

Υδροηλεκτρικά Έργα 2015 – 2040 – Ανάπτυξη και Προοπτικές

Δ. Γεωργιόπουλος
Πολιτικός Μηχανικός, MScEng, ΔΕΗ Α.Ε. –
Διεύθυνση Υδροηλεκτρικής Παραγωγής – Τομέαρχης
Τομέας Υδροδυναμικού, Προμελετών, Αδειοδοτήσεων
και Περιβάλλοντος

Χ. Κ. Δήμου
Πολιτικός Μηχανικός, Ph.D., Διεύθυνση
Υδροηλεκτρικής Παραγωγής – Τομέας Μελετών
Έργων Πολιτικού Μηχανικού

Λέξεις κλειδιά: Ανάπτυξη Υδροηλεκτρικών Έργων, Ενεργειακός Μετασχηματισμός, Αειφορία, Κλιματική Αλλαγή, Υδροδυναμικό

ΠΕΡΙΛΗΨΗ: Η εκμετάλλευση του υδροδυναμικού της Ελλάδας υπήρξε στρατηγική επιλογή στο χώρο της ενέργειας. Ως το τέλος του 20^{ου} αιώνα, η ΔΕΗ ολοκλήρωσε δεκάδες έργα συνολικής ισχύος 3GW, με πολλαπλά οφέλη σε διάφορους τομείς. Από τα τέλη του 20^{ου} αιώνα η αντίληψη περί των Υδροηλεκτρικών Έργων μεταβλήθηκε προς το χειρότερο. Οι περιβαλλοντικές ανησυχίες και η έλλειψη αξιόπιστης και αντικειμενικής πληροφόρησης των τοπικών κοινωνιών, ανέκοψαν την πορεία ανάπτυξης τους. Στα τέλη του 2015 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε «Μεγάλα» και «Μικρά» Υδροηλεκτρικά ανέρχεται σε 3.4GW περίπου με μέση ετήσια παραγωγή στις 5.3TWh και συνολικό ωφέλιμο όγκο ταμιευτήρων στα 5.7 δις m³. Ως και το 2040, εκτιμάται ότι η εγκατεστημένη ισχύς μπορεί να φτάσει στα 5.6GW με μέση ετήσια παραγωγή στις 10TWh και συνολικό ωφέλιμο όγκο ταμιευτήρων στα 7.9 δις m³.

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η εκμετάλλευση του υδροδυναμικού της Ελλάδας ήταν για δεκαετίες στρατηγική επιλογή. Ως το 2000, η ΔΕΗ ολοκλήρωσε δεκάδες έργα συνολικής ισχύος 3GW, με πολλαπλά οφέλη καθώς τα Υδροηλεκτρικά Έργα (ΥΗΕ) συνεισφέρουν: α) στην ευστάθεια του συστήματος λόγω της ευελιξίας τους, β) στην αντιπλημμυρική προστασία και στην ανάσχεση των πλημμυρικών ροών, γ) στη ρύθμιση της ροής των ποταμών, δ) στην εκμετάλλευση των αποταμιευμένων υδάτων για ύδρευση και άρδευση, ε) στη βελτίωση της βιοποικιλότητας με τη δημιουργία ευνοϊκών συνθηκών για την παραποτάμια πανίδα, στ) στη δημιουργία μόνιμων και προσωρινών θέσεων εργασίας σε απομακρυσμένες και οικονομικά υποβαθμισμένες περιοχές, και ζ) στην παράπλευρη ανάπτυξη άλλων δραστηριοτήτων (ναυταθλητισμός, τουρισμός κ.α.) στην ευρύτερη περιοχή των έργων.

Οι περιβαλλοντικές ανησυχίες και η έλλειψη αξιόπιστης και αντικειμενικής πληροφόρησης των τοπικών κοινωνιών, ανέκοψαν την πορεία ανάπτυξης των έργων αυτών. Χαρακτηριστικά παραδείγματα αποτελούν: α) το ΥΗΕ Μεσοχώρας, έργου ολοκληρωμένου από το 2002, για το οποίο ως και τα μέσα του 2017 δεν έχουν προχωρήσει οι διαδικασίες για την έμφραξη και την πρώτη πλήρωση του Ταμιευτήρα και β) το Φράγμα Συκιάς, τμήμα του σχήματος της εκτροπής του Αχελώου, στο οποίο από το 2000 οι εργασίες με απόφαση του ΣτΕ έχουν διακοπεί. Αποτέλεσμα αυτών ήταν να ανακοπεί κατά μεγάλο βαθμό η ανάπτυξη αυτών των έργων από το 2000 και μετά, που περιορίστηκε στην κατασκευή μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών (ΥΗΣ) και του ΥΗΣ Ιαρίωνα που αναμένεται να ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία εντός του 2017.

Στο τέλος του 2015, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ήταν 3,395MW εκ των οποίων 2,474MW είναι συμβατικά έργα ΥΗΣ, 699MW αντλησιοταμιευτικά και 222MW Μικρά ΥΗΣ (ΜΥΗΣ). Ο

Ωφέλιμος Όγκος των Ταμιευτήρων (ΩΟΤ) ανέρχεται σε 5.7 δις m³ περίπου. Στην Εργασία αυτή εξετάζονται 5 σενάρια ανάπτυξης του Υδροδυναμικού της χώρας και ειδικότερα: α) το Βασικό Σενάριο (ΒΣ), β) το Βασικό Σενάριο με Βελτίωση των Υπαρχόντων Σταθμών (ΒΣΒΥ), γ) το Βασικό Σενάριο με Βελτίωση Υπαρχόντων Σταθμών και ένταξη του ΥΗΣ Συκιάς (ΒΣΒΥΣ), δ) το Δυσμενές Σενάριο (ΔΣ) και γ) το Ευμενές Σενάριο (ΕΣ).

Σύμφωνα με την ανάλυση, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς το 2040 εκτιμάται ότι θα κυμανθεί από 4,320MW (ΔΣ), ως 5,627MW (ΕΣ). Η ετήσια παραγωγή το 2040 εκτιμάται ότι θα κυμαίνεται από 6,528GWh (ΔΣ) ως 9,992GWh (ΕΣ). Σε συνδυασμό με τα σενάρια εκτίμησης ζήτησης η παραγωγή από Υδροηλεκτρικά δύναται να καλύψει από 9.4% ως 17.4% της συνολικής ζήτησης ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα έναντι ποσοστού 9.2% την περίοδο 1990-2015.

2 ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΤΗΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΥΗΣ

Στον Πίνακα 1, παρουσιάζονται οι «μεγάλοι» ΥΗΣ κατά τη σειρά ένταξης τους στο σύστημα. Το σύνολο των μονάδων ΥΗΣ βρίσκονται στην Ηπειρωτική χώρα (διασυνδεδεμένο σύστημα).

Πίνακας 1. Μονάδες ΥΗΣ κατά την σειρά ένταξης τους στο σύστημα.

