

## Περιεχόμενα

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1</b>	10
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2</b>	12
2.1 Βασικές αρχές	12
2.2 Πρόσθετες αρχές λόγω εισαγωγής νέων δεδομένων	12
2.2.1 Διασυνδέσεις ΗΣ με ΕΣΜΗΕ	12
2.2.2 Αίτημα ανάκλησης Αδειών	12
2.2.3 Οδηγίες IED (2010/75/EU) και MCPD (2015/2193/EU)	13
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3</b>	15
Περιγραφή μεθοδολογίας εκπόνησης Προγράμματος Ανάπτυξης	15
3.1 Γενικά	15
3.2 Δεδομένα για την εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης	15
3.3 Εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής	16
3.4 Μελέτες ανάπτυξης παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ	17
3.5 Παραδοχές για τα κόστη	18
3.6 Διαμόρφωση πρότασης για ανάπτυξη συμβατικού παραγωγικού δυναμικού	18
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4</b>	19
4.1 Παραγωγικό δυναμικό	19
4.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος	20
4.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ρόδου	20
4.2.2 Επάρκεια ισχύος	21
4.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ρόδου	22
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5</b>	23
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κω-Καλύμνου	23
5.1 Παραγωγικό δυναμικό	23
5.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος	24
5.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κω-Καλύμνου	24
5.2.2 Επάρκεια ισχύος	25
5.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του συστήματος Κω-Καλύμνου	26
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6</b>	28
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λέσβου	28
6.1 Παραγωγικό δυναμικό	28
6.2 Εξέταση σεναρίων	29

6.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Λέσβου .....	29
6.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	30
6.2.3	Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης .....	31
6.2.4	Παραδοχές μελέτης σεναρίων.....	32
6.3	Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων.....	33
6.3.1	Γενικά.....	33
6.3.2	Διείσδυση ΑΠΕ.....	33
6.3.3	Κόστος σεναρίων.....	34
6.4	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λέσβου.....	36
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 .....</b>		<b>37</b>
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Θήρας.....		37
7.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	37
7.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	38
7.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Θήρας.....	38
7.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	38
7.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Θήρας.....	39
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 .....</b>		<b>40</b>
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λήμνου.....		40
8.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	40
8.2	Εξέταση σεναρίων.....	41
8.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Λήμνου .....	41
8.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	41
8.2.3	Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης .....	42
8.2.4	Παραδοχές μελέτης σεναρίων.....	43
8.3	Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2023-2027 .....	44
8.3.1	Γενικά.....	44
8.3.2	Διείσδυση ΑΠΕ.....	44
8.3.3	Κόστος σεναρίων.....	45
8.4	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λήμνου.....	47
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 .....</b>		<b>49</b>
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Καρπάθου .....		49
9.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	49
9.2	Εξέταση σεναρίων .....	50
9.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Καρπάθου.....	50

9.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	51
9.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης .....	51
9.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων .....	52
9.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων .....	53
9.3.1 Γενικά.....	53
9.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ.....	53
9.3.3 Κόστος σεναρίων .....	53
9.4 Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Καρπάθου .....	56
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10</b> .....	57
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Πάτμου .....	57
10.1 Παραγωγικό δυναμικό .....	57
10.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	57
10.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Πάτμου.....	57
10.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	58
10.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Πάτμου.....	59
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11</b> .....	60
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αμοργού .....	60
11.1 Παραγωγικό δυναμικό .....	60
11.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	60
11.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αμοργού.....	60
11.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	61
11.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αμοργού.....	62
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12</b> .....	63
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κύθνου .....	63
12.1 Παραγωγικό δυναμικό .....	63
12.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	63
12.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κύθνου.....	63
12.2.2 Επάρκεια ισχύος .....	64
12.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Κύθνου .....	65
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 13</b> .....	66
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αστυπάλαιας.....	66
13.1 Παραγωγικό δυναμικό .....	66
13.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	67
13.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας .....	67

13.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	68
13.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αστυπάλαιας	69
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 14</b> .....		70
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μήλου .....		70
14.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	70
14.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	70
14.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Μήλου .....	70
14.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	71
14.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μήλου .....	72
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 15</b> .....		73
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σάμου .....		73
15.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	73
15.2	Εξέταση σεναρίων .....	74
15.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σάμου .....	74
15.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	75
15.2.3	Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης .....	75
15.2.4	Παραδοχές μελέτης σεναρίων .....	76
15.3	Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2023-2028 .....	77
15.3.1	Γενικά .....	77
15.3.2	Διείσδυση ΑΠΕ .....	77
15.3.3	Κόστος σεναρίων .....	77
15.4	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σάμου .....	79
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 16</b> .....		81
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Χίου .....		81
16.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	81
16.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	82
16.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Χίου .....	82
16.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	83
16.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Χίου .....	83
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17</b> .....		84
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σίφνου .....		84
17.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	84
17.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	84
17.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σίφνου .....	84

17.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	85
17.3	Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σίφνου .....	86
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 18</b> .....		87
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ικαρίας.....		87
18.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	87
18.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	88
18.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Ικαρίας .....	88
18.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	88
18.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ικαρίας .....	89
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 19</b> .....		90
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σκύρου.....		90
19.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	90
19.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	90
19.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σκύρου .....	90
19.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	91
19.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σκύρου .....	92
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 20</b> .....		93
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σερίφου .....		93
20.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	93
20.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	94
20.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σερίφου .....	94
20.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	94
20.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σερίφου.....	95
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21</b> .....		96
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σύμης .....		96
21.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	96
21.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	97
21.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σύμης .....	97
21.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	97
21.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σύμης .....	98
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 22</b> .....		99
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μεγίστης .....		99
22.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	99
22.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	99

22.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Μεγίστης .....	99
22.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	100
22.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μεγίστης....	100
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 23</b> .....		101
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ανάφης .....		101
23.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	101
23.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	101
23.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Ανάφης .....	101
23.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	102
23.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ανάφης.....	102
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 24</b> .....		103
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ερείκουσας.....		103
24.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	103
24.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	103
24.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Ερείκουσας .....	103
24.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	104
24.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ερείκουσας	104
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 25</b> .....		105
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Δονούσας.....		105
25.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	105
25.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	105
25.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Δονούσας.....	105
25.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	106
25.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Δονούσας...	106
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 26</b> .....		107
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγίου Ευστρατίου.....		107
26.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	107
26.2	Εξέταση επάρκειας Ισχύος.....	107
26.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγίου Ευστρατίου .....	108
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 27</b> .....		110
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Οθωνών.....		110
27.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	110
27.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	110

27.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Οθωνών .....	110
27.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	111
27.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Οθωνών .....	111
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 28</b> .....		112
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγαθονησίου .....		112
28.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	112
28.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	112
28.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγαθονησίου .....	112
28.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	113
28.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγαθονησίου .....	113
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 29</b> .....		114
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αρκιών .....		114
29.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	114
29.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	114
29.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Αρκιών .....	114
29.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	115
29.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αρκιών .....	115
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 30</b> .....		116
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Γαύδου .....		116
30.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	116
30.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	116
30.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Γαύδου .....	116
30.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	117
30.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Γαύδου .....	117
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 31</b> .....		118
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αντικυθήρων .....		118
31.1	Παραγωγικό δυναμικό .....	118
31.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος .....	118
31.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Αντικυθήρων .....	118
31.2.2	Επάρκεια ισχύος .....	119
31.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αντικυθήρων .....	119
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 32</b> .....		120
Τράπεζα Φορητών Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών (H/Z) .....		120

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 33</b> .....	121
Διασυνδέσεις νησιών με Υποβρύχια Καλώδια Μέσης Τάσης.....	121
33.1 Ενισχύσεις και βελτιώσεις υφιστάμενων διασυνδέσεων.....	121
33.2 Διασυνδέσεις μεταξύ ηλεκτρικών συστημάτων .....	122

## ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΩΝ

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι:** Αναλυτικοί Πίνακες με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων ανά Σταθμό Παραγωγής στα ΗΣ των ΜΔΝ

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ:** Προγραμματισμός ΔΕΗ ΑΕ για ένταξη και αποξήλωση Μονάδων

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ:** Ζήτηση και αιχμή ΜΔΝ 2017-2028

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV:** Πίνακες και γραφήματα με εκτιμήσεις αιχμής και ζήτησης 2022-2028

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V:** Αποτελέσματα εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI:** Τράπεζα Φορητών Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών (H/Z)

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII:** Αναλυτικοί Πίνακες με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων ανά Σταθμό Παραγωγής σε ΗΣ που έχουν διασυνδεθεί και προτείνεται / εξετάζεται η μετεγκατάστασή τους στα ΜΔΝ



## Πίνακας συντομογραφιών

ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ ΑΕ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠ	Αιολικά Πάρκα
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά Πάρκα
ΣΒΒ	Σταθμοί Βιομάζας – Βιοαερίου
N-1	Κριτήριο εφεδρείας της μεγαλύτερης σε λειτουργία Συμβατικής Μονάδας ή του μεγαλύτερου σε λειτουργία Υποβρυχίου Καλωδίου
N-2	Κριτήριο εφεδρείας της δεύτερης μεγαλύτερης σε λειτουργία Συμβατικής Μονάδας
ΥΒΣ	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής
ΗΘΣ	Ηλιοθερμικός Σταθμός Παραγωγής
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΕΣΜΗΕ	Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΔΔΗΕ	Εθνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
Κώδικας ΜΔΝ	Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
ΘΗΣ	Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
ΑΣΠ	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
ΤΣΠ	Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
ΣΚ	Συνδυασμένος Κύκλος
Α/Σ	Αεριοστρόβιλος
ΜΕΚ	Μηχανή Εσωτερικής Καύσης, τύπου Diesel
Η/Ζ	Ηλεκτροπαραγωγό Ζεύγος
ΔΠΑ	Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς του ΑΔΜΗΕ
ΗΣ	Ηλεκτρικό Σύστημα
ΤΟΣ	Τεχνικοοικονομικά Στοιχεία συμβατικών Μονάδων
ΓΔ/ΟΥΠ	Γενική Διεύθυνση Θερμοηλεκτρικής & Υδροηλεκτρικής Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

### Εισαγωγή

Σύμφωνα με το Άρθρο 141 του Κώδικα ΜΔΝ, ο οποίος τέθηκε σε ισχύ τον Φεβρουάριο του 2014, καθώς και βάσει της Παρ.2δ του Άρθρου 129 του Ν.4001/2011, ο Διαχειριστής ΜΔΝ εκπονεί Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστημάτων ΜΔΝ.

Το παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης αφορά στην επταετία 2022-2028, και εξετάζει τον προσδιορισμό του τύπου και του μεγέθους των Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, Συμβατικών και ΑΠΕ, καθώς και την έγκαιρη εγκατάσταση του απαραίτητου αυτού δυναμικού μέσα στο εξεταζόμενο διάστημα.

Οι βασικοί στόχοι και οι αρχές του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής, περιγράφονται αναλυτικά στα Άρθρα 140 και 142 του Κώδικα ΜΔΝ, ενώ η μεθοδολογία εκπόνησής του στο Κεφάλαιο 2 του «Εγχειριδίου Προγράμματος Ανάπτυξης Συστημάτων ΜΔΝ», στο εξής «Εγχειρίδιο ΠΑ».

Στα Κεφάλαια που ακολουθούν παρατίθενται αναλυτικά τα Προγράμματα Ανάπτυξης για κάθε ΗΣ των ΜΔΝ. Στα Παραρτήματα, τα οποία αποτελούν αναπόσπαστο μέρος του παρόντος, δίνονται συγκεντρωτικά τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα ανάλυση, καθώς και τα αποτελέσματα των εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης της συμβατικής παραγωγής.

Συγκεκριμένα, στο Παράρτημα I παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών μονάδων, με βάση τις Δηλώσεις ΤΟΣ που υποβλήθηκαν από τη ΓΔ/ΘΥΠ της ΔΕΗ Α.Ε., η διάρκεια των αδειών παραγωγής τους και οι οδηγίες ρύπων στις οποίες εμπίπτουν.

Στο Παράρτημα II περιλαμβάνονται τα δεδομένα που υπεβλήθησαν από τη ΔΕΗ, σχετικά με τον προγραμματισμό ένταξης, αποξήλωσης και δυνατότητας μεταφοράς μονάδων.

Στο Παράρτημα III παρουσιάζονται αναλυτικοί Πίνακες για τα ηλεκτρικά συστήματα ΜΔΝ με τα απολογιστικά στοιχεία ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2017-2021, τις εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2022-2028, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές φορτίου.

Στο Παράρτημα IV παρουσιάζονται γραφήματα για κάθε ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ για το χρονικό διάστημα 2022-2028, στα οποία απεικονίζεται η συνολική αποδιδόμενη ισχύς θέρους, σε συνθήκες καύσωνα, των συμβατικών Μονάδων του συστήματος, η εκτίμηση της αιχμής, η αναγκαία εφεδρεία και το τυχόν προκύπτον έλλειμμα ισχύος.

Στο Παράρτημα V δίνονται συγκεντρωτικά τα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις των εναλλακτικών σεναρίων, που εξετάστηκαν για την ανάπτυξη της συμβατικής παραγωγής στα ΗΣ των ΜΔΝ.

Στο Παράρτημα VI παρατίθεται πίνακας με τα Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη (H/Z) ανά ΗΣ, τα οποία ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών H/Z».

Τέλος, στο Παράρτημα VII παρατίθεται πίνακας με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που προτείνεται να μεταφερθούν από ΗΣ που έχουν διασυνδεθεί σε ΗΣ των ΜΔΝ.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### Αρχές εκπόνησης

#### 2.1 Βασικές αρχές

Η εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής των ΜΔΝ βασίζεται σε μία σειρά από αρχές, δεδομένα, θεωρήσεις και παραδοχές, οι οποίες σχετίζονται και απορρέουν από το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο και τις ιδιαιτερότητες του κάθε νησιωτικού συστήματος. Οι εν λόγω παράγοντες υπαγορεύουν σε μεγάλο βαθμό τις συμβατές με τις αρχές του Κώδικα ΜΔΝ πολιτικές διαχείρισης που υιοθετούνται, το είδος και τα χαρακτηριστικά των νέων Μονάδων που εξετάζονται, αλλά και τα κριτήρια αποδοχής των εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης που εφαρμόζονται στο πλαίσιο της μελέτης καθώς και μια σειρά επιλογών, οι οποίες προσιδιάζουν στο περιβάλλον και τις συνθήκες των νησιωτικών συστημάτων.

Με βάση τα παραπάνω, προσδιορίζονται για κάθε ΗΣ των ΜΔΝ, η εξέλιξη της ζήτησης και της αιχμής για τα επόμενα επτά έτη, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό των ΗΣ των ΜΔΝ, όπου εκτιμάται ότι θα παρουσιαστεί έλλειμμα ισχύος στο εξεταζόμενο διάστημα. Για τα υπόψη ΗΣ γίνεται διερεύνηση τρόπων κάλυψης του προκύπτοντος ελλείμματος και εκπονούνται μελέτες εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης των συγκεκριμένων συστημάτων.

#### 2.2 Πρόσθετες αρχές λόγω εισαγωγής νέων δεδομένων

Κατά την κατάρτιση του παρόντος Προγράμματος, λαμβάνονται υπόψη επιπλέον τα παρακάτω δεδομένα:

##### 2.2.1 Διασυνδέσεις ΗΣ με ΕΣΜΗΕ

Το παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης αφορά στην αυτόνομη λειτουργία των ΗΣ των ΜΔΝ. Ως εκ τούτου, ο σχεδιασμός ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού πραγματοποιείται με χρονικό ορίζοντα το προβλεπόμενο έτος ολοκλήρωσης των διασυνδέσεων. Σύμφωνα με τα προκαταρκτικά σχέδια του υπό διαβούλευση ΔΠΑ για τα έτη 2023 -2032, προβλέπεται η διασύνδεση με το ΕΣΜΗΕ του συνόλου των ΜΔΝ, με εξαίρεση ορισμένων πολύ μικρών συστημάτων τα οποία θα παραμείνουν αυτόνομα. Συγκεκριμένα, για το ΗΣ της Κρήτης, με βάση τις πλέον πρόσφατες ενημερώσεις από τον ΑΔΜΗΕ, η διασύνδεση ΕΡ 150kV, ονομαστικής ικανότητας 2×200 MVA Κρήτη – Πελοπόννησος, ολοκληρώθηκε το θέρους του 2021, για τις Δυτικές Κυκλάδες, που αφορά τα ΗΣ Θήρας, Μήλου, Σερίφου και Κύθνου (Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων) αναμένεται να ολοκληρωθεί σταδιακά μέχρι το 2024, ενώ για τα ΜΔΝ του Βορείου Αιγαίου και των Δωδεκανήσων αναμένεται να ολοκληρωθεί σταδιακά μέχρι το 2029.

##### 2.2.2 Αίτημα ανάκλησης Αδειών

Η ΔΕΗ ΑΕ έχει καταθέσει προς τη ΡΑΕ αίτημα ανάκλησης των Αδειών Παραγωγής νέων Μονάδων που προορίζονται για τα ΗΣ Κω-Καλύμνου, Θήρας, Λήμνου, Σάμου, Σερίφου, Κύθνου και Αστυπάλαιας. Το εν λόγω αίτημα θα πρέπει να εξεταστεί ιδιαιτέρως προσεκτικά, καθώς κατά τα προβλεπόμενα στην παρ. 7 του άρθρου 24 του Ν.4414/2016, εφόσον έχει διαπιστωθεί ότι η ηλεκτροδότηση συγκεκριμένου Συστήματος ΜΔΝ μέσω της διασύνδεσης

του Συστήματος αυτού με το ΕΣΜΗΕ ή το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο του ΕΔΔΗΕ, είναι, σε μακροπρόθεσμη βάση, οικονομικά αποδοτικότερη, σε σύγκριση με την αυτόνομη ανάπτυξη του και έχει εκδοθεί σχετική Απόφαση περί διασύνδεσης, μπορεί να χορηγείται άδεια παραγωγής για νέο δυναμικό παραγωγής με συμβατικές μονάδες, μόνο για το χρονικό διάστημα μέχρι την ολοκλήρωση της διασύνδεσης, με βάση το δεσμευτικό χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσής της. Κατά τα λοιπά, μέχρι την έκδοση της υπόψη Απόφασης (κατά τα διαλαμβανόμενα στην παρ. 2 του άρθρου 108Α, Ν. 4001/2011) για την οικονομικότητα της διασύνδεσης συγκεκριμένου ΜΔΝ, άδεια παραγωγής για συμβατικές μονάδες στο εν λόγω Σύστημα ΜΔΝ χορηγείται για τρία (3) έτη και με δυνατότητα παράτασης για ίσο χρόνο, εφόσον τεκμηριώνεται ανάγκη ασφάλειας εφοδιασμού με ηλεκτρική ενέργεια, με τη θεώρηση ότι αφορά στην κάλυψη έκτακτης ανάγκης.

Στο παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής γίνεται διερεύνηση των προβλημάτων επάρκειας ηλεκτροδότησης και ανάλυση των αναγκών για νέο παραγωγικό δυναμικό στα ΜΔΝ για την επόμενη επταετία, εξετάζοντας ως εναλλακτικό σενάριο την εγκατάσταση του δυναμικού, για το οποίο η ΔΕΗ αιτείται ανάκληση της Άδειας Παραγωγής.

### 2.2.3 Οδηγίες IED (2010/75/EU) και MCPD (2015/2193/EU)

Η διαθεσιμότητα των μονάδων για τα επόμενα χρόνια θα εξαρτηθεί κατά κύριο λόγο από τον τρόπο προσαρμογής στις περιβαλλοντικές οδηγίες 2010/75/EU (IED) και 2015/2193/EU (MCPD). Οι περιβαλλοντικές απαιτήσεις σύμφωνα με την Οδηγία IED αφορούν σε Μονάδες με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ τουλάχιστον ίση με 50 MW<sub>th</sub> σε κοινή καπνοδόχο, ανεξάρτητα από το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιούν, ενώ αντίστοιχα η Οδηγία MCPD αφορά σε μεσαίου μεγέθους Μονάδες ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης του 1 MW<sub>th</sub> και μικρότερης των 50 MW<sub>th</sub>.

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 34 της Οδηγίας IED, η εξαίρεση συμμόρφωσης με τις απαιτήσεις εκπομπών βιομηχανικών ρύπων που είχε δοθεί για τα Μικρά Απομονωμένα Συστήματα έχει λήξει ήδη από 31.12.19. Στην Οδηγία αυτή καθορίζονται οι Οριακές Τιμές Εκπομπών (ΟΤΕ) μόνο για Ατμομονάδες (ΑΤΜ) και Αεριοστροβίλους (Α/Σ). Για τις Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) ο καθορισμός των ΟΤΕ προσδιορίζεται στο Εγχειρίδιο των Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (ΒΔΤ) (Εκτελεστική Απόφαση 1442/2017/ΕΕ, 31.07.2017), με ημερομηνία συμμόρφωσης τέσσερα έτη μετά την έκδοσή του, δηλαδή στα μέσα του 2021. Σύμφωνα με την παράγραφο 3.2 της εν λόγω Εκτελεστικής Απόφασης (ΕΕ) 2017/1442 της Επιτροπής, τα συνδεδεμένα με τις ΒΔΤ επίπεδα εκπομπών για τις θερμικές Μονάδες, σε νησιά τα οποία αποτελούν τμήμα μικρού απομονωμένου συστήματος ή απομονωμένου μικροσυστήματος, λόγω τεχνικών, οικονομικών και υλικοτεχνικών περιορισμών/υποδομών, ενώ εκκρεμεί η διασύνδεση στις με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας στις ηπειρωτικής χώρας ή η πρόσβαση στην παροχή φυσικού αερίου, εφαρμόζονται από την 1<sup>η</sup> Ιανουαρίου 2030 για τις υφιστάμενες θερμικές Μονάδες και από την 1<sup>η</sup> Ιανουαρίου 2025 για νέες Μονάδες.

Αναφορικά με τις μεσαίου μεγέθους Μονάδες, σύμφωνα με το Άρθρο 6.4 της Οδηγίας MCPD, απαιτείται η συμμόρφωση προς τις ΟΤΕ από 1.1.2030, όλων των υφιστάμενων μονάδων, δηλαδή όλων των μονάδων που είναι εγκατεστημένες και

λειτουργούν, τόσο σε Μικρά Απομονωμένα Συστήματα όσο και στα Απομονωμένα Μικροδίκτυα, με άδεια παραγωγής πριν την 19.12.2017 και με ημερομηνία λειτουργίας πριν την 20.12.2018. Για τις νέες μονάδες, ήτοι για Μονάδες με ημερομηνία λειτουργίας μετά την 20.12.2018, ως ημερομηνία συμμόρφωσης ορίζεται η 1.1.2025.

Στην Οδηγία IED εμπίπτουν οι Α/Σ 3 και 1 του ΑΗΣ Σορωνής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 18 MW και 17,5 MW αντίστοιχα, βάσει της οποίας δε δύναται να λειτουργούν πλέον των 500 ωρών ετησίως.

Επισημαίνεται ωστόσο ότι κάθε νέα μονάδα που θα εγκατασταθεί θα πρέπει να έχει τα απαιτούμενα χαρακτηριστικά ώστε να είναι τεχνικά εφικτή και με οικονομικούς όρους η συμμόρφωσή της με τις οδηγίες IED και MCPD στο μέλλον.

Στο Παράρτημα Ι παρατίθενται οι υφιστάμενες συμβατικές Μονάδες και οι οδηγίες ρύπων στις οποίες αυτές εμπίπτουν.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

### Περιγραφή μεθοδολογίας εκπόνησης Προγράμματος Ανάπτυξης

#### 3.1 Γενικά

Η εκπόνηση μελετών στις οποίες εξετάζονται σενάρια ανάπτυξης παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ αποτελεί σύνθετη διαδικασία με πολλές παραμέτρους. Οι μελέτες αφορούν σε προσομοιώσεις – με ωριαίο βήμα – της ετήσιας μελλοντικής λειτουργίας κάθε συστήματος, με εξέταση ποικίλων σεναρίων ανάπτυξης, με σκοπό τον προσδιορισμό του σεναρίου που ικανοποιεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο τους στόχους και τις απαιτήσεις του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής.

Στόχος του προγραμματισμού ανάπτυξης σε κάθε ΗΣ είναι η επιλογή εκείνου του σεναρίου μέσω του οποίου εξασφαλίζεται πρωταρχικά η κάλυψη του φορτίου και της εφεδρείας, ενώ παράλληλα επιτυγχάνεται αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, κατά το δυνατόν οικονομική λειτουργία του συστήματος και ανταπόκριση του Διαχειριστή στις υποχρεώσεις που έχει αναλάβει έναντι των Παραγωγών ΑΠΕ για την απορρόφηση ενέργειας από Σταθμούς ΑΠΕ.

Στα αποτελέσματα των μελετών περιλαμβάνεται και η επίπτωση κάθε σεναρίου στο κόστος του συστήματος, με διάκριση ως προς το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub>, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου της νέας συμβατικής ισχύος, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος ενοικίασης συμβατικών Μονάδων.

#### 3.2 Δεδομένα για την εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης

Για την εκπόνηση του ΠΑ των ΜΔΝ τα δεδομένα που λαμβάνονται υπόψη ορίζονται και περιγράφονται στο άρθρο 142, παρ.3 του Κώδικα ΜΔΝ, καθώς και στο σχετικό «Εγχειρίδιο ΠΑ».

Όσον αφορά στη διαθεσιμότητα και στα χαρακτηριστικά του υφιστάμενου δυναμικού παραγωγής, στο Παράρτημα Ι παρουσιάζονται αναλυτικοί πίνακες, όπως αυτοί έχουν υποβληθεί στον ΔΕΔΔΗΕ από τη ΔΕΗ ΑΕ, στο πλαίσιο της υποβολής των δηλώσεων τεchnικοοικονομικών στοιχείων, με όλες τις υφιστάμενες Μονάδες ανά Συμβατικό Σταθμό. Στους πίνακες συμπεριλαμβάνονται, μεταξύ άλλων στοιχείων, ο τύπος κάθε μονάδας, η ισχύς της και η λειτουργική της κατάσταση. Ειδικά για την ισχύ εκάστης μονάδας δίνεται η αποδιδόμενη, η μικτή κατά την περίοδο του θέρους και επιπλέον η μικτή υπό συνθήκες καύσωνα.

