



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ**

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Ανάπτυξη Μοντέλου Βέλτιστης Συμμετοχής Ολοκληρωμένων  
Συστημάτων Αιολικών Σταθμών - Αντλησιοταμίευσης στην  
Προμερήσια Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας**

**Διπλωματική Εργασία**

ΤΟΥ

**Ταμπακάκη Στέφανου (46145605)**

**Επιβλέπων:**

Δρ. Δημήτριος Ζαφειράκης

Επίκουρος Καθηγητής Πα.Δ.Α.

Αθήνα, Οκτώβριος 2022





ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Ανάπτυξη Μοντέλου Βέλτιστης Συμμετοχής Ολοκληρωμένων  
Συστημάτων Αιολικών Σταθμών - Αντλησιοταμίευσης στην  
Προημερήσια Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας**

Διπλωματική Εργασία

ΤΟΥ

**Ταμπακάκη Στέφανου (46145605)**

**Επιβλέπων:** Δρ. Δημήτριος Ζαφειράκης  
Επίκουρος Καθηγητής Πα.Δ.Α.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 14<sup>η</sup> Οκτωβρίου 2020

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....  
Δρ. Δημήτριος Ζαφειράκης

.....  
Δρ. Κοσμάς Καββαδίας

.....  
Δρ. Ιωάννης Κ. Καλδέλλης

Αθήνα, Οκτώβριος 2022

Copy Right © - Ταμπακάκης Στέφανος, 2022

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται στον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής.

#### **ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ**

Ο κάτωθι υπογεγραμμένος Ταμπακάκης Στέφανος του Εμμανουήλ, με αριθμό μητρώου 46145605 φοιτητής του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής της Σχολής Μηχανικών του Τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών, δηλώνω υπεύθυνα ότι:

«Είμαι συγγραφέας αυτής της διπλωματικής εργασίας και ότι κάθε βοήθεια την οποία είχα για την προετοιμασία της είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται στην εργασία. Επίσης, οι όποιες πηγές από τις οποίες έκανα χρήση δεδομένων, ιδεών ή λέξεων, είτε ακριβώς είτε παραφρασμένες, αναφέρονται στο σύνολό τους, με πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Επίσης, βεβαιώνω ότι αυτή η εργασία έχει συγγραφεί από μένα αποκλειστικά και αποτελεί προϊόν πνευματικής ιδιοκτησίας τόσο δικής μου, όσο και του Ιδρύματος.

Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του πτυχίου μου».

Ο Δηλών  
(Υπογραφή)



.....  
**Ταμπακάκης Στέφανος**

## Περίληψη

Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ σε συνδυασμό με τους φιλόδοξους εθνικούς στόχους για διείσδυση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής στα επίπεδα του 60% έως το 2030 προϋποθέτει την έντονη παρουσία συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Ταυτόχρονα, η εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου εισάγει σημαντικές διαφοροποιήσεις στη λειτουργία των νέων αιολικών σταθμών, με υποχρέωση πλέον προσφορών ενέργειας στα πλαίσια συμμετοχής τους στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Με βάση τα ανωτέρω, η εν λόγω εργασία αποσκοπεί στην ανάπτυξη μοντέλου βέλτιστης συμμετοχής στην εγχώρια προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για αιολικούς σταθμούς σε συνεργασία με μονάδες αποθήκευσης αντλησιοταμίευσης, διερευνώντας τόσο την ενεργειακή όσο και την οικονομική συμπεριφορά παρόμοιων στο πλαίσιο συγκρότησης σχημάτων εικονικών σταθμών παραγωγής.

### **Λέξεις κλειδιά:**

στρατηγικές προσφορών, αντλησιοταμίευση, αιολική ενέργεια, προημερήσια αγορά, αγορές ηλεκτρικής ενέργειας

### **Abstract**

The increase in installed RES capacity combined with the ambitious national goals for the penetration of energy production from RES in the power generation sector at levels of 60% by 2030 presupposes the strong presence of large-scale energy storage systems. At the same time, the implementation of the Target Model introduces significant differences in the operation of the new wind farms, with an obligation to offer energy as part of their participation in the domestic electricity market. Based on the above, this work aims to develop a model of optimal participation in the domestic pre-day electricity market for wind farms in cooperation with pumped storage units, investigating both the energy and economic behavior of similar in the context of constructing virtual power plant schemes.

### **Keywords:**

bidding strategies, pumped hydro, wind, day-ahead market, electricity markets

# Περιεχόμενα

Περίληψη .....	5
Abstract.....	5
Περιεχόμενα.....	6
Κατάλογος Σχημάτων .....	8
Κατάλογος Πινάκων .....	8
Κατάλογος Διαγραμμάτων.....	9
Κατάλογος Θηκογραμμάτων.....	11
<b>1. Εισαγωγή.....</b>	<b>12</b>
<b>1.1. Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία .....</b>	<b>12</b>
<b>1.2. Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα .....</b>	<b>13</b>
1.2.1. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας .....	15
1.2.2. Αποθήκευση Ενέργειας .....	17
<b>1.3. Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας .....</b>	<b>18</b>
1.3.1. Επισκόπηση των αγορών και των χρονοδιαγραμμάτων τους.....	19
1.3.1.1. Αγορά επόμενης μέρας.....	19
1.3.1.2. Ενδοημερήσια αγορά.....	20
1.3.1.3. Αγορά εξισορρόπησης .....	20
1.3.2. Μοντέλο Στόχος.....	21
1.3.2.1. Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα .....	23
1.3.2.2. Επίδραση Μοντέλου Στόχου στην Ελληνική αγορά.....	24
<b>1.4. Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας.....</b>	<b>25</b>
<b>1.5. Υπηρεσίες αποθήκευσης.....</b>	<b>26</b>
1.5.1. Υπηρεσία Αποσυμφόρησης .....	27
1.5.2. Συμβολή στην επάρκεια ισχύος.....	27
1.5.3. Ταχείες εφεδρείες και αδρανειακή απόκριση και συνεισφορά σε ρεύμα βραχυκύκλωσης .....	28
1.5.4. Υπηρεσία επάρκειας ισχύος διασυνδεδεμένων νησιών .....	29
1.5.5. Υπηρεσία Εφεδρείας Εκτάκτου Ανάγκης .....	29
1.5.6. Υπηρεσία διαχείρισης τάσεως και αέργου ισχύος .....	29
1.5.7. Αναβάθμιση μεταφορικής ικανότητας από Διαχειριστές Συστήματος ή Δικτύων .....	29
1.5.8. Υπηρεσία επανεκκίνησης μετά από γενική ή μερική διακοπή (black start) .....	30
1.5.9. Arbitrage .....	30
<b>1.6. Εικονικός Σταθμός Παραγωγής .....</b>	<b>31</b>
<b>1.7. Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης .....</b>	<b>32</b>
<b>1.8. Τρέχουσα τεχνολογική στάθμιση .....</b>	<b>32</b>
1.8.1. Αντλησιοταμίευση .....	32
1.8.2. Μελέτη περίπτωσης .....	33
1.8.2.1. Ικαρία .....	33
1.8.2.2. Κρήτη (Αμάρι).....	34
<b>1.9. Βιβλιογραφική Ανασκόπηση.....</b>	<b>35</b>
<b>2. Προτεινόμενη Μεθοδολογία.....</b>	<b>36</b>
<b>2.1. Η εγκατάσταση.....</b>	<b>36</b>

2.1.1.	Δομή .....	36
2.1.2.	Καταστάσεις λειτουργίας .....	36
<b>2.2.</b>	<b>Ενεργειακό ισοζύγιο .....</b>	<b>37</b>
2.2.1.	Δεδομένα εισόδου.....	37
2.2.2.	Παραγωγή αιολικού πάρκου .....	37
2.2.3.	Σύγκριση παραγωγής ζήτησης.....	37
2.2.4.	Έλεγχος στάθμης ταμιευτήρα.....	37
2.2.4.1.	Φόρτιση.....	38
2.2.4.2.	Εκφόρτιση .....	39
<b>2.3.</b>	<b>Συμμετοχή στην αγορά .....</b>	<b>41</b>
2.3.1.	Δεδομένα εισόδου.....	41
2.3.1.1.	Λειτουργία μόνο αιολικού πάρκου .....	42
2.3.1.2.	Λειτουργία μόνο αντλησιοταμίευσης (arbitrage).....	43
2.3.1.3.	Λειτουργία αιολικού πάρκου-αντλησιοταμίευσης.....	44
2.3.2.	Ανάλυση προημερήσιας τιμής.....	45
2.3.3.	Επιλογή στρατηγικής .....	52
2.3.4.	Σύνοψη .....	53
<b>3.</b>	<b>Αναμενόμενα Αποτελέσματα &amp; Ανάλυση.....</b>	<b>53</b>
<b>3.1.</b>	<b>Ενεργειακό ισοζύγιο .....</b>	<b>53</b>
3.1.1.	Παραγωγή/Φόρτιση/Πλεόνασμα .....	54
3.1.2.	Ζήτηση/Εκφόρτιση/Έλλειμμα .....	55
3.1.3.	Ταμιευτήρας .....	56
3.1.4.	Ωριαία Κάλυψη ζήτησης/Διείσδυση ΑΠΕ/Απόρριψη ΑΠΕ .....	56
3.1.5.	Ενδεικτικά .....	57
<b>3.2.</b>	<b>Συμμετοχή στην αγορά .....</b>	<b>58</b>
3.2.1.	Αιολικό πάρκο .....	59
3.2.1.1.	Μεταβολή ετών .....	59
3.2.1.2.	Μεταβολή τοποθεσίας .....	59
3.2.2.	Αντλησιοταμίευση (arbitrage).....	60
3.2.2.1.	Μεταβολή διαστάσεων εγκατάστασης.....	61
3.2.2.2.	Μεταβολή ετών .....	63
3.2.3.	Αιολικό πάρκο – Αντλησιοταμίευση.....	65
3.2.3.1.	Μεταβολή διαστάσεων εγκατάστασης.....	65
<b>4.</b>	<b>Συμπεράσματα .....</b>	<b>72</b>
<b>5.</b>	<b>Βιβλιογραφία .....</b>	<b>75</b>
<b>6.</b>	<b>Παράρτημα.....</b>	<b>77</b>
<b>6.1.</b>	<b>Day-ahead price analysis, Greece (2015-2021) .....</b>	<b>77</b>
6.1.1.	Entso-E (raw data) .....	77
6.1.2.	Frequency distribution.....	78
6.1.3.	Open High Low Close (OHLC) Charts.....	79
6.1.3.1.	Yearly candles.....	79
6.1.3.2.	Monthly candles.....	79
6.1.3.3.	Weekly candles.....	80
6.1.3.4.	Daily candles.....	82
6.1.3.4.1.	2015 .....	82
6.1.3.4.2.	2016 .....	84
6.1.3.4.3.	2017 .....	85

6.1.3.4.4.	2018 .....	86
6.1.3.4.5.	2019 .....	88
6.1.3.4.6.	2020 .....	89
6.1.3.4.7.	2021 .....	90
6.1.4.	24hr analysis .....	92
6.1.4.1.	AVG 24hr .....	92
6.1.4.2.	AVG Workdays & weekends.....	93
6.1.4.3.	AVG per season .....	94
<b>6.2.</b>	<b>Wind Speed .....</b>	<b>95</b>
6.2.1.	Map.....	95
6.2.2.	Wind speed (hourly data) .....	96
6.2.3.	Frequency distribution.....	97
6.2.4.	AVG 24hr.....	98

### Κατάλογος Σχημάτων

<b>Σχήμα 1.</b>	Εθνικοί ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί στόχοι για την περίοδο 2021-2030, στο πλαίσιο των Ευρωπαϊκών πολιτικών (ΥΠΕΚΑ, 2019).....	14
<b>Σχήμα 2.</b>	Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (European Commission, 2017).....	21
<b>Σχήμα 3.</b>	Market design of an energy exchange: The case of Greece (Filippos Ioannidis K. K., 2019). .....	24
<b>Σχήμα 4.</b>	Σχηματική απεικόνιση τυπικού συστήματος αποθήκευσης αντλησιοταμίευσης (IRENA, 2017). .....	32
<b>Σχήμα 5.</b>	Υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας (Α.Ι, 2018). .....	34
<b>Σχήμα 7.</b>	(αριστερά) Υποέργο Α: Αιολικά Πάρκα / (δεξιά) Υποέργο Β: Σύστημα Ελεγχόμενης Παραγωγής & Αποθήκευσης Ενέργειας. (Enterprise Greece, 2020) .....	34
<b>Σχήμα 6.</b>	Υβριδικός σταθμός Κρήτη (Αμάρι) (Σαββίδης, 2019). .....	35
<b>Σχήμα 8.</b>	Αντλησιοταμίευση σε συνεργασία με αιολικό πάρκο. ....	36
<b>Σχήμα 9.</b>	Διάγραμμα ροής κώδικα υπολογισμού ετήσιου κέρδους/ζημίας αιολικού πάρκου... ..	42
<b>Σχήμα 10.</b>	Διάγραμμα ροής κώδικα υπολογισμού ετήσιου κέρδους/ζημίας αντλησιοταμίευσης που πραγματοποιεί arbitrage στην προημερήσια αγορά.....	43
<b>Σχήμα 11.</b>	Διάγραμμα ροής κώδικα υπολογισμού ετήσιου κέρδους/ζημίας από την συνεργασία πάρκου-αντλησιοταμίευσης.....	44
<b>Σχήμα 12.</b>	Χάρτης τοποθεσιών αιολικού πάρκου.....	95

### Κατάλογος Πινάκων

<b>Πίνακας 1.</b>	Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ (ΥΠΕΚΑ, 2019). .....	15
<b>Πίνακας 2.</b>	Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ ανά στόχο και τομέα μέχρι το έτος 2030 (ΥΠΕΚΑ, 2019).....	16
<b>Πίνακας 3.</b>	Εξέλιξη της προόδου ως προς το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ ανά τομέα μέχρι το έτος 2030 (ΥΠΕΚΑ, 2019).....	16
<b>Πίνακας 4.</b>	Υπηρεσίες που παρέχονται από την αποθήκευση ενέργειας σε συστήματα ισχύος (Benoit Robyns, 2015).....	27
<b>Πίνακας 5.</b>	Οφέλη από VPPs. (Saboori, 2011).....	31



<b>Πίνακας 6.</b> Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου περιοχών αιολικού πάρκου.....	41
<b>Πίνακας 7.</b> Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης.....	41
<b>Πίνακας 8.</b> Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας του πρώτου 12ώρου της ημέρας σε κάθε Rank.	47
<b>Πίνακας 9.</b> Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας του δεύτερου 12ώρου της ημέρας σε κάθε Rank. .....	47
<b>Πίνακας 10.</b> Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας της ημέρας σε κάθε Rank. ....	48
<b>Πίνακας 11.</b> Στρατηγικές arbitrage αντλησιοταμίευσης.....	52
<b>Πίνακας 12.</b> Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης. ....	53
<b>Πίνακας 13.</b> Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης. ....	60
<b>Πίνακας 14.</b> Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης. ....	65

### Κατάλογος Διαγραμμάτων

<b>Διάγραμμα 1.</b> Εκπομπές, Στόχοι & Προβλέψεις εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου των κρατών μελών της ΕΕ (European Environment Agency, 2021) .....	12
<b>Διάγραμμα 2.</b> Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ κατά την περίοδο 2017 - 2030 (ΥΠΕΚΑ, 2019). .....	17
<b>Διάγραμμα 3.</b> Προημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, Ελλάδα 2015-2022 (ENTSO-E, 2021). 25	
<b>Διάγραμμα 4.</b> Καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου (ζήτηση - παραγωγή ΑΠΕ) χωρίς και με αποθήκευση (κίτρινη γραμμή), απορροφούμενη ενέργεια (μπλε περιοχή), εγγεόμενη ενέργεια (πράσινη περιοχή) (ΥΠΕΚΑ, 2021).....	28
<b>Διάγραμμα 5.</b> Παράδειγμα φόρτισης/εκφόρτισης (με απώλειες) όπου ο χρονισμός βασίζεται σε ημερήσιες διακυμάνσεις της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας (Zhang, 2021). ....	30
<b>Διάγραμμα 6.</b> Roundtrip efficiency (EESI, 2019).....	30
<b>Διάγραμμα 7.</b> Παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία, μέσα 2017 (IRENA, 2017).....	33
<b>Διάγραμμα 8.</b> Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας ανεμογεννήτριας.....	37
<b>Διάγραμμα 9.</b> Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας αντλίας. ....	38
<b>Διάγραμμα 10.</b> Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας υδροστροβίλου. ....	40
<b>Διάγραμμα 11.</b> Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας αιολικού πάρκου.....	41
<b>Διάγραμμα 12.</b> Κατανομή συχνότητας προημερήσιων τιμών (για τα έτη 2015-2021). ....	45
<b>Διάγραμμα 13.</b> Yearly OHLC DAP 2015-2021.....	46
<b>Διάγραμμα 14.</b> Μέσο εικοσιτετράωρο: α) επταετίας, β) καθημερινών και σαββατοκύριακων επταετίας & γ) ανά εποχή επταετίας. ....	46
<b>Διάγραμμα 15.</b> Κατανομή συχνότητας εμφάνισης προημερήσιας τιμής, Ελλάδα 2015-2021... 49	
<b>Διάγραμμα 18.</b> Daily OHLC, 2015.....	49
<b>Διάγραμμα 17.</b> Μέσο 24ωρο ανά έτος. ....	50
<b>Διάγραμμα 18.</b> Μέσο 24ωρο εργασιμων ημερών και σαββατοκύριακων ανά έτος. ....	50
<b>Διάγραμμα 19.</b> Μέσο 24ωρο ανά εποχή ανά έτος. ....	50
<b>Διάγραμμα 20.</b> Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας της ημέρας σε κάθε Rank. ....	51
<b>Διάγραμμα 21.</b> Ώρες κατά τις οποίες η αντλησιοταμίευση φορτίζει (αγοράζει) / εκφορτίζει (πουλάει).....	52

<b>Διάγραμμα 24.</b> Ετήσια παραγωγή πάρκου, ταυτοχρονισμένη ζήτηση & πλεόνασμα παραγωγής.	54
<b>Διάγραμμα 25.</b> Ετήσιο πλεόνασμα παραγωγής, λειτουργία αντλίας, απορριπτόμενο πλεόνασμα.	54
<b>Διάγραμμα 26.</b> Ετήσια ταυτοχρονισμένη παραγωγή, λειτουργία αντλίας & απορριπτόμενο πλεόνασμα.	54
<b>Διάγραμμα 27.</b> Ετήσια ζήτηση φορτίου, ταυτοχρονισμένη ζήτηση & έλλειμα ζήτησης.	55
<b>Διάγραμμα 28.</b> Ετήσιο έλλειμα ζήτησης, λειτουργία υδροστροβίλου & τελικό έλλειμα.	55
<b>Διάγραμμα 29.</b> Ετήσια ταυτοχρονισμένη ζήτηση φορτίου, λειτουργία υδροστροβίλου & τελικό έλλειμα.	55
<b>Διάγραμμα 30.</b> Στάθμη ταμιευτήρα, απορριπτόμενο πλεόνασμα & τελικό έλλειμα.	56
<b>Διάγραμμα 31.</b> Ενεργειακό ισοζύγιο δεδομένης μονάδας αντλησιοταμίευσης σε περίοδο υψηλής ζήτησης.	57
<b>Διάγραμμα 32.</b> Ενεργειακό ισοζύγιο δεδομένης εγκατάστασης σε περίοδο χαμηλής ζήτησης ενέργειας.	57
<b>Διάγραμμα 33.</b> Μέση προημερήσια τιμή, 2015 - 2021.	58
<b>Διάγραμμα 34.</b> Μέση ταχύτητα ανέμου περιοχών αιολικού πάρκου	58
<b>Διάγραμμα 35.</b> Μέσοι όροι Θηκογράμματος 6.	61
<b>Διάγραμμα 36.</b> Μέσοι όροι θηκογραμμάτων 7 & 8.	63
<b>Διάγραμμα 37.</b> Μέσοι όροι Θηκογράμματος 9.	66
<b>Διάγραμμα 38.</b> Μέσοι όροι Θηκογράμματος 10.	68
<b>Διάγραμμα 39.</b> Μέσοι όροι Θηκογράμματος 11.	70
<b>Διάγραμμα 40.</b> Προημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, Ελλάδα (2015-2021) (ENTSO-E, 2021).	77
<b>Διάγραμμα 41.</b> Κατανομή συχνότητας εμφάνισης προημερήσιας τιμής, Ελλάδα 2015-2021...	78
<b>Διάγραμμα 42.</b> Yearly OHLC	79
<b>Διάγραμμα 43.</b> Monthly OHLC	80
<b>Διάγραμμα 44.</b> Weekly OHLC	82
<b>Διάγραμμα 45.</b> Daily OHLC, 2015	83
<b>Διάγραμμα 46.</b> Daily OHLC, 2016	85
<b>Διάγραμμα 47.</b> Daily OHLC, 2017	86
<b>Διάγραμμα 48.</b> Daily OHLC, 2018	87
<b>Διάγραμμα 49.</b> Daily OHLC, 2019	89
<b>Διάγραμμα 50.</b> Daily OHLC, 2020	90
<b>Διάγραμμα 51.</b> Daily OHLC, 2021	91
<b>Διάγραμμα 52.</b> Μέσο 24ωρο ανά έτος.	92
<b>Διάγραμμα 53.</b> Μέσο 24ωρο εργασιμων ημερών και σαββατοκύριακων ανά έτος.	93
<b>Διάγραμμα 54.</b> Μέσο 24ωρο ανά εποχή ανά έτος.	94
<b>Διάγραμμα 55.</b> Ωριαία ταχύτητα ανέμου.	96
<b>Διάγραμμα 56.</b> Κατανομή συχνότητας εμφάνισης ταχυτήτων ανέμου.	97
<b>Διάγραμμα 57.</b> Ταχύτητα ανέμου μέσου 24ώρου.	98

## Κατάλογος Θηκογραμμμάτων

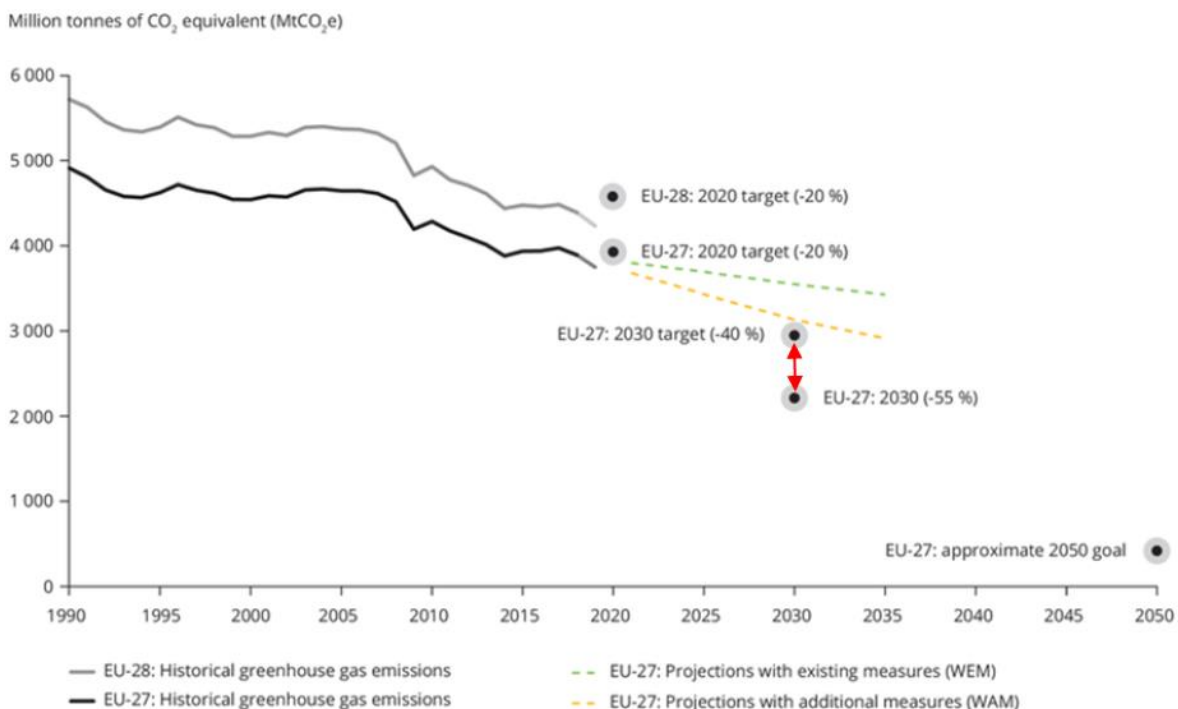
<b>Θηκόγραμμα 1.</b> Ωριαία κάλυψη ζήτησης, αιολική διείσδυση & αιολική απόρριψη χωρίς και με αποθήκευση.....	56
<b>Θηκόγραμμα 2.</b> Προημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, 2015 - 2021. ....	58
<b>Θηκόγραμμα 3.</b> Ταχύτητα ανέμου περιοχών αιολικού πάρκου. ....	58
<b>Θηκόγραμμα 4.</b> (αριστερά ) καθαρό ετήσιο κέρδος / (δεξιά) καθαρό κέρδος ανά MWh από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες) στην προημερήσια αγορά για το διάστημα 7 ετών. ....	59
<b>Θηκόγραμμα 5.</b> (αριστερά) καθαρό ετήσιο κέρδος / (δεξιά) Καθαρό κέρδος ανά MWh από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (για το διάστημα 7 ετών) στην προημερήσια αγορά σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες. ....	59
<b>Θηκόγραμμα 6.</b> (αριστερά) ετήσιο καθαρό κέρδος / (δεξιά) καθαρό κέρδος ανά MWh, από την συμμετοχή στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (από το 2015 έως το 2021) Αντλησιοταμίευσης, διαστάσεων 5 έως 25 (Ταμιευτήρας (MWh) = Αντλία (MW) = Υδροστροβίλος (MW)), η οποία πραγματοποιεί arbitrage με: α) 1 & 2 πλήρεις κύκλους φόρτισης εκφόρτισης ανά ημέρα, β) 1 & 3 ώρες για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση ανά ημέρα.....	61
<b>Θηκόγραμμα 7.</b> Ετήσιο καθαρό κέρδος από το arbitrage Αντλησιοταμίευσης, στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας (για μέγεθος εγκατάστασης 5 έως 25), για διάστημα 7 ετών, για τέσσερα Σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης. ....	63
<b>Θηκόγραμμα 8.</b> Καθαρό κέρδος ανά MWh από το arbitrage Αντλησιοταμίευσης, στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας (για μέγεθος εγκατάστασης 5 έως 25), για διάστημα 7 ετών, για τέσσερα Σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης. ....	63
<b>Θηκόγραμμα 9.</b> (πάνω) ετήσιο καθαρό κέρδος / (κάτω) καθαρό κέρδος ανά MWh από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμιευτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), για τρεις περιπτώσεις κόστους φόρτισης και τέσσερα σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης. ....	66
<b>Θηκόγραμμα 10.</b> Ποσοστό συμμετοχή πάρκου (πάνω) / αποθήκης (κάτω) από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμιευτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), για τρεις περιπτώσεις κόστους φόρτισης και τέσσερα σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.....	68
<b>Θηκόγραμμα 11.</b> Ποσοστό παραγωγής πάρκου που περισεύει μετά τη φόρτιση, ποσοστό παραγωγή πάρκου που καταλήγει στην αντλία και απώλειες από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμιευτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), για τρεις περιπτώσεις κόστους φόρτισης και τέσσερα σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.....	70

# 1. Εισαγωγή

## 1.1. Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία

Η **Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία** (European Green Deal – EGD) είναι η κύρια νέα αναπτυξιακή **στρατηγική** της ΕΕ για τη μετάβαση της οικονομίας της ΕΕ σε ένα βιώσιμο οικονομικό μοντέλο. Ο πρωταρχικός στόχος της Πράσινης Συμφωνίας, είναι να γίνει η ΕΕ η **πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος έως το 2050**, με αποτέλεσμα καθαρότερο περιβάλλον, πιο προσιτή ενέργεια, πιο έξυπνες μεταφορές, νέες θέσεις εργασίας και συνολικά καλύτερη ποιότητα ζωής. (Norton Rose Fulbright, 2021)

Το 1990 οι εκπομπές ΑτΘ (της ΕΕ των 27) ήταν περίπου 5 δισεκατομμύρια τόνοι ισοδύναμου CO<sub>2</sub> (δεν είναι μόνο CO<sub>2</sub> αλλά και άλλες εκπομπές ΑτΘ) όπως φαίνεται στο παρακάτω Διάγραμμα. Στόχος της ΕΕ για το 2020, ήταν μείον 20% σε σύγκριση με το 1990, το οποίο επιτεύχθηκε ακόμη και χωρίς την συμβολή της πανδημίας του COVID – 19. Για να επιτευχθεί ο στόχος του 2050, έχει οριστεί στόχος μείον 40% για το 2030, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα. Με βάση την πράσινη γραμμή, ο στόχος του 2030 δεν είναι ακόμα επιτεύξιμος και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει ήδη συμφωνήσει ότι αυτός ο στόχος πρέπει να τεθεί σε πιο αυστηρό πλαίσιο ώστε να βρίσκεται σε μια πορεία προς το καθαρό μηδέν έως το 2050 και να είναι σύμφωνος με την δέσμευση της ΕΕ στην συμφωνία του Παρισιού. ( Arnold Mulder, 2021)



**Διάγραμμα 1.** Εκπομπές, Στόχοι & Προβλέψεις εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου των κρατών μελών της ΕΕ (European Environment Agency, 2021)

Το θέμα της Πράσινης Συμφωνίας δεν αφορά τον στόχο του 2030, ο οποίος έχει ήδη συμφωνηθεί από όλα τα κράτη μέλη της ΕΕ, αλλά αφορά στην πραγματικότητα το **χάσμα μεταξύ του που αναμένουμε να είμαστε το 2030 και το που θέλουμε να είμαστε** (κόκκινο βέλος στο γράφημα). Επομένως, η Ευρωπαϊκή Πράσινη συμφωνία (ή αλλιώς “Fit for 55”), είναι ένα πακέτο προτάσεων οι οποίες αλλάζουν τον στόχο του 2030 από μείον 40% σε μείον 55%. ( Arnold Mulder, 2021)

Οι κύριοι άξονες της EGD εν συντομία περιλαμβάνουν ( Arnold Mulder, 2021):

- Αυστηρότερους δεσμευτικούς ετήσιους στόχους μείωσης των ΑτΘ
- Αυστηρότερα πρότυπα επιδόσεων για καινούργια επιβατικά και ελαφρά επαγγελματικά οχήματα
- Αυστηρότερους κανόνες σχετικά τη χρήση γης σε δασοκομία και γεωργία
- Νέους νόμους για τις υποδομές εναλλακτικών καυσίμων
- Μηχανισμός προσαρμογής των συνόρων άνθρακα
- Ταμείο για το κοινωνικό κλίμα (Social Climate Fund)
- Ενίσχυση της παραγωγής και της απορρόφησης βιώσιμων αεροπορικών καυσίμων
- Χρήση ανανεώσιμων πηγών καυσίμων χαμηλών εκπομπών στη ναυτιλιακή βιομηχανία
- Πλήρη ενημέρωση για τη φορολογία για τα ενεργειακά προϊόντα και την ηλεκτρική ενέργεια
- Αυστηρότερους κανόνες για το σύστημα εμπορίας εκπομπών της ΕΕ που έχει ήδη τεθεί σε ισχύ από το 2005, καθώς και το αποθεματικό σταθερότητας της αγοράς
- Αποθεματικό σταθερότητας
- Τροπολογία σχετικά με την αντιστάθμιση για τους φορείς εκμετάλλευσης αεροσκαφών
- Πιο φιλόδοξους στόχους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Πιο αυστηρή ενεργειακή απόδοση

## 1.2. Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ, National Energy and Climate Plan – NECP) είναι ένα δεκαετές ολοκληρωμένο έγγραφο με εντολή της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε κάθε κράτος μέλος της, προκειμένου η ΕΕ να επιτύχει τους συνολικούς στόχους της για τις εκπομπές ΑτΘ. (Climate laws, 2019)

Το Ελληνικό Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, κυρώθηκε με την υπ’ αριθμ. 4/23.12.2019 Απόφαση του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΦΕΚ Β’ 4893). (ΥΠΕΚΑ, 2019)

Λαμβάνοντας υπόψη και τη σχετική επίτευξη των αντίστοιχων στόχων για το έτος 2020, στο Σχήμα 1. παρουσιάζονται οι επιμέρους ποσοτικές επιδιώξεις στο πλαίσιο επίτευξης των εθνικών ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων για το έτος 2030.

### Μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και περιβαλλοντικοί στόχοι

οι συνολικές εκπομπές ΑτΘ να μειωθούν κατά τουλάχιστον 40% σε σχέση με το 1990 (επιτυγχάνεται ποσοστό μείωσης >42%)

- να επιτευχθούν ισοδύναμοι στόχοι μείωσης εκπομπών στους επιμέρους τομείς εντός και εκτός του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών με τους αντίστοιχους κεντρικούς Ευρωπαϊκούς
- επίτευξη ποσοτικών στόχων για τη μείωση των εθνικών εκπομπών συγκεκριμένων ατμοσφαιρικών ρύπων
- **απόσυρση λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής έως το έτος 2028**

### Αύξηση συμμετοχής ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας

το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας να ανέλθει τουλάχιστον στο 35%

- το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να ανέλθει τουλάχιστον στο 60%
- το μερίδιο των ΑΠΕ για τις ανάγκες θέρμανσης και ψύξης να ξεπεράσει το 40%
- το μερίδιο των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών να ξεπεράσει το 14% (επιτυγχάνεται 19%) σύμφωνα με τη σχετική μεθοδολογία υπολογισμού της ΕΕ

### Επίτευξη βελτίωσης ενεργειακής απόδοσης

να επιτευχθεί βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 38% σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή μεθοδολογία

- η τελική κατανάλωση ενέργειας να μην ξεπεράσει τα **16,5 Mtoe\*** το έτος 2030
- η πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας να μην ξεπεράσει τα 21 Mtoe το έτος 2030
- να επιτευχθούν 7,3 Mtoe σωρευτικής εξοικονόμησης ενέργειας κατά την περίοδο 2021-2030\*\*.
- να γίνει σε ετήσια βάση ενεργειακή ανακαίνιση του 3% του συνολικού εμβαδού της θερμικής ζώνης των κτιρίων της κεντρικής δημόσιας διοίκησης έως το έτος 2030

\*χωρίς να συνυπολογιστεί η συνεισφορά της θερμότητας περιβάλλοντος

\*\*Ο στόχος έχει υπολογιστεί βάσει των απολογιστικών στοιχείων τελικής κατανάλωσης ενέργειας των ετών 2016 – 2017 και των προσωρινών για το έτος 2018

**Σχήμα 1.** Εθνικοί ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί στόχοι για την περίοδο 2021-2030, στο πλαίσιο των Ευρωπαϊκών πολιτικών (ΥΠΕΚΑ, 2019).

Πιο συγκεκριμένα, το ΕΣΕΚ, στο σύνολό του, καθορίζει πιο φιλόδοξους εθνικούς ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους έως το έτος 2030, τόσο σε σχέση με το αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ που είχε παρουσιαστεί τον Ιανουάριο του 2019, όσο και από τους κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους που έχουν τεθεί στο πλαίσιο της Ενεργειακής Ένωσης και έρχεται να συμβάλει και στη νέα Πράσινη Συμφωνία που προωθείται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η οποία αναμένεται να ενσωματώσει τόσο νέους μηχανισμούς, όσο και χρηματοδοτικές προτεραιότητες για την υποστήριξη προς την ενεργειακή και κλιματική μετάβαση, με ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της ευρωπαϊκής οικονομίας.

Στον Πίνακα 1. παρουσιάζονται συνοπτικά οι αναθεωρημένοι και πιο φιλόδοξοι εθνικοί στόχοι τόσο σε σχέση με τους στόχους που τέθηκαν στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ, όσο και σε σχέση με τους αντίστοιχους ευρωπαϊκούς.

Έτος στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ	νέοι Στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους Ευρωπαϊκής Ένωσης
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32% ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61-64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1-16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1 Mtoe (32%) (αναφερόταν σε 17,3 Mtoe χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος)	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32.5% και επίτευξη στόχου βάσει νέου δείκτη ΕΕ για μείωση κατανάλωσης σε σχέση με το έτος 2017
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	
Μείωση ΑτΘ	≥42% vs σε σχέση με 1990, ≥56% σε σχέση με 2005	33% σε σχέση με 1990, 49% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

*Πίνακας 1. Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ (ΥΠΕΚΑ, 2019).*

### 1.2.1. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Όσον αφορά τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο, το νέο ΕΣΕΚ προβλέπει αρκετά μεγαλύτερο μερίδιο ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα τόσο συνολικά όσο και σε επιμέρους τομείς. Η σημαντικά αυτή υψηλότερη συμμετοχή ΑΠΕ, είναι αποτέλεσμα των νέων μέτρων πολιτικής και της δέσμευσης για σταδιακή μείωση των λιγνιτικών μονάδων για ηλεκτροπαραγωγή μέχρι την οριστική τους απόσυρση έως το έτος 2028. Η απόφαση αυτή δημιουργεί χώρο για επιπλέον εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ, ενώ ενισχύει τον ρόλο των μονάδων φυσικού αερίου που θα παρέχουν την απαιτούμενη ευελιξία στο σύστημα (ΥΠΕΚΑ, 2019).

Ως εθνικός στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας τίθεται η επίτευξη μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 35%. Επιπλέον, τίθενται στόχοι το μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να ανέλθει σε

ποσοστό τουλάχιστον 60%, το μερίδιο των ΑΠΕ για τις ανάγκες θέρμανσης και ψύξης να ξεπεράσει το 40% και το μερίδιο των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών να ξεπεράσει το 14% σύμφωνα με την σχετική μεθοδολογία υπολογισμού της ΕΕ (ΥΠΕΚΑ, 2019).

Σχετικά με την εξέλιξη των ποσοστών των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση, στους Πίνακες 2. & 3. παρουσιάζεται η πρόβλεψη για την εξέλιξη των μεριδίων, σε συγκεκριμένα χρονικά σημεία.

Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ	2020	2022	2025	2027	2030
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	19.7%	23.4%	27.1%	29.6%	<b>35.0%</b>
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη	30.6%	33.8%	36.8%	38.3%	<b>42.5%</b>
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού	29.2%	38.6%	46.8%	52.9%	<b>61.0%</b>
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές	6.6%	7.3%	10.1%	11.7%	<b>19.0%</b>

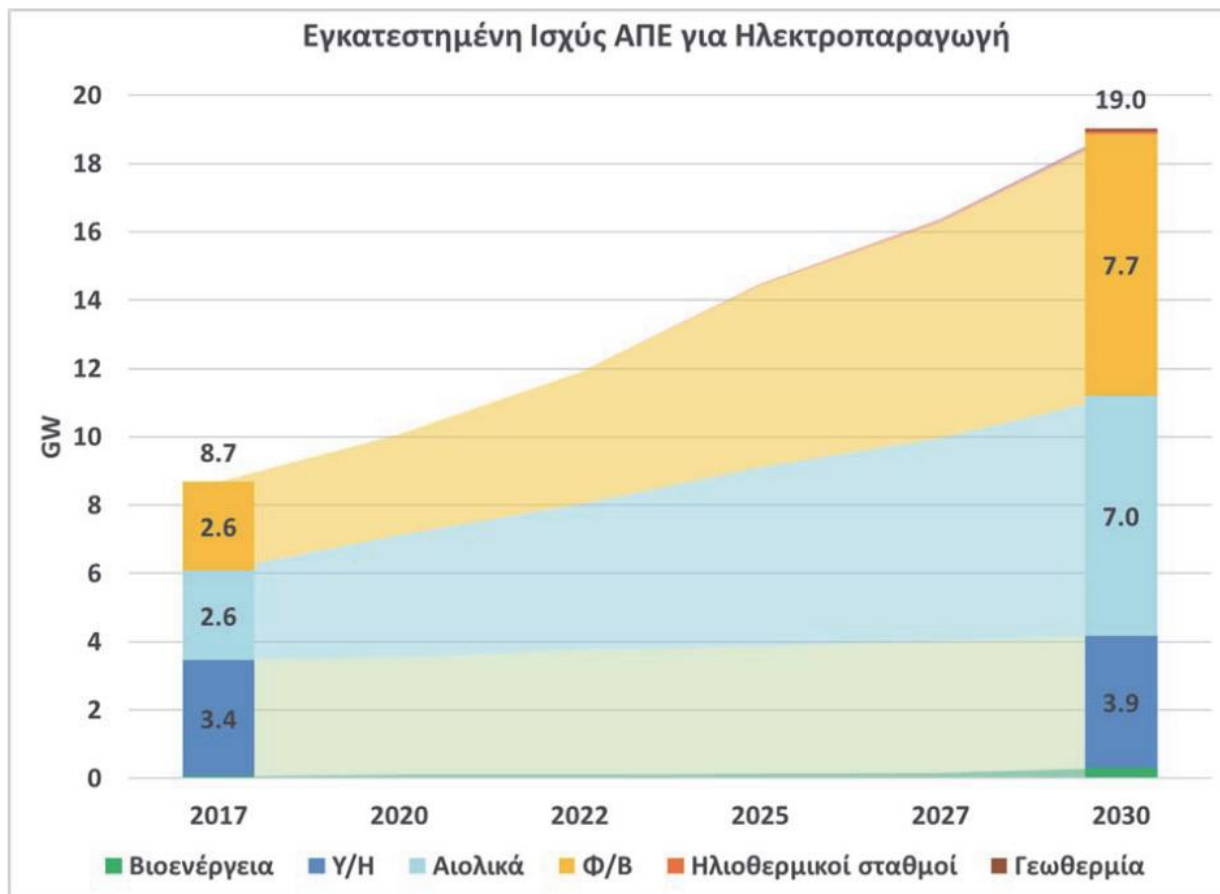
*Πίνακας 2. Εξέλιξη μεριδίων ΑΠΕ ανά στόχο και τομέα μέχρι το έτος 2030 (ΥΠΕΚΑ, 2019).*

Εξέλιξη προόδου ως προς στο μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ για την επίτευξη του στόχου του 2030	2022	2025	2027	2030
στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	31.8%	53.6%	68.5%	100%
στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη	27.0%	52.3%	64.5%	100%
στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού	29.6%	55.4%	74.6%	100%
στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές	5.6%	28.3%	41.3%	100%

*Πίνακας 3. Εξέλιξη της προόδου ως προς το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ ανά τομέα μέχρι το έτος 2030 (ΥΠΕΚΑ, 2019).*

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, οι κυρίαρχες εφαρμογές για την επόμενη περίοδο που θα συνεισφέρουν στην επίτευξη των στόχων είναι και αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα, τα οποία κρίνονται και τα πλέον ώριμα και ανταγωνιστικά με κανόνες αγοράς και οικονομικότητας ως προς της επιπτώσεις τους σε θέματα ενισχύσεων. Στο Διάγραμμα 2 παρουσιάζεται η εξέλιξη αυτών των μεγεθών για τις τεχνολογίες ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, όπου διαφαίνεται ότι η εγκατεστημένη ισχύς των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ σχεδόν τριπλασιάζεται κατά την περίοδο 2017-2030. Επισημαίνεται ότι δεν υπάρχει συγκεκριμένος προγραμματισμός για τα θαλάσσια αιολικά πάρκα, η συμμετοχή τους όμως στο μείγμα για την επίτευξη του στόχου της ηλεκτροπαραγωγής θεωρείται δεδομένη (ΥΠΕΚΑ, 2019).





Διάγραμμα 2. Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ κατά την περίοδο 2017 - 2030 (ΥΡΕΚΑ, 2019).

### 1.2.2. Αποθήκευση Ενέργειας

Η αύξηση της διείσδυσης των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ, αυξάνει τη μεταβλητότητα, την αβεβαιότητα του υπολειπόμενου φορτίου (φορτίο μείον παραγωγή από μη ελεγχόμενες ΑΠΕ) και τις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος. Βασικές κατηγορίες πηγών ευελιξίας είναι οι κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής, η αποθήκευση, οι διασυνδέσεις και η απόκριση ζήτησης (ΥΡΕΚΑ, 2019).

Προκειμένου να επιτευχθούν υψηλά επίπεδα διείσδυσης μη ελεγχόμενων ΑΠΕ, όπως προβλέπει το ΕΣΕΚ, με οικονομικά ορθολογικό τρόπο, προκύπτουν εν γένει **ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας** (ΥΡΕΚΑ, 2019).

Ο συνδυασμός των μονάδων ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, έχει ιδιαίτερα θετικά αποτελέσματα τόσο για το σύστημα όσο και για τους παραγωγούς ΑΠΕ. Μέσω αυτού του συνδυασμού δίνονται νέες προοπτικές συμμετοχής σε επιπλέον αγορές ενέργειάς, όπως η αγορά εξισορρόπησης και ο Μακροχρόνιος Μηχανισμός Αποζημίωσης Επάρκειας Ισχύος,

προσφέρονται επικουρικές υπηρεσίες ελέγχου τάσης, απόκρισης συχνότητας κ.α., ενώ παράλληλα αυξάνεται η δυνατότητα του δικτύου να υποδεχτεί νέες μονάδες ΑΠΕ. Ακόμα για τους παραγωγούς, μειώνονται οι περικοπές λόγω αδυναμίας απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειάς από το δίκτυο, μειώνονται οι αποκλίσεις της παραγωγής τους και μεγιστοποιούνται έτσι οι δυνατότητες συμμετοχής στις επιμέρους ενεργειακές αγορές (ΥΠΕΚΑ, 2019).

Όσον αφορά τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, **στόχος είναι πριν από το τέλος της επόμενης δεκαετίας να έχει διασυνδεθεί η πλειονότητα των αυτόνομων αυτών συστημάτων με το διασυνδεδεμένο σύστημα.** Για τα νησιά που προβλέπεται να παραμείνουν μη διασυνδεδεμένα, τουλάχιστον για αρκετό διάστημα, προωθείται επίσης μεγάλη μείωση της χρήσης του πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή με τη **εγκατάσταση σύγχρονων μονάδων ΑΠΕ σε συνδυασμό με τεχνολογίες αποθήκευσης.** Στην κατεύθυνση αυτή προωθείται η εγκατάσταση Υβριδικών Σταθμών ΑΠΕ είτε μέσω ιδιωτικών έργων είτε μέσω πιλοτικών έργων όπως το έργο του ΚΑΠΕ για τη μετατροπή του Άη Στρατή σε «Πράσινο Νησί», ενώ έχει ήδη τεθεί σε λειτουργία ένας Υβριδικός Σταθμός ΑΠΕ στο νησί της Ικαρίας και ένας στο νησί της Τήλου (ΥΠΕΚΑ, 2019).

