



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

## «Η Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελλόριζου»

Μελέτη ΙΕΝΕ (Μ. 45)



*Μάιος 2019*

## Εκτενής Περίληψη

Στην Ελλάδα, στα τέλη 2018, ευρίσκονται σε λειτουργία 29 νησιωτικά συστήματα παραγωγής σε μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ), η ηλεκτροδότηση των οποίων βασίζεται στο πετρέλαιο. Το αυξημένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ, που οφείλεται στο υψηλό κόστος πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή και μετακυλιέται στους καταναλωτές ως ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας), καθώς και οι υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου καθιστούν αναγκαία την ριζική αλλαγή του ενεργειακού συστήματος που υπάρχει σήμερα στα ΜΔΝ. Το Καστελλόριζο με πληθυσμό 492 μόνιμους κατοίκους και έντονη τουριστική δραστηριότητα είναι ένα από τα πλέον ενεργοβόρα ΜΔΝ που δεν αναμένεται να διασυνδεθούν με το ηπειρωτικό σύστημα. Επιπλέον, το νησιωτικό σύμπλεγμα του Καστελλόριζου έχει τεράστια γεωστρατηγική σημασία για την χώρα, αφού τόσο η γεωγραφική του θέση όσο και οικονομική δραστηριότητα των κατοίκων του επηρεάζουν άμεσα τη χάραξη Ελληνικής Αποκλειστικής Οικονομικής Ζώνης. Πρέπει να σημειωθεί ότι το Καστελλόριζο κατοικείται συνολικά εδώ και 2.500 χρόνια με Ελληνικής καταγωγής πληθυσμό.

### **Το υφιστάμενο ενεργειακό σύστημα του Καστελλόριζου**

Σήμερα, το αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Μεγίστης βασίζεται στο πετρέλαιο με τον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής, (ΤΣΠ Μεγίστης) να διατηρεί επτά (7) ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη πετρελαίου diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1,45 MW. Η ηλεκτροπαραγωγή πραγματοποιείται με πολύ υψηλό κόστος και με σημαντικές εκπομπές αερίων ρύπων, με το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος παραγωγής να ανέρχεται 247.98 €/MWh (2017) εξαιτίας του υψηλού ειδικού κόστους πετρελαίου, ενώ οι ετήσιες εκπομπές CO<sub>2</sub> ανέρχονται σε 2.926,45 τόνους/έτος. Η ηλεκτροπαραγωγή του Καστελλορίζου, που ανήλθε στις 3.596 MWh, κόστισε το 2017, 1.671.500 €, δηλαδή 464,82€/MWh.

Παρότι έχουν γίνει προσπάθειες για την εφαρμογή μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας από τους κατοίκους η παρούσα νομοθεσία για την προστασία του παραδοσιακού χαρακτήρα του οικισμού είναι αποτρεπτική για την εφαρμογή επεμβάσεων στα κτηριακά κελύφη και για την εγκατάσταση ηλιακών θερμικών. Ωστόσο υπάρχει υψηλό περιθώριο βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας με εγκατάσταση διπλών υαλοπινάκων, πλήρη αντικατάσταση λαμπτήρων με αντίστοιχους εξοικονόμησης και την εγκατάσταση ηλιακών θερμικών όπου αυτό είναι δυνατό σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία. Τα υψηλά ηλεκτρικά φορτία για την υδροδότηση της νήσου από την μονάδα αφαλάτωσης ύδατος, είναι άρρηκτα συνδεδεμένα με το μελλοντικό ενεργειακό σχεδιασμό του Καστελλόριζου.

### **Ο Ενεργειακός Σχεδιασμός του Καστελλόριζου**

Ο σχεδιασμός του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού γίνεται βάσει των εκτιμώμενων αναγκών σε όλους τους τομείς για έναν χρονικό ορίζοντα έως το 2025 με την δυνατότητα της επέκτασης στα επόμενα χρόνια για την κάλυψη των νέων αναγκών. Σημαντικές παράμετροι για την διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου στο μέλλον είναι οι ακόλουθες.

- Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από νέους καταναλωτές
- Η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των υφιστάμενων καταναλωτών με νέες ανάγκες.

- Η αύξηση της κατανάλωσης νερού με αποτέλεσμα της αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Δράσεις στην εξοικονόμηση ενέργειας που αναμένονται μέχρι το 2025.
- Τα φορτία ηλεκτροκίνησης σε ξηρά και θάλασσα που αναμένονται μέχρι το 2025.

Επί των ανωτέρω έγιναν οι ακόλουθες εκτιμήσεις για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

1. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από υφιστάμενους καταναλωτές εκτιμάται ότι θα παρουσιάζει μέση ετήσια αύξηση της τάξεως του 2% μέχρι το 2025
2. Η κατανάλωση ενέργειας για αφαλάτωση ορίστηκε στις 4.5 kWh/m<sup>3</sup> ενώ έγιναν εκτιμήσεις για την αύξηση ζήτησης νερού το 2025 που προσεγγίζουν τα 111.250 m<sup>3</sup>/έτος.
3. Τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, μπορούν να αντισταθμίσουν την νέα ζήτηση από πρόσθετους νέους καταναλωτές.
4. Η Εξοικονόμηση ενέργειας από αποδοτικότερο οδοφωτισμό μπορεί να αντισταθμίσει την ζήτηση νέων φορτίων για οδική ηλεκτροκίνηση και ηλεκτρικές καταναλώσεις μαρίνας

Με βάση τα ανωτέρω διαμορφώθηκε η εκτίμηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας η οποία ανέρχεται σε 4.723 MWh/έτος (2025), με τη μέγιστη και ελάχιστη ωριαία ζήτηση να προσεγγίζει τη 1,092 MWh και 0,287 MWh αντιστοίχως, ενώ η αιχμή ισχύος εκτιμάται ότι θα προσεγγίζει το 1,13 MW.

### Ο Σχεδιασμός του Ηλεκτρικού συστήματος

**Η Τεχνολογία:** Ο Σχεδιασμός του Ηλεκτρικού συστήματος λόγω του διαθέσιμου αιολικού (6,5 – 7,5 m/s στα 100 μέτρα) και ηλιακού δυναμικού (global horizontal irradiance: 1.926 kWh/m<sup>2</sup>/έτος) επικεντρώνεται στις δύο αυτές πηγές ενέργειας, ενώ λόγω της διαλείπουσας παραγωγής τους επιλέγεται σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου. Οι τεχνολογίες των συστημάτων ΑΠΕ που επιλέχθηκαν αφορούν φωτοβολταϊκά μονοκρυσταλικού πυριτίου, υψηλής απόδοσης και ανεμογεννήτριες υψηλής απόδοσης, χωρίς κυβώτιο ταχυτήτων με τη δυνατότητα πλήρους ελέγχου της ισχύος εξόδου (Τεχνολογία αναφοράς: EWT: DW54 250 kW), κατάλληλες για μεσαίο και χαμηλό αιολικό δυναμικό (κλάση ανέμου IEC IIIA).

Η τεχνολογία αποθήκευσης αφορά μπαταρίες ιόντων λιθίου (χημική σύνθεση στοιχείων μπαταριών που εξετάζονται είναι NMC, LFP και LTO) με σύστημα διαχείρισης για την κάλυψη της ζήτησης και την βέλτιστη αξιοποίηση της ικανότητας αποθήκευσης. Χρησιμοποιούνται κατάλληλοι μετατροπείς αμφίδρομης λειτουργίας (bidirectional inverter) για την σύζευξη των μπαταριών με τις μονάδες παραγωγής για την κάλυψη των φορτίων.

