο κεφάλαιο 3, έδειξε ότι το σταθμισμένο κόστος ενέργειας για την Πτολεμαΐδα V κυμαίνεται από $96,47\text{ €/MWh}$ έως και $162,45\text{ €/MWh}$. Μάλιστα το κάτω όριο αντιστοιχεί σε συντελεστή φόρτισης της νέας λιγνιτικής μονάδας μεγαλύτερο από αυτόν που αναφέρεται στην ΜΠΕ (90% vs 80%), πράγμα που όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.4, οδηγεί σε χαμηλότερα LCOE. Το Σχήμα 5.10 συγκρίνει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας των υβριδικών λύσεων ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης που προέκυψαν από την παραπάνω ενεργειακή ανάλυση (Σχήμα 5.3), με το αντίστοιχο της Πτολεμαΐδας V.



Σχήμα 5.10. Σταθμισμένο κόστος παραγωγής για ενεργειακά αυτόνομους υβριδικούς συνδυασμούς – Επίτευξη 100% (α) και 95% (β) κάλυψης φορτίου βάσης με αποθηκευτική ικανότητα $\leq 10\text{GWh}$

Για την πληρέστερη απεικόνιση των υβριδικών συνδυασμών που αντιστοιχούν στις λύσεις οι οποίες παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.10, το Σχήμα 5.11 συσχετίζει την απαιτούμενη αποθηκευτική ικανότητα αντλησιοταμίευσης με τα χαρακτηριστικά του μίγματος ισχύος ΑΠΕ (συγκεκριμένα με την ανηγμένη -ως προς τη μέγιστη ισχύ των 5GW- συμμετοχή της αιολικής ισχύος στη συνολική ισχύ ΑΠΕ).



Σχήμα 5.11. Απαιτούμενη αποθηκευτική ικανότητα αντλησιοταμίευσης για υβριδικές λύσεις ελάχιστου σταθμισμένου κόστους ενέργειας συναρτήσει της διαφοροποίησης του μίγματος ισχύος ΑΠΕ.

Από τα δύο σχήματα παρατηρείται η ύπαρξη υβριδικών συνδυασμών που επιτυγχάνουν 100% κάλυψη του φορτίου της Πτολεμαΐδας V με σταθμισμένο κόστος ενέργειας χαμηλότερο από το κάτω όριο του αντίστοιχου για τη νέα λιγνιτική μονάδα. Ο αριθμός των οικονομικά ανταγωνιστικών υβριδικών λύσεων αυξάνεται ακόμα περισσότερο αν είναι ανεκτή η σχεδόν πλήρης (95%) κάλυψη του φορτίου βάσης ή/και αν λάβει κανείς υπόψη υψηλότερο σταθμισμένο κόστος ενέργειας για την Πτολεμαΐδα V, σύμφωνα με την ανάλυση ευαισθησίας. Στον Πίνακα 5.3 παρουσιάζονται όλα τα χαρακτηριστικά των βέλτιστων υβριδικών λύσεων ελάχιστου κόστους που επιτυγχάνουν πλήρη και σχεδόν πλήρη κάλυψη του φορτίου της Πτολεμαΐδας V μαζί με το αντίστοιχο σταθμισμένο κόστος ενέργειας για τα σενάρια υψηλού και χαμηλού κόστους, με σταθμισμένο κόστος ενέργειας χαμηλότερο από το κάτω όριο του αντίστοιχου για την Πτολεμαΐδα V.

Πίνακας 5.2: Οι οικονομικά ανταγωνιστικές με την Πτολεμαΐδα V υβριδικές λύσεις

Αιολική ισχύς (MW)	Φ/Β Ισχύς (MW)	Αποθηκευτική ικανότητα (MWh)	LCOE (€/MWh) (Υψηλό κόστος)	LCOE (€/MWh) (Χαμηλό κόστος)
100% Κάλυψη				
4000	2500	10000	90.06	57.43
4500	1500	9000	82.35	53.47
5000	1000	9500	78.44	51.42
95% κάλυψη				
2000	2000	6460	97.50	83.30
2500	1500	6030	87.21	69.86
3000	1000	6600	79.27	61.88
3500	500	8970	73.48	56.01
4000	500	4930	72.43	51.62
4500	0	9150	69.08	48.71
5000	0	5210	69.25	47.90

Σημειώνεται ότι τα παραπάνω αποτελέσματα λήφθηκαν με την παραδοχή τεχνικών ελαχίστων στα επίπεδα των 4GW. Μικρότερα τεχνικά ελάχιστα που μπορούν να προκύψουν από την απόσυρση γερασμένων λιγνιτικών σταθμών, αναμένεται να μειώσουν περαιτέρω το σταθμισμένο κόστος ενέργειας υβριδικών συνδυασμών καθώς θα μειώσουν το ποσοστό της απορριπτόμενης πλεονάζουσας ενέργειας ΑΠΕ.

Γίνεται λοιπόν σαφές ότι η μετατροπή υφιστάμενων ζευγών Υ/Η σταθμών της ΔΕΗ σε αντλησιοταμιευτικά και η χρήση τους για αποθήκευση ενέργειας που παράγεται από αιολικούς και Φ/Β σταθμούς είναι όχι μόνο τεχνικά εφικτή, αλλά οδηγεί και σε τιμές σταθμισμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής σημαντικά χαμηλότερες από αυτές της νέας λιγνιτικής μονάδας. Λόγω μάλιστα των παραδοχών που έγιναν για τη μέγιστη διαθέσιμη αποθηκευτική ικανότητα, η προτεινόμενη αντλησιοταμιευτική λειτουργία δεν προβλέπεται να εμποδίζει ούτε τον τρόπο με τον οποίο λειτουργούν σήμερα οι εν λόγω Υ/Η σταθμοί. Αξίζει να σημειωθεί ότι το ελάχιστο σταθμισμένο κόστος ενέργειας για την Πτολεμαΐδα V (96,47 €/MWh) που χρησιμοποιήθηκε για τη σύγκριση με τις υβριδικές λύσεις αντιστοιχεί σε ακόμα μεγαλύτερο συντελεστή φόρτισης (90%) από αυτό που προγραμματίζεται σύμφωνα με την ΜΠΕ (80%). Αν επαληθευτούν οι εκτιμήσεις για μείωση των ωρών λειτουργίας της νέας μονάδας λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ, που προέκυψαν από την προηγούμενη μελέτη του WWF Ελλάς²⁰, τότε η σύγκριση θα είναι ακόμα δυσμενέστερη για την Πτολεμαΐδα V.

6. ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΕΣ ΛΥΣΕΙΣ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ: ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ ΜΕ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ Ή ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ

Στο κεφάλαιο 5 αναδείχθηκε η δυνατότητα κάλυψης της ζήτησης της Πτολεμαΐδας V μέσω συνδυασμών αντλησιοταμίευσης με μεγάλης κλίμακας αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Σύμφωνα με τη Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων της νέας λιγνιτικής μονάδας⁵⁴, η νέα μονάδα θα λειτουργεί 7000 ώρες το χρόνο και η ενέργεια που προβλέπεται να προσφέρει στο δίκτυο θα είναι 4,16 TWh. Όπως όμως αναδείχθηκε και στην προηγούμενη σχετική μελέτη του WWF Ελλάς²⁰, η ζήτηση που θα κληθεί τελικά να καλύψει η νέα λιγνιτική μονάδα ενδέχεται να είναι σημαντικά πιο μικρή από αυτό το μέγεθος για μια σειρά από λόγους, με κυριότερους την αρνητική εξέλιξη των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και τη διείδυση ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας στο ενεργειακό μίγμα της χώρας.

Πέραν αυτών όμως, καθοριστικό ρόλο στη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από μεγάλες, κεντρικές μονάδες συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής όπως η Πτολεμαΐδα V θα έχει και η αλλαγή του μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής σε επίπεδο οικίας προς την κατεύθυνση της αποκέντρωσης και της προοδευτικής απεξάρτησης από την ηλεκτρική ενέργεια που παρέχει το δίκτυο. Πρωταγωνιστικό ρόλο σε αυτόν τον μετασχηματισμό έχει η τεχνολογική επανάσταση των φωτοβολταϊκών που συντελείται τα τελευταία χρόνια, καθώς και η αντίστοιχη επανάσταση στην τεχνολογία των μπαταριών που βρίσκεται προ των πυλών σύμφωνα με πολλούς αναλυτές.

Η μεγάλη ανάπτυξη που είχαν τα Φ/Β σε παγκόσμια κλίμακα εξαιτίας κυρίως της στήριξής τους μέσω του συστήματος των εγγυημένων τιμών (FiTs), δημιούργησε το απαραίτητο υπόβαθρο και τις απαιτούμενες οικονομίες κλίμακας ώστε η τεχνολογία να καταστεί εμπορικά ανταγωνιστική. Η ανάλυση του παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3 ανέδειξε ότι αυτή η συνθήκη έχει σε σημαντικό βαθμό επιτευχθεί και στη χώρα μας. Ειδικότερα για τα μικρής κλίμακας φωτοβολταϊκά και ως αποτέλεσμα του συστήματος των εγγυημένων τιμών στην Ελλάδα εγκαταστάθηκαν 374 MW μικρών φωτοβολταϊκών ως 10 KW (ως 5KW στα νησιά) σε 41.217 στέγες²⁷.

6.1 Περιγραφή των εναλλακτικών

Η πολιτική ανάπτυξης των Φ/Β μικρής κλίμακας μετατοπίζεται σήμερα παγκοσμίως πέρα από τις εγγυημένες τιμές, κυρίως προς την κατεύθυνση της αυτοπαραγωγής με συμψηφισμό ενέργειας ή net-metering. Πρόκειται για συμψηφισμό της παραγωγής από Φ/Β με την κατανάλωση ενέργειας σε συγκεκριμένη εγκατάσταση εντός ενός ορισμένου χρονικού διαστήματος (μέρα, μήνας, χρόνος). Ενώ το σύστημα των εγγυημένων τιμών αποζημιώνει τον παραγωγό για την ενέργεια που προσφέρει στο δίκτυο και επομένως προωθεί την εγκατάσταση της μεγαλύτερης δυνατής ισχύος από τη μεριά του παραγωγού, η φιλοσοφία του net-metering είναι διαφορετική: καθώς η αποζημίωση που προσφέρεται στον παραγωγό για την περίσσεια ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο είναι είτε μηδενική, είτε πολύ μικρή, ο πρωταρχικός στόχος της εφαρμογής του είναι η κάλυψη του μεγαλύτερου δυνατού μέρους των αναγκών του αυτοπαραγωγού και όχι η μεγιστοποίηση της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο. Συνεπώς το net metering οδηγεί σε μικρότερες διαστάσεις Φ/Β σε σχέση με το σύστημα των εγγυημένων τιμών.

Ιστορικά το σχήμα του net-metering έχει καταβολές στις ΗΠΑ όπου χρησιμοποιήθηκε ως άμεσο μέτρο ενίσχυσης και προώθησης των τεχνολογιών ΑΠΕ δίνοντας δυνατότητα στους παραγωγούς να «αποθηκεύουν» την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας στο δίκτυο. Σήμερα το σχήμα του net-metering εφαρμόζεται με παραλλαγές στις περισσότερες πολιτείες των ΗΠΑ¹⁰⁰ ενώ ήδη από το 2005 υπάρχει ομοσπονδιακός νόμος που απαιτεί από τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας (utilities) να προσφέρουν τη δυνατότητα συμψηφισμού (net-metering) εφόσον τους ζητηθεί από τους καταναλωτές. Στο ευρωπαϊκό περιβάλλον υπάρχουν χώρες όπως το Βέλγιο, η Δανία και η Ολλανδία που έχουν υιοθετήσει το σχήμα του net-metering ενώ άλλες χώρες βασίζονται σε πιο υβριδικές λύσεις. Πιο συγκεκριμένα, στη Γερμανία δίνονται κίνητρα, ήδη από το 2011, μέσω

¹⁰⁰ Ιστοσελίδα DSIRE Solar.

<http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?EE=1&RE=1&SPV=0&ST=0&searchtype=Net&sh=1>

εγγυημένων τιμών για την αυτοκατανάλωση ηλεκτρισμού. Μάλιστα, αν το ποσοστό αυτοκατανάλωσης ξεπερνά το 30% η εγγυημένη τιμή γίνεται υψηλότερη. Στην Ιταλία υιοθετήθηκε ένα παρόμοιο σχήμα με το γερμανικό ήδη από το τελευταίο τετράμηνο του 2012. Στην Ισπανία έχει υιοθετηθεί το σχήμα της αυτοκατανάλωσης από το 2011, ενώ ταυτόχρονα είναι ανοιχτή η συζήτηση για εφαρμογή του net-metering χωρίς ωστόσο την πλήρη απαλλαγή από το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του δικτύου. Στο Ηνωμένο Βασίλειο επίσης υπάρχει ένα σχήμα αυτοκατανάλωσης με εγγυημένες τιμές ενώ στη Γαλλία, δεν έχει καθοριστεί ακόμα κάποιο συγκεκριμένο σχήμα στήριξης.

Πρόσφατα στην Ελλάδα και με μεγάλη καθυστέρηση υπογράφηκε η σχετική υπουργική απόφαση για το net metering¹⁰¹. Ο ενεργειακός συμψηφισμός είναι ετήσιος και δεν παρέχεται καμία αποζημίωση στον αυτοπαραγωγό για την επιπλέον ενέργεια που τυχόν παραχθεί στη διάρκεια ενός έτους από το Φ/Β. Επίσης, παρά τις περί του αντιθέτου παρατηρήσεις που κατατέθηκαν στη φάση της διαβούλευσης¹⁰², ο αυτοπαραγωγός θα είναι υποχρεωμένος να καταβάλλει στον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας) με βάση το σύνολο της ενέργειας που καταναλώνει συμπεριλαμβανομένης και της ενέργειας που παράγει από το Φ/Β. Σε ό,τι αφορά τις χρεώσεις ΕΤΜΕΑΡ, το αρχικό σχέδιο ΥΑ που κατατέθηκε προς διαβούλευση προέβλεπε παρόμοια αντιμετώπιση όπως και στην περίπτωση των ΥΚΩ. Όμως μετά από την κριτική που ασκήθηκε, σε μια τροπολογία που ψηφίστηκε στα πλαίσια του νέου δασικού νόμου 4315/2014, αποφασίστηκε το ΕΤΜΕΑΡ να καταβάλλεται από κάθε αυτοπαραγωγό αποκλειστικά και μόνο για το τμήμα της ηλεκτρικής ενέργειας που συνολικά απορροφά από το Δίκτυο ή το Σύστημα. Αυτή η ρύθμιση δεν μηδενίζει τη χρέωση ΕΤΜΕΑΡ που θα επιβαρύνει τους αυτοπαραγωγούς αλλά την περιορίζει μόνο στο τμήμα της παραγόμενης από το Φ/Β ενέργειας η οποία δεν παράγεται ταυτόχρονα με την κατανάλωση. Με τον ίδιο τρόπο όπως το ΕΤΜΕΑΡ υπολογίζονται και οι χρεώσεις του δικτύου μεταφοράς και διανομής για τον αυτοπαραγωγό.

Για απομακρυσμένες περιοχές όπου δεν υπάρχει δίκτυο, η αξιοποίηση των Φ/Β απαιτεί τη χρήση μπαταριών οι οποίες αποθηκεύουν την περίσσεια ενέργειας όταν αυτή δεν καταναλώνεται και την αποδίδουν τις ώρες της ημέρας που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια. Καθώς όμως η τεχνολογία των μπαταριών αναπτύσσεται και το κόστος τους μειώνεται, ο συνδυασμός μικρής κλίμακας Φ/Β με μπαταρία ενδέχεται να καταστεί οικονομικά ανταγωνιστικός με την ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από το δίκτυο.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου παρουσιάζεται η οικονομική αξιολόγηση των δύο αυτών εναλλακτικών (net metering και Φ/Β με μπαταρίες) για την ελληνική πραγματικότητα με στόχο να εκτιμηθούν οι προοπτικές τους να συμβάλλουν στον μετασχηματισμό του μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής σε επίπεδο κατοικίας, προς την κατεύθυνση της αποκέντρωσης και της ανεξάρτησης από μεγάλες, κεντρικές μονάδες όπως η Πτολεμαΐδα V.

6.2. Οικονομική αξιολόγηση αυτοπαραγωγής με συμψηφισμό ενέργειας (Net metering)

Εξετάστηκαν δύο βασικά σενάρια εφαρμογής του μηχανισμού αυτού. Το πρώτο («ΥΑ») ταυτίζεται με την πρόσφατη υπουργική απόφαση τα βασικά στοιχεία της οποίας περιγράφηκαν παραπάνω. Βασίζόμενοι στις παρατηρήσεις που κατέθεσαν πολλοί φορείς στη φάση της διαβούλευσης πάνω στο αρχικό σχέδιο ΥΑ, μεταξύ των οποίων και το WWF Ελλάς¹⁰³, εξετάστηκε και δεύτερο σενάριο («Εναλλακτικό Σχέδιο») όπου θεωρήθηκε ότι ο αυτοπαραγωγός καταβάλλει ΥΚΩ και ΕΤΜΕΑΡ στον προμηθευτή μόνο με βάση την ενέργεια που απορροφά από το δίκτυο σε χρονικό διάστημα ενός έτους, εξαιρώντας έτσι από τις χρεώσεις αυτές την ενέργεια που

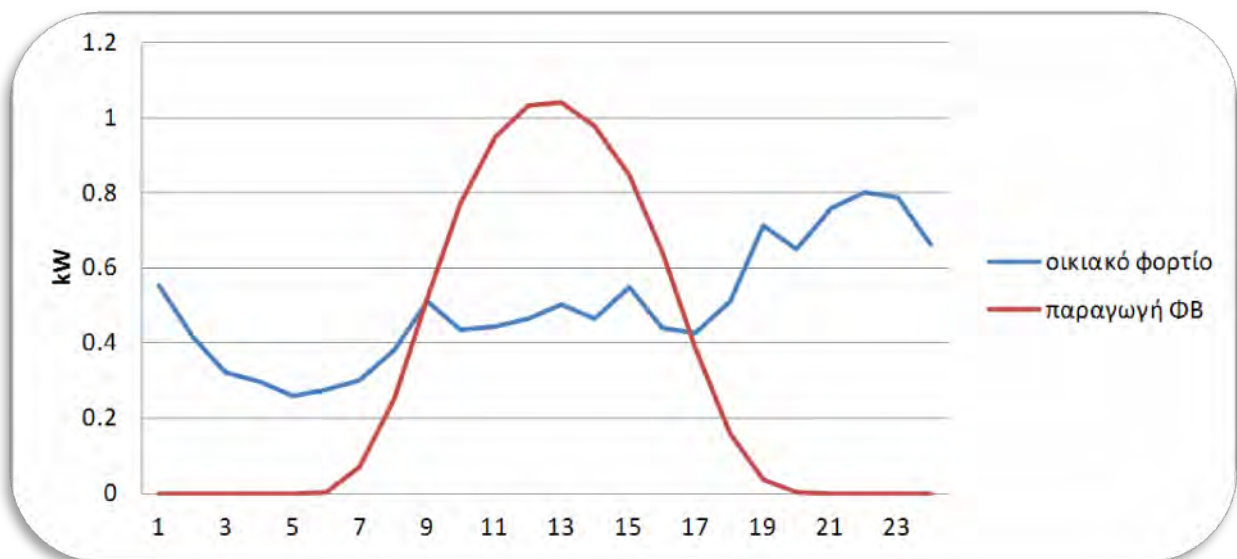
¹⁰¹ ΥΠΕΚΑ. (2014, Δεκέμβριος). Απόφαση «Εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ από αυτοπαραγωγούς με συμψηφισμό ενέργειας κατ' εφαρμογή του άρθρου 14Α του ν.3468/2006». Α/Π ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.24461. <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=9HB%2fezdtZvE%3d&tabid=785&language=el-GR>

¹⁰² Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ στο πλαίσιο εφαρμογής του άρθρου 14Α του ν.3468/2006, αναφορικά με τους αυτοπαραγωγούς από ΑΠΕ με συμψηφισμό ενέργειας (Net Metering), http://www.rae.gr/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/300714.csp

¹⁰³ Σχόλια WWF Ελλάς για το σχέδιο Υπουργικής Απόφασης σχετικά με το net metering. (2014, Αύγουστος). http://www.wwf.gr/images/pdfs/WWF_net_metering_.pdf

παράγεται από το Φ/Β στο ίδιο χρονικό διάστημα. Επομένως στο πρώτο σενάριο («YA»), το κόστος που αποφεύγει ο αυτοπαραγωγός από τη χρήση του Φ/Β για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών, περιλαμβάνει εκτός από το κόστος της παραγόμενης ενέργειας, το τμήμα του κόστους δικτύου (μεταφορά και διανομή) που αντιστοιχεί στη μη χρήση του λόγω της ταυτοχρονισμένης κάλυψης της οικιακής κατανάλωσης από το Φ/Β, τον Ειδικό Φόρο Κατανάλωσης (ΕΦΚ), τις λοιπές χρεώσεις, το ποσό του ειδικού τέλους του νόμου 2093/92 και το τμήμα του ΕΤΜΕΑΡ που αντιστοιχεί σε ταυτοχρονισμένη κάλυψη της οικιακής κατανάλωσης από το Φ/Β. Στο δεύτερο σενάριο («Εναλλακτικό Σχέδιο»), στις παραπάνω αποφευγόμενες χρεώσεις προστίθενται και οι ΥΚΩ που αντιστοιχούν στην ενέργεια που παράγεται από το Φ/Β, αλλά και το εναπομείναν τμήμα των χρεώσεων του ΕΤΜΕΑΡ που αντιστοιχεί σε μη ταυτοχρονισμένη κάλυψη της οικιακής κατανάλωσης από το Φ/Β. Σημειώνεται ότι σε κανένα από τα δύο σενάρια δεν αποφεύγονται οι πάγιες χρεώσεις ή οι χρεώσεις δικτύου που αντιστοιχούν στην ενέργεια την οποία απορροφά από το δίκτυο ο αυτοπαραγωγός κάθε στιγμή που δεν καλύπτονται οι ανάγκες του από το Φ/Β, και ότι σε όλους τους υπολογισμούς προστέθηκε ΦΠΑ.

