



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ

Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών

Διδακτορική Διατριβή

*«Ανάλυση, Μοντελοποίηση & Αξιολόγηση
Ενεργειακού Συστήματος»*

Του

Καλαμπαλικά Γ. Νικολάου

Επιβλέπων

Καθηγητής Π. Α. Πηλαβάκης (Π.Δ.Μ.)

Τριμελής

Καθηγητής Α. Γούλας (Α.Π.Θ.)

Καθηγητής Ε. Κακαράς (Ε.Μ.Π.)

Κοζάνη, Σεπτέμβριος 2011

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διδακτορικής είναι να μελετήσει, να μοντελοποιήσει και να αναπτύξει (επεκτείνει) το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Ε.Δ.Σ. (Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος). Η περίοδος της μελέτης είναι από το 2009 έως το 2030. Το λογισμικό με το οποίο πραγματοποιήθηκε η μελέτη είναι το λογισμικό WASP-IV. Η μελέτη του συστήματος και η παρουσίαση των αποτελεσμάτων έγινε βάσει τριών κριτηρίων, τα οποία είναι τα ενεργειακά, τα περιβαλλοντικά και οικονομικά.

Αρχικά ορίζεται το υπό μελέτη σύστημα το οποίο περιλαμβάνει όλες τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που λειτουργούν στην Ηπειρωτική Ελλάδα και στα διασυνδεδεμένα με αυτήν νησιά (στη μελέτη αποκαλείται σύστημα). Κατόπιν γίνεται η περιγραφή της μελέτης, της μεθοδολογίας και των μοντέλων. Κατά τη διάρκεια της μελέτης δημιουργήθηκαν 3 μοντέλα. Ένα μοντέλο για την ανάπτυξη του συστήματος, το οποίο δημιουργήθηκε με το λογισμικό WASP-IV. Ένα δεύτερο μοντέλο για σύγκριση του κόστους της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα ανεξάρτητα από τις μεταβολές στα κόστη καυσίμων και CO₂. Ένα τρίτο μοντέλο για τη σύνδεση του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (Α.Ε.Π.) και της κατανάλωσης σε ηλεκτρική ενέργεια. Στη συνέχεια περιγράφεται και αναλύεται το Ε.Δ.Σ. και η λειτουργία του WASP-IV μαζί με τις συναρτήσεις που περιγράφουν τον αλγόριθμό του. Τέλος αναφέρονται οι στόχοι που έχει υιοθετήσει η Ελλάδα σχετικά με τις εκπομπές CO₂ και τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσιάζεται η βάση δεδομένων. Η βάση δεδομένων περιλαμβάνει τα δεδομένα της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και ζήτησης φορτίου, τα δεδομένα των καυσίμων, τα τεχνικοοικονομικά δεδομένα των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων και γενικά οικονομικά δεδομένα.

Η μελέτη ξεκινάει με τον ορισμό 6 σεναρίων στα οποία διαφοροποιούνται τα ποσοστά συμμετοχής των Α.Π.Ε., του λιγνίτη και του φυσικού αερίου. Τα σενάρια αυτά μελετώνται βάσει των τριών κριτηρίων και διενεργούνται δύο αναλύσεις ευαισθησίας. Στην πρώτη διαφοροποιούνται το μέσο αναμενόμενο ετήσιο ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής καλύπτοντας περιπτώσεις εξοικονόμησης και υπερκατανάλωσης ενέργειας. Στη δεύτερη διαφοροποιούνται τα κόστη των καυσίμων (λιγνίτη και φυσικό αέριο) και του CO₂. Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι η εκτεταμένη είσοδος νέων μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις νέες μονάδες λιγνίτη, είναι καλύτερη ενεργειακά και περιβαλλοντικά και οδηγούν σε σύστημα χαμηλότερου Τελικού κόστους ενώ ο λιγνίτης παράγει φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια. Η εκτεταμένη χρήση των Α.Π.Ε. είναι καλύτερη περιβαλλοντικά, αλλά οδηγεί σε σύστημα υψηλότερου Τελικού κόστους.

Στη συνέχεια δημιουργήθηκε ένα μοντέλο σύγκρισης του κόστους της μίας παραγόμενης MWh από δύο καύσιμα ανεξάρτητα από τις τιμές που λαμβάνουν τα κόστη τους και το κόστος του CO₂. Το μοντέλο εφαρμόστηκε για να συγκριθούν ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο.

Κατόπιν μελετήθηκε η επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη και η διαθεσιμότητα και επάρκεια του φυσικού αερίου. Υπολογίστηκε ότι: τα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για να τροφοδοτήσουν όλες τις εν λειτουργία μονάδες, όλες όσες ήταν επιβεβαιωμένο μέχρι και το έτος 2008 ότι θα εισαχθούν στο σύστημα και ακόμα 7 νέων 400 MW και ότι η διαθεσιμότητα και η επάρκεια του φυσικού αερίου είναι εφικτή υπό προϋποθέσεις.

Επίσης προέκυψε η ανάγκη να μελετηθεί η εισαγωγή ενός ακόμα καυσίμου στο σύστημα. Το καύσιμο το οποίο μελετήθηκε είναι ο λιθάνθρακας και αποδείχθηκε ενεργειακά και οικονομικά, συμφέρουσα επιλογή.

Τέλος, δημιουργήθηκε ένα μοντέλο που συνδέει το Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να μελετηθούν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα οι οποίες αποδείχθηκε ότι είναι θετικές.

Ευχαριστίες

Στα χρόνια τα οποία διήρκησε αυτή η διατριβή, ήταν πολλοί αυτοί οι οποίοι με βοήθησαν με τον έναν ή με τον άλλον τρόπο. Αυτούς επιθυμώ και οφείλω να τους ευχαριστήσω μέσα από τις λίγες αυτές γραμμές, αν και γνωρίζω εκ' των προτέρων ότι οι λίγες αυτές λέξεις δεν θα είναι ποτέ αρκετές.

Ξεκινώντας λοιπόν, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους Δρ. Καραγιάννη Φ.(Δ.Ε.Η.), κ. Δαβάκο Χρ. (Δ.Ε.Η.), Δρ. Κιαρτζή Σπ. (ΕΝ.ΘΕΣ.), κ. Ζαφειράκη Α. (Δ.Ε.Η.), κ. Τσορμπατζόγλου Β. (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.), Δρ. Πουλλικκά Α. (Α.Η.Κ.) και κάποιους επιστήμονες από τη Δ.Ε.Π.Α., το Κ.Α.Π.Ε. και τη Ρ.Α.Ε. (οι οποίοι ζήτησαν να μην αναφερθούν τα ονόματά τους) για τη βοήθεια που μου προσέφεραν σε στοιχεία, στο να κατανοήσω τη λειτουργία του συστήματος, για τις απαντήσεις τους σε διάφορες ερωτήσεις μου και για το χρόνο τους. Θα πρέπει να διευκρινίσω εδώ, ότι λόγω της νέας απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τα περισσότερα από τα στοιχεία που ζήτησα από τους προαναφερθέντες ήταν απόρρητα. Κανένα απόρρητο στοιχείο δεν μου έδωσαν. Μου έδωσαν όμως διάφορες διεθνείς τιμές που χρησιμοποιούνται σε μελέτες, με καθοδήγησαν στο να αναζητήσω τέτοια στοιχεία και με βοήθησαν στο να απορρίψω ή να υιοθετήσω στοιχεία, ανάλογα με την αξιοπιστία του κάθε φορέα που τα δημοσιεύει.

Συνεχίζοντας θα ήθελα να ευχαριστήσω τα μέλη της τριμελούς μου επιτροπής Καθ. Γούλα Α. (Α.Π.Θ.) και Κακαρά Ε. (Ε.Μ.Π.), για τις υποδείξεις και τις διευκρινήσεις τους στη διάρκεια της διδακτορικής μου.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τους φίλους και συναδέλφους Αράπογλου Ι. για τη βοήθεια του σε θέματα με τις Α.Π.Ε., Ντάβο Ν. και Μυλωνά Ε. για τις προτάσεις τους και τις υποδείξεις τους πάνω στη λειτουργία του WASP-IV.

Τα μέλη των εργαστηρίων «Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος» και «Μηχανικής Ρευστών και Εφαρμοσμένης Ρευστομηχανικής» του Τ.Ε.Ι. Πειραιά Καθ. Εφ. Νίκα Κ. για τη βοήθειά του γενικώς, τους κ. Καββαδία Κ., και Ζαφειράκη Δ. για τη βοήθειά τους στα θέματα λειτουργίας των Α.Π.Ε. και για στοιχεία που μου έδωσαν σχετικά με αυτές και τον Δρ. Νικολόπουλο Ν. για τη βοήθειά του στο Κεφάλαιο 9.

Το θείο μου Αν. Καθ. Χέβα Δ. (Ο.Π.Α.) για τη βοήθειά του στο Κεφάλαιο 11.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να δώσω στον Δρ. Δαγούμα Α. για τη βοήθειά του στη βιβλιογραφική μου μελέτη, για τη βοήθειά του στην αρχική μου βάση δεδομένων και κυρίως για τη βοήθειά του ώστε να κατανοήσω το λογισμικό WASP-IV.

Επίσης ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να δώσω στην οικογένειά μου. Στους γονείς μου Καλαμπαλικά Γ. και Καλαμπαλικά Ο., στην αδερφή μου Καλαμπαλικά Ζ. και στην σύντροφό μου Κουρκάκη Ζ. Η στήριξή τους σε όλους τους τομείς, αποτέλεσε για εμένα καταλύτη στο να ανταπεξέλθω στις δυσκολίες που αρκετές φορές παρουσιάστηκαν κατά την διάρκεια της διδακτορικής μου. Επίσης ευχαριστώ πολύ τον παππού μου Αργυρόπουλο Α., του οποίου η υπομονή και τα ξενύχτια στα

σχολικά μου χρόνια, με έκαναν να αγαπήσω και να μάθω μαθηματικά, οδηγώντας με σε αυτό το σημείο, αφού τα μαθηματικά αποτελούν θεμέλιο λίθο στην επιστήμη του μηχανικού.

Για το τέλος άφησα το σημαντικότερο ίσως συντελεστή, όχι μόνο για τη διατριβή μου αλλά και για όλη μου την επιστημονική πορεία, τον επιβλέποντά μου Καθ. Πηλαβάκη Π.Α. (Π.Δ.Μ.). Η προσφορά του σε εμένα σαν άνθρωπο, επιστήμονα και φοιτητή ξεπέρασε κατά πολύ τις υποχρεώσεις του σαν επιβλέποντα, αφού με αντιμετώπισε (και με αντιμετωπίζει) σα γιό και φίλο του. Τα λόγια είναι λίγα για αυτόν τον άνθρωπο, για αυτό δανείζομαι τη φράση του Μ. Αλεξάνδρου: «Στον πατέρα μου οφείλω το ζείν, αλλά στον δάσκαλο μου το ευ ζήν!»

Καλαμπαλίκας Γ. Νικόλαος

Περιεχόμενα

Περίληψη	2
Ευχαριστίες.....	4
Περιεχόμενα.....	6
Εισαγωγή	11
<i>Βιβλιογραφία κεφαλαίου</i>	12
Κεφάλαιο 1: Παρουσίαση, Μεθοδολογία, Μοντέλα, Καινοτομία	13
1.1. Παρουσίαση διατριβής.....	13
1.1.1. Αντικείμενο και σύστημα διατριβής.....	13
1.1.2. Αναγκαιότητα διατριβής.....	15
1.1.3. Περιγραφή διατριβής	16
1.1.4. Σκοποί και στόχοι της διατριβής.....	22
1.1.5. Παραδοχές διατριβής	24
1.2. Μεθοδολογία, μοντέλα και εργαλείο διατριβής	24
1.3. Καινοτομία διατριβής.....	26
<i>Βιβλιογραφία κεφαλαίου</i>	31
Μέρος Α: Σύστημα - WASP-IV – Στόχοι - Βάση Δεδομένων	35
Κεφάλαιο 2: Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα	36
2.1. Ενεργειακοί πόροι.....	36
2.1.1. Λιγνίτης.....	36
2.1.1.1. Κοιτάσματα και αποθέματα	37
2.1.1.2. Λιγνιτικά κέντρα	39
2.1.2. Πετρέλαιο.....	40
2.1.3. Φυσικό αέριο.....	41
2.1.4. Α.Π.Ε.	42
2.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	42
2.2.1. Οι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες του Ε.Δ.Σ.	43
2.2.1.1. Θερμικοί σταθμοί και μονάδες	43
2.2.1.2. Σταθμοί Α.Π.Ε. – μονάδες Α.Π.Ε.	45
2.2.2. Σύνθεση ηλεκτροπαραγωγής	47
2.2.3. Ένταξη ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων.....	50
2.3. Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας	52
2.3.1. Δεδομένα Δ.Σ.Μ.	53
2.3.2. Διεθνείς διασυνδέσεις.....	53
2.4. Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας	53
2.5. Λειτουργία του Ε.Δ.Σ.....	54
<i>Βιβλιογραφία κεφαλαίου</i>	55
Κεφάλαιο 3: Το λογισμικό WASP-IV	58
3.1. Ιστορική αναδρομή.....	58
3.2. Ποιοι χρησιμοποιούν το WASP.....	59
3.3. Επιστημονικές ορολογίες και τεχνικές του WASP-IV	60
3.3.1. Επιστημονικές ορολογίες.....	60
3.3.2. Τεχνικές του WASP-IV	63
3.4. Σύντομη περιγραφή του WASP-IV	64

3.4.1. Καινοτομίες του WASP-IV	65
3.4.2. Εκτέλεση του WASP-IV	66
3.4.3. Τα τμήματα του WASP-IV	66
3.4.4. Διαστάσεις του WASP-IV	68
3.5. Περιγραφή του κώδικα και του τρόπου λειτουργίας του WASP-IV	69
3.5.1. Module 0: Common Case Data	70
3.5.1.1. Δεδομένα εισαγωγής	70
3.5.1.2. Προβλήματα στο Common Case Data	71
3.5.2. Module 1: LOADSY	73
3.5.2.1. Δεδομένα εισαγωγής	73
3.5.2.2. Λειτουργία και αποτελέσματα	73
3.5.3. Module 2: FIXSYS	75
3.5.3.1. Δεδομένα εισαγωγής	75
3.5.3.2. Λειτουργία και αποτελέσματα	76
3.5.3.3. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο FIXSYS	78
3.5.4. Module 3: VARSYS	80
3.5.4.1. Δεδομένα εισαγωγής	80
3.5.4.2. Λειτουργία και αποτελέσματα	80
3.5.4.3. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο VARSYS	81
3.5.5. Module 4: CONGEN	81
3.5.5.1. Δεδομένα εισαγωγής	81
3.5.5.2. Λειτουργία και αποτελέσματα	83
3.5.5.3. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο CONGEN	87
3.5.6. Module 5: MERSIM	87
3.5.6.1. Δεδομένα εισαγωγής	88
3.5.6.2. Λειτουργία και αποτελέσματα	88
3.5.7. Module 6: DYNPRO	94
3.5.7.1. Δεδομένα εισαγωγής	94
3.5.7.2. Λειτουργία και αποτελέσματα	94
3.5.8. Module 7: REPROBAT	98
3.6. Λειτουργία του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης	99
Βιβλιογραφία κεφαλαίου	101
Κεφάλαιο 4: Περιβαλλοντικοί στόχοι και στόχοι για τις Α.Π.Ε.	104
4.1. Περιβαλλοντικοί στόχοι	104
4.1.1. Πρωτόκολλο Kyoto	104
4.1.2. Περιβαλλοντικοί στόχοι για την μετά-Kyoto εποχή	106
4.1.2.1. Υπολογισμός περιβαλλοντικού στόχου για την Ελλάδα (2013 – 2020)	108
4.1.2.2. Υπολογισμός περιβαλλοντικών στόχων για την ηλεκτροπαραγωγή	108
4.2. Στόχοι Α.Π.Ε.	110
Βιβλιογραφία κεφαλαίου	111
Κεφάλαιο 5: Βάση δεδομένων	112
5.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ζήτηση φορτίου αιχμής (2002 – 2030)	112
5.1.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ζήτηση φορτίου αιχμής (2002 - 2007)	112
5.1.2. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ζήτηση φορτίου αιχμής (2009 - 2030)	115
5.2. Δεδομένα ορυκτών καυσίμων	119

5.3. Θερμικές μονάδες	120
5.3.1. Θερμικές μονάδες εν λειτουργία και που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο Ε.Δ.Σ.	120
5.3.1.1. Τεχνικά και οικονομικά δεδομένα	121
5.3.1.2. Αποσύρσεις μονάδων.....	123
5.3.2. Υποψήφιος προς ένταξη θερμικές μονάδες	124
5.4. Μονάδες Α.Π.Ε.	126
5.4.1. Μονάδες Α.Π.Ε. εν λειτουργία και που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο Ε.Δ.Σ.	127
5.4.2. Υποψήφιος προς ένταξη μονάδες Α.Π.Ε.	129
5.5. Γενικά οικονομικά δεδομένα	133
Βιβλιογραφία κεφαλαίου	134
Μέρος Β: Μελέτη - Αποτελέσματα	138
Κεφάλαιο 6: Λιγνίτης – φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	139
6.1. Περιγραφή μελέτης	139
6.2. Εισαγωγή στη μελέτη	142
6.3. Υπολογισμός υποψηφίων προς ένταξη μονάδων Α.Π.Ε.	142
6.3.1. Ομάδα σεναρίων «Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.».....	143
6.3.2. Ομάδα σεναρίων «Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.».....	145
6.4. Σενάρια	148
6.4.1. Σενάριο business as usual	148
6.4.2. Σενάριο λιγνίτης.....	151
6.4.3. Σενάριο Φυσικό αέριο.....	155
6.4.4. Σενάριο Α.Π.Ε.	159
6.4.5. Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.	163
6.4.6. Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	167
6.5. Συνοπτική παρουσίαση αποτελεσμάτων σεναρίων	171
6.5.1. Σενάριο business as usual	171
6.5.2. Σενάριο λιγνίτης.....	172
6.5.3. Σενάριο φυσικό αέριο	173
6.5.4. Σενάριο Α.Π.Ε.	173
6.5.5. Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.	174
6.5.6. Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	175
6.5.7. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων	176
6.6. Σύγκριση σεναρίων	176
6.6.1. Σύγκριση σεναρίων ανά ομάδα.....	176
6.6.1.1. Ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.....	176
6.6.1.2. Ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.....	180
6.6.2. Σύγκριση των δύο ομάδων σεναρίων μεταξύ τους.....	182
6.6.3. Σύνοψη αποτελεσμάτων – Επιλογή σεναρίου	186
6.7. Οι οικονομικές επιπτώσεις της Οδηγίας 2009/29/ΕΚ	188
Βιβλιογραφία κεφαλαίου	189
Κεφάλαιο 7: Ανάλυση ευαισθησίας φορτίου και ενέργειας	190
7.1. Περιγραφή μελέτης	191
7.2. Εισαγωγή στη μελέτη	191
7.3. Ανάλυση ευαισθησίας	193
7.3.1. Αποτελέσματα πρώτης ομάδας σεναρίων.....	193
7.3.2. Αποτελέσματα δεύτερης ομάδας σεναρίων	198
7.3.3. Σύγκριση των δύο ομάδων σεναρίων μεταξύ τους.....	203

7.4. Οι οικονομικές επιπτώσεις της Οδηγίας 2009/29/ΕΚ.....	204
Κεφάλαιο 8: Μεταβολή στα κόστη καυσίμων και στο κόστος CO₂.....	206
8.1. Περιγραφή μελέτης.....	207
8.1.1. Αναλύσεις ευαισθησίας μεταβολής Τελικού κόστους.....	207
8.1.2. Μεταβολή κόστους της μίας παραγόμενης MWh	208
8.2. Αναλύσεις ευαισθησίας.....	208
8.2.1. Ανάλυση Ευαισθησίας Λιγνίτη (Α.Ε.Λ.).....	209
8.2.2. Ανάλυση Ευαισθησίας Φυσικού Αερίου (Α.Ε.Φ.Α.)	211
8.2.3. Ανάλυση Ευαισθησίας εκπομπών CO ₂ (Α.Ε.-CO ₂)	213
8.2.4. Αποτελέσματα σύγκρισης σεναρίων λιγνίτη – φυσικού αερίου.....	215
8.3. Μελέτη κόστους μίας παραγόμενης MWh.....	216
8.3.1 Δεδομένα συναρτήσεων αναφορικά με την παρούσα μελέτη	219
8.3.1.1. Δεδομένα λιγνίτη	220
8.3.1.2. Δεδομένα φυσικού αερίου	221
8.3.2. Ανάλυση ευαισθησίας οικονομικότερου καυσίμου.....	223
8.3.3. Αριθμητικά παραδείγματα	229
Βιβλιογραφία κεφαλαίου.....	230
Κεφάλαιο 9: Μελέτη αποθεμάτων λιγνίτη, δυνατότητας τροφοδοσίας και	
επάρκειας φυσικού αερίου	231
9.1. Περιγραφή μελέτης.....	231
9.1.1. Μελέτη αποθεμάτων λιγνίτη.....	231
9.1.2. Μελέτη δυνατότητας τροφοδοσίας και επάρκειας φυσικού αερίου	232
9.2. Μελέτη κατανάλωσης αποθεμάτων λιγνίτη	233
9.2.1. Υπολογιζόμενη κατανάλωση λιγνίτη εν λειτουργία μονάδων	233
9.2.2. Υπολογιζόμενη κατανάλωση λιγνίτη υποψήφιων προς ένταξη μονάδων	236
9.3. Μελέτη δυνατότητας τροφοδοσίας και επάρκειας φυσικού αερίου.....	238
9.3.1. Απαιτήσεις σε φυσικό αέριο	238
9.3.1. Δυνατότητες τροφοδοσίας συστήματος φυσικό αέριο	242
9.3.2. Επάρκεια φυσικού αερίου.....	244
9.3.2.1. Μελλοντικές πηγές και αγωγοί φυσικού αερίου.....	245
9.3.2.2. Επάρκεια φυσικού αερίου αναφορικά με την παρούσα μελέτη	246
9.4. Αποτελέσματα	246
Βιβλιογραφία κεφαλαίου.....	247
Κεφάλαιο 10: Λιθάνθρακας	249
10.1. Περιγραφή μελέτης.....	249
10.2. Μετακύλιση του κόστους των εκπεμπόμενων CO ₂	250
10.3. Λειτουργία του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης.....	252
10.3.1. Λειτουργία του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης στην παρούσα μελέτη και επεμβάσεις.....	252
10.3.2. Επεμβάσεις στο WASP-IV στην εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων... 254	
10.3.3. Εξωτερικές επεμβάσεις που έγιναν στην πιθανότητα απώλειας φορτίου	255
10.4. Σενάρια λιθάνθρακα	255
10.4.1. Σενάριο λιθάνθρακας	255
10.4.2. Σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.....	260
10.4.3. Σύγκριση σεναρίων.....	266
10.5. Επιλογή βέλτιστου σεναρίου.....	268

<i>10.6. Μελέτη για ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας</i>	273
<i>10.7. Αποτελέσματα</i>	276
<i>Βιβλιογραφία κεφαλαίου</i>	276
Κεφάλαιο 11: Μελέτη οικονομικής κρίσης	277
<i>11.1. Περιγραφή μελέτης</i>	<i>278</i>
<i>11.2. Ορισμός οικονομικής κρίσης</i>	<i>279</i>
<i>11.3. Μοντέλο συσχετισμού Α.Ε.Π. – κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (εφαρμογή για την ελληνική οικονομική κρίση)</i>	<i>280</i>
11.3.1. Σύνδεση Α.Ε.Π. – κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.....	280
11.3.2. Παλινδρόμηση Α.Ε.Π. – κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.....	281
11.3.3. Γραμμική παλινδρόμηση Α.Ε.Π. – κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	283
11.3.3.1. Υπολογισμός των \hat{a} , \hat{b} και \hat{y}	284
11.3.3.2. Σφάλματα - Αποκλίσεις.....	286
11.3.3.3. Δεδομένα εισαγωγής στο WASP-IV.....	288
<i>11.4. Μελέτη ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος</i>	<i>289</i>
<i>Βιβλιογραφία κεφαλαίου</i>	<i>297</i>
Μέρος Γ: Συζήτηση Αποτελεσμάτων - Συμπεράσματα - Προτάσεις για Νέα Έρευνα	299
<i>Αποτελέσματα – Συζήτηση</i>	<i>300</i>
<i>Βιβλιογραφία κεφαλαίου</i>	<i>309</i>
Συμπεράσματα	310
Προτάσεις για νέα έρευνα	315
Βιβλιογραφία	318
Παράρτημα Ι: Αρκτικόλεξα διατριβής	329
Παράρτημα ΙΙ: Ευρετήριο συναρτήσεων διατριβής	331

Εισαγωγή

Το ενεργειακό και το περιβαλλοντικό πρόβλημα αποτελούν δύο από τα βασικότερα προβλήματα παγκοσμίως. Το ενεργειακό, με τη σταδιακή εξάντληση των ενεργειακών πόρων και την ολοένα αυξανόμενη ζήτηση σε ενέργεια και το περιβαλλοντικό λόγω της ρύπανσης, με κορωνίδα το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Αιχμή αυτών των προβλημάτων αποτελεί η ηλεκτροπαραγωγή [IEA, 2010c].

Ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης παγκοσμίως, στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2008 – 2035 υπολογίζεται περίπου στο 2,2% και αναμένεται να είναι η υψηλότερη σε σχέση με τις καταναλώσεις στους υπόλοιπους ενεργειακούς τομείς. Τα συμβατικά καύσιμα (άνθρακας, πετρέλαιο και φυσικό αέριο) κάλυπταν το έτος 2008, το 68% της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Το έτος 2035, υπολογίζεται το ποσοστό συμμετοχής των συμβατικών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή να πέσει στο 55% λόγω της αύξησης της συμμετοχής των Α.Π.Ε. και των πυρηνικών καυσίμων [IEA, 2010b, IEA, 2010c, OPEC, 2010]. Αυτό όμως δεν σημαίνει ούτε ότι το ποσοστό συμμετοχής τους είναι μικρό, ούτε ότι ελαττώνονται οι καταναλισκόμενες ποσότητες, αφού παράλληλα αυξάνεται και η κατανάλωση (της ηλεκτρικής ενέργειας). Πιο συγκεκριμένα και βάσει των προαναφερθέντων στοιχείων, η αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργεια το 2035 θα είναι κατά 76% υψηλότερη σε σχέση με τις τιμές του 2008 και η κατανάλωση συμβατικών καυσίμων θα αυξηθεί κατά 42%. Τη στιγμή λοιπόν που η κατανάλωση των συμβατικών καυσίμων αναμένεται να αυξηθεί, μελέτες αναφέρουν ότι τα αποθέματα πετρελαίου θα διαρκέσουν για περίπου άλλα 35 – 50 έτη [BP, 2011, OECD, 1999, OPEC, 2010, Shafiee and Topal, 2009], τα αποθέματα φυσικού αερίου 38 - 60 έτη [BP, 2011, OECD, 1999, Shafiee and Topal, 2009] και ο άνθρακας για περίπου άλλα 150 – 200 έτη* (με έτος αναφοράς το 2005) [MIT, 2007, OECD, 1999, Shafiee and Topal, 2009].

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου προκαλείται από τα αποκαλούμενα αέρια του θερμοκηπίου (CO_{2-eq}) και κυρίως το CO₂ (οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ή αλλιώς εκπομπές CO_{2-eq}, θα αποκαλούνται εκπομπές CO₂) [IEA, 2010a]. Οι εκπομπές CO₂ παράγονται στην πλειοψηφία τους από τις διεργασίες της καύσης. Το έτος 2008 έφτασαν τους 29,4 Gtons παγκοσμίως, 99,6% των οποίων προέρχονταν από την καύση συμβατικών καυσίμων [IEA, 2010b]. Αιχμή αποτελεί η ηλεκτροπαραγωγή δεδομένου ότι το έτος 2008, το 40% των εκπομπών CO₂ προέρχονταν από αυτήν [IEA, 2010a]. Οι παγκόσμιες εκπομπές CO₂ αναμένεται να αυξηθούν κατά 52% μέχρι το έτος 2030, αν δεν ληφθούν και δεν εφαρμοστούν τα απαραίτητα μέτρα, γεγονός που θα οδηγήσει σε αύξηση την παγκόσμιας θερμοκρασίας μεταξύ 1,7 °C – 2,4 °C για το ίδιο έτος [OECD, 2008], ενώ η αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας αναμένεται να ξεπεράσει τους 3,5 °C το 2050 (αν δεν ληφθούν και δεν εφαρμοστούν μέτρα) [IEA, 2010c].

* Η μεγάλη αυτή διαφορά στις προβλέψεις για τον άνθρακα, οφείλονται στο ρυθμό κατανάλωσής του, ο οποίος παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις και στο εάν στο μέλλον θα γίνει εκμετάλλευση των αποθεμάτων που σήμερα δεν είναι οικονομικά εκμεταλλεύσιμα [OECD, 1999].

Τα ίδια ακριβώς προβλήματα αναφορικά με τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής αντιμετωπίζει και η Ελλάδα. Από τη μία, το μόνο εγχώριο καύσιμο το οποίο διαθέτει είναι ο λιγνίτης ο οποίος έχει πολύ χαμηλή θερμογόνο δύναμη και είναι εξαιρετικά ρυπογόνος. Παράλληλα, τα αποθέματά του αναμένεται να διαρκέσουν από 25 μέχρι και 50 χρόνια, ανάλογα με το ρυθμό εκμετάλλευσης (με έτος αναφοράς το 2008) [Kaldellis et al., 2009, Δ.Ε.Η., 2011]. Το 2008, οι λιγνιτικές μονάδες παρήγαγαν περίπου το 56,8% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονταν στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.) [Δ.Ε.Η., 2011]. Το υπόλοιπο 31,3% παραγόταν από φυσικό αέριο και πετρέλαιο, τα οποία είναι εισαγόμενα καύσιμα και μόνο το 11,9% από Α.Π.Ε.[†] Από την άλλη οι εκπομπές CO₂ την περίοδο 1990 – 2007, προέρχονταν κατά 55% από την ηλεκτροπαραγωγή [Kaldellis et al., 2011].

Από όλα τα προαναφερθέντα, κρίνεται απολύτως απαραίτητη η μελέτη της επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής του Ε.Δ.Σ. Την επέκταση για την περίοδο 2009 – 2030, διαπραγματεύεται η παρούσα διατριβή με σκοπό να παρέχει ένα μοντέλο επέκτασής του.

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

BP, Αύγουστος 2011:

<http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9036316&contentId=7067089>

IEA, 2010a. CO₂ Emissions from Fuel Combustion, Highlights – IEA Statistics 2010 Edition. Paris.

IEA, 2010b. Key World Energy Statistics. Paris.

IEA, 2010c. World Energy Outlook 2010 – Executive summary. Paris.

Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E., 2009. Contribution of lignite in the Greek electricity generation: Review and future prospects. Fuel 88, 475-489.

Kaldellis J.K., Mantelis N., Zafirakis D., 2011. Evaluating the ability of Greek power stations to comply with the obligations posed by the second National Allocation Plan concerning carbon dioxide emissions. Fuel 90, 2884-2895.

MIT, 2007. The Future of Coal. Massachusetts.

OECD, 1999. Energy – The Next Fifty Years. Paris.

OECD, 2008. Environmental Outlook to 2030. Paris.

OPEC, 2010, World Oil Outlook. Vienna.

Shafiee S., Topal E., 2009. When will fossil fuel reserves be diminished? Energy Policy 37, 181-189.

Δ.Ε.Η., Αύγουστος 2011. <http://www.dei.gr/Default.aspx?id=147&nt=19&lang=1>.

[†] Τα ποσοστά συμμετοχής των φυσικό αέριο, πετρέλαιο και Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του Ε.Δ.Σ. προκύπτουν από αποτελέσματα της μελέτης (βλ. Κεφάλαιο 6.2).

Κεφάλαιο 1: Παρουσίαση, Μεθοδολογία, Μοντέλα, Καινοτομία

Ο τομέας τον οποίον εξετάζει η παρούσα διδακτορική είναι η μελέτη, η ανάπτυξη και η μοντελοποίηση ενός ενεργειακού συστήματος. Το σύστημα το οποίο εξετάστηκε στη διατριβή, είναι το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) της Ελλάδος. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται η διατριβή, ορίζεται το σύστημα της, περιγράφεται η μεθοδολογία, τα μοντέλα και το εργαλείο της και τέλος, αναφέρεται ποιές είναι οι εξελίξεις στον τομέα της ανάπτυξης (επέκτασης) και μοντελοποίησης των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής παράλληλα με την καινοτομία της.

Η μελέτη και η επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. καθώς και η παρουσίαση και η εξέταση των αποτελεσμάτων, γίνεται γύρω από τρία κριτήρια. Τα κριτήρια είναι τα ενεργειακά, τα περιβαλλοντικά και τα οικονομικά. Η περίοδος της μελέτης είναι από το 2009 μέχρι το 2030.

1.1. Παρουσίαση διατριβής

Στο Κεφάλαιο 1.1 παρουσιάζεται η διατριβή. Περιγράφεται το αντικείμενο και ορίζεται το σύστημα της, εξηγείται η αναγκαιότητα της, δίδεται μία σύντομη περιγραφή της, απαριθμούνται οι στόχοι και οι σκοποί της και αναφέρονται οι παραδοχές που έγιναν.

1.1.1. Αντικείμενο και σύστημα διατριβής

Η παρούσα διδακτορική έχει σαν γενικότερο αντικείμενο την ενεργειακή πολιτική. Ένα από τα βασικότερα αντικείμενα της επιστήμης αυτής, είναι η μελέτη, η μοντελοποίηση και η ανάπτυξη των ενεργειακών συστημάτων.

Το σημαντικότερο ενεργειακό σύστημα, λόγω όχι μόνο της στρατηγικής του σημασίας αλλά και λόγω της αναγκαιότητας και της ευρύτητας του, είναι το ηλεκτρικό σύστημα. Το ηλεκτρικό σύστημα περιλαμβάνει τα υποσυστήματα της παραγωγής, της μεταφοράς, της διανομής και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ αρκετά συχνά ως υποσύστημα του ηλεκτρικού συστήματος, ορίζεται και το υποσύστημα που έχει να κάνει με τους ενεργειακούς πόρους. Το υποσύστημα που αφορά τους ενεργειακούς πόρους περιλαμβάνει την εξόρυξη τους, αν η χώρα διαθέτει κάποιο καύσιμο, την προμήθεια από άλλες χώρες των καυσίμων που χρησιμοποιεί και που η ίδια δεν παράγει και την εκμετάλλευση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) τις οποίες διαθέτει [Kalampalikas and Pilavachi, 2006, Pilavachi et al., 2009, Δ.Ε.Η., 2000 και 2010α, Τσορμπατζόγλου, 2006].

Οι ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει το υποσύστημα της ηλεκτροπαραγωγής είναι αυτές που καλύπτουν τις ανάγκες της κατανάλωσης, ορίζουν τις απαιτήσεις σε ενεργειακούς πόρους και το ρυθμό εκμετάλλευσή τους, καθώς και το μέγεθος και τις δυνατότητες για μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας των υποσυστημάτων μεταφοράς και διανομής. Παράλληλα το υποσύστημα

της ηλεκτροπαραγωγής είναι το υποσύστημα που παρουσιάζει τα μεγαλύτερα κόστη, που διαχειρίζεται τους ενεργειακούς πόρους και που ρυπαίνει περισσότερο το περιβάλλον. Αιχμή λοιπόν της διαχείρισης του ηλεκτρικού συστήματος αποτελεί η ηλεκτροπαραγωγή, η οποία χρίζει ενδελεχούς εξέτασης, προσεκτικής μοντελοποίησης και συνεχούς ανάπτυξης, ώστε να διαχειρίζονται ορθά οι ενεργειακοί πόροι, να καλύπτεται η κατανάλωση, να προστατεύεται το περιβάλλον και να επεκτείνονται βάσει στρατηγικού σχεδίου τα υποσυστήματα μεταφοράς και διανομής.

Το αντικείμενο μελέτης της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Ε.Δ.Σ. το οποίο καθόλη τη διάρκεια της διατριβής αποκαλείται σύστημα. Η διάρκεια της μελέτης είναι από το 2009 μέχρι και το 2030. Το σύστημα περιλαμβάνει όλες τις μονάδες (θερμικές και Α.Π.Ε.) που βρίσκονται και λειτουργούν στην ηπειρωτική Ελλάδα και στα διασυνδεδεμένα με αυτήν νησιά. Παράλληλα εξετάζεται και το υποσύστημα ενεργειακών πόρων σε ότι αφορά τη χρήση τους από την ηλεκτροπαραγωγή.

Διασυνδεδεμένα νησιά, αποκαλούνται αυτά τα οποία είναι κοντά στην ηπειρωτική χώρα και το ηλεκτρικό τους σύστημα συνδέεται και τροφοδοτείται από αυτήν. Τα νησιά αυτά είναι τα Ιόνια νησιά, η Θάσος, η Εύβοια, οι Βόρειες Σποράδες και κάποια άλλα μικρότερα νησιά όπως η Ύδρα, ο Πόρος η Σαλαμίνα κ.α. Οι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες του Ε.Δ.Σ. βρίσκονται στην συντριπτική τους πλειοψηφία στην ηπειρωτική Ελλάδα. Μόνη εξαίρεση από τις θερμικές μονάδες αποτελεί ο Α.Η.Σ. Αλιβερίου, ο οποίος βρίσκεται στο Αλιβέρι Ευβοίας, και κάποιες μονάδες Α.Π.Ε. που λειτουργούν στα διασυνδεδεμένα νησιά, όπως είναι και πάλι η Εύβοια [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Μπακιρτζής, 1998]. Αναλυτική παρουσίαση των δεδομένων του συστήματος, γίνεται στο Κεφάλαιο 2.

Ορίζοντας το σύστημα θα πρέπει να δοθεί μία διευκρίνιση. Από τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που λειτουργούν στο σύστημα, οι περισσότερες ανήκουν στη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.) και οι υπόλοιπες σε ιδιώτες. Παρόλα αυτά υπάρχει μια ενιαία πολιτική ανάπτυξης (ή καλύτερα επέκτασης) και διαχείρισης του συστήματος. Οι διαδικασίες έχει ως εξής: πολλοί φορείς με κυριότερους τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) και τη Δ.Ε.Η. διενεργούν μελέτες για τις ανάγκες που πρόκειται να παρουσιαστούν στο μέλλον για την επέκταση του συστήματος[‡]. Η Ρ.Α.Ε. εξετάζει τις μελέτες αυτές, γνωμοδοτεί για τη χορήγηση αδειών κατασκευής νέων μονάδων, αυτές εγκρίνονται από το εκάστοτε υπουργείο (μέχρι το 2009 ήταν το Υπουργείο Ανάπτυξης και έπειτα το Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής) και η Ρ.Α.Ε. εκδίδει τις άδειες. Οι άδειες αυτές δίδονται στη Δ.Ε.Η. ή σε ιδιώτες οι οποίοι εκδηλώνουν ενδιαφέρον βάσει διαφόρων κριτηρίων (τα κριτήρια αδειοδότησης δεν απασχολούν την παρούσα διατριβή) [Directive 2003/54/EC, Δ.Ε.Η., 2008, Καραγιάννης, 2006, Ν. 2773/1999, Ν. 3426/2005, Τσορμπατζόγλου, 2006]. Συνεπώς αν και τα κόστη επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος δεν αντιμετωπίζονται συνολικά από κάποιον φορέα, ο συνολικός σχεδιασμός γίνεται από αρκετούς φορείς με επιβλέποντα και συντονιστή τη Ρ.Α.Ε. Στην παρούσα διατριβή, ολόκληρο το σύστημα αντιμετωπίζεται ενιαία χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ότι δεν ανήκουν όλες οι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες στην ίδια εταιρία και, όπως εξηγήθηκε, αυτή η προσέγγιση αποκλίνει από την

[‡] Μελέτες διενεργούν οι εταιρίες που δραστηριοποιούνται στο χώρο και όχι μόνο, πανεπιστήμια κ.α. Άλλωστε και η παρούσα διδακτορική είναι μία τέτοια μελέτη.

πραγματικότητα μόνο ως προς το ότι και τα κόστη αντιμετωπίζονται ενιαία αφού στην πραγματικότητα τα κόστη επιβαρύνουν ξεχωριστά την κάθε μία εταιρία που διαθέτει ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες.

Αναφορικά με τα υπόλοιπα υποσυστήματα και το πώς αυτά συμμετέχουν στη διατριβή, αναφέρονται τα εξής:

- Υποσύστημα κατανάλωσης: Τα στοιχεία της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής, καθώς και οι μέσες ετήσιες αναμενόμενες αυξήσεις τους, λαμβάνονται σαν δεδομένα (βλ. Κεφάλαια 6, 9 και 10) και διενεργείται ανάλυση ευαισθησίας για περιπτώσεις εξοικονόμησης και υπερκατανάλωσης ενέργειας (βλ. Κεφάλαιο 7).
- Υποσυστήματα μεταφοράς και διανομής: Γίνεται μια σύντομη παρουσίασή τους στα Κεφάλαια 2.3 και 2.4 αντίστοιχα και ένας σύντομος σχολιασμός αναφορικά με την επέκτασή τους στα Αποτελέσματα – Συζήτηση.

1.1.2. Αναγκαιότητα διατριβής

Το ενεργειακό και το περιβαλλοντικό πρόβλημα αποτελούν δύο από τα βασικότερα προβλήματα παγκοσμίως, με την ηλεκτρική ενέργεια να παίζει πρωτεύοντα ρόλο (βλ. Εισαγωγή). Η αιχμή στον τομέα της ενέργειας είναι η ηλεκτροπαραγωγή.

Οι λόγοι είναι ότι η ηλεκτροπαραγωγή πρέπει να καλύψει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, αυτή διαχειρίζεται και αξιοποιεί τους ενεργειακούς πόρους και είναι η κύρια υπαίτια για την ρύπανση του περιβάλλοντος.

Συνεπώς η μελέτη και η ορθή διαχείριση και επέκταση ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος είναι απαραίτητες ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση, να υπάρξει σωστή αξιοποίηση των ενεργειακών πόρων, να προστατεύεται το περιβάλλον, να εξασφαλίζεται η ενεργειακή ασφάλεια της χώρας και να παρέχεται στους καταναλωτές συνεχής, απρόσκοπτη, ποιοτική (δηλαδή χωρίς να υπάρχει ο κίνδυνος αυξομειώσεων στην τάση) και όσο το δυνατόν φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια

Τα προβλήματα που αντιμετωπίζει η Ελλάδα αναφορικά με την ηλεκτροπαραγωγή είναι αρκετά. Πρώτον, το μοναδικό εγχώριο καύσιμο είναι ο ενεργειακά «φτωχός» και ρυπογόνος λιγνίτης, του οποίου η εξάντληση αναμένεται σε μια περίοδο μεταξύ 25 και 50 ετών (με έτος αναφοράς το 2008) [Kaldellis et al., 2009, Δ.Ε.Η., 2011]. Δεύτερον, το μεγάλο αιολικό και ηλιακό δυναμικό της για ηλεκτροπαραγωγή, παραμένουν αναξιοποίητα σε μεγάλο βαθμό [Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α και 2007β, Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ., 2007]. Τρίτον το 31,3% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2008 καλυπτόταν από φυσικό αέριο και πετρέλαιο[§], τα οποία είναι εισαγόμενα και συνεπώς η Ελλάδα δεν ελέγχει τις τιμές και δεν υπάρχει καμία βεβαιότητα ότι μπορεί να εξασφαλίζει συνέχεια τις απαιτούμενες ποσότητες. Τέταρτον, οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας κάλυπταν την περίοδο 2005 – 2008 το 7,95% της κατανάλωσης (μέσος όρος των τεσσάρων ετών, για αναλυτικά στοιχεία βλ. Πίνακα 2.14) [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2009]. Πέμπτον, η μέση πιθανότητα απώλειας φορτίου την οποία παρουσίαζε το Ε.Δ.Σ. κατά την περίοδο 2002 – 2008 ήταν 5,12%, που αντιστοιχούσε σε 18,7 d/yr κατά μέσο όρο και η μέση μη εξυπηρετούμενη ενέργεια

[§] Τα ποσοστά συμμετοχής των φυσικό αέριο, πετρέλαιο και Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του Ε.Δ.Σ. προκύπτουν από αποτελέσματα της μελέτης (βλ. Κεφάλαιο 6.2).

239 GWh^{**}. Έκτον, η ηλεκτροπαραγωγή είναι ο παραγωγικός τομέας που εκπέμπει τις μεγαλύτερες ποσότητες CO₂, ξεπερνώντας για την περίοδο 1990 – 2007 το 55% των συνολικών εκπομπών [Kaldellis et al., 2011]. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι εκπομπές CO₂ το 2006, ανέρχονταν σε περίπου 142 Mton CO₂ σε πανελλαδικό επίπεδο, το 52,8% των οποίων προέρχονταν από την ηλεκτροπαραγωγή [ΥΠ.ΑΝ., 2007α, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2008]. Έβδομον, το οποίο ουσιαστικά αποτελεί απόρροια όλων των παραπάνω, αυξάνεται συνεχώς το κόστος ηλεκτροπαραγωγής. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι για το έτος 2008, το κόστος από τις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας ήταν περίπου 260 εκ. € και από την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, για τον ηλεκτρισμό, περίπου 52 εκ. €. Η Δ.Ε.Η., το ίδιο έτος, ξόδεψε για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δικαιωμάτων εκπομπών, υγρών καυσίμων και φυσικό αέριο το 53,2% των εσόδων της [Δ.Ε.Η., 2010β]

Συνεπώς το έτος 2008 το σύστημα δεν ανταποκρινόταν σε σχεδόν καμία από τις απαιτήσεις αφού δεν αξιοποιούσε τους ενεργειακούς πόρους, δεν προστάτευε το περιβάλλον ενώ η υψηλή πιθανότητα απώλειας φορτίου (5,12%) ελλόχευε κινδύνους διακοπής στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Η μόνη υποχρέωση στην οποία ανταποκρινόταν, ήταν το χαμηλό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αφού το πρώτο εξάμηνο του 2008 η Ελλάδα είχε τη χαμηλότερη τιμή kWh στην Ε.Ε.-15 και την έκτη χαμηλότερη στην Ε.Ε.-27. Όμως οι χαμηλές τιμές kWh, οι οποίες ορίζονται από τον αρμόδιο υπουργό, οδηγούν τη Δ.Ε.Η. συνέχεια σε αρνητικό ισοζύγιο, αναγκάζοντας την επιχείρηση να λειτουργεί με ζημιές [Δ.Ε.Η., 2008]. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί πως όλα τα στοιχεία που αναφέρθηκαν για το 2008, είναι αντίστοιχα για παρελθόντα έτη. Επιλέχθηκε το έτος 2008 διότι είναι το τελευταίο έτος πριν από την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) και το τελευταίο έτος το οποίο δεν επηρεάζεται από τις επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης, η οποία άλλαξε όλα τα μέχρι τώρα δεδομένα στην ηλεκτροπαραγωγή (βλ. Κεφάλαιο 11). Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί ότι εάν δεν προέκυπτε η οικονομική κρίση και σύμφωνα και με τα αποτελέσματα της διατριβής, η Ελλάδα δεν αναμενόταν να επιτύχει τους στόχους της αναφορικά με τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. για το 2010 και του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Από όλα όσα αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 1.1.2, προκύπτει η αναγκαιότητα για τη μελέτη και την ορθή διαχείριση και επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. και συνεπώς της παρούσας διατριβής.

1.1.3. Περιγραφή διατριβής

Η διατριβή χωρίζεται σε τρία μέρη. Το πρώτο μέρος περιλαμβάνει τα Κεφάλαια 2 έως 5 τα οποία περιγράφουν το σύστημα, το εργαλείο τους στόχους και τη βάση δεδομένων, το δεύτερο περιλαμβάνει τα Κεφάλαια 6 έως 11 που περιέχουν το ερευνητικό κομμάτι και το τρίτο μέρος στο οποίο γίνεται συζήτηση επί των αποτελεσμάτων, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και γίνονται προτάσεις για νέα έρευνα.

Το παρόν κεφάλαιο, στο οποίο γίνεται η περιγραφή της διατριβής, ξεκινάει με τα γενικά χαρακτηριστικά της, συνεχίζεται με τη συνοπτική παρουσίαση των κεφαλαίων

^{**} Οι τιμές για πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας προκύπτουν από τα αποτελέσματα του WASP-IV (βλ. Πίνακας 10.12)

του πρώτου μέρους και τελειώνει με την αναλυτική παρουσίαση των κεφαλαίων του δεύτερου.

Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι αναλυτικότερη περιγραφή υπάρχει μέσα στα κεφάλαια, έτσι ώστε να έχουν πληρότητα και να είναι πιο εύκολα στην ανάγνωση.

Γενικά χαρακτηριστικά της διατριβής

Όλη η μελέτη πραγματοποιήθηκε με χρήση του λογισμικού WASP-IV και του Microsoft excel. Ιδιαίτερα στο Κεφάλαιο 8 χρησιμοποιήθηκαν επιπρόσθετα η γλώσσα προγραμματισμού Compaq Visual Fortran 6.5 και το λογισμικό Tecplot.360.V11.

Η περίοδο κατά την οποία επεκτείνεται το σύστημα και άρα η περίοδος της μελέτης είναι από το έτος 2009 μέχρι το έτος 2030. Τα έτη 2002 – 2007 αποτέλεσαν τα έτη κατά τα οποία εισήχθησαν τα δεδομένα του συστήματος στο WASP-IV. Τα δεδομένα των παλαιότερων ετών (τουλάχιστον ένα, αλλά όσο περισσότερα τόσο καλύτερα) είναι αναγκαία για να λειτουργήσει το WASP-IV, να υπολογίσει την αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής και να σχηματίσει τη διακύμανση της ζήτησης για τα έτη της μελέτης. Το έτος 2008 χρησιμοποιήθηκε σαν έτος εξέτασης της ορθής λειτουργίας του WASP-IV (η οποία επιβεβαιώθηκε) και το έτος 2009, το οποίο εκτός από το πρώτο έτος της μελέτης αποτελεί και έτος βάσης και αναγωγής όλων των οικονομικών στοιχείων (δεδομένων και αποτελεσμάτων). Αν και αρχικός σκοπός ήταν να χρησιμοποιηθούν και τα έτη 2009 και 2010 σαν έτη επιβεβαίωσης της ορθής λειτουργίας του WASP-IV, η οικονομική κρίση που άρχισε το 2009 ανέτρεψε δεδομένα και προβλέψεις.

Η διαδικασία διεξαγωγής της διατριβής έχει ως εξής: τίθενται τα δεδομένα στο λογισμικό WASP-IV, εκτελείται αυτό για κάποιο σενάριο (ένα τυχαίο σενάριο επέκτασης του συστήματος), και γίνεται βελτιστοποίηση των αποτελεσμάτων του σεναρίου (και πάλι μέσω του WASP-IV). Κατόπιν γίνεται επεξεργασία των αποτελεσμάτων όλων των σεναρίων με το Microsoft excel, παρουσιάζονται, εξετάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα βάση τριών κριτηρίων (βλ. επόμενη παράγραφο). Κατόπιν συγκρίνονται τα σενάρια μεταξύ τους. Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί, ότι επειδή το WASP-IV παρουσιάζει προβλήματα στους υπολογισμούς των εκπομπών CO₂ και δεν υπολογίζει το κόστος τους (βλ. Κεφάλαιο 3.5 και κυρίως Κεφάλαιο 3.5.3), η όλη διαδικασία έγινε με τη χρήση του excel.

Τα τρία αυτά κριτήρια είναι τα ενεργειακά, τα περιβαλλοντικά και τα οικονομικά και ορίστηκαν σαν τα κριτήρια γύρω από τα οποία πραγματοποιείται η διατριβή. Τα τρία αυτά κριτήρια περιλαμβάνουν τα εξής:

- Ενεργειακά κριτήρια:
 - το πλήθος, τον τύπο και την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων που επεκτείνουν το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής,
 - η εγκατεστημένη ισχύς όλων των μονάδων του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για κάθε έτος, σε σύγκριση με τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής του αντίστοιχου έτους,
- Περιβαλλοντικά κριτήρια: η ποσότητα των εκπεμπόμενων CO₂, και το κόστος τους,
- Οικονομικά κριτήρια: το Τελικό κόστος του συστήματος το οποίο περιλαμβάνει (βλ. Συνάρτηση 6.3):

- το κόστος εγκατάστασης των νέων μονάδων του συστήματος,
- την απομένουσα αξία για το έτος 2030,
- τα λειτουργικά κόστη που περιλαμβάνουν τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος καυσίμου (βλ. Συνάρτηση 6.2),
- το κόστος από τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια και
- το κόστος CO₂.

Η μέση αναμενόμενη ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση φορτίου αιχμής, που χρησιμοποιήθηκε σαν δεδομένο στη διατριβή, είναι 3,5%. Μεταβάλλεται μόνο κατά τη διενέργεια ανάλυσης ευαισθησίας. Το ποσοστό αυτό βρέθηκε από τη βιβλιογραφία (βλ. Κεφάλαιο 5.1.2).

Το πετρέλαιο δεν θα χρησιμοποιηθεί για επέκταση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής διότι σύμφωνα με τον υπάρχοντα ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδος, η χρήση πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. προβλέπεται να σταματήσει μόλις αποσυρθούν οι εν λειτουργία πετρελαϊκές μονάδες [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Σ.Ε.Ε.Σ., 2008, ΥΠ.ΑΝ., 2007α].

Τέλος, αναφέρεται ότι το σύστημα είναι απολύτως ευσταθές σε ολόκληρη τη μελέτη. Παρουσιάζει δηλαδή μηδενική πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Το απολύτως ευσταθές σύστημα είναι πάγιος στρατηγικός στόχος της Ελλάδος [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Σ.Ε.Ε.Σ., 2008, ΥΠ.ΑΝ., 2007α] και αποδείχθηκε καλύτερο από το ασταθές βάσει και των τριών κριτηρίων (βλ. Κεφάλαιο 10.5).

Περιγραφή Κεφαλαίων 2 – 5

Τα Κεφάλαια 2 έως 5 περιέχουν την περιγραφή του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. και του λογισμικού WASP-IV, την παρουσίαση των στόχων που έχει υιοθετήσει η Ελλάδα σχετικά με την ηλεκτροπαραγωγή και τη βάση δεδομένων.

Το Κεφάλαιο 2 περιγράφει το Ε.Δ.Σ. Ξεκινάει με τους ενεργειακούς πόρους που χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή, δίνοντας έμφαση στο λιγνίτη που είναι εγχώριο καύσιμο. Αναφορικά με τους ενεργειακούς πόρους δίδονται τα δεδομένα τους και παρουσιάζεται μια σύντομη ιστορική ανασκόπηση. Συνεχίζει με την ηλεκτροπαραγωγή όπου γίνεται μία σύντομη αναφορά των μονάδων που είναι εν λειτουργία, περιγράφεται η σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής ανά ενεργειακό πόρο για την περίοδο 2002 – 2008 και παρουσιάζεται ο τρόπος λειτουργίας των μονάδων στο Ε.Δ.Σ. Κατόπιν υπάρχει μία σύντομη περιγραφή των δεδομένων για τα υποσυστήματα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, χάριν πληρότητας της παρουσίασης του Ε.Δ.Σ. Τέλος γίνεται περιγραφή της λειτουργίας του Ε.Δ.Σ.

Το Κεφάλαιο 3 παρουσιάζει αναλυτικά και εξηγεί τη λειτουργία του λογισμικού WASP-IV καθώς και τις συναρτήσεις που δημιούργησαν και στηρίζουν τον αλγόριθμό του. Επιπρόσθετα παρουσιάζονται τα προβλήματα που αντιμετωπίζει ο χρήστης του WASP-IV κατά την εκτέλεσή του και ο τρόπος που αντιμετωπίστηκαν στην παρούσα διατριβή. Τέλος δίδονται ορισμοί στις ορολογίες που χρησιμοποιούνται στη διατριβή και μια σύντομη παρουσίαση των τεχνικών που χρησιμοποιεί το WASP-IV.

Στο κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται αναλυτικά οι στόχοι που έχει υιοθετήσει η Ελλάδα αναφορικά με τις εκπομπές CO₂ και τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. και τους στόχους αυτούς σχετικά με την ηλεκτροπαραγωγή. Επιπρόσθετα, υπολογίζονται οι στόχοι που θα ίσχυαν για την ηλεκτροπαραγωγή την περίοδο 2013 – 2030 σχετικά με τις εκπομπές CO₂, εάν η Ε.Ε. δεν άλλαζε την πολιτική της και επέτρεπε τη δωρεάν κατανομή δικαιωμάτων εκπομπών στους ηλεκτροπαραγωγούς.

Τέλος στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται αναλυτικά η βάση δεδομένων της διατριβής η οποία περιλαμβάνει:

- την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τις καμπύλες φορτίου για την περίοδο 2002 – 2007 καθώς και την υπολογιζόμενη ετήσια κατανάλωση ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής για την περίοδο 2009 – 2030 (η παρουσίαση γίνεται για μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής 2%, 3,5% και 5%),
- όλα τα δεδομένα των καυσίμων, των εν λειτουργία θερμικών μονάδων, αυτών που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο σύστημα και των θερμικών μονάδων με τις οποίες επεκτάθηκε το σύστημα και
- τα δεδομένα των εν λειτουργία μονάδων Α.Π.Ε. για την περίοδο 2002 – 2008 καθώς και όσων είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο σύστημα και τέλος γενικά οικονομικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται στη διατριβή όπως ο πληθωρισμός, το τραπεζικό επιτόκιο μεγάλων επενδύσεων, τα κόστη κατασκευής των μονάδων (θερμικών και Α.Π.Ε.) κ.α.

Περιγραφή Κεφαλαίου 6

Το Κεφάλαιο 6 ξεκινάει με τις Α.Π.Ε. που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν στο σύστημα ώστε να το επεκτείνουν. Έτσι δημιουργούνται δύο ομάδες Α.Π.Ε. με τις οποίες επεκτείνεται το σύστημα. Στην πρώτη η συμμετοχή τους στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας δεν φτάνει τους στόχους για το 2020 και μειώνεται ακόμα περισσότερο για το έτος 2030. Στη δεύτερη οι στόχοι επιτυγχάνονται και αυξάνεται ελαφρώς η συμμετοχή τους το έτος 2030. Οι δύο αυτές ομάδες, αποτελούν δύο στρατηγικές για την είσοδο των Α.Π.Ε. στο σύστημα την περίοδο 2009 – 2030. Στις δύο αυτές ομάδες δίδονται αναλυτικά δεδομένα αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ και τη μέση ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για το κάθε είδος Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκε. Τα σενάρια όλων των κεφαλαίων της διατριβής (που εμπεριέχουν το ερευνητικό κομμάτι) χωρίζονται βάση των δύο αυτών ομάδων.

Στη συνέχεια ερευνάτε ο βέλτιστος τρόπος επέκτασης του συστήματος με λιγνιτικές μονάδες και μονάδες φυσικού αερίου. Δημιουργούνται 6 σενάρια (τρία για κάθε ομάδα Α.Π.Ε.) κατά τα οποία γίνεται συστηματική διαφοροποίηση του ποσοστού συμμετοχής των καυσίμων με το οποίο αναπτύσσεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (τα καύσιμα είναι ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο και τα ποσοστά συμμετοχής αναφέρονται σε νέες θερμικές μονάδες). Τα 3 σενάρια της πρώτης ομάδας είναι τα: λιγνίτης (με συμμετοχή 70% λιγνιτικές μονάδες και 30% φυσικού αερίου), business as usual (με συμμετοχή 50% λιγνιτικές μονάδες και 50% φυσικού αερίου) και φυσικό αέριο (με συμμετοχή 30% λιγνιτικές μονάδες και 70% φυσικού αερίου). Τα 3 σενάρια της δεύτερης ομάδας είναι τα: λιγνίτης – Α.Π.Ε. (με συμμετοχή 70% λιγνιτικές μονάδες και 30% φυσικού αερίου), Α.Π.Ε. (με συμμετοχή

50% λιγνιτικές μονάδες και 50% φυσικού αερίου) και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. (με συμμετοχή 30% λιγνιτικές μονάδες και 70% φυσικού αερίου).

Τέλος, στο Κεφάλαιο 6, εξετάζονται οι οικονομικές επιπτώσεις από την αλλαγή πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με τη «δωρεάν κατανομή» δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στην ηλεκτροπαραγωγή από το έτος 2013 και έπειτα.

Περιγραφή Κεφαλαίου 7

Στο Κεφάλαιο 7 διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας για τη διαφοροποίηση της αναμενόμενης μέσης ετήσιας ποσοστιαίας αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής. Έτσι λοιπόν το ποσοστό αυτό τίθεται στο 2% ώστε να μελετηθεί η περίπτωση της επιτυχούς εφαρμογής πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας και στο 5% ώστε να μελετηθεί η περίπτωση υπερκατανάλωσης ενέργειας.

Τα δύο διαφορετικά αυτά ποσοστά αύξησης τέθηκαν στο WASP-IV και εξετάστηκαν τα έξι σενάρια του Κεφαλαίου 6. Κατόπιν συγκρίθηκαν μεταξύ τους τα 18 σενάρια που προέκυψαν (6 σενάρια μελετώνται για 3 διαφορετικά ποσοστά αύξησης, σύνολο 18 σενάρια). Τα σενάρια είναι από 6 για τα ποσοστά 2%, 3,5% (του Κεφαλαίου 6) και 5%.

Η μελέτη, η σύγκριση και η παρουσίαση των αποτελεσμάτων, των σεναρίων της ανάλυσης ευαισθησίας, έγινε βάσει των τριών κριτηρίων.

Περιγραφή Κεφαλαίου 8

Στο Κεφάλαιο 8 διενεργήθηκε ανάλυση ευαισθησίας για τη διαφοροποίηση στα κόστη καυσίμων και CO₂, όπου εξετάζεται το πώς επηρεάζονται τα οικονομικά κριτήρια. Επίσης δημιουργήθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο για τη σύγκριση του κόστους της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα ανεξάρτητα από τις διαφοροποιήσεις στα κόστη τους και στα κόστη του CO₂.

Η ανάλυση ευαισθησίας χωρίζεται σε τρεις επιμέρους αναλύσεις ευαισθησίας. Στις δύο πρώτες μελετώνται οι διαφοροποιήσεις στα κόστη του λιγνίτη (πρώτη) και του φυσικού αερίου (δεύτερη). Οι διαφοροποιήσεις είναι από -15% μέχρι και +60% με βήμα διαφοροποίησης 15%. Τιμές αναφοράς (δηλαδή αύξηση 0%) είναι οι τιμές κόστους που χρησιμοποιήθηκαν στην μελέτη των υπολοίπων κεφαλαίων (βλ. Πίνακα 5.8). Στην τρίτη διαφοροποιείται το κόστος του CO₂ από 0% μέχρι και 100% με βήμα διαφοροποίησης 33%. Τιμή αναφοράς, είναι η τιμή κόστους που χρησιμοποιήθηκε στα υπόλοιπα κεφάλαια της διατριβής (βλ. Κεφάλαιο 5.5).

Τα κόστη καυσίμων και CO₂ εφαρμόστηκαν και στα 18 σενάρια του Κεφαλαίου 7. Στο τέλος έγινε και μία σύγκριση για το πώς μεταβάλλεται το Τελικό κόστος, αν η μεταβολή στα κόστη του λιγνίτη και του φυσικού αερίου είναι ταυτόχρονη και ισοποσοστιαία.

Για τη σύγκριση στο κόστος της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα ανεξάρτητα από τις διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμων και CO₂, δημιουργήθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο που βασίζεται σε θερμοδυναμικές και

οικονομικές συναρτήσεις και συναρτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας. Το μαθηματικό αυτό μοντέλο εφαρμόστηκε για το λιγνίτη και το φυσικό αέριο και δημιουργήθηκε ένας αλγόριθμος με τη χρήση της γλώσσας προγραμματισμού Compaq Visual Fortran 6.5. Από τον αλγόριθμο αυτό, με χρήση του λογισμικού Tecplot 360.V11, δημιουργήθηκε ένα διάγραμμα τιμών.

Περιγραφή Κεφαλαίου 9

Η μελέτη του Κεφαλαίου 9, χωρίζεται σε δύο τμήματα. Στο πρώτο μελετάται η επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη και στο δεύτερο η δυνατότητα τροφοδοσίας και η επάρκεια του φυσικού αερίου.

Για τη μελέτη της επάρκειας των αποθεμάτων λιγνίτη, υπολογίστηκε πόσο λιγνίτη πρόκειται να καταναλώσουν όλες οι εν λειτουργίες μονάδες μέχρι το έτος απόσυρσής τους. Κατόπιν υπολογίστηκε η μέση ετήσια κατανάλωση σε λιγνίτη, των νέων λιγνιτικών μονάδων. Από τα αποτελέσματα αυτά προέκυψε το πόσες νέες λιγνιτικές μονάδες είναι σε θέση να τροφοδοτήσουν τα επιβεβαιωμένα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη στην Ελλάδα.

Για τη μελέτη της δυνατότητας τροφοδοσίας και της επάρκειας του φυσικού αερίου, υπολογίστηκε η κατανάλωση φυσικού αερίου από όλες τις μονάδες (ο υπολογισμός έγινε για τα σενάρια που προέκυψαν ως καλύτερα από τα Κεφάλαια 6, 7 και 8). Κατόπιν, για την περίοδο της μελέτης 2009 – 2030, υπολογίστηκε η κατανάλωση φυσικού αερίου σε όλη την Ελλάδα, βάσει της κατανάλωσης στην ηλεκτροπαραγωγή και σύμφωνα με τη σχετική βιβλιογραφία. Στη συνέχεια βρέθηκε το δυναμικό μεταφοράς φυσικού αερίου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (Ε.Σ.Μ.Φ.Α.) βάσει των προγραμματισμένων και σχεδιαζόμενων επεκτάσεων και οι νέες συμβάσεις που επιθυμεί να συνάψει η Ελλάδα. Στο τέλος έγινε υπολογισμός για το εάν η Ελλάδα μπορεί να ικανοποιήσει τις ανάγκες της σε φυσικό αέριο σύμφωνα με τις απαιτήσεις των δύο καλύτερων σεναρίων.

Περιγραφή Κεφαλαίου 10

Στο Κεφάλαιο 10 μελετάτε η εισαγωγή στο σύστημα για ηλεκτροπαραγωγή, ενός νέου καυσίμου. Το καύσιμο αυτό είναι ο λιθάνθρακας. Δημιουργήθηκαν δύο σενάρια (ένα για κάθε ομάδα σεναρίων) τα οποία είναι τα λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Τα σενάρια μελετήθηκαν, παρουσιάστηκαν και σχολιάστηκαν τα αποτελέσματα. Κατόπιν συγκρίθηκαν μεταξύ τους και με τα καλύτερα σενάρια από τα έξι του Κεφαλαίου 6, ώστε να επιλεγούν τα βέλτιστα.

Τέλος εξετάστηκε και το εάν συμφέρει βάσει των τριών κριτηρίων η ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Περιγραφή Κεφαλαίου 11

Στο Κεφάλαιο 11 μελετώνται οι επιπτώσεις στο σύστημα της οικονομικής κρίσης.

Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί ότι η οικονομική κρίση προέκυψε ενώ η παρούσα διατριβή είχε σχεδόν ολοκληρωθεί. Συνεπώς η διατριβή διεξήχθη με τα δεδομένα προ οικονομικής κρίσης. Παρόλα αυτά και χάριν πληρότητας, εξετάστηκαν και οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα για την περίοδο 2009 – 2020.

Αρχικά αποδείχθηκε ότι το Α.Ε.Π. μπορεί να συσχετιστεί με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Δημιουργήθηκε ένα μαθηματικό μοντέλου συσχετισμού τους. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, για την περίοδο 2009 – 2020, υπολογίστηκε βάσει των προβλέψεων για την εξέλιξη του Α.Ε.Π.

Η νέα αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και η ζήτηση σε φορτίο αιχμής, εισήχθησαν στο WASP-IV και προέκυψαν τα αποτελέσματα για την επέκταση του συστήματος. Αυτά παρουσιάστηκαν, σχολιάστηκαν και συγκρίθηκαν με τα καλύτερα σενάρια της διατριβής.

1.1.4. Σκοποί και στόχοι της διατριβής

Ο βασικότερος σκοπός της παρούσας διδακτορικής διατριβής, είναι να μελετήσει το σύστημα και να το επεκτείνει, εξετάζοντας το πώς επηρεάζονται και αλλάζουν τα τρία κριτήρια (ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά). Η επέκταση γίνεται χωρίς να εφαρμόζονται ακραίες στρατηγικές όπως συστήματα δέσμευσης CO₂, εξοικονόμησης ενέργειας ή να εισάγονται στο σύστημα ενεργειακές πηγές τις οποίες η Ελλάδα δεν σκοπεύει να χρησιμοποιήσει για ηλεκτροπαραγωγή, όπως τα πυρηνικά καύσιμα ή η κυματική ενέργεια κ.α.

Ο βασικότερος στόχος της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι να δημιουργήσει ένα μοντέλο επέκτασης του συστήματος το οποίο να ανταποκρίνεται σε συνθήκες: διαφοροποίησης στις μέσες ετήσιες ποσοστιαίες αυξήσεις στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής, διαφοροποίησης στα κόστη καυσίμων και CO₂ και μη επάρκειας λιγνίτη και φυσικού αερίου.

Από εκεί και πέρα υπάρχουν επιμέρους σκοποί και στόχοι οι οποίοι παρουσιάζονται για κάθε κεφάλαιο της διατριβής.

Κεφάλαιο 6

Σκοπός του Κεφαλαίου 6 είναι να εξεταστεί η ανάπτυξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με τη χρήση μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου καθώς και το επίπεδο συμμετοχής των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Πιο αναλυτικά η μελέτη του Κεφαλαίου 6, αποσκοπεί στο να εξετάσει με ποιον τρόπο επηρεάζεται ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά το σύστημα από τους διάφορους συνδυασμούς μεταξύ μονάδων λιγνίτη, φυσικού και Α.Π.Ε.

Οι στόχοι της μελέτης είναι να βρεθεί βάσει των τριών κριτηρίων ένα μοντέλο επέκτασης του συστήματος με χρήση λιγνίτη, φυσικού αερίου και Α.Π.Ε. Επίσης να εξεταστεί πώς επηρεάζονται τα κριτήρια από την επίτευξη ή μη των στόχων για τη

συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή το 2020 και το εάν επιτυγχάνονται οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto αναφορικά με τη μείωση των εκπομπών CO₂.

Κεφάλαιο 7

Σκοποί του Κεφαλαίου 7 είναι να εξεταστούν βάση των τριών κριτηρίων οι επιπτώσεις από τη μεταβολή της μέσης ετήσιας αύξησης της ζήτησης σε φορτίο και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας δηλαδή να εξεταστεί το πώς επηρεάζουν το σύστημα η εξοικονόμηση και η υπερκατανάλωση ενέργειας.

Στόχος είναι να βελτιωθεί και να επεκταθεί το μοντέλο που δημιουργήθηκε στο Κεφάλαιο 6, με τον συνυπολογισμό των διαφοροποιήσεων στα ποσοστά μέσης ετήσιας αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και ζήτηση σε φορτίο αιχμής. Επίσης να εξεταστεί το πώς επηρεάζονται τα τρία κριτήρια και το εάν επιτυγχάνονται οι στόχοι για τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή το 2020 και του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Κεφάλαιο 8

Οι σκοποί του Κεφαλαίου 8 είναι να εξεταστεί το πώς επηρεάζεται το Τελικό κόστος του συστήματος και το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από τις μεταβολές στα κόστη του λιγνίτη, του φυσικού αερίου/πετρελαίου και του CO₂.

Στόχοι είναι να βελτιωθεί και να επεκταθεί ακόμα περισσότερο το μοντέλο που δημιουργήθηκε στο Κεφάλαιο 6 και επεκτάθηκε στο Κεφάλαιο 7, με το συνυπολογισμό στις μεταβολές στα κόστη καυσίμων και CO₂. Επίσης στόχος είναι η δημιουργία ενός μοντέλου σύγκρισης του κόστους της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα.

Κεφάλαιο 9

Σκοπός του Κεφαλαίου 9 είναι να μελετήσει τα αποθέματα του λιγνίτη και την επάρκεια και διαθεσιμότητα του φυσικού αερίου. Επιπρόσθετα αποσκοπεί στο να παρουσιάσει μια νέα μεθοδολογία εξέτασης αναφορικά με την επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη.

Στόχος είναι να εξεταστεί το εάν επαρκούν τα αποθέματα λιγνίτη και το εάν υπάρχει η διαθεσιμότητα και η επάρκεια φυσικού αερίου βάσει των αποτελεσμάτων του Κεφαλαίου 6 ώστε να εφαρμοστεί το μοντέλο που προκύπτει.

Κεφάλαιο 10

Σκοπός του Κεφαλαίου 10 είναι να μελετηθεί η είσοδος στο σύστημα για ηλεκτροπαραγωγή, ενός νέου καυσίμου. Το καύσιμο αυτό είναι ο λιθάνθρακας. Επίσης σκοπεύει να μετακυλίσει το κόστος του CO₂ στο κόστος καυσίμου και να εξεταστεί το εάν η ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας συμφέρει το σύστημα.

Κεφάλαιο 11

Σκοπός του Κεφαλαίου 11 είναι να εξεταστούν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα.

Στόχοι είναι να δοθεί ένα μοντέλο που να συνδέει το Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, να υπολογιστούν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης σε αυτό και να εξεταστεί πώς επηρεάζονται τα κριτήρια από την επίτευξη ή μη των στόχων για τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή το 2020 και το εάν επιτυγχάνονται οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

1.1.5. Παραδοχές διατριβής

Οι βασικές παραδοχές στις οποίες βασίστηκε η διατριβή έγιναν με σκοπό να μη γίνει πλατειασμός της διατριβής, να μη γίνουν εικασίες που θα μεταβληθούν στο μέλλον και να μη ξεφύγει η διατριβή από τους σκοπούς και στους στόχους της

Πρώτη παραδοχή είναι ότι η τεχνολογία στα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής θα παραμείνει ως έχει το έτος 2009 καθότι η εξέταση της ανάπτυξης της τεχνολογίας είναι από δύσκολη έως αδύνατη και ξεφεύγει από τους σκοπούς και τους στόχους της διατριβής.

Δεύτερη παραδοχή είναι ότι οι μεταβολές στα κόστη θα ακολουθούν την αύξηση του Ελληνικού πληθωρισμού εκτός από το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο που θα ακολουθούν τον Αμερικάνικο πληθωρισμό. Δηλαδή δεν θα εξεταστούν οι προβλέψεις των διεθνών οργανισμών ούτε και θα ληφθούν υπόψη. Μόνη εξαίρεση σε αυτήν την παραδοχή αποτελεί το κόστος CO₂. Δεδομένου όμως ότι ιδιαίτερα οι εξελίξεις στα κόστη καυσίμων επηρεάζουν άμεσα τα οικονομικά αποτελέσματα της διατριβής, διενεργήθηκε για αυτά ανάλυση ευαισθησίας (η οποία όμως δεν εξετάζει τις διεθνείς προβλέψεις). Η παραδοχή αυτή γίνεται, διότι η εξέλιξη των κοστών ξεφεύγει από τους σκοπούς και τους στόχους αυτής της διατριβής. Ιδιαίτερα στην περίπτωση των εισαγόμενων καυσίμων (πετρέλαιο και φυσικό αέριο), σοβαρά προβλήματα στον υπολογισμό της εξέλιξης τους, παρουσιάζει το γεγονός ότι πολύ συχνά οι ελληνικές κυβερνήσεις αυξάνουν τη φορολογία στα πλαίσια εισοδηματικών πολιτικών.

Τρίτη παραδοχή είναι ότι οι θερμικές μονάδες θα λειτουργούν χωρίς προσθήκη συστημάτων δέσμευσης και αποθήκευσης εκπομπών CO₂.

Τέλος, επειδή όταν ξεκίνησε η οικονομική κρίση (μετά το καλοκαίρι του 2009) είχε ολοκληρωθεί σημαντικό κομμάτι της διατριβής, δεν λήφθηκαν υπόψη οι επιπτώσεις και τα αποτελέσματα αυτής (της οικονομικής κρίσης) στο σύστημα στη διατριβή. Εξαίρεση αποτελεί το Κεφάλαιο 11, το οποίο προστέθηκε στο τέλος με σκοπό να μελετήσει τις επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης.

1.2. Μεθοδολογία, μοντέλα και εργαλείο διατριβής

Στο Κεφάλαιο 1.2 παρουσιάζεται η μεθοδολογία της διατριβής, τα μοντέλα που δημιουργήθηκαν καθώς και το εργαλείο που χρησιμοποιήθηκε. Παρουσίαση της ακριβούς μεθοδολογίας που εφαρμόστηκε σε κάθε τμήμα της διατριβής με ανάλυση

και παραδείγματα (παραδείγματα από τη διατριβή) υπάρχει μέσα στα κεφάλαια. Το εργαλείο της διατριβής παρουσιάζεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 3.