Η ηλεκτροπαραγωγή των Φ/Β εκτιμήθηκε με βάση ωριαία δεδομένα του Συστήματος Γεωγραφικών Πληροφοριών Φωτοβολταϊκών (PVGIS) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και αποτελούν στοιχεία τυπικού μετεωρολογικού έτους για την περιοχή του Καστελλόριζου με χρονική περίοδο αναφοράς τα έτη 2007 – 2016. Η ηλεκτροπαραγωγή των Α/Γ υπολογίστηκε με την προσαρμογή χρονοσειράς μετρήσεων ταχύτητας ανέμου από σταθμό ύψους 10μ του δικτύου του ΚΑΠΕ στη νήσο Ρόδο (1999 -2000) στην μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής (6,5

– 7,5 m/s). Όλες οι χρονοσειρές ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ είναι ντετερμινιστικές και παρουσιάζουν τη μέση εκτιμώμενη ετήσια ηλεκτροπαραγωγή χωρίς της συνεκτίμηση της στοχαστικότητας των ΑΠΕ.

**Διαστασιολόγηση Ηλεκτροπαραγωγών μονάδων ΑΠΕ:** Σε πρώτη φάση δημιουργήθηκαν 11 σενάρια για τα μεγέθη των προτεινόμενων ηλεκτροπαραγωγών μονάδων ΑΠΕ, δηλαδή ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκοί σταθμοί, από τα οποία επιλέχθηκε το επικρατέστερο με βάση τα ακόλουθα κριτήρια:

**(α)** Το μέγεθος του ελλείμματος ενέργειας (ή το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης)

**(β)** Τον αριθμό των ωρών κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας

**(γ)** Τον αριθμό των ημερών κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας

**(δ)** Το μέγιστο ωριαίο και ημερήσιο έλλειμμα ενέργειας

**(ε)** Την απορριπτόμενη ενέργεια του συστήματος ΑΠΕ στο χρόνο

**(στ)** Την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο χρόνο

Η χωροθέτηση των μονάδων παραγωγής χαρακτηρίζεται από την καινοτόμο ιδέα της αξιοποίησης της παρακείμενης βραχονησίδας Στρογγύλης για να της δοθεί ζωή, το ανατολικότερο άκρο της Ελληνικής επικράτειας, με αναμενόμενο υψηλότερο αιολικό δυναμικό.

Το επικρατέστερο σενάριο περιλαμβάνει:

**Α/Γ :** (α) 2 Χ DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα ανέμου 7,5 m/s (Στρογγύλη) (β) 1 Χ DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα ανέμου 6,5 m/s (Καστελλόριζο).

**Φ/Β :** (α) 800 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55° (γ) 1.000 kWp με εποχική χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μάρτιος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

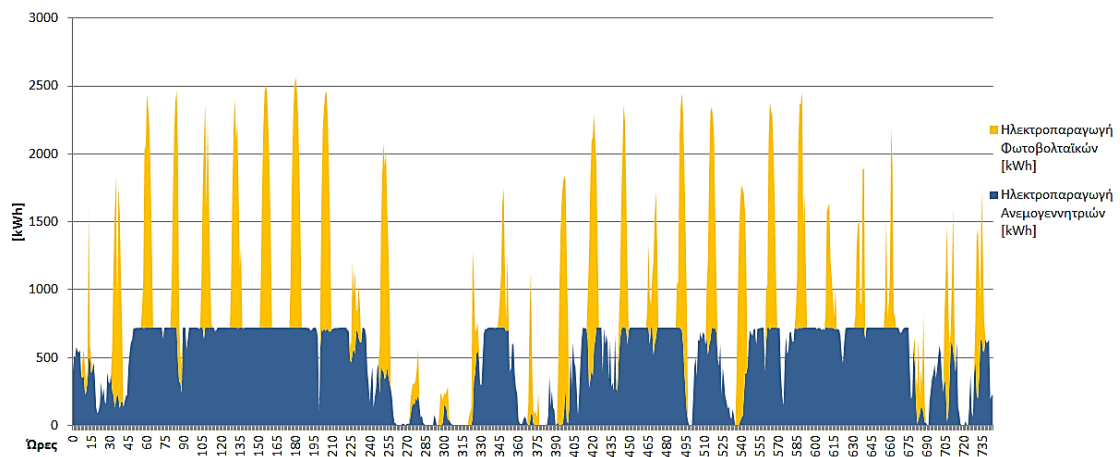
**Πίνακας Ε1: Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Επιλεγθέντος Σεναρίου**

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ. Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
Ιαν	221,31	363,35	375,35	281,36	48,12%	303,3	80,80%
Φεβ	227,44	315,06	313,22	293,1	54,03%	249,4	79,63%
Μαρ	326,42	313,99	319,71	388,19	60,62%	252,22	78,89%
Απρ	363,77	282,94	299,57	408,77	63,21%	237,95	79,43%
Μαϊ	365,48	370,73	315,8	450,53	61,20%	285,68	90,46%
Ιουν	374,04	456,25	403,76	435,58	52,46%	394,7	97,76%
Ιουλ	391,11	422,95	598,03	300,31	36,89%	513,74	85,91%
Αυγ	393,26	493,27	624,85	325,73	36,74%	560,8	89,75%
Σεπ	388,88	357,47	471,77	352,23	47,19%	394,12	83,54%
Οκτ	328,32	330,48	357,05	365,09	55,42%	293,71	82,26%
Νοε	286,78	256,46	308,97	306,86	56,49%	236,37	76,50%
Δεκ	215,48	202,17	334,6	211,37	50,61%	206,27	61,65%
<b>Έτος</b>	<b>3882,28</b>	<b>4165,13</b>	<b>4722,68</b>	<b>4119,13</b>	<b>51,19%</b>	<b>3928,27</b>	<b>83,18%</b>

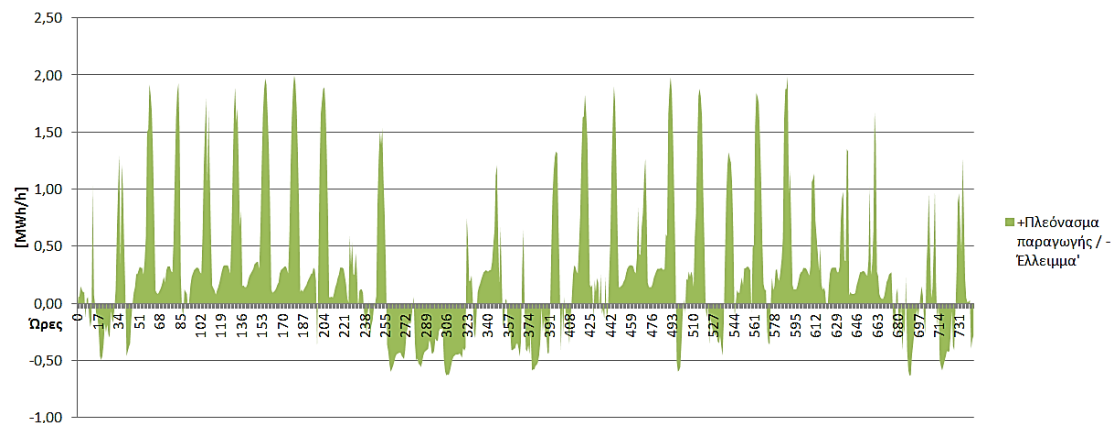
Πίνακας Ε2 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Επιλεγθέντος Σεναρίου

