



ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΜΕΣΟΓΕΙΑΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ



ΔΠΜΣ ΟΡΓΑΝΩΣΗ & ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΓΙΑ ΜΗΧΑΝΙΚΟΥΣ

## ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**«ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΤΗΣ ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΟΛΑ  
ΤΑ ΔΗΜΟΣΙΑ ΚΤΙΡΙΑ ΤΗΣ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΚΡΗΤΗΣ»**

**«Investment evaluation of self-production in all the public buildings  
of the Region of Crete»**



ΜΑΡΓΑΡΙΤΑ ΠΛΑΤΥΡΡΑΧΟΥ  
Α.Μ. Μ0206

Επιβλέπων καθηγητής  
Δρ. Εμμανουήλ Καραπιδάκης

Ηράκλειο | Δεκέμβριος 2022

Copyright © Μαργαρίτα Πλατύρραχου, 2022  
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Η έγκριση της πτυχιακής εργασίας από το πρόγραμμα δεν υποδηλώνει απαραίτητως και αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα εκ μέρους του Τμήματος.

## Ευχαριστίες

Με την παρούσα διπλωματική εργασία ολοκληρώνεται ο κύκλος σπουδών μου στο Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών (ΔΠΜΣ) «Οργάνωση και Διοίκηση για Μηχανικούς» του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου.

Για την επίτευξη του στόχου αυτού θα ήθελα αρχικά να ευχαριστήσω τους οικείους μου, τους πολύ κοντινούς μου ανθρώπους και τους φίλους μου, για την υποστήριξη, την συμπαράσταση, την κατανόηση και την βοήθεια που μου παρείχαν, όντας κυριολεκτικά δίπλα μου όλο αυτό το διάστημα.

Ευχαριστώ επίσης όλους τους συναδέλφους μου για την φροντίδα τους, καθώς και τους φοιτητές του Προγράμματος ανά τα έτη για την αμοιβαία στήριξη που παρείχαμε ο ένας στον άλλο, προκειμένου να ολοκληρώσουμε αυτή την κοινή μας πορεία.

Τέλος, ένα μεγάλο ευχαριστώ στον επιβλέποντα καθηγητή μου Δρ. Εμμανουήλ Καραπιδάκη για την πολύτιμη βοήθεια, την καλοσύνη και την στήριξή του.

## Περίληψη

Σκοπός της εργασίας είναι η αξιολόγηση χρηματοοικονομικά της εγκατάστασης σταθμών παραγωγής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης, μέσω της αυτοπαραγωγής και της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού. Σύμφωνα με την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε, τα δημόσια κτίρια κατηγοριοποιήθηκαν σε ομάδες ανάλογα την χρήση τους και για κάθε κατηγορία πραγματοποιήθηκε καταγραφή αποκλειστικά των ηλεκτρικών καταναλώσεων τους και του αντίστοιχου ενεργειακού κόστους αυτών, κατά την περίοδο 2019 – 2021. Από τα αποτελέσματα προέκυψε ότι η πιο ενεργοβόρα και συνάμα κοστοβόρα κατηγορία ανάλογα τις καταναλώσεις που καταγράφηκαν, είναι τα κτίρια γραφείων για τα οποία εκτιμήθηκαν οι ηλεκτρικές καταναλώσεις και τα ενεργειακά κόστη αυτών για το έτος 2023.

Προκειμένου να καλυφθούν οι προβλεπόμενες καταναλώσεις της δυσμενέστερης κατηγορίας κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης, επιλέχθηκε η εφαρμογή της αυτοπαραγωγής μέσω δυο συστημάτων ΑΠΕ: Φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών ή σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ). Για κάθε σταθμό παρουσιάστηκαν τα βασικά τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του τα οποία χρησιμοποιήθηκαν ως παράμετροι για την αξιολόγηση χρηματοοικονομικά των εγκαταστάσεων αυτών, ως δημόσιες επενδύσεις.

Τα δυο επενδυτικά έργα αξιολογήθηκαν με ορίζοντα 20ετίας βάσει δυο σεναρίων, με και χωρίς τραπεζικό δανεισμό. Ως ευνοϊκότερο προέκυψε το επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών κατά το σενάριο με τραπεζικό δανεισμό καθώς εμφανίζει την μεγαλύτερη απόδοση, το μικρότερο χρόνο αποπληρωμής και κυρίως απαιτεί την μικρότερη συμμετοχή των ιδίων κεφαλαίων στο αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης. Αντιθέτως, το λιγότερο ευνοϊκό σενάριο είναι το επενδυτικό έργο Β των σταθμών μικρών Α/Γ κατά το σενάριο χωρίς τραπεζικό δανεισμό, που παρουσιάζει την μικρότερη απόδοση.

Στην ανάλυση κινδύνου και ευαισθησίας που ακολούθησε, παρουσιάστηκαν παράγοντες που είναι πιθανό να επηρεάσουν θετικά ή αρνητικά την απόδοση της κάθε επένδυσης όπως για παράδειγμα η αύξηση της τιμής της ενέργειας (€/KWh) ή/και η επιχορήγηση μέρους του αρχικού κεφαλαίου από επενδυτικά προγράμματα.

Το επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών ανεξάρτητα από το χρηματοδοτικό σχήμα (με ή χωρίς δανεισμό) παρουσιάζεται λιγότερο ευμετάβλητο στις μεταβολές παραμέτρων των διαφόρων σεναρίων που εξετάστηκαν κατά την ανάλυση ευαισθησίας, σε αντίθεση με το επενδυτικό έργο Β των σταθμών μικρών Α/Γ που παρουσιάζεται περισσότερο ευαίσθητο σε αλλαγές. Λιγότερο ευμετάβλητα χαρακτηρίζονται και τα δυο επενδυτικά έργα όταν το 50% του αρχικού κεφαλαίου που απαιτείται καλύπτεται από επιχορηγήσεις επενδυτικών προγραμμάτων (π.χ. «ΗΛΕΚΤΡΑ») και κυρίως στην περίπτωση που δεν περιλαμβάνεται δανεισμός.

Τέλος, αποδοτικότερα κρίνονται τα επενδυτικά έργα Α και Β όταν το αρχικό κεφάλαιο επένδυσης καλύπτεται 50% από επιχορηγήσεις επενδυτικών προγραμμάτων και κυρίως όταν παράλληλα εφαρμόζεται τραπεζικός δανεισμός με επικρατέστερο σε αυτή την περίπτωση το επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών.

## Abstract

The aim of this study is the financial evaluation of the installation of energy production plants from Renewable Energy Sources to cover the energy requirements of public buildings in the Region of Crete, through self-production and the process of net metering. According to the methodology followed, the public buildings were categorized in groups according to their use and for each category, a recording was made exclusively of their electricity consumption and the corresponding energy costs for the period 2019 - 2021. The results showed that the most energy-intensive and at the same time costly category is the office buildings for which the electrical consumptions and their energy costs were estimated for the year 2023.

In order to cover the projected consumption of the most unfavourable category of buildings in the Region of Crete, the application of self-production through two RES systems was chosen: photovoltaic (PV) plants or small wind turbine (WT) plants. For each plant, the basic techno-economic characteristics were presented, which were used as parameters for the financial evaluation of these installations, as public investments.

The two investment projects were assessed with a 20-year horizon under two scenarios, with and without bank loans. The investment project A of the PV plants was found to be the most favourable in the scenario with bank lending, as it shows the highest return (IRR), the shortest payback period and, above all, requires the lowest equity participation in the initial capital of the investment. On the contrary, the least favourable scenario is the investment project B of small WT plants in the scenario without bank lending, which shows the lowest return (IRR).

In the risk and sensitivity analysis that followed, factors that are likely to have a positive or negative impact on the performance of each investment were presented, such as, for example, an increase in the energy price (€/KWh) and/or the subsidisation of part of the initial capital by investment programmes. The investment project A of the PV plants, regardless of the financing scheme (with or without bank loans), is less sensitive to changes in the parameters of the various scenarios examined in the sensitivity analysis, in contrast to the investment project B of the small WT plants, which is more sensitive to changes. Both investment projects are less volatile when 50% of the initial capital required is covered by grants from investment programmes (e.g. "ELEKTRA") and especially in the case where bank loans are not included.

Finally, investment projects A and B are considered more efficient when the initial investment capital is covered 50% by grants from investment programmes and especially when bank lending is applied in parallel, with investment project A of the PV plants being the predominant one.

## Περιεχόμενα

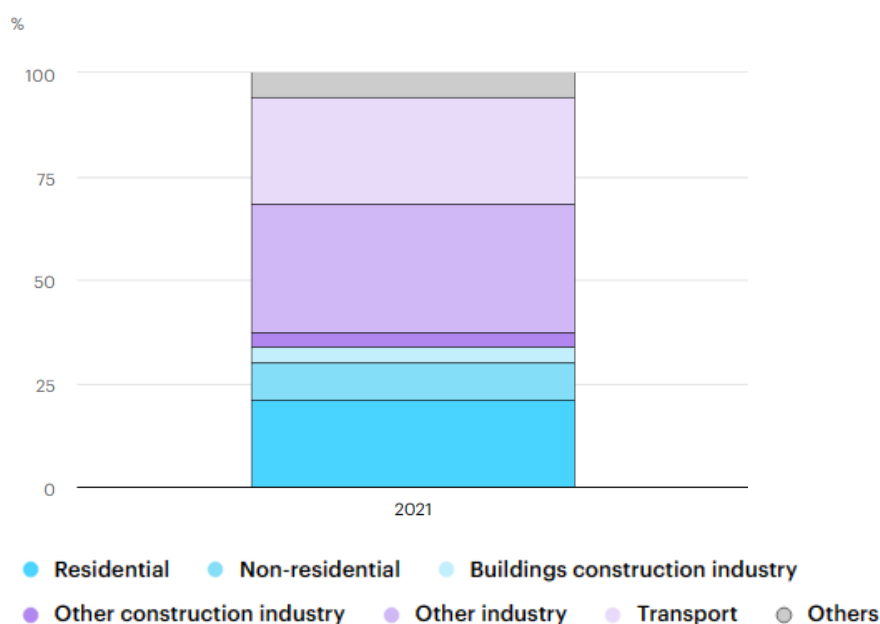
<b>1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΚΑΘΕΣΤΩΣ ΤΗΣ ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΤΡΙΤΟΓΕΝΗ ΤΟΜΕΑ</b> .....	<b>6</b>
1.1 Ενεργειακό προφίλ κτιριακού αποθέματος παγκοσμίως.....	6
1.1.1 Ενεργειακό προφίλ κτιρίων τριτογενή τομέα στην Ελλάδα .....	7
1.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας   Αυτοπαραγωγή   Ενεργειακός συμψηφισμός.....	9
1.3 Σκοπός εργασίας .....	13
<b>2. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ</b> .....	<b>14</b>
2.1 Ανάλυση ηλεκτρικών παροχών δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης.....	14
2.1.1 Πλήθος ηλεκτρικών παροχών για κάθε κατηγορία δημόσιου κτιρίου της Περιφέρειας Κρήτης.....	14
2.2 Ανάλυση ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης .....	16
2.3 Ενεργειακό κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης .....	19
2.4 Εξέλιξη ηλεκτρικών καταναλώσεων και ενεργειακού κόστους.....	24
2.4.1 Εξέλιξη ενεργειακού κόστους ηλεκτρικών καταναλώσεων κατά το τρέχον έτος 2022.....	24
2.4.2 Πρόβλεψη εξέλιξης ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης.....	26
<b>3. ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΠΑΡΕΜΒΑΣΕΩΝ</b> .....	<b>28</b>
3.1 Ενεργειακές παρεμβάσεις μέσω συστημάτων αυτοπαραγωγής στα δημόσια κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης (τεχνικά χαρακτηριστικά).....	28
3.1.1 Παρεμβάσεις μέσω Φ/Β σταθμών .....	28
3.1.2 Παρεμβάσεις μέσω σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ).....	31
3.2 Οικονομικά οφέλη και κόστη ενεργειακών παρεμβάσεων μέσω συστημάτων αυτοπαραγωγής στα κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης .....	33
3.3 Πηγές Χρηματοδότησης .....	35
<b>4. ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ</b> .....	<b>37</b>
4.1 Ανάλυση επενδυτικών έργων .....	37
4.1.1 Ανάλυση αρχικού κεφαλαίου .....	37
4.1.2 Ανάλυση χρηματοδοτικού σχήματος, κόστους κεφαλαίου και κόστους ευκαιρίας .....	38
4.1.3 Ανάλυση χρηματοροών (Cash flows) επενδυτικών έργων .....	39
4.2 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων μέσω 3 δεικτών .....	40
4.2.1 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων σεναρίου 1 (χωρίς δανεισμό).....	41
4.2.2 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων σεναρίου 2 (με δανεισμό) .....	43
4.2.3 Αποτελέσματα αξιολόγησης επενδυτικών έργων Α και Β, κατά τα σενάρια 1 και 2 .....	46
4.3 Ανάλυση κινδύνου επενδυτικών έργων μέσω πιθανοτήτων .....	48
4.3.1 Ανάλυση κινδύνου επενδυτικών έργων σεναρίου 1 (χωρίς δανεισμό) .....	48
4.3.2 Ανάλυση κινδύνου επενδυτικών έργων σεναρίου 2 (με δανεισμό).....	49
4.4 Ανάλυση ευαισθησίας επενδυτικών έργων.....	51
<b>5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ</b> .....	<b>56</b>
<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ</b> .....	<b>60</b>

## 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΚΑΘΕΣΤΩΣ ΤΗΣ ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΤΡΙΤΟΓΕΝΗ ΤΟΜΕΑ

### 1.1 Ενεργειακό προφίλ κτιριακού αποθέματος παγκοσμίως

Το 2021, βάσει της έκθεσης του Διεθνή Οργανισμού Ενέργειας (International Energy Agency / IEA) ο κτιριακός τομέας παγκοσμίως αντιπροσώπευε το 30% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και το 27% των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου, εκ των οποίων το 8% περίπου οφείλεται σε άμεσες εκπομπές από την ενέργεια που απαιτείται κατά την χρήση ορυκτών καυσίμων στα κτίρια και το 19% οφείλεται σε έμμεσες εκπομπές κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των καταναλώσεων των κτιρίων (IEA, 2022). Σύμφωνα με την ίδια έκθεση του Διεθνή Οργανισμού Ενέργειας, οι άμεσες και οι έμμεσες εκπομπές CO<sub>2</sub> από την λειτουργία των κτιρίων κατά το 2021, αυξήθηκαν περίπου 2% από τις αντίστοιχες του 2019 και κατά 5% από τις αντίστοιχες του 2020 (οι οποίες παρουσιάζονται μειωμένες εξαιτίας των συνεπειών της πανδημίας του Covid-19) προσεγγίζοντας τους 10Gt.

Βάσει του γραφήματος 1.1, τα πιο ενεργοβόρα κτίρια είναι εκείνα της βιομηχανία (other industry / Buildings construction industry / Other construction industry) και των μεταφορών (transport) αντιπροσωπεύουν το 38,30% και 25,80% αντίστοιχα της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στο παγκόσμιο κτιριακό απόθεμα, ενώ ακολουθούν τα κτίρια των κατοικιών (residential) με ποσοστό 21,20% και τα μη οικιστικά κτίρια (non-residential) που αντιπροσωπεύουν κυρίως τον τριτογενή τομέα με ποσοστό 8,80%.



**Γράφημα 1.1: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά κατηγορία κτιρίου παγκοσμίως, το έτος 2021**  
(Πηγή: [IEA. Licence: CC BY 4.0](#))

Σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης, τα κτίρια ευθύνονται για το 30%-40% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στην ΕΕ και για το 36% των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου, που συνδέονται με την ενέργεια, ενώ εκτιμάται ότι μέχρι το 2050 οι ενεργειακές ανάγκες των κτιρίων θα έχουν διπλασιαστεί σε σύγκριση με τα σημερινά δεδομένα (Pallis et.al, 2021). Λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία αυτά η ΕΕ στοχεύει αποφασιστικά προς μια βιώσιμη ενεργειακή μετάβαση υιοθετώντας μια σειρά μέτρων προς αυτή την κατεύθυνση. Μεταξύ αυτών στοχεύει στη μείωση των καθαρών εκπομπών κατά 55% έως το 2030 σε σχέση με τις αντίστοιχες του 1990 (Ανακοίνωση Ευρωπαϊκής Επιτροπής COM/2021/550) ενώ φιλοδοξεί έως το 2050 να αποτελεί την πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρο, μέσω της παροχής καθαρής, ασφαλούς ενέργειας και παράλληλα οικονομικά προσιτής, σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (COM/2019/640). Για την επίτευξη των στόχων αυτών, στα νομοθετικά μέτρα της ανακοίνωσης COM/2021/550 της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και τους άλλους φορείς,

(όπως αναθεωρήθηκε με την ανακοίνωση COM/2021/557) περιλαμβάνονται απαιτήσεις και για τα κτίρια, όπως η χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) σε ποσοστό της τάξεως του 49% έως το 2030 και η ετήσια αύξηση 1,1 ποσοστιαίας μονάδας της χρήσης ΑΠΕ για κάλυψη αναγκών θέρμανσης και ψύξης. Επομένως, γίνεται σαφές ότι για την επίτευξη των στόχων αυτών στον κτιριακό τομέα, κρίνεται αναγκαία η χρήση συστημάτων ΑΠΕ, σε συνδυασμό με άλλες ενέργειες όπως η χρήση νέων υλικών τεχνολογικά βελτιωμένων.

### 1.1.1 Ενεργειακό προφίλ κτιρίων τριτογενή τομέα στην Ελλάδα

Βάσει του ενεργειακού ισοζυγίου του 2017, τα κτίρια στην Ελλάδα ευθύνονται για το 42% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, ποσοστό ιδιαίτερα υψηλό το οποίο παράλληλα αντανακλά τις μεγάλες δυνατότητες που προκύπτουν για μείωση των ενεργειακών καταναλώσεων των κτιρίων μέσω εφαρμογών εξοικονόμησης ενέργειας (Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#)). Ως εκ τούτου, η Ελλάδα πρέπει να ακολουθήσει δραστικές πρακτικές προκειμένου να επιτύχει τους ενεργειακούς στόχους της ΕΕ σε ατομικό αλλά και σε συλλογικό επίπεδο, δεδομένου ότι τα περισσότερα κτίρια της χώρας είναι κατασκευασμένα πριν το 1980.

Το έτος 2015, το 95,40% των κτιρίων στην Ελλάδα αποτελούσαν κατοικίες και το υπόλοιπο 4,60% ανήκαν στον τριτογενή τομέα, βάσει στοιχείων του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας/ΥΠΕΝ (Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#)). Από τα κτίρια του τριτογενή τομέα, το 38,70% είχε κατασκευαστεί έως το 1980, το 59% το διάστημα 1981-2010 και μόλις το 2,3% τα τελευταία δέκα έτη, όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 1.1 που ακολουθεί.

**Πίνακας 1.1: Κατασκευή κτιρίων τριτογενή τομέα στην Ελλάδα την περίοδο 1920-2020**

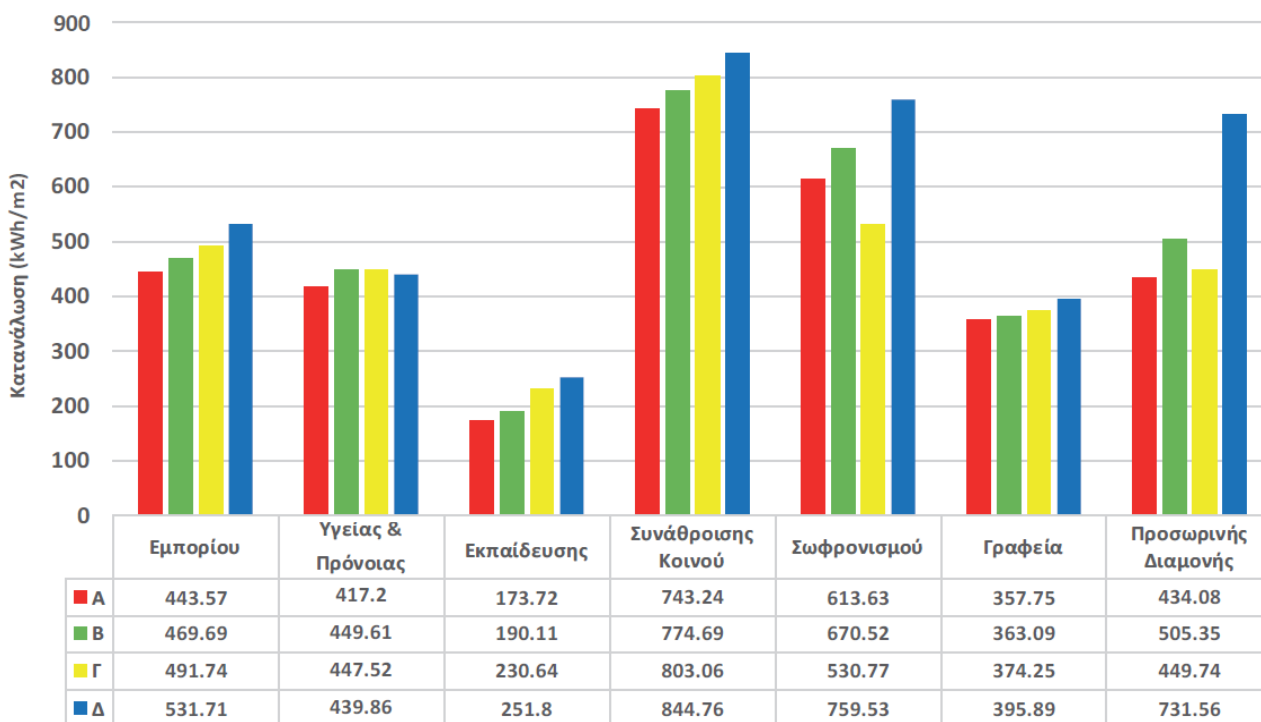
ΤΡΙΤΟΓΕΝΗΣ ΤΟΜΕΑΣ	1920-1940	1941-1960	1961-1980	1981-2000	2001-2010	2011-2020
Ξενοδοχεία και εστιατόρια	2904	2719	6056	6738	4921	769
Σχολεία και εκπαιδευτικά ιδρύματα	1900	1801	4050	9488	1270	658
Γραφεία και άλλα κτίρια	4632	3720	10517	11186	21316	1694
Νοσοκομεία και κλινικές	2714	2608	5814	14265	11937	1327
Εμπορικά καταστήματα	11264	5428	12909	18649	16963	743
Αποθήκες	1700	1311	3637	3762	9914	51
Ψυκτικές αποθήκες	36	28	75	81	88	1

Πηγή: Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#)

Σύμφωνα με τα στοιχεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ) όσα κτίρια είναι κατασκευασμένα πριν το 1980 ανήκουν στην ενεργειακή κλάση Η, καθώς κατά την κατασκευή τους δεν ήταν σε ισχύ ο Κανονισμός Θερμομόνωσης Κτιρίων (ΚΘΚ). Μετά την εφαρμογή του την περίοδο 1981 – 2009 τα κτίρια εμφανίζονται ενεργειακά βελτιωμένα (κατηγορία Γ και Δ) ενώ η ενεργειακή κλάση των κατασκευασμένων κτιρίων μετά το 2010 είναι Β και Γ λόγω της έναρξης ισχύος του Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων / KENAK ([Droutsa et.al, 2017](#)). Σε ορισμένα κτίρια που κατασκευάστηκαν με τον ΚΘΚ, τα Πιστοποιητικά Ενεργειακή Απόδοσης τα κατατάσσουν σε υψηλότερες ενεργειακές κλάσεις (Γ έως Α+) εξαιτίας των παρεμβάσεων εξοικονόμησης ενέργειας που έχουν συντελεστεί σε αυτά.

Από τα κτίρια του τριτογενή τομέα, εκείνα με χρήση συνάθροισης κοινού και σωφρονισμού παρουσιάζουν τις μεγαλύτερες ενεργειακές καταναλώσεις ανά εμβαδόν χώρου (m<sup>2</sup>) (778KWh/m<sup>2</sup> και 623KWh/m<sup>2</sup> αντίστοιχα) και στις τέσσερις κλιματικές ζώνες της Ελλάδας (Α/Β/Γ/Δ όπου η Α είναι η θερμότερη και Δ η ψυχρότερη), όπως απεικονίζεται στο γράφημα 1.2, κατά την περίοδο 2011-2018.





**Γράφημα 1.2: Μέση ετήσια ενεργειακή κατανάλωση ανά m<sup>2</sup> κτιρίων τριτογενή τομέα στην Ελλάδα ανά κατηγορία κτιρίου και κλιματική ζώνη (2011-2018) (πηγή: Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#))**

Στα κτίρια του εμπορίου η μέση ετήσια ενεργειακή κατανάλωση ανά τετραγωνικό μέτρο χώρου (m<sup>2</sup>) αυξάνεται προς τις πιο ψυχρές κλιματικές ζώνες, γεγονός αναμενόμενο λόγω των αυξημένων απαιτήσεων θέρμανσης σε αυτές. Παρόμοια εξέλιξη παρουσιάζει η μέση ετήσια κατανάλωση ενέργειας ανά εμβαδόν χώρου και στα κτίρια εκπαίδευσης τα οποία είναι τα λιγότερα ενεργοβόρα κυρίως λόγω της περιορισμένης λειτουργίας τους κατά την καλοκαιρινή περίοδο. Από την άλλη, τα κτίρια γραφείων δεν παρουσιάζουν μεγάλες μεταβολές της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης ανά εμβαδόν χώρου μεταξύ των κλιματικών ζωνών, καλύπτοντας ένα εύρος 357,75 KWh/m<sup>2</sup> έως 395,89 KWh/m<sup>2</sup>.

Τα κτίρια του τριτογενή τομέα τα τελευταία χρόνια παρουσιάζουν αύξηση των καταναλώσεων τους, γεγονός που αντανακλά την ανάπτυξη των κλάδων του τομέα. Πιο συγκεκριμένα, ενώ το 2005 η τελική κατανάλωση ενέργειας ήταν 737ktoe, το 2015 αυξήθηκε σε 1613ktoe, καταγράφοντας αύξηση 118% ([ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#)). Την δεκαετία 2005-2015, το μεγαλύτερο τμήμα των ενεργειακών καταναλώσεων των κτιρίων του τριτογενή τομέα καλυπτόταν από τον ηλεκτρισμό (γράφημα 1.3) σε ποσοστό μεγαλύτερο του 70%, για την κάλυψη της κατανάλωσης των ηλεκτρικών συσκευών, του φωτισμού, της θέρμανσης και του κλιματισμού, ενώ ακολουθούσε το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο τα οποία χρησιμοποιούνταν κυρίως για την κάλυψη των θερμικών αναγκών των κτιρίων.

	2005	2010	2015
■ Ηλεκτρισμός	73%	79%	73%
■ Διανεμόμενη θερμότητα	0%	0%	0%
■ ΑΠΕ	0%	0%	1%
■ Βιομάζα	0%	0%	2%
■ Φυσικό αέριο	4%	7%	8%
■ Πετρέλαιο και στερεά ορυκτά καύσιμα	23%	13%	17%

**Γράφημα 1.3: Μερίδιο συμμετοχής διαφόρων πηγών ενέργειας στην κατανάλωση των κτιρίων του τριτογενή τομέα στην Ελλάδα (2005-2015) (πηγή: Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#))**

Από το παραπάνω γράφημα 1.3 προκύπτει ότι την δεκαετία 2005-2015 η χρήση του πετρελαίου και άλλων στερεών ορυκτών καυσίμων μειώθηκε κατά 6 ποσοστιαίες μονάδες (από 23% σε 17%), όμως η χρήση των ΑΠΕ και της βιομάζας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των κτιρίων του τριτογενή τομέα παραμένει σε πολύ χαμηλά επίπεδα (1% και 2% αντίστοιχα).

Σύμφωνα με τα παραπάνω στοιχεία, η ανάγκη ενεργειακής αναβάθμισης του κτιριακού αποθέματος του τριτογενή τομέα (παράλληλα με των κατοικιών) είναι μονόδρομος προκειμένου η Ελλάδα να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις της ΕΕ για μείωση του αποτυπώματος άνθρακα των κτιρίων έως το 2050, στοχεύοντας στην μετατροπή των υφιστάμενων κτιρίων σε κτίρια με σχεδόν μηδενική κατανάλωση ενέργειας, σύμφωνα με την Οδηγία 2010/31/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου ([N.4122/2013](#)). Η συμβολή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην επίτευξη αυτών των στόχων είναι καθοριστική αλλά και απαιτητή βάσει της Ανακοίνωσης COM/2021/550 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, όπως αναφέρθηκε παραπάνω.

## 1.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας | Αυτοπαραγωγή | Ενεργειακός συμψηφισμός

Οι μονάδες παραγωγής ΑΠΕ είναι δυνατόν να παράγουν ενέργεια που προέρχεται από ανανεώσιμες μη ορυκτές πηγές όπως:

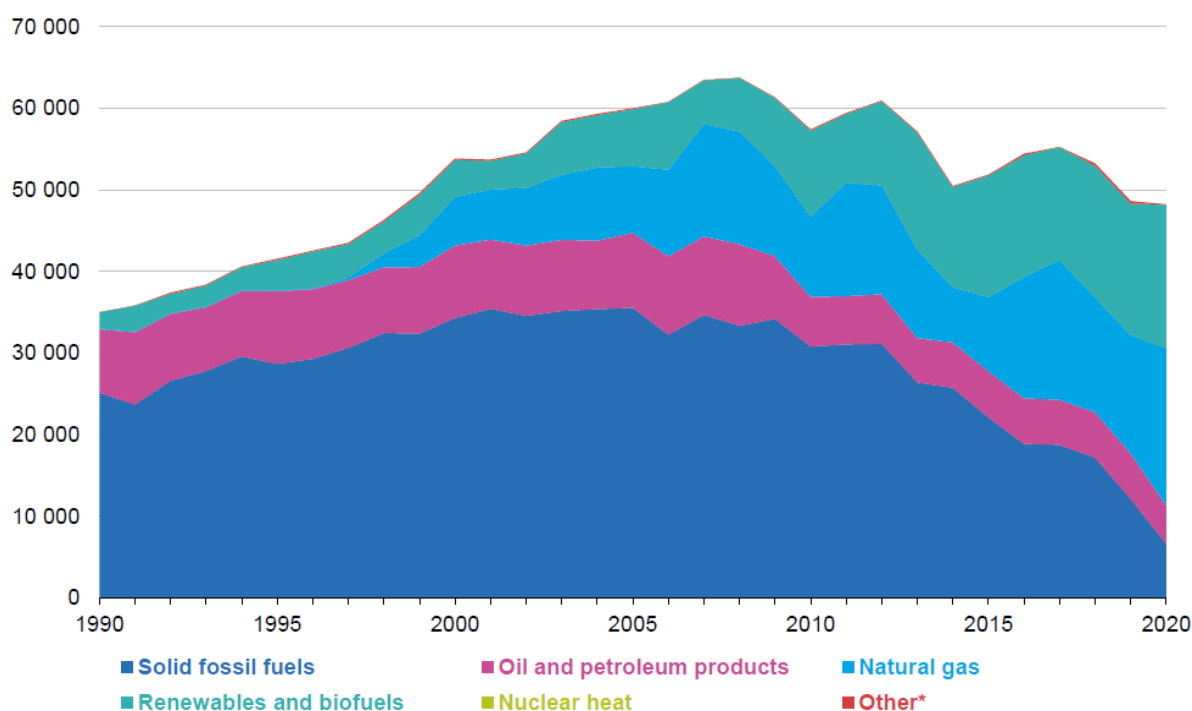
- Η ηλιακή ενέργεια
- Η αιολική ενέργεια
- Η γεωθερμική ενέργεια
- Η υδροθερμική ενέργεια
- Η αεροθερμική ενέργεια
- Η θαλάσσια ενέργεια
- Η ενέργεια από βιομάζα
- Η ενέργεια από βιοαέρια
- Η ενέργεια από τα παραγόμενα αέρια μονάδων επεξεργασίας λυμάτων και
- Η ενέργεια από τα αέρια που εκλύονται σε χώρους υγειονομικής ταφής.

Το 2021, η χρήση **Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας** παγκοσμίως αυξήθηκε κατά 6% αγγίζοντας τα 295GW παρά τα προβλήματα που είχαν παρατηρηθεί λόγω της πανδημίας Covid-19 και σχετιζόνταν με την εφοδιαστική αλυσίδα, την αύξηση των τιμών των πρώτων υλών και τη γενικότερη καθυστέρηση στις κατασκευές ([IEA, 2022](#)). Στο ποσοστό αυτό, η συμμετοχή της Κίνας είναι καθοριστική ενώ μέχρι το 2023 προβλέπεται ότι θα αντιπροσωπεύει το 45% των νέων προσθηκών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, μέσω της εγκατάστασης περίπου 140GW ετησίως που θα προέρχονται κυρίως από φωτοβολταϊκά συστήματα, βάσει των στοιχείων του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας ([IEA, 2022](#)).

Στην Ευρώπη, βάσει της τριμηνιαίας έκθεσης της ΕΕ για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας το δεύτερο τρίμηνο του 2022, η χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έφτασε το 43% ξεπερνώντας τα ορυκτά καύσιμα με ποσοστό 36% ([European Commission, 2022](#)). Η αύξηση της παραγωγής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ΕΕ κατά 2% (+5TWh) οφείλεται κυρίως στην αύξηση της παραγωγής από την ηλιακή ενέργεια (24% / + 13TWh), από την αιολική ενέργεια (+ 7TWh για την χερσαία και +1TWh για την υπεράκτια) ενώ αντίθετα μείωση εμφάνισε η παραγωγή πυρηνικής ενέργειας (17% / -27TWh) και υδροηλεκτρικής (16% / - 15TWh). Πολλά κράτη – μέλη της ΕΕ σχεδιάζουν ήδη την περαιτέρω ανάπτυξη παραγωγής ΑΠΕ αξιοποιώντας κυρίως την ηλιακή και αιολική ενέργεια που φαίνεται να διαθέτουν τις περισσότερες δυνατότητες για την επιθυμητή μείωση του βαθμού εξάρτησης της ΕΕ από την Ρωσία στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως μετά την έναρξη του πολέμου στην Ουκρανία και της ενεργειακής κρίσης που αυτός επέφερε ([European Commission, 2022](#)).

Στην Ελλάδα, το ενδιαφέρον για νέες μονάδες ΑΠΕ αυξάνεται χρόνο με τον χρόνο αποφέροντας σημαντικά περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη. Στο γράφημα 1.4 που ακολουθεί βάσει των στοιχείων του Υπουργείου Περιβάλλοντος & Ενέργειας και της Eurostat, τα τελευταία 30 έτη η ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ - βιοκαύσιμα (Renewables and biofuels) και το φυσικό αέριο (natural gas) παρουσιάζουν μια συνεχόμενη αύξηση, ενώ από την άλλη, η παραγωγή ενέργειας από την χρήση στερεών ορυκτών καυσίμων (Solid fossil fuels) και πετρελαίου (Oil and petroleum products) έχει μειωθεί σημαντικά.

## Gross electricity production by fuel, GWh



**Γράφημα 1.4: Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά καύσιμο στην Ελλάδα (1990-2020)**  
(πηγή: [ΥΠΕΝ / Eurostat](#))

Την δεκαετία 2011-2020, η χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σημείωσε αύξηση κατά 117%, το 2020 η κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος καλύφθηκε κατά 36% από ΑΠΕ, ενώ η συμβολή των ΑΠΕ στον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα το ίδιο έτος, έφτασε περίπου το 22% ξεπερνώντας τον στόχο της ΕΕ που είχε ορισθεί στο 18% ([Eurostat, 2022](#)). Εξαιρετικά σημαντικό είναι ότι το τελευταίο τρίμηνο του 2022 και συγκεκριμένα την 7η Οκτώβριου, επετεύχθη για πρώτη φορά στην Ελλάδα η κάλυψη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες παραγωγής ΑΠΕ κατά 100%, βάσει στοιχείων του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ([ΑΔΜΗΕ, 2022](#)) ενισχύοντας την αύξηση του επενδυτικού ενδιαφέροντος προς την πράσινη ενέργεια.

### ▪ Αυτοπαραγωγή & ενεργειακός συμψηφισμός

Η έννοια της **αυτοπαραγωγής** ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, εισήχθη στην Ελλάδα με το [N.3468/2006](#) σύμφωνα με τον οποίο δόθηκε η δυνατότητα σε παραγωγούς να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια αρχικά μέσω φωτοβολταϊκών συστημάτων, μικρών ανεμογεννητριών, σταθμών βιομάζας, βιοαερίου και σταθμών Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) με σκοπό να χρησιμοποιούν την παραγόμενη ενέργεια για την κάλυψη των αναγκών τους, ενώ την πιθανή πλεονάζουσα ενέργεια να τη διοχετεύουν στο Σύστημα ή στο Δίκτυο της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ).

Η διαχείριση της παραγόμενης ενέργειας ενός σταθμού παραγωγής ΑΠΕ, μέσω της δυνατότητας συμψηφισμού της ενέργειας που απορροφάται από τον αυτοπαραγωγό για να καλύψει τις ανάγκες του, με την πλεονάζουσα ενέργεια που εγχέεται στο Δίκτυο, αποτελεί τον **ενεργειακό συμψηφισμό (net metering)**. Απαραίτητη προϋπόθεση για την εφαρμογή του ενεργειακού συμψηφισμού είναι ο σταθμός παραγωγής να βρίσκεται στο ίδιο ή όμορο ακίνητο με την εγκατάσταση κατανάλωσης και να συνδέεται ηλεκτρικά με αυτήν ([ΔΕΔΔΗΕ, 2019](#)).