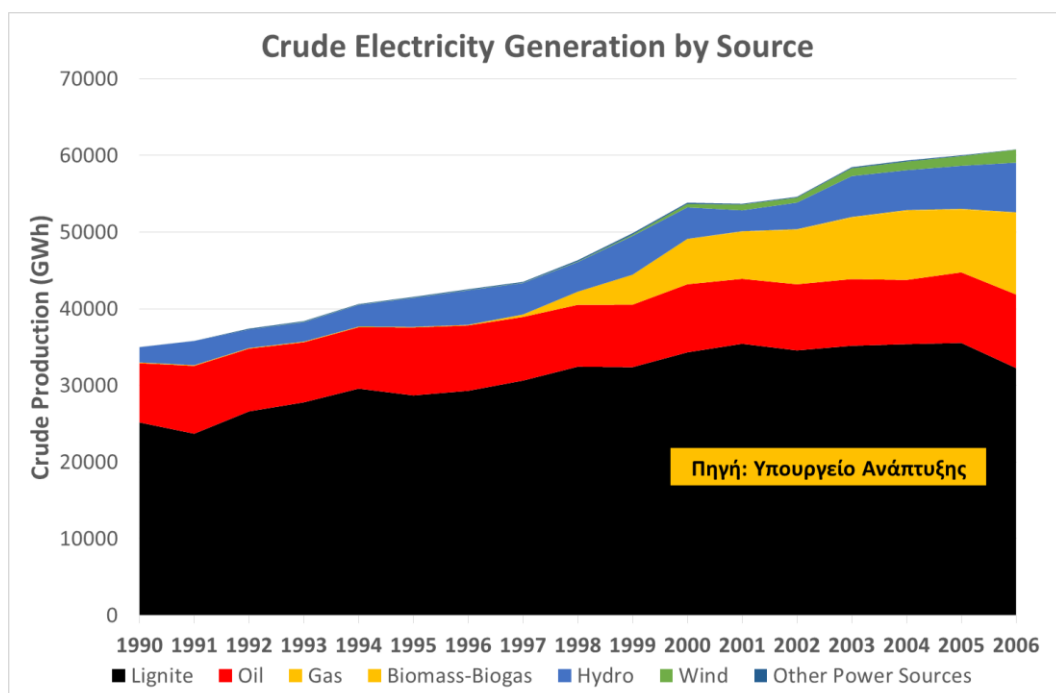
Όνομα Μονάδας	Ιδιοκτήτης	Ισχύς	Τύπος	Είσοδος στο σύστημα	Σύνολο Ισχύος (MW)
ΑΓΡΑΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	50	Συμβατικό	1954	50
ΛΑΔΩΝΑΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	70	Συμβατικό	1955	120
ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	129.9	Συμβατικό	1962	249.9
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	ΔΕΗ Α.Ε.	437.2	Συμβατικό	1966	687.1
ΚΑΣΤΡΑΚΙ	ΔΕΗ Α.Ε.	320	Συμβατικό	1969	1007.1
ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	19	Συμβατικό	1970	1026.1
ΠΟΛΥΦΥΤΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	375	Συμβατικό	1975	1401.1
ΠΟΥΡΝΑΡΙ-I	ΔΕΗ Α.Ε.	300	Συμβατικό	1981	1701.1
ΑΣΩΜΑΤΑ	ΔΕΗ Α.Ε.	108	Συμβατικό	1985	1809.1
ΣΦΗΚΙΑ	ΔΕΗ Α.Ε.	315	Αντλησιοταμιευτικό	1986	2124.1
ΣΤΡΑΤΟΣ-I	ΔΕΗ Α.Ε.	150	Συμβατικό	1989	2274.1
ΑΩΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	210	Συμβατικό	1991	2484.1
ΠΟΥΡΝΑΡΙ-II	ΔΕΗ Α.Ε.	33.6	Συμβατικό	1997	2517.7
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	384	Αντλησιοταμιευτικό	1998	2901.7
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	ΔΕΗ Α.Ε.	116	Συμβατικό	1999	3017.7
ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	155	Συμβατικό	2014-2017	3172.7

Οι μονάδες αυτές βρίσκονται κυρίως κατά μήκος των μεγάλων ποταμών της χώρας (Αχελώος, Αλιάκμονας και Νέστος) [1]. Σε στάδιο ένταξης βρίσκεται μία μόλις μεγάλη μονάδα (ΥΗΣ Ιλαρίωνας). Στις μονάδες αυτές θα πρέπει να προστεθούν άλλα 223MW ισχύος από ΜΥΗΣ τα οποία εντάχθηκαν στο σύστημα, την περίοδο από 2004 ως και 2016. Η πορεία της χώρας στην ανάπτυξη των Υδροηλεκτρικών έρχεται σε αντίθεση με τη διεθνή πρακτική όπου μόνο κατά την περίοδο 2004-2016 είχαμε αύξηση κατά 60% περίπου της εγκατεστημένης ισχύος [2] από τα 781GW στα 1246GW, συμπεριλαμβανομένων των Αντλησιοταμιευτικών, με ιδιαίτερη ανάπτυξη σε Ασία, Νότιο Αμερική και Αφρική. Σημαντικές δε βελτιώσεις, έγιναν κατά την περίοδο αυτή, στις υπάρχουσες υποδομές σε Βόρεια Αμερική και Ευρώπη με στόχους την αύξηση της δυνατότητας αποταμίευσης ενέργειας, την βελτίωση της απόδοσης και την βελτίωση της ευελιξίας των ήδη εγκατεστημένων έργων.

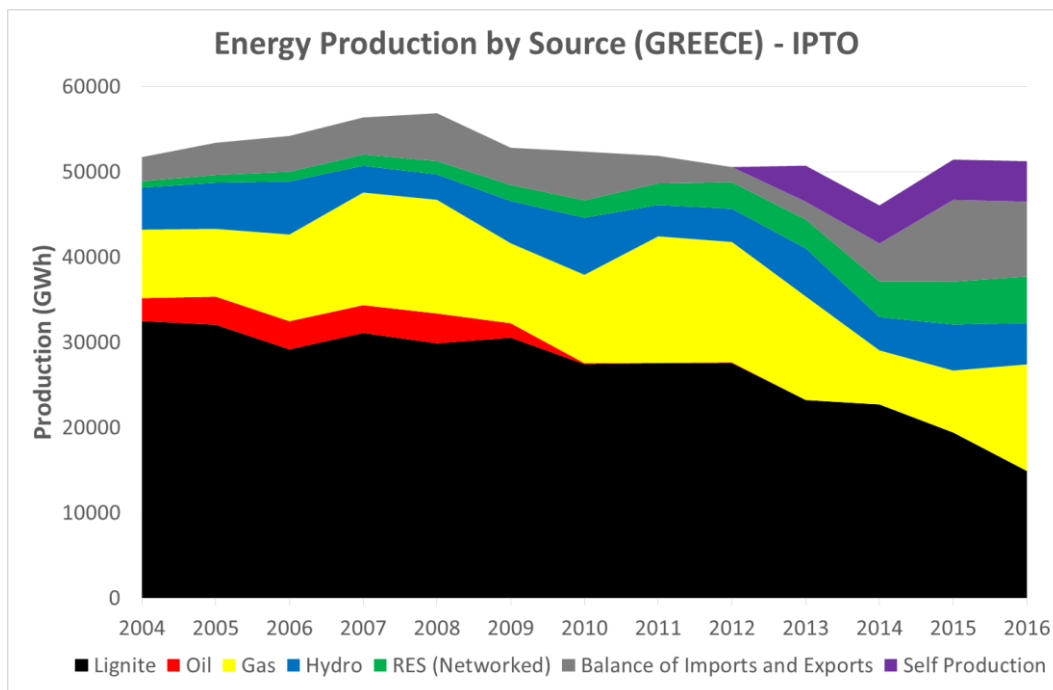
3 ΠΑΡΑΓΩΓΗ – ΖΗΤΗΣΗ – ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ

3.1 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

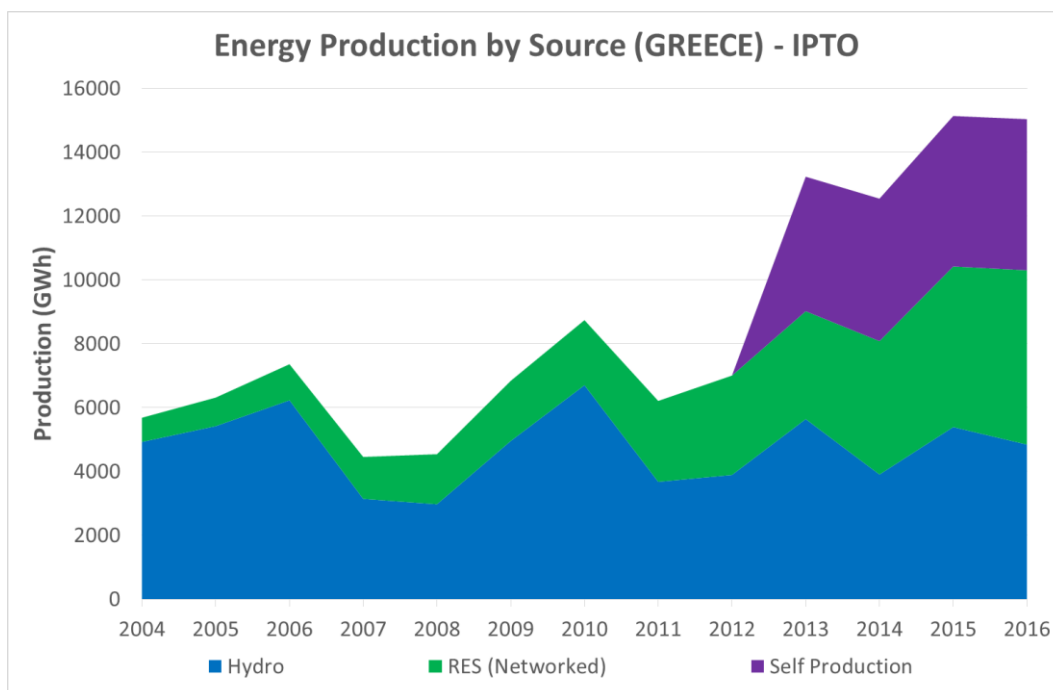
Κατά την περίοδο 1990 ως 2006 η εγχώρια συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα και στα Νησιά (βλέπε Εικόνα 1) κυριαρχείται από ανθρακικές πηγές [3]. Ως τα τέλη του 2000, η παραγωγή από μη ανθρακικές πηγές αφορά σχεδόν στο σύνολο της την παραγωγή από Υδροηλεκτρικά. Την περίοδο 2004 ως 2016, στο διασυνδεδεμένο δίκτυο (βλέπε Εικόνα 2), παρατηρείται μεταστροφή στο μείγμα καυσίμου που χρησιμοποιείται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [4]. Η παραγωγή από λιγνίτη (LIGNITE) και πετρέλαιο (OIL) εκτοπίζεται προς όφελος του Φυσικού Αερίου (GAS) και των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) ενώ τα τρία τελευταία χρόνια (2014 ως 2016) το ισοζύγιο εξαγωγών μείον εισαγωγών παρουσιάζεται ιδιαίτερα ελλειμματικό. Το 2004, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη, που αφορά το διασυνδεδεμένο δίκτυο, ανήλθε σε 32,491GWh ή το 62.8% των 51,721GWh του συνόλου της παραγωγής και του ισοζυγίου εισαγωγών εξαγωγών. Το 2016 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη ανήλθε σε 14,898GWh ή στο 29.1% των 51,245GWh του ίδιου συνόλου. Η παραγωγή από Φυσικό Αέριο κυμαίνεται από 6,399GWh ως και 14,851GWh καθώς η ανταγωνιστικότητα του καυσίμου, καθορίζεται κυρίως από την τιμή του στη διεθνή και Ελληνική αγορά. Η παραγωγή από μεγάλα Υδροηλεκτρικά (HYDRO) κυμαίνεται από 2,973GWh ως και 6,703GWh με την παραγωγή να συναρτάται από τις βροχοπτώσεις (βλέπε Εικόνα 3). Η παραγωγή από ΑΠΕ, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα μεγάλα Υδροηλεκτρικά, ανήλθε το 2016 σε 10,252GWh στο διασυνδεδεμένο σύστημα [5] με έντονη ανάπτυξη από το 2011 και μετά.



Εικόνα 1: Εγχώρια Μεικτή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας – Μείγμα Καυσίμου – Περίοδος 1990-2006 (στοιχεία ΥΠ.ΑΝ.).



Εικόνα 2: Εγχώρια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στο διασυνδεδεμένο Σύστημα– Μείγμα Καυσίμου – Περίοδος 2004-2016 (στοιχεία ΑΔΜΗΕ).

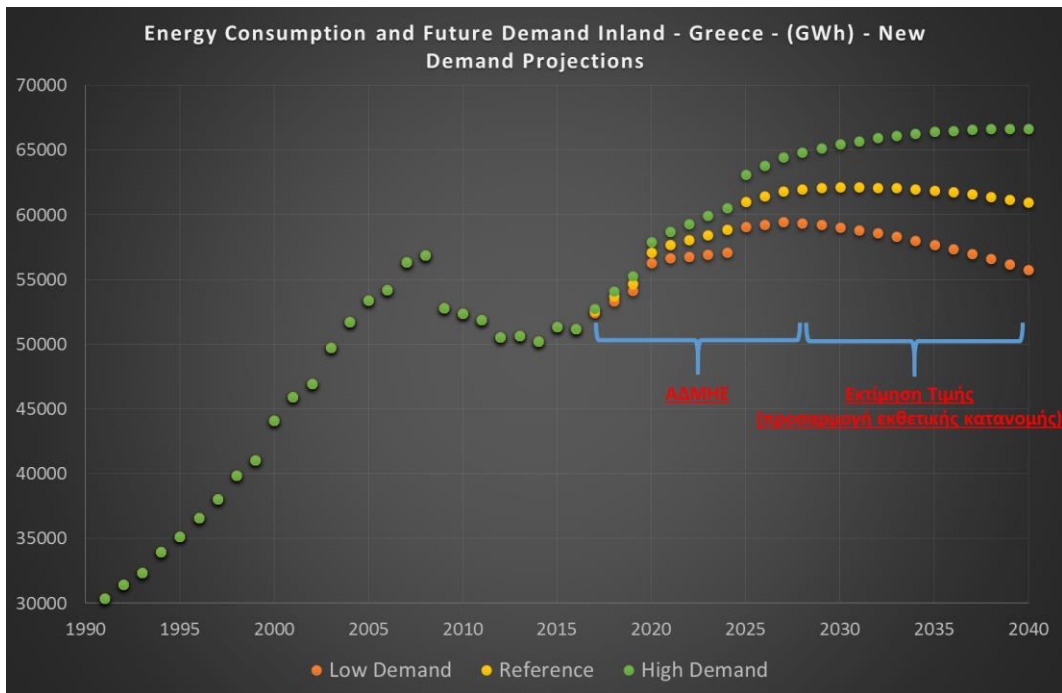


Εικόνα 3: Εγχώρια Παραγωγή Υδροηλεκτρικών, ΑΠΕ και Αυτοπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο Σύστημα– Μείγμα Καυσίμου – Περίοδος 2004-2016. (στοιχεία ΑΔΜΗΕ – ΛΑΓΗΕ)

3.2 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας και Μελλοντικές Εκτιμήσεις

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα, με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 1991 ως 2001 [6], την μελέτη επάρκειας 2015-2020 του ΑΔΜΗΕ [7], τα δεδομένα

των μηνιαίων δελτίων ενέργειας του ΑΔΜΗΕ [4] και τη μελέτη επάρκειας του ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2017-2027 [8], παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.



Εικόνα 4: Ζήτηση Ενέργειας για το διασυνδεδεμένο σύστημα και εκτίμηση ζήτησης Ενέργειας για την περίοδο 2017-2040. (Εκτιμήσεις ζήτησης ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2017-2027).