Όσον αφορά στον προγραμματισμό ένταξης και αποξήλωσης Μονάδων, στο Παράρτημα ΙΙ παρουσιάζονται τα στοιχεία που υποβλήθηκαν από τη ΓΔ/ΘΥΠ της ΔΕΗ ΑΕ για τις ανάγκες εκπόνησης του παρόντος. Επιπροσθέτως, στο Παράρτημα Ι περιλαμβάνονται οι μονάδες που πρόκειται να μεταφερθούν από ΗΣ που έχουν ήδη διασυνδεθεί, για την κάλυψη εκτάκτων αναγκών κατά το θέρος του 2022, στα πλαίσια εξέτασης της επάρκειας του παραγωγικού δυναμικού, κατόπιν πρότασης του Διαχειριστή ΜΔΝ. Σημειώνεται ότι σε ό,τι αφορά τις προτεινόμενες μετεγκαταστάσεις μονάδων από

νησιά που έχουν ήδη διασυνδεθεί έχει ληφθεί μέριμνα ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις του ΑΔΜΗΕ ως προς την ισχύ που είναι αναγκαίο να διατηρηθεί σε καθεστώς εφεδρείας στα υπόψη νησιά.

Οι εκτιμήσεις εξέλιξης ζήτησης και αιχμής, τα λοιπά δεδομένα και τα εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης που εξετάστηκαν για κάθε ΗΣ παρατίθενται στην αντίστοιχη ενότητα του υπόψη ΗΣ. Σημειώνεται ότι η εξέταση της επάρκειας ηλεκτροδότησης ανά ΗΣ έγινε υπό το πρίσμα των έκτακτων καταστάσεων που έλαβαν χώρα κατά το θέρος 2021, όπου σημειώθηκαν ξαφνικές βλάβες, αλλά και σημαντική μείωση της αποδιδόμενης ισχύος των μονάδων, συνέπεια των παρατεταμένων συνθηκών καύσωνα, παράλληλα με την μεγάλη αύξηση της αιχμής φορτίου. Συγκεκριμένα, για τον υπολογισμό της περίσσειας ή του ελλείμματος ισχύος, το συνολικό παραγωγικό δυναμικό ανά σταθμό παραγωγής εκάστου ΗΣ υπολογίστηκε με βάση την ισχύ των μονάδων υπό συνθήκες καύσωνα.

Σε ότι αφορά τη διατήρηση της ελάχιστης αναγκαίας ισχύος δυναμικού παραγωγής, σύμφωνα με το Άρθρο 142 του Κώδικα ΜΔΝ, εφαρμόζεται από τον Διαχειριστή, κατά τον προγραμματισμό, είτε κριτήριο επάρκειας δυναμικού, ώστε η απώλεια δυναμικού ίσου με την ισχύ της μεγαλύτερης, να μην έχει ως αποτέλεσμα την Περικοπή Φορτίου (εφεδρεία μεγαλύτερης Μονάδας), είτε άλλο κριτήριο επάρκειας δυναμικού. Για την εκπόνηση του παρόντος Προγράμματος Ανάπτυξης ακολουθήθηκαν δύο προσεγγίσεις τήρησης εφεδρείας λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες κάθε ΗΣ. Ειδικότερα, σε ΗΣ με μεγάλη ζήτηση και τουριστική κίνηση, όπου κατά το προηγούμενο διάστημα παρουσιάστηκαν ταυτόχρονα βλάβες σε περισσότερες από μία Μονάδες, με αποτέλεσμα την κατά περιπτώσεις οριακή εξασφάλιση της ηλεκτροδότησης, εξετάστηκε η δυνατότητα κάλυψης της αναμενόμενης αιχμής ζήτησης και της εφεδρείας των δύο μεγαλύτερων μονάδων, από το υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό (N-2). Πρόκειται για τα ΗΣ Ρόδου, Λέσβου, Κω-Καλύμνου, Χίου, Θήρας και Σάμου. Στα υπόλοιπα ΗΣ εξετάστηκε η δυνατότητα κάλυψης της αναμενόμενης αιχμής ζήτησης και της εφεδρείας της μεγαλύτερης μονάδας (N-1).

Τέλος, για την κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος λαμβάνονται υπόψη οι προτεινόμενες κατά το θέρος 2022 εντάξεις νέων μονάδων και μεταφορές από ΗΣ που έχουν διασυνδεθεί.

### 3.3 Εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής

Ο προσδιορισμός των ΗΣ των ΜΔΝ στα οποία παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος μέσα στην επόμενη επταετία γίνεται με βάση το υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό υπό συνθήκες καύσωνα, την εφεδρεία της μεγαλύτερης μονάδας (N-1) ή των δύο μεγαλύτερων μονάδων (N-2) σύμφωνα με τα ανωτέρω, και τις εκτιμήσεις αιχμής για το κάθε ΗΣ των ΜΔΝ.

Αναφορικά με τον υπολογισμό του δυναμικού παραγωγής στα πλαίσια εκπόνησης του παρόντος, εξετάζονται τα καινούρια δεδομένα που επιφέρουν στα ΜΔΝ οι νέες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, στο ΗΣ Ρόδου, όπως είναι γνωστό, έχει εκδοθεί άδεια παραγωγής για μονάδα ΣΗΘΥΑ, ενώ στα ΗΣ Λέσβου, Κω-Καλύμνου και Χίου, έχουν εκδοθεί άδειες κατασκευής πλωτών σταθμών παραγωγής



ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικά για το ΗΣ της Ρόδου, δεδομένου ότι έχει ήδη υποβληθεί αίτημα σύνδεσης στο δίκτυο του σταθμού ΣΗΘΥΑ, αναλύονται και εξετάζονται δύο εναλλακτικές υποθέσεις: η μία αξιοποιώντας τα υφιστάμενα δεδομένα και τα στοιχεία, όπως ισχύουν κατά τον χρόνο υλοποίησης του παρόντος κι η δεύτερη με τη θεώρηση ότι η διαθέσιμη συμβατική ισχύς θα ενισχυθεί κατά την προαναφερθείσα εκδοθείσα άδεια για μονάδα ΣΗΘΥΑ.

Οι διαθέσιμες μέθοδοι εκτίμησης της ζήτησης και της αιχμής των ΜΔΝ για την επόμενη επταετία περιγράφονται στην παράγραφο 2.2 του «Εγχειριδίου ΠΑ». Για την εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής του φορτίου σε κάθε ΗΣ των ΜΔΝ, ως βασική μέθοδος χρησιμοποιήθηκε η Μέθοδος 7, λαμβάνοντας υπόψη τα απολογιστικά στοιχεία ζήτησης και αιχμής των ΜΔΝ από το 2005 μέχρι και το 2021. Με δεδομένη τη μεταβλητότητα της συμπεριφοράς του φορτίου τα τελευταία χρόνια και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε συστήματος ΜΔΝ (τουριστική κίνηση, οικονομική δραστηριότητα, συντελεστής φορτίου), πραγματοποιούνται συμπληρωματικές εκτιμήσεις και επιλέγεται η καταλληλότερη μέθοδος εκτίμησης για κάθε σύστημα ΜΔΝ.

Στο Παράρτημα III παρουσιάζονται αναλυτικοί Πίνακες για τα ηλεκτρικά συστήματα ΜΔΝ με τα απολογιστικά στοιχεία ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2017-2021, τις εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2022-2028, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές φορτίου. Επιπρόσθετα, στους συγκεκριμένους Πίνακες παρουσιάζεται ο συντελεστής φορτίου κάθε ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ, ο οποίος αναδεικνύει κατά περίπτωση την έντονη εποχικότητα του φορτίου.

### 3.4 Μελέτες ανάπτυξης παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ

Για την εκπόνηση των μελετών ανάπτυξης της παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ, αρχικά απαιτείται προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού για την επταετία 2022-2028, έπειτα προσομοίωσή τους με κατάλληλο μοντέλο και τέλος, κατόπιν αξιολόγησης των οικονομικών και ενεργειακών αποτελεσμάτων, προκρίνεται το σενάριο εκείνο που ικανοποιεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο τους στόχους και τις απαιτήσεις του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής.

Η λογική προσδιορισμού των σεναρίων, καθώς και η μεθοδολογία προσομοίωσης της λειτουργίας των ΗΣ για την επόμενη επταετία για τα διάφορα σενάρια ανάπτυξης περιγράφεται αναλυτικά στην παράγραφο 2.3 του «Εγχειριδίου ΠΑ». Επίσης παρατίθενται οι παραδοχές για τα κόστη ενοικίασης, μεταφοράς και εγκατάστασης νέων μονάδων, καθώς και για τα κόστη καυσίμων, εκπομπών CO<sub>2</sub> και λειτουργίας και συντήρησης των Μονάδων. Τέλος περιγράφονται τα κριτήρια επιλογής του καταλληλότερου σεναρίου για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού.

Επιπλέον, για τις ωριαίες προσομοιώσεις, η αρχική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ κάθε ΗΣ θεωρείται ίση με την ισχύ των Σταθμών ΑΠΕ που λειτουργούν στο ΗΣ κατά τον Ιανουάριο του 2022. Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ προκύπτει λαμβάνοντας υπόψη την υφιστάμενη κατάσταση αλλά και τις σχετικές εισηγήσεις του Διαχειριστή ΜΔΝ προς τη ΡΑΕ αναφορικά με τα περιθώρια ισχύος στα ΜΔΝ, και είναι κοινή για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια σε κάθε ΗΣ.

Η υλοποίηση των σεναρίων πραγματοποιείται με τη χρήση λογισμικού, ο αλγόριθμος του οποίου περιγράφεται στην παράγραφο 2.4 «Εγχειριδίου ΠΑ».

### 3.5 Παραδοχές για τα κόστη

#### *Κόστος εγκατάστασης νέων Μονάδων και κόστος μετεγκατάστασης Μονάδων*

Σύμφωνα με τα στοιχεία που έχει στη διάθεσή του ο Διαχειριστής ΜΔΝ από πρόσφατους διαγωνισμούς της ΔΕΗ ΑΕ για την εγκατάσταση νέας συμβατικής ισχύος, το κόστος εγκατάστασης νέων συμβατικών μονάδων κυμαίνεται περίπου σε:

- 800.000 €/MW για Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ),
- 650.000 €/MW για μονάδες αεριοστροβίλου,
- 500.000 €/MW για σταθερά Η/Ζ ισχύος 1,0 MW έκαστο,
- 550.000 €/MW για σταθερά Η/Ζ ισχύος 0,5 MW έκαστο,
- 100.000 €/MW για μετεγκατάσταση Η/Ζ από ΗΣ που διασυνδέονται.

Στην παράγραφο 3.2 του «Εγχειριδίου ΠΑ» περιγράφεται ο επιμερισμός της παρούσας αξίας της επένδυσης σε ετήσια βάση.

#### *Κόστος ενοικίασης ισχύος*

Για την κάλυψη του ελλείμματος με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος κατά τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο (σύνολο ημερών 62), το μοναδιαίο κόστος ανέρχεται περίπου σε 1.000 €/MW/ημέρα, σύμφωνα με πρόσφατες συμβάσεις της ΔΕΗ ΑΕ με ιδιώτες προμηθευτές φορητών συμβατικών μονάδων, το οποίο ισοδυναμεί με 62.000 €/MW για την περίοδο ενοικίασης κάθε έτος.

#### *Μεταβλητά κόστη (λειτουργίας και συντήρησης, καυσίμων, CO<sub>2</sub>)*

Τα κόστη καυσίμων θεωρήθηκαν 404 €/tn για το μαζούτ και 835 €/klτ για το diesel, ενώ το κόστος εκπομπών θεωρήθηκε ίσο με 46 €/tn CO<sub>2</sub>, με βάση υφιστάμενες μέσες απολογιστικές τιμές για το 2021. Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης θεωρήθηκε ίσο με 4 €/MWh για όλες τις μονάδες, ως μέση τιμή από απολογιστικά στοιχεία.

### 3.6 Διαμόρφωση πρότασης για ανάπτυξη συμβατικού παραγωγικού δυναμικού

Από τα εναλλακτικά σενάρια που εξετάζονται, ως προτεινόμενο σενάριο ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού επιλέγεται αυτό που ικανοποιεί καλύτερα τους βασικούς στόχους του Προγράμματος Ανάπτυξης, και πιο συγκεκριμένα αυτό που πληροί τις περισσότερες προδιαγραφές, όπως αυτές περιγράφονται στην παράγραφο 3.3 του «Εγχειριδίου ΠΑ».

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ρόδου

#### 4.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω σταθμούς παραγωγής:

- ΑΗΣ Ρόδου (Σορωνής), συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 187 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 173 MW.
- ΘΗΣ Ν. Ρόδου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος, 119,49 MW, η οποία παραμένει ίδια και σε συνθήκες καύσωνα.
- 5 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 48,55 MW
- 216 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 18,17 MW

Στον ΑΗΣ Ρόδου βρίσκονται εγκατεστημένες πέντε Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) και δύο Ατμομονάδες (ΑΤΜ) που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και τέσσερις Αεριοστρόβιλοι (Α/Σ) που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Η μονάδα D1 CEGIELSKI B&W 9RTA58, βρίσκεται σε βλάβη και αναμένεται να είναι διαθέσιμη από το έτος 2023.

Στον ΘΗΣ Ν. Ρόδου είναι εγκατεστημένες επτά νέες Μονάδες WARTSILA 18V46, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Ο νέος σταθμός τέθηκε σε εμπορική λειτουργία τον Αύγουστο του 2019.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και των δύο σταθμών της Ρόδου.

Ως Μονάδες must-run λειτουργούν μία μονάδα ΜΕΚ και μία Ατμομονάδα του ΑΗΣ Ρόδου, καθώς και δύο μονάδες από τον νέο ΘΗΣ. Ειδικότερα, η Ατμομονάδα, παρ' όλο που έχει περίπου 50% μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση από τις ΜΕΚ, λειτουργεί ως Μονάδα υποχρεωτικής ένταξης, καθώς η λειτουργία της απαιτείται και για τις ανάγκες προθέρμανσης του μαζούτ για όλο τον Σταθμό, ενώ και τα τεχνικά της χαρακτηριστικά δεν επιτρέπουν συχνές σβέσεις και επανεκκινήσεις. Οι Αεριοστρόβιλοι λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Ρόδου περιλαμβάνεται στη Α' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Νοτιοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Αναφορικά με τις Μονάδες του ΑΗΣ Σορωνής, το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο ΑΤΜ, του Α/Σ 1, ισχύος 17,5 MW, της ΜΕΚ DIESEL 1, του Α/Σ 3, και της ΜΕΚ DIESEL 2. Το 2022 λήγει η άδεια του Α/Σ 2. Τέλος, το 2027 λήγει η Άδεια Παραγωγής των ΜΕΚ DIESEL 3,4 και 5.

### Νέες Οδηγίες Ρύπων

Οι μονάδες που εμπίπτουν στην οδηγία IED είναι οι 5 ΜΕΚ, οι 4 Α/Σ του ΑΗΣ Σορωνής καθώς και όλες οι μονάδες του νέου ΘΗΣ. Από τους τέσσερις Α/Σ του ΑΗΣ Σορωνής, μόνο οι Α/Σ 2 και 4 συμμορφώνονται με την οδηγία IED σε αντίθεση με τους Α/Σ 3 και 1, οι οποίοι δε δύνανται να λειτουργούν πλέον των 500 ωρών ετησίως για το λόγο αυτό.

Οι μονάδες που εμπίπτουν στην οδηγία MCPD είναι οι 2 ΑΤΜ, συνολικής ισχύος 29 MW.

Η ισχύς της οδηγίας IED, αναφορικά με τις ΜΕΚ, καθώς και της οδηγίας MCPD ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

### Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. 430/2015 Απόφαση της ΡΑΕ στο ΗΣ Ρόδου έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή μονάδας Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας (ΣΗΘΥΑ), συνολικής ισχύος 22 MW παραγωγής και επιπροσθέτως έχει ήδη υποβληθεί αίτημα σύνδεσης στο δίκτυο της υπόψη μονάδας, ως εκ τούτου παρακάτω εξετάζονται δύο εναλλακτικές υποθέσεις: η μία αξιοποιώντας τα υφιστάμενα δεδομένα και τα στοιχεία, όπως ισχύουν κατά τον χρόνο υλοποίησης του παρόντος κι η δεύτερη με τη θεώρηση ότι η διαθέσιμη συμβατική ισχύς του ΗΣ θα ενισχυθεί κατά τον προαναφερθέντα σταθμό ΣΗΘΥΑ.

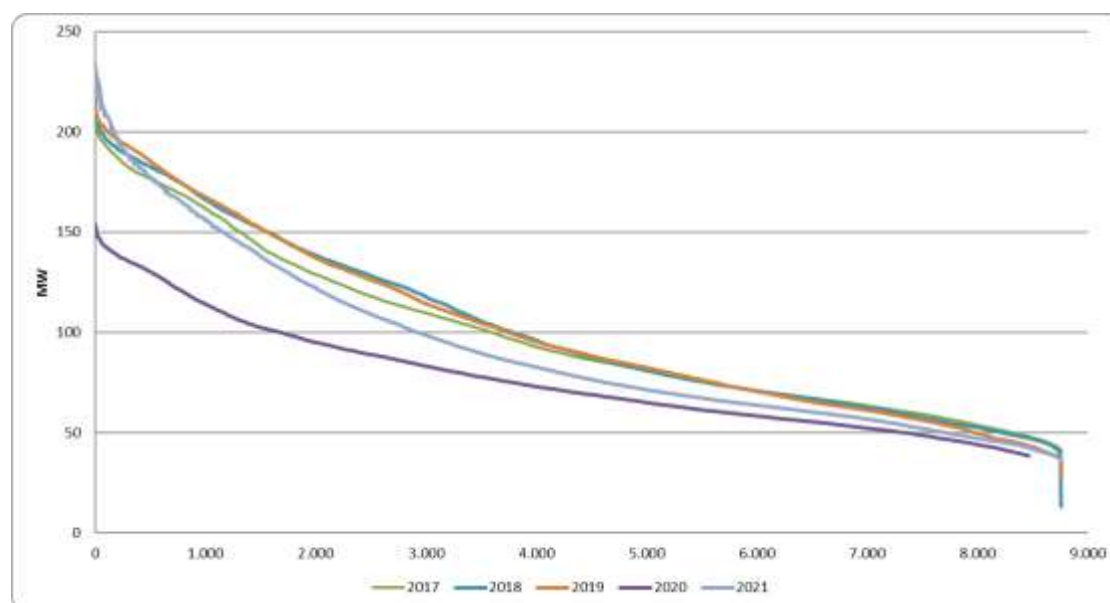
## 4.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

### 4.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ρόδου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.1, στο σύστημα της Ρόδου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 37,5% και 46,6%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι σχετικά εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 4.1.

**Πίνακας 4.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	95,48	98,70	99,00	72,58	88,38
<b>Αιχμή (MW)</b>	206,70	211,70	215,90	155,80	235,80
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	46,2	46,6	45,9	46,6	37,5

**Διάγραμμα 4.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Ρόδου για τα έτη 2017-2021**

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των ετών 2017-2021 προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο ορθολογικά θα πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 60 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 125 MW. Το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από μονάδες μαζούτ, εάν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, όσο και από τις μονάδες ελαφρού καυσίμου, δηλαδή τους αεριοστροβίλους.

#### 4.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Ρόδο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2026, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 4.2.

**Πίνακας 4.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Ρόδου για τα έτη 2022-2027**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Ζήτηση (GWh)</b>	876,81	885,58	894,44	903,38	912,42	921,54
<b>Αιχμή (MW)</b>	237,47	239,84	242,24	244,66	247,11	249,58
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	283,49	292,49	292,49	292,49	292,49	292,49
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	26	26	26	26	26	26
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1 (MW)</b>	20,02	26,65	24,25	21,83	19,38	16,91
<b>Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	20	20	20	20	20	20
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2(MW)</b>	0,02	6,65	4,25	1,83	-0,62	-3,09

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με τη θεώρηση ότι πρόκειται να ανανεωθούν όλες οι άδειες των μονάδων που λήγουν.

Συγκεκριμένα, η παράταση της Άδειας Παραγωγής των Αεριοστροβίλων κρίνεται εύλογη, καθώς με την ένταξη του νέου ΘΗΣ η λειτουργία τους έχει περιοριστεί. Επιπλέον, οι DIESEL 1 έως και 5 αποτελούν κρίσιμες Μονάδες για τη δυνατότητα απορρόφησης ΑΠΕ και ρύθμισης συχνότητας για την ευστάθεια του συστήματος και η παράταση της Άδειάς τους κρίνεται επίσης εύλογη.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα και για τη ασφάλεια του ΗΣ Ρόδου, κρίνεται αναγκαία η διατήρηση όλων των Μονάδων και των δύο σταθμών του ΗΣ Ρόδου για το εξεταζόμενο διάστημα.

#### **4.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ρόδου**

Δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης του ΗΣ της Ρόδου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027, εξετάζεται η επάρκεια ισχύος για το χρονικό διάστημα 2022-2027 και προτείνονται τα ακόλουθα.

##### ***A' Εναλλακτική – Υφιστάμενη Κατάσταση***

Για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Ρόδου, καθώς και το γεγονός ότι παρουσιάζεται μικρό σχετικά έλλειμμα και μόνο τα δύο τελευταία έτη πριν τη διασύνδεση προκρίνεται ως βασική πρόταση η μετεγκατάσταση φορητών Η/Ζ από άλλα Ηλεκτρικά Συστήματα που διασυνδέονται, όπως για παράδειγμα από τα ΗΣ της Θήρας και της Σερίφου.

Εναλλακτικά, σε περίπτωση που δεν είναι εφικτή η μεταφορά φορητών Η/Ζ από άλλο Ηλεκτρικό Σύστημα προτείνεται η μίσθωση ισχύος κατά την περίοδο του θέρους.

##### ***B' Εναλλακτική – Λειτουργία ΣΗΘΥΑ***

Με την λειτουργία της μονάδας ΣΗΘΥΑ, συνολικής ισχύος 22 MW διασφαλίζεται πλήρως η επάρκεια ισχύος στο ΗΣ Ρόδου για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κω-Καλύμνου

#### 5.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Κω-Καλύμνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Κω, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 105,5 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 94,3 MW.
- ΑΣΠ Καλύμνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 9,6 MW η οποία παραμένει ίδια και σε συνθήκες καύσωνα.
- 4 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 15,2 MW
- 92 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,78 MW
- 1 Υβριδικός Σταθμός εγγυημένης ισχύος 0,4 MW

Στον ΑΣΠ Κω βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, καθώς και ένας Αεριοστρόβιλος, τρεις συμβατικές Μονάδες και είκοσι φορητά Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Από τα παραπάνω φορητά Η/Ζ τα 19 ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ».

Στον ΑΣΠ Καλύμνου βρίσκονται αυτή τη στιγμή σε λειτουργία τρεις συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, καθώς αποξηλώθηκαν οι μονάδες GMT C426ESS και GMT C4212ESS.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων των ΑΣΠ Κω και ΑΣΠ Καλύμνου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης και ενδιάμεσου φορτίου, με σειρά οικονομικότητας. Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο diesel, ο Αεριοστρόβιλος και τα φορητά Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Κω περιλαμβάνεται στη Α' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Νοτιοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των G2, G3 και G4 (HANJUNG-MAN 7K60MC-S) ενώ το 2025 του Αεριοστρόβιλου G7 (ABB STAL) και της G1 (SULZER-FINCANTIERI 18ZAV40S), του ΑΣΠ Κω.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι έξι συμβατικές Μονάδες του ΑΣΠ Κω που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ



εμπίπτουν στην οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

Ο Α/Σ, τα φορητά Η/Ζ και οι τρεις συμβατικές Μονάδες του ΑΣΠ Κω που καταναλώνουν καύσιμο diesel, καθώς και 5 συμβατικές μονάδες του ΑΣΠ Καλύμνου που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD.

Η ισχύς της οδηγίας MCPD ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Κω-Καλύμνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1218/8183/24.06.2008 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση είτε δύο Η/Ζ ισχύος 25 MW έκαστο ή τριών Η/Ζ ισχύος 17 MW έκαστο στον ΑΣΠ Κω, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Επίσης, με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1219/8183/24.06.2008 Απόφαση, χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ ισχύος 8 MW έκαστο στον ΑΣΠ Καλύμνου, που θα καταναλώνει καύσιμο μαζούτ. Για τις εν λόγω Άδειες έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

Με την υπ' αριθ. ΡΑΕ 240/2022 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την 27μηνη μίσθωση αεριστροβλικής μονάδας ισχύος 33MW, στον ΑΣΠ Κω.

Με την υπ' αριθ. ΡΑΕ 70/2022 Απόφαση έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ΗΣ Κω-Καλύμνου, συνολικής ισχύος 120 MW, με ορίζοντα λειτουργίας το 2024. Επί του παρόντος βρίσκεται σε φάση διερεύνησης από τους αρμόδιους φορείς το κανονιστικό πλαίσιο ως προς τη λειτουργία των πλωτών σταθμών και ως προς τον τρόπο αποζημίωσής τους. Τούτων δοθέντων και κυρίως της αβεβαιότητας των δεδομένων υλοποίησης του υπόψη έργου, στην ανάλυση που ακολουθεί δεν λαμβάνεται υπόψη η συμβολή του προαναφερθέντος πλωτού σταθμού στην διασφάλιση της επάρκειας του ΗΣ Κω-Καλύμνου.

