

Ο Ρόλος των Υδροηλεκτρικών στην διασφάλιση της ευστάθειας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

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

Λέξεις κλειδιά: Ευστάθεια Δικτύου, Υδροηλεκτρικά, ΑΠΕ, Κλιματική Αλλαγή, Αντλησιοταμίευση

ΠΕΡΙΛΗΨΗ: Η διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η βασική προτεραιότητα του διαχειριστή των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΥΗΣ) είναι ένα από τα διαθέσιμα εργαλεία για την διασφάλιση της. Οι ΥΗΣ προσφέρουν ευελιξία, με χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και «μηδενικές» εκπομπές ρύπων. Τα αντλησιοταμιευτικά ΥΗΣ, δίνουν τη δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε αυτή να είναι διαθέσιμη όταν η ζήτηση στο σύστημα είναι υψηλή. Η διεξόδυση στην ηλεκτροπαραγωγή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) με χαρακτηριστικό την χρονική και χωρική αβεβαιότητα της παροχής ισχύος μειώνει την ευστάθεια του συστήματος. Στην Εργασία αυτή, εξετάζεται η συνεισφορά των ΥΗΣ στην ευστάθεια του συστήματος της χώρας.

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η ευστάθεια του συστήματος είναι βασική προτεραιότητα του διαχειριστή του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας [1]. Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΥΗΣ) είναι ένα από τα διαθέσιμα εργαλεία για την διασφάλιση της [2]. Οι ΥΗΣ προσφέρουν ευελιξία, με χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και «μηδενικές» εκπομπές ρύπων (αερίων και μη). Τα αντλησιοταμιευτικά ΥΗΣ, δίνουν τη δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε αυτή να είναι διαθέσιμη σε μελλοντικό χρόνο. Η διεξόδυση στην ηλεκτροπαραγωγή, των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως τα Αιολικά (Wind) και τα Φωτοβολταϊκά (Solar) με εγγενές χαρακτηριστικό την χρονική και χωρική αβεβαιότητα της παροχής ισχύος, μειώνει την ευστάθεια του συστήματος και απαιτεί μία δραστική αλλαγή της φιλοσοφίας που διέπει τις μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται για τον σκοπό αυτό [3].

Στην εργασία αυτή, παρουσιάζονται τα δεδομένα της ζήτησης ισχύος στο διασυνδεδεμένο δίκτυο, για την περίοδο, Ιανουάριος 2015 ως Ιούλιος 2017. Τα στοιχεία συγκεντρώθηκαν από τον ΑΔΜΗΕ [4] και την Πανερωπαϊκή βάση δεδομένων των διαχειριστών δικτύων Μεταφοράς ENTSOE [5]. Τα στοιχεία αυτά, συσχετίστηκαν μεταξύ τους και συμπληρώθηκαν κατάλληλα για τη δημιουργία πλήρων χρονοϊστοριών για την παραγωγή ανά τεχνολογία, τη ζήτηση ενέργειας στο σύστημα, τις εισαγωγές και τις εξαγωγές. Οι χρονοϊστορίες δίδονται σε ωριαία βάση και το μέγεθος κάθε μίας από αυτές είναι ίσο με 22,632 τιμές (943 ημέρες). Διορθώσεις και συμπληρώσεις έγιναν σε 729 περιπτώσεις ή στο 3.2% του πλήθους των ωριαίων καταγραφών.

Αρχικά, παρουσιάζεται η μέση ωριαία και μηνιαία ζήτηση ισχύος στο σύστημα, με τη συνεισφορά ανά τεχνολογία (Θερμικά, ΥΗΣ, ΑΠΕ και Διασυνδέσεις). Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι χρονοϊστορίες για τα έτη 2015, 2016 και 2017, της παραγωγής από ΥΗΣ και ΑΠΕ για τους μήνες Ιανουάριο και Ιούλιο που αποτελούν τους μήνες αιχμής της ζήτησης ενέργειας. Παρατηρούνται περιστατικά που η συνεισφορά των ΥΗΣ ήταν καίρια στη διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος και της συγκράτησης των τιμών χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας, σε λογικά επίπεδα. Παρουσιάζονται ακόμα διάφορα στατιστικά στοιχεία της παραγωγής από ΑΠΕ που

αναδεικνύουν την αβεβαιότητα των τεχνολογιών αυτών παραγωγής στο χρόνο. Εξετάζονται ακόμα, τα στατιστικά χαρακτηριστικά των χρονοϊστοριών της παραγωγής των εγχώριων πηγών ενέργειας, των διασυνδέσεων και των εξαγωγών. Παρουσιάζονται, στοιχεία που αφορούν την ζήτηση ισχύος και το προφίλ παραγωγής κατά τη διάρκεια των δύο οργανωμένων κλιματικών συστημάτων «Αριάδνη» και «Βίκτωρας» που έπληξαν τη χώρα τον Ιανουάριο του 2017, υδρολογικά στοιχεία που επηρεάζουν την παραγωγή από ΥΗΣ, και η χρονική εξέλιξη της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και σε επιλεγμένες Ευρωπαϊκές χώρες. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα μελλοντικά σενάρια ζήτησης ισχύος για τα έτη 2020, 2030 και 2040 και το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης αιχμής στο σύστημα από υδροηλεκτρική ενέργεια με βάση τα σενάρια ανάπτυξης των ΥΗΣ. Τέλος, παρουσιάζονται στοιχεία για το κόστος της ενέργειας από ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά.

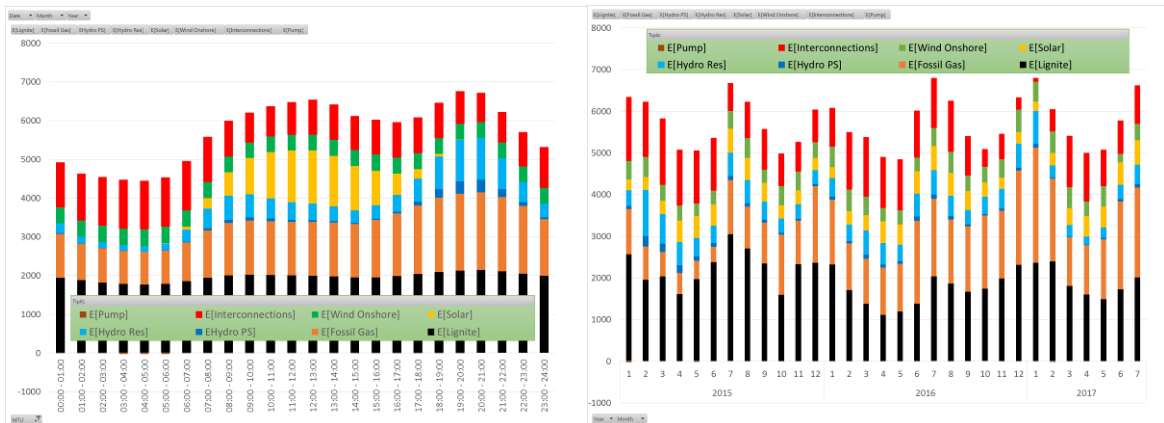
Από την ανάλυση προκύπτει ότι, η συνεισφορά των ΥΗΣ στην διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος είναι πολύ σημαντική και απαιτείται περαιτέρω ανάπτυξη τους, για να είναι δυνατή η αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, ώστε να επιτευχθεί ο εθνικός στόχος δηλαδή, το 40% της αναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ ως και το 2020 (2009/28/ΕΚ, Ν.3851/2010) [6].

2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΑΠΕ, ΥΗΣ, ΘΕΡΜΙΚΑ, ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ

Η μέση ζήτηση ισχύος στο σύστημα, την περίοδο από 01/01/2015 ως 31/07/2017, παρουσιάζεται στην Εικόνα 1. Η ζήτηση κυμάνθηκε από 4,440MW (περίοδος 04:00-05:00) ως και 6,750MW (περίοδος 19:00-20:00) με τη μέση ημερήσια ζήτηση να διαμορφώνεται στα 5,720MW. Η ζήτηση αυτή ικανοποιήθηκε κατά 34.4% από λιγνιτικές μονάδες (Lignite), κατά 24.3% από μονάδες Φυσικού Αερίου – ΦΑ (Fossil Gas), κατά 9.6% από ΥΗΣ (Hydro), κατά 7.3% από Αιολικά (Wind), κατά 7.2% από Φωτοβολταϊκά (Solar) και κατά 17.2% από το ισοζύγιο διασυνδέσεων (Interconnections). Η ζήτηση για ενέργεια μεγιστοποιείται, τους μήνες Ιανουάριο και Ιούλιο. Τον Ιανουάριο του 2017 η μέση ζήτηση ισχύος έφτασε στις 6,801MW, τιμή ρεκόρ για την περίοδο που εξετάζεται. Η ελάχιστη ζήτηση ισχύος παρατηρήθηκε τον Μάιο του 2016 με 4,847MW. Η μέγιστη συνεισφορά από λιγνίτη παρατηρείται τον Ιούλιο του 2015 με μέση ισχύ 3,048MW. Η μέγιστη συνεισφορά των μονάδων ΦΑ παρατηρείται τον Ιανουάριο του 2017 με 2,770MW. Η μέγιστη συνεισφορά των ΥΗΣ παρατηρείται τον Φεβρουάριο του 2015 με 1,356MW εκ των οποίων 242MW από αντλησιοταμιευτικά. Η μέγιστη συνεισφορά από ΑΠΕ παρατηρείται τον Ιούλιο του 2016 με 1,011MW εκ των οποίων 575MW από Φωτοβολταϊκά.

