

Εγχειρίδιο Αγοράς

Έκδοση 3.1



5 Δεκεμβρίου 2014

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ

Έκδοση	Ημερομηνία	Περιγραφή
V 1.0	11/03/2010	Έγκριση ΡΑΕ
V 2.0	06/09/2010	Υποβολή διορθωμένης και επικαιροποιημένης έκδοσης σύμφωνα με τις παρατηρήσεις της ΡΑΕ (Κωδ. Ο-40608 - 15/03/2010)
V 2.1	25/11/2011	Υποβολή επικαιροποιημένης έκδοσης σε συνέχεια της επιστολής της ΡΑΕ (Κωδ. Ο-48905 - 14/10/2011)
V 3.0	07/12/2012	Επικαιροποίηση βάσει του νέου ΚΔΣ και των τροποποιήσεων αυτού
V 3.1	05/12/2014	ποβολή επικαιροποιημένης έκδοσης σε συνέχεια του ΦΕΚ Β 2841 - 22 10 2014 (ΡΑΕ 554-2014Υ)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΕΚΔΟΣΕΩΝ.....	iii
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ	iv
ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ	ix
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ.....	x
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ	xi
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	xii
ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ	xiii
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	3
1.1 Σύντομη περιγραφή.....	3
1.1.1 Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος:.....	3
1.1.2 Εκχώρηση Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις.....	4
1.1.3 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών ή Χονδρεμπορική Αγορά).	4
1.1.4 Κατανομή σε Πραγματικό Χρόνο (ΚΠΧ).....	6
1.1.5 Εκκαθάριση Αποκλίσεων.....	6
1.2 Δραστηριότητες Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	6
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Διαχείριση ΑΓΟΡΑΣ δικαιωμάτων Διασυνδέσεων.....	12
2.1 Εισαγωγή.....	12
2.2 Δημοπρασίες για ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις	13
2.2.1 Επιλεξιμότητα Συμμετοχής στις Δημοπρασίες	14
2.2.2 Συμμετοχή στις Δημοπρασίες.....	14
2.2.3 Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων	15
2.3 Διαδικασίες που αφορούν την εκχώρηση ΦΔΜ στις διασυνδέσεις (Δημοπρασίες)	15
2.3.1 Υπολογισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς στις διασυνδέσεις....	15
2.3.2 Αρχές υπολογισμού της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς των Διασυνδέσεων.....	16
2.3.3 Μέθοδος για το συνδυαστικό υπολογισμό των NTCs.....	18
2.3.3.1 Ετήσιο χρονοδιάγραμμα.....	19
2.3.3.2 Μηνιαίο χρονοδιάγραμμα	19
2.3.4 Όροι Διενέργειας Δημοπρασιών.....	20
2.3.5 Ετήσιες και Μηνιαίες Δημοπρασίες	20
2.3.6 Ημερήσιες Δημοπρασίες.....	22
2.3.7 Περιορισμοί και κανόνες εγκυρότητας οικονομικών προσφορών στις Δημοπρασίες.....	24
2.3.8 Εκχώρηση ΦΔΜ για εισαγωγές και εξαγωγές	25

2.4	Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ.....	25
2.4.1	Κανόνες χρήσης των ΦΔΜ	26
2.4.1.1	Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας.....	26
2.4.2	Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ.....	27
2.4.3	Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ (Βραχυχρονίων & Μακροχρονίων)	27
2.4.4	Αρχείο Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ.....	27
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 Διαχείριση Ημερήσιας αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ... 29		
3.1	Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών	29
3.1.1	Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης	30
3.1.2	Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.....	32
3.2	Περιορισμοί Μεταφοράς Μεταξύ Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος	34
3.2.1	Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος.....	34
3.2.2	Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος ..	35
3.2.3	Χρήση Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος στην Ημερήσια Αγορά.....	37
3.3	Ακούσιες Αποκλίσεις και Πρόγραμμα διόρθωσης διαφορών ροών....	39
3.4	Πρόβλεψη Φορτίου.....	40
3.5	Πρόβλεψη Παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές.....	42
3.6	Καθορισμός αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών.....	43
3.6.1	Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών.....	43
3.6.2	Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για τις Επικουρικές Υπηρεσίες.....	44
3.6.3	Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.....	45
3.6.4	Υποχρεώσεις Παροχής Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας	46
3.6.5	Υποχρεώσεις Παροχής Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους.....	46
3.7	Διαδικασία υπολογισμού και καταθεσης εγγυησεων	47
3.7.1	Πίνακας Ποσών Εγγυήσεως.....	47
3.7.1.1	Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου.....	47
3.7.1.2	Συντελεστής Διάρκειας	49
3.7.1.3	Συντελεστής Ποινής.....	49
3.7.1.4	Συντελεστής Χρηματοπιστωτικού Κινδύνου	49
3.7.2	Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων.....	51
3.7.3	Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης	52
3.7.3.1	Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Εμπόρων.....	53
3.7.3.2	Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Προμηθευτών	53
3.7.4	Εγγυήσεις για νέους Συμμετέχοντες.....	53
3.8	Δεδομένα Εισόδου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού	53
3.8.1	Δεδομένα Εισόδου από το Διαχειριστή του Συστήματος	54
3.8.1.1	Απαιτήσεις και Προβλέψεις του ΗΕΠ.....	54
3.8.1.2	Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος	54
3.8.2	Δεδομένα Εισόδου από Συμμετέχοντες που εγκρίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος	55
3.8.2.1	Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων.....	55
3.8.2.2	Μη διαθεσιμότητα Μονάδων Παραγωγής	57
3.8.2.3	Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.....	62

3.9	3.8.2.4	Δηλώσεις Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών	67
		Δραστηριότητες μετά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό...	75
	3.9.1	Υποβολή τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ	75
	3.9.1.1	Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω αναντιστοιχίας με την επίλυση του ΗΕΠ.....	76
	3.9.1.2	Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω μη επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών.....	77
	3.9.2	Επιβεβαίωση Προγραμμάτων.....	77
	3.9.3	Δεδομένα που χρησιμοποιούνται επιπρόσθετα στη Δραστηριότητα Προγραμματισμού Κατανομής.....	78
	3.9.4	Συγκέντρωση Μηνιαίων Στοιχείων Επικουρικών Υπηρεσιών και Μεταφορά στη Δραστηριότητα Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών	79
3.10		Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης	79
	3.10.1	Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης.....	79
	3.10.2	Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης.....	79
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4		Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).....	81
4.1		Δεδομένα Εισόδου για την Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση των Αποκλίσεων	81
	4.1.1	Δεδομένα Εισόδου από τον ΗΕΠ	81
	4.1.2	Δεδομένα εισόδου από τις διαδικασίες Πραγματικού Χρόνου	81
	4.1.3	Δεδομένα Μετρήσεων.....	83
4.2		Μεθοδολογία της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων ..	83
	4.2.1	Αποτελέσματα μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ	84
	4.2.2	Δημοσιοποίηση αποτελεσμάτων μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ	85
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5		Δημοσίευση Στοιχείων του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	86
5.1		Στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε καθημερινή βάση.....	86
5.2		Λοιπά στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε τακτά χρονικά διαστήματα	88
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι		Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος επίλυσης της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	90
I.1		Εισαγωγή.....	90
I.2		Λειτουργική Περιγραφή Επίλυσης του Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	91
	I.2.1	Τρόποι Λειτουργίας	91
	I.2.2	Λειτουργία Ανάλυσης.....	91
	I.2.3	Μοντέλα Επίλυσης Αγοράς.....	92
	I.2.3.1	Οντότητες	92
	I.2.3.2	Σημεία Μέτρησης	92
	I.2.3.3	Πρόβλεψη Φορτίου.....	93
	I.2.3.4	Στοιχεία Μονάδων	93
	I.2.3.5	Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών	98

I.2.3.6	Απαιτήσεις Εφεδρειών.....	98
I.2.3.7	Πρόσθετη Ενέργεια και Εφεδρεία	98
I.2.3.8	Μοντέλο Περιορισμένης Ενέργειας.....	99
I.2.3.9	Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς.....	100
I.2.3.10	Γενικοί Περιορισμοί.....	100
I.2.3.11	Κανόνας Αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή.....	101
I.2.3.12	Οριακές Τιμές Ενέργειας και Εφεδρειών.....	102
I.2.4	Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου.....	103
I.2.4.1	Δυναμικός Προσδιορισμός των Ορίων Λειτουργίας	103
I.2.4.2	Σημαίες FLOL και MCMODE	103
I.2.4.3	Μετρούμενες Τιμές Εκτός Του Εύρους Κατανομής	103
I.2.4.4	Μετρούμενες Τιμές με Όχι Καλή ποιότητα	104
I.2.4.5	Μη Συμμόρφωση σε Εντολή Κατανομής	104
I.2.4.6	Εντολές Εκκίνησης και Σβέσης σε Πραγματικό Χρόνο από το Διαχειριστή του Συστήματος.....	104
I.3	Μαθηματική Διατύπωση.....	106
I.3.1	Βασικά Στοιχεία της Αγοράς.....	106
I.3.1.1	Οντότητες	106
I.3.1.2	Βαθμίδες.....	106
I.3.1.3	Περίοδοι	106
I.3.1.4	Λειτουργικές Ζώνες.....	106
I.3.1.5	Σημεία Μέτρησης	107
I.3.1.6	Διαζωνικοί Διάδρομοι.....	107
I.3.2	Διατύπωση των Περιορισμών του Προβλήματος Βελτιστοποίησης.....	107
I.3.2.1	Γενικό Πλαίσιο	107
I.3.2.2	Μοντέλο ED	108
I.3.2.3	Μοντέλο UC	127
I.3.2.4	Μοντέλα UC σε Λειτουργία Ανάλυσης.....	157
I.4	Υπολογισμός Οριακής Τιμής	161
I.4.1	Αντικείμενο	161
I.4.2	Υπολογισμός της ΟΤΣ.....	161
I.4.3	Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρειών	163
I.4.4	Συμπεράσματα.....	164
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών Εγχυσης.....		165
II.5	Εισαγωγή.....	165
II.6	Αναλυτική μεθοδολογία υπολογισμού.....	167
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.....		172
III.1	Εισαγωγή.....	172
III.2	Διερεύνηση απωλειών για τυπικό τμήμα του Δικτύου Διανομής	173
III.3	Μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.....	178
III.4	Συμπεράσματα.....	179
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΟ ΑΔΜΗΕ		181
IV.1	Σημεία Εξυπηρέτησης ΑΔΜΗΕ	181
IV.1.1	Γενικά.....	184
IV.1.2	Ηλεκτρονικές διευθύνσεις που δηλώνουν οι Συμμετέχοντες.....	184

IV.1.3	Ηλεκτρονικές διευθύνσεις της Διεύθυνσης ΗΕΠ.....	185
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V Ιστοσελίδες ΑΔΜΗΕ		188
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI Αρχεία που χρησιμοποιούνται κατά τη Λειτουργία της Αγοράς.....		189
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII προτυπα υποβαλλομενων αρχειων.....		205
VII.1	Αρχεία XSD.....	205
VII.2	Μετατροπείς αρχείων.....	233
VII.3	Αρχεία XLS	235
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII Φόρμα επικοινωνίας Συμμετεχόντων με το Διαχειριστή του Συστήματος		244
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IX Κανόνες σύνταξης CAPACITY AGREEMENT IDENTIFICATION		247
IX.1	ISSUED BY HTSO.....	247
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ X		248

ΛΙΣΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

- [1] Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
http://www.rae.gr/site/file/system/docs/codes_and_regulations/01022012_2
- [2] Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
http://www.rae.gr/site/file/system/docs/codes_and_regulations/01022012_1
- [3] Νόμος 2773/1999,
http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/NOMOS_2773_1999.pdf.
- [4] Κανονισμοί Δημοπρασιών στις Διασυνδέσεις Αλβανίας και ΠΓΔΜ
<http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/>
- [5] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Ιταλίας
<http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/>
- [6] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Βουλγαρίας
<http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/>
- [7] Κανονισμοί Δημοπρασιών στη διασύνδεση της Τουρκίας
<http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/>
- [8] Definitions of transfer capacities in liberalized electricity markets, ETSO, March 2001
- [9] Technical guidelines for NTC determination, UCTE, March 2004
- [10] Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments, ETSO, October 2001
- [11] Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM). ETSO, March 2000
- [12] Ν. 3468/2006 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις (ΦΕΚ Α' 129)
http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/NOMOS_3468_2006.pdf

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

ΣΧ.1.	ΚΑΘΑΡΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΘΩΡΙΟ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	17
ΣΧ.2.	ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΝΤC	18
ΣΧ.3.	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΟΥ ΑΤC ΓΙΑ ΤΗΝ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑ ΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΣ ΥΠΟΨΗ ΤΟ ΣΥΜΨΗΦΙΣΜΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ/ΕΞΑΓΩΓΩΝ (NETTING)	23
ΣΧ.4.	ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	30
ΣΧ.5.	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ	32
ΣΧ.6.	ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	33
ΣΧ.7.	ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΔΙΑΖΩΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	38
ΣΧ.8.	ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΚΑΙ ΣΒΕΣΗ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	70
ΣΧ.9.	ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΗ ΖΩΝΗ ΓΙΑ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΥ ΧΡΟΝΟΥ	99
ΣΧ.10.	ΌΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	116
ΣΧ.11.	ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΚΚΙΝΗΣΗΣ ΚΑΙ ΣΒΕΣΗΣ	129
ΣΧ.12.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΥ	130
ΣΧ.13.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΕΝΔΙΑΜΕΣΗΣ ΦΑΣΗΣ	130
ΣΧ.14.	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΑΠΟΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΥ	131
ΣΧ.15.	ΌΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	133
ΣΧ.16.	ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΩΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	173
ΣΧ.17.	ΤΥΠΙΚΟ ΤΜΗΜΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ (ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΔΙΚΤΥΟΥ)	177
ΣΧ.18.	ΣΧΗΜΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	178

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ

ΥΠΟΧΡΕΩΤΙΚΗ ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ	4
ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΑ ΚΑΙ ΒΡΑΧΥΧΡΟΝΙΑ ΦΔΜ	12
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΑΝΤΑΛΛΑΓΩΝ	28
ΑΚΟΥΣΙΕΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΙΣ	39
ΑΡΧΕΙΟ CAS	77
ΑΡΧΕΙΟ CBSB	77

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΠΙΝ.1.	ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	8
ΠΙΝ.2.	ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΜΟΡΦΗ ΠΙΝΑΚΑ ΠΟΣΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΣ	50
ΠΙΝ.3.	ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΔΗΛΩΣΗΣ ΜΕΡΙΚΗΣ ΜΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ	59
ΠΙΝ.4.	ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	68
ΠΙΝ.5.	ΤΙΜΕΣ ΠΟΙΝΗΣ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ED	112
ΠΙΝ.6.	ΤΙΜΕΣ ΠΟΙΝΗΣ ΜΟΝΤΕΛΟΥ UC	141
ΠΙΝ.7.	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΑΠΩΛΕΙΩΝ – $\cos\Phi=0,95$	174
ΠΙΝ.8.	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΑΠΩΛΕΙΩΝ – $\cos\Phi=0,90$	174
ΠΙΝ.9.	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΑΠΩΛΕΙΩΝ – $\cos\Phi=0,85$	175
ΠΙΝ.10.	ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΗΕΠ	187
ΠΙΝ.11.	ΑΡΧΕΙΑ ΠΟΥ ΥΠΟΒΑΛΛΟΥΝ ΟΙ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ ΣΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	190
ΠΙΝ.12.	ΑΡΧΕΙΑ ΠΟΥ ΔΗΜΟΣΙΕΥΕΙ Ο ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΗΜΕΡΩΣΗ ΤΩΝ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ	195
ΠΙΝ.13.	ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ ΑΡΧΕΙΩΝ (XLS ΣΕ XML)	233

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Ακρωνόμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
AGC	Automatic Generation Control (Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής)
ATC	Available Transmission Capacity (Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς)
CAS	Control Area Schedules
CASC	Capacity Allocating Service Company
CBSb	Control Block Schedules-bilateral
CBSm	Control Block Schedules – multilateral
ED	Economic Dispatch (Οικονομική Κατανομή Φορτίου)
EMS	Energy Management System
ESS	ETSO Scheduling System
EWOS	Electronic Web Offer Submission (Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ για τις Δημοπρασίες)
FLOL	FLag On-Line (σημαία λειτουργίας μονάδας)
GP	Goal Programming (Προγραμματισμός Στόχου)
LP	Linear Programming (Γραμμικός Προγραμματισμός)
MAVC	Minimum Average Variable Cost (Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος)
MCMODE	Market Mode (η μονάδα πρέπει να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ)
MIP	Mixed-Integer Programming (Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός)
NCAP	Net CAPacity (Καθαρή Ισχύς Μονάδας)
NTC	Net Transfer Capacity (Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς)
PLC	Programmable Logic Controller (Προγραμματιζόμενος Λογικός Ελεγκτής)
SCC	South Co-ordination Center (Νότιο Συντονιστικό Κέντρο)
TPS	Trader Party Schedule
TRM	Transmission Reliability Margin (Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς)
TTC	Total Transmission Capacity (Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς)
UC	Unit Commitment (πρόβλημα ένταξης μονάδων)
UT	Universal Time
XSD	XML Schema Definition
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα - Ερμηνεία
ΑΡΠ	Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΠΚ	Ενδοημερήσιο Πρόγραμμα Κατανομής
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΚΔΣ	Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΣΗΕ	Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΠΧ	Κατανομή Πραγματικού Χρόνου
ΟΤΑ	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
ΟΤΠ	Οριακή Τιμή Παραγωγής
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΚ	Πρόγραμμα Κατανομής
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΔΙ	Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΣΔΜΙ	Συντελεστή Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος
ΣΕΠ	Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής
ΣΗΘΥΑ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΗΘ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του Εγχειριδίου Λειτουργίας Αγοράς είναι η περιγραφή των λεπτομερειών εφαρμογής των διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής ΚΔΣ) [1], που σχετίζονται με τη λειτουργία της Αγοράς. Γίνεται παρουσίαση των διαδικασιών που σχετίζονται με τον καταμερισμό και την εκχώρηση φυσικών δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τις διασυνδέσεις, των διαδικασιών που σχετίζονται με την δημιουργία των δεδομένων για τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) καθώς και τη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων. Οι διαδικασίες που αφορούν τον ΗΕΠ περιγράφονται στο σχετικό Εγχειρίδιο του Λειτουργού της Αγοράς (ΛΑΓΗΕ).

Η δομή του Εγχειριδίου είναι η ακόλουθη:

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 δίδεται μία γενική περιγραφή της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 αναφέρονται οι βασικές δραστηριότητες στα πλαίσια της λειτουργίας της Αγοράς Δικαιωμάτων Διασυνδέσεων και παρατίθεται το χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης των αντίστοιχων διαδικασιών.

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 αναλύονται οι διαδικασίες που σχετίζονται με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ).

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

Στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 παρουσιάζονται οι δημοσιεύσεις που γίνονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ I παρουσιάζεται η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ΗΕΠ, καθώς και οι διαφοροποιήσεις που εφαρμόζονται επί αυτής για τις αντίστοιχες μαθηματικές διατυπώσεις των προβλημάτων α) του Προγράμματος Κατανομής, β) του υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων, και γ) της αυτόματης έκδοσης Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV παρουσιάζονται απαραίτητες πληροφορίες σχετικά με την επικοινωνία με το Διαχειριστή του Συστήματος για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V παρουσιάζονται οι ιστοσελίδες που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και χρησιμοποιούνται από τους Συμμετέχοντες στα πλαίσια της λειτουργίας της Αγοράς ΗΕ.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI παρουσιάζονται τα αρχεία που ανταλλάσσονται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων κατά τη λειτουργία της Αγοράς ΗΕ.

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII παρουσιάζονται τα πρότυπα των αρχείων που υποβάλλουν οι Συμμετέχοντες στο Διαχειριστή του Συστήματος..

Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII παρουσιάζεται η φόρμα επικοινωνίας των Συμμετεχόντων με τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Το Εγχειρίδιο αυτό απευθύνεται:

Στους εγγεγραμμένους Συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι έχουν εμπειρία με τις διαδικασίες της αγοράς, αλλά επιθυμούν να κατανοήσουν καλύτερα τις λεπτομέρειες εφαρμογής του ΚΔΣ. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 2, 3, 4, 5 και τα Παραρτήματα I, VII και VIII, αλλά και το εγχειρίδιο του λειτουργού της αγοράς.

Στους εγγεγραμμένους Συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι δεν έχουν μεγάλη εμπειρία με τις διαδικασίες της αγοράς, και επιθυμούν να δραστηριοποιηθούν περισσότερο στην αγορά. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 2, 3, 4, 5, και τα Παραρτήματα III, IV, V, VI και VII, αλλά και το εγχειρίδιο του λειτουργού της αγοράς.

Στους υποψήφιους Συμμετέχοντες και στους ανθρώπους που ενδεχομένως ενδιαφέρονται για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, και θέλουν να κατανοήσουν τις διαδικασίες και τον τρόπο λειτουργίας της αγοράς. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να ασχοληθούν αρχικά με τα Κεφάλαια 1, 2, 3, 4 και 5 και το Παράρτημα VIII, αλλά και το εγχειρίδιο του λειτουργού της αγοράς.

Στους αναλυτές των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, που θέλουν να κατανοήσουν το μηχανισμό επίλυσης της αγοράς. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 1, 2, 3 και το Παράρτημα I, αλλά και το εγχειρίδιο του λειτουργού της αγοράς.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Σύνοψη περιγραφή

Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι της ασφάλειας εφοδιασμού και της οικονομικής βελτιστοποίησης της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελληνική Επικράτεια, απαιτείται ο αποτελεσματικός συνδυασμός μακροχρόνιων αποφάσεων για την εγκατάσταση και τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά και βραχυχρόνιων αποφάσεων για την ορθή κατανομή των πόρων στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.

Στο πλαίσιο της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρισμού διακρίνουμε:

- τη μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market)
- την εκχώρηση Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις
- τη βραχυχρόνια – χονδρεμπορική αγορά ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, που προγραμματίζεται βάσει του Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) (Energy and Ancillary Services Market).
- την Κατανομή σε Πραγματικό Χρόνο (ΚΠΧ)
- την Εκκαθάριση Αποκλίσεων

1.1.1 Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος:

Ο μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του παραγωγού, ο οποίος λαμβάνει αμοιβή έναντι μέρους του κόστους κεφαλαίου επένδυσης, αλλά και του προμηθευτή ο οποίος εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην ημερήσια Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών (Χονδρεμπορική Αγορά), ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος του παραγωγού.

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροχρόνια βάση αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε Μονάδας.

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος υλοποιείται με την έκδοση από κάθε Παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος κάθε Μονάδας του, όπως αυτή προσδιορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για παράδειγμα, μία Μονάδα με εγκατεστημένη ισχύ 300MW θα μπορούσε, μετά τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητάς της από τον Διαχειριστή του Συστήματος, να εκδώσει ΑΔΙ για 250 MW.

Κάθε Προμηθευτής συνάπτει με τους Παραγωγούς Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), με οικονομικούς όρους που συμφωνούνται μεταξύ τους, προκειμένου να καλύψουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που του αναλογεί.

Η Αγορά θεωρείται εξισορροπημένη (Balanced) όταν ισχύει η σχέση:

$$ΑΔΙ \text{ (MW)} = ΣΔΙ \text{ (MW)} + \text{Απαιτούμενη Μακροχρόνια Εφεδρεία}$$

Αναλυτικές πληροφορίες για το μηχανισμό διασφάλισης επαρκούς ισχύος βρίσκονται στο σχετικό εγχειρίδιο (Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος).

1.1.2 Εκχώρηση Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις

Για την πραγματοποίηση συναλλαγών ενέργειας από τις διασυνδέσεις (εισαγωγές – εξαγωγές) είναι απαραίτητη η εξασφάλιση ΦΔΜ. Λεπτομερής περιγραφή της αγοράς ΦΔΜ γίνεται στο Κεφάλαιο 2.

1.1.3 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών ή Χονδρεμπορική Αγορά).

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά τη χονδρεμπορική αγορά και έχει ως στόχο το βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής του Συστήματος, των μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές, η ζήτηση για εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες Επικουρικές Υπηρεσίες. Κάθε μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στην χονδρεμπορική αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται συνεπώς για ένα μοντέλο αγοράς «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Pool).

Υποχρεωτική Κοινοπραξία

Το μοντέλο της ελληνικής αγοράς στο οποίο συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην αγορά. Όλοι οι συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά υποχρεούνται να συμμετέχουν στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία. Δεν επιτρέπονται φυσικές διμερείς συναλλαγές (physical bilateral transactions) μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς.

Στα πλαίσια του μοντέλου Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας, η διαμετακόμιση (transit) ηλεκτρικής ενέργειας από μία περιοχή εκτός Ελλάδος σε μία άλλη, μέσω της Ελληνικής επικράτειας, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω εισαγωγής (πώλησης) της εν λόγω ενέργειας στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία και εξαγωγής (αγοράς) της από αυτή.

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές-μηχανισμοί, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

Α) Αγορά Ενέργειας: Καλύπτονται οι ποσοτικές ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες που αυτή είναι απαραίτητη.

Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών σταθμών, υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ) και οι εισαγωγείς.

Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί)

Β) Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών: Καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδότησής τους.

Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών).

Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες), και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί).

Γ) Μηχανισμός αγοράς για την χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης: Παρέχει κίνητρα χωροθέτησης των νέων μονάδων κατά το δυνατόν εγγύτερα στην κατανάλωση, στο βαθμό που αυτά είναι πραγματικά αναγκαία. Δεδομένης της υφιστάμενης συγκέντρωσης της παραγωγής στο βορρά, προβλέπεται αυξημένη συμμετοχή στην ετήσια χρέωση χρήσεως συστήματος των παραγωγών του βορρά καθώς και διαφοροποιημένη αμοιβή παραγωγών στο νότο σε περιπτώσεις που παρουσιάζεται συνωστισμός στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από το βορρά στο νότο κατά τη διάρκεια του ημερήσιου προγραμματισμού.

Η Επίλυση του ΗΕΠ προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε μονάδας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου και των αναγκών επικουρικών υπηρεσιών την επόμενη ημέρα λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς του Συστήματος μεταφοράς.

Με την ενσωμάτωση στον ΗΕΠ των απαραίτητων επικουρικών υπηρεσιών και των τεχνικών περιορισμών του Συστήματος, οι οποίοι ενδεχομένως περιορίζουν την ποσότητα ενέργειας που δύναται να διακινείται από το Βορρά προς το Νότο, αποκαλύπτεται η πραγματική συνολική αξία της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα ποσοτικά (όγκος και χρόνος κατανάλωσης) όσο και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της (συχνότητα, τάση και απαιτούμενη αξιοπιστία παροχής σε κάθε καταναλωτή).

Η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ (Οριακή Τιμή Συστήματος ή ΟΤΣ), αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι Προμηθευτές

αγοράζουν την ενέργεια που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το Σύστημα οι Πελάτες τους και αμείβονται αντίστοιχα οι παραγωγοί.

Αναλυτικές πληροφορίες για τον ΗΕΠ βρίσκονται στο σχετικό εγχειρίδιο (Εγχειρίδιο Λειτουργού της Αγοράς).

1.1.4 Κατανομή σε Πραγματικό Χρόνο (ΚΠΧ).

Κατά την ΚΠΧ ο Διαχειριστής του Συστήματος προκειμένου να λειτουργήσει το Σύστημα με ασφάλεια εντέλει τις μονάδες παραγωγής, κατά κύριο λόγο με οικονομικά κριτήρια ώστε να εξυπηρετήσουν το φορτίο του Συστήματος, τηρώντας προς το σκοπό αυτό τις απαραίτητες εφεδρείες.

1.1.5 Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Απολογιστικά, μετά την παρέλευση της Ημέρας Κατανομής υπολογίζονται και εκκαθαρίζονται οι αποκλίσεις της πραγματικής λειτουργίας από τον ΗΕΠ.

Οι ως άνω αποκλίσεις εκκαθαρίζονται στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ). Η ΟΤΑ υπολογίζεται με μεθοδολογία ανάλογη προς τη μεθοδολογία Επίλυσης ΗΕΠ, με χρήση επικαιροποιημένων δεδομένων από την πραγματική λειτουργία του Συστήματος.

Για τον περιορισμό των ως άνω αποκλίσεων έχουν θεσπιστεί χρεώσεις για όσους συμμετέχοντες δεν συμμορφώνονται με τις Εντολές του Διαχειριστή Συστήματος.

1.2 Δραστηριότητες Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι Συμμετέχοντες που παίρνουν μέρος στην Αγορά ΗΕ απαιτείται να εγγραφούν στο Μητρώο Συμμετεχόντων που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς. Δια της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων, οι Συμμετέχοντες συνάπτουν με το Λειτουργό της αγοράς Σύμβαση Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού η οποία διέπεται από τις διατάξεις του ΚΣΗΕ και με τον Διαχειριστή του Συστήματος Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος, η οποία διέπεται από τις διατάξεις του ΚΔΣ.

Ο Διαχειριστής Συστήματος τηρεί επίσης το Μητρώο των Κατανεμόμενων Μονάδων.

Αναλυτική περιγραφή της διαδικασίας εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων και στο Μητρώο Μονάδων παρέχεται στο Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων.

Η Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος έχει ως αντικείμενο τις συναλλαγές που διενεργούνται στο πλαίσιο των Συναλλαγών Αποκλίσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας, των Επικουρικών Υπηρεσιών, της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος και του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Για το σκοπό αυτό, η Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος παρέχει στους Συμμετέχοντες δικαίωμα να συμμετέχουν στο Σύστημα Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος, τηρώντας τις διατάξεις του Κώδικα και να λαμβάνουν τις

πληρωμές που τους αναλογούν, και επάγεται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν, σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΔΣ

Οι βασικές δραστηριότητες της αγοράς ΗΕ είναι οι ακόλουθες:

- Ετήσια Δημοπρασία Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.
- Μηνιαία Δημοπρασία Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.
- Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, για τη Μεταβίβαση ή/και Μεταπώληση των εκχωρημένων Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ, όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.
- Ημερήσια Δημοπρασία Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.
- Κατάρτιση Προγράμματος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο του Λειτουργού της αγοράς.
- Επιβεβαίωση προγραμμάτων εισαγωγών και εξαγωγών με γειτονικούς Διαχειριστές και έλεγχος των τελικών προγραμμάτων από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (South Coordination Center), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.
- Εκκαθάριση ΗΕΠ, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο του Λειτουργού της αγοράς.
- Κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ και ΕΠΚ) (D-1 & Ενδοημερήσιο), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Καταγραφή Διαθεσιμότητας Μονάδων και Εντολών Κατανομής, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Καταγραφή Ποσοτήτων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.
- Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), όπως περιγράφεται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.
- Εκκαθάριση Αποκλίσεων, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.
- Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.
- Μηνιαίες Εκθέσεις και Δημοσιεύσεις.
- Στατιστικά Δημοπρασιών.

Στον Πιν.1 παρουσιάζεται το αναλυτικό χρονοδιάγραμμα διαδικασιών της αγοράς ΗΕ. Συμπεριλαμβάνονται δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα σε ετήσια βάση (για το ημερολογιακό έτος Υ), σε μηνιαία βάση (για τον ημερολογιακό μήνα Μ), και σε ημερήσια βάση (για την Ημέρα Κατανομής D), με τις σχετικές προθεσμίες. Όλες οι χρονικές αναφορές στο εγχειρίδιο αυτό είναι σε ώρα Ελλάδας.

Το παρουσιαζόμενο χρονοδιάγραμμα μπορεί να επηρεασθεί από αλλαγές του Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου (Νόμοι, Υ.Α., ΚΔΣ, ΚΣΗΕ, Κανονισμοί Δημοπρασιών, κτλ). Σε περίπτωση αναντιστοιχίας μεταξύ του παρόντος εγχειριδίου και των προαναφερθέντων στοιχείων, τα τελευταία υπερισχύουν του εγχειριδίου.

Πιν.1. Χρονοδιάγραμμα διαδικασιών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

A/A	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
ΕΤΗΣΙΑ					
1	–	Υ–1 ή Υ–2	ΑΔΜΗΕ	Προσδιορισμός Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων	26 ΚΔ 3.1.1 ΕΑ
2	–	Υ–1 ή Υ–2	ΑΔΜΗΕ	Προσδιορισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου	26 ΚΔ 3.1.2 ΕΑ
3	–	–	ΑΔΜΗΕ	Προσδιορισμός Λειτουργικών Ζωνών	29 ΚΔ 3.2. ΕΑ
4	Υ–1	Υ–2Μ	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης	22 ΚΣ
5		Υ–1	ΑΔΜΗΕ ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Ετήσιας Δημοπρασίας ΦΔΜ	4.02 ΑΡ 2.3.3.1 ΕΑ
ΜΗΝΙΑΙΑ					
6		Μ–1	ΑΔΜΗΕ ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Μηνιαίας Δημοπρασίας ΦΔΜ	4.02 ΑΡ 2.3.3.2 ΕΑ
ΕΒΔΟΜΑΔΙΑΙΑ					
7		Th (W–1) 12:00	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Δήλωση Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων	13 ΚΔ 3.8.2.1 ΕΑ
ΗΜΕΡΗΣΙΑ					
8		D–3 14:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC) των διασυνδέσεων (εισαγωγές –εξαγωγές)	278 ΚΔ
9	D–2 13:00	D–2 14:00	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ – Δημοσίευση Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας	6.01 ΑΡ 2.4.1.1 ΕΑ
10	D–2 14:00	D–1 07:00	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ	7.01 ΑΡ 2.4.2 ΕΑ
11		D–1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Διαθεσιμότητας Μονάδων Παραγωγής	27 ΚΔ 3.8.8.2 ΕΑ
12		D–1	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση των Δηλώσεων Χρήσης	27 ΚΔ

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
		08:45		Μακροχρόνιων ΦΔΜ	
13		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Πρόβλεψης Φορτίου	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
14		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Πρόβλεψης Παραγωγής Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
15		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση των απαιτήσεων Εφεδρειών	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
16		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Πρόβλεψης Διαζωνικών Περιορισμών	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
17		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση των Περιορισμών κάθε Διασύνδεσης	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
18		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Υποχρεωτικής Λειτουργίας Υδροηλεκτρικών Μονάδων	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
19		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Παραγωγής Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
20		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC)	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
21		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς (ATC)	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
22	D-1 08:45	D-1 09:15	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Κρυπτογραφημένων Οικονομικών Προσφορών στις Δημοπρασίες ΦΔΜ ¹	4.02 AR 2.2. ΕΑ
23	D-1 09:15	D-1 09:20		Περίοδος Σιγής.	4.02 AR 2.2. ΕΑ
24	D-1 09:20	D-1 09:35	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Κλειδιών Αποκρυπτογράφησης των Οικονομικών Προσφορών στις Δημοπρασίες ΦΔΜ	4.02 AR 2.2. ΕΑ
25	D-1 09:35	D-1 10:00	ΑΔΜΗΕ	Διεξαγωγή και Δημοσίευση Αποτελεσμάτων των Ημερησίων Δημοπρασιών	4.02 AR 2.2. ΕΑ ΕΑ
26	D-1 10:00	D-1 10:15	ΛΑΓΗΕ	Εισαγωγή στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς του συνόλου των ΦΔΜ (Ετήσια, Μηνιαία και Ημερήσια) κάθε Συμμετέχοντα	55 ΚΣ ΕΛ
27		D-1 10:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας	189 ΚΔ
28		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση Διαθεσιμότητας Μονάδων Παραγωγής	27 ΚΔ Κεφ.3 ΕΑ
29		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση Πρόβλεψης Φορτίου	27 ΚΔ Κεφ.3 ΕΑ
30		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση Πρόβλεψης Παραγωγής Μονάδων	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ

¹ Οι λεπτομέρειες των διαδικασιών που εκτελούνται από την εταιρία CASC.eu παρουσιάζονται στον ιστοτόπο της εταιρίας, www.casc.eu

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
				ΑΠΕ	
31		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση των απαιτήσεων Εφεδρειών	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
32		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση της Πρόβλεψης Διαζωνικών Περιορισμών	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
33		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση των Περιορισμών κάθε Διασύνδεσης	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
34		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση της Υποχρεωτικής Λειτουργίας Υδροηλεκτρικών Μονάδων	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
35		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση της Παραγωγής Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
36		D-1 11:00	ΑΔΜΗΕ	Επικαιροποίηση & Δημοσίευση των Προγραμμάτων Διόρθωσης των Ακούσιων Αποκλίσεων στις Διασυνδέσεις	27 ΚΔ Κεφ.5 ΕΑ
37	D-4 12:00	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Προσφορών Έγχυσης	ΕΛΑ
38	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δηλώσεων Φορτίου	ΕΛΑ
39	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Προσφορών Εφεδρειών	ΕΛΑ
40	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας	55 ΚΣ ΕΛΑ
41	D-4 12:30	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων	55 ΚΣ ΕΛΑ
42	D-2 14:00	D-1 12:30	ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ	2.4.3 ΕΑ
43	D-1 12:30	D-1 14:00	ΛΑΓΗΕ	Επίλυση ΗΕΠ	55 ΚΣ ΕΛΑ
44	D-1 14:00	D-1 14:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση Αποτελεσμάτων ΗΕΠ	57 ΚΣ ΕΛΑ
45		D-1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση των Προγραμμάτων Διόρθωσης των Ακούσιων Αποκλίσεων στις Διασυνδέσεις	27 ΚΔ
46	30 λεπτά από επικοινωνία ΑΔΜΗΕ		ΣΥΜΜΕΤ ΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ	57 ΚΣ 3.6.2 ΕΑ
47	D-1 15:00	D-1 18:00	ΛΑΓΗΕ	Εκκαθάριση ΗΕΠ	58 ΚΣ ΕΛΑ
48	D-1 14:00	D-1 17:30	ΑΔΜΗΕ	Επιβεβαίωση – Ανταλλαγή προγραμμάτων διασυνδέσεων με Γειτονικούς Διαχειριστές	3.9.2 ΕΑ
49	D-1 14:00	D-1 18:00	ΑΔΜΗΕ	Επίλυση Προγράμματος Κατανομής	55 ΚΔ 3.1 ΕΚ
50		D-1 18:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Προγραμμάτων Κατανομής	55 ΚΔ 3.1 ΕΚ

A/A	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
51	D 00:00	D 22:00	ΑΔΜΗΕ	Επίλυση και Δημοσίευση Ενδοημερήσιου Προγράμματος Κατανομής	55 ΚΔ 4.1.4 ΕΚ
52		D+1	ΑΔΜΗΕ	Εκκαθάριση των Ακουσίων Αποκλίσεων στις Βόρειες Διασυνδέσεις	
53		D+1	ΑΔΜΗΕ	Εκκαθάριση των Ακουσίων Αποκλίσεων στη διασύνδεση της Ιταλίας.	
54		D+1 10:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσιοποίηση των Συγκεντρωτικών Αποκλίσεων μεταξύ της Πραγματικής Κατανομής και της Πρόβλεψης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D.	
55		D+5	ΑΔΜΗΕ	Υπολογισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D.	144 ΚΔ
56		D+5	ΑΔΜΗΕ	Εκκαθάριση των Αποκλίσεων.	144 ΚΔ
ΜΗΝΙΑΙΑ					
57		M+1	ΑΔΜΗΕ	Εκκαθάριση των Επικουρικών Υπηρεσιών του προηγούμενου ημερολογιακού μήνα.	167 ΚΔ
58		M+1	ΑΔΜΗΕ	Δημοσιοποίηση Μηνιαίων Αναφορών Αποτελεσμάτων ΗΕΠ και Χρήσης των Διασυνδέσεων.	
59		M+1	ΑΔΜΗΕ	Δημοσιοποίηση Μηνιαίων Αναφορών Αποτελεσμάτων Μηνιαίων και Ημερήσιων Δημοπρασιών.	
ΚΔ: ΚΔΣ / ΚΣ : ΚΣΗΕ / ΕΑ: Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς / ΑΡ: Κανονισμοί Διασυνδέσεων					

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ

Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας επικοινωνεί με AC γραμμές μεταφοράς στα βόρεια σύνορα με την Αλβανία, τη FYROM και τη Βουλγαρία, στα ανατολικά με την Τουρκία, και με σύνδεση HVDC (καλώδιο) με την Ιταλία. Για την εμπορική εκμετάλλευση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν εκπονηθεί Οδηγίες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχουν θεσμοθετηθεί Κανονισμοί Δημοπρασιών από το Διαχειριστή του Συστήματος και τους γειτονικούς διαχειριστές [4][5][6][7].

2.1 Εισαγωγή

Οι Συμμετέχοντες που ενδιαφέρονται να εισάγουν ή να εξάγουν ενέργεια στο ελληνικό σύστημα πρέπει να εξασφαλίσουν Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις. Όσον αφορά τη χρήση τους στην Ελληνική αγορά, τα ΦΔΜ διακρίνονται σε μακροχρόνια και βραχυχρόνια.

Μακροχρόνια και βραχυχρόνια ΦΔΜ

Τα ΦΔΜ που εκχωρούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος σε Ετήσια και Μηνιαία βάση θεωρούνται μακροχρόνια ΦΔΜ. Αντίθετα, τα ΦΔΜ που εκχωρούνται σε Ημερήσια βάση, θεωρούνται βραχυχρόνια. Σε περίπτωση που κάποιο δικαίωμα εκδίδεται από όμορο Διαχειριστή σε κάποια χρονική βάση που δεν εντάσσεται στις παραπάνω, η διάκριση ανάμεσα σε βραχυχρόνιο και μακροχρόνιο ΦΔΜ γίνεται βάσει του τύπου της Δημοπρασίας με την οποία ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος εκχώρησε την αντίστοιχη Ικανότητα Μεταφοράς.²

Ανάλογα με την εκάστοτε διασύνδεση και τη φύση της διμερούς συμφωνίας του Διαχειριστή του Συστήματος με τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί, κατά περίπτωση, να εκχωρεί το σύνολο της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς της διασύνδεσης, ή μέρος αυτής, στη μία ή και τις δύο κατευθύνσεις. Επίσης, τόσο οι Κανονισμοί των Δημοπρασιών, όσο και οι ίδιες οι Δημοπρασίες, ενδέχεται να είναι, κατά περίπτωση, κοινές για τους δύο Διαχειριστές (το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος και τον όμορο

² Για παράδειγμα, κάποιοι Διαχειριστές εκχωρούν ΦΔΜ σε εβδομαδιαία βάση και δε διαθέτουν διαδικασία εκχώρησης ΦΔΜ σε Ημερήσια βάση. Δεδομένου ότι η αντίστοιχη ποσότητα ΦΔΜ που εκχωρείται από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος, εκχωρείται σε ημερήσια βάση, τα προαναφερθέντα εβδομαδιαία ΦΔΜ θεωρούνται, όσον αφορά τη μεταχείρισή τους στην Ελληνική αγορά, ως βραχυχρόνια.

Διαχειριστή) ή μη κοινές. Στην τελευταία περίπτωση, οι Κανονισμοί Δημοπρασιών καλύπτουν το τμήμα της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς που εκχωρεί ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος. Εφεξής, όπου γίνεται αναφορά σε εκχωρούμενες ποσότητες Ικανότητας Μεταφοράς, θα εννοούνται, αν δεν υπάρχει σαφής διευκρίνιση για το αντίθετο, οι ποσότητες που εκχωρεί ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος.

Σημειώνεται ότι, στις περιπτώσεις που δεν έχουν συμφωνηθεί κοινοί Κανονισμοί Δημοπρασιών για την εκχώρηση του συνόλου της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς, το ποσοστό που εκχωρείται από τον όμορο Διαχειριστή υπόκειται στους Κανόνες του όμορου Διαχειριστή οι οποίοι ενδέχεται να διαφέρουν σημαντικά από τους Κανόνες του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος.

Παρόλα αυτά, όσον αφορά τη χρήση των ΦΔΜ στην Ελληνική αγορά και ανεξάρτητα από το Διαχειριστή που κατένειμε τα ΦΔΜ, οι διαδικασίες και οι προθεσμίες που προβλέπονται για τον προγραμματισμό τόσο των προγραμμάτων ανταλλαγών όσο και των ποσοτήτων ενέργειας που θα εισαχθούν στην Ελληνική επικράτεια ή θα εξαχθούν από αυτή, καθορίζονται βάσει του ισχύοντος Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου.³

Το αντικείμενο της Διαχείρισης Διασυνδέσεων αφορά τις κάτωθι διεργασίες:

- Υπολογισμός της Συνολικής Ικανότητας Μεταφοράς, του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς, της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς, της μακροχρόνια δεσμευμένης ικανότητας μεταφοράς (από χρήση μακροχρονίων ΦΔΜ), και της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς στις Ημερήσιες Δημοπρασίες για εισαγωγές και εξαγωγές.
- Εκτέλεση των Ετησίων, Μηνιαίων και Ημερησίων Δημοπρασιών.
- Υπολογισμός των τιμών εκκαθάρισης των Δημοπρασιών.
- Λειτουργία της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ.
- Τήρηση των κανόνων χρήσης των ΦΔΜ.
- Εκκαθάριση των Δημοπρασιών.

2.2 Δημοπρασίες για ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διεξάγει ετήσιες, μηνιαίες και ημερήσιες δημοπρασίες ΦΔΜ. Οι λεπτομέρειες σχετικά με το χρόνο, τη δομή και τη

³ Για παράδειγμα, αν σε μία διασύνδεση i χρησιμοποιείται από συμμετέχοντα μακροχρόνιο ΦΔΜ εκχωρηθέν από όμορο Διαχειριστή, η προθεσμία υποβολής της δήλωσης χρήσης του στο Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος είναι αυτή που ισχύει και για τα αντίστοιχα ΦΔΜ που εκχωρούνται από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος για την διασύνδεση i , όπως αυτή αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών που εκδίδονται από αυτόν. Επίσης, αν υφίσταται θέμα προτεραιότητας ένταξης του μακροχρονίου ΦΔΜ έναντι κάποιου βραχυχρονίου ΦΔΜ, ανεξαρτήτως του εκδότη του ΦΔΜ, ισχύει η πρόβλεψη προτεραιότητας του μακροχρονίου ΦΔΜ, όπως αυτή προβλέπεται στον ΚΔΣ[1].

συμμετοχή σε αυτές τις δημοπρασίες περιέχονται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5],[6],[7]. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαχειρίζεται τα έσοδα από αυτές τις δημοπρασίες σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Λογιστικό Λογαριασμό Λ-ΙΓ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει εκχωρήσει, από κοινού με το Διαχειριστή του Ιταλικού Συστήματος (TERNA), τις αρμοδιότητες διεξαγωγής δημοπρασιών εκχώρησης ΦΔΜ και λειτουργίας της δευτερεύουσας αγοράς ΦΔΜ, όσον αφορά τη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, στην εταιρία CASC.eu⁴.

Οι Συμμετέχοντες μπορούν να αποκτήσουν ΦΔΜ είτε απευθείας με τη συμμετοχή τους στις δημοπρασίες δικαιωμάτων διασυνδέσεων, είτε μέσω της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ.

2.2.1 Επιλεξιμότητα Συμμετοχής στις Δημοπρασίες

Οι Συμμετέχοντες οι οποίοι είναι επιλέξιμοι να συμμετάσχουν στις Δημοπρασίες ΦΔΜ που διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος, βάσει κοινών Κανονισμών Δημοπρασιών, για το σύνολο της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC) των Διασυνδέσεων, είναι οι ακόλουθοι:

- Οι Συμμετέχοντες που είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ, και
- Οι Συμμετέχοντες που είναι εγγεγραμμένοι στα αντίστοιχα Μητρώα Συμμετεχόντων γειτονικών χωρών.⁵

Στις Δημοπρασίες ΦΔΜ που διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος για τμήμα της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς μίας διασύνδεσης βάσει μη κοινών Κανονισμών Δημοπρασιών, δικαίωμα συμμετοχής έχουν μόνο όσοι είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ.

2.2.2 Συμμετοχή στις Δημοπρασίες

Για τη συμμετοχή σε Δημοπρασίες ΦΔΜ για μία συγκεκριμένη Διασύνδεση, ο αιτών θα πρέπει να έχει δικαίωμα συμμετοχής σε αυτή (σύμφωνα με την προηγούμενη παράγραφο) και θα πρέπει να υποβάλλει τα ακόλουθα:

- μία συμπληρωμένη και υπογεγραμμένη δήλωση αποδοχής, σύμφωνα με το πρότυπο που παρουσιάζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5],[6],[7] και
- μία Τραπεζική Εγγύηση, όπως αυτή ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5],[6],[7].

⁴ Οι λεπτομέρειες των διαδικασιών που εκτελούνται από την εταιρία CASC.eu παρουσιάζονται στον ιστοτόπο της εταιρίας, www.casc.eu

⁵ Για παράδειγμα, στη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας οι υπόψη Συμμετέχοντες είναι αυτοί που έχουν υπογράψει μία Σύμβαση Κατανομής και συμμορφώνονται με τους Κανόνες Διαχείρισης Συμφόρησης της διασύνδεσης με την Ιταλία (δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα της TERNA).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί μητρώα με τους Συμμετέχοντες που έχουν δικαίωμα συμμετοχής στις Δημοπρασίες ΦΔΜ (Μητρώα Χρηστών Διασυνδέσεων) που διεξάγει.

Οι εγγεγραμμένοι σε αυτά τα μητρώα έχουν δικαίωμα απευθείας πρόσβασης στο διαδικτυακό Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του Διαχειριστή του Συστήματος (EWOS), το οποίο χρησιμοποιείται για την υποβολή οικονομικών προσφορών στις Δημοπρασίες για ΦΔΜ.

Για να αποκτήσει ένας Συμμετέχων (που είναι ήδη εγγεγραμμένος σε ένα ή περισσότερα Μητρώα Χρηστών Διασυνδέσεων) πρόσβαση στο σύστημα EWOS, θα πρέπει να αιτηθεί την απόκτηση διαπιστευτηρίων χρήστη (όνομα χρήστη και κωδικό πρόσβασης) από το αρμόδιο Τμήμα Πληροφορικής του Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

2.2.3 Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων

Οι ακόλουθοι Συμμετέχοντες έχουν δικαίωμα υποβολής προγραμμάτων στις διασυνδέσεις σύμφωνα με τους όρους των αδειών τους:

- Οι κάτοχοι αδειών προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές, εξαγωγές ή διαμετακόμιση ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων.
- Οι κάτοχοι αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εξαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, και
- Οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων αποκλειστικά για δική τους χρήση.

2.3 Διαδικασίες που αφορούν την εκχώρηση ΦΔΜ στις διασυνδέσεις (Δημοπρασίες)

2.3.1 Υπολογισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς στις διασυνδέσεις

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1, τη Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς (Total Transmission Capacity ή TTC) και το Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς (Transmission Reliability Margin ή TRM) κάθε διασύνδεσης και ομάδας διασυνδέσεων, όπως ισχύει, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος συμβουλεύεται τους γειτονικούς διαχειριστές για τον ανωτέρω προσδιορισμό. Οι Συνολικές Ικανότητες Μεταφοράς στις Βόρειες Διασυνδέσεις καθορίζονται λαμβάνοντας υπόψη την ασφάλεια (N-1 κριτήριο) όλης της περιοχής των Βαλκανίων.

Ακολουθώντας, ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) ως τη διαφορά μεταξύ της Συνολικής Ικανότητας Μεταφοράς (TTC) και του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς (TRM) κάθε διασύνδεσης και

ομάδας διασυνδέσεων, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μετά από συνεργασία με τους γειτονικούς διαχειριστές ανακοινώνει το τελικό NTC κάθε διασύνδεσης, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας, στην ιστοσελίδα του εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

Στη συνέχεια περιγράφεται η μεθοδολογία για τον υπολογισμό των ποσοτήτων μεταφοράς για εισαγωγές και εξαγωγές στις βόρειες Ελληνικές διασυνδέσεις. Για το καλώδιο με την Ιταλία, λόγω του γεγονότος ότι αποτελεί DC μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, η διακινούμενη καθαρή ποσότητα μεταφοράς είναι 500 MW, ανεξαρτήτου κατεύθυνσης, όση δηλαδή και η χωρητικότητα του καλωδίου.

2.3.2 Αρχές υπολογισμού της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς των Διασυνδέσεων

Ο υπολογισμός των τιμών της καθαρής ικανότητας μεταφοράς (NTC) στις βόρειες Ελληνικές διασυνδέσεις (σύνορα Ελλάδας-FYROM, Ελλάδας-Αλβανίας, Ελλάδας-Τουρκίας και Ελλάδας-Βουλγαρίας) βασίζεται σε κοινά αποδεκτό μοντέλο συστήματος μεταφοράς της SEE (South East European Region ή Νοτιανατολικής Ευρώπης) περιοχής, το οποίο λαμβάνει υπόψη την τοπολογία του δικτύου και της παραγωγής της εν λόγω περιοχής. Ο υπολογισμός γίνεται σύμφωνα με τους κανόνες υπολογισμού του ENTSO-E ([8],[9],[10],[11]), ικανοποιώντας τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας με τη χρήση ενός ενοποιημένου πλήρους δικτύου της Νοτιανατολικής Ευρώπης.

Η διαδικασία που ακολουθείται για τον υπολογισμό των NTC τιμών (σε ετήσια, μηνιαία και ημερήσια βάση) είναι η εξής:

Αφού γίνει η σύνθεση (merging) του μοντέλου DACF (Day Ahead Congestion Forecast) κάθε Διαχειριστή με τα μοντέλα τα οποία λαμβάνονται από τους γειτονικούς Διαχειριστές, δημιουργείται ένα βασικό σενάριο εμπορικών προγραμμάτων ανταλλαγών ενέργειας και μοντέλων δικτύων (Base Case Exchange, BCE) για την ευρύτερη περιοχή της SEE (South East European region-Νοτιανατολικής Ευρώπης). Προκειμένου να υπολογιστούν οι NTC τιμές για εισαγωγές/εξαγωγές σε κάποια διασύνδεση (π.χ Βουλγαρία-Ελλάδα), η παραγωγή αυξάνεται σε μία περιοχή κατά (ΔΕ) αναλογικά με την εναπομείνασα χωρητικότητα των μονάδων παραγωγής στην περιοχή αυτή και μειώνεται αναλογικά στην άλλη περιοχή κατά το ίδιο ποσοστό (ξανά σύμφωνα με την εναπομείνασα χωρητικότητα των μονάδων παραγωγής της δεύτερης περιοχής). Με τη τήρηση του N-1 κριτηρίου στην ευρύτερη περιοχή της Νοτιανατολικής Ευρώπης η συνολική ικανότητα μεταφοράς (Total Transfer Capacity-TTC) μεταξύ των δύο περιοχών λαμβάνεται σαν $TTC=BCE+ΔΕ$. Η καθαρή ικανότητα μεταφοράς (Net Transfer Capacity) κατόπιν τούτου υπολογίζεται σαν η τιμή TTC μείον ένα περιθώριο ασφαλείας για λόγους ασφαλείας (Transmission Reliability Margin), σύμφωνα με το Σχ.1.

Οι τιμές υπολογισμού των NTC εξαρτώνται από τη μέθοδο με την οποία αυξάνεται ή μειώνεται η παραγωγή των μονάδων που λαμβάνονται υπόψη κατά

τη ανταλλαγή των προγραμμάτων. Για αυτό το λόγο, ο τρόπος μεταβολής της παραγωγής αποτελεί μία σημαντική παράμετρο κατά τους υπολογισμούς του NTC

Η αύξηση ή η μείωση της παραγωγής αναλογικά με την εναπομείνασα χωρητικότητα σε κάθε μία μονάδα γίνεται ως εξής :

Σε κάθε μονάδα παραγωγής η ενέργεια αυξάνεται/μειώνεται αναλογικά με την εναπομείνασα παραγωγή ως $P_{max} - P_{base}$ case (για αύξηση παραγωγής) ή P_{base} case – P_{min} (για μείωση παραγωγής).

Ο καθορισμός των NTC τιμών γίνεται σύμφωνα με τους ορισμούς του ENTSO:

$$NTC = BCE + \Delta E - TRM$$

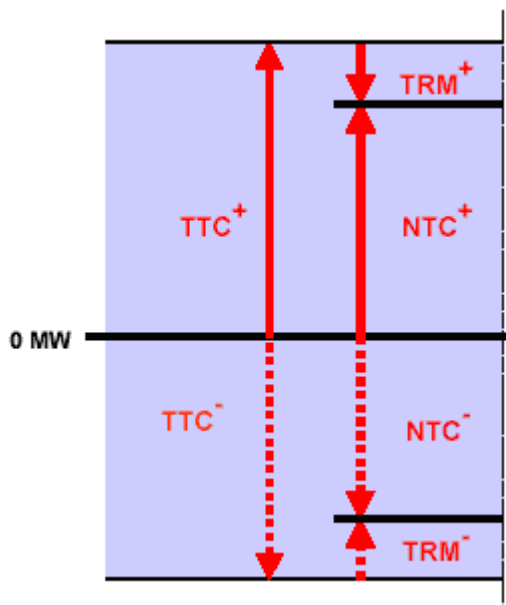
όπου:

BCE: Βασικό σενάριο συμφωνημένων ανταλλαγών (Base Case Exchange)

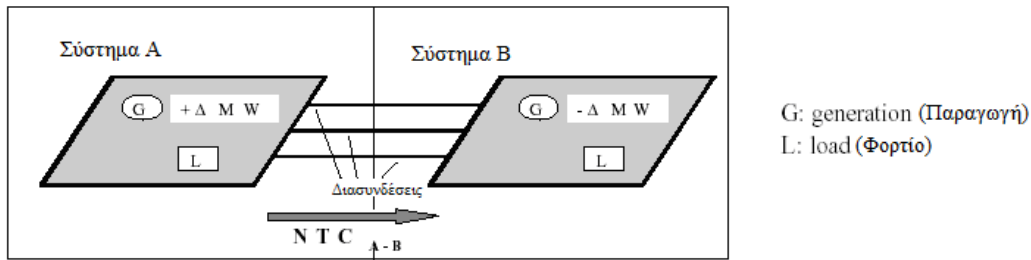
ΔE : Μέγιστη μεταβολή της παραγωγής η οποία μπορεί να γίνει μεταξύ δύο περιοχών ελέγχου υπό τη διατήρηση του κριτηρίου N-1 (Maximum Shift of generation)

TRM: Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς (Transmission Reliability Margin)

Στο Σχ.2 παρουσιάζεται η διαδικασία που ακολουθείται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος (περιοχή Α) και οποιουδήποτε γειτονικού Διαχειριστή, όπως π.χ MEPSO, OST, TEIAS και ESO EAD (περιοχή Β).



Σχ.1. Καθαρή ικανότητα μεταφοράς και περιθώριο ασφαλείας



Σχ.2. Υπολογισμός NTC

Ορισμός της μεταβολής της παραγωγής (ΔΕ)

Όλες οι τροποποιήσεις στην αύξηση ή της μείωσης της παραγωγής γίνονται ως κάτωθι:

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta E \frac{P_i^{\max} - P_i}{\sum_n (P_i^{\max} - P_i)}$$

$$P_{new}^{dec} = P_i + \Delta E \frac{P_i^{\min} - P_i}{\sum_n (P_i^{\min} - P_i)}$$

$$|\Delta E| \leq \left| \sum (P_m - P_i) \right|$$

όπου:

P_i : Παραγωγή ενεργού ισχύος

P_{new}^{inc} : Νέα (αυξημένη) έγχυση

P_{new}^{dec} : Νέα (μειωμένη) έγχυση

$P_i^{\max}$: Μέγιστη επιτρεπτή παραγωγή

$P_i^{\min}$: Ελάχιστη επιτρεπτή παραγωγή

2.3.3 Μέθοδος για το συνδυαστικό υπολογισμό των NTCs

Σύμφωνα με τις οδηγίες διαχείρισης συμφόρησης οι οποίες έχουν προταθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση, ο συνδυαστικός υπολογισμός των NTC των διασυνδέσεων θα πρέπει να στηρίζεται σε:

- Χρήση ενός κοινού μοντέλου μεταφοράς στο οποίο να λαμβάνεται επαρκώς υπόψη η αλληλεπίδραση των φυσικών ροών μεταξύ των διασυνδέσεων
- Καταμερισμό των εμπορικών προγραμμάτων με τέτοιο τρόπο ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι φυσικές ροές.

Προκειμένου να υπολογιστούν οι μέγιστα εμπορικά διαθέσιμες ικανότητες μεταφοράς υπό ασφαλή λειτουργία της SEE (Νοτιανατολικής Ευρώπης), μπορεί να γίνει χρήση της συνδυαστικής μεθόδου υπολογισμού του NTC όπου σαν μία περιοχή θεωρείται η Ελλάδα και σαν την άλλη περιοχή οι βόρειες διασυνδέσεις της Ελλάδας (Αλβανία, FYROM, Βουλγαρία, Τουρκία).

2.3.3.1 Ετήσιο χρονοδιάγραμμα

Για τον ετήσιο υπολογισμό των NTC τιμών για εισαγωγές ή εξαγωγές ακολουθείται το ακόλουθο χρονοδιάγραμμα:

- 10 - 20 Νοεμβρίου: NTC υπολογισμός από τους TSOs βάσει ενός κοινού μοντέλου υπολογισμού
- 20 Νοεμβρίου – 1 Δεκεμβρίου: εναρμονισμός των NTC τιμών για όλο το έτος

Κάθε Διαχειριστής εκτελεί υπολογισμούς και υπολογίζει τις τιμές των NTC υπό ασφαλή λειτουργία. Μετά τους υπολογισμούς, οι τιμές των NTCs ανταλλάσσονται και εναρμονίζονται. Αν δεν υπάρχει συμφωνία λαμβάνεται τελικά η μικρότερη από τις δύο τιμές.

2.3.3.2 Μηνιαίο χρονοδιάγραμμα

Οι Διαχειριστές συμφωνούν σε ένα μηνιαίο μοντέλο αναφοράς το οποίο και λαμβάνεται υπόψη κατά τον υπολογισμό των NTC τιμών. Ως μοντέλο αναφοράς λαμβάνεται η τρίτη Τετάρτη του μήνα M στις 10:30 CET:

- έως τη 15^η του μήνα M-2: αποστολή των βασικών σεναρίων συμφωνημένων ανταλλαγών
- έως τη 17^η του μήνα M-2: εναρμονισμός των βασικών σεναρίων συμφωνημένων ανταλλαγών
- έως την 20^η του μήνα M-2: αποστολή των μοντέλων δικτύου με τις συμφωνημένες ανταλλαγές
- έως την 25^η του μήνα M-2: έλεγχος και merging του regional model
- έως την 1^η του μήνα M-1: NTC υπολογισμός για το μήνα M
- έως την 5^η του μήνα (M-1): εναρμονισμός NTC τιμών για το μήνα M

Τα μοντέλα των κρατών τα οποία ανταλλάσσονται και ενώνονται προκειμένου να δημιουργήσουν το δίκτυο της Νοτιανατολικής Ευρώπης είναι των : Αλβανίας, Βοσνίας, Βουλγαρίας, Κροατίας, Ελλάδας, Ουγγαρίας, Αυστρίας, FYROM, Ρουμανίας, Σλοβενίας, Σερβίας, Μαυροβουνίου και Ουκρανίας .

Ο υπολογισμός του NTC γίνεται σε μηνιαία βάση για το πλήρες δίκτυο για την ώρα 10:30 CET (high tariff) της τρίτης Τετάρτης κάθε μήνα. Επιπρόσθετοι υπολογισμοί πραγματοποιούνται όταν κάποια από τις κύριες γραμμές του ενοποιημένου δικτύου είναι εκτός λειτουργίας (π.χ για λόγους συντήρησης) καθώς επίσης και για τη περίπτωση που κάτι απρόοπτο λαμβάνει χώρα.

Τα εμπλεκόμενα μέρη συμφωνούν μεταξύ τους σε περίπτωση ύπαρξης μη προκαθορισμένων συντηρήσεων, οι οποίες έχουν επίδραση στην ασφάλεια τροφοδοσίας.

Κάθε Διαχειριστής υπολογίζει τις NTC τιμές. Μετά την ολοκλήρωση των υπολογισμών τα NTCs ανταλλάσσονται και εναρμονίζονται. Εάν δεν υπάρχει συμφωνία λαμβάνεται υπόψη η μικρότερη από τις δύο τιμές για το NTC.

2.3.4 Όροι Διενέργειας Δημοπρασιών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει τους όρους διενέργειας δημοπρασιών ή Κανονισμούς Δημοπρασιών στην ιστοσελίδα του. Οι Κανονισμοί Δημοπρασιών ενδέχεται να αφορούν μία (π.χ. τη διασύνδεση της Ιταλίας) ή περισσότερες διασυνδέσεις.