Σε περίπτωση που δεν ισχύει ο περιορισμός αυτός και παράλληλα η ενέργεια που διοχετεύεται στο δίκτυο από ένα σταθμό παραγωγής συμψηφίζεται με την ενέργεια που απορροφάται όχι μόνο από μια αλλά και περισσότερες εγκαταστάσεις κατανάλωσης του αυτοπαραγωγού, τότε εφαρμόζεται ο **εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός (virtual net metering)** ([ΔΕΔΔΗΕ, 2019](#)). Κατά τον εικονικό

ενεργειακό συμψηφισμό η ενέργεια που θα παράγει ο σταθμός παραγωγής μπορεί να απορροφάται είτε από μια εγκατάσταση του αυτοπαραγωγού η οποία θα βρίσκεται σε διαφορετική θέση από τον σταθμό, είτε από πολλές εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού οι οποίες θα βρίσκονται σε διαφορετικές θέσεις από τον σταθμό, είτε από πολλές εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού από τις οποίες μια θα βρίσκεται σε ίδιο ή όμορο χώρο με τον σταθμό και οι υπόλοιπες σε διαφορετικές θέσεις από αυτόν. Από το 2006 που έγινε η πρώτη αναφορά στην αυτοπαραγωγή, μόλις το 2019 δόθηκαν ουσιαστικά κίνητρα για την εφαρμογή της, όπως η ενσωμάτωση όλων των υπόλοιπων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, η θεσμοθέτηση των Ενεργειακών Κοινοτήτων, και η εισαγωγή της έννοια του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού ([ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/2019](#)). Επιπροσθέτως, έγινε πλέον δυνατός ο συνδυασμός σταθμών ΑΠΕ, σταθμών Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) και συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές για την κάλυψη των αναγκών των αυτοπαραγωγών. Η δυνατότητα αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι καθοριστική ειδικά για περιοχές της Ελλάδας όπου ο κορεσμός του δικτύου δεν επέτρεπε νέες επενδύσεις ούτε σε έργα παραγωγής ενέργειας, ούτε σε μικρότερα έργα εξοικονόμησης ενέργειας. Από το 2006 έως και σήμερα, μια σειρά από νομοθετικές διατάξεις στην Ελλάδα καθορίζουν όλα τα θέματα που αφορούν τον ενεργειακό και εικονικό ενεργειακό συμψηφισμό, όπως τους δικαιούχους συμμετοχής, τα όρια ισχύος των σταθμών, τον τρόπο που θα γίνεται ο συμψηφισμός, το χρονικό διάστημα που θα ισχύει καθώς και τις χρεώσεις που θα περιλαμβάνονται σε αυτόν.

#### ▪ Η αυτοπαραγωγή στον δημόσιο τομέα

Η Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας αποτελεί την πρώτη Περιφέρεια της χώρας που πρόκειται να εφαρμόσει την αυτοπαραγωγή μέσω της δημιουργίας Ενεργειακών Κοινοτήτων και της εγκατάστασης ενός Φωτοβολταϊκού σταθμού ισχύος 107MW που θα λειτουργεί με τη μέθοδο του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού ([Συνέδριο «Κλιματική Ουδετερότητα - Από την φιλοδοξία στην υλοποίηση - Η Τοπική Αυτοδιοίκηση στην πρώτη γραμμή ευθύνης», 2022](#)). Σκοπός είναι να καλύπτει τις ενεργειακές καταναλώσεις 66 φορέων της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας (Δήμων, δημοτικών επιχειρήσεων και οργανισμών), 300.000 περίπου πολιτών καθώς και τις ανάγκες του σημαντικού πρωτογενή τομέα της Περιφέρειας με στόχο να μειωθεί το αυξημένο ενεργειακό κόστος. Η χρηματοδότηση του έργου θα καλυφθεί από το ΕΣΠΑ και η ολοκλήρωση του εκτός από τα ενεργειακά οφέλη θα είναι ιδιαίτερα σημαντική για την ανάπτυξη της τοπικής κοινωνίας αλλά και την ίδια τη χώρα καθώς θα αποτελεί τον πρώτο συνεργατικό Φ/Β σταθμό στην Ευρώπη. Παράλληλα, η Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας προγραμματίζει την εγκατάσταση Σταθμών Αποθήκευσης Ηλεκτρικής ενέργειας ώστε η πλεονάζουσα ενέργεια που θα παράγεται από ένα σταθμό παραγωγής ΑΠΕ να αποθηκεύεται, και στη συνέχεια είτε θα χρησιμοποιείται από τον αυτοπαραγωγό σε περιόδους μειωμένης απόδοσης των σταθμών, είτε θα διοχετεύεται στο δίκτυο σε περιόδους μεγάλης ζήτησης, συμβάλλοντας στη σταθερότητά του ([Δελτίο Τύπου ΠΔΕ, 2022](#)).

Στο συνέδριο με τίτλο «Κλιματική Ουδετερότητα - Από την φιλοδοξία στην υλοποίηση - Η Τοπική Αυτοδιοίκηση στην πρώτη γραμμή ευθύνης» που έλαβε χώρα στην Ελλάδα τον Οκτώβριο του 2022, εκτός από το έργο της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας, παρουσιάστηκε και η αντίστοιχη φιλόδοξη προσπάθεια του Δήμου Αγρινίου για την εγκατάσταση ενός Φ/Β σταθμού ισχύος 18MW, που μέσω της αυτοπαραγωγής θα καλύπτει τις ενεργειακές καταναλώσεις του Δήμου και αρκετών πολιτών που ανήκουν σε ευάλωτες κοινωνικά ομάδες.

Αντίστοιχες πρωτοβουλίες με τις παραπάνω, θα μπορούσαν να υιοθετηθούν και από άλλους δημόσιους φορείς της χώρας, όπως η Περιφέρεια Κρήτης που εξετάζεται στην παρούσα εργασία, με στόχο την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων μέσω της χρήσης ΑΠΕ. Επιπλέον, η αξιοποίηση του θεσμικού πλαισίου για της Ενεργειακές Κοινότητες σε συνδυασμό με τα πολλαπλά κτίρια που διαθέτουν οι φορείς του δημοσίου θα μπορούσαν να δημιουργήσουν ένα μικροδίκτυο από άποψη ηλεκτρικής ενέργειας ([Hassan et.al, 2021](#)). Μια τέτοια μελέτη περίπτωση έξυπνου μικροδικτύου εξετάστηκε στη πόλη Camrobasso της Ιταλίας για τη σύνδεση δυο κτιρίων της δημόσιας διοίκησης που βρίσκονταν σε κοντινή απόσταση, τα οποία θα μοιραζόταν την ενέργεια που θα παρήγαγε ένα Φ/Β σύστημα ισχύος 100KWp εγκατεστημένο στην οροφή του ενός κτιρίου, ενώ παράλληλα θα ήταν συνδεδεμένα και με το εθνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας στο οποίο θα μπορούσε να διοχετευτεί η

πλεονάζουσα ενέργεια από το σύστημα ΑΠΕ ([Martirano et. al, 2021](#)). Εκτός από τα προφανή οφέλη της εξοικονόμησης κόστους από την εφαρμογή της αυτοπαραγωγής, τα αποτελέσματα της μελέτης έδειξαν ότι το σενάριο αυτό είχε μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης (IRR = 11%) με μικρό χρόνο αποπληρωμής (PBT = 8 έτη), σε αντίθεση με το κλασικό σενάριο σύνδεσης των δυο κτιρίων στο εθνικό δίκτυο μόνο, όπου η απόδοση ήταν μικρότερη (IRR = 6%) και η περίοδος αποπληρωμής μεγαλύτερη (PBT = 10,9 έτη).

#### ▪ Πολιτικές και μέτρα στην Ελλάδα

Οι επιχειρήσεις του τριτογενή τομέα ολοένα και περισσότερο επιλέγουν την αυτοπαραγωγή καθώς βασικός στόχος τους είναι η μείωση του ενεργειακού κόστους που λόγω των υψηλών τιμών της ενέργειας επιβαρύνει κατά πολύ τους προϋπολογισμούς τους, επηρεάζοντας σημαντικά την αναπτυξιακή τους πορεία. Παράλληλα, προκειμένου να επιτευχθεί η αναβάθμιση του κτιριακού αποθέματος του τριτογενή τομέα στην Ελλάδα με στόχο τη συμμετοχή της χώρας αναλογικά στην εκπλήρωση των ενεργειακών στόχων της ΕΕ για μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία, και για την εκπλήρωση των ενεργειακών και κλιματικών στόχων που ορίζει το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) στην Ελλάδα έως το 2030, θα απαιτηθούν επενδύσεις σημαντικού ύψους.

Η Ελληνική Κυβέρνηση στοχεύει να συνεχίσει να ακολουθεί μέτρα που θα απομακρύνουν τυχόν εμπόδια σε τέτοιου είδους επενδύσεις, τα οποία μπορεί να σχετίζονται με θέματα θεσμικά, τεχνολογίας, ελλιπούς πληροφόρησης και κυρίως αδυναμίας πρόσβασης σε πηγές χρηματοδότησης ([Μακροπρόθεσμη Στρατηγική ανακαίνισης κτιρίων έως το 2050, 2021](#)). Τέτοιες πολιτικές μεταξύ άλλων είναι η αναβάθμιση των οικοδομικών κανονισμών και οδηγιών στις νέες απαιτήσεις (όπως η Αναθεώρηση του ΚΕΝΑΚ) και η παροχή κινήτρων στους πολίτες και στις επιχειρήσεις για την αναβάθμιση των κτιρίων τους μέσω ελαφρυντικών μέτρων, όπως η αύξηση του συντελεστή απόσβεσης σε επιχειρήσεις, η αύξηση του συντελεστή δόμησης σε κτίρια που μετά την ενεργειακή αναβάθμιση κατατάσσονται σε υψηλότερη ενεργειακά κατηγορία, και η μείωση του προστίμου αυθαίρετων κατασκευών έως 50% λόγω εκπόνησης εργασιών ενεργειακής αναβάθμισης σε αυτά. Όσον αφορά τα δημόσια κτίρια, για να είναι εφικτή τόσο η ενεργειακή παρακολούθηση τους όσο και η ανακαίνιση τους εξετάζεται η δημιουργία ενός Συστήματος Ενεργειακής Διαχείρισης βάσει του προτύπου ISO 50001, το οποίο θα αναβαθμίσει περαιτέρω και τον ρόλο του Ενεργειακού Υπεύθυνου Δημόσιων Κτιρίων ο οποίος ουσιαστικά παρακολουθεί και καταγράφει την ενεργειακή συμπεριφορά των κτιρίων του δημόσιου τομέα ([ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148/12.03.2021](#)).

Ιδιαίτερα κρίσιμη για την εφαρμογή της αυτοπαραγωγής είναι η εφαρμογή μέτρων από την Κυβέρνηση για την ενίσχυση και ανάπτυξη των ηλεκτρικών δικτύων ώστε να αυξηθεί ο διαθέσιμος χώρος σε αυτά και κατ' επέκταση να αυξηθεί η συμβολή των ΑΠΕ και το επενδυτικό ενδιαφέρον προς την πράσινη ενέργεια. Σημαντικά και απαραίτητα ταυτόχρονα κρίνονται τα μέτρα διασύνδεσης των νησιών με την ηπειρωτική χώρα, ώστε να διασφαλιστεί η επιθυμητή αυτάρκεια ιδιαίτερα σε περιπτώσεις δύσκολων καιρικά φαινομένων και υψηλής ζήτησης.

Ωστόσο, πολύ σημαντικά είναι και τα οικονομικά μέτρα της Ελληνικής Κυβέρνησης, για να είναι εφικτές οι επενδύσεις που θα απαιτηθούν στα κτίρια του τριτογενή τομέα. Ένα από αυτά τα μέτρα αποτελεί το πρόγραμμα των Ανταγωνιστικών διαδικασιών για παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας που αφορά μόνο τα ιδιωτικά κτίρια του τριτογενή τομέα, στο οποίο θα μπορούν να συμμετέχουν όλες οι εγχώριες επιχειρήσεις αυξάνοντας με αυτό τον τρόπο την ανταγωνιστικότητα των έργων για επενδύσεις στην εξοικονόμηση ενέργειας. Από την άλλη, το Πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» απευθύνεται μόνο στα δημόσια κτίρια του τριτογενή τομέα (όπως τα εξεταζόμενα κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης) προσδοκώντας ότι θα συμβάλει σημαντικά στην επίτευξη των στόχων του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) εξαιτίας της μεγάλης δυναμικής που έχει ο δημόσιος τομέας. Επιπλέον, το Πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» προωθεί και την αυτοπαραγωγή μέσω της εγκατάστασης συστημάτων αξιοποίησης ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ([Υ.Α. ΥΠΕΕΝ/ΔΕΠΕΑ/90689/707/2022](#)). Εξίσου σημαντική τόσο στα ιδιωτικά όσο και στα δημόσια κτίρια του τριτογενή τομέα είναι η συνεισφορά καινοτόμων προγραμμάτων μικτής χρηματοδότησης με συμμετοχή του Δημοσίου και των ελληνικών χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων, όπως επίσης και η ύπαρξη του Εθνικού Ταμείου Ενεργειακής Απόδοσης (ΕΤΕΑΠ) που θα έχει στόχο την χρηματοδότηση προγραμμάτων και γενικότερων μέτρων στον τομέα της εξοικονόμησης ενέργειας και

ουσιαστικά θα αποτελεί ταμείο δανεισμού αλλά και εγγυοδοσίας ([Μακροπρόθεσμη Στρατηγική ανακαίνισης κτιρίων έως το 2050, 2021](#)).

### 1.3 Σκοπός εργασίας

Στην παρούσα εργασία, εστιάζοντας στα κτίρια του τριτογενή τομέα και συγκεκριμένα στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης, θα εξεταστούν οι δυνατότητες κάλυψης των ενεργειακών απαιτήσεων των κτιρίων μέσω της χρήσης συστημάτων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Σκοπός της εργασίας είναι η αξιολόγηση χρηματοοικονομικά των παρεμβάσεων (επενδύσεων) που θα προταθούν, οι οποίες θα στοχεύουν στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ μέσω της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής. Απώτερος στόχος είναι οι παρεμβάσεις να συμβάλλουν στην επίτευξη των ενεργειακών απαιτήσεων που έχει θέσει η ΕΕ και το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) καθώς και η μετάβαση της Περιφέρειας Κρήτης στην πράσινη ανάπτυξη, απαλλασσόμενη από το υψηλό ενεργειακό κόστος.

Προκειμένου να επιτευχθεί ο σκοπός της παρούσας εργασίας, στο κεφάλαιο 2 θα αναλυθούν αποκλειστικά οι ηλεκτρικές καταναλώσεις και τα αντίστοιχα κόστη των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης ανά Περιφερειακή Ενότητα και ανά κατηγορία κτιρίου, αξιοποιώντας τα διαθέσιμα στοιχεία κατά την περίοδο 2019-2021, που δόθηκαν από το Ινστιτούτο Ενέργειας, Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (ΙΕΕCC) του Πανεπιστημιακού Ερευνητικού Κέντρου (ΠΕΚ) του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου. Στη συνέχεια, θα προβλεφθούν οι ηλεκτρικές καταναλώσεις και τα ενεργειακά κόστη αυτών για το έτος 2023. Στο κεφάλαιο 3, θα επιλεγεί η πιο ενεργοβόρα και κοστοβόρα κατηγορία κτιρίων (βάσει των αναλύσεων του δεύτερου κεφαλαίου) και θα προταθεί η εφαρμογή της αυτοπαραγωγής μέσω δυο συστημάτων ΑΠΕ: Φωτοβολταϊκών σταθμών ή σταθμών μικρών ανεμογεννητριών προκειμένου να καλυφθούν οι προβλεπόμενες ενεργειακές απαιτήσεις που έχουν υπολογισθεί. Παράλληλα, θα παρουσιαστούν τα οικονομικά οφέλη και τα κόστη των παρεμβάσεων αυτών καθώς και οι πιθανές πηγές χρηματοδότησης. Το κεφάλαιο 4 περιλαμβάνει την αξιολόγηση επενδυτικά της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής μέσω των δυο προτεινόμενων συστημάτων ΑΠΕ. Στην ανάλυση κινδύνου και ευαισθησίας που θα ακολουθήσει θα παρουσιαστούν παράγοντες που είναι πιθανό να επηρεάσουν την απόδοση της κάθε επένδυσης όπως για παράδειγμα η αύξηση της τιμής της ενέργειας (€/KWh) ή/και η μείωση της προβλεπόμενης απόδοσης των σταθμών ΑΠΕ. Το αποτελέσματα και τα συμπεράσματα της εργασίας θα παρουσιαστούν στο κεφάλαιο 5, μαζί με προοπτικές για περεταίρω έρευνα στον τομέα της αυτοπαραγωγής στα κτίρια του τριτογενή τομέα.

## 2. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ

Στο παρόν κεφάλαιο θα γίνει αναφορά στο πλήθος των ηλεκτρικών παροχών, στις ηλεκτρικές καταναλώσεις καθώς και στο ενεργειακό κόστος αυτών όπως καταγράφηκαν στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης κατά την περίοδο 2019-2021, βάσει των ενεργειακών δεδομένων που δόθηκαν από το Ινστιτούτο Ενέργειας, Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (ΙΕΕCC) του Πανεπιστημιακού Ερευνητικού Κέντρου (ΠΕΚ) του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου, μέσω της συνεργασίας με το Περιφερειακό Ταμείο και τη Δ.Ε.Η. Α.Ε. που αποτελεί τον κύριο προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας της Περιφέρειας Κρήτης κατά την εξεταζόμενη περίοδο.

Εκτός από την ηλεκτρική ενέργεια δεν θα ληφθεί υπόψη η συνεισφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης άλλων πηγών ενέργειας (π.χ. πετρέλαιο, φυσικό αέριο, άλλα ορυκτά καύσιμα) για την κάλυψη χρήσεων όπως οι θερμικές, καθώς ο ηλεκτρισμός αποτελεί την κύρια πηγή ενέργειας καλύπτοντας σχεδόν το 70% των αναγκών σε κατανάλωση ενέργειας στα κτίρια του τριτογενή τομέα, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 1.

### 2.1 Ανάλυση ηλεκτρικών παροχών δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης

Το πλήθος παροχών ηλεκτρικής ισχύος που διέθετε η Περιφέρεια Κρήτης κατά το τελευταίο έτος (2021) ανέρχεται συνολικά σε 11.663. Εξ' αυτών εκείνες που αντιστοιχούν στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης είναι **4.614** παροχές, οι οποίες περιλαμβάνουν 4.602 Τιμολόγια Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23) και 12 Τιμολόγια Οικιακής χρήσης (Γ1) όπως παρουσιάζονται στον πίνακα 2.1 που ακολουθεί. Πιο αναλυτικά, η Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου διαθέτει τις περισσότερες παροχές, ήτοι 5 παροχές Οικιακής χρήσης (Γ1) και 1.938 παροχές Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23), η Περιφερειακή Ενότητα Χανίων διαθέτει 5 παροχές Οικιακής χρήσης (Γ1) και 1.013 παροχές Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23), η Περιφερειακή Ενότητα Ρεθύμνου διαθέτει 2 παροχές Οικιακής χρήσης (Γ1) και 1.028 παροχές Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23) και η Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου διαθέτει 623 παροχές Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23) και καμία παροχή Οικιακής χρήσης (Γ1).

**Πίνακας 2.1: Πλήθος ηλεκτρικών παροχών δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά τύπο παροχής και ανά Περιφερειακή Ενότητα (έτος 2021)**

Περιφερειακή Ενότητα (Π.Ε)	ΤΥΠΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ				Σύνολο παροχών Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23)	Σύνολο παροχών ανα Π.Ε.
	Οικιακή χρήση	Εμπορική χρήση				
		Γ1	Γ21	Γ22		
Ηρακλείου	5	1508	424	6	1938	1943
Χανίων	5	745	266	2	1013	1018
Ρεθύμνου	2	839	170	19	1028	1030
Λασιθίου	0	488	133	2	623	623
<b>Σύνολο</b>	<b>12</b>	<b>3580</b>	<b>993</b>	<b>29</b>	<b>4602</b>	<b>4614</b>
<b>Σύνολο ηλεκτρικών παροχών για την Περιφέρεια Κρήτης</b>						<b>4614</b>

#### 2.1.1 Πλήθος ηλεκτρικών παροχών για κάθε κατηγορία δημόσιου κτιρίου της Περιφέρειας Κρήτης

Οι παραπάνω τύποι παροχών (Οικιακής και Εμπορικής χρήσης) αναλύθηκαν περαιτέρω με βάση την περιγραφή της παροχής του κάθε τιμολογίου και την αντίστοιχη χρήση του κάθε κτιρίου/εγκατάστασης της Περιφέρειας Κρήτης και κατηγοριοποιήθηκαν σε 4 ξεχωριστές ομάδες: **Γραφεία, Εκπαιδευτικά**

**Ιδρύματα, Αθλητικές Υποδομές και Διάφορες δομές** όπως αναφέρονται στον πίνακα 2.2. Με τον τρόπο αυτό παρέχεται καλύτερη πληροφόρηση της κατανομής των παροχών ανά κατηγορία και χρήση δημόσιου κτιρίου.

Η συγκεκριμένη ανάλυση ως πιο ακριβής οδήγησε σε διαφορετικό αριθμό συνολικών παροχών της Περιφέρειας Κρήτης από εκείνον που είχε υπολογισθεί στον πίνακα 2.1 και η διαφορά έγκειται στις παροχές εμπορικής χρήσης οι οποίες με βάση την ανάλυση των τιμολογίων παροχής ήταν **4602** (πίνακας 2.1) με βάση όμως την ανάλυση της χρήσης (κατηγοριών) των κτιρίων υπολογίστηκαν σε **4037** (πίνακας 2.2). Ο λόγος ύπαρξης αυτής της διαφοράς (565 παροχών) μεταξύ των δυο αναλύσεων, οφείλεται στο γεγονός ότι 433 τιμολόγια εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23) βρέθηκε κατά την ανάλυση ότι αντιστοιχούσαν σε δημόσιο φωτισμό και 132 τιμολόγια εμπορικής χρήσης αντιστοιχούσαν σε αγροτικές χρήσεις (αντλιοστάσια), τα οποία θα έπρεπε να τιμολογούνται ως Τιμολόγια Φωτισμού Οδών Πλατειών (ΦΟΠ) και Αγροτικά Τιμολόγια αντίστοιχα, επιβαρύνοντας με αυτό τον τρόπο το ενεργειακό κόστος για την Περιφέρεια Κρήτης.

**Πίνακας 2.2: Πλήθος παροχών δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά τύπο παροχής και ανά κατηγορία κτιρίου (έτος 2021)**

Κατηγορία κτιρίου	ΤΥΠΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ				Σύνολο παροχών Εμπορικής χρήσης (Γ21, Γ22, Γ23)	Σύνολο παροχών ανα κατηγορία κτιρίου	% επι των συνολικών παροχών
	Οικιακή χρήση	Εμπορική χρήση					
		Γ1	Γ21	Γ22			
Γραφεία	8	1696	386	17	2099	2107	52%
Εκπαιδευτικά Ιδρύματα	2	812	246	3	1061	1063	26%
Αθλητικές Υποδομές	0	41	32	0	73	73	2%
Διάφορες δομές	2	679	120	5	804	806	20%
<b>Σύνολο</b>	<b>12</b>	<b>3228</b>	<b>784</b>	<b>25</b>	<b>4037</b>	<b>4049</b>	<b>100%</b>
<b>Σύνολο ηλεκτρικών παροχών για την Περιφέρεια Κρήτης</b>						<b>4049</b>	

Σύμφωνα με τα δεδομένα του πίνακα 2.2, στην **κατηγορία Γραφεία** περιλαμβάνονται όλα τα Δημαρχεία, τα Κέντρα Εξυπηρέτησης Πολιτών (ΚΕΠ), τα Πνευματικά Κέντρα, καθώς και τα Γραφεία Μέριμνας (ΚΕ.ΚΟ.Φ), Δημοτικών Οργανισμών Αλληλεγγύης Προστασίας και Παιδείας (ΔΟΚΑΠΠΑΜ), Δημοτικών Συνδέσμων, Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος (ΤΕΕ) και τα Περιβαλλοντικά γραφεία. Στην κατηγορία αυτή εντάσσονται επιπλέον και τα Γραφεία Εκπαίδευσης που απαρτίζονται από τα γραφεία Σχολικών Επιτροπών, τις Τεχνικές Σχολές Επιμελητηρίου (ΚΕΤΕ), τα Κέντρα Διαφοροδιάγνωσης, Διάγνωσης και Υποστήριξης Ειδικών Εκπαιδευτικών Αναγκών (ΚΕΔΔΥ) και τους υπόλοιπους Οργανισμούς Σχολικών κτιρίων. Η κατηγορία Γραφεία περιλαμβάνει τις περισσότερες παροχές, ήτοι 2.107, που αντιστοιχούν στο 52% των συνολικών παροχών των δημόσιων κτιριακών εγκαταστάσεων της Περιφέρειας Κρήτης.

Η κατηγορία **Εκπαιδευτικά Ιδρύματα** εμπεριέχει όλα τα σχολεία Πρωτοβάθμιας και Δευτεροβάθμιας Εκπαίδευσης, καθώς και τα Ιδρύματα Προσχολικής Αγωγής (νηπιαγωγεία, παιδικοί σταθμοί). Με συνολικά 1.063 παροχές καταλαμβάνει το 26% των παροχών των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης.

Η κατηγορία **Αθλητικές Υποδομές** απαρτίζεται από τα Δημόσια και Δημοτικά γήπεδα, τις Δημόσιες Μονάδες Γυμναστικής με τα αποδυτήρια τους, τα Δημόσια Γυμναστήρια με τα αποδυτήρια τους, στις οποίες αντιστοιχούν 73 παροχές, ήτοι 2% των συνολικών παροχών των δημόσιων κτιρίων.

Στην κατηγορία **Διάφορες δομές** περιλαμβάνονται τα υπόλοιπα κτίρια που δεν μπορούν να ενταχθούν σε μια από τις προηγούμενες κατηγορίες, όπως για παράδειγμα οι Ιεροί Ναοί, τα Ιατρεία και οι υπόλοιποι Δημόσιοι Φορείς. Με συνολικά 806 παροχές, αντιστοιχούν στο 20% των συνολικών παροχών των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης.



## 2.2 Ανάλυση ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης

Μετά την καταγραφή του πλήθους των ηλεκτρικών παροχών, ακολουθεί η καταγραφή και ανάλυση των ηλεκτρικών καταναλώσεων στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης κατά τα έτη 2019 – 2021 βάσει των ενεργειακών δεδομένων από το Ινστιτούτο Ενέργειας Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής, δίδοντας με τον τρόπο αυτό μια πιο σαφή εικόνα του Ενεργειακού προφίλ των δημόσιων κτιριακών εγκαταστάσεων της Περιφέρειας Κρήτης. Στον πίνακα 2.3 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας ανά τύπο ηλεκτρικής παροχής και ανά Περιφερειακή Ενότητα για την εξεταζόμενη περίοδο 2019-2021. Σημειώνεται ότι έχουν αφαιρεθεί οι καταναλώσεις των 565 παροχών (ΦΟΠ & αγροτικά) που όπως αναφέρθηκε παραπάνω δεν θα έπρεπε να τιμολογούνται ως τιμολόγια εμπορικής χρήσης αφού δεν αντιστοιχούν σε κτιριακές εγκαταστάσεις.

**Πίνακας 2.3: Ανάλυση καταναλώσεων (MWh) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά τύπο παροχής και ανά Περιφερειακή Ενότητα (έτη 2019-2021)**

Περιφερειακή Ενότητα (Π.Ε)	Έτος	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΑΝΑ ΤΥΠΟ ΠΑΡΟΧΗΣ (MWh)				Σύνολο καταναλώσεων Εμπορικής χρήσης σε MWh (Γ21, Γ22, Γ23)	Σύνολο ηλεκτρικών καταναλώσεων ανα Π.Ε. & ανά έτος (MWh)
		Οικιακή χρήση	Εμπορική χρήση				
			Γ1	Γ21	Γ22		
Ηρακλείου	2019	5,72	7.295,50	15.470,47	63,46	22.829,43	22.835,15
	2020	7,87	7.025,95	14.858,29	55,72	21.939,96	21.947,83
	2021	11,22	6.797,12	15.358,80	55,23	22.211,15	22.222,37
Χανίων	2019	17,11	2.827,77	9.563,65	15,18	12.406,60	12.423,71
	2020	13,64	2.825,24	9.618,42	27,95	12.471,61	12.485,25
	2021	17,17	2.604,16	9.624,30	33,54	12.262,01	12.279,18
Ρεθύμνου	2019	12,51	2.312,57	6.064,84	497,86	8.875,27	8.887,78
	2020	12,9	2.128,00	5.664,32	515,19	8.307,51	8.320,41
	2021	14,63	2.030,19	5.437,13	513,97	7.981,29	7.995,92
Λασιθίου	2019	0	1.971,40	3.681,05	8,07	5.660,52	5.660,52
	2020	0	1.894,98	4.131,55	7,54	6.034,07	6.034,07
	2021	0	1.728,19	3.542,07	15,64	5.285,89	5.285,89
<b>Σύνολο</b>		<b>112,77</b>	<b>41.441,06</b>	<b>103.014,89</b>	<b>1.809,35</b>	<b>146.265,30</b>	<b>146.378,07</b>
<b>Σύνολο ηλεκτρικών καταναλώσεων Περιφέρειας Κρήτης για το διάστημα 2019-2021</b>							<b>146.378,07</b>
<b>Κατανομή ανά έτος ηλεκτρικών καταναλώσεων Περιφέρειας Κρήτης</b>							
						<b>2019</b>	49.807,16
						<b>2020</b>	48.787,55
						<b>2021</b>	47.783,36
<b>Σύνολο ηλεκτρικών καταναλώσεων Περιφέρειας Κρήτης για το διάστημα 2019-2021</b>							<b>146.378,07</b>

Από τα παραπάνω στοιχεία του πίνακα 2.3 προκύπτει ότι οι μεγαλύτερες καταναλώσεις παρουσιάζονται στα κτίρια της Περιφερειακής Ενότητας Ηρακλείου και οι μικρότερες στην Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου καθόλη τη διάρκεια των ετών 2019 - 2021, γεγονός αναμενόμενο καθώς διαμορφώνεται αναλόγως της έκτασης της κάθε περιοχής.

Σε όλη τη διάρκεια της εξεταζόμενης τριετίας, τόσο σε επίπεδο Περιφέρειας Κρήτης όσο και σε επίπεδο κάθε Περιφερειακής Ενότητας, οι μεγαλύτερες καταναλώσεις παρατηρούνται στα τιμολόγια Γ21 και Γ22, με τις μέγιστες να εμπεριέχονται στα τιμολόγια Γ22 με συνολική κατανάλωση 103.014,89MWh που

αντιστοιχεί στο 70% της συνολικής κατανάλωσης της Περιφέρειας Κρήτης για την περίοδο 2019 έως 2021, ήτοι 146.378,07MWh.

Κατά την ανάλυση των καταναλώσεων διαπιστώθηκε ότι αρκετές ηλεκτρικές παροχές παρουσίαζαν μηδενική κατανάλωση, πιο συγκεκριμένα 3 παροχές τιμολογίου Γ1, 501 παροχές τιμολογίου Γ21 και 84 παροχές τιμολογίου Γ22.

Αξιοσημείωτο είναι ότι κατά το έτος 2020 οι καταναλώσεις στα τιμολόγια Γ1 και Γ21 μειώθηκαν σε σχέση με εκείνες του 2019 σε όλες τις Περιφερειακές Ενότητες, οι αντίστοιχες καταναλώσεις των τιμολογίων Γ22 μειώθηκαν μόνο για την Π.Ε. Ηρακλείου, ενώ οι καταναλώσεις στα τιμολόγια Γ23 μειώθηκαν για την Π.Ε. Ηρακλείου και Π.Ε. Χανίων. Κύριος λόγος της μείωσης αυτής είναι η εμφάνιση της πανδημίας Covid-19 που περιόρισε σε ένα μεγάλο βαθμό τη λειτουργία των δημόσιων κτιρίων, γεγονός που συναντάται εντονότερα στα Εκπαιδευτικά Ιδρύματα λόγω της εφαρμογής της εξ' αποστάσεως εκπαίδευσης, όπως αποδεικνύεται και στον πίνακα 2.4 που ακολουθεί. Βάσει αυτού, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα Εκπαιδευτικά Ιδρύματα της Περιφέρειας Κρήτης κατά το έτος 2019 ήταν 10.034,11MWh, ενώ το 2020 μειώθηκε αισθητά στις 8.798,68MWh καταγράφοντας πτώση περίπου 12%.

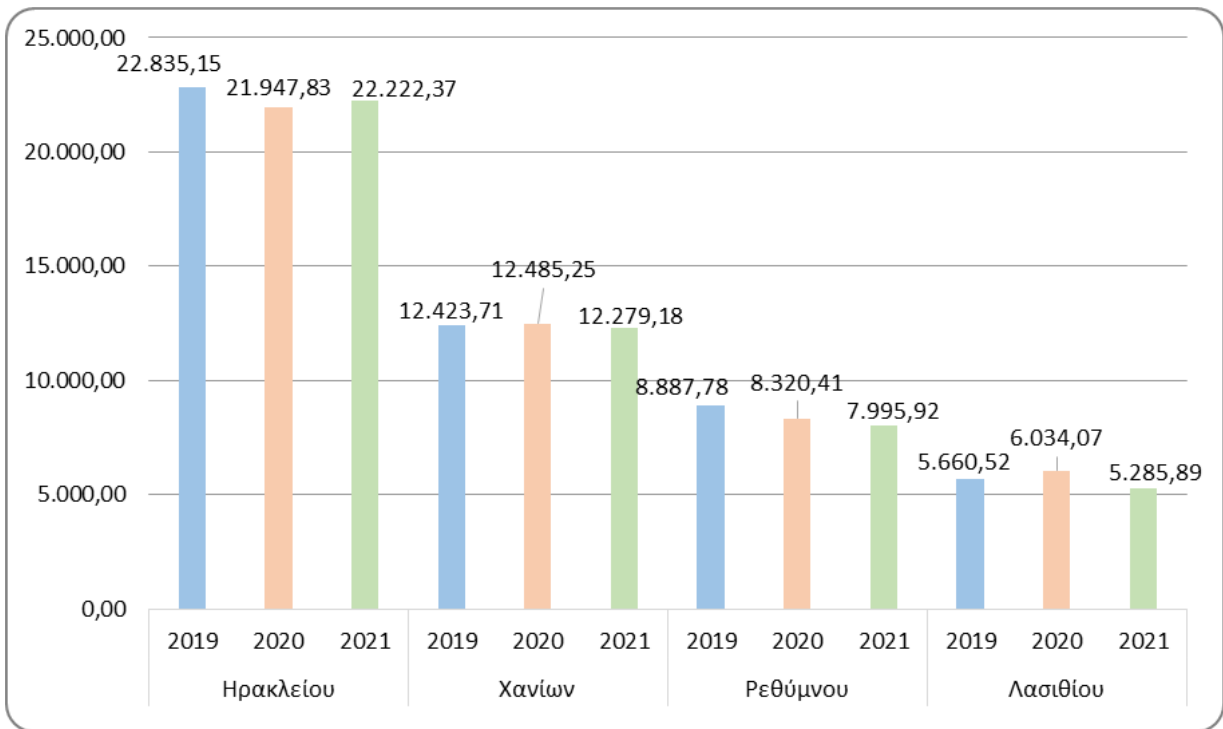
**Πίνακας 2.4: Ανάλυση καταναλώσεων (MWh) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά κατηγορία κτιρίου (έτη 2019-2021)**

Κατηγορία κτιρίου	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΑΝΑ ΕΤΟΣ (MWh)			Σύνολο καταναλώσεων Ζετίας ανα κατηγορία κτιρίου (MWh)
	2019	2020	2021	
Γραφεία	30.067,36	30.782,15	30.979,53	91.829,04
Εκπαιδευτικά Ιδρύματα	10.034,11	8.798,68	8.309,57	27.142,36
Αθλητικές Υποδομές	1.305,18	1.044,62	872,45	3.222,25
Διάφορες δομές	8.400,51	8.162,10	7.621,81	24.184,42
<b>Σύνολο ανά έτος</b>	<b>49.807,16</b>	<b>48.787,55</b>	<b>47.783,36</b>	<b>146.378,07</b>
<b>Σύνολο ηλεκτρικών καταναλώσεων για την Περιφέρεια Κρήτης</b>				<b>146.378,07</b>

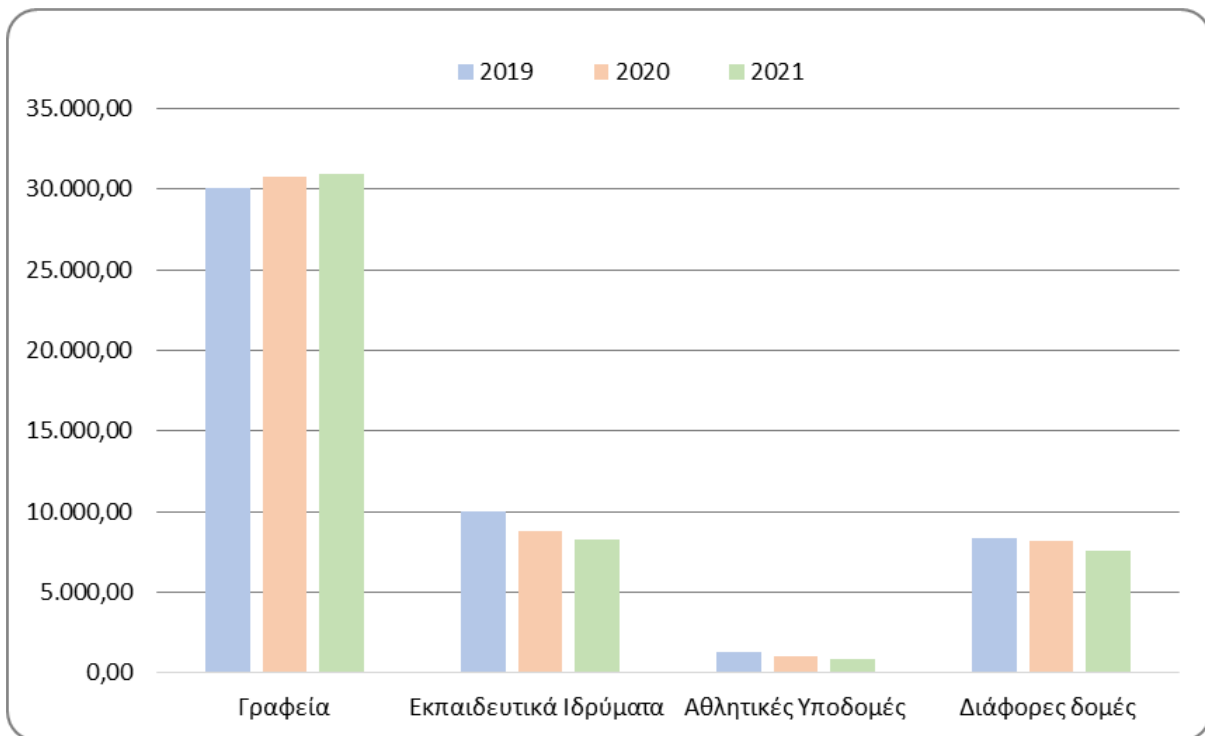
Οι υπόλοιπες κατηγορίες κτιρίων όπως φαίνεται στον πίνακα 2.4, παρουσιάζουν και εκείνες μείωση των καταναλώσεων μεταξύ των ετών 2019 και 2020, αλλά σε μικρότερο ποσοστό, εκτός από την κατηγορία Γραφεία που καταγράφει αύξηση. Επιπλέον, κατά το έτος 2021 η πτώση συνεχίζεται σε όλες τις κατηγορίες κτιρίων εκτός της κατηγορίας Γραφεία που παρουσιάζει συνεχόμενη αύξηση, με τις καταναλώσεις το 2019 να ανέρχονται στις 30.067,36MWh, το 2020 να αυξάνονται στις 30.782,15MWh και το 2021 να φτάνουν στις 30.979,53MWh.