Μεθοδολογία

Η μεθοδολογία βασίζεται στην προσέγγιση των παραμέτρων των ενεργειακών συστημάτων οι οποίες είναι:

- ο ετήσιος ρυθμός αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση φορτίου αιχμής,
- η αξιολόγηση των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων,
- τα κόστη καυσίμων και CO₂,
- η διαθεσιμότητα και η επάρκεια των καυσίμων,
- οι στρατηγικές που θα πρέπει να εφαρμοστούν σχετικά με την ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και την επίτευξη των στόχων αναφορικά με τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή και τις εκπομπές CO₂,
- η χρήση νέων καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή και
- η σύνδεση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με τις οικονομικές εξελίξεις ενός κράτους,

και η εξέταση και αξιολόγησή τους βάσει ενεργειακών, περιβαλλοντικών και οικονομικών κριτηρίων.

Τα σενάρια που δημιουργήθηκαν αναφορικά με την επέκταση του συστήματος, βασίζονται στη μεθοδική διαφοροποίηση της χρήσης των ενεργειακών πόρων προκειμένου να προκύψει ο βέλτιστος συνδυασμός. Διενεργήθηκαν αναλύσεις ευαισθησίας που εξετάζουν το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης στην αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής και τις διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμου και CO₂. Παράλληλα συγκρίθηκε το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα. Εξετάστηκε η επάρκεια και η διαθεσιμότητα των χρησιμοποιούμενων καυσίμων για να βρεθεί εάν καλύπτουν τις απαιτήσεις των σεναρίων. Τέλος συνδέθηκε στατιστικά η εξέλιξη του Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία αυτή, είναι δυνατό να καθοριστεί ο τρόπος με τον οποίο επηρεάζεται το σύστημα ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά, από την ταυτόχρονη χρήση διαφορετικών ενεργειακών πόρων και το εάν αυτά επαρκούν για να εφαρμοστεί η επιλεγόμενη στρατηγική. Ιδιαίτερα για τη χρήση ενός εγχώριου καυσίμου (για την παρούσα διατριβή είναι ο λιγνίτης) δίδεται ένας νέος διαφορετικός τρόπος εκτίμησης των αποθεμάτων του (βλ. Κεφάλαιο 1.3). Επίσης δίδεται η δυνατότητα να διενεργούνται σύντομες και εύκολες προμελέτες για άμεσο υπολογισμό του φθηνότερου καυσίμου για ηλεκτροπαραγωγή και για να συνδέονται οι οικονομικές εξελίξεις ενός κράτους με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Μοντέλα

Το βασικό μοντέλο της διατριβής είναι ο βέλτιστος συνδυασμός τριών καυσίμων (λιγνίτης, φυσικό αέριο και λιθάνθρακας) και τεσσάρων Α.Π.Ε. (υδροηλεκτρική, ηλιακή, αιολική και βιομάζα) για την επέκταση του συστήματος. Το μοντέλο υπολογίζει: διαφορετικά ποσοστά αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής, τις διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμων και CO₂ και την επάρκεια και διαθεσιμότητα στο λιγνίτη και το φυσικό αέριο.

Παράλληλα δημιουργήθηκαν και δύο ακόμα μαθηματικά μοντέλα. Το πρώτο δίδει τη δυνατότητα να συγκριθεί το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα και το δεύτερο δίδει τη δυνατότητα να συνδεθεί στατιστικά το Α.Ε.Π. ενός κράτους με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Λογισμικό

Το εργαλείο της διατριβής είναι το λογισμικό WASP-IV, το οποίο δημιουργήθηκε από την International Atomic Energy Agency (IAEA). Αντικείμενο του είναι η μελέτη ανάπτυξη και μοντελοποίηση ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων. Έχει τη δυνατότητα να υπολογίζει τα τεχνικά και οικονομικά δεδομένα των ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων και μελετώντας παράλληλα ένα πλήθος σεναρίων επέκτασης^{††}, να δίδει τη βέλτιστη λύση [IAEA, 2000].

Το WASP-IV επιλέχθηκε ως εργαλείο της διατριβής διότι είναι ένα αποδεδειγμένα πολύ καλό εργαλείο για μελέτες σαν την παρούσα, καθώς έχει τη δυνατότητα να επεξεργάζεται ταυτόχρονα ένα πλήθος διαφορετικών σεναρίων επέκτασης του συστήματος (βλ. Κεφάλαιο 3) και είναι το καταλληλότερο^{‡‡} για τον αποπληθωρισμό των κοστών και την αναγωγή τους στο έτος βάσης [Connolly et al., 2010]. Οι λόγοι αυτοί το καθιστούν και ως ένα από τα εργαλεία που χρησιμοποιείται περισσότερο για μελέτες επέκτασης ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων που περιλαμβάνουν βελτιστοποίηση βάσει κόστους [Theodorou, and Karyampas, 2008].

1.3. Καινοτομία διατριβής

Στο Κεφάλαιο 1.3 γίνεται παρουσίαση των μελετών και εργασιών που έχουν γίνει πάνω στα θέματα που εξετάζει η παρούσα διδακτορική. Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί ότι η μεθοδολογία, το μοντέλο και τα αποτελέσματα που προκύπτουν από τα Κεφάλαια 6, 7, 8.1.1 και 8.2, έχουν ήδη δημοσιευτεί [Kalampalikas and Pilavachi, 2010a και 2010b].

Αναφορικά με το σύστημα υπάρχουν μελέτες και εργασίας που έχουν πραγματοποιηθεί από εθνικούς φορείς οι οποίες καταγράφουν την κατάσταση μέχρι το 2007 ή το 2008 και δίδουν γενικές προτάσεις για την επέκταση του συστήματος για την περίοδο 2008 – 2020. Οι προτάσεις αυτές εξετάζουν μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο 3,5% καθώς και περιπτώσεις εξοικονόμησης ενέργειας κάτω από το 3,5% [Σ.Ε.Ε.Σ., 2008, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΥΠ.ΑΝ., 2007α και 2007β]. Τα δημοσιευμένα κείμενα των προτάσεων επέκτασης του συστήματος των εθνικών φορέων, δεν παρέχουν καμία λεπτομέρεια και καμία πληροφορία για τον τρόπο επέκτασης του, διότι είναι απόρρητες για λόγους εθνικής στρατηγικής και ανταγωνισμού.

Μελέτες και εργασίες για το σύστημα διεξάγουν και άλλοι φορείς, όπως τα πανεπιστήμια. Αυτές έγιναν με τη χρήση λογισμικών πακέτων όπως είναι το WASP, το PRIMES, το R-MARKAL κ.α. Μία μελέτη η οποία έγινε με χρήση του WASP-III

^{††} Δεν θα πρέπει να γίνει σύγχυση με τα σενάρια της μελέτης. Για τα σενάρια επέκτασης του συστήματος που εξετάζει το WASP-IV βλ. Κεφάλαιο 3.

^{‡‡} Το καλύτερο από τα λογισμικά που κυκλοφορούσαν στην αγορά μέχρι και το 2010.

(η οποία είναι παλαιότερη έκδοση του WASP-IV, βλ. Κεφάλαιο 3.1) εξετάζει τους στόχους του Πρωτοκόλλου το Kyoto στην ηλεκτροπαραγωγή προτείνοντας στρατηγικές μείωσης των εκπομπών CO₂ [Vassos and Vlachou, 1997]. Δύο μελέτες, οι οποίες πραγματοποιήθηκαν με το R-MARKAL η μία και με το WASP-IV η δεύτερη, εξετάζουν τους στόχους του Πρωτοκόλλου του Kyoto και πως επηρεάζονται αυτοί από τις διαφοροποιήσεις στις τιμές των καυσίμων [Agoris et al., 2004]^{§§} και από τις διαφοροποιήσεις στα κόστη του CO₂ όταν δεν επιτυγχάνονται οι στόχοι [Dagoumas et al., 2006]. Μελέτη η οποία έγινε με το λογισμικό PRIMES ασχολείται την εισαγωγή των Α.Π.Ε. στο σύστημα έτσι ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto [Mirasgedis et al., 2002]. Δύο μελέτες που πραγματοποιήθηκαν με το WASP-IV εξετάζουν τους στόχους που επρόκειτο να τεθούν για την μετά-Kyoto εποχή με οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια χρησιμοποιώντας σενάρια εξοικονόμησης ενέργειας και μεταβολών στα κόστη καυσίμων [Dagoumas et al., 2007 and 2008], ενώ μία τρίτη που πραγματοποιήθηκε με το ENPEP εξετάζει την μείωση των εκπομπών CO₂ μέχρι το 2020 [Rampidis et al., 2010].

Πέρα από τις μελέτες για την Ελλάδα, υπάρχουν και αρκετές μελέτες και εργασίες που αφορούν τα ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα άλλων κρατών. Οι μελέτες αυτές χρησιμοποιούν επίσης διάφορα λογισμικά πακέτα, μεταξύ των οποίων και το WASP-IV. Κάποιες από αυτές έχουν ως σκοπό τη μείωση των εκπομπών CO₂ εισάγοντας νέους ενεργειακούς πόρους στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής τους όπως Α.Π.Ε. για τη Λιθουανία [Katinas et al., 2008], φυσικό αέριο για την Κύπρο (η μελέτη έγινε με το ENPEP) [Mirasgedis et al., 2004] και τις Κανάριες Νήσους [Ramos-Real et al., 2007] και πυρηνική ενέργεια για την Κορέα (η μελέτη έγινε με το WASP-IV) [Young Eal Lee and Young Beom Jung, 2008] ή εφαρμόζοντας συστήματα δέσμευσης CO₂ (η μελέτη έγινε για την Κύπρο με το WASP-IV) [Poullikkas et al. 2009]. Κάποιες άλλες μελέτες εξετάζουν την εισαγωγή των Α.Π.Ε. στο ηλεκτροπαραγωγικό τους σύστημα με σκοπό τη μείωση της χρήσης καυσίμων στη Σαουδική Αραβία [Alnatheer 2005] και τη Σουηδία [Wang 2006], ενώ στην Ινδία εξετάστηκε το κόστος CO₂ που επιφέρουν οι εκπομπές CO₂ από την ηλεκτροπαραγωγή [Mathur et al., 2003]. Άλλες μελέτες εξετάζουν ή/και σχολιάζουν πολιτικές που αφορούν την επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού τους συστήματος στην Ολλανδία [Agnolucci, 2007] και την Αυστραλία [Buckman and Diesendorf, 2010] και μερικές επικεντρώνονται στα τιμολόγια της ηλεκτρικής ενέργειας στο Ομάν [Malik and Al-Zubeidi, 2006] και το Ισραήλ [Tishler et al., 2008]. Μελέτες που έγιναν για την Ταϊλάνδη με το WASP-IV, επεκτείνουν το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής χωρίς να μεταβάλλουν τις συνθήκες με τις οποίες ήδη λειτουργούν (δεν εισάγουν νέα καύσιμα, δεν εξοικονομούν ενέργεια, δεν μειώνουν τις εκπομπές CO₂) με σκοπό να εξετάσουν τις περιβαλλοντικές και τις οικονομικές επιπτώσεις (στις οικονομικές επιπτώσεις συμπεριλαμβάνονται και οι διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμων) καθώς και την εξάρτηση της χώρας από εισαγόμενα καύσιμα [Nakawiro et al., 2008a and 2008b]. Κάποιες μελέτες εξετάζουν τρόπους με τους οποίους θα μπορούσαν να επιτύχουν τους στόχους του Πρωτοκόλλου του Kyoto της Κροατίας [Duic et al. 2005] και της Ινδίας [Nag and Parikh 2005] στην ηλεκτροπαραγωγή. Τέλος, υπάρχουν μελέτες που εξετάζουν και επεκτείνουν γενικώς τα ενεργειακά συστήματα (μεταξύ αυτών και την ηλεκτροπαραγωγή) κάποιων κρατών, όπως στην Ιταλία [Cosmi et al. 2009] ή με

^{§§} Η πρώτη μελέτη εξετάζει όλο το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδος και φυσικά και την ηλεκτροπαραγωγή η οποία ενδιαφέρει την παρούσα διδακτορική.

σκοπό να μειώσουν τις εκπομπές CO₂ όπως στο Ηνωμένο Βασίλειο [Dagoumas and Barker, 2010], ή με σκοπό να μελετήσουν τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό ισοζύγιο, όπως στην Ισπανία [Labriet et al., 2010]. Παρόλα αυτά, καμία μελέτη δεν βρέθηκε η οποία να παρουσιάζει αναλυτικά στοιχεία και στρατηγικές για την επέκταση των ηλεκτροπαραγωγικών τους συστημάτων.

Όπως παρουσιάστηκε, οι περισσότερες μελέτες πάνω στην επέκταση των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής, έχουν ως βασικό αντικείμενο έρευνας τη μείωση ή την εξέταση των εκπομπών CO₂, λιγότερες επικεντρώνονται στη συμμετοχή των Α.Π.Ε. και ακόμα λιγότερες στη χρήση νέων καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή. Τέλος, ελάχιστες επικεντρώνονται σε θέματα εξοικονόμησης ενέργειας και θέματα κόστους καυσίμων ή κόστους παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η παρούσα διατριβή έχει ως αντικείμενο το ίδιο το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Φυσικά εξετάζονται οι εκπομπές CO₂, η συμμετοχή των Α.Π.Ε., η είσοδος στο σύστημα νέων καυσίμων, τα κόστη των καυσίμων, η εξοικονόμηση ενέργειας και η υπερκατανάλωση ενέργειας, με σκοπό όμως να δοθεί ένα πλήρες και σαφές, βέλτιστο μοντέλο επέκτασης του ίδιου του συστήματος. Επιπρόσθετα το μοντέλο που προκύπτει παρέχεται με λεπτομερή στοιχεία αναφορικά με τις θερμικές μονάδες με τις οποίες επεκτείνεται, ενώ παράλληλα δίδεται και αναλυτική στρατηγική αναφορικά με τις Α.Π.Ε. οι οποίες συμμετέχουν στο σύστημα. Δίδονται δηλαδή ο αριθμός των μονάδων που εισάγονται, το είδος των μονάδων, η αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή τους, τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά τους, το έτος στο οποίο εισάγονται (τόσο για τις θερμικές μονάδες όσο και για τις Α.Π.Ε.) και οι εκτιμώμενες εκπομπές CO₂ (για τις θερμικές μονάδες) ***.

Συνεπώς οι βασικές διαφορές της παρούσας διατριβής, είναι ότι αυτή δίδει ένα πλήρες και αναλυτικό μοντέλο επέκτασης του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραμέτρους και όχι μία ή μερικές από αυτές. Επίσης έχει ως αντικείμενο μελέτης το ίδιο το σύστημα και όχι κάποια παράμετρο αυτού.

Δεύτερη διαφορά είναι ότι στη διατριβή αυτή δεν εφαρμόζονται και δεν εξετάζονται ακραίες στρατηγικές (π.χ. δέσμευσης και αποθήκευσης αέριων ρύπων, άμεσης απόσυρσης παλαιών μονάδων κ.α.). Οι στρατηγικές αυτές φυσικά και θα ήταν επιθυμητό να εφαρμοστούν και επιτύχουν στην Ελλάδα, παρόλα αυτά, η μέχρι τώρα πραγματικότητα διαψεύδει τέτοια γεγονότα. Έτσι η διατριβή προσεγγίζει περισσότερο την πραγματικότητα και ξεφεύγει από το καθαρά ακαδημαϊκό χαρακτήρα. Από την προσέγγιση αυτή μάλιστα προέκυψε και αποδείχθηκε ότι ο λιγνίτης δίδει οικονομικότερη ηλεκτροπαραγωγή αλλά αυξάνει το Τελικό κόστος, αποτέλεσμα που δεν κατέστη δυνατό να βρεθεί αλλού δημοσιευμένο.

Πέρα από το βασικό μοντέλο της διατριβής, υπάρχουν και ερευνητικά κομμάτια τα οποία πλαισιώνουν και συμπληρώνουν τη διατριβή. Το πρώτο συγκρίνει το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα, από το οποίο έγινε με τη χρήση ενός μαθηματικού μοντέλου που δημιουργήθηκε. Το δεύτερο έχει να κάνει με

*** Αν και η σύγκριση της παρούσας μελέτης με τις υπόλοιπες έχει τη διαφορά ότι σε μία διδακτορική διατριβή υπάρχει η πολυτέλεια να παρουσιαστούν αναλυτικά τα αποτελέσματα ενώ σε μία επιστημονική δημοσίευση υπάρχει περιορισμένος χώρος, παρόλα αυτά και οι δύο επιστημονικές δημοσιεύσεις που έγιναν με τα αποτελέσματα της παρούσας διδακτορικής, επίσης εμπεριέχουν αναλυτικά στοιχεία.

τη μελέτη της επάρκειας των αποθεμάτων λιγνίτη και την επάρκεια και διαθεσιμότητα του φυσικού αερίου. Τέλος, το τρίτο μελετάει τις επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα με τη βοήθεια ενός μαθηματικού μοντέλου που δημιουργήθηκε και συνδέει το Α.Ε.Π. μίας χώρας με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι μελέτες και οι εργασίες που έχουν γίνει σε σχέση με τα τρία αυτά συμπληρωματικά ερευνητικά τμήματα και οι καινοτομίες που αυτά παρουσιάζουν, αναφέρονται στη συνέχεια.

Πέρα από το βασικό τμήμα της διδακτορικής που είναι η μελέτη, μοντελοποίηση και επέκταση του συστήματος, υπάρχουν και άλλα τρία τμήματα τα είναι συμπληρωματικά του βασικού.

Το πρώτο τμήμα συγκρίνει το κόστος παραγωγής της μίας ηλεκτρικής MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα. Σκοπός είναι να δοθεί ένα μοντέλο το οποίο να μπορεί να συνυπολογίσει όλες τις πιθανές τιμές κόστους των δύο καυσίμων και του εκπεμπόμενου CO₂. Για τη διεξαγωγή του δημιουργήθηκε και εφαρμόστηκε ένα μαθηματικό μοντέλο που περιλαμβάνει οικονομικές και θερμοδυναμικές συναρτήσεις και συναρτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μελέτες οι οποίες υπάρχουν αναφορικά με τις διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμου και CO₂ και τη σύγκριση κόστους ηλεκτροπαραγωγής, ασχολούνται κυρίως με το κόστος (που στην παρούσα διατριβή ονομάζεται Τελικό κόστος) και όχι μόνο με τη μία παραγόμενη MWh. Σκοπός είναι να εξετάσουν άλλα πράγματα όπως την εφαρμογή συστημάτων δέσμευσης CO₂ [Rout, 2008, Rubin, 2007], πώς επηρεάζεται η επέκταση του συστήματος [Kalampalikas and Pilavachi, 2010a and 2010b], πώς επηρεάζεται η ενεργειακή εξάρτηση ενός κράτους [Bhattacharyya, 2009] και πώς επηρεάζεται η λειτουργία του συστήματος και αν συμφέρει η εφαρμογή συστημάτων δέσμευσης CO₂ [Sims et al., 2003, Van Ruijven and Van Vuuren, 2009].

Το τμήμα της διατριβής αυτής που ασχολείται με τη σύγκριση της μίας MWh από δύο διαφορετικά καύσιμα, διαφοροποιείται από τις υπόλοιπες, ως προς το ότι επικεντρώνεται στην MWh και όχι στο σύστημα συνολικά, ενώ παράλληλα δίδει ένα απλό και εύχρηστο μαθηματικό μοντέλο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για προμελέτες.

Το δεύτερο τμήμα της διατριβής εξετάζει την επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη και την επάρκεια και διαθεσιμότητα του φυσικού αερίου. Η μελέτες αναφορικά με το θέμα της επάρκειας των καυσίμων βασίζονται σε στατιστικά στοιχεία την παρελθούσας κατανάλωσης και σε προβλέψεις αναφορικά με την μελλοντική κατανάλωση. Η εκτίμηση του ρυθμού κατανάλωσης των αποθεμάτων των καυσίμων και του χρόνου εξάντλησης αυτών γίνονται με τη χρήση τεχνικοοικονομικών μοντέλων (logistics) [Höök et al., 2010, Ibrahim, 1998], μαθηματικών [Kaldellis et al., 2010, Mohr and Evans, 2009 and 2011], στοχαστικών [Bardi, 2005] και πολυωνυμικών καμπυλών [Milici R.C., 2000, Rutledge, 2010] (η μεθοδολογία αυτή βασίζεται σε ιστορικά και στατιστικά στοιχεία και έχει χρησιμοποιηθεί από αρκετές χώρες [Höök et al., 2010]). Πάντως μία από τις πλέον χρησιμοποιούμενες μεθόδους (η οποία δημιουργήθηκε για την μελέτη αποθεμάτων πετρελαίου και αργότερα επεκτάθηκε και σε μελέτες για φυσικό αέριο και άνθρακα) είναι η μέθοδος Hubbert η οποία δημιουργήθηκε από τον Dr. Hubbert M.K. τη δεκαετία του 1950 και θεωρεί

πεπερασμένες ποσότητες αποθεμάτων, ξεκινάει από το μηδέν (πριν δηλαδή την έναρξη της εκμετάλλευσης ενός κοιτάσματος) και καταλήγει στο μηδέν (εξάντληση κοιτάσματος) δημιουργώντας καμπύλες κατανάλωσης του καυσίμου που βασίζονται σε τεχνικοοικονομικά δεδομένα [Bardi, 2005, Brandt, 2007, Höök et al., 2010, Patzek and Croft, 2010]. Η μέθοδος Hubbert θεωρείται πλέον παρωχημένη [Bardi, 2005, Brandt, 2007].

Η παρούσα διδακτορική διαφέρει στο τμήμα της μελέτης της επάρκειας των αποθεμάτων λιγνίτη, ως προς το που βασίζεται η εκτίμηση. Δεν δίδει δηλαδή χρόνο εξάντλησης του λιγνίτη, αλλά δίδει πλήθος μονάδων οι οποίες μπορούν να τροφοδοτηθούν πλήρως από αυτόν.

Το τρίτο τμήμα εξετάζει τις επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα και δημιουργεί ένα μαθηματικό μοντέλο σύνδεσης του Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο μπορεί να χρησιμεύσει ως εργαλείο για σύντομες προμελέτες.

Οι μελέτες οι οποίες έγιναν για κράτη που βρίσκονταν ή ακόμα βρίσκονται σε περιόδους οικονομικής κρίσης και συνδέουν την οικονομική κρίση με τον ηλεκτρικό τομέα, είναι για την Αργεντινή, όπου αναφέρουν κυρίως τρόπους αντιμετώπισης της κρίσης μέσω του ηλεκτρικού τομέα [Haselip, 2005, Nagayama and Kashiwagi, 2007], ή που περιγράφουν την κατάσταση συνδέοντας το Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μόνο ως προς τα αποτελέσματά τους και όχι με κάποιο μαθηματικό μοντέλο [Pollitt, 2008]. Τέλος υπάρχει μελέτη, η οποία δεν σχετίζεται με οικονομική κρίση, και η οποία μελετάει την ενεργειακή αποδοτικότητα σε σχέση με την οικονομική αποδοτικότητα στη Νέα Ζηλανδία. Για τη μελέτη χρησιμοποιεί οικονομικούς δείκτες, αλλά δεν συνδέει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με το Α.Ε.Π. [Gunn, 1997].

Αναφορικά τώρα με τις μελέτες που υπάρχουν για τη σύνδεση του Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, αυτές είναι πάρα πολλές και αφορούν σχεδόν όλες τις χώρες του πλανήτη. Όλες αποδεικνύουν ότι το Α.Ε.Π. και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται μεταξύ τους στατιστικά και ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζεται άμεσα από το Α.Ε.Π. ενός κράτους. Για τη σύνδεση των δύο χρησιμοποιούνται στατιστικά δεδομένα παρελθόντων ετών και ο υπολογισμός τους γίνεται με στατιστικά και μαθηματικά μοντέλα. Συνήθως χρησιμοποιείται μία μέθοδος που αποκαλείται Granger causality [Ahmad and Nazrul Islam, 2011, Hondroyiannis, 2002, Jamil and Ahmad, 2010, Kouakou, 2011, Narayan et al., 2008, Narayan and Prasad, 2008, Ouédraogo, 2010, Ramcharran, 1990, Sheng-Tung Chen, 2007, Seung-Hoon Yoo and Yeonbae Kim, 2006].

Η μελέτη της οικονομικής κρίσης για την Ελλάδα που έγινε στην παρούσα διατριβή, διαφέρει ως προς ότι χρησιμοποιεί διαφορετικό μαθηματικό μοντέλο για τη σύνδεση του Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (το οποίο προκύπτει από τη γραμμική παλινδρόμηση) και στο ότι στη συνέχεια μελετάει τις επιπτώσεις στο σύστημα.

Τέλος, η παρούσα διατριβή εμπεριέχει και ένα αποτέλεσμα, το οποίο αφορά τις οικονομικές επιπτώσεις που επιφέρει στο σύστημα, η αλλαγή πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στου ηλεκτροπαραγωγούς.

Σύμφωνα λοιπόν με την Οδηγία 2009/29/EC «δεν θα πραγματοποιείται δωρεάν κατανομή σε κανέναν παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας» από το 2013 και έπειτα. Το αποτέλεσμα αυτό έχει ήδη δημοσιευθεί [Kalampalikas and Pilavachi, 2010a and 2010b].

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Agnolucci P., 2007. Renewable electricity policies in The Netherlands. *Renewable Energy* 32, 868–883.
- Agoris D., Tigas K., Giannakidis G., Siakkis F., Vassos S., Vassilakos N., Kiliass V., Damassiotis M., 2004. An analysis of the Greek energy system in view of the Kyoto commitments. *Energy Policy* 32, 2019-2033.
- Ahamad M.G., Nazrul Islam A.K.M., 2011. Electricity consumption and economic growth nexus in Bangladesh: Revisited evidences. *Energy Policy*, In Press, Corrected Proof.
- Alnatheer O., 2005. The potential contribution of renewable energy to electricity supply in Saudi Arabia. *Energy Policy* 33, 2298-2312.
- Bardi U., 2005. The mineral economy: a model for the shape of oil production curves. *Energy Policy* 33, 53-61.
- Bhattacharyya S.C., 2009. Fossil-fuel dependence and vulnerability of electricity generation: Case of selected European countries. *Energy Policy* 37, 2411–2420.
- Brandt A.R., 2007. Testing Hubbert. *Energy Policy* 35, 3074-3088.
- Buckman G., Diesendorf M., 2010. Design limitations in Australian renewable electricity policies. *Energy Policy* 38, 3365-3376.
- Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V, Leahy M., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 87, 1059-1082.
- Cosmi, C., Di Leo, S., Loperte, S., Macchiato, M., Pietrapertosa, F., Salvia, M., Cuomo, V., 2009. A model for representing the Italian energy system: the NEEDS- TIMES experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, 763–776.
- Dagoumas A.S., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2006. An economic assessments of the Kyoto Protocol application. *Energy Policy* 34, 26-39.
- Dagoumas A.S., Kalaitzakis E., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2007. A post-Kyoto analysis of the Greek electricity sector. *Energy Policy* 35, 1551-1563.
- Dagoumas A.S., Panapakidis I.P., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2008. Post-Kyoto energy consumption strategies for the Greek interconnected electric system. *Energy Policy* 36, 1980-1999.
- Dagoumas A.S., Barker T.S., 2010. Pathways to a low-carbon economy for the UK with the macro-econometric E3MG model. *Energy Policy* 38, 3067-3077.
- Directive 2003/54/EC of the European Parliament and the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.
- Duic N., Juretic F., Zeljko M., Bogdan Z., 2005. Croatia energy planning and Kyoto Protocol. *Energy Policy* 33, 1003-1010.
- Gunn C., 1997. Energy efficiency vs economic efficiency?: New Zealand electricity sector reform in the context of the national energy policy objective. *Energy Policy* 25, 241-254.
- Haselip J., 2005. Renegotiating Electricity Contracts after an Economic Crisis and Currency Devaluation: The Case of Argentina. *The Electricity Journal* 18, 78-88.

- Hondroyiannis G., Lolos S., Papapetrou E., 2002. Energy consumption and economic growth: assessing the evidence from Greece. *Energy Economics* 24, 319-336.
- Höök M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K., 2010. Global coal production outlooks based on a logistic model. *Fuel* 89, 3546-3558.
- Ibrahim S.M.A., 1998. Estimates of oil and natural gas (NG) reserves in Egypt. *Energy* 23, 997-1005.
- Jamil F., Ahmad E., 2010. The relationship between electricity consumption, electricity prices and GDP in Pakistan. *Energy Policy* 38, 6016-6025.
- Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2006. The Energy Policy of Greece. *Thermal Science* 10, 7-18.
- Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2010a. A model for the development of a power production system in Greece, Part I: Where RES do not meet EU targets. *Energy Policy* 38, 6499-6513.
- Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2010b. A model for the development of a power production system in Greece, Part II: Where RES meet EU targets. *Energy Policy* 38, 6514-6528.
- Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E., 2009. Contribution of lignite in the Greek electricity generation: Review and future prospects. *Fuel* 88, 475-489.
- Kaldellis J.K., Mantelis N., Zafirakis D., 2011. Evaluating the ability of Greek power stations to comply with the obligations posed by the second National Allocation Plan concerning carbon dioxide emissions. *Fuel* 90, 2884-2895.
- Katinas V., Markevicius A., Erlickyte R., Marciukaitis M., 2008. Governmental policy and prospect in electricity production from renewables in Lithuania. *Energy Policy* 36, 3686–3691.
- Kouakou A.K., 2011. Economic growth and electricity consumption in Cote d’Ivoire: Evidence from time series analysis. *Energy Policy* 39, 3638-3644.
- Labriet M., Cabal H., Lechón Y., Giannakidis G., Kanudia A., 2010. The implementation of the EU renewable directive in Spain. Strategies and challenges. *Energy Policy* 38, 2272-2281.
- Malik A.S., Al-Zubeidi S., 2006. Electricity tariffs based on long-run marginal costs for central grid system of Oman. *Energy* 31, 1703–1714.
- Mathur J., Bansal N.K., Wagner H.J., 2003. Investigation of greenhouse gas reduction potential and change technological selection in Indian power sector. *Energy Policy* 31, 1235-1244.
- Milici R.C., 2000. Depletion of Appalachian coal reserves – how soon? *International Journal of Coal Geology* 44, 251-266.
- Mirasgedis S., Sarafidis Y., Georgopoulou E., Lalas D.P., 2002. The role of renewable energy sources within the framework of the Kyoto Protocol: the case of Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6, 247-269.
- Mirasgedis S., Sarafidis Y., Georgopoulou E., Lalas D.P., Papastavros C., 2004. Mitigation policies for energy related greenhouse gas emissions in Cyprus: the potential role of natural gas imports. *Energy Policy* 32, 1001-1011.
- Mohr S.H., Evans G.M., 2009. Forecasting coal production until 2100. *Fuel* 88, 2059-2067.
- Mohr S.H., Evans G.M., 2011. Long term forecasting of natural gas production. *Energy Policy* 39, 5550-5560.
- Nag B., Parikh J.K., 2005. Carbon emission coefficient of power consumption in India: baseline determination from the demand side. *Energy Policy* 33, 777-786.

- Nakawiro T., Bhattacharyya S.C., Limmeechokchai B., 2008a. Electricity capacity expansion in Thailand: An analysis of gas dependence and fuel import reliance. *Energy* 33, 712-723.
- Nakawiro T., Bhattacharyya S.C., Limmeechokchai B., 2008b. Expanding electricity capacity in Thailand to meet the twin challenges of supply security and environmental protection. *Energy Policy* 36, 2265– 2278.
- Nagayama H., Kashiwagi T., 2007. Evaluating electricity sector reforms in Argentina: lessons for developing countries? *Journal of Cleaner Production* 15, 115-130.
- Narayan P.K., Narayan S., Prasad A., 2008. A structural VAR analysis of electricity consumption and real GDP: Evidence from the G7 countries. *Energy Policy* 36, 2765-2769.
- Narayan P.K., Prasad A., 2008. Electricity consumption-real GDP causality nexus: Evidence from bootstrapped causality test for 30 OECD countries. *Energy Policy* 36, 910-918.
- Ouédraogo I.M., 2010. Electricity consumption and economic growth in Burkina Faso: A cointegration analysis. *Energy Economics* 32, 524-531.
- Patzek T.W., Croft G.D., 2010. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis. *Energy* 35, 3109-3122.
- Pilavachi P.A., Kalampalikas N.G., Kakouris M.K., Kakaras E., Giannakopoulos D., 2009. The energy policy of the Republic of Cyprus. *Energy* 34, 547-554.
- Pollitt M., 2008. Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics* 30, 1536-1567.
- Poullikkas A., Hadjipaschalis I., Christou C., 2009. The cost of integration of zero emission power plants – A case study for the island of Cyprus. *Energy Policy* 37, 669-679.
- Ramcharan H., 1990. Electricity consumption and economic growth in Jamaica. *Energy Economics* 12, 65-70.
- Ramos-Real F.J., Moreno-Piquero J.C., Ramos-Henríquez J.M., 2007. The effects of introducing natural gas in the Canary Islands for electricity generation. *Energy Policy* 35, 3925-3935.
- Rampidis I.M., Giannakopoulos D., Bergeles G.C., 2010. Insight into the Greek electric sector and energy planning with mature technologies and fuel diversification. *Energy Policy* 38, 4076-4088.
- Rout U.K., Akimoto K., Sano F., Oda J., Homma T., Tomoda T., 2008. Impact assessment of the increase in fossil fuel prices on the global energy system, with and without CO₂ concentration stabilization. *Energy Policy* 36, 3477– 3484.
- Rubin E.S., Chen C., Rao A.B., 2007. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy Policy* 35 4444–4454.
- Rutledge D., 2011. Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms. *International Journal of Coal Geology* 85, 23-33.
- Seung-Hoon Yoo, Yeonbae Kim, 2006. Electricity generation and economic growth in Indonesia. *Energy* 31, 2890-2899.
- Sheng-Tung Chen, Hsiao-I Kuo, Chi-Chung Chen, 2007. The relationship between GDP and electricity consumption in 10 Asian countries. *Energy Policy* 35, 2611-2621.
- Sims R.E.H., Rognerb H.H., Gregory K., 2003. Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation. *Energy Policy* 31, 1315–1326.
- Theodorou P., Karyampas D., 2008. Modeling the return and volatility if the Greek electricity marginal system price. *Energy Policy* 36 2601-2609.

- Tishler A., Newman J, Spekterman I., Woo C.K., 2008. Assessing the options for a competitive electricity market in Israel. *Utilities Policy* 16, 21-29.
- Van Ruijven B., Van Vuuren D.P., 2009. Oil and natural gas prices and greenhouse gas emission mitigation. *Energy Policy* 37, 4797–4808.
- Vassos S. Vlachou A., 1997. Investigating strategies to reduce CO₂ emissions from the electricity sector: the case of Greece. *Energy Policy* 25, 327-336.
- Wang Y., 2006. Renewable electricity in Sweden: an analysis of policy and regulations. *Energy Policy* 34, 1209-1220.
- Young Eal Lee, Young Beom Jung., 2008. Challenges of nuclear power for sustainable role in Korean energy policy. *Energy Conversion and Management* 49, 1951-1959.
- Δ.Ε.Η., Ιούλιος – Αύγουστος 2000. Πρακτική άσκηση στη Διεύθυνση Εκπαίδευσης Προσωπικού/Σχολή Τεχνικής Εκπαίδευσης Καρδιάς της Δ.Ε.Η.
- Δ.Ε.Η., 2008. Επιχειρησιακό Σχέδιο (2009 – 2014) – Βελτίωση Απόδοσης και Ανάπτυξη. Αθήνα.
- Δ.Ε.Η., Ιούνιος 2010α: <http://www.dei.gr>.
- Δ.Ε.Η., 2010β. Ετήσια Οικονομική Έκθεση (1 Ιανουαρίου 2009 - 31 Δεκεμβρίου 2009). Αθήνα.
- Δ.Ε.Η., Αύγουστος 2011. <http://www.dei.gr/Default.aspx?id=147&nt=19&lang=1>.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (Μ.Α.Σ.Μ.) 2008 – 2012. Αθήνα.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Μάρτιος 2009: http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=42&cat_id=881&page_id=2451&lang=1
- Καραγιάννης Φ., Απρίλιος 2006. Τμήμα Στρατηγικού σχεδιασμού Δ.Ε.Η, προσωπική επικοινωνία.
- Μπακιρτζής Α.Γ., 1998. Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
- Ν. 2773/1999 (ΦΕΚ Α' 286/22.12.1999). Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας – Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις.
- Ν. 3426/2005 (ΦΕΚ Α' 309/22.12.2005). Επιτάχυνση της διαδικασίας για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Σ.Ε.Ε.Σ., 2008. Μέτρα και Μέσα για μια Βιώσιμη και Ανταγωνιστική Ενεργειακή Πολιτική. Αθήνα.
- Τίγκας Κ., 2006. Η Κατάσταση των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και οι Προοπτικές Εξέλιξής τους. Αθήνα.
- Τσορμπατζόγλου Β., Φεβρουάριος 2006. Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Θεσσαλονίκης, προσωπική επικοινωνία.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007α. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020 – Μέρος Ι. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007β. 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010. Αθήνα.
- Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. (Υπουργείο Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων), 2007. Δελτίο τύπου «Για το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Αθήνα.
- Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2008. Εθνικό σχέδιο κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών για την περίοδο 2008 – 2012. Αθήνα.

**Μέρος Α: Σύστημα - WASP-IV –
Στόχοι - Βάση Δεδομένων**

Κεφάλαιο 2: Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Στο παρόν κεφάλαιο πραγματοποιείται μια σύντομη παρουσίαση του ηλεκτρικού συστήματος του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) και της λειτουργίας του. Το Ε.Δ.Σ. αποτελείται από τα υποσυστήματα ηλεκτροπαραγωγής, μεταφοράς, και διανομής. Επιπρόσθετο υποσύστημα μπορεί να χαρακτηριστεί και το υποσύστημα των ορυχείων λιγνίτη. Στο παρόν κεφάλαιο θα παρουσιαστούν όλοι οι ενεργειακοί πόροι που χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή, που συμβατικά ονομάστηκε «υποσύστημα ενεργειακών πόρων».

Εκτενέστερη παρουσίαση θα γίνει στο υποσύστημα ηλεκτροπαραγωγής του Ε.Δ.Σ., το οποίο όπως ειπώθηκε (Κεφάλαιο 1), αποτελεί και το «σύστημα» της διατριβής.

2.1. Ενεργειακοί πόροι

Οι ενεργειακοί πόροι που χρησιμοποιούνται στο Ε.Δ.Σ. είναι ο λιγνίτης, το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Οι Α.Π.Ε. οι οποίες είναι υπό εκμετάλλευση για ηλεκτροπαραγωγή είναι η υδροηλεκτρική (η εκμετάλλευση της οποίας γίνεται με μεγάλες και μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες), η αιολική, η ηλιακή και η βιομάζα.

2.1.1. Λιγνίτης

Ο βασικότερος και μοναδικός ορυκτός ενεργειακός πόρος της χώρας, του οποίου τα αποθέματα επιτρέπουν μια μακροχρόνια εκμετάλλευση, είναι ο λιγνίτης ή καφέ άνθρακας, ονομασία που οφείλει στο καφέ-μαύρο χρώμα του. Είναι ένα καύσιμο «φτωχό» από ενεργειακής απόψεως [Δ.Ε.Η., 2010].

Οι λιγνίτες χωρίζονται σε δύο κατηγορίες οι οποίες ονομάζονται «λιγνίτες Α» και «λιγνίτες Β». Ο διαχωρισμός γίνεται βάση της περιεκτικότητας τους σε μόνιμο άνθρακα (% επί καυσίμου ύλης) και της ανωτέρας θερμογόνου δύναμewς τους. Οι λιγνίτες έχουν περιεκτικότητα σε μόνιμο άνθρακα μεταξύ 35% - 60% και ανωτέρα θερμογόνο δύναμη μεταξύ 5493 kcal/kg – 8360 kcal/kg (ταξινόμηση ανθράκων κατά ASTM D 388) [Νικολαΐδης, 2004].

Ο ελληνικός λιγνίτης κατατάσσεται ως λιγνίτης Β και μάλιστα κακής ποιότητας λόγω του ότι έχει μέση περιεκτικότητα σε μόνιμο άνθρακα 42% και η μέση ανώτερη θερμογόνο δύναμη (% επί καυσίμου ύλης) περίπου 6000 kcal/kg [Νικολαΐδης, 2004].

Τα ελληνικά αποθέματα λιγνίτη βρίσκονται συγκεντρωμένα κυρίως στη λιγνιτοφόρο λεκάνη Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου και στη λεκάνη της Μεγαλόπολης. Το 99% του λιγνίτη, χρησιμοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή, με καύση σε ατμοηλεκτρικούς σταθμούς. Το υπόλοιπο 1% στην μεταλλουργία (μεταλλουργικό κωκ) και για καύση με σκοπό την παραγωγή θερμότητας (μπριγκέτες λιγνίτη).

Η χρήση του λιγνίτη, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αποφέρει στην Ελλάδα τεράστια εξοικονόμηση συναλλάγματος (περίπου 1 δισ. δολάρια ετησίως). Ο λιγνίτης

είναι καύσιμο στρατηγικής σημασίας για τη Ελλάδα, γιατί έχει χαμηλό κόστος εξόρυξης, σταθερή και άμεσα ελέγξιμη τιμή και παρέχει σταθερότητα και ασφάλεια στον ανεφοδιασμό καυσίμου. Συγχρόνως, προσφέρει χιλιάδες θέσεις εργασίας στην ελληνική περιφέρεια, ιδιαίτερα σε περιοχές που εμφανίζουν μεγάλα ποσοστά ανεργίας. Ο λιγνίτης έχει συντελέσει τα μέγιστα στην αύξηση του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος, από τη λήξη του Β' Παγκοσμίου Πολέμου και έπειτα [Δ.Ε.Η., 2010].

2.1.1.1. Κοιτάσματα και αποθέματα

Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στη χώρα ανέρχονται σε περίπου 5 δις. τόνους. Τα κοιτάσματα αυτά παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον Ελληνικό χώρο. Με τα σημερινά τεχνικό – οικονομικά δεδομένα τα κοιτάσματα που είναι κατάλληλα για ενεργειακή εκμετάλλευση, ανέρχονται σε περίπου 3.200 εκατ. εκμεταλλεύσιμους τόνους και ισοδυναμούν με περίπου 450 εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου [Δ.Ε.Η., 2010].

Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη βρίσκονται στις περιοχές Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου και Φλώρινας με υπολογισμένο απόθεμα 1,8 δις τόνους, στην περιοχή της Δράμας με απόθεμα 900 εκ. τόνους και στην περιοχή Ελασσόνας με 169 εκ. τόνους. Επίσης στην Πελοπόννησο, περιοχή Μεγαλόπολης, υπάρχει λιγνιτικό κοιτάσμα με απόθεμα περίπου 223 εκ. τόνους. Στο Σχήμα 2.1 παρουσιάζεται η εξάπλωση των λιγνιτικών αποθεμάτων στην ελληνική επικράτεια [Δ.Ε.Η., 2010]. Στον Πίνακα 2.1 δίδονται τα κυριότερα χαρακτηριστικά των ελληνικών λιγνιτών [Δ.Ε.Η., 2010, Κορωναίος, 2004].



Σχήμα 2.1. Εξάπλωση λιγνιτικών αποθεμάτων στην ελληνική επικράτεια

Πίνακας 2.1. Κυριότερα χαρακτηριστικά ελληνικών λιγνιτών

Ορυχεία	Εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα (10 ⁶ tons)	Θερμογόνος δύναμη (kcal/kg)	Τέφρα (%)	Υγρασία (%)
Πτολεμαΐδα	1.500	1.300	15,1	52,6
Αμύνταιο	200	1.153	16,4	54,7
Μεγαλόπολη	223	1.051	15,5	57,9
Φλώρινα	100	1.900	17	42
Δράμα	900	1.031	16	59
Ελασσόνα	169	2.052	19	41

Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι αν και τα κοιτάσματα της Μεγαλόπολης και της Δράμας έχουν πολύ χαμηλή θερμογόνο δύναμη, είναι οικονομικά εκμεταλλεύσιμα, καθότι παρουσιάζουν πολύ χαμηλή σχέση εκμετάλλευσης. Η σχέση εκμετάλλευσης είναι ένας συντελεστής ο οποίος δείχνει το κατά πόσο ένα κοιτάσμα περιέχει και μη εκμεταλλεύσιμα ορυκτά. Όσο πιο χαμηλή σχέση εκμετάλλευσης έχει ένα κοιτάσμα, τόσο λιγότερα άγωνα υλικά πρέπει να μετακινηθούν και συνεπώς τόσο ελαττώνεται το κόστος εκμετάλλευσης. Φυσικά δεν υπάρχει κάποιο όριο πάνω από το οποίο η εκμετάλλευση ενός κοιτάσματος να είναι συμφέρουσα οικονομικά ή όχι. Το αν ένα κοιτάσμα είναι εκμεταλλεύσιμο εξαρτάται κυρίως από τα τεχνολογικά δεδομένα της περιόδου την οποία εξετάζεται. Αυτό σημαίνει σαφώς ότι ένα μη εκμεταλλεύσιμο

κοίτασμα, μπορεί να θεωρηθεί εκμεταλλεύσιμο σε 10 ή 20 χρόνια [Παυλουδάκης, 2003].

Η σχέση εκμετάλλευσης δίνεται από τον τύπο [Παυλουδάκης, 2003]:

$$\frac{[(\text{Πάχος Υπερκείμενων}) + (\text{Πάχος Ενδιάμεσων Άγονων Υλικών})]}{\text{Συνολικό Πάχος Κοιτάσματος}}$$

Με βάση τα συνολικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της Ελλάδος και τον προγραμματιζόμενο ρυθμό κατανάλωσης στο μέλλον, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα αυτά επαρκούν για περισσότερο από 45 χρόνια. Μέχρι σήμερα (τέλη 2009) οι εξορυχθείσες ποσότητες λιγνίτη φτάνουν περίπου στο 29% των συνολικών αποθεμάτων [Δ.Ε.Η., 2010].

2.1.1.2. Λιγνιτικά κέντρα

Στην Ελλάδα υπάρχουν δύο μεγάλα λιγνιτικά κέντρα (Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου και Μεγαλόπολης), ενώ δημιουργούνται και δύο μικρότερα στη Δράμα και στην Ελασσόνα, με σκοπό την εκμετάλλευση των εκεί αποθεμάτων.

Λιγνιτικό κέντρο Πτολεμαΐδας - Αμυνταίου

Το μεγαλύτερο λιγνιτικό δυναμικό της Ελλάδος είναι συγκεντρωμένο σε τρεις περιοχές (λεκάνες) κατά μήκος του άξονα Φλώρινα – Αμύνταιο – Πτολεμαΐδα – Κοζάνη – Σέρβια. Ο λιγνίτης της Πτολεμαΐδας σχηματίστηκε κατά τη διάρκεια μιας μεγάλης χρονικής περιόδου (10 εκατομμύρια χρόνια περίπου) και εκτιμάται ότι οι διεργασίες τελείωσαν πριν 1 εκατομμύριο χρόνια. Σταδιακά στην περιοχή Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου δημιουργήθηκε ένα από τα μεγαλύτερα λιγνιτικά κέντρα στον κόσμο [Δ.Ε.Η., 2010].

Στο λιγνιτικό Κέντρο Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου λειτουργούν σήμερα (Ιούνιος 2010) τέσσερα λιγνιτωρυχεία, τα οποία είναι, το ορυχείο Νοτίου Πεδίου, το ορυχείο Καρδιάς, το ορυχείο Κυρίου Πεδίου και το ορυχείο Αμυνταίου (συμπεριλαμβανομένου και του ορυχείου στη Φλώρινα). Η παραγωγή λιγνίτη ανήλθε το 2006 σε 49 εκατ. τόνους. Ο Πίνακας 2.2 δείχνει τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που τροφοδοτούνται με λιγνίτη από το λιγνιτικό κέντρο Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου [Δ.Ε.Η., 2010].

Πίνακας 2.2. Ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που τροφοδοτούνται από το λιγνιτικό κέντρο Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου

Σταθμός	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)
ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ	10 + 33 = 43
ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	70 + 2x125 + 300 = 620
ΑΗΣ Καρδιάς	2x300 + 2x325 = 1.250
ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	2x300 + 2x310 + 375 = 1.595
ΑΗΣ Αμυνταίου	2x300 = 600
ΑΗΣ Μελίτης-Αχλάδας	1x330 = 330
Σύνολο	4.438

Λιγνιτικό κέντρο Μεγαλόπολης

Στην Πελοπόννησο (Νομός Αρκαδίας) έχει δημιουργηθεί το λιγνιτικό κέντρο Μεγαλόπολης. Σήμερα (Ιούνιος 2010) λειτουργούν εκεί τα ορυχεία Χωρεμίου, Μαραθούσας και Κυπαρισσίων [Δ.Ε.Η., 2010].

Το 2008 η παραγωγή λιγνίτη ανήλθε σε 13,207 εκ. τόνους. Το λιγνιτικό κέντρο Μεγαλόπολης τροφοδοτεί με λιγνίτη τέσσερις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες, όπως φαίνεται στον Πίνακα 2.3 [Δ.Ε.Η., 2010].

Πίνακας 2.3. Ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που τροφοδοτούνται από το λιγνιτικό κέντρο Μεγαλόπολης

Σταθμός	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ Α	$2 \times 125 + 300 = 550$
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ Β	$300 = 300$
Σύνολο	850

Υπόλοιπα κοιτάσματα

Για την αξιοποίηση των κοιτασμάτων στις περιοχές Δράμας και Ελασσόνας βρίσκονται σε εξέλιξη τεχνικο-οικονομικές μελέτες. Με βάση τα σημερινά εθνικά και διεθνή ενεργειακά δεδομένα και τα στοιχεία που αφορούν την ποσότητα και την ποιότητα του λιγνίτη των πιο πάνω κοιτασμάτων, προκύπτει ότι η εκμετάλλευσή των πιο πάνω κοιτασμάτων είναι οικονομικά συμφέρουσα. Τα υπάρχοντα αποθέματα επαρκούν για τη λειτουργία μέχρι πέντε μονάδων εγκατεστημένης ισχύος 300 MW η κάθε μία στη Δράμα και μίας μονάδας εγκατεστημένης ισχύος 500 MW στην Ελασσόνα [Δ.Ε.Η., 2010].

2.1.2. Πετρέλαιο

Όλες οι πετρελαϊκές μονάδες του Ε.Δ.Σ. ανήκουν στη Δ.Ε.Η. και η συνολική εγκατεστημένη τους ισχύς είναι 750 MW (Αύγουστος 2010). Το παράγωγο του πετρελαίου που χρησιμοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. είναι το Μαζούτ (Heavy Fuel Oil – HFO) [Δ.Ε.Η., 2010], το οποίο η Δ.Ε.Η. προμηθεύεται από τον όμιλο επιχειρήσεων Ελληνικά Πετρέλαια (ΕΛ.ΠΕ.) με τον οποίο έχει συνάψει μακροχρόνια συμφωνία [ΕΛ.ΠΕ., 2010].

Το 2004, η Ελλάδα εισήγαγε αργό πετρέλαιο από τη Ρωσία (32,3% επί των συνολικών εισαγωγών), τη Σαουδική Αραβία (31,1%), το Ιράν (28,6%) [ΥΠ.ΑΝ., 2007α] και τη Λιβύη (8,2%). Το κοιτάσμα του Πρίνου στην Καβάλα καλύπτει λιγότερο από το 1% των αναγκών σε αργό πετρέλαιο και οι υπόλοιπες ανάγκες καλύπτονται με μικροποσότητες που εισάγονται από την Αίγυπτο και το Ιράκ [Kalampalikas and Pilavachi, 2006].

Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί ότι το κοιτάσμα του Πρίνου είναι το μοναδικό ελληνικό πετρελαϊκό κοιτάσμα. Παρόλα αυτά η άντληση πετρελαίου είναι αντιοικονομική από το 2000 και έχει σκοπίμως μειωθεί η παραγωγή ώστε, για κοινωνικούς λόγους (να μη χαθούν οι θέσεις εργασίας και να μην υποβαθμιστεί οικονομικά η περιοχή), να διατηρείται ενεργό. Παρόλα αυτά το κοιτάσμα έχει σχεδόν εξαντληθεί από το 2006 [Kalampalikas and Pilavachi, 2006].

2.1.3. Φυσικό αέριο

Αντίθετα με τις λιγνιτικές πετρελαϊκές μονάδες, οι μονάδες φυσικού αερίου του Ε.Δ.Σ. ανήκουν στη Δ.Ε.Η. και σε ιδιώτες [TERNΑ, 2009, Δ.Ε.Η., 2010, ΕΛ.ΠΕ., 2010].

Το φυσικό αέριο στην Ελλάδα εισάγεται και εμπορεύεται από τη Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (Δ.ΕΠ.Α.). Προμηθευτές της Δ.ΕΠ.Α. σε φυσικό αέριο είναι η ρωσική εταιρία Gazprom-Export (θυγατρική της Gazprom) και η αλγερινή Sonatrach, με συμβόλαια διάρκειας μέχρι το 2016 και 2020 αντίστοιχα, που υπεγράφησαν το 1988. Η σύμβαση με την Gazprom-Export εξασφαλίζει την προμήθεια 2,8 δις Nm³ φυσικού αερίου, ετησίως. Η εισαγωγή του ρωσικού φυσικού αερίου στην Ελλάδα άρχισε το Σεπτέμβριο του 1996. Το αλγερινό αέριο μεταφέρεται υγροποιημένο με ειδικό δεξαμενόπλοιο στις εγκαταστάσεις της νήσου Ρεβυθούσας, στον κόλπο των Μεγάρων. Η σύμβαση με τη Sonatrach προβλέπει προμήθεια ποσότητας από 0,51 έως 0,68 δις Nm³ αερίου ετησίως. Η εισαγωγή του αλγερινού φυσικού αερίου άρχισε τον Φεβρουάριο του 2000.

Στο πλαίσιο της αυξημένης ζήτησης φυσικού αερίου και της στρατηγικής που στοχεύει να καταστήσει τη χώρα ενεργειακό δίαυλο στη Νοτιοανατολική Ευρώπη, η Δ.ΕΠ.Α. υπέγραψε το 2003 σύμβαση προμήθειας αερίου με την τουρκική εταιρία Botaş. Η σύμβαση αυτή προβλέπει αγορά 0,75 δις Nm³ φυσικού αερίου το χρόνο, για 15 χρόνια. Το αέριο παραδίδεται στην Ελλάδα από το έτος 2007, έτος ολοκλήρωσης των έργων διασύνδεσης των δικτύων φυσικού αερίου των δύο χωρών [Δ.ΕΠ.Α., 2010].

Η σύσταση του ρώσικου και του αλγερινού φυσικού αερίου, παρουσιάζονται στον πίνακα 2.4 [Δ.ΕΠ.Α., 2010].

Πίνακας 2.4. Συστάσεις φυσικού αερίου (ρώσικου και αλγερινού)

Τυπική σύσταση	Ρώσικο	Αλγερινό
Μεθάνιο (% κ.ο.)	98	91,2
Αιθάνιο (% κ.ο.)	0,6	6,5
Προπάνιο (% κ.ο.)	0,2	1,1
Βουτάνιο (% κ.ο.)	0,2	0,2
Πεντάνιο και βαρύτερα (% κ.ο.)	0,1	-
Άζωτο (% κ.ο.)	0,8	1,0
Διοξείδιο του άνθρακα (% κ.ο.)	0,1	-
Ανωτέρα Θερμογόνος Δύναμη (kcal/Nm ³)	8.600 – 9.200	9.640 – 10.650

Οι παλαιότερες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες φυσικού αερίου του Ε.Δ.Σ., είναι οι Αγ. Γεώργιος VIII και IX εγκατεστημένης ισχύος 160 MW και 200 MW αντίστοιχα. Οι μονάδες αυτές ήταν αρχικά παλαιές πετρελαϊκές μονάδες υψηλής όχλησης, χαμηλού βαθμού απόδοσης και αρκετά ρυπογόνες. Η μετατροπή τους ολοκληρώθηκε το 1997 και το Μάιο του ίδιου έτους ξεκίνησε η λειτουργία τους, εισάγοντας στο ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο της ηλεκτροπαραγωγή το φυσικό αέριο [Σαμαράς, 2005].

2.1.4. Α.Π.Ε.

Οι Α.Π.Ε. οι οποίες χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. είναι η αιολική, η ηλιακή, η υδραυλική και η βιομάζα [ΥΠ.ΑΝ., 2007β].

Η χρήση της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή ξεκίνησε στο Ε.Δ.Σ. από τις αρχές της δεκαετίας του 1980 [Κ.Α.Π.Ε., 2010]. Από τότε και μέχρι τα τέλη του 2008 (το 2009 αποτελεί το πρώτο έτος της παρούσας μελέτης) η αιχμή της εκμετάλλευσης είναι η αιολική ενέργεια, ενώ η εκμετάλλευση της ηλιακής παρουσιαζόταν πολύ χαμηλή παρά του πολύ μεγάλου δυναμικού που διαθέτει η Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα η εγκατεστημένη ισχύς από αιολικά το 2008 ήταν 765 MW και από φωτοβολταϊκά 5MW [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΥΠ.ΑΝ., 2007β].

Αν και η βιομάζα είναι η πλέον γνωστή και ευρέως χρησιμοποιούμενη Α.Π.Ε. (από την παλαιολιθική εποχή ακόμα, οι άνθρωποι έκαigan ξύλα και χόρτα για παραγωγή θερμότητας), η χρήση της για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. ξεκίνησε μόλις το 2001. Η πρώτη αυτή μονάδα ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα βρίσκεται στα Άνω Λιόσια Αττικής και έχει εγκατεστημένη ισχύ 14 MWe και 16,5 MWth [Ε.Σ.Σ.Η.Θ., 2010]. Από το 2001 και μέχρι τον Ιούνιο του 2010, έχουν εγκατασταθεί μόλις 56,3 MW συνολικά στο Ε.Δ.Σ. [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΥΠ.ΑΝ., 2007β].

Η υδραυλική ενέργεια είναι η πρώτη Α.Π.Ε. που χρησιμοποιήθηκε για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. [Υ.Α., 1085/2002]. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες χωρίζονται σε μικρές (εγκατεστημένης ισχύος μέχρι και 10 MW) και μεγάλες (εγκατεστημένης ισχύος από 10 MW) [Δ.Ε.Η., 2010]. Οι δύο πρώτες μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες που δημιουργήθηκαν ήταν στο Βέρμιο (Τριπόταμος Ημαθίας), λειτούργησαν το 1929 και ήταν εγκατεστημένης ισχύος 0,9 MW η κάθε μία. Αντίστοιχα οι δύο πρώτες μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες που δημιουργήθηκαν ήταν στον Άγρα (Βόδας, Πέλλας), λειτούργησαν το 1954 και ήταν εγκατεστημένης ισχύος 25 MW η κάθε μία [Υ.Α., 1085/2002].

Αναφορικά με τη χρήση των Α.Π.Ε. για ηλεκτροπαραγωγή, η Ελλάδα έχει υιοθετήσει στόχους για το 2010 και το 2020, όπου η ακαθάριστη ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. θα πρέπει να φτάσει (ή και να ξεπεράσει) το 20,1% και το 29% της ακαθάριστης κατανάλωσης σε ηλεκτρική ενέργεια (βλ. Κεφάλαιο 4) [Directive 2001/77/EC, ΥΠ.ΑΝ., 2007β]. Ιδιαίτερα όμως για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, θα πρέπει να αναφερθεί ότι συμμετέχουν στην επίτευξη των δύο παραπάνω στόχων, όπως σαφώς ορίζεται στο Ν. 3468/2006 και όπως αναφέρεται στην 4^η Εθνική έκθεση Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010.

2.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Στο παρόν υποκεφάλαιο, παρουσιάζονται οι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες του Ε.Δ.Σ., η σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής και η πολιτική ένταξης των μονάδων στο ηλεκτρικό σύστημα.

2.2.1. Οι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες του Ε.Δ.Σ.

Η ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. βασίζεται τόσο στις ορυκτές πηγές ενέργειας όσο και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Τα δεδομένα του Κεφάλαιο 2.2, αφορούν το έτος 2008 και παρουσιάζονται συνοπτικά (αναλυτική παρουσίαση δεδομένων πραγματοποιείται στο Κεφάλαιο 5).

2.2.1.1. Θερμικοί σταθμοί και μονάδες

Στην Ελλάδα λειτουργούν τρεις τύποι θερμοηλεκτρικών σταθμών οι οποίοι διαχωρίζονται ανάλογα με τον τύπο του καυσίμου που χρησιμοποιούν:

- Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το λιγνίτη.
- Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το πετρέλαιο.
- Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το φυσικό αέριο.

Συνολικά το 2008 λειτουργούσαν 14 θερμοηλεκτρικοί σταθμοί οι οποίοι είχαν από 1 έως 5 μονάδες. Το σύνολο των μονάδων αυτών είναι 35. Από όλους αυτούς, μόνο ο σταθμός του Λαυρίου παρουσιάζει μια ιδιαιτερότητα, η οποία είναι το ότι οι μονάδες Λαύριο I, II λειτουργούν με πετρέλαιο και οι μονάδες Λαύριο III, IV με φυσικό αέριο. Ο σταθμός του Λαυρίου είναι λοιπόν ένας σταθμός, λόγω όμως της ιδιαιτερότητάς του θα παρουσιαστεί σαν δύο σταθμοί.

Έτσι λοιπόν, στο Ε.Δ.Σ. υπήρχαν 7 θερμοηλεκτρικοί σταθμοί με καύσιμο το λιγνίτη που είχαν 22 μονάδες, 2 με καύσιμο το πετρέλαιο που είχαν 6 μονάδες και 5 με καύσιμο το φυσικό αέριο που είχαν 7 μονάδες. Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί, παρουσιάζονται αναλυτικά στον Πίνακα 2.5, οι μονάδες του κάθε σταθμού στον Πίνακα 2.6 και στον Πίνακα 2.7 τα έτη ένταξης και τα ισοδύναμα έτη ένταξης (έτη αναπαλαίωσης) των μονάδων [TERNΑ, 2009, Δ.Ε.Η., 2010, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΕΛ.ΠΕ., 2010, Υ.Α., 1085/2002].

Πίνακας 2.5. Παρουσίαση των θερμοηλεκτρικών σταθμών του Ε.Δ.Σ.

Σταθμός	Μονάδες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τύπος καυσίμου	Ιδιοκτήτης
Αγ. Δημήτριος	5	1.595	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Αμόνταιο	2	600	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Μελίτη Αχλάδα	1	300	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Καρδιά	4	1.250	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Πτολεμαΐδα	4	620	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Λιπτόλ	2	43	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Μεγαλόπολη	4	850	Λιγνίτης	Δ.Ε.Η.
Αλιβέρι	4	380	Πετρέλαιο/Μαζούτ	Δ.Ε.Η.
Λαύριο I & II	2	450	Πετρέλαιο/Μαζούτ	Δ.Ε.Η.
Λαύριο III & IV	2	737	Φυσικό αέριο	Δ.Ε.Η.
Άγιος Γεώργιος	2	360	Φυσικό αέριο	Δ.Ε.Η.
Κομοτηνή	1	485	Φυσικό αέριο	Δ.Ε.Η.
ΗΡΩΝ	1	150	Φυσικό αέριο	TERNΑ
ΕΝΘΕΣ	1	390	Φυσικό αέριο	ΕΛ.ΠΕ.
Σύνολο	35	8.210	-	-

Πίνακας 2.6. Παρουσίαση των θερμοηλεκτρικών μονάδων του Ε.Α.Σ.

Σταθμοί	Μονάδες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τεχνολογία
Αγ. Δημήτριος	Μονάδες I, II	2x300	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδες III, IV	2x310	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα V	375	Ατμοστρόβιλος
Αμύνταιο	Μονάδες I, II	2x300	Ατμοστρόβιλος
Μελίτη Αχλάδα		330	Ατμοστρόβιλος
Καρδιά	Μονάδες I, II	2x300	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδες III, IV	2x325	Ατμοστρόβιλος
Πτολεμαΐδα	Μονάδα I	70	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδες II, III	2x125	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα IV	300	Ατμοστρόβιλος
Λιπτόλ	Μονάδα I	10	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα II	33	Ατμοστρόβιλος
Μεγαλόπολη	Μονάδες I, II	2x125	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα III	300	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα IV	300	Ατμοστρόβιλος
Αλιβέρι	Μονάδες I, II	2x40	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδες III, IV	2x150	Ατμοστρόβιλος
Λαύριο	Μονάδα I	150	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα II	300	Ατμοστρόβιλος
Λαύριο	Μονάδα III	177	Συνδυασμένος κύκλος
	Μονάδα IV	560	Συνδυασμένος κύκλος
	Μονάδα V	385	Συνδυασμένος κύκλος
Άγιος Γεώργιος	Μονάδα VIII	160	Ατμοστρόβιλος
	Μονάδα IX	200	Ατμοστρόβιλος
Κομοτηνή		485	Συνδυασμένος κύκλος
ΗΡΩΝ		150	Αεριοστρόβιλος
ΕΝΘΕΣ		390	Συνδυασμένος κύκλος

Πίνακας 2.7. Έτος ένταξης και ισοδύναμο έτος ένταξης των θερμικών μονάδων στο Ε.Δ.Σ.

Σταθμοί	Μονάδες	Έτος ένταξης	Ισοδύναμο έτος ένταξης
Αγ. Δημήτριος	Μονάδα I	1984	-
	Μονάδα II	1984	-
	Μονάδα III	1985	-
	Μονάδα IV	1986	-
	Μονάδα V	1997	-
Αμύνταιο	Μονάδα I	1987	-
	Μονάδα II	1987	-
Μελίτη Αχλάδα		2002	-
Καρδιά	Μονάδα I	1975	-
	Μονάδα II	1975	-
Καρδιά	Μονάδα III	1980	1990
	Μονάδα IV	1981	1991
Πτολεμαΐδα	Μονάδα I	1959	1970
	Μονάδα II	1962	1991
	Μονάδα III	1965	1976
	Μονάδα IV	1973	1980
ΛΙΠΤΟΛ	Μονάδα I	1959	1970
	Μονάδα II	1965	1976
Μεγαλόπολη	Μονάδα I	1970	-
	Μονάδα II	1970	-
	Μονάδα III	1975	1980
	Μονάδα IV	1991	-
Αλιβέρι	Μονάδα III	1968	1978
	Μονάδα IV	1969	1979
	Μονάδα I	1953	Αποσύρθηκε
	Μονάδα II	1953	Αποσύρθηκε
Λαύριο	Μονάδα I	1972	1982
	Μονάδα II	1973	1983
	Μονάδα III	1980	1997
	Μονάδα IV	1999	-
	Μονάδα V	2006	-
Αγ. Γεώργιος Αγ. Γεώργιος	Μονάδα VIII	1968	2000
	Μονάδα IX	1971	2000
Κομοτηνή		2002	-
ΕΝΘΕΣ		2005	-
ΗΡΩΝ		2005	-

Οι μονάδες I και II του Α.Η.Σ. Αλιβερίου αποσύρθηκαν πριν από το 2002 [Δ.Ε.Η., 2010].

2.2.1.2. Σταθμοί Α.Π.Ε. – μονάδες Α.Π.Ε.

Η αιχμή της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. βρίσκεται στους μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, οι οποίοι ανήκουν όλοι στη Δ.Ε.Η. Η εγκατεστημένη ισχύς και ο αριθμός των μονάδων τους όπως ήταν το 2008, παρουσιάζονται αναλυτικά στον Πίνακα 2.8 και στον Πίνακα 2.9 παρουσιάζονται οι μονάδες που

ήταν υπό κατασκευή το 2008 και των οποίων η λειτουργία αναμένονταν να αρχίσει μέχρι το 2010 [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008].

Πίνακας 2.8. Μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί του Ε.Δ.Σ.

Σταθμός	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μονάδες - εγκατεστημένη ισχύς (MW)
Άγρας	50	2x25
Ασώματα	108	2x54
Αώος	210	2x105
Εδεσσαίος	19	1x19
Θησαυρός	384	3x128
Καστράκι	320	4x80
Κρεμαστά	437,2	4x109,3
Λάδωνας	70	2x35
Πλαστήρας	129,9	3x43,3
Πλατανόβρυση	116	2x58
Πολύφυτος	375	3x125
Πουρνάρι Ι	300	3x100
Πουρνάρι ΙΙ	33,6	2x16 + 1x1,6
Στράτος Ι	150	2x75
Σφηκιά	315	3x105
Σύνολο	3017,7	39

Πίνακας 2.9. Υδροηλεκτρικά έργα ΔΕΗ προγραμματισμένα για εμπορική λειτουργία έως το 2010

Περιφέρεια	Όνομα έργου	Ισχύς (MW)	Παραγωγική ικανότητα (GWh/yr)
Κεντρικής Μακεδονίας	Ιλαρίωνας	120	413
Δυτικής-Στερεάς Ελλάδας	Συκιά	126,5	296
Θεσσαλίας	Πευκόφυτο	160	340
	Μεσοχώρα	161,6	384
Ανατολικής Μακεδονίας	Τέμενος	19	60
Ηπείρου	Μετσοβίτικος	25	58
Θεσσαλίας	Σμώκοβο	10	27
Σύνολο		622,1	1.578

Οι υπόλοιπες Α.Π.Ε., όπως είχε η κατάσταση το 2008, παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.10 [Δ.Ε.Η., 2009, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2009, Κ.Α.Π.Ε., 2007, 2008, Καββαδίας και Ζαφειράκης, 2009, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007α, 2007β].

Πίνακας 2.10. Εγκατεστημένη ισχύς και ηλεκτροπαραγωγή από τις υπόλοιπες Α.Π.Ε. (πλην των μεγάλων υδροηλεκτρικών)

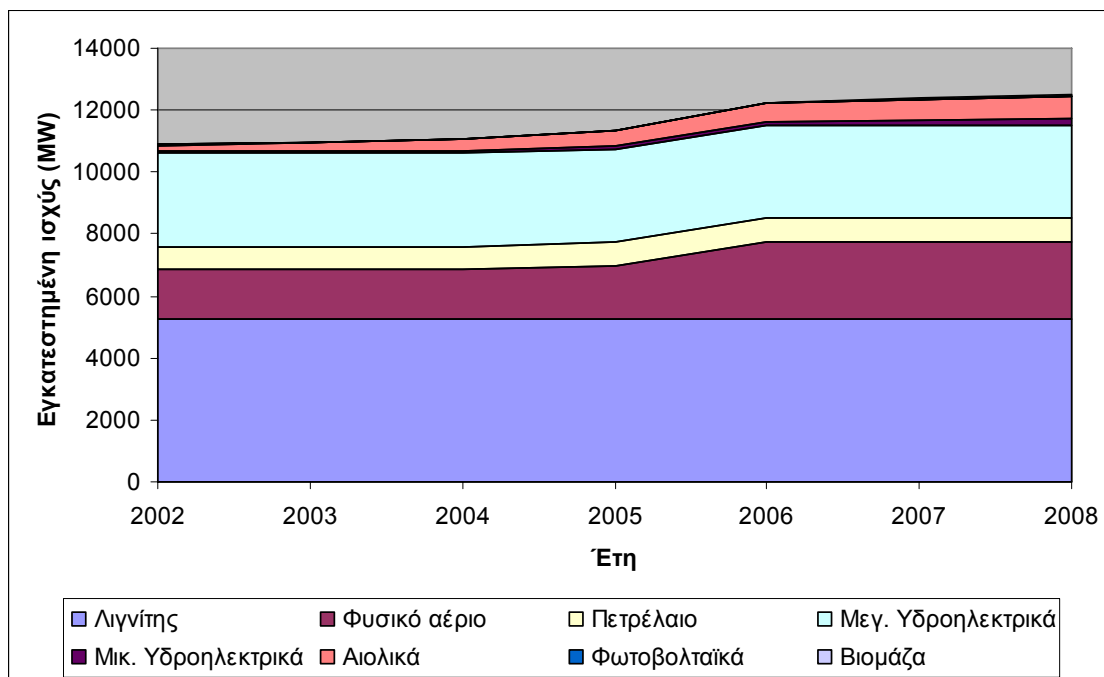
Α.Π.Ε.	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Ηλεκτροπαραγωγή (GWh)
Μικρά υδροηλεκτρικά	170,4	512,52
Φωτοβολταϊκά	5	4
Αιολικά	764,57	1731,84
Βιομάζα	56,3	311,64
Σύνολο	996,27	2560

2.2.2. Σύνοψη ηλεκτροπαραγωγής

Η εγκατεστημένη ισχύς ανά ενεργειακό πόρο για τα έτη 2002 – 2008 (2002 – 2007 έτη εισαγωγής δεδομένων στο λογισμικό WASP-IV, 2008 έτος ελέγχου ορθής λειτουργίας μοντέλου) παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.11 και στο Σχήμα 2.2 [Δ.Ε.Η., 2010, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α].

Πίνακας 2.11. Εγκατεστημένη ισχύς ανά ενεργειακό πόρο 2002 – 2008 (MW)

Ενεργειακός πόρος	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Λιγνίτης	5258	5258	5258	5258	5258	5258	5258
Φυσικό αέριο	1585	1585	1585	1735	2510	2510	2510
Πετρέλαιο	750	750	750	750	750	750	750
Μεγ. Υδροηλεκτρικά	3018	3018	3018	3018	3018	3018	3018
Μικ. Υδροηλεκτρικά	62	69	79	89	108	129,7	170,4
Αιολικά	200	275,57	375,57	475,57	575,57	675,57	764,57
Φωτοβολταϊκά	1	1	1	1,5	1,5	5	5
Βιομάζα	22	22	22	22	22	56,3	56,3

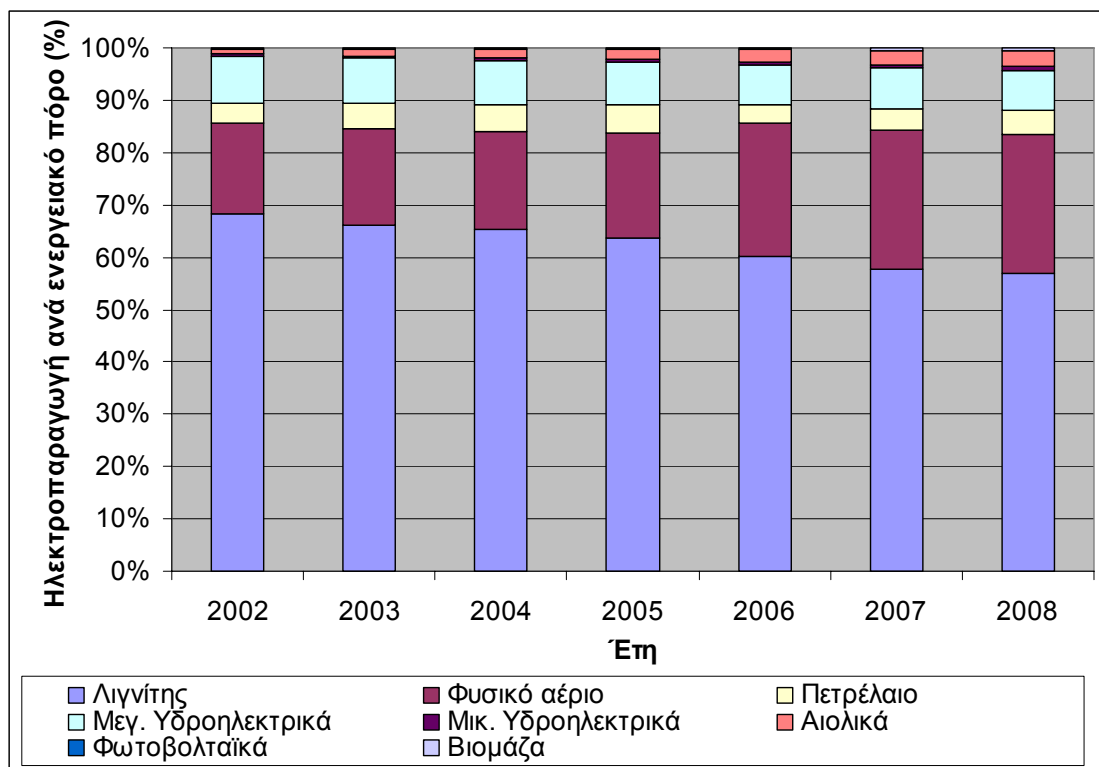


Σχήμα 2.2. Εγκατεστημένη ισχύς ανά ενεργειακό πόρο 2002 – 2008 (MW)

Σύμφωνα με τα στοιχεία για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη 2002 – 2008 [Δ.Ε.Η., 2010, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, 2010, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α] καθώς και από τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV παρουσιάζεται το Σχήμα 2.3, όπου φαίνεται η συμμετοχή των ενεργειακών πόρων στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2002 – 2008.