2.3.5 Ετήσιες και Μηνιαίες Δημοπρασίες

Πριν από κάθε δημοπρασία ΦΔΜ, ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει και δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τη Μακροχρόνια Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (Ετήσιο ATC και Μηνιαίο ATC), ξεχωριστά για εισαγωγές ενέργειας και εξαγωγές ενέργειας, για κάθε διασύνδεση. Η Ετήσια και οι Μηνιαίες Δημοπρασίες γίνονται για την εκχώρηση του 100% του Ετήσιου και των Μηνιαίων ATC, αντίστοιχα.

Κατά τις Ετήσιες και Μηνιαίες Δημοπρασίες που διεξάγονται από το Διαχειριστή του Συστήματος γίνονται οι κάτωθι διεργασίες:

- Γίνεται δημοσίευση του Ετήσιου ή Μηνιαίου ATC στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Γίνεται έλεγχος εγκυρότητας των οικονομικών προσφορών, ώστε να ληφθούν υπόψη κατά τη διαδικασία της Δημοπρασίας μόνο οι έγκυρες προσφορές.
- Εκτελείται η Ετήσια ή Μηνιαία Δημοπρασία.
- Δημοσιεύονται τα αποτελέσματα της Δημοπρασίας.
- Οι Συμμετέχοντες που έχουν συμμετάσχει στη Δημοπρασία δικαιούνται να καταθέσουν ένσταση, εφόσον θεωρούν ότι η δημοπρασία δεν έγινε σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5].
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ελέγξει αν οι ενστάσεις είναι βάσιμες ή όχι, και να απαντήσει αιτιολογημένα στους Συμμετέχοντες εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος, που ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5].
- Γίνεται πληρωμή από τους κατόχους ΦΔΜ για τα αποκτηθέντα από τη Δημοπρασία ΦΔΜ.

Ο μηχανισμός υποβολής οικονομικών προσφορών βασίζεται σε ένα λογισμικό κρυπτογράφησης, το οποίο διασφαλίζει την εμπιστευτικότητα των υποβληθέντων προσφορών. Για πληροφορίες σχετικά με το λογισμικό

κρυπτογράφησης, οι Συμμετέχοντες μπορούν να επικοινωνούν με το Τμήμα Πληροφορικής του Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ).

Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν τις κρυπτογραφημένες προσφορές τους στις Δημοπρασίες, σύμφωνα με τις προδιαγραφές που περιγράφονται αναλυτικά στους Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Η υποβολή των προσφορών γίνεται σε δύο φάσεις:

- υποβολή της κρυπτογραφημένης προσφοράς, και
- υποβολή του κλειδιού αποκρυπτογράφησης.

Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν τα κλειδιά αποκρυπτογράφησης σύμφωνα με τις προδιαγραφές που περιγράφονται αναλυτικά στους Κανονισμούς Δημοπρασιών. Μετά την υποβολή των οικονομικών προσφορών, ακολουθεί μία Περίοδος Σιγής. Η Περίοδος Σιγής απαιτείται από το διαδικτυακό Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του Διαχειριστή του Συστήματος (EWOS) προκειμένου να ολοκληρωθεί η περίοδος υποβολής και να προετοιμαστούν όλες οι απαραίτητες δραστηριότητες πριν από την έναρξη της υποβολής των κλειδιών αποκρυπτογράφησης.

Ο παραπάνω τρόπος υποβολής προσφορών διασφαλίζει:

- μία ασφαλή ιστοσελίδα για την υποβολή των προσφορών, που να εγγυάται τη διαφάνεια κατά την υποβολή των προσφορών,
- κρυπτογράφηση των προσφορών, χρησιμοποιώντας ένα λογισμικό κρυπτογράφησης που διασφαλίζει την εμπιστευτικότητα των πληροφοριών, και
- ηλεκτρονική υπογραφή (με όνομα χρήστη και κωδικό πρόσβασης).

Τα αποτελέσματα της Ετήσιας και της Μηνιαίας Δημοπρασίας:

- δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος,
- ανακοινώνονται στο EWOS, και
- αποστέλλονται με e-mail στους Συμμετέχοντες που έχουν λάβει μέρος στη Δημοπρασία.

Σε περίπτωση που μία προσφορά είναι μη νόμιμη και δεν έχει γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος, αποστέλλεται e-mail στον Συμμετέχοντα με περιγραφή του λόγου ακύρωσης της προσφοράς του.

Τα αποτελέσματα της Ετήσιας και της Μηνιαίας Δημοπρασίας αποστέλλονται επίσης στους γειτονικούς Διαχειριστές, προκειμένου να μπορούν να επεξεργαστούν τις μακροχρόνιες δηλώσεις πρόθεσης χρήσης των Συμμετεχόντων ή των συμβεβλημένων με τους Συμμετέχοντες εταιρειών (counterparties) των γειτονικών χωρών.

Οι Συμμετέχοντες, που είναι είτε κάτοχοι ΦΔΜ είτε συμβεβλημένοι με κατόχους ΦΔΜ, δηλώνουν τη χρήση των μακροχρονίων (Ετησίων ή/και Μηνιαίων) ΦΔΜ τους για εισαγωγές και εξαγωγές, σύμφωνα με τους Κανονισμούς Δημοπρασιών, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς

Κανονισμούς Δημοπρασιών, και στον Πιν.1., όπως περιγράφεται στην παράγραφο 2.4.2.

2.3.6 Ημερήσιες Δημοπρασίες

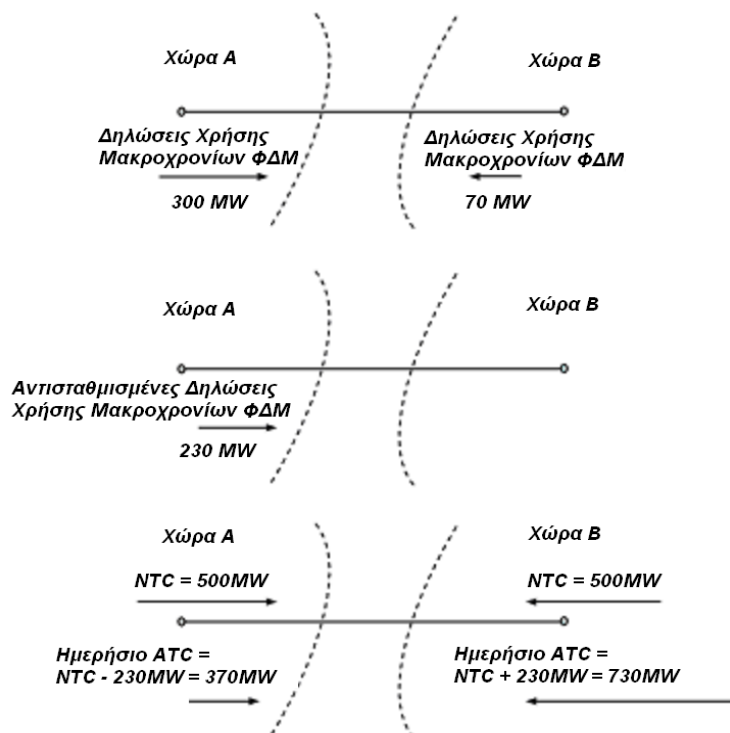
Κατά τις Ημερήσιες Δημοπρασίες που διεξάγονται από το Διαχειριστή του Συστήματος γίνονται οι κάτωθι διεργασίες:

- Γίνεται υπολογισμός και δημοσίευση του Ημερησίας Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς (ATC) στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Γίνεται έλεγχος εγκυρότητας των οικονομικών προσφορών, ώστε να οριστεί αν οι υποβληθείσες προσφορές θα ληφθούν υπόψη κατά τη διαδικασία της Δημοπρασίας.
- Εκτελείται η Ημερήσια Δημοπρασία.
- Δημοσιεύονται τα αποτελέσματα της Δημοπρασίας.
- Οι Συμμετέχοντες που έχουν συμμετάσχει στη Δημοπρασία δικαιούνται να καταθέσουν ένσταση, εφόσον θεωρούν ότι η δημοπρασία δεν έγινε σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5].
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ελέγξει αν οι ενστάσεις είναι βάσιμες ή όχι, και να απαντήσει αιτιολογημένα στους Συμμετέχοντες εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος, που ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τη Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (ATC) των διασυνδέσεων για εκχώρηση στις Ημερήσιες Δημοπρασίες, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση, για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης ημέρας (σε ώρες Κεντρικής Ευρώπης, CET), σύμφωνα με τους Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Στη συνέχεια, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τη Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (ATC) των διασυνδέσεων για εκχώρηση στις Ημερήσιες Δημοπρασίες, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης ημέρας (σε ώρες Κεντρικής Ευρώπης, CET) εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών και στον Πιν.1.

Ανάλογα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να χρησιμοποιεί τη διαδικασία συμψηφισμού (netting) των Δηλώσεων Χρήσης μακροχρόνιων ΦΔΜ που οδηγούν σε αντίθετες ροές στη διασύνδεση (ΦΔΜ)⁶. Το Σχ.3 απεικονίζει τη διαδικασία αυτή κατά τον υπολογισμό της διαθέσιμης ισχύος για βραχυχρόνια εκχώρηση δικαιωμάτων μεταφοράς από τις δύο πλευρές της διασύνδεσης.

⁶ Σήμερα, τέτοιος υπολογισμός γίνεται μόνο στις διασυνδέσεις της Ιταλίας και της Βουλγαρίας.



Σχ.3. Διαδικασία υπολογισμού του ATC για την Ημερήσια Δημοπρασία λαμβάνοντας υπόψη το συμψηφισμό εισαγωγών/εξαγωγών (netting)

Το χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης των Ημερησίων Δημοπρασιών αναφέρεται στον Πιν.1 του παρόντος Εγχειριδίου και στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος γνωστοποιεί τα αποτελέσματα της Ημερήσιας Δημοπρασίας, δηλαδή τα εκχωρημένα ΦΔΜ σε κάθε Συμμετέχοντα και την Τιμή Εκκαθάρισης της Δημοπρασίας εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών, και στον Πιν.1. με τρεις τρόπους:

- ανακοίνωση στη σελίδα του EWOS,
- δημοσίευση στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος, και
- αποστολή με e-mail στους Συμμετέχοντες που πήραν μέρος στη Δημοπρασία.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει επίσης, όπου αυτό απαιτείται, τα αποτελέσματα της Ημερήσιας Δημοπρασίας στους γειτονικούς διαχειριστές, προκειμένου να επεξεργαστούν τις δηλώσεις πρόθεσης χρήσης των Συμμετεχόντων.

Ακολουθώς, ο Διαχειριστής του Συστήματος εισάγει το σύνολο των Ετήσιων, Μηνιαίων και Ημερήσιων ΦΔΜ κάθε Συμμετέχοντα (καθώς και του Αντισυμβαλλόμενου αυτού από τη γειτονική χώρα) στο πληροφοριακό σύστημα του ΗΕΠ, ώστε οι Συμμετέχοντες να μπορούν να τα χρησιμοποιήσουν για την

υποβολή των Προσφορών Έγχυσης στον ΗΕΠ, σύμφωνα με το Άρθρο 55 του ΚΣΗΕ [1].

2.3.7 Περιορισμοί και κανόνες εγκυρότητας οικονομικών προσφορών στις Δημοπρασίες

Οι υποβληθείσες προσφορές πρέπει να είναι σύμφωνες με συγκεκριμένους κανόνες, προκειμένου να ληφθούν υπόψη σε μία Δημοπρασία. Οι υποβληθείσες προσφορές πρέπει να ακολουθούν την ονοματολογία και τη διαμόρφωση που περιγράφεται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI (κωδικός αρχείου=1 για Ετήσιες Δημοπρασίες, κωδικός αρχείου=2 για Μηνιαίες Δημοπρασίες και κωδικός αρχείου=3 για Ημερήσιες Δημοπρασίες).

Οι κανόνες εγκυρότητας είναι οι κάτωθι:

- 1) Στο αρχείο προσφορών πρέπει περιλαμβάνεται η ημερομηνία/περίοδος χρήσης των ΦΔΜ.
- 2) Στο αρχείο της προσφοράς ο Συμμετέχων υποχρεούται να δηλώσει σωστά το όνομα της εταιρείας, τον EIC κωδικό του και τον Κωδικό της δημοπρασίας.
- 3) Οι ποσότητες (MW) πρέπει να είναι ακέραιες (χωρίς δεκαδικά ψηφία) και μη-αρνητικές.
- 4) Οι τιμές (€/MW) πρέπει να έχουν έως δύο δεκαδικά ψηφία, και να είναι μη-αρνητικές⁷.
- 5) Το αρχείο προσφορών πρέπει να περιέχει έως 10 ζεύγη ποσότητας (MW) – τιμής (€/MW) για κάθε δημοπρατούμενο προϊόν.
- 6) Το άθροισμα των ποσοτήτων της προσφοράς δεν πρέπει να υπερβαίνει το συνολικό διαθέσιμο ATC του δημοπρατούμενου προϊόντος στη διασύνδεση.

Αν παραβιάζεται οποιοσδήποτε από τους παραπάνω κανόνες εγκυρότητας 1) έως 2), τότε το αρχείο προσφοράς του Συμμετέχοντα θεωρείται άκυρο και δε λαμβάνεται υπόψη καμία προσφορά του για οποιοδήποτε προϊόν της Δημοπρασίας.

Αν κάποια ζεύγη προσφοράς του Συμμετέχοντα παραβιάζουν, μόνα τους ή σε συνδυασμό με άλλα, οποιονδήποτε από τους παραπάνω κανόνες εγκυρότητας 3) έως 6), τότε όλα τα ζεύγη προσφοράς του Συμμετέχοντα που αναφέρονται στο συγκεκριμένο προϊόν θεωρούνται άκυρα και δε λαμβάνεται υπόψη καμία προσφορά του για το συγκεκριμένο προϊόν της Δημοπρασίας.

⁷ Κατ'εξάιρεση, στη διασύνδεση Ελλάδας – Βουλγαρίας, οι τιμές πρέπει να είναι μεγαλύτερες του μηδενός.

2.3.8 Εκχώρηση ΦΔΜ για εισαγωγές και εξαγωγές

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτελεί μία δημοπρασία για κάθε διασύνδεση με γειτονική χώρα λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό ανά διασύνδεση και κατεύθυνση που αντανακλά τη διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς (ATC) της διασύνδεσης.

Η διαδικασία υπολογισμού της τιμής εκκαθάρισης της εκάστοτε δημοπρασίας και των ποσοτήτων που εκχωρούνται στους συμμετέχοντες σε αυτήν περιγράφεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών.

2.4 Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ

Ανάλογα με τον Κανονισμό Δημοπρασιών της εκάστοτε Διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορεί να έχουν τις ακόλουθες δυνητικές επιλογές:

- Να χρησιμοποιήσουν τα ΦΔΜ τους (όπως περιγράφεται στην παράγραφο 2.4.1) και στη συνέχεια να υποβάλλουν Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή και Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή στον ΗΕΠ.
- Να μεταβιβάσουν τα Ετήσια ή Μηνιαία ΦΔΜ τους σύμφωνα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών. Τα Ημερήσια ΦΔΜ δεν μπορούν να μεταβιβαστούν.
- Να μεταπωλήσουν τα Ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες Μηνιαίες Δημοπρασίες σύμφωνα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών.
- Να μη χρησιμοποιήσουν τα Ετήσια ή Μηνιαία ΦΔΜ τους, οπότε, βάσει της διαδικασίας «Χρήση ή Πώληση» (“Use It or Sell It”), όταν αυτή προβλέπεται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών, δικαιούνται αποζημίωσης ίσης με το γινόμενο των ΦΔΜ που δε χρησιμοποίησαν επί την τιμή εκκαθάρισης της Ημερήσιας Δημοπρασίας.

Ανάλογα με τον Κανονισμό Δημοπρασιών της εκάστοτε Διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορούν να συμμετάσχουν στη Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ με δύο τρόπους:

- Να μεταβιβάσουν τα Ετήσια και/ή Μηνιαία ΦΔΜ τους σε κάποιον άλλο Συμμετέχοντα, ή
- Να μεταπωλήσουν τα Ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες Μηνιαίες Δημοπρασίες, σύμφωνα με τους Κανονισμούς Δημοπρασιών εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών, και στον Πιν.1.

Ο Κάτοχος ΦΔΜ μπορεί να μεταβιβάσει είτε ένα τμήμα είτε το σύνολο των ΦΔΜ που έχει αποκτήσει από Ετήσιες ή/και Μηνιαίες Δημοπρασίες ή από προηγούμενη μεταβίβαση.

Η Δήλωση Μεταβίβασης ΦΔΜ πρέπει να αποσταλεί μέσω e-mail μόνο από τον Κάτοχο ΦΔΜ στο Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 4). Η Δήλωση Μεταβίβασης δεν μπορεί να ανακληθεί μετά την ολοκλήρωση της μεταβίβασης.

Η Δήλωση Μεταπώλησης ΦΔΜ πρέπει να αποσταλεί μέσω e-mail από τον Κάτοχο ΦΔΜ στο Διαχειριστή του Συστήματος (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 5). Ο Μεταπωλητής μπορεί να ζητήσει από το Διαχειριστή του Συστήματος την ακύρωση της Δήλωσης Μεταπώλησης. Η ακύρωση γίνεται αποδεκτή στην περίπτωση που γίνεται εντός της προθεσμίας υποβολής των Δηλώσεων Μεταπώλησης.

Αναλυτικές πληροφορίες σχετικά με τις διαδικασίες μεταβίβασης και μεταπώλησης ΦΔΜ παρουσιάζονται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών [4],[5].

2.4.1 Κανόνες χρήσης των ΦΔΜ

Προκειμένου να πραγματοποιηθούν εισαγωγές/εξαγωγές από τους Κατόχους ΦΔΜ, οι τελευταίοι πρέπει να υποβάλλουν κατάλληλες Δηλώσεις Χρήσης των ΦΔΜ που κατέχουν και κατάλληλες Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης για εισαγωγές ή/και Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για εξαγωγές στον ΗΕΠ. Επίσης, πρέπει να εκκαθαριστούν από την επίλυσή του ΗΕΠ και να φροντίσουν, μέσω των αντισυμβαλλόμενων εταιρειών τους (counterparties) των γειτονικών χωρών, την αποδοχή των προγραμμάτων ανταλλαγών τους από τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή.

2.4.1.1 Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας

Ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας (Capacity Usage Authorization (CUA) Table) εκδίδεται καθημερινά από το Διαχειριστή του Συστήματος μετά το πέρας της προθεσμίας συμμετοχής στη Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ όπως αυτή περιγράφεται στην Παρ. 2.4 και αναφέρεται στη μεθεπόμενη Ημέρα Κατανομής από αυτή στην οποία εκδίδεται.

Ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας περιέχει την τελική θέση όσον αφορά τα Μακροχρόνια ΦΔΜ που διαθέτουν προς χρήση οι Συμμετέχοντες, έχοντας ενσωματώσει όλες τις υποβληθείσες δηλώσεις στα πλαίσια της λειτουργίας της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ και οποιαδήποτε ενδεχόμενη περικοπή ΦΔΜ έχει υλοποιηθεί ως την ώρα έκδοσης του παραπάνω Πίνακα. Διευκρινίζεται ότι η έκδοση του Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας δε δεσμεύει το Διαχειριστή του Συστήματος ως προς τη δυνατότητα περικοπής Μακροχρονίων ΦΔΜ μέχρι την προθεσμία που αναφέρεται στους εκάστοτε Κανόνες Δημοπρασιών.⁸

Οι Συμμετέχοντες χρησιμοποιούν τον παραπάνω Πίνακα ώστε να πληροφορηθούν / επαληθεύσουν τις εκχωρηθείσες σε αυτούς ποσότητες ΦΔΜ, από την Πρωτεύουσα (Δημοπρασίες) και τη Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, τις ενδεχόμενες περικοπές ΦΔΜ, και τους ισχύοντες Κωδικούς Αναγνώρισης ΦΔΜ (Capacity Agreement ID). Μετά την έκδοση του Πίνακα αυτού είναι δυνατή η

⁸ Για όλους τους Κανονισμούς Δημοπρασιών του Διαχειριστή του Συστήματος για το έτος 2013, η σχετική προθεσμία ταυτίζεται με την προθεσμία υποβολής Δηλώσεων Χρήσης μακροχρονίων ΦΔΜ και είναι στις 07:00 (ώρα Ελλάδος) της ημέρας D-1.

αποστολή Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ από τους Συμμετέχοντες όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

2.4.2 Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ

Προκειμένου να χρησιμοποιήσουν τα Ετήσια ή/και Μηνιαία ΦΔΜ τους (μακροχρόνια ΦΔΜ), οι Κάτοχοι ΦΔΜ, είτε οι Αντισυμβαλλόμενοι αυτών στην γειτονική χώρα, πρέπει να υποβάλουν Δήλωση Χρήσης των μακροχρονίων ΦΔΜ τους εντός της προθεσμίας που προβλέπεται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών που εκδίδει ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος για την εκάστοτε διασύνδεση. Αλλαγές στη χρήση των μακροχρονίων ΦΔΜ μετά την ώρα αυτή δεν είναι δυνατή από πλευράς του Συμμετέχοντα παρά μόνο αν λάβει σχετική αιτιολογημένη οδηγία (π.χ. μη εκκαθάριση της αντίστοιχης ποσότητας ενέργειας στην Ελληνική αγορά) από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει αυτές τις Δηλώσεις Χρήσης βάσει των αντιστοιχών μακροχρονίων ΦΔΜ κάθε Συμμετέχοντα. Στη συνέχεια αποστέλλει, όπου αυτό απαιτείται, τις Δηλώσεις Χρήσης στους όμορους διαχειριστές ώστε να γίνει η αρχική επιβεβαίωσή τους πριν τη διαδικασία επίλυσης του ΗΕΠ. Μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας επιβεβαίωσης, εάν αυτή υλοποιείται με τον όμορο Διαχειριστή, και εφόσον ισχύει σχετική συμφωνία εγγύησης προγραμμάτων ανταλλαγών με τον όμορο Διαχειριστή⁹, τα προγράμματα ανταλλαγών που σχετίζονται με τις προαναφερθείσες Δηλώσεις Χρήσης είναι εγγυημένα από τους Διαχειριστές και υλοποιούνται ανεξάρτητα από την ένταξή τους ή όχι στον ΗΕΠ. Τα εγγυημένα προγράμματα ανταλλαγών αποτελούν τη μόνη περίπτωση προγραμματισμένης εισαγωγής/εξαγωγής ενέργειας που ενδέχεται να μην έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.¹⁰

2.4.3 Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ (Βραχυχρονίων & Μακροχρονίων)

Ένας Συμμετέχων πρέπει να υποβάλλει νέα Δήλωση Χρήσης για τις εισαγωγές/εξαγωγές του, ενσωματώνοντας όλες τις αλλαγές που έχουν λάβει χώρα στη χρήση των δικαιωμάτων του, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον Πιν.1. Η νέα αυτή Δήλωση αποτελεί τη συνολική εικόνα των επιθυμητών από το Συμμετέχοντα προγραμμάτων ανταλλαγών και περιλαμβάνει τόσο τα μακροχρόνια όσο και τα βραχυχρόνια ΦΔΜ του Συμμετέχοντα. Σε περίπτωση που η νέα αυτή δήλωση χρήσης είναι πανομοιότυπη με τη Δήλωση Μακροχρονίων ΦΔΜ, μπορεί να παραληφθεί η αποστολή της.

2.4.4 Αρχείο Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ

Η Δήλωση Χρήσης ακολουθεί τους κανόνες που περιγράφονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI (κωδικός αρχείου = 6) και γίνεται με τη χρήση ενός αρχείου

⁹ Για το έτος 2013, διαδικασίες αρχικής επιβεβαίωσης και εγγύησης προγραμμάτων ανταλλαγών υφίστανται μόνο στις διασυνδέσεις με την Ιταλία και τη Βουλγαρία, για τις οποίες ισχύουν και κοινοί Κανόνες Δημοπρασιών (Joint Auction Rules).

¹⁰ Οι οικονομικές προεκτάσεις ενδεχόμενης μη ένταξης, ολικής ή μερικής, της αντίστοιχης ενέργειας στον ΗΕΠ παρουσιάζονται αναλυτικά στον ΚΔΣ.

Excel με ονομασία TPS (Trader Party Schedule). Το αρχείο αυτό ακολουθεί μία διαμόρφωση, κατά την οποία κάθε Συμμετέχων πρέπει να περιλάβει:

- Την περιοχή εξαγωγής/εισαγωγής της ενέργειας,
- Τον εισαγωγέα/εξαγωγέα της συναλλαγής. Ο εισαγωγέας για τις εισαγωγές και ο εξαγωγέας για τις εξαγωγές πρέπει να είναι ένας εγγεγραμμένος Συμμετέχων στην ελληνική αγορά.
- Τον Κωδικό Αναγνώρισης ΦΔΜ «Capacity Agreement ID» που εκδίδεται από τον Κλάδο Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού του Διαχειριστή του Συστήματος ή άλλο αρμόδιο φορέα¹¹ για κάθε εκχωρημένο ΦΔΜ.

Αντίστοιχοι κωδικοί Capacity Agreement IDs ενδέχεται να εκδίδονται από το Διαχειριστή του Συστήματος για τα ΦΔΜ που εκχωρούνται από γειτονικούς Διαχειριστές, αμέσως μετά την ενημέρωση των αποτελεσμάτων των Δημοπρασιών.¹² Ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει εγκαίρως τους Συμμετέχοντες για τα εκχωρούμενα ΦΔΜ και τους αντίστοιχους κωδικούς Capacity Agreement IDs.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει υιοθετήσει τη διαδικασία δήλωσης προγραμμάτων στις διασυνδέσεις “Cross Nomination” ή “A to B nomination” στα αρχεία TPS. Αυτό σημαίνει ότι ο Συμμετέχων στην ελληνική αγορά πρέπει να δηλώσει τον Αντισυμβαλλόμενο του από την άλλη πλευρά της διασύνδεσης, προκειμένου να γίνει αποδεκτή η δήλωσή του.

Το αρχείο TPS υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες με e-mail στην ηλεκτρονική διεύθυνση tps@admie.gr. Στη συνέχεια, επικυρώνεται η συντακτική ορθότητα της δήλωσης από ένα πληροφοριακό σύστημα που έχει αναπτυχθεί από το Διαχειριστή του Συστήματος. Το προϊόν της επικύρωσης είναι ένα e-mail που αποστέλλεται αυτόματα στους Συμμετέχοντες και περιέχει πληροφορίες σχετικά την υποβληθείσα Δήλωση Χρήσης. Η επικύρωση της συντακτικής ορθότητας της Δήλωσης Χρήσης δεν συνιστά ανεπιφύλακτη αποδοχή της από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Προγράμματα Ανταλλαγών

Τα Προγράμματα Ανταλλαγών προκύπτουν από τις Δηλώσεις Χρήσης των Κατόχων ΦΔΜ, αφού αυτές γίνουν αποδεκτές από το Διαχειριστή του Συστήματος και περάσουν επιτυχώς από τη σχετική Διαδικασία επιβεβαίωσης (matching) του Διαχειριστή του Συστήματος με τον εκάστοτε όμορο Διαχειριστή.

¹¹ Στη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, χρησιμοποιούνται Κωδικοί Αναγνώρισης ΦΔΜ που εκδίδονται από την εταιρία CASC.eu

¹² Όταν ο όμορος Διαχειριστής εκδίδει αντίστοιχους κωδικούς, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενδέχεται να τους χρησιμοποιήσει προς διευκόλυνση των Συμμετεχόντων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο τρέχων κεφάλαιο παρουσιάζονται μια σειρά από δεδομένα που ο Διαχειριστής του Συστήματος προετοιμάζει σε μακροχρόνιο και ημερήσιο ορίζοντα και τα αποστέλλει στο Λειτουργό της Αγοράς για να δημοσιευθούν ως απαιτήσεις της Ημερήσιας Αγοράς προς ενημέρωση των Συμμετεχόντων στην Αγορά.

3.1 Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών

Στην Ελληνική Αγορά ΗΕ, οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς επιμερίζονται στους παραγωγούς των συμβατικών μονάδων (όχι ΑΠΕ) και στους εισαγωγείς ενέργειας, ενώ οι απώλειες του δικτύου διανομής επιμερίζονται στους Προμηθευτές.

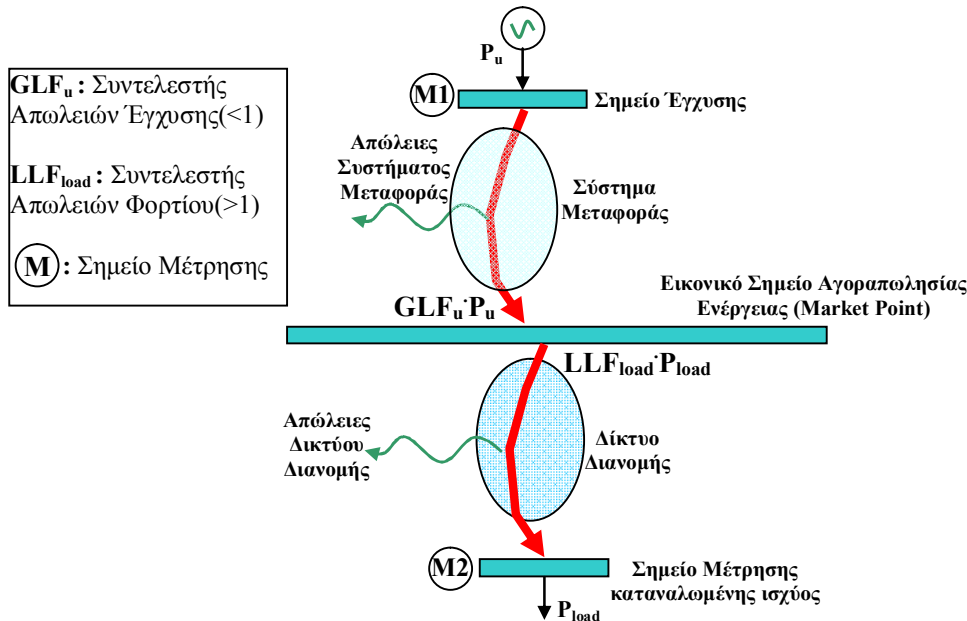
Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΑ εφαρμόζεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΑ (market point), δηλαδή το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης ενέργειας εξασφαλίζεται σε αυτό το σημείο. Οι εγχύσεις και οι καταναλώσεις ισχύος μετρούνται σε συγκεκριμένα σημεία του Συστήματος (σημεία μέτρησης του Σχ.4).

Όπως γίνεται προφανές από το Σχ.4, η παραγόμενη ισχύς από τις γεννήτριες του Συστήματος αλλά και η απορροφούμενη ισχύς από τα φορτία πρέπει να αναπροσαρμοστούν κατάλληλα ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς καθώς και του Δικτύου Διανομής, αντίστοιχα. Για το λόγο αυτό υπολογίζονται οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως, GLFu, αλλά και οι συντελεστές απωλειών φορτίου, LLFload. Οι Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης μετατρέπουν τις προσφορές έγχυσης ενέργειας στο σύστημα μεταφοράς (στα σημεία μέτρησης, M1) σε ισοδύναμη καθαρή ενέργεια (αφαιρώντας τις απώλειες μεταφοράς) που παραδίδεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας της ΗΑ. Ομοίως, οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου μετατρέπουν τις δηλώσεις φορτίου των Προμηθευτών ενέργειας στο δίκτυο διανομής (σημεία μέτρησης) σε ισοδύναμη καταναλισκόμενη ενέργεια στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΑ (λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες διανομής).

Με τον τρόπο αυτό, απώλειες μεταφοράς και διανομής λαμβάνονται υπόψη πολλαπλασιάζοντας τις εγχύσεις ενέργειας με τους Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης και τις καταναλώσεις ενέργειας με τους Συντελεστές Απωλειών Φορτίου.

Οι Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης εφαρμόζονται επί των εγχύσεων, στα σημεία μέτρησης, M1, των μονάδων παραγωγής που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς καθώς επίσης και στις εισαγωγές ενέργειας από τις διασυνδέσεις. Οι εξαγωγές, τα κατανεμόμενα φορτία (αντλίες) και το φορτίο

των Πελατών που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς (150 kV και 400 kV), εφόσον αυτό το φορτίο δε συνδέεται απευθείας με μονάδες παραγωγής π.χ. βιομηχανικό ή βοηθητικό φορτίο σταθμού, θεωρείται ότι συνδέεται απευθείας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας HA. Οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου εφαρμόζονται στα φορτία που συνδέονται στο δίκτυο διανομής.



Σχ.4. Επίδραση των απωλειών μεταφοράς και διανομής

3.1.1 Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης περιλαμβάνει τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών έγχυσης που αφορούν τις εγχύσεις ενέργειας (στα σημεία μέτρησης) από τις μονάδες παραγωγής και από τις εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις (μετρητές διασυνδέσεων). Ο Πίνακας αυτός δεν περιέχει συντελεστές απωλειών έγχυσης για τις εγχύσεις των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, διότι τα ΑΠΕ δε χρεώνονται για τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς. Οι αριθμητικές τιμές των συντελεστών απωλειών έγχυσης που ισχύουν για τις μονάδες παραγωγής και τις εισαγωγές ενέργειας είναι συνήθως μικρότερες της μονάδας (1).

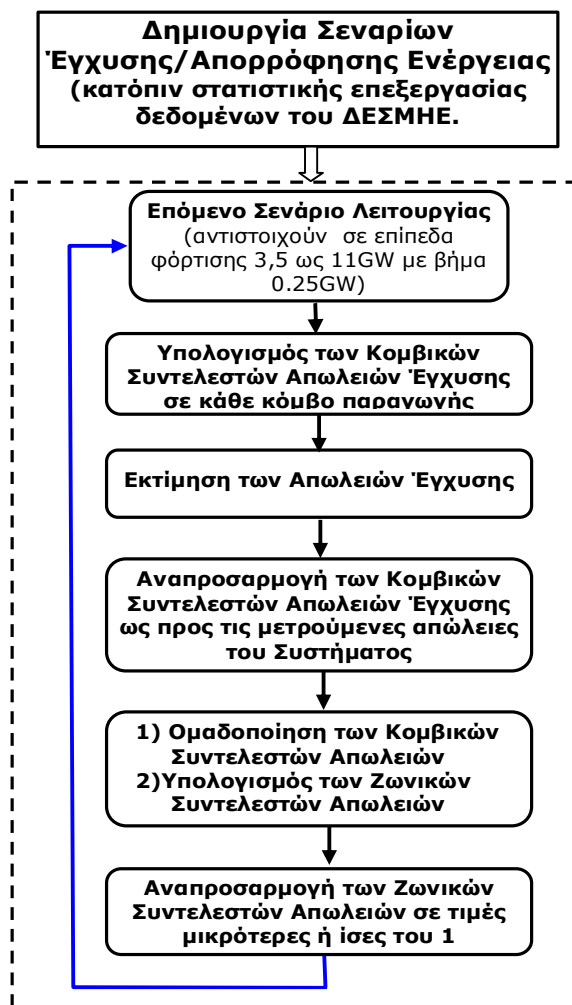
Οι συντελεστές απωλειών έγχυσης εξαρτώνται από την τοπολογία του Συστήματος Μεταφοράς, τις εγχύσεις/απορροφήσεις ενέργειας στους ζυγούς του Συστήματος και το επίπεδο φόρτισής του. Λόγω του γεγονότος ότι σε διαφορετικά επίπεδα φορτίου συστήματος γίνεται διαφορετική φόρτιση των μονάδων παραγωγής και απορρόφηση από τους ζυγούς του συστήματος, δημιουργούνται σενάρια έγχυσης/απορρόφησης ενέργειας από τους ζυγούς σε διαφορετικά επίπεδα φορτίου συστήματος (από 3500 MW έως 11000 MW με βήματα των 250 MW). Για καθένα από τα παραπάνω σενάρια γίνεται ανάλυση ευαισθησίας γύρω από το σημείο λειτουργίας του σεναρίου, που αντιστοιχεί σε αύξηση κατά 1 MW της έγχυσης σε κάθε κόμβο έγχυσης του συστήματος και αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά 1 MW

(αναλογικά σε όλους τους κόμβους του συστήματος σύμφωνα το φορτίο τους κατά το εξεταζόμενο σενάριο). Με την ανάλυση ευαισθησίας υπολογίζονται οι διαφορικές απώλειες σε κάθε κόμβο παραγωγής για κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος, και προκύπτουν οι κομβικές διαφορικές απώλειες (ή αλλιώς ο συντελεστής ευαισθησίας απωλειών κάθε ζυγού) για κάθε ζυγό παραγωγής του συστήματος και επίπεδο φορτίου συστήματος.

Επειδή ο αριθμός των σημείων έγχυσης όπου πρέπει να υπολογιστούν οι συγκεκριμένοι συντελεστές είναι σημαντικά μεγάλος και επιπλέον οι αποκλίσεις μεταξύ γεωγραφικά συναφών κόμβων είναι σχετικά μικρές, κρίνεται χρήσιμη η ομαδοποίηση τους προς αποφυγή της δημιουργούμενης πολυπλοκότητας. Οι κομβικοί συντελεστές απωλειών έγχυσης ομαδοποιούνται με κριτήρια γεωγραφικά και εγγύτητας των τιμών τους για όλα τα επίπεδα φορτίου συστήματος που εξετάζονται. Η ομαδοποίηση αιτιολογείται από παρόμοια συγκριτικά στοιχεία, που αφορούν ιδίως στην τοπολογική διάταξη και διαθεσιμότητα στοιχείων του Συστήματος, τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, τη γεωγραφική κατανομή και το μέγεθος της ζητούμενης ποσότητας ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό ορίζονται οι Ζώνες Χρέωσης Απωλειών και υπολογίζονται οι ζωνικοί συντελεστές απωλειών. Όλοι οι ζυγοί που περιέχονται στην ίδια Ζώνη Χρέωσης Απωλειών χρεώνονται το ίδιο ποσοστό για τις απώλειες μεταφοράς, βάσει των ζωνικών συντελεστών απωλειών.

Τα παραπάνω αναπαριστώνται σε μορφή διαγράμματος ροής διαδικασιών στο Σχ.5.

Οι τιμές των ζωνικών συντελεστών απωλειών όπως προκύπτουν από τους κομβικούς συντελεστές απωλειών έγχυσης παρουσιάζονται αναλυτικά σε ειδική Μελέτη η οποία διεξάγεται από το Διαχειριστή του Συστήματος κάθε δύο (2) έτη. Η μελέτη εγκρίνεται από τη ΡΑΕ και είναι σε ισχύ για τα επόμενα δύο (2) ημερολογιακά έτη. Η μελέτη αυτή μπορεί να τροποποιείται εντός του χρονικού διαστήματος ισχύος της σε περίπτωση σημαντικής αλλαγής μόνιμου χαρακτήρα στην τοπολογία του Συστήματος Μεταφοράς, όπως λόγω ένταξης νέας μονάδας παραγωγής ή διασυνδετικής γραμμής.



Σχ.5. Διαδικασία υπολογισμού συντελεστών απωλειών

3.1.2 Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου περιλαμβάνει τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών που αντιστοιχούν στους μετρητές του δικτύου διανομής. Οι συντελεστές αυτοί εκφράζουν για κάθε μετρητή του δικτύου διανομής το κατά προσέγγιση ποσοστό που θα πρέπει να επαυξηθεί η ενέργεια που απορροφάται από αυτούς προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του δικτύου διανομής που οφείλονται στην συγκεκριμένη απομάστευση ενέργειας.

Οι συντελεστές απωλειών φορτίου προσδιορίζονται με βάση ειδική μελέτη που εκπονείται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για τη μελέτη αυτή λαμβάνονται υπόψη οι συντελεστές απωλειών του Δικτύου που καθορίζονται από το Διαχειριστή Δικτύου, σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία λειτουργίας του Δικτύου κατά τα δύο προηγούμενα έτη. Η μεθοδολογία που ακολουθείται σήμερα για τον προσδιορισμό των συντελεστών απωλειών φορτίου, παρουσιάζεται στο Σχ.6 και περιγράφεται αναλυτικά στο Παράρτημα Γ. Η βασική παραδοχή που γίνεται σε αυτή την προσέγγιση είναι ότι οι απώλειες

Δικτύου μπορούν να εκφραστούν από την παρακάτω πολυωνυμική σχέση σε συνάρτηση με το φορτίο του Δικτύου:

$$L = aP^2 + \beta$$

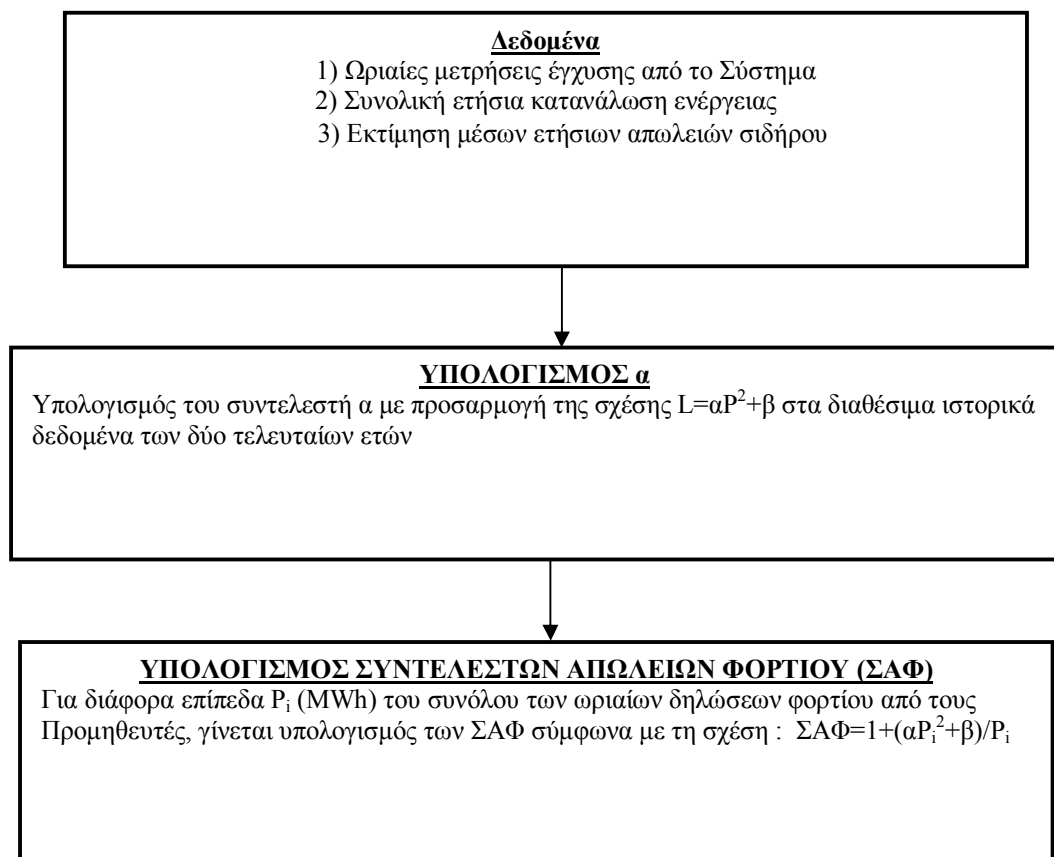
Όπου:

P : Φορτίο του Δικτύου

a : Συντελεστής απωλειών Δικτύου

β : Απώλειες σιδήρου

Οι συντελεστές απωλειών φορτίου μπορεί να είναι διαφορετικοί για διαφορετικά επίπεδα τάσεως, Περιόδους Κατανομής και Ημέρες Κατανομής. Οι συντελεστές απωλειών φορτίου υπόκεινται στην έγκριση της ΡΑΕ και είναι σε ισχύ για τα επόμενα δύο (2) ημερολογιακά έτη.



Σχ.6. Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

3.2 Περιορισμοί Μεταφοράς Μεταξύ Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος

3.2.1 Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος

Σκοπός της Μελέτης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος είναι η ανάλυση και πρόβλεψη των περιπτώσεων ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε συσχέτιση με το φορτίο του Συστήματος, τη διαθεσιμότητα των Μονάδων παραγωγής, τη διαθεσιμότητα στοιχείων του εξοπλισμού του Συστήματος, και τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος.

Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος αναφέρονται στους περιορισμούς φόρτισης του εξοπλισμού του Συστήματος, τήρησης ορίων τάσης και περιθωρίου ευστάθειας τάσης, οι οποίοι περιορίζουν, στην περίπτωση ενεργοποίησής τους, τη δυνατότητα ροής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στο Σύστημα προς τα σημεία απορρόφησης από το Σύστημα.

Με τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος τεκμηριώνονται:

- Ο ορισμός των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος, οι οποίες αντιστοιχούν σε τμήματα του Συστήματος τα οποία συνδέονται με γραμμές μεταφοράς, η ροή ενέργειας επί των οποίων περιορίζεται στην περίπτωση ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος. Στις περιπτώσεις ενεργοποίησης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, οι οποίοι ικανοποιούνται με τον περιορισμό της ροής ενέργειας επί των διασυνδεδετικών γραμμών μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος, η λειτουργία του Συστήματος στο εσωτερικό κάθε Λειτουργικής Ζώνης δεν πρέπει κατά κανόνα να επηρεάζεται από την ενεργοποίηση άλλων Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η ανισοκατανομή παραγωγής και κατανάλωσης μεταξύ Βορρά και Νότου του διασυνδεδεμένου Συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας αναμένεται να οδηγήσει καταρχήν στον ορισμό αντίστοιχων Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος λόγω Περιορισμών Μεταφοράς που αφορούν στην ευστάθεια του Συστήματος.
- Η τυποποίηση των περιπτώσεων ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, και η κατάρτιση ενός συνόλου Κανόνων Περιορισμών Συμφόρησης, οι οποίοι συσχετίζουν τη λειτουργία των Μονάδων, των στοιχείων του εξοπλισμού του Συστήματος και το Φορτίο του Συστήματος, με τους Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος. Οι Κανόνες Περιορισμών Συμφόρησης συνιστούν πρακτικούς κανόνες που περιγράφουν τους περιορισμούς που επιβάλλονται στη λειτουργία των Μονάδων ανά γεωγραφική περιοχή ή Λειτουργική Ζώνη ή στη ροή ενέργειας επί των διασυνδεδετικών γραμμών μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών, λόγω των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε διάφορες καταστάσεις διαθεσιμότητας

στοιχείων εξοπλισμού του Συστήματος, φόρτισης του Συστήματος, διαθεσιμότητας άλλων Μονάδων, καιρικών συνθηκών, κλπ.

- Η εκτίμηση της πιθανότητας ενεργοποίησης των επιμέρους Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε συσχέτιση με το συνολικό Φορτίο του Συστήματος.
- Τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος με τα οποία δύναται να αποτραπεί η ενεργοποίηση των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, καθώς και τεχνικοοικονομική ανάλυση των αναμενόμενων επιπτώσεων των έργων αυτών ως προς το συνολικό κόστος παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τους τελικούς καταναλωτές.

Βάσει του ΚΔΣ (Άρθρο 29), η Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος εκπονείται σε κυλιόμενη ετήσια βάση και ο χρονικός ορίζοντας της Μελέτης αναφέρεται σε μία πενταετία, περιλαμβανόμενου του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, με βάση τα συμπεράσματα που θα εξάγει από τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, μπορεί να προτείνει στη ΡΑΕ τις απαιτούμενες αλλαγές στον ορισμό των Λειτουργικών Ζωνών και στους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς οι οποίες, εφόσον εγκριθούν από τη ΡΑΕ, θα εφαρμόζονται από την έναρξη του επόμενου ημερολογιακού έτους.

3.2.2 Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος

Σύμφωνα με τον ορισμό των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς Συστήματος, που δίνεται στον ΚΔΣ (Άρθρο 29), οι σημαντικότεροι λόγοι για τους οποίους ενδέχεται να περιορίζεται η μεταφορά ισχύος είναι:

- Τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και των αυτομετασχηματιστών του Συστήματος.
- Τα όρια της τάσης του Συστήματος.
- Όρια ευστάθειας γωνίας (μεταβατική ή στατική ευστάθεια)

Οι παράμετροι που καθορίζουν τα παραπάνω όρια είναι:

- Το φορτίο του Συστήματος
- Η κατάσταση του Συστήματος (στοιχεία εκτός λειτουργίας λόγω συντηρήσεων ή βλαβών)
- Οι Μονάδες Παραγωγής, όπως προκύπτουν από το Πρόγραμμα Κατανομής και η ισχύς (ενεργός και άεργος) που εγχέουν

Για το Ελληνικό Σύστημα χρησιμοποιείται η οριοθέτηση δύο Λειτουργικών Ζωνών: της Βόρειας και της Νότιας Λειτουργικής Ζώνης.

Ο τρόπος ενεργοποίησης των Ζωνών, σύμφωνα με τη διεθνή πρακτική, είναι μέσω του Ορίου Μεταφοράς της Ζώνης, TL_z .

Θεωρώντας το διζωνικό σύστημα Βορρά-Νότου, η Ζώνη ενεργοποιείται όταν:

$$L_z - P_z \geq TL_z$$

όπου:

L_z : το συνολικό φορτίο της Νότιας Ζώνης

P_z : η συνολική παραγωγή της Νότιας Ζώνης

Εάν η παραπάνω ανισότητα υπόκειται στα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς ή των αυτομετασχηματιστών που συνδέουν τη Ζώνη με το υπόλοιπο ηλεκτρικό σύστημα, τότε για την υλοποίηση του κριτηρίου για την ενεργοποίηση θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί DC ροή φορτίου. Όταν όμως η μεταφορά ισχύος περιορίζεται και από την ευστάθεια τάσης, τότε προκειμένου να εφαρμοστεί το παραπάνω κριτήριο πρέπει να βρεθεί το όριο για κάθε πιθανό σενάριο κατανομής, καθώς προκύπτει διαφορετικό Όριο Μεταφοράς για την ίδια συνολική παραγωγή Ζώνης με διαφορετικά σχήματα παραγωγής. Καθώς μειώνεται η διαθέσιμη παραγωγή στη Νότια Λειτουργική Ζώνη, μειώνεται η ικανότητα εξυπηρέτησης του φορτίου σε αυτή, διότι η ισχύς που πρέπει να μεταφερθεί από τη Βόρεια Ζώνη απειλεί την ευστάθεια του Συστήματος. Για το λόγο αυτό, για τον υπολογισμό του ορίου μεταφοράς της ζώνης, χρησιμοποιείται AC ροή φορτίου.

Ο υπολογισμός του Ορίου Μεταφοράς λαμβάνει υπόψη:

- Την πρόβλεψη φορτίου.
- Την αναμενόμενη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής (ως μη διαθέσιμες θεωρούνται οι μονάδες σε συντήρηση ή βλάβη).
- Την αναμενόμενη τοπολογία του Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη μη διαθέσιμες γραμμές μεταφοράς και αυτομετασχηματιστές σε ΚΥΤ .
- Την αναμενόμενη λειτουργία των διασυνδέσεων

Χρησιμοποιώντας τις παραπάνω πληροφορίες γίνεται ανάλυση στατικής ασφάλειας με ικανοποίηση του κριτηρίου N-1 και κάποιων επιλεγμένων καταστάσεων N-2 και υπολογίζεται το Όριο Μεταφοράς για κάθε Περίοδο Κατανομής.

Προκειμένου να υπολογιστεί η μέγιστη δυνατή μεταφορά ισχύος από τη Βόρεια προς τη Νότια Λειτουργική Ζώνη ακολουθείται η παρακάτω μεθοδολογία:

- Χρησιμοποιείται ένα αντιπροσωπευτικό στιγμιότυπο του πραγματικού συστήματος μεταφοράς.
- Γίνεται ομοιόμορφα μείωση παραγωγής στη Νότια Λειτουργική Ζώνη με βάση οικονομικά κριτήρια (κόστος παραγωγής) διατηρώντας σταθερό το υπόλοιπο φορτίο του Συστήματος.
- Γίνεται αντίστοιχη αύξηση της παραγωγής στη Βόρεια Λειτουργική Ζώνη του συστήματος.

- Με την μέθοδο της AC Ροής Φορτίου εφαρμόζεται το κριτήριο N-1 και κάποιες επιλεγμένες καταστάσεις N-2.
- Η αυξομείωση της παραγωγής συνεχίζεται μέχρι το σημείο όπου εμφανίζεται περιορισμός μεταφοράς (τάσης ή θερμικού ορίου).

Δεδομένου ότι η πραγματική κατανομή των μονάδων και η πραγματική τοπολογία του δικτύου μεταφοράς την ημέρα κατανομής D δεν μπορεί να είναι γνωστή με ακρίβεια τις προηγούμενες ημέρες, το υπολογιζόμενο όριο μεταφοράς Βορρά – Νότου παίρνει υπόψη αυτή την αβεβαιότητα χρησιμοποιώντας ένα περιθώριο ασφαλείας (Transmission Reliability Margin) με σκοπό την ασφαλή μεταφορά ισχύος από βορρά προς νότο κατά την Ημέρα Κατανομής.

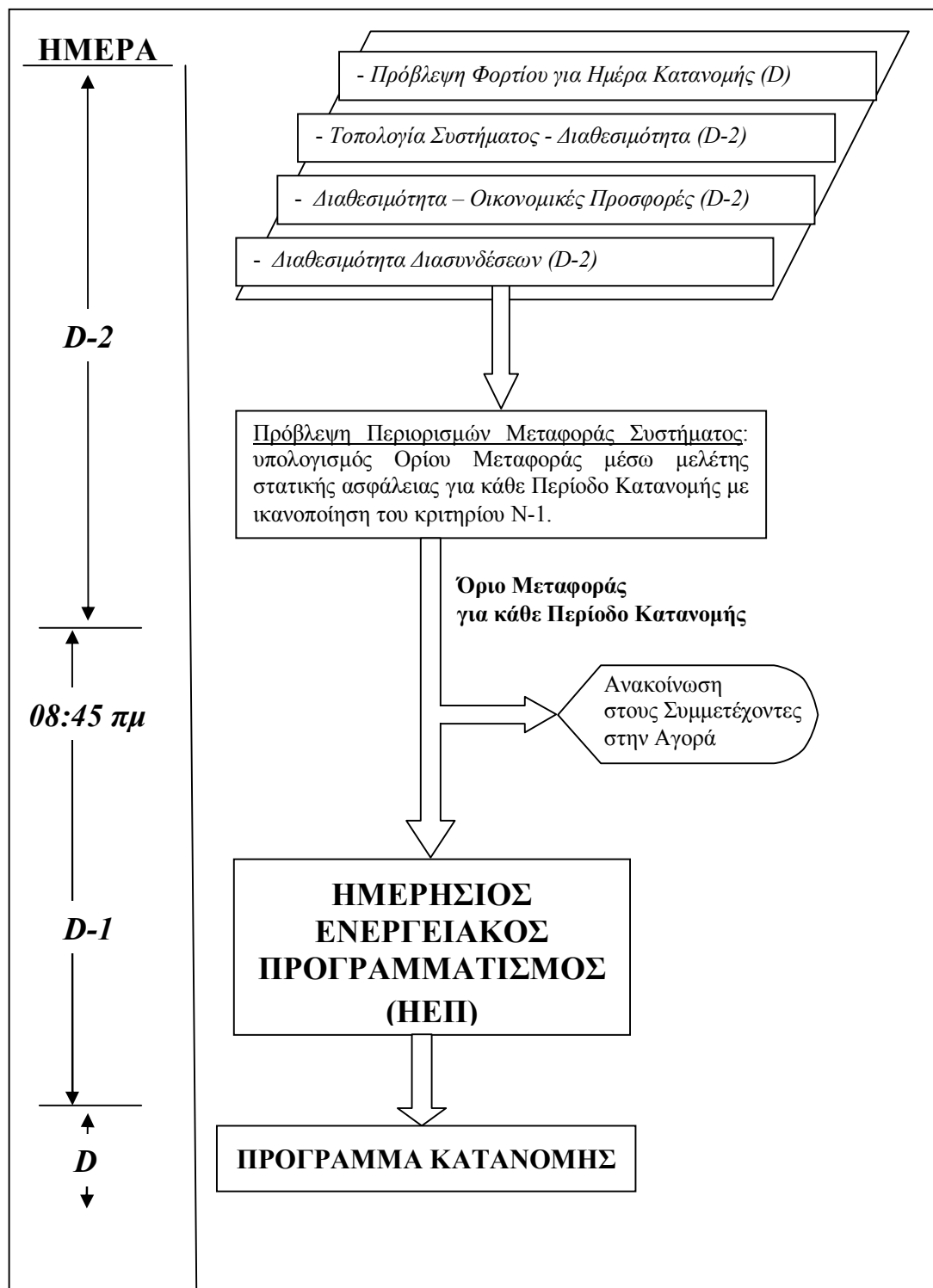
Η διαδικασία απεικονίζεται συνοπτικά, μέσω διαγράμματος ροής, στο 0.

3.2.3 Χρήση Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος στην Ημερήσια Αγορά

Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος έχουν προβλεφθεί για εφαρμογή κατά την επίλυση της ΗΑ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του το ισχύον όριο ροής ενεργού ισχύος σε κάθε «διάδρομο» μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών και προς κάθε κατεύθυνση εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

Στην περίπτωση κατά την οποία ένας διαζωνικός περιορισμός είναι «δεσμευτικός» (binding) κατά την επίλυση του ΗΕΠ, οι Οριακές Τιμές Παραγωγής των αντίστοιχων Λειτουργικών Ζωνών ενδέχεται να είναι διαφορετικές, όπως αναλύεται στην παράγραφο Ι.4.2.

Σημειώνεται ότι οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς δεν ενεργοποιήθηκαν με την έλευση της 5^{ης} ημέρας μεταφοράς αλλά θα ενεργοποιηθούν κατόπιν νέας σχετικής μελέτης από το Διαχειριστή του Συστήματος και ακόλουθης έγκρισης από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.



Σχ.7. Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς

3.3 Ακούσιες Αποκλίσεις και Πρόγραμμα διόρθωσης διαφορών ροών

Η λειτουργία του συστήματος, το οποίο είναι διασυνδεδεμένο με γειτονικές χώρες, προκαλεί αποκλίσεις μεταξύ των προγραμματισμένων εισαγωγών και εξαγωγών στις διασυνδέσεις, και των μετρηθέντων ποσοτήτων εισαγωγών/εξαγωγών. Οι αποκλίσεις αυτές είναι μη ηθελημένες (unintentional deviations) και σε μεγάλο βαθμό απρόβλεπτες. Παρόλα αυτά, η επίδρασή τους στη Λειτουργία της Αγοράς είναι περιορισμένη καθώς συνιστούν μικρό ποσοστό της διακινούμενης ενέργειας.

Ακούσιες Αποκλίσεις

Ακούσια απόκλιση είναι η διαφορά μεταξύ των προγραμματισμένων ποσοτήτων εισαγωγών και εξαγωγών στις διασυνδέσεις και των αντίστοιχων ποσοτήτων που μετρήθηκαν κατά την πραγματική λειτουργία του Συστήματος.

Οι ακούσιες αποκλίσεις καταμετρώνται από τους Διαχειριστές και αθροίζονται ανάλογα με την περίοδο κατά την οποία έγιναν. Ο ENTSO-E έχει ορίσει επακριβώς την κατανομή των περιόδων κατανομής σε αντίστοιχες κατηγορίες.

Για τη χειμερινή περίοδο, η οποία ορίζεται ως το διάστημα από 01/10 έως και 31/03, οι ισχύουσες κατηγορίες είναι:

- LT (Low Tariff)
- HT (High Tariff)
- HT1 (High Tariff 1)

Για τη θερινή περίοδο, η οποία ορίζεται ως το διάστημα από 01/04 έως και 30/09, οι ισχύουσες κατηγορίες είναι:

- LT (Low Tariff)
- HT (High Tariff)
- HT1 (High Tariff 1)
- HT1 (High Tariff 2)

Οι Ακούσιες Αποκλίσεις αντισταθμίζονται με κατάλληλα προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις, αντίθετης ροής με την υπολογισθείσα συνολική απόκλιση. Τα προγράμματα αυτά προγραμματίζονται επί ενός μέρους της ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, το οποίο δεσμεύεται ως Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς, κατά την παράγραφο 2.3.1. Υπολογίζονται σε περιοδική βάση, η οποία είναι κατά κανόνα εβδομαδιαία και αναφέρονται στην περίοδο που αρχίζει την Πέμπτη και τελειώνει την επόμενη Τετάρτη¹³:

¹³ Η περίοδος άθροισης ή/και διόρθωσης που χρησιμοποιείται από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης μπορεί να είναι διαφορετική της τυπικής καθώς επηρεάζεται από τις

- για τις Βόρειες διασυνδέσεις (AC) από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (SCC),
- για τη διασύνδεση της Ιταλίας (DC) από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Τα προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις εισάγονται στον Προγραμμα Κατανομής από το Διαχειριστή του Συστήματος ως μη τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης ή μη τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου (Άρθρο 48 του ΚΔΣ) και έχουν προτεραιότητα στον προγραμματισμό έναντι των τιμολογούμενων προσφορών για εισαγωγές και εξαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τα προγράμματα διόρθωσης που εφαρμόζονται για την Ημέρα Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

Τα εν λόγω προγράμματα δεν συμμετέχουν στον ΗΕΠ.

3.4 Πρόβλεψη Φορτίου

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί λογισμικό βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης φορτίου το οποίο προβλέπει την καμπύλη ηλεκτρικού φορτίου με βήμα μιας ώρας και χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης από την επόμενη ώρα (συμπλήρωση της 24-ωρης καμπύλης φορτίου της τρέχουσας μέρας) μέχρι και επτά μέρες στο μέλλον. Η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη ηλεκτρικού φορτίου γίνεται με χρήση νευρωνικών δικτύων (ΝΔ).

Είσοδοι των ΝΔ (βασικού ή βοηθητικού) που χρησιμοποιούνται για βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη ηλεκτρικού φορτίου είναι:

- Τα ωριαία φορτία των προηγούμενων ημερών και τα διαθέσιμα ωριαία φορτία της τρέχουσας ημέρας.
- Οι θερμοκρασίες (μέγιστη / ελάχιστη) των προηγούμενων ημερών και η πρόβλεψη της θερμοκρασίας της ημέρας πρόβλεψης.
- Ο «κωδικός καιρικών συνθηκών» (αίθριος, νεφελώδης, κτλ) των προηγούμενων ημερών και η πρόβλεψη του «κωδικού καιρικών συνθηκών» της ημέρας πρόβλεψης.
- Η ημέρα της εβδομάδας για την οποία γίνεται η πρόβλεψη.
- Η ημέρα του χρόνου για την οποία γίνεται η πρόβλεψη.

Έξοδοι του νευρωνικού δικτύου είναι οι 24 ωριαίες τιμές του φορτίου της επόμενης μέρας ή οι μη διαθέσιμες ωριαίες τιμές του φορτίου της τρέχουσας μέρας.

Για την εκπαίδευση των ΝΔ χρησιμοποιούνται ιστορικά στοιχεία φορτίων και καιρικών δεδομένων, τα οποία αποθηκεύονται σε βάση δεδομένων. Τα ιστορικά στοιχεία καιρικών δεδομένων αποθηκεύονται σε επίπεδο μετεωρολογικού σταθμού. Τα δεδομένα φορτίου αποθηκεύονται σε επίπεδο κόμβου. Το σύνολο των κόμβων του Συστήματος ορίζουν το «Σύστημα».

κατά περίπτωση αργίες. Το ακριβές χρονοδιάγραμμα δημοσιεύεται από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης.

Για να υπάρχει η μέγιστη δυνατή ευελιξία ως προς τον ορισμό του φορτίου που προβλέπει το λογισμικό ορίζεται η έννοια του «Προφίλ Πρόβλεψης». Ένα προφίλ πρόβλεψης ορίζεται από ένα σύνολο κόμβων N , και ένα σύνολο μετεωρολογικών σταθμών, M . Το φορτίο που προβλέπεται με χρήση ενός προφίλ πρόβλεψης είναι το συνολικό φορτίο των κόμβων που ανήκουν στο σύνολο N και κατά την πρόβλεψη φορτίου χρησιμοποιούνται μετεωρολογικά δεδομένα από τους σταθμούς του συνόλου M . Κατ' αυτό τον τρόπο με τη χρήση του προφίλ πρόβλεψης είναι δυνατή η πρόβλεψη του φορτίου του Συστήματος (όταν το N είναι το σύνολο όλων των κόμβων του Συστήματος), το φορτίο μιας Ζώνης (όταν το N είναι το σύνολο των κόμβων της Ζώνης) αλλά και το φορτίο ενός ή περισσότερων μεμονωμένων κόμβων (με αντίστοιχη επιλογή του N). Σημειώνεται ότι σαν κόμβος μπορεί να ορισθεί ένας ΥΣ, ένα σύνολο ΥΣ, ή ολόκληρο το Σύστημα (τρέχουσα κατάσταση).