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
Ιαν	72,06	19,20%	6	231	632,41	10,09
Φεβ	63,81	20,37%	5	191	597,30	7,25
Μαρ	67,49	21,11%	2	228	593,97	5,81
Απρ	61,62	20,57%	1	222	493,40	1,51
Μαϊ	30,12	9,54%	0	136	521,49	0,00
Ιουν	9,06	2,24%	0	75	363,35	0,00
Ιουλ	84,29	14,09%	4	330	932,46	5,05
Αυγ	64,06	10,25%	0	347	852,46	0,00
Σεπ	77,65	16,46%	4	243	904,69	2,81
Οκτ	63,34	17,74%	0	220	543,74	0,00
Νοε	72,59	23,50%	1	297	577,30	2,22
Δεκ	128,33	38,35%	9	378	597,30	7,10
Ετησίως	<b>794,41</b>	<b>16,82%</b>	<b>32</b>	<b>2898</b>	<b>932,46</b>	<b>10,09</b>

Ενδεικτικά η ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ του επιλεγθέντος σεναρίου καθώς και η κάλυψη ζήτησης για τον μήνα Ιανουάριο παρουσιάζονται στα ακόλουθα διαγράμματα Ε1 και Ε2:



Σχήμα Ε1: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιανουάριο [kWh]

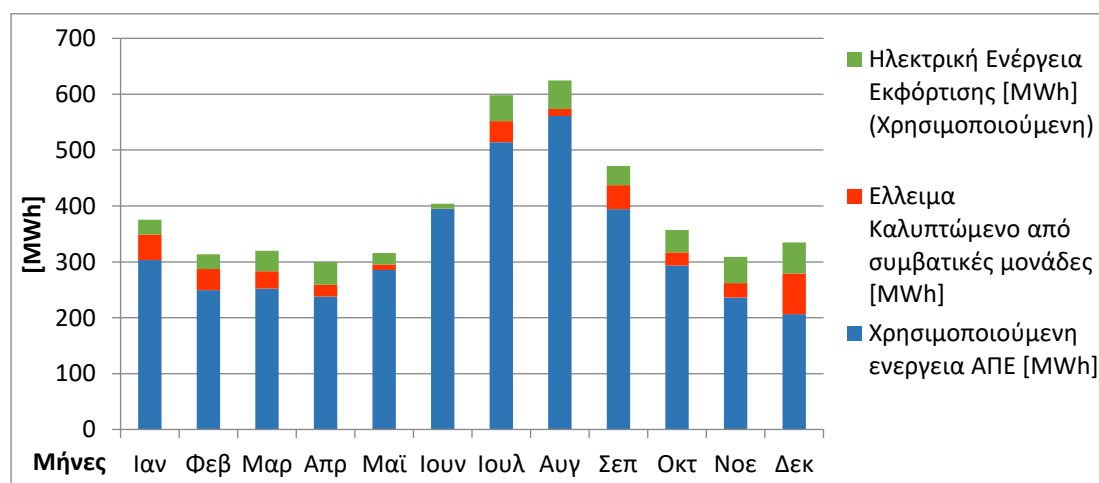


Σχήμα Ε2: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιανουάριο [MWh]

**Διαστασιολόγηση του Συστήματος αποθήκευσης:** Η διαστασιολόγηση της μπαταρίας του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιήθηκε με την χρήση του λογισμικού “Bat-Op” (Battery Optimization), που αναπτύχθηκε από τους Αλέξανδρο Περέλλη, Ερευνητή του IENE και Σπύρο Χατζηβασιλειάδη, Αναπληρωτή Καθηγητή στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών του Τεχνολογικού Πανεπιστημίου της Δανίας (DTU), το οποίο επιλύει το μεικτό ακέραιο γραμμικό πρόβλημα της βελτιστοποίησης (ελαχιστοποίησης) της απαιτούμενης χωρητικότητας εγκατεστημένης μπαταρίας συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ ανά μήνα.

Η συνολική κρίσιμη χωρητικότητα μπαταρίας η οποία παρουσιάζει ικανοποιητικά αποτελέσματα διείσδυσης ΑΠΕ με βάση τα αποτελέσματα του ειδικού μοντέλου “Bat-Op” κρίθηκε η τιμή των 4.000 kWh. Η διαφορά στην κάλυψη της ζήτησης ενός τέτοιου μεγέθους συστήματος σε σύγκριση με αντίστοιχα μικρότερα είναι αισθητή κυρίως τους χειμερινούς μήνες αλλά και σημαντική καθ’ όλη τη διάρκεια του έτους. Λαμβάνοντας υπόψη την τωρινή μέση κατανάλωση diesel του παρόντος συμβατικού σταθμού της νήσου, ένα σύστημα με μπαταρίες χωρητικότητας 4.000 kWh θα έχει απόδοση τέτοια ώστε να μειωθεί η παραγωγή των συμβατικών μονάδων κατά περίπου 72 MWh ή αλλιώς έτσι ώστε να μειωθεί η ετήσια ανάγκη της νήσου για πετρέλαιο diesel κατά περίπου 18 τόνους σε σύγκριση με ένα αντίστοιχο σύστημα ΑΠΕ με μπαταρίες μικρότερης χωρητικότητας, στις 3.000 kWh. Με κριτήριο την διασπορά των μονάδων του συστήματος στην νήσο για την αύξηση της ανθεκτικότητας και της αξιοπιστίας, επιλέχθηκαν δύο (2) πανομοιότυπα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με δυνατότητα παροχής ισχύος 1MW το κάθε ένα και ικανότητα αποθήκευσης τις 2,000 kWh έκαστο (2X1MW/2MWh).

**Προσομοίωση συστήματος:** Η προσομοίωση του επιλεχθέντος ολοκληρωμένου συστήματος έγινε με την ανάστροφη εκδοχή του λογισμικού “Bat-Op” το οποίο δέχεται ως δεδομένα εισαγωγής την χωρητικότητα και την δυνατότητα παροχής ισχύος του συστήματος αποθήκευσης και πραγματοποιεί προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος μεγιστοποιώντας την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.



**Σχήμα Ε3: Μηνιαία χρήση ενεργειακών πόρων ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.**

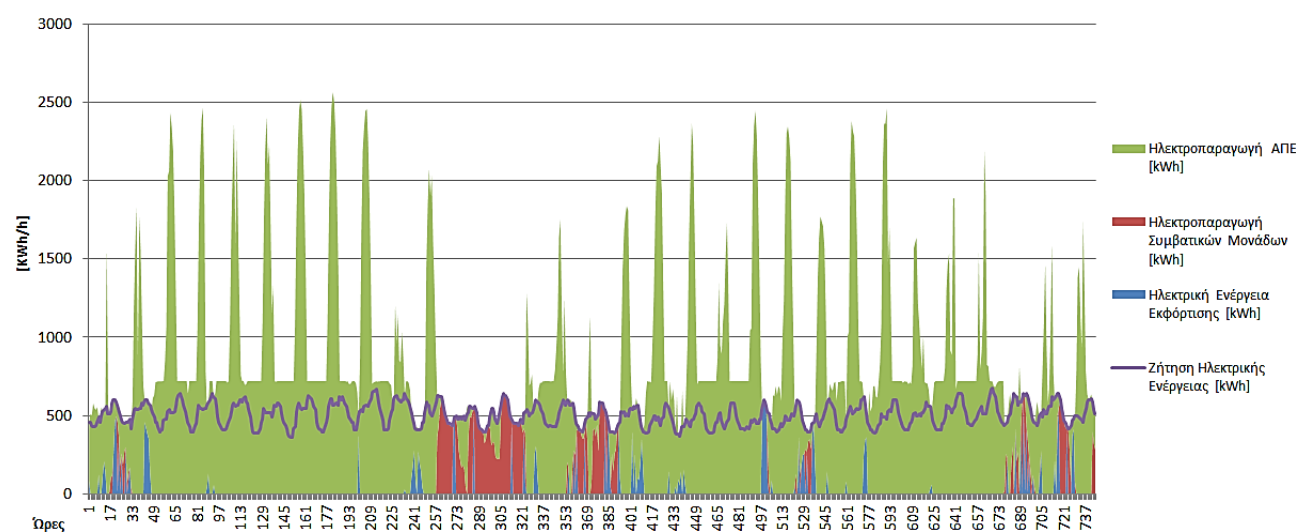
Σύμφωνα με την προσομοίωση του συστήματος, το ολοκληρωμένο ηλεκτρικό σύστημα μπορεί να επιτύχει διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της νήσου Μεγίστης κατά 92,36%, αξιοποιώντας 433,49 MWh από την περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος

ΑΠΕ. Αυτό συνιστά σημαντική βελτίωση από το 83,18% που επιτυγχάνει το προτεινόμενο σύστημα χωρίς την προσθήκη του συστήματος αποθήκευσης. Τα σημαντικότερα ελλείμματα παρουσιάζονται την χειμερινή περίοδο λόγω έλλειψης πόρων ΑΠΕ.