Αξιοσημείωτο ακόμα είναι, εκτός των αναγκών για αποθήκευση, ο μετασχηματισμός του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να επιτευχθούν επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ της τάξης του 50% συνεπάγεται και άλλες τεχνικές προκλήσεις. Για παράδειγμα, είναι πολύ πιθανό πριν κιόλας επιτευχθούν αυτά τα ποσοστά διείσδυσης σε επίπεδο ενέργειας ανά έτος, να εμφανιστούν ακόμα μεγαλύτερα ποσοστά «στιγμιαίας» διείσδυσης σταθμών μη ελεγχόμενης παραγωγής π.χ. αιολικά και φωτοβολταϊκά για τη διαχείριση των οποίων πρέπει να προετοιμάζονται οι Διαχειριστές των ηλεκτρικών δικτύων (ΥΠΕΚΑ, 2019).

### 1.3. Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τις τελευταίες δεκαετίες, τα συστήματα ισχύος μετακινήθηκαν από μια κεντρική οργάνωση σε νέα πλαίσια που στοχεύουν στην ενίσχυση του ανταγωνισμού. Αρχικά, κρατικές και καθετοποιημένες εταιρείες είχαν την ευθύνη της διαχείρισης όλου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, από την παραγωγή έως τη λιανική. Στη συνέχεια, με στόχο την ιδιωτικοποίηση του τομέα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και την προσέλκυση νέων επενδυτών, έχουν σημειωθεί διαδικασίες απορρύθμισης παγκοσμίως. Το βασικό χαρακτηριστικό των διαδικασιών ήταν ο διαχωρισμός μεταξύ των δραστηριοτήτων παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και λιανικής, ενώ απαγόρευε την κάθετη ολοκλήρωση μεταξύ διαφορετικών τομέων. Ο ανταγωνισμός έχει προωθηθεί κυρίως στην παραγωγή και στο λιανικό εμπόριο, ενώ ο τομέας μεταφοράς εξακολουθεί να αποτελεί φυσικό μονοπώλιο, λόγω του απαγορευτικού επενδυτικού κόστους των γραμμών μεταφοράς. Ο ουσιαστικός ρόλος της λειτουργίας και της διαχείρισης του δικτύου μεταφοράς ασκείται από μη εμπορικές οντότητες, που ονομάζονται διαχειριστής συστήματος μεταφοράς (Transmission System Operator - TSO) στην Ευρώπη και ανεξάρτητος διαχειριστής συστήματος (Independent System Operator – ISO) στις Ηνωμένες Πολιτείες. (Kariniotakis, 2017)

### 1.3.1. Επισκόπηση των αγορών και των χρονοδιαγραμμάτων τους

Στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως διατίθενται δύο διαφορετικά χρονικά πλαίσια διαπραγμάτευσης, ανάλογα με την εγγύτητα της διαπραγμάτευσης. Οι μεσοπρόθεσμες/μακροπρόθεσμες αγορές (δηλαδή οι αγορές συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης (futures)) επιτρέπουν τις συναλλαγές σε μακροπρόθεσμους ορίζοντες. Οι συμμετέχοντες στην αγορά μπορούν να εμπορεύονται τόσο φυσικά όσο και χρηματοοικονομικά προϊόντα, μέσω προθεσμιακών συμβολαίων (forward contracts) και δικαιωμάτων προαίρεσης (options). Ένα προθεσμιακό συμβόλαιο υπογράφεται μεταξύ ενός πωλητή που αναλαμβάνει να παράγει μια συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας και ενός αγοραστή που καταναλώνει αυτήν την ενέργεια. Τα προθεσμιακά συμβόλαια είναι συνήθως τυποποιημένα προϊόντα π.χ., τα συμβόλαια βασικού φορτίου περιλαμβάνουν όλες τις ώρες της συμβατικής χρονικής περιόδου, ενώ τα συμβόλαια φορτίου αιχμής μόνο ώρες με υψηλή ζήτηση, συνήθως από τις 8 π.μ. έως τις 7 μ.μ. των εργάσιμων ημερών. Τα προθεσμιακά συμβόλαια μπορούν να συσχετιστούν με δικαιώματα προαίρεσης. Ένα δικαίωμα προαίρεσης επιτρέπει στον αγοραστή να αποφασίσει μετά η συμφωνία εάν θα ωφεληθεί ή όχι από το προθεσμιακό συμβόλαιο (Kariniotakis, 2017).

Οι βραχυπρόθεσμες αγορές (δηλαδή οι δεξαμενές ηλεκτρικής ενέργειας) επιτρέπουν την εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας σε ημερήσιο και ωριαίο ορίζοντα. Γενικά, περιλαμβάνουν πολλά επίπεδα διαπραγμάτευσης, δηλαδή την επόμενη ημέρα, την ενδοημερήσια προσαρμογή και την αγορά εξισορρόπησης. Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να συμμετέχουν τόσο σε προθεσμιακές αγορές όσο και σε δεξαμενές ηλεκτρικής ενέργειας. Συνήθως ένα μέρος της δυναμικότητας των θερμικών σταθμών συνάπτεται με συμβάσεις μεσαίας/μακράς διάρκειας, αφού αυτές εξασφαλίζουν σταθερά έσοδα για τους παραγωγούς, αποφεύγοντας τις αβεβαιότητες της βραχυπρόθεσμης εμπορίας. Η υπολειπόμενη δυναμικότητα συνήθως ανατίθεται σε δεξαμενές ηλεκτρικής ενέργειας. Αντιθέτως, οι εγκαταστάσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, π.χ. αιολικά πάρκα και ηλιακές εγκαταστάσεις, έχουν στοχαστική φύση και μπορούν να προβλεφθούν με περιορισμένη ακρίβεια. Ως εκ τούτου, δεν είναι κατάλληλα για μακροπρόθεσμες συμβάσεις, καθώς είναι δύσκολο να εγγυηθεί ένα ορισμένο επίπεδο παραγωγής, πολύ καιρό πριν από τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο (Kariniotakis, 2017).

#### 1.3.1.1. Αγορά επόμενης μέρας

Η αγορά της επόμενης ημέρας φιλοξενεί συναλλαγές για πώληση και αγορά ηλεκτρικής ενέργειας 1 ημέρα πριν από την ημέρα παράδοσης. Οι αγοραστές και οι πωλητές υποβάλλουν τις προσφορές τους σε έναν διαχειριστή της αγοράς, ο οποίος ενεργεί ως κεντρικός αντιπρόσωπος. Μια προσφορά αγοράς περιλαμβάνει μια ποσότητα ενέργειας και την τιμή στην οποία ο συμμετέχων στην αγορά είναι διατεθειμένος να συνάψει σύμβαση για αυτήν την ποσότητα ενέργειας. Σε περίπτωση προσφορών πώλησης/αγοράς, η τιμή υποδηλώνει την ελάχιστη/μέγιστη τιμή στην οποία ο πωλητής/αγοραστής είναι διατεθειμένος να παρέχει/καταναλώσει ηλεκτρική ενέργεια. Όλες οι προσφορές πώλησης ταξινομούνται με σειρά αύξησης της τιμής, για τη δημιουργία μιας σωρευτικής καμπύλης πώλησης. Η σωρευτική καμπύλη αγοράς εκτελείται με παρόμοιο τρόπο, παραγγέλνοντας προσφορές αγοράς με

φθίνουσα σειρά τιμής. Η τομή μεταξύ των δύο καμπυλών προσδιορίζει την τιμή και τον όγκο εκκαθάρισης της αγοράς. Όλες οι προσφορές στα αριστερά του όγκου εκκαθάρισης γίνονται δεκτές, ενώ όλες οι προσφορές στα δεξιά απορρίπτονται. Οι αποδεκτές προσφορές/προσφορές, γενικά, αμείβονται στην τιμή εκκαθάρισης, αδιαφορώντας για την τιμή προσφοράς/προσφοράς (Kariniotakis, 2017).

Το κλείσιμο της αγοράς της επόμενης ημέρας πραγματοποιείται την ημέρα πριν από την ημέρα παράδοσης, συνήθως στις 12 π.μ. Η αγορά της επόμενης ημέρας περιλαμβάνει 24 ξεχωριστές δημοπρασίες, μία ανά ώρα της ημέρας. Μετά το κλείσιμο της αγοράς, ο διαχειριστής της αγοράς εκκαθαρίζει την αγορά και ενημερώνει κάθε πωλητή/αγοραστή για το χρονοδιάγραμμα παραγωγής/κατανάλωσής του (Kariniotakis, 2017).

#### 1.3.1.2. Ενδοημερήσια αγορά

Η ενδοημερήσια αγορά είναι η αγορά πώλησης/αγοράς ενέργειας κατά την ημέρα παράδοσης. Ανοίγει μετά το κλείσιμο της αγοράς της επόμενης μέρας και κλείνει από ώρες έως λεπτά πριν από την παράδοση ενέργειας. Η ενδοημερήσια αγορά μπορεί να είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για τους συμμετέχοντες στην αγορά για να προσαρμόσουν τις θέσεις τους. Οι συμβατικοί παραγωγοί μπορούν να έχουν πρόσβαση στην αγορά για να καθορίσουν ένα ανέφικτο χρονοδιάγραμμα, καθώς οι διαχρονικοί περιορισμοί (π.χ. περιορισμοί ράμπας) δεν μπορούν, συνήθως, να συμπεριληφθούν άμεσα στις προσφορές της αγοράς. Από την άλλη πλευρά, οι στοχαστικοί παραγωγοί μπορούν να χρησιμοποιήσουν αυτό το πρόσθετο επίπεδο συναλλαγών για να τροποποιήσουν τη θέση τους στην αγορά, καθώς οι προβλέψεις τους μπορεί να είναι πιο ακριβείς, πιο κοντά στη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο. Οι συναλλαγές στην ενδοημερήσια αγορά είναι, γενικά, συνεχείς. Ο μηχανισμός διαπραγμάτευσης βασίζεται στην αυτόματη αντιστοίχιση προσφορών ζήτησης και προσφοράς, η οποία επιτρέπει τη συνεχή υποβολή νέων προσφορών/προσφορών καθ' όλη τη διάρκεια της συνεδρίας. Ομοίως με την αγορά της επόμενης ημέρας, η διαχείριση της ενδοημερήσιας αγοράς γίνεται από τον φορέα εκμετάλλευσης της αγοράς (Kariniotakis, 2017).

#### 1.3.1.3. Αγορά εξισορρόπησης

Η αγορά εξισορρόπησης είναι το τελευταίο στάδιο για τη διαπραγμάτευση ηλεκτρικής ενέργειας. Διαδραματίζει ουσιαστικό ρόλο, καθώς τα επίπεδα παραγωγής και κατανάλωσης πρέπει να ταιριάζουν κατά τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό είναι ένα βασικό χαρακτηριστικό, δεδομένου ότι, αυτή τη στιγμή, η αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι οικονομικά βιώσιμη (Kariniotakis, 2017).

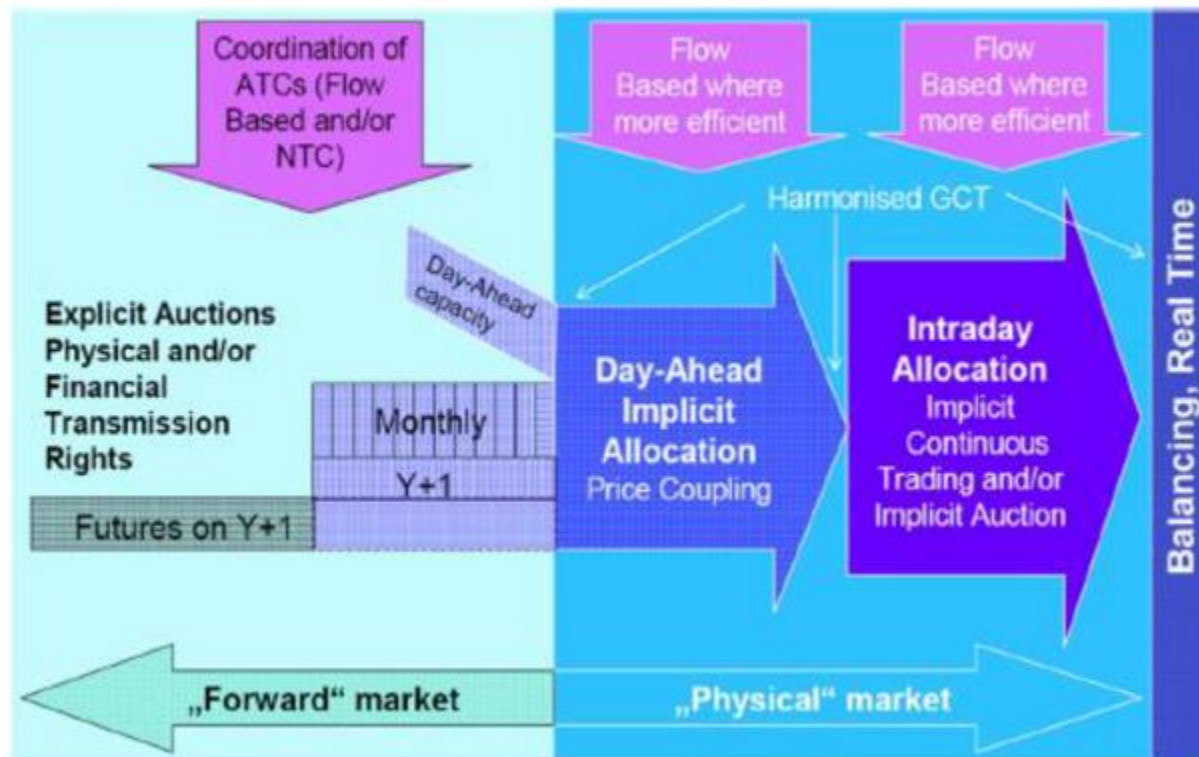
Οι αγορές εξισορρόπησης είναι γενικά αγορές μιας περιόδου, δηλαδή μια ξεχωριστή συνεδρίαση για κάθε περίοδο διαπραγμάτευσης. Επιτρέπουν τη δυνατότητα εμπορίας, εκτός από τις βοηθητικές υπηρεσίες ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. έλεγχος τάσης) που απαιτούνται για τη διατήρηση της σταθερότητας του ηλεκτρικού συστήματος (Kariniotakis, 2017).

Οι συμβατικοί παραγωγοί, συνήθως, συμμετέχουν στην αγορά εξισορρόπησης για την παροχή ρυθμιστικής ισχύος, τόσο σε ανοδική (δηλαδή αυξανόμενη παραγωγή) όσο και σε καθοδική (δηλαδή φθίνουσα παραγωγή) κατεύθυνση. Διαφορετικά, οι στοχαστικοί παραγωγοί, έχουν πρόσβαση στο στάδιο εξισορρόπησης για να διευθετήσουν τις αποκλίσεις από τη συμβατική παραγωγή. Αυτές οι αποκλίσεις τιμολογούνται διαφορετικά, ανάλογα με το σύστημα τιμολογιακής ανισορροπίας της αγοράς. Μπορούμε να διακρίνουμε μεταξύ του συστήματος ανισορροπίας μίας τιμής και του συστήματος ανισορροπίας δύο τιμών (Kariniotakis, 2017).

### 1.3.2. Μοντέλο Στόχος

Για την ενοποίηση των Ευρωπαϊκών Αγορών, ο Οργανισμός για την Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ, Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) έχει προτείνει το ενιαίο Ευρωπαϊκό μοντέλο αγοράς, γνωστό και ως Μοντέλο Στόχο (Target Model). Το Ευρωπαϊκό μοντέλο βασίζεται στις κατευθυντήριες γραμμές-πλαίσια (Framework Guidelines) που έχουν εκδοθεί από τον ACER και στους κώδικες δικτύου (Network Codes) που εκδίδονται από τον Ευρωπαϊκό Δίκτυο των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-E) και εγκρίνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με σκοπό να υφίστανται εναρμονισμένοι κανόνες για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και για τη λειτουργία των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας (ΦοΣΕ, 2021).

Το Target Model αναφέρεται στον τρόπο οργάνωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι αγορές είναι, κατά σειρά χρονικού πλαισίου: **προθεσμιακές, επόμενης ημέρας, ενδοημερήσιες** και **εξισορροπητικές** αγορές όπως φαίνεται στο Σχήμα 2 (European Commission, 2017).



Σχήμα 2. Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος (European Commission, 2017).

Το Target Model για την εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση, αποτελείται κυρίως από τα ακόλουθα στοιχεία (European Commission, 2017):

- Για μεγαλύτερα χρονοδιαγράμματα (**Forward Market**), μια ενιαία Ευρωπαϊκή πλατφόρμα για την κατανομή της διασυνοριακής δυναμικότητας μεταφοράς. Τα Δικαιώματα Φυσικής Μετάδοσης (Physical Transmission Rights – PTRs) ή/και τα Δικαιώματα Χρηματοοικονομικής Μετάδοσης (Financial Transmission rights – FTRs) στις διασυνοριακές διασυνδέσεις τίθενται σε δημοπρασία από τους Διαχειριστές του Συστήματος Μεταφοράς (Transmission System Operators – TSOs) σε περίπτωση που δεν υπάρχει σχετική αγορά προθεσμιακών παραγώγων ρευστότητας (liquid forward derivatives market).
- Για το χρονοδιάγραμμα της επόμενης ημέρας (**Day-Ahead Market**), κατανομή δυναμικότητας διασυνοριακής μεταφοράς μέσω μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής διαδικασίας σύζευξης τιμών, αντικαθιστώντας τις δημοπρασίες. Η σύζευξη αγοράς συνεπάγεται ότι ο συνολικός όγκος συναλλαγών των ανταλλακτηρίων ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να συγκεντρωθούν και να βελτιστοποιηθούν σε έναν αλγόριθμο που υπολογίζει τις τιμές και τις ροές, με την επιφύλαξη της διαθέσιμης ικανότητας μετάδοσης μεταξύ των περιοχών της αγοράς. Οι διαφορές τιμών μπορεί να εξακολουθούν να προκύπτουν λόγω σημείων συμφόρησης μεταξύ διαφορετικών περιοχών της αγοράς (συμφόρηση στις διασυνδέσεις)
- Για το ενδοημερήσιο χρονοδιάγραμμα (**Intra-Day Market**), μια ενιαία πλατφόρμα όπου η ηλεκτρική ενέργεια και η αντίστοιχη διασυνοριακή δυναμικότητα διαπραγματεύονται σαν ολότητα σε μία σε συνεχή βάση.
- Για το χρονοδιάγραμμα εξισορρόπησης (**Balancing Market**), πανευρωπαϊκές πλατφόρμες εξισορρόπησης όπου οι Διαχειριστές του Συστήματος Μεταφοράς θα έχουν πρόσβαση σε διαφορετικούς τύπους προϊόντων εξισορρόπησης, ενώ θα λαμβάνεται υπόψη η διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς μεταξύ των περιοχών της αγοράς.

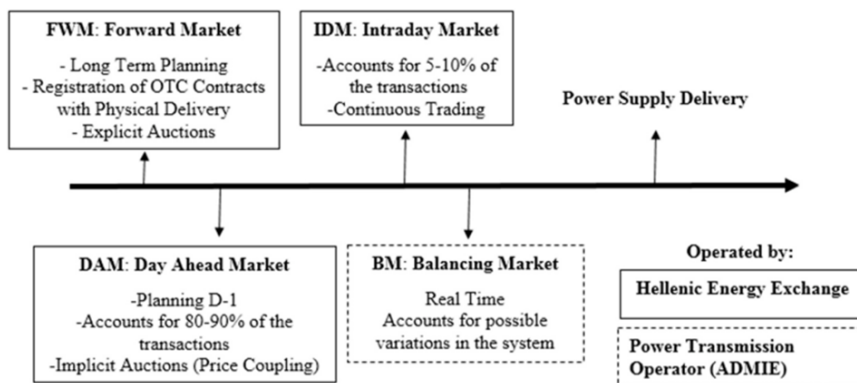
Το μοντέλο στόχου της ΕΕ απαιτεί τη χρήση μιας μεθόδου «βασισμένης στη ροή» (flow-based) για τον υπολογισμό και την κατανομή χωρητικότητας. Με βάση τη ροή σημαίνει ότι η χωρητικότητα υπολογίζεται και κατανέμεται λαμβάνοντας υπόψη τη δικτυωτή φύση του δικτύου μεταφοράς και όλες τις πιθανές διαδρομές μέσω των οποίων ρέει η ηλεκτρική ενέργεια σε αυτό. Οι αλγόριθμοι υπολογισμού που βασίζονται στη ροή θα βελτιστοποιήσουν έτσι άμεσα τις εμπορικές ροές ισχύος λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς του δικτύου. Με άλλα λόγια, οι τιμές της διαθέσιμης χωρητικότητας μετάδοσης θα υπολογίζονται ως μέρος του ίδιου του αλγόριθμου της αγοράς, δηλαδή ταυτόχρονα (και όχι εκ των προτέρων με βάση τις αναμενόμενες ροές). Το μοντέλο στόχου της ΕΕ βασίζεται σε ζώνες τιμολόγησης και απαιτεί αποτελεσματικές ζώνες τιμών που αντανακλούν τους πραγματικούς περιορισμούς του συστήματος (European Commission, 2017).

#### 1.3.2.1. Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Το μοντέλο της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα, συμμορφώνεται πλήρως με το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχο. Οι ακόλουθες αγορές ορίσθηκαν από τον νόμο Νόμος 4512/2018, (ΦοΣΕ, 2021):

1. **Χονδρική αγορά προθεσμιακών προϊόντων η/ε** (μετονομάστηκε σε ενεργειακή χρηματοπιστωτική αγορά): Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να συνάπτουν συμβάσεις αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, όπως θα ορίζονται στον σχετικό κώδικα της αγοράς και να συναλλάσσονται ενεργειακά χρηματοπιστωτικά μέσα.
2. **Αγορά επόμενης ημέρας:** αυτή αγορά επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα. Στην αγορά επόμενης ημέρας δηλώνονται επίσης και οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων, που έχουν πραγματοποιηθεί είτε μέσω της χονδρικής αγοράς προθεσμιακών προϊόντων, είτε εκτός αυτής. Παράλληλα, θα πραγματοποιείται έμμεση κατανομή (implicit allocation) της μεταφορικής ικανότητας στις διασυνδέσεις, μέσω σύζευξης των αγορών επόμενης ημέρας των Ευρωπαϊκών χωρών.
3. **Ενδοημερήσια αγορά:** Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών με φυσική παράδοση την ημέρα εκπλήρωσης φυσικής παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη τις ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας τις οποίες έχουν πραγματοποιήσει, τα αποτελέσματα της αγοράς επόμενης ημέρας, καθώς και τυχόν περιορισμούς που έχουν προκύψει από την αγορά εξισορρόπησης. Οι συμμετέχοντες δύνανται να προβαίνουν σε συναλλαγές προκειμένου να ελαχιστοποιήσουν την απόκλιση της καθαρής θέσης τους που προκύπτει από τις συναλλαγές σε όλες τις αγορές, από τις πωλούμενες/αγορασθείσες ποσότητες σε πραγματικό χρόνο.
4. **Αγορά Εξισορρόπησης:** Η αγορά εξισορρόπησης περιλαμβάνει την αγορά ισχύος εξισορρόπησης, την αγορά ενέργειας εξισορρόπησης, καθώς και τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι Συμμετέχοντες έχουν υποχρέωση υποβολής προσφορών με υποχρέωση φυσικής παράδοσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος τους, τόσο στην αγορά ενέργειας εξισορρόπησης όσο και στην αγορά ισχύος εξισορρόπησης.

Το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας έχει αναλάβει την λειτουργία των τριών πρώτων αγορών, ενώ η Αγορά Εξισορρόπησης είναι αποκλειστική αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ. Το Ελληνικό Χρηματιστήριο αποτελεί, ως διάδοχο σχήμα του ΛΑΓΗΕ, τον Ορισθέντα Διαχειριστή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΟΔΑΗΕ, Nominated Electricity Market Operator – NEMO), για τη σύζευξη της αγοράς επόμενης ημέρας και τη σύζευξη της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την απόφαση του Υπουργού ΠΕΝ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.184866 (ΦοΣΕ, 2021).



**Σχήμα 3.** Market design of an energy exchange: The case of Greece (Filippos Ioannidis K. K., 2019).

#### 1.3.2.2. Επίδραση Μοντέλου Στόχου στην Ελληνική αγορά

Η εφαρμογή του Target Model από 01/11/2020 αντικατέστησε τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ). Η μελέτη των Ioannidi et al. (2021) διερεύνησε την χρονική περίοδο πριν από την εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου στην Ελλάδα, καθώς και τους πρώτους εννέα μήνες από την εφαρμογή του.

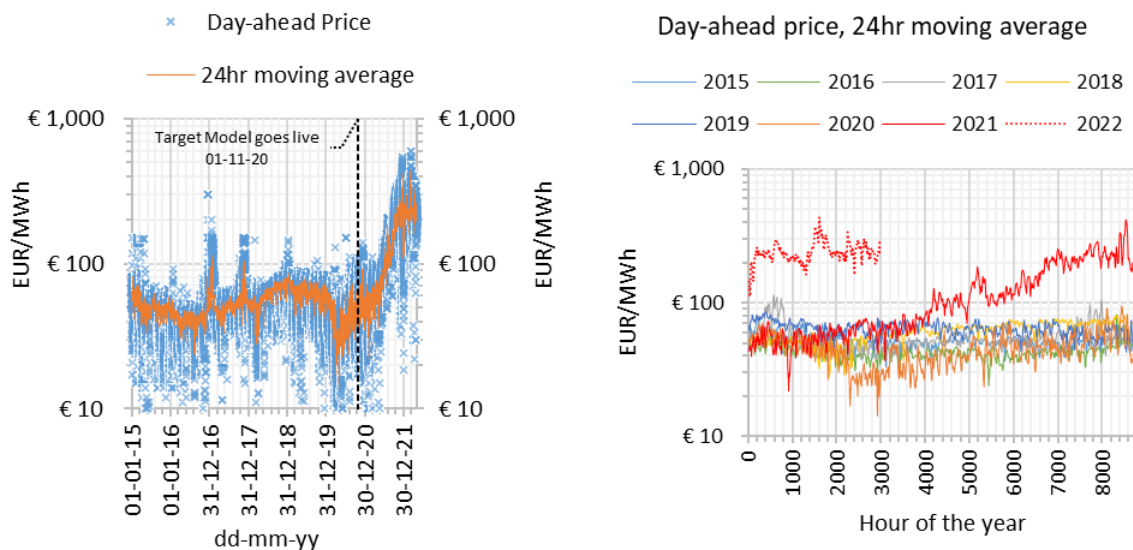
Σύμφωνα με τους ερευνητές, θεωρητικά, ο στόχος μιας Ενιαίας Ευρωπαϊκής Αγοράς Ενέργειας είναι να ευνοήσει τους τελικούς καταναλωτές. Ωστόσο, οι τιμές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα έχουν υπερδιπλασιαστεί από την αρχή του Νοεμβρίου 2020, όπως παρουσιάζεται και στο παρακάτω Διάγραμμα. Αυτή η απότομη άνοδος αποδίδεται εν μέρει στις ιδιαιτερότητες του μοντέλου που εισήχθη, καθώς τόσο οι συμμετέχοντες στην αγορά όσο και οι ρυθμιστικές αρχές αποδέχονται σε γενικές γραμμές ότι η αγορά δεν ήταν πλήρως προετοιμασμένη για αυτή τη θεμελιώδη αλλαγή (Ioannidis, 2021).

Σε χώρες όπως η Ελλάδα, όπου επικρατεί μονοπώλιο ή ολιγοπώλιο παραγωγών στην χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με χαμηλή δυναμικότητα συνδεσιμότητας με άλλες γειτονικές χώρες, αναμένεται ανοδική τάση στις τιμές ηλεκτρισμού. Οι παραγωγοί ενέργειας είναι οι μόνοι που επωφελούνται από την αύξηση των τιμών και τη συνολική αναταραχή της αγοράς, καθώς αυτές οι εταιρείες είναι σε θέση να εκμεταλλευτούν τα νομοθετικά και τεχνικά κενά και να εφαρμόσουν ανήθικες στρατηγικές για να επιτύχουν εξαιρετικά υψηλή κερδοφορία (Ioannidis, 2021).

Τα εμπειρικά ευρήματα της μελέτης υποδεικνύουν μια σχετικά επιτυχημένη εφαρμογή του Target Model στην Ελλάδα, με τις **διαταραχές τιμών να συναντώνται κυρίως στην Αγορά**



**Εξισορρόπησης.** Η ιδιαιτερότητα στην περίπτωση αυτή είναι ότι η ίδια η αγορά παρέχει περιθώρια για την παραπάνω εκμετάλλευση αφού η υποβολή προσφορών είναι εντός των ορίων που θέτει η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ioannidis, 2021).



*Διάγραμμα 3. Προημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, Ελλάδα 2015-2022 (ENTSO-E, 2021).*

#### 1.4. Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και το Συμβούλιο, στην Οδηγία 2019/44, ως αποθήκευση ενέργειας, στο περιβάλλον των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται (European Parliament, 2019):

«η αναβολή της τελικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονική στιγμή μεταγενέστερη από αυτή της παραγωγής της ή η μετατροπή ηλεκτρικής ενέργειας σε μορφή ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί, η αποθήκευση της εν λόγω ενέργειας, και η μεταγενέστερη εκ νέου μετατροπή της εν λόγω ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια ή η χρήση σε διαφορετικό φορέα ενέργειας.»

Πρόκειται δηλαδή για την απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας και μεταγενέστερη επαναπόδοσή της στο ηλεκτρικό σύστημα από την ίδια εγκατάσταση.

Κοινό τόπο αποτελεί η **αναγκαιότητα της αποθήκευσης ενέργειας** για την επίτευξη των στόχων **απανθρακοποίησης** των ενεργειακών συστημάτων. Δεν πρόκειται απλώς για μια ακόμα πηγή ευελιξίας, μαζί με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, την απόκριση ζήτησης και τις διασυνωριακές διασυνδέσεις, αλλά για τον **μοναδικό εγχώριο πόρο ο οποίος μπορεί να διαχειριστεί αποτελεσματικά καταστάσεις συστηματικής υπερπαραγωγής από ΑΠΕ και ετεροχρονισμού της ως προς τη ζήτηση, οι οποίες χαρακτηρίζουν τα συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.** Είναι επίσης βασική προϋπόθεση ώστε η παραγωγή ΑΠΕ να καλύψει

απαιτήσεις επάρκειας ισχύος των αυριανών πλήρως ανθρακοποιημένων συστημάτων (ΥΡΕΚΑ, 2021).

Η επίδραση της αποθήκευσης, ως στοιχείο ευελιξίας είναι ευεργετική καθώς περιορίζει τις διακυμάνσεις των τιμών στην ημερήσια αγορά, όπως και τα διαστήματα εκφυλισμού τους σε μηδενικά ή αρνητικά επίπεδα, παρέχοντας άφθονες και ποιοτικές υπηρεσίες ευελιξίας που αποτρέπουν ακραίες τιμές στην αγορά εξισορρόπησης και δίνοντας ευκαιρίες για σύναψη διμερών συμβολαίων και συγκρότηση χαρτοφυλακίων με όλους τους συμμετέχοντες και ιδίως με τις ΑΠΕ (ΥΡΕΚΑ, 2021).

Οι εγκαταστάσεις Χρηστών, Παραγωγών και Καταναλωτών με ενσωμάτωση αποθήκευσης, υπό προϋποθέσεις δύναται να απολάβουν σημαντικά οφέλη. Η αξιοποίηση της ημερήσιας διακύμανσης των τιμών ενέργειας, η διαμόρφωση της καμπύλης ζήτησης ή παραγωγής με μείωση των αιχμών και των συνακόλουθων χρεώσεων, η βέλτιστη αξιοποίηση των μονάδων αυτοπαραγωγής, η μείωση των ρυθμιζόμενων χρεώσεων του Χρήστη, η αναβάθμιση των δυνατοτήτων απόκρισης της ζήτησης, η βελτίωση της αξιοπιστίας και συνέχειας τροφοδότησης σε καταστάσεις απώλειας του δικτύου είναι μερικά από τα δυνητικά οφέλη για τον Χρήστη (ΥΡΕΚΑ, 2021).

Για όλους τους παραπάνω λόγους, η αποθήκευση αναδεικνύεται στο πολυεργαλείο των σύγχρονων ηλεκτρικών συστημάτων. Παρότι δεν πρόκειται για κάποιο νέο στοιχείο – σταθμοί αντλησιοταμίευσης λειτουργούν επί περίπου έναν αιώνα- τα τελευταία χρόνια αναπτύσσεται διεθνώς ένα διαρκώς αυξανόμενο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη νέων εγκαταστάσεων, συσχετισμένο κυρίως με τη μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ και τις ανάγκες αντιστάθμισης της μεταβλητότητάς τους (ΥΡΕΚΑ, 2021).

Διατάξεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να βρεθούν σε κάθε σημείο του ηλεκτρικού συστήματος (παραγωγή, μεταφορά, διανομή, εγκαταστάσεις τελικών χρηστών), επιτελώντας γενικές και οριζόντιες λειτουργίες (π.χ. χρονικής μετάθεσης της παραγωγής ή κατανάλωσης ενέργειας), όσο και ειδικές λειτουργίες συσχετισμένες με την εκάστοτε εφαρμογή (ΥΡΕΚΑ, 2021).

#### 1.5. Υπηρεσίες αποθήκευσης

Πέρα από την δραστηριοποίηση στο πλαίσιο των αγορών του Target Model, οι αποθηκευτικοί σταθμοί δύναται να παρέχουν και άλλες υπηρεσίες στα ηλεκτρικά συστήματα, οι οποίες δεν αποζημιώνονται στο πλαίσιο των αγορών αυτών με τη σημερινή τους δομή.

Στον παρακάτω Πίνακα παρουσιάζονται επιγραμματικά διάφορες υπηρεσίες που δύναται να παρέχονται από την αποθήκευση ενέργειας σε συστήματα ισχύος. Οι υπηρεσίες δύναται να προσφέρονται στο Δίκτυο Μεταφοράς, στον Διαχειριστή του Δικτύου Μεταφοράς, στους Παραγωγούς ενέργειας, στους Καταναλωτές αλλά και στο σύνολο της αγοράς γενικότερα.

Service for	Service
Transmission Grid	Contribution to frequency control Contribution to voltage control
Transmission System Operator	Tertiary frequency control reserve Congestion management Black Start Peak Shaving Local Voltage Control Back-up power through intentional islanding Reactive power compensation at the transmission–distribution interface Reduction of Joule distribution losses Power Quality
Centralized Generation Owner	Energy transfer Reduction of CO2 emissions Reduction of maintenance Provision of reserve and ancillary services
Renewable Decentralized Producer	Injection deferment Guarantee of a production profile for buyers and the system operator Contribution to ancillary services
Consumers	Peak-load shaving Deferment of consumption blocks Participation in demand response programs Specific requirement for power quality Continuity of power supply Limitation of disturbances caused on MV or LV grid upstream Compensation of reactive power
Benefits from market activities	Purchase and sale of energy blocks Ancillary and system services market

*Πίνακας 4. Υπηρεσίες που παρέχονται από την αποθήκευση ενέργειας σε συστήματα ισχύος (Benoit Robyns, 2015).*

Τέτοιου είδους υπηρεσίες, οι οποίες θα μπορούσαν βάσιμα να ενισχύσουν την βιωσιμότητα των αποθηκευτικών σταθμών παρουσιάζονται στις παρακάτω υποενότητες (1.5.1. – 1.5.8.), χωρίς ωστόσο το μέγεθος των σχετικών αναγκών σε επίπεδο ωριμότητας των λύσεων να δικαιολογεί για πολλές από αυτές την προσδοκία άμεσης εφαρμογής και εσόδων για τα έργα αποθήκευσης στο προσεχές μέλλον (ΥΡΕΚΑ, 2021).

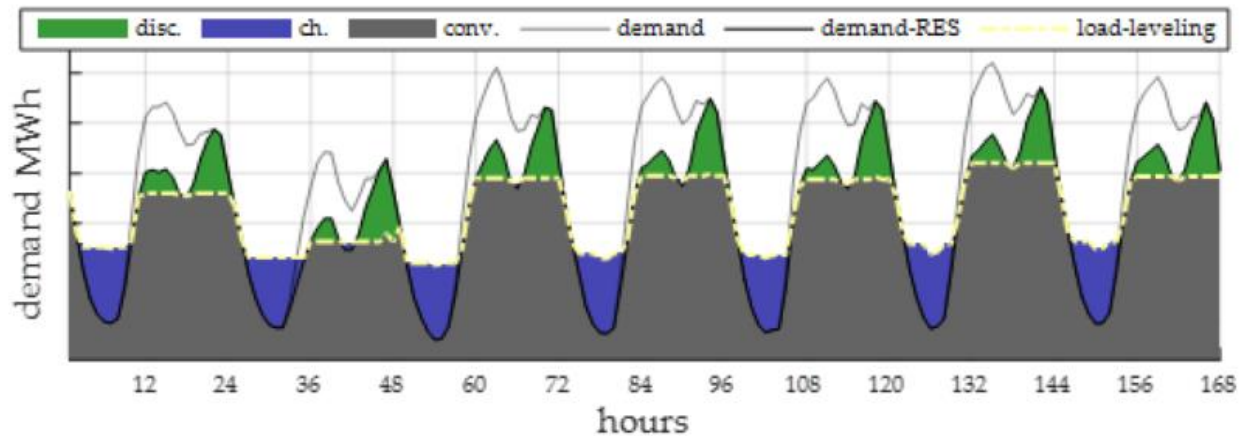
#### 1.5.1. Υπηρεσία Αποσυμφόρησης

Με προϋπόθεση την απορρόφηση ενέργειας σε ώρες αυξημένη τοπικής παραγωγής σταθμών ΑΠΕ, οι αποθηκευτικοί σταθμοί δύναται να συμβάλουν στη αποσυμφόρηση περιοχών του δικτύου, τόσο στο σύστημα μεταφορά, όσο και στο δίκτυο διανομής. (ΥΡΕΚΑ, 2021).

#### 1.5.2. Συμβολή στην επάρκεια ισχύος

Συμβολή στην επάρκεια ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος αποφέρει η ένταξη αποθηκευτικών μονάδων σε αυτό, διότι οι σταθμοί αποθήκευσης είναι σε θέση να εγχείουν ισχύ και ενέργεια τις ώρες της αιχμής, μειώνοντας το υπολειπόμενο προς εξυπηρέτηση φορτίο. Αυτό καθίσταται εφικτό καθώς, οι αποθηκευτικές μονάδες απορροφούν ενέργεια από το σύστημα τις ώρες

χαμηλής εκκαθάρισης (συνήθως χαμηλού φορτίου ή/και υψηλής παραγωγής ΑΠΕ). Η ημερήσια καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου (load-leveling) εξομαλύνεται από αυτόν τον ημερήσιο κύκλο λειτουργίας των σταθμών αποθήκευσης, αυξάνοντας το φορτίο τις ώρες ελαχίστου και μειώνοντας το τις ώρες αιχμής. Στο παρακάτω Διάγραμμα παρουσιάζεται ενδεικτικό προφίλ εβδομαδιαίας λειτουργίας αποθηκευτικού σταθμού με σκοπό τη μείωση των αιχμών ζήτησης. (ΥΡΕΚΑ, 2021).



*Διάγραμμα 4. Καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου (ζήτηση - παραγωγή ΑΠΕ) χωρίς και με αποθήκευση (κίτρινη γραμμή), απορροφούμενη ενέργεια (μπλε περιοχή), εγχεόμενη ενέργεια (πράσινη περιοχή) (ΥΡΕΚΑ, 2021).*

### 1.5.3. Ταχείες εφεδρείες και αδρανειακή απόκριση και συνεισφορά σε ρεύμα βραχυκύκλωσης

Ιδιαίτερη πιθανή μελλοντικά, εκτιμάται η αναγκαιότητα απαιτήσεων ταχείας εφεδρείας και αδρανειακής απόκρισης που προκύπτει από την αντικατάσταση σύγχρονων γεννητριών από μονάδες παραγωγής που συνδέονται ασύγχρονα (μέσω ηλεκτρονικών ισχύος) στο σύστημα. Ακόμα, η ταχύτητα απόκρισης που επιτυγχάνουν οι μονάδες που συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών ισχύος, αποτελεί επιπλέον παράγοντα που ενισχύει τη σκοπιμότητα εισαγωγής τέτοιων υπηρεσιών στο σύστημα και την αποτελεσματικότερη διαστασιολόγηση των ζητούμενων εφεδρειών (ΥΡΕΚΑ, 2021).

Ακόμα, μέσω μετατροπών ισχύος, οι σταθμοί αποθήκευσης δύναται να συμβάλλουν στη στάθμη βραχυκύκλωσης του Συστήματος, η οποία απομειώνεται με την υποκατάσταση συμβατικών μονάδων παραγωγής. Οι τεχνολογίες εκείνες που βασίζονται σε στρεφόμενες ηλεκτρικές μηχανές συμβάλλουν ενισχυμένα στη διατήρηση της στάθμης βραχυκύκλωσης και της φυσικής αδράνειας του συστήματος μεταφοράς. (ΥΡΕΚΑ, 2021).

#### 1.5.4. Υπηρεσία επάρκειας ισχύος διασυνδεδεμένων νησιών

Δυνατότητα να μεταθέσουν στο μέλλον ή και να υποκαταστήσουν επενδύσεις επαύξησης της μεταφορικής ικανότητας και συμβολής στην επάρκεια ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων των διασυνδεδεμένων νησιών με περιορισμένη ικανότητα διασύνδεσης (ικανότητα διασύνδεσης που υπολείπεται του μέγιστου φορτίου τους) έχουν οι αποθηκευτικοί σταθμοί. Ακόμα, συμβολή στην ασφαλή λειτουργία των διασυνδέσεων σε συνθήκες διαταραχών (π.χ. που οδηγούν σε υπερφόρτιση αυτών) καθώς και στην περαιτέρω διεύθυνση σταθμών ΑΠΕ προσφέρει η άμεση απόδοση ισχύος των σταθμών αποθήκευσης (ΥΠΕΚΑ, 2021).

#### 1.5.5. Υπηρεσία Εφεδρείας Εκτάκτου Ανάγκης

Για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού, απαιτείται παραμονή τοπικά ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής για την παροχή εφεδρείας εκτάκτων αναγκών σε συνθήκες μείζονος βλάβης στο δίκτυο διασύνδεσης ακόμη και σε επαρκώς διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα, υπό την έννοια της πλήρους κάλυψης των φορτίων τους από τις διασυνδέσεις. Οι σταθμοί αποθήκευσης δύναται να προσφέρουν τμήμα της απαραίτητης ισχύος εφεδρείας εκτάκτων αναγκών (ΥΠΕΚΑ, 2021).

Για παροχή της υπηρεσίας εφεδρείας εκτάκτου ανάγκης, οι σταθμοί αποθήκευσης, αποθηκεύουν ενέργεια από το διασυνδεδεμένο δίκτυο τις ώρες χαμηλού φορτίου (οπότε και δεν εμφανίζεται υπερφόρτιση) και την αποδίδουν τις ώρες αιχμής. Με τον παραπάνω τρόπο, αναβαθμίζεται η ικανότητα μεταφοράς του διασυνδεδεμένου δικτύου (ΥΠΕΚΑ, 2021).

#### 1.5.6. Υπηρεσία διαχείρισης τάσεως και αέργου ισχύος

Οι μονάδες παραγωγής υποχρεούνται στην αμειβόμενη υπηρεσία της ρύθμισης τάσης μέσω ρύθμισης παραγωγής αέργου ισχύος. Η υπηρεσία ρύθμισης τάσης σε αρκετές ευρωπαϊκές χώρες αμειβεται κυρίως μέσω ρυθμιζόμενης τιμής και σε κάποιες περιπτώσεις μέσω διμερών συμβολαίων μεταξύ Παραγωγού και Διαχειριστή και μέσω διαγωνισμών. Αποθηκευτικοί σταθμοί με ισχύ μεγαλύτερη από ένα όριο που θα καθοριστεί από τη ΡΑΕ, προτείνονται στην υποχρεωτική δυνατότητα παροχής της υπηρεσίας ρύθμισης τάσης (ΥΠΕΚΑ, 2021).

#### 1.5.7. Αναβάθμιση μεταφορικής ικανότητας από Διαχειριστές Συστήματος ή Δικτύων

Συμβολή στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς μπορεί να αποτελέσει η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης με παράλληλη διατήρηση του κριτηρίου αξιοπιστίας N-1 ή/και να αποτελέσουν εναλλακτική λύση στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς. Η αδειοδότηση σταθμών αποθήκευσης με σκοπό την αναβάθμιση της μεταφορικής ικανότητας συστήματος ή δικτύου οφείλει να γίνεται μετά από εισήγηση των Διαχειριστών προς τη ΡΑΕ και έγκρισης της Αρχής, με διαχείριση που εξασφαλίζει μηδενική επίπτωση στην αγορά όπως προαναφέρθηκε (ΥΠΕΚΑ, 2021).

### 1.5.8. Υπηρεσία επανεκκίνησης μετά από γενική ή μερική διακοπή (black start)

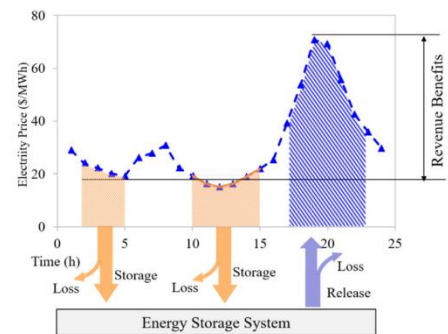
Η παροχή της εν λόγω υπηρεσίας δεν προβλέπεται υποχρεωτική για τους σταθμούς αποθήκευσης, ώστε να μην τεθούν περιορισμοί διατήρησης ελάχιστης ενέργειας. Μετά από εντολή του Διαχειριστή σε κατάσταση εκτάκτου ανάγκης, αντίστοιχη με την αποζημίωση των συμβατικών μονάδων που παρέχουν την υπηρεσία αυτή προβλέπεται για τους αποθηκευτικούς σταθμούς (ΥΠΕΚΑ, 2021).