Για να υπολογίζεται κάθε φορά το σωστό τμήμα των χρεώσεων δικτύου (αλλά και αυτό των χρεώσεων ΕΤΜΕΑΡ στο σενάριο εφαρμογής της YA) που ο αυτοπαραγωγός αποφεύγει, είναι αναγκαίο να γνωρίζουμε τον λεγόμενο συντελεστή ταυτοχρονισμού, που ορίζεται ως ο λόγος της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ταυτόχρονα παραγόμενη από το Φ/Β ηλεκτρική ενέργεια προς τη συνολικά καταναλισκόμενη ενέργεια. Για τον σκοπό αυτό κανονικοποιήθηκε σε ετήσια μορφή το τυπικό οικιακό φορτίο ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 15 Σεπτεμβρίου έως 15 Δεκεμβρίου 2009 όπως αυτό δίνεται από το ΚΑΠΕ¹⁰⁴. Η κανονικοποίηση έγινε βάση του συνολικού φορτίου του συστήματος και της προσαρμογής της κατανάλωσης στα εξεταζόμενα ετήσια επίπεδα. Στο Σχήμα 6. 1 παρουσιάζεται η μέση ετήσια καμπύλη του φορτίου και της Φ/Β ισχύος από τα οποία προκύπτει ότι το ποσοστό της καταναλισκόμενης ενέργειας που ταυτοχρονίζεται με την παραγόμενη από το Φ/Β ηλεκτρική ενέργεια είναι περίπου 39%, τιμή που χρησιμοποιήθηκε ως δεδομένο εισόδου στους υπολογισμούς.



Σχήμα 6. 1. Μέσο ωριαίο - οικιακό φορτίο (4 MWh ενέργεια) και μέση ανά ώρα Φ/Β παραγωγή (2kW ισχύς)

Αρχικά πραγματοποιήθηκε συγκριτική οικονομική αξιολόγηση των δύο προαναφερθέντων σεναρίων για δύο ετήσιες οικιακές καταναλώσεις μια μικρή (4000 KWh) και μια μεγάλη (9045 KWh). Η ενεργειακή απόδοση του Φ/Β (KWh/KWp) που περιλαμβάνει όλες τις σχετικές

¹⁰⁴ ΚΑΠΕ. PEPESEC PROJECT, Energy planning for sustainable communities, «Indicative results of the electricity measuring campaign in the Municipality of Amaroussion (CRES)». http://www.cres.gr/pepesecc/apotelesmata_uk.html

απώλειες, λήφθηκε από το γεωγραφικό σύστημα για Φ/Β της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (PVGIS)¹⁰⁵ για την περιοχή της Αττικής, ενώ το μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης λήφθηκε από τρέχουσες τιμές της αγοράς στην Ελλάδα¹⁰⁶. Διευκρινίζεται ότι η ισχύς του Φ/Β επιλέγεται ώστε να καλύπτει την αντίστοιχη ετήσια κατανάλωση ενέργειας. Επίσης, στο κόστος εγκατάστασης συμπεριλήφθηκε το κόστος σύνδεσης, ενώ στους υπολογισμούς θεωρήθηκε και ετήσια μείωση της απόδοσης του Φ/Β¹⁰⁷. Τέλος, τα διάφορα συστατικά του αποφευγόμενου κόστους λήφθηκαν από τα τρέχοντα τιμολόγια της ΔΕΗ¹⁰⁸. Στον Πίνακα 6.1 παρουσιάζονται όλες οι αριθμητικές τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στους υπολογισμούς για τις δύο ετήσιες καταναλώσεις.

Πίνακας 6.1: Βασικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση του net metering

Ετήσια κατανάλωση (KWh)	4000	9045
Ενεργειακή απόδοση φωτοβολταϊκού (KWh/KWp)	1351	1351
Κόστος Φ/Β (€/kW) (με ΦΠΑ)	2030	1470
Κόστος σύνδεσης (€)	1000	1000
Μέση ετήσια πώση παραγωγικότητας (%)	0,5	0,5
Διάρκεια ζωής (έτη)	25	25
Δείκτης τιμών καταναλωτή (%)	2	2
Ετήσια αύξηση τιμής πώλησης (%)	2	2
Χρέωση ενέργειας ημέρας (€/kWh)	0,0946	0,10252
Χρέωση ενέργειας νύχτας (€/kWh)	0,0661	0,0661
Αναλογία ημερήσιας προς νυχτερινή κατανάλωση	2/1	2/1
Ρυθμιζόμενο κόστος δικτύου (€/KWh)	0,02703	0,02703
Χρεώσεις ΥΚΩ για κατανάλωση ημέρας (€/KWh)	0,00699	0,03987
Χρεώσεις ΥΚΩ για κατανάλωση νύχτας(€/KWh)	0,00889	0,00889
ΕΤΜΕΑΡ (€/KWh)	0,0263	0,0263
ΕΦΚ (€/KWh)	0,0022	0,0022
Λοιπές επιβαρύνσεις (€/KWh)	0,00046	0,00046
Ειδικό Τέλος 5% ν 2093/92 (€/KWh)	0,005	0,005

Στον Πίνακα 6.2 συνοψίζονται οι εσωτερικοί βαθμοί απόδοσης (IRR) καθώς και η χρονική διάρκεια που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης, ενώ στο Σχήμα 6.2 παρουσιάζονται οι χρηματοροές για τις δύο ετήσιες καταναλώσεις και για τα δύο σενάρια.

Πίνακας 6.2: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης για ετήσιες καταναλώσεις 4000 και 9045 KWh και για τα σενάρια net metering «YA» και «Εναλλακτικό σχέδιο»

Ετήσια Κατανάλωση (KWh)	Ισχύς Φ/Β (KW)	Σενάριο «YA»		Σενάριο «Εναλλακτικό Σχέδιο»	
		Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR
4000	3,1	15,38	4,04%	12,51	6,10%
9045	6,8	9,72	8,92%	6,84	13,83%

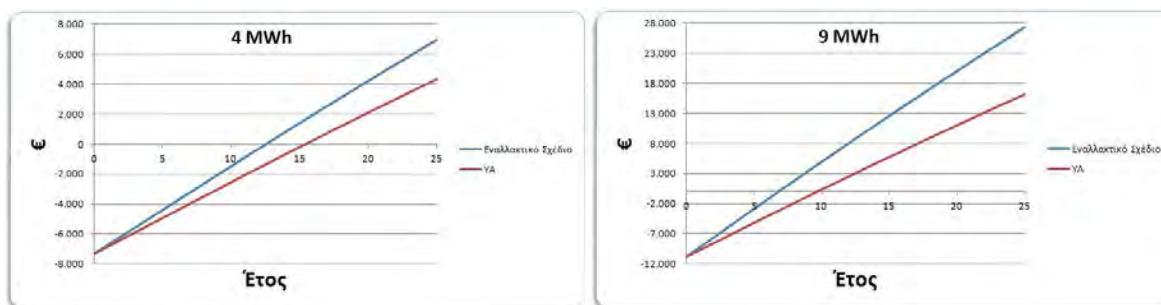
¹⁰⁵ Ιστοσελίδα Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

¹⁰⁶ Ιστοσελίδα προγράμματος EcoTopTen <http://www.ecotopten.gr/index.php?page=9-w>

¹⁰⁷ Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών. (2013, Νοέμβριος). «Προτάσεις για τη βέλτιστη εφαρμογή του net-metering».

http://helapco.gr/wp-content/uploads/HELAPCO_Net_Metering_25Nov2013.pdf

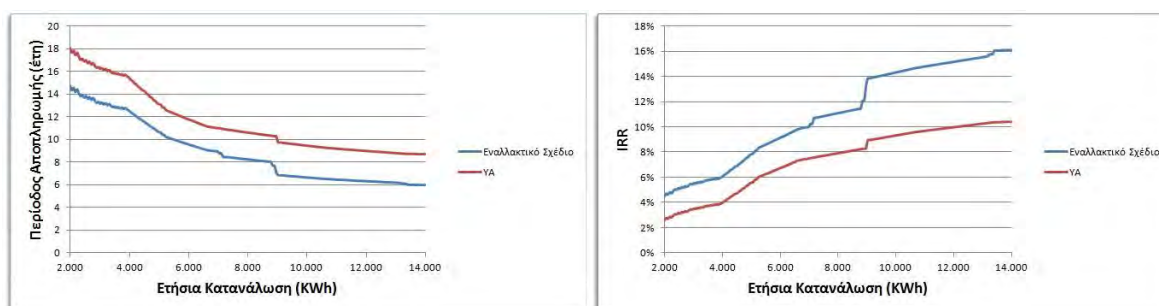
¹⁰⁸ ΔΕΗ ΑΕ. Οικιακά Τιμολόγια <http://www.dei.gr/el/eksupiretisi-pelatwn/oikiakoi-pelates/timologia>



Σχήμα 6.2. Αποφευγόμενο κόστος σε βάθος 25ετίας από τη αξιοποίηση του net metering με Φ/Β συστήματα που καλύπτουν ετήσιες καταναλώσεις 4 MWh (αριστερά) και 9 MWh (δεξιά)

Παρατηρείται ότι οι μεγάλες καταναλώσεις χαρακτηρίζονται από ταχύτερες αποσβέσεις και από μεγαλύτερες αποδόσεις καθώς το αποφευγόμενο κόστος είναι σημαντικότερο αλλά και το μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης σημαντικά μικρότερο. Η επίδραση της χρέωσης των ΥΚΩ και ακόμα και για την ενέργεια που παράγεται από το Φ/Β αλλά και του ΕΤΜΕΑΡ για το μη ταυτοχρονισμένο τμήμα της παραγόμενης από το Φ/Β ενέργειας, αποδεικνύεται σημαντική αφού αυξάνει τον χρόνο απόσβεσης κατά 2,9 χρόνια περίπου τόσο για τη μικρή και όσο και για τη μεγάλη ετήσια κατανάλωση, ενώ το οικονομικό όφελος για τον αυτοπαραγωγό στο τέλος της 25 ετούς σύμβασης είναι σημαντικά μεγαλύτερο στην περίπτωση του εναλλακτικού σχεδίου (€27.314 σύμφωνα με το «Εναλλακτικό Σχέδιο» vs €16.149 σύμφωνα με το σενάριο «YA» για ετήσια κατανάλωση 9MWh) .

Για πληρέστερη εικόνα της επίδρασης της ετήσιας κατανάλωσης στην οικονομική απόδοση του μηχανισμού net metering για τα δύο σενάρια, πραγματοποιήθηκαν υπολογισμοί για το εύρος 2.000-14.000 KWh. Το άνω όριο ετήσιας κατανάλωσης των 14.000 KWh για μια οικιακή εφαρμογή αντιστοιχεί σε ένα Φ/Β ισχύος 10 KW με απόδοση 1.400KWh/Kwp και μπορεί στην πράξη να προκύψει ως αποτέλεσμα εκτεταμένης χρήσης του ηλεκτρισμού για θέρμανση τους χειμερινούς μήνες ή/και μελλοντικά σε συνδυασμό με ηλεκτρικό όχημα. Χρησιμοποιήθηκαν οι ίδιες παράμετροι όπως και στον Πίνακα 6.1. Για τον υπολογισμό του κόστους εγκατάστασης για κάθε διαφορετική ισχύ που αντιστοιχεί στις διαφορετικές ετήσιες καταναλώσεις που εξετάστηκαν, χρησιμοποιήθηκε γραμμική παρεμβολή ανάμεσα σε τιμές της αγοράς για διαφορετικές τιμές ισχύος Φ/Β. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.3.



Σχήμα 6.3. Περίοδος αποπληρωμής (αριστερά) και IRR (δεξιά) ως συνάρτηση της ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας για τα σενάρια «YA» και «Εναλλακτικό σχέδιο»

Παρατηρείται ότι σε όλο το εύρος των ετήσιων καταναλώσεων, η εφαρμογή του net metering σύμφωνα με την YA οδηγεί σε πιο αργές αποσβέσεις κατά 2-3,4 χρόνια. Επίσης παρατηρείται άνοιγμα της «ψαλίδας» μεταξύ των δύο σεναρίων στον εσωτερικό βαθμό απόδοσης και στις μεγάλες ετήσιες καταναλώσεις (μεγαλύτερες από περίπου 9 MWh). Η συμπεριφορά αυτή κατά κύριο λόγο οφείλεται στο γεγονός ότι η συνεισφορά των χρεώσεων ΥΚΩ στο λογαριασμό της ηλεκτρικής ενέργειας στις μεγάλες ετήσιες καταναλώσεις μεγαλώνει καθώς αυτές βρίσκονται στις υψηλότερες κλίμακες. Επομένως η αποφυγή αυτών των χρεώσεων στο «Εναλλακτικό Σχέδιο» επηρεάζει περισσότερο το IRR σε αυτή την περιοχή των μεγάλων ετήσιων καταναλώσεων. Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι η χρέωση ΕΤΜΕΑΡ και ΥΚΩ μόνο για την ενέργεια που θα απορροφούν οι αυτοπαραγωγοί από το δίκτυο και όχι για αυτή που θα παράγουν από τον ήλιο, θα βελτιώσει καθοριστικά τα οικονομικά του net metering στην Ελλάδα.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η επίδραση της γεωγραφικής τοποθεσίας στα οικονομικά του net metering. Αξιοποιώντας τα δεδομένα του PVGIS¹⁰⁵ για τη μέση ενεργειακή απόδοση σε διαφορετικούς νομούς, στον Πίνακα 6.3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για περιοχές της Ελλάδας που χαρακτηρίζονται από σημαντικές διαφορές στην ηλιοφάνεια. Έτσι ένα Φ/Β σύστημα που καλύπτει τις ίδιες ενεργειακές ανάγκες αποπληρώνεται στη Δράμα 1,7 χρόνια αργότερα από ότι στα Δωδεκάνησα και εμφανίζει περίπου 2% μικρότερο IRR στην περίπτωση εφαρμογής του net metering μέσω της ΥΑ. Οι διαφορές αυτές οφείλονται στο γεγονός ότι σε περιοχές χαμηλότερης ηλιοφάνειας απαιτείται μεγαλύτερη ισχύς Φ/Β, η εγκατάσταση της οποίας επιπροσθέτως χαρακτηρίζεται και από υψηλότερο μοναδιαίο κόστος. Οι διαφορές στους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης γίνονται ακόμα μεγαλύτερες φτάνοντας το 2.5%, σύμφωνα με το «Εναλλακτικό Σχέδιο».

Πίνακας 6.3: Περίοδος αποπληρωμής και IRR για διαφορετικές περιοχές της Ελλάδας (ετήσια κατανάλωση 9045 KWh)

Νομός	Μέση απόδοση (KWh/KWp)	Ισχύς Φ/Β (KW)	Σενάριο «ΥΑ»		Σενάριο «Εναλλακτικό σχέδιο»	
			Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR
Δράμας	1108	8,3	11,22	7,24%	7,89	11,70%
Θεσσαλονίκης	1168	7,8	10,79	7,68%	7,58	12,26%
Κοζάνης	1238	7,4	10,35	8,17%	7,28	12,87%
Δωδεκανήσων	1390	6,6	9,52	9,18%	6,70	14,16%

Ένας σημαντικός παράγοντας αβεβαιότητας για την οικονομική αξιολόγηση του net metering είναι η εξέλιξη της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής¹⁰⁹ δεν αφήνουν αμφιβολία για το ότι η τιμή αυτή θα αυξηθεί, κυρίως λόγω της αναμενόμενης αύξησης των τιμών των ορυκτών καυσίμων, της αναμενόμενης αύξησης των τιμών CO₂ στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΕΔΕ), αλλά και εξαιτίας των επενδύσεων που απαιτούνται σε ενεργειακές υποδομές. Ειδικά στην Ελλάδα, τα έργα διασυνδέσεων των Κυκλάδων¹¹⁰ και της Κρήτης¹¹¹, καθώς και τα επιβεβλημένα έργα αναβάθμισης υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων έτσι ώστε αυτές να συμμορφώνονται με τα όρια εκπομπών αέριων ρύπων όπως αυτά προσδιορίζονται από την ευρωπαϊκή νομοθεσία (Οδηγία 2010/75/ΕΚ), αναμένεται να έχουν σημαντική αυξητική επίδραση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο. Σε αύξηση των οικιακών τιμολογίων οδηγούν εμμέσως και οι διευκολύνσεις που συστηματικά παρέχονται στους πελάτες μέσης και υψηλής τάσης. Είναι χαρακτηριστικό ότι το χρονικό διάστημα Ιούνιος 2013 – Μάιος 2014, το ΕΤΜΕΑΡ στη χαμηλή τάση για οικιακή χρήση αυξήθηκε κατά 176% ενώ την ίδια περίοδο το ΕΤΜΕΑΡ στη μέση και υψηλή τάση μειώθηκε κατά 70% και 37 % αντίστοιχα¹¹².

Για μια προκαταρκτική εκτίμηση αυτής της επίδρασης στα οικονομικά του net metering, στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζονται τα σχετικά αποτελέσματα για διαφορετικούς ρυθμούς αύξησης της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας και για την ίδια ετήσια κατανάλωση. Τα υπόλοιπα μεγέθη διατηρούνται όπως ακριβώς στον Πίνακα 6.1. Παρατηρούμε ότι η επίδραση της ετήσιας αύξησης της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική και στα 2 σενάρια εφαρμογής του net

¹⁰⁹ Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2014, 17 Μαρτίου). «Energy prices and costs report, *Accompanying the document, «COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS»: Energy prices and costs in Europe»*. http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_swd_prices.pdf

¹¹⁰ Δελτίο Τύπου, ΑΔΜΗΕ ΑΕ. (2014, 10 Σεπτεμβρίου). «Υπογραφή συμβάσεων για την ηλεκτρική διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα.». www.admie.gr/anakoynoseis/deltia-typon/deltia-typon/article/1581/

¹¹¹ ΡΑΕ. (2011, Απρίλιος). «Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης-Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα: Εκτενής Περίληψη» http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/study/MELETI_DIASYNDESIS_TIS_KRITIS_EKTENIS_P_ERILIPSI.pdf

¹¹² WWF Ελλάς. (2014, Σεπτέμβριος). «Δεσμεύσεις για εφαρμογή – Η περιβαλλοντική νομοθεσία στην Ελλάδα». Ετήσια Έκθεση. <http://wwf.gr/images/pdfs/WWF-NOMOreport-2014-FINAL.pdf>

metering. Στην περίπτωση της εφαρμογής της ΥΑ, 5% αύξηση επισπεύδει την απόσβεση κατά 2 χρόνια περίπου σε σύγκριση με μια μικρή αύξηση της τάξης του 1%. Στην περίπτωση που ο αυτοπαραγωγός δεν αναγκαστεί να πληρώνει ΥΚΩ και ΕΤΜΕΑΡ σε όλη την κατανάλωσή του, 5% αύξηση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά την επένδυσή του σε Φ/Β πιο αποδοτική κατά 4,5 ποσοστιαίες μονάδες σε σύγκριση με αύξηση 1%, ενώ η περίοδος αποπληρωμής μειώνεται κατά 1 περίπου χρόνο.

Πίνακας 6.4: Επίδραση της % ετήσιας αύξησης της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για ετήσια κατανάλωση 9045 KWh

% Ετήσια αύξηση τιμής πώλησης	Σενάριο «ΥΑ»		Σενάριο «Εναλλακτικό Σχέδιο»	
	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR
1%	10,28	7,85%	7,12	12,72%
2%	9,72	8,92%	6,84	13,83%
3%	9,24	9,99%	6,59	14,95%
4%	8,81	11,06%	6,36	16,06%
5%	8,44	12,13%	6,15	17,18%

Σημειώνεται ότι τα συγκριτικά αποτελέσματα των δύο σεναρίων εφαρμογής του net metering που παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.4 αναμένεται να εμφανίσουν σημαντικές διαφορές στην περίπτωση που η ποσοστιαία αύξηση της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας εφαρμοστεί μόνο σε συγκεκριμένες κατηγορίες χρεώσεων όπως αυτές των ΥΚΩ ή του ΕΤΜΕΑΡ. Οι χρεώσεις ΥΚΩ έχουν παραμείνει σταθερές τα τελευταία χρόνια αλλά αναμένεται να αυξηθούν το αμέσως επόμενο διάστημα για να καλύψουν το έλλειμμα του σχετικού λογαριασμού λόγω του αυξημένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο για το 2012 και 2013¹¹³. Οι δε χρεώσεις ΕΤΜΕΑΡ έχουν γνωρίσει εντυπωσιακές αυξήσεις τα τελευταία χρόνια. Μόνο το χρονικό διάστημα Ιουνίου 2013 - Μαΐου 2014, η αύξηση του ΕΤΜΕΑΡ για οικιακή χρήση στη χαμηλή τάση ήταν 176%¹¹².

Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι οι προοπτικές ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών μικρής κλίμακας μέσω της εφαρμογής του μηχανισμού net metering στην Ελλάδα είναι εξαιρετικές. Θα μπορούσαν μάλιστα να βελτιωθούν περαιτέρω αν η υπουργική απόφαση αλλάξει στο μέλλον προς την κατεύθυνση του «Εναλλακτικού Σχεδίου». Είναι επίσης ιδιαίτερα σημαντικό το γεγονός ότι αυτές η διαφαινόμενη ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών μικρής κλίμακας, δεν θα επιβαρύνει τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ καθώς το net metering διαφέρει δραστικά από το σύστημα των εγγραμμένων τιμών.

6.3. Οικονομική αξιολόγηση φωτοβολταϊκών με σύστημα αποθήκευσης μπαταριών

Όπως φαίνεται από τα παραπάνω αποτελέσματα οι προοπτικές που προσφέρει το net metering για την ανάπτυξη μικρών φωτοβολταϊκών για την κάλυψη των οικιακών αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια είναι εξαιρετικές, ειδικά αν στο μέλλον η πρόσφατη Υπουργική Απόφαση βελτιωθεί προς την κατεύθυνση του «Εναλλακτικού Σχεδίου». Παρόλα αυτά, για την εφαρμογή του μηχανισμού αυτού, ο αυτοπαραγωγός πρέπει να παραμένει συνδεδεμένος με το δίκτυο καθώς η ενέργεια από το Φ/Β δεν παράγεται ταυτόχρονα με αυτήν που καταναλώνεται. Επίσης, σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση, ο αυτοπαραγωγός θα πληρώνει ΥΚΩ σε ολόκληρη την ενέργεια που καταναλώνει, ενώ θα χρεώνεται για τις υπηρεσίες δικτύου και για το ΕΤΜΕΑΡ ανάλογα με την ενέργεια που θα απορροφά από το δίκτυο, χωρίς τον ετήσιο συμψηφισμό. Η αβεβαιότητα που σχετίζεται με την εξέλιξη των τιμών αυτών των χρεώσεων αλλά και των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας γενικότερα, μπορεί να ξεπεραστεί με τη χρήση πλήρως αυτόνομων συστημάτων. Τέτοια συστήματα αποτελούνται από συνδυασμό Φ/Β με συστοιχία μπαταριών, οι οποίες αποθηκεύουν την περίσσεια ενέργειας όταν αυτή δεν καταναλώνεται και την αποδίδουν τις ώρες της ημέρας που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια.

¹¹³ Απόφαση ΡΑΕ. «Έγκριση του ανταλλάγματος για την κάλυψη των δαπανών παροχής υπηρεσιών κοινής ωφελείας (ΥΚΩ) για τη έτη 2012 και 2013». http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/actions/decision/2014/2014_A0356?p=files&i=0

Τα βασικά χαρακτηριστικά των μπαταριών είναι η τάση τους, η χωρητικότητα, ο βαθμός απόδοσης, το βάθος εκφόρτισης και οι κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης. Η χωρητικότητα (σε Ah) πολλαπλασιαζόμενη με την τάση (V) δίνει την αποθηκευμένη ενέργεια σε Wh ενώ ο βαθμός απόδοσης καθορίζει τις απώλειες ενέργειας σε κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης. Για λόγους επιμήκυνσης της διάρκειας ζωής των μπαταριών ποτέ δεν λαμβάνεται το 100% της αποθηκευμένης ενέργειας αλλά ποσοστό της, δηλαδή η μπαταρία εκφορτίζεται μόνο ως ένα συγκεκριμένο βάθος (βάθος εκφόρτισης). Οι κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης σε συνδυασμό με το βάθος εκφόρτισης στο οποίο λειτουργεί η μπαταρία καθορίζουν την αναμενόμενη διάρκεια ζωής της, τον χρόνο δηλαδή που μεσολαβεί έως ότου η πραγματική χωρητικότητά της απομειωθεί στο 80% της ονομαστικής της τιμής. Έτσι μία μπαταρία που υφίσταται βαθιές εκφορτίσεις έχει σημαντικά χαμηλότερη διάρκεια ζωής σε σχέση με την ίδια μπαταρία αν αυτή επιλεγεί να λειτουργήσει σε χαμηλότερο βάθος εκφόρτισης.

Ως τώρα τα αυτόνομα συστήματα χρησιμοποιούνται σχεδόν αποκλειστικά για την κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας σε περιοχές όπου δεν υπάρχει δίκτυο. Οι επαναφορτιζόμενες μπαταρίες που συνήθως συνδυάζονται με Φ/Β είναι μολύβδου-θειϊκού οξέος ανοικτού ή κλειστού τύπου (GEL, AGM, VRLA). Παρά το γεγονός ότι σήμερα οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος είναι φθηνότερες, οι μεγαλύτερες προσδοκίες προέρχονται από την τεχνολογία μπαταριών ιόντων λιθίου, καθώς εμφανίζουν συγκριτικά με τις μολύβδου-οξέος μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα, μικρότερες απώλειες σε κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης, χαμηλότερο κόστος συντήρησης, περισσότερους κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης για μεγαλύτερα βάθη εκφόρτισης οπότε και χαρακτηρίζονται από σημαντικά μεγαλύτερη διάρκεια ζωής¹¹⁴. Έτσι η χρήση μπαταριών ιόντων λιθίου τόσο σε συστήματα αυτοπαραγωγής με Φ/Β όσο και στην ηλεκτροκίνηση προβλέπεται να παρουσιάσει σημαντική άνοδο την επόμενη δεκαετία, η οποία σε συνδυασμό με την τεχνολογική πρόοδο αναμένεται να οδηγήσει σε πολύ μεγάλη μείωση του κόστους τους. Σύμφωνα με την πρόσφατη έκθεση της UBS¹¹⁵, το σημερινό μοναδιαίο κόστος μπαταριών ιόντων λιθίου προβλέπεται να μειωθεί από 360\$/KWh, σε 200 \$/KWh το 2020 και σε 100\$/KWh το 2025. Πιο αργή εξέλιξη αυτής της μείωσης προβλέπει η ανάλυση του RMI¹¹⁶ ειδικά για αυτόνομα συστήματα φωτοβολταϊκών με μπαταρίες (stationary applications) η οποία χρησιμοποίησε δεδομένα από 3 πηγές (Bloomberg New Energy Finance, Navigant Research και US Energy Information Administration) και έδειξε μειώσεις από περίπου 600\$/KWh σήμερα σε τιμές γύρω στα 200 \$/KWh το 2035. Οι τιμές αυτές αποτελούν μέσο όρο των εκτιμήσεων που βασίζονται στα δεδομένα των 3 πηγών. Σημειώνεται ότι τα δεδομένα από δύο από αυτές τις πηγές οδηγούν σε εκτιμήσεις ακόμα χαμηλότερες έως και τα 100 \$/KWh σε βάθος χρόνου.

Σύμφωνα με την ανάλυση του επενδυτικού ομίλου Morgan Stanley¹¹⁷, η πορεία των καταναλωτών προς τη χρήση αυτόνομων συστημάτων, θα εξελιχθεί σταδιακά. Στο πρώτο στάδιο, οι καταναλωτές παραμένουν συνδεδεμένοι στο κεντρικό δίκτυο το οποίο χρησιμοποιούν για την διοχέτευση της περίσσειας παραγόμενης ενέργειας, κατά τις ώρες έντονης ηλιοφάνειας, και την άντληση ενέργειας κατά τις βραδινές ώρες. Στο αμέσως επόμενο στάδιο, ο καταναλωτής χρησιμοποιεί το κεντρικό δίκτυο μόνο σε έκτακτες, επείγουσες περιστάσεις- τις υπόλοιπες ώρες αξιοποιεί μέσα αποθήκευσης. Όσο οι υπηρεσίες «έκτακτης ανάγκης» ακριβαίνουν, τόσο περισσότεροι καταναλωτές θα περάσουν στο επόμενο στάδιο, της πλήρους ανεξαρτητοποίησης από το δίκτυο. Ενώ το πρώτο στάδιο μπορεί να θεωρηθεί αντίστοιχο του net metering χωρίς αποθήκευση ενέργειας, τα επόμενα δύο αντιστοιχούν σε συνδυασμούς Φ/Β με μπαταρίες.

Με στόχο λοιπόν να προσομοιωθούν και τα δύο τελευταία στάδια της ανάλυσης της Morgan Stanley, για την οικονομική αξιολόγηση συστημάτων Φ/Β με μπαταρίες εξετάστηκαν δύο σενάρια. Στο πρώτο σενάριο («YA») το σύστημα Φ/Β-μπαταρία θεωρείται ότι είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο και υπάγεται στο θεσμικό καθεστώς του net metering σύμφωνα με την πρόσφατη

¹¹⁴ Suratsawadee A. et al. (2014). «Comparison the economic analysis of the battery between lithium-ion and lead-acid in PV stand-alone application», Energy Procedia 56 352 – 358

¹¹⁵ UBS. (2014, Αύγουστος). «Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system?» <http://knowledge.neri.org.nz/assets/uploads/files/270ac-d1VotO4LmKMZuB3.pdf>

¹¹⁶ Rocky Mountain Institute. (Φεβρουάριος, 2014). «The Economics of Grid Defection».

¹¹⁷ Forbes. (2014, 25 Φεβρουαρίου). «Morgan Stanley's Bull Case For Tesla Goes Past Hot Cars».

<http://www.forbes.com/sites/samanthasharf/2014/02/25/morgan-stanleys-bull-case-for-tesla-goes-past-hot-cars/>

Υπουργική Απόφαση. Έτσι ο αυτοπαραγωγός πληρώνει και πάλι ΥΚΩ σε ολόκληρη την κατανάλωσή του, ενώ πληρώνει ΕΤΜΕΑΡ πάνω στο ποσό της ενέργειας που απορροφά από το δίκτυο (μειωμένο σε σχέση με το net metering λόγω της παρουσίας της μπαταρίας). Στο δεύτερο σενάριο («Εναλλακτικό Σχέδιο»), προσομοιώνεται ένα πλήρως αυτόνομο, μη διασυνδεδεμένο σύστημα, οπότε στο αποφευγόμενο κόστος συμπεριλαμβάνονται εξ'ολοκλήρου οι χρεώσεις ΥΚΩ και ΕΤΜΕΑΡ, ενώ εξαιτίας της έλλειψης σύνδεσης αποφεύγεται και το κόστος των παγίων όπως και το αρχικό κόστος σύνδεσης.

Η χωρητικότητα της μπαταρίας επιλέγεται ώστε να είναι σε θέση να καλύψει τις μέσες ημερήσιες ανάγκες για συγκεκριμένο αριθμό ημερών (ημέρες αυτονομίας), να λειτουργεί σε δεδομένο βάθος εκφόρτισης (ως ποσοστό της ονομαστικής της χωρητικότητας), και με ένα συγκεκριμένο βαθμό απόδοσης της διαδικασίας φόρτισης-εκφόρτισης. Οι αριθμητικές τιμές για τα τρία παραπάνω μεγέθη και για το μοναδιαίο κόστος μπαταρίας, που επιλέχθηκαν για τους βασικούς υπολογισμούς παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.5. Οι υπόλοιπες αριθμητικές τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στους βασικούς υπολογισμούς διατηρήθηκαν οι ίδιες όπως στον Πίνακα 6.1, έτσι ώστε να είναι εφικτή η σύγκριση με την περίπτωση του net metering. Σημειώνεται επίσης ότι οι απώλειες ενέργειας σε κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας μεγαλώνουν και την ισχύ του αντίστοιχου Φ/Β που απαιτείται για να καλύψει μια συγκεκριμένη ετήσια κατανάλωση. Ειδικότερα, έστω ότι οι ενεργειακές ανάγκες ενός σπιτιού μπορούν να καλυφθούν με ένα Φ/Β χωρίς μπαταρία ισχύος A εφαρμόζοντας τον μηχανισμό του net metering. Τότε αν επιχειρηθεί οι ίδιες αυτές ανάγκες να καλυφθούν από ένα Φ/Β με μπαταρία βαθμού απόδοσης ϵ ($\epsilon < 1$), η απαιτούμενη ισχύς του Φ/Β θα είναι A/ϵ . Τέλος, σύμφωνα με τις παραδοχές της ανάλυσης του RMI¹¹⁶, θεωρήθηκε ότι απαιτείται αντικατάσταση της μπαταρίας μετά από 15 χρόνια με μοναδιαίο κόστος που προκύπτει από την ίδια ανάλυση.

Πίνακας 6.5: Τιμές ανάλυσης Φ/Β με μπαταρία

Ημέρες αυτονομίας	2
Βάθος Εκφόρτισης (% ονομαστικής χωρητικότητας) ¹¹⁶	80%
Βαθμός Απόδοσης Μπαταρίας ¹¹⁶	90%
Μοναδιαίο Κόστος (\$/KWh) ^{114,116}	600
Ισοτιμία €/€	0,75

Στον Πίνακα 6.6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για τις δύο ετήσιες καταναλώσεις των 4000 KWh και 9045 KWh. Τόσο στις μικρές όσο και στις μεγάλες ετήσιες καταναλώσεις η εφαρμογή της Υπουργικής Απόφασης οδηγεί σε αρνητικούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης. Η συμπεριφορά αυτή γίνεται κατανοητή αν συγκρίνει κανείς την περίπτωση του συστήματος με μπαταρία και αυτού χωρίς όταν και τα δύο υπάγονται στο καθεστώς της ΥΑ, όπου δεν αποφεύγονται χρεώσεις ΥΚΩ. Το όφελος του συστήματος με μπαταρία έγκειται μόνο στην εξ'ολοκλήρου αποφυγή των ρυθμιζόμενων χρεώσεων δικτύου και ΕΤΜΕΑΡ σε αντίθεση με την περίπτωση του συστήματος χωρίς μπαταρία όπου αποφεύγεται μόνο ένα τμήμα τους. Από την άλλη μεριά το σύστημα με μπαταρία επιβαρύνεται επιπλέον με το υψηλό κόστος της μπαταρίας όπως επίσης και με το κόστος εγκατάστασης της επιπρόσθετης ισχύος Φ/Β που απαιτείται για να αντισταθμίσει τις απώλειες ενέργειας στην μπαταρία. Στην περίπτωση του αυτόνομου συστήματος («Εναλλακτικό Σχέδιο») η οικονομική αξιολόγηση είναι θετικότερη από την περίπτωση που το σύστημα είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο αλλά και πάλι το υψηλό αρχικό κόστος της μπαταρίας καθιστά την επιλογή μη οικονομικά βιώσιμη. Πρακτικά λοιπόν, με σημερινές τιμές μπαταριών ιόντων λιθίου τα αυτόνομα συστήματα δεν είναι ανταγωνιστικά σε σύγκριση με την ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου.

Πίνακας 6.6: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης για ετήσιες καταναλώσεις 4000 και 9045 KWh για τα σενάρια «ΥΑ» και «Εναλλακτικό σχέδιο» Φ/Β συστήματος με μπαταρία

Ετήσια κατανάλωση (KWh)	Ισχύς Φ/Β (KW)	Σενάριο «ΥΑ»		Σενάριο «Εναλλακτικό σχέδιο»	
		Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR
4000	3,4	>25	-4,17%	>25	-3,57%

9045	7,5	>25	-3.34%	>25	-1.90%
------	-----	-----	--------	-----	--------

Ο πιο καθοριστικός παράγοντας στην οικονομική αξιολόγηση ενός συστήματος Φ/Β με μπαταρία είναι το μοναδιαίο κόστος της μπαταρίας. Το μοναδιαίο κόστος των μπαταριών ιόντων λιθίου εμφανίζει ένα σημαντικό εύρος τιμών τόσο αυτή τη στιγμή όσο ιδιαίτερα στις προβλέψεις για την εξέλιξη του σε βάθος χρόνου^{115,116}. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για διαφορετικές τιμές του μοναδιαίου κόστους μπαταρίας παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.7 για ετήσια κατανάλωση 9045 KWh.

Πίνακας 6.7. Επίδραση του μοναδιαίου κόστους μπαταρίας για ετήσια κατανάλωση 9045KWh

Μοναδιαίο κόστος μπαταρίας (\$/KWh)	Σενάριο «ΥΑ»		Σενάριο «Εναλλακτικό Σχέδιο»	
	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR
500	>25	-2,70%	>25	-1,20%
400	>25	-1,97%	>25	-0,40%
300	>25	-1,13%	23,32	0,54%
200	22,94	0,67%	18,30	2,56%
100	15,61	4,00%	12,26	6,44%

Υπολογίστηκε ότι για μπαταρίες φθηνότερες από περίπου 350\$/KWh ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης γίνεται οριακά θετικός στο πλήρως αυτόνομο σύστημα. Για 200 \$/KWh (πρόβλεψη της UBS για το 2020 και μέσος όρος προβλέψεων ανάλυσης RMI για το 2030) η απόσβεση πραγματοποιείται σε περίπου 18 χρόνια με IRR 2,56% ενώ για 100\$/KWh, η περίοδος αποπληρωμής μειώνεται στα 12,3 χρόνια (IRR 6,44%).

Καθώς οι χαμηλότερες τιμές μοναδιαίου κόστους μπαταρίας αναμένεται να συνοδευτούν και από χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης και για τα φωτοβολταϊκά, έχει νόημα η εξέταση τέτοιων σεναρίων. Στον Πίνακα 6.8 φαίνονται τα αποτελέσματα υπολογισμών για διαφορετικές τιμές του μοναδιαίου κόστους του Φ/Β και για χαμηλό μοναδιαίο κόστος μπαταρίας. Ο συνδυασμός του χαμηλού μοναδιαίου κόστους μπαταρίας αλλά και του Φ/Β μπορεί να αποσβέσει πλήρως αυτόνομα συστήματα ακόμα και σε λιγότερο από 10 χρόνια με αποτέλεσμα ο αυτοπαραγωγός να έχει δωρεάν ηλεκτρική ενέργεια για περίπου 15 χρόνια, καθιστώντας αυτά τα συστήματα πολύ ελκυστικά σε σύγκριση με την ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου. Προφανώς η σύγκριση αυτή γίνεται ακόμα ελκυστικότερη αν η αύξηση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από 2% το χρόνο (βλ. αντίστοιχα αποτελέσματα Πίνακα 6.4 για net metering)

Πίνακας 6.8: Επίδραση του κόστους του Φ/Β για μοναδιαίο κόστος μπαταρίας 100\$/KWh και ετήσια κατανάλωση 9045 KWh

Μοναδιαίο κόστος ΦΒ (€/KW)	Σενάριο «ΥΑ»		Σενάριο «Εναλλακτικό σχέδιο»	
	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR	Περίοδος αποπληρωμής (έτη)	IRR
1420	15,61	4,00%	12,26	6,44%
1000	13,36	5,54%	10,41	8,29%
800	12,30	6,41%	9,53	9,37%

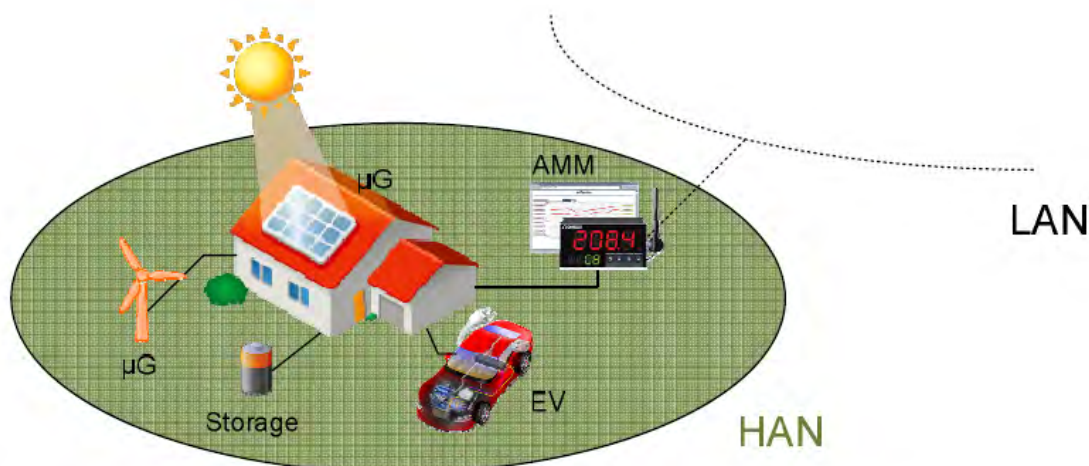
Τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης είναι ακόμα ευνοϊκότερα σε περιοχές με μεγαλύτερη ηλιοφάνεια (αντίστοιχα με Πίνακα 6.3), ή όταν η μπαταρία είναι σε θέση να λειτουργεί σε μεγαλύτερα βάθη εκφόρτισης για την ίδια διάρκεια ζωής, καθώς αυτό επιτρέπει τη χρήση μπαταρίας μικρότερης χωρητικότητας. Επίσης, σημαντική βελτίωση επιφέρει και η αύξηση του βαθμού απόδοσης της μπαταρίας καθώς όχι μόνο μειώνει την απαιτούμενη χωρητικότητα της μπαταρίας αλλά και την απαιτούμενη ισχύ του Φ/Β.