Η μέση παραγόμενη ισχύς, από αιφόρες και μη πηγές, παρουσιάζεται στην Εικόνα 2. Η ισχύς από Αιολικά δεν παρουσιάζει ιδιαίτερη μεταβολή εντός της ημέρας σε αντίθεση με την ισχύ των Φωτοβολταϊκών. Η ισχύς από ΥΗΣ μεγιστοποιείται τις πρώτες απογευματινές ώρες για την κάλυψη των αναγκών που προκύπτουν από τη «έξοδο» των Φωτοβολταϊκών και την αύξηση της ζήτησης. Η παραγωγή από Λιγνιτικά δεν μεταβάλλεται σημαντικά εντός της ημέρας, ενώ οι Διασυνδέσεις καλύπτουν μεγάλο μέρος των απαιτήσεων ισχύος τις πρώτες πρωινές ώρες. Οι μονάδες ΦΑ λειτουργούν κυρίως κατά τις απογευματινές και πρώτες βραδινές ώρες.

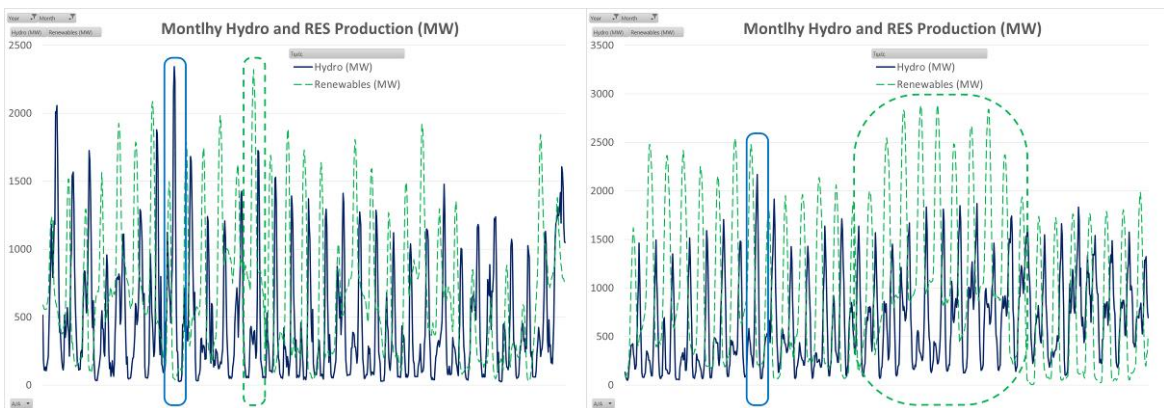
Στις Εικόνες 3, 4 και 5, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη της ισχύος από ΥΗΣ και ΑΠΕ για τους μήνες Ιανουάριο και Ιούλιο των ετών 2015, 2016 και 2017 αντίστοιχα. Παρατηρείται έντονη αντικυκλικότητα μεταξύ της προσφερόμενης ισχύος από ΥΗΣ και ΑΠΕ. Η στοχαστικότητα της παραγωγής από Αιολικά προκαλεί αυξομειώσεις στη ζήτηση ισχύος από ΥΗΣ. Η μέγιστη ισχύς από ΥΗΣ, εμφανίζεται όταν η παραγωγή από ΑΠΕ είναι χαμηλή για όλους τους μήνες πλην του Ιουλίου 2016. Τον Ιούλιο του 2016, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ σημείωσε ρεκόρ με 752.07GWh, με τον Αύγουστο του 2015 να ακολουθεί με 751.51GWh. Η παραγωγή από ΑΠΕ, παρουσιάζει σημαντική χρονική και εποχική μεταβλητότητα. Για την ανάδειξη αυτής της μεταβλητότητας, εξετάζεται η συνεισφορά κάθε τεχνολογίας με βάση την εγκατεστημένη ισχύ. Η εγκατεστημένη ισχύς των Θερμικών και ΥΗΣ λαμβάνεται από τον ΑΔΜΗΕ [4] και των ΑΠΕ από τον ΛΑΓΗΕ [7].



Εικόνα 1: Μέση ζήτηση Ισχύος – Ωριαία (αριστερά) & μηνιαία (δεξιά) – Ιανουάριος 2015 – Ιούλιος 2017.



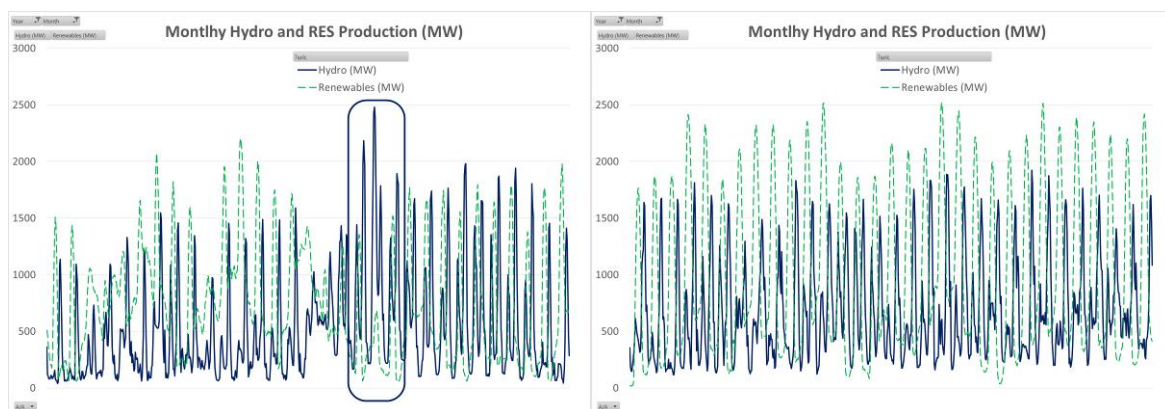
Εικόνα 2: Μέση ωριαία ζήτηση ισχύος – ΥΗΣ & ΑΠΕ (αριστερά), Θερμικά & Διασυνδέσεις (δεξιά).



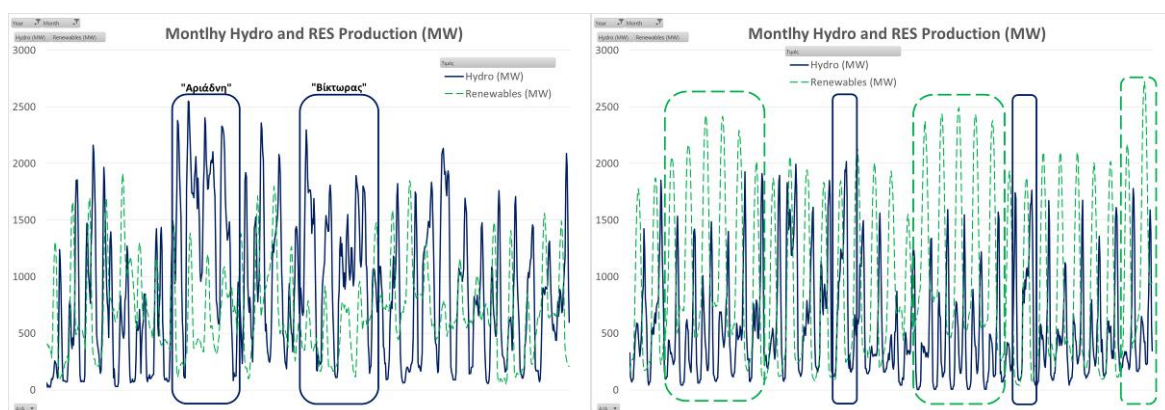
Εικόνα 3: Προσφερόμενη ισχύς από Υδροηλεκτρικά και ΑΠΕ – Ιανουάριος & Ιούλιος 2015.

Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ κυμαίνεται: α) από 1,662MW (Ιανουάριος 2015) ως 2,145MW (Ιούλιος 2017) για τα Αιολικά και β) από 2,462MW (Ιανουάριος 2015) ως 2,448MW τον Ιούλιο του 2017 για τα Φωτοβολταϊκά. Για τα Φωτοβολταϊκά η εγκατεστημένη ισχύς περιλαμβάνει, τα πάρκα που συνδέονται στο σύστημα (Μεγάλα και Αγροτικά) και τις εγκαταστάσεις στην στέγη. Τα αποτελέσματα της συνεισφοράς ισχύος των ΑΠΕ στο σύστημα, ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος τους, συνοψίζονται στον Πίνακα 1. Η παρεχόμενη ισχύς από Αιολικά δεν υπερβαίνει το 20% της εγκατεστημένης ισχύος στο 54.38% του χρόνου. Παρόμοια αποτελέσματα παρατηρούνται και για την ισχύ από Φωτοβολταϊκά. Η ισχύς από ΑΠΕ είναι μικρότερη του 5% της θεωρητικής για

το 17.19% του χρόνου. Σε 7 διαφορετικές χρονικές περιόδους η ισχύς από ΑΠΕ δεν ξεπέρασε το 5% της συνολικής θεωρητικής για 16 συνεχόμενες ώρες. Σε 30 περιπτώσεις (τρεις κοινές με προηγούμενος), η ισχύς των ΑΠΕ ήταν μικρότερη του 10% της εγκατεστημένης ισχύος, για τουλάχιστον 17 ώρες, ενώ σε 13 περιπτώσεις (τρεις κοινές με προηγούμενος), για τουλάχιστον 20 ώρες, η ισχύς ήταν μικρότερη του 15% της εγκατεστημένης ισχύος. Την περίοδο 20/10/2016 ως 22/10/2016 η ισχύς από ΑΠΕ ήταν μικρότερη του 15% της εγκατεστημένης για 44 συνεχόμενες ώρες. Η παραγωγή από ΑΠΕ, διέπεται από σημαντική χρονική μεταβλητότητα. Η μεταβλητότητα αυτή, απαιτεί την διατήρηση επαρκών αποθεμάτων ισχύος από ΥΗΣ, Θερμικά και Διασυνδέσεις, για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος στο σύστημα.



Εικόνα 4: Προσφερόμενη ισχύς από Υδροηλεκτρικά και ΑΠΕ – Ιανουάριος & Ιούλιος 2016.



Εικόνα 5: Προσφερόμενη ισχύς από Υδροηλεκτρικά και ΑΠΕ – Ιανουάριος & Ιούλιος 2017.

Πίνακας 1. Πιθανότητα η προσφερόμενη ισχύς από ΑΠΕ να είναι μικρότερη ποσοστού της εγκατεστημένης ισχύος και μέγιστη διάρκεια, σε ώρες, της πλέον μακρόχρονης περιόδου για την οποία η παραγωγή από συγκεκριμένη τεχνολογία ΑΠΕ παρέμεινε κάτω από το συγκεκριμένο όριο.

%	<30%	<25%	<20%	<15%	<10%	<5%
Φωτοβολταϊκά	72.94%	70.33%	65.24%	63.37%	60.57%	55.61%
Αιολικά	70.60%	63.20%	54.38%	42.72%	29.03%	11.89%
Φωτοβολταϊκά + Αιολικά	76.33%	69.17%	59.37%	47.98%	34.63%	17.19%
Μέγιστη Διάρκεια Αλληλουχίας (h)	<30%	<25%	<20%	<15%	<10%	<5%
Φωτοβολταϊκά	140	115	70	66	42	20
Αιολικά	374	312	303	217	184	58
Φωτοβολταϊκά + Αιολικά	165	138	47	44	19	16

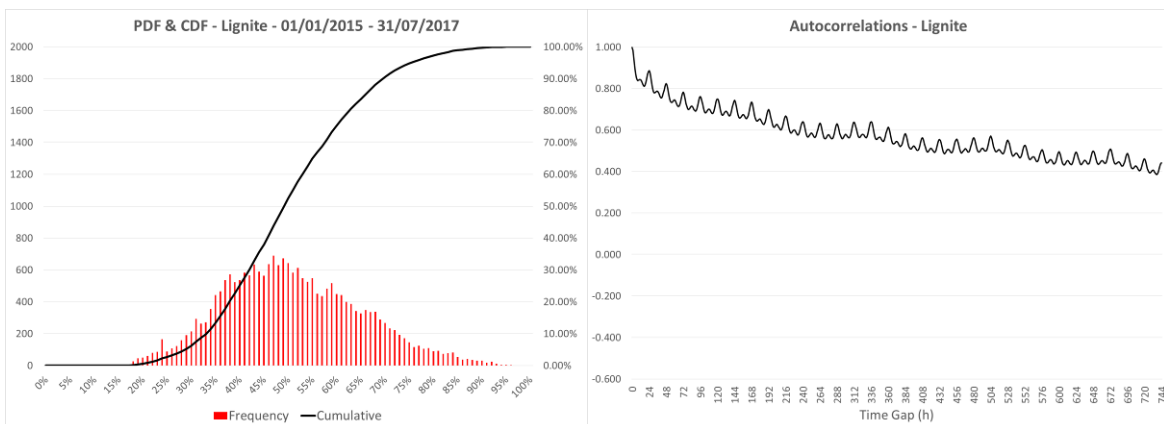
3 ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ

Στις Εικόνες 6 ως 11, παρουσιάζονται, η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας, η συγκεντρωτική συνάρτηση πιθανότητας του συντελεστή φόρτισης των μονάδων (ο λόγος της ισχύος στο σύστημα προς την εγκατεστημένη) και η συνάρτηση αυτοσυσχέτισης της παρεχόμενης ισχύος από Λιγνίτη, ΦΑ, ΥΗΣ, Αιολικά, Φωτοβολταϊκά, τις διασυνδέσεις και τις εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας. Η εκτίμηση της συνάρτησης αυτοσυσχέτισης της κάθε χρονοϊστορίας δίδεται ως [8]:

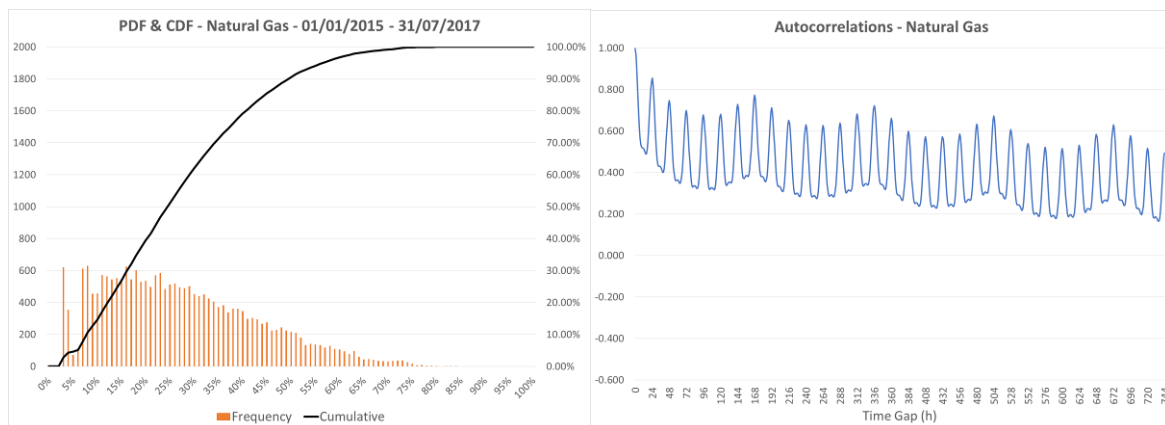
$$\hat{R}(k) = \frac{1}{(n-k) \cdot \hat{s}_t \cdot \hat{s}_{t+k}} \sum_{t=1}^{n-k} (X(t) - \hat{\mu}_t) \cdot (X(t+k) - \hat{\mu}_{t+k}) \quad (1)$$

Όπου $R(k)$ η συνάρτηση αυτοσυσχέτισης της χρονοϊστορίας $X(t)$, n το μέγεθος της χρονοϊστορίας, k η χρονική απόσταση (Time Gap) σε ώρες (h), s_t και s_{t+k} η τυπική απόκλιση των χρονοϊστοριών $X(t)$ και $X(t+k)$ αντίστοιχα, μ_t και μ_{t+k} η μέση τιμή των χρονοϊστοριών $X(t)$ και $X(t+k)$. Με το σύμβολο $\hat{\cdot}$ σημειώνονται οι εκτιμήσεις των σχετικών ποσοτήτων.