### 1.5.9. Arbitrage

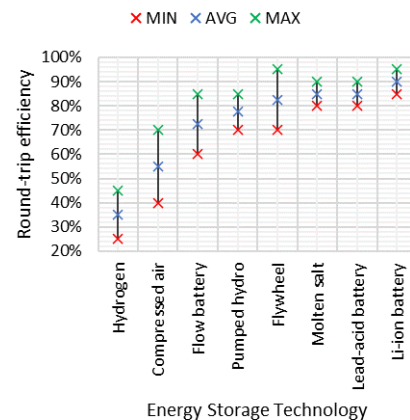
Το arbitrage στην αγορά ενέργειας είναι η πρακτική της εκμετάλλευσης μιας διαφοράς τιμής, αγοράζοντας ενέργεια από το δίκτυο σε χαμηλή τιμή και πουλώντας την πίσω στο δίκτυο σε υψηλότερη τιμή. Η χρονικά μεταβαλλόμενη αναντιστοιχία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια αυξανόμενη πρόκληση για τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Η αναντιστοιχία αυτή θα επιδεινωθεί με την αναπτυσσόμενη διεύδυση ΑΠΕ στο δίκτυο, λόγω της μεταβλητότητάς τους (Zhang, 2021).

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να προσφέρουν μια λύση για αυτήν την ανισορροπία ζήτησης-παραγωγής, ενώ παράγουν και οικονομικά οφέλη μέσω του arbitrage. Το όφελος του arbitrage τιμών για την αποθήκευση ενέργειας βασίζεται στην αποθήκευση ενέργειας σε περιόδους χαμηλής τιμής και στην αποδέσμευση σε περιόδους υψηλών τιμών, όπου το εισόδημα προκύπτει από τη διαφορά τιμής.. (Zhang, 2021).

Όσον αφορά την αποτελεσματικότητα, οι τεχνολογίες αποθήκευσης μπορούν να έχουν απόδοση μετ' επιστροφής (αναλογία αναγεννώμενης ενέργειας προς αυτή που αποθηκεύεται) από 25% έως και 95%. Η συνολική απόδοση είναι ένας κρίσιμος παράγοντας για να κριθούν οι απώλειες ενέργειας κατά την αποθήκευση και την αναγέννηση για το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και επηρεάζει έντονα τη στρατηγική arbitrage (EESI, 2019).



**Διάγραμμα 5.** Παράδειγμα φόρτισης/εκφόρτισης (με απώλειες) όπου ο χρονισμός βασίζεται σε ημερήσιες διακυμάνσεις της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας (Zhang, 2021).



**Διάγραμμα 6.** Roundtrip efficiency (EESI, 2019).

## 1.6. Εικονικός Σταθμός Παραγωγής

Ο θεωρητικός Εικονικός Σταθμός Παραγωγής (Virtual Power Plant – VPP) αποτελείται από τρία κύρια μέρη:

- A. Κατανεμόμενη Παραγωγή Ενέργειας
- B. Αποθήκευση Ενέργειας
- C. Τεχνολογίες Πληροφοριακών Επικοινωνιών

Οι VPPs βασίζονται στον συντονισμένο έλεγχο και διαχείριση ενέργειας. Αποτελούν φορείς συγκέντρωσης (aggregator) ενέργειας, αποθήκευσης ενέργειας καθώς και ελεγχόμενων φορτίων, με σκοπό τη συμμετοχή στις αγορές ενέργειας. Ο VPP μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε ως προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας είτε ως αιτών ζήτησης ενέργειας (load demander) για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, ο VPP δύναται να συμμετάσχει στην αγορά βοηθητικών υπηρεσιών (Auxiliary Service Market) ως εφεδρικό σύστημα. (Caixia Tan, 2022)

Μέσω των VPP, οι μεμονωμένοι παραγωγοί ενέργειας μπορούν να αποκτήσουν πρόσβαση και έκθεση σε όλες τις ενεργειακές αγορές και να επωφεληθούν από τη λειτουργία των VPP βελτιστοποιώντας τη θέση τους και μεγιστοποιώντας τις ευκαιρίες κερδών τους.

Στον παρακάτω Πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά, οφέλη που δύναται να προσφέρουν οι VPPs για διαφορετικούς ενδιαφερόμενους.

Main Benefits for	Benefit
Owners of DER <sup>1</sup> units	Capture the value of flexibility Increasing value of assets through the markets Reduced financial risk through aggregation Improved ability to negotiate commercial conditions
DSOs <sup>2</sup> and TSOs <sup>3</sup>	Increased visibility of DER units for consideration in network operation Using control flexibility of DER units for network management Improved use of grid investments Improved co-ordination between DSO and TSO Mitigate the complexity of operation caused by the growth of inflexible distributed generation
Policy Makers	Cost effective large-scale integration of renewable energies while maintaining system security Open the energy markets to small-scale participants Increasing the global efficiency of the electrical power system by capturing flexibility of DER units Facilitate the targets for renewable energy deployment and reduction of CO2 emissions Improve consumer choice New employment opportunities
Suppliers and Aggregators	New offers for consumers and DER units Mitigating commercial risk New business opportunities

1 : DER : Distributed Energy Resources  
2 : DSO : Distribution System Operator  
3 : TSO : Transmission System Operation

**Πίνακας 5. Οφέλη από VPPs. (Saboori, 2011)**

## 1.7. Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης

Οι Φο.Σ.Ε. αποτελούν νομικές οντότητες με εταιρική μορφή που παρέχουν καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας και των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, που επιθυμούν να εκμεταλλευτούν τις υπηρεσίες τους. Οι Φο.Σ.Ε. δημιουργήθηκαν για να παρέχουν ενεργειακές υπηρεσίες και να συμβάλλουν στον τομέα της ασφάλειας του συστήματος, μέσω καλού προγραμματισμού και αποτελεσματικής διαχείρισης της προφοράς και της ζήτησης ενέργειας (Διαλυνάς Π., 2020).

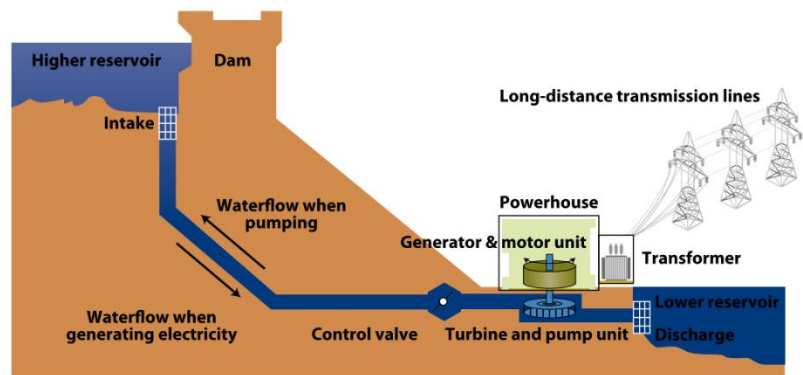
Οι Φο.Σ.Ε. ως εταιρείες διαχειρίζονται μεγάλο αριθμό μονάδων ΑΠΕ, με γεωγραφική διασπορά, με σκοπό να περιορίσουν την αβεβαιότητα και τη μεταβλητότητα της παραγωγής και κατά συνέπεια το κόστος εξισορρόπησης. Με τον τρόπο αυτό, καταφέρνουν να είναι ανταγωνιστικές στην χονδρεμπορική αγορά του ενεργειακού χρηματιστηρίου και να βελτιώνουν την εμπορική εκμετάλλευση των ΑΠΕ, αυξάνοντας το όφελος για τους παραγωγούς (Διαλυνάς Π., 2020).

## 1.8. Τρέχουσα τεχνολογική στάθμιση

### 1.8.1. Αντλησιοταμίευση

Τα PHS (Pumped Hydro Storage) αποθηκεύουν ενέργεια με τη μορφή δυναμικής ενέργειας αντλώντας νερό μεταξύ δυο δεξαμενών που βρίσκονται σε διαφορετικά ύψη.

Όταν η ζήτηση ενέργειας είναι χαμηλή, το νερό αντλείται από την κάτω προς την επάνω δεξαμενή. Αυτό αποτελεί τη διαδικασία φόρτισης του συστήματος. Η αντλία και ο στρόβιλος είναι συνδεδεμένα με μια αναστρέψιμη ηλεκτρική γεννήτρια.



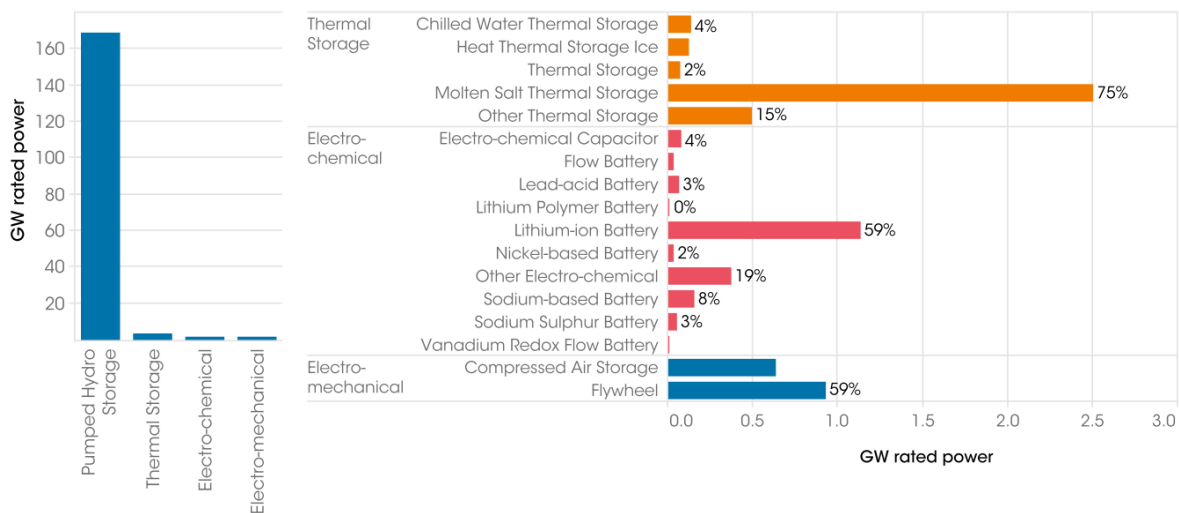
Σχήμα 4. Σχηματική απεικόνιση τυπικού συστήματος αποθήκευσης αντλησιοταμίευσης (IRENA, 2017).

Όταν η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια είναι υψηλή, η ροή του νερού αντιστρέφεται και το συσσωρευμένο νερό στην επάνω δεξαμενή απελευθερώνεται προς την κάτω δεξαμενή, περνώντας από το σύστημα του στρόβιλου, παράγοντας ενέργεια. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στη συνέχεια τροφοδοτείται στο δίκτυο (Σχήμα 4.).

Η αντλησιοταμίευση θεωρείται ως η πιο ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας και κυριαρχεί επί του παρόντος στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ αποθήκευσης, με το 96% του συνόλου των 176 GW να έχει εγκατασταθεί παγκοσμίως (έως τα μέσα του 2017). Οι άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται ήδη σε σημαντικό



βαθμό σε όλο τον κόσμο περιλαμβάνουν τη θερμική αποθήκευση, με 3,3 GW (1,9%). μπαταρίες, με 1,9 GW (1,1%) και λοιπή μηχανική αποθήκευση με 1,6 GW (0,9%) (IRENA, 2017)



**Διάγραμμα 7.** Παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία, μέσα 2017 (IRENA, 2017).

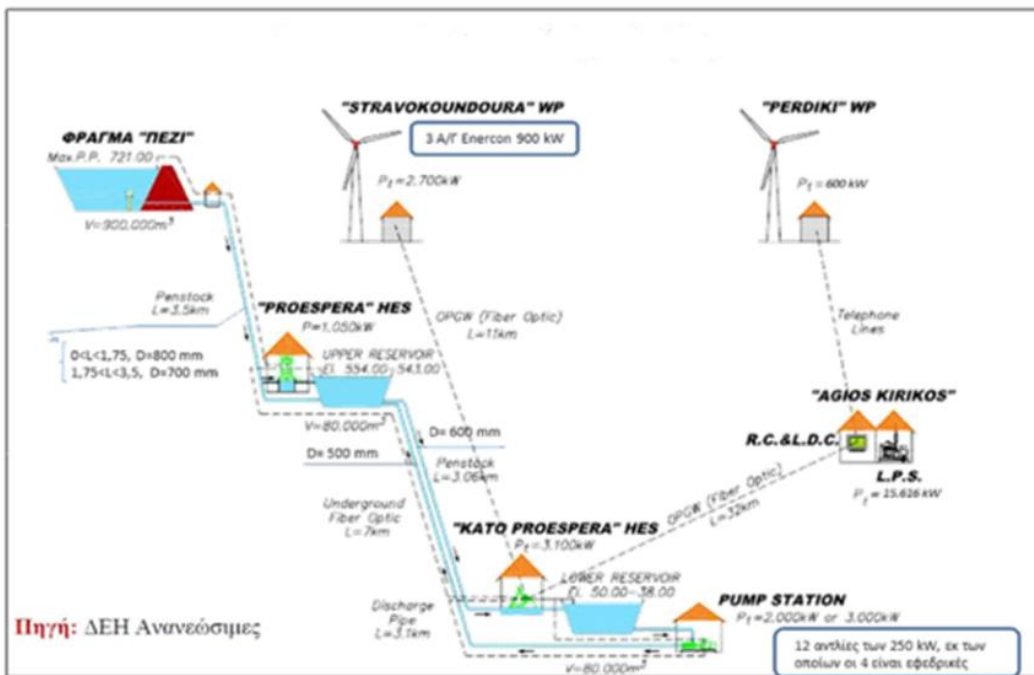
## 1.8.2. Μελέτη περίπτωσης

### 1.8.2.1. Ικαρία

Η Ικαρία είναι ένα από τα μεγαλύτερα νησιά του βορειοανατολικού Αιγαίου με έκταση 255 km<sup>2</sup> και μόνιμο πληθυσμό που ανέρχεται σε 8432 κατοίκους. Η ηλεκτροδότηση του νησιού γίνεται κυρίως από τον τοπικό σταθμό παραγωγής της Ικαρίας στον Άγιο Κήρυκο. Πρόκειται για έναν θερμικό σταθμό της ΔΕΗ, με στρεφόμενες εμβολοφόρες μηχανές εσωτερικής καύσης, που λειτουργούν με πετρέλαιο. Στο νησί από το 2004 υπάρχει εγκατεστημένη επίσης μια σύγχρονη ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα, ονομαστικής ισχύος 600 kW.

Τον Ιούνιο του 2019 ολοκληρώθηκαν οι εργασίες του Υβριδικού σταθμού ΑΠΕ στην Ικαρία. Οι εγκαταστάσεις του έργου περιλαμβάνουν ένα αιολικό πάρκο ισχύος 2,7 MW, δύο υδροηλεκτρικούς σταθμούς στις θέσεις Προεσπέρα (1,05 MW) και Κάτω Προεσπέρα (3,1 MW), δύο δεξαμενές νερού χωρητικότητας 80.000 m<sup>3</sup> η κάθε μια, και ένα αντλιοστάσιο ισχύος 3 MW.

Το έργο θεωρείται πρωτοποριακό για τα Ελληνικά και Ευρωπαϊκά δεδομένα αφού συνδυάζει την αιολική με την υδροηλεκτρική ενέργεια και αποτελεί μια καινοτόμο λύση για την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και, κατά συνέπεια, τη μεγαλύτερη αξιοποίησής της. Δεν χαρακτηρίζεται απλά από αξιοποίηση του νερού που από φράγμα οδηγείται σε δύο υδροηλεκτρικές μονάδες, αλλά από τη δεύτερη υδροηλεκτρική μονάδα το νερό αντλείται στην άνω δεξαμενή ώστε να επαναχρησιμοποιείται. Με τον τρόπο αυτό, εκτιμάται πως θα αυξηθεί περίπου στο 50% η διείσδυση των ΑΠΕ για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού (Α.Ι., 2018).

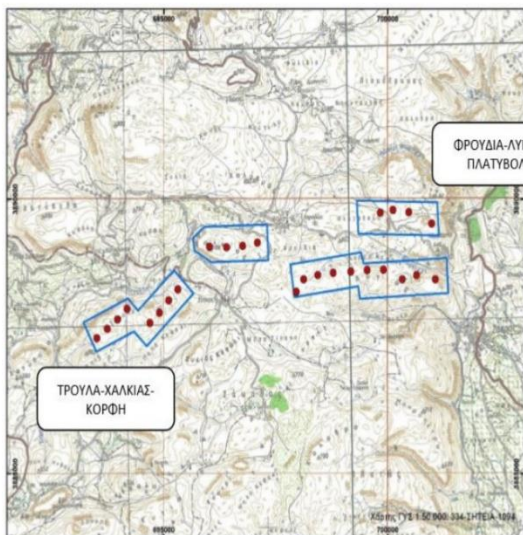


Σχήμα 5. Υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας (Α.Ι, 2018).

### 1.8.2.2. Κρήτη (Αμάρι)

Το υβριδικό έργο παραγωγής και αποθήκευσης καθαρής ενέργειας της ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή στο Αμάρι της Κρήτης, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 153 MW, αποτελεί το μεγαλύτερο υβριδικό έργο στην Ευρώπη και το πρώτο τέτοιου μεγέθους και χαρακτηριστικών στην Ελλάδα. (Θάνος, 2022).

Το έργο αποτελεί έναν ολοκληρωμένο υβριδικό σταθμό (απαρτιζόμενο από δύο Υποέργα Α&Β) ο οποίος αξιοποιεί την αιολική παραγωγή 26 ανεμογεννητριών (συνολικής ισχύος 89,1 MW ) και τη συνδυάζει με σχήμα ελεγχόμενης λειτουργίας και αποθήκευσης (αντλιοσταμείωσης) (Enterprise Greece, 2020). Το έργο βρίσκεται σε κατάσταση αδειοδότησης (ΤΕΡΝΑ, 2022).



ΥΠΟΕΡΓΟ Α: Αιολικά Πάρκα



ΥΠΟΕΡΓΟ Β: Σύστημα Ελεγχόμενης Παραγωγής & Αποθήκευσης Ενέργειας

Σχήμα 6. (αριστερά) Υποέργο Α: Αιολικά Πάρκα / (δεξιά) Υποέργο Β: Σύστημα Ελεγχόμενης Παραγωγής & Αποθήκευσης Ενέργειας. (Enterprise Greece, 2020)

## 1.9. Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

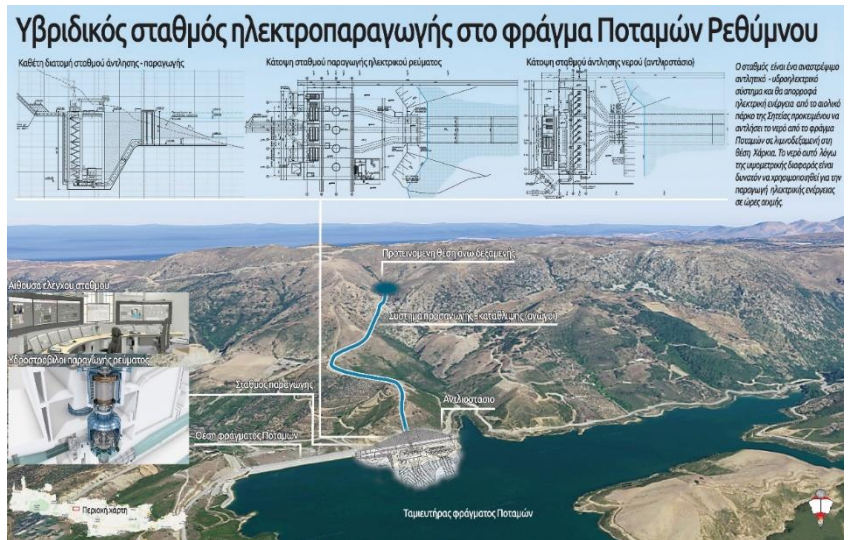
Το υπό εξέταση αντικείμενο έχει συγκεντρώσει το ερευνητικό ενδιαφέρον μεγάλου αριθμού επιστημόνων ανά τον κόσμο. Ενδεικτικά, οι Javed et al (2020) στην βιβλιογραφική τους ανασκόπηση, παρουσιάζουν και κατηγοριοποιούν την έρευνα των δέκα τελευταίων ετών για την υβριδική αντλησιοταμίευση (Javed, 2020).

Οι Cruz et al. (2014) πραγματεύονται μια ολοκληρωμένη προσέγγιση για την εύρεση του βέλτιστου προγραμματισμού και λειτουργίας αντλησιοταμίευσης σε συνεργασία με αιολικό πάρκο. Η προσέγγισή τους χαρακτηρίζεται όχι μόνο από την μοντελοποίηση των τεχνικών περιορισμών του συστήματος, αλλά και για την μείωση των διακυμάνσεων στην ενεργό ισχύ εξόδου, που προέρχονται από τη μεταβλητότητα του ανέμου. Αριθμητικά αποτελέσματα βασισμένα σε μελέτη περίπτωσης, αποδεικνύουν την αποτελεσματικότητα της προσέγγισης των συγγραφέων (Cruz, 2014).

Οι Cavazzini et al (2021) στην τεχνοοικονομική τους ανάλυση, παρουσιάζουν τα οφέλη που προκύπτουν από την δημιουργία εικονικού σταθμού παραγωγής (Virtual Power Plant – VPP) ο οποίος αποτελείται από αντλησιοταμίευση (με θαλασσινό νερό) και αιολικό πάρκο. Τα αποτελέσματα τους δεικνύουν ότι, ο εικονικός σταθμός παραγωγής παρουσιάζει μεγαλύτερα κέρδη από την λειτουργία της αντλησιοταμίευσης και του αιολικού πάρκου ξεχωριστά (Cavazzini, 2021).

Οι Jurasz et al (2020) αναλύουν και βελτιστοποιούν την λειτουργία φωτοβολταϊκής – αντλησιοταμιευτικής υβριδικής μονάδας στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τα αποτελέσματα της ανάλυσής τους δεικνύουν ότι η υβριδική μονάδα κερδίζει 5% περισσότερο από το να λειτουργούσαν φωτοβολταϊκά και αντλησιοταμίευση μεμονωμένα (Jurasz, 2020).

Επιπρόσθετα, σύμφωνα με τους Duque et al. (2011), η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας στην αγοράς απαιτεί πρόβλεψη της μελλοντικής παραγωγής. Διακυμάνσεις όμως από την πρόβλεψη μεταφράζονται σε περεταίρω κόστη. Με σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους αυτού, προτείνεται η συνεργασία μεταξύ αιολικής ενέργειας και αντλησιοταμίευσης. Η αντλησιοταμίευση λειτουργεί συνεργατικά με σκοπό να καλύψει τις διακυμάνσεις από την πρόβλεψη. Τα αποτελέσματα των συγγραφέων από ρεαλιστική μελέτη περίπτωσης, δεικνύουν ότι η μέθοδος των συγγραφέων είναι κερδοφόρα και για το αιολικό πάρκο και για την αντλησιοταμίευση (Duque, 2011).



**Σχήμα 7.** Υβριδικός σταθμός Κρήτη (Αμάρι) (Σαββίδης, 2019).

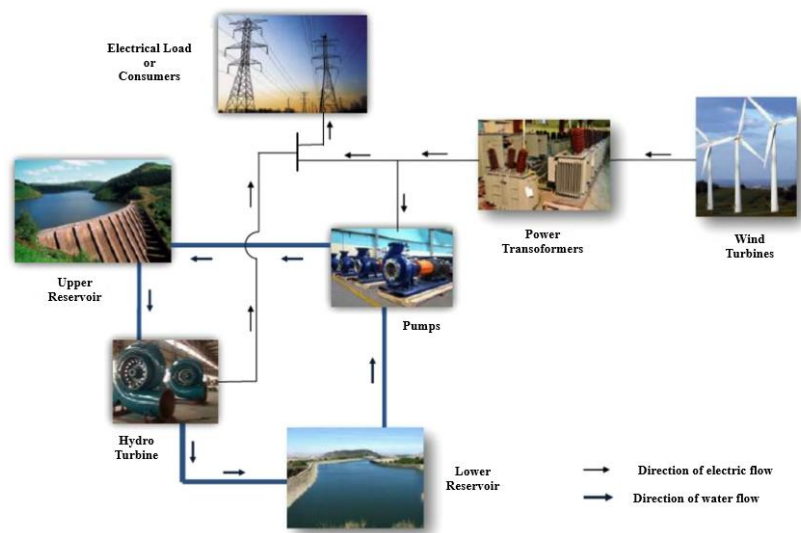
## 2. Προτεινόμενη Μεθοδολογία

Για την μελέτη του υπό εξέταση προβλήματος δημιουργήθηκαν δύο μοντέλα προσομοίωσης λειτουργίας αιολικού πάρκου σε συνεργασία με μονάδα αντλησιοταμίευσης. Η πρώτη προσομοίωση αφορά το ενεργειακό ισοζύγιο της υβριδικής εγκατάστασης ενώ η δεύτερη αφορά την συμμετοχή στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

### 2.1. Η εγκατάσταση

#### 2.1.1. Δομή

Η βασική δομή της υβριδικής μονάδας παρουσιάζεται στο Σχήμα 8. Η εγκατάσταση αποτελείται από δύο δεξαμενές νερού κατασκευασμένες σε όμορες γεωγραφικές θέσεις (για στην πραγματικότητα αφού ως κάτω ταμιευτήρας νοείται η θάλασσα), με ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους, συνήθως εκατοντάδων μέτρων. Το νερό μπορεί να μεταφέρεται ανάμεσα στις δεξαμενές μέσω δύο ανεξάρτητων σωληνώσεων, μια για άντληση και μια για πτώση.



Σχήμα 8. Αντλησιοταμίευση σε συνεργασία με αιολικό πάρκο.

#### 2.1.2. Καταστάσεις λειτουργίας

Όταν κατά τη λειτουργία του υβριδικού σταθμού υπάρχει περίσσεια ισχύος από το αιολικό πάρκο, η ισχύς αυτή οδηγείται στις αντλίες, μέσω των οποίων το νερό αντλείται από την κάτω και αποθηκεύεται στην άνω δεξαμενή. Με τον τρόπο αυτό, η περίσσεια ενέργειας αποθηκεύεται στην άνω δεξαμενή με τη μορφή δυναμικής ενέργειας, λόγω του βαρυτικού πεδίου της γης. Στην περίπτωση που κατά τη λειτουργία του υβριδικού σταθμού προκύψει ανάγκη παραγωγής ισχύος από την μονάδα αποθήκευσης, το αποθηκευμένο νερό στην άνω δεξαμενή ελευθερώνεται, διέρχεται μέσω των σωληνώσεων και καταλήγει στους υδροστροβίλους, παρέχοντας έτσι την επιπρόσθετη απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύ.

## 2.2. Ενεργειακό ισοζύγιο

Για την ενεργειακή προσομοίωση της υβριδικής εγκατάστασης, έχουμε:

### 2.2.1. Δεδομένα εισόδου

Λαμβάνονται ωριαίες τιμές ταχύτητας ανέμου (m/sec) καθώς και η ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (MW) για τη διάρκεια ενός έτους της εξεταζόμενης περιοχής.

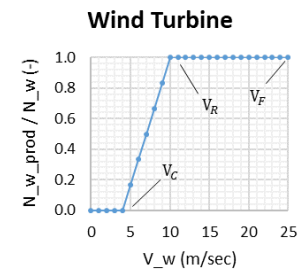
### 2.2.2. Παραγωγή αιολικού πάρκου

Από την χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας της ανεμογεννήτριας, συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου –  $V_{w_j}$ , υπολογίζεται η ωριαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας –  $N_{prod_j}$ :

$$N_{prod_j} = \begin{cases} 0, & V_{w_j} \leq V_C \\ N_w \cdot (a \cdot V_{w_j} + b), & V_C < V_{w_j} \leq V_R \\ N_w, & V_R < V_{w_j} < V_F \\ 0, & V_{w_j} \geq V_F \end{cases}$$

Όπου,

$N_w$	ονομαστική ισχύς α/γ	(MW)
$V_C$	ταχύτητα έναρξης λειτουργίας	(m/sec)
$V_R$	ταχύτητα ονομαστικής ισχύος	(m/sec)
$V_F$	ταχύτητα αποκοπής	(m/sec)
$a$	$a = 1/(V_R - V_C)$	(sec/m)
$b$	$b = -V_C/(V_R - V_C)$	(-)



**Διάγραμμα 8.** Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας ανεμογεννήτριας.

### 2.2.3. Σύγκριση παραγωγής ζήτησης

Στη συνέχεια πραγματοποιείται σύγκριση μεταξύ της παραγόμενης από την ανεμογεννήτρια ενέργεια και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

$$\Delta N(t) = N_{prod_j}(t) - N_{demand}(t) \begin{cases} > 0, & \text{πλεόνασμα} \\ = 0, & \text{συγχρονισμός} \\ < 0, & \text{έλλειμμα} \end{cases}$$

### 2.2.4. Έλεγχος στάθμης ταμιευτήρα

Τα ενδεχόμενα πλεονάσματα ή ελλείμματα ενέργειας θα αξιοποιηθούν από την μονάδα αντλησιοταμίευσης **μόνο** εάν ο ταμιευτήρας βρίσκεται εντός των ορίων της στάθμης του, δηλαδή:

$$y_{min} \leq H_d(y) \leq y_{max}$$

### 2.2.4.1. Φόρτιση

Στην περίπτωση πλεονάσματος ενέργειας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ( $\Delta N(t) > 0$ ), η πλεονάζουσα ενέργεια χρησιμοποιείται για την άντληση νερού από την θάλασσα προς τον άνω ταμιευτήρα, λαμβάνοντας υπόψη την διαθέσιμη ισχύ της αντλίας:

$$\Delta N(t)^+ = \begin{cases} N_{pump}, & \Delta N(t)^+ \geq N_{pump} \\ \Delta N(t)^+, & \Delta N(t)^+ < N_{pump} \end{cases}$$

Σημείωση: στην περίπτωση όπου το πλεόνασμα ενέργειας είναι μεγαλύτερο από την ισχύ της αντλίας ( $\Delta N(t)^+ \geq N_{pump}$ ), η υπολειπόμενη ενέργεια ( $\Delta N(t)^+ - N_{pump}$ ) απορρίπτεται ή οδηγείται σε καταναλώσεις δευτερεύουσας σημασίας (πχ αφαλάτωση).

Στη συνέχεια προσεγγίζεται η παροχή της αντλίας από την σχέση:

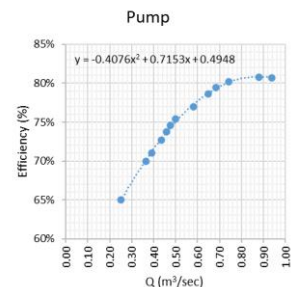
$$Q_{p_{appr}}(t) = \frac{\Delta N(t)^+ \cdot \eta_{p_{max}}}{\rho_w \cdot g \cdot H_d(y)} \left( \frac{m^3}{sec} \right)$$

Όπου,

$\Delta N(t)^+$ :	πλεόνασμα ενέργειας ( $W$ )
$\eta_{p_{max}}$ :	μέγιστος βαθμός απόδοσης αντλίας
$\rho_w$ :	πυκνότητα νερού ( $kg/m^3$ )
$g$ :	επιτάχυνση βαρύτητας ( $m/sec^2$ )
$H_d(y)$ :	υψομετρική διαφορά ταμιευτήρων ( $m$ )

Έπειτα διορθώνεται η  $Q_{p_{appr}}(t)$  μέσω της χαρακτηριστικής καμπύλης λειτουργίας της αντλίας :

$$Q_{p_2}(t) = \begin{cases} Q_{p_{max}}, & Q_{p_{appr}} > Q_{p_{max}} \\ Q_{p_{appr}}, & Q_{p_{min}} \leq Q_{p_{appr}} \leq Q_{p_{max}} \\ 0, & Q_{p_{min}} > Q_{p_{appr}} \end{cases}$$



Τέλος υπολογίζεται η τελική διακινούμενη παροχή:

$$Q_{p_{final}}(t) = \frac{\Delta N(t)^+ \cdot \eta_{pump}(Q_{p_2}) \cdot \rho_w \cdot g}{(H_d(y) + \delta h_p(Q_{p_2}))} \cdot \frac{Q_{p_2}(t)}{Q_{p_{appr}}(t)} \left( \frac{m^3}{sec} \right)$$

Όπου,

$\Delta N(t)^+$ :	πλεόνασμα ενέργειας ( $W$ ).
$\eta_{pump}(Q_{p_2})$ :	βαθμός απόδοσης αντλίας συναρτήσει της διορθωμένης παροχής.

**Διάγραμμα 9.** Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας αντλίας.

$\rho_w$ : πυκνότητα νερού ( $kg/m^3$ ).  
 $g$ : επιτάχυνση βαρύτητας ( $m/sec^2$ ).  
 $H_d(y)$ : υψομετρική διαφορά ταμιευτήρων ( $m$ ).  
 $\delta h_p(Q_{p_2})$ : γραμμικές απώλειες (οι τοπικές θεωρούνται αμελητέες), υπολογίζονται:

$$\delta h_p(Q_{p_2}) = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V(Q_{p_2})^2}{2 \cdot g} \quad (m)$$

Όπου,

$f$ : συντελεστής τριβών Darcy,  $f = 0,015$   
 $L$ : μήκος αγωγού,  $L = 500 \text{ m}$   
 $D$ : διάμετρος αγωγού,  $D = 0.8 \text{ m}$   
 $A$ : διατομή αγωγού,  $A = \pi \cdot \frac{D^2}{4} = 0,5 \text{ m}^2$   
 $V(Q_{p_2})$ : ταχύτητα νερού στον αγωγό,  $V = \frac{Q_{p_2}(t)}{A} \quad (m/sec)$

Τέλος, υπολογίζεται η αντίστοιχη μεταβολή της στάθμης του ταμιευτήρα  $\Delta y(t)$  και **προστίθεται** στην υψομετρική διαφορά  $H_d(y)$  των ταμιευτήρων:

$$\Delta y(t) = \frac{Q_{p_{final}}(t) \cdot 3600}{A_{res}} \quad (m)$$

Όπου,

$A_{res}$ : επιφάνεια ταμιευτήρα ( $m^2$ )

#### 2.2.4.2. Εκφόρτιση

Στην περίπτωση ελλείμματος ενέργειας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ( $\Delta N(t) < 0$ ), χρησιμοποιείται ο υδροστροβίλος για να παράξει την ενέργεια αυτή, λαμβάνοντας υπόψη την διαθέσιμη ισχύ του:

$$\Delta N(t)^- = \begin{cases} N_{turbine}, & \Delta N(t)^- \geq N_{turbine} \\ \Delta N(t)^-, & \Delta N(t)^- < N_{turbine} \end{cases}$$

Σημείωση: στην περίπτωση όπου το έλλειμμα ενέργειας είναι μεγαλύτερο από την ισχύ του υδροστροβίλου ( $\Delta N(t)^- \geq N_{pump}$ ), η ζήτηση καλύπτεται μερικώς και δημιουργείται δευτερογενές έλλειμμα.

Στη συνέχεια προσεγγίζεται η παροχή του υδροστροβίλου από την σχέση:

$$Q_{t_{appr}}(t) = \frac{\Delta N(t)^-}{\rho_w \cdot g \cdot H_d(y) \cdot \eta_{t_{max}}} \left( \frac{m^3}{sec} \right)$$

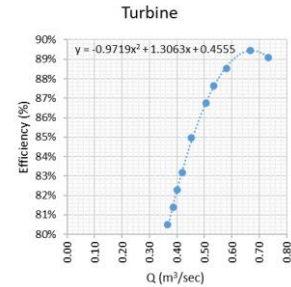
Όπου,

$\Delta N(t)^-$ : έλλειμμα ενέργειας ( $W$ )  
 $\eta_{t_{max}}$ : μέγιστος βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου  
 $\rho_w$ : πυκνότητα νερού ( $kg/m^3$ )

$g$ : επιτάχυνση βαρύτητας ( $m/sec^2$ )  
 $H_d(y)$ : υψομετρική διαφορά ταμιευτήρων ( $m$ )

Έπειτα διορθώνεται η  $Q_{t_{appr}}(t)$  μέσω της χαρακτηριστικής καμπύλης λειτουργίας του υδροστροβίλου:

$$Q_{t_2}(t) = \begin{cases} Q_{t_{max}}, & Q_{t_{appr}} > Q_{t_{max}} \\ Q_{t_{appr}}, & Q_{t_{min}} \leq Q_{t_{appr}} \leq Q_{t_{max}} \\ 0, & Q_{t_{min}} > Q_{t_{appr}} \end{cases}$$



**Διάγραμμα 10.**  
 Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας υδροστροβίλου.

Τέλος υπολογίζεται η τελική διακινούμενη παροχή:

$$Q_{t_{final}}(t) = \frac{\Delta N(t)^-}{\rho_w \cdot g \cdot (H_d(y) - \delta h_t(Q_{t_2})) \cdot \eta_{turbine}(Q_{t_2})} \cdot \frac{Q_{t_2}(t)}{Q_{t_{appr}}(t)} \left( \frac{m^3}{sec} \right)$$

Όπου,

$\Delta N(t)^-$ : έλλειμμα ενέργειας ( $W$ )  
 $\eta_{turbine}(Q_{t_2})$ : βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου συναρτήσει της διορθωμένης παροχής.  
 $\rho_w$ : πυκνότητα νερού ( $kg/m^3$ ).  
 $g$ : επιτάχυνση βαρύτητας ( $m/sec^2$ ).  
 $H_d(y)$ : υψομετρική διαφορά ταμιευτήρων ( $m$ ).  
 $\delta h_t(Q_{t_2})$ : γραμμικές απώλειες (οι τοπικές θεωρούνται αμελητέες), υπολογίζονται:

$$\delta h_t(Q_{t_2}) = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V(Q_{t_2})^2}{2 \cdot g}$$

Όπου,

$f$ : συντελεστής τριβών Darcy,  $f = 0,015$   
 $L$ : μήκος αγωγού,  $L = 500 \text{ m}$   
 $D$ : διάμετρος αγωγού,  $D = 0.8 \text{ m}$   
 $A$ : διατομή αγωγού,  $A = \pi \cdot \frac{D^2}{4} = 0,5 \text{ m}^2$   
 $V(Q_{t_2})$ : ταχύτητα νερού στον αγωγό,  $V = \frac{Q_{t_2}(t)}{A} \text{ m/sec}$

Τέλος, υπολογίζεται η αντίστοιχη μεταβολή της στάθμης του ταμιευτήρα  $\Delta y(t)$  και αφαιρείται από την υψομετρική διαφορά  $H_d(y)$  των ταμιευτήρων:

$$\Delta Y(t) = \frac{Q_{t_{final}}(t) \cdot 3600}{A_{res}}$$

Όπου,

$A_{res}$ : επιφάνεια ταμιευτήρα ( $m^2$ )



### 2.3. Συμμετοχή στην αγορά

Δημιουργείται υπολογιστικός κώδικας ο οποίος (με ωριαίο βήμα) υπολογίζει το **σε ετήσια βάση κέρδος / ζημία** που αναμένεται να έχουν: Αιολικό πάρκο, Αντλιοσταμείωση και η σύζευξή τους όταν αυτές συμμετέχουν στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

#### 2.3.1. Δεδομένα εισόδου

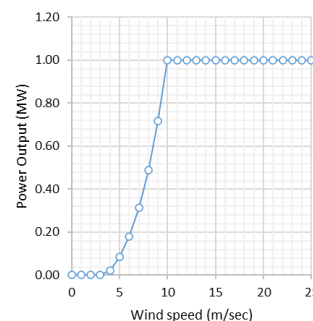
Ως δεδομένα εισόδου, λαμβάνονται:

- Χρονοσειρές **προημερήσιων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας** των τελευταίων 7 ετών (2015 – 2021) για την Ελλάδα, από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Entso-E). Οι τιμές έχουν την μορφή του Διαγράμματος χ (Παράρτημα 6.1.1), 24 ξεχωριστές τιμές, μια για κάθε ώρα της ημέρας (ENTSO-E, 2021).
- Χρονοσειρές μέσης ωριαίας **ταχύτητας ανέμου** 10 νησιών της Ελλάδας (Παράρτημα 6.2).

Location	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	(Kea)	(Rhodes)	(Chios)	(Crete)	(Kythnos)	(Naxos)	(Karpathos)	(Andros)	(Ikaria)	(Mykonos)
AVG (m/s)	5.47	5.73	5.80	6.27	6.36	6.93	9.08	9.16	9.29	11.16

Πίνακας 6. Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου περιοχών αιολικού πάρκου.

- Αιολικό πάρκο,** αποτελούμενο από ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 1 MW, με ταχύτητα έναρξης λειτουργίας 3.5 (m/s), ταχύτητα ονομαστικής ισχύος 10 (m/s) και ταχύτητα αποκοπής 25 (m/s). Θεωρούνται επίσης συνολικές απώλειες του πάρκου 5%. Η παραγωγή ενέργειας της ανεμογεννήτριας προσομοιώνεται με Cubic model (Vaishali Sohoni, 2016).



Διάγραμμα 11. Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας αιολικού πάρκου.

- Μονάδα αντλιοσταμείωσης,** με χαρακτηριστικά που παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Οι βαθμοί απόδοσης αντλίας και υδροστροβίλου θεωρούνται σταθεροί, ενώ ταμιευτήρας, αντλία και υδροστροβίλος μεταβάλλονται από 5 έως 25 με βήμα 5 προκειμένου να εξεταστούν περισσότερες εγκαταστάσεις.

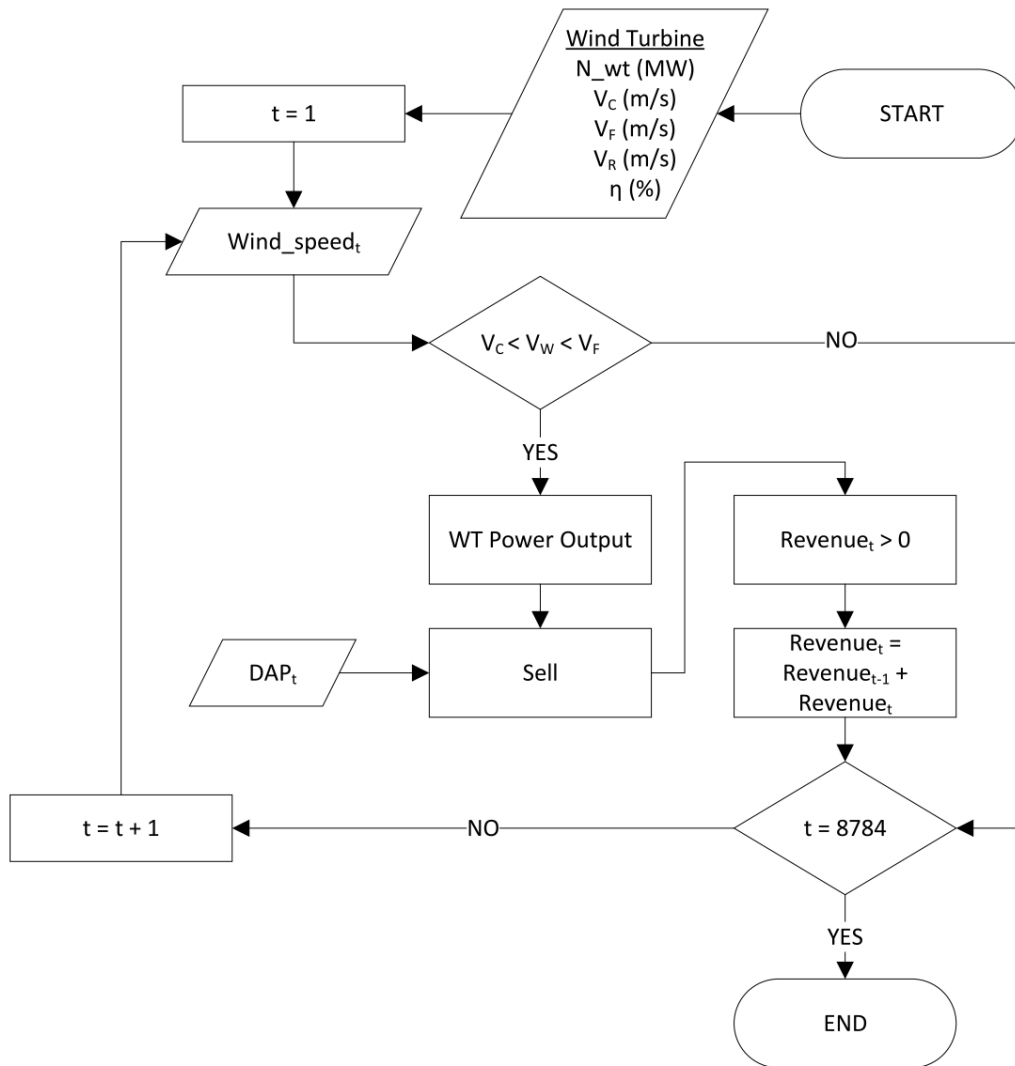
Όγκος ταμιευτήρα	5-25:5	(MWh)
Ελάχιστη στάθμη ταμιευτήρα	25	(%)
Ονομαστικής ισχύς αντλίας	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης αντλίας	85%	(%)
Ονομαστικής ισχύς υδροστροβίλου	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου	88%	(%)
Round trip efficiency	74.8%	(%)

Πίνακας 7. Χαρακτηριστικά μονάδας αντλιοσταμείωσης.

Εξετάζονται οι περιπτώσεις συμμετοχής στην αγορά:

2.3.1.1. Λειτουργία μόνο αιολικού πάρκου

Αιολικό πάρκο ευρισκόμενο σε συγκεκριμένη τοποθεσία, πουλάει όλη την παραγόμενη ενέργεια στην προημερήσια αγορά. Στο παρακάτω λογικό διάγραμμα παρουσιάζεται η διαδικασία υπολογισμού του ετήσιου κέρδους/ζημίας του πάρκου.