Σε κάθε περίπτωση, οι παράγοντες που καθιστούν σήμερα μη ελκυστικά τα συστήματα Φ/Β με μπαταρίες θα εξαλειφθούν πιθανότατα μέσα στα επόμενα 10-15 χρόνια. Η πτώση του κόστους αγοράς των μπαταριών και η μείωση του κόστους εγκατάστασης των Φ/Β, σε συνδυασμό με την αναμενόμενη αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε οικιακό επίπεδο και την αύξηση

των τιμών ενέργειας θα καταστήσουν τα αυτόνομα συστήματα ευθέως ανταγωνιστικά με την κεντρικά παραγόμενη ενέργεια και στη χώρα μας. Σύμφωνα μάλιστα με πολλούς αναλυτές το μέλλον βρίσκεται σε «υβριδικές» λύσεις όπου ο αυτοπαραγωγός θα αποθηκεύει μέρος της παραγόμενης ενέργειας σε μπαταρίες αλλά θα εξακολουθεί να παραμένει συνδεδεμένος και με το δίκτυο. Ένα τέτοιο σύστημα θα προσφέρει υπηρεσίες αποθήκευσης στο δίκτυο συμβάλλοντας στην ευστάθειά του, ενώ ταυτόχρονα θα επιτρέπει τη χρήση μπαταριών μικρότερης χωρητικότητας από τον αυτοπαραγωγό καθώς θα υπάρχει και η εναλλακτική λύση του δικτύου.

7. ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΟΚΙΝΗΣΗΣ

Όπως αναλύθηκε παραπάνω, το μεγαλύτερο μειονέκτημά των Φ/Β είναι η μη απόλυτα ελεγχόμενη και διακοπτόμενη παραγωγή τους, πράγμα που μπορεί να αντιμετωπιστεί συνδυάζοντάς τα με μπαταρίες. Εκτός όμως από τα stand-alone συστήματα Φ/Β με μπαταρίες υπάρχει και η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας στις μπαταρίες ηλεκτρικών οχημάτων προσφέροντας έτσι την επιπλέον δυνατότητα έμμεσης χρήσης της ηλιακής ενέργειας στον τομέα των μεταφορών. Σύμφωνα με την πρόσφατη μελέτη της UBS¹¹⁵ ο συνδυασμός των Φ/Β με μπαταρίες με τα ηλεκτρικά οχήματα (Η/Ο) θα μπορούσε να δώσει ώθηση και στις τρεις αυτές τεχνολογίες.



Σχήμα 7.1. Ηλεκτρικά οχήματα και ΑΠΕ

Ένας τέτοιο σύστημα αποτελεί, σύμφωνα με τη μελέτη, μια οικονομικά βιώσιμη επένδυση ακόμα και με τα σημερινά δεδομένα σε διάφορα μέρη του κόσμου, με δυναμική περαιτέρω βελτίωσης λόγω της αναμενόμενης μείωσης του κόστους και των τριών τεχνολογιών. Η φόρτιση των Η/Ο κατά τη διάρκεια της νύχτας από το πλεόνασμα των μπαταριών θα μπορούσε να εξομαλύνει την ημερήσια καμπύλη φορτίου. Οι μπαταρίες εξάλλου θα μπορούσαν να αποθηκεύουν την πλεονάζουσα ενέργεια από Φ/Β κατά τη διάρκεια της ημέρας και να την απελευθερώνουν τις απογευματινές ώρες. Η ενέργεια που υπολείπεται για να καλυφθεί η ζήτηση μπορεί να προέλθει από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της νύχτας ή τις πρώτες πρωινές ώρες, οπότε και οι τιμές ηλεκτρισμού στην αγορά είναι χαμηλές και υπάρχει περίσσεια ενέργειας στο σύστημα¹¹⁵.

Με αρχή τη βασική ιδέα του συνδυασμού διάφορων τεχνολογιών με σκοπό την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, στο μέρος αυτό της έκθεσης γίνεται μια συνοπτική παρουσίαση των δυνατοτήτων της ηλεκτροκίνησης καθώς και της επίδρασης που μπορεί να έχει η γενική υιοθέτηση της στις εκπομπές αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου και στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

7.1. Υφιστάμενη κατάσταση και διεθνής εμπειρία

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα του κλάδου των οδικών μεταφορών αντιπροσώπευαν το 16% των συνολικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα της Ελλάδας για το έτος 2012 και αντιστοιχούσαν στο 86% των εκπομπών του κλάδου των μεταφορών. Σε σχέση δε με τα επίπεδα του 1990 παρουσίασαν αύξηση της τάξης του 16%¹¹⁸. Ως εκ τούτου γίνεται φανερό ότι οι δεσμεύσεις που έχει αναλάβει η χώρα για μείωση των εκπομπών σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Κιότο και τους δεσμευτικούς στόχους της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το 2020 καθιστούν απαραίτητη τη λήψη μέτρων για μείωση των εκπομπών και στον κλάδο των μεταφορών. Σύμφωνα με τους στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) η Ελλάδα καλείται έως το 2020 να

¹¹⁸ ΥΠΕΚΑ. (2014). Emissions inventory – Annual inventory submission of Greece under the convention and the Kyoto Protocol for greenhouse and other gases for the years 1990-2012

μειώσει τις εκπομπές CO₂ κατά 4% σε σχέση με το 2005, ενώ σύντομα αναμένεται να ανακοινωθούν στόχοι και για το 2030. Ταυτόχρονα, σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ ο στόχος του μεριδίου ΑΠΕ στο σύνολο της κατανάλωσης του τομέα των μεταφορών για το 2020 έχει οριστεί στο 10%. Από στοιχεία της EUROSTAT στο τέλος του 2012 το μερίδιο αυτό υπολογίστηκε σε 1,1% για την Ελλάδα και σε 5,8% για την ΕΕ των 28 Κρατών Μελών.

Η κατανάλωση του κλάδου των μεταφορών αντιστοιχούσε το 2012 σε 6.380 κτοε δηλαδή στο 37% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και στο 23% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της χώρας. Επίσης σύμφωνα με έκθεση του ΥΠΕΚΑ¹¹⁹ τα μέτρα πολιτικής που στοχεύουν στην εξοικονόμηση ενέργειας στον κλάδο των μεταφορών αλλά και πιο συγκεκριμένα των οδικών μεταφορών, περιλαμβάνουν:

- Αντικατάσταση έως το 2020 10.000 παλαιών ελαφριών φορτηγών δημοσίου και ιδιωτικού τομέα με υπολογιζόμενη εξοικονόμηση τελικής ενέργειας 11,3κτοε.
- Αντικατάσταση έως το 2015 50.000 παλαιών επιβατικών οχημάτων ιδιωτικού τομέα με υπολογιζόμενη εξοικονόμηση τελικής ενέργειας 22,7κτοε.
- Υγραεριοκίνηση έως το 2020 10.000 επιβατικών οχημάτων ιδιωτικού τομέα με υπολογιζόμενη εξοικονόμηση τελικής ενέργειας 9,9κτοε.
- Ανάπτυξη έως το 2020 του μετρό Θεσσαλονίκης με υπολογιζόμενη εξοικονόμηση τελικής ενέργειας 21,4 κτοε.
- Επέκταση έως το 2020 του μετρό Αθήνας με υπολογιζόμενη εξοικονόμηση τελικής ενέργειας 29,34 κτοε.

Οι βασικές δυνατότητες για μείωση των εκπομπών στις οδικές μεταφορές συνολτικά είναι:

- ✓ Η βελτίωση της αποδοτικότητας των οχημάτων,
- ✓ Η χρήση εναλλακτικών καυσίμων,
- ✓ Η χρήση οχημάτων νέας τεχνολογίας όπως υβριδικά ή ηλεκτρικά οχήματα με μπαταρία,
- ✓ Η μεταβολή των συνθηκών των πολιτών (χρήση ΜΜΜ, ποδήλατο, περπάτημα κτλ),
- ✓ Η βελτίωση της οργάνωσης εφοδιαστικής αλυσίδας.

Η μείωση των εκπομπών στις μεταφορές μεσοπρόθεσμα μπορεί να επιτευχθεί κυρίως με βελτίωση της απόδοσης των συμβατικών οχημάτων. Η ΕΕ έχει εξαγγείλει πλήθος πολιτικών προς αυτήν την κατεύθυνση που περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων αυστηρούς κανόνες για τα επίπεδα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των καινούριων αυτοκινήτων για το 2020 στα 95 gr CO₂/km από τα 130 grCO₂/km που ισχύει σήμερα. Εντούτοις, η μέγιστη μείωση των εκπομπών που μπορεί να επιτευχθεί με βελτίωση της τεχνολογίας των συμβατικών οχημάτων εκτιμάται στο 30-35%¹²⁰.

Ταυτόχρονα προωθείται η χρήση εναλλακτικών καυσίμων. Ήδη από το 2000 στην ΕΕ παρατηρείται στροφή προς το ντίζελ και σταδιακή υιοθέτηση νέων καυσίμων όπως υδροποιημένο αέριο (LPG), φυσικό αέριο, ηλεκτρισμός, υδρογόνο αλλά και μίγμα καυσίμων όπως βενζίνη-βιοεθάνολη, πετρέλαιο-LPG, βενζίνη-φυσικό αέριο¹²¹. Τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα κάθε τύπου καυσίμου βάσει κριτηρίων όπως η ενεργειακή πυκνότητα, η μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, η ποιότητα του αέρα καθώς και άλλα παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί¹²².

Πίνακας 7.1: Σύγκριση εναλλακτικών καυσίμων βάσει κριτηρίων¹²²

¹¹⁹ ΥΠΕΚΑ. (2013, Δεκέμβριος). «ΕΚΘΕΣΗ, ΒΑΣΕΙ ΤΟΥ ΑΡΘΡΟΥ 7, ΠΑΡΑΓΡΑΦΟΣ 9 ΤΗΣ ΟΔΗΓΙΑΣ 2012/27/ΕΕ, ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ, ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΣΗ, ΤΗΝ ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΟΔΗΓΙΩΝ 2009/125/ΕΚ ΚΑΙ 2010/30 /ΕΕ ΚΑΙ ΤΗΝ ΚΑΤΑΡΤΗΣΗ ΤΩΝ ΟΔΗΓΙΩΝ 2004/8/ΕΚ ΚΑΙ 2006/32/ΕΚ». http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/article7_el_greece.pdf

¹²⁰ ΥΠΕΚΑ. (2012, Ιανουάριος). «Διερεύνηση τρόπων ανάπτυξης και διείσδυσης των ηλεκτροκίνητων οχημάτων στην Ελλάδα». <http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/downloads/2012/01/texniki-ekthesi.pdf>

¹²¹ Nanaki E., Koroneos C. (2013). «Comparative economic and environmental analysis of conventional, hybrid and electric vehicles-the case study of Greece». Elsevier Journal of Cleaner Production 53 (2013) 261-266

¹²² Kay D., Hill N., Newman D. (2013). «Powering ahead – The future of low carbon cars and fuels». Ricardo – AEA

Καύσιμο	Ενεργειακή πυκνότητα	Αποφυγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου	Ποιότητα αέρα	Υποδομές	Διαθεσιμότητα (τρέχουσα)	Μελλοντικοί πόροι
Βενζίνη	+++	---	--	+++	+++	--
Diesel	+++	--	---	+++	+++	--
Φυσικό αέριο	-	-	+	-	+	-
LPG	-	--	-	++	++	-
Ηλεκτρισμός	---	++/+++	+++	+	--	+++
Υδρογόνο	--	+ /+++	+++	---	---	++
Βιο-diesel 1 ^{ης} γενιάς	+++	+	---	++	+	-
Βιο-diesel (προηγμένο)	+++	++	---	+++	--	+
Βιοεθανόλη	++	+ /++	--	++	+	+
Βιομεθάνιο	-	++	-	+	-	+

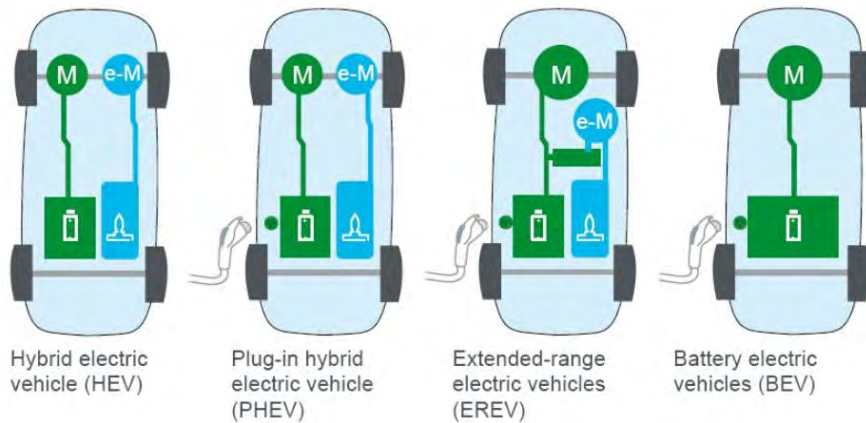
Πηγή: Ricardo-AEA

+++ πολύ θετικό, --- πολύ αρνητικό

Μια από τις δυνατότητες που έχουν προταθεί για την επίτευξη των στόχων της πολιτικής για την κλιματική αλλαγή είναι η ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης. Τα ηλεκτρικά οχήματα (Η/Ο) χρησιμοποιούν μερικώς ή εξολοκλήρου ως πηγή ενέργειας τον ηλεκτρισμό, αντικαθιστώντας την καύση ορυκτών καυσίμων, εξασφαλίζοντας έτσι σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων και συντελώντας στη βελτίωση της ποιότητας του αέρα στο αστικό και ημιαστικό περιβάλλον. Σε σχέση με τα συμβατικά αυτοκίνητα διαφαίνονται σημαντικές δυνατότητες εξοικονόμησης ενέργειας και μείωσης έτσι των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Οι τελευταίες θα μπορούσαν να μειωθούν ακόμη περισσότερο ή και να μηδενιστούν με την διείσδυση Η/Ο ανάλογα με το ποσοστό ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού.

Οι τεχνολογίες Η/Ο που διατίθενται ή βρίσκονται υπό εμπορική ανάπτυξη σήμερα στην διεθνή αγορά κατηγοριοποιούνται ως εξής:

1. Υβριδικά οχήματα (Hybrid Electric Vehicles-HEVs): Οχήματα με τουλάχιστον δύο μετατροπείς ενέργειας και δύο διαφορετικά συστήματα αποθήκευσης επί του οχήματος. Δεν απαιτείται φόρτιση των συσσωρευτών τους από εξωτερική πηγή.
2. Η/Ο με μπαταρία (Battery Electric Vehicles-BEVs): Η/Ο που τροφοδοτούνται και κινούνται μόνο με την ηλεκτρική ενέργεια των συσσωρευτών τους και δεν έχουν εφεδρική πηγή καυσίμου.
3. Η/Ο με μονάδα επέκτασης της αυτονομίας οδήγησης (Extended-Range Electric Vehicles-EREVs): Οχήματα που τροφοδοτούνται από μπαταρία για συγκεκριμένο όριο χιλιομέτρων, πέρα από το οποίο χρησιμοποιείται συμβατικός κινητήρας.
4. Plug-in-hybrids (PHEVs): Υποσύνολο υβριδικών που επιτρέπουν την επαναφόρτιση των μπαταριών σε εξωτερική ηλεκτρική υποδοχή. Τα οχήματα αυτά μπορούν να λειτουργήσουν με συνδυασμό ηλεκτρισμού και συμβατικού κινητήρα, ανάλογα με τη διαμόρφωση του οχήματος και τις ανάγκες ισχύος.



Σχήμα 7.2. Χαρακτηριστικά λειτουργίας Η/Ο ανά τεχνολογία¹²⁰

Σε πολλές χώρες έχουν ήδη ληφθεί σημαντικά μέτρα υποστήριξης και έχουν δοθεί οικονομικά κίνητρα προκειμένου να αυξηθεί η διείσδυση των Η/Ο στην αγορά. Τα μέτρα υποστήριξης αφορούν στις περισσότερες περιπτώσεις απαλλαγή από φόρους και τέλη ενώ τα οικονομικά κίνητρα μειώνουν την αρχική τιμή αγοράς εν είδη επιχορήγησης ώστε να είναι πιο προσιτή στους αγοραστές. Στην Ισπανία για παράδειγμα δίνεται επιστροφή ύψους 6.000€ ή του 25% της τιμής του οχήματος για αγορά Η/Ο, ενώ στην Ιαπωνία πέρα από μειώσεις στα τέλη κυκλοφορίας και ταξινόμησης, γίνεται μείωση τιμής αγοράς έως 14.004€¹²⁰. Στην Ελλάδα τα Η/Ο απαλλάσσονται από τα τέλη κυκλοφορίας και από το ειδικό τέλος ταξινόμησης ενώ επιπροσθέτως μπορούν να κυκλοφορούν ελεύθερα στον εσωτερικό δακτύλιο της Αθήνας. Το Νοέμβριο του 2013 τα Η/Ο απαλλάχθηκαν και από την υποχρέωση καταβολής φόρου πολυτελείας¹²⁰.

Αναφορικά με τις υποδομές φόρτισης, το 2013 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή σε μια προσπάθεια να προωθήσει τις πράσινες μεταφορές στην ΕΕ, πρότεινε να υπάρχει ένας ελάχιστος αριθμός σταθμών φόρτισης Η/Ο σε κάθε κράτος μέλος της ΕΕ μέχρι το 2020, και τουλάχιστον 10% αυτών να πρέπει να βρίσκεται σε δημόσιους χώρους. Σύμφωνα με σχετική ανακοίνωση της ΕΕ τον Ιανουάριο του 2013 στόχος για την Ελλάδα είναι η ύπαρξη 13.000 σημείων φόρτισης έως το 2020¹²³.

Στην Αθήνα βρίσκονται ήδη σε λειτουργία 13 σημεία κοινόχρηστης φόρτισης. Οι πρώτοι κοινόχρηστοι σταθμοί ημιταχείας φόρτισης ηλεκτρικών αυτοκινήτων εγκαταστάθηκαν στην Αθήνα το Δεκέμβριο του 2013 ενώ στις αρχές Φεβρουαρίου του 2014 εγκαταστάθηκε ο πρώτος σταθμός ταχείας φόρτισης συνεχούς ρεύματος (DC) στην Ελλάδα, που είναι και ένας από τους πρώτους στην Ευρώπη. Η πρώτη φάση ανάπτυξης του δικτύου περιλαμβάνει την εγκατάσταση 40 σημείων φόρτισης, εκ των οποίων 4 σταθμοί ταχυφόρτισης (DC). Συγκριτικά, στο Ηνωμένο Βασίλειο ο αριθμός των σημείων φόρτισης το 2011 ήταν 703, στη Γερμανία 1.937, στη Γαλλία 1.600, στην Πορτογαλία 1.350, στην Ιταλία 1.350 και στην Ισπανία 1.356.

Η διείσδυση των Η/Ο παγκοσμίως αντιστοιχούσε το 2012 σε 180.000 οχήματα, δηλαδή μόλις στο 0,02% των συνολικών επιβατικών αυτοκινήτων, με το 40% αυτών να βρίσκεται στις ΗΠΑ, το 25% στην Ιαπωνία και το 11% στη Γαλλία. Ωστόσο, οι πωλήσεις Η/Ο παγκοσμίως αυξάνονται με γρήγορους ρυθμούς και ήδη το 2012 υπερδιπλασιάστηκαν σε σχέση με το 2011, από 45.000 σε 113.000. Το 2014 τα Η/Ο ξεπέρασαν τις 400.000. Οι ΗΠΑ εξακολουθούν να έχουν τον μεγαλύτερο στόλο Η/Ο και ακολουθούν η Ιαπωνία, η Δανία και η Νορβηγία. Στην τελευταία μάλιστα, το 20% των πωλήσεων αυτοκινήτων αφορά Η/Ο. Ο παγκόσμιος στόχος για το 2020 αντιστοιχεί σε διείσδυση 2% στο σύνολο των επιβατικών αυτοκινήτων, δηλαδή περίπου σε 20

¹²³ Δελτίο Τύπου, Ευρωπαϊκή Επιτροπή. (2013, 24 Ιανουαρίου). http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-40_el.htm

εκατομμύρια Η/Ο¹²⁴. Ο Πίνακας 7.2 κάνει μια συγκριτική παρουσίαση της κατάστασης στις ΗΠΑ, στην Ιαπωνία και σε 4 ευρωπαϊκές χώρες (Γερμανία, Ισπανία, Πορτογαλία και Ελλάδα).