Η μελλοντική ζήτηση στο διασυνδεδεμένο, σύμφωνα με την έκθεση Επάρκειας του ΑΔΜΗΕ [8], κατά την περίοδο 2017 έως 2027 εκτιμάται ότι θα αυξηθεί με μέσο ετήσιο ρυθμό 1.63%. Το 2027, η ζήτηση εκτιμάται ότι θα κυμαίνεται από 59.46TWh (χαμηλή ζήτηση) ως και 64.43TWh (υψηλή ζήτηση) με μέση τιμή τις 61.84TWh. Στην έκθεση επάρκειας [8], συμπεριλαμβάνεται το φορτίο εξαιτίας της διασύνδεσης των Κυκλάδων και της Κρήτης. Για τα έτη 2028 ως 2040, οι εκτιμήσεις της συνολικής ζήτησης ενέργειας, προκύπτουν από την προσαρμογή μίας εκθετικής κατανομής στην ετήσια εκτιμώμενη αύξηση της περιόδου 2017-2027 για κάθε σενάριο. Για να αντιμετωπιστούν οι απότομες αυξήσεις της ζήτησης λόγω διασυνδέσεων για την περίοδο 2020 ως 2025, από τις τιμές της έκθεσης [8], αφαιρείται η ποσότητα ενέργειας που θα διοχετευθεί προς την Κρήτη (μέση ισχύς 200MW ήτοι 1752GWh το έτος). Αντίστοιχα, για την περίοδο 2025 ως 2027, αφαιρείται η ποσότητα ενέργειας που απαιτεί το σύνολο του Νησιού [8], προσαρμοσμένου στα διαφορετικά σενάρια ζήτησης ήτοι: α) μέση τιμή για σενάριο αναφοράς (Reference), β) ακραία τιμή για σενάριο High Demand και γ) τιμή ίση με την τιμή του μέσου σεναρίου μειωμένη κατά τη διαφορά της ζήτησης του ακραίου και μέσου σεναρίου, για το σενάριο Low Demand. Στη συνέχεια προσαρμόζονται, οι εκθετικές καμπύλες ζήτησης από τις οποίες προκύπτουν οι σχέσεις εκτίμησης της ζήτησης για την περίοδο 2028 ως και 2040. Οι σχέσεις αυτές είναι της μορφής:

$$ED(T_R) = a \cdot T_R^b \quad (1)$$

Όπου $ED(T_R)$ ο λόγος της ζήτησης το έτος T_R ως προς τη ζήτηση του προηγούμενου έτους και a, b οι μεταβλητές της καμπύλης προσαρμογής. Οι τιμές του a και b για κάθε ένα από τα τρία σενάρια του ΑΔΜΗΕ παρατίθενται στον Πίνακα 2. Για το σενάριο χαμηλής ζήτησης (Low Demand) και το σενάριο αναφοράς (Reference) εκτιμάται ότι από το 2028 και 2032 αντίστοιχα και στη συνέχεια, η ετήσια μεταβολή της ζήτησης θα είναι αρνητική. Κάτι αντίστοιχο, παρατηρείται για το σενάριο υψηλής ζήτησης (High Demand) το 2040. Λαμβάνοντας υπόψη τις λοιπές διασυνδέσεις που

αναμένεται να γίνουν ως το 2040 όταν θα έχει ολοκληρωθεί πρακτικά η διασύνδεση του συνόλου (πλην εξαιρέσεων) των μη διασυνδεδεμένων δικτύων, η συνολική ζήτηση στο σύστημα για τα έτη 2020, 2030 και 2040 διαμορφώνεται σύμφωνα με τον Πίνακα 3.

Πίνακας 2. Τιμές των μεταβλητών a και b για τις καμπύλες προσαρμογής των Σεναρίων του ΑΔΜΗΕ για ζήτηση στον ΕΣΜΗΕ (Εκτιμήσεις ζήτησης ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2017-2027).

Σενάριο ΑΔΜΗΕ για Ζήτηση στον ΕΣΜΗΕ	Low Demand	Reference	High Demand
a	1.0177	1.0216	1.0254
b	-0.008	-0.008	-0.008

Πίνακας 3. Εκτίμηση Συνολικής Ζήτησης στο Σύστημα – (Με διασυνδέσεις). (Εκτιμήσεις ζήτησης ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2017-2027).

Χρόνος	Total Demand (Low) GWh	Total Demand (Medium) GWh	Total Demand (High) GWh	Παρατηρήσεις
2020	56310	57110	57920	Ένταξη Κυκλάδων
2030	59048	62121	65447	Διασύνδεση Κυκλάδων και Κρήτης
2040	57278	62968	69162	Πλήρης Διασύνδεση (+2000GWh)

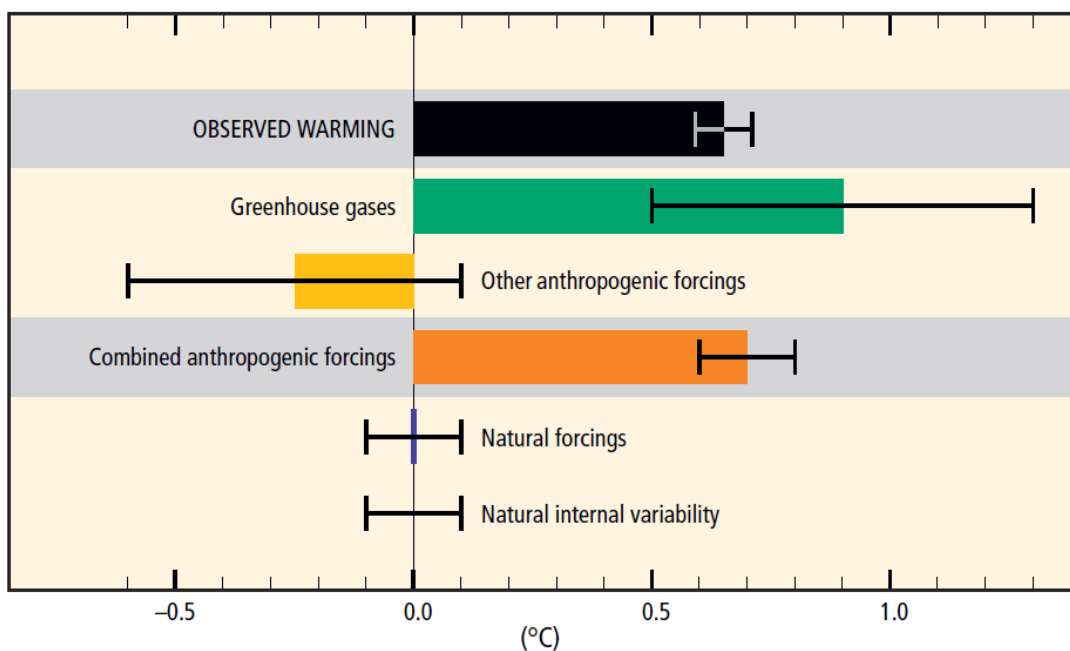
3.3 Προκλήσεις – Μετασχηματισμός του Χώρου της Ηλεκτρικής Ενέργειας – Κλιματική Αλλαγή