**Πίνακας Ε2: Απόδοση επιλεγθέντος ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης (μαπαριών) ανά μήνα**

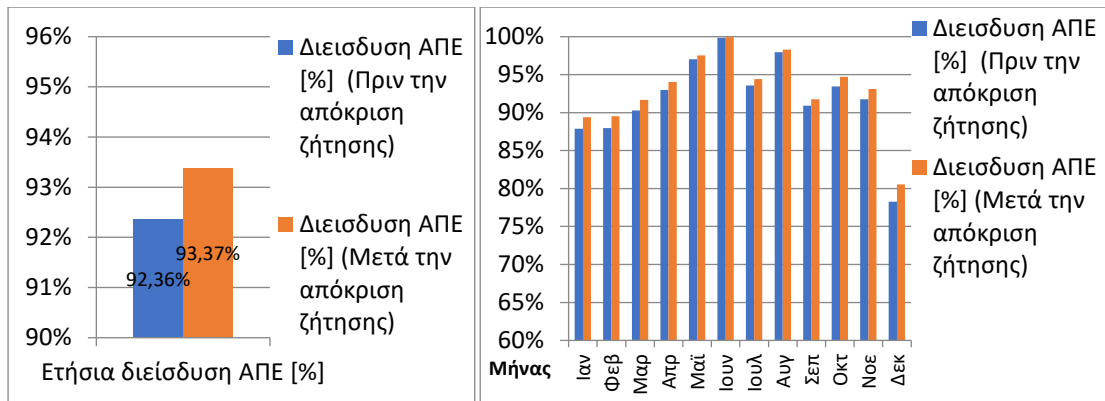
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	Έτος
Διείσδυση Συμβατικών μονάδων [%]	12.12 %	12.04 %	9.73%	7.01%	2.95%	0.16%	6.41%	2.05%	9.09%	6.57%	8.24%	21.74 %	7.64%
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	87.88 %	87.96 %	90.27 %	92.99 %	97.05 %	99.84 %	93.59 %	97.95 %	90.91 %	93.43 %	91.76 %	78.26 %	92.36%
Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh]	375.35	313.22	319.71	299.57	315.80	403.76	598.03	624.85	471.77	357.05	308.97	334.60	4722.68
Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	45.50	37.70	31.09	21.00	9.33	0.63	38.33	12.81	42.87	23.45	25.46	72.75	360.92
Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	254.80	266.99	351.79	368.15	429.74	427.15	254.35	274.48	317.45	325.21	259.74	155.80	3685.66
Χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ [MWh]	303.30	249.40	252.22	237.95	285.68	394.70	513.74	560.80	394.12	293.71	236.37	206.27	3928.27
Αριθμός ωρών χρήσης συμβατικών μονάδων	133	107	100	78	31	6	87	49	101	78	93	210	1073
Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh] (Χρησιμοποιούμενη)	26.56	26.11	36.40	40.61	20.79	8.43	45.96	51.25	34.78	39.89	47.13	55.57	433.49

Ενδεικτικά παρουσιάζεται η απόδοση του ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ-αποθήκευσης για τον μήνα Ιανουάριο στο ακόλουθο διάγραμμα Ε4.



**Σχήμα Ε4: Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο**

**Βελτιστοποιήσεις λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος:** Στο σύστημα εφαρμόστηκε η τεχνική Διαχείρισης Ζήτησης (DSM) που στοχεύει στην μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ, με την μετάθεση των φορτίων στις ώρες που υπάρχει περίσσεια παραγωγής ενέργειας, αποφεύγοντας την χρήση συμβατικών μονάδων (πετρελαίου). Συγκεκριμένα η εφαρμογή έγινε για τα φορτία αφαλάτωσης ύδατος λαμβάνοντας υπόψη τις τεχνικές τους προδιαγραφές και τα αποτελέσματα εμφανίζονται στο Σχ. Ε5. Επίσης προτείνεται μελλοντικά η επέκταση της τεχνικής Διαχείρισης Ζήτησης και σε άλλες ηλεκτρικές καταναλώσεις (πχ ηλεκτρικό θερμοσίφωνα, θέρμανση-ψύξη, ηλεκτρικά αυτοκίνητα κλπ.), βελτιστοποιώντας την λειτουργία του ενεργειακού συστήματος της νήσου.



Σχήμα Ε5: Ετήσια και μηνιαία διείσδυση ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή πριν και μετά την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος.

Η απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος με την τεχνική DSM μπορεί να αυξήσει την αξιοποίηση της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ αυξάνοντας την διείσδυση τους κατά μία ποσοστιαία μονάδα (1%) στο 93.37% της ηλεκτροπαραγωγής της νήσου.

Πίνακας Ε3: Μηνιαία και ετήσια Απόδοση Ολοκληρωμένου Συστήματος ΑΠΕ-Αποθήκευσης

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ [MWh]	Έλλειμμα καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]	Χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ [MWh]	Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]
Ιαν	584,661	39,5	89,40%	309,3	26,56	249,7	42,71%
Φεβ	542,5	32,8	89,53%	253,97	26,11	261,47	48,20%
Μαρ	640,406	26,56	91,69%	256,55	36,4	348,3	54,39%
Απρ	646,714	17,86	94,04%	240,99	40,61	363,95	56,28%
Μαϊ	736,212	7,77	97,54%	287,26	20,79	428,21	58,16%
Ιουν	830,287	0,25	99,94%	394,7	8,43	427,08	51,44%
Ιουλ	814,055	33,49	94,40%	518,67	45,96	252,21	30,98%
Αυγ	886,533	10,56	98,31%	562,68	51,25	272,26	30,71%
Σεπ	746,351	38,94	91,75%	397,87	34,78	312,45	41,86%
Οκτ	658,804	18,85	94,72%	298,31	39,89	318,67	48,37%
Νοε	543,243	21,25	93,12%	240,21	47,13	256,45	47,21%
Δεκ	417,649	65,08	80,55%	214,44	55,57	147,28	35,26%
Έτος	8047,41	312,9	93,37%	3974,95	433,49	3638,03	45,21%

**Προτάσεις για τον σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος:**

- Η διαχείριση του συστήματος βασίζεται στην ψηφιακή τεχνολογία και την αναλαμβάνει κατάλληλο λογισμικό το οποίο θα εξασφαλίζει ομαλή, αδιάλειπτη και αποδοτική λειτουργία, χρησιμοποιώντας: (α) κατάλληλα εργαλεία πρόβλεψης της ζήτησης και της ηλεκτροπαραγωγής, (β) αποδοτικό προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων με βάση τα αποτελέσματα των εργαλείων πρόβλεψης παραγωγής ζήτησης, (γ) αποδοτικός προγραμματισμός κύκλων φόρτισης εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την προβλεπόμενη ηλεκτροπαραγωγή-ζήτηση, (δ) βελτιστοποίηση της λειτουργίας του όλου συστήματος με εφαρμογή της



τεχνικής διαχείρισης ζήτησης (DSM), (ε) αποδοτικό σύστημα διάγνωσης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ.