Η διαφορά στις καταναλώσεις μεταξύ των κατηγοριών κτιρίων μπορεί να αιτιολογηθεί από το γεγονός ότι η τηλεργασία κατά την πανδημία του Covid-19 εφαρμοζόταν αρκετά στον δημόσιο τομέα και κατ' επέκταση στα κτίρια Γραφείων, σε αντίθεση με τις υπόλοιπες κατηγορίες κτιρίων που η χρήση τους είχε περιοριστεί πάρα πολύ κατά την περίοδο της πανδημίας (π.χ. αθλητικές εγκαταστάσεις, σχολεία, ιατρεία, νοσοκομεία). Η μείωση των ηλεκτρικών καταναλώσεων σε όλες τις κατηγορίες κτιρίων πλην των Γραφείων ενδέχεται να οφείλεται και σε μικρές παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας σε αυτά που πιθανόν έλαβαν χώρα (π.χ. αντικατάσταση λαμπτήρων με νέους τεχνολογικά ανώτερους, τύπου led).

Στα γραφήματα 2.1 και 2.2 που ακολουθούν απεικονίζεται η κατανομή των ηλεκτρικών καταναλώσεων μέσα στο χρονικό διάστημα 2019 έως 2021 ανά Περιφερειακή Ενότητα και ανά κατηγορία κτιρίου αντίστοιχα, βάσει των ενεργειακών δεδομένων που αναλύθηκαν στους παραπάνω πίνακες 2.3 και 2.4.



**Γράφημα 2.1: Κατανομή καταναλώσεων (MWh) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά Περιφερειακή Ενότητα και ανά έτος (2019-2021)**



**Γράφημα 2.2: Κατανομή καταναλώσεων (MWh) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά κατηγορία κτιρίου και ανά έτος (2019-2021)**

## 2.3 Ενεργειακό κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης

Για μια πιο σαφή εικόνα του ενεργειακού προφίλ των δημόσιων κτιρίων της Περιφερειακής Κρήτης ανά Περιφερειακή Ενότητα και ανά κατηγορία κτιρίου, θα ενταχθεί στην παραπάνω ανάλυση των καταναλώσεων και το αντίστοιχο ενεργειακό κόστος αυτών, κατά την εξεταζόμενη περίοδο 2019 – 2021 (πίνακες 2.5 & 2.6). Επιπλέον, κατά το έτος 2021 θα παρουσιαστεί και ο συσχετισμός μεταξύ του αριθμού των παροχών, των καταναλώσεων και του κόστους αυτών ανάλογα τη χρήση των δημόσιων κτιρίων (πίνακας 2.7).

Αναλύοντας τον πίνακα 2.5, η Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου καταγράφει το υψηλότερο ενεργειακό κόστος στην Περιφέρεια Κρήτης (τάξεως 44% - 46%) για το διάστημα 2019 – 2021, καθώς διαθέτει και το μεγαλύτερο μερίδιο των συνολικών καταναλώσεων. Αντίστοιχα, δεύτερη πιο ενεργοβόρα Περιφερειακή Ενότητα είναι τα Χανιά (25%-26%), μετά το Ρέθυμνο (18%-19%) και τελευταία το Λασιθί (10%-12%) που διαθέτει τις χαμηλότερες καταναλώσεις και κόστη. Τα παραπάνω δεδομένα είναι αναμενόμενα λόγω της γεωγραφικής έκτασης και του πληθυσμού της κάθε περιοχής.

**Πίνακας 2.5: Κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά Περιφερειακή Ενότητα (έτη 2019-2021)**

Περιφερειακή Ενότητα (Π.Ε)	Έτος	Ηλεκτρική κατανάλωση (MWh)	Κόστος (€)	Ανηγμένο Κόστος (€/MWh)	% συμμετοχής ενεργ.κόστους κάθε Π.Ε. στο συνολικό κάθε έτους	
Ηρακλείου	2019	22.835,15	3.588.766,65 €	157,16 €	46%	
	2020	21.947,83	3.509.791,98 €	159,92 €	44%	
	2021	22.222,37	4.286.905,61 €	192,91 €	46%	
Χανίων	2019	12.423,71	1.956.084,10 €	157,45 €	25%	
	2020	12.485,25	2.043.258,49 €	163,65 €	26%	
	2021	12.279,18	2.372.900,49 €	193,25 €	26%	
Ρεθύμνου	2019	8.887,78	1.477.225,30 €	166,21 €	19%	
	2020	8.320,41	1.437.303,51 €	172,74 €	18%	
	2021	7.995,92	1.623.095,09 €	202,99 €	18%	
Λασιθίου	2019	5.660,52	849.295,24 €	150,04 €	11%	
	2020	6.034,07	932.645,82 €	154,56 €	12%	
	2021	5.285,89	968.453,57 €	183,21 €	10%	
<b>Σύνολο</b>		<b>146.378,07</b>	<b>25.045.725,86 €</b>			
<b>Συνολικό κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης για το διάστημα 2019-2021</b>					<b>25.045.725,86 €</b>	
<b>Κατανομή ανά έτος κόστους ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης</b>						
					<b>2019</b>	7.871.371,29 €
					<b>2020</b>	7.922.999,80 €
					<b>2021</b>	9.251.354,77 €
<b>Συνολικό κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης για το διάστημα 2019-2021</b>						<b>25.045.725,86 €</b>

Αξιοσημείωτο είναι ότι η ενεργειακή εξέλιξη των καταναλώσεων δεν συνάδει με την εξέλιξη του αντίστοιχου ενεργειακού κόστους μέσα στην τριετία 2019 – 2021, καθώς ενώ σε όλες τις Περιφερειακές Ενότητες οι καταναλώσεις το 2021 είναι μειωμένες σε σχέση και εκείνες του 2019, τα αντίστοιχα κόστη είναι μεγαλύτερα. Για παράδειγμα, η κατανάλωση των δημόσιων κτιρίων της Π.Ε. Χανίων το 2019 ήταν 12.423,71MWh με κόστος 1.956.084,10€, ενώ το 2021 παρόλο που η κατανάλωση μειώθηκε ελάχιστα στις 12.279,18MWh (πτώση 1,16%), το ενεργειακό κόστος αυξήθηκε στα 2.372.900,49 €, ήτοι κατά 21,31%. Η αύξηση αυτή αποτυπώνεται και στο ανηγμένο κόστος ανά MWh το οποίο το 2019 ήταν 157,45€/MWh ενώ το 2021 αυξήθηκε στα 193,25€/MWh, ήτοι αύξηση κατά 23%.

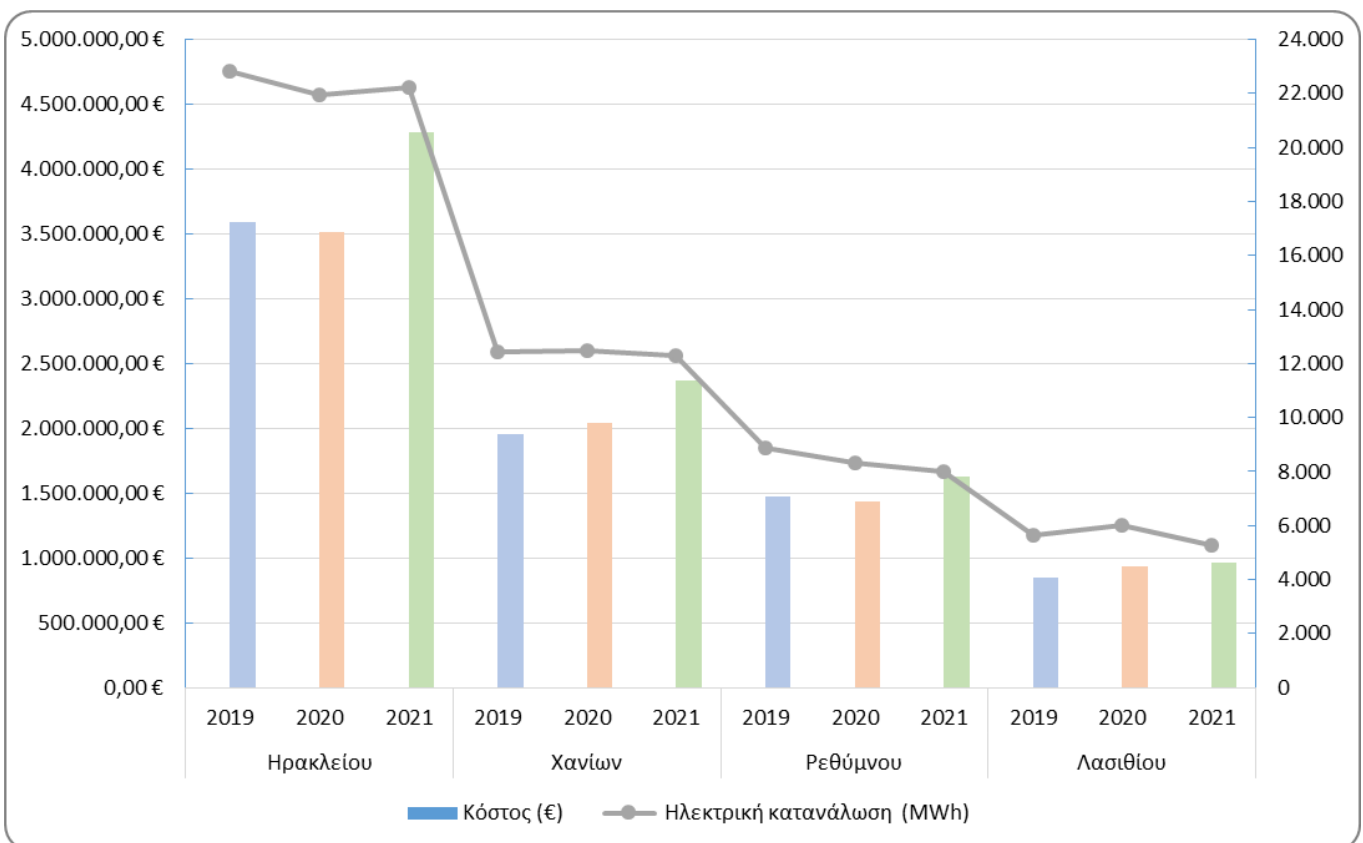
Το ίδιο φαινόμενο παρουσιάζεται εξετάζοντας τα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης ανάλογα τη χρήση τους (κατηγορία στην οποία ανήκουν) όπως παρουσιάζεται παρακάτω στον πίνακα 2.6. Πιο συγκεκριμένα, στα Εκπαιδευτικά Ιδρύματα ενώ παρουσιάζεται σημαντική μείωση των καταναλώσεων της τάξεως 17% μεταξύ των ετών 2019 και 2021, ήτοι από τις 10.034,11 MWh σε 8.309,57 MWh, το αντίστοιχο ενεργειακό κόστος δεν μειώθηκε όπως θα αναμενόταν, αντιθέτως αυξήθηκε από 1.584.927,46€ στα 1.598.771,54€. Η συγκεκριμένη αύξηση κόστους μπορεί να είναι μικρή, αλλά η ανηγμένη τιμή κόστους ανά MWh από τα 157,95€ το 2019 κατέγραψε αύξηση 21,31% το 2021, φτάνοντας τα 192,40€/MWh.

**Πίνακας 2.6: Κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά κατηγορία κτιρίου (έτη 2019-2021)**

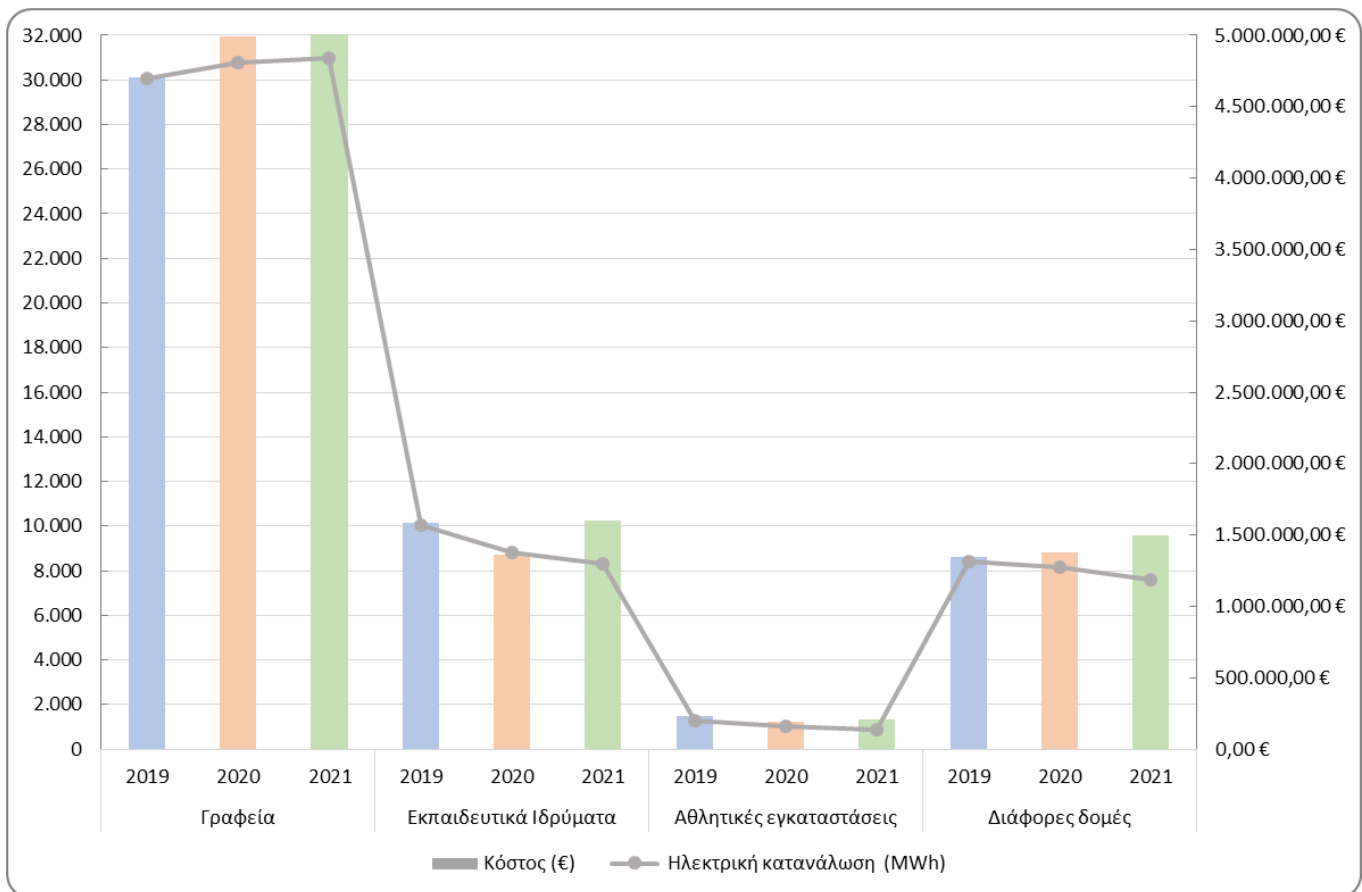
Κατηγορία κτιρίου	Έτος	Ηλεκτρική κατανάλωση (MWh)	Κόστος (€)	Ανηγμένο Κόστος (€/MWh)	% συμμετοχής ενεργ.κόστους κάθε κατηγορίας κτιρίου στο συνολικό κάθε έτους	
Γραφεία	2019	30.067,36	4.702.685,35 €	156,40 €	60%	
	2020	30.782,15	4.993.982,08 €	162,24 €	63%	
	2021	30.979,53	5.945.831,67 €	191,93 €	64%	
Εκπαιδευτικά Ιδρύματα	2019	10.034,11	1.584.927,46 €	157,95 €	20%	
	2020	8.798,68	1.359.139,08 €	154,47 €	17%	
	2021	8.309,57	1.598.771,54 €	192,40 €	17%	
Αθλητικές εγκαταστάσεις	2019	1.305,18	234.650,58 €	179,78 €	3%	
	2020	1.044,62	192.188,00 €	183,98 €	2%	
	2021	872,45	208.493,67 €	238,97 €	2%	
Διάφορες δομές	2019	8.400,51	1.349.107,90 €	160,60 €	17%	
	2020	8.162,10	1.377.690,64 €	168,79 €	17%	
	2021	7.621,81	1.498.257,89 €	196,58 €	16%	
<b>Σύνολο</b>		<b>146.378,07</b>	<b>25.045.725,86 €</b>			
<b>Συνολικό κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης για το διάστημα 2019-2021</b>					<b>25.045.725,86 €</b>	
<b>Κατανομή ανά έτος κόστους ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης</b>						
					<b>2019</b>	7.871.371,29 €
					<b>2020</b>	7.922.999,80 €
					<b>2021</b>	9.251.354,77 €
<b>Συνολικό κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης για το διάστημα 2019-2021</b>					<b>25.045.725,86 €</b>	

Ένα επιπλέον στοιχείο που αντλείται από τον πίνακα 2.6 είναι ότι σε κάθε έτος της εξεταζόμενης περιόδου 2019-2021, το υψηλότερο ενεργειακό κόστος καταλαμβάνουν τα Γραφεία συγκριτικά με τις υπόλοιπες κατηγορίες κτιρίων, με ποσοστό μεγαλύτερο του 60%. Επιπλέον, τα Γραφεία είναι η μόνη κατηγορία κτιρίου που παρουσιάζει συνεχιζόμενη αύξηση στις καταναλώσεις κάθε έτος, σε αντίθεση με τις υπόλοιπες κατηγορίες που παρουσιάζουν συνεχώς μείωση, όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 2.2. Η αύξηση των καταναλώσεων στα Γραφεία ενώ εμφανίζεται μικρή της τάξεως του 2% από το 2019 στο 2020 και περίπου 1% από το 2020 στο 2021, το αντίστοιχο ανηγμένο κόστος ανά MWh εμφανίζει μικρή αύξηση της τάξεως του 4% από το 2019 στο 2020 (από 156,40€/MWh σε 162,24€/MWh), όμως σημαντική αύξηση περίπου 18% από το 2020 στο 2021 (από 156,40€/MWh σε 191,93€/MWh). Με βάση τα παραπάνω είναι φανερό ότι τα κτίρια των Γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης ως η πιο ενεργοβόρα κατηγορία, απαιτούν τις περισσότερες επεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας.

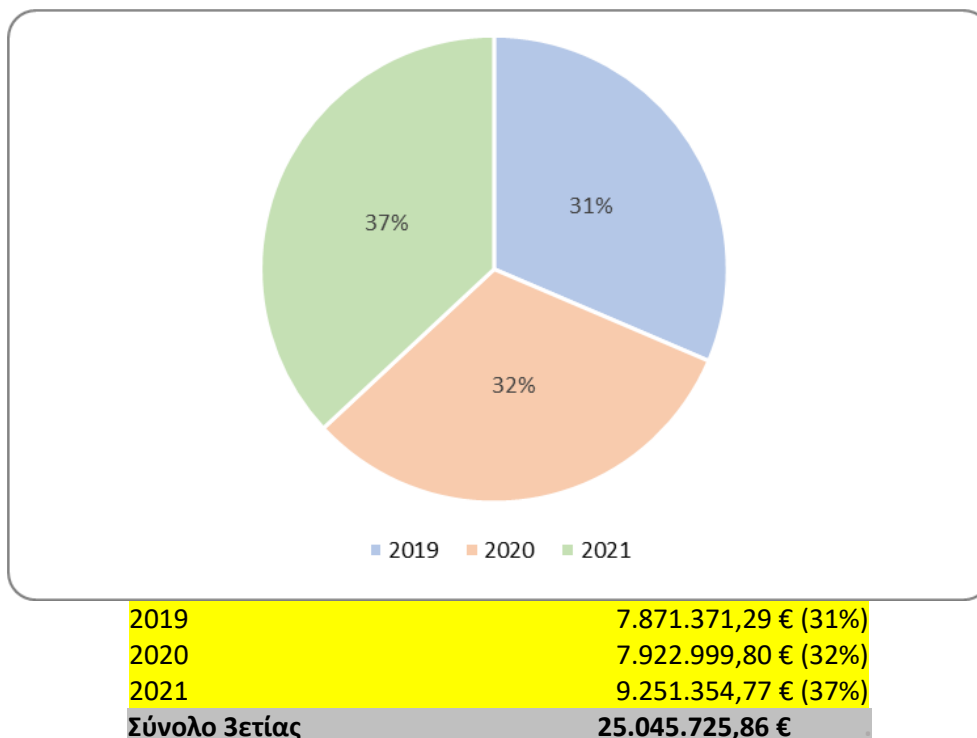
Συνοψίζοντας τα δεδομένα που αναλύθηκαν στους πίνακες 2.5 και 2.6, παρουσιάζεται στα γραφήματα 2.3 και 2.4 η χρονική εξέλιξη των ηλεκτρικών καταναλώσεων των δημόσιων κτιρίων και η εξέλιξη του αντίστοιχου κόστους αυτών, για κάθε Περιφερειακή Ενότητα (γράφημα 2.3) και για κάθε κατηγορία κτιρίου (γράφημα 2.4), κατά την εξεταζόμενη περίοδο 2019 – 2021. Για το ίδιο χρονικό διάστημα, παρουσιάζεται στο γράφημα 2.5 το ποσοστό του ενεργειακού κόστους της ετήσιας ενεργειακής απαίτησης που παρήγαγαν τα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης, με το υψηλότερο από αυτά (37%) να καταγράφεται το έτος 2021.



**Γράφημα 2.3: Εξέλιξη ενεργειακού κόστους (€) ηλεκτρικών καταναλώσεων (MWh) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά Περιφερειακή Ενότητα και ανά έτος (2019-2021)**

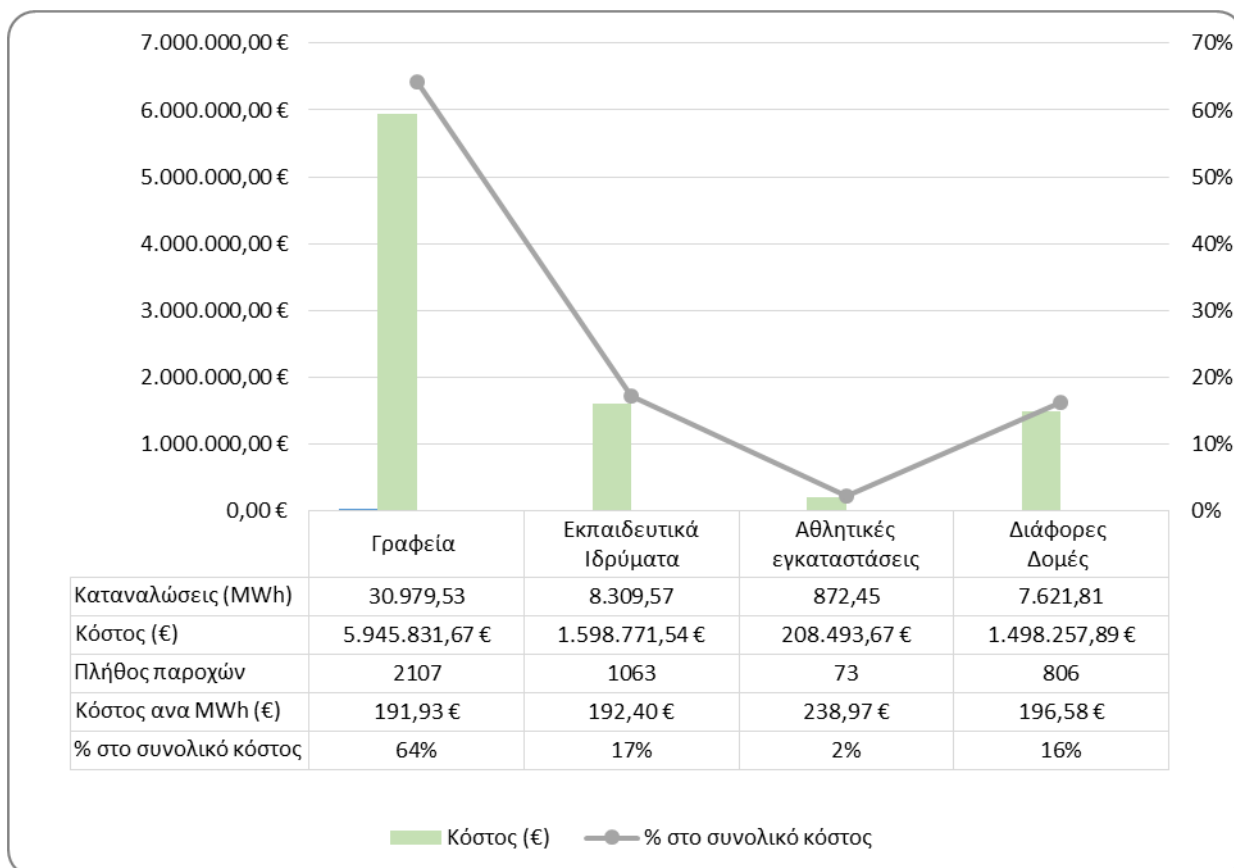


**Γράφημα 2.4: Εξέλιξη ενεργειακού κόστους (€) ηλεκτρικών καταναλώσεων (MWh) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά κατηγορία κτιρίου και ανά έτος (2019-2021)**



**Γράφημα 2.5: Ενεργειακό κόστος (€) δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης κατά την τριετία 2019-2021**

Στο παρακάτω γράφημα 2.6 παρουσιάζεται το κόστος των ενεργειακών καταναλώσεων κάθε κατηγορίας κτιρίου ανάλογα τις καταναλώσεις κατά το έτος 2021 και σε συσχέτιση με τον αριθμό των παροχών. Βάσει του γραφήματος 2.6 προκύπτει ότι το 2021 οι Αθλητικές εγκαταστάσεις διέθεταν τις χαμηλότερες καταναλώσεις (872,45MWh) από τις υπόλοιπες κατηγορίες κτιρίων, με 73 παροχές από τις συνολικά 4049 της Περιφέρειας Κρήτης και με το μικρότερο ποσοστό συμμετοχής (2%) στο κόστος της συνολικής ετήσιας ενεργειακής απαίτησης του νησιού. Σε αντίθεση όμως με τα παραπάνω δεδομένα, οι Αθλητικές εγκαταστάσεις παρουσίασαν το μεγαλύτερο ανηγμένο κόστος ανά MWh (238,97€/MWh) σημειώνοντας και τη μεγαλύτερη αύξηση στην ανηγμένη τιμή της MWh από το 2019 (πίνακας 2.6) της τάξεως του 33%, σε αντίθεση με τα Γραφεία που παρά τις μεγαλύτερες καταναλώσεις και ενεργειακά κόστη που παράγουν, εμφανίζουν το μικρότερο ανηγμένο κόστος ανά MWh (191,93€/MWh).



**Γράφημα 2.6: Κόστος ηλεκτρικών καταναλώσεων, αριθμός παροχών και ηλεκτρικές καταναλώσεις δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης ανά κατηγορία κτιρίου (έτος 2021)**



## 2.4 Εξέλιξη ηλεκτρικών καταναλώσεων και ενεργειακού κόστους

Όπως αναφέρθηκε στην αρχή του κεφαλαίου, οι παραπάνω αναλύσεις πραγματοποιήθηκαν βάσει των ενεργειακών δεδομένων που δόθηκαν από το Ινστιτούτο Ενέργειας Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής κατά την περίοδο 2019-2021, χωρίς να γίνεται αναφορά στο τρέχον έτος στο οποίο καταγράφονται σημαντικές αυξήσεις στις καταναλώσεις και στο ενεργειακό κόστος.

### 2.4.1 Εξέλιξη ενεργειακού κόστους ηλεκτρικών καταναλώσεων κατά το τρέχον έτος 2022

Η συμφόρηση στην προμήθεια φυσικού αερίου και βενζίνης λόγω της ενεργειακής κρίσης που έχει ξεσπάσει μετά την έναρξη του πολέμου στην Ουκρανία στις αρχές του 2022, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας ξεπερνά την προσφορά μετά την προσπάθεια όλων των οικονομιών να ανακάμψουν από την πανδημία του Covid-19, οδήγησαν στην αύξηση των τιμών του ηλεκτρικού ρεύματος κατά το έτος 2022 ([European Commission, 2022](#)). Στην Ελλάδα η ημερήσια τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος το διάστημα 10.11.2022 έως 11.12.2022 κυμαίνεται μεταξύ 160€/MWh – 400€/MWh, όπως αποδεικνύεται παρακάτω στον πίνακα 2.7 και στο γράφημα 2.7.

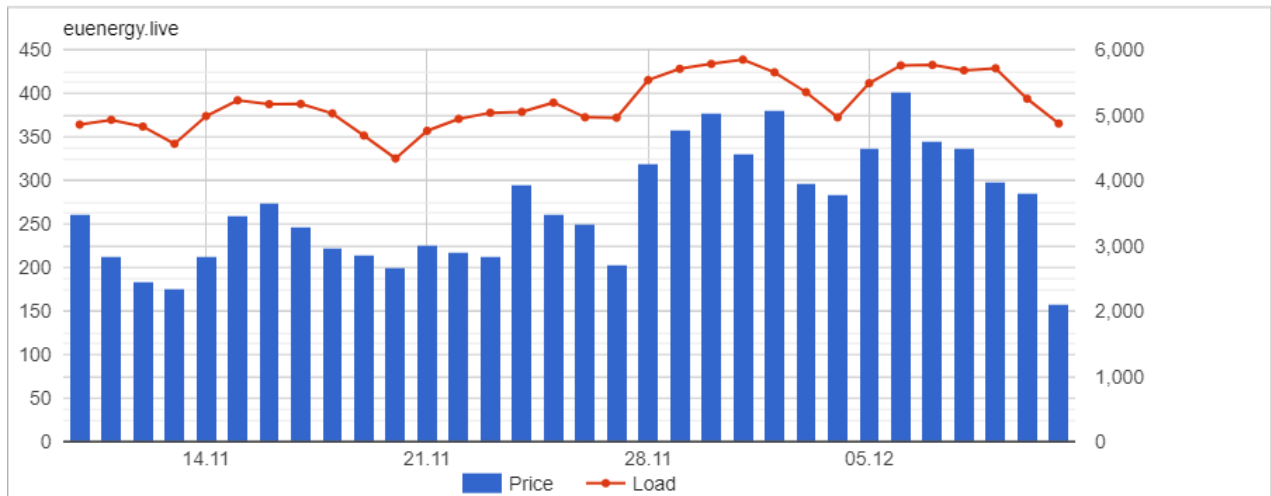
**Πίνακας 2.7: Ημερήσιες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) και ημερήσιες καταναλώσεις (MW) στην Ελλάδα το διάστημα 10.11.2022 έως 11.12.2022 (Πηγή: [EUENERGY.LIVE](#))**

Ημέρα	Ημερήσια Ηλεκτρική κατανάλωση (MW)	Κόστος ανα MWh (€)	Ημέρα	Ημερήσια Ηλεκτρική κατανάλωση (MW)	Κόστος ανα MWh (€)
10/11/2022	4854	261,30 €	26/11/2022	4965	250,28 €
11/11/2022	4926	213,45 €	27/11/2022	4959	202,63 €
12/11/2022	872	184,32 €	28/11/2022	5535	319,03 €
13/11/2022	4559	176,50 €	29/11/2022	5707	357,96 €
14/11/2022	4983	212,45 €	30/11/2022	5782	377,94 €
15/11/2022	5225	259,16 €	1/12/2022	5848	330,32 €
16/11/2022	5166	274,07 €	2/12/2022	5653	381,34 €
17/11/2022	5170	247,20 €	3/12/2022	5350	297,19 €
18/11/2022	5024	222,62 €	4/12/2022	4964	284,58 €
19/11/2022	4686	214,39 €	5/12/2022	5487	336,78 €
20/11/2022	4335	200,36 €	6/12/2022	5758	400,86 €
21/11/2022	4758	225,38 €	7/12/2022	5766	345,06 €
22/11/2022	4941	217,95 €	8/12/2022	5684	337,52 €
23/11/2022	5034	213,36 €	9/12/2022	5715	298,45 €
24/11/2022	5048	294,46 €	10/12/2022	5249	286,09 €
25/11/2022	5189	261,97 €	11/12/2022	4870	157,90 €
<b>Συνολική κατανάλωση (MW)</b>					<b>162.062,45</b>
<b>Μέση ημερήσια τιμή (€/MWh)</b>					<b>270,09 €</b>

Κατά το παραπάνω χρονικό διάστημα των 32 ημερών, μόνο 13 ημέρες το κόστος ανά MWh ήταν μικρότερο από 250€/MWh ενώ η υψηλότερη τιμή καταγράφηκε στις 6.12.2022, ήτοι 400,86€/MWh για την κάλυψη ημερήσιας ηλεκτρικής κατανάλωσης 5.758MW, όπως αποτυπώνεται στον πίνακα 2.7. Αντίθετα, η μικρότερη ημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, ήτοι 157,90€/MWh καταγράφηκε στις 11.12.2022 για την κάλυψη 4.870MW. Η μέση ημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για το συγκεκριμένο χρονικό διάστημα ανέρχεται στα 270€/MWh.

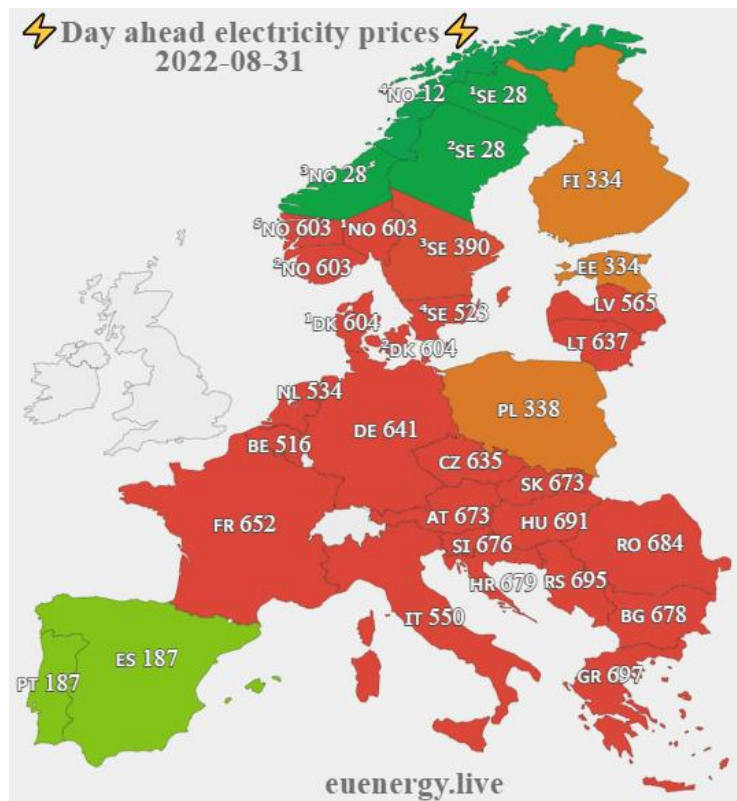
## ⚡ Day ahead electricity prices for GRGreece ⚡

2022-11-10 - 2022-12-11

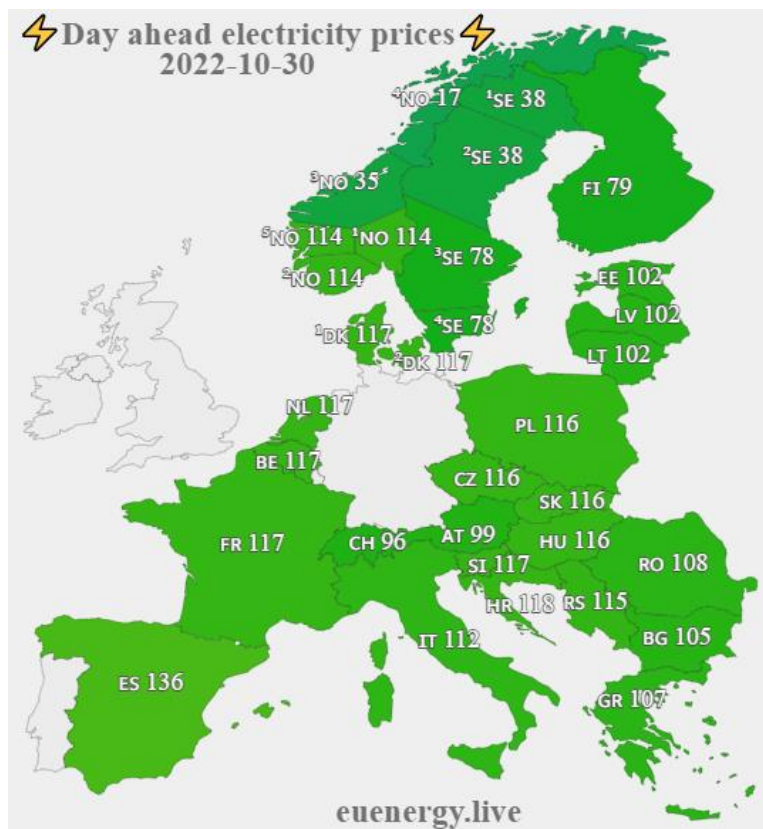


**Γράφημα 2.7: Ημερήσιες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (Price: €/MWh) και ημερήσιες καταναλώσεις (Load: MW) στην Ελλάδα το διάστημα 10.11.2022 έως 11.12.2022 (Πηγή: [EUENERGY.LIVE](https://euenergy.live))**

Ανατρέχοντας, στο ημερήσιο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα κατά το έτος 2022, η υψηλότερη τιμή παρουσιάζεται στις 31.08.2022 όπως φαίνεται στον χάρτη 1 που ακολουθεί, η οποία ήταν και η υψηλότερη τιμή στην Ευρώπη, ήτοι 697€/MWh. Μια από τις ημέρες με την χαμηλότερη ημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας την Ευρώπη καταγράφηκε στις 30.10.2022 με την Ελλάδα να συγκαταλέγεται μεταξύ των χωρών με τις μικρότερες τιμές, ήτοι 107€/MWh (χάρτης 2).