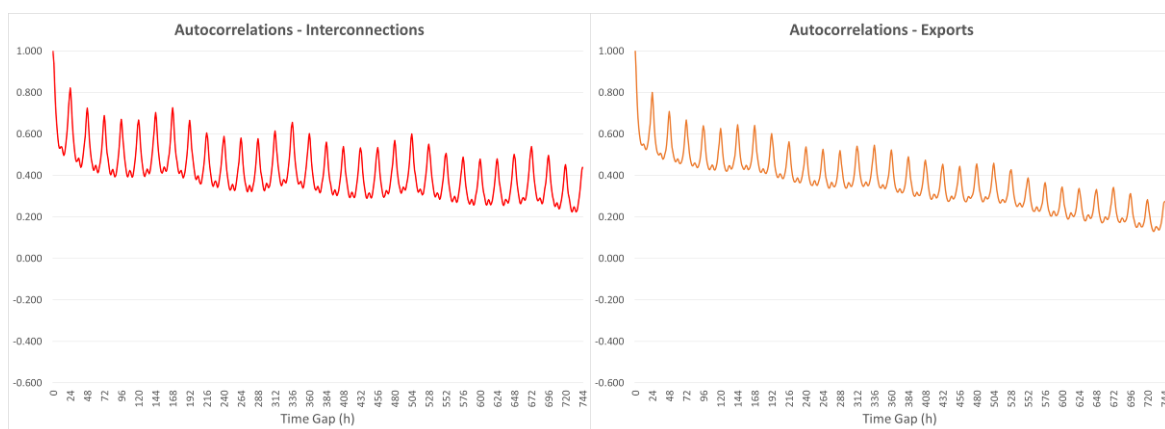
Οι Λιγνιτικές μονάδες, παρουσιάζουν μία μορφή κατανομής του συντελεστή φόρτισης αντίστοιχη με αυτή μίας κανονικής κατανομής, με πλέον πιθανό συντελεστή φόρτισης το 49%. Η αντίστοιχη τιμή για τις μονάδες ΦΑ είναι 8%, με τη μορφή της κατανομής να μοιάζει με αυτή της εκθετικής ή λογαριθμικής κατανομής. Παρατηρείται, μεγαλύτερη διασπορά του συντελεστή φόρτισης για τις μονάδες ΦΑ, σε σχέση με τις μονάδες Λιγνίτη. Η συνάρτηση αυτοσυσχέτισης των Λιγνιτικών Μονάδων αναδεικνύει την βραδεία χρονική μεταβολή της παραγωγής τους. Αντίθετα ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης των μονάδων ΦΑ των οποίων η είσοδος στο σύστημα είναι συνάρτηση και της τιμής του εισαγόμενου καυσίμου, παρουσιάζει μεγαλύτερη μεταβλητότητα και τείνει ταχύτερα σε χαμηλές τιμές περί του μηδέν (πλήρης στατιστική ανεξαρτησία – απροβλεψία εκτίμησης παραγωγής). Παρατηρείται επίσης, μία ημερήσια περιοδικότητα της συνάρτησης αυτοσυσχέτισης, αποτέλεσμα των αναγκών που προκύπτουν για την κάλυψη της ζήτησης ισχύος σε συγκεκριμένες ώρες της ημέρας. Οι συναρτήσεις αυτοσυσχέτισης για τις Διασυνδέσεις και τις Εξαγωγές μοιάζουν με τη συνάρτηση αυτοσυσχέτισης των μονάδων ΦΑ, αλλά με μικρότερο ημερήσιο εύρος μεταβολής. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ροής ισχύος των διασυνδέσεων (δεν δείχνεται) διαφέρει σημαντικά από αυτές των θερμικών μονάδων. Η πλέον πιθανή τιμή της ροής ισχύος (εισαγωγές μείον εξαγωγές) είναι 1,575MW (εύρος από -1,066MW ως +1,960MW) με το ισοζύγιο να είναι ελλειμματικό καθώς οι εξαγωγές ενέργειας ανήλθαν σε 3,703GWh με τις εισαγωγές να φτάνουν τις 26,013GWh για την περίοδο που εξετάζεται. Η συνάρτηση αυτοσυσχέτισης των εισαγωγών (δεν δείχνεται) μοιάζει ποιοτικά και ποσοτικά με αυτή των διασυνδέσεων και παρουσιάζει αντίστοιχη ημερήσια μεταβλητότητα.



Εικόνα 6: Ιστόγραμμα, Συγκεντρωτική Συνάρτηση Πιθανότητας και αυτοσυσχέτιση – Λιγνίτης.



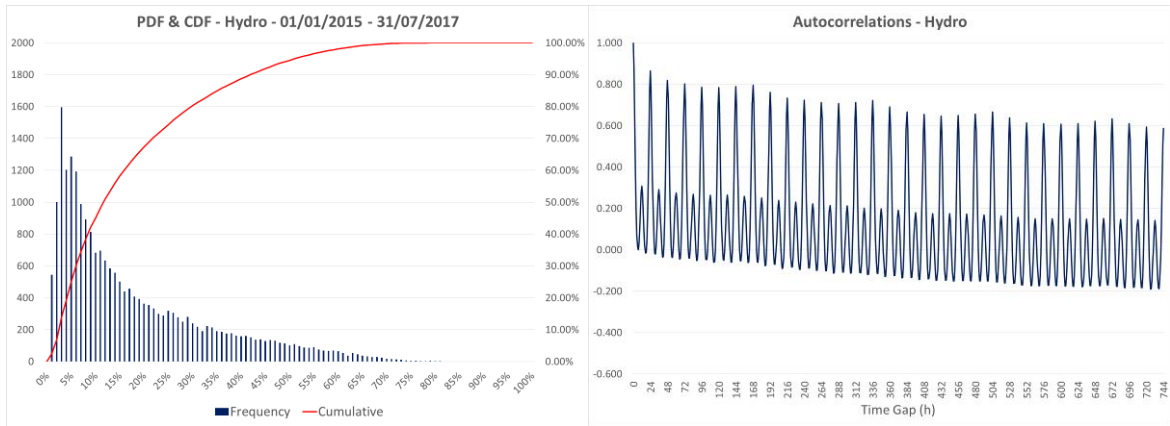
Εικόνα 7: Ιστόγραμμα, Συγκεντρωτική Συνάρτηση Πιθανότητας και αυτοσυσχέτιση – Φυσικό Αέριο.



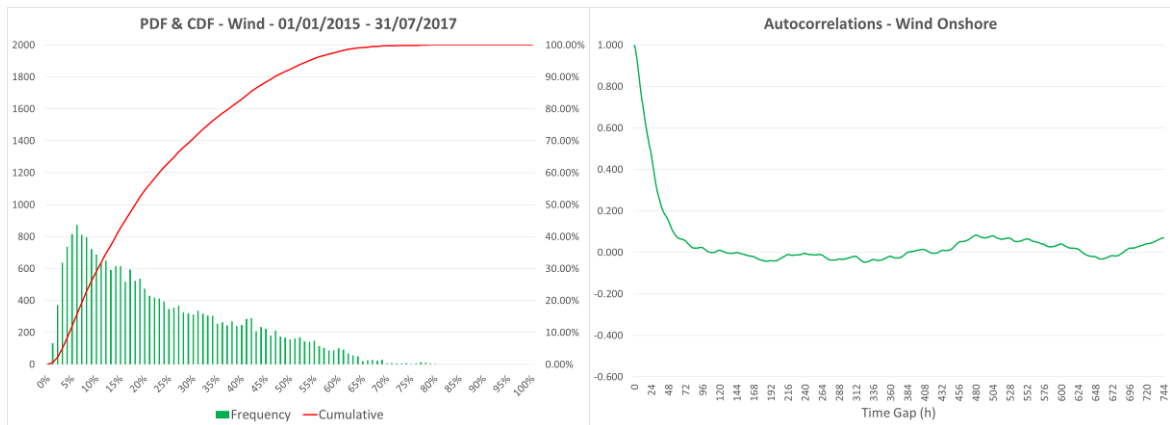
Εικόνα 8: Συνάρτηση αυτοσυσχέτισης – Διασυνδέσεις (αριστερά) & Εξαγωγές (δεξιά).

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του συντελεστή φόρτισης των ΥΗΣ, μοιάζει με αυτή των Μονάδων ΦΑ με πλέον πιθανή τιμή το 3%. Στο 25% του χρόνου ο συντελεστής φόρτισης των ΥΗΣ ήταν υψηλότερος του 25%, στο 15% του χρόνου ήταν υψηλότερος από 35%, ενώ στο 5% του χρόνου ήταν υψηλότερος του 50%, καλύπτοντας τις μεταβαλλόμενες ανάγκες σε ισχύ του συστήματος. Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης παρουσιάζει μεγάλη μεταβλητότητα εντός της ημέρας ενώ αναδεικνύεται μία ημερήσια περιοδικότητα. Η μέγιστη τιμή του δείκτη αυτού μειώνεται ελαφρά με τον χρόνο. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του συντελεστή φόρτισης των Αιολικών δεν διαφέρει ποιοτικά από αυτή των ΥΗΣ και των μονάδων ΦΑ. Η πλέον πιθανή τιμή του συντελεστή φόρτισης είναι 6%. Για το 50% του χρόνου ο συντελεστής φόρτισης είναι χαμηλότερος του 18%. Για το 25% του χρόνου ο συντελεστής φόρτισης είναι υψηλότερος του 33%, ενώ στο 5% του χρόνου είναι υψηλότερος από 53%. Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης μειώνεται κάτω του 20% για χρονική διαφορά μεγαλύτερη των 2 ημερών (48h) αναδεικνύοντας την αδυναμία πρόβλεψης της παραγωγής για μεγαλύτερο χρονικό ορίζοντα. Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης δεν παρουσιάζει κάποια περιοδικότητα όπως προκύπτει από σχετική ανάλυση των χαρακτηριστικών του. Κάτι που δεν παρατηρείται σε κάποια άλλη τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα. Η μορφή της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας του συντελεστή φόρτισης των Φωτοβολταϊκών διαφέρει από τις συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των άλλων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής. Για 46.31% του χρόνου, η παραγωγή από Φωτοβολταϊκά είναι μηδενική λόγω του μικρού γεωγραφικού πλάτους της χώρας και της μορφής της τεχνολογίας. Η μορφή της κατανομής πέραν των ωρών αυτών, μοιάζει με αυτή της ομοιόμορφης κατανομής. Αυτό μπορεί να αποδοθεί στο κλίμα της χώρας και στο μικρό εύρος όσον αφορά το γεωγραφικό μήκος της ανάπτυξης των διασυνδεδεμένων στο σύστημα φωτοβολταϊκών.