## **5.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος**

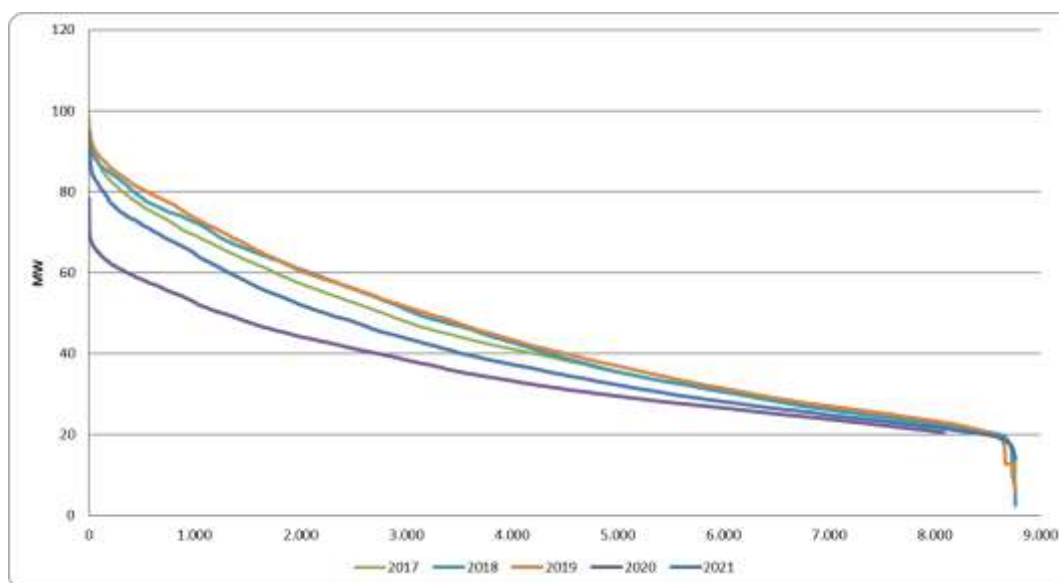
### **5.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κω-Καλύμνου**

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.1, στο σύστημα της Κω-Καλύμνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 39,7% και 48,5%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι σχετικά εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 5.1.



**Πίνακας 5.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	43,40	44,97	46,28	35,87	41,27
<b>Αιχμή (MW)</b>	98,2	99,4	100,6	74,0	104,0
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	44,2	45,2	46	48,5	39,7

**Διάγραμμα 5.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Κω-Καλύμνου για τα έτη 2017-2021**

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των ετών 2017-2021, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 22 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 40 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από οικονομικές Μονάδες μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από τις Μονάδες μαζούτ, όσο και από τις Μονάδες με καύσιμο diesel.

### 5.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στο ΗΣ Κω-Καλύμνου παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 5.2.

**Πίνακας 5.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Κω-Καλύμνου για τα έτη 2022-2027**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Ζήτηση (GWh)</b>	390,46	398,27	406,23	414,36	422,64	431,10
<b>Αιχμή (MW)</b>	106,08	108,20	110,36	112,57	114,82	117,12
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	81,4	141,85	141,85	141,85	141,85	141,85
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1 (MW)</b>	-39,18	19,15	16,99	14,78	12,53	10,23
<b>Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	10,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2 (MW)</b>	-49,68	4,65	2,49	0,28	-1,97	-4,27

Αναφορικά με την εξέταση της επάρκειας ισχύος στο ΗΣ Κω-Καλύμνου κατά το έτος 2022 σημειώνεται ότι ο υπολογισμός του ελλείμματος ισχύος έγινε υπό το πρίσμα της έκτακτης κατάστασης στην οποία περιήλθε το ΗΣ κατά το θέρους 2021, οπότε έγιναν παρατεταμένες εκ περιτροπής περικοπές φορτίου. Ειδικότερα, για τον υπολογισμό του ελλείμματος για το 2022 συνυπολογίσθηκαν η αβεβαιότητα διαθεσιμότητας των Μονάδων G5 και G7 του ΑΣΠ Κω κι επιπλέον η επισφάλεια λόγω παλαιότητας των Μονάδων και συνεπακόλουθων συχνών βλαβών, με άμεση συνέπεια στη διασφάλιση της εφεδρείας.

Στο πλαίσιο αυτό, για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Κω-Καλύμνου έχει προταθεί, η μεταφορά μονάδων στους ΑΣΠ Κω και Καλύμνου από τους ΑΣΠ Μυκόνου και Πάρου. Συγκεκριμένα, μέχρι το θέρους του 2022, έχει προγραμματιστεί η μεταφορά στον ΑΣΠ Κω ενός Α/Σ από τον ΑΣΠ Πάρου, αποδιδόμενη ισχύος 11MW και ενός Α/Σ από τον ΑΣΠ Μυκόνου, αποδιδόμενη ισχύος 10,45MW. Σημειώνεται ότι για τις υπόψη μεταφορές έχουν εκδοθεί οι υπ' αριθμ. ΡΑΕ 239/2022 και ΡΑΕ 68/2022 Αποφάσεις αντίστοιχα. Επιπλέον, στον ΑΣΠ Καλύμνου, μέχρι το θέρους του 2022, έχει προγραμματιστεί η μεταφορά τριών συμβατικών μονάδων MITSUBISHI 18KU30A, αποδιδόμενη ισχύος 5,5MW από τον ΑΣΠ Μυκόνου, για τις οποίες έχουν εκδοθεί οι υπ' αριθμ. ΡΑΕ 65/2022 και ΡΑΕ 68/2022 Αποφάσεις. Στο Παράρτημα VII παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υπόψη προς μεταφορά Μονάδων στους ΑΣΠ Κω και ΑΣΠ Καλύμνου.

Κατόπιν των ανωτέρω, σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ» και την παράταση των Αδειών Παραγωγής που λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα, όσο και τις προαναφερθείσες μεταφορές από τους ΑΣΠ Πάρου και Μυκόνου, από το έτος 2023.

### 5.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του συστήματος Κω-Καλύμνου

Δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης του ΗΣ της Κω-Καλύμνου, με εκτιμώμενο

έτος ηλεκτρίσης το 2027, εξετάζεται η επάρκεια ισχύος για το χρονικό διάστημα 2022-2027. Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης του ΗΣ Κω-Καλύμνου κατά την περίοδο του θέρους του 2022, πέραν των προτεινόμενων μεταφορών από τους ΑΣΠ Μυκόνου και Πάρου, προτάθηκε η μίσθωση Α/Σ ισχύος ~33MW, για 27 μήνες, με δυνατότητα εξαγοράς μετά τη λήξη της περιόδου μίσθωσης. Για την υπόψη μίσθωση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ άδεια παραγωγής με την υπ' αριθμ. ΡΑΕ 240/2022 Απόφαση.

Σημειώνεται ότι η ενίσχυση του ΗΣ Κω-Καλύμνου με επιπλέον ισχύ, καθ' όλη τη διάρκεια του έτους κρίθηκε αναγκαία καθώς, κατόπιν αξιολόγησης της κατάστασης, το πρόβλημα της επάρκειας φαίνεται να είναι διαχρονικό, οφειλόμενο στην παλαιότητα των Μονάδων και την επισφάλεια που εξ' αυτής δημιουργείται.

Λαμβάνοντας υπόψη τις μεταφορές που θα ολοκληρωθούν μέχρι το θέρος του 2022, από τους ΑΣΠ Πάρου και Μυκόνου, την 27μηνη μίσθωση του Α/Σ και την μετέπειτα εξαγορά αυτού, εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα, ενώ δίνεται η δυνατότητα αποδέσμευσης των 20 φορητών Η/Ζ του ΑΣΠ Κω, τα οποία θα ενισχύσουν την «Τράπεζα Η/Ζ».

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λέσβου

#### 6.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Λέσβου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 86 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 81,8 MW.
- 5 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 13,725 MW.
- 133 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,838 MW.

Στον ΑΣΠ Λέσβου βρίσκονται εγκατεστημένες επτά συμβατικές μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και ένας Αεριοστρόβιλος και δεκαέξι φορητά Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τα δεκατέσσερα εξ αυτών ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Λέσβου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, με σειρά οικονομικότητας. Ο Αεριοστρόβιλος και τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Λέσβου περιλαμβάνεται στη Α΄ Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G11 (CEGIELSKI 9RTAF58), καθώς και του Α/Σ G12 (ABB STAL GT35C).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι Μονάδες που εμπίπτουν στην Οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2030, είναι οι G9 (WARTSILA 18V38A), G10 (WARTSILA 12V46B) και G11 (CEGIELSKI 9RTAF58).

Όλες οι υπόλοιπες Μονάδες του ΑΣΠ Λέσβου, συμπεριλαμβανομένων των φορητών Η/Ζ, συνολικής ισχύος 54,3 MW, εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Λέσβου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. 480/4.11.2013 Απόφαση της ΠΑΕ, η οποία τροποποιήθηκε με την

υπ' αριθ. 409/5.9.2014 Απόφαση της ΡΑΕ, χορηγήθηκε στη ΔΕΗ Α.Ε. Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ, ισχύος 10 - 12 MW έκαστο. Με βάση την τριμηνιαία έκθεση για τα υπό κατασκευή έργα της ΓΔ/ΘΥΠ, ο διαγωνισμός ΔΥΠ-51816035 ματαιώθηκε.

Με την υπ' αριθ. 950/2021 Απόφαση της ΡΑΕ έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 80 MW στο ΗΣ Λέσβου, με ορίζοντα λειτουργίας το 2024. Επί του παρόντος βρίσκεται σε φάση διερεύνησης από τους αρμόδιους φορείς το κανονιστικό πλαίσιο ως προς τη λειτουργία των πλωτών σταθμών και ως προς τον τρόπο αποζημίωσής τους. Τούτων δοθέντων και κυρίως της αβεβαιότητας των δεδομένων υλοποίησης του υπόψη έργου, στην ανάλυση που ακολουθεί δεν λαμβάνεται υπόψη η συμβολή του προαναφερθέντος πλωτού σταθμού στην διασφάλιση της επάρκειας του ΗΣ Λέσβου.

## 6.2 Εξέταση σεναρίων

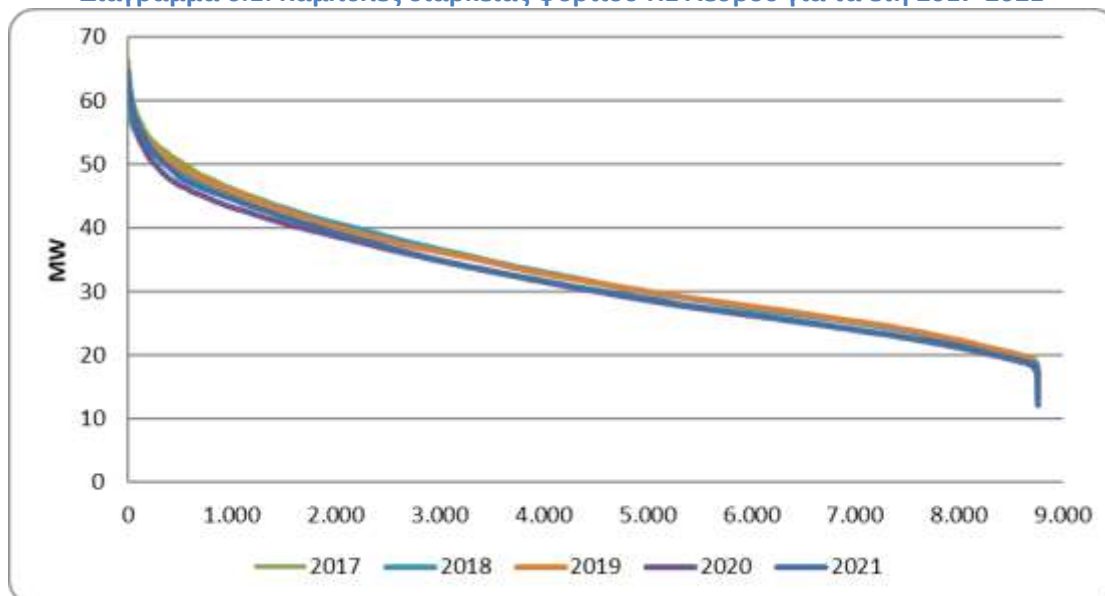
### 6.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Λέσβου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.1, στο σύστημα της Λέσβου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 48,2% και 53,3%. Είναι σχετικά υψηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος διατηρείται σε υψηλά επίπεδα ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 6.1.

**Πίνακας 6.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Λέσβου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Λέσβου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	34,16	34,15	34,24	33,01	32,92
Αιχμή (MW)	67,05	64,09	65,38	63,19	68,36
Συντελεστής Φορτίου (%)	50,9	53,3	52,4	52,2	48,2

**Διάγραμμα 6.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Λέσβου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 25 MW ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 20 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από οικονομικές Μονάδες μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από Μονάδες μαζούτ, αν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, όσο και από τις Μονάδες ελαφρού καυσίμου του σταθμού, δηλαδή τον Α/Σ και φορητά Η/Ζ.

### 6.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Λέσβο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 6.2. Λόγω της ιδιαιτερότητας του συστήματος της Λέσβου να εμφανίζει την αιχμή του και τους μήνες Ιανουάριο και Δεκέμβριο, στον Πίνακα 6.2 παρουσιάζεται η εξέλιξη της αιχμής και της ζήτησης και για τη χειμερινή περίοδο.

**Πίνακας 6.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Λέσβου για τα έτη 2022-2027**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Ζήτηση (GWh)</b>	299,88	305,87	311,99	318,23	324,59	331,09
<b>Αιχμή χειμώνα (MW)</b>	63,82	65,10	66,40	67,73	69,08	70,46
<b>Αιχμή θέρους (MW)</b>	69,30	70,69	72,10	73,54	75,01	76,20
<b>Δυναμικό παραγωγής χειμώνα (MW)</b>	86,3	86,3	86,3	86,3	86,3	86,3
<b>Δυναμικό παραγωγής θέρους (MW)</b>	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος χειμώνα N-1 (MW)</b>	9,98	8,70	7,40	6,07	4,72	3,34
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος θέρους N-1 (MW)</b>	0,00	-1,39	-2,80	-4,24	-5,71	-6,90
<b>Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	10	10	10	10	10	10

Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος θέρους N-2 (MW)	-10,00	-11,39	-12,80	-14,24	-15,71	-16,90
---	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ» καθώς και την παράταση των Αδειών Παραγωγής της Μονάδας G11 και του Α/Σ G12, οι οποίες λήγουν το 2025.

### 6.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Λέσβου και διερευνώνται εναλλακτικά σενάρια ένταξης νέων συμβατικών Μονάδων, καθώς και σενάρια μετεγκατάστασης Μονάδων από άλλα Ηλεκτρικά Συστήματα που διασυνδέονται. Λόγω του περιορισμένου χώρου εντός του σταθμού, κρίνεται απαραίτητη η αποξήλωση μονάδων ώστε να είναι εφικτή οποιαδήποτε εγκατάσταση νέων μονάδων.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Λέσβου διερευνάται ως βασικό σενάριο η ενοικίαση ισχύος (Σενάριο 1). Επιπλέον, εξετάζονται ως εναλλακτικά σενάρια η εγκατάσταση νέων συμβατικών Μονάδων, σε αντικατάσταση παλαιών καθώς και η μετακίνηση Μονάδας από τον ΑΣΠ Πάρου δεδομένης της ολοκλήρωσης της Γ' φάσης της διασύνδεσης των Κυκλάδων κατά το έτος 2023 (ΔΠΑ 2023-2032).

Ειδικότερα, δεδομένου ότι η ΔΕΗ ΑΕ έχει για τη Λέσβο Άδεια Παραγωγής που αναφέρεται σε δύο Μονάδες ισχύος από 10 MW έως 12 MW, διερευνάται η ένταξη το 2023 δύο Μονάδων ισχύος 12 MW έκαστη (Σενάριο 2), σε αντικατάσταση των Μονάδων G2 και G3, ισχύος 3,5 MW έκαστη, οι οποίες έχουν ήδη αποσβεστεί και παρουσιάζουν σημαντικά λειτουργικά προβλήματα.

Στη συνέχεια εξετάζεται η μετακίνηση της μονάδας G5 WARTSILA 12V46, αποδιδόμενης ισχύος 10 MW, από Πάρο το 2023 σε αντικατάσταση της Μονάδας G2 και η επιπλέον μετακίνηση φορητών Η/Ζ από τους ΑΣΠ Κω το έτος 2023 και Θήρας το έτος 2024 (Σενάριο 3). Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Λέσβου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς. Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, αποφασίστηκε η διερεύνηση των σεναρίων που εμφανίζονται στον Πίνακα 6.3.

**Πίνακας 6.3: Σενάρια ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Λέσβου για το διάστημα 2023-2027**

Σενάριο	Ενοικίαση	Νέα ισχύς	Αποξήλωση των G2 και G3	Αποξήλωση της G2
1	ΝΑΙ			
2		2Χ12MW	ΝΑΙ	
3		G5 ΑΠΟ ΠΑΡΟ ΚΑΙ ΦΟΡΗΤΑ Η/Ζ ΑΠΟ ΚΩ ΚΑΙ ΘΗΡΑ		ΝΑΙ

**6.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων**

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Οι νέες Μονάδες του ΑΣΠ Λέσβου θεωρείται ότι έχουν ειδικές καταναλώσεις παρεμφερείς με των αντίστοιχων νέων Μονάδων που έχουν ήδη εγκατασταθεί σε άλλα ΗΣ, τεχνικό ελάχιστο σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα ΜΔΝ, ενώ εντάσσονται κατά προτεραιότητα. Ακολουθούν οι υφιστάμενες Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, με σειρά οικονομικότητας ανάλογα με την ειδική τους κατανάλωση. Τέλος, στην υφιστάμενη κατάσταση, από τις Μονάδες που καταναλώνουν diesel, πρώτα εντάσσονται τα φορητά Η/Ζ και τελευταίος ο Αεριοστρόβιλος, ο οποίος έχει και τη μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση. Τα σενάρια εξετάστηκαν λαμβάνοντας υπόψη ότι στον ΑΣΠ Λέσβου υπάρχουν πάντα δύο τουλάχιστον Μονάδες σε λειτουργία.

Όσον αφορά την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, αυτή προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την πρόσφατη μελέτη περιθωρίων του διαχειριστή ΜΔΝ και είναι κοινή για τα τρία σενάρια, και παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.4.

**Πίνακας 6.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ συστήματος Λέσβου για τα έτη 2022-2027 (MW)**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Αιολικά Πάρκα</b>	13,725	13,725	13,725	13,725	13,725	13,725
<b>ΦΒ Πάρκα</b>	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838
<b>ΣΒΒ<sub>ελ</sub></b>	-	-	-	0,8	0,8	0,8

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και ΦΒ, σε όλα τα σενάρια ελήφθη υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής, το οποίο για το σύστημα της Λέσβου ανέρχεται σε 20% για τα ΑΠ και σε 80% για τα ΦΒ.

Όσον αφορά στους ΣΒΒ, θεωρείται ότι είναι πάντα διαθέσιμοι, εκτός από περίπου έναν μήνα ανά έτος που υπόκεινται σε συντήρηση.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το μέγιστο της μη



εγγυημένης ενέργειας ΑΠΕ και της ισχύος της μεγαλύτερης ενταγμένης Μονάδας, συν 10% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος κτήσης ή μετεγκατάστασης των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 19,2 εκατομμύρια ευρώ για δύο Μονάδες 12 MW (Σενάριο 2)
- 1,0 εκατομμύρια ευρώ για μετακίνηση της G5 από Πάρο (Σενάριο 3)
- 1,3 εκατομμύρια ευρώ για μετακίνηση 13 Η/Ζ της Τράπεζας Φορητών (Σενάριο 3)

Το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου εκτιμάται βάσει της ετήσιας σταθερής ράντας που περιγράφεται στην προαναφερόμενη Ενότητα 3.3.3.

### 6.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων

#### 6.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα V υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των πέντε σεναρίων που εξετάζονται. Τα αποτελέσματα των εναλλακτικών Σεναρίων ένταξης νέας συμβατικής ισχύος (Σενάρια 2 και 3) συγκρίνονται τόσο μεταξύ τους όσο και με τα αποτελέσματα του βασικού Σεναρίου 1, το οποίο παρουσιάζει την υφιστάμενη κατάσταση.

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των νέων συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> και το κόστος ενοικίασης ισχύος.

#### 6.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 6.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2023-2027.

**Πίνακας 6.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ συστήματος Λέσβου για τα έτη 2023-2027**

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
<b>1</b>	16,52%
<b>2</b>	16,56%
<b>3</b>	16,51%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω Σεναρίων, προκύπτει ότι η διείσδυση ΑΠΕ κυμαίνεται σχεδόν στα ίδια επίπεδα σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Στο σενάριο 2, παρουσιάζεται μικρή μείωση λόγω χαμηλότερων τεχνικών ελαχίστων των νέων μονάδων σε σχέση με τις υφιστάμενες.

### 6.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 6.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των σεναρίων του ΗΣ Λέσβου. Το συνολικό κόστος του έτους 2022, καθώς και το σταθερό κόστος των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Λέσβου δεν έχουν συμπεριληφθεί στη σύγκριση, γιατί είναι κοινά για όλα τα σενάρια.

**Πίνακας 6.6: Κόστος σεναρίων ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Λέσβου για τα έτη 2023-2027**

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργ. & συντήρησης	Εκπομπών CO <sub>2</sub>	Ενοικίασης ή ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό
1	138,47	5,47	44,34	4,53	192,81
2	118,80	5,47	41,34	8,99	174,60
3	125,57	5,47	42,16	0,94	174,14

Από τον Πίνακα 6.6 φαίνεται ότι στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης δεν υπάρχει διαφορά μεταξύ των Σεναρίων.

#### Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 διατηρείται η υφιστάμενη κατάσταση με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος για την κάλυψη του ελλείμματος για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο το οποίο εμφανίζεται από το έτος 2023. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετου κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO<sub>2</sub> του 2021, προκύπτει για το διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 138,47 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 5,47 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 44,34 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ενοικίασης 4,53 εκατομμυρίων ευρώ.

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2023-2027 εκτιμάται στα 192,81 εκατομμύρια ευρώ.

#### Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2, εξετάζεται η ένταξη δύο Μονάδων ισχύος 12 MW έκαστη στη θέση των δύο Μονάδων G2 και G3 το 2023. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 118,80 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 5,47 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 41,34 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 8,99 εκατομμυρίων ευρώ.

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 2 για το χρονικό διάστημα 2023-2027 εκτιμάται στα 174,60 εκατομμύρια ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση κατανάλωσης καυσίμου diesel με αντίστοιχη αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου μαζούτ, που ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 19,67 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 3 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 4,46 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα Λέσβου στο χρονικό διάστημα 2023-2027 προκύπτει εξοικονόμηση που ανέρχεται σε 18,21 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### Σενάριο 3

Στο Σενάριο 3, εξετάζεται η μεταφορά της Μονάδας G5 ισχύος 10 MW από τον ΑΣΠ Πάρου στη θέση της Μονάδας G2 2023 και των 13 φορητών Η/Ζ της Τράπεζας φορητών. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 125,57 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 5,47 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 42,16 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,94 εκατομμυρίων ευρώ.

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 3 για το χρονικό διάστημα 2023-2027 εκτιμάται στα 174,14 εκατομμύρια ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση κατανάλωσης καυσίμου diesel με αντίστοιχη αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου μαζούτ, που ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 12,9 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 3.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 2,18 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 3 σε σχέση με το Σενάριο 1.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 3 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μικρότερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 3,59 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, η συνολική εξοικονόμηση στο σύστημα Λέσβου στο χρονικό διάστημα 2023-2027 ανέρχεται σε 18,67 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### Σύγκριση

Τα εναλλακτικά Σενάρια 2 και 3 προκύπτουν σε κάθε περίπτωση οικονομικότερα από το Σενάριο 1.

Συγκρίνοντας τα Σενάρια 2 και 3 έχουν με πολύ μικρή διαφορά όσων αφορά τη διείσδυση ΑΠΕ. Το σενάριο 2 έχει το χαμηλότερο κόστος καυσίμου αλλά αντισταθμίζεται

από το πολύ υψηλό κόστος ανάκτησης κεφαλαίου. Το σενάριο 3 έχει υψηλότερο κόστος καυσίμου από το σενάριο 2, αλλά έχει πολύ χαμηλό κόστος ανάκτησης κεφαλαίου.

#### **6.4 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λέσβου**

Δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης του ΗΣ της Λέσβου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027, εξετάζεται η επάρκεια ισχύος για το χρονικό διάστημα 2022-2027. Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022, έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 10MW.