Ο λόγος που παρουσιάζονται και αποτελέσματα του WASP-IV είναι ότι δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν ακριβή δεδομένα για τη συμμετοχή των ενεργειακών πόρων στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2002 – 2008. Οι ανακρίβειες των συλλεχθέντων στοιχείων οφείλονται σε λόγους παλαιότητας και ασαφειών. Οι ασάφειες έχουν να κάνουν κυρίως με το ότι δεν διευκρινίζεται αν τα δεδομένα αφορούν την καθαρή ή την ακαθάριστη ηλεκτροπαραγωγή, αν περιλαμβάνονται οι απώλειες και οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας κ.α., ενώ δεν περιλαμβάνουν και όλους τους ενεργειακούς πόρους. Παρόλα αυτά, όσα δεδομένα βρέθηκαν και ελέγχθηκε η ορθότητά τους, επιβεβαίωσαν τα αποτελέσματα του WASP-IV και την ορθή λειτουργία του.

Έτσι λοιπόν η ταυτόχρονη παρουσίαση δεδομένων και αποτελεσμάτων που γίνεται στο Σχήμα 2.3 κρίθηκε απαραίτητη για λόγους πληρότητας του Κεφαλαίου 2.



Σχήμα 2.3. Συμμετοχή ενεργειακών πόρων στην ηλεκτροπαραγωγή (2002 – 2008)

Τέλος στους Πίνακες 2.12 και 2.13, παρουσιάζονται η συμμετοχή των Α.Π.Ε. επί της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος και της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Ε.Δ.Σ. αντίστοιχα, για την περίοδο 2002 – 2008 [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α].

Πίνακας 2.12. Συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ του Ε.Δ.Σ. (2002 – 2008)

Έτος	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Εγκατεστημένη ισχύς από Α.Π.Ε. (MW)	Συμμετοχή στην εγκατεστημένη ισχύ (%)
2002	10.896	3.303	30,31
2003	10.979	3.386	30,84
2004	11.089	3.496	31,53
2005	11.349	3.606	31,77
2006	12.243	3.725	30,43
2007	12.403	3.885	31,32
2008	12.532,27	4.014.27	32,03

Πίνακας 2.13. Συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή του Ε.Δ.Σ. (2002 – 2008)

Έτος	Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (GWh)	Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. (GWh)	Συμμετοχή στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (%)
2002	47.433,1	4.912	10,35
2003	50.017,5	5.104	10,20
2004	50.958,7	5.270	10,34
2005	52.744,5	5.616	10,65
2006	54.956	5.901	10,74
2007	57.906,7	6.387	11,03
2008	59.373,6	6.710	11,30

Ένα κομμάτι της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Ε.Δ.Σ. καλύπτεται από εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικές χώρες που είναι κυρίως η Βουλγαρία και η Ιταλία, δευτερευόντως η Π.Γ.Δ.Μ. και σπανιότερα η Αλβανία και η Τουρκία. Τελείως αντίστοιχα η Ελλάδα δίδει ηλεκτρική ενέργεια σε αυτές της χώρες. Από το ενεργειακό ισοζύγιο με τις 5 παραπάνω χώρες, η Ελλάδα είναι αυτή που λαμβάνει τη μεγαλύτερη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με αυτή που προσφέρει. Οι ετήσιες εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη 2005 – 2008 (δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν στοιχεία για παλαιότερα έτη) παρουσιάζονται στον πίνακα 2.14 [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2009].

Πίνακας 2.14. Εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στο Ε.Α.Σ. (2005 – 2008)

Έτος	2005	2006	2007	2008	
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (GWh)	52.745	54.956	57.907	59.374	
Εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή (GWh)	49.619	50.004	52.021	53.513	
Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (GWh)	Εισαγωγές				
	Αλβανία	15	26	0,05	0,45
	Σκόπια	795	1.201	901	1.188
	Βουλγαρία	4.544	4.460	4.293	4.628
	Ιταλία	263	453	1.129	1.759
	Τουρκία	0	0	89	0
	Σύνολο	5.616	6.139	6.411	7.575
Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (GWh)	Εξαγωγές				
	Αλβανία	1.056	978	1.773	1.657
	Σκόπια	70	15	111	95
	Βουλγαρία	0	0	0	0
	Ιταλία	710	945	174	180
	Τουρκία	0	0	0	30
	Σύνολο	1.836	1.937	2.057	1.962
Ισοζύγιο (εισαγωγές – εξαγωγές) (GWh)	3.781	4.202	4.354	5.613	
Μη εγχώρια κατανάλωση (%)	7,16	7,65	7,52	9,45	

Η απόκλιση που παρατηρείται μεταξύ της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής συν το ισοζύγιο εισαγωγών – εξαγωγών σε σχέση με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, οφείλεται στις διάφορες απώλειες του ηλεκτρικού συστήματος (απώλειες κυρίως στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας). Οι απώλειες αυτές συνυπολογίζονται στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.3. Ένταξη ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

Η λογική πάνω στην οποία βασίζεται η σειρά ένταξης των μονάδων στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (θερμικών και Α.Π.Ε.) και συνεπώς η πολιτική η οποία εφαρμόζεται από τη Δ.Ε.Η. παρουσιάζεται παρακάτω.

Λιγνιτικές

Οι λιγνιτικές μονάδες είναι οι πιο ασύμφωρες (οικονομικά και ενεργειακά) και αργές αναφορικά με το ξεκίνημά τους. Πιο συγκεκριμένα, για να εκκινήσουν απαιτούνται από 2 έως 10 ώρες ανάλογα με το χρόνο κράτησης (χρόνο κατά τον οποίο διακόπτεται η λειτουργία τους) και καθόλη τη διάρκεια εκκίνησης καταναλώνουν πετρέλαιο. Για αυτούς του λόγους λειτουργούν ασταμάτητα σαν μονάδες βάσης με ισχύ που κυμαίνεται μεταξύ του τεχνικού ελάχιστου και της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος (για την επεξήγηση των τεχνικών όρων βλ. Κεφάλαιο 3.3.1), ανάλογα με τη ζήτηση σε φορτίο. Η λειτουργία τους διακόπτεται σε περιπτώσεις κατά τις οποίες γίνεται η προγραμματισμένη συντήρησή τους ή υπάρχει πρόβλεψη για εξαιρετικά χαμηλή ζήτηση σε φορτίο για χρονικό διάστημα άνω της μίας ημέρας, γεγονός που σύμφωνα με τη Δ.Ε.Η. είναι πολύ σπάνιο (αργίες με καλές καιρικές συνθήκες όπως το Πάσχα). Εξαιρέση αποτελούν οι πολύ παλαιές λιγνιτικές μονάδες όπως οι Λιπτολ Ι και ΙΙ, οι οποίες είναι και προς απόσυρση και χρησιμοποιούνται μόνο σε περίπτωση

εξαιρετικά μεγάλης ζήτησης [Kakaras et al., 2007, Ζαφειράκης, 2005, Λαμπρίδης κ.α., 2006, Μπακιρτζής, 1998, Ξανθός, 1999, Τσορμπατζόγλου, 2006].

Φυσικού Αερίου

Οι μονάδες φυσικού αερίου λειτουργούν σαν μονάδες μέσου φορτίο λόγω της γρήγορης και οικονομικής εκκίνησής τους και του φθηνού (σε σχέση με το πετρέλαιο) καυσίμου που χρησιμοποιούν. Ο λόγος για τον οποίο θεωρούνται μονάδες μέσου φορτίου είναι επειδή εισέρχονται στο σύστημα όταν η ζήτηση ξεπερνάει τη δυναμικότητα των λιγνιτικών. Επειδή όμως η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια και φορτίο είναι αρκετά υψηλή, συνήθως η λειτουργία τους είναι σχεδόν συνεχής [Kakaras et al., 2007, Ζαφειράκης, 2005, Λαμπρίδης κ.α., 2006, Μπακιρτζής, 1998, Ξανθός, 1999, Τσορμπατζόγλου, 2006]. Αυτό απόδεικνύεται και από τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV που προέκυψε ότι ο συντελεστής φόρτισης των λιγνιτικών μονάδων είναι περίπου 87% και των μονάδων φυσικού αερίου 84%.

Το μέσο φορτίο υπολογίζεται από τη Συνάρτηση 2.1 [Μπακιρτζής, 1998].

$$P_m = E/T_0 \quad (2.1)$$

Όπου:

P_m : Μέσο φορτίο (MW)

E : Κατανάλωση ενέργειας του έτους (MWh)

T_0 : Ωρες του έτους = 8670 h

Πετρελαϊκές

Αν και οι πετρελαϊκές είναι μονάδες με γρήγορη και οικονομική εκκίνηση, το ακριβό και συγχρόνως σπουδαιότερο (σε σχέση με τα άλλα δύο) καύσιμο που καταναλώνουν, τις κατατάσσουν στις μονάδες αιχμής. Εδώ υπενθυμίζεται ότι σύμφωνα με τον υπάρχοντα ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδος, η χρήση πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. προβλέπεται να σταματήσει [Kakaras et al., 2007, Ζαφειράκης, 2005, Λαμπρίδης κ.α., 2006, Μπακιρτζής, 1998, Ξανθός, 1999, Τσορμπατζόγλου, 2006].

Το πετρέλαιο είναι το σπουδαιότερο καύσιμο, διότι έχει περισσότερες εφαρμογές από το φυσικό αέριο και το λιγνίτη (για παράδειγμα κίνηση οχημάτων), ενώ η μεταφορά και η αποθήκευσή του, είναι πολύ ευκολότερη.

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες χρησιμοποιούνται σαν μονάδες αιχμής ενώ η ηλεκτροπαραγωγή τους είναι μικρή σε σχέση με την πραγματική τους δυναμικότητα. Αυτό γίνεται κυρίως για λόγους προστασίας του περιβάλλοντος, για λόγους ύδρευσης και άρδευσης των περιοχών στις οποίες είναι εγκατεστημένες και φυσικά λόγω της διαθεσιμότητας των υδάτων. Το ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής ποικίλλει ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος και την υδραυλικότητα του έτους. Συνήθως κυμαίνεται μεταξύ 10% - 14%, ενώ σπάνια ξεπερνάει το 16%. Δεδομένου ότι οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούνται σαν μονάδες αιχμής, θα πρέπει να αποθηκεύουν μεγάλες ποσότητες ύδατος με σκοπό να χρησιμοποιηθούν όταν το Ε.Δ.Σ. παρουσιάζει έλλειψη

φορτίου, είτε λόγω βλαβών, είτε λόγω μεγάλης ζήτησης είτε για κάποιους άλλους αστάθμητους παράγοντες όπως απεργίες προσωπικού κ.α. Η εκκίνηση τους είναι σχεδόν άμεση [Καλδέλλης και Καββαδίας, 2001, Καλδέλλης, 2005, Καραγιάννης, 2006, Λαμπρίδης κ.α., 2006, Μπακιρτζής, 1998, Δαγούμας, 2006].

A.Π.Ε.

Οι υπόλοιπες Α.Π.Ε. εισέρχονται στο σύστημα όποτε παράγουν ηλεκτρική ενέργεια και παραμένουν για όσο χρόνο συνεχίζεται η ηλεκτροπαραγωγή τους. Οι λόγοι είναι ότι το κόστος ηλεκτροπαραγωγής είναι ελάχιστο (βλ. Κεφάλαιο 5), η εκκίνησή τους άμεση και φυσικά για λόγους προώθησης της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. [Καλδέλλης και Καββαδίας, 2001, Καλδέλλης, 2005, Ν. 3468/2006].

2.3. Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς (Δ.Σ.Μ.) είναι ιδιοκτησία της Δ.Ε.Η. η οποία έχει και την ευθύνη της συντήρησής του. Πιο συγκεκριμένα, η κυριότητα του Δ.Σ.Μ. ανήκει στη Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς της Δ.Ε.Η. και η διαχείριση του στο Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.). Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. έχει την ευθύνη να μεταφέρει ηλεκτρική ενέργεια μέσω του Δ.Σ.Μ., από τους σταθμούς παραγωγής (που ανήκουν στη Δ.Ε.Η. ή σε άλλους παραγωγούς), και από τα σημεία διασύνδεσης με τις γειτονικές χώρες, στο δίκτυο διανομής και στους πελάτες υψηλής τάσης [Δ.Ε.Η., 2010, Ν. 2773/1999].

Η διαχείριση του Δ.Σ.Μ. ανήκει αποκλειστικά και μόνο στο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. ο οποίος έχει και την ευθύνη για τη λειτουργία, τη συντήρηση, τη βελτίωση και την επέκτασή του (ελέγχει δηλαδή αν η Δ.Ε.Η. πραγματοποιεί τα απαραίτητα και προβλεπόμενα έργα συντήρησης και επέκτασης του Δ.Σ.Μ.), καθώς και για την πρόσβαση τρίτων (ηλεκτροπαραγωγών εκτός της Δ.Ε.Η.) σε αυτό [Δ.Ε.Η., 2010, Ν. 2773/1999]. Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. παραμένει ο μοναδικός διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας [Directive 96/92].

Ο σχεδιασμός των έργων συντήρησης βελτίωσης και επέκτασης του Δ.Σ.Μ. είναι απόλυτη αρμοδιότητα του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Στην Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς της Δ.Ε.Η. έχει αποδοθεί η υποχρεωτική πραγματοποίηση των έργων αυτών σύμφωνα με τον προγραμματισμό και τις οδηγίες στις οποίες προβαίνει ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. [Δ.Ε.Η., 2010, Ν. 2773/1999]. Πιο συγκεκριμένα, Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. αναθέτει στην Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς της Δ.Ε.Η. την κατασκευή νέων έργων και την πραγματοποίηση αναβαθμίσεων και επεκτάσεων στο διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας. Για τις υπηρεσίες αυτές η Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς της Δ.Ε.Η. ως ιδιοκτήτρια του Δ.Σ.Μ., λαμβάνει ένα ετήσιο αντάλλαγμα (ένα ετήσιο χρηματικό ποσό) που καλύπτει τα έξοδα λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης. Το αντάλλαγμα αυτό καταβάλλεται στη Δ.Ε.Η. από τον Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. ο οποίος με την σειρά του το εισπράττει από τους χρήστες. Σε κάθε περίπτωση οι επεκτάσεις και οι βελτιώσεις στο Δ.Σ.Μ. περιέρχονται στην ιδιοκτησία της Δ.Ε.Η. [Υ.Α. 8311/2005].

Όποιος ανεξάρτητος παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνει άδεια παραγωγής και άδεια εισόδου στο Δ.Σ.Μ. (με τη λήψη αυτών των αδειών, η Δ.Ε.Η. είναι υποχρεωμένη να παρέχει την πρόσβαση στο Δ.Σ.Μ. στον παραγωγό), έχει την υποχρέωση να συμμετέχει οικονομικά στη συντήρηση του, στο ποσοστό που του

αναλογεί. Το ποσοστό αυτό και άρα το κόστος που πρέπει να καταβάλει ο παραγωγός ορίζεται από το Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. [N. 2773/1999].

2.3.1. Δεδομένα Δ.Σ.Μ.

Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται από τους σταθμούς παραγωγής (της Δ.Ε.Η. ή άλλων ανεξάρτητων παραγωγών) και από τα σημεία διασύνδεσης (στην περίπτωση εισαγόμενου ρεύματος), μέσω του δικτύου μεταφοράς, στο δίκτυο διανομής και στη συνέχεια στους καταναλωτές σε ολόκληρη την ηπειρωτική χώρα. Διευκρινίζεται ότι οι καταναλωτές υψηλής τάσης τροφοδοτούνται απευθείας από το δίκτυο μεταφοράς, και οι καταναλωτές μέσης τάσης είτε από το δίκτυο μεταφοράς είτε από το δίκτυο διανομής. Τα στοιχεία των γραμμών του δικτύου μεταφοράς στις 31.12.2009 δίδονται στον Πίνακα 2.15 [Δ.Ε.Η., 2010].

Πίνακας 2.15. Γραμμές δικτύου μεταφοράς στις 31.12.2009

Γραμμές (kV)	400	400 (D.C.)*	150	66	ΣΥΝΟΛΟ
Εναέριες (km)	2.535	107	8.043	39	10.724
Υποβρύχιες (km)		160	140	15	315
Υπόγειες (km)	4,5		48,5		53
Σύνολο (km)	2.539,5	267	8.231,5	54	11.092

* D.C. Direct Current

Την 31η Δεκεμβρίου 2009, στους 268 υποσταθμούς του Δ.Σ.Μ. ήταν εγκατεστημένοι 585 μετασχηματιστές με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 46.617 MVA [Δ.Ε.Η., 2010].

2.3.2. Διεθνείς διασυνδέσεις

Η Ελλάδα είναι μέλος της Union for Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) και το διασυνδεδεμένο σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το υπόλοιπο διευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς [Δ.Ε.Η., 2010].

Το Δ.Σ.Μ. είναι συνδεδεμένο με τα συστήματα Μεταφοράς της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Π.Γ.Δ.Μ., της Ιταλίας και της Τουρκίας. Η διασύνδεση με τη Βουλγαρία αποτελείται από μία γραμμή των 400 kV. Η διασύνδεση με την Αλβανία αποτελείται από μία γραμμή των 150 kV και μία των 400 kV. Η διασύνδεση με την Π.Γ.Δ.Μ. γίνεται με δύο γραμμές των 400 kV. Η συνολική ονομαστική δυναμικότητα αυτών των διασυνδέσεων είναι περίπου 4.400 MW. Η διασύνδεση με την Ιταλία αποτελείται από υποβρύχιο καλώδιο και γραμμή μεταφοράς συνεχούς ρεύματος (High-Voltage Direct Current – HVDC) ισχύος 500 MW. Η διασύνδεση με την Τουρκία ολοκληρώθηκε τον Ιούνιο του 2008 με γραμμή 400 kV (2000 MVA) [Δ.Ε.Η., 2010].

2.4. Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Ο μοναδικός διανομέας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ιδιοκτήτης και διαχειριστής του Δικτύου Διανομής, είναι η Δ.Ε.Η., μέσω της Γενικής Διεύθυνσης Διανομής. Η Δ.Ε.Η., εκτός από την υποχρέωση διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στους πελάτες, είναι υποχρεωμένη να παρέχει πρόσβαση στο δίκτυο διανομής σε όλους τους κατόχους αδειών παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και σε επιλέγοντες πελάτες (πελάτες που έχουν το δικαίωμα να επιλέξουν τον

προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας). Προκειμένου να παρέχει την εν λόγω πρόσβαση στο δίκτυο διανομής, η Δ.Ε.Η. έχει δικαίωμα να χρεώσει τους παραγωγούς, τους πελάτες και τους προμηθευτές με ένα τέλος σύνδεσης, το οποίο εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης, ύστερα από γνωμοδότηση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) [N. 2773/1999].

Η Γενική Διεύθυνση Διανομής είναι υπεύθυνη για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την ελληνική επικράτεια, τόσο στην περιοχή του διασυνδεδεμένου συστήματος όσο και στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Παραλαμβάνει την ηλεκτρική ενέργεια από το Δ.Σ.Μ. και, μέσω του Δικτύου Διανομής της, παρέχει τη δυνατότητα σε όλους τους χρήστες του να προμηθεύονται την ηλεκτρική ενέργεια που επιθυμούν. Μέσω του Δικτύου Διανομής, η Δ.Ε.Η. υλοποίησε το τεράστιο έργο του εξηλεκτισμού της χώρας, δίνοντας τη δυνατότητα ο ηλεκτρισμός να φτάσει σε κάθε γωνιά της.

Σήμερα (Ιούνιος 2010) η Δ.Ε.Η. και άλλοι ιδιώτες παραγωγοί, καθώς και οι εισαγωγείς ενέργειας προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και την εγγέουν στο Ε.Δ.Σ.. Η ενέργεια αυτή διαδοχικά, μέσω των δικτύων Μεταφοράς και Διανομής φθάνει στους καταναλωτές.

Τα βασικά δεδομένα του Δικτύου Διανομής το Δεκεμβρίου του 2008 είχαν ως εξής [Δ.Ε.Η., 2010]:

- 7.523.500 Πελάτες (9.500 μέσης τάσης και 7.514.000 χαμηλής τάσης),
- 48.500 GWh καταναλώσεις (12.500 στη μέση τάση και 36.000 στη χαμηλή τάση). Δεν περιλαμβάνονται οι καταναλώσεις των πελατών Υψηλής Τάσης και οι απώλειες των δικτύων,
- 102.000 χλμ. Δίκτυο Μέσης Τάσης,
- 115.000 χλμ. Δίκτυο Χαμηλής Τάσης.

2.5. Λειτουργία του Ε.Δ.Σ.

Όπως ειπώθηκε και στην αρχή του Κεφαλαίου 2, το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδος ονομάζεται Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα ή Ηπειρωτικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Ο λόγος για τον οποίο ονομάζεται έτσι είναι διότι όλο το ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδος καθώς και κάποιων κοντινών σε αυτή νησιών, όπως για παράδειγμα η Θάσος, η Εύβοια, τα νησιά του Ιονίου Πελάγους κ.α., είναι συνδεδεμένα με ένα δίκτυο εναέριων και σε ελάχιστες περιπτώσεις υπόγειων καλωδίων που αποτελούν το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008].

Με σκοπό να γίνει κατανοητός ο τρόπος με τον οποίο λειτουργεί το Ε.Δ.Σ., θα ήταν πολύ ενδιαφέρον να «ακολουθήσει» κάποιος την πορεία της ηλεκτρικής ενέργειας από τη δημιουργία της μέχρι και την κατανάλωσή της.

Πριν όμως ξεκινήσει αυτή η «διαδρομή» θα πρέπει να γίνει μια επισήμανση. Η επισήμανση αυτή είναι ότι οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν παράγουν ηλεκτρικό φορτίο, αλλά διαφορά δυναμικού (η διαφορά δυναμικού ορίζεται σύμφωνα με τον τύπο του Ohm, ως το γινόμενο της εντάσεως του ρεύματος I , που διαρρέει έναν αγωγό ωμικής αντίστασης R , επί την αντίσταση αυτή: $V=I \cdot R$ και μετριέται σε Volt (V)). Την αιτία δηλαδή της κίνησης του ηλεκτρικού φορτίου.

Η «κίνηση του φορτίου» παράγεται στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι βασικότεροι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί καθότι παράγουν περισσότερο από το 85% (κοντά στο 88% για το έτος 2008 όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3) της ακαθάριστης καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτοί βρίσκονται κυρίως στη δυτική Μακεδονία, στην Ανατολική Στερεά Ελλάδα και στη Μεγαλόπολη. Η διαφορά δυναμικού που παράγουν οι σταθμοί είναι περίπου στα 21 kV και με τη χρήση μετασχηματιστών ανυψώνεται στα 150 kV και στα 400 kV. Κατόπιν η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται με το σύστημα μεταφοράς στους υποσταθμούς υποβιβασμού τάσης που βρίσκονται στα διάφορα κέντρα κατανάλωσης σε ολόκληρη την Ελλάδα. Από εκεί η τάση είτε υποβιβάζεται στα 15 kV ή στα 20 kV για τους καταναλωτές μέσης τάσης, είτε υποβιβάζεται στα 380 V ή στα 220 V για τους καταναλωτές χαμηλής τάσης. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές χαμηλής τάσης και μερικές φορές και στους καταναλωτές μέσης τάσης γίνεται μέσω των τοπικών δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι καταναλωτές υψηλής τάσης, παίρνουν ηλεκτρική ενέργεια απευθείας από το δίκτυο μεταφοράς.

Η παραπάνω περιγραφή του Ε.Δ.Σ. είναι αρκετά απλοϊκή, αρκεί όμως για να δώσει την περιγραφή του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος και φυσικά καλύπτει τους στόχους αυτής της διατριβής.

Το νόημα του Ε.Δ.Σ. είναι ότι το κάθε υποσύστημα μπορεί να καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια, η οποία μπορεί να παράγεται από οποιονδήποτε ή οποιουσδήποτε σταθμούς παραγωγής μέσα στην Ελληνική επικράτεια, είτε ακόμα και εκτός αυτής, δεδομένων των διεθνών διασυνδέσεων. Έτσι για παράδειγμα, το υποσύστημα του Νομού Έβρου μπορεί να καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια από σταθμό στη Μεγαλόπολη ή από σταθμό στην Κομοτηνή, ενώ το υποσύστημα του Νομού Λακωνίας να καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τη Δυτική Μακεδονία. Βέβαια είναι σαφώς προτιμότερο τα κέντρα κατανάλωσης να απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια από τα πλησιέστερα κέντρα παραγωγής (συνεπώς ο σταθμός στη Μεγαλόπολη καλύπτει κυρίως την Πελοπόννησο και ο Α.Η.Σ. Κομοτηνής τη Θράκη) ώστε να μειώνονται οι απώλειες ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη μεταφορά [Ζαφειράκης, 2005, Δ.Ε.Η., 2000, Λαμπρίδης κ.α., 2006, Μπακιρτζής, 1998, Ξανθός, 1999, Τσορμπατζόγλου, 2006].

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.
- Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.
- Kakaras E., Doukelis A., Giannakopoulos D., Koumanakos A., 2007. Economic implication of oxyfuel application in a lignite-fired power plant. Fuel 86, 2151-2158.
- Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2006. The Energy Policy of Greece. International Journal of Thermal Science 3, 7-18.
- TERNA Energy S.A., Μάρτιος 2009:
http://www.terna.gr/dyn.php?main_cell=article&sid=569.

- Δ.Ε.Η., Μάρτιος 2009:
<http://www.dei.gr/Default.aspx?id=146&nt=123&lang=1>.
- Δ.Ε.Η., Ιούνιος 2010: <http://www.dei.gr>.
- Δ.Ε.Π.Α., Ιούνιος 2010: <http://www.depa.gr>.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (Μ.Α.Σ.Μ.) 2008 – 2012. Αθήνα.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Μάρτιος 2009:
http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=42&cat_id=881&page_id=2451&lang=1
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Μάρτιος 2010:
http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=44&cat_id=102&lang=1.
- Δαγούμας Α.Σ., 2006. Α.Π.Θ., προσωπική επικοινωνία.
- ΕΛΕΤΑΕΝ (Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας), Μάρτιος 2009:
<http://www.eletaen.gr>.
- ΕΛ.ΠΕ., Ιούνιος 2010: <http://www.hellenic-petroleum.gr>.
- Ε.Σ.Σ.Η.Θ., Ιούνιος 2010: <http://hachp.gr/modules/content/index.php?id=15>.
- Ζαφειράκης Α., 2005. Τομέας Ανάπτυξης και Λειτουργίας Δικτύου Διανομής Θεσσαλονίκης – Δ.Ε.Η., προσωπική επικοινωνία.
- Κ.Α.Π.Ε., 2007. Τμήμα Περιβάλλοντος και Μεταφορών, προσωπική επικοινωνία.
- Κ.Α.Π.Ε., 2008. Ετήσια Έκθεση 2007 – Πεπραγμένα 2007, Προγραμματισμός Δράσεων 2008, Στατιστικά Στοιχεία Α.Π.Ε. & ΕΞΕ. Αθήνα.
- Καβαδίας Κ.Α., Ζαφειράκης Δ., 2009. Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Περιβαλλοντικής Προστασίας – Τ.Ε.Ι. Πειραιά, προσωπική επικοινωνία.
- Δ.Ε.Η., Ιούλιος – Αύγουστος 2000. Πρακτική άσκηση στη Διεύθυνση Εκπαίδευσης Προσωπικού/Σχολή Τεχνικής Εκπαίδευσης Καρδιάς της Δ.Ε.Η.
- Καλδέλλης Ι.Κ., Καβαδίας Κ.Α., 2001. Εργαστηριακές Εφαρμογές Ήπιων Μορφών Ενέργειας. Εκδόσεις Σταμούλη. Αθήνα
- Καλδέλλης Ι.Κ., 2005. Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας - 2^η έκδοση. Εκδόσεις Αθ. Σταμούλη. Αθήνα.
- Καραγιάννης Φ., 2006. Τμήμα Στρατηγικού σχεδιασμού Δ.Ε.Η., προσωπική επικοινωνία.
- Κορωνάιος Χ., 2004. Π.Δ.Μ., προσωπική επικοινωνία.
- Λαμπρίδης Δ., Ντοκόπουλος Π., Παπαγιάννης Γ., 2006. Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Τόμος Α'. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
- Μπακιρτζής Α.Γ., 1998. Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
- Ν. 2773/1999 (ΦΕΚ Α' 286/22.12.1999). Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας – Ρύθμιση θεμέτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις.
- Ν. 3468/2006 (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006). Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις.
- Νικολαΐδης Ι.Π., 2004. Τεχνολογίες Εκμετάλλευσης Ορυκτών Πόρων (Διδακτικές Σημειώσεις). Π.Δ.Μ.
- Ξανθός Β.Ν., 1999. Παραγωγή – Μεταφορά – Διανομή – Μέτρηση και Εξοικονόμηση Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
- Παυλουδάκης Φ.Φ., 2003. Τεχνολογίες αναζήτησης & Εκμετάλλευσης Άνθρακα & Υδρογονανθράκων (Διδακτικές Σημειώσεις). Π.Δ.Μ.
- Σαμαράς Χ., 2005. Η Χρήση του Φυσικού Αερίου στην Ηλεκτροπαραγωγή – Εμπειρία, Πλεονεκτήματα και Προοπτικές. Δημερίδα Τ.Ε.Ε. Λιγνίτης και Φυσικό Αέριο στην Ηλεκτροπαραγωγή της Χώρας. Αθήνα.

- Τίγκας Κ., 2006. Η Κατάσταση των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και οι Προοπτικές Εξέλιξής τους. Αθήνα.
- Τσορμπατζόγλου Β., Φεβρουάριος 2006. Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Θεσσαλονίκης. Προσωπική επαφή.
- Υ.Α. Δ5/Β/Φ1/Οικ. 1085/31-01-2002, Φ.Ε.Κ Β' 92/31-01-2002. Χορήγηση άδειας αποκλειστικότητας της κυριότητας του Συστήματος Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ Α.Ε.
- Υ.Α. Δ5-ΗΛ/Β/οικ. 8311/17-05-2005, ΦΕΚ Β' 655/17.05.2005. Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- ΥΠ.ΑΝ., 2005. 3^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007α. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020 – Μέρος Ι. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007β. 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010. Αθήνα.

Κεφάλαιο 3: Το λογισμικό WASP-IV

Το παρόν κεφάλαιο αρχίζει με μια σύντομη ιστορική αναδρομή όλων των εκδόσεων του **Wien Automatic System Planning (WASP)** που προηγήθηκαν της χρησιμοποιούμενης έκδοσης WASP-IV. Κατόπιν παρουσιάζεται και επεξηγείται η ορολογία των επιστημονικών όρων και των μεθόδων που χρησιμοποιεί το WASP-IV. Στη συνέχεια πραγματοποιείται η περιγραφή των τμημάτων (*modules*) του, η οποία περιλαμβάνει τα δεδομένα εισαγωγής, των τρόπων λειτουργίας τους, τις συναρτήσεις που τα στηρίζουν και τα αποτελέσματα που αυτά (τμήματα) παρέχουν στο χρήστη του WASP-IV. Τέλος γίνεται μια ανάλυση των προβλημάτων και των δυσλειτουργιών που παρουσιάζει το WASP-IV, ο τρόπος επίλυσης τους και το τι έγινε προκειμένου να επιλυθούν αυτά, στην παρούσα διατριβή.

3.1. Ιστορική αναδρομή

Το WASP αναπτύχθηκε αρχικά το 1972 από τα Tennessee Valley Authority και Oak Ridge National Laboratory στις Η.Π.Α., για να ικανοποιήσει τις ανάγκες του International Atomic Energy Agency (IAEA), για την ανάλυση της οικονομικής ανταγωνιστικότητας της πυρηνικής ενέργειας σε σύγκριση με άλλες εναλλακτικές λύσεις επέκτασης των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής. Βασικός σκοπός της δημιουργίας του WASP-IV είναι η επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος μιας χώρας ή μιας περιοχής προκειμένου να καλύπτονται οι μελλοντικές ανάγκες κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση την εμπειρία που ανακτήθηκε κατά τη χρήση του λογισμικού, πραγματοποιήθηκαν πολλές βελτιώσεις στον πηγαίο κώδικα του προγράμματος από το προσωπικό του IAEA, με αποτέλεσμα τη δημιουργία του WASP-II το 1976.

Αργότερα, η ανάγκη της Οικονομικής Επιτροπής των Ηνωμένων Εθνών για την Λατινική Αμερική (*United Nations Economic Commission for Latin America (ECLA)*) να μελετήσει την διασύνδεση έξι χωρών της Κεντρικής Αμερικής, με μεγάλη διαθεσιμότητα σε υδρολογικό δυναμικό, οδήγησε από το 1978 – 1980 από τις ECLA/IAEA στη δημιουργία του WASP-III. Η έκδοση WASP-III διανεμήθηκε σε διάφορες χώρες με σκοπό την χρησιμοποίηση του προγράμματος σε μελέτες επέκτασης του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια και άλλα υπολογιστικά μοντέλα που αφορούσαν το σχεδιασμό ηλεκτρικών δικτύων προστέθηκαν στον κατάλογο της IAEA συμπληρώνοντας έτσι την ανάλυση που διενεργούσε το WASP. Ένα από αυτά είναι και το MAED (Model for Analysis of Energy Demand) το οποίο εμφανίστηκε το 1981 με σκοπό να διευκολύνει στον προκαθορισμό της ηλεκτρικής ζήτησης σε συμφωνία με τις συνολικές απαιτήσεις σε ενέργεια και κατά αυτόν τον τρόπο να προσφέρει μια πιο αξιόπιστη πρόβλεψη των ηλεκτρικών αναγκών οι οποίες θα λαμβάνονταν υπόψη από το WASP.

Ακόμα περισσότερες βελτιώσεις πραγματοποιήθηκαν στο WASP τα επόμενα χρόνια. Αυτές είχαν ως αποτέλεσμα την δυνατότητα εισαγωγής μεγαλύτερου αριθμού καυσίμων διαφορετικών τύπων καθώς και την εισαγωγή περισσότερων δεδομένων σχετικά με την παραγωγή. Επίσης, οι βελτιώσεις είχαν ως αποτέλεσμα την αύξηση των δυνατοτήτων του προγράμματος να μοντελοποιεί ακόμα περισσότερες

παραμέτρους ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και μεγαλύτερη ευελιξία στην κατανομή του κόστους ανέγερσης ενός σταθμού κατά την περίοδο της ανέγερσης του. Η έκδοση αυτή ονομάστηκε WASP-III Plus.

Όλες αυτές οι βελτιώσεις κατέστησαν το WASP ένα πολύ ισχυρό εργαλείο στα χέρια όλων αυτών που ασχολούνταν με την επέκταση των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάγκη όμως για τη μελέτη προβλημάτων τα οποία σχετίζονταν με περιβαλλοντικούς παράγοντες, υπέδειξε την ανάγκη εισαγωγής ακόμα περισσότερων βελτιώσεων στο WASP.

Το διεθνές συμπόσιο του οργανισμού διαμεσολάβησης για την Ηλεκτρική Ενέργεια και το Περιβάλλον, στο Ελσίνκι το 1991, συνέστησε την ενσωμάτωση των περιβαλλοντικών επιδράσεων και των επιδράσεων της υγείας του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας στη συγκριτική αξιολόγηση των διαφόρων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, για την ρεαλιστική αξιολόγηση των διαφορετικών στρατηγικών για την μελλοντική ανάπτυξη του τομέα.

Προκειμένου να ικανοποιηθούν οι ανάγκες των χρηστών του WASP και μετά από τις συστάσεις του συμποσίου στο Ελσίνκι, η ανάπτυξη μιας νέας έκδοσης άρχισε το 1992 με την συνεργασία μερικών κρατών μελών (Ελλάδα και Ουγγαρία). Οι συμβουλευτικές ομάδες και οι γνωμοδοτικές συνεδριάσεις που συγκλήθηκαν για το θέμα κατά την διάρκεια του 1992 – 1996, εστίασαν στον προσδιορισμό των απαραίτητων βελτιώσεων του προτύπου καθώς και στις κατάλληλες μεθοδολογικές προσεγγίσεις για να αντιμετωπιστούν τα νέα προβλήματα.

Σαν συνέχεια των προσπαθειών να παρέχει μεθοδολογίες και εργαλεία στα κράτη-μέλη για να πραγματοποιήσουν μια συγκριτική αξιολόγηση και για να αναλύσουν περιβαλλοντικά ζητήματα σχετικά με την ανάπτυξη του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, η IAEA ολοκλήρωσε μια νέα έκδοση του πακέτου WASP. Αυτή ήταν το WASP-IV που χρησιμοποιείται για λήψη αποφάσεων πάνω στην επέκταση των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη την διαθεσιμότητα των καυσίμων καθώς και τους περιβαλλοντικούς περιορισμούς [IAEA, 2000].

3.2. Ποιοι χρησιμοποιούν το WASP

Το λογισμικό WASP-IV χρησιμοποιείται ή έχει χρησιμοποιηθεί στο παρελθόν από αρκετά κράτη, εταιρίες και οργανισμούς σε όλο τον κόσμο.

Οι διεθνείς οργανισμοί που χρησιμοποιούν ή έχουν χρησιμοποιήσει το WASP (την έκδοση WASP-IV ή παλαιότερες) είναι ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (Δ.Ο.Ε.) (*International Energy Agency (IEA)*), η IEAE και αρκετά κράτη μέλη τους όπως οι Η.Π.Α., η Ιαπωνία και η Αυστρία [Adica, 2005], η Διεθνής Τράπεζα (*World Bank*) για μελέτες επέκτασης των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής διαφόρων χωρών κυρίως αναπτυσσομένων όπως η Ρουμανία, η Κόστα Ρίκα και η Βουλγαρία [World Bank, 2010]. Επίσης έχουν χρησιμοποιήσει το WASP και πλήθος πανεπιστημίων, ερευνητικών κέντρων και εταιριών σε όλο τον κόσμο όπως στην Κορέα [Young Eal Lee and Young Beom Jung, 2008], στη Γιουγκοσλαβία, στην Πορτογαλία [Afgan, 2004], στην Κύπρο [Poullikkas et al., 2009], στο Ομάν [Malik and Al-Zubeidi, 2006], στην Ταϊλάνδη [Nakawiro et al., 2008a and 2008b], στο Ισραήλ [Tishler et al., 2008], στην Κροατία και στην Ουγγαρία [IAEA, 2000].

Το WASP-IV χρησιμοποιείται και στην Ελλάδα από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (Α.Π.Θ.) [Dagoumas et al., 2007, 2008], από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.) [Agoris et al., 2004], τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.), το Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών (Ο.Π.Α.) [Καραγιάννης, 2006; Vassos, Vlachou, 1997], το Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (Ε.Μ.Π.) [Καραγιάννης, 2006] και το Πανεπιστήμιο Δυτικής Μακεδονίας (Π.Δ.Μ.) [Kalampalikas and Pilavachi, 2010a, 2010b].

Οι νέες χώρες οι οποίες πρόκειται να χρησιμοποιήσουν το WASP-IV για δημιουργία ή επέκταση των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής τους είναι η Κένυα, η Ινδονησία, η Φιλιππίνες, η Αλγερία και η Μαλαισία. Η εκπαίδευση των νέων χρηστών στις χώρες αυτές έγινε κατά την περίοδο 2004 – 2007 και υπό την εποπτεία της Διεθνούς Τράπεζας [Adica, 2010].

Τέλος οι επιβεβαιωμένες μελέτες μεγάλης κλίμακας που πραγματοποιήθηκαν με το WASP-IV μεταξύ 2004 – 2007 είναι [Adica, 2010]:

- Κοστολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ινδονησία (η μελέτη έγινε από την Ιαπωνική εταιρία WestJEC και τα εργαστήρια PNL (Pacific Northwest National Laboratory)).
- Διάφορες μελέτες στη Νοτιοανατολική Ευρώπη (υπό την υποστήριξη και την επίβλεψη της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ε.Ε.) και της Διεθνούς Τράπεζας).
- Μελέτη για τη διεύθυνση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) στο Μεξικό (από πρόγραμμα της Διεθνούς Τράπεζας).
- Επέκταση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής στην Κύπρο (η μελέτη έγινε από την Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (Α.Η.Κ.)).

3.3. Επιστημονικές ορολογίες και τεχνικές του WASP-IV

Εδώ επεξηγούνται οι επιστημονικές ορολογίες και οι τεχνικές που χρησιμοποιούνται από το WASP-IV. Η σειρά που παρουσιάζονται, είναι ίδια με τη σειρά που της συναντά ο χρήστης όταν εισάγει τα δεδομένα στο WASP-IV

3.3.1. Επιστημονικές ορολογίες

Οι επιστημονικές ορολογίες που χρησιμοποιούνται στο WASP-IV, παρουσιάζονται και αναλύονται παρακάτω:

Υδρολογική συνθήκη ή υδραυλικότητα (*hydrocondition*) μιας περιόδου είναι η διαθεσιμότητα ύδατος το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ηλεκτροπαραγωγή. Εξαρτάται κυρίως από τις βροχοπτώσεις της περιόδου [Λαμπρίδης κ.α., 2006].

Πιθανότητα υδρολογικής συνθήκης (*hydroprobability*) είναι η πιθανότητα (%) διαθεσιμότητας της αναμενόμενης ποσότητας ύδατος. Η πιθανότητα δηλαδή των βροχοπτώσεων που παρουσιάζονται στην περιοχή [Λαμπρίδης κ.α., 2006].

Φορτίο ή ζήτηση ισχύος (*load*) είναι η μέση ζήτηση ισχύος της κατανάλωσης. Η συνθήκη χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (MW) [Μπακιρτζής, 1998].

Καμπύλη φορτίου (*load curve*) ενός ηλεκτρικού συστήματος είναι η γραφική παράσταση της ζητούμενης ισχύος ως συνάρτηση του χρόνου [Μπακιρτζής, 1998].

Ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου (*inverted load duration curve*) ενός ηλεκτρικού συστήματος είναι η γραφική παράσταση της ζητούμενης ισχύος ως συνάρτηση του χρόνου όπου τα φορτία κατατάσσονται σε φθίνουσα διάταξη (σύμφωνα με την ορολογία που χρησιμοποιείται από το WASP-IV) [IAEA, 2000].

Ανεστραμμένη ανηγμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου μιας περιόδου ενός ηλεκτρικού συστήματος (σύμφωνα με την ορολογία που χρησιμοποιείται από το WASP-IV) είναι η ανεστραμμένη καμπύλη διάρκειας φορτίου, τα στοιχεία της οποίας ανάγονται στο φορτίο αιχμής της περιόδου (ώστε να παρουσιάζονται ως ποσοστό επί του φορτίου αιχμής της περιόδου). Στην προκειμένη περίπτωση (που αποτελεί δεδομένο εισαγωγής στο WASP-IV) η καμπύλη παρουσιάζει τα φορτία μίας περιόδου ενός έτους. Τα φορτία αυτά, ανάγονται αρχικά στο φορτίο αιχμής της περιόδου από το χρήστη και κατόπιν στο φορτίο αιχμής του έτους από το WASP-IV [IAEA, 2000].

Συντελεστής φορτίου (*load factor*) είναι το μέσο φορτίο μιας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου, εκφρασμένο ως ποσοστό επί του φορτίου αιχμής [IAEA, 2000].

Φορτίο αιχμής (*peak load*) είναι το μέγιστο φορτίο μιας περιόδου (μιας ώρας, μιας ημέρας, ενός μήνα, ενός έτους κ.τ.λ.) [Μπακιρτζής, 1998].

Μέσο φορτίο είναι το πηλίκο της καταναλισκόμενης ενέργειας μιας περιόδου (μιας ώρας, μιας ημέρας, ενός μήνα, ενός έτους κ.τ.λ.) δια το χρόνο της περιόδου (βλ. Συνάρτηση 2.1) [Μπακιρτζής, 1998].

Εγκατεστημένη ισχύς ή ονομαστική ισχύς (*installed capacity*) είναι η μέγιστη αποδιδόμενη, ονομαστική ισχύς μίας ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας. Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μαθηματική μονάδα είναι (MW) [Μπακιρτζής, 1998].

Ελάχιστη ισχύς εξόδου ή Τεχνικό ελάχιστο (*minimum operating level*) είναι το κατώτατο όριο αποδιδόμενης ισχύος στο οποίο μπορεί να λειτουργήσει μια θερμική μονάδα. Το όριο αυτό έχει ως σκοπό να διατηρήσει την ευστάθεια της καύσης στον καυστήρα. Το ποσοστό της ελάχιστης αποδιδόμενης ισχύος είναι περίπου στο 30% της εγκατεστημένης (π.χ. για νέες μονάδες φυσικού αερίου) [Μπακιρτζής, 1998], όμως εξαρτάται από το είδος του καυσίμου, την παλαιότητα της μονάδος και τα όρια ασφαλούς λειτουργίας της μονάδος. Έτσι μπορεί να φτάσει ακόμα και το 50% - 55% της εγκατεστημένης ισχύος. Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (MW) [Καραγιάννης, 2006].

Μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς (*maximum unit's generating capacity*) είναι η μέγιστη καθαρή ισχύς την οποία μπορεί να αποδώσει μια θερμική μονάδα στο δίκτυο (είναι πάντα χαμηλότερη από την εγκατεστημένη ισχύ). Η διαφορά αυτή μεταξύ αποδιδόμενης και εγκατεστημένης ισχύος, οφείλεται στην ιδιοκατανάλωση των μονάδων που συνήθως κυμαίνεται μεταξύ του 2% - 8%. Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (MW) [Μπακιρτζής, 1998].

Ειδική κατανάλωση θερμότητας στην ελάχιστη ισχύ εξόδου (*heat rate at minimum operating level*) είναι ο λόγος της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας προς

την έξοδο της μονάδος, ως συνάρτηση της ισχύος εξόδου της μονάδος. Ουσιαστικά είναι το αντίστροφο του βαθμού απόδοσης. Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (kcal/kWh) [Μπακιρτζής, 1998].

Διαφορική κατανάλωση θερμότητας (*average incremental heat rate*) είναι η παράγωγος της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας ως προς την ισχύ εξόδου μιας θερμικής μονάδος. Εκφράζει την πρόσθετη θερμότητα που χρειάζεται η μονάδα για την παραγωγή μίας επιπρόσθετης kWh. Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (kcal/kWh) [Μπακιρτζής, 1998].

Στρεφόμενη εφεδρεία (*spinning reserve*) μιας μονάδας ως ποσοστό (%) της μέγιστης ισχύος εξόδου ονομάζεται το περιθώριο μεταξύ της δυνατότητας ηλεκτροπαραγωγής της κάθε θερμικής μονάδας και της πραγματικής ηλεκτροπαραγωγής της, σε κάθε στιγμή [TSO – Cyprus, 2009]. Συνήθως η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία απαιτείται να είναι μεγαλύτερη κατά ένα ποσοστό (περίπου 10%) της προβλεπόμενης αιχμής φορτίου ή να είναι αρκετή για να καλύψει την απώλεια της μεγαλύτερης μονάδος του δικτύου [Μπακιρτζής, 1998].

Σειρά ένταξης μονάδων (*Loading order*) στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα είναι η σειρά με την οποία εισέρχονται οι μονάδες στο σύστημα. Συνήθως πρώτα εισέρχονται οι μονάδες με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής οι οποίες είναι διαθέσιμες [Μπακιρτζής, 1998]. Η σειρά ένταξης των μονάδων είναι πάντα προαποφασισμένη και αλλάζει μόνο σε περιπτώσεις μη αναμενόμενων διακοπών κάποιων μονάδων [Καραγιάννης, 2006].

Ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας (*energy storage capacity*) του ταμιευτήρα μιας υδροηλεκτρικής μονάδος καλείται η ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί από την ποσότητα του ύδατος που βρίσκεται αποθηκευμένη στον ταμιευτήρα. Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (GWh) [Καββαδίας και Ζαφειράκης, 2009; Καλδέλλης και Καββαδίας, 2001].

Πιθανότητα απώλειας φορτίου (*Loss Of Load Probability (LOLP)*) είναι η πιθανότητα (%) η ζήτηση σε φορτίο ενός συστήματος να είναι μεγαλύτερη από την ικανότητα παραγωγής [Κυριακίδης, 2007].

Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (*Energy Not Served (ENS)*) είναι η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας η οποία αν και κανονικά θα έπρεπε να είναι διαθέσιμη είτε δεν είναι (μη επάρκεια των μονάδων) είτε δεν μπορεί να αποδοθεί στο ηλεκτρικό σύστημα (λόγω βλαβών των μονάδων, απεργιών, μη διαθεσιμότητας καυσίμου, Α.Π.Ε. που δεν παράγουν κ.α.). Η συνήθης χρησιμοποιούμενη μονάδα είναι (GWh) [Καραγιάννης, 2006].

Κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, αντικατοπτρίζει τις αναμενόμενες ζημιές στην οικονομία της χώρας ή της περιοχής, η οποία μελετάτε, όταν ένα συγκεκριμένο ποσό ηλεκτρικής ενέργειας δεν παράγεται [IAEA, 2000]. Προκειμένου να αποφευχθούν όμως περιπτώσεις μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, οι προηγμένες χώρες μεταξύ των οποίων και η Ελλάδα, εισάγουν ηλεκτρική ενέργεια από γειτονικές χώρες, με τις οποίες είναι διασυνδεδεμένες. Έτσι το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας ουσιαστικά είναι το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικές χώρες. Σαν κόστος της

μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, υπολογίζονται οι ζημίες στην οικονομία της χώρας σε περιπτώσεις κατά τις οποίες διακόπτεται πλήρως η ηλεκτροδότηση περιοχών (μικρών ή μεγάλων. Πάντως σε γενικές γραμμές, το κόστος αυτό, αποτελεί συνήθως ένα χρηματιστηριακό κόστος (δηλαδή ο υπολογισμός του κόστους βασίζεται σε πολιτικά ή σε κριτήρια της αγοράς και όχι σε επιστημονικά κριτήρια) [Καραγιάννης, 2006].

Ελάχιστη και μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία (*reserve margins*) του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ως ποσοστό (%) επί του φορτίου αιχμής της περιόδου, ονομάζεται η επιπλέον εγκατεστημένη ισχύς την οποία πρέπει να έχει το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα ως εφεδρεία για λόγους ασφάλειας κάλυψης της ζήτησης σε φορτίο [Καραγιάννης, 2006]. Για τις τιμές της ελάχιστης και μέγιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής γίνεται εκτενής αναφορά στο Κεφάλαιο 3.5.5.1.

Πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών (*Forced Outage Rate (FOR)*) Είναι η πιθανότητα διακοπής της λειτουργίας μιας μονάδας, γραμμής ή στοιχείου λόγω σφάλματος ή βλάβης. Η FOR υπολογίζεται για μία χρονική περίοδο η οποία συνήθως είναι ένα ημερολογιακό έτος [Κυριακίδης, 2007].

Αντικειμενική συνάρτηση (*objective function*) είναι η συνάρτηση που προκύπτει από την μοντελοποίηση του φυσικού προβλήματος, ώστε να καταστεί δυνατή η επίλυσή του χρησιμοποιώντας κάποια μέθοδο. Έτσι, η διαδικασία της βελτιστοποίησης ανάγεται στην εύρεση του ελάχιστου ή του μέγιστου της αντικειμενικής συνάρτησης, καθώς και του αντίστοιχου ελαχιστοποιητή ή μεγιστοποιητή (του μεγέθους του οποίου ελαχιστοποιείται ή μεγιστοποιείται) στον οποίο επιτυγχάνεται αυτή η τιμή [Παρσόπουλος, 2009].

Οικονομική σειρά ένταξης (*Economic loading order*) μονάδων αποκαλείται οι σειρά με την οποία εισέρχονται στο ηλεκτρικό σύστημα βάση των στοιχείων κόστους της ηλεκτροπαραγωγής τους [IAEA, 2000].

3.3.2. Τεχνικές του WASP-IV

Οι τεχνικές που χρησιμοποιεί το WASP-IV είναι η πιθανοκρατική προσέγγιση (*probabilistic estimation*), ο γραμμικός προγραμματισμός (*linear programming*) και η δυναμική μέθοδος βελτιστοποίησης (*dynamic method of optimization*), ενώ επιπρόσθετα χρησιμοποιεί και την κατά Fourier ανάλυση (*Fourier analysis*) [IAEA, 2000].

Πιθανοκρατική προσέγγιση

Η πιθανοκρατική προσέγγιση είναι μια μέθοδος λήψης αποφάσεων υπό συνθήκες κινδύνου (*Decision making analysis under risk*) με χρήση πιθανοτήτων.

Γραμμικός προγραμματισμός

Ο γραμμικός προγραμματισμός είναι μια μαθηματική διαδικασία με την οποία μπορούν να λυθούν προβλήματα που εκφράζονται με μια γραμμική συνάρτηση που πρέπει να βελτιστοποιηθεί – δηλαδή να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί – στο

χώρο που διαγράφουν ορισμένοι περιορισμοί, που επίσης εκφράζονται ως γραμμικές σχέσεις [Ψωινός, 1999].

Δυναμική μέθοδος βελτιστοποίησης

Με τον όρο δυναμική μέθοδος βελτιστοποίησης εννοείται η βελτιστοποίηση μέσω του δυναμικού προγραμματισμού. Ο δυναμικός προγραμματισμός είναι μία μέθοδος βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται σε προβλήματα όπου πρέπει να ληφθεί μια ακολουθία διαδοχικών αποφάσεων. Κάθε απόφαση μετασχηματίζει την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος σε μια νέα κατάσταση.

Η αρχική κατάσταση του συστήματος είναι συνήθως γνωστή. Αναζητάται μια ακολουθία αποφάσεων, που αν εφαρμοστεί στην αρχική κατάσταση, δίνει μια ακολουθία καταστάσεων που μεγιστοποιεί (ή ελαχιστοποιεί) κάποιο κριτήριο καλής λειτουργίας του συστήματος [Μπακιρτζής, 1998].

Σειρές Fourier

Οι σειρές Fourier είναι σειρές συνημιτονοειδών και ημιτονοειδών όρων οι οποίες χρησιμοποιούνται με σκοπό να περιγράψουν περιοδικές συναρτήσεις. Οι σειρές Fourier χρησιμοποιούνται για την επίλυση προβλημάτων που περιλαμβάνουν συνήθεις και μερικές διαφορικές εξισώσεις. Συνήθεις εξισώσεις είναι οι εξισώσεις που περιλαμβάνουν μία ανεξάρτητη μεταβλητή. Ατελείς διαφορικές εξισώσεις, ονομάζονται οι εξισώσεις που εξαρτώνται από δύο ή περισσότερες ανεξάρτητες μεταβλητές (συνήθως μία από τις ανεξάρτητες μεταβλητές είναι ο χρόνος t). Οι ατελείς εξισώσεις συνήθως περιγράφουν φυσικά και γεωμετρικά προβλήματα [Kreyszig, 1999].

3.4. Σύντομη περιγραφή του WASP-IV

Οι πληροφορίες που περιέχονται στο συγκεκριμένο κεφάλαιο προέρχονται από το εγχειρίδιο χρήσης του (*user's manual*) του WASP-IV [IAEA, 2000].

Το WASP-IV είναι ένα λογισμικό πακέτο γραμμένο σε γλώσσα Fortran, σχεδιασμένο να υπολογίζει την οικονομικά βέλτιστη λύση για την επέκταση ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, ικανοποιώντας παράλληλα και κάποιους περιορισμούς οι οποίοι τίθενται από τον χρήστη.

Η βέλτιστη λύση προκύπτει μέσα από τη δημιουργία και τη βελτιστοποίηση μιας αντικειμενικής συνάρτησης. Ο υπολογισμός των επιμέρους συνιστωσών της αντικειμενικής συνάρτησης πραγματοποιείται στο WASP-IV με τη χρήση κάποιων μοντέλων. Τα μοντέλα αυτά ως σκοπό έχουν να συμπεριλάβουν στον υπολογισμό του συνολικού κόστους την επίδραση των παρακάτω παραμέτρων:

- Τα χαρακτηριστικά της πρόβλεψης φορτίου
- Τα χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων
- Τα χαρακτηριστικά των υδροηλεκτρικών μονάδων και μονάδων Α.Π.Ε.
- Τη στοχαστική φύση της υδρολογίας (υδρολογική συνθήκη ή υδραυλικότητα)
- Το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Εκτός αυτών, το WASP-IV:

- Συνδυάζει το αρχικό κόστος εγκατάστασης και την απομένουσα αξία με το κόστος αποθήκευσης καυσίμου και τη μεταβολή τους μέσα στη διάρκεια των ετών της μελέτης
- Αθροίζει τις λειτουργικές δαπάνες σύμφωνα με τον τύπο καυσίμου που χρησιμοποιεί η κάθε μονάδα
- Χωρίζει όλα τα κόστη σε εγχώρια και μη
- Επιτρέπει την αναγωγή στο έτος βάσης (έτος στο οποίο το WASP-IV ανάγει όλα τα κόστη κάνοντας αποπληθωρισμό) όλων των δαπανών κατά την διάρκεια της περιόδου της μελέτης
- Μπορεί να εφαρμόσει διαφορετικά ποσοστά απόσβεσης και ποσοστά αποπληθωρισμού για κάθε έτος διαφορετικά για τα εγχώρια και μη εγχώρια κόστη
- Μπορεί να αλλάξει τις σταθερές για την αξιολόγηση του κόστους της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας από έτος σε έτος

Οι περιορισμοί που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στο WASP-IV είναι :

- Περιβαλλοντικοί, και αφορούν το ανώτατο όριο εκπομπών μέχρι και δύο διαφορετικών αέριων ρύπων (χρησιμοποιούμενη μονάδα kton/yr).
- Ενεργειακοί, και αφορούν τη διαθεσιμότητα κάποιου καυσίμου (χρησιμοποιούμενη μονάδα kton/yr), το ποσό της θερμότητας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (χρησιμοποιούμενη μονάδα Tcal/yr) και τα όρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων (χρησιμοποιούμενη μονάδα GWh/yr).

Οι τεχνικές που χρησιμοποιεί το WASP-IV είναι:

- πιθανοκρατική προσέγγιση (*probabilistic estimation*) του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής, του κόστους της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (*unserved energy cost*) και της αξιοπιστίας του,
- γραμμικό προγραμματισμό (*linear programming*) για τον καθορισμό της καλύτερης δυνατής κατανομής του φορτίου, ικανοποιώντας παράλληλα και περιορισμούς που έχουν τεθεί από το χρήστη,
- δυναμική μέθοδο βελτιστοποίησης (*dynamic method of optimization*) για τη σύγκριση του κόστους ανάμεσα σε διαφορετικές πολιτικές επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

Τέλος θα πρέπει να επισημανθεί ότι η μεταβλητή παράμετρος την οποία βελτιστοποιεί το λογισμικό WASP-IV κατά την πορεία της μελέτης, είναι το πλήθος και το είδος των μονάδων με τις οποίες επεκτείνεται το υπό μελέτη ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Δηλαδή η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων που επεκτείνουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και από το είδος των μονάδων από τις οποίες προέρχεται η εγκατεστημένη ισχύς.

3.4.1. Καινοτομίες του WASP-IV

Οι καινοτομίες που έχουν ενσωματωθεί στο WASP-IV είναι:

- Δυνατότητα εισαγωγής περιορισμών πάνω σε περιβαλλοντικούς ρύπους, ποσότητας διαθέσιμου καυσίμου και παραγωγής ενέργειας. Η δυνατότητα

αυτή μπορεί να φανεί εξαιρετικά χρήσιμη σε πραγματικά σενάρια επέκτασης, όπου ο παράγων προστασία του περιβάλλοντος είναι μείζονος σημασίας καθώς και σε περιπτώσεις όπου υπάρχει περιορισμένη ποσότητα καυσίμων, ή και περιορισμένη ποσότητα παραγωγής ενέργειας από κάποιες μονάδες.

- Δυνατότητα αναπαράστασης των υδραντλητικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (*pumped storage units*). Η δυνατότητα αυτή υπήρχε και στο WASP-II αλλά αφαιρέθηκε στην έκδοση WASP-III για να προσδώσει έτσι μεγαλύτερη ευελιξία στην αναπαράσταση των απλών υδροηλεκτρικών μονάδων. Με την εξέλιξη όμως του κώδικα του WASP στην έκδοση IV έγινε δυνατή και πιο απλή η αναπαράσταση των υδραντλητικών μονάδων.
- Δυνατότητα εισαγωγής προκαθορισμένου προγράμματος συντήρησης των μονάδων (*fixed maintenance schedule*).
- Δυνατότητα υπολογισμού των περιβαλλοντικών ρύπων. Το WASP-IV υπολογίζει τις εκπομπές ρύπων κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με βάση την ενέργεια η οποία παράγεται από κάθε μονάδα, σε συνδυασμό με τα χαρακτηριστικά του καυσίμου που χρησιμοποιεί, όπως αυτά έχουν δοθεί από το χρήστη. Οι υπολογισμοί αυτοί γίνονται για κάθε περίοδο και κάθε έτος της μελέτης.
- Δυνατότητα χειρισμού ακόμα μεγαλύτερων διαστάσεων των μεταβλητών (*expanded dimensions*). Υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής μέχρι και 90 διαφορετικών μονάδων καθώς και περισσότερων συνδυασμών επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (μέχρι 500 συνδυασμοί το χρόνο και 5000 για όλη την περίοδο της μελέτης).

Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι το WASP-IV έχει τη δυνατότητα να διαχειριστεί και ολόκληρους ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς (όχι μόνο μεμονωμένες μονάδες όπως αναφέρεται) αρκεί τα τεχνικά και οικονομικά τους στοιχεία να είναι ακριβώς τα ίδια. Στην παρούσα διατριβή, για καλύτερη ανάλυση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, όλες οι μονάδες έχουν εισαχθεί στο πρόγραμμα ξεχωριστά.

3.4.2. Εκτέλεση του WASP-IV

Η εκτέλεση του WASP-IV περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα:

- Προετοιμασία των απαραίτητων δεδομένων εισόδου (βλ. Κεφάλαιο 3.5) τα οποία χρειάζονται στα διάφορα τμήματα του WASP.
- Εκτέλεση των τμημάτων του WASP.
- Έλεγχος των αποτελεσμάτων του WASP.
- Επανάληψη της διαδικασίας μέχρις ότου βρεθεί η βέλτιστη λύση επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, με βάση τους περιορισμούς που έχει θέσει ο χρήστης.

3.4.3. Τα τμήματα του WASP-IV

Εδώ γίνεται μια σύντομη περιγραφή των τμημάτων (*modules*) του WASP-IV. Η αρίθμηση που ακολουθεί υποδεικνύει και τη λογική σειρά με την οποία αυτά εκτελούνται. Τα τμήματα αυτά είναι:

- Module 0: Common Case Data
- Module 1: LOADSY
- Module 2: FIXSYS

- Module 3: VARSYS
- Module 4: CONGEN
- Module 5: MERSIM
- Module 6: DYNPRO
- Module 7: REPROBAT

Module 0: Common Case Data

Το Common Case Data είναι εισαγωγικό τμήμα. Συνήθως δεν θεωρείται καν τμήμα του WASP-IV ή αναφέρεται και σαν “module 0”. Ο λόγος είναι ότι είναι ένα τμήμα στο οποίο δεν γίνονται υπολογισμοί και δεν παρέχονται αποτελέσματα (*ouputs*). Παρόλα αυτά τα δεδομένα εισαγωγής του (*inputs*) τα χρησιμοποιούν όλα τα άλλα τμήματα του WASP-IV.

Module 1: LOADSY (Load System Description)

Το τμήμα αυτό επεξεργάζεται δεδομένα τα οποία περιγράφουν την αιχμή και την καμπύλη διάρκειας του φορτίου για κάθε περίοδο και κάθε έτος της μελέτης του ηλεκτρικού συστήματος.

Module 2: FIXSYS (Fixed System Description)

Το τμήμα αυτό επεξεργάζεται δεδομένα τα οποία περιγράφουν το ήδη υπάρχον σύστημα ηλεκτροπαραγωγής και όλες τις προαποφασισμένες προσθήκες ή αφαιρέσεις μονάδων. Επίσης επεξεργάζεται και δεδομένα τα οποία αφορούν τους περιορισμούς που θέτει ο χρήστης σχετικά με τις εκπομπές ρύπων, τη διαθέσιμη ποσότητα καυσίμου, την παραγόμενη θερμότητα για ηλεκτροπαραγωγή και τη δυνατή παραγωγή ενέργειας των μονάδων.

Module 3: VARSYS (Variable System Description)

Το τμήμα αυτό επεξεργάζεται δεδομένα τα οποία περιγράφουν τις διάφορες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής οι οποίες είναι υποψηφίες προς ένταξη.

Module 4: CONGEN (Configuration Generator)

Το τμήμα αυτό πραγματοποιεί υπολογισμούς για όλους τους δυνατούς συνδυασμούς των υποψηφίων προς ένταξη μονάδων, συνδυασμούς μονάδων οι οποίοι ικανοποιούν τους περιορισμούς οι οποίοι τίθενται από τον χρήστη σε συνδυασμό με το ήδη υπάρχον σύστημα ώστε να ικανοποιηθεί το φορτίο. Το CONGEN πραγματοποιεί επίσης υπολογισμούς σχετικά με την οικονομική ένταξη των μονάδων όπως αυτές προκύπτουν από τα FIXSYS και VARSYS. Ουσιαστικά στο τμήμα αυτό ο χρήστης δημιουργεί και εκτελεί τα σενάρια της μελέτης του.

Module 5: MERSIM (Merge and Simulate)

Το τμήμα αυτό λαμβάνει υπόψη όλους τους δυνατούς συνδυασμούς όπως αυτοί προκύπτουν από το CONGEN και χρησιμοποιεί πιθανοκρατική προσέγγιση για την εξομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για να υπολογίσει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια και την αξιοπιστία του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (δηλαδή υπολογίζει την πιθανότητα απώλειας φορτίου) για κάθε δυνατό συνδυασμό. Κατά τη διάρκεια των υπολογισμών, όποιοι περιορισμοί έχουν τεθεί λαμβάνονται υπόψη. Η κατανομή των μονάδων πραγματοποιείται με τέτοιο τρόπο έτσι ώστε η διαθεσιμότητα τους, η απαιτούμενη συντήρηση, οι απαιτήσεις σε στρεφόμενη εφεδρεία καθώς και όλοι οι υπόλοιποι περιορισμοί να ικανοποιούνται με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Το MERSIM

χρησιμοποιείται επίσης και για την προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος όπως αυτό προκύπτει από τη βέλτιστη λύση η οποία δίνεται από την εκτέλεση του DYNPRO. Η εκτέλεση αυτή του MERSIM ονομάζεται REMERSIM. Στο REMERSIM δίδονται αναλυτικά αποτελέσματα της προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος που βρίσκονται αποθηκευμένα σε ένα αρχείο και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη γραφική αναπαράσταση των αποτελεσμάτων.

Module 6: DYNPRO (Dynamic Programming Optimization)

Το τμήμα αυτό καθορίζει τη βέλτιστη λύση επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με βάση το κόστος λειτουργίας το οποίο έχει υπολογιστεί προηγουμένως και σε συνδυασμό με κάποια δεδομένα εισόδου του DYNPRO τα οποία αφορούν το κόστος εγκατάστασης, τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, διάφορες άλλες οικονομικές παραμέτρους και κριτήρια αξιοπιστίας του συστήματος (κυριότερη παράμετρος αξιοπιστίας είναι η πιθανότητα απώλειας φορτίου).

Module 7: REPROBAT (Report Writer of WASP in a Batched Environment)

Το τμήμα αυτό δημιουργεί μια αναφορά η οποία αποτελεί μια περίληψη των αποτελεσμάτων της βέλτιστης ή της αποδεκτής ως βέλτιστη λύση, επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος καθώς και των ήδη προγραμματισμένων επεκτάσεων του. Κάποια αποτελέσματα από τους υπολογισμούς που πραγματοποιούνται από το REPROBAT αποθηκεύονται σε ένα αρχείο και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη γραφική αναπαράσταση των αποτελεσμάτων του WASP.

3.4.4. Διαστάσεις του WASP-IV

Στον Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται οι σημαντικότερες παράμετροι που χρησιμοποιούνται από το WASP-IV καθώς και οι μέγιστες επιτρεπτές τιμές τους. Αυτές αναφέρονται σαν διαστάσεις του WASP-IV.

Πίνακας 3.1. Οι διαστάσεις του WASP-IV

Παράμετροι	Μέγιστη τιμή
Συνολική διάρκεια της μελέτης (σε έτη)	30
Πλήθος των περιόδων ανά χρόνο	12
Καμπύλες διάρκειας φορτίου (μια για κάθε περίοδο και για όλα τα έτη της μελέτης)	360
Συνημιτονοειδείς όροι της κατά Fourier ανάλυσης της Α.Α.Κ.Δ.Φ. κάθε περιόδου	100
Τύποι των εν λειτουργία μονάδων, ομαδοποιημένοι κατά το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιούν. Συνολικά 10 για θερμικές μονάδες και 2 για μονάδες Α.Π.Ε.	10 + 2
Πλήθος των διαφόρων μονάδων. Το όριο αυτό αντιστοιχεί στις ήδη υπάρχουσες συν τις υποψήφιες προς ένταξη μονάδες (87 σε περίπτωση όπου εισάγονται και υδραντλητικές μονάδες)	88
Τύποι των υποψηφίων προς επέκταση μονάδων, από τις οποίες: 12 τύποι θερμικών μονάδων, 2 τύποι μονάδων Α.Π.Ε. (για κάθε τύπο μέχρι και 30 μονάδες), 1 τύπο υδραντλητικών μονάδων για τον οποίο μπορούν να εισαχθούν μέχρι και 30 διαφορετικές μονάδες	12 + 2 + 1
Αέριοι ρύποι	2
Ομαδικοί περιορισμοί (ρύπων, στη χρήση καυσίμου κ.τ.λ.)	5
Υδρολογική συνθήκη	5
Πλήθος των δυνατών συνδυασμών επέκτασης του συστήματος κατά τη διάρκεια ενός έτους	500
Πλήθος των δυνατών συνδυασμών επέκτασης του συστήματος κατά τη διάρκεια της μελέτης (το άθροισμα των δυνατών συνδυασμών επέκτασης του συστήματος για όλα τα επιμέρους έτη της μελέτης)	5000

3.5. Περιγραφή του κώδικα και του τρόπου λειτουργίας του WASP-IV

Ο κώδικας του WASP-IV επιτρέπει την εύρεση του βέλτιστου σχεδίου επέκτασης ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, λαμβάνοντας πάντα υπόψη του, τους περιορισμούς που έχουν τεθεί από τον χρήστη. Η βέλτιστη αυτή λύση εκτιμάται με βάση το ελάχιστο συνολικό αποπληθωρισμένο κόστος (η αναγωγή του κόστους γίνεται στο έτος βάσης το οποίο καθορίζεται από τον χρήστη) του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος κατά την διάρκεια της μελέτης και μπορεί να γίνει για περίοδο μέχρι και 30 ετών [IAEA, 2000].

Η λειτουργία του WASP-IV βασίζεται σε ένα πλήθος συναρτήσεων και τεχνικών, ενώ αρκετά συχνά ο χρήστης έχει να αντιμετωπίσει κάποιες δυσλειτουργίες και κάποια προβλήματα. Οι δυσλειτουργίες και τα προβλήματα αυτά οφείλονται κυρίως στον τρόπο με τον οποίο αντιμετωπίζει το WASP-IV κάποιες παραμέτρους, όπως τους περιορισμούς, οι οποίοι εμποδίζουν τη βέλτιστη μοντελοποίηση του πραγματικού ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

Εδώ θα παρουσιαστούν ο κώδικας και ο τρόπος λειτουργίας του WASP-IV. Η παρουσίαση θα γίνει ανά τμήμα. Μαζί με την ανάλυση της λειτουργίας των

τμημάτων, θα γίνει παρουσίαση των κυριότερων συναρτήσεων που αποτελούν τον κώδικα του κάθε τμήματος. Από όλες αυτές τις συναρτήσεις, κάποιες αναφέρονται στο user's manual και κάποιες όχι. Επιπρόσθετα, ακόμα και για αυτές που αναφέρονται στο user's manual, τις περισσότερες φορές, δεν γίνεται διευκρίνιση το ποια τμήματα στηρίζουν. Οι συναρτήσεις παρουσιάζονται σε απλοποιημένη μορφή.

Όλες οι προαναφερθείσες συναρτήσεις (δηλαδή αυτές που αναφέρονται στο user's manual και αυτές που δεν αναφέρονται) και κυρίως η κατάταξή τους ανά τμήμα, προκύπτουν από την εμπειρία που αποκτήθηκε πάνω στη χρήση του WASP-IV καθώς και πάνω σε γνώσεις γύρω από τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίες αποκτήθηκαν κατά τη διάρκεια της διατριβής.

Τέλος εδώ θα παρουσιαστούν τα προβλήματα και οι δυσλειτουργίες του WASP-IV και με ποιον τρόπο επιλύθηκαν στην παρούσα διατριβή. Αυτά τα προβλήματα και οι δυσλειτουργίες θα παρουσιαστούν επίσης ανά τμήμα.

3.5.1. Module 0: Common Case Data

Στο Common Case Data εισάγονται γενικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται σε όλη τη μελέτη. Στο τμήμα αυτό δεν πραγματοποιείται κανένας υπολογισμός, δεν υπάρχει καμία συνάρτηση και δεν υπάρχουν αποτελέσματα. Ένα πρόβλημα που παρουσιάζεται έχει να κάνει με τις υδρολογικές συνθήκες. Ο λόγος είναι πρώτον ότι οι υδρολογικές συνθήκες είναι μία παράμετρος που αφορά τις υδροηλεκτρικές μονάδες (μεγάλες και μικρές) και συνεπώς δεν προσομοιώνονται σωστά στο WASP-IV οι υπόλοιπες Α.Π.Ε. (διότι αν ενεργοποιηθούν οι υδρολογικές συνθήκες στο WASP-IV επηρεάζουν όλες τις Α.Π.Ε.) και δεύτερον διότι οι υδροηλεκτρικές μονάδες βρίσκονται διάσπαρτες σε όλο το Ε.Δ.Σ. και οι υδρολογικές συνθήκες διαφέρουν από περιοχή σε περιοχή. Περισσότερη ανάλυση γίνεται στο Κεφάλαιο 3.5.1.2.

3.5.1.1. Δεδομένα εισαγωγής

Στο τμήμα αυτό εισάγονται: το πρώτο και το τελευταίο έτος της μελέτης, ο αριθμός των περιόδων ανά έτος, το πλήθος των υδρολογικών συνθηκών και η πιθανότητα εμφάνισης της κάθε υδρολογικής συνθήκης (το άθροισμα των πιθανοτήτων των υδρολογικών συνθηκών είναι ίσο με 1 – δηλαδή 100%) [IAEA, 2000].

Το πλήθος των ετών της μελέτης μπορεί να είναι μέχρι και 30. Το WASP-IV υπολογίζει την κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και τη ζήτηση σε φορτίο για όλα τα έτη της μελέτης. Για να έχει όμως τη δυνατότητα αυτών των υπολογισμών, θα πρέπει να εισαχθούν τα δεδομένα ζήτησης φορτίου για το πρώτο τουλάχιστον έτος της μελέτης (όσα περισσότερα έτη τόσο ακριβέστεροι και οι υπολογισμοί). Ο λόγος είναι ότι το WASP-IV υπολογίζει την κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και τη ζήτηση σε φορτίο για όλα τα έτη της μελέτης βασιζόμενο στις ΑΑ.Κ.Δ.Φ. παλαιότερων ετών που θέτει ο χρήστης σαν δεδομένα.

Επίσης είναι καλό να επιλέγεται το τελευταίο από τα παρελθόντα έτη, ως έτος επιβεβαίωσης της ορθής λειτουργίας του WASP-IV, στο οποίο έτος τα αποτελέσματα του λογισμικού μπορούν να συγκριθούν με την πραγματική κατάσταση. Συνεπώς σαν έτος βάσης και ουσιαστικά σαν πρώτο έτος της μελέτης, καλό είναι να επιλέγεται το τρέχον έτος της μελέτης, δηλαδή το πραγματικό έτος στο οποίο ξεκινάει η μελέτη.

Για παράδειγμα, για την παρούσα διατριβή, τα δεδομένα ξεκίνησαν να εισάγονται στις αρχές του 2009 και συνεπώς το έτος 2009, ήταν το πρώτο έτος της μελέτης.