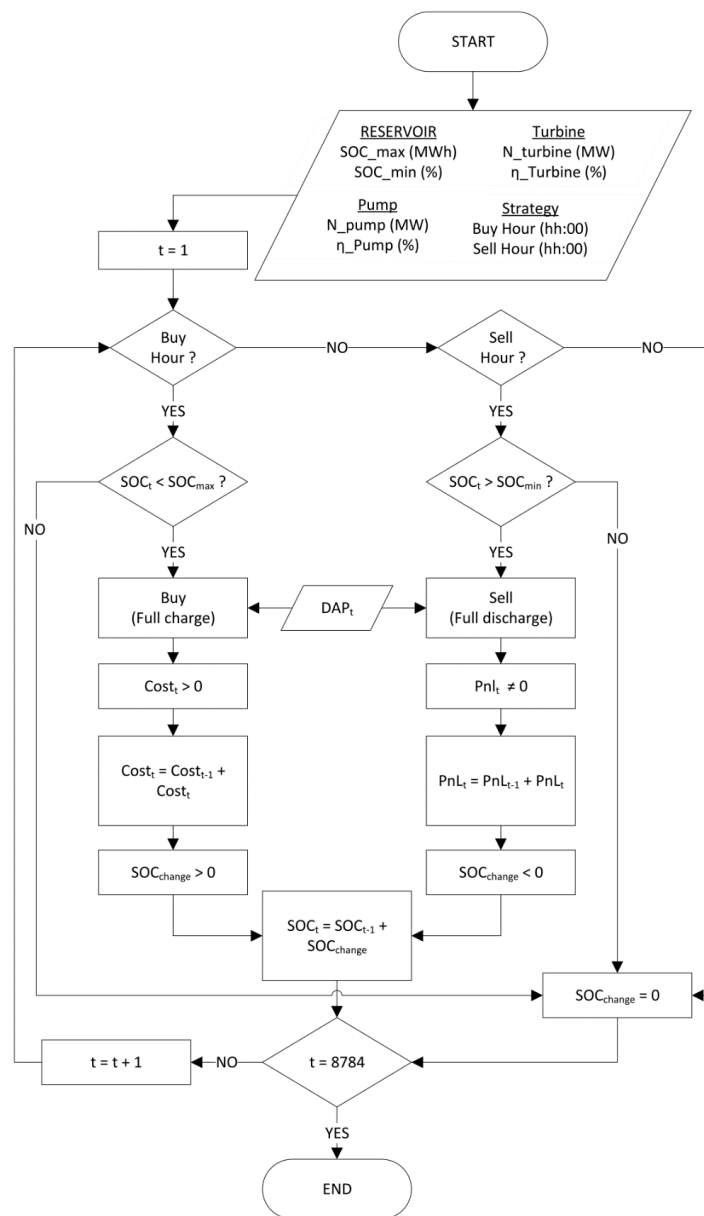
Σχήμα 9. Διάγραμμα ροής κώδικα υπολογισμού ετήσιου κέρδους/ζημίας αιολικού πάρκου.

### 2.3.1.2. Λειτουργία μόνο αντλησιοταμίευσης (arbitrage)

Αντλησιοταμίευση πραγματοποιεί arbitrage. Σε αυτήν την περίπτωση η μονάδα φορτίζει/εκφορτίζει επιλεγμένες ώρες μέσα στην ημέρα. Εξετάζονται οι περιπτώσεις:

- Κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα:
  - 1 κύκλος
  - 2 κύκλοι
- Αριθμός ωρών που απαιτούνται για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση:
  - 1 ώρα
  - 3 ώρες

Στο παρακάτω λογικό διάγραμμα παρουσιάζεται η διαδικασία υπολογισμού του ετήσιου κέρδους/ζημίας της αντλησιοταμίευσης.



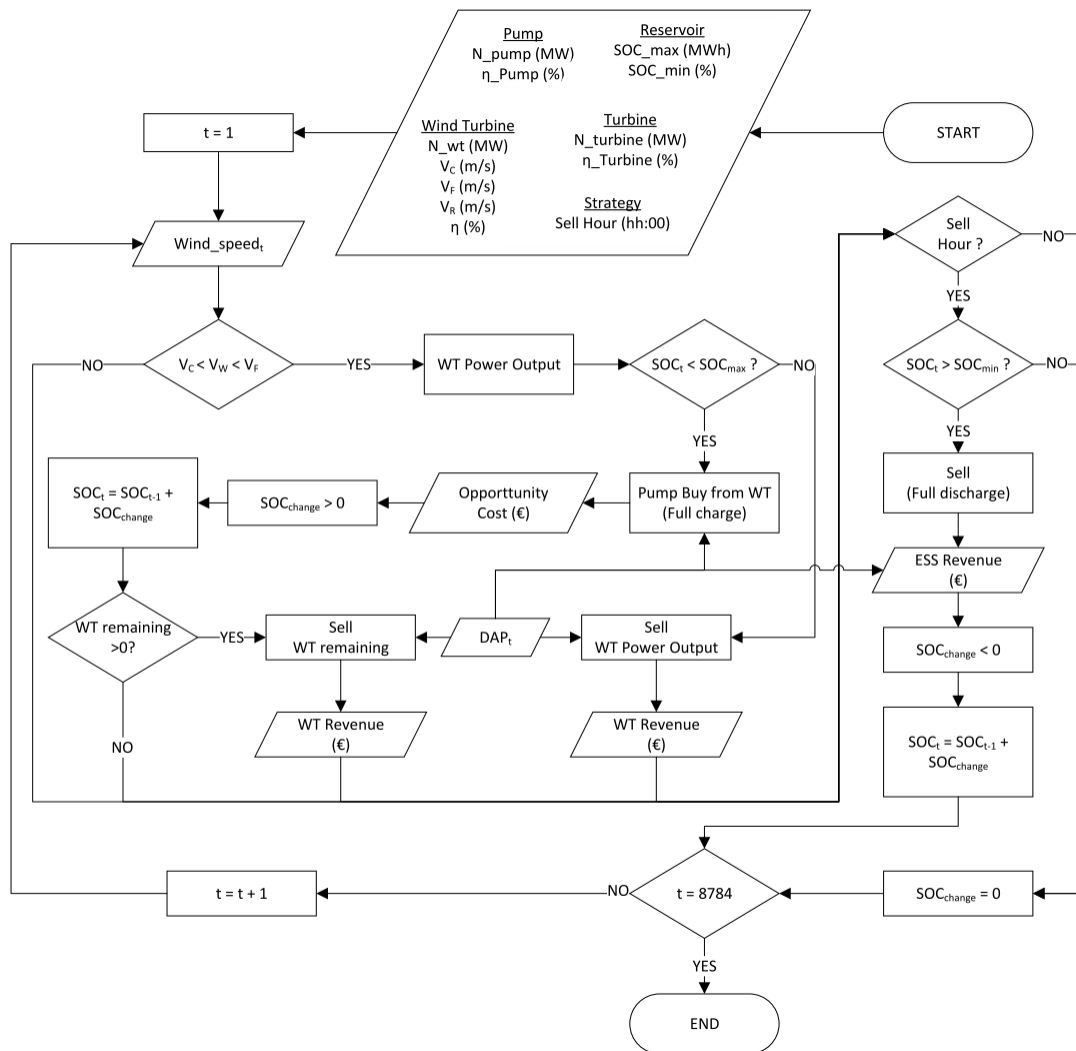
**Σχήμα 10.** Διάγραμμα ροής κώδικα υπολογισμού ετήσιου κέρδους/ζημίας αντλησιοταμίευσης που πραγματοποιεί arbitrage στην προημερήσια αγορά.

### 2.3.1.3. Λειτουργία αιολικού πάρκου-αντλησιοταμίευσης

Αιολικό πάρκο ευρισκόμενο σε συγκεκριμένη τοποθεσία συνεργάζεται (μέσω Virtual Power Plant) με μονάδα αντλησιοταμίευσης. Η παραγωγή ενέργειας του πάρκου, δίνει προτεραιότητα στην φόρτιση της αποθήκης και στη συνέχεια πουλάει την περίσσεια (εάν υπάρχει). Η αντλησιοταμίευση εκφορτίζει επιλεγμένες ώρες μέσα στην ημέρα. Εξετάζονται και πάλι οι περιπτώσεις:

- Κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα:
  - 1 κύκλος
  - 2 κύκλοι
- Αριθμός ωρών που απαιτούνται για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση:
  - 1 ώρα
  - 3 ώρες

Στο παρακάτω λογικό διάγραμμα παρουσιάζεται η διαδικασία υπολογισμού του ετήσιου κέρδους/ζημίας του πάρκου όταν συνεργάζεται με αντλησιοταμίευση.



Σχήμα 11. Διάγραμμα ροής κώδικα υπολογισμού ετήσιου κέρδους/ζημίας από την συνεργασία πάρκου-αντλησιοταμίευσης.

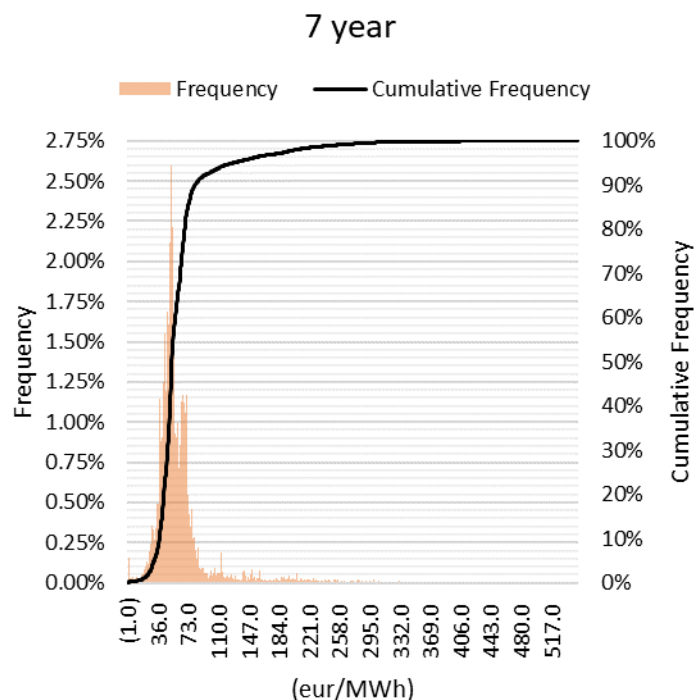
Διακρίνονται επίσης οι εξής περιπτώσεις κατά την φόρτιση της αποθήκης από το πάρκο:

- **Φόρτιση αποθήκης με κόστος προημερήσιας τιμής**  
Η ενέργεια από το πάρκο προς την αποθήκη έχει κόστος ίσο με την προημερήσια τιμή.
- **Φόρτιση αποθήκης με 50% μειωμένο κόστος**  
Η ενέργεια από το πάρκο προς την αποθήκη έχει κόστος ίσο με το 50% της προημερήσιας τιμής.
- **Φόρτιση αποθήκης δωρεάν**  
Η ενέργεια από το πάρκο προς την αποθήκη δεν έχει κόστος.

### 2.3.2. Ανάλυση προημερήσιας τιμής

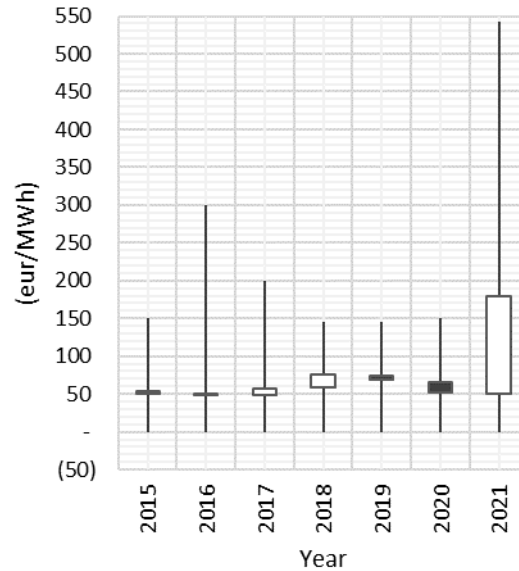
Προτού επιλεγθεί η στρατηγική arbitrage της αντλησιοταμίευσης, δηλαδή οι ώρες κατά τις οποίες θα φορτίζει/εκφορτίζει η μονάδα, κρίνεται σκόπιμο να γίνει μια κάποια **ανάλυση των τιμών της προημερήσιας αγοράς**, με σκοπό τον εντοπισμό εποχικότητας ή κάποιου trend στην τιμή (εάν υπάρχει) και γενικότερα οτιδήποτε θα μπορούσε να κάνει το arbitrage της αποθήκευσης πιο αποδοτικό. Για τον λόγο αυτό, υπολογίζονται τα παρακάτω:

- Κατανομή συχνότητας εμφάνισης προημερήσιων τιμών ανά έτος (Παράρτημα 6.1.2.) και επταετίας (Διάγραμμα 12.).



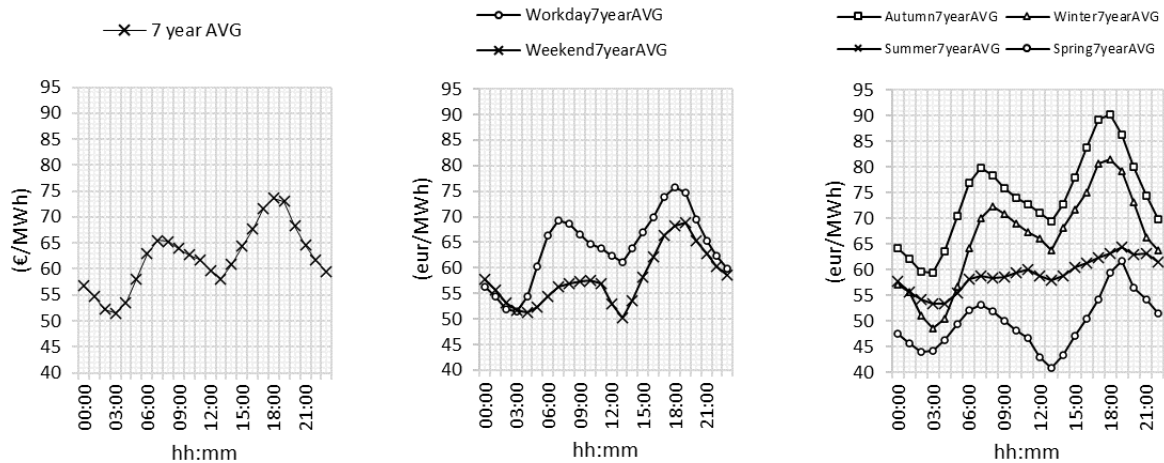
**Διάγραμμα 12.** Κατανομή συχνότητας εμφάνισης προημερήσιων τιμών (για τα έτη 2015-2021).

- Διάγραμμα OHLC (Open, High, Low, Close) με candles διάρκειας ενός έτους (Διάγραμμα 13.), ενός μήνα (Παράρτημα 6.1.3.2.) , μιας εβδομάδας (Παράρτημα 6.1.3.3.) και μιας ημέρας (Παράρτημα 6.1.3.4.). Στα Διαγράμματα αυτά παρουσιάζεται η προημερήσια τιμή στο Άνοιγμα, Υψηλό, Χαμηλό και Κλείσιμο για δεδομένη χρονική περίοδο (ενός έτους, ενός μήνα κλπ.)



**Διάγραμμα 13.** Yearly OHLC DAP 2015-2021

- Μέσο εικοσιτετράωρο ανά έτος (Παράρτημα 6.1.4.1.) και επταετίας (Διάγραμμα 14)
- Μέσο εικοσιτετράωρο εργάσιμων ημερών και σαββατοκύριακων ανά έτος (Παράρτημα 6.1.4.2.) και επταετίας (Διάγραμμα 14)
- Μέσο εικοσιτετράωρο ανά εποχή ανά έτος (Παράρτημα 6.1.4.3.) και επταετίας (Διάγραμμα 14)



**Διάγραμμα 14.** Μέσο εικοσιτετράωρο: α) επταετίας, β) καθημερινών και σαββατοκύριακων επταετίας & γ) ανά εποχή επταετίας.

Σε συνέχεια της ανάλυσης των προημερήσιων τιμών, για την διάρκεια της επταετίας, για κάθε εικοσιτετράωρο, υπολογίζεται η θέση (Rank) που έχει η τιμή κάθε ώρας (σε σχέση με τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας – η υψηλότερη τιμή λαμβάνει Rank 1, ενώ η χαμηλότερη Rank 24). Στον Πίνακα 10. παρουσιάζεται συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας της ημέρας σε κάθε θέση (Rank). Ενώ, στον Πίνακα 8. & 9. η ημέρα χωρίζεται σε δυο δωδεκάωρα, και υπολογίζεται αντίστοιχα το ποσοστό εμφάνισης κάθε ώρας σε κάθε θέση.

Rank	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	SUM
1	12.4%	3.5%	1.4%	1.4%	1.3%	5.6%	16.1%	22.7%	22.2%	10.7%	10.5%	13.2%	120.9%
2	4.3%	7.2%	1.9%	1.6%	1.5%	4.6%	13.0%	19.7%	15.9%	13.3%	11.3%	7.1%	101.5%
3	5.5%	4.6%	4.0%	2.1%	2.7%	6.3%	10.8%	13.1%	16.6%	18.7%	9.5%	7.7%	101.6%
4	5.1%	3.5%	2.9%	3.2%	3.5%	7.2%	10.0%	9.0%	14.6%	15.9%	13.8%	10.2%	98.8%
5	5.8%	4.8%	3.5%	3.1%	5.0%	7.6%	8.0%	11.7%	7.7%	13.3%	16.0%	12.6%	99.1%
6	7.4%	5.8%	4.5%	3.3%	6.5%	8.3%	17.7%	5.3%	5.1%	7.9%	11.3%	14.0%	97.0%
7	15.5%	6.7%	5.4%	4.2%	5.7%	25.7%	7.3%	4.6%	4.5%	5.0%	8.1%	9.6%	102.2%
8	20.1%	14.6%	7.6%	6.3%	19.0%	11.1%	4.4%	3.5%	3.7%	3.9%	4.6%	6.0%	104.8%
9	13.9%	21.5%	10.7%	12.3%	11.5%	7.6%	4.3%	2.9%	3.0%	3.4%	3.6%	4.1%	98.9%
10	5.8%	14.1%	21.8%	17.6%	17.3%	5.8%	2.8%	3.0%	2.8%	4.5%	3.2%	3.2%	101.9%
11	1.8%	10.4%	20.8%	20.7%	16.3%	4.2%	2.7%	2.2%	2.2%	2.1%	6.2%	3.8%	93.4%
12	2.5%	3.2%	15.7%	24.2%	9.7%	6.1%	2.9%	2.3%	1.8%	1.4%	1.8%	8.4%	79.9%
<b>SUM</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

*Πίνακας 8. Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας του πρώτου 12ώρου της ημέρας σε κάθε Rank.*

Rank	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	SUM
1	3.1%	0.8%	1.6%	2.6%	6.5%	18.8%	27.5%	25.7%	7.9%	6.5%	7.5%	5.9%	114.4%
2	2.5%	1.6%	1.8%	3.1%	8.2%	15.7%	23.4%	21.6%	9.2%	4.3%	4.2%	4.5%	100.2%
3	2.9%	1.8%	2.0%	3.5%	9.7%	15.9%	15.3%	19.3%	15.8%	7.2%	4.1%	3.0%	100.4%
4	3.7%	1.8%	2.4%	5.6%	13.7%	13.9%	10.3%	11.7%	17.2%	9.1%	5.4%	4.5%	99.5%
5	3.9%	2.2%	3.7%	10.4%	13.3%	10.2%	6.8%	7.5%	16.2%	13.4%	7.3%	4.5%	99.6%
6	4.8%	3.1%	5.4%	14.2%	13.0%	8.8%	5.4%	5.1%	11.1%	12.5%	8.6%	6.5%	98.3%
7	7.6%	4.6%	11.1%	14.8%	12.6%	7.2%	3.2%	3.2%	7.4%	11.4%	10.4%	7.4%	100.9%
8	11.4%	7.8%	14.2%	13.5%	11.2%	3.7%	3.6%	2.6%	4.8%	8.9%	9.9%	10.1%	101.8%
9	13.3%	12.4%	14.6%	19.6%	4.5%	2.5%	1.5%	1.2%	5.2%	6.3%	8.6%	8.8%	98.3%
10	19.0%	16.3%	23.5%	6.7%	3.4%	1.4%	1.3%	0.7%	2.7%	11.1%	7.2%	7.6%	101.1%
11	18.5%	22.8%	13.8%	3.2%	2.3%	1.1%	1.0%	0.9%	1.1%	5.6%	15.0%	10.5%	95.8%
12	9.4%	24.8%	5.8%	2.8%	1.6%	0.8%	0.6%	0.4%	1.4%	3.8%	11.8%	26.7%	89.8%
<b>SUM</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

*Πίνακας 9. Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας του δεύτερου 12ώρου της ημέρας σε κάθε Rank.*

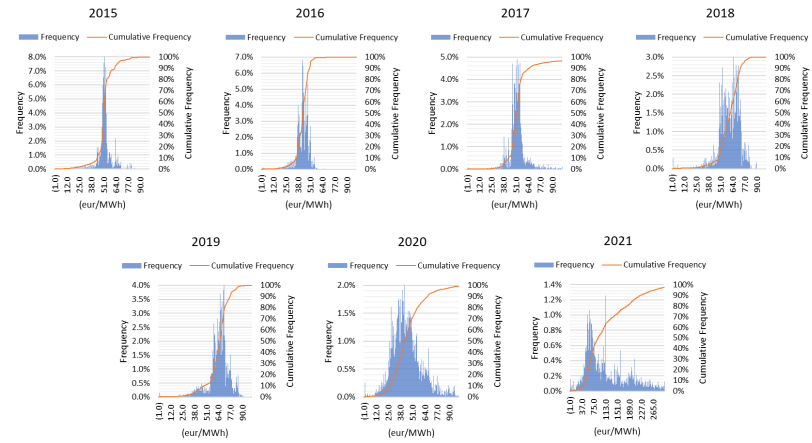
Rank	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	SUM	
1	2.7%	1.1%	0.2%	0.5%	0.4%	1.8%	4.7%	4.9%	5.7%	2.3%	3.2%	2.9%	0.9%	0.2%	0.8%	1.6%	4.6%	15.3%	21.8%	21.2%	6.5%	4.9%	5.7%	4.8%	118.6%	
2	1.5%	1.3%	0.4%	0.4%	0.4%	1.3%	4.1%	5.9%	4.1%	3.4%	2.3%	2.4%	1.3%	0.9%	1.3%	1.6%	5.7%	11.7%	19.4%	16.6%	6.8%	3.5%	3.2%	3.1%	102.7%	
3	2.1%	1.0%	0.7%	0.5%	0.4%	1.8%	3.2%	5.9%	4.7%	2.8%	2.7%	2.3%	1.4%	0.9%	1.0%	2.3%	6.6%	12.0%	12.0%	15.8%	10.7%	4.6%	3.1%	2.3%	101.0%	
4	2.1%	1.3%	0.5%	0.7%	0.8%	1.4%	5.1%	5.7%	5.4%	3.7%	2.9%	2.3%	1.2%	0.6%	0.8%	2.9%	9.3%	10.0%	10.0%	9.7%	11.7%	5.8%	3.9%	3.1%	101.0%	
5	2.2%	1.3%	1.1%	0.5%	0.6%	1.8%	5.4%	6.9%	6.1%	4.4%	3.1%	2.8%	1.6%	0.8%	1.7%	4.3%	7.7%	8.1%	6.9%	6.5%	11.3%	7.0%	4.3%	3.4%	100.0%	
6	2.2%	1.4%	1.4%	1.3%	1.3%	2.8%	5.0%	6.5%	7.1%	5.4%	3.3%	3.2%	1.8%	1.3%	2.3%	6.3%	7.5%	7.4%	5.4%	5.6%	7.5%	7.2%	4.5%	3.1%	100.6%	
7	2.7%	1.3%	1.3%	1.1%	1.3%	2.6%	4.1%	6.9%	6.7%	7.4%	3.9%	3.0%	3.6%	1.4%	3.9%	7.3%	8.2%	6.6%	3.5%	4.5%	7.0%	6.6%	4.8%	3.8%	103.4%	
8	2.7%	2.5%	1.0%	0.9%	1.3%	3.1%	4.9%	5.7%	7.4%	7.7%	4.7%	4.0%	3.6%	1.9%	4.3%	6.8%	7.8%	5.4%	3.1%	3.4%	6.3%	6.3%	5.0%	3.7%	103.4%	
9	3.6%	3.1%	1.3%	1.0%	2.1%	3.8%	4.7%	5.2%	7.1%	6.6%	6.0%	4.3%	3.8%	2.7%	3.8%	7.9%	6.8%	3.7%	2.3%	2.7%	4.7%	5.6%	4.1%	4.3%	101.4%	
10	3.0%	2.8%	1.9%	1.1%	2.1%	4.2%	4.7%	5.3%	6.4%	6.5%	6.3%	5.7%	4.5%	2.6%	5.0%	6.9%	5.3%	3.0%	2.9%	2.3%	4.1%	4.9%	4.5%	3.6%	99.7%	
11	2.5%	2.9%	3.0%	1.8%	3.2%	3.5%	5.0%	5.0%	5.0%	7.1%	7.7%	6.8%	4.5%	3.9%	6.0%	6.9%	4.7%	2.7%	1.8%	2.8%	3.3%	5.1%	4.3%	2.9%	102.4%	
12	2.9%	2.6%	1.9%	2.0%	2.2%	3.3%	4.3%	4.3%	4.3%	6.6%	7.4%	7.4%	6.1%	5.1%	6.3%	6.4%	4.0%	1.9%	1.7%	1.6%	3.4%	5.3%	3.9%	3.5%	98.2%	
13	3.1%	2.2%	2.1%	2.4%	2.7%	4.1%	4.1%	3.6%	3.8%	6.3%	7.5%	6.6%	6.7%	5.1%	6.9%	6.5%	3.8%	2.6%	1.6%	1.6%	3.4%	4.3%	4.6%	4.1%	99.6%	
14	3.5%	2.9%	2.7%	2.7%	3.2%	4.6%	4.2%	4.5%	4.0%	5.0%	7.0%	7.6%	6.5%	5.8%	7.0%	5.0%	3.2%	1.6%	1.8%	1.4%	3.0%	4.4%	4.9%	4.0%	100.6%	
15	4.2%	2.9%	2.9%	2.5%	3.7%	3.8%	4.8%	4.2%	4.6%	5.2%	6.1%	7.1%	7.2%	7.3%	6.2%	4.9%	2.7%	1.7%	1.4%	1.1%	2.4%	5.5%	4.6%	4.1%	101.0%	
16	4.9%	4.2%	2.7%	2.4%	3.4%	4.8%	6.0%	3.5%	3.6%	3.4%	5.7%	5.3%	6.7%	6.8%	6.0%	4.1%	3.1%	1.5%	1.2%	0.5%	2.0%	5.1%	5.8%	4.6%	97.1%	
17	5.4%	4.1%	3.0%	2.8%	3.5%	4.5%	6.0%	3.6%	2.8%	3.6%	4.1%	5.4%	6.6%	7.5%	5.9%	3.4%	2.2%	1.2%	0.6%	0.7%	1.7%	3.9%	7.5%	6.3%	96.5%	
18	6.6%	4.7%	4.3%	4.0%	4.3%	7.5%	6.0%	2.4%	3.1%	3.3%	3.6%	4.5%	4.8%	7.4%	5.8%	3.1%	1.8%	0.9%	0.5%	0.5%	1.3%	2.5%	5.4%	9.6%	98.2%	
19	11.3%	6.9%	4.4%	5.0%	6.7%	14.1%	3.3%	2.6%	1.9%	3.0%	4.2%	3.4%	3.8%	5.6%	5.0%	2.9%	1.4%	0.6%	0.4%	0.4%	0.6%	2.1%	3.8%	6.1%	99.6%	
20	14.8%	11.2%	6.5%	5.7%	11.1%	7.7%	2.6%	1.6%	1.6%	2.3%	3.2%	3.6%	4.9%	5.2%	3.3%	2.2%	0.9%	0.5%	0.7%	0.4%	0.7%	1.3%	2.4%	5.0%	99.5%	
21	8.7%	17.5%	9.2%	8.9%	9.6%	6.3%	2.3%	1.8%	1.4%	1.5%	2.3%	4.3%	4.5%	4.8%	4.6%	3.1%	0.9%	0.7%	0.2%	0.2%	0.5%	1.5%	1.8%	3.0%	99.5%	
22	3.9%	10.5%	18.8%	13.5%	14.8%	4.4%	2.3%	1.6%	1.1%	1.1%	1.1%	2.7%	5.4%	5.0%	5.8%	1.5%	0.9%	0.4%	0.2%	0.4%	0.4%	1.3%	1.7%	2.3%	101.1%	
23	1.6%	8.0%	16.7%	18.0%	13.3%	3.1%	1.4%	1.3%	1.1%	0.7%	0.9%	1.2%	6.0%	6.0%	4.7%	1.0%	0.5%	0.2%	0.3%	0.1%	0.5%	0.8%	2.0%	3.3%	92.6%	
24	1.8%	2.3%	12.1%	20.3%	7.5%	3.6%	1.7%	1.1%	0.9%	0.6%	0.7%	1.1%	2.6%	11.0%	1.8%	1.0%	0.5%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%	0.6%	4.1%	6.1%	82.3%	
SUM	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Πίνακας 10. Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας της ημέρας σε κάθε Rank.



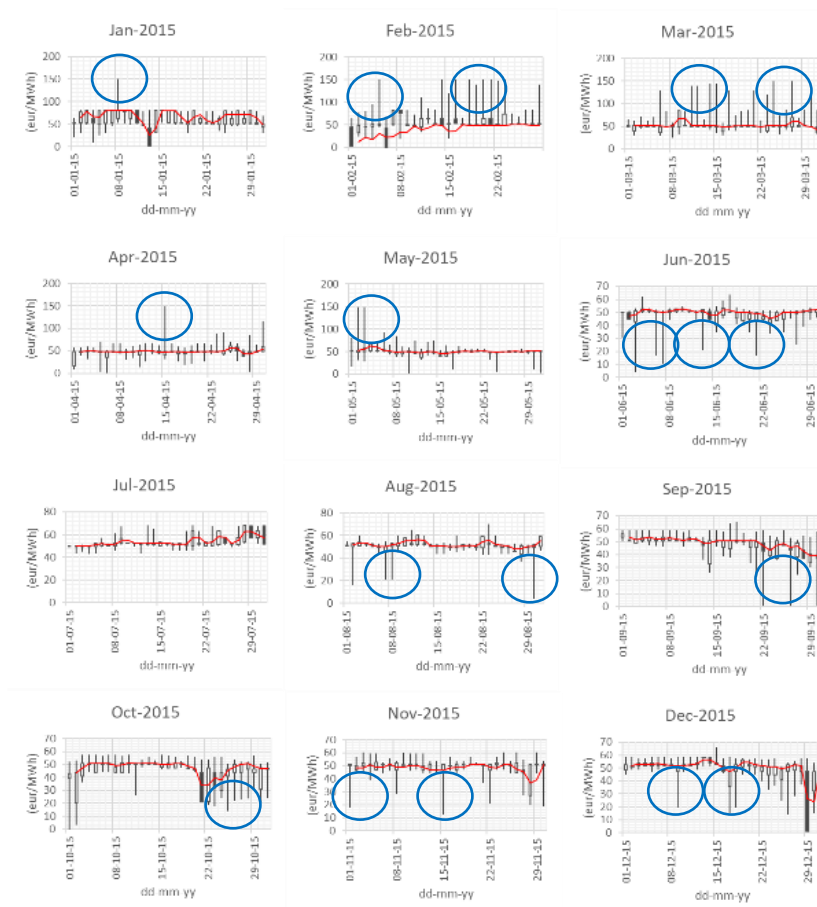
Παρατηρήσεις που προκύπτουν από τη ανάλυση των τιμών της προμερήσιας αγοράς:

- Το εύρος κατανομής της συχνότητας εμφάνισης των προμερήσιων τιμών (Παράρτημα 6.1.2. & Διάγραμμα 15.) κατά τα έτη 2015, 2016 & 2017 είναι «στενό» (narrow) με τιμή μεγαλύτερης συχνότητας εμφάνισης ~50 eur/MWh. Ενώ κατά τα επόμενα έτη το εύρος γίνεται «ευρύτερο» (wider) και οι τιμές με μεγάλη συχνότητα εμφάνισης αυξάνονται. Θετικό για το arbitrage της αποθήκευσης, εφόσον δημιουργούνται μεγαλύτερα spreads στις τιμές.



**Διάγραμμα 15.** Κατανομή συχνότητας εμφάνισης προμερήσιας τιμής, Ελλάδα 2015-2021.

- Τα ημερήσια OHLC της προμερήσιας τιμής παρουσιάζονται στο Παράρτημα 6.1.3.4. (& στο Διαγράμματα 16 του 2015). Ημέρες όπου η τιμή αποκλίνει αρκετά από τον κυλιόμενο μέσο όρο δύο περιόδων (κόκκινη γραμμή) από τελούν ευκαιρίες arbitrage.



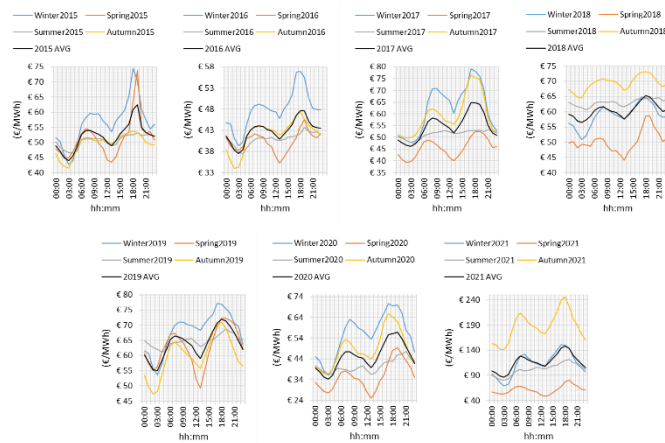
**Διάγραμμα 16.** Daily OHLC, 2015.

- Η ανάλυση σε εικοσιτετράωρη βάση (Παράρτημα 6.1.4.) δείχνει ότι:
  - (Παράρτημα 6.1.4.1. & Διάγραμμα 17.) παρουσιάζονται δυο κορυφές μέσα στο εικοσιτετράωρο. Μια 06:00 – 08:00 το πρωί και μια 17:00 – 19:00 το απόγευμα.
  - (Παράρτημα 6.1.4.2. & Διάγραμμα 18.) οι τιμές τα σαββατοκύριακα είναι χαμηλότερες από τις καθημερινές
  - (Παράρτημα 6.1.4.3. & Διάγραμμα 21.) συνήθως τον Χειμώνα οι τιμές είναι υψηλότερες ενώ την Άνοιξη χαμηλότερες.



**Διάγραμμα 17.** Μέσο 24ωρο ανά έτος.

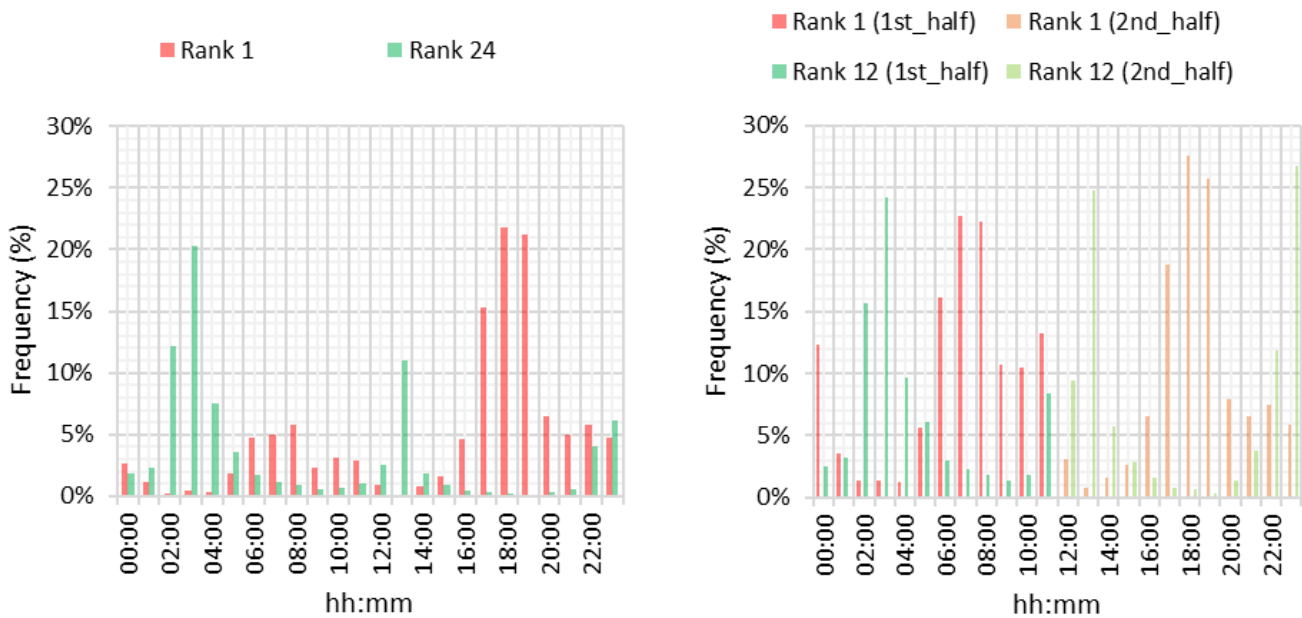
**Διάγραμμα 18.** Μέσο 24ωρο εργάσιμων ημερών και σαββατοκύριακων ανά έτος.



**Διάγραμμα 19.** Μέσο 24ωρο ανά εποχή ανά έτος.

- (Πίνακας 10.) οι ώρες της ημέρας με την μεγαλύτερη συχνότητα εμφάνισης:
  - Υψηλών τιμών (Rank 1,2...) είναι οι: **17:00, 18:00 και 19:00**
  - Χαμηλών τιμών (Rank ...23,24) είναι οι: **02:00, 03:00 και 13:00**
  
- (Πίνακας 8. & 9.) οι ώρες της ημέρας με την μεγαλύτερη συχνότητα εμφάνισης:
  - Για το πρώτο μισό της ημέρας (00:00-11:00):
    - Υψηλών τιμών (Rank 1,2...): **07:00 & 08:00**
    - Χαμηλών τιμών (Rank ...23,24): **02:00 & 03:00**
  - Για το δεύτερο μισό της ημέρας (12:00-23:00):
    - Υψηλών τιμών (Rank 1,2...): **18:00 & 19:00**
    - Χαμηλών τιμών (Rank ...23,24): **13:00 & 23:00**

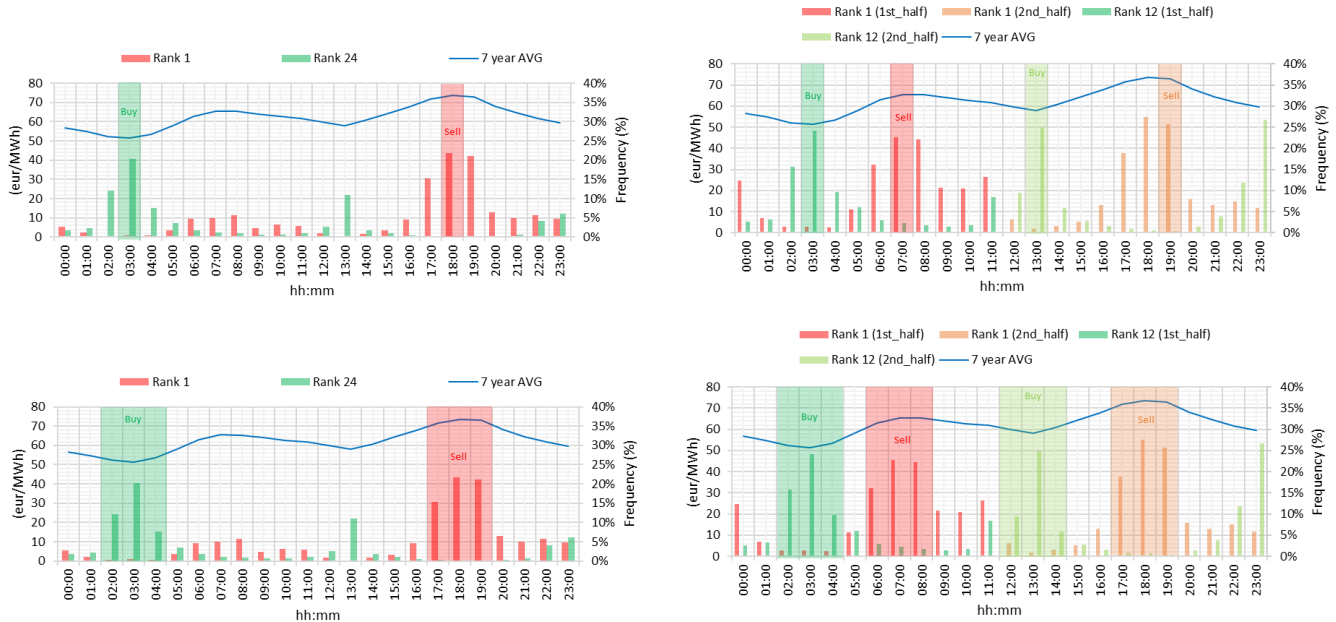
Τα παρακάτω Διαγράμματα προκύπτουν από τους Πίνακες 8., 9. & 10. για τα Rank (1, 12 & 24) των μέγιστων και ελάχιστων τιμών.



**Διάγραμμα 20.** Συχνότητα εμφάνισης κάθε ώρας της ημέρας σε κάθε Rank.

### 2.3.3. Επιλογή στρατηγικής

Προκειμένου να καταστεί κερδοφόρο το arbitrage της αποθήκευσης, η φόρτιση πραγματοποιείται κατά τις ώρες χαμηλών τιμών, ενώ η εκφόρτιση κατά τις ώρες υψηλών τιμών. Βάση των παρατηρήσεων της ενότητας 2.2.2.2., οι στρατηγικές arbitrage που θα ακολουθήσει η μονάδα αντλησιοταμίευσης παρουσιάζονται στα παρακάτω Διαγράμματα και στον παρακάτω Πίνακα.



**Διάγραμμα 21.** Ώρες κατά τις οποίες η αντλησιοταμίευση φορτίζει (αγοράζει) / εκφορτίζει (πουλάει).

A/A	Κύκλοι φόρτισης / εκφόρτισης ανά ημέρα	Αριθμός ωρών φόρτισης / εκφόρτισης	α/α κύκλου	Φόρτιση	Εκφόρτιση	Ποσοστό φόρτισης / εκφόρτισης
1	1	1	1	03:00	18:00	100.0%
2	2	1	1	03:00	07:00	100.0%
			2	13:00	19:00	100.0%
3	1	3	1	02:00	17:00	33.3%
				03:00	18:00	33.3%
				04:00	19:00	33.3%
4	2	3	1	02:00	06:00	33.3%
				03:00	07:00	33.3%
				04:00	08:00	33.3%
			2	12:00	17:00	33.3%
				13:00	18:00	33.3%
				14:00	19:00	33.3%

**Πίνακας 11.** Στρατηγικές arbitrage αντλησιοταμίευσης.

#### 2.3.4. Σύνοψη

Συνοψίζοντας, προσομοιώνεται η συμμετοχή στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, με τιμές 7 ετών (2015-2021):

**Αιολικό πάρκο**, μεγέθους 1 MW, σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες, πουλάει όλη την παραγόμενη ενέργεια στην προημερήσια αγορά.

**Μονάδα αντλησιοταμίευσης**, πραγματοποιεί arbitrage. Τα χαρακτηριστικά της μονάδας παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 12. Οι βαθμοί απόδοσης αντλίας/υδροστροβίλου θεωρούνται σταθεροί, ενώ ταμιευτήρας, αντλία και υδροστρόβιλος μεταβάλλονται από 5 έως 25 με βήμα 5. Εξετάζονται οι περιπτώσεις:

- Κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα:
  - 1 κύκλος
  - 2 κύκλοι
- Αριθμός ωρών που απαιτούνται για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση:
  - 1 ώρα
  - 3 ώρες

Όγκος ταμιευτήρα	5-25:5	(MWh)
Ελάχιστη στάθμη ταμιευτήρα	25	(%)
Ονομαστικής ισχύς αντλίας	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης αντλίας	85%	(%)
Ονομαστικής ισχύς υδροστροβίλου	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου	88%	(%)
Round trip efficiency	74.8%	(%)

*Πίνακας 12. Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης.*

**Αιολικό πάρκο – αντλησιοταμίευση**, πάρκο μεγέθους 1 MW, σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες, συνεργάζεται (μέσω Εικονικού Σταθμού Παραγωγής) με μονάδα αντλησιοταμίευσης με χαρ/κά που παρουσιάζονται στον παραπάνω Πίνακα 12. Η παραγωγή ενέργειας του πάρκου δίνει προτεραιότητα στην φόρτιση της αποθήκης, εξετάζονται τα σενάρια:

- Φόρτιση αποθήκης με κόστος προημερήσιας τιμής
- Φόρτιση αποθήκης με 50% μειωμένο κόστος
- Φόρτιση αποθήκης δωρεάν

στη συνέχεια το πάρκο πουλάει την περίσσεια (εάν υπάρχει). Η εκφόρτιση πραγματοποιείται:

- Κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα:
  - 1 κύκλος
  - 2 κύκλοι
- Αριθμός ωρών που απαιτούνται για πλήρη εκφόρτιση:
  - 1 ώρα
  - 3 ώρες

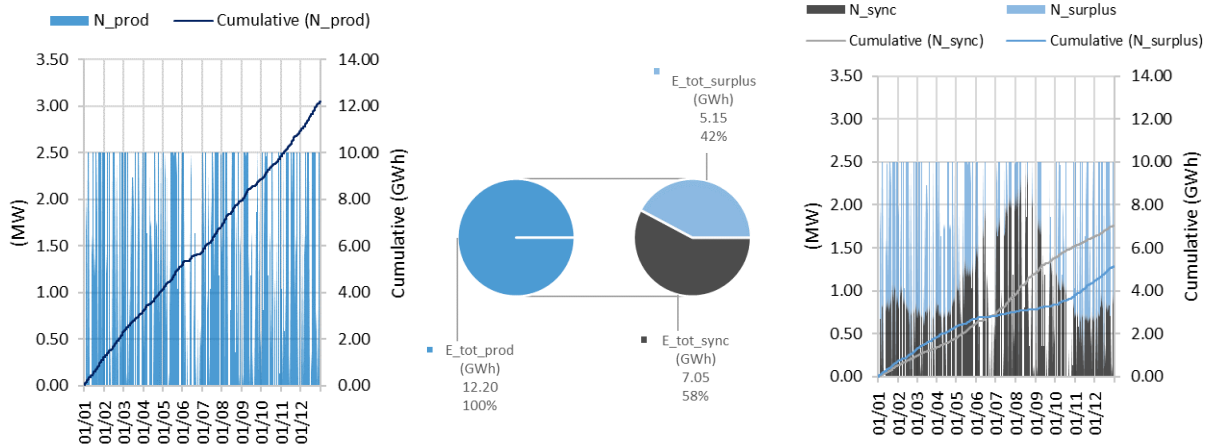
### 3. Αναμενόμενα Αποτελέσματα & Ανάλυση

#### 3.1. Ενεργειακό ισοζύγιο

Εφαρμόζοντας στη συνέχεια τα μεθοδολογικά βήματα της ενότητας 2.2.1 έχουμε την ετήσια ενεργειακή συμπεριφορά της εγκατάστασης σε ωριαία βάση. Ενδεικτικά παρατίθεται παρακάτω η ενεργειακή συμπεριφορά μιας υβριδικής εγκατάστασης η οποία αποτελείται από 2.5 MW Αιολικό Πάρκο, 1.2 MW Αντλία, 1.0 MW Υδροστρόβιλο και 500,000.0 m<sup>3</sup> όγκος Άνω Ταμιευτήρα.