Για την περίοδο 2023-2027, από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους (υψηλά φορτία σε μεγάλη διάρκεια στο έτος, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ) κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2022-2027 είναι η μεταφορά της Μονάδας WARTSILA 12V46 από τον ΑΣΠ Πάρου, αποδιδόμενη ισχύος 10MW και επιπλέον η μεταφορά 10 φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω το 2023 και 3 φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Θήρας το 2025 ή άλλου ΗΣ μετά την ολοκλήρωση της Δ' Φάσης Διασύνδεσης των Κυκλάδων, με παράλληλη αποξήλωση της Μονάδας G2 (Σενάριο 3) επιτυγχάνοντας:

- Κάλυψη του ελλείματος ισχύος.
- Αποφυγή μίσθωσης ισχύος.
- Μείωση κατά 15,08 εκατομμύρια ευρώ (περίπου 3,02 εκατομμύρια ευρώ ετησίως) σε σχέση με το Σενάριο 1 του λειτουργικού κόστους του συστήματος Λέσβου όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής του Αεριοστροβίλου G12 και της Μονάδας G11, που λήγουν το 2025, καθώς και η εξέταση της δυνατότητας μεταφοράς της μονάδας από το ΗΣ Πάρου. Σημειώνεται ότι στο ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνεται μελέτη και πρόταση για Πιλοτικό Έργο, το οποίο θα έχει ως αποτέλεσμα την απομείωση της ισχύος που πρέπει να διατηρηθεί στον ΑΣΠ Πάρου για ανάγκη ψυχρής εφεδρείας.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχει δυνατότητα αποδέσμευσης της εν λόγω μονάδας από τον ΑΣΠ Πάρου, ο αμέσως καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης για το ΗΣ της Λέσβου είναι η εγκατάσταση δύο νέων Μονάδων, διπλού καυσίμου ισχύος 12 MW έκαστη, επιτυγχάνοντας:

- Κάλυψη του ελλείματος ισχύος.
- Αποφυγή μίσθωσης ισχύος.
- Μείωση κατά 22,67 εκατομμύρια ευρώ (περίπου 4,53 εκατομμύρια ευρώ ετησίως) σε σχέση με το Σενάριο 1 του λειτουργικού κόστους του συστήματος Λέσβου όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO<sub>2</sub>.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Θήρας

#### 7.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Θήρας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) και Σταθμούς ΑΠΕ:

- ΑΣΠ Θήρας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 65,9 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 63MW.
- 2 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,249 MW

Στον ΑΣΠ Θήρας βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές Μονάδες, οι οποίες καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, δύο Αεριοστρόβιλοι και δεκαέξι φορητά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Από τα παραπάνω φορητά Η/Ζ τα 15 ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Θήρας.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, με σειρά οικονομικότητας. Οι Αεριοστρόβιλοι και τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Θήρας περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2023.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των συμβατικών Μονάδων G3, G4 και G6 (WARTSILA 12V32D), ισχύος 3,5 MW έκαστη.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Θήρας εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2024, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Θήρας για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1219/8183/24.06.2008 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση 2 Η/Ζ, ισχύος 10-12 MW έκαστο. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

## 7.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

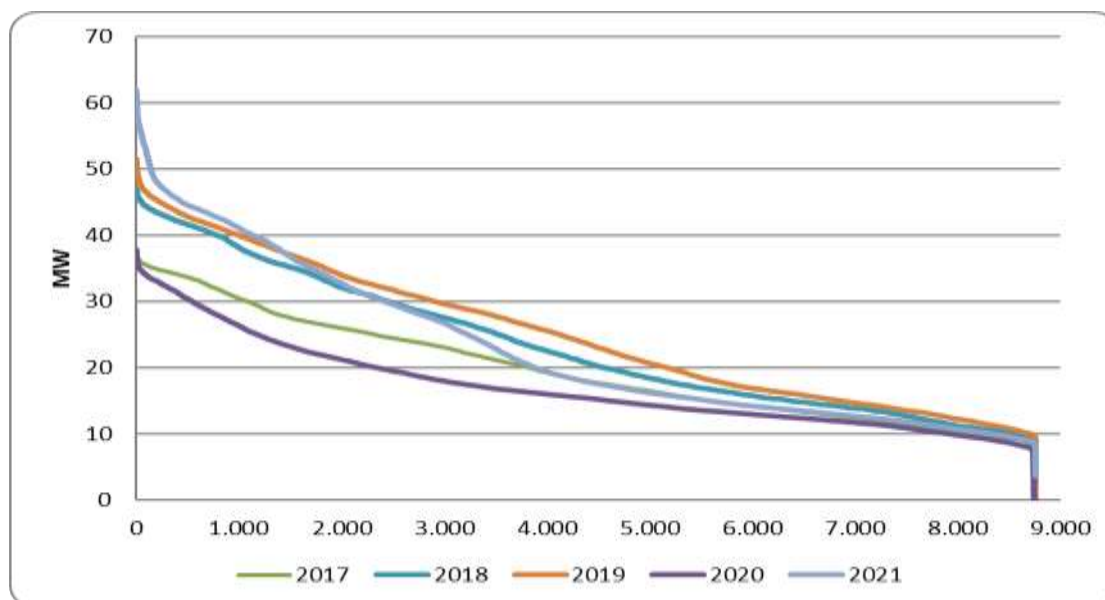
### 7.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Θήρας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 7.1, στο σύστημα της Θήρας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία έξι χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 38,5% και 48,2%.

**Πίνακας 7.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Θήρας για τα έτη 2017-2021**

	Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Θήρας				
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	20,69	22,80	24,78	16,67	22,44
<b>Αιχμή (MW)</b>	46,90	47,30	51,60	38,25	58,35
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	44,1%	48,2%	48,0%	43,6%	38,5%

**Διάγραμμα 7.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Θήρας για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 12 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 24 MW.

Το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από μονάδες μαζούτ, αν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, όσο και από τις μονάδες ελαφρού καυσίμου του σταθμού, δηλαδή τους Α/Σ και τα φορητά Η/Ζ.

### 7.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Θήρα παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος για το χρονικό διάστημα που το ΗΣ Θήρας αναμένεται να λειτουργεί αυτόνομα, δηλαδή μέχρι και το 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 7.2.

**Πίνακας 7.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Θήρας για τα έτη 2022-2023**

Έτος	2022	2023
Ζήτηση (MWh)	218.238	224.785
Αιχμή (MW)	60,50	62,32
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	63	63
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	10,5	10,5
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1 (MW)	-8	-9,82
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	8,5	8,5
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2 (MW)	-16,50	-18,32

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα δεκαέξι φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ».

### 7.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Θήρας

Δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης του ΗΣ της Θήρας, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2023, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2022-2023 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΑΣΠ Θήρας.

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022, έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 20MW.

Ομοίως, για την κάλυψη του ελλείμματος κατά την περίοδο του θέρους του 2023 προτείνεται η μίσθωση ισχύος της τάξεως των 20MW.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λήμνου

#### 8.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Λήμνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Λήμνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 21,8 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 19,7 MW.
- 3 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 3,04 MW.
- 32 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 1,889 MW.

Στον ΑΣΠ Λήμνου βρίσκονται εγκατεστημένες πέντε συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και τέσσερα φορητά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel, εκ των οποίων τα τρία, ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Λήμνου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ενώ τα φορητά Η/Ζ λειτουργούν ως μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Λήμνου περιλαμβάνεται στη Α΄ Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G6 (WARTSILA VASA 8R22MD).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Λήμνου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Λήμνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με τις υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1219/8183/24.06.2008 και 2128/ΟΙΚ.25897/15.12.2009 Υπουργικές Αποφάσεις, που τροποποιήθηκαν με την Υπουργική Απόφαση ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/531/13471/16.08.2011, χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση τριών Η/Ζ, ισχύος από 4,4 έως 5,5 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Για τις εν λόγω Άδειες έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.



## 8.2 Εξέταση σεναρίων

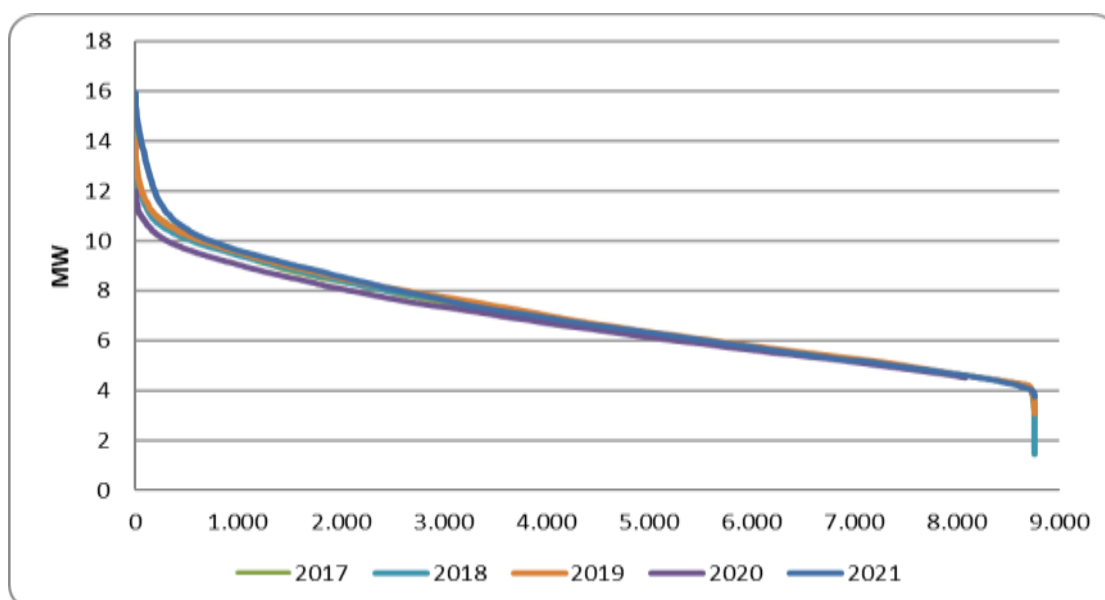
### 8.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Λήμνου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 8.1, στο σύστημα της Λήμνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 42,6% και 51,7%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος δεν είναι έντονα εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 8.1.

**Πίνακας 8.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Λήμνου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Λήμνου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο φορτίο (MW)	6,86	6,89	6,93	6,67	6,95
Αιχμή (MW)	14,60	13,60	14,00	12,90	16,3
Συντελεστής φορτίου (%)	47,0	50,7	49,5	51,7	42,6

**Διάγραμμα 8.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Λήμνου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 5 MW ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 5,5 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από οικονομικές Μονάδες μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται κυρίως από Μονάδες μαζούτ και δευτερευόντως από τις Μονάδες ελαφρού καυσίμου του σταθμού, δηλαδή τα φορητά Η/Ζ.

### 8.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Λήμνο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 8.2.

**Πίνακας 8.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Λήμνου για τα έτη 2022-2027**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	61.804	62.731	63.672	64.627	65.597	66.581
<b>Αιχμή (MW)</b>	16,63	16,800	16,970	17,140	17,310	17,480
<b>Δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)</b>	-2,63	-2,80	-2,97	-3,14	-3,31	-3,48

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα φορητά Η/Ζ της Τράπεζας, καθώς και την παράταση της Άδειας Παραγωγής του φορητού Η/Ζ G6, η οποία λήγει το 2025.

### 8.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 3MW.

Κατά το χρονικό διάστημα 2023-2027, για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Λήμνου και διερευνώνται εναλλακτικά σενάρια ένταξης νέων συμβατικών Μονάδων, καθώς και σενάρια μετεγκατάστασης Μονάδων από άλλα Ηλεκτρικά Συστήματα που διασυνδέονται. Λόγω του περιορισμένου χώρου εντός του σταθμού, στα σενάρια που εξετάζεται η εγκατάσταση πλέον της μίας νέας μονάδας, θα γίνεται αντικατάσταση υφιστάμενης μονάδας.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Λήμνου διερευνάται ως βασικό σενάριο η μίσθωση ισχύος (Σενάριο 1) και ως εναλλακτικά σενάρια η εγκατάσταση νέων συμβατικών Μονάδων, σε αντικατάσταση υφιστάμενης, καθώς και η μετεγκατάσταση μίας Μονάδας από τον ΑΣΠ Μυκόνου.

Οι Μονάδες G1, G2 και G3 (SUMITOMO-NIGATA 8L40X), είναι παλαιές (με έτος εγκατάστασης το 1980) και έχουν ήδη αποσβεστεί οπότε η εγκατάσταση νέων Μονάδων θεωρείται ότι θα γίνει στη θέση μίας από αυτές. Επιπρόσθετα, διερευνάται η απομάκρυνση των φορητών Η/Ζ.

Ειδικότερα, δεδομένου ότι η ΔΕΗ ΑΕ έχει για τη Λήμνο Άδεια Παραγωγής που αναφέρεται σε τρεις Μονάδες ισχύος από 4,4 έως 5,5 MW, διερευνάται η ένταξη δύο Μονάδων ισχύος 4,5 MW έκαστη το 2023 (Σενάριο 2), η ένταξη δύο Μονάδων ισχύος 5,5 MW έκαστη το 2023 (Σενάριο 3), καθώς και η μετεγκατάσταση της Μονάδας G5 WARTSILA 12V32D ισχύος 3,8 MW από τον ΑΣΠ Μυκόνου το 2023, δεδομένης της ολοκλήρωσης της Γ' Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2023-2032) (Σενάριο 4). Επίσης, θεωρείται δυνατή και η απομάκρυνση των φορητών Η/Ζ στα Σενάρια 2 και 3.

Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Λήμνου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, αποφασίστηκε η διερεύνηση των σεναρίων που εμφανίζονται στον Πίνακα 8.3.

**Πίνακας 8.3: Σεναρία ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Λήμνου για το διάστημα 2023-2027**

Σενάριο	Ενοικίαση	Νέα ισχύς	Αποξήλωση της G1	Αποδέσμευση φορητών Η/Ζ
1	ΝΑΙ		ΟΧΙ	ΟΧΙ
2		2x4,5MW	ΝΑΙ	2
3		2x5,5MW	ΝΑΙ	3
4		1x3,8MW ΑΠΟ ΜΥΚΟΝΟ	ΟΧΙ	ΟΧΙ

#### 8.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Οι νέες Μονάδες του ΑΣΠ Λήμνου θεωρείται ότι έχουν ειδικές καταναλώσεις παρεμφερείς με αντίστοιχες νέες Μονάδες που έχουν ήδη εγκατασταθεί σε άλλα ΗΣ και τεχνικό ελάχιστο σύμφωνο με τα οριζόμενα στον Κώδικα ΜΔΝ, ενώ εντάσσονται κατά προτεραιότητα. Ακολουθούν οι υφιστάμενες Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, με σειρά οικονομικότητας ανάλογα και με την ειδική τους κατανάλωση. Τέλος εντάσσονται οι δύο Μονάδες που καταναλώνουν diesel.

Όσον αφορά στην εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, η οποία φαίνεται στον Πίνακα 8.4, προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την υφιστάμενη κατάσταση και τα προτεινόμενα περιθώρια διείσδυσης που έχουν υποβληθεί προς τη ΡΑΕ και είναι κοινή για τα τέσσερα σενάρια.

**Πίνακας 8.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ συστήματος Λήμνου για τα έτη 2022-2027 (MW)**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Αιολικά Πάρκα	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
ΣΒΒ <sub>με</sub> ΣΒΒ <sub>ελ</sub>	-	-	-	0,13	0,13	0,13
ΦΒ Πάρκα	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και Φ/Β, σε όλα τα σενάρια λήφθηκε υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής, το οποίο για το σύστημα της Λήμνου ανέρχεται σε 25% για τα ΑΠ και σε 80% για τα Φ/Β.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το μέγιστο της μη εγγυημένης ενέργειας ΑΠΕ συν 20% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Όσον αφορά στους ΣΒΒ, θεωρείται ότι είναι πάντα διαθέσιμοι, εκτός από περίπου έναν μήνα ανά έτος που υπόκεινται σε συντήρηση.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος κτήσης και μεταφοράς των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 7,2 εκατομμύρια ευρώ για δύο νέες Μονάδες 4,5 MW (Σενάριο 2)
- 8,8 εκατομμύρια ευρώ για δύο νέες Μονάδες 5,5 MW (Σενάριο 3)
- 0,38 εκατομμύρια ευρώ για μετεγκατάσταση μίας Μονάδας 3,8 MW από τη Μύκονο (Σενάριο 4)

Το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου εκτιμάται βάσει της ετήσιας σταθερής ράντας που περιγράφεται στην Ενότητα 3.3.3.

### 8.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2023-2027

#### 8.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα IV υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των τριών σεναρίων που εξετάζονται. Τα αποτελέσματα των εναλλακτικών σεναρίων ένταξης νέας συμβατικής ισχύος (Σενάρια 2, 3 και 4) συγκρίνονται τόσο μεταξύ τους, όσο και με τα αποτελέσματα του βασικού Σεναρίου 1, το οποίο αφορά στην κάλυψη του ελλείμματος με ενοικίαση.

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των νέων συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> και το κόστος ενοικίασης ισχύος.

#### 8.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 8.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2023-2027.

**Πίνακας 8.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ συστήματος Λήμνου για τα έτη 2023-2027**

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
1	17,60%
2	18,13%
3	17,69%
4	18,33%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω Σεναρίων, προκύπτει ότι η διεύθυνση ΑΠΕ αυξάνεται στα εναλλακτικά σενάρια 2, 3 και 4 σε σχέση με το Σενάριο 1.

### 8.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 8.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των Σεναρίων του ΗΣ Λήμνου. Το συνολικό κόστος του έτους 2022 καθώς και το σταθερό κόστος των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Λήμνου δεν έχουν συμπεριληφθεί στη σύγκριση, γιατί είναι κοινά σε όλα τα σενάρια.

**Πίνακας 8.6: Κόστος εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης συστήματος Λήμνου για τα έτη 2023-2027**

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργίας και συντήρησης	Εκπομπών CO <sub>2</sub>	Ενοικίασης ή ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό
<b>1</b>	26,01	1,10	9,02	1,12	37,25
<b>2</b>	23,53	1,09	8,28	3,37	36,27
<b>3</b>	23,22	1,09	8,17	4,12	36,60
<b>4</b>	24,48	1,09	8,62	0,18	34,37

Από τον Πίνακα 8.6 φαίνεται ότι στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, οι διαφορές μεταξύ των Σεναρίων είναι αμελητέες.

#### Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετου κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO<sub>2</sub> του 2021, προκύπτει για το διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 26,01 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 9,02 εκατομμύριο ευρώ.
- Κόστος ενοικίασης 1,12 εκατομμυρίων ευρώ.

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2023-2027 εκτιμάται στα 37,25 εκατομμύρια ευρώ.

#### Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ένταξη δύο Μονάδων ισχύος 4,5 MW έκαστη στη θέση της Μονάδας G1 το 2023 με παράλληλη αποδέσμευση τριών φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Λήμνου. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 23,53 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 8,28 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 3,37 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση του κόστους καυσίμου κατά 2,48 εκατομμύρια ευρώ που οφείλεται στην ένταξη των νέων μονάδων οι οποίες καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και αντικαθιστούν τα φορητά Η/Ζ τα οποία καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 0,74 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 2,25 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Λήμνου στο χρονικό διάστημα 2023-2027 προκύπτει όφελος 0,98 εκατομμυρίου ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### **Σενάριο 3**

Στο Σενάριο 3, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ένταξη δύο Μονάδων ισχύος 5,5 MW έκαστη στη θέση της Μονάδας G1 το 2023 με παράλληλη αποδέσμευση τριών φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Λήμνου. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 23,22 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 8,17 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 4,12 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση του κόστους καυσίμου κατά 2,79 εκατομμύρια ευρώ αντίστοιχα με το σενάριο 2.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 0,85 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 3.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 3 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 3 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Λήμνου στο χρονικό διάστημα 2023-2027 προκύπτει μείωση του κόστους που ανέρχεται σε 0,65 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### **Σενάριο 4**

Στο Σενάριο 4, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με την μετεγκατάσταση μίας Μονάδας ισχύος 3,8 MW το 2023 από τον ΑΣΠ Μυκόνου. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2027:

- Κόστος καυσίμου 24,48 εκατομμυρίων ευρώ.

- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 8,62 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,18 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση του κόστους καυσίμου κατά 1,53 εκατομμύριο ευρώ από την ένταξη της νέας μονάδας από τον ΑΣΠ Μυκόνου καταναλώνει καύσιμο μαζούτ και αντικαθιστά τα φορητά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 0,4 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 4.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 4 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μικρότερο από του Σεναρίου 1 κατά 0,94 εκατομμύρια ευρώ .

Επομένως, στο σύστημα της Λήμνου στο χρονικό διάστημα 2023-2027 προκύπτει μείωση του κόστους που ανέρχεται σε 2,88 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### **Σύγκριση σεναρίων**

Τα εναλλακτικά Σενάρια 2, 3 επιφέρουν μείωση του μεταβλητού κόστους σε σχέση με το Σενάριο 1. Η μείωση αυτή οφείλεται στην καλύτερη αποδοτικότητα των νέων Μονάδων και στην αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, η οποία συνεπάγεται μείωση της συμβατικής παραγωγής και του αντίστοιχου κόστους. Το ίδιο ισχύει και για το Σενάριο 4, καθώς μειώνεται το κόστος καυσίμου.

Το Σενάριο 4 είναι το πιο οικονομικό συνολικά, καθώς επιφέρει σημαντική μείωση του λειτουργικού κόστους και έχει χαμηλό κόστος ανάκτησης κεφαλαίου.

### **8.4 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λήμνου**

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 3MW.

Για τα έτη 2023-2027, από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους (κάλυψη ελλείμματος ισχύος, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ), καθώς και το γεγονός ότι η Λήμνος, σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνεται στο έργο της Διασύνδεσης των Νησιών του Βορειοανατολικού Αιγαίου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027, κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2023-2027 είναι η μετεγκατάσταση μίας Μονάδας ισχύος 3,8 MW στον ΑΣΠ Λήμνου από τον ΑΣΠ Μυκόνου, μετά την ολοκλήρωση της Γ΄ Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2023-2032), με παράλληλη απομάκρυνση των φορητών Η/Ζ (Σενάριο 4).

Με την ένταξη της εν λόγω Μονάδας επιτυγχάνεται:

- Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ
- Κάλυψη του ελλείμματος ισχύος.

- Αποφυγή μίσθωσης ισχύος.
- Μείωση κατά 1,93 εκατομμύρια ευρώ ετησίως σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση του λειτουργικού κόστους του συστήματος Λήμνου, όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO<sub>2</sub>.

### *Ανάκληση Αδειών Παραγωγής*

Σύμφωνα με τη διερεύνηση που πραγματοποιήθηκε στο παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης και την πρόταση του ΔΕΔΔΗΕ, καθώς και της αδυναμίας έκδοσης νέας Άδειας Παραγωγής λόγω του ισχύοντος νομικού πλαισίου, το αίτημα της ΔΕΗ ΑΕ για ανάκληση των Αδειών Παραγωγής στον ΑΣΠ Λήμνου επηρεάζει την επάρκεια ισχύος του ΗΣ Λήμνου στο άμεσο μέλλον, σε περίπτωση που δεν πραγματοποιηθεί η μετεγκατάσταση της Μονάδας ισχύος 3,8 MW από τον ΑΣΠ Μυκόνου, όπως προαναφέρθηκε, γεγονός που πρέπει να ληφθεί υπόψη κατά την εξέτασή του. Σε αυτή την περίπτωση κι εφόσον τελικά δεν γίνει δεκτό το αίτημα ανάκλησης, προτείνεται να εξεταστεί η τροποποίηση των Αδειών Παραγωγής, έτσι ώστε να περιλαμβάνουν Μονάδες διπλού καυσίμου, ώστε να μπορούν να συμμορφωθούν στις νέες οδηγίες ρύπων.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Καρπάθου

#### 9.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Καρπάθου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς:

- ΑΣΠ Καρπάθου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 16,6 MW, η οποία σε συνθήκες καύσιμα ανέρχεται σε 13,05 MW.
- 2 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,95 MW
- 17 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 1,162 MW

Στον ΑΣΠ Καρπάθου βρίσκονται εγκατεστημένες δύο συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, ένα σταθερό Η/Ζ και πέντε φορητά Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τέσσερα φορητά Η/Ζ ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων μονάδων του ΑΣΠ Καρπάθου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ενώ τα Η/Ζ που καταναλώνουν diesel λειτουργούν κυρίως ως μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Καρπάθου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Νοτιοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

##### *Λήξη αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G7 (WARTSILA VASA 8R22MD).

##### *Μονάδες που εμπίπτουν στις νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Καρπάθου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Καρπάθου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. ΥΠΕΚΑ Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/13/οικ1858/01.02.2010 απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ Α.Ε. Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση τριών Η/Ζ, ισχύος 3,5 - 4 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Με βάση την πρόσφατη τριμηνιαία έκθεση για τα υπό κατασκευή έργα ΔΕΗ ΑΕ/ΔΕΠΑΝ, ο διαγωνισμός για την προμήθεια και εγκατάσταση αυτών των Η/Ζ ματαιώθηκε λόγω μεταβολής αναγκών. Επιπλέον, έχει υποβληθεί αίτημα στη ΡΑΕ για τροποποίηση της άδειας για χρήση φυσικού αερίου.

## 9.2 Εξέταση σεναρίων

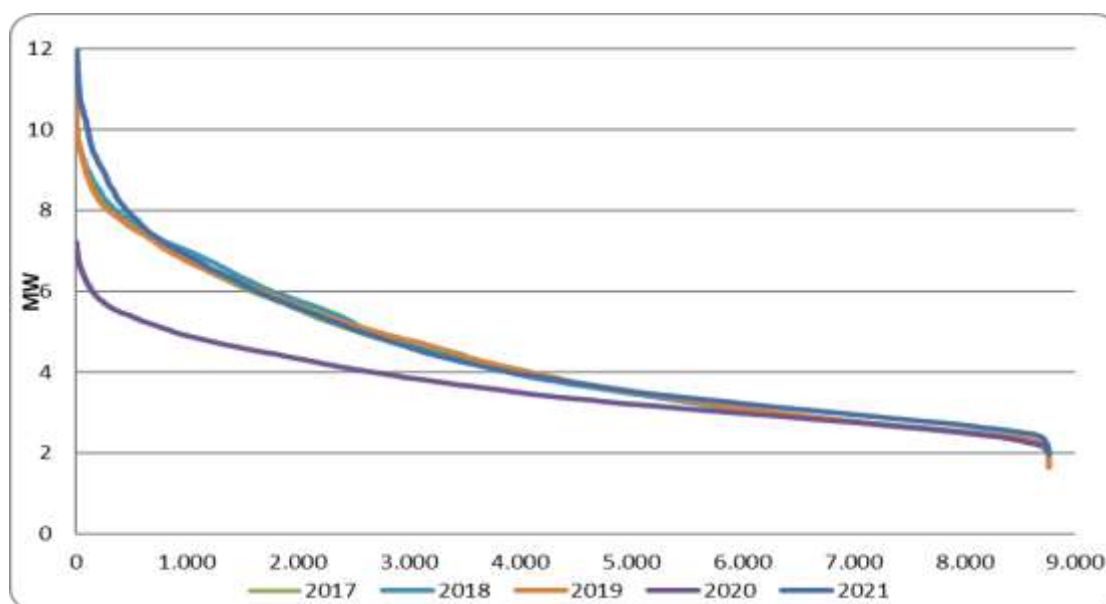
### 9.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Καρπάθου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.1, στο σύστημα της Καρπάθου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,6% και 48,6%, είναι σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 9.1.

**Πίνακας 9.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Καρπάθου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο φορτίο (MW)	4,24	4,39	4,54	3,65	4,43
Αιχμή (MW)	11,18	10,57	11,46	7,51	12,45
Συντελεστής φορτίου (%)	37,9	41,5	39,7	48,6	35,6

**Διάγραμμα 9.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 2,0 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,5 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από τις μονάδες μαζούτ και το φορτίο αιχμής τόσο από τις μονάδες καυσίμου μαζούτ, όσο και από τις μονάδες καυσίμου diesel του σταθμού.

### 9.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Κάρπαθο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 9.2.

**Πίνακας 9.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	39.384	39.778	40.176	40.577	40.983	41.393	41.807
Αιχμή (MW)	12,49	12,61	12,74	12,85	13,00	13,13	13,26
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	13,05	13,05	13,05	13,05	13,05	13,05	13,05
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Περίσσεια / Έλλειμμα ισχύος (MW)	-3,64	-3,76	-3,89	-4,00	-4,15	-4,28	-4,41

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ», καθώς και την παράταση της Άδειας Παραγωγής του φορητού Η/Ζ G7, η οποία λήγει το 2025.