**Χάρτης 1: Ημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) στις χώρες της Ευρώπης στις 31.08.2022 (Πηγή: [EUENERGY.LIVE](https://euenergy.live))**



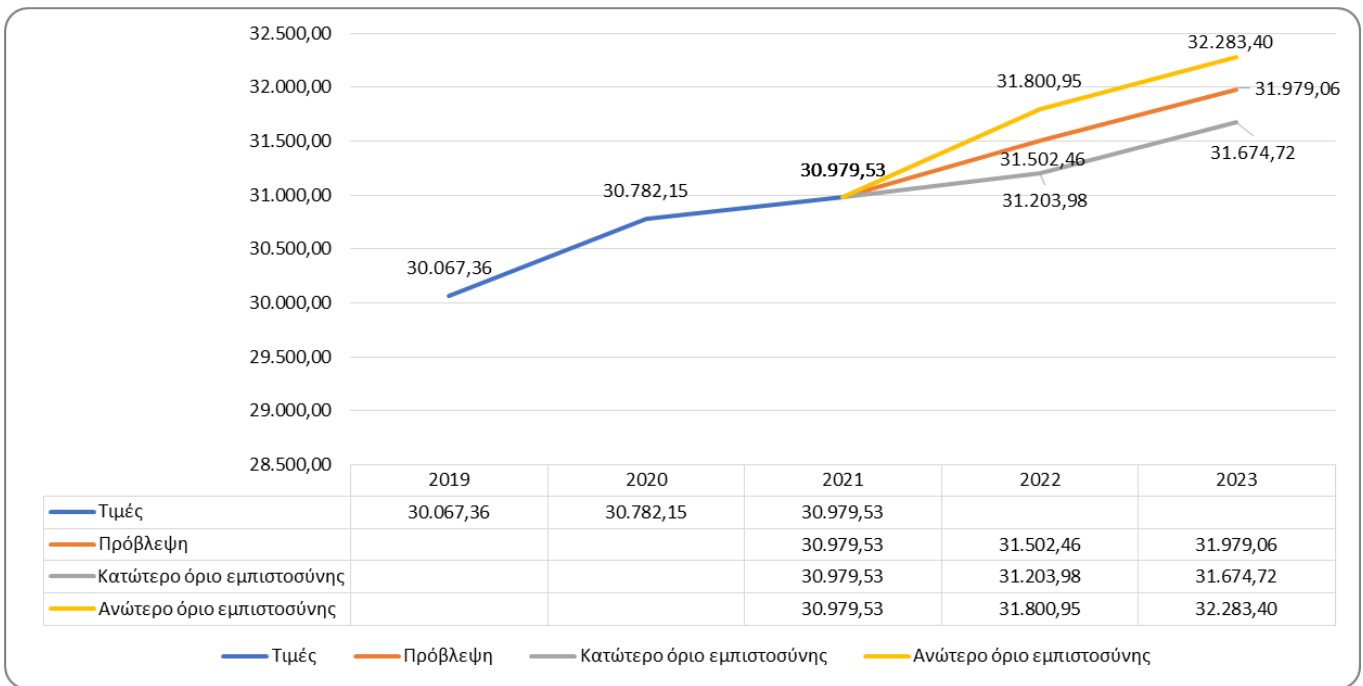
**Χάρτης 2: Ημερήσια τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) στις χώρες της Ευρώπης στις 30.10.2022  
(Πηγή: [EUENERGY.LIVE](https://euenergy.live))**

Αντίστοιχη αύξηση των τιμών του ηλεκτρικού ρεύματος καταγράφεται και στην Περιφέρεια Κρήτης για την κάλυψη ενεργειακά των ηλεκτρικών καταναλώσεων που παράγουν τα δημόσια κτίρια, καθιστώντας αναγκαία την εφαρμογή περισσότερων παρεμβάσεων εξοικονόμησης ενέργειας (μακροπρόθεσμων και βραχυπρόθεσμων).

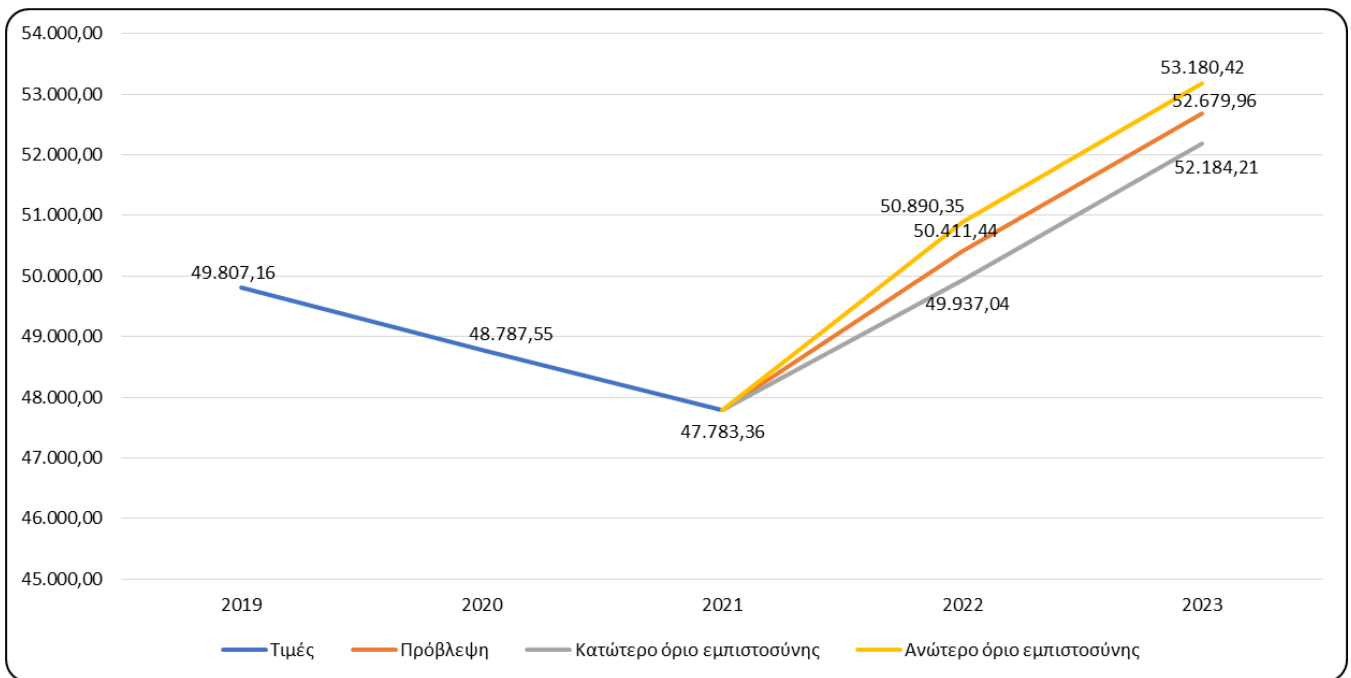
#### 2.4.2 Πρόβλεψη εξέλιξης ηλεκτρικών καταναλώσεων δημόσιων κτιρίων Περιφέρειας Κρήτης

Υιοθετώντας την τάση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα δημόσια κτίρια Γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης κατά την εξεταζόμενη περίοδο 2019-2021 που αναλύθηκε παραπάνω στην παράγραφο 2.2, προέκυψαν οι εκτιμώμενες ηλεκτρικές καταναλώσεις των Γραφείων για τα έτη 2022 – 2023, όπως παρουσιάζονται στο γράφημα 2.8. Σημειώνεται ότι για το τρέχον έτος δεν υπήρχαν διαθέσιμα τα δεδομένα ηλεκτρικών καταναλώσεων, γι' αυτό παρουσιάζονται ως πρόβλεψη. Βάσει του γραφήματος 2.8, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στους χώρους με χρήση γραφεία κατά το έτος 2023, υπάρχει πιθανότητα 95% να κυμαίνεται μεταξύ 31.674,72MWh και 32.283,40MWh, καταγράφοντας κατά μέσο όρο αύξηση περίπου 6% σε σχέση με τη ζήτηση του 2019.

Η παραπάνω αυξητική τάση των ηλεκτρικών καταναλώσεων στους χώρους Γραφείων υιοθετήθηκε και για το σύνολο των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης, καθώς βάσει των δεδομένων της περιόδου 2019-2021 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειωνόταν κάθε χρόνο για το σύνολο των δημόσιων κτιρίων λόγω των επιπτώσεων της πανδημίας Covid-19, μια τάση που θα αποτυπωνόταν εσφαλμένα στην επόμενη διετία καθώς πλέον η λειτουργία όλων των δομών έχει επανέλθει σε κανονικούς ρυθμούς. Ερμηνεύοντας το γράφημα 2.9 και βάσει των παραπάνω παραδοχών, εμφανίζεται 95% πιθανότητα η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης κατά το έτος 2022 να κυμαίνεται μεταξύ 49.937,04MWh και 50.890,35MWh και αντίστοιχα κατά το έτος 2023 να κυμαίνεται μεταξύ 52.184,21MWh και 53.679,96MWh, καταγράφοντας κατά μέσο όρο αύξηση περίπου 6% σε σχέση με τη ζήτηση του 2019.



**Γράφημα 2.8: Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) στα δημόσια κτίρια Γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης για την διετία 2022-2023**



**Γράφημα 2.9 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) στο σύνολο των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης για την διετία 2022-2023**

Οι προτεινόμενες ενεργειακές παρεμβάσεις για την κάλυψη των παραπάνω προβλεπόμενων απαιτήσεων ηλεκτρικής ενέργειας στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης κατά το έτος 2023, καθώς και η αξιολόγηση επενδυτικά των παρεμβάσεων αυτών, αναλύονται στα κεφάλαια 3 και 4 αντίστοιχα που ακολουθούν.

### **3. ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΠΑΡΕΜΒΑΣΕΩΝ**

Λαμβάνοντας υπόψη την προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης κατά το έτος 2023, η οποία εκτιμάται περίπου στις 53.679,96MWh σύμφωνα με το γράφημα 2.9 του προηγούμενου κεφαλαίου, θα εκτιμηθεί τεchnοοικονομικά η κάλυψη των συγκεκριμένων απαιτήσεων μέσω συστημάτων αυτοπαραγωγής.

Σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης τα μη οικιστικά κτίρια παρόλο που αποτελούν μόλις το 14,50% του συνολικού κτιριακού αποθέματος, οφείλονται για το 35% (154 Mtoe) περίπου της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας των κτιριακών υποδομών στην ΕΕ και ως εκ τούτου διαθέτουν μεγαλύτερες δυνατότητες εξοικονόμησης ενέργειας ([Gangolells et al., 2020](#)). Ειδικότερα, τα κτίρια γραφείων καταλαμβάνουν περίπου το 23% της συνολικής δομημένης επιφάνειας των μη οικιστικών κτιρίων στην ΕΕ και εξαιτίας των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών ενεργειακής ζήτησης που διαθέτουν, κρίνεται σημαντική και απαιτητή η εξέταση της ενεργειακής τους απόδοσης και της σχέσης κόστους – οφέλους των παρεμβάσεων εξοικονόμησης ενέργειας που θα επιλεγούν ([Gangolells et al., 2020](#)). Αυτός είναι και ο λόγος που πάρα πολλές τεchnοοικονομικές μελέτες ανά τον κόσμο έχουν πραγματοποιηθεί για την εξοικονόμηση ενέργειας σε κτίρια γραφείων.

Με βάση τα παραπάνω, από τις τέσσερις κατηγορίες κτιρίων (Γραφεία, Εκπαιδευτικά Ιδρύματα, Αθλητικές Εγκαταστάσεις, Διάφορες Δομές) που αποτελούν το κτιριακό απόθεμα της Περιφέρειας Κρήτης, οι εκτιμήσεις του παρόντος κεφαλαίου για την εφαρμογή της αυτοπαραγωγής θα επικεντρωθούν στους χώρους Γραφείων καθώς παρουσίαζαν τη μεγαλύτερη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της τάξεως του 60% κατά την εξεταζόμενη περίοδο 2019 - 2021 και αντίστοιχα το υψηλότερο κόστος (πίνακας 2.6, §2.3). Επιπλέον, οι χώροι Γραφείων λειτουργούν συνεχώς καθόλη την διάρκεια του έτους δίδοντας πιο αντιπροσωπευτικά αποτελέσματα σε αντίθεση με τα Εκπαιδευτικά Ιδρύματα όπου η λειτουργία τους περιορίζεται κατά πολύ τους καλοκαιρινούς μήνες, οι οποίοι είναι οι παραγωγικότεροι σε συστήματα αυτοπαραγωγής όπως τα Φωτοβολταϊκά. Παράλληλα, οι Αθλητικές Εγκαταστάσεις παρουσιάζουν ειδικά προφίλ ενεργειακής ζήτησης συγκριτικά με τις υπόλοιπες κτιριακές υποδομές και κρίνεται ορθότερο να εξετάζονται ξεχωριστά.

#### **3.1 Ενεργειακές παρεμβάσεις μέσω συστημάτων αυτοπαραγωγής στα δημόσια κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης (τεχνικά χαρακτηριστικά)**

Βάσει του διαγράμματος 2.8 του προηγούμενου κεφαλαίου, εκτιμήθηκε ότι οι απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας το 2023 στα κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης θα προσεγγίζουν κατά μέσο όρο τις **31.979,06MWh**. Προκειμένου να καλυφθεί η συγκεκριμένη ενέργεια, θα επιλεγούν από το σύνολο των σταθμών παραγωγής ΑΠΕ που αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 1 (§1.2) οι σταθμοί που εκμεταλλεύονται την ηλιακή και αιολική ενέργεια. Ως εκ τούτου, θα εξεταστεί η εφαρμογή της αυτοπαραγωγής μέσω της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών σταθμών (Φ/Β) ή σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ).

Βασικός στόχος των παρεμβάσεων είναι η απευθείας εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού (virtual net metering) με ταυτόχρονη χρήση των ΑΠΕ για προστασία του περιβάλλοντος και επίτευξη των στόχων περιβαλλοντικών βελτιώσεων που ορίζονται στην ελληνική νομοθεσία και στις οδηγίες της ΕΕ, όπως αναφέρονται στο κεφάλαιο 1. Σημειώνεται ότι λόγω του χαρακτηρισμού της Περιφέρειας Κρήτης ως δημόσιος φορέας, δεν λαμβάνεται υπόψη στη παρούσα εργασία η περίπτωση παραγωγής εσόδων από την πώληση ρεύματος, η οποία επιτρέπεται βάσει νομοθεσίας για τους υπόλοιπους αυτοπαραγωγούς.

##### **3.1.1 Παρεμβάσεις μέσω Φ/Β σταθμών**

Η υπ' αριθμόν Υπουργική Απόφαση [ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382](#) (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019) ορίζει τα μέγιστα όρια ισχύος των Φ/Β σταθμών αυτοπαραγωγής με ενεργειακό συμψηφισμό στην Ελλάδα που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και τα οποία εξαρτώνται από τη περιοχή (διασυνδεδεμένο ή μη δίκτυο), το επίπεδο τάσης, το μέγεθος παροχής, τη Συμφωνημένη Ισχύ παροχής (ΣΙ) και την ιδιότητα των

αυτοπαραγωγών (φυσικά ή νομικά πρόσωπα, ΝΠΔΔ, ΝΠΙΔ). Η Περιφέρεια Κρήτης ως δημόσιος φορέας ανεξαρτήτως της τάσης σύνδεσης έχει τη δυνατότητα εγκατάστασης Φ/Β σταθμών με ισχύ έως το 100% της Συμφωνημένης Ισχύος κατανάλωσης, ή έως 3MW ως ανώτατο όριο ισχύος ενός Φ/Β σταθμού παραγωγής ([Υ.Α. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74999/3024](#) ΦΕΚ Β' 3971/30.08.2021). Ο περιορισμός των 3MW δεν ισχύει στη περίπτωση εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης, όπου η ονομαστική ισχύς του μετατροπέα (kVA) θα ισούται με την ονομαστική ισχύ του Φ/Β σταθμού (kVA).

#### ▪ Ισχύς Φ/Β σταθμών

Προκειμένου να υπολογισθεί η ακριβής ισχύς των Φ/Β σταθμών που θα καλύψουν την απαιτούμενη ενέργεια του 2023 στα κτίρια γραφείων βάσει της απόδοσης τους, χρησιμοποιήθηκε ο συντελεστής χωρητικότητας (capacity factor) ίσος με 17% (πίνακας 3.1) βάσει των στοιχείων του Διεθνή Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy Agency / [IRENA, 2022](#)) για το έτος 2021.

**Πίνακας 3.1: Συντελεστής χωρητικότητας (capacity factor), σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (LCOE) και συνολικό κόστος παραγωγής ενέργειας τα έτη 2010 και 2021, ανά τεχνολογία ΑΠΕ**

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2021 USD/kW)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	Percent change	2010	2021	Percent change	2010	2021	Percent change
Bioenergy	2 714	2 353	-13%	72	68	-6%	0.078	0.067	-14%
Geothermal	2 714	3 991	47%	87	77	-11%	0.050	0.068	34%
Hydropower	1 315	2 135	62%	44	45	2%	0.039	0.048	24%
Solar PV	4 808	857	-82%	14	17	25%	0.417	0.048	-88%
CSP	9 422	9 091	-4%	30	80	167%	0.358	0.114	-68%
Onshore wind	2 042	1 325	-35%	27	39	44%	0.102	0.033	-68%
Offshore wind	4 876	2 858	-41%	38	39	3%	0.188	0.075	-60%

Πηγή: [IRENA, \(2022\)](#)

Βάσει των υπολογισμών που έγιναν προέκυψε ότι η ετήσια απόδοση από την παραγωγή ενέργειας ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος εκτιμάται να είναι της τάξεως των **1.500 kWh/kWp**. Ως εκ τούτου, για να καλυφθεί η εκτιμώμενη ενέργεια των 31.979.060KWh για τα δημόσια κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης το 2023, απαιτείται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β σταθμών να ισοδυναμεί με **21.319,37KWp**. Η ισχύς αυτή θα επιμεριστεί σε διάφορους Φ/Β σταθμούς, όπου η ισχύς του καθενός θα προσμετράται στο ισχύον περιθώριο ισχύος του τοπικού δικτύου διανομής.

#### ▪ Χωροθέτηση Φ/Β σταθμών

Η εύρεση της ακριβούς θέσης εγκατάστασης ενός Φ/Β σταθμού είναι πολύ σημαντική καθώς αποσκοπεί στο να βελτιστοποιήσει και να μειώσει τις αναπόφευκτες απώλειες που υπάρχουν σε κάθε σταθμό και οι οποίες οφείλονται στις σκιάσεις από φυσικά εμπόδια, από την ίδια την εγκατάσταση καθώς και στις απώλειες κατά τη μεταφορά ενέργειας (DC –AC). Ως εκ τούτου κρίνεται απαραίτητη η αποτίμηση του ηλιακού δυναμικού του πιθανού χώρου εγκατάστασης του σταθμού, η οποία μπορεί να υλοποιηθεί με ανάλυση των σκιάσεων μέσω ηλιακού χάρτη. Στην παραπάνω ανάλυση λαμβάνονται υπόψη και δεδομένα θερμοκρασιών, ηλιοφάνειας, υγρασίας, βροχόπτωσης και μορφολογίας εδάφους (σε περίπτωση τοποθέτηση επί εδάφους).

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω και αναλόγως τα χαρακτηριστικά του κάθε κτιρίου, όπως η επιφάνεια δώματος και η περιοχή που βρίσκεται (εντός αστικού ιστού ή μη) οι Φ/Β σταθμοί με την συνολική ισχύς των 21.319,37KWp μπορούν να επιμεριστούν και να εγκατασταθούν στις οροφές των κτιρίων γραφείων, στον περιβάλλοντα χώρο κάθε κτιρίου ή/και όμορου ακινήτου, καθώς και σε

απομακρυσμένη εγκατάσταση με την προϋπόθεση ύπαρξης αποκλειστικής γραμμής διασύνδεσης που θα περιλαμβάνεται στην εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση. Σε κάθε περίπτωση θα πρέπει τα τηρούνται τα όρια ισχύος του κάθε σταθμού που ορίζονται στην προαναφερθείσα Υ.Α. του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας και το περιθώριο ισχύος του τοπικού δικτύου διανομής.

#### ▪ **Εξοπλισμός Φ/Β σταθμών**

Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική θα πραγματοποιηθεί μέσω Φ/Β πλαισίων μονοκρυσταλλικού πυριτίου μονής όψης (monofacial) ή διπλής όψης (bifacial) με τα τελευταία να είναι ιδιαίτερα διαδεδομένα καθώς ως τεχνολογικά ανωτέρα μπορούν να συλλέγουν ηλιακή ακτινοβολία και από τις δυο όψεις αυξάνοντας την απόδοσή τους. Στην εξεταζόμενη περίπτωση των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης προκειμένου να επιτευχθεί η απαιτούμενη συνολική ισχύς 21.319,37KWp των Φ/Β σταθμών για την κάλυψη των ενεργειακών καταναλώσεων του 2023, θα πρέπει να τοποθετηθούν **38.763 πλαίσια** ονομαστικής ισχύος 550Wp σε συνολικά **7 Φ/Β σταθμούς** με μέγιστο όριο ισχύος του καθενός τα 3MW. Σημαντικός παράγοντας για την επιλογή των Φ/Β πλαισίων εκτός από την μηδενική ανοχή της ονομαστικής τους απόδοσης, είναι το μικρότερο δυνατό ποσοστό πτώση της απόδοσης ισχύος τους κατά το πρώτο έτος και για κάθε επόμενο έτος μέχρι και το 25<sup>ο</sup> έτος που θεωρείται ο κύκλος ζωής τους.

Τα Φ/Β πλαίσια θα διαχωριστούν βάσει της ονομαστικής τους έντασης (Impv) και στη συνέχεια αναλόγως τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους θα εγκατασταθούν στοιχειοσειρές (strings) με παρόμοια τάση εξόδου ώστε να αποφεύγονται άσκοπες απώλειες που ενδέχεται να υπάρξουν λόγω ανομοιομορφίας, αυξάνοντας με αυτό τον τρόπο την απόδοση των πλαισίων. Στην παραπάνω ομαδοποίηση, εκτός από την τάση και ένταση των πλαισίων που αναφέρθηκε, καθοριστικό ρόλο έχουν οι αντιστροφείς (Inverters) που μετατρέπουν την DC ισχύ σε AC ώστε να πραγματοποιηθεί η έκχυσή της στο δίκτυο της ΔΕΗ. Επομένως, η τάση στα άκρα των στοιχειοσειρών που θα δημιουργηθούν θα πρέπει να είναι εντός των ορίων λειτουργίας του κάθε αντιστροφέα.

Η ηλεκτρική εγκατάσταση κάθε Φ/Β σταθμού θα αποτελείται από κατάλληλες καλωδιώσεις για την επιτυχημένη σύνδεση κάθε σειράς Φ/Β πλαισίων με τους αντιστροφείς (DC καλωδίωση), για την μεταφορά της ισχύος από τους αντιστροφείς στον κεντρικό πίνακα (AC καλωδίωση) και για την μεταφορά ισχύος από τον κεντρικό πίνακα ως το σημείο σύνδεσης με την ΔΕΗ. Σε κάθε περίπτωση η επιλογή καλωδίωσης θα πρέπει γίνεται με τρόπο ώστε να είναι ανθεκτική στις καιρικές συνθήκες και σε μηχανικές καταπονήσεις, να διατηρεί τις απώλειες από τη μεταφορά ενέργειας κάτω από το 2% της μεταφερόμενης ισχύος, να επιτυγχάνεται βέλτιστη συμπεριφορά αγωγιμότητας και να αποφεύγεται η δημιουργία υπερτάσεων από πτώση κεραυνών (παράλληλα με την απαραίτητη ύπαρξη συστήματος αντικεραυνικής προστασίας εντός του κεντρικού πίνακα).

#### ▪ **Λειτουργία Φ/Β σταθμών μέσω ενεργειακού συμψηφισμού**

Η παραγόμενη ενέργεια από όλους τους Φ/Β σταθμούς που θα απαιτηθούν, θα χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των καταναλώσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης για το έτος 2023. Σε περίπτωση που η παραγόμενη ενέργεια δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών, που είναι πιθανό να συμβεί κατά τους χειμερινούς μήνες λόγω των καιρικών συνθηκών και της μικρότερης διάρκειας της ημέρας που ισοδυναμεί με τον ωφέλιμο χρόνο παραγωγής, τότε η υπολειπόμενη ενέργεια που απαιτείται θα απορροφάται από το δημόσιο ηλεκτρικό δίκτυο.

Στην αντίθετη περίπτωση όπου η παραγόμενη ενέργεια υπερκαλύπτει τη ζήτηση, που είναι πιθανό να συμβεί κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, τότε η περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια θα διοχετεύεται στο δημόσιο δίκτυο, θα αποθηκεύεται εκεί και όταν οι Φ/Β σταθμοί δεν μπορούν να καλύψουν τις ανάγκες των γραφείων, θα απορροφάται ενέργεια από το δίκτυο. Μια εναλλακτική λύση σε αυτό, θα ήταν η χρησιμοποίηση συσσωρευτών που θα αποθήκευαν την πλεονάζουσα παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια η οποία θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί τις ημέρες όπου η παραγωγή των Φ/Β σταθμών δεν καλύπτει τη ζήτηση. Η λύση αυτή προς το παρόν θεωρείται αντικοινωνική λόγω του υψηλού κόστους εγκατάστασης των συσσωρευτών και της μικρής διάρκειας ζωής τους.

Η καταμέτρηση της απορροφώμενης και εγχεόμενης ενέργειας στο δίκτυο θα πραγματοποιείται μέσω μετρητών (μονής ή διπλής ροής). Σε κάθε εκκαθαριστικό λογαριασμό θα διενεργείται ο ενεργειακός

συμψηφισμός, ενώ στο τέλος κάθε τριετίας θα πραγματοποιείται τελική εκκαθάριση και εφόσον η ενέργεια που απορροφήθηκε από το δίκτυο είναι μεγαλύτερη της εγχεόμενης σε αυτό, θα υπολογίζεται η αντίστοιχη χρέωση. Αν όμως στο τέλος της τριετίας η συνολική παραγωγή είναι μεγαλύτερη της συνολικής κατανάλωσης (απορροφώμενης, εγχεόμενης και πιστούμενης διαφοράς αυτών ανά έτος) δεν θα μπορεί να αποζημιωθεί και δεν θα μεταφέρεται στην επόμενη τριετία, βάσει Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382](#) (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019).

### 3.1.2 Παρεμβάσεις μέσω σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ)

Βάσει του Ν.4414/2016 η αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό συμπεριέλαβε και την τεχνολογία των μικρών ανεμογεννητριών, ενώ με την Υπουργική Απόφαση [ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/2019](#) είναι δυνατή και η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης σε συνδυασμό με τα συστήματα αυτοπαραγωγής. Ωστόσο, η μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς για σταθμούς παραγωγής μικρών ανεμογεννητριών είναι 60KW.

#### ▪ Ισχύς σταθμών μικρών ανεμογεννητριών

Προκειμένου να υπολογισθεί η ακριβής ισχύς των σταθμών μικρών ανεμογεννητριών που θα καλύψουν την απαιτούμενη ενέργεια του 2023 στα κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης, χρησιμοποιήθηκε και εδώ όπως στους Φ/Β σταθμούς ο συντελεστής χωρητικότητας (capacity factor) ίσος με 39% (πίνακας 3.1) βάσει των στοιχείων του Διεθνή Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy Agency / [IRENA, 2022](#)) για το έτος 2021, ο οποίος είναι σχεδόν διπλάσιος από τον αντίστοιχο του Φ/Β σταθμού. Σύμφωνα με τον συντελεστή χωρητικότητας υπολογίστηκε ότι η ετήσια απόδοση από την παραγωγή ενέργειας ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος θα είναι της τάξεως των **3.400KWh/KWp**. Ως εκ τούτου, για να καλυφθεί η εκτιμώμενη ενέργεια των 31.979.060KWh για τα δημόσια κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης το 2023, απαιτείται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών μικρών ανεμογεννητριών να ισοδυναμεί με **9.405,60KWp**. Η ισχύς αυτή θα επιμεριστεί σε διάφορους σταθμούς μικρών Α/Γ, όπου η ισχύς του καθενός θα προσμετράται στο ισχύον περιθώριο ισχύος του τοπικού δικτύου διανομής.

Η αντίστοιχη συνολική εγκατεστημένη ισχύς για τους Φ/Β σταθμούς είχε υπολογισθεί 21.319,37KWp, γεγονός που επιβεβαιώνει το συγκριτικό πλεονέκτημα των ανεμογεννητριών σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά καθώς μπορούν να παράγουν σχεδόν διπλάσιες KWh ανά KWp. Αυτό οφείλεται κυρίως στη δυνατότητα λειτουργίας τους καθόλη τη διάρκεια του χρόνου ακόμα και την χειμερινή περίοδο, ενώ στατιστικά η παραγωγή τους είναι μεγαλύτερη τις μέρες και τις ώρες όπου η ηλιοφάνεια είναι περιορισμένη. Σε περίπτωση μάλιστα που δεν εφαρμόζεται ενεργειακός συμψηφισμός, ειδικά για τα δημόσια κτίρια γραφείων όπου την χειμερινή περίοδο οι απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυξημένες λόγω των αναγκών θέρμανσης, η συμβολή των ανεμογεννητριών είναι καταλυτική συγκριτικά με την αντίστοιχη των Φ/Β σταθμών.

#### ▪ Χωροθέτηση σταθμών μικρών ανεμογεννητριών

Για την εύρεση της ακριβής θέσης εγκατάστασης ενός σταθμού μικρών ανεμογεννητριών θα πρέπει αρχικά να εξεταστεί το αιολικό δυναμικό της προτεινόμενης περιοχής, λαμβάνοντας υπόψη τη μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου, καθώς αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την βιωσιμότητα της εγκατάστασης. Σε χάρτες του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.), της ΡΑΕ και της ΕΜΥ παρουσιάζονται δεδομένα μετρήσεων αιολικού δυναμικού ανά την Ελλάδα, χρήσιμα για την επιλογή της καταλληλότερης έκτασης. Αποδοτικότερες χαρακτηρίζονται οι εκτάσεις με μέση ταχύτητα του ανέμου 5,5m/s – 8m/s.

Η εγκατάσταση σταθμών μικρών ανεμογεννητριών μπορεί να πραγματοποιηθεί στις εκτός σχεδίου πόλεως περιοχές της Περιφέρειας Κρήτης, σε εκτός οικισμού και σε λιμένες (χερσαία έκταση) σύμφωνα με την Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74462/2976](#) (ΦΕΚ Β'/3150/30.07.2020). Σε δώμα ή στέγη κτιρίων επιτρέπεται μόνο σε περιπτώσεις που εγκαθίστανται από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.) και από εκπαιδευτικούς ή ερευνητικούς φορείς με όριο εγκατεστημένης ισχύος τα 5KW για κάθετου άξονα ανεμογεννήτριες, οι οποίες λόγω μικρότερου μεγέθους και λιγότερου παραγόμενου



θορύβου από τις οριζόντιες μπορούν να τοποθετηθούν ευκολότερα μέσα στον αστικό ιστό. Σε κάθε περίπτωση θα πρέπει να εφαρμόζονται οι διατάξεις περί αιολικών σταθμών του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ.

Με βάση τα παραπάνω, στους σταθμούς μικρών Α/Γ είναι πιο πιθανό να εφαρμοστεί ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός καθώς βάσει των περιορισμών της ισχύουσας νομοθεσίας που αναφέρθηκαν, δεν υπάρχει δυνατότητα τοποθέτησης στις οροφές των κτιρίων (όπως στα φωτοβολταϊκά) ενώ τα ακίνητα σε εκτός σχεδίου πόλεως περιοχές και εκτός οικισμού σπανίως είναι όμορα με δημόσια κτίρια γραφείων, για να καλυφθεί η απαίτηση του ενεργειακού συμψηφισμού.

Η ελληνική νομοθεσία ορίζει αναλυτικά τις αποστάσεις ασφαλείας που πρέπει να τηρούν οι ανεμογεννήτριες τόσο μεταξύ τους όσο και από τα όρια των γηπέδων που εγκαθίστανται, από τα πλησιέστερα κτίρια, από τις οδούς, από τα εναέρια δίκτυα (όπως ηλεκτρικής ενέργειας, τηλεπικοινωνιών, φωτισμού), οι οποίες αποστάσεις είναι συνήθως πολλαπλάσιες του ύψους της ανεμογεννήτριας ή/και της διαμέτρου της ίδιας και της πτερωτής. Ιδιαίτερα, όταν σταθμός μικρών ανεμογεννητριών πρόκειται να τοποθετηθεί πλησίον νομίμως υφιστάμενης κατοικίας θα πρέπει να μην δημιουργείται σκίαση σε αυτή για περισσότερο από 30 λεπτά ημερησίως και 30 ώρες ετησίως, ενώ θα πρέπει να εξασφαλίζεται και ελάχιστο επίπεδο θορύβου έως 45db(A) βάσει της Υ.Α. [ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74462/2976](https://www.ypen.gov.gr/ypen/ΔΑΠΕΕΚ/74462/2976) (ΦΕΚ Β' /3150/30.07.2020).

#### ▪ **Εξοπλισμός σταθμών μικρών ανεμογεννητριών**

Ένας σταθμός μικρών Α/Γ αποτελείται κυρίως από ανεμογεννήτριες και τον απαραίτητο ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό τους. Οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται ανάλογα τον τύπο τους σε οριζόντιες και κατακόρυφες. Οι οριζόντιες είναι αποδοτικότερες λόγω της δυνατότητας εκμετάλλευσης ανέμου μεγαλύτερων ταχυτήτων (εξαιτίας του μεγάλου ύψους τους) και λόγω των πτερυγίων, το μήκος των οποίων αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για τον προσδιορισμό της παραγωγικότητας μιας ανεμογεννήτριας. Από την άλλη, οι κάθετες έχουν ευκολότερη κατασκευή και μικρότερο κόστος αλλά χαμηλότερη απόδοση. Για την επιλογή μιας ανεμογεννήτριας έχει μεγαλύτερη βαρύτητα η τυπική καμπύλη ισχύος και όχι τόσο η ισχύς της, καθώς η καμπύλη ισχύος απεικονίζει την τιμή της ταχύτητας του ανέμου από την οποία ξεκινάει (ταχύτητα εκκίνησης) και σταματάει (ταχύτητα εξόδου) να παράγεται ηλεκτρική ισχύς. Επιπλέον, κάθε ανεμογεννήτρια θα φέρει πιστοποίηση τύπου, πιστοποιημένες μετρήσεις εκπομπής ακουστικού θορύβου και ποιότητας ισχύος, σύμφωνα με τα αντίστοιχα πρότυπα του Διεθνούς Οργανισμού Πιστοποίησης International Electrotechnical Commission ή άλλου Εθνικού προτύπου.

Στην εξεταζόμενη περίπτωση προκειμένου να επιτευχθεί η απαιτούμενη συνολική ισχύς 9.405,60KWp των σταθμών μικρών Α/Γ για την κάλυψη των ενεργειακών καταναλώσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης κατά το 2023, θα πρέπει να τοποθετηθούν **471 Α/Γ** ονομαστικής ισχύος 20KW και αφού σε κάθε σταθμό θα τοποθετηθούν μόνο 3 Α/Γ για να επιτευχθεί το όριο των 60KW/σταθμό, θα χρειαστεί η κατασκευή **157 σταθμών μικρών Α/Γ**. Ο αριθμός των σταθμών μικρών Α/Γ είναι αρκετά υψηλότερος από τον αντίστοιχο των Φ/Β σταθμών (μόλις 7) εξαιτίας του πολύ χαμηλού ορίου ισχύος που ορίζει η νομοθεσία για τις Α/Γ, παρόλο που η απαιτούμενη ισχύς των Φ/Β είναι διπλάσια 21.319,37KWp.

Οι ανεμογεννήτριες που θα χρησιμοποιηθούν προτείνεται να είναι εξοπλισμένες με άμεσες γεννήτριες κίνησης που ελαχιστοποιούν τις απώλειες ισχύος που εντοπίζονται στις επαγωγικές γεννήτριες με κιβώτια ταχυτήτων, καθιστώντας τις πιο αποδοτικές. Επιπλέον, είναι εξίσου σημαντικό να διαθέτουν γεννήτρια μόνιμου μαγνήτη που συμβάλει στην αύξηση της παραγόμενης ενέργειας σε χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου, καθώς και να διαθέτουν ενεργό σύστημα διεύθυνσης το οποίο καταγράφει τον άνεμο σε πραγματικό χρόνο και κατευθύνει την ανεμογεννήτρια αναλόγως ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη απόδοση.

#### ▪ **Λειτουργία σταθμών μικρών ανεμογεννητριών μέσω ενεργειακού συμψηφισμού**

Η παραγόμενη ενέργεια από όλους τους σταθμούς μικρών Α/Γ που θα απαιτηθούν, θα χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των καταναλώσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης για το έτος 2023, ενώ η λειτουργία του ενεργειακού συμψηφισμού θα γίνεται ακριβώς όπως περιεγράφηκε

παραπάνω στους Φ/Β σταθμούς. Σε περίπτωση που η παραγόμενη ενέργεια δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών, που είναι πιθανό να συμβεί σε περιόδους νηνεμίας ή εντόνων καιρικών συνθηκών με θυελλώδεις ανέμους, τότε η υπολειπόμενη ενέργεια που απαιτείται θα απορροφάται από το δημόσιο ηλεκτρικό δίκτυο.

Στην αντίθετη περίπτωση όπου η παραγόμενη ενέργεια υπερκαλύπτει τη ζήτηση, που είναι πιθανό να συμβαίνει συχνότερα από ότι στους Φ/Β σταθμούς λόγω της δυνατότητας λειτουργίας των ανεμογεννητριών καθόλη τη διάρκεια της μέρας και της νύχτας, η πλεονάζουσα ενέργεια θα αποθηκεύεται στο δίκτυο και όταν οι σταθμοί μικρών Α/Γ δεν μπορούν να καλύψουν τις ανάγκες των γραφείων, θα απορροφάται ενέργεια από αυτό. Μια εναλλακτική λύση, θα ήταν η χρησιμοποίηση συσσωρευτών (συστήματος αποθήκευσης) η οποία όπως αναφέρθηκε ήδη θεωρείται αντιοικονομική λόγω του υψηλού κόστους εγκατάστασης των συσσωρευτών και της μικρής διάρκειας ζωής τους.

Η καταμέτρηση της απορροφώμενης και εγχεόμενης ενέργειας στο δίκτυο θα πραγματοποιείται μέσω μετρητών (μονής ή διπλής ροής), ενώ στο τέλος κάθε τριετίας θα πραγματοποιείται τελική εκκαθάριση και εφόσον η ενέργεια που απορροφήθηκε από το δίκτυο είναι μεγαλύτερη της εγχεόμενης σε αυτό, θα υπολογίζεται η αντίστοιχη χρέωση.

### 3.2 Οικονομικά οφέλη και κόστη ενεργειακών παρεμβάσεων μέσω συστημάτων αυτοπαραγωγής στα κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης

Τα οικονομικά οφέλη από την εφαρμογή των Φ/Β συστημάτων και των σταθμών μικρών Α/Γ για την κάλυψη των καταναλώσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων είναι πολλαπλά για την Περιφέρεια Κρήτης. Καταρχάς το κόστος των λογαριασμών ρεύματος θα μειωθεί αισθητά, γεγονός εξαιρετικά ωφέλιμο σε εποχές όπως η παρούσα όπου η ενεργειακή κρίση έχει εκτοξεύσει τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αναφέρθηκε και στα προηγούμενα κεφάλαια. Επιπλέον, ο ενεργειακός συμψηφισμός δίνει τη δυνατότητα η πλεονάζουσα παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια να μπορεί να αξιοποιηθεί κατά τους χειμερινούς μήνες όπου οι καταναλώσεις είναι υψηλότερες κυρίως λόγω των συστημάτων θέρμανσης που χρησιμοποιούνται. Το βασικό πλεονέκτημα όμως είναι ότι ο συμψηφισμός είναι ενεργειακός (σε ΚWh) και όχι λογιστικός (σε €) άρα πιθανές αυξήσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας δεν επιβαρύνουν τον προϋπολογισμό της Περιφέρειας Κρήτης.