- Προτείνεται η αποδοτική χρήση της εφεδρείας diesel (2X500kW/600kVA) για την κάλυψη των ελλειμμάτων από την διαλείπουσα παραγωγή ΑΠΕ και φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης με περιορισμένο αριθμό εκκινήσεων το χρόνο.
- Προτείνεται η μεγιστοποίηση της διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή με συνέργεια όλων των διαθέσιμων ΑΠΕ και μελλοντικά εκτεταμένη χρήση διεποχιακής αποθήκευσης ενέργειας με νέες τεχνολογίες.

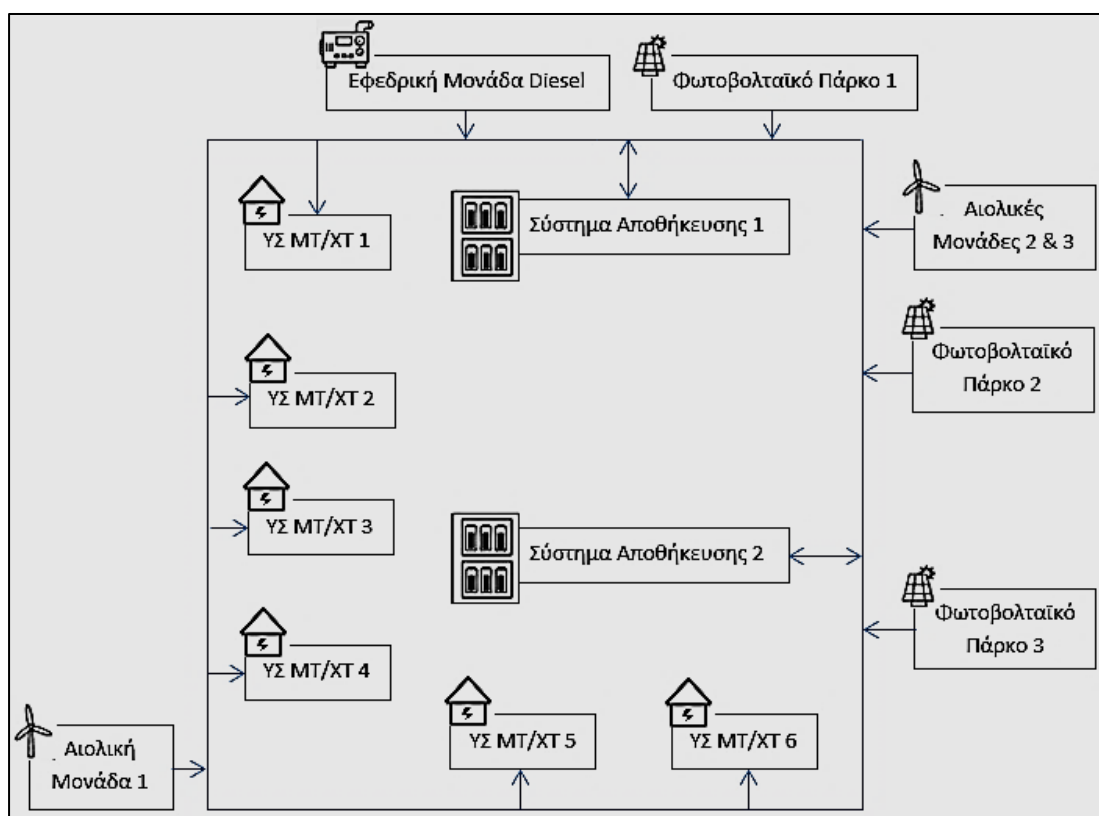
**Η σύνθεση του Συστήματος:** Η σύνθεση του Συστήματος πραγματοποιήθηκε με βάση τα ακόλουθα κριτήρια ενεργειακού σχεδιασμού:

- (α) Η διεσπαρμένη παραγωγή από πολλές απομακρυσμένες μεταξύ του μονάδες ΑΠΕ
- (β) Η ύπαρξη δύο κέντρων ελέγχου για την αυτόματη διαχείριση του συστήματος
- (γ) Η εγκατάσταση διεσπαρμένων συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (στο συγκεκριμένο ηλεκτρικό σύστημα προτείνονται δύο (2) συστήματα αποθήκευσης)
- (δ) Προσαρμογές των συστημάτων παραγωγής στην ζήτηση με κατάλληλα εργαλεία αποδοτικής διαχείρισης.

**Προτάσεις για τον Έλεγχο και την Προστασία του Συστήματος:** Το πρόβλημα της προστασίας δικτύου και καταναλωτών έναντι των υπερεντάσεων που δημιουργούνται κυρίως από βραχυκυκλώματα μεταξύ των φάσεων και μεταξύ γης δεν μπορεί να αντιμετωπιστεί με τις καθιερωμένες προστασίες με θερμικές ασφάλειες και πηνία υπερεντάσεως (ρελέ) σε ένα μικροδίκτυο που βασίζεται στα ηλεκτρονικά ισχύος. Αυτό συμβαίνει γιατί οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς δεν είναι σε θέση να δώσουν στιγμιαία το πολλαπλάσιο ρεύμα για την αντιμετώπιση των βραχυκυκλωμάτων γιατί λείπει η ροπή αδρανείας που διαθέτουν οι στρεφόμενες συμβατικές μονάδες παραγωγής και προσφέρουν ευστάθεια στο ηλεκτρικό σύστημα έστω στιγμιαία σε περιπτώσεις διαταραχών. Οι δύο μετατροπείς αμφίδρομης λειτουργίας και η αποθήκευση με το κατάλληλο λογισμικό μπορούν να προσφέρουν άριστες υπηρεσίες στην αντιμετώπιση διαταραχών του συστήματος (απώλεια μονάδος παραγωγής, απώλεια φορτίου κλπ.) καθώς και σε ανωμαλίες στο δίκτυο χαμηλής τάσης (βραχυκυκλώματα) με τις συμβατικές προστασίες, αλλά για το δίκτυο MT χρειάζονται ειδικά μέτρα. Για την αντιμετώπιση των υπερεντάσεων στο δίκτυο MT προτείνεται:

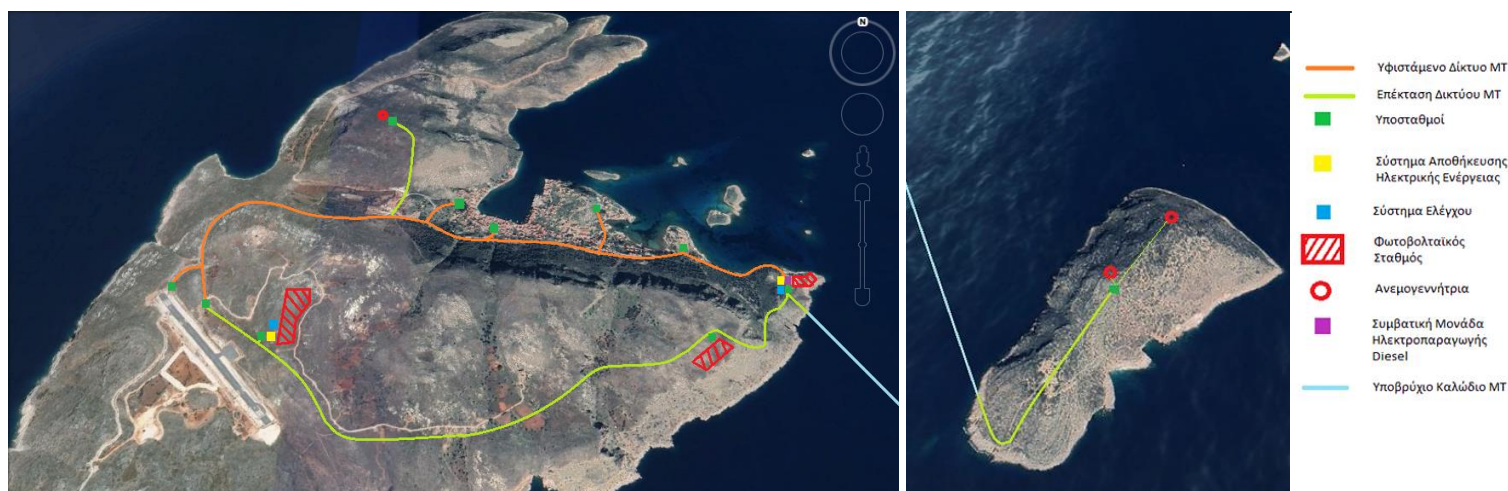
- Η εγκατάσταση ενός στρεφόμενου πυκνωτή, μιας σύγχρονης μονάδας χωρίς φορτίο στο σύστημα που λειτουργεί αδιάλειπτα μαζί με τα ηλεκτρονικά ισχύος και είναι σε θέση να δώσει στιγμιαία το ρεύμα βραχυκύκλωσης ώστε να απομονωθεί το σφάλμα.
- Μια άλλη νέα λύση βασίζεται στις σύγχρονες τεχνολογίες ICT και στην αποκεντρωμένη νοημοσύνη (distributed intelligence) που μπορεί να εφαρμοσθεί στο δίκτυο μέσης τάσης. Καταρχήν ανιχνεύεται το σφάλμα με δεδομένα που φθάνουν στην διάταξη τεχνητής νοημοσύνης (με πολύ μικρούς χρόνους απόκρισης) και μετά από επεξεργασία των στοιχείων δίδεται η εντολή να ανοίξει ο αντίστοιχος διακόπτης που απομονώνει το σφάλμα.
- Τελικά, ριζική λύση είναι η πλήρης εισαγωγή της ψηφιακής τεχνολογίας στο δίκτυο διανομής που εξασφαλίζει καλύτερη λειτουργία και αποτελεσματική προστασία, συμβάλλοντας και στην καλύτερη διαχείριση των φορτίων σε συνεργασία με τους καταναλωτές για το βέλτιστο αποτέλεσμα και αμοιβαία οφέλη

**Προτάσεις για την Χωροθέτηση του Συστήματος:** Το νέο ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου για λόγους υψηλής και αδιάλειπτης παραγωγής και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προτείνεται να χωροθετηθεί με τέτοιο τρόπο ώστε να κατανεμηθεί η διεσπαρμένη παραγωγή και η αποθήκευση κατά μήκος του δικτύου μέσης τάσης το οποίο θα αποτελέσει κλειστό βρόχο με δύο κατ' εναλλαγή συστήματα ελέγχου. Επιπλέον, επιλέγονται θέσεις για τις ανεμογεννήτριες με εκτιμώμενο υψηλό αιολικό δυναμικό και περιβαλλοντικά κριτήρια, ενώ για τα φωτοβολταϊκά επιλέγονται δημόσιες εκτάσεις μακράν του οικισμού που δεν θα αντιμετωπίσουν προβλήματα περιβαλλοντικής ένταξης.



Σχήμα Ε6: Μονογραμμικό διάγραμμα του νέου ηλεκτρικού συστήματος στο Καστελλόριζο

Συγκεκριμένα προτείνονται τρία Φ/Β πάρκα στη νήσο Μεγίστη (Καστελλόριζο) στις θέσεις Πευκάκια (300 kWp) (όπου σήμερα είναι εγκατεστημένος ο σταθμός της ΔΕΗ), Αυλωνιά (700 kWp) και Βίγλα (1000 kWp) και τρεις ανεμογεννήτριες (250 kW έκαστη) η μία στη νήσο Μεγίστη (Καστελλόριζο) στη θέση Μούντα και οι άλλες δύο στη νήσο Στρογγύλη, διασυνδεδεμένες με το σύστημα του Καστελλόριζου με υποβρύχιο καλώδιο. Επιπλέον εκτιμάται η συμμετοχή των καταναλωτών στην ηλεκτροπαραγωγή με 300 kWp οικιακών Φ/Β. Επιπλέον προτείνεται η εγκατάσταση δύο μονάδων αποθήκευσης (Μ/Α) ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες (2 X 2 MWh και 2 X 1MW) (α) στο οικόπεδο της ΔΕΗ (Θέση Πευκάκια) όπου θα βρίσκεται η 1<sup>η</sup> μονάδα φωτοβολταϊκών (300 kWp) και η εφεδρική συμβατική μονάδα πετρελαίου (2X 500 kW) και (β) στη θέση Βίγλα όπου θα βρίσκεται η 3<sup>η</sup> μονάδα φωτοβολταϊκών (1 MWh), σε απόσταση μεταξύ τους για να προσφέρεται ασφάλεια εφοδιασμού σε περίπτωση αστοχίας του συστήματος. Επίσης, για επίτευξη ανθεκτικότητας του ηλεκτρικού συστήματος του Καστελλόριζου επιλέγονται δύο κέντρα αυτόματου ελέγχου στα άκρα του βρόχου του δικτύου στις θέσεις όπου βρίσκονται και τα συστήματα αποθήκευσης: (α) Θέση Πευκάκια, (β) Θέση Βίγλα.



**Σχήμα Ε7:** Το νέο σύστημα ΑΠΕ-Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας στις προτεινόμενες θέσεις εγκατάστασης και η γεωγραφική αποτύπωση του βρόχου του μικρο-δικτύου του νησιωτικού συστήματος

### Ανάλυση Κόστους και Αξιολόγηση της Επένδυσης

Η ανάλυση κόστους έγινε με εκτίμηση του επιμέρους κόστους εξοπλισμού και εργασιών λαμβάνοντας υπόψη την βιβλιογραφία και εκτιμήσεις από παράγοντες της εγχώριας και διεθνούς αγοράς. Το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης και τα λειτουργικά έξοδα παρουσιάζονται στους πίνακες Ε4 και Ε5 αντίστοιχως.

