

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΤΜΗΜΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ



ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ ΓΙΑ ΣΤΕΛΕΧΗ (E - MBA)

Συγκριτική Μελέτη του Ρυθμιστικού Πλαισίου
Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων
Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Χώρες της
Ευρώπης

Γεώργιος Ελευθερίου

Διπλωματική Εργασία υποβληθείσα στο Τμήμα Οργάνωσης και Διοίκησης Επιχειρήσεων του
Πανεπιστημίου Πειραιώς ως μέρος των απαιτήσεων για την απόκτηση Μεταπτυχιακού Διπλώματος
Ειδίκευσης στη Διοίκηση Επιχειρήσεων (Master of Business Administration)

Πειραιάς, 2024

Παράρτημα Β: Βεβαίωση Εκπόνησης Διπλωματικής Εργασίας



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ ΣΧΟΛΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΔΙΕΘΝΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ ΤΜΗΜΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ ΓΙΑ ΣΤΕΛΕΧΗ

ΒΕΒΑΙΩΣΗ ΕΚΠΟΝΗΣΗΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

(περιλαμβάνεται ως ξεχωριστή (δεύτερη) σελίδα στο σώμα της διπλωματικής εργασίας)

«Δηλώνω υπεύθυνα ότι η διπλωματική εργασία για τη λήψη του μεταπτυχιακού τίτλου σπουδών, του Πανεπιστημίου Πειραιώς, στη Διοίκηση Επιχειρήσεων για Στελέχη : E-MBA» με τίτλο «**Συγκριτική Μελέτη του Ρυθμιστικού Πλαισίου Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Χώρες της Ευρώπης**» έχει συγγραφεί από εμένα αποκλειστικά και στο σύνολό της. Δεν έχει υποβληθεί ούτε έχει εγκριθεί στο πλαίσιο κάποιου άλλου μεταπτυχιακού προγράμματος ή προπτυχιακού τίτλου σπουδών, στην Ελλάδα ή στο εξωτερικό, ούτε είναι εργασία ή τμήμα εργασίας ακαδημαϊκού ή επαγγελματικού χαρακτήρα.

Δηλώνω επίσης υπεύθυνα ότι οι πηγές στις οποίες ανέτρεξα για την εκπόνηση της συγκεκριμένης εργασίας, αναφέρονται στο σύνολό τους, κάνοντας πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του πτυχίου μου».

Υπογραφή Μεταπτυχιακού Φοιτητή/τριας

Όνοματεπώνυμο: ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΕΛΕΥΘΕΡΙΟΥ

Ημερομηνία

18/07/2024

UNIVERSITY OF PIRAEUS
DEPARTMENT OF BUSINESS ORGANIZATION
AND ADMINISTRATION



MASTER PROGRAM IN
EXECUTIVE BUSINESS ADMINISTRATION (E-MBA)

Comparative Study of the Regulatory Framework for the
Compensation of Transmission System Operators for
Electricity in European Countries

By

Eleftheriou Georgios

Master Thesis submitted to the Department of Business Organization and Administration of the
University of Piraeus in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Business
Administration (MBA)

Piraeus, Greece, 2024

Στην Χρυσάνθη και την Αγγελική

Μελέτη Περίπτωσης του Ρυθμιστικού Πλαισίου της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Επιλεγμένες Χώρες της Ευρώπης

Σημαντικοί Όροι: Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, CEER, TSO, Ρυθμιστικό Πλαίσιο Αγοράς Ηλεκτρισμού, Ασφάλιστρο WACC, OPEX, CAPEX, Συνθήκη Λισαβόνας, Ρυθμιστική Περίοδος

Περίληψη

Ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε επιλεγμένες χώρες στην Ευρώπη, μέσω του ρυθμιστικού πλαισίου που εφαρμόζεται σε αυτές. Αρχικά παρουσιάζεται ιστορικά η δομή και το νομικό πλαίσιο της αγοράς, με αναφορές στη δημιουργία της Ευρατόμ και τη συνθήκη της Λισαβόνας. Στη συνέχεια πραγματοποιείται μία εκτενέστερη παρουσίαση του νομικού πλαισίου της αγοράς στην Ευρώπη. Συγκεκριμένα γίνεται αναφορά στην οδηγία 96/92/EK, στην οδηγία 2009/72/EK και στην οδηγία 2003/54/EK, οι οποίες αποτελούν σημαντικό κομμάτι για την οργάνωση και τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ευρώπη. Έπειτα αναλύονται οι βασικές αρχές που απαρτίζουν το ρυθμιστικό πλαίσιο της αγοράς στην Ευρώπη, οι οποίες αφορούν το κανονιστικό πλαίσιο και τις μεθόδους υπολογισμού του κόστους και των εσόδων, όπως παρουσιάζονται από το Συμβούλιο των Ευρωπαϊκών Ρυθμιστών Αρχών Ενέργειας (CEER). Η ανάλυση ολοκληρώνεται με την εφαρμογή των μεθόδων που παρουσιάστηκαν προηγουμένως, για τον υπολογισμό κόστους και εσόδων σε επιλεγμένες αγορές της Ευρώπης. Από την ανάλυση αυτή παρατηρήθηκε ότι η αγορά ηλεκτρισμού εμφανίζει σημάδια ανάπτυξης, την ίδια στιγμή που το ρυθμιστικό πλαίσιο είναι σταθερό, προβλέψιμο και αποτελεσματικό.

Case Study of the Regulatory Framework of the Electricity Market in Selected European Countries

Keywords: Electricity Market, CEER, TSO, Electricity Market Regulatory Framework, WACC Premium, OPEX, Capex, Lisbon Treaty, Regulatory Period

Abstract

The purpose of this thesis is to study the electricity market in selected countries in Europe, through the regulatory framework that is applied to them. Initially, the structure and legal framework of the market is presented historically, with references to the creation of Euratom and the Treaty of Lisbon. A more extensive presentation of the legal framework of the market in Europe is then made. Particularly, a reference is made to Directive 96/92/EC, Directive 2009/72/EC and Directive 2003/54/EC, which are an important part of the organization and function of the electricity market in Europe. An analysis is then made about the basic principles that make up the market regulatory framework in Europe, with concern on the regulatory framework and the methods for calculating costs and revenues, as presented by the Council of European Energy Regulators (CEER). The study concludes with the application of the previously presented methods to calculate costs and revenues in selected markets in Europe. From this analysis, it was observed that the electricity market is showing signs of growth, while the regulatory framework is stable, predictable and effective.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Χρήστο Αγιακλόγλου για την άριστη συνεργασία και καθοδήγηση σε όλο το χρονικό διάστημα της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω την Χρυσάνθη και την κόρη μου Αγγελική για την αμέριστη στήριξή τους.

Περιεχόμενα

Περίληψη	vii
Abstract.....	ix
Κατάλογος Πινάκων.....	xiii
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 Η Δομή και το Νομικό Πλαίσιο της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	
1.1 Εισαγωγή	1
1.2 Το Κρατικό Μονοπώλιο	3
1.3 Η Ελεύθερη Αγορά.....	5
1.4 Συνθήκη Ίδρυσης Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα	7
1.5 Συνθήκη για την Ίδρυση Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας.....	8
1.6 Ο Δρόμος για τη Συνθήκη της Λισαβόνας	11
1.7 Παράγωγο Δίκαιο.....	12
1.8 Η Συνθήκη της Λισαβόνας.....	15
1.9 Ανακεφαλαίωση	17
Βιβλιογραφία 1 ^{ου} Κεφαλαίου	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ευρώπη	
2.1 Εισαγωγή	20
2.2 Η Οδηγία 96/92/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	21
2.3 Η Οδηγία 2003/54/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 96/92/ΕΚ.....	24
2.4 Η Οδηγία 2009/72/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/ΕΚ.....	30
2.5 Ανακεφαλαίωση	40
Βιβλιογραφία 2 ^{ου} Κεφαλαίου	40
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 Αρχές Ρυθμιστικού Πλαισίου Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ευρώπη	
3.1 Εισαγωγή	41

3.2 Ρυθμιστικό Πλαίσιο	41
3.3 Ισχύον κανονιστικό πλαίσιο.....	44
3.4 Απαιτήσεις αποδοτικότητας.....	47
3.5 Υπολογισμός ποσοστού απόδοσης	50
3.6 Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση	59
3.7 Αποσβέσεις	66
3.8 Ανακεφαλαίωση	67
Βιβλιογραφία 3 ^{ου} Κεφαλαίου	68
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 Μελέτες Περιπτώσεων σε Συγκεκριμένες Ρυθμιζόμενες Ζώνες Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ευρώπη	
4.1 Εισαγωγή	69
4.2 Αυστρία.....	69
4.3 Ελλάδα	76
4.4 Πορτογαλία.....	84
4.5 Σουηδία.....	88
4.6 Συμπεράσματα	100
Βιβλιογραφία 4 ^{ου} Κεφαλαίου.....	101
Βιβλιογραφία	102

Κατάλογος Πινάκων

4.1 Συνολικός Στόχος Αποδοτικότητας Ανά Βαθμό Αποδοτικότητας Εταιρειών.....	72
4.2 Τιμές Παραμέτρων για τον Υπολογισμό του WACC.....	80
4.3 Σύνοψη Επιτρεπόμενων Εσόδων 2021.....	82
4.4 Σύνοψη Αποτελεσμάτων Απαιτούμενου Εσόδου.....	83
4.5 Δείκτης Απόδοσης Βάσης για Ηλεκτρισμό και Αέριο για το 2021.....	87
4.6 Στοιχεία Ενεργητικού DSO.....	91
4.7 Υπολογισμός Κόστους Κεφαλαίου.....	93
4.8 Προσαρμοσμένη ΡΠΒ.....	93
4.9 Υπολογισμός Απόδοσης Κεφαλαίου.....	94
4.10 Υπολογισμός CAPEX.....	94
4.11 Ελεγχόμενο Κόστος Τριετίας 2014 – 2017.....	95
4.12 Αναμενόμενο Ελεγχόμενο Κόστος Τριετίας 2020 – 2023.....	97
4.13 Μη Ελεγχόμενα Κόστη Πριν ΡΠ.....	98
4.14 Ανώτατο όριο Εσόδων 2021.....	99

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Η Δομή και το Νομικό Πλαίσιο της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.1 Εισαγωγή

Ο ενεργειακός τομέας έχει υποστεί σημαντικές αλλαγές τις τελευταίες δεκαετίες ως αποτέλεσμα των τεχνολογικών εξελίξεων, της παγκοσμιοποίησης και της απορρύθμισης της αγοράς του μονοπωλίου. Ως γνωστόν, έως και πριν από τη δεκαετία του 1990, η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούσε από καθετοποιημένα μονοπώλια που έλεγχαν κάθε πτυχή της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτή τη δομή λειτουργίας οι μικρές εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συγχωνεύτηκαν για να δημιουργήσουν μεγάλες εταιρείες με κεντρικές δομές που λειτουργούσαν κυρίως σε εθνικό επίπεδο. Η ηλεκτρική ενέργεια παραγόταν από πολύ μεγάλες μονάδες παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούσαν ορυκτά καύσιμα και προϊόντα πετρελαίου ως κύριες πρώτες ύλες τους.

Στη συνέχεια, η ηλεκτρική ενέργεια παραδόθηκε στους καταναλωτές μέσω καλωδίων υψηλής και χαμηλής τάσης, με τα συστήματα μεταφοράς να χρησιμοποιούνται για δίκτυα υψηλής τάσης και τα δίκτυα διανομής να χρησιμοποιούνται για χαμηλή τάση. Οι καθετοποιημένες αυτές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού απολάμβαναν μονοπωλιακά προνόμια και εκμεταλλεύονταν οικονομίες κλίμακας, οι οποίες δημιουργήθηκαν κυρίως από την εκμετάλλευση και ανάπτυξη δικτύων, συμβάλλοντας έτσι σημαντικά στον εξηλεκτρισμό της Ευρώπης μέχρι τη δεκαετία του 1970. Συγχρόνως, οι εταιρείες αυτές έλεγχαν όλες τις δραστηριότητες που σχετίζονταν με την ηλεκτρική ενέργεια, συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, της μεταφοράς της μέσω δικτύων υψηλής τάσης, της διανομής της μέσω δικτύων μέσης και χαμηλής τάσης και της πώλησής της στους τελικούς καταναλωτές.

Η προσέγγιση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τη μορφή ενός κρατικού μονοπωλίου βασίζεται στο γεγονός ότι ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας ως φυσικό μονοπώλιο που περιλαμβάνει υποδομές, υπηρεσίες και επενδύσεις, έχει κόστος που είναι σημαντικά χαμηλότερο από το άθροισμα του αντίστοιχου κόστους εάν παρέχονται από πολλές εταιρείες. Μάλιστα, στα φυσικά μονοπώλια εξακολουθούν να υπάρχουν οικονομίες κλίμακας,

καθώς αυξάνεται η παραγωγή, επιτρέποντας σε μία μόνο εταιρεία να προμηθεύει ολόκληρη την αγορά πιο αποτελεσματικά από οποιοσδήποτε άλλες μικρότερες εταιρείες. Βασικές προϋποθέσεις για να θεωρηθεί μια αγορά ως φυσικό μονοπώλιο είναι: α) το συνολικό κόστος μιας επιχείρησης να είναι χαμηλότερο από το συνολικό κόστος που θα προέκυπτε από το άθροισμα των πολλαπλών εταιρειών για κάθε επίπεδο παραγωγής, β) η ύπαρξη οικονομιών κλίμακας, γ) το υψηλό πάγιο κόστος επένδυσης και δ) η χαμηλή ζήτηση της αγοράς.

Ως αποτέλεσμα των παραπάνω, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οργανώθηκε σύμφωνα με το μονοπωλιακό πρότυπο παραγωγής και διαχείρισης και δημιουργήθηκαν φυσικά μονοπώλια, όπου λόγω της αναγκαιότητας, του κόστους παραγωγής και παράδοσης, καθώς και της φύσης του αγαθού, η δημόσια ιδιοκτησία στην παραγωγή και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκε ότι επιβάλλεται κατά της ιδιωτικής ιδιοκτησίας. Ο κύριος λόγος για αυτή την τοποθέτηση είναι η πεποίθηση ότι μια δημόσια εταιρεία είναι πρωτίστως υπεύθυνη για την εξυπηρέτηση του δημόσιου συμφέροντος και τη διασφάλιση του συγκεκριμένου αγαθού σε λογικές τιμές, ανεξάρτητα από τις συνθήκες της αγοράς, και αποτρέπει οποιαδήποτε καταχρηστική μονοπωλιακή συμπεριφορά που μπορεί να έχουν οι ιδιωτικές εταιρείες.

Κατά συνέπεια, η ανάπτυξη των εταιρειών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μετά το τέλος του Β' Παγκοσμίου Πολέμου συνδέθηκε με την έννοια της Προσωρινής Διοίκησης και η παροχή προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας συνδέθηκε με μια δημόσια υπηρεσία, λαμβάνοντας κυρίως υπό όψιν τη σημασία της ηλεκτρικής ενέργειας όχι μόνο για τη διατήρηση και την ανάπτυξη του ελάχιστου επιπέδου ανθρώπινης αξιοπρέπειας, αλλά και για την ανάπτυξη της βιομηχανίας που συμβάλλει στη συνολική οικονομική ανάπτυξη και ευημερία ενός κράτους. Έτσι, ως αποτέλεσμα αυτής της κατάστασης, οι περισσότερες εταιρείες ηλεκτρικής ενέργειας μετατράπηκαν σε κρατικά μονοπώλια και η παροχή προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας βασίστηκε στις αρχές της δημόσιας υπηρεσίας.

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται αρχικά οι συνθήκες παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας κάτω από κρατικό μονοπώλιο και ελεύθερης αγοράς. Στη συνέχεια, πραγματοποιείται μία σύντομη επισκόπηση της ίδρυσης της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (ΕΚΑΧ) και της Συνθήκης για την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας (Ευρατόμ), που σηματοδότησαν τη δημιουργία της πρώτης αγοράς ενέργειας στην Ευρώπη το 1952. Οι συνθήκες αυτές αποσκοπούσαν στη δημιουργία μιας κοινής αγοράς για την εκμετάλλευση των ενεργειακών πόρων, συμπεριλαμβανομένου του άνθρακα, του χάλυβα και της πυρηνικής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι παρά τον στόχο αυτό, ο ενεργειακός

τομέας παρέμεινε αρρύθμιστος από το πρωτογενές δίκαιο της ΕΕ έως ότου τέθηκε σε ισχύ η Συνθήκη της Λισαβόνας το 2009, η οποία αναλύεται στη συνέχεια και η οποία σηματοδότησε μια σημαντική αλλαγή στην ενεργειακή πολιτική της ΕΕ, καθώς αναφέρεται ρητά στην ενεργειακή πολιτική και τοποθετεί την ενέργεια ως παράλληλο τομέα αρμοδιότητας με τα κράτη μέλη, συγχρόνως με το περιβάλλον, την εσωτερική αγορά και τα διευρωπαϊκά δίκτυα.

1.2 Το Κρατικό Μονοπώλιο

Μετά το τέλος του Β΄ Παγκοσμίου Πολέμου έως και τις αρχές της δεκαετίας του 1990 στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας επικράτησε ο μονοπωλιακό τρόπος παραγωγής και παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας. Πολλές μικρές επιχειρήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συγχωνεύθηκαν μεταξύ τους δημιουργώντας μεγάλες επιχειρήσεις με καθετοποιημένες δομές που λειτουργούσαν κυρίως σε επίπεδο εθνικής εμβέλειας και σε κάποιες ελάχιστες περιπτώσεις σε επίπεδο διευρυμένης περιφερειακής εμβέλειας. Σε επίπεδο παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, η διαδικασία ήταν συγκεντρωτική με πολύ μεγάλες μονάδες παραγωγής να χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα και πετρελαιοειδή προϊόντα ως κύριες πηγές πρώτων υλών. Η ηλεκτρική ενέργεια έφτανε στον τελικό καταναλωτή μέσω καλωδίων υψηλής και χαμηλής τάσης, εκ των οποίων αποτελούν τα συστήματα μεταφοράς για την υψηλή τάση και τα δίκτυα διανομής για την χαμηλή τάση. Οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας καθετοποιημένης δομής, απολάμβαναν μονοπωλιακά προνόμια και αξιοποιούσαν τα πλεονεκτήματα από τις οικονομίες κλίμακας που δημιουργήθηκαν κυρίως από την ανάπτυξη των δικτύων, βοηθώντας ουσιαστικά στην επίτευξη του εξηλεκτρισμού της Ευρώπης μέχρι τη δεκαετία του 1970. Παράλληλα, είχαν υπό την κυριότητά τους όλες τις δραστηριότητες που σχετίζονται με αυτήν, όπως την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής, τη μεταφορά της μέσω των δικτύων υψηλής τάσης, τη διανομή της μέσω των δικτύων μέσης και χαμηλής τάσης και την πώλησή της στους τελικούς καταναλωτές.

Το σύνολο του κλάδου ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ως φυσικό μονοπώλιο διότι περιλαμβάνει υποδομές, υπηρεσίες και επενδύσεις για την κατασκευή και λειτουργία το κόστος των οποίων, που προκύπτει είναι αισθητά χαμηλότερο από αυτό που θα πρόκυπτε εάν αθροίζοντουσαν τα αντίστοιχα κόστη στην περίπτωση που οι ίδιες υποδομές, υπηρεσίες και επενδύσεις παρέχονταν από περισσότερες επιχειρήσεις. Στα φυσικά μονοπώλια οι οικονομίες κλίμακας συνεχίζουν να υφίστανται, καθώς αυξάνεται το μέγεθος της παραγωγής, με

αποτέλεσμα μία μόνο επιχείρηση να μπορεί να εφοδιάζει ολόκληρη την αγορά πιο αποτελεσματικά από οποιοσδήποτε άλλες μικρότερες επιχειρήσεις. Επιπρόσθετα, η ύπαρξη του φυσικού μονοπωλίου υποστηρίζεται και από το γεγονός ότι οι υποδομές που απαιτούνται για την ανάπτυξη των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντικά υψηλότερο σε σχέση με την κατασκευή ενός μοναδικού δικτύου υπό την εκμετάλλευση μίας και μόνο εταιρείας, δεδομένου ότι το κόστος για την κατασκευή, λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη πολλών παράλληλων δικτύων είναι πάρα πολύ μεγάλο.

Σημειώνεται ότι φυσικό μονοπώλιο διαθέτει μία σειρά σημαντικών πλεονεκτημάτων, οι οποίες λειτουργούν ως εμπόδιο για την είσοδο νέων ανταγωνιστικών επιχειρήσεων στον κλάδο (Perloff, 2012). Οι βασικές προϋποθέσεις για να θεωρηθεί μία αγορά ως φυσικό μονοπώλιο είναι:

- Το συνολικό κόστος από μία επιχείρηση να είναι μικρότερο από το συνολικό κόστος που θα πρόκυπτε από το άθροισμα περισσότερων επιχειρήσεων για κάθε επίπεδο παραγωγής.
- Η ύπαρξη οικονομικών κλίμακας.
- Το υψηλό σταθερό κόστος της επένδυσης.
- Η χαμηλή ζήτηση της αγοράς.

Συνέπεια της ανωτέρω θεώρησης ήταν η οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας κατά το μονοπωλιακό πρότυπο και η δημιουργία φυσικών μονοπωλίων. Επίσης, λόγω της αναγκαιότητας και της φύσης του αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκε ότι η δημόσια ιδιοκτησία στην παραγωγή και διάθεση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι επιβεβλημένη έναντι της ιδιωτικής ιδιοκτησίας. Κύριο λόγο για αυτή την άποψη αποτελεί η θεώρηση ότι μία δημόσια επιχείρηση φροντίζει κατεξοχήν για την εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος και για την εξασφάλιση του συγκεκριμένου αγαθού σε εύλογες τιμές, ανεξάρτητα από τις συνθήκες της αγοράς και προλαμβάνει τυχόν καταχρηστικές μονοπωλιακές συμπεριφορές που ενδέχεται να έχουν αντίστοιχες ιδιωτικές εταιρείες.

Με βάση τα παραπάνω, η ανάπτυξη των επιχειρήσεων στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας μετά το τέλος του Β' Παγκοσμίου Πολέμου συνδέθηκε με την έννοια της Προσωρινής Διοίκησης και η παροχή προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας αντιστοιχίστηκε σε δημόσια υπηρεσία λαμβάνοντας υπ' όψιν κυρίως τη σημασία της ηλεκτρικής ενέργειας όχι μόνο για την συντήρηση και ανάπτυξη του ελάχιστου επιπέδου αξιοπρεπούς διαβίωσης του

ανθρώπου αλλά και την σημασία της για την ανάπτυξη της βιομηχανίας που συντελεί στη γενικότερη οικονομική ανάπτυξη και ευημερία ενός κράτους. Έτσι, οι περισσότερες ηλεκτρικές επιχειρήσεις μετατράπηκαν σε κρατικά μονοπώλια και η παροχή των προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας γινόταν με βάση τις αρχές της “συνέχειας”, της “οικονομικότητας”, της “προσαρμοστικότητας” και της “καθολικότητας” (Joskow, 1996). Το κράτος ήταν ιδιοκτήτης έχοντας αποκλειστικές εξουσίες στη διαμόρφωση του συνόλου του τομέα, όπως ο καθορισμός των τιμών, τα χαρακτηριστικά των υπηρεσιών, το μίγμα των καυσίμων που θα χρησιμοποιήσει για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, τις απαιτούμενες επενδύσεις κ.ά..

1.3 Η Ελεύθερη Αγορά

Στον αντίποδα του κρατικού μονοπωλίου βρίσκεται το υπόδειγμα της οργάνωσης που λειτουργεί με βάση τις αρχές που διέπουν τον ελεύθερο ανταγωνισμό, σύμφωνα με τον οποίο στην αγορά δραστηριοποιούνται περισσότερες επιχειρήσεις και έτσι οι τελικοί καταναλωτές να έχουν δυνατότητα επιλογής προμηθευτή (Varian, 2010). Η ιδέα της της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ξεκίνησε από την Αμερική και άρχισε να εφαρμόζεται αμέσως μετά το τέλος των δύο μεγάλων ενεργειακών κρίσεων, δηλαδή στα τέλη της δεκαετίας 1970, με κύριο στόχο τον περιορισμό της εξάρτησης του ενεργειακού της εφοδιασμού. Στην Ευρώπη οι πρώτες κατευθυντήριες στον τομέα της ενέργειας αφορούσαν τις αγορές ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου και υιοθετήθηκαν στα τέλη του 1990, με την προοπτική της σταδιακής απελευθέρωσης των αγορών αυτών και την είσοδο νέων επιχειρήσεων. Παράδειγμα αποτελεί η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, η οποία απελευθερώθηκε επισήμως το 2005 μέσω της υπογραφής του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.¹

Βασικοί στόχοι της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτέλεσαν:

- ✓ η εξάλειψη των προβλημάτων που εμφανίστηκαν στις μεγάλες κρατικές μονοπωλιακές επιχειρήσεις που δεν ευνοούσαν την οικονομική αποδοτικότητα, μεταξύ των οποίων η διατήρηση χαμηλών τιμών που δεν αντικατόπτριζαν το υψηλό κόστος, οι πολύ υψηλές κρατικές επιδοτήσεις και οι πολιτικές παρεμβάσεις κυρίως για θέματα υπεράριθμων προσλήψεων,

¹Δείτε <https://www.kathimerini.gr/economy/local/216991/apofasi-stathmos-gia-tin-agora-ilektrikis-energeias/>

- ✓ η αξιοποίηση νέων τεχνολογιών, όπως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο φυσικό αέριο καθώς και η κατανομημένη παραγωγή,
- ✓ η ανάπτυξη νέων επενδύσεων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και
- ✓ ο παραμερισμός της δύναμης των κρατικών μονοπωλιακών επιχειρήσεων του κλάδου.

Μάλιστα, σύμφωνα με το μοντέλο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, οι δραστηριότητες για την παραγωγή του προϊόντος έως τη τελική διάθεσή του στον πελάτη είναι διακριτές. Τα κύρια στοιχεία που συντελούν στη διάκριση των δραστηριοτήτων σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους, την τεχνολογία που απαιτείται για τη λειτουργία τους, καθώς και τα στοιχεία κόστους για κάθε μία από αυτές.

Στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας διακρίνονται οι εξής τέσσερις δραστηριότητες:

1. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της διαχείρισης των γραμμών καλωδίων υψηλής τάσης.
3. Η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της διαχείρισης των γραμμών καλωδίων χαμηλής και μέσης τάσης.
4. η προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας.

Με κριτήριο την οικονομική αποτελεσματικότητα, οι δραστηριότητες που σχετίζονται με τη μεταφορά και τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας θεωρούνται φυσικά μονοπώλια, αφού το κόστος για την λειτουργία τους, όταν ασκούνται στο σύνολο της αγοράς, είναι χαμηλότερο από το άθροισμα του κόστους που θα πρόκυπτε εάν την εκμετάλλευση της λειτουργίας τους γινότουσαν από περισσότερες από μία επιχειρήσεις. Ως συνέπεια της θεώρησης των δραστηριοτήτων μεταφοράς και διανομής, ως φυσικά μονοπώλια, είναι και η οργάνωσή τους ως νομικά μονοπώλια.

Αντίθετα, οι δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας αποτελούν τα ανταγωνιστικά τμήματα της αγοράς και λειτουργούν κάτω από συνθήκες ελεύθερου ανταγωνισμού. Για την εξισορρόπηση μεταξύ των ανταγωνιστικών και των μονοπωλιακών δραστηριοτήτων της αγοράς απαιτείται θέσπιση αρχών με ρυθμιστικές αρμοδιότητες.

1.4 Συνθήκη Ίδρυσης Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα

Ο πρώτος κοινοτικός οργανισμός δημιουργήθηκε μέσω της Συνθήκης ίδρυσης της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (ΕΚΑΧ) όπου κρίθηκε αναγκαία η οικονομική ανασυγκρότηση της Ευρωπαϊκής Ηπείρου μετά το τέλος του Β' Παγκοσμίου Πολέμου, δεδομένου ότι η εξασφάλιση της διαρκούς ειρήνης στηριζόταν στην ύπαρξη του ενεργειακού εφοδιασμού μέσω συντονισμένης δράσης στον τομέα των πρώτων υλών, κυρίως του άνθρακα και του χάλυβα που αποτελούσαν τη βάση της τότε βιομηχανίας και έδιναν μεγάλη ισχύ στις χώρες με πλούσια κοιτάσματα.

Εμπνευστής της ιδέας για την ευρωπαϊκή ολοκλήρωση ήταν ο Γάλλος αξιωματούχος Jean Monnet. Στην ιδέα αυτή βασίστηκε ο τότε υπουργός εξωτερικών της Γαλλίας Robert Schuman, ο οποίος πρότεινε τη θέση του συνόλου της παραγωγής άνθρακα και χάλυβα της Γαλλίας και της Γερμανίας κάτω από μία κοινή Ανώτατη Αρχή σε έναν οργανισμό που θα ήταν ανοικτός στη συμμετοχή και άλλων ευρωπαϊκών χωρών. Κύριοι στόχοι του σχεδίου Schuman ήταν η ενίσχυση της αλληλεγγύης μεταξύ Γαλλίας και Γερμανίας, που αποτέλεσαν βασικοί αντίπαλοι του Β' Παγκοσμίου Πολέμου, η απομάκρυνση του φόβου πρόκλησης νέων πολέμων, καθώς και η δημιουργία προϋποθέσεων για μία ευρωπαϊκή ολοκλήρωση.

Η Συνθήκη ΕΚΑΧ υπεγράφη στο Παρίσι στις 18 Απριλίου 1951 (Συνθήκη των Παρισίων) από τη Γαλλία, τη Γερμανία, την Ιταλία και τις χώρες της Benelux, τέθηκε σε ισχύ στις 23 Ιουλίου 1952 και για πρώτη φορά, τα έξι κράτη μέλη εκχώρησαν ένα μέρος από τα εθνικά κυριαρχικά τους δικαιώματα υπέρ της Κοινότητας.² Η χρονική διάρκειά της Συνθήκης οριζόταν σε πενήντα (50) χρόνια και περιελάμβανε τέσσερις (4) τίτλους που αφορούσαν την Ευρωπαϊκή Κοινότητα Άνθρακα και Χάλυβα, τα όργανα της Κοινότητας, καθώς και οικονομικές, κοινωνικές και γενικές διατάξεις. Με τη Συνθήκη ΕΚΑΧ εγκαθιδρύθηκαν ως όργανα της Κοινότητας, η Ανώτατη Αρχή, η Συνέλευση, το Συμβούλιο Υπουργών και το Δικαστήριο, από τα οποία προέρχονται τα θεσμικά Ευρωπαϊκά Όργανα με τη μορφή που έχουν σήμερα.

Σύμφωνα με το άρθρο 2 της Συνθήκης, στόχος αυτής της προσπάθειας ήταν η συμβολή, μέσω της δημιουργίας κοινής αγοράς άνθρακα και χάλυβα, στην οικονομική ανάπτυξη, στην

² Η Benelux είναι η πολιτική και οικονομική ένωση τριών χωρών της Δυτικής Ευρώπης. Συγκεκριμένα απαρτίζεται από το Βέλγιο, την Ολλανδία και το Λουξεμβούργο, τα αρχικά των οποίων συνεισφέρουν στην ονομασία της ένωσης. Επίσημως δημιουργήθηκε το 1944, μέσω της υπογραφής της συνθήκης London Customs Convention. Δείτε <https://www.britannica.com/topic/London-Customs-Convention>

αύξηση της απασχόλησης, καθώς και στην ανύψωση του βιοτικού επιπέδου. Τα θεσμικά όργανα όφειλαν να διασφαλίσουν ίση πρόσβαση στις παραγωγικές πηγές, θέσπιση χαμηλότερων δυνατών τιμών και βελτίωση των όρων διαβίωσης και εργασίας του εργατικού δυναμικού, μεριμνώντας έτσι για τον τακτικό εφοδιασμό της κοινής αγοράς. Ταυτοχρόνως όφειλαν να προάγουν τον εκσυγχρονισμό της παραγωγής καθώς και την ανάπτυξη των διεθνών συναλλαγών.

Η Συνθήκη ΕΚΑΧ θέσπισε την ελεύθερη κυκλοφορία των προϊόντων χωρίς επιβολή φορολογικών επιβαρύνσεων και δασμών και απαγόρευσε όλα τα μέτρα και τις πρακτικές που εισήγαγαν διακρίσεις, τις επιδοτήσεις, τις ενισχύσεις ή τις ειδικές επιβαρύνσεις και τις περιοριστικές πρακτικές που επιβάλλονταν από τα κράτη. Η Συνθήκη ΕΚΑΧ έληξε στις 23 Ιουλίου του 2002 και οι ειδικοί κανόνες που αφορούσαν τους τομείς του άνθρακα και του χάλυβα εντάχθηκαν στο Κοινοτικό Δίκαιο. Τέλος, μέσω της Συνθήκης ΕΚΑΧ διασφαλίστηκε μία ισορροπία μεταξύ της ανάπτυξης της παραγωγής και της διανομής των πόρων, η οποία συνέβαλε στις αναγκαίες βιομηχανικές αναδιαρθρώσεις, στην οικονομική και τεχνολογική ανάπτυξη και στην διατήρηση της ειρήνης.

1.5 Συνθήκη για την Ίδρυση Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας

Το 1952, έτος ίδρυσης της Συνθήκης της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (ΕΚΑΧ), τα αποθέματα άνθρακα ήταν αρκετά για να διασφαλίσουν την ενεργειακή επάρκεια της Ευρώπης και κατά συνέπεια η ενεργειακή της εξάρτηση από τρίτες χώρες ήταν περιορισμένη.³ Προκειμένου όμως να διασφαλιστεί την ενεργειακή ανεξαρτησία της και πέραν των παραδοσιακών πηγών ενέργειας, τα ιδρυτικά κράτη της ΕΚΑΧ στράφηκαν στην πυρηνική ενέργεια προκειμένου να επιτύχουν την ενεργειακή ανεξαρτησία τους. Λαμβάνοντας υπ' όψιν ότι το κόστος των επενδύσεων για την εκμετάλλευση της πυρηνικής ενέργειας υπερέβαινε τις μεμονωμένες δυνατότητες του κάθε κράτους μέλους, η Γαλλία, η Γερμανία, η Ιταλία και οι χώρες της Benelux ένωσαν για ακόμα μία φορά τις δυνάμεις τους δημιουργώντας την Ευρωπαϊκής Κοινότητας Ατομικής Ενέργειας (Ευρατόμ).

Έτσι στις 25 Μαρτίου 1957, υπογράφηκε στη Ρώμη, παράλληλα με τη Συνθήκη για την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Οικονομικής Κοινότητας, η Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Κοινότητα

³ Δείτε https://www.cvce.eu/obj/the_european_communities-en-3940ef1d-7c10-4d0f-97fc-0cf1e86a32d4.html

Ατομικής Ενέργειας (Ευρατόμ), όπου και οι δύο συνθήκες τέθηκαν σε ισχύ την 1η Ιανουαρίου του 1958 (Council of the European Union, 2016). Στόχος της Συνθήκης Ευρατόμ είναι η δημιουργία και η ανάπτυξη ευρωπαϊκών πυρηνικών βιομηχανιών και η από κοινού χρησιμοποίηση της πυρηνικής ενέργειας προκειμένου τα κράτη μέλη να επωφεληθούν από την ανάπτυξη της εξασφαλίζοντας παράλληλα την ασφάλεια του ενεργειακού τους εφοδιασμού.

Το πεδίο εφαρμογής της Συνθήκης Ευρατόμ περιορίζεται στον τομέα της πυρηνικής ενέργειας για μη στρατιωτική και ειρηνική χρήση και εγγυάται υψηλά επίπεδα ασφάλειας για τον πληθυσμό. Για το λόγο αυτό εφαρμόζεται μόνο για τα κράτη μέλη, τα φυσικά πρόσωπα και τις επιχειρήσεις ή τους οργανισμούς δημοσίου ή ιδιωτικού δικαίου, που ασκούν μέρος ή το σύνολο των δραστηριοτήτων τους σε έναν τομέα που καλύπτεται από τη συνθήκη (ειδικά σχάσιμα υλικά, αρχικά υλικά και μεταλλεύματα από τα οποία εξάγονται τα αρχικά υλικά).