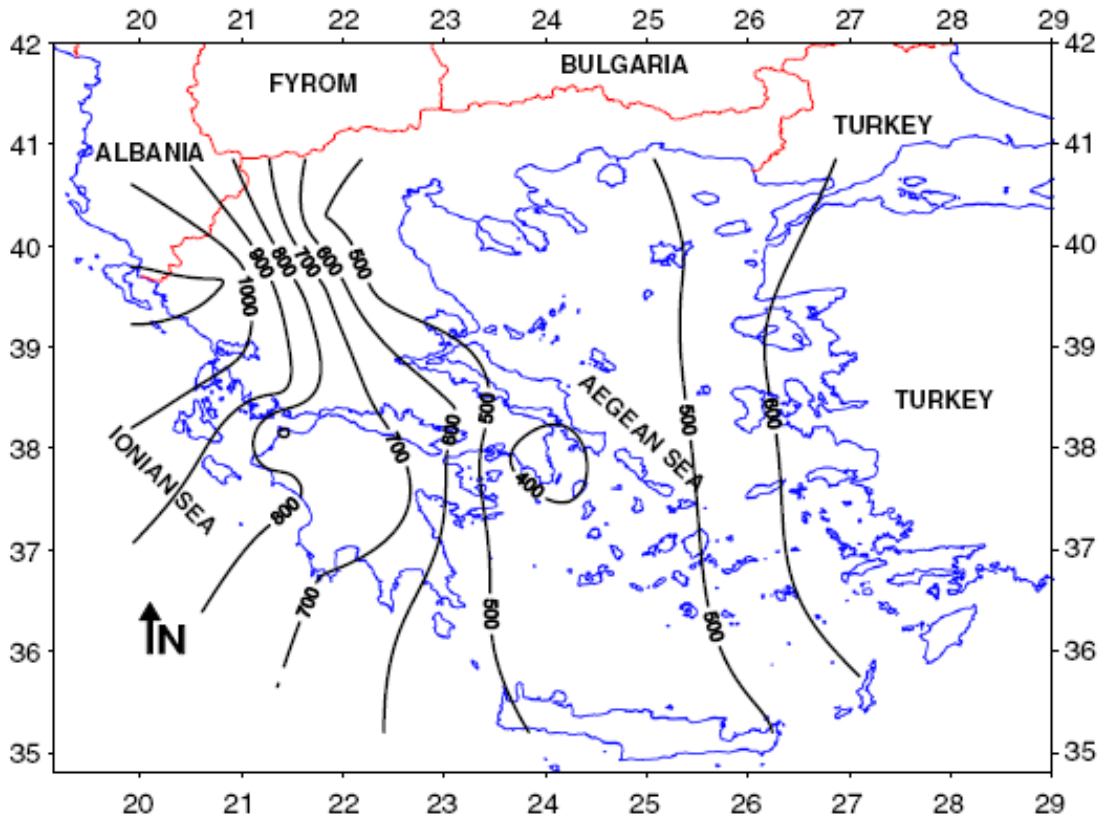
Το πλήθος των περιόδων για κάθε έτος της μελέτης μπορεί να είναι από 1 έως 12. Είναι σαφές ότι όσο περισσότερες είναι οι περίοδοι, τόσο πιο ορθά και αναλυτικά είναι τα αποτελέσματα και η προσομοίωση του υπό μελέτη ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

Τέλος το πλήθος των υδρολογικών συνθηκών μπορεί να είναι από 1 μέχρι 5 και μαζί εισάγονται και οι πιθανότητες εμφάνισης της κάθε μίας. Όσοι χρήστες επιλέγουν να εισάγουν πάνω από 1 υδρολογική συνθήκη (οι περισσότεροι χρήστες εισάγουν 1), συνήθως εισάγουν 4 ώστε να αντικατοπτρίζουν έτσι τις τέσσερις εποχές του έτους [Forum, 2006 – 2009; Καραγιάννης, 2006; Δαγούμας, 2006; Πουλλικκάς, 2007].

3.5.1.2. Προβλήματα στο Common Case Data

Μεγάλο πρόβλημα του WASP-IV, είναι ότι δεν είναι σχεδιασμένο να διαχειρίζεται τις Α.Π.Ε. με εξαίρεση τα υδροηλεκτρικά. Αλλά ακόμα και με τα υδροηλεκτρικά παρουσιάζεται το πρόβλημα του ότι οι πιθανότητες εμφάνισης των υδρολογικών συνθηκών, αποτελούν στοχαστικό μέγεθος. Ενδεχομένως να ακούγεται περίεργο το πώς είναι δυνατό ένα module στο οποίο δεν εκτελούνται υπολογισμοί να παρουσιάζει προβλήματα. Ο λόγος είναι ότι οι υδρολογικές συνθήκες πρέπει να εισαχθούν στο Common Case Data και αν δεν εισαχθούν σωστά θα επιφέρουν προβλήματα, δυσλειτουργίες και λανθασμένα αποτελέσματα σε όλη την υπόλοιπη μελέτη.

Αναφορικά με τις πιθανότητες εμφάνισης των υδρολογικών συνθηκών, ακόμα και να υπάρχουν στατιστικά δεδομένα παλαιότερων ετών γύρω από τις υδρολογικές συνθήκες μιας περιοχής, η πρόβλεψη της αποτελεί στοχαστικό μέγεθος [Vlachou et al., 1995; Yamayee, 1985]. Ο λόγος είναι ότι οι υδρολογικές συνθήκες επηρεάζονται κυρίως από τις βροχοπτώσεις οι οποίες επιπρόσθετα διαφοροποιούνται από περιοχή σε περιοχή. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι για την περίπτωση της ηπειρωτικής Ελλάδος (της οποίας το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα μελετάται) οι βροχοπτώσεις κυμαίνονται από περιοχή σε περιοχή μεταξύ 400 mm H₂O και 1100 mm H₂O (βλ. Σχήμα 3.1) [Kaldellis, 2008]. Επιπρόσθετα ο τρόπος διαχείρισης των υδάτινων πόρων (ύδρευση, άρδευση, προστασία βιοτόπων – οικοσυστημάτων κ.α.) μπορεί να επηρεάσει τη διαθεσιμότητα τους για χρήση στις υδροηλεκτρικές μονάδες [Koutsoyiannis and Baloutsos, 2000; Κουτσογιάννης και Ξανθόπουλος, 1999; Μπακιρτζής, 1998] και συνεπώς τις υδρολογικές συνθήκες που θα εισαχθούν σαν δεδομένα στο WASP-IV.



Σχήμα 3.1. Μέσες ετήσιες τιμές βροχοπτώσεων στην Ελλάδα (σε mm H₂O) κατά την περίοδο 1950 – 2001

Επίσης, όπως αναφέρεται και στην περιγραφή του τμήματος FIXSYS (Υποκεφάλαιο 5.3), οι υπόλοιπες Α.Π.Ε. εισάγονται μαζί με τα υδροηλεκτρικά. Αυτό σημαίνει ότι το WASP-IV τις θεωρεί υδροηλεκτρικές μονάδες και συνυπολογίζει στην ηλεκτροπαραγωγή τους, τις υδρολογικές συνθήκες. Αυτό σαφώς οδηγεί σε εσφαλμένα αποτελέσματα αναφορικά με τις υπόλοιπες Α.Π.Ε.

Προκειμένου λοιπόν να εισαχθούν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και άλλες Α.Π.Ε. και να αποφευχθούν τα σφάλματα από τις διαφορετικές υδρολογικές συνθήκες των περιοχών (αναφορικά με τα υδροηλεκτρικά), συνήθως οι χρήστες του WASP-IV επιλέγουν να εισάγουν μία υδρολογική συνθήκη με πιθανότητα εμφάνισης 100% [Forum, 2006 – 2009; Καραγιάννης, 2006; Δαγούμας, 2006; Πουλλικκάς, 2007]. Έτσι οι υδρολογικές συνθήκες δεν συνυπολογίζονται και δεν επηρεάζουν τα αποτελέσματα. Αναφορικά τώρα με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της κάθε μονάδας Α.Π.Ε. και το πώς διαφοροποιείται μέσα στη διάρκεια του έτους, ο χρήστης μπορεί να εισάγει στο WASP-IV την αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της κάθε μίας μονάδας Α.Π.Ε. ξεχωριστά για την κάθε μία περίοδο του κάθε έτους (στην παρούσα μελέτη η μία περίοδος του έτους, θα είναι ο ένας μήνας του έτους).

Για καλύτερη κατανόηση, αναφέρεται σαν παράδειγμα το τι έγινε στην παρούσα διατριβή. Τα στατιστικά στοιχεία που καταγράφουν τη μηνιαία ηλεκτροπαραγωγή των εν λειτουργία Α.Π.Ε. στο Ε.Δ.Σ., μπορούν να καλύψουν τη μη-χρήση των υδρολογικών συνθηκών. Οι Α.Π.Ε. που λειτουργούν στο Ε.Δ.Σ. παρουσιάζουν εξάπλωση σε όλη την επικράτεια του. Συνεπώς, με βάση αυτών των στατιστικών στοιχείων και υποθέτοντας προσθήκη νέων μονάδων Α.Π.Ε. με ανάλογη εξάπλωση,

μπορεί να υπολογιστεί θεωρητικά η μηνιαία ηλεκτροπαραγωγή και των νέων μονάδων Α.Π.Ε.

Με αυτόν τον τρόπο (και δεδομένου ότι τα μηνιαία στατιστικά στοιχεία είναι αναλυτικότερα από τα ετήσια) η κάθε μονάδα που εισάγεται στο WASP-IV, μπορεί να έχει τα δικά της ιδιαίτερα χαρακτηριστικά. Περισσότερες λεπτομέρειες παρέχονται στην περιγραφή του τμήματος FIXSYS (Κεφάλαιο 3.5.3).

3.5.2. Module 1: LOADSY

Στο τμήμα LOADSY εισάγονται δεδομένα σχετικά με τη ζήτηση σε φορτίο και δίδει σαν αποτελέσματα την αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τις καμπύλες φορτίου. Προβλήματα και δυσλειτουργίες σε αυτό το τμήμα δεν υπάρχουν.

3.5.2.1. Δεδομένα εισαγωγής

Στο LOADSY πρέπει απαραίτητα να εισαχθούν τα φορτία αιχμής για όλα τα έτη της μελέτης, τα φορτία αιχμής για κάθε περίοδο τουλάχιστον του πρώτου παρελθόντος έτους της μελέτης (στην παρούσα διατριβή είναι το 2002) και οι συνημιτονοειδείς όροι της κατά Fourier ανάλυσης της Ανεστραμμένης Ανηγμένης Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου (Α.Α.Κ.Δ.Φ.) κάθε περιόδου τουλάχιστον του πρώτου έτους της μελέτης. Με τον όρο «συνημιτονοειδείς όροι της κατά Fourier ανάλυσης της Α.Α.Κ.Δ.Φ.» πρακτικά εννοούνται δεδομένα που εκφράζουν τα επιμέρους φορτία της περιόδου ως ποσοστό του φορτίου αιχμής της περιόδου και η διάρκεια αυτών [IAEA, 2000].

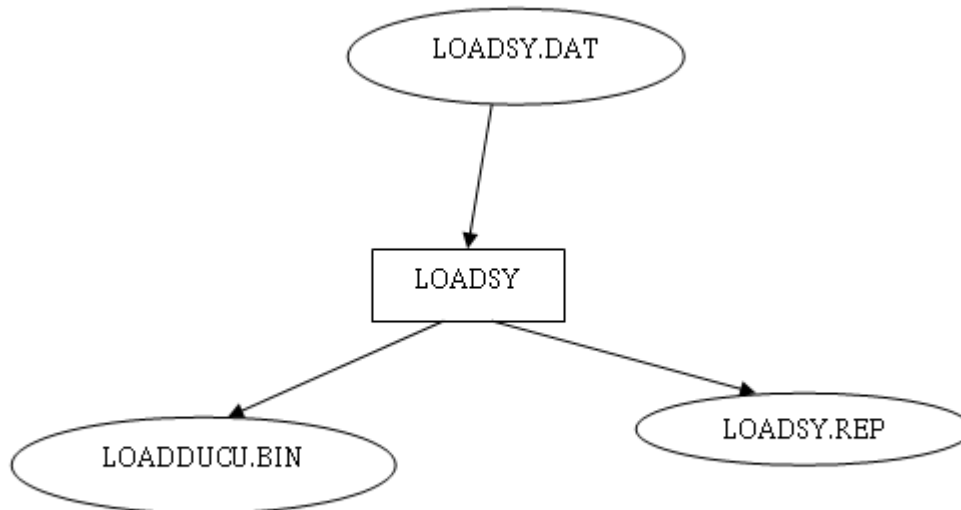
Δεδομένου τώρα ότι το WASP-IV υπολογίζει βάση των δεδομένων εισαγωγής παρελθόντων ετών, την Α.Α.Κ.Δ.Φ. για όλα τα υπόλοιπα έτη, γίνεται σαφές ότι όσο περισσότερα είναι τα παρελθόντα έτη κατά τα οποία ο χρήστης εισάγει τα παραπάνω δεδομένα, τόσο ποιο ακριβή είναι τα αποτελέσματα.

Επίσης ο χρήστης, αντί για την εισαγωγή των συνημιτονοειδών όρων της κατά Fourier ανάλυσης της Α.Α.Κ.Δ.Φ., μπορεί να εισάγει ένα πολυώνυμο 5^{ου} βαθμού το οποίο θα περιγράφει ουσιαστικά την Ανεστραμμένη Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου της κάθε περιόδου του κάθε παρελθόντος έτους της μελέτης. Από το πολυώνυμο αυτό (που είναι της μορφής $y = ax^5 + bx^4 + cx^3 + dx^2 + ex + f$) εισάγονται σαν δεδομένο στο WASP-IV οι συντελεστές (a, b, c, d, e και f) οι οποίοι θα πρέπει πρώτα να υπολογιστούν από το χρήστη έτσι ώστε να περιγράφεται, από το πολυώνυμο, η Ανεστραμμένη Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου της κάθε περιόδου. Κατόπιν το WASP-IV δίδει την Α.Α.Κ.Δ.Φ. [IAEA, 2000]. Για τον χρήστη δεν υπάρχει κάποιος ιδιαίτερος λόγος να επιλέξει να εισάγει τους συνημιτονοειδείς όρους ή το πολυώνυμο, καθότι τα τελικά αποτελέσματα είναι περίπου τα ίδια. Συνήθως, επιλέγονται οι συνημιτονοειδείς όροι διότι απαιτούν λιγότερη επεξεργασία και συνεπώς υπάρχει μικρότερος κίνδυνος σφαλμάτων.

3.5.2.2. Λειτουργία και αποτελέσματα

Το LOADSY επεξεργάζεται δεδομένα τα οποία περιγράφουν την αιχμή και την καμπύλη διάρκειας του φορτίου για κάθε περίοδο και κάθε έτος της μελέτης του ηλεκτρικού συστήματος. Χρησιμοποιεί ένα αρχείο εισόδου το “LOADSY.DAT” το

οποίο διαμορφώνει κατάλληλα ο χρήστης και παράγει δύο αρχεία εξόδου τα “LOADDUCU.BIN” και “LOADSY.REP”, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.2. Το “LOADDUCU.BIN” περιέχει πληροφορίες σχετικές με το φορτίο του συστήματος και χρησιμοποιείται από τα επόμενα τμήματα του προγράμματος. Το “LOADSY.REP” είναι μια αναφορά των αποτελεσμάτων που παρήχθησαν κατά την εκτέλεση του “LOADSY.DAT”. Ο χρήστης θα πρέπει να μελετήσει με προσοχή την αναφορά αυτή με σκοπό να επιβεβαιώσει την επιτυχή εκτέλεση του LOADSY πριν προχωρήσει στο επόμενο τμήμα του προγράμματος [IAEA, 2000].



Σχήμα 3.2. Σχηματική παράσταση του τρόπου λειτουργίας του LOADSY

Το WASP-IV στο τμήμα LOADSY αρχικά υπολογίζει τις Α.Α.Κ.Δ.Φ. των μελλοντικών ετών, συνυπολογίζοντας την μέση ετήσια διακύμανση των Α.Α.Κ.Δ.Φ των ετών που έχουν εισαχθεί ως δεδομένα και το φορτίο αιχμής του αντίστοιχου έτους (του έτους δηλαδή τη ζήτηση του οποίου περιγράφει η Α.Α.Κ.Δ.Φ.). Τον υπολογισμό τον κάνει με την κατά Fourier ανάλυση [IAEA, 2000]. Πρακτικά και απλοποιημένα, αυτό το οποίο κάνει το WASP-IV όταν θέλει να υπολογίσει την Α.Α.Κ.Δ.Φ. ενός έτους, είναι να μετατοπίσει την Α.Α.Κ.Δ.Φ. του προηγούμενου έτους κατά ένα ποσοστό που είναι ίσο με την αύξηση του φορτίου αιχμής του ζητούμενου έτους σε σχέση με το φορτίο αιχμής του προηγούμενου. Θα πρέπει να τονιστεί ότι η διαδικασία αυτή γίνεται αρχικά για την κάθε περίοδο του κάθε έτους και κατόπιν ανά έτος. Η διαμόρφωση των Α.Α.Κ.Δ.Φ. όλων των μελλοντικών ετών της μελέτης (δίνοντας σαν παράδειγμα την παρούσα διατριβή, η αναφορά γίνεται για τα έτη από το 2008 μέχρι και το 2030), είναι ίδια με τη μέση διαμόρφωση των Α.Α.Κ.Δ.Φ. των παρελθόντων ετών που εισάγονται σαν δεδομένα (πάλι με παράδειγμα την παρούσα διατριβή, αναφέρονται τα έτη 2002 – 2007).

Από τις Α.Α.Κ.Δ.Φ. τις κάθε περιόδου των μελλοντικών ετών υπολογίζει την συνολική αναμενόμενη κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια για όλες τις περιόδους όλων των ετών βάση της Συνάρτησης 3.1.

$$E_{i,y} = \int_0^T P_{i,y}(t) dt \quad (3.1)$$

Όπου:

i: περίοδος του έτους από το σύνολο των περιόδων που ορίζει ο χρήστης ($1 \leq i \leq 12$)

y: έτος της μελέτης ($1 \leq y \leq 30$)

$E_{i,y}$: αναμενόμενη κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια την περίοδο i του έτους y

$P_{i,y}(t)$: μέσο ωριαίο φορτίο της ώρας t, της περιόδου i, του έτους y

T: σύνολο των ωρών (συνήθως 8670 h, για ένα έτος)

3.5.3. Module 2: FIXSYS

Το τμήμα FIXSYS επεξεργάζεται δεδομένα τα οποία περιγράφουν το ήδη υπάρχον σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και όλες τις προαποφασισμένες προσθήκες ή αφαιρέσεις μονάδων. Επίσης επεξεργάζεται τα δεδομένα τα οποία αφορούν τους περιορισμούς τους οποίους θέτει ο χρήστης. Οι δυσλειτουργίες και τα προβλήματα τα οποία εμφανίζονται σε αυτό το τμήμα, αφορούν την είσοδο μονάδων Α.Π.Ε. στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (εκτός των υδροηλεκτρικών) και τους περιορισμούς [IAEA, 2000].

3.5.3.1. Δεδομένα εισαγωγής

Τα δεδομένα του FIXSYS περιγράφουν τις υπάρχουσες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του υπό μελέτη συστήματος (θερμικές και Α.Π.Ε.), όλες τις προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων καθώς και δεδομένα αναφορικά με τους περιορισμούς.

Θερμικές μονάδες

Αναφορικά με τις θερμικές μονάδες, ο χρήστης πρώτα ορίζει τους τύπους των μονάδων (οι τύποι των μονάδων ορίζονται συνήθως βάση του καυσίμου που χρησιμοποιούν και της τεχνολογίας ή της παλαιότητάς τους). Κατόπιν εισάγει όλες τις μονάδες που λειτουργούν ήδη στο σύστημα ή που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα λειτουργήσουν στο σύστημα και τα τεχνικά και οικονομικά δεδομένα τους. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι ο χρήστης μπορεί να εισάγει στο FIXSYS και σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής (όχι μόνο μεμονωμένες μονάδες) όμως οι μονάδες τους θα πρέπει να είναι ακριβώς ίδιες. Τέλος εισάγεται το έτος κατά το οποίο εισέρχονται ή αποσύρονται οι μονάδες από το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα, εάν φυσικά οι αποσύρσεις και οι εντάξεις των μονάδων γίνονται μέσα στην περίοδο της μελέτης [IAEA, 2000].

Μονάδες Α.Π.Ε.

Ο χρήστης πρέπει πρώτα να ορίσει δύο τύπους μονάδων. Αν οριστούν πάνω από μία υδρολογική συνθήκη τότε, για την αποφυγή σφαλμάτων, οι δύο τύποι θα πρέπει να είναι μόνο υδροηλεκτρικές μονάδες. Στην περίπτωση κατά την οποία οριστεί μία μόνο υδρολογική συνθήκη, τότε ο χρήστης μπορεί να ορίσει τον ένα τύπο να

αναφέρεται στα υδροηλεκτρικά και ένα άλλον για τις υπόλοιπες Α.Π.Ε. Ιδιαίτερα για το Ε.Δ.Σ. (Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα) οι χρήστες συνήθως επιλέγουν τον ένα τύπο για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά και τον άλλον για τις υπόλοιπες Α.Π.Ε. Αυτό γίνεται λόγω της ιδιαιτερότητας που παρουσιάζει η χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων στην Ελλάδα (βλ. Κεφάλαιο 2) [Καραγιάννης, 2006; Δαγούμας, 2006].

Κατόπιν ο χρήστης εισάγει τις μονάδες που λειτουργούν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα, την εγκατεστημένη ισχύ τους και την μέση υπολογιζόμενη ηλεκτροπαραγωγή ανά περίοδο και έτος (εδώ ο χρήστης έχει τη δυνατότητα όχι μόνο να καλύψει την έλλειψη υδρολογικών συνθηκών, αλλά και να βελτιστοποιήσει τα αποτελέσματα, αρκεί να χρησιμοποιεί όσο το δυνατό μεγαλύτερο πλήθος περιόδων – μέγιστο οι 12 περίοδο).

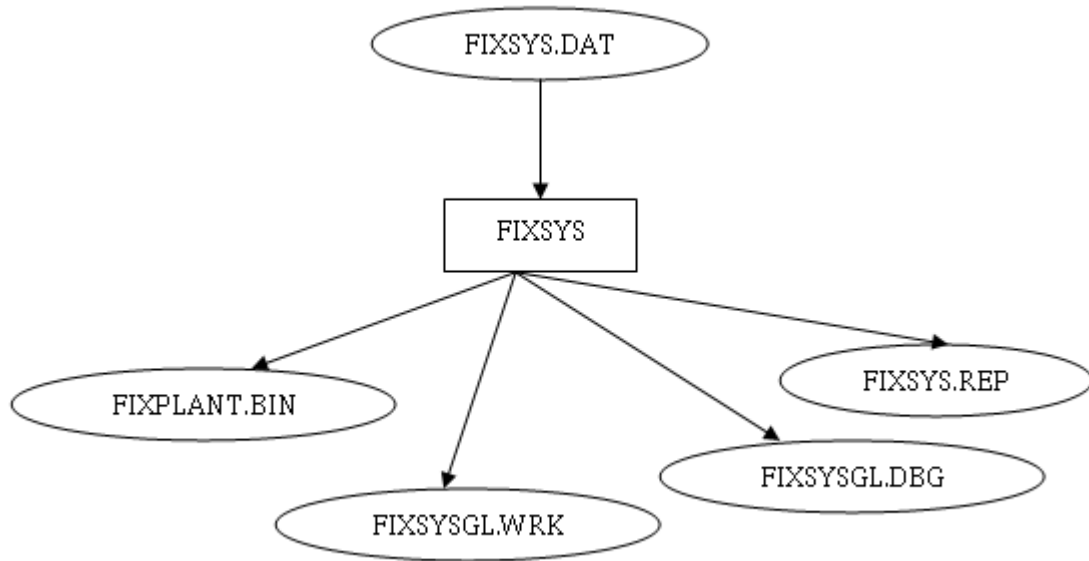
Τέλος ο χρήστης μπορεί να εισάγει και υδραντλητικές μονάδες σαν ξεχωριστή κατηγορία μονάδων. Η επιλογή όμως των υδραντλητικών, σπάνια ενεργοποιείται από τους μελετητές του Ε.Δ.Σ., καθώς η χρήση τους είναι περιορισμένη και προκαθορισμένη βάση των συνδυασμένων αναγκών της κατανάλωσης, της ύδρευσης και της άρδευσης (της ύδρευσης και της άρδευσης των περιοχών στις οποίες βρίσκονται). Συνεπώς οι υδραντλητικές μονάδες, εισάγονται στο σύστημα μαζί με τα υδροηλεκτρικά [Καραγιάννης, 2006; Δαγούμας, 2006].

Περιορισμοί

Το πλήθος των περιορισμών οι οποίοι θα είναι ενεργοί (από κανένας έως όλους) καθορίζεται από το χρήστη και έχει να κάνει με τους περιορισμούς που τίθενται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα το οποίο μελετά. Οι περιορισμοί αφορούν τις εκπομπές αέριων ρύπων, τη διαθέσιμη ποσότητα καυσίμου, τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες και την θερμότητα που καταναλώνεται (η οποία προέρχεται από το καύσιμο) για την ηλεκτροπαραγωγή. Τα όρια των περιορισμών επίσης καθορίζονται από το χρήστη [IAEA, 2000].

3.5.3.2. Λειτουργία και αποτελέσματα

Υπάρχει ένα αρχείο εισόδου το οποίο είναι το “FIXSYS.DAT”. Μετά από την εκτέλεση του FIXSYS παράγονται τέσσερα αρχεία, τα οποία και ονομάζονται “FIXPLANT.BIN”, “FIXSYSGL.WRK”, “FIXSYSGL.DBG” και “FIXSYS.REP”. Τα “FIXPLANT.BIN” και “FIXSYSGL.WRK” χρησιμοποιούνται από επόμενα τμήματα του προγράμματος. Το “FIXSYSGL.DBG” είναι ένα αρχείο απασφαλμάτωσης. Τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του FIXSYS συμπεριλαμβάνονται στο αρχείο “FIXSYS.REP” (βλ. Σχήμα 3.3) [IAEA, 2000].



Σχήμα 3.3. Σχηματική παράσταση του τρόπου λειτουργίας του FIXSYS

Το μοναδικό αποτέλεσμα του FIXSYS είναι η οικονομική σειρά ένταξης των θερμικών μονάδων στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Το αποτέλεσμα αυτό βασίζεται στον υπολογισμό του κόστους της μίας παραγόμενης MWh [IAEA, 2000]. Θέμα υπολογισμού της οικονομικής σειράς ένταξης στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα των μονάδων Α.Π.Ε. από το WASP-IV δεν τίθεται. Ο λόγος είναι ότι οι μονάδες Α.Π.Ε. θεωρούνται (από το WASP-IV) και είναι (και στην πραγματικότητα) οικονομικότερες κατά τη λειτουργία του και συνεπώς εισάγονται κατά προτεραιότητα. Κάτι τέτοιο ισχύει και στο Ε.Δ.Σ. ενώ υπάρχει και σχετική νομοθεσία (κοινοτική και ελληνική) που το επιβάλλει [Directive 2001/77/EC; N. 3468/2006].

Βάση των δεδομένων εισαγωγής στο τμήμα FIXSYS και των αποτελεσμάτων του, προκύπτει ότι η οικονομική σειράς ένταξης των θερμικών μονάδων στο σύστημα βασίζεται στη Συνάρτηση 3.2 η οποία υπολογίζει το κόστος της θερμικής MWh.

Συνάρτηση κόστους θερμικής MWh

$$C_{MWh} = C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{Fuel} \quad (3.2)$$

Όπου:

C_{MWh} : κόστος θερμικής MWh (€/MWh)

$C_{FO\&M}$: σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)

$C_{VO\&M}$: μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)

C_{Fuel} : κόστος καυσίμου για την παραγωγή μίας θερμικής MWh (€/MWh)

Το κόστος καυσίμου για την παραγωγή μίας θερμικής MWh υπολογίζεται από τη Συνάρτηση 3.3.

$$C_{Fuel} = 1/n * F * TV \quad (3.3)$$

Όπου:

n: βαθμός απόδοσης της μονάδος

F: κόστος του καυσίμου (€/kg)

TV: θερμογόνος δύναμη του καυσίμου (kg/MWh)

3.5.3.3. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο FIXSYS

Τα προβλήματα και οι δυσλειτουργίες που παρουσιάζει το WASP-IV στο τμήμα FIXSYS, έχουν να κάνουν με τον τρόπο που διαχειρίζεται τους περιορισμούς και με τον τρόπο που διαχειρίζεται τις Α.Π.Ε. σε σχέση με τις υδρολογικές συνθήκες.

Περιορισμοί

Το WASP-IV δημιουργήθηκε με σκοπό να δικαιολογήσει τη χρήση της πυρηνικής ενέργειας για την ηλεκτροπαραγωγή. Αυτό γίνεται ιδιαίτερα σαφές από το user's manual, όπου σε αρκετά σημεία γίνεται ιδιαίτερη αναφορά στις πυρηνικές μονάδες παρά του ότι το ίδιο το λογισμικό δεν τις διαχειρίζεται με διαφορετικό τρόπο από ότι τις υπόλοιπες θερμικές μονάδες [IAEA, 2000].

Βάση λοιπόν αυτής της διαπίστωσης μπορούν να εξηγηθούν και οι περιορισμοί που μπορεί να θέσει ο χρήστης καθώς και ο τρόπος που τους διαχειρίζεται το WASP-IV.

Ο τρόπος διαχείρισης των περιορισμών από το WASP-IV δίδεται με το εξής παράδειγμα: Έστω ότι ένας χρήστης ενεργοποιήσει τον περιορισμό αναφορικά με την εκπομπή αέριων ρύπων και έστω ότι ο ρύπος αυτός είναι το CO₂. Τότε το WASP-IV θέτει σε λειτουργία θερμικές μονάδες μέχρι το σημείο που οι εκπομπές CO₂ φτάσουν το όριο που τέθηκε. Κατόπιν, το WASP-IV δεν θέτει σε λειτουργία τις επιπλέον θερμικές μονάδες που υπάρχουν (καθότι αν αυτές τεθούν σε λειτουργία θα ξεπεράσουν το όριο των εκπομπών CO₂) παρόλο που στην πραγματικότητα μπορούν να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια δεδομένου ότι είναι διαθέσιμες για ηλεκτροπαραγωγή. Αποτέλεσμα είναι να εμφανίζονται μεγάλες απώλειες φορτίου και ποσά μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, τη στιγμή που στην πραγματικότητα κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει αφού οι θερμικές μονάδες που δεν λειτουργούν είναι διαθέσιμες. Έτσι παρουσιάζονται αδυναμίες μοντελοποίησης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, καθότι αυτό που πραγματικά συμβαίνει είναι να αγοράζουν τα κράτη ή οι εταιρίες δικαιώματα εκπομπών και όχι να διακόπτουν τη λειτουργία των μονάδων ή να μην τις εισάγουν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα [Directives 2003/87/EC and 2009/29/EC].

Αναλύοντας λοιπόν τους περιορισμούς που έχει δυνατότητα να ενεργοποιήσει ο χρήστης προκύπτουν και οι λόγοι δημιουργίας του WASP-IV καθώς και οι λόγοι για τους οποίους σχεδιάστηκαν οι περιορισμοί να λειτουργούν με τον τρόπο που αναφέρθηκε:

- Όρια στις εκπομπές έως δύο αέριων ρύπων και στην κατανάλωση καυσίμου:
Το WASP δημιουργήθηκε το 1972 στις Η.Π.Α. οι οποίες μέχρι τότε είχαν σαν βασικά καύσιμα για την ηλεκτροπαραγωγή το πετρέλαιο και τον άνθρακα [Πηλαβάκης, 2003]. Η έκδοση WASP-IV όπου δίδεται η δυνατότητα στο χρήστη να εισάγει περιορισμούς δημιουργήθηκε την περίοδο 1992 – 1996 και οι προεπιλεγμένοι ρύποι του WASP-IV στους οποίους μπορεί ο χρήστης να θέσει περιορισμούς είναι το SO₂ και το NO_x [IAEA, 2000]. Οι δύο αυτοί ρύποι είναι οι κυριότεροι ρύποι του πετρελαίου και του άνθρακα (αν εξαιρεθεί το CO₂). Αν τώρα συνυπολογιστεί ότι η περίοδος 1972 – 1992 περιλαμβάνει και τις δύο

μεγάλες πετρελαϊκές κρίσεις (1973 – Αραβοισραηλινή διένεξη και 1979 – Πόλεμος Ιράν-Ιράκ) [Πηλαβάκης, 2003] γίνεται σαφές ότι ο σκοπός για τον οποίο τέθηκαν οι δύο αυτοί περιορισμοί είναι η προώθηση της πυρηνικής ενέργειας, η οποία παράγει ελάχιστους έως μηδενικούς αέριους ρύπους [Chatzimouratidis and Pilavachi, 2008] ενώ τα πυρηνικά καύσιμα είναι διαθέσιμα σε μεγάλες ποσότητες, χαμηλές τιμές και από φιλικά προσκεείμενες χώρες [Πηλαβάκης, 2003]. Επίσης ο χρήστης, έχει τη δυνατότητα να αλλάξει τους προεπιλεγόμενους ρύπους με κάποιους άλλους όπως για παράδειγμα το CO₂. Και πάλι όμως ενισχύεται η χρήση των πυρηνικών καυσίμων. Βασική παράμετρος που οδήγησε σε αυτά τα συμπεράσματα, είναι ο τρόπος με τον οποίο το WASP-IV διαχειρίζεται τους περιορισμούς.

- Όριο στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και στο χρησιμοποιούμενο ποσό θερμότητας για ηλεκτροπαραγωγή:

Κανένα από τα δύο αυτά όρια δεν αφορά τις συμβατικές θερμικές μονάδες (τόσο στην Ελλάδα όσο και παγκοσμίως). Είναι δύο όρια που αφορούν κατά κύριο λόγο τις πυρηνικές μονάδες [Δαγούμας, 2006, Καραγιάννης, 2006].

Σύμφωνα λοιπόν με την ανάλυση των περιορισμών που μπορεί να θέσει ο χρήστης και βάση της εμπειρίας που αποκτήθηκε από τη χρήση του WASP-IV κατά τη διάρκεια αυτής της διατριβής, παρατηρήθηκε ότι η ενεργοποίηση και η χρήση των περιορισμών αποτελεί ένα από τα προβλήματα του WASP-IV.

Τα προβλήματα λοιπόν που προκύπτουν, είναι ότι χωρίς την ενεργοποίηση του περιορισμού για τις εκπομπές CO₂, πρώτον δεν υπολογίζονται τα εκπεμπόμενα CO₂ και δεύτερον ότι επηρεάζεται το τελικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής αφού αυτό δεν συμπεριλαμβάνει το κόστος του CO₂ (βλ. Συνάρτηση 3.2).

Η επίλυση του προβλήματος αναφορικά με την ποσότητα και το κόστος των εκπεμπόμενων CO₂ σε αυτήν τη διατριβή έγινε με τη χρήση του excel, όπου υπολογίστηκαν οι εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂ και το συνολικό κόστος αυτών. Οι υπολογισμοί αυτοί έγιναν βάση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες, που αποτελεί αποτέλεσμα του WASP-IV. Δεδομένου μάλιστα του ότι οι λιγνιτικές μονάδες φορτίζονται στη διάρκεια της μελέτης κατά 87% και οι φυσικού αερίου κατά 84% (τιμές σύμφωνα με τη Δ.Ε.Η.) είναι αποδεκτές και αρκετά πραγματικές, η προσομοίωση του συστήματος κρίθηκε άκρως ικανοποιητική.

Η επίλυση του προβλήματος μετακύλισης του κόστους του CO₂ στο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής MWh έγινε συνυπολογίζοντας το κόστος αυτό, στο κόστος καυσίμου.

A.Π.Ε. και υδρολογικές συνθήκες

Όπως ειπώθηκε στο Κεφάλαιο 3.5.1, είναι προτιμότερο να εισαχθεί μόνο μία υδρολογική συνθήκη με πιθανότητα εμφάνισης 100%. Έτσι μπορούν να εισαχθούν και οι υπόλοιπες μονάδες Α.Π.Ε. εκτός των υδροηλεκτρικών. Το πρόβλημα όμως το οποίο προκύπτει, είναι ότι το WASP-IV θα θεωρήσει ότι όλες τις περιόδους του έτους οι Α.Π.Ε. παράγουν την ίδια ποσότητα ενέργειας. Ποιο απλά ότι όλο το χρόνο η ένταση των ανέμων για τα αιολικά, η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας για τα φωτοβολταϊκά, η διαθεσιμότητα νερού για τα υδροηλεκτρικά κ.ο.κ. είναι η ίδια. Ο τρόπος με τον οποίον αντιμετωπίζεται αυτό το πρόβλημα, είναι να θέσει αρχικά ο

χρήστη τις μέγιστες δυνατές περιόδους (12). Έπειτα, για κάθε μια από αυτές τις περιόδους, να εισάγει την μέση μηνιαία (εφόσον τεθούν 12 περίοδοι, μπορούν αυτές να θεωρηθούν ως οι 12 μήνες του έτους) ηλεκτροπαραγωγή της κάθε μονάδας. Τα στοιχεία αυτά υπάρχουν σαν στατιστικά δεδομένα. Έτσι ο χρήστης όχι μόνο λύνει το πρόβλημα με τις υδρολογικές συνθήκες αλλά επιπλέον επιτυγχάνει και καλύτερη προσομοίωση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

3.5.4. Module 3: VARSYS

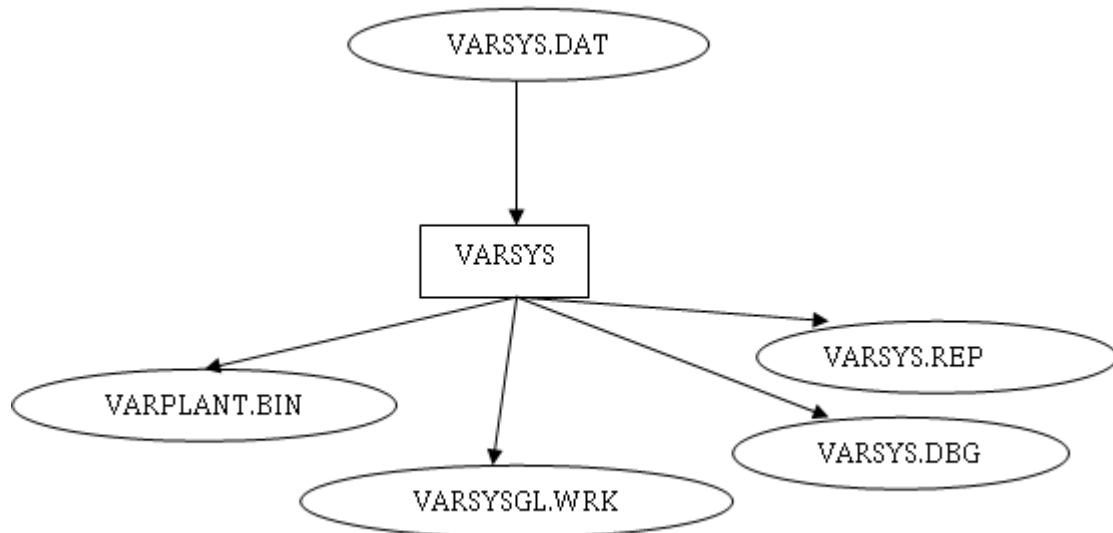
Το τμήμα αυτό επεξεργάζεται δεδομένα τα οποία περιγράφουν τις διάφορες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής οι οποίες είναι υποψήφιες προς ένταξη [IAEA, 2000]. Το βασικό αποτέλεσμα είναι η οικονομική σειρά ένταξης των μονάδων αυτών. Τα βασικά προβλήματα και οι δυσλειτουργίες είναι ακριβώς ίδια με το τμήμα FIXSYS, όπως ίδιος ακριβώς είναι και ο τρόπος αντιμετώπισής τους. Επιπρόσθετα παρουσιάζεται πρόβλημα με το πλήθος των υποψήφιων προς ένταξη Α.Π.Ε.

3.5.4.1. Δεδομένα εισαγωγής

Τα δεδομένα τα οποία εισάγονται στο τμήμα VARSYS είναι ακριβώς τα ίδια με αυτά που εισάγονται στο τμήμα FIXSYS. Μόνη διαφορά είναι ότι αναφορικά με τις θερμικές μονάδες, ο χρήστης εισάγει τύπους διαφορετικών μονάδων με τις οποίες πρόκειται να αναπτύξει το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και τις οποίες μπορεί να χρησιμοποιήσει όσες φορές επιθυμεί. Αντίθετα με τις θερμικές μονάδες, οι υποψήφιες προς ένταξη μονάδες Α.Π.Ε. έχουν πεπερασμένο αριθμό (30 για κάθε τύπο μονάδας Α.Π.Ε.) και συνεπώς μπορούν να εισαχθούν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα μόνο 60 νέες μονάδες Α.Π.Ε. [IAEA, 2000].

3.5.4.2. Λειτουργία και αποτελέσματα

Το VARSYS όπως ακριβώς και το FIXSYS χρησιμοποιεί πέντε αρχεία, ένα αρχείο εισόδου και τέσσερα αρχεία εξόδου. Το αρχείο εισόδου είναι το “VARSYS.DAT” και προετοιμάζεται κατάλληλα από τον χρήστη. Τα αρχεία “VARPLANT.BIN” και “VARSYSGL.WRK” δημιουργούνται με σκοπό να αποθηκεύσουν δεδομένα τα οποία χρησιμοποιούνται από τα επόμενα τμήματα του προγράμματος. Το “VARSYSGL.DBG” είναι ένα αρχείο αποσφαλμάτωσης. Τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του VARSYS συμπεριλαμβάνονται στο αρχείο “VARSYS.REP” (Σχήμα 3.4) [IAEA, 2000].



Σχήμα 3.4. Σχηματική παράσταση του τρόπου λειτουργίας του VARSYS

Οι συναρτήσεις τις οποίες χρησιμοποιεί το VARSYS είναι ακριβώς οι ίδιες με αυτές του FIXSYS και το κυριότερο αποτέλεσμα είναι η οικονομική σειρά ένταξης των μονάδων.

3.5.4.3. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο VARSYS

Οι δυσλειτουργίες που παρουσιάζονται λόγω των περιορισμών και των υδρολογικών συνθηκών στο τμήμα VARSYS αντιμετωπίζονται ακριβώς με τον ίδιο τρόπο όπως και στο τμήμα FIXSYS.

Το πρόβλημα σχετικά με τις υποψήφιες προς ένταξη Α.Π.Ε. είναι ότι ο αριθμός τους είναι πεπερασμένος και συνεπώς αν ο χρήστης προτίθεται να μελετήσει σενάρια όπου εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα πολλές μονάδες Α.Π.Ε. θα αντιμετωπίσει δυσκολίες. Στην παρούσα διατριβή, το πρόβλημα αυτό αντιμετωπίστηκε ομαδοποιώντας αρχικά τις μονάδες Α.Π.Ε. ανά κατηγορία (αιολικά, φωτοβολταϊκά κ.τ.λ.). Κατόπιν έγινε νέα ομαδοποίηση ανά έτος εισαγωγής στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (το οποίο αποτέλεσε και βασικό αντικείμενο της δημιουργίας των σεναρίων), όπου οι μονάδες Α.Π.Ε. που εισάγονται, αποτελούνται ουσιαστικά από ένα σύνολο μονάδων με εγκατεστημένη ισχύ το άθροισμα της εγκατεστημένης ισχύος και παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια το άθροισμα τους.

3.5.5. Module 4: CONGEN

Στο τμήμα αυτό ο χρήστης στήνει και τρέχει τα σενάρια επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

3.5.5.1. Δεδομένα εισαγωγής

Τα δεδομένα εισαγωγής στο CONGEN είναι η ελάχιστη και η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος και το πλήθος και ο τύπος των μονάδων με τις οποίες επιθυμείται να γίνει η ανάπτυξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, από το χρήστη [IAEA, 2000].

Ελάχιστη και μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του ηλεκτρικού συστήματος

Από τα δεδομένα εισαγωγής, η ελάχιστη και η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία είναι συνήθως θέμα πολιτικής απόφασης που έχει να κάνει με το κατά πόσο θέλει ένα κράτος η μια περιοχή να έχει το ηλεκτρικό σύστημα επάρκεια δυναμικού παραγωγής [Καραγιάννης, 2006]. Τις περισσότερες φορές όμως οι χρήστες, ξεκινούν βάζοντας τα δύο αυτά στοιχεία σαν δεδομένα και συνεχίζουν μεταβάλλοντας τα, ανάλογα με το πόσο θέλουν οι ίδιοι να έχει το σύστημα που σχεδιάζουν επάρκεια δυναμικού παραγωγής [Forum, 2006 – 2009]. Στην παρούσα διατριβή επιλέχθηκε να μπουν αυτά τα δύο στοιχεία σαν δεδομένα από τη βιβλιογραφία και μέσα από αρκετές εκτελέσεις του WASP-IV να προκύψουν οι τελικές τιμές για την ελάχιστη και τη μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος, έτσι ώστε το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί, ότι μία παράμετρος που επηρεάζει την εφεδρεία του συστήματος είναι και οι Α.Π.Ε. Οι Α.Π.Ε. λόγω της στοχαστικότητας που παρουσιάζει η ηλεκτροπαραγωγή τους, δημιουργούν απαιτήσεις για αυξημένη εφεδρεία εγκατεστημένης ισχύος. Συνεπώς, όσο μεγαλύτερη είναι η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή, τόσο αυξημένες είναι και οι απαιτήσεις για εφεδρεία. Άρα, ανάλογα με το πόσες Α.Π.Ε. θα χρησιμοποιήσει ο χρήστης στα σενάρια του, πρέπει αντίστοιχα να αυξήσει και την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, άρα και την εφεδρεία του.

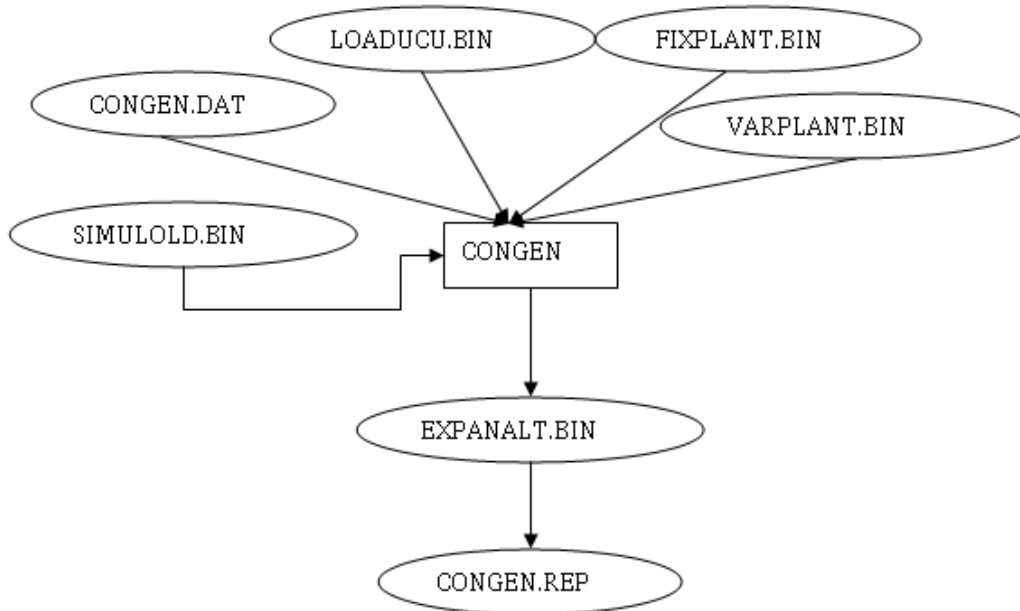
Πλήθος και τύποι μονάδων ανάπτυξης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος

Το WASP-IV, έχει δύο τρόπους εκτέλεσης: Τον σταθερό (*Fixed Expansion*) και το μεταβλητό – βελτιστοποίησης (*Optimization/Variable Expansion*). Στον πρώτο τρόπο εκτέλεσης, ο χρήστης θέτει σε κάθε έτος της μελέτης συγκεκριμένο πλήθος από τον κάθε τύπο μονάδων και το λογισμικό δίδει τα αποτελέσματα επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Στο δεύτερο, κατά τη διαδικασία διαμόρφωσης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (επιλογή του πλήθους και του είδους των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που θα απαρτίζουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα), ο χρήστης μπορεί να δώσει στο WASP-IV ένα πλήθος μονάδων από τον κάθε τύπο μονάδων που είναι υποψήφιος για την επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, από τα οποία (πλήθη μονάδων) το WASP-IV θα επιλέξει κατά βέλτιστο τρόπο, πόσες και ποιες θα χρησιμοποιήσει. Η διαδικασία αυτή, που ενεργοποιεί ο χρήστης, αποκαλείται εύρος διόδου (*tunnel width*). Μέσα από το εύρος διόδου, το WASP-IV επεκτείνει το σύστημα με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο, έτσι ώστε να καλύπτεται η ζήτηση σε φορτίο και ηλεκτρική ενέργεια και να ικανοποιούνται οι περιορισμοί. Το πλήθος και το είδος των μονάδων με το οποίο ο χρήστης επιθυμεί να αναπτύξει το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα που μελετά καθώς και ο τρόπος εκτέλεσης του WASP-IV αποτελούν καθαρά επιλογή του χρήστη και είναι θέμα των σεναρίων του [IAEA, 2000].

Ο καλύτερος τρόπος για να λειτουργήσει το WASP-IV, είναι να εκτελέσει πρώτα ο χρήστης το λογισμικό με το «σταθερό τρόπο» και αφού δημιουργήσει όλα του τα σενάρια και βγάλει τα συμπεράσματά του αναφορικά με το βέλτιστο τρόπο (βέλτιστο τρόπο βάση των κριτηρίων που θέτει) επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, να εκτελέσει και το «μεταβλητό – βελτιστοποίησης τρόπο», ώστε να του προκύψει το οικονομικά βέλτιστο σενάριο ανάπτυξης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος [IAEA, 2000].

3.5.5.2. Λειτουργία και αποτελέσματα

Το CONGEN χρησιμοποιεί 8 αρχεία εισόδου/εξόδου. Το αρχείο εισόδου το οποίο προετοιμάζεται από τον χρήστη είναι το “CONGEN.DAT”. Τα υπόλοιπα αρχεία εισόδου είναι το “LOADUCU.BIN” το οποίο παράγεται από την εκτέλεση του LOADSY, το “FIXPLANT.BIN” που παράγεται από την εκτέλεση του FIXSYS και το “VARPLANT.BIN” που παράγεται από την εκτέλεση του VARSYS. Όταν το CONGEN εκτελείται στο δεύτερο και στα επεκείμενα «τρεξίματα» του WASP-IV, χρησιμοποιεί ακόμα ένα αρχείο το “SIMULOLD.BIN”, το οποίο περιέχει δεδομένα σχετικά με όλους τους δυνατούς συνδυασμούς των μονάδων που εξομοιώθηκαν από το τμήμα MERSIM του WASP-IV σε όλα τα προηγούμενα τρεξίματα. Το CONGEN παράγει ένα ενδιάμεσο αρχείο ,το “EXPANALT.BIN”, το οποίο θα χρησιμοποιηθεί από άλλα τμήματα του WASP-IV. Μετά την εκτέλεση του CONGEN τα αποτελέσματα αναφέρονται στο αρχείο “CONGEN.REP” (Σχήμα 3.5) [IAEA, 2000].



Σχήμα 3.5. Σχηματική παράσταση του τρόπου λειτουργίας του CONGEN

Όπως ειπώθηκε το WASP-IV μπορεί να εκτελεστεί με δύο τρόπου. Η επιλογή γίνεται στο τμήμα CONGEN. Η λειτουργία και τα αποτελέσματα διαχωρίζονται ανάλογα με τον τρόπο εκτέλεσης ως εξής:

Σταθερός τρόπος εκτέλεσης

Η λειτουργία είναι πολύ πιο απλή από ότι στον τρόπο εκτέλεσης «Μεταβλητός – βελτιστοποίησης». Η επιλογή του πλήθους και του είδους των μονάδων που θα επεκτείνουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα επιλέγονται από το χρήστη. Το WASP-IV, απλά αθροίζει τις εγκατεστημένες ισχύεις των νέων μονάδων που έθεσε ο χρήστης και ελέγχει αν το άθροισμά τους για όλα τα έτη βρίσκεται μέσα στα όρια της ελάχιστης και μέγιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας του ηλεκτρικού συστήματος. Ο έλεγχος γίνεται με χρήση της «Συνάρτηση ορίων εγκατεστημένης ισχύος»

(Συνάρτηση 3.7 – που παρουσιάζεται παρακάτω μαζί με όλες τις συναρτήσεις του CONGEN). Το αποτέλεσμα είναι η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου του χρήστη για κάθε έτος. Αν η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου του χρήστη δεν ικανοποιεί τη «Συνάρτηση περιορισμών του διανύσματος διαμόρφωσης» (Συνάρτηση 3.5 – που παρουσιάζεται παρακάτω μαζί με όλες τις συναρτήσεις του CONGEN) για κάποιο έτος, τότε το έτος αυτό εμφανίζεται με την ένδειξη λάθους “error” και δεν εκτελούνται τα επόμενα modules, από το έτος αυτό και έπειτα.

Μεταβλητός – βελτιστοποίησης τρόπος εκτέλεσης

Η λειτουργία βασίζεται στο γραμμικό προγραμματισμό. Στο τμήμα CONGEN το WASP-IV, αρχικά επεκτείνει το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα με όλους τους δυνατούς συνδυασμούς των μονάδων που δίδει ο χρήστης στο εύρος διόδου. Στη συνέχεια επιλέγει τους συνδυασμούς οι οποίοι ικανοποιούν τους περιορισμούς, οι υπόλοιποι συνδυασμοί απορρίπτονται. Τέλος ελέγχει τους συνδυασμούς που ικανοποιούν τους περιορισμούς έτσι ώστε η εγκατεστημένη ισχύς τους για όλα τα έτη της μελέτης να είναι ανάμεσα στην ελάχιστη και τη μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία (οι υπόλοιποι απορρίπτονται). Έτσι το τελικό πλήθος των συνδυασμών που ικανοποιούν τους περιορισμούς και την ελάχιστη και μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία εξετάζονται από οικονομικής άποψης, στα επόμενα τμήματα του WASP-IV, ώστε να προκύψει ο βέλτιστος συνδυασμός. Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται σε αυτό το τμήμα αναφέρουν όλο το πλήθος των συνδυασμών (ακόμα και αυτούς που απορρίφθηκαν) καθώς και το πλήθος των συνδυασμών που προωθούνται στα επόμενα τμήματα για βελτιστοποίηση.

Όπως γίνεται σαφές, η μεταβλητή παράμετρος την οποία βελτιστοποιεί το WASP-IV, είναι το πλήθος και το είδος των μονάδων με τις οποίες επεκτείνεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Πιο απλά, η μεταβλητή παράμετρος που βελτιστοποιείται είναι η εγκατεστημένη ισχύς των νέων μονάδων και το είδος των μονάδων από τις οποίες προέρχεται αυτή η εγκατεστημένη ισχύς.

Ο σωστός τρόπος εκτέλεσης του WASP-IV στο τμήμα CONGEN είναι να εκτελέσει ο χρήστης αρκετές φορές το τμήμα αυτό με τον πρώτο τρόπο (Σταθερό) ώστε να σχηματίσει και να βελτιστοποιήσει τα σενάρια του και να βεβαιώσει την ορθή λειτουργία του τμήματος. Κατόπιν και αφού βγάλει αρκετά ασφαλή συμπεράσματα για τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος να εκτελέσει το τμήμα με το δεύτερο τρόπο (Μεταβλητό – βελτιστοποίησης).

Αναλυτικά η λειτουργία του τμήματος έχει ως εξής:

Μέσα από το εύρος διόδου το οποίο θέτει ο χρήστης για το κάθε έτος, το WASP-IV δημιουργεί όλους τους δυνατούς συνδυασμούς επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (στο user's manual του WASP-IV, αναφέρονται σαν σενάρια επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος) για όλα τα έτη της μελέτης. Προκειμένου να γίνει αυτό, το WASP-IV χρησιμοποιεί τη μέθοδο του γραμμικού προγραμματισμού [IAEA, 2000].

Συνάρτηση υπολογισμού πλήθους ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

Η ανάλυση του WASP-IV απαιτεί ως αφετηρία τον προσδιορισμό των εναλλακτικών πολιτικών επέκτασης για το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (δηλαδή τους συνδυασμούς και τα σενάρια επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής). Εάν το $[K_t]$ είναι ένα διάνυσμα που περιέχει τον αριθμό όλων των παραγωγικών μονάδων, οι οποίες είναι σε λειτουργία τον χρόνο t για ένα δεδομένο σχέδιο επέκτασης j , τότε το $[K_t]$ πρέπει να ικανοποιεί την Συνάρτηση 3.4 [IAEA, 2000].

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t] \quad (3.4)$$

Όπου:

$[K_t]$: διάνυσμα που περιέχει τον αριθμό όλων των παραγωγικών μονάδων, οι οποίες είναι σε λειτουργία τον χρόνο t για ένα δεδομένο σενάριο επέκτασης j

$[A_t]$: διάνυσμα των μονάδων που πρόκειται να προστεθούν το έτος t (δίδεται από το χρήστη στο τμήμα FIXSYS)

$[R_t]$: διάνυσμα των μονάδων που πρόκειται να αφαιρεθούν το έτος t (δίδεται από το χρήστη στο τμήμα FIXSYS)

$[U_t]$: διάνυσμα διαμόρφωσης των υποψήφιων προς ένταξη μονάδων το έτος t , $[U_t] \geq [0]$ (η τιμή αυτού του διανύσματος μπορεί να επιλεγεί είτε απευθείας από τον χρήστη (όταν χρησιμοποιεί τον «σταθερό τρόπο εκτέλεσης») είτε από το WASP-IV (κατά τον «μεταβλητό – βελτιστοποίησης τρόπο εκτέλεσης») μέσα από το εύρος διόδου, το οποίο επίσης θέτει ο χρήστης)

Τα $[A_t]$ και $[R_t]$ είναι γνωστά και $[U_t]$ είναι η άγνωστη μεταβλητή που πρέπει να προσδιοριστεί [IAEA, 2000].

Ο λόγος για τον οποίο οι τιμές εκφράζονται με διανυσματική μορφή είναι διότι το WASP-IV θεωρεί τα σενάρια επέκτασης που δημιουργεί σαν διανύσματα. Όλα τα διανύσματα έχουν κοινή αφετηρία το πρώτο έτος της μελέτης.

Συνάρτηση περιορισμών του διανύσματος διαμόρφωσης

Ο χρήστης μπορεί να επιβάλλει περιορισμούς στο εύρος διόδων. Αυτό γίνεται ζητώντας από το λογισμικό να ικανοποιείται η Συνάρτηση 3.5 για όλες τις πιθανές τιμές του διανύσματος διαμόρφωσης $[U_t]$ το οποίο αποτελεί το τελικά απαραίτητο πλήθος και είδος μονάδων για την ανάπτυξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος [IAEA, 2000].

$$[U_t^o] \leq [U_t] \leq [U_t^o] + [\Delta U_t] \quad (3.5)$$

Όπου:

$[U_t^o]$: η μικρότερη τιμή που επιτρέπεται στο διάνυσμα διαμόρφωσης

$[U_t]$: το διάνυσμα διαμόρφωσης

$[\Delta U_t]$: το εύρος διόδου.

Συνάρτηση ικανοποίησης περιορισμών που τέθηκαν από το χρήστη

Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να επιλέξει τις μονάδες οι οποίες θα εμπίπτουν στους περιορισμούς που έχει θέσει ο ίδιος. Έχει δηλαδή τη δυνατότητα να ορίσει ότι ένας περιορισμός θα αφορά από μία έως όλες τις μονάδες που χρησιμοποιεί. Ο ορισμός των μονάδων που θα εμπίπτουν στους περιορισμούς γίνεται στο τμήμα FIXSYS [IAEA, 2000].

Η Συνάρτηση 3.6, παρουσιάζει τον τρόπο με τον οποίον διαχειρίζεται το WASP-IV τους περιορισμούς [IAEA, 2000].

$$\sum_{i \in I_j} (COEF_{ij} * G_i) \leq LIMIT_j, \quad j = 1, \dots, M \quad (3.6)$$

Όπου:

- M: Το σύνολο των περιορισμών που εισάγονται
- G_i: η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την μονάδα i
- i: η μονάδα που εμπίπτει στον περιορισμό j
- COEF_{ij}: οι εκπομπές αέριων ρύπων ανά μονάδα (για τους περιορισμούς εκπομπών) ή η χρήση καυσίμου ανά μονάδα (για τους περιορισμούς διαθεσιμότητας καυσίμων), κ.λ.π. από την μονάδα i για στον περιορισμό j
- LIMIT_j: η τιμή που έχει προσδιοριστεί από τον χρήστη για τον περιορισμό j
- I_j: το σύνολο των μονάδων που συμμετέχουν στον περιορισμό j.

Οι περιορισμοί αντιμετωπίζονται από έναν αλγόριθμο του WASP-IV ο οποίος καθορίζει την αλληλουχία φόρτισης των μονάδων με τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι περιορισμοί [IAEA, 2000].

Συνάρτηση ορίων εγκατεστημένης ισχύος

Η περίοδος ενός έτους, κατά την οποία η διαφορά μεταξύ της διαθέσιμης παραγωγικής ικανότητας (του συστήματος) και του φορτίου αιχμής είναι ελάχιστη, ονομάζεται κρίσιμη περίοδος (p). Εάν τώρα, P(K_{t,p}) είναι η εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος την κρίσιμη περίοδο p ενός έτους t, οι περιορισμοί που εκφράζονται από τη Συνάρτηση 3.7, πρέπει να ισχύουν σε κάθε πιθανή περίπτωση:

$$(1 + \alpha_t)D_{t,p} \geq P(K_{t,p}) \geq (1 + b_t)D_{t,p} \quad (3.7)$$

Όπου:

- α_t: μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος παραγωγής (ως ποσοστό % της αιχμής φορτίου) στην κρίσιμη περίοδο (*maximum reserve margins*)
- b_t: ελάχιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος παραγωγής (ως ποσοστό % της αιχμής φορτίου) στην κρίσιμη περίοδο (*minimum reserve margins*)
- D_{t,p}: φορτίο αιχμής

Η Συνάρτηση 3.7 δηλώνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς στην κρίσιμη περίοδο πρέπει να είναι μεταξύ της μέγιστης και ελάχιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας του φορτίου αιχμής κατά την κρίσιμη περίοδο του έτους [IAEA, 2000].

3.5.5.3. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο CONGEN

Όλα τα προβλήματα που παρουσιάζονται σε αυτό το τμήμα έχουν να κάνουν με τον τρόπο που διαχειρίζεται το WASP-IV τους περιορισμούς, αν φυσικά ο χρήστης τους ενεργοποιήσει.

Ο τρόπος με τον οποίο επιλύθηκε στην παρούσα διατριβή η μη-χρήση του περιορισμού των εκπομπών CO₂ (είναι ο μόνος περιορισμός που απασχόλησε τη διατριβή) είναι ο εξής:

Αρχικά, όλα τα σενάρια έτρεξαν με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης (Σταθερό) και προέκυψαν τα αποτελέσματα για τον βέλτιστο τρόπο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Κατόπιν και με τη βοήθεια των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης, συνυπολογίστηκε το κόστος του CO₂ στο κόστος καυσίμου και εκτελέστηκε το WASP-IV με το δεύτερο τρόπο εκτέλεσης (Μεταβλητό – βελτιστοποίησης). Έτσι το WASP-IV επέλεξε το βέλτιστο τρόπο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος βάση στοιχείων κόστους (ανάλυση γίνεται στο Κεφάλαιο 3.6, όπου πραγματοποιήθηκε αυτό που περιγράφεται σε αυτήν την παράγραφο).

3.5.6. Module 5: MERSIM

Στο τμήμα MERSIM, ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να θέσει κάποιες παραμέτρους που θα επηρεάσουν τη μελέτη, όπως να ορίσει το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων. Το MERSIM, κατά την εκτέλεσή του, εξετάζει και βελτιστοποιεί οικονομικά τα σενάρια που προκύπτουν από το CONGEN (τα σενάρια τα οποία βελτιστοποιήθηκαν ενεργειακά και βάση περιορισμών – αν είναι ενεργοποιημένοι οι περιορισμοί – στο CONGEN). Παράλληλα εξετάζει τη διαθεσιμότητα και την αξιοπιστία του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για το βέλτιστο ή τα βέλτιστα σενάρια.

Σημειώνεται ότι, εξετάζοντας τη διαθεσιμότητα του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, ελέγχει αν αυτό είναι σε θέση να παρέχει την ισχύ και την ενέργεια που απαιτείται από την κατανάλωση. Εξετάζοντας την αξιοπιστία του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος ελέγχει κυρίως το πόσο συχνά αναμένεται να τεθούν οι μονάδες εκτός λειτουργίας λόγω βλαβών ή συντήρησης ή μη δυνατότητας παραγωγής για τις Α.Π.Ε. και από το αν μπορεί να καλύψει υπό αυτές τις συνθήκες τη ζήτηση (αν υπάρχει δηλαδή η απαραίτητη εφεδρεία).

Η οικονομική βελτιστοποίηση που εκτελεί το MERSIM δεν συμπεριλαμβάνει το κόστος εγκατάστασης των μονάδων και την απομένουσα αξία. Το κόστος εγκατάστασης και η απομένουσα αξία υπολογίζονται για περαιτέρω βελτιστοποίηση των σεναρίων από άλλη εκτέλεση του MERSIM η οποία ονομάζεται REMERSIM η οποία πραγματοποιείται ξεχωριστά από το MERSIM και δίδει ως αποτέλεσμα το βέλτιστο σενάριο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Επειδή το κόστος εγκατάστασης και η απομένουσα αξία υπολογίζονται και από το τμήμα DYNPRO, η εκτέλεση REMERSIM είτε χρησιμοποιείται για επιβεβαίωση των υπολογισμών, είτε δεν χρησιμοποιείται καθόλου. Προβλήματα και δυσλειτουργίες στο τμήμα αυτό δεν παρουσιάζονται.

3.5.6.1. Δεδομένα εισαγωγής

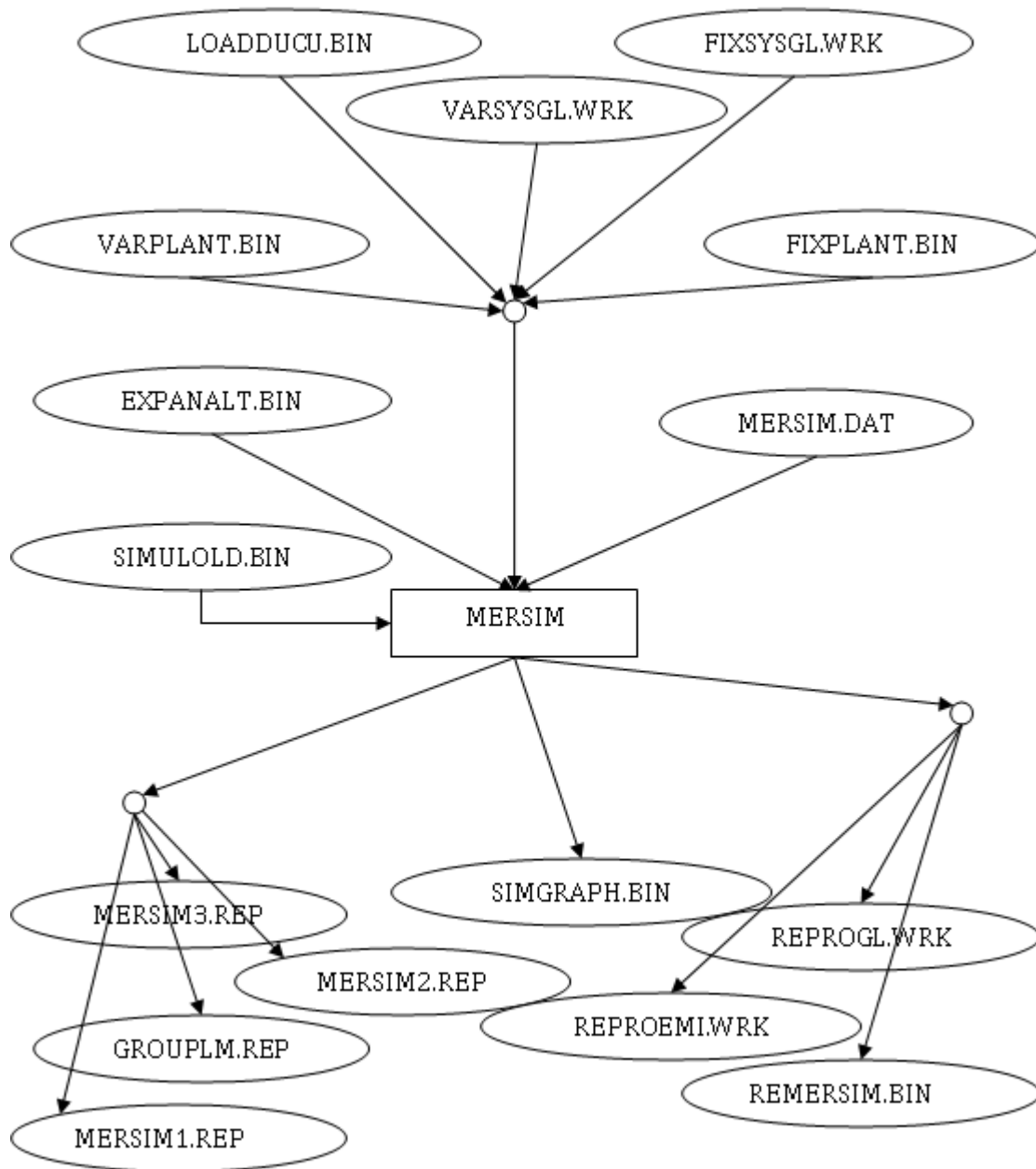
Σε αυτό το τμήμα τα δεδομένα εισαγωγής είναι ελάχιστα και αφορούν κυρίως τον τρόπο εκτέλεσης του τμήματος. Αν δηλαδή τα αποτελέσματα θα παρουσιαστούν αναλυτικά και συνοπτικά (ανά περίοδο και έτος) ή μόνο συνοπτικά (ανά έτος), το πλήθος των σειρών Fourier που θα χρησιμοποιήσει το WASP-IV κ.α. Επίσης σε αυτό το τμήμα ο χρήστης μπορεί να ορίσει και ένα σχέδιο συντήρησης των μονάδων [IAEA, 2000].

Συνήθως η επιλογή να οριστεί σχέδιο συντήρησης των μονάδων σπάνια ενεργοποιείται από τους χρήστες καθώς οι περισσότεροι προτιμούν να αφήσουν το WASP-IV να δημιουργήσει μόνο του το πρόγραμμα συντήρησης [Forum, 2006 – 2009; Δαγούμας, 2006].

3.5.6.2. Λειτουργία και αποτελέσματα

Η κατανομή των μονάδων πραγματοποιείται (από το MERSIM) με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε η διαθεσιμότητα τους, η απαιτούμενη συντήρηση, οι απαιτήσεις σε στρεφόμενη εφεδρεία καθώς και όλοι οι υπόλοιποι περιορισμοί να ικανοποιούνται με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Το MERSIM χρησιμοποιείται επίσης και για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος όπως αυτό προκύπτει από τη βέλτιστη λύση η οποία δίνεται από την εκτέλεση του DYNPRO. Η εκτέλεση αυτή του MERSIM ονομάζεται REMERSIM. Στο REMERSIM αναλυτικά αποτελέσματα της προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος βρίσκονται αποθηκευμένα σε ένα αρχείο και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη γραφική αναπαράσταση των αποτελεσμάτων.

Το MERSIM χρησιμοποιεί 17 αρχεία εισόδου/εξόδου κατά τη διάρκεια της εκτέλεσης του. Τα δεδομένα εισάγονται από τον χρήστη στο αρχείο “MERSIM.DAT” το οποίο και προετοιμάζεται κατάλληλα από τον χρήστη. Τα υπόλοιπα αρχεία εισόδου τα οποία χρησιμοποιούνται από το MERSIM έχουν ήδη δημιουργηθεί από τα πρώτα τέσσερα τμήματα του προγράμματος. Το LOADDUCU.BIN από το LOADSY, το FIXPLANT.BIN και το FIXSYSGL.WRK από το FIXSYS, το VARPLANT.BIN και το VARSYSGL.WRK από το VARSYS, και τέλος το EXPANALT.BIN από το CONGEN. Όταν εκτελείται το MERSIM με το «Μεταβλητό – βελτιστοποίησης» τρόπο εκτέλεσης, χρησιμοποιεί επίσης ένα αρχείο το SIMULOLD.BIN το οποίο περιέχει δεδομένα σχετικά με όλους τους δυνατούς συνδυασμούς των μονάδων που προσομοιώθηκαν από το MERSIM στα προηγούμενα τρεξίματα. Τα αποτελέσματα του MERSIM βρίσκονται σε τέσσερα αρχεία, το MERSIM1.REP, το MERSIM2.REP, το MERSIM3.REP, και το GROUPLM.REP. Εκτός από αυτά τα αρχεία εξόδου, το MERSIM δημιουργεί και κάποια ενδιάμεσα αρχεία για να αποθηκεύσει δεδομένα τα οποία είναι απαραίτητα στα επόμενα τμήματα του προγράμματος ή/και για την επικείμενη εκτέλεση του CONGEN και του MERSIM. Ακόμα ένα ενδιάμεσο αρχείο, το SIMGRAPH.BIN δημιουργείται από το MERSIM, το οποίο χρησιμοποιείται για την γραφική αναπαράσταση κάποιων αποτελεσμάτων. Δημιουργεί επίσης τα REPROGL.WRK, REPROEMI.WRK και το REMERSIM.BIN για χρήση από το REPROBAT (Σχήμα 3.6).



Σχήμα 3.6. Σχηματική παράσταση του τρόπου λειτουργίας του MERSIM

Αποτελέσματα

Τα αποτελέσματα είναι η πιθανότητα απώλειας φορτίου, η μη εξυπηρετούμενη ηλεκτρική ενέργεια και το κόστος αυτής, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά μονάδα για κάθε περίοδο και έτος της μελέτης, τα επιμέρους κόστη για κάθε τύπο μονάδας (κόστη καυσίμου, σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης) και το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων. Η εκτέλεση του REMERSIM δίνει το κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης για το κάθε σενάριο επέκτασης το οποίο ικανοποιεί με τον βέλτιστο τρόπο τη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια και φορτίο και δίδεται από το τμήμα CONGEN συνυπολογίζοντας τα αποτελέσματα του DYNPRO για απασφαλμάτωση [IAEA, 2000].

Λειτουργία – συναρτήσεις

Αρχικά το WASP-IV, χρησιμοποιώντας δυναμικό προγραμματισμό ορίζει το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων για όλα τα σενάρια επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος που προέκυψαν από το τμήμα CONGEN. Σκοπός είναι να ορίσει ποιές μονάδες είναι διαθέσιμες και πότε. Για όλες τις μονάδες (θερμικές και Α.Π.Ε.) λαμβάνεται υπόψη η προγραμματισμένη συντήρηση, ενώ επιπρόσθετα για τις θερμικές μονάδες λαμβάνονται υπόψη η πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών, η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς, το τεχνικό ελάχιστο και η στρεφόμενη εφεδρεία. Οι μονάδες Α.Π.Ε. θεωρείται από το WASP-IV ότι έχουν απόλυτη αξιοπιστία (100%) [IAEA, 2000].

Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από κάθε μονάδα στο σύστημα υπολογίζεται με πιθανοκρατική προσομοίωση. Σε αυτήν την προσέγγιση οι μη προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας των θερμικών μονάδων συνδέονται με την Α.Α.Κ.Δ.Φ. Συνεπώς η επίδραση των απροσδόκητων διακοπών λειτουργίας των θερμικών μονάδων σε άλλες μονάδες ερμηνεύονται με πιθανοκρατικό τρόπο. Η επίδραση των μη προγραμματισμένων διακοπών κάποιων μονάδων, είναι η αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής από τις μονάδες αιχμής. Έτσι αντισταθμίζονται οι απώλειες σε ηλεκτρική ενέργεια. Αντίστοιχη είναι και η διαδικασία όταν πραγματοποιείται και η προγραμματισμένη συντήρηση των μονάδων, μόνο που αυτή δεν είναι πιθανοκρατική αλλά βάση προκαθορισμένου προγράμματος έτσι ώστε να ελαχιστοποιούνται οι οικονομικές επιπτώσεις. Σε κάθε περίπτωση όμως, είτε οι διακοπές στη λειτουργία των θερμικών μονάδων είναι προγραμματισμένες είτε όχι, το κόστος ηλεκτροπαραγωγής αυξάνεται [IAEA, 2000].

Εάν για ένα σενάριο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος οι θερμικές μονάδες που συμμετέχουν ξεπεράσουν το όριο ενός τιθέμενου περιορισμού τότε χρησιμοποιείται η τεχνική του γραμμικού προγραμματισμού για τον καθορισμό μίας βέλτιστης επέκτασης του συστήματος ώστε να ικανοποιείται όσο το δυνατόν περισσότερο η ζήτηση χωρίς να ξεπερνιέται ο περιορισμός [IAEA, 2000].