Πίνακας 7.2: Παρούσα κατάσταση, προωθητικά μέτρα και στόχοι ηλεκτροκίνησης

	ΗΠΑ	Ιαπωνία	Γερμανία	Ισπανία	Πορτογαλία	Ελλάδα
Αριθμός οχημάτων	225.000 (2013)	80.000 (3/2014)	21.256 (9/2014)	35.378 (2011)	233 (2011)	62 (2014) ¹²⁵
Ρυθμός αύξησης	230% (2013 vs 2012)	-	150%	-	-	-
Στόχος	1.000.000 (2015)	-	1.000.000 (2020) ¹²³	2.500.000 (2020) ¹²³	200.000(2020) ¹²³	-
Αριθμός σταθμών φόρτισης	10.380 (2014) ¹²⁶	4.700 (2014) ¹²⁷	2.658 (2014) ¹²⁸	1.356 (2011) ¹²³	1.350 (2011) ¹²³	11 (2014) ¹²⁸
Στόχος 2020	-	2.000.000 απλοί και 5.000 ταχείας φόρτισης ¹²⁹	150.000 ¹²³	82.000 ¹²³	12.000 ¹²³	13.000 ¹²³
Θεσμικά/ Φορολογικά μέτρα	Απαλλαγή φόρου έως 5.732€ ¹²⁰	Μειώσεις στην τιμή αγοράς έως 14.004€, στα τέλη κυκλοφορίας και ταξινόμησης ¹²⁰	Απαλλαγή από τέλη κυκλοφορίας για διάστημα 10 ετών από την ημέρα πρώτης κυκλοφορίας ¹³⁰	Επιστροφή ή ως 6.000€ ή του 25% της τιμής του οχήματος για αγορά Η/Ο ¹²⁰	Απαλλαγή από τέλη κυκλοφορίας και από το ειδικό τέλος ταξινόμησης ¹³⁰	Απαλλαγή από τέλη κυκλοφορίας, ειδικό τέλος ταξινόμησης φόρο πολυτελείας, ελεύθερη κυκλοφορία στον εσωτερικό δακτύλιο της Αθήνας ¹²⁰

Παρά τη σημαντική της ανάπτυξη η ηλεκτροκίνηση έχει να αντιμετωπίσει μία σειρά εμποδίων όπως:

¹²⁴ IEA. (2013). «Global EV Outlook – Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020».

http://www.iea.org/publications/globalevoutlook_2013.pdf

¹²⁵ Liaggou, Chryssa. (2014, 24 Σεπτεμβρίου). «Use of electric vehicles expected to proliferate». Άρθρο Ekathimerini. http://www.ekathimerini.com/4dcgi/_w_articles_wsites_1_24/09/2014_543191

¹²⁶ Ιστοσελίδα The alternative fuels data center, <http://www.afdc.energy.gov/>, United States Department of Energy

¹²⁷ Mukai, A., Hagiwara, Y. (2013, 20 Ιουνίου). «Japan carmakers team up to add number of electric chargers». Bloomberg. <http://www.bloomberg.com/news/2013-07-29/japan-carmakers-team-up-to-hasten-buildup-of-electric-chargers.html>

¹²⁸ Ιστοσελίδα Chargemap.com, <http://chargemap.com/stats/germany>

¹²⁹ Ιστοσελίδα Plug in electric vehicles in Japan, http://en.wikipedia.org/wiki/Plug-in_electric_vehicles_in_Japan

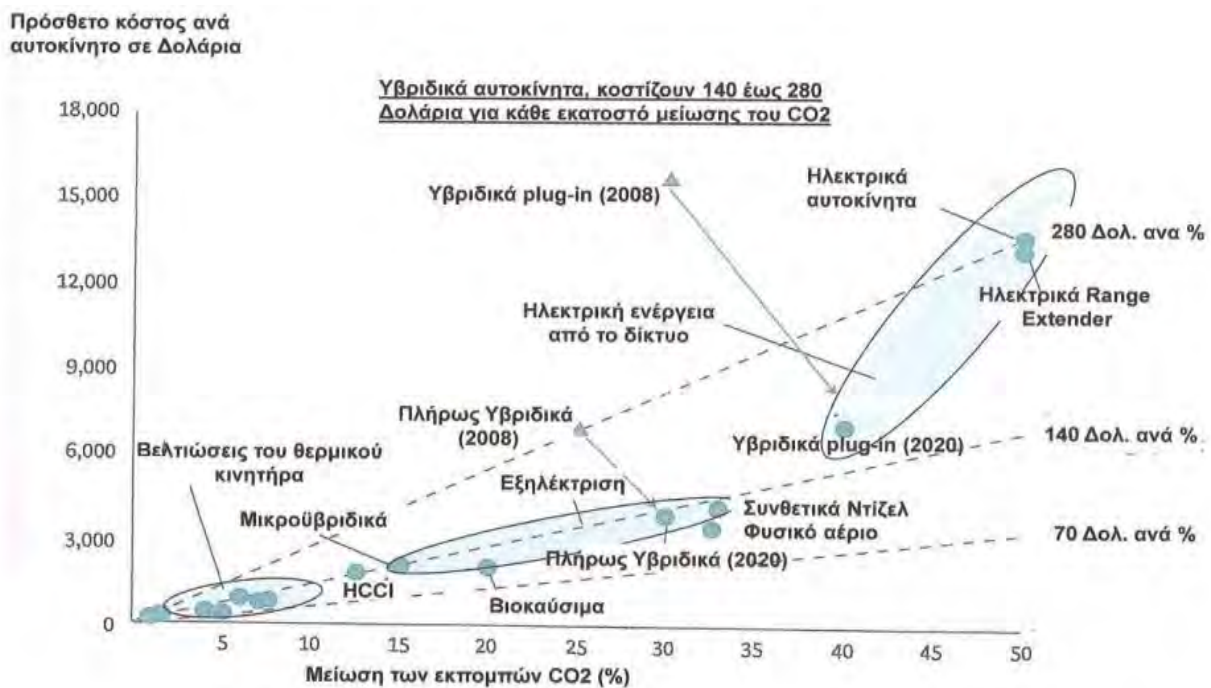
¹³⁰ ACEA. (2014, 1 Απριλίου). «Overview of purchase and tax incentives for electric vehicles in the EU». http://www.acea.be/uploads/publications/Electric_vehicles_overview_2014.pdf

- Το υψηλό κόστος των μπαταριών Η/Ο που αυξάνει το αρχικό κόστος κτήσης των οχημάτων
- Η περιορισμένη αυτονομία
- Ο μεγάλος χρόνος φόρτισης
- Η έλλειψη υποδομών φόρτισης και
- Η στάση της κοινής γνώμης.

Στη συνέχεια αναλύονται τα βασικότερα από αυτά τα εμπόδια.

7.1.1 Κόστος μπαταριών

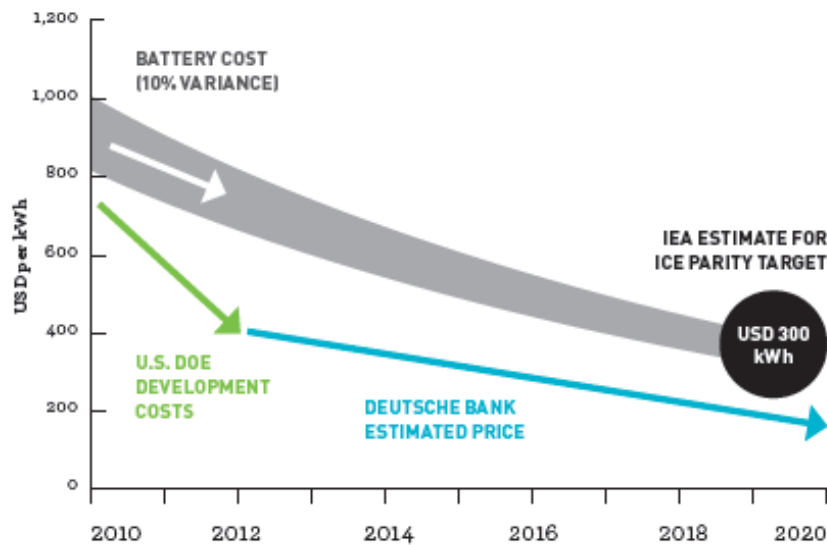
Το τεχνικό εκείνο χαρακτηριστικό που αυξάνει ραγδαία το κόστος των Η/Ο σε σύγκριση με εκείνο των συμβατικών οχημάτων είναι η μπαταρία. Το κόστος κατασκευής μιας μπαταρίας λιθίου για παράδειγμα εκτιμάται στα 380-450€ ανά kWh, κόστος που αναμένεται να μειωθεί στα 300-350€ ανά kWh μέχρι το 2020 και στα 250€ ανά kWh μετά το 2020, αν επιτευχθεί η απαραίτητη οικονομία κλίμακας. Έτσι, για ένα ηλεκτρικό αυτοκίνητο με μπαταρία εγκατεστημένης ισχύος 30kWh, το κόστος παραγωγής σε σχέση με ένα αυτοκίνητο συμβατικής τεχνολογίας είναι 12.500-15.500€ μεγαλύτερο¹³¹.



Σχήμα 7.3. Πρόσθετο κόστος και ποσοστό μείωσης των εκπομπών ανά τύπο οχήματος¹²⁰

¹³¹ Chatzikomis C., Spentzas K., Mamalis A. (2014). «Environmental and economic effects of widespread introduction of electric vehicles in Greece». Springer

Source: IEA, U.S. DOE, Deutsche Bank.

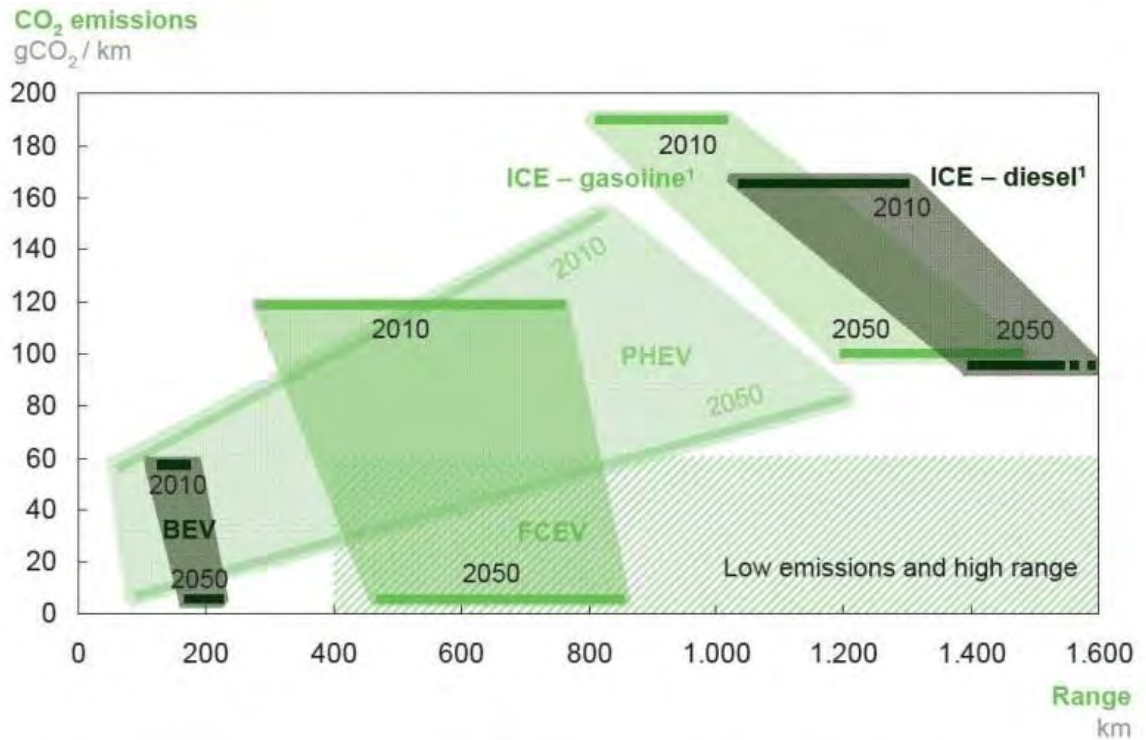


Σχήμα 7.4. Εκτιμώμενο κόστος μπαταριών έως το 2020¹²⁴

7.1.2 Αυτονομία

Η μπαταρία ενός Η/Ο καθορίζει άμεσα και την αυτονομία του, δηλαδή τα χιλιόμετρα που έχει την ικανότητα να διανύσει, μέχρι να χρειαστεί ξανά φόρτιση. Σήμερα η αυτονομία ενός Η/Ο υπολογίζεται στα 160χλμ¹³² δηλαδή το ένα τέταρτο του εύρους ενός συμβατικού βενζινοκίνητου οχήματος. Στο Σχήμα 7.4 απεικονίζεται η εξέλιξη της αυτονομίας και της δυνατότητας για μείωση εκπομπών CO₂ ανά τύπο οχήματος, όπως αυτή προβλέπεται να είναι το 2050. Τη μεγαλύτερη αυτονομία επιτυγχάνουν αυτοκίνητα με καύσιμο ντίζελ και ακολουθούν τα βενζινοκίνητα και τα υβριδικά οχήματα. Τα Η/Ο με μπαταρία έχουν την μικρότερη αυτονομία. Η αυτονομία των Η/Ο εξαρτάται από την ενεργειακή πυκνότητα της μπαταρίας, δηλαδή από τον ηλεκτρισμό που μπορεί να αποθηκεύσει η μπαταρία ανά μονάδα όγκου. Ταυτόχρονα είναι πολύ σημαντικό να περιοριστεί το βάρος της μπαταρίας διότι αυξημένο βάρος σημαίνει μεγαλύτερη κατανάλωση του οχήματος και μεγαλύτερο κόστος κατασκευής της μπαταρίας. Μια τυπική μπαταρία ηλεκτρικού αυτοκινήτου ζυγίζει σήμερα ~150 κιλά. Οι κατασκευαστές αναμένουν αύξηση της αυτονομίας μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής πυκνότητας σε 200-250 Wh/kg ως το 2020, από 100-150 Wh/kg που είναι σήμερα. Με δεδομένο ότι η κατανάλωση ενός ηλεκτρικού αυτοκινήτου κυμαίνεται μεταξύ 0.15-0.20 kWh ανά χιλιόμετρο, η παραπάνω ενέργεια μπορεί να παρέχει μέγιστη αυτονομία 200-250 χιλιόμετρα¹³².

¹³² Deloitte Global Services Limited. (2011). «Unplugged: Electric vehicle realities versus expectations»



¹ ICE range for 2050 based on fuel economy improvement and assuming tank size stays constant. Assuming 6% CO₂ reduction due to biofuels by 2020; 24% by 2050

SOURCE: Study analysis

Σχήμα 7.5. Απεικόνιση δυνατοτήτων αυτονομίας και μείωσης εκπομπών ανά τύπο οχήματος¹²⁰

Ακολουθεί ενδεικτικός πίνακας διαφόρων τύπων οχημάτων όπου εμφανίζονται τα εξής χαρακτηριστικά: καύσιμο, κατανάλωση καυσίμου και αυτονομία¹²¹. Αξίζει να σημειώσουμε ότι η κατανάλωση καυσίμου των Η/Ο όπως και των συμβατικών οχημάτων εξαρτάται από την χρήση του αυτοκινήτου. Ο Πίνακας 7.3 περιλαμβάνει ενδεικτικές τιμές που επιλέχθηκαν για τη διεξαγωγή σεναρίων διείσδυσης Η/Ο στην Ελλάδα από τους Χατζηκόμη Χ., Σπέντζα Κ. και Μάμαλη Α. για οδήγηση στην πόλη, εκτός πόλης και σε αυτοκινητόδρομο¹³¹. Για τα Η/Ο η οδήγηση στην πόλη δεν συνεπάγεται μεγαλύτερη κατανάλωση καθώς η απόδοση του ηλεκτρικού κινητήρα εξαρτάται λιγότερο από το φορτίο και επίσης η ενέργεια πέδησης μπορεί μερικώς να ανακτηθεί. Από την άλλη οι υψηλές ταχύτητες στα Η/Ο οδηγούν σε μεγάλες ενεργειακές καταναλώσεις. Έτσι η αυτονομία για οδήγηση των Η/Ο στην πόλη είναι μεγαλύτερη από ότι για οδήγηση σε αυτοκινητόδρομο¹³³.

Πίνακας 7.3: Τεχνικά χαρακτηριστικά τριών τύπων οχημάτων (TOYOTA; CITROEN; MEPPW, 2011; PPC, 2011; GCEP, 2006; Gaines and Cuenca, 2000; Petersen, 2009; Nemry et al., 2009)¹²¹

Τύπος οχήματος	Καύσιμο	Κατανάλωση καυσίμου (MJ/100km)	Αυτονομία (χλμ)
Συμβατικό	Βενζίνη	217.6	588
Υβριδικό	Βενζίνη	134.4	952
Ηλεκτρικό	Ηλεκτρισμός	72	129

¹³³ IEA-Renewable Energy Technology Deployment. (2010). «RETRANS - Opportunities for the use of renewable energy in road transport»

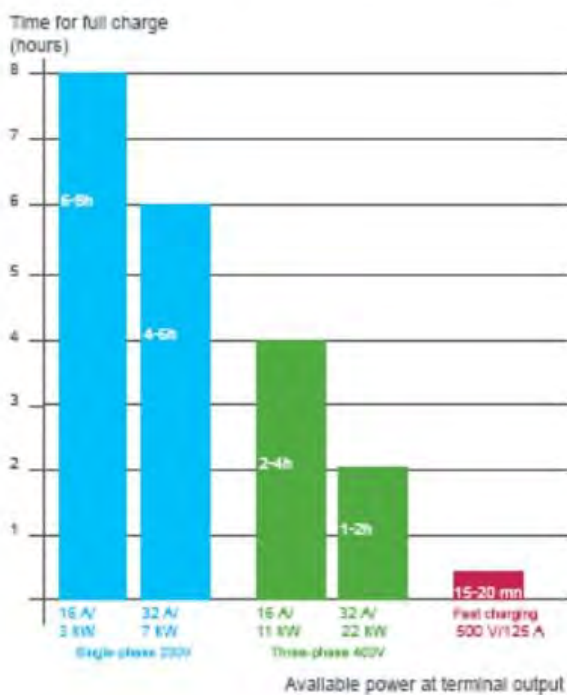
Πίνακας 7.4: Τεχνικά χαρακτηριστικά ανάλογα με το περιβάλλον οδήγησης¹³¹

	Οδήγηση στην πόλη	Οδήγηση εκτός πόλης	Οδήγηση σε αυτοκινητόδρομο
Χρήση	70%	20%	10%
Συμβατικό όχημα	7.5l/100km	5.2l/100km	6.7l/100km
H/O με μπαταρία	20.4kWh/100km	20.8kWh/100km	24.9kWh/100km
Υβριδικό H/O	4.6l/100km	4.2l/100km	4.9l/100km

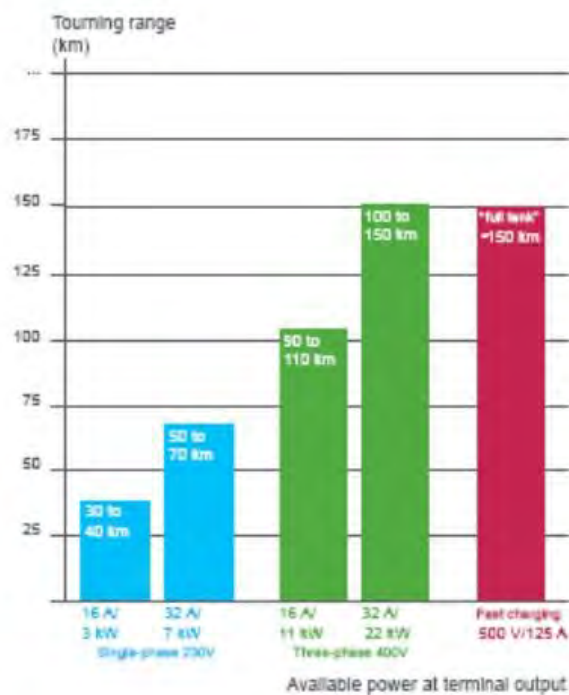
7.1.3 Χρόνος και υποδομές φόρτισης

Ο χρόνος φόρτισης εξαρτάται κατά κύριο λόγο από το επίπεδο τάσης. Η πλήρης φόρτιση σε επίπεδα τάσης μεταξύ 208-240V με εναλλασσόμενο ρεύμα μπορεί να διαρκέσει από 3 έως 8 ώρες. Η ταχεία φόρτιση γίνεται με συνεχές ρεύμα σε τάση 480V και μια πλήρης φόρτιση με αυτόν τον τρόπο μπορεί να διαρκέσει λιγότερο από μισή ώρα¹³².

How long does it take to charge EV?
(for "all-electric" car)



One hour's recharging for how many km travelled?
(for "all-electric" car)



Σχήμα 7.6. Χαρακτηριστικά σταθμών φόρτισης (αριστερά) και αντίστοιχες αποστάσεις αυτονομίας (δεξιά)¹²⁰

Τον Φεβρουάριο του 2014 η ΡΑΕ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση το προτεινόμενο θεσμικό και λειτουργικό πλαίσιο ένταξης των υποδομών φόρτισης ηλεκτροκίνητων οχημάτων στην ελληνική αγορά. Σύμφωνα με το πλαίσιο αυτό η κατασκευή και λειτουργία των σταθμών φόρτισης θα μπορεί να γίνει σε τρία διακριτά επίπεδα:

- σε ιδιωτικούς χώρους
- σε χώρους φορέων δημοσίου χαρακτήρα και
- σε φορείς εκμετάλλευσης υποδομών φόρτισης Η/Ο σε χώρους εμπορικών/επιχειρηματικών φορέων.