Η τελική πρόβλεψη φορτίου του συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εξάγεται από το Διαχειριστή του Συστήματος αφού ληφθούν υπόψη κάποια επιπρόσθετα στοιχεία που το λογισμικό δεν μπορεί να αξιοποιήσει όπως:

- Συμβάντα συστήματος τα οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος γνωρίζει εκ των προτέρων, όπως είναι η συντήρηση εγκαταστάσεων μεταφοράς και παραγωγής και εργασίες επιδιόρθωσης ή εγκατάστασης.
- Περικοπή φορτίου ή χειρισμούς στο Δίκτυο Διανομής που έχουν σαν αποτέλεσμα μείωση του φορτίου για περισσότερο από 10 MW σε ένα συγκεκριμένο σημείο σύνδεσης με το Σύστημα Μεταφοράς, και
- Άλλες πληροφορίες που συλλέγονται ή κοινοποιούνται στο Διαχειριστή του Συστήματος και οι οποίες μπορεί να επηρεάζουν τις συνθήκες φόρτισης του συστήματος κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής

Η πρόβλεψη φορτίου γίνεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ, επομένως δεν περιλαμβάνει τις απώλειες μεταφοράς. Επίσης, η πρόβλεψη φορτίου δεν περιλαμβάνει το τιμολογούμενο φορτίο (αυτό που προσφέρεται με τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου). Ο Διαχειριστής του Συστήματος περιοδικά αναλύει, ελέγχει και ρυθμίζει τις παραμέτρους του λογισμικού ώστε να διατηρεί χαμηλό το σφάλμα της πρόβλεψης φορτίου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί συντελεστές διανομής φορτίου για να διανέμει το προβλεπόμενο φορτίο στις διάφορες Λειτουργικές Ζώνες. Οι συντελεστές διανομής φορτίου προκύπτουν από τα πραγματικά στοιχεία φορτίου του συστήματος προερχόμενα από το Σύστημα Ελέγχου και Παρακολούθησης που διαθέτει, κανονικοποιημένα, εξομαλυμένα και υπολογισμένα ως ένας μέσος όρος για διαφορετικές εποχές, τύπους, και ώρες τις ημέρας, ανάλογα με το πώς κρίνεται αναγκαίο με βάση τη μεταβλητότητά τους. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί έναν πίνακα συντελεστών διανομής φορτίου και αναπτύσσει μία διαδικασία για την περιοδική ενημέρωση και επιβεβαίωση των συντελεστών διανομής φορτίου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του την πρόβλεψη φορτίου του συστήματος και την πρόβλεψη φορτίου για κάθε

Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

3.5 Πρόβλεψη Παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προβλέπει την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, για τις μονάδες του Άρθρου 35 του νόμου 2773/1999 [3] βασιζόμενος σε προβλέψεις ανέμου, ηλιοφάνειας, στατιστικές πληροφορίες για το ιστορικό της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και άλλες σχετικές πληροφορίες που συλλέγονται από τους ιδιοκτήτες ή διαχειριστές των μονάδων. Ειδικότερα για την πρόβλεψη παραγωγής από αιολικά πάρκα, που είναι η σημαντικότερη συνιστώσα των ΑΠΕ, ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τα αποτελέσματα που προκύπτουν από λογισμικό πρόγνωσης αιολικής παραγωγής και παραλαμβάνονται σε καθημερινή βάση. Το μοντέλο πρόγνωσης είναι βασισμένο σε νευρωνικά δίκτυα ενώ ο τρόπος λειτουργίας του είναι ο ακόλουθος:

- Λαμβάνει σε τακτική βάση τις μετρήσεις των μετεωρολογικών παραμέτρων και δεδομένων παραγωγής από τα αιολικά πάρκα.
- Λαμβάνει προβλέψεις μετεωρολογικών δεδομένων στις περιοχές των αιολικών πάρκων.
- Παράγει την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής σε επίπεδο αιολικού πάρκου λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αιολικού πάρκου
- Παράγει την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής για τις γεωγραφικές περιοχές ενδιαφέροντος (Εύβοια, Πελοπόννησος, Θράκη) καθώς και για το σύνολο του διασυνδεδεμένου συστήματος.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει το σφάλμα της πρόβλεψης της Αιολικής Παραγωγής για το σύνολο του διασυνδεδεμένου συστήματος και αξιολογεί την παραπάνω μεθοδολογία σύμφωνα με τη διεθνή πρακτική με σκοπό να προτείνονται αλλαγές για την βελτίωση του μοντέλου.

Αναφορικά με την πρόβλεψη των λοιπών πλην αιολικών ΑΠΕ χρησιμοποιείται μοντέλο που αναπτύχθηκε από το ΑΠΘ (Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης) και προβλέπει την ενέργεια που θα παράγεται την επόμενη ημέρα από κάθε τεχνολογία ΑΠΕ ξεχωριστά για κάθε ώρα. Οι τεχνολογίες που λαμβάνονται υπόψη είναι φωτοβολταϊκά (Φ/Β), μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΣ), συμπαραγωγής (ΣΥΘΗΑ) και βιοαερίου (Β/Α). Το μοντέλο είναι βασισμένο σε χρονοσειρές και μόνο για τα Φ/Β πέραν της παραγωγής των προηγούμενων ημερών λαμβάνονται υπόψη και οι μετεωρολογικές συνθήκες και πιο συγκεκριμένα η εκτιμώμενη ακτινοβολία σε επιλεγμένα σημεία αντιπροσωπευτικά των περιοχών που έχουν εγκατασταθεί τέτοιας τεχνολογίας ΑΠΕ.

Ειδικότερα σε καθημερινή βάση συλλέγονται τα στοιχεία παραγωγής από Φ/Β της Μ/Τ ενώ για τα Φ/Β Χ/Τ συμπεριλαμβανομένων των στεγών γίνεται

αναγωγή σε ημερήσια και ωριαία βάση σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία συνολικής ενεργειακής παραγωγής που παρέχει ο ΔΕΔΔΗΕ όταν κάνει τη μέτρηση. Με τον τρόπο αυτό υπάρχει και ενημέρωση περί της αλλαγής της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β. Επίσης ο Διαχειριστής παραλαμβάνει καθημερινά στοιχεία ηλιοφάνειας για επιλεγμένες περιοχές του Διασυνδεδεμένου Συστήματος τόσο για την προηγούμενη ημέρα όσο και πρόβλεψη για την επόμενη. Κατόπιν τούτου το λογισμικό συνεκτιμά τα παραπάνω δεδομένα και προβλέπει την εκτιμώμενη παραγωγή από Φ/Β για την επόμενη ημέρα.

Για τις άλλες τρεις τεχνολογίες αρκούν και λαμβάνονται υπόψη τα πρόσφατα στοιχεία παραγωγής καθώς και η επικαιροποιημένη εγκατεστημένη ισχύς για την εκτίμηση της παραγωγής της επόμενης ημέρας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του προβλέψεις έγχυσης ενέργειας από κάθε τεχνολογία ΑΠΕ χωριστά καθώς και ανά επίπεδο τάσεως. Με τον τρόπο αυτό είναι διακριτή η συνεισφορά των ΑΠΕ στη μείωση της ζήτησης του φορτίου από το Σύστημα δεδομένου ότι η εγχεόμενη παραγωγή από ΑΠΕ στη Μ/Τ & Χ/Τ τελικά συντελεί στο να υπάρχει απομείωση του φορτίου του Συστήματος. Οι ως άνω προβλέψεις γίνονται για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

3.6 Καθορισμός αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών

3.6.1 Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών

Επικουρικές υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος. Ο αναλυτικός ορισμός κάθε Επικουρικής Υπηρεσίας, ο τρόπος μέτρησης και η διαδικασία ποσοτικού και ποιοτικού ελέγχου τους από το Διαχειριστή του Συστήματος καθορίζονται σύμφωνα με τους εκάστοτε κανονισμούς του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας του ελληνικού Συστήματος.

Διακρίνονται οι ακόλουθες επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες:

- 1) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
- 2) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
- 3) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- 4) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- 5) Στατή Εφεδρεία,
- 6) Ρύθμιση Τάσης,

7) Επανεκκίνηση του Συστήματος.

Οι επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες υπό στοιχεία 1) έως και 4) ανωτέρω αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.

Κατά τις διαδικασίες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη μόνο οι Επικουρικές Υπηρεσίες Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας, Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους, Τριτεύουσας Ρύθμισης και Στρεφόμενης Εφεδρείας, και Τριτεύουσας μη Στρεφόμενης Εφεδρείας. Για τις υπηρεσίες αυτές δημιουργούνται οι ανάλογες απαιτήσεις στα πλαίσια του ΗΕΠ, του ΠΚ και της ΚΠΧ. Οι απαιτήσεις αυτές εισάγονται στα αντίστοιχα προβλήματα βελτιστοποίησης ως περιορισμοί. Οι περιορισμοί αυτοί τοποθετούνται μαθηματικά στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες βρίσκονται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

Σημειώνεται ότι, ειδικά για τη Δευτερεύουσα Εφεδρεία, δημιουργείται ένα εκτεταμένο σύνολο απαιτήσεων (άνω, κάτω, γρήγορης και συνολικής δευτερεύουσας εφεδρείας). Η διάκρισή τους είναι ως προς το χρόνο (ταχύτητα παροχής της εφεδρείας) και την κατεύθυνση μεταβολής της παραγωγής (άνω ή κάτω). Οι έννοιες αυτές παρουσιάζονται και τοποθετούνται μαθηματικά στις Παρ. Ι.2.3.6, Ι.3.2.2.9, Ι.3.2.2.14, Ι.3.2.3.19.

3.6.2 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος για τις Επικουρικές Υπηρεσίες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό και για τη διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών. Για το σκοπό αυτό: α) εποπτεύει σχετικά με τη δυνατότητα των Κατανεμόμενων Μονάδων να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους, και β) προβαίνει στην εφαρμογή των διατάξεων σχετικά με τις εξαιρέσεις για τα τεχνικά στοιχεία Κατανεμόμενων Μονάδων για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά ώστε συνολικά να είναι διαθέσιμες οι αναγκαίες Επικουρικές Υπηρεσίες για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία του Συστήματος. Για τον σκοπό αυτό εποπτεύει το σύνολο των διαθέσιμων και παρεχόμενων Επικουρικών Υπηρεσιών, ανά Περίοδο Κατανομής και ανά υπηρεσία.

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες κάλυψης των απαιτήσεων για τις υπηρεσίες αυτές.

3.6.3 Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών του συστήματος, για κάθε είδος επικουρικής υπηρεσίας και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ως εξής:

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας ώστε να διασφαλίζει ότι η συχνότητα θα διατηρείται εντός των καθορισμένων ορίων, λαμβάνοντας υπόψη τους κανόνες του ENTSO-E και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του Ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις Δευτερεύουσας Εφεδρείας (προς τα πάνω και προς τα κάτω) ώστε να διασφαλίζει επαρκή έλεγχο και ρύθμιση ισχύος προκειμένου να διατηρεί σε χαμηλό επίπεδο τις αποκλίσεις της συχνότητας και του προγράμματος των καθαρών ανταλλαγών ισχύος του συστήματος και να ικανοποιεί τα καθορισμένα όρια απόδοσης για τη λειτουργία ελέγχου περιοχής. Οι απαιτήσεις δευτερεύουσας εφεδρείας (προς τα πάνω και προς τα κάτω) μπορεί να μεταβάλλονται κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής ώστε να προσαρμόζονται στο προβλεπόμενο σχήμα φορτίου και ιδίως στους διαφορετικούς ρυθμούς με τους οποίους το φορτίο μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της ημέρας. Για παράδειγμα, η προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία μπορεί να είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια των πρώτων πρωινών ωρών, όταν το φορτίο αυξάνεται, ενώ η προς τα κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία μπορεί να είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια των απογευματινών ωρών όταν το φορτίο μειώνεται.
- Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας για να διασφαλίζει επαρκή έλεγχο ισχύος και ικανή εφεδρεία έναντι διαταραχών ώστε να ανταποκρίνεται σε διαταραχές και να αποκαθιστά το εύρος ρύθμισης εντός των καθορισμένων χρονικών ορίων απόκρισης σε διαταραχές. Η απαιτούμενη τριτεύουσα εφεδρεία αποτελείται από στρεφόμενη και μη στρεφόμενη εφεδρεία. Η στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες παραγωγής που λειτουργούν (είναι συγχρονισμένες) και διαθέτουν μη φορτισμένη ικανότητα ισχύος ενώ η μη στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες παραγωγής που είναι εκτός λειτουργίας αλλά μπορούν να συγχρονιστούν στο σύστημα εντός των καθορισμένων χρονικών ορίων απόκρισης σε διαταραχές.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του τις ανάγκες εφεδρείας για κάθε είδος επικουρικής υπηρεσίας και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

3.6.4 Υποχρεώσεις Παροχής Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας

Για τις ανάγκες της Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Μονάδων μέγιστης ικανότητας παραγωγής μεγαλύτερης των 2 MW υποχρεούνται να λειτουργούν τις Μονάδες τους που συγχρονίζονται στο Σύστημα συνεχώς υπό τον έλεγχο ρυθμιστή φορτίου Μονάδας. Εξαιρούνται οι Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999. Μονάδα μπορεί παροδικά να απαλλάσσεται της υποχρέωσης αυτής μόνο αν χορηγηθεί εξαίρεση κατά το Άρθρο 47.

Ως προς την απόκριση των Μονάδων ουδεμία χρονική καθυστέρηση επιτρέπεται εκτός από εκείνη που συνδέεται με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ρυθμιστή φορτίου. Κατά τη λειτουργία του ρυθμιστή φορτίου δεν επιτρέπεται να εφαρμόζεται ανενεργός ζώνη συχνότητας μεγαλύτερη των ± 20 mHz περιλαμβανομένου του σφάλματος μέτρησης.

Περιορισμός της λειτουργίας του ρυθμιστή φορτίου για σύντομο χρονικό διάστημα, το οποίο δεν μπορεί να υπερβαίνει τη μία Ημέρα Κατανομής, επιτρέπεται κατ' εξαίρεση στις εξής περιπτώσεις:

- Μετά από έγκριση του Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία χορηγείται κατόπιν αίτησης του κατόχου άδειας παραγωγής, εφόσον ο περιορισμός απαιτείται για λόγους ασφάλειας του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας, ή
- Εφόσον έχει εκδοθεί σχετική Εντολή Κατανομής.

Σε κάθε περίπτωση περιορισμού της λειτουργίας του ρυθμιστή φορτίου, ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να καταγράφει τη φύση του περιορισμού, τους λόγους που τον προκάλεσαν καθώς και το χρόνο διάρκειάς του.

3.6.5 Υποχρεώσεις Παροχής Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους

Οι Μονάδες που έχουν καταχωρημένη ικανότητα μεγαλύτερη των 60 MW υποχρεούνται να παρέχουν Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος λειτουργώντας υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, εφόσον παραμένουν εντός της περιοχής ελέγχου που ορίζεται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους. Εξαιρούνται οι Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999. Μονάδα μπορεί παροδικά να απαλλάσσεται της υποχρέωσης αυτής μόνο αν χορηγηθεί εξαίρεση κατά το Άρθρο 47.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολή Κατανομής προς τις Μονάδες που λειτουργούν υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, για να παύσουν να λειτουργούν υπό το σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.

Η λειτουργία Μονάδας υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής δύναται να διακοπεί για σύντομο χρονικό διάστημα, το οποίο δεν μπορεί να υπερβαίνει τη μία Ημέρα Κατανομής και ο κάτοχος της άδειας παραγωγής να αναλάβει τον έλεγχο της Ενεργού Ισχύος εξόδου της Μονάδας χειροκίνητα μετά από έγκριση του Διαχειριστή του Συστήματος, κατόπιν αιτιολογημένης αίτησης του

κατόχου άδειας παραγωγής, εφόσον τούτο απαιτείται για λόγους ασφάλειας του προσωπικού ή των εγκαταστάσεων της Μονάδας. Ο κάτοχος άδειας παραγωγής υποχρεούται να επαναφέρει άμεσα τη λειτουργία της Μονάδας υπό αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, αμέσως μετά την αποκατάσταση του προβλήματος, κατόπιν σχετικής ενημέρωσης του Διαχειριστή του Συστήματος.

3.7 Διαδικασία υπολογισμού και καταθεσης εγγυησεων

Σύμφωνα με τις προβλέψεις του Άρθρου 179 του Κώδικα Διαχείρισεως του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ) κάθε Συμμετέχων οφείλει κατά τη διάρκεια ισχύος της Σύμβασης Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος να προσκομίζει εγγυήσεις για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεών του που πηγάζουν από τη Σύμβαση αυτή.

Οι εξής περίοδοι ορίζονται ως Περίοδοι Κάλυψης Εγγυήσεων:

- «Απρίλιος N – Σεπτέμβριος N» από 1η Απριλίου του έτους N έως 30η Σεπτεμβρίου του έτους N, και
- «Οκτώβριος N – Μάρτιος N+1» από 1η Οκτωβρίου του έτους N έως και έως 31η Μαρτίου του έτους N+1.

Κάθε Συμμετέχων οφείλει να προσκομίζει εγγυήσεις μέχρι την 31η Μαρτίου για την Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων «Απρίλιος N – Σεπτέμβριος N» ή την 30η Σεπτεμβρίου για την Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων «Οκτώβριος N – Μάρτιος N+1». Η έναρξη ισχύος των εγγυήσεων δεν μπορεί να έπεται της 1ης Απριλίου ή της 1ης Οκτωβρίου αντίστοιχα.

Η υποχρέωση παροχής εγγυήσεων εκπληρώνεται, σύμφωνα με το Άρθρο 179 του ΚΔΣ, είτε με την κατάθεση εγγυητικής επιστολής είτε με την κατάθεση ποσού σε ειδικό λογαριασμό που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος είτε με κάθε άλλο νόμιμο τρόπο στον οποίο συναινεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

3.7.1 Πίνακας Ποσών Εγγυήσεως

Πριν το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους N και σε κάθε περίπτωση μετά την 1η Οκτωβρίου του έτους αυτού ο Διαχειριστής του Συστήματος, μετά από έγκριση της ΡΑΕ, ανακοινώνει τον Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως. Τα στοιχεία του πίνακα αυτού χρησιμοποιούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος για τους υπολογισμούς που εκτελεί κατά τη διάρκεια του έτους N+1 για τον καθορισμό του ύψους των εγγυήσεων για τις Περιόδους Κάλυψης Εγγυήσεων. Τα στοιχεία του πίνακα αυτού θα χρησιμοποιούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους υπολογισμούς που θα εκτελεί κατά τη διάρκεια του έτους N+1 για τον καθορισμό του ύψους των εγγυήσεων για τις Περιόδους Κάλυψης Εγγυήσεων:

- Απρίλιος N – Σεπτέμβριος N
- Οκτώβριος N – Μάρτιος N+1

3.7.1.1 Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου

Ο Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου για κάθε Συμμετέχοντα ΣΟΚΣ υπολογίζεται με βάση τη Συνολική Ποσότητα Ενεργείας (ΣΠΕΣ) που διακινήθηκε από κάθε Συμμετέχοντα κατά τη διάρκεια ενός εξαμήνου. Οι ποσότητες ενέργειας αθροίζονται ως θετικές ποσότητες ανεξάρτητα αν αντιπροσωπεύουν εγχύσεις (παραγωγή, εισαγωγή) ή απομαστεύσεις (προμήθεια, εξαγωγή).

Ορίζονται μ κλάσεις τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας Συμμετέχοντα ως ακολούθως:

- 1η κλάση K1 με διάστημα τιμών από 0 MWh έως και π_1 MWh.
- 2η κλάση K2 με διάστημα τιμών από π_1 MWh έως και π_2 MWh.
-
- i η κλάση K_i με διάστημα τιμών από π_{i-1} MWh έως και π_i MWh .
-
- μη κλάση K _{μ} με διάστημα τιμών από $\pi_{\mu-1}$ MWh έως και $\max(\Sigma ΠΕΣ)$ MWh.

Η ποσότητα $\max(\Sigma ΠΕΣ)$ υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων στο πλαίσιο της διαδικασίας καθορισμού του ύψους των εγγυήσεων για κάθε Συμμετέχοντα, Σ .

Με βάση τις παραπάνω κλάσεις τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας Συμμετέχοντα ορίζονται μ κατηγορίες Συμμετεχόντων για το έτος N+1. Στις κατηγορίες αυτές κατατάσσονται οι Συμμετέχοντες με βάση τους σχετικούς υπολογισμούς του Διαχειριστή του Συστήματος στους οποίους προβαίνει κατά τη διάρκεια του έτους N+1 κατά τον καθορισμό του ύψους των αντιστοίχων εγγυήσεων. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η σχετική κατάταξη παρουσιάζεται αναλυτικά στη συνέχεια του κειμένου.

Οι τιμές $\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{\mu-1}$ και ο αριθμός των κλάσεων μ ορίζονται με τέτοιο τρόπο ώστε να γίνεται μια εύλογη κατανομή των Συμμετεχόντων στις διάφορες κατηγορίες.

Και για τα δυο άκρα, αριστερό και δεξί (A & Δ), κάθε κλάσεως τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας Συμμετέχοντα (K_i) ή ισοδύναμα και για τα δύο άκρα (A & Δ) των μ κατηγοριών Συμμετεχόντων (K_i) ορίζονται κατάλληλοι Συντελεστές Οικονομικού Κινδύνου, $\Sigma ΟΚΑ, K_i$ ή $\Sigma ΟΚΔ, K_i$. Για αυτούς τους συντελεστές ισχύει:

$$\Sigma ΟΚΑ, K_i = \Sigma ΟΚΔ, K_{i-1}.$$

Οι Συντελεστές Οικονομικού Κινδύνου μεταβάλλονται σε κάθε κλάση τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας Συμμετέχοντα ή ισοδύναμα σε κάθε κατηγορία Συμμετέχοντα με γραμμικό τρόπο μεταξύ των τιμών $\Sigma ΟΚΑ, K_i$ και $\Sigma ΟΚΔ, K_i$ και αντιστρόφως ανάλογα με το ύψος της Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας Συμμετέχοντα (ΣΠΕΣ), ενώ η μέγιστη τιμή τους δεν επιτρέπεται να υπερβεί τη μονάδα. Στην περίπτωση που η ΣΠΕΣ υπερβαίνει τη μέγιστη τιμή από τις Συνολικές Ποσότητες Ενεργείας των Συμμετεχόντων, $\max(\Sigma ΠΕΣ)$ τότε

ο Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου που αντιστοιχίζεται στον Συμμετέχοντα Σ είναι ίσος με το ΣΟΚΔ,Κμ.

3.7.1.2 Συντελεστής Διάρκειας

Ο Συντελεστής Διάρκειας ορίζεται ως συνάρτηση του αριθμού των μηνών με μη μηδενική δραστηριότητα στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενεργείας που οι Συμμετέχοντες έχουν συμπληρώσει από το μήνα εγγραφής τους στο Μητρώο Συμμετεχόντων ως και τον προηγούμενο μήνα από τον μήνα υπολογισμού της εγγυήσεως.

Η μέγιστη τιμή των συντελεστών αυτών δεν μπορεί να υπερβαίνει το 1, ενώ η αντίστοιχη συνάρτηση θα είναι τέτοιας μορφής ώστε να δίνει:

- μια ελάχιστη, σταθερή, τιμή ΠΣΔ_{min} για όσους Συμμετέχοντες έχουν ήδη συμπληρώσει 120 μήνες δραστηριότητας, και
- μια τιμή μεγαλύτερη της παραπάνω ελαχίστης τιμής για τους υπόλοιπους Συμμετέχοντες που θα είναι τόσο μεγαλύτερη όσο μικρότερη είναι η χρονική διάρκεια της δραστηριοποίησης του Συμμετέχοντα στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενεργείας.

3.7.1.3 Συντελεστής Ποινής

Ορίζεται κατάλληλος Συντελεστής Ποινής, ΣΠ, με σκοπό την αποτύπωση της συμπεριφοράς του κάθε Συμμετέχοντα σε σχέση με την παροχή των απαιτούμενων εγγυήσεων στον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους τελευταίους 60 μήνες.

Ειδικότερα, ο Συντελεστής Ποινής θα είναι ίσος με τη μονάδα για τους Συμμετέχοντες οι οποίοι υπέβαλαν εμπρόθεσμα τις εγγυήσεις που ζητήθηκαν από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους παρελθόντες 60 μήνες, ενώ θα προσαυξάνεται με σταθερό ποσοστό ΠΠ% για κάθε ημέρα καθυστέρησης υποβολής των εγγυήσεων. Αν ένας Συμμετέχων υπέβαλε τμήμα της απαιτούμενης εγγυήσεως τότε η προσαύξηση θα είναι ανάλογη του ασφαλιστέου ποσού που δεν καλύφθηκε. Ο Συντελεστής Ποινής λαμβάνει τιμή 1 για τους Προμηθευτές που το ισχύουν, κάθε φορά, θεσμικό πλαίσιο ορίζει ως Προμηθευτές Τελευταίου Καταφυγίου.

3.7.1.4 Συντελεστής Χρηματοπιστωτικού Κινδύνου

Ο Συντελεστής Χρηματοπιστωτικού Κινδύνου για τον Συμμετέχοντα Σ (ΣΧΠΚΣ) ορίζεται ως το γινόμενο του Συντελεστή Οικονομικού Κινδύνου (ΣΟΚΣ), του Συντελεστή Διάρκειας (ΣΔΣ) και του Συντελεστή Ποινής (ΣΠΣ).

$$\text{ΣΧΠΚΣ} = \text{ΣΟΚΣ} \times \text{ΣΔΣ} \times \text{ΣΠΣ}$$

Στον Πίνακα 2, παρουσιάζεται μια ενδεικτική μορφή του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως. Στον πίνακα αυτόν και για λόγους απλότητας παρουσιάζεται, για όλες τις κατηγορίες Συμμετεχόντων, η συνάρτηση υπολογισμού των Συντελεστών Διάρκειας.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΟΣΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΣ						
Κατηγορία Συμμετέχοντα	Συντελεστής Διαρκείας (%)	Αριστερό άκρο Κατηγορίας Συμμετέχοντα		Δεξί άκρο Κατηγορίας Συμμετέχοντα		Συντελεστής Ποινής
		Συνολική Ποσότητα Ενέργειας ΗΕΠ (MWh)	Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (%)	Συνολική Ποσότητα Ενέργειας ΗΕΠ (MWh)	Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (%)	
1 _η	$\text{ΠΣΔ}_{\min} \% + (1 - M_{\Sigma}/120) * (1 - \text{ΠΣΔ}_{\min} \%)$ για $M_{\Sigma} < 120$ $\text{ΠΣΔ}_{\min} \%$ για $M_{\Sigma} > 120$ όπου: M_{Σ} ο αριθμός μηνών για το Συμμετέχοντα Σ με μη μηδενική δραστηριότητα από την ημερομηνία εγγραφής του στο Μητρώο Συμμετεχόντων μέχρι την πρώτη ημέρα της περιόδου ισχύος της εγγυήσεως	0	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Α},\text{Κ}1}$	Π_1	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Δ},\text{Κ}1}$	Επιβάλλεται προσαύξηση ΠΠ% για κάθε ημέρα καθυστέρησης υποβολής των εγγυήσεων κατά τους τελευταίους 60 μήνες.
2 _η		Π_1	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Α},\text{Κ}2}$	Π_2	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Δ},\text{Κ}2}$	
3 _η		Π_2	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Α},\text{Κ}3}$	Π_3	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Δ},\text{Κ}3}$	
.....						
i _η		Π_{i-1}	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Α},\text{Κ}i}$	Π_i	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Δ},\text{Κ}i}$	
.....						
μ _η		$\text{Π}_{\mu-1}$	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Α},\text{Κ}\mu}$	$\max(\text{ΣΠΕ}_{\Sigma})$	$\text{ΣΟΚ}_{\text{Δ},\text{Κ}\mu}$	

ΠΟΣΟ ΕΛΑΧΙΣΤΗΣ ΕΓΓΥΗΣΗΣ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΩΝ:
ΠΟΣΟ ΕΛΑΧΙΣΤΗΣ ΕΓΓΥΗΣΗΣ ΕΜΠΟΡΩΝ:

ΠΕΕΠ €
ΠΕΕΕ €

Πιν.2. Ενδεικτική μορφή Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως

3.7.2 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων

Κατά διάρκεια κάθε ημερολογιακού έτους N , ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει δύο φορές στον υπολογισμό του ύψους των ποσών των οφειλομένων εγγυήσεων για όλους τους Συμμετέχοντες. Ειδικότερα,

- μέχρι την 10η Μαρτίου του έτους N ολοκληρώνονται οι υπολογισμοί και ανακοινώνονται προς τους υπόχρεους τα ύψη των απαιτούμενων εγγυήσεων για την Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων «Απρίλιος N – Σεπτέμβριος N »,
- μέχρι την 10η Σεπτεμβρίου του έτους N ολοκληρώνονται οι υπολογισμοί και ανακοινώνονται προς τους υπόχρεους τα ύψη των απαιτούμενων εγγυήσεων για την Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων «Οκτώβριος N - Μάρτιος $N+1$ ».

Για τον υπολογισμό του ύψους της εγγυήσεως για όλες τις υποχρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος χρησιμοποιούνται διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία των σχετικών εκκαθαρίσεων (Χρέωση Χρήσης Συστήματος, Λογαριασμοί Προσαυξήσεων, Επικουρικές Υπηρεσίες, Αποκλίσεις, ΥΚΩ, Ειδικό Τέλος ΑΠΕ, Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, κλπ.) των τελευταίων μηνών καθώς και τα στοιχεία του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως. Πιο συγκεκριμένα:

- για την Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων «Απρίλιος N – Σεπτέμβριος N » χρησιμοποιούνται στοιχεία από τις σχετικές εκκαθαρίσεις που αφορούν στην περίοδο από την 1η Αυγούστου του έτους $N-1$ έως και την 31η Ιανουαρίου του έτους N καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους $N-1$ και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους N , ενώ
- για την Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων «Οκτώβριος N - Μάρτιος $N+1$ » χρησιμοποιούνται στοιχεία από τις σχετικές εκκαθαρίσεις που αφορούν στην περίοδο από την 1η Φεβρουαρίου του έτους N έως και την 31η Ιουλίου του έτους N καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους $N-1$ και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους N .

Με βάση ιστορικά στοιχεία για τις προαναφερθείσες κάθε φορά χρονικές περιόδους («1η Αυγούστου $N-1$ – 31η Ιανουαρίου N » και «1η Φεβρουαρίου N – 31η Ιουλίου N ») υπολογίζεται για κάθε Συμμετέχοντα η Συνολική Ποσότητα Ενεργείας (MWh) που διακινήθηκε, ΣΠΕΣ. Ειδικότερα, οι ποσότητες ενεργείας που διακινήθηκαν αθροίζονται ως θετικές ποσότητες ανεξάρτητα αν αντιπροσωπεύουν εγχύσεις (παραγωγή, εισαγωγή) ή απομαστεύσεις (προμήθεια, εξαγωγή). Βάσει της ΣΠΕΣ καθορίζεται ο Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου από τον εκάστοτε ισχύοντα Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως.

Η διαδικασία καθορισμού του ύψους των απαιτούμενων εγγυήσεων απαιτεί για κάθε Συμμετέχοντα, Σ , τον προσδιορισμό της Μέσης Μηνιαίας Χρεώσεώς του

στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων (ΜΜΧΣ,Λ) ανά λογαριασμό Λ (για παράδειγμα Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, Χρέωση Χρήσης Συστήματος, Αποκλίσεις κλπ) και για τις προαναφερθείσες κάθε φορά χρονικές περιόδους.

Ειδικότερα, η ΜΜΧΣ,Λ υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των μηνιαίων, μη μηδενικών, χρεοπιστώσεων στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων που υπολογίστηκαν για τον Συμμετέχοντα Σ και τον Λογαριασμό Λ κατά τις προαναφερθείσες, κάθε φορά, χρονικές περιόδους («1η Αυγούστου N-1 – 31η Ιανουαρίου N» και «1η Φεβρουαρίου N – 31η Ιουλίου N»).

Στη συνέχεια, το ύψος της απαιτούμενης εγγυήσεως για κάθε Συμμετέχοντα (ΕΓΓΣ) υπολογίζεται με βάση τα ακόλουθα στοιχεία:

- τις αντιστοιχούσες σε αυτόν ΜΜΧΣ,Λ,
- το Συντελεστή Χρηματοπιστωτικού Κινδύνου του Συμμετέχοντα (ΣΧΠΚΣ), και
- τον αριθμό ΝΜΛ που αντιπροσωπεύει τον αριθμό των μηνών που τα τιμολόγια για τον λογαριασμό Λ καθίστανται ληξιπρόθεσμα, αυξημένο κατά 2 μήνες (χρόνος που κατά μέσο όρο μεσολαβεί από την δραστηριοποίηση του Συμμετέχοντα μέχρι την τιμολόγησή του).

Η σχετική εξίσωση που περιγράφει τον υπολογισμό του ύψους της εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ εκκαθαρίσεις είναι ως ακολούθως:

$$ΕΓΓΣ = ΣΧΠΚΣ \times \sum_A (ΜΜΧ_{Σ,Λ} \times ΝΜ_A)$$

Κάθε μήνα γίνεται επανυπολογισμός του ποσού εγγύησης βάσει των πραγματικών χρεοπιστώσεων κάθε Συμμετέχοντα (δηλαδή αντικαθιστώντας την Μέση Μηνιαία Χρέωση ανά λογαριασμό Λ με την πραγματική χρεοπίστωση) και σε περίπτωση που το επανυπολογισθέν ύψος της εγγύησης για οποιοδήποτε μήνα εντός της Περιόδου Κάλυψης Εγγυήσεων υπερβαίνει κατά τουλάχιστον 100% το ύψος της εγγύησης που υπολογίστηκε κατά τη διαδικασία προσδιορισμού του ύψους της εγγυήσεως για την εν λόγω Περίοδο Κάλυψης Εγγυήσεων, ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει το δικαίωμα να καλέσει το Συμμετέχοντα να προβεί στην παροχή συμπληρωματικών εγγυήσεων εντός δέκα ημερών από την ενημέρωση του Συμμετέχοντα με επιστολή, φαξ ή ηλεκτρονικό ταχυδρομείο.

3.7.3 Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης

Όλοι οι Συμμετέχοντες που δραστηριοποιούνται στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι υποχρεωμένοι να έχουν καταθέσει εγγύηση ποσού τουλάχιστον ίσου με το ποσό ελάχιστης εγγύησης, σύμφωνα με τα παρακάτω.

3.7.3.1 Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Εμπόρων

Οι κάτοχοι Άδειας Εμπορίας οι οποίοι είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς, είναι υποχρεωμένοι να έχουν κατατεθειμένη εγγύηση ίση τουλάχιστον με το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Εμπόρων.

Το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Εμπόρων ορίζεται στον Πίνακα Ποσών Εγγύησης. Οι Έμποροι για τους οποίους το ποσό που υπολογίστηκε βάσει της παραγράφου 3.7.2 είναι μεγαλύτερο από το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Εμπόρων είναι υποχρεωμένοι να προσκομίσουν το ποσό που υπολογίστηκε βάσει της παραγράφου 3.7.2

3.7.3.2 Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Προμηθευτών

Οι κάτοχοι Αδείας Προμήθειας οι οποίοι είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς, είναι υποχρεωμένοι να έχουν κατατεθειμένη εγγύηση ίση τουλάχιστον με το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Προμηθευτών.

Το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Προμηθευτών ορίζεται στον Πίνακα Ποσών Εγγύησης. Οι Προμηθευτές για τους οποίους το ποσό που υπολογίστηκε βάσει της παραγράφου 3.7.2 είναι μεγαλύτερο από το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Προμηθευτών είναι υποχρεωμένοι να προσκομίσουν το ποσό που υπολογίστηκε βάσει της παραγράφου 3.7.2

3.7.4 Εγγυήσεις για νέους Συμμετέχοντες

Με βάση τις προβλέψεις της περιπτώσεως Θ, της παραγράφου 1 του Άρθρου 2 και της παραγράφου 3 του Άρθρου 179 του ΚΔΣ για την εγγραφή νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η παροχή εγγυήσεων για την κάλυψη του συνόλου των υποχρεώσεών του στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος .

Το ποσό εγγύησης που πρέπει να καταθέσει εταιρεία η οποία αιτείται την εγγραφή της στο Μητρώο Συμμετεχόντων ως Έμπορος είναι ίσο με το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Εμπόρων.

Το ποσό εγγύησης που πρέπει να καταθέσει εταιρεία η οποία αιτείται την εγγραφή της στο Μητρώο Συμμετεχόντων ως Προμηθευτής είναι ίσο με το Ποσό Ελάχιστης Εγγύησης Προμηθευτών.

Η περίοδος ισχύος της εγγυήσεως θα είναι τουλάχιστον τρεις μήνες από την ημερομηνία εγγραφής του νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων και σε κάθε περίπτωση μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία εγγραφής.

3.8 Δεδομένα Εισόδου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ που πρέπει να υποβληθούν στο Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ, τα οποία διακρίνονται σε δεδομένα εισόδου του Διαχειριστή του Συστήματος και δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων. Στα δεδομένα εισόδου του Διαχειριστή του Συστήματος περιλαμβάνονται οι απαιτήσεις και προβλέψεις του Διαχειριστή του Συστήματος, οι Δηλώσεις Φορτίου και οι Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Στα δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων περιλαμβάνονται οι Προσφορές Έγχυσης, οι Δηλώσεις Φορτίου, οι Προσφορές Εφεδρειών, οι Δηλώσεις μη διαθεσιμότητας και οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων των Μονάδων Παραγωγής.

3.8.1 Δεδομένα Εισόδου από το Διαχειριστή του Συστήματος

Σε αυτό το Τμήμα παρουσιάζονται τα στοιχεία τα οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος πρέπει να αποστέλλει στο Λειτουργό της Αγοράς προκειμένου να υποβληθούν στην αγορά του ΗΕΠ. Τα στοιχεία αυτά είναι οι απαιτήσεις και οι προβλέψεις του ΗΕΠ, οι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για υδροηλεκτρικές μονάδες, για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας των μονάδων του Άρθρου 9 του Ν. 3468/2006 και για την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία.

3.8.1.1 Απαιτήσεις και Προβλέψεις του ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει στο Λειτουργό της Αγοράς προκειμένου να υποβληθούν σαν είσοδος στην επίλυση του ΗΕΠ την πρόβλεψη φορτίου (η οποία υπολογίζεται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.4), την πρόβλεψη αναγκών εφεδρειών (η οποία υπολογίζεται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.6), την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων (η οποία υπολογίζεται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 2.3.1), τους διαζωνικούς περιορισμούς μεταφοράς μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών του συστήματος (που καθορίζονται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.2) και τα δικαιώματα χρήσης των Συμμετεχόντων στις διασυνδέσεις (που καθορίζονται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 2.4).

3.8.1.2 Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος

Για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει στο Λειτουργό της Αγοράς προκειμένου να υποβληθούν στο Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ τις κάτωθι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης:

- Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα, συμπεριλαμβανομένων και των αντλητικών μονάδων σε λειτουργία γεννήτριας, οι οποίες αντιστοιχούν στην υποχρεωτική λειτουργία τέτοιων μονάδων σύμφωνα με την αντίστοιχη Εβδομαδιαία Δήλωση Υποχρεωτικής Λειτουργίας των Υδροηλεκτρικών Μονάδων (Εβδομαδιαία Δήλωση Υποχρεωτικών Νερών του Άρθρου 13 του ΚΔΣ). Τα δεδομένα αυτά

μπορούν να τροποποιηθούν από τον παραγωγό εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

- Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από τις μονάδες του πεδίο εφαρμογής του άρθρου 9 του Ν. 3468/2006, όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.5.
- Οι Παραγωγοί μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία στέλνουν στο Διαχειριστή του Συστήματος τις εγχύσεις ενέργειας που προτίθενται να κάνουν προκειμένου να εκτελέσουν τις δοκιμές τους για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής. Βάσει αυτών ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης.

Οι παραπάνω προσφορές έγχυσης αποστέλλονται από το Διαχειριστή του Συστήματος εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1.

3.8.2 Δεδομένα Εισόδου από Συμμετέχοντες που εγκρίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος

Σε αυτό το Τμήμα παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου τα οποία οι Συμμετέχοντες οφείλουν να υποβάλλουν στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς αφού τα έχει εγκρίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος. Τα δεδομένα αυτά είναι οι Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων, οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των μονάδων και οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.

3.8.2.1 Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες, συμπεριλαμβανομένων των υδραντλητικών μονάδων, οφείλουν να υποβάλλουν τις ακόλουθες δηλώσεις διαχείρισης υδάτινων πόρων: α) εβδομαδιαία υποχρεωτική υδροηλεκτρική παραγωγή, και β) δωδεκάμηνη πρόβλεψη χρήσης νερών.

Οι δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής πρέπει να υποβάλλονται εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1, και να αναφέρονται σε περίοδο επτά (7) Ημερών όπως αυτή ορίζεται στον ΚΔΣ (Άρθρο 13). Η δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής των υπόψη επτά Ημερών Κατανομής περιλαμβάνει την ενέργεια που πρέπει να παραχθεί λόγω των ακόλουθων υποχρεωτικών λειτουργιών: α) ύδρευσης, β) άρδευσης, γ) οικολογικής παροχής και δ) αποφυγής υπερχειλίσσης. Η δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής πρέπει να αντιστοιχεί το μη-τιμολογούμενο μέρος της προσφοράς έγχυσης από την αντίστοιχη υδροηλεκτρική μονάδα, και εντάσσεται στο πρόβλημα ΗΕΠ ως μη τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης.

Οι δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής οφείλουν να συνοδεύονται από σχετική τεκμηρίωση και είναι ενδεικτικές. Οι αντίστοιχοι Παραγωγοί μπορούν να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος αίτηση

τροποποίησης των δηλώσεων εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής τους, έως και δώδεκα (12) ώρες πριν τη λήξη της προθεσμίας υποβολής της Ημέρας Κατανομής που το υπό τροποποίηση στοιχείο αφορά, κατόπιν συνεννόησης με τους αντίστοιχους Γενικούς Γραμματείς Περιφέρειας, για λόγους που αφορούν την τεχνική λειτουργία της Μονάδας, έκτακτες συνθήκες και καταστάσεις που αφορούν τις υποχρεωτικές λειτουργίες, ή θέματα ασφαλείας. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να ζητήσει εκ των υστέρων πρόσθετες πληροφορίες, αν χρειαστεί, για αιτιολόγηση.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εγκρίνει τις τελικές δηλώσεις υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής και τις αποστέλλει στο Λειτουργό της Αγοράς προκειμένου αυτός να δημοσιεύει τις δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα αμέσως μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής τους. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει άμεσα μετά την παρέλευση της περιόδου αναφοράς κάθε δήλωση υποχρεωτικής εβδομαδιαίας υδροηλεκτρικής παραγωγής, την πραγματική παραγωγή ενέργειας που εγχύθηκε από κάθε υδροηλεκτρική μονάδα λόγω υποχρεωτικών λειτουργιών, για κάθε Περίοδο Κατανομής των προηγούμενων επτά Ημερών Κατανομής.

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει να τεκμηριώνουν την παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων τους λόγω υποχρεωτικών λειτουργιών και να παρέχουν, σε τακτά χρονικά διαστήματα, πληροφορίες στο Διαχειριστή του Συστήματος σχετικά με αυτές τις λειτουργίες καθώς και σχετικά με το ισοζύγιο εισροών-εκροών στους ταμιευτήρες.

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει επίσης να ετοιμάζουν 12-μηνες δηλώσεις προβλεπόμενης χρήσης νερού, σε κυλιόμενη μηνιαία βάση, για κάθε μήνα του επόμενου δωδεκαμήνου και πρέπει να υποβάλλουν αυτές τις δηλώσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ και στον Πιν.1. Οι 12-μηνες δηλώσεις πρόβλεψης χρήσης νερού πρέπει να συνοδεύονται από τεκμηρίωση σχετικά με τη μεγιστοποίηση της αξίας των υδάτινων πόρων και του συνολικού οφέλους που συνεπάγεται για τον ενεργειακό τομέα η χρήση των Υδροηλεκτρικών Μονάδων.

Οι 12-μηνες δηλώσεις προβλεπόμενης χρήσης νερού πρέπει να παρέχουν τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε μήνα του επόμενου δωδεκαμήνου, για τρία υδρολογικά σενάρια (υψηλών, χαμηλών και ενδιάμεσων συνολικών εισροών):

- την προβλεπόμενη μηνιαία συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή λόγω υποχρεωτικών λειτουργιών ύδρευσης, άρδευσης και αποφυγής υπερχειλίσης,
- την προβλεπόμενη μηνιαία συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή πέρα από τις υποχρεωτικές λειτουργίες,
- τις αναμενόμενες εισροές ύδατος στους ταμιευτήρες, και

- τα προβλεπόμενα αποθέματα νερού στους ταμειυτήρες στο τέλος κάθε μήνα.

Εντός ενός (1) μηνός από την παρέλευση κάθε Έτους Αξιοπιστίας, οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος και στη ΡΑΕ απολογιστική έκθεση περί της διαχείρισης των υδάτινων πόρων κατά το προηγούμενο Έτος Αξιοπιστίας. Στην έκθεση αυτή περιλαμβάνονται: α) η πραγματική χρήση νερού για κάθε μήνα του προηγούμενου Έτους Αξιοπιστίας, β) μία αντιπαραβολή με την τελευταία δήλωση προβλεπόμενης χρήσης νερών για αυτό το μήνα και τεκμηρίωση τυχόν αποκλίσεων, και γ) τεκμηρίωση της μεγιστοποίησης της αξίας των υδάτινων πόρων και του συνολικού οφέλους για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας από τη χρήση των υδροηλεκτρικών μονάδων.

3.8.2.2 Μη διαθεσιμότητα Μονάδων Παραγωγής

3.8.2.2.1 Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας

Σε περίπτωση:

- απώλειας μίας μονάδας παραγωγής, η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της μονάδας, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη μονάδα, ή
- μερικής απώλειας μίας μονάδας παραγωγής, η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια, που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της μονάδας, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της μονάδας παράγωγης, όπως αυτή αναφέρεται στο Μητρώο Μονάδων, ή επιβάλλει την αλλαγή των τεχνικών στοιχείων της μονάδας (μέγιστη διαθεσιμότητα, τεχνικό ελάχιστο, μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ) ή επιβάλλει τον περιορισμό της μέγιστης δυνατότητας παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας, ή
- ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες, περιορισμών στη ροή ύδατος κατάντη του σταθμού για λόγους ασφαλείας,

ο αντίστοιχος Παραγωγός οφείλει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας για όλες τις Περιόδους Κατανομής όλων των Ημερών Κατανομής για τις οποίες υφίστανται τα παραπάνω.

Οι δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας πρέπει να περιλαμβάνουν μία περιγραφή των τεχνικών αιτίων ή των λόγων ασφαλείας, στους οποίους οφείλεται η μη διαθεσιμότητα της μονάδας. Παρόλα αυτά, κατά την περίοδο δοκιμαστικής λειτουργίας μίας μονάδας και μέχρι την ημερομηνία έναρξης της εμπορικής λειτουργίας, δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μπορούν να υποβάλλονται χωρίς επίκληση κάποιου ειδικού λόγου.

3.8.2.2.2 Περιεχόμενο Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Η Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας περιλαμβάνει για μία μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής που υφίσταται κάποιος περιορισμός στα τεχνικά στοιχεία της μονάδας σε σχέση με τα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας, όπως αυτά ορίζονται στο Άρθρο 262 του ΚΔΣ και έχουν υποβληθεί από τον παραγωγό, την ισχύουσα μέγιστη διαθεσιμότητα της μονάδας, σε MW.

Εφόσον υποβληθεί Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας για μία μονάδα, η μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, η ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ και η ελάχιστη δυνατότητα παραγωγής της μονάδας προσαρμόζονται όπως περιγράφεται αναλυτικά στο εγχειρίδιο του Λειτουργού της Αγοράς

3.8.2.2.3 Υποβολή Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Οι δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας για Περιόδους Κατανομής μίας ορισμένης Ημέρας Κατανομής μπορούν να υποβάλλονται έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής.

Κάθε Παραγωγός μπορεί να τροποποιεί ή να ακυρώνει μία δήλωση μη διαθεσιμότητας που υποβλήθηκε προηγουμένως εάν αλλάξει η κατάσταση της μονάδας μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής.

Σημειώνεται ότι, παρότι η προαναφερθείσα τροποποίηση ή ακύρωση είναι μέρος των υποχρεώσεων ενός Παραγωγού στα πλαίσια της παροχής πληροφοριών προς το Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με το Άρθρο 49 του ΚΔΣ, σε καμία περίπτωση δεν τον απαλλάσσει από τις υποχρεώσεις που προκύπτουν για την εκάστοτε Μονάδα παραγωγής από τη συμμετοχή της στον ΗΕΠ και την ακόλουθη διαδικασία εκκαθάρισης των αποκλίσεων Παραγωγής- Ζήτησης.

Επίσης, διευκρινίζεται ότι ο ΗΕΠ επιλύεται λαμβάνοντας υπόψη τις Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας που υπεβλήθησαν έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής. Σε περίπτωση που κάποια Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας υποβληθεί μετά το πέρας της ως άνω προθεσμίας, αυτή δε λαμβάνεται υπόψη στην επίλυση του ΗΕΠ, ακόμη και αν αυτή δεν έχει ακόμη ολοκληρωθεί – δημοσιευθεί, λαμβάνεται όμως υπόψη στις επιλύσεις Προγραμματισμού Κατανομής που θα εκπονηθούν μεταγενέστερα.

Ο χρόνος ισχύος των δηλώσεων μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας είναι το σύνολο των διαδοχικών Περιόδων Κατανομής όπως αναφέρονται στις δηλώσεις, αλλά δεν μπορεί να ξεκινάει σε μία χρονική στιγμή πριν από την υποβολή τέτοιων δηλώσεων. Οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας παραμένουν σε ισχύ μέχρι το τέλος του χρόνου ισχύος τους, εκτός αν ακυρωθούν ή τροποποιηθούν νωρίτερα από τους αντίστοιχους Παραγωγούς. Μία δήλωση μη διαθεσιμότητας μπορεί επίσης να ακυρωθεί ή να λήξει από το Διαχειριστή του

Συστήματος πριν το τέλος του χρόνου ισχύος της στην περίπτωση που βρεθεί άκυρη.,

Εφόσον η δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μιας μονάδας υποβληθεί έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, λαμβάνεται υπόψη στον ΗΕΠ για την Ημέρα Κατανομής. Διαφορετικά, λαμβάνεται υπόψη στο Πρόγραμμα Κατανομής.

Υποβολή Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της αγοράς

Οι Παραγωγοί πρέπει να υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς (βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 13). Η δομή του αρχείου XML βασίζεται στο πρότυπο “ETSO Scheduling System” (ESS).

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- είτε μέσω ενός προτύπου αρχείου Excel (ExcelToXMLConverter), το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες,
- είτε μέσω του σχετικού αρχείου “XML Schema Definition” (XSD). Τα περιεχόμενα του αρχείου XSD («schedule-xml.xsd») για τη δημιουργία των προσφορών εφεδρειών φαίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI.

Στο παρακάτω παράδειγμα αρχείου Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας, η μονάδα unit1 αδυνατεί να παράγει ηλεκτρική ενέργεια σύμφωνα με την Καθαρή Ισχύ της (π.χ. 120MW) όπως αυτή έχει δηλωθεί στο Μητρώο Μονάδων λόγω κάποιου τεχνικού προβλήματος όπως, για παράδειγμα, λόγω μειωμένης πίεσης τυμπάνου για μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Η μονάδα υποχρεούται να δηλώσει τη νέα μειωμένη της διαθεσιμότητα, την περίοδο που αυτή ισχύει (π.χ. 08:00 – 10:00) και το λόγο της μείωσης της Διαθεσιμότητας. Στο προαναφερθέν αρχείο, αναφέρονται τα παραπάνω στοιχεία. Σημειώνεται ότι οι χρόνοι έναρξης και λήξης (TimeStart και TimeStop) είναι σε UT (Universal Time).

Πιν.3. Παράδειγμα Δήλωσης Μερικής Μη Διαθεσιμότητας

Reason Code		Reason Text			
Z01		ΛΠΠ 0			
TS Id.	Ver.	Type	Product	Aggr.	Meter
Unit1	1	PARTIAL UNAVAIL	Active Power	MP	MTG_unit1_IN
Capacity Agreement		Contract type	Unit	Area (In/out)	Party (In/out)
			MW	10YGR-HTSO-----Y /	Party EIC Code

Period Begin and End Date/Time	Resolution
YYYY-MM-DDTUCTimeStart:00Z/ YYYY-MM-DDTUCTimeStop	PT1H

Position	Quantity
1	80
2	80

Reason Code	Reason Text
Z01	Unit1 Λειτουργία λέβητα με μειωμένη πίεση τυμπάνου. _/0

3.8.2.2.4 Δηλώσεις Αδυναμίας Λειτουργίας και Μείζονος Βλάβης

Αν μία μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να λειτουργήσει εξαιτίας τεχνικών λόγων για χρονικό διάστημα που αναμένεται να υπερβεί τις δέκα (10) συνεχόμενες ημέρες εντός της περιόδου από 15 Ιουνίου έως 31 Αυγούστου ή, διαφορετικά, για τρεις (3) συνεχόμενους μήνες (σύμφωνα με το Άρθρο 19 του ΚΔΣ, ο αντίστοιχος Παραγωγός πρέπει να υποβάλλει άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος μία Δήλωση Μείζονος Βλάβης στην οποία αναφέρει τους τεχνικούς λόγους και τον προβλεπόμενο χρόνο αποκατάστασης της βλάβης.

Αν η άδεια παραγωγής ή λειτουργίας ενός Παραγωγού ανακληθεί ή αν η ισχύς της παύσει προσωρινά ή οριστικά κατά οποιοδήποτε άλλο τρόπο, καθώς επίσης και σε κάθε άλλη περίπτωση αδυναμίας λειτουργίας της μονάδας, η οποία δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας για τις οποίες υποβάλλονται δηλώσεις μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας, ο παραγωγός πρέπει να υποβάλλει άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος μία δήλωση αδυναμίας λειτουργίας στην οποία αναφέρει τους λόγους και τον προβλεπόμενο χρόνο αποκατάστασης λειτουργίας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αξιολογεί τους λόγους που αναφέρονται στη δήλωση μείζονος βλάβης ή αδυναμίας λειτουργίας της μονάδας σε σχέση με τη δυνατότητα άρσης των λόγων που οδήγησαν σε αδυναμία λειτουργίας. Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει στη συνέχεια ένα πόρισμα σχετικά με τον προσωρινό ή οριστικό χαρακτήρα της αδυναμίας λειτουργίας. Σε περίπτωση

προσωρινής αδυναμίας λειτουργίας, ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει την ημερομηνία αποκατάστασης της λειτουργίας της μονάδας.

Ο Παραγωγός έχει το δικαίωμα υποβολής δικαιολογημένων αντιρρήσεων κατά της απόφασης του Διαχειριστή του Συστήματος εντός δεκαπέντε (15) ημερών από την κοινοποίηση της απόφασης αυτής. Σε αυτήν την περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφαινεται οριστικά επί της ενστάσεως εντός προθεσμίας πέντε (5) ημερών με αιτιολογημένη απόφαση, η οποία κοινοποιείται εγγράφως στον κάτοχο άδειας παραγωγής. Τυχόν περαιτέρω διαφορές που μπορεί να ανακύψουν μεταξύ των μερών επιλύεται σύμφωνα με την καθορισμένη διαδικασία επίλυσης διαφορών, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων.

Κατά τη διάρκεια ισχύος Δήλωσης Μείζονος Βλάβης ή αδυναμίας λειτουργίας η οποία έχει γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος, ο Παραγωγός οφείλει να υποβάλει καθημερινά στο πληροφοριακό Σύστημα του Διαχειριστή του Συστήματος Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας σύμφωνα με τις προβλέψεις της προηγούμενης παραγράφου. Σε καμία περίπτωση δεν αίρεται η υποχρέωσή του αυτή από την υποβολή Δήλωσης Μείζονος Βλάβης ή αδυναμίας λειτουργίας ακόμη και αν αυτή γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος.

3.8.2.2.5 Δηλώσεις Αναστολής Κανονικής Λειτουργίας

Αν ένας Παραγωγός προτίθεται να αποσυνδέσει την μονάδα από το δίκτυο ή απλώς να αναστείλει τη λειτουργία της για μεγάλο χρονικό διάστημα που υπερβαίνει τα τρία (3) Έτη Αξιοπιστίας, τότε ο Παραγωγός αυτός πρέπει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος μία δήλωση αναστολής κανονικής λειτουργίας. Στη δήλωση πρέπει να εξηγούνται οι λόγοι για την αναστολή της κανονικής λειτουργίας της μονάδας, η ημερομηνία διακοπής και το χρονικό διάστημα διακοπής λειτουργίας. Η δήλωση αναστολής κανονικής λειτουργίας πρέπει να υποβάλλεται τουλάχιστον έξι (6) μήνες πριν από την επιθυμητή ημερομηνία αναστολής λειτουργίας.

3.8.2.2.6 Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μπορούν να κηρυχθούν άκυρες στις ακόλουθες δύο περιπτώσεις:

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει εάν οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας είναι αληθινές και ακριβείς. Για το σκοπό αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να απαιτήσει εγγράφως, και εντός λογικής χρονικής προθεσμίας, από τους Παραγωγούς που έχουν υποβάλει μία δήλωση μη διαθεσιμότητας να υποβάλλουν έγγραφα και εκθέσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ με όλες τις σχετικές πληροφορίες, και να επιτρέπουν στη ΡΑΕ την πρόσβαση στους σχετικούς χώρους για επιβεβαίωση. Σε περίπτωση ελέγχου από τη ΡΑΕ, η τελευταία μπορεί να δώσει εντολή στο Διαχειριστή του Συστήματος να τερματίσει ή να ακυρώσει την μη διαθεσιμότητα της μονάδας.

- Ο Διαχειριστής του Συστήματος, με αιτιολογημένη απόφαση που κοινοποιείται στον αντίστοιχο Παραγωγό, μπορεί να τερματίσει ή να ακυρώσει μία δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας πριν από τη λήξη του χρόνου ισχύος της, ή να θεωρήσει άκυρη μία δήλωση της οποίας ο χρόνος ισχύος έχει λήξει, εφόσον διαπιστώσει ότι η δήλωση είναι αναληθής και ανακριβής. Από τη στιγμή που ο Παραγωγός λάβει την ανακοίνωση του Διαχειριστή του Συστήματος για τερματισμό ή ακύρωση, ο Παραγωγός είναι υποχρεωμένος να υποβάλλει προσφορές έγχυσης για την συνολική ικανότητα ισχύος της μονάδας και προσφορές εφεδρειών για το σύνολο της πιστοποιημένης ικανότητας για όλες τις επιβεβαιωμένες εφεδρείες. Ο Παραγωγός έχει το δικαίωμα να υποβάλλει αιτιολογημένη ένσταση στο Διαχειριστή του Συστήματος, εγγράφως και μέσα σε πέντε (5) εργάσιμες ημέρες από την ημέρα που παρέλαβε την σχετική ανακοίνωση. Στην περίπτωση αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κοινοποιεί στον Παραγωγό εγγράφως και εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών μία οριστική και αιτιολογημένη απόφαση.

Αν μία δήλωση μη διαθεσιμότητας κηρυχθεί άκυρη, ο αντίστοιχος Παραγωγός υπόκειται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.8.2.3 Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

3.8.2.3.1 Υποβολή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Σύμφωνα με το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ οι κάτοχοι άδειας παραγωγής οφείλουν να υποβάλλουν στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για όλες τις μονάδες παραγωγής της κατοχής τους που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων υποβάλλονται καθημερινά στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς. Η υποβολή¹⁴ των στοιχείων αυτών αφορά μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής και γίνεται έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων ισχύουν για όλες τις Περιόδους Κατανομής μιας Ημέρας Κατανομής και όχι για τμήμα αυτής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει το περιεχόμενο των εμπρόθεσμα υποβληθέντων Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων εφαρμόζοντας τους ελέγχους που αναφέρονται στην παράγραφο 3.8.3.2.4 του παρόντος εγχειριδίου.

¹⁴ Η τρέχουσα έκδοση του πληροφοριακού συστήματος λειτουργίας της Αγοράς για τεχνικούς λόγους δεν υποστηρίζει την υποβολή δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων με περίοδο ισχύος μεγαλύτερη από μία Ημέρα Κατανομής. Ωστόσο, δίνεται η δυνατότητα στους συμμετέχοντες Παραγωγούς να υποβάλλουν μέσα στα πλαίσια των αντίστοιχων προθεσμιών υποβολής ξεχωριστές δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για κάθε Ημέρα Κατανομής.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων χρησιμοποιούνται στην επίλυση του ΗΕΠ, στον Προγραμματισμό της Κατανομής (ΠΚ), στην Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ), στη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ) Παραγωγής-Ζήτησης, καθώς επίσης και στον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους που περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Οι Παραγωγοί υποβάλουν τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για μία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής τους δηλώνοντας στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς ένα κατάλληλο αρχείο XML (σχετικά βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου = 14).

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- μέσω ενός προτύπου φύλλου εργασίας Excel για την επεξεργασία και μετατροπή σε XML το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI
- μέσω του σχετικού αρχείου “XML Schema Definition” (XSD/XSL) το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI («participant-techno-economic-declaration.xsd»).

3.8.2.3.2 Περιεχόμενα Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων περιλαμβάνονται τα στοιχεία που αναφέρονται στους πίνακες Α, Β και Γ του Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ.

Πρέπει να σημειωθεί ότι με τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που υποβάλλει ο Παραγωγός υποβάλλει και τα ακόλουθα στοιχεία (τα οποία δεν περιλαμβάνονται στις διατάξεις του Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ.):

- Κόστος Μηδενικού Φορτίου της μονάδας. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται κατά τις διαδικασίες της αγοράς, αλλά υποβάλλεται για λόγους ενημέρωσης.
- Το Κόστος Αποσυγχρονισμού. Το στοιχείο αυτό πρέπει να λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και να ισούται με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.

3.8.2.3.3 Αποδοχή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει όλες τις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που υποβάλλονται εγκαίρως. Στην παρακάτω παράγραφο αναφέρονται αναλυτικά οι κανόνες εγκυρότητας για τα τεχνικά στοιχεία που περιλαμβάνονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων οι οποίες έχουν υποβληθεί εγκαίρως και βρέθηκαν να είναι ανακριβείς ή μη αληθείς, θεωρούνται άκυρες από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Όταν μία Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων θεωρείται άκυρη τότε θα θεωρείται σε ισχύ η τελευταία έγκυρη δήλωση. Σε περίπτωση που δεν υπάρχει έγκυρη δήλωση για μία μονάδα παραγωγής, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει τη ΡΑΕ για αυτό το θέμα προκειμένου να επιβάλει κυρώσεις όπως αυτές περιγράφονται στο Άρθρο 33 του Νόμου 2773/99 [3].

3.8.2.3.4 Έλεγχος εγκυρότητας Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που υποβλήθηκε από Παραγωγό για μία ή και περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής του. Ο έλεγχος που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος αφορά:

- στην πληρότητα των στοιχείων όπως αυτά αναφέρονται στους Πίνακες Α, Β και Γ του Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ
- στην ανταπόκρισή τους με τα πραγματικά χαρακτηριστικά. όπως αυτά έχουν προκύψει από τις δοκιμές παραλαβής και ελέγχου, στις περιπτώσεις που αφορούν στοιχεία που έχουν υποβληθεί με τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών
- στην εγκυρότητα τους

Τα στοιχεία που εμπεριέχονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Χαρακτηριστικών υπόκεινται στους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

- 1) Ο Ελάχιστος πρόσθετος χρόνος επιπλέον του Χρόνου Εκκίνησης όταν η μονάδα επιστρέφει από κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) όπως τα στοιχεία αυτά υπάρχουν στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά.
- 2) Η Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP) όπως αυτή υπάρχει στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά. Η τιμή της Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.
- 3) Η Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μεγαλύτερη ή ίση από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας. Η τιμή της Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ της Δήλωσης

Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.