Η παραπάνω διαδικασία ονομάζεται οικονομική κατανομή φορτίου και λαμβάνεται υπόψη η οικονομική σειρά ένταξης των μονάδων όπως προκύπτει από τα τμήματα FIXSYS και VARSYS [IAEA, 2000].

Εδώ θα πρέπει να υπενθυμιστεί ότι το WASP-IV είναι σχεδιασμένο να εισάγει πρώτες τις μονάδες Α.Π.Ε. στο σύστημα (το οποίο εφαρμόζεται και στην πράξη, βλ. Κεφάλαιο 2). Η ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων Α.Π.Ε. δίδεται έτοιμη από τα τμήματα FIXSYS και VARSYS [IAEA, 2000].

Έχοντας ορίσει τα προγράμματα συντήρησης για όλα τα σενάρια επέκτασης, το WASP-IV, χρησιμοποιώντας πιθανοκρατική προσέγγιση, υπολογίζει την αξιοπιστία των σεναρίων επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Υπολογίζει δηλαδή την πιθανότητα απώλειας φορτίου και την μη εξυπηρετούμενη ενέργεια [IAEA, 2000].

Συνάρτηση πιθανότητας απώλειας φορτίου

Η αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής συνεκτιμάται από το WASP-IV με τη μορφή της πιθανότητας απώλειας φορτίου (*Loss Of Load Probability – LOLP*). Η LOLP υπολογίζεται για κάθε περίοδο της μελέτης λαμβάνοντας υπόψη τις υδρολογικές συνθήκες και την πιθανότητα εμφάνισής τους. Η LOLP της κάθε περιόδου καθορίζεται ως το άθροισμα των LOLP για κάθε μια υδρολογική συνθήκη (στην ίδια περίοδο) σταθμισμένη από τις πιθανότητες των υδρολογικών συνθηκών. Η μέση ετήσια LOLP καθορίζεται ως το άθροισμα των LOLP της περιόδου διαιρούμενο με το πλήθος των περιόδων του έτους [IAEA, 2000].

Συνεπώς προκύπτουν οι Συναρτήσεις 3.8 και 3.9 οι οποίες εκφράζουν τα όρια των LOLP (ετήσιας και περιόδου αντίστοιχα) όπως αυτές καθορίζονται από τον χρήστη [IAEA, 2000].

$$LOLP(K_{t,\alpha}) \leq C_{t,\alpha} \quad (3.8)$$

$$LOLP(K_{t,i}) \leq C_{t,p} \quad (3.9)$$

Όπου:

LOLP($K_{t,\alpha}$): η μέση ετήσια πιθανότητα απώλειας φορτίου

LOLP($K_{t,i}$): η πιθανότητα απώλειας φορτίου της περιόδου

$C_{t,\alpha}$: όριο για τη μέση ετήσια πιθανότητα απώλειας φορτίου που δίδεται σαν περιορισμός από το χρήστη

$C_{t,p}$: όριο για την πιθανότητα απώλειας φορτίου της περιόδου που δίδεται σαν περιορισμός από το χρήστη

Σαφώς τα σενάρια επέκτασης που δεν ικανοποιούν τον περιορισμό, απορρίπτονται [IAEA, 2000].

Συνάρτηση υπολογισμού μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Κατά την περίπτωση όπου σε ένα σενάριο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας υπερβαίνει την αναμενόμενη ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συνόλου των μονάδων, το συνολικό κόστος λειτουργίας του συνδυασμού επιβαρύνεται από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (*Energy Not Served (ENS)*) [IAEA, 2000].

Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια υπολογίζεται από τη Συνάρτηση 3.10:

$$N_t = E_t - G_t \quad (3.10)$$

Όπου:

N_t : μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για το έτος t

E_t : ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος t

G_t : αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος t

Οι συναρτήσεις υπολογισμού των υπολοίπων κοστών παρουσιάζονται παρακάτω. Οι μονάδες Α.Π.Ε. θεωρούνται ότι παρουσιάζουν αξιοπιστία 100% και το κόστος του

«καυσίμου» τους (του ενεργειακού πόρου του οποίου χρησιμοποιούν) θεωρείται μηδενικό [IAEA, 2000].

Συνάρτηση κόστους της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας δίδεται από τη Συνάρτηση 3.11. Αυτό το κόστος προσομοιώνεται (στο WASP-IV) μέσω μίας τετραγωνικής συνάρτησης που συσχετίζει το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, με την ποσότητα της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας [IAEA, 2000].

$$\overline{O}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0,5} * \sum_{h=1}^{NHYD} \left[\alpha + \frac{b}{2} * \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} * \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] * N_{t,h} * \alpha_h \quad (3.11)$$

Όπου:

- $\overline{O}_{j,t}$: κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας του σχεδίου επέκτασης j το έτος t
- i: προεξοφλητικό επιτόκιο
- α, b, c: σταθερές που αφορούν το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και δίδονται ως δεδομένα (€/kWh)
- $N_{t,h}$: το ποσό της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για την υδρολογική συνθήκη h για το έτος t (kWh)
- EA_t : η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος t (kWh)
- NHYD: αντιπροσωπεύει το συνολικό αριθμό των προσδιορισμένων υδρολογικών συνθηκών ($1 \leq NHYD \leq 5$)
- α_h : η πιθανότητα της υδρολογικής συνθήκης h

Συνήθως για το κόστος της μίας μη εξυπηρετούμενης kWh, χρησιμοποιείται η μέση ετήσια τιμή αγοράς της από διασυνδεδεμένη με το σύστημα ξένη χώρα [Καραγιάννης, 2006].

Συνάρτηση κόστους καυσίμου

Το κόστος καυσίμου δίδεται από τη Συνάρτηση 3.12 [IAEA, 2000]:

$$\overline{F}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0,5} * \sum_{h=1}^{NHYD} [\alpha_h * \Psi_{j,t,h}] \quad (3.12)$$

Όπου:

- $\overline{F}_{j,t}$: κόστος καυσίμου του σχεδίου επέκτασης j το έτος t
- i: προεξοφλητικό επιτόκιο
- α_h : η πιθανότητα της υδρολογικής συνθήκης h
- $\Psi_{j,t,h}$: οι συνολικές δαπάνες καυσίμου (άθροισμα των δαπανών καυσίμου για όλες τις θερμικές μονάδες) για κάθε υδρολογική συνθήκη του σεναρίου j το έτος t
- NHYD αντιπροσωπεύει το συνολικό αριθμό των προσδιορισμένων υδρολογικών συνθηκών ($1 \leq NHYD \leq 5$)

Συνάρτηση κόστους αποθήκευσης καυσίμου

Η Συνάρτηση 3.13 δίνει το κόστος αποθήκευσης καυσίμου [IAEA, 2000]. Παρόλα αυτά το κόστος αυτό δεν υπολογίζεται στη παρούσα διατριβή καθότι είναι ήδη συνυπολογισμένο στο κόστος καυσίμου [Dagoumas et al., 2007; Δαβάκος, 2009; Δ.Ε.Π.Α., 2009; Καραγιάννης, 2006].

$$\overline{L}_{j,t} = \left[(1+i)^{-t'} - (1+i)^{-T'} \right] \times \sum_{k,t=1}^{K,T} (UFIC_{k,t} * MW_{k,t}) \quad (3.13)$$

Όπου:

$\overline{L}_{j,t}$: κόστος αποθήκευσης καυσίμου του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i: προεξοφλητικό επιτόκιο

k,t: το σύνολο των θερμικών μονάδων που εισέρχονται στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ($1 \leq k \leq K$) το έτος t ($1 \leq t \leq T$)

UFIC_{k,t}: το μοναδιαίο κόστος αποθήκευσης καυσίμων των μονάδων k,t (kcal/MW)

MW_{k,t}: η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας k του έτους t σε MW

t': $t' = t + t_0 - 1$

T': $T' = T + t_0$

t₀: πλήθος ετών μεταξύ του έτους βάσης της μελέτης και του έτους αποπληθωρισμού των τιμών

Συνάρτηση υπολογισμού κοστών λειτουργίας και συντήρησης

Τα συνολικά κόστη λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) για το έτος t του σεναρίου επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος j, δίδονται από τη Συνάρτηση 3.14 [IAEA, 2000].

$$\overline{M}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0,5} * \sum_{l=1,t=1}^{L,T} (UFO \& M_l * MW_l + UVO \& M_l * G_{l,t}) \quad (3.14)$$

Όπου:

$\overline{M}_{j,t}$: κόστος λειτουργίας και συντήρησης του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i: προεξοφλητικό επιτόκιο

l: μονάδες που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα το έτος t (1, 2, 3,.....,L)

UFO&M_l: μοναδιαίο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας l €/MW-yr

UVO&M_l: μοναδιαίο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας l €/kWh

MW_l: εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας l MW

G_{l,t}: η αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή (kWh) της μονάδας l το χρόνο t, η οποία υπολογίζεται ως το άθροισμα της ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται από την μονάδα σε κάθε υδρολογική συνθήκη, σταθμισμένης με τις πιθανότητες των υδρολογικών συνθηκών.

3.5.7. Module 6: DYNPRO

Στο τμήμα DYNPRO εισάγονται τα επιπλέον δεδομένα των μονάδων (κόστος εγκατάστασης, έτη ζωής και έτη κατασκευής) καθώς και γενικά οικονομικά δεδομένα (πληθωρισμός και τραπεζικό επιτόκιο). Τα αποτελέσματα που δίδει έχουν να κάνουν με το κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης (δηλαδή το κόστος του βέλτιστου ή των βέλτιστων σεναρίων επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος). Τέλος παρουσιάζεται και το βέλτιστο ή τα βέλτιστα σενάρια επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Προβλήματα και δυσλειτουργίες δεν παρουσιάζονται σε αυτό το τμήμα.

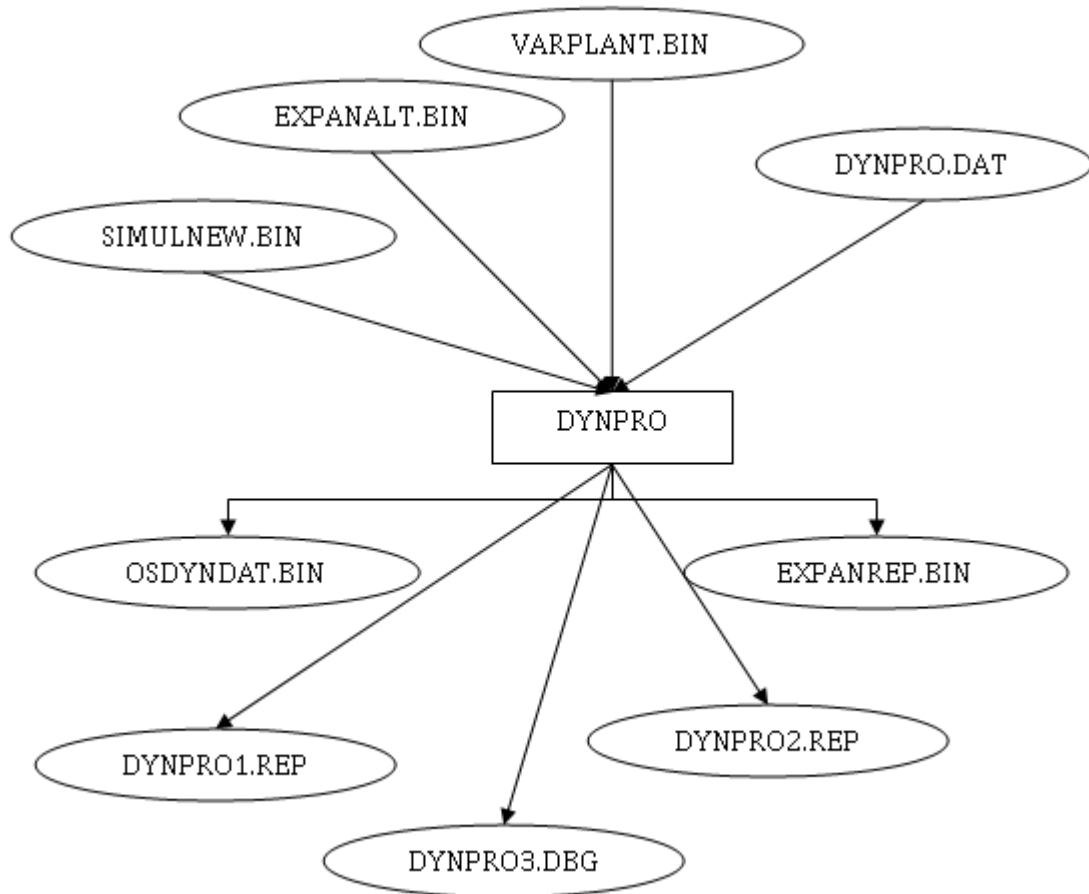
3.5.7.1. Δεδομένα εισαγωγής

Τα δεδομένα τα οποία εισάγονται στο τμήμα αυτό είναι το κόστος εγκατάστασης των μονάδων, τα έτη ζωής τους και τα έτη κατασκευής τους. Μάλιστα τα κόστη κατασκευής ο χρήστης μπορεί να χωρίσει σε εγχώρια και μη εγχώρια και σε κόστη που χάνουν την αξία τους ή όχι. Δηλαδή σε κόστη που υπολογίζεται η απομένουσα αξία τους (κτίρια, ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός) και σε κόστη που δεν υπολογίζεται η απομένουσα αξία τους (οικόπεδα) [IAEA, 2000].

Επίσης εισάγονται γενικά οικονομικά δεδομένα τα οποία είναι το τραπεζικό επιτόκιο για τον υπολογισμό των τόκων των επενδύσεων και ο εγχώριος και ο μη εγχώριος πληθωρισμός [IAEA, 2000]. Ο μη εγχώριος πληθωρισμός απαιτείται προκειμένου να αποπληθωριστούν τα κόστη που θεωρούνται μη εγχώρια όπως, για την Ελλάδα, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο. Συνήθως σαν μη εγχώριος πληθωρισμός επιλέγεται αυτός των Η.Π.Α. λόγω του ότι το κόστος του πετρελαίου υπολογίζεται σε δολάρια Η.Π.Α [Καραγιάννης, 2006].

3.5.7.2. Λειτουργία και αποτελέσματα

Το DYNPRO χρησιμοποιεί 9 αρχεία εισόδου/εξόδου. Τα δεδομένα εισάγονται από τον χρήστη σε ένα αρχείο εισόδου το “DYNPRO.DAT”. Τα υπόλοιπα αρχεία εισόδου του DYNPRO είναι τα εξής: το “VARPLANT.BIN” το οποίο δημιουργείται από το VARSYS, το “EXPANALT.BIN” το οποίο δημιουργείται από το CONGEN και το “SIMULNEW.BIN” το οποίο δημιουργείται από το MERSIM. Το DYNPRO δημιουργεί δυο ενδιάμεσα αρχεία εξόδου, το “OSDYNDAT.BIN” το οποίο χρησιμοποιείται από το REPROBAT και το “EXPANREP.BIN” το οποίο χρησιμοποιείται από το MERSIM για την επαναπροσομοίωση της βέλτιστης λύσης που προκύπτει τελικά. Αυτό, χρησιμοποιείται από το πρόγραμμα για να πραγματοποιήσει την οικονομική εκτίμηση όλων των εναλλακτικών σχεδίων επέκτασης τα οποία είναι δεκτά και υπάρχουν στο αρχείο EXPANALT.BIN και να διαλέξει ανάμεσα τους αυτό που έχει το ελάχιστο συνολικό κόστος. Τα αποτελέσματα του DYNPRO εμφανίζονται σε τρία αρχεία εξόδου, το “DYNPRO1.REP”, το “DYNPRO2.REP” και το “DYNPRO3.DBG”. Τα δυο αρχεία αναφοράς πρέπει να ελεγχθούν προσεκτικά από τον χρήστη έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η επιτυχής εκτέλεση του DYNPRO (Σχήμα 3.7) [IAEA, 2000].



Σχήμα 3.7. Σχηματική παράσταση του τρόπου λειτουργίας DYNPRO

Στο CONGEN υπολογίζεται το κόστος εγκατάστασης και η απομένουσα αξία όλων των σεναρίων επέκτασης όπως αυτά προκύπτουν από το τμήμα MERSIM.

Συναρτήσεις υπολογισμού κόστους εγκατάστασης και απομένουσας αξίας

Το κόστος εγκατάστασης υπολογίζεται από τη Συνάρτηση 3.15 και η απομένουσα αξία από τη Συνάρτηση 3.16 [IAEA, 2000].

$$\overline{I}_{j,t} = (1+i)^{-t} * \sum_{k=1}^K (UI_k * MW_k) \tag{3.15}$$

$$\overline{S}_{j,t} = (1+i)^{-T} * \sum_{k=1}^K (\delta_{k,t} * UI_k * MW_k) \tag{3.16}$$

Όπου:

$\overline{I}_{j,t}$: κόστος εγκατάστασης του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

$\overline{S}_{j,t}$: απομένουσα αξία του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i: το προεξοφλητικό επιτόκιο

t: το έτος υπολογισμού του κόστους (1, 2, 3,....., T)

j : το σενάριο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (1, 2, 3,....., J)

k : η μονάδα που λαμβάνεται υπόψη στο σενάριο j (συμπεριλαμβάνονται και οι θερμικές και οι Α.Π.Ε.) (1, 2, 3,....., K)

$\overline{I}_{j,t}$: το συνολικό κόστος εγκατάστασης του σεναρίου j για το έτος t

$\overline{S}_{j,t}$: η συνολική απομένουσα αξία του σεναρίου j για το έτος t

$\sum_{k=1}^K (\cdot)$: το άθροισμα που υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη όλες τις μονάδες k

(θερμικές, και Α.Π.Ε.) που προστέθηκαν στο έτος t από το σχέδιο επέκτασης j

UI_k : το αρχικό κόστος εγκατάστασης της μονάδας k , εκφρασμένο σε €/MW

MW_k : η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας k σε MW

$\delta_{k,t}$: ποσοστό απόσβεσης της μονάδας k για το χρόνο t

i : το προεξοφλητικό επιτόκιο της μονάδος k

t' : $t' = t + t_0 - 1$

T' : $T' = T + t_0$

t_0 : πλήθος ετών μεταξύ του έτους βάσης της μελέτης και του έτους αποπληθωρισμού των τιμών

Κατόπιν υπολογίζεται το συνολικό κόστος των σεναρίων επέκτασης. Το συνολικό κόστος ενός σεναρίου επέκτασης εκφράζεται μέσω μίας αντικειμενικής συνάρτησης. Η αντικειμενική συνάρτηση καθορίζεται ως το σύνολο του κόστους των αρχικών επενδύσεων των μονάδων του VARSYS (οι οποίες εντάσσονται με βάση το σχέδιο επέκτασης) μείον την απομένουσα αξία συν το συνολικό κόστος λειτουργίας (που συμπεριλαμβάνει το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας) του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για κάθε χρόνο λειτουργίας του. Η μαθηματική έκφραση της αντικειμενικής συνάρτησης δίδεται στη Συνάρτηση 3.17. Κάθε κόστος ανάγεται στο έτος αναφοράς. Για κάθε έτος της μελέτης, το DYNPRO υπολογίζει την αντικειμενική συνάρτηση για κάθε συνδυασμό μονάδων ο οποίος περιέχεται στο αρχείο EXPANALT.BIN. Κατά τον υπολογισμό της αντικειμενικής συνάρτησης, το πρόγραμμα χρησιμοποιεί αλγόριθμο δυναμικού προγραμματισμού για να καθορίσει τη βέλτιστη διαδρομή την οποία θα ακολουθήσει έτσι ώστε να φτάσει σε ένα συγκεκριμένο συνδυασμό μονάδων. Ο συνδυασμός των μονάδων του τελευταίου έτους για τον οποίο η αντικειμενική συνάρτηση έχει τη μικρότερη τιμή πρέπει να συμπεριλαμβάνεται στο βέλτιστο σχέδιο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος [IAEA, 2000].

Οι συνδυασμοί των μονάδων των προηγούμενων ετών του βέλτιστου σεναρίου ανακτώνται από το πρόγραμμα με αναδρομική εφαρμογή του δυναμικού προγραμματισμού παίρνοντας βήμα προς βήμα αποφάσεις σχετικές με τη βέλτιστη λύση. Κατά τη διάρκεια της αναδρομικής διαδικασίας, το DYNPRO εξετάζει τους περιορισμούς οι οποίοι εισήχθησαν από το χρήστη (στα modules FIXSYS και VARSYS), εφαρμόστηκαν στο CONGEN (από το WASP-IV) και εμφανίστηκαν στην εκτύπωση των δεδομένων του CONGEN, του MERSIM και του DYNPRO. Ερμηνεύοντας την εκτύπωση του DYNPRO, ο χρήστης μπορεί να προχωρήσει σε δυναμικές εκτελέσεις οι οποίες εμπεριέχουν διαδοχικά “τρεξίματα” των CONGEN-MERSIM-DYNPRO, με τους περιορισμούς που υπεισέρχονται στο CONGEN να τροποποιούνται κατάλληλα. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται μέχρις ότου να βρεθεί η βέλτιστη λύση από το DYNPRO, η οποία συγχρόνως δεν υποπίπτει σε

κάποιον από τους περιορισμούς του CONGEN. Αυτή θα είναι και η βέλτιστη λύση της υπό εξέταση μελέτης [IAEA, 2000].

Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του κόστους είναι η Συνάρτηση 3.17.

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I}_{j,t} - \overline{S}_{j,t} + \overline{F}_{j,t} + \overline{L}_{j,t} + \overline{M}_{j,t} + \overline{O}_{j,t}] \quad (3.17)$$

Όπου:

B_j : Αντικειμενική συνάρτηση κόστους που συνδέεται με το σχέδιο επέκτασης

j : Το σχέδιο επέκτασης (1, 2, 3,.....,J)

t : Χρόνος σε χρόνια (1, 2,....,T)

I : Αρχικό κόστος εγκατάστασης (*Capital investment costs*)

S : Αξία εκποίησης της αρχικής επένδυσης (*Salvage value of investment cost*)

F : Κόστος καυσίμου (*Fuel costs*)

L : Κόστος αποθήκευσης καυσίμου (*Fuel inventory costs*)

M : Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου (*Non-fuel operation and maintenance costs*)

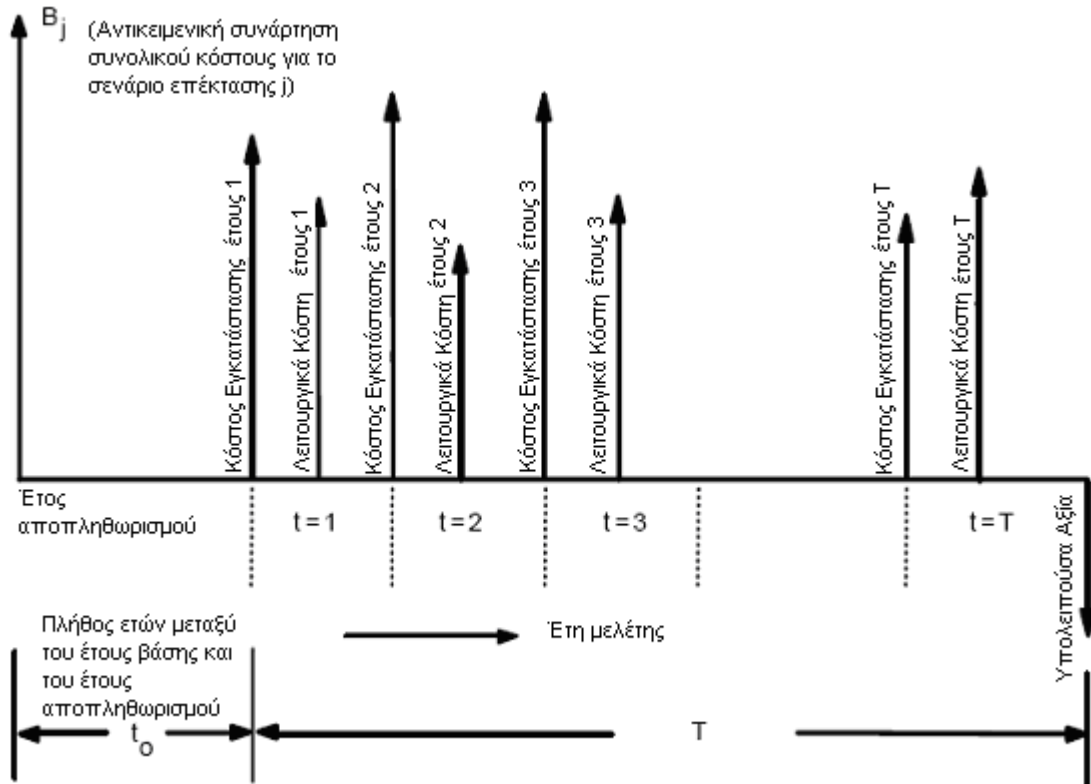
O : Κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (*Cost of the energy not served*)

Η γραμμή πάνω από το κάθε σύμβολο έχει την έννοια της αποληθωρισμένης τιμής αναγόμενης στο έτος αναφοράς που έχει θέσει ο χρήστης.

Το βέλτιστο σχέδιο καθορίζεται από το ελάχιστο B_j από όλα τα σχέδια επέκτασης (j) [IAEA, 2000].

Οι παράγοντες του κόστους της αντικειμενικής συνάρτησης (B_j) που παρουσιάζονται στις συναρτήσεις 3.11 έως 3.16, είναι σε απλοποιημένη μορφή.

Για να αναχθούν τα ετήσια κόστη που παρουσιάζονται στη Συνάρτηση 3.17 σε τρέχουσες αξίες (να γίνει δηλαδή αποπληθωρισμός των ετησίων κοστών), θα πρέπει να γίνουν κάποιες θεωρήσεις στους παράγοντες που επηρεάζουν τις τρέχουσες αξίες. Έτσι λοιπόν για τον παράγοντα του κόστους εγκατάστασης, θεωρείται ότι η εκροή του κόστους αυτού, γίνεται όλη μαζί το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδος. Για τον παράγοντα της απομένουσας αξίας της μονάδος θεωρείται ότι ισοκατανέμεται στο σύνολο των ετών λειτουργίας της, ενώ δίδεται το μερικό αποτέλεσμα στο τέλος του κάθε έτους. Τέλος για τον παράγοντα των λειτουργικών κοστών (σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης, κόστος καυσίμου και κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας) θεωρείται ότι η εκροή γίνεται στο μέσο του κάθε έτους. Αυτές οι υποθέσεις παρουσιάζονται στο σχήμα 3.8 [IAEA, 2000].

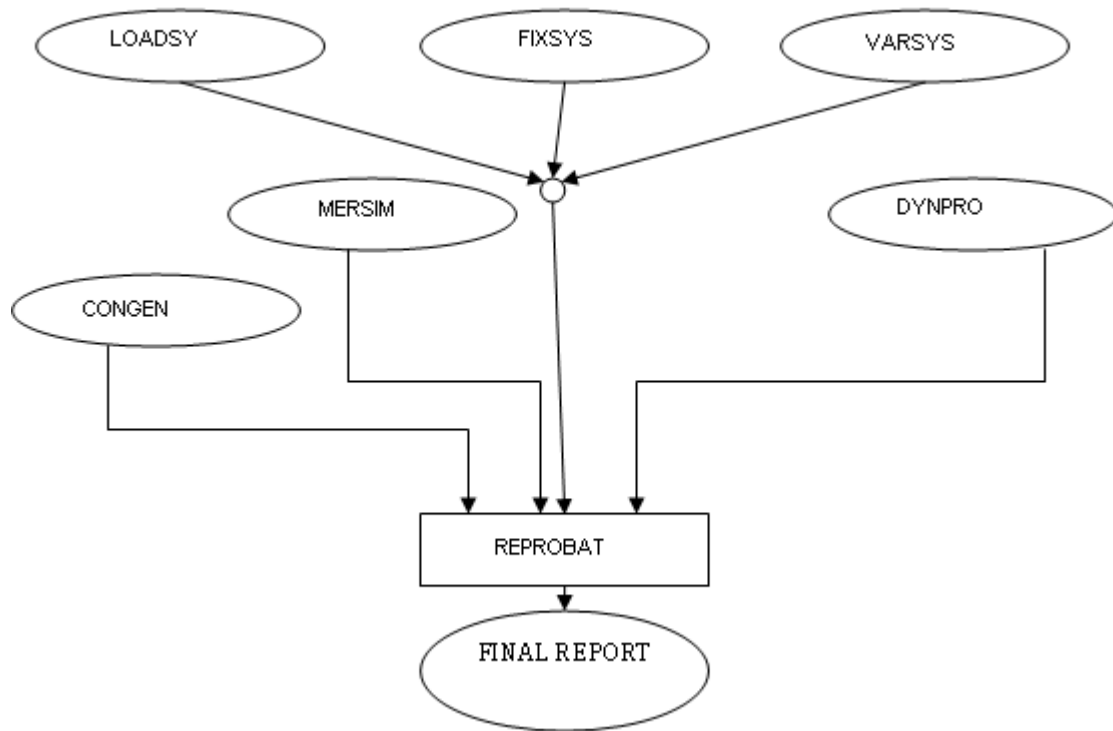


Σχήμα 3.8. Σχηματική παράσταση της χρηματοροής ενός σεναρίου επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος

3.5.8. Module 7: REPROBAT

Το τμήμα REPROBAT είναι το τελευταίο τμήμα του WASP-IV και ο σκοπός της ύπαρξης του είναι η παρουσίαση των συνολικών ή κάποιων από τα αποτελέσματα της μελέτης επέκτασης ενός ηλεκτρικού δικτύου σε μία συνοπτική και ευανάγνωστη μορφή. Υπάρχει και η δυνατότητα όμως η εξαγωγή των αποτελεσμάτων να γίνει και από το κάθε ένα module ξεχωριστά. Ο χρήστης καθορίζει τον τρόπο που θέλει να παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της μελέτης. Προβλήματα και δυσλειτουργίες δεν παρουσιάζονται [IAEA, 2000].

Αναφορικά με τον τρόπο λειτουργίας του μπορεί να θεωρηθεί ότι τα αποτελέσματα των τμημάτων LOADSY, FIXSYS, VARSYS είναι αρχεία εισόδου, τα τμήματα CONGEN, MERSIM, DYNPRO είναι ενδιάμεσα αρχεία τα οποία θα χρησιμοποιηθούν για να λειτουργήσει το REPROBAT (Σχήμα 3.9).



Σχήμα 3.9. Σχηματική αναπαράσταση λειτουργίας REPROBAT

3.6. Λειτουργία του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται γενικά η λειτουργία του WASP-IV με το δεύτερο τρόπο εκτέλεσης. Ο δεύτερος τρόπος εκτέλεσης εφαρμόστηκε στη μελέτη του Κεφαλαίου 10 για τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Η διαφοροποίηση μεταξύ των δύο τρόπων εκτέλεσης γίνεται στο module CONGEN. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 3.5.5, στο module CONGEN κατά το δεύτερο τρόπο εκτέλεσης, ο χρήστης εισάγει για κάθε έτος ένα εύρος διόδου στις μονάδες με τις οποίες σχεδιάζει να αναπτύξει το σύστημα. Το GONGEN, εξετάζει όλους τους πιθανούς συνδυασμούς επέκτασης του συστήματος και παρουσιάζει αυτούς που δεν υπερβαίνουν τα όρια επιτρεπόμενης εφεδρείας του συστήματος.

Δίδοντας ένα παράδειγμα ας υποθεθεί ότι ένα ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα επεκτείνεται με δύο μονάδες διαφορετικών τύπων καυσίμων, έστω Α και Β. Στο έτος Χ, δεν έχει προστεθεί καμία νέα μονάδα από τις Α και Β και έστω το εύρος διόδου τίθεται και για τις δύο μονάδες στο 2. Τότε το CONGEN δημιουργεί και εξετάζει για το έτος Χ όλους τους συνδυασμούς (οι οποίοι σε αυτήν την περίπτωση είναι 9) το εύρος τιμών των οποίων είναι $[A, B] \in [0 \leq A \leq 2, 0 \leq B \leq 2]$. Οι συνδυασμοί για το έτος αυτό είναι:

- Α = 0 και Β = 0,
- Α = 0 και Β = 1,
- Α = 0 και Β = 2,
- Α = 1 και Β = 0,
- Α = 1 και Β = 1,
- Α = 1 και Β = 2,

- $A = 2$ και $B = 0$,
- $A = 2$ και $B = 1$,
- $A = 2$ και $B = 2$,

Αν τώρα στο έτος $X+1$ το εύρος διόδου τεθεί πάλι 2 και για τις δύο μονάδες (A και B) το WASP-IV εξετάζει τους συνδυασμούς που προαναφέρθηκαν συν τους νέους συνδυασμούς που προκύπτουν με εύρος τιμών $[A, B] \in [0 \leq A \leq 4, 0 \leq B \leq 4]$. Η διαδικασία συνεχίζεται και για τα επόμενα έτη μέχρι το τελευταίο.

Η διαδικασία συνεχίζεται στο module MERSIM όπου δεν γίνεται απόρριψη συνδυασμών. Τέλος στο module DYNPRO επιλέγονται να παρουσιαστούν οι συνδυασμοί με το μικρότερο κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης το οποίο όμως δεν είναι πάντα βέλτιστο. Η εξήγηση και ο τρόπος εύρεσης της βέλτιστης λύσης παρουσιάζονται στη συνέχεια. Το πλήθος των καλύτερων συνδυασμών που παρουσιάζονται μπορεί να είναι από 1 μέχρι 10.

Στα αποτελέσματα του DYNPRO, παρουσιάζονται οι καλύτεροι συνδυασμοί ανά έτος και το WASP-IV προτείνει για κάθε έτος και κάθε μονάδα την προσθήκη (+) ή την αφαίρεση (-) μονάδων ή ακόμα την παραμονή των ίδιων μονάδων (κενό). Ο χρήστης επανέρχεται στο CONGEN, εφαρμόζει αλλαγές (ανάλογα με τις υποδείξεις του DYNPRO και τη στρατηγική που ο ίδιος επιθυμεί) και επαναλαμβάνει τη διαδικασία ξανά και ξανά μέχρι να προκύψει ο βέλτιστος συνδυασμός.

Για να επιτύχει ο χρήστης το βέλτιστο συνδυασμό μονάδων που θα επεκτείνουν το σύστημα, αρχικά εκτελεί το WASP-IV με σκοπό το κόστος τις αντικειμενικής συνάρτησης του κάθε έτους να είναι ελάχιστο. Υπενθυμίζεται ότι δημιουργείται μία αντικειμενική συνάρτηση για κάθε έτος της μελέτης και το άθροισμά τους δίνει τελικά το κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης όλης της μελέτης (βλ. Κεφάλαιο 3.5.7.2). Στη συνέχεια το WASP-IV επανεκτελείται και βελτιστοποιεί τα αποτελέσματα, δίδοντας τελικά το βέλτιστο τρόπο επέκτασης του συστήματος δηλαδή το ελάχιστο κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης της μελέτης. Η διαδικασία αυτή περιγράφεται από το εγχειρίδιο χρήσης του WASP-IV και βασίζεται στο γεγονός ότι κατά την επανεκτέλεση μπορεί το κόστος των αντικειμενικών συναρτήσεων κάποιων ετών να είναι λίγο μεγαλύτερο από την προηγούμενη εκτέλεση αλλά το κόστος των αντικειμενικών συναρτήσεων κάποιων άλλων ετών να είναι πολύ μικρότερο. Η μέθοδος αυτή ονομάζεται «επαναληπτική διαδικασία βελτιστοποίησης». Η αναγκαιότητά της είναι ότι το WASP-IV επιλέγει την μικρότερη ετήσια αντικειμενική συνάρτηση καταλήγοντας συχνά σε μεγαλύτερη αντικειμενική συνάρτηση στο σύνολο της μελέτης. Αναλυτικότερη εξήγηση δίδεται στο Κεφάλαιο 10.3.

Υπενθυμίζεται ότι πριν την εκτέλεση του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης, θα πρέπει να εκτελεστεί με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης, ώστε να προκύψουν κάποια συμπεράσματα για το σύστημα. Με τα συμπεράσματα αυτά ο χρήστης καθοδηγεί την εκτέλεση του WASP-IV, για να προκύψει η βέλτιστη λύση βάσει και της δικής του στρατηγικής. Σαν παράδειγμα αναφέρεται ότι αν η βέλτιστη λύση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. ήταν να επεκταθεί αυτό με τη χρήση μόνο λιγνιτικών μονάδων, θα οδηγούσε σε ένα σύστημα στο οποίο δεν θα επαρκούσε ο λιγνίτης για την κάλυψη των αναγκών του.

Η διαδικασία που περιγράφηκε είναι αρκετά χρονοβόρα. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι μόνο για το σενάριο λιθάνθρακα (βλ. Κεφάλαιο 10.4.1), το WASP-IV εκτελέστηκε 24 φορές, δημιούργησε και εξέτασε 5416 συνδυασμούς επέκτασης του συστήματος και παρουσίασε στο DYNPRO 231 συνδυασμούς (10 για τις πρώτες 23 εκτελέσεις και 1 για την τελευταία). Τέλος, από τους 231 συνδυασμούς, εξετάστηκαν εξωτερικά (δηλαδή ελήφθησαν τα αποτελέσματα από το DYNPRO και έγινε περαιτέρω εξέταση με χρήση του excel) 93 συνδυασμοί (οι 4 καλύτεροι των 23 εκτελέσεων και ο ένας της 24^{ης}). Πριν όμως γίνει η βελτιστοποίηση του σεναρίου λιθάνθρακα, είχαν πραγματοποιηθεί αρκετές εκτελέσεις του WASP-IV με τον πρώτο τρόπο (και προέκυψαν τα αποτελέσματα των Κεφαλαίων 6, 7, 8 και 9).

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

Adica Company, 2005 και 2010:

<http://www.adica.com>, Νοέμβριος 2005.

http://www.adicasupport.com/option.com_simplefaq/task_display/Itemid.47/catid.26.html, Μάρτιος 2010.

Afgan Naim, 2004. University of Zagreb and Technical University of Lisbon. Προσωπική επικοινωνία.

Agoris D., Tigas K., Giannakidis G., Siakkis F., Vassos S., Vassilakos N., Kiliass V., Damassiotis M., 2004. An analysis of the Greek energy system in view of the Kyoto commitments. Energy Policy 32, 2019-2033.

Chatzimouratidis A.I., Pilavachi P.A., 2008. Multicriteria evaluation of power plants impacts on the living standard using the analytic hierarchy process. Energy Policy 36, 1074-1089.

Dagoumas A.S., Kalaitzakis E., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2007. A post-Kyoto analysis of the Greek electricity sector. Energy Policy 35, 1551-1563.

Dagoumas A.S., Panapakidis I.P., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2008. Post-Kyoto energy consumption strategies for the Greek interconnected electric system. Energy Policy 36, 1980-1999.

Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.

Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC.

Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council on the amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.

Forum, 2006 – 2009. Forum χρηστών των λογισμικών της IAEA.

IAEA (International Atomic Energy Agency), 2000. Wien Automatic System Planning (WASP IV) User's Manual.

Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2010a. A model for the development of a power production system in Greece, Part I: Where RES do not meet EU targets. Energy Policy. Article in press.

Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2010b. A model for the development of a power production system in Greece, Part II: Where RES meet EU targets. Energy Policy. Article in press.

Kaldellis J.K., 2008. Critical evaluation of the hydropower applications in Greece. Renewable and Sustainable Energy Reviews 12. 218-234.

- Koutsoyiannis, D., Baloutsos G., 2000. Analysis of a long record of annual maximum rainfall in Athens, Greece, and design rainfall inferences. *Natural Hazards* 22, 29–48.
- Kreyszig E., 1999. *Advanced Engineering Mathematics* 8th Edition. Publications Wiley. Ohio.
- Malik A.S., Al-Zubeidi S., 2006. Electricity tariffs based on long-run marginal costs for central grid system of Oman. *Energy* 31, 1703–1714.
- Nakawiro T., Bhattacharyya S.C., Limmeechokchai B., 2008a. Electricity capacity expansion in Thailand: An analysis of gas dependence and fuel import reliance. *Energy* 33, 712-723.
- Nakawiro T., Bhattacharyya S.C., Limmeechokchai B., 2008b. Expanding electricity capacity in Thailand to meet the twin challenges of supply security and environmental protection. *Energy Policy* 36, 2265– 2278.
- Poullikkas A., Hadjipaschalis I., Christou C., 2009. The cost of integration of zero emission power plants – A case study for the island of Cyprus. *Energy Policy* 37, 669-679.
- Tishler A., Newman J, Spekterman I., Woo C.K., 2008. Assessing the options for a competitive electricity market in Israel. *Utilities Policy* 16, 21-29.
- TSO – Cyprus (Transmission System Operator – Cyprus), Μάρτιος 2009: http://www.dsm.org.cy/nqcontent.cfm?a_id=2297&tt=graphic&lang=11.
- Vassos S. Vlachou A., 1997. Investigating strategies to reduce CO₂ emissions from the electricity sector: the case of Greece. *Energy Policy* 25, 327-336.
- Vlachou A., Vassos S., Andrikopoulos A., 1995. Energy and environment: Reducing CO₂ emissions from the electric power industry. *Journal of Policy Modelling* 18, 343-376.
- World Bank, Μάρτιος 2010: <http://search.worldbank.org/all?qterm=WASP>
- Yamayee Z.A., 1985. Long-range generation planning: use of optimum-and simulation-based computer programs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 7, 21-28.
- Young Eal Lee, Young Beom Jung., 2008. Challenges of nuclear power for sustainable role in Korean energy policy. *Energy Conversion and Management* 49, 1951-1959.
- Δαβάκος Χρ., Ιανουάριος 2009. Λιγνιτορυχεία – Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Δ.Ε.Π.Α., Φεβρουάριος 2009. Προσωπική επικοινωνία.
- Δαγούμας Α.Σ., 2006. Α.Π.Θ. Προσωπική επικοινωνία.
- Καββαδίας Κ, Ζαφειράκης Δ., 2009. Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος – Τ.Ε.Ι. Πειραιά. Προσωπική επικοινωνία.
- Καλδέλλης Ι.Κ., Καββαδίας Κ.Α., 2001. Εργαστηριακές Εφαρμογές Ήπιων Μορφών Ενέργειας. Εκδόσεις Σταμούλη. Αθήνα
- Καραγιάννης Φ., 2006. Τμήμα Στρατηγικού σχεδιασμού Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Κουτσογιάννης, Δ., Ξανθόπουλος Θ., 1999. Τεχνική Υδρολογία. Εκδόσεις Ε.Μ.Π. Αθήνα.
- Κυριακίδης Η., 2007. Μοντέλα Κόστους Παραγωγής. Τμ. Ηλεκτρολόγων & Μηχανικών Υπολογιστών, Πολυτεχνική Σχολή, Πανεπιστήμιο Κύπρου (σημειώσεις μαθήματος). Κύπρος.
- Λαμπρίδης Δ., Ντοκόπουλος Π., Παπαγιάννης Γ., 2006. Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Τόμος Α'. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
- Μπακιρτζής Α.Γ., 1998. Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.

- N. 3468/2006, Φ.Ε.Κ. Α' 129/27.06.2006. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις.
- Παρσόπουλος Κ.Ε., 2009. Ειδικά Θέματα Υπολογιστικών Μαθηματικών: Ευφυής Υπολογιστική Βελτιστοποίηση (συνοπτικές σημειώσεις μαθήματος). Πανεπιστήμιο Ιωαννίνων. Ιωάννινα.
- Πηλαβάκης Π.Α., 2003. Ενεργειακή Πολιτική και Οικονομία. Σημειώσεις μαθήματος. Π.Δ.Μ. Κοζάνη.
- Πουλλικκάς Α., 2007. Α.Η.Κ. Προσωπική επικοινωνία.
- Ψωινός Δ.Π., 1999. Ποσοτική Ανάλυση (1^{ος} και 2^{ος} τόμος). 2^η έκδοση. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.

Κεφάλαιο 4: Περιβαλλοντικοί στόχοι και στόχοι για τις Α.Π.Ε.

Στα πλαίσια της κλιματικής αλλαγής και της σταδιακής εξάντλησης των ορυκτών ενεργειακών πόρων, η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) και η Ελλάδα έχουν υιοθετήσει κάποιους στόχους αναφορικά με το περιβάλλον και την ενέργεια. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται οι στόχοι αυτοί οι οποίοι αφορούν την ηλεκτροπαραγωγή και οι οποίοι χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα διατριβή.

4.1. Περιβαλλοντικοί στόχοι

Οι περιβαλλοντικοί στόχοι έχουν να κάνουν κυρίως με τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου. Η αρχή έγινε με το Πρωτόκολλο του Κ्यото το οποίο καθορίζει στόχους για την περίοδο 2008 – 2012. Εν συνεχεία κατατέθηκαν προτάσεις αναφορικά με τις δράσεις και τους στόχους μέχρι το 2050. Η Ε.Ε. κατέθεσε προτάσεις για στόχους τους οποίους προτίθεται να υιοθετήσει υπό προϋποθέσεις, για τις περιόδους 2013 – 2020, 2021 – 2030 και 2031 – 2050 στα πλαίσια του επικείμενου τότε, συμφώνου της Κοπεγχάγης το Δεκέμβριο του 2009, το οποίο όμως δεν κατέληξε σε συγκεκριμένα αποτελέσματα.

4.1.1. Πρωτόκολλο Κ्यото

Στόχος του Πρωτοκόλλου του Κ्यото ήταν να μειωθούν οι μέσες ετήσιες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου παγκοσμίως κατά 5,2% κατά τη περίοδο 2008 – 2012, σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 1990. Το Πρωτόκολλο του Κ्यото αφορούσε κυρίως τα εκβιομηχανισμένα κράτη, υπεγράφη στις 11 Δεκεμβρίου 1997 και δημοσιεύτηκε τον Ιανουάριο του 1998 [[Kyoto Protocol 1998](#)].

Στο Πρωτόκολλο του Κ्यото, τα αέρια που ορίζονται σαν αέρια του θερμοκηπίου είναι τα [[Kyoto Protocol 1998](#)]:

- Διοξείδιο του άνθρακα (CO₂),
- Μεθάνιο (CH₄),
- Υποξείδιο του αζώτου (N₂O),
- Υδροφθοράνθρακες (HFCs),
- Υπερφθοράνθρακες (PFCs),
- Εξαφθοριούχο θείο (SF₆).

Βασικός ρύπος θεωρείται το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) και για αυτό το λόγο έχει επικρατήσει οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου να αναφέρονται και σαν εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και να συμβολίζονται σαν CO₂-eq ή απλά σαν CO₂ (από εδώ και πέρα οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου θα αναφέρονται σαν εκπομπές CO₂).

Το Πρωτόκολλο του Κ्यото επικύρωσε και η Ε.Ε., καθώς και τα Κράτη Μέλη (Κ.Μ.) της, δεσμευόμενη να μειώσει τις εκπομπές CO₂, εντός της Ένωσης, κατά 8% για την περίοδο 2008 – 2012, σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 1990 [[Decision 2002/385/EC](#)].

Προς την κατεύθυνση αυτή τέθηκαν επιμέρους στόχοι στα Κ.Μ. ανάλογα με τις ανάγκες και τις δυνατότητές τους οι οποίοι παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.1. Έτσι λοιπόν ο στόχος που τέθηκε στην Ελλάδα (ο στόχος τέθηκε το 2002) προβλέπει αύξηση των εκπομπών CO₂ μέχρι και 25% για την περίοδο 2008 – 2012 σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 1990 [Decision 2002/385/EC]. Οι λόγοι για τους οποίους τέθηκε στην Ελλάδα αυτός ο στόχος ήταν πρώτον διότι ο βασικός ενεργειακός πόρος της Ελλάδος για ηλεκτροπαραγωγή είναι ο λιγνίτης (ο οποίος είναι ένα «φτωχό» ενεργειακά καύσιμο – βλ. Κεφάλαιο 2.1.1) και δεύτερον διότι την περίοδο εκείνη η Ελλάδα είχε πολύ υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης [Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2008]. Ποιο συγκεκριμένα, το 2002 στην Ελλάδα, η καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια που προερχόταν από το λιγνίτη ήταν περίπου 64% επί της συνολικής καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας [Kalampalikas and Pilavachi, 2006] και ο ρυθμός ανάπτυξης την περίοδο 2000 – 2004 ήταν κοντά στο 4,1% τη στιγμή που ο μέσος ρυθμός ανάπτυξης των 15 Κ.Μ. της Ε.Ε. ήταν 2,2% [Eurostat, 2010].

Πίνακας 4.1. Στόχοι Κ.Μ. της Ε.Ε. αναφορικά με το Πρωτόκολλο του Κγτο

Κράτος Μέλος	Στόχος (%)	Κράτος Μέλος	Στόχος (%)
Αυστρία	-13	Ιταλία	-6,5
Βέλγιο	-7,5	Λουξεμβούργο	-28
Δανία	-21	Ολλανδία	-6
Φιλανδία	0	Πορτογαλία	+27
Γαλλία	0	Ισπανία	+15
Γερμανία	-21	Σουηδία	+4
Ελλάδα	+25	Ηνωμένο Βασίλειο	-12,5
Ιρλανδία	+13		
Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.-15)		-8%	

Δικαιώματα εκπομπών ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος

Στα πλαίσια των στόχων του Πρωτοκόλλου του Κγτο, εκχωρήθηκαν δικαιώματα εκπομπών σε όλους τους εν λειτουργία ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς. Τα δικαιώματα εκπομπών παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.2 [EC, 2009, ΚΥΑ, 2008, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2008].

Πίνακας 4.2. Δικαιώματα εκπομπών ανά ηλεκτροπαραγωγική μονάδα για την περίοδο 2008 – 2012

A/A	Επωνυμία Εγκατάστασης	Ετήσια δικαιώματα (tons CO ₂)	Συνολικά δικαιώματα (tons CO ₂)
1	ΔΕΗ Α.Ε. - ΑΗΣ ΛΚΔΜ	306.822	1.534.110
2	Δ.Ε.Η. Α.Ε. - ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	4.101.240	20.506.200
3	Δ.Ε.Η. Α.Ε. - ΑΗΣ Καρδιάς	8.409.379	42.046.895
4	Δ.Ε.Η. Α.Ε. - ΑΗΣ ΑΓ.Δημητρίου	11.049.784	55.248.920
5	Δ.Ε.Η. Α.Ε. - ΑΗΣ Αμυνταίου	4.357.395	21.786.975
6	Δ.Ε.Η. Α.Ε. - ΑΗΣ Μεγαλόπολης	5.940.157	27.998.914
7	ΔΕΗ Α.Ε. - ΑΗΣ Μελίτης (Φλώρινα)	1.667.927	8.339.635
8	ΔΕΗ Α.Ε. - ΑΗΣ ΑΓ. Γεωργίου	639.361	3.196.805
9	ΔΕΗ Α.Ε. - ΑΗΣ Λαυρίου	2.992.891	14.964.455
10	ΔΕΗ Α.Ε. - ΑΗΣ Κομοτηνής	740.962	3.704.810
11	ΔΕΗ Α.Ε. - ΑΗΣ Αλιβερίου	893.558	4.467.790
12	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	43.372	216.860
13	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ Α.Ε.	596.317	2.981.585
	Σύνολο	41.739.165	206.993.954

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.2 τα ετήσια δικαιώματα που εκχωρήθηκαν στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2008 – 2012 είναι 41.739.165 tons/yr.

Σε περίπτωση κατά την οποία εισέλθει στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα μια νέα μονάδα ή ένας νέος σταθμός κατά την περίοδο 2008 – 2012, τότε θα λάβει δικαιώματα εκπομπών από το τυχόν πλεόνασμα των εν λειτουργία μονάδων. Στην περίπτωση που η ποσότητα δικαιωμάτων σε κάποια χρονική στιγμή δεν επαρκεί για να καλύψει την αίτηση του νεοεισερχόμενου (μονάδας ή σταθμού), τότε ο νεοεισερχόμενος υποχρεούται να αναζητήσει τα δικαιώματα που χρειάζεται στην ελεύθερη αγορά. [ΚΥΑ, 2008].

4.1.2. Περιβαλλοντικοί στόχοι για την μετά-Κυото εποχή

Στα πλαίσια της μετά-Κυото περιόδου και της παγκόσμιας προσπάθειας για την αποτροπή της κλιματικής αλλαγής, πραγματοποιήθηκε μία διεθνής συνάντηση στο Μπαλί το 2007. Σε αυτήν προτάθηκε ο στόχος για παγκόσμια μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050 κατά 50%, σε σχέση με τις εκπομπές του 1990, προκειμένου η αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας να μη ξεπεράσει τους 2 °C σε σχέση με τις τιμές της προ-βιομηχανικής περιόδου [COM, 2009].

Προκειμένου να οριστούν στα συμβαλλόμενα κράτη συγκεκριμένοι στόχοι μείωσης των εκπομπών CO₂ μέχρι και το 2050 ώστε να επιτευχθεί ο στόχος της συνάντησης του Μπαλί, πραγματοποιήθηκε το Δεκέμβριο του 2009 η συνάντηση της Κοπεγχάγης η οποία όμως δεν κατέληξε σε συμφωνία [Greenpeace, 2010].

Αναφορικά με τη συνάντηση στην Κοπεγχάγη, αλλά και για όποια μελλοντική συνάντηση, η Ε.Ε. προτίθεται να δεσμευτεί να περιορίσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου έως το 2020 κατά 30% σε σχέση με το 1990 εάν οι υπόλοιπες αναπτυγμένες χώρες δεσμευτούν για συγκεκριμένες περικοπές που να είναι μεταξύ του 25% - 40%. Επίσης για τις αναπτυγμένες χώρες προτίθεται να προτείνει μείωση των εκπομπών κατά 80% - 95% μέχρι το 2050 [COM, 2009].

Για τις αναπτυσσόμενες χώρες, η Ε.Ε. θα προτείνει να διατηρήσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2020, σε επίπεδα κατά 15% - 30% χαμηλότερα και μέχρι το 2030 σε επίπεδα 50% χαμηλότερα εκείνων που προβλέπει το σενάριο της υφιστάμενης κατάστασης (από όσο προβλέπεται να εκπέμπουν τα έτη 2020 και 2030 σύμφωνα με τους ισχύοντες στόχους) [COM, 2009].

Τέλος, μελέτη η οποία έγινε με χρήση του λογισμικού πακέτου PRIMES για λογαριασμό της EURELECTRIC, στα πλαίσια του προγράμματος Role of Electricity (RoE)^{†††}, έδειξε ότι προκειμένου να επιτευχθεί η σταθεροποίηση του παγκόσμιου κλίματος, θα πρέπει οι εκπομπές CO₂ το έτος 2050 να μειωθούν κατά τουλάχιστον 60% σε σχέση με τους στόχους που έχουν τεθεί για το 2020 [EURELECTRIC, 2010].

Αν τελικά οι προτάσεις της δεν γίνουν δεκτές η Ε.Ε. έχει θέσει ήδη τους στόχους της για την περίοδο 2013 – 2020 με μια «δέσμη μέτρων για το κλίμα και την ενέργεια» η οποία είναι γνωστή σαν «20-20-20 το 2020». Αυτή η δέσμη μέτρων οριοθετεί ότι το 2020, η Ε.Ε. στο σύνολό της, θα πρέπει να μειώσει τις εκπομπές CO₂ κατά 20% σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 1990, ότι το 20% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας θα πρέπει να προέρχεται από Α.Π.Ε. (εκτενέστερη αναφορά στους στόχους σχετικά με τις Α.Π.Ε. γίνεται στο Κεφάλαιο 4.2) και ότι θα πρέπει να επιτευχθεί περιορισμός της ενεργειακής κατανάλωσης κατά 20% των προβλεπόμενων για το 2020 επιπέδων με τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης. Αυτή η δέσμη μέτρων κυρώθηκε από την Ε.Ε. το Δεκέμβριο του 2008 και θα τεθεί σε ισχύ το αργότερο ως το 2011 [COM, 2008, Directives, 2009/28/EC και 2009/29/EC].

Προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος για μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 20% το 2020 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, η Ε.Ε. όρισε ότι: «Η ποσότητα των δικαιωμάτων σε όλη την Κοινότητα θα πρέπει να μειωθεί γραμμικά με βάση υπολογισμού τη μέση τιμή της περιόδου 2008 έως 2012, ώστε να διασφαλίζεται ότι το σύστημα εμπορίας εκπομπών επιτρέπει σταδιακές και προβλέψιμες μειώσεις των εκπομπών διαχρονικώς. Η ετήσια μείωση των δικαιωμάτων θα πρέπει να είναι ίση με 1,74 % των δικαιωμάτων που εκχωρούνται από τα Κ.Μ. σύμφωνα με τις αποφάσεις της Ε.Ε. σχετικά με τα εθνικά σχέδια κατανομής των Κ.Μ. για την περίοδο 2008 – 2012, ώστε το κοινοτικό σύστημα να συμβάλει με τρόπο αποτελεσματικό από πλευράς κόστους στην υλοποίηση της δέσμευσης της Κοινότητας για συνολική μείωση των εκπομπών κατά τουλάχιστον 20 % έως το 2020» [Directive, 2009/29/EC].

Επιπρόσθετα, η Ε.Ε. άλλαξε την πολιτική της αναφορικά με την ελεύθερη κατανομή δικαιωμάτων σε ηλεκτροπαραγωγούς που θα ισχύει μέχρι το 2012. Ενώ δηλαδή μέχρι το 2012 τα Κ.Μ. μπορούν να μεταβιβάζουν τα δικαιώματα εκπομπών στους ηλεκτροπαραγωγούς, από το 2013 (το 2013 είναι το πρώτο έτος της μετά-Κυοτο εποχής) και μετά «δεν θα πραγματοποιείται δωρεάν κατανομή σε κανέναν παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας» [Directive, 2009/29/EC].

Από το 2021 και μετά δεν υπάρχουν για την ώρα (Μάιος 2010) πληροφορίες για τους στόχους που προτίθεται να υιοθετήσει η Ε.Ε. αναφορικά με τις εκπομπές CO₂, πέρα από τις προτάσεις της στη συνάντηση της Κοπεγχάγης. Τις ίδιες προτάσεις προτίθεται

^{†††} Η μελέτη πραγματοποιήθηκε από τον καθ. Κάπρο Π. και την ερευνητική ομάδα του.

να καταθέσει και στις επικείμενες συναντήσεις στο Cancun του Μεξικό στα τέλη του 2010 και στη Νότιο Αφρική το 2011 [COM, 2010].

4.1.2.1. Υπολογισμός περιβαλλοντικού στόχου για την Ελλάδα (2013 – 2020)

Οι στόχοι του 20-20-20 το 2020, αφορούν την Ε.Ε. στο σύνολό της ενώ το κάθε Κ.Μ. έχει τους δικούς του στόχους. Για τα Κ.Μ. έχει οριστεί από την Ε.Ε. ως στόχος η μέση ετήσια γραμμική μείωση των δικαιωμάτων εκπομπών (και κατ' επέκταση των εκπομπών) κατά 1,74 % σε σχέση με τα δικαιώματα εκπομπών που εκχωρήθηκαν σε αυτά (που εκχωρήθηκαν στα Κ.Μ. σύμφωνα με τις αποφάσεις της Επιτροπής και σχετικά με τα εθνικά σχέδια κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών) για την περίοδο 2008 – 2012.

Για την Ελλάδα, οι εκπομπές CO₂ το 1990 ανέρχονταν σε 106.143 ktons CO₂ [ΠΥΣ, 5/2003]. Προκειμένου λοιπόν οι εκπομπές CO₂ να μην αυξηθούν πάνω από 25% την περίοδο 2008 – 2012 σε σχέση με αυτές του 1990 (στόχος Πρωτοκόλλου Kyoto) δεν θα πρέπει να ξεπερνούν τους 132.679 ktons CO₂. Δεδομένου του στόχου της περιόδου 2008 – 2012, υπολογίστηκαν οι στόχοι για την Ελλάδα για την περίοδο 2013 – 2020 που παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3. Στόχοι εκπομπών CO₂ για την Ελλάδα (2013 – 2020)

Έτος	Εκπομπές CO ₂ (ktons CO ₂)	Αύξηση σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 (%)
2008 - 2012	132.679	25
2013	130.370	22,8
2014	128.102	20,7
2015	125.873	18,6
2016	123.683	16,5
2017	121.531	14,5
2018	119.416	12,5
2019	117.338	10,5
2020	115.297	8,6

Από τον Πίνακα 4.3, φαίνεται ότι ο στόχος της Ελλάδος για το 2020, είναι αύξηση των εκπομπών CO₂ σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 1990 κατά 8,6%.

4.1.2.2. Υπολογισμός περιβαλλοντικών στόχων για την ηλεκτροπαραγωγή

Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 4.1.2, η Ε.Ε. όρισε ότι από το 2013 και έπειτα «δεν θα πραγματοποιείται δωρεάν κατανομή σε κανέναν παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας» κάτι το οποίο θα επιφέρει σαφώς αύξηση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής τόσο στο ελληνικό σύστημα όσο και στον υπολοίπων Κ.Μ. Παρουσιάζει λοιπόν ενδιαφέρον να μελετηθούν οι οικονομικές επιπτώσεις που θα έχει αυτή η αλλαγή στο ελληνικό ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Οι επιπτώσεις αυτές μελετώνται και παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 6.

Προκειμένου όμως να εξεταστούν οι επιπτώσεις αυτές, θα πρέπει να υπολογιστούν τα δικαιώματα εκπομπών που θα εκχωρούντο στην ηλεκτροπαραγωγή του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) της Ελλάδος αν η Ε.Ε. δεν άλλαξε την πολιτική της (αν δηλαδή δεν σταματούσε την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών στην

ηλεκτροπαραγωγή από το 2013 και έπειτα). Θα θεωρηθεί λοιπόν ότι στην ηλεκτροπαραγωγή θα μεταβιβάζονταν δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2013 - 2020, ανάλογα με αυτά που δόθηκαν στην Ελλάδα. Έτσι λοιπόν θα θεωρηθεί ότι τα δικαιώματα εκπομπών της ηλεκτροπαραγωγής θα μειώνονται γραμμικά κατά 1,74%/yr (ότι δηλαδή ισχύει και για την Ελλάδα) με εκπομπές βάσης, αυτές που πρέπει να παρουσιάσει το 2012 αν επιτύχει τους στόχους της (η ηλεκτροπαραγωγή), δηλαδή 41.739.165 tons. Τα δικαιώματα εκπομπών CO₂ για την περίοδο 2013 – 2020 παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4.

Ελλείψει στοιχείων θα θεωρηθεί η αντίστοιχη γραμμική μείωση και για την περίοδο 2021 – 2030 και τα δικαιώματα εκπομπών παρουσιάζονται επίσης στον Πίνακα 4.4.

Τέλος οι εκπομπές CO₂ του 1990 υπολογίστηκαν ίσες με 33.391.332 tons CO₂ ως εξής:

$$1.25 * X_{1990} = 41,739,165 \text{ tons CO}_2/\text{yr}$$

$$\text{Άρα: } X_{1990} = 33,391,332 \text{ tons CO}_2$$

Όπου:

$$X_{1990}: \text{ οι εκπομπές CO}_2 \text{ το 1990 (tons CO}_2\text{).}$$

Πίνακας 4.4. Στόχοι εκπομπών CO₂ για την ηλεκτροπαραγωγή (2013 – 2020 και 2021 – 2030)

Έτος	Εκπομπές CO ₂ (tons CO ₂)	Αύξηση σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 (%)
2008 - 2012	41.739.165	25
2013	41.012.904	22,8
2014	40.299.279	20,7
2015	39.598.072	18,6
2016	38.909.065	16,5
2017	38.232.047	14,5
2018	37.566.810	12,5
2019	36.913.147	10,5
2020	36.270.858	8,6
2021	35.639.746	6,7
2022	35.019.614	4,9
2023	34.410.273	3,1
2024	33.811.534	1,3
2025	33.223.213	-0,5
2026	32.645.129	-2,2
2027	32.077.104	-3,9
2028	31.518.962	-5,6
2029	30.970.533	-7,2
2030	30.431.645	-8,9

Από τον Πίνακα 4.4, φαίνεται ότι ο στόχος της Ελλάδος για το 2020, είναι αύξηση των εκπομπών CO₂ σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 1990 κατά 8,6% και μείωση κατά 8,9% για το 2030.

4.2. Στόχοι Α.Π.Ε.

Η Ε.Ε. αναγνωρίζοντας την ανάγκη της προαγωγής των Α.Π.Ε. ως μέτρου προτεραιότητας, δεδομένου ότι η εκμετάλλευσή τους συμβάλλει στην προστασία του περιβάλλοντος και τη βιώσιμη ανάπτυξη, έθεσε ως στόχο την 8^η Ιουνίου 1998 την προώθηση τους. Η προώθηση της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία παράγεται από Α.Π.Ε. αποτελεί υψηλή προτεραιότητα για την Κοινότητα, όπως αναφέρεται στη Λευκή Βίβλο για τις Α.Π.Ε., για λόγους ασφάλειας και διαφοροποίησης του ενεργειακού εφοδιασμού, για λόγους προστασίας του περιβάλλοντος και για λόγους κοινωνικής και οικονομικής συνοχής [[Directive 2001/77/EC](#)].

Έτσι λοιπόν, το 1998 τέθηκε ως ενδεικτικός στόχος ότι ως το τέλος του 2010, το 12% της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στην Κοινότητα να προέρχεται από Α.Π.Ε. Η Επιτροπή αξιολογώντας σε ποιο βαθμό τα Κ.Μ. μπορούν να συμμετάσχουν στο στόχο αυτό, όρισε επιμέρους στόχους. Για την Ελλάδα, ορίστηκε ότι ως το τέλος του 2010 το 20,1% της εγχώριας ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να προέρχεται από Α.Π.Ε. Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί ότι σαν έτος βάσης για την οριοθέτηση των εθνικών στόχων των Κ.Μ. τέθηκε το 1997, όπου η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ελληνική ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 8,6% [[Directive 2001/77/EC](#)].

Συνεχίζοντας την προώθηση των Α.Π.Ε. και για την περίοδο 2011 – 2020, η Ε.Ε. έθεσε ως στόχο, το 2020, το 20% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (συνολικής κατανάλωσης ενέργειας και όχι μόνο ηλεκτρικής) θα πρέπει να προέρχεται από Α.Π.Ε. Ο επιμέρους στόχος για την Ελλάδα ορίστηκε στο 18% [[Directive 2009/28/EC](#)].

Έχοντας ως σκοπό την περαιτέρω προώθηση των Α.Π.Ε. μέχρι το 2020, το Υπουργείο Ανάπτυξης έθεσε ως στόχο για τον τομέα του ηλεκτρισμού, τουλάχιστον το 29% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από Α.Π.Ε. [[ΥΠ.ΑΝ., 2007β](#)]. Ο στόχος αυτός έχει τεθεί από το 2007 και μέχρι το Μάιο του 2010 δεν είχε αναθεωρηθεί.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι μέχρι το Μάιο του 2010 δεν υπάρχουν πληροφορίες για τους στόχους που προτίθεται να θέσει η Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε. για το 2030. Συνεπώς για την περίοδο αυτή 2021 – 2030, η παρούσα διατριβή εξετάζει την αύξηση της συμμετοχής μέσα από τα σενάρια, όπως αυτά παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 6.

Η ενεργειακή πολιτική της Ελλάδος αναφορικά με τους στόχους για τις Α.Π.Ε., δείχνει ότι «την αιχμή του δόρατος» θα αποτελέσουν τα νησιά, τα οποία παρουσιάζουν υψηλό αιολικό δυναμικό και αρκετές ώρες ηλιοφάνειας. Παρόλα αυτά είναι επιθυμητό να επιτευχθούν οι στόχοι της Ε.Ε. και της Ελλάδος και στο Ε.Δ.Σ. [[Καβαβιάς και Ζαφειράκης, 2009, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007α, 2007β](#)].

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- COM (2008) 772 final, 2008. Energy efficiency: delivering the 20% target. Βρυξέλλες.
- COM (2009) 39 final, 2009. Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen. Brussels.
- COM (2010) 86 final, 2010. International climate policy post-Copenhagen: Acting now to reinvigorate global action on climate change. Brussels.
- Decision 2002/385/EC of the European Parliament and of the Council. Approval, on behalf of the European Community, of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change and the joint fulfilment of commitments thereunder.
- Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.
- Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.
- Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council on the amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.
- EC (European Commission), Μάρτιος 2009:
http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/citl_en.htm,
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>.
- EURELECTRIC – Union of Electricity Industry, April 2010:
<http://www.eurelectric.org/Highlights/EUSustainableEnergyWeek/Decarbonisingelectricity.htm>
- Eurostat, Μάιος 2010:
http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=reg_e2grgdp&lang=en
- Greenpeace, Μάιος 2010: <http://www.greenpeace.org/greece/ER/copenhagen>
- Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2006. The Energy Policy of Greece. International Journal of Thermal Science 3, 7-18.
- Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1998.
- Καββαδίας Κ., Ζαφειράκης Δ., Μάρτιος 2009. Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος – Τ.Ε.Ι. Πειραιά. Προσωπική επικοινωνία.
- ΚΥΑ 52115/2970/Ε103, ΦΕΚ Β' 2575/19-12-2008. Έγκριση Εθνικού Σχεδίου Δικαιωμάτων Εκπομπών αερίων θερμοκηπίου περιόδου 2008 – 2012.
- ΠΥΣ 5/2003, ΦΕΚ Α' 58/05-03-2003. Έγκριση Εθνικού Προγράμματος μείωσης εκπομπών αερίων φαινομένου θερμοκηπίου (2000-2010).
- ΥΠ.ΑΝ. (Υπουργείου Ανάπτυξης), 2005. 3^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007α. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020 – Μέρος Ι. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007β. 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010. Αθήνα.
- Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. (Υπουργείο Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων), 2008. Εθνικό σχέδιο κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών για την περίοδο 2008 – 2012. Αθήνα.

Κεφάλαιο 5: Βάση δεδομένων

Η βάση δεδομένων που παρουσιάζεται στο παρόν Κεφάλαιο περιλαμβάνει: την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.) για την περίοδο 2002 – 2007, τα δεδομένα των εν λειτουργία ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων (θερμικών και Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας – Α.Π.Ε.), τα δεδομένα των μονάδων που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο σύστημα, τα δεδομένα των υπογήφγιων προς ένταξη και τέλος γενικά οικονομικά δεδομένα που θα χρησιμοποιηθούν στη διατριβή.

5.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ζήτηση φορτίου αιχμής (2002 – 2030)

Το λογισμικό WASP-IV, έχει τη δυνατότητα υπολογισμού της μελλοντικής κατανάλωσης σε ηλεκτρική ενέργεια για το υπό μελέτη σύστημα. Ο υπολογισμός αυτός πραγματοποιείται από το module LOADSY. Προκειμένου να γίνει ο υπολογισμός, τα στοιχεία τα οποία απαιτούνται είναι η προβλεπόμενη ζήτηση σε φορτίο αιχμής για όλα τα έτη της μελέτης και τα φορτία για τουλάχιστον ένα παρελθόν έτος [IAEA 2000].

Κατά την παρούσα διατριβή εισήχθησαν τα φορτία για τα έτη από 2002 μέχρι και 2007, ενώ το WASP-IV πραγματοποίησε τον υπολογισμό κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2008 και για την περίοδο 2009 – 2030. Ο διαχωρισμός (του έτους 2008 και της περιόδου 2009 – 2030) γίνεται διότι το έτος 2008 αποτέλεσε το έτος εκτίμησης ορθής λειτουργίας του λογισμικού και η περίοδος 2009 – 2030 την περίοδο της μελέτης. Το 2009 είναι το έτος βάσης της μελέτης.

Αν και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και η ζήτηση σε φορτίο για το έτος 2008 και την περίοδο 2009 – 2030 είναι αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV, παρουσιάζονται στη βάση δεδομένων διότι χρησιμοποιείται σαν δεδομένο σε ολόκληρη τη διατριβή. Αναφορικά με το έτος 2008, τα αποτελέσματα εξετάστηκαν και επιβεβαιώθηκαν όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2.2.2.

Τα βασικά έτη της μελέτης είναι τα έτη 2009 (ως πρώτο έτος της μελέτης), το 2010 και το 2020 (έτη κατά τα οποία η Ελλάδα πρέπει να εκπληρώσει τους στόχους της αναφορικά με τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή – ιδιαίτερα το 2020 έτος κατά το οποίο έχουν τεθεί και περιβαλλοντικοί στόχοι) και το έτος 2030 (ως το τελευταίο έτος της μελέτης). Η παρουσίαση των πινάκων που θα περιέχουν τα δεδομένα γίνεται για τα έτη 2009, 2010, 2015, 2020, 2025 και 2030 (τα έτη 2015 και 2025 είναι για πληρέστερη παρουσίαση).

5.1.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ζήτηση φορτίου αιχμής (2002 - 2007)

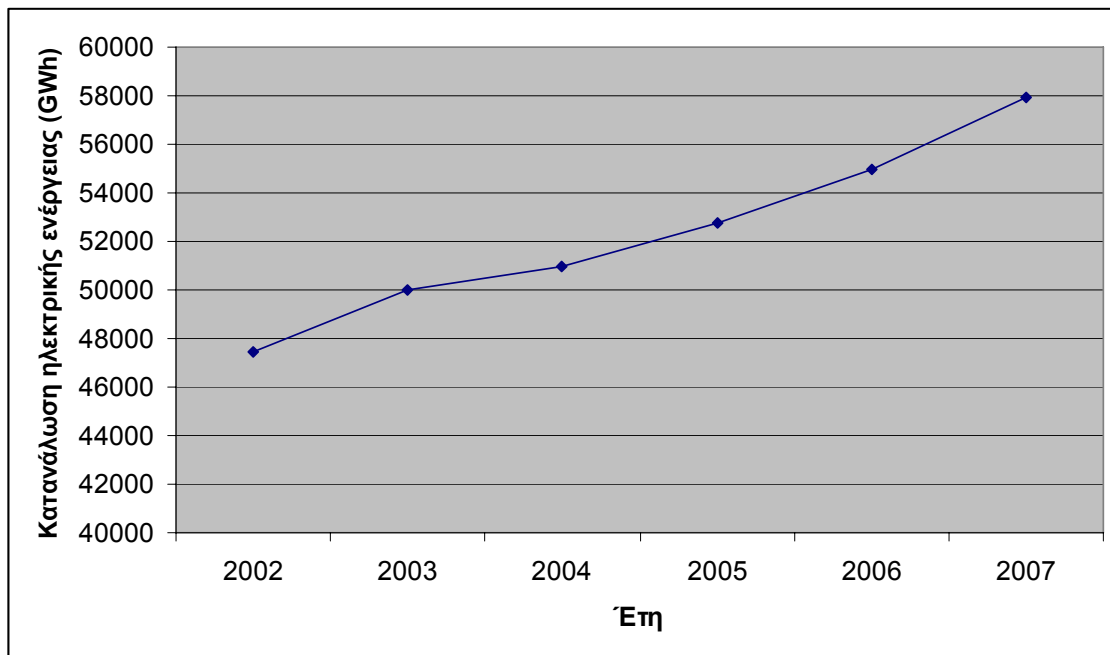
Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και η αιχμή φορτίου για τα έτη 2002 – 2007 που εισήχθησαν στο WASP-IV παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1 και στις Σχήματα 5.1 και 5.2. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι η αιχμή σε φορτίο για την Ελλάδα παρουσιάζεται κυρίως κατά τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο. Ο λόγος είναι οι υψηλές θερμοκρασίες που επικρατούν στην Ελλάδα και κατ' επέκταση η εκτεταμένη

χρήση των κλιματιστικών [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2010] καθότι για θέρμανση κατά τους χειμερινούς μήνες γίνεται κυρίως χρήση καυστήρων πετρελαίου και φυσικού αερίου (το φυσικό αέριο για θέρμανση χρησιμοποιείται στα πολεοδομικά συγκροτήματα Αθήνας και Θεσσαλονίκης και στις πόλεις του Βόλου και της Λάρισας), ενώ σε κάποιες περιοχές (Κοζάνη και Μεγαλόπολη) χρησιμοποιείται η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, που προέρχεται από τις λιγνιτικές μονάδες της περιοχής (τηλεθέρμανση) [Kalampalikas and Pilavachi, 2006].