### 9.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, διερευνώνται εναλλακτικά σενάρια ένταξης νέων συμβατικών Μονάδων, καθώς και σενάρια μετεγκατάστασης Μονάδων από άλλα Ηλεκτρικά Συστήματα που διασυνδέονται, λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Καρπάθου.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Καρπάθου διερευνάται ως βασικό σενάριο η ενοικίαση ισχύος (Σενάριο 1). Αυτό εξετάζεται ως σενάριο σε περίπτωση που δεν είναι δυνατή η μεταφορά πρόσθετης ισχύος από άλλο Ηλεκτρικό Σύστημα. Επιπλέον, εξετάζονται και ως εναλλακτικά σενάρια η εγκατάσταση νέων συμβατικών Μονάδων, σε αντικατάσταση υφιστάμενων. Εξετάζεται ακόμα, η μεταφορά θερμικών μονάδων από το Ηλεκτρικό Σύστημα της Μυκόνου και της Πάρου, δεδομένης της ολοκλήρωσης της Β' φάσης της διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2023-2032).

Λόγω του περιορισμένου χώρου εντός του ΑΣΠ, η εγκατάσταση των νέων Μονάδων θεωρείται ότι θα γίνει με παράλληλη αποξήλωση υφιστάμενων Μονάδων. Δεδομένου ότι η ΔΕΗ ΑΕ έχει για την Κάρπαθο Άδεια Παραγωγής που αναφέρεται σε τρεις Μονάδες ισχύος 4 MW, διερευνάται η ένταξη δύο Μονάδων ισχύος 3,5 MW από το 2023 (Σενάριο 2), και η μεταφορά των μονάδων G11 CEGIELSKI 16ATV25H, αποδιδόμενης ισχύος 3MW, από τον ΑΣΠ Πάρου και G1 CEGIELSKI 16ATV25H αποδιδόμενης ισχύος 2MW ΑΣΠ Μυκόνου το 2023 (Σενάριο 3).

Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Καρπάθου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, αποφασίστηκε η διερεύνηση των σεναρίων που εμφανίζονται στον Πίνακα 9.3.

**Πίνακας 9.3: Σεναρία ανάπτυξης παραγωγής ΗΣ Καρπάθου για το διάστημα 2023-2028**

Σενάριο	Ενοικίαση	Νέα ισχύς	Αποξήλωση της G7	Αποδέσμευση φορητών Η/Ζ
1	ΝΑΙ			
2		2Χ3,5MW	ΝΑΙ	2
3		G1 ΑΠΟ ΜΥΚΟΝΟ ΚΑΙ G11 ΑΠΟ ΠΑΡΟ	ΝΑΙ	-

#### 9.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Οι νέες Μονάδες του ΑΣΠ Καρπάθου θεωρείται ότι έχουν ειδικές καταναλώσεις παρεμφερείς με των αντίστοιχων νέων Μονάδων όμοιας ισχύος που βρίσκονται εγκατεστημένες στα ΜΔΝ, τεχνικό ελάχιστο σύμφωνο με τα οριζόμενα στον Κώδικα ΜΔΝ, ενώ εντάσσονται κατά προτεραιότητα. Ακολουθούν οι υφιστάμενες Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, με σειρά οικονομικότητας ανάλογα και με την ειδική τους κατανάλωση. Τα σεναρία εξετάστηκαν λαμβάνοντας υπόψη ότι στον ΑΣΠ Καρπάθου υπάρχει πάντα μία τουλάχιστον Μονάδα σε λειτουργία.

Όσον αφορά την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, αυτή προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την πρόσφατη μελέτη περιθωρίων του διαχειριστή ΜΔΝ και είναι κοινή για τα τρία σεναρία.

Η εξέλιξη θεωρείται κοινή για τα τέσσερα σεναρία και παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.4.

**Πίνακας 9.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2022-2028 (MW)**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Αιολικά Πάρκα	0,95	0,95	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
ΦΒ Πάρκα	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
ΣΒΒ <sub>με</sub>	-	-	-	-	-	-	-

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και Φ/Β, σε όλα τα σεναρία ελήφθη υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής αυτών, το οποίο για το σύστημα της Καρπάθου ανέρχεται σε 25% για τα ΑΠ και σε 80% για τα Φ/Β.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το άθροισμα της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ και του 15% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος κτήσης των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 5,6 εκατομμύρια ευρώ για δύο νέες Μονάδες 3,5 MW (Σενάριο 2)
- 0,5 εκατομμύρια ευρώ για μετεγκατάσταση μίας Μονάδας 3 MW και μίας 2MW(Σενάριο 4)

Το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου εκτιμάται βάσει της ετήσιας σταθερής ράντας που περιγράφεται στην Ενότητα 3.3.3.

### 9.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων

#### 9.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα V υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των τριών σεναρίων που εξετάζονται. Τα αποτελέσματα του σεναρίου ένταξης νέας συμβατικής ισχύος (Σενάρια 2) συγκρίνεται με τα αποτελέσματα του βασικού Σεναρίου 1 και του Σεναρίου μετεγκατάστασης ισχύος από τους ΑΣΠ Μυκόνου και Πάρου (Σενάρια 3).

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των νέων συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> και το κόστος ενοικίασης ισχύος.

#### 9.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 9.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2023-2028.

**Πίνακας 9.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2023-2028**

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
1	13,27%
2	13,58%
3	13,57%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω Σεναρίων, προκύπτει ότι η διείσδυση ΑΠΕ αυξάνεται στα εναλλακτικά Σενάρια 2 και 3 σε σχέση με τα Σενάρια 1, λόγω χαμηλότερων τεχνικών ελαχίστων των νέων μονάδων.

#### 9.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 9.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των Σεναρίων του ΗΣ Καρπάθου. Το συνολικό κόστος του έτους 2022 και καθώς και το σταθερό κόστος των υφιστάμενων

συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Καρπάθου δεν έχουν συμπεριληφθεί στη σύγκριση, διότι είναι κοινά για όλα τα σενάρια.

**Πίνακας 9.6: Κόστος εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2023-2028**

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργίας και συντήρησης	Εκπομπών CO <sub>2</sub>	Ενοικίασης ή ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό
<b>1</b>	21,96	0,87	5,89	1,67	30,39
<b>2</b>	17,65	0,87	6,21	3,15	27,88
<b>3</b>	19,30	0,87	6,79	0,28	27,24

Από τον Πίνακα 9.6 φαίνεται ότι στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης οι διαφορές μεταξύ των Σεναρίων είναι αμελητέες.

### Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετου κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO<sub>2</sub> του 2021 προκύπτει για το διάστημα 2023-2028:

- Κόστος καυσίμου 21,96 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 0,87 εκατομμύριο ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 5,89 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ενοικίασης 1,67 εκατομμυρίων ευρώ.

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2023-2028 εκτιμάται στα 30,39 εκατομμύρια ευρώ.

### Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ένταξη μίας Μονάδας ισχύος 3,5 MW το 2023. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2028:

- Κόστος καυσίμου 17,65 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 0,87 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 6,21 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 3,15 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει σημαντική μείωση του κόστους καυσίμου κατά 4,31 εκατομμύρια ευρώ από την ένταξη της νέας Μονάδας, που οφείλεται στην αύξηση της παραγωγής των ΑΠ και στην καλύτερη ειδική κατανάλωση των νέων μονάδων.

Σημειώνεται αύξηση του κόστους εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 0,32 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 1,48 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Καρπάθου στο χρονικό διάστημα 2022-2027 προκύπτει εξοικονόμηση η οποία ανέρχεται σε 2,51 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### *Σενάριο 3*

Στο Σενάριο 3, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με την μετεγκατάσταση μίας μονάδας ισχύος 3 MW από τον ΑΣΠ Πάρου και μίας μονάδας ισχύος 2MW από τον ΑΣΠ Μυκόνου το 2023. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1 και την παραδοχή ότι οι εν λόγω μονάδες θα λειτουργεί με τεχνικά ελάχιστα 40% της ονομαστικής της ισχύος, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2028:

- Κόστος καυσίμου 19,3 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 0,84 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 6,79 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,28 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση του κόστους καυσίμου κατά 2,66 εκατομμύρια ευρώ.

Σημειώνεται αύξηση του κόστους εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 0,9 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 3 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μικρότερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 1,39 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Καρπάθου στο χρονικό διάστημα 2023-2028 προκύπτει μείωση του κόστους που ανέρχεται σε 3,15 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### **Σύγκριση σεναρίων**

Τα εναλλακτικά Σενάρια 2 και 3 επιφέρουν μικρή αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία οδηγεί σε μείωση της συμβατικής παραγωγής και του συνεπαγόμενου εξ αυτής κόστους.

#### **9.4 Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Καρπάθου**

Από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους ( κάλυψη ελλείμματος ισχύος, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ), κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2022-2028 είναι μετεγκατάσταση μίας μονάδας ισχύος 3 MW από τον ΑΣΠ Πάρου και μίας μονάδας ισχύος 2MW από τον ΑΣΠ Μυκόνου το 2023 (Σενάριο 3).

Με την ένταξη της εν λόγω Μονάδας επιτυγχάνεται:

- Μικρή αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ λόγω των χαμηλότερων τεχνικών ελαχίστων των νέων μονάδων.
- Κάλυψη του ελλείμματος ισχύος.
- Αποφυγή ενοικίασης ισχύος.
- Μείωση κατά 1,76 εκατομμύρια ευρώ ετησίως σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση του λειτουργικού κόστους του συστήματος Καρπάθου, όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO<sub>2</sub>.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Πάτμου

#### 10.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Πάτμου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Πάτμου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 7,6 MW και σε συνθήκες καύσωνα.
- 1 Αιολικό Σταθμό, αποδιδόμενης ισχύος 1,2 MW.
- 1 Φωτοβολταϊκό Σταθμό, ισχύος 0,15 MW.

Στον ΤΣΠ Πάτμου βρίσκονται εγκατεστημένα επτά MITSUBISHI S16R-PTA που καταναλώνουν καύσιμο diesel, εκ των οποίων το ένα ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Πάτμου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Πάτμου το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Πάτμου εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Πάτμου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν υπάρχει Άδεια Παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στον ΤΣΠ Πάτμου.

#### 10.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 10.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Πάτμου

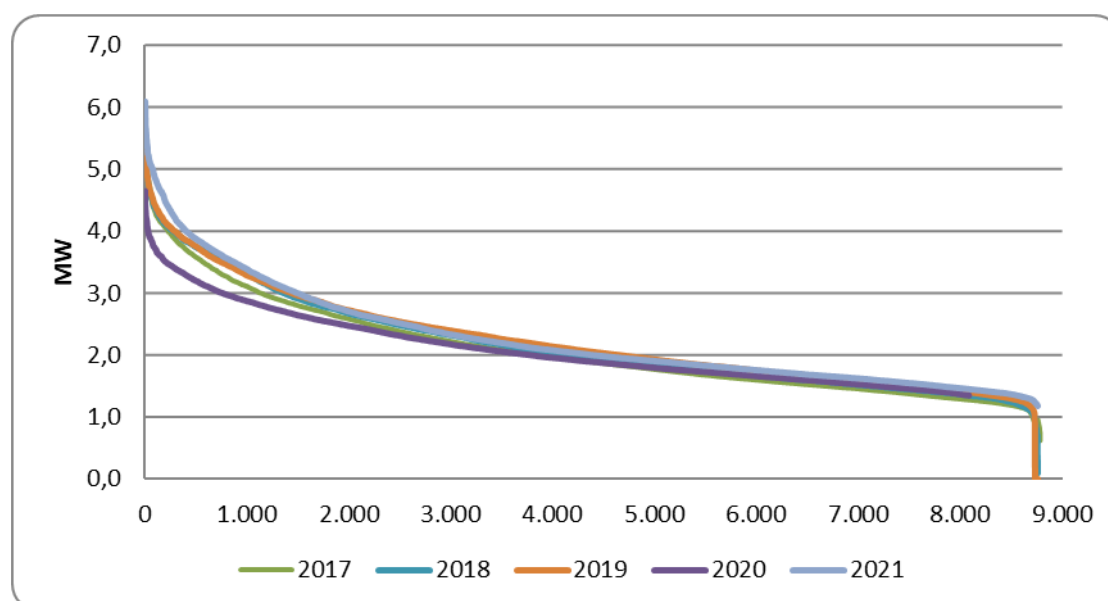
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 10.1, στο σύστημα της Πάτμου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,6% και 43,9%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό, λόγω τουριστικής

κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 10.1.

**Πίνακας 10.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Πάτμου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Πάτμου					
Έτη	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	2,10	2,16	2,23	2,02	2,24
Αιχμή (MW)	5,90	5,40	5,63	4,60	6,14
Συντελεστής Φορτίου (%)	35,6	39,9	39,7	43,9	36,5

**Διάγραμμα 10.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Πάτμου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 1,5 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,5 MW.

### 10.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Πάτμο παρουσιάζεται μικρό έλλειμμα ισχύος το έτη 2027 και 2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 10.2.

**Πίνακας 10.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Πάτμου για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	20.014	20.215	20.417	20.621	20.827	21.035	21.246
Αιχμή (MW)	6,26	6,32	6,38	6,44	6,50	6,56	6,63
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,24	0,18	0,12	0,06	0,00	-0,06	-0,13

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη το φορητό Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ».

### 10.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Πάτμου

Λαμβάνοντας υπόψη την ολοκλήρωση της Δ' Φάσης Διασύνδεσης των Κυκλάδων που εκτιμάται ότι θα έχει ολοκληρωθεί εντός του 2024 σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2022-2028 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Πάτμου και η μεταφορά ενός Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος περί το 1 MW από άλλο ΗΣ, το οποίο διασυνδέεται. Σε περίπτωση που η μεταφορά φορητού Η/Ζ δεν είναι εφικτή, συνίσταται η ενοικίαση ενός Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος 1MW κατά την περίοδο του θέρους.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αμοργού

#### 11.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Αμοργού τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Αμοργού, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 4,92 MW, η οποία σε συνθήκες καύσιωνα ανέρχεται σε 4,8 MW.
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,294 MW.

Στον ΤΣΠ Αμοργού βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα όμοια H/Z Mitsubishi S16R-PTA και δύο όμοια H/Z CEGIELSKI 6AL20/24, που καταναλώνουν ελαφρύ καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών H/Z του ΤΣΠ Αμοργού.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Νάξου -Αμοργού με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο Μονάδων G8 και G9 (CEGIELSKI 6AL20/24).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Αμοργού εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2029, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Αμοργού για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν υπάρχει Άδεια Παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στον ΤΣΠ Αμοργού.

#### 11.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 11.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αμοργού

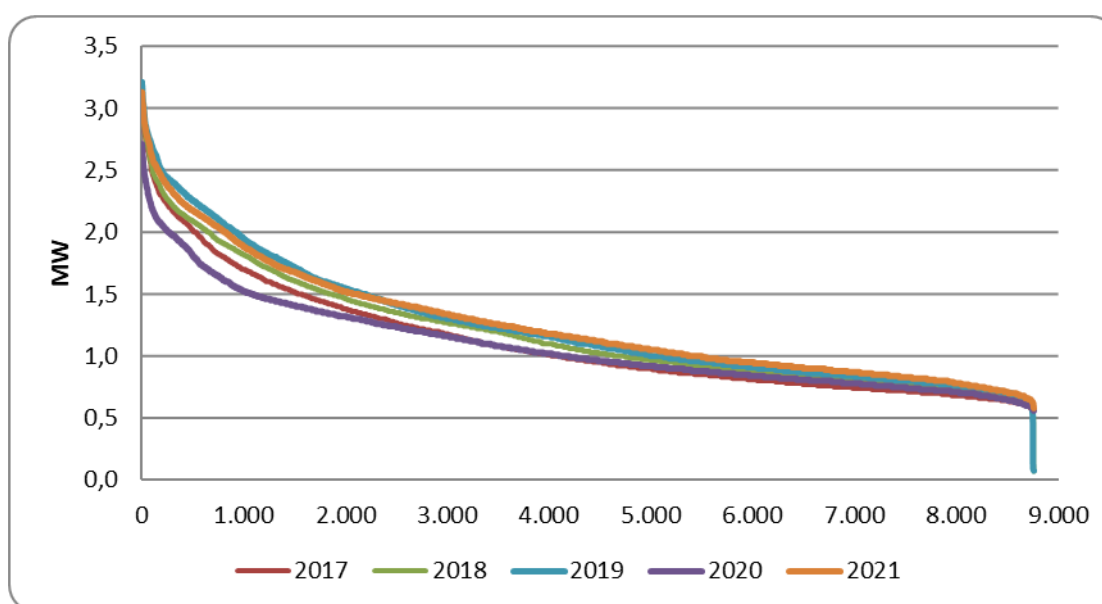
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 11.1, στο σύστημα της Αμοργού ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 37,7% και 41,2%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω

τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 11.1.

**Πίνακας 11.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αμοργού για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αμοργού					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	1,22	1,28	1,29	1,12	1,32
Αιχμή (MW)	3,18	3,21	3,24	2,71	3,50
Συντελεστής Φορτίου (%)	38,4	39,8	39,8	41,2	37,7

**Διάγραμμα 11.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Αμοργού για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 0,7 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,2 MW.

### 11.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Αμοργό δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος στο χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 11.2.

**Πίνακας 11.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αμοργού για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	11.797	11.974	12.154	12.336	12.521	12.709	12.900
<b>Αιχμή (MW)</b>	3,54	3,58	3,62	3,66	3,70	3,74	3,78
<b>Δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)</b>	0,26	0,22	0,18	0,14	0,10	0,06	0,02

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής Μονάδων G8 και G9, οι οποίες λήγουν το 2024.

### **11.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αμοργού**

Για το ΗΣ της Αμοργού δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G8, και G9 που λήγουν το 2024.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κύθνου

#### 12.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Κύθνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Κύθνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 5,2 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 4,46 MW.
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,238 MW.

Στον ΤΣΠ Κύθνου βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA και τέσσερα όμοια Η/Ζ MWM TBD603V12, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Σημειώνεται ότι από τα παραπάνω Η/Ζ, το ένα Mitsubishi ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων Η/Ζ του ΤΣΠ Κύθνου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής, ανάλογα με την οικονομικότητα και τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σερίφου -Κύθνου με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Κύθνου εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Κύθνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/1950/20615/24/09/2009 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ Α.Ε. Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ ισχύος 1,0 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο diesel. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

#### 12.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 12.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κύθνου

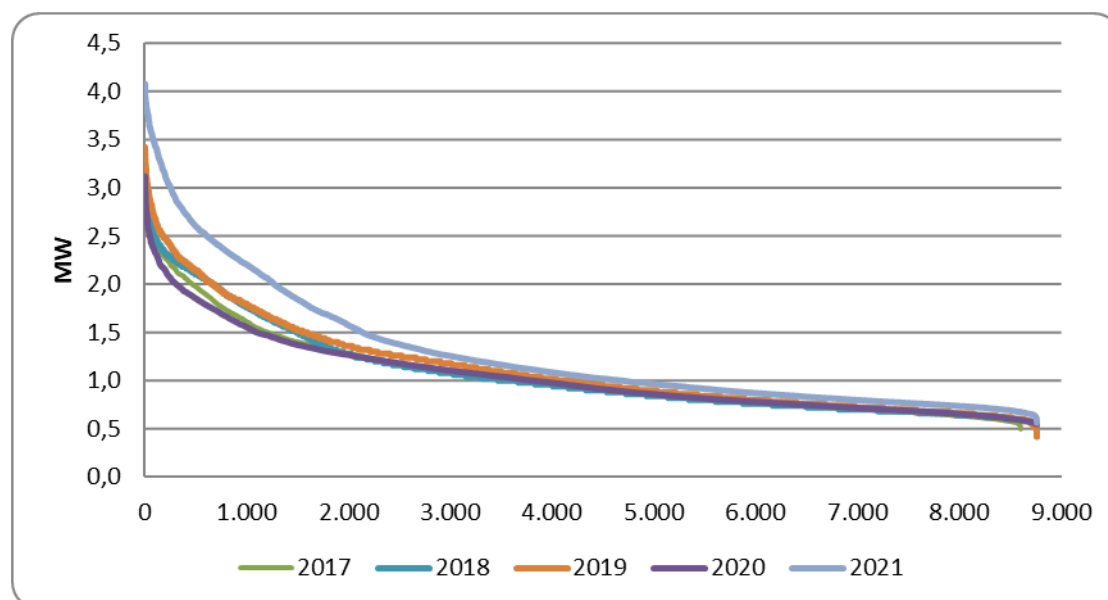
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 12.1, στο σύστημα της Κύθνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 31% και 34%, είναι σχετικά χαμηλός και

δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που ενισχύεται από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 12.1.

**Πίνακας 12.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Κύθνου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κύθνου					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	1,09	1,09	1,14	1,15	1,35
<b>Αιχμή (MW)</b>	3,44	3,22	3,42	3,46	4,34
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	31,8	34,0	33,4	33,1	31,0

**Διάγραμμα 12.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Κύθνου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 0,65 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,5 MW.

### 12.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Κύθνο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά την εξεταζόμενη περίοδο, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 12.2.



**Πίνακας 12.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Κύθνου για τα έτη 2022-2027**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	11.909	12.028	12.148	12.270	12.392	12.516
<b>Αιχμή (MW)</b>	4,43	4,47	4,51	4,56	4,61	4,66
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)</b>	-0,82	-0,86	-0,90	-0,95	-1,00	-1,05

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με δεδομένη την παραμονή του φορητού Η/Ζ που ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

### 12.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Κύθνου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022, έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως του 1MW.

Λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη διασύνδεση του ΗΣ της Κύθνου με το ΗΣ Σερίφου, με εκτιμώμενο έτος ηλέκτρισης το 2027, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2023-2027 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Κύθνου και η μεταφορά δύο Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος περί το 1 MW έκαστο, από άλλο ΗΣ, το οποίο διασυνδέεται. Σε περίπτωση που η μεταφορά δεν είναι εφικτή, προτείνεται η μίσθωση ισχύος κατά την περίοδο του θέρους.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 13

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αστυπάλαιας

#### 13.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Αστυπάλαιας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Αστυπάλαιας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 4,0 MW, η οποία σε συνθήκες καύσιωνα ανέρχεται σε 3,6 MW.
- 4 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,319 MW.

Στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα όμοια Η/Ζ MITSUBISHI S16R-PTA, που καταναλώνουν ελαφρύ καύσιμο diesel, εκ των οποίων το ένα ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Η/Ζ του ΤΣΠ Αστυπάλαιας.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως με τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Αστυπάλαιας το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Αστυπάλαιας εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύ της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Αστυπάλαιας για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα, δηλαδή έως και το 2028.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. 1028/27.12.2012 Απόφαση της ΡΑΕ χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την προμήθεια και εγκατάσταση ενός Η/Ζ ισχύος 1 MW στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας, που θα καταναλώνει ελαφρύ καύσιμο diesel. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

Επιπλέον, στο ΗΣ Αστυπάλαιας προγραμματίζεται η εγκατάσταση και λειτουργία Ειδικού Πιλοτικού Έργου (ΕΠΕ) με κύριο στόχο την υψηλή διείσδυση ενέργειας ΑΠΕ. Σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση καθορισμού του Ειδικού Πλαισίου για την υλοποίηση και λειτουργία του Ειδικού Πιλοτικού Έργου στη νήσο Αστυπάλαια, το ΕΠΕ αναπτύσσεται υπό τη μορφή ΥΒΣ σε δύο διακριτές φάσεις, Α' και Β. Η Α' Φάση αποσκοπεί στην επίτευξη διείσδυσης ΑΠΕ κατ' ελάχιστον ίση με το 50% της ετήσιας ζήτησης

ηλεκτρικής ενέργειας του ΗΣ Αστυπάλαιας με τον ΥΒΣ να απαρτίζεται από Φ/Β σταθμό εγκατεστημένης ισχύος 3 MW κατ' ελάχιστον και σύστημα αποθήκευσης χωρητικότητας 7,2 MWh κατ' ελάχιστον. Κατά τη Β' Φάση προβλέπεται επέκταση και αναβάθμιση της εγκατεστημένης ισχύος και χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης, με στόχο την επίτευξη διείσδυσης της παραγωγής από ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης που να ανέρχεται σε ποσοστό 80% ετησίως. Σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης του ΕΠΕ, ο ΥΒΣ αναμένεται να λειτουργήσει εντός του έτους 2024.

## 13.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

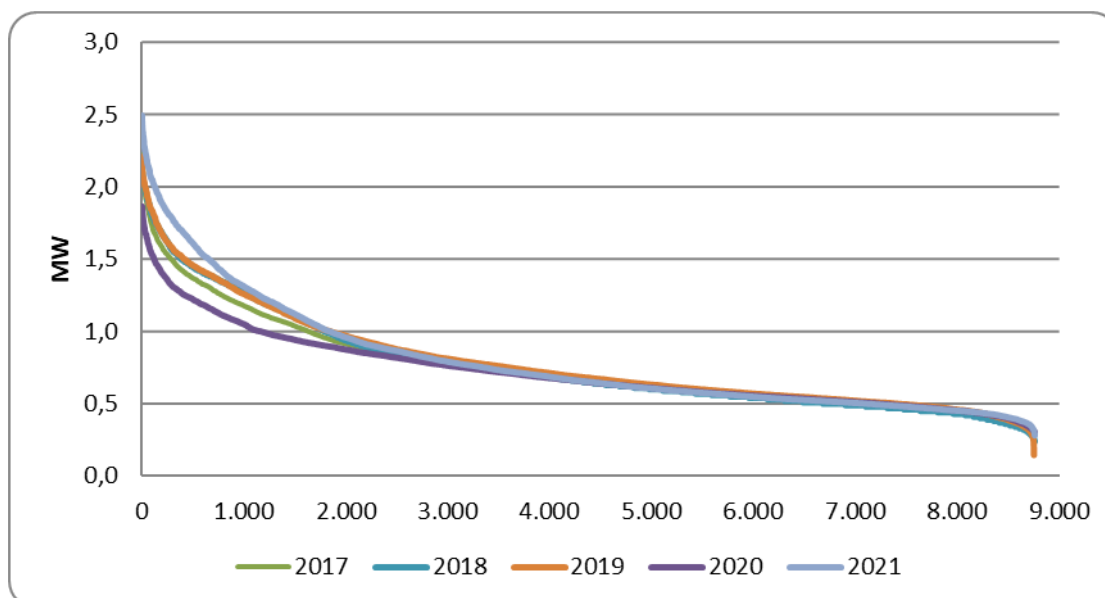
### 13.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 13.1, στο σύστημα της Αστυπάλαιας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 32,1% και 37,2%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 13.1.