### 3.1.1. Παραγωγή/Φόρτιση/Πλεόνασμα

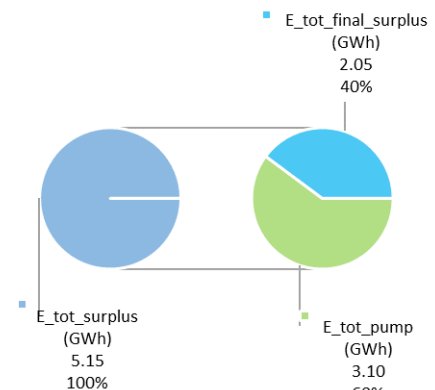
Η ετήσια παραγωγή ενέργειας του πάρκου ανέρχεται στις 12.20 GWh, από τις οποίες το 58% (7.05 GWh) ταυτοχρονίζεται με την ζήτηση ενώ το υπόλοιπο 42% (5.15 GWh) αποτελεί πλεόνασμα παραγωγής, το οποίο επιχειρεί να παραλάβει η αντλία.



Διάγραμμα 22. Ετήσια παραγωγή πάρκου, ταυτοχρονισμένη ζήτηση & πλεόνασμα παραγωγής.

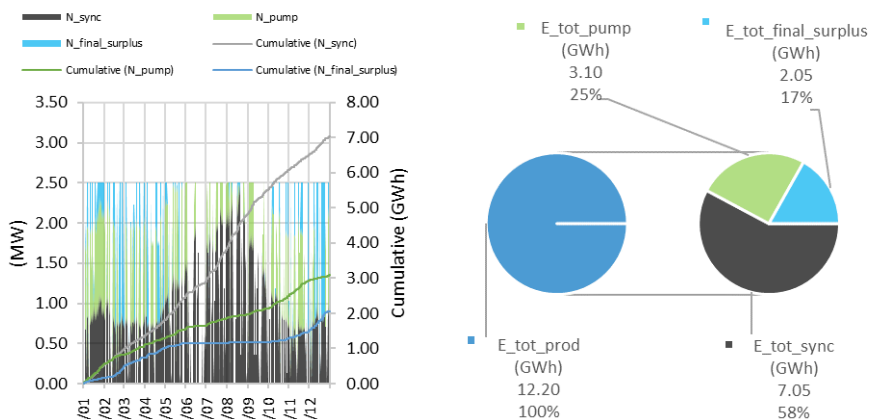
Η αντλία τελικά παραλαμβάνει το 60% (3.10 GWh) του πλεονάματος ενώ το υπολειπόμενο 40% (2.05 GWh) απορρίπτεται (ή οδηγείται σε καταναλώσεις δευτερεύουσας σημασίας). Οι απορρίψεις οφείλονται:

- στα τεχνικά χαρακτηριστικά της αντλίας (μέγιστο/ελάχιστο φορτίο που μπορεί να παραλάβει).
- στην στάθμη του ταμιευτήρα, η οποία δεν έχει τη δυνατότητα περαιτέρω μετατόπισης.



Διάγραμμα 23. Ετήσιο πλεόνασμα παραγωγής, λειτουργία αντλίας, απορριπτόμενο πλεόνασμα.

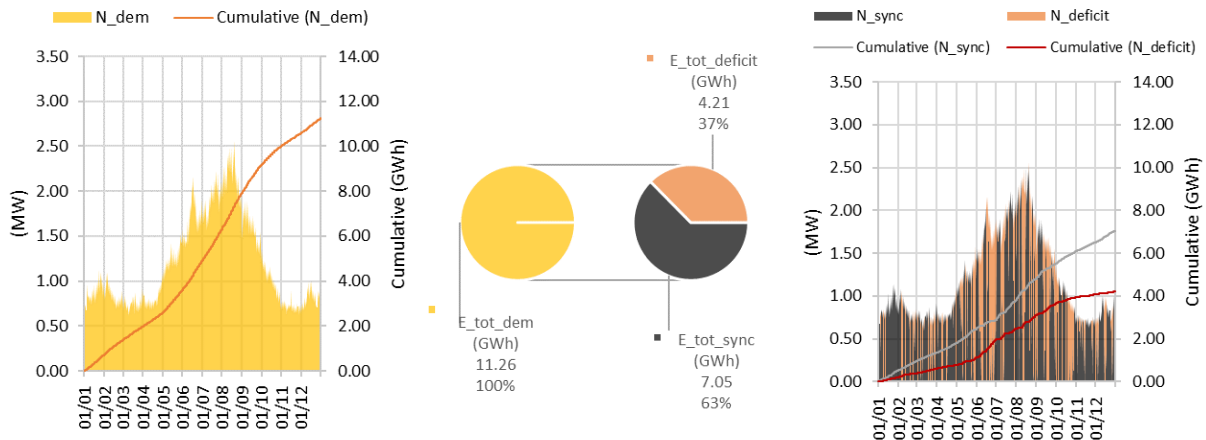
Από το σύνολο της παραγωγής (του πάρκου), το 58% (7.05 GWh) ταυτοχρονίζεται με την ζήτηση, το 25% (3.10 GWh) παραλαμβάνονται από την αντλία, ενώ το εναπομένον 17% (2.05 GWh) απορρίπτεται ή οδηγείται σε καταναλώσεις δευτερεύουσας σημασίας.



Διάγραμμα 24. Ετήσια ταυτοχρονισμένη παραγωγή, λειτουργία αντλίας & απορριπτόμενο πλεόνασμα.

### 3.1.2. Ζήτηση/Εκφόρτιση/Έλλειμα

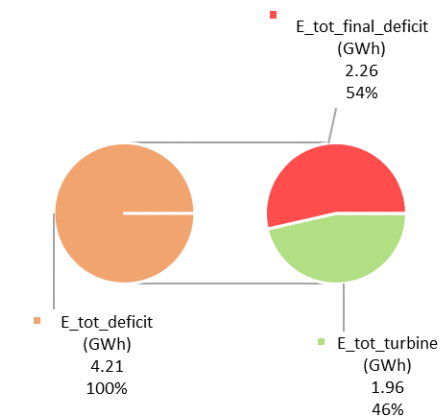
Η ετήσια ζήτηση ενέργειας ανέρχεται στις 11.26 GWh, από τις οποίες το 63% (7.05 GWh) ταυτοχρονίζεται με την παραγωγή (του πάρκου) ενώ υπόλοιπο 37% (4.21 GWh) αποτελεί έλλειμα ζήτησης, το οποίο επιχειρεί να καλύψει ο υδροστρόβιλος.



Διάγραμμα 25. Ετήσια ζήτηση φορτίου, ταυτοχρονισμένη ζήτηση & έλλειμα ζήτησης.

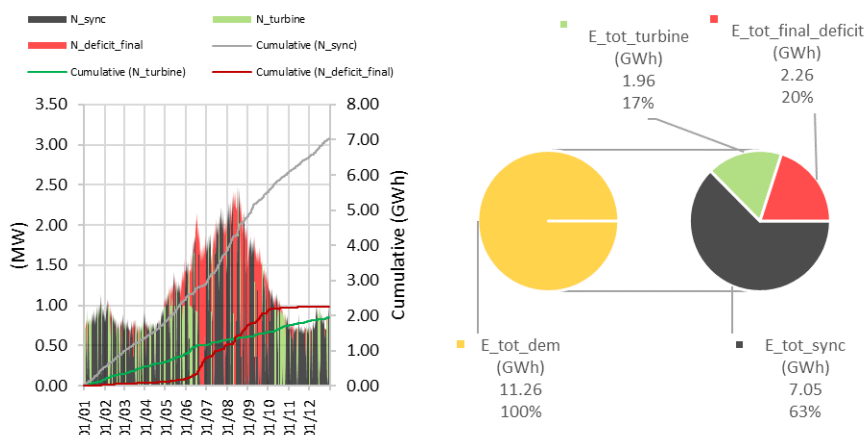
Ο στρόβιλος τελικά καλύπτει το 46% (1.96 GWh) του ελλείματος ενώ το υπολειπόμενο 54% (2.26 GWh) αποτελεί δευτερογενές έλλειμα. Το έλλειμα αυτό οφείλεται:

- στα τεχνικά χαρακτηριστικά της αντλίας (μέγιστο/ελάχιστο φορτίο που μπορεί να παραλάβει)
- στην στάθμη του ταμιευτήρα, η οποία δεν έχει τη δυνατότητα περεταίρω μετατόπισης



Διάγραμμα 26. Ετήσιο έλλειμα ζήτησης, λειτουργία υδροστρόβιλου & τελικό έλλειμα

Από το σύνολο της ζήτησης, το 63% (7.05 GWh) ταυτοχρονίζεται με την ζήτηση, το 17% (1.96 GWh) καλύπτεται από τον στρόβιλο, ενώ το εναπομείναν 20% (2.26 GWh) αποτελεί δευτερογενές έλλειμα.

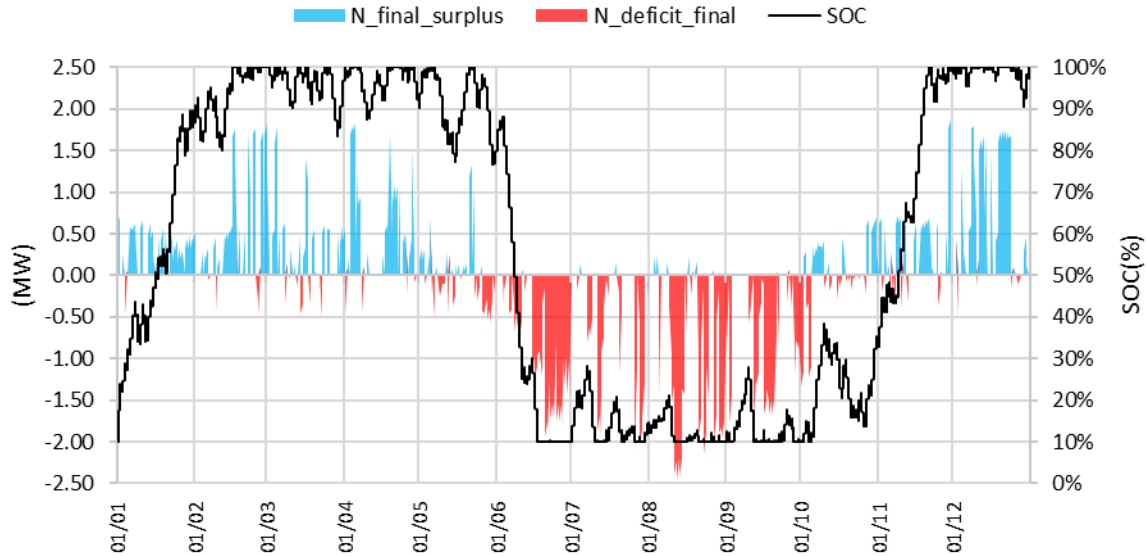


Διάγραμμα 27. Ετήσια ταυτοχρονισμένη ζήτηση φορτίου, λειτουργία υδροστρόβιλου & τελικό έλλειμα.

### 3.1.3. Ταμιευτήρας

Η στάθμη του ταμιευτήρα μεταβάλλεται μεταξύ ελάχιστης (10%) και μέγιστης (100%) στάθμης ενώ παρατηρούνται:

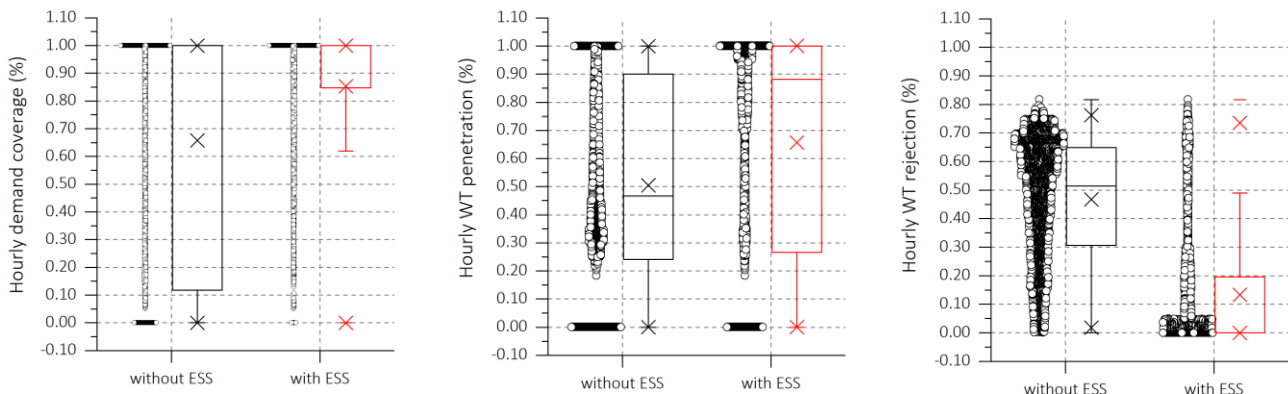
- περισσότερες απορρίψεις φορτίου κατά τις περιόδους όπου η στάθμη του ταμιευτήρα βρίσκεται στο μέγιστο.
- περισσότερα δευτερογενή πλεονάσματα κατά τις περιόδους όπου η στάθμη του ταμιευτήρα βρίσκεται στο ελάχιστο (10%).



**Διάγραμμα 28.** Στάθμη ταμιευτήρα, απορριπτόμενο πλεόνασμα & τελικό έλλειμμα

### 3.1.4. Ωριαία Κάλυψη ζήτησης/Διείσδυση ΑΠΕ/Απόρριψη ΑΠΕ

Η μέση ωριαία κάλυψη ζήτησης με την αποθήκευση αυξάνεται από 65% σε 85%. Η μέση ωριαία αιολική διείσδυση με την αποθήκευση αυξάνεται από 50% σε 65%. Η μέση ωριαία αιολική απόρριψη με την αποθήκευση μειώνεται από 45% σε 15%.



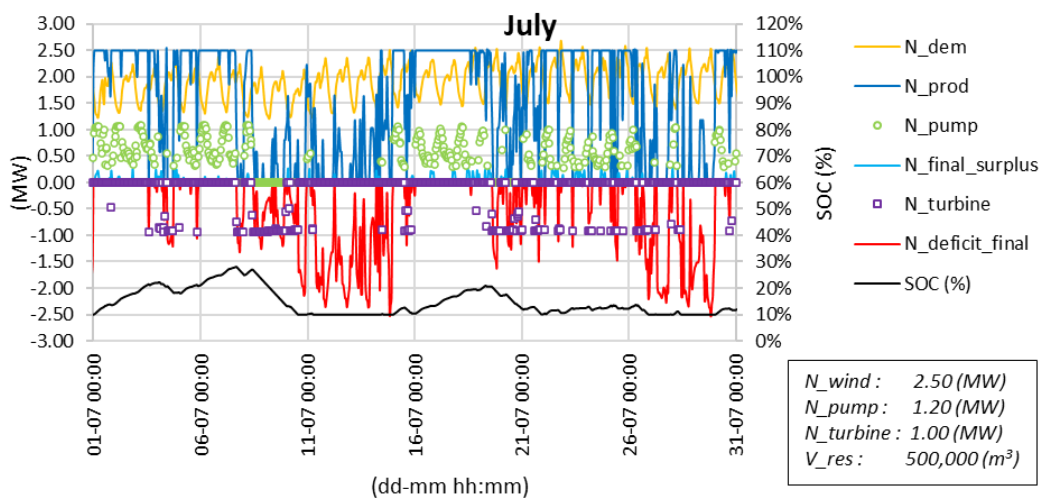
**Θηκόγραμμα 1.** Ωριαία κάλυψη ζήτησης, αιολική διείσδυση & αιολική απόρριψη χωρίς και με αποθήκευση.



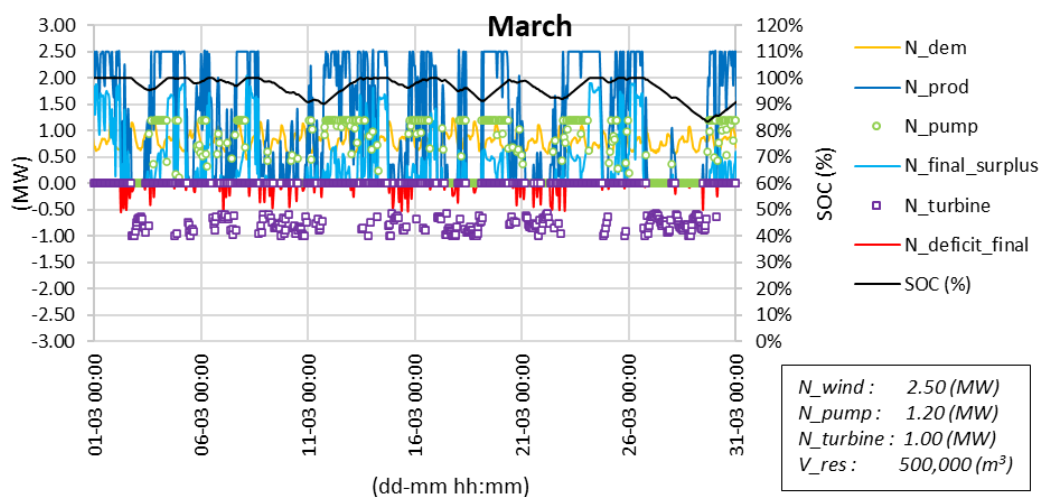
### 3.1.5. Ενδεικτικά

Στα παρακάτω Διαγράμματα παρουσιάζεται το ενεργειακό ισοζύγιο δεδομένης μονάδας αιολικού πάρκου-αντλησιοταμίευσης για την διάρκεια 24 ημερών σε περιόδους υψηλής (Ιούλιος) και χαμηλής ζήτησης (Μάρτιος) αντίστοιχα. Παρατηρούνται:

- Κατά τις περιόδους όπου η ζήτηση ενέργειας είναι αυξημένη (Ιούλιος), η αιολική παραγωγή είναι κατά κύριο λόγο μικρότερη της ζήτησης, με αποτέλεσμα συνεχείς εκφορτίσεις ώστε να καλυφθεί η ζήτηση. Οι συνεχείς εκφορτίσεις μετατοπίζουν τη στάθμη του ταμιευτήρα στο ελάχιστο επίπεδο (10%) με αποτέλεσμα τη δημιουργία δευτερογενών πλεονασμάτων.
- Κατά τις περιόδους όπου η ζήτηση ενέργειας είναι μειωμένη (Μάρτιος), η αιολική παραγωγή είναι κατά κύριο λόγο μεγαλύτερη της ζήτησης, με αποτέλεσμα συνεχείς φορτίσεις ώστε να μην απορριφθεί το πλεόνασμα. Οι συνεχείς φορτίσεις μετατοπίζουν τη στάθμη του ταμιευτήρα στο μέγιστο επίπεδο (100%) με αποτέλεσμα την δημιουργία τελικού πλεονάσματος (άρα και απόρριψης)



**Διάγραμμα 29.** Ενεργειακό ισοζύγιο δεδομένης μονάδας αντλησιοταμίευσης σε περίοδο υψηλής ζήτησης



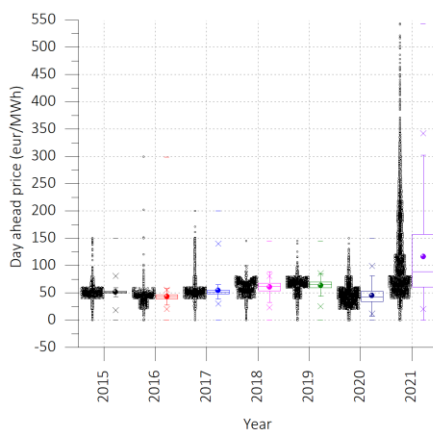
**Διάγραμμα 30.** Ενεργειακό ισοζύγιο δεδομένης εγκατάστασης σε περίοδο χαμηλής ζήτησης ενέργειας.

### 3.2. Συμμετοχή στην αγορά

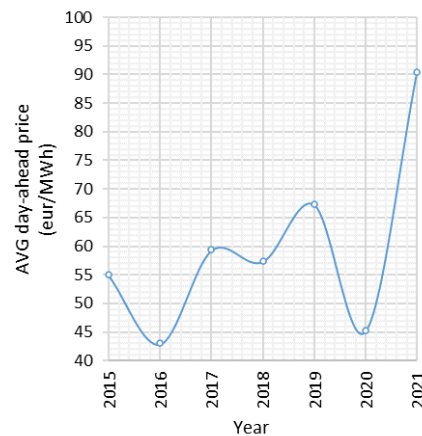
Εφαρμόζοντας στη συνέχεια τα μεθοδολογικά βήματα της ενότητας 2.2.2 έχουμε τα αποτελέσματα από την συμμετοχή στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας κατά τα έτη 2015 – 2021:

- **αιολικού πάρκου** (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες)
- **αντλιοσταμείωσης - arbitrage** (μεγέθους 5 έως 25 (Ταμιευτήρας (MWh) = Αντλία (MW) = Υδροστρόβιλος (MW))
- **αιολικό πάρκο** (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – **αντλιοσταμείωση** (μεγέθους 5 έως 25 (Ταμιευτήρας (MWh) = Αντλία (MW) = Υδροστρόβιλος (MW))

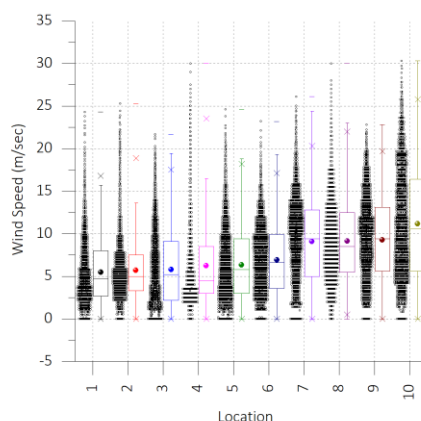
Στα παρακάτω Θηκογράμματα παρουσιάζεται η **προημερήσια τιμή** (eur/MWh) για τα 7 έτη και **ταχύτητα ανέμου** (m/sec) των 10 τοποθεσιών του Αιολικού πάρκου, ενώ στα Διαγράμματα παρουσιάζονται τα μέσα ετήσια αντίστοιχα μεγέθη.



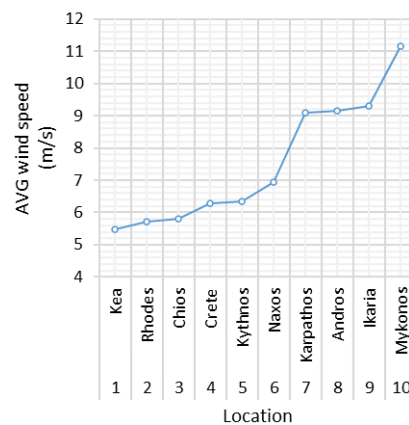
**Θηκόγραμμα 2.** Προημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, 2015 - 2021.



**Διάγραμμα 31.** Μέση προημερήσια τιμή, 2015 - 2021.



**Θηκόγραμμα 3.** Ταχύτητα ανέμου περιοχών αιολικού πάρκου.



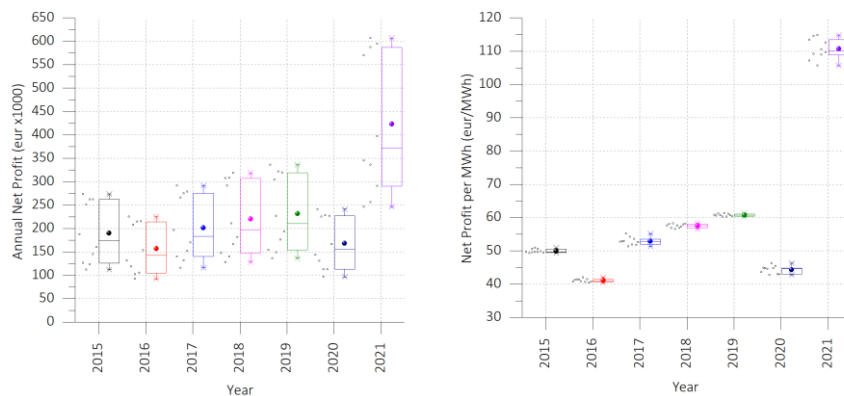
**Διάγραμμα 32.** Μέση ταχύτητα ανέμου περιοχών αιολικού πάρκου

### 3.2.1. Αιολικό πάρκο

**Αιολικό πάρκο**, μεγέθους 1 MW, σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες, πουλάει όλη την παραγόμενη ενέργεια στην προμηθεσία αγορά.

#### 3.2.1.1. Μεταβολή ετών

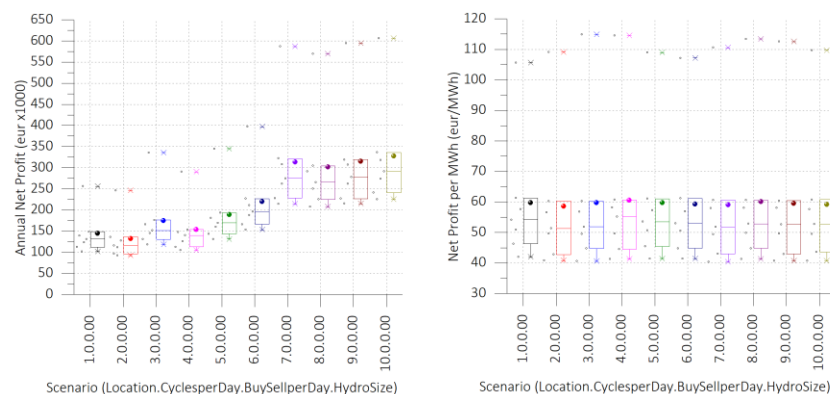
Στα παρακάτω θηκογράμματα παρουσιάζεται το καθαρό ετήσιο κέρδος (eur) & το καθαρό κέρδος ανά MWh (eur/MWh) από την συμμετοχή **Αιολικού πάρκου** (σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες) στην προμηθεσία αγορά, για το **διάστημα 7 ετών**.



**Θηκόγραμμα 4.** (αριστερά) καθαρό ετήσιο κέρδος / (δεξιά) καθαρό κέρδος ανά MWh από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες) στην προμηθεσία αγορά για το διάστημα 7 ετών.

#### 3.2.1.2. Μεταβολή τοποθεσίας

Στα παρακάτω θηκογράμματα παρουσιάζεται το καθαρό ετήσιο κέρδος (eur) & το καθαρό κέρδος ανά MWh (eur/MWh) από την συμμετοχή **Αιολικού πάρκου** (για το διάστημα 7 ετών) στην προμηθεσία αγορά, για τις **10 τοποθεσίες**.



**Θηκόγραμμα 5.** (αριστερά) καθαρό ετήσιο κέρδος / (δεξιά) Καθαρό κέρδος ανά MWh από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (για το διάστημα 7 ετών) στην προμηθεσία αγορά σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες.

Παρατηρήσεις:

- Κατά τα έτη **2015 έως και 2020**, το **μέσο καθαρό ετήσιο κέρδος** (eur) του πάρκου για τις 10 τοποθεσίες κυμαίνεται στις **200 χιλ. ευρώ**, ενώ κατά το έτος 2021 (όπου έχουμε τις υψηλότερες τιμές) το μέσο καθαρό ετήσιο κέρδος του πάρκου κυμαίνεται στις 425 χιλ. ευρώ. Αντίστοιχα, κατά τα έτη 2015 έως και 2020, το **μέσο καθαρό κέρδος ανά MWh** (eur/MWh) για τις 10 τοποθεσίες κυμαίνεται στα **50 eur/MWh**, ενώ κατά το έτος 2021 ανέρχεται στα 110 eur/MWh.
- Το **μέσο καθαρό ετήσιο κέρδος** (eur) του πάρκου για τις τοποθεσίες στις οποίες η ταχύτητα ανέμου κυμαίνεται από:
  - 5.5 έως 6.3 m/sec, είναι 150 χιλ. ευρώ
  - 6.3 έως 6.95 m/sec, είναι 200 χιλ. ευρώ
  - 9.0 έως 11.2 m/sec, είναι 325 χιλ. ευρώ
- Ενώ το **μέσο καθαρό κέρδος ανά MWh** (eur/MWh) κυμαίνεται στα **50 eur/MWh ανεξαρτήτου τοποθεσίας**. Οι ακραίες τιμές οφείλονται στις υψηλότερες τιμές του 2021.

### 3.2.2. Αντλησιοταμίευση (arbitrage)

**Μονάδα αντλησιοταμίευσης**, πραγματοποιεί arbitrage στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τα χαρακτηριστικά της μονάδας παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 13. Οι βαθμοί απόδοσης αντλίας/υδροστροβίλου θεωρούνται σταθεροί, ενώ ταμιευτήρας, αντλία και υδροστροβίλος μεταβάλλονται από 5 έως 25 με βήμα 5. Εξετάζονται οι περιπτώσεις φόρτισης/εκφόρτισης:

Όγκος ταμιευτήρα	5-25:5	(MWh)
Ελάχιστη στάθμη ταμιευτήρα	25	(%)
Ονομαστικής ισχύς αντλίας	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης αντλίας	85%	(%)
Ονομαστικής ισχύς υδροστροβίλου	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου	88%	(%)
Round trip efficiency	74.8%	(%)

*Πίνακας 13. Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης.*

Scenario 0.1.1.xx: 1 πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ώρα.

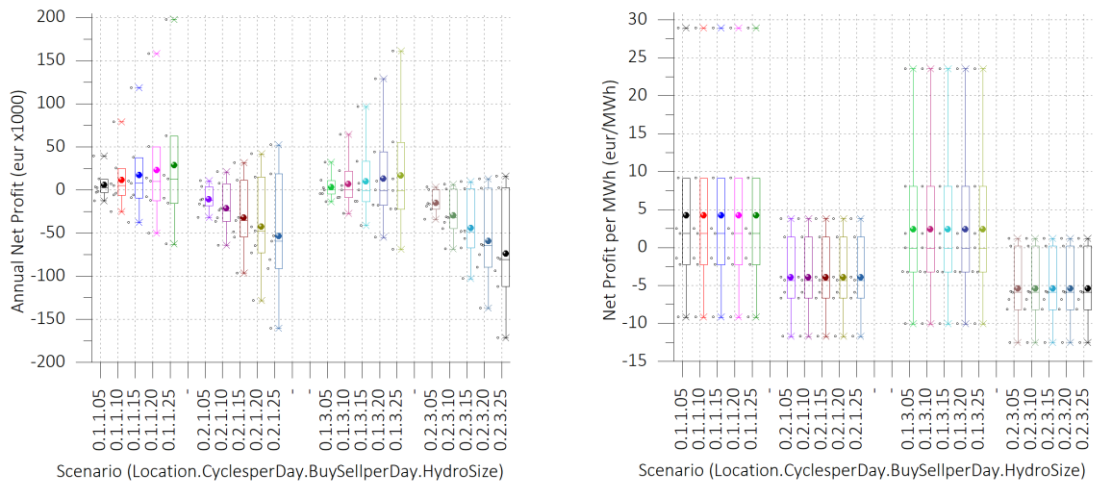
Scenario 0.2.1.xx: 2 πλήρεις κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ώρα.

Scenario 0.1.3.xx: 1 πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 3 ώρες.

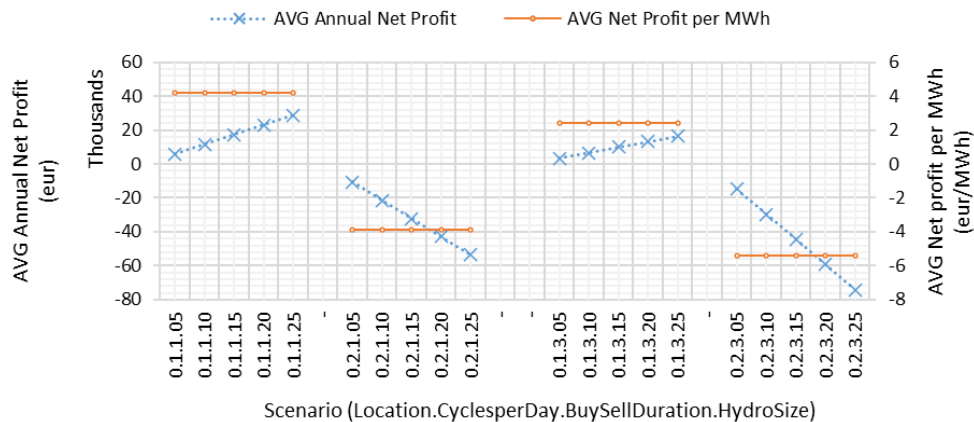
Scenario 0.2.3.xx: 2 πλήρεις κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 3 ώρες

### 3.2.2.1. Μεταβολή διαστάσεων εγκατάστασης

Στα παρακάτω Θηκογράμματα παρουσιάζεται το καθαρό ετήσιο κέρδος & το καθαρό κέρδος ανά MWh από το arbitrage **Αντλησιοταμίευσης**, στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας (για διάστημα 7 ετών), για **μέγεθος εγκατάστασης 5 έως 25** (Όγκος ταμιευτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)).



**Θηκόγραμμα 6.** (αριστερά) ετήσιο καθαρό κέρδος / (δεξιά) καθαρό κέρδος ανά MWh, από την συμμετοχή στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (από το 2015 έως το 2021) Αντλησιοταμίευσης, διαστάσεων 5 έως 25 (Ταμιευτήρας (MWh) = Αντλία (MW) = Υδροστρόβιλος (MW)), η οποία πραγματοποιεί arbitrage με: α) 1 & 2 πλήρεις κύκλους φόρτισης εκφόρτισης ανά ημέρα, β) 1 & 3 ώρες για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση ανά ημέρα



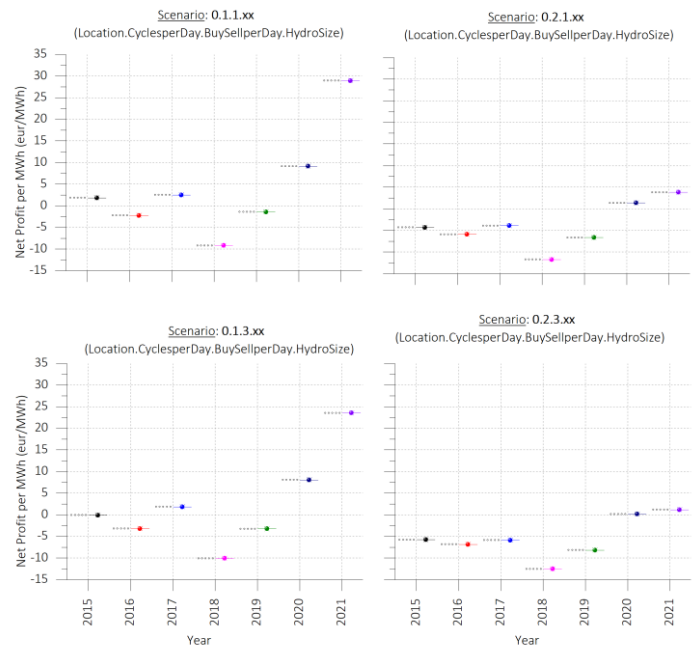
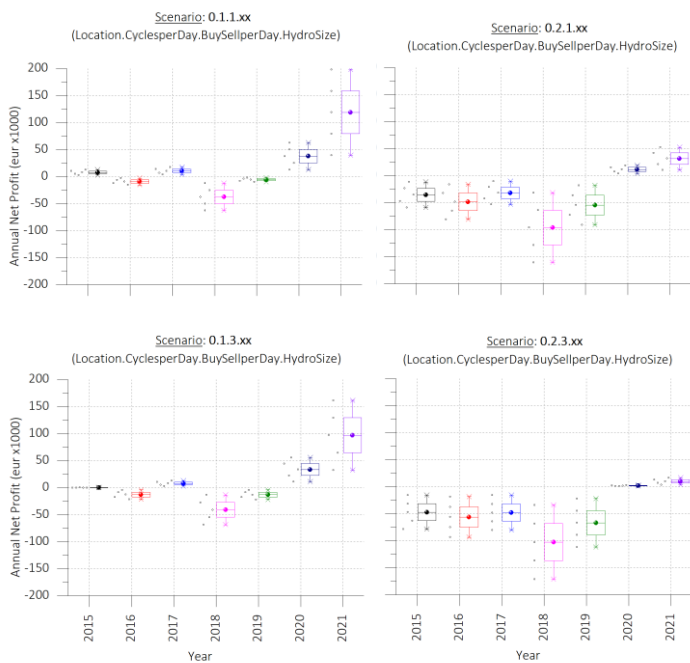
**Διάγραμμα 33.** Μέσοι όροι Θηκογράμματος 6.

Στο Διάγραμμα 35. συγκεντρώνονται και παρουσιάζονται οι μέσοι όροι του Θηκογράμματος 6. Παρατηρούνται:

- Σύγκριση μεταξύ 1 (Σενάρια 0.1.x.xx) και 2 (Σενάρια 0.2.x.xx) κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης: **πιο επικερδής ο 1 κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα.**
- Σύγκριση μεταξύ 1 (Σενάρια 0.x.1.xx) και 3 (Σενάρια 0.x.3.xx) ωρών για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση: **πιο επικερδής η 1 ώρα για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση.**
- **Πιο επικερδής στρατηγική :** 1 πλήρης κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ώρα.
- **Η αύξηση των μεγεθών (όγκος ταμιευτήρα, αντλία, υδροστρόβιλος) της μονάδας αντλησιοταμίευσης:**
  - Οδηγεί σε **αύξηση των μέσων ετήσιων καθαρών κερδών** για τα σενάρια **1 πλήρη κύκλου φόρτισης/εκφόρτιση** ανά ημέρα.
  - Οδηγεί σε **μείωση των μέσων ετήσιων καθαρών κερδών** για τα σενάρια με **2 πλήρεις κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης** ανά ημέρα.
  - Δεν επηρεάζει το καθαρό κέρδος ανά MWh.
- Το μέσο κέρδος ανά MWh κυμαίνεται στα:
  - ~4 eur/MWh, για 1 πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ώρα.
  - ~2.5 eur/MWh, για 1 πλήρη κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 3 ώρες.
  - ~-4 & ~-5 eur/MW, για 2 πλήρεις κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ή 3 ώρες.

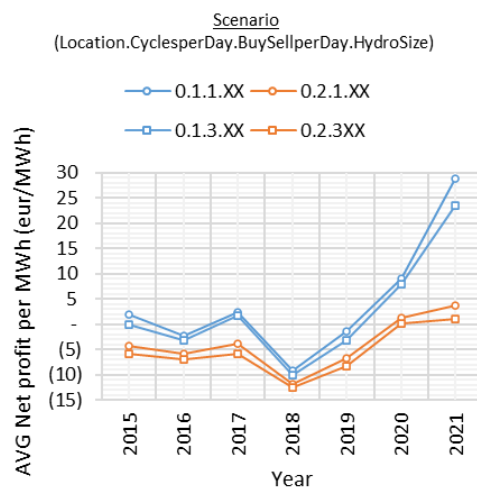
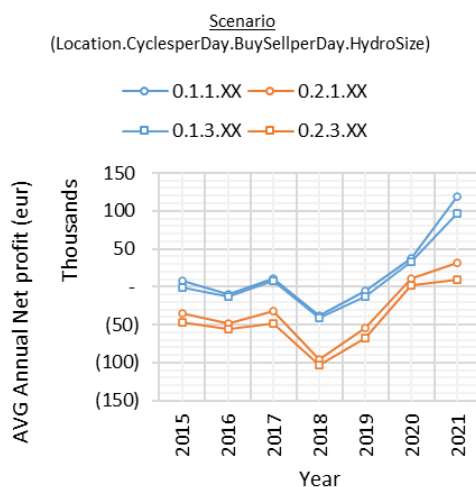
### 3.2.2.2. Μεταβολή ετών

Στα παρακάτω Θηκογράμματα παρουσιάζεται το καθαρό ετήσιο κέρδος & το καθαρό κέρδος ανά MWh από το arbitrage **Αντλησιοταμίευσης**, στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας **για διάστημα 7 ετών** (για μέγεθος εγκατάστασης 5 έως 25 (Όγκος ταμιευτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW))).



**Θηκόγραμμα 7.** Ετήσιο καθαρό κέρδος από το arbitrage Αντλησιοταμίευσης, στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας (για μέγεθος εγκατάστασης 5 έως 25), για διάστημα 7 ετών, για τέσσερα Σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.

**Θηκόγραμμα 8.** Καθαρό κέρδος ανά MWh από το arbitrage Αντλησιοταμίευσης, στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας (για μέγεθος εγκατάστασης 5 έως 25), για διάστημα 7 ετών, για τέσσερα Σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.



**Διάγραμμα 34.** Μέσοι όροι θηκογραμμάτων 7 & 8.

Στο Διάγραμμα 36. συγκεντρώνονται και παρουσιάζονται οι μέσοι όροι των Θηκογραμμάτων 7 & 8. Παρατηρούνται:

- Σύγκριση μεταξύ 1 (Σενάρια 0.1.x.xx) και 2 (Σενάρια 0.2.x.xx) κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης: **πιο επικερδής ο 1 κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα.**
- Σύγκριση μεταξύ 1 (Σενάρια 0.x.1.xx) και 3 (Σενάρια 0.x.3.xx) ωρών για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση: **πιο επικερδής η 1 ώρα για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση.**
- **Πιο επικερδής στρατηγική:** 1 πλήρης κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ώρα.
- 1 πλήρης κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα (μπλε γραμμή):
  - Κατά τα έτη 2015 και 2017 το μέσο ετήσιο καθαρό κέρδος κυμαίνεται στις 10 χιλ. ευρώ, ενώ κατά τα έτη 2016, 2018 και 2019, το μέσο ετήσιο καθαρό κέρδος είναι αρνητικό. Κατά τα έτη 2020 και 2021, το μέσο ετήσιο καθαρό κέρδος ανέρχεται στα 40 και 100 χιλ. ευρώ αντίστοιχα.
  - Όσον αφορά το μέσο καθαρό κέρδος ανά MWh, κατά τα έτη 2015 και 2017 κυμαίνεται στα 2.5 eur/MWh, κατά τα έτη 2016, 2018 και 2019 είναι αρνητικό και κατά τα έτη 2020 και 2021 κυμαίνεται στα 10 και 30 eur/MWh αντίστοιχα.
- 2 πλήρεις κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα (πορτοκαλί γραμμή):
  - Για την διάρκεια της επταετίας οι 2 κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης πετυχαίνουν ετήσια ~50 χιλ. ευρώ μικρότερο μέσο ετήσιο καθαρό κέρδος
  - Το μέσο καθαρό ετήσιο κέρδος είναι θετικό μόνο κατά τα έτη 2020 και 2021,
  - Αντίστοιχα και το μέσο κέρδος ανά MWh.



### 3.2.3. Αιολικό πάρκο – Αντλησιοταμίευση

**Αιολικό πάρκο – αντλησιοταμίευση**, πάρκο μεγέθους 1 MW, σε 10 διαφορετικές τοποθεσίες, συνεργάζεται (μέσω Εικονικού Σταθμού Παραγωγής) με μονάδα αντλησιοταμίευσης με χαρ/κά που παρουσιάζονται στον Πίνακα 14. Η παραγωγή ενέργειας του πάρκου δίνει προτεραιότητα στην φόρτιση της αποθήκης, εξετάζονται τα σενάρια φόρτισης:

Όγκος ταμειυτήρα	5-25:5	(MWh)
Ελάχιστη στάθμη ταμειυτήρα	25	(%)
Ονομαστικής ισχύς αντλίας	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης αντλίας	85%	(%)
Ονομαστικής ισχύς υδροστροβίλου	5-25:5	(MW)
Βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου	88%	(%)
Round trip efficiency	74.8%	(%)

*Πίνακας 14. Χαρακτηριστικά μονάδας αντλησιοταμίευσης.*

- Φόρτιση αποθήκης δωρεάν
- Φόρτιση αποθήκης με κόστος το 50% της προημερήσιας τιμής
- Φόρτιση αποθήκης με κόστος το 100% της προημερήσιας τιμής

στη συνέχεια το πάρκο πουλάει την περίσσεια (εάν υπάρχει). Η εκφόρτιση πραγματοποιείται:

Scenario xx.1.1.xx: 1 κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη εκφόρτιση σε 1 ώρα.

Scenario xx.2.1.xx: 2 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη εκφόρτιση σε 1 ώρα.

Scenario xx.1.3.xx: 1 κύκλο φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη εκφόρτιση σε 3 ώρες.