Σύμφωνα με τη Συνθήκη αυτή, βασικές αποστολές της Ευρατόμ είναι:⁴

- η ανάπτυξη του τομέα της πυρηνικής έρευνας και η εξασφάλιση της διάδοσης των τεχνικών γνώσεων και ο συντονισμός τους μέσω της δημιουργίας Κοινού Κέντρου Ερευνών στον πυρηνικό τομέα,
- η θέσπιση και διασφάλιση της εφαρμογής ομοιόμορφων κανόνων ασφάλειας για την προστασία της υγείας του πληθυσμού και των εργαζομένων, μέσω της νομοθετικών, κανονιστικών και διοικητικών διατάξεων από τα κράτη μέλη,
- η διευκόλυνση των επενδύσεων και η διασφάλιση της δημιουργίας βασικών εγκαταστάσεων οι οποίες είναι απαραίτητες για την ανάπτυξη της πυρηνικής ενέργειας εντός της ΕΕ,
- η μέριμνα για τον τακτικό και δίκαιο εφοδιασμό όλων των χρηστών στην ΕΕ με μεταλλεύματα και πυρηνικά καύσιμα,
- η εγγύηση ότι τα πυρηνικά υλικά ειρηνικών εφαρμογών δεν χρησιμοποιούνται για διαφορετικούς σκοπούς (κυρίως στρατιωτικούς),
- η άσκηση του δικαιώματος κυριότητας, το οποίο της αναγνωρίζεται επί των ειδικών σχάσιμων υλικών,

⁴ Συγκριτική Μελέτη του Ρυθμιστικού Πλαισίου Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Χώρες της Ευρώπης. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=LEGISSUM:xy0024>

- η προώθηση της ειρηνικής χρησιμοποίησης της πυρηνικής ενέργειας, μέσω της συνεργασίας με τρίτες χώρες καθώς και με διεθνείς οργανισμούς,
- η συγκρότηση κοινών επιχειρήσεων με στόχο την εφαρμογή συγκεκριμένων πρωτοβουλιών που έχουν κυρίαρχη σημασία για την ανάπτυξη της πυρηνικής βιομηχανίας στην Ευρώπη.

Η Συνθήκη Ευρατόμ δεν υπέστη ποτέ μεγάλες αλλαγές παρά μόνο τροποποιήσεις που περιορίζονται σε προσαρμογές μετά την υπογραφή της Τροποποιητικής Συνθήκης κυρίως στον θεσμικό και χρηματοδοτικό τομέα. Επίσης, η Συνθήκη Ευρατόμ εξακολουθεί να ισχύει έως σήμερα, δεν συγχωνεύτηκε με την Ευρωπαϊκή Ένωση και διατηρεί ξεχωριστή νομική προσωπικότητα παρόλο που έχει κοινά θεσμικά όργανα με αυτήν.

Η προστιθέμενη αξία της Συνθήκης Ευρατόμ για τα κράτη μέλη της είναι πολύ σημαντική παρόλο που δεν ανατέθηκαν μέσω αυτής στην Κοινότητα αυστηρές και αποκλειστικές αρμοδιότητες σε ορισμένους τομείς. Με βάση τη Συνθήκη Ευρατόμ έχουν εγκριθεί συστάσεις και αποφάσεις οι οποίες αποτελούν πρότυπα σε ευρωπαϊκό επίπεδο παρόλο που δεν είναι δεσμευτική η εφαρμογή τους (Nieburg, 1963). Από την άλλη πλευρά, κοινοτικές πολιτικές, δεσμευτικές συνήθως, κυρίως στα θέματα του περιβάλλοντος και της έρευνας έχουν σημαντικό αντίκτυπο στον τομέα της πυρηνικής ενέργειας. Μέσω της Συνθήκης, η ΕΕ διαθέτει εναρμονισμένη κοινοτική προσέγγιση στον τομέα της πυρηνικής ενέργειας, την οποία υποχρεωτικά πρέπει να ασπαστούν και να υιοθετήσουν όλες οι υποψήφιες χώρες που επιθυμούν να ενταχθούν στην ΕΕ, γεγονός που αναδεικνύει τη μεγάλη αξία της Ευρατόμ στο πλαίσιο της διεύρυνσης αφού πολλές χώρες της Ανατολικής Ευρώπης που είναι υποψήφια ή νέα κράτη μέλη της ΕΕ δεν έχουν επαρκές επίπεδο ασφάλειας των πυρηνικών σταθμών που δραστηριοποιούνται στις χώρες τους και κατά συνέπεια δεν έχουν επαρκές επίπεδο προστασίας του πληθυσμού και των εργαζομένων.

Απολογιστικά, έως σήμερα τα αποτελέσματα από την εφαρμογή της Συνθήκης Ευρατόμ είναι θετικά κυρίως στους τομείς της έρευνας, της προστασίας της υγείας, της ειρηνικής χρήσης των πυρηνικών υλών καθώς και των διεθνών σχέσεων. Το ενδιαφέρον της χρήσης της πυρηνικής ενέργειας για ειρηνικούς σκοπούς αναζωπυρώνεται ακόμα περισσότερο εξαιτίας της ανάγκης για διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού της Ευρωπαϊκής Ένωσης και των ανησυχιών που συνδέονται με την κλιματική αλλαγή.

1.6 Ο Δρόμος για τη Συνθήκη της Λισαβόνας

Παρόλο που οι Συνθήκες ΕΚΑΧ και Ευρατόμ είχαν ως στόχο τη δημιουργία μίας κοινής αγοράς για την εκμετάλλευση των ενεργειακών πόρων (άνθρακα, χάλυβα, πυρηνική ενέργεια), από την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Οικονομικής Κοινότητας, με τη Συνθήκη της Ρώμης το 1957 και μετά, ο τομέας της ενέργειας δεν αποτέλεσε αντικείμενο ρύθμισης του πρωτογενούς κοινοτικού δικαίου. Στην Ενιαία Ευρωπαϊκή Πράξη, που υπογράφηκε στο Λουξεμβούργο τον Φεβρουάριο του 1986 και τέθηκε σε ισχύ την 1η Ιουλίου 1987, επίσης δεν γίνεται καμία ρητή αναφορά στον τομέα της ενέργειας. Τα μέτρα που πάρθηκαν στον τομέα της ενέργειας ήταν κυρίως αρνητικής ολοκλήρωσης που προοδευτικά θεσπίστηκαν με βάσει διάφορες διατάξεις με κυρίαρχη τη γενική εξουσιοδοτική διάταξη του πρώην άρθρου 235 ΣυνθΕΟΚ.⁵ Στον τομέα της ενέργειας από το Δικαστήριο των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων αναγνωρίστηκε εθνική κυριαρχία.

Ρητή αναφορά σε μέτρα στον τομέα της ενέργειας γίνεται για πρώτη φορά στη Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση (Συνθήκη Μάαστριχτ 1992) χωρίς να γίνεται αναφορά για μέτρα ή ανάγκη ανάληψης κοινής ενεργειακής πολιτικής. Συγκεκριμένα, στις δράσεις της Κοινότητας, μεταξύ άλλων, περιλαμβάνεται μία πολιτική στον τομέα του περιβάλλοντος, η ενθάρρυνση της δημιουργίας και της ανάπτυξης διευρωπαϊκών δικτύων καθώς και μέτρα στον τομέα της ενέργειας (πρώην άρθρο 3 ΣυνθΕΚ, εδάφια κ, ν και τ, αντίστοιχα).⁶ Στο πρώην άρθρο 154 ΣυνθΕΚ καθορίζεται ότι η Κοινότητα συμβάλλει στη δημιουργία και την ανάπτυξη διευρωπαϊκών δικτύων όσον αφορά τα έργα υποδομής στους τομείς των μεταφορών, των τηλεπικοινωνιών και της ενέργειας. Η δράση της Κοινότητας αποσκοπεί στην προώθηση της διασύνδεσης και της διαλειτουργικότητας των εθνικών δικτύων και της πρόσβασης σε αυτά και λαμβάνει υπόψη την ανάγκη σύνδεσης των νησιωτικών, μεσόγειων και περιφερειακών περιοχών με τις κεντρικές περιοχές της Κοινότητας.

Ωστόσο, Πέραν της αναφοράς αυτής στη Συνθήκη του Μάαστριχτ δεν προβλέπεται η ανάληψη συγκεκριμένων δράσεων σε επίπεδο κοινής ενεργειακής πολιτικής. Τα κράτη μέλη επέλεξαν, με βάση την αρχή της επικουρικότητας, να παραμείνουν κυρίαρχα ως προς τις αποφάσεις και τις επιλογές που σχετίζονται με τη διασφάλιση του ενεργειακού τους

⁵ Από το Παρίσι στη Λισαβόνα μέσω Ρώμης: Η Εξέλιξη της Αρμοδιότητας της ΕΚ/ΕΕ στον τομέα της Ενέργειας, Ν. Φαραντούρης, ΕΝΕΡΓΕΙΑ: Δίκαιο, Οικονομία και Πολιτική, Επιμέλεια: Νικόλαος Ε. Φαραντούρης, ΝΟΜΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΘΗΚΗ, 2012, σελ. 6

⁶ Συνθήκη για την Ευρωπαϊκή Ένωση, https://europa.eu/europeanunion/sites/europaeu/files/docs/body/treaty_on_european_union_el.pdf

εφοδιασμού και την επιλογή των πρώτων υλών για την παραγωγή ενέργειας, σύμφωνα και με το πρώην άρθρο 2 ΣυνθΕΚ στο οποίο καθοριζόταν ότι «Η Κοινότητα δρα μέσα στα όρια των αρμοδιοτήτων που της αναθέτει και των στόχων που της ορίζει η παρούσα συνθήκη. Στους τομείς που δεν υπάγονται στην αποκλειστική της αρμοδιότητα, η Κοινότητα δρα σύμφωνα με την αρχή της επικουρικότητας, μόνον εάν και στο βαθμό που οι στόχοι της προβλεπόμενης δράσης είναι αδύνατον να επιτευχθούν επαρκώς από τα κράτη μέλη και δύνανται συνεπώς, λόγω των διαστάσεων ή των αποτελεσμάτων της προβλεπόμενης δράσης, να επιτευχθούν καλύτερα σε κοινοτικό επίπεδο. Η δράση της Κοινότητας δεν υπερβαίνει τα αναγκαία όρια για την επίτευξη των στόχων της παρούσας συνθήκης.» Στο πρωτογενές κοινοτικό δίκαιο δεν συμπεριελήφθησαν ρυθμιστικές διατάξεις σχετικά με τον τομέα της ενέργειας ούτε με την Συνθήκη της Νίκαιας το 2001.

1.7 Παράγωγο Δίκαιο

Από τα μέσα της δεκαετίας του 1990 και ενώ ακόμα οι περισσότερες εθνικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου αποτελούσαν κάθετα ολοκληρωμένες επιχειρήσεις και λειτουργούσαν υπό μονοπωλιακό καθεστώς, αποφασίστηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και τα κράτη μέλη η ρύθμιση της λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ενέργειας και η απελευθέρωσή της μέσω του ανοίγματος του ανταγωνισμού σε αυτές. Ελλείπει πρωτογενούς κοινοτικού δικαίου, τα ανωτέρω θεσπίστηκαν σταδιακά μέσω των ακόλουθων τριών ενεργειακών διαδοχικών δεσμών μέτρων:

Πρώτη νομοθετική δέσμη μέτρων

Η πρώτη νομοθετική δέσμη μέτρων περιλάμβανε:

- α. Την Οδηγία 96/92/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.⁷

⁷ ΟΔΗΓΙΑ 96/92/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 19^{ης} Δεκεμβρίου 1996 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EL>

- β. Την Οδηγία 98/30/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου.⁸

Δεύτερη νομοθετική δέσμη μέτρων

Η δεύτερη νομοθετική δέσμη μέτρων ενίσχυσε περαιτέρω τη λειτουργία της εσωτερικής αγοράς ενέργειας δίνοντας τη δυνατότητα σε νέους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου να διεισδύσουν στις αγορές των κρατών μελών και ταυτόχρονα στους καταναλωτές να μπορούν να επιλέγουν προμηθευτές. Η παρούσα δέσμη μέτρων περιλάμβανε:

- α. Την Οδηγία 2003/54/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 96/92/ΕΚ.⁹
- β. Την Οδηγία 2003/55/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της Οδηγίας 98/30/ΕΚ.¹⁰
- γ. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 1128/2003 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας.¹¹
- δ. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 1775/2005 περί όρων πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου.¹²

⁸ ΟΔΗΓΙΑ 98/30/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 22ας Ιουνίου 1998 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31998L0030:EL:pdf>

⁹ ΟΔΗΓΙΑ 2003/54/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 26ης Ιουνίου 2003 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της προηγούμενης οδηγίας 96/92/ΕΚ, http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0003.02/DOC_1&format=PDF

¹⁰ ΟΔΗΓΙΑ 2003/55/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 26ης Ιουνίου 2003 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 98/30/ΕΚ <http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=EL>

¹¹ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 26ης Ιουνίου 2003 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας (Κείμενο που παρουσιάζει μεγάλο ενδιαφέρον για τον Ευρωπαϊκό Οικονομικό Χώρο, γνωστό και ως ΕΟΧ) <http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003R1228&from=en>

¹² ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 1775/2005 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 28ης Σεπτεμβρίου 2005 περί όρων πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου (Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ) <http://eurlex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32005R1775&from=EL>

- ε. Την Απόφαση 2003/796/EK13 της Επιτροπής σχετικά με τη σύσταση Ευρωπαϊκής Ομάδας Ρυθμιστικών Αρχών για την ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο.

Τρίτη νομοθετική δέσμη μέτρων

Το 2009 εγκρίθηκε η τρίτη νομοθετική δέσμη μέτρων με την οποία τροποποιήθηκε η δεύτερη στοχεύοντας στην περαιτέρω ελευθέρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας και αποτέλεσε τον ακρογωνιαίο λίθο για την επίτευξη του στόχου αυτού. Με την τρίτη νομοθετική δέσμη μέτρων, μεταξύ άλλων, ρυθμίστηκε η ιδιοκτησία του δικτύου μεταφοράς μέσω του διαχωρισμού των δραστηριοτήτων παραγωγής και προμήθειας από τις δραστηριότητες μεταφοράς, ενισχύθηκαν και εναρμονίστηκαν τόσο οι αρμοδιότητες όσο και η ανεξαρτησία των εθνικών ρυθμιστικών αρχών και ενισχύθηκε η προστασία των καταναλωτών με έμφαση στη διασφάλιση της προστασίας των ευάλωτων καταναλωτών.

Η τρίτη δέσμη μέτρων περιλάμβανε τα ακόλουθα νομοθετήματα:

- α. Την Οδηγία 2009/72 ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54 ΕΚ.¹⁴
- β. Την Οδηγία 2009/73/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της Οδηγίας 2003/55 ΕΚ.¹⁵
- γ. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 713/2009 σχετικά με την ίδρυση Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας.¹⁶

¹³ ΑΠΟΦΑΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ της 11ης Νοεμβρίου 2003 σχετικά με τη σύσταση ευρωπαϊκής ομάδας ρυθμιστικών αρχών για την ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο (Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ) (2003/796/ΕΚ) <http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003D0796&from=EL>

¹⁴ ΟΔΗΓΙΑ 2009/72/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/ΕΚ <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EL:PDF>

¹⁵ ΟΔΗΓΙΑ 2009/73/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/ΕΚ <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:el:PDF>

¹⁶ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 713/2009 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 13ης Ιουλίου 2009 για την ίδρυση Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&from=EL>

- δ. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού 1128/2003.¹⁷
- ε. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 715/2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) 1775/2005.

Οι νομοθετικές αυτές διατάξεις αποσκοπούσαν στην καλύτερη λειτουργία της αγοράς. Εξάλλου, ο κύριος σκοπός της αγοράς ηλεκτρισμού από το 1990 και μετά είναι η εκμετάλλευση των χαμηλών τιμών διεθνώς, καθώς και η αξιοποίηση τεχνολογικών καινοτομιών. Για αυτό το λόγο, για να γίνουν πιο ανταγωνιστικές οι οικονομίες εν όψει της παγκοσμιοποίησης, έπρεπε να απελευθερωθεί η αγορά ηλεκτρισμού. Δηλαδή, ήταν απαραίτητο να περιοριστούν οι τεράστιες και στάσιμες επιχειρήσεις, οι οποίες κυριαρχούσαν λόγω συνθηκών φυσικού μονοπωλίου. Με αυτόν τον τρόπο, η διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού ήταν απόρροια κρατικών παρεμβάσεων. Ωστόσο, η διαδικασία δεν ήταν εύκολη και απαιτούσε το διαμοιρασμό του συνολικού κόστους μεταξύ των επιχειρήσεων αλλά και των καταναλωτών, μέσω φορολόγησης (Bolton, 2021).

1.8 Η Συνθήκη της Λισαβόνας

Ρητή αναφορά στην ενεργειακή πολιτική, μέσω του πρωτογενούς δικαίου της ΕΕ γίνεται για πρώτη φορά στη Συνθήκη της Λισαβόνας, στην οποία περιλαμβάνεται διακριτός τίτλος για την ενέργεια (ΤΙΤΛΟΣ XXI).¹⁸ Η ενέργεια κατατάσσεται στους τομείς συντρέχουσας αρμοδιότητας της ΕΕ και των κρατών μελών (άρθρο 4 ΣΛΕΕ) μαζί με το περιβάλλον, τις μεταφορές, την εσωτερική αγορά και τα διευρωπαϊκά δίκτυα και τα κράτη μέλη μπορούν να ασκήσουν την αρμοδιότητά τους κατά το μέτρο που η Ένωση δεν έχει ασκήσει τη δική της (άρθρο 2 ΣΛΕΕ). Η κατάταξη της ενέργειας στους τομείς συντρέχουσας αρμοδιότητας της ΕΕ

¹⁷ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 714/2009 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ) <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EL:PDF>

¹⁸ Ενοποιημένη απόδοση της Συνθήκης για την Ευρωπαϊκή Ένωση και της Συνθήκης για τη λειτουργία της Ευρωπαϊκής Ένωσης <http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2010:083:FULL&from=EL>

και των κρατών μελών δείχνει ουσιαστικά την επιφυλακτικότητα των κρατών μελών να εκχωρήσουν αποκλειστική αρμοδιότητα στην ΕΕ στον τομέα της ενέργειας (Bonde, 2007).

Νομική βάση για την ενεργειακή πολιτική αποτελεί το άρθρο 194 ΣΛΕΕ στο οποίο τονίζεται η απαίτηση για την προστασία του περιβάλλοντος και την περαιτέρω βελτίωσή του αλλά και η σημασία της αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών μελών για την άσκηση της πολιτικής της Ένωσης στον τομέα της ενέργειας. Το άρθρο 194 ΣΛΕΕ μέσω της αναφοράς στην αλληλεγγύη μεταξύ των κρατών κάνει έμμεση παραπομπή στη ρήτρα αλληλεγγύης των άρθρων 122 και 222 ΣΛΕΕ με βάση τα οποία η Ένωση και τα κράτη μέλη, στην περίπτωση που κάποιο κράτος μέλος πληγεί στον τομέα της ενέργειας και του ενεργειακού εφοδιασμού από φυσική καταστροφή, θα δράσουν από κοινού με πνεύμα αλληλεγγύης.

Στο ίδιο άρθρο καθορίζονται οι στόχοι της ευρωπαϊκής ενεργειακής ένωσης οι οποίοι είναι:

- α. Η διασφάλιση της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας.
- β. Η διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού της Ένωσης.
- γ. Η προώθηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και της εξοικονόμησης ενέργειας καθώς και η ανάπτυξη νέων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- δ. Η προώθηση της διασύνδεσης των ενεργειακών δικτύων.

Το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και το Συμβούλιο είναι υπεύθυνα για τη θέσπιση των μέτρων που απαιτούνται για την επίτευξη των παραπάνω στόχων, αποφασίζοντας σύμφωνα με τη συνηθισμένη νομοθετική διαδικασία και πάντα με την επιφύλαξη της εφαρμογής των λοιπών διατάξεων των Συνθηκών. Τα απαιτούμενα μέτρα θεσπίζονται μετά από διαβούλευση με την Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή καθώς και την Επιτροπή των Περιφερειών. Τα ανωτέρω μέτρα δεν μπορούν να επηρεάζουν το δικαίωμα ενός κράτους μέλους να καθορίζει τους όρους εκμετάλλευσης των ενεργειακών του πόρων, την επιλογή παραγωγής ενέργειας μεταξύ διάφορων ενεργειακών πηγών καθώς και τη γενική διάρθρωση του ενεργειακού του εφοδιασμού.

Η διαφύλαξη του δικαιώματος ενός κράτους μέλους να καθορίζει τους όρους με βάση τους οποίους θα εκμεταλλεύεται τους ενεργειακούς του πόρους, την παραγωγή του ενεργειακού του μίγματος καθώς και την επιλογή των διαφόρων πηγών ενεργειακού εφοδιασμού, σε συνδυασμό με την κατάταξη του τομέα της ενέργειας στις συντρέχουσες

αρμοδιότητες της ΕΕ, δείχνουν τη μεγάλη επιφυλακτικότητα των κρατών μελών στην εκχώρηση αρμοδιοτήτων σε έναν τομέα που αποτελεί κλειδί στην οικονομική ασφάλεια και ανεξαρτησία των κρατών μελών.

1.9 Ανακεφαλαίωση

Το κρατικό μονοπώλιο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υπήρξε ένα κυρίαρχο υπόδειγμα οργάνωσης μετά τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο μέχρι τις αρχές της δεκαετίας του '90. Οι επιχειρήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συγχωνεύθηκαν συχνά δημιουργώντας μεγάλες επιχειρήσεις με καθετοποιημένες δομές που λειτουργούσαν στην εθνική εμβέλεια. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μεγάλες μονάδες παραγωγής με ορυκτά καύσιμα και πετρελαιοειδή προϊόντα ήταν συγκεντρωτική. Η ηλεκτρική ενέργεια διανεμόταν στον τελικό καταναλωτή μέσω καλωδίων υψηλής και χαμηλής τάσης.

Στο κρατικό μονοπώλιο, ο κλάδος της ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ως φυσικό μονοπώλιο. Η δημόσια ιδιοκτησία στην παραγωγή και διάθεση της ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκε επιβεβλημένη έναντι της ιδιωτικής ιδιοκτησίας λόγω της φύσης του αγαθού και της ανάγκης για εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος και της εξασφάλισης του συγκεκριμένου αγαθού σε εύλογες τιμές. Οι βασικές προϋποθέσεις για να θεωρηθεί μία αγορά ως φυσικό μονοπώλιο είναι το συνολικό κόστος από μία επιχείρηση να είναι μικρότερο από το συνολικό κόστος που θα προέκυπτε από το άθροισμα περισσότερων επιχειρήσεων για κάθε επίπεδο παραγωγής, η ύπαρξη υποδομών κλίμακας, το υψηλό σταθερό κόστος της επένδυσης και η χαμηλή ζήτηση της αγοράς. Αυτό το υπόδειγμα επέτρεψε στις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας να απολαμβάνουν μονοπωλιακά προνόμια και να αξιοποιήσουν τα πλεονεκτήματα από τις οικονομίες κλίμακας που δημιουργήθηκαν και να συνεισφέρουν στην επίτευξη του εξηλεκτρισμού της Ευρώπης μέχρι τη δεκαετία του 1970.

Ωστόσο, η ανάπτυξη της τεχνολογίας και η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν οδηγήσει σε αλλαγές στην οργάνωση της αγοράς. Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχει δώσει τη δυνατότητα σε περισσότερες επιχειρήσεις να αναλάβουν την παραγωγή και διάθεση της ενέργειας σε ανταγωνιστικές τιμές. Επιπλέον, η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η ανάπτυξη τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας έχουν αλλάξει την εικόνα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάστηκαν οι βασικές έννοιες του φυσικού μονοπωλίου και της ελεύθερης αγοράς, ενώ αναλύθηκαν οι συνθήκες και τα νομοθετικά πλαίσια που οδήγησαν στην απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού. Συγκεκριμένα παρουσιάστηκε η συνθήκη ΕΚΑΧ, μέσω της οποίας ιδρύθηκε η Ευρωπαϊκή Κοινότητα Άνθρακα και Χάλυβα. Έπειτα ακολούθησε η συνθήκη Ευρατόμ, από την οποία ιδρύθηκε η Ευρωπαϊκή Κοινότητα Ατομικής Ενέργειας. Ακόμα, οι νομοθετικές δέσμες μέτρων που ακολούθησαν από το 1990 και έπειτα ήταν προάγγελοι της συνθήκης της Λισαβόνας, στην οποία τίθεται σαν ζήτημα και η προστασία του περιβάλλοντος, μέσω της διασφάλισης της εύρυθμης λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Βιβλιογραφία 1^{ου} Κεφαλαίου

Ξένη

Council of the European Union, General Secretariat of the Council, The Euratom Treaty – Consolidated version 2016, Publications Office, 2016\

Hal R. Varian, Intermediate microeconomics: a modern approach, New York: W.W. Norton & Co., 8th ed., 2010

Jens-Peter Bonde, From EU Constitution to Lisbon Treaty: The Revised EU Constitution Analysed by a Danish Member of the Two Constitutional Conventions, Foundation for EU Democracy, 2007

Nieburg, H. L., EURATOM: A Study in Coalition Politics. World Politics, Volume 15, Issue 4, 1963

Paul L. Joskow, Introducing Competition into Regulated Network Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity, Industrial and Corporate Change, Volume 5, Issue 2, 1996

Perloff, J, Microeconomics, Pearson Education, England, 2012

Ronan Bolton, Making Energy Markets: The Origins of Electricity Liberalisation in Europe, Palgrave Macmillan Cham, 2021

Ελληνική

Νικόλαος Ε. Φαραντούρης, Από το Παρίσι στη Λισαβόνα μέσω Ρώμης: Η Εξέλιξη της Αρμοδιότητας της ΕΚ/ΕΕ στον τομέα της Ενέργειας, ΕΝΕΡΓΕΙΑ: Δίκαιο, Οικονομία και Πολιτική, ΝΟΜΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΘΗΚΗ, 2012

Διαδικτυακοί Ιστότοποι

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003D0796&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003R1228&from=en>

<http://eurlex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32005R1775&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2010:083:FULL&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31998L0030:EL:pdf>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EL:PDF>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:el:PDF>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EL:PDF>

http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0003.02/DOC_1&format=PDF

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=LEGISSUM:xy0024>

https://europa.eu/europeanunion/sites/europaeu/files/docs/body/treaty_on_european_union_el.pdf

<https://www.britannica.com/topic/London-Customs-Convention>

https://www.cvce.eu/obj/the_european_communities-en-3940ef1d-7c10-4d0f-97fc-0cf1e86a32d4.html

<https://www.kathimerini.gr/economy/local/216991/apofasi-stathmos-gia-tin-agera-ilektrikis-energeias/>

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ευρώπη

2.1 Εισαγωγή

Οι περισσότερες επιχειρήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι τα τέλη της δεκαετίας του 1990 αποτελούσαν κρατικά μονοπώλια και είχαν καθετοποιημένη οργανωτική δομή. Αυτό σημαίνει ότι η ίδια η επιχείρηση είχε στην κυριότητά της όλες τις δραστηριότητες που σχετίζονται από την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι να φτάσει αυτή στον τελικό καταναλωτή. Πιο συγκεκριμένα, οι επιχειρήσεις είχαν α) την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, β) τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασυνδεδεμένου δικτύου υψηλής τάσης με σκοπό την παροχή σε τελικούς πελάτες ή σε διανομείς, γ) τη διανομή, δηλαδή τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας σε δίκτυα διανομής μεσαίας και χαμηλής τάσης με σκοπό την παροχή σε πελάτες και δ) την προμήθεια, δηλαδή την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές.

Οι μεγάλες αυτές κρατικές επιχειρήσεις είχαν συνήθως το δικαίωμα να προμηθεύουν κατ' αποκλειστικότητα τον τελικό καταναλωτή με ηλεκτρική ενέργεια. Οι επενδύσεις που απαιτούνταν να γίνουν για όλες τις ανωτέρω δραστηριότητες ήταν ιδιαίτερα υψηλές σε κόστος και πολλές φορές με πολύ υψηλό μη ανακτήσιμο κόστος, των οποίων κύρια πηγή χρηματοδότησης αποτελούσαν οι συνεχόμενες κρατικές επιδοτήσεις. Έτσι, τα αποκλειστικά δικαιώματα προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, το υψηλό μη ανακτήσιμο κόστος των επενδύσεων, καθώς και η διαρκής χρηματοδότηση των μονοπωλιακών επιχειρήσεων από το κράτος, έθεσαν υπό αμφισβήτηση τα προνόμια των κρατικών μονοπωλιακών επιχειρήσεων, από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, και οδήγησαν σε μία σειρά νομοθετικών ρυθμίσεων η οποία οδηγούσε σταδιακά σε μία ενιαία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού έθεσε σημαντικά ζητήματα σχετικά με τη ρύθμιση της και το πλαίσιο πάνω στο οποίο εφαρμόστηκε. Για αυτόν τον λόγο, η πορεία απελευθέρωσης της αγοράς ήταν μακροχρόνια διαδικασία, με τη θέσπιση αρκετών νομοθετικών πλαισίων που ασχολούνται με ζητήματα όπως η συγκέντρωση της αγοράς, οι επενδύσεις και η προστασία της προσφοράς (Jamansb and Pollitt, 2005).

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η πορεία της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των αντίστοιχων Οδηγιών που θεσπίστηκαν με τις τρεις ενεργειακές δέσμες μέτρων. Επίσης, αναλύονται και όλες οι διατάξεις που αφορούν στη δραστηριότητα της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μαζί με τις βασικές ενέργειες που πρέπει να υιοθετηθούν από τα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

2.2 Η Οδηγία 96/92/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Όπως έχει αναφερθεί, πριν τη έκδοση της Οδηγίας 96/92/ΕΚ η ευρωπαϊκή ενεργειακή αγορά περιλάμβανε μεγάλες κρατικές επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας καθετοποιημένες ως προς τη δομή τους. Κύριοι στόχοι της Οδηγίας 96/92/ΕΚ ήταν η ανάπτυξη ανταγωνισμού στην παραγωγή (production – upstream), η εξασφάλιση των νεοεισερχόμενων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας ως προς τη μεταφορά και τη διανομή της παραγόμενης ενέργειάς τους με ρυθμίσεις πρόσβασης στα δίκτυα τρίτων (third party access), και η δημιουργία των συνθηκών που θα ευνοούσαν την ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας μελλοντικά. Μάλιστα, αξίζει να σημειωθεί ότι στην Οδηγία 96/92/ΕΚ έγινε μόνο έμμεση και περιορισμένη αναφορά για τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές.¹⁹

Για την έκδοση της Οδηγίας 96/92/ΕΚ συνεκτιμήθηκαν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή μεταξύ άλλων και τα ακόλουθα:

- Η θεώρηση ότι η ολοκλήρωση μιας ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί σημαντικό βήμα για την ολοκλήρωση της ενιαίας αγοράς ενέργειας.
- Η σημαντικότητα της δημιουργίας της εσωτερικής αγοράς στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να καταστεί πιο αποδοτική η παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία παράλληλα θα ενισχύσει την ασφάλεια του εφοδιασμού και την ανταγωνιστικότητα της ευρωπαϊκής οικονομίας.
- Η δημιουργία της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να σχηματιστεί σταδιακά, προκειμένου να μπορέσει η βιομηχανία να προσαρμοστεί στο νέο περιβάλλον με τρόπο ευέλικτο και ορθολογικό, λαμβάνοντας υπ. όψιν τους

¹⁹ ΟΔΗΓΙΑ 96/92/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 19ης Δεκεμβρίου 1996 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EL>

διαφορετικούς τρόπους της οργάνωσης των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και ευνοώντας τη διασύνδεση και τη δια-λειτουργικότητα των δικτύων.

- Οι έντονες διαρθρωτικές διαφορές των κρατών μελών και τα διαφορετικά συστήματα ρύθμισης του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ο στόχος της οικονομικής και κοινωνικής συνοχής, ιδίως σε τομείς όπως οι εθνικές ή ενδοκοινοτικές υποδομές που εξυπηρετούν τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η αναγκαιότητα θέσπισης πλαισίου γενικών αρχών σε κοινοτικό επίπεδο, σύμφωνα με την αρχή της επικουρικότητας, που θα επιτρέπει στα κράτη μέλη να μπορούν να επιλέξουν το κατάλληλο καθεστώς για την εφαρμογή τους.
- Η αναγκαιότητα θέσπισης κοινών κανόνων για τη παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Κάθε δίκτυο μεταφοράς πρέπει να υπόκειται σε κεντρικό σύστημα διαχείρισης και ελέγχου, προκειμένου να διασφαλίζεται η ασφάλεια, η αξιοπιστία και η αποδοτικότητα του προς το συμφέρον των παραγωγών και των πελατών τους, και έτσι θα πρέπει να διορίζεται διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς, ο οποίος θα αναλαμβάνει την εκμετάλλευση, τη συντήρηση και, εάν χρειάζεται, την ανάπτυξη του, και η δράση του εν λόγω διαχειριστή πρέπει να είναι αντικειμενική, διαφανής και αμερόληπτη.
- Για λόγους διαφάνειας και αμεροληψίας, η δραστηριότητα μεταφοράς των κάθετα ολοκληρωμένων επιχειρήσεων θα πρέπει να πραγματοποιείται ανεξάρτητα από τις άλλες δραστηριότητες.
- Η αναγκαιότητα τήρησης χωριστών λογαριασμών για κάθε δραστηριότητα των ολοκληρωμένων επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να παρουσιάζουν διαφάνεια.

Σημειώνεται ότι με την Οδηγία 96/92/ΕΚ θεσπίστηκαν κοινοί κανόνες που αφορούν την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπρόσθετα, ορίστηκαν οι κανόνες σχετικά με την οργάνωση και τη λειτουργία του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, την πρόσβαση στην αγορά, καθώς και οι κανόνες αλλά και οι διαδικασίες που θα ισχύουν για την εκμετάλλευση των δικτύων.

Οι ρυθμίσεις και οι κανόνες που αφορούν τη δραστηριότητα της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας καταλαμβάνουν σημαντικό μέρος αυτής της Οδηγίας και περιορίζονται σε γενικές υποχρεώσεις που αφορούν κυρίως την εκμετάλλευση του δικτύου διανομής και το διαχωρισμό των λογαριασμών έχοντας και διατάξεις σχετικά με τη δραστηριότητα μεταφοράς. Ως

«μεταφορά» ορίζεται η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασυνδεδεμένου δικτύου υψηλής τάσης με σκοπό την παροχή σε τελικούς πελάτες ή σε διανομείς (άρθρο 2).

Οι όροι εκμετάλλευσης του δικτύου μεταφοράς καθορίζονται στο Κεφάλαιο IV της Οδηγίας όπου σύμφωνα με το άρθρο 7 του Κεφαλαίου IV δίνεται η δυνατότητα στα κράτη μέλη να ορίζουν ή να ζητούν από επιχειρήσεις που είναι ιδιοκτήτριες των δικτύων μεταφοράς να καθορίσουν τα κράτη μέλη βάσει κριτηρίων απόδοσης και οικονομικής ισορροπίας το διαχειριστή, ο οποίος είναι υπεύθυνος για την εκμετάλλευση και διασφάλιση της συντήρησης του δικτύου. Πιο συγκεκριμένα, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς είναι υπεύθυνος για τη διαχείριση των ροών ενέργειας στο δίκτυο και πρέπει να συνεκτιμά τις ανταλλαγές με άλλα διασυνδεδεμένα δίκτυα. Για το σκοπό αυτό, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς είναι υπεύθυνος για να εξασφαλίζει την ασφάλεια, αξιοπιστία και αποδοτικότητα του δικτύου και, στα πλαίσια αυτά, για να μεριμνά ώστε να είναι διαθέσιμες όλες οι αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες. Επίσης, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς αποφεύγει κάθε διάκριση μεταξύ των χρηστών ή των κατηγοριών χρηστών του δικτύου, και ειδικότερα κάθε διάκριση υπέρ των θυγατρικών του επιχειρήσεων ή μετόχων του.

Μάλιστα, εάν το δίκτυο μεταφοράς δεν είναι ήδη ανεξάρτητο από τις δραστηριότητες του τομέα της παραγωγής και της διανομής, τότε ο διαχειριστής θα πρέπει να είναι ανεξάρτητος, τουλάχιστον σε επίπεδο διαχείρισης, από τις άλλες δραστηριότητες που δεν συνδέονται με το δίκτυο μεταφοράς. Επίσης, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς οφείλει να τηρεί εμπιστευτικότητα στις εμπορικά ευαίσθητες πληροφορίες που περιέρχονται σε γνώση του κατά την εκτέλεση των καθηκόντων του (άρθρο 9).

Σχετικά με το διαχωρισμό και τη διαφάνεια των λογαριασμών, στο Κεφάλαιο VI της Οδηγίας καθορίζεται, μεταξύ άλλων, ότι τα κράτη μέλη ή οι αρμόδιες για την επίλυση των διαφορών αρχές (έμμεση αναφορά σε εθνικές ρυθμιστικές αρχές) έχουν το δικαίωμα πρόσβασης στους λογαριασμούς των επιχειρήσεων παραγωγής, μεταφοράς ή διανομής κατά τη διενέργεια των ελέγχων τους (άρθρο 13). Οι ολοκληρωμένες ηλεκτρικές επιχειρήσεις οφείλουν να τηρούν χωριστούς λογαριασμούς, στην εσωτερική τους λογιστική, για τις δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής προκειμένου να αποφεύγονται οι διακρίσεις, οι διασταυρούμενες επιχορηγήσεις και οι στρεβλώσεις του ανταγωνισμού.