Η αυτονομία που παρέχεται στη διαχείριση τόσο της παραγόμενης όσο και της καταναλισκόμενης ενέργειας είναι εξίσου πολύ σημαντική, καθώς δίδεται η δυνατότητα εφαρμογής μέτρων και ορθότερων πρακτικών στη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας που θα ωφελήσουν περαιτέρω.

Όσον αφορά το κόστος κατασκευής των Φ/Β σταθμών και των σταθμών μικρών Α/Γ, μια πρώτη προσέγγιση πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA) στην έκθεση του για το 2021, βάσει των οποίων το συνολικό κόστος για έναν Φ/Β σταθμό είναι 857\$/KW ενώ για ένα σταθμό χερσαίας αιολικής ενέργειας 1.325\$/KW (πίνακας 3.1) που αντιστοιχεί με 808€/KW και 1.250€/KW αντίστοιχα, βάσει της ισοτιμίας Ευρώ –Δολαρίου.

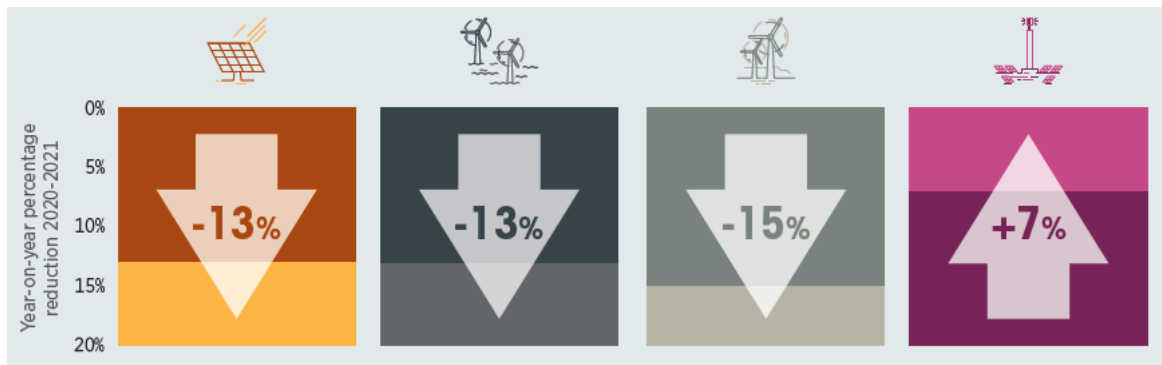
Οι τιμές αυτές στην ελληνική αγορά θεωρούνται αρκετά χαμηλές, ιδιαιτέρως των ανεμογεννητριών λόγω του αυξημένου κόστους μεταφοράς τους στην Ελλάδα. Στον πίνακα 3.2 παρουσιάζεται μια εκτίμηση κόστους πλησιέστερη στα ελληνικά δεδομένα. Αναλυτικότερα τα εκτιμώμενα κόστη παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 4 που περιλαμβάνει την αξιολόγηση επενδύσεων των προτεινόμενων παρεμβάσεων.

**Πίνακας 3.2: Εκτιμώμενο κόστος ανά προτεινόμενη εγκατάσταση ΑΠΕ για την κάλυψη της κατανάλωσης στα κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης**

Εγκατάσταση ΑΠΕ	Κόστος Κεφαλαίου	Λειτουργικά κόστη & κόστη συντήρησης	Διάρκεια ζωής εγκατάστασης
Φ/Β σταθμός	1.000€/KWp	10€/KWp	25 έτη
Σταθμός μικρών Α/Γ	2.500€/KWp	3000€/(Α/Γ.έτος)	20 έτη

Στη μελέτη των [Pallis et.al \(2021\)](#), που αφορούσε την αξιολόγηση της ενεργειακής και οικονομικής απόδοσης διαφόρων ενεργειακών παρεμβάσεων σε υφιστάμενα και νεόδμητα κτίρια γραφείων στις κλιματικές ζώνες Β και Γ της Ελλάδας, αποδείχθηκε ότι η εγκατάσταση Φ/Β σταθμών για την κάλυψη των καταναλώσεων τους ήταν ιδιαίτερως συμφέρουσα από οικονομικής άποψης, δημιουργώντας μια θετική επίδραση στη σχέση κόστους - οφέλους των διάφορων σεναρίων που εξετάστηκαν. Υψηλότερη επίδραση καταγράφηκε κυρίως στα υφιστάμενα κτίρια, καθώς τα νεόδμητα παρουσίαζαν χαμηλότερες ενεργειακές απαιτήσεις λόγω των βελτιωμένων ενεργειακά χαρακτηριστικών τους που επιβάλλεται να εφαρμόζονται βάσει της νέας νομοθεσίας (ΚΕΝΑΚ). Επιπλέον, στα νέα κτίρια κρίθηκε απαραίτητη η εφαρμογή Φ/Β συστημάτων για την επίτευξη των στόχων της ΕΕ για κτίρια σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας (Nearly Zero Energy Buildings / nZEB). Η καλύτερη σχέση κόστους - οφέλους στη συγκεκριμένη μελέτη, καταγράφηκε στα σεναρία όπου στα κτίρια εφαρμόστηκαν συνδυαστικά Φ/Β συστήματα και αντλίες θερμότητας VRV που αποδείχθηκε το πιο οικονομικό σύστημα θέρμανσης/ψύξης.

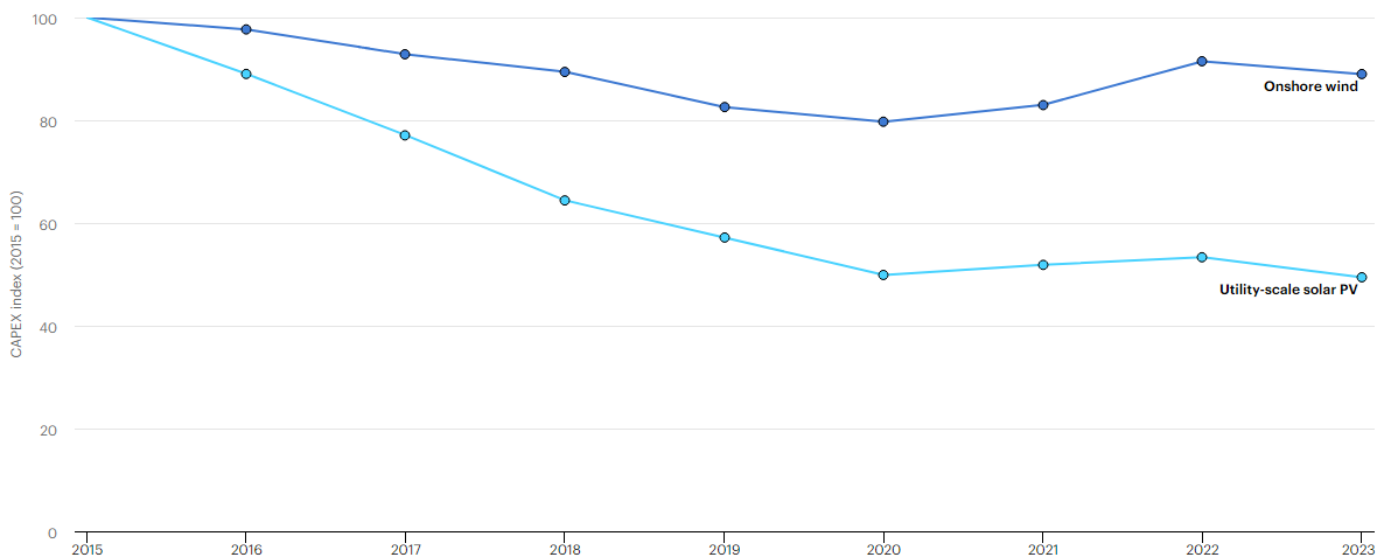
Σε παγκόσμιο επίπεδο, στην τελευταία έκθεση του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ([IRENA,2022](#)) παρουσιάζεται μείωση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας (LCOE) κατά 13% στα Φ/Β συστήματα και στα χερσαία αιολικά έργα κατά το έτος 2021, σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά (γράφημα 3.1) αντανάκλωντας το συνεχώς αυξανόμενο όφελος που προσφέρει η εφαρμογή τέτοιου είδους έργων ανά έτος.



**Γράφημα 3.1: Διαφοροποίηση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας (LCOE) από το 2020 στο 2021, ανά τεχνολογία ΑΠΕ (πηγή: [IRENA,2022](#))**

Ωστόσο, οι προβλέψεις της έκθεσης για το 2022 ανέφεραν ότι αναμενόταν μια αύξηση στη τιμή των Φ/Β πλαισίων της τάξεως του 20% εξαιτίας της εκτόξευσης της τιμής του πυριτίου και άλλων πρώτων υλών όπως ο χάλυβας, ο χαλκός και το αλουμίνιο, κάτι που έχει αποτυπωθεί από την αρχή του 2022 στη διεθνή αγορά μέσω των προβλημάτων στη διαθεσιμότητα των υλικών και στην εφοδιαστική αλυσίδα.

Η αύξηση των υλικών και του εξοπλισμού που σχετίζονται με την κατασκευή των ηλιακών φωτοβολταϊκών (solar PV) και των ανεμογεννητριών ξηράς (onshore wind), καθώς και το αυξημένο κόστος μεταφοράς κυρίως στα χερσαία αιολικά συστήματα, αντανάκλαται στο αυξημένο κόστος επένδυσης τους το οποίο υπολογίζεται το διάστημα 2022-2023 να είναι 15%-25% υψηλότερο σε σχέση με το 2020, όπως παρουσιάζεται στο γράφημα 3.2 ([IRENA,2022](#)). Ωστόσο, φαίνεται ότι η ανταγωνιστικότητα των συγκεκριμένων συστημάτων δεν ακολουθεί φθίνουσα πορεία αλλά αντιθέτως ανοδική, κυρίως λόγω των έντονων αυξήσεων στην τιμή του φυσικού αερίου και του άνθρακα.



**Γράφημα 3.2: Εκτίμηση κόστους επένδυσης Φ/Β και χειρσαίων αιολικών έργων για νέα έργα με υψηλές τιμές εμπορευμάτων το διάστημα 2015 – 2023 (πηγή: [IEA](#). Licence: CC BY 4.0)**

Στην ίδια έκθεση του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά συστήματα με συσσωρευτές αναφέρονται ως μια νέα αγορά που αναπτύσσεται ραγδαία, όμως το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (LCOE) από αυτά, παρουσιάζει μεγάλο εύρος εξαιτίας της διαφοράς τιμής των συστημάτων αποθήκευσης που παρατηρείται στην διεθνή αγορά, καθιστώντας τα προς το παρόν αντικοινωνικά για την τοπική αγορά της Κρήτης, όπως αναφέρθηκε παραπάνω. Παρόλο αυτά, σύμφωνα με την έκθεση του Εθνικού Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ, το κόστος των μπαταριών λιθίου στα συστήματα αποθήκευσης προβλέπεται να παρουσιάσει μείωση της τάξεως του 50% έως το τέλος της δεκαετίας ([Cole et al., 2019](#)).

Αδιαμφισβήτητα, το όφελος των προτεινόμενων παρεμβάσεων εξοικονόμησης ενέργειας μέσω συστημάτων αυτοπαραγωγής στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης θα είναι υψηλό και στον ενεργειακό και στον οικονομικό τομέα. Μια πιο αναλυτική αξιολόγηση των επενδύσεων αυτών ακολουθεί στο κεφάλαιο 4.

### 3.3 Πηγές Χρηματοδότησης

Βάσει των στοιχείων του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy Agency / [IRENA, 2022](#)) στην έκθεση του για το 2021 και όπως απεικονίζεται στον πίνακα 3.1 (§3.1.1) το συνολικό κόστος για την εγκατάσταση ενός Φ/Β σταθμού έχει μειωθεί κατά 82% σε σχέση με εκείνο του 2010, ενώ το αντίστοιχο κόστος για ένα σταθμό ανεμογεννητριών ξηράς παρουσιάζει πτώση 35% από το αντίστοιχο πριν μια δεκαετία. Η μείωση οφείλεται στην ανάπτυξη της τεχνολογίας και της τεχνογνωσίας στον τομέα των ΑΠΕ, παρόλα αυτά το κόστος παραγωγής δεν είναι εύκολο να καλυφθεί μόνο από ίδια κεφάλαια, γι' αυτό κρίνεται αναγκαία η ύπαρξη πηγών χρηματοδότησης.

Τον Σεπτέμβριο του 2020, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε τον Εκτελεστικό Κανονισμό (ΕΕ) 2020/1294 που αποτελεί ένα χρηματοδοτικό μηχανισμό στήριξης των χωρών της ΕΕ για δράσεις που αφορούν την ενέργεια και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με στόχο την επίτευξη των ατομικών και συλλογικών στόχων της κάθε χώρας ([Επίσημη Εφημερίδα της ΕΕ, 2020](#)). Τα κράτη μέλη της ΕΕ μπορούν να συμμετέχουν στο χρηματοδοτικό μηχανισμό είτε αναπτύσσοντας νέα έργα ΑΠΕ στην επικράτεια τους, είτε συνεισφέροντας στην χρηματοδότηση των έργων, στην οποία μπορούν επιπλέον να συμβάλουν τα ταμεία της ΕΕ αλλά και ο ιδιωτικός τομέας.

Σημαντική χρηματοδοτική πηγή της ΕΕ για μια σειρά έργων σε διάφορους τομείς είναι τα πέντε Ευρωπαϊκά Διαρθρωτικά και Επενδυτικά Ταμεία (ΕΔΕΤ), διοχετεύοντας στην Ένωση παραπάνω από το 50% των χρηματοδοτικών της πόρων ([European Commission](#)). Ένα από τα πέντε ταμεία, το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης (ΕΤΠΑ / European Regional Development Fund - ERDF) που στοχεύει στην ανάπτυξη περιφερειών της ΕΕ, συγχρηματοδότησε το 2020 το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Κρήτη» της Περιφέρειας Κρήτης με τίτλο «Δράση 4.σ.3: Παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας στα δημόσια κτίρια». Το πρόγραμμα αποτέλεσε μια εξαιρετική ευκαιρία για φορείς όπως η ίδια η Περιφέρεια Κρήτης και οι Δήμοι που απαρτίζουν τις Περιφερειακές της Ενότητες, να αναβαθμίσουν τα ενεργοβόρα δημόσια κτίρια μέσω συστημάτων εξοικονόμησης ενέργειας αποσκοπώντας στην βελτίωση της ενεργειακής τους απόδοσης, στην μείωση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου, στην επίτευξη των στόχων του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για την Ενεργειακή Απόδοση και προσδοκώντας τέτοιες ενέργειες να παρακινήσουν όλη την οικονομία ([Πρόσκληση ΕΤΠΑ 48](#)).

Από αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 1, μια εξίσου σημαντική ευκαιρία για την Περιφέρεια Κρήτης και όλους τους φορείς Γενικής Κυβέρνησης και Κεντρικής Δημόσιας Διοίκησης, δίδεται μέσω του Προγράμματος «ΗΛΕΚΤΡΑ» που θα συμβάλει στην χρηματοδότηση της ενεργειακής αναβάθμισης των δημόσιων κτιρίων έως το 2025 ([Υ.Α. ΥΠΕΕΝ/ΔΕΠΕΑ/90689/707/2022](#)). Παράλληλα το Πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» προσδοκά να επιτευχθεί ο στόχος της ενεργειακής αναβάθμισης ποσοστού 3% της ωφέλιμης επιφάνειας των κτιρίων της Κεντρικής Δημόσιας Διοίκησης κάθε χρόνο, στοιχείο που αποτελεί απαίτηση της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, όπως τροποποιήθηκε με την οδηγία 2013/12/ΕΕ του Συμβουλίου της 13<sup>ης</sup> Μαΐου 2013, οι οποίες ενσωματώνονται στο Ελληνικό Δίκαιο ([N.4342/2015](#)). Στην εξεταζόμενη περίπτωση των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης, το Πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» είναι καθοριστικό καθώς στις επιλέξιμες παρεμβάσεις περιλαμβάνονται εγκαταστάσεις συστημάτων παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με ενεργειακό συμπληρωματικό αποκλειστικά, όπως οι Φ/Β σταθμοί και οι σταθμοί μικρών Α/Γ που αναφέρθηκαν παραπάνω. Παρέχεται δε, η δυνατότητα χρηματοδότησης των έργων αυτών από πόρους του Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (ΤΑΑ) και μερικώς μέσω Επενδυτικών Δανείων από το Ταμείο Παρακαταθηκών και Δανείων, ενώ η υπόλοιπη χρηματοδότηση θα καλύπτεται από ιδίους πόρους της Περιφέρειας Κρήτης, ή/και από Εταιρείες Ενεργειακών Υπηρεσιών (ΕΕΥ), είτε από τρίτους μέσω Συμβάσεων Ενεργειακής Απόδοσης (ΣΕΑ). Εξίσου σημαντική για τα δημόσια κτίρια του τριτογενή τομέα είναι η συνεισφορά καινοτόμων προγραμμάτων μικτής χρηματοδότησης με συμμετοχή του Δημοσίου και των ελληνικών χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων, όπως επίσης και η ύπαρξη του Εθνικού Ταμείου Ενεργειακής Απόδοσης (ΕΤΕΑΠ) που θα έχει στόχο την χρηματοδότηση προγραμμάτων και γενικότερων μέτρων στον τομέα της εξοικονόμησης ενέργειας και το οποίο θα αποτελεί ταμείο δανεισμού αλλά και εγγυοδοσίας ([Μακροπρόθεσμη Στρατηγική ανακαίνισης κτιρίων έως το 2050, 2021](#)).

## **4. ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ**

Όπως έχει αναφερθεί μέχρι στιγμής, η εγκατάσταση σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (Φ/Β σταθμοί ή σταθμοί μικρών Α/Γ) μέσω της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής και της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης, έχει προφανή περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη, ήτοι την προστασία του περιβάλλοντος και παράλληλα την εξοικονόμηση κόστους στους λογαριασμούς ρεύματος.

Παράλληλα με τα παραπάνω οφέλη, στο παρόν κεφάλαιο οι εγκαταστάσεις των προτεινόμενων σταθμών παραγωγής ενέργειας θα αξιολογηθούν χρηματοοικονομικά ως δημόσιες επενδύσεις για να εξακριβωθεί αν τα μελλοντικά οφέλη από αυτές τις καθιστούν αξιόλογες, λαμβάνοντας υπόψη το αρχικό κεφάλαιο που θα δαπανηθεί. Η αξιολόγηση των επενδύσεων θα βασιστεί σε τρεις δείκτες: τον Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης (Internal Rate of Return/IRR), την Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value/NPV) και την Περίοδο επανείσπραξης κεφαλαίου (Payback Period/PBP). Στη συνέχεια, μέσω της ανάλυσης κινδύνου και ευαισθησίας θα παρουσιαστούν παράμετροι που είναι πιθανό να επηρεάσουν την αποδοτικότητα της κάθε επένδυσης, όπως για παράδειγμα η μείωση της τιμής της ενέργειας (€/KWh) ή/και η μείωση της προβλεπόμενης απόδοσης των σταθμών ΑΠΕ.

### **4.1 Ανάλυση επενδυτικών έργων**

Τα επενδυτικά έργα που θα αξιολογηθούν με ορίζοντα 20ετίας για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης, όπως υπολογίσθηκαν στις **31.979,06MWh** (§2.4.2 / γράφημα 2.8) για το έτος 2023, αφορούν την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών ή σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ) όπως έχει αναλυθεί στο κεφάλαιο 3. Για κάθε επενδυτικό έργο θα εξεταστούν δυο σενάρια, με και χωρίς τραπεζικό δανεισμό, ήτοι:

#### **Σενάριο 1:**

**Επενδυτικό έργο Α:** Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών, χωρίς δανεισμό ή

**Επενδυτικό έργο Β:** Εγκατάσταση σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ), χωρίς δανεισμό.

#### **Σενάριο 2:**

**Επενδυτικό έργο Α:** Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών, με δανεισμό ή

**Επενδυτικό έργο Β:** Εγκατάσταση σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ), με δανεισμό.

#### **4.1.1 Ανάλυση αρχικού κεφαλαίου**

Το αρχικό κεφάλαιο (capital cost) που θα απαιτηθεί για τα επενδυτικά έργα ισοδυναμεί με το κόστος κατασκευής των έργων το οποίο υπολογίσθηκε λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία του Διεθνή Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ([IRENA](#)) στην έκθεση του για το 2021, προσαρμοσμένα στις απαιτήσεις της ελληνικής αγοράς. Σύμφωνα με τα παραπάνω και όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 3.2 της §3.2 το κόστος κατασκευής υπολογίζεται στα **1.000€/KWp** για τους Φ/Β σταθμούς (επενδυτικό έργο Α) και στα **2.500€/KWp** για σταθμούς μικρών Α/Γ (επενδυτικό έργο Β). Η υπολογιζόμενη απαιτούμενη ισχύς (βάσει §3.1.1 & §3.1.2) για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων, είναι **21.319,37KWp** για τους Φ/Β σταθμούς και **9.405,60KWp** για τους σταθμούς μικρών Α/Γ, όπως παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα 4.1.

**Πίνακας 4.1: Απαιτούμενο αρχικό κεφάλαιο ανά επενδυτικό έργο για τα σενάρια 1 & 2**

Επενδυτικό έργο	Κόστος αρχικού κεφαλαίου (€/KWp)	Απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς σταθμών (KWp)	Αρχικό Κεφάλαιο (€)
A: Φ/Β σταθμοί	1.000,00	21.319,37	21.319.370,00 €
B: Σταθμοί Α/Γ	2.500,00	9.405,60	23.514.000,00 €

Στην αξιολόγηση δεν έχει ληφθεί υπόψη η αγορά γης που μπορεί να απαιτηθεί για την εγκατάσταση των σταθμών σε μη ιδιόκτητα ακίνητα της Περιφέρειας Κρήτης, ούτε οι αποσβέσεις του πάγιου εξοπλισμού των σταθμών, ούτε η φορολογία των εσόδων.

#### 4.1.2 Ανάλυση χρηματοδοτικού σχήματος, κόστους κεφαλαίου και κόστους ευκαιρίας

Το αρχικό κεφάλαιο που θα απαιτηθεί για την κάλυψη του συνολικού κόστους των επενδύσεων (πίνακας 4.1) θα αποτελείται στο σενάριο 1 εξολοκλήρου από ίδια κεφάλαια της Περιφέρειας Κρήτης, ενώ στο σενάριο 2 το 60% θα καλύπτεται από ίδια κεφάλαια και το 40% από τραπεζικό δανεισμό, όπως φαίνεται στον πίνακα 4.1α που ακολουθεί.

**Πίνακας 4.1α: Χρηματοδοτικό σχήμα σεναρίου 2 με τραπεζικό δανεισμό, ανά επενδυτικό έργο**

Επενδυτικό έργο	Αρχικό Κεφάλαιο (capital cost / €)	% συμμετοχής Ι.Κ.	Συμμετοχή Ιδίων κεφαλαίων (Ι.Κ. / €)	% συμμετοχής Ξ.Κ.	Συμμετοχή τραπεζικού δανεισμού (Ξ.Κ. / €)
A: Φ/Β σταθμοί	21.319.370,00 €	60%	12.791.622,00 €	40%	8.527.748,00 €
B: Σταθμοί Α/Γ	23.514.000,00 €	60%	14.108.400,00 €	40%	9.405.600,00 €

Στα σενάρια της ανάλυσης ευαισθησίας (§ 4.4) θα συμπεριληφθεί το ενδεχόμενο το χρηματοδοτικό σχήμα να περιλαμβάνει και πηγές χρηματοδότησης από επενδυτικά προγράμματα (π.χ. «ΗΛΕΚΤΡΑ») τα οποία μπορούν να επιχορηγήσουν μέχρι και το 50% του κόστους κατασκευής. Ωστόσο, τέτοιου είδους επιχορηγήσεις δεν αποτελούν δανεισμό εφόσον δεν επιστρέφονται.

Το επιτόκιο καταθέσεων που έχει ληφθεί υπόψη για τα ίδια κεφάλαια είναι **0,80%**, ως ένας μέσος όρος των αντίστοιχων επιτοκίων των ελληνικών τραπεζών που κυμαίνονται μεταξύ 0,50% - 1% ([Τράπεζα της Ελλάδος, 2022](#)). Το επιτόκιο χορηγήσεων λαμβάνεται ίσο με **2%** με χρόνο αποπληρωμής του δανείου τα 10 έτη.

Το **σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (Σ.Μ.Κ.Κ. / WACC)** το οποίο αποδίδει το κόστος του χρηματοδοτικού σχήματος μιας επένδυσης, λαμβάνοντας υπόψη τα ποσοστά συμμετοχής της κάθε πηγής χρηματοδότησης, στο σενάριο 1 θα ισούται με το επιτόκιο καταθέσεων (0,80%) εφόσον θα χρησιμοποιηθούν μόνο ίδια κεφάλαια και δεν υπολογίζεται ο φορολογικός συντελεστής. Στο σενάριο 2 όπου υφίσταται τραπεζικός δανεισμός, το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου θα ισούται με **1,28%** και για τα δυο επενδυτικά έργα χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο συντελεστής φορολογίας, όπως υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία του πίνακα 4.1α.

**Σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (Σ.Μ.Κ.Κ. / WACC) = (Ι.Κ./Κ) x Κ.Ι.Κ. + (Ξ.Κ./Κ) x Κ.Ξ.Κ. x (1-ΦΣ)**

Όπου:

Ι.Κ. = Ιδία Κεφάλαια εταιρείας & Κ.Ι.Κ.= Κόστος Ιδίων Κεφαλαίων (επιτόκιο καταθέσεων)

Ξ.Κ. = Ξένα Κεφάλαια εταιρείας (δανεισμός) & Κ.Ξ.Κ.= Κόστος Ξένων Κεφαλαίων (επιτόκιο χορηγήσεων)

Κ = Αρχικό Κεφάλαιο (Capital cost)

Φ.Σ. = Φορολογικός συντελεστής που δεν λαμβάνεται υπόψη

Για το επενδυτικό έργο Α, Φ/Β σταθμών του σεναρίου 2 (με τραπεζικό δανεισμό):

$$\begin{aligned} \text{Σ.Μ.Κ.Κ} &= (\text{Ι.Κ./Κ}) \times \text{Κ.Ι.Κ.} + (\text{Ξ.Κ./Κ}) \times \text{Κ.Ξ.Κ.} \times (1-\Phi\Sigma) = \\ &= (12.791.622,00\text{€} / 21.319.370,00\text{€}) \times 0,08\% + (8.527.748,00\text{€} / 21.319.370,00\text{€}) \times 2\% = \\ &= \mathbf{1,28\%} \end{aligned}$$

Για το επενδυτικό έργο Β, σταθμών μικρών Α/Γ του σεναρίου 2 (με τραπεζικό δανεισμό):

$$\begin{aligned} \text{Σ.Μ.Κ.Κ} &= (\text{Ι.Κ./Κ}) \times \text{Κ.Ι.Κ.} + (\text{Ξ.Κ./Κ}) \times \text{Κ.Ξ.Κ.} \times (1-\Phi\Sigma) = \\ &= (14.108.400,00\text{€} / 23.514.000,00\text{€}) \times 0,08\% + (9.405.600,00\text{€} / 23.514.000,00\text{€}) \times 2\% = \\ &= \mathbf{1,28\%} \end{aligned}$$

Στην περίπτωση επιχορήγησης μέρους της επένδυσης από προγράμματα τύπου «ΗΛΕΚΤΡΑ», το αρχικό κεφάλαιο μπορεί να μειώνεται αναλόγως της συμμετοχής του επιλεγμένου επενδυτικού

προγράμματος, όμως το κόστος κεφαλαίου στην περίπτωση του σεναρίου 1 χωρίς δανεισμό, θα παραμένει ίσο με το επιτόκιο καταθέσεων, ήτοι 0,80%. Στην περίπτωση του σεναρίου 2 που περιλαμβάνεται δανεισμός, το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου παραμένει το ίδιο, ήτοι 1,28% και για τα δυο επενδυτικά έργα που αντιστοιχεί και στην ελάχιστη απόδοση που αναμένεται.

Το **κόστος ευκαιρίας** στις εξεταζόμενες επενδύσεις από τη στιγμή που δεν υφίσταται φορολογία θα ισούται με το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου, ήτοι **0,80%** για το σενάριο 1 χωρίς δανεισμό και **1,28%** για το σενάριο 2 με δανεισμό. Στις ιδιωτικές επενδύσεις το κόστος ευκαιρίας μπορεί να ταυτιστεί με το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (WACC) καθώς το επιθυμητό είναι η απόδοση μιας επένδυσης (εσωτερικός συντελεστής απόδοσης / IRR) να κινείται πάνω από το κόστος κεφαλαίου για να θεωρείται αξιόλογη.

#### 4.1.3 Ανάλυση χρηματοροών (Cash flows) επενδυτικών έργων

Οι εξεταζόμενες επενδύσεις, όπως όλα τα επενδυτικά σχέδια, χαρακτηρίζονται από μια ακολουθία χρηματοροών (εισροές – εκροές). Σκοπός είναι να εξακριβωθεί αν τα μελλοντικά οφέλη κάθε επένδυσης θα την καταστήσουν αξιόλογη, λαμβάνοντας υπόψη το αρχικό κεφάλαιο που δαπανήθηκε.

Ως **εισροές** των δυο επενδυτικών έργων θα θεωρηθεί η εξοικονόμηση του κόστους ενέργειας από τους λογαριασμούς ρεύματος που λόγω της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής και της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού, δεν θα επιβαρύνει τον προϋπολογισμό της Περιφέρειας Κρήτης. Για τον υπολογισμό των εισροών, το κόστος ενέργειας έχει εκτιμηθεί στα **150€/MWh** (0,150€/KWh), πλησίον του μέσου όρου της ανηγμένης τιμής ανά MWh για τα δημόσια κτίρια γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης το χρονικό διάστημα 2019-2021, όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 2.6 (§2.3).

Η εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών ΑΠΕ που απαιτείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης, όπως και η απόδοση τους σύμφωνα με τον συντελεστή χωρητικότητας (capacity factor) του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ([IRENA, 2022](#)), έχουν υπολογισθεί στις παραγράφους 3.1.1 και 3.1.2 και παρουσιάζονται στον πίνακα 4.2 που ακολουθεί. Για τους Φ/Β σταθμούς οι απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς για την κάλυψη κατανάλωσης 31.979,06MWh στα δημόσια κτίρια γραφείων είναι **21.319,37KWp** με απόδοση **1.500KWh/KWp** και αντίστοιχα για τους σταθμούς μικρών Α/Γ η εγκατεστημένη ισχύς υπολογίστηκε στα **9.405,60KWp** με απόδοση **3.400 KWh/KWp**.

Στις εισροές του επενδυτικού έργου Α, θα ληφθεί υπόψη ένα ποσοστό μείωσης της παραγωγής των Φ/Β σταθμών ανά έτος, το οποίο οφείλεται στην αλλοίωση της δομής των υλικών τους λόγω της χρήσης, της καταπόνησης και των καιρικών συνθηκών (π.χ. ισχυροί άνεμοι, κεραυνοί) κατά τη διάρκεια ζωής τους. Η μείωση της απόδοσης στα Φ/Β πλαίσια εκφράζεται μέσω ενός συντελεστή γήρανσης ο οποίος κυμαίνεται μεταξύ 0,50% - 1,5% ανά έτος ([NREL, 2022](#)), ενώ αντίστοιχος συντελεστής για τους σταθμούς μικρών Α/Γ δεν λαμβάνεται υπόψη. Ως ποσοστό μείωση της παραγωγής του επενδυτικού έργου Α των Φ/Β σταθμών και κατ' επέκταση των εισροών ανά έτος, λαμβάνεται ο μέσος όρος των παραπάνω τιμών, ήτοι **1%** για τα πρώτα 10 χρόνια, ενώ τα επόμενα χρόνια θεωρείται ότι ο ρυθμός μείωσης της απόδοσης θα διπλασιαστεί προσεγγίζοντας το **2%**.

**Πίνακας 4.2: Εισροές (€) πρώτου έτους ανά επενδυτικό έργο για τα σενάρια 1 & 2**

Επενδυτικό έργο	Μέση ετήσια απόδοση (KWh/KWp)	Απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς σταθμών (KWp)	Μέσο ανηγμένο κόστος (€/KWh)	Εισροές το 1ο έτος (€)	% μείωσης απόδοσης ανά έτος
A: Φ/Β σταθμοί	1.500,00	21.319,37	0,150	4.796.858,25 €	1% και 2%
B: Σταθμοί Α/Γ	3.400,00	9.405,60	0,150	4.796.856,00 €	-

Ως **εκροές** θα θεωρηθούν τα λειτουργικά κόστη των σταθμών παραγωγής ΑΠΕ, τα κόστη συντήρησης και τα κόστη ασφάλειας όπως παρουσιάζονται στον πίνακα 4.3. Για τους Φ/Β σταθμούς, το ετήσιο κόστος λειτουργικών εξόδων και συντήρησης (O&M) υπολογίζεται σε **10€/KWp** εγκατεστημένης



ισχύος, ενώ για τους σταθμούς μικρών Α/Γ σε **3.000€** για κάθε ανεμογεννήτρια από τις 147 που έχουν υπολογισθεί ότι θα απαιτηθούν (§3.1.2) προκειμένου να καλύψουν τις ενεργειακές απαιτήσεις των κτιρίων γραφείων για το έτος 2023. Το ετήσιο κόστος λειτουργικών εξόδων και συντήρησης (Ο&Μ) των σταθμών και στα δυο επενδυτικά έργα θεωρείται ότι αυξάνεται 1% ανά έτος, ενώ το κόστος ασφάλειας τους υπολογίζεται στα **10€/KWp** το οποίο θα παραμείνει σταθερό για τα επόμενα 20 έτη.

**Πίνακας 4.3: Εκροές (€) πρώτου έτους ανά επενδυτικό έργο για τα σενάρια 1 & 2**

Επενδυτικό έργο	Απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς σταθμών (KWp)	Ετήσιο κόστος Ο&Μ (€/KWp)	Ετήσιο κόστος ασφάλειας (€/KWp)	Εκροές το 1ο έτος (€)	% αύξησης Ο&Μ κόστους ανά έτος
A: Φ/Β σταθμοί	21.319,37	10,00	10,00	426.387,40 €	1%
B: Σταθμοί Α/Γ	9.405,60	3000€ ανά Α/Γ	10,00	535.056,00 €	1%

Από τους παραπάνω πίνακες 4.2 και 4.3 είναι προφανές ότι οι εισροές του 1ου έτους μεταξύ των δυο προτεινόμενων επενδυτικών έργων, έχουν ελάχιστες διαφορές καθώς το ανηγμένο κόστος ανά KWh είναι κοινό (0,150€/KWh) και η απαιτούμενη ισχύς των σταθμών υπολογίστηκε με σκοπό να καλύπτει πλήρως τις προβλεπόμενες ενεργειακές απαιτήσεις των γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης για το έτος 2023 (ήτοι 31.979,06MWh). Ωστόσο, οι εκροές παρουσιάζουν σημαντικές αποκλίσεις καθώς το ετήσιο κόστος λειτουργικών εξόδων και συντήρησης των σταθμών μικρών Α/Γ είναι υψηλότερο από το αντίστοιχο των Φ/Β σταθμών καταγράφοντας μια διαφορά της τάξης του 25% στις συνολικές εκροές του 1<sup>ου</sup> έτους μεταξύ των επενδυτικών έργων Α και Β (426.387,40€ & 535.056,00€ αντίστοιχα) και στα δυο σενάρια (με και χωρίς τραπεζικό δανεισμό).

#### 4.2 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων μέσω 3 δεικτών

Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου, η αξιολόγηση των επενδύσεων θα βασιστεί σε τρεις δείκτες: τον Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης / ΕΣΑ (Internal Rate of Return/IRR), την Καθαρή Παρούσα Αξία / ΚΠΑ (Net Present Value/NPV) και την Περίοδο επανείσπραξης κεφαλαίου (Payback Period/PBP). Από τους τρεις δείκτες ο πιο ευρέως διαδεδομένος είναι η **Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)** η οποία δίνει τη δυνατότητα μετατροπής των καθαρών μελλοντικών χρηματικών ροών (εισροών – εκροών) σε παρούσες αξίες, ώστε να μπορούν να συγκριθούν με το αρχικό κόστος μιας επένδυσης το οποίο πρέπει να είναι μικρότερο τους για να θεωρηθεί αξιολογικό το επενδυτικό σχέδιο. Ωστόσο, η ΚΠΑ δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ιεράρχηση επενδυτικών έργων, ούτε σε επενδύσεις με διαφορετική χρονική διάρκεια. Μεταξύ επενδύσεων που έχουν θετική Καθαρή Παρούσα Αξία, προκρίνεται πάντα εκείνη με την μεγαλύτερη τιμή, ωστόσο μεταξύ επενδυτικών έργων με κοντινές ΚΠΑ επικρατεί το έργο που παρουσιάζει την μικρότερη ευαισθησία της ΚΠΑ σε αλλαγές.

Ο **Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR)** αποτελεί το προεξοφλητικό επιτόκιο που μηδενίζει την Καθαρή Παρούσα Αξία μιας μελλοντικής επένδυσης και χρησιμοποιείται κυρίως για να καθορίσει την απόδοση ενός επενδυτικού σχεδίου, η οποία πρέπει να είναι μεγαλύτερη από το κόστος κεφαλαίου προκειμένου να θεωρηθεί αξία επιλογής. Ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης αποτελεί ένα μέτρο σύγκρισης για την κατάταξη μεταξύ διαφορετικών επενδύσεων λαμβάνοντας υπόψη την χρονική αξία του χρήματος όπως και η ΚΠΑ, ωστόσο δεν είναι ιδιαίτερα αποτελεσματικός μεταξύ αμοιβαία αποκλειόμενων έργων. Επιπλέον, εξαιτίας του γεγονότος ότι κατά τον υπολογισμό του δεν λαμβάνονται υπόψη οι απόλυτες τιμές των μεγεθών (σε αντίθεση με την ΚΠΑ) μπορούν να θεωρηθούν ως πιο συμφέρουσες επενδύσεις με υψηλότερο ποσοστό απόδοσης (IRR) που εν τέλει να εμφανίζουν πολύ λιγότερα οφέλη, γεγονός που δεν είναι επιθυμητό ειδικά στα δημόσια έργα που στόχος είναι η αύξηση της οικονομικής ευημερίας.