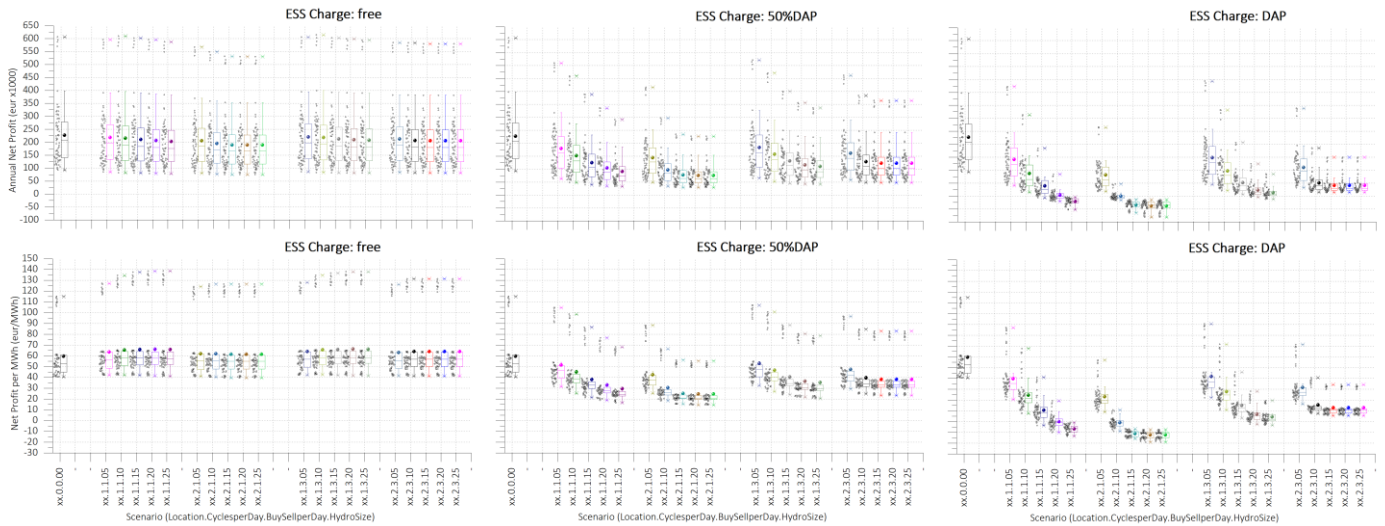
Scenario xx.2.3.xx: 2 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη εκφόρτιση σε 3 ώρες

Σενάριο λειτουργίας μόνο αιολικού πάρκου:

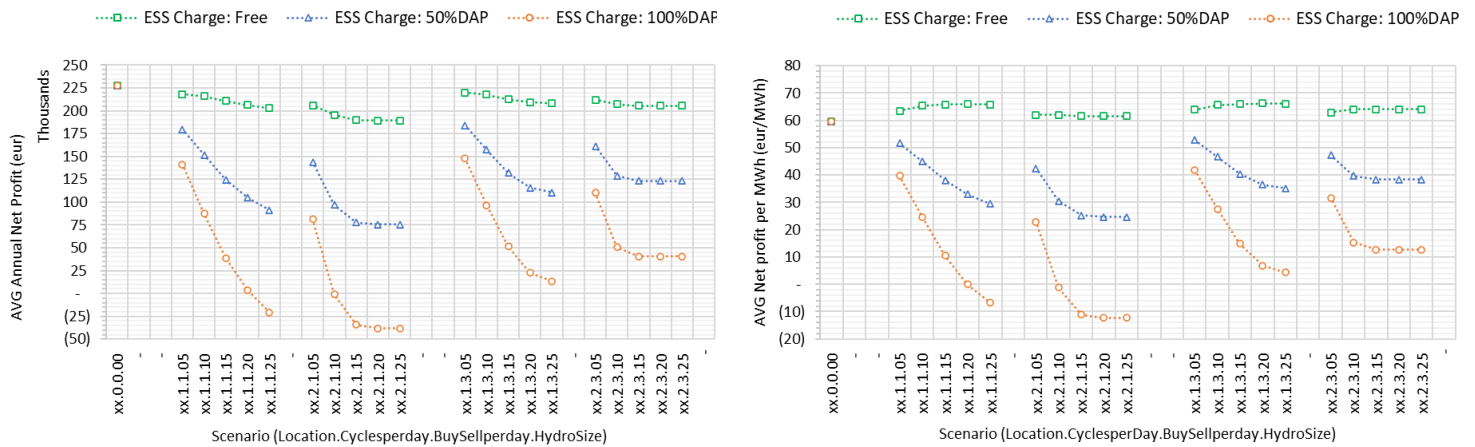
Scenario xx.0.0.00: λειτουργία μόνο αιολικού πάρκου

#### 3.2.3.1. Μεταβολή διαστάσεων εγκατάστασης

Στα παρακάτω Θηκογράμματα παρουσιάζονται το **καθαρό ετήσιο κέρδος** & το **καθαρό κέρδος ανά MWh** από την συμμετοχή **Αιολικού πάρκου** (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – **Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25** με βήμα 5 (Όγκος ταμειυτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όταν η μονάδα αποθήκευσης φορτίζει από το πάρκο δωρεάν και με κόστος το 50% και 100% της προημερήσιας τιμής.



**Θηκόγραμμα 9.** (πάνω) ετήσιο καθαρό κέρδος / (κάτω) καθαρό κέρδος ανά MWh από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμιευτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστρόβιλου (MW)), για τρεις περιπτώσεις κόστους φόρτισης και τέσσερα σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.



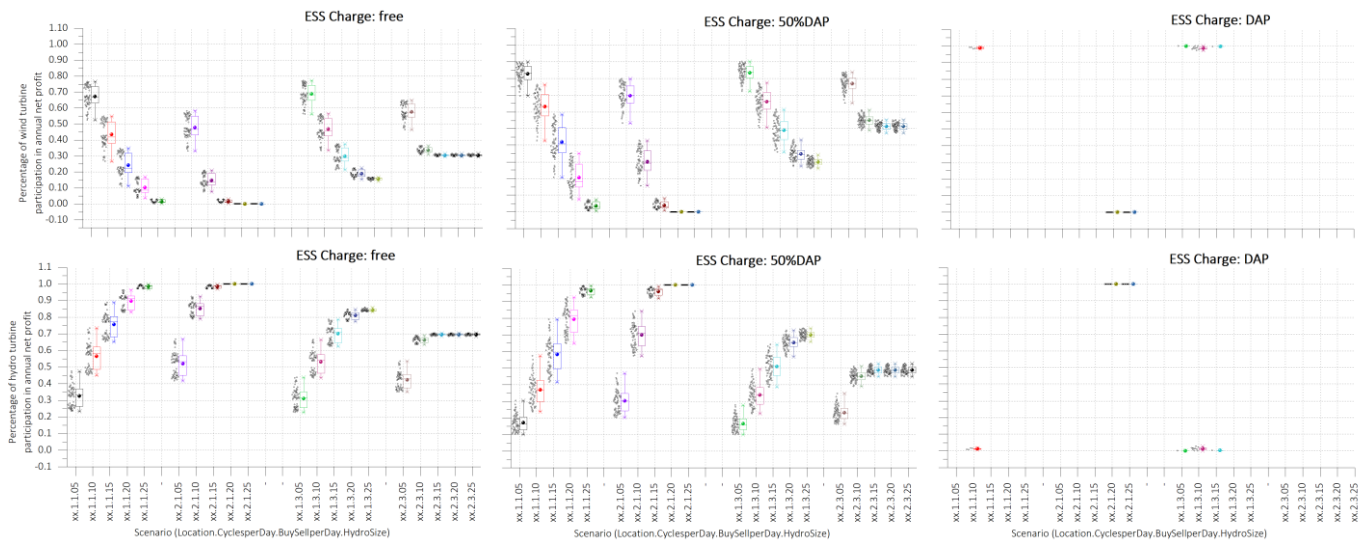
**Διάγραμμα 35.** Μέσοι όροι Θηκογράμματος 9.

Στο Διάγραμμα 37. συγκεντρώνονται και παρουσιάζονται οι μέσοι όροι του Θηκογράμματος 9. Παρατηρούνται:

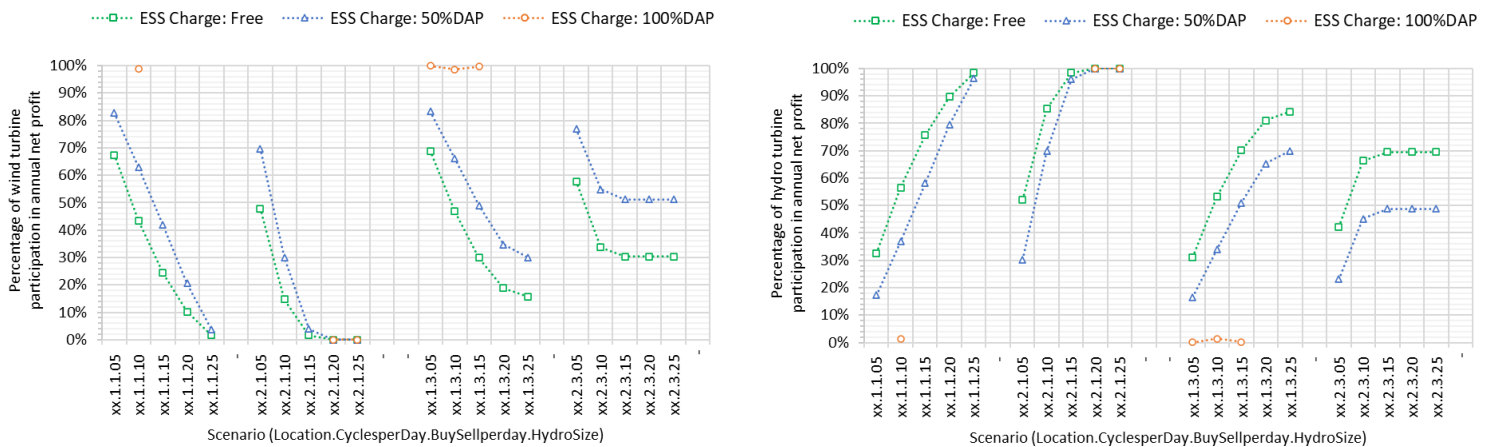
- Λειτουργία μόνο αιολικού πάρκου (Σενάριο xx.0.0.00):
  - Το μέσο ετήσιο καθαρό κέρδος είναι 225 χιλ. ευρώ και είναι **μεγαλύτερο από όλα τα σενάρια συνεργασίας αιολικού-αντλησιοταμίευσης.**

- Το μέσο καθαρό κέρδος ανά MWh 60 ευρώ/MWh και είναι μεγαλύτερο από τα σενάρια όπου η αποθήκη φορτίζει με κόστος.
- Σύγκριση μεταξύ 1 (Σενάρια xx.1.x.xx) και 2 (Σενάρια xx.2.x.xx) κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης: **πιο επικερδής ο 1 κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα.**
- Σύγκριση μεταξύ 1 (Σενάρια 0.x.1.xx) και 3 (Σενάρια 0.x.3.xx) ωρών για πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση: **πιο επικερδής οι 3 ώρες για πλήρη εκφόρτιση.**
- **Πιο επικερδής στρατηγική:** 1 πλήρης κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη εκφόρτιση σε 3 ώρες.
- **Η αύξηση των μεγεθών** (όγκος ταμιευτήρα, αντλία, υδροστρόβιλος) της μονάδας **αντλησιοταμίευσης:**
  - Οδηγεί σε **μείωση των μέσων ετήσιων καθαρών κερδών** για τα όλα τα σενάρια και για τις 3 περιπτώσεις φόρτισης. Μεγαλύτερη μείωση στα σενάρια φόρτισης με κόστος.
  - Οδηγεί σε **μείωση του μέσου καθαρού κόστους ανά MWh** για τα όλα τα σενάρια με των περιπτώσεων φόρτισης με κόστος. Στην περίπτωση δωρεάν φόρτισης, το κόστος ανά MWh αρχικά αυξάνεται και στη συνέχεια παραμένει σταθερό.
- **Η αύξηση του κόστους αποθήκευσης** οδηγεί σε μείωση του το καθαρό ετήσιο κέρδος & το καθαρό κέρδος ανά MWh

Στα παρακάτω Θηκογράμματα παρουσιάζονται το ποσοστό συμμετοχή πάρκου & αποθήκης στο ετήσιο καθαρό κέρδος από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμειυτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όταν η μονάδα αποθήκευσης φορτίζει από το πάρκο δωρεάν και με κόστος το 50% και 100% της προημερήσιας τιμής.



**Θηκόγραμμα 10.** Ποσοστό συμμετοχή πάρκου (πάνω) / αποθήκης (κάτω) από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμειυτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), για τρεις περιπτώσεις κόστους φόρτισης και τέσσερα σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.



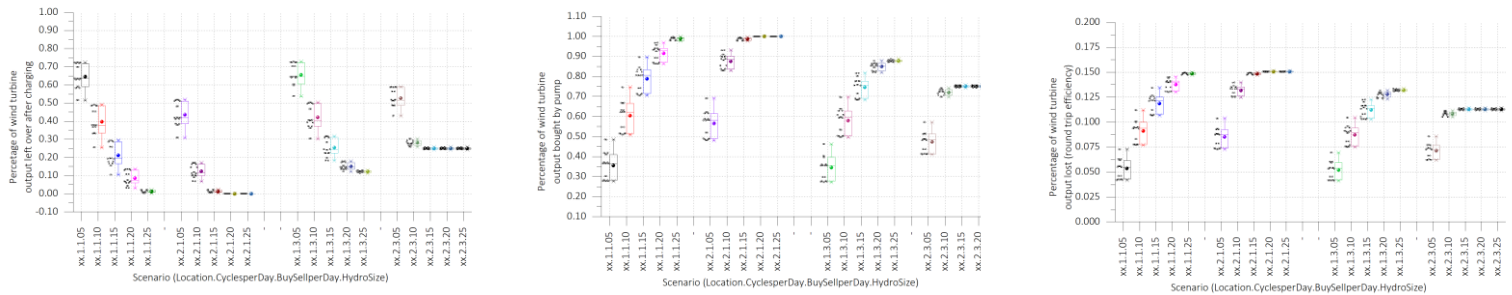
**Διάγραμμα 36.** Μέσοι όροι Θηκογράμματος 10.

Σημείωση: Percentage of wind turbine...net profit + Percentage of hydro turbine...net profit = 1

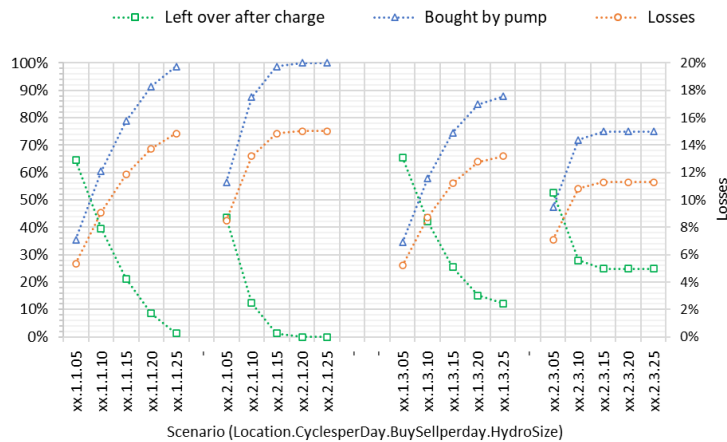
Στο Διάγραμμα 38. συγκεντρώνονται και παρουσιάζονται οι μέσοι όροι του Θηκογράμματος 10. Παρατηρούνται:

- Η **αύξηση των μεγεθών** (όγκος ταμιευτήρα, αντλία, υδροστρόβιλος) της μονάδας **αντλησιοταμίευσης**, οδηγεί σε:
  - μείωση του ποσοστού συμμετοχής του πάρκου στο ετήσιο καθαρό κέρδος
  - αύξηση του ποσοστού συμμετοχής της αποθήκευσης στο ετήσιο καθαρό κέρδος.
  
- Στην περίπτωση όπου η φόρτιση κοστίζει το 100% της προημερήσιας τιμής, η αποθήκη καταγράφει ζημίες σε όλα τα σενάρια πλην ελάχιστων περιπτώσεων. Στις ελάχιστες αυτές περιπτώσεις, το καθαρό ετήσιο κέρδος εξαρτάται εξολοκλήρου είτε από το πάρκο είτε από την αποθήκη.
  
- Η **αύξηση του κόστους αποθήκευσης** οδηγεί σε:
  - μείωση του ποσοστού συμμετοχής του πάρκου στο ετήσιο καθαρό κέρδος
  - αύξηση του ποσοστού συμμετοχής της αποθήκευσης στο ετήσιο καθαρό κέρδος.

Στα παρακάτω Θηκογράμματα παρουσιάζονται το ποσοστό παραγωγής του πάρκου που περισσεύει μετά τη φόρτιση, το ποσοστό παραγωγής του πάρκου που καταλήγει στην αντλία & οι απώλειες από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμειυτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, , όταν η μονάδα αποθήκευσης φορτίζει από το πάρκο:



**Θηκόγραμμα 11.** Ποσοστό παραγωγής πάρκου που περισσεύει μετά τη φόρτιση, ποσοστό παραγωγή πάρκου που καταλήγει στην αντλία και απώλειες από την συμμετοχή Αιολικού πάρκου (μεγέθους 1 MW, σε 10 τοποθεσίες) – Αντλησιοταμίευσης διαστάσεων 5 έως 25 με βήμα 5 (Όγκος ταμειυτήρας (MWh) = Ονομαστική ισχύ αντλίας (MW) = Ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου (MW)), για τρεις περιπτώσεις κόστους φόρτισης και τέσσερα σενάρια φόρτισης/εκφόρτισης.



**Διάγραμμα 37.** Μέσοι όροι Θηκογράμματος 11.

Σημείωση:  $Left\ over\ after\ charge + Bought\ by\ pump = 1$

Στο Διάγραμμα 39. συγκεντρώνονται και παρουσιάζονται οι μέσοι όροι του Θηκογράμματος 11. Παρατηρήσεις:

- **Ποσοστό παραγωγής του πάρκου που περισσεύει μετά τη φόρτιση**
  - μειώνεται με την αύξηση των μεγεθών της μονάδας αντλησιοταμίευσης.
  - μειώνεται με την αύξηση των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα.
  - Αυξάνεται με την αύξηση των ωρών που απαιτούνται για εκφόρτιση της μονάδας.
  
- **Απώλειες**
  - αυξάνεται με την αύξηση των μεγεθών της μονάδας αντλησιοταμίευσης.
  - αυξάνεται με την αύξηση των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα.
  - μειώνεται με την αύξηση των ωρών που απαιτούνται για εκφόρτιση της μονάδας.

## 4. Συμπεράσματα

Η ιδιωτικοποίηση του τομέα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως τις τελευταίες δεκαετίες, έχει προσελκύσει νέους επενδυτές αυξάνοντας τον ανταγωνισμό κυρίως στην παραγωγή και στο λιανικό εμπόριο, ενώ ο τομέας της μεταφοράς εξακολουθεί να αποτελεί φυσικό μονοπώλιο. Η **ηλεκτρική ενέργεια** διαπραγματεύεται στις **αγορές** συνήθως σε δύο διαφορετικά χρονικά πλαίσια, ανάλογα με την εγγύτητα της διαπραγμάτευσης. Οι **μακροπρόθεσμες αγορές** επιτρέπουν συναλλαγές σε μακροπρόθεσμους ορίζοντες, μεταξύ ενός πωλητή που αναλαμβάνει να παράγει μια συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας και ενός αγοραστή που καταναλώνει αυτήν την ενέργεια. Οι **βραχυπρόθεσμες αγορές** επιτρέπουν την εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας σε ημερήσιο και ωριαίο ορίζοντα και περιλαμβάνουν συνήθως πολλά επίπεδα διαπραγμάτευσης (επόμενη μέρα, ενδοημερήσια, εξισορρόπηση). Οι θερμικές μονάδες συνήθως δεσμεύουν ένα μέρος της δυναμικότητάς τους με συμβάσεις μακράς διάρκειας (σταθερά έσοδα) και το υπόλοιπο ανατίθεται σε βραχυπρόθεσμες αγορές. Οι ΑΠΕ δεν είναι κατάλληλες για μακροπρόθεσμες συμβάσεις καθώς είναι **δύσκολο να εγγυηθεί** ένα ορισμένο επίπεδο παραγωγής, πολύ καιρό πριν από τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο.

Για την ενοποίηση των Ευρωπαϊκών Αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, ο Οργανισμός για την Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ) έχει ορίσει το ενιαίο Ευρωπαϊκό μοντέλο αγοράς, γνωστό και ως **Μοντέλο Στόχο**. Η εφαρμογή του οποίου στην Ελλάδα οδήγησε σε υπερδιπλασιασμό των τιμών χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας. Η χαμηλή δυναμικότητα συνδεσιμότητας με άλλες γειτονικές χώρες σε συνδυασμό με το μονοπώλιο ή ολιγοπώλιο που επικρατεί στην χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οδήγησε σε αύξηση των τιμών. Από την αύξηση των τιμών και τη συνολική αναταραχή της αγοράς, οι μόνοι που επωφελούνται είναι οι παραγωγοί ενέργειας καθώς είναι σε θέση να εκμεταλλευτούν νομοθετικά και τεχνικά κενά και να εφαρμόσουν ανήθικες στρατηγικές για να επιτύχουν εξαιρετικά υψηλή κερδοφορία. Η διαταραχές των τιμών συναντώνται κυρίως στην αγορά εξισορρόπησης με την ιδιαιτερότητα ότι η ίδια η αγορά παρέχει τα περιθώρια για την παραπάνω εκμετάλλευση.

Η **Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία** αφορά το χάσμα των εκπομπών ΑτΘ μεταξύ του που αναμένει και του που θέλει να βρίσκεται η ΕΕ ως το 2050 και είναι η κύρια αναπτυξιακή στρατηγική της ΕΕ ώστε να γίνει κλιματικά ουδέτερη ήπειρος έως το 2050. Το **Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα** αποτελεί το πλάνο των κρατών μελών της ΕΕ προκειμένου να εκπληρωθούν οι κλιματικοί της στόχοι. Στο ελληνικό ΕΣΕΚ, οι στόχοι για διείσδυση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής ανέρχονται στα επίπεδά του 60% έως το 2030. Προκειμένου όμως να επιτευχθούν υψηλά επίπεδα διείσδυσης μη ελεγχόμενων ΑΠΕ, με οικονομικά ορθολογικό τρόπο, προκύπτουν εν γένει **ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας**. Η αναγκαιότητα της αποθήκευσης ενέργειας για την επίτευξη των στόχων απανθρακοποίησης των ενεργειακών συστημάτων αποτελεί κοινό τόπο καθώς αποτελεί τον μοναδικό εγχώριο πόρο ο οποίος μπορεί να διαχειριστεί αποτελεσματικά καταστάσεις συστηματικής υπερπαραγωγής από ΑΠΕ και ετεροχρονισμού της ως προς τη ζήτηση, οι οποίες χαρακτηρίζουν τα συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.



Επιπλέον της δραστηριοποίησης στο πλαίσιο των αγορών του Target Model, οι αποθηκευτικοί σταθμοί έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν και άλλες υπηρεσίες στα ηλεκτρικά συστήματα. Οι **υπηρεσίες** δύναται να προσφέρονται στο Δίκτυο Μεταφοράς, στον Διαχειριστή του Δικτύου Μεταφοράς, στους Παραγωγούς ενέργειας, στους Καταναλωτές αλλά και στο σύνολο της αγοράς γενικότερα.

Ο θεωρητικός **Εικονικός Σταθμός Παραγωγής (VPP)** αποτελείται από τρία κύρια μέρη: κατανεμόμενη παραγωγή ενέργειας, αποθήκευση ενέργειας και τεχνολογίες πληροφοριακών επικοινωνιών και βασίζεται στον συντονισμένο έλεγχο και διαχείριση ενέργειας. Αποτελεί φορέας συγκέντρωσης (aggregator) ενέργειας, αποθήκευσης ενέργειας καθώς και ελεγχόμενων φορτίων, με σκοπό τη συμμετοχή στις αγορές ενέργειας. Επίσης, ο VPP δύναται να συμμετάσχει στην αγορά βοηθητικών υπηρεσιών.

Οι **Φο.Σ.Ε.** αποτελούν εταιρείες που παρέχουν κατανεμημένους ενεργειακούς πόρους και λειτουργούν ως διαμεσολαβητές μεταξύ τελικών καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας και των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Διαχειρίζονται μεγάλο αριθμό μονάδων ΑΠΕ, με γεωγραφική διασπορά, με σκοπό να περιορίσουν την αβεβαιότητα και τη μεταβλητότητα της παραγωγής και κατά συνέπεια το κόστος εξισορρόπησης. Με τον τρόπο αυτό, καταφέρνουν να είναι ανταγωνιστικές στην χονδρεμπορική αγορά του ενεργειακού χρηματιστηρίου και να βελτιώνουν την εμπορική εκμετάλλευση των ΑΠΕ, αυξάνοντας το όφελος για τους παραγωγούς.

**Αντλησιοταμίευση** είναι η αποθήκευση ενέργειας με τη μορφή δυναμικής ενέργειας, αντλώντας νερό μεταξύ δυο δεξαμενών που βρίσκονται σε διαφορετικά ύψη. Θεωρείται η πιο ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας αφού κυριαρχεί με 96%, επί του παρόντος στη παγκόσμια συνολική εγκατεστημένη ισχύ αποθήκευσης. Ακόμα, έρευνες έχουν δείξει ότι αντλησιοταμίευση σε συνδυασμό με αιολικό σταθμό παρουσιάζει μεγαλύτερα κέρδη από την λειτουργία της αντλησιοταμίευσης και του αιολικού πάρκου ξεχωριστά.

Με βάση τα παραπάνω, η συγκεκριμένη εργασία μελέτησε το **ενεργειακό ισοζύγιο** και την **συμμετοχή** ολοκληρωμένων συστημάτων **Αιολικών Σταθμών - Αντλησιοταμίευσης** στην **προημερήσια αγορά** ηλεκτρικής ενέργειας. Εξετάστηκαν οι περιπτώσεις συμμετοχής στην αγορά, των μονάδων μεμονωμένα αλλά και σε σύζευξη.

Η προσομοίωση του ενεργειακού ισοζυγίου Αιολικού Σταθμού - Αντλησιοταμίευσης έδειξε ότι με την χρήση αποθήκευσης η μέση ωριαία διείσδυση ΑΠΕ αυξάνεται ενώ η μέση ωριαία απόρριψη ΑΠΕ μειώνεται.

Για την προσομοίωση στην προημερήσια αγορά απαιτήθηκε ανάλυση της προημερήσιας τιμής ώστε να επιλεγθεί στρατηγική arbitrage. Από την ανάλυση παρατηρήθηκε 24ωρη περιοδικότητα την οποία και προσπαθεί να εκμεταλλευτεί η μονάδα αντλησιοταμίευσης με 4 στρατηγικές arbitrage.

Η προσομοίωσή στην προημερήσια αγορά έδειξε ότι, κατά τη λειτουργία Αιολικού πάρκου και Αντλησιοταμίευσης μεμονωμένα, το μέσο καθαρό κέρδος ανά MWh δεν εξαρτάται από την τοποθεσία του πάρκου και τις διαστάσεις της μονάδας αντλησιοταμίευσης αντίστοιχα.

Από τις 4 στρατηγικές arbitrage αντλησιοταμίευσης που εξετάστηκαν, καλύτερη κρίθηκε η «1 πλήρης κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη φόρτιση/εκφόρτιση σε 1 ώρα», τα ετήσια καθαρά κέρδη της οποίας είναι αρνητικά σε 3 από τα 7 έτη που εξετάστηκαν. Το **arbitrage της Αντλησιοταμίευσης δείχνει να είναι οικονομικά βιώσιμο**, καθώς επιτυγχάνονται κέρδη με στρατηγικές οι οποίες είναι αρκετά απλές και με ελάχιστους περιορισμούς.

Από τις 4 στρατηγικές arbitrage αντλησιοταμίευσης - αιολικό πάρκο που εξετάστηκαν, καλύτερη κρίθηκε η «1 πλήρης κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης ανά ημέρα & πλήρη εκφόρτιση σε 3 ώρες».

Το καθαρό ετήσιο κέρδος & το καθαρό κέρδος ανά MWh του πάρκου είναι μεγαλύτερο από το κέρδος πάρκου - αντλησιοταμίευσης για όλες τις περιπτώσεις όπου η αποθήκη φορτίζει με κόστος. Στην περίπτωση όμως η αποθήκη φορτίζει δωρεάν από το πάρκο, και σε ορισμένες τοποθεσίες (όχι απαραίτητα υψηλού αιολικού δυναμικού), το καθαρό ετήσιο κέρδος πάρκου – αντλησιοταμίευσης είναι μεγαλύτερο από το κέρδος του πάρκου. Επομένως **δύναται να υπάρξει άμεσο οικονομικό όφελος από την σύζευξη πάρκου αντλησιοταμίευσης**.

Η σύζευξη αιολικού πάρκου – αντλησιοταμίευσης έχει νόημα ακόμα και στην περίπτωση όπου η αποθήκη φορτίζει με κόστος το 100% της προημερήσιας τιμής, καθώς ναι μεν μειώνεται το ετήσιο καθαρό κέρδος, αλλά αυξάνει η εγγυημένη ενέργεια που διαθέτει η μονάδα.

## 5. Βιβλιογραφία

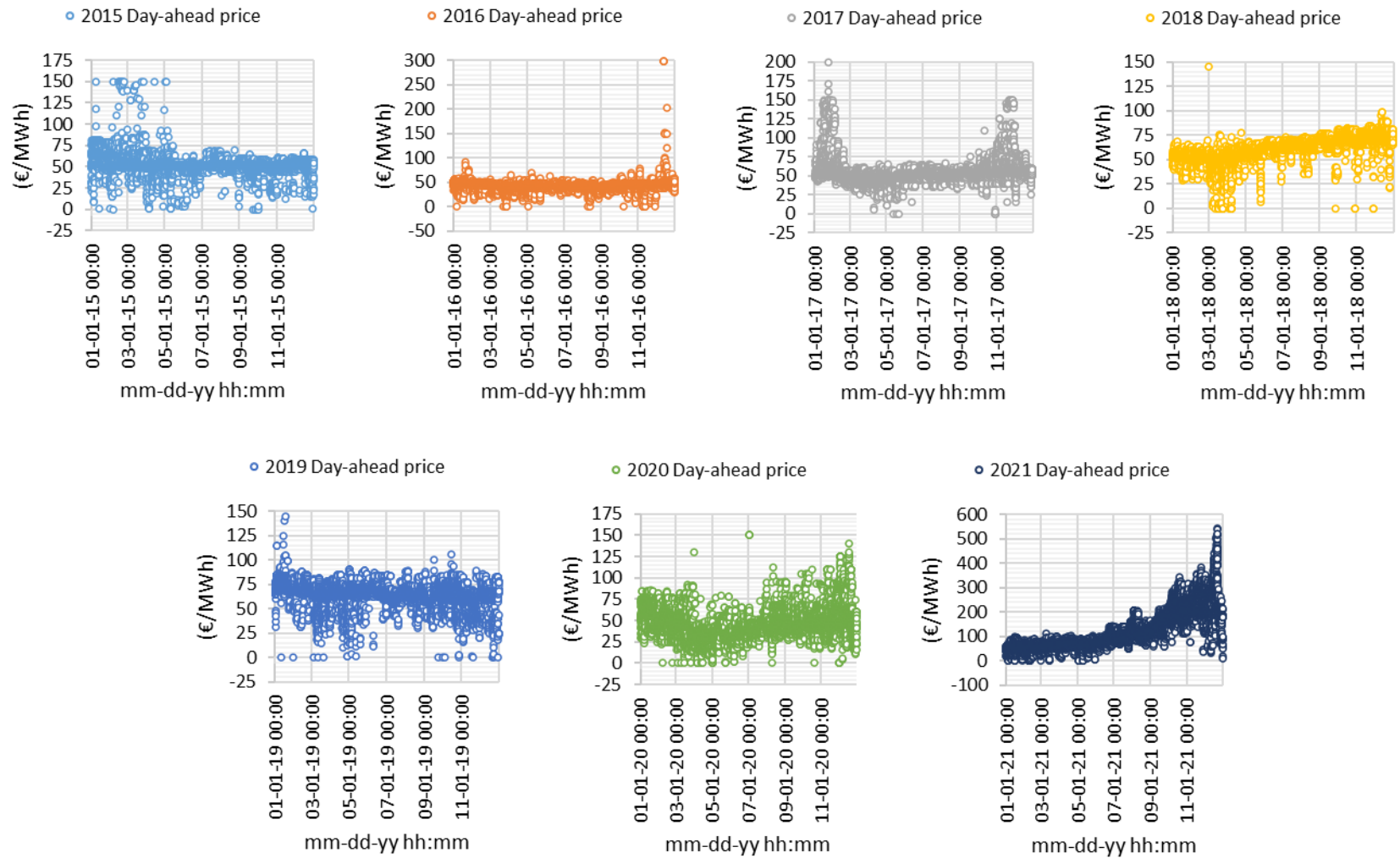
1. Arnold Mulder. (2021, September). *EU Green Deal Masterclass: Overview & Analysis*. Ανάκτηση από Circl: <https://circl.nl/>
2. Benoît Robyns, B. F. (2015). *Energy storage in electric power grids*. Wiley.
3. Caixia Tan, Z. T. (2022). Business model of virtual power plant considering uncertainty and different levels of market maturity. *Journal of Cleaner Production*, 131433.
4. Cavazzini, G. (2021). Techno-economic benefits deriving from optimal scheduling of a Virtual Power Plant: Pumped hydro combined with wind farms. *Journal of Energy Storage*, 102461.
5. Climate laws. (2019). *Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030*. Ανάκτηση από Climate-laws: <https://climate-laws.org/>
6. Cruz, P. (2014). Optimal Coordination on Wind-Pumped-Hydro Operation. *Procedia Technology*, 445-451.
7. Duque, Á. J. (2011). Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer. *Electric Power Systems Research*, 1767-1777.
8. EESI. (2019, February 22). *Fact Sheet | Energy Storage*. Ανάκτηση από Enviromental and Energy Study Institute: <https://www.eesi.org>
9. Enterprise Greece. (2020, 12 10). *Διαβούλευση Επενδυτικού Σχεδίου υπαγωγής στον Ν.4608/2019 (ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΕΡΓΟ ΦΡΑΓΜΑΤΟΣ ΠΟΤΑΜΩΝ ΑΜΑΡΙΟΥ)*. Ανάκτηση από Enterprise Greece: <https://www.enterprisegreece.gov.gr>
10. ENTSO-E. (2021). *Day-ahead Prices*. Ανάκτηση από ENTSO-E Transparency Platform: <https://transparency.entsoe.eu/>
11. European Commission. (2017, November 23). *COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT, SWD(2017) 383 final*. Ανάκτηση από European Commission: <https://ec.europa.eu/>
12. European Environment Agency. (2021, April 12). *Greenhouse gas emission targets, trends, and Member States MMR projections in the EU, 1990-2050*. Ανάκτηση από European Environment Agency: <https://www.eea.europa.eu/>
13. European Parliament. (2019, June 14). ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2019/944 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 5ης Ιουνίου 2019. *σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την τροποποίηση της οδηγίας 2012/27/ΕΕ*. Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης.
14. Filippos Ioannidis, K. K. (2019). Market design of an energy exchange: The case of Greece. *Energy Policy*, 110887.
15. Filippos Ioannidis, K. K. (2021). Assessment of the Target Model Implementation in the Wholesale Electricity Market of Greece. *Energies*, 6397.
16. IRENA. (2017). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
17. Javed, M. S. (2020). Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives. *Renewable Energy*, 176-192.
18. Jurasz, J. (2020). Synergetic operation of photovoltaic and hydro power stations on a day-ahead energy market. *Energy*, 118686.
19. Kariniotakis, G. (2017). *Renewable Energy Forecasting From Models to Applications*. Elsevier.

20. Norton Rose Fulbright. (2021, April). *The EU Green Deal explained*. Ανάκτηση από Norton Rose Fulbright: <https://www.nortonrosefulbright.com>
21. Saboori, H. (2011). Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types. *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*.
22. TERNA. (2022, October 10). *Υβριδικός σταθμός στο Αμάρι της Κρήτης*. Ανάκτηση από Terna Energy: <https://www.terna-energy.com/>
23. Vaishali Sohoni, S. C. (2016). A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. *Journal of Energy*, 1-18.
24. ΥΠΕΚΑ. (2019). *Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα*. Ανάκτηση από Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας: <https://ypen.gov.gr/>
25. ΥΠΕΚΑ. (2021, July 21). *Εισήγηση ΟΔΕ “Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος*. Ανάκτηση από Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας.
26. Zhang, X. (2021). Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies. *Energy Reports*, 8198-8206.
27. Α.Ι, Π. (2018, Ιούνιος). Σκοπός και τρόποι αξιοποίησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στα Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Η περίπτωση της Ικαρίας. *Μεταπτυχιακή Εργασία*. Αθήνα: Πανεπιστήμιο Πειραιώς.
28. Διαλυνάς Π., Γ. (2020). Ο ρόλος, η προοπτική και οι δυνατότητες των Φο.Σ.Ε. κατὰ την επικείμενη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. *Διπλωματική Εργασία*. ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ: Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.
29. Θάνος, Β. (2022, July 6). *Προχωράει σταθερά το μεγαλύτερο υβριδικό έργο ηλεκτροπαραγωγής της χώρας στο Αμάρι Κρήτης*. Ανάκτηση από Ypodomes: <https://ypodomes.com/>
30. Σαββίδης, Μ. (2019, November 7). *Υβριδικός Σταθμός στο Αμάρι: Μια νέα ενεργειακή προοπτική για την Κρήτη!* Ανάκτηση από NeaKriti: <https://www.neakriti.gr/>
31. ΦοΣΕ. (2021). *Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος*. Ανάκτηση από ΦοΣΕ: <https://fose.energy/>

## 6. Παράρτημα

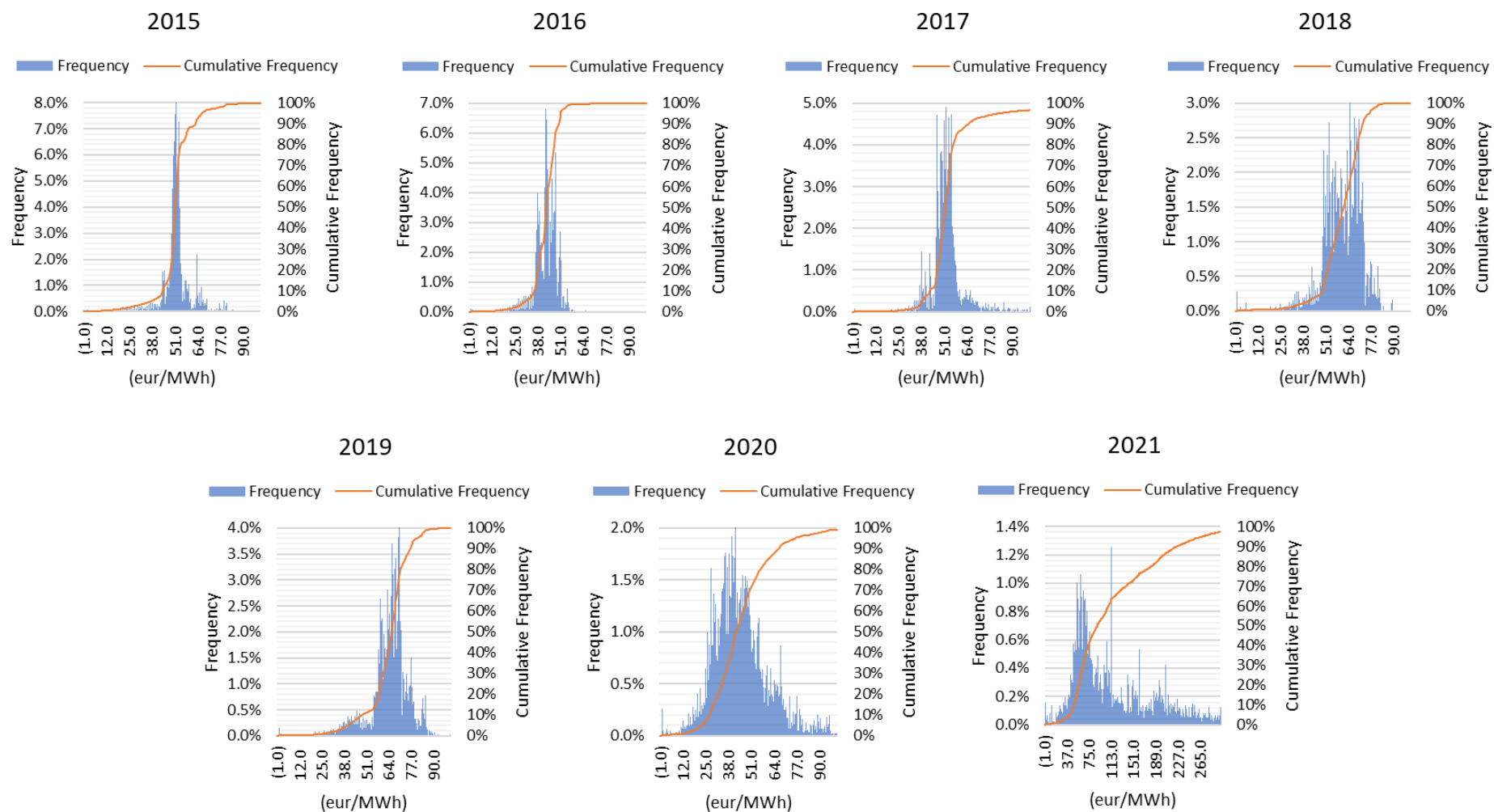
### 6.1. Day-ahead price analysis, Greece (2015-2021)

#### 6.1.1. Entso-E (raw data)



**Διάγραμμα 38.** Προημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, Ελλάδα (2015-2021) (ENTSO-E, 2021).

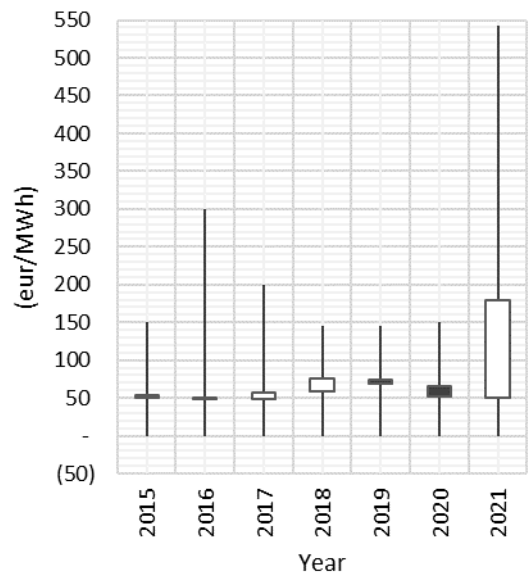
### 6.1.2. Frequency distribution



**Διάγραμμα 39.** Κατανομή συχνότητας εμφάνισης προημερήσιας τιμής, Ελλάδα 2015-2021.

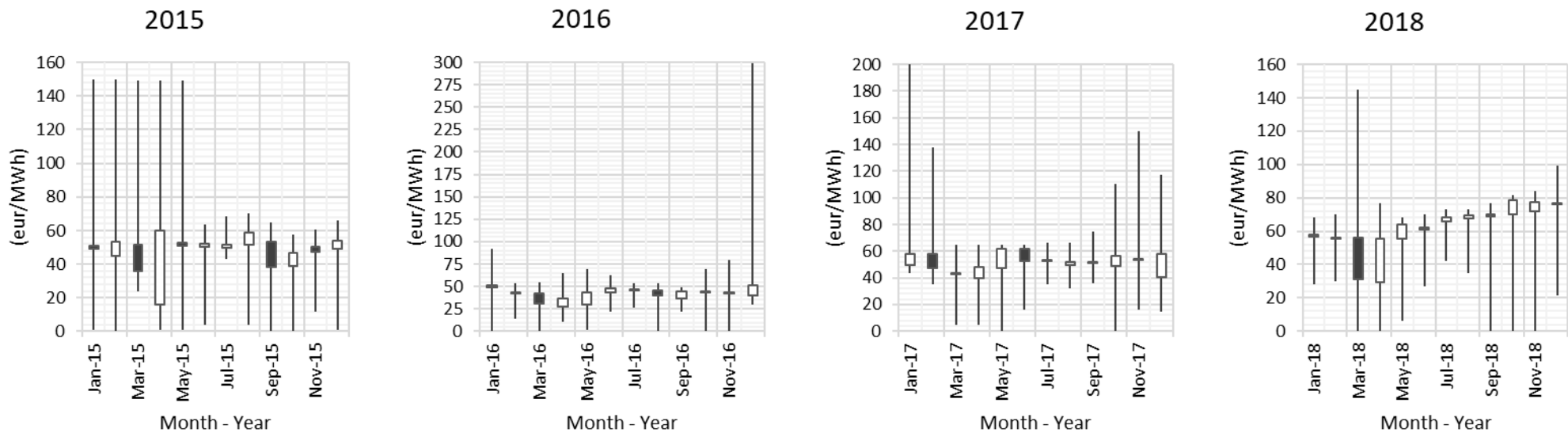
### 6.1.3. Open High Low Close (OHLC) Charts

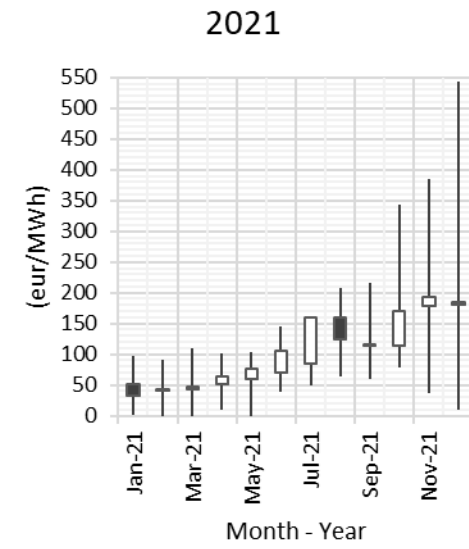
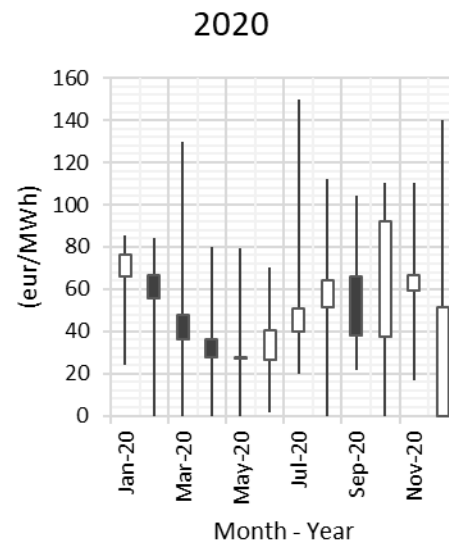
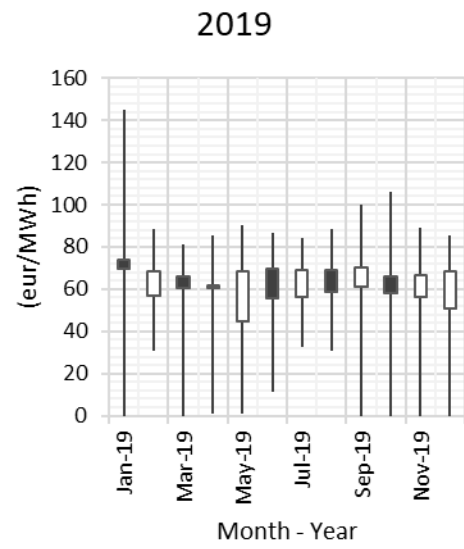
#### 6.1.3.1. Yearly candles



Διάγραμμα 40. Yearly OHCL

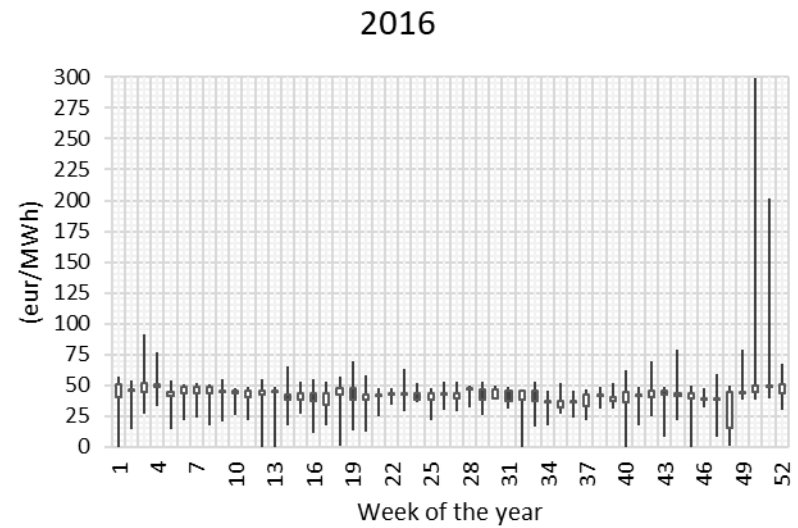
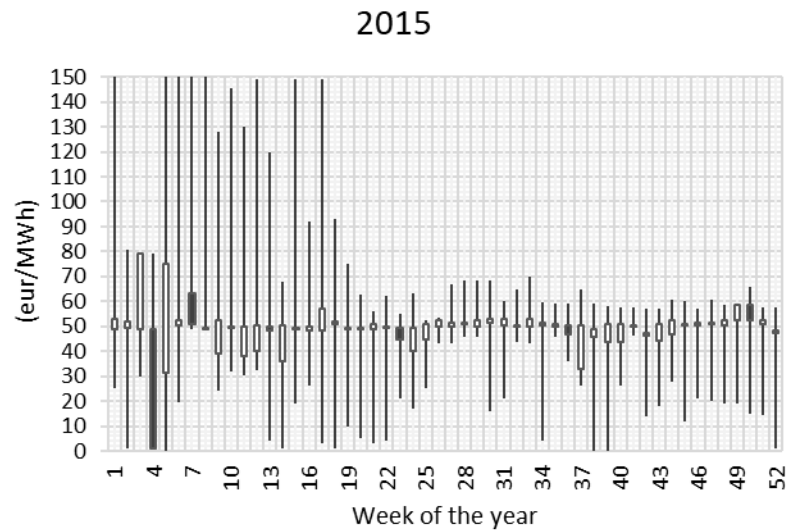
#### 6.1.3.2. Monthly candles





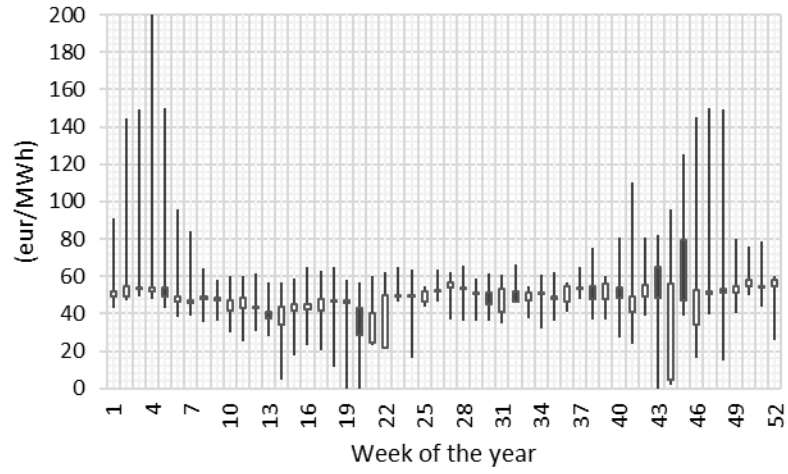
Διάγραμμα 41. Monthly OHLC.