- 4) Το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός, και πρέπει να είναι ίσο με τη διαφορά Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ και Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ. Όταν είναι μηδέν, σημαίνει ότι η μονάδα δε δύναται να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία. Η τιμή του Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.
- 5) Η Ικανότητα επανεκκίνησης από γενική διακοπή λαμβάνει τιμές μηδέν (0) και ένα (1).
- 6) Η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός. Η τιμή της Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΠΚΚ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.
- 7) Η Στατή Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 8) Το Κόστος καυσίμου για τα καύσιμα Α, Β και Γ πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 9) Η Κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου για τα καύσιμα Α, Β και Γ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- 10) Η Ποσοστιαία σύνθεση καυσίμων σε κάθε σημείο ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας (Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και μικρότερη του 100%. Το άθροισμα της ποσοστιαίας σύνθεσης για όλα τα καύσιμα πρέπει να είναι ίσο με 100%. Επίσης, εάν υπάρχει έστω και ένα επίπεδο καθαρής παραγωγής με μη-μηδενική ποσοστιαία σύνθεση για ένα καύσιμο, τότε πρέπει η Κατώτερα Θερμογόνος Δύναμη αυτού του καυσίμου να είναι μη-μηδενική (θετική).
- 11) Το Μέσο Ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

- 12) Το Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών συντήρησης παγίου χαρακτήρα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 13) Το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 14) Το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό μεταβλητό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, διακριτά για έναρξη από μη συγχρονισμένη ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής.
- 15) Το Κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 16) Το Κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 17) Το Κόστος Αποσυγχρονισμού πρέπει να λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και να ισούται με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.
- 18) Το Κόστος Μηδενικού Φορτίου της μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος και η ΡΑΕ ελέγχουν εάν οι υποβληθείσες Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων είναι αληθείς και ακριβείς. Για το σκοπό αυτό, κατόπιν προηγούμενης έγγραφης ειδοποίησης με την οποία τίθεται εύλογη χρονική προθεσμία, οι Παραγωγοί που έχουν υποβάλει δηλώσεις θα πρέπει να παρουσιάσουν έγγραφα και εκθέσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ, και να επιτρέψουν στη ΡΑΕ την πρόσβαση στους σχετικούς χώρους, καθώς επίσης και σε όλες τις σχετικές πληροφορίες. Αφού κάνει έλεγχο, η ΡΑΕ εκδίδει πόρισμα για την εγκυρότητα της δήλωσης, το οποίο κοινοποιεί στο Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος αποδέχεται ή απορρίπτει τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων. Αν η δήλωση δεν γίνει αποδεκτή και αναφέρεται στην τρέχουσα ή σε μελλοντικές Ημέρες Κατανομής, ο αντίστοιχος Παραγωγός υποχρεούται σε άμεση υποβολή μίας νέας Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων. Οι Παραγωγοί έχουν το δικαίωμα να υποβάλλουν ένσταση κατά της απόφασης της ΡΑΕ εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών. Η ΡΑΕ εκδίδει τότε μία οριστική απόφαση εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών, η

οποία κοινοποιείται εγγράφως στον αντίστοιχο Παραγωγό και στο Διαχειριστή του Συστήματος.

Αν μία Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κηρυχθεί άκυρη από τη ΡΑΕ, ο αντίστοιχος Παραγωγός υπόκειται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης Αγοράς.

3.8.2.4 Δηλώσεις Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

3.8.2.4.1 Υποβολή Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Σύμφωνα με το Άρθρο 262 του ΚΔΣ κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής υποβάλλει στον Διαχειριστή του Συστήματος λίστα με τα λεπτομερή τεχνικά χαρακτηριστικά για κάθε μονάδα παραγωγής της κατοχής του. Τα λεπτομερή αυτά χαρακτηριστικά πρέπει να ανταποκρίνονται στα πραγματικά τεχνικά χαρακτηριστικά για κάθε μονάδα παραγωγής, όπως αυτά προκύπτουν βάσει των σχετικών δοκιμών/ελέγχων που δύναται ή είναι υποχρεωμένος να διενεργεί ο κάτοχος άδειας παραγωγής κατά τη διαδικασία ελέγχου/παραλαβής εξοπλισμού και σύμφωνα με τα σχετικά Άρθρα του Κεφαλαίου 54 του ΚΔΣ.

Η Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών μονάδας παραγωγής υποβάλλεται στον Διαχειριστή του Συστήματος άπαξ κατά την εγγραφή της μονάδας στο Μητρώο Μονάδων. Η δήλωση υποβάλλεται έως τη λήξη προθεσμίας υποβολής για τους Συμμετέχοντες της πρώτης Ημέρας Κατανομής της ισχύος της.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει το περιεχόμενο της Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών και σε περίπτωση αποδοχής καταχωρεί το περιεχόμενό της για κάθε μονάδα παραγωγής στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς.

Η ισχύς εφαρμογής της Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών έχει απεριόριστη διάρκεια. Σε περίπτωση που Παραγωγός επιθυμεί να τροποποιήσει μέρος των Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για μία ή περισσότερες μονάδες της κατοχής του θα πρέπει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος σχετικό αίτημα εξαίρεσης σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 282 του ΚΔΣ.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών χρησιμοποιούνται στην επίλυση του ΗΕΠ, στον Προγραμματισμό της Κατανομής (ΠΚ), στην Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ), στη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ) Παραγωγής-Ζήτησης, καθώς επίσης και στον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους που περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Οι Παραγωγοί υποβάλουν τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για μία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής τους στο Διαχειριστή του Συστήματος υποβάλλοντας ένα κατάλληλο αρχείο XML (σχετικά βλέπε ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI, κωδικός αρχείου =15).

Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- μέσω ενός προτύπου φύλλου εργασίας Excel για την επεξεργασία και μετατροπή σε XML το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI
- μέσω του σχετικού αρχείου “XML Schema Definition” (XSD) το οποίο παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI («reserved-techno-economic-declaration.xsd»).

3.8.2.4.2 Περιεχόμενο Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών περιλαμβάνονται τα παρακάτω στοιχεία της παραγράφου 5 του Άρθρου 262 του ΚΔΣ:

Πιν.4. Τεχνικά Στοιχεία για τη λειτουργία της μονάδας

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
Καθαρή Ισχύς Μονάδας (NCAP)	MW
Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας)	MW
Μέγιστη Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία	MW
Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Μέγιστη Ημερήσια Έγχυση Ενέργειας (Υδροηλεκτρικές Μονάδες)	MWh
Μέγιστος Αριθμός Εκκινήσεων ανά έτος	Εκκινήσεις
Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας	Min
Ελάχιστος χρόνος κράτησης	Min
Βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα παραγωγής αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Μέγιστος Χρόνος Λειτουργίας σε βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα Παραγωγής - ANENEΠΓΟ	Min
Τιμή για Μέγιστη δυνατότητα παραγωγής (σε περίπτωση επικουρικής υπηρεσίας) - ANENEΠΓΟ	€/MWh
Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Θερμή / Ενδιάμεση κατάσταση σε ετοιμότητα	min
Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Ενδιάμεση /Ψυχρή κατάσταση σε ετοιμότητα	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση	min

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
(λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Φορτίο Συγχρονισμού αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Χρόνος Σβέσης (Χρόνος από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό)	min
Ρυθμός Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής)	MW/min
Ρυθμός Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή)	MW/min
Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΙΠ	MW
Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΙΠ	MW
Ρυθμός μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΙΠ	MW/min
Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης	MW
Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης	MW
Στατή Εφεδρεία	MW
Ζεύγη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας / καθαρής παραγωγής σε δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής	MW / (GJ/MWh)
Ζεύγη Μέγιστης συνεχούς ικανότητας αέργου ισχύος/ καθαρής παραγωγής (υπό ονομαστική τάση σημείου έγχυσης – χωρητική. Ελάχιστη παραγωγή, μέγιστη παραγωγή και πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα	MW/MVar
Ζεύγη Μέγιστης συνεχούς ικανότητας αέργου ισχύος / καθαρής παραγωγής (υπό ονομαστική τάση σημείου έγχυσης – επαγωγική. Ελάχιστη παραγωγή, μέγιστη παραγωγή και πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα	MW/MVar
Απαγορευμένες ζώνες συνεχούς λειτουργίας	MW1, MW2
Ζεύγη Βοηθητικού Φορτίου και Καθαρής Παραγωγής	MWh/ MWh

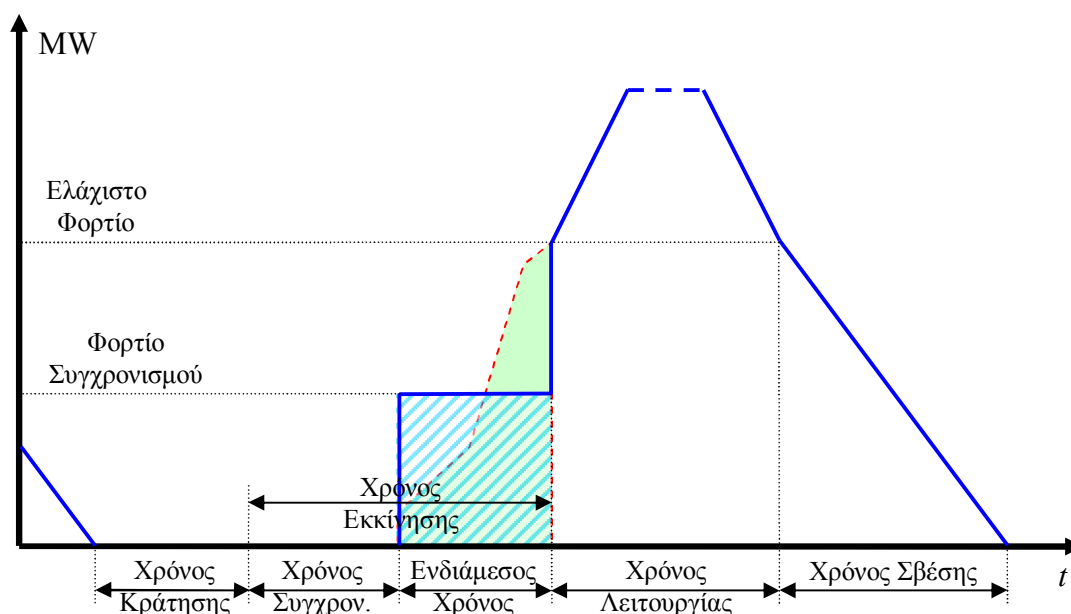
Το φορτίο κατά το συγχρονισμό το οποίο καταχωρείται στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών είναι η μέση παραγωγή της γεννήτριας κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο. Το πραγματικό φορτίο κατά τον συγχρονισμό της μηχανής αυξάνεται κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο από το μηδέν μέχρι το τεχνικά ελάχιστο φορτίο. Όμως, όταν γίνεται μοντελοποίηση στον υπολογιστή το φορτίο της γεννήτριας θεωρείται σταθερό σε αυτό το χρονικό διάστημα για λόγους απλοποίησης, επειδή ο πραγματικός ρυθμός ανόδου κατά την εκκίνηση της γεννήτριας είναι μεταβαλλόμενος. Το δηλωμένο φορτίο κατά το συγχρονισμό μπορεί να υπολογιστεί προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι αποκλίσεις

ανάμεσα στον ΗΕΠ και την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου, καθώς αυτές οι αποκλίσεις τακτοποιούνται κατά την Εκκαθάριση Αποκλίσεων.

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υπολογίζουν το μέσο φορτίο κατά το συγχρονισμό διαιρώντας την ενέργεια που παράγεται κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο, η οποία αντιστοιχεί στη σκιασμένη περιοχή. στο Σχ.8, με το χρόνο παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο. Αυτός ο υπολογισμός δίνει την ίδια ενέργεια εκκίνησης με αυτή του δηλωθέντος φορτίου κατά το συγχρονισμό, η οποία είναι η διαγραμματισμένη περιοχή στο Σχ.8.

Κατά τον έλεγχο τήρησης του Ελάχιστου χρόνου λειτουργίας λαμβάνεται υπόψη η περίοδος προετοιμασίας συγχρονισμού, η περίοδος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, η περίοδος κανονικής λειτουργίας και η περίοδος αποσυγχρονισμού, όπως ορίζονται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων. Κατά τον έλεγχο τήρησης του Ελάχιστου χρόνου κράτησης λαμβάνεται υπόψη μόνο η περίοδος κράτησης.

Ο Λειτουργός της Αγοράς χρησιμοποιεί τα στοιχεία της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας που υποβάλλονται με τη δήλωση καταχωρημένων χαρακτηριστικών καθώς και του κόστους καυσίμου που περιλαμβάνονται στις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για να υπολογίζει το μεταβλητό κόστος για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής. Λεπτομέρειες σχετικά με τα παραπάνω τεχνικά και οικονομικά στοιχεία καθώς και τη μεθοδολογία υπολογισμού του



Σχ.8. Εκκίνηση και Σβέση Θερμικής Μονάδας

μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων περιλαμβάνονται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.

Το Μεταβλητό Κόστος των Υδροηλεκτρικών Μονάδων λαμβάνεται αριθμητική τιμή σε Ευρώ ανά MWh, υπολογιζόμενη από το Λειτουργό της Αγοράς σύμφωνα με μεθοδολογία που καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ μετά από εισήγηση του Λειτουργού της Αγοράς. Η τιμή αυτή υπολογίζεται ημερήσια για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα, αναφέρεται στην επόμενη Ημέρα Κατανομής, και δημοσιεύεται μίση ώρα πριν την λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών για τη δέσμευση ημερήσιων διασυνδετικών δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων οι οποίες υποβάλλονται από έναν Αυτοπαραγωγό για μία μονάδα που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 [5], αφορούν τουλάχιστον την Καθαρή Ισχύ της μονάδας σύμφωνα με την παράγραφο 5 του Άρθρου 44του ΚΣΗΕ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα στοιχεία, με αύξουσα σειρά σημασίας, για να καθορίσει τα χαρακτηριστικά λειτουργίας μίας μονάδας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- Τα Καταχωρημένα χαρακτηριστικά λειτουργίας της μονάδας, συμπεριλαμβανομένων τυχόν εγκεκριμένων εξαιρέσεων σχετικών με τα τεχνικά χαρακτηριστικά
- Τα οικονομικά στοιχεία της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων,
- Τυχόν Δήλωση ολικής ή μερικής Μη Διαθεσιμότητας, και

Κάθε σχετική πληροφορία που υποβάλλεται από τον Παραγωγό μετά τη λήξη της Προθεσμίας Υποβολής από τους Συμμετέχοντες σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Άρθρου 44του ΚΣΗΕ .

3.8.2.4.3 Έλεγχος εγκυρότητας Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που υποβλήθηκε από Παραγωγό για μία ή και περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής του. Ο έλεγχος που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος αφορά:

- στην πληρότητα των στοιχείων όπως αυτά αναφέρονται στην Παρ. 3.8.2.4.2
- στην ανταπόκρισή τους με τα πραγματικά χαρακτηριστικά όπως αυτά έχουν προκύψει από τις δοκιμές παραλαβής και ελέγχου
- στην εγκυρότητά τους

Τα στοιχεία που εμπεριέχονται στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών υπόκεινται στους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

- 1) Η Καθαρή Ισχύς Μονάδας (NCAP) πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση με τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας). Η Καθαρή Ισχύς Μονάδας πρέπει να είναι

μεγαλύτερη από την μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, όπως δηλώνεται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.

- 2) Η Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας) πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός, και μεγαλύτερη ή ίση με την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP).
- 3) Η Μέγιστη Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός, και μικρότερη ή ίση με την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής.
- 4) Η Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP) και μικρότερη ή ίση από την Ελάχιστη φόρτιση της μονάδας υπό ΑΡΠ (εφόσον υπάρχει δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας).
- 5) Ο κάτοχος άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικής Μονάδας δύναται να κάνει χρήση του στοιχείου «Μέγιστη Ημερήσια Έγχυση Ενέργειας» υπό την προϋπόθεση ότι τα υδάτινα αποθέματα για την τρέχουσα χρονική περίοδο είναι χαμηλά, δηλαδή οριακά ασφαλή. Κατ'εξαίρεση, στην περίπτωση που τα υδάτινα αποθέματα εκτιμώνται ως ασφαλή, αλλά σημαντική ικανότητα θερμικής παραγωγής έχει τεθεί ή αναμένεται να τεθεί εκτός διαθεσιμότητας για οποιοδήποτε λόγο, ο κάτοχος άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικής Μονάδας δύναται να κάνει χρήση του στοιχείου της «Μέγιστης Ημερήσιας Έγχυσης Ενέργειας». Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να μην αποδεχθεί τη χρήση του στοιχείου αυτού σε περίπτωση που δεν πληρούνται οι παραπάνω προϋποθέσεις.
- 6) Ο Μέγιστος Αριθμός Εκκινήσεων ανά έτος πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά υποβάλλεται μόνο για λόγους ενημέρωσης.
- 7) Ο Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός.
- 8) Ο Ελάχιστος χρόνος κράτησης πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός.
- 9) Η Βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα παραγωγής αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση με τη Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας). Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά υποβάλλεται μόνο για λόγους ενημέρωσης.

- 10) Ο Μέγιστος Χρόνος Λειτουργίας σε βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα Παραγωγής πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο επίλυσης του ΗΕΠ, αλλά υποβάλλεται μόνο για λόγους ενημέρωσης.
- 11) Ο Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Θερμή / Ενδιάμεση κατάσταση σε ετοιμότητα πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.
- 12) Ο Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Ενδιάμεση / Ψυχρή κατάσταση σε ετοιμότητα πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.
- 13) Ο Χρόνος για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μικρότερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) και το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό).
- 14) Ο Χρόνος για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) και μικρότερος ή ίσος με το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό).
- 15) Ο Χρόνος για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) και το Χρόνο για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό).
- 16) Ο Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μικρότερος ή ίσος από το Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) και το Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο).
- 17) Ο Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο

- φορτίο) και μικρότερος ή ίσος με το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο).
- 18) Ο Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο) και το Χρόνο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο).
- 19) Το Φορτίο Συγχρονισμού αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο του μηδενός και μικρότερο ή ίσο με την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας.
- 20) Ο Χρόνος Σβέσης (Χρόνος από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό) πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός.
- 21) Ο Ρυθμός Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής) πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός και μεγαλύτερος ή ίσος με το Ρυθμό Μεταβολής Παραγωγής υπό ΑΡΠ (εφόσον υπάρχει δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας).
- 22) Ο Ρυθμός Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή) πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός και μεγαλύτερος ή ίσος με το Ρυθμό Μεταβολής Παραγωγής υπό ΑΡΠ (εφόσον υπάρχει δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας).
- 23) Η Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP).
- 24) Η Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μεγαλύτερη ή ίση από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας.
- 25) Ο Ρυθμός Μεταβολής Παραγωγής υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερος του μηδενός και μικρότερος ή ίσος με το Ρυθμό Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής) και το Ρυθμό Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή).

- 26) Το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός, και πρέπει να είναι ίσο με τη διαφορά Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ και Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ. Όταν είναι μηδέν, σημαίνει ότι η μονάδα δε δύναται να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία.
- 27) Η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 28) Η Στατή Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 29) Η Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας των θερμικών μονάδων πρέπει να αποτελείται από 10 ακριβώς σημεία (ζεύγη) κατανάλωσης θερμότητας και ισχύος εξόδου. Για κάθε σημείο της Καμπύλης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας τόσο η κατανάλωση θερμότητας όσο και η ισχύς εξόδου της μονάδας παραγωγής πρέπει να είναι μεγαλύτερες του μηδενός.
- 30) Το Βοηθητικό Φορτίο σε διάφορα επίπεδα καθαρής παραγωγής της μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.
- 31) Η Χωρητική (απορρόφηση) για παραγωγή ενεργού ισχύος ίση με την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής καθώς και για πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα ενεργού ισχύος πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.
- 32) Η Επαγωγική (έγχυση) για παραγωγή ενεργού ισχύος ίση με την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής καθώς και για πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα ενεργού ισχύος πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση του μηδενός.
- 33) Τα επίπεδα καθαρής παραγωγής των απαγορευμένων ζωνών συνεχούς λειτουργίας των ΥΗΣ πρέπει να λαμβάνουν τιμές μεγαλύτερες ή ίσες του μηδενός, και μικρότερες ή ίσες από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP). Απαγορευμένες ζώνες λειτουργίας για θερμικές μονάδες δεν επιτρέπονται.

3.9 Δραστηριότητες μετά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

3.9.1 Υποβολή τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ

Οι Συμμετέχοντες έχουν υποβάλει Προσφορές Έγχυσης για εισαγωγές ή/και Δηλώσεις Φορτίου για εξαγωγές στον ΗΕΠ, προκειμένου να υλοποιήσουν τις εισαγωγές/εξαγωγές τους (εφόσον εκκαθαριστούν από την επίλυση του ΗΕΠ). Αυτές οι Προσφορές Έγχυσης και οι Δηλώσεις Φορτίου συμπεριλαμβάνουν το σύνολο των προγραμμάτων ανά διασύνδεση και ανά κατεύθυνση (εισαγωγή/εξαγωγή). Επίσης, έχουν υποβάλει τις Δηλώσεις Χρήσης των ΦΔΜ που κατέχουν, οι οποίες περιλαμβάνουν τόσο τα μακροχρόνια όσο και τα βραχυχρόνια ΦΔΜ τους. Μετά την υποβολή των Δηλώσεων αυτών, ενδέχεται

να απαιτηθεί μεταβολή των Δηλώσεων Χρήσης των Κατόχων ΦΔΜ, η οποία υλοποιείται με την υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ από τους Κατόχους ΦΔΜ. Κάθε τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ περιέχει το σύνολο των επιθυμητών προγραμμάτων ανταλλαγών του Κατόχου ΦΔΜ, περιλαμβάνοντας τη χρήση τόσο των βραχυχρονίων όσο και των μακροχρονίων ΦΔΜ του. Σημειώνεται ότι τροποποίηση των Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ μετά το πέρας της προθεσμίας υποβολής τους γίνεται μόνον καθ'υπόδειξη του Διαχειριστή του Συστήματος. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι βασικοί λόγοι που οδηγούν σε απαίτηση τροποποίησης της Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ ενός συμμετέχοντα.

3.9.1.1 Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω αναντιστοιχίας με την επίλυση του ΗΕΠ.

Σε περίπτωση που, μετά την επίλυση του προγράμματος ΗΕΠ, προκύπτει αναντιστοιχία μεταξύ των ποσοτήτων ενέργειας που εκκαθαρίστηκαν για κάποιο Συμμετέχοντα σε οποιαδήποτε διασύνδεση και κατεύθυνση με τις αντίστοιχες ποσότητες ενέργειας που προκύπτουν από τη Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, ο Συμμετέχων καλείται να υποβάλλει τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης ώστε να εξαλειφθεί η αναντιστοιχία. Σημειώνεται ότι τα εγγυημένα προγράμματα ανταλλαγών δεν μπορούν να αλλαχθούν.

Οι Συμμετέχοντες οφείλουν να υποβάλλουν την τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης των ΦΔΜ τους, όταν αυτή απαιτείται, σύμφωνα με την επίλυση του ΗΕΠ και τις υποδείξεις του Διαχειριστή του Συστήματος, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον Πιν.1. Με την παρέλευση της προθεσμίας αυτής και σε περίπτωση που η τροποποιημένη Δήλωση Χρήσης δεν έχει υποβληθεί στο Διαχειριστή του Συστήματος ή δεν είναι σύμφωνη με τη λύση του ΗΕΠ και τις υποδείξεις του Διαχειριστή, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να αναλάβει αυτοβούλως την τροποποίηση των τελικών Δηλώσεων Χρήσης των Συμμετεχόντων ώστε να προχωρήσει στην τελική διαδικασία επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών με τους όμορους Διαχειριστές.

Στα πλαίσια της αυτόβουλης αυτής τροποποίησης:

- Σε περίπτωση που η ποσότητα ενέργειας που έχει εξασφαλίσει ο Συμμετέχων από την επίλυση του ΗΕΠ, σε κάποια κατεύθυνση και διασύνδεση, είναι μεγαλύτερη από αυτήν που προκύπτει από την τελευταία Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής μπορεί να χρησιμοποιήσει την τελευταία αποδεκτή Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, εάν αυτή υπάρχει, με πιθανό αποτέλεσμα τη δημιουργία απόκλισης για το Συμμετέχοντα η οποία εκκαθαρίζεται σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΚΔΣ. Εάν δεν υπάρχει καμία αποδεκτή Δήλωση Χρήσης για το Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής του Συστήματος θεωρεί ότι ο Συμμετέχων δε δύναται να υλοποιήσει κανένα πρόγραμμα ανταλλαγών με πιθανό αποτέλεσμα, όπως και πριν, τη δημιουργία απόκλισης για το Συμμετέχοντα.
- Σε περίπτωση που η ποσότητα ενέργειας που έχει εξασφαλίσει ο Συμμετέχων από την επίλυση του ΗΕΠ, σε κάποια κατεύθυνση και διασύνδεση, είναι μικρότερη από αυτήν που προκύπτει από την τελευταία

Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα, ο Διαχειριστής μπορεί να τροποποιήσει κατά βούληση την τελευταία αποδεκτή Δήλωση Χρήσης του Συμμετέχοντα ώστε η προκύπτουσα ποσότητα ενέργειας να είναι συμβατή με την επίλυση του ΗΕΠ και τις υποδείξεις του Διαχειριστή.

3.9.1.2 Υποβολή τροποποιημένης Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ λόγω μη επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών.

Μετά την επίλυση του ΗΕΠ και αφού ολοκληρωθεί η διαδικασία τροποποίησης των Δηλώσεων Χρήσης, όταν αυτό απαιτείται, ξεκινά η διαδικασία επιβεβαίωσης των προγραμμάτων ανταλλαγών με τους γειτονικούς Διαχειριστές όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.9.2.

Στα πλαίσιά της, ενδέχεται να απαιτηθεί αλλαγή των Δηλώσεων Χρήσης κάποιου Συμμετέχοντα ώστε να αντιστοιχισθούν πλήρως τα προγράμματα ανταλλαγών που έχουν δηλωθεί στο Διαχειριστή του Συστήματος και στον εκάστοτε όμορό του Διαχειριστή. Στην περίπτωση αυτή, οι Συμμετέχοντες οφείλουν να επιλύσουν την προκύπτουσα αναντιστοιχία εντός 30λέπτου με κατάλληλη τροποποίηση των Δηλώσεων Χρήσης του στο Διαχειριστή του Συστήματος ή τον όμορο Διαχειριστή. Σε περίπτωση που δεν επιλύσουν την αναντιστοιχία αυτή, ο Διαχειριστής του Συστήματος κινείται αυτοβούλως, στα πλαίσια των πρακτικών του ENTSO-E, ώστε να αρθεί η αναντιστοιχία.

3.9.2 Επιβεβαίωση Προγραμμάτων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ανταλλάσσει τα αναλυτικά προγράμματα ενέργειας των Συμμετεχόντων με τους γειτονικούς Διαχειριστές για λόγους εναρμόνισης, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στα κείμενα πρακτικών (Policies) του ENTSO-E και στον Πιν.1.

Η ανταλλασσόμενη πληροφορία αποτελείται από δύο αρχεία:

Αρχείο CAS

Το Αρχείο CAS (Control Area Schedules) περιέχει τα αναλυτικά προγράμματα που υποβάλλονται από τους Συμμετέχοντες. Ο τρόπος αναφοράς των προγραμμάτων συμφωνείται διμερώς μεταξύ των γειτονικών Διαχειριστών.

Αρχείο CBSb

Το Αρχείο CBSb (Control Block Schedules-bilateral) περιέχει τα συνολικά καθαρά προγράμματα ανά κατεύθυνση για κάθε διασύνδεση.

Η μορφοποίηση των δύο παραπάνω αρχείων γίνεται σε διαμόρφωση KISS (αρχεία Excel) και σε αρχεία xml, εκτός από τη διασύνδεση της Ιταλίας, στην οποία οι δύο Διαχειριστές (ΑΔΜΗΕ και Terna) ανταλλάσσουν μόνο αρχεία XML.

Εάν υπάρχει απόλυτη εναρμόνιση, οι Διαχειριστές στέλνουν τα συγκεντρωτικά προγράμματα στα κέντρα συντονισμού, δηλαδή στο Νότιο Συντονιστικό Κέντρο

(Swissgrid) ή στο αντίστοιχο Βόρειο (Amprion). Τα συγκεντρωτικά προγράμματα περιλαμβάνουν τα συνολικά καθαρά προγράμματα ανά κατεύθυνση για κάθε διασύνδεση του Διαχειριστή του Συστήματος συμπεριλαμβανομένου του προγράμματος διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων (compensation program). Διαφορετικά, εάν υπάρχει μόνο μερική εναρμόνιση, δηλαδή εάν ένα ή περισσότερα προγράμματα δεν ταυτίζονται, οι Διαχειριστές λαμβάνουν κατάλληλα μέτρα για να επιλύσουν το πρόβλημα και να εναρμονίσουν τα προγράμματα. Η συνηθισμένη προσέγγιση είναι ο κανόνας του ελαχίστου, δηλαδή χρησιμοποιείται το μικρότερο πρόγραμμα ενέργειας των αγορών ενέργειας των γειτονικών χωρών.

Αναφορικά με τα προγράμματα ενέργειας που δηλώνονται στο Διαχειριστή του Συστήματος, οι Συμμετέχοντες των οποίων τα προγράμματα έχουν αλλάξει, υποχρεούνται να υποβάλλουν ενημερωμένα προγράμματα ενέργειας στο Διαχειριστή του Συστήματος όπως αναλυτικότερα περιγράφεται στην παράγραφο 3.9.1. Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει τα ενημερωμένα προγράμματα έναντι των αντιστοίχων προγραμμάτων ενέργειας του γειτονικού Διαχειριστή και γίνεται επιβεβαίωση μεταξύ των δύο Διαχειριστών.

3.9.3 Δεδομένα που χρησιμοποιούνται επιπρόσθετα στη Δραστηριότητα Προγραμματισμού Κατανομής

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μετά το πέρας του προγραμματισμού διασυνδέσεων υποβάλλει στο πληροφορικό σύστημα τα κάτωθι δεδομένα προκειμένου να ληφθούν στον προγραμματισμό κατανομής:

- Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγικά προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ρών φορτίου (βλ. Παράγραφο 3.3) στις διασυνδέσεις, που υπολογίζονται όπως περιγράφεται στην παράγραφο 3.3. Αυτές οι εισαγωγές προγραμματίζονται εντός του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς (TRM) της συνολικής ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, και έτσι δε μειώνουν την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς για εισαγωγές.
- μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης που αντιστοιχούν σε εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές έκτακτων εισαγωγών συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος, και επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων.
- Μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για τα εξαγωγικά προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ρών φορτίου (βλ. Παράγραφο 3.3) στις διασυνδέσεις. Αυτές οι εξαγωγές προγραμματίζονται εντός του Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς (TRM) της συνολικής ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, και έτσι δεν ανταγωνίζονται τις συναλλαγές των Συμμετεχόντων στην αγορά.
- μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου που αντιστοιχούν σε εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές έκτακτων εισαγωγών συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος, και επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων.

3.9.4 Συγκέντρωση Μηνιαίων Στοιχείων Επικουρικών Υπηρεσιών και Μεταφορά στη Δραστηριότητα Εκκαθάρισης Επικουρικών Υπηρεσιών

Μετά το τέλος κάθε ημερολογιακού μήνα, τα συγκεντρωτικά προγράμματα επικουρικών υπηρεσιών για όλο τον προηγούμενο μήνα συγκεντρώνονται και μεταφέρονται στην εκκαθάριση επικουρικών υπηρεσιών.

3.10 Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

3.10.1 Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης

Ο Λειτουργός της Αγοράς δηλώνει αμέσως κατάσταση έκτακτης ανάγκης όποτε συμβαίνει κάποια από τις ακόλουθες περιπτώσεις:

- Όταν συντρέχει αδυναμία λειτουργίας του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία δεν μπορεί να αποκατασταθεί μέσω μη ηλεκτρονικής επικοινωνίας,
- Υπάρχει μία σοβαρή διαταραχή στο σύστημα μεταφοράς ή στο δίκτυο διανομής, ή
- Όταν ενδεχόμενη ανεπάρκεια παροχής ενέργειας για την ικανοποίηση της ζήτησης, μεγάλη συμφόρηση του συστήματος, ή άλλοι λόγοι επιβάλλουν την ενεργοποίηση των διαδικασιών απόρριψης φορτίου.

Κανένας οικονομικός λόγος, ακόμη και αν αφορά θέματα τιμών των προσφορών έγχυσης ή των εφεδρειών δεν δικαιολογεί την δήλωση έκτακτης ανάγκης.

Όταν συντρέχει αδυναμία επικοινωνίας των περιφερειακών συστημάτων πληροφορικής του Λειτουργού της Αγοράς με τα κεντρικά του Συστήματος διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας στις εγκαταστάσεις του Διαχειριστή του Συστήματος, ο Διαχειριστής του Συστήματος παρέχει άμεσα σε εξουσιοδοτημένο προσωπικό του Λειτουργού της Αγοράς πρόσβαση στις εγκαταστάσεις του και στις απαραίτητες υποδομές.

Η δήλωση έκτακτης ανάγκης κοινοποιείται από το Διαχειριστή του Συστήματος με αποστολή μηνύματος ηλεκτρονικής αλληλογραφίας. ή / και τηλεομοιοτυπία ή / και τηλεφωνικά για την κατάσταση έκτακτης ανάγκης και τις απαιτούμενες ενέργειες.

3.10.2 Ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος σε Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

Για τον υπολογισμό των πληρωμών και εισπράξεων που αντιστοιχούν στις πραγματικές απομαστεύσεις και εγχύσεις ηλεκτρικής ενέργειας από και προς το Σύστημα και την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών κατά την Ημέρα Κατανομής για την οποία δεν επιλύθηκε ο ΗΕΠ στο πλαίσιο Κατάστασης Έκτακτης

Ανάγκης του ΗΕΠ, εφαρμόζονται η διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος και οι Διοικητικά Οριζόμενες Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης. Η εκκαθάριση πραγματοποιείται από το Διαχειριστή του Συστήματος μέσω του Συστήματος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ (ΟΤΑ)

Αντικείμενο της μεθοδολογίας αυτής είναι ο υπολογισμός των Οριακών Τιμών Αποκλίσεων οι οποίες χρησιμοποιούνται στην εκκαθάριση των αποκλίσεων.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διεξάγει τη μεθοδολογία αυτή, για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής D, μετά το τέλος της υπόψη ημέρας και πριν από την Ημέρα Υπολογισμού που αναφέρεται στον Πιν.1, κατά την οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει τις πληρωμές και τις χρεώσεις των αποκλίσεων και κοινοποιεί τις Καταστάσεις Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων στους Συμμετέχοντες.

4.1 Δεδομένα Εισόδου για την Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση των Αποκλίσεων

Το τμήμα αυτό περιγράφει τα δεδομένα εισόδου που απαιτούνται στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ.

4.1.1 Δεδομένα Εισόδου από τον ΗΕΠ

Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα από τον ΗΕΠ που αφορούν την ίδια Ημέρα Κατανομής:

- Οι Προσφορές Έγχυσης και οι Προσφορές Εφεδρειών για τις κατανεμόμενες μονάδες.
- Οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής, όπως έχουν υποβληθεί από τους Παραγωγούς.
- Οι ποσότητες ενέργειας της τελευταίας υποβληθείσας Δήλωσης Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών από τους Παραγωγούς.
- Οι απαιτήσεις εφεδρειών του συστήματος, που έθεσε ο Διαχειριστής του Συστήματος.
- Οι τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, που έθεσε ο Διαχειριστής του Συστήματος.

4.1.2 Δεδομένα εισόδου από τις διαδικασίες Πραγματικού Χρόνου

Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα από το Πρόγραμμα Κατανομής και από την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ):

- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες δηλώσεις μη διαθεσιμότητας για τις μονάδες παραγωγής που έχουν υποβάλει οι Παραγωγοί, στις οποίες περιλαμβάνονται πραγματικά συμβάντα όπως π.χ. αποσυγχρονισμοί λόγω τεχνικών προβλημάτων ή μειωμένη δυνατότητα παραγωγής λόγω ποιότητας καυσίμου. Οι Παραγωγοί είναι υποχρεωμένοι να δηλώνουν οποιαδήποτε μεταβολή της Διαθεσιμότητάς τους στο Διαχειριστή του Συστήματος, Παρότι οποιαδήποτε Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας, μερική ή ολική, που κατατίθεται μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών στον ΗΕΠ δεν λαμβάνεται υπόψη στην επίλυσή του, η επίλυση του ΠΚ και η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ λαμβάνει υπόψη την πιο ενημερωμένη έκδοση της προαναφερθείσας Δήλωσης.
- Οι πραγματικές διαθεσιμότητες των μονάδων, όπως έχουν διαπιστωθεί από το Διαχειριστή του Συστήματος με βάση τις Εντολές Κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος και την κατανομή πραγματικού χρόνου. Παρά την προαναφερθείσα υποχρέωση για ενημέρωση του Διαχειριστή του Συστήματος από τους Παραγωγούς, ο Διαχειριστής δύναται να θεωρήσει διαφορετική διαθεσιμότητα για κάποια μονάδα παραγωγής από την υποβληθείσα, αν διαπιστωθεί, π.χ. από την απόκρισή της στις Εντολές Κατανομής που λαμβάνει, ή με οποιοδήποτε άλλο μέσο πληροφόρησης, ότι η πραγματική διαθεσιμότητα της μονάδας δεν ταυτίζεται με τη δηλωθείσα.
- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες τιμές απαιτήσεων εφεδρειών για το σύστημα, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να επαναπροσδιορίζει τις απαιτήσεις εφεδρειών ώστε να ανταποκριθεί σε γεγονότα που συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο ή εύλογα πιθανολογούνται να συμβούν στο προσεχές μέλλον (π.χ. αιφνίδια αλλαγή καιρικών συνθηκών). Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιείται η πιο επικαιροποιημένη έκδοση των απαιτήσεων εφεδρειών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Οι ενδεχόμενες αναθεωρημένες τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής. Ανάλογα με την κατάσταση του Συστήματος κατά την πραγματική λειτουργία, σε συνδυασμό με την κατάσταση και τη φόρτιση των μονάδων παραγωγής, ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να επανακαθορίζει τα όρια των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς. Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιείται η πιο επικαιροποιημένη έκδοση των ορίων αυτών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Οι ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο Σύστημα από κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα η οποία συμπεριλαμβάνεται στην τελευταία υποβληθείσα Δήλωση Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών που έχει υποβάλει ο Παραγωγός. Οι ποσότητες αυτές ενδέχεται να αλλάξουν ώστε να αντιμετωπισθούν έκτακτα φαινόμενα όπως π.χ. σε καταστάσεις πλημμυρών ή για να διατηρηθούν οι στάθμες των ταμιευτήρων σε ασφαλή για την εποχή επίπεδα. Σε περίπτωση που η ποσότητα ενέργειας της τελευταίας υποβληθείσας Δήλωσης Εβδομαδιαίας Διαχείρισης

Υποχρεωτικών Νερών είναι μικρότερη από την πραγματικά εγχυθείσα, χρησιμοποιείται αντ' αυτής στον υπολογισμό της ΟΤΑ, δυνάμει του ΚΔΣ (Άρθρο 151).

- Γίνεται έλεγχος αν εγχέεται ενέργεια από Συμβεβλημένες Μονάδες ή από Έκτακτες Εισαγωγές ή από Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για κάθε Περίοδο Κατανομής.

4.1.3 Δεδομένα Μετρήσεων

Στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται τα ακόλουθα δεδομένα, τα οποία έχουν καταγραφεί από το Τμήμα Μετρήσεων του Διαχειριστή του Συστήματος:

- Το πραγματικό ωριαίο φορτίο.
- Η πραγματική ωριαία εισαγωγή και εξαγωγή ενέργειας από κάθε διασύνδεση.
- Η πραγματική απορρόφηση ενέργειας από τις αντλητικές μονάδες.
- Η πραγματική έγχυση ενέργειας των ΑΠΕ.

Η πραγματική έγχυση των μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία.

4.2 Μεθοδολογία της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων

Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ είναι μία διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς παρόμοια με τον ΗΕΠ, αλλά με τις ακόλουθες διαφορές:

- Μόνο οι Κατανεμόμενες μονάδες έχουν μεταβλητές ελέγχου στο πρόβλημα.
- Λαμβάνεται υπόψη το πραγματικό Φορτίο που απορροφήθηκε στα Σημεία Σύνδεσης και στους Κόμβους των Διασυνδέσεων (Φορτίο Συστήματος) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Κατά τον υπολογισμό του Φορτίου Συστήματος λαμβάνονται υπόψη οι μετρούμενες ποσότητες εισαγωγών – εξαγωγών στις διασυνδέσεις.
- Η ενέργεια που εγχύθηκε στο Σύστημα σε κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και αντιστοιχεί στις Προσφορές Έγχυσης για τις Μονάδες του άρθρου 9 του Ν.3468/2006 και τις Μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία (Άρθρο 29 παράγραφοι 2 & 4 του [1]) απομειώνει το πραγματικό φορτίο που απορροφήθηκε από το Σύστημα την ίδια Περίοδο Κατανομής.
- Λαμβάνονται υπόψη οι τιμές απαιτήσεων εφεδρειών για το σύστημα, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής.
- Λαμβάνονται υπόψη οι τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς, από την τελευταία επίλυση του Προγράμματος Κατανομής.
- Σχετικά με τις ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο Σύστημα από κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα η οποία συμπεριλαμβάνεται στην τελευταία υποβληθείσα Δήλωση Εβδομαδιαίας Διαχείρισης Υποχρεωτικών Νερών που

έχει υποβάλει ο Παραγωγός, λαμβάνεται υπόψη το ελάχιστο μεταξύ αυτών που δηλώθηκαν στον ΗΕΠ και αυτών που πραγματικά εγχύθηκαν στο Σύστημα, δυνάμει του ΚΔΣ (Άρθρο 151).

- Λαμβάνεται υπόψη η διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς κάθε μονάδας παραγωγής, ως εξής:
 - Σε περίπτωση μείωσης της Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος, η Προσφορά Έγχυσης λαμβάνεται υπόψη έως τη Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ της Μονάδας.
 - Σε περίπτωση αύξησης της Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος, σύμφωνα με το Άρθρο 52.
 - Η Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς της Μονάδας υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής και ισούται με τη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύ της Μονάδας, όπως διορθώθηκε κατόπιν υποβολής Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας ή Δηλώσεων έκτακτης αύξησης της Μέγιστης Διαθέσιμης Ισχύος.
 - Η Διορθωμένη Μέγιστη Διαθέσιμη Ισχύς προσαρμόζεται περαιτέρω από τον Διαχειριστή του Συστήματος με βάση νεότερα στοιχεία σχετικά με την πραγματική διαθεσιμότητα της Μονάδας, τα οποία περιήλθαν σε γνώση του. Κατά τον υπολογισμό της Διορθωμένης Μέγιστης Ισχύος της Μονάδας λαμβάνεται ιδίως υπόψη τυχόν μη συμμόρφωση της Μονάδας με Εντολές Κατανομής.

Στην περίπτωση που εγχύθηκε ενέργεια από Συμβεβλημένες Μονάδες ή από Έκτακτες Εισαγωγές ή από Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για μία Περίοδο Κατανομής, η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης καθορίζεται ίση με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας για αυτή την Περίοδο Κατανομής. Επίσης, για αυτή την Περίοδο Κατανομής, το Φορτίο Συστήματος απομειώνεται με τις ποσότητες ενέργειας που εγχύθηκαν στο Σύστημα από τις Μονάδες αυτές ή από τις Έκτακτες εισαγωγές.

Σε περίπτωση που σε συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής έγιναν Περικοπές Φορτίων, κατά τις διατάξεις του Άρθρου 54 παράγραφος (2) στοιχείο (5) και του Άρθρου 82 παράγραφος (1) στοιχείο Δ) του [1], η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης καθορίζεται ίση με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας.

Σημειώνεται ότι η σειρά άρσης της παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος είναι αυτή που ισχύει και στον ΗΕΠ και παρουσιάζονται στο Εγχειρίδιο του λειτουργού της Αγοράς.

4.2.1 Αποτελέσματα μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ

Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ υπολογίζει μία Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής για κάθε Λειτουργική Ζώνη (Zonal IMbalance Price ή ZIMP) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Η μεθοδολογία υπολογισμού

της ΟΤΑ υπολογίζει επίσης μία Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Συστήματος (System IMbalance Price ή SIMP) ως τον σταθμισμένο μέσο όρο των ZIMPs όλων των Λειτουργικών Ζωνών, παρόμοια με τον υπολογισμό της ΟΤΣ στον ΗΕΠ. Εάν οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς συστήματος δεν είναι δεσμευτικοί στην επίλυση της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ, οι ZIMPs είναι ίσες με την αντίστοιχη SIMP.

Σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης κατά τις οποίες χρησιμοποιούνται έκτακτες εισαγωγές εφαρμόζεται η Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με την Διοικητικά Οριζόμενη ΟΤΣ δίνονται στην παράγραφο.

Οι Οριακές Τιμές Αποκλίσεων των Λειτουργικών Ζωνών και του Συστήματος που υπολογίζονται από τη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιούνται στην εκκαθάριση των αποκλίσεων ενέργειας.

4.2.2 Δημοσιοποίηση αποτελεσμάτων μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει τις Οριακές Τιμές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων των Λειτουργικών Ζωνών και του Συστήματος στη ιστοσελίδα του αμέσως μόλις ολοκληρωθεί η διαδικασία της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ και σε κάθε περίπτωση πριν από την κοινοποίηση των Καταστάσεων Αρχικής Εκκαθάρισης Αποκλίσεων στους Συμμετέχοντες.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος τηρεί αρχείο με τις Οριακές Τιμές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων των Λειτουργικών Ζωνών και του Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής για πέντε (5) χρόνια και καθιστά τις τιμές αυτές διαθέσιμες σε όλες τις ενδιαφερόμενες πλευρές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΗ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΛΛΑΓΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

5.1 Στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε καθημερινή βάση

Τα στοιχεία που δημοσιεύει ο Διαχειριστής του Συστήματος σε καθημερινή βάση είναι τα ακόλουθα:

Α. Έως τις 14:00 της ημέρας που προηγείται κατά τρεις ημέρες της Ημέρας Κατανομής (D-3) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς των διασυνδέσεων για εισαγωγές και εξαγωγές.

Β. Έως τις 14:00 της ημέρας που προηγείται κατά δύο ημέρες της Ημέρας Κατανομής (D-2) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, τον Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας στις Διασυνδέσεις για εισαγωγές και εξαγωγές.¹⁵

Γ. Έως τις 08:45 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) τις τρέχουσες διαθεσιμότητες των μονάδων παραγωγής και τις προβλεπόμενες διαθεσιμότητες για την επόμενη ημέρα, με βάση τα στοιχεία που είναι γνωστά στο Διαχειριστή του Συστήματος έως την ώρα αυτή,
- 2) το σύνολο των υποβληθέντων Δηλώσεων Χρήσης (Nominations) Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ μεταφοράς, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές, και
- 3) την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) και τη Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (ATC) για την Ημερήσια Δημοπρασία, όπως υπολογίζεται σύμφωνα με τους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών.
- 4) την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 5) τις απαιτήσεις πρωτεύουσας, δευτερεύουσας άνω, δευτερεύουσας κάτω, γρήγορης δευτερεύουσας άνω, γρήγορης δευτερεύουσας κάτω, τριτεύουσας εφεδρείας για το σύστημα.
- 6) την Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος,
- 7) τη διαθέσιμη ικανότητα για κάθε διασύνδεση,

¹⁵ Πλην της διασύνδεσης Ελλάδας – Ιταλίας για την οποία τη σχετική υποχρέωση έχει η εταιρία CASC.eu.

- 8) τη συνολική προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας,
- 9) την υποχρεωτική παραγωγή ανά υδροηλεκτρική μονάδα,
- 10) την έγχυση των μονάδων παραγωγής σε δοκιμαστική λειτουργία,
- 11) τα προγράμματα διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις,
- 12) τα πιθανά προγράμματα εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφών εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων και επιστροφών εκτάκτων εισαγωγών/εξαγωγών, εφόσον είναι γνωστά έως τις 08:15 π.μ. της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1).

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί αρχεία από όλα τα στοιχεία και τις παραμέτρους που χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη φορτίου, τον προσδιορισμό των αναγκών εφεδρείας, τον προσδιορισμό της καθαρής ικανότητας μεταφοράς στις διασυνδέσεις, τον προσδιορισμό των ορίων των Διαζωνικών περιορισμών, καθώς και τα αποτελέσματα αυτών των διαδικασιών για κάθε ημερολογιακό έτος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του και κοινοποιεί στη ΡΑΕ στατιστικά στοιχεία σχετικά με την ακρίβεια της πρόβλεψης φορτίου σε διάστημα δύο (2) μηνών από το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους.

Δ. Έως τις 10:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής(D-1), τα αποτελέσματα των Ημερήσιων Δημοπρασιών που διενεργούνται για βραχυχρόνια εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς, σύμφωνα με τα οριζόμενα στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών.

Ε. Έως τις 10:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής των ερχόμενων επτά Ημερών Κατανομής, σε κυλιόμενη βάση, τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 2) την προβλεπόμενη Διαθέσιμη Εφεδρεία όπως αυτή ορίζεται στο Άρθρο 188 του ΚΔΣ και τις αριθμητικές τιμές κάθε προσθετέου της.

ΣΤ. Έως τις 11:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής των ερχόμενων επτά Ημερών Κατανομής, σε κυλιόμενη βάση, επικαιροποιήσεις των ακόλουθων στοιχείων:

- 1) την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,
- 2) τις απαιτήσεις πρωτεύουσας, δευτερεύουσας άνω, δευτερεύουσας κάτω, γρήγορης δευτερεύουσας άνω, γρήγορης δευτερεύουσας κάτω, τριτεύουσας εφεδρείας για το σύστημα.
- 3) την Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος,

- 4) τη διαθέσιμη ικανότητα για κάθε διασύνδεση,
- 5) τη συνολική προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας,
- 6) την υποχρεωτική παραγωγή ανά υδροηλεκτρική μονάδα,
- 7) την έγχυση των μονάδων παραγωγής σε δοκιμαστική λειτουργία,
- 8) τα προγράμματα διόρθωσης των ακούσιων αποκλίσεων στις διασυνδέσεις.

Ζ. Έως τις 18:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1), των ακόλουθων στοιχείων για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης Ημέρας Κατανομής :

- 1) αναλυτικά το Πρόγραμμα Κατανομής.

Η. Έως τις 10:00 της επόμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D+1), απολογιστικά στοιχεία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D, αναφορικά με την πραγματική λειτουργία του Συστήματος:

- 1) τις πραγματικές εγχύσεις των μονάδων παραγωγής,
- 2) το πραγματικό φορτίο του συστήματος και τις πραγματικές απώλειες του συστήματος μεταφοράς,
- 3) τις πραγματικές εισαγωγές και εξαγωγές ενέργειας από τις διασυνδέσεις,
- 4) τις πραγματικές εγχύσεις των ΑΠΕ, και
- 5) την πραγματική άντληση.

Θ. Έως τις 17:00, πέντε ημέρες μετά την Ημέρα Κατανομής (D+5) τα ακόλουθα στοιχεία:

- 1) τα αναλυτικά αποτελέσματα της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ, και
- 2) την ΟΤΑ (ζωνικές τιμές και τιμή συστήματος) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

5.2 Λοιπά στοιχεία που δημοσιοποιούνται σε τακτά χρονικά διαστήματα

Α. Στοιχεία σχετικά με τη Διαθεσιμότητα του Συστήματος Μεταφοράς και των Διασυνδέσεων:

- 1) Έως την 1η Δεκεμβρίου, το Πρόγραμμα Απομονώσεων των διασυνδέσεων της χώρας καθώς και των γραμμών μεταφοράς των γειτονικών συστημάτων

που επιδρούν στην ικανότητα εισαγωγών και εξαγωγών του ελληνικού συστήματος.

- 2) Έως την 1η Δεκεμβρίου, το Πρόγραμμα Απομονώσεων του Συστήματος Μεταφοράς για το επόμενο έτος.
- 3) Έως την 10η ημέρα κάθε μήνα, τις απομονώσεις στοιχείων του Συστήματος Μεταφοράς για τον επόμενο μήνα βάσει του Προγράμματος Απομονώσεων που ισχύει κατά το χρόνο δημοσιοποίησης των απομονώσεων αυτών, για τις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος εκτιμά ότι ενδέχεται να επηρεάσουν την ομαλή λειτουργία του Συστήματος και ιδίως τη δυνατότητα απομάστευσης ισχύος από μονάδες παραγωγής και τη δυνατότητα μεταφοράς ισχύος μεταξύ κέντρων παραγωγής και κατανάλωσης καθώς και μέσω των διασυνδέσεων, με αναφορά στις αναμενόμενες επιπτώσεις των απομονώσεων αυτών.
- 4) Έως την 1η Οκτωβρίου κάθε έτους το Πρόγραμμα Συντήρησης Μονάδων Παραγωγής του Συστήματος για το επόμενο έτος και κάθε μεταγενέστερη τροποποίηση του προγράμματος κατά το χρόνο που αυτή συντελείται.

Β. Στοιχεία που σχετίζονται άμεσα με το διασυνοριακό εμπόριο και τη διαχείριση της συμφόρησης στις διασυνδέσεις:

- 1) Σε ετήσια βάση δημοσιοποιούνται πληροφορίες σχετικά με τη μακροπρόθεσμη εξέλιξη των υποδομών μεταφοράς (ΜΑΣΜ) και των επιπτώσεών της στη διαθέσιμη δυναμικότητα για διασυνοριακό εμπόριο.
- 2) Έως την 1η Δεκεμβρίου έκαστου έτους προβλέψεις αναφορικά με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για το επόμενο έτος και έως τη 15η ημέρα έκαστου μήνα προβλέψεις αναφορικά με τη διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για τον επόμενο μήνα. Οι προβλέψεις αυτές θα βασίζονται σε κάθε σχετική πληροφορία που είναι στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος τη στιγμή του υπολογισμού, όπως το πρόγραμμα συντήρησης των δικτύων, η εποχιακή διακύμανση του θερμικού ορίου των διασυνδετικών γραμμών, η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής κλπ.
- 3) Τα στοιχεία που καθορίζονται βάσει των Κανονισμών Δημοπρασιών (Auction Rules) για την εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, αναφορικά με τη διενέργεια και τα αποτελέσματα των ετήσιων και των μηνιαίων δημοπρασιών.
- 4) Για κάθε διασύνδεση, τα αποτελέσματα της αντίστοιχης δευτερεύουσας αγοράς δικαιωμάτων (Transfer & Resale) σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς Δημοπρασιών (Auction Rules).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

I.1 Εισαγωγή

Στο Παράρτημα αυτό περιγράφεται το λογισμικό του μηχανισμού επίλυσης που χρησιμοποιείται για την επίλυση των διαδικασιών της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αναφορικά με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) , τον Προγραμματισμό Κατανομής (ΠΚ), την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) και τη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ.

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται:

α) Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος του ΗΕΠ, του Προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ, τα οποία είναι σε μεγάλο βαθμό κοινά ενώ παρουσιάζουν διαφορές στα δεδομένα εισόδου κάθε διαδικασίας. Το πρόβλημα αυτό είναι ένα πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής (Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού) ή «Unit Commitment» (UC). Εφεξής, το μοντέλο επίλυσης του προβλήματος αυτού θα αναφέρεται ως «μοντέλο UC».

β) Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, το οποίο είναι ένα πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου (Γραμμικού Προγραμματισμού) ή «Economic Dispatch» (ED). Εφεξής, το μοντέλο επίλυσης του προβλήματος αυτού θα αναφέρεται ως «μοντέλο ED».

I.2 Λειτουργική Περιγραφή Επίλυσης του Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

I.2.1 Τρόποι Λειτουργίας

Στο σύστημα διαχείρισης της αγοράς περιέχονται τέσσερις διαφορετικές λειτουργίες για την επίλυση των προβλημάτων της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας:

- 1) Η λειτουργία Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) που επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής, μεγιστοποιεί το κοινωνικό πλεόνασμα, όπως ορίζεται στο Άρθρο 59, παρ. 2 του ΚΔΣ, λαμβάνοντας υπόψη τις τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης και τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ενώ ταυτόχρονα ικανοποιεί μία σειρά από περιορισμούς. Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ περιλαμβάνουν όχι μόνο τα προγράμματα παραγωγής και φορτίου, αλλά και τα προγράμματα εφεδρειών των μονάδων καθώς επίσης και τις τιμές εκκαθάρισης του ΗΕΠ.
- 2) Η λειτουργία Ημερήσιου/Ενδοημερήσιου Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ), είναι παρόμοια με τη λειτουργία του Ημερήσιου Προγραμματισμού και δίνει τη δυνατότητα στο Διαχειριστή του Συστήματος να προετοιμάσει τα προγράμματα παραγωγής των μονάδων και να εκδώσει Εντολές Κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τις ενημερωμένες δηλώσεις των μονάδων και, ενδεχομένως, πρόσθετες πηγές ενέργειας και εφεδρειών. Η διαδικασία αυτή εκτελείται μετά τον ΗΕΠ, για την επόμενη ημέρα (Ημερήσιος ΠΚ) και κατά τη διάρκεια της ημέρας (Ενδοημερήσιος ΠΚ), ανάλογα με τις ανάγκες λειτουργίας του συστήματος. Επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής.
- 3) Η λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) βελτιστοποιεί την κατανομή της παραγωγής για έναν ορίζοντα (τυπικά) 5 λεπτών από την τρέχουσα κατάσταση. Η διαδικασία αυτή εκτελείται κυκλικά (π.χ. κάθε 5 λεπτά) ή με βάση κάποιο συμβάν το οποίο προκαλείται από τη λειτουργία της ΑΡΠ. Επιλύεται ως πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού.
- 4) Η μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των Οριακών Τιμών Αποκλίσεων για το Σύστημα και τις Λειτουργικές Ζώνες με βάση τα πραγματικά στοιχεία. Επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής.

I.2.2 Λειτουργία Ανάλυσης

Αυτή η λειτουργία είναι ιδιαίτερα χρήσιμη για την ανάλυση των αποτελεσμάτων των διαδικασιών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Βασίζεται σε μία ανεξάρτητη εφαρμογή και επιτρέπει στο Διαχειριστή του Συστήματος να εισάγει ένα σενάριο λειτουργίας, να ανακαλέσει ένα σενάριο Ημερήσιου Προγραμματισμού ή

Ημερήσιου / Ενδοημερήσιου προγραμματισμού κατανομής ή ένα σενάριο της μεθοδολογίας υπολογισμού της ΟΤΑ.

1.2.3 Μοντέλα Επίλυσης Αγοράς

1.2.3.1 Οντότητες

Οι οντότητες περιλαμβάνουν όλα τα φυσικά και μη φυσικά πάγια στοιχεία. Αποτελούνται από όλες τις μονάδες παραγωγής, τα φυσικά φορτία, τα πάγια άντλησης και τα διασυννοριακά σημεία σύνδεσης.

Οι τιμολογούμενες και οι μη τιμολογούμενες προσφορές από τους παραγωγούς ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός). Μία και μόνο μία τιμολογούμενη προσφορά και μία και μόνο μία μη τιμολογούμενη προσφορά μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες και οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια φορτίου. Μία και μόνο μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και μία και μόνο μία μη τιμολογούμενη δήλωση φορτίου μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για αντλητικές μονάδες ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια άντλησης. Μία και μόνο μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου μπορεί να δοθεί από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες προσφορές από τους εισαγωγείς, οι δηλώσεις φορτίου από τους εξαγωγείς, και οι διορθώσεις ανταλλαγών ενέργειας στις διασυνδέσεις ανήκουν σε μία οντότητα που εκπροσωπεί μία διασυννοριακή γραμμή διασύνδεσης. Αρκετές προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου, από διαφορετικούς Συμμετέχοντες, μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα. Παρόλα αυτά, το σύστημα της αγοράς μπορεί να δεχθεί μόνο μία προσφορά από κάθε Συμμετέχοντα, για κάθε διασύνδεση και για κάθε κατεύθυνση (εισαγωγή / εξαγωγή).

Οι τιμολογούμενες βαθμίδες προσφορών πρωτεύουσας εφεδρείας και οι τιμολογούμενες βαθμίδες προσφορών δευτερεύουσας εφεδρείας υποβάλλονται από τις οντότητες που αντιστοιχούν στα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός).

Δεν μοντελοποιείται καμία βαθμίδα προσφοράς για στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία. Παρόλα αυτά, υποβάλλεται το κόστος καυσίμου και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης από τις οντότητες που αντιστοιχούν στα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός) για τον υπολογισμό μίας τιμολογούμενης βαθμίδας για τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία.

Όλες οι στάθμες παραγωγής θεωρούνται ως καθαρές στάθμες παραγωγής.

1.2.3.2 Σημεία Μέτρησης

Ένα σημείο μέτρησης σχετίζεται με κάθε οντότητα. Μία οντότητα αντιστοιχεί σε ένα και μόνο ένα σημείο μέτρησης. Οι Συντελεστές Κατανομής Μεταφερόμενης

Ισχύος (ΣΚΜΙ) καθορίζονται στο επίπεδο του σημείου μέτρησης (μετρητικό σημείο).

1.2.3.3 Πρόβλεψη Φορτίου

Ανάλογα με το πρόβλημα που επιλύεται, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να χρησιμοποιήσει τις τιμές πρόβλεψης φορτίου στον περιορισμό ισοζυγίου ενέργειας αντί για τις μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου των εκπροσώπων φορτίου. Οι τιμές προβλεπόμενου φορτίου πρέπει να δίνονται ανά λειτουργική ζώνη, δεδομένου ότι το ισοζύγιο ενέργειας γίνεται σε κάθε λειτουργική ζώνη.

1.2.3.4 Στοιχεία Μονάδων

Ο Μηχανισμός Επίλυσης της αγοράς λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα τεχνικοοικονομικά στοιχεία:

- Ελάχιστη στάθμη παραγωγής: όταν η μονάδα είναι ενταγμένη, και δεν βρίσκεται σε φάση εκκίνησης / σβέσης, η μονάδα δεν μπορεί να κατανέμεται κάτω από αυτό το όριο. Η ελάχιστη στάθμη παραγωγής είναι ίση με το Τεχνικό Ελάχιστο Παραγωγής, εκτός αν η μονάδα είναι μη διαθέσιμη (δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας). Στην περίπτωση ολικής μη διαθεσιμότητας, η τιμή αυτή είναι μηδέν και η μονάδα δεν μπορεί να ενταχθεί.
- Μέγιστη στάθμη παραγωγής: όταν η μονάδα είναι ενταγμένη, και δεν βρίσκεται σε φάση εκκίνησης / σβέσης, η μονάδα δεν μπορεί να κατανέμεται πάνω από αυτό το όριο. Η τιμή αυτή είναι ίση με τη μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγής, εκτός αν η μονάδα είναι μη διαθέσιμη (δήλωση μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας). Στην περίπτωση ολικής μη διαθεσιμότητας, η τιμή αυτή είναι μηδέν και η μονάδα δεν μπορεί να ενταχθεί. Στην περίπτωση μερικής μη διαθεσιμότητας, η μονάδα μπορεί να ενταχθεί, αλλά η μέγιστη στάθμη παραγωγής της είναι χαμηλότερη από τη μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγής.
- Μέγιστος αριθμός εκκινήσεων για την τρέχουσα ημέρα: ο μέγιστος αριθμός εκκινήσεων ανά ημερολογιακό έτος δεν μπορεί να μοντελοποιηθεί στην επίλυση της ημερήσιας αγοράς γιατί ο ορίζοντας βελτιστοποίησης είναι μόνο μία ημέρα. Παρόλα αυτά, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να καθορίσει από μόνος του έναν μέγιστο αριθμό εκκινήσεων ανά ημέρα ώστε να περιορίσει περισσότερο το μοντέλο ένταξης μονάδων. Αυτό το δεδομένο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο ένταξης μονάδων (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Μέγιστη ημερήσια ενέργεια: η μέγιστη ημερήσια ενέργεια, σε MWh, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας: Ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας για μία Μονάδα είναι ο ελάχιστος χρόνος (σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας) ανάμεσα στην Εντολή Κατανομής για Εκκίνηση και την

επόμενη Σβέση της Μονάδας (χρόνος στον οποίο ο διακόπτης της Μονάδας ανοίγει). Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).

- Ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας: Ο ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας για μία Μονάδα είναι ο ελάχιστος χρόνος (σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας) ανάμεσα στη Σβέση της μονάδας (χρόνος στον οποίο ο διακόπτης της Μονάδας ανοίγει) και στην επόμενη Εντολή Κατανομής Εκκίνησης. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος μετάβασης από θερμή σε ενδιάμεση κατάσταση: όταν μία μονάδα είναι εκτός λειτουργίας, και εφόσον δεν επανεκκινήσει πριν από αυτή την χρονική περίοδο, τότε η μονάδα μεταβαίνει από μία θερμή κατάσταση σε μία ενδιάμεση κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος μετάβασης από ενδιάμεση σε ψυχρή κατάσταση: όταν μία μονάδα είναι εκτός λειτουργίας, και εφόσον δεν επανεκκινήσει πριν από αυτή την χρονική περίοδο, τότε η μονάδα μεταβαίνει από μία ενδιάμεση κατάσταση σε μία ψυχρή κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος συγχρονισμού από θερμή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία θερμή κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος συγχρονισμού από ενδιάμεση κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία ενδιάμεση κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος συγχρονισμού από ψυχρή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία ψυχρή κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από θερμή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από θερμή κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται

μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).

- Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από ενδιάμεση κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από ψυχρή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Φορτίο Συγχρονισμού: αυτό είναι το επίπεδο παραγωγής στο οποίο θεωρείται ότι παραμένει μία μονάδα κατά τη διάρκεια παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, αφού συγχρονίσει. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Χρόνος από την ελάχιστη παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να μεταβληθεί προς τα κάτω η παραγωγή μίας γεννήτριας κατά τη διάρκεια της φάσης σβέσης από την ελάχιστη στάθμη παραγωγής μέχρι τα μηδέν MW (η μεταβολή θεωρείται γραμμική). Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Ρυθμός ανόδου: είναι ο ρυθμός ανόδου μίας μονάδας, που ισχύει όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και εκτός της φάσης εκκίνησης ή σβέσης.
- Ρυθμός καθόδου: είναι ο ρυθμός καθόδου μίας μονάδας, που ισχύει όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και εκτός της φάσης εκκίνησης ή σβέσης.
- Μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, είναι η ίδια για ρύθμιση προς τα επάνω και προς τα κάτω.
- Μέγιστη συνεισφορά στη δευτερεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, είναι το εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης που προσφέρεται από τη μονάδα για ρύθμιση προς τα επάνω και προς τα κάτω (Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης = Προς τα Επάνω Δευτερεύουσα Εφεδρεία + Προς τα Κάτω Δευτερεύουσα).

- Μέγιστη συνεισφορά στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία: αυτή η μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα εφεδρεία, που εκφράζεται σε MW, προσφέρεται από την μονάδα όταν αυτή είναι σε λειτουργία (on-line).
- Μέγιστη συνεισφορά στην μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία: αυτή η μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα εφεδρεία, που εκφράζεται σε MW, προσφέρεται από την μονάδα όταν αυτή είναι εκτός λειτουργίας.
- Μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, δίνεται μόνο για ρύθμιση προς τα επάνω.
- Κόστος εκκίνησης από θερμή κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για κάθε εκκίνηση από θερμή κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για κάθε εκκίνηση από ενδιάμεση κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για κάθε εκκίνηση από ψυχρή κατάσταση. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος σβέσης: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC κάθε φορά που η μονάδα σβένει. Αυτό το στοιχείο χρησιμοποιείται μόνο από το μοντέλο UC (λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ).
- Κόστος λειτουργίας εν κενώ: αυτό το κόστος, σε €/h, δε λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση των διαδικασιών της αγοράς, αλλά χρησιμοποιείται μόνο σε λειτουργία ανάλυσης.

Επίσης, για λόγους ανάλυσης, λαμβάνονται υπόψη στο μοντέλο ένταξης μονάδων για τις θερμικές μονάδες τα ακόλουθα δεδομένα κόστους καυσίμου. Στη λειτουργία ανάλυσης, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να αποφασίσει εάν θα χρησιμοποιήσει τις καμπύλες διαφορικού κόστους αντί για τις προσφορές έγχυσης. Οι καμπύλες διαφορικού κόστους υπολογίζονται εσωτερικά στο μοντέλο UC από τα στοιχεία καυσίμου και την καμπύλη της συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας.

Τα ακόλουθα δεδομένα λαμβάνονται από το μοντέλο UC:

- Κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου: αυτό το κόστος καυσίμου δίνεται σε €/μονάδα καυσίμου.
- Απόδοση καυσίμου ανά τύπο καυσίμου: αυτός είναι ο συντελεστής απόδοσης του καυσίμου σε GJ/μονάδα καυσίμου.

- **Μίγμα καυσίμου μονάδας:** Δεδομένης της τιμής, του συντελεστή απόδοσης του καυσίμου και του προγράμματος για το μίγμα καυσίμου μίας μονάδας υπολογίζεται ο μέσος όρος τόσο των δαπανών καυσίμου όσο και των συντελεστών απόδοσης, σύμφωνα με το ποσοστό καύσης του κάθε καυσίμου, ώστε να υπολογισθούν τα σύνθετα κόστη καυσίμων και οι σύνθετοι συντελεστές απόδοσης. Αυτό γίνεται για κάθε εύρος παραγωγής σε MW η οποία καθορίζεται από τη σύσταση του μίγματος. Η κατανομή και η κοστολόγηση για την υπόψη ώρα γίνονται χρησιμοποιώντας αυτούς τους σύνθετους όρους. Οι σύνθετοι όροι χρησιμοποιούνται εσωτερικά στο λογισμικό και δεν επιδεικνύονται. Τα κόστη καυσίμου που προκύπτουν πολλαπλασιάζονται με την αντίστοιχη τιμή της βηματικής συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου για τα κατανεμόμενα MW. Αυτό δίνει τα ολοκληρωμένα κόστη ενέργειας για κάθε περίοδο της μελέτης.
- **Καμπύλη συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου:** οι καμπύλες των συναρτήσεων ειδικής κατανάλωσης καυσίμου καθορίζουν το ρυθμό κατανάλωσης καυσίμου ανά παραγόμενο MW. Αυτό επιτρέπει τη μετατροπή των προγραμμάτων από MW σε κατανάλωση καυσίμου. Η κατανάλωση καυσίμου πολλαπλασιάζεται τότε με το πρόγραμμα κόστους καυσίμου για να υπολογιστεί το λειτουργικό κόστος της μονάδας. Το μοντέλο UC μοντελοποιεί τις καμπύλες της συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας σαν τμηματικά γραμμικές συναρτήσεις έτσι ώστε η συνάρτηση οικονομικής κατανομής να μπορεί να διατυπωθεί σαν ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού.
- **Κόστος λειτουργίας και Συντήρησης:** αυτό το κόστος εφαρμόζεται για κάθε ώρα που η μονάδα είναι σε λειτουργία. Εκφράζεται σε €/MWh.

Σημείωση: Στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών μονάδων, όπου ένα PLC αντιστοιχεί σε περισσότερες από μία μονάδες, τα τεχνικά στοιχεία εισάγονται για κάθε μονάδα ξεχωριστά και, επιπρόσθετα, εισάγονται συγκεντρωτικά στοιχεία στο PLC. Τα συγκεντρωτικά στοιχεία που εισάγονται στο PLC (για την αντίστοιχη οντότητα της αγοράς) χρησιμοποιούνται στην επίλυση των εφαρμογών του μοντέλου UC, ενώ τα στοιχεία των μονάδων εξάγονται μέσω του ΚΠΧ στο EMS/ΑΡΠ (EMS/AGC).

Το μοντέλο ED (ΚΠΧ) δημιουργεί αυτόματα τα συγκεντρωτικά δεδομένα του PLC λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία πραγματικού χρόνου από το EMS όπως περιγράφεται παρακάτω. Αυτά τα δεδομένα/όρια αναφέρονται στην προσφορά έγχυσης από μία Οντότητα της Αγοράς ή, με άλλα λόγια, στη συγκεντρωτική διαθεσιμότητα όλων των αντίστοιχων μονάδων, ενώ στην ΚΠΧ τα δεδομένα/όρια (εκτός από τους Ρυθμούς Μεταβολής) στη βάση του PLC αφορούν μόνο τις συγχρονισμένες μονάδες.

Τα λειτουργικά όρια για μία Οντότητα (PLC) (ελάχιστο και μέγιστο όριο παραγωγής, ελάχιστο και μέγιστο όριο δευτερεύουσας ρύθμισης), αναπτύσσονται στην ΚΠΧ λαμβάνοντας υπόψη τις καταστάσεις λειτουργίας πραγματικού χρόνου (σε λειτουργία [FLOL] και σε ρύθμιση [σε ΑΡΠ], των μονάδων κάθε θεωρούμενου υδροηλεκτρικού σταθμού, τα ελάχιστα-μέγιστα

ανά μονάδα που ορίζονται από τον χειριστή του Διαχειριστή του Συστήματος, και τα ελάχιστα-μέγιστα ανά μονάδα τα οποία ορίζονται από το χειριστή του σταθμού.

1.2.3.5 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Οι απώλειες λαμβάνονται υπόψη με βάση την ακόλουθη μεθοδολογία:

- Από τις ποσότητες ενέργειας των βαθμίδων των τιμολογούμενων και των μη τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης, οι απώλειες του συστήματος που κατανέμονται σε αυτές αφαιρούνται γραμμικά, εφαρμόζοντας τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του πίνακα συντελεστών απωλειών παραγωγής.
- Στις ποσότητες ενέργειας των βαθμίδων των τιμολογούμενων και των μη τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου, οι απώλειες του δικτύου διανομής που κατανέμονται σε αυτές προστίθενται γραμμικά, εφαρμόζοντας τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του πίνακα συντελεστών απωλειών φορτίου.

1.2.3.6 Απαιτήσεις Εφεδρειών

Η πρωτεύουσα, η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα εφεδρεία είναι οι τρεις τύποι των απαιτήσεων εφεδρειών που λαμβάνονται υπόψη από το Μηχανισμό Επίλυσης της αγοράς. Οι απαιτήσεις των εφεδρειών καθορίζονται τόσο για τις λειτουργικές ζώνες όσο και για όλο το σύστημα. Οι απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας μπορούν επίσης να καθοριστούν σε ένα συγκεκριμένο υποσύνολο των μονάδων παραγωγής με τη χρήση των γενικών περιορισμών.

Κάθε είδος εφεδρείας διαχωρίζεται: η πρωτεύουσα εφεδρεία δεν περιλαμβάνεται στη δευτερεύουσα εφεδρεία και η δευτερεύουσα εφεδρεία δεν περιλαμβάνεται στην τριτεύουσα εφεδρεία.

Η δευτερεύουσα εφεδρεία ορίζεται και στις δύο κατευθύνσεις (προς τα επάνω και προς τα κάτω). Η πρωτεύουσα εφεδρεία και οι τριτεύουσες εφεδρείες ορίζονται μόνο προς τα επάνω.

Μία μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να συνεισφέρει σε μία εφεδρεία όταν είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης.

1.2.3.7 Πρόσθετη Ενέργεια και Εφεδρεία

Όταν ο Μηχανισμός Επίλυσης δεν μπορεί να συγκλίνει (π.χ. έλλειμμα παραγωγής και/ή έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας), το μοντέλο UC μπορεί να εκτελεστεί ξανά (χειροκίνητα) με συμπληρωματική ενέργεια και τις αντίστοιχες ποσότητες εφεδρειών.

Συμπληρωματική ενέργεια Συστήματος μπορεί να παρασχεθεί όταν αυτό απαιτείται. Η συμπληρωματική ενέργεια προέρχεται από:

- συμβεβλημένες μονάδες για συμπληρωματική ενέργεια,
- συμβόλαια εισαγωγών εκτάκτου ανάγκης για συμπληρωματική ενέργεια, και

- μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών με αντίστοιχα συμβόλαια.

Οι πρόσθετες ποσότητες εφεδρείας παρέχονται από συμβεβλημένες μονάδες.

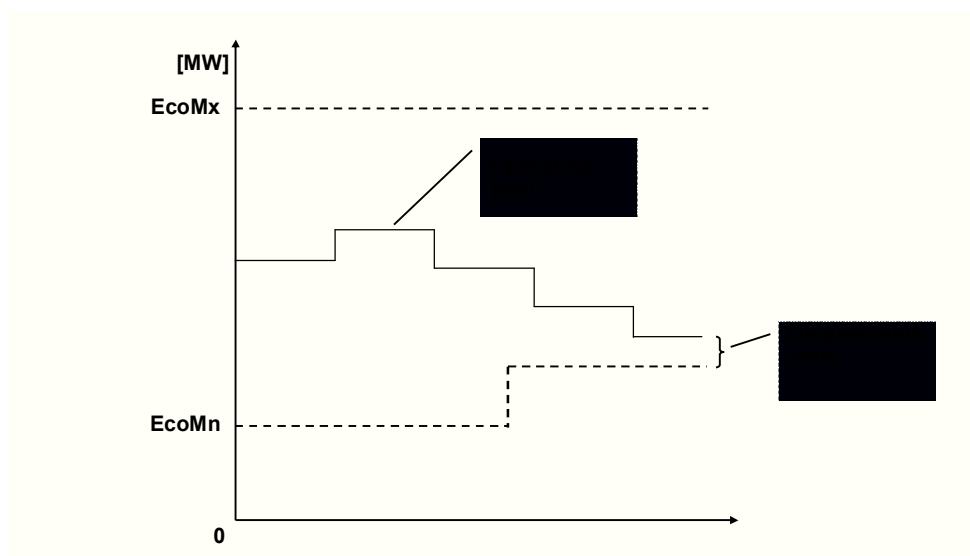
Οι προσφορές έγχυσης που προέρχονται από τις παραπάνω συμβεβλημένες μονάδες αντιμετωπίζονται από το μοντέλο UC όπως και όλες οι άλλες προσφορές έγχυσης. Με τον ίδιο τρόπο, οι πρόσθετες ποσότητες εφεδρειών αντιμετωπίζονται από την επίλυση της αγοράς όπως και οι άλλες προσφορές εφεδρειών.

1.2.3.8 Μοντέλο Περιορισμένης Ενέργειας

Στις λειτουργίες τιμολόγησης του Ημερήσιου Προγραμματισμού και της εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μοντελοποιείται απευθείας στο μοντέλο UC.

Στη λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μειώνεται κατά το ποσό της ενέργειας που έχει ήδη προγραμματιστεί από την έναρξη της ημέρας (μόνο ενδοημερήσια).

Σε λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, το μοντέλο ED περιορίζεται από το ισχύον σχήμα λειτουργίας για τις μονάδες παραγωγής το οποίο περιορίζεται από μία μέγιστη ημερήσια ενέργεια. Η Εντολή Κατανομής δεν μπορεί να υπερβεί αυτό το όριο.



Σχ.9. Κατανεμόμενη ζώνη για Μονάδες Περιορισμένης Ενέργειας σε λειτουργία πραγματικού χρόνου

Αν μία κατανεμόμενη μονάδα για οποιοδήποτε λόγο μετακινηθεί εκτός της ζώνης κατανομής, το μοντέλο ED θα προσπαθήσει να την επαναφέρει πίσω, εντός της ζώνης κατανομής. Ο ρυθμός μεταβολής της παραγωγής εφαρμόζεται για να μετακινήσει τη μονάδα όσο το δυνατό πιο γρήγορα πίσω στη ζώνη κατανομής.

Παρόλα αυτά, σε λειτουργία ΚΠΧ και κατόπιν εντολής του χειριστή, το Ενεργειακό ημερήσιο όριο μπορεί να αγνοηθεί. Σε αυτή την περίπτωση, ο προηγούμενος περιορισμός δεν θα εφαρμοστεί.

1.2.3.9 Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς

Για κάθε διασύνδεση, το άθροισμα των εκκαθαρισμένων προσφορών έγχυσης πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το όριο της καθαρής ικανότητας μεταφοράς αυτής της διασύνδεσης.

Ο ίδιος κανόνας ισχύει σε μία διασύνδεση για εξαγωγή ενέργειας.

Μία αντίθετη ροή λαμβάνεται υπόψη σε μία δεδομένη διασύνδεση: η ροή που προσδιορίζεται προς την μία κατεύθυνση αυξάνει το όριο ροής στην άλλη κατεύθυνση.

1.2.3.10 Γενικοί Περιορισμοί

Οι Γενικοί περιορισμοί παρέχουν στο Διαχειριστή του Συστήματος έναν απλό τρόπο για να προγραμματίσει πρόσθετους περιορισμούς ασφαλείας στους μηχανισμούς επίλυσης της αγοράς.

Πρέπει να τονιστεί ότι οι Γενικοί Περιορισμοί δεν εφαρμόζονται στον ΗΕΠ και στη μεθοδολογία υπολογισμού της ΟΤΑ, αλλά μόνο στο Πρόγραμμα Κατανομής.

Όποτε εφαρμόζονται Γενικοί Περιορισμοί, προστίθεται ειδική αναφορά στα αποτελέσματα του αντίστοιχου Προγράμματος που δημοσιοποιεί ο Διαχειριστής του Συστήματος, όπου αναγράφεται ο αναλυτικός τύπος του Περιορισμού, καθώς και η αιτιολόγηση της ανάγκης προσθήκης αυτού.

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να οριστούν σε MW (οντότητα παραγωγής) και/ή τριτεύουσα εφεδρεία (κατανομή της τριτεύουσας εφεδρείας στην υπόψη οντότητα). Η δομή των γενικών περιορισμών μπορεί να περιγραφεί μαθηματικά ως εξής:

$$\begin{aligned} & \text{SumOverEntities [EntityMW(e,h) * EntityMWFactor(e)]} \\ & + \text{SumOverEntities [EntityTerRsv(e,h) * EntityRsvFactor(e)]} \\ & \{ = , \leq , \geq \} \quad (\text{επιλογή ενός τύπου περιορισμού}) \\ & \text{ConstraintLimit(h)} \end{aligned}$$

Ο τύπος του περιορισμού (=, $\leq$ ή $\geq$) καθορίζεται για κάθε περιορισμό. Οι παράμετροι EntityMWFactor και EntityRsvFactor καθορίζονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Το χαρακτηριστικό του γενικού περιορισμού χρησιμοποιείται για:

- Τον καθορισμό μίας πρόσθετης απαίτησης τριτεύουσας εφεδρείας σε περιφερειακό επίπεδο ή σε επίπεδο ομάδων μονάδων παραγωγής.

- Την μοντελοποίηση ενός πρόσθετου ελαχίστου ορίου παραγωγής για τις λιγνιτικές μονάδες που υπόκεινται σε μία ελάχιστη ετήσια παραγωγή ενέργειας.
- Την μοντελοποίηση της ελάχιστης συνολικής έγχυσης ενέργειας στη Λειτουργική Ζώνη.
- Την μοντελοποίηση περιορισμών από το Διαχειριστή του Συστήματος για τη ρύθμιση του προγράμματος μίας επιλεγμένης οντότητας για συγκεκριμένους λόγους (π.χ. περιορισμοί τάσεως, περιορισμοί μεταφοράς μεταξύ των λειτουργικών ζωνών, κλπ)

1.2.3.11 Κανόνας Αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή

Οι προσφορές έγχυσης που έχουν την ίδια τιμή θεωρούνται ως τιμολογιακά αλληλένδετες. Οι αλληλένδετες τιμές των προσφορών έγχυσης, των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου και των προσφορών εφεδρειών για επικουρικές υπηρεσίες μπορούν να αποσυνδεθούν με τον Κανόνα της Αποσύνδεσης. Τέσσερις περιπτώσεις μπορούν να διακριθούν σε αυτό το πλαίσιο:

- Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές από εισαγωγείς που σχετίζονται με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για εισαγωγή. Αντίστοιχα, δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές που σχετίζονται με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για εξαγωγή.
- Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές χωρίς περιορισμούς καθαρής ικανότητας μεταφοράς.
- Δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές για το εξαρτώμενο από την τιμή φορτίο, εξαιρώντας τις εξαγωγές.
- Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές για επικουρικές υπηρεσίες.

1.2.3.11.1 Προσφορές με Αλληλένδετες Τιμές

Η περίπτωση αυτή αφορά προσφορές με αλληλένδετες τιμές από παραγωγούς και εισαγωγείς αλλά εξαιρεί την περίπτωση στην οποία πρέπει να γίνει επιλογή ανάμεσα στις προσφορές εισαγωγών σχετικά με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς στη διασύνδεση. Η τελευταία περίπτωση αναλύεται στην επόμενη παράγραφο.

Όταν συναγωνίζονται (ανταγωνίζονται) προσφορές με τις ίδιες τιμές, εφαρμόζονται οι ακόλουθοι κανόνες:

- Οι προσφορές αναλύονται με βάση την κατηγορία τους (θερμικές, υδροηλεκτρικές, εισαγωγές).
- Επιλέγεται τυχαία μία από αυτές τις κατηγορίες.
- Αν επιλεγεί η θερμική κατηγορία ή οι εισαγωγές, οι προσφορές που έχουν τις ίδιες τιμές από την επιλεγμένη κατηγορία επιλέγονται τυχαία.

- Αν επιλεγεί η υδροηλεκτρική κατηγορία, εφαρμόζεται ένας κανόνας αναλογίας. Ο κανόνας αυτός παρουσιάζεται λεπτομερώς στο τμήμα διατύπωσης της αγοράς.

1.2.3.11.2 Προσφορές με αλληλένδετες τιμές /Δηλώσεις Φορτίου για Εισαγωγές/Εξαγωγές με Περιορισμούς στην Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς

Έστω μία διασύνδεση με μία συγκεκριμένη καθαρή ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγές/εξαγωγές ενέργειας. Οι “τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης”/“δηλώσεις φορτίου” επιλέγονται με βάση την τιμή τους λαμβάνοντας υπόψη το αντίστοιχο καθαρό όριο ικανότητας μεταφοράς. Για προσφορές/δηλώσεις φορτίου με την ίδια τιμή (αλληλένδετες τιμές), καταρχήν, εξυπηρετούνται κατά προτεραιότητα αυτές που αντιστοιχούν σε μακροχρόνια ΦΔΜ έναντι αυτών που αντιστοιχούν σε βραχυχρόνια ΦΔΜ. Μεταξύ των προσφορών που έχουν δικαίωμα ικανότητας με την ίδια τιμή, εφαρμόζεται ο κανόνας της τυχαία επιλογής.

1.2.3.11.3 Δηλώσεις Φορτίου με Αλληλένδετες Τιμές

Οι δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές επιλέγονται τυχαία.

1.2.3.11.4 Προσφορές Έγχυσης για Επικουρικές Υπηρεσίες με Αλληλένδετες τιμές

Εκτός από την περίπτωση τριτεύουσας εφεδρείας, όπου δεν καθορίζεται μία ακριβής τιμή προσφοράς, για όλες τις άλλες περιπτώσεις οι προσφορές εφεδρειών με αλληλένδετες τιμές επιλέγονται τυχαία.

1.2.3.12 Οριακές Τιμές Ενέργειας και Εφεδρειών

Οι οριακές τιμές για την παραγωγή ενέργειας και τις Εφεδρείες υπολογίζονται με βάση τις δυϊκές τιμές του αντίστοιχου προβλήματος βελτιστοποίησης. Εναλλακτικά μπορούν να ερμηνευθούν ως το κόστος που απαιτείται για την παροχή ενός πρόσθετου MW ισχύος ή εφεδρείας.

Για την παραγωγή ενέργειας και την παροχή πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας, η Οριακή Τιμή υπολογίζεται βάσει της δυϊκής τιμής του περιορισμού που αντιπροσωπεύει την ικανοποίηση της πρόβλεψης φορτίου ή της απαίτησης εφεδρείας. Για την παραγωγή ενέργειας, σε μερικές περιπτώσεις αυτό οδηγεί σε διαφορετικές Οριακές Τιμές Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη (ο διαχωρισμός γίνεται γιατί ο περιορισμός που σχετίζεται με το όριο μεταφοράς ανάμεσα στις λειτουργικές ζώνες είναι υποχρεωτικός). Κατά συνέπεια, η Οριακή Τιμή του Συστήματος υπολογίζεται από έναν σταθμισμένο σε MW μέσο όρο των Οριακών Τιμών Παραγωγής των λειτουργικών ζωνών, όπου η κάθε ζώνη σταθμίζεται από τη δική της πρόβλεψη φορτίου διαιρεμένη με τη συνολική πρόβλεψη φορτίου.

1.2.4 Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου

Σε πραγματικό χρόνο, ειδικό βάρος δίνεται στην ισχύουσα συμπεριφορά της μονάδας, καθώς επίσης και στην σταθερότητα του σήματος της τηλεμετρούμενης τιμής. Ανάλογα με την κατάσταση του σήματος, ειδικοί κανόνες και/ή περιορισμοί μπορούν να λαμβάνονται υπόψη από το Μηχανισμό ΚΠΧ ο οποίος μοντελοποιείται μαθηματικά από το μοντέλο ED.

1.2.4.1 Δυναμικός Προσδιορισμός των Ορίων Λειτουργίας

Όταν μία οντότητα παραγωγής είναι ενταγμένη και κατανεμημένη, τα μέγιστα/ελάχιστα όριά της εξαρτώνται από την κατάσταση της ΑΡΠ (ανάλογα με το αν η οντότητα είναι σε ΑΡΠ ή όχι). Για το σκοπό αυτό, μία σημαία η οποία ονομάζεται UnderAGC φανερώνει εάν η μονάδα ελέγχεται μέσω της ΑΡΠ ή εάν ελέγχεται τοπικά.

Κατά συνέπεια, αν η μονάδα δεν είναι σε ΑΡΠ, τότε κατανέμεται ανάμεσα στην τεχνικά ελάχιστη και μέγιστη διαθεσιμότητα της μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη τη συνεισφορά της στην τριτεύουσα εφεδρεία.

Παρόλα αυτά, αν η μονάδα είναι σε ΑΡΠ, εφαρμόζονται τα όρια ελαχίστου και μέγιστου της ΑΡΠ.

1.2.4.2 Σημαίες FLOL και MCMODE

Η σημαία FLOL υποδηλώνει αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ή εκτός λειτουργίας. Η σημαία MCMODE χρησιμοποιείται για να δηλώσει την υποχρέωση ($MCMODE = 1$) ή τη μη υποχρέωση ($MCMODE = 0$) μιας μονάδας παραγωγής να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος της ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ.

Θεωρώντας αυτές τις τρεις καταστάσεις λειτουργίας, τα ακόλουθα συμπεράσματα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη:

- Αν η μονάδα είναι εκτός λειτουργίας ($FLOL = 0$), τότε η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει από την επίλυση της αγοράς (market setpoint) είναι μηδέν.
- Αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ($FLOL = 1$), τότε δύο περιπτώσεις πρέπει να εξεταστούν:
 - Αν ισχύει $MCMODE = 0$, τότε η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει τίθεται ίση με την μετρούμενη τιμή.
 - Αν ισχύει $MCMODE = 1$, τότε η μονάδα οφείλει να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος της ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ εκτός από τις ειδικές περιπτώσεις που περιγράφονται παρακάτω (η μετρούμενη τιμή είναι εκτός του εύρους της κατανομής, ή η ποιότητα σήματος δεν είναι καλή).

1.2.4.3 Μετρούμενες Τιμές Εκτός Του Εύρους Κατανομής

Σε περίπτωση που η οντότητα είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης, η μετρούμενη τιμή (MW εξόδου) είναι πιο χαμηλά από το όριο ανοχής (το οποίο είναι μία ρυθμιζόμενη παράμετρος) από την ελάχιστη ικανότητα. Σε αυτή την περίπτωση το MCMODE τίθεται εκτός από το χειριστή και η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει από το λογισμικό ΚΠΧ τίθεται ίση με την μετρούμενη τιμή.

Σε περίπτωση που η οντότητα δεν είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης και η μετρούμενη τιμή της (MW εξόδου) είναι εκτός του εύρους κατανομής (εντός του ορίου ανοχής), τότε το MCMODE τίθεται εντός από το χειριστή και η Εντολή Κατανομής τίθεται ίση με τη λύση της ΚΠΧ.

1.2.4.4 Μετρούμενες Τιμές με Όχι Καλή ποιότητα

Αν η ποιότητα της τηλε-μετρούμενης τιμής (MW εξόδου) και της τηλεμετρούμενης κατάστασης (FLOL) δεν είναι καλή, τότε η οντότητα δεν ανακατανέμεται και η Εντολή Κατανομής που λαμβάνει από την επίλυση του λογισμικού ΚΠΧ τίθεται ίση με τη μετρούμενη τιμή.

1.2.4.5 Μη Συμμόρφωση σε Εντολή Κατανομής

Σε περίπτωση που μία οντότητα δεν ακολουθήσει μία Εντολή Κατανομής που εκδίδεται από το μοντέλο ΚΠΧ, ή αν μετακινηθεί προς μία διαφορετική κατεύθυνση, τότε δηλώνεται ως “οντότητα με μη συμμορφούμενη αντίδραση”.

Αυτή η περίπτωση αφορά μία οντότητα η οποία δεν ακολουθεί την εντολή κατανομής για N διαδοχικές εφαρμογές της ΚΠΧ (N ένας αριθμός που καθορίζεται στο DB). Σε περίπτωση που το σύστημα ανιχνεύσει μία διαφορά ανάμεσα στην επιβεβλημένη παραγωγή και την πραγματική τιμή (μόνο για μία οντότητα εκτός ΑΡΠ, χρησιμοποιώντας ένα όριο ανοχής), το σύστημα καταγράφει το συμβάν στην οθόνη του χειριστή.

Όταν διαπιστώνεται ότι μία μονάδα δε συμμορφώνεται με Εντολές Κατανομής, τότε προκύπτουν χρεώσεις μη συμμόρφωσης σύμφωνα με τον ΚΔΣ (Άρθρα 92 & 148) ενώ, ανάλογα με την περίπτωση, προκύπτουν και άλλες χρεώσεις / πιστώσεις κατά τη διαδικασία της εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι Εντολές Κατανομής και οι αποκλίσεις από αυτές τοποθετούνται αναλυτικότερα στο Εγχειρίδιο Κατανομής ενώ οι οικονομικές τους προεκτάσεις παρουσιάζονται αναλυτικά στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρακολουθεί διαχρονικά την απόκριση της Μονάδας στις Εντολές Κατανομής. Αν διαπιστωθεί ότι κάποια Μονάδα κατ'επανάληψη δε συμμορφώνεται με τις Εντολές Κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος, ενεργοποιούνται οι διατάξεις του ΚΔΣ (Άρθρα 289 & 293).

1.2.4.6 Εντολές Εκκίνησης και Σβέσης σε Πραγματικό Χρόνο από το Διαχειριστή του Συστήματος

Σε πραγματικό χρόνο, ο χειριστής μπορεί να ενημερώσει την ΚΠΧ ότι μία μονάδα είναι (οι επιλογές αποκλείουν η μία την άλλη):

- Σε λειτουργία εκκίνησης (ο χρόνος καταγράφεται όταν η σημαία ενεργοποιείται και απενεργοποιείται)
- Σε λειτουργία σβέσης (ο χρόνος καταγράφεται όταν η σημαία ενεργοποιείται και απενεργοποιείται)

Η απόφαση για εκκίνηση ή σβέση μίας μονάδας, ή για να τεθεί μία μονάδα εντός και εκτός Μηχανισμού ΚΠΧ λαμβάνεται εκτός του ΚΠΧ. Είναι ευθύνη του χειριστή να επιλέγει ή όχι στην παραθυρική εφαρμογή τις μονάδες που η κατάστασή τους αλλάζει.

Όταν η εντολή του χειριστή είναι να εκκινήσει μία μονάδα, αυτό δεν έχει καμία επίδραση στην ΚΠΧ καθώς είναι ευθύνη του χειριστή να θέσει την μονάδα εκτός Εντολής Κατανομής από το λογισμικό ΚΠΧ και να της δώσει τη σωστή κατανομή. Παρόλα αυτά, όταν η εντολή είναι για σβέση, ο Μηχανισμός της ΚΠΧ κατανέμει τη μονάδα θεωρώντας την ακόλουθη εξίσωση:

$$\text{EntityMW} = \max(\text{CurrentGen} - \text{DownRampRate}, \text{MINMW})$$

Επιπρόσθετα, ο χειριστής μπορεί να ενημερώσει την ΚΠΧ με την εκάστοτε ισχύουσα τιμή της σημαίας MCMODE (MCMODE flag).

Ο χειριστής μπορεί να επιλέγει τις μονάδες που λειτουργούν κάτω από περιορισμούς. Όταν ο χειριστής επιλέγει μία τέτοια μονάδα, τότε καταγράφονται ο χρόνος και η επιλογή. Όταν η “σημαία” της επιλογής αλλάζει, ο χρόνος καταγράφεται επίσης. Η υπόψη “σημαία” δεν έχει καμία επίδραση στην επίλυση της αγοράς, αλλά χρησιμοποιείται στην εκκαθάριση.

1.3 Μαθηματική Διατύπωση

1.3.1 Βασικά Στοιχεία της Αγοράς

1.3.1.1 Οντότητες

Μία οντότητα μπορεί να είναι μία μονάδα παραγωγής ή ένα φορτίο, είναι μέλος του συνόλου ENTITIES και συμβολίζεται ως “*e*”. Για κάθε διαφορετική κατηγορία οντοτήτων, ορίζονται διαφορετικά υποσύνολα.

Το υποσύνολο GENERATING_ENTITIES του συνόλου ENTITIES περιλαμβάνει τις μονάδες παραγωγής (θερμικές και υδροηλεκτρικές) και τις (φανταστικές) οντότητες εισαγωγών. Αυτό το υποσύνολο συμβολίζεται ως “*ge*”. Ανάμεσα σε αυτές τις οντότητες παραγωγής το υποσύνολο COMMITED_ENTITIES, το οποίο συμβολίζεται ως “*ce*”, αντιπροσωπεύει τις μονάδες παραγωγής που έχουν ενταχθεί από τη λειτουργία του ΗΕΠ ή του Προγράμματος Κατανομής. Αυτό το υποσύνολο αντιπροσωπεύει τις μονάδες που θα κατανεμηθούν σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ). Οι μη ενταγμένες μονάδες αντιπροσωπεύονται από το σύνολο NONCOMMITTED_ENTITIES το οποίο συμβολίζεται ως “*nce*”.

Το υποσύνολο LOADS περιλαμβάνει όλες τις οντότητες φορτίου, συμπεριλαμβανομένων των αντλητικών μονάδων, και τις φανταστικές οντότητες των εξαγωγών. Τι υποσύνολο αυτό συμβολίζεται ως “*ld*”.

Σημείωση: Το σύστημα της αγοράς δέχεται μία προσφορά από κάθε Συμμετέχοντα για εισαγωγές/εξαγωγές ανά διασύνδεση. Κατά συνέπεια, μία προσφορά (μία οντότητα) εισάγεται για κάθε Συμμετέχοντα και για κάθε διασύνδεση.

1.3.1.2 Βαθμίδες

Οι βαθμίδες παριστάνονται από το σύνολο BLOCKS και συμβολίζονται ως “*b*”. Κάθε βαθμίδα σχετίζεται με μία χρονική περίοδο (δηλαδή μία βαθμίδα έχει ισχύ κατά τη διάρκεια μίας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου και μόνο).

1.3.1.3 Περίοδοι

Οι ΠΕΡΙΟΔΟΙ είναι σύνολα χρονικών διαστημάτων και συμβολίζονται ως “*p*”. Στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, στον Προγραμματισμό Κατανομής και στη λειτουργία της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, το σύνολο αυτό περιλαμβάνει όλα τα χρονικά διαστήματα της περιόδου της μελέτης. Αυτά είναι, τυπικά, 60-λεπτες περίοδοι εμπορίας. Σε λειτουργία Πραγματικού Χρόνου, το σύνολο αυτό περιέχει μόνο μία περίοδο εμπορίας (τυπικά τα επόμενα 5 λεπτά).

1.3.1.4 Λειτουργικές Ζώνες

Οι Λειτουργικές ζώνες, οι οποίες παριστάνονται από το σύνολο ZONES και συμβολίζονται ως “*z*”, είναι γεωγραφικές περιοχές της Ελλάδας. Κάθε οντότητα

πρέπει να ανήκει σε μία και μόνο μία ζώνη. Διαζωνικοί διάδρομοι (corridors) μπορούν να ορίζονται ανάμεσα στις ζώνες.

1.3.1.5 Σημεία Μέτρησης

Τα σημεία μέτρησης, τα οποία παριστάνονται από το σύνολο METERINGPOINTS και συμβολίζονται με “*mtgp*”, είναι τα σημεία μέτρησης στα οποία αντιστοιχεί ο ΣΚΜΙ. Κάθε οντότητα ανήκει σε ένα και μόνο ένα σημείο μέτρησης.

1.3.1.6 Διαζωνικοί Διάδρομοι

Οι διαζωνικοί διάδρομοι, οι οποίοι αντιπροσωπεύονται από το σύνολο FLOWGATES και συμβολίζονται με “*fg*”, ορίζουν τα σημεία σύνδεσης μεταξύ των εσωτερικών λειτουργικών ζωνών. Κάθε διαζωνικός διάδρομος έχει διπλή κατεύθυνση. Οι ροές σε κάθε διαζωνικό διάδρομο υπολογίζονται με τη χρήση των ΣΚΜΙ (Συντελεστών Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος) ή, στην περίπτωση των δύο λειτουργικών ζωνών, από το “διαζωνικό μοντέλο μεταφοράς”.

1.3.2 Διατύπωση των Περιορισμών του Προβλήματος Βελτιστοποίησης

Η επίλυση της αγοράς διατυπώνεται σαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με ορισμένους περιορισμών. Το πρόβλημα περιγράφεται από μία αντικειμενική συνάρτηση και ένα σύνολο περιορισμών (ισοτικών και ανισοτικών).

1.3.2.1 Γενικό Πλαίσιο

Οι δύο Μηχανισμοί Επίλυσης της αγοράς (μοντέλο UC και μοντέλο ED) διατυπώνουν το πρόβλημα της επίλυσης των προσφορών για τη φυσική αγορά σαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης το οποίο αποτελείται από μία αντικειμενική συνάρτηση, ένα σύνολο μεταβλητών απόφασης, και ένα σύνολο από περιορισμούς ισοτήτων και ανισοτήτων.

Το μοντέλο UC εφαρμόζεται στη Λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων. Προσδιορίζει την ένταξη των μονάδων βάσει της αγοράς. Σαν αποτέλεσμα, το μοντέλο UC περιλαμβάνει μερικές δυαδικές μεταβλητές που συνδέονται με τις αποφάσεις ένταξης των μονάδων (0: η μονάδα είναι εκτός, 1: η μονάδα είναι εντός). Το προκύπτον πρόβλημα του μοντέλου UC είναι ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (MIP : Mixed Integer Programming).

Το μοντέλο ED εφαρμόζεται στη Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου και εκτελείται κάθε 5 λεπτά για να παράγει τις εντολές κατανομής για τα επόμενα 5 λεπτά. Δεν λαμβάνει καμία απόφαση ένταξης. Τοποθετείται ως ένα πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού (LP).

Οι δύο Μηχανισμοί Επίλυσης παρέχουν ένα συστηματικό τρόπο για την αντιμετώπιση προβλημάτων που ενδεχομένως δεν μπορούν να επιλυθούν χωρίς την παραβίαση κάποιων περιορισμών. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης μίας μεθόδου Προγραμματισμού Στόχου (GP – Goal Programming) στην οποία μεταβλητές “χαλάρωσης” (slack variables), με σχετικά υψηλές τιμές ποινών, χρησιμοποιούνται για να “χαλαρώσουν” σημαντικούς περιορισμούς του συστήματος υπό έναν συστηματικό τρόπο. Για παράδειγμα, ο περιορισμός του Ισοζυγίου Ενέργειας έχει μεταβλητές χαλάρωσης για την περίσσεια και την έλλειψη παραγωγής. Κάθε μία από αυτές έχει μία αντίστοιχη τιμή ποινής. Αν οι πηγές παραγωγής είναι ανεπαρκείς για να ικανοποιηθεί ο περιορισμός που θέτει η ζήτηση, τότε η μεταβλητή του ελλείμματος παραγωγής παρέχει τις απαιτούμενες MWh στην τιμή του ελλείμματος παραγωγής.

Οι περιορισμοί των ισοτήτων έχουν επίσης μεταβλητές χαλάρωσης για την περίσσεια και την έλλειψη. Οι περιορισμοί που θέτουν άνω ή κάτω όρια έχουν επίσης μία μεταβλητή χαλάρωσης έλλειψης ή περίσσειας.

Με την ολοκλήρωση της εκτέλεσης, η εφαρμογή ελέγχει όλες τις μεταβλητές χαλάρωσης για μη μηδενικές τιμές. Αν βρεθούν τέτοιες τιμές, ενεργοποιείται η σημαία λάθους και εμφανίζεται ένα μήνυμα σφάλματος στην οθόνη του χειριστή.

Το σχετικό μέγεθος των τιμών ποινής καθορίζει την σειρά με την οποία χαλαρώνουν οι περιορισμοί. Αν οι τιμές για δύο ή περισσότερες μεταβλητές είναι ταυτόσημες, τότε δεν είναι δυνατό να προβλεφθεί ποια από τις δύο θα παραβιαστεί.

Αν και υπάρχουν αρκετές ομοιότητες ανάμεσα στα μοντέλα UC και ED, για λόγους καλύτερης κατανόησης, οι μαθηματικές διατυπώσεις των μοντέλων UC και ED παρουσιάζονται χωριστά.

1.3.2.2 Μοντέλο ED

Όπως προαναφέρθηκε, το μοντέλο ED χρησιμοποιείται σε Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου.

1.3.2.2.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου επίλυσης για την περίοδο p περιγράφεται ως εξής:

$$\text{Min } (GenerationCost + ReserveCost + PenaltyCost) \quad (1)$$

Όπου

- *GenerationCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος παραγωγής για το συνολικό σύστημα από τις προσφορές έγχυσης (παραγωγής) στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο έγχυσης ή pool) και εκφράζεται σε €. Οι προσφορές έγχυσης στο σημείο αναφοράς της οντότητας ($F(EntityMW, Price)$) διορθώνονται σύμφωνα με την παράγραφο 1.3.2.2.11 προκειμένου να αντανakλούν τις προσφορές έγχυσης στο Σημείο Αγοράς

$(F(EntityInj, Price))$. Όπως φαίνεται, μόνο η ποσότητα διορθώνεται με το συντελεστή απωλειών παραγωγής, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια.

- *ReserveCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος των εφεδρειών για το συνολικό σύστημα από τις προσφορές για την πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση και εκφράζεται σε €.
- *PenaltyCost* είναι μία μεταβλητή που εκφράζεται σε € και αντιπροσωπεύει το εικονικό κόστος, για το συνολικό σύστημα, το οποίο οφείλεται στην παραβίαση των περιορισμών όταν το πρόβλημα δεν έχει εφικτή λύση.

1.3.2.2.2 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής περιλαμβάνει τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για παραγωγή. Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης από παραγωγούς περιλαμβάνουν θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής για το τιμολογούμενο μέρος των προσφορών τους (δηλαδή εξαιρείται η υποχρεωτική παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων) εξαιρουμένης της παραγωγής η οποία έχει τεθεί προσωρινά από το χειριστή ως μη ρυθμιζόμενη από το Μηχανισμό ΚΠΧ (MCMODE = 0) ή της παραγωγής που αντιμετωπίζει πρόβλημα τηλεμέτρησης. Το κόστος παραγωγής μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

GenerationCost =

$$\sum_{ce,p} (1 - GLF(ce)) \cdot \left(\sum_{b \in Blocks} (BlockClearedMW(ce,b,p) \cdot BlockPrice(ce,b,p)) \right) \cdot D \quad (2)$$

Όπου

- *BlockClearedMW(ce,b,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την ποσότητα της ισχύος που εκκαθαρίζεται για μία ενταγμένη οντότητα παραγωγής *ce*, βαθμίδα *b*, και περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *GLF(ce)* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα *ce*. Είναι αδιάστατη.
- *BlockPrice(ce,b,p)* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει την τιμή ενέργειας για την οντότητα *ce*, βαθμίδα *b*, και περίοδο *p*. Εκφράζεται σε Euro/MWh.
- *D* είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για την κατανομή πραγματικού χρόνου, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1/12.

1.3.2.2.3 Κόστος Εφεδρειών

Το κόστος εφεδρειών περιλαμβάνει μόνο το κόστος πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Κατά συνέπεια, το κόστος εφεδρειών μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$ReserveCost = PrimReserveCost + SecReserveCost \quad (3)$$

Όπου

- *PrimReserveCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος πρωτεύουσας εφεδρείας, σε €.
- *SecReserveCost* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το κόστος δευτερεύουσας εφεδρείας, σε €.

Τα κόστη πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$PrimReserveCost = \sum_{e,p} EntityPrimRsvMW(e,p) \cdot PrimRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (4)$$

$$SecReserveCost = \sum_{e,p} \left((EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \cdot SecRsvPrice(e,p) \cdot D \right) \quad (5)$$

Όπου

- *EntityPrimRsvMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *EntitySecRsvUpMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την προς τα επάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *EntitySecRsvDnMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *PrimRsvPrice(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την τιμή πρωτεύουσας εφεδρείας της οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε €/MW.
- *SecRsvPrice(e,p)* είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την τιμή δευτερεύουσας εφεδρείας της οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε €/MW.

1.3.2.2.4 Τιμές Ποινών

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος μη σύγκλισης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται επιπλέον μεταβλητές παράβασης για τους περιορισμούς που έχουν κάτω/πάνω όρια καθώς επίσης και πρόσθετοι όροι στην αντικειμενική συνάρτηση για τον προσδιορισμό της ποινής των μεταβλητών παράβασης. Αυτές οι μεταβλητές παράβασης είναι:

- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση του Περιορισμού Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης,

- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση των Γενικών Περιορισμών,
- Μεταβλητές έλλειψης για την Παράβαση των Περιορισμών Εφεδρειών στο σύστημα και στις Λειτουργικές Ζώνες,
- Μεταβλητές έλλειψης (άνω και κάτω) για την Παράβαση του Περιορισμού Ρυθμού Μεταβολής,
- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την ικανότητα της Οντότητας, και
- Μεταβλητές Περίσσειας για τη μέγιστη ημερήσια ενέργεια της μονάδας.

Ένας συντελεστής ποινής παράβασης αντιστοιχίζεται σε κάθε μία από τις παραπάνω μεταβλητές παράβασης. Αν οι συντελεστές ποινής λάβουν μεγάλες τιμές, τότε οι τιμές της μεταβλητής παράβασης θα είναι μηδέν σε μία εφικτή λύση του προβλήματος. Κάθε μη μηδενική μεταβλητή παράβασης στη λύση υποδηλώνει ότι το πρόβλημα δεν έχει λύση χωρίς τη παραβίαση κάποιων περιορισμών. Διαφορετικές ποινές μπορούν να εφαρμοστούν για να υποδηλώσουν αντίστοιχες προτεραιότητες για την επιβολή διαφορετικών τύπων περιορισμών ανισοτήτων.

Το κόστος ποινής (PenaltyCost) στην αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως εξής:

PenaltyCost =

$$\begin{aligned}
 & \sum_{z,p} [TotalGenDeficit(z,p)] \cdot TotalGenDeficitPrice \\
 & + \sum_{z,p} [TotalGenSurplus(z,p)] \cdot TotalGenSurplusPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EntityDeficitMW(e,p)] \cdot DeficitCapacityPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EntitySurplusMW(e,p)] \cdot SurplusCapacityPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EntityDeficitMW(e,p)] \cdot DeficitCapacityPrice \\
 & + \sum_{z,p} [PrimRsvDeficit(z,p)] \cdot TotalPrimRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_{z,p} [SecRsvUpDeficit(z,p) + SecRsvDnDeficit(z,p)] \cdot TotalSecRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_p [SysPrimRsvDeficit(p)] \cdot TotalPrimRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_p [SysSecRsvUpDeficit(p) + SysSecRsvDnDeficit(p)] \cdot TotalSecRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EnergyMaxSurplusMW(e,p)] \cdot SurplusEnergyMaxPrice \\
 & + \sum_{e,p} [RampDeficitMW(e,p)] \cdot DeficitRampPrice \\
 & + \sum_{e,p} [RampSurplusMW(e,p)] \cdot SurplusRampPrice \\
 & + \sum_{gc,p} [GCDeficit(gc)] \cdot GCDeficitPrice \\
 & + \sum_{gc,p} [GCSurplus(gc)] \cdot GCSurplusPrice
 \end{aligned}$$

(6)

Οι Γενικοί Περιορισμοί μπορούν να ταξινομηθούν από πλευράς προτεραιότητας με την απόδοση διαφορετικών τιμών συντελεστών ποινής σε κάθε ξεχωριστό περιορισμό. Οι περιορισμοί με τους μεγαλύτερους συντελεστές ποινής έχουν μεγαλύτερη προτεραιότητα προκειμένου να ικανοποιηθούν, σε σχέση με αυτούς που έχουν χαμηλότερους συντελεστές ποινής.

Οι τιμές ποινής είναι δυνατόν να αλλάζουν από το Διαχειριστή του Συστήματος, και έχουν αρχικά τις ακόλουθες τιμές:

Πιν.5. Τιμές ποινής μοντέλου ED

Παράμετρος	Τιμή ποινής
TotalGenDeficitPrice	5.000 €/MW
TotalGenSurplusPrice	6.000 €/MW
TotalPrimRsvDeficitPrice	4.500 €/MW
TotalSecRsvDeficitPrice	4.400 €/MW

DeficitCapacityPrice	10.000 €/MW
SurplusCapacityPrice	10.000 €/MW
EnergyMaxSurplusPrice	9.000 €/MW
DeficitRampPrice	8.000 €/MW
SurplusRampPrice	8.000 €/MW
GCDeficitPrice	τίθεται από τον χρήστη (π.χ. 4.000 €/MW)
GCSurplusPrice	τίθεται από τον χρήστη (π.χ. 4.000 €/MW)

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται οι εξισώσεις με τις οποίες μοντελοποιούνται οι επιμέρους συνιστώσες. Αυτές οι εξισώσεις είναι επίσης οι περιορισμοί στους οποίους υπόκειται το πρόβλημα βελτιστοποίησης όταν ελαχιστοποιείται η παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση.

1.3.2.2.5 Όριο Βαθμίδας

Μία βαθμίδα δεν μπορεί να επιλυθεί σε ένα επίπεδο υψηλότερο από την προσφερόμενη ποσότητα της βαθμίδας. Ο περιορισμός αυτός ισχύει για όλες τις οντότητες με τιμολογούμενες προσφορές και ενταγμένη παραγωγή. Ο περιορισμός αυτός διατυπώνεται ως εξής:

$$0 \leq BlockClearedMW(ce, b, p) \leq BlockMaxMW(ce, b, p) \quad (7)$$

Όπου

- $BlockMaxMW(ce, b, p)$ είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει την ποσότητα της προσφερόμενης ισχύος για την οντότητα ce , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.2.6 Πρόγραμμα Παραγωγής Οντότητας

Για κάθε οντότητα παραγωγής, το πρόγραμμα της μπορεί να αναλυθεί σε δύο μέρη:

- 1) Το μη τιμολογούμενο μέρος των προσφορών της οντότητας το οποίο συμπεριλαμβάνει αυτό που αντιστοιχεί σε ενέργεια από ΑΠΕ, υποχρεωτική παραγωγή υδροηλεκτρικών και μονάδες υπό δοκιμαστική λειτουργία. Αυτό το μέρος του προγράμματος παραγωγής ακολουθεί ένα συγκεκριμένο και σταθερό πρόγραμμα.
- 2) Το τιμολογούμενο πρόγραμμα προσφορών παραγωγής. Το μέρος αυτό δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων παραγωγής.

Το πρόγραμμα παραγωγής μιας οντότητας για μια περίοδο κατανομής p εκφράζεται ως εξής:

$$EntityMW(ge, p) = FixedMW(ge, p) + \sum_b BlockClearedMW(ge, b, p) \quad (8)$$

Όπου

- *FixedMW* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει την σταθερή παραγωγή, για την οντότητα παραγωγής *ge* και την περίοδο *p*, και αφορά κάθε είδος μη τιμολογούμενης προσφοράς παραγωγής. Μπορεί να αντιπροσωπεύει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος παραγωγής μίας μονάδας. Εκφράζεται σε MW,

1.3.2.2.7 Πρόγραμμα Οντότητας Φορτίου

Τα κατανεμόμενα φορτία δεν κατανέμονται στη Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου. Κατά συνέπεια, κάθε πρόγραμμα οντότητας φορτίου εκφράζεται σαν ένα σταθερό πρόγραμμα, το οποίο αντιστοιχεί στο μετρούμενο πρόγραμμα.

$$EntityMW(Id, p) = MeteredLoadMW(Id) \quad (9)$$

Όπου

- *MeteredLoadMW* είναι μία παράμετρος που αντιπροσωπεύει το μετρηθέν φορτίο, για το φορτίο *Id*.

Σημείωση: ο παραπάνω υπολογισμός του προγράμματος φορτίου ανά οντότητα απαιτεί να είναι διαθέσιμη η μέτρηση φορτίου στο επίπεδο του σημείου μέτρησης. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δηλώνει ότι σήμερα οι μετρήσεις φορτίου δεν είναι διαθέσιμες στο επίπεδο του σημείου μέτρησης σε πραγματικό χρόνο. Παρόλα αυτά, αυτός ο υπολογισμός του προγράμματος φορτίου απαιτείται μόνο όταν οι διαζωνικές ροές υπολογίζονται μέσω των ΣΚΜΙ. Το μοντέλο μεταφοράς του συστήματος χωρίς ΣΚΜΙ δεν απαιτεί αυτόν τον υπολογισμό. (βλέπε 1.3.2.2.12 για περισσότερες πληροφορίες).

1.3.2.2.8 Όρια Παραγωγής Οντοτήτων

Για τη Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου, οι ακόλουθοι περιορισμοί καθορίζουν τα όρια μίας κατανεμόμενης οντότητας παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη εάν η μονάδα λειτουργεί υπό ΑΡΠ ή όχι.

Κατά συνέπεια, το κατώτερο όριο περιορισμού μίας οντότητας μπορεί να γραφτεί ως εξής:

$$EntityMw(ce, p) - EntitySecRsvDnMW(ce, p) + EntityDeficitMW(ce, p) \geq (1 - UnderAGC(ce, p)) \cdot MinMw(ce, p) + UnderAGC(ce, p) \cdot MinAGC(ce) \quad (10)$$

Το ανώτερο όριο περιορισμού μίας οντότητας όπως φαίνεται παρακάτω:

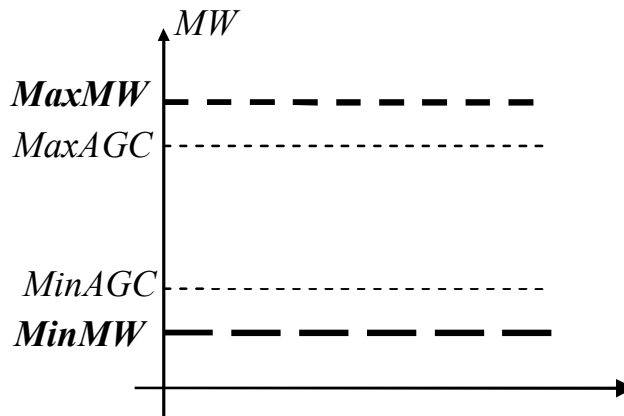
$$EntityMw(ce, p) + EntityPrimRsvMW(ce, p) + EntitySecRsvUpMW(ce, p) - EntitySurplusMW(ce, p) \leq MaxMw(ce, p) \quad (11)$$

$$EntityMw(ce, p) + EntitySecRsvUpMW(ce, p) - EntitySurplusMW(ce, p) \leq (1 - UnderAGC(ce, p)) \cdot MaxMw(ce, p) + UnderAGC(ce, p) \cdot MaxAGC(ce) \quad (12)$$

Όπου

- $EntityMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το επίπεδο της παραγωγής ή του φορτίου μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntityPrimRsvMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvUpMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που αντιπροσωπεύει την προς τα πάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvDnMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MinMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το ελάχιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το μέγιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MinAGC(ce)$ είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ της οντότητας ce . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxAGC(ce)$ είναι η τεχνικά μέγιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ της οντότητας ce . Εκφράζεται σε MW.
- $UnderAGC(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή που υποδηλώνει ότι η οντότητα ce είναι σε λειτουργία ΑΡΠ για την περίοδο p .
- $EntityDeficitMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που υποδηλώνει το έλλειμμα παραγωγής της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySurplusMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που υποδηλώνει την περίσσεια παραγωγής της οντότητας ce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Το επόμενο σχήμα δείχνει τα διαφορετικά όρια της μονάδας, όπως αυτά περιγράφηκαν παραπάνω:



Σχ.10. Όρια παραγωγής μονάδας

Για όλες τις οντότητες φορτίου, η μεταβλητή εφεδρειών τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW (καμία συνεισφορά σε εφεδρείες από τις οντότητες φορτίου). Για τις οντότητες παραγωγής οι οποίες δεν μπορούν να παρέχουν μία ή περισσότερες κατηγορίες εφεδρειών, η συνεισφορά τους στην εφεδρεία που δεν μπορούν να παρέχουν τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW.

1.3.2.2.9 Συνεισφορά Εφεδρειών Οντότητας

Το Τμήμα αυτό περιγράφει τη μοντελοποίηση της συνεισφοράς μίας οντότητας παραγωγής στην πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία σε Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου.

Για τη δευτερεύουσα εφεδρεία, η συνεισφορά μίας μονάδας εξαρτάται από την κατάσταση της ΑΡΠ (ανάλογα με το αν η μονάδα λειτουργεί υπό ΑΡΠ ή όχι). Η συνεισφορά μίας οντότητας στις εφεδρείες πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με τη μέγιστη ικανότητα εφεδρειών.

Για την πρωτεύουσα εφεδρεία, αυτό εκφράζεται ως εξής:

$$EntityPrimRsvMW(ce,p) \leq MaxPrimRsvMW(ce,p) \quad (13)$$

Όπου

- $MaxPrimRsvMW(ce,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα εφεδρεία, η οποία είναι το μέγιστο της βαθμίδας προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για μία οντότητα ce , και για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Για τη δευτερεύουσα εφεδρεία, αυτό εκφράζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} (EntitySecRsvUpMW(ce,p) + EntitySecRsvDnMW(ce,p)) \\ \leq UnderAGC(ce,p) \cdot MaxSecRsvMW(ce,p) \end{aligned} \quad (14)$$

Όπου

- $MaxSecRsvMW(ce,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στο εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης το οποίο είναι ίσο με την ποσότητα $MaxAGC - MinAGC$, όπως αυτές μεταφέρονται από το EMS στην ΚΠΧ πριν από την εκτέλεσή της. Η τιμή της παραμέτρου για μία ενταγμένη οντότητα ce , και για την περίοδο p , εκφράζεται σε MW.
- $UnderAGC(ce,p)$ είναι μία παράμετρος κατάστασης που υποδηλώνει ότι μία οντότητα ce λειτουργεί υπό ΑΡΠ για την περίοδο p .

Η τριτεύουσα εφεδρεία, η οποία περιλαμβάνει όλες τις στρεφόμενες και μη στρεφόμενες μονάδες, δεν επανα-βελτιστοποιείται σε πραγματικό χρόνο.

1.3.2.2.10 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια¹⁶

Στη Λειτουργία Κατανομής Πραγματικού Χρόνου, το μοντέλο ED περιορίζεται από το ισχύον πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων παραγωγής που περιορίζεται από μία μέγιστη ημερήσια ενέργεια. Η Εντολή Κατανομής δεν μπορεί να υπερβεί αυτό το όριο.

$$EntityMW(ge,p) - EnergyMaxSurplusMW(ge,p) \leq PlannedEntityMW(ge,p) \quad (15)$$

Όπου

- $PlannedEntityMW(ge,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ωριαίο πρόγραμμα που προκύπτει από το τελευταίο πρόγραμμα λειτουργίας για την ενταγμένη μονάδα παραγωγής ge στην περίοδο p .

Παρόλο αυτά, στη λειτουργία ΚΠΧ και ύστερα από μία εντολή του χειριστή (μέσω της ενεργοποίησης μίας σημαίας ανά οντότητα στην οθόνη του χειριστή), το Ημερήσιο Όριο Ενέργειας μπορεί να αγνοηθεί. Σε αυτή την περίπτωση, ο προηγούμενος περιορισμός δεν ισχύει.

1.3.2.2.11 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Έγχυση Οντότητας στην Αγορά (στο Market Pool)

Οι προσφορές από τις οντότητες παραγωγής στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” ($EntityMW(ge,p)$) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών παραγωγής:

$$EntityInj(ge,p) = EntityMW(ge,p) \cdot (1 - GLF(ge)) \quad (16)$$

Όπου

- $EntityInj(ge,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο έγχυσης της οντότητας παραγωγής ge για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

¹⁶ Ο συγκεκριμένος περιορισμός έχει συμπεριληφθεί στο λογισμικό, αλλά δεν λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση.

- $GLF(ge)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα ge .

Απορρόφηση Οντότητας από την Αγορά

Σημειώνεται ότι ο υπολογισμός της απορρόφησης μίας οντότητας απαιτείται μόνο από το διαζωνικό μοντέλο ροής και δεν χρειάζεται για το “μοντέλο απωλειών μεταφοράς”. Επίσης, αυτός ο υπολογισμός θεωρεί ότι οι μετρούμενες τιμές του φορτίου είναι διαθέσιμες στις στάθμες των σημείων μέτρησης.

Οι καταναλώσεις των οντοτήτων φορτίου στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης ” ($EntityMW(Id,p)$) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών φορτίου:

$$EntityWdr(Id,p) = EntityMW(Id,p) \cdot (1 + LLF(Id)) \quad (17)$$

Όπου

- $EntityWdr(Id,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο κατανάλωσης μίας οντότητας φορτίου Id για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW,
- $LLF(Id)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών φορτίου της οντότητας φορτίου Id .

Σημειώσεις:

- Οι συντελεστές απωλειών φορτίου για τη μέση και χαμηλή τάση προκύπτουν από τον αντίστοιχο πίνακα για το φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο δίκτυο διανομής.
- Οι συντελεστές απωλειών παραγωγής για τις τρεις διαφορετικές ζώνες προκύπτουν από τους αντίστοιχους πίνακες για το συνολικό φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο σύστημα.

1.3.2.2.12 Διαζωνικό Μοντέλο Ροής

Το διαζωνικό μοντέλο ροής παριστάνει τους περιορισμούς του δικτύου με βάση τη μοντελοποίηση των ροών ανάμεσα στις εσωτερικές λειτουργικές ζώνες λαμβάνοντας υπόψη τον Συντελεστή Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος ΣΚΜΙ των σημείων μέτρησης που επηρεάζουν την εν λόγω ροή. Κάθε διαζωνική ροή έχει διπλή κατεύθυνση. Κατά συνέπεια, ορίζονται δύο διαζωνικές ροές για την μοντελοποίηση της μεταφοράς ανάμεσα σε δύο ζώνες προκειμένου να παραστήσουν επακριβώς όλους τους πιθανούς συνδυασμούς (δηλαδή η πρώτη ζώνη να εξάγει στη δεύτερη ή το αντίστροφο).

Έγχυση και Απορρόφηση Σημείου Μέτρησης

Οι εγχύσεις του Συστήματος στην Αγορά μεταφέρονται από το σημείο της οντότητας στη στάθμη του σημείου μέτρησης ως εξής:

$$Mtgplnj(mtgp, p) = \sum_{ge \text{ at } mtgp} Entitylnj(ge, p) \quad (18)$$

Όπου

- $Mtgplnj(mtgp, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι καταναλώσεις του Συστήματος στην Αγορά μεταφέρονται από τη στάθμη της οντότητας στη στάθμη του σημείου μέτρησης ως εξής:

$$MtgpWdr(mtgp, p) = \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityWdr(ld, p) \quad (19)$$

Όπου

- $MtgpWdr(eNode, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι καθαρές εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (20)$$

Όπου

- $MtgpNetlnj(mtgp, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την καθαρή στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Διαζωνικών Ροών

Οι διαζωνικές ροές περιορίζονται από μία μέγιστη ροή ανάμεσα στα σημεία σύνδεσης:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (21)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW, και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg, p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

- $FlowGateSurplusMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια ισχύος, σε σχέση με τη μέγιστη ροή, στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Η διαζωνική ροή ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\sum_{FromMtg(fg)=mtgp} [PTDF(mtgp,fg,p) \cdot MtgpNetInj(mtgp,p)] = FlowGateMW(fg,p) \quad (22)$$

Όπου

$PTDF(mtgp,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τον Συντελεστή Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος (Power Transfer Distribution Factor), του σημείου μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p .