Η **Περίοδος επανείσπραξης κεφαλαίου (PBP)** αποτελεί το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να ανακτηθεί το αρχικό κεφάλαιο που επενδύθηκε. Επομένως, όσο μικρότερη είναι η περίοδος επανείσπραξης τόσο πιο ελκυστικό ένα επενδυτικό σχέδιο, όμως με τον τρόπο αυτό αγνοούνται οι ροές μετά την αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου που πιθανόν να μην είναι ευνοϊκές.

Στους πίνακες 4.4, 4.5, 4.6 και 4.7 που ακολουθούν παρουσιάζεται η ανάλυση και αξιολόγηση των δυο προτεινόμενων επενδυτικών έργων μέσω των δεικτών που αναφέρθηκαν παραπάνω, με στόχο την επιλογή της πιο συμφέρουσας επένδυσης για τα δυο σενάρια που εξετάζονται (με ή χωρίς δανεισμό).

#### 4.2.1 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων σεναρίου 1 (χωρίς δανεισμό)

##### ▪ Επενδυτικό έργο Α: Εγκατάσταση Φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών, χωρίς δανεισμό (σενάριο 1)

Η απόδοση του επενδυτικού έργου Α βάσει του δείκτη **IRR** είναι 18,69% (πίνακας 4.4) που θεωρείται πολύ καλή καθώς είναι αρκετά μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας (0,80%).

Τα καθαρά κέρδη του επενδυτικού έργου Α σε 20 χρόνια (Future Value/FV) χωρίς δανεισμό, υπολογίζεται να ανέρχονται στα 76.186.251,59€ τα οποία αν αναχθούν σε σημερινές αξίες (Present Values/PV) μέσω της χρήσης του κόστους ευκαιρίας ως προεξοφλητικού επιτοκίου, ισοδυναμούν με 70.473.454,71€. Από τις παρούσες αξίες (σημερινές) αν αφαιρεθούν τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Α που δαπανήθηκαν (21.319.370,00€) προκύπτει η **Καθαρή Παρούσα Αξία** (NPV) ίση με 49.154.084,71€ που αντιστοιχεί στην σημερινή αξία του χρηματικού ποσού που θα αποκομίσει η Περιφέρεια Κρήτης από την επένδυση σε 20 χρόνια.

Τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Α στο σενάριο 1, έχει υπολογισθεί ότι θα ανακτηθούν σε 5 χρόνια και 1,44 μήνες (περίοδος επανείσπραξης / PBP).

**Πίνακας 4.4: Ανάλυση και αξιολόγηση επενδυτικού έργου Α (Φ/Β σταθμοί) στο σενάριο 1 χωρίς δανεισμό**

Α/Α	ΕΤΟΣ	ΕΙΣΡΟΕΣ	ΕΚΡΟΕΣ (Ο&Μ)	ΕΚΡΟΕΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ (NET PROFITS)	ΠΑΡΟΥΣΕΣ ΑΞΙΕΣ (PV)	IRR
							- 21.319.370,00 €
1	2023	4.796.858,25 €	213.193,70 €	213.193,70 €	4.370.470,85 €	4.335.784,57 €	4.370.470,85 €
2	2024	4.748.889,67 €	215.325,64 €	213.193,70 €	4.320.370,33 €	4.252.065,16 €	4.320.370,33 €
3	2025	4.701.400,77 €	217.478,89 €	213.193,70 €	4.270.728,18 €	4.169.849,05 €	4.270.728,18 €
4	2026	4.654.386,76 €	219.653,68 €	213.193,70 €	4.221.539,38 €	4.089.109,27 €	4.221.539,38 €
5	2027	4.607.842,90 €	221.850,22 €	213.193,70 €	4.172.798,98 €	4.009.819,31 €	4.172.798,98 €
6	2028	4.561.764,47 €	224.068,72 €	213.193,70 €	4.124.502,05 €	3.931.953,12 €	4.124.502,05 €
7	2029	4.516.146,82 €	226.309,41 €	213.193,70 €	4.076.643,71 €	3.855.485,13 €	4.076.643,71 €
8	2030	4.470.985,35 €	228.572,50 €	213.193,70 €	4.029.219,15 €	3.780.390,23 €	4.029.219,15 €
9	2031	4.426.275,50 €	230.858,23 €	213.193,70 €	3.982.223,57 €	3.706.643,77 €	3.982.223,57 €
10	2032	4.382.012,75 €	233.166,81 €	213.193,70 €	3.935.652,24 €	3.634.221,51 €	3.935.652,24 €
11	2033	4.294.372,49 €	235.498,48 €	213.193,70 €	3.845.680,31 €	3.522.956,86 €	3.845.680,31 €
12	2034	4.208.485,04 €	237.853,46 €	213.193,70 €	3.757.437,88 €	3.414.801,19 €	3.757.437,88 €
13	2035	4.124.315,34 €	240.232,00 €	213.193,70 €	3.670.889,64 €	3.309.667,85 €	3.670.889,64 €
14	2036	4.041.829,03 €	242.634,32 €	213.193,70 €	3.586.001,02 €	3.207.472,63 €	3.586.001,02 €
15	2037	3.960.992,45 €	245.060,66 €	213.193,70 €	3.502.738,09 €	3.108.133,64 €	3.502.738,09 €
16	2038	3.881.772,60 €	247.511,27 €	213.193,70 €	3.421.067,64 €	3.011.571,28 €	3.421.067,64 €
17	2039	3.804.137,15 €	249.986,38 €	213.193,70 €	3.340.957,07 €	2.917.708,16 €	3.340.957,07 €
18	2040	3.728.054,41 €	252.486,24 €	213.193,70 €	3.262.374,46 €	2.826.469,03 €	3.262.374,46 €
19	2041	3.653.493,32 €	255.011,11 €	213.193,70 €	3.185.288,51 €	2.737.780,75 €	3.185.288,51 €
20	2042	3.580.423,45 €	257.561,22 €	213.193,70 €	3.109.668,54 €	2.651.572,20 €	3.109.668,54 €
		<b>85.144.438,52 €</b>	<b>4.694.312,93 €</b>	<b>4.263.874,00 €</b>	<b>76.186.251,59 €</b>	<b>70.473.454,71 €</b>	<b>18,69%</b>

FV=	76.186.251,59 €		
PV=	70.473.454,71 €		
NPV=	49.154.084,71 €		
IRR=	18,69%		
PBP=	5,12	5 χρόνια	
		1,44 μήνες	

▪ **Επενδυτικό έργο Β: Εγκατάσταση Σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ) χωρίς δανεισμό (σενάριο 1)**

Η απόδοση του επενδυτικού έργου Β βάσει του δείκτη **IRR** είναι 17,29% (πίνακας 4.5) που θεωρείται πολύ καλή καθώς είναι αρκετά μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας (0,80%) όμως μικρότερη κατά 1,40 ποσοστιαία μονάδα από την αντίστοιχη απόδοση του επενδυτικού έργου Α (18,69%) όταν δεν περιλαμβάνεται τραπεζικός δανεισμός.

Τα καθαρά κέρδη του επενδυτικού έργου Β σε 20 χρόνια (Future Value/FV) υπολογίζεται να ανέρχονται στα 84.345.619,24€ τα οποία αν αναχθούν σε σημερινές αξίες (Present Values/PV) μέσω της χρήσης του κόστους ευκαιρίας ως προεξοφλητικού επιτοκίου, ισοδυναμούν με 77.681.364,16€. Από τις παρούσες αξίες (σημερινές) αν αφαιρεθούν τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Β που δαπανήθηκαν (23.514.000,00€) προκύπτει η **Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)** ίση με 54.167.364,16€ που αντιστοιχεί στην σημερινή αξία του χρηματικού ποσού που θα αποκομίσει η Περιφέρεια Κρήτης από την επένδυση σε 20 χρόνια. Ωστόσο, η ΚΠΑ του επενδυτικού έργου Β με τους σταθμούς Α/Γ είναι μεγαλύτερη κατά 5.013.279,45€ (~10%) από την αντίστοιχη του επενδυτικού έργου Α με τους Φ/Β σταθμούς, στο σενάριο χωρίς δανεισμό, παρόλο που ο συντελεστής απόδοσής της (IRR) είναι μικρότερος (17,29% < 18,69%).

Τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Β στο σενάριο 1, έχει υπολογισθεί ότι θα ανακτηθούν σε 5 χρόνια και 8,16 μήνες (**περίοδος επανείσπραξης / PBP**), χρονικό διάστημα 7 μηνών μεγαλύτερο από το αντίστοιχο της επένδυσης Α με τους Φ/Β σταθμούς, όμως εξίσου σύντομο.

**Πίνακας 4.5: Ανάλυση και αξιολόγηση επενδυτικού έργου Β (Σταθμοί μικρών Α/Γ) στο σενάριο 1 χωρίς δανεισμό**

Α/Α	ΕΤΟΣ	ΕΙΣΡΟΕΣ	ΕΚΡΟΕΣ (Ο&Μ)	ΕΚΡΟΕΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ (NET PROFITS)	ΠΑΡΟΥΣΕΣ ΑΞΙΕΣ (PV)	IRR
							- 23.514.000,00 €
1	2023	4.796.856,00 €	441.000,00 €	94.056,00 €	4.261.800,00 €	4.227.976,19 €	4.261.800,00 €
2	2024	4.796.856,00 €	445.410,00 €	94.056,00 €	4.257.390,00 €	4.190.080,55 €	4.257.390,00 €
3	2025	4.796.856,00 €	449.864,10 €	94.056,00 €	4.252.935,90 €	4.152.477,05 €	4.252.935,90 €
4	2026	4.796.856,00 €	454.362,74 €	94.056,00 €	4.248.437,26 €	4.115.163,36 €	4.248.437,26 €
5	2027	4.796.856,00 €	458.906,37 €	94.056,00 €	4.243.893,63 €	4.078.137,17 €	4.243.893,63 €
6	2028	4.796.856,00 €	463.495,43 €	94.056,00 €	4.239.304,57 €	4.041.396,18 €	4.239.304,57 €
7	2029	4.796.856,00 €	468.130,39 €	94.056,00 €	4.234.669,61 €	4.004.938,10 €	4.234.669,61 €
8	2030	4.796.856,00 €	472.811,69 €	94.056,00 €	4.229.988,31 €	3.968.760,67 €	4.229.988,31 €
9	2031	4.796.856,00 €	477.539,81 €	94.056,00 €	4.225.260,19 €	3.932.861,65 €	4.225.260,19 €
10	2032	4.796.856,00 €	482.315,21 €	94.056,00 €	4.220.484,79 €	3.897.238,81 €	4.220.484,79 €
11	2033	4.796.856,00 €	487.138,36 €	94.056,00 €	4.215.661,64 €	3.861.889,94 €	4.215.661,64 €
12	2034	4.796.856,00 €	492.009,74 €	94.056,00 €	4.210.790,26 €	3.826.812,86 €	4.210.790,26 €
13	2035	4.796.856,00 €	496.929,84 €	94.056,00 €	4.205.870,16 €	3.792.005,37 €	4.205.870,16 €
14	2036	4.796.856,00 €	501.899,14 €	94.056,00 €	4.200.900,86 €	3.757.465,34 €	4.200.900,86 €
15	2037	4.796.856,00 €	506.918,13 €	94.056,00 €	4.195.881,87 €	3.723.190,61 €	4.195.881,87 €
16	2038	4.796.856,00 €	511.987,31 €	94.056,00 €	4.190.812,69 €	3.689.179,07 €	4.190.812,69 €
17	2039	4.796.856,00 €	517.107,18 €	94.056,00 €	4.185.692,82 €	3.655.428,61 €	4.185.692,82 €
18	2040	4.796.856,00 €	522.278,25 €	94.056,00 €	4.180.521,75 €	3.621.937,14 €	4.180.521,75 €
19	2041	4.796.856,00 €	527.501,04 €	94.056,00 €	4.175.298,96 €	3.588.702,59 €	4.175.298,96 €
20	2042	4.796.856,00 €	532.776,05 €	94.056,00 €	4.170.023,95 €	3.555.722,89 €	4.170.023,95 €
		<b>95.937.120,00 €</b>	<b>9.710.380,76 €</b>	<b>1.881.120,00 €</b>	<b>84.345.619,24 €</b>	<b>77.681.364,16 €</b>	<b>17,29%</b>

FV=	84.345.619,24 €	
PV=	77.681.364,16 €	
NPV=	54.167.364,16 €	
IRR=	17,29%	
PBP=	5,68	5 χρόνια & 8,16 μήνες

#### 4.2.2 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων σεναρίου 2 (με δανεισμό)

##### ▪ Επενδυτικό έργο Α: Εγκατάσταση Φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών, με δανεισμό (σενάριο 2)

Η απόδοση του επενδυτικού έργου Α βάσει του δείκτη **IRR** είναι 25,65% (πίνακας 4.6) στην περίπτωση του σεναρίου με δανεισμό, η οποία είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη του σεναρίου 1 χωρίς δανεισμό (18,69%) και θεωρείται πολύ καλή καθώς είναι αρκετά μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας (1,28%).

Τα καθαρά κέρδη του επενδυτικού έργου Α σε 20 χρόνια (Future Value/FV) με 10ετή δανεισμό, υπολογίζεται να ανέρχονται στα 66.692.605,84€ τα οποία αν αναχθούν σε σημερινές αξίες (Present Values/PV) μέσω της χρήσης του κόστους ευκαιρίας ως προεξοφλητικού επιτοκίου, ισοδυναμούν με 58.481.099,94€. Από τις παρούσες αξίες (σημερινές) αν αφαιρεθούν τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Α που δαπανήθηκαν (12.791.622,00€ / πίνακας 4.1α) προκύπτει η **Καθαρή Παρούσα Αξία** (NPV) ίση με 45.689.477,94€ η οποία εμφανίζεται μικρότερη από την αντίστοιχη του σεναρίου 1 (χωρίς δανεισμό), παρόλο που η απόδοση της είναι μεγαλύτερη (25,65% > 18,69%).

Τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Α στο σενάριο, έχει υπολογισθεί ότι θα ανακτηθούν σε 3 χρόνια και 11,28 μήνες (**περίοδος επανείσπραξης / PBP**), διάστημα συντομότερο από το αντίστοιχο του σεναρίου 1 καθώς τα ίδια κεφάλαια είναι λιγότερα στην περίπτωση του δανεισμού.

##### ▪ Επενδυτικό έργο Β: Εγκατάσταση Σταθμών μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ) με δανεισμό (σενάριο 2)

Αντίστοιχα, η απόδοση του επενδυτικού έργου Β βάσει του δείκτη **IRR** είναι 23,11% (πίνακας 4.7) η οποία είναι μικρότερη κατά 2,54 ποσοστιαίες μονάδες από την αντίστοιχη του επενδυτικού έργου Α στο σενάριο 2 (23,11% < 25,65%) και θεωρείται πολύ καλή καθώς είναι αρκετά μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας (1,28%). Ωστόσο αν συγκριθεί με το ίδιο επενδυτικό έργο Β στο σενάριο 1 χωρίς δανεισμό (17,29%), προκύπτει μεγαλύτερη.

Τα καθαρά κέρδη του επενδυτικού έργου Β σε 20 χρόνια (Future Value/FV) με δανεισμό υπολογίζεται να ανέρχονται στα 73.874.691,33€ τα οποία αν αναχθούν σε σημερινές αξίες (Present Values/PV) μέσω της χρήσης του κόστους ευκαιρίας ως προεξοφλητικού επιτοκίου, ισοδυναμούν με 64.265.651,74€. Από τις παρούσες αξίες (σημερινές) αν αφαιρεθούν τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Β που δαπανήθηκαν (14.108.400,00 € / πίνακας 4.1α) προκύπτει η **Καθαρή Παρούσα Αξία** (NPV) ίση με 50.157.251,74€ που ουσιαστικά αντιστοιχεί στην σημερινή αξία του χρηματικού ποσού που θα αποκομίσει η Περιφέρεια Κρήτης από την επένδυση σε 20 χρόνια. Ωστόσο, η ΚΠΑ του επενδυτικού έργου Β με τους σταθμούς Α/Γ είναι μεγαλύτερη κατά 4.467.773,80€ (~10%) από την αντίστοιχη του επενδυτικού έργου Α με τους Φ/Β σταθμούς στην περίπτωση του σεναρίου 2 με δανεισμό, παρόλο που η απόδοση της είναι μικρότερη (23,11% < 25,65%). Αντιθέτως, αν η ΚΠΑ του επενδυτικού έργου Β συγκριθεί με την αντίστοιχη του σεναρίου 1 που δεν περιλαμβάνει τραπεζικό δανεισμό, εμφανίζεται μικρότερη (50.157.251,74€ < 54.167.364,16€) παρόλο που η απόδοση της είναι μεγαλύτερη (23,11% > 17,29%).

Τα αρχικά ίδια κεφάλαια της επένδυσης Β στο σενάριο 2 με δανεισμό, έχει υπολογισθεί ότι θα ανακτηθούν σε 4 χρόνια και 6,72 μήνες (**περίοδος επανείσπραξης / PBP**), χρονικό διάστημα κατά ένα σχεδόν έτος μεγαλύτερο από το αντίστοιχο της επένδυσης Α με τους Φ/Β σταθμούς, όμως εξίσου σύντομο. Αντιθέτως, αν συγκριθεί με το αντίστοιχο διάστημα του επενδυτικού έργου Β στη περίπτωση του σεναρίου 1 χωρίς δανεισμό, εμφανίζεται μικρότερο κατά ένα έτος.

Πίνακας 4.6: Ανάλυση και αξιολόγηση επενδυτικού έργου Α (Φ/Β σταθμοί) στο σενάριο 2 με δανεισμό

Α/Α	ΕΤΟΣ	ΕΙΣΡΟΕΣ	ΕΚΡΟΕΣ (Ο&Μ)	ΕΚΡΟΕΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	ΕΒΙΤΔΑ	ΔΑΝΕΙΟ			ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ (NET PROFITS)	ΠΑΡΟΥΣΣ ΑΞΙΕΣ (PV)	IRR
						ΔΟΣΗ	ΚΕΦΑΛΑΙΟ	ΤΟΚΟΣ			
											- 12.791.622,00 €
1	2023	4.796.858,25 €	213.193,70 €	213.193,70 €	4.370.470,85 €	-949.364,58 €	-778.809,62 €	-170.554,96 €	3.421.106,27 €	3.377.869,54 €	3.421.106,27 €
2	2024	4.748.889,67 €	215.325,64 €	213.193,70 €	4.320.370,33 €	-949.364,58 €	-794.385,81 €	-154.978,77 €	3.371.005,76 €	3.286.337,09 €	3.371.005,76 €
3	2025	4.701.400,77 €	217.478,89 €	213.193,70 €	4.270.728,18 €	-949.364,58 €	-810.273,52 €	-139.091,05 €	3.321.363,60 €	3.197.019,93 €	3.321.363,60 €
4	2026	4.654.386,76 €	219.653,68 €	213.193,70 €	4.221.539,38 €	-949.364,58 €	-826.478,99 €	-122.885,58 €	3.272.174,81 €	3.109.866,35 €	3.272.174,81 €
5	2027	4.607.842,90 €	221.850,22 €	213.193,70 €	4.172.798,98 €	-949.364,58 €	-843.008,57 €	-106.356,00 €	3.223.434,40 €	3.024.825,83 €	3.223.434,40 €
6	2028	4.561.764,47 €	224.068,72 €	213.193,70 €	4.124.502,05 €	-949.364,58 €	-859.868,75 €	-89.495,83 €	3.175.137,47 €	2.941.849,00 €	3.175.137,47 €
7	2029	4.516.146,82 €	226.309,41 €	213.193,70 €	4.076.643,71 €	-949.364,58 €	-877.066,12 €	-72.298,45 €	3.127.279,14 €	2.860.887,62 €	3.127.279,14 €
8	2030	4.470.985,35 €	228.572,50 €	213.193,70 €	4.029.219,15 €	-949.364,58 €	-894.607,44 €	-54.757,13 €	3.079.854,58 €	2.781.894,58 €	3.079.854,58 €
9	2031	4.426.275,50 €	230.858,23 €	213.193,70 €	3.982.223,57 €	-949.364,58 €	-912.499,59 €	-36.864,98 €	3.032.859,00 €	2.704.823,84 €	3.032.859,00 €
10	2032	4.382.012,75 €	233.166,81 €	213.193,70 €	3.935.652,24 €	-949.364,58 €	-930.749,58 €	-18.614,99 €	2.986.287,66 €	2.629.630,41 €	2.986.287,66 €
11	2033	4.294.372,49 €	235.498,48 €	213.193,70 €	3.845.680,31 €				3.845.680,31 €	3.343.586,47 €	3.845.680,31 €
12	2034	4.208.485,04 €	237.853,46 €	213.193,70 €	3.757.437,88 €				3.757.437,88 €	3.225.577,62 €	3.757.437,88 €
13	2035	4.124.315,34 €	240.232,00 €	213.193,70 €	3.670.889,64 €				3.670.889,64 €	3.111.453,56 €	3.670.889,64 €
14	2036	4.041.829,03 €	242.634,32 €	213.193,70 €	3.586.001,02 €				3.586.001,02 €	3.001.087,87 €	3.586.001,02 €
15	2037	3.960.992,45 €	245.060,66 €	213.193,70 €	3.502.738,09 €				3.502.738,09 €	2.894.358,18 €	3.502.738,09 €
16	2038	3.881.772,60 €	247.511,27 €	213.193,70 €	3.421.067,64 €				3.421.067,64 €	2.791.146,15 €	3.421.067,64 €
17	2039	3.804.137,15 €	249.986,38 €	213.193,70 €	3.340.957,07 €				3.340.957,07 €	2.691.337,23 €	3.340.957,07 €
18	2040	3.728.054,41 €	252.486,24 €	213.193,70 €	3.262.374,46 €				3.262.374,46 €	2.594.820,62 €	3.262.374,46 €
19	2041	3.653.493,32 €	255.011,11 €	213.193,70 €	3.185.288,51 €				3.185.288,51 €	2.501.489,10 €	3.185.288,51 €
20	2042	3.580.423,45 €	257.561,22 €	213.193,70 €	3.109.668,54 €				3.109.668,54 €	2.411.238,93 €	3.109.668,54 €
		85.144.438,52 €	4.694.312,93 €	4.263.874,00 €	76.186.251,59 €	-9.493.645,75 €	-8.527.748,00 €	- 965.897,75 €	66.692.605,84 €	58.481.099,94 €	25,65%

FV=	66.692.605,84 €	
PV=	58.481.099,94 €	
NPV=	45.689.477,94 €	
IRR=	25,65%	
PBP=	3,94	3 χρόνια 11,28 μήνες

Πίνακας 4.7: Ανάλυση και αξιολόγηση επενδυτικού έργου Β (Σταθμοί μικρών Α/Γ) στο σενάριο 2 με δανεισμό

Α/Α	ΕΤΟΣ	ΕΙΣΡΟΕΣ	ΕΚΡΟΕΣ (Ο&Μ)	ΕΚΡΟΕΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	ΕΒΙΤΔΑ	ΔΑΝΕΙΟ			ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ (NET PROFITS)	ΠΑΡΟΥΣΕΣ ΑΞΙΕΣ (PV)	IRR
						ΔΟΣΗ	ΚΕΦΑΛΑΙΟ	ΤΟΚΟΣ			
											-14.108.400,00 €
1	2023	4.796.856,00 €	441.000,00 €	94.056,00 €	4.261.800,00 €	-1.047.092,79 €	-858.980,79 €	-188.112,00 €	3.214.707,21 €	3.174.079,00 €	3.214.707,21 €
2	2024	4.796.856,00 €	445.410,00 €	94.056,00 €	4.257.390,00 €	-1.047.092,79 €	-876.160,41 €	-170.932,38 €	3.210.297,21 €	3.129.665,02 €	3.210.297,21 €
3	2025	4.796.856,00 €	449.864,10 €	94.056,00 €	4.252.935,90 €	-1.047.092,79 €	-893.683,61 €	-153.409,18 €	3.205.843,11 €	3.085.824,24 €	3.205.843,11 €
4	2026	4.796.856,00 €	454.362,74 €	94.056,00 €	4.248.437,26 €	-1.047.092,79 €	-911.557,29 €	-135.535,50 €	3.201.344,47 €	3.042.549,39 €	3.201.344,47 €
5	2027	4.796.856,00 €	458.906,37 €	94.056,00 €	4.243.893,63 €	-1.047.092,79 €	-929.788,43 €	-117.304,36 €	3.196.800,84 €	2.999.833,27 €	3.196.800,84 €
6	2028	4.796.856,00 €	463.495,43 €	94.056,00 €	4.239.304,57 €	-1.047.092,79 €	-948.384,20 €	-98.708,59 €	3.192.211,78 €	2.957.668,80 €	3.192.211,78 €
7	2029	4.796.856,00 €	468.130,39 €	94.056,00 €	4.234.669,61 €	-1.047.092,79 €	-967.351,89 €	-79.740,91 €	3.187.576,82 €	2.916.048,96 €	3.187.576,82 €
8	2030	4.796.856,00 €	472.811,69 €	94.056,00 €	4.229.988,31 €	-1.047.092,79 €	-986.698,92 €	-60.393,87 €	3.182.895,52 €	2.874.966,85 €	3.182.895,52 €
9	2031	4.796.856,00 €	477.539,81 €	94.056,00 €	4.225.260,19 €	-1.047.092,79 €	-1.006.432,90 €	-40.659,89 €	3.178.167,40 €	2.834.415,63 €	3.178.167,40 €
10	2032	4.796.856,00 €	482.315,21 €	94.056,00 €	4.220.484,79 €	-1.047.092,79 €	-1.026.561,56 €	-20.531,23 €	3.173.392,00 €	2.794.388,57 €	3.173.392,00 €
11	2033	4.796.856,00 €	487.138,36 €	94.056,00 €	4.215.661,64 €				4.215.661,64 €	3.665.262,87 €	4.215.661,64 €
12	2034	4.796.856,00 €	492.009,74 €	94.056,00 €	4.210.790,26 €				4.210.790,26 €	3.614.758,58 €	4.210.790,26 €
13	2035	4.796.856,00 €	496.929,84 €	94.056,00 €	4.205.870,16 €				4.205.870,16 €	3.564.904,15 €	4.205.870,16 €
14	2036	4.796.856,00 €	501.899,14 €	94.056,00 €	4.200.900,86 €				4.200.900,86 €	3.515.691,31 €	4.200.900,86 €
15	2037	4.796.856,00 €	506.918,13 €	94.056,00 €	4.195.881,87 €				4.195.881,87 €	3.467.111,93 €	4.195.881,87 €
16	2038	4.796.856,00 €	511.987,31 €	94.056,00 €	4.190.812,69 €				4.190.812,69 €	3.419.157,98 €	4.190.812,69 €
17	2039	4.796.856,00 €	517.107,18 €	94.056,00 €	4.185.692,82 €				4.185.692,82 €	3.371.821,51 €	4.185.692,82 €
18	2040	4.796.856,00 €	522.278,25 €	94.056,00 €	4.180.521,75 €				4.180.521,75 €	3.325.094,70 €	4.180.521,75 €
19	2041	4.796.856,00 €	527.501,04 €	94.056,00 €	4.175.298,96 €				4.175.298,96 €	3.278.969,80 €	4.175.298,96 €
20	2042	4.796.856,00 €	532.776,05 €	94.056,00 €	4.170.023,95 €				4.170.023,95 €	3.233.439,18 €	4.170.023,95 €
		95.937.120,00 €	9.710.380,76 €	1.881.120,00 €	84.345.619,24 €	-10.470.927,90 €	- 9.405.600,00 €	- 1.065.327,90 €	73.874.691,33 €	64.265.651,74 €	23,11%

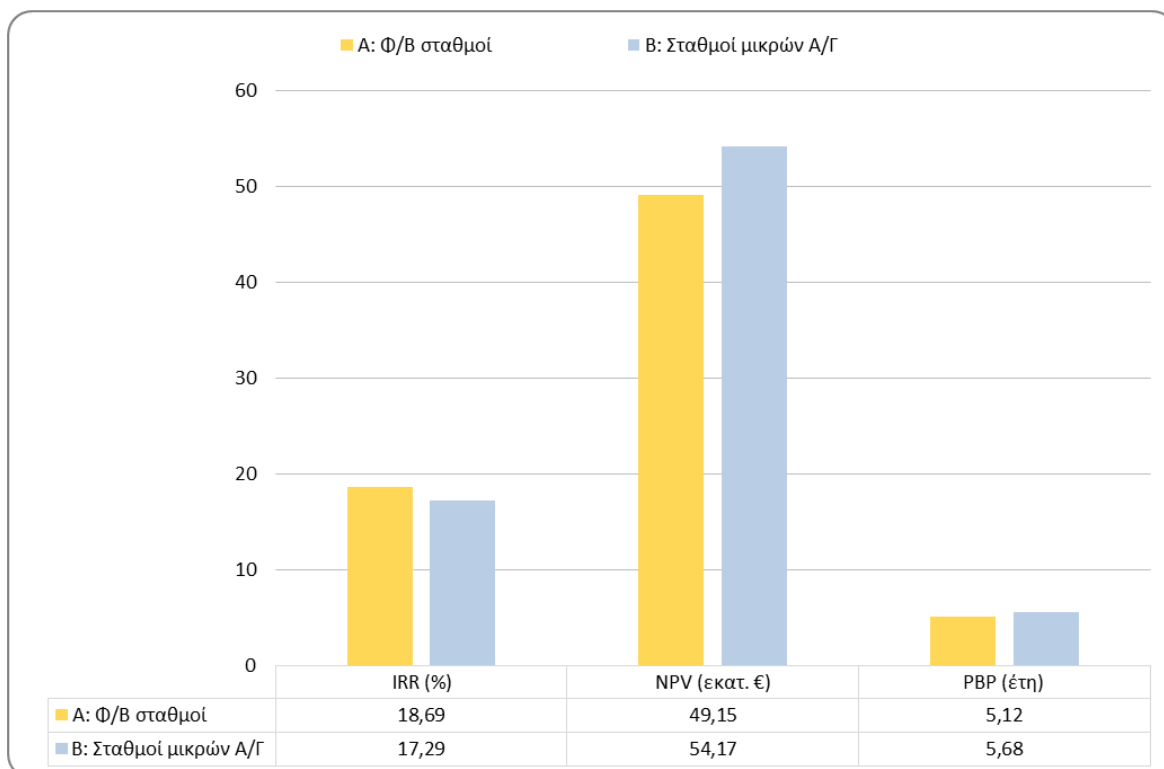
FV=	73.874.691,33 €	
PV=	64.265.651,74 €	
NPV=	50.157.251,74 €	
IRR=	23,11%	
PBP=	4,56	4 χρόνια
		6,72 μήνες

#### 4.2.3 Αποτελέσματα αξιολόγησης επενδυτικών έργων Α και Β, κατά τα σενάρια 1 και 2

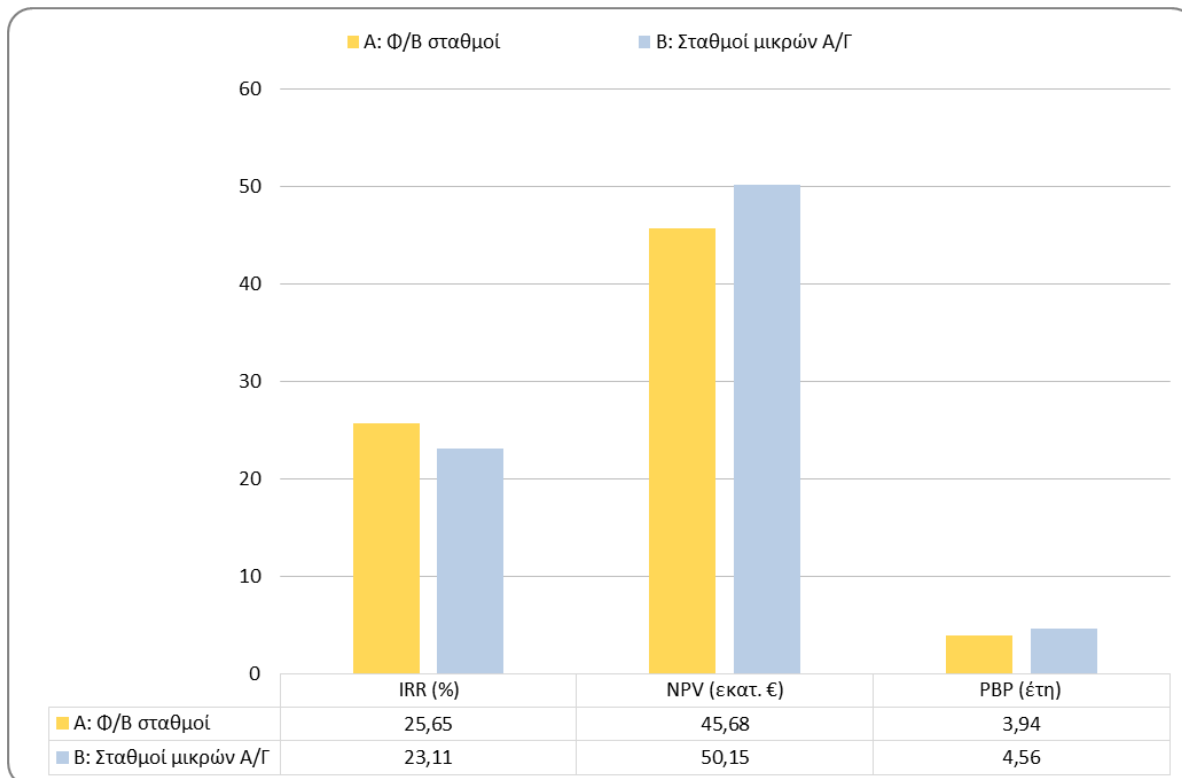
Από την αξιολόγηση των προτεινόμενων επενδυτικών έργων προκύπτει ότι οι απόδοσή τους είναι εξαιρετικά καλή, με πολύ σύντομη περίοδο αποπληρωμής παρουσιάζοντας πολύ κοντινές αποκλίσεις. Την καλύτερη απόδοση παρουσιάζουν τα επενδυτικά έργα Α και Β στο σενάριο 2 που περιλαμβάνει τον τραπεζικό δανεισμό, με Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης (IRR) 25,65% και 23,11% αντίστοιχα, έναντι 18,69% και 17,29% στο σενάριο 1 όπου το κόστος επένδυσης καλύπτεται εξολοκλήρου από ίδια κεφάλαια (γράφημα 4.1 και 4.2). Παράλληλα η περίοδος επανείσπραξης του αρχικού κεφαλαίου (PBP) είναι συντομότερη στο 2ο σενάριο, κατά ένα σχεδόν έτος.

Ωστόσο και στα δυο επενδυτικά έργα η υψηλότερη Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) καταγράφεται στο σενάριο 1 χωρίς δανεισμό, παρόλο που παρουσιάζει μικρότερη απόδοση (IRR) συγκριτικά με το σενάριο 2 (γράφημα 4.1 και 4.2). Το παραπάνω αντανακλά ένα από τα μειονεκτήματα του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης, καθώς αρκετές φορές θεωρούνται ως πιο συμφέρουσες επενδύσεις με υψηλότερο ποσοστό απόδοσης (IRR) που εν τέλει εμφανίζουν πολύ λιγότερα οφέλη, γεγονός που δεν είναι επιθυμητό ειδικά στις δημόσιες επενδύσεις όπως οι εξεταζόμενες, που στόχος είναι η αύξηση της οικονομικής ευημερίας. Επιπλέον, αποδεικνύεται η αδυναμία της αποτελεσματικότητας του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης στην αξιολόγηση των αμοιβαία αποκλειόμενων έργων, όπως τα εξεταζόμενα.

Με βάση τα παραπάνω, ευνοϊκότερο θεωρείται το **επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών κατά το σενάριο 2** (τραπεζικός δανεισμός) που καταγράφει την μικρότερη ΚΠΑ (45.689.477,94€) όμως εμφανίζει την μεγαλύτερη απόδοση (IRR=25,65%) και το μικρότερο χρόνο αποπληρωμής (γράφημα 4.2) και κυρίως απαιτεί τη μικρότερη συμμετοχή των ιδίων κεφαλαίων στο αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης, ήτοι 12.791.622,00€ (πίνακας 4.1α). Ως εκ τούτου, η απόδοση του αρχικού κεφαλαίου (που είναι μικρότερο στην περίπτωση του τραπεζικού δανεισμού) είναι πολύ μεγαλύτερη δίνοντας την δυνατότητα στην Περιφέρεια Κρήτης το υπόλοιπο ποσό που δεν διαθέτει από ίδια κεφάλαια αλλά δανείζεται, να μπορέσει να το επενδύσει σε άλλα έργα. Από την άλλη, το λιγότερο ευνοϊκό σενάριο είναι το **επενδυτικό έργο Β των σταθμών μικρών Α/Γ κατά το σενάριο 1** χωρίς δανεισμό, με ΚΠΑ που υπερτερεί κατά 10% (5.013.279,45€) από την αντίστοιχη του επενδυτικού έργου Α με τους Φ/Β σταθμούς (49.154.084,71€) που όμως εμφανίζει την μικρότερη απόδοση από όλες (IRR=17,29%), το μεγαλύτερο χρόνο αποπληρωμής (γράφημα 4.1) και απαιτεί τη μεγαλύτερη συμμετοχή των ιδίων κεφαλαίων στο αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης, ήτοι 23.514.000,00€ (πίνακας 4.1α).



**Γράφημα 4.1: Αποτελέσματα αξιολόγησης επενδυτικών έργων Α, Β βάσει του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης (IRR), της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) και της Περιόδου επανείσπραξης κεφαλαίου (PBP), κατά το σενάριο 1 (χωρίς δανεισμό)**



**Γράφημα 4.2: Αποτελέσματα αξιολόγησης επενδυτικών έργων Α, Β βάσει του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης (IRR), της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) και της Περιόδου επανείσπραξης κεφαλαίου (PBP), κατά το σενάριο 2 (με δανεισμό)**



### 4.3 Ανάλυση κινδύνου επενδυτικών έργων μέσω πιθανοτήτων

Στο συνεχώς μεταβαλλόμενο σύγχρονο επιχειρηματικό κόσμο, η απόδοση κάθε επένδυσης μπορεί να μεταβληθεί από διάφορους παράγοντες. Ως κίνδυνος μιας επένδυσης θεωρείται οτιδήποτε δημιουργεί μεταβλητότητα (volatility) των πιθανών αποδόσεων, γύρω από την αναμενόμενη απόδοση. Ως εκ τούτου, η σωστή πρόβλεψη του κινδύνου είναι πολύ σημαντική ώστε να επιλέγονται επενδύσεις με την υψηλότερη απόδοση και τον μικρότερο κίνδυνο, ιδιαίτερα σε περιόδους μεγάλης αβεβαιότητας (π.χ. οικονομικές, υγειονομικές, ενεργειακές κρίσεις).