#### 6.1.3.3. Weekly candles

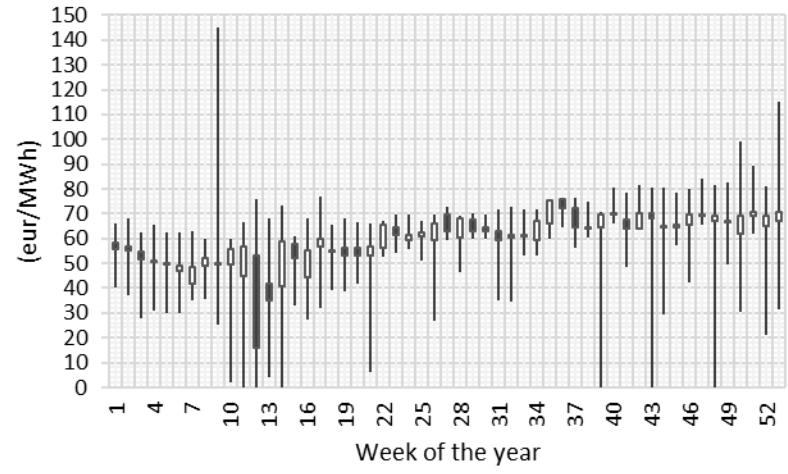




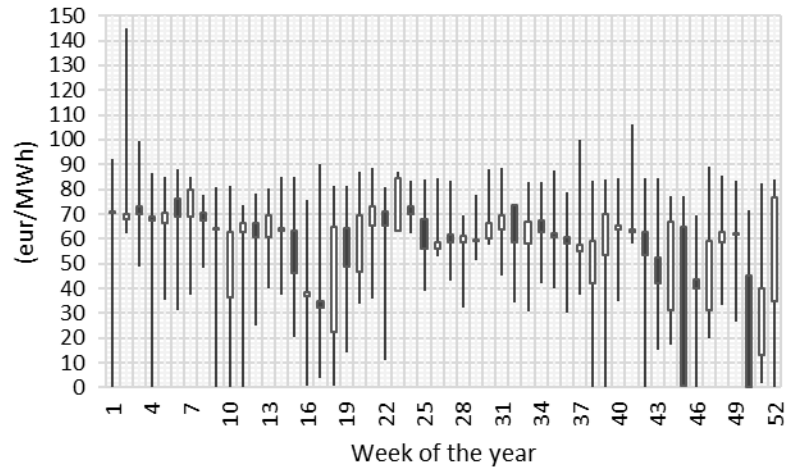
2017



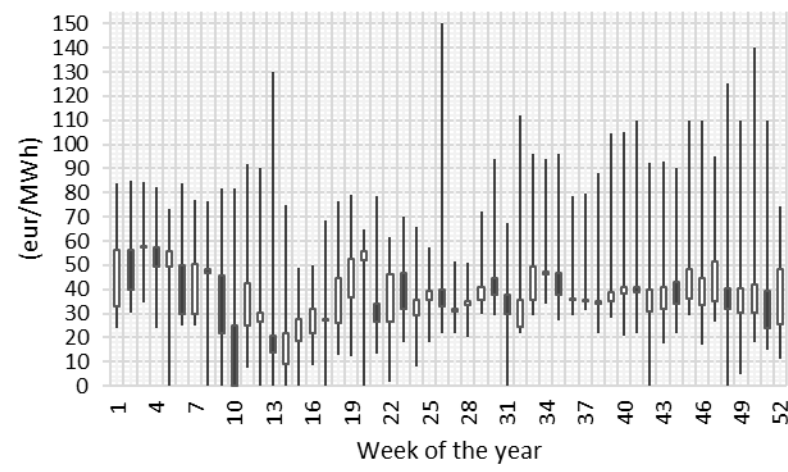
2018



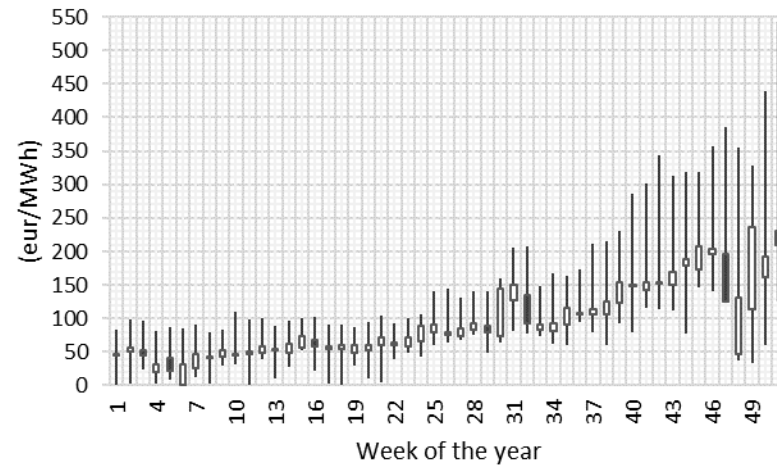
2019



2020



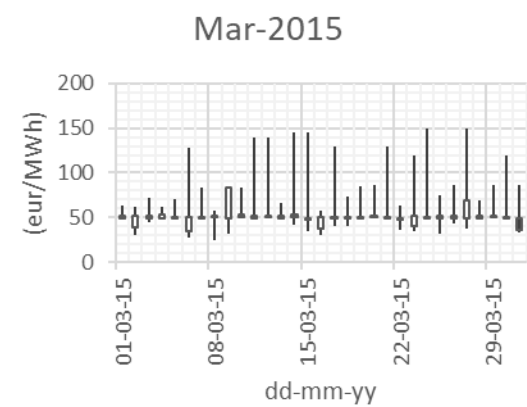
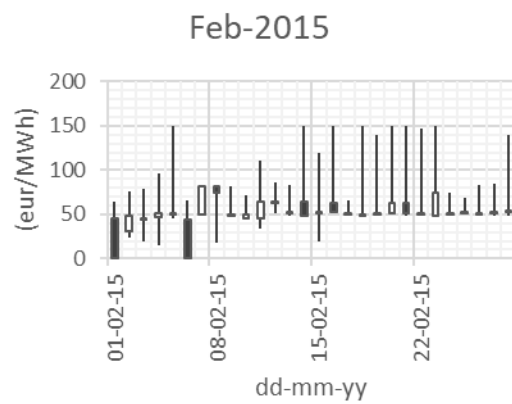
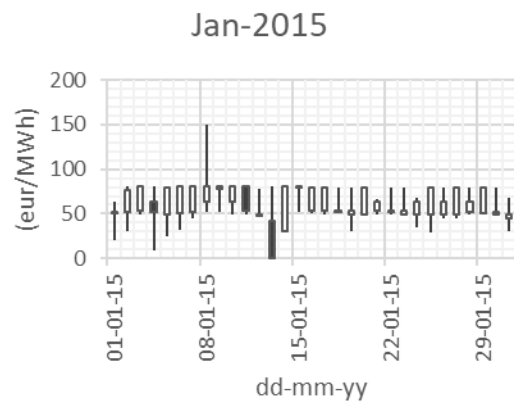
2021

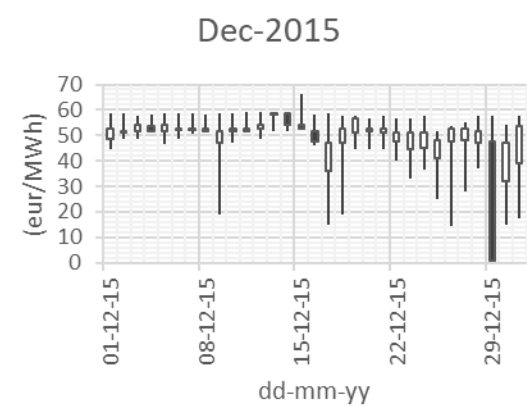
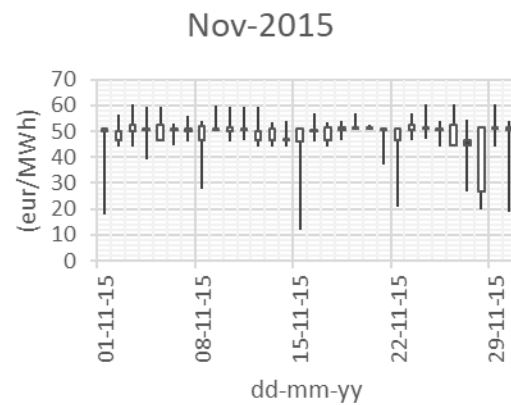
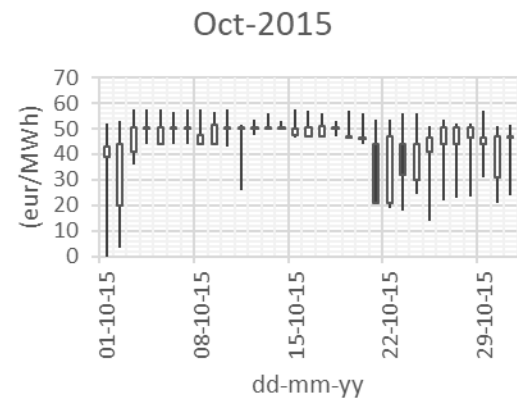
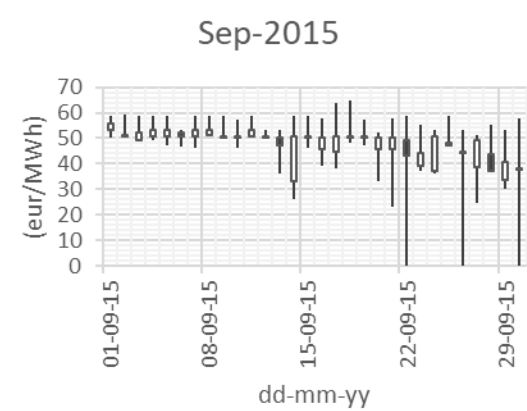
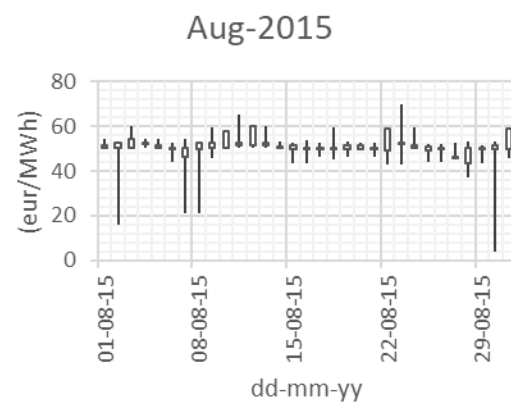
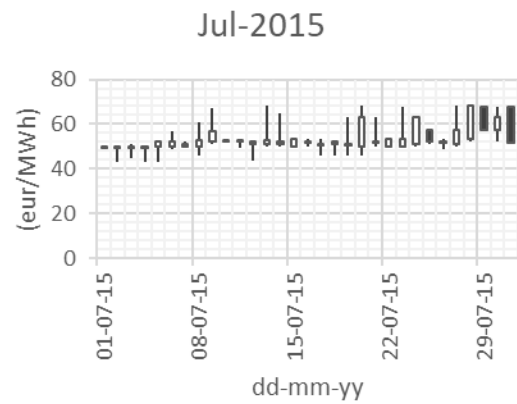
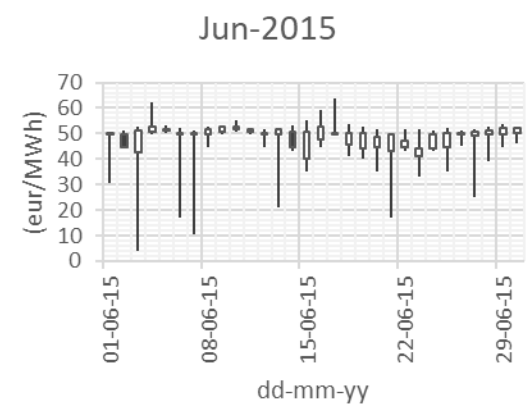
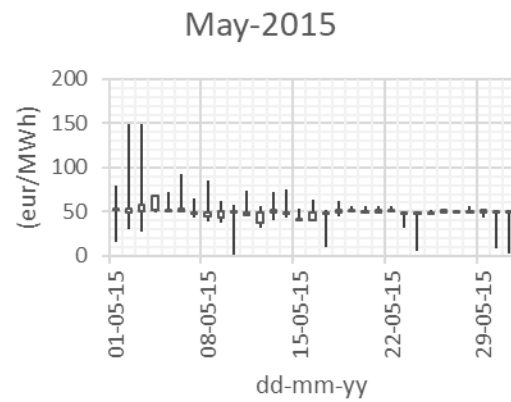
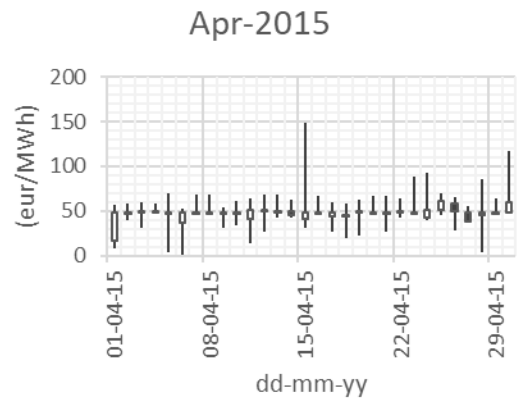


Διάγραμμα 42. Weekly OHLC

#### 6.1.3.4. Daily candles

##### 6.1.3.4.1. 2015

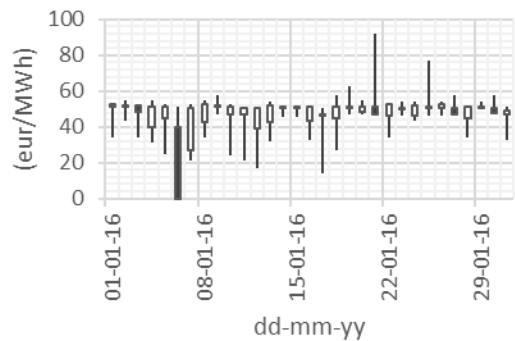




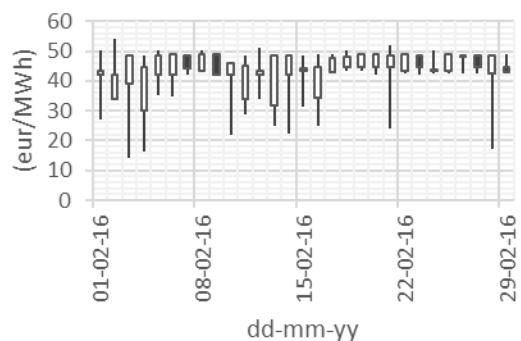
Διάγραμμα 43. Daily OHLC, 2015.

### 6.1.3.4.2. 2016

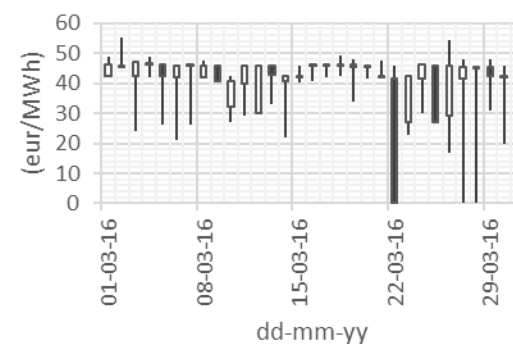
#### Jan-2016



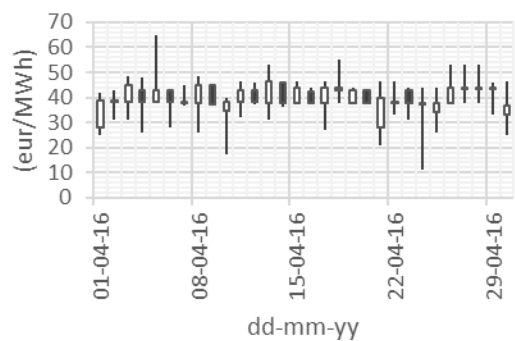
#### Feb-2016



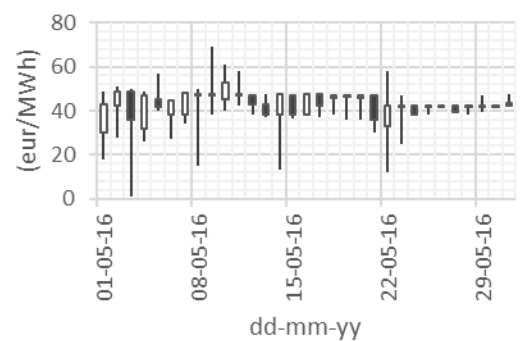
#### Mar-2016



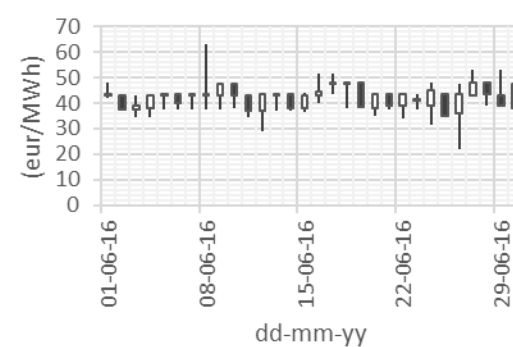
#### Apr-2016



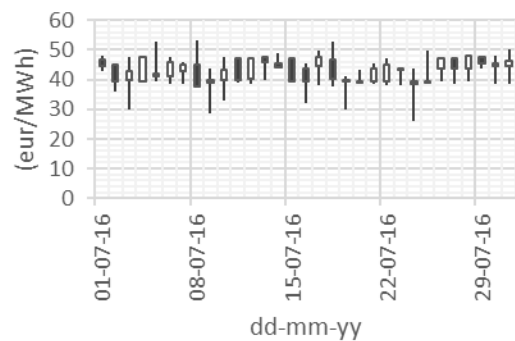
#### May-2016



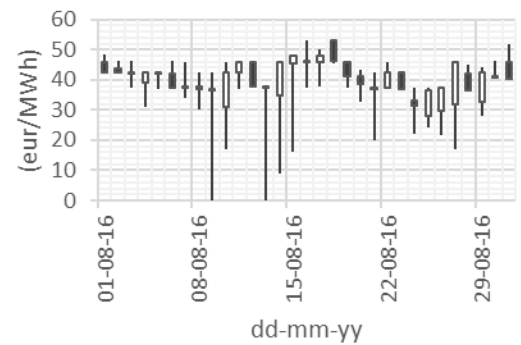
#### Jun-2016



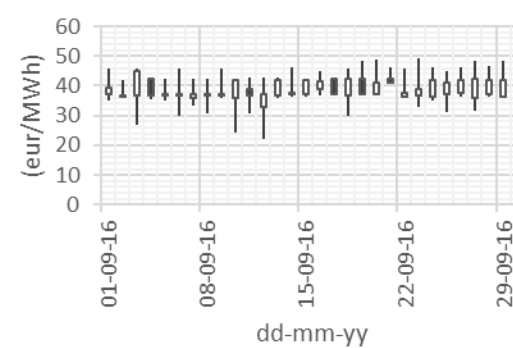
#### Jul-2016



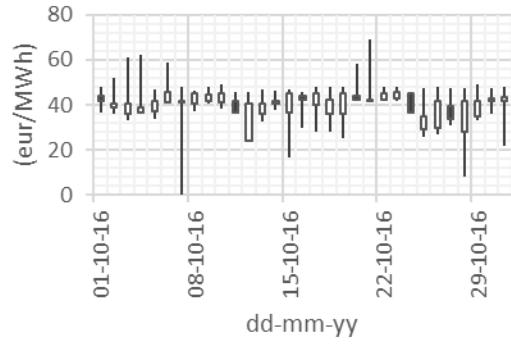
#### Aug-2016



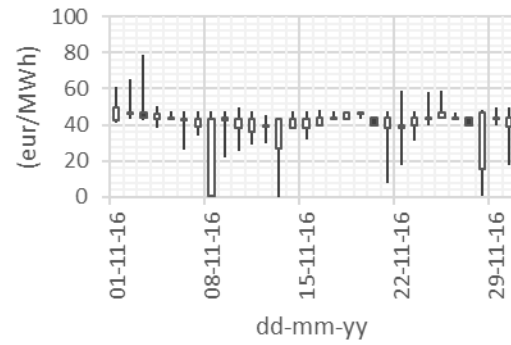
#### Sep-2016



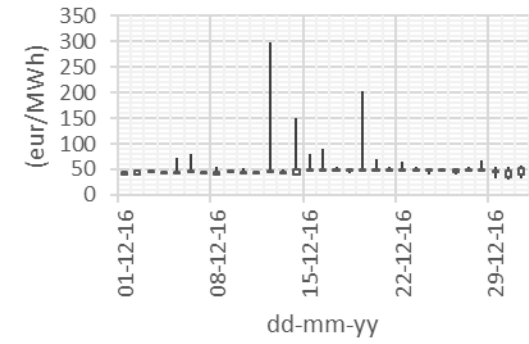
Oct-2016



Nov-2016



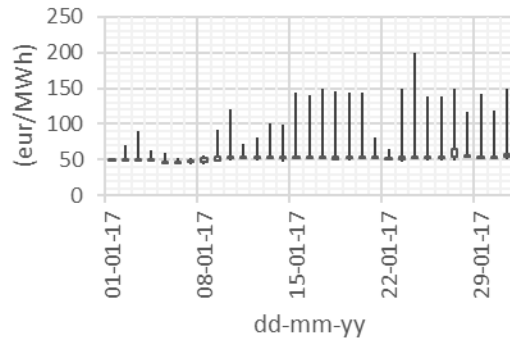
Dec-2016



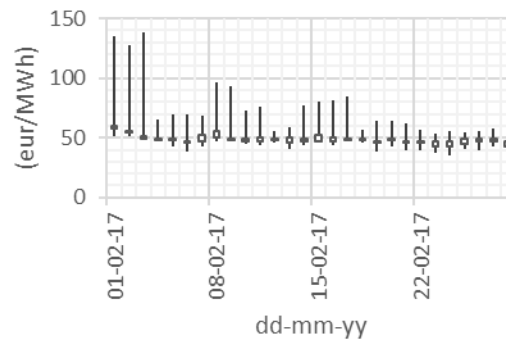
Διάγραμμα 44. Daily OHLC, 2016.

6.1.3.4.3. 2017

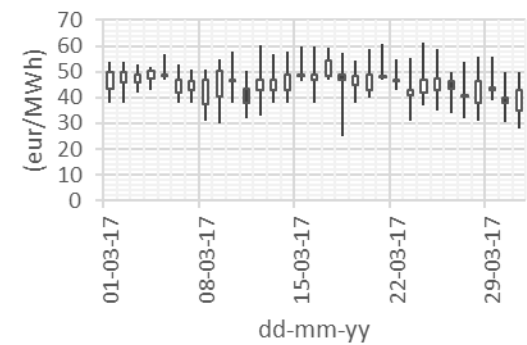
Jan-2017



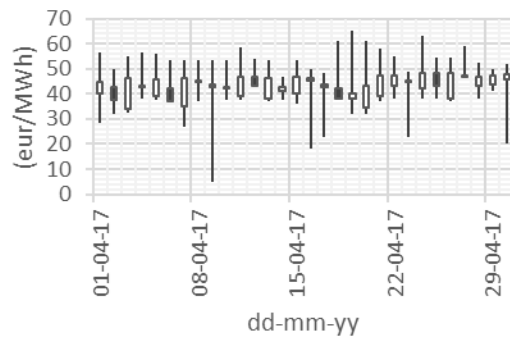
Feb-2017



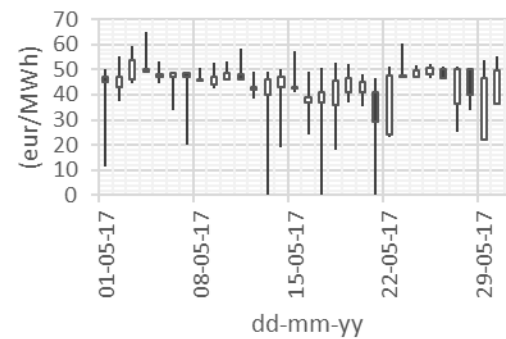
Mar-2017



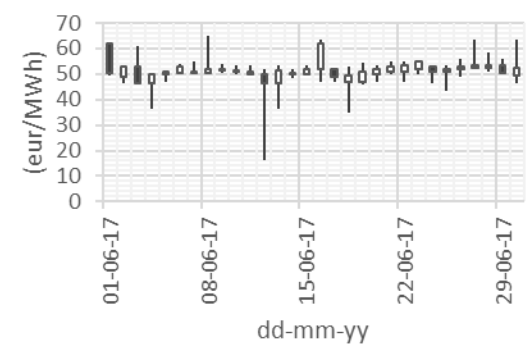
Apr-2017

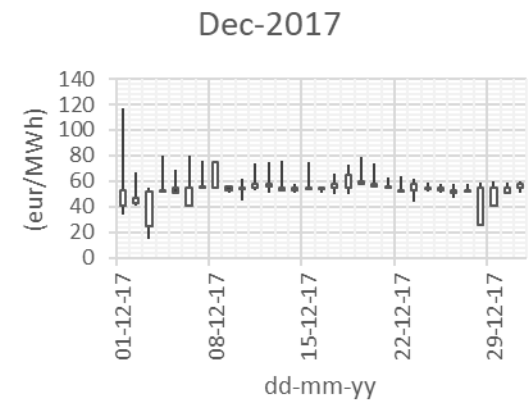
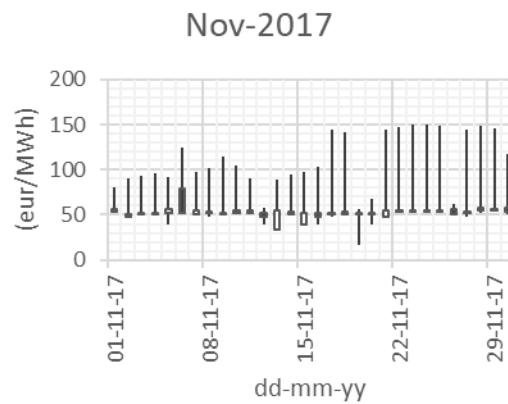
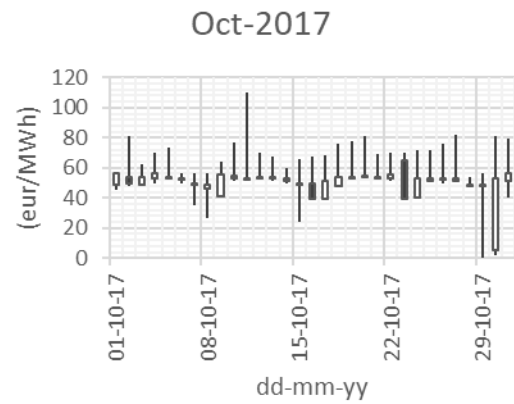
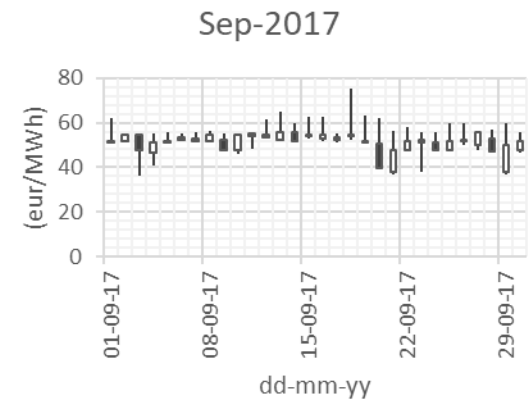
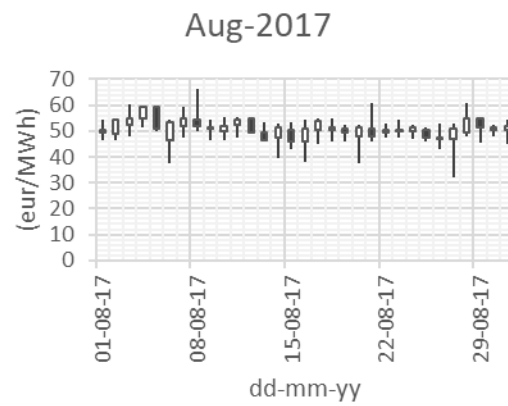
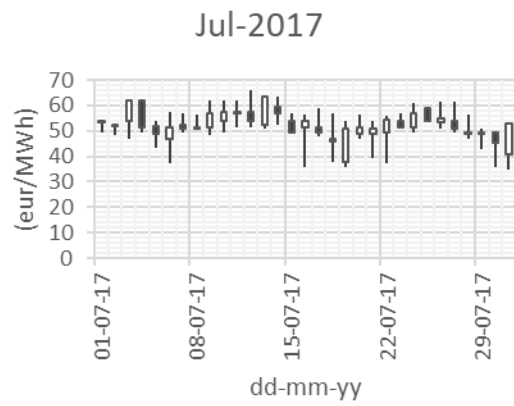


May-2017



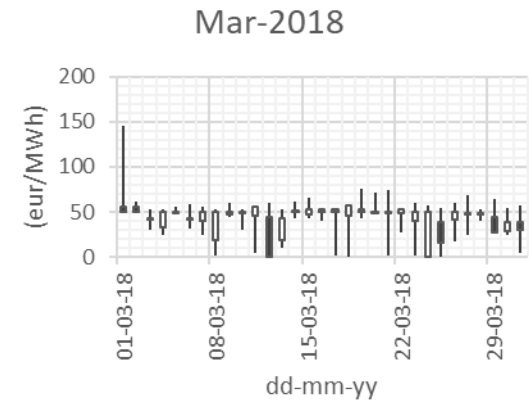
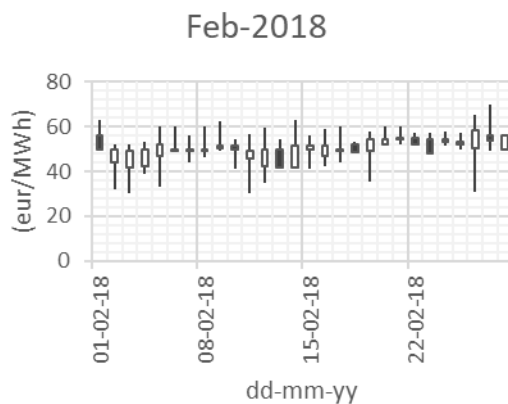
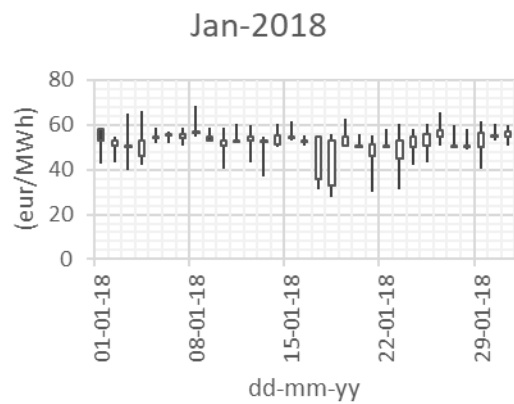
Jun-2017

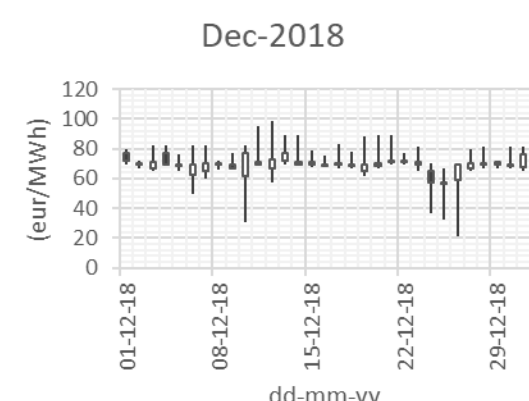
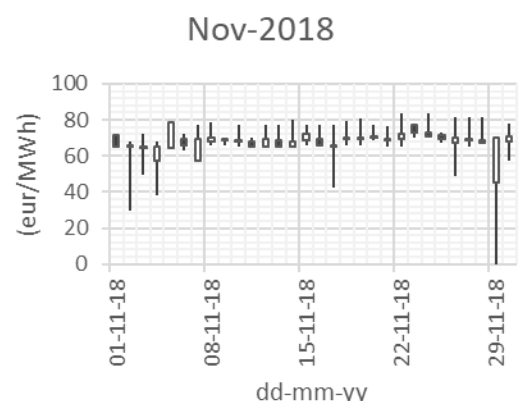
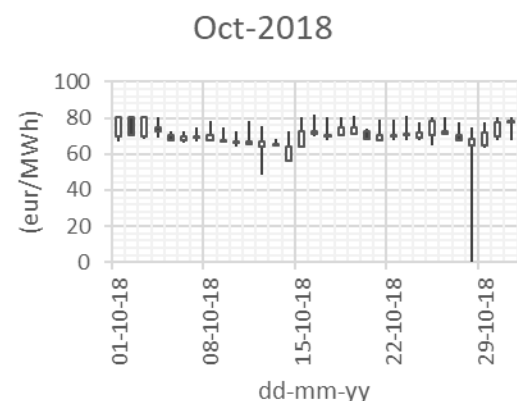
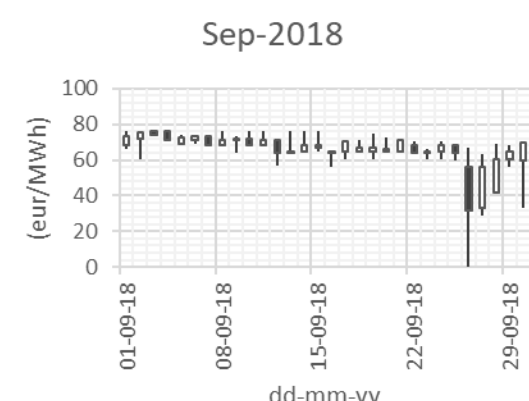
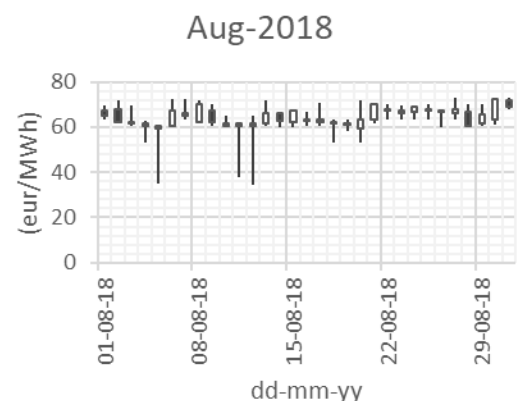
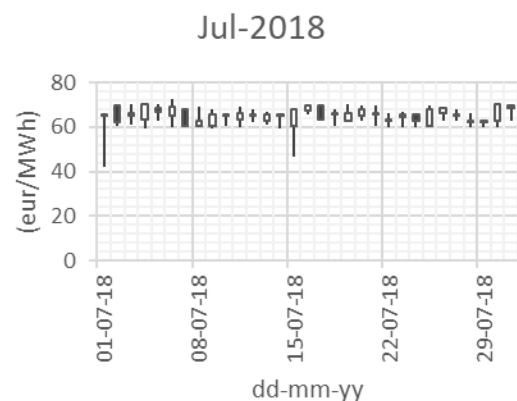
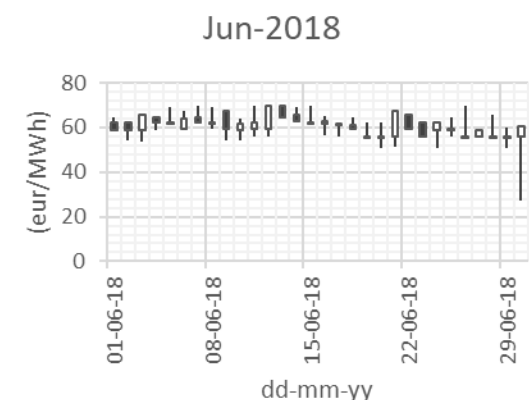
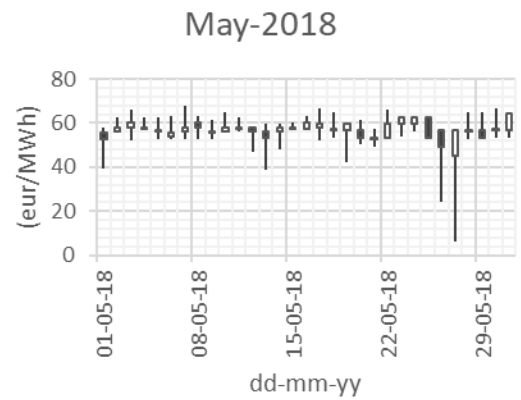
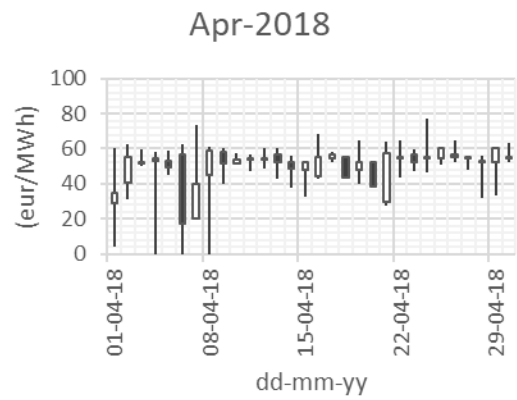




**Διάγραμμα 45.** Daily OHLC, 2017.

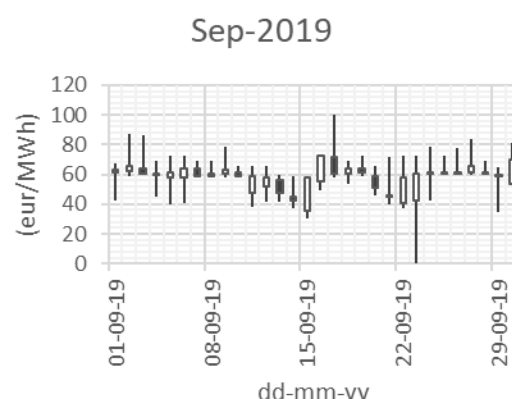
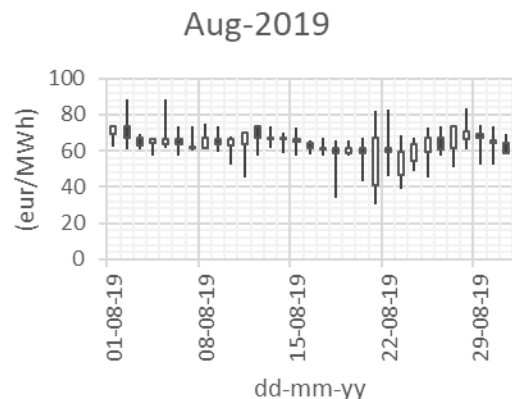
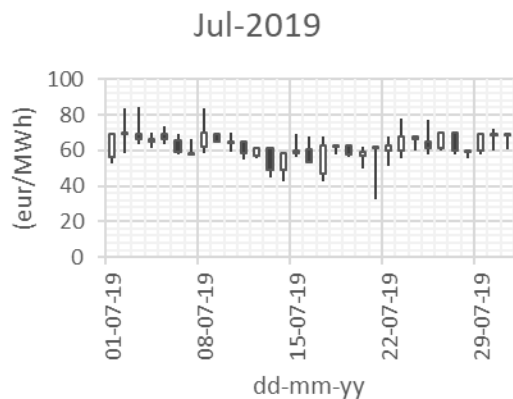
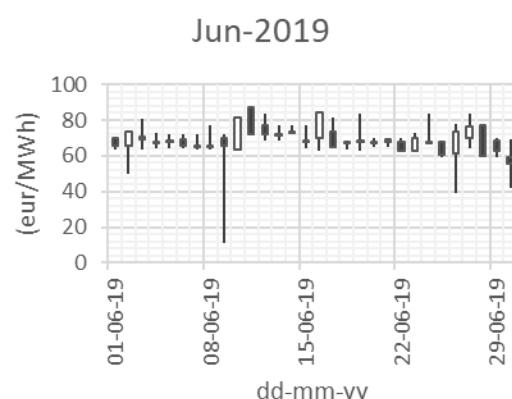
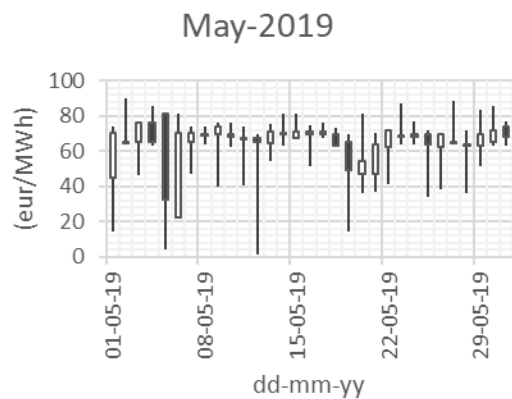
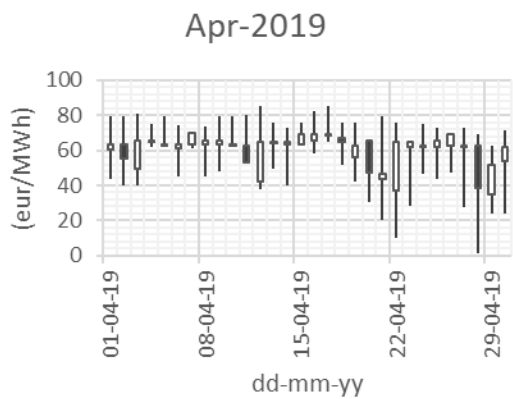
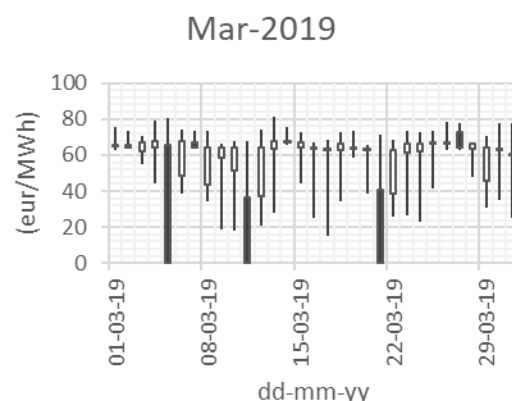
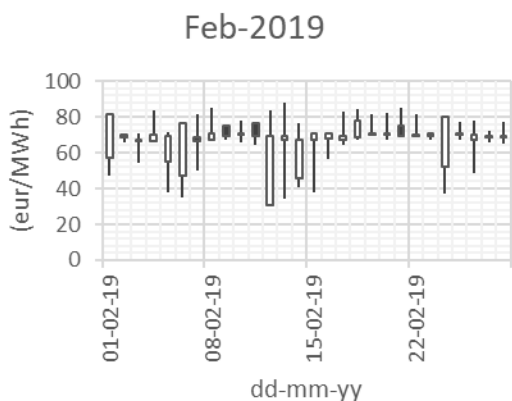
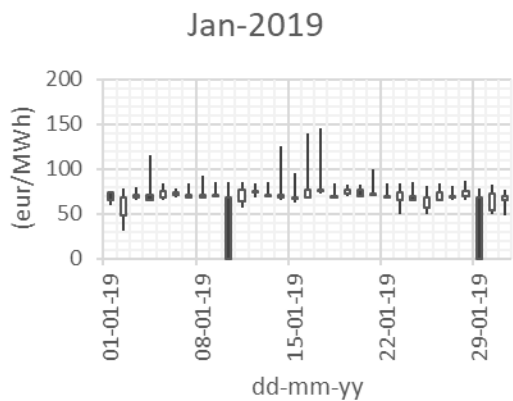
#### 6.1.3.4.4. 2018