Εξίσωση Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης

Το ισοζύγιο ισχύος πρέπει να επιβάλλεται σε κάθε Λειτουργική Ζώνη. Η δυϊκή τιμή του ισοζυγίου ενέργειας λειτουργικής ζώνης καθορίζει την τιμή ενέργειας λειτουργικής ζώνης.

Αν καταργηθεί ο περιορισμός της μέγιστης διαζωνικής ροής (λειτουργία ανάλυσης), τότε η ροή ανάμεσα στις ζώνες είναι απεριορίστη και όλες οι τιμές ενέργειας των λειτουργικών ζωνών είναι ίσες.

Η εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις λειτουργικές ζώνες είναι η εξής:

$$\begin{aligned} & \sum_{mtgp \text{ in } z} MtgpNetInj(mtgp,p) \\ & + TotalGenDeficit(z,p) - TotalGenSurplus(z,p) \\ & = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) \end{aligned} \quad (23)$$

Όπου

- $TotalGenDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στην λειτουργική ζώνη z . Εκφράζεται σε MW.
- $TotalGenSurplus(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στην λειτουργική z . Εκφράζεται σε MW.
- $FromZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg .
- $ToZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg .

1.3.2.2.13 Διαζωνικό Μοντέλο Μεταφοράς

Όπως το μοντέλο των διαζωνικών ροών, έτσι και αυτό θεωρεί μία ανάλυση του συστήματος σε λειτουργικές ζώνες οι οποίες συνδέονται με πύλες ροής (διασυνδετικές γραμμές ή διάδρομοι). Η διαφορά με το διαζωνικό μοντέλο ροής είναι ότι η διαζωνική ροή δεν εκφράζεται μέσω των ΣΚΜΙ των κόμβων μέτρησης αλλά απευθείας στην εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις λειτουργικές ζώνες.

Περιορισμοί Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης

Οι περιορισμοί του ισοζυγίου ισχύος στις λειτουργικές ζώνες παριστάνονται από το ακόλουθο σύνολο γραμμικών εξισώσεων:

$$\sum_{ge \text{ in } z} EntityInj(ge, p) - ZonalMeteredLoadWithLosses(z, p) = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) \quad (24)$$

Όπου

- $ZonalMeteredLoadWithLosses(z, p)$ είναι το Μετρούμενο Φορτίο Λειτουργικής Ζώνης το οποίο λαμβάνει υπόψη τις απώλειες για τη ζώνη z στην περίοδο p .
- $FromZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg .
- $ToZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg .
- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW, και μπορεί να είναι αρνητική.

Σημείωση: Η ποσότητα ' $ZonalMeteredLoadWithLosses$ ' παριστάνει το φορτίο λειτουργικής ζώνης στο 'σημείο αγοράς' το οποίο περιλαμβάνει τις απώλειες διανομής (μέση και χαμηλή τάση) αλλά όχι τις απώλειες μεταφοράς (υψηλή τάση). Η παραπάνω ποσότητα απαιτείται από τον Μηχανισμό Επίλυσης ως μία είσοδος για την ΚΠΧ. Παρόλα αυτά, αυτή η ποσότητα δεν μπορεί να δοθεί απευθείας από το SCADA/EMS ως ένας υπολογισμός ανάμεσα σε αναλογικές μετρήσεις καθώς δεν υπάρχουν RTUs σε όλους τους υποσταθμούς.

Η ακόλουθη λύση υιοθετείται για να αντιμετωπιστεί το παραπάνω πρόβλημα, η οποία περιλαμβάνει μερικούς πρόσθετους υπολογισμούς στη μηχανή επίλυσης:

Η ποσότητα ' $ZonalMeteredLoadWithLosses$ ' δεν προέρχεται απευθείας από το SCADA/EMS αλλά υπολογίζεται στην ΚΠΧ με βάση πληροφορίες που ήδη υπάρχουν εκεί, με τον ακόλουθο τρόπο:

- Το SCADA παρέχει στην ΚΠΧ τη μετρούμενη ροή ισχύος ανάμεσα στις λειτουργικές ζώνες (άθροισμα των MWs στους διακόπτες ισχύος οι οποίοι καθορίζουν το όριο ανάμεσα στο βορρά και το νότο).
- Τα μετρούμενα συνολικά MW των μονάδων τα οποία διέρχονται από το SCADA στην ΚΠΧ μετατρέπονται σε καθαρά MW, σύμφωνα με τους πίνακες που διατίθενται για αυτή τη μετατροπή και οι οποίοι προέρχονται από τις

τεχνικές προσφορές των μονάδων (πίνακες μετατροπής μικτής/καθαρής παραγωγής).

- Οι καθαρές εγχύσεις, σε MW, των μονάδων στο σύστημα μετατρέπονται τότε σε εγχύσεις MW στην αγορά χρησιμοποιώντας τους συντελεστές απωλειών παραγωγής.
- Τέλος, το άθροισμα όλων των MW έγχυσης των μονάδων στην αγορά, εντός της ζώνης, μαζί με τις μετρούμενες ροές ισχύος ανάμεσα στις ζώνες δίνει το φορτίο ζώνης στην Αγορά όπως απαιτείται στην εξίσωση ισοζυγίου ισχύος της λειτουργικής ζώνης.

Ο Μηχανισμός Επίλυσης υπολογίζει με αυτό τον τρόπο τη μεταβλητή “EntityInj” για όλες τις μονάδες ως τα MW αναφοράς στη στάθμη της αγοράς. Στη συνέχεια, αυτά τα σημεία αναφοράς μετατρέπονται ξανά σε σημεία αναφοράς MW στη στάθμη του Συστήματος χρησιμοποιώντας τους πίνακες συντελεστών απωλειών. Τελικά, τα MW στα σημεία αναφοράς στη στάθμη του συστήματος μετατρέπονται σε μικτά MW για την ΑΡΠ χρησιμοποιώντας τους πίνακες μετατροπής μικτής/καθαρής παραγωγής.

Σημείωση: Οι όροι $\sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p)$ και $-\sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p)$ παριστάνουν δύο διαζωνικές ροές προς τις δύο αντίθετες κατευθύνσεις (εξαγωγή από τη ζώνη z ή εισαγωγή προς τη ζώνη z).

Μοντέλο Διαζωνικού Περιορισμού Ροής

Δεδομένου ότι η διαζωνική ροή ορίζεται για κάθε μία κατεύθυνση, για μία γραμμή που συνδέει δύο ζώνες (για παράδειγμα: A, B), πρέπει να υπάρχουν δύο διαζωνικές ροές (A-B και B-A).

Η διαζωνική ροή περιορίζεται από το όριο ικανότητας διαζωνικής μεταφοράς:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (25)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW, και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $FlowGateSurplusMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει την περίσσεια ισχύος στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.2.14 Περιορισμοί Εφεδρειών

Περιορισμοί Πρωτεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα των συνεισφορών σε πρωτεύουσα εφεδρεία των οντοτήτων μιας ζώνης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης. Ένας παρόμοιος περιορισμός ισχύει και για το σύστημα:

$$PrimRsvReq(z, p) + PrimRsvDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntityPrimRsvMW(e, p) \quad (26)$$

$$SysPrimRsvReq(p) + SysPrimRsvDeficit(p) \leq \sum_e EntityPrimRsvMW(e, p) \quad (27)$$

Όπου

- $PrimRsvDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $PrimRsvReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysPrimRsvDeficit(p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $SysPrimRsvReq(p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα.

Περιορισμοί Δευτερεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα των συνεισφορών σε δευτερεύουσα εφεδρεία των οντοτήτων μιας ζώνης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε δευτερεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$SecRsvUpReq(z, p) + SecRsvUpDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntitySecRsvUpMW(e, p) \quad (28)$$

$$SecRsvDnReq(z, p) + SecRsvDnDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntitySecRsvDnMW(e, p) \quad (29)$$

$$SysSecRsvUpReq(p) + SysSecRsvUpDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvUpMW(e, p) \quad (30)$$

$$SysSecRsvDnReq(p) + SysSecRsvDnDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvDnMW(e, p) \quad (31)$$

Όπου

- $SecRsvUpDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z , προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvUpReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SecRsvDnDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z , προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvDnReq(z,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysSecRsvUpDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος, προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvUpReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.
- $SysSecRsvDnDeficit(p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος, προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvDnReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Οι παρακάτω πρόσθετοι περιορισμοί συνεπάγονται ότι, για κάθε Περίοδο Κατανομής p , οι ρυθμοί μεταβολής των μονάδων παραγωγής οι οποίες επιλέγονται για να παρέχουν προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία, πρέπει να είναι τέτοιοι ώστε συνολικά να μπορούν να παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω τουλάχιστον ίση με $SecRsvUpFastReq$ μέσα σε ένα λεπτό. Μία βοηθητική μεταβλητή εισάγεται, $EntitySecResUpFastMW$, προκειμένου να μοντελοποιηθεί το ελάχιστο της $RRAGC(ce) \times 1min$ για κάθε μονάδα που έχει επιλεγεί για δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω.

$$EntitySecRsvUpFastMW(ce,p) \leq EntitySecRsvUpMW(ce,p) \quad (32)$$

$$EntitySecRsvUpFastMW(ce,p) \leq RRAGC(ce) \times 1min \quad (33)$$

$$\sum_{ce} EntitySecRsvUpFastMW(ce,p) \geq SysSecRsvUpFastReq(p) \quad (34)$$

- $SysSecRsvUpFastReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.
- $EntitySecRsvUpFastMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά σε δευτερεύουσα εφεδρεία της οντότητας ce για την περίοδο p , μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού και με κατεύθυνση προς τα επάνω. Εκφράζεται σε MW.
- $RRAGC(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ρυθμό μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/min.

Οι παρακάτω περιορισμοί εξασφαλίζουν την ίδια απαίτηση με αυτή που περιγράφηκε προηγουμένως για δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω, σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού.

$$EntitySecRsvDnFastMW(ce,p) \leq EntitySecRsvDnMW(ce,p) \quad (35)$$

$$EntitySecRsvDnFastMW(ce,p) \leq RRAGC(ce) \times 1min \quad (36)$$

$$\sum_{ce} EntitySecRsvDnFastMW(ce,p) \geq SysSecRsvDnFastReq(p) \quad (37)$$

Όπου

- $SysSecRsvDnFastReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.
- $EntitySecRsvUpFastMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά σε δευτερεύουσα εφεδρεία της οντότητας ce για την περίοδο p μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού και με κατεύθυνση προς τα κάτω. Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.2.15 Περιορισμοί Ρυθμών Μεταβολής

Κάθε οντότητα έχει όρια στην ικανότητά της να μετακινηθεί από ένα επίπεδο παραγωγής (MW) παραγωγής σε ένα άλλο μέσα σε μία καθορισμένη χρονική περίοδο. Σε λειτουργία ΚΠΧ, αυτό εκφράζει την ικανότητα της οντότητας να μετακινηθεί από το πραγματικό (μετρούμενο) επίπεδο παραγωγής σε ένα άλλο, για τη διάρκεια αυτής της περιόδου.

Ο ρυθμός μεταβολής μίας μονάδας είναι διαφορετικός ανάλογα με την κατάσταση ΑΡΠ της μονάδας (αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι). Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής των μονάδων προς τα επάνω μοντελοποιούνται ως εξής:

$$EntityMW(e,p) - ActualGen(e,p) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - UnderAGC(e,p)) \cdot UpRamp(e) \\ + UnderAGC(e,p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampSurplusMW(e,p) \end{array} \right) \cdot D \quad (38)$$

Όπου

- $ActualGenMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το πραγματικό (μετρούμενο) επίπεδο παραγωγής για την ενταγμένη οντότητα ce , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $UpRamp(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το άνω όριο ρυθμού ανόδου για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/hour.
- $UnderAGC(e,p)$ είναι μία παράμετρος κατάστασης που υποδηλώνει ότι μία ενταγμένη οντότητα e για την περίοδο p είναι σε λειτουργία ΑΡΠ.
- $RRAGC(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το Ρυθμό Μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/min.
- $RampSurplusMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει τον βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής για την ενταγμένη οντότητα ce στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/hour.
- D είναι η διάρκεια της περιόδου, η οποία εκφράζεται σε ώρες.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα κάτω είναι:

$$ActualGen(e,p) - EntityMW(e,p) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - UnderAGC(e,p)) \cdot DnRamp(e) \\ + UnderAGC(e,p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampDeficitMW(e,p) \end{array} \right) \cdot D \quad (39)$$

Όπου

- $DnRamp(ce)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το μέγιστο ρυθμό καθόδου για την ενταγμένη οντότητα ce . Εκφράζεται σε MW/hour.
- $RampDeficitMW(ce,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει τον βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας ce στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/hour.

1.3.2.2.16 Γενικοί Περιορισμοί

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να παρασταθούν μαθηματικά ως εξής:

$$\sum_e [EntityMW(e,p) \cdot EntityFactor(e,p)] - GCSurplus(p) \leq GCLimit(p) \quad (40)$$

$$\sum_e [EntityMW(e,p) \cdot EntityFactor(e,p)] + GCDeficit(p) \geq GCLimit(p) \quad (41)$$

$$\sum_e [EntityMW(e,p) \cdot EntityFactor(e,p)] + GCDeficit(p) - GCSurplus(p) = GCLimit(p) \quad (42)$$

Όπου

- $GCLimit(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τον γενικό περιορισμό ορίου δεξιάς πλευράς για την περίοδο p .
- $EntityFactor(e,p)$ είναι ο συντελεστής περιορισμού της ενέργειας της οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW^{-1} .
- $GCSurplus(p)$ και $GCDeficit(p)$ είναι οι μεταβλητές αναφοράς για τους γενικούς περιορισμούς περίσσειας και έλλειψης, αντίστοιχα.

1.3.2.3 Μοντέλο UC

Σε αυτό το τμήμα περιγράφεται το μοντέλο UC. Αυτό το μοντέλο εφαρμόζεται για τη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, τη λειτουργία του ημερήσιου / ενδοημερήσιου Προγραμματισμού Κατανομής και τη λειτουργία της Εκ των Υστέρων Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων.

1.3.2.3.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου επίλυσης της αγοράς περιγράφεται ως εξής:

$$\begin{aligned} &Min(GenerationCost + StartUpCost + ShutDownCost - LoadRevenue \\ &\quad + ReserveCost + PenaltyCost) \end{aligned} \quad (43)$$

Όπου

- $GenerationCost$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος παραγωγής από τις προσφορές έγχυσης στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο έγχυσης ή pool), εκφράζεται σε €, για όλο το σύστημα και όλες τις περιόδους. Οι προσφορές έγχυσης στο σημείο της οντότητας ($F(EntityMW, Price)$) διορθώνονται σύμφωνα με την παράγραφο 1.3.2.3.16 προκειμένου να αντανakλούν προσφορές έγχυσης στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο έγχυσης) ($F(EntityInj, Price)$). Όπως φαίνεται, διορθώνεται μόνο η ποσότητα με το συντελεστή απωλειών παραγωγής, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια.
- $StartUpCost$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος εκκίνησης της μονάδας για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Αυτή η μεταβλητή χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο UC. Εκφράζεται σε €,
- $ShutDownCost$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος σβέσης, εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Αυτό είναι το κόστος που αναμένεται σε μία πιθανή εκκίνηση της μονάδας μετά από μία σβέση της. Χρησιμοποιείται γιατί το μοντέλο UC είναι γενικά πιο βέλτιστο όταν επιλύεται για μία μεγαλύτερη περίοδο (περίπου 7 ημέρες) ενώ όταν

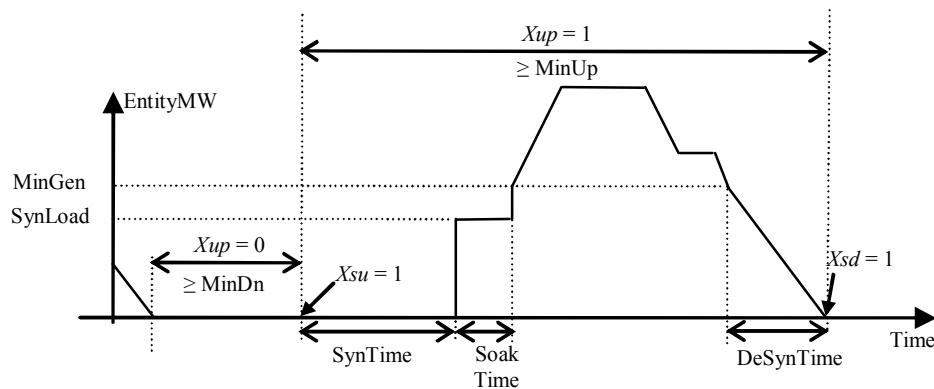
επιλύεται για 1 ημέρα μπορεί να έχει σαν αποτέλεσμα την απένταξη μερικών θερμικών μονάδων με υψηλά κόστη εκκίνησης. Κατά συνέπεια, και προκειμένου να διορθωθούν οι επιδράσεις αυτού του προβλήματος, λαμβάνεται ένα κόστος σβέσης που αντικαθιστά ένα κόστος εκκίνησης στο μέλλον. Αυτό το κόστος σβέσης είναι το ισοδύναμο ενός κόστους εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.

- *LoadRevenue* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τα έσοδα των φορτίων από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου (κατανεμόμενο φορτίο, αντλήσεις και εξαγωγές) στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο απορρόφησης ή *pool*), εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου στο σημείο οντότητας ($F(EntityMW, Price)$) διορθώνονται προκειμένου να αντανakλούν τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου στο “Σημείο Αγοράς” (σημείο απορρόφησης) ($F(EntityWdr, Price)$). Όπως φαίνεται, διορθώνεται μόνο η ποσότητα με το συντελεστή απωλειών φορτίου, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια. Καθώς το φορτίο δεν είναι καταναμόμενο σε πραγματικό χρόνο, η μεταβλητή αυτή χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο UC.
- *ReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος των εφεδρειών από τις σχετικές προσφορές, εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Καθώς οι εφεδρείες δεν ανακατανέμονται στον πραγματικό χρόνο, η μεταβλητή αυτή χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο UC.
- *PenaltyCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το εικονικό κόστος, εκφρασμένο σε σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους, το οποίο οφείλεται στην παραβίαση των περιορισμών όταν το πρόβλημα δεν έχει λύση.

1.3.2.3.2 Μοντέλο Εκκίνησης και Σβέσης

Το μοντέλο εκκίνησης και σβέσης περιγράφει τη λογική που χρησιμοποιεί το μοντέλο UC για την μοντελοποίηση των φάσεων εκκίνησης και σβέσης. Εφαρμόζεται στη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, τη λειτουργία του ημερήσιου / ενδοημερήσιου Προγραμματισμού Κατανομής και για τη λειτουργία της Εκ των Υστέρων Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων.

Το επόμενο Σχήμα δείχνει σχηματικά τη λογική που ακολουθείται, η οποία αναλύεται λεπτομερώς στις επόμενες παραγράφους:



Σχ.11. Μοντέλο εκκίνησης και σβέσης

Η φάση εκκίνησης μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους φάσεις:

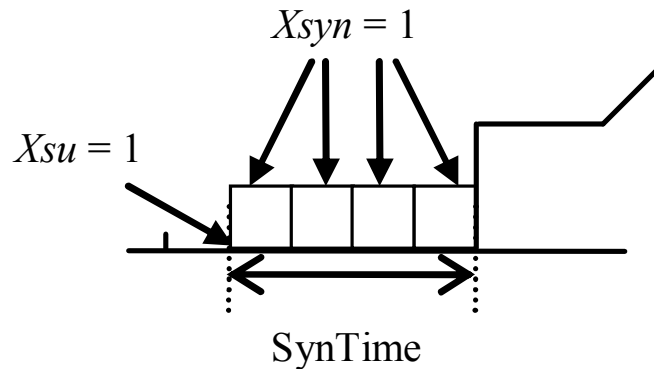
- Φάση Συγχρονισμού. Χρειάζεται συγκεκριμένος χρόνος προκειμένου η οντότητα να συγχρονιστεί με το σύστημα. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, η έγχυση της οντότητας στο σύστημα είναι μηδενική.
- Φάση παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο στην οποία το πρόγραμμα παραγωγής της μονάδας θεωρείται σταθερό στο φορτίο συγχρονισμού.

Το μοντέλο σβέσης περιγράφει τη λειτουργία της οντότητας από την Ελάχιστη παραγωγή έως τον αποσυγχρονισμό. Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιείται όταν μία μονάδα απεντάσσεται. Θεωρείται ότι η μονάδα είναι στο ελάχιστο οικονομικό όριο λειτουργίας στην αρχή της ώρας σβέσης και μεταβάλλει την παραγωγή της γραμμικά προς τα κάτω και έως το μηδέν κατά τη διάρκεια του χρόνου αποσυγχρονισμού.

Οι μεταβλητές που σχετίζονται με τη φάση εκκίνησης, την ενδιάμεση φάση και τη φάση αποσυγχρονισμού μίας μονάδας είναι οι εξής:

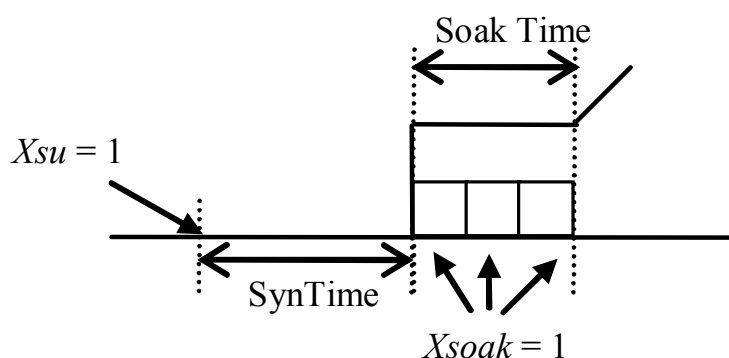
- *HotToWarmTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να μεταβεί από την θερμή στην ενδιάμεση κατάσταση.
- *WarmToColdTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να μεταβεί από την ενδιάμεση στην ψυχρή κατάσταση.
- *Xsd* είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει ποτέ μία οντότητα τερματίζει μία φάση σβέσης.
- *Xsu* είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει ποτέ μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης.
- *Xhotsu*, *Xwarmsu* και *Xcoldsu* είναι δυαδικές μεταβλητές που υποδηλώνουν πότε μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, αντίστοιχα.
- *Xhotsyn*, *Xwarmsyn* και *Xcoldsyn* είναι δυαδικές μεταβλητές που υποδηλώνουν πότε μία οντότητα είναι σε φάση συγχρονισμού από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, αντίστοιχα.

- *HotSynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από θερμή κατάσταση.
- *WarmSynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από ενδιάμεση κατάσταση.
- *ColdSynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από ψυχρή κατάσταση.



Σχ.12. Μοντελοποίηση Διαδικασίας συγχρονισμού

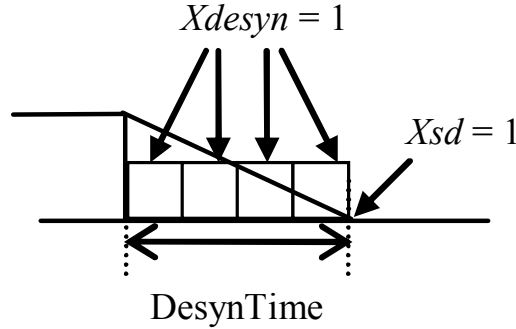
- *Xsoak* είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία οντότητα βρίσκεται σε φάση παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο.
- *HotSoakTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε θερμή κατάσταση.
- *WarmSoakTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε ενδιάμεση κατάσταση.
- *ColdSoakTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε ψυχρή κατάσταση.



Σχ.13. Μοντελοποίηση Ενδιάμεσης Φάσης

- *DesynTime* είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται μία μονάδα για να αποσυγχρονίσει.

- X_{desyn} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία οντότητα βρίσκεται σε φάση αποσυγχρονισμού.



Σχ.14. Μοντελοποίηση Διαδικασία αποσυγχρονισμού

- X_{up} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα είναι ενταγμένη (on).
- X_{su} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης.
- X_{sd} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα τερματίζει μία φάση σβέσης.
- X_{disp} είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα είναι σε φάση κατανομής.

1.3.2.3.3 Όρια Παραγωγής Οντότητας

Οι ακόλουθοι περιορισμοί προσδιορίζουν τα όρια παραγωγής μίας οντότητας λαμβάνοντας υπόψη τις τέσσερις φάσεις (συγχρονισμού, ενδιάμεσης κατάστασης, κατανομής και από-συγχρονισμού). Στις φάσεις συγχρονισμού, ενδιάμεσης κατάστασης και αποσυγχρονισμού, τα μέγιστα και τα ελάχιστα όρια παίρνουν την ίδια τιμή γεγονός που επιβάλλει το πρόγραμμα της οντότητας να παραμένει σταθερό σε αυτή την τιμή.

Κατά συνέπεια, το κατώτερο όριο λειτουργίας μίας οντότητας μπορεί να γραφεί ως εξής:

$$\begin{aligned}
 & EntityMw(e,p) - EntitySecRsvDnMW(e,p) + EntityDeficitMW(e,p) \geq \\
 & \left\{ X_{syn}(e,p) \cdot 0 + X_{soak}(e,p) \cdot SynLoad(e) \right. \\
 & \left. + \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} X_{sd}(e,t) \cdot (t-p) \frac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{Start-up and} \\ \text{shut-down phases} \end{array} \quad (44) \\
 & + (X_{disp}(e,p) - X_{upAGC}(e,p)) \cdot MinMw(e,p) + X_{upAGC}(e,p) \cdot MinAGC(e)
 \end{aligned}$$

Το ανώτερο όριο λειτουργίας μίας οντότητας φαίνεται παρακάτω:

$$\begin{aligned}
 & EntityMw(e, p) + EntityPrimRsvMW(e, p) + EntitySecRsvUpMW(e, p) \\
 & + EntitySpTerRsvMW(e, p) - EntitySurplusMW(e, p) \leq \\
 & \left\{ \begin{array}{l} X_{syn}(e, p) \cdot 0 + X_{soak}(e, p) \cdot SynLoad(e) + \\ \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} X_{sd}(e, t) \cdot (t - p) \frac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{Start-up and} \\ \text{shut-down phases} \end{array} \quad (45) \\
 & + X_{disp}(e, p) \cdot MaxMw(e, p)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & EntityMw(e, p) + EntitySecRsvUpMW(e, p) - EntitySurplusMW(e, p) \leq \\
 & \left\{ \begin{array}{l} X_{syn}(e, p) \cdot 0 + X_{soak}(e, p) \cdot SynLoad(e) + \\ \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} X_{sd}(e, t) \cdot (t - p) \frac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \text{Start-up and} \\ \text{shut-down phases} \end{array} \quad (46) \\
 & + (X_{disp}(e, p) - X_{upAGC}(e, p)) \cdot MaxMw(e, p) + X_{upAGC}(e, p) \cdot MaxAGC(e)
 \end{aligned}$$

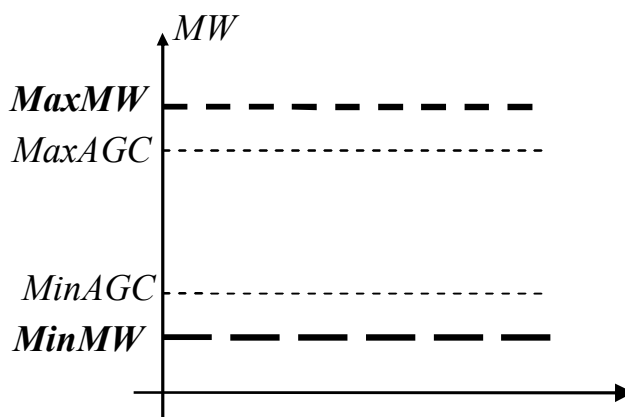
Όπου

- $EntityMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο παραγωγής ή φορτίου μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntityPrimRsvMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvUpMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα πάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySecRsvDnMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $EntitySpTerRsvMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά σε στρεφομένη τριτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $SynLoad(e)$ είναι το φορτίο συγχρονισμού για την οντότητα e .
- $MinMW(e, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ελάχιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου για την οντότητα e , την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxMW(e, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το μέγιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου για την οντότητα e , την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MinAGC(e, p)$ είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ, για την οντότητα e , την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxAGC(e, p)$ είναι η τεχνικά μέγιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ, για την οντότητα e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

- $Χ_{up}AGC$ είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ.

Για τις οντότητες παραγωγής οι οποίες δεν μπορούν να παρέχουν μία ή περισσότερες κατηγορίες εφεδρειών, η συνεισφορά τους στην εφεδρεία που δεν μπορούν να παρέχουν τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW.

Το επόμενο σχήμα δείχνει τα διαφορετικά όρια της μονάδας που περιγράφηκαν παραπάνω.



Σχ.15. Όρια παραγωγής μονάδας

Οι περιορισμοί (44), (45) και (46) παριστάνουν ένα γενικευμένο μοντέλο και για τις δύο καταστάσεις, ανάλογα με το αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι, και λαμβάνουν υπόψη το γεγονός ότι $MinAGC > MinMW$ και $MaxAGC < MaxMW$.

Επιπλέον του προηγούμενου περιορισμού, πρέπει να εξασφαλισθεί ότι η μονάδα είναι σε θέση να λειτουργήσει σε ΑΡΠ ($Χ_{up}AGC = 1$) μόνο όταν είναι ήδη σε κατάσταση κατανομής ($Χ_{disp} = 1$). Αυτό εκφράζεται με τον επόμενο περιορισμό:

$$Χ_{up}AGC(e,p) \leq Χ_{disp}(e,p) \quad (47)$$

1.3.2.3.4 Συνεισφορά Οντοτήτων στις Εφεδρείες

Οι παρακάτω περιορισμοί μοντελοποιούνται μόνο στο μοντέλο UC και εφαρμόζονται στη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων.

Σημειώνεται ότι, για όλες τις οντότητες φορτίου, οι μεταβλητές των εφεδρειών τίθενται υποχρεωτικά στα μηδέν MW (καμία συνεισφορά από τις οντότητες φορτίου σε καμία εφεδρεία).

Επίσης, λαμβάνεται υπόψη το γεγονός ότι οι οντότητες δεν συνεισφέρουν στις εφεδρείες κατά τη διάρκεια της φάσης εκκίνησης (φάσεις συγχρονισμού και

παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο) και της φάσης σβέσης (από-συγχρονισμού). Αυτό εκφράζεται μέσω της εισαγωγής της μεταβλητής κατάστασης $Xdisp$ και της μεταβλητής κατάστασης ΑΡΠ $XupAGC$ όπως φαίνεται παρακάτω:

Η συνεισφορά της οντότητας σε μία εφεδρεία πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την μέγιστη συνεισφορά εφεδρείας:

$$EntityPrimRsvMW(e,p) \leq Xdisp(e,p) \cdot MaxPrimRsvMW(e,p) \quad (48)$$

Όπου

- $MaxPrimRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα εφεδρεία η οποία αντιστοιχεί στο μέγιστο της προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για την οντότητα e , και την περίοδο p .

$$(EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \leq XupAGC(e,p) \cdot MaxSecRsvMW(e,p) \quad (49)$$

Όπου

- $MaxSecRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στη δευτερεύουσα εφεδρεία η οποία αντιστοιχεί στο μέγιστο της προσφοράς δευτερεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για την οντότητα e , και την περίοδο p .

Η τριτεύουσα εφεδρεία περιλαμβάνει όλες τις στρεφόμενες και μη στρεφόμενες μονάδες.

Η συνεισφορά στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία περιορίζεται από την μέγιστη ικανότητα παροχής τριτεύουσας εφεδρείας όπως περιγράφεται παρακάτω:

$$EntitySpTerRsvMW(e,p) \leq Xdisp(e,p) \cdot MaxSpTerRsvMW(e,p) \quad (50)$$

Όπου

- $EntitySpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα e για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $Xdisp(e,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει αν η οντότητα e είναι σε φάση κατανομής για την περίοδο p .

Μερικές οντότητες μπορούν να προσφέρουν τριτεύουσα εφεδρεία ακόμα και όταν είναι εκτός λειτουργίας (off-line). Αυτό αντιπροσωπεύει τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία και αφορά ιδιαίτερα τις γρήγορες αιχμιακές μονάδες και τις

υδροηλεκτρικές μονάδες. Κατά συνέπεια, οι υδροηλεκτρικές μονάδες και οι γρήγορες αιχμιακές μονάδες λαμβάνονται αυτομάτως υπόψη στη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας χωρίς να υπάρχει ανάγκη να έχουν οριστεί βαθμίδες και τιμές για αυτές τις μονάδες.

Η συνεισφορά μίας μονάδας στη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία περιορίζεται από μία μέγιστη ικανότητα παροχής τριτεύουσας εφεδρείας καθώς επίσης και από την ελάχιστη παραγωγή της οντότητας, σαν ένα κατώτερο όριο, όπως φαίνεται παρακάτω:

$$EntityNSpTerRsvMW(e,p) \leq XNSpTer(e,p) \cdot MaxNSpTerRsvMW(e,p) \quad (51)$$

$$EntityNSpTerRsvMW(e,p) \geq XNSpTer(e,p) \cdot MinMW(e,p) \quad (52)$$

$$XNSpTer(e,p) \leq 1 - Xup(e,p) \quad (53)$$

Όπου

- $EntityNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα nce για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $MaxNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την μέγιστη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα nce για την περίοδο p . Για τις γρήγορες αιχμιακές και τις υδροηλεκτρικές μονάδες, η $MaxNSpTerRsvMW(e,p)$ είναι ίση με τη μέγιστη στάθμη κατανεμόμενης παραγωγής της οντότητας.
- $XNSpTer(e,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει αν η οντότητα e παρέχει μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p .

Λαμβάνοντας υπόψη τις συνεισφορές τόσο σε στρεφόμενη όσο και σε μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, η συνολική συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityTerRsvMW(e,p) = EntitySpTerRsvMW(e,p) + EntityNSpTerRsvMW(e,p) \quad (54)$$

Όπου

- $EntityTerRsvMW(e,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά της οντότητας e σε τριτεύουσα εφεδρεία (στρεφόμενη και μη στρεφόμενη), για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.3.5 Περιορισμοί Ελάχιστου Χρόνου Λειτουργίας και Ελάχιστου Χρόνου Κράτησης

Προκειμένου να ικανοποιηθεί η απαίτηση του ελάχιστου αριθμού ωρών για τις οποίες η μονάδα πρέπει υποχρεωτικά να παραμείνει ενταγμένη πριν να είναι σε θέση να απενταχθεί, καθώς και η απαίτηση ελάχιστου αριθμού ωρών για τις

οποίες η μονάδα πρέπει υποχρεωτικά να παραμείνει απενταγμένη πριν να είναι σε θέση να ενταχθεί ξανά, λαμβάνονται οι ακόλουθοι περιορισμοί:

$$\sum_{t=p-\text{MinUp}(e)+1}^{t=p-1} X_{su}(e,t) \leq X_{up}(e,p) \quad (55)$$

$$\sum_{t=p+1}^{t=p+\text{MinDn}(e)} X_{su}(e,t) \leq 1 - X_{up}(e,p) \quad (56)$$

Όπου

- $\text{MinUp}(e)$ είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών για τις οποίες η μονάδα e πρέπει να ενταχθεί προτού να είναι σε θέση να απενταχθεί.
- $\text{MinDn}(e)$ είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών για τις οποίες η μονάδα e πρέπει να παραμείνει απενταγμένη προτού να είναι σε θέση να ενταχθεί ξανά.

1.3.2.3.6 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής περιλαμβάνει τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την παραγωγή και την εισαγωγή ενέργειας. Οι τιμολογούμενες προσφορές των μονάδων περιλαμβάνουν το τιμολογούμενο μέρος των προσφορών των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων (δηλαδή εξαιρείται η υποχρεωτική παραγωγή από τα υδροηλεκτρικά). Το κόστος παραγωγής εκφράζεται ως εξής:

$\text{GenerationCost} =$

$$\sum_{ge,p} (1 - \text{GLF}(ge)) \cdot \left(\sum_{b \in \text{Blocks}} (\text{BlockClearedMW}(ge,b,p) \cdot \text{BlockPrice}(ge,b,p)) \right) \cdot D \quad (57)$$

Όπου

- $\text{BlockClearedMW}(ge,b,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα της ισχύος που εκκαθαρίζεται για την οντότητα παραγωγής ge , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $\text{BlockPrice}(ge,b,p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την τιμή ενέργειας για την οντότητα παραγωγής ge , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p . Εκφράζεται σε €/MWh.
- $\text{GLF}(ge)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα ge .
- D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για τον ΗΕΠ, το ΠΚ και τη μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1.

1.3.2.3.7 Κόστος Εκκίνησης

Το κόστος εκκίνησης μοντελοποιείται μόνο στο μοντέλο UC. Εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ. Το κόστος εκκίνησης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$\begin{aligned}
 \text{StartupCost} = & \sum_{ge,p} (X_{hotsu}(ge,p) \cdot \text{HotSUCost}(ge)) \\
 & + \sum_{ge,p} (X_{warmsu}(ge,p) \cdot \text{WarmSUCost}(ge)) \\
 & + \sum_{ge,p} (X_{coldsu}(ge,p) \cdot \text{ColdSUCost}(ge))
 \end{aligned} \tag{58}$$

Όπου

- $X_{hotsu}(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από θερμή κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $\text{HotSUCost}(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από θερμή κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge .
- $X_{warmsu}(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $\text{WarmSUCost}(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge .
- $X_{coldsu}(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $\text{ColdSUCost}(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge .

1.3.2.3.8 Κόστος Σβέσης

Το κόστος σβέσης μοντελοποιείται μόνο στο μοντέλο UC. Εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ. Όπως προαναφέρθηκε, το κόστος σβέσης λαμβάνεται ίσο με το κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση. Κατά συνέπεια, το κόστος σβέσης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$\begin{aligned}
 \text{ShutDownCost} = & \sum_{ge,p} (X_{sd}(ge,p) \cdot \text{EntitySDCost}(ge))
 \end{aligned} \tag{59}$$

Όπου

- $Xsd(ge,p)$ είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση σβέσης, για την οντότητα παραγωγής ge , στην περίοδο p .
- $EntitySDCost(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης για την οντότητα παραγωγής ge .

1.3.2.3.9 Πλεόνασμα καταναλωτών

Το πλεόνασμα των καταναλωτών από τη χρήση της ενέργειας υπολογίζεται ως το έσοδο από όλα τα κατανεμόμενα φορτία συμπεριλαμβανομένων αυτών που χρησιμοποιούνται για την μοντελοποίηση των εξαγωγών και των αντλητικών φορτίων. Καθώς τα μη κατανεμόμενα φορτία δεν κατανέμονται σε πραγματικό χρόνο, το πλεόνασμα των καταναλωτών μοντελοποιείται μόνο στο μοντέλο UC και εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ.

Το πλεόνασμα των καταναλωτών περιγράφεται ως εξής:

$$LoadRevenue = \sum_{ld,p} (1 + LLF(ld)) \cdot \left(\sum_{b \in Blocks} (LoadBlockMW(ld,b,p) \cdot BlockPrice(ld,b,p)) \right) \cdot D \quad (60)$$

Όπου

- $LoadBlockMW(ld,b,p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα φορτίου που εκκαθαρίζεται από τη βαθμίδα b της οντότητας φορτίου ld στην περίοδο p , και εκφράζεται σε MW.
- $BlockPrice(ld,b,p)$ είναι μία παράμετρος, σε €/MWh, που παριστάνει την τιμή φορτίου για την οντότητα φορτίου ld , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p .
- $LLF(ld)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει το συντελεστή απωλειών φορτίου για την οντότητα φορτίου ld .

1.3.2.3.10 Κόστος Εφεδρειών

Το κόστος εφεδρειών περιλαμβάνει μόνο το κόστος πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Για την τριτεύουσα εφεδρεία δεν αποδίδεται κανένα κόστος στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, ενώ αντιστοιχεί μία τιμή για τις μη στρεφόμενες μονάδες (μία μηδενική τιμή αντιστοιχεί στις υδροηλεκτρικές μονάδες και τις γρήγορες μονάδες αιχμής).

Κατά συνέπεια, το κόστος εφεδρειών μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$ReserveCost = PrimReserveCost + SecReserveCost + NSpTerReserveCost \quad (61)$$

Όπου

- *PrimReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος πρωτεύουσας εφεδρείας, σε €.
- *SecReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος δευτερεύουσας εφεδρείας, σε €.
- *NSpTerReserveCost* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας, σε €.

Τα κόστη πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$PrimReserveCost = \sum_{e,p} EntityPrimRsvMW(e,p) \cdot PrimRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (62)$$

και

$$SecReserveCost = \sum_{e,p} \left((EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \cdot SecRsvPrice(e,p) \cdot D \right) \quad (63)$$

$$NSpTerReserveCost = \sum_{e,p} EntityNSpTerRsvMW(e,p) \cdot NSpTerRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (64)$$

Όπου

- *EntityPrimRsvMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας για την οντότητα *e*, και την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW,
- *EntitySecRsvUpMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα επάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας για την οντότητα *e*, για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW,
- *EntitySecRsvDnMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW,
- *EntityNSpTerRsvMW(e,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας *e* για την περίοδο *p*.
- *PrimRsvPrice(e,p)* είναι μία παράμετρος, σε €/MW, που παριστάνει την τιμή πρωτεύουσας εφεδρείας για την οντότητα *e*, για την περίοδο *p*.
- *SecRsvPrice(e,p)* είναι μία παράμετρος που παριστάνει την τιμή δευτερεύουσας εφεδρείας για την οντότητα *e*, για την περίοδο *p*.
- *NSpTerRsvPrice(e,p)* είναι μία παράμετρος, σε €/MWh, που παριστάνει την τιμή μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας για την οντότητα *e*, για την περίοδο *p*.

Ι.3.2.3.11 Κόστη Ποινών

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος αδυναμίας επίλυσης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται στην αντικειμενική συνάρτηση επιπλέον μεταβλητές παράβασης για τους περιορισμούς που έχουν κάτω/πάνω όρια καθώς και πρόσθετοι όροι για τις ποινές των μεταβλητών παράβασης. Οι υπόψη μεταβλητές παράβασης είναι:

- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση του Περιορισμού Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης,
- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση των Γενικών Περιορισμών,
- Μεταβλητές έλλειψης (άνω και κάτω) για την Παράβαση του Περιορισμού Ρυθμού Μεταβολής,
- Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την ικανότητα της Οντότητας,
- Μεταβλητές έλλειψης για την Παράβαση των Περιορισμών Εφεδρειών,
- Μεταβλητές περίσσειας για την Παράβαση του διαζωνικού ορίου ροής,
- Μεταβλητές Περίσσειας για την μέγιστη ημερήσια ενέργεια της μονάδας, και
- Μεταβλητές Περίσσειας για την καθαρή ικανότητα μεταφοράς.

Ένας συντελεστής ποινής παράβασης αντιστοιχίζεται σε κάθε μία από τις παραπάνω μεταβλητές παράβασης. Αν οι συντελεστές ποινής λάβουν μεγάλες τιμές, οι τιμές της μεταβλητής παράβασης θα είναι μηδέν σε μία εφικτή λύση του προβλήματος. Κάθε μη μηδενική μεταβλητή παράβασης στη λύση υποδηλώνει ότι το πρόβλημα δεν έχει λύση δίχως παραβίαση κάποιων περιορισμών. Διαφορετικές ποινές μπορούν να εφαρμοστούν για να υποδηλώσουν αντίστοιχες προτεραιότητες για την εφαρμογή διαφορετικών τύπων περιορισμών ανισοτήτων.

Το κόστος ποινής (PenaltyCost) στην αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}
 PenaltyCost = & \\
 & \sum_{z,p} [TotalGenDeficit(z,p)].TotalGenDeficitPrice \\
 & + \sum_{z,p} [TotalGenSurplus(z,p)].TotalGenSurplusPrice \\
 & + \sum_{z,p} [PrimRsvDeficit(z,p)].TotalPrimRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_{z,p} [SecRsvUpDeficit(z,p) + SecRsvDnDeficit(z,p)].TotalSecRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_{z,p} [TerRsvDeficit(z,p)].TotalTerRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_p [SysPrimRsvDeficit(p)].TotalPrimRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_p [SysSecRsvUpDeficit(p) + SysSecRsvDnDeficit(p)].TotalSecRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_p [SysTerRsvDeficit(p)].TotalTerRsvDeficitPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EntityDeficitMW(e,p)].DeficitCapacityPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EntitySurplusMW(e,p)].SurplusCapacityPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EntityDeficitMW(e,p)].DeficitCapacityPrice \\
 & + \sum_{e,p} [EnergyMaxSurplus(e,p)].SurplusEnergyMaxPrice \\
 & + \sum_{fg,p} [FlowGateSurplusMW(fg,p)].FlowgateSurplusPrice \\
 & + \sum_{e,p} [RampDeficitMW(e,p)].DeficitRampPrice \\
 & + \sum_{e,p} [RampSurplusMW(e,p)].SurplusRampPrice \\
 & + \sum_{gc,p} [GCDeficit(gc)].GCDeficitPrice \\
 & + \sum_{gc,p} [GCSurplus(gc)].GCSurplusPrice \\
 & + \sum_{mtgp,p} [ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p)].ImpCapacitySurplusPrice \\
 & + \sum_{mtgp,p} [ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p)].ExpCapacitySurplusPrice
 \end{aligned}
 \tag{65}$$

Οι Γενικοί Περιορισμοί μπορούν να ταξινομηθούν από πλευράς προτεραιότητας με την απόδοση διαφορετικών συντελεστών ποινής σε κάθε ξεχωριστό περιορισμό. Οι περιορισμοί με τους μεγαλύτερους συντελεστές ποινής έχουν μεγαλύτερη προτεραιότητα προκειμένου να ικανοποιηθούν, σε σχέση με αυτούς που έχουν χαμηλότερους συντελεστές ποινής.

Οι τιμές ποινής είναι διαμορφούμενες, και έχουν αρχικά τις ακόλουθες τιμές:

Πιν.6. Τιμές ποινής μοντέλου UC

Παράμετρος	Τιμή ποινής
TotalGenDeficitPrice	10.000 €/MW
TotalGenSurplusPrice	10.000 €/MW
TotalPrimRsvDeficitPrice	40.000 €/MW
TotalSecRsvDeficitPrice	19.000 €/MW
TotalTerRsvDeficitPrice	5.000 €/MW
DeficitCapacityPrice	45.000 €/MW

SurplusCapacityPrice	45.000 €/MW
EnergyMaxSurplusPrice	18.000 €/MWh
DeficitRampPrice	45.000 €/MW
SurplusRampPrice	45.000 €/MW
GCDeficitPrice	1.000 €/MW
GCSurplusPrice	1.000 €/MW
ImpCapacitySurplusPrice	50.000 Euro/MW
ExpCapacitySurplusPrice	50.000 Euro/MW

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται οι εξισώσεις με τις οποίες μοντελοποιούνται οι επιμέρους συνιστώσες. Αυτές οι εξισώσεις συνιστούν περιορισμούς στους οποίους υπόκειται το πρόβλημα βελτιστοποίησης όταν ελαχιστοποιείται η παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση.

1.3.2.3.12 Όριο Βαθμίδας

Μία βαθμίδα δεν μπορεί να εκκαθαριστεί σε μία στάθμη υψηλότερη από την προσφερόμενη ποσότητα της βαθμίδας. Ο περιορισμός αυτός ισχύει για όλες τις οντότητες με τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου και διατυπώνεται ως εξής:

$$0 \leq BlockClearedMW(ge, b, p) \leq BlockMaxMW(ge, b, p) \quad (66)$$

και

$$0 \leq LoadBlockMW(ld, b, p) \leq BlockMaxMW(ld, b, p) \quad (67)$$

Όπου

- $BlockMaxMW(ce, b, p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την ποσότητα της προσφερόμενης ισχύος για την οντότητα ce , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p .

Ο περιορισμός φορτίου δεν εφαρμόζεται σε πραγματικό χρόνο.

1.3.2.3.13 Πρόγραμμα Παραγωγής Οντότητας

Για κάθε οντότητα παραγωγής, το πρόγραμμα παραγωγής μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους συνιστώσες:

- Το μη τιμολογούμενο μέρος των προσφορών της οντότητας παραγωγής το οποίο συμπεριλαμβάνει αυτό που αντιστοιχεί σε ενέργεια από ΑΠΕ, υποχρεωτική παραγωγή υδροηλεκτρικών και μονάδες υπό δοκιμαστική λειτουργία. Το υπόψη μέρος του προγράμματος παραγωγής πρέπει να ακολουθεί ένα συγκεκριμένο και σταθερό πρόγραμμα.
- Το τιμολογούμενο πρόγραμμα προσφορών παραγωγής συμπεριλαμβανομένων αυτών που αντιπροσωπεύουν εισαγωγές. Το μέρος αυτό δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων παραγωγής.

Το πρόγραμμα παραγωγής που αφορά όλες αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityMW(ge,p) = FixedMW(ge,p) + \sum_b BlockClearedMW(ge,b,p) \quad (68)$$

Όπου

- $FixedMW(ge,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη σταθερή παραγωγή, για την οντότητα παραγωγής ge και την περίοδο p , και αφορά κάθε είδος μη τιμολογούμενης προσφοράς παραγωγής. Μπορεί να παριστάνει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος παραγωγής μίας μονάδας.

Σε λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η στάθμη παραγωγής τίθεται υποχρεωτικά στην τιμή που υπολογίζει ο ΗΕΠ για τις ακόλουθες οντότητες:

- Οντότητες που εκπροσωπούν τις εισαγωγές ενέργειας
- Οντότητες που εκπροσωπούν τις μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία
- Οντότητες που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες
- Οντότητες που εκπροσωπούν τα προγράμματα διόρθωσης ροών στις διασυνδέσεις (πρόσθετη συνιστώσα εξαγωγής)

Ι.3.2.3.14 Πρόγραμμα Οντότητας Φορτίου

Για κάθε οντότητα φορτίου, το πρόγραμμα μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους συνιστώσες:

- Το μη κατανεμόμενο φορτίο. Αυτό το μέρος του προγράμματος φορτίου προσαρμόζεται υποχρεωτικά σε ένα συγκεκριμένο σταθερό πρόγραμμα.
- Το πρόγραμμα του κατανεμόμενου φορτίου, το οποίο συμπεριλαμβάνει το φορτίο που αντιπροσωπεύει εξαγωγές και άντληση. Αυτό το μέρος δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων φορτίου.

Τα κατανεμόμενα φορτία δεν κατανέμονται σε πραγματικό χρόνο. Σαν αποτέλεσμα, οι ακόλουθοι περιορισμοί περιλαμβάνονται μόνο στο μοντέλο UC και εφαρμόζονται στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων.

Το πρόγραμμα του φορτίου που λαμβάνει υπόψη όλες αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityMW(ld,p) = FixedMW(ld,p) + \sum_b LoadBlockMW(ld,b,p) \quad (69)$$

Όπου

- $FixedMW(Id,p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει το σταθερό φορτίο για την οντότητα φορτίου Id και την περίοδο p , και το οποίο παριστάνει κάθε είδος μη τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου. Μπορεί να παριστάνει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος φορτίου.

Σε λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η στάθμη του φορτίου παίρνει υποχρεωτικά την τιμή που υπολογίζει ο ΗΕΠ, για κάθε μία από τις ακόλουθες οντότητες:

- Οντότητες που εκπροσωπούν τις εξαγωγές ενέργειας,
- Οντότητες που εκπροσωπούν τις αντλητικές μονάδες, και
- Οντότητες που εκπροσωπούν τα προγράμματα διόρθωσης ροών στις διασυνδέσεις (πρόσθετη συνιστώσα εξαγωγής).

Παρόλα αυτά, στη λειτουργία ΠΚ και ύστερα από εντολή του χειριστή, τα σταθερά προγράμματα των αντλητικών μονάδων μπορούν να αγνοηθούν. Σε αυτή την περίπτωση, η αντλητική μονάδα επαναπρογραμματίζεται λαμβάνοντας υπόψη τις κατανεμόμενες τιμολογούμενες βαθμίδες.

1.3.2.3.15 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια

Στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και της Εκ των υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μοντελοποιείται απευθείας στο μοντέλο UC ως εξής:

$$\left(\sum_p EntityMW(ge,p) \right) \cdot D - EnergyMaxSurplus(ge,p) \leq MaxEntityEnergy(ge) \quad (70)$$

Όπου

- $MaxEntityEnergy(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε MWh, που παριστάνει την μέγιστη ημερήσια ενέργεια για την οντότητα ge .
- D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για τον ΗΕΠ, το ΠΚ και τη μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος είναι ίση με 1.
- $EnergyMaxSurplus(e,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW της οντότητας e για την περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός μέγιστης ημερήσιας ενέργειας της οντότητας. Εκφράζεται σε MWh.

Ο περιορισμός ενέργειας της οντότητας εφαρμόζεται μόνο όταν η παράμετρος $MaxEntityEnergy(ge)$ είναι αυστηρά θετική.

Στη λειτουργία Προγραμματισμού Κατανομής, η μέγιστη ημερήσια ενέργεια μειώνεται κατά το ποσό της ενέργειας η οποία έχει ήδη προγραμματιστεί από την αρχή της ημέρας (ενδο-ημερήσια μόνο). Εκφράζεται ως εξής:

$$\left(\sum_p EntityMW(ge, p) \right) \cdot D - EnergyMaxSurplus(ge, p) \leq \frac{MaxEntityEnergy(ge) - InitialEnergy(ge)}{D} \quad (71)$$

Όπου

- $InitialEnergy(ge)$ είναι μία παράμετρος, σε MWh, που παριστάνει την αρχική ενέργεια για την οντότητα ge και για όλες τις παρελθούσες περιόδους της παρούσας ημέρας, ήτοι τη συνολική ενέργεια που έχει ήδη προγραμματιστεί πριν από την έναρξη εκτέλεσης του ΠΚ.
- D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για το ΠΚ, αυτή η παράμετρος είναι ίση με 1.

Για τον υπολογισμό της παραμέτρου $InitialEnergy(ge)$ σε λειτουργία ΠΚ, δύο περιπτώσεις μπορούν να θεωρηθούν:

1. Εκτελώντας μία ενδο-ημερήσια λειτουργία ΠΚ και ξεκινώντας από την τρέχουσα ώρα (την ώρα εκείνης της στιγμής): σε αυτή την περίπτωση, η $InitialEnergy$ είναι το άθροισμα της επιβεβλημένης παραγωγής σε ΑΡΠ και μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$InitialEnergy(ge) = \sum_{t < StudyStart} ActualMW(ge, t) \quad (72)$$

Όπου

- $ActualMW(ge, t)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την πραγματική επιβεβλημένη παραγωγή για την οντότητα ge στην περίοδο t .

2. Εκτελώντας μία ενδο-ημερήσια λειτουργία και ξεκινώντας από την επόμενη ώρα ή την επόμενη ημέρα, η $InitialEnergy$ μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$InitialEnergy(ge) = \sum_{t \leq CurrentPeriod} ActualMW(ge, t) + \sum_{CurrentPeriod < t < StudyStart} PlannedMW(ge, t) \quad (73)$$

Όπου

- $PlannedMW(ge, t)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την παραγωγή, εκφρασμένη σε MW, που είναι προγραμματισμένη από την τελευταία εγκεκριμένη εκτέλεση του ΠΚ, ή από την τελευταία εγκεκριμένη εκτέλεση του ΗΕΠ (σε περίπτωση που καμία επίλυση του ΠΚ δεν έχει επικυρωθεί), για την οντότητα ge στην περίοδο t .
- $StudyStart$ παριστάνει την περίοδο χρόνου για την αρχή της εκτέλεσης του ΠΚ.

- (*CurrentPeriod* < *StudyStart*) *CurrentPeriod* παριστάνει την τρέχουσα περίοδο η οποία είναι πριν από την περίοδο έναρξης της μελέτης (*CurrentPeriod* < *StudyStart*).

1.3.2.3.16 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Έγχυση οντότητας στην Αγορά

Οι προσφορές από τις οντότητες παραγωγής στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” (*EntityMW(ge,p)*) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών παραγωγής:

$$EntityInj(ge,p) = EntityMW(ge,p) \cdot (1 - GLF(ge)) \quad (74)$$

Όπου

- *EntityInj(ge,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη στάθμη έγχυσης της οντότητας *ge* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *GLF(ge)* είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα *ge*.

Απορρόφηση Οντότητας από την Αγορά

Οι δηλώσεις φορτίου από τις οντότητες φορτίου στο “σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” (*EntityMW(ld,p)*) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών φορτίου:

$$EntityWdr(ld,p) = EntityMW(ld,p) \cdot (1 + LLF(ld)) \quad (75)$$

Όπου

- *EntityWdr(ld,p)* είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης μίας οντότητας για την οντότητα φορτίου *ld*, για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.
- *LLF(ld)* είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών φορτίου για την οντότητα φορτίου *ld*.

Σημειώσεις:

- Οι συντελεστές απωλειών φορτίου για τη μέση και χαμηλή τάση προκύπτουν από τον αντίστοιχο πίνακα για το φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο δίκτυο διανομής.
- Οι συντελεστές απωλειών παραγωγής για τις διαφορετικές ζώνες προκύπτουν από τους αντίστοιχους πίνακες για το συνολικό φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο σύστημα.

Εκτός από το φορτίο του Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση), όπου ο πίνακας των συντελεστών απωλειών φορτίου εφαρμόζεται ανάλογα, υπάρχει και μία άλλη κατηγορία φορτίου: το Φορτίο στο Σύστημα (Υψηλή Τάση). Σύμφωνα με τον ΚΔΣ (Άρθρο 49) αυτό το φορτίο εξετάζεται ξεχωριστά καθώς δεν αποδίδονται απώλειες σε αυτό (μηδενικός συντελεστής απωλειών).

1.3.2.3.17 Μοντέλο Διαζωνικών Ροών

Έγχυση και Απορρόφηση Σημείου Μέτρησης

Οι εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$Mtgplnj(mtgp, p) = \sum_{ge \text{ at } mtgp} Entitylnj(ge, p) \quad (76)$$

Όπου

- $Mtgplnj(mtgp, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι απορροφήσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpWdr(mtgp, p) = \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityWdr(ld, p) \quad (77)$$

Όπου

- $MtgpWdr(eNode, p)$ είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι καθαρές εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpNetlnj(mtgp, p) = Mtgplnj(mtgp, p) - MtgpWdr(mtgp, p) \quad (78)$$

Όπου

- $MtgpNetlnj(mtgp, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την καθαρή στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Διαζωνικών Ροών

Οι διαζωνικές ροές περιορίζονται από μία μέγιστη ροή:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (79)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW. και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.
- $FlowGateSurplusMW(fg,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια ισχύος στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Η διαζωνική ροή ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\sum_{FromMtg(p)=mtgp} [PTDF(mtg,p) \cdot MtgpNetInj(mtg,p)] = FlowGateMW(fg,p) \quad (80)$$

Όπου

- $PTDF(mtg,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τον Συντελεστή Κατανομής Απωλειών ισχύος του σημείου μέτρησης $mtgp$ για την περίοδο p .

Εξίσωση Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης

Το ισοζύγιο ενέργειας πρέπει να επιβάλλεται σε κάθε λειτουργική ζώνη. Η δυϊκή τιμή του ισοζυγίου ενέργειας ζώνης παρέχει την τιμή ενέργειας ζώνης.

Αν αρθεί ο περιορισμός στη διαζωνική ροής ισχύος (λειτουργία ανάλυσης), όλες οι τιμές ενέργειας των ζωνών είναι ίσες.

Η εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις ζώνες είναι η εξής:

$$\begin{aligned} & \sum_{mtgp \text{ in } z} MtgpNetInj(mtg,p) \\ & + TotalGenDeficit(z,p) - TotalGenSurplus(z,p) \\ & = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) \end{aligned} \quad (81)$$

Όπου

- $TotalGenDeficit(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στη ζώνη z . Εκφράζεται σε MW.
- $TotalGenSurplus(z,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στη ζώνη z . Εκφράζεται σε MW.

1.3.2.3.18 Διαζωνικό Μοντέλο Μεταφοράς

Όπως το διαζωνικό μοντέλο ροής, έτσι και αυτό θεωρεί μία ανάλυση του συστήματος σε ζώνες οι οποίες συνδέονται με πύλες ροής (διασυνδετικές γραμμές ή διάδρομοι). Η διαφορά με το διαζωνικό μοντέλο ροής είναι ότι η διαζωνική ροή δεν εκφράζεται με τους ΣΚΜIs των κόμβων μέτρησης αλλά απευθείας στην εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις ζώνες.

Περιορισμοί Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης

Οι περιορισμοί του ισοζυγίου ισχύος στις λειτουργικές ζώνες παριστάνονται από το ακόλουθο σύνολο γραμμικών εξισώσεων:

$$\sum_{ge \text{ in } z} EntityInj(ge, p) - \sum_{ld \text{ in } z} EntityWdr(ld, p) = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg, p) \quad (82)$$

Όπου

- $FromZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg .
- $ToZone(fg)$ είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg .
- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.

Μοντέλο Διαζωνικού Περιορισμού Ροής

Σημειώνεται ότι μία διαζωνική ροή ορίζεται για κάθε μία κατεύθυνση. Αυτό σημαίνει ότι για μία γραμμή που συνδέει δύο ζώνες (για παράδειγμα: A, B), πρέπει να υπάρχουν δύο διαζωνικές ροές (A-B and B-A).

Η διαζωνική ροή περιορίζεται από το διαζωνικό όριο ικανότητας μεταφοράς:

$$FlowGateMW(fg, p) - FlowGateSurplusMW(fg, p) \leq FlowGateMaxMW(fg, p) \quad (83)$$

Όπου

- $FlowGateMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.
- $FlowGateMaxMW(fg, p)$ είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη διαζωνική ροή fg , για την περίοδο p .
- $FlowGateSurplusMW(fg, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει την περίσσεια MW ισχύος στην διαζωνική ροή fg για την περίοδο p , προκειμένου να επιβληθεί η μέγιστη ροή. Εκφράζεται σε MW.

Σημείωση: ο περιορισμός της μέγιστης ροής στην διαζωνική ροή εφαρμόζεται στις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ. Παρόλα αυτά, αν από την εκτέλεση της μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ προκύψει ένας

διαχωρισμός της αγοράς εξαιτίας ενός υποχρεωτικού περιορισμού σε μία διαζωνική ροή, συμπεριφορά η οποία δεν ανιχνεύονταν στην τελευταία εκτέλεση του ΗΕΠ ή του ΠΚ, τότε η μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ επαναεκτελείται αγνοώντας τον περιορισμό στην διαζωνική ροή.

1.3.2.3.19 Περιορισμοί Εφεδρειών

Περιορισμοί Πρωτεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα της συνεισφοράς σε πρωτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας της ζώνης. Ένας παρόμοιος περιορισμός ισχύει και για το σύστημα:

$$PrimRsvReq(z, p) + PrimRsvDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntityPrimRsvMW(e, p) \quad (84)$$

$$SysPrimRsvReq(p) + SysPrimRsvDeficit(p) \leq \sum_e EntityPrimRsvMW(e, p) \quad (85)$$

Όπου

- $PrimRsvDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $PrimRsvReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysPrimRsvDeficit(p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
- $SysPrimRsvReq(p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα.