Γνωρίζοντας ότι ο συνολικός κίνδυνος ισούται με το άθροισμα του συστηματικού κινδύνου (κίνδυνος αγοράς, επιτοκίων, πληθωρισμού) και του μη συστηματικού κινδύνου (χρηματοοικονομικός κίνδυνος, κίνδυνος ρευστότητας) και θεωρώντας ότι ο μη συστηματικός κίνδυνος σε δημόσιους φορείς, όπως η Περιφέρεια Κρήτης, είναι πολύ μικρός (τείνοντας να μηδενιστεί), μπορεί να θεωρηθεί ότι ο συνολικός κίνδυνος των εξεταζόμενων επενδυτικών έργων είναι ισοδύναμος με τον συστηματικό (αγοράς) (Ross et al., 2017). Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, θα υπολογισθεί η αναμενόμενη απόδοση και ο κίνδυνος των προτεινόμενων επενδυτικών έργων σε διάφορα πιθανά σενάρια για την οικονομία, τα οποία είναι ικανά να επηρεάσουν την απόδοση της κάθε επένδυσης.

Δεδομένης της ρευστής κατάστασης που επικρατεί στις τιμές της ενέργειας μετά την έναρξη της ενεργειακής κρίσης, θεωρείται πολύ πιθανό να διαφοροποιηθεί η τιμή της KWh και ως εκ τούτου οι εισροές των επενδυτικών έργων Α και Β, διαμορφώνοντας την παρακάτω υποθετική κατάσταση που θα εξεταστεί:

- **Πολύ κακό σενάριο:** Μείωση κόστους ενέργειας στα 0,065€/KWh, με πιθανότητα 25% να συμβεί.
- **Μέτριο σενάριο:** Μείωση κόστους ενέργειας στα 0,100€/KWh, με πιθανότητα 50% να συμβεί.
- **Πολύ καλό σενάριο:** Σταθερό κόστος ενέργειας στα 0,150€/KWh με πιθανότητα 25% να συμβεί.

Ταυτόχρονα με την μείωση του κόστους ενέργειας και όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 3.2, σύμφωνα με την τελευταία έκθεση του Διεθνή Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA, 2022), το κόστος των υλικών και του εξοπλισμού που σχετίζονται με την κατασκευή των ηλιακών φωτοβολταϊκών και των ανεμογεννητριών ξηράς, υπολογίζεται το 2023 να αυξηθεί κατά 15%-25% σε σχέση με το 2020.

Επομένως, λαμβάνοντας υπόψη την αύξηση του κόστους κατασκευής κατά 25% (ως δυσμενέστερο σενάριο) και τις πιθανές μειώσεις στην τιμή της KWh, θα εκτιμηθεί η αναμενόμενη απόδοση και ο κίνδυνος που θα προκύψει για την κάθε επένδυση, μέσω του υπολογισμού του συντελεστή μεταβλητότητας (Coefficient of Variation/CV). Ο **συντελεστής μεταβλητότητας (CV)** αποτελεί τον λόγο της **τυπικής απόκλισης (σ)** των πιθανών αποδόσεων κάθε επένδυσης προς τη μέση **αναμενόμενη απόδοση (ER)** της επένδυσης, ήτοι  $CV = \sigma / ER$ .

Μεταξύ των διαφορετικών επενδύσεων και σεναρίων που θα παρουσιαστούν στους πίνακες 4.8 και 4.9, θα επιλέγονται εκείνα με τον μικρότερο συντελεστή μεταβλητότητας (CV), άρα και χαμηλότερο ποσοστό κινδύνου. Οι υποθέσεις που θα ακολουθήσουν αφορούν το επενδυτικό έργο Α με τους Φ/Β σταθμούς και το επενδυτικό έργο Β με τους σταθμούς μικρών Α/Γ για το σενάριο 1 όπου το κόστος επένδυσης καλύπτεται εξολοκλήρου από ίδια κεφάλαια και για το σενάριο 2 όπου μέρος της επένδυσης (40%) καλύπτεται από τραπεζικό δανεισμό.

#### 4.3.1 Ανάλυση κινδύνου επενδυτικών έργων σεναρίου 1 (χωρίς δανεισμό)

- **Ανάλυση κινδύνου των επενδυτικών έργων μέσω πιθανοτήτων διαφοροποίησης της τιμής της ενέργειας (0,065€/KWh / 0,100€/KWh / 0,150€/KWh), στην περίπτωση αύξησης του κόστους κατασκευής κατά 25%, στο σενάριο 1**

Αν συμβεί η παραπάνω υποθετική συνθήκη με τις πιθανότητες (P) που παρουσιάζονται στον πίνακα 4.8, κατά το σενάριο 1 (χωρίς δανεισμό) ο κίνδυνος στην περίπτωση του επενδυτικού έργου Α με τους Φ/Β σταθμούς ( $CV=68,33\%$ ) είναι μικρότερος από τον αντίστοιχο του επενδυτικού έργου Β με τις Α/Γ ( $CV=70,80\%$ ), ωστόσο θεωρείται υψηλός και για τα δυο έργα. Επιπλέον, οι δυο επενδύσεις παρουσιάζουν ικανοποιητική αναμενόμενη απόδοση (ER), με εκείνη των Φ/Β σταθμών να υπερτερεί

(7,09% έναντι 6,50%), ενώ και στα δυο επενδυτικά έργα η τυπική απόκλιση ( $\sigma$ ) είναι της τάξης του 4% που ισοδυναμεί με μικρό εύρος διακύμανσης.

Από τα στοιχεία του πίνακα 4.8 είναι φανερή η μείωση των εισροών στα δύο επενδυτικά έργα, όταν η τιμή της ενέργειας μειώνεται. Κατά το δυσμενέστερο σενάριο που το κόστος ενέργειας διαμορφώνεται στα 0,065€/KWh, που ισοδυναμεί με το μέσο όρο της Μεσοσταθμικής Τιμής Αγοράς του έτους 2020 στην Ελλάδα (ΑΔΜΗΕ, 2022) τα επενδυτικά έργα Α και Β εμφανίζουν πολύ μικρή απόδοση (IRR) ήτοι 0,49% και 0,19% αντίστοιχα, ποσοστό μικρότερο από το κόστος ευκαιρίας (0,80%) που αποτελεί την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση για μια επένδυση.

**Πίνακας 4.8: Ανάλυση κινδύνου των επενδυτικών έργων Α και Β, μέσω πιθανοτήτων (P) διαφοροποίησης της τιμής της ενέργειας, στην περίπτωση αύξησης του κόστους κατασκευής κατά 25% (σενάριο 1 χωρίς δανεισμό)**

#### ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟ ΕΡΓΟ Α: Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΙ

Σενάρια	Διαφορο. Εισροών (€)	Διαφορ. Κόστους ενέργειας (€/KWh)	P	IRR	IRR * P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	2.078.638,58 €	0,065	25%	0,49%	0,12%	-6,60%	0,44%	0,11%	
Μέτριο	3.197.905,50 €	0,100	50%	6,85%	3,43%	-0,24%	0,00%	0,00%	
Πολύ καλό	4.796.858,25 €	0,150	25%	14,18%	3,55%	7,09%	0,50%	0,13%	
<b>100%</b>				<b>ER:</b>	<b>7,09%</b>			<b>0,23%</b>	<b><math>\sigma^2</math></b>
				<b>CV:</b>	<b>68,33%</b>	<b>7,09%</b>	<b>0,80%</b>	<b>4,85%</b>	<b><math>\sigma</math></b>

#### ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟ ΕΡΓΟ Β: ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΙΚΡΩΝ Α/Γ

Σενάρια	Διαφορο. Εισροών (€)	Διαφορ. Κόστους ενέργειας (€/KWh)	P	IRR	IRR * P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	2.078.637,60 €	0,065	25%	0,19%	0,05%	-6,31%	0,40%	0,10%	
Μέτριο	3.197.904,00 €	0,100	50%	6,31%	3,16%	-0,19%	0,00%	0,00%	
Πολύ καλό	4.796.856,00 €	0,150	25%	13,20%	3,30%	6,70%	0,45%	0,11%	
<b>100%</b>				<b>ER:</b>	<b>6,50%</b>			<b>0,21%</b>	<b><math>\sigma^2</math></b>
				<b>CV:</b>	<b>70,80%</b>	<b>6,50%</b>	<b>0,80%</b>	<b>4,60%</b>	<b><math>\sigma</math></b>

#### 4.3.2 Ανάλυση κινδύνου επενδυτικών έργων σεναρίου 2 (με δανεισμό)

- Ανάλυση κινδύνου των επενδυτικών έργων μέσω πιθανοτήτων διαφοροποίησης της τιμής της ενέργειας (0,065€/KWh / 0,100€/KWh / 0,150€/KWh), στην περίπτωση αύξησης του κόστους κατασκευής κατά 25%, στο σενάριο 2

Αν συμβεί η παραπάνω υποθετική συνθήκη με τις πιθανότητες (P) που παρουσιάζονται στον πίνακα 4.9, κατά το σενάριο 2 (με τραπεζικό δανεισμό) ο κίνδυνος στην περίπτωση του επενδυτικού έργου Α με τους Φ/Β σταθμούς (CV=74,33%) είναι μικρότερος από τον αντίστοιχο του επενδυτικού έργου Β με τις Α/Γ (CV=77,00%), ωστόσο θεωρείται υψηλός και για τα δυο έργα. Οι δυο επενδύσεις παρουσιάζουν ικανοποιητική αναμενόμενη απόδοση (ER), με εκείνη των Φ/Β σταθμών να είναι κατ' ελάχιστο μεγαλύτερη (8,95% έναντι 8,02%), ενώ και στις δυο περιπτώσεις η τυπική απόκλιση ( $\sigma$ ) είναι της τάξης του 6% που ισοδυναμεί με μικρό εύρος διακύμανσης.

Από τα στοιχεία του πίνακα 4.9 είναι φανερή η μείωση των εισροών στα δύο επενδυτικά έργα, όταν η τιμή της ενέργειας μειώνεται, ανεξάρτητα από την ύπαρξη δανεισμού ή μη. Κατά το δυσμενέστερο σενάριο που το κόστος ενέργειας διαμορφώνεται στα 0,065€/KWh, τα επενδυτικά έργα Α και Β εμφανίζουν πολύ μικρή απόδοση (IRR) ήτοι 0,04% και -0,30% αντίστοιχα, ποσοστό μικρότερο από το κόστος ευκαιρίας (1,28%) που αποτελεί την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση για μια επένδυση.

**Πίνακας 4.9: Ανάλυση κινδύνου των επενδυτικών έργων Α και Β, μέσω πιθανοτήτων (P) διαφοροποίησης της τιμής της ενέργειας, στην περίπτωση αύξησης του κόστους κατασκευής κατά 25% (σενάριο 2 με δανεισμό)**

**ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟ ΕΡΓΟ Α: Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΙ**

Σενάρια	Διαφορο. Εισροών (€)	Διαφορ. Κόστους ενέργειας (€/KWh)	P	IRR	IRR * P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	2.078.638,58 €	0,065	25%	0,04%	0,01%	-8,91%	0,79%	0,20%	
Μέτριο	3.197.905,50 €	0,100	50%	8,45%	4,23%	-0,50%	0,00%	0,00%	
Πολύ καλό	4.796.858,25 €	0,150	25%	18,85%	4,71%	9,90%	0,98%	0,25%	
<b>100%</b>				<b>ER: 8,95%</b>				<b>0,44%</b>	<b>σ<sup>2</sup></b>
				<b>CV: 74,53%</b>	<b>8,95%</b>	<b>1,28%</b>	<b>6,67%</b>	<b>σ</b>	

**ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟ ΕΡΓΟ Β: ΣΤΑΘΜΟΙ ΜΙΚΡΩΝ Α/Γ**

Σενάρια	Διαφορο. Εισροών (€)	Διαφορ. Κόστους ενέργειας (€/KWh)	P	IRR	IRR * P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	2.078.637,60 €	0,065	25%	-0,30%	-0,08%	-8,32%	0,69%	0,17%	
Μέτριο	3.197.904,00 €	0,100	50%	7,62%	3,81%	-0,40%	0,00%	0,00%	
Πολύ καλό	4.796.856,00 €	0,150	25%	17,12%	4,28%	9,11%	0,83%	0,21%	
<b>100%</b>				<b>ER: 8,02%</b>				<b>0,38%</b>	<b>σ<sup>2</sup></b>
				<b>CV: 77,00%</b>	<b>8,02%</b>	<b>1,28%</b>	<b>6,17%</b>	<b>σ</b>	

Με βάση τα παραπάνω υποθετικά σενάρια στους πίνακες 4.8 και 4.9, κατά τα οποία υπάρχει 25% πιθανότητα η τιμή της ενέργειας να μειωθεί στα 0,065€/KWh, 50% πιθανότητα να μειωθεί στα 0,100€/KWh και 25% πιθανότητα να παραμείνει σταθερή στα 0,150€/KWh, με ταυτόχρονη αύξηση του κόστους κατασκευής κατά 25%, προκύπτει ότι ο κίνδυνος που ενέχουν οι εξεταζόμενες επενδύσεις είναι αρκετά υψηλός. Τόσο στο σενάριο 1 όσο και στο σενάριο 2, χαμηλότερο κίνδυνο παρουσιάζει το επενδυτικό έργο Α με τους Φ/Β σταθμούς, έναντι του επενδυτικού έργου Β με τους σταθμούς μικρών Α/Γ, όπου στο σενάριο 2 με τραπεζικό δανεισμό εμφανίζεται και τον μεγαλύτερο κίνδυνο (**CV=77%**).

Ωστόσο, ο μικρότερος κίνδυνος και το μικρότερο εύρος διακύμανσης εμφανίζεται στα επενδυτικά έργα του σεναρίου 1 (χωρίς δανεισμό) και συγκεκριμένα **στο επενδυτικό έργο Α με τους Φ/Β σταθμούς (CV=68,33%) που αποτελεί και το έργο που επιλέγεται** καθώς ενέχει τον μικρότερο κίνδυνο, ανεξάρτητα αν η αναμενόμενη απόδοση του (ER=7,09%) δεν είναι η υψηλότερη που καταγράφεται. Ωστόσο, αν στην παραπάνω υποθετική συνθήκη το ποσοστό μείωσης της τιμής ενέργειας στα 0,065€/KWh αυξηθεί στο 50% από 25%, ο συντελεστής μεταβλητότητας ανέρχεται στο 102,55% για το ευνοϊκότερο σενάριο του επενδυτικού έργου Α χωρίς δανεισμό, αντανακλώντας τον ιδιαίτερα υψηλό κίνδυνο της επένδυσης, ο οποίος κατ' επέκταση θα είναι μεγαλύτερος για τα υπόλοιπα λιγότερο ευνοϊκά σενάρια.

Από τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι η τιμή της ενέργειας αποτελεί καθοριστική μεταβλητή για την απόδοση των εξεταζόμενων επενδυτικών έργων, καθώς όσο μειώνεται και περιορίζονται οι εισροές των επενδύσεων, τόσο ο κίνδυνος της κάθε επένδυσης αυξάνεται και η απόδοση της φθίνει. Αντιθέτως, αν το κόστος ενέργειας αυξηθεί, η εξοικονόμηση που θα επιτυγχάνεται στους λογαριασμούς ρεύματος για την Περιφέρεια Κρήτης θα είναι μεγαλύτερη, άρα οι εισροές των επενδυτικών έργων Α και Β θα είναι υψηλότερες, επομένως ο κίνδυνος θα είναι χαμηλός.

#### 4.4 Ανάλυση ευαισθησίας επενδυτικών έργων

Ο κίνδυνος που ενέχει μια επένδυση, προβλέψιμος ή μη, επιδρά στην αποδοτικότητα της επηρεάζοντας τα αποτελέσματα των δεικτών αξιολόγησης όπως αποδεικνύεται στα σενάρια της ανάλυσης κινδύνου μέσω πιθανοτήτων της παραγράφου 4.3. Ωστόσο, όταν οι πιθανότητες κινδύνου δεν μπορούν να προσδιοριστούν με ευκολία, εφαρμόζονται εναλλακτικά σενάρια για περιπτώσεις αβεβαιότητας, μέσω της **ανάλυσης ευαισθησίας** ώστε να εξακριβωθεί η επίδραση στην επένδυση των αλλαγών σε παραμέτρους των σεναρίων. Με τον τρόπο αυτό αξιολογείται το κάθε επενδυτικό σχέδιο αποκαλύπτοντας την αναμενόμενη απόδοση του και την ευαισθησία που παρουσιάζει σε αλλαγές των μεταβλητών του, στο πλαίσιο διαφόρων σεναρίων. Ιδιαίτερα μεταξύ επενδυτικών σχεδίων με κοντινές τιμές ΚΠΑ και IRR όπως οι εξεταζόμενες επενδύσεις (§4.2), προτείνεται να επιλέγονται τα έργα με την μικρότερη ευαισθησία των ΚΠΑ και IRR σε αλλαγές.

Στην παρούσα ανάλυση ευαισθησίας, θα εξεταστούν πέντε διαφορετικά σενάρια για κάθε προτεινόμενο επενδυτικό έργο (με και χωρίς τραπεζικό δανεισμό) ενώ κάθε σενάριο θα περιλαμβάνει τη μεταβολή μιας μόνο παραμέτρου, διατηρώντας σταθερές τις υπόλοιπες με σκοπό να υπολογισθεί πώς διαμορφώνεται η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για κάθε επενδυτικό έργο και για κάθε σενάριο. Μεταξύ των δεικτών αξιολόγησης επιλέγεται η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) και όχι ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR) καθώς δεν είναι ιδιαίτερα αποτελεσματικός μεταξύ αμοιβαία αποκλειόμενων έργων όπως τα εξεταζόμενα επενδυτικά έργα Α και Β.

Τα σενάρια που θα εξεταστούν στην ανάλυση ευαισθησίας περιλαμβάνουν τις εξής πιθανές μεταβολές:

- **Σενάριο Α:** Μείωση μέσης απόδοσης σταθμών κατά 15%, ήτοι στις 1.375KWh/KWp (από 1.500KWh/KWp) για τους Φ/Β σταθμούς και στις 2.890KWh/KWp (από 3.400KWh/KWp) για τους σταθμούς μικρών Α/Γ.
- **Σενάριο Β:** Αύξηση του κόστους κατασκευής κατά 25%, ήτοι στα 1.250€/KWp (από 1.000€/KWp) για τους Φ/Β σταθμούς και στα 3.125€/KWp (από 2.500€/KWp) για τους σταθμούς μικρών Α/Γ, σύμφωνα με την τελευταία έκθεση του Διεθνή Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ([IRENA,2022](#)).
- **Σενάριο C:** Αύξηση επιτοκίου καταθέσεων στο 1,50% (από 0,80%) που προβλέπεται να φτάσει το 2023, εξαιτίας της αύξησης του πληθωρισμού.
- **Σενάριο D:** Μείωση αρχικού κεφαλαίου επενδύσεων κατά 50% λόγω επιχορήγησης αντίστοιχου ποσοστού από το πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» που στόχο έχει να συμβάλει στην χρηματοδότηση της ενεργειακής αναβάθμισης των δημόσιων κτιρίων στην Ελλάδα, έως το 2025.
- **Σενάριο E:** Μείωση τιμής ενέργειας στα 0,100€/KWh (από τα 0,150€/KWh) που ισοδυναμεί με το μέσο όρο της Μεσοσταθμικής Τιμής Αγοράς τα έτη 2020 – 2021 στην Ελλάδα ([ΑΔΜΗΕ,2022](#)).

Ο υπολογισμός της ΚΠΑ για κάθε επενδυτικό έργο, κατά την άγνωστη πιθανότητα εμφάνισης του κάθε σεναρίου παρουσιάζεται στους πίνακες 4.10 και 4.11 για την περίπτωση που πηγή χρηματοδότησης των έργων θα είναι μόνο τα ίδια κεφάλαια της Περιφέρειας Κρήτης (σενάριο 1) και για την περίπτωση που μέρος του αρχικού κεφαλαίου (40%) θα καλυφθεί από τραπεζικό δανεισμό (σενάριο 2). Η απόφαση επιλογής του ιδανικού σεναρίου θα βασιστεί σε δυο κανόνες. Κατά τον πρώτο κανόνα (maximin) επιλέγεται η μεγαλύτερη από τις ελάχιστες ΚΠΑ όλων των σεναρίων (πίνακας 4.10), μέθοδος που προτιμάται κυρίως σε συνθήκες υψηλής αβεβαιότητας ως ένας πιο επιφυλακτικός τρόπος απόφασης, επιλέγοντας το λιγότερο ευεργετικό σενάριο. Από την άλλη, κατά τον δεύτερο κανόνα (maximax) επιλέγεται η μεγαλύτερη από τις μέγιστες ΚΠΑ όλων των σεναρίων (πίνακας 4.11) υποτιμώντας με τον τρόπο αυτό την πιθανότητα εμφάνισης του λιγότερο ευεργετικού σεναρίου, που μπορεί να υιοθετηθεί σε περιόδους μικρότερης αβεβαιότητας.

**Πίνακας 4.10: Ανάλυση ευαισθησίας των επενδυτικών έργων Α, Β (με και χωρίς δανεισμό) για πέντε διαφορετικά σενάρια μέσω του κανόνα maximin**

ΣΕΝΑΡΙΟ 1: ΧΩΡΙΣ ΔΑΝΕΙΣΜΟ

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	ΣΕΝΑΡΙΟ C	ΣΕΝΑΡΙΟ D	ΣΕΝΑΡΙΟ Ε	Μέγιστη ΚΠΑ από ελάχιστες
A: Φ/Β σταθμοί	42.594.920,64 €	43.824.242,21 €	44.651.009,72 €	59.813.769,71 €	22.917.428,45 €	22.917.428,45 €
B: Σταθμοί Α/Γ	40.917.828,11 €	48.288.864,16 €	48.931.906,30 €	65.924.364,16 €	24.723.950,72 €	<b>24.723.950,72 €</b>

ΣΕΝΑΡΙΟ 2: ΜΕ ΔΑΝΕΙΣΜΟ

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	ΣΕΝΑΡΙΟ C	ΣΕΝΑΡΙΟ D	ΣΕΝΑΡΙΟ Ε	Μέγιστη ΚΠΑ από ελάχιστες
A: Φ/Β σταθμοί	39.424.366,28 €	40.277.037,78 €	43.306.293,70 €	56.514.358,27 €	20.629.031,29 €	20.629.031,29 €
B: Σταθμοί Α/Γ	37.531.811,96 €	44.187.651,42 €	47.379.431,18 €	62.096.452,38 €	22.100.718,90 €	<b>22.100.718,90 €</b>

**Πίνακας 4.11: Ανάλυση ευαισθησίας των επενδυτικών έργων Α, Β (με και χωρίς δανεισμό) για πέντε διαφορετικά σενάρια μέσω του κανόνα maximax**

ΣΕΝΑΡΙΟ 1: ΧΩΡΙΣ ΔΑΝΕΙΣΜΟ

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	ΣΕΝΑΡΙΟ C	ΣΕΝΑΡΙΟ D	ΣΕΝΑΡΙΟ Ε	Μέγιστη ΚΠΑ από μέγιστες
A: Φ/Β σταθμοί	42.594.920,64 €	43.824.242,21 €	44.651.009,72 €	59.813.769,71 €	22.917.428,45 €	59.813.769,71 €
B: Σταθμοί Α/Γ	40.917.828,11 €	48.288.864,16 €	48.931.906,30 €	65.924.364,16 €	24.723.950,72 €	<b>65.924.364,16 €</b>

ΣΕΝΑΡΙΟ 2: ΜΕ ΔΑΝΕΙΣΜΟ

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	ΣΕΝΑΡΙΟ C	ΣΕΝΑΡΙΟ D	ΣΕΝΑΡΙΟ Ε	Μέγιστη ΚΠΑ από μέγιστες
A: Φ/Β σταθμοί	39.424.366,28 €	40.277.037,78 €	43.306.293,70 €	56.514.358,27 €	20.629.031,29 €	56.514.358,27 €
B: Σταθμοί Α/Γ	37.531.811,96 €	44.187.651,42 €	47.379.431,18 €	62.096.452,38 €	22.100.718,90 €	<b>62.096.452,38 €</b>

Σύμφωνα με τον πίνακα 4.10, το λιγότερο επιθυμητό σενάριο είναι το πέμπτο (Ε) που αναφέρεται στην πιθανότητα μείωσης της τιμής ενέργειας στα 0,100€/KWh, καθώς διαθέτει τις **ελάχιστες Καθαρές Παρούσες Αξίες** (ΚΠΑ) από τα σενάρια 1 και 2, και για τα δυο προτεινόμενα επενδυτικά έργα. Από τις ελάχιστες ΚΠΑ του σεναρίου Ε, η μέγιστη εμφανίζεται στο επενδυτικό έργο Β των σταθμών μικρών Α/Γ τόσο για το σενάριο 2 με δανεισμό (22.100.718,90€), όσο και για το σενάριο χωρίς δανεισμό (24.723.950,72€) με το τελευταίο να επιλέγεται σε περίπτωση που υποτεθεί ότι θα επικρατήσουν εξαιρετικά αρνητικές συνθήκες υψηλής αβεβαιότητας, άρα η επιλογή θα γίνει μεταξύ των λιγότερο ευνοϊκών σεναρίων. Όμως η υιοθέτηση ενός τέτοιου επιφυλακτικού τρόπου επιλογής (maximin) είναι πιθανό να απορρίψει πολλές επενδυτικές ευκαιρίες.

Από την άλλη, στα σενάρια 1 και 2 (με και χωρίς δανεισμό) η **μεγαλύτερη Καθαρή Παρούσα Αξία** για τα δυο προτεινόμενα επενδυτικά έργα εμφανίζεται στο σενάριο D, που αναφέρεται στην πιθανότητα μείωσης του αρχικού κεφαλαίου κάθε επένδυσης κατά 50% λόγω επιχορήγησης από το επενδυτικό πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ», γεγονός που είναι αναμενόμενο να ευνοεί μια επένδυση (πίνακας 4.11). Τη μεγαλύτερη Καθαρή Παρούσα Αξία του σεναρίου D εμφανίζει ξανά το επενδυτικό έργο Β τόσο για το σενάριο με δανεισμό (62.096.452,38€) όσο και για το σενάριο χωρίς δανεισμό (65.924.364,16€) με το τελευταίο να επιλέγεται ως το πιο επιθυμητό μεταξύ των ευνοϊκότερων σεναρίων. Ωστόσο, αυτός ο τρόπος επιλογής (maximax) θεωρεί πάρα πολύ μικρή τη πιθανότητα μείωσης της τιμής ενέργειας στα 0,100€/KWh που αποτελεί το λιγότερο ευεργετικό σενάριο, γεγονός που μπορεί να υιοθετηθεί μόνο σε περιόδους μικρής αβεβαιότητας.

Στα σενάρια Α, Β και C είναι φανερό ότι οι Καθαρές Παρούσες Αξίες μειώνονται όταν συμβούν οι υποθέσεις που περιγράφονται σε αυτά (μείωση μέσης απόδοσης σταθμών κατά 15% / αύξηση του κόστους κατασκευής κατά 25% / αύξηση επιτοκίου καταθέσεων στο 1,50%), με αποτέλεσμα οι ΚΠΑ να γίνονται περισσότερο ευμετάβλητες στις αλλαγές των παραμέτρων αυτών, σε σχέση με τις αρχικές ΚΠΑ των επενδυτικών έργων στα σενάρια με και χωρίς δανεισμό (πίνακες 4.4 – 4.7).

Πιο συγκεκριμένα, όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 4.12, το επενδυτικό έργο Α στην αρχική αξιολόγηση της επένδυσης χωρίς δανεισμό (πίνακας 4.4) παρουσιάζει ΚΠΑ ίση με 49.154.084,71€ η οποία μειώθηκε στα 44.651.009,72€ (-9%) στο σενάριο C, όπου το επιτόκιο καταθέσεων αυξάνεται στο 1,50%, αντανakλώντας την ευαισθησία του έργου με τους Φ/Β σταθμούς σε αυτή την μεταβολή του επιτοκίου. Αντίστοιχα, το επενδυτικό έργο Β στην αρχική αξιολόγηση της επένδυσης (πίνακας 4.5) παρουσιάζει ΚΠΑ ίση με 54.167.364,16€ η οποία μειώθηκε στα 48.288.864,16€ (-11%) στο σενάριο Β, όπου το κόστος κατασκευής αυξάνεται κατά 25%, αντανakλώντας την ευαισθησία του έργου με τους σταθμούς μικρών Α/Γ σε αυτή την μεταβολή του κόστους κατασκευής.

Στην περίπτωση που υφίσταται δανεισμός, το επενδυτικό έργο Β στην αρχική αξιολόγηση της επένδυσης (πίνακας 4.7) παρουσιάζει ΚΠΑ ίση με 50.157.251,74€ η οποία μειώθηκε στα 37.531.811,96€ (-25%) στο σενάριο Α όπου η απόδοση του σταθμού μειώνεται κατά 15% (πίνακας 4.13), αντανakλώντας την ευαισθησία του έργου με τους σταθμούς μικρών Α/Γ σε αυτή την μεταβολή της παραγωγής, η οποία είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη μείωση στο επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών (-14%).

**Πίνακας 4.12: Διαφοροποίηση ΚΠΑ (%) επενδυτικών έργων Α, Β (χωρίς δανεισμό) για πέντε διαφορετικά σενάρια μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας**

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	% Δ ΚΠΑ	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	% Δ ΚΠΑ	ΣΕΝΑΡΙΟ C	% Δ ΚΠΑ
A: Φ/Β σταθμοί	42.594.920,64 €	-13%	43.824.242,21 €	-11%	44.651.009,72 €	-9%
B: Σταθμοί Α/Γ	40.917.828,11 €	-24%	48.288.864,16 €	-11%	48.931.906,30 €	-10%

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ D	% Δ ΚΠΑ	ΣΕΝΑΡΙΟ E	% Δ ΚΠΑ
A: Φ/Β σταθμοί	59.813.769,71 €	22%	22.917.428,45 €	-53%
B: Σταθμοί Α/Γ	65.924.364,16 €	22%	24.723.950,72 €	-54%

**Πίνακας 4.13: Διαφοροποίηση ΚΠΑ (%) επενδυτικών έργων Α, Β (με δανεισμό) για πέντε διαφορετικά σενάρια μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας**

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	% Δ ΚΠΑ	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	% Δ ΚΠΑ	ΣΕΝΑΡΙΟ C	% Δ ΚΠΑ
A: Φ/Β σταθμοί	39.424.366,28 €	-14%	40.277.037,78 €	-12%	43.306.293,70 €	-5%
B: Σταθμοί Α/Γ	37.531.811,96 €	-25%	44.187.651,42 €	-12%	47.379.431,18 €	-6%

Επενδυτικό έργο	ΣΕΝΑΡΙΟ D	% Δ ΚΠΑ	ΣΕΝΑΡΙΟ E	% Δ ΚΠΑ
A: Φ/Β σταθμοί	56.514.358,27 €	24%	20.629.031,29 €	-55%
B: Σταθμοί Α/Γ	62.096.452,38 €	24%	22.100.718,90 €	-56%

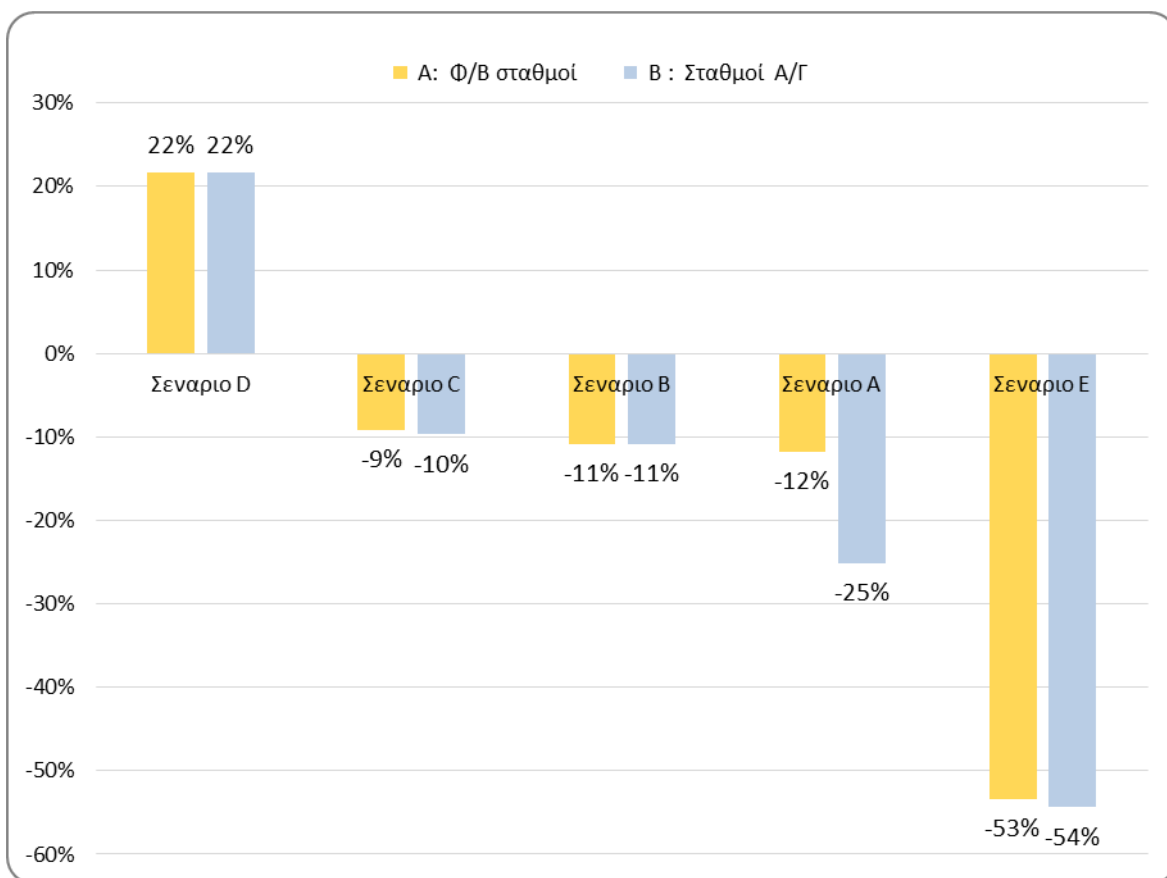
Στους πίνακες 4.12 και 4.13 και στα γραφήματα 4.2 και 4.3, παρουσιάζονται όλα τα παραπάνω και συγκεκριμένα, το ποσοστό μεταβολής (ευαισθησίας) της ΚΠΑ για κάθε σενάριο κάθε επενδυτικού έργου με και χωρίς δανεισμό, από το οποίο προκύπτει ότι το ευνοϊκότερο σενάριο είναι το D που περιλαμβάνει τη μείωση του αρχικού κεφαλαίου κατά 50% λόγω χρηματοδότησης από το πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ», καθώς η διαφορά των ΚΠΑ (% Δ ΚΠΑ) από τις αρχικά υπολογιζόμενες είναι θετική. **Ευνοϊκότερά σενάρια είναι τα επενδυτικά έργα Α και Β στο σενάριο D χωρίς δανεισμό καθώς παρουσιάζουν το μικρότερο ποσοστό μεταβολής (22%).**

Λιγότερο ευνοϊκή από το σενάριο D, εμφανίζεται η μεταβολή του επιτοκίου καταθέσεων (σενάριο C) που επηρεάζει περισσότερο την ΚΠΑ των επενδυτικών έργων A και B στο σενάριο χωρίς δανεισμό (-9% & -10%) σε αντίθεση με το σενάριο του δανεισμού όπου τα έργα εμφανίζονται λιγότερο ευαίσθητα (-5% & -6%). Η αύξηση του κόστους κατασκευής (σενάριο B) σε σχέση με την μεταβολή του επιτοκίου καταθέσεων, επηρεάζει περισσότερο την ΚΠΑ των εξεταζόμενων επενδυτικών έργων και στα δυο σενάρια, με και χωρίς δανεισμό (-11%, -12% αντίστοιχα / γράφημα 4.2 & 4.3).

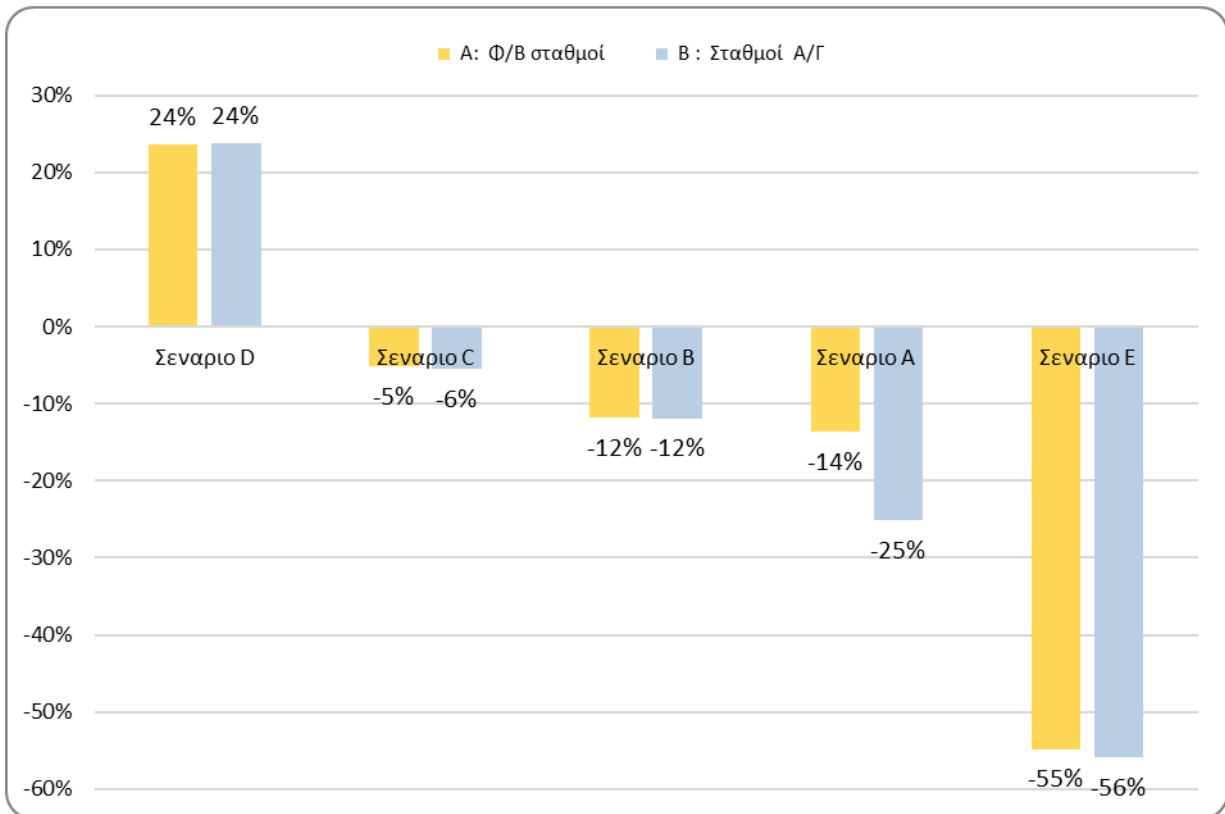
Η ΚΠΑ επηρεάζεται ακόμα περισσότερο από την μείωση της απόδοσης των σταθμών ΑΠΕ κατά 15% (σενάριο A) καταγράφοντας μια πτώση της τάξης του -13% και -24% για τα επενδυτικά έργα A και B αντίστοιχα στην περίπτωση που δεν υφίσταται δανεισμός, ενώ αντίστοιχη μείωση παρατηρείται και στο σενάριο του δανεισμού (-14% και -25% αντίστοιχα), με τα έργα των σταθμών μικρών Α/Γ να εμφανίζονται περισσότερο ευμετάβλητα (-25% / γράφημα 4.3).