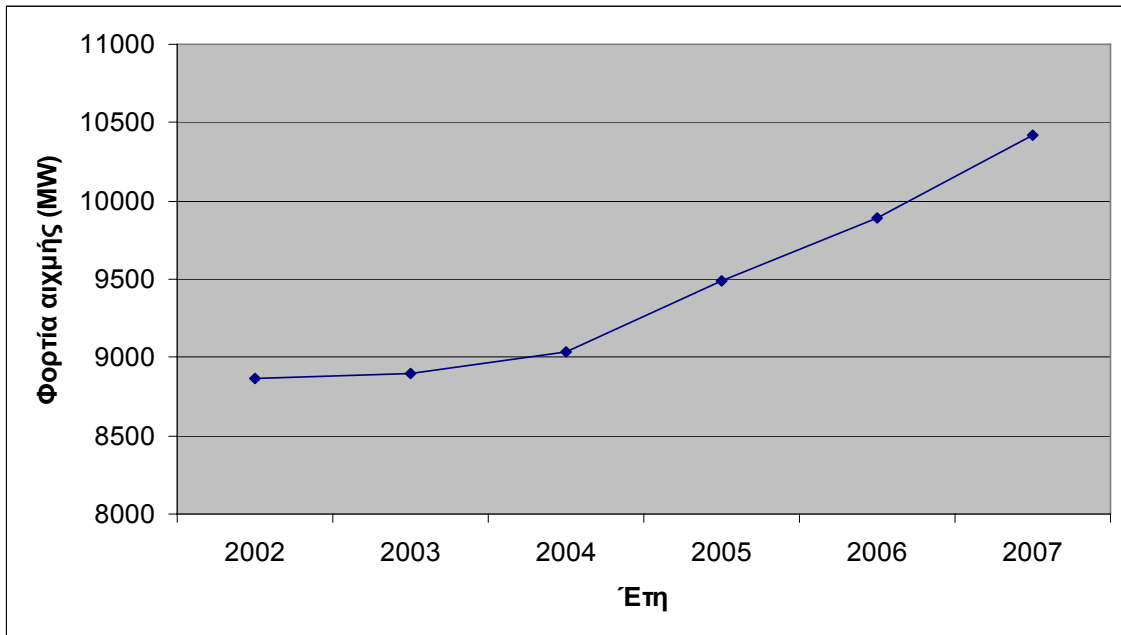
Πίνακας 5.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και ζήτηση φορτίου αιχμής (2002 – 2007)

Έτη	Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (GWh)	Αύξηση (%)	Φορτία Αιχμής (MW)	Αύξηση (%)
2002	47.433		8.865	
2003	50.018	5,4	8.897	0,4
2004	50.959	1,9	9.034	1,5
2005	52.745	3,5	9.492	5,1
2006	54.956	4,2	9.890	4,2
2007	57.907	5,4	10.421	5,4

Παρατηρείται μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση κοντά στο 4,1% για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στο 3,3% για το φορτίο αιχμής.

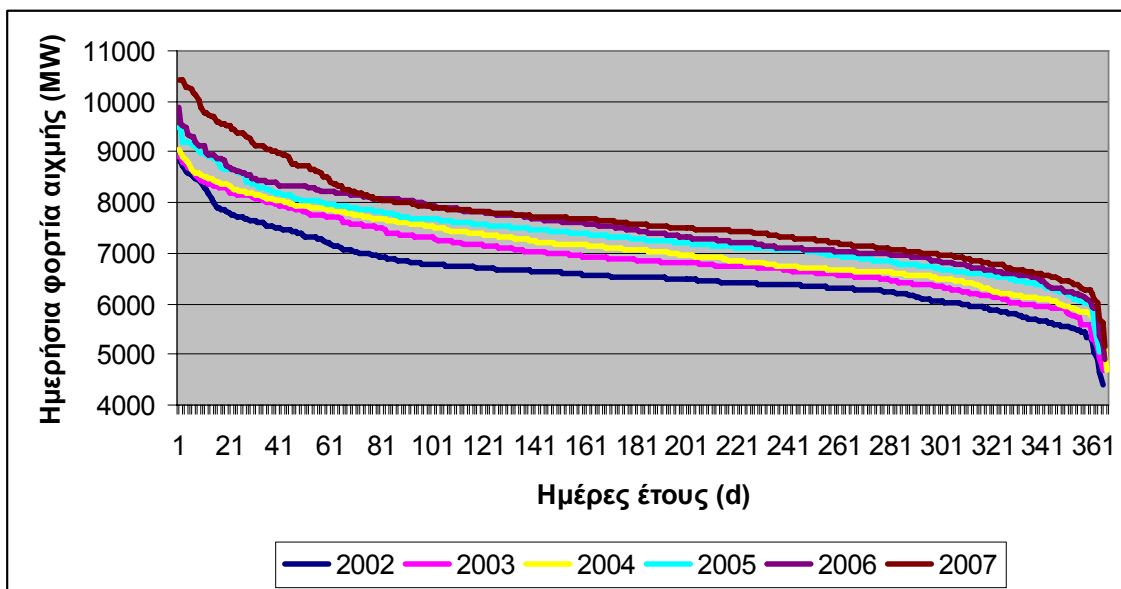


Σχήμα 5.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2002 – 2007)



Σχήμα 5.2. Φορτία αιχμής (2002 – 2007)

Όπως ειπώθηκε και στο Κεφάλαιο 3, πρέπει απαραίτητα να εισαχθούν και τα φορτία της Ανεστραμμένης Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου κάθε περιόδου τουλάχιστον του πρώτου έτους της μελέτης. Στην παρούσα μελέτη εισάγονται οι Ανεστραμμένες Καμπύλες Διάρκειας Φορτίου για την περίοδο 2002 – 2007, οι οποίες παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.3.



Σχήμα 5.3. Ανεστραμμένες Καμπύλες Διάρκειας Φορτίου (2002 – 2007)

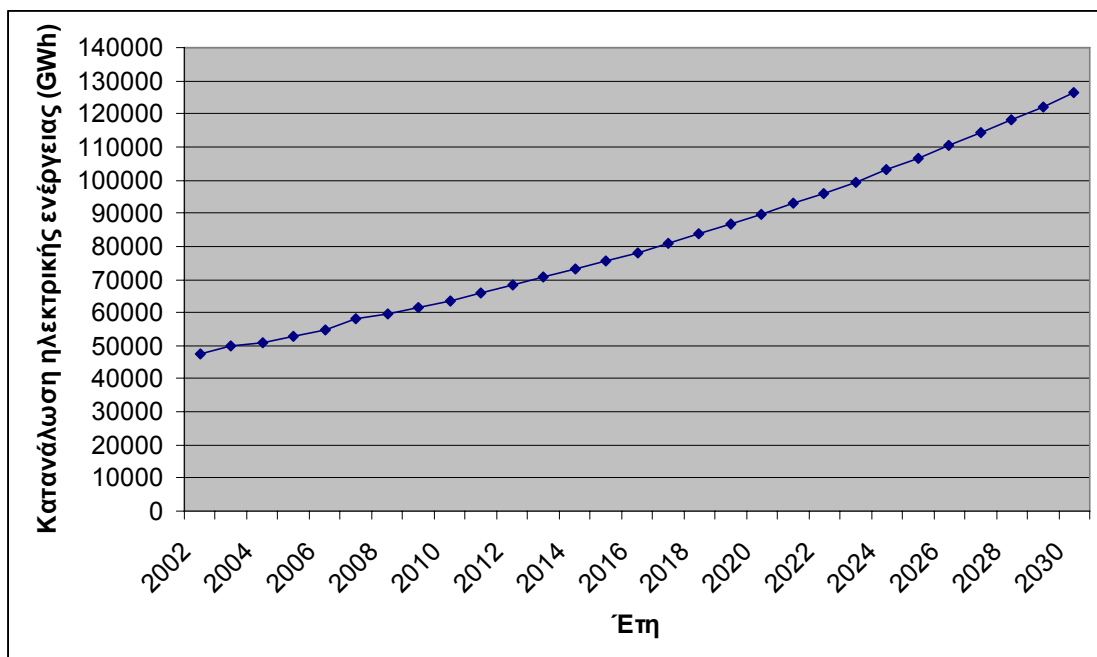
Στο σημείο αυτό, γίνεται η εξής διευκρίνιση αναφορικά με το Σχήμα 5.3: αν και είναι συνηθέστερο να παρουσιάζονται οι καμπύλες φορτίου και οι ανεστραμμένες καμπύλες φορτίου με το χρόνο σε ώρες, η παρουσίαση εδώ γίνεται σε μέρες. Ο λόγος είναι να προσεγγίζονται και να παρουσιάζονται καλύτερα και ακριβέστερα τα δεδομένα τα οποία εισάγονται στο λογισμικό WASP-IV και η μορφή με την οποία εισάγονται (module LOADSY – βλ. Κεφ. 3.5.2.1).

5.1.2. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ζήτηση φορτίου αιχμής (2009 - 2030)

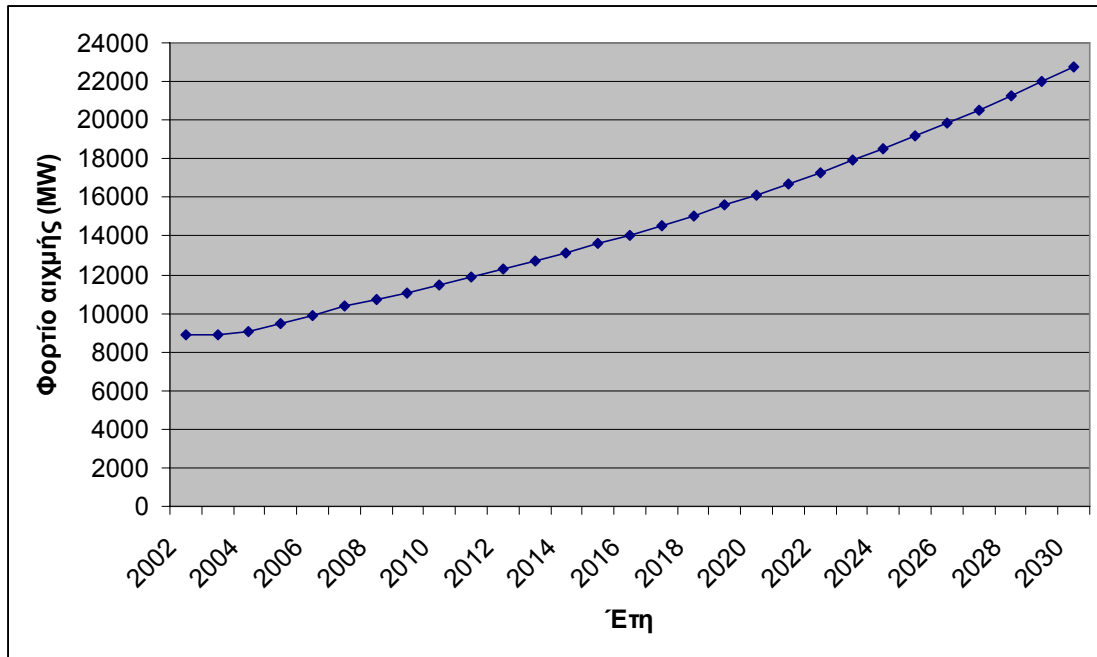
Γενικότερα η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην Ελλάδα τόσο για την κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια όσο και για την ζήτηση σε φορτίο είναι κοντά στο 3% με 4% [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008], ποσοστό στο οποίο αναμένετε να κυμανθούν και στα μελλοντικά έτη [Dagoumas et al., 2007, ΔΕΗ, 2003, Ζαφειράκης, 2005, Καραγιάννης, 2006, Δαγούμας, 2006, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τσορμπατζόγλου, 2006,]. Η παρούσα διατριβή έγινε, υπολογίζοντας τη μέση ετήσια αύξηση στο 3,5%.

Ειδικότερα τώρα για το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής (διότι το φορτίο αιχμής χρησιμοποιείται σαν δεδομένο εισόδου στο WASP-IV) λαμβάνεται και αυτό στο 3,5%. Ο λόγος που η αύξηση στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής και φορτίο λαμβάνεται ίδια, είναι ότι στο WASP-IV η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και η ζήτηση σε φορτίο, υπολογίζονται από το φορτίο αιχμής (βλ. Κεφάλαιο 3.5.2.). Έτσι, προκειμένου να μην υπεισέρχονται σφάλματα στους υπολογισμούς της κατανάλωσης και της ζήτησης και κατ' επέκταση και σε όλη τη μελέτη και τη λειτουργία του WASP-IV, η αύξηση στη ζήτηση φορτίο αιχμής και φορτίου λαμβάνεται ίδια. Η διαδικασία αυτή εφαρμόζεται γενικότερα από τους χρήστες του WASP-IV [Forum, 2006 – 2009, IAEA, 2000].

Τα Σχήματα 5.4 και 5.5, παρουσιάζουν την αναμενόμενη κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και φορτίο αιχμής αντίστοιχα, αν η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση για την περίοδο 2009 – 2030 είναι 3,5%. Στα ίδια σχήματα παρουσιάζονται και τα στοιχεία για την περίοδο 2002 – 2008.



Σχήμα 5.4. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2002 – 2030)



Σχήμα 5.5. Ζήτηση σε φορτίο αιχμής (2002 – 2030)

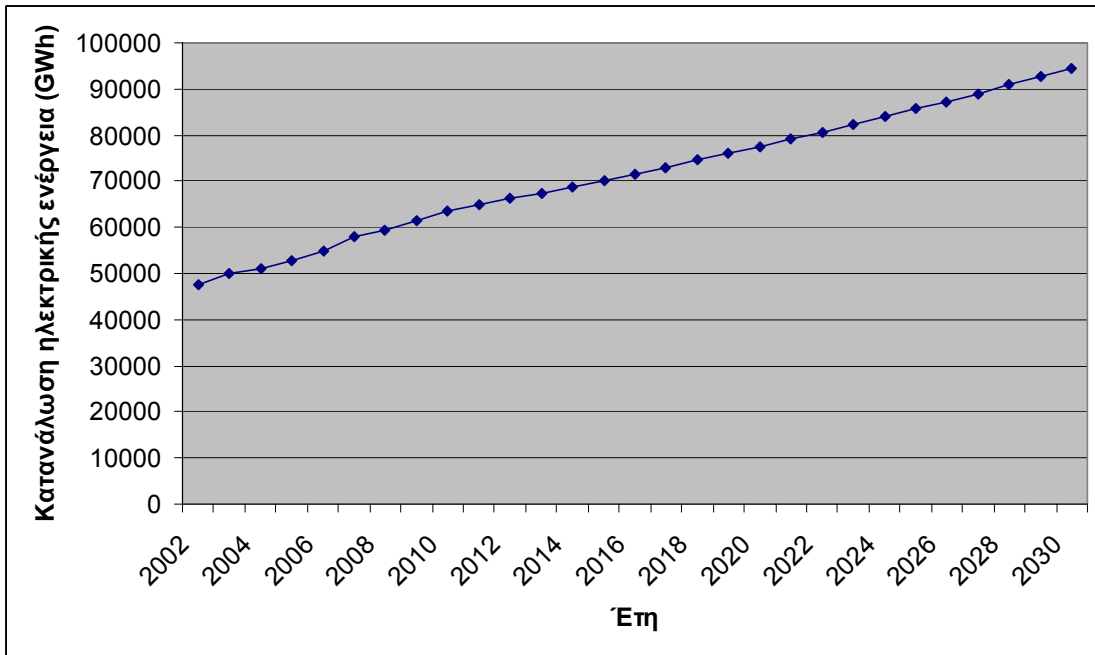
Ο μέσος όρος των συντελεστών φορτίου για όλα τα έτη της μελέτης ή καλύτερα ο μέσος συντελεστής φορτίου για τα έτη 2009 – 2030 είναι μεταξύ 63% - 64% (ως προς το φορτίο αιχμής). Η αναμενόμενη αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής για το 2030 είναι 213% σε σχέση με το 2008.

Φορτίο αιχμής και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας – Ανάλυση ευαισθησίας

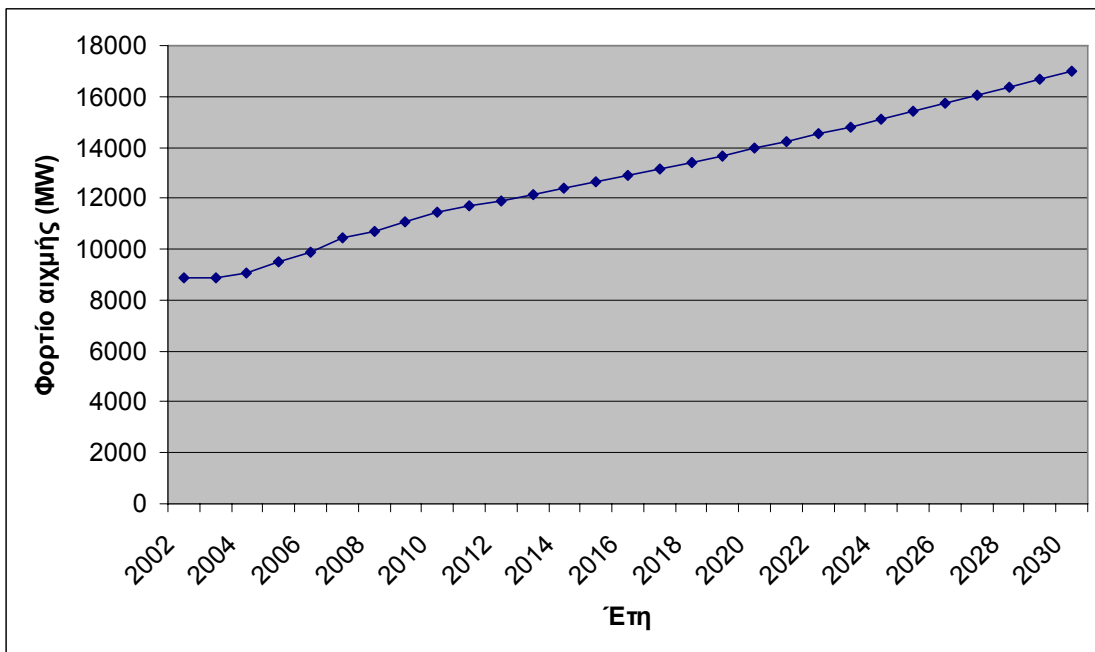
Στα πλαίσια της πληρότητας της διατριβής και προκειμένου να εξεταστούν οι περιπτώσεις εξοικονόμησης ενέργειας και υπερκατανάλωσης ενέργειας, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας αναφορικά με το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης της κατανάλωσης σε ηλεκτρική ενέργεια και της ζήτησης σε φορτίο από 2% μέχρι 5%.

Μέση ετήσια αύξηση 2%

Εξετάζοντας την προοπτική να επιτύχουν οι πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας, μελετήθηκε μέση ετήσια αύξηση της κατανάλωσης σε ηλεκτρική ενέργεια και της ζήτησης σε φορτίο κατά 2%. Δηλαδή μείωση στο ποσοστό αύξησης κατά 1,5%. Τα Σχήματα 5.6 και 5.7, παρουσιάζουν την αναμενόμενη κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και φορτίο αιχμής αντίστοιχα, αν η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση για την περίοδο 2009 – 2030 είναι 2%. Στα ίδια σχήματα παρουσιάζονται και τα στοιχεία για την περίοδο 2002 – 2008.



Σχήμα 5.6. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2002 – 2030)



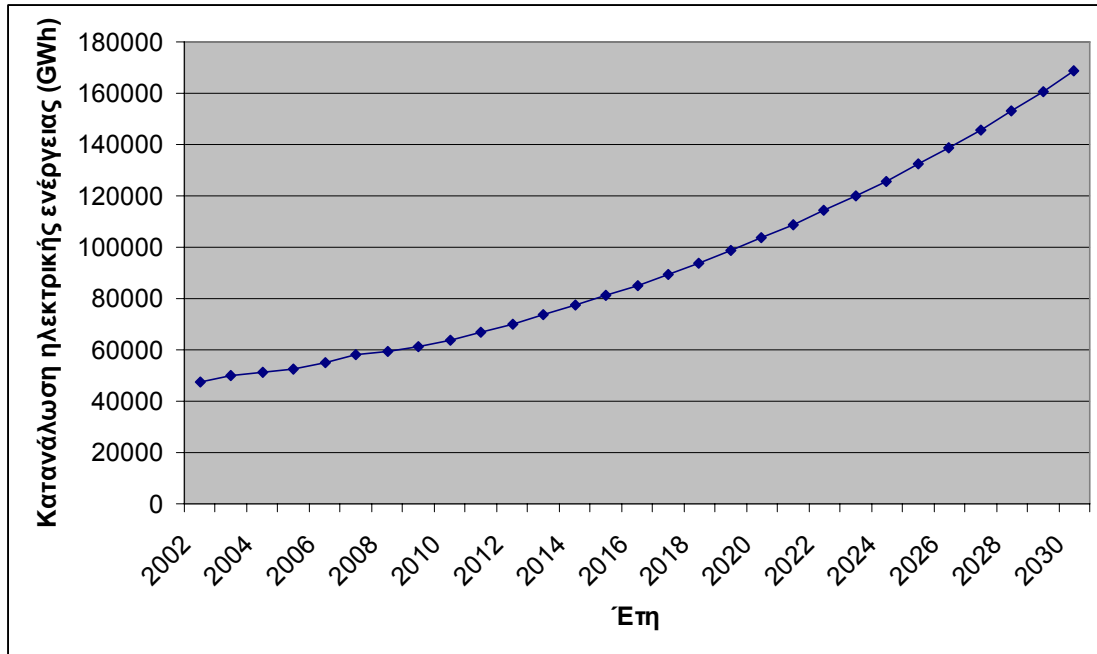
Σχήμα 5.7. Ζήτηση σε φορτίο αιχμής (2002 – 2030)

Ο μέσος συντελεστής φορτίου για τα έτη 2009 – 2030 είναι μεταξύ 63% - 64% (ως προς το φορτίο αιχμής). Η αναμενόμενη αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής για το 2030 είναι 159% σε σχέση το 2008.

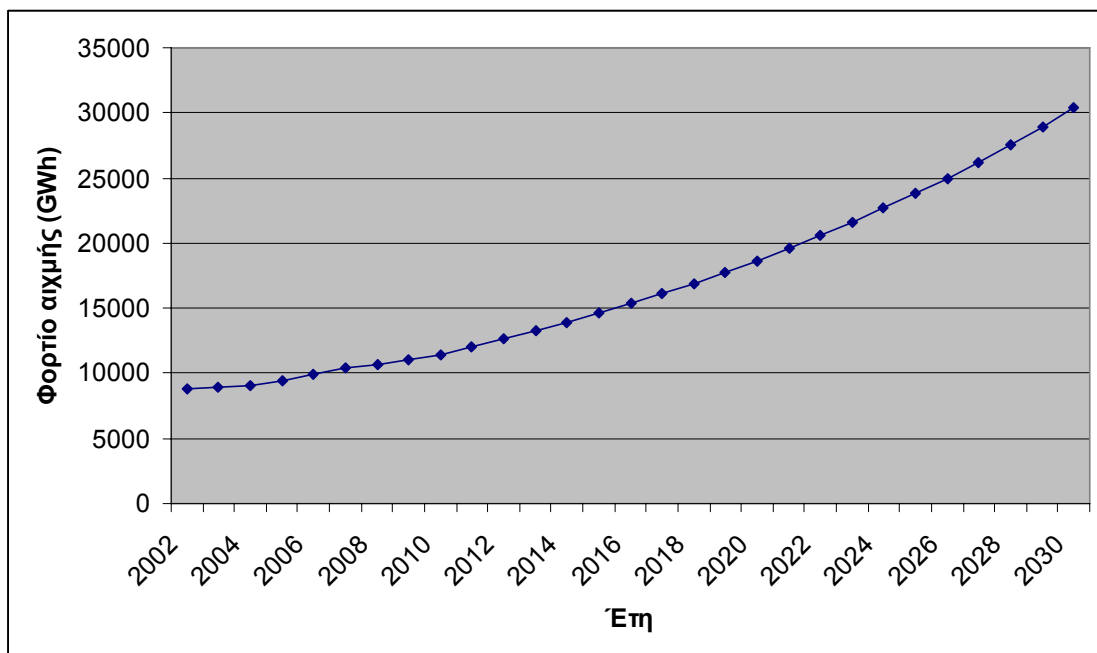
Μέση ετήσια αύξηση 5%

Εξετάζοντας την προοπτική να παρουσιαστούν φαινόμενα υπερκατανάλωσης, μελετήθηκε μέση ετήσια αύξηση της κατανάλωσης σε ηλεκτρική ενέργεια και της ζήτησης σε φορτίο κατά 5%. Δηλαδή αύξηση στο ποσοστό αύξηση κατά 1,5%. Τα

Σχήματα 5.8 και 5.9, παρουσιάζουν την αναμενόμενη κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και φορτίο αιχμής αντίστοιχα, αν η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση για την περίοδο 2009 – 2030 είναι 5%. Στα ίδια σχήματα παρουσιάζονται και τα στοιχεία για την περίοδο 2002 – 2008.



Σχήμα 5.8. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2002 – 2030)



Σχήμα 5.9. Ζήτηση σε φορτίο αιχμής (2002 – 2030)

Ο μέσος συντελεστής φορτίου για τα έτη 2009 – 2030 είναι μεταξύ 63% - 64% (ως προς το φορτίο αιχμής). Η αναμενόμενη αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής για το 2030 είναι 284% σε σχέση το 2008.

5.2. Δεδομένα ορυκτών καυσίμων

Τα ορυκτά καύσιμα τα οποία χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα είναι ο λιγνίτης, το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008]. Επιπρόσθετα υπάρχουν σκέψεις για εισαγωγή του λιθάνθρακα στο ενεργειακό ισοζύγιο για ηλεκτροπαραγωγή [Δαβάκος, 2009, Καραγιάννης, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α].

Στον πίνακα 5.2 παρουσιάζονται τα δεδομένα των καυσίμων που είναι η μέση κατώτερα θερμογόνος δύναμη, τα κόστη τους και οι εκπομπές CO₂. Ιδιαίτερα για το λιγνίτη που είναι εγχώριο καύσιμο και λόγω της σχετικής πληθώρας των ορυχείων, τα προαναφερθέντα στοιχεία παρουσιάζονται και ανά ορυχείο, εκτός από τις εκπομπές CO₂ σε σχέση με την ηλεκτροπαραγωγή οι οποίες είναι οι μέσες τιμές που ισχύουν για τον ελληνικό λιγνίτη. Θα πρέπει να διευκρινιστεί, ότι το πετρέλαιο που χρησιμοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή στο σύστημα είναι το μαζούτ (Heavy Fuel Oil – HFO). [Dagoumas et al., 2007, Koukouzas et al., 2008, Δαβάκος, 2009, Δ.ΕΠ.Α., 2009, Κ.Α.Π.Ε. κ.α., 2005, Κακαράς κ.α., 2005, Κακαράς, 2009, Καραγιάννης, 2006, Κορωνάιος, 2004].

Πίνακας 5.2. Δεδομένα καυσίμων που χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα

Καύσιμο	Ορυχείο λιγνίτη	Μέση κατώτερα θερμογόνος δύναμη (kcal/kg)	Κόστος καυσίμου (€/MWh)	Εκπομπές CO ₂ (tons/GWh)
Λιγνίτης	Φλώρινα	1.900	9,13	1.200 – 1.300
	Πτολεμαΐδα	1.280 – 1.350	9,13	1.200 – 1.300
	Μεγαλόπολη	999 – 1.061	8,51	1.200 – 1.300
	Αμύνταιο	1.152	9,13	1.200 – 1.300
Πετρέλαιο		9.800	36,11	750
Φυσικό Αέριο		13.375	32,5	385
Λιθάνθρακας		5.500	9,375	750

Αναφορικά με τον Πίνακα 5.2 θα πρέπει να γίνουν οι έξης διευκρινίσεις: Το κόστος του λιγνίτη αναφέρεται σε τιμές Νοεμβρίου 2009, του φυσικού αερίου και του πετρελαίου σε τιμές Φεβρουαρίου 2009 και το κόστος του λιθάνθρακα σε τιμές Σεπτεμβρίου 2009 το οποίο περιλαμβάνει και τα υπολογιζόμενα έξοδα μεταφοράς από τα ορυχεία στις μονάδες παραγωγής. Το κόστος καυσίμου αναφέρεται σε Ευρώ ανά MWh κατώτερας θερμογόνου δύναμης του καυσίμου. Οι εκπομπές CO₂ αναφέρονται σε τόνους εκπεμπόμενου CO₂ ανά παραγόμενη GWh, για τις υπάρχουσες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες, με εξαίρεση το λιθάνθρακα που είναι οι υπολογιζόμενες τιμές για τις μονάδες που ενδεχομένως θα εγκατασταθούν.

Τέλος, από τον Πίνακα 5.2, γίνεται σαφές ότι ο λιγνίτης, ο οποίος αποτελεί το «στυλοβάτη» της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, είναι ένα ιδιαίτερα ρυπογόνο και «φτωχό» ενεργειακά καύσιμο σε σχέση με το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο. Παρόλα αυτά, το χαμηλό του κόστος (λόγω του ότι είναι εγχώριο καύσιμο) τον καθιστά ένα ιδιαίτερα ανταγωνιστικό καύσιμο, ενώ μειώνει και την ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδος από εισαγόμενα καύσιμα. Επιπρόσθετα ο λιγνίτης στηρίζει τις τοπικές κοινωνίες οι οποίες έχουν στην περιοχή τους τα λιγνιτορυχεία, προσφέροντας πάρα πολλές θέσεις εργασίας [Δ.Ε.Η., 2008].

5.3. Θερμικές μονάδες

Στο Κεφάλαιο 5.5 παρουσιάζονται όλα τα τεχνικά και οικονομικά δεδομένα που αφορούν τις θερμικές μονάδες (τις εν λειτουργία, αυτές που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν και τις υποψήφιες προς ένταξη στο Ε.Δ.Σ.).

Πιο συγκεκριμένα, τα δεδομένα που παρουσιάζονται (αυτά εισάγονται στο λογισμικό WASP-IV – βλ. Κεφάλαιο 3) είναι το τεχνικό ελάχιστο, η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς, η εγκατεστημένη ισχύς, ο βαθμός απόδοσης, η στρεφόμενη εφεδρεία, η πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών, οι προγραμματισμένες ημέρες συντήρησης, το κόστος καυσίμου, το σταθερό και μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, η μέση κατωτέρα θερμογόνο δύναμη του χρησιμοποιούμενου καυσίμου και η εκπεμπόμενη ποσότητα CO₂ της μονάδος [IAEA, 2000]. Τέλος παρουσιάζονται και τα έτη απόσυρσης των εν λειτουργία μονάδων που πρόκειται να αποσυρθούν στη διάρκεια της μελέτης

5.3.1. Θερμικές μονάδες εν λειτουργία και που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο Ε.Δ.Σ.

Οι εν λειτουργία θερμικοί σταθμοί, το πλήθος των μονάδων τους, η εγκατεστημένη ισχύς και το καύσιμο το οποίο καταναλώνει η κάθε μονάδα, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3 [TERNΑ, 2009, Απόφαση, 2003, Αργυριάδης και Μπονατάκης, 2006, Δ.Ε.Η., 2003, 2009, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Ρ.Α.Ε., 2003, Τζούρος, 2005, Υ.Α. 1085/2002].

Πίνακας 5.3. Πλήθος μονάδων, εγκατεστημένη ισχύς και τύπος καυσίμου των θερμικών μονάδων

Μονάδα	Πλήθος Μονάδων	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Καύσιμο
Άγιος Δημήτριος	5	1.595	Λιγνίτης
Αμόνταιο	2	600	Λιγνίτης
Μελίτη - Αχλάδα	1	300	Λιγνίτης
Καρδιά	4	1.250	Λιγνίτης
Πτολεμαΐδα	4	620	Λιγνίτης
ΛΙΠΤΟΛ	2	43	Λιγνίτης
Μεγαλόπολη	4	850	Λιγνίτης
Αλιβέρι	2	300	Πετρέλαιο (Μαζούτ)
Λαύριο (I, II)	2	450	Πετρέλαιο (Μαζούτ)
Λαύριο (III, IV, V)	3	1.125	Φυσικό αέριο ¹
Άγιος Γεώργιος	2	360	Φυσικό αέριο ²
Κομοτηνή	1	485	Φυσικό αέριο ¹
Ήρων	1	150	Φυσικό αέριο ³
ΕΝΘΕΣ	1	390	Φυσικό αέριο ¹

¹ Συνδυασμένου κύκλου

² Ατμοστρόβιλος

³ Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου

Οι θερμικοί σταθμοί οι οποίοι είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο Ε.Δ.Σ., το πλήθος των μονάδων τους, η εγκατεστημένη ισχύς, το καύσιμο το οποίο καταναλώνει η κάθε μονάδα και το έτος κατά το οποίο αυτές αναμένεται να ενταχθούν,

παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.4. Οι μονάδες αυτές είναι φυσικού αερίου Συνδυασμένου Κύκλου (Σ.Κ.) [Αργυριάδης και Μπωνατάκης, 2006, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2008].

Πίνακας 5.4. Εγκατεστημένη ισχύς, πλήθος μονάδων και τύπος καυσίμου των θερμικών μονάδων

Μονάδα	Πλήθος Μονάδων	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος ένταξης
Αλιβέρι V	1	420.00	Φυσικό αέριο (Σ.Κ.)	2010
Μεγαλόπολη V	1	400.00	Φυσικό αέριο (Σ.Κ.)	2011

Η εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών μονάδων στο Ε.Δ.Σ. ανά καύσιμο για το έτος 2009 ήταν:

- Λιγνίτης: 5.258 MW,
- Πετρέλαιο: 750 MW,
- Φυσικό αέριο: 2.510 MW,
- Σύνολο: 8.518 MW.

5.3.1.1. Τεχνικά και οικονομικά δεδομένα

Πριν γίνει η παρουσίαση των τεχνικών και οικονομικών στοιχείων των θερμικών μονάδων θα πρέπει πρώτα να αναφερθεί ένα βασικό τεχνικό στοιχείο που αφορά ολόκληρο το σύστημα. Αυτό είναι η ελάχιστη και η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία η οποία για λόγους ασφαλείας του συστήματος έχει οριστεί ως στόχος από τη Δ.Ε.Η. να είναι μεταξύ 10% - 40% [Καραγιάννης, 2006, Δαγούμας, 2006]. Παρόλα αυτά, όπως θα προκύψει από τα αποτελέσματα, θα παρουσιαστεί ανάγκη να αυξηθούν αυτά τα ποσοστά λόγω της μεγάλης συμμετοχής των Α.Π.Ε. (βλ. Κεφάλαια 6, 7 και 10).

Συνεχίζοντας τώρα στα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των θερμικών μονάδων του Ε.Δ.Σ. παρατίθενται τα εξής:

Μέγιστη Αποδιδόμενη Ισχύς

Η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς εξαρτάται κυρίως από την παλαιότητα των θερμοηλεκτρικών μονάδων και από το καύσιμο το οποίο χρησιμοποιούν. Είναι συνήθως μεγαλύτερη για τις πετρελαϊκούς μονάδες και τις μονάδες φυσικού αερίου, σε σχέση με την αντίστοιχη των λιγνιτικών μονάδων. Η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς για τις λιγνιτικές μονάδες κυμαίνεται περίπου στο 91% - 97% της εγκατεστημένης ισχύος τους, για τις πετρελαϊκούς στο 96%, για τις ατμοστροβλικές και τις αεριοστροβλικές μονάδες φυσικού αερίου στο 94% και για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου στο 98% [Dagoumas et al., 2007, Αργυριάδης και Μπωνατάκης, 2006, Διαλυνάς, 2009, Καραγιάννης, 2006, Δαγούμας, 2006].

Τεχνικό Ελάχιστο

Το τεχνικό ελάχιστο εξαρτάται από τη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ και το καύσιμο το οποίο χρησιμοποιεί η κάθε θερμική μονάδα. Για τις λιγνιτικές μονάδες ανέρχεται στο 55% της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος τους, για τις ατμοστροβλικές και τις αεριοστροβλικές (πετρελαίου και φυσικού αερίου) στο 35% της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος και τέλος για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου (πετρελαίου και φυσικού αερίου) στο 60% της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος [Αργυριάδης και Μπωνατάκης, 2006, Διαλυνάς, 2009].

Στρεφόμενη Εφεδρεία

Για τη στρεφόμενη εφεδρεία των θερμικών μονάδων δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν αναλυτικά στοιχεία, έτσι εισήχθη η τιμή 10% ως ποσοστό της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος, που είναι η μέση στρεφόμενη εφεδρεία των θερμικών μονάδων [Dagoumas et al., 2007, TSO, 2009, Καραγιάννης, 2006, Λαμπρίδης κ.α., 2006].

Βαθμός Απόδοσης

Ο βαθμός απόδοσης εξαρτάται από το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιεί η θερμική μονάδα, την παλαιότητα της και κατ' επέκταση την τεχνολογία της. Έτσι λοιπόν για τις λιγνιτικές μονάδες ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 32,6% - 33,5%, ενώ για τις παλαιότερες μονάδες στο 16% - 25,3%. Χαμηλός είναι επίσης και ο βαθμός απόδοσης των πετρελαϊκών μονάδων λόγω παλαιότητας, και κυμαίνεται μεταξύ 29% - 32,3%, ενώ ο βαθμός απόδοσης των μονάδων φυσικού αερίου είναι στο 42% για τις ατμοστροβλικές και τις αεριοστροβλικές μονάδες και για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται μεταξύ 50,7% - 55,5% [Dagoumas et al., 2007, TERNA, 2009, Αργυριάδης και Μπονατάκης, 2006, Δ.Ε.Η., 2003, Δ.Ε.Π.Α., 2009, Διαλυνάς, 2009, Καραγιάννης, 2006, Δαγούμας, 2006, Ρ.Α.Ε., 2003, Τζούρος, 2005, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2008].

Πιθανότητα Μη Προγραμματισμένων Διακοπών

Η πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών (EFOR_D) είναι μια παράμετρος που εξαρτάται κυρίως από την παλαιότητα των μονάδων και τον τύπο καυσίμου που χρησιμοποιούν. Έτσι για τις νεώτερες λιγνιτικές μονάδες κυμαίνεται μεταξύ 4% - 8%, ενώ για τις παλαιότερες μεταξύ 12% - 33%. Για τις πετρελαϊκές μονάδες είναι μεταξύ 10% - 19% και για τις μονάδες φυσικού αερίου 7% - 13% [Dagoumas et al., 2007, Δαγούμας, 2006, Καραγιάννης, 2006].

Ημέρες Συντήρησης

Οι προγραμματισμένες ημέρες συντήρησης ανά έτος είναι 35 για τις λιγνιτικές μονάδες, 28 για τις πετρελαϊκές και 25 για τις μονάδες φυσικού αερίου [Dagoumas et al., 2007, Δαγούμας, 2006, Καραγιάννης, 2006].

Οικονομικά Δεδομένα

Τα οικονομικά δεδομένα των θερμικών μονάδων που εισάγονται στο λογισμικό WASP-IV είναι τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι λόγω της ευαισθησίας που παρουσιάζουν τα οικονομικά στοιχεία σε μια απελευθερωμένη αγορά, δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν τα ακριβή στοιχεία όλων των μονάδων ενώ πολλά δεν αφορούν και την ίδια χρονική περίοδο. Έτσι τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή είναι μέσες τιμές διεθνών οργανισμών και ελληνικών φορέων. Επίσης τα στοιχεία αυτά συλλέχθηκαν μεταξύ των ετών 2006 – 2008 και όποτε ήταν δυνατό αναθεωρήθηκαν τα παλαιότερα με νέα. Όλα τα στοιχεία έχουν αναχθεί στο έτος 2009 μέσω του πληθωρισμού, του ελληνικού για τιμές που βρέθηκαν σε ευρώ και του αμερικάνικου για τιμές που βρέθηκαν σε αμερικάνικα δολάρια. Οι πηγές από τις οποίες συλλέχθηκαν τα οικονομικά στοιχεία είναι [Dagoumas et al., 2007, USDoE and EIA, 2009, EN.ΘΕΣ., 2008, Δαγούμας, 2006, Καραγιάννης, 2006].

Συνοπτική παρουσίαση τεχνικών και οικονομικών δεδομένων

Τα τεχνικά δεδομένα των μονάδων του Ε.Δ.Σ. παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.5 και τα οικονομικά στον Πίνακα 5.6.

Πίνακας 5.5. Τεχνικά δεδομένα θερμικών μονάδων

Καύσιμο θερμικών μονάδων		Μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς (%)	Τεχνικό ελάχιστο (%)	Στρεφόμενη εφεδρεία (%)	Βαθμός απόδοσης (%)	EFOR _D (%)	Προγραμματισμένες ημέρες συντήρησης (days/yr)
Λιγνιτικές	Νέες	95 - 97	55	10	32,6 - 33,5	4 - 8	35
	Παλαιές	91 - 94	55	10	16 - 25,3	12 - 33	35
Πετρελαϊκές		96	35	10	29 - 32,3	10 - 19	38
Φυσικού αερίου	Α.Η.Σ.	94	35	10	42	7 - 13	25
	Σ.Κ.	98	60	10	50,7 - 55,5	7 - 13	25

Πίνακας 5.6. Σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης

Καύσιμο θερμικών μονάδων	Σταθερά κόστη λειτουργίας και συντήρησης (€/kW-month)	Μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)
Λιγνίτης	3,00 – 9,00	1,20 – 7,10
Πετρέλαιο	2,20 – 2,50	1,60 – 2,00
Φυσικό αέριο	2,00 – 3,50	4,00 – 5,00

5.3.1.2. Αποσύρσεις μονάδων

Αντίθετα με το λιγνίτη και το φυσικό αέριο, η χρήση των οποίων θα συνεχιστεί κανονικά και στα επόμενα χρόνια (τουλάχιστον μέχρι το 2030 που αποτελεί και το τελευταίο έτος της μελέτης), η Ελλάδα δεν προτίθεται να συνεχίσει να χρησιμοποιεί το πετρέλαιο ως καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. Συνεπώς, αναφορικά με τις πετρελαϊκές μονάδες, η απόσυρσή τους θα είναι μόνιμη [Σ.Ε.Ε.Σ., 2008, ΥΠ.ΑΝ., 2007α].

Η απόσυρση των μονάδων κατά τη διάρκεια της μελέτης (2009 – 2030) θα γίνεται με βάση το όριο λειτουργίας το οποίο είναι 45 έτη για τις λιγνιτικές, 40 έτη για τις πετρελαϊκές, 25 έτη για τις ατμοστροβιλικές και αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου και 35 έτη για τις μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου. Οι μονάδες που πρόκειται να αποσυρθούν κατά τη διάρκεια της μελέτης, το έτος ένταξης, το ισοδύναμο έτος ένταξης (το έτος αναπαλαίωσης) και το έτος απόσυρσης τους, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.7 [Υ.Α., 1085/2002].

Πίνακας 5.7. Θερμικές μονάδες που πρόκειται να αποσυρθούν κατά την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030)

Σταθμός	Μονάδα	Έτος ένταξης στο Ε.Δ.Σ.	Ισοδύναμο έτος ένταξης	Έτος απόσυρσης
Καρδιά	Μονάδα I	1975	-	2021
	Μονάδα II	1975	-	2021
Πτολεμαΐδα	Μονάδα I	1959	1970	2016
	Μονάδα III	1965	1976	2022
	Μονάδα IV	1973	1980	2026
ΛΙΠΤΟΛ	Μονάδα I	1959	1970	2016
	Μονάδα II	1965	1976	2022
Μεγαλοπολη	Μονάδα I	1970	-	2016
	Μονάδα II	1970	-	2016
	Μονάδα III	1975	1980	2026
Αλιβέρι	Μονάδα III	1968	1978	2019
	Μονάδα IV	1969	1979	2020
Λαύριο	Μονάδα I	1972	1982	2023
	Μονάδα II	1973	1983	2024
Άγιος Γεώργιος	Μονάδα VIII	1968	2000	2026
	Μονάδα IX	1971	2000	2026

Σύμφωνα με τα όσα παρουσιάστηκαν στον Πίνακα 5.7, κατά τη διάρκεια της μελέτης, αποσύρονται 10 λιγνιτικές μονάδες με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1.688 MW, όλες οι πετρελαϊκές μονάδες (συνολικά 4 μονάδες) με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 750 MW και 2 ατμοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 360 MW.

5.3.2. Υποψήφιες προς ένταξη θερμικές μονάδες

Αυτό που ισχύει αναφορικά με την εισαγωγή των υποψήφιων προς ένταξη θερμικών μονάδων στο λογισμικό WASP-IV, είναι ότι εισάγονται κατηγορίες μονάδων. Ο χρήστης δηλαδή εισάγει τα χαρακτηριστικά μίας μονάδας στο WASP-IV και αυτή (η μονάδα) μπορεί να εισαχθεί στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα όσες φορές και σε όποιο ή όποια έτη επιθυμεί ο χρήστης [IAEA, 2000].

Οι θερμικές μονάδες οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν για να αναπτυχθεί το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Ε.Δ.Σ., είναι λιγνιτικές, φυσικού αερίου και λιθανθρακικές. Τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των μονάδων αυτών παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα 5.8 [Bohm et al., 2007, Chatzimouratidis and Pilavachi, 2008, TERNA, 2009, USDoe and EIA, 2009, Αργυριάδης και Μπوناτάκης, 2006, Δ.Ε.Η., 2003, 2008, Διαλυνάς, 2009, Καραγιάννης, 2006, Υ.Α., 1085/2002].

Όσον αφορά τις λιγνιτικές μονάδες και τις μονάδες φυσικού αερίου, για την επέκταση του συστήματος επιλέχθηκαν μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ 400 MW. Ο λόγος είναι ότι από όσα στοιχεία κατέστη δυνατό να συλλεχθούν (εθνικά και διεθνή), οι μονάδες που αναμένεται να εγκαθίστανται στο μέλλον για αυτούς τους δύο τύπους καυσίμων είναι περίπου 400 MW. Τα τεχνικά και οικονομικά δεδομένα των μονάδων επιλέχθηκαν σύμφωνα με τα αντίστοιχα δημοσιευμένα δεδομένα για παρόμοιου τύπου μονάδες [Bohm et al., 2007, Chatzimouratidis and Pilavachi, 2008, TERNA,

2009, USDoE and EIA, 2009, Αργυριάδης και Μπονατάκης, 2006, Δ.Ε.Η., 2003, 2008, Διαλυνάς, 2009, Καραγιάννης, 2006].

Η εγκατεστημένη ισχύς που επιλέγεται για λιθανθρακικές μονάδες είναι συνήθως μεταξύ 300 MW με 600 MW (η χρήση λιθανθρακικών μονάδων εγκατεστημένης ισχύος 300 MW είναι πλέον πολύ σπάνια) [Bohm et al., 2007, USDoE and EIA, 2009]. Στην παρούσα διατριβή χρησιμοποιήθηκαν ατμοηλεκτρικές μονάδες εγκατεστημένης ισχύος 400 MW. Τα τεχνικά και οικονομικά τους στοιχεία, παρουσιάζονται επίσης στον Πίνακα 5.8 [Bohm et al., 2007, USDoE and EIA, 2009, Διαλυνάς, 2009, Κακαράς, 2009, Χατζηαργυρίου, 2008].

Η επιλογή μονάδων 400 MW για όλα τα καύσιμα έγινε διότι μετά από ένα πλήθος δοκιμαστικών εκτελεσεων του λογισμικού WASP-IV κατά τις οποίες εξετάστηκαν όλοι οι συνδυασμοί μεταξύ λιγνιτικών, λιθανθρακικών και μονάδων φυσικού αερίου εγκατεστημένης ισχύος 400 MW, 500 MW και 600 MW, βρέθηκε ότι η χρήση μονάδων 400 MW δίδει μεγαλύτερη ευελιξημότητα στην επέκταση του συστήματος. Επιπρόσθετα μειώνει και τα κόστη εγκατάστασης για κάθε έτος και κάνει πιο εύκολη τη δημιουργία και την εξέταση των σεναρίων. Τέλος, με τη χρήση μονάδων 400 MW για όλα τα καύσιμα, γίνονται πιο σαφή τα αποτελέσματα της σύγκρισης μεταξύ των μονάδων φυσικού αερίου, λιγνίτη και λιθάνθρακα χωρίς να παρίσταται ανάγκη αναγωγής.

Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί ότι για τις υποψήφιες προς ένταξη λιγνιτικές και λιθανθρακικές μονάδες, επιλέχθηκε να είναι μονάδες κονιοποιημένου άνθρακα. Ο λόγος επιλογής αυτής της τεχνολογίας, είναι διότι είναι μία τεχνολογία που χρησιμοποιείται στην Ελλάδα από τότε που δημιουργήθηκε η πρώτη λιγνιτική μονάδα. Η τεχνολογία λοιπόν του κονιοποιημένου άνθρακα, είναι μία τεχνολογία για την οποία η Ελλάδα, κατέχει απόλυτα την τεχνογνωσία.

Πίνακας 5.8. Τεχνικά και οικονομικά δεδομένα υποψήφιων προς ένταξη μονάδων

ΔΕΔΟΜΕΝΑ	ΜΟΝΑΔΕΣ		
	Λιγνίτης	Φυσικό Αέριο	Λιθάνθρακας
Καύσιμο	Λιγνίτης	Φυσικό Αέριο	Λιθάνθρακας
Τεχνολογία	Ατμοηλεκτρικός (κονιοποιημένου άνθρακα)	Συνδυασμένου κύκλου	Ατμοηλεκτρικός (κονιοποιημένου άνθρακα)
Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	400	400	400
Τεχνικό ελάχιστο (MW)	200	240	200
Μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς (MW)	350	390	350
Βαθμός απόδοσης (%)	37,10	56	38
Θερμογόνος δύναμη καυσίμου (kcal/kg)	1.300	13.375	5.500
Εκπομπές CO ₂ (tons/GWh)	1.250	385	750
Προγραμματισμένες ημέρες συντήρησης	35	25	35
EFOR _D (%)	8	10	8
Κόστος καυσίμου (€/MWh)	9,13	32,5	9,375
Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW-month)	1,73	0,75	1,73
Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)	3,46	1,51	3,46

5.4. Μονάδες Α.Π.Ε.

Οι Α.Π.Ε. οι οποίες παρουσιάζουν ικανοποιητικό δυναμικό για ηλεκτροπαραγωγή και αξιοποιούνται στο Ε.Δ.Σ. είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια (όπου περιλαμβάνονται τόσο τα μικρά όσο και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά), η ηλιακή ενέργεια, η αιολική ενέργεια και η βιομάζα [Σ.Ε.Ε.Σ., 2008, Τίγκα, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007α, 2007β]. Τα δεδομένα που εισάγονται στο λογισμικό WASP-IV για τις μονάδες Α.Π.Ε., τόσο για τις υπάρχουσες όσες και για τις υποψήφιες, περιλαμβάνουν την εγκατεστημένη ισχύ, την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά μήνα και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης [IAEA, 2000].

Πριν όμως την παρουσίαση των δεδομένων, θα πρέπει να διευκρινιστούν τα εξής:

- Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά μήνα για την κάθε μονάδα Α.Π.Ε. έχει να κάνει με ένα πλήθος παραγόντων, οι περισσότεροι από τους οποίους είναι στοχαστικής φύσεως. Έτσι λοιπόν η ηλεκτροπαραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων εξαρτάται κυρίως από τη διαθεσιμότητα των υδάτινων πόρων (υδραυλικότητα) και τη μορφολογία της περιοχής (υδροδυναμικό). Η ηλεκτροπαραγωγή των φωτοβολταϊκών από την ένταση της ολικής και της διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας, την καθετότητα της ηλιακής ακτινοβολίας, την καθαρότητα της ατμόσφαιρας κ.α. Η ηλεκτροπαραγωγή των αιολικών μονάδων από την ένταση των ανέμων και την πυκνότητα της ατμόσφαιρας της

περιοχής, τη μορφολογία του εδάφους της περιοχής κ.α. Τέλος η ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων από βιομάζα εξαρτάται από την ποσότητα και την ποιότητα της χρησιμοποιούμενης βιομάζας κ.α. Αν τώρα συνυπολογιστεί, ότι όλες οι παραπάνω παράμετροι ποικίλουν από μήνα σε μήνα και από έτος σε έτος, γίνεται σαφές ότι η ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων Α.Π.Ε. παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις τόσο από μήνα σε μήνα όσο και για τους ίδιους μήνες διαφορετικών ετών [Καλδέλλης και Καββαδίας, 2001, Καλδέλλης, 2005].

- Η ηλεκτροπαραγωγή από τις μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες στην Ελλάδα είναι μικρή σε σχέση με την πραγματική τους δυναμικότητα. Αυτό γίνεται κυρίως για λόγους προστασίας του περιβάλλοντος, για λόγους ύδρευσης και άρδευσης των περιοχών στις οποίες είναι εγκατεστημένες οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες και φυσικά λόγω της διαθεσιμότητας των υδάτων. Το ποσοστό αυτό ποικίλλει ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος και την υδραυλικότητα του έτους. Συνήθως κυμαίνεται μεταξύ 10% - 14%, ενώ σπάνια ξεπερνάει το 16%. Δεδομένου τώρα του ότι οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούνται σαν μονάδες αιχμής θα πρέπει να αποθηκεύονται κάποιες ποσότητες υδάτων με σκοπό να χρησιμοποιηθούν όταν το σύστημα παρουσιάζει έλλειψη φορτίου είτε λόγω βλαβών είτε λόγω μεγάλης ζήτησης είτε για κάποιους άλλους αστάθμητους παράγοντες όπως απεργίες προσωπικού κ.α. [Καλδέλλης και Καββαδίας, 2001, Καλδέλλης, 2005, Καραγιάννης, 2006, Δαγούμας, 2006].
- Οι περισσότερες από τις μονάδες Α.Π.Ε. που είναι εν λειτουργία (Μάιος 2010) στο Ε.Δ.Σ. είναι σχετικά καινούργιες. Παλαιές είναι μόνο κάποιες από τις υδροηλεκτρικές μονάδες (μεγάλες και μικρές). Η πολιτική αναφορικά με τις παλαιές μονάδες Α.Π.Ε. είναι να αντικαθίστανται τα φθαρμένα τμήματα τους και να επανεντάσσονται σχεδόν αμέσως στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Έτσι συνεχίζουν σχεδόν αδιάλειπτα τη λειτουργία τους. [Καραγιάννης, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007α, 2007β]. Συνεπώς κατά τη διάρκεια της παρούσας μελέτης, δεν θα εξεταστεί η απόσυρση μονάδων Α.Π.Ε.

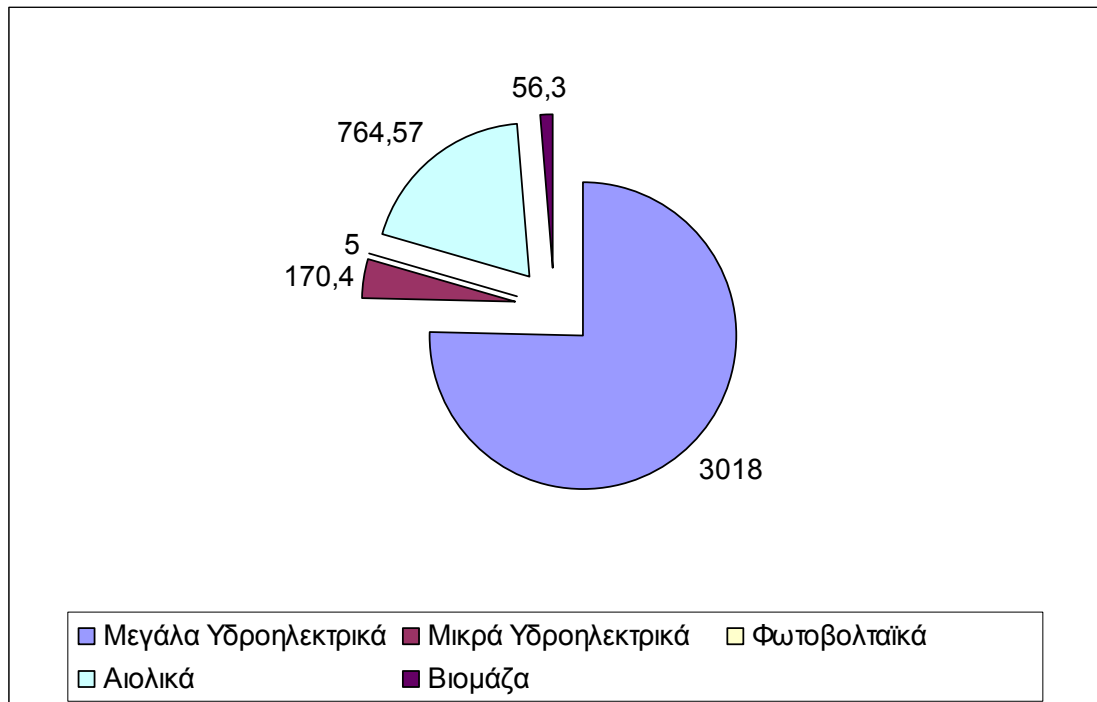
5.4.1. Μονάδες Α.Π.Ε. εν λειτουργία και που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο Ε.Δ.Σ.

Τα δεδομένα αναφορικά με την ηλεκτροπαραγωγή από τις Α.Π.Ε. τα οποία εισήχθησαν στο λογισμικό WASP-IV και τα οποία παρουσιάζονται εδώ, αφορούν τις μέσες τιμές ηλεκτροπαραγωγής από τουλάχιστον δεκαετή στοιχεία. Οι τιμές αυτές ελήφθησαν από επίσημους οργανισμούς και εταιρίες [Δ.Ε.Η., 2009, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2009, Κ.Α.Π.Ε., 2007, 2008, Καββαδίας και Ζαφειράκης, 2009, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007α, 2007β].

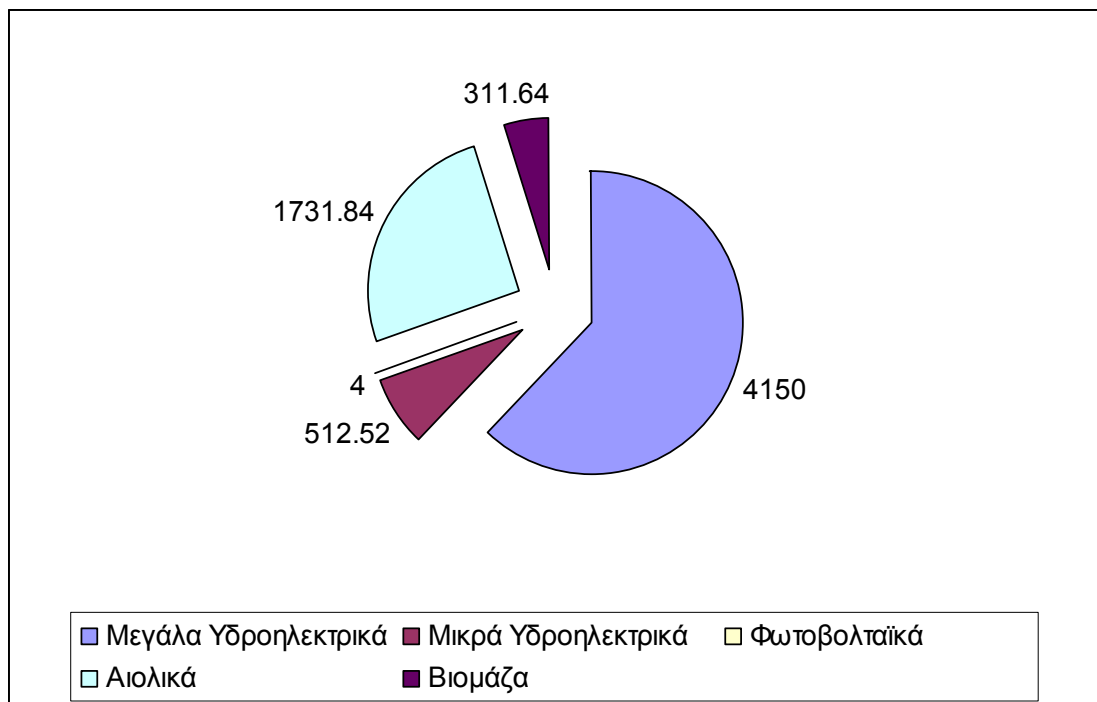
Συνεπώς η ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων Α.Π.Ε. που εισάγονται στο λογισμικό WASP-IV είναι η μέση ηλεκτροπαραγωγή για ένα διάστημα κάποιων ετών όπως βρέθηκαν από τους εκάστοτε φορείς. Εκτενέστερη παρουσίαση γίνεται παρακάτω.

Η εγκατεστημένη ισχύς των Α.Π.Ε. και η ηλεκτρική ενέργεια που παρήγαγαν το έτος 2008 παρουσιάζονται στα Σχήματα 5.10 και 5.11 αντίστοιχα. Στο Σχήμα 5.12 παρουσιάζεται η συμμετοχή της κάθε Α.Π.Ε. στο σύνολο της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. για το έτος 2008 [Δ.Ε.Η., 2009, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2009,

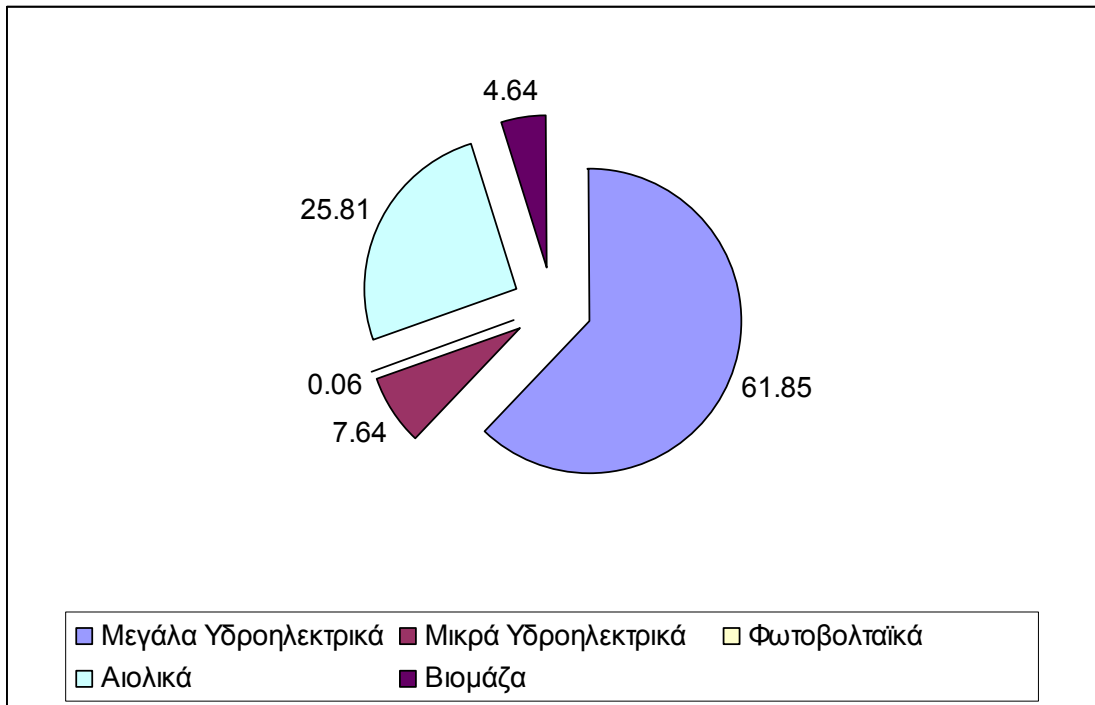
Κ.Α.Π.Ε., 2007, 2008, Καβαδιάς και Ζαφειράκης, 2009, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007α, 2007β].



Σχήμα 5.10. Εγκατεστημένη ισχύς από Α.Π.Ε. το 2008 (MW)



Σχήμα 5.11. Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. το 2008 (GWh)



Σχήμα 5.12. Ποσοστό συμμετοχής της κάθε Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. (%)

Το οικονομικό δεδομένο το οποίο εισάγεται στο WASP-IV (στα modules FIXSYS και VARSYS) για τις Α.Π.Ε. είναι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης το οποίο για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά είναι περίπου 0,55 €/kW-month και για τις υπόλοιπες Α.Π.Ε. είναι περίπου 0,41 €/kW-month [Dagoumas et al., 2007, 2008, Αράπογλου, 2009, Κ.Α.Π.Ε., 2007, Καραγιάννης, 2006]. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι λόγω της ευαισθησίας που παρουσιάζουν τα οικονομικά στοιχεία σε μια απελευθερωμένη αγορά, δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν τα ακριβή στοιχεία όλων των μονάδων ενώ πολλά δεν αφορούν και την ίδια χρονική περίοδο. Έτσι τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή είναι μέσες τιμές ελληνικών φορέων. Επίσης τα στοιχεία αυτά συλλέχτηκαν μεταξύ των ετών 2006 – 2008 και όποτε ήταν δυνατό αναθεωρήθηκαν τα παλαιότερα με νέα. Όλα τα στοιχεία έχουν αναχθεί στο έτος 2009 μέσω του πληθωρισμού της Ελλάδος.

5.4.2. Υποψήφιες προς ένταξη μονάδες Α.Π.Ε.

Αντίθετα με ότι συμβαίνει με τις υποψήφιες προς ένταξη θερμικές μονάδες, σχετικά με την εισαγωγή τους στο λογισμικό WASP-IV, οι μονάδες Α.Π.Ε. που θα χρησιμοποιηθούν για ανάπτυξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος πρέπει να εισάγονται όλες (μία προς μία) ξεχωριστά και όχι ανά κατηγορία [IAEA, 2000].

Το εκμεταλλεύσιμο δυναμικό για τις Α.Π.Ε. στην ηπειρωτική Ελλάδα και τα δεδομένα τα οποία υπάρχουν και χρησιμοποιήθηκαν σε αυτή τη διατριβή είναι τα εξής:

- **Ηλιακή ενέργεια:** Η ελληνική κυβέρνηση, με το Ν. 3468/2006, οριοθέτησε τις άδειες εγκατεστημένης ισχύος από φωτοβολταϊκά που θα πρέπει να δοθούν για την Ελλάδα μέχρι το 2020 και ανέθεσε στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) να κάνει τη διανομή σε όλη την επικράτεια και να ορίσει τους χρόνους παροχής των αδειών στους ενδιαφερόμενους επενδυτές. Κατόπιν η Ρ.Α.Ε., όρισε τους χρόνους αδειοδότησης, τις περιοχές και τις αντίστοιχες

εγκατεστημένες ισχύεις που δίδονται ανά περιοχή με την απόφαση υπ' αριθμό 123/2007.

- Μεγάλα υδροηλεκτρικά: Όλο το δυναμικό για ηλεκτροπαραγωγή από μεγάλα υδροηλεκτρικά αναμένεται να έχει αξιοποιηθεί μέχρι το τέλος του 2010 [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β].
- Μικρά υδροηλεκτρικά, Αιολική ενέργεια: Το δυναμικό που μπορεί να εκμεταλλευτεί για ηλεκτροπαραγωγή από μικρά υδροηλεκτρικά και ανεμογεννήτριες, η δυνατότητα εγκατεστημένης ισχύος και η πιθανή ετήσια ποσότητα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ορίστηκε από το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας που δημοσίευσε το Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠ.ΑΝ.) το 2007 και επικυρώθηκε με την Κοινή Υπουργική Απόφαση (Κ.Υ.Α.) 2464/2008.
- Βιομάζα: Στο Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας που δημοσίευσε το ΥΠ.ΑΝ. το 2007 και επικυρώθηκε με την Κ.Υ.Α. 2464/2008, αναφέρεται ότι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες από βιομάζα μπορούν να εγκατασταθούν δίπλα σε μεγάλα αστικά κέντρα που διαθέτουν χώρους υγειονομικής ταφής, σε αγροτικές περιοχές και δίπλα σε μεγάλες γεωργικές, κτηνοτροφικές και πτηνοτροφικές μονάδες. Περαιτέρω στοιχεία αναφορικά με το δυναμικό και την υπολογιζόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν αναφέρονται.

Αναφορικά με τις Α.Π.Ε. που θα εισαχθούν στο Ε.Δ.Σ. για την περίοδο 2009 – 2010 υπάρχει ο προγραμματισμός του ΥΠ.ΑΝ., του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.) και της Ρ.Α.Ε. (προκειμένου να προσεγγιστεί ο στόχος της Ε.Ε. για το 2010) Για την περίοδο 2011 – 2030, δεν υπάρχουν ακριβή δεδομένα ενώ ο προγραμματισμός που υπάρχει έγκειται στο χωροταξικό σχεδιασμό για τις Α.Π.Ε. του ΥΠ.ΑΝ.

Συνεπώς τα δεδομένα των Α.Π.Ε. που είναι επιβεβαιωμένο ή που εκτιμάτε ότι θα έχουν εισαχθεί στο Ε.Δ.Σ. μέχρι το 2010 και ο χωροταξικός σχεδιασμός για τις Α.Π.Ε. παρουσιάζονται παρακάτω. Τα δεδομένα των Α.Π.Ε. για την περίοδο 2011 – 2030 παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 6 καθότι προκύπτουν από θεωρήσεις και υπολογισμούς οι οποίοι βασίστηκαν στο χωροταξικό σχεδιασμό για τις Α.Π.Ε.

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Το εκτιμώμενο δυναμικό για εκμετάλλευση από μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες στο Ε.Δ.Σ. είναι περίπου 3640 MW (συμπεριλαμβανομένου και του δυναμικού που είναι ήδη υπό εκμετάλλευση). Η υπολογιζόμενη μέση ετήσια ηλεκτροπαραγωγή είναι περίπου 5741 GWh/yr [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β].

Στα τέλη του 2007, 3018 MW ήταν υπό εκμετάλλευση ενώ είχαν ήδη αρχίσει να κατασκευάζονται νέες μονάδες. Οι εκτιμήσεις του ΥΠ.ΑΝ. και του Κ.Α.Π.Ε. αναφέρουν ότι μέχρι το τέλος του 2010 θα έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή όλων των απαιτούμενων νέων μονάδων ώστε να γίνει η εκμετάλλευση όλου του δυναμικού [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β].

Μικρά Υδροηλεκτρικά

Το συνολικό εκτιμώμενο δυναμικό για χρήση από μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες είναι περίπου 4363 MW (συμπεριλαμβανομένου και του δυναμικού που είναι ήδη υπό εκμετάλλευση). Η υπολογιζόμενη μέση ετήσια ηλεκτροπαραγωγή είναι περίπου 13.108 GWh [Ασημακόπουλος, 2007, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Κ.Υ.Α., 2464/2008, Μπαλτάς, 2007, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β, Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2007].

Στα τέλη του 2008, 170 MW ήταν υπό εκμετάλλευση ενώ είχαν ήδη αρχίσει να κατασκευάζονται νέες μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 37 MW. Οι εκτιμήσεις του ΥΠ.ΑΝ. και του Κ.Α.Π.Ε. αναφέρουν ότι μέχρι το τέλος του 2010 θα είναι υπό εκμετάλλευση 252 MW με μέση ετήσια υπολογιζόμενη ηλεκτροπαραγωγή 758 GWh και ότι μέχρι το τέλος του 2014 θα είναι υπό εκμετάλλευση 289 MW με μέση ετήσια υπολογιζόμενη ηλεκτροπαραγωγή 872 GWh [Ασημακόπουλος, 2007, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Κ.Υ.Α., 2464/2008, Μπαλτάς, 2007, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β, Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2007].

Αιολικά

Ο χωροταξικός σχεδιασμός για τις Α.Π.Ε. του Υπουργείου Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων (Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε.) χωρίζει τις περιοχές του Ε.Δ.Σ. που παρουσιάζουν ικανοποιητικό αιολικό δυναμικό για ηλεκτροπαραγωγή σε Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (περιοχές δηλαδή με πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό) και σε Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας (περιοχές δηλαδή με ικανοποιητικό αιολικό δυναμικό). Επιπρόσθετα παρέχει τη δυνατότητα να εγκατασταθούν υπεράκτιες αιολικές μονάδες. Το συνολικό εκτιμώμενο δυναμικό των Περιοχών Αιολικής Προτεραιότητας είναι περίπου 5939 MW (συμπεριλαμβανομένου και του δυναμικού που είναι ήδη υπό εκμετάλλευση), Η υπολογιζόμενη μέση ετήσια ηλεκτροπαραγωγή είναι περίπου 13.454 GWh/yr. Για τις Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας δεν παρατίθενται υπολογισμοί από το Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Κ.Υ.Α., 2464/2008, Μπαλτάς, 2007, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β, Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2007].

Στα τέλη του 2008, ήταν υπό εκμετάλλευση στο Ε.Δ.Σ. 764,57 MW. Οι εκτιμήσεις του ΥΠ.ΑΝ. και του Κ.Α.Π.Ε. αναφέρουν ότι μέχρι το τέλος του 2010, θα έχουν εγκατασταθεί και θα είναι υπό εκμετάλλευση 2265 MW (η εγκατάσταση των μονάδων αυτών θεωρήθηκε ότι έγινε σε Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας) με μέση ετήσια υπολογιζόμενη ηλεκτροπαραγωγή 5132 GWh/yr. Αν και η πρόβλεψη αυτή είναι αρκετά αισιόδοξη, θεωρείται ότι οι εκτιμήσεις θα επαληθευτούν δεδομένου του ότι έχουν ήδη δοθεί οι σχετικές άδειες στους ενδιαφερόμενους επενδυτές και πολλές αιολικές μονάδες είναι ήδη υπό κατασκευή [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Κ.Υ.Α., 2464/2008, Μπαλτάς, 2007, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β, Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2007].

Βιομάζα

Ο χωροταξικός σχεδιασμός για τις Α.Π.Ε. του Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., αναφέρει μόνο τις περιοχές όπου μπορούν να εγκατασταθούν ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες από βιομάζα. Περαιτέρω εκτιμήσεις, υπολογισμοί ή δεδομένα δεν αναφέρονται, ούτε και θα ήταν δυνατό να αναφερθούν, καθότι υπάρχουν πολύ μεγάλες αντιδράσεις από τους κατοίκους των περιοχών όπου υπάρχει δυνατότητα να εγκατασταθούν μονάδες από βιομάζα, λόγω της ατμοσφαιρικής ρύπανσης και κυρίως λόγω άγνοιας. Επιπρόσθετα υπάρχει και το πρόβλημα της μη δυνατότητας καθορισμού της διαθέσιμης ποσότητας και ποιότητας της χρησιμοποιούμενης βιομάζας [Ασημακόπουλος, 2007, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Κ.Υ.Α., 2464/2008, Μπαλτάς, 2007, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2007].

Στα τέλη του 2008, ήταν υπό εκμετάλλευση στο Ε.Δ.Σ. 56,3 MW, με μέση ετήσια ηλεκτροπαραγωγή 311.64 GWh/yr. Μέχρι τα τέλη του έτους 2009, δεν υπήρχαν ανακοινώσεις για εγκατάσταση νέων μονάδων από βιομάζα. Συνεπώς, σε αυτή τη μελέτη, δεν θα εισαχθούν μονάδες βιομάζας μέχρι και το 2010 [Ασημακόπουλος, 2007, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Κ.Υ.Α., 2464/2008, Μπαλτάς, 2007, Ρ.Α.Ε., 2007β, Τίγκας, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007α, 2007β, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2007].

Φωτοβολταϊκά

Αναφορικά με την εγκατάσταση νέων ηλεκτροπαραγωγικών φωτοβολταϊκών μονάδων, ορίστηκε να αδειοδοτηθούν 540 MW στο σύστημα και επιπλέον 50 MW στο Ν. Αρκαδίας μέχρι το 2010. Αναλυτικά αναμενόταν στις αρχές του 2007 να έχουν αδειοδοτηθεί 275 MW μέχρι το 2007, 383 MW μέχρι το 2008, 491 MW μέχρι το 2009 και 540 MW μέχρι το 2010. Από εκεί και πέρα, ορίστηκε να μη δοθούν περαιτέρω άδειες για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών μέχρι και τις 31/12/2020 [Ν. 3468/2006, Ρ.Α.Ε., 2007α].

Ο χρόνος ο οποίος μεσολαβεί από την αδειοδότηση μιας φωτοβολταϊκής ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας μέχρι τη στιγμή που αυτή θα αρχίσει να δίνει ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο, σύμφωνα με την κατάσταση που επικρατεί αυτή τη στιγμή στην Ελλάδα (Μάιος 2010), είναι περίπου 2 με 3 χρόνια. Έτσι στην παρούσα μελέτη υπολογίζεται ότι οι παραπάνω μονάδες θα εισέλθουν στο σύστημα 3 χρόνια αφού αδειοδοτηθούν. Το ότι οι άδειες θα δοθούν μέσα στο χρονικό διάστημα που υπολογίστηκε από τη Ρ.Α.Ε. το Κ.Α.Π.Ε. και το ΥΠ.ΑΝ. είναι σχεδόν βέβαιο, καθότι υπάρχει ήδη τεράστια ζήτηση από το επενδυτικό κοινό, η οποία υπερβαίνει τα 540 + 50 MW που προαναφέρθηκαν [Αράπογλου, 2009, Κ.Α.Π.Ε., 2007, Ρ.Α.Ε., 2007b, ΥΠ.ΑΝ., 2005, 2007β]. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από όλες τις παραπάνω μονάδες (εγκατεστημένης ισχύος 590 MW) υπολογίστηκε με χρήση της σχετικής επίσημης ιστοσελίδας της Ε.Ε. στις 750,41 GWh [ΕΚ, 2009]. Η ιστοσελίδα αυτή παρέχει ένα λογισμικό για σύντομους υπολογισμούς ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκές μονάδες και βασίζεται σε στατιστικά μετεωρολογικά δεδομένα αποδεκτά από το ΥΠ.ΑΝ. και το Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε. [Αράπογλου, 2009].