Όσον αφορά στην οργάνωση της πρόσβασης στο δίκτυο (Κεφάλαιο VII) στο άρθρο 17 καθορίζεται ότι στην περίπτωση που ο επιλέξιμος πελάτης είναι συνδεδεμένος με το δίκτυο

διανομής, η πρόσβαση σε αυτό θα αποτελεί αντικείμενο διαπραγμάτευσης με το διαχειριστή του δικτύου διανομής και στην περίπτωση που χρειάζεται με το διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς. Προκειμένου να διευκολυνθούν οι διαπραγματεύσεις πρόσβασης στο δίκτυο.

Τέλος οι διαχειριστές των δικτύων μεταφοράς οφείλουν να δημοσιεύσουν, το πρώτο έτος εφαρμογής της οδηγίας, ενδεικτική κλίμακα των τιμών για τη χρήση του δικτύου διανομής. Για τα επόμενα έτη, οι ενδεικτικές τιμές που θα δημοσιεύονται θα βασίζονται στο μέσο όρο των τιμών που έχουν συμφωνηθεί κατά τις διαπραγματεύσεις του προηγούμενου έτους.

2.3 Η Οδηγία 2003/54/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 96/92/EK

Επτά χρόνια μετά τη θέσπιση της Οδηγίας 96/92/EK είχαν δρομολογηθεί από τα περισσότερα κράτη μέλη αρκετές από τις προτεραιότητες που είχαν τεθεί μέσω αυτής, όπως η ανάπτυξη των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παρουσίασε πρόοδο μέσω της εμφάνισης των χρηματιστηρίων ενέργειας, οι περισσότερες κρατικές επιχειρήσεις μετατράπηκαν σε ανταγωνιστικές και εισήλθαν στα χρηματιστήρια ενέργειας και οι διασυνοριακές συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας πολλαπλασιάστηκαν. Κατόπιν αυτών αναγνωρίστηκε από την Επιτροπή ότι η Οδηγία 96/92/EK είχε σημαντική συμβολή στη δημιουργία της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και με την πείρα που αποκτήθηκε κατά την υλοποίηση της αυτής προέκυψαν πολλά οφέλη. Μάλιστα, η δημιουργία της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ήταν ιδιαίτερα σημαντική, κυρίως σε επίπεδο ανταγωνιστικότητας και υψηλότερου επιπέδου παροχής υπηρεσιών προς τους καταναλωτές, με ταυτόχρονη μείωση των τιμών.

Παρόλα αυτά θεωρήθηκε ότι ακόμα και μετά την υλοποίηση της Οδηγίας 96/92/EK εξακολουθούσαν να υπάρχουν σημαντικές ελλείψεις που εμπόδιζαν την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς. Μετά από αυτά, το 2002 το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο έχοντας ως προοπτική την σταδιακή αλλά πλήρη ελευθέρωση της αγοράς ενέργειας, ζήτησε από την Επιτροπή να καθορίσει και να υιοθετήσει λεπτομερές χρονοδιάγραμμα για την επίτευξη συγκεκριμένων στόχων θεωρώντας ότι τα σημαντικότερα εμπόδια για τη δημιουργία ανταγωνιστικής και λειτουργικής εσωτερικής αγοράς σχετίζονται με θέματα πρόσβασης στα

δίκτυα, με θέματα τιμολόγησης των υπηρεσιών των δικτύων αλλά και με τη διαφορετικότητα του βαθμού ανοίγματος των εθνικών αγορών μεταξύ των κρατών μελών.

Σημειώνεται ότι μετά την Οδηγία 96/92/EK ετέθησαν ορισμένες βασικές προτεραιότητες που είχαν σαν σκοπό:

- Την περαιτέρω ενίσχυση της λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς.
- Την ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην αγορά προμήθειας και η δυνατότητα των καταναλωτών να επιλέγουν τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Την προστασία του καταναλωτή κυρίως των οικιακών πελατών μέσω εγγυήσεων δημόσιας υπηρεσίας όσον αφορά την ασφάλεια του εφοδιασμού με υψηλής ποιότητας υπηρεσίες σε προσιτές τιμές, καθώς και τη λήψη ειδικών μέτρων λαμβανομένων στο πλαίσιο κοινωνικής ασφάλισης για τους ευάλωτους πελάτες.
- Τη δημιουργία ελάχιστων κοινών προτύπων για τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας.
- Την ανάγκη ύπαρξης ρυθμιστικού ελέγχου στα μονοπωλιακά τμήματα της αγοράς, δηλαδή στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής.
- Την προστασία του περιβάλλοντος μέσω της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, καθώς και μέσω της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΠΗΘ).
- Την ασφάλεια του εφοδιασμού μέσω παρακολούθησης ισοζυγίου παραγωγής/ζήτησης, και μέσω της συντήρησης αλλά και περαιτέρω κατασκευής υποδομών δικτύου που θα διασφαλίσουν σταθερό εφοδιασμό με ηλεκτρική ενέργεια.
- Την αναδιάρθρωση των διατάξεων της Οδηγίας 96/92/EK.

Σε επίπεδο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αναγνωρίστηκε από την Επιτροπή ότι απαραίτητη προϋπόθεση για τη λειτουργία του ανταγωνισμού είναι η χωρίς διακρίσεις πρόσβαση στο δίκτυο με διαφάνεια και με χρέωση λογικών τιμών. Επιπρόσθετα, προτάθηκε η δημιουργία πλήρως ανεξάρτητων διευθυντικών δομών μεταξύ των διαχειριστών δικτύων μεταφοράς και κάθε εταιρείας παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Εξαιρέση στα παραπάνω αποτέλεσαν στα μικρά δίκτυα για παροχή βοηθητικών υπηρεσιών η παροχή ενέργειας να διασφαλίζεται από διαχειριστές δικτύων μεταφοράς διασυνδεδεμένους με το μικρό δίκτυο. Τέλος και σχετικά με τα τιμολόγια και την εμπειρία από την Οδηγία 96/92/EK προτάθηκε η λήψη περαιτέρω μέτρων τα οποία θα οδηγήσουν στη διασφάλιση τιμολογίων

χωρίς διακρίσεις για την πρόσβαση στα δίκτυα μεταφοράς, τα οποία θα έχουν εφαρμογή για όλους τους χρήστες του δικτύου, θα υπολογίζονται και θα γνωστοποιούνται με διαφάνεια.

Σε αντίθεση με την Οδηγία 96/92/EK στην οποία έγινε μόνο έμμεση και πολύ περιορισμένη αναφορά στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές, με την εμπειρία που αποκτήθηκε κατά την εφαρμογή της, θεωρήθηκε απαραίτητη η ύπαρξη αποτελεσματικού ρυθμιστικού καθεστώτος το οποίο θα εγγυάται πρόσβαση στα δίκτυα χωρίς διακρίσεις. Έτσι, προτάθηκε η σύσταση εθνικών ρυθμιστικών αρχών οι λειτουργίες και οι διοικητικές εξουσίες των οποίων αρχικά θα προσδιορίζονται από τα κράτη μέλη. Σε επίπεδο μεταφοράς, οι αρμοδιότητες που θα έχουν οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές είναι καταρχήν είτε ο καθορισμός ή η έγκριση των τιμολογίων είτε ο καθορισμός της μεθοδολογίας υπολογισμού των τιμολογίων του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία θα πρέπει να μην εισάγουν διακρίσεις και να αντικατοπτρίζουν το κόστος του δικτύου.

Σε εφαρμογή των ανωτέρω, τον Ιούνιο του 2003 εκδόθηκε η Οδηγία 2003/54/EK με την οποία θεσπίστηκαν κοινοί κανόνες που αφορούν την παραγωγή, τη μεταφορά, τη διανομή και την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας.²⁰ Επίσης, ορίστηκαν οι κανόνες σχετικά με την οργάνωση και τη λειτουργία του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, την πρόσβαση στην αγορά, όπως και οι κανόνες και οι διαδικασίες που θα ισχύουν για την εκμετάλλευση των δικτύων και καταργήθηκε η Οδηγία 96/92/EK.

Αναφορικά με τη δραστηριότητα της διανομής το άρθρο 2 της Οδηγίας 2003/54/EK τροποποιεί τον ορισμό της μεταφοράς κατά το αντίστοιχο άρθρο της προηγούμενης Οδηγίας ως εξής: ως «μεταφορά» ορίζεται η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασυνδεδεμένου δικτύου υπερυψηλής και υψηλής τάσης με σκοπό την παροχή σε τελικούς πελάτες ή σε διανομείς, μη συμπεριλαμβανομένης όμως της προμήθειας. Ταυτοχρόνως, ορίζει τον «διαχειριστή δικτύου μεταφοράς» ως κάθε φυσικό ή νομικό πρόσωπο το οποίο είναι υπεύθυνο για τη λειτουργία, την εξασφάλιση της συντήρησης και, στην περίπτωση που αυτό είναι αναγκαίο, την ανάπτυξη του δικτύου μεταφοράς σε μία δεδομένη περιοχή και, κατά περίπτωση, των διασυνδέσεών του με άλλα δίκτυα, και για τη διασφάλιση της μακρόπνοης

²⁰ ΟΔΗΓΙΑ 2003/54/EK ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 26ης Ιουνίου 2003 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της οδηγίας 96/92/EK, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0003.02/DOC_1&format=PDF

ικανότητας του δικτύου να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διαχείριση των δικτύων διανομής περιγράφεται στο Κεφάλαιο IV της Οδηγίας 2003/54/EK όπου καθορίζεται ότι τα κράτη μέλη υποχρεούνται να ορίσουν ή να ζητήσουν από τις επιχειρήσεις που είναι ιδιοκτήτριες των δικτύων μεταφοράς να ορίσουν έναν ή περισσότερους διαχειριστές του δικτύου μεταφοράς που θα λειτουργούν για καθορισμένη χρονική περίοδο με βάση παραμέτρους αποτελεσματικότητας και οικονομικής ισορροπίας (άρθρο 8).

Τα βασικά καθήκοντα του διαχειριστή δικτύου μεταφοράς βάσει του άρθρου 9 της Οδηγίας είναι:

- Η διασφάλιση της μακροπρόθεσμης ικανότητας του δικτύου να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η συμβολή στην ασφάλεια του εφοδιασμού μέσω επαρκούς δυναμικού μεταφοράς και αξιοπιστίας του δικτύου.
- Η διαχείριση των ροών ενέργειας στο δίκτυο με συνεκτίμηση των ανταλλαγών με άλλα διασυνδεδεμένα δίκτυα και για το σκοπό αυτό, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς είναι υπεύθυνος για να εξασφαλίζει την ασφάλεια, αξιοπιστία και αποδοτικότητα του δικτύου και, στα πλαίσια αυτά, για να μεριμνά ώστε να είναι διαθέσιμες όλες οι αναγκαίες βοηθητικές υπηρεσίες στο βαθμό που η διαθεσιμότητα αυτή είναι ανεξάρτητη από οιοδήποτε άλλο δίκτυο μεταφοράς με το οποίο το σύστημά του είναι διασυνδεδεμένο.
- Η παροχή, στον διαχειριστή κάθε άλλου δικτύου με το οποίο είναι διασυνδεδεμένο το δίκτυό του, επαρκών πληροφοριών για την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία, καθώς και τη συντονισμένη ανάπτυξη και τη διαλειτουργικότητα του διασυνδεδεμένου δικτύου.
- Η αποφυγή κάθε διάκρισης μεταξύ των χρηστών ή των κατηγοριών χρηστών του δικτύου, ιδίως δε κάθε διάκρισης υπέρ των συνδεδεμένων με αυτόν επιχειρήσεων.
- Η παροχή στους χρήστες του δικτύου των πληροφοριών που χρειάζονται για την αποτελεσματική πρόσβαση στο δίκτυο.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, με την Οδηγία 96/92/EK ζητήθηκε από τις κάθετα ολοκληρωμένες επιχειρήσεις να τηρούν χωριστούς λογαριασμούς στην εσωτερική τους λογιστική για τις δραστηριότητες της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής (λογιστικός

διαχωρισμός). Η Οδηγία 2003/54/EK εστιάζει σε ακόμα περαιτέρω διαχωρισμό των δικτύων μεταφοράς καθορίζοντας ότι εάν ο διαχειριστής του δικτύου αποτελεί μέρος κάθετα ολοκληρωμένης επιχείρησης οφείλει να είναι ανεξάρτητος από πλευράς νομικής μορφής (νομικός διαχωρισμός), οργάνωσης και λήψης αποφάσεων (λειτουργικός διαχωρισμός) από τις λοιπές δραστηριότητες που δεν σχετίζονται με τη μεταφορά. Οι κανόνες αυτοί δεν συνεπάγονται υποχρέωση διαχωρισμού του ιδιοκτησιακού καθεστώτος των περιουσιακών στοιχείων του δικτύου μεταφοράς από την κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση.

Προκειμένου να επιτευχθεί η οργανωτική και λειτουργική ανεξαρτησία των δικτύων διανομής καθορίστηκε η εφαρμογή των ακόλουθων ελάχιστων κριτηρίων:

- ✓ Τα πρόσωπα που είναι υπεύθυνα για τη διαχείριση του δικτύου μεταφοράς δεν έχουν το δικαίωμα συμμετοχής σε διαρθρωτικές δομές της ολοκληρωμένης ηλεκτρικής επιχείρησης που φέρουν την ευθύνη για την εκτέλεση των λοιπών δραστηριοτήτων της, ήτοι την παραγωγή, τη διανομή και την προμήθεια της ηλεκτρικής ενέργειας.
- ✓ Η λήψη των κατάλληλων μέτρων που θα διασφαλίσουν ότι τα πρόσωπα που είναι υπεύθυνα για τη διαχείριση των δικτύων μεταφοράς θα ενεργούν με ανεξαρτησία.
- ✓ Οι διαχειριστές του δικτύου μεταφοράς θα διαθέτουν εξουσίες λήψης αποφάσεων όσον αφορά στους απαιτούμενους πόρους για τη λειτουργία, συντήρηση και περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου.
- ✓ Ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς υποχρεούται να καταρτίσει πρόγραμμα συμμόρφωσης στο οποίο θα προσδιορίζονται τα μέτρα που λαμβάνει προκειμένου να διασφαλίζεται η αμερόληπτη λειτουργία του και η παρακολούθηση της τήρησης του προγράμματος.

Σχετικά με την εχεμύθεια των διαχειριστών δικτύων διανομής η Οδηγία 2003/54/EK εμπλουτίζει το αντίστοιχο εδάφιο της προηγούμενης καθορίζοντας ότι ο διαχειριστής όχι μόνο οφείλει να τηρεί εμπιστευτικότητα στις εμπορικά ευαίσθητες πληροφορίες που περιέρχονται σε γνώση του κατά την εκτέλεση των καθηκόντων του αλλά φροντίζει και να αποτρέπει τη μεροληπτική κοινοποίηση πληροφοριών που αφορούν δραστηριότητές του και παρέχουν εμπορικά πλεονεκτήματα στους χρήστες (άρθρο 12). Η οδηγία αυτή μάλιστα δίνει επίσης τη δυνατότητα για λειτουργία διαχειριστή συνδυασμένου δικτύου μεταφοράς και διανομής ο οποίος είναι ανεξάρτητος από πλευράς νομικής μορφής, οργάνωσης και λήψης αποφάσεων από τις δραστηριότητες της ολοκληρωμένης επιχείρησης ηλεκτρικής ενέργειας που δεν

σχετίζονται με τα δίκτυα διανομής και μεταφοράς και εφαρμόζει τα ίδια ελάχιστα κριτήρια για τη λειτουργία του με τους διαχειριστές δικτύου διανομής.

Σε αντιδιαστολή με την Οδηγία 96/92/EK με την οποία δόθηκε στα κράτη μέλη το δικαίωμα πρόσβασης στους λογαριασμούς των ηλεκτρικών επιχειρήσεων, η παρούσα οδηγία υποχρεώνει τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας να καταρτίζουν, να υποβάλουν σε έλεγχο και να δημοσιεύουν τους ετήσιους λογαριασμούς τους. Οι ολοκληρωμένες ηλεκτρικές επιχειρήσεις οφείλουν να τηρούν χωριστούς λογαριασμούς για τις δραστηριότητες μεταφοράς και διανομής προκειμένου να αποφεύγονται οι διακρίσεις, οι αλληλοεπιδοτήσεις και οι στρεβλώσεις του ανταγωνισμού (άρθρο 19).

Αναφορικά με την πρόσβαση τρίτων στα δίκτυα μεταφοράς, τα κράτη μέλη οφείλουν να διασφαλίσουν ότι η πρόσβαση αυτή θα γίνει με βάση δημοσιευμένα τιμολόγια, που θα έχουν εγκριθεί από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές πριν τεθούν σε εφαρμογή, τα οποία θα ισχύουν για όλους τους επιλέξιμους πελάτες και θα εφαρμόζονται χωρίς διακρίσεις. Τυχόν άρνηση της πρόσβασης στο δίκτυο από τον διαχειριστή θα πρέπει να αιτιολογείται με ταυτόχρονη παροχή πληροφοριών προς τα κράτη μέλη για τα απαιτούμενα μέτρα ενίσχυσης του δικτύου.

Στο άρθρο 23 της Οδηγίας 2003/54/EK καθορίζεται η υποχρέωση των κρατών μελών να ορίζουν ένα ή περισσότερα αρμόδια όργανα ως ρυθμιστικές αρχές οι οποίες θα πρέπει να είναι ανεξάρτητες από τα συμφέροντα του κλάδου της ηλεκτρικής ενέργειας και θα έχουν ως κύριο μέλημα την διασφάλιση του ανταγωνισμού και την εύρυθμη λειτουργία της αγοράς. Όσον αφορά τη δραστηριότητα της διανομής, οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές παρακολουθούν:

- Τη δημοσίευση των πληροφοριών από τους διαχειριστές που σχετίζονται με την εκμετάλλευση του δικτύου, τις διασυνδέσεις και την κατανομή του δυναμικού στους ενδιαφερόμενους.
- Το διαχωρισμό των λογαριασμών προκειμένου να διασφαλίζεται ότι δεν υπάρχουν αλληλοεπιδοτήσεις μεταξύ της μεταφοράς και των λοιπών δραστηριοτήτων, δηλαδή της παραγωγής, της διανομής και της προμήθειας.
- Τους όρους και τις προϋποθέσεις για τη σύνδεση νέων παραγωγών στο δίκτυο διανομής λαμβάνοντας υπ όψιν τις δαπάνες και τα οφέλη που απορρέουν από παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, από την αποκεντρωμένη παραγωγή και από τη συμπαραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας.

- Το βαθμό στον οποίο οι διαχειριστές δικτύου διανομής εκπληρώνουν τις υποχρεώσεις και τα καθήκοντά τους.

Στα καθήκοντα των εθνικών ρυθμιστικών αρχών που σχετίζονται με τα δίκτυα μεταφοράς συγκαταλέγονται τα εξής:

1. Υποχρεούνται στην έκδοση ετήσιας έκθεσης σχετικά με τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εποπτεία της δραστηριότητας μεταφοράς.
2. Καθορίζουν ή εγκρίνουν τουλάχιστον τη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για τους όρους και τις προϋποθέσεις σύνδεσης των χρηστών στα δίκτυα μεταφοράς καθώς και τον υπολογισμό των τιμολογίων έτσι ώστε να διασφαλίζουν όχι μόνο τη βιωσιμότητα των δικτύων αλλά και την πραγματοποίηση επενδύσεων για την ανάπτυξή τους, όπου οι ρυθμιστικές αρχές έχουν τη δυνατότητα να απαιτούν από τους διαχειριστές δικτύων μεταφοράς να τροποποιούν τα τιμολόγια και τους μηχανισμούς σύνδεσης και πρόσβασης στο δίκτυο με σκοπό να γίνεται αναλογικά και να εφαρμόζονται αμερόληπτα.
3. Σε περίπτωση καταγγελίας κατά του διαχειριστή δικτύου μεταφοράς η ρυθμιστική αρχή οφείλει να ερευνήσει και να εκδώσει σχετική απόφαση.

Για την εφαρμογή της Οδηγίας 2003/54/EK τα κράτη μέλη όφειλαν να θέσουν σε ισχύ τις απαιτούμενες νομοθετικές, κανονιστικές και διοικητικές διατάξεις προκειμένου να συμμορφωθούν με τις διατάξεις της, έως 01.07.2004. Εξάιρεση αποτέλεσε η εφαρμογή του διαχωρισμού των διαχειριστών δικτύων μεταφοράς, του οποίου ως καταληκτική ημερομηνία συμμόρφωσης ορίστηκε η 01.07.2007.

2.4 Η Οδηγία 2009/72/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/EK

Η διαδικασία της περαιτέρω ελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της Οδηγίας 2003/54/EK επηρέασε σημαντικά τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και, οδήγησε στην εισαγωγή νέων προϊόντων και υπηρεσιών μέσω των νεοεισερχόμενων παρόχων ηλεκτρικής ενέργειας και ενίσχυσε μεν τον ανταγωνισμό αλλά όχι σε βαθμό ικανοποιητικό καθώς οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασαν αυξήσεις που δεν αντικατόπτριζαν την αύξηση του κόστους των καυσίμων, οι καταναλωτές είχαν πολύ περιορισμένες δυνατότητες

επιλογής προμηθευτή και οι νεοεισερχόμενες εταιρείες παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας διαμαρτύρονταν για φραγμούς εισόδου στην αγορά.

Οι καταστάσεις αυτές οδήγησαν την Επιτροπή σε τομεακή έρευνα για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία διενεργήθηκε το 2005 και δημοσιεύθηκε το 2007. Από την τομεακή έρευνα της Επιτροπής προέκυψε ότι στον κλάδο της ενέργειας υπήρξαν ελλείψεις και δυσλειτουργίες που εμπόδιζαν τη διαδικασία ελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας και εντοπίστηκαν κυρίως στη δομή της αγοράς καθώς οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας στην πλειονότητά τους παρέμεναν κρατικές και κυριαρχούσαν οι κατεστημένοι πάροχοι που διατηρούσαν τη δεσπόζουσα θέση τους ή εταιρείες που αποτελούσαν μετεξέλιξη των μονοπωλιακών δημόσιων επιχειρήσεων ενέργειας.

Οι δυσλειτουργίες στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας που εντοπίστηκαν από την τομεακή έρευνα της Επιτροπής εντοπίστηκαν συνοπτικά κυρίως στα εξής σημεία:

- Εμφανίστηκε υψηλό επίπεδο συγκέντρωσης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που εντοπίστηκε κυρίως μέσω των πωλήσεων στις αγορές χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Οι νεοεισερχόμενοι στον κλάδο δε διέθεταν πραγματική πρόσβαση στα δίκτυα, παρά τις διατάξεις περί διαχωρισμού δικτύων μεταφοράς και προμήθειας.
- Η κάθετη ενοποίηση των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας οδηγούσε σε λήψεις επιχειρησιακών και επενδυτικών αποφάσεων με γνώμονα τα συμφέροντα προμήθειας των ενοποιημένων επιχειρήσεων και τα συμφέροντα της λειτουργίας των δικτύων, θέτοντας σε κίνδυνο την ασφάλεια του εφοδιασμού.
- Η διασυνοριακή δυναμικότητα ήταν είτε ανεπαρκής είτε μη διαθέσιμη, λόγω έλλειψης κινήτρων για επενδύσεις, γεγονός που σε συνδυασμό με τη διαφορετικότητα στο σχεδιασμό των αγορών έθεταν εμπόδιο στην ολοκλήρωση της αγοράς.
- Διαπιστώθηκε έλλειψη αξιόπιστης και έγκαιρης πληροφόρησης για τις αγορές που εντοπίστηκε κυρίως στα δεδομένα που αφορούν τη διαθεσιμότητα του δικτύου για τις διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας, διαπιστώθηκε ελάχιστη εναρμόνιση των απαιτήσεων διαφάνειας σε επίπεδο ΕΕ στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας, ασύμμετρη πληροφόρηση μεταξύ των κάθετα ολοκληρωμένων επιχειρήσεων και των ανταγωνιστών τους και σημαντική διαφοροποίηση στους κανόνες που διέπουν τη συμπεριφορά των επιχειρήσεων στις εθνικές αγορές.

- Σχετικά με τη διαμόρφωση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας διαπιστώθηκε, παρόλο που αποτελεί πολύπλοκη διαδικασία, ότι σε αρκετά κράτη οι τιμές καθορίστηκαν νομοθετικά σε πολύ χαμηλά επίπεδα συγκρινόμενες με αυτές της αγοράς, γεγονός που οδήγησε στην αποθάρρυνση της ανάπτυξης ανταγωνιστικών αγορών.
- Ο περιορισμένος ανταγωνισμός σε επίπεδο λιανικής αγοράς ήταν αρκετά περιορισμένος και κατά συνέπεια υπήρχε υψηλό επίπεδο συγκέντρωσης στο στάδιο αυτό σε πανευρωπαϊκό επίπεδο.
- Διαπιστώθηκε δημιουργία φραγμών στην είσοδο νέων προμηθευτών λόγω υψηλών τιμών ανισορροπίας ή υψηλών επιβαρύνσεων του δικτύου εξαιτίας του πολύ μικρού μεγέθους των υφιστάμενων ζωνών εξισορρόπησης που προστατεύει την ισχύ των καθετοποιημένων επιχειρήσεων στην αγορά.

Συμπερασματικά, η Επιτροπή απεφάνθη ότι υπήρχαν εμπόδια στην πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στα κράτη μέλη της Ε.Ε. χωρίς διακρίσεις ή μειονεκτήματα και οι μέχρι τότε υφιστάμενοι κανόνες και μέτρα δεν μπόρεσαν να παράσχουν το απαιτούμενο πλαίσιο για την επίτευξη του στόχου μίας εσωτερικής αγοράς με εύρυθμη λειτουργία. Λόγω των ανωτέρω, η Επιτροπή εισηγήθηκε τη θέσπιση της Τρίτης δέσμης μέτρων για την επιτάχυνση της ολοκλήρωσης της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.

Τον Ιούλιο του 2009 θεσπίστηκε η Οδηγία 2009/72/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και καταργήθηκε η αντίστοιχη Οδηγία 2003/54/EK.²¹ Από την οδηγία αυτή προέκυψαν ορισμένες βασικές ρυθμίσεις που αφορούν:

- Τον αποτελεσματικό διαχωρισμό της δραστηριότητας μεταφοράς από τις δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας η οποία θα μπορεί να γίνεται επιλέγοντας ένα εκ των τριών ισοδύναμων σχημάτων οργάνωσης: α) Ιδιοκτησιακός Διαχωρισμός – ΙΔ (Ownership Unbundling – ΟΥ), β) Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος – ΑΔΣ (Independent System Operator – ΙΣΟ) και γ) Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς – ΑΔΜ (Independent Transmission Operator – ΙΤΟ).
- Την ενίσχυση της ανεξαρτησίας και των αρμοδιοτήτων των εθνικών ρυθμιστικών αρχών.

²¹ ΟΔΗΓΙΑ 2009/72/EK ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/EK (Κείμενο το οποίο παρουσιάζει έννομο ενδιαφέρον για τον Ευρωπαϊκό Οικονομικό Χώρο) <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EL:PDF>

- Την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών μέσω της παροχής υψηλής ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας από προμηθευτή της επιλογής τους, της εξασφάλισης των ευάλωτων πελατών με ενεργειακό εφοδιασμό, της αντιμετώπισης της ενεργειακής πενίας όπου εντοπίζεται, της υποχρέωσης καθολικής υπηρεσίας καθώς και της υποχρέωσης παροχής υπηρεσιών κοινής ωφελείας.
- Την παρακολούθηση της ασφάλειας του εφοδιασμού μέσω παρακολούθησης του ισοζυγίου προσφοράς και ζήτησης των εθνικών αγορών, του επιπέδου της αναμενόμενης μελλοντικής ζήτησης, του επιπέδου συντήρησης των δικτύων, καθώς και των μέτρων για τυχόν κάλυψη της ανώτατης ζήτησης και την αντιμετώπιση ελλειμμάτων προμηθευτών,
- Την προώθηση της περιφερειακής συνεργασίας των κρατών μελών και των ρυθμιστικών αρχών για την ενοποίηση των εθνικών αγορών τους σε ένα ή περισσότερα περιφερειακά επίπεδα ενισχύοντας τις διευρωπαϊκές υποδομές και το διασυνοριακό εμπόριο.
- Το λεπτομερή καθορισμό της διαδικασίας χορήγησης αδειών για νέες εγκαταστάσεις παραγωγής.
- Τη διαχείριση συστημάτων διανομής μέσω διορισμού αντίστοιχου διαχειριστή.

Η εφαρμογή των δύο πρώτων Οδηγιών επέτρεπε στα κράτη μέλη να επιλέξουν μόνα τους τα αναγκαία ρυθμιστικά μέτρα καθώς και τον σχεδιασμό ως προς τη λειτουργία των αγορών τους. Σε αντίθεση, η Οδηγία 2009/72/EK θέτει με πολύ μεγάλη ακρίβεια τους όρους και τις προϋποθέσεις για την οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, θέτει δεσμευτικά χρονοδιαγράμματα συμμόρφωσης και περιορίζει σε μεγάλο βαθμό τα επίπεδα ελευθερίας των κρατών μελών ως προς τα ρυθμιστικά μέτρα και την επιλογή του σχεδιασμού των εθνικών τους αγορών.

Αναφορικά με τη δραστηριότητα της μεταφοράς, το άρθρο 2 της παρούσας Οδηγίας, διατηρεί την ίδια έννοια της διανομής με το αντίστοιχο άρθρο της προηγούμενης Οδηγίας αλλά τροποποιεί τον ορισμό του διαχειριστή και αντί του «διαχειριστής δικτύου μεταφοράς» χρησιμοποιεί τον όρο «διαχειριστής συστήματος μεταφοράς». Σύμφωνα με τον ορισμό της Οδηγίας 2009/72/E, διαχειριστής συστήματος μεταφοράς είναι κάθε φυσικό ή νομικό πρόσωπο το οποίο είναι υπεύθυνο για τη λειτουργία, τη συντήρηση και, αν είναι αναγκαίο, την ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς σε μία δεδομένη περιοχή και, κατά περίπτωση, των διασυνδέσεών του με άλλα συστήματα, και για τη μακροπρόθεσμη ικανότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι λεπτομερείς όροι της διαχείρισης του συστήματος μεταφοράς καθορίζονται στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ IV, το οποίο περιλαμβάνει τα άρθρα 9 έως 23. Στο άρθρο 24 καθορίζεται ότι τα κράτη μέλη υποχρεούνται να ορίσουν ή ζητούν από τις επιχειρήσεις που έχουν στην ιδιοκτησία τους ή είναι υπεύθυνες για τα συστήματα διανομής να ορίσουν έναν ή περισσότερους διαχειριστές του συστήματος διανομής για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα που θα καθορίζεται με βάση παραμέτρους αποτελεσματικότητας και οικονομικής ισορροπίας.

Τα καθήκοντα των διαχειριστών συστημάτων διανομής καθορίζονται στο άρθρο 25, διαφοροποιούνται με αυτά της προηγούμενης Οδηγίας κυρίως στην εξειδίκευση της παραγράφου 1 σε σχέση με τη γενική αντίστοιχη της Οδηγίας 2003/54/EK, και είναι τα ακόλουθα:

- ✓ Η διασφάλιση της μακροπρόθεσμης ικανότητας του συστήματος στην ανταπόκριση της εύλογης ζήτησης μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της θέσης σε λειτουργία, της συντήρησης και της ανάπτυξης υπό οικονομικούς όρους ενός ασφαλούς, αξιόπιστου και αποδοτικού δικτύου διανομής στην περιοχή που καλύπτει, λαμβάνοντας τα απαραίτητα μέτρα που θα διασφαλίζουν την προστασία του περιβάλλοντος και την ενεργειακή απόδοση.
- ✓ Η αποφυγή διακρίσεων μεταξύ χρηστών ή κατηγοριών χρηστών του συστήματος κυρίως υπέρ των επιχειρήσεων που είναι συνδεδεμένες με αυτόν.
- ✓ Η παροχή των απαιτούμενων πληροφοριών στους χρήστες του δικτύου για την αποτελεσματική πρόσβαση στο σύστημα καθώς και τις πληροφορίες που σχετίζονται με την χρήση του.
- ✓ Η αμερόληπτη, διαφανής και βασιζόμενη στις διαδικασίες της αγοράς, προμήθεια της ενέργειας που θα χρησιμοποιούν προκειμένου να καλύψουν απώλειες ενέργειας και να διατηρούν εφεδρικό δυναμικό στο σύστημά τους.
- ✓ Η θέσπιση αντικειμενικών, διαφανών και αμερόληπτων κανόνων που σχετίζονται με την εξισορρόπηση του συστήματος διανομής.

Στο ίδιο άρθρο καθορίζεται ότι τα κράτη μέλη έχουν τη δυνατότητα όταν ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς κατανέμει φορτία στις εγκαταστάσεις παραγωγής, να του επιβάλουν να δίνει προτεραιότητα στις εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή απόβλητα και στις εγκαταστάσεις που παράγουν συνδυασμένα ενέργεια και θερμότητα. Τέλος, στις περιπτώσεις που διαχειριστής του συστήματος προγραμματίζει την ανάπτυξη του δικτύου διανομής, υποχρεούται να εξετάζει τη δυνατότητα λήψης μέτρων αποδοτικότητας της

ζήτησης καθώς και τη δυνατότητα χρήσης αποκεντρωμένης παραγωγής η οποία θα μπορούσε να υποκαταστήσει την ανάγκη για αντικατάσταση ή αναβάθμιση του δικτύου διανομής.

Ο διαχωρισμός των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς ακολουθεί το μοντέλο που θεσπίστηκε με την Οδηγία 2003/54/EK στην οποία καθορίζεται ότι όταν ο διαχειριστής του δικτύου αποτελεί μέρος κάθετα ολοκληρωμένης επιχείρησης:

- ❖ Πρέπει να είναι ανεξάρτητος τουλάχιστον από πλευράς νομικής μορφής, οργάνωσης και λήψης αποφάσεων από τις λοιπές δραστηριότητες που δεν συνδέονται με τη διανομή, όπου οι κανόνες αυτοί δεν καθιστούν υποχρεωτικό τον ιδιοκτησιακό διαχωρισμό των περιουσιακών στοιχείων του συστήματος διανομής από την κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση.
- ❖ Πρέπει να διασφαλίζεται από τα κράτη μέλη η παρακολούθηση των δραστηριοτήτων του, από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές προκειμένου να μην προκαλέσει στρέβλωση του ανταγωνισμού εκμεταλλευόμενος την κάθετη ολοκλήρωσή του, ενώ αναφορά γίνεται στην χωριστή ταυτότητα του κλάδου διανομής από τον κλάδο προμήθειας και την ανάγκη διακριτών σημάτων των διαχειριστών διανομής που δεν θα προκαλούν σύγχυση στους χρήστες του δικτύου, στους καταναλωτές και στους λοιπούς εμπλεκόμενους φορείς.

Τα ελάχιστα κριτήρια που πρέπει να εφαρμόζονται προκειμένου να επιτευχθεί η οργανωτική και η λειτουργική ανεξαρτησία των διαχειριστών συστημάτων είναι τα ίδια με αυτά της προηγούμενης Οδηγίας εμπλουτισμένα με τη διασφάλιση της διάθεσης των αναγκαίων πόρων στους διαχειριστές του συστήματος για την εκπλήρωση των καθηκόντων τους και τον ορισμό υπεύθυνου συμμόρφωσης με διακριτές αρμοδιότητες. Αναλυτικά, τα ελάχιστα αυτά κριτήρια έχουν ως εξής:

- Τα πρόσωπα που είναι υπεύθυνα για τη διαχείριση του δικτύου μεταφοράς δεν έχουν το δικαίωμα συμμετοχής σε διαρθρωτικές δομές της ολοκληρωμένης ηλεκτρικής επιχείρησης που φέρουν την ευθύνη άμεση ή έμμεσα για την εκτέλεση των λοιπών δραστηριοτήτων της, ήτοι την παραγωγή, τη διανομή και την προμήθεια της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η λήψη των κατάλληλων μέτρων που θα διασφαλίσουν ότι τα πρόσωπα που είναι υπεύθυνα για τη διαχείριση των συστημάτων διανομής θα ενεργούν με ανεξαρτησία.
- Οι διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς θα διαθέτουν ουσιαστικές εξουσίες λήψης αποφάσεων ανεξάρτητα από την ολοκληρωμένη επιχείρηση όσον αφορά στους

απαιτούμενους ανθρώπινους, τεχνικούς, υλικούς και οικονομικούς πόρους για τη λειτουργία, συντήρηση και περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου οι οποίοι θα διατίθενται σε αυτόν από τη μητρική εταιρεία.

- Ο διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς υποχρεούται να καταρτίσει πρόγραμμα συμμόρφωσης στο οποίο θα προσδιορίζονται τα μέτρα που λαμβάνει προκειμένου να διασφαλίζεται η αμερόληπτη λειτουργία του συστήματος όπως και η παρακολούθηση της τήρησης του προγράμματος, όπου στο πρόγραμμα αυτό, μεταξύ άλλων, θα καθορίζονται και οι υποχρεώσεις των υπαλλήλων του διαχειριστή για την επίτευξη των στόχων του. Ορίζεται υπεύθυνος συμμόρφωσης του διαχειριστή συστήματος μεταφοράς, ο οποίος θα είναι αρμόδιος για την παρακολούθηση του προγράμματος και την αποστολή ετήσιας έκθεσης στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές που θα περιγράφονται αναλυτικά τα ληφθέντα μέτρα. Ο υπεύθυνος συμμόρφωσης είναι πλήρως ανεξάρτητος και έχει το δικαίωμα πρόσβασης σε οποιαδήποτε πληροφορία του διαχειριστή για την εκπλήρωση των καθηκόντων του.