**Πίνακας Ε4:** Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)

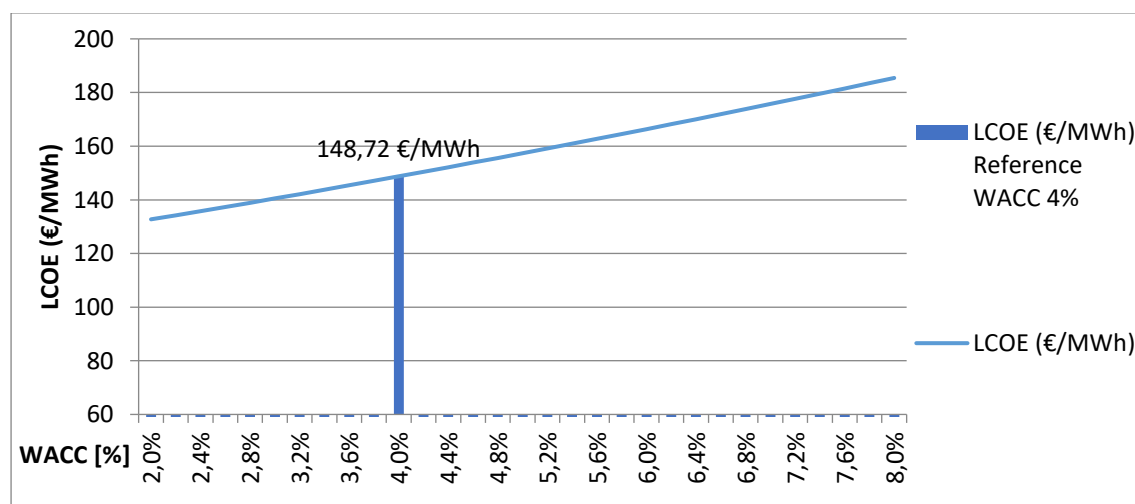
Μονάδες	Τελικό κόστος (€)
Φωτοβολταϊκά Πάρκα (2.300 kWp)	2.290.000
Αιολικές Μονάδες (750 kW)	1.182.500
Συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες λιθίου (2 X 2 MWh/1 MW)	1.200.000
Σύστημα διαχείρισης μονάδων και συμβατικός σταθμός σε ψυχρή εφεδρεία (2 X 500 kW/600 KVA)	850.000
<b>Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)</b>	<b>5.522.500 €</b>
<b>Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€) (Συμπεριλαμβανομένου του κόστους αντικατάστασης των στοιχείων μπαταριών το 2038)</b>	<b>6.122.500 €</b>

**Πίνακας Ε5:** Συνολικά Ετήσια Έξοδα λειτουργίας (OPEX) ολοκληρωμένου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής νήσου Μεγίστης. (€)

Ετησία Μεταβλητά Έξοδα Λειτουργίας (OPEX)	Τελικό Κόστος (€)
Αγορά καυσίμου (diesel) συμβατικών μονάδων (82.940 lt)	67.140
Ενοίκιο χρήσης εγκαταστάσεων ΔΕΗ	12.000
Κόστος προσωπικού (2 εργαζόμενοι)	60.000
Έξοδα συντήρησης εγκατάστασης Φ/Β πάρκων	40.100
Έξοδα συντήρησης Ανεμογεννητριών	90.000
Έξοδα συντήρησης συστημάτων αποθήκευσης (€/€ CAPEX)	24.000
<b>Σταθερά Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (2025 -2049) (€/έτος)</b>	<b>226.100 €</b>
<b>Μεταβλητά Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (2025 -2049) (€/έτος)</b>	<b>67.140 €</b>
<b>Συνολικά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (OPEX) (2025) (€)</b>	<b>293.240 €</b>

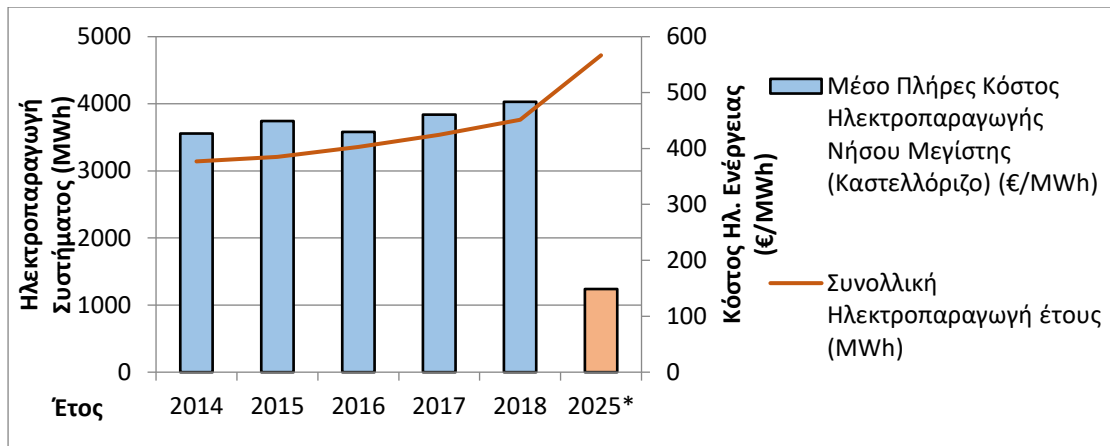
Η αξιολόγηση της επένδυσης έγινε χρησιμοποιώντας το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), για τον υπολογισμό του οποίου έγιναν μια σειρά παραδοχών, οι βασικότερες από τις οποίες είναι (α) η πλήρης κάλυψη των φορτίων ζήτησης από το προτεινόμενο σύστημα (β) θεώρηση υπολειμματικής αξίας εξοπλισμού 0% για τις παραγωγικές μονάδες και 20% για τα στοιχεία μπαταριών (γ) η μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών δεν μπορεί να επηρεάσει την κάλυψη της ζήτησης (δ) η μείωση της χωρητικότητας των μπαταριών δεν μπορεί να επηρεάσει την ομαλή τους λειτουργία (καλύπτεται από το περιορισμένο βάθος εκφόρτισης: 70%), (ε) στον υπολογισμό δεν έχει συμπεριληφθεί ο πληθωρισμός και το κόστος δανεισμού, αλλά ελήφθη το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC 4%) (στ) η διάρκεια της επένδυσης θεωρείται στα 25 έτη.

Το σταθμισμένο κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας LCOE (€/MWh) του συστήματος με τα δεδομένα εισαγωγής του βασικού σεναρίου για την οικονομική ανάλυση υπολογίστηκε στα **148,72 €/MWh**. Το ετήσιο κόστος της επένδυσης, δηλαδή το ετήσιο κόστος του συστήματος αν ορίζαμε σταθερές ετήσιες πληρωμές καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης (payment in an ordinary annuity) ανέρχεται σε **679.637 €/έτος**.



Σχήμα Ε8: Μεταβολή του Σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) ως προς την μεταβολή του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου της επένδυσης.

Επομένως, το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ – Αποθήκευσης έχει την δυνατότητα να μειώσει το κόστος ηλεκτροδότησης της νήσου κατά 3,25 φορές, αναφορικά με το έτος 2018 (483,44 €/MWh), και 3,03 φορές αναφορικά με το μέσο κόστος της πενταετίας 2014 – 2018 (451,15€/MWh). Ενδεικτικά σημειώνεται ότι λαμβάνοντας υπόψη την διαφορά κόστους παραγωγής (483,44 -148,72 = 334,72€/MWh) το συνολικό ετήσιο όφελος μπορεί να φθάσει στα 1.509.520 € για την παραγωγή του 2025, ελαφρύνοντας τις ΥΚΩ κατά 1,5 εκατ.€ το χρόνο (ενδεικτικά).



Σχήμα Ε9: Σύγκριση Μέσου πλήρους κόστους ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης για τα έτη 2014-2018 με το σταθμισμένο κόστος του συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης για το 2025.