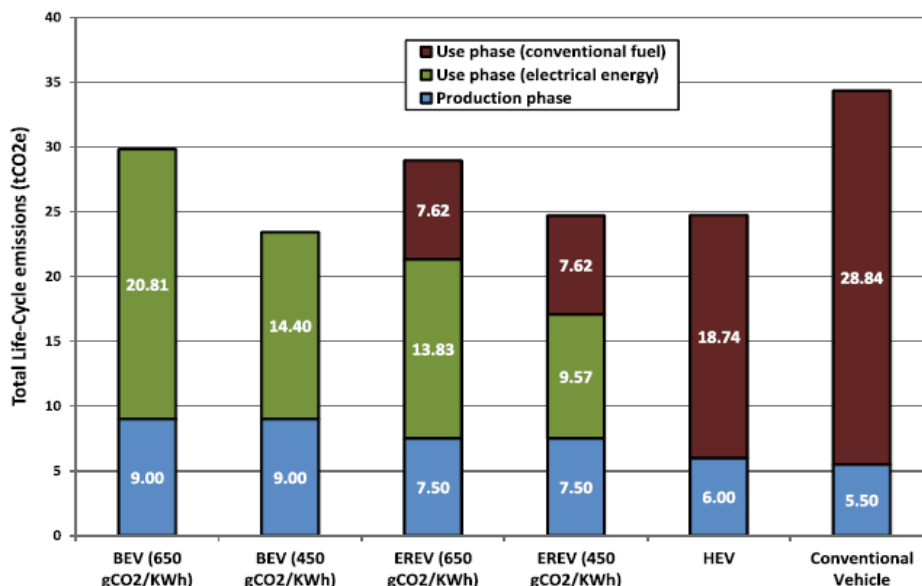
7.2. Δυνατότητες διείσδυσης ηλεκτροκίνησης στην Ελλάδα

Η επίδραση των ηλεκτρικών οχημάτων στο σύστημα και στις εκπομπές ΑΦΘ εξαρτάται από πλήθος παραγόντων όπως:

- η κατανάλωση ενέργειας και υλικών στο στάδιο κατασκευής τους,
- η κατανάλωση ηλεκτρισμού στο στάδιο χρήσης τους,
- ο χρόνος κατά τον οποίο γίνεται η φόρτισή τους,
- το ποσοστό διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο σύνολο του στόλου των οχημάτων αλλά και
- η ένταση εκπομπών του ηλεκτρικού δικτύου.

7.2.1. Επίδραση στις εκπομπές

Είναι απαραίτητο να μελετηθεί ολόκληρος ο κύκλος ζωής ενός Η/Ο προκειμένου να υπολογιστεί επακριβώς η επίδραση στις εκπομπές. Στο στάδιο κατασκευής ενός Η/Ο εκπέμπονται περισσότεροι ρύποι σε σχέση με το στάδιο κατασκευής ενός συμβατικού αυτοκινήτου. Αυτό συμβαίνει διότι η κατασκευή Η/Ο περιλαμβάνει αυξημένη χρήση ενέργειας και υλικών, λόγω της παραγωγής των μπαταριών. Για παράδειγμα οι ενεργειακές απαιτήσεις για την παραγωγή μπαταριών λιθίου εκτιμώνται στα 1.700MJ ανά kWh ενώ η παραγωγή μπαταριών άλλου τύπου όπως NiMH μπορεί να φτάσει τα 2.680MJ ανά kWh. Έτσι κατά τη διαδικασία κατασκευής μπαταριών λιθίου εκπέμπονται 120-166 kgCO₂ ανά kWh της μπαταρίας, επομένως για ένα ηλεκτρικό αυτοκίνητο με μπαταρία 30kWh, αναμένονται 3.6-5.5 τόνοι ισοδύναμων πρόσθετων εκπομπών CO₂ από την διαδικασία κατασκευής. Σύμφωνα με ανάλυση του κύκλου ζωής ενός μεσαίου μεγέθους ηλεκτρικού αυτοκινήτου, οι εκπομπές CO₂ στο στάδιο της κατασκευής υπολογίζονται στους 8.8 τόνους ισοδύναμου CO₂ και αναλογούν στο 57% των εκπομπών του συνολικού κύκλου ζωής του αυτοκινήτου. Το ίδιο ποσοστό για ένα μεσαίου μεγέθους αυτοκίνητο με καύσιμο βενζίνη υπολογίζεται στο 25%¹³¹.



Σχήμα 7.7. Σύγκριση εκπομπών του κύκλου ζωής ανά κατηγορία οχήματος¹³¹

Στον αντίποδα, οι άμεσες εκπομπές κατά τη χρήση των Η/Ο είναι μηδενικές. Οι έμμεσες εκπομπές αφορούν στη διαδικασία παραγωγής του ηλεκτρισμού που απαιτείται για την φόρτισή τους. Έτσι οι εκπομπές στο στάδιο χρήσης εξαρτώνται έμμεσα από την ένταση εκπομπών της παραγωγής ηλεκτρισμού κάθε χώρας. Για να επιτευχθούν επομένως καθαρά περιβαλλοντικά οφέλη από την ηλεκτροκίνηση είναι απαραίτητη η παράλληλη προώθηση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα. Στον Πίνακα 7.5 γίνεται σύγκριση των εκπομπών των Η/Ο ανάλογα με την ένταση εκπομπών του ηλεκτρικού δικτύου.

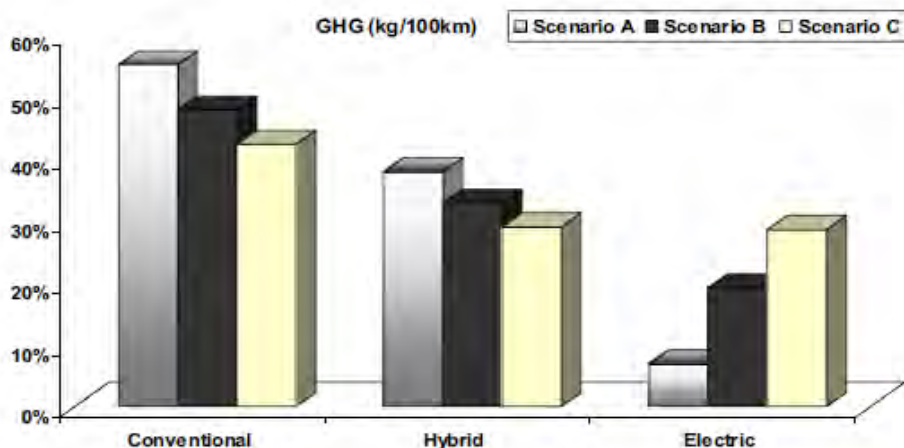
Πίνακας 7.5: Σύγκριση εκπομπών ανάλογα με την ένταση εκπομπών του ηλεκτρικού δικτύου¹³⁴

Vehicle Type	Well to Tank (Batteries)	Tank (Batteries) to Wheels	Total CO ₂ emissions
Conventional ICE car	25-35	120-180	145-215*
Electric Vehicle 27% nuclear, 20% renewable, 53% fossil (EU-27 mix 2010)	85-105	0	85-105
Electric Vehicle 11% nuclear, 20% renewable, 69% fossil (EU Italian mix 2010)	120-140	0	120-140
Electric Vehicle 75% nuclear, 20% renewable, 5% fossil (French mix 2010)	20-25	0	20-25
Electric Vehicle 30% photovoltaic on board, 60% other renewable, 10% fossil	18-22	0	18-22
Electric Vehicle 50% photovoltaic, 50% wind (Carbon-free communities)	8 5km per kWh and 40 g/kWh	0	8

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα έχει μεγάλη ένταση εκπομπών κυρίως λόγω της εκτεταμένης χρήσης λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή (βλ. κεφάλαιο 2). Οι εκτιμήσεις της έντασης εκπομπών CO₂ για την παραγωγή ηλεκτρισμού στην Ελλάδα κυμαίνονται μεταξύ 650 και 846 γραμμάρια CO₂ ανά kWh¹³¹. Σύμφωνα με άλλη πηγή¹²⁰ ο μέσος τρέχων συντελεστής του ελληνικού μίγματος ηλεκτροπαραγωγής είναι ίσος με 833 γραμμάρια CO₂ ανά kWh. Την ίδια στιγμή ο μέσος όρος στην Ευρωπαϊκή Ένωση των 27 Κρατών Μελών υπολογίζεται στα 467 γραμμάρια CO₂ ανά kWh¹³¹. Η ένταση εκπομπών CO₂ της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα αναμένεται να μειωθεί στα 530 γραμμάρια CO₂ ανά kWh το 2020 ως συνέπεια των δεσμευτικών στόχων για μείωση των εκπομπών κατά 20% και διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ποσοστό 20%¹³¹. Η απόσυρση παλαιών μονάδων λιγνίτη με ταυτόχρονη αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ θα οδηγήσει σε περαιτέρω μείωση της έντασης εκπομπών¹²⁰. Σε υποθετικό σενάριο με διείσδυση ΑΠΕ μεγαλύτερη του 50% και συμβολή της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS) στους λιγνιτικούς σταθμούς η ένταση εκπομπών θα μπορούσε να περιοριστεί στα 36 γραμμάρια CO₂ ανά kWh ενώ σε σενάριο με παραγωγή ηλεκτρισμού κατά 50% από ΑΠΕ και 50% από λιγνίτη με βαθμό απόδοσης 40% θα μπορούσε να επιτευχθεί ένταση 428 γραμμάρια CO₂ ανά kWh¹²¹.

Οι Νανάκης και Κορωναίος¹²¹, με μελέτη σεναρίων που εξετάζουν την επίδραση της διείσδυσης Η/Ο στις εκπομπές σε τρεις διαφορετικές περιπτώσεις έντασης εκπομπών του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, διαπιστώνουν ότι σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, τα Η/Ο έχουν σημαντικά μικρότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από εκείνες των συμβατικών οχημάτων. Τα ηλεκτρικά οχήματα, υβριδικά ή ηλεκτρικά με μπαταρία, καθίστανται ιδιαίτερα ανταγωνιστικά στην περίπτωση όπου το μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού είναι μεγαλύτερο του 50%. Αν το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων παραμείνει μεγαλύτερο του 50% τότε τα υβριδικά οχήματα (HEVs) έχουν σημαντικά πλεονεκτήματα έναντι των Η/Ο με μπαταρία, κυρίως εξαιτίας της χαμηλότερης τιμής αγοράς τους, της αυτονομίας που προσφέρουν και των μικρότερων εκπομπών αερίων ρύπων¹²¹.

¹³⁴ European Commission. (2011). European Green Cars Initiative.
http://ec.europa.eu/research/transport/road/green_cars/index_en.htm



Σχήμα 7.8. Ποσοστό ως προς το σύνολο των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (κιλά/100 χιλιόμετρα) ανά τύπο οχήματος. Σενάριο A: Σενάριο χαμηλών εκπομπών με ένταση εκπομπών ηλεκτρικού συστήματος 36gCO₂e/kWh. Σενάριο B: Ένταση εκπομπών ηλεκτρικού συστήματος 428gCO₂e/kWh. Σενάριο Γ: Ένταση εκπομπών ηλεκτρικού συστήματος 820gCO₂e/kWh¹²¹

Διαφαίνεται επομένως ότι είναι πολύ σημαντική η ταυτόχρονη ανάπτυξη των ΑΠΕ και των Η/Ο. Υπό συνθήκες φιλόδοξης πολιτικής εξοικονόμησης ενέργειας εξάλλου, η ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης μπορεί να διατηρήσει εκείνα τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία είναι απαραίτητα για επενδύσεις σε υποδομές (δίκτυα, μονάδες παραγωγής) συντελώντας στην επίτευξη ενός ενεργειακού συστήματος χαμηλότερων εκπομπών συνολικά. Από την άλλη πλευρά τα Η/Ο χρειάζονται τις ΑΠΕ για να αξιοποιήσουν πλήρως το συγκριτικό τους πλεονέκτημα και να πετύχουν ακόμη μεγαλύτερη μείωση εκπομπών και απεξάρτηση από εισαγωγές ή/και χρήση ορυκτών καυσίμων¹³³.

7.2.2. ΑΠΕ και ηλεκτροκίνηση

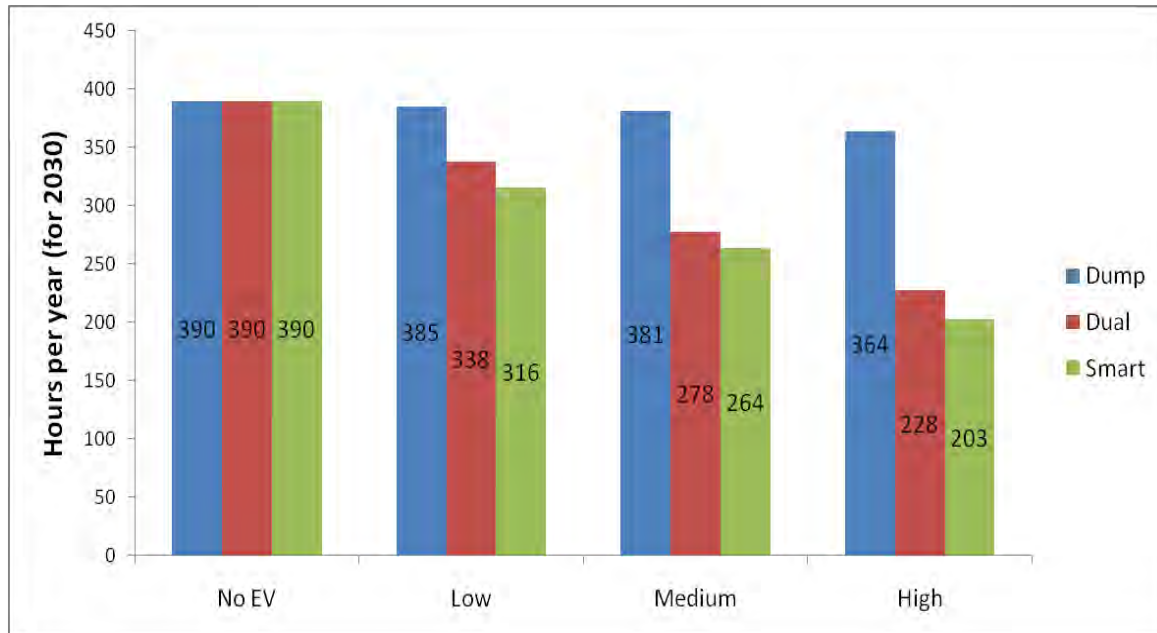
Όπως φάνηκε από τα παραπάνω, τα οφέλη της ηλεκτροκίνησης στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της χώρας μεγιστοποιούνται ανάλογα με το βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα. Υπάρχει όμως και ένας επιπλέον λόγος που συνηγορεί στην ταυτόχρονη στήριξη της διείσδυσης ΑΠΕ και ηλεκτροκίνησης.

Το ποσοστό των ΑΠΕ που μπορεί να διεισδύσει στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι περιορισμένο λόγω τεχνικών και οικονομικών περιορισμών που απορρέουν από το γεγονός ότι η παραγωγή τους είναι μεταβλητή και εξαρτώμενη από καιρικές συνθήκες και από την εναλλαγή ημέρας-νύχτας. Η υψηλή μεταβλητότητα ορισμένων ΑΠΕ, όπως τα αιολικά, μπορεί να προκαλέσει σοβαρές διαταραχές στη δυναμική συμπεριφορά του δικτύου, ιδιαίτερα σε απομονωμένα συστήματα. Επιπλέον κατά τη διάρκεια των ωρών κοιλάδας, δηλαδή των ωρών χαμηλής ζήτησης, η παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ μπορεί να ξεπεράσει τη ζήτηση, οδηγώντας σε αναγκαστική περικοπή της παραγωγής ΑΠΕ, η οποία είναι από όλες τις απόψεις ανεπιθύμητη. Εκτός από την περιβαλλοντική σκοπιά, η περικοπή της παραγωγής από ΑΠΕ μπορεί να καταστήσει τις τεχνολογίες αυτές οικονομικά μη ελκυστικές, δεδομένου ότι δεν θα τους επιτρέπεται να παράγουν οποτεδήποτε υπάρχει διαθεσιμότητα πόρων. Τα Η/Ο θα μπορούσαν εντούτοις να περιορίσουν το πρόβλημα αυτό και να διευκολύνουν την μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ.

Όπως αναλύθηκε και στο πρόγραμμα MERGE¹³⁵ που ολοκληρώθηκε το 2011, τα Η/Ο μπορούν, υπό συνθήκες, να εξομαλύνουν την αναντιστοιχία μεταξύ της καμπύλης ζήτησης ηλεκτρισμού και της καμπύλης παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ. Αυτό μπορούν να το πετύχουν λειτουργώντας σαν μέσα προσωρινής αποθήκευσης ή/και περιορίζοντας τις ώρες φόρτισής τους στις ώρες χαμηλής ζήτησης. Για να επιτευχθεί η παραπάνω λειτουργία είναι απαραίτητη η ρυθμιζόμενη φόρτιση των Η/Ο μέσω της χρήσης συστημάτων «έξυπνου δικτύου». Στο Σχήμα 7.9

¹³⁵ EURELECTRIC Task Force on Electric Vehicles. Ιστοσελίδα <http://www.ev-merge.eu/>

παρουσιάζονται αποτελέσματα σεναρίων για τον αριθμό ωρών με πλεόνασμα ισχύος ΑΠΕ ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης Η/Ο και τον τρόπο φόρτισης¹³⁵. Ρυθμίζοντας τον χρόνο έναρξης της φόρτισης μέσω διαφορετικής τιμολόγησης (dual charging) ή με χρήση έξυπνων συστημάτων μπορεί να επιτευχθεί σημαντική μείωση του πλεονάσματος ενέργειας από ΑΠΕ και επομένως ταχύτερη και πιο εκτεταμένη διείσδυσή τους στο ηλεκτρικό σύστημα. Περισσότερα για την επίδραση της διείσδυσης Η/Ο στο σύστημα αναλύονται στην ενότητα που ακολουθεί.



Σχήμα 7.9. Αριθμός ωρών με πλεόνασμα ισχύος ΑΠΕ το 2030¹³⁵

7.2.3. Επίδραση στο σύστημα

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μελέτης MERGE¹³⁵, ενώ η μικρή διείσδυση Η/Ο με μπαταρία στο δίκτυο διανομής έως το 2020 δεν αναμένεται να έχει επιπτώσεις, η εκτεταμένη χρήση τους έως το 2030 είναι πολύ πιθανό να δημιουργήσει προβλήματα αναφορικά με τη λειτουργία και τη διαχείριση του υφιστάμενου δικτύου.

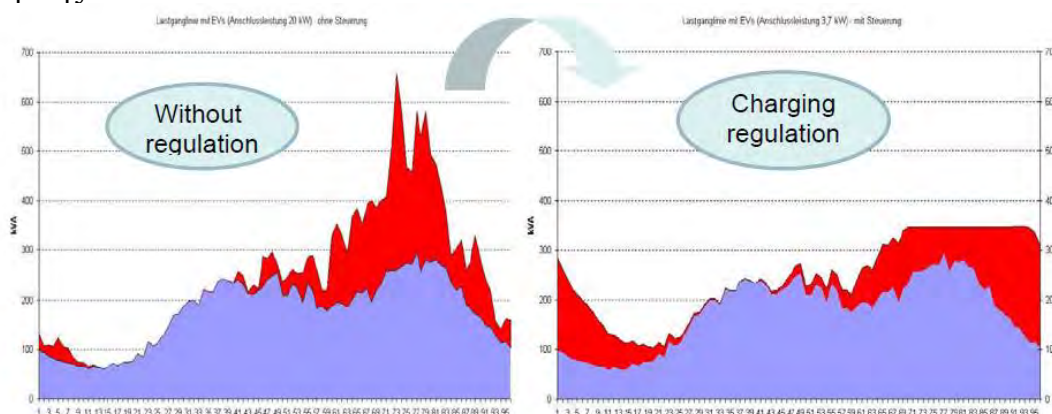
Η μεγάλη διείσδυση Η/Ο θα προκαλέσει σημαντική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρισμού καθώς η ετήσια ενέργεια που απαιτείται για τη φόρτιση ενός μεσαίου οχήματος πόλης προσεγγίζει την ενέργεια που καταναλώνει ένα τυπικό νοικοκυριό. Αναμένεται λοιπόν ότι η μη ρυθμιζόμενη φόρτιση των Η/Ο μπορεί να προκαλέσει προβλήματα συμφόρησης στα δίκτυα. Επιπλέον, η αύξηση της κατανάλωσης συνεπάγεται και αύξηση του φορτίου αιχμής, αν η ώρα φόρτισης συμπίπτει με ώρα αιχμής και, σε αυτή την περίπτωση, αύξηση των απωλειών δικτύου. Τέλος, η υπερφόρτωση των δικτύων είναι πιθανό να προκαλέσει πτώσεις τάσης αν μεγάλος αριθμός Η/Ο φορτίζεται ταυτόχρονα και αποκλίσεις συχνότητας^{136,133}. Για να αποφευχθούν τα παραπάνω προβλήματα θα πρέπει¹³⁶:

- Να ενισχυθούν οι υπάρχουσες υποδομές,
- Να σχεδιαστούν νέα δίκτυα με τέτοιο τρόπο που να μπορούν να διαχειριστούν μεγάλη διείσδυση Η/Ο με μπαταρία,
- Να αναπτυχθούν και να εφαρμοστούν βελτιωμένες στρατηγικές διαχείρισης φόρτισης στα δίκτυα διανομής, που να μπορούν να ελέγχουν την φόρτιση των Η/Ο σύμφωνα με τις ανάγκες του δικτύου και τις απαιτήσεις των ιδιοκτητών τους. Με αυτόν τον τρόπο και τα δίκτυα ωφελούνται και οι ιδιοκτήτες μπορεί να ανταμειφθούν για τις υπηρεσίες που προσφέρουν.