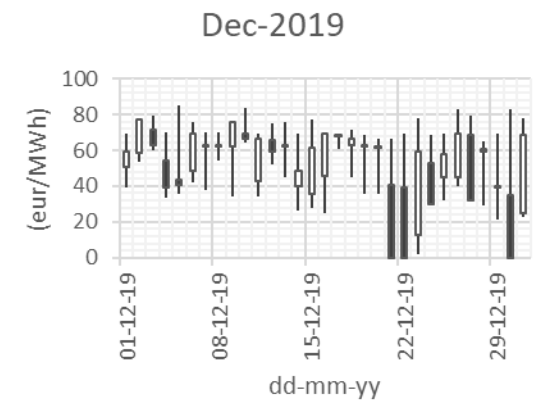
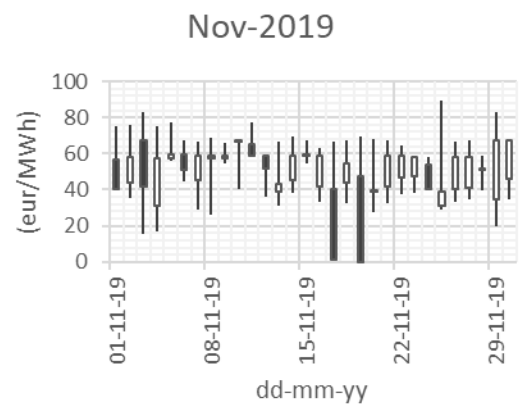
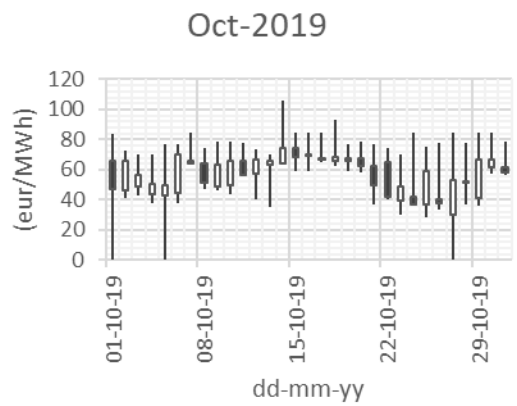


**Διάγραμμα 46.** Daily OHLC, 2018.

### 6.1.3.4.5. 2019

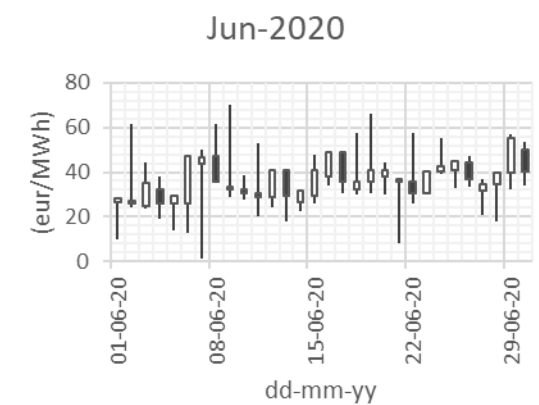
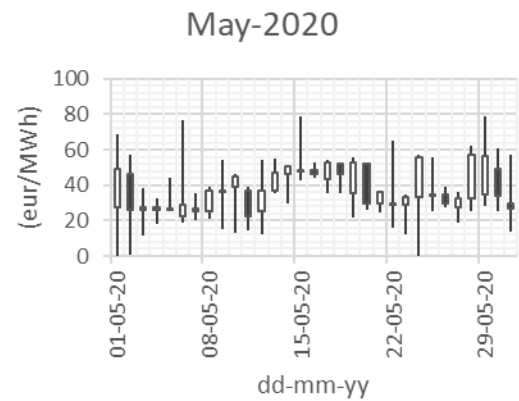
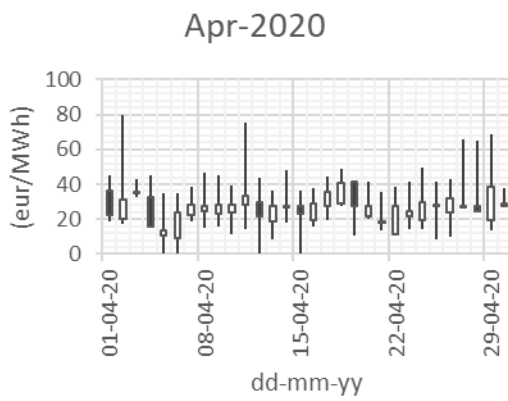
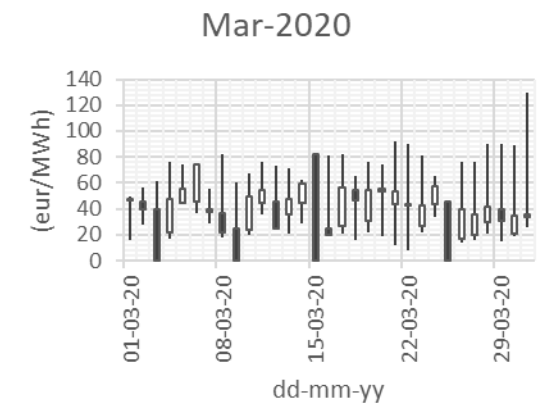
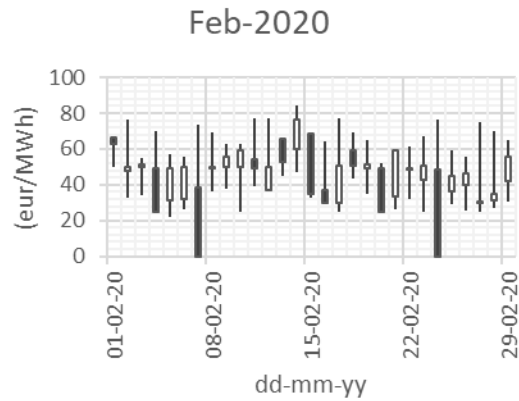
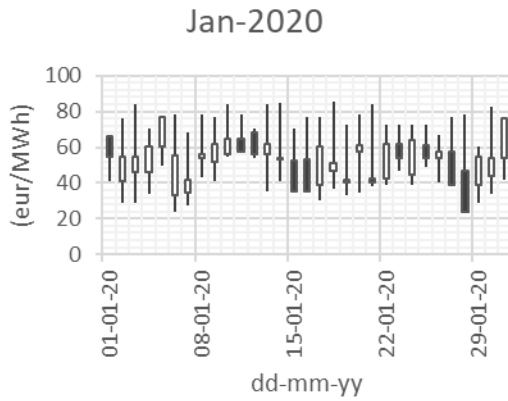


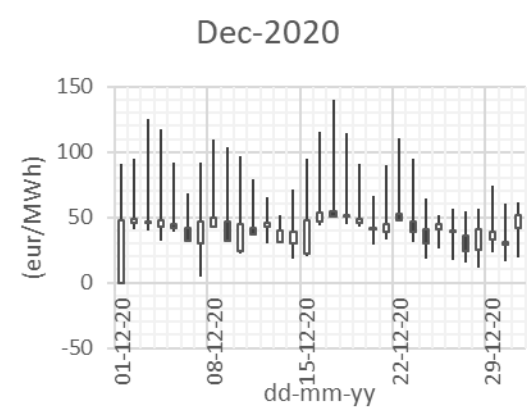
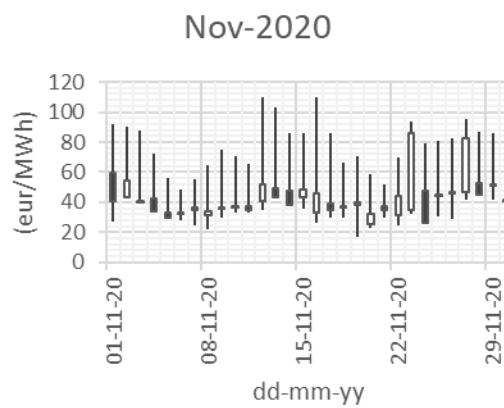
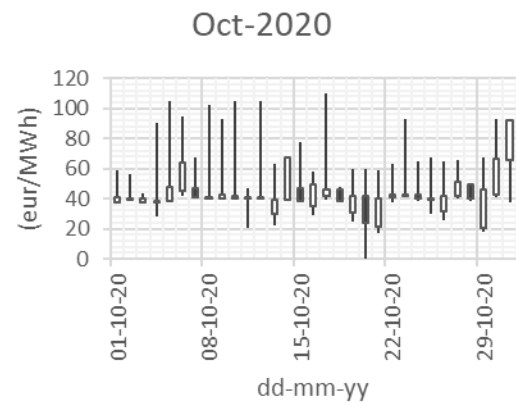
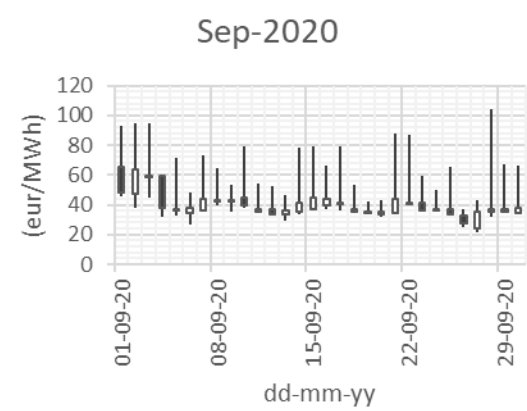
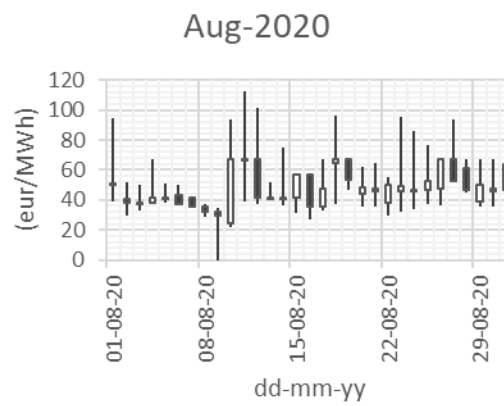
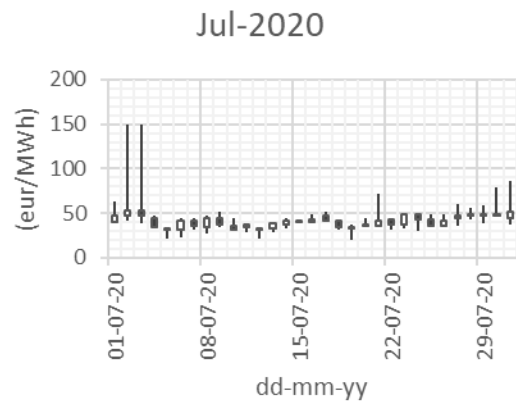




*Διάγραμμα 47. Daily OHLC, 2019.*

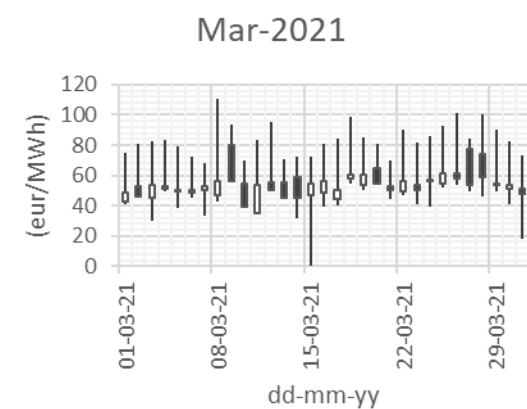
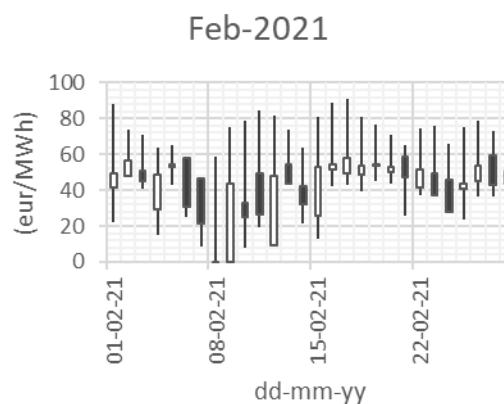
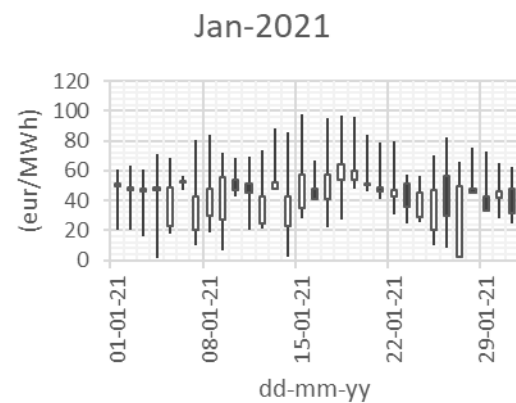
#### 6.1.3.4.6. 2020

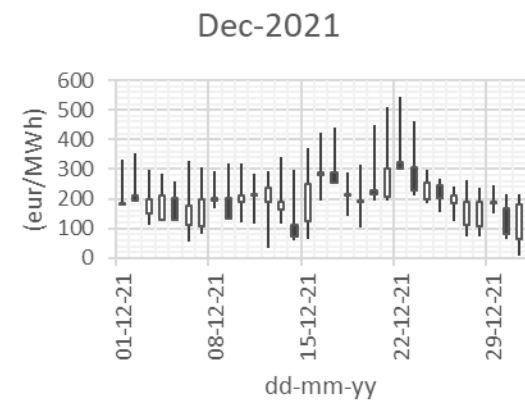
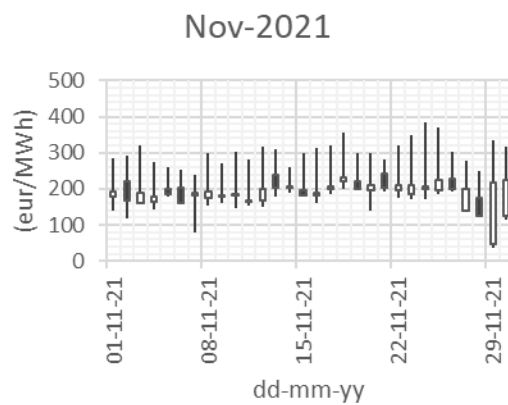
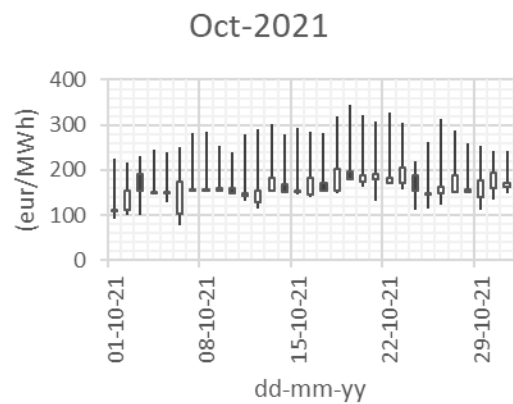
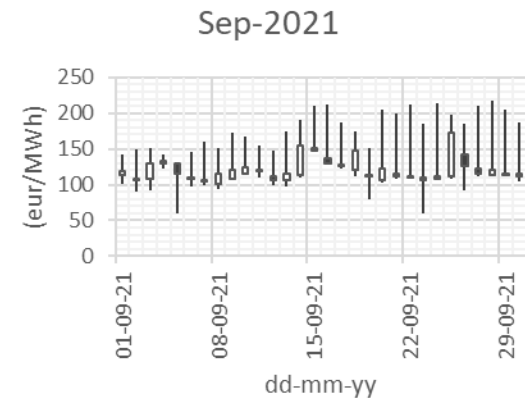
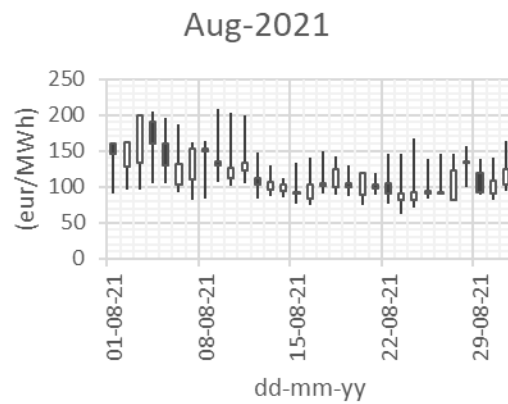
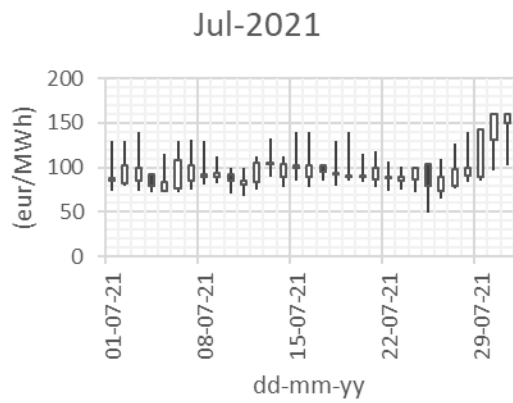
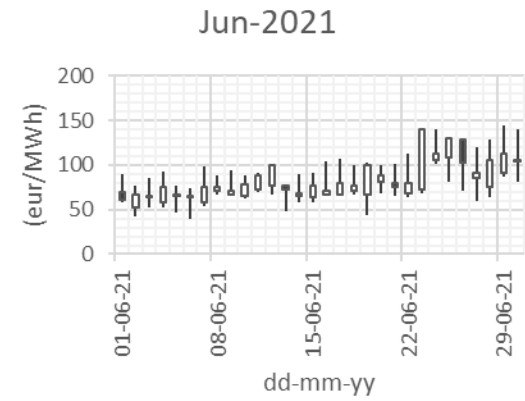
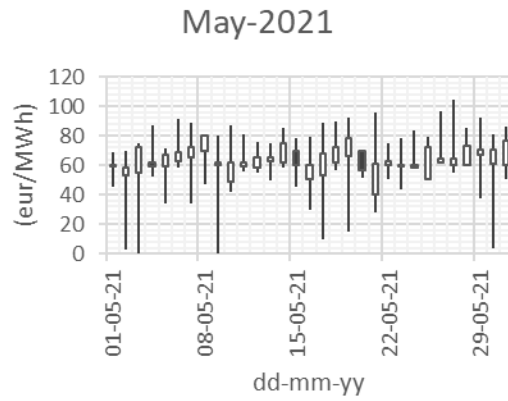
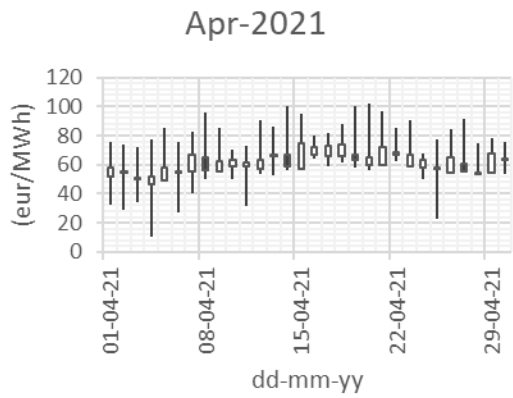




**Διάγραμμα 48.** Daily OHLC, 2020.

#### 6.1.3.4.7. 2021

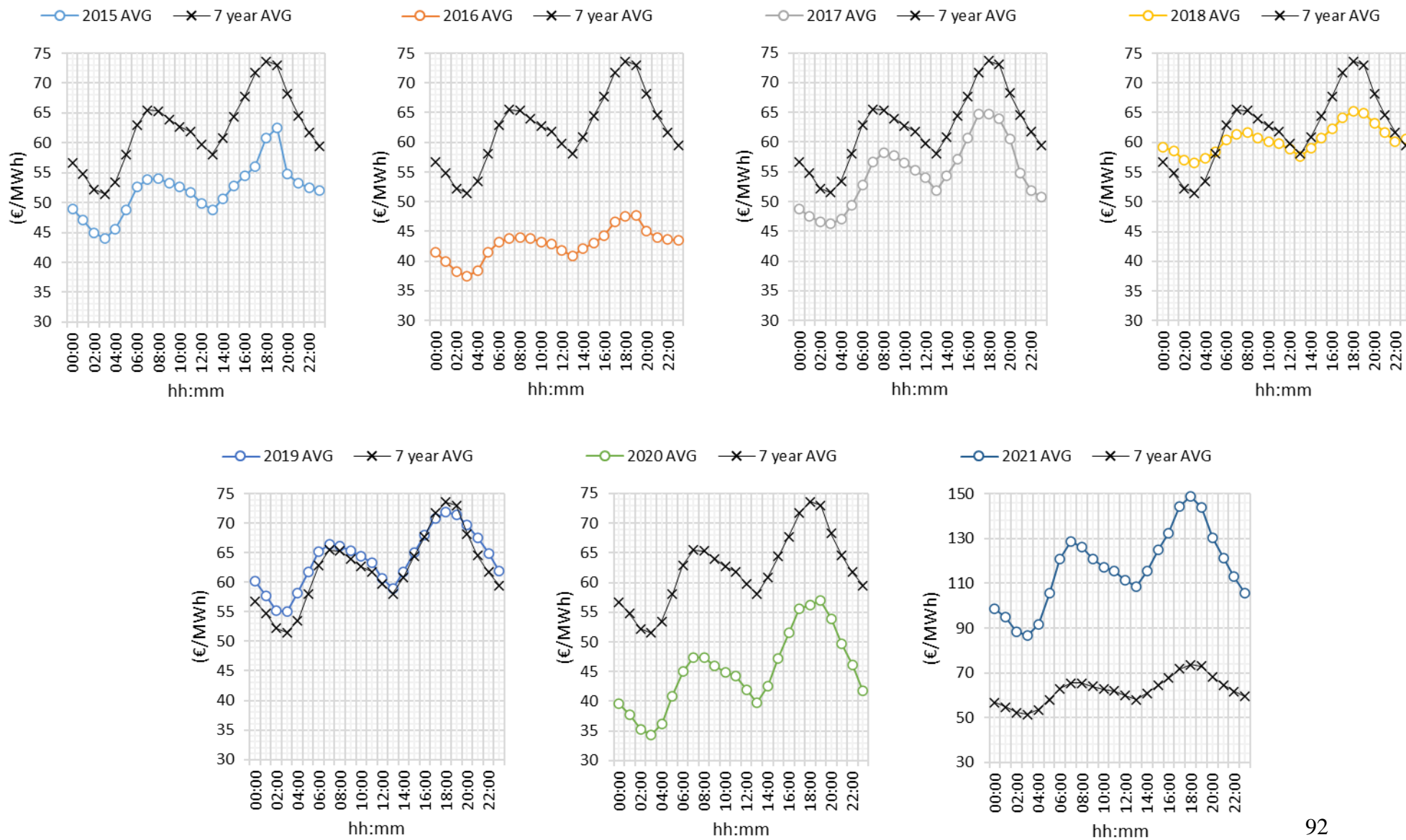




**Διάγραμμα 49.** Daily OHLC, 2021.

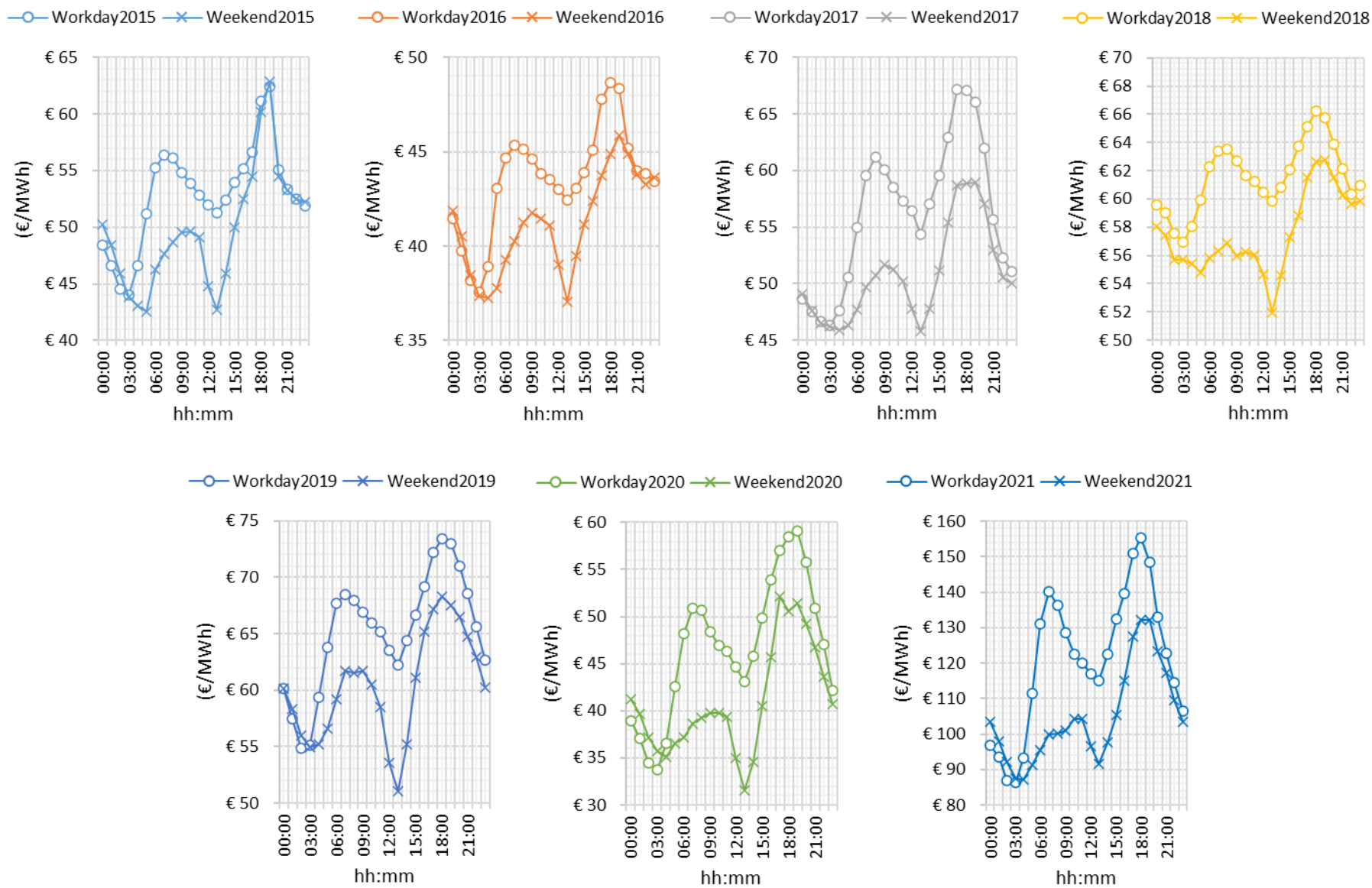
## 6.1.4. 24hr analysis

### 6.1.4.1. AVG 24hr



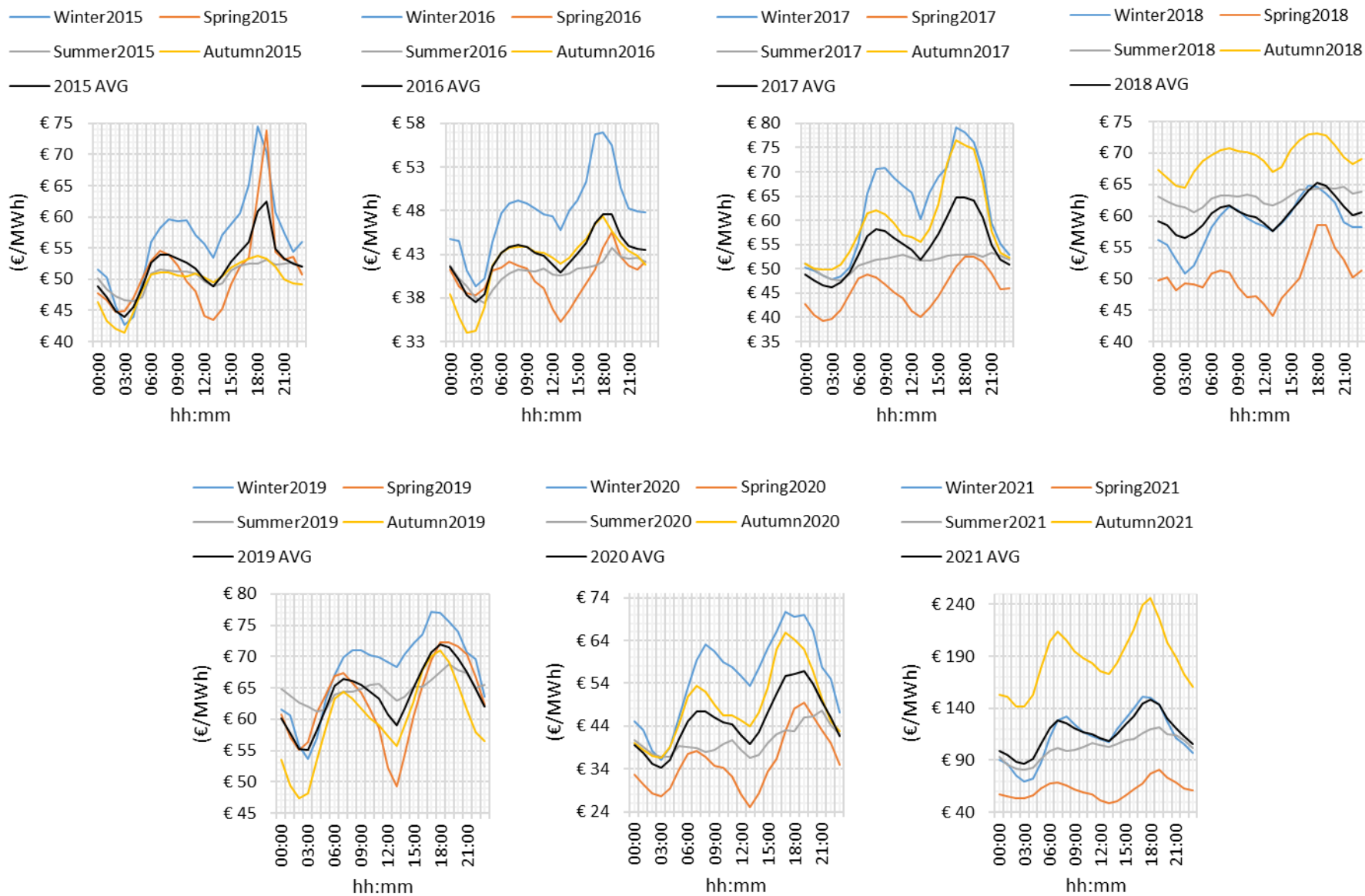
Διάγραμμα 50. Μέσο 24ωρο ανά έτος.

### 6.1.4.2. AVG Workdays & weekends



Διάγραμμα 51. Μέσο 24ωρο εργάσιμων ημερών και σαββατοκύριακων ανά έτος.

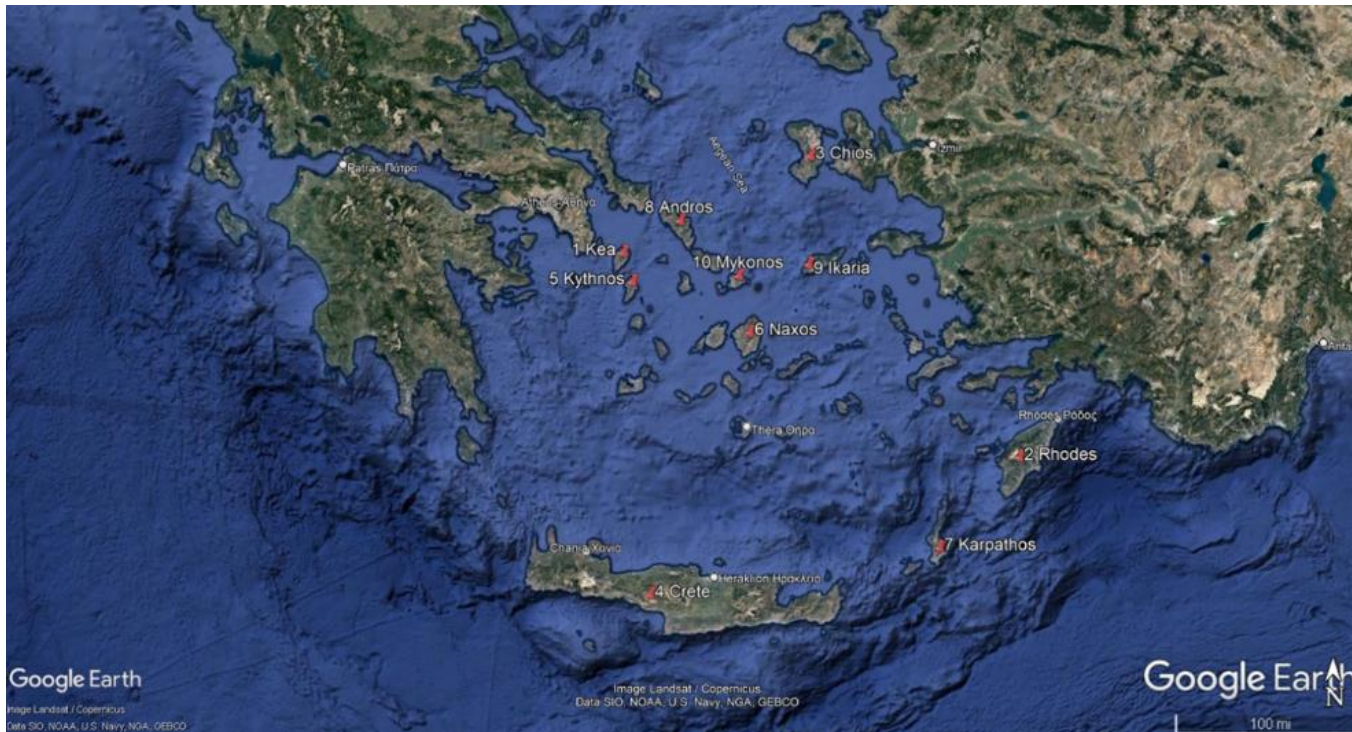
### 6.1.4.3. AVG per season



Διάγραμμα 52. Μέσο 24ωρο ανά εποχή ανά έτος.

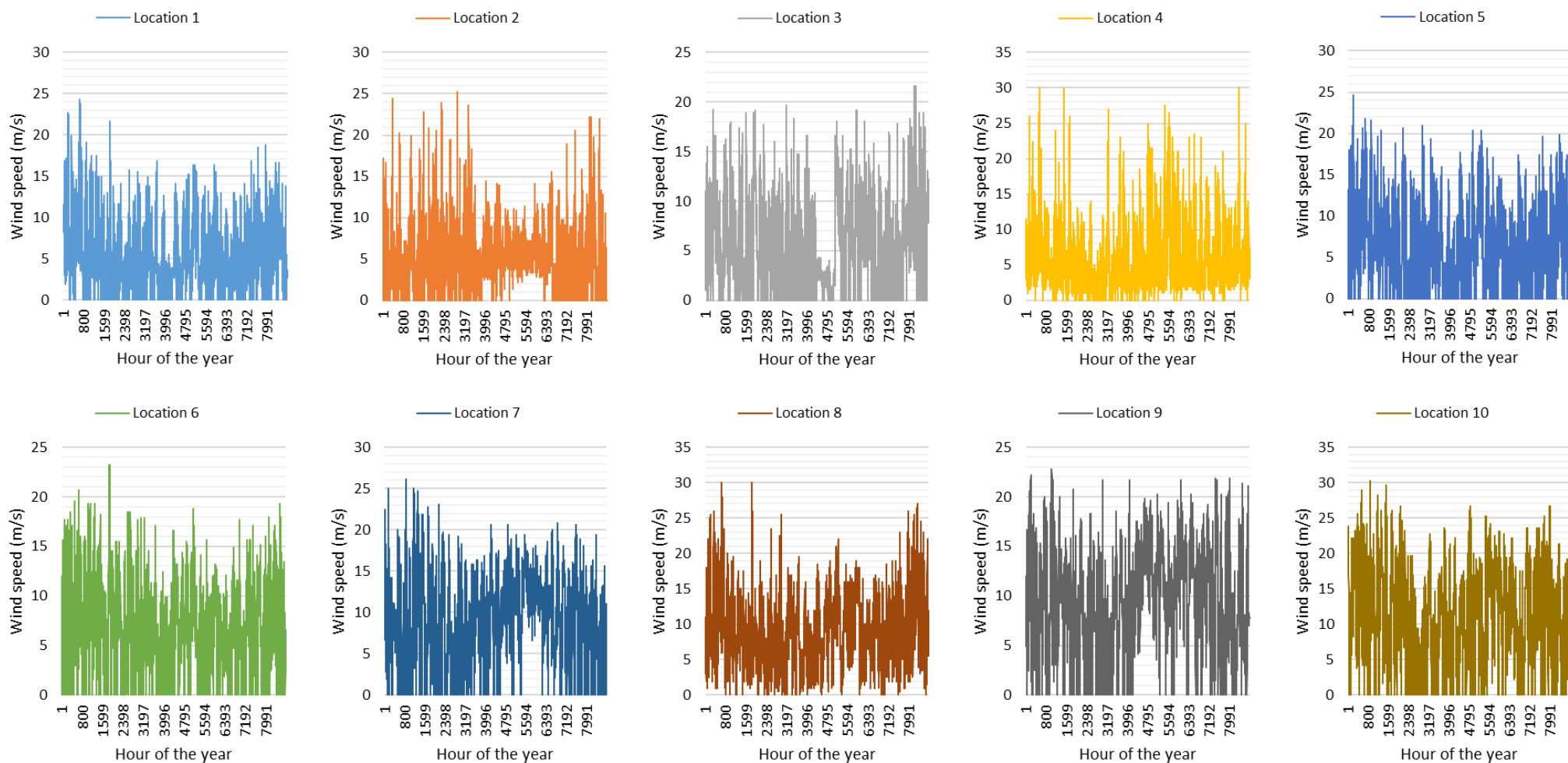
## 6.2. Wind Speed

### 6.2.1. Map



*Σχήμα 12. Χάρτης τοποθεσιών αιολικού πάρκου.*

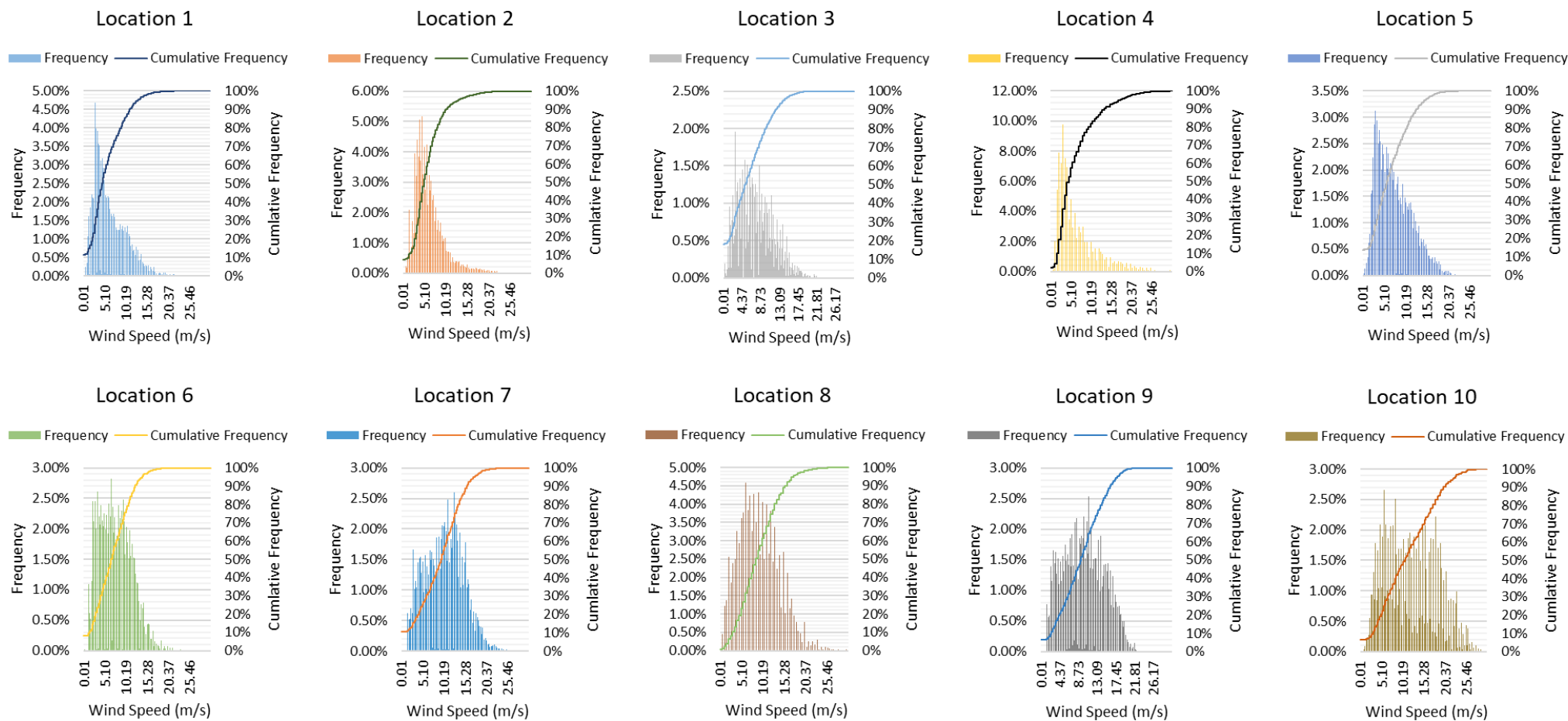
### 6.2.2. Wind speed (hourly data)



Διάγραμμα 53. Ωριαία ταχύτητα ανέμου 10 περιοχών..

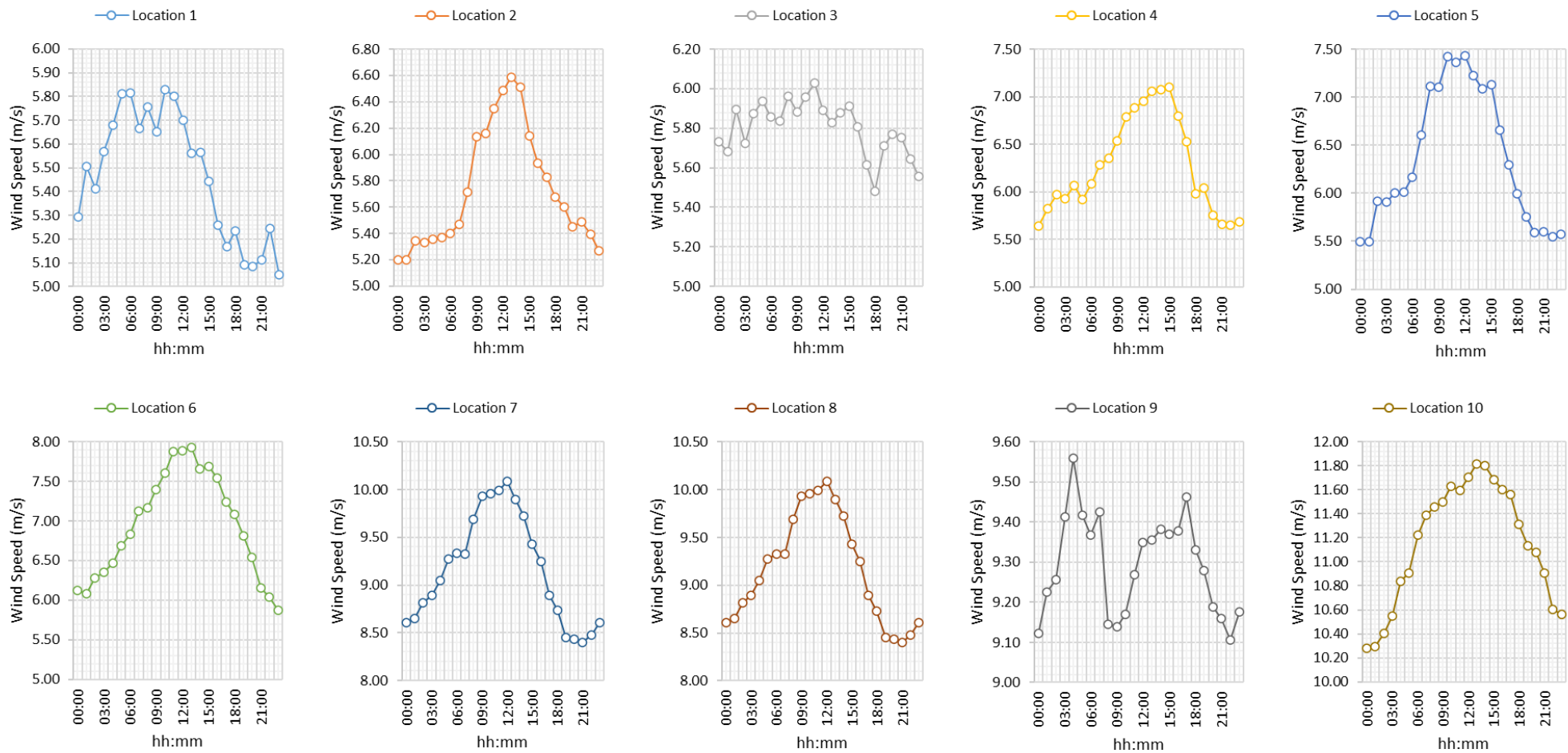


### 6.2.3. Frequency distribution



Διάγραμμα 54. Κατανομή συχνότητας εμφάνισης ταχυτήτων ανέμου.

### 6.2.4. AVG 24hr



Διάγραμμα 55. Ταχύτητα ανέμου μέσου 24ώρου.