Εξάιρεση σε όλα τα παραπάνω δίνεται μέσω της δυνατότητας που παρέχεται στα κράτη μέλη να αποφασίσουν τη μη εφαρμογή τους στις ολοκληρωμένες επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας που εξυπηρετούν λιγότερους από 100.000 συνδεδεμένους πελάτες ή εξυπηρετούν μικρά απομονωμένα δίκτυα.

Αναφορικά με την υποχρέωση εχεμύθειας των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς, διατηρείται το αντίστοιχο εδάφιο της προηγούμενης Οδηγίας, στο άρθρο 27, καθορίζοντας ότι ο διαχειριστής του συστήματος διαφυλάσσει την εμπιστευτικότητα στις εμπορικά ευαίσθητες πληροφορίες που περιέρχονται σε γνώση του κατά την εκτέλεση των καθηκόντων του και αποτρέπει τη μεροληπτική κοινοποίηση πληροφοριών που αφορούν δραστηριότητές του και ενδέχεται να παρέχουν εμπορικά πλεονεκτήματα.

Στο άρθρο 28 εισάγεται για πρώτη φορά η έννοια των κλειστών συστημάτων μεταφοράς, όπου τα κράτη μέλη έχουν τη δυνατότητα να επιτρέπουν στις ρυθμιστικές αρχές να κατατάσσουν ως κλειστό σύστημα διανομής, ένα σύστημα το οποίο διανέμει ηλεκτρική ενέργεια σε χώρους βιομηχανικούς ή εμπορικούς ή κοινών υπηρεσιών που είναι γεωγραφικά περιορισμένο και δεν εφοδιάζει οικιακούς καταναλωτές εφόσον συντρέχει ένας από τους παρακάτω δύο λόγους:

➤ Οι δραστηριότητες ή οι παραγωγικές διεργασίες των χρηστών του συστήματος είναι ενοποιημένες για συγκεκριμένους τεχνικούς λόγους ή λόγους ασφαλείας.

➤ Το σύστημα δικτύου διανομής διανέμει ηλεκτρική ενέργεια κυρίως στον ιδιοκτήτη ή στο φορέα εκμετάλλευσης του συστήματος ή στις συναφείς επιχειρήσεις.

Η παρούσα Οδηγία, όπως και η προηγούμενη, δίνει τη δυνατότητα για λειτουργία διαχειριστή συνδυασμένου συστήματος μεταφοράς και διανομής υπό την προϋπόθεση ότι συμμορφώνεται με τα αντίστοιχα άρθρα της Οδηγίας 2009/72/EK περί ανεξαρτησίας των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς.

Τα κράτη μέλη και οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές έχουν δικαίωμα πρόσβασης στους λογαριασμούς των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας. Οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας καταρτίζουν, υποβάλλουν σε έλεγχο και δημοσιεύουν τους ετήσιους λογαριασμούς τους. Οι ολοκληρωμένες ηλεκτρικές επιχειρήσεις οφείλουν να τηρούν χωριστούς λογαριασμούς για τις δραστηριότητες μεταφοράς και διανομής προκειμένου να αποφεύγονται οι διακρίσεις, οι διασταυρούμενες επιδοτήσεις και οι στρεβλώσεις του ανταγωνισμού (ΚΕΦΑΛΑΙΟ VII, άρθρα 30 και 31).

Αναφορικά με την πρόσβαση τρίτων στα δίκτυα μεταφοράς (ΚΕΦΑΛΑΙΟ VIII, άρθρο 32), τα κράτη μέλη οφείλουν να διασφαλίσουν ότι η πρόσβαση αυτή θα γίνει με βάση δημοσιευμένα τιμολόγια, που θα έχουν εγκριθεί από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές πριν τεθούν σε εφαρμογή, τα οποία θα ισχύουν για όλους τους επιλέξιμους πελάτες και θα εφαρμόζονται χωρίς διακρίσεις. Τυχόν άρνηση της πρόσβασης στο δίκτυο από τον διαχειριστή θα πρέπει να αιτιολογείται και να βασίζεται σε αντικειμενικά, τεχνικά και αιτιολογημένα κριτήρια.

Επίσης, στο ΚΕΦΑΛΑΙΟ IX της Οδηγίας 2009/72/EK καθορίζονται οι διατάξεις περί των εθνικών ρυθμιστικών αρχών ήτοι ο διορισμός τους, οι διατάξεις περί ανεξαρτησίας τους, οι στόχοι και τα καθήκοντά τους. Κάθε κράτος μέλος ορίζει μία εθνική ρυθμιστική αρχή σε εθνικό επίπεδο η οποία είναι νομικά διακριτή και λειτουργικά ανεξάρτητη από κάθε άλλη δημόσια ή ιδιωτική οντότητα. Τα καθήκοντα και οι αρμοδιότητες της εθνικής ρυθμιστικής αρχής σε σχέση με τη δραστηριότητα των συστημάτων μεταφοράς είναι τα ακόλουθα:

- Ο καθορισμός ή η έγκριση των τιμολογίων διανομής ή της μεθοδολογίας υπολογισμού τους με κριτήρια διαφανή.

- Η εξασφάλιση της συμμόρφωσης των διαχειριστών συστημάτων διανομής προς τις υποχρεώσεις που απορρέουν από την Οδηγία.
- Η ετήσια υποβολή έκθεσης στα κράτη μέλη, τον Οργανισμό και την Επιτροπή, σχετικά με τις δράσεις της και την εκπλήρωση των καθηκόντων της, συμπεριλαμβανομένων και αυτών που σχετίζονται με τη δραστηριότητα των συστημάτων διανομής.
- Η εξασφάλιση ότι δεν υπάρχουν διασταυρούμενες επιδοτήσεις μεταξύ των δραστηριοτήτων διανομής και προμήθειας.
- Η παρακολούθηση της συμμόρφωσης της απόδοσης των κανόνων ασφαλείας και αξιοπιστίας του δικτύου διανομής.
- Η εφαρμογή των κανόνων που αφορούν το ρόλο και τις αρμοδιότητες των διαχειριστών συστημάτων διανομής.
- Η έκδοση δεσμευτικών αποφάσεων για τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων και των συστημάτων διανομής, καθώς και η επιβολή κυρώσεων σε περίπτωση μη συμμόρφωσης προς τις διατάξεις της Οδηγίας.
- Η απαίτηση πληροφοριών από τους διαχειριστές συστημάτων διανομής σχετικά με την εκπλήρωση των καθηκόντων τους, με τα απαιτούμενα μέτρα για την ενίσχυση του δικτύου, καθώς και πληροφορίες που αιτιολογούν τυχόν άρνηση χορήγησης πρόσβασης στο δίκτυο σε τρίτους.
- Ο καθορισμός ή η έγκριση των τιμολογίων διανομής ή τουλάχιστον της μεθοδολογίας υπολογισμού τους, πριν την έναρξη ισχύος αυτών.

Σχετικά με τα τιμολόγια του δικτύου μεταφοράς στις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών συγκαταλέγονται και οι εξής:

- ❖ Τα ύπ' όψιν τιμολόγια ή μεθοδολογίες θα πρέπει να επιτρέπουν την πραγματοποίηση των αναγκαίων επενδύσεων στα δίκτυα προκειμένου να διασφαλίζεται η βιωσιμότητα τους.
- ❖ Οι ρυθμιστικές αρχές υποχρεούνται στη δημοσίευση της μεθοδολογίας υπολογισμού των ανωτέρω τιμολογίων.
- ❖ Η διασφάλιση ότι τα τιμολόγια παρέχουν τα κατάλληλα κίνητρα στους διαχειριστές συστημάτων διανομής όχι μόνο βραχυπρόθεσμα αλλά και μακροπρόθεσμα να βελτιώνουν τις επιδόσεις τους, να προωθούν την ασφάλεια του εφοδιασμού και να ενισχύουν δραστηριότητες έρευνας που να σχετίζονται με τη δραστηριότητα διανομής.

- ❖ Το δικαίωμα να απαιτούν από τους διαχειριστές συστημάτων διανομής να τροποποιούν τα τιμολόγια ή της μεθοδολογίες υπολογισμού τους, έτσι ώστε να διασφαλίζεται η αναλογικότητα και η αμερόληπτη εφαρμογή τους.
- ❖ Να έχουν την εξουσία να ορίζουν ή να εγκρίνουν προσωρινά τιμολόγια στην περίπτωση που οι διαχειριστές συστημάτων διανομής καθυστερήσουν τον ορισμό τους και να αποφασίζουν τυχόν μέτρα αντιστάθμισης σε περίπτωση απόκλισης των προσωρινών με τα τελικά.

Σύμφωνα με την Οδηγία 2009/72/EK τα κράτη μέλη όφειλαν να θέσουν σε ισχύ τις απαιτούμενες νομοθετικές, κανονιστικές και διοικητικές διατάξεις για τη συμμόρφωσή τους σε αυτήν το αργότερο έως τις 3 Μαρτίου 2011. Οι βασικότερες συνέπειες της Οδηγίας 2009/72/EK για τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς είναι καταρχήν η απαίτηση του νομικού και λειτουργικού διαχωρισμού τους στην περίπτωση που λειτουργούν ως τμήμα κάθετα ολοκληρωμένων επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας. Η δεύτερη σημαντική συνέπεια είναι ότι τα κράτη μέλη καλούνται εξασφαλίσουν την εφαρμογή έξυπνων συστημάτων μέτρησης αφού διενεργήσουν οικονομική αξιολόγηση των μακροπρόθεσμων στοιχείων κόστους και οφέλους τόσο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας όσο και για τους καταναλωτές. Στην περίπτωση που η ανάπτυξη των έξυπνων μετρητών εκτιμηθεί θετικά, τότε θα πρέπει να εγκατασταθούν τουλάχιστον στο 80% των καταναλωτών έως το 2020.

Σε γενικές γραμμές, η πορεία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ευρώπη δείχνει θετικά σημάδια εξέλιξης. Παρόλα αυτά, εξακολουθούν να εγείρονται ζητήματα σχετικά με την ορθή λειτουργία της συγκεκριμένης αγοράς, δεδομένου των διαφοροποιήσεων που υφίστανται μεταξύ των μεμονωμένων αγορών σε κάθε Ευρωπαϊκή χώρα. Επομένως, η αποτελεσματικότητα της απελευθέρωσης της αγοράς στηρίζεται στην αφενός διαφάνεια του Ευρωπαϊκού ρυθμιστικού πλαισίου και αφετέρου στο συντονισμό των αγορών κάθε χώρας για την καλύτερη λειτουργία συνολικά (Ringler et al, 2017). Με αυτόν τον τρόπο, η αγορά θα επωφεληθεί περαιτέρω μέσω της εξάλειψης υπερβολικών ροών ηλεκτρισμού μεταξύ των χωρών. Μάλιστα, βραχυχρόνια έχει εκτιμηθεί ότι τα οφέλη της αγοράς μπορούν να φτάσουν μέχρι και τα 3.9 δισεκατομμύρια ευρώ το χρόνο (Newbery et al, 2016).

2.5 Ανακεφαλαίωση

Στο κεφάλαιο αυτό έγινε μία αναλυτική περιγραφή της εξέλιξης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση μέσω της παρουσίασης των Οδηγιών που θεσπίστηκαν. Αρχικά παρουσιάστηκε η Οδηγία 96/92/EK η οποία αναφέρεται στους κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Στη συνέχεια, αναλύθηκε η Οδηγία 2003/54/EK μαζί με τις διατάξεις της, η οποία έρχεται ως συνέχεια αλλά και ως κατάργηση της Οδηγίας 96/92/EK. Κατόπιν, περιγράφεται η Οδηγία 2009/72/EK μαζί με τις διατάξεις της και η οποία έρχεται ως συνέχεια αλλά και ως κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/EK. Οι οδηγίες αυτές συνέβαλαν καθοριστικά στη οργάνωση και λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον.

Βιβλιογραφία 2^{ου} Κεφαλαίου

Ξένη

David Newbery, Goran Strbac, Ivan Viehoff, The benefits of integrating European electricity markets, Energy Policy, Volume 94, 2016

Jamasb, T., & Pollitt, M., Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration, The Energy Journal, vol. 26, 2005

Philipp Ringler, Dogan Keles, Wolf Fichtner, How to benefit from a common European electricity market design, Energy Policy, Vol. 101, 2017

Διαδικτυακοί Ιστότοποι

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EL>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EL:PDF>

http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0003.02/DOC_1&format=PDF

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Αρχές Ρυθμιστικού Πλαισίου Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ευρώπη

3.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται αρχικά το ρυθμιστικό πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς ενέργειας, καθώς και το ισχύον κανονιστικό πλαίσιο. Κατόπιν περιγράφονται οι απαιτήσεις αποδοτικότητας και ο υπολογισμός του ποσοστού απόδοσης με ιδιαίτερη αναφορά στο σταθμικό μέσο κόστους κεφαλαίου, στο επιτόκιο και στα ασφάλιστρα χρέους. Επιπλέον, αναλύονται βασικές έννοιες χρηματοοικονομικού και λογιστικού ενδιαφέροντος, όπως ο συντελεστής Beta και οι αποσβέσεις.

3.2 Ρυθμιστικό Πλαίσιο

Σύμφωνα με το προοίμιο της Οδηγίας (ΕΚ) 2019/944 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, αναφορικά με την έγκριση των τιμολογίων, οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές θα πρέπει να δύνανται να καθορίζουν ή να εγκρίνουν τιμολόγια ή μεθοδολογίες, οι οποίες διέπουν τον υπολογισμό των τιμολογίων, βάσει προτάσεως του διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς ή του (των) διαχειριστή (ων) του δικτύου διανομής, ή βάσει προτάσεως με την οποία συμφώνησαν ο (οι) εν λόγω διαχειριστής (ές) και οι χρήστες του δικτύου. Με αυτό τον τρόπο οι ρυθμιστικές αρχές θα πρέπει να διασφαλίζουν ότι τα τιμολόγια μεταφοράς και διανομής δεν εισάγουν διακρίσεις και αντικατοπτρίζουν το κόστος, ενώ θα πρέπει να λαμβάνουν υπ' όψιν τους το μακροπρόθεσμο, οριακό και εξοικονομούμενο κόστος δικτύου από την κατανεμημένη παραγωγή και τα μέτρα διαχείρισης της ζήτησης.

Επιπρόσθετα, οι ρυθμιστικές αρχές θα πρέπει να καθορίσουν και να εγκρίνουν επιμέρους τιμολόγια δικτύου για τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ή να ορίσουν μεθοδολογία ή και τα δύο. Σε κάθε περίπτωση, θα πρέπει να διατηρείται η ανεξαρτησία των ρυθμιστικών

αρχών όσον αφορά τον καθορισμό των τιμολογίων δικτύου, σύμφωνα με το άρθρο 57 παράγραφος 4 στοιχείο β) σημείο ii). Επίσης οι ρυθμιστικές αρχές θα πρέπει να διασφαλίζουν ότι οι διαχειριστές συστημάτων διανομής και οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς λαμβάνουν τα κατάλληλα μέτρα για να καταστήσουν το δίκτυό τους πιο ανθεκτικό και πιο ευέλικτο. Για τον σκοπό αυτό, θα πρέπει να παρακολουθούν τις επιδόσεις των διαχειριστών αυτών με βάση δείκτες, την ικανότητα των διαχειριστών συστημάτων διανομής και των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς να έχουν σε λειτουργία γραμμές με δυναμικές ονομαστικές τιμές γραμμής, την ανάπτυξη της τηλεπαρακολούθησης και του ελέγχου υποσταθμών σε πραγματικό χρόνο, τη μείωση των απωλειών δικτύου, καθώς και τη συχνότητα και τη διάρκεια των διακοπών ισχύος.

Σύμφωνα με το άρθρο 40 της Οδηγίας (ΕΚ) 2019/944 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου κάθε διαχειριστής συστήματος μεταφοράς είναι υπεύθυνος για:

- τη διασφάλιση της μακροπρόθεσμης ικανότητας του συστήματος να ανταποκρίνεται σε εύλογη ζήτηση για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, τη λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη υπό οικονομικά αποδεκτές συνθήκες, ασφαλών, αξιόπιστων και αποτελεσματικών συστημάτων μεταφοράς, λαμβάνοντας δεόντως υπ' όψιν το περιβάλλον, σε στενή συνεργασία με γειτονικούς διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και διαχειριστές συστημάτων διανομής,
- την εξασφάλιση επαρκών μέσων για την ικανοποίηση των οικείων υποχρεώσεων·
- τη συμβολή στην ασφάλεια του εφοδιασμού μέσω επαρκούς δυναμικότητας μεταφοράς και αξιοπιστίας του συστήματος·
- τη διαχείριση των ροών ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα με συνεκτίμηση των ανταλλαγών με άλλα διασυνδεδεμένα συστήματα, όπου για τον σκοπό αυτό, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς είναι υπεύθυνος για να εξασφαλίζει την ασφάλεια, την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα του δικτύου και, στα πλαίσια αυτά, για να μεριμνά ώστε να είναι διαθέσιμες όλες οι αναγκαίες υπηρεσίες, συμπεριλαμβανομένων αυτών που παρέχονται από απόκριση ζήτησης και αποθήκευση ενέργειας, στον βαθμό που η διαθεσιμότητα αυτή είναι ανεξάρτητη από οιοδήποτε άλλο δίκτυο μεταφοράς με το οποίο το σύστημά του είναι διασυνδεδεμένο,
- την παροχή, στον διαχειριστή κάθε άλλου συστήματος με το οποίο είναι διασυνδεδεμένο το σύστημά του, επαρκών πληροφοριών για την ασφάλειά και

αποδοτική λειτουργία, καθώς και για τη συντονισμένη ανάπτυξη και τη διαλειτουργικότητα του διασυνδεδεμένου συστήματος,

- την αποφυγή κάθε διάκρισης μεταξύ των χρηστών ή των κατηγοριών χρηστών του συστήματος, ιδίως δε κάθε διάκρισης υπέρ των συνδεδεμένων με αυτόν επιχειρήσεων,
- την παροχή στους χρήστες του δικτύου των πληροφοριών που χρειάζονται για την αποτελεσματική πρόσβαση στο σύστημα,
- την είσπραξη προσόδων συμφόρησης και πληρωμών στο πλαίσιο του μηχανισμού αντιστάθμισης μεταξύ διαχειριστών δικτύων μεταφοράς, σύμφωνα με το άρθρο 49 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/943, τη χορήγηση και διαχείριση της πρόσβασης τρίτων και την παροχή αιτιολογημένων εξηγήσεων σε περίπτωση άρνησης πρόσβασης, οι οποίες παρακολουθούνται από τις ρυθμιστικές αρχές· κατά την εκτέλεση των καθηκόντων τους δυνάμει του εν λόγω άρθρου, οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς διευκολύνουν κατά κύριο λόγο την ολοκλήρωση της αγοράς,
- την προμήθεια επικουρικών υπηρεσιών για να διασφαλίζεται επιχειρησιακή ασφάλεια,
- την έγκριση πλαισίου για τη συνεργασία και τον συντονισμό μεταξύ περιφερειακών επιχειρησιακών κέντρων,
- τη συμμετοχή στην κατάρτιση των εκτιμήσεων επάρκειας σε ευρωπαϊκό και σε εθνικό επίπεδο δυνάμει του κεφαλαίου IV του κανονισμού (ΕΕ) 2019/943,
- την ψηφιοποίηση των συστημάτων μεταφοράς και
- τη διαχείριση δεδομένων, συμπεριλαμβανομένης της ανάπτυξης συστημάτων διαχείρισης δεδομένων, την ασφάλεια στον κυβερνοχώρο και την προστασία των δεδομένων σύμφωνα με τους εφαρμοστέους κανόνες και με την επιφύλαξη των αρμοδιοτήτων άλλων αρχών.

Στο παρελθόν, οι προσεγγίσεις ρύθμισης με βάση το κόστος (ρύθμιση του ποσοστού απόδοσης ή ρύθμιση κόστους πλέον κέρδους) χρησιμοποιούνταν ευρέως για σκοπούς ρύθμισης των τιμολογίων. Το υπόδειγμα ποσοστού απόδοσης (Rate of Return – RoR) εγγυάται στη ρυθμιζόμενη εταιρεία ένα ορισμένο και προκαθορισμένο ποσοστό απόδοσης στη Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση της (Regulated Asset Base – RAB). Επίσης, μια άλλη προσέγγιση ρύθμισης γίνεται με βάση το κόστος (cost-plus), στην οποία ένα προκαθορισμένο περιθώριο κέρδους προστίθεται στο κόστος της εταιρείας (Groppelli and Nikbakht, 2000). Ωστόσο, με αυτή τη ρύθμιση, η ρυθμιζόμενη εταιρεία δεν έχει κανένα κίνητρο να ελαχιστοποιήσει το κόστος της στηριζόμενη σε ένα πλαίσιο ρύθμισης με βάση το κόστος, διότι

μπορεί να αυξήσει τα κέρδη της απλώς διευρύνοντας το περιουσιακό στοιχείο ή τη βάση κόστους. Μάλιστα, σύμφωνα με τον κανονισμό cost-plus, μια εταιρεία μπορεί να έχει κίνητρο να επισημάνει εσφαλμένο κόστος στη ρυθμιστική αρχή ή ακόμη και να επιλέξει τη σπατάλη πόρων προκειμένου να αυξήσει τη βάση κόστους («κανονιστικός υπερθεματισμός» -«gold-planting»). Ως εκ τούτου, αναπτύχθηκαν για πρώτη φορά στη Μεγάλη Βρετανία προσεγγίσεις βάσει κινήτρων για τη ρύθμιση των δασμών και εφαρμόζονται επί του παρόντος σε πολλές άλλες χώρες, κυρίως για την αντιμετώπιση των μειονεκτημάτων της ρύθμισης με βάση το κόστος.

Η ρύθμιση βάσει κινήτρων μπορεί να χαρακτηρίζεται από τη χρήση οικονομικών αποζημιώσεων και κυρώσεων για να ωθήσει τη ρυθμιζόμενη εταιρεία να επιτύχει τους επιθυμητούς στόχους (γενικά με τη μορφή αποτελεσματικής βάσης κόστους), ενώ η εταιρεία έχει κάποια διακριτική ευχέρεια στον τρόπο επίτευξής τους. Οι αποζημιώσεις και οι κυρώσεις αντικαθιστούν μία μορφή ρύθμισης διοίκησης και ελέγχου (command and control form of regulation) και παρέχουν κίνητρα στην εταιρεία για την επίτευξη των στόχων, επιτρέποντάς της να μοιραστεί το επιπλέον κέρδος σε περίπτωση που υπερ-εκπληρώσει τους στόχους που έχει θέσει η ρυθμιστική αρχή.²² Σε γενικές γραμμές, η ρύθμιση βάσει κινήτρων αποσκοπεί στον έλεγχο του κόστους, έτσι ώστε οι χρήστες του δικτύου να μπορούν αργότερα να επωφεληθούν από το χαμηλότερο κόστος με ποσοτικό τρόπο μέσω χαμηλότερων τιμολογίων στο μέλλον. Σημειώνεται ότι όλα τα εγκατεστημένα χαρακτηριστικά της ρύθμισης αυτής μπορούν να χρησιμοποιηθούν παράλληλα ή με κάποιο τρόπο συγχωνευμένα με κάποια άλλη ρύθμιση, όπως για παράδειγμα, δεν υπάρχει αντίφαση να υπάρχει ένας κανονισμός βάσει κινήτρων με RoR.

3.3 Ισχύον κανονιστικό πλαίσιο

Οι περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες χρησιμοποιούν ρυθμίσεις βάσει κινήτρων με τη μορφή ανώτατου ορίου εσόδων. Σε γενικές γραμμές, οι χώρες αυτές χρησιμοποιούν ένα μείγμα κανονισμού ανώτατου ορίου (έσοδα ή τιμή) και εγγυημένης RoR. Ως εκ τούτου, η ρύθμιση του ανώτατου ορίου εσόδων μπορεί να θεωρηθεί ως έμμεση μορφή ρύθμισης του ανώτατου

²² Δείτε: <https://www.khanacademy.org/economics-finance-domain/microeconomics/market-failure-and-the-role-of-government/environmental-regulation/a/command-and-control-regulation-cnx#:~:text=Command-and-control%20regulation%20sets%20specific%20limits%20for%20pollution%20emissions,that%20specific%20pollution-control%20technologies%20that%20must%20be%20used.>

ορίου τιμών, όπου τα έσοδα είναι το αποτέλεσμα της τιμής πολλαπλασιαζόμενης επί την ποσότητα.

Στις μέρες μας, η ρύθμιση cost-plus αποτελεί εξαίρεση και χρησιμοποιείται μόνο σε πολύ λίγες χώρες. Η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας ρυθμίζεται με μεθόδους παροχής κινήτρων σε δέκα από τις 34 χώρες. Τα ανώτατα όρια εσόδων καθορίζονται από 19 Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές (National Regulated Authorities – NRA), ενώ στη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, 13 NRA εφαρμόζουν κανονισμό παροχής κινήτρων και τέλος τα ανώτατα όρια τιμών χρησιμοποιούνται από οκτώ NRA και 21 NRA χρησιμοποιούν ανώτατα όρια εσόδων. Επίσης, η μεταφορά φυσικού αερίου ρυθμίζεται με μεθόδους παροχής κινήτρων σε εννέα χώρες με περιορισμό σε ανώτατα όρια που χρησιμοποιείται από 26 χώρες, μερικές φορές ακόμη και με ένα μείγμα ανώτατων ορίων τιμών και εσόδων, ενώ σε πέντε χώρες εφαρμόζεται RoR. Αντίθετα, στη διανομή φυσικού αερίου, εννέα χώρες εφαρμόζουν μεθόδους που βασίζονται σε κίνητρα και σε 21 χώρες χρησιμοποιείται ανώτατο όριο εσόδων.

Σε γενικές γραμμές, για τα μέλη του Συμβουλίου των Ευρωπαϊκών Ρυθμιστών Αρχών Ενέργειας (The Council of European Energy Regulators – CEER), τα κύρια ρυθμιστικά χαρακτηριστικά είναι ένας κανονισμός ανώτατου ορίου εσόδων βάσει κινήτρων με RoR. Τα μέλη του Ρυθμιστικού Συμβουλίου της Ενεργειακής Κοινότητας (Energy Community Regulatory Board – ECRB) προτιμούν επίσης ένα ανώτατο όριο εσόδων, ενώ για τα υπόλοιπα κανονιστικά χαρακτηριστικά δεν υπάρχει πραγματική πλειοψηφία.

Απαιτήσεις απόδοσης

Οι απαιτήσεις αποδοτικότητας ενθαρρύνουν τους φορείς εκμετάλλευσης δικτύων να μειώσουν το κόστος και να εργαστούν αποτελεσματικότερα. Ένας τρόπος εφαρμογής αυτών των απαιτήσεων είναι η μείωση των επιτρεπόμενων εσόδων από έτος σε έτος. Μελέτες έχουν αποκαλύψει ότι η πλειονότητα των ρυθμιστικών αρχών (CEER) στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και στο φυσικού αερίου επικεντρώνεται στην εξοικονόμηση κόστους από την πλευρά των λειτουργικών εξόδων. Από την πλευρά των κεφαλαιουχικών δαπανών, σχεδόν το 25% των ερωτηθέντων εφαρμόζουν απαιτήσεις αποδοτικότητας. Πάνω από το 50% έχει ένα ποσοστό (X-factor) για λειτουργικά ή επιχειρησιακές δαπάνες/έξοδα (OpEx – operating expenses). Τα αποτελέσματα αυτά είναι ανεξάρτητα από το είδος της ενέργειας (φυσικό αέριο

ή ηλεκτρική ενέργεια) και τον παράγοντα της αγοράς [Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (Transfer System Operator – TSO) ή Διαχειριστής Δικτύου Διανομής (Distribution System Operator – DSO)]. Μάλιστα σε ορισμένες χώρες εφαρμόζεται απαίτηση απόδοσης στα συνολικά έξοδα (Total expenses – TotEx), τα οποία είναι το άθροισμα των εξόδων κεφαλαίων (Capital expenses – CapEx) και των λειτουργικών (OpEx), ενώ το Βέλγιο χρησιμοποιεί διαφορετικές απαιτήσεις απόδοσης ανάλογα με την περιφέρεια της χώρας.

Υπάρχουν μόνο λίγες χώρες που ορίζουν μια ελάχιστη βαθμολογία απόδοσης, η οποία χορηγείται τουλάχιστον σε κάθε φορέα εκμετάλλευσης δικτύου. Για τους TSO ηλεκτρικής ενέργειας, μόνο η Γερμανία εφαρμόζει ελάχιστη βαθμολογία απόδοσης 60%. Για τους DSO ηλεκτρικής ενέργειας, η Αυστρία, η Γερμανία και η Σουηδία ορίζουν ελάχιστες βαθμολογίες απόδοσης από 30% έως 80%. Για τον τομέα του φυσικού αερίου, μόνο η Γερμανία εφαρμόζει ελάχιστη βαθμολογία απόδοσης σε επίπεδο TSO και η Αυστρία και η Γερμανία σε επίπεδο DSO. Να σημειωθεί ότι μόνο η Γερμανία καθορίζει ελάχιστες βαθμολογίες απόδοσης τόσο για τους τομείς όσο και για τα επίπεδα. Η διάρκεια του χρονικού διαστήματος που χορηγείται στους φορείς εκμετάλλευσης για την εξάλειψη των επιμέρους ανεπαρκειών και ο τρόπος εξάλειψης αυτών των ανεπαρκειών ποικίλλει σημαντικά μεταξύ των αντίστοιχων χωρών.

Όσον αφορά τις ρυθμιστικές αρχές του ECRB, καμία NRA δεν εφαρμόζει απαίτηση παράγοντα X/απόδοσης από την πλευρά των κεφαλαιουχικών δαπανών. Σε επίπεδο ηλεκτρικής ενέργειας, περίπου οι μισές NRA επικεντρώνονται στην εξοικονόμηση κόστους από την πλευρά των λειτουργικών εξόδων και υπάρχουν αρκετά λιγότερες για τον τομέα του φυσικού αερίου. Καμία χώρα του ECRB δεν ορίζει ελάχιστες βαθμολογίες απόδοσης τόσο για τους τομείς όσο και για τα επίπεδα. Το χρονικό διάστημα που χορηγείται στον TSO ηλεκτρικής ενέργειας και στον DSO για την εξάλειψη μεμονωμένων ανεπαρκειών στο Κοσσυφοπέδιο είναι ετήσιο (για περίοδο πέντε ετών) και η ρυθμιστική αρχή θέτει ετήσιο στόχο (για περίοδο πέντε ετών) για την ποσοστιαία μείωση των λειτουργικών εξόδων ως παράγοντα αποδοτικότητας. Εάν επιτύχουν τον στόχο, οι φορείς εκμετάλλευσης διατηρούν το όφελος, διαφορετικά οι φορείς εκμετάλλευσης καλύπτουν την υπέρβαση των δαπανών.

Γενική επισκόπηση των διαχειριστών δικτύων

Ορισμένα ρυθμιστικά πλαίσια κάνουν διάκριση μεταξύ των λειτουργιών των TSO στον τομέα των μεταφορών και της λειτουργίας του συστήματος. Όσον αφορά την ηλεκτρική ενέργεια, τα καθήκοντα του διαχειριστή συστήματος καλύπτουν ολόκληρο το πεδίο δραστηριοτήτων για τη λειτουργία συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της ασφάλειας, του ελέγχου και της ποιότητας όσον αφορά τα καθορισμένα τεχνικά πρότυπα, αρχές και διαδικασίες, αλλά και τη σύγχρονη λειτουργία διασυνδεδεμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η δραστηριότητα αυτή περιλαμβάνει υπηρεσίες εξισορρόπησης, πρωτογενείς και δευτερογενείς εφεδρείες, διαχείριση δυναμικότητας, βοηθητικές υπηρεσίες (αποθέματα διαταραχών, υποστήριξη τάσης) και αγορά ενέργειας για τη διαχείριση της συμφόρησης και τον ανακαταμερισμό. Αυτή η δραστηριότητα αποκλείει την καθημερινή διαχείριση της λειτουργικότητας του δικτύου. Για το φυσικό αέριο, η λειτουργία του συστήματος περιλαμβάνει βοηθητικές υπηρεσίες και διαχείριση συμφόρησης, όπως επίσης και τη διατήρηση της ασφάλειας εφοδιασμού στο σύστημα φυσικού αερίου, μέσω του συντονισμού των παραγόντων εισόδου και εξόδου και της εξισορρόπησης του συστήματος φυσικού αερίου. Αυτή η δραστηριότητα αποκλείει επίσης την καθημερινή διαχείριση της λειτουργικότητας του δικτύου.

Σε όλες σχεδόν τις χώρες CEER, όλες οι λειτουργίες βρίσκονται εντός μιας εταιρείας και δεν υπάρχει διαχωρισμός μεταφοράς και λειτουργίας του συστήματος. Σε έξι χώρες, δεν υπάρχει διαχωρισμός, αλλά διαχωρισμένοι χρηματοοικονομικοί λογαριασμοί ανά λειτουργία. Ως εκ τούτου, δεν υπάρχει διαφορετική ρυθμιστική μεταχείριση σε αυτό το σημείο. Μόνο η Ισπανία διαχωρίζει τις λειτουργίες μεταφορών και λειτουργίας του συστήματος και στους δύο τομείς. Επίσης, σε όλες σχεδόν τις χώρες του ECRB, όλες οι λειτουργίες βρίσκονται εντός μιας εταιρείας και δεν υπάρχει διαχωρισμός μεταφοράς και λειτουργίας του συστήματος. Στις μισές χώρες, δεν υπάρχει διαχωρισμός αλλά διαχωρισμένοι χρηματοοικονομικοί λογαριασμοί ανά λειτουργία. Μόνο η Βοσνία-Ερζεγοβίνη διαχωρίζει τις λειτουργίες μεταφοράς και λειτουργίας του συστήματος στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

3.4 Απαιτήσεις αποδοτικότητας

Τα περισσότερα μέλη του CEER χρησιμοποιούν μια κοινή μεθοδολογία για τον καθορισμό των εσόδων και για τις δύο λειτουργίες. Στην περίπτωση που υπάρχουν διαχωρισμένες λειτουργίες της αγοράς, εφαρμόζεται ξεχωριστός παράγοντας X (απαίτηση απόδοσης –

Xfactor) για το OPEX ή ακόμα και το TOTEX. Σχεδόν όλα τα μέλη του ECRB χρησιμοποιούν επίσης κοινή μεθοδολογία για τον καθορισμό των εσόδων και για τις δύο λειτουργίες.

Επιχειρησιακές Δαπάνες

Οι επιχειρησιακές δαπάνες (OpEx) των Διαχειριστών των μελών του CEER αποτελείται από τις συνιστώσες του δαπανών προσωπικού και των λειτουργικών δαπανών. Ορισμένες φορές, περιλαμβάνονται πρόσθετα στοιχεία και υπάρχει επίσης opex του Διαχειριστή που εξαιρείται από τα επιτρεπόμενα έσοδα (π.χ. κόστος κεφαλαιοποιημένων περιουσιακών στοιχείων και εξοπλισμού ή επιδοτήσεις). Για την απόκτηση των στοιχείων που απαρτίζουν το OpEx, χρησιμοποιούνται χρηματοοικονομικοί, καθώς και ρυθμιστικοί λογαριασμοί.

Το OpEx των Διαχειριστών των μελών του ECRB αποτελείται επίσης από τις συνιστώσες των δαπανών προσωπικού και λειτουργίας, και λιγότερο συχνά από το χρηματοοικονομικό κόστος. Υπάρχει επίσης opex του διαχειριστή συστήματος που εξαιρείται από τα επιτρεπόμενα έσοδα (π.χ. κόστος κεφαλαιοποιημένων περιουσιακών στοιχείων και εξοπλισμού, προβλέψεις ή επιδοτήσεις). Για την απόκτηση των στοιχείων που απαρτίζουν το OPEX, χρησιμοποιούνται χρηματοοικονομικοί καθώς και ρυθμιστικοί λογαριασμοί.

Κεφαλαιουχικές Δαπάνες

Για τον υπολογισμό του RoR για επενδύσεις διαχειριστών συστημάτων, στις περισσότερες χώρες CEER χρησιμοποιούνται οι ίδιες μεθοδολογικές συνιστώσες (κεφαλαιουχικές δαπάνες), ήτοι CAPM και WACC, ενώ χρησιμοποιείται ο ίδιος ρυθμός, όπως και για τις επενδύσεις μεταφοράς.