\* Για το 2025 η τιμή του κόστους αναφέρεται στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) του προτεινόμενου συστήματος ΑΠΕ - Αποθήκευσης

### Απαιτείται Νέο Θεσμικό Πλαίσιο για τα ΜΔΝ

Το ισχύον θεσμικό πλαίσιο δεν διευκολύνει την εγκατάσταση νησιωτικών μικροδικτύων με ΑΠΕ με αποτέλεσμα η ηλεκτροπαραγωγή να βασίζεται στο πετρέλαιο με όλες τις επιπτώσεις που συνεπάγεται αυτό, οπότε απαιτούνται άμεσα μέτρα για την αντιμετώπιση του προβλήματος. Συγκεκριμένα από την παρούσα μελέτη προκύπτουν διάφορα θέματα και μέτρα που πρέπει να δρομολογηθούν, τα πιο σημαντικά από τα οποία είναι:

- Η ανάθεση και εκπόνηση ειδικών προκαταρκτικών μελετών για κάθε ΜΔΝ έπειτα από ανάθεση της ΡΑΕ και την συμβολή του ΔΕΔΔΗΕ
- Τα ηλεκτρικά φορτία στις μελέτες καλύπτουν όλες τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού με μεσοπρόθεσμο ορίζοντα ζήτησης έχοντας ως κύριο ενεργειακό φορέα τον ηλεκτρισμό και επ' αυτού τίθεται ο στόχος διείσδυσης των ΑΠΕ σε ποσοστό, πχ, 70% ή 90%.
- Οι μελέτες πρέπει να συμπεριλαμβάνουν την ενέργεια για την αφαλάτωση/ύδρευση, τις μεταφορές (ηλεκτρικά αυτοκίνητα), θέρμανση/ψύξη και γενικά ενεργειακές ανάγκες σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα που ανταποκρίνονται στις τοπικές συνθήκες και τις οικονομικές δραστηριότητες κάθε νησιού.
- Στην σχεδίαση του νέου συστήματος υιοθετούνται τεχνικές και ιδέες των Microgrids για υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα του όλου συστήματος σε διάφορες καταστάσεις, εισάγοντας την ψηφιακή τεχνολογία στα δίκτυα της διανομής.
- Σύμφωνα με την προκαταρκτική μελέτη προτείνονται οι θέσεις για την χωροθέτηση των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων και των συστημάτων αποθήκευσης για τα μεγέθη που απαιτούνται με ρεαλιστικούς όρους.
- Μετά την αποδοχή της προκαταρκτικής μελέτης, αφού γίνει ενημέρωση των αρχών και των κατοίκων του νησιού, ακολουθούν μετρήσεις ανεμολογικών χαρακτηριστικών για τις επιλεγμένες θέσεις επί ένα έτος και παράλληλα εξασφαλίζονται κατ' αρχήν οι περιβαλλοντικές άδειες (αιολικά, φωτοβολταϊκά, μπαταρίες κλπ.)
- Χαράσσονται οι γραμμές μέσης τάσης που θα συνδέσουν το δίκτυο με τις μονάδες παραγωγής και την αποθήκευση, που θα αποτελέσει έργο του ΔΕΔΔΗΕ
- Έλεγχος και μελέτη προστασίας του όλου συστήματος.
- Υπάρχουσες μονάδες ΑΠΕ σε λειτουργία θα ληφθούν υπόψη στην μελέτη.
- Δίδεται το δικαίωμα στους κατοίκους να εγκαταστήσουν οικιακά Φ/Β (έως 5kWp)

- Προωθείται πρόγραμμα ηλιακών θερμικών συστημάτων για ζεστό νερό χρήσεως με ειδικές μελέτες και ειδικά κίνητρα.
- Ανάπτυξη και εφαρμογή τεχνικών DSM σε συνεργασία με τους καταναλωτές.
- Αξιοποίηση υποδομών ΑΣΠ (παραχώρηση από ΔΕΔΔΗΕ)
- Ο ανάδοχος θα προβεί στις προβλεπόμενες σύμφωνα με την σύμβαση επενδύσεις και θα λειτουργεί το όλο σύστημα με δικό του προσωπικό εκπαιδευμένο και με τα κατάλληλα εργαλεία για αδιάλειπτη παροχή.
- Η σύμβαση με τον ανάδοχο που θα προκύψει μετά από διεθνή διαγωνισμό.
- Στην διάρκεια της σύμβασης, με τις αναμενόμενες εξελίξεις ο ανάδοχος θα βελτιώσει την διείσδυση των ΑΠΕ πέραν του τεθέντος ορίου και με οικονομικό όφελος.
- Ο ανάδοχος πρέπει να ανταποκρίνεται στους κανόνες και τους όρους που προβλέπονται από τους διεθνείς κανονισμούς για αξιόπιστη, αδιάλειπτη και υψηλής ποιότητας παροχή ηλεκτρικής ενέργειας (πχ των σχετικών IEC για τα μικρά ηλεκτρικά συστήματα).
- Μελέτη και εγκατάσταση κατάλληλου μετρητικού συστήματος και πρόγραμμα επεξεργασίας των στοιχείων παραγωγής με δυνατότητα άμεσης πρόσβασης από την ΡΑΕ και τον ΔΕΔΔΗΕ για τον έλεγχο της τήρησης των σχετικών όρων.

Παράλληλα, θα πρέπει να σημειωθεί ότι αυτή η πρωτοβουλία για τα νησιά θα δημιουργήσει πολλές νέες θέσεις εργασίας για υψηλής στάθμης προσωπικό και εξειδίκευσης και σε επενδύσεις με μεγάλα οικονομικά οφέλη, συμβάλλοντας σε μια ανταγωνιστική οικονομία. Σημαντικό ρόλο στην ενεργειακή μετάβαση των ΜΔΝ με προβλεπόμενη επιτάχυνση των επενδύσεων αναμένεται να παίξουν οι Ενεργειακές Κοινότητες που προωθούν τη συμμετοχή των τοπικών φορέων και καταναλωτών στην μείωση του κόστους ενέργειας, στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος (υπηρεσίες εξισορρόπησης- απόκρισης ζήτησης, έξυπνοι μετρητές κλπ.) και στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

#### **Συζήτηση και Συμπεράσματα.**

Η μελέτη αυτή προκρίνει ένα σχέδιο επίλυσης του βασικού οικονομικού και περιβαλλοντικού προβλήματος της ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ εξασφαλίζοντας υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα με ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Για την επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος ο βασικοί πυλώνες της συγκεκριμένης περίπτωσης του Καστελλόριζου κρίθηκαν η αιολική και ηλιακή ενέργεια και η αποθήκευση με μπαταρίες με ένα εκτενές σενάριο εξηλεκτρισμού των ενεργειακών αναγκών της νήσου. Η επιλογή του συστήματος διαστασιολογήθηκε για να καλύψει τις προβλεπόμενες ενεργειακές ανάγκες του Καστελλόριζου και περιλαμβάνει τα στάδια μελέτης και αποφάσεων για την επιλογή των παραγωγικών μονάδων του συστήματος.

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου Μεγίστης με την λειτουργία του προτεινόμενου συστήματος, υπολογίσθηκε σε **148,72 €/MWh**, 3,25 φορές μικρότερο αναφορικά με το έτος 2018 (483,44 €/MWh) και μπορεί να οδηγήσει ελάφρυνση των ΥΚΩ κατά 1,5 εκατ.€ το χρόνο, δίνοντας ένα παράδειγμα για την επίλυση των προβλημάτων υψηλού κόστους και εκπομπών αερίων ρύπων της ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ.

Η υλοποίηση της παρούσας μελέτης από το IENE, η οποία στοχεύει στην ενεργειακή αυτάρκεια του Καστελλόριζου, αποβλέπει ταυτόχρονα και την μετάβασή του σε ένα περιβάλλον χρήσης «καθαρής» ενέργειας. Υπο αυτή την άποψη η παρούσα μελέτη θα οδηγήσει σε ένα σημαντικό πιλοτικό έργο λαμβάνοντας υπόψη τις ευρείες συνέπειές του για

άλλα μη διασυνδεδεμένα νησιά στην Ελλάδα και στη Μεσόγειο. Η κυβέρνηση θα πρέπει τώρα να εξετάσει τα ευρήματα και τις προτάσεις της μελέτης προκειμένου να εισαγάγει την αναγκαία νομοθεσία και να αναπτύξει το κατάλληλο κανονιστικό πλαίσιο που θα επιτρέψει τις ενδιαφερόμενες εταιρείες και οργανισμούς να αναλάβουν την υλοποίηση του έργου.