Περιορισμοί Δευτερεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα της συνεισφοράς στη δευτερεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε δευτερεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$SecRsvUpReq(z, p) + SecRsvUpDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntitySecRsvUpMW(e, p) \quad (86)$$

$$SecRsvDnReq(z, p) + SecRsvDnDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntitySecRsvDnMW(e, p) \quad (87)$$

$$SysSecRsvUpReq(p) + SysSecRsvUpDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvUpMW(e, p) \quad (88)$$

$$SysSecRsvDnReq(p) + SysSecRsvDnDeficit(p) \leq \sum_e EntitySecRsvDnMW(e, p) \quad (89)$$

Όπου

- $SecRsvUpDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvUpReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SecRsvDnDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SecRsvDnReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysSecRsvUpDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvUpReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.
- $SysSecRsvDnDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.
- $SysSecRsvDnReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Οι παρακάτω πρόσθετοι περιορισμοί συνεπάγονται ότι, για κάθε Περίοδο Κατανομής p , οι ρυθμοί μεταβολής των μονάδων παραγωγής που επιλέγονται για προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία, πρέπει να είναι τέτοιοι ώστε συνολικά να μπορούν να δώσουν δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω τουλάχιστον ίση με $SecRsvUpFastReq$ μέσα σε ένα λεπτό. Μία βοηθητική μεταβλητή εισάγεται, $EntitySecResUpFastMW$, προκειμένου να μοντελοποιηθεί το ελάχιστο της $RRAGC(ce)X1min$ για μία μονάδα που έχει επιλεγεί για δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω.

$$EntitySecRsvUpFastMW(e, p) \leq EntitySecRsvUpMW(e, p) \quad (90)$$

$$EntitySecRsvUpFastMW(e, p) \leq RRAGC(e) \times 1min \quad (91)$$

$$\sum_e EntitySecRsvUpFastMW(e, p) \geq SysSecRsvUpFastReq(p) \quad (92)$$

Όπου

- $SysSecRsvUpFastReq(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.
- $EntitySecRsvUpFastMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά της οντότητας σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού με κατεύθυνση προς τα επάνω, για τη δεσμευμένη οντότητα e , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Οι παρακάτω περιορισμοί εξασφαλίζουν την ίδια απαίτηση με αυτή που περιγράφηκε προηγουμένως για δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω.

$$EntitySecRsvDnFastMW(e, p) \leq EntitySecRsvDnMW(e, p) \quad (93)$$

$$EntitySecRsvDnFastMW(e, p) \leq RRAGC(e) \times 1min \quad (94)$$

$$\sum_e EntitySecRsvDnFastMW(e, p) \geq SysSecRsvDnFastReq(p) \quad (95)$$

Όπου

- $SysSecRsvDnFastReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα του Διαχειριστή του Συστήματος.
- $EntitySecRsvUpFastMW(e, p)$ είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά της οντότητας σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού με κατεύθυνση προς τα κάτω, για την οντότητα e , για την περίοδο p . Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Τριτεύουσας Εφεδρείας

Το άθροισμα της συνεισφοράς στη τριτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε τριτεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$TerRsvReq(z, p) + TerRsvDeficit(z, p) \leq \sum_{e \in z} EntityTerRsvMW(e, p) \quad (96)$$

$$SysTerRsvReq(p) + SysTerRsvDeficit(p) \leq \sum_e EntityTerRsvMW(e, p) \quad (97)$$

Όπου

- $TerRsvDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός τριτεύουσας εφεδρείας.
- $TerRsvReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z .
- $SysTerRsvDeficit(z, p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός τριτεύουσας εφεδρείας.
- $SysTerRsvReq(z, p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Σημείωση: οι ενδεχόμενες απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας για ένα υποσύνολο οντοτήτων μοντελοποιούνται μέσω των γενικών περιορισμών.

1.3.2.3.20 Περιορισμοί Ρυθμών Μεταβολής

Κάθε οντότητα έχει όρια στην ικανότητά της να μετακινηθεί από μία στάθμη παραγωγής σε μία άλλη μέσα σε μία καθορισμένη χρονική περίοδο.

Ο ρυθμός μεταβολής μίας μονάδας είναι διαφορετικός ανάλογα με την κατάσταση της ΑΡΠ της μονάδας (αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι). Κατά συνέπεια, το μοντέλο περιλαμβάνει τη δυαδική μεταβλητή για την κατάσταση δευτερεύουσας ρύθμισης $XupAGC$.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής της παραγωγής μοντελοποιούνται ως εξής:

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα επάνω είναι:

$$EntityMW(e, p) - EntityMW(e, p - 1) \leq \begin{pmatrix} (1 - XupAGC(e, p)) \cdot UpRamp(e) \\ + XupAGC(e, p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampSurplusMW(e, p) \end{pmatrix} \cdot D \quad (98)$$

Όπου

- $UpRamp(e)$ είναι μία παράμετρος, που παριστάνει το άνω όριο ρυθμού ανόδου για την οντότητα e .
- $RRAGC(e)$ είναι μία παράμετρος, σε MW/min, που παριστάνει το Ρυθμό Μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την οντότητα e .

- *RampSurplusMW* είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει το βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας e στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/h.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα κάτω είναι:

$$EntityMW(e, p - 1) - EntityMW(e, p) \leq \left(\begin{array}{l} (1 - XupAGC(e, p)) \cdot DnRamp(e) \\ + XupAGC(e, p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampDeficitMW(e, p) \end{array} \right) \cdot D \quad (99)$$

Όπου

- *DnRamp(e)* είναι μία παράμετρος, σε MW/h, που παριστάνει το κάτω όριο ρυθμού ανόδου της οντότητας e .
- *RampDeficitMW* είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει το βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας e στην περίοδο p . Εκφράζεται σε MW/h.

Στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, ο περιορισμός του ρυθμού μεταβολής εφαρμόζεται για όλες τις περιόδους εκτός από την πρώτη.

1.3.2.3.21 Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς

Θεωρήστε μία διασύνδεση για εισαγωγή *ImpX* σε ένα συγκεκριμένο σημείο μέτρησης *mtgp* με μία συγκεκριμένη ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγή *ImpTC*. Τότε εφαρμόζεται ο ακόλουθος περιορισμός:

$$\left(\sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge, p) - \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld, p) \right) - ImpCapacitySurplusMW(mtgp, p) \leq ImpTC(mtgp, p) \quad (100)$$

Όπου

- *ImpTC(mtgp, p)* είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγή στο σημείο μέτρησης *mtgp* και στην περίοδο p .
- *ImpCapacitySurplusMW(mtgp, p)* είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW στην ικανότητα μεταφοράς μίας εισαγωγής. Αυτή η μεταβλητή εκφράζεται σε MW, για εισαγωγή στο σημείο μέτρησης *mtgp* και την περίοδο p .

Ένας παρόμοιος κανόνας εφαρμόζεται σε μία διασύνδεση για εξαγωγή.

$$\left(\sum_{Id \text{ at } mtgp} EntityMW(Id,p) - \sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) \right) \quad (101)$$

$$- ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p) \leq ExpTC(mtgp,p)$$

Όπου

- $ExpTC(mtgp,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη ικανότητα μεταφοράς για εξαγωγή στο σημείο μέτρησης $mtgp$ και στην περίοδο p .
- $ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p)$ είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW στην ικανότητα μεταφοράς μίας εξαγωγής. Αυτή η μεταβλητή εκφράζεται σε MW, για εξαγωγή στο σημείο μέτρησης $mtgp$ και την περίοδο p .

Οι ακόλουθοι περιορισμοί εκφράζουν το ίδιο με τους δύο προηγούμενους περιορισμούς, αλλά για ένα υποσύνολο M^* όλων των σημείων μέτρησης των διασυνδέσεων (σύνολο METERINGPOINTS) (π.χ. όλες οι βόρειες διασυνδέσεις).

$$\sum_{mtgp \in M^*} \left(\sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) - \sum_{Id \text{ at } mtgp} EntityMW(Id,p) \right) \quad (102)$$

$$- ImpCapacitySurplusMW(M^*,p) \leq ImpTC(M^*,p)$$

$$\sum_{mtgp \in M^*} \left(\sum_{Id \text{ at } mtgp} EntityMW(Id,p) - \sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) \right) \quad (103)$$

$$- ExpCapacitySurplusMW(M^*,p) \leq ExpTC(M^*,p)$$

Όπου

- $ImpTC(M^*,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την ικανότητα μεταφοράς διασυνδέσεως για εισαγωγές για το σύνολο των κόμβων M^* , στην περίοδο p
- $ExpTC(M^*,p)$ είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την ικανότητα μεταφοράς διασυνδέσεως για εξαγωγές για το σύνολο των κόμβων M^* , στην περίοδο p .

Επιπλέον, δύο ακόμα περιορισμοί ορίζονται για τη συνολική ικανότητα εισαγωγών και τη συνολική ικανότητα εξαγωγών του συστήματος. Αυτοί οι περιορισμοί συνεπάγονται ότι το άθροισμα όλων των προς εξαγωγή ποσοτήτων (αντίστοιχα προς εισαγωγή) από όλα τα σημεία μέτρησης του συστήματος είναι μικρότερο από ή ίσο με την εξαγωγική ικανότητα του συστήματος $SysExp(p)$ (αντίστοιχα εισαγωγική ικανότητα του συστήματος $SysImp(p)$).

$$\sum_{mtgp} \left(\sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) \right) - ImpCapacitySurplusMW(p) \leq SysImp(p) \quad (104)$$

$$\sum_{mtgp} \left(\sum_{ld \text{ at } mtgp} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge \text{ at } mtgp} EntityMW(ge,p) \right) - ExpCapacitySurplusMW(p) \leq SysExp(p) \quad (105)$$

Όπου

- $SysImp(p)$ είναι η εισαγωγική ικανότητα του συστήματος στην περίοδο p .
- $SysExp(p)$ είναι η εξαγωγική ικανότητα του συστήματος στην περίοδο p .

1.3.2.3.22 Γενικοί Περιορισμοί

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να παρασταθούν μαθηματικά ως εξής:

$$\begin{aligned} & \sum_e [EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)] \\ & + \sum_e [EntityTerRsvMW(e,p).EntityRsvFactor(e,p)] \\ & - GCSurplus(p) \leq GCLimit(p) \end{aligned} \quad (106)$$

ή

$$\begin{aligned} & \sum_e [EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)] \\ & + \sum_e [EntityTerRsvMW(e,p).EntityRsvFactor(e,p)] \\ & + GCDeficit(p) \geq GCLimit(p) \end{aligned} \quad (107)$$

ή

$$\begin{aligned} & \sum_e [EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)] \\ & + \sum_e [EntityTerRsvMW(e,p).EntityRsvFactor(e,p)] \\ & + GCDeficit(p) - GCSurplus(p) = GCLimit(p) \end{aligned} \quad (108)$$

Όπου

- $GCLimit(p)$ είναι μία παράμετρος που παριστάνει το γενικό περιορισμό ορίου δεξιάς πλευράς για την περίοδο p .
- $EntityFactor(e,p)$ είναι ο συντελεστής περιορισμού (εκφράζεται σε MW^{-1}) της οντότητας e για την περίοδο p για την ενέργεια.

- $EntityRsvFactor(e,p)$ είναι ο συντελεστής περιορισμού (εκφράζεται σε MW^{-1}) της οντότητας e για την περίοδο p για τριτεύουσα εφεδρεία.
- $GCSurplus(p)$ και $GCDeficit(p)$ είναι οι μεταβλητές αναφοράς για τους γενικούς περιορισμούς περίσσειας και ελλείμματος, αντίστοιχα.

1.3.2.4 Μοντέλα UC σε Λειτουργία Ανάλυσης

Το τμήμα αυτό περιγράφει τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται σε λειτουργία ανάλυσης, τα οποία διαφέρουν από το μοντέλο UC (ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ). Οι τρόποι λειτουργίας βασίζονται σε ένα μοντέλο τιμών το οποίο λαμβάνει υπόψη του τις προσφορές παραγωγής και τις δηλώσεις φορτίου. Το μοντέλο ανάλυσης βασίζεται επιπρόσθετα σε ένα μοντέλο υπολογισμού του κόστους καυσίμου, το οποίο χρησιμοποιεί τη βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας και τα κόστη καυσίμου.

Η διαφορά ανάμεσα στα δύο μοντέλα, η οποία αναλύεται παρακάτω, αφορά τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής όπως περιγράφεται στις επόμενες παραγράφους.

1.3.2.4.1 Μέσο Μεταβλητό Κόστος

Η βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου μετατρέπεται στη βηματική συνάρτηση Μέσου Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου, $AverageVariableFuelCost$, η οποία εκφράζεται σε €/MWh, ως εξής:

$$AverageVariableFuelCost(ge,b,p) = Heat(ge,b) \cdot \sum_{ftype} \left(\frac{FuelCost(ftype,p)}{FuelAverageHeatingValue(ftype)} \cdot EntityFuelMix(ge,p,ftype) \right) \quad (109)$$

Όπου

- $FuelCost(ftype,p)$ είναι το κόστος του καυσίμου που χρησιμοποιείται εκφρασμένο σε Euro / μονάδα μέτρησης καυσίμου για τον τύπο καυσίμου $ftype$ και την περίοδο p . Η μονάδα μέτρησης μπορεί να είναι TONS or m3, ανάλογα με τον τύπο του καυσίμου (π.χ. Euro/TON).
- $FuelAverageHeatingvalue(ftype)$ είναι ένας συντελεστής μετατροπής από Μονάδες Καυσίμου σε μονάδες Θερμότητας (GJ) για τον τύπο του καυσίμου $ftype$ (π.χ. GJ/TON).
- $EntityFuelMix(ge,p)$ είναι η σχετική αναλογία κάθε διαθέσιμου τύπου καυσίμου που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί από την οντότητα ge σε κάθε χρονική περίοδο p .
- $Heat(ge,b)$ είναι η συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου (η οποία προκύπτει από την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου του Διαχειριστή του Συστήματος) η οποία αντιστοιχεί στα επιλεγμένα MW της βαθμίδας b , για την οντότητα ge εκφρασμένη σε GJ/MWh.

- $AverageVariableFuelCost(ge,b,p)$ είναι το Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου της οντότητας ge για τη βαθμίδα b στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

1.3.2.4.2 Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος

Προσθέτοντας το Πρόσθετο Μεταβλητό Κόστος $AdditionalVariableCost$ στο Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου $AverageVariableFuelCost$, υπολογίζεται το Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος της οντότητας:

$$\begin{aligned}
 &TotalAverageVariableCost(ge,b,p) \\
 &= \frac{1}{1 - GLF(ge,p)} \cdot (AverageVariableFuelCost(ge,b,p) + AdditionalVariableCost(ge))
 \end{aligned}
 \tag{110}$$

Όπου

- $TotalAverageVariableCost(ge,b,p)$ είναι Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος της οντότητας ge για την βαθμίδα b και την περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.
- $AverageVariableFuelCost(ge,b,p)$ είναι Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου της οντότητας ge στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.
- $AdditionalVariableCost(ge)$ είναι πρόσθετα κόστη ανά MWh της οντότητας, εκφρασμένα σε Euro/MWh για την οντότητα παραγωγής ge .

Σημείωση:

Το πρόσθετο μεταβλητό κόστος $AdditionalVariableCost$ αντιπροσωπεύει το άθροισμα όλων των πρόσθετων μεταβλητών κοστών μίας μονάδας και περιλαμβάνει:

- το πρόσθετο κόστος των πηγών παραγωγής (εκτός από το καύσιμο) σε €/MWh,
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος της συντήρησης λόγω της λειτουργίας της μονάδας (εκτός από το σταθερό κόστος συντήρησης) σε €/MWh,
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος του ανθρωπίνου δυναμικού λόγω της λειτουργίας της μονάδας (εκτός από το σταθερό κόστος του ανθρωπίνου δυναμικού) σε €/MWh,
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος των βελτιωτικών του καυσίμου τα οποία χρησιμοποιούνται για την αύξηση της Μέσης Θερμογόνου Δύναμης του βασικού καυσίμου σε €/MWh, και
- το πρόσθετο μεταβλητό κόστος των εκπομπών σε €/MWh.

1.3.2.4.3 Ωριαίο Κόστος

Το Ωριαίο Κόστος $Cost$ μίας οντότητας ge για την βαθμίδα b , υπολογίζεται από το Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος ως εξής:

$$HourlyCost(ge, b, p) = TotalAverageVariableCost(ge, b, p) \cdot BlockMW(ge, b, p) \quad (111)$$

Όπου

- $HourlyCost(ge, b, p)$ είναι το Ωριαίο Κόστος της οντότητας ge για τη βαθμίδα b στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/h.
- $BlockMW(ge, b, p)$ είναι τα αθροιστικά MW για τη βαθμίδα b της οντότητας ge στην περίοδο p εκφρασμένα σε MW.

Το Ωριαίο Κόστος μίας οντότητας στο τεχνικό της ελάχιστο $MinMw$ είναι προφανώς ίσο με:

$$HourlyCost(ge, MinMW, p) = TotalAverageVariableCost(ge, p) \cdot MinMw(ge, p) \quad (112)$$

Κάθε μονάδα είναι επίσης υποχρεωμένη να υποβάλλει Κόστος Λειτουργίας εν Κενώ, το οποίο παριστάνει το ωριαίο κόστος στα 0 MW.

$$HourlyCost(ge, 0 \text{ MW}, p) = NoLoadCost(ge) \quad (113)$$

$NoLoadCost(ge)$ είναι το κόστος παραγωγής της μονάδας στα 0 MW εκφρασμένο σε Euro/hour για την οντότητα ge

1.3.2.4.4 Διαφορικό Κόστος (Incremental Cost)

Το Διαφορικό Κόστος (ή Οριακό Κόστος) μίας οντότητας υπολογίζεται από την παράγωγο του ωριαίου κόστους ως εξής:

$$\begin{aligned} IncrCost(ge, b, p) &= \frac{d(HourlyCost(ge, b, p))}{dt} \\ &= \frac{HourlyCost(ge, b, p) - HourlyCost(ge, b-1, p)}{BlockMW(ge, b, p) - BlockMW(ge, b-1, p)} \end{aligned} \quad (114)$$

Όπου

- $IncrCost(ge, p)$ είναι το διαφορικό κόστος της βαθμίδας b για την οντότητα ge στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

Το πρώτο βήμα του Διαφορικού Κόστους μίας οντότητας ανάμεσα στη μηδενική παραγωγή και το τεχνικό ελάχιστο $IncrCost(0MW \rightarrow MinMW)$ ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση έτσι ώστε το ολοκλήρωμα του Διαφορικού Κόστους $IncrCost$ από το μηδέν στο $MinMW$ μαζί με το Κόστος Λειτουργίας εν Κενώ να είναι ίσο με το Ωριαίο Κόστος της οντότητας για παραγωγή στο $MinMw$.

$$IncrCost(ge, 0MW \rightarrow MinMW, p) = \frac{HourlyCost(ge, MinMW, p) - NoLoadCost(ge)}{MinMW} \quad (115)$$

1.3.2.4.5 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής στη λειτουργία ανάλυσης ταυτίζεται με αυτό της διαδικασίας λειτουργίας. Η μόνη διαφορά είναι ότι χρησιμοποιούνται οι καμπύλες του διαφορικού κόστους αντί των τιμολογούμενων προσφορών. Αυτό μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$GenerationCost = \sum_{ge,p} (1 - GLF(ge)) \cdot \left(\sum_{b \in Blocks} (BlockClearedMW(ge, b, p) \cdot IncrCost(ge, b, p)) \right) \cdot D \quad (116)$$

Όπου

- $BlockClearedMW(ge, b, p)$ είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα της εκκαθαριζόμενης ενέργειας, εκφρασμένη σε MW, για την οντότητα παραγωγής ge , τη βαθμίδα b , και την περίοδο p .
- $GLF(ge)$ είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής της οντότητας ge .
- D είναι η διάρκεια της περιόδου, εκφρασμένη σε ώρες. Για τις λειτουργίες ΗΕΠ, ΠΚ και μεθοδολογίας υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1.

1.4 Υπολογισμός Οριακής Τιμής

1.4.1 Αντικείμενο

Αντικείμενο αυτού του τμήματος είναι να περιγράψει τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ), της Τιμής Πρωτεύουσας Εφεδρείας και της Τιμής Δευτερεύουσας Ρύθμισης, με βάση τη μαθηματική διατύπωση του μοντέλου Επίλυσης αγοράς του ΗΕΠ.

1.4.2 Υπολογισμός της ΟΤΣ

Η Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) κάθε λειτουργικής ζώνης ισούται με το σκιώδες κόστος (πολλαπλασιαστής Lagrange) του περιορισμού του ισοζυγίου ισχύος της ζώνης. Στην περίπτωση που οι διαζωνικοί περιορισμοί ροής δεν είναι δεσμευτικοί, οι δύο δυϊκές τιμές ταυτίζονται και η ΟΤΣ ισούται με αυτή την κοινή τιμή. Στην περίπτωση που οι διαζωνικοί περιορισμοί ροής είναι δεσμευτικοί, οι δύο δυϊκές τιμές μπορεί να είναι διαφορετικές και η ΟΤΣ υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος (με την παραγωγή των ζωνών) μέσος όρος των οριακών τιμών παραγωγής των ζωνών.

Σε κάθε περίπτωση, η ΟΤΠ κάθε λειτουργικής ζώνης καθορίζεται από μία ή περισσότερες οντότητες εντός της κάθε Λειτουργικής Ζώνης, η οποίες μπορεί να είναι μονάδες παραγωγής, κατανεμόμενα φορτία, εισαγωγές ή εξαγωγές.

Προκειμένου να εφαρμοστεί η χαλάρωση Lagrange στην διατύπωση του προβλήματος, η Lagrangian συνάρτηση του προβλήματος ορίζεται, προσθέτοντας έναν πολλαπλασιαστή Lagrange σε κάθε περιορισμό του προβλήματος του ΗΕΠ, ως εξής:

$$L = Obj + \lambda_1 \cdot (Constraint_1) + \dots + \lambda_N \cdot (Constraint_N)$$

Σύμφωνα με το Άρθρο 59, παρ. 4 του ΚΔΣ, όταν δεν προσεγγίζεται κάποιο διαζωνικό όριο ροής, η ΟΤΣ εκφράζει την οριακή μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μία οριακή αύξηση του φορτίου του συστήματος. Όταν ένας περιορισμός ορίου ροής είναι δεσμευτικός, η ΟΤΠ της ζώνης εκφράζει την μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μία οριακή αύξηση του φορτίου της υπόψη λειτουργικής ζώνης.

Σύμφωνα με τις συνθήκες βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker, στο βέλτιστο σημείο η μερική παράγωγος της Lagrangian συνάρτησης ως προς μία συγκεκριμένη μεταβλητή του προβλήματος είναι ίση με το μηδέν. Κατά συνέπεια, αν ο παραπάνω κανόνας εφαρμοστεί στην παραγωγή μίας βαθμίδας μίας μονάδας “ge” (μεταβλητή: $BlockClearedMW_{ge}(ge,b,p)$), έχουμε:

$$\frac{\partial L}{\partial BlockClearedMW_{ge}} = (1 - GLF) \cdot Price - (1 - GLF) \cdot \lambda_{ZPB} - \lambda_{Max} - \lambda_{Max}^{AGC} - \lambda_{Min} - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{MDE} - \lambda_{RRup} - \lambda_{RRdn} - \sum_{GC} (F_{GC} \cdot \lambda_{GC}) = 0$$

Αυτό δίνει:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 - GLF) \cdot Price - \lambda_{Max} - \lambda_{Max}^{AGC} - \lambda_{Min} - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{MDE} - \lambda_{RRup} - \lambda_{RRdn} - \sum_{GC} (F_{GC} \cdot \lambda_{GC})}{(1 - GLF)}$$

Όπου

λ_{ZPB} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος της λειτουργικής ζώνης (82)

λ_{Max} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (45)

λ_{Max}^{AGC} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (46)

λ_{Min} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (47)

λ_{MaxB}^{ge} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (66)

λ_{MDE} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (70)

λ_{RRup} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (98)

λ_{RRdn} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (99)

λ_{GC} είναι οι πολλαπλασιαστές Lagrange των περιορισμών (106), (107), (108)

GC είναι το σύνολο των γενικών περιορισμών (106), (107), (108) στους οποίους συμμετέχει η μονάδα “ge”

F_{GC} είναι ο Συντελεστής Οντότητας με τον οποίο πολλαπλασιάζεται η παραγωγή της μονάδας στον γενικό περιορισμό GC

GLF είναι ο συντελεστής απωλειών παραγωγής που αντιστοιχεί στη μονάδα “ge”

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην κατανάλωση ενός τιμολογούμενου φορτίου “Id” (μεταβλητή: LoadBlockMW(Id,b,p)), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 + LLF) \cdot Price + \lambda_{MaxB}^{Id}}{(1 + LLF)}$$

Όπου

λ_{MaxB}^{Id} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (67)

LLF είναι ο συντελεστής απωλειών φορτίου ο οποίος αντιστοιχεί στο τιμολογούμενο φορτίο “Id”

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην έγχυση μίας εισαγωγής “ge” (μεταβλητή: BlockClearedMW(ge,b,p)), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 - GLF) \cdot Price - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{NTC}^{im} - \lambda_{NTC}^{ex} - \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{im} - \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{ex}}{(1 - GLF)}$$

Όπου

λ_{NTC}^{im} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (100)

λ_{NTC}^{ex} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (101)

λ_{CBSSET}^{im} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange των περιορισμών ανισοτήτων (102), (104)

λ_{CBSSET}^{ex} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange των περιορισμών ανισοτήτων (103), (105)

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην απορρόφηση μίας εξαγωγής “Id” (μεταβλητή: LoadBlockMW(Id,b,p)), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1 + LLF) \cdot Price + \lambda_{MaxB}^{Id} + \lambda_{NTC}^{im} + \lambda_{NTC}^{ex} + \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{im} + \sum_{cbs} \lambda_{CBSSET}^{ex}}{(1 + LLF)}$$

Όταν προσεγγίζεται το όριο ροής ισχύος στις πύλες, τότε ξεχωριστές οριακές τιμές παραγωγής (ΟΤΠ, λ_{ZPB}) εξάγονται για κάθε λειτουργική ζώνη του συστήματος. Σύμφωνα με το Άρθρο 59, παρ. 4 (στ) του Κώδικα του Συστήματος, σε αυτή την περίπτωση η ΟΤΣ υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών του συστήματος, ως εξής:

$$SMP = \frac{\sum_z \left(\lambda_{ZPB}^z \cdot \sum_{ge \in z} EntityInj_{ge} \right)}{\sum_{ge} EntityInj_{ge}}$$

Όπου

$EntityInj_{ge}$ είναι η στάθμη έγχυσης της οντότητας (στο σημείο αγοράς) για την οντότητα παραγωγής “ge” (μονάδες και εισαγωγές).

1.4.3 Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρειών

Η Τιμή της Πρωτεύουσας Εφεδρείας είναι ίση με την υψηλότερη προσφορά (για Πρωτεύουσα Εφεδρεία) μεταξύ των μονάδων που παρέχουν Πρωτεύουσα Εφεδρεία (συγκεκριμένα $EntityPrimRsvMW > 0$). Η Τιμή Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι ίση με την υψηλότερη προσφορά (για Δευτερεύουσα Ρύθμιση) μεταξύ των μονάδων που παρέχουν Δευτερεύουσα Ρύθμιση είτε προς τα επάνω είτε προς τα κάτω (συγκεκριμένα $EntitySecRsvUpMW > 0$ ή $EntitySecRsvDnMW > 0$).

Ι.4.4 Συμπεράσματα

Η ΟΤΠ λειτουργικής ζώνης, η οποία δίνεται από το εικονικό κόστος (πολλαπλασιαστής Lagrange) του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος της ζώνης, εκφράζει το κόστος ενέργειας (αποκλειστικά, χωρίς να συμπεριλαμβάνει το κόστος της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας), ελαφρά διαφοροποιημένο με το κόστος της συμμετοχής της οριακής βαθμίδας της οριακής οντότητας (ή κάθε άλλης οντότητας) στους περιορισμούς του προβλήματος ΗΕΠ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

ΕΓΧΥΣΗΣ

ΙΙ.5 Εισαγωγή

Για τη μελέτη προσδιορισμού των συντελεστών απωλειών εφαρμόζεται η μέθοδος Ροής Φορτίου Συνεχούς Ρεύματος (ΣΡ). Η επιλογή χρήσης ροής φορτίου ΣΡ έναντι ΕΡ γίνεται για απλοποίηση των υπολογισμών χωρίς να βλάπτεται η ακρίβεια στον υπολογισμό των απωλειών. Τα επίπεδα φορτίου συστήματος για τη διεξαγωγή της μελέτης, κυμαίνονται μεταξύ μιας ελάχιστης και μέγιστης τιμής με προκαθορισμένα βήματα της τάξης των 250 MW.

Ο υπολογισμός των ζωνικών συντελεστών απωλειών περιλαμβάνει τα κάτωθι στάδια:

α) Δημιουργείται μία «βασική περίπτωση Αναφοράς» με την αποτύπωση της τοπολογίας και των παραμέτρων του Συστήματος και δεδομένα εγχύσεων και απομαστεύσεων ισχύος στους κόμβους για ένα επίπεδο φορτίου «Αναφοράς» του Συστήματος (π.χ. αιχμή φορτίου).

β) Για κάθε επίπεδο φορτίου δημιουργείται μία «βασική περίπτωση» με εγχύσεις και απομαστεύσεις ισχύος, σύμφωνα με την υπάρχουσα εμπειρία του Διαχειριστή του Συστήματος.

γ) Για τις παραπάνω «βασικές περιπτώσεις» γίνεται επίλυση του προβλήματος Ροής Φορτίου ΣΡ.

δ) Για καθεμιά από τις παραπάνω «βασικές περιπτώσεις» γίνεται ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τη βασική περίπτωση Ροής Φορτίου, που αντιστοιχεί σε αύξηση κατά 1 MW της έγχυσης σε κάθε ζυγό παραγωγής του συστήματος και αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά 1 MW (αναλογικά σε όλους τους ζυγούς του συστήματος). Με την ανάλυση ευαισθησίας υπολογίζονται οι διαφορικές απώλειες σε κάθε κόμβο παραγωγής για κάθε επίπεδο φορτίου Συστήματος, και προκύπτουν οι συντελεστές ευαισθησίας απωλειών, για κάθε ζυγό παραγωγής του Συστήματος και για επίπεδο φορτίου Συστήματος. Οι συνολικές και οι διαφορικές απώλειες του Συστήματος υπολογίζονται σύμφωνα με τις εξισώσεις (2), (3) της επόμενης παραγράφου.

ε) Στη συνέχεια, υπολογίζονται οι κομβικοί συντελεστές απωλειών κάθε ζυγού παραγωγής για κάθε επίπεδο φορτίου Συστήματος σύμφωνα με την εξίσωση (6) της επόμενης παραγράφου.

στ) Για κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος κανονικοποιούνται οι κομβικοί συντελεστές απωλειών (εξισώσεις (8), (9) της επόμενης παραγράφου), προκειμένου να προσαρμοστούν οι υπολογιζόμενες απώλειες, στις πραγματικές απώλειες.

ζ) Υπολογίζεται η συσχέτιση κάθε κομβικού συντελεστή απωλειών με όλους τους υπόλοιπους ώστε να διαπιστωθεί η γεωγραφική διαφοροποίηση των συντελεστών. Στη συνέχεια γίνεται ομαδοποίηση των κομβικών συντελεστών απωλειών βάσει γεωγραφικής συνάφειας και βαθμού συσχέτισης, ώστε να προκύψουν οι τελικές Ζώνες Χρέωσης Απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς και να υπολογιστούν οι αντίστοιχοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών.

η) Ο ζωνικός συντελεστής απωλειών κάθε Ζώνης του συστήματος για κάθε επίπεδο φορτίου L , υπολογίζεται ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των κομβικών συντελεστών απωλειών των ζυγών παραγωγής της Ζώνης (εξ. (12) της επόμενης παραγράφου).

θ) Ενδεχομένως, κάποιοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών να λάβουν τιμές μεγαλύτερες της μονάδας. Για το λόγο αυτό, γίνεται αναπροσαρμογή αυτών και προκύπτουν οι αναπροσαρμοσμένοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών, όπως περιγράφεται στην επόμενη παράγραφο, εξ. (15)-(16).

II.6 Αναλυτική μεθοδολογία υπολογισμού

Το πρόβλημα Ροής Φορτίου ΣΡ αποτυπώνεται με την παρακάτω σχέση:

$$\mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} = \mathbf{P} \quad (1)$$

όπου

B ο πίνακας αγωγιμοτήτων του Συστήματος,

P το διάνυσμα εγχύσεων και απομαστεύσεων ισχύος στους ζυγούς του συστήματος (εκτός του ζυγού αναφοράς), $\mathbf{P} = [P_2 \quad \dots \quad P_N]^T$

θ το διάνυσμα φάσεων των τάσεων των ζυγών του συστήματος (εκτός του ζυγού αναφοράς), $\boldsymbol{\theta} = [\theta_2 \quad \dots \quad \theta_N]^T$

N ο αριθμός των ζυγών του συστήματος

Η ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τη βασική περίπτωση Ροής Φορτίου, οδηγεί στα επόμενα αποτελέσματα :

Οι συνολικές απώλειες του συστήματος υπολογίζονται προσεγγιστικά ως εξής:

$$P_\ell = \sum_{ij} g_{ij} (\theta_i - \theta_j)^2 = \sum_{ij} g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (2)$$

όπου

i δείκτης ζυγού του Συστήματος

ij δείκτης γραμμής μεταφοράς του Συστήματος

g_{ij} επιδεκτικότητα της γραμμής ij, δίνεται από τον τύπο $g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$

r_{ij} ωμική αντίσταση γραμμής ij

x_{ij} επαγωγική αντίσταση γραμμής ij

θ_i η φάση του διανύσματος της τάσης του ζυγού i του Συστήματος

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j = \mathbf{e}_{ij}^T \boldsymbol{\theta}$: η διαφορά φάσης των διανυσμάτων τάσης των ζυγών i και j, με:

$$\mathbf{e}_{ij} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} \leftarrow i \\ \\ \leftarrow j \end{matrix}$$

Οι διαφορικές απώλειες υπολογίζονται ως εξής:

$$\mathbf{s} = \frac{\partial P_\ell}{\partial \mathbf{P}} = \sum_{ij} 2 \cdot g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \mathbf{P}} = 2 \cdot \sum_{ij} g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \mathbf{e}_{ij}^T \frac{\partial \boldsymbol{\theta}}{\partial \mathbf{P}} = 2 \cdot \sum_{ij} g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \mathbf{e}_{ij}^T \mathbf{B}^{-1} \Rightarrow$$

$$\mathbf{s} = \frac{\partial P_\ell}{\partial \mathbf{P}} = 2 \cdot \left(\sum_{ij} g_{ij} \cdot \theta_{ij}^0 \cdot \mathbf{e}_{ij}^T \right) \cdot \mathbf{B}^{-1} = [s_2 \quad \dots \quad s_N]^T \quad (3)$$

Για τον υπολογισμό των διαφορικών απωλειών ενός ζυγού παραγωγής g γίνεται η παραδοχή ότι η αύξηση κατά 1 MW της έγχυσης στο ζυγό παραγωγής g αντιστοιχεί σε αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά 1 MW αναλογικά σε όλους τους ζυγούς του συστήματος, βάσει της κατανάλωσης αυτών κατά την «βασική περίπτωση». Έτσι, ορίζεται ο συντελεστής κατανομής για κάθε ζυγό k του συστήματος, η_k^L :

$$\eta_k^L = \frac{P_{D,k}^0}{\sum_k P_{D,k}^0} \quad (4)$$

όπου

$P_{D,k}^0$ το φορτίο του ζυγού k κατά την «βασική περίπτωση»

Από την παραπάνω σχέση (3) προκύπτουν οι κομβικές διαφορικές απώλειες για κάθε ζυγό παραγωγής g και για επίπεδο φορτίου συστήματος L :

$$\tilde{s}_g^L = \frac{\partial P_\ell^L}{\partial P_g^L} = s_g^L - \sum_{k=2}^N (\eta_k^L \cdot s_k^L) \quad (5)$$

όπου

$\tilde{s}_g^L$ οι κομβικές διαφορικές απώλειες του ζυγού παραγωγής g για επίπεδο φορτίου συστήματος L

P_ℓ^L οι συνολικές απώλειες του Συστήματος για επίπεδο φορτίου L

Σημειώνεται ότι για τους ζυγούς παραγωγής g που συνδέονται στη χαμηλή τάση μετασχηματιστή ισχύος (δύο ή τριών τυλιγμάτων), οι διαφορικές απώλειες του ζυγού παραγωγής g υπολογίζονται στην πλευρά της υψηλής τάσης του μετασχηματιστή ισχύος (150 kV ή 400 kV).

ε) Ο κομβικός συντελεστής απωλειών του ζυγού παραγωγής g για το επίπεδο φορτίου L , $AGLF_g^L$, υπολογίζεται ως εξής:

$$AGLF_g^L = 1 - \tilde{s}_g^L \quad (6)$$

Οι υπολογιζόμενες απώλειες που αντιστοιχούν στους παραπάνω κομβικούς συντελεστές απωλειών, $CLoss_{\alpha}^L$, δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$CLoss_{\alpha}^L = \sum_g \left[(1 - AGLF_g^L) \cdot P_g^L \right] = \sum_g \left(\tilde{s}_g^L \cdot P_g^L \right) \quad (7)$$

στ) Για κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος L υπολογίζεται η σταθερά κανονικοποίησης των κομβικών συντελεστών απωλειών, n^L , προκειμένου να προσαρμοστούν οι υπολογιζόμενες απώλειες, $CLoss_{\alpha}^L$, στις πραγματικές απώλειες, $RLoss^L$. Η σταθερά κανονικοποίησης των κομβικών συντελεστών απωλειών, n^L , υπολογίζεται ως εξής:

$$n^L = \frac{RLoss^L}{CLoss_{\alpha}^L} = \frac{RLoss^L}{\sum_g \left(\tilde{s}_g^L \cdot P_g^L \right)} \quad (8)$$

Στη συνέχεια, γίνεται αναπροσαρμογή των κομβικών συντελεστών απωλειών, χρησιμοποιώντας τη σταθερά κανονικοποίησης των απωλειών. Ο αναπροσαρμοσμένος κομβικός συντελεστής απωλειών του ζυγού παραγωγής g για το επίπεδο φορτίου L , GLF_g^L , υπολογίζεται ως εξής:

$$GLF_g^L = 1 - n^L \cdot \tilde{s}_g^L \quad (9)$$

Οι υπολογιζόμενες απώλειες που αντιστοιχούν στους αναπροσαρμοσμένους κομβικούς συντελεστές απωλειών, $CLoss_{\beta}^L$, δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$CLoss_{\beta}^L = \sum_g \left[(1 - GLF_g^L) \cdot P_g^L \right] = n^L \cdot \sum_g \left(\tilde{s}_g^L \cdot P_g^L \right) \quad (10)$$

Από τις σχέσεις (8) και (10) προκύπτει ότι:

$$CLoss_{\beta}^L = RLoss^L \quad (11)$$

ζ) Ο ζωνικός συντελεστής απωλειών κάθε Ζώνης z του συστήματος για κάθε επίπεδο φορτίου L , ZLF_z^L , υπολογίζεται ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των κομβικών συντελεστών απωλειών των ζυγών παραγωγής της Ζώνης:

$$ZLF_z^L = \frac{\sum_{g \in z} (GLF_g^L \cdot P_g^L)}{\sum_{g \in z} P_g^L} \quad (12)$$

Οι υπολογιζόμενες απώλειες που αντιστοιχούν στους παραπάνω ζωνικούς συντελεστές απωλειών, $CLoss_\gamma^L$, δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$CLoss_\gamma^L = \sum_z \left[\left(1 - ZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (13)$$

ή διαφορετικά, κάνοντας χρήση της σχέσης (12):

$$\begin{aligned} CLoss_\gamma^L &= \sum_z \left[\left(1 - \frac{\sum_{g \in z} (GLF_g^L \cdot P_g^L)}{\sum_{g \in z} P_g^L} \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] = \sum_z \left[\sum_{g \in z} P_g^L - \sum_{g \in z} (GLF_g^L \cdot P_g^L) \right] = \\ &= \sum_g P_g^L - \sum_g (GLF_g^L \cdot P_g^L) = CLoss_\beta^L = RLoss^L \end{aligned} \quad (14)$$

λαμβάνοντας υπόψη τις σχέσεις (10) και (11).

Ενδεχομένως, κάποιοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών να λάβουν τιμές μεγαλύτερες της μονάδας. Για το λόγο αυτό, γίνεται αναπροσαρμογή αυτών και προκύπτουν οι αναπροσαρμοσμένοι ζωνικοί συντελεστές απωλειών, $AZLF_z^L$, όπως φαίνεται παρακάτω:

$$AZLF_z^L = 1 \text{ για τις Ζώνες Χρέωσης Απωλειών με } ZLF_z^L > 1 \quad (15)$$

$$AZLF_z^L = ZLF_z^L - \left(\frac{RLoss_-^L}{RLoss_+^L} \right) \cdot (1 - ZLF_z^L) \quad \text{για όλες τις υπόλοιπες Ζώνες Χρέωσης}$$

$$\text{Απωλειών (με } ZLF_z^L \leq 1) \quad (16)$$

$$RLoss_-^L = \sum_{z \in Z^-} \left[\left(1 - ZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (17)$$

$$RLoss_+^L = \sum_{z \in Z^+} \left[\left(1 - ZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (18)$$

όπου

Z^- το σύνολο των ζωνών με ζωνικό συντελεστή απωλειών μεγαλύτερο του 1, και

Z^+ το σύνολο των ζωνών με ζωνικό συντελεστή απωλειών μικρότερο του 1.

Στην περίπτωση κατά την οποία για μία Ζώνη Χρέωσης Απωλειών με $ZLF_z^L \leq 1$ προκύψει $AZLF_z^L > 1$ (μετά την αναπροσαρμογή), τότε εφαρμόζεται μία ακολουθιακή διαδικασία κατά την οποία εφαρμόζονται οι σχέσεις (15) και (16), βάζοντας στη θέση των ZLF_z^L στη σχέση (16) τους συντελεστές $AZLF_z^L$ της προηγούμενης επανάληψης, ώσπου όλες οι Ζώνες Χρέωσης Απωλειών να έχουν $AZLF_z^L \leq 1$.

Μετά το πέρας της παραπάνω διαδικασίας, γίνεται υπολογισμός των απωλειών που αντιστοιχούν στους αναπροσαρμοσμένους ζωνικούς συντελεστές απωλειών, $CLoss_\delta^L$, όπως φαίνεται στην παρακάτω σχέση:

$$CLoss_\delta^L = \sum_z \left[\left(1 - AZLF_z^L \right) \cdot \left(\sum_{g \in z} P_g^L \right) \right] \quad (19)$$

Αποδεικνύεται τελικά ότι οι υπολογιζόμενες απώλειες $CLoss_\delta^L$ ισούνται με τις πραγματικές απώλειες, $RLoss^L$.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

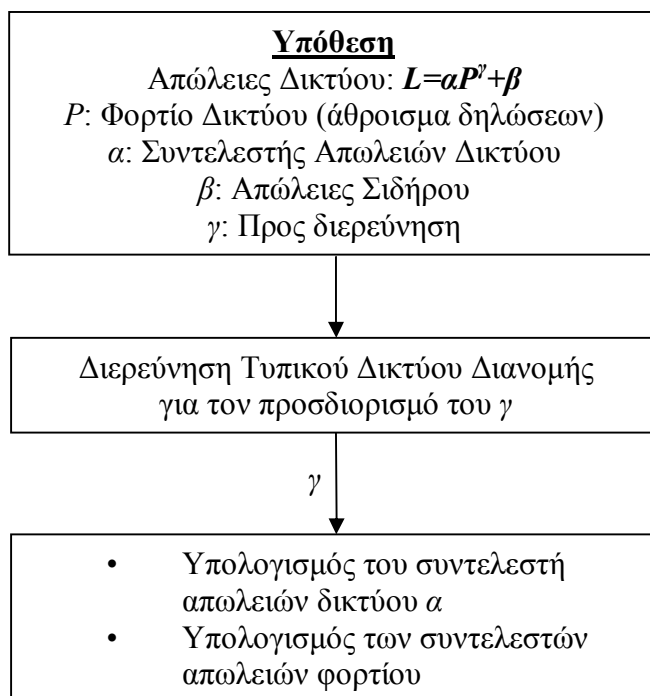
ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

ΦΟΡΤΙΟΥ

ΙΙΙ.1 Εισαγωγή

Με βάση τον ΚΔΣ, απαιτείται ο ωριαίος υπολογισμός των απωλειών του Δικτύου (ΜΤ και ΧΤ), προκειμένου να διαμορφώνονται κατάλληλα οι προσφορές των εκπροσώπων φορτίου (Προμηθευτές) σε κάθε περίοδο κατανομής για την επίλυση του ΗΕΠ. Για το σκοπό αυτό, απαιτείται από τον ΚΔΣ ο προσδιορισμός του συντελεστή απωλειών του φορτίου.

Η διερεύνηση που ακολουθεί, σκοπό έχει την εύρεση της σχέσης των απωλειών του Δικτύου με το φορτίο του. Καθώς δεν είναι διαθέσιμες ωριαίες μετρήσεις απωλειών και φορτίου στο Δίκτυο (παρά μόνο οι ωριαίες μετρήσεις έγχυσης από το Σύστημα και η συνολική ετήσια κατανάλωση), απαιτείται μία θεωρητική προσέγγιση η οποία θα συνδέει τις απώλειες Δικτύου με το φορτίο του. Αναμένεται τα επόμενα χρόνια, με την εγκατάσταση κατάλληλων μετρητών ενέργειας στο Δίκτυο, να αποκτηθούν τα απαραίτητα δεδομένα για την επακριβή προσδιορισμό των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου. Στο Σχ. 1 παρουσιάζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία προσδιορισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου.



Σχ.16. Προτεινόμενη μεθοδολογία προσδιορισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Όσον αφορά την αρχική υπόθεση, οι απώλειες είναι συνάρτηση του τετραγώνου του ρεύματος, καθώς και πλήθους άλλων παραγόντων όπως ο συντελεστής ισχύος του φορτίου, τα είδη και τα μήκη των γραμμών, η κατάσταση των τάσεων, η θερμοκρασία κλπ. Επομένως, είναι αναμενόμενο οι απώλειες του Δικτύου να εξαρτώνται με μία πολυωνυμική σχέση από το επίπεδο του φορτίου του Δικτύου. Η πολυωνυμική αυτή σχέση διερευνάται στη συνέχεια.

III.2 Διερεύνηση απωλειών για τυπικό τμήμα του Δικτύου Διανομής

Προκειμένου να μελετηθεί η σχέση που παρουσιάζουν οι απώλειες με το φορτίο προσομοιώθηκε το τμήμα του Δικτύου του Σχ. 2. το οποίο σύμφωνα με το Διαχειριστή του Δικτύου, είναι αντιπροσωπευτικό. Με χρήση του προγράμματος ροής φορτίου πραγματοποιήθηκαν επιλύσεις για διαφορετικά επίπεδα φορτίου και διαφορετικούς συντελεστές ισχύος. Οι απώλειες που υπολογίσθηκαν από το πρόγραμμα ροής φορτίου για διαφορετικά επίπεδα φορτίου και δίνονται στους Πιν.7, Πιν.8, Πιν.9. Να σημειωθεί ότι παρόμοια διαδικασία ακολουθείται σε δημοσιευμένες εργασίες που σκοπό έχουν την αναλυτική μελέτη των απωλειών δικτύων διανομής.

Στη συνέχεια έγινε προσπάθεια προσαρμογής των δεδομένων (φορτίο-απώλειες) σε μία σχέση του τύπου:

$$L = \lambda P^\gamma \quad (20)$$

όπου:

L : οι συνολικές απώλειες

P : το συνολικό φορτίο

λ, γ : συντελεστές προσαρμογής των απωλειών Δικτύου

Στην παραπάνω σχέση δεν υπάρχει σταθερός όρος, δηλαδή δεν λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες πυρήνα των Μ/Σ του Δικτύου, καθώς για το υπό μελέτη τμήμα του Δικτύου ο Μ/Σ 150/20 kV τροφοδοτεί και άλλα φορτία. Το τμήμα αυτό των απωλειών παρέχεται από το Διαχειριστή του Δικτύου συνολικά για όλο το Δίκτυο ΜΤ και ΧΤ.

Στους Πιν.7 - Πιν.9 δίνονται οι συντελεστές λ και γ που υπολογίζονται για κάθε περίπτωση. Παρατηρείται ότι οι απώλειες του Δικτύου είναι συνάρτηση του τετραγώνου του φορτίου. Η σχέση αυτή χρησιμοποιείται στην επόμενη ενότητα για τον υπολογισμό των συντελεστών απωλειών φορτίου. Σημειώνεται ότι το φορτίο κάθε αναχώρησης 20 kV δεν ξεπερνά το επίπεδο των 12 MW (θερμικό όριο). Η διερεύνηση πραγματοποιείται για υψηλότερες τιμές προκειμένου να εκτιμηθεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η σχέση των απωλειών με το φορτίο.

Πιν.7. Συντελεστές υπολογισμού απωλειών – $\cos\phi=0,95$

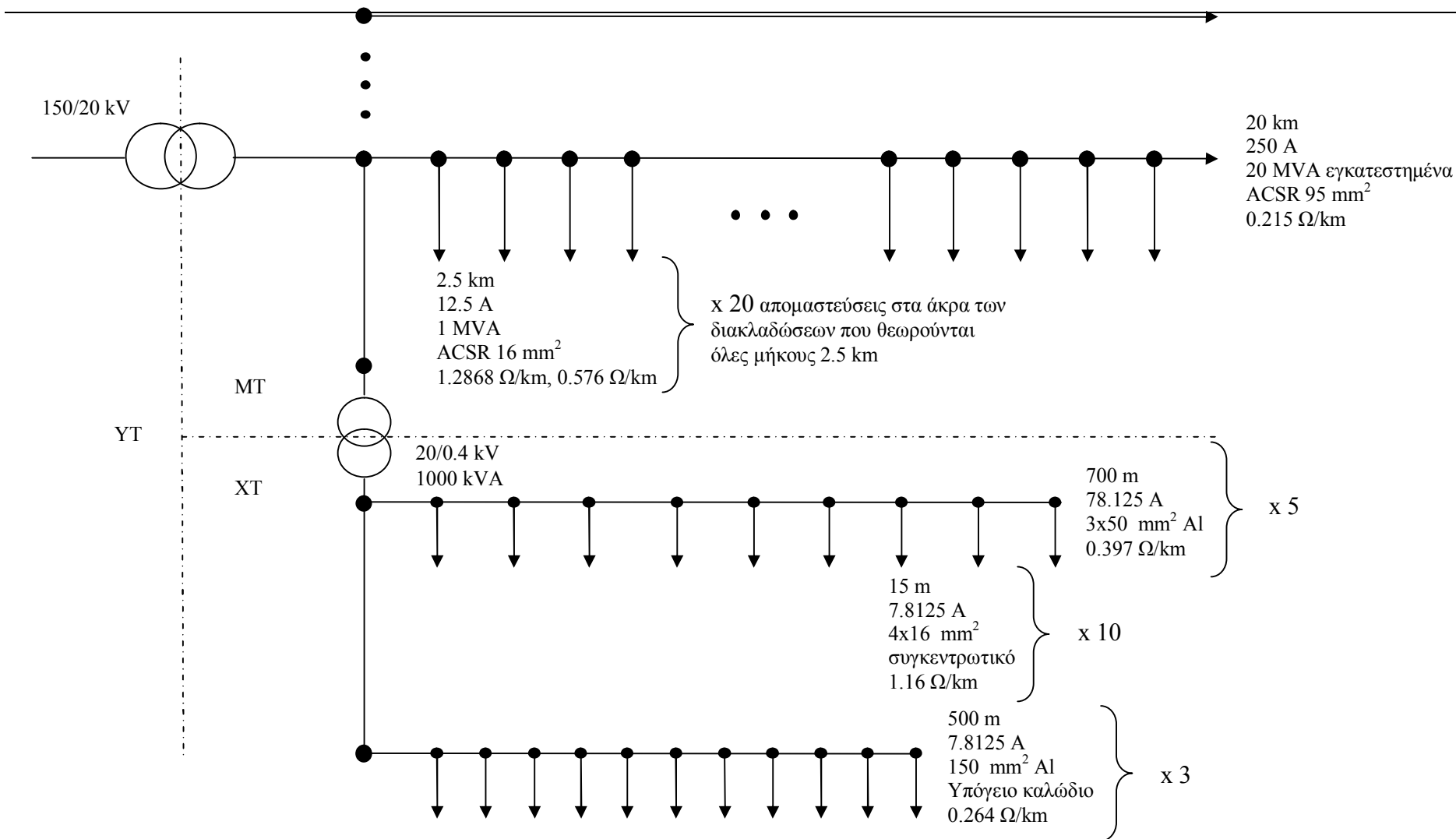
Συνολικό Φορτίο (MW)	Συνολικές απώλειες (MW)	Ποσοστό απωλειών %
2	0.03	1.50
3	0.07	2.33
4	0.13	3.25
5	0.21	4.20
6	0.31	5.17
7	0.44	6.29
8	0.59	7.38
9	0.65	7.22
10	0.82	8.20
11	1.01	9.18
12	1.23	10.25
13	1.47	11.31
14	1.74	12.43
15	2.06	13.73
16	2.17	13.56
$\lambda=0.0075$ $\gamma=2.06$		

Πιν.8. Συντελεστές υπολογισμού απωλειών – $\cos\phi=0,90$

Συνολικό Φορτίο (MW)	Συνολικές απώλειες (MW)	Ποσοστό απωλειών %
2	0.03	1.50
3	0.08	2.67
4	0.14	3.50
5	0.23	4.60
6	0.34	5.67
7	0.47	6.71
8	0.62	7.75
9	0.81	9.00
10	1.03	10.30
11	1.12	10.18
12	1.36	11.33
13	1.64	12.62
14	1.95	13.93
15	2.32	15.47
16	2.41	15.06
$\lambda=0.0093$ $\gamma=2.02$		

Πιν.9. Συντελεστές υπολογισμού απωλειών – $\cos\phi=0,85$

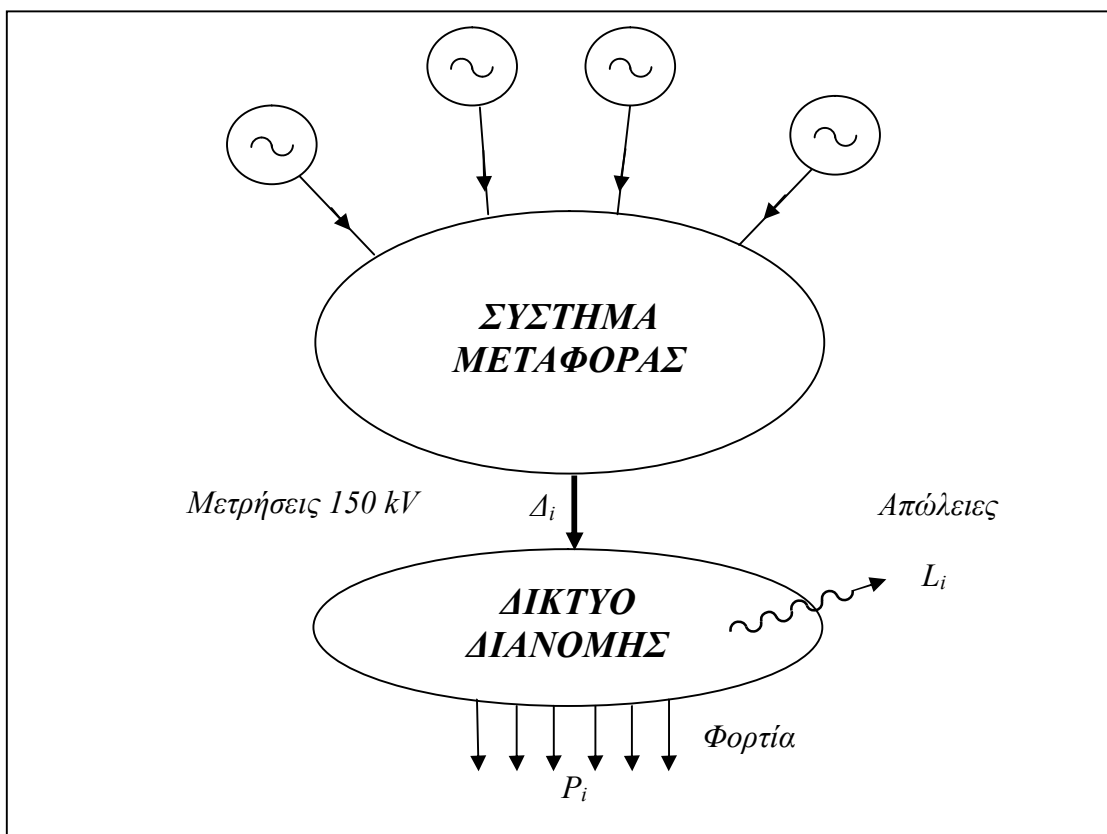
Συνολικό Φορτίο (MW)	Συνολικές απώλειες (MW)	Ποσοστό απωλειών %
2	0.04	2.00
3	0.09	3.00
4	0.16	4.00
5	0.26	5.20
6	0.38	6.33
7	0.53	7.57
8	0.71	8.88
9	0.92	10.22
10	1.17	11.70
11	1.26	11.45
12	1.53	12.75
13	1.85	14.23
14	2.22	15.86
15	2.37	15.80
16	2.78	17.38
$\lambda=0.0112$ $\gamma=1.99$		



Σχ.17. Τοπικό τμήμα Δικτύου Διανομής (από το Διαχειριστή Δικτύου)

III.3 Μεθοδολογία υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Στο Σχ.18 παρουσιάζεται η θεώρηση που έγινε για την ωριαία κατανομή των απωλειών στο Δίκτυο.



Μεταβλητές	Περιγραφή	Διαθέσιμα δεδομένα
Δi	έγχυση ισχύος στο Δίκτυο Διανομής από το Σύστημα	οι μετρήσεις ισχύος στα 150 kV (ωριαίες μετρήσεις)
P_i	ισχύς φορτίων Δικτύου	ΣP_i από Διαχειριστή Διανομής
L_i	ισχύς απωλειών	ΣL_i από Διαχειριστή Διανομής

Σχ.18. Σχήμα Υπολογισμού του Συντελεστή Απωλειών Φορτίου

Παρατηρήσεις:

- δεν υπάρχουν ωριαίες μετρήσεις (P_i) για όλα τα φορτία της Διανομής, επομένως η μόνη διαθέσιμη πληροφορία είναι το σύνολο των πωλήσεων για όλο το έτος (ΣP_i).
- γίνεται η υπόθεση ότι οι απώλειες του Δικτύου Διανομής είναι ανάλογες του τετραγώνου της έγχυσης (θεωρώντας ονομαστικές τάσεις), αυξημένες κατά τις σταθερές απώλειες σιδήρου β .

Με βάση τα παραπάνω προκύπτουν οι παρακάτω εξισώσεις:

$$\Delta_i = P_i + L_i \quad (21)$$

$$L_i = \alpha P_i^2 + \beta \quad \text{όπου } \alpha \text{ ο συντελεστής απωλειών Δικτύου} \quad (22)$$

$$P_i = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4\alpha(\Delta_i - \beta)}}{2\alpha} \quad (23)$$

Η εξίσωση (23) προκύπτει από τον συνδυασμό των (21) και (22).

Η παρακάτω εξίσωση χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του συντελεστή απωλειών α , με εφαρμογή της επαναληπτικής μεθόδου Gauss - Seidel.

$$\sum_{i=1}^k P_i = P_1 + \dots + P_k = \frac{-k + \sum_{i=1}^k \sqrt{1 + 4\alpha(\Delta_i - \beta)}}{2\alpha} \quad (24)$$

Ο συντελεστής β ισούται με τις συνολικές απώλειες σιδήρου των Μ/Σ του Δικτύου και μπορεί να εκτιμηθεί με βάση στοιχεία από τον Διαχειριστή Δικτύου.

III.4 Συμπεράσματα

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον προσδιορισμό των απωλειών Δικτύου χρησιμοποιήθηκε εξαιτίας της απουσίας ωριαίων μετρήσεων φορτίου και απωλειών στο Δίκτυο. Η μέθοδος αυτή θα πρέπει να επανεξετασθεί όταν θα υπάρχουν περισσότερα διαθέσιμα στοιχεία. Σε κάθε περίπτωση, οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου πρέπει να αναθεωρούνται κάθε δύο χρόνια, σύμφωνα με τον ΚΔΣ.

Με την μεθοδολογία αυτή επιτυγχάνεται η συσχέτιση των απωλειών με το φορτίο, που μπορεί να χρησιμοποιηθεί στον ΗΕΠ δίνοντας μεγαλύτερο βαθμό ακρίβειας στην εκτίμηση των απωλειών από ότι αν θεωρούσαμε σταθερό ποσοστό απωλειών επί του φορτίου.

Παρατηρείται ότι για υψηλές τιμές φορτίου οι απώλειες αυξάνονται σημαντικά. Αντιθέτως, για χαμηλότερα φορτία το ποσοστό των απωλειών είναι μικρότερο και συμφωνεί δηλαδή με τη μέση ετήσια απώλεια ενέργειας στο δίκτυο όπως προκύπτει από στοιχεία του Διαχειριστή του Δικτύου. Πρέπει να σημειωθεί ότι το Δίκτυο Διανομής είναι ακτινικό. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με το ότι οι

απώλειες αυξάνονται με το τετράγωνο της έντασης εξηγεί σε μεγάλο βαθμό τους υψηλούς συντελεστές ισχύος σε υψηλά φορτία . Το υψηλό αυτό ποσοστό απωλειών αντιστοιχεί στην αιχμή του φορτίου (η οποία εμφανίζεται για μικρό αριθμό ωρών) και επομένως δεν επιβαρύνει σημαντικά τις ετήσιες απώλειες ενέργειας. Αναφορικά όμως με την οικονομική λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το θέμα είναι σημαντικό διότι πρέπει για το μικρό αυτό αριθμό ωρών, όταν εμφανίζεται η αιχμή, να υπάρχει αυξημένη επάρκεια ισχύος η οποία εκτός από το φορτίο πρέπει να καλύψει και τις αυξημένες απώλειες. Διαφορετικά: μείωση της αιχμής του φορτίου θα είχε σημαντική επίδραση στο κόστος ισχύος αλλά πολύ μικρή επίδραση στο κόστος ενέργειας.

Τέλος, προκειμένου να βελτιωθεί η ακρίβεια της εκτίμησης των συντελεστών απωλειών φορτίου, προτείνεται τα αποτελέσματα της εφαρμογής της μεθόδου να ελεγχθούν με τη βοήθεια μετρήσεων σε αντιπροσωπευτικά τμήματα του Δικτύου, ιδιαίτερα σε ώρες υψηλού φορτίου.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV

ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΟ ΑΔΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα σημεία εξυπηρέτησης του Διαχειριστή του Συστήματος για διάφορες διαδικασίες που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό και παρατίθενται τα βασικά χαρακτηριστικά της ηλεκτρονικής επικοινωνίας με τη Διεύθυνση ΗΕΠ όσον αφορά τη λειτουργία του ΗΕΠ και τον προγραμματισμό των Διασυνδέσεων.

IV.1 Σημεία Εξυπηρέτησης ΑΔΜΗΕ

Προγραμματισμός Διασυνδέσεων

Διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Κλάδος Διασυνοριακού εμπορίου

Τομέας προγραμματισμού και διαχείρισης διασυνδέσεων

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

e-mail: scheduling@admie.gr

Εκ των Υστέρων Τιμολόγηση Αποκλίσεων

Διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Κλάδος Διασυνοριακού εμπορίου

Τομέας προγραμματισμού και διαχείρισης διασυνδέσεων

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

e-mail: scheduling@admie.gr

Οικονομικά θέματα – πληρωμές

Διεύθυνση Οικονομικού

Δυρραχίου 89 και Κηφισού

10443 Αθήνα

Τηλ: +30 210 519 2275, -2253, -2249, -2359, -2521, -2522

ΦΑΞ: +30 210 519 2303

Θέματα Πληροφορικής

Διεύθυνση Πληροφορικής

Κάστορος 72

18545 Πειραιάς

Τηλ: +30 210 9466790, -6801, -6777

ΦΑΞ: +30 210 9466822

Υποστήριξη στο Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας Αγοράς

Διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Κλάδος Διασυνοριακού εμπορίου

Τομέας προγραμματισμού και διαχείρισης διασυνδέσεων

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

Θέματα Πληροφορικής για το Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας Αγοράς

Διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Κλάδος Διασυνοριακού εμπορίου

Τομέας προγραμματισμού και διαχείρισης διασυνδέσεων

Ασκληπιού 22

14568 Κρυονέρι Αττικής

Τηλ: +30 210 6294235, -4243, -4266

ΦΑΞ: +30 210 6294142

Διαδικασίες Δημοπρασιών

Ειδικά για την διεκπεραίωση της επικοινωνίας σε θέματα σχετικά με τις δημοπρασίες ΦΔΜ ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τις παρακάτω διευθύνσεις ηλεκτρονικής αλληλογραφίας ανά θεματική ενότητα για την παραλαβή των αιτημάτων των συμμετεχόντων:

Εγγραφή Χρηστών Διασυνδέσεων: registration.auctions@ademie.gr

Εκτέλεση Δημοπρασιών: procedures.auctions@ademie.gr

Υποστήριξη IT Δημοπρασιών: IT.auctions@ademie.gr

Εκκαθάριση Δημοπρασιών: financial.auctions@ademie.gr

Νομική Υποστήριξη Δημοπρασιών: legal.auctions@ademie.gr

Ηλεκτρονική επικοινωνία με τη Διεύθυνση ΗΕΠ

IV.1.1 Γενικά

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί, κατά περίπτωση, κάθε πρόσφορο μέσο για την επικοινωνία του με τους Συμμετέχοντες (ηλεκτρονική αλληλογραφία, τηλεομοιοτυπία, τηλεφωνική συνομιλία, κτλ). Το πιο πρόσφορο εξ αυτών είναι η ηλεκτρονική αλληλογραφία. Στα πλαίσια της, η Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος έχει ορίσει ένα σύνολο βασικών κανόνων επικοινωνίας ενώ έχει υιοθετήσει την Αγγλική γλώσσα ως τη βασική γλώσσα επικοινωνίας. Ο Πιν.10 προσφέρει μία σύνοψη των διευθύνσεων και εννοιών που αναφέρονται στη συνέχεια.