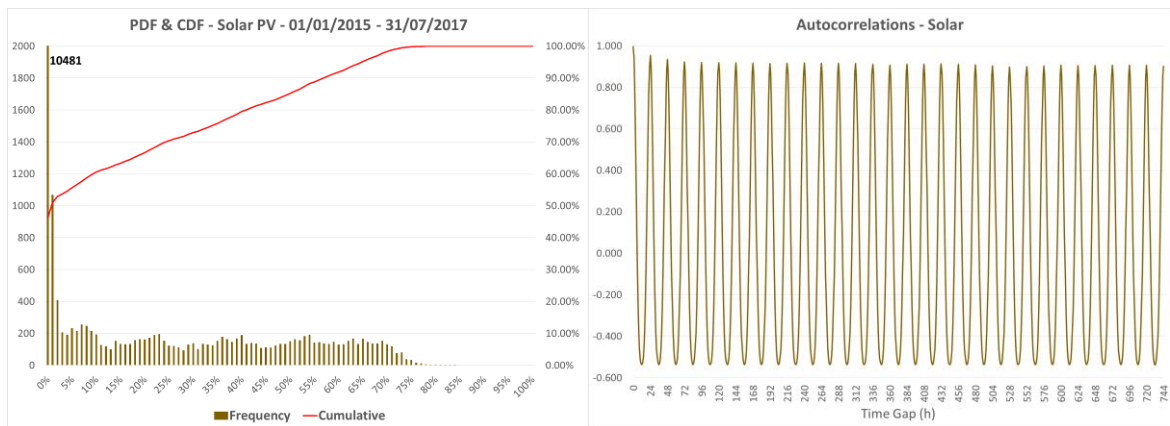
Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης παρουσιάζει έντονη περιοδικότητα, καθώς η παραγωγή περιορίζεται σε κάποιες ώρες της ημέρας. Ο υψηλός ημερήσιος συντελεστής αυτοσυσχέτισης (προσφερόμενη ισχύς από Φωτοβολταϊκά την ίδια χρονική στιγμή σε διαδοχικές ημέρες) είναι συνεπής με την αργή εποχική μεταβολή του κλίματος. Παρατηρείται επίσης ότι η μέγιστη ημερήσια τιμή του συντελεστή αυτοσυσχέτισης δεν μεταβάλλεται σημαντικά με το χρόνο. Κάτι που δεν παρατηρείται σε κάποια άλλη τεχνολογία.



Εικόνα 9: Ιστόγραμμα, Συγκεντρωτική Συνάρτηση Πιθανότητας και αυτοσυσχέτιση – ΥΗΣ (σύνολο).

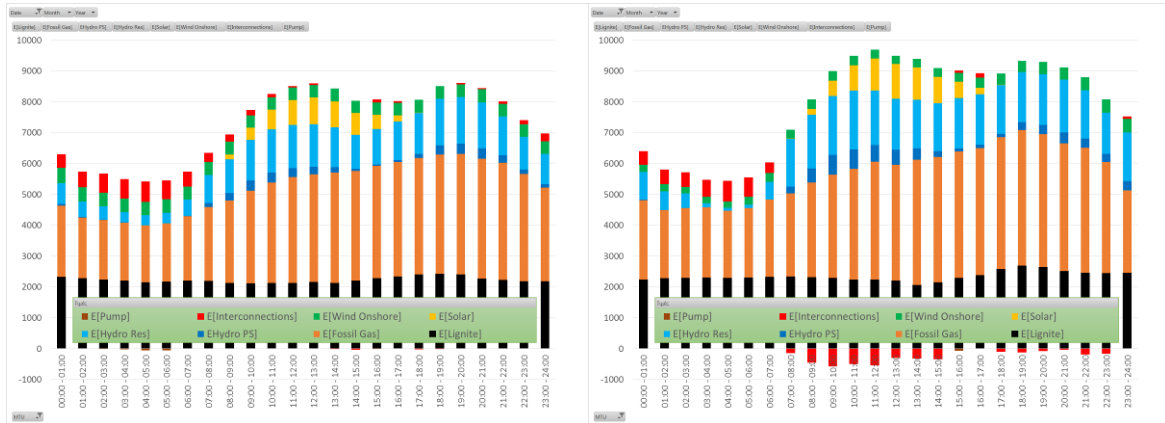


Εικόνα 10: Ιστόγραμμα, Συγκεντρωτική Συνάρτηση Πιθανότητας και αυτοσυσχέτιση – Αιολικά.

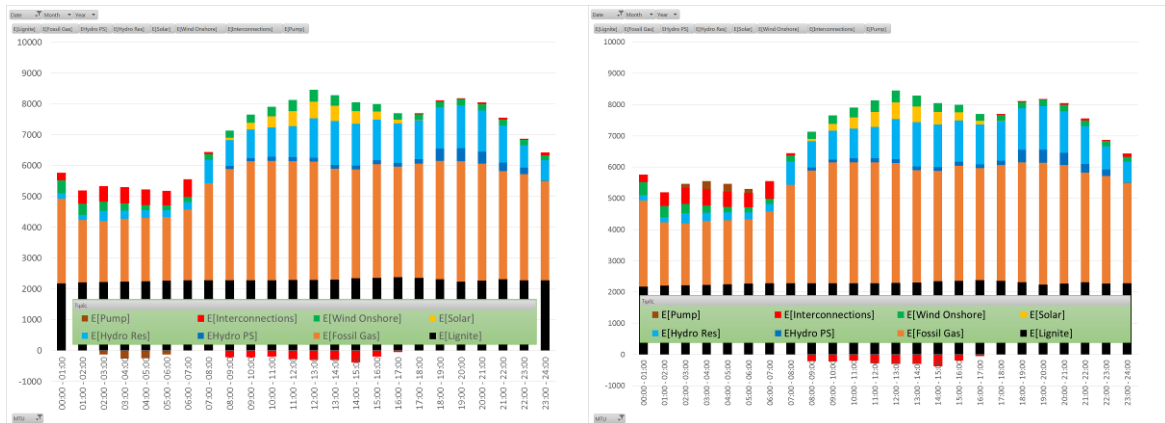


Εικόνα 11: Ιστόγραμμα, Συγκεντρωτική Συνάρτηση Πιθανότητας και αυτοσυσχέτιση – Φωτοβολταϊκά.

Τα μετεωρολογικά φαινόμενα (κύματα ψύχους) «Αριάδνη» [9] και «Βίκτωρας» [10] έπληξαν την Ελλάδα την περίοδο από 07/01/2017 ως και 12/01/2017 και από 15/01/2017 ως και 19/01/2017 αντίστοιχα. Η μέση ωριαία ζήτηση από 07/01/2017 ως και 12/01/2017 καθώς και η ωριαία ζήτηση ενέργειας την 09/01/2017 παρουσιάζονται στην Εικόνα 12. Η μέση ωριαία ζήτηση από 15/01/2017 ως και 19/01/2017 και η ωριαία ζήτηση την 17/01/2017 παρουσιάζεται στην Εικόνα 13.



Εικόνα 12: Μέση ωριαία ζήτηση ισχύος από 07/01/2017 ως 12/01/2017 (Αριάδνη) – Ωριαία Ζήτηση Ισχύος 09/01/2017 (μέγιστη ζήτηση από εγχώριες πηγές 9,694MW την χρονική περίοδο 11:00-12:00)

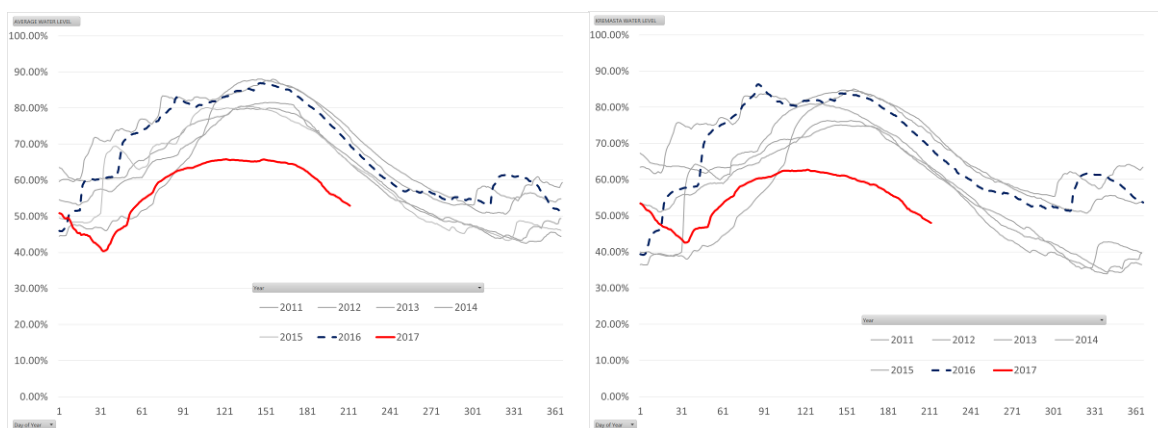


Εικόνα 13: Μέση ωριαία ζήτηση ισχύος από 15/01/2017 ως 19/01/2017 (Βίκτωρας) – Ωριαία Ζήτηση Ισχύος 17/01/2017 (μέγιστη ζήτηση από εγχώριες πηγές 8,455MW την χρονική περίοδο 12:00-13:00)