**Πίνακας 13.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αστυπάλαιας					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,80	0,81	0,83	0,77	0,83
<b>Αιχμή (MW)</b>	2,30	2,26	2,34	2,06	2,59
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	34,7	35,7	35,5	37,2	32,1

**Διάγραμμα 13.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Αστυπάλαιας για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 0,5 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 0,9 MW.

### 13.2.2 Επάρκεια ισχύος

Για την εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, λαμβάνεται υπόψη η ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης στα πλαίσια του προγράμματος «Smart & Sustainable Island». Σύμφωνα με το εν λόγω πρόγραμμα, σε ορίζοντα πενταετίας θα γίνει προσπάθεια να εξηλεκτριστεί το σύνολο του στόλου οχημάτων, ενώ δημοσίως προσβάσιμοι φορτιστές θα εγκατασταθούν κατ' αντιστοιχία πλήθους με τα ηλεκτρικά οχήματα που θα διατεθούν στο νησί.

Λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά των τύπων οχημάτων αναφορικά με την αυτονομία της μπαταρίας και την ισχύ φόρτισης, καθώς και με βάση στατιστικά στοιχεία από την έως σήμερα κίνηση των οχημάτων στην Αστυπάλαια, καταρτίζεται ένα κατάλληλο προφίλ φόρτισης για καθεμία από τις εποχές του έτους.

Επιπρόσθετα, θεωρώντας ότι θα αναπτυχθούν παράλληλα με το Ειδικό Πιλοτικό Έργο οι κατάλληλες υποδομές για τον έλεγχο της φόρτισης των οχημάτων, η απαιτούμενη ενέργεια για την ηλεκτροκίνηση κατανέμεται εντός συγκεκριμένου χρονικού εύρους. Τέλος, ιδίως λόγω της τοπικότητας της εμφάνισης των αιχμών στη ζήτηση στα νησιά, η οποία περιορίζεται σε ελάχιστες ώρες μέσα στο έτος, μπορεί με ασφάλεια να θεωρηθεί ότι τα ηλεκτρικά οχήματα δε θα συνεισφέρουν τόσο στην αύξηση της αιχμής αλλά κυρίως στην αύξηση της ζήτησης, αποφεύγοντας τη φόρτιση για εκείνες τις ελάχιστες ώρες εμφάνισης της αιχμής.

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3 και λαμβάνοντας υπόψη την ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης, στην Αστυπάλαια παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 13.2.

**Πίνακας 13.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αστυπάλαιας για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	7.499	7.799	8.128	8.599	9.029	9.480	9.954
<b>Αιχμή (MW)</b>	2,62	2,70	2,73	2,86	2,95	3,10	3,22
<b>Δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)</b>	0,08	0,00	-0,30	-0,16	-0,25	-0,40	-0,52

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη το φορητό Η/Ζ της «Τράπεζας Φορητών Η/Ζ».

### 13.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αστυπάλαιας

Για την κάλυψη του ελλείμματος κατά την περίοδο 2024-2028 στο ΗΣ της Αστυπάλαιας έχει προταθεί η προμήθεια δύο Μονάδων ισχύος 0,4 MW, οι οποίες θα ενταχθούν στην «Τράπεζα Η/Ζ» και θα μεταφερθούν στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας. Σημειώνεται ότι λόγω μεγέθους οι υπόψη Μονάδες δεν εμπίπτουν στις οδηγίες ρύπων.

Η ανωτέρω πρόταση εξυπηρετεί παράλληλα με την διασφάλιση της επάρκειας του ΗΣ και την αύξηση της ετήσιας διείσδυσης, μετά την εγκατάσταση του ΕΠΕ. Κατά την Α' Φάση υλοποίησης του ΕΠΕ, η οποία έχει την έννοια πιλοτικής – δοκιμαστικής λειτουργίας, προκειμένου για την εξασφάλιση της αξιόπιστης και απρόσκοπτης ηλεκτροδότησης του ΗΣ, ο θερμικός σταθμός ΤΣΠ Αστυπάλαιας θα παραμείνει σε λειτουργία με Μονάδες υποχρεωτικής ένταξης (must-run). Ως εκ τούτου, οι Μονάδες αποδιδόμενης ισχύος 400 KW που προτείνεται να ενταχθούν, προσφέρουν την απαιτούμενη ευελιξία στο ΗΣ, λόγω των ιδιαίτερα χαμηλών τεχνικών ελαχίστων που διαθέτουν, για την επίτευξη του στόχου της ετήσιας διείσδυσης ΑΠΕ (50%), διασφαλίζοντας παράλληλα την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης και την ευστάθεια του ΗΣ.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 14

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μήλου

#### 14.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Μήλου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Μήλου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 19,0 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 17,75 MW.
- 2 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 2,65 MW
- 7 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,618 MW

Στον ΑΣΠ Μήλου βρίσκονται εγκατεστημένες τρεις συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και δύο σταθερά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τον Δεκέμβριο του 2021 μεταφέρθηκε από τον ΑΣΠ Πάρου ένα φορητό Η/Ζ που καταναλώνει καύσιμο diesel. Το παραπάνω φορητό Η/Ζ ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Μήλου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ενώ οι Μονάδες που καταναλώνουν diesel λειτουργούν ως μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Μήλου περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2024.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Μονάδων G7 και G8 (CKD 12V27, 5B8S).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Μήλου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2025, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Μήλου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Στην παρούσα φάση δεν υπάρχει άδεια παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στο ΗΣ της Μήλου.

#### 14.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 14.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Μήλου

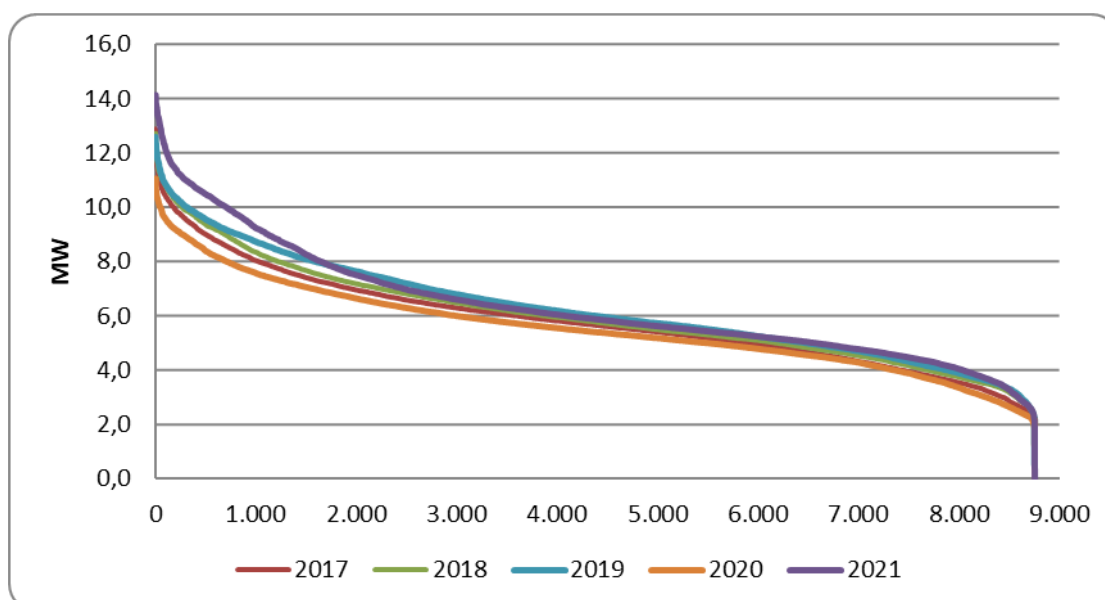
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 14.1, στο σύστημα της Μήλου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 47,1% και 42,1% και δείχνει ότι το φορτίο

του συστήματος είναι έντονα εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 14.1.

**Πίνακας 14.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Μήλου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Μήλου					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο φορτίο (MW)</b>	5,58	5,77	5,99	5,34	6,11
<b>Αιχμή (MW)</b>	13,00	13,05	12,72	11,77	14,52
<b>Συντελεστής φορτίου (%)</b>	42,9	44,2	47,1	45,4	42,1

**Διάγραμμα 14.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Μήλου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 4 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 4,5 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται εξ' ολοκλήρου από οικονομικές Μονάδες με καύσιμο μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται, κατά κύριο λόγο, από μονάδες με καύσιμο μαζούτ αλλά και από το φορητό Η/Ζ, που καταναλώνει καύσιμο diesel.

#### 14.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Μήλο παρουσιάζεται έλλειμμα από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 14.2.

**Πίνακας 14.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Μήλου για τα έτη 2022-2024**

Έτος	2022	2023	2024
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	54.094	54.635	55.181
<b>Αιχμή (MW)</b>	14,60	14,68	14,75
<b>Δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	17,75	17,75	17,75
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	5,00	5,00	5,00
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)</b>	-1,85	-1,93	-2,00

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη το φορητό Η/Ζ που μεταφέρθηκε από τον ΑΣΠ Πάρου και την παράταση των Αδειών Παραγωγής οι οποίες λήγουν στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

### 14.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μήλου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η μεταφορά από τον ΑΣΠ Πάρου δύο επιπλέον φορητών Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος 1MW, έκαστο. Σημειώνεται ότι για την υπόψη μεταφορά έχει εκδοθεί η υπ' αριθμ. ΠΑΕ 67/2022 Απόφαση.

Επιπλέον, με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και κατόπιν των υπόψη μεταφορών διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος όλο το εξεταζόμενο διάστημα, κατά συνέπεια δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού του ΗΣ Μήλου.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G7 και G8, μέχρι την ολοκλήρωση της διασύνδεσης.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 15

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σάμου

#### 15.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Σάμου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Σάμου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 47MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 41,4 MW.
- 7 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,75 MW
- 63 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 4,373 MW

Στον ΑΣΠ Σάμου βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Σάμου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Σάμου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

Επίσης, σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση MT μεταξύ Σάμου-Ικαρίας με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2026.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο μονάδων G11 και G12 (CEGIELSKI 6RTAF-58).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι Μονάδες G2, G3 και G4 (WARTSILA W32 - 18V) εμπίπτουν στην Οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης..

Οι Μονάδες G11 και G12 (CEGIELSKI 6RTAF-58) και η Μονάδα G13 (CEGIELSKI 9RTA-F58) εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σάμου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

### Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/766/6780/19.05.2009 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ, ισχύος 8,25 MW έκαστο, που θα καταναλώνει καύσιμο μαζούτ. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

## 15.2 Εξέταση σεναρίων

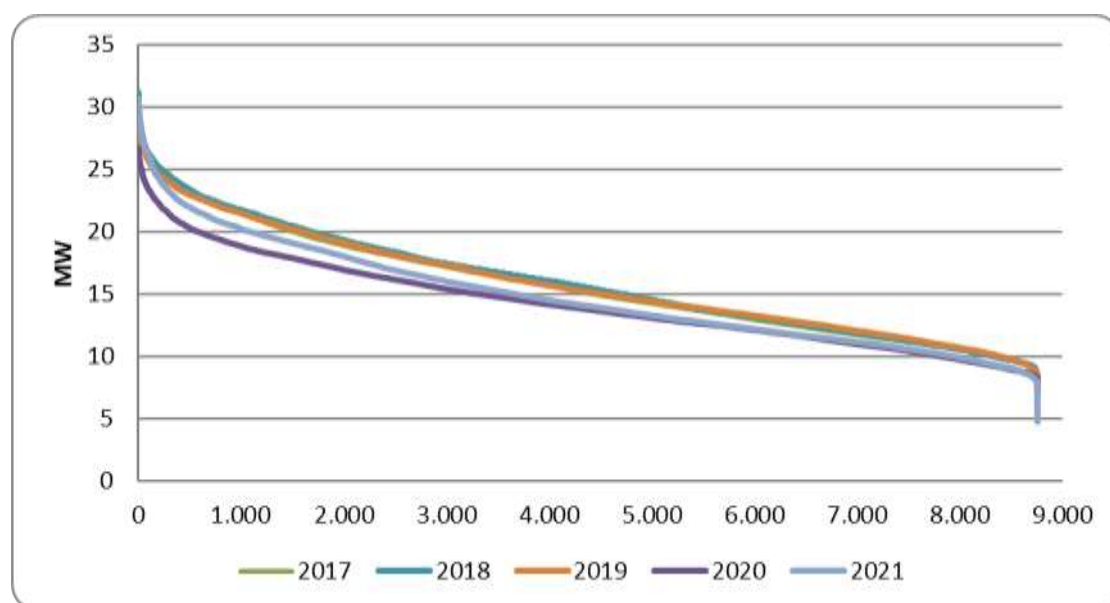
### 15.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σάμου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 15.1, στο σύστημα της Σάμου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 45,4% και 53,7%, είναι σχετικά υψηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος διατηρείται σε σχετικά υψηλά επίπεδα, ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 15.1.

Πίνακας 15.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σάμου για τα έτη 2017-2021

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σάμου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	15,97	16,01	16,05	14,44	15,02
Αιχμή (MW)	31,80	31,10	29,90	27,80	33,10
Συντελεστής Φορτίου (%)	50,2	51,5	53,7	51,9	45,4

Διάγραμμα 15.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σάμου για τα έτη 2017-2021



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 12 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 8 MW, με όλο το φορτίο να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες με καύσιμο μαζούτ.

### 15.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σάμο παρουσιάζεται έλλειμμα από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 15.2.

**Πίνακας 15.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σάμου για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (GWh)	140,80	143,62	146,49	149,42	152,41	155,46	158,57
Αιχμή (MW)	33,95	34,29	34,60	34,98	35,33	35,68	36,04
Δυναμικό παραγωγής (MW)	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Έλλειμμα / περίσσεια ισχύος N-1(MW)	-2,05	-2,39	-2,70	-3,08	-3,43	-3,78	-4,14
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Έλλειμμα / περίσσεια ισχύος N-2(MW)	-9,35	-9,69	-10,00	-10,38	-10,73	-11,08	-11,44

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των αδειών των μονάδων G11 και G12 που λήγουν το 2025.

### 15.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 10MW.

Κατά το χρονικό διάστημα 2023-2028, για την επάρκεια τροφοδότησης, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Σάμου και διερευνώνται εναλλακτικά σενάρια ένταξης νέων συμβατικών Μονάδων.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Σάμου διερευνάται ως βασικό σενάριο η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του παραγωγικού δυναμικού με μίσθωση ισχύος (Σενάριο 1) και ως εναλλακτικά σενάρια η ένταξη δύο νέων Η/Ζ ισχύος 8,25MW (Σενάριο 2), καθώς και η μετεγκατάσταση της Μονάδας G4 WARTSILA 12V46, ισχύος 10MW από τον ΑΣΠ Πάρου το 2023 και της Μονάδας G6 CEGIELSKI 6RTAF58, ισχύος 5,5MW από τον ΑΣΠ Σύρου το 2025 (Σενάριο 3).

Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Σάμου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς και έχει ληφθεί υπόψη η παράταση των αδειών για τις μονάδες που λήγουν.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, αποφασίστηκε η διερεύνηση των σεναρίων που εμφανίζονται στον Πίνακα 15.3.

**Πίνακας 15.3: Σεναρία ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Σάμου για το διάστημα 2023-2028**

Σενάριο	Ενοικίαση	Νέα ισχύς
1	ΝΑΙ	
2		2x8,25MW
3		G4 ΑΠΟ ΠΑΡΟ ΚΑΙ G6 ΑΠΟ ΣΥΡΟ

#### 15.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Οι νέες Μονάδες του ΑΣΠ Σάμου θεωρείται ότι έχουν ειδικές καταναλώσεις παρεμφερείς με των αντίστοιχων υφιστάμενων Μονάδων, τεχνικό ελάχιστο σύμφωνο με τα οριζόμενα στον Κώδικα ΜΔΝ, ενώ εντάσσονται κατά προτεραιότητα. Τα σεναρία εξετάστηκαν λαμβάνοντας υπόψη ότι στον ΑΣΠ Σάμου υπάρχουν πάντα δύο τουλάχιστον Μονάδες σε λειτουργία.

Όσον αφορά στην εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την υφιστάμενη κατάσταση και τα προτεινόμενα περιθώρια διείσδυσης που έχουν υποβληθεί προς τη ΡΑΕ, είναι κοινή για τα τρία σεναρία και φαίνεται στον Πίνακα 15.4.

**Πίνακας 15.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ συστήματος Σάμου για τα έτη 2022-2028 (MW)**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Αιολικά Πάρκα	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75
ΦΒ Πάρκα	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373
ΣΒΒ <sub>με</sub>	-	-	-	0,35	0,35	0,35	0,35

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και ΦΒ, σε όλα τα σεναρία ελήφθη υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής, το οποίο για το σύστημα της Σάμου ανέρχεται σε 20% για τα ΑΠ και σε 80% για τα ΦΒ.

Όσον αφορά στους ΣΒΒ, θεωρείται ότι είναι πάντα διαθέσιμοι, εκτός από περίπου έναν μήνα ανά έτος που υπόκεινται σε συντήρηση.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το άθροισμα της μη εγγυημένης ενέργειας ΑΠΕ και ποσοστού 15-20% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος κτήσης των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 13,2 εκατομμύρια ευρώ για δύο μονάδες 8,25 MW (Σενάριο 2)
- 1,55 εκατομμύρια ευρώ για μετεγκατάσταση μίας Μονάδας 10 MW από τη Πάρο και μίας Μονάδα 5,5 MW από τη Σύρο(Σενάριο 3)

Το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου εκτιμάται βάσει της ετήσιας σταθερής ράντας που περιγράφεται στην προαναφερόμενη Ενότητα 3.3.3.

### 15.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2023-2028

#### 15.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα IV υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των τεσσάρων σεναρίων που εξετάζονται. Τα αποτελέσματα των εναλλακτικών σεναρίων ένταξης νέας συμβατικής ισχύος (Σενάρια 2 και 3) συγκρίνονται τόσο μεταξύ τους όσο και με τα αποτελέσματα του βασικού σεναρίου 1.

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των νέων συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub>.

#### 15.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 15.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2023-2028.

**Πίνακας 15.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ συστήματος Σάμου για τα έτη 2023-2028**

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
1	18,22%
2	18,28%
3	18,94%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω σεναρίων, προκύπτει ότι η διείσδυση ΑΠΕ αυξάνεται στο σενάριο 3 σε σχέση με το σενάριο 1, ενώ στο σενάριο δύο παραμένει σταθερή λόγω των όμοιων τεχνικών χαρακτηριστικών των νέων μονάδων με τις υφιστάμενες στον ΑΣΠ.

#### 15.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 15.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των σεναρίων του ΗΣ Σάμου. Το συνολικό κόστος του έτους 2022, καθώς και το σταθερό κόστος των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Σάμου δεν έχουν συμπεριληφθεί στη σύγκριση, καθώς είναι κοινά σε όλα τα σενάρια.

**Πίνακας 15.6: Κόστος σεναρίων ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Σάμου για τα έτη 2023-2028**

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργ. & συντήρησης	Εκπομπών CO <sub>2</sub>	Ενοικίασης/ Ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό
1	71,31	3,05	23,37	4,09	101,82
2	63,09	3,05	22,21	7,42	95,77
3	62,11	3,02	21,87	0,77	87,77

Από τον Πίνακα 15.6 φαίνεται ότι τόσο στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων είναι αμελητέες.

### Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετου κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO<sub>2</sub> του 2021, προκύπτει για το διάστημα 2023-2028:

- Κόστος καυσίμου 71,31 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 3,05 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 23,37 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ενοικίασης 4,09 εκατομμυρίων ευρώ.

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2023-2028 εκτιμάται στα 101,82 εκατομμύρια ευρώ.

### Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2 θεωρείται ένταξη δύο νέων Μονάδων ισχύος 8,25 MW έκαστη το 2023. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2028:

- Κόστος καυσίμου 63,09 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 3,05 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 22,21 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 7,42 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει εξοικονόμηση στο κόστους καυσίμου 8,22 εκατομμύριο ευρώ για το Σενάριο 2. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι με τις νέες μονάδες δεν θα απαιτηθεί μίσθωση φορητών Η/Ζ κατά τους θερινούς μήνες που καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 1,16 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 3,33 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Σάμου στο χρονικό διάστημα 2023-2028 προκύπτει μείωση του κόστους που ανέρχεται σε 6,05 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### Σενάριο 3

Στο Σενάριο 3 θεωρείται η μετεγκατάσταση της Μονάδας G4 από τον ΑΣΠ Πάρου το 2023 και της Μονάδας G6 από τον ΑΣΠ Σύρου το 2025. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2023-2028:

- Κόστος καυσίμου 62,11 εκατομμυρίων ευρώ.
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 3,02 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> 21,87 εκατομμυρίων ευρώ.
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,77 εκατομμυρίων ευρώ.

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει εξοικονόμηση στο κόστους καυσίμου 9,2 εκατομμύρια ευρώ για το Σενάριο 3. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι με τις μονάδες που προτείνεται να μεταφερθούν δεν θα απαιτηθεί μίσθωση φορητών Η/Ζ κατά τους θερινούς μήνες που καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 1,5 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 3.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 3 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μικρότερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 3,32 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Σάμου στο χρονικό διάστημα 2023-2028 προκύπτει μείωση του κόστους που ανέρχεται σε 14,05 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

### Σύγκριση

Στο σενάριο 2, η ένταξη νέων μονάδων, επιφέρει μείωση του κόστους καυσίμου αλλά σημαντική αύξηση του κόστους ανάκτησης κεφαλαίου, με αποτέλεσμα την αύξηση του συνολικού κόστους. Ενώ το Σενάριο 3 επιφέρει μικρή αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία οφείλεται σε μικρότερα τεχνικά ελάχιστα που παρουσιάζουν οι μονάδες που προτείνεται να μεταφερθούν σε σχέση με τις υφιστάμενες, μείωση του κόστους καυσίμου και σημαντική μείωση του κόστους ανάκτησης κεφαλαίου.

## 15.4 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σάμου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 10MW.

Για τα έτη 2023-2028, από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους (κάλυψη ελλείμματος ισχύος, αύξηση

διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ), καθώς και το γεγονός ότι η Σάμος, σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032 περιλαμβάνεται στο έργο της Διασύνδεσης των Νησιών του Βορειανατολικού Αιγαίου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028, κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2023-2028 είναι η μετεγκατάσταση της Μονάδας G4 από τον ΑΣΠ Πάρου το 2023 και της Μονάδας G6 από τον ΑΣΠ Σύρου το 2025, δεδομένης της ολοκλήρωσης της Γ΄ Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2023-2032) (Σενάριο 3).

Με την ένταξη της εν λόγω Μονάδας επιτυγχάνεται:

- Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ
- Κάλυψη του ελλείμματος ισχύος.
- Αποφυγή μίσθωσης ισχύος.
- Μείωση κατά 10,7 εκατομμύρια ευρώ ετησίως σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση του λειτουργικού κόστους του συστήματος Σάμου, όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO<sub>2</sub>.

#### *Ανάκληση Άδειας Παραγωγής νέου Σταθμού*

Σύμφωνα με τη διερεύνηση που πραγματοποιήθηκε στο παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης και την πρόταση του ΔΕΔΔΗΕ, καθώς και της αδυναμίας έκδοσης νέας Άδειας Παραγωγής λόγω του ισχύοντος νομικού πλαισίου, το αίτημα της ΔΕΗ ΑΕ για ανάκληση των Αδειών Παραγωγής στον ΑΣΠ Σάμου επηρεάζει την επάρκεια ισχύος του ΗΣ Σάμου στο άμεσο μέλλον, σε περίπτωση που δεν πραγματοποιηθεί η μετεγκατάσταση των μονάδων που προαναφέρθηκαν από τις Κυκλάδες, γεγονός που πρέπει να ληφθεί υπόψη κατά την εξέτασή του. Σε αυτή την περίπτωση κι εφόσον τελικά δεν γίνει δεκτό το αίτημα ανάκλησης, προτείνεται να εξεταστεί η τροποποίηση των Αδειών Παραγωγής, έτσι ώστε να περιλαμβάνουν Μονάδες διπλού καυσίμου, ώστε να μπορούν να συμμορφωθούν στις νέες οδηγίες ρύπων.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 16

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Χίου

#### 16.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα της Χίου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Χίου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 64,452 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 54 MW
- 12 αιολικούς σταθμούς, συνολικής ισχύος 10,425 MW
- 55 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 5,173 MW

Στον ΑΣΠ Χίου βρίσκονται εγκατεστημένες εννιά συμβατικές Μονάδες, συνολικής ισχύος 64,452 MW, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Χίου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής, ανάλογα με την οικονομικότητα και τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Χίου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G1 (CEGIELSKI 9RTAF58, ενώ το 2026 λήγουν οι Άδειες Παραγωγής των Μονάδων G2 (CEGIELSKI 9RTAF58), G7 και G8 (GMT C4212ESS).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι Μονάδες που εμπίπτουν στην Οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2030, είναι οι G1, G2 (CEGIELSKI 9RTAF58) και G3, G4 (H.S.D/MAN 9K60).

Όλες οι υπόλοιπες Μονάδες του ΑΣΠ Χίου, συνολικής ισχύος 15,5 MW, εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2029, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Χίου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. 71/2022 Απόφαση της ΡΑΕ έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 72 MW στο ΗΣ Χίου, με ορίζοντα λειτουργίας το 2024. Επί του παρόντος βρίσκεται σε φάση διερεύνησης από τους αρμόδιους φορείς το κανονιστικό πλαίσιο ως προς τη λειτουργία των πλωτών

σταθμών και ως προς τον τρόπο αποζημίωσής τους. Τούτων δοθέντων και κυρίως της αβεβαιότητας των δεδομένων υλοποίησης του υπόψη έργου, στην ανάλυση που ακολουθεί δεν λαμβάνεται υπόψη η συμβολή του προαναφερθέντος πλωτού σταθμού στην διασφάλιση της επάρκειας του ΗΣ Χίου.