IV.1.2 Ηλεκτρονικές διευθύνσεις που δηλώνουν οι Συμμετέχοντες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ζητά από κάθε Συμμετέχοντα να δηλώσει τρεις διευθύνσεις ηλεκτρονικής αλληλογραφίας:

Βασική διεύθυνση προγραμματισμού

(schedule_main_e_mail@your_provider.com)

Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει πληθώρα πληροφοριών και ανακοινώσεων στους Συμμετέχοντες. Οι πληροφορίες και οι ανακοινώσεις που αποστέλλονται από τον Κλάδο Διασυνοριακού εμπορίου καλύπτουν ευρήματα της Συμμετοχής στην Αγορά και αποστέλλονται στη Βασική διεύθυνση προγραμματισμού που έχει δηλώσει ο Συμμετέχων.¹⁷

Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού

(schedule_back_up @your_provider.com)

Η εφεδρική διεύθυνση χρησιμοποιείται αποκλειστικά ώστε να εξασφαλίζεται μεγαλύτερη αξιοπιστία στην λήψη των πληροφοριών από τους Συμμετέχοντες σε περίπτωση που υπάρχει κάποιο τεχνικό πρόβλημα με τη Βασική διεύθυνση.

¹⁷ Ο Διαχειριστής του Συστήματος αποστέλλει πληθώρα πληροφοριών σε μεγάλο αριθμό Συμμετεχόντων. Η διατήρηση βάσης δεδομένων προσωπικών διευθύνσεων κάθε Συμμετέχοντα και η διάκριση του υλικού ώστε να γίνεται προσαρμοσμένη αποστολή ανάλογα με το περιεχόμενο του είναι αδόκιμη πρακτική καθώς εξαρτάται από την Εσωτερική δομή της εταιρίας κάθε Συμμετέχοντα και είναι πηγή λαθών και παραλείψεων. Παρότι δεν υπάρχει κανένας περιορισμός ως προς το είδος των ηλεκτρονικών διευθύνσεων που δηλώνονται ως βασική και εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού, ο Διαχειριστής του Συστήματος θεωρεί καλή πρακτική οι διευθύνσεις αυτές να είναι ομαδικές ώστε κάθε Συμμετέχων να μπορεί εύκολα να καθορίζει εσωτερικά και να ανανεώνει τις διευθύνσεις των παραληπτών των πληροφοριών.

Η δήλωση της διεύθυνσης αυτής είναι προαιρετική αλλά συνιστάται έντονα από το Διαχειριστή του Συστήματος.¹⁸

Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αρχείων στην πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς

(live_account@your_provider.com)

Όπως αναλυτικά περιγράφεται στην Παρ. 3.8.2, σε περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης με την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς για την υποβολή των κατά περίπτωση αρχείων από τους Συμμετέχοντες, υπάρχει η δυνατότητα εναλλακτικής υποβολής μέσω ηλεκτρονικού ταχυδρομείου. Η αποστολή του μηνύματος ηλεκτρονικού ταχυδρομείου για το λόγο αυτό μπορεί να γίνει μόνο από μία ηλεκτρονική διεύθυνση η οποία έχει εισαχθεί στην παραπάνω πλατφόρμα λογισμικού.¹⁹ Η αποστολή γίνεται στην Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων για την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς (βλ. Παρ. IV.1.3).

IV.1.3 Ηλεκτρονικές διευθύνσεις της Διεύθυνσης ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει δημιουργήσει ορισμένες ηλεκτρονικές διευθύνσεις ώστε να διευκολύνει την επικοινωνία με τους Συμμετέχοντες και τη λειτουργία της Αγοράς.

Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων από την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς

(market@desmie.gr)

Η διεύθυνση αυτή έχει δημιουργηθεί αποκλειστικά για την εξυπηρέτηση της δυνατότητας εναλλακτικής υποβολής αρχείων στην Αγορά όπως περιγράφεται στην Παρ. 3.8.2. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Διαχειριστή του Συστήματος. Η διαχείριση της εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας γίνεται αυτόματα από την πλατφόρμα λογισμικού χωρίς ανθρώπινη παρέμβαση. Η πλατφόρμα λογισμικού δέχεται την υποβολή αρχείων μόνο από τη δηλωθείσα διεύθυνση υποβολής αρχείων κάθε Συμμετέχοντα (βλ. Παρ. IV.1.2).

Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ

¹⁸ Η εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού καθορίζεται ελεύθερα από τους Συμμετέχοντες. Παρόλα αυτά, ο Διαχειριστής του Συστήματος συνιστά να εξυπηρετείται από διαφορετικό διακομιστή (σε σχέση με τη βασική) για να εξασφαλίζεται μεγαλύτερη αξιοπιστία.

¹⁹ Σε αντίθεση με τις υπόλοιπες, η ηλεκτρονική αυτή διεύθυνση πρέπει να πληρεί κάποιες τεχνικές προϋποθέσεις ώστε να είναι αποδεκτή (π.χ. δεν μπορεί να είναι ομαδική διεύθυνση, alias κτλ.) Περαιτέρω διευκρινήσεις παρέχονται από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά περίπτωση.

(TPS@admie.gr)

Η διεύθυνση αυτή έχει δημιουργηθεί αποκλειστικά για την υποβολή Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ μέσω αρχείων TPS όπως περιγράφεται στην Παρ. 2.4.1. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Διαχειριστή του Συστήματος. Η διαχείριση της εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας γίνεται αυτόματα από λογισμικό χωρίς ανθρώπινη παρέμβαση. Η υποβολή των αρχείων TPS μπορεί να γίνει από οποιαδήποτε ηλεκτρονική διεύθυνση του Συμμετέχοντα.

Ηλεκτρονική διεύθυνση γενικής επικοινωνίας με τον Κλάδο Διασυνοριακού εμπορίου

(Scheduling@admie.gr)

Η διεύθυνση αυτή αποτελεί το μέσο γενικής επικοινωνίας με τον Κλάδο Διασυνοριακού εμπορίου του Διαχειριστή του Συστήματος. Είναι η συνιστώμενη ηλεκτρονική διεύθυνση για κάθε είδους γενική επικοινωνία (σε αντίθεση με τις προσωπικές διευθύνσεις προσωπικού του Διαχειριστή) καθώς η ηλεκτρονική αλληλογραφία που λαμβάνεται σε αυτή κοινοποιείται σε πολλά μέλη προσωπικού της Διεύθυνσης. Η διεύθυνση αυτή χρησιμοποιείται και για την αποστολή αυτοματοποιημένων αναφορών από τον Κλάδο Διασυνοριακού εμπορίου του Διαχειριστή του Συστήματος.

Πιν.10. Ηλεκτρονική επικοινωνία με τη Διεύθυνση ΗΕΠ

	Οι συμμετέχοντες χρησιμοποιούν την ηλεκτρονική διεύθυνση:	και αποστέλλουν ηλεκτρονική αλληλογραφία στη διεύθυνση:	Ο ΑΔΜΗΕ αποστέλλει ηλεκτρονική αλληλογραφία στη διεύθυνση:
Γενικά			
Ανακοινώσεις & Πληροφορίες			Βασική διεύθυνση προγραμματισμού / Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού
Υποβολή ερωτημάτων	Οποιαδήποτε ηλεκτρονική διεύθυνση	scheduling@admie.gr	Διεύθυνση συμμετέχοντα που γνωστοποιήθηκε στο ΑΔΜΗΕ / Διεύθυνση εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας
Προγραμματισμός Διασυνδέσεων			
Υποβολή Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ (Αρχείων TPS)	Οποιαδήποτε ηλεκτρονική διεύθυνση	TPS@admie.gr	
Επιστολή επιβεβαίωσης λήψης (Αρχείων TPS)			Βασική διεύθυνση προγραμματισμού / Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού
ΗΕΠ			
Υποβολή αρχείων στο πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς (MMS)	Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αρχείων στην πλατφόρμα	market@desmie.gr	
Επιστολή επιβεβαίωσης λήψης			Ηλεκτρονική διεύθυνση αποστολής αρχείων στην πλατφόρμα
Δημοπρασίες ΦΔΜ			
Υποβολή Προσφορών (Ετήσιες / Μηνιαίες / Ημερήσιες Δημοπρασίες)		scheduling@admie.gr (μόνο εάν η Δημοπρασία γίνεται σε υποβαθμισμένη λειτουργία (downgraded mode))	
Αποτελέσματα (Ετήσιες / Μηνιαίες / Ημερήσιες Δημοπρασίες)			Βασική διεύθυνση προγραμματισμού / Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V

ΙΣΤΟΣΕΛΙΔΕΣ ΑΔΜΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται οι ιστοσελίδες που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και χρησιμοποιούνται από τους Συμμετέχοντες για τη λειτουργία της Αγοράς.

Ιστοσελίδα ΑΔΜΗΕ: www.admie.gr

Ιστοσελίδα Υποβολής προσφορών για τις Δημοπρασίες ΦΔΜ που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος:

<https://offers.desmie.gr>

Ιστοσελίδα Πληροφοριακού Συστήματος Λειτουργίας Αγοράς:

<https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI

ΑΡΧΕΙΑ ΠΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΟΥΝΤΑΙ ΚΑΤΑ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ

Στο Παράρτημα αυτό αναφέρονται τα αρχεία που ανταλλάσσονται μεταξύ του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων κατά τη λειτουργία της Αγοράς.

Πιν.11. Αρχεία που υποβάλλουν οι Συμμετέχοντες στο Διαχειριστή του Συστήματος

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
1	YYYY_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode όπου: YYYYMMDD : Περίοδος Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία (Έτος) xx : κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία) AAA : EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές UserEICCode : Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα	Excel (κωδικοποιημένο μέσω του λογισμικού κωδικοποίησης, μετασχηματισμένο σε δύο αρχεία: στην κωδικοποιημένη προσφορά, και στο κλειδί αποκωδικοποίησης)	Αρχείο Προσφοράς για τις Ετήσιες Δημοπρασίες	Συμμετέχων	ΑΔΜΗΕ	EWOS
2	YYYYMM_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode όπου: YYYYMMDD : Περίοδος Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία (Μήνας) xx : κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία) AAA : EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές UserEICCode : Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα	Excel (κωδικοποιημένο μέσω του λογισμικού κωδικοποίησης, μετασχηματισμένο σε δύο αρχεία: στην κωδικοποιημένη προσφορά, και στο κλειδί αποκωδικοποίησης)	Αρχείο Προσφοράς για τις Μηνιαίες Δημοπρασίες	Συμμετέχων	HTSO	EWOS

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
3	YYYYMMDD_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCCode όπου: YYYYMMDD : Ημέρα Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία xx : κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία) AAA : EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές UserEICCCode : Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα	Excel (κωδικοποιημένο μέσω του λογισμικού κωδικοποίησης, μετασχηματισμένο σε δύο αρχεία: στην κωδικοποιημένη προσφορά, και στο κλειδί αποκωδικοποίησης)	Αρχείο Προσφοράς για τις Ημερήσιες Δημοπρασίες	Συμμετέχων	ΑΔΜΗΕ	EWOS
4	YYYYMMDD_LT_NoT_UserEICCCode_vv όπου: YYYYMMDD : Ημέρα Κατανομής που αφορά η Μεταβίβαση UserEICCCode : Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα vv : έκδοση του αρχείου (ο υποβάλλων οφείλει να αυξάνει τον αριθμό της έκδοσης σε κάθε νέα υποβολή)	Excel	Δήλωση Μεταβίβασης	Συμμετέχων	ΑΔΜΗΕ	EWOS

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
5	YYYYMMDD_LT_NoR_UserEICCode_vv όπου: YYYYMMDD : Ημέρα Κατανομής που αφορά η Μεταπώληση UserEICCode : Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα vv : έκδοση του αρχείου (ο υποβάλλων οφείλει να αυξάνει τον αριθμό της έκδοσης σε κάθε νέα υποβολή)	Excel	Δήλωση Μεταπώλησης	Συμμετέχων	ΑΔΜΗΕ	EWOS
6	YYYYMMDD_TPS_UserEICCode_vv όπου: YYYYMMDD : Ημέρα Κατανομής που αφορά η χρήση ΦΔΜ UserEICCode : Ο Κωδικός EIC του Συμμετέχοντα vv : έκδοση του αρχείου (ο υποβάλλων οφείλει να αυξάνει τον αριθμό της έκδοσης σε κάθε νέα υποβολή)	Excel	Δήλωση Χρήσης ΦΔΜ	Συμμετέχων	ΑΔΜΗΕ	e-mail στη διεύθυνση tps@admie.gr & htso_schedule@desmie.gr
7	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
8	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής έγχυσης ΥΗΣ	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	e-mail στη διεύθυνση htso_schedule@desmie.gr
9	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Μη-Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
10	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
11	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Προσφορά Πρωτεύουσας Εφεδρείας	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
12	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Προσφορά Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
13	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση Μη-Διαθεσιμότητας	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
14	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
15	(μη τυποποιημένο όνομα)	XML	Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

Πιν.12. Αρχεία που δημοσιεύει ο Διαχειριστής του Συστήματος για την ενημέρωση των Συμμετεχόντων

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
1	YYYY_Announcement-Yearly Auction for AAA όπου: YYYY : Έτος Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία AAA : EXP για εξαγωγές, IMP για εισαγωγές	Excel	Αρχείο ανακοίνωσης προϊόντων και χρόνου τέλεσης ετήσιων Δημοπρασιών	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων, TSOs	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
2	YYYYMMDD_XXXXXXYearlyAuctionAAAAAA AResults_vv όπου: YYYYMMDD : Η πρώτη ημέρα του έτους των ετήσιων προϊόντων που αφορά η Δημοπρασία XXXXXXX : Ονομασία διασύνδεσης (Albania, FYROM, Bulgaria, Turkey, Italy) AAAAAAA : Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων για τις Ετήσιες Δημοπρασίες	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων, TSOs	e-mail, Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
3	YYYY_Announcement-Monthly Auction for AAA όπου: YYYYMM : Έτος και μήνας Κατανομής που αφορά η Δημοπρασία AAA : Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές	Excel	Αρχείο ανακοίνωσης προϊόντων και χρόνου τέλεσης Μηνιαίων Δημοπρασιών	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων, TSOs	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
4	YYYYMMDD_XXXXXXMonthlyAuctionAAAAA AAResults_vv όπου: YYYYMMDD : Η πρώτη ημέρα του μήνα των μηνιαίων προϊόντων που αφορά η Δημοπρασία XXXXXXX : Ονομασία διασύνδεσης (Albania, FYROM, Bulgaria, Turkey, Italy) AAAAAAA : Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων για τις Μηνιαίες Δημοπρασίες	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων, TSOs	e-mail, Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
5	YYYYMMDD_UnitsMaintenanceSchedule_YY_YY_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε το πρόγραμμα συντήρησης YY-YY : περίοδος που αφορά το πρόγραμμα συντήρησης με αρχή την 1η Οκτωβρίου	PDF	Αρχείο ετήσιου προγράμματος συντήρησης μονάδων	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
6	YYYYMMDD_InterconnectionsMaintenanceSchedule_yymmdd_vv όπου: YYYY : Έτος Κατανομής που αφορά το πρόγραμμα συντήρησης yyymmdd : Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε το πρόγραμμα συντήρησης vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο ετήσιου προγράμματος συντήρησης γραμμών μεταφοράς των διασυνδέσεων	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
7	YYYYMMDD_MonthlyLoadForecast_yymm-yymm_vv όπου: yymm-yymm περίοδος που αφορά η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου YYYYMMDD : Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο πρόβλεψης εβδομαδιαίου φορτίου με εύρος δύο μηνών	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
8	YYYYMMDD_Yearly_Load_Forecast_YYYYmmdd όπου: YYYY : Ετος Κατανομής που αφορά η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου YYYYmmdd : Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε η εβδομαδιαία πρόβλεψη φορτίου	Excel	Αρχείο πρόβλεψης εβδομαδιαίου φορτίου για όλο το έτος	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
9	YYYY_Yearly_NTC_Forecast_ YYYYMM όπου: YYYY : Ετος Κατανομής που αφορά η προβλεψη NTC YYYYMM : Μηνας του Ετους που αναθεωρήθηκε η προβλεψη NTC	Excel	Αρχείο πρόβλεψης του NTC σε ετήσια βάση	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
10	YYYYMMDD_YearlyWaterUsage Declaration_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αναθεωρήθηκε η πρόβλεψη χρήσης Υποχρεωτικών Νερών vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο πρόβλεψης χρήσης Υποχρεωτικών Νερών σε ετήσια βάση	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
11	YYYYMMDD_WeeklyAheadLoadForecast_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία πρόβλεψη φορτίου vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο ωριαίας πρόβλεψης φορτίου για μια εβδομάδα	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
12	YYYYMMDD_WeekAheadReserveForecastRH_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία έναρξης της περιόδου πρόβλεψης διαθέσιμης εφεδρείας vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο διαθέσιμης εφεδρείας για την επόμενη εβδομάδα	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
13	20100810_WeekAheadWaterUsageDeclaration_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η σύγκριση εβδομαδιαίων υποχρεωτικών νερών και αναθεώρησής τους vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο σύγκρισης εβδομαδιαίων υποχρεωτικών νερών και της αναθεώρησής τους	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
14	AA_Transfers_XX_YYYY_MM όπου: YYYY_MM : Έτος και μήνας Κατανομής που αφορά το Transfer XX : κωδικός διασύνδεσης (IT: Ιταλία, BG: Βουλγαρία, FY: FYROM, AL: Αλβανία) AA : Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές	Excel	Απολογιστικό Αρχείο μεταβίβασης ΦΔΜ	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
15	YYYYMMDD_LTPTRsNominationsSummary_vv όπου: YYYYMMDD : Ημέρα Κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Απολογιστικό αρχείο δηλώσεων χρήσης μακροχρόνιων δικαιωμάτων	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
16	YYYYMMDD _DayAheadSchedulingUnitAvailabilities_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η πρόβλεψη διαθεσιμότητας των μονάδων vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο προβλεψης διαθεσιμότητας των μονάδων	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
17	YYYYMMDD DailyAuctionsSpecificationsATC vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς vv : «01/02» για Εισαγωγές/Εξαγωγές	Excel	Αρχείο ημερήσιας Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς Διασυνδέσεων	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
18	YYYYMMDD_XXXXXXDailyAuctionAAAAAAA Results_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η Δημοπρασία XXXXXXX : Ονομασία διασύνδεσης (Albania, FYROM, Bulgaria, Turkey, Italy) AAAAAAA : Exports για εξαγωγές, Imports για εισαγωγές vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων για τις Ημερήσιες Δημοπρασίες	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
19	YYYYMMDD _DayAheadSchedulingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του ΗΕΠ vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων ΗΕΠ	ΛΑΓΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΛΑΓΗΕ
20	YYYYMMDD _ DispatchSchedulingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του προγράμματος κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων προγράμματος κατανομής	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
21	YYYYMMDD_IntraDayDispatchSchedulingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του προγράμματος ενδοημερήσιας κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων προγράμματος ενδοημερήσιας κατανομής	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
22	YYYYMMDD _ SystemRealizationSCADA_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία ημερήσιας ανάλυσης φόρτισης συστήματος - παραγωγής μονάδων vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο ανάλυσης φόρτισης συστήματος - παραγωγής μονάδων	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
23	YYYYMMDD_DayAheadSchedulingRealTimeDeviations όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία σύγκρισης πραγματικής λειτουργίας με πρόγραμμα κατανομής vv : Έκδοση του αρχείου	Word	Αρχείο σύγκρισης πραγματικής λειτουργίας με πρόγραμμα κατανομής	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
24	YYYYMMDD ExPostReserveCalculationRH_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά ο υπολογισμός της διαθέσιμης εφεδρείας vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο διαθέσιμης εφεδρείας	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
25	YYYYMMDD _ExPostImbalancePricingResults_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του προγράμματος υπολογισμού OTA vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων προγράμματος υπολογισμού OTA	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
26	YYYYMMDD _RealTimeSCADASystemLoad_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία εξέλιξη του φορτίου σε πραγματικό χρόνο vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με την ωριαία εξέλιξη του φορτίου σε πραγματικό χρόνο	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
27	YYYYMMDD _ RealTimeSCADARES_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία εξέλιξη της παραγωγής από ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με την ωριαία εξέλιξη της παραγωγής από ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
28	20100819_ RealTimeSCADAImportsExports_vv όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά η ωριαία εξέλιξη της ροής φορτίων στις διασυνδέσεις σε πραγματικό χρόνο vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με την ωριαία εξέλιξη της ροής φορτίων στις διασυνδέσεις σε πραγματικό χρόνο	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ
29	YYYYMMDD_LTPTRsCapacityUsageAuthorizations_vv.xls όπου: YYYYMMDD : Ημερομηνία που αφορά ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης ΦΔΜ vv : Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με τον Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης ΦΔΜ	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

Στοιχεία αρχείου				Λεπτομέρειες αποστολής		
Κωδικός αρχείου	Όνομα αρχείου	Τύπος αρχείου	Περιγραφή αρχείου	Αποστολέας	Παραλήπτης	Μέσο αποστολής
30	YYYYMMDD__DayAheadSchedulingRequirements_vv.xls όπου: YYYYMMDD: Ημερομηνία που αφορά η δημοσίευση vv: Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με βασικά στοιχεία που εισάγονται στην επίλυση του ΗΕΠ	ΑΔΜΗΕ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII

ΠΡΟΤΥΠΑ ΥΠΟΒΑΛΛΟΜΕΝΩΝ ΑΡΧΕΙΩΝ

VII.1 Αρχεία XSD

Τα παρακάτω αρχεία μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους Συμμετέχοντες για τη δημιουργία των XML αρχείων που υποβάλλονται στο πληροφοριακό σύστημα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρουσιάζονται τα XSD αρχεία για τις κάτωθι χρήσεις:

- 1) Αρχείο «monthly-water-declaration.xsd»
 - α) Δήλωση Δωδεκάμηνης πρόβλεψης χρήσης νερών
- 2) Αρχείο «offer-message.xsd»
 - α) Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης
 - β) Τιμολογούμενη Προσφορά Εφεδρειών
 - γ) Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου
- 3) Αρχείο «participant-techno-economic-declaration.xsd»
 - α) Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων (Άρθρου 21 του ΚΔΣ)
- 4) Αρχείο «reserved-techno-economic-declaration.xsd»
 - α) Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών (Άρθρου 262 του ΚΔΣ)
- 5) Αρχείο «schedule-xml.xsd»
 - α) Μη τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης
 - β) Μη τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου
 - γ) Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας
 - δ) Δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής

Αρχείο «monthly-water-declaration.xsd»

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- ETSO Schedule Message Version 2 release 3 -->
<xsd:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
  xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <!--
  <xsd:element name="MonthlyWaterDeclaration">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Object used for the transmission of planned
schedules.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification" type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being sent. A
message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The coded type of a message. The
message type describes the principal characteristic of a message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Indicates the nature of process that the
schedule addresses.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ScheduleClassificationType"
type="ecc:ClassificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The means used to classify the time
series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by
summary.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party who is
sending the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
```

```

    <xsd:documentation>Identification of the role that is played
by the sender. </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Identification of the party who is
receiving the message. </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Identification of the role that is played
by the receiver. </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Date and time of the preparation of a
message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ. </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="ScheduleTimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>The start date and time and the end
date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC. </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element ref="WaterDetail" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
  <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Version of the DTD or
Schema </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:attribute>
  <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Release of the DTD or
Schema </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:attribute>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="WaterDetail">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Object used for the transmission of specific time series. A time
series may be considered as a sequence of observations of a single process taken at equal time
intervals. </xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
  <xsd:complexType>
    <xsd:sequence>

```



```

        <xsd:element name="SendersTimeSeriesIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The unique identification that the
sender of a message has assigned to a time series instance.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SendersTimeSeriesVersion" type="ecc:VersionType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The version that distinguishes one
instance of a time series instance from another with the same identification.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="BusinessType" type="ecc:BusinessType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The exact business nature identifying
the principal characteristic of a schedule time series. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="Product" type="ecc:EnergyProductType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The identification of the nature of an
energy product such as Power, energy, reactive power, etc.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ObjectAggregation"
type="ecc:ObjectAggregationType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The identification of the domain that is
the common dominator used to aggregate a schedule time series.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The area in the direction where the
product is flowing.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="OutArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The area in the direction from where
the product coming.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The identification of the location
where one or more products are metered. This may be one physical location or the combination of
several points together.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:complexType>
            <xsd:complexContent>
                <xsd:extension base="ecc:IdentificationType">
                    <xsd:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
                    <xsd:attribute name="codingScheme"
type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>

```

```

        </xsd:extension>
      </xsd:complexContent>
    </xsd:complexType>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="InParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>The party that is putting the product
into the area.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="OutParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>The party that is taking the product out
of the area.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="CapacityContractType" type="ecc:ContractType"
minOccurs="0">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>The contract type defines the
conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction,
monthly auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific
coded working methods.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="CapacityAgreementIdentification"
type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>The identification of an agreement for
the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even when the
same capacity is fully or partially resold.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element name="MeasurementUnit" type="ecc:UnitOfMeasureType">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>The unit of measure that is applied to a
quantity. The measurement units shall be in compliance with UN/ECE Recommendation
20.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element ref="Period"/>
  <xsd:element ref="Reason" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="Period">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Object used to identify the period that the interval quantities cover
and the resolution of each step within the period.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
  <xsd:complexType>
    <xsd:sequence>
      <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>The start date and time and the end
date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :

```

```

YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may
apply. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Defines the number of units of time
that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with
ISO 8601 in the following format:PnYnMnDtnHnMnS.Where nY expresses a number of years,
nM a number of months, nD a number of days.The letter “T” separates the date expression from
the time expression and after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a
number of seconds. </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
  </xsd:element>
  <xsd:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="Interval">
  <xsd:annotation>
    <xsd:documentation>Object used for the transmission of each individual period and its
associated quantity.</xsd:documentation>
  </xsd:annotation>
  <xsd:complexType>
    <xsd:sequence>
      <xsd:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>A sequential value representing the
relative position of an entity within a space such as a time interval</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="HighMandatorySupply" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>High Scenario : Mandatory supply.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="HighAdditionalEnergyGen" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>High Scenario : Additional Energy
Generation. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="HighWaterFlows" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>High Scenario : Water Flows. Positive
quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="HighWaterReserves" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>High Scenario : Water Reserve.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="InterMandatorySupply" type="ecc:QuantityType">

```

```

        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Mandatory
supply. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="InterAdditionalEnergyGen" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Additional
Energy Generation. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="InterWaterFlows" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Water Flows.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="InterWaterReserves" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Intermediate Scenario : Water Reserve.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="LowMandatorySupply" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Low Scenario : Mandatory supply.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="LowAdditionalEnergyGen" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Low Scenario : Additional Energy
Generation. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="LowWaterFlows" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Low Scenario : Water Flows. Positive
quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="LowWaterReserves" type="ecc:QuantityType">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Low Scenario : Water Reserve.
Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:element>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="Reason">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and
comments.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:complexType>

```

```

    <xsd:sequence>
      <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>The coded motivation of an
act.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
      <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType"
minOccurs="0">
        <xsd:annotation>
          <xsd:documentation>The textual explanation of an
act.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
      </xsd:element>
    </xsd:sequence>
  </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
</xsd:schema>

```

Αρχείο «offer-message.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XMLSPY v2004 rel. 3 U (http://www.xmlspy.com) by jerome (AREVA T&D - EME) -->
<xs:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xs="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
  xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified" attributeFormDefault="unqualified">
  <xs:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <xs:element name="OfferMessage">
    <xs:annotation>
      <xs:documentation>Object used for the transmission of energy offers and
        priced load declaration</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:complexType>
      <xs:sequence>
        <xs:element name="MessageIdentification"
          type="ecc:IdentificationType">
            <xs:annotation>
              <xs:documentation>Unique identification of a
                message.</xs:documentation>
            </xs:annotation>
          </xs:element>
          <xs:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
            <xs:annotation>
              <xs:documentation>Version of the message being
                sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
                one instance of the same message from another with the same identification.</xs:documentation>
            </xs:annotation>
          </xs:element>
          <xs:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
            <xs:annotation>
              <xs:documentation>The coded type of a message.
                The message type describes the principal characteristic of a message.</xs:documentation>
            </xs:annotation>
          </xs:element>
          <xs:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
            <xs:annotation>
              <xs:documentation>Indicates the nature of process
                that the schedule addresses.</xs:documentation>
            </xs:annotation>
          </xs:element>
          <xs:element name="ScheduleClassificationType"
            type="ecc:ClassificationType">
            <xs:annotation>
              <xs:documentation>The means used to classify the
                time series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by
                summery.</xs:documentation>
            </xs:annotation>
          </xs:element>
          <xs:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
            <xs:annotation>
              <xs:documentation>Identification of the party who
                is sending the message. </xs:documentation>
            </xs:annotation>
          </xs:element>
          <xs:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">

```

```

        <xs:annotation>
            <xs:documentation>Identification of the role that is
played by the sender. </xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>Identification of the party who
is receiving the message. </xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>Identification of the role that is
played by the receiver. </xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ. </xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="ScheduleTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The start date and time and the
end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in minutes.
The time must always be expressed in UTC. </xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element ref="OfferDetail" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
    </xs:sequence>
    <xs:attribute name="DtdVersion" type="xs:string" use="required"/>
    <xs:attribute name="DtdRelease" type="xs:string" use="required"/>
</xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="OfferDetail">
    <xs:complexType>
        <xs:sequence>
            <xs:element name="OfferIdentification"
type="ecc:IdentificationType"/>
            <xs:element name="OfferVersion" type="ecc:VersionType"/>
            <xs:element name="OfferType" type="OfferTypeList"/>
            <xs:element name="InParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The party that is putting the
product into the area. </xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="OutParty" type="ecc:PartyType"
minOccurs="0">
                <xs:annotation>

```

```

                                <xs:documentation>The party that is withdrawing
the product from the area.</xs:documentation>
                                </xs:annotation>
                                </xs:element>
                                <xs:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
                                <xs:annotation>
                                    <xs:documentation>The identification of the
location where one or more products are metered. This may be one physical location or the combination
of several points together.</xs:documentation>
                                </xs:annotation>
                                <xs:complexType>
                                    <xs:complexContent>
                                        <xs:extension
base="ecc:IdentificationType">
                                                <xs:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
                                                <xs:attribute
name="codingScheme" type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>
                                                </xs:extension>
                                            </xs:complexContent>
                                        </xs:complexType>
                                    </xs:element>
                                <xs:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
                                <xs:annotation>
                                    <xs:documentation>The area in the direction where
the product is flowing.</xs:documentation>
                                </xs:annotation>
                                </xs:element>
                                <xs:element name="OutArea" type="ecc:AreaType"
minOccurs="0">
                                    <xs:annotation>
                                        <xs:documentation>The area in the direction from
where the product coming.</xs:documentation>
                                    </xs:annotation>
                                </xs:element>
                                <xs:element name="CapacityContractType"
type="ecc:ContractType" minOccurs="0">
                                    <xs:annotation>
                                        <xs:documentation>The contract type defines the
conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction, monthly
auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific coded working
methods.</xs:documentation>
                                    </xs:annotation>
                                </xs:element>
                                <xs:element name="CapacityAgreementIdentification"
type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
                                    <xs:annotation>
                                        <xs:documentation>The identification of an
agreement for the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even
when the same capacity is fully or partially resold.</xs:documentation>
                                    </xs:annotation>
                                </xs:element>
                                <xs:element ref="Period"/>
                            </xs:sequence>
                        </xs:complexType>
                    </xs:element>
                <!-- _____ -->

```



```

<xs:element name="Period">
  <xs:annotation>
    <xs:documentation>Object used to identify the period that the interval
quantities cover and the resolution of each step within the period.</xs:documentation>
  </xs:annotation>
  <xs:complexType>
    <xs:sequence>
      <xs:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
        <xs:annotation>
          <xs:documentation>The start date and time and the
end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
      </xs:element>
      <xs:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
        <xs:annotation>
          <xs:documentation>Defines the number of units of
time that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with ISO
8601 in the following format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years, nM a number
of months, nD a number of days.The letter "T" separates the date expression from the time expression and
after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a number of seconds.
</xs:documentation>
        </xs:annotation>
      </xs:element>
      <xs:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
    </xs:sequence>
  </xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="Interval">
  <xs:annotation>
    <xs:documentation>Object used for the transmission of each individual period
and its associated quantity.</xs:documentation>
  </xs:annotation>
  <xs:complexType>
    <xs:sequence>
      <xs:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
        <xs:annotation>
          <xs:documentation>A sequential value representing
the relative position of an entity within a space such as a time interval</xs:documentation>
        </xs:annotation>
      </xs:element>
      <xs:element ref="Block" maxOccurs="10"/>
    </xs:sequence>
  </xs:complexType>
</xs:element>
<!-- _____ -->
<xs:element name="Block">
  <xs:annotation>
    <xs:documentation>Object used for the transmission of specific offer. An
offer can be considered as a
set of price-energy blocks on a given time interval.</xs:documentation>
  </xs:annotation>
  <xs:complexType>
    <xs:sequence>
      <xs:element name="Pos" type="BlockPositionType">

```

```

        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The unique identification that
the sender of the offer has assigned to it.</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="Price" type="PriceType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The price of the energy
block</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
    <xs:element name="Qty" type="QuantityType">
        <xs:annotation>
            <xs:documentation>The quantity of energy
composing the block</xs:documentation>
        </xs:annotation>
    </xs:element>
</xs:sequence>
</xs:complexType>
</xs:element>
<!-- ===== -->
<xs:complexType name="OfferTypeList">
    <xs:annotation>
        <xs:documentation>List of valid offer types
    </xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:attribute name="v" use="required">
        <xs:simpleType>
            <xs:restriction base="xs:NMTOKEN">
                <xs:enumeration value="A01"/>
                <xs:enumeration value="A04"/>
                <xs:enumeration value="A11"/>
                <xs:enumeration value="A12"/>
                <xs:enumeration value="Z06"/>
                <xs:enumeration value="Z15"/>
                <xs:enumeration value="Z16"/>
                <xs:enumeration value="Z17"/>
                <xs:enumeration value="Z18"/>
                <xs:enumeration value="energy"/>
                <xs:enumeration value="load"/>
                <xs:enumeration value="import"/>
                <xs:enumeration value="export"/>
            </xs:restriction>
        </xs:simpleType>
    </xs:attribute>
</xs:complexType>
<!-- BlockPositionType -->
<!-- ===== -->
<xs:complexType name="BlockPositionType">
    <xs:annotation>
        <xs:documentation>A sequential value representing the position of an entity
(typically the position of a block inside an
offer).</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:attribute name="v" use="required">
        <xs:simpleType>
            <xs:restriction base="xs:integer">

```

```

        <xs:minInclusive value="1"/>
        <xs:maxInclusive value="25"/>
    </xs:restriction>
</xs:simpleType>
</xs:attribute>
</xs:complexType>
<!-- PriceType -->
<!-- ===== -->
<xs:complexType name="PriceType">
    <xs:annotation>
        <xs:documentation>Represent a price</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:attribute name="v" use="required">
        <xs:simpleType>
            <xs:restriction base="xs:decimal">
                <xs:fractionDigits value="3"/>
                <xs:pattern value="\d{1,15}.\d{3}"/>
            </xs:restriction>
        </xs:simpleType>
    </xs:attribute>
</xs:complexType>
<!-- QuantityType -->
<!-- ===== -->
<xs:complexType name="QuantityType">
    <xs:annotation>
        <xs:documentation>
(Synonym "qty") The quantity of an energy product. Positive quantities shall not have a
sign.</xs:documentation>
    </xs:annotation>
    <xs:attribute name="v" use="required">
        <xs:simpleType>
            <xs:restriction base="xs:integer">
                <xs:pattern value="\d{1,15}"/>
            </xs:restriction>
        </xs:simpleType>
    </xs:attribute>
</xs:complexType>
</xs:schema>

```

Αρχείο «participant-techno-economic-declaration.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<xsd:schema xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <xsd:element name="TechnoEconomicDeclaration">
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is sending the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the sender.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is receiving the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the receiver.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
      </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
  </xsd:element>

```

```

<xsd:element name="MessageTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element ref="UnitParameters" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
    </xsd:sequence>
    <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required"/>
    <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required"/>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:element name="UnitParameters">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="UnitIdentification">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The identification of the unit
for which the parameters are defined</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:complexType>
                    <xsd:complexContent>
                        <xsd:extension
base="ecc:IdentificationType"/>
                    </xsd:complexContent>
                </xsd:complexType>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="MinTimeRevocation"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="AGCMaxLoad" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="AGCMinLoad" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="SecondaryControlRange"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="BlackStartCapability" type="YesNoType"/>
            <xsd:element name="PrimaryControlReserve"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="StandingReserve" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element ref="VariableCostBlock" minOccurs="0"
maxOccurs="10"/>
            <xsd:element name="FuelACost" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelBCost" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelCCost" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelALHV" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelBLHV" type="ecc:AmountType"/>
            <xsd:element name="FuelCLHV" type="ecc:AmountType"/>

```

```

type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="SpecialCostForRawMaterial"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="SpecialCostForMaintenance"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="SpecialCostForAdditionalWorkForce"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="SpecialCostForFuelImprovement"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="SpecialCostForEmissions"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="ColdStartupUpCost"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="WarmStartupUpCost"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="HotStartupUpCost" type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="StandbyFuelCost" type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="StandbyOperationMaintenanceCost"
type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="ShutdownCost" type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element name="NoLoadCost" type="ecc:AmountType"/>
    <xsd:element ref="Reason" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:element name="VariableCostBlock">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="NetGenerationLevel"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="CompositionFuelA"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="CompositionFuelB"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="CompositionFuelC"
type="ecc:QuantityType"/>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:simpleType name="YesNoType">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>
            <Definition>Yes or No </Definition>
        </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:restriction base="xsd:NMTOKEN">
        <xsd:enumeration value="Yes"/>
        <xsd:enumeration value="No"/>
    </xsd:restriction>
</xsd:simpleType>
<xsd:element name="Reason">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and
comments.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:complexType>

```

```

        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The coded motivation of an
act.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType"
minOccurs="0">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The textual explanation of an
act.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>
</xsd:schema>

```

Αρχείο «reserved-techno-economic-declaration.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<xsd:schema xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <xsd:element name="TechnoEconomicDeclaration">
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is sending the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the sender.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is receiving the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the receiver.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
      </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
  </xsd:element>
</xsd:schema>

```



```

<xsd:element name="MessageTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element ref="UnitParameters" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
<xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required"/>
<xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required"/>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:element name="UnitParameters">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="UnitIdentification">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The identification of the unit
for which the parameters are defined</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:complexType>
                    <xsd:complexContent>
                        <xsd:extension
base="ecc:IdentificationType"/>
                    </xsd:complexContent>
                </xsd:complexType>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:element>
            <xsd:element name="UnitNetCapacityNCAP"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxContinuousGenerationCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxISOContinuousGenerationCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="TechMinGeneration"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxEnergyPerDay"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxStartupPerYear"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MinUpTime" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MinDownTime" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="MaxGenCapability"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="PriceMaxGenCapability"
type="ecc:QuantityType"/>

```

```

type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="MaxOperationTime"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="HotToWarmTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmToColdTime"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="HotSynchronizeTime"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmSynchronizeTime"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="ColdSynchronizeTime"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="HotSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="ColdSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="SynchronizationLoad"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="DesynchronizationTime"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="RampUpRate" type="ecc:QuantityType" />
<xsd:element name="RampDownRate" type="ecc:QuantityType" />
<xsd:element name="AGCMaxLoad" type="ecc:QuantityType"
minOccurs="0"/>
<xsd:element name="AGCMinLoad" type="ecc:QuantityType"
minOccurs="0"/>
<xsd:element name="AGCRampRate" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="SecondaryControlRange"
type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
<xsd:element name="PrimaryControlReserve"
type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
<xsd:element ref="LeadingForActivePowerGeneration"
minOccurs="0" maxOccurs="7"/>
<xsd:element ref="LaggingForActivePowerGeneration"
minOccurs="0" maxOccurs="7"/>
<xsd:element ref="ForbiddenZones" minOccurs="0"
maxOccurs="1"/>
<xsd:element ref="VariableCostBlock" minOccurs="0"
maxOccurs="10"/>
<xsd:element ref="AuxiliaryLoadBlock" minOccurs="0"
maxOccurs="10"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:element name="LeadingForActivePowerGeneration">
<xsd:complexType>
<xsd:sequence>
<xsd:element name="LeadingNetGenerationLevel"
type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="LeadingReactivePower"
type="ecc:QuantityType"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:element name="LaggingForActivePowerGeneration">
<xsd:complexType>

```

```

        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="LaggingNetGenerationLevel"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="LaggingReactivePower"
type="ecc:QuantityType"/>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="ForbiddenZones">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="ZoneLowerBound" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="ZoneUpperBound" type="ecc:QuantityType"/>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="VariableCostBlock">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="NetGenerationLevel"
type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="FuelConsumption" type="ecc:QuantityType"/>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="AuxiliaryLoadBlock">
    <xsd:complexType>
        <xsd:sequence>
            <xsd:element name="AuxiliaryLoad" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="FromMWh" type="ecc:QuantityType"/>
            <xsd:element name="ToMWh" type="ecc:QuantityType"/>
        </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:simpleType name="YesNoType">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>
            <Definition>Yes or No </Definition>
        </xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:restriction base="xsd:NMTOKEN">
        <xsd:enumeration value="Yes"/>
        <xsd:enumeration value="No"/>
    </xsd:restriction>
</xsd:simpleType>
</xsd:schema>

```

Αρχείο «schedule.xml.xsd»

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XML Spy v4.4 (http://www.xmlspy.com) by Michael Conroy (SEMA) -->
<!-- ETSO Schedule Message Version 2 release 3 -->
<xsd:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema"
  xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified">
  <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
  <!-- _____ -->
  <xsd:element name="ScheduleMessage">
    <xsd:annotation>
      <xsd:documentation>Object used for the transmission of planned
schedules.</xsd:documentation>
    </xsd:annotation>
    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="MessageIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the message being
sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish
one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The coded type of a message.
The message type describes the principal characteristic of a message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Indicates the nature of process
that the schedule addresses.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ScheduleClassificationType"
type="ecc:ClassificationType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The means used to classify
the time series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by
summery.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Identification of the party
who is sending the message.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>

```

```

        <xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the sender. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Identification of the party
who is receiving the message. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Identification of the role that
is played by the receiver. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MessageDateTime"
type="ecc:MessageDateTimeType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Date and time of the
preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-
DDTHH:MM:SSZ. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ScheduleTimeInterval"
type="ecc:TimeIntervalType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in
minutes. The time must always be expressed in UTC. </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element ref="ScheduleTimeSeries" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
    </xsd:sequence>
    <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Version of the DTD or
Schema </xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:attribute>
    <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Release of the DTD or
Schema </xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
    </xsd:attribute>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- _____ -->
<xsd:element name="ScheduleTimeSeries">
    <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>Object used for the transmission of specific time series.
A time series may be considered as a sequence of observations of a single process taken at equal time
intervals. </xsd:documentation>
    
```

```

</xsd:annotation>
<xsd:complexType>
  <xsd:sequence>
    <xsd:element name="SendersTimeSeriesIdentification"
type="ecc:IdentificationType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The unique identification that
the sender of a message has assigned to a time series instance.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="SendersTimeSeriesVersion"
type="ecc:VersionType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The version that distinguishes
one instance of a time series instance from another with the same identification.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="BusinessType" type="ecc:BusinessType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The exact business nature
identifying the principal characteristic of a schedule time series. </xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="Product" type="ecc:EnergyProductType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The identification of the
nature of an energy product such as Power, energy, reactive power, etc.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="ObjectAggregation"
type="ecc:ObjectAggregationType">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The identification of the
domain that is the common dominator used to aggregate a schedule time series.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The area in the direction
where the product is flowing.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="OutArea" type="ecc:AreaType"
minOccurs="0">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The area in the direction from
where the product coming.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:element>
    <xsd:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
      <xsd:annotation>
        <xsd:documentation>The identification of the
location where one or more products are metered. This may be one physical location or the combination
of several points together.</xsd:documentation>
      </xsd:annotation>
    </xsd:complexType>
    <xsd:complexContent>

```

```

<xsd:extension
base="ecc:IdentificationType">
<xsd:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
<xsd:attribute
name="codingScheme" type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>
</xsd:extension>
</xsd:complexContent>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<xsd:element name="InParty" type="ecc:PartyType"
minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The party that is putting the
product into the area.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="OutParty" type="ecc:PartyType"
minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The party that is taking the
product out of the area.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="CapacityContractType"
type="ecc:ContractType" minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The contract type defines the
conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction, monthly
auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific coded working
methods.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="CapacityAgreementIdentification"
type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The identification of an
agreement for the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even
when the same capacity is fully or partially resold.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element name="MeasurementUnit"
type="ecc:UnitOfMeasureType">
<xsd:annotation>
<xsd:documentation>The unit of measure that is
applied to a quantity. The measurement units shall be in compliance with UN/ECE Recommendation
20.</xsd:documentation>
</xsd:annotation>
</xsd:element>
<xsd:element ref="Period"/>
<xsd:element ref="Reason" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!-- -->
<xsd:element name="Period">

```

```

        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Object used to identify the period that the interval
quantities cover and the resolution of each step within the period.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The start date and time and
the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 :
YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The
time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>Defines the number of units
of time that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with
ISO 8601 in the following format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years, nM a
number of months, nD a number of days.The letter "T" separates the date expression from the time
expression and after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a number of
seconds. </xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
            </xsd:sequence>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--_____-->
    <xsd:element name="Interval">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Object used for the transmission of each individual
period and its associated quantity.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>A sequential value
representing the relative position of an entity within a space such as a time interval</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="Qty" type="ecc:QuantityType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The quantity of an energy
product. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
            </xsd:sequence>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--_____-->
    <xsd:element name="Reason">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and
comments.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>

```



```

    <xsd:complexType>
      <xsd:sequence>
        <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The coded motivation of an
act.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType"
minOccurs="0">
          <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>The textual explanation of an
act.</xsd:documentation>
          </xsd:annotation>
        </xsd:element>
      </xsd:sequence>
    </xsd:complexType>
  </xsd:element>
<!-- _____ -->
</xsd:schema>

```

VII.2 Μετατροπείς αρχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει αναπτύξει και προσφέρει ελεύθερα σε κάθε ενδιαφερόμενο Συμμετέχοντα μια σειρά από μετατροπείς αρχείων ώστε να διευκολύνει τη συμμετοχή τους στην Ελληνική Αγορά. Οι μετατροπείς αυτοί είναι απλά εργαλεία λογισμικού τα οποία μετατρέπουν δεδομένα που εισάγονται σε μορφή xls σε μορφή xml ώστε να μπορούν να υποβληθούν στην πλατφόρμα λογισμικού του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς.

Αποποίηση ευθυνών

Σημειώνεται ότι, παρότι ο Διαχειριστής του Συστήματος καταβάλλει προσπάθεια να παρέχει αξιόπιστα και εύχρηστα εργαλεία μετατροπής στους Συμμετέχοντες, δεν αναλαμβάνει καμία ευθύνη για την καλή και αποτελεσματική τους λειτουργία. Οι Συμμετέχοντες είναι ελεύθεροι να δημιουργήσουν ή να προμηθευτούν δικά τους εργαλεία λογισμικού για το σχηματισμό των απαιτούμενων αρχείων που υποβάλλονται στη Αγορά, δεδομένου ότι η απαιτούμενη δομή τους είναι σαφώς καθορισμένη και γνωστοποιείται σε όλους τους Συμμετέχοντες.²⁰ Όποιος Συμμετέχων επιλέγει να χρησιμοποιεί τα εργαλεία λογισμικού που παρέχονται από το Διαχειριστή του Συστήματος αναγνωρίζει ότι το πράττει αναλαμβάνοντας κάθε ευθύνη που σχετίζεται με τη χρήση τους και αποποιούμενος οποιαδήποτε διεκδίκησης από το Διαχειριστή του Συστήματος που σχετίζεται με τη χρήση τους.

Οι μετατροπείς που είναι διαθέσιμοι παρουσιάζονται στον Πίνακα που ακολουθεί.

Πιν.13. Μετατροπείς αρχείων (xls σε xml)

A/A	Όνομα	Περιγραφή
1	Priced_Exports_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου για εξαγωγές ενέργειας
2	Priced_Imports_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Προσφοράς Ενέργειας για εισαγωγές ενέργειας
3	NonPriced_Load_Declarations_ver_xxx.xls	Δημιουργία Μη Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου
4	TechnoEconomicalData_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων (Άρθρου 21 & Άρθρου 262 ΚΔΣ)
5	UnitCommission_ver_xxx.xls	Δημιουργία Μη Τιμολογούμενης Προσφοράς Έγχυσης για μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία
6	Unavailability_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας

²⁰ Όσοι Συμμετέχοντες σκοπεύουν να αναπτύξουν ή να προμηθευτούν κάποιο εργαλείο λογισμικού για τη δημιουργία των απαιτούμενων αρχείων για τη Συμμετοχή τους στην Αγορά μπορούν να απευθυνθούν στο Διαχειριστή του Συστήματος για διευκρινήσεις σχετικά με τις εκάστοτε απαιτήσεις μορφοποίησης.

Α/Α	Όνομα	Περιγραφή
		(Ολικής & Μερικής)
7	Weekly_water_declaration_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής
8	Priced_Energy_offer_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Προσφοράς Ενέργειας για μονάδες παραγωγής

VII.3Αρχεία XLS

Τα παρακάτω πρότυπα υποβολής διατίθενται από το Διαχειριστή του Συστήματος και μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους Συμμετέχοντες για την υποβολή δεδομένων στα πλαίσια της συμμετοχής τους στην Ελληνική αγορά ενέργειας.

Αρχείο «YYYY_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode»

YEARLY AUCTION FOR EXPORTS: Bid file for the interconnection GREECE - ITALY

SUBMIT DATE	23/12/2009	PRODUCT CAPACITY	CAPACITY SUMMARY	Bid 1		Bid 2		Bid 3		Bid 4		Bid 5		Bid 6		Bid 7		Bid 8		Bid 9		Bid 10	
Auction Code	Y2010---ITO			CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE
DISPATCH PERIOD	01/01/2010-31/12/2010			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
SUPPLIER'S NAME				MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh
SUPPLIER'S EIC CODE																							
Check sum																							
Product Code	Hours																						
Y2010---ITO01HTSO	3440	150	0																				
Y2010---ITO02HTSO	3424	250	0																				
Y2010---ITO03HTSO	416	50	0																				
Y2010---ITO04HTSO	328	250	0																				

Product 1 Y2010---ITO01HTSO	Peak hours from 01/01/2010 to 31/05/2010 and from 01/09/2010 to 31/12/2010.
Product 2 Y2010---ITO02HTSO	Off peak hours from 01/01/2010 to 31/12/2010.
Product 3 Y2010---ITO03HTSO	Peak hours from 01/01/2010 to 31/01/2010.
Product 4 Y2010---ITO04HTSO	Off peak hours from 01/01/2010 to 31/01/2010.

The Auction is conducted in accordance with:

1. The general principles of the European Law
2. The terms of the Auction Rules on the Greece-Italy Interconnection, as approved by the Greek Regulatory Authority (RAE):
"ACCESS RULES TO FRANCE-ITALY, SWITZERLAND-ITALY, AUSTRIA-ITALY, SLOVENIA-ITALY, GREECE-ITALY INTERCONNECTIONS (Capacity Allocation Auction Rules) 2010"
3. The relevant Registry for 2010 of the Users of the interconnection Greece-Italy (for exports) retained by HTSO
4. The provisions of the corresponding Auction Specifications

Αρχείο «YYYYMM_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode»

MONTHLY AUCTION FOR IMPORTS: Bid file for the interconnection GREECE - FYROM

SUBMIT DATE	23/08/2010	PRODUCT CAPACITY	CAPACITY SUMMARY	Bid 1		Bid 2		Bid 3		Bid 4		Bid 5		Bid 6		Bid 7		Bid 8		Bid 9		Bid 10	
Auction Code	M201009--FYI			CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE	CAPACITY	PRICE
DISPATCH PERIOD	01/09/2010-30/09/2010			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
SUPPLIER'S NAME				MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh	MW	€/MWh
SUPPLIER'S EIC CODE																							
Check sum																							
Product Code	Hours																						
M201009--FYI01HTSO	720																						
M201009--FYI02HTSO	576																						

Product 1 M201009--FYI01HTSO	From 00:00 CET 01/09/2010 until 24:00 CET 30/09/2010.
Product 2 M201009--FYI02HTSO	From 00:00 CET 01/09/2010 until 24:00 CET 24/09/2010.

It is obligatory to fill the cells B6 (Supplier's name) and B7 (Supplier's EIC code)

The Auction is conducted in accordance with:

1. The general principles of the European Law
2. The terms of the Auction Rules on the North Interconnections, as approved by the Greek Regulatory Authority (RAE):
"ACCESS RULES TO GREECE-BULGARIA, GREECE-FYROM, GREECE-ALBANIA INTERCONNECTIONS (Capacity Allocation Auction Rules) 2010"
3. The relevant Registry for 2010 of the Users of the interconnection Greece-FYROM (for imports) retained by HTSO
4. The provisions of the corresponding Auction Specifications

Αρχείο «YYYYMMDD_xx_STAAA_AUCTION_UserEICCode»

Validate Offer		Save Offer File		DAILY AUCTION FOR EXPORTS TO ITALY																								
SUBMIT DATE		04/02/2009		CAPACITY SUMMARY	Offer 1		Offer 2		Offer 3		Offer 4		Offer 5		Offer 6		Offer 7		Offer 8		Offer 9		Offer 10					
DISPATCH DATE		05/02/2009			CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE	
INTERCONNECTION		GREECE-ITALY			CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE	
SUPPLIER'S NAME		XXXXXXXXXX			CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE	
SUPPLIER'S EIC CODE		XXXXXXXXXXXXXXXXXX			CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE		CAPACITY		PRICE	
Check sum		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		
From hour (CET)		To hour (CET)		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh		MW		€/MWh		
00:00		01:00		0																								
01:00		02:00		0																								
02:00		03:00		0																								
03:00		04:00		0																								
04:00		05:00		0																								
05:00		06:00		0																								
06:00		07:00		0																								
07:00		08:00		0																								
08:00		09:00		0																								
09:00		10:00		0																								
10:00		11:00		0																								
11:00		12:00		0																								
12:00		13:00		0																								
13:00		14:00		0																								
14:00		15:00		0																								
15:00		16:00		0																								
16:00		17:00		0																								
17:00		18:00		0																								
18:00		19:00		0																								
19:00		20:00		0																								
20:00		21:00		0																								
21:00		22:00		0																								
22:00		23:00		0																								
23:00		00:00		0																								

Αρχείο «YYYYMMDD_LT_NoT_UserEICCode»

		Notification of Transfer (NoT) of Yearly and/or Monthly PTRs									
SUBMISSION DATE :		15/12/2009									
TRANSFEROR NAME :		Company Name									
TRANSFEROR EIC CODE :		XXXXXXXXXXXXXXXXXX									
BENEFICIARY NAME :		Company Name									
BENEFICIARY EIC CODE :		XXXXXXXXXXXXXXXXXX									
From EXECUTION DATE :		02/02/2009									
To EXECUTION DATE :		07/02/2009									
CAPACITY AGREEMENT ID :		cccccccccccccccccccc									
TRANSFER ID :		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
From Hour (CET)	To Hour (CET)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00	01:00	0									
01:00	02:00	0									
02:00	03:00	0									
03:00	04:00	0									
04:00	05:00	0									
05:00	06:00	0									
06:00	07:00	0									
07:00	08:00	0									
08:00	09:00	0									
09:00	10:00	0									
10:00	11:00	0									
11:00	12:00	0									
12:00	13:00	0									
13:00	14:00	0									
14:00	15:00	0									
15:00	16:00	0									
16:00	17:00	0									
17:00	18:00	0									
18:00	19:00	0									
19:00	20:00	0									
20:00	21:00	0									
21:00	22:00	0									
22:00	23:00	0									
23:00	00:00	0									
TOTAL :		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Αρχείο «YYYYMMDD_LT_NoR_UserEICCode»

		Notification of Resale (NoR) of Yearly and/or Monthly PTRs (to a Daily Auction)									
SUBMISSION DATE :	08/01/2007										
PTR HOLDER :	Company Name										
EIC CODE :	XXXXXXXXXXXXXXXX										
From EXECUTION DATE :		20/01/2007									
To EXECUTION DATE :		20/01/2007									
CAPACITY AGREEMENT ID :		cccccccccccccccccccc									
RESALE ID :		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
From Hour (CET)	To Hour (CET)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:00	01:00	0									
01:00	02:00	0									
02:00	03:00	0									
03:00	04:00	0									
04:00	05:00	0									
05:00	06:00	0									
06:00	07:00	0									
07:00	08:00	0									
08:00	09:00	0									
09:00	10:00	0									
10:00	11:00	0									
11:00	12:00	0									
12:00	13:00	0									
13:00	14:00	0									
14:00	15:00	0									
15:00	16:00	0									
16:00	17:00	0									
17:00	18:00	0									
18:00	19:00	0									
19:00	20:00	0									
20:00	21:00	0									
21:00	22:00	0									
22:00	23:00	0									
23:00	00:00	0									
TOTAL :		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Αρχείο «YYYYMMDD _TPS_ UserEICCode_vv»

TPS	Date	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009
10XGR-HTSO----B 10YCB-GREECE---2 tps@desmie.gr	from Control Area to Control Area out-party in-party										
TargetFolder C:\TPS	Sender Schedule Version	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1	EIC_CODE 1
FILE VERSION 01	Capacity Agreement ID										
Run Editing Validation	UPV / UCV Code										
checksum	[MWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
from Time(CET)	to Time(CET)	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
00:00	01:00										
01:00	02:00										
02:00	03:00										
03:00	04:00										
04:00	05:00										
05:00	06:00										
06:00	07:00										
07:00	08:00										
08:00	09:00										
09:00	10:00										
10:00	11:00										
11:00	12:00										
12:00	13:00										
13:00	14:00										
14:00	15:00										
15:00	16:00										
16:00	17:00										
17:00	18:00										
18:00	19:00										
19:00	20:00										
20:00	21:00										
21:00	22:00										
22:00	23:00										
23:00	00:00										
checksum	[MWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII

ΦΟΡΜΑ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ ΜΕ ΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει αναπτύξει μία φόρμα για την αποδοτική επικοινωνία με τους Συμμετέχοντες, ώστε αφενός να υπάρχει ανάθεση κάθε επικοινωνίας στα αρμόδια στελέχη του Διαχειριστή του Συστήματος, αφετέρου να γίνεται καταγραφή των περιστατικών και να γίνεται καλύτερη παρακολούθηση και διαχείριση των εργασιών.

Η φόρμα επικοινωνίας φαίνεται παρακάτω. Περιέχεται σε αρχείο με όνομα «SRYYYYMMDD_COMP_ηη.doc». Αναλυτικές λεπτομέρειες για τη συμπλήρωση της φόρμας παρέχονται στη 2η σελίδα του αρχείου.

Το αρχείο αυτό μπορεί να ληφθεί κι από την ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

SERVICE REQUEST

FROM: (Name)
(Company)
(Phone)
(email)

DATE:
REFERENCE SRYYYMMDD_COMP_nn

SERVICE TYPE:

SERVICE REQUEST SUMMARY:

DESCRIPTION OF SERVICE REQUEST:

SEVERITY:

HTSO RESPONSE:

CLOSURE DATE:

STATUS:

Service Request instructions

Because of the preliminary nature of this document, it should not exceed one page in length.

FIELDS TO BE FILLED OUT BY THE MARKET PARTICIPANT

REFERENCE: This is the reference of the specific service request with the format indicated, where

- ✓ YYYYMMDD = date of sending it to HTSO
- ✓ COMP = Company name (maximum four letters)
- ✓ nn = ascending number of request sent this date

SERVICE REQUEST NAME: The user assigned short name of the service request. Example: "Monthly Auction Date".

SERVICE TYPE: The TYPE can have one of the following values:

1. Software issues (e.g. tools, converters, forms) → SW
2. Communications issues (e.g. connection or e-mail problems, communication problems) → CO
3. Market operation issues (e.g. on auctioning, scheduling, market operation, procedures etc.) → MO
4. Miscellaneous (e.g. any other inquiry or suggestion) → MI

DESCRIPTION OF SERVICE REQUEST: This is a brief, high-level description of the request.

SEVERITY: The severity of the request for the requester business may take the following values:

- 1: blocking problem or lack of info for business.
- 2: not urgent problem or info, problem for which a by-pass can be applied
- 3: general info on market procedures, tools etc.

FIELDS TO BE FILLED OUT BY HTSO

HTSO RESPONSE: Here HTSO personnel should edit the response to the market participant request.

CLOSURE DATE: This is the date of problem resolution, or answer to the request by HTSO personnel.

STATUS: The status of the service request may have the following states.

1. Solved
2. In process

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΧ

ΚΑΝΟΝΕΣ ΣΥΝΤΑΞΗΣ CAPACITY AGREEMENT IDENTIFICATION

IX.1 ISSUED BY HTSO

For each Cross-Border capacity allocated at Yearly, Monthly and Daily auction, HTSO Auction Office is issuing a unique Capacity Agreement ID (CAI) consisting of 24 characters. CAIs are issued by HTSO Auction Office also for capacity allocated by the foreign TSOs, immediately after the communication of the results of their auctions²¹ and/or Secondary Market activities. HTSO informs all Market Participants about the allocated capacity rights and their Capacity Agreement IDs.

The final list of the Capacity Agreement IDs corresponding to Long-Term Physical Transmission Rights is published at HTSO web-site for each day D at D-2 13:00 CET.

The following rules are used for CAIs issued by HTSO Auction Office²²:

Character	Explanation
1	Y, M, D: Yearly, Monthly, Daily Right.
2-5	Year
6-7	Month (-- for yearly right)
8-9	Day (-- for yearly and monthly right)
10-11	AL (Albania), FY (FYROM), BG (Bulgaria), IT (Italy), TR (Turkey)
12	I (n) for Imports to Greece, O (ut) for Exports from Greece
13-14	Number of the auction product (-- for daily capacity right). If only one product exists the value is 01 by default)
15-19	HTSO- or ESO-- or OST-- or TERNA or TEIAS
20-24	An individual code for every market participant, given by HTSO ²³

²¹ Exception to this rule exists for the capacity allocated by the Bulgarian TSO ESO-EAD and for the capacities that will be allocated by the Capacity Service Allocation Company (CASC S.A) starting from March 2011.

²² CAIs issued by other auction offices and communicated to HTSO are not compliant with these formatting rules. In such cases HTSO is using the original CAI as this is communicated to HTSO Auction Office.

²³ Each registered user must communicate with HTSO Auction Office in order to be informed for its individual code assigned by HTSO Auction Office.

The usage of the CAIs is mandatory for the interconnection users during their nomination activities with HTSO. Submission of a non-valid CAI is communicated to the interconnection user via email during the nomination validation process.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Χ

ΠΙΝΑΚΑ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΔΣ ΜΕ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ

Πίνακας Αντιστοίχισης Αναφορών ΚΔΣ με Εγχειρίδιο

A/A	ΑΡΘΡΟ ΚΩΔΙΚΑ	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ	ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ
1	19.6	Δηλώσεις Αδυναμίας Λειτουργίας και Μείζονος Βλάβης	3.8.2.2.4
2	31.3	Πρόβλεψη Αναγκών Εφεδρειών	3.6
3	35.2	Επικοινωνία Διαχειριστή του Συστήματος και Συμμετεχόντων	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI & ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII &
4	41.5	Ενέργειες του ΑΔΜΗΕ σε κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης	3.10.2
5	42.2	Εκκαθάριση Χρεώσεων λόγω Μη Νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων	
6	179.3, 179.4, 179.5, 179.6, 179.10,	Εγγυήσεις για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του Συμμετέχοντα από τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων και τους Λογαριασμούς Προσαναξήσεων	3.7