Η εγκατεστημένη ισχύς και η εκτιμώμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από όλες τις προαναφερόμενες φωτοβολταϊκές μονάδες, παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.9.

Πίνακας 5.9. Εγκατεστημένη ισχύς και εκτιμώμενη ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκά την περίοδο 2011 - 2020

Year	Installed Capacity (MW)	Electricity Production (GWh)
2011	325	415,21
2012	108	136,54
2013	108	136,54
2014	49	62,12
Total	590	750,41

5.5. Γενικά οικονομικά δεδομένα

Τα γενικά οικονομικά δεδομένα τα οποία εισάγονται και είναι τα ίδια για όλα τα σενάρια είναι ο πληθωρισμός, το τραπεζικό επιτόκιο μεγάλων επενδύσεων και το κόστος των εκπομπών CO₂.

Πληθωρισμός

Απαιτείται η είσοδος τόσο του εγχώριου όσο και του ξένου πληθωρισμού. Για τον εγχώριο πληθωρισμό επιλέχθηκε ο μέσος ελληνικός πληθωρισμός για τα έτη 2002 – 2008 ο οποίος είναι στο 3,5% [E.S.Y.E., 2009]. Σαν εγχώριος πληθωρισμός επιλέχθηκε ο ελληνικός και όχι ο μέσος πληθωρισμός της E.E. διότι είναι χαμηλότερος από τον ελληνικό και δε θα ανταποκρινόταν στην αύξηση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης. Σαν ξένος πληθωρισμός επιλέχθηκε αυτός των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής (Η.Π.Α.), διότι το δολάριο είναι το νόμισμα υπολογισμού του κόστους του πετρελαίου και βάση της τιμής του πετρελαίου υπολογίζεται το κόστος και των υπόλοιπων καυσίμων. Ο μέσος ετήσιος πληθωρισμός για τα έτη 2002 – 2008 ήταν 2,6% [Department of Treasury, 2009].

Τραπεζικό Επιτόκιο

Το τραπεζικό επιτόκιο για επιχειρηματικά δάνεια άνω του ενός εκατομμυρίου ευρώ στην Ελλάδα κυμαίνεται περίπου στο 6-8%. Εξαρτάται κυρίως από τη διάρκεια του δανείου, το ακριβές ποσό του δανείου και τους διακανονισμούς του δανειολήπτη με την τράπεζα. Λόγω όμως της αυξητικής τάσης των επιτοκίων των δανείων και δεδομένου ότι τα ακριβή στοιχεία δεν δημοσιεύονται για λόγους ανταγωνισμού, οι εκτιμήσεις της αγοράς για μια πλήρη μελέτη καθορίζουν το ύψος των επιτοκίων στο 7% (μέσος όρος του 6% και του 8%) [Αράπογλου, 2009, EN.ΘΕΣ., 2008, E.S.Y.E., 2009, Τράπεζα της Ελλάδος, 2009].

Κόστος Εκπομπών CO₂

Σε αυτή τη διατριβή για τον υπολογισμό του κόστους των εκπομπών CO₂ λαμβάνεται η τιμή 20 €/ton για το 2008 [Dagoumas et al., 2007] και παραμένει σταθερή μέχρι το 2015. Κατόπιν θα αυξάνεται κατά 2%/έτος για τα υπόλοιπα έτη, φτάνοντας τα 26,91 €/ton CO₂ το 2030 [Bohm et al., 2007].

Δεδομένα Ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

Ο Πίνακας 5.10 παρουσιάζει τα επιπρόσθετα δεδομένα που απαιτείται να εισαχθούν στο WASP-IV για τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες. Τα δεδομένα αυτά είναι το κόστος εγκατάστασης, τα έτη που απαιτούνται για την κατασκευή τους και η διάρκεια ζωής τους [Bohm et al., 2007, Chatzimouratidis and Pilavachi, 2008, Dagoumas et al., 2007, ENERCON, 2009, VESTAS, 2009, USDoE and EIA, 2009,

Αράπογλου, 2009, Δ.ΕΠ.Α., 2009, ΕΝ.ΘΕΣ., 2008, Κ.Α.Π.Ε., 2008, Καββαδίας και Ζαφειράκης, 2009, Καραγιάννης, 2006, Π.Δ., 299/2003, ΥΠ.ΑΝ., 2007β,].

Πίνακας 5.10. Δεδομένα υποψήφιων προς ένταξη ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

Μονάδα	Κόστος εγκατάστασης (€/kW)	Έτη κατασκευής (yrs)	Διάρκεια ζωής (yrs)
Λιγνίτης/Λιθάνθρακας	1.700	5	45
Φυσικό αέριο (Σ.Κ.)	700	3	35
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	1.450	3	60
Μικρά υδροηλεκτρικά	1.687	3	25
Αιολικά	1.450	2	25
Φωτοβολταϊκά	4.600	1	30
Βιομάζα	2.830	3	30

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Bohm M.C., Herzog H.J., Parsons J.E., Sekar R.C., 2007. Capture-ready coal plants – Options, technologies and economics. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1, 113-120.
- Chatzimouratidis A.I., Pilavachi P.A., 2008. Multicriteria evaluation of power plants impacts on the living standard using the analytic hierarchy process. *Energy Policy* 36, 1074-1089.
- Dagoumas A.S., Kalaitzakis E., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2007. A post-Kyoto analysis of the Greek electricity sector. *Energy Policy* 35, 1551-1563.
- Dagoumas A.S., Panapakidis I.P., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2008. Post-Kyoto energy consumption strategies for the Greek interconnected electric system. *Energy Policy* 36, 1980-1999.
- Department of Treasury – USA, Μάιος 2009: <http://www.ustreas.gov/>.
- EC, Μάρτιος 2009: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>.
- ENERCON Co, Μάρτιος 2009: [http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/15686F537B20CA13C125719400261D37/\\$FILE/ENERCON_Productoverview_en.pdf](http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/15686F537B20CA13C125719400261D37/$FILE/ENERCON_Productoverview_en.pdf)
- Forum, 2006 – 2009. Forum χρηστών των λογισμικών της IAEA.
- IAEA (International Atomic Energy Agency), 2000. *Wien Automatic System Planning (WASP IV) User's Manual*.
- Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2006. The Energy Policy of Greece. *International Journal of Thermal Science* 3, 7-18.
- Koukouzas N., Katsiadakis A., Karlopoulos E., Kakaras E., 2008. Co-gasification of solid waste and lignite – A case study for Western Macedonia. *Waste Management* 28, 1263-1275.
- TERNA Energy S.A., Μάρτιος 2009: http://www.terna.gr/dyn.php?main_cell=article&sid=569.
- TSO – Cyprus (Transmission System Operator – Cyprus), Μάρτιος 2009: http://www.dsm.org.cy/nqcontent.cfm?a_id=2297&tt=graphic&lang=11.
- VESTAS Co, Μάρτιος 2009: <http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/2.0-mw.aspx>
- USDoE, EIA, 2009. Official Energy Statistics from the US Government. “Electricity Market Module”. Report #: DOE/EIA-0554(2009).

- Απόφαση Δ5/ΗΛ/Α/Φ7/770/12555, 16-7-2003. Άδεια παραγωγής της Δ.Ε.Η. Α.Ε. για μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου ισχύος 400 MW στον Α.Η.Σ. Λαυρίου.
- Αράπογλου Ι.Θ., 2009. Μηχανολόγος Μηχανικός Α.Π.Θ., Μελετητής, Σχεδιαστής και Εγκαταστάτης Φωτοβολταϊκών Μονάδων – Ιδιοκτήτης Φωτοβολταϊκής Μονάδας. Προσωπική επικοινωνία.
- Αργυριάδης Χ., Μπονατάκης Ε., 2006. Ένταξη μονάδων φυσικού αερίου στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής: αναδρομή – τεχνολογίες. EnergyTec 2006, 1st Διεθνής Έκθεση Ενέργειας – Πηγές, Τεχνολογίες, Διαχείριση. Αθήνα.
- Ασημακόπουλος Ι., 2007. Γ' Παράστημα Χαρτογραφικών Υπόβαθρων. Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. ΕΚΟΤΕΧΝΙΚΑ. Αθήνα.
- Δαβάκος Χ., 2009. Ορυχεία λιγνίτη – Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Δ.Ε.Η., 2003. Αίτηση για χορήγηση Άδειας Νέας Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου επί ενός άξονα 360 – 400 MW net, στον ΑΗΣ Λαυρίου, με καύσιμο φυσικό αέριο». Αρ. Πρωτοκόλλου Ι-9329. Αθήνα.
- Δ.Ε.Η., 2008. Ετήσιο Δελτίο Εταιρικής Χρήσης 2007. Αθήνα.
- Δ.Ε.Η., Μάρτιος 2009: <http://www.dei.gr/Default.aspx?id=146&nt=123&lang=1>.
- Δ.Ε.Π.Α., 2009. Προσωπική επικοινωνία.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (Μ.Α.Σ.Μ.) 2008 – 2012. Αθήνα.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Μάρτιος 2010:
<http://www.desmie.gr>,
http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=44&cat_id=102&lang=1.
- Δαγούμας Α.Σ., 2006. Α.Π.Θ. Προσωπική επικοινωνία.
- Διαλυνάς Ε.Μ., 2009. Ασφάλεια και Αξιοπιστία Λειτουργίας του Ελληνικού Συστήματος Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Επιπτώσεις τη Λειτουργίας Σταθμών Παραγωγής με Χρήση Συμβατικών Καυσίμων και Α.Π.Ε. Ε.Μ.Π. Αθήνα.
- ΕΛΕΤΑΕΝ (Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας), Μάρτιος 2009: <http://www.eletaen.gr>.
- ΕΝ.ΘΕΣ., 2008. Οικονομικές καταστάσεις σύμφωνα με τα Διεθνή Πρότυπα Χρηματοοικονομικής Πληροφόρησης («ΔΠΧΠ») για τη χρήση που έληξε την 31 Δεκεμβρίου 2007. Θεσσαλονίκη.
- Ε.Σ.Υ.Ε., Μάιος 2009: <http://www.statistics.gr/>.
- Ζαφειράκης Α., 2005. Τομέας Ανάπτυξης και Λειτουργίας Δικτύου Διανομής Θεσσαλονίκης – Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Κ.Α.Π.Ε., Ρ.Α.Ε., Ε.Μ.Π., Ε.Σ.Η.Α.Π.Ε., 2005. Οδηγός Εφαρμογής του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών στην Ελλάδα. Έκθεση για το ερευνητικό έργο: LIFE Project of the European Union project, Applying European Emissions Trading & Renewable Energy Support Mechanisms in the Greek Electricity Sector (ETRES). Contract No LIFE03 ENV/GR/000219. Αθήνα.
- Κ.Α.Π.Ε., 2007. Τμήμα Περιβάλλοντος και Μεταφορών. Προσωπική επικοινωνία.
- Κ.Α.Π.Ε., 2008. Ετήσια Έκθεση 2007 – Πεπραγμένα 2007, Προγραμματισμός Δράσεων 2008, Στατιστικά Στοιχεία Α.Π.Ε. & ΕΞΕ. Αθήνα.
- Καββαδίας Κ.Α., Ζαφειράκης Δ., 2009. Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Περιβαλλοντικής Προστασίας – Τ.Ε.Ι. Πειραιά. Προσωπική επικοινωνία.
- Κακαράς Ε., Δουκέλης Α., Γιαννακόπουλος Δ., Κουμανάκος Α., 2005. Δέσμευση CO₂ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη και φυσικό αέριο. Ηλεκτρονική βιβλιοθήκη Τ.Ε.Ε.
- Κακαράς Ε., 2009. Ε.Μ.Π. Προσωπική επικοινωνία.

- Καλδέλλης Ι.Κ., Καββαδίας Κ.Α., 2001. Εργαστηριακές Εφαρμογές Ήπιων Μορφών Ενέργειας. Εκδόσεις Αθ. Σταμούλη. Αθήνα.
- Καλδέλλης Ι.Κ., 2005. Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας - 2^η έκδοση. Εκδόσεις Αθ. Σταμούλη. Αθήνα.
- Καραγιάννης Φ., 2006. Τμήμα Στρατηγικού Σχεδιασμού – Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Κορωνάιος Χ., 2004. Π.Δ.Μ. Προσωπική επικοινωνία.
- ΚΥΑ., 2464/2008. (ΦΕΚ Β' 2464/3-12-2008). «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας».
- Λαμπρίδης Δ., Ντοκόπουλος Π., Παπαγιάννης Γ., 2006. Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Τόμος Α'. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
- Μπαλτάς Ε., 2007. Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε. 3^ο Συνέδριο της 3rd Conference της Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας. Αθήνα.
- Ν. 3468/2006 (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006). Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις.
- Π.Δ. 299/2003 (ΦΕΚ Α' 255/04-11-2003). Καθορισμός κατώτερων και ανώτερων συντελεστών απόσβεσης.
- Ρ.Α.Ε., 2003. Γνωμοδότηση για χορήγηση άδειας παραγωγής στην εταιρία «Δ.Ε.Η. Α.Ε.» για το Λαύριο. Γνωμοδότηση προς τον Υπουργό Ανάπτυξης κ. Α. Τσοχατζόπουλο. Κωδικός: ΡΑ 1463 (Ο-3913). Αθήνα.
- Ρ.Α.Ε., 123/2007α. Απόφαση Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Υπ' Αριθ. 123/2007. Τροποποίηση Α' Φάσης Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Σταθμών κατ' εξουσιοδότηση του Άρθρου 14 παρ. 1 του Ν. 3468/2006.
- Ρ.Α.Ε., 2007β. Προσωπική επικοινωνία.
- Σ.Ε.Ε.Σ., 2008. Μέτρα και Μέσα για μια Βιώσιμη και Ανταγωνιστική Ενεργειακή Πολιτική. Αθήνα.
- Τζούρος Α., 2005. Η εμπειρία ενός ανεξάρτητου παραγωγού στην Ελληνική αγορά ηλεκτρισμού. Διημερίδα ΤΕΕ Λιγνίτης και Φυσικό Αέριο στην Ηλεκτροπαραγωγή της Χώρας. Αθήνα.
- Τίγκας Κ., 2006. Η Κατάσταση των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και οι Προοπτικές Εξέλιξής τους. Αθήνα.
- Τράπεζα της Ελλάδος, Μάιος 2009:
http://www.bankofgreece.gr/Pages/el/Statistics/rates_markets/deposits.aspx.
- Τσορμπατζόγλου Β., 2006. Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Θεσσαλονίκης. Προσωπική επικοινωνία.
- ΥΠ.ΑΝ., 2005. 3^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007α. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας (2008 – 2020) – Μέρος Ι. Αθήνα.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007β. 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010. Αθήνα.
- Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2007. Δελτίο τύπου «Για το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.)». Αθήνα.
- Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2008. Έγκριση περιβαλλοντικών όρων για εγκατάσταση μονάδας της ΔΕΗ στο Αλιβέρι – Ανακοίνωση Τύπου. Αθήνα.
- Υ.Α. Δ5/Β/Φ1/Οικ. 1085/31-01-2002, Φ.Ε.Κ Β' 92/31-01-2002. Χορήγηση άδειας αποκλειστικότητας της κυριότητας του Συστήματος Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ Α.Ε.

Χατζηαργυρίου Ν., 2008. Το Επιχειρησιακό Σχέδιο της ΔΕΗ 2009 – 2014. Ημερίδα ΓΕΝΟΠ/ΔΕΗ για το «Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό και το Μίγμα Καυσίμου». Αθήνα.

Μέρος Β: Μελέτη - Αποτελέσματα

Κεφάλαιο 6: Λιγνίτης – φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Στο παρόν Κεφάλαιο (Κεφάλαιο 6) μελετάται η ανάπτυξη του ελληνικού ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) για τα έτη 2009 – 2030 με τη χρήση του λογισμικού πακέτου WASP-IV. Έξι σενάρια επέκτασης εξετάζουν την ανάπτυξη του με γνώμονα τρία κριτήρια (βλ. Κεφάλαιο 1): ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά.

Σκοπός του Κεφαλαίου 6 είναι να εξεταστεί η ανάπτυξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με τις υπάρχουσες συνθήκες, δηλαδή χωρίς μείωση ή δέσμευση των εκπομπών CO₂ και χωρίς προσθήκη νέων ενεργειακών πόρων (δηλαδή ενεργειακών πόρων που δεν χρησιμοποιούνται ήδη στο Ε.Δ.Σ.). Η μελέτη αποσκοπεί να εξετάσει με ποιον τρόπο επηρεάζεται ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα από τους διάφορους συνδυασμούς μεταξύ λιγνίτη, φυσικού αερίου και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Οι ενεργειακοί πόροι που χρησιμοποιήθηκαν είναι ο λιγνίτης, το φυσικό αέριο και οι αξιοποιήσιμες Α.Π.Ε. στο Ε.Δ.Σ. που είναι η Υδροηλεκτρική (για μικρά και μεγάλα υδροηλεκτρικά), η Αιολική, η ηλιακή (για φωτοβολταϊκά) και η βιομάζα. Οι Α.Π.Ε. οι οποίες θα εισαχθούν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Ε.Δ.Σ. κατά την περίοδο 2011 – 2030, υπολογίζονται και παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 6.3. Αναφορικά με το πετρέλαιο, θα συνεχιστεί η χρήση του κατά τη διάρκεια της μελέτης, μέχρι και την απόσυρση των υπάρχοντων μονάδων και νέες μονάδες δεν θα εισέλθουν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (βλ. Κεφάλαιο 5). Το βέλτιστο σενάριο θα ικανοποιεί τον συνδυασμό των τριών κριτηρίων.

Οι στόχοι της διατριβής είναι να εξεταστούν βάση των τριών κριτηρίων:

- ποιος είναι ο βέλτιστος συνδυασμός των δύο ορυκτών καυσίμων (λιγνίτης και φυσικό αέριο),
- τα όρια της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ε.Ε.) σχετικά με την ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. για το 2010 και για το 2020,
- αν εκπληρώνονται οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κ्यото και οι ποιες είναι οι εκπομπές CO₂ για την μετά-Κ्यото εποχή,

καθώς επίσης να εξεταστούν και οι οικονομικές επιπτώσεις από την αλλαγή στην πολιτική της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στις ηλεκτροπαραγωγικές βιομηχανίες από το 2013 (βλ. Κεφάλαιο 4).

Τέλος, σταθερή παράμετρος της μελέτης στο παρόν Κεφάλαιο είναι ότι σε όλα τα σενάρια το ηλεκτρικό σύστημα θα έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής και θα είναι αξιόπιστο με μηδενική πιθανότητα απώλειας φορτίου και ενέργειας που δεν καλύπτεται. Φυσικά αυτό δεν συνεπάγεται ότι θα σταματήσουν οι δοσοληψίες ηλεκτρικής ενέργειας με τις γειτονικές χώρες, αλλά ότι το ισοζύγιο συναλλαγών θα είναι: Εξαγωγές – Εισαγωγές ≥ 0 .

6.1. Περιγραφή μελέτης

Όλη η μελέτη του Κεφαλαίου 6 έγινε με χρήση του λογισμικού WASP-IV. Το WASP-IV λειτούργησε με τον σταθερό τρόπο (*Fixed Expansion* – βλ. Κεφάλαιο 3) και χρησιμοποιήθηκε σαν εργαλείο υπολογισμών.

Για τη μελέτη του παρόντος Κεφαλαίου, η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και φορτίου αιχμής είναι ίση με 3,5% (βλ. Κεφάλαιο 5).

Αρχικά δημιουργήθηκαν δύο ομάδες σεναρίων οι οποίες περιέχουν από 3 σενάρια η κάθε μία (σύνολο 6 σενάρια). Στην πρώτη ομάδα σεναρίων οι Α.Π.Ε. δεν φτάνουν το στόχο που έχει τεθεί για το 2020 από την Ε.Ε. και το Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠ.ΑΝ.) (ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.) και στη δεύτερη ότι τον φτάνουν (ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.). Αναλυτικά δεδομένα αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ, τη μέση ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και το είδος των Α.Π.Ε. που εισάγονται στην κάθε ομάδα σεναρίων, υπάρχουν στο Κεφάλαιο 6.3. Στα 3 σενάρια της κάθε ομάδας γίνεται συστηματική διαφοροποίηση του ποσοστού συμμετοχής των καυσίμων με το οποίο αναπτύσσεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (λιγνίτης και φυσικό αέριο). Ο διαχωρισμός των 6 σεναρίων σε δύο ομάδες γίνεται ώστε να ομαδοποιηθούν και να συγκριθούν τα αποτελέσματα αναφορικά με τη διαφοροποίηση του ποσοστού συμμετοχής των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή.

Τα 6 σενάρια και το ποσοστό συμμετοχής των καυσίμων με τα οποία αναπτύσσεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα έχουν ως εξής:

1^η Ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.

- Σενάριο business as usual (Λιγνίτης 50%, Φυσικό αέριο 50%),
- Σενάριο λιγνίτης (Λιγνίτης 70%, Φυσικό αέριο 30%),
- Σενάριο φυσικό αέριο (Λιγνίτης 30%, Φυσικό αέριο 70%).

2^η Ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.

- Σενάριο Α.Π.Ε. (Λιγνίτης 50%, Φυσικό αέριο 50%),
- Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. (Λιγνίτης 70%, Φυσικό αέριο 30%),
- Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. (Λιγνίτης 30%, Φυσικό αέριο 70%).

Διευκρινίζεται ότι τα ποσοστά που αναφέρονται στα σενάρια, είναι επί του συνόλου των καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Επίσης διευκρινίζεται ότι τα ποσοστά αυτά αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ των νέων θερμικών μονάδων και ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης δεν επιτυγχάνονται επακριβώς αλλά προσεγγίζονται όσο το δυνατό περισσότερο, ανάλογα με τις απαιτήσεις του Ε.Δ.Σ. σε εγκατεστημένη ισχύ και ηλεκτρική ενέργεια.

Στη συνέχεια μελετώνται οι οικονομικές επιπτώσεις από την αλλαγή πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με τη «δωρεάν κατανομή» δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στην ηλεκτροπαραγωγή από το έτος 2013 και έπειτα.

Τέλος ομαδοποιούνται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν.

Τα 6 σενάρια μελετώνται με ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά κριτήρια. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 1.1.3, τα τρία αυτά κριτήρια περιλαμβάνουν τα εξής:

- Ενεργειακά κριτήρια:
 - το πλήθος, ο τύπος και η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων που αναπτύσσουν το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής,

- η εγκατεστημένη ισχύς όλων των μονάδων του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για κάθε έτος, σε σύγκριση με τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής του αντίστοιχου έτους,
- Περιβαλλοντικά κριτήρια: η ποσότητα των εκπεμπόμενων CO₂, και το κόστος τους,
- Οικονομικά κριτήρια: το συνολικό κόστος του συστήματος το οποίο αναλύεται ως εξής (Συνάρτηση 6.1):
 - στο κόστος εγκατάστασης των νέων μονάδων του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος,
 - στην απομένουσα αξία για το έτος 2030,
 - στα λειτουργικά κόστη που περιλαμβάνουν τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος καυσίμου (Συνάρτηση 6.2).

$$C_{tot} = C_{con} - C_{SV} + C_{op} + C_{ENS} \quad (6.1)$$

Όπου:

C_{tot} : Συνολικό κόστος

C_{con} : Κόστος κατασκευής

C_{SV} : Απομένουσα αξία (στην παρούσα μελέτη θα υπολογίζεται για το έτος 2030 που είναι το τελευταίο έτος της)

C_{op} : Λειτουργικά κόστη

C_{ENS} : Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

$$C_{op} = C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{fuel} \quad (6.2)$$

Όπου:

C_{op} : Λειτουργικά κόστη

$C_{FO\&M}$: Σταθερό κόστος λειτουργία και συντήρησης

$C_{VO\&M}$: Μεταβλητό κόστος λειτουργία και συντήρησης

C_{fuel} : Κόστος καυσίμου

Τέλος θα πρέπει να διευκρινιστεί, ότι κατά τη σύγκριση των σεναρίων, το κόστος των εκπεμπόμενων CO₂ θα μετακυλύετε και στα οικονομικά κριτήρια ώστε να προκύπτει το νέο συνολικό κόστος που θα ονομάζετε συμβατικά «Τελικό κόστος». Το αυτό που στην παρούσα διατριβή ονομάζεται Τελικό κόστος δίδεται από τη Συνάρτηση 6.3:

$$C_{fin} = C_{tot} + C_{CO_2} = C_{con} - C_{SV} + C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{fuel} + C_{CO_2} + C_{ENS} \quad (6.3)$$

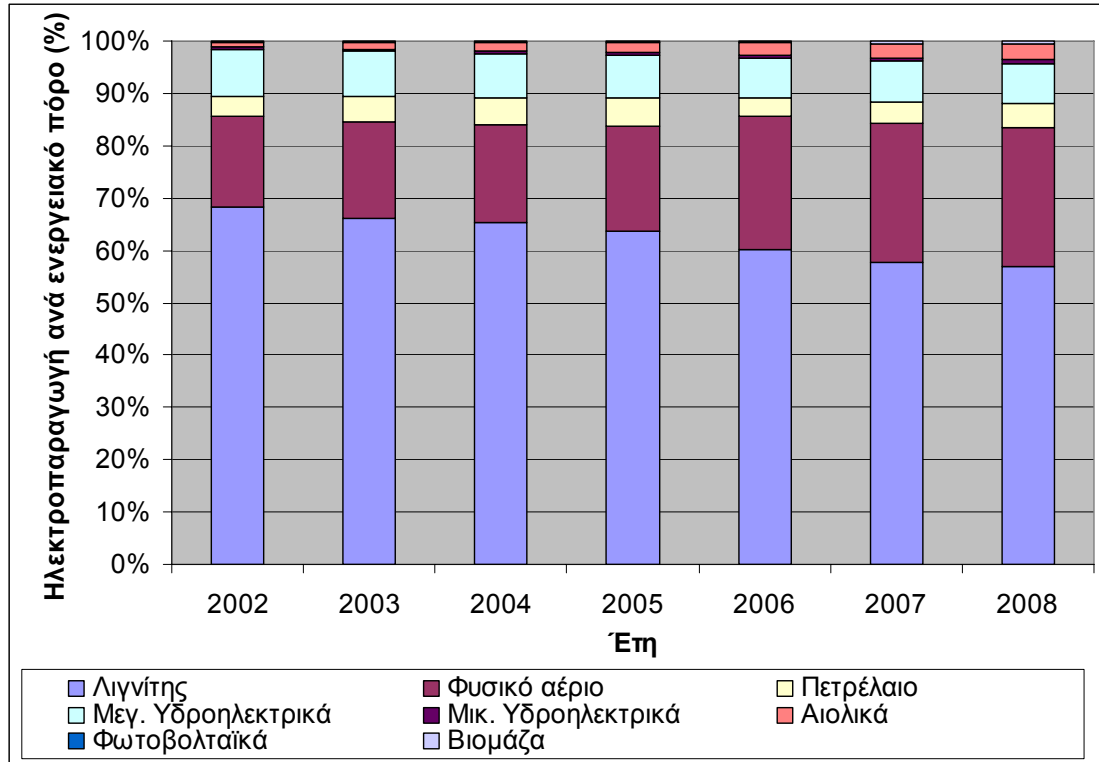
Όπου:

C_{fin} : Τελικό κόστος

C_{CO_2} : Κόστος CO₂

6.2. Εισαγωγή στη μελέτη

Πριν παρουσιαστούν τα σενάρια παρουσιάζεται η συμμετοχή ενεργειακών πόρων στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2002 – 2008 (Σχήμα 6.1).



Σχήμα 6.1. Συμμετοχή ενεργειακών πόρων στην ηλεκτροπαραγωγή (2002 – 2008)

Το Σχήμα 6.1 έχει δημιουργηθεί από τα αποτελέσματα του WASP-IV και το πιο ενδιαφέρον στοιχείο που παρουσιάζεται είναι ότι η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στη ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια έχει αυξηθεί από 10,35% το έτος 2002 στο 11,3% το έτος 2008.

6.3. Υπολογισμός υποψηφίων προς ένταξη μονάδων Α.Π.Ε.

Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 6.1 δημιουργήθηκαν δύο ομάδες σεναρίων με σκοπό να εξεταστεί η χρήση των Α.Π.Ε. Στην πρώτη ομάδα σεναρίων θεωρήθηκε ότι οι Α.Π.Ε. δεν φτάνουν το στόχο που έχει τεθεί για το 2020 από την Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) και το ΥΠ.ΑΝ. (Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.) και στη δεύτερη ότι τον φτάνουν (Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.). Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι υπολογισμοί και οι θεωρήσεις βάση των οποίων έγινε η εισαγωγή των Α.Π.Ε. στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και για τις δύο ομάδες σεναρίων. Τα δεδομένα των Α.Π.Ε. που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5.4 δίδονται στο Κεφάλαιο 6 σε συνοπτικούς πίνακες.

Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι δεν πρόκειται να παρουσιαστεί το πλήθος των μονάδων Α.Π.Ε. που θα εισαχθούν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα αλλά η εγκατεστημένη ισχύς και η μέση ετήσια αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή.

6.3.1. Ομάδα σεναρίων «Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.»

Οι Α.Π.Ε. οι οποίες παρουσιάζονται εδώ, αφορούν την ομάδα σεναρίων Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε. Όλα τα στοιχεία προέρχονται από υπολογισμούς και θεωρήσεις της μελέτης.

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Όλο το δυναμικό, θα είναι ήδη υπό εκμετάλλευση.

Μικρά Υδροηλεκτρικά

Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι η Ελλάδα θα εκμεταλλευτεί για ηλεκτροπαραγωγή λίγο παραπάνω από το μισό εκτιμώμενο υδροδυναμικό για μικρά υδροηλεκτρικά που δεν ήταν υπό εκμετάλλευση και δεν υπήρχαν σε εξέλιξη κατασκευές μονάδων το 2010 (289 MW – βλ. Κεφάλαιο 5.4.2), μέχρι το 2030 (περίοδος 2011 – 2030). Η εγκατάσταση των νέων μονάδων θα είναι ισόποση για κάθε έτος και ίση με 102,5 MW/yr.

Αιολικά

Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι η Ελλάδα θα εκμεταλλευτεί για ηλεκτροπαραγωγή ολόκληρο το εκτιμώμενο αιολικό δυναμικό των Περιοχών Αιολικής Προτεραιότητας μέχρι το 2030 (περίοδος 2011 – 2030). Το δυναμικό αυτό ανέρχεται στα 3674 MW (βλ. Κεφάλαιο 5.4.2). Η εγκατάσταση μονάδων θα είναι ισόποση για κάθε έτος και ίση με 183,7 MW/yr.

Βιομάζα

Στην ηπειρωτική Ελλάδα υπάρχουν περίπου 40 χώροι υγειονομικής ταφής [Μαυρόπουλος κ.α., 2007]. Επίσης υπάρχουν δύο πολύ μεγάλες γεωργικές περιοχές (στη Θεσσαλία και την Κεντρική Μακεδονία) και αρκετές μικρότερες. Τέλος υπάρχουν αρκετές μεγάλες γεωργικές, κτηνοτροφικές και πτηνοτροφικές μονάδες. Όλες αυτές οι εγκαταστάσεις έχουν τη δυνατότητα να στηρίζουν (από την άποψη του καυσίμου) μονάδες βιομάζας [Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2007]. Σύμφωνα λοιπόν με όλα τα παραπάνω στοιχεία και βάση τις μέχρι τώρα εγκατεστημένες μονάδες βιομάζας, ένας χώρος υγειονομικής ταφής είναι σε θέση να παρέχει ικανοποιητική ποσότητα βιομάζας, ώστε να στηρίζει μία μονάδα εγκατεστημένης ισχύος 5,5 MW.

Συνεπώς στην παρούσα μελέτη θα θεωρηθεί ότι κατά την περίοδο 2011 – 2030, εγκαθίστανται ετησίως, περίπου 7,5 MW/yr με συνολική εκτιμώμενη μέση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 43 GWh/yr.

Φωτοβολταϊκά

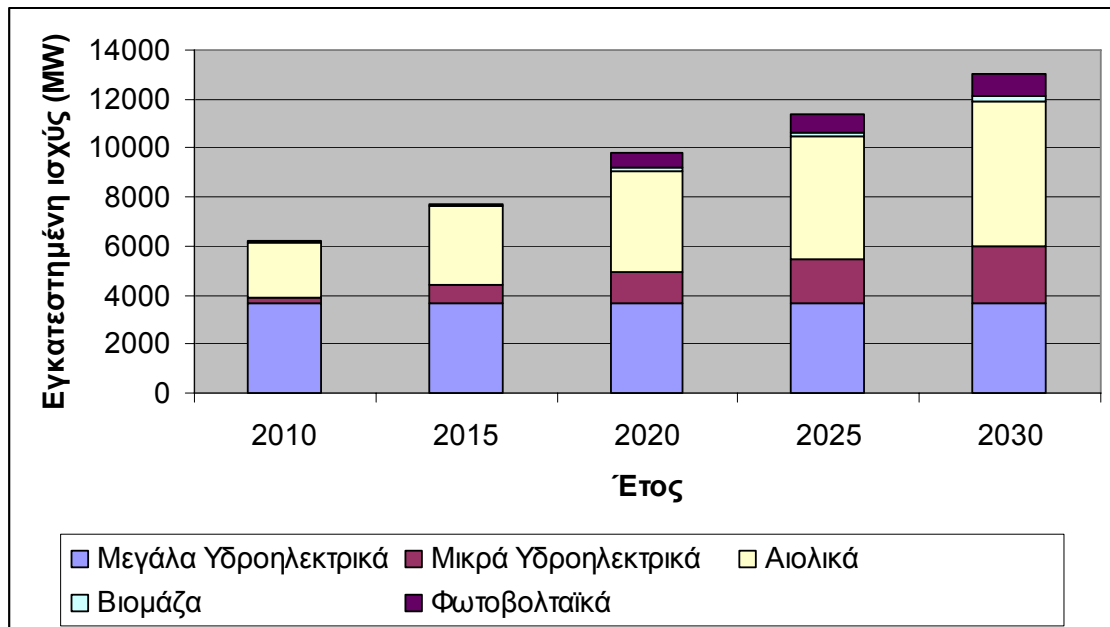
Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι κατά την περίοδο 2021 – 2030 θα δοθούν άδειες για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών μονάδων ίσες με τις μισές άδειες που δόθηκαν για την περίοδο 2011 – 2020 (δηλαδή θα δοθούν άδειες για 295 MW – βλ. Κεφάλαιο 5.4.2) και ότι αυτές θα εγκαθίστανται ισόποσα κάθε έτος (29.5 MW/yr).

Συνοπτική παρουσίαση Α.Π.Ε.

Η εγκατεστημένη ισχύς και η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. για την πρώτη ομάδα σεναρίων παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.1 και 6.2 καθώς στα Σχήματα 6.2 και 6.3 αντίστοιχα. Τα στοιχεία που παρουσιάζονται αφορούν ολόκληρη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) και περιλαμβάνουν και όσες μονάδες έχουν εγκατασταθεί ήδη ή προβλέπεται να εγκατασταθούν και οι οποίες παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5.4.

Πίνακας 6.1. Εγκατεστημένη ισχύς από Α.Π.Ε. για την πρώτη ομάδα σεναρίων (MW)

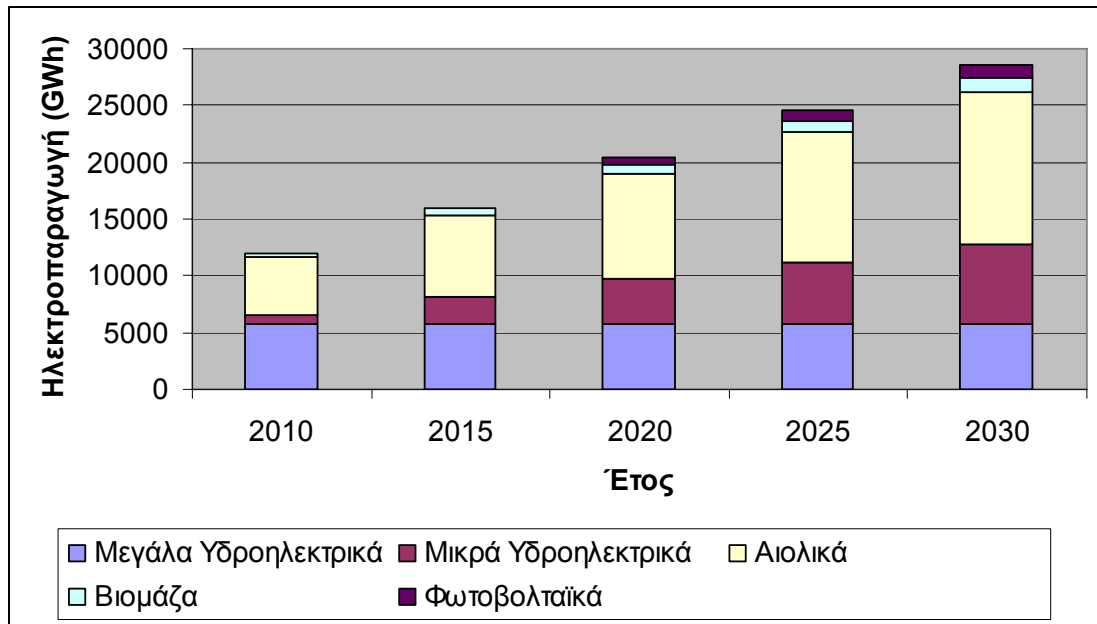
Έτος	Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	Μικρά Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Βιομάζα	PV	Σύνολο
2010	3640	252	2265	56,3	5	6218,3
2015	3640	802	3184	93,8	5	7724,8
2020	3640	1315	4102	131,3	595	9783,3
2025	3640	1827	5021	168,8	743	11.399,8
2030	3640	2339	5939	206,3	890	13.014,3



Σχήμα 6.2. Εγκατεστημένη ισχύς από Α.Π.Ε. για την πρώτη ομάδα σεναρίων (MW)

Πίνακας 6.2. Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. για την πρώτη ομάδα σεναρίων (GWh)

Έτος	Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	Μικρά Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Βιομάζα	PV	Σύνολο
2010	5741	758	5132	311,64	4	11.947
2015	5741	2416	7212	526	4	15.899
2020	5741	3960	9292	741	755	20.489
2025	5741	5503	11372	956	943	24.515
2030	5741	7047	13454	1171	1130	28.543



Σχήμα 6.3. Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. για την πρώτη ομάδα σεναρίων (GWh)

6.3.2. Ομάδα σεναρίων «Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.»

Οι Α.Π.Ε. οι οποίες παρουσιάζονται εδώ αφορούν την ομάδα σεναρίων Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε. Όλα τα στοιχεία προέρχονται από υπολογισμούς και θεωρήσεις της μελέτης.

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Όλο το δυναμικό, θα είναι ήδη υπό εκμετάλλευση.

Μικρά Υδροηλεκτρικά

Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι η Ελλάδα θα εκμεταλλευτεί για ηλεκτροπαραγωγή όλο το εκτιμώμενο υδροδυναμικό για μικρά υδροηλεκτρικά που δεν ήταν υπό εκμετάλλευση το 2010 (252 MW – βλ. Κεφάλαιο 5.4.2), μέχρι το 2030 (περίοδος 2011 – 2030). Η εγκατάσταση μονάδων θα είναι ισόποση για κάθε έτος και ίση με 205 MW/yr.

Αιολικά

Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι η Ελλάδα θα εκμεταλλευτεί για ηλεκτροπαραγωγή ολόκληρο το εκτιμώμενο αιολικό δυναμικό των Περιοχών Αιολικής Προτεραιότητας (βλ. Κεφάλαιο 5.4.2) μέχρι το 2020 (περίοδος 2011 – 2020). Η εγκατάσταση μονάδων θα είναι ισόποση για κάθε έτος και ίση με 367,4 MW/yr.

Για την περίοδο 2021 – 2030, θεωρήθηκε ότι θα γίνει αξιοποίηση και εκμετάλλευση του δυναμικού των Περιοχών Αιολικής Καταλληλότητας, καθώς και των παράκτιων περιοχών έτσι ώστε να συνεχίσει να αναπτύσσεται το κομμάτι της ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια. Συνολικά θεωρήθηκε ότι θα εγκατασταθούν 3000 MW με

εκτιμώμενη ηλεκτροπαραγωγή 6796 GWh. Η εγκατάσταση των αιολικών μονάδων θα γίνει με ισόποση ετήσια κατανομή ίση με 300 MW/yr.

Βιομάζα

Στην παρούσα μελέτη θα θεωρηθεί ότι κατά την περίοδο 2011 – 2030, εγκαθίστανται ετησίως περίπου 15 MW/yr με συνολική εκτιμώμενη μέση ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 86 GWh/yr. Συνολικά το έτος 2030 θα έχουν εγκατασταθεί και θα λειτουργούν 356,3 MW με μέση ετήσια εκτιμώμενη ηλεκτροπαραγωγή (το 2030) 2032 GWh.

Φωτοβολταϊκά

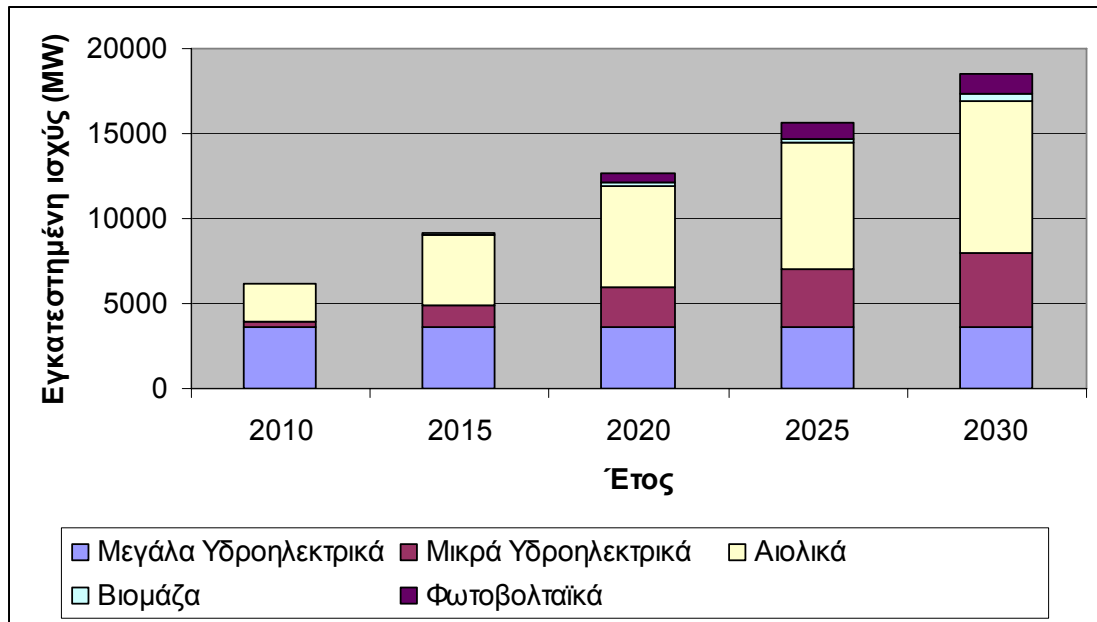
Στην παρούσα μελέτη, θεωρήθηκε πως κατά την περίοδο 2021 – 2030 θα δοθούν τόσες επιπλέον άδειες για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών μονάδων περίπου ίσες με τις άδειες που δόθηκαν για την περίοδο 2011 – 2020 (600 MW – βλ. Κεφάλαιο 5.4.2) και ότι αυτές θα εγκαθίστανται ισόποσα κάθε έτος (60 MW/yr).

Συνοπτική παρουσίαση Α.Π.Ε.

Η εγκατεστημένη ισχύς και η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. για την δεύτερη ομάδα σεναρίων, παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.3 και 6.4 καθώς και στα Σχήματα 6.4 και 6.5 αντίστοιχα. Τα στοιχεία που παρουσιάζονται αφορούν ολόκληρη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) και περιλαμβάνουν και όσες μονάδες έχουν εγκατασταθεί ήδη η προβλέπεται να εγκατασταθούν και οι οποίες παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5.4.

Πίνακας 6.3. Εγκατεστημένη ισχύς από Α.Π.Ε. για την δεύτερη ομάδα σεναρίων (MW)

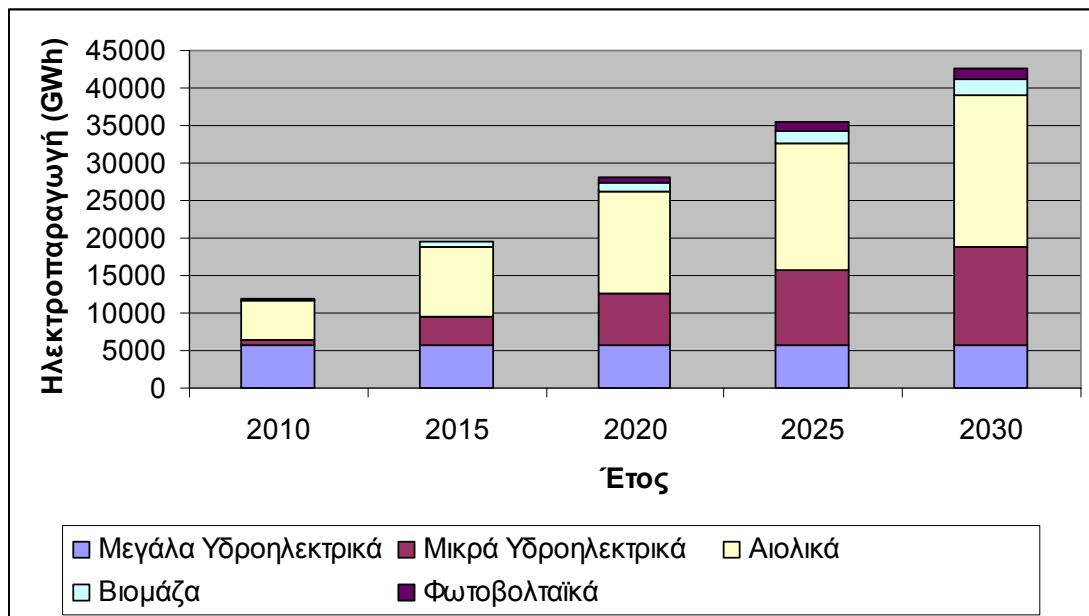
Έτος	Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	Μικρά Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Βιομάζα	PV	Σύνολο
2010	3640	252	2265	56,3	5	6218,3
2015	3640	1280	4102	131,3	5	9158,3
2020	3640	2308	5939	206,3	595	12688,3
2025	3640	3336	7439	281,3	895	15591,3
2030	3640	4363	8939	356,3	1195	18493,3



Σχήμα 6.4. Εγκατεστημένη ισχύς από Α.Π.Ε. για την δεύτερη ομάδα σεναρίων (MW)

Πίνακας 6.4. Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. για την δεύτερη ομάδα σεναρίων (GWh)

Έτος	Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	Μικρά Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Βιομάζα	PV	Σύνολο
2010	5741	758	5132	311,64	4	11946,6
2015	5741	3845	9293	742	4	19625
2020	5741	6933	13454	1172	755	28055
2025	5741	10021	16851	1602	1146	35361
2030	5741	13108	20250	2032	1530	42661



Σχήμα 6.5. Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. για την δεύτερη ομάδα σεναρίων (GWh)

6.4. Σενάρια

Στο Κεφάλαιο 6.3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τη μελέτη και των 6 σεναρίων.

6.4.1. Σενάριο business as usual

Στο σενάριο business as usual εισήχθη περίπου ίσος αριθμός λιγνιτικών μονάδων και μονάδων φυσικού αερίου μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία διατηρήθηκε, όσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 12 λιγνιτικές μονάδες και 13 μονάδες φυσικού αερίου. Το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 48% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 52% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.5 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ και το φορτίο αιχμής για παλιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο σενάριο business as usual).

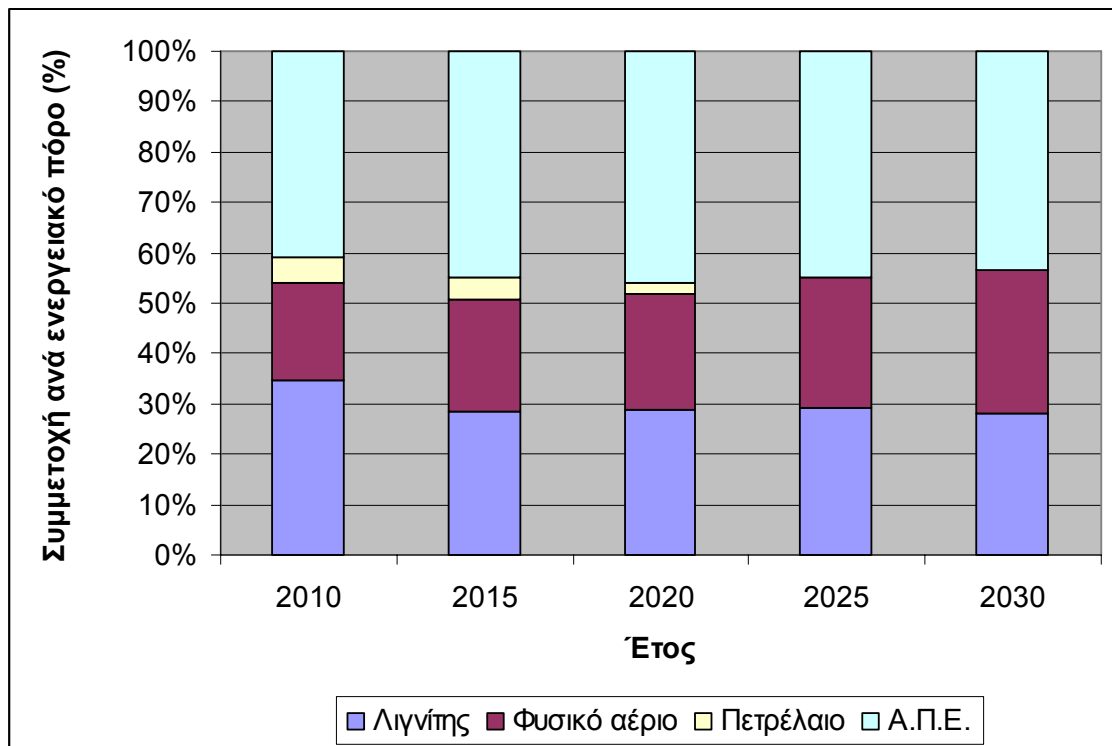
Πίνακας 6.5. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο business as usual

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	1.510	1.510	-	13,19
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.218	15.156	11.446	132,42
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	0	800	0	2.679	3.479	-	25,59
	Σύνολο	5.258	4.130	750	8.315	18.453	13.594	135,74
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	1.200	1.600	0	4.147	6.947	-	43,03
	Σύνολο	6.128	4.930	450	9.783	21.291	16.146	131,87
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	3.200	3.200	0	5.764	12.164	-	63,43
	Σύνολο	7.370	6.530	0	11.400	25.300	19.176	131,93
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	4.800	5.200	0	7.378	17.378	-	76,30
	Σύνολο	8.370	8.170	0	13.014	29.554	22.775	129,76

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 μέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η ενέργεια που δεν καλύπτεται, είναι μηδενικά. Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές ≥ 0).

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 29,76% (το έτος 2030) μέχρι και 35,74% (το έτος 2015) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχθεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος, οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες με νέες.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 43%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 6.6.



Σχήμα 6.6. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 6.6, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο business as usual.

Πίνακας 6.6. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο business as usual

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	11.921	18,74	63.603
2015	34.105	45,15	1.725	2,28	23.084	30,56	16.625	22,01	75.538
2020	39.953	44,53	1.108	1,23	28.195	31,43	20.464	22,81	89.719
2025	47.602	44,67	0	0	34.811	32,67	24.143	22,66	106.556
2030	54.410	42,99	0	0	44.323	35,02	27.822	21,98	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 6.6, η συμμετοχή των τριών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή από το 2015 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. δεν επιτρέπει ούτε καν τη προσέγγιση του στόχου για το 2020 αφού είναι 6,19% χαμηλότερη από αυτόν. Πιο συγκεκριμένα, αν και η εγκατάσταση νέων μονάδων Α.Π.Ε. αυξάνεται (Πίνακας 6.5), η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή (ελαφρώς μειούμενη).

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% καθόλη τη διάρκεια της μελέτης.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.7 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 6.7. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο business as usual

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	42.286	1.831	5.912	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	49.812
2012	42.469	1.343	7.068	50.879
2013 - 2015	127.816	4.208	24.556	156.581
2016 - 2020	236.919	6.143	48.854	291.917
2021 - 2025	266.861	1.992	64.853	333.706
2026 - 2030	317.812	0	79.079	396.892
Σύνολο	1.118.711	18.029	242.894	1.379.634

Ο Πίνακας 6.8 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 6.8. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνυπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	9.140	182.800.220
2013 - 2015	156.581	3.131.612.330
2016 - 2020	291.917	6.205.849.659
2021 - 2025	333.706	7.833.615.671
2026 - 2030	396.892	10.286.917.648
Σύνολο	1.212.677	28.129.630.858

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.379.634 kton CO₂ (1.212.677 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 28.129.630.858 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.9 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.9. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο business as usual

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	5.004.706	7.070.624
2011-2015	2.372.654	12.307.381	14.680.035
2016-2020	3.300.219	12.088.376	15.388.595
2021-2025	9.020.807	11.963.886	20.984.693
2026-2030	7.438.348	11.883.139	19.321.487
Σύνολο (κ€)	24.197.946	53.247.488	77.445.434

Στον Πίνακα 6.9 παρουσιάζονται το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης που είναι 77.445.434.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 1.341.983.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 76.103.451.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο business as usual είναι: **104.233.081.858 €**.

6.4.2. Σενάριο λιγνίτης

Στο σενάριο λιγνίτης εισήχθησαν λιγνιτικές μονάδες σε ποσοστό περίπου 70% και μονάδες φυσικού αερίου σε ποσοστό περίπου 30% μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 17 λιγνιτικές μονάδες και 8 μονάδες

φυσικού αερίου. Το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 68% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 32% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.10 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ και το φορτίο αιχμής για παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο σενάριο λιγνίτης).

Πίνακας 6.10. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο λιγνίτης

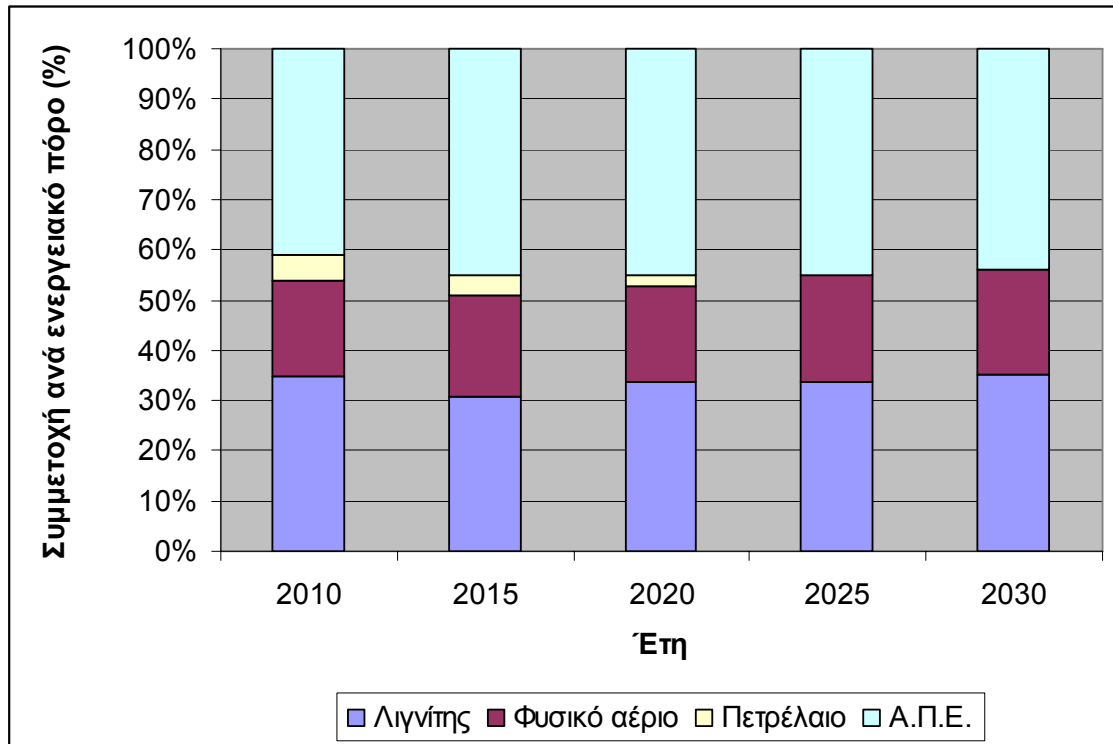
Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίο αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	1.510	1.510	-	13,19
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.218	15.156	11.446	132,42
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	400	400	0	2.679	3.479	-	25,59
	Σύνολο	5.658	3.730	750	8.315	18.453	13.594	135,74
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	2.400	800	0	4.147	7.347	-	45,50
	Σύνολο	7.328	4.130	450	9.783	21.691	16.146	134,34
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	4.400	2.000	0	5.764	12.164	-	63,44
	Σύνολο	8.570	5.330	0	11.400	25.300	19.176	131,94
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	6.800	3.200	0	7.378	17.378	-	76,30
	Σύνολο	10.370	6.170	0	13.014	29.554	22.775	129,76

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 μέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η ενέργεια που δεν καλύπτεται είναι μηδενικά. Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές \geq 0).

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 29,76% (το έτος 2030) μέχρι και 35,74% (το έτος 2015) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχθεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του συστήματος. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές μονάδες (χαμηλού βαθμού απόδοσης)

και προστίθενται νέες (υψηλού βαθμού απόδοσης). Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα περισσότερη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από θερμοηλεκτρικές μονάδες ίδιας εγκατεστημένης ισχύος.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής οφείλονται στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 43%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 6.7.



Σχήμα 6.7. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 6.11, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο λιγνίτης.

Πίνακας 6.11. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο λιγνίτης

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	11.921	18,74	63.603
2015	36.593	48,44	1.731	2,29	20.589	27,26	16.625	22,01	75.538
2020	47.388	52,82	809	0,90	21.058	23,47	20.464	22,81	89.719
2025	55.133	51,74	0	0	27.280	25,60	24.143	22,66	106.556
2030	67.068	53,00	0	0	31.665	25,02	27.822	21,98	126.555

Όπως παρατηρείται από τον Πίνακα 6.11, η συμμετοχή των τριών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή από το 2015 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. δεν επιτρέπει ούτε καν τη προσέγγιση του στόχου για το 2020 αφού είναι 6,19% χαμηλότερη από αυτόν. Πιο συγκεκριμένα, αν και η εγκατάσταση νέων μονάδων Α.Π.Ε. αυξάνεται (Πίνακας 6.10), η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή (ελαφρώς μειούμενη).

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% καθόλη τη διάρκεια της μελέτης.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.12 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Κyoto.

Πίνακας 6.12. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο λιγνίτης

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	42.286	1.831	5.912	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	49.812
2012	42.469	1.343	7.068	50.879
2013 - 2015	130.925	4.213	23.596	158.735
2016 - 2020	261.801	6.079	41.224	309.104
2021 - 2025	317.083	1.952	49.406	368.440
2026 - 2030	396.516	0	54.839	451.355
Σύνολο	1.275.627	17.928	194.616	1.488.171

Ο Πίνακας 6.13 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.13. Εκπομπές CO₂ (από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	9.140	182.800.220
2013 - 2015	158.735	3.174.697.450
2016 - 2020	309.104	6.574.265.070
2021 - 2025	368.440	8.651.826.234
2026 - 2030	451.355	11.694.562.952
Σύνολο	1.321.215	30.766.987.256

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.488.171 kton CO₂ (1.321.215 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 30.766.987.256 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.14 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.14. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο λιγνίτης

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	5.004.706	7.070.624
2011-2015	2.625.743	12.244.642	14.870.385
2016-2020	3.914.793	11.591.910	15.506.703
2021-2025	8.862.875	11.052.723	19.915.598
2026-2030	7.804.336	10.623.703	18.428.039
Σύνολο (κ€)	25.273.665	50.517.684	75.791.349

Από τον Πίνακα 6.14 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 75.791.349.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 1.221.776.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 74.569.573.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο λιγνίτης είναι: **105.336.560.256 €**.

6.4.3. Σενάριο Φυσικό αέριο

Στο σενάριο φυσικό αέριο εισήχθησαν λιγνιτικές μονάδες σε ποσοστό περίπου 30% και μονάδες φυσικού αερίου σε ποσοστό περίπου 70% μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 7 λιγνιτικές μονάδες και 17 μονάδες φυσικού αερίου. Το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 29% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 71% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.15 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ και το φορτίο αιχμής για παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο σενάριο φυσικό αέριο).

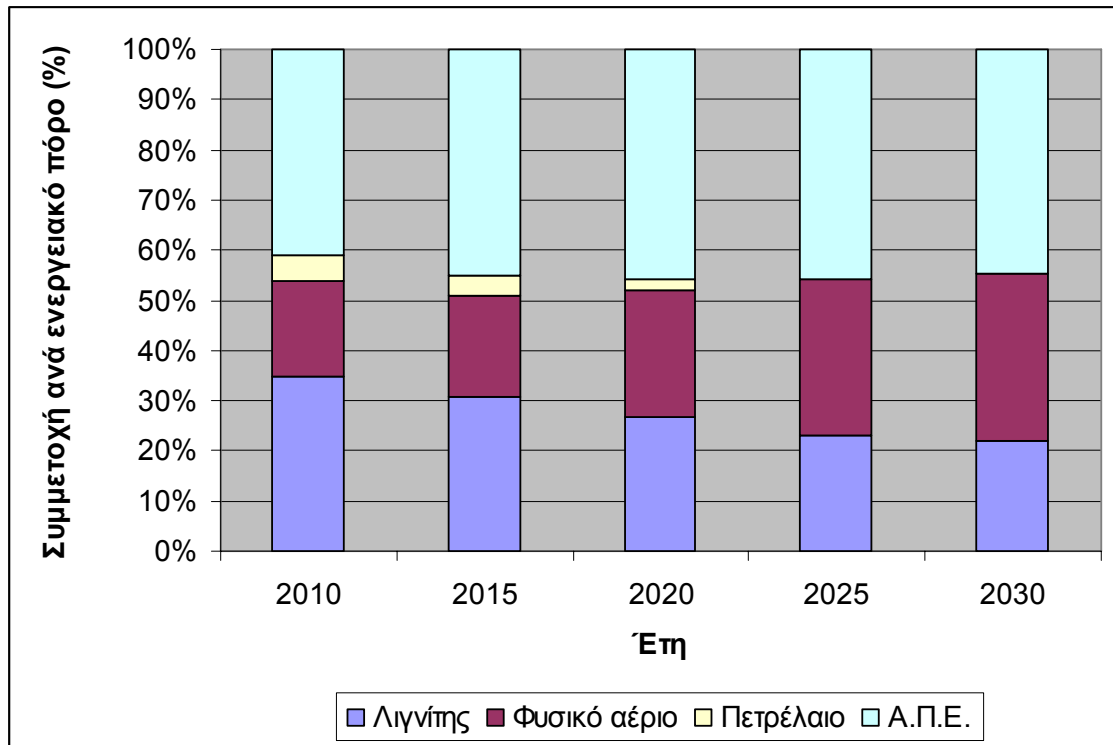
Πίνακας 6.15. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο φυσικό αέριο

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	1.510	1.510	-	13,19
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.218	15.156	11.446	132,42
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	400	400	0	2.679	3.479	-	25,59
	Σύνολο	5.658	3.730	750	8.315	18.453	13.594	135,74
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	800	2.000	0	4.147	6.947	-	43,03
	Σύνολο	5.728	5.330	450	9.783	21.291	16.146	131,87
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	1.600	4.400	0	5.764	11.764	-	61,35
	Σύνολο	5.770	7.730	0	11.400	24.900	19.176	129,85
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	2.800	6.800	0	7.378	16.978	-	74,55
	Σύνολο	6.370	9.770	0	13.014	29.154	22.775	128,01

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 ημέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η ενέργεια που δεν καλύπτεται, είναι μηδενικά. Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές ≥ 0).

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 28,01% (το έτος 2030) μέχρι και 35,74% (το έτος 2015) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχθεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος, οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες με νέες και στο ότι εισάγονται περισσότερες νέες μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες έχουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης από τις αντίστοιχες λιγνιτικές.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 43%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 6.8.



Σχήμα 6.8. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 6.16, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο φυσικό αέριο.

Πίνακας 6.16. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο φυσικό αέριο

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	11.921	18,74	63.603
2015	34.105	45,15	1.725	2,28	23.084	30,56	16.625	22,01	75.538
2020	37.430	41,72	1.078	1,20	30.748	34,43	20.464	22,81	89.719
2025	37.430	35,13	0	0	44.983	42,23	24.143	22,66	106.556
2030	41.690	32,94	0	0	57.042	45,07	27.822	21,98	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 6.16, η συμμετοχή των τριών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή από το 2015 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. δεν επιτρέπει ούτε καν τη προσέγγιση του στόχου για το 2020 αφού είναι 6,19% χαμηλότερη από αυτόν. Πιο συγκεκριμένα, αν και η εγκατάσταση νέων μονάδων Α.Π.Ε. αυξάνεται (Πίνακας 6.15), η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή (ελαφρώς μειούμενη).

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% καθόλη τη διάρκεια της μελέτης.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.17 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 6.17. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο φυσικό αέριο

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	42.286	1.831	5.912	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	49.812
2012	42.469	1.343	7.068	50.879
2013 - 2015	127.816	4.208	24.556	156.581
2016 - 2020	234.877	6.069	49.522	290.467
2021 - 2025	225.547	2.041	77.552	305.141
2026 - 2030	251.013	0	99.654	350.666
Σύνολο	1.008.555	18.003	276.835	1.303.393

Ο Πίνακας 6.18 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 6.18. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνοπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	9.140	182.800.220
2013 - 2015	156.581	3.131.612.330
2016 - 2020	290.467	6.173.186.849
2021 - 2025	305.141	7.159.865.559
2026 - 2030	350.666	9.088.227.675
Σύνολο	1.136.437	26.224.527.963

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.303.393 kton CO₂ (1.136.437 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 26.224.527.963 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.19 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.19. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο φυσικό αέριο

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	5.004.706	7.070.624
2011-2015	2.625.743	12.244.642	14.870.385
2016-2020	2.819.427	12.329.731	15.149.158
2021-2025	8.291.954	12.709.770	21.001.724
2026-2030	7.306.175	13.022.596	20.328.771
Σύνολο (κ€)	23.109.217	55.311.445	78.420.662

Από τον Πίνακα 6.19 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 78.420.662.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 1.078.273.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 77.342.389.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο φυσικό αέριο είναι: **103.566.916.963 €**.

6.4.4. Σενάριο Α.Π.Ε.

Στο σενάριο Α.Π.Ε. εισήχθη περίπου ίσος αριθμός λιγνιτικών μονάδων και μονάδων φυσικού αερίου μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 9 λιγνιτικές μονάδες και 10 μονάδες φυσικού αερίου. Το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 47% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 53% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.20 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ και το φορτίο αιχμής για παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο σενάριο Α.Π.Ε.).

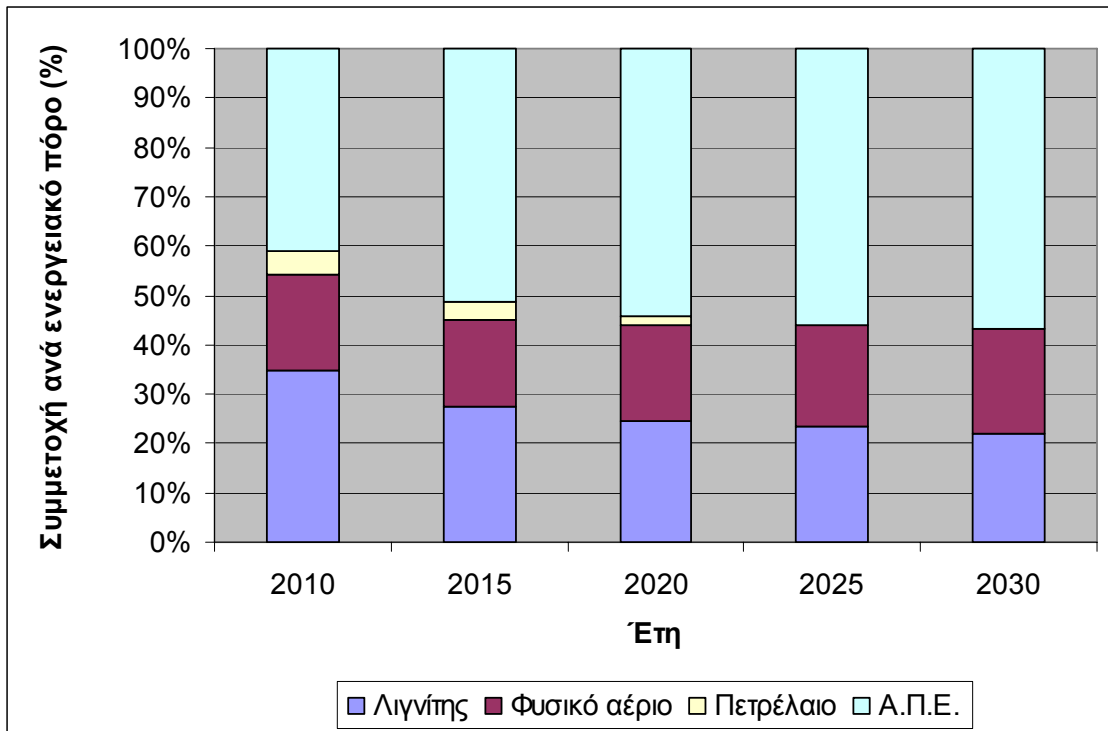
Πίνακας 6.20. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο Α.Π.Ε.

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	1.500	1.500	-	13,10
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.208	15.146	11.446	132,33
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	0	0	0	4.130	4.130	-	30,38
	Σύνολο	5.258	3.330	750	9.766	19.104	13.594	140,53
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	800	1.200	0	7.060	9.060	-	56,11
	Σύνολο	5.728	4.530	450	12.696	23.404	16.146	144,95
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	2.400	2.400	0	9.953	14.753	-	76,94
	Σύνολο	6.570	5.730	0	15.589	27.889	19.176	145,44
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	3.600	4.000	0	12.840	20.440	-	89,75
	Σύνολο	7.170	6.970	0	18.476	32.616	22.775	143,21

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και αυτή είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 μέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η ενέργεια που δεν καλύπτεται, είναι μηδενικά. Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές ≥ 0).

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 32,33% (το έτος 2010) μέχρι και 45,44% (το έτος 2025) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχτεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος μετά το έτος 2025 οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες με νέες.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 54%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 6.9.



Σχήμα 6.9. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 6.21, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο Α.Π.Ε.

Πίνακας 6.21. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο Α.Π.Ε.

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.832	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	11.921	18,74	63.603
2015	34.143	45,20	2.104	2,79	18.828	24,93	20.464	27,09	75.538
2020	37.411	41,70	868	0,10	23.298	25,97	28.142	31,36	89.719
2025	42.522	39,90	0	0	28.535	26,78	35.499	33,31	106.566
2030	46.784	36,97	0	0	36.915	29,17	42.855	33,86	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 6.21, η συμμετοχή των τριών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή μειώνεται συνεχώς από το 2010 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. όχι απλά φτάνει αλλά ξεπερνάει κατά 2,36% το στόχο για το 2020, ενώ επιπρόσθετα, αυξάνεται ελαφρώς και κατά την περίοδο 2021 – 2030.

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% μέχρι το 2016. Από το 2017 και έπειτα αυξάνεται στο 50% λόγω της αυξημένης συμμετοχής των Α.Π.Ε. που οδηγούν σε αυξημένες ανάγκες εγκατεστημένης ισχύος πάνω από το φορτίο αιχμής.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.22 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 6.22. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο Α.Π.Ε.

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	42.286	1.831	5.912	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	49.812
2012	42.445	1.208	6.553	50.206
2013 - 2015	127.870	4.243	20.974	153.088
2016 - 2020	221.159	6.025	41.945	269.128
2021 - 2025	241.459	2.079	53.604	297.142
2026 - 2030	279.668	0	64.721	344.389
Σύνολο	1.039.434	17.897	206.281	1.263.612

Ο Πίνακας 6.23 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 6.23. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνυπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	8.467	169.331.010
2013 - 2015	153.088	3.061.754.530
2016 - 2020	269.128	5.720.524.152
2021 - 2025	297.142	6.975.104.141
2026 - 2030	344.389	8.924.335.862
Σύνολο	1.096.655	25.339.885.025

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.263.612 kton CO₂ (1.096.655 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 25.339.885.025 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.24 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.24. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο Α.Π.Ε.

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	5.004.706	7.070.624
2011-2015	3.871.985	11.706.799	15.578.784
2016-2020	4.685.745	11.013.411	15.699.156
2021-2025	15.073.831	10.473.369	25.547.200
2026-2030	12.555.101	10.198.164	22.753.265
Σύνολο (κ€)	38.252.580	48.396.449	86.649.029

Από τον Πίνακα 6.24 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 86.649.029.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 2.036.337.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 84.612.692.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο Α.Π.Ε. είναι: **109.952.577.025 €**.

6.4.5. Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Στο σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. εισήχθησαν λιγνιτικές μονάδες σε ποσοστό περίπου 70% και μονάδες φυσικού αερίου σε ποσοστό περίπου 30% μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 14 λιγνιτικές μονάδες και 6 μονάδες φυσικού αερίου. Το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 70% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 30% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.25 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ και το φορτίο αιχμής για παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο σενάριο λιγνίτης – ΑΠ.Ε.).

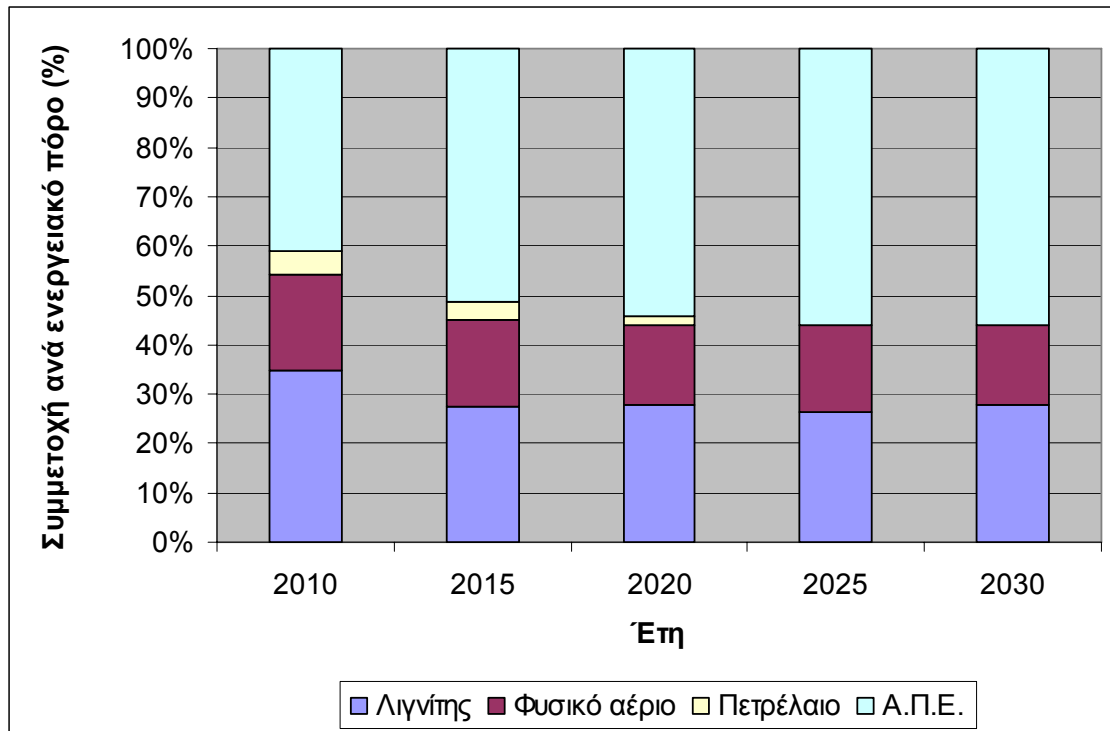
Πίνακας 6.25. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	1.500	1.500	-	13,10
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.208	15.146	11.446	132,33
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	0	0	0	4.130	4.530	-	30,38
	Σύνολο	5.258	3.330	750	9.766	19.504	13.594	140,53
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	1.600	400	0	7.060	9.460	-	56,11
	Σύνολο	6.528	3.730	450	12.696	23.804	16.146	144,95
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	3.200	1.600	0	9.953	15.153	-	76,94
	Σύνολο	7.370	4.930	0	15.589	28.289	19.176	145,44
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	5.600	2.400	0	12.840	20.840	-	91,51
	Σύνολο	9.170	5.370	0	18.476	33.016	22.775	144,97

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 μέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η ενέργεια που δεν καλύπτεται, είναι μηδενικά. Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές \geq 0).