Κίνητρα ή Κυρώσεις

Στις περισσότερες περιπτώσεις, δεν περιλαμβάνονται κίνητρα ή κυρώσεις στη μεθοδολογία που προκύπτει από την εκπλήρωση των καθηκόντων του διαχειριστή συστήματος και, ως εκ τούτου, στις περισσότερες περιπτώσεις δεν υπάρχει σχετικό ανώτατο όριο για κίνητρα ή για

κυρώσεις στις χώρες CEER. Σε ορισμένες χώρες περιλαμβάνονται κίνητρα ή κυρώσεις στη μεθοδολογία που προκύπτει από την εκπλήρωση των καθηκόντων του διαχειριστή συστήματος, όπως ένα σύστημα bonus/malus για την προμήθεια ενέργειας εξισορρόπησης και απώλειας στη Γερμανία ή κίνητρα για την επίλυση τεχνικών περιορισμών στην Ισπανία.

Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος

Οι μισές από τις ρυθμιστικές αρχές του CEER που έχουν ξεχωριστή μεταχείριση των Διαχειριστών συστήματος δεν διαθέτουν ειδικό τιμολόγιο για τα έσοδα τους. Για τις εν λόγω NRA χρησιμοποιούνται τα γενικά τιμολόγια. Σε άλλες περιπτώσεις, υπάρχει ειδικό τιμολόγιο πρόσβασης τρίτων, όπως στην Πορτογαλία. Στην Ισπανία, η αμοιβή του διαχειριστή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ικανοποιείται κατά 50 % από τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με τη διαθέσιμη δυναμικότητά τους, και κατά 50 % από τους λιανοπωλητές και τους άμεσους καταναλωτές. Για τον Ισπανό διαχειριστή συστήματος φυσικού αερίου, τα έσοδα εισπράττονται ως ποσοστό των διοδίων και των τελών που εισπράττονται.

Στις περισσότερες περιπτώσεις, οι ρυθμιστικές αρχές του ECRB που έχουν χωριστή μεταχείριση των διαχειριστών συστημάτων δεν διαθέτουν ειδικό τιμολόγιο για τα έσοδα των διαχειριστών συστημάτων. Στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας μόνο η Βοσνία-Ερζεγοβίνη και η Γεωργία έχουν ειδικά τιμολόγια για τα έσοδα του διαχειριστή του συστήματος. Αντίθετα, στη Μολδαβία, τα επιτρεπόμενα έσοδα για τον διαχειριστή συστήματος φυσικού αερίου εισπράττονται με την πληρωμή για την υπηρεσία που παρέχει ο διαχειριστής του συστήματος (βάσει ρυθμιζόμενων τιμολογίων).

Επιτρεπόμενα Έσοδα

Εάν υπάρχουν αποκλίσεις μεταξύ των εισπραχθέντων εσόδων του διαχειριστή συστήματος και των επιτρεπόμενων εσόδων του διαχειριστή συστήματος, οι περισσότερες χώρες CEER προβαίνουν σε προσαρμογή το αργότερο δύο χρόνια αργότερα, μετά την οποία η διαφορά διευθετείται. Στην Τσεχική Δημοκρατία εφαρμόζεται διορθωτικός συντελεστής.

Αντίθετα, εάν υπάρχουν αποκλίσεις μεταξύ των εισπραχθέντων εσόδων του διαχειριστή συστήματος και των επιτρεπόμενων εσόδων του διαχειριστή συστήματος, οι περισσότερες χώρες του ECRB προβαίνουν σε προσαρμογή κατά τον καθορισμό νέων τιμολογίων δικτύου. Στη Γεωργία, τη Βόρεια Μακεδονία και το Κοσσυφοπέδιο εφαρμόζεται διορθωτικός συντελεστής στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

3.5 Υπολογισμός ποσοστού απόδοσης

Τα περισσότερα ρυθμιστικά συστήματα επιτρέπουν RoR για τις επενδύσεις και οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του ποσοστού απόδοσης βασίζονται κυρίως στο παράγοντα του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital – WACC), το οποίο εκφράζει το μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου με βάση το προ φόρων κόστος χρέους και το μετά φόρων κόστος ιδίων κεφαλαίων (Bodie et al, 2004).

Για τη ρύθμιση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας στις χώρες CEER, η πιο δημοφιλής προσέγγιση είναι η χρήση ονομαστικού WACC πριν από τη φορολογία. Η πιο συχνά χρησιμοποιούμενη μέθοδος για τον υπολογισμό του RoR είναι το πραγματικό WACC πριν από τη φορολογία, το οποίο χρησιμοποιείται από περίπου το 25-30% των NRAs. Στον τομέα του φυσικού αερίου, η ονομαστική προσέγγιση WACC πριν από τη φορολογία είναι επίσης δημοφιλής, ωστόσο, το πραγματικό WACC πριν από τη φορολογία χρησιμοποιείται επίσης συχνά (WACC ονομαστικό 50%, WACC πραγματικό 30%). Επιπλέον, πρέπει να σημειωθεί ότι τρεις NRA δεν χρησιμοποιούν το WACC στη ρύθμιση των TSO ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και η Γερμανία επίσης δεν χρησιμοποιεί το WACC στη ρύθμιση των DSO ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.

Για τη ρύθμιση του TSO ηλεκτρικής ενέργειας στις χώρες ECRB, οι πιο δημοφιλείς προσεγγίσεις είναι η χρήση του ονομαστικού ή πραγματικού WACC πριν από τη φορολογία. Για τον κανονισμό DSO ηλεκτρικής ενέργειας, η πιο δημοφιλής προσέγγιση είναι η χρήση του πραγματικού WACC πριν από τη φορολογία, ενώ για τον τομέα του φυσικού αερίου η πιο δημοφιλής προσέγγιση είναι η ονομαστική WACC πριν από τη φορολογία.

Έτος εκτίμηση Ποσοστού Απόδοσης και Διάρκεια Ρυθμιστικής Περιόδου

Για να ληφθούν πληροφορίες σχετικά με τη διάρκεια των Ρυθμιστικών Περιόδων (ΡΠ) και τα διαφορετικά τιμολογιακά έτη στα επιμέρους ρυθμιστικά συστήματα, εξετάζεται μια χρονοσειρά κατά την τελευταία δεκαετία. Γενικά, η πλειονότητα των NRA αξιολογούν (ή προσαρμόζουν) τις παραμέτρους RoR κατά το έτος πριν από την έναρξη της ΡΠ. Το έτος πριν από την έναρξη της ΡΠ χρησιμοποιείται ως «φωτογραφία» ή έτος βάσης κατά το οποίο οι παράμετροι RoR αξιολογούνται ή προσαρμόζονται για τους TSO, καθώς και για τους DSO. Οι περισσότερες ENRA δεν κάνουν διάκριση μεταξύ φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, υπάρχουν μόνο λίγες χώρες που αξιολογούν ή προσαρμόζουν τις παραμέτρους δύο ή τρία χρόνια πριν από την έναρξη της ΡΠ.

Η τυπική ΡΠ κυμαίνεται μεταξύ τεσσάρων και πέντε ετών, ανεξάρτητα από το αν πρόκειται για CEER ή μέλος του ECRB, TSO ή DSO, ή για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας ή του φυσικού αερίου. Μόνο για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας των μελών του ECRB είναι μια τριετής περίοδος η προτιμώμενη διάρκεια για μια ΡΠ. Λίγες μόνο χώρες χρησιμοποιούν ετήσια ΡΠ ή περίοδο μεγαλύτερη των πέντε ετών, ενώ η Μία χώρα Εσθονία χρησιμοποιεί απροσδιόριστο ΡΠ, ώστε ο χειριστής να μπορεί να υποβάλει δεδομένα ανά πάσα στιγμή.

Επιτόκιο

Το WACC είναι ένας παράγοντας που εφαρμόζεται σε έναν όγκο περιουσιακών στοιχείων για τον υπολογισμό ενός RoR. Ωστόσο, δεδομένου ότι το κεφάλαιο μιας εταιρείας αποτελείται γενικά τόσο από ίδια κεφάλαια όσο και από δανειακά κεφάλαια, τα επιτόκια και για τα δύο αυτά κεφάλαια πρέπει να υπολογίζονται κατά τον προσδιορισμό της κατάλληλης απόδοσης.

Επιτόκιο μηδενικού κινδύνου

Το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου (risk – free rate) είναι η αναμενόμενη απόδοση ενός περιουσιακού στοιχείου, η οποία θεωρητικά δεν φέρει καθόλου κίνδυνο, δηλαδή η αναμενόμενη απόδοσή του είναι βέβαιη. Εναλλακτικά, το επιτόκιο άνευ κινδύνου είναι η ελάχιστη απόδοση που πρέπει να αναμένει ένας επενδυτής για κάθε επένδυσή του, δεδομένου ότι οποιοδήποτε ποσό κινδύνου δεν θα ήταν ανεκτό, εκτός εάν η αναμενόμενη RoR ήταν μεγαλύτερη από το επιτόκιο του μηδενικού κινδύνου.

Το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου μπορεί να χαρακτηριστεί είτε ως "ονομαστικό" (nominal risk – free rate) είτε ως "πραγματικό" (real risk – free rate). Το ονομαστικό επιτόκιο είναι το χρηματικό ποσό των πληρωτέων τόκων. Αντίθετα, το πραγματικό επιτόκιο μηδενικού κινδύνου αποκλείει από τον πληθωρισμό (inflation) και αντανακλά την καθαρή χρονική αξία του χρήματος για έναν επενδυτή. Η σχέση μεταξύ ονομαστικών και πραγματικών επιτοκίων μηδενικού κινδύνου και πληθωρισμού μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$NR_f = (1 + RR_f) * (1 + \pi) - 1 \quad (3.1)$$

όπου NR_f είναι το ονομαστικό επιτόκιο μηδενικού κινδύνου, RR_f το πραγματικό επιτόκιο και π είναι το επίπεδο πληθωρισμού. Στην πράξη όμως, δεν είναι δυνατόν να βρεθεί μια επένδυση που να είναι απαλλαγμένη από όλους τους κινδύνους. Ωστόσο, τα ελεύθερα διαπραγματεύσιμα κρατικά ομόλογα υψηλής επενδυτικής βαθμίδας μπορούν γενικά να θεωρηθούν ότι έχουν σχεδόν μηδενικό κίνδυνο αθέτησης και μηδενικό κίνδυνο ρευστότητας (Tobin and Golub, 1997).

Αξιολόγηση επιτοκίων μηδενικού κινδύνου

Υπάρχουν μόνο οριακές διαφορές στα επιμέρους ρυθμιστικά συστήματα όσον αφορά την αξιολόγηση του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου. Οι περισσότερες NRA (CEER και ECRB) αξιολογούν το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου με βάση τα επιτόκια των κρατικών ομολόγων. Τα επιτόκια μηδενικού κινδύνου συνήθως αξιολογούνται με βάση τα δικά τους εθνικά επιτόκια κρατικών ομολόγων. Ορισμένες ρυθμιστικές αρχές, ωστόσο, χρησιμοποιούν επιτόκια με βάση τα κρατικά ομόλογα επιλεγμένων ξένων χωρών (ΑΑ ή υψηλότερη βαθμολογία) ή τους μέσους όρους του ΟΟΣΑ.

Στις περισσότερες περιπτώσεις, χρησιμοποιούν την ίδια μεθοδολογία για όλους τους διαχειριστές δικτύων, αλλά σε ορισμένες χώρες υπάρχουν διαφορές στις προσεγγίσεις μεταξύ του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου και/ή μεταξύ μεταφοράς και

διανομής. Ο κύριος λόγος για αυτές τις διαφορές είναι ότι τα επιτόκια μηδενικού κινδύνου δεν έχουν αξιολογηθεί ταυτόχρονα.

Τα πιο συχνά χρησιμοποιούμενα ομόλογα έχουν διάρκεια δέκα ετών, αλλά εμφανίζονται επίσης χαμηλότερα ομόλογα έτους. Επιπλέον, πρέπει να σημειωθεί ότι η Γερμανία χρησιμοποιεί ληκτότητες ομολόγων ενός, δύο, πέντε, δέκα, 20 και 30 ετών. Τα περισσότερα μέλη του CEER και του ECRB χρησιμοποιούν ιστορικούς μέσους όρους, αλλά σε σχέση με τα έτη ιστορικής ανάλυσης δεν υπάρχει ομοιόμορφη χρήση. Η πλειονότητα των NRA εφαρμόζουν μία, πέντε ή δέκα χρόνια ιστορικής ανάλυσης ανεξάρτητα από τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας ή του φυσικού αερίου και τον κανονισμό TSO ή DSO .

Αξίες ονομαστικών και πραγματικών επιτοκίων μηδενικού κινδύνου

Οι ρυθμιστικές αρχές χρησιμοποιούν διαφορετικές τιμές ονομαστικών και πραγματικών επιτοκίων μηδενικού κινδύνου. Για να συγκριθεί η αξία των επιτοκίων μηδενικού κινδύνου, συνήθως διερευνάται εάν το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου που χρησιμοποιείται είναι ονομαστικό ή πραγματικό.

Θα μπορούσε να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι οι περισσότερες NRA (CEER και ECRB) χρησιμοποιούν ονομαστικά επιτόκια μηδενικού κινδύνου (μόνο λίγες χώρες χρησιμοποιούν πραγματικά επιτόκια μηδενικού κινδύνου) και η μέση τιμή του ονομαστικού επιτοκίου μηδενικού κινδύνου των μελών του CEER είναι 1,7% για τα την τελευταία δεκαετία, ενώ η μέση τιμή του ονομαστικού επιτοκίου μηδενικού κινδύνου των μελών του ECRB είναι 6,2%. Προς το παρόν δεν είναι σαφές γιατί αυτοί οι δύο μέσοι όροι διαφέρουν τόσο πολύ. Οι ενιαίες τιμές των μελών του ECRB κυμαίνονται μεταξύ 0,4% και 10,24%. Ωστόσο, οι τιμές των επιτοκίων μηδενικού κινδύνου εξαρτώνται επίσης από το έτος αξιολόγησης.

Ασφάλιστρα χρέους

Στη χρηματοδότηση εταιρικών χρεογράφων, το ασφάλιστρο κινδύνου χρέους είναι το αναμενόμενο RoR πάνω από ένα (καθορισμένο) επιτόκιο μηδενικού κινδύνου. Το ασφάλιστρο κινδύνου καθορίζεται ως το περιθώριο μεταξύ του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου και του

επιτοκίου εταιρικών ομολόγων. Εκφράζει το κίνητρο για έναν επενδυτή να επενδύσει στην εταιρεία αντί να επενδύσει, για παράδειγμα, σε ασφαλή κρατικά ομόλογα.

Αξιολόγηση ασφαλιστρών χρέους

Οι πίνακες του παραρτήματος 4 παρουσιάζουν την προσέγγιση όσον αφορά τα ασφάλιστρα χρέους (όπου εφαρμόζεται), την αξία τους, το εφαρμοστέο έτος και μια σύντομη περιγραφή της αξιολόγησης. Η αξιολόγηση των αξιών των ασφαλιστρών χρέους διαφέρει από NRA σε NRA. Συνήθως εκτιμώνται με βάση την ανάλυση της αγοράς που παρέχεται από εξωτερικούς εμπειρογνώμονες και την εσωτερική συγκριτική ανάλυση που διεξάγεται από τις NRA, αλλά ορισμένες από αυτές χρησιμοποιούν επίσης αξιολογήσεις ανά χώρα. Οι αξίες αντικατοπτρίζουν τους όρους δανεισμού για τους φορείς εκμετάλλευσης δικτύων, οι οποίοι θεωρούνται εταιρείες με καλές αξιολογήσεις.

Η μέση αξία των ασφαλιστρών χρέους που χρησιμοποιούνται από τις ρυθμιστικές αρχές του CEER είναι 1,18%. Η Πορτογαλία χρησιμοποιεί ασφάλιστρο χρέους 2,5% για την ηλεκτρική ενέργεια και 2,75% για το φυσικό αέριο. Οι τιμές του ασφαλιστρου χρέους διαφέρουν οριακά από τη ρύθμιση της ηλεκτρικής ενέργειας έως το φυσικό αέριο και από τους TSO έως τους DSO. Μόνο λίγα μέλη του CEER δεν χρησιμοποιούν ασφάλιστρα χρέους στο ρυθμιστικό τους σύστημα. Ο μέσος όρος του ασφαλιστρου χρέους που χρησιμοποιούν τα μέλη του ECRB κυμαίνεται από 2,04% και 6,11%, με μέσο όρο 3,62%.²³

Πραγματικό κόστος χρέους στον υπολογισμό των τιμολογίων

Για να καταστεί το κόστος του χρέους που εφαρμόζουν οι NRA πιο συγκρίσιμο, το ασφάλιστρο του χρέους προστέθηκε (στις περισσότερες περιπτώσεις) στα πραγματικά επιτόκια μηδενικού κινδύνου. Η έρευνα δείχνει ότι για την πλειονότητα των χωρών που αναλύθηκαν (CEER και ECRB), το πραγματικό κόστος του χρέους κυμαίνεται μεταξύ 1,5% και 4,0%, ενώ λίγες μόνο χώρες χρησιμοποιούν πραγματικό κόστος χρέους μικρότερο από 1% ή περισσότερο από 6%. Όσον αφορά το έτος αξιολόγησης του πραγματικού κόστους του χρέους, οι περισσότερες ΕΑΕ εφαρμόζουν την τελευταία εξαετία.

²³ Δείτε: <https://www.ecb.europa.eu/home/html/index.el.html>

Ασφάλιστρα κινδύνου αγοράς

Το ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς (Credit Default Swap, CDS) μπορεί να οριστεί ως η υπερβάλλουσα απόδοση που παρέχει η συνολική χρηματιστηριακή αγορά πάνω από μια επένδυση με επιτόκιο μηδενικού κινδύνου. Αυτό καθορίζεται από τη σύγκριση των αποδόσεων στις μετοχές και τις αποδόσεις των επενδύσεων χωρίς κίνδυνο, ενώ αυτή η υπερβολική απόδοση αποζημιώνει τους επενδυτές για την ανάληψη του σχετικά υψηλότερου κινδύνου της αγοράς μετοχών. Το μέγεθος του ασφαλίστρου ποικίλλει καθώς μεταβάλλεται ο κίνδυνος και οι επενδύσεις υψηλού κινδύνου αντισταθμίζονται με υψηλότερο ασφάλιστρο (Koresh et al, 2018).

Αξιολόγηση των ασφαλίστρων κινδύνου αγοράς

Οι χώρες που συμμετείχαν στην έρευνα έδωσαν πληροφορίες σχετικά με την αξία του ασφαλίστρου κινδύνου αγοράς, το έτος αξιολόγησης και την προσέγγιση της NRA για την αξιολόγησή του. Η μέση αξία του ασφαλίστρου κινδύνου αγοράς τόσο στους τομείς όσο και στα επίπεδα είναι 4,14% (μέλη CEER). Αξίζει να σημειωθεί ότι η Τσεχική Δημοκρατία χρησιμοποιεί την υψηλότερη αξία για την αγορά φυσικού αερίου TSO (6,54%) και η Σλοβακία για την αγορά φυσικού αερίου DSO (7,56%). Η Πορτογαλία χρησιμοποιεί την υψηλότερη τιμή για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (7,66% για τους TSO και τους DSO – συμπεριλαμβανομένου ενός περιθωρίου κινδύνου χώρας). Όσον αφορά το έτος αξιολόγησης του ασφαλίστρου κινδύνου αγοράς, τα μέλη του CEER και του ECRB εφαρμόζουν έτη μεταξύ 2015 και 2021. Για τα μέλη του ECRB ο μέσος όρος του ασφαλίστρου κινδύνου αγοράς είναι 4,75%, ενώ το Μαυροβούνιο έχει το υψηλότερο ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς με 5,96% στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Όπως και στην περίπτωση των ασφαλίστρων χρέους, έτσι και εδώ οι αξίες των ασφαλίστρων κινδύνου αγοράς βασίζονται επίσης σε ανάλυση της αγοράς. Οι NRA χρησιμοποιούν επίσης εκθέσεις που εκπονήθηκαν από την ομάδα εμπειρογνομόνων Dimson, Marsh και Staunton και ανάλυση που παρέχεται από τον Damodaran.²⁴

²⁴ https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=299335

Μόχλευση

Η μόχλευση (Capital Gearing / Leverage) μπορεί να οριστεί ως το ποσοστό των περιουσιακών στοιχείων που χρηματοδοτήθηκαν από δανειακά κεφάλαια και είναι απαραίτητη για τον υπολογισμό του WACC, όταν πρέπει να καθοριστούν οι συντελεστές στάθμισης και ορίζεται ως:

$$Leverage = \frac{Debt}{Equity+Debt} \quad (3.2)$$

όπου debt ορίζεται το συνολικό χρέος της εταιρείας και equity το μετοχικό κεφάλαιο (Brigham, 1995).

Αξιολόγηση του Δείκτη Μόχλευσης

Σχεδόν όλες οι χώρες (CEER και ECRB) χρησιμοποιούν δείκτη μόχλευσης (Gearing Ratio) μεταξύ 40% και 60%. Γενικά, η ίδια τιμή χρησιμοποιείται για όλους τους τομείς, είτε πρόκειται για TSO είτε για DSO. Μόνο λίγες χώρες χρησιμοποιούν διαφορετικές αξίες και, αν το κάνουν, η τιμή αλλάζει ελάχιστα. Όσον αφορά το έτος αξιολόγησης της μόχλευσης, τα μέλη του CEER εφαρμόζουν έξι έτη αξιολόγησης, για παράδειγμα μεταξύ 2015 και 2021. Οι περισσότερες NRA βασίζουν το Gearing Ratio σε εκθέσεις εμπειρογνομόνων ή ανάλυση αγοράς.

Εκτίμηση της φορολογητέας αξίας

Η φορολογική αξία μπορεί να οριστεί ως ο συντελεστής φόρου εισοδήματος που καταβάλλουν οι φορείς εκμετάλλευσης δικτύων. Για τον εταιρικό φόρο, η αξία εξαρτάται από το εθνικό φορολογικό σύστημα. Γενικά, η ίδια τιμή χρησιμοποιείται για όλους τους τομείς, είτε πρόκειται για TSO είτε για DSO, ενώ λίγες μόνο χώρες χρησιμοποιούν διαφορετικές αξίες, όπου όταν συμβαίνει αυτό, η τιμή αλλάζει μόνο ελαφρώς. Ο μέσος εταιρικός φορολογικός συντελεστής τόσο στον τομέα όσο και στα επίπεδα είναι περίπου 17,5% για τα μέλη του CEER.

Αξίζει να σημειωθεί ότι ο μέσος εταιρικός φορολογικός συντελεστής για τους TSO ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο υψηλότερος (περίπου 22%) και η αξία για τους DSO ηλεκτρικής ενέργειας είναι η χαμηλότερη (περίπου 14,5%). Γενικά, η αξία του εταιρικού φόρου κυμαίνεται μεταξύ 20% και 30%· μόνο λίγες NRA βρίσκονται πάνω ή κάτω από αυτή την αξία. Όσον αφορά το έτος αξιολόγησης του gearing ratio, οι χώρες εφαρμόζουν έξι έτη αναφοράς. Σε πολλά ρυθμιστικά συστήματα η φορολογική αξία ορίζεται και από το νόμο. Η μέση αξία των μελών του ECRB είναι 13,49%, με τον φορολογικό συντελεστή για τον τομέα του φυσικού αερίου να είναι λίγο υψηλότερος από ό,τι για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Συντελεστής βήτα

Ο συντελεστής βήτα (Beta coefficient) περιγράφει το ποσοτικό μέτρο της μεταβλητότητας μιας δεδομένης μετοχής, αμοιβαίου κεφαλαίου ή χαρτοφυλακίου, σε σχέση με τη συνολική αγορά. Ως εκ τούτου, ο συντελεστής αντικατοπτρίζει τον επιχειρηματικό κίνδυνο στη συγκεκριμένη αγορά όπου δραστηριοποιείται η εταιρεία. Το πρόσημο του συντελεστή καθορίζει τη φορά της σχέσης του περιουσιακού στοιχείου με την αγορά και το μέγεθός του τις προσδοκίες. Έτσι όταν ο συντελεστής έχει τιμή +1 αντιστοιχεί στις προσδοκίες της αγοράς στο σύνολό της, ενώ όταν έχει τιμή μεγαλύτερη (μικρότερη) από τη μονάδα υπέρ (υπό) αντιστοιχεί στις προσδοκίες της αγοράς μεμονωμένα. Μάλιστα όσο μεγαλύτερος της μονάδας είναι ο δείκτης, τόσο πιο ευμετάβλητη είναι η αγορά (Ilmanen, 2011). Ο συντελεστής βήτα μιας εταιρείας υπολογίζεται αφού αφαιρεθούν οι δανειακές της υποχρεώσεις, μετρώντας έτσι τον μη διαφοροποιημένο κίνδυνο.

Ένα περιουσιακό στοιχείο (χωρίς μόχλευση) εξαλείφει τις επιπτώσεις της μόχλευσης στην κεφαλαιακή διάρθρωση μιας επιχείρησης, καθώς η χρήση του χρέους μπορεί να οδηγήσει σε προσαρμογές φορολογικών συντελεστών που ωφελούν μια εταιρεία. Η κατάργηση της συνιστώσας του χρέους επιτρέπει σε έναν επενδυτή να συγκρίνει το βασικό επίπεδο κινδύνου μεταξύ διαφόρων εταιρειών.

Αντίθετα, ένας συντελεστής στο μετοχικό κεφάλαιο (Equity Beta) μπορεί να οριστεί ως ένδειξη του συστηματικού κινδύνου που συνδέεται με τις αποδόσεις των συνήθων μετοχών. Το ίδιο Equity Beta αντιπροσωπεύει τις συνδυασμένες επιπτώσεις των κινδύνων αγοράς και χρηματοοικονομικών κινδύνων που πρέπει να αντιμετωπίσουν οι μέτοχοι μιας εταιρείας.

Ισοδυναμεί με το Asset Beta για μια μη μοχλευμένη επιχείρηση ή προσαρμόζεται προς τα πάνω για να αντικατοπτρίζει την επιπλέον επικινδυνότητα των μετοχών σε μια μοχλευμένη επιχείρηση.

Η εξάρτηση μεταξύ του περιουσιακού στοιχείου και της καθαρής θέσης αντιπροσωπεύεται συνήθως από την ακόλουθη σχέση:

$$\beta_e = \beta_a * [1 + (1 - t) * (D)] \quad (3.3)$$

όπου β_e είναι το μετοχικό βήτα, β_a είναι το περιουσιακό στοιχείο βήτα, t είναι ο φορολογικός συντελεστής και D είναι το χρέος.

Μερικές φορές κατά τον υπολογισμό του μετοχικού κεφαλαίου βήτα, η επίδραση των φόρων δεν λαμβάνεται υπ' όψιν. Στην περίπτωση αυτή, ο τύπος για τον υπολογισμό των ιδίων κεφαλαίων βήτα έχει ως εξής:

$$\beta_e = \beta_a * [1 + (E)] \quad (3.4)$$

όπου E είναι τα ίδια κεφάλαια.

Αξιολόγηση του ενεργητικού και των ιδίων κεφαλαίων Beta

Η πλειονότητα των NRA αξιολογούν τις τιμές βήτα χρησιμοποιώντας αναλύσεις τόσο εξωτερικών όσο και εσωτερικών αγορών. Η πιο συχνά εφαρμοζόμενη προσέγγιση στον υπολογισμό του equity Beta είναι η χρήση του τύπου που περιλαμβάνει τον φόρο. Ορισμένες ρυθμιστικές αρχές χρησιμοποιούν έναν τύπο που δεν περιλαμβάνει φόρο και το Βέλγιο, η Μεγάλη Βρετανία και η Ουγγαρία χρησιμοποιούν άμεσο equity Beta χωρίς υπολογισμό του asset Beta.

Συντελεστές Beta στον κανονισμό

Για το υπολογισμό του Asset Beta των τιμολογίων για τους TSO ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και για τους DSO. χρησιμοποιείται η σχέση:

$$\beta_a = \beta_e [1 + (1 - t) * \frac{D}{E}] \quad (3.5)$$

όπου οι τιμές του είναι συνήθως μεταξύ 0,3 και 0,5 στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και στον τομέα του φυσικού αερίου. Οι τιμές των βήτα περιουσιακών στοιχείων που υπολογίζονται με τη σχέση:

$$\beta_a = \beta_e [1 + \frac{D}{E}] \quad (3.6)$$

είναι γενικά λίγο χαμηλότερες και ξεκινούν από 0,26 για τα μέλη του CEER.

3.6 Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση

Η Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση (ΡΠΒ) χρησιμεύει ως σημαντική παράμετρος στη ρύθμιση των υπηρεσιών κοινής ωφέλειας για τον προσδιορισμό του επιτρεπόμενου κέρδους. Η δομή των επιμέρους συνιστωσών που περιλαμβάνονται στη ΡΠΒ και η αποτίμησή τους διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των χωρών (CEER και ECRB) και ακόμη και μεταξύ των ρυθμιζόμενων τομέων. Η αξία της ΡΠΒ συνδέεται συνήθως με την απόσβεση, ανάλογα με την προσέγγιση μιας μεμονωμένης NRA.

Γενικά, η ΡΠΒ προβλέπει την αμοιβή τόσο των ιστορικών όσο και των νέων επενδύσεων. Η ΡΠΒ θα πρέπει να αποτελείται από τα περιουσιακά στοιχεία που είναι απαραίτητα για την παροχή της ρυθμιζόμενης υπηρεσίας στην υπολειμματική (αποσβεσθείσα)

αξία τους. Η ΡΠΒ μπορεί να αποτελείται από διάφορες συνιστώσες, όπως τα πάγια περιουσιακά στοιχεία, το κεφάλαιο κίνησης ή κατασκευές σε εξέλιξη. Άλλα στοιχεία, όπως οι εισφορές κεφαλαίου πελατών, το δημόσιο (π.χ. επιδοτήσεις) και τρίτα μέρη, αντιθέτως, συνήθως εξαιρούνται.

Η ΡΠΒ μπορεί να αποτιμάται σύμφωνα με διαφορετικές μεθόδους (π.χ. ιστορικό κόστος, τιμαριθμικό ιστορικό κόστος ή πραγματικό κόστος επαναγοράς), γεγονός που θα επηρεάσει τον προσδιορισμό των κεφαλαιουχικών δαπανών. Ως εκ τούτου, η ΡΠΒ που βασίζεται σε τιμαριθμοποιημένο ιστορικό κόστος θα απαιτούσε τη χρήση ενός "πραγματικού" αντί ενός "ονομαστικού" WACC. Ως αποτέλεσμα, είναι σημαντικό να τονισθεί η σημαντική σχέση μεταξύ του ορισμού ΡΠΒ και της δομής WACC.

Συνιστώσες της ΡΠΒ

Στη συνέχεια παρουσιάζονται και αναλύονται οι προσεγγίσεις που ακολουθούν οι NRA όσον αφορά τα πάγια περιουσιακά στοιχεία, το κεφάλαιο κίνησης, τα υπό κατασκευή περιουσιακά στοιχεία, τις εισφορές τρίτων και τα μισθωμένα περιουσιακά στοιχεία και την ένταξη/εξαίρεσή τους από τη ΡΠΒ.

Υπολογισμός τιμολογίων

Ο ρόλος της ΡΠΒ είναι πολύ σημαντικός για τον υπολογισμό των τιμολογίων. Οι περισσότερες χώρες χρησιμοποιούν τη ΡΠΒ ως ένα στοιχείο (πολλαπλασιασμένο με το WACC) για τον υπολογισμό των επιτρεπόμενων εσόδων. Με ένα καθορισμένο έσοδο, μπορούν επίσης να υπολογιστούν τα απαραίτητα τιμολόγια.

Πάγια περιουσιακά στοιχεία

Τα πάγια περιουσιακά στοιχεία είναι αυτά που δεν μπορούν εύκολα να μετατραπούν σε μετρητά, γνωστά και ως μη κυκλοφορούντα περιουσιακά στοιχεία, ένας όρος που χρησιμοποιείται στη λογιστική. Τα πάγια περιουσιακά στοιχεία περιλαμβάνουν συνήθως

στοιχεία όπως οι γραμμές και οι σωλήνες, τα γήπεδα και τα κτίρια, τα μηχανοκίνητα οχήματα, τα έπιπλα, τον εξοπλισμό γραφείου, τους υπολογιστές, τα εξαρτήματα, καθώς και τις εγκαταστάσεις και τα μηχανήματα. Τα μέλη του ECRB υπολογίζουν τα πάγια περιουσιακά στοιχεία στη ΡΠΒ.

Κεφάλαιο κίνησης

Το κεφάλαιο κίνησης αντιπροσωπεύει τη λειτουργική ρευστότητα που διαθέτει μια εταιρεία και θεωρείται μέρος του λειτουργικού κεφαλαίου. Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης υπολογίζεται από το κυκλοφορούν ενεργητικό, αν αφαιρεθούν όλες οι βραχυχρόνιες υποχρεώσεις της εταιρείας. Με άλλα λόγια, ο τύπος υπολογισμού του κεφαλαίου κίνησης είναι ο ακόλουθος:

$$Κκ = Κε - Βυ \quad (3.7)$$

όπου Κκ είναι το καθαρό κεφάλαιο κίνησης, Κε το κυκλοφορούν ενεργητικό και Βυ οι βραχυπρόθεσμες υποχρεώσεις. Επιπλέον αξίζει να σημειωθεί πως η πλειονότητα των χωρών δεν υπολογίζει το κεφάλαιο κίνησης στη ΡΠΒ.

Περιουσιακά στοιχεία υπό κατασκευή

Τα υπό κατασκευή περιουσιακά στοιχεία είναι μια ειδική μορφή υλικών περιουσιακών στοιχείων. Συνήθως εμφανίζονται ως ξεχωριστό στοιχείο του ισολογισμού και, ως εκ τούτου, απαιτούν χωριστό προσδιορισμό λογαριασμού στις κατηγορίες περιουσιακών στοιχείων τους. Το κόστος περιλαμβάνει όλες τις δαπάνες που πραγματοποιούνται για κατασκευαστικά έργα, το κεφαλαιοποιημένο κόστος δανεισμού που προκύπτει από συγκεκριμένο δανεισμό για την κατασκευή ενός πάγιου περιουσιακού στοιχείου που πραγματοποιείται πριν από την επίτευξη της λειτουργικής κατάστασης για την προβλεπόμενη χρήση του και άλλα συναφή έξοδα. Ένα υπό κατασκευή πάγιο περιουσιακό στοιχείο μεταβιβάζεται σε πάγιο περιουσιακό στοιχείο μόλις φτάσει στην κατάσταση λειτουργίας για την προβλεπόμενη χρήση του.

Οι συνήθεις αποσβέσεις δεν επιτρέπονται για περιουσιακά στοιχεία υπό κατασκευή στις περισσότερες χώρες. Ακόμη και αν από λογιστική άποψη τα εν λόγω περιουσιακά στοιχεία δεν περιλαμβάνονται στα πάγια περιουσιακά στοιχεία, οι NRA, από κανονιστική άποψη, μερικές φορές περιλαμβάνουν τέτοιες δαπάνες στη ΡΠΒ έναντι αμοιβής. Στον τομέα της μεταφοράς και της διανομής φυσικού αερίου, ορισμένες NRA περιλαμβάνουν και τα υπό κατασκευή περιουσιακά στοιχεία στη ΡΠΒ.

Συνεισφορές τρίτων

Οι συνεισφορές τρίτων μερών, όπως τα τέλη σύνδεσης, οι συνεισφορές από δημόσιους οργανισμούς, η χρηματοδότηση της ΕΕ στο πλαίσιο των ταμείων συνοχής/των διαρθρωτικών ταμείων ή οι επιχορηγήσεις της ΕΕ βάσει της απόφασης 1364/2006/ΕΚ, η οποία καθορίζει κατευθυντήριες γραμμές για τα διευρωπαϊκά δίκτυα ενέργειας, συχνά αφαιρούνται από τις NRA από τη ΡΠΒ («οριοθέτηση»). Η προσέγγιση αυτή βασίζεται στο σκεπτικό ότι, στον βαθμό που το περιουσιακό στοιχείο (εν μέρει ή συνολικά) δεν χρηματοδοτήθηκε από τη ρυθμιζόμενη οντότητα, δεν θα πρέπει να συμπεριληφθεί στη ΡΠΒ και αμείβεται. Μάλιστα, η πλειονότητα των χωρών CEER αφαιρούν τέτοιες συνεισφορές από τη ΡΠΒ στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου, τόσο για τον κανονισμό TSO όσο και για τον κανονισμό DSO, ενώ λίγες μόνο χώρες περιλαμβάνουν συνεισφορές από τρίτους στο RAB στον κανονισμό τους. Σημειώνεται ότι για την περίπτωση των χωρών του ECRB, καμία NRA δεν υπολογίζει τις συνεισφορές τρίτων στη ΡΠΒ.