Η παγκόσμια αγορά ενέργειας βρίσκεται σε φάση μετασχηματισμού. Στην ηλεκτροπαραγωγή, ο κλάδος βρίσκεται στην μετάβαση από το παραδοσιακό μοντέλο παραγωγής αποτελούμενο από μονάδες βάσης, ενδιάμεσες με δυνατότητα μεταφοράς και αιχμής, προς ένα νέο μοντέλο παραγωγής όπου το κύριο φορτίο της παραγωγής, οι νέες «μονάδες βάσης», το αναλαμβάνουν οι στοχαστικές ΑΠΕ (άνεμος, ηλιακή ενέργεια), με τις λοιπές ΑΠΕ (υδροηλεκτρικά, βιομάζα, ηλιοθερμικά, γεωθερμία) να αναλαμβάνουν το ρόλο «μονάδων ενδιάμεσης/δυνατότητας μεταφοράς», ενώ το ρόλο «μονάδων αιχμής και τελικής εξισορρόπησης» τον αναλαμβάνουν οι μονάδες αποθήκευσης (μπαταρίες, αντλησιοταμιευτικά κ.λπ.) και τα δίκτυα μεταφοράς. Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, απαιτεί αλλαγή του υφιστάμενου μοντέλου της αγοράς ενέργειας προς ένα νέο ευέλικτο μοντέλο διαχείρισης παραγωγής και εμπορίας. Η Ελλάδα με βάση τις προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ για την διείσδυση των ΑΠΕ [8] και το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ σήμερα [9], θα πρέπει να προχωρήσει άμεσα σε επενδύσεις στους τομείς της αποθήκευσης, με τα αντλησιοταμιευτικά να έχουν πρωταγωνιστικό ρόλο λόγω του εδαφικού ανάγλυφου της χώρας, της ενίσχυσης δικτύου και της διαχείρισης ζήτησης, για να αντιμετωπίσει αποτελεσματικά τις μελλοντικές προκλήσεις. Απαραίτητη ακόμα, είναι η διασύνδεση τομέων της παραγωγής και της κατανάλωσης ώστε να διασφαλίζεται η μικρότερη δυνατή συνεισφορά στο σύστημα των νέων «μονάδων αιχμής και τελικής εξισορρόπησης». Απαιτείται δε, η ενίσχυση των μοντέλων πρόγνωσης της παραγωγής από στοχαστικές ΑΠΕ αλλά και της προσαρμογής της κατανάλωσης στην παραγωγή, με την εισαγωγή νέων πολιτικών τιμολόγησης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Η αύξηση της ζήτησης ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο δεν αναμένεται να ανακοπεί. Σύμφωνα με το 56% των ερωτηθέντων ειδικών, η παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ως και το 2050 θα αυξηθεί κατά 20%-30% [9]. Οι εκτιμήσεις διείσδυσης των ΑΠΕ ως το 2050 ποικίλουν. Στην συνολική ζήτηση ενέργειας το 56% των ερωτηθέντων ειδικών δίνει ποσοστό από 40-70% [9]. Στην ηλεκτροπαραγωγή το 59% των ερωτηθέντων δίνει ποσοστό διείσδυσης άνω του 70% [9]. Σύμφωνα με τα στοιχεία της παρούσας μελέτης το 2040, με βάση και την εκτίμηση της αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ [8], το ποσοστό της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που θα καλύπτεται από ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά θα φτάσει στο 60% για το ΒΣ και πιθανά θα υπερβεί το 70% ως το 2050.

Κλειδί για την ανεμπόδιστη ανάπτυξη των ΑΠΕ είναι η ριζική αναδιοργάνωση του χώρου της παραγωγής / μεταφοράς / διανομής / κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Κυρίαρχο ρόλο κατέχουν στο περιβάλλον αυτό, τα «έξυπνα δίκτυα» [9] και ειδικότερα οι διαθέσιμες τεχνολογίες για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Κάθε μία από τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας (Σφόνδυλοι, Μπαταρίες, Αποθήκευση Ενέργειας με Πιεσμένο Αέρα, Αντλησιοταμιευτικά, Υδρογόνο, Συνθετικό Φυσικό Αέριο κ.λπ.) έχει διαφορετικά πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα όπως και απαιτήσεις κεφαλαιακών επενδύσεων. Η πορεία της ανάπτυξης τους θα καθορίσει και την πορεία προς την πλήρη ή μη απεξάρτηση της παραγωγής ενέργειας από συμβατικές πηγές. Οι σχετικές εκτιμήσεις δεν δίνουν ξεκάθαρη απάντηση [9] ειδικά αν λάβουμε υπόψη την περαιτέρω αστικοποίηση του παγκόσμιου πληθυσμού. Αβεβαιότητα υπάρχει και για το κόστος της ενέργειας από «συμβατικές» ανθρακικές πηγές ενέργειας στο μέλλον [9] καθώς οι απαιτήσεις για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου αυξάνονται και το κόστος των εκπομπών αυτών επηρεάζεται σημαντικά από πολιτικές αποφάσεις. Το γεγονός ότι το κόστος παραγωγής από στοχαστικές ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά, αιολικά), σε ορισμένες περιπτώσεις, είναι χαμηλότερο του κόστους παραγωγής από συμβατικές πηγές [9] και σε συνδυασμό με την σχετική βεβαιότητα ότι το κόστος της ενέργειας από ΑΠΕ θα συνεχίσει να μειώνεται, οδηγεί στην εκτίμηση ότι οι επενδύσεις στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ θα διπλασιαστούν ως και το 2050 υπερβαίνοντας το μισό τρις δολάρια το έτος παγκοσμίως [9]. Παρόλα αυτά οι εκτιμήσεις και ειδικότερα αυτές που αφορούν μακροπρόθεσμες προβλέψεις, θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη με φειδώ καθώς αποτελεί τον κανόνα οι προβλέψεις αυτές να διαψεύδονται, είτε υπερεκτιμώντας είτε υποεκτιμώντας το ποσοστό διεύθυνσης μίας τεχνολογίας, εξαιτίας της αδυναμίας πρόβλεψης της ανάπτυξης της τεχνολογίας εν γένει [9].

Contributions to observed surface temperature change over the period 1951–2010



Εικόνα 5: Μεταβολή της μέσης θερμοκρασίας στην επιφάνεια του πλανήτη την περίοδο 1951-2010 και επιρροή στη μέση θερμοκρασία των α) Αερίων του Θερμοκηπίου (Greenhouse Gases), β) άλλων ανθρωπογενών παραγόντων (Other anthropogenic forcings), γ) της συνισταμένης των ανθρωπογενών παραγόντων (combined anthropogenic forcings), δ) άλλων φυσικών αιτιών (natural forcings) και ε) της εγγενούς περιόδου μεταβλητότητας (natural interval variability) – από [10].

Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα από τα βασικά εργαλεία για την αντιμετώπιση των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής. Σύμφωνα με την έκθεση του IPCC [10] βρισκόμαστε σε ένα ολοένα πιο αβέβαιο περιβάλλον εξαιτίας της κλιματικής αλλαγής που παρατηρείται τις τελευταίες δεκαετίες και η οποία έχει με πολύ υψηλή βεβαιότητα (extremely likely) ως αίτιο, τις συνιστάμενες ανθρωπογενείς δραστηριότητες όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 5 (ανατύπωση από [10]). Η «πολύ υψηλή βεβαιότητα» δεν συνεπάγεται απαραίτητα «απόλυτη βεβαιότητα», δηλαδή η πιθανότητα η μεταβολή της μέσης θερμοκρασίας της επιφάνειας του πλανήτη να μην συσχετίζεται με την αύξηση που εκτιμάται ότι προκαλούν οι ανθρωπογενείς δραστηριότητες, δεν είναι μικρότερη από τη διεθνώς αποδεκτή πιθανότητα κατωφλίου που είναι ίση με 0.000027% (κανόνας του 5σ) [11]. Οι συνέπειες όμως, της κλιματικής αλλαγής, είναι τέτοιας σοβαρότητας που δεν υπάρχει η πολυτέλεια να αγνοηθούν. Οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ πρέπει να θεωρείται δεδομένη και ανεξάρτητη τυχόν μεμονωμένων πολιτικών αποφάσεων ή του επιπέδου των τιμών στην παγκόσμια αγορά των προϊόντων ενέργειας που μπορεί να την καθυστερήσουν προσωρινά. Πλέον όλων αυτών η ανάπτυξη των ΑΠΕ, τεχνολογιών που εκμεταλλεύονται τις τοπικές δυνατότητες στην παραγωγή ενέργειας κάθε χώρας, υποστηρίζουν την ενεργειακή ανεξαρτησία, με προφανή οφέλη σε οικονομικό και κυρίως πολιτικό επίπεδο.

4 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΑ ΕΡΓΑ - ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ - ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ

Σύμφωνα με το Πίνακα 4, υπάρχει η δυνατότητα προσθήκης 14 νέων Έργων συνολικής ισχύος 2,100MW, με εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή 3,900GWh εκ των οποίων τα 1,750GWh αφορούν την παραγωγή ενέργειας από αντλησιοταμίευση. Από τα 2,100MW περίπου τα 1,267MW αφορούν αντλησιοταμιευτικά έργα και 820MW συμβατικά ΥΗΣ. Πέντε έργα συνολικής ισχύος 1,000MW αφορούν έργα άλλων ιδιωτών (με το έργο του ΥΗΣ Συκιάς), ενώ για τα υπόλοιπα 9 έργα έχει εκδηλώσει ενδιαφέρον η ΔΕΗ. Τα προτεινόμενα έργα βρίσκονται κυρίως κατά μήκος των τεσσάρων μεγάλων ποταμών της χώρας (Αλιάκμονας, Άραχθος, Αχελώος και Νέστος) και συμπληρώνουν / επεκτείνουν τα υφιστάμενα έργα με σημαντικά οφέλη στην περαιτέρω εκμετάλλευση των υδατικών πόρων [12].