Τέλος, η μείωση της τιμής ενέργειας στα 0,100€/KWh (σενάριο E) είναι ο παράγοντας που επηρεάζει περισσότερο την ΚΠΑ καταγράφοντας το μεγαλύτερο ποσοστό μείωσης, ήτοι -53% και -54% για τα επενδυτικά έργα A και B αντίστοιχα στο σενάριο χωρίς δανεισμό (γράφημα 4.2), και -55% και -56% στο σενάριο του δανεισμού (γράφημα 4.3). **Μεγαλύτερη επίδραση** από την αλλαγή της τιμής της ενέργειας δέχεται το **επενδυτικό έργο B με τους σταθμούς μικρών Α/Γ στην περίπτωση του δανεισμού** (-56%) το οποίο χαρακτηρίζεται το λιγότερο ευνοϊκό σενάριο από όλα, ενώ παρουσίασε και τον υψηλότερο κίνδυνο (CV=77%) κατά την ανάλυση κινδύνου μέσω πιθανοτήτων της παραγράφου 4.3.2 (πίνακας 4.9).

Με βάση τα παραπάνω, παρουσιάζεται στα γραφήματα 4.2 και 4.3 η κατάταξη των 5 σεναρίων της ανάλυσης ευαισθησίας από το ευνοϊκότερο (σενάριο D) στο λιγότερο επιθυμητό (σενάριο E). Σε κάθε σενάριο (με και χωρίς δανεισμό), το **επενδυτικό έργο A με τους Φ/Β σταθμούς** παρουσιάζει τη μικρότερη ευαισθησία στις μεταβολές των παραμέτρων των σεναρίων και επομένως είναι αυτό που επιλέγεται, σε αντίθεση με το επενδυτικό έργο B που παρουσιάζεται περισσότερο ευμετάβλητο.



**Γράφημα 4.2: Ιεράρχηση σεναρίων ανάλυσης ευαισθησίας των επενδυτικών έργων A, B (χωρίς δανεισμό) βάσει του ποσοστού διαφοροποίησης (ευαισθησίας) της ΚΠΑ**



**Γράφημα 4.3: Ιεράρχηση σεναρίων ανάλυσης ευαισθησίας των επενδυτικών έργων A, B (με δανεισμό) βάσει του ποσοστού διαφοροποίησης (ευαισθησίας) της ΚΠΑ**



## **5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ**

Όπως αναφέρθηκε στην αρχή της παρούσας εργασίας, ο κτιριακός τομέας παγκοσμίως αντιπροσωπεύει το 1/3 της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου. Το κτιριακό απόθεμα στην Ελλάδα ευθύνεται για το 40% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, ποσοστό ιδιαίτερα υψηλό το οποίο όμως παράλληλα αντανακλά τις μεγάλες δυνατότητες που προκύπτουν για μείωση των ενεργειακών καταναλώσεων των κτιρίων μέσω εφαρμογών εξοικονόμησης ενέργειας. Οι δυνατότητες αυτές είναι ιδιαίτερα υψηλές στα κτίρια του τριτογενή τομέα καθώς το 40% περίπου έχει κατασκευαστεί έως το 1980, χωρίς εφαρμογή του Κανονισμού Θερμομόνωσης Κτιρίων (ΚΘΚ) και του Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων (ΚΕΝΑΚ). Επιπλέον, από τα διαθέσιμα στοιχεία που παρουσιάστηκαν προέκυψε ότι τα κτίρια του τριτογενή τομέα τα τελευταία χρόνια παρουσιάζουν αύξηση των καταναλώσεων τους, γεγονός που αντανακλά την ανάπτυξη των κλάδων του τομέα, ενώ το μεγαλύτερο τμήμα των ενεργειακών απαιτήσεων τους καλύπτεται από τον ηλεκτρισμό.

Η ανάγκη ενεργειακής αναβάθμισης του κτιριακού αποθέματος του τριτογενή τομέα (παράλληλα με των κατοικιών) είναι μονόδρομος προκειμένου η Ελλάδα να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις της ΕΕ για μείωση του αποτυπώματος άνθρακα των κτιρίων έως το 2050, στοχεύοντας στην μετατροπή των υφιστάμενων κτιρίων σε κτίρια με σχεδόν μηδενική κατανάλωση ενέργειας, σύμφωνα με την Οδηγία 2010/31/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου. Η συμβολή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην επίτευξη αυτών των στόχων αποδεικνύεται καθοριστική και απαιτητή, βάσει της Ανακοίνωσης [COM/2021/550](#) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής που μεταξύ των στόχων που θέτει περιλαμβάνεται και η χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) σε ποσοστό 49% στα κτίρια έως το 2030 και η ετήσια αύξηση 1,1 ποσοστιαίας μονάδας της χρήσης ΑΠΕ για κάλυψη αναγκών θέρμανσης και ψύξης.

Στην Ευρώπη, βάσει της τριμηνιαίας έκθεσης της ΕΕ για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας το δεύτερο τρίμηνο του 2022, η χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έφτασε το 43% ξεπερνώντας τα ορυκτά καύσιμα με ποσοστό 36% ([European Commission, 2022](#)). Στην Ελλάδα, το ενδιαφέρον για νέες μονάδες ΑΠΕ αυξάνεται χρόνο με τον χρόνο αποφέροντας σημαντικά περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη, ενώ την τελευταία δεκαετία, η χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σημείωσε αύξηση κατά 117% ([Eurostat, 2022](#)). Μέσα σε αυτό το πλαίσιο το 2006 εισήχθη στην Ελλάδα και η έννοια της αυτοπαραγωγής με σκοπό οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ να χρησιμοποιούν την παραγόμενη ενέργεια για την κάλυψη των αναγκών τους, ενώ την πιθανή πλεονάζουσα ενέργεια να τη διοχετεύουν στο Σύστημα ή στο Δίκτυο της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), μέσω της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού. Οι επιχειρήσεις του τριτογενή τομέα ολοένα και περισσότερο επιλέγουν την αυτοπαραγωγή καθώς βασικός στόχος τους είναι η μείωση του ενεργειακού κόστους που λόγω των υψηλών τιμών της ενέργειας επιβαρύνει κατά πολύ τους προϋπολογισμούς τους, επηρεάζοντας σημαντικά την αναπτυξιακή τους πορεία. Η εφαρμογή της αυτοπαραγωγής στον τριτογενή τομέα και συγκεκριμένα σε κτίρια ενός δημόσιου φορέα, πρόκειται να υλοποιηθεί για πρώτη φορά στην Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας, μέσω της εγκατάστασης ενός Φ/Β σταθμού που θα λειτουργεί με τη μέθοδο του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού. Σκοπός είναι να καλύπτει τις ενεργειακές καταναλώσεις φορέων της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας, πολιτών καθώς και τις ανάγκες του πρωτογενή τομέα, ενώ σε περιόδους μεγάλης ζήτησης, θα συμβάλλει στη σταθερότητα του δικτύου.

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η εφαρμογή της αυτοπαραγωγής στα δημόσια κτίρια της Περιφέρειας Κρήτης τα οποία χωρίστηκαν σε 4 κατηγορίες ανάλογα την χρήση τους (Γραφεία/Εκπαιδευτικά Ιδρύματα/Αθλητικές υποδομές/Διάφορες δομές). Για κάθε μια από τις κατηγορίες κτιρίων παρουσιάστηκε η κατανομή των ηλεκτρικών παροχών, ενώ αναλύθηκαν αποκλειστικά οι ηλεκτρικές καταναλώσεις και τα αντίστοιχα κόστη αξιοποιώντας τα διαθέσιμα στοιχεία κατά την περίοδο 2019-2021, που δόθηκαν από το Ινστιτούτο Ενέργειας, Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (ΙΕΕCC) του Πανεπιστημιακού Ερευνητικού Κέντρου (ΠΕΚ) του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου. Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης προέκυψε ότι η πιο ενεργοβόρα και κοστοβόρα

κατηγορία είναι τα **κτίρια γραφείων** που απαιτούν τις περισσότερες επεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας, για τα οποία υπολογίσθηκαν οι ενεργειακές τους απαιτήσεις και τα ενεργειακά κόστη αυτών για το έτος 2023. Προκειμένου να καλυφθεί η συγκεκριμένη ενέργεια μέσω εφαρμογής της αυτοπαραγωγής και της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού, από το σύνολο των διαθέσιμων σταθμών παραγωγής ΑΠΕ επιλέχθηκαν οι σταθμοί που εκμεταλλεύονται την ηλιακή και αιολική ενέργεια, ήτοι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί (Φ/Β) και οι σταθμοί μικρών ανεμογεννητριών (Α/Γ). Οι συγκεκριμένοι σταθμοί ΑΠΕ επιλέχθηκαν ως οι πιο ευρέως διαδεδομένοι στην Ελλάδα και οι πιο αποδοτικοί καθώς βάσει της τριμηνιαίας έκθεσης της ΕΕ για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας το δεύτερο τρίμηνο του 2022, η αύξηση της παραγωγής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας οφείλεται κυρίως στην αύξηση της παραγωγής από την ηλιακή και την αιολική ενέργεια ([European Commission, 2022](#)). Για τους προτεινόμενους Φ/Β σταθμούς και σταθμούς μικρών Α/Γ, παρουσιάστηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους καθώς και η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς προκειμένου να καλυφθούν οι ενεργειακές απαιτήσεις των κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης για το έτος 2023. Από τα αποτελέσματα και λαμβάνοντάς, προέκυψε η ανάγκη κατασκευής **7 Φ/Β σταθμών** με μέγιστο όριο ισχύος του καθενός τα 3MW ή εναλλακτικά **157 σταθμών μικρών Α/Γ** με μέγιστο όριο 60KW/σταθμό, αποδεικνύοντας την ανάγκη προσαρμογής του ορίου στις ανεμογεννήτριες, παράλληλα με τη δυνατότητα τοποθέτησης τους σε κτίρια μέσω εφαρμογής νέων τεχνολογιών, που σήμερα δεν προβλέπεται από τη νομοθεσία, όπως ισχύει για τους Φ/Β σταθμούς. Στη συνέχεια εκτιμήθηκε το κόστος κατασκευής ανά KW εγκατεστημένης ισχύος για κάθε προτεινόμενο σταθμό ΑΠΕ όπου για τους σταθμούς μικρών Α/Γ είναι δύομιση φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο των Φ/Β σταθμών, ωστόσο η απαιτούμενη ισχύς των Α/Γ είναι μικρότερη λόγω της υψηλότερης απόδοσής τους.

Τα οικονομικά οφέλη από την εφαρμογή της αυτοπαραγωγής είναι πολλαπλά για την Περιφέρεια Κρήτης. Καταρχάς το κόστος των λογαριασμών ρεύματος θα μειωθεί αισθητά, γεγονός εξαιρετικά ωφέλιμο σε εποχές όπως η παρούσα όπου η ενεργειακή κρίση έχει εκτοξεύσει τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αναφέρθηκε και στα προηγούμενα κεφάλαια. Επιπλέον, ο ενεργειακός συμψηφισμός δίνει τη δυνατότητα η πλεονάζουσα παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια να μπορεί να αξιοποιηθεί κατά τους χειμερινούς μήνες όπου οι καταναλώσεις είναι υψηλότερες κυρίως λόγω των συστημάτων θέρμανσης που χρησιμοποιούνται. Το βασικό πλεονέκτημα όμως είναι ότι ο συμψηφισμός είναι ενεργειακός (σε KWh) και όχι λογιστικός (σε €) άρα πιθανές αυξήσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας δεν επιβαρύνουν τον προϋπολογισμό της Περιφέρειας Κρήτης. Επιπλέον, η αυτονομία που παρέχεται στη διαχείριση τόσο της παραγόμενης όσο και της καταναλισκόμενης ενέργειας είναι εξίσου πολύ σημαντική, καθώς δίδεται η δυνατότητα εφαρμογής μέτρων και ορθότερων πρακτικών στη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας που θα ωφελήσουν περαιτέρω. Σημειώνεται ότι λόγω του χαρακτηρισμού της Περιφέρειας Κρήτης ως δημόσιος φορέας, δεν λαμβάνεται υπόψη στη παρούσα εργασία η περίπτωση παραγωγής εσόδων από την πώληση ρεύματος, η οποία επιτρέπεται βάσει νομοθεσίας για τους υπόλοιπους αυτοπαραγωγούς.

Παράλληλα με τα παραπάνω οικονομικά οφέλη και τα προφανή περιβαλλοντικά, οι εγκαταστάσεις των προτεινόμενων σταθμών ΑΠΕ μέσω της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής και της διαδικασίας του ενεργειακού και εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού για την κάλυψη των απαιτήσεων των δημόσιων κτιρίων γραφείων της Περιφέρειας Κρήτης, αξιολογήθηκαν χρηματοοικονομικά ως δημόσιες επενδύσεις για να εξακριβωθεί αν τα μελλοντικά οφέλη από αυτές τις καθιστούν αξιόλογες, λαμβάνοντας υπόψη το αρχικό κεφάλαιο που θα δαπανηθεί, που αποτελεί και τον σκοπό της εργασίας.

Αφού ελήφθησαν υπόψη οι προβλεπόμενες καταναλώσεις των κτιρίων, η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς για την κάλυψη τους και το κόστος κατασκευής των σταθμών, υπολογίστηκε το αρχικό κόστος κεφαλαίου που απαιτείται για την κατασκευή του κάθε επενδυτικού έργου το οποίο για τους σταθμούς των μικρών Α/Γ προέκυψε μεγαλύτερο. Στην ανάλυση του χρηματοδοτικού σχήματος παρουσιάστηκαν δυο σενάρια. Κατά το πρώτο, το αρχικό κεφάλαιο που θα απαιτηθεί για την κάλυψη του συνολικού κόστους των επενδύσεων θα αποτελείται εξολοκλήρου από ίδια κεφάλαια της Περιφέρειας Κρήτης, ενώ στο δεύτερο σενάριο το 60% θα καλύπτεται από ίδια κεφάλαια και το 40% από τραπεζικό δανεισμό. Για τον υπολογισμό των χρηματοροών, ως εισροές των δυο επενδυτικών έργων θεωρήθηκε

η εξοικονόμηση του κόστους ενέργειας από τους λογαριασμούς ρεύματος που λόγω της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής και της διαδικασίας του ενεργειακού συμψηφισμού, δεν θα επιβαρύνει τον προϋπολογισμό της Περιφέρειας Κρήτης. Ως εκροές υπολογίσθηκαν τα λειτουργικά κόστη των σταθμών παραγωγής ΑΠΕ, τα κόστη συντήρησης και τα κόστη ασφάλειας.

Η αξιολόγηση των επενδύσεων βασίστηκε σε τρεις δείκτες: τον Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης / ΕΣΑ (Internal Rate of Return/IRR), την Καθαρή Παρούσα Αξία /ΚΠΑ (Net Present Value/NPV) και την Περίοδο επανείσπραξης κεφαλαίου (Payback Period/PBP). Ευνοϊκότερο σενάριο αναδείχθηκε το **επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών κατά το σενάριο με τραπεζικό δανεισμό** καθώς εμφανίζει την μεγαλύτερη απόδοση, το μικρότερο χρόνο αποπληρωμής και κυρίως απαιτεί τη μικρότερη συμμετοχή των ιδίων κεφαλαίων στο αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης, δίνοντας την δυνατότητα στην Περιφέρεια Κρήτης το υπόλοιπο ποσό που δεν διαθέτει από ίδια κεφάλαια αλλά δανείζεται, να μπορέσει να το επενδύσει σε άλλα έργα.

Στη συνέχεια, υπολογίσθηκε η αναμενόμενη απόδοση και ο κίνδυνος των προτεινόμενων επενδυτικών έργων σε διάφορα πιθανά σενάρια για την οικονομία, τα οποία είναι ικανά να επηρεάσουν την απόδοση της κάθε επένδυσης. Πιο συγκεκριμένα, στην ανάλυση κινδύνου των επενδυτικών έργων μέσω πιθανοτήτων διαφοροποίησης της τιμής της ενέργειας (0,065€/KWh - 0,100€/KWh -0,150€/KWh), στην περίπτωση παράλληλης αύξησης του κόστους κατασκευής κατά 25% που είναι πιθανόν να συμβούν, προκύπτει ότι ο κίνδυνος που ενέχουν οι εξεταζόμενες επενδύσεις είναι αρκετά υψηλός. Παρόλο αυτά, το ευνοϊκότερο σενάριο με τον μικρότερο κίνδυνο παρουσιάζει το **επενδυτικό έργο Α με τους Φ/Β σταθμούς στην περίπτωση που δεν περιλαμβάνεται τραπεζικός δανεισμός**. Από τα συμπεράσματα της ανάλυσης προκύπτει ότι η τιμή της ενέργειας αποτελεί καθοριστική μεταβλητή για την απόδοση των εξεταζόμενων επενδυτικών έργων, καθώς όσο μειώνεται και περιορίζονται οι εισροές των επενδύσεων, τόσο ο κίνδυνος της κάθε επένδυσης αυξάνεται και η απόδοση της φθίνει.

Μεταξύ επενδυτικών σχεδίων με κοντινές τιμές ΚΠΑ και IRR όπως οι εξεταζόμενες επενδύσεις, επιλέγονται τα έργα με την μικρότερη ευαισθησία των ΚΠΑ και IRR σε αλλαγές. Στην παρούσα ανάλυση ευαισθησίας, εξετάστηκαν πέντε διαφορετικά σενάρια για κάθε προτεινόμενο επενδυτικό έργο (με και χωρίς τραπεζικό δανεισμό) ενώ κάθε σενάριο περιελάμβανε τη μεταβολή μιας μόνο παραμέτρου, διατηρώντας σταθερές τις υπόλοιπες με σκοπό να υπολογισθεί πώς διαμορφώνεται η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για κάθε επενδυτικό έργο και για κάθε σενάριο. Από τα αποτελέσματα συμπεραίνεται ότι η μείωση της τιμής ενέργειας στα 0,100€/KWh (επομένως και των εισροών) είναι ο παράγοντας που επηρεάζει περισσότερο την ΚΠΑ όλων των επενδυτικών έργων. Αντίθετα την θετικότερη επίδραση έχει το σενάριο της μείωσης του αρχικού κεφαλαίου κατά 50% λόγω χρηματοδότησης από επενδυτικά πρόγραμμα (π.χ. «ΗΛΕΚΤΡΑ») καθώς τότε η απόδοση και των δυο έργων αυξάνεται σημαντικά, η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι μεγαλύτερη, ενώ η περίοδος επανείσπραξης του αρχικού κεφαλαίου είναι εξαιρετικά μικρή. Στην περίπτωση του συγκεκριμένου σεναρίου, **ευνοϊκότερες θεωρούνται και οι δυο επενδύσεις στο σενάριο χωρίς δανεισμό** καθώς παρουσιάζουν το μικρότερο ποσοστό μεταβολής (22%).

Ωστόσο, πέρα από την ανάλυση ευαισθησίας αν το σενάριο χρηματοδότησης από επενδυτικά πρόγραμμα εφαρμοστεί, στην αξιολόγηση των δυο επενδύσεων που εξετάστηκε αντίστοιχη της παραγράφου 4.2, **η μεγαλύτερη απόδοση (IRR) εμφανίζεται ξανά στο επενδυτικό έργο Α των Φ/Β σταθμών όταν παράλληλα με τα επενδυτικά προγράμματα εφαρμόζεται και τραπεζικός δανεισμός**.

Η Ελληνική Κυβέρνηση αλλά και η ΕΕ πρέπει να συνεχίζουν να ακολουθούν μέτρα που θα απομακρύνουν τυχόν εμπόδια σε τέτοιου είδους επενδύσεις, τα οποία μπορεί να σχετίζονται με θέματα θεσμικά, διαδικαστικά, γραφειοκρατικά, τεχνογνωσίας, ελλιπούς πληροφόρησης και κυρίως αδυναμίας πρόσβασης σε πηγές χρηματοδότησης. Με τον τρόπο αυτό, όλο και περισσότερα δημόσια κτίρια θα αναβαθμίζονται ενεργειακά μέσω της εφαρμογής της αυτοπαραγωγής, παρέχοντας στους χρήστες τα περιβαλλοντικά οφέλη καθώς και τα οφέλη της ενεργειακής αυτάρκειας και εξοικονόμησης κόστους. Παράλληλα, τα οικονομικά οφέλη από την εξοικονόμηση στους λογαριασμούς ρεύματος θα μπορούν να χρησιμοποιηθούν από δημόσιους φορείς, όπως η Περιφέρεια Κρήτης, για την στήριξη

ευάλωτων κοινωνικών ομάδων που πλήττονται κυρίως λόγω των συνεχόμενων αυξήσεων του κόστους ενέργειας, εξαιτίας της οικονομικής και ενεργειακής κρίσης.

Ιδιαίτερα κρίσιμη για την εφαρμογή της αυτοπαραγωγής τόσο στην Κρήτη όσο και στην υπόλοιπη Ελλάδα, είναι η υιοθέτηση μέτρων από την Ελληνική Κυβέρνηση για την ενίσχυση και ανάπτυξη των ηλεκτρικών δικτύων ώστε να αυξηθεί ο διαθέσιμος χώρος σε αυτά και κατ' επέκταση να αυξηθεί η συμβολή των ΑΠΕ και το επενδυτικό ενδιαφέρον προς την πράσινη ενέργεια. Σημαντικά και απαραίτητα ταυτόχρονα, κρίνονται τα μέτρα διασύνδεσης των νησιών με την ηπειρωτική χώρα, ώστε να διασφαλιστεί η επιθυμητή αυτάρκεια ιδιαίτερα σε περιπτώσεις δύσκολων καιρικά φαινομένων και υψηλής ζήτησης.

Αντίστοιχη αξιολόγηση επενδύσεων με εφαρμογή της αυτοπαραγωγής προτείνεται να γίνει και για τις υπόλοιπες τρεις κατηγορίες κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης, στις οποίες δύναται να εξεταστούν και άλλοι τύποι σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ όπως η βιομάζα, η γεωθερμική ενέργεια ή/και συνδυασμός των υπόλοιπων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Στις παραπάνω αξιολογήσεις προτείνεται να συμπεριληφθεί στις παραμέτρους και η αγορά γης που θα απαιτηθεί για την εγκατάσταση των σταθμών σε μη ιδιόκτητα ακίνητα της Περιφέρειας Κρήτης, η οποία δεν έχει ληφθεί υπόψη στην παρούσα εργασία. Επιπλέον, προτείνεται αντίστοιχες αξιολογήσεις να γίνουν για τα κτίρια συνάθροισης κοινού και σωφρονισμού που παρουσιάζουν τις μεγαλύτερες ενεργειακές καταναλώσεις ανά εμβαδόν χώρου από τα κτίρια του τριτογενή τομέα και στις τέσσερις κλιματικές ζώνες της Ελλάδας.

Παράλληλα, επειδή οι σταθμοί ΑΠΕ εμφανίζουν διακυμάνσεις στην παραγωγή της ενέργειας λόγω της εξάρτησής τους από τα καιρικά φαινόμενα, προτείνεται να εξεταστεί και η εφαρμογή συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας μέσω συσσωρευτών, που θα μπορούν να αποθηκεύουν την παραγόμενη ενέργεια και την παρέχουν σε περιόδους που η ζήτηση δεν καλύπτεται από την παραγωγή. Ωστόσο, το υψηλό κόστος των μπαταριών που απαιτούνται σε τέτοια συστήματα αποθήκευσης δεν επιτρέπει προς το παρόν την ευρεία εφαρμογή τους καθώς κρίνεται αντιοικονομική, όμως σύμφωνα με την έκθεση του Εθνικού Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ, ([Cole et.al, 2019](#)) το κόστος τους προβλέπεται να μειωθεί κατά 50% μέχρι το τέλος της δεκαετίας δημιουργώντας καλύτερες και ελκυστικότερες προοπτικές στον τομέα της αυτοπαραγωγής.

Τέλος, προτείνεται η παρούσα εργασία να αξιολογηθεί ξανά με σενάρια που θα συνδυάζουν τους προτεινόμενους σταθμούς ΑΠΕ με μικρότερης όχλησης ενεργειακές παρεμβάσεις όπως τοποθέτηση αντλιών θερμότητας VRV, BEMS συστημάτων, αναβάθμιση φωτισμού χώρων, αντικατάσταση κλιματιστικών, χρήση νέων υλικών τεχνολογικά ανώτερων ή/και έξυπνων eco-design συσκευών. Τα παραπάνω θα μπορούσαν να εφαρμοστούν συμπληρωματικά για την περαιτέρω βελτίωση του ενεργειακού προφίλ των δημόσιων κτιρίων της Περιφέρειας Κρήτης, συμβάλλοντας στην επίτευξη των ενεργειακών απαιτήσεων που έχει θέσει η ΕΕ και το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), οδηγώντας την Περιφέρειας Κρήτης στην πράσινη ανάπτυξη και στην ενεργειακή της αυτάρκεια απαλλασσόμενη από το υψηλό ενεργειακό κόστος.

## **ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ**

ΑΔΜΗΕ, 2022. «Πράσινη» 100% η παραγωγή ρεύματος για πρώτη φορά στην ιστορία. *Η Ναυτεμπορική*, [Διαδίκτυο]. 10 Οκτωβρίου, Διαθέσιμο στο: <https://www.naftemporiki.gr/finance/1377907/admie-prasini-100-i-paragogi-revmatos-gia-proti-fora-sta-chronika/> [πρόσβαση 15 Δεκεμβρίου 2022]

ΑΔΜΗΕ, 2022. Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς. *Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ενέργειας*, [Διαδίκτυο]. Νοέμβριος, Διαθέσιμο στο: <https://www.admie.gr/agora/statistika-agoras/kyrioi-deiktes-dashboard/mesostathmiki-timi-agoras> [πρόσβαση 22 Δεκεμβρίου 2022]

Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και την Επιτροπή των Περιφερειών, 2019. η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, com/2019/550. *Ευρωπαϊκή Επιτροπή* [Διαδίκτυο] 11 Δεκεμβρίου, Διαθέσιμο στο: [EUR-Lex - 52019DC0640 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/lexuris/ui/#!/document/52019DC0640) [πρόσβαση 3 Δεκεμβρίου 2022]

Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή και την Επιτροπή των Περιφερειών EMPTΥ, 2021. Προσαρμογή στον στόχο του 55 %: υλοποίηση του στόχου της ΕΕ για το κλίμα με ορίζοντα το 2030 στην πορεία προς την κλιματική ουδετερότητα, COM/2021/550. *Ευρωπαϊκή Επιτροπή* [Διαδίκτυο] 14 Ιουλίου, Διαθέσιμο στο: [EUR-Lex - 52021DC0550 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/lexuris/ui/#!/document/52021DC0550) [πρόσβαση 3 Δεκεμβρίου 2022]

ΔΕΔΔΗΕ, 2019. Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) από αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.2.2019 (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019), Τομέας Ρυθμιστικών Θεμάτων, Διεύθυνση Χρηστών Δικτύου [Διαδίκτυο] 31 Μαΐου, Διαθέσιμο στο: <https://deddie.gr/media/3485/συχνές-ερωτήσεις-απαντήσεις-για-την-εφαρμογή-ενεργειακού-συμψηφισμού-από-αυτοπαραγωγούς-αναθεώρηση-31052019.pdf> [πρόσβαση 10 Δεκεμβρίου 2022]

ΔΕΔΔΗΕ, 2019. Εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού (virtual net metering) από αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.2.2019 (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019), Τομέας Ρυθμιστικών Θεμάτων, Διεύθυνση Χρηστών Δικτύου [Διαδίκτυο] 31 Μαΐου, Διαθέσιμο στο: <https://deddie.gr/media/3483/συχνές-ερωτήσεις-απαντήσεις-για-την-εφαρμογή-εικονικού-ενεργειακού-συμψηφισμού-από-αυτοπαραγωγούς-αναθεώρηση-από-31052019.pdf> [πρόσβαση 10 Δεκεμβρίου 2022]

ΕΚΤΕΛΕΣΤΙΚΟΣ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΕ) 2020/1294 ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ της 15ης Σεπτεμβρίου 2020 για τον μηχανισμό χρηματοδότησης της Ένωσης για την ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές, *Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης*, L303/1 – 303/17

Νόμος υπ' αριθ. 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», δημοσιεύτηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006)

Νόμος υπ' αριθ. 4122/2013 «Ενεργειακή Απόδοση Κτιρίων - Εναρμόνιση με την Οδηγία 2010/31/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου και λοιπές διατάξεις», άρθρο 2<sup>Α</sup>, δημοσιεύτηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Α' 42/19.02.2013)

Νόμος υπ' αριθ. 4342/2015 «Συνταξιοδοτικές ρυθμίσεις, ενσωμάτωση στο Ελληνικό Δίκαιο της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 25ης Οκτωβρίου 2012 Για την ενεργειακή απόδοση, την τροποποίηση των Οδηγιών 2009/8/ΕΚ και 2010/30/ΕΕ και την κατάργηση των Οδηγιών 2004/8/ΕΚ και 2006/32/ΕΚ όπως τροποποιήθηκε από την Οδηγία 2013/12/ΕΕ του Συμβουλίου της 13ης Μαΐου 2013 Για την προσαρμογή της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και

του Συμβουλίου για την ενεργειακή απόδοση, λόγω της προσχώρησης της Δημοκρατίας της Κροατίας» και άλλες διατάξεις, κωδικοποιημένος με τον 4986/2022», άρθρο 4, δημοσιεύτηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Α'/143/09.11.2015)

Δελτίο Τύπου ΠΔΕ, 2022. Σταθμοί Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας για πρώτη φορά στη Δυτική Ελλάδα. *Περιφέρεια Δυτικής Ελλάδας*, [Διαδίκτυο]. 4 Νοεμβρίου, Διαθέσιμο στο: <https://www.pde.gov.gr/gr/enimerosi/deltia-tupou/item/18230-stathmoi-apothikeysis-ilektrikis-energeias-gia-proti-fora-sti-dytiki-ellada.html> [πρόσβαση 11 Δεκεμβρίου 2022]

Πρόσκληση Περιφέρειας Κρήτης για την υποβολή προτάσεων στο Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Κρήτη», άξονας προτεραιότητας 2 «Βιώσιμη Ανάπτυξη με αναβάθμιση του περιβάλλοντος και αντιμετώπιση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής στην Κρήτη» με τίτλο «Δράση 4.σ.3: Παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας στα δημόσια κτίρια», αρ.πρωτ.2027/03.03.2020, Κωδικός Πρόσκλησης: ΕΤΠΑ\_48, Α/Α ΟΠΣ ΕΣΠΑ: 4195, Έκδοση 1/0, αναρτημένη στο διαδίκτυο με ΑΔΑ: 6ΙΗΦ7ΛΚ-238

Συνέδριο «Κλιματική Ουδετερότητα - Από την φιλοδοξία στην υλοποίηση - Η Τοπική Αυτοδιοίκηση στην πρώτη γραμμή ευθύνης», 2022. 24 ώρες Αυτοδιοικητικής Ενημέρωσης, [Διαδίκτυο]. 18 Οκτωβρίου, Διαθέσιμο στο: [Συνέδριο: «Κλιματική Ουδετερότητα- Από την φιλοδοξία στην υλοποίηση – Η Τοπική Αυτοδιοίκηση στην πρώτη γραμμή ευθύνης» | My-OTA.gr \(myota.gr\)](#) [πρόσβαση 1 Δεκεμβρίου 2022]

Τράπεζα της Ελλάδος, 2022. Τραπεζικά Επιτόκια Καταθέσεων και Δανείων: Ιανουάριος 2022. *Τράπεζα της Ελλάδος*, [Διαδίκτυο]. 3 Μαρτίου, Διαθέσιμο στο: <https://www.bankofgreece.gr/enimerosi/grafeio-typon/anazhtshsh-enhmerwsewn/enhmerwseis?announcement=2c47ef79-bf81-43db-9db5-3df2a7b1d768> [πρόσβαση 18 Δεκεμβρίου 2022]

ΥΠΕΝ, 2022. Βασικά Μεγέθη Ενεργειακού Ισοζυγίου. *Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας*, [Διαδίκτυο]. 1 Ιουνίου, Διαθέσιμο στο: [Βασικά-Μεγέθη-Ενεργειακού-Ισοζυγίου..pdf \(ypen.gov.gr\)](#) [πρόσβαση 11 Δεκεμβρίου 2022]

Υπουργική Απόφαση αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΕΠΕΑ/20334/148 με τίτλο «Έγκριση της έκθεσης Μακροπρόθεσμης στρατηγικής ανακαίνισης του δημόσιου και ιδιωτικού κτιριακού αποθέματος και μετατροπής του σε κτιριακό δυναμικό απαλλαγμένο από ανθρακούχες εκπομπές και υψηλής ενεργειακής απόδοσης έως το έτος 2050, σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 2Α του ν. 4122/2013, δημοσιευμένη στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Β' /974/12.03.2021)

Υπουργική Απόφαση αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382 με τίτλο «Εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρου 14Α του ν. 3468/2006, όπως ισχύει, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν. 4513/2018 – Κωδικοποιημένη» δημοσιευμένη στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Β' 759/5.3.2019)

Υπουργική Απόφαση αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74999/3024/30.08.2021 με τίτλο «Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.02.2019 υπουργικής απόφασης “Εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 14Α του ν. 3468/2006, όπως ισχύει, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν.4513/2018” (Β' 759)», δημοσιευμένη στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Β' 3971/30.08.2021)

Υπουργική Απόφαση αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/74462/2976/30.07.2020 με τίτλο «Καθορισμός της αδειοδοτικής διαδικασίας για την εγκατάσταση και τη σύνδεση με το δίκτυο διανομής σταθμών μικρών

ανεμογεννητριών εγκατεστημένης ισχύος μικρότερης ή ίσης των 60 kW, καθώς και κάθε άλλης αναγκαίας λεπτομέρειας, με βάση την παρ. 1 του άρθρου 4 του ν.4203/2013 (Α' 235) όπως τροποποιήθηκε με την παρ. 2 του άρθρου 50 του ν. 4546/2018 (Α' 101) και ισχύει», δημοσιευμένη στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Β'/3150/30.07.2020)

Υπουργική Απόφαση αριθμ. ΥΠΕΕΝ/ΔΕΠΕΑ/90689/707/12.09.2022 με τίτλο «Πρόγραμμα χρηματοδότησης για την ενεργειακή αναβάθμιση δημόσιων κτιρίων» δημοσιευμένη στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Β'/4813/12.09.2022)

Cole, Wesley, and A. Will Frazier, 2019. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-73222

Droutsas, K. G., Kontoyiannidis, S., Dascalaki, E. G., & Balaras, C. A., 2017. Benchmarking Energy Use of Existing Hellenic Non-residential Buildings. *Procedia Environmental Sciences*, 38, 713–720. doi:10.1016/j.proenv.2017.03.153

Euenergy (2022), Day ahead electricity prices for Greece. Available online: <https://euenergy.live/country.php?a2=GR> [accessed on 5 December 2022]

Euenergy (2022), Day ahead electricity prices for 2022-08-31. Available online: <https://euenergy.live/?date=2022-08-31> [accessed on 5 December 2022]

Euenergy (2022), Day ahead electricity prices for 2022-10-30. Available online: <https://euenergy.live/?date=2022-10-30> [accessed on 5 December 2022]

European Commission, 2022. Quarterly report On European electricity markets, *Market Observatory for Energy*, 15 (2), pp.1-50

European Commission, 2022. 2014-2020 European structural and investment funds, Available online: [https://commission.europa.eu/funding-tenders/find-funding/funding-management-mode/2014-2020-european-structural-and-investment-funds\\_el](https://commission.europa.eu/funding-tenders/find-funding/funding-management-mode/2014-2020-european-structural-and-investment-funds_el) [accessed on 5 December 2022]

Eurostat, 2022. Use of renewables for electricity – details, Environment and energy, Available online: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_ind\\_ured/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ured/default/table?lang=en) [accessed on 10 December 2022]

Hassan, M.A., Worku, M.Y., Eladl, A.A., Abido, M.A., 2021. Dynamic Stability Performance of Autonomous Microgrid Involving High Penetration Level of Constant Power Loads. *Mathematics* 2021, 9, 922. Doi: 10.3390/math9090922

International Energy Agency (IEA\_2022), Renewable Energy Market Update - May 2022, IEA, Paris, License: CC BY 4.0. Available online: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022/renewable-electricity> [accessed on 3 December 2022]

International Energy Agency (IEA\_2022), Buildings, IEA, Paris, License: CC BY 4.0. Available online: <https://www.iea.org/reports/buildings> [accessed on 3 December 2022]

IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

M. Gangoellis, K. Gaspar, M. Casals, J. Ferré-Bigorra, N. Forcada, M. Macarulla, 2020. Life-cycle environmental and cost-effective energy retrofitting solutions for office stock, *Sustain. Cities Soc.* 61,102319.

Martirano, L., Rotondo, S., Kermani, M., Massarella, F., & Gravina, R., 2020. Power Sharing Model for Energy Communities of Buildings. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1–1. doi:10.1109/tia.2020.3036015

NREL, (2022), Photovoltaic Lifetime Project, *NREL transforming energy*. Available online: <https://www.nrel.gov/pv/lifetime.html> [accessed on 18 December 2022]

P. Pallis, K. Braimakis, T.C. Roumpedakis, E. Varvagiannis, S. Karellas, L. Doulos, M. Katsaros, P. Vourlioti, 2021. Energy and economic performance assessment of efficiency measures in zero-energy office buildings in Greece, *Build. Environ.*, 206, p. 108378. doi: 10.1016/j.buildenv.2021.108378

Ross A. S., Westerfield W. R., Jaffe, J., (2017). Χρηματοοικονομική των επιχειρήσεων. Επιμέλεια: Αγγελίδης Τ., Αρτίκης Π., Ελευθεριάδης Ι., Κοσμίδου Κ., Τσιριτάκης Ε., Φλώρος Χ., Εκδ. ΠΑΣΧΑΛΙΔΗΣ στην Ελλάδα, BROKEN HILL PUBLISHERS LTD. Κεφ.11.