Μισθωμένα περιουσιακά στοιχεία

Σύμφωνα με τα Διεθνή Πρότυπα Χρηματοοικονομικής Αναφοράς (ΔΠΧΑ), τα χρηματοοικονομικά μισθωτικά περιουσιακά στοιχεία πρέπει να εμφανίζονται στον ισολογισμό του μισθωτή, ενώ τα ποσά που οφείλονται για τη μίσθωση εμφανίζονται επίσης στον ισολογισμό ως υποχρεώσεις. Σκοπός είναι να αποφευχθεί η χρήση χρηματοδοτικής μίσθωσης για τη διατήρηση των υποχρεώσεων από μισθώσεις εκτός ισολογισμού. Ωστόσο, σύμφωνα με ορισμένα εθνικά λογιστικά πρότυπα είναι δυνατόν να θεωρηθούν αυτά τα περιουσιακά

στοιχεία ως OpEx και να διατηρηθούν εκτός ισολογισμού. Πάντως ορισμένες χώρες έχουν ορισμένες προϋποθέσεις για τη συμπερίληψη μισθωμένων περιουσιακών στοιχείων στη ΡΠΒ.

Προσδιορισμός της αρχικής ρυθμιστικής αξίας περιουσιακών στοιχείων

Η αξία της ΡΠΒ επί της οποίας οι εταιρείες κερδίζουν απόδοση σύμφωνα με το κανονιστικό κόστος κεφαλαίου (δηλαδή το WACC κατά περίπτωση) είναι ζωτικής σημασίας για τον υπολογισμό των ρυθμιστικών εσόδων. Η αξία των περιουσιακών στοιχείων που περιλαμβάνονται στη ΡΠΒ μπορεί να εκφραστεί είτε ως ιστορικό κόστος είτε ως επανεκτιμώμενες αξίες. Ενώ η προσέγγιση του ιστορικού κόστους αποτιμά τη ΡΠΒ με βάση το κόστος που πράγματι επιβάρυνε την εταιρεία για την κατασκευή ή την απόκτηση του δικτύου, οι αξιολογημένες αξίες αντιπροσωπεύουν το κόστος που θα προέκυπτε υποθετικά κατά τη στιγμή της επαναξιολόγησης των περιουσιακών στοιχείων.

Ιστορικό κόστος

Η μέθοδος αποτίμησης της ΡΠΒ με τη χρήση του ιστορικού κόστους εφαρμόζεται σε ρυθμιστικά καθεστάτα όπου τα περιουσιακά στοιχεία των ρυθμιζόμενων εταιρειών δεν επαναξιολογήθηκαν ή σε καθεστάτα όπου οι NRA τηρούν κανονιστική βάση δεδομένων με τις ιστορικές αξίες των περιουσιακών στοιχείων. Δεδομένου ότι το ιστορικό κόστος δεν αντικατοπτρίζει μείωση της πραγματικής αξίας των περιουσιακών στοιχείων που προκαλείται από τον πληθωρισμό, ορισμένες NRA χρησιμοποιούν τη μέθοδο του τιμαριθμοποιημένου ιστορικού κόστους. Όσον αφορά τους TSO ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και τους κανονισμούς DSO, περισσότερα από τα μισά μέλη του CEER δεν βασίζουν τη ΡΠΒ αποκλειστικά στην ιστορική αξία των περιουσιακών στοιχείων, ενώ μόνο το ένα τρίτο των μελών του ECRB βασίζει τη ΡΠΒ αποκλειστικά στην ιστορική αξία των περιουσιακών στοιχείων.

Επαναξιολόγηση περιουσιακών στοιχείων

Η επανεκτίμηση των πάγιων περιουσιακών στοιχείων είναι μια τεχνική που μπορεί να απαιτείται για την ακριβή περιγραφή της πραγματικής αξίας των κεφαλαιουχικών αγαθών που κατέχει μια επιχείρηση. Σκοπός της επαναξιολόγησης είναι να εισαχθεί στα βιβλία η εύλογη αγοραία αξία των πάγιων περιουσιακών στοιχείων. Αυτό μπορεί να είναι χρήσιμο για μια εταιρεία να αποφασίσει να πουλήσει ένα από τα περιουσιακά της στοιχεία ή να εισαγάγει μέρος της εταιρείας σε μια νέα εταιρεία. Η επαναξιολόγηση των περιουσιακών στοιχείων πραγματοποιήθηκε σε πολλές χώρες μετά τον διαχωρισμό των καθετοποιημένων εταιρειών όπου δημιουργήθηκαν ξεχωριστές εταιρείες δικτύου.

Άλλοι λόγοι επαναξιολόγησης μπορεί να είναι τα πολύ υψηλά ποσοστά πληθωρισμού και οι διαδικασίες ενοποίησης των ρυθμιζόμενων εταιρειών. Σε ορισμένα ρυθμιστικά καθεστάτα, διενεργείται ετησίως επαναξιολόγηση των περιουσιακών στοιχείων διανομής σύμφωνα με τα λογιστικά πρότυπα ΔΠΧΑ. Παρόλο που η μέθοδος που εφαρμόστηκε συχνότερα ήταν το αποσβεσμένο κόστος αντικατάστασης, για λόγους σύγκρισης είναι σημαντικό να είναι γνωστό πότε πραγματοποιήθηκε η τελευταία επαναξιολόγηση. Αυτή είναι η σημαντικότερη διαφορά μεταξύ των χωρών που συμμετείχαν στην έρευνα. Η επαναξιολόγηση μπορεί να γίνει με δύο τρόπους, είτε μία, είτε σε συχνή βάση.

Ένα από τα κύρια πλεονεκτήματα της ετήσιας επαναξιολόγησης είναι ότι μια NRA λειτουργεί με τις πραγματικές αξίες των περιουσιακών στοιχείων και δεν χρειάζεται να αντιμετωπίσει τη σημαντική αύξηση της ΡΠΒ λόγω των συνθηκών της αγοράς. Στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, η ΡΠΒ βασίζεται αποκλειστικά στα επαναξιολογούμενα περιουσιακά στοιχεία σε έξι χώρες: Ιταλία, Λετονία, Πολωνία, Ρουμανία, Σλοβακία και Σουηδία, κάτι που ισχύει και στην διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Στη μεταφορά φυσικού αερίου, μόνο η Γαλλία, η Ουγγαρία, η Ιρλανδία, η Λετονία, η Σλοβακία και η Σουηδία δεν βασίζονται αποκλειστικά την ΡΠΒ σε επαναξιολογούμενα περιουσιακά στοιχεία, μία κατάσταση που είναι ίδια και στη διανομή φυσικού αερίου.

Συνδυασμός ιστορικών και επαναξιολογημένων περιουσιακών στοιχείων

Αρκετές χώρες CEER εφαρμόζουν ένα μείγμα ιστορικών αξιών και επαναξιολογημένων περιουσιακών στοιχείων. Στη Γερμανία, το μερίδιο των παλαιών περιουσιακών στοιχείων που χρηματοδοτείται από ίδια κεφάλαια αναπροσαρμόζεται με βάση τις αξίες αντικατάστασης για τον προσδιορισμό του κόστους. Το μερίδιο των παλαιών περιουσιακών στοιχείων που χρηματοδοτείται από το χρέος αποτιμάται σε ιστορικές αξίες. Τα νέα περιουσιακά στοιχεία αποτιμώνται πάντα σε ιστορικές αξίες. Για τις χώρες του ECRB, η μεθοδολογία ποικίλλει.

Προσαρμογές ΡΠΒ

Η ΡΠΒ αναπροσαρμόζεται συνήθως ετησίως εντός της ΡΠ όταν λαμβάνεται υπό όψιν η αξία των νέων επενδύσεων και αφαιρείται η αξία της απόσβεσης. Τα περισσότερα μέλη των NRA του CEER προσαρμόζουν τη ΡΠΒ κατά τη διάρκεια της ΡΠ. Ο ετήσιος επανυπολογισμός της NBV (νέες αποσβέσεις επενδύσεων) είναι η πιο κοινή προσέγγιση. Όσον αφορά το ερώτημα κατά πόσον η προσαρμογή επηρεάζει τις NBV μέσω της λογιστικής καταγραφής των νέων επενδύσεων και/ή της απόσβεσης, οι περισσότερες χώρες το επιβεβαιώνουν. Συνήθως, η λογιστική αξία υπολογίζεται προσθέτοντας επενδύσεις και αφαιρώντας αποσβέσεις.

Η έρευνα διερεύνησε επίσης κατά πόσον οι NRA προσάρμοσαν τη ΡΠΒ εντός της ΡΠ, ώστε να αντιστοιχεί στις πραγματικές τιμές της ΡΠΒ με κάποιο είδος δείκτη εξέλιξης. Στη Μεγάλη Βρετανία, η ΡΠΒ αναπροσαρμόζεται για τον πληθωρισμό χρησιμοποιώντας RPI (κρατικός δείκτης τιμών λιανικής του πληθωρισμού συμπεριλαμβανομένου του κόστους των τόκων) και στην Ιταλία χρησιμοποιείται ο ακαθάριστος αποπληθωριστής πάγιων επενδύσεων που μετράται από το Εθνικό Ινστιτούτο Στατιστικής. Όσον αφορά τα μέλη του ECRB, οι μισές NRA προσαρμόζουν τη ΡΠΒ κατά τη διάρκεια της ΡΠ, ετησίως ή μία φορά στην ΡΠ. Ορισμένα μέλη του ECRB προσαρμόζουν τη ΡΠΒ μόνο σε περίπτωση έκτακτου ελέγχου.

Συμπεράσματα της ΡΠΒ

Από την άποψη του ισολογισμού, τα πάγια περιουσιακά στοιχεία είναι τα πιο σημαντικά στοιχεία στον κλάδο της ενέργειας. Επίσης, σύμφωνα με τις τοποθετήσεις των ρυθμιστικών αρχών ενέργειας της CEER και του ECRB, τα πάγια περιουσιακά στοιχεία αναφέρονταν χωρίς εξαίρεση ως συνιστώσα της ΡΠΒ. Όσον αφορά τα μέλη του ECRB, μόνο λίγα περιλαμβάνουν

κεφάλαιο κίνησης στη ΡΠΒ, επομένως, η πλειονότητα των χωρών δεν περιλαμβάνει κεφάλαιο κίνησης στη ΡΠΒ.

Λιγότερες από τις μισές ρυθμιστικές αρχές του CEER στους τομείς διανομής φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας και στον τομέα μεταφοράς φυσικού αερίου περιλαμβάνουν επενδύσεις σε εξέλιξη στη ΡΠΒ. Όσον αφορά τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, από την άλλη πλευρά, ο λόγος είναι αντιστρόφως αντίθετος και οι επενδύσεις που βρίσκονται σε εξέλιξη περιλαμβάνονται συχνότερα στη ΡΠΒ. Σχεδόν όλες οι ρυθμιστικές αρχές του ECRB δεν περιλαμβάνουν τις επενδύσεις που βρίσκονται σε εξέλιξη στην ΡΠΒ. Οι συνεισφορές τρίτων αφαιρούνται από τη ΡΠΒ από όλες σχεδόν τις NRA, με λίγες μόνο εξαιρέσεις από την πλευρά του CEER.

Συμπεραίνεται ότι ο συνηθέστερος τρόπος υπολογισμού των συνιστωσών ΡΠΒ είναι η μέθοδος του ιστορικού κόστους, ακολουθούμενη από τη μέθοδο των επαναξιολογούμενων περιουσιακών στοιχείων, με το μείγμα αυτών των δύο μεθόδων να εφαρμόζεται μόνο σπάνια.

3.7 Αποσβέσεις

Οι αποσβέσεις μειώνουν την αξία του περιουσιακού στοιχείου μέσω της χρήσης και της συντόμευσης της θεωρητικής διάρκειας ζωής των περιουσιακών στοιχείων και θα πρέπει επίσης να επιτρέπουν στην επιχείρηση να καλύπτει το κόστος επένδυσης αντικατάστασης κατά τη διάρκεια της οικονομικής ζωής ενός περιουσιακού στοιχείου. Όσον αφορά τη διάρκεια της απόσβεσης, η οικονομική διάρκεια ζωής του περιουσιακού στοιχείου θα πρέπει να λαμβάνεται υπ' όψιν σε μια μακρόπνοη και μακροπρόθεσμη προσέγγιση.

Οι δύο πιο συνηθισμένες προσεγγίσεις όσον αφορά τις αποσβέσεις είναι η γραμμική απόσβεση και η επιταχυνόμενη απόσβεση (Needles et al, 2014). Η μέθοδος της γραμμικής απόσβεσης κατανέμει το κόστος ομοιόμορφα κατά τη διάρκεια ζωής ενός περιουσιακού στοιχείου. Από την άλλη, η μέθοδος επιταχυνόμενης απόσβεσης, όπως το διπλό φθίνον υπόλοιπο, επιτρέπει στην εταιρεία να αφαιρέσει πολύ υψηλότερο μερίδιο τα πρώτα χρόνια μετά την αγορά.

Σχεδόν όλα τα μέλη του CEER χρησιμοποιούν την ευθεία προσέγγιση της απόσβεσης. Μόλις μια NRA αποφασίσει μια μέθοδο απόσβεσης (γραμμική ή επιταχυνόμενη απόσβεση), η

μέθοδος αυτή εφαρμόζεται τόσο για τους διαχειριστές συστημάτων φυσικού αερίου όσο και ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα. Μάλιστα, τόσο για τη ρύθμιση της ηλεκτρικής ενέργειας όσο και για το φυσικό αέριο, οι περισσότερες NRA έχουν τον ίδιο συντελεστή απόσβεσης για τα τυπικά περιουσιακά στοιχεία δικτύου TSO και DSO. Ακόμη και όταν αυτό δεν συμβαίνει, συνήθως υπάρχει μόνο μια οριακή διαφορά.

Η διάρκεια ζωής ενός τυπικού περιουσιακού στοιχείου δικτύου κυμαίνεται από 20 έως 50 έτη και η πλειονότητα των NRA χρησιμοποιεί τον ατομικό συντελεστή απόσβεσης για κάθε τύπο περιουσιακού στοιχείου. Ωστόσο, σε ορισμένα κανονιστικά πλαίσια εφαρμόζεται ο μέσος συντελεστής για όλες τις εταιρείες και όλα τα περιουσιακά στοιχεία.

Όπως και με την αποτίμηση ΡΠΒ, η απόσβεση των περιουσιακών στοιχείων μπορεί να βασίζεται σε ιστορικές αξίες, επανεκτιμημένες αξίες ή σε συνδυασμό αυτών των δύο μεθόδων. Η συντριπτική πλειονότητα των ρυθμιστικών αρχών επιτρέπει την απόσβεση υλικών και άυλων περιουσιακών στοιχείων που αποτιμώνται στην ίδια βάση με τη ΡΠΒ στη ρύθμισή τους, επομένως μπορεί να παρατηρηθεί σαφής συσχέτιση μεταξύ αυτών των αξιών.

Το ίδιο ισχύει και για τα μέλη του ECRB: σχεδόν όλες οι NRA χρησιμοποιούν την ευθεία προσέγγιση της απόσβεσης τόσο για τους τομείς όσο και για τα επίπεδα, και οι περισσότερες NRA έχουν τον ίδιο συντελεστή απόσβεσης για τα τυπικά περιουσιακά στοιχεία δικτύου TSO και DSO. Ακόμη και όταν αυτό δεν συμβαίνει, συνήθως υπάρχει μόνο μια οριακή διαφορά. Η διάρκεια ζωής ενός τυπικού περιουσιακού στοιχείου δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 20 έως 50 χρόνια. Στον τομέα του φυσικού αερίου, η διάρκεια ζωής ενός τυπικού περιουσιακού στοιχείου δικτύου κυμαίνεται συνήθως από 20 έως 40 χρόνια.

3.8 Ανακεφαλαίωση

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύθηκαν ορισμένες βασικές αρχές του ρυθμιστικού πλαισίου της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ευρώπη. Αναλυτικότερα, παρουσιάστηκαν τμήματα της οδηγίας (ΕΚ) 2019/944 που αφορούν το ρυθμιστικό πλαίσιο και τη λειτουργία της αγοράς με βάση το κόστος, ενώ αναλύθηκε το ισχύον κανονιστικό πλαίσιο που εφαρμόζεται στις μεγαλύτερες Ευρωπαϊκές χώρες. Στη συνέχεια, πραγματοποιήθηκε μια ανάλυση της μεθοδολογίας καθορισμού του κόστους και των εσόδων, όπως εφαρμόζεται στα μέλη του Συμβουλίου των Ευρωπαϊκών Ρυθμιστών Αρχών Ενέργειας (CEER). Η μεθοδολογία αυτή περιλαμβάνει τις

απαιτήσεις αποδοτικότητας και τον υπολογισμό του ποσοστού απόδοσης, ο οποίος εμπεριέχει την αξιολόγηση ασφαλίστρου χρέους, το δείκτη μόγλευσης και το συντελεστή Beta. Επιπλέον, αναλύεται η Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση, καθώς και ο υπολογισμός των αποσβέσεων.

Βιβλιογραφία 3^{ου} Κεφαλαίου

Ξένη

Bodie, Zvi, Kane, Alex and Marcus, Alan J., Essentials of Investments, 5th Edition, New York: McGraw-Hill/Irwin, 2004

Brigham, Eugene F., Fundamentals of Financial Management, Cengage Learning, 1995

Groppelli, A.A. and Nikbakht, Ehsan, Barron's Finance, 4th Edition. New York: Barron's Educational Series, Inc., 2000

Ilmanen, Antti, Expected Returns: An Investor's Guide to Harvesting Market Rewards, John Wiley & Sons, 2011

Koresh, Galil, Shapir, Offer Moshe, Amiram, Dan and Ben-Zion, Uri, The Determinants of CDS Spreads, Journal of Banking and Finance, Vol. 41, 2018

Needles, Belverd, Powers, Marian and Crosson Susan, Principles of Accounting, 12th Ed., South – Western, Cengage Learning, 2014

Tobin, James and Golub, Stephen S., Money, Credit and Capital, McGraw-Hill Education, 1997

Διαδικτυακοί Ιστότοποι

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=299335

<https://www.ecb.europa.eu/home/html/index.el.html>

<https://www.khanacademy.org/economics-finance-domain/microeconomics/market-failure-and-the-role-of-government/environmental-regulation/a/command-and-control-regulation-cnx#:~:text=Command-and-control%20regulation%20sets%20specific%20limits%20for%20pollution%20emissions,that%20specific%20pollution-control%20technologies%20that%20must%20be%20used.>

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Μελέτες Περιπτώσεων σε Συγκεκριμένες Ρυθμιζόμενες Ζώνες Αποζημίωσης των Διαχειριστών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ευρώπη

4.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο πραγματοποιείται μια μελέτη περίπτωσης αγοράς ηλεκτρισμού σε επιλεγμένες χώρες της Ευρώπης. Συγκεκριμένα αναλύονται τα επιτρεπόμενα έσοδα και έξοδα των DSO για τη ρυθμιστική περίοδο 2020 – 2023, για την Αυστρία, την Ελλάδα, την Πορτογαλία και τη Σουηδία. Αντλώντας δεδομένα από τον Ευρωπαϊκό ρυθμιστή Ενέργειας CEER, παρουσιάζεται ο τρόπος καθορισμού των εσόδων και εξόδων για τις τέσσερις χώρες, στα οποία ενσωματώνονται δείκτες όπως ο συντελεστής απόσβεσης, το RoR και το PAB, όπως αυτά αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.

4.2 Αυστρία

Το ρυθμιστικό καθεστώς που ισχύει για τους διαχειριστές συστημάτων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (DSOs) στην Αυστρία κατά την 4η Ρυθμιστική Περίοδο βασίζεται στο έγγραφο: «Διαχειριστές Συστημάτων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας 1 Ιανουαρίου 2019 – 31 Δεκεμβρίου 2023 Ρυθμιστικό καθεστώς για την τέταρτη Ρυθμιστική Περίοδο».²⁵

Η ρύθμιση των τελών δικτύου μπορεί να βασίζεται σε ετήσιους ελέγχους κόστους, αλλά αυτό σημαίνει μεγάλη προσπάθεια τόσο για τις ρυθμιζόμενες εταιρείες όσο και για τη ρυθμιστική αρχή. Εναλλακτικά, τακτικοί αλλά όχι ετήσιοι έλεγχοι κόστους μπορούν να πραγματοποιούνται βάσει ενός σταθερού, μακροπρόθεσμου μοντέλου. Έτσι, η αυστριακή εθνική ρυθμιστική αρχή (E-Control) προτιμά τη δεύτερη προσέγγιση, καθώς ελαχιστοποιεί το άμεσο κόστος της ρύθμισης. Για να διασφαλιστεί ότι τα τέλη δεν αποκλίνουν υπερβολικά από τις υποκείμενες τάσεις κόστους, η περίοδος από τον έναν έλεγχο κόστους στον επόμενο δεν

²⁵ <https://www.e-control.at/en/web/guest/marktteilnehmer/strom/netzentgelte>

θα πρέπει να είναι υπερβολικά μεγάλη, ενώ κατά τον καθορισμό της διάρκειας μιας Ρυθμιστικής Περιόδου (ΡΠ), η ρυθμιστική αρχή πρέπει να λαμβάνει υπ' όψιν διάφορες επιπτώσεις.

Τα κίνητρα για παραγωγική αποδοτικότητα δημιουργούνται με την προσωρινή αποσύνδεση του επιτρεπόμενου κόστους από το πραγματικό κόστος (έσοδα), ενώ ο βαθμός στον οποίο τα κίνητρα αυτά είναι αποτελεσματικά εξαρτάται από τη διάρκεια διατήρησης αυτής της αποσύνδεσης, δηλαδή εξαρτάται από τη διάρκεια της ΡΠ. Μάλιστα, με την αποσύνδεση, το καθεστώς ανέχεται σκόπιμα μια προσωρινή κατάσταση κατανημητικής αναποτελεσματικότητας, ώστε να δημιουργήσει κίνητρα για παραγωγική αποδοτικότητα. Η επιλογή της διάρκειας της ΡΠ παίζει σημαντικό ρόλο διότι εάν είναι πολύ μικρή, το κίνητρο για παραγωγική απόδοση μπορεί να μην είναι αρκετά ισχυρό. Αντίθετα, εάν είναι πολύ μεγάλη, οι καταναλωτές ενδέχεται να υπερεκτιμούν και οι εταιρείες ενδέχεται να υποτιμούν τις δυνατότητες μείωσης του κόστους. Αυτό το τελευταίο αποτέλεσμα αυξάνεται όσο περισσότερο διαρκεί η περίοδος. Στην Αυστρία, τόσο η ρυθμιστική αρχή όσο και οι ρυθμιζόμενες εταιρείες έχουν αποκτήσει εκτεταμένη εμπειρία όσον αφορά τη ρύθμιση βάσει κινήτρων. Ως εκ τούτου, φαίνεται λογικό να διατηρείται μια πενταετής περίοδος.

Με ένα τέτοιο καθεστώς, τα δεδομένα κόστους πρέπει να προσαρμόζονται και να διορθώνονται προτού μετατραπούν σε επιτρεπόμενο κόστος και χρησιμοποιηθούν στο πλαίσιο συγκριτικής αξιολόγησης, ώστε να αποφεύγεται η στρατηγική μετατόπιση στοιχείων κόστους από φορείς εκμετάλλευσης, όπως π.χ. στους τομείς της συντήρησης, του προσωπικού και άλλων παρόμοιων τομέων. Μάλιστα, κατά την επανεξέταση της εσωτερικής κατανομής του κόστους των ρυθμιζόμενων εταιρειών και κυρίως κατά την περίπτωση των γενικών εξόδων και των πληρωμών για εσωτερικές και εξωτερικές υπηρεσίες, πρέπει να εφαρμόζονται αυστηροί έλεγχοι για το κόστος και πρέπει να εξακριβώνεται εάν το κόστος ήταν εύλογο τόσο ως προς την αιτιολογία όσο και ως προς το ύψος του.

Η ρυθμιστική αρχή βασίζει γενικά την αξιολόγησή της στα πλέον πρόσφατα διαθέσιμα αριθμητικά στοιχεία, στους ελέγχους κόστους που διενεργεί και στον καθορισμό της δυναμικότητας του δικτύου και των όγκων στους οποίους βασίζονται τα τιμολόγια. Ωστόσο, οι διενεργούμενοι έλεγχοι κόστους απαιτούν σημαντικό χρόνο και προσπάθεια τόσο από την πλευρά της ρυθμιστικής αρχής όσο και από την πλευρά των εταιρειών. Για το λόγο αυτό, πρέπει να δοθεί επαρκής χρόνος στις ρυθμιζόμενες εταιρείες για να υποβάλουν παρατηρήσεις σχετικά με τις προτεινόμενες αλλαγές στο ρυθμιστικό καθεστώς (συμπεριλαμβανομένου ενός

νέου δείκτη αναφοράς απόδοσης) και σχετικά με τις επίσημες αποφάσεις σχετικά με το επιτρεπόμενο κόστος τους.

Τέλος, οι λογαριασμοί όλων των εταιρειών που υπόκεινται σε συγκριτική αξιολόγηση πρέπει να έχουν εγκριθεί πριν από την πραγματοποίηση της συγκριτικής αξιολόγησης. Ως εκ τούτου, για ορισμένους φορείς εκμετάλλευσης δικτύων, η ρυθμιστική αρχή πρέπει να βασίζεται στην αξιολόγησή της στο προτελευταίο έτος των διαθέσιμων ετήσιων οικονομικών στοιχείων. Ωστόσο, για το τέταρτο έτος της ΡΠ, το οποίο ξεκίνησε το 2019, η ρυθμιστική αρχή δεν έλεγξε το κόστος του πλέον πρόσφατου πλήρους οικονομικού έτους, δηλαδή του έτους 2017, αλλά το κόστος του προηγούμενου έτους, δηλαδή του έτους 2016.

Υπολογισμός Δαπανών

Για τον υπολογισμό των επιτρεπόμενων δαπανών για το 2021, σύμφωνα με τα Ευρωπαϊκά πρότυπα, αρχικά ορίζεται η επιτρεπόμενη βάση κόστους ενός DSO για το 2016 στα 600.000 ευρώ για τις λειτουργικές δαπάνες (OPEX) και στα 100.000 ευρώ οι μη ελεγχόμενες δαπάνες. Επιπλέον, η απόσβεση του εν λόγω φορέα εκμετάλλευσης το 2019 είναι 100.000 ευρώ, η λογιστική αξία της εποπτικής βάσης περιουσιακών στοιχείων (RAB) έως το 2016 το 2019 είναι 1.000.000 ευρώ, η λογιστική αξία των επενδύσεων του 2019 από το 2017 και το 2018 είναι 150.000 ευρώ και η λογιστική αξία των επενδύσεων του 2019 από το 2019 είναι 100.000 ευρώ (CEER. 2022).

Η ρυθμιστική αρχή υπολογίζει το επιτρεπόμενο OPEX εφαρμόζοντας το δείκτη τιμών διαχειριστή δικτύου (NPI) και τον γενικό ρυθμό αύξησης της παραγωγικότητας (Xgen) 0,95% ετησίως στο ελεγχόμενο OPEX 2016, χαρτογραφώντας έτσι δύο αντίθετα αποτελέσματα: α) το NPI που αντανακλά εξωγενείς αυξήσεις τιμών και β) το Xgen που αντιπροσωπεύει την αύξηση της παραγωγικότητας ανά τομέα. Επομένως, το επιτρεπόμενο OPEX Βάσης για το 2018 ισούται με 504.908 και υπολογίζεται ακολούθως:

$$OPEX_{2018} = (600.000 - 100.000) * (1 + 1,614\%) * (1 + 1,293\%) * (1 - 0,95\%)^2(4.1)$$

όπου το επιτρεπόμενο OPEX του 2018 αποτελεί επιπλέον τη βάση για τη παρούσα ΡΠ.

Στο πλαίσιο αυτό, η ρυθμιστική αρχή λαμβάνει υπ' όψιν της το συνολικό στόχο αποδοτικότητας της εταιρείας, ο οποίος αποτελείται από τον γενικό ρυθμό αύξησης της

παραγωγικότητας (X_{gen}) και τον ατομικό στόχο αποδοτικότητας (X_{ind}). Αυτός ο στόχος αποδοτικότητας (ZV) προκύπτει άμεσα από τη βαθμολογία αποδοτικότητας κάθε εταιρείας και από μια περίοδο υλοποίησης 7,5 ετών. Έτσι, ο τύπος για τον συνολικό στόχο αποδοτικότητας κάθε εταιρείας έχει ως εξής:

$$ZV = 1 - (1 - 0,95\%) * 7,5\sqrt{ES2018} \quad (4.2)$$

όπου ES2018 ορίζεται η επιμέρους (σταθμισμένη) βαθμολογία απόδοσης.

Σημειώνεται ότι η βαθμολογία αποδοτικότητας προκύπτει από μια διαδικασία συγκριτικής αξιολόγησης που περιλαμβάνει δύο μεθόδους: α) την ανάλυση δεδομένων (data envelope analysis – DEA) και β) τη προσαρμοσμένη μέθοδο ελαχίστων τετραγώνων (modified ordinary least squares – MOLS), δύο βάσεις κόστους συνολικών δαπανών (TOTEX) ως εισροές, ένα σύνολο εκροών που προκύπτουν από μια κόστους βασιζόμενη ανάλυση (cost driver analysis) και ένα κατώτατο όριο αποδοτικότητας 80%. Ο συνολικός στόχος αποδοτικότητας μιας αποτελεσματικής εταιρείας αντιστοιχεί στο X_{gen} , το οποίο προκύπτει από τη σχέση μεταξύ των βαθμολογιών αποδοτικότητας (efficiency score) και των συνολικών στόχων, όπως καταγράφονται στον Πίνακα 4.1.

Πίνακας 4.1

Συνολικός Στόχος Αποδοτικότητας Ανά Βαθμό Αποδοτικότητας Εταιρειών

Efficiency Score	Συνολικός Στόχος
80%	3,854%
85%	3,073%
90%	2,332%
95%	1,625%
100%	0,950%

Πηγή: www.ceer.eu

Έτσι, αν υποθέσουμε ένα βαθμό αποδοτικότητας στο 90%, οι λειτουργικές δαπάνες (OPEX) για τα επόμενα έτη κατά τη ΡΠ υπολογίζονται ως εξής:

$$\begin{aligned} OPEX\ 2019 &= 504.908 * (1 + 1,769\%) * (1 - 2,332\%) = 501.857 \\ OPEX\ 2020 &= 501.857 * (1 + 2,315\%) * (1 - 2,332\%) = 501.501 \\ OPEX\ 2021 &= 501.501 * (1 + 2,393\%) * (1 - 2,332\%) = 501.527 \end{aligned} \quad (4.3)$$

όπου 504.908 είναι το OPEX 2018, και 2,332% είναι ο συνολικός στόχος αποδοτικότητας.

Με αυτόν τον τρόπο, οι πραγματικές μη ελεγχόμενες δαπάνες εισέρχονται στο επιτρεπόμενο κόστος χωρίς να υπόκεινται σε στόχους αποδοτικότητας, ενώ οι κεφαλαιουχικές δαπάνες (CAPEX) παρακολουθούνται και αποζημιώνονται όταν προκύπτουν. Σε γενικές γραμμές, το CAPEX αποτελείται από την απόσβεση και το κόστος κεφαλαίου (κόστος ευκαιρίας) για τη ΡΠΒ.

Η ρυθμιστική αρχή εισήγαγε την έννοια του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC), την οποία εφάρμοσε για περιουσιακά στοιχεία που αποκτήθηκαν έως το 2016. Αυτό το WACC σχεδιάστηκε για να παρέχει κίνητρα για αποδοτικότητα. Για το σκοπό αυτό, η ρυθμιστική αρχή υπολογίζει πρώτα τη μέση βαθμολογία απόδοσης σε όλες τις εταιρείες, δηλαδή τον αριθμητικό μέσο όρο όλων των διαχειριστών συστημάτων που αποτελούν αντικείμενο δείκτη αναφοράς, και εφαρμόζει κατώτατο όριο απόδοσης 80%. Μια εταιρεία με μέση βαθμολογία απόδοσης λαμβάνει ονομαστικό WACC 4,88% (προ φόρων) στη ΡΠΒ. Εάν μια εταιρεία είναι περισσότερο / λιγότερο αποτελεσματική από τον μέσο όρο, το WACC της προσαρμόζεται κατά μέγιστο $\pm 0,5\%$. Για να διασφαλιστεί ότι η ΡΠΒ των αυστριακών DSO ηλεκτρικής ενέργειας παράγει μέση απόδοση 4,88%, η ρυθμιστική αρχή αντισταθμίζει την απόδοση άνω του μέσου όρου και κάτω του μέσου όρου μεταξύ τους.

Ας υποθέσουμε ότι η μέση απόδοση ανέρχεται στο 92%. Αυτό οδηγεί στο ακόλουθο μεμονωμένο WACC για τον κεντρικό φορέα εκμετάλλευσης δικτύου που υπολογίζεται ως εξής:

$$4.80\% = 4.88\% - \frac{0.5\%}{(92\% - 80\%)} * (92\% - 90\%) \quad (4.4)$$

Στη συνέχεια, η ρυθμιστική αρχή εφαρμόζει το ατομικό WACC κάθε εταιρείας στην αποσβεσμένη λογιστική αξία της ΡΠΒ της έως το 2016. Ένα ενιαίο WACC 4,88% ισχύει για όλες τις επενδύσεις (μείον τις προπληρωμές πελατών) που πραγματοποιήθηκαν το 2017 και το 2018. Αυτός ο ενιαίος συντελεστής επιλέχθηκε επειδή δεν υπήρχε ετήσιος δείκτης αναφοράς απόδοσης, δηλαδή έως ότου πραγματοποιηθεί ο επόμενος δείκτης αναφοράς και μπορεί να ληφθεί υπό όψιν σε μελλοντικές ΡΠ, όπου η ρυθμιστική αρχή πρέπει να υποθέσει την ίδια (μέση) απόδοση για όλες τις επενδύσεις.

Για επενδύσεις από το 2019 και μετά, η προσαύξηση αυξάνει το ποσοστό αυτό στο 5,20%. Αυτή η προσαύξηση αποσκοπεί στην προώθηση των επενδύσεων. Η απόσβεση μετακυλιέται χωρίς μειώσεις τιμών ή άλλες αλλαγές. Ως εκ τούτου, το σύστημα αυτό ελαχιστοποιεί την έκθεση των διαχειριστών συστημάτων σε κίνδυνο, διασφαλίζοντας ότι οι επενδύσεις τους ανακτώνται μέσω των τελών δικτύου.

Εφαρμόζοντας το μεμονωμένο WACC στη ΡΠΒ και χρησιμοποιώντας λογιστικές αξίες από το έτος 2019 (βλ. παραπάνω), το CAPEX που θα συμπεριληφθεί στα τέλη δικτύου του 2021 υπολογίζεται ως εξής:

$$CAPEX_{2021} = 160.520 = 100.000 + 1.000.000 * 4,80\% + 150.000 * 4,88\% + 100.000 * 5,20\% \quad (4.5)$$

Το ισχύον σύστημα ρύθμισης κινήτρων συνεπάγεται ότι οι επιτρεπόμενες λειτουργικές δαπάνες αποσυνδέονται και, ως εκ τούτου, ενδέχεται να αποκλίνουν από τις πραγματικές λειτουργικές δαπάνες. Ένας νέος έλεγχος, βάσει του οποίου καθορίζεται εκ νέου το επιτρεπόμενο λειτουργικό έργο, συνήθως πραγματοποιείται μόνο πριν από την έναρξη μιας νέας ΡΠ. Ωστόσο, το πεδίο εφαρμογής της εντολής των φορέων εκμετάλλευσης (αριθμός καταναλωτών που πρέπει να συνδεθούν κ.α.) εξελίσσεται κατά τη διάρκεια μιας ΡΠ και η ρυθμιστική αρχή χρησιμοποιεί τους λεγόμενους συντελεστές επέκτασης για να λάβει υπόψη αυτές τις εξελίξεις.

Με αυτόν τον τρόπο, οι ρυθμιζόμενες εταιρείες μπορούν να είναι σίγουρες ότι θα καλυφθεί οποιαδήποτε αύξηση του λειτουργικού κεφαλαίου σύμφωνα με τις παραμέτρους που καθορίστηκαν προηγουμένως. Ωστόσο, οι συντελεστές επέκτασης δεν έχουν σχεδιαστεί για να παρακολουθούν όλες τις αυξήσεις κόστους κατά τη διάρκεια μιας ΡΠ. Εξάλλου, η ρύθμιση

των κινήτρων αποσκοπεί ειδικά στην προσωρινή αποσύνδεση του επιτρεπόμενου κόστους από τις τρέχουσες εξελίξεις.

Η χρήση των πλέον πρόσφατων διαθέσιμων στοιχείων (χρηματοοικονομικά λογιστικά στοιχεία και τεχνικά δεδομένα) δημιουργεί ένα κενό, καθώς το πραγματικό κόστος κατά το έτος εφαρμογής των νέων συντελεστών είναι πιθανόν να έχει αλλάξει εν τω μεταξύ (υστέρηση κατά δύο περιόδους – $t-2$). Για παράδειγμα, τόσο ο συντελεστής επέκτασης του 2021 όσο και η ΡΠΒ βασίζονται σε δεδομένα από το 2019 (βλ. παραπάνω), αλλά μπορεί να υποθεθεί με ασφάλεια ότι το λειτουργικό κόστος και το κεφαλαιουχικό κεφάλαιο δεν είναι τα ίδια το 2021 όπως ήταν δύο χρόνια νωρίτερα. Το ίδιο ισχύει και για το μη ελεγχόμενο κόστος.