Πίνακας 4. Μελλοντικά Έργα .

Α/Α	Όνομα Έργου	Ισχύς		Ετήσια Παραγωγή		Ω.Ο.Τ.
		(MW)	PS (MW)	(GWh)	PS (GWh)	(MCM)
1	Μεσοχώρα	160		365	0	228
2	Μετσοβίτικο	29		46	0	0.26
3	Τέμενος	18.9		62	0	11.35
4	Ελάφι (PS)	0	147	235	165	1000
5	Αυλάκι	65		225	0	250
6	Άγιος Νικόλαος	90		320	0	60
7	Πύργος	0	220	0	264	2
8	Άγιος Γεώργιος	0	460	0	552	5
9	Αμαρίου - Ποταμών	0	50	0	227	1.2
10	Καστράκι II	0	390	0	510	6
11	Συκιά	174		390	0	300
12	Ελεύθερο	134		237	0	282
13	Βίνιανη	150		220	0	280
14	Αρκουδόρεμα	0		25	30	4

Από τα πέντε υπό εξέταση αντλησιοταμιευτικά τα τέσσερα είναι έργα για την παραγωγή και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με ταμιευτήρας υπέρ-ημερήσιας αποθήκευσης με συνολική ισχύ

1,120MW. Ένα αντλησιοταμιευτικό Έργο, το ΥΗΣ Ελαφίου, έχει το ρόλο Έργου κεφαλής των Έργων του συγκροτήματος του ποταμού Αλιάκμονα και θα λειτουργεί και ως Έργο ανάσχεσης πλημμυρικών παροχών [13] και αποταμίευσης νερού με ταμιευτήρα υπέρ-ετήσιας αποθήκευσης. Με την υλοποίηση του ΥΗΣ Ελαφίου θα βελτιστοποιηθεί περαιτέρω η λειτουργία των ΥΗΣ Παριώνα, Πολυφύτου, Σφηκιάς, Ασωμάτων και του αναρρυθμιστικού/ΜΥΗΣ Αγίας Βαρβάρας με εκτιμώμενη αύξηση της παραγόμενης ενέργειας κατά 30GWh περίπου. Η ανάπτυξη αντλησιοταμιευτικών θεωρείται αναγκαία στο μελλοντικό περιβάλλον με την ηλεκτροπαραγωγή να προέρχεται κυρίως από στοχαστικές ΑΠΕ, ενώ η ανάπτυξη νέων Έργων κατά μήκος ποταμών με υπάρχοντα ΥΗΣ και ΜΥΗΣ μειώνει το περιβαλλοντικό κόστος λόγω της βελτιστοποίησης αξιοποίησης των υπάρχοντων ΥΗΣ, λόγω της μείωσης της παραγωγής από σταθμούς μεγάλου ανθρακικού αποτυπώματος και λόγω της εκμετάλλευσης υπάρχοντων βοηθητικών υποδομών (δρόμοι, δίκτυα) κατά την κατασκευή και λειτουργία τους. Με την κατασκευή των έργων αυτών θα αυξηθεί η αποθηκευτική ικανότητα ύδατος της χώρας κατά 2.43 δις m³ ή κατά 40% περίπου των υπάρχοντων 5.7 δις m³. Η αύξηση αυτή θα περιορίσει τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στα αποθέματα γλυκού νερού της χώρας, για τα οποία εκτιμάται επιδείνωση, στην περίπτωση του πλέον απαισιόδοξου σεναρίου (RCP8.5) εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου Greenhouse Gases (GHG), με μείωση του μέσου υδροδυναμικού της χώρας ως 20% μέχρι το 2050 [14]. Η κατασκευή ταμιευτήρων υπέρ-ετήσιας αποθήκευσης αποτελεί στρατηγική επιλογή για την αντιμετώπιση ακραίων καιρικών φαινομένων [9], [15], της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας που θα προκαλέσει μείωση των χιονοπτώσεων και μικρότερη διάρκεια χιονοκάλυψης, με αύξηση της συχνότητας πλημμυρικών ροών προς τους ταμιευτήρες χωρίς μεταβολή του συνολικού όγκου με αποτέλεσμα τη μείωση της παραγωγής ενέργειας από υδροηλεκτρικά [9], [16], τη μείωση της απόδοσης των θερμικών μονάδων και την αύξηση των απωλειών στα δίκτυα μεταφοράς / διανομής λόγω αύξησης της μέσης θερμοκρασίας στην επιφάνεια του πλανήτη [17].

Πίνακας 5. Μελλοντικά Έργα.

Α/Α	Όνομα Έργου	ΒΣ		ΔΣ		ΕΣ		ΒΣΒΥ+ΒΣΒΥΣ	
		Έναρξη	Λήξη	Έναρξη	Λήξη	Έναρξη	Λήξη	Έναρξη	Λήξη
1	Μεσοχώρα	2021	2026	2024	2029	2018	2021	2021	2026
2	Μετσοβίτικο	2016	2019	2016	2019	2016	2019	2016	2019
3	Τέμενος	2019	2023	2019	2023	2019	2022	2019	2023
4	Ελάφι	2028	2034	2030	2038	2020	2026	2029	2035
5	Αυλάκι	2054	2060	2071	2080	2034	2040	2054	2060
6	Άγιος Νικόλαος	2025	2030	-	-	2025	2030	2025	2030
7	Πύργος	2018	2022	-	-	2018	2022	2018	2022
8	Άγιος Γεώργιος	2019	2023	2025	2030	2019	2023	2019	2023
9	Αμαρίου	2025	2029	-	-	2025	2029	2025	2029
10	Καστράκι II	2041	2046	2050	2058	2027	2033	2041	2046
11	Συκιά	-	-	-	-	2023	2028	2027	2032
12	Ελεύθερο	2034	2040	2039	2049	2025	2030	2035	2040
13	Βίνιανη	2048	2053	2060	2070	2031	2036	2048	2053
14	Αρκουδόρεμα	2045	2050	-	-	2025	2028	2045	2050

Εξετάζονται πέντε σενάρια ανάπτυξης. Στο Βασικό/σύνθηθες Σενάριο (ΒΣ) ο ρυθμός ανάπτυξης των Υδροηλεκτρικών δεν μεταβάλλεται σημαντικά. Η νομοθεσία λειτουργίας των αντλησιοταμιευτικών δεν αλλάζει. Η εκτίμηση της ενέργειας που θα παράγεται από αντλησιοταμίευση λαμβάνεται ίση με το 50% των μελετών, ενώ για τους υπάρχοντες σταθμούς χρησιμοποιείται ως εκτίμηση η μέση παραγωγή λόγω αντλησιοταμίευσης την περίοδο 2010-2015. Στο Ευμενές Σενάριο (ΕΣ) ο ρυθμός ανάπτυξης των ΥΗΕ αυξάνεται σημαντικά. Υπάρχει αλλαγή της νομοθεσίας λειτουργίας των Αντλησιοταμιευτικών, τα οποία αναλαμβάνουν την αποθήκευση

της ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται κυρίως από ΑΠΕ και λειτουργούν ως μηχανισμός εξομάλυνσης της ζήτησης στο σύστημα. Η ενέργεια που παράγεται από αντλησιοταμίευση για τις νέες μονάδες λαμβάνεται ίση με την εκτιμώμενη. Για τους υπάρχοντες σταθμούς χρησιμοποιείται ως εκτίμηση η μέση παραγωγή λόγω αντλησιοταμίευσης την περίοδο 1999-2009. Επιταχύνεται η κατασκευή μικρών ΥΗΣ με την εφαρμογή βέλτιστων πρακτικών [18] για την ένταξη τους στο οικοσύστημα με διπλασιασμό της εγκατεστημένης ισχύος ως το 2040. Στο Δυσμενές Σενάριο (ΔΣ) ο ρυθμός ανάπτυξης των Υδροηλεκτρικών επιβραδύνεται περαιτέρω. Η νομοθεσία λειτουργίας των αντλησιοταμιευτικών δεν αλλάζει. Η ενέργεια που παράγεται από αντλησιοταμίευση λαμβάνεται ίση με το 33% της εκτιμώμενης στα νέα έργα και για τους υπάρχοντες σταθμούς λαμβάνεται ίση με το 80% της μέσης παραγωγής λόγω αντλησιοταμίευσης την περίοδο 2010-2015. Επιβραδύνεται η κατασκευή ΜΥΗΣ με την ισχύ ως το 2040 να αγγίζει τις 332MW. Στο Βασικό Σενάριο με Βελτιώσεις σε Υφιστάμενες μονάδες (ΒΣΒΥ) ισχύει ότι και στο ΒΣ αλλά εξαιτίας εργασιών αναβάθμισης των Υπαρχόντων μονάδων επιτυγχάνεται ως το 2040, αύξηση της μέγιστης ισχύος κατά 8% και της παραγόμενης ενέργειας κατά 1% στις υφιστάμενες μονάδες. Στο Βασικό Σενάριο με βελτιώσεις Υφιστάμενων μονάδων και υλοποίηση του ΥΗΣ Συκιάς (ΒΣΒΥΣ) ισχύει ότι και στο ΒΣΒΥ με εξαίρεση τους χρόνους ένταξης των ΥΗΣ Ελαφίου και Ελεύθερου λόγω της ολοκλήρωσης του ΥΗΣ Συκιάς. Στο Πίνακα 5, παρουσιάζεται ο χρόνος έναρξης κατασκευής και ένταξης στο σύστημα των νέων έργων για κάθε ένα από τα πέντε εξεταζόμενα σενάρια.

5 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης για τον Ωφέλιμο Όγκο Ταμιευτήρων (ΩΟΤ), την εγκατεστημένη ισχύ, την εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή και το ποσοστό διείσδυσης των Υδροηλεκτρικών στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται στον Πίνακα 6, Πίνακα 7 και Πίνακα 8. Για την εκτίμηση του ποσοστού διείσδυσης της υδροηλεκτρικής παραγωγής στο μείγμα της χώρας, τα τρία σενάρια ανάπτυξης το ΒΣ, ΔΣ και ΕΣ, συνδυάζονται με τα τρία σενάρια ζήτησης.

Δεν παρατηρείται σημαντική μεταβολή για το ΒΣ και ΔΣ του ΩΟΤ ως το 2030. Για το 2040 ο ΩΟΤ υπερβαίνει τα 7 δις m^3 νερού για όλα τα σενάρια πλην του ΔΣ από τα 5.7 δις m^3 σήμερα. Στην περίπτωση του ΔΣ ο ΩΟΤ εκτιμάται ίσος με 6.7 δις m^3 νερού. Η εγκατεστημένη ισχύς ΥΗΣ και ΜΥΗΣ εκτιμάται ότι θα αυξηθεί από τα 3,395MW στο τέλος του 2015 στα 4,300MW (ΔΣ) ως και 5,600MW (ΕΣ) το 2040. Ως το 2020 η όποια αύξηση ισχύος των μεγάλων Υδροηλεκτρικών θα προέλθει από την εκτιμώμενη ένταξη στο σύστημα του ΥΗΣ Μετσοβίτικου και την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Μικρών ΥΗΣ. Ιδιαίτερη σημασία έχει ο τριπλασιασμός της διαθέσιμης ισχύος των αντλησιοταμιευτικών ΥΗΣ σύμφωνα με το ΕΣ κάτι που θα επιτρέψει την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Η μεταβλητότητα των εκτιμήσεων αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου κάτι το αναμενόμενο σε τέτοιου είδους αναλύσεις. Η παραγωγή από ΥΗΣ, Αντλησιοταμιευτικά και ΜΥΗΣ αναμένεται να αυξηθεί από τις 5.287GWh στο τέλος το 2015 στις 6,528GWh (ΔΣ) ως και τις 9,992GWh (ΕΣ) το 2040. Παρατηρείται πολύ μεγάλη μεταβλητότητα στην παραγόμενη ενέργεια από αντλησιοταμιευτικά καθώς, στο ΕΣ προβλέπεται αλλαγή του καθεστώτος λειτουργίας των αντλησιοταμιευτικών με την αναγνώριση τους ως μονάδες αποθήκευσης και διασφάλισης ευελιξίας κάτι που θα βοηθήσει σημαντικά στην ανάπτυξη τους. Για το έτος 2040, το ποσοστό παραγωγής από Υδροηλεκτρικά μπορεί να φτάσει το 17.4% από 9.2% την περίοδο 1990-2015, αυξάνοντας την ευελιξία του συστήματος και επιτρέποντας την μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ. Στην περίπτωση όμως του ΒΣ και των παραλλαγών του, δεν αναμένεται ως και το 2040 σημαντική μεταβολή του ποσοστού συμμετοχής των ΥΗΣ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ανεξάρτητα του Σεναρίου που θα υλοποιηθεί, κρίνεται ως επιτακτική η συνέχιση χρήσης των συμβατικών πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι ΑΠΕ με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [8] και τα αποτελέσματα της μελέτης που παρουσιάζονται στον Πίνακα 9 (από τα στοιχεία αυτά εξαιρείται η διεσπαρμένη παραγωγή και η αυτοπαραγωγή) εκτιμάται ότι θα καλύπτουν το 2040 περισσότερο από το 50% των ενεργειακών απαιτήσεων της χώρας αλλά δεν κρίνονται ως επαρκείς για να καλύψουν το σύνολο των αναγκών της.

Πίνακας 6. Ωφέλιμος Όγκος Ταμιευτήρων Βασικό Σενάριο και Ακραίες Τιμές

Ωφελ. Όγ. Ταμ. (Mcm)	Σενάρια			
	ΒΣ	ΒΣΒΥΣ+ΒΣΒΥ	ΕΣ	ΔΣ
2015	5700	5700	5700	5700
2020	5700	5700	5700	5700
2030	5948	5948	7252	5940
2040	7008	7308	7880	6644

Πίνακας 7. Εγκατεστημένη Ισχύς και Εκτιμώμενη Ετήσια Παραγωγή

Σενάριο	Έτος	Ισχύς (MW)				Παραγόμενη Ενέργεια (GWh)			
		ΥΗΣ	ΜΥΗΣ	PS	Σύνολο	ΥΗΣ	ΜΥΗΣ	PS	Σύνολο
ΒΣ	2015	2474	222	699	3395	4417	730	141	5287
	2020	2503	251	699	3453	4463	825	141	5429
	2030	2682	301	1429	4412	4890	989	662	6541
	2040	2772	341	1576	4689	5445	1121	745	7310
ΒΣΒΥ	2015	2474	222	699	3395	4417	730	141	5287
	2020	2542	251	710	3504	4472	825	141	5438
	2030	2800	301	1463	4564	4916	989	663	6569
	2040	2969	341	1632	4943	5489	1121	746	7356
ΒΣΒΥΣ	2015	2474	222	699	3395	4417	730	141	5287
	2020	2542	251	710	3504	4472	825	141	5438
	2030	2800	301	1463	4564	4916	989	663	6569
	2040	3143	341	1632	5117	5879	1121	746	7746
ΔΣ	2015	2474	222	699	3395	4417	730	113	5259
	2020	2503	247	699	3449	4463	812	113	5387
	2030	2682	297	699	3678	4890	976	113	5979
	2040	2682	332	1306	4320	5085	1091	352	6528
ΕΣ	2015	2474	222	699	3395	4417	730	510	5657
	2020	2503	251	699	3453	4463	825	510	5798
	2030	2856	331	1576	4763	5540	1088	1748	8376
	2040	3230	431	1966	5627	6317	1416	2258	9992

Πίνακας 8. Ποσοστό Διείσδυσης της Παραγωγής από Υδροηλεκτρικά στο Ενεργειακό Μείγμα της Χώρας

Έτος	Ελάχιστο	Μέσο	Διάμεσο	Μέγιστο
2020	9.3%	9.7%	9.6%	10.3%
2030	9.1%	11.2%	10.5%	14.2%
2040	9.4%	12.7%	11.6%	17.4%

Πίνακας 9. Εκτίμηση Εξέλιξης Παραγωγής Ενέργειας από ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά καθώς και της Ζήτησης Ενέργειας στο Σύστημα. Ποσοστά Διείσδυσης των πηγών ενέργειας με χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα στο ενεργειακό μείγμα της χώρας.