¹³⁶ Garcia-Valle R., Pecos Lopes J. (2013). «Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks». Springer Power Electronics and Power Systems Book

Η κατανομή της ζήτησης ηλεκτρισμού των Η/Ο μέσα σε μια ημέρα εξαρτάται από το χρόνο και τη διάρκεια της φόρτισης του Η/Ο και τη διαθεσιμότητα υποδομών φόρτισης (σπίτι, δουλειά, δημόσιοι χώροι κτλ.). Οι παράγοντες αυτοί καθορίζουν τις αλλαγές στην ημερήσια ζήτηση του συστήματος και διαφέρουν κατά περίπτωση. Όταν η φόρτιση Η/Ο είναι μη ρυθμιζόμενη, το προφίλ της ζήτησης ηλεκτρισμού για φόρτιση του Η/Ο ενδέχεται να συμπέσει με την ώρα επιστροφής από την τελευταία διαδρομή της ημέρας. Αφού η επιστροφή στο σπίτι συνήθως συμπίπτει με αυξημένη κατανάλωση στον οικιακό τομέα, η ζήτηση των Η/Ο συγχρονίζεται με το φορτίο αιχμής του συστήματος. Έτσι η «τυφλή» φόρτιση μπορεί να οδηγήσει σε τοπική συμφόρηση του δικτύου διανομής και ένα μεγαλύτερο ποσοστό διείσδυσης Η/Ο θα μπορούσε να απαιτήσει πρόωρα νέες επενδύσεις. Οι επιπτώσεις στο δίκτυο από τη φόρτιση στο σπίτι μπορούν να περιοριστούν αναπτύσσοντας υποδομές φόρτισης στους χώρους εργασίας. Στην περίπτωση αυτή, μέρος των αναγκών φόρτισης των Η/Ο μπορεί να καλυφθεί τις πρωινές ώρες, όταν η ζήτηση του συστήματος είναι σχετικά χαμηλή. Μια άλλη στρατηγική θα ήταν να γίνεται συντονισμένη φόρτιση των Η/Ο μέσω «έξυπνων» συστημάτων κατά τη διάρκεια της νύχτας γεμίζοντας τις νυχτερινές «κοιλιάδες» της καμπύλης φορτίου, βελτιώνοντας τη λειτουργία του συστήματος.

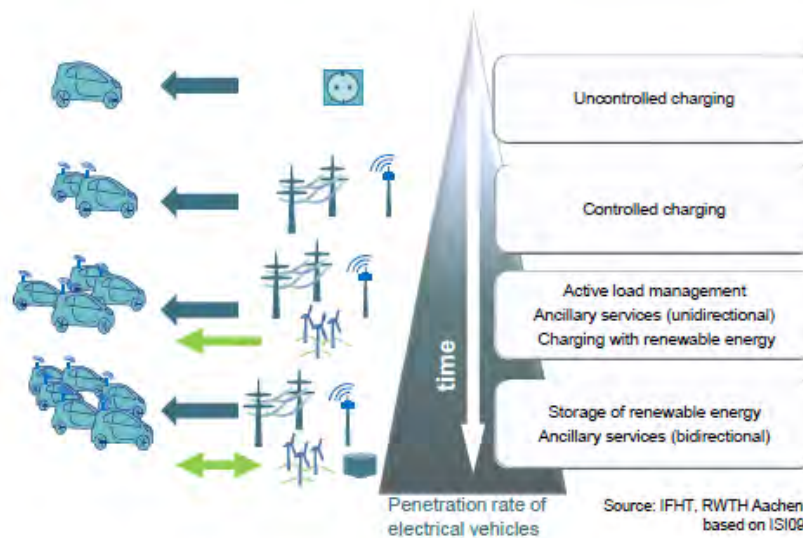
Η «έξυπνη» φόρτιση βοηθά στο να αποφευχθούν υψηλά φορτία αιχμής κατανέμοντας τη ζήτηση των Η/Ο σε μη αιχμακές ώρες. Η «έξυπνη» φόρτιση διαχειρίζεται με τέτοιο τρόπο την ζήτηση των Η/Ο που εξομαλύνει την καμπύλη φορτίου του συστήματος, μειώνοντας την μεταβλητότητα μεταξύ αιχμακών και μη αιχμακών ωρών, μειώνοντας ταυτόχρονα τα λειτουργικά κόστη και αυξάνοντας τους συντελεστές χρησιμοποίησης των σταθμών παραγωγής. Η «έξυπνη» φόρτιση είναι η πιο αποτελεσματική στρατηγική φόρτισης, παρ' όλα αυτά η εφαρμογή της δεν είναι εύκολη και για μεγάλη διείσδυση της ηλεκτροκίνησης απαιτεί προηγμένες τεχνικές ελέγχου και διαχείρισης.



Σχήμα 7.10. Παράδειγμα επίδρασης ρυθμιζόμενης φόρτισης, ποσοστό διείσδυσης ανά νοικοκυριό 80%¹³³

Τα ηλεκτρικά οχήματα με μπαταρία αποτελούν πολύ ευέλικτα φορτία που μπορούν να χρησιμοποιηθούν μελλοντικά και σαν κινητά μέσα αποθήκευσης, και να προσφέρουν υπηρεσίες στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας¹³⁶. Για την ακρίβεια οι μπαταρίες των Η/Ο κατά τη διάρκεια της φόρτισης μπορούν να χρησιμοποιηθούν σαν ελεγχόμενα φορτία, και να παρέχουν «στρεφόμενη» εφεδρεία ή να δίνουν ενέργεια πίσω στο δίκτυο, να βρίσκονται δηλαδή σε λειτουργία οχήματος προς δίκτυο (vehicle-to-grid - V2G) και να βοηθούν στη διαχείριση του φορτίου αιχμής¹³⁶. Για παράδειγμα καθώς οι ώρες αιχμής του φορτίου παρατηρούνται συνήθως νωρίς ή ενδιάμεσα το απόγευμα, όταν τα περισσότερα αυτοκίνητα βρίσκονται σταθμευμένα, αυτά θα μπορούσαν, αν υπήρχε ανάγκη, να δώσουν ενέργεια πίσω στο σύστημα¹³⁷.

¹³⁷ IEDC. (2013). «Creating the clean energy economy – Analysis of the electric vehicle industry». http://www.iedconline.org/clientuploads/Downloads/edrp/IEDC_Electric_Vehicle_Industry.pdf



Σχήμα 7.11. Στάδια προς την επίτευξη παροχής υπηρεσιών στο σύστημα από ηλεκτρικά και plug-in-hybrid οχήματα¹³³

Το Σχήμα 7.11 παρουσιάζει μια πρόταση ολοκληρωμένης ενσωμάτωσης των Η/Ο στο ηλεκτρικό σύστημα επιτρέποντας της δυνατότητα για παροχή υπηρεσιών από Η/Ο στο σύστημα. Το κάθε βήμα προαπαιτεί την ύπαρξη του προηγούμενου. Αρχικά για μεγαλύτερη διείσδυση των Η/Ο απαιτείται ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης. Η ρυθμιζόμενη φόρτιση και η διαχείριση της ζήτησης απαιτούν την ύπαρξη επικοινωνίας μεταξύ του οχήματος και του τοπικού σταθμού του συστήματος. Η σύνδεση μονής κατεύθυνσης επαρκεί για το στάδιο αυτό. Το επόμενο στάδιο περιλαμβάνει την παροχή υπηρεσιών εφεδρείας και επιλεκτική φόρτιση μόνο σε ώρες κατά τις οποίες υπάρχει περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ. Στη συνέχεια το σύστημα πρέπει να βελτιστοποιηθεί έτσι ώστε τα Η/Ο να μπορούν να προσφέρουν υπηρεσίες αποθήκευσης ενέργειας. Τελευταίο βήμα είναι η δημιουργία αμφίπλευρης σύνδεσης έτσι ώστε τα Η/Ο να μπορούν να προσφέρουν ενέργεια και υπηρεσίες εφεδρείας πίσω στο δίκτυο¹³³.

Αναγκαία προϋπόθεση για την επίτευξη ενός νέου έξυπνου ηλεκτρικού συστήματος όπως το παραπάνω είναι η αντικατάσταση των συμβατικών μετρητών με «έξυπνους» μετρητές καθώς θα επιτρέψει την λεπτομερή παρακολούθηση της κατανάλωσης ηλεκτρισμού ανά νοικοκυριό. Προηγμένοι «έξυπνοι» μετρητές θα επιτρέψουν την επικοινωνία των Η/Ο με το σύστημα με σκοπό την επίτευξη ρυθμιζόμενης φόρτισης και την αποφυγή υπερφόρτισης του δικτύου. Η αλληλεπίδραση μεταξύ Η/Ο (ή άλλου φορτίου) και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να διευκολυνθεί μέσω των «έξυπνων» δικτύων χρησιμοποιώντας ψηφιακή τεχνολογία εξοικονομώντας έτσι ενέργεια, μειώνοντας το κόστος και αυξάνοντας την αξιοπιστία και τη διαφάνεια. Επίσης, τα «έξυπνα» δίκτυα απλοποιούν την παροχή στρατηγικών φόρτισης για τη διασφάλιση της ευστάθειας του δικτύου¹³³.

8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η ανάπτυξη συστήματος παραγωγής καθαρής ενέργειας ισχύος 660 MW είναι τεχνολογικά εφικτή και οικονομικά και περιβαλλοντικά πιο συμφέρουσα από την κατασκευή της σχεδιαζόμενης λιγνιτικής μονάδας V της ΔΕΗ στην Πτολεμαΐδα.

Όπως προκύπτει από την ανά χειράς τεχνική έκθεση, η κατασκευή της ρυπογόνου νέας μονάδας Πτολεμαΐδα V των 4,6 εκ. τόνων CO₂, 2.100 τόνων SO₂, 2.800 τόνων NO_x και 140 τόνων σωματιδίων μπορεί να αποφευχθεί με τη μετατροπή υφιστάμενων ζευγών υδροηλεκτρικών σταθμών της ΔΕΗ σε αντλησιοταμιευτικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας από αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η προτεινόμενη λύση οδηγεί σε τιμές σταθμισμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής σημαντικά χαμηλότερες από αυτές της νέας λιγνιτικής μονάδας.

Όπως προέκυψε από τη σύγκριση τιμών σταθμισμένου κόστους ενέργειας διαφόρων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής (κεφάλαιο 3) ήδη σήμερα ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ είναι ευθέως ανταγωνιστικές με συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και την Πτολεμαΐδα V ειδικότερα. Η τάση αυτή αναμένεται να ενισχυθεί στο μέλλον καθώς η πρόοδος των καθαρών τεχνολογιών θα καθιστά τις ΑΠΕ ακόμα φθηνότερες, ενώ την ίδια στιγμή, το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες θα κινείται ανοδικά για μια σειρά λόγων που αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 1.

Η περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ δεν στερείται προκλήσεων, όπως αναφέρθηκε αναλυτικά στο κεφάλαιο 4. Το κυριότερο από αυτά σχετίζεται με τη στοχαστικότητα της παραγωγής ενέργειας από αιολικά και φωτοβολταϊκά συστήματα, η οποία όμως μπορεί να αντιμετωπιστεί επιτυχώς με συνδυασμό της παραγωγής ΑΠΕ με διάφορα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι μπαταρίες και η αντλησιοταμίευση.

Στο κεφάλαιο 5 μελετήθηκε η δυνατότητα υποκατάστασης της Πτολεμαΐδας V με υβριδικά συστήματα αποτελούμενα από αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς σε συνδυασμό με αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Συγκεκριμένα, προηγούμενες μελέτες έδειξαν ότι η μετατροπή, εφτά υφιστάμενων ζευγών υδροηλεκτρικών (Y/H) σταθμών της ΔΕΗ σε αντλησιοταμιευτικά είναι τεχνικά εφικτή και οικονομικά ελκυστική δεδομένου ότι αποφεύγεται η κατασκευή νέων ταμιευτήρων, πράγμα που επίσης ελαχιστοποιεί και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Σε αυτή την έκθεση αναδείχθηκε η δυνατότητα κάλυψης της ίδιας ακριβώς ζήτησης με την Πτολεμαΐδα V μέσω υβριδικών συνδυασμών των συγκεκριμένων αντλησιοταμιευτικών με αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η οικονομική ανάλυση έδειξε ότι αρκετές από τις ενεργειακά εφικτές, υβριδικές λύσεις οδηγούν σε τιμές σταθμισμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής σημαντικά χαμηλότερες από αυτές της νέας λιγνιτικής μονάδας.

Αξίζει να σημειωθεί ότι το ελάχιστο σταθμισμένο κόστος ενέργειας για την Πτολεμαΐδα V (96,47 €/MWh) που χρησιμοποιήθηκε για τη σύγκριση με τις υβριδικές λύσεις αντιστοιχεί σε ακόμα μεγαλύτερο συντελεστή φόρτισης από αυτόν που προγραμματίζεται σύμφωνα με τη ΜΠΕ της νέας μονάδας (80%). Επίσης, λόγω των παραδοχών που έγιναν για τη μέγιστη διαθέσιμη αποθηκευτική ικανότητα των υφιστάμενων ζευγών Y/H που προτείνεται να μετατραπούν σε αντλησιοταμιευτικά, η αντλησιοταμιευτική λειτουργία δεν θα εμποδίζει ούτε τον τρόπο με τον οποίο λειτουργούν σήμερα οι εν λόγω Y/H σταθμοί. Αν επαληθευτούν οι εκτιμήσεις για μείωση των ωρών λειτουργίας της νέας μονάδας λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ, που προέκυψαν από την προηγούμενη μελέτη του WWF Ελλάς²⁰, τότε η σύγκριση θα είναι ακόμα δυσμενέστερη για την Πτολεμαΐδα V.

Η υβριδική αυτή λύση μπορεί να αποδειχτεί ακόμα πιο ελκυστική αν λάβει κανείς υπόψη τη μείωση της ζήτησης που θα κληθεί να καλύψει η Πτολεμαΐδα V μετά το 2020, όχι μόνο εξαιτίας της προβλεπόμενης αύξησης της διείσδυσης ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας, αλλά και εξαιτίας των πρόσφατων τεχνολογικών εξελίξεων τόσο στον τομέα των φωτοβολταϊκών όσο και σε αυτόν των μπαταριών. Οι εξελίξεις αυτές θα διαδραματίσουν πρωταγωνιστικό ρόλο στον επερχόμενο, δραστικό μετασχηματισμό του υφιστάμενου μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής: από κεντρικές, γιγαντιαίες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που βασίζονται στα ορυκτά καύσιμα, όπως η Πτολεμαΐδα V προς την κατεύθυνση της αποκέντρωσης, της αυτοπαραγωγής, και τελικά της προοδευτικής απεξάρτησης από την ηλεκτρική ενέργεια που παρέχει το δίκτυο.

Όπως προέκυψε από την οικονομική αξιολόγηση που παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 6, οι προοπτικές που προσφέρει το net metering για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών μικρής κλίμακας στην προικισμένη με υψηλά επίπεδα ηλιοφάνειας Ελλάδα για την κάλυψη των οικιακών αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια είναι εξαιρετικές και μάλιστα χωρίς να επιβαρύνουν ούτε στο ελάχιστο τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ. Γίνονται δε ακόμα καλύτερες αν στο μέλλον η πρόσφατη υπουργική απόφαση βελτιωθεί προς την κατεύθυνση του προτεινόμενου στο κεφάλαιο 6 «Εναλλακτικού Σχεδίου». Όμως οικονομικά ανταγωνιστικά με την ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου μπορεί να γίνουν στο μέλλον και τα πλήρως αυτόνομα συστήματα φωτοβολταϊκών με μπαταρίες ιόντων λιθίου, ειδικά αν επαληθευτούν οι προβλέψεις πολλών αναλυτών για την προ των πυλών τεχνολογική επανάσταση στον τομέα των μπαταριών που θα οδηγήσει σε δραστική μείωση το κόστος τους μέσα στα επόμενα 10-15 χρόνια. Σύμφωνα μάλιστα με πολλούς αναλυτές το μέλλον βρίσκεται σε «υβριδικές» λύσεις όπου ο αυτοπαραγωγός θα αποθηκεύει μέρος της παραγόμενης ενέργειας σε μπαταρίες αλλά θα εξακολουθεί να παραμένει συνδεδεμένος και με το δίκτυο. Ένα τέτοιο σύστημα θα προσφέρει υπηρεσίες αποθήκευσης στο δίκτυο συμβάλλοντας στην ευστάθειά του, ενώ ταυτόχρονα θα επιτρέπει τη χρήση μπαταριών μικρότερης χωρητικότητας από τον αυτοπαραγωγό καθώς θα υπάρχει και η εναλλακτική λύση του δικτύου. Εκτός όμως από τα stand-alone συστήματα Φ/Β με μπαταρίες υπάρχει και η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας στις μπαταρίες ηλεκτρικών οχημάτων προσφέροντας έτσι την επιπλέον δυνατότητα έμμεσης χρήσης της ηλιακής ενέργειας στον τομέα των μεταφορών. Κατά συνέπεια υπάρχει σοβαρή πιθανότητα η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που καλείται να καλύψει η Πτολεμαΐδα V την περίοδο 2020-2050 να μειωθεί δραστικά.

Η παρούσα έκθεση ανέδειξε λοιπόν ότι η λιγνιτική εξάρτηση δεν είναι μονόδρομος για τη χώρα μας, υποδεικνύοντας, επιπλέον, συγκεκριμένες εναλλακτικές λύσεις οι οποίες μπορούν να εξαλείψουν την ανάγκη κατασκευής της μονάδας Πτολεμαΐδα V. Σε αυτό το πλαίσιο, το WWF Ελλάς ζητά από την ελληνική πολιτεία να προχωρήσει:

- Στην επανεξέταση της οικονομικής βιωσιμότητας της νέας μονάδας και την αξιολόγηση των προτεινόμενων ισοδύναμων εναλλακτικών λύσεων.
- Στη θέσπιση του κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την αντλησιοταμίευση.
- Στη βελτίωση του ρυθμιστικού πλαισίου για την αυτοπαραγωγή με συμψηφισμό και ως επόμενο βήμα, στον σχεδιασμό ενός μηχανισμού πολιτικής που θα προωθήσει την ανάπτυξη των αυτόνομων συστημάτων ΑΠΕ μικρής κλίμακας.
- Στη δημιουργία των απαραίτητων υποδομών για την διείσδυση της ηλεκτροκίνησης στη χώρα μας.
- Στην κατάστρωση ενός νέου μοντέλου δραστηριοποίησης της ΔΕΗ, σε πεδία κερδοφορίας που θα μεγιστοποιούν τα οφέλη για την επιχείρηση, τους καταναλωτές και το φυσικό περιβάλλον
- Στην εκπόνηση εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού που θα λαμβάνει υπόψη τις διαφαινόμενες, διεθνώς, εξελίξεις στους τομείς της καθαρής ενέργειας και θα αναλύει τη χρονική εξέλιξη της συμμετοχής κάθε τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής στο ενεργειακό μίγμα της χώρας με ορίζοντα το 2030 και το 2050.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΚΩΔΙΚΑ - ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Π1. Υπολογιστικός κώδικας

Για τη διερεύνηση της προτεινόμενης εναλλακτικής λύσης στην κατασκευή της Πτολεμαΐδας V, δημιουργήθηκε ολοκληρωμένη μεθοδολογία που βασίστηκε στην ανάπτυξη αναλυτικού υπολογιστικού κώδικα ενεργειακής προσομοίωσης υβριδικών σχημάτων ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης. Τα ενεργειακά αποτελέσματα του υπολογιστικού κώδικα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την οικονομική αξιολόγηση της προτεινόμενης λύσης και την παρουσίαση βέλτιστων υβριδικών σχημάτων ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης. Τα βήματα / επιμέρους στάδια που ακολουθήθηκαν για την εφαρμογή της ολοκληρωμένης μεθοδολογικής προσέγγισης συνοψίζονται στα ακόλουθα:

Π.1.1 Παραγωγή ωριαίων διανομών συντελεστή φορτίου

A1. Αξιοποίηση χρονοσειράς δεδομένων καθαρής ηλεκτρικής παραγωγής του ΕΔΣ σε ωριαία βάση και ανά συμμετέχουσα ενεργειακή πηγή (λιγνίτης, φυσικό αέριο, πετρέλαιο, μεγάλα Υ/Η, μικρά Υ/Η, εισαγωγές, αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια, λοιπές ΑΠΕ) για το διάστημα 1/1/2009 – 31/12/2012.

A2. Δημιουργία μέσης ετήσιας διανομής ωριαίου συντελεστή φορτίου (capacity factor) για το εν λόγω διάστημα και για τα αιολικά και Φ/Β πάρκα της ηπειρωτικής Ελλάδας χρησιμοποιώντας τα ωριαία δεδομένα καθαρής αιολικής και Φ/Β παραγωγής σε συνδυασμό με την αντίστοιχη εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος σε μηνιαία βάση κατά το ίδιο χρονικό διάστημα, θεωρώντας σταθερό εκθετικό ρυθμό αύξησης της τελευταίας για αναγωγή των μηνιαίων δεδομένων σε ημερήσια.