Μάλιστα, αυτή η συστημική χρονική υστέρηση θα μπορούσε να αποτρέψει τις εταιρείες από το να επενδύσουν, επειδή ανακτούν το κόστος τους μόνο δύο χρόνια αργότερα, όταν οι νέες επενδύσεις περιλαμβάνονται ως μέρος της άμεσης αποζημίωσης κεφαλαιουχικών δαπανών και επικαιροποιούνται οι παράμετροι για τον συντελεστή λειτουργικού κόστους. Αυτό σημαίνει ότι οι εταιρείες θα πρέπει να προχρηματοδοτήσουν αυτές τις επενδύσεις, πράγμα που σημαίνει ότι εκτίθενται σε ορισμένο κίνδυνο επιτοκίου και ρευστότητας. Αντιστρόφως, ούτε η εξοικονόμηση μετακυλιέται άμεσα, δημιουργώντας αυξημένες χρεώσεις για τους πελάτες (τουλάχιστον για κάποιο χρονικό διάστημα). Η διετής χρονική υστέρηση θα μπορούσε να οδηγήσει σε ποσοστά που είναι πολύ χαμηλά για εταιρείες των οποίων οι εντολές αυξάνονται σταθερά ή θα μπορούσε να προκαλέσει ποσοστά που είναι πολύ υψηλά για πελάτες εταιρειών των οποίων οι εντολές συρρικνώνονται σταθερά. Για την προστασία και των δύο πλευρών από αυτές τις επιπτώσεις, η ρυθμιστική αρχή διορθώνει τη διαφορά μεταξύ των δεδομένων για την περίοδο $t-2$ και των τρεχόντων δεδομένων μόλις καταστούν διαθέσιμα τα τελευταία.

Κατά τον υπολογισμό των τελών συστήματος, η ρυθμιστική αρχή βασίζεται στα πλέον πρόσφατα διαθέσιμα στοιχεία σχετικά με τη δυναμικότητα και τον μεταφερόμενο όγκο. Ωστόσο, τα έσοδα των εταιρειών υπολογίζονται πολλαπλασιάζοντας αυτούς τους συντελεστές με τους όγκους που πράγματι μεταφέρθηκαν κατά το αντίστοιχο έτος. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη διαφορά μεταξύ των ενδεχόμενων εσόδων στις οποίες η ρυθμιστική αρχή βασίζει το διάταγμα (επειδή αυτές προκύπτουν από τα πιο πρόσφατα διαθέσιμα δεδομένα, όχι από τα πραγματικά, τρέχοντα δεδομένα) και των πραγματικών εσόδων που παράγονται. Η διαφορά αυτή μπορεί να είναι θετική ή αρνητική, δηλαδή μπορεί να οδηγήσει είτε σε υπερβολική είτε σε ανεπαρκή ανάκτηση του κόστους για τις εταιρείες. Ως εκ τούτου, το

σύστημα ρύθμισης του κόστους περιλαμβάνει έναν κανονιστικό λογαριασμό όπου οι διαφορές αυτές λαμβάνονται υπόψη και ανακτώνται στις ακόλουθες αποφάσεις κόστους.

4.3 Ελλάδα

Σε γενικές γραμμές, το μοντέλο της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα βασίζεται στο πρότυπο του Μοντέλου Στόχου (Target Model), όπως καταγράφεται στα Ευρωπαϊκά πρότυπα. Μέσω αυτού του μοντέλου, επιτυγχάνεται η ομαλή λειτουργία της αγοράς, με μεγαλύτερη αξιοπιστία στις τιμές καταμερισμού της Δυναμικότητας των Διασυνδέσεων, καθώς και η αποτελεσματική λειτουργία των προθεσμιακών αγορών. Υπεύθυνος για την ομαλή λειτουργία της αγοράς ηλεκτρισμού είναι ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), ενώ οι κατηγορίες αγορών ενεργειακών προϊόντων χονδρικής καθορίζονται με βάση το νόμο 4512/2018, σε συμφωνία με τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 1227/2011.²⁶

Οι μεθοδολογίες σχετικά με τα επιτρεπόμενα έσοδα των TSO και των DSO στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου συγκλίνουν σε βασικές αρχές, ωστόσο εξακολουθούν να υπάρχουν ορισμένες διαφορές και η διαδικασία εναρμόνισης βρίσκεται σε εξέλιξη. Στην ενότητα αυτή παρέχεται μια σύντομη μελέτη περίπτωσης σχετικά με το ρυθμιστικό καθεστώς που ισχύει για τον ανεξάρτητο διαχειριστή συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα τον ΑΔΜΗΕ Α.Ε. κατά τη δεύτερη RP περίοδο, δηλαδή για την περίοδο 2018 έως 2021.

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) αποφασίζει για τα επιτρεπόμενα έσοδα (AR) και τα απαιτούμενα έσοδα (RR) του ΑΔΜΗΕ για τετραετή RP, με βάση την πρόταση του Διαχειριστή και το εγκεκριμένο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης δικτύου (ΤΥΝΔΠ, επενδυτικό σχέδιο). Ο υπολογισμός του AR βασίζεται στο εύλογο και αποδοτικό κόστος (OPEX και CAPEX) και στην απόδοση του υπενδεδυμένου κεφαλαίου (RAB). Επιπλέον, εφαρμόζεται ένα καθεστώς κινήτρων για τις λειτουργικές δαπάνες, το οποίο επιτρέπει στον φορέα εκμετάλλευσης να αποκομίσει πρόσθετο κέρδος, εάν μειώσει τις λειτουργικές του δαπάνες. Τα απαιτούμενα έσοδα, τα οποία είναι τα έσοδα που ανακτώνται μέσω των χρεώσεων Χρήσης Συστήματος (UoS), υπολογίζονται με βάση το AR και τυχόν απαιτούμενες προσαρμογές (ΡΑΕ,

²⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/el/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

2020). Παρακάτω παρουσιάζεται μια σύντομη επισκόπηση του υπολογισμού του AR και RR του ΑΔΜΗΕ για το τέταρτο έτος της ΡΠ 2018-21.

A. Επιτρεπόμενα έσοδα 2021 – TSO ηλεκτρικής ενέργειας

Η αναλυτική έκθεση του Διαχειριστή ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σε πραγματικούς όρους πριν από την έναρξη της ΡΠ και για κάθε έτος της ΡΠ ως:

$$AR = O + Dep + R \quad (4.6)$$

όπου O είναι τα εκτιμώμενα ετήσια λειτουργικά έξοδα, Dep είναι η ετήσια απόσβεση των ενσώματων και άυλων περιουσιακών στοιχείων και R είναι η απόδοση του επενδεδυμένου κεφαλαίου (RAB).

A.1 Λειτουργικές δαπάνες

Για την περίπτωση της Ελλάδας, το OPEX περιλαμβάνει τις εύλογες λειτουργικές δαπάνες του Διαχειριστή, για τη λειτουργία και συντήρηση του εθνικού συστήματος μεταφοράς (εφεξής χρησιμοποιείται η ελληνική συντομογραφία «ΕΣΜΗΕ») και χωρίζεται στις ακόλουθες κατηγορίες οι οποίες αναφέρονται ξεχωριστά:

- α. Μισθοδοσία.
- β. Πληρωμές τρίτων.
- γ. Υλικά και Αναλώσιμα.
- δ. Λοιπά Έξοδα.

Σημειώνεται ότι για τις δαπάνες αυτές δεν περιλαμβάνονται το κόστος χρηματοδότησης, οι φόροι επί των κερδών του φορέα εκμετάλλευσης και οι προβλέψεις (όπως προβλέψεις για επισφαλείς απαιτήσεις ή για αμφισβητούμενες νομικές υποθέσεις). Το συνολικό εγκεκριμένο OPEX για το 2021 είναι 79 εκατομμύρια ευρώ, εκ των οποίων 66 εκατομμύρια ευρώ είναι έξοδα που σχετίζονται με τη μισθοδοσία.

A.1.1 Κίνητρο Αποδοτικότητας

Κατά τη διάρκεια της ΡΠ περιόδου 2018-21, το λειτουργικό κόστος δεν υπόκειται σε καμία εκ των υστέρων προσαρμογή ή διακανονισμό εντός της ΡΠ. Αυτό δημιουργεί κίνητρο για τον φορέα εκμετάλλευσης να μειώσει το δικαίωμα αποζημίωσης του OPEX και να γίνει πιο αποδοτικός. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι στην τροποποιημένη μεθοδολογία που τέθηκε σε ισχύ από το 2022 και μετά (**495/2021**), το κίνητρο αποδοτικότητας βελτιώθηκε περαιτέρω ώστε να συμπεριλάβει έναν μηχανισμό επιμερισμού για ελέγξιμες λειτουργικές δαπάνες (η εξοικονόμηση δαπανών θα επιμερίζεται μεταξύ του Διαχειριστή και των χρηστών του δικτύου).

Επιπλέον, σύμφωνα με την τροποποιημένη μεθοδολογία, οι λειτουργικές δαπάνες διακρίνονται σε ελεγχόμενες και μη ελεγχόμενες δαπάνες, ανάλογα με την ικανότητα του φορέα εκμετάλλευσης να ελέγχει και να καθορίζει τις τιμές κάθε κατηγορίας λειτουργικών εξόδων. Οι μη ελεγχόμενες δαπάνες περιλαμβάνουν φόρους, τέλη και εισφορές. Αντίθετα, οι ελεγχόμενες δαπάνες περιλαμβάνουν κατηγορίες όπως μισθοδοσία, πληρωμές τρίτων, υλικά και αναλώσιμα και άλλα έξοδα.

Όσον αφορά τις ελεγχόμενες δαπάνες, εφαρμόζεται μηχανισμός κινήτρων για την παροχή κινήτρων στον Διαχειριστή ώστε να βελτιώσει την αποδοτικότητά του. Ο μηχανισμός αυτός εφαρμόζεται στην εξοικονόμηση ελεγχόμενων δαπανών (πραγματικών), σε σύγκριση με τις προβλεπόμενες ελεγχόμενες δαπάνες, και ο σχετικός συντελεστής επιμερισμού κυμαίνεται μεταξύ 40% και 70% υπέρ του φορέα εκμετάλλευσης (η τιμή αυτού του συντελεστή καθορίζεται στη ρυθμιστική απόφαση για τη μεταφορά).

A.2 Αποσβέσεις περιουσιακών στοιχείων

Οι αποσβέσεις υπολογίζονται για κάθε έτος της ΡΠ, με βάση το μητρώο εποπτικών περιουσιακών στοιχείων, ακολουθώντας μια γραμμική μέθοδο και λαμβάνοντας υπ' όψιν την οικονομική αντί της λογιστικής ζωής, ενώ δεν λαμβάνονται υπ' όψιν οι αναπροσαρμογές. Η απόσβεση υπολογίζεται για όλα τα περιουσιακά στοιχεία που αναμένεται να χρησιμοποιηθούν κατά τη διάρκεια κάθε έτους της ΡΠ, ενώ τα περιουσιακά στοιχεία υπό κατασκευή (WIP) αμείβονται μόνο για απόδοση. Τα στοιχεία ενεργητικού που χρηματοδοτούνται από τρίτους ή οι εισφορές εξαιρούνται από την ΡΠΒ και, ως εκ τούτου και από τον υπολογισμό της απόσβεσης. Το συνολικό ποσό απόσβεσης για το 2021 με βάση το εποπτικό μητρώο περιουσιακών στοιχείων ανέρχεται σε 77 εκατομμύρια ευρώ.

A.3 Απόδοση RAB

Η απόδοση του επενδεδυμένου κεφαλαίου υπολογίζεται με βάση την εκτιμώμενη αξία της ΡΠΒ του έτους και το εγκεκριμένο προ φόρων RoR (r) / WACC. Αναλυτικότερα παρουσιάζονται η ρυθμιστική βάση περιουσιακών στοιχείων, καθώς και ο τρόπος υπολογισμού του σταθμισμένου μέσου κόστους κεφαλαίου.

A.3.1 Ρυθμιστική βάση περιουσιακών στοιχείων

Η ρυθμιστική βάση περιουσιακών στοιχείων ΡΠΒ περιλαμβάνει το εκτιμώμενο κεφάλαιο που χρησιμοποιείται για τη ρυθμιζόμενη δραστηριότητα, εκτιμώμενο για κάθε έτος της ΡΠΒ ως εξής:

- + Μη αποσβεσμένη αξία περιουσιακών στοιχείων σύμφωνα με το ρυθμιστικό μητρώο περιουσιακών στοιχείων.
- + WIP/νέες επενδύσεις.
- + Κεφάλαιο κίνησης.
- Διαθέσιμα.
- Επιχορηγήσεις και συνεισφορές τρίτων.

Η ΡΠΒ για το 2021 εκτιμήθηκε σε 2 δισεκατομμύρια ευρώ, εκ των οποίων το κεφάλαιο κίνησης ήταν 77 εκατομμύρια ευρώ και οι επιχορηγήσεις και συνεισφορές τρίτων ήταν 227 εκατομμύρια ευρώ. Από το 2009 και μετά, δεν έχει εξεταστεί το ενδεχόμενο αναπροσαρμογής για κανονιστικούς σκοπούς.

A.3.2 Σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (WACC)

Το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου WACC υπολογίζεται ως RoR για τη ΡΠΒ. Για τον ΑΔΜΗΕ, το WACC εκτιμάται σε πραγματικούς όρους (προ φόρων) ως:

$$WACC_{real} = \frac{1+WACC_{nominal}}{1+i} - 1 \quad (4.7)$$

όπου i είναι ο πληθωρισμός, και το $WACC_{nominal}$ είναι το ονομαστικό σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου και δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$WACC_{nominal} = g * rd + \frac{(1-g)*re}{t-1} \quad (4.8)$$

όπου g είναι ο λόγος χρέους/ΙΚ, rd είναι το κόστος δανεισμού, t είναι ο εταιρικός φόρος και $re = rf + \beta_{equity} * MPR + CRP$ είναι το κόστος κεφαλαίου (μετά φόρων, ονομαστικά), όπου β_{equity} είναι το beta κεφαλαίου, MPR είναι το ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς και CRP είναι το ασφάλιστρο κινδύνου χώρας.

Επιπλέον, σύμφωνα με την τροποποιημένη μεθοδολογία, οι λειτουργικές δαπάνες διακρίνονται σε ελεγχόμενες και μη ελεγχόμενες δαπάνες, ανάλογα με την ικανότητα του φορέα εκμετάλλευσης να ελέγχει και να καθορίζει τις τιμές κάθε κατηγορίας λειτουργικών εξόδων. Οι μη ελεγχόμενες δαπάνες περιλαμβάνουν φόρους, τέλη και εισφορές. Αντίθετα, οι ελεγχόμενες δαπάνες περιλαμβάνουν κατηγορίες όπως μισθοδοσία, πληρωμές τρίτων, υλικά και αναλώσιμα και άλλα έξοδα.

Όσον αφορά τις ελεγχόμενες δαπάνες, εφαρμόζεται μηχανισμός κινήτρων για την παροχή κινήτρων στον Διαχειριστή ώστε να βελτιώσει την αποδοτικότητά του. Ο μηχανισμός αυτός εφαρμόζεται στην εξοικονόμηση ελεγχόμενων δαπανών (πραγματικών), σε σύγκριση με τις προβλεπόμενες ελεγχόμενες δαπάνες, και ο σχετικός συντελεστής επιμερισμού κυμαίνεται μεταξύ 40% και 70% υπέρ του φορέα εκμετάλλευσης (η τιμή αυτού του συντελεστή καθορίζεται στη ρυθμιστική απόφαση για τη μεταφορά).

Το WACC σε πραγματικούς όρους (προ φόρων) είναι 6.3%. Οι τιμές των παραμέτρων που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό του παρουσιάζονται στην συνέχεια:

Πίνακας 4.2

Τιμές Παραμέτρων για τον Υπολογισμό του WACC

Risk-free rate (rf)	0,7%
Market risk premium (MRP)	5%
Gearing ratio (g)	40,3%
Beta equity (β_{equity})	0,72
Country risk premium (CRP)	1,5%

Cost of equity pre-tax ($re, t-tax$)	5,8%
Tax rate (t)	29%
Cost of equity pre-tax ($re, -tax$)	8,2%
Cost of debt (rd)	5,13%
WACC, pre-tax, nominal (WACCnominal)	6,95%
Inflation (i)	0,6%
WACC, pre-tax, real (WACCreal)	6,3%

Ο αναλυτικός τύπος του ονομαστικού WACC είναι:

$$WACC_{nominal} = g * rd + (1 - g) * \frac{rf + \beta_{equity} * MPR * CRP}{t-1} \quad (4.9)$$

όπου όλες οι τιμές των μεταβλητών αναγράφονται στον Πίνακα 4.2.

A.3.3 Ασφάλιστρο WACC

Για έργα μείζονος σημασίας που περιλαμβάνονται στο εγκεκριμένο ΔΠΑ, μπορεί να παρέχεται πριμοδότηση RoR, επιπλέον του βασικού WACC. Το ποσοστό αυτής της πριμοδότησης κυμαίνεται μεταξύ 1% και 2,5%. Η πριμοδότηση WACC παρέχεται μόλις το έργο ηλεκτροδοτηθεί και μέχρι το 12^ο έτος από το προγραμματισμένο έτος ηλεκτροδότησης, σύμφωνα με το εγκεκριμένο ΔΠΑ στο οποίο το έργο χαρακτηρίζεται ως έργο μείζονος σημασίας.

Στην τροποποιημένη μεθοδολογία τροποποιήθηκαν τόσο το εύρος όσο και η διάρκεια της πριμοδότησης WACC. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με τη νέα μεθοδολογία, το

ασφάλιστρο WACC κυμαίνεται μεταξύ 0 και 2% και μπορεί να παρέχεται για περίοδο τεσσάρων έως επτά ετών, αρχής γενομένης από το προβλεπόμενο έτος εμπορικής λειτουργίας σύμφωνα με το εγκεκριμένο ΔΠΑ. Σε περίπτωση αδικαιολόγητων καθυστερήσεων στο χρονοδιάγραμμα του έργου, αυτό το επιπλέον ασφάλιστρο WACC μπορεί να μειωθεί.

A.4 Επιτρεπόμενα έσοδα 2021

Με βάση τα παραπάνω, η αναλυτική έκθεση για το 2021 συνοψίζεται στον Πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3

Σύνοψη Επιτρεπόμενων Εσόδων 2021

Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX)	79.066.000
Αποσβέσεις	77.063.000
ΡΠΒ	2.059.771.000
WACC (πραγματικό, pre-tax)	6,3%
Απόδοση στη ΡΠΒ (R)	129.66.000
Επιτρεπόμενο Έσοδο (AR)	285.895.000

Το απαιτούμενο έσοδο (Required Revenue, RR) ανακτάται μέσω των χρεώσεων χρήσης του συστήματος από όλους τους πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στο ΕΣΜΗΕ και στο δίκτυο διανομής. Το RR υπολογίζεται με βάση το AR, λαμβάνοντας υπ' όψιν ορισμένες προσαρμογές (παραμέτρους) ως εξής:

$$RR = AR \pm K \pm P1 \pm P2 - P3 \pm P4 - P5 \quad (4.10)$$

όπου AR είναι το Επιτρεπόμενο Έσοδο του Διαχειριστή, K είναι το κόστος έργων του ΕΣΜΗΕ που χρηματοδοτούνται από τρίτους, P1 είναι το ποσό εκκαθάρισης λόγω ανεπαρκούς ή υπερβολικής ανάκτησης RR κατά τα προηγούμενα έτη, P2 είναι το ποσό εκκαθάρισης λόγω ανεπαρκών/υπερβολικών επενδύσεων κατά τα προηγούμενα έτη, P3 είναι τα έσοδα από δικαιώματα διασύνδεσης (δημοπρασίες), P4 είναι οι δαπάνες/έσοδα από τη συμμετοχή στον

μηχανισμό αντιστάθμισης μεταξύ TSO, και Π5 είναι τα έσοδα από άλλες, ρυθμιζόμενες και μη, δραστηριότητες. Έτσι, με βάση τα παραπάνω το RR του ΑΔΜΗΕ για το τέταρτο έτος της ΠΑ 2018-21 είναι 211.596.945 ευρώ και οι τιμές των παραμέτρων που συνιστούν το RR παρουσιάζονται σε ποσά ευρώ του 2021 σύμφωνα με τον Πίνακα 4.4.

Πίνακας 4.4

Σύνοψη Αποτελεσμάτων Απαιτούμενου Εσόδου

Επιτρεπόμενο Έσοδο (AR)	285.895.000
Κόστος έργων του ΕΣΜΗΕ από τρίτους (K)	0
Υποεπένδυση (+) /υπερεπένδυση (-) (Π1)	142.810
Εκκαθάριση υποεπενδύσεων, τα προηγούμενα χρόνια (Π2)	-6.141.261
Έσοδα από διασυνδεδετικά διακιάωματα (Π3)	-66.179.594
Έσοδα από τον μηχανισμό αντιστάθμισης (Π4)	1.906.410
Έσοδα από μη ρυθμιζόμενες ενέργειες (Π5)	-9.699.060
Λειτουργικές Δαπάνες ΑΡΙΑΔΝΗ	5.672.640
Απαιτούμενο Έσοδο ΕΣΜΗΕ 2021 (RR)	211.596.945

Επομένως, με βάση τον παραπάνω πίνακα, μια επιχείρηση ηλεκτρισμού στην Ελλάδα για το 2021 χρειάζεται να παράγει ως απαιτούμενο έσοδο τουλάχιστον 211.5 εκατομμύρια ευρώ. Ταυτόχρονα, το επιτρεπόμενο έσοδο ορίζεται στα 285,9 εκατομμύρια, κάτι το οποίο δείχνει τον υψηλό βαθμό αποδοτικότητας της αγοράς ηλεκτρισμού για την Ελλάδα, όπως

ορίζεται από τη ΡΑΕ. Συνολικά, τα δεδομένα αυτά δείχνουν τη σημασία του κεφαλαίου βάσης για τις επιχειρήσεις, καθώς όσο μεγαλύτερη είναι η βάση, τόσο μεγαλύτερο είναι το περιθώριο κέρδους για τις επιχειρήσεις.²⁷

4.4 Πορτογαλία

Το ενδιαφέρον για τη μελέτη της Πορτογαλίας επικεντρώνεται σε ένα κίνητρο που δημιουργήθηκε και εφαρμόστηκε από την ERSE, την αντίστοιχη Πορτογαλική ΡΑΕ, για την προώθηση της ενσωμάτωσης εγκαταστάσεων χαμηλής τάσης (ΧΤ) σε έξυπνα δίκτυα, όπου επίσης μπορεί να θεωρηθεί και ως κίνητρο για τη «διαθεσιμότητα έξυπνων υπηρεσιών». Για το λόγο αυτό, θα παρουσιαστούν τα κύρια κίνητρα κάτω από αυτή την προσπάθεια, οι απαιτήσεις εγκατάστασης για πρόσβαση, ο σχεδιασμός της αμοιβής και το σκεπτικό στο οποίο βασίζεται η αποτίμηση αυτού του καθεστώτος κινήτρων.

Η εφαρμογή ευφών δικτύων αποτελεί θεμελιώδη συνιστώσα της ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς ενέργειας και η ανάπτυξη ευφών δικτύων μπορεί να προωθήσει καλύτερες συνθήκες ζήτησης και ανταγωνισμού στις αγορές λιανικής. Επιπρόσθετα, η ανάπτυξη νέων υπηρεσιών προστιθέμενης αξίας για τους καταναλωτές, η προώθηση της ενεργειακής απόδοσης, η μείωση των εκπομπών και η αποτελεσματικότερη διαχείριση και λειτουργία του δικτύου, είναι επίσης υψίστης σημασίας ως οφέλη που έρχονται από την ανάπτυξη τέτοιων δικτύων.

Έτσι, τον Αύγουστο του 2019 η ERSE, δηλαδή η ρυθμιστική αρχή της Πορτογαλίας, δημοσίευσε τον κανονισμό με αριθ. 610/201933 («κανονισμός για τις υπηρεσίες έξυπνων δικτύων»), ο οποίος καθορίζει τους όρους και τους κανόνες που ισχύουν για τις υπηρεσίες που παρέχονται από τους DSO χαμηλής τάσης στο πλαίσιο των έξυπνων δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, με στόχο τη στήριξη της ανάπτυξης έξυπνων δικτύων στην Πορτογαλία. Μάλιστα, ο κανονισμός αυτός θεσπίζει επιπρόσθετα ένα κίνητρο βάσει εκροών, το οποίο αποσκοπεί στην ενθάρρυνση των DSO χαμηλής τάσης να παρέχουν υπηρεσίες προστιθέμενης αξίας με έξυπνο δίκτυο στους καταναλωτές. Σύμφωνα με το κίνητρο αυτό, οι DSO χαμηλής τάσης λαμβάνουν ένα σταθερό ετήσιο ποσό, για καθορισμένο αριθμό ετών, ανά σημείο παροχής χαμηλής τάσης που παρέχει ένα καθορισμένο σύνολο υπηρεσιών ευφών δικτύων

²⁷ https://www.enerdynamics.com/Energy-Currents_Blog/The-Revenue-Requirement-is-the-Key-to-How-Utilities-Make-Money.aspx

στους καταναλωτές, θεωρώντας έτσι ότι τα σημεία αυτά «ενσωματώνονται σε έξυπνα δίκτυα». Η αξία αυτού του οικονομικού κινήτρου βασίζεται στον επιμερισμό των καθαρών οφελών που αποφέρουν οι υπηρεσίες αυτές μεταξύ των DSO χαμηλής τάσης και των καταναλωτών.

Στην Πορτογαλία, διάφοροι παράγοντες εμπόδιζαν την ανάπτυξη υπηρεσιών ευφών δικτύων για τους καταναλωτές χαμηλής τάσης. Πρώτον, όσον αφορά τη συνιστώσα υποδομής, δεν είχε ληφθεί εθνική απόφαση που να απαιτεί την ανάπτυξη έξυπνων μετρητών, παρά τη θετική ανάλυση κόστους-οφέλους. Επιπλέον, λόγω των εθνικών νομικών περιορισμών, μέρος των επενδύσεων που απαιτούνται για την ανάπτυξη αυτών των υπηρεσιών, όπως οι επενδύσεις σε έξυπνους μετρητές, δεν περιλαμβάνονται στη ΡΠΒ, με αποτέλεσμα οι DSO χαμηλής τάσης να μην έχουν άμεσο κίνητρο να τους εγκαταστήσουν, δεδομένου ότι δεν είναι σε θέση να ανακτήσουν το κόστος τους μέσω των επιτρεπόμενων εσόδων. Ακόμα, οι ρυθμιστικές μεθοδολογίες που εφαρμόζονται στη δραστηριότητα διανομής χαμηλής τάσης ενδέχεται να μην είναι αρκετά αποτελεσματικές όσον αφορά την παροχή επαρκών οικονομικών μηνυμάτων, ώστε να οδηγήσουν τους DSO χαμηλής τάσης στην ανάπτυξη αυτών των υπηρεσιών.

Στην ηπειρωτική Πορτογαλία, η δραστηριότητα διανομής χαμηλής τάσης ρυθμίζεται μέσω ανώτατου ορίου τιμής για το TOTEX. Παρά τα πολλά πλεονεκτήματα, δεδομένου του ισχύοντος ειδικού εθνικού νομικού πλαισίου, η μεθοδολογία αυτή δεν έχει παράσχει αρκετά έμμεσα κίνητρα στους DSO χαμηλής τάσης για την ανάπτυξη καινοτόμων υπηρεσιών όταν υπάρχουν σαφείς εξωτερικές επιπτώσεις που υπερβαίνουν αυτή τη δραστηριότητα. Ένα σημαντικό μερίδιο των οφελών για τους καταναλωτές που παράγονται από τις εν λόγω υπηρεσίες/επενδύσεις, όπως η εξοικονόμηση ενέργειας, υπερβαίνει την παραδοσιακή μείωση των λειτουργικών εξόδων που επιτυγχάνεται από τους DSO χαμηλής τάσης και, ως εκ τούτου, δεν εσωτερικεύεται από αυτούς.

Επιπλέον, οι DSO χαμηλής τάσης μοιράζονται μέρος της εξοικονόμησης κόστους τους με τους καταναλωτές, τόσο μέσω ετήσιων στόχων αποδοτικότητας, που εφαρμόζονται σε ολόκληρη τη βάση κόστους, όσο και μέσω περιοδικών αναθεωρήσεων της βάσης κόστους στην αρχή κάθε ΡΠ. Ως εκ τούτου, οι DSO χαμηλής τάσης αντιμετώπισαν περιορισμένο φυσικό κίνητρο για την ανάπτυξη και την παροχή αυτών των υπηρεσιών στους καταναλωτές χαμηλής τάσης. Επιπλέον, το ISI σχεδιάστηκε για να δώσει κίνητρα στους DSO χαμηλής τάσης να αναπτύξουν και να προσφέρουν στους καταναλωτές μια σειρά υπηρεσιών που απελευθερώνουν τα οφέλη της ενσωμάτωσης έξυπνων δικτύων.

Προκειμένου να πληροί τις προϋποθέσεις για αυτό το κίνητρο, δηλαδή για να ταξινομηθεί ως «ενσωματωμένη σε έξυπνα δίκτυα», κάθε εγκατάσταση χαμηλής τάσης πρέπει να είναι σε θέση να παρέχει ένα σύνολο υπηρεσιών. Οι υπηρεσίες αυτές περιλαμβάνουν, μεταξύ άλλων:

1. Απομακρυσμένη ανάγνωση και διαθεσιμότητα λεπτομερών δεδομένων κατανάλωσης.
2. Ειδοποιήσεις ενεργής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και σύγκριση με προηγούμενα έτη.
3. Διαθεσιμότητα των διαγραμμάτων φορτίου ενεργού ισχύος της εγκατάστασης.
4. Διαθεσιμότητα δεδομένων σχετικά με την ποιότητα των υπηρεσιών και των υπηρεσιών που συνδέονται με την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως η προσαρμογή της συμβατικής ισχύος.
5. Απομακρυσμένη ενεργοποίηση/απενεργοποίηση παροχής.

Αμοιβή και σχεδιασμός

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, το κίνητρο ISI είναι ένα κίνητρο βάσει εκροών που σχετίζεται με τη διαθεσιμότητα υπηρεσιών ευφυών δικτύων. Ουσιαστικά είναι μια ανταμοιβή που εφαρμόζεται σε επιλέξιμη εγκατάσταση χαμηλής τάσης, μέσω ενός ποσού που καταβάλλεται για αρκετά χρόνια.²⁸

Ως εκ τούτου, το κίνητρο υπολογίζεται σε ετήσια βάση και εφαρμόζεται για κάθε σημείο παροχής χαμηλής τάσης που θεωρείται ότι έχει ενσωματωθεί σε έξυπνα δίκτυα, λόγω της παροχής του συνόλου των υπηρεσιών που καθορίζονται στον κανονισμό της ERSE, σύμφωνα με τα ανωτέρω. Οι παράμετροι, δηλαδή η διάρκεια του κινήτρου και το ετήσιο ποσό, μπορούν να αναθεωρούνται στην αρχή κάθε ΠΠ, ενώ για κάθε DSO χαμηλής τάσης, η συνολική αξία του ISI για κάθε έτος w μιας περιόδου T_w υπολογίζεται με τον ακόλουθο τύπο:

$$ISI_{LV,w}^{LVO_j} = \Delta N I_w^{LVO_j} * K_w^{LVO_j} * T_w \quad (4.11)$$

²⁸ <https://www.erse.pt/media/rg1f524y/ceer-conclusions-paper-on-incentives-schemes-for-regulating-dsos.pdf>

όπου $ISI_{LV,w}^{LVO_j}$, είναι το συνολικό ποσό για το έτος w , που χορηγήθηκε στον DSO Χαμηλής Τάσης j , w είναι το έτος αναφοράς, ΔNI είναι η διαφορά μεταξύ του αριθμού των εγκαταστάσεων χαμηλής τάσης που θεωρείται ότι είναι ενσωματωμένες σε ευφυή δίκτυα στις 31 Δεκεμβρίου του έτους w και στις 31 Δεκεμβρίου του έτους $w-1$, K_w είναι η παράμετρος που αντιπροσωπεύει την ετήσια αξία του κινήτρου για το έτος w , LVO_j είναι ο επιλέξιμος DSO χαμηλής τάσης και T_w είναι η παράμετρος που αντιπροσωπεύει τον αριθμό των ετών για την εφαρμογή του κινήτρου ISI.

Στο τέλος του T_w , η τιμή της παραμέτρου K_w είναι μηδέν (CEER, 2022). Είναι σκόπιμο να παρουσιαστεί ο τύπος για τον υπολογισμό της συνολικής ετήσιας αξίας του κινήτρου που λαμβάνει κάθε DSO χαμηλής τάσης κάθε έτος τιμολόγησης. Έτσι, από τα τιμολόγια δικτύου 2022 και μετά, τα ποσά ISI περιλαμβάνονται στα ετήσια επιτρεπόμενα έσοδα του DSO (σε σχέση με το 2020 με καθυστέρηση δύο ετών). Γενικότερα, το μέγιστο ποσό του κινήτρου δεν εκτιμάται ότι υπερβαίνει το 3% των ετήσιων επιτρεπόμενων εσόδων της δραστηριότητας διανομής χαμηλής τάσης.²⁹

Σε γενικές γραμμές, το ρυθμιστικό πλαίσιο της Πορτογαλίας για τη διανομή ηλεκτρισμού για το 2021 χαρακτηρίζεται αρκετά προβλέψιμο και σταθερό. Αυτό προσφέρει μεγάλο πλεονέκτημα για την αγορά της χώρας, αφού τα απαραίτητα έσοδα και όλοι οι δείκτες είναι σταθεροί και δείχνουν υψηλή αποδοτικότητα για τις επιχειρήσεις της. Μάλιστα το ρυθμιστικό πλαίσιο έχει πλήρη έλεγχο όλων των λειτουργικών εξόδων, όπως φαίνεται και από τη σταθερότητα του δείκτη RoR στον Πίνακα 4.5, ο οποίος κυμαίνεται σταθερά από 5% μέχρι 5.75% τόσο για την αγορά ηλεκτρισμού, όσο και για την αγορά αερίου.

Πίνακας 4.5

Δείκτης Απόδοσης Βάσης για Ηλεκτρισμό και Αέριο για το 2021

(%)	Base RoR*	Floor	Cap
Electricity transmission	5.50	4.50	9.50
Electricity distribution	5.75	4.75	9.75
Gas transmission	5.00	5.40	8.80
Gas distribution	5.20	4.70	9.00
*2018 (power), 2021 (gas). RoR--Rates of return.			

Πηγή: www.spglobal.com

²⁹ <https://www.erse.pt/en/electricity/functioning/distribution/>

Επομένως, η γενική εικόνα της αγοράς ηλεκτρισμού στην Πορτογαλία, όπως παρουσιάζεται από την ERSE, δείχνει ενθαρρυντικά στοιχεία για την εξέλιξη της. Η σταθερότητα και η προβλεψιμότητα στο ρυθμιστικό πλαίσιο συνδυάζεται με την ικανότητά του να παρέχει πλήρη προστασία από κινδύνους που αφορούν τον όγκο και τη φύση του προϊόντος. Παράλληλα, το ρυθμιστικό σύστημα χαρακτηρίζεται από πολιτική ανεξαρτησία και χάρη στην υποστήριξη από το αντίστοιχο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής ένωσης, η συνολική απόδοση της αγοράς και συγκεκριμένα των DSO είναι προβλέψιμη και ικανοποιητική.

4.5 Σουηδία

Το ρυθμιστικό πλαίσιο της Σουηδίας βασίζεται στον καθορισμό των επιτρεπόμενων εσόδων από την Εθνική Ρυθμιστική Αρχή (Swedish Energy Markets Inspectorate, Ei), πριν επέλθει η ΡΠ. Αναλυτικότερα, η Ei καθορίζει τα επιτρεπόμενα έσοδα για τους διαχειριστές δικτύου, εν μέρει βάσει προβλέψεων, για κάθε διαχειριστή δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως για περίοδο τεσσάρων ετών, τα οποία παρουσιάζονται συνολικά για το σύνολο των πελατών του εν λόγω διαχειριστή. Μετά τη συμβολή της ΡΠ, η Ei προβαίνει στην επικαιροποίηση των ανώτατων ορίων εσόδων και αντικαθιστά τις προβλέψεις της με το πραγματικό αποτέλεσμα. Σε αυτό το σημείο πραγματοποιείται και προσαρμογή των ανώτατων ορίων εσόδων με ετήσιο συμπλήρωμα ή έκπτωση, λαμβάνοντας υπόψη την ποιότητα με βάση τον τρόπο λειτουργίας των εταιρειών δικτύου και τον βαθμό στον οποίο η πράξη είναι συμβατή με το δίκτυο ή συμβάλλει στην αποτελεσματική χρήση του. Για τον υπολογισμό των εσόδων, πριν την ΡΠ, ο τύπος υπολογισμού είναι ο εξής:

$$\begin{aligned} \text{Όριο Εσόδου} &= \text{Κόστος Κεφαλαίου}_{\text{αρχική ΡΠΒ}} + \\ &\text{Ελεγχόμενο Κόστος}_{\text{κόστος τετραετίας}} + \text{Μη Ελεγχόμενο Κόστος} \end{aligned} \quad (4.12)$$

ενώ μετά τη συμβολή της ΡΠ, ο τύπος υπολογισμού των εσόδων τροποποιείται και ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} \text{Όριο Εσόδου} &= \text{Κόστος κεφαλαίου}_{\text{αρχική ΡΠΒ}} + \\ &\text{ελεγχόμενο κόστος}_{\text{κόστος τετραετίας}} + \text{μη ελεγχόμενο κόστος} \pm \\ &\text{Τροποποίηση}_{\text{ποιότητα λειτουργίας των εταιρειών}} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Το ανώτατο όριο εσόδων που ορίζεται πριν από τη ΡΠ καθορίζεται από ένα ποσό τεσσάρων ετών για ολόκληρο τη ΡΠ. Στην απόφαση διευκρινίζεται ότι το ανώτατο όριο εσόδων μετά τη ΡΠ πρέπει να προσαρμόζεται για κάθε έτος με διαφορετικούς δείκτες. Η χρήση των δεικτών κόστους και εσόδων θα πρέπει να περιορίζεται στη χρήση τους όταν αναφέρεται άμεσα στη νομοθεσία. Επιπρόσθετα, η νομοθεσία ορίζει ότι ο δείκτης τιμών συντελεστών που αφορούν τα κτίρια πρέπει να χρησιμοποιείται για την ΡΠΒ και ο δείκτης τιμών συντελεστών που αφορούν τις εταιρείες δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται για την τιμαριθμική αναπροσαρμογή του ελεγχόμενου κόστους (CEER Regulatory Frameworks Report, 2022).