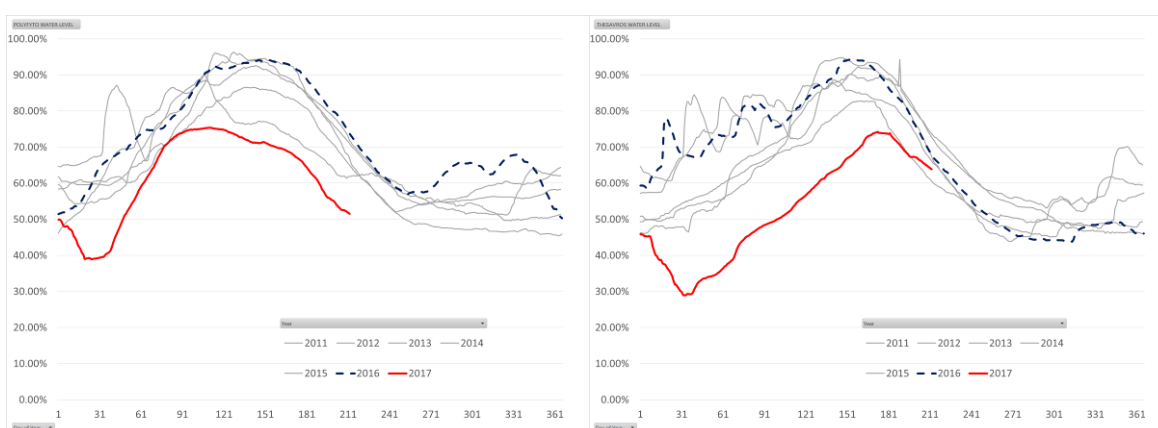
Η συνεισφορά ισχύος των ΑΠΕ λόγω των καιρικών συνθηκών (πχ. παγετός [11] κ.λπ.) ήταν χαμηλή. Η μέση ισχύς των ΑΠΕ ήταν ίση με 577MW έναντι 700MW τον Ιανουάριο του 2017 και 746MW και 698MW τον Ιανουάριο του 2016 και 2015 αντίστοιχα. Την ίδια περίοδο λόγω εξωγενών παραγόντων, όπως, α) οι κακές καιρικές συνθήκες για τις χώρες με τις οποίες η Ελλάδα έχει διασυνδέσεις και β) το κλείσιμο μεγάλου αριθμού σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στη Γαλλία για λόγους ασφαλείας [12], το ισοζύγιο ισχύος των διασυνδέσεων, διαμορφώθηκε στα 95MW τις περιόδους των κυμάτων ψύχους, πρακτικά αντίστοιχη με το ισοζύγιο ισχύος του συγκεκριμένου μήνα (86MW), έναντι ισοζυγίου ισχύος 926MW και 1,532MW, τον ίδιο μήνα του 2016 και 2015, αντίστοιχα. Παρατηρήθηκε επίσης αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος για κάλυψη των αυξημένων αναγκών θέρμανσης. Η μέση ζήτηση ισχύος τις περιόδους αυτές ήταν 7,790MW, ενώ την 9/01/2017 η μέγιστη ωριαία ζήτηση έφτασε τα 9,694MW που αποτελεί τιμή ρεκόρ για την περίοδο που εξετάζεται. Όλα αυτά προκάλεσαν σημαντική αύξηση της ζήτησης ισχύος από τις Μονάδες ΦΑ και ΥΗΣ. Η μέση ζήτηση ισχύος, κατά τις συγκεκριμένες περιόδους, από μονάδες ΦΑ έφτασε στα 2,995MW με τη μέση ζήτηση για το μήνα αυτό στα 2,770MW έναντι των

1,561MW και 1,085MW τον αντίστοιχο μήνα του 2016 και 2015 αντίστοιχα. Για την κάλυψη των αναγκών σε ισχύ, λόγω της μειωμένης παροχής σε Φυσικό Αέριο η ΔΕΗ λειτούργησε μέρος των μονάδων ΦΑ με πετρέλαιο [13]. Η μέση ζήτηση ισχύος από ΥΗΣ κατά τις περιόδους της «Αριάδνης» και του «Βίκτωρα» ήταν 1,125MW, με τη μέση ζήτηση για το μήνα αυτό στα 886MW, έναντι μέσης ζήτησης, τον ίδιο μήνα του 2016 και 2015 στα 524MW και 456MW, αντίστοιχα. Σημαντική ήταν η συνεισφορά των αντλησιοταμιευτικών ΥΗΣ (Σφηκιά και Θησαυρός) που λειτούργησαν στη μέγιστη ισχύ τους κατά τις απογευματινές ώρες ενώ τις πρώτες πρωινές ώρες της 17/01/2017, μέσω άντλησης αύξησαν τα υδατικά αποθέματα τους αποθηκεύοντας ενέργεια την οποία και διέθεσαν στο σύστημα όταν αυτό ήταν απαραίτητο.

Οι απαιτήσεις για ενέργεια είχαν ως αποτέλεσμα τον Ιανουάριο του 2017, τα αποθέματα νερού, ποσοστό πληρότητας των ταμιευτήρων, να μειωθούν σημαντικά αντί της συνήθους αύξησης τους (Εικόνα 14 και 15). Στα τέλη του Ιανουαρίου 2017, παρατηρήθηκε μείωση του ποσοστού πλήρωσης των ταμιευτήρων, σε σχέση με τα τέλη Δεκεμβρίου 2016, κατά 10.03% έναντι μέσης αύξησης την περίοδο 2011-2016, κατά 6.57% (εύρος τιμών από 1.51% ως και 14.33%). Σε συνδυασμό με την μέση υδραυλικότητα του έτους 2016-2017 τους επόμενους μήνες, η μείωση των αποθεμάτων νερού, προκάλεσε μείωση της συνεισφοράς ισχύος από ΥΗΣ τους επόμενους μήνες (Εικόνα 1). Τα χαμηλά αποθέματα νερού είχαν ως αποτέλεσμα την αύξηση των περιστατικών όπου η προσφερόμενη ισχύς από ΥΗΣ στο σύστημα, είναι σχεδόν μηδενική. Από τις 529 ώρες, της περιόδου 2015-2017 όπου η παροχή ισχύος των ΥΗΣ ήταν μικρότερη του 1% της θεωρητικής, οι 398 (75%) αφορούν το 2017.



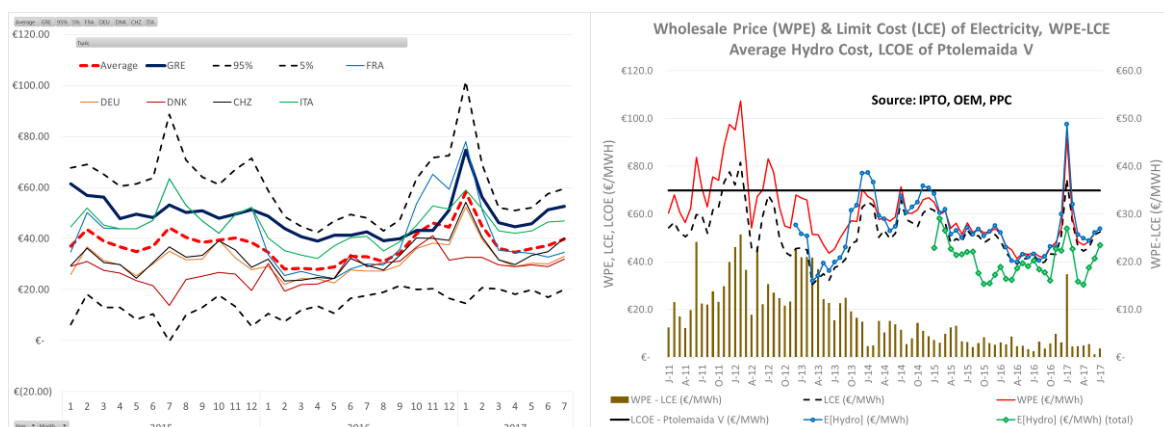
Εικόνα 14: Ημερήσιο ποσοστό πλήρωσης Ταμιευτήρων – Σύνολο (αριστερά) – Κρεμαστά (δεξιά)



Εικόνα 15: Ημερήσιο ποσοστό πλήρωσης Ταμιευτήρων – Πολύφυτο (αριστερά) – Θησαυρός (δεξιά)