## 16.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

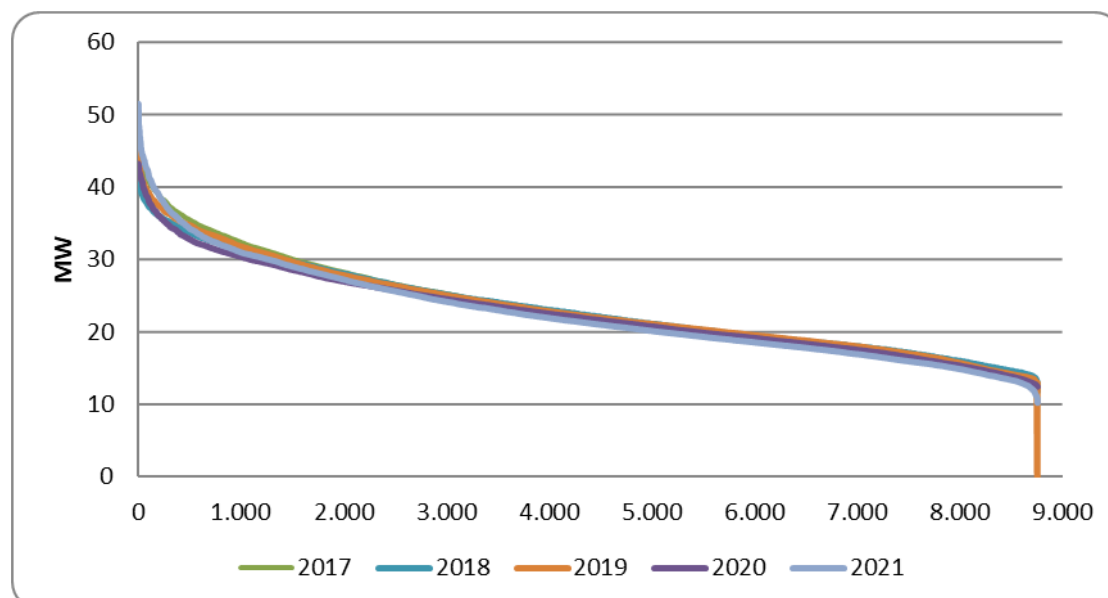
### 16.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Χίου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 16.1, στο σύστημα της Χίου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 44,9% και 56,8%, είναι σχετικά υψηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος διατηρείται σε σχετικά υψηλά επίπεδα ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που ενισχύεται από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 16.1.

**Πίνακας 16.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Χίου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Χίου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	23,93	23,40	23,62	22,87	23,28
Αιχμή (MW)	45,70	41,20	45,30	43,00	51,90
Συντελεστής Φορτίου (%)	52,4	56,8	52,1	53,2	44,9

**Διάγραμμα 16.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Χίου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 17 MW ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 25 MW. Το φορτίο βάσης όπως και το φορτίο αιχμής καλύπτονται από μονάδες με καύσιμο μαζούτ.

### 16.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Χίο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 16.2.

**Πίνακας 16.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Χίου για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (GWh)	209,02	214,25	219,61	225,10	230,72	236,49	242,40
Αιχμή (MW)	52,42	52,94	53,47	54,00	54,54	55,09	55,64
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	54	54	54	54	54	54	54
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1(MW)	-10,92	-11,44	-11,97	-12,50	-13,40	-13,59	-14,14
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	10	10	10	10	10	10	10
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2(MW)	-20,92	-21,44	-21,97	-22,50	-23,04	-23,59	-24,14

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση όλων των Αδειών Παραγωγής οι οποίες λήγουν στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

### 16.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Χίου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022, έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 21MW.

Για την κάλυψη του ελλείμματος κατά την περίοδο 2023-2028 στο ΗΣ της Χίου προτείνεται η μεταφορά 10 φορητών Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος 0,8MW έκαστο, από τον ΑΣΠ Κω από το 2023 και η μίσθωση ισχύος τους θερινούς μήνες.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σίφνου

#### 17.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Σίφνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σίφνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 9 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 7,65MW.
- 1 Αιολικό Σταθμό, αποδιδόμενης ισχύος 1,2 MW.
- 2 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,203 MW.

Στον ΤΣΠ Σίφνου βρίσκονται εγκατεστημένα εννέα όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Σημειώνεται ότι δύο από τα παραπάνω Η/Ζ ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σίφνου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως με τη διαθεσιμότητά τους.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σερίφου -Σίφνου με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2025. Επιπλέον, σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Σερίφου περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2024.

##### *Λήξη αδειών*

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Σίφνου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2026, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σίφνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν υπάρχει Άδεια Παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στον ΤΣΠ Σίφνου.

#### 17.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 17.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σίφνου

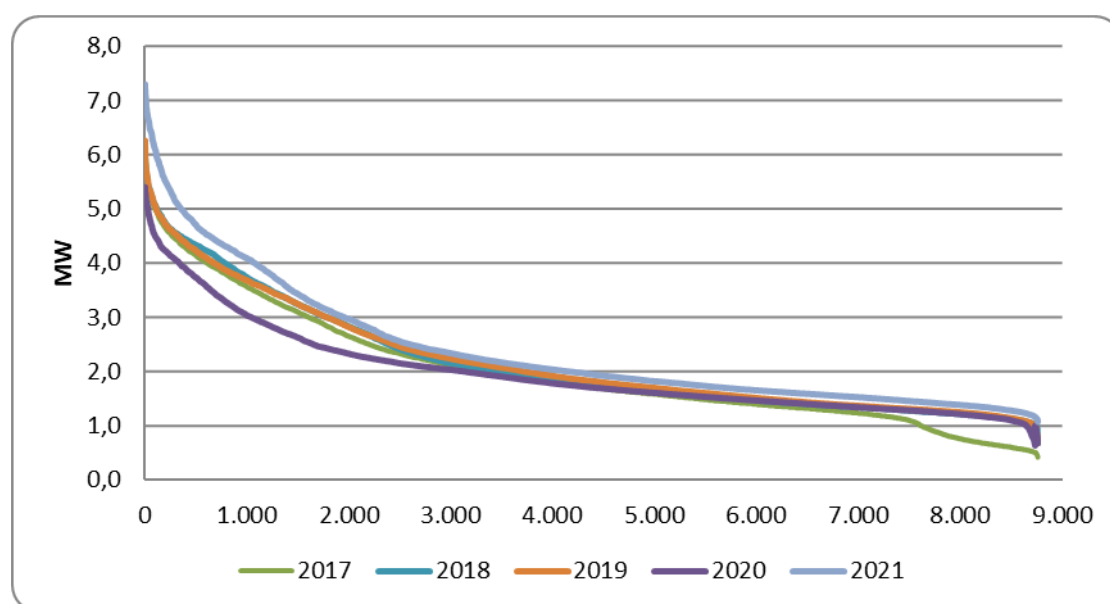
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 17.1, στο σύστημα της Σίφνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 31,9% και 35,9% , είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω

τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 17.1.

**Πίνακας 17.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σίφνου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σίφνου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	2,13	2,18	2,21	1,99	2,39
Αιχμή (MW)	6,39	6,07	6,51	5,65	7,50
Συντελεστής Φορτίου (%)	33,3	35,9	33,9	35,2	31,9

**Διάγραμμα 17.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σίφνου για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης του 1,2 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,4 MW.

### 17.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σίφνο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 17.2.

**Πίνακας 17.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Σίφνου για τα έτη 2022-2025**

Έτος	2022	2023	2024	2025
Ζήτηση (MWh)	21.164	21.375	21.589	21.805
Αιχμή (MW)	7,73	7,80	7,89	7,97
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	7,65	7,65	7,65	7,65
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,85	0,85	0,85	0,85
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	-0,93	-1,00	-1,09	-1,17

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με την παραμονή των δύο φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

### 17.3 Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σίφνου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η μεταφορά από τον ΑΣΠ Μυκόνου ενός φορητού Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος 1 MW. Σημειώνεται ότι για την υπόψη μεταφορά έχει εκδοθεί η υπ' αριθμ. ΡΑΕ 66/2022 Απόφαση.

Επιπλέον, με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και κατόπιν της υπόψη μεταφοράς διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος μέχρι το έτος 2023, ενώ το μικρό έλλειμμα ισχύος που προκύπτει τα έτη 2024 και 2025, προτείνεται να καλυφθεί με μεταφορά ενός Η/Ζ, από άλλο ΗΣ το οποίο διασυνδέεται ή με μίσθωση ισχύος της τάξης του 1MW κατά τη θερινή περίοδο.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 18

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ικαρίας

#### 18.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Ικαρίας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Συμβατικούς Σταθμούς και Σταθμούς ΑΠΕ:

- ΤΣΠ Ικαρίας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 13,4 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 11,4 MW.
- 2 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,985 MW
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,399 MW,
- 1 Υβριδικός Σταθμός, εγγυημένης ισχύος 2,55 MW

Στον ΤΣΠ Ικαρίας βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και έξι MITSUBISHI συνολικής ισχύος που καταναλώνουν καύσιμο diesel, δύο εκ των οποίων ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Η μονάδα GDF 6G32 θα είναι διαθέσιμη από το έτος 2023. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Ικαρίας.

Οι Μονάδες με καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ανάλογα με την οικονομικότητα και τη διαθεσιμότητά τους, ενώ οι μονάδες με καύσιμο diesel λειτουργούν ως μονάδες αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σάμου-Ικαρίας με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2026.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγουν οι Άδειες Παραγωγής των Μονάδων G4 και G5 (FIAT B308ESS).

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Ικαρίας εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Ικαρίας για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Ικαρίας.

## 18.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

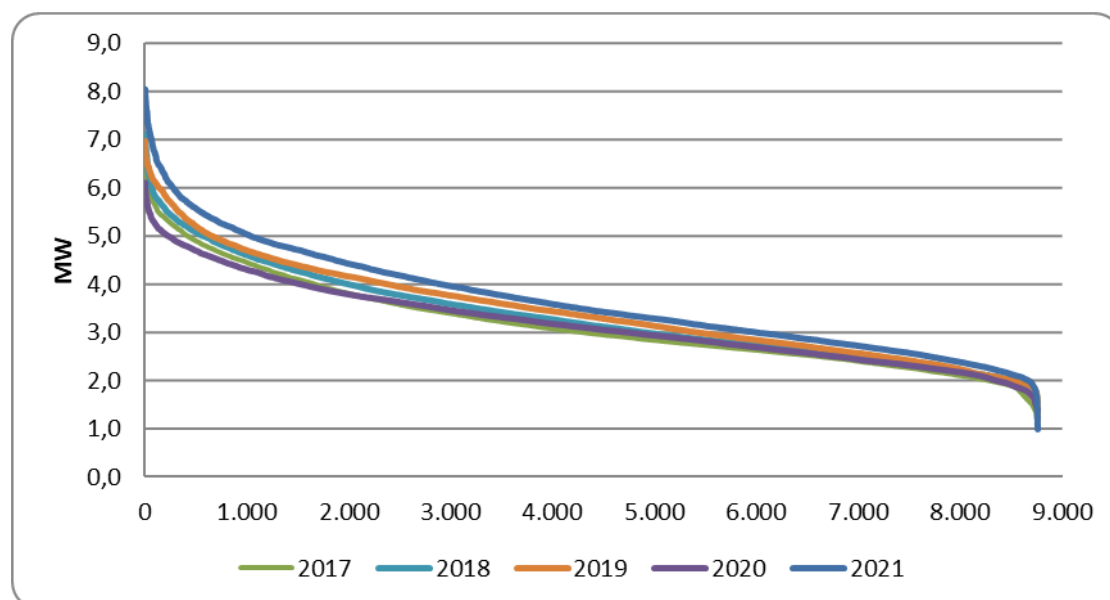
### 18.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ικαρίας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 18.1, στο σύστημα της Ικαρίας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,3% και 45,3%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι σχετικά εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 18.1.

**Πίνακας 18.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Ικαρίας για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ικαρίας					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	3,18	3,18	3,26	3,10	3,39
<b>Αιχμή (MW)</b>	7,439	7,110	7,938	6,839	9,600
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	42,8	44,8	41,0	45,3	35,3

**Διάγραμμα 18.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Ικαρίας για τα έτη 2017-2021**



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 2,4 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,7 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται εξ' ολοκλήρου από μονάδες με καύσιμο μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται τόσο από μονάδες με καύσιμο μαζούτ αλλά και από μονάδες με καύσιμο diesel.

### 18.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Ικαρία παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 18.2



**Πίνακας 18.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Ικαρίας για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	30.253	30.858	31.475	32.105	32.747	33.402	34.070
Αιχμή (MW)	9,81	9,92	10,04	10,15	10,27	10,38	10,49
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	11,4	13,916	13,916	13,916	13,916	13,916	13,916
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	2,3	2,516	2,516	2,516	2,516	2,516	2,516
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW))	-0,71	1,48	1,36	1,25	1,13	1,02	0,91

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των Μονάδων, οι οποίες λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα και με την παραμονή των δύο φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

### 18.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ικαρίας

Για το θέρους του 2022, το έλλειμμα ισχύος της τάξης των 0,71 MW πρόκειται να καλυφθεί, με μίσθωση ισχύος της τάξης των 1 MW.

Λαμβάνοντας υπόψη την παραλαβή της μονάδας G2, αποδιδόμενης ισχύος 2,516 MW έως το έτος 2023, διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης.

Επιπλέον, μέχρι το τέλος του 2022, επίκειται η λήξη της δοκιμαστικής περιόδου και η οριστική παραλαβή του ΥΒΕ Ικαρίας (εγγυημένης ισχύος 2,55 MW).

Επομένως, δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ικαρίας.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των μονάδων που λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 19

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σκύρου

#### 19.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Σκύρου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σκύρου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 6,5 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 5,85MW.
- 4 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,3175 MW.

Στον ΤΣΠ Σκύρου βρίσκονται εγκατεστημένα έξι Η/Ζ MITSUBISHI S16R-PTA, εκ των οποίων το ένα ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σκύρου.

Τα Η/Ζ MITSUBISHI S16R-PTA λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ανάλογα και με τη διαθεσιμότητά τους και τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Σκύρου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

##### *Λήξη αδειών*

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Σκύρου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σκύρου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

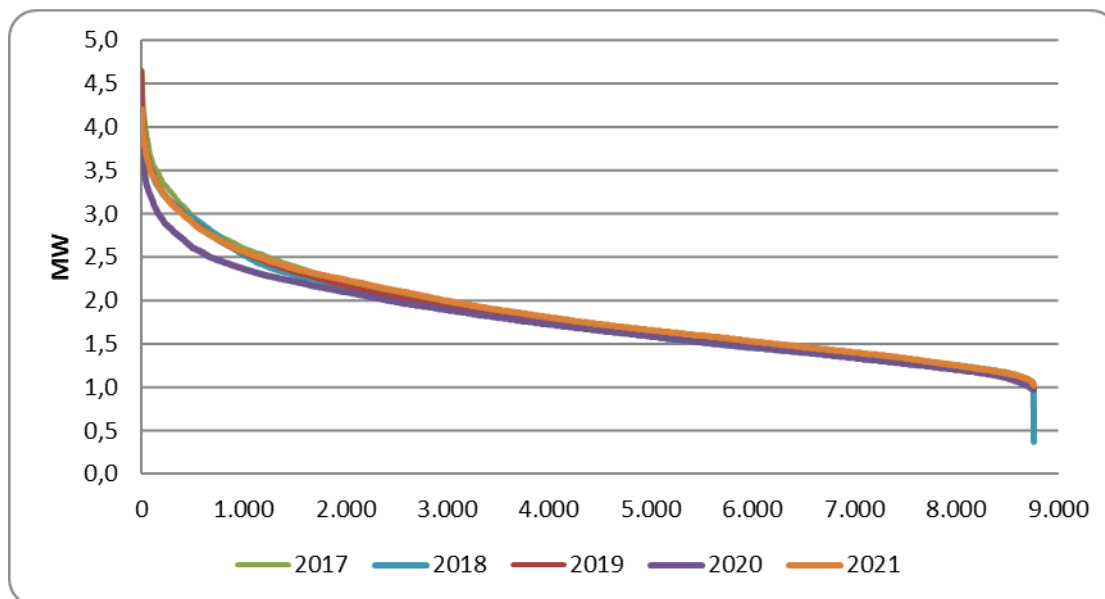
#### 19.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 19.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σκύρου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 19.1, στο σύστημα της Σκύρου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 38% και 44,6%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 19.1.

**Πίνακας 19.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σκύρου για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σκύρου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	1,85	1,79	1,84	1,75	1,85
Αιχμή (MW)	4,62	4,25	4,20	3,91	4,86
Συντελεστής Φορτίου (%)	40,0	42,1	43,8	44,6	38,0

**Διάγραμμα 19.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Σκύρου για τα έτη 2017-2021**

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 1,3 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,8 MW.

### 19.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σκύρο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 19.2.

**Πίνακας 19.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σκύρου για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	16.333	16.496	16.661	16.828	16.996	17.166	17.338
Αιχμή (MW)	4,96	5,010	5,060	5,110	5,160	5,210	5,260
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	-0,21	-0,26	-0,31	-0,36	-0,41	-0,46	-0,51

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξασφαλίζεται με την παραμονή του φορητού Η/Ζ που ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ».

### 19.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σκύρου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η μεταφορά από τον ΑΣΠ Μυκόνου ενός φορητού Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος 1 MW. Σημειώνεται ότι για την υπόψη μεταφορά έχει εκδοθεί η υπ' αριθμ. ΡΑΕ 66/2022 Απόφαση.

Επομένως, για το ΗΣ της Σκύρου δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και την παραμονή του Η/Ζ που θα μεταφερθεί από τον ΑΣΠ Μυκόνου, διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 20

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σερίφου

#### 20.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Σερίφου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σερίφου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 5,3 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 4,55MW.
- 1 Φωτοβολταϊκό Σταθμό, ισχύος 0,10 MW.

Στον ΤΣΠ Σερίφου βρίσκονται εγκατεστημένα πέντε όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA, εκ των οποίων το ένα μεταφέρθηκε από τον ΑΣΠ Μήλου το θέρος του 2021 και τρία όμοια Η/Ζ MWM TBD603V12, εκ των οποίων τα δύο βρίσκονται σε βλάβη και δεν αναμένεται η επισκευή τους, ως εκ τούτου δεν συνυπολογίζονται στο παραγωγικό δυναμικό του σταθμού. Όλες οι μονάδες καταναλώνουν καύσιμο diesel. Σημειώνεται ότι από τα παραπάνω Η/Ζ, τα δύο από τα Mitsubishi ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σερίφου.

Τα Η/Ζ Mitsubishi λειτουργούν κατά κύριο λόγο ως μονάδες βάσης, ενώ το Η/Ζ MWM TBD603V12 λειτουργεί ως μονάδα αιχμής.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, η διασύνδεση της Σερίφου περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2024.

##### *Λήξη αδειών*

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Σερίφου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2025, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σερίφου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Με την υπ' αριθ. Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/1950/20615/24/09/2009 Απόφαση του ΥΠΕΝ χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ ισχύος 1 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο diesel. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

## 20.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

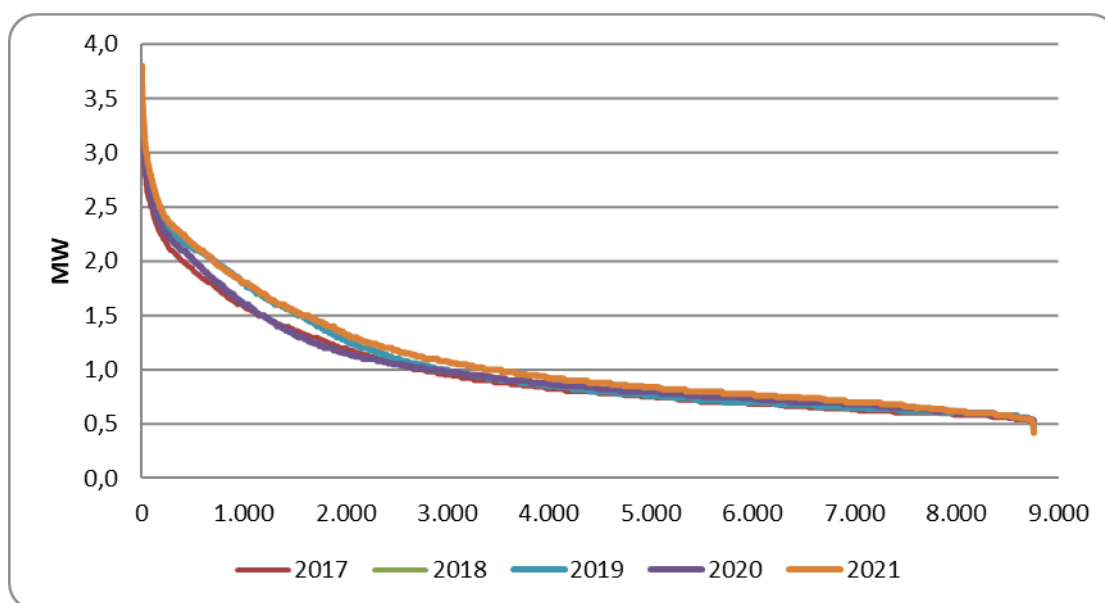
### 20.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σερίφου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 20.1, στο σύστημα της Σερίφου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 27,2% και 27,6%, είναι σε γενικές γραμμές σταθερά χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 20.1.

Πίνακας 20.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σερίφου για τα έτη 2017-2021

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σερίφου					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	0,99	0,99	1,05	0,97	1,14
Αιχμή (MW)	3,64	3,64	3,80	3,52	4,14
Συντελεστής Φορτίου (%)	27,2	27,3	27,6	27,6	27,6

Διάγραμμα 20.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σερίφου για τα έτη 2017-2021



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 0,7 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,9 MW.

### 20.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σέριφο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 20.2.

**Πίνακας 20.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σερίφου για τα έτη 2022-2024**

Έτος	2022	2023	2024
Ζήτηση (MWh)	10.104	10.205	10.307
Αιχμή (MW)	4,21	4,25	4,29
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	4,55	4,55	4,55
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,85	0,85	0,85
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	-0,51	-0,55	-0,59

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με την παραμονή των φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

### 20.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σερίφου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η μεταφορά από τον ΑΣΠ Μυκόνου ενός φορητού Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος 1 MW. Σημειώνεται ότι για την υπόψη μεταφορά έχει εκδοθεί η υπ' αριθμ. ΡΑΕ 66/2022 Απόφαση.

Επομένως, για το ΗΣ της Σερίφου δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και την παραμονή του Η/Ζ που θα μεταφερθεί από τον ΑΣΠ Μυκόνου, διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2024.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σύμης

#### 21.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Σύμης τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σύμης, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 6 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 5,2 MW.
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,19 MW.

Στον ΤΣΠ Σύμης βρίσκονται εγκατεστημένα πέντε MITSUBISHI S16R-PT, εκ των οποίων το ένα μεταφέρθηκε από τον ΑΣΠ Μυκόνου το θέρος του 2021, και δύο MTU 12V 4000G60 έκαστο, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τα δύο CEGIELSKI 6AL20/24 βρίσκονται σε βλάβη και δεν προβλέπεται η επισκευή τους. Σημειώνεται ότι τα δύο φορητά Η/Ζ MITSUBISHI ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σύμης.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με την ειδική τους κατανάλωση, τη διαθεσιμότητά τους και τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Σύμης το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Μονάδων G2 και G3 (CEGIELSKI 6AL20/24), ισχύος 0,3 MW έκαστη.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Σύμης εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σύμης για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Στην παρούσα φάση δεν υπάρχει άδεια παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στο ΗΣ Σύμης.



## 21.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

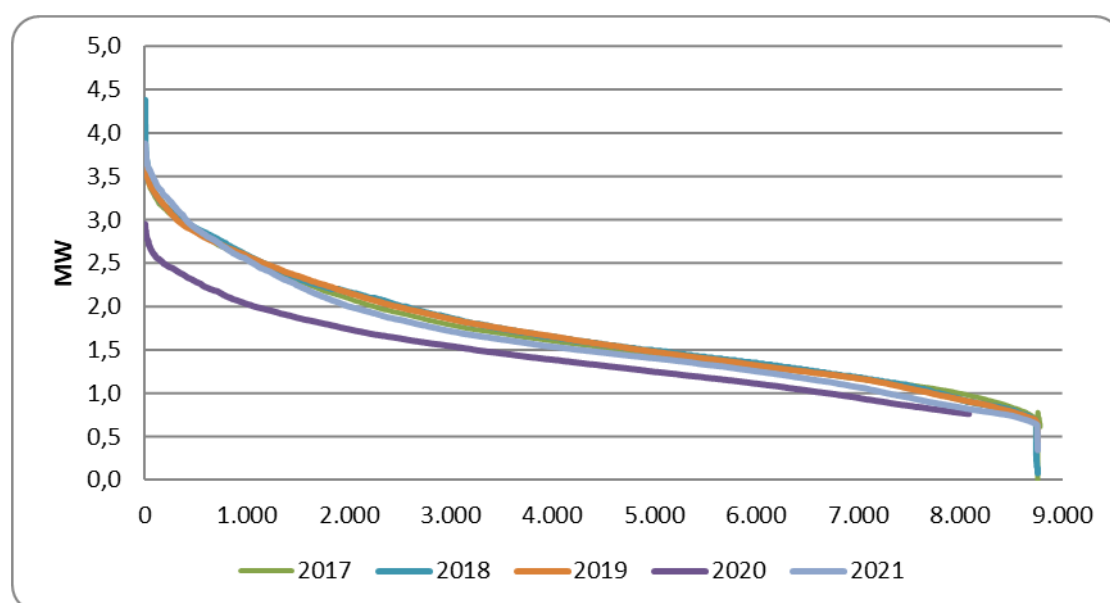
### 21.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σύμης

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 21.1, στο σύστημα της Σύμης ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,5% και 42,5%, είναι χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 21.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σύμης για τα έτη 2017-2021

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σύμης					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	1,63	1,67	1,70	1,39	1,61
Αιχμή (MW)	3,90	4,10	4,00	3,91	4,06
Συντελεστής Φορτίου (%)	41,7	40,9	42,5	35,5	39,7

Διάγραμμα 21.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σύμης για τα έτη 2017-2021



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 1,3 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,8 MW, με όλο το φορτίο να καλύπτεται από μονάδες με καύσιμο diesel.