Από την άλλη πλευρά, το μη ελεγχόμενο κόστος θα καθορίζεται με βάση τα πραγματικά δεδομένα για κάθε έτος σε επίπεδο τιμών κάθε έτους. Αυτά θα αφαιρούνται επίσης ετησίως από τα έσοδα των εταιρειών δικτύου όταν συγκρίνεται το τελικό ανώτατο όριο εσόδων με τα έσοδα. Ακόμα, η τροποποίηση ανάλογα με την ποιότητα του τρόπου λειτουργίας των εταιρειών δικτύου και τον βαθμό στον οποίο η εκμετάλλευση είναι συμβατή ή συμβάλλει στην αποτελεσματική χρήση του δικτύου, παρέχεται στο επίπεδο τιμών κάθε έτους. Η διαχείριση του επιπέδου τιμών απαιτείται μόνο στο μέρος που αναφέρεται στην ποιότητα στον τρόπο με τον οποίο οι εταιρείες δικτύου διεξάγουν λειτουργίες δικτύου, καθώς βασίζεται σε μια καθιερωμένη εκτίμηση κόστους διακοπής. Η αποτίμηση αυτή υπολογίζεται για το επίπεδο τιμών κάθε έτους με τον ΔΤΚ.

Κεφαλαιακή Βάση και Κόστος Κεφαλαίου

Η μέθοδος που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου για τα περιουσιακά στοιχεία των εταιρειών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας είναι στην πραγματικότητα μια γραμμική μέθοδος απόσβεσης, κατά την οποία πρέπει να δοθεί στα περιουσιακά στοιχεία του δικτύου μια αξία αντικατάστασης, η οποία αντικατοπτρίζει το κόστος απόκτησης και θέσης σε λειτουργία ενός εντελώς νέου περιουσιακού στοιχείου σήμερα. Αυτό περιλαμβάνει τον

προγραμματισμό του έργου, τα υλικά, ορισμένες δαπάνες εργασίας και υλικών, την προετοιμασία, όπως αναφέρονται σύμφωνα με ορθές λογιστικές αρχές.³⁰

Γενικά υπάρχουν τέσσερις μέθοδοι αποτίμησης που μπορούν να χρησιμοποιήσουν οι εταιρείες για να δώσουν σε ένα περιουσιακό στοιχείο δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας μια παρούσα αξία απόκτησης. Αυτές οι μέθοδοι χρησιμοποιούνται με βαθμό ιεραρχίας, όπου η πρώτη πρέπει να χρησιμοποιηθεί υποχρεωτικά, εκτός αν δεν είναι εφικτό, όπου σε εκείνη την περίπτωση εξετάζεται η δεύτερη μέθοδος. Η διαδικασία συνεχίζεται μέχρις ότου να χρησιμοποιηθεί μία από τις μεθόδους.

Ειδικότερα, οι μέθοδοι σύμφωνα με την κατάταξη είναι οι εξής:

- 1) Κόστος Καταλόγου.
- 2) Αρχική Αξία Κτήσης.
- 3) Λογιστική Αξία.
- 4) Άλλη Εύλογη Αξία.

Σημειώνεται ότι, ανάλογα με τη μέθοδο, ο υπολογισμός γίνεται σε πραγματικούς όρους σύμφωνα με τον δείκτη τιμών συντελεστών για τα κτίρια, την τάση του κόστους κατασκευής που αναφέρεται στην παραπάνω ενότητα. Για τον υπολογισμό του ανώτατου ορίου εσόδων χρησιμοποιούνται στοιχεία του Ενεργητικού, τα οποία καταγράφονται στον Πίνακα 4.6. Για το συγκεκριμένο υπολογισμό δε συμπεριλαμβάνονται δάνεια για ενίσχυση δικτύου ή έξοδα για διακοπές.³¹

³⁰ <https://ei.se/ei-in-english>

³¹ Τα συγκεκριμένα στοιχεία χρησιμοποιούνται σε μία τροποποιημένη μέθοδο, αντίστοιχη αυτής που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία.

Πίνακας 4.6
Στοιχεία Ενεργητικού DSO

Asset category	Asset_ type	Technical spec	Quantity (km, number)	Catalogue nr	Voltage	Catalogue cost (for Q=1)	Replacement value	Year_ from
Other lines, area concession	Underground cable, city	N1XV(E) 4x150 mm ²	0.0051	NG1 4435	0.4	888,839	4,562	2009
Other lines, area concession	Underground cable, populated area	PEX 3x150 mm ²	1.0113	NG1 4523	12	713,572	721,638	1959
Meter	Meter	Mätare kategori 1	304	NG1 5951	0.4	2,295	697,680	2016 H2
Network station	Station	Nätstation	26	NG1 5224	12/0.4	178,513	4,641,338	2005
Transformer	Transformer	500 kVA	6	NG1 5922	12/0.4	111,250	667,500	1981
Total cost for replacement							6,732,718	

Πηγή: www.ceer.eu

Οι DSO αναφέρουν μόνο την ποσότητα, το έτος επένδυσης (year from) και τον αριθμό καταλόγου, καθώς τα άλλα δεδομένα δημιουργούνται από το σύστημα. Τα περιουσιακά στοιχεία στον παραπάνω πίνακα χρησιμοποιούνται για να απεικονίσουν τον τρόπο υπολογισμού του κόστους κεφαλαίου. Από το 2011 το CAPEX υπολογίζεται ανά εξάμηνο και η σημειογραφία H2 σημαίνει ότι το περιουσιακό στοιχείο έχει τεθεί σε λειτουργία κατά το δεύτερο εξάμηνο του έτους.

Συντελεστής απόσβεσης

Τα στοιχεία που συμπεριλαμβάνονται στη ΡΠΒ πρέπει να είναι πλήρως λειτουργικά και να μην έχουν ξεπεράσει το μέγιστο χρόνο απόσβεσης. Στην περίπτωση όμως που η οικονομική απόσβεση ταυτίζεται με τον κανονικό χρόνο απόσβεσης, ένα περιουσιακό στοιχείο που εξακολουθεί να είναι πλήρως λειτουργικό μετά από αυτό το χρονικό διάστημα, μπορεί να έχει παρατεταμένη διάρκεια ζωής και να συμπεριληφθεί στη ΡΠΒ μέχρι τον μέγιστο χρόνο απόσβεσης. Σε αυτήν την περίπτωση, ο μέγιστος χρόνος απόσβεσης επεκτείνεται μέχρι 25% σε σύγκριση με τον οικονομικό χρόνο απόσβεσης.

Υπολογισμός του Κόστους Κεφαλαίου

Το CAPEX υπολογίζεται ως το άθροισμα των αποσβέσεων και της απόδοσης κεφαλαίου. Για ένα πάγιο περιουσιακό στοιχείο που είναι νεότερο από τον χρόνο οικονομικής απόσβεσης, ο υπολογισμός γίνεται ως εξής:

$$Depreciation_{6month} = 0.5 * \frac{Replacement\ Value}{Economic\ Depreciation\ Time} \quad (4.14)$$

και

$$Return_{6month} = \frac{0,5 * Replacement\ value * (Economic\ depreciation\ time - Asset\ Age) * RealWacc_{pre\ tax}}{Economic\ depreciation\ time} \quad (4.15)$$

Εναλλακτικά, μια εγκατάσταση δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας που είναι παλαιότερη από την περίοδο οικονομικής απόσβεσης, αλλά μικρότερη από τη μέγιστη περίοδο απόσβεσης, ο υπολογισμός γίνεται ως εξής:

$$Depreciation_{6month} = 0.5 * \frac{Replacement\ Value}{Asset\ Age} \quad (4.16)$$

και

$$Return_{6month} = \frac{0,5 * Replacement\ value * RealWacc_{pre\ tax}}{Asset\ Age} \quad (4.17)$$

Αξίζει να σημειωθεί πως το κόστος κεφαλαίου υπολογίζεται σε εξαμηνιαία βάση, κάτι που εξηγεί τον πολλαπλασιασμό με 0,5 στους παραπάνω τύπους. Εάν γίνει αλλαγή στη ΡΠΒ είτε από επενδύσεις είτε από πωλήσεις κατά τη διάρκεια του πρώτου εξαμήνου του έτους, τότε αυτή η αλλαγή θα επηρεάσει πρώτα τη ΡΠΒ για τους επόμενους έξι μήνες. Για παράδειγμα, εάν μια επένδυση πραγματοποιηθεί το 1ο εξάμηνο του 2020, θα προστεθεί στη ΡΠΒ το 2ο εξάμηνο του 2020. Αυτό σημαίνει ότι κατά μέσο όρο υπάρχει τρίμηνη καθυστέρηση για τις αλλαγές επί της ΡΠΒ

Για τα περιουσιακά στοιχεία της αγοράς ηλεκτρισμού, το κόστος κεφαλαίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.7:

Πίνακας 4.7

Υπολογισμός Κόστους Κεφαλαίου

Assets	Depreciation							
	2020 H1	2020 H2	2021 H1	2021 H2	2022 H1	2022 H2	2023 H1	2023 H2
Underground cable, city	46	46	46	46	46	46	46	46
Underground cable, populated area	6,014	6,014	5,915	5,915	5,820	5,820	0	0
Meter	34,884	34,884	34,884	34,884	34,884	34,884	34,884	34,884
Station	58,017	58,017	58,017	58,017	58,017	58,017	58,017	58,017
Transformer	6,675	6,675	6,675	6,675	6,675	6,675	6,675	6,675
Sum	105,635	105,635	105,536	105,536	105,441	105,441	99,621	99,621

Πηγή: www.ceer.eu

Σε κάθε κελί, το κόστος κεφαλαίου υπολογίζεται από το λόγο του κόστους αντικατάστασης με τον χρόνο απόσβεσης. Εξαίρεση αποτελεί το δεύτερο στοιχείο ενεργητικού, του οποίου ο μέγιστος χρόνος απόσβεσης είναι ίσος με την οικονομική απόσβεση. Σε αυτήν την περίπτωση, χρησιμοποιείται η πραγματική ηλικία αντί του χρόνου απόσβεσης έως ότου φτάσει στον μέγιστο χρόνο απόσβεσης. Αυτό επιτυγχάνεται το 2023, και για αυτό το κόστος κεφαλαίου τότε είναι μηδέν.

Για να υπολογιστεί η απόδοση, πρέπει πρώτα να αφαιρεθεί το ήδη αποσβεσμένο κεφάλαιο. Η προσαρμοσμένη κατά ηλικία ΡΠΒ καταγράφεται στον Πίνακα 4.8.

Πίνακας 4.8

Προσαρμοσμένη ΡΠΒ

Assets	Age adjusted RAB							
	2020 H1	2020 H2	2021 H1	2021 H2	2022 H1	2022 H2	2023 H1	2023 H2
Underground cable, city	3,649	3,649	3,558	3,558	3,467	3,467	3,376	3,376
Underground cable, populated area	12,027	12,027	11,830	11,830	11,639	11,639	0	0
Meter	488,376	488,376	418,608	418,608	348,840	348,840	279,072	279,072
Station	3,016,870	3,016,870	2,900,836	2,900,836	2,784,803	2,784,803	2,668,769	2,668,769
Transformer	160,200	160,200	146,850	146,850	133,500	133,500	120,150	120,150

Πηγή: www.ceer.eu

Η απόδοση κεφαλαίου μπορεί τώρα να υπολογιστεί αν από τη προσαρμοσμένη κατά ηλικία ΡΠΒ (Age adjusted RAB), πολλαπλασιαστεί το WACC. Τα αποτελέσματα καταγράφονται στον Πίνακα 4.9.

Πίνακας 4.9
Υπολογισμός Απόδοσης Κεφαλαίου

WACC = 2.35%	Return on capital							
	2020 H1	2020 H2	2021 H1	2021 H2	2022 H1	2022 H2	2023 H1	2023 H2
Underground cable, city	43	43	42	42	41	41	40	40
Underground cable, populated area	141	141	139	139	137	137	0	0
Meter	5,738	5,738	4,919	4,919	4,099	4,099	3,279	3,279
Station	35,448	35,448	34,085	34,085	32,721	32,721	31,358	31,358
Transformer	1,882	1,882	1,725	1,725	1,569	1,569	1,412	1,412
Sum	43,253	43,253	40,910	40,910	38,566	38,566	36,089	36,089

Πηγή: www.ceer.eu

Επομένως, έχοντας υπολογίσει την προσαρμοσμένη απόδοση κεφαλαίου αλλά και το κόστος κεφαλαίου, το CAPEX για τη Σουηδία για κάθε έτος υπολογίζεται από το άθροισμα των δύο για κάθε εξάμηνο. Τα αποτελέσματα του CAPEX συνοψίζονται στον Πίνακα 4.10.

Πίνακας 4.10
Υπολογισμός CAPEX

CAPEX	2020	2021	2022	2023
SEK	297,236	292,892	288,014	271,420

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, μετά τη ΡΠ το κόστος κεφαλαίου διορθώνεται για να συμπεριληφθούν πραγματικές επενδύσεις και πωλήσεις. Αφού γίνει αυτό, τότε εφαρμόζεται αναπροσαρμογή στο επίπεδο τιμών για κάθε έτος.

Υπολογισμός ελεγχόμενου κόστους και απαιτήσεων απόδοσης

Για να υπολογιστεί το ελεγχόμενο κόστος, αντλείται βάση κατά ιστορικών δεδομένων μέσω όρο τεσσάρων ετών, τα οποία ξεκινούν από δύο έτη πριν την έναρξη της ΡΠ. Αναλυτικότερα για τα έτη 2020-23, το ελεγχόμενο κόστος αντιστοιχεί στο ιστορικό κόστος των εταιρειών για τα έτη 2014-17. Σε περιπτώσεις όπου μια εταιρεία είναι νεοσύστατη ή το κόστος λειτουργίας και συντήρησής της κατά τη διάρκεια της ΡΠ θεωρείται ότι αποκλίνει σημαντικά από τα ιστορικά δεδομένα, μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι προβλέψεις της εταιρείας για αυτό το στοιχείο κόστους, οι οποίες στη συνέχεια αντικαθίστανται με πραγματικά δεδομένα μετά την περίοδο.

Στον Πίνακα 4.11, καταγράφονται τα ελεγχόμενα κόστη για τα έτη 2014 – 17. Πρώτον, όλα τα στοιχεία του OPEX προστίθενται σε μία θέση για το ιστορικό κόστος. Η συνδυασμένη θέση προσαρμόζεται με τη σειρά της για ορισμένα συγκεκριμένα στοιχεία κόστους, συμπεριλαμβανομένου και του μη ελεγχόμενου κόστους. Σε ορισμένες περιπτώσεις, ακόμα και πριν από την ΡΠ, οι DSO έχουν τη δυνατότητα να διορθώσουν τις ιστορικές τιμές.

Πίνακας 4.11
Ελεγχόμενο Κόστος Τριετίας 2014 – 2017

		2014	2015	2016	2017
Costs related to transit and purchase of energy		83,000	84,660	86,353	88,080
Material		1,500	1,530	1,561	1,592
Other external costs		65,000	66,300	67,626	68,979
Labour cost		42,000	42,840	43,697	44,571
Other operating expenditure		0	0	0	0
Sum	(A1)	191,500	195,330	199,237	203,221
Adjustments					
Changes in inventory		0	0	0	0
Activated work for own account		0	0	-5,000	-7,000
Non-controllable costs (see next chapter)		-61,060	-62,480	-63,900	-65,320
Compensation for interruptions		-1,225	-750	-1,100	-560
Leasing costs for assets included in the RAB		-350	-524	-487	-431
Adjusted controllable costs	B1(=A1-adjustments)	128,865	131,576	128,750	129,910
Adjustment for tangible assets not included in the RAB					
		2013	2014	2015	2016
Book value		88,000	140,000	130,000	118,000
Depreciations			10,000	12,000	12,000
r =	4.12%				
Cost for tangible assets not in the RAB	(B2)		13,626	17,768	17,356
Total controllable costs	C1(=B1+B2)		142,491	149,344	146,106
Indexation to base year (2018)					
Index to 2018			1.10009	1.0811	1.0526
Total controllable costs, price level 2018			156,868	161,456	153,791
Average controllable costs 2014-17			155,661		

Από το μέσο κόστος για το 2014-17, πραγματοποιείται και μία ετήσια έκπτωση λόγω απαιτήσεων αποδοτικότητας στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης όλων των εταιρειών. Όσο για τους τοπικούς DSO, οι ετήσιες απαιτήσεις απόδοσης υπολογίζονται μεμονωμένα, κάτι που σημαίνει ότι οι εταιρείες που ασκούν τις δραστηριότητές τους λιγότερο αποδοτικά από άλλες συγκρίσιμες εταιρείες δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνουν υψηλότερη απαίτηση απόδοσης. Το ελάχιστο επίπεδο στο οποίο μπορεί να ανέλθει η αξίωση είναι 1% και το υψηλότερο επίπεδο αξίωσης σημαίνει ετήσια μείωση κατά 1,82% του ελεγχόμενου κόστους.

Συνοπτικά, η μέθοδος συνεπάγεται ότι η E_i, κατά τον καθορισμό της απαίτησης απόδοσης, χρησιμοποιεί τη μέθοδο DEA, η οποία βασίζεται σε συγκρίσεις μεταξύ των επιδόσεων των εταιρειών τοπικών δικτύων. Κάθε εταιρεία δικτύου λαμβάνει μια μεμονωμένη απαίτηση με βάση τον τρόπο με τον οποίο η απόδοσή της σχετίζεται με τις άλλες εταιρείες δικτύου. Κατόπιν συγκρίσεως των εταιρειών μεταξύ τους, προσομοιώνεται ανταγωνιστική πίεση όπου παρέχονται κίνητρα στις εταιρείες να μειώσουν το κόστος τους σε σχέση με τους ανταγωνιστές τους. Μάλιστα στις πιο αποδοτικές εταιρείες ανατίθεται μια απαίτηση που αντικατοπτρίζει τη μέση αύξηση της παραγωγικότητας του κλάδου, πράγμα που σημαίνει ότι πρέπει να μειώσουν το κόστος επίδρασής τους ετησίως κατά 1%. Από την άλλη πλευρά, οι λιγότερο αποδοτικές εταιρείες έχουν υψηλότερη ατομική απαίτηση να καλύψουν τη διαφορά με τις αποδοτικές εταιρείες. Εάν όμως μια εταιρεία μπορεί να αυξήσει την παραγωγικότητα περισσότερο από την καθορισμένη απαίτηση, μπορεί να διατηρήσει πλήρως τη διαφορά.

Το μοντέλο αποτελείται από δύο μεταβλητές εισόδου που αποτελούν την κατανάλωση πόρων, ήτοι το ελεγχόμενο κόστος (OPEX) και το κόστος κεφαλαίου (CAPEX), καθώς και πέντε μεταβλητές παραγωγής, ήτοι η παρεχόμενη ενέργεια που διανέμεται σε δίκτυα υψηλής και χαμηλής τάσης, ο αριθμός συνδρομών, ο αριθμός σταθμών δικτύου και η υψηλότερη τιμή εγγεγραμμένης, αλλά και η αποσυρόμενη ισχύ σε υπερκείμενα δίκτυα. Στον υπολογισμό, οι ακραίες τιμές προσδιορίζονται ως μη συγκρίσιμοι DSO σύμφωνα με καθορισμένα κριτήρια υπεραπόδοσης, τα οποία ορίζονται ως ακολούθως:

$$Effi > q(75) + 2 * [q(75) - q(25)] \quad (4.18)$$

όπου Eff_i είναι το μέτρο της αποδοτικότητας για τις εταιρείες, το οποίο επιτυγχάνεται με το κίνητρο για υπεραπόδοση, q(75) είναι η αποτελεσματικότητα του τρίτου τεταρτημορίου για

όλες τις εταιρείες και Q (25) είναι η αποτελεσματικότητα του πρώτου τεταρτημορίου για όλες τις εταιρείες.

Επομένως, μια παρατήρηση δεν πρέπει να θεωρείται συγκρίσιμη με τις άλλες αν το μέτρο αποτελεσματικότητας υπερβαίνει το άθροισμα του τρίτου τεταρτημορίου (75%) και του διπλάσιου της διαφοράς μεταξύ του πρώτου και του τρίτου τεταρτημορίου. Επιπλέον, καθώς η ανάλυση προχωράει από τις δυνητικές απαιτήσεις στις απαιτήσεις αποδοτικότητας, χρειάζεται να ενσωματωθούν ορισμένοι περιορισμοί, οι οποίοι είναι οι ακόλουθοι:

- α. Ο χρόνος για την πλήρη αξιοποίηση του δυναμικού ορίζεται σε οκτώ έτη, δηλαδή σε δύο ΡΠ.
- β. Η υλοποίηση μοιράζεται με τους πελάτες.
- γ. Το υψηλότερο επίπεδο δυναμικού αποδοτικότητας περιορίζεται στο 30%.
- δ. Το χαμηλότερο επίπεδο απαιτήσεων απόδοσης είναι 1% ετησίως.

Πρέπει να τονιστεί ότι για τους περιφερειακούς DSO και τον TSO δεν χρησιμοποιείται συγκριτική αξιολόγηση. Αντιθέτως, οι συγκεκριμένοι λαμβάνουν τη χαμηλότερη ετήσια απαίτηση του 1%.

Οι απαιτήσεις που περιγράφονται παραπάνω εφαρμόζονται μόνο στο τρέχον ελεγχόμενο κόστος των εταιρειών, καθώς η ισχύουσα νομοθεσία δεν δίνει τη δυνατότητα εφαρμογής των απαιτήσεων στα πρόσθετα στοιχεία κόστους. Ωστόσο, στις αρχές του 2020, υποβλήθηκε στην κυβέρνησή ένα νομοσχέδιο όπου κάνει δυνατή την εφαρμογή της απαίτησης σε όλα τα έξοδα. Το συγκεκριμένο όμως τίθεται σε ισχύ κατά τη διάρκεια της επόμενης ΡΠ, δηλαδή τα έτη 2024-27. Επομένως, με ελάχιστη ετήσια απαίτηση απόδοσης 1%, το ελεγχόμενο κόστος για τη ΡΠ 2020-23 καταγράφεται στον Πίνακα 4.12.

Πίνακας 4.12

Αναμενόμενο Ελεγχόμενο Κόστος Τριετίας 2020 – 2023

	2014	2015	2016	2017
Controllable costs before efficiency requirement	155,661	155,661	155,661	155,661
Deduct efficiency requirement 1% per year	154,104	152,563	151,038	149,527
Controllable costs for 2020-23	607,233			

Πηγή: www.ceer.eu

Αμέσως μετά τη συγκεκριμένη περίοδο, το ελεγχόμενο κόστος τιμαριθμοποιείται με βάση το επίπεδο τιμών για κάθε έτος.

Μη ελεγχόμενο κόστος

Οι DSO αναφέρουν προβλέψεις για μη ελεγχόμενο κόστος πριν από την ΡΠ. Αυτά αντιμετωπίζονται ως κόστος μετακύλισης και επικαιροποιούνται με το πραγματικό αποτέλεσμα στο τέλος της περιόδου. Οι δύο μεγαλύτερες συνιστώσες είναι τα τέλη συνδρομής σε άλλα δίκτυα και το κόστος για απώλειες δικτύου. Στον πίνακα 4.13 παρουσιάζονται τα διάφορα μη ελεγχόμενα κόστη, καθώς και οι τρόποι με τους οποίους μπορούν να προβληθούν πριν από μία ΡΠ.

Πίνακας 4.13

Μη Ελεγχόμενα Κόστη Πριν ΡΠ

	2020	2021	2022	2023
Cost for network losses (purchase)	15,000	16,000	17,000	18,000
Cost for network losses (own production)	0	0	0	0
Subscription fee to other network(s)	50,000	50,000	51,000	51,000
Connection fees to other network(s)	0	0	0	0
Compensation to producers for production	4,000	5,000	5,000	6,000
Government fees	2,000	2,000	2,000	2,000
Capacity reserve	0	0	0	0
Total estimate for the period			296,000	

Πηγή: www.ceer.eu

Εάν αποδειχθεί ότι τα συνολικά έσοδα των εταιρειών από δραστηριότητες δικτύου κατά τη διάρκεια της ΡΠ 2020-23 αποκλίνουν από το καθορισμένο ανώτατο όριο εσόδων για την ίδια περίοδο, το ανώτατο όριο εσόδων για την επόμενη περίοδο 2024-27 μειώνεται ή αυξάνεται κατά το διαφορετικό ποσό. Επιπλέον, εάν τα συνολικά έσοδα μιας εταιρείας από δραστηριότητες δικτύου κατά τη διάρκεια της ΡΠ 2020-23 υπερβαίνουν το καθορισμένο ανώτατο όριο εσόδων κατά περισσότερο από 5% για την ίδια περίοδο, θα προστεθεί και ένα συμπλήρωμα υπερφόρτισης.

Οι αριθμοί που παρουσιάζονται παραπάνω αθροίζονται στο ανώτατο όριο εσόδων, όπως καταγράφεται στον Πίνακα 4.14. Στην περίπτωση αυτή δεν θεωρείται ότι υπάρχει επιπλέον ποσό από προηγούμενες περιόδους. Παρατηρείται ότι από τα συνολικά ανώτατα

όρια εσόδων που αποφασίστηκαν για την περίοδο 2020-23, τα κεφαλαιουχικά και μη ελεγχόμενα κόστη αποτελούν περίπου το 37% το καθένα, ενώ τα ελεγχόμενα κόστη αποτελούν το 25% των συνολικών ανώτατων ορίων εσόδων που αποφασίστηκαν. Οι αριθμοί στο ανώτατο όριο εσόδων παρουσιάζονται στο επίπεδο τιμών για το έτος 2018.

Πίνακας 4.14

Ανώτατο όριο Εσόδων 2021

		Price Level (2018)
CAPEX		1,124,422
OPEX		
	Controllable	607,233
	Non Controllable	296,000
Revenue Cap 2020 – 23		2,027,655

Μετά τη ΡΠ, οι κεφαλαιουχικές δαπάνες θα επικαιροποιούνται με βάση τις πραγματικές επενδύσεις και πωλήσεις και η απόδοση κεφαλαίου θα προσαρμόζεται με βάση τα κίνητρα για ποιότητα εφοδιασμού και αποτελεσματική χρήση του δικτύου. Το μη ελεγχόμενο κόστος θα επικαιροποιείται με το πραγματικό αποτέλεσμα, καθώς και με αποζημίωση για διακοπές. Σε γενικές γραμμές, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στη Σουηδία έχει αναπτυχθεί αρκετά από την περίοδο απορρύθμισής το 1996 και μετά. Στους υπολογισμούς των ορίων εσόδου η Ει έχει καταφέρει να ενσωματώσει πλήρως στοιχεία όπως οι αποσβέσεις, την ίδια στιγμή που οι DSO δημοσιεύουν με πλήρη διαφάνεια τα οικονομικά στοιχεία τους. Το μόνο στοιχείο που απομένει να καθοριστεί αποτελεσματικά στην ανάλυση της αγοράς ηλεκτρισμού είναι το RoR, κάτι το οποίο το κράτος της Σουηδίας επιδιώκει με επιπρόσθετες ρυθμίσεις, όπως η μείωση του WACC προ φόρων σε περίπου το μισό από τα προηγούμενα χρόνια (CEER Regulatory Frameworks Report, 2022).

4.6 Συμπεράσματα

Ο στόχος της παρούσας εργασίας ήταν να παρουσιαστεί το ρυθμιστικό πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη και να αναλυθεί σε νομοθετικό, καθώς και τεχνικό επίπεδο. Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο πραγματοποιήθηκε μία μελέτη περίπτωσης του ρυθμιστικού πλαισίου τεσσάρων Ευρωπαϊκών χωρών, ήτοι Αυστρία, Ελλάδα, Πορτογαλία και Σουηδία. Η ανάλυση περιλάμβανε οικονομικά στοιχεία τόσο των διαχειριστών συστήματος διανομής, ή αλλιώς DSO, όσο και των διαχειριστών συστήματος μεταφοράς ενέργειας ή αλλιώς TSO, όπως τα συνολικά έσοδα, τα έξοδα και οι αποσβέσεις. Στη συνέχεια υπολογίστηκαν οι αποδόσεις κεφαλαίου και τα αντίστοιχα έξοδα (CAPEX), τα λειτουργικά έσοδα (OPEX) και με κατάλληλες προσαρμογές υπολογίστηκαν τα όρια, ή αλλιώς απαιτήσεις, εσόδων και εξόδων που τίθενται στους DSO/TSO κάθε χώρας.

Σε γενικές γραμμές, υπήρχαν διαφοροποιήσεις στη μέθοδο υπολογισμού από χώρα σε χώρα, κυρίως στον τρόπο υπολογισμού των στοιχείων της προηγούμενης ρυθμιστικής περιόδου. Για παράδειγμα, στην Αυστρία υπολογίζονται τα OPEX προηγούμενων ετών με την ενσωμάτωση του κινήτρου στους υπολογισμούς ως στόχος αποδοτικότητας. Αντίθετα σε μία χώρα όπως τη Σουηδία δίνεται μεγαλύτερη έμφαση στην ενσωμάτωση των αποσβέσεων, ξεχωρίζοντας μάλιστα τις οικονομικές αποσβέσεις από το μέγιστο χρόνο απόσβεσης στην ανάλυση.

Συμπερασματικά, τα στοιχεία της ανάλυσης δείχνουν ότι η απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού στις επιλεγμένες χώρες αναπτύσσεται σταθερά και αποτελεσματικά. Σε περιπτώσεις όπως της Πορτογαλίας, το ρυθμιστικό πλαίσιο της αγοράς διακρίνεται από σταθερότητα και προβλεψιμότητα, ενώ είναι πλήρως ικανό να αντιμετωπίσει μη ελεγχόμενα έξοδα και κινδύνους που οφείλονται στον όγκο και τη φύση του προϊόντος. Επιπλέον, στις αγορές της Αυστρίας και της Ελλάδας, το σύστημα προσαρμόζει τα έξοδα και τα έσοδα με βάση την απόδοση κάθε εταιρείας, προσφέροντας με αυτόν τον τρόπο μεγαλύτερο κίνητρο για τους DSO/TSO να παράγουν αρκετή ενέργεια αποδοτικά και αποτελεσματικά.

Βιβλιογραφία 4^ο Κεφαλαίου

Ξένη

Council of European Energy Regulators, CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, published 2022

Διαδικτυακοί Ιστότοποι

<https://ei.se/ei-in-english>

<https://www.e-control.at/en/web/guest/marktteilnehmer/strom/netzentgelte>

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/el/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

https://www.enerdynamics.com/Energy-Currents_Blog/The-Revenue-Requirement-is-the-Key-to-How-Utilities-Make-Money.aspx

<https://www.erse.pt/media/rg1f524y/ceer-conclusions-paper-on-incentives-schemes-for-regulating-dsos.pdf>

<https://www.erse.pt/en/electricity/functioning/distribution/>

Βιβλιογραφία

Ξένη

Bodie, Zvi, Kane, Alex and Marcus, Alan J., Essentials of Investments, 5th Edition, New York: McGraw-Hill/Irwin, 2004

Brigham, Eugene F., Fundamentals of Financial Management, Cengage Learning, 1995

Council of European Energy Regulators, CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, 2022

Council of the European Union, General Secretariat of the Council, The Euratom Treaty – Consolidated version 2016, Publications Office, 2016

David Newbery, Goran Strbac, Ivan Viehoff, the benefits of integrating European electricity markets, Energy Policy, Volume 94, 2016

Groppelli, A.A. and Nikbakht, Ehsan, Barron's Finance, 4th Edition. New York: Barron's Educational Series, Inc., 2000

Hal R. Varian, Intermediate microeconomics: a modern approach, New York: W.W. Norton & Co., 8th ed., 2010

Ilmanen, Antti, Expected Returns: An Investor's Guide to Harvesting Market Rewards, John Wiley & Sons, 2011

Jamasb, T., & Pollitt, M., Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration, The Energy Journal, vol. 26, 2005

Jens-Peter Bonde, From EU Constitution to Lisbon Treaty: The Revised EU Constitution Analysed by a Danish Member of the Two Constitutional Conventions, Foundation for EU Democracy, 2007

Koresh, Galil, Shapir, Offer Moshe, Amiram, Dan and Ben-Zion, Uri, The Determinants of CDS Spreads, Journal of Banking and Finance, Vol. 41, 2018

Needles, Belverd, Powers, Marian and Crosson Susan, Principles of Accounting, 12th Ed., South – Western, Cengage Learning, 2014

Nieburg, H. L., EURATOM: A Study in Coalition Politics. World Politics, Volume 15, Issue 4, 1963

Paul L. Joskow, Introducing Competition into Regulated Network Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity, Industrial and Corporate Change, Volume 5, Issue 2, 1996

Perloff, J, Microeconomics, Pearson Education, England, 2012

Philipp Ringler, Dogan Keles, Wolf Fichtner, How to benefit from a common European electricity market design, Energy Policy, Vol. 101, 2017

Ronan Bolton, Making Energy Markets: The Origins of Electricity Liberalisation in Europe, Palgrave Macmillan Cham, 2021

Tobin, James and Golub, Stephen S., Money, Credit and Capital, McGraw-Hill Education, 1997

Ελληνική

Νικόλαος Ε. Φαραντούρης, Από το Παρίσι στη Λισαβόνα μέσω Ρώμης: Η Εξέλιξη της Αρμοδιότητας της ΕΚ/ΕΕ στον τομέα της Ενέργειας, ΕΝΕΡΓΕΙΑ: Δίκαιο, Οικονομία και Πολιτική, ΝΟΜΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΘΗΚΗ, 2012

Διαδικτυακοί Ιστότοποι

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003D0796&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003R1228&from=en>

<http://eurlex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32005R1775&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EL/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2010:083:FULL&from=EL>

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31998L0030:EL:pdf>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EL:PDF>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:el:PDF>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EL:PDF>

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EL:PDF>

http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0003.02/DOC_1&format=PDF

Πυθμιστική Αρχή Ενέργειας (PAE), Methodology for Calculating the Required Revenue of the Hellenic Electricity Distribution Network Operator, 1 st edition, RAE Decision 1431/22.10.2020

http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0003.02/DOC_1&format=PDF

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/?uri=LEGISSUM:xy0024>

https://europa.eu/europeanunion/sites/europaeu/files/docs/body/treaty_on_european_union_el.pdf

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=299335

<https://www.britannica.com/topic/London-Customs-Convention>

https://www.cvce.eu/obj/the_european_communities-en-3940ef1d-7c10-4d0f-97fc-0cf1e86a32d4.html

<https://www.ecb.europa.eu/home/html/index.el.html>

<https://www.erse.pt/media/rg1f524y/ceer-conclusions-paper-on-incentives-schemes-for-regulating-dsos.pdf>

<https://www.kathimerini.gr/economy/local/216991/apofasi-stathmos-gia-tin-agora-ilektrikis-energeias/>

<https://www.khanacademy.org/economics-finance-domain/microeconomics/market-failure-and-the-role-of-government/environmental-regulation/a/command-and-control-regulation-cnx#:~:text=Command-and-control%20regulation%20sets%20specific%20limits%20for%20pollution%20emissions,that%20specific%20pollution-control%20technologies%20that%20must%20be%20used.>

<https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/210430-portuguese-electricity-and-gas-transmission-and-distribution-frameworks-supportive-11915248>

<https://ei.se/ei-in-english>

<https://www.e-control.at/en/web/guest/marktteilnehmer/strom/netzentgelte>

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/el/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

https://www.enerdynamics.com/Energy-Currents_Blog/The-Revenue-Requirement-is-the-Key-to-How-Utilities-Make-Money.aspx

<https://www.erse.pt/media/rg1f524y/ceer-conclusions-paper-on-incentives-schemes-for-regulating-dsos.pdf>

<https://www.erse.pt/en/electricity/functioning/distribution/>