Στην Εικόνα 16, παρουσιάζεται η εξέλιξη της μέσης τιμής της επόμενης ημέρας [5], για 6 Ευρωπαϊκές χώρες (Ελλάδα, Γαλλία, Γερμανία, Δανία, Τσεχική Δημοκρατία και Ιταλία) την περίοδο 2015-2017. Επίσης παρουσιάζεται, η Οριακή Τιμή Αγοράς (ΟΤΑ), η τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), η διαφορά ΟΤΑ από ΟΤΣ και το μέσο κόστος αποζημίωσης της τιμολογούμενης ηλεκτρικής ενέργειας των μεγάλων ΥΗΣ για την Ελλάδα την περίοδο από 01/01/2011 ως 31/7/2017 [14]. Η επιρροή των δύο μετεωρολογικών φαινομένων που έπληξαν κυρίως την Νότια και Ανατολική Ευρώπη είναι εμφανής, όπως και οι αυξημένες τιμές των τελευταίων μηνών του 2016 στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Γαλλίας. Η Ελληνική μέση τιμή της επόμενης ημέρας είναι υψηλότερη του μέσου όρου των χωρών που έχουν επιλεγεί. Η αύξηση της τιμής τον Ιανουάριο του 2017, ήταν πιο έντονη στην Ελλάδα από ότι στις άλλες χώρες με την τιμή να διαμορφώνεται σε οριακά χαμηλότερα επίπεδα από την τιμή στην Γαλλία.

Η μέση τιμή αποζημίωσης της ενέργειας από ΥΗΣ ακολουθεί την πορεία των τιμών που διαμορφώνονται στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμή αυτή προκύπτει από τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ [14] και αφορά το μέρος της παραγόμενης ενέργειας από μεγάλα ΥΗΣ που εισάγεται στο σύστημα με όρους αγοράς δηλαδή 9.9TWh [14] σε σύνολο 12.4TWh [4-5]. Το μέσο μηναίο κόστος της ενέργειας από ΥΗΣ, την περίοδο που εξετάζεται διαμορφώθηκε στα 52.68€/MWh, με την τιμή να κυμαίνεται από 39.87€/MWh τον Απρίλιο του 2016 ως 97.52€/MWh τον Ιανουάριο του 2017. Η μέση τιμή αποζημίωσης της ενέργειας από ΥΗΣ, λαμβάνοντας υπόψη και την ενέργεια που παράγεται λόγω των υποχρεώσεων της ΔΕΗ για την κάλυψη των αναγκών σε νερό της Ελληνικής επικράτειας, διαμορφώθηκε σε 42.22€/MWh με την τιμή να κυμαίνεται από 30.34€/MWh τον Απρίλιο του 2017 (αντί του Απριλίου 2016 όπως προηγουμένως) ως και 58.03€/MWh τον Φεβρουάριο του 2015 (αντί του Ιανουαρίου του 2017)



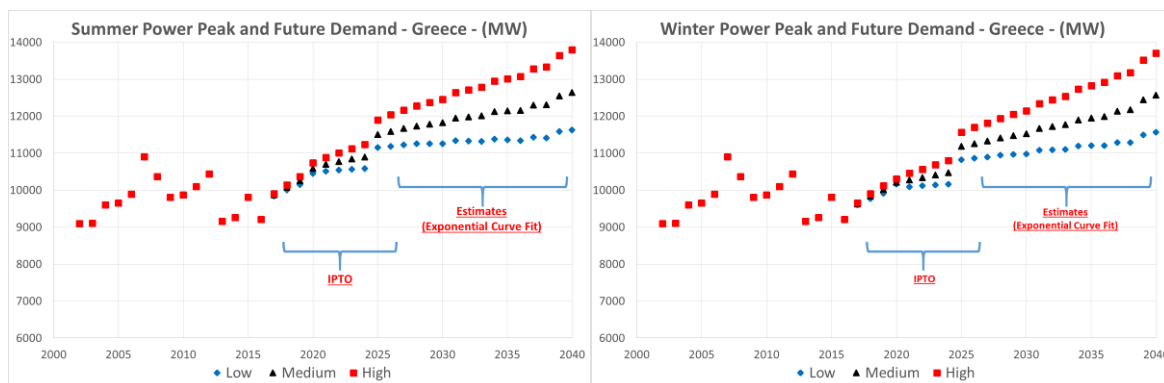
Εικόνα 16: Εξέλιξη της μέσης τιμής της επόμενης ημέρας της ηλεκτρικής ενέργειας για 6 Ευρωπαϊκές αγορές (αριστερά), της Οριακής Τιμής Αγοράς (ΟΤΑ), της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ), της διαφοράς ΟΤΑ-ΟΤΣ και του κόστους ζωής της ηλεκτρικής ενέργειας της Πτολεμαΐδας V.

5 ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΚΑΛΥΨΗ ΑΠΑΙΤΗΣΕΩΝ ΙΣΧΥΟΣ

Στην Εικόνα 17, παρουσιάζεται η εκτίμηση της ζήτησης αιχμής της ηλεκτρικής ενέργειας (καλοκαίρι και χειμώνας) ως και το 2040. Τα στοιχεία της ζήτησης αιχμής ως το 2027, προέρχονται από τον ΑΔΜΗΕ [15]. Για την εκτίμηση της ζήτησης αιχμής από το 2028 ως το 2040 ακολουθείται η διαδικασία που περιγράφεται αναλυτικά αλλού [16]. Με βάση τα πέντε σενάρια ανάπτυξης των ΥΗΣ [16], τα τρία σενάρια ζήτησης ισχύος [15-16] και τις μελλοντικές διασυνδέσεις των Νησιών του Αιγαίου [15], [16], προκύπτει το ελάχιστο, μέσο, διάμεσο και μέγιστο ποσοστό της εκτιμώμενης κάλυψης της ζήτησης αιχμής από ΥΗΣ (Πίνακας 2).

Η διαθέσιμη ισχύς από ΥΗΣ θα μπορούσε να καλύψει ως και 48.6% της ζήτησης αιχμής του συστήματος το 2040, από το 34.6% του έτους αναφοράς (2015). Για κάποιους συνδυασμούς της

ζήτησης αιχμής και της ανάπτυξης των ΥΗΣ, το ποσοστό αυτό μπορεί να πέσει και κάτω του 30%, περιορίζοντας σημαντικά την ευελιξία του συστήματος. Λαμβάνοντας υπόψη, α) τις εκτιμήσεις των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής [17-19] και β) το γεγονός ότι η μακροπρόθεσμη διαθεσιμότητα ισχύος είναι συνάρτηση της στάθμης των ταμιευτήρων, συμπεραίνεται ότι αποτελεί στρατηγική επιλογή, η κατασκευή μεγάλων ΥΗΣ με ταμιευτήρες υπέρ-ετήσιας αποθήκευσης, καθώς και ΥΗΣ αντλησιοταμίευσης για να διασφαλιστεί μέσο-μακροπρόθεσμα η επάρκεια ισχύος και να αντιμετωπίζονται αποτελεσματικά καιρικά φαινόμενα μεγάλης περιόδου αναφοράς τα οποία σύμφωνα με εκτιμήσεις [20] θα συμβαίνουν με μεγαλύτερη συχνότητα στο μέλλον. Κρίνεται δε, απαραίτητη μία μεταβολή του νομικού πλαισίου λειτουργίας των αντλησιοταμιευτικών, ώστε να διασφαλιστεί η καλύτερη δυνατή εκμετάλλευσή τους και να αποτελέσουν πόλο έλξης επενδύσεων.



Εικόνα 17: Εκτίμηση Μελλοντικής Ισχύος Αιχμής – Καλοκαίρι (αριστερά) – Χειμώνας (δεξιά)

Πίνακας 2. Ποσοστό κάλυψης της καλοκαιρινής και χειμερινής ζήτησης αιχμής από ΥΗΣ.

Περίοδος	Έτος	Ελάχιστο	Μέσο	Διάμεσο	Μέγιστο
Χειμώνας	2020	32.1%	32.6%	32.6%	33.0%
	2030	29.5%	36.2%	37.3%	42.3%
	2040	31.3%	38.6%	37.1%	48.4%
Καλοκαίρι	2020	33.5%	33.7%	33.8%	34.0%
	2030	30.3%	37.1%	38.3%	43.4%
	2040	31.5%	38.8%	37.3%	48.6%
Έτος Αναφοράς	2015	34.6%			

6 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΠΕ – ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ

Την περίοδο που εξετάζεται, η συνολική δαπάνη για τις ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα εκτιμάται σε 4,191,180,000€ εκ των οποίων τα 3,821,680,000€ αφορούν τα Αιολικά και Φωτοβολταϊκά [7]. Η αποζημίωση των Φωτοβολταϊκών εκτιμάται σε 2,863,480,000€ και αφορά την αποζημίωση για παραγωγή ενέργειας 9.5TWh περίπου [7] (9.4TWh σύμφωνα με ENTSOE [5]). Η αποζημίωση των Αιολικών, στο διασυνδεδεμένο σύστημα την περίοδο που εξετάζεται, ανέρχεται σε 958,200,000€ και αφορά την αποζημίωση για την παραγωγή ενέργειας 10.7TWh περίπου [7] (9.4TWh σύμφωνα με ENTSOE [5] και 9.0TWh σύμφωνα με ΑΔΜΗΕ [4]). Τέλος, για την περίοδο που εξετάζεται η δαπάνη για την αποζημίωση των μικρών ΥΗΣ ανέρχεται σε 161,600,000€ και αφορά την αποζημίωση για παραγωγή ενέργειας 1.85TWh περίπου [7].