### 21.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σύμη παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το 2025, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 21.2.

**Πίνακας 21.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σύμης για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	14.838	15.134	15.437	15.746	16.061	16.382	16.709
Αιχμή (MW)	4,10	4,14	4,18	4,22	4,26	4,30	4,34
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Έλλειμμα/έλλειμμα ισχύος (MW)	0,10	0,06	0,02	-0,02	-0,06	-0,10	-0,14

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη και τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ».

### 21.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σύμης

Λαμβάνοντας υπόψη την ολοκλήρωση της Δ' Φάσης Διασύνδεσης των Κυκλάδων που εκτιμάται ότι θα έχει ολοκληρωθεί εντός του 2024 σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2022-2028 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Σύμης και η μεταφορά ενός Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος περί το 1 MW από άλλο ΗΣ, το οποίο διασυνδέεται. Σε περίπτωση που η μεταφορά φορητού Η/Ζ δεν είναι εφικτή, συνίσταται η μίσθωση ισχύος κατά την περίοδο του θέρους.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 22

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μεγίστης

#### 22.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Μεγίστης τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Μεγίστης, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1,91 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 1,64 MW. Στη Μεγίστη δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Μεγίστης βρίσκονται εγκατεστημένες επτά συνολικά μονάδες, οι οποίες καταναλώνουν καύσιμο diesel και λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Μεγίστης.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Μεγίστης το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2022 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο νέων Η/Ζ VOLVO TAD 1645GE.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Μεγίστης δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Μεγίστης.

#### 22.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 22.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Μεγίστης

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 22.1, στο σύστημα της Μεγίστης ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 38,5% και 43,6%, είναι χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 22.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Μεγίστης για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,40	0,43	0,44	0,41	0,44
<b>Αιχμή (MW)</b>	1,05	1,04	1,09	0,94	1,19
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	38,5	41,3	40,7	43,6	36,7

**22.2.2 Επάρκεια ισχύος**

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Μεγίστη παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το έτος 2025, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 22.2.

**Πίνακας 22.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Μεγίστης για τα έτη 2022-2028**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	3.902	3.980	4.059	4.140	4.223	4.308	4.394
<b>Αιχμή (MW)</b>	1,21	1,25	1,29	1,33	1,37	1,41	1,45
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
<b>Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)</b>	0,11	0,07	0,03	-0,01	-0,05	-0,09	-0,13

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των δύο νέων Η/Ζ VOLVO TAD 1645GE που λήγουν το 2022.

**22.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μεγίστης**

Λαμβάνοντας υπόψη έναρξη λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού στο ΗΣ Αγίου Ευστρατίου εντός του 2022, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2022-2028 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Μεγίστης και η μεταφορά ενός Η/Ζ HYUNDAI KD8AX αποδιδόμενης ισχύος 0,2 MW το 2025, από τον ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G1 και G2 που λήγουν το 2022.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 23

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ανάφης

#### 23.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ανάφης τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Ανάφης, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1.100 kW, η οποία παραμένει η ίδια σε συνθήκες καύσωνα. Στην Ανάφη δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Ανάφης βρίσκονται εγκατεστημένα δύο νέα Η/Ζ VOLVO PENTA TAD 1345GE, ένα VOLVO TAD1241GE, ένα VOLVO TAD740GE και ένα HYUNDAI KD8AX τα οποία καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Ανάφης.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

##### Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σαντορίνης -Ανάφης με δύο Υ/Β καλώδια με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028.

##### Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2028 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G5 (VOLVO PENTA TAD 1345GE).

##### Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Ανάφης δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

#### 23.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 23.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ανάφης

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 23.1, στο σύστημα της Ανάφης ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 24,9% και 27,1%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 23.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Ανάφης για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ανάφης					
	2017	2018	2019	2020	2021
Μέσο Φορτίο (MW)	0,15	0,16	0,16	0,14	0,16
Αιχμή (MW)	0,571	0,570	0,572	0,552	0,635
Συντελεστής Φορτίου (%)	25,9	27,4	27,1	24,9	25,2

### 23.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Ανάφη δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 23.2.

**Πίνακας 23.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Ανάφης για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	1.444	1.487	1.532	1.578	1.625	1.674	1.724
Αιχμή (MW)	0,640	0,650	0,660	0,670	0,680	0,690	0,700
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,210	0,200	0,190	0,180	0,170	0,160	0,150

### 23.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ανάφης

Για το ΗΣ της Ανάφης δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 24

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ερείκουσας

#### 24.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Ερείκουσας τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Ερείκουσας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 710 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 600 kW. Στην Ερείκουσα δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Ερείκουσας βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ MAN D2566ME, ένα Η/Ζ HYUNDAI D6AU, , ένα Η/Ζ VOLVO TAD1241GE, και ένα νέο Η/Ζ VOLVO TAD1341GE, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Ερείκουσας.

Το νέο Η/Ζ VOLVO λειτουργεί κατά κανόνα ως Μονάδα βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα υπόλοιπα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν την ίδια ειδική κατανάλωση.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Ερείκουσας το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των τριών Η/Ζ MAN D2566ME.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Ερείκουσας δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Ερείκουσας.

#### 24.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 24.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ερείκουσας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 24.1, στο σύστημα της Ερείκουσας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 18,7% και 26,5%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 24.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Ερείκουσας για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ερείκουσας</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,378	0,400	0,448	0,412	0,532
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	26,5	25,5	20,9	22,6	18,7

**24.2.2 Επάρκεια ισχύος**

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Ερείκουσα παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 24.2.

**Πίνακας 24.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Ερείκουσας για τα έτη 2022-2028**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	882	891	899	908	918	927	936
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,51	0,53	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
<b>Έλλειμμα ισχύος (MW)</b>	-0,09	-0,11	-0,13	-0,14	-0,15	-0,16	-0,17

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των τριών μονάδων που λήγουν το 2025.

**24.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ερείκουσας**

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η προμήθεια ενός φορητού Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος περί τα 400KW, το οποίο θα ενταχθεί στην «Τράπεζα Η/Ζ» και θα χρησιμοποιηθεί για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού του ΤΣΠ Ερείκουσας. Λόγω μεγέθους η υπόψη Μονάδα δεν εμπίπτει στις οδηγίες ρύπων. Με την προτεινόμενη ένταξη εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος του ΗΣ για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

Σημειώνεται ότι για την εξασφάλιση της επάρκειας ηλεκτροδότησης του ΗΣ Γαύδου κατά το θέρος 2022 έχει προταθεί η μεταφορά της μονάδας G6, αποδιδόμενης ισχύος 180 kW, από τον ΤΣΠ Ερείκουσας στον ΤΣΠ Γαύδου, μετακίνηση η οποία εφόσον υλοποιηθεί, δεν επηρεάζει την επάρκεια ισχύος του ΗΣ Ερείκουσας, για όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δεδομένης της ένταξης του νέου Η/Ζ.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 25

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Δονούσας

#### 25.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Δονούσας τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Δονούσας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 940 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 865 kW. Στη Δονούσα δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Δονούσας βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ MAN D2566ME, δύο νέα Η/Ζ VOLVO PENTA TAD 1345GE και ένα Η/Ζ VOLVO PENTA TD740GE, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Η/Ζ του ΤΣΠ Δονούσας.

Το Η/Ζ VOLVO PENTA TD740GE λειτουργεί κατά κανόνα ως Μονάδα βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα υπόλοιπα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Νάξου -Δονούσας με δύο Υ/Β καλώδια με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2024 λήγουν οι Άδειες Παραγωγής των τριών Η/Ζ MAN D2566ME.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Δονούσας δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Δονούσας.

#### 25.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 25.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Δονούσας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 25.1, στο σύστημα της Δονούσας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 25,2% και 27%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 25.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Δονούσας για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Δονούσας</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,12	0,13	0,13	0,11	0,13
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,446	0,490	0,510	0,416	0,458
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	25,9	26,1	25,2	26,1	28,3

### 25.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Δονούσα δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2022-2027 όπως φαίνεται και στον Πίνακα 25.2.

**Πίνακας 25.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Δονούσας για τα έτη 2022-2027**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	1.157	1.191	1.227	1.264	1.302	1.341
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	0,865	0,865	0,865	0,865	0,865	0,865
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
<b>Έλλειμμα ισχύος (MW)</b>	0,115	0,105	0,095	0,085	0,075	0,065

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των τριών Η/Ζ ΜΑΝ D2566ΜΕ που λήγουν το 2024.

### 25.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Δονούσας

Για το ΗΣ της Δονούσας δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2027.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G1, G2 και G3 που λήγουν το 2024.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 26

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγίου Ευστρατίου

#### 26.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Αγίου Ευστρατίου τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 760 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 715 kW. Στον Άγιο Ευστράτιο δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου βρίσκονται εγκατεστημένα δύο H/Z MAN D2566ME, ισχύος 80 kW έκαστο και τρία H/Z HYUNDAI KD8AX, ισχύος 200 kW έκαστο, που καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Τα H/Z HYUNDAI λειτουργούν κατά κανόνα ως Μονάδες βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα H/Z MAN λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση του Αγ. Ευστρατίου το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο H/Z MAN D2566ME, ισχύος 80 kW έκαστο.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Αγίου Ευστρατίου.

#### 26.2 Εξέταση επάρκειας Ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στον Άγιο Ευστράτιο δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 26.1.

**Πίνακας 26.1: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αγίου Ευστρατίου για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	1.176	1.200	1.224	1.248	1.273	1.298	1.324
Αιχμή (MW)	0,350	0,360	0,370	0,380	0,390	0,400	0,410
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Περίσσεια/Ελλείμμα ισχύος (MW)	0,165	0,155	0,145	0,135	0,125	0,115	0,105

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των δύο Η/Ζ ΜΑΝ D2566ME που λήγουν το 2025.

### 26.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγίου Ευστρατίου

Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 26.1 διαπιστώνεται ότι στο σύστημα του Αγίου Ευστρατίου δεν παρουσιάζεται έλλειμμα κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα, επομένως δεν υπάρχει άμεση ανάγκη για εγκατάσταση νέας συμβατικής ισχύος.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G1 και G2 που λήγουν το 2025.

Στο νησί του Αγίου Ευστρατίου πρόκειται να υλοποιηθεί ένα καινοτόμο πιλοτικό έργο, στόχος του οποίου είναι η κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του νησιού από ΑΠΕ σε ποσοστό μεγαλύτερο του 85%, καθώς και η υποκατάσταση του μεγαλύτερου ποσοστού των αναγκών θέρμανσης με ενέργεια επίσης παραγόμενη από ΑΠΕ. Το έργο είναι ώριμο καθώς έχει οριστικοποιηθεί εν πολλοίς το κανονιστικό – ρυθμιστικό πλαίσιο που θα διέπει τη λειτουργία του επιδεικτικού – ερευνητικού έργου και του ΗΣ του Αγ. Ευστρατίου.

Συγκεκριμένα, κατ' εφαρμογή των οριζόμενων στο άρθρο 152 του ν. 4495/2017, η ΡΑΕ εξέδωσε την υπ' αρ. 429/2020 Απόφασή της «Καθορισμός ειδικού πλαισίου λειτουργίας και διαχείρισης του ερευνητικού - επιδεικτικού υβριδικού σταθμού και του ηλεκτρικού συστήματος της νήσου Άγιος Ευστράτιος, κατά παρέκκλιση του Κώδικα ΜΔΝ (ΦΕΚ Β' 304/11.02.2014), σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 152 του ν. 4495/2017», κατόπιν σχετικής εισήγησης του ΔΕΔΔΗΕ. Περαιτέρω, ο Υφυπουργός Περιβάλλοντος και Ενέργειας, σε συνέχεια της υπ' αρ. 10/2019 Γνωμοδότησης της ΡΑΕ, εξέδωσε την υπ' αρ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/51966/2203/02.06.2020 απόφαση «Ειδικό πλαίσιο για την υλοποίηση και λειτουργία του ερευνητικού επιδεικτικού έργου στη νήσο Άγιος Ευστράτιος σύμφωνα με το άρθρο 152 του ν. 4495/2017 Α' 167), όπως ισχύει.», ενώ με την υπ' αρ. 429/2020 Απόφασή της ΡΑΕ χορηγήθηκε στον Δήμο Αγ. Ευστρατίου «Ενιαία άδεια παραγωγού, η οποία απαρτίζεται από α) βεβαίωση παραγωγού ειδικού έργου από ΥΒΣ και β) άδεια παραγωγής, διανομής και προμήθεια θερμικής ενέργειας».

Αναφορικά με την εξέλιξη του έργου, έχει ήδη ολοκληρωθεί η επιλογή Αναδόχου, κατόπιν ανοιχτού διαγωνισμού που προκηρύχθηκε από το ΚΑΠΕ και έχουν εκκινήσει οι διαδικασίες υλοποίησής του.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 27

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Οθωνών

#### 27.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Οθωνών τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Οθωνών, συνολικής αποδιδόμενης ισχύς θέρους 620 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 560 kW. Στους Οθωνούς δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Οθωνών βρίσκονται εγκατεστημένα ένα Η/Ζ VOLVO TAD1241GE, ένα Η/Ζ VOLVO TAD1341GE, καθώς και τρία όμοια Η/Ζ MAN 2566ME, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Οθωνών.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

##### Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση των Οθωνών το εξεταζόμενο διάστημα.

##### Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Η/Ζ G1, G2 και G3 (MAN 2566ME).

##### Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Οθωνών δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

#### 27.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 27.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Οθωνών

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 27.1, στο σύστημα των Οθωνών ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 24,3% και 26,6%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 27.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Οθωνών για τα έτη 2017-2021**

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Οθωνών					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,290	0,300	0,295	0,250	0,286
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	25,3	24,3	24,3	26,3	26,6

### 27.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στους Οθωνούς δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος για το χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 27.2.

**Πίνακας 27.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Οθωνών για τα έτη 2022-2028**

Έτος	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	687	701	715	729	744	759	774
Αιχμή (MW)	0,30	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των τριών Η/Ζ ΜΑΝ D2566ΜΕ που λήγουν το 2025.

### 27.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Οθωνών

Για το ΗΣ των Οθωνών δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G1, G2 και G3 που λήγουν το 2025.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 28

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγαθονησίου

#### 28.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Αγαθονησίου τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αγαθονησίου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 520 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 480 kW. Στο Αγαθονήσι δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αγαθονησίου βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ HYUNDAI D6AU, δύο Η/Ζ DOOSAN P086TI και ένα Η/Ζ MAN D2566ME, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αγαθονησίου.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση του Αγαθονησίου το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Δε λήγει καμία Άδεια Παραγωγής στο ΗΣ Αγαθονησίου μέσα στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αγαθονησίου δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Αγαθονησίου.

#### 28.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 28.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγαθονησίου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 28.1, στο σύστημα του Αγαθονησίου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 39,2% και 44,1%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.



**Πίνακας 28.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγαθονησίου για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αγαθονησίου</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,211	0,200	0,198	0,220	0,243
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	39,2	41,0	44,1	42,8	41,7

**28.2.2 Επάρκεια ισχύος**

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στο Αγαθονήσι δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 28.2.

**Πίνακας 28.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αγαθονησίου για τα έτη 2022-2028**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	897	906	915	924	933	943	952
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
<b>Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)</b>	0,14	0,13	0,12	0,11	0,100	0,09	0,08

**28.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγαθονησίου**

Για το ΗΣ του Αγαθονησίου δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 29

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αρκιών

#### 29.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Αρκιών τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αρκιών, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 360 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 340 kW. Στους Αρκιούς δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αρκιών βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ MAN D2566ME και ένα Η/Ζ VOLVO TD710G, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αρκιών.

Το Η/Ζ VOLVO λειτουργεί κατά κανόνα ως Μονάδα βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα Η/Ζ MAN λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση των Αρκιών το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα δε λήγει καμία Άδεια Παραγωγής στο ΗΣ Αρκιών.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αρκιών δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Αρκιών.

#### 29.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 29.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αρκιών

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 29.1, στο σύστημα των Αρκιών ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 29,8% και 30%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 29.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αρκιών για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αρκιών</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,137	0,150	0,157	0,139	0,160
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	31,0	30,2	30,0	32,7	29,8

**29.2.2 Επάρκεια ισχύος**

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στους Αρκιούς δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 29.2.

**Πίνακας 29.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αρκιών για τα έτη 2022-2028**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	425	434	443	451	460	470	479
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
<b>Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)</b>	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00

**29.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αρκιών**

Για το ΗΣ των Αρκιών δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 30

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Γαύδου

#### 30.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Γαύδου τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Γαύδου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 355 kW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 215 kW.. Στη Γαύδο δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Γαύδου βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Γαύδου.

Τα τέσσερα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Γαύδου το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Το 2023 λήγει η Άδεια Παραγωγής του Η/Ζ DOOSAN P086TI και 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής του Η/Ζ MAN D2566ME.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Γαύδου δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Γαύδου.

#### 30.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 30.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Γαύδου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 30.1, στο σύστημα της Γαύδου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 36,6% και 45,4%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 30.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Γαύδου για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Γαύδου</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,122	0,130	0,139	0,136	0,184
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	45,4	43,1	42,1	40,7	36,6

### 30.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Γαύδο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το 2022, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 30.2.

**Πίνακας 30.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Γαύδου για τα έτη 2022-2028**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	602	614	626	639	651	664	678
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,185	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
<b>Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)</b>	-0,050	-0,065	-0,075	-0,085	-0,095	-0,105	-0,115

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση της Αδείας Παραγωγής των μονάδων που λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα.

### 30.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Γαύδου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μεταφορά της Μονάδας G6, αποδιδόμενης ισχύος 180KW, από τον ΤΣΠ Ερείκουσας. Με την παραμονή της μονάδας αυτής στον ΤΣΠ Γαύδου, εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος του ΗΣ για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

Σε περίπτωση που δεν είναι δυνατή η προτεινόμενη μεταφορά έχει προταθεί η προμήθεια ενός φορητού Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος περί τα 400KW, το οποίο θα ενταχθεί στην «Τράπεζα Η/Ζ» και θα χρησιμοποιηθεί για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού του ΤΣΠ Γαύδου.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση της Αδείας Παραγωγής της G3 που λήγει το 2025.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 31

### Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αντικυθήρων

#### 31.1 Παραγωγικό δυναμικό

##### *Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό*

Το ηλεκτρικό σύστημα Αντικυθήρων τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αντικυθήρων, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 360 kW, η οποία παραμένει η ίδια σε συνθήκες καύσωνα. Στα Αντικύθηρα δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αντικυθήρων βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ HYUNDAI D6AU και ένα Η/Ζ IVECO 8061 SRI 26, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αντικυθήρων.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

##### *Προγραμματισμένη διασύνδεση*

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2023-2032, δεν προβλέπεται η διασύνδεση των Αντικυθήρων το εξεταζόμενο διάστημα.

##### *Λήξη Αδειών Παραγωγής*

Δε λήγει καμία Άδεια Παραγωγής στο ΗΣ Αντικυθήρων μέσα στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

##### *Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD*

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αντικυθήρων δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

##### *Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού*

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Αντικυθήρων.

#### 31.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

##### 31.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αντικυθήρων

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 31.1, στο σύστημα των Αντικυθήρων ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 22,9% και 41,2%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

**Πίνακας 31.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αντικυθήρων για τα έτη 2017-2021**

<b>Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αντικυθήρων</b>					
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Μέσο Φορτίο (MW)</b>	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,137	0,110	0,090	0,085	0,096
<b>Συντελεστής Φορτίου (%)</b>	22,9	28,5	38,1	41,2	39,4

**31.2.2 Επάρκεια ισχύος**

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στα Αντικύθηρα δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2022-2028, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 31.2.

**Πίνακας 31.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αντικυθήρων για τα έτη 2022-2028**

<b>Έτος</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Ζήτηση (MWh)</b>	338	344	351	358	365	373	380
<b>Αιχμή (MW)</b>	0,100	0,110	0,120	0,130	0,140	0,150	0,160
<b>Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)</b>	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
<b>Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)</b>	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
<b>Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)</b>	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11

**31.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αντικυθήρων**

Για το ΗΣ των Αντικυθήρων δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 32

### Τράπεζα Φορητών Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών (H/Z)

Η «Τράπεζα Φορητών H/Z» της ΔΕΗ Α.Ε., η οποία προορίζεται για την κάλυψη εκτάκτων αναγκών στα ΜΔΝ, αριθμεί σήμερα 68 φορητά H/Z, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 71,3 MW περίπου. Ωστόσο, όλα τα εν λόγω H/Z βρίσκονται εγκατεστημένα σε συστήματα ΜΔΝ, καλύπτοντας πάγιες ανάγκες ηλεκτροδότησης, κυρίως κατά τη θερινή περίοδο. Στο παράρτημα VI παρουσιάζονται αναλυτικά, το ΗΣ στο οποίο είναι εγκατεστημένα, η άδεια λειτουργίας, το πλήθος των μονάδων και η ονομαστική ισχύς τους.

Με τις προτεινόμενες κατά το θέρος 2022 μεταφορές και εγκαταστάσεις νέων Μονάδων, αλλά και την ολοκλήρωση της Δ' Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων, προκύπτει η δυνατότητα αποδέσμευσης φορητών H/Z της «Τράπεζας Φορητών H/Z» της ΔΕΗ Α.Ε., χωρίς να επηρεάζεται η επάρκεια ισχύος, από τα κάτωθι ηλεκτρικά συστήματα:

- Από ΑΣΠ Κω δεκαεννέα H/Z, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 19,0 MW.
- Από ΑΣΠ Θήρας δεκαπέντε H/Z, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 15,0 MW.
- Από ΑΣΠ Μήλου ένα H/Z, αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1,0 MW.
- Από ΑΣΠ Σερίφου ένα H/Z, αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1,0 MW.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 33

### Διασυνδέσεις νησιών με Υποβρύχια Καλώδια Μέσης Τάσης

#### 33.1 Ενισχύσεις και βελτιώσεις υφιστάμενων διασυνδέσεων

Σε εφαρμογή των απαιτήσεων του Κώδικα ΜΔΝ και για βελτίωση της αξιοπιστίας ηλεκτροδότησης των νησιών που ανήκουν στο ίδιο Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ, προτείνονται οι παρακάτω ενισχύσεις και βελτιώσεις υφιστάμενων διασυνδέσεων που αναφέρονται και στο Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου (ΣΑΔ) 2021-2025 του ΔΕΔΔΗΕ, όπως εγκρίθηκε από τη ΡΑΕ με την Απόφαση 631/2021:

- Κάλυμνος-Λέρος: έχει δρομολογηθεί η πόντιση τριών (3) νέων υποβρυχίων καλωδίων σε νέα θέση προσαιγιάλωσης επί της Καλύμνου, τα οποία θα τροφοδοτηθούν από νέες γραμμές ΜΤ που θα οδεύσουν σε προσβάσιμες διαδρομές. Τα νέα υποβρύχια καλώδια θα είναι  $3 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$  με μόνωση XLPE μήκους 8 km το καθένα.
- Κόλπος Καλλονής Λέσβου: Ο ΥΣ Καλλονής Λέσβου (66/20 kV) τροφοδοτείται από μία εναέρια γραμμή των 66 kV, με αποτέλεσμα πιθανό σφάλμα στη γραμμή να προκαλέσει διακοπή τροφοδοσίας στο δυτικό τμήμα του νησιού. Η εγκατάσταση δύο (2) νέων υποβρυχίων καλωδίων στον κόλπο Καλλονής θα εξασφαλίσει εναλλακτική τροφοδότηση στο δίκτυο ΜΤ σε περίπτωση διακοπής στη γραμμή των 66 kV, που τροφοδοτεί τον Υ/Σ Καλλονής. Το μήκος των νέων υποβρυχίων καλωδίων είναι 2,7 km το καθένα.
- Λέρος – Λειψοί: Η υφιστάμενη υποβρύχια σύνδεση περιλαμβάνει 2 τριπολικά καλώδια ( $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ , μήκος κάθε καλωδίου 9,7 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται αποξήλωση του ενός εκ των δυο υφιστάμενων καλωδίων (από ακτή σε ακτή) με ανάκτηση και φύλαξη των υγιών μηκών του καλωδίου, πόντιση ενός νέου καλωδίου  $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$  συνολικού μήκους 9,7 km, καθώς και προστασία (π.χ. δια ταφής) των νέων τμημάτων των καλωδίων.
- Κάρπαθος – Κάσος: Η υφιστάμενη υποβρύχια σύνδεση περιλαμβάνει δύο τριπολικά καλώδια ( $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ , μήκος κάθε καλωδίου 15,2 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται η αποξήλωση και αντικατάσταση τμημάτων σε κάθε καλώδιο συνολικού μήκους 3,5 km (2 km και 1,5 km) και κατάλληλη προστασία αυτών (π.χ. με κελύφη).
- Κως – Γυαλί: Η υφιστάμενη υποβρύχια σύνδεση περιλαμβάνει δύο τριπολικά καλώδια ( $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ , μήκος κάθε καλωδίου 10,4 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται η αποξήλωση και αντικατάσταση τμημάτων ενός εκ των δύο καλωδίων συνολικού μήκους 900 m και κατάλληλη προστασία αυτών (π.χ. ταφή, τοποθέτηση προστατευτικών κελυφών).
- Σάμος – Φούρνοι: Η υφιστάμενη υποβρύχια διασύνδεση περιλαμβάνει δύο τριπολικά καλώδια ( $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ , μήκος κάθε καλωδίου 8,5 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται η αποξήλωση και αντικατάσταση τμημάτων σε κάθε καλώδιο συνολικού μήκους 2 km (1 km έκαστο) και κατάλληλη προστασία αυτών (π.χ. ταφή, τοποθέτηση προστατευτικών κελυφών).

### 33.2 Διασυνδέσεις μεταξύ ηλεκτρικών συστημάτων

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σάμου -Ικαρίας με δύο Υ/Β καλώδια 3x95 Cu, μήκους 45,69 km έκαστο, με έτος ηλεκτρίσης το 2026, ενόψει της μελλοντικής διασύνδεσης των νησιών του ΒΑ Αιγαίου και για την αξιοποίηση της εξαγόμενης ενέργειας από το ΥΒΣ Ικαρίας προς τη Σάμο.