Έτος	Παραγωγή		Ζήτηση (GWh)	% ΑΠΕ	% ΥΗΣ	% ΑΠΕ+ΥΗΣ
	ΑΠΕ (GWh)	ΥΗΣ (GWh)				
2020	11475	5429	57110	20.1%	9.5%	29.6%
2030	19627	6541	62121	31.6%	10.5%	42.1%
2040	26149	7310	62968	41.5%	11.6%	53.1%

6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η παραγωγή ενέργειας από υδροηλεκτρικά μπορεί να διπλασιαστεί ως το 2040 αγγίζοντας τις 10TWh εφόσον αρθούν τα εμπόδια που αντιμετωπίζει ο κλάδος. Η μέγιστη θεωρητική ισχύς των υδροηλεκτρικών μπορεί να φτάσει το 50% της ζήτησης αιχμής ή τα 5.6GW. Η ανάπτυξη των Υδροηλεκτρικών και των αντλησιοταμιευτικών θα βοηθήσει στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και θα μειώσει σημαντικά τις εκπομπές GHG. Τα αντλησιοταμιευτικά πρέπει να αποτελέσουν στρατηγική επιλογή καθώς αποτελούν τις «νέες μονάδες αιχμής» συμβάλλοντας αποφασιστικά στην ενεργειακή διασφάλιση της χώρας. ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά μπορούν να καλύψουν ως και το 60% της ζήτησης της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια το 2040. Το 40% της εγχώριας ζήτησης το 2040 θα πρέπει να καλυφθεί από συμβατικές μονάδες και εισαγωγές ρεύματος. Οπότε δεν αναμένεται η απεξάρτηση από ανθρακικά πηγές (λιγνίτης και Φυσικό Αέριο) ως και μετά το 2040.

Αναφορικά με το στόχο μείωσης των εκπομπών GHG, των εκπομπών ρύπων και την ανάπτυξη της εκμετάλλευσης των υδατικών πόρων, ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά συμβάλουν σημαντικά στην μείωση των εκπομπών GHG με τα υδροηλεκτρικά να αποτελούν για τη χώρα μία από τις πλέον πρόσφορες επιλογές. Η ανάπτυξη των Υδροηλεκτρικών θα οδηγήσει σε μείωση των εκπομπών ρύπων καθώς είναι μία ώριμη και «καθαρή» τεχνολογία στην ηλεκτροπαραγωγή. Η περαιτέρω ανάπτυξη των υδροηλεκτρικών θα προκαλέσει αύξηση της ποσότητας ύδατος που μπορεί να αποθηκευτεί. Αυτό αυξάνει την ευρωστία της χώρας έναντι των εκτιμώμενων συνεπειών της κλιματικής αλλαγής και προσφέρει δυνατότητες περαιτέρω οικονομικής ανάπτυξης με το μικρότερο δυνατό περιβαλλοντικό κόστος.

ΑΝΑΦΟΡΕΣ

1. Αργυράκης Ι. Γ. 2008. Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί της ΔΕΗ Α.Ε. και η συμβολή τους στην κάλυψη των Ενεργειακών Αναγκών της Χώρας. 1^ο Πανελλήνιο Συνέδριο Μεγάλων Φραγμάτων, Λάρισα, 13-15 Νοεμβρίου 2008.
2. REN21 2017. Renewables 2017, Global Status Report, Paris: REN21 Secretariat.
3. Υπουργείο Ανάπτυξης. 2009. Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα.
4. ΔΕΣΜΗΕ-ΑΔΜΗΕ. 2004-2016. Μηνιαία Δελτία Ενέργειας. Μήνας Δεκέμβριος.
5. ΛΑΓΗΕ. 2004-2016. Μηνιαία Στατιστικά Δελτία ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ
6. ΔΕΣΜΗΕ. 2002. Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας και Ισχύος και Δυνατότητες Κάλυψης της Ζήτησης στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΣΜ).
7. ΑΔΜΗΕ. 2016. Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2017-2023.
8. ΑΔΜΗΕ. 2017. Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2017-2027.
9. REN21 2017. Renewables Global Futures Report, Great Debates Towards 100% Renewable Energy, Paris: REN21 Secretariat.
10. IPCC, 2014. Climate Change 2014. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
11. Lamb E. 2012. 5 Sigma What's That. Scientific American – Observations. <https://blogs.scientificamerican.com/observations/five-sigmawhats-that/>
12. Kankal M. Bayram A. Uzlu E. Satılmış U. 2014. Assessment of hydropower and multi-dam power projects in Turkey. Renewable Energy. Vol. 68, pp 118-133.
13. Alrajoula M.A. Al Zayed I.S. Elagib N.A. Hamdi M.R. 2016. Hydrological, socio-economic and reservoir alterations of Er Roseires Dam in Sudan, Science of The Total Environment, Vol. 566, pp 938-948.
14. Majone B. Villa F. Deidda R. Bellin A. 2016. Impact of climate change and water use policies on hydropower potential in the south-eastern Alpine region, Science of The Total Environment, Vol.543, pp 965-980.
15. Jacob, D., Petersen, J., Eggert, B. et al. 2014. EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research. Regional Environmental Change, Vol. 14m pp 563-578.

16. Tarroja B. AghaKouchak A. Samuelsen S. 2016. Quantifying climate change impacts on hydropower generation and implications on electric grid greenhouse gas emissions and operation. *Energy*. Vol. 111, pp 295-305.
17. Muriel C. Stanton B. Dessai S. Paavola J. 2016. A systematic review of the impacts of climate variability and change on electricity systems in Europe, *Energy*, Vol. 109, pp 1148-1159
18. Ioannidou C. O'Hanley J.R. 2016. Eco-friendly location of small Hydropower. *European Journal of Operational Research*. In press, Corrected Proof. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2016.06.067>

Aspects of Development for future Hydro Projects in Greece 2015-2040

D Georgiopoulos

*Civil Engineer, MScEng, PPC-SA Hellas –
Department of Hydroelectric Production*

C. K. Dimou

*Civil Engineer, Ph.D., PPC-SA Hellas – Department
of Hydroelectric Production*

Key Words: Hydroelectric Production, Energy Transformation, Sustainability, Climate Change, Hydropotential

SUMMARY: The development of Large Hydro Electric Projects (HEPs) was an integral part of the policy of Greece towards energy independence. Until the year 2000, PPC-SA Hellas, was responsible for the development of large and small HEPs with a total power output of more than 3GW. Environmental concerns and lack of objective information or misinformation in some instances, at a societal level, slowed the pace of development for HEPs in the 21st century. At the end of 2015, total installed output for all HEPs, was equal to 3.4GW with an average annual production equal to 5.3TWh, while the total useful reservoir volume was equal to 5.7 billion cubic meters (bcm). HEPs and in particular Pumped Storage Hydro is considered as a strategic option towards “decarbonization of the electrical energy mix” and optimal integration of renewables. This study, reveals that until 2040, the expected total installed output could reach 5.6GW with an average annual production of nearly 10TWh and a total useful reservoir volume of 7.9bcm.