Το μέσο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από Αιολικά, την περίοδο που εξετάζεται υπολογίζεται σύμφωνα με τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ [7] σε 89.31€/MWh. Αντίστοιχα, το μέσο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τα μεγάλα Φωτοβολταϊκά υπολογίζεται σε 286.80€/MWh ενώ για το

πρόγραμμα των Φωτοβολταϊκών στις στέγες (ισχύος <10kW) το κόστος αυτό ανεβαίνει στα 404.61€/MWh. Τέλος, το μέσο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από μικρά ΥΗΣ ανέρχεται σε 87.25€/MWh. Οι τιμές αυτές προκύπτουν από τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ [7].

Το μέσο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ είναι υψηλότερο από το μέσο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από ΥΗΣ και άλλες πηγές όπως τα Θερμικά και οι Διασυνδέσεις. Σε σχέση με το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από ΥΗΣ (χρησιμοποιούνται τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ για το μέσο κόστος της ενέργειας από ΥΗΣ που διατίθεται στο σύστημα με όρους αγοράς [14]) το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από Αιολικά είναι υψηλότερο κατά 69.5% του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας από ΥΗΣ. Αντίστοιχα το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από μεγάλα Φωτοβολταϊκά και Φωτοβολταϊκά στις στέγες είναι από 444% ως και 668% υψηλότερο του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας από ΥΗΣ (αντλησιοταμιευτικά και ταμιευτήρα).

7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η παραγωγή από ΑΠΕ, λόγω της εγγενούς στοχαστικότητας και του στενού γεωγραφικού εύρους ανάπτυξης τους στη χώρα, διέπεται από μεταβλητότητα η οποία απαιτεί την διατήρηση επαρκών αποθεμάτων ισχύος για την κάλυψη, της ζήτησης ισχύος. Οι ΥΗΣ (συμβατικοί και αντλησιοταμιευτικοί) αποτελούν, μαζί με τις μονάδες ΦΑ, τα βασικά εργαλεία για την διατήρηση της ευστάθειας του εγχώριου συστήματος μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην περίοδο που εξετάζεται, παρατηρείται ότι η παροχή ισχύος από ΥΗΣ παρουσιάζει έντονη αντικυκλικότητα σε σχέση με την παροχή ισχύος από ΑΠΕ, διασφαλίζοντας την ευστάθεια του συστήματος. Επιπλέον, μέσω της ευελιξίας των ΥΗΣ, μεγιστοποιείται η διείσδυση των ΑΠΕ (Αιολικά, Φωτοβολταϊκά) στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, μειώνοντας περαιτέρω τις συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Η συνεισφορά των ΥΗΣ στην διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος, επιβεβαιώθηκε και πάλι τον Ιανουάριο του 2017, όταν ένας συνδυασμός ιδιαίτερα δυσμενών γεγονότων προκάλεσαν, α) σημαντική αύξηση της ζήτησης, β) μείωση της παραγωγής από ΑΠΕ και γ) σημαντική μείωση των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι αυξανόμενες απαιτήσεις της ζήτησης αιχμής στο μέλλον, όπως και οι αναμενόμενες κλιματικές μεταβολές, καθιστούν επιβεβλημένη την περαιτέρω ανάπτυξη των ΥΗΣ. Η περαιτέρω ανάπτυξη των ΥΗΣ, πέραν της αύξησης της παραγωγής από ΑΠΕ, έχει και άλλα οφέλη για την Ελληνική Οικονομία, όπως η αύξηση της ποσότητας αποθηκευμένου ύδατος στη χώρα, η περαιτέρω μείωση των απαιτήσεων για εισαγωγή ενέργειας από τρίτες χώρες, ο περιορισμός των γεωπολιτικών εξαρτήσεων και ο αποτελεσματικότερος έλεγχος των υδατικών πόρων της χώρας.

Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από μεγάλα ΥΗΣ είναι ιδιαίτερα ανταγωνιστικό αν ληφθεί υπόψη και η δυνατότητα που προσφέρει η συγκεκριμένη τεχνολογία για παροχή ισχύος όταν αυτή είναι απαραίτητη στο σύστημα. Όμως, η χαμηλή τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, οι συνθήκες της αγοράς, η οικονομική αστάθεια και το σημερινό καθεστώς λειτουργίας των Αντλησιοταμιευτικών, έχουν ως αποτέλεσμα ένα αρνητικό επενδυτικό κλίμα για τα έργα αυτού του μεγέθους. Κλείνοντας θα πρέπει να σημειωθεί ότι μέσω της αντλησιοταμίευσης, δίδεται και η δυνατότητα αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας που παράγεται από στοχαστικές ΑΠΕ (Αιολικά, Φωτοβολταϊκά κ.λπ.) ώστε αυτή να είναι διαθέσιμη όταν χρειαστεί. Κάτι που θεωρείται απαραίτητο για την περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ και την επίτευξη των στόχων μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου [21], [22].

ΑΝΑΦΟΡΕΣ

1. Jacobson M.Z. Delucchi M.A. Cameron M.A. Frew, B.A. 2015. Low-cost solution to the grid reliability problem with 100% penetration of intermittent wind, water, and solar for all purposes. PNAS, 112.49: 15060-15065.
2. DG ENER. 2010. The future role and challenges of Energy Storage. Working Paper.
3. Papaefthymiou G. Grave K. Dragon D. 2014. Flexibility options in electricity systems. ECOFYS. Project number: POWDE14426.

4. ΑΔΜΗΕ – Λειτουργία και Δεδομένα. <http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/>
5. European Network of Transmission System Operators – Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/>
6. Ντζούρας Ν. 2013. Αδειοδοτικό πλαίσιο σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο. ΥΠΕΚΑ. http://www.chemeng.ntua.gr/BIOENERGY_2013_presentations/
7. ΛΑΓΗΕ – Μηνιαία Δελτία Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ.
8. Priestley, M. B. 1982. Spectral analysis and time series. London, New York: Academic Press.
9. http://www.meteo.gr/meteoplus/pdf/weatherCases/2017/2017_01_07.pdf
10. http://www.meteo.gr/meteoplus/pdf/weatherCases/2017/2017_01_15.pdf
11. Lamraoui F. Fortin G. Benoit R. Perron J. Masson C. 2014. Atmospheric icing impact on wind turbine production, Cold Regions Science and Technology, Vol.100 pp. 36-49.
12. <https://www.economist.com/news/business/21711087-electricity-de-france-has-had-shut-down-18-its-58-nuclear-reactors-frances-nuclear-energy>
13. <https://www.dei.gr/el/anakoinwseis/oikonomika-apotelesmata/anakoinwseis-oikonomikwn-apotelesmatwn-2017/vasika-leitourgika-kai-oikonomika-megethi-a-trimin>
14. ΛΑΓΗΕ – Μηνιαία Δελτία ΗΕΠ.
15. ΑΔΜΗΕ. 2017. Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2017-2027.
16. Γεωργιόπουλος Δ. Δήμου Χ.Κ. 2017. Υδροηλεκτρικά Έργα 2015 – 2040 – Ανάπτυξη και Προοπτικές. 3^ο Συνέδριο Φραγμάτων, Αθήνα 13-15 Οκτωβρίου 2017 (υπό κρίση).
17. Vliet van M.T.H. Beek van L.P.H. Eisner S. Flörke M. Wada Y. Bierkens M.F.P. 2016. Multi-model assessment of global hydropower and cooling water discharge potential under climate change, Global Environmental Change, Vol.40 pp. 156-170.
18. 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.
19. 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.
20. 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.14(2) pp. 563-578.
21. REN21. 2017. Renewables Global Futures Report: Great debates towards 100% renewable energy. Paris: REN21 Secretariat.
22. US Department of Energy. 2016. Hydropower Vision. A New Chapter for America's 1st Renewable Electricity Source. DOE/GO-102016-4869.

The Role of Hydro Power in ensuring the stability of the Electric Grid

C. K. Dimou

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

Key Words: Grid Stability, Hydroelectric Power, Renewables, Climate Change, Pump Storage

SUMMARY: The stability of the electric grid, is the main priority of any grid operator. The positive role of Hydroelectric Power (HEP) on grid stability is widely recognized. HEPs offer flexibility, with very low greenhouse gas emissions and “zero” emissions of pollutants. Pumped Storage HEPs are valid solutions for storing electricity and making it available when needed. Recent increases of the penetration of Renewable Energy Sources (RES) in power generation, characterized by spatial and temporal uncertainty, increase the need for stability of the electricity grid. This paper examines the contribution of HEPs to the stability of the electricity grid of Greece.