A3. Δημιουργία μέσης ετήσιας διανομής ωριαίου συντελεστή φορτίου για το εν λόγω διάστημα λαμβάνοντας υπόψη δεδομένα καθαρής παραγωγής (βλέπε Παράρτημα ΙΙ-Πίνακα Π1 και Σχήμα 2.5) λιγνιτικών σταθμών του ΕΔΣ προκειμένου να προσομοιωθεί όσο πιο ρεαλιστικά η λειτουργία του σταθμού Πτολεμαΐδα-V, ως ισοδύναμο του προς αντικατάσταση φορτίου βάσης που καλείται να ικανοποιήσει η προτεινόμενη υβριδική λύση. Ειδικότερα, υιοθετείται προφίλ παραγωγής λιγνιτικών μονάδων του ΕΔΣ με υψηλά επίπεδα φόρτισης (συγκεκριμένα του Άγιου Δημητρίου-V, Σχήμα 2.3) με σκοπό την αντιμετώπιση του "δυσμενέστερου" σεναρίου παραγωγής αλλά και την επαλήθευση των εκτιμήσεων του μέσου ετήσιου συντελεστή φορτίου (ή των ωρών λειτουργίας) της μονάδας Πτολεμαΐδα-V με καθαρή ετήσια παραγωγή $\geq 4160 \text{ GWh}$.

A4. Δημιουργία ωριαίας διανομής σταθμισμένου συντελεστή φορτίου για το εν λόγω διάστημα για το σύνολο των μεγάλων Υ/Η σταθμών του ΕΔΣ (Σχήμα 2.10), προκειμένου να καθορισθεί με ιδιαίτερη ακρίβεια ο βαθμός φόρτισης των υφιστάμενων μονάδων και συνεπώς τα περιθώρια συνδυασμένης λειτουργίας (συμβατικά Υ/Η και αντλησιοταμίευση) σε ωριαία βάση.

Π.1.2 Υπολογιστική μεθοδολογία

B1. Ανάπτυξη αναλυτικού υπολογιστικού κώδικα για την ωριαία προσομοίωση λειτουργίας υβριδικών σταθμών ΑΠΕ (αιολικά και Φ/Β) και αντλησιοταμίευσης, εξετάζοντας ως κύριες μεταβλητές α) την εγκατεστημένη αιολική ισχύ, β) την εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ, γ) τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα των αντλησιοταμιευτικών μονάδων.

B2. Αξιοποίηση των ωριαίων, ετήσιων διανομών συντελεστή φορτίου ως δεδομένο εισόδου για τον υπολογισμό της αναμενόμενης παραγωγής από ΑΠΕ.

B3. Σύγκριση μεταξύ της εκτιμώμενης καθαρής παραγωγής από ΑΠΕ και της αντίστοιχης ζήτησης (ισοδύναμο φορτίο βάσης του σταθμού Πτολεμαΐδα V – βλέπε και βήμα A3) και υπολογισμός του εμφανιζόμενου πλεονάσματος / ελλείμματος ενέργειας.

B4. Στην περίπτωση εμφάνισης πλεονάσματος, το τελευταίο αξιοποιείται για την αποθήκευση ενέργειας μέσω άντλησης –συνεκτιμώντας τις απώλειες ενέργειας κατά την άντληση- υπό την προϋπόθεση διαθεσιμότητας του απαιτούμενου όγκου αποταμίευσης (διαφορά μεταξύ της μέγιστης δυνατής στάθμης και της αντίστοιχης προηγούμενης). Εναλλακτικά, στην

περίπτωση μη διαθεσιμότητας του απαιτούμενου όγκου αποταμίευσης, επιτρέπεται μερική αποθήκευση μέχρι πλήρωσης των ταμιευτήρων (μέγιστη στάθμη).

B5. Το όποιο νέο πλεόνασμα ενέργειας προκύπτει λόγω αδυναμίας απορρόφησης από τις μονάδες αντλησιοταμίευσης αντιμετωπίζεται ως στοχαστική παραγωγή ΑΠΕ και υπόκειται σε ενδεχόμενη απόρριψη με βάση τον υπολογισμό του παραμένοντος φορτίου, ως αποτέλεσμα καθορισμού των τεχνικών ελάχιστων του συστήματος.

B6. Στην περίπτωση εμφάνισης ελλείμματος ενέργειας (αδυναμία κάλυψης απαιτήσεων φορτίου βάσης), αναζητείται η κάλυψη του φορτίου μέσω αντλησιοταμίευσης, υπό την προϋπόθεση επαρκών αποθεμάτων νερού (μέγιστο βάθος εκφόρτισης της τάξης του 90%).

B7. Δυνατότητα εξέτασης δύο βασικών σεναρίων λειτουργίας για το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, α) ως αποκλειστική αντλησιοταμιευτική μονάδα και β) ως συνδυασμένος κύκλος αντλησιοταμίευσης και συμβατικής παραγωγής Υ/Η, λαμβάνοντας υπόψη την ετήσια, ωριαία διανομή του μέσου συντελεστή φορτίου για το σύνολο των υφιστάμενων μεγάλων Υ/Η του ΕΔΣ.

Π.1.3 Αποτελέσματα υπολογιστικού κώδικα

G1. Αναλυτική προσομοίωση μέσω εφαρμογής του υπολογιστικού κώδικα για πλήθος λύσεων αιολικής και Φ/Β βάσης σε συνδυασμό με διαφορετικά επίπεδα αποθηκευτικής ικανότητας αντλησιοταμίευσης.

G2. Υπολογισμός της μέγιστης απαιτούμενης αντλητικής ισχύος για απορρόφηση της μέγιστης αξιοποιήσιμης περίσσειας ενέργειας από τη συνδυασμένη λειτουργία αιολικών και Φ/Β πάρκων κατά τη διάρκεια του έτους.

G3. Επανυπολογισμός της απαιτούμενης αντλητικής ισχύος επιτρέποντας απόρριψη των υψηλότερων τιμών αξιοποιήσιμης περίσσειας ενέργειας με αθροιστική συχνότητα εμφάνισης ≤ 500 ωρών ετησίως.

G4. Υπολογισμός της μέγιστης απαιτούμενης Υ/Η ισχύος για την ικανοποίηση του μέγιστου εμφανιζόμενου ελλείμματος κατά τη διάρκεια του έτους, ως αποτέλεσμα αδυναμίας κάλυψης του ισοδύναμου φορτίου βάσης απευθείας από τις μονάδες ΑΠΕ.

G5. Υπολογισμός της ωριαίας απαιτούμενης φόρτισης (συντελεστή φορτίου) των υδροστροβιλικών μονάδων της αντλησιοταμίευσης και σύγκριση με τα περιθώρια λειτουργίας του συνδυασμένου κύκλου αντλησιοταμίευσης-Υ/Η. Επανακαθορισμός (ανάλογη μείωση) του συντελεστή φορτίου των υδροστροβιλικών μονάδων και της αντίστοιχης παραγωγής για τη λειτουργία της αντλησιοταμίευσης.

G6. Καταγραφή για κάθε μία από τις εξεταζόμενες λύσεις του ετήσιου ποσοστού κάλυψης και των ωρών απόρριψης του ισοδύναμου φορτίου βάσης της μονάδας Πτολεμαΐδας V βάσει του επανυπολογισμού της απαιτούμενης αντλητικής ισχύος και της συνδυασμένης λειτουργίας αντλησιοταμίευσης και Υ/Η.

G7. Καταγραφή για κάθε μία από τις εξεταζόμενες λύσεις του πλεονάσματος ενέργειας που προκύπτει σε ωριαία βάση, μετά την κάλυψη των απαιτήσεων του φορτίου βάσης και υπό την προϋπόθεση πλήρωσης των υπό εξέταση ταμιευτήρων.

G8. Υπολογισμός των ωριαίων απορρίψεων του πλεονάσματος ενέργειας από το ΕΔΣ, εξαιτίας αδυναμίας απορρόφησης με βάση τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων και το παραμένον φορτίο κάθε ώρας.

G9. Υπολογισμός της απευθείας συμμετοχής αιολικής και Φ/Β ενέργειας, καθώς και της έμμεσης -μέσω αντλησιοταμίευσης- στην ετήσια κάλυψη του ισοδύναμου φορτίου βάσης.

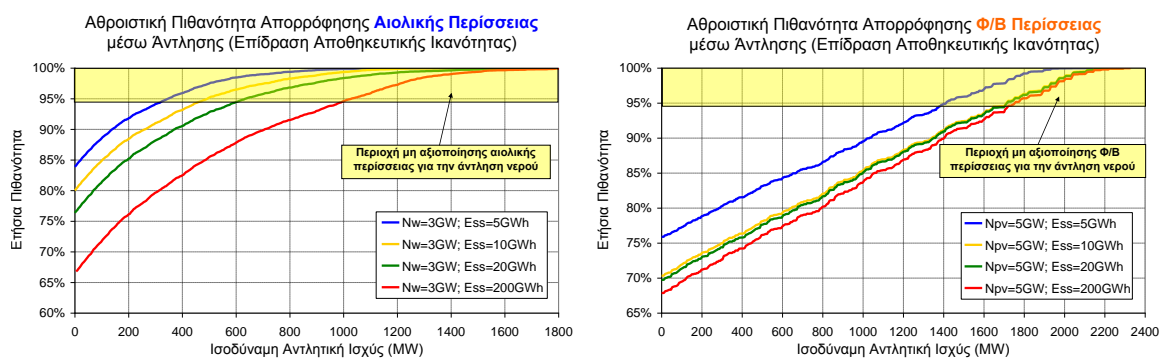
Π2. Καθορισμός απαιτούμενης αντλητικής ισχύος

Για την αποφυγή υπερδιαστασιολόγησης των αντλητικών συγκροτημάτων, ο υπολογιστικός κώδικας έχει τη δυνατότητα διαστασιολόγησης όχι μόνο με βάση το μέγιστο ωριαίο εμφανιζόμενο πλεόνασμα ΑΠΕ (μετά τη σύγκριση μεταξύ της παραγωγής ΑΠΕ και της ισοδύναμης ζήτησης φορτίου βάσης), αλλά και με βάση τον καθορισμό ενός μέγιστου αποδεκτού ορίου μη απορρόφησης του εμφανιζόμενου πλεονάσματος ΑΠΕ από την πλευρά της άντλησης. Για το σκοπό αυτό λαμβάνεται υπόψη η πιθανότητα εμφάνισης διαφορετικών κλάσεων πλεονάσματος ΑΠΕ (π.χ. Σχήμα Π1), λαμβάνοντας υπόψη και το ρόλο της αποθηκευτικής

ικανότητας, ενσωματώνοντας στους υπολογισμούς και το ενδεχόμενο απόρριψης του πλεονάσματος ΑΠΕ λόγω πληρότητας των ταμιευτήρων.

Στη βάση αυτή, προσδιορίζεται η πιθανότητα εμφάνισης διαφορετικών επιπέδων πραγματικά αξιοποιήσιμου πλεονάσματος ΑΠΕ και καθορίζεται ένα μέγιστο αποδεκτό όριο μη απορρόφησης, απουσία του οποίου η υπερδιαστασιολόγηση των αντλιοστασίων αποτελεί σοβαρό ενδεχόμενο. Με τον τρόπο αυτό αφενός αξιοποιείται το πλεόνασμα ΑΠΕ στα επιθυμητά επίπεδα και αφετέρου εξασφαλίζεται αυξημένος συντελεστής φορτίου και συνεπώς βελτιωμένο οικονομικό αποτέλεσμα για τα αντλητικά συγκροτήματα. Στο πλαίσιο αυτό, έπειτα από την εκτέλεση πολυάριθμων δοκιμών, για τη συγκεκριμένη μελέτη επιλέχθηκε μέγιστο όριο μη απορρόφησης πλεονάσματος ΑΠΕ 500h/έτος ή αθροιστική πιθανότητα ~6% ετησίως που αντιστοιχεί στην εμφάνιση ιδιαίτερα υψηλών τιμών πλεονάσματος ΑΠΕ.

Στο Σχήμα Π1, όπου εξετάζονται ενδεικτικοί συνδυασμοί ΑΠΕ-αντλησιοταμίευσης, αιολικής και Φ/Β βάσης αντίστοιχα, παρουσιάζεται η σκιασμένη περιοχή μη απορρόφησης πλεονάσματος. Το σημείο τομής μεταξύ της κάθε καμπύλης και της σκιασμένης αυτής περιοχής είναι αυτό που καθορίζει την απαιτούμενη αντλητική ισχύ με βάση το μέγιστο αποδεκτό όριο μη απορρόφησης. Όπως γίνεται αντιληπτό, η εφαρμογή του μέγιστου ορίου απορρόφησης εγγυάται την αποφυγή υπερδιαστασιολόγησης σε σχέση με τη μέγιστη αντλητική ισχύ που αντιστοιχεί σε αξιοποίηση του 100% της εμφανιζόμενης περίσσειας. Παράλληλα, παρατηρείται πως η αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας επιτρέπει τη συχνότερη παρουσία περίσσειας ΑΠΕ μεγαλύτερης ισχύος, μετατοπίζοντας έτσι το σημείο επιλογής αντλητικής ισχύος πιο δεξιά.



Σχήμα Π1. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης περίσσειας ενέργειας από ΑΠΕ για σταθμούς αιολικής (α) και Φ/Β (β) μόνο βάσης, ως συνάρτηση της διαθέσιμης αποθηκευτικής ικανότητας

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ
ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΚΑΙ ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ
ΣΤΟ ΕΘΝΙΚΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΕΔΣ)

Πίνακας Π ΙΙ.1: Υφιστάμενοι θερμικοί σταθμοί ΕΔΣ (Δεκέμβριος 2013)

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος Ι	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙV	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	Αμυνταίου	Αμύνταιο Ι	300	273
ΔΕΗ	Αμυνταίου	Αμύνταιο ΙΙ	300	273
ΔΕΗ	Καρδιάς	Καρδιά Ι	300	275
ΔΕΗ	Καρδιάς	Καρδιά ΙΙ	300	275
ΔΕΗ	Καρδιάς	Καρδιά ΙΙΙ	306	280
ΔΕΗ	Καρδιάς	Καρδιά ΙV	306	280
ΔΕΗ	Λιπτόλ	Λιπτόλ Ι	33	30
ΔΕΗ	Λιπτόλ	Λιπτόλ ΙΙ	10	8
ΔΕΗ	Μεγαλόπολης Α	Μεγαλόπολη Α	300	255
ΔΕΗ	Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη Β	300	256
ΔΕΗ	Μελίτης	Μελίτη Ι	330	289
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙΙ	125	116
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙΙΙ	125	116
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙV	300	274
		Σύνολο	4930	4456
Πετρελαϊκές μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι ΙΙΙ	150	144
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι ΙV	150	144
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο Ι	130	123
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙΙ	300	287
		Σύνολο	730	698
Μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Κομοτηνής	ΜΣΚ Κομοτηνής	484.6	476.3
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙΙΙ - Μικρή ΜΣΚ	176.5	173.4
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙV - Μεγάλη ΜΣΚ	560	550.2
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V - Νέα ΜΣΚ	385.2	377.6
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	395	389.4
ΗΡΩΝ ΙΙ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ ΙΙ	ΜΣΚ ΗΡΩΝ ΙΙ	432	422.1
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	ΜΣΚ Αγ. Θεοδώρων	436.6	433.5
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ Θίσβης	ΜΣΚ Θίσβης	421.6	410
PROTERGIA ΘΕΡΜΟΗΛ/ΚΗ	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου	444.5	432.7
		Σύνολο	3736	3665.2
Μονάδες φυσικού αερίου ανοικτού κύκλου				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου	Αγ. Γεώργιος VIII	160	151
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου	Αγ. Γεώργιος ΙX	200	188

ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛ/ΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148.5	147.8
		Σύνολο	508.5	486.8
Κατανεμόμενες μονάδες ΣΗΘΥΑ				
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΘΗΣ Αλουμινίου	3 μονάδες	334	334
		Σύνολο	334	334
		ΣΥΝΟΛΟ	10238.5	9640

Πίνακας Π ΙΙ.2: Υφιστάμενοι Υ/Η σταθμοί ΕΔΣ (Δεκέμβριος 2013)

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας Ι	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας ΙΙ	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα Ι	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα ΙΙ	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Εδεσσαίου	Εδεσσαίος	19	19
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός Ι (αντλ/ση)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός ΙΙ (αντλ/ση)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός ΙΙΙ (αντλ/ση)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι Ι	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι ΙΙ	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι ΙΙΙ	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι ΙV	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά Ι	109.3	109.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά ΙΙ	109.3	109.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά ΙΙΙ	109.3	109.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά ΙV	109.3	109.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας Ι	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας ΙΙ	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αωού	Πηγές Αωού Ι	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αωού	Πηγές Αωού ΙΙ	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας Ι	43.3	43.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας ΙΙ	43.3	43.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας ΙΙΙ	43.3	43.3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση Ι	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση ΙΙ	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο ΙΙ	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο ΙΙ	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο ΙΙΙ	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου	Πουρνάρι Ι-Μονάδα Ι	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου	Πουρνάρι Ι-Μονάδα ΙΙ	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου	Πουρνάρι Ι-Μονάδα ΙΙΙ	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου	Πουρνάρι ΙΙ-Μονάδα Ι	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου	Πουρνάρι ΙΙ-Μονάδα ΙΙ	16	16

ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου	Πουρνάρι II-Μονάδα ΙΙΙΙ	1.6	1.6
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος Ι	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος ΙΙ	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά Ι (αντλ/ση)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά ΙΙ (αντλ/ση)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά ΙΙΙ (αντλ/ση)	105	105
		ΣΥΝΟΛΟ	3017.7	3017.7

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

<i>ΑΠΕ</i>	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
<i>ΒΔΤ</i>	Βέλτιστες Διαθέσιμες Τεχνικές
<i>ΔΕΔΔΗΕ</i>	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
<i>ΔΕΗ</i>	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε.
<i>ΕΔΣ</i>	Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
<i>ΕΣΕΔΕ</i>	Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών
<i>ΕΤΜΕΑΡ</i>	Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων
<i>ΕΦΚ</i>	Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης
<i>Η/Ο</i>	Ηλεκτρικό όχημα
<i>ΛΑΓΗΕ</i>	Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ
<i>ΡΑΕ</i>	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
<i>Υ/Η</i>	Υδροηλεκτρική ενέργεια
<i>ΥΑ</i>	Υπουργική απόφαση
<i>ΥΚΩ</i>	Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας
<i>ΥΠΕΚΑ</i>	Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
<i>ΦΑ</i>	Φυσικό Αέριο
<i>Φ/Β</i>	Φωτοβολταϊκά
<i>CCGT</i>	Μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου
<i>CCS</i>	Carbon Capture and Storage / Τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα
<i>FiTs</i>	Feed-in tariffs / Σύστημα των εγγυημένων τιμών
<i>IRR</i>	Internal rate of return / Εσωτερικός βαθμός απόδοσης
<i>LCOE</i>	Levelized Cost of Energy / Σταθμισμένο κόστος ενέργειας
<i>LPG</i>	Liquefied petroleum gas / Υγροποιημένο αέριο
<i>OCGT</i>	Μονάδες φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου

*«Δεν θα διασώσουμε όλα όσα θα θέλαμε, αλλά θα διασώσουμε
πολύ περισσότερα από όλα αυτά που θα είχαν χαθεί
εάν δεν προσπαθούσαμε ποτέ»*

Sir Peter Scott (1909-1989), Ιδρυτής του WWF



WWF Ελλάς

Λεμπέση 21
117 43 Αθήνα

Τηλ.: 210 3314893
Fax: 210 3247578

Περισσότερες πληροφορίες:

Νίκος Μάντζαρης

Υπεύθυνος ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής WWF Ελλάς

E-mail: n.mantzaris@wwf.gr



1961

Το WWF ιδρύθηκε το 1961 στην Ελβετία

>100

Το WWF αγωνίζεται για την προστασία του περιβάλλοντος σε 6 ηπείρους και σε περισσότερες από 100 χώρες.

1991

Το WWF ιδρύει γραφείο στην Αθήνα το 1991.

>300

Στην Ελλάδα έχουμε υλοποιήσει περισσότερες από 300 δράσεις.

360°

Προστατεύουμε το περιβάλλον λαμβάνοντας υπόψη τα κοινωνικά, οικονομικά και πολιτικά αίτια των απειλών και προτείνοντας λύσεις για την αρμονική συνύπαρξη ανθρώπου και φύσης.

5.000.000

Μας στηρίζουν περισσότεροι από 5 εκ. υποστηρικτές παγκοσμίως. Στην Ελλάδα οι υποστηρικτές μας ξεπερνούν τους 10.000.

1995

Η οικονομική διαχείριση του WWF Ελλάς ελέγχεται από ορκωτούς λογιστές ανελλιπώς από το 1995.



Η αποστολή του WWF Ελλάς

είναι να διατηρήσει την πλούσια βιοποικιλότητα της Ελλάδας ως αναπόσπαστο στοιχείο της Μεσογείου και να παρεμποδίσει – και μακροπρόθεσμα να αντιστρέψει – την υποβάθμιση του περιβάλλοντος, με στόχο την αρμονική συνύπαρξη ανθρώπου και φύσης.

www.wwf.gr