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 32,33% (το έτος 2010) μέχρι και 45,44% (το έτος 2025) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχθεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος μετά το έτος 2025, οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες με νέες. Το ότι η πτώση αυτή είναι αρκετά μικρή, οφείλεται στο ότι εισάγονται περισσότερες νέες λιγνιτικές μονάδες, οι οποίες έχουν μικρότερο βαθμό απόδοσης από τις αντίστοιχες μονάδες φυσικού αερίου.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 54%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 6.10.



Σχήμα 6.10. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 6.26, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Πίνακας 6.26. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	11.921	18,74	63.603
2015	34.109	45,15	1.618	2,14	19.348	25,61	20.464	27,09	75.538
2020	42.132	46,97	876	0,10	18.569	20,70	28.142	31,37	89.719
2025	47.403	44,49	0	0	23.654	22,20	35.499	33,31	106.556
2030	59.395	49,93	0	0	24.305	19,21	42.855	33,86	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 6.26, η συμμετοχή των τριών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή μειώνεται συνεχώς από το 2010 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. όχι απλά φτάνει αλλά ξεπερνάει κατά 2,36% το στόχο για το 2020, ενώ επιπρόσθετα, αυξάνεται ελαφρώς και κατά την περίοδο 2021 – 2030.

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% μέχρι το 2015. Από το 2016 και έπειτα αυξάνεται στο 50% λόγω της αυξημένης συμμετοχής των Α.Π.Ε. που οδηγούν σε αυξημένες ανάγκες εγκατεστημένης ισχύος πάνω από το φορτίο αιχμής.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.27 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 6.27. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	42.286	1.831	5.912	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	49.812
2012	42.445	1.208	6.553	50.206
2013 - 2015	127.729	3.621	21.337	152.687
2016 - 2020	242.194	5.254	35.862	283.309
2021 - 2025	278.646	1.670	42.360	322.676
2026 - 2030	349.936	0	43.079	393.014
Σύνολο	1.167.783	16.095	167.674	1.351.552

Ο Πίνακας 6.28 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 6.28. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνοπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	8.467	169.331.010
2013 - 2015	152.687	3.053.742.780
2016 - 2020	283.309	6.021.746.159
2021 - 2025	322.676	7.574.458.292
2026 - 2030	393.014	10.183.978.416
Σύνολο	1.184.595	27.492.091.987

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.351.552 kton CO₂ (1.184.595 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 27.492.091.987 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.29 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.29. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	5.004.706	7.070.624
2011-2015	3.871.985	11.706.799	15.578.784
2016-2020	5.165.422	10.546.198	15.711.620
2021-2025	15.092.121	9.768.246	24.860.367
2026-2030	13.211.180	8.996.164	22.207.344
Σύνολο (κ€)	39.406.626	46.022.113	85.428.739

Από τον Πίνακα 6.29 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 85.428.739.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 2.179.836.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 83.248.903.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. είναι: **110.740.994.987 €**.

6.4.6. Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε., όσον αφορά τις θερμοηλεκτρικές μονάδες, εισήχθησαν λιγνιτικές μονάδες σε ποσοστό περίπου 30% και μονάδες φυσικού αερίου σε ποσοστό περίπου 70% μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 5 λιγνιτικές μονάδες και 13 μονάδες φυσικού αερίου. Το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 28% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 72% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.30 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ και το φορτίο αιχμής για παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.).

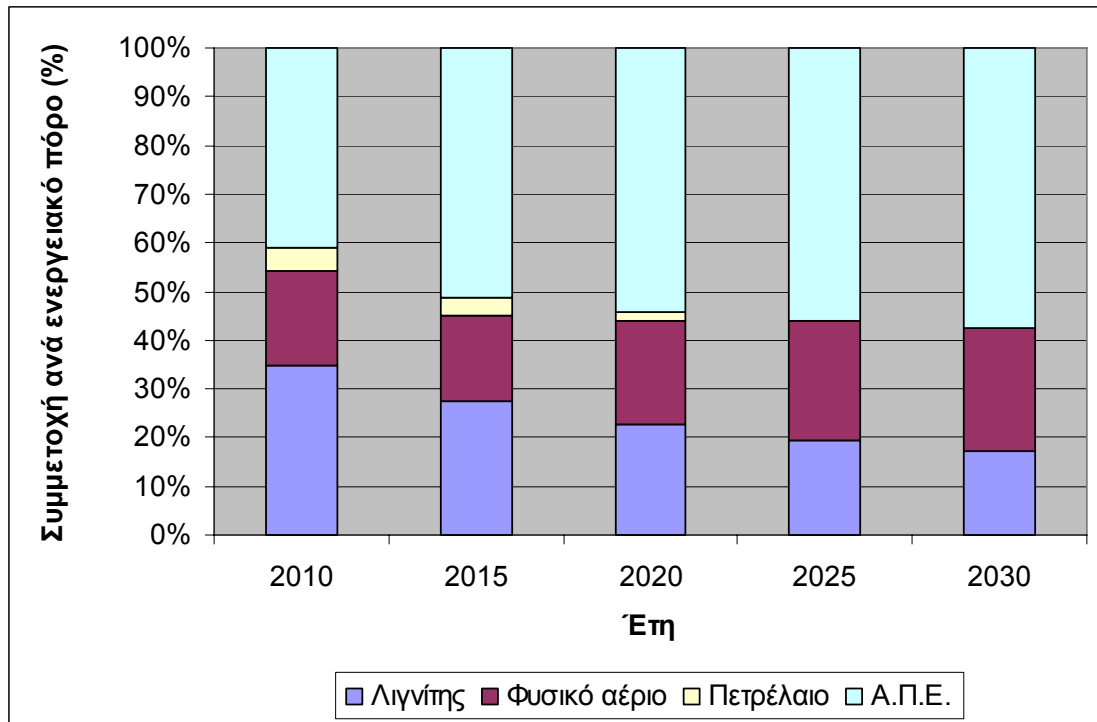
Πίνακας 6.30. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	1.500	1.500	-	13,10
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.208	15.146	11.446	132,33
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	0	0	0	4.130	4.130	-	30,38
	Σύνολο	5.258	3.330	750	9.766	19.104	13.594	140,53
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	400	1.600	0	7.060	9.060	-	56,11
	Σύνολο	5.328	4.930	450	12.696	23.404	16.146	144,95
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	1.200	3.600	0	9.953	14.753	-	76,94
	Σύνολο	5.370	6.930	0	15.589	27.889	19.176	145,44
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	2.000	5.200	0	12.840	20.040	-	87,99
	Σύνολο	5.570	8.170	0	18.476	32.216	22.775	141,45

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 μέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η ενέργεια που δεν καλύπτεται, είναι μηδενικά. Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές ≥ 0).

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 32,33% (το έτος 2010) μέχρι και 45,44% (το έτος 2025) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχτεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος μετά το έτος 2025, οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες με νέες, καθώς και η αυξημένη συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου που έχουν μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης από τις αντίστοιχες λιγνιτικές.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 54%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 6.11.



Σχήμα 6.11. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 6.31, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Πίνακας 6.31. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	11.921	18,74	63.603
2015	34.109	45,15	1.618	2,14	19.348	25,61	20.464	27,09	75.538
2020	34.862	38,86	998	1,11	25.716	28,66	28.142	31,37	89.719
2025	34.884	32,74	0	0	36.174	33,95	35.499	33,31	106.556
2030	36.598	28,92	0	0	47.101	37,22	42.855	33,86	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 6.31, η συμμετοχή των τριών καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή μειώνεται συνεχώς από το 2010 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. όχι απλά φτάνει αλλά ξεπερνάει κατά 2,36% το στόχο για το 2020, ενώ επιπρόσθετα, αυξάνεται ελαφρώς και κατά την περίοδο 2021 – 2030.

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% μέχρι το 2017. Από το 2018 και έπειτα αυξάνεται στο 50% λόγω της αυξημένης συμμετοχής των Α.Π.Ε. που οδηγούν σε αυξημένες ανάγκες εγκατεστημένης ισχύος πάνω από το φορτίο αιχμής.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.32 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 6.32. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	42.286	1.831	5.912	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	49.812
2012	42.445	1.208	6.553	50.206
2013 - 2015	127.729	3.621	21.337	152.687
2016 - 2020	208.465	6.167	45.781	260.413
2021 - 2025	209.627	2.011	63.443	275.081
2026 - 2030	219.191	0	83.348	302.539
Σύνολο	934.290	17.349	238.946	1.190.586

Ο Πίνακας 6.33 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 6.33. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνοπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	8.467	169.331.010
2013 - 2015	152.687	3.053.742.780
2016 - 2020	260.413	5.533.708.346
2021 - 2025	275.081	6.453.875.865
2026 - 2030	302.539	7.838.914.094
Σύνολο	1.023.629	23.538.407.425

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.190.586 kton CO₂ (1.023.629 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 23.538.407.425 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 6.34 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 6.34. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	5.004.706	7.070.624
2011-2015	3.871.985	11.706.799	15.578.784
2016-2020	4.449.483	11.268.664	15.718.147
2021-2025	14.695.486	11.038.609	25.734.095
2026-2030	12.245.121	11.197.221	23.442.342
Σύνολο (κ€)	37.327.993	50.215.999	87.543.992

Από τον Πίνακα 6.34 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 87.543.992.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 1.916.122.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 85627.870.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. είναι: **109.166.277.425 €**.

6.5. Συνοπτική παρουσίαση αποτελεσμάτων σεναρίων

Η συνοπτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων των σεναρίων, γίνεται ανά σενάριο και ανά κριτήριο. Παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 6.5 με σκοπό να γίνει πιο απλή και κατανοητή η σύγκριση των σεναρίων που ακολουθεί στο Κεφάλαιο 6.6. Μαζί θα πραγματοποιείται και ένας σύντομος σχολιασμός των αποτελεσμάτων. Στο τέλος του Κεφαλαίου 6.5, παρατίθεται και ο συγκεντρωτικός Πίνακας 6.35.

6.5.1. Σενάριο business as usual

Τα αποτελέσματα του σεναρίου business as usual είναι τα παρακάτω:

Ενεργειακά κριτήρια

Για την επέκταση του συστήματος καθόλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εισήχθησαν 4.800 MW λιγνιτικών μονάδων (12 μονάδες), 5.200 MW μονάδων φυσικού αερίου (13 μονάδες).

Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για το έτος 2030, προκειμένου το Ε.Δ.Σ. να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής, ανέρχεται στο 29,76%. Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει σταθερή σε όλη τη διάρκεια της μελέτης και ίση με 40%.

Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ για τα έτη 2010, 2020 και 2030 είναι περίπου 40%, 46% και 43% αντίστοιχα. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για τα ίδια έτη είναι περίπου 18,7%, 22,8% και 22% αντίστοιχα. Οι στόχοι της Ε.Ε. δεν επιτυγχάνονται.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.379.634 kton CO₂ και το κόστος τους 28.129.630.858 €. Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, ενώ οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά υψηλές καθόλη την περίοδο της μελέτης.

Οικονομικά κριτήρια

Το τελικό κόστος για το σενάριο business as usual είναι 104.233.081.858 €. Το 51% περίπου του τελικού κόστους οφείλεται στα λειτουργικά κόστη, το 27% περίπου στο κόστος του εκπεμπόμενου CO₂, το 23% περίπου στο κόστος κατασκευής και το -1% περίπου η απομένουσα αξία.

6.5.2. Σενάριο λιγνίτης

Τα αποτελέσματα του σεναρίου λιγνίτης είναι τα παρακάτω:

Ενεργειακά κριτήρια

Για την επέκταση του συστήματος καθόλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εισήχθησαν 6.800 MW λιγνιτικών μονάδων (17 μονάδες), 3.200 MW μονάδων φυσικού αερίου (8 μονάδες).

Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για το έτος 2030, προκειμένου το Ε.Δ.Σ. να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής, ανέρχεται στο 29,76%. Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει σταθερή σε όλη τη διάρκεια της μελέτης και ίση με 40%.

Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ για τα έτη 2010, 2020 και 2030 είναι περίπου 40%, 46% και 43% αντίστοιχα. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για τα ίδια έτη είναι περίπου 18,7%, 22,8% και 22% αντίστοιχα. Οι στόχοι της Ε.Ε. δεν επιτυγχάνονται.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.488.171 kton CO₂ και το κόστος τους 30.766.987.256 €. Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, ενώ οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά υψηλές καθόλη την περίοδο της μελέτης.

Οικονομικά κριτήρια

Το τελικό κόστος για το σενάριο φυσικό αέριο είναι 105.336.560.256 €. Το 48% περίπου του τελικού κόστους οφείλεται στα λειτουργικά κόστη, το 29% περίπου στο κόστος του εκπεμπόμενου CO₂, το 24% περίπου στο κόστος κατασκευής και το -1% περίπου η απομένουσα αξία.

6.5.3. Σενάριο φυσικό αέριο

Τα αποτελέσματα του σεναρίου φυσικό αέριο είναι τα παρακάτω:

Ενεργειακά κριτήρια

Για την επέκταση του συστήματος καθόλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εισήχθησαν 2.800 MW λιγνιτικών μονάδων (7 μονάδες), 6.800 MW μονάδων φυσικού αερίου (17 μονάδες).

Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για το έτος 2030, προκειμένου το Ε.Δ.Σ. να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής, ανέρχεται στο 28%. Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει σταθερή σε όλη τη διάρκεια της μελέτης και ίση με 40%.

Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ για τα έτη 2010, 2020 και 2030 είναι περίπου 40%, 46% και 43% αντίστοιχα. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για τα ίδια έτη είναι περίπου 18,7%, 22,8% και 22% αντίστοιχα. Οι στόχοι της Ε.Ε. δεν επιτυγχάνονται.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.303.393 kton CO₂ και το κόστος τους 26.224.527.963 €. Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, ενώ οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά υψηλές καθόλη την περίοδο της μελέτης.

Οικονομικά κριτήρια

Το τελικό κόστος για το σενάριο φυσικό αέριο είναι 103.566.916.963 €. Το 53% περίπου του τελικού κόστους οφείλεται στα λειτουργικά κόστη, το 25,5% περίπου στο κόστος του εκπεμπόμενου CO₂, το 22,5% περίπου στο κόστος κατασκευής και το -1% περίπου η απομένουσα αξία.

6.5.4. Σενάριο Α.Π.Ε.

Τα αποτελέσματα του σεναρίου Α.Π.Ε. είναι τα παρακάτω:

Ενεργειακά κριτήρια

Για την επέκταση του συστήματος καθόλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εισήχθησαν 3.600 MW λιγνιτικών μονάδων (9 μονάδες), 4.000 MW μονάδων φυσικού αερίου (10 μονάδες).

Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για το έτος 2030, προκειμένου το Ε.Δ.Σ. να επάρκεια δυναμικού παραγωγής, ανέρχεται στο 43,21%. Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει 40% μέχρι το 2016 και αυξάνεται στο 50% από το 2017 και έπειτα.

Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ για τα έτη 2010, 2020 και 2030 είναι περίπου 40%, 53% και 56% αντίστοιχα. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για τα ίδια έτη είναι περίπου 18,7%, 31,36% και 33,86% αντίστοιχα. Οι στόχοι της Ε.Ε. δεν επιτυγχάνονται για το έτος 2010 αλλά επιτυγχάνονται για το έτος 2020.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.263.612 kton CO₂ και το κόστος τους 25.339.885.025 €. Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, ενώ οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά υψηλές καθόλη την περίοδο της μελέτης.

Οικονομικά κριτήρια

Το τελικό κόστος για το σενάριο Α.Π.Ε. είναι 109.952.577.025 €. Το 44% περίπου του τελικού κόστους οφείλεται στα λειτουργικά κόστη, το 23% περίπου στο κόστος του εκπεμπόμενου CO₂, το 35% περίπου στο κόστος κατασκευής και το -2% περίπου η απομένουσα αξία.

6.5.5. Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.

Τα αποτελέσματα του σεναρίου λιγνίτης – Α.Π.Ε. είναι τα παρακάτω:

Ενεργειακά κριτήρια

Για την επέκταση του συστήματος καθόλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εισήχθησαν 5.600 MW λιγνιτικών μονάδων (14 μονάδες), 2.400 MW μονάδων φυσικού αερίου (6 μονάδες).

Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για το έτος 2030, προκειμένου το Ε.Δ.Σ. να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής, ανέρχεται στο 44,97%. Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει 40% μέχρι το 2015 και αυξάνεται στο 50% από το 2016 και έπειτα.

Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ για τα έτη 2010, 2020 και 2030 είναι περίπου 40%, 53% και 56% αντίστοιχα. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για τα ίδια έτη είναι περίπου 18,7%, 31,36% και 33,86% αντίστοιχα. Οι στόχοι της Ε.Ε. δεν επιτυγχάνονται για το έτος 2010 αλλά επιτυγχάνονται για το έτος 2020.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.351.552 kton CO₂ και το κόστος τους 27.492.091.987 €. Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, ενώ οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά υψηλές καθόλη την περίοδο της μελέτης.

Οικονομικά κριτήρια

Το τελικό κόστος για το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. είναι 110.740.994.987 €. Το 41,5% περίπου του τελικού κόστους οφείλεται στα λειτουργικά κόστη, το 25% περίπου στο κόστος του εκπεμπόμενου CO₂, το 35,5% περίπου στο κόστος κατασκευής και το -2% περίπου η απομένουσα αξία.

6.5.6. Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Τα αποτελέσματα του σεναρίου φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. είναι τα παρακάτω:

Ενεργειακά κριτήρια

Για την επέκταση του συστήματος καθόλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εισήχθησαν 2.000 MW λιγνιτικών μονάδων (5 μονάδες), 5.200 MW μονάδων φυσικού αερίου (13 μονάδες).

Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για το έτος 2030, προκειμένου το Ε.Δ.Σ. να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής, ανέρχεται στο 41,45%. Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει 40% μέχρι το 2017 και αυξάνεται στο 50% από το 2018 και έπειτα.

Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην εγκατεστημένη ισχύ για τα έτη 2010, 2020 και 2030 είναι περίπου 40%, 53% και 56% αντίστοιχα. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για τα ίδια έτη είναι περίπου 18,7%, 31,36% και 33,86% αντίστοιχα. Οι στόχοι της Ε.Ε. δεν επιτυγχάνονται για το έτος 2010 αλλά επιτυγχάνονται για το έτος 2020.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.190.586 kton CO₂ και το κόστος τους 23.538.407.425 €. Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, ενώ οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά υψηλές καθόλη την περίοδο της μελέτης.

Οικονομικά κριτήρια

Το τελικό κόστος για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. είναι 109.166.277.425 €. Το 46% περίπου του τελικού κόστους οφείλεται στα λειτουργικά κόστη, το 21,5% περίπου στο κόστος του εκπεμπόμενου CO₂, το 34% περίπου στο κόστος κατασκευής και το -1,5% περίπου η απομένουσα αξία.

6.5.7. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων

Ο Πίνακας 6.35 παρουσιάζει συγκεντρωτικά και συνοπτικά τα αποτελέσματα των 6 σεναρίων.

Πίνακας 6.35. Συγκεντρωτικό πίνακας αποτελεσμάτων των 6 σεναρίων

Σενάρια	Πλήθος Μονάδων (2030)	Εγκατεστημένη ισχύς πάνω από το φορτίο αιχμής	Μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία	Εκπομπές CO ₂ (Mton CO ₂)	Τελικό κόστος (δισ. €)
Business as usual	12 λιγν. 13 φ.α.	29,8% - 35,8%	40%	1.380	104,2
Λιγνίτης	17 λιγν. 8 φ.α.	29,8% - 35,7%	40%	1.488	105,3
Φυσικό αέριο	7 λιγν. 17 φ.α.	28% -35,7%	40%	1.303	103,7
Α.Π.Ε.	9 λιγν. 10 φ.α.	32,3% - 45,4%	2009 – 2016: 40% 2017 – 2030: 50%	1.263	109,9
Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	14 λιγν. 6 φ.α.	32,3% - 45,4%	2009 – 2015: 40% 2016 – 2030: 50%	1.351	110,7
Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	5 λιγν. 13 φ.α.	32,3% - 45,4%	2009 – 2017: 40% 2018 – 2030: 50%	1.190	109,2

6.6. Σύγκριση σεναρίων

Όπως αναφέρθηκε, η σύγκριση σεναρίων, θα γίνει σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο τα σενάρια συγκρίνονται ανά ομάδες (Κεφάλαιο 6.5.1) και στο δεύτερο συγκρίνονται οι δύο ομάδες μεταξύ τους (Κεφάλαιο 6.5.2).

6.6.1. Σύγκριση σεναρίων ανά ομάδα

Το αντικείμενο όταν συγκρίνονται τα σενάρια των δύο ομάδων μεταξύ τους, είναι το πώς επηρεάζεται ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά η επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος από τη διαφοροποίηση στη συμμετοχή των καυσίμων που το επεκτείνουν. Πώς δηλαδή επηρεάζεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα όταν για παράδειγμα υπάρχει 20% μείωση στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου (δηλαδή σενάριο λιγνίτης – σενάριο business as usual – σενάριο φυσικό αέριο).

6.6.1.1. Ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.

Τα σενάρια της ομάδας αυτής και η σειρά με την οποία συγκρίθηκαν είναι: σενάριο λιγνίτης, σενάριο business as usual και σενάριο φυσικό αέριο.

Ενεργειακή σύγκριση

Από την ενεργειακή σύγκριση των σεναρίων προκύπτει ότι τα τρία σενάρια ομοιάζουν ως προς τρία αποτελέσματα. Πρώτον ότι σε κανένα σενάριο δεν επιτυγχάνονται οι στόχοι της Ε.Ε. Δεύτερον ότι για να έχει το ηλεκτρικό σύστημα επάρκεια δυναμικού παραγωγής, θα πρέπει η εγκατεστημένη ισχύς να υπερβαίνει το αναμενόμενο φορτίο αιχμής από 28% μέχρι 36% περίπου, καθόλη τη διάρκεια της

μελέτης. Τρίτον ότι η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία παραμένει σταθερή καθόλη τη διάρκεια της μελέτης και ίση με 40%.

Η αυξημένη απαίτηση για ύπαρξη εγκατεστημένης ισχύος τόσο μεγάλης, πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, οφείλεται στην αρκετά μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. Η σταδιακή μείωση των απαιτήσεων αυτών, που παρατηρείται μετά το έτος 2015, οφείλεται στην απόσυρση των παλαιών θερμικών μονάδων χαμηλού βαθμού απόδοσης και στην εισαγωγή νέων μονάδων υψηλότερου βαθμού απόδοσης. Η μείωση αυτή γίνεται μεγαλύτερη, όσο αυξάνεται η εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου με αντίστοιχη μείωση στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων λόγω και πάλι, του υψηλότερου βαθμού απόδοσης. Πιο συγκεκριμένα παρατηρείται ότι η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, είναι κατά περίπου 3% χαμηλότερη στο σενάριο φυσικό αέριο, σε σχέση με τα άλλα δύο σενάρια. Απαιτείται δηλαδή μία θερμική μονάδα λιγότερη (24 συγκριτικά με τα άλλα δύο που θέλουν 25). Σύμφωνα μάλιστα με τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV και κατόπιν συγκεκριμένων δοκιμών, οι πραγματικές απαιτήσεις του σεναρίου business as usual για νέες θερμικές μονάδες είναι 24,5 (απλά θεωρείται ότι στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα εισάγονται μόνο μονάδες 400 MW και όχι 200 MW). Αυτό προκαλεί μείωση των απαιτήσεων για εγκατεστημένη ισχύ σε σχέση με το σενάριο λιγνίτης κατά 1,5% για το έτος 2030.

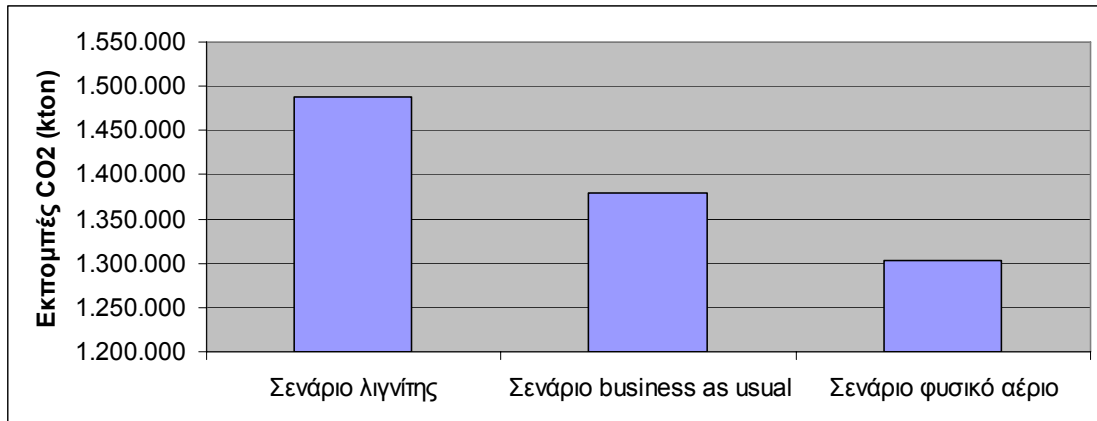
Άρα η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου (δηλαδή σενάριο λιγνίτης – σενάριο business as usual – σενάριο φυσικό αέριο) μειώνει τις απαιτήσεις του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για εγκατεστημένη ισχύ κατά 1,5% για το έτος 2030.

Τέλος, με τη χρήση περισσότερων μονάδων φυσικού αερίου, εξοικονομείται το εγχώριο καύσιμο λιγνίτης.

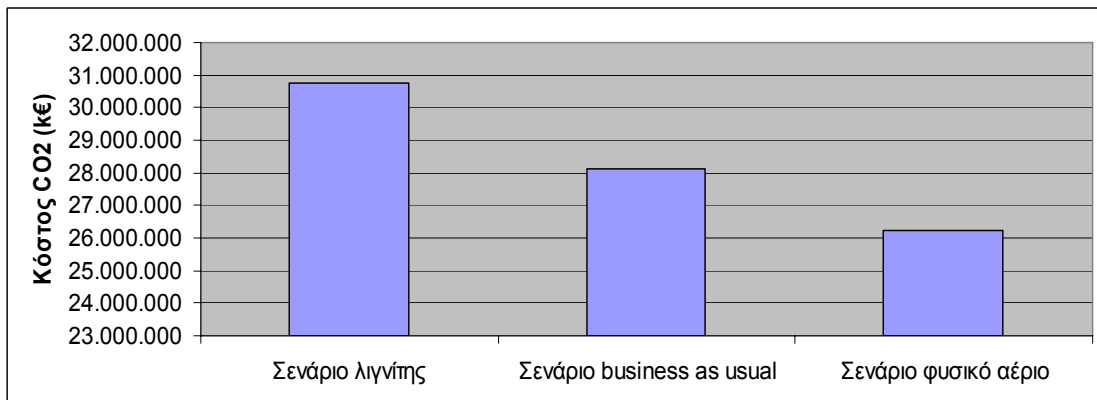
Συνεπώς, σύμφωνα με τα ενεργειακά κριτήρια, το καλύτερο σενάριο της πρώτης ομάδας είναι το σενάριο φυσικό αέριο.

Περιβαλλοντική σύγκριση

Η περιβαλλοντική σύγκριση των σεναρίων παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.12, όπου φαίνονται οι εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂ για τα τρία σενάρια και στο Σχήμα 6.13 όπου φαίνεται το κόστος των εκπεμπόμενων CO₂.



Σχήμα 6.12. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 - 2030



Σχήμα 6.13. Κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 - 2030

Από το Σχήμα 6.12 παρατηρείται ότι η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου μειώνουν τις εκπομπές CO₂ κατά περίπου 6,4% και το κόστος του CO₂ κατά περίπου 7,7%.

Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κγγοτο δεν επιτυγχάνονται σε κανένα σενάριο.

Συνεπώς, σύμφωνα με τα περιβαλλοντικά κριτήρια, το καλύτερο σενάριο της πρώτης ομάδας είναι το σενάριο φυσικό αέριο.

Οικονομική σύγκριση

Τα αποτελέσματα των οικονομικών κριτηρίων των σεναρίων, παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.36.

Πίνακας 6.36. Κόστος κατασκευής, απομένουσα αξία, λειτουργικά κόστη, κόστος CO₂ και τελικό κόστος

Σενάριο	Κόστος κατασκευής (k €)	Απομένουσα αξία (k €)	Λειτουργικά κόστη (k €)	Κόστος CO₂ (k €)	Τελικό κόστος (k €)
Λιγνίτης	25.273.665	1.221.776	50.517.684	30.766.987	105.336.560
Business as usual	24.197.946	1.341.983	53.247.488	28.129.631	104.233.082
Φυσικό αέριο	23.109.217	1.078.273	55.311.445	26.224.528	103.566.917

Όπως παρατηρείται από τον Πίνακα 6.36. το οικονομικότερο σενάριο είναι το φυσικό αέριο κατά το οποίο αν και παρουσιάζονται πιο αυξημένα τα λειτουργικά κόστη, μειώνονται αρκετά τα κόστη κατασκευής και εκπομπών CO₂. Ποιο συγκεκριμένα, η σύγκριση με τα οικονομικά κριτήρια αποδεικνύει ότι η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου μειώνουν το τελικό κόστος κατά 0,67 - 1,1 δις. € (0,65% - 1%).

Σε αυτό το σημείο όμως, απαιτείται η βαθύτερη εξέταση του αποτελέσματος. Προκύπτει λοιπόν ότι η αυξημένη χρήση μονάδων φυσικού αερίου έναντι μονάδων λιγνίτη οδηγούν σε ένα οικονομικότερο σύστημα ή καλύτερα σε χαμηλότερο Τελικό κόστος. Όμως οι λιγνιτικές μονάδες, με το εξαιρετικά χαμηλό κόστους καύσιμο, έχουν πολύ χαμηλό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, χαμηλότερο από το φυσικό αέριο όπως θα αποδειχθεί στο Κεφάλαιο 8.3. Συνεπώς προκύπτει ότι ένα φθηνό καύσιμο, οδηγεί σε υψηλότερο Τελικό κόστος. Οι λόγοι για τους οποίους συμβαίνει αυτό είναι δύο.

Ο πρώτος λόγος είναι ότι αυξάνεται το κόστος ηλεκτροπαραγωγής λόγω των αυξημένων εκπομπών CO₂ (και άρα λόγω του αυξημένου κόστους CO₂) και λόγω του αυξημένου κόστους κατασκευή των λιγνιτικών μονάδων σε σχέση με αυτές του φυσικού αερίου. Η διαφορά του κόστους ηλεκτροπαραγωγής μεταξύ των δύο καυσίμων μειώνεται, παρόλα αυτά ο λιγνίτης παραμένει φθηνότερος σαν καύσιμο ηλεκτροπαραγωγής (όπως αποδεικνύεται στο Κεφάλαιο 8.3).

Ο δεύτερος λόγος είναι ότι οι μονάδες φυσικού αερίου (σε σχέση με τις λιγνιτικές και πάντα για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ) έχουν μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγική ικανότητα. Από την παρατήρηση του Πίνακα 5.8, γίνεται σαφές ότι κάθε νέα μονάδα φυσικού αερίου μπορεί να δώσει στο σύστημα 40 MW περισσότερα από μία λιγνιτική μονάδα. Άρα 10 μονάδες φυσικού αερίου ισοδυναμούν με 11 μονάδες λιγνίτη. Αντίστοιχα, όταν τίθεται σε λειτουργία η στρεφόμενη εφεδρεία, οι μονάδες φυσικού αερίου είναι σε θέση να δώσουν ακόμα μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή από ότι οι λιγνιτικές. Αυτό έχει δύο αποτελέσματα. Το πρώτο αποτέλεσμα είναι να μειώνονται οι απαιτήσεις για νέες θερμικές μονάδες (όπως προέκυψε και παρουσιάστηκε στην ενεργειακή σύγκριση) και το δεύτερο είναι να μειώνονται οι ώρες λειτουργίας των παλαιών μονάδων (ανεξάρτητου καυσίμου). Ιδιαίτερα για το δεύτερο αποτέλεσμα αναλύονται τα εξής: Όταν εισέρχονται νέες μονάδες στο σύστημα πολλές από τις παλαιές μονάδες τίθενται σε εφεδρεία βάση της οικονομικής σειράς ένταξης. Έτσι όσο μεγαλύτερες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας παράγουν οι νέες μονάδες τόσο λιγότερο λειτουργούν οι παλαιές. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το έτος 2021 η μονάδα

ΛΗΠΤΟΛ II στο σενάριο φυσικό αέριο παράγει 162 GWh και δεν λειτουργεί τους μήνες Οκτώβριο και Απρίλιο ενώ στο σενάριο λιγνίτης παράγει 201 GWh και λειτουργεί όλο το χρόνο.

Οι δύο λοιπόν αυτοί λόγοι που οφείλονται στο το ότι η Ελλάδα διατηρεί στο σύστημα τόσο παλαιές θερμικές μονάδες, οδηγεί τον φθηνό λιγνίτη να δίδει ένα ακριβό σύστημα. Το αποτέλεσμα αυτό ισχύει για όλα τα σενάρια όλων των Κεφαλαίων και δεν θα ξαναγίνει αναφορά.

Συνεπώς, σύμφωνα με τα οικονομικά κριτήρια, το καλύτερο σενάριο της πρώτης ομάδας είναι το σενάριο φυσικό αέριο.

6.6.1.2. Ομάδα σεναρίων – Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.

Τα σενάρια της ομάδας αυτής και η σειρά με την οποία συγκρίθηκαν είναι: Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε., Σενάριο Α.Π.Ε. και Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Ενεργειακή σύγκριση

Από την ενεργειακή σύγκριση των σεναρίων προκύπτει ότι τα τρία σενάρια ομοιάζουν ως προς τρία αποτελέσματα. Πρώτον ότι σε όλα τα σενάρια επιτυγχάνονται οι στόχοι της Ε.Ε. Δεύτερον ότι για να έχει το σύστημα επάρκεια δυναμικού παραγωγής, θα πρέπει η εγκατεστημένη ισχύς να υπερβαίνει το αναμενόμενο φορτίο αιχμής κατά 32,3% μέχρι 45,5%, καθόλη τη διάρκεια της μελέτης. Τρίτον ότι η εισαγωγή πολλών μονάδων Α.Π.Ε. (περισσότερων δηλαδή από την πρώτη ομάδα σεναρίων) και οι αυξημένες ανάγκες για εγκατεστημένη ισχύ, οδηγεί στην αύξηση της επιτρεπόμενης εφεδρείας από το 40% στο 50%.

Η αυξημένη απαίτηση για ύπαρξη εγκατεστημένης ισχύος τόσο μεγάλης, πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, οφείλεται στη αρκετά μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. Η συμμετοχή των Α.Π.Ε. μάλιστα, είναι τόσο μεγάλη σε αυτή την ομάδα σεναρίων, που ούτε οι είσοδος νέων θερμικών μονάδων δεν αρκεί για να την μειώσει αρκετά.

Συγκρίνοντας τώρα τα σενάρια, παρατηρείται ότι η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, είναι χαμηλότερη στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Πιο συγκεκριμένα είναι 1,8% χαμηλότερη σε σχέση με το σενάριο Α.Π.Ε. και 3,5% χαμηλότερη σε σχέση με το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. Ο λόγος είναι ότι στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. απαιτείται μία θερμική μονάδα λιγότερη σε σχέση με το σενάριο Α.Π.Ε. (18 και 19 αντίστοιχα) και δύο θερμικές μονάδες λιγότερες σε σχέση με το σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. (18 και 20 αντίστοιχα). Η διαφορά αυτή στο πλήθος των νεοεισερχόμενων μονάδων οφείλεται στο μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης που παρουσιάζουν οι νέες μονάδες φυσικού αερίου σε σχέση με τις αντίστοιχες νέες λιγνιτικές μονάδες.

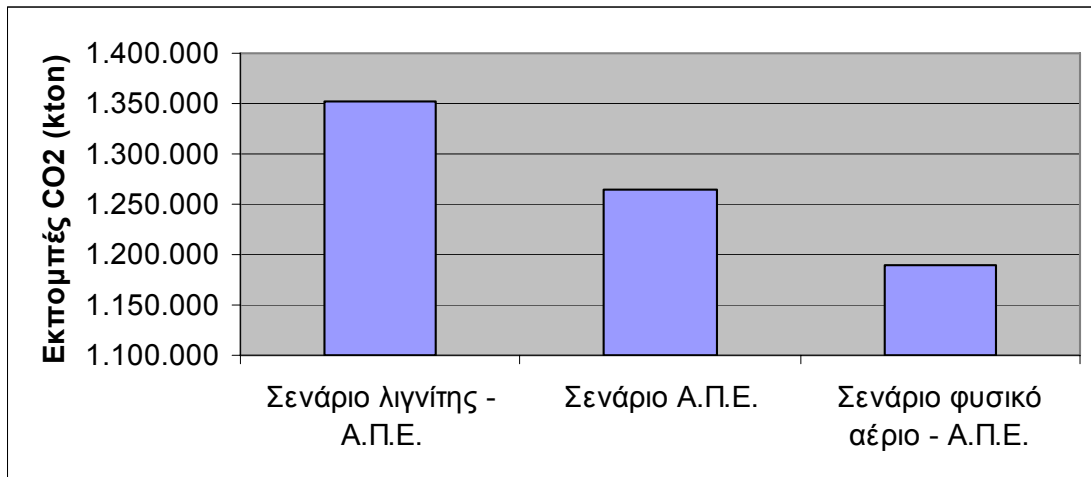
Συνεπώς, σύμφωνα με τα ενεργειακά κριτήρια, η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου (δηλαδή σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. – σενάριο Α.Π.Ε. – σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.) μειώνει τις απαιτήσεις του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για εγκατεστημένη ισχύ κατά περίπου 1,8% για το έτος 2030.

Τέλος, με τη χρήση περισσότερων μονάδων φυσικού αερίου, εξοικονομείται το εγχώριο καύσιμο λιγνίτης.

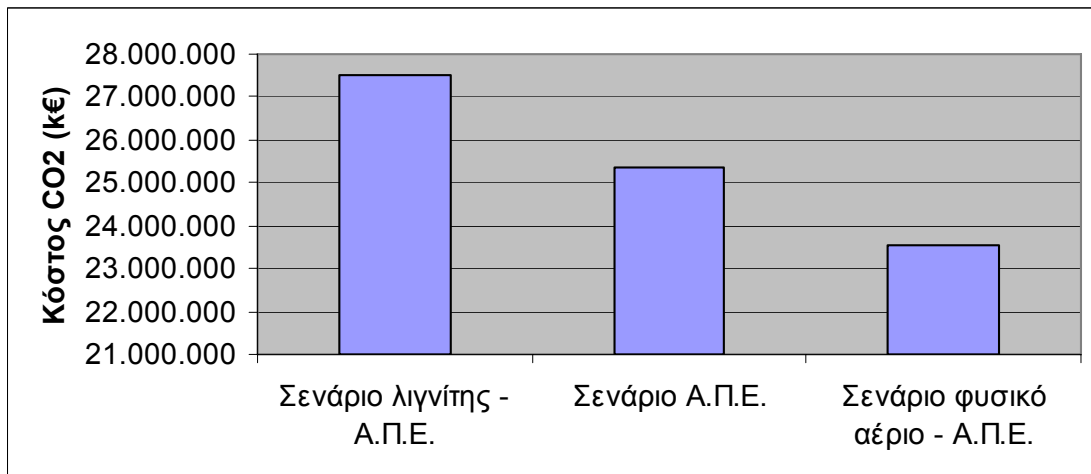
Συνεπώς, σύμφωνα με τα ενεργειακά κριτήρια, το καλύτερο σενάριο της δεύτερης ομάδας είναι το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Περιβαλλοντική σύγκριση

Η περιβαλλοντική σύγκριση των σεναρίων παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.14, όπου φαίνονται οι εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂ για τα τρία σενάρια και στο Σχήμα 6.15 όπου φαίνεται το κόστος των εκπεμπόμενων CO₂.



Σχήμα 6.14. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 - 2030



Σχήμα 6.15. Κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 - 2030

Από τα Σχήματα 6.14 και 6.15 παρατηρείται ότι η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου μειώνουν τις εκπομπές CO₂ κατά περίπου 6,1% και το κόστος του CO₂ κατά περίπου 7,5%.

Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται σε κανένα σενάριο.

Συνεπώς, σύμφωνα με τα περιβαλλοντικά κριτήρια, το καλύτερο σενάριο της δεύτερης ομάδας είναι το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Οικονομική σύγκριση

Τα αποτελέσματα των οικονομικών κριτηρίων των σεναρίων, παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.37.

Πίνακας 6.37. Κόστος κατασκευής, απομένουσα αξία, λειτουργικά κόστη, κόστος CO₂ και τελικό κόστος

Σενάριο	Κόστος κατασκευής (k €)	Απομένουσα αξία (k €)	Λειτουργικά κόστη (k €)	Κόστος CO₂ (k €)	Τελικό κόστος (k €)
Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	39.406.626	2.179.836	46.022.113	27.492.092	110.740.995
Α.Π.Ε.	38.252.580	2.036.337	48.396.449	25.339.885	109.952.577
Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	37.327.993	1.916.122	50.215.999	23.538.407	109.166.277

Όπως παρατηρείται από τον Πίνακα 6.37 το οικονομικότερο σενάριο είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. κατά το οποίο αν και παρουσιάζονται πιο αυξημένα τα λειτουργικά κόστη, μειώνονται αρκετά τα κόστη κατασκευής και CO₂. Ποιο συγκεκριμένα, η σύγκριση με τα οικονομικά κριτήρια αποδεικνύει ότι η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου μειώνουν το τελικό κόστος κατά 0,79 δις. € (0,71%).

Όπως και στα σενάρια της πρώτης ομάδας έτσι και στα σενάρια της δεύτερης, ο φθηνός λιγνίτης οδηγεί σε ακριβό σύστημα.

Συνεπώς, σύμφωνα με τα οικονομικά κριτήρια, το καλύτερο σενάριο της δεύτερης ομάδας είναι το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε..

6.6.2. Σύγκριση των δύο ομάδων σεναρίων μεταξύ τους

Το αντικείμενο το οποίο συγκρίνεται, όταν συγκρίνονται οι δύο ομάδες σεναρίων μεταξύ τους, είναι το πώς επηρεάζεται ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά η επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος από το πλήθος των νεοεισερχόμενων Α.Π.Ε. Η σύγκριση γίνεται μεταξύ των σεναρίων των δύο ομάδων, που έχουν την ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νεοεισερχόμενων θερμικών μονάδων. Συνεπώς τα ζευγάρια σεναρίων που θα συγκριθούν είναι: Λιγνίτης ↔ Λιγνίτης – Α.Π.Ε., Business as usual ↔ Α.Π.Ε. και φυσικό αέριο ↔ φυσικό αέριο Α.Π.Ε.

Ενεργειακή σύγκριση

Ο Πίνακας 6.38, παρουσιάζει τις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής για όλη τη διάρκεια της μελέτης.

Πίνακας 6.38. Απαιτήσεις εγκατεστημένης ισχύος πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής.

Έτος	Σενάριο λιγνίτης	Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.	Business as usual	Σενάριο Α.Π.Ε.	Σενάριο φυσικό αέριο	Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.
2010	132,42	132,33	132,42	132,33	132,42	132,33
2015	135,74	140,53	135,74	140,53	135,74	140,53
2020	134,34	144,95	131,87	144,95	131,87	144,95
2025	131,93	145,44	131,93	145,44	129,85	145,44
2030	131,00	144,97	131,52	143,21	128,01	141,45

Από τον Πίνακα 6.38, φαίνεται ότι η απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής εξαρτάται κυρίως από τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή και δευτερευόντως από το πλήθος των νέων μονάδων φυσικού αερίου.

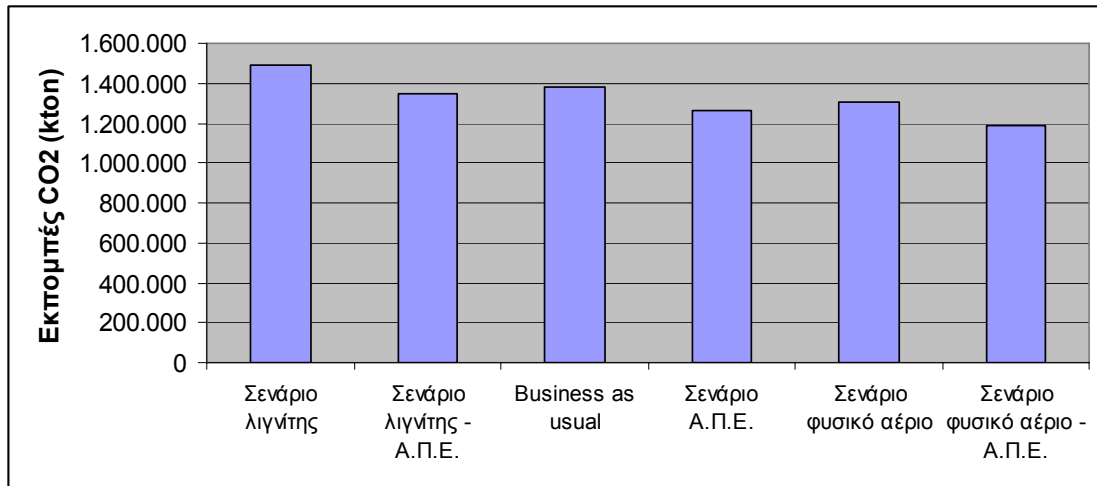
Συγκρίνοντας λοιπόν μεταξύ τους τα σενάρια με την ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νέων θερμικών μονάδων (π.χ. λιγνίτης, λιγνίτης – Α.Π.Ε.) φαίνεται ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε., οδηγεί κατά μέσο όρο σε περίπου 6,2% υψηλότερες απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) και περίπου 13% για το έτος 2030. Επιπρόσθετα οδηγεί και σε αύξηση της μέγιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας κατά 10%.

Από τη σύγκριση των δύο ομάδων σεναρίων προκύπτει ότι τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. είναι τα δύο καλύτερα σενάρια. Μεταξύ των δύο όμως αυτών σεναρίων, δεν είναι δυνατή η επιλογή ενός με βάση τα ενεργειακά κριτήρια. Ο λόγος είναι ότι ναι μεν στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. επιτυγχάνεται ο στόχος της Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε. για το έτος 2020 και ελαχιστοποιεί την κατανάλωση του εγχώριου λιγνίτη, παρόλα αυτά παρουσιάζει πολύ υψηλότερες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής σε σχέση με το σενάριο φυσικό αέριο.

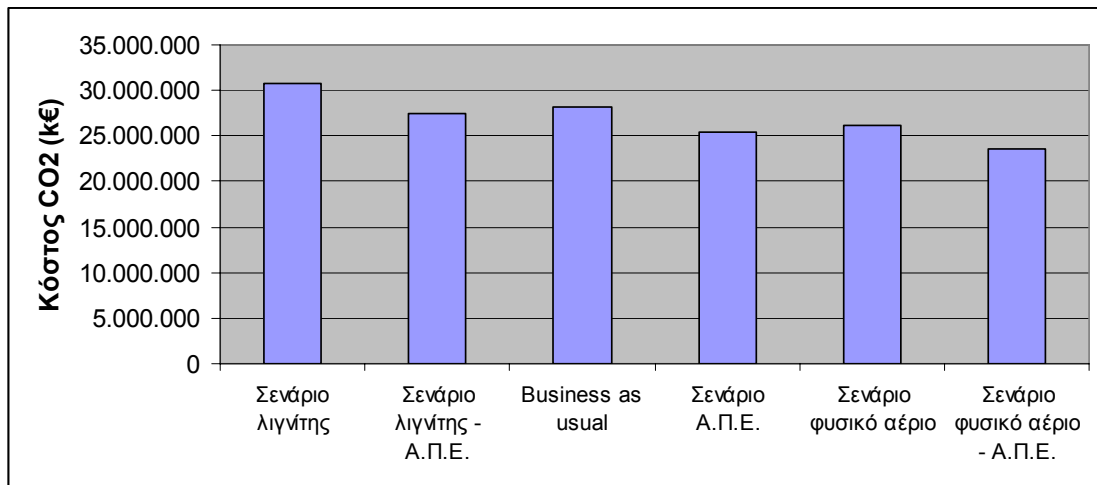
Συνεπώς η σύγκριση με ενεργειακά κριτήρια δίδει τα δύο καλύτερα σενάρια αλλά δεν δίδει το βέλτιστο. Τα σενάρια αυτά είναι το φυσικό αέριο και το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Περιβαλλοντική σύγκριση

Η περιβαλλοντική σύγκριση των σεναρίων παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.16, όπου φαίνονται οι εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂ για τα έξι σενάρια και στο Σχήμα 6.17 όπου φαίνεται το κόστος των εκπεμπόμενων CO₂.



Σχήμα 6.16. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 - 2030



Σχήμα 6.17. Κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 - 2030

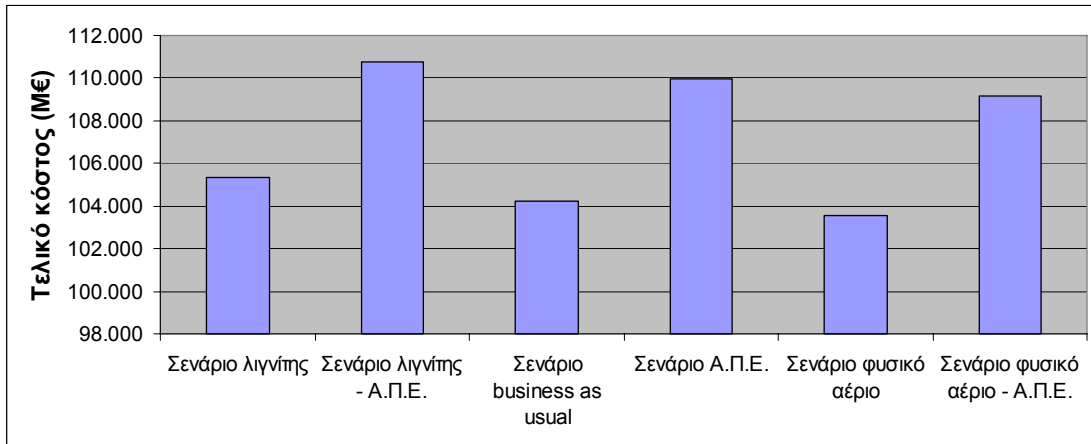
Συγκρίνοντας μεταξύ τους τα σενάρια των δύο ομάδων που έχουν ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νέων θερμικών μονάδων (π.χ. λιγνίτης, λιγνίτης – Α.Π.Ε.), η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε μείωση των εκπεμπόμενων CO₂ κατά περίπου 8,7% (Σχήμα 6.16) και σε μείωση του κόστους CO₂ κατά περίπου 10,3%.

Τέλος προκύπτει ότι το βέλτιστο σενάριο σύμφωνα με τα περιβαλλοντικά κριτήρια, είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

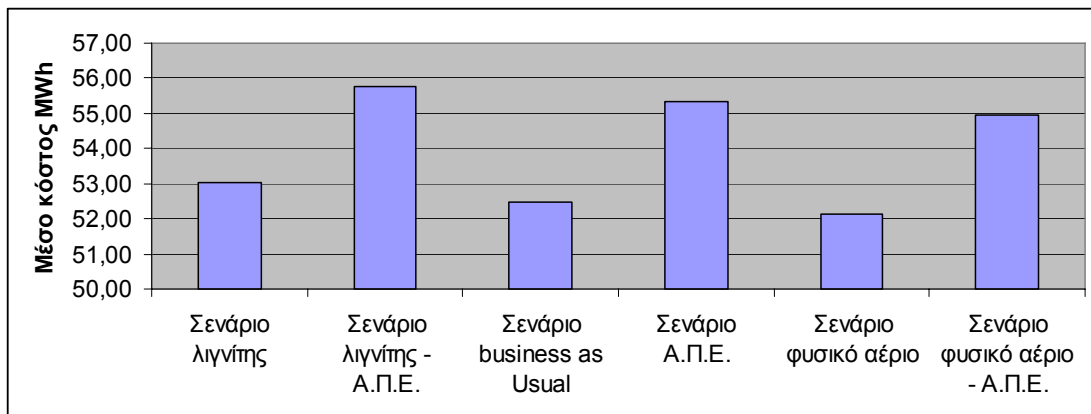
Οικονομική σύγκριση

Η οικονομική σύγκριση των σεναρίων των δύο ομάδων γίνεται ως προς το Τελικό κόστος. Για να γίνει όμως πληρέστερη η παρουσίασή τους, θα συγκριθούν και ως προς τα κόστη κατασκευής, τα λειτουργικά κόστη, τα κόστη εκπομπών CO₂ (τα κόστη κατασκευής, λειτουργικά κόστη και κόστη CO₂ αφορούν την περίοδο 2009 – 2030) και τις απομένουσες αξίες για το έτος 2030.

Το Σχήμα 6.18, παρουσιάζει τη σύγκριση του Τελικού κόστους και στο Σχήμα 6.19 η σύγκριση του μέσου κόστους παραγόμενης MWh όλων των σεναρίων για την περίοδο 2009 – 2030.



Σχήμα 6.18. Τελικό κόστος σεναρίων

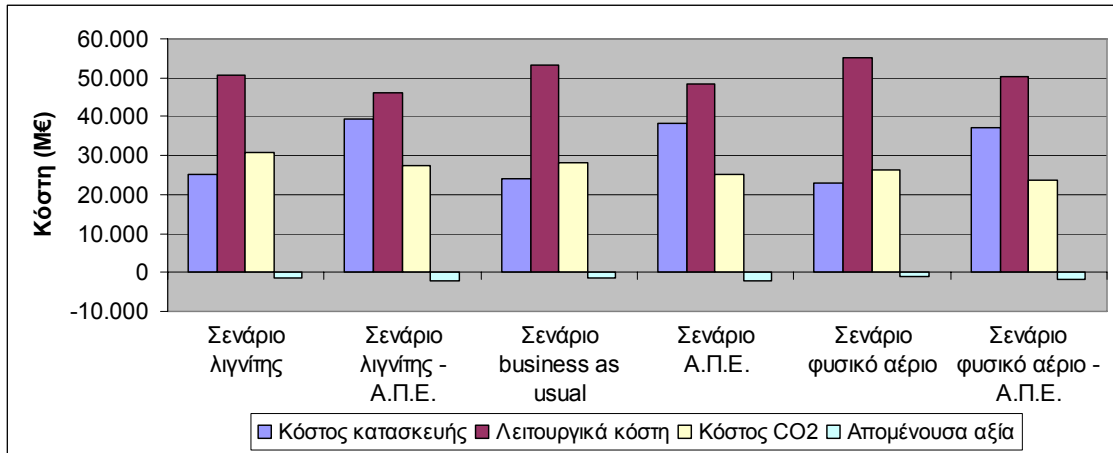


Σχήμα 6.19. Σύγκριση μέσου κόστους MWh

Συγκρίνοντας μεταξύ τους τα σεναρία των δύο ομάδων που έχουν ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νέων θερμικών μονάδων (π.χ. λιγνίτης, λιγνίτης – Α.Π.Ε.), η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε αύξηση του Τελικού κόστους κατά περίπου 5,3%. Επιπρόσθετα προκύπτει ότι το σεναριο με το χαμηλότερο Τελικό κόστος για όλα τα έτη της μελέτης είναι το Σεναριο φυσικό αέριο.

Αναλύοντας το Τελικό κόστος στα επιμέρους κόστη (Σχήμα 6.20 και Πίνακας 6.39), γίνεται εμφανές ότι η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. και οι υψηλότερες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, των σεναρίων της δεύτερης ομάδας σε σχέση με τα σεναρία της πρώτης, οδηγούν σε πολύ υψηλό κόστος κατασκευής. Το υψηλό κόστος κατασκευής κάνει την εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. αντιοικονομική.

Στο Σχήμα 6.20, παρουσιάζεται η ανάλυση του Τελικού κόστους στα επιμέρους κόστη, τα οποία είναι το κόστος κατασκευαστικό, τα λειτουργικά κόστη, το κόστος των εκπομπών CO₂ για το σύνολο της μελέτης και η απομένουσα αξία για το έτος 2030.



Σχήμα 6.20. Ανάλυση Τελικού κόστους

Στο Πίνακα 6.39, παρουσιάζεται η ανάλυση του Τελικού κόστους στα επιμέρους κόστη και το ποσοστό διαφοροποίησης που επιφέρει σε αυτά, η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. για τα σενάρια με την ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νέων θερμικών μονάδων (π.χ. λιγνίτης, λιγνίτης – Α.Π.Ε.).

Πίνακας 6.39. Ανάλυση Τελικού κόστους στα επιμέρους κόστη και ποσοστό διαφοροποίησης των κοστών ανά ζεύγος σεναρίων

Κόστος	Σενάριο λιγνίτης	Σενάριο λιγνίτης - Α.Π.Ε.	Σύγκριση (%)	Σενάριο business as usual	Σενάριο Α.Π.Ε.	Σύγκριση (%)	Σενάριο φυσικό αέριο	Σενάριο φυσικό αέριο - Α.Π.Ε.	Σύγκριση (%)
Κατασκευής (Μ€)	25.274	39.407	56	24.198	38.253	58	23.109	37.328	62
Λειτουργικά (Μ€)	50.518	46.022	-8,9	53.247	48.396	-9,1	55.311	50.216	-9,2
Εκπομπών CO ₂ (Μ€)	30.767	27.492	-10,6	28.130	25.340	-9,9	26.225	23.538	-10,2
Απομένουσα αξία (Μ€)	1.222	2.180	78,4	1.342	2.036	51,7	1.078	1.916	77,7

Τέλος, όπως αποδείχτηκε, το βέλτιστο σενάριο σύμφωνα με τα οικονομικά κριτήρια είναι το φυσικό αέριο.

6.6.3. Σύνοψη αποτελεσμάτων – Επιλογή σεναρίου

Από τη σύγκριση των σεναρίων αποδείχτηκαν τα εξής:

Αναφορικά με τη χρήση των ορυκτών καυσίμων αποδείχτηκε ότι όσο μεγαλύτερη είναι η προσθήκη νέων μονάδων φυσικού αερίου και όσο μικρότερη η προσθήκη νέων λιγνιτικών μονάδων τόσο περισσότερο μειωμένες είναι οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, τόσο περισσότερο μειώνονται οι εκπομπές CO₂ και τόσο μικρότερο είναι το Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Από την άλλη η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε., αυξάνει τις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, μειώνει τις απαιτήσεις σε ορυκτά καύσιμα (συνεπώς μειώνει την ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδος και εξοικονομεί τον εγχώριο λιγνίτη), μειώνει τις εκπομπές CO₂ και αυξάνει το Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, εξετάζοντας τα αποτελέσματα βάση των τριών κριτηρίων αποδείχτηκε ότι:

Ενεργειακά κριτήρια

Για τα σενάρια της πρώτης ομάδας (Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε.) θα πρέπει η εγκατεστημένη ισχύς να υπερβαίνει το αναμενόμενο φορτίο αιχμής από 28% μέχρι 36% περίπου καθόλη τη διάρκεια της μελέτης και η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου (δηλαδή σενάριο λιγνίτης – σενάριο business as usual – σενάριο φυσικό αέριο) μειώνει τις απαιτήσεις του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για εγκατεστημένη ισχύ κατά 1,5% για το έτος 2030. Για τα σενάρια της δεύτερης ομάδας (Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε.) θα πρέπει η εγκατεστημένη ισχύς να υπερβαίνει το αναμενόμενο φορτίο αιχμής από 32,3% μέχρι 45,5%, καθόλη τη διάρκεια της μελέτης και η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου (δηλαδή σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. – σενάριο Α.Π.Ε. – σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.) μειώνει τις απαιτήσεις του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για εγκατεστημένη ισχύ κατά περίπου 1,8% για το έτος 2030.

Επίσης η αυξημένη συμμετοχή των Α.Π.Ε. (συγκρίνοντας τα σενάρια της δεύτερης ομάδας με τα σενάρια της πρώτης) οδηγεί σε 10% αύξηση στη μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος.

Τέλος, συγκρίνοντας τα σενάρια των δύο ομάδων μεταξύ τους, αποδεικνύεται ότι (για τα σενάρια με την ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νέων θερμικών μονάδων – π.χ. λιγνίτης, λιγνίτης – Α.Π.Ε.) η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε., οδηγεί κατά μέσο όρο σε περίπου 6,2% υψηλότερες απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) και περίπου 13% για το έτος 2030.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Συγκρίνοντας τα σενάρια μεταξύ τους (ανεξαρτήτου ομάδας) αποδεικνύεται ότι η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου μειώνουν τις εκπομπές CO₂ κατά περίπου 6,25% και το κόστος του CO₂ κατά περίπου 7,6% και ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε μείωση των εκπεμπόμενων CO₂ κατά περίπου 8,7% και του κόστους CO₂ κατά περίπου 10,3%

Οικονομικά κριτήρια

Συγκρίνοντας τα σενάρια μεταξύ τους (ανεξαρτήτου ομάδας) αποδεικνύεται ότι η μείωση κατά 20% στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων και η αντίστοιχη αύξηση (20%) στην εισαγωγή νέων μονάδων φυσικού αερίου μειώνουν το Τελικό κόστος από 0,65% έως 1% και ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε αύξηση του Τελικού κόστους κατά 5,3%.

Από τη σύνοψη των αποτελεσμάτων γίνεται σαφές ότι η εκτεταμένη χρήση φυσικού αερίου είναι η βέλτιστη βάση όλων των κριτηρίων, ενώ η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. χρήζει περαιτέρω εξέτασης. Συνεπώς βέλτιστο σενάριο δεν μπορεί να επιλεγεί και η διατριβή συνεχίζεται με την ανάλυση ευαισθησίας αναφορικά με την διαφοροποίηση του ποσοστού αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο και για τα έξι σενάρια (βλ. Κεφάλαιο 7).

Από τη μελέτη του Κεφαλαίου 6 τα καλύτερα σενάρια είναι το φυσικό αέριο και το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

6.7. Οι οικονομικές επιπτώσεις της Οδηγίας 2009/29/ΕΚ

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 4.1 η Ε.Ε. άλλαξε την πολιτική της αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ από τα Κράτη Μέλη στις εγχώριες θερμικές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες. Αυτό έγινε με την οδηγία 2009/29/ΕΚ, με την οποία ορίζει ότι όρισε ότι «δεν θα πραγματοποιείται δωρεάν κατανομή σε κανέναν παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας» από το 2013 και έπειτα. Αυτό σημαίνει ότι οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας εντός της Ε.Ε., θα πρέπει να πληρώνουν το κόστους των εκπομπών CO₂, ανεξάρτητα από τις εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂.

Η οδηγία αυτή σαφώς περιλαμβάνει και την Ελλάδα και ως εκ τούτου επιφέρει οικονομικές επιπτώσεις, αφού αυξάνει το Τελικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής. Για να υπολογιστεί το κόστος της επιβάρυνσης, υπολογίστηκαν πρώτα τα δικαιώματα τα οποία θα εκχωρούνταν στην ηλεκτροπαραγωγή του Ε.Δ.Σ. (βλ. Κεφάλαιο 4.1.2.2). Στη συνέχεια υπολογίστηκαν οι εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂ και για τα έξι σενάρια και αποδείχτηκε ότι και τα έξι, ξεπερνούν τα δικαιώματα εκπομπών καθόλη τη διάρκεια της μελέτης. Τέλος υπολογίστηκε το Τελικό κόστος των έξι σεναρίων αν εκχωρούνταν στην ηλεκτροπαραγωγή δικαιώματα εκπομπών, το οποίο παρατίθεται στον Πίνακα 6.40 μαζί με το Τελικό κόστος των έξι σεναρίων χωρίς δικαιώματα εκπομπών και η διαφορά τους.

Πίνακας 6.40. Τελικό κόστος σεναρίων χωρίς δικαιώματα εκπομπών, με δικαιώματα εκπομπών και διαφορά αυτών

Σενάριο	Τελικό κόστος χωρίς δικαιώματα (Μ€)	Τελικό κόστος με δικαιώματα (Μ€)	Διαφορά (Μ€)
Business as usual	104.233	89.590	14.643
Λιγνίτης	105.337	90.694	14.643
Φυσικό αέριο	103.567	88.924	14.643
Α.Π.Ε.	109.953	95.310	14.643
Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	110.741	96.098	14.643
Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	109.166	94.523	14.643

Άρα το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το σύστημα, ανεξαρτήτως σεναρίου, από την αλλαγή της πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ καθόλη την περίοδο της μελέτης είναι 14,64 δις. €, δηλαδή περίπου κατά 13,7%.

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Μαυρόπουλος Α., Στοϊλόπουλος Β., Κολοκοτρώνη Κ., Φαγογένη Ε., 2002. Οι χώροι υγειονομικής ταφής στην Ελλάδα: υφιστάμενη κατάσταση και εμπειρίες. Εργασία για λογαριασμό της Μόνιμης Ομάδας Εργασίας (ΜοΕ) για την Υγειονομική Ταφή και την Εδαφική Διάθεση της Ελληνικής Εταιρείας Διαχείρισης Στερεών Αποβλήτων (ΕΕΔΣΑ).
- Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε., 2007. Δελτίο τύπου «Για το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.)». Αθήνα.

Κεφάλαιο 7: Ανάλυση ευαισθησίας φορτίου και ενέργειας

Στο Κεφάλαιο 6 μελετήθηκε και παρουσιάστηκε η επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) θεωρώντας μέση ετήσια αύξηση στη ζήτηση σε φορτίο και στην κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια ίση με 3,5% (βλ. Κεφάλαιο 5). Έτσι λοιπόν θα πρέπει να εξεταστεί το πώς θα επηρεάζονταν το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αν κατά την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) εφαρμόζονταν με επιτυχία πολιτικές εξοικονόμησης ενέργειας ή παρουσιαζόταν μεγάλη αύξηση στην κατανάλωση.

Προκειμένου να απαντηθεί αυτό το ερώτημα, διενεργήθηκε ανάλυση ευαισθησίας η οποία παρουσιάζεται στο παρόν κεφάλαιο (Κεφάλαιο 7).

Πιο συγκεκριμένα, στο Κεφάλαιο 7, μελετήθηκε η διαφοροποίηση της μέσης ετήσιας αύξησης σε ζήτηση φορτίου και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά 1,5% (δηλαδή $3,5\% \pm 1,5\%$). Οι περιπτώσεις οι οποίες μελετήθηκαν και οι οποίες θα ονομάζονται “περιπτώσεις” είναι οι εξής:

- Περίπτωση 1: 2% μέση ετήσια αύξηση στη ζήτηση φορτίου και στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (εξοικονόμηση ενέργειας)
- Περίπτωση 2: 3,5% μέση ετήσια αύξηση στη ζήτηση φορτίου και στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (μέση αύξηση)
- Περίπτωση 3: 5% μέση ετήσια αύξηση στη ζήτηση φορτίου και στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (υπερκατανάλωση ενέργειας)

Υπενθυμίζεται ότι η μέση ετήσια αύξηση 3,5% (Περίπτωση 2), είναι το ποσοστό αύξησης πάνω στο οποίο βασίστηκε και πραγματοποιήθηκε η μελέτη του Κεφαλαίου 6. Τα αποτελέσματα της Περίπτωση 2, έχουν ληφθεί απευθείας από το Κεφάλαιο 6.

Τα κριτήρια πάνω στα οποία μελετήθηκαν οι τρεις περιπτώσεις είναι ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά (βλ. Κεφάλαιο 6.1). Ιδιαίτερα για τα οικονομικά κριτήρια αναφέρεται ότι βασίζονται στις Συναρτήσεις 6.1, 6.2 και 6.3.

Ο σκοπός της μελέτης είναι να εξεταστούν βάση των τριών κριτηρίων οι επιπτώσεις από τη μεταβολή στη μέση ετήσια αύξηση της ζήτησης σε φορτίο και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (δηλαδή Περίπτωση 1, Περίπτωση 2 και Περίπτωση 3) και να βρεθεί το βέλτιστο σενάριο για τις περιπτώσεις της εξοικονόμησης και της υπερκατανάλωσης ενέργειας.

Στο τέλος του Κεφαλαίου 7 μελετώνται οι οικονομικές επιπτώσεις από την αλλαγή πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στην ηλεκτροπαραγωγή από το έτος 2013 και έπειτα.

7.1. Περιγραφή μελέτης

Όλη η μελέτη του Κεφαλαίου 6 έγινε με χρήση του λογισμικού WASP-IV. Το WASP-IV λειτούργησε με τον σταθερό τρόπο (*Fixed Expansion* – βλ. Κεφάλαιο 3) και χρησιμοποιήθηκε σαν εργαλείο υπολογισμών. Η μελέτη του Κεφαλαίου 7 έγινε ακριβώς με το ίδιο τρόπο που έγινε και στο Κεφάλαιο 6.

Αρχικά δημιουργήθηκαν για κάθε μία περίπτωση, δύο ομάδες σεναρίων οι οποίες περιέχουν από 3 σενάρια η κάθε μία (6 σενάρια η κάθε περίπτωση και συνολικά 18 σενάρια). Στην πρώτη ομάδα σεναρίων τα δεδομένα αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ και την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια των Α.Π.Ε. που πρόκειται να εισαχθούν στον ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα ελήφθησαν από τους Πίνακες 6.1 και 6.2 και στη δεύτερη από τους Πίνακες 6.3 και 6.4. Δηλαδή θα εισαχθούν οι ίδιες Α.Π.Ε. (ίδιοι τύποι μονάδων Α.Π.Ε., ίδια συνολική εγκατεστημένη ισχύς με ίδια αναμενόμενη ετήσια ηλεκτροπαραγωγή), όπως και στη μελέτη του Κεφαλαίου 6. Στα 3 σενάρια της κάθε ομάδας της κάθε περίπτωσης, γίνεται συστηματική διαφοροποίηση στο ποσοστό συμμετοχής των καυσίμων με τα οποία αναπτύσσετε το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (λιγνίτης και φυσικό αέριο). Ο διαχωρισμός των 6 σεναρίων της κάθε περίπτωσης σε δύο ομάδες, γίνεται κυρίως για λόγους σύγκρισης κάποιων αποτελεσμάτων.

Τα 6 σενάρια και το ποσοστό συμμετοχής των καυσίμων με τα οποία αναπτύσσετε το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα για κάθε περίπτωση έχουν ως εξής:

1^η Ομάδα σεναρίων

- Σενάριο business as usual (Λιγνίτης 50%, Φυσικό αέριο 50%),
- Σενάριο λιγνίτης (Λιγνίτης 70%, Φυσικό αέριο 30%),
- Σενάριο φυσικό αέριο (Λιγνίτης 30%, Φυσικό αέριο 70%).

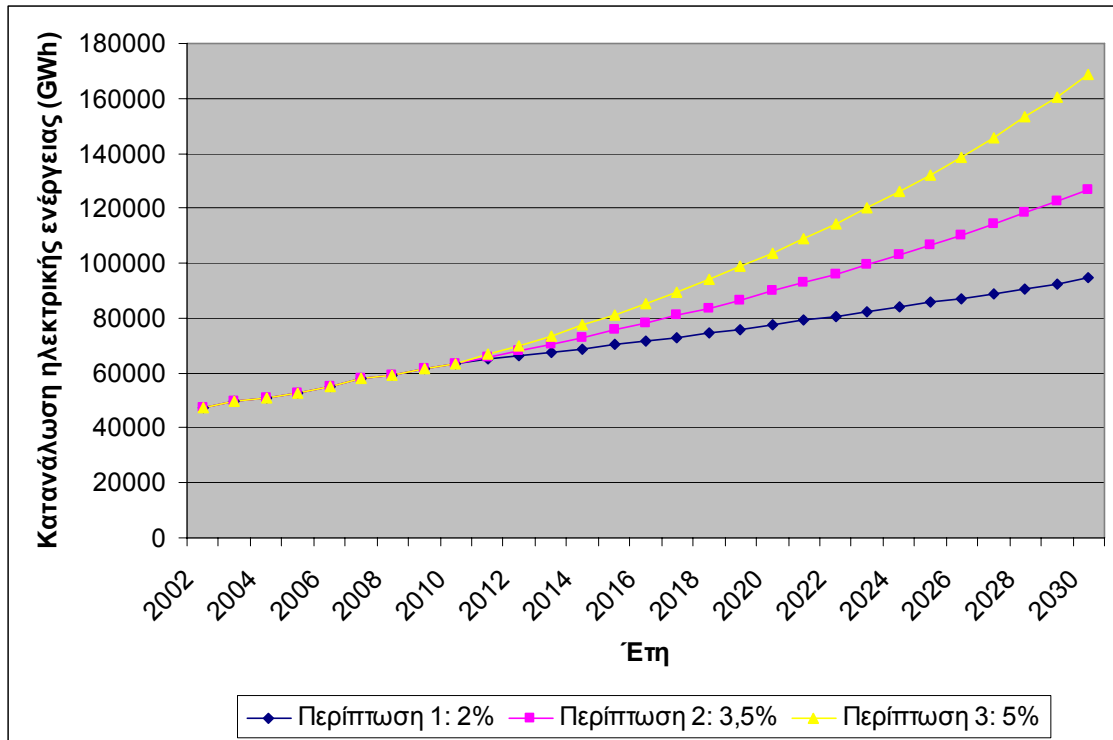
2^η Ομάδα σεναρίων

- Σενάριο Α.Π.Ε. (Λιγνίτης 50%, Φυσικό αέριο 50%),
- Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε. (Λιγνίτης 70%, Φυσικό αέριο 30%),
- Σενάριο φυσικό αέριο Α.Π.Ε. (Λιγνίτης 30%, Φυσικό αέριο 70%).

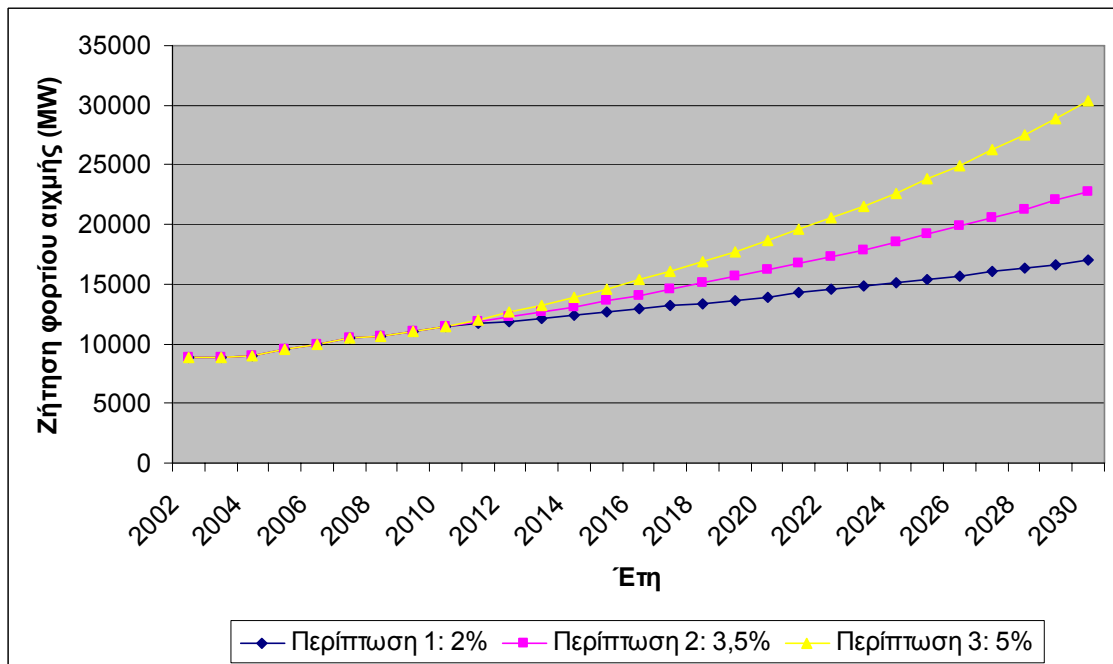
Διευκρινίζεται ότι τα ποσοστά που αναφέρονται στα σενάρια, είναι επί του συνόλου των ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Επίσης διευκρινίζεται ότι τα ποσοστά αυτά αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ των νέων θερμικών μονάδων και ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης δεν επιτυγχάνονται επακριβώς, αλλά προσεγγίζονται όσο το δυνατό περισσότερο, ανάλογα με τις απαιτήσεις του Ε.Δ.Σ. σε εγκατεστημένη ισχύ και ηλεκτρική ενέργεια.

7.2. Εισαγωγή στη μελέτη

Στα Σχήματα 7.1 και 7.2 παρουσιάζονται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και η ζήτηση σε φορτίο αιχμής (για την περίοδο 2002 – 2030) αντίστοιχα και για τις τρεις περιπτώσεις.



Σχήμα 7.1. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2002 – 2030) για όλες τις περιπτώσεις



Σχήμα 7.2. Ζήτηση σε φορτίο αιχμής (2002 – 2030) για όλες τις περιπτώσεις

Στο Σχήμα 6.1 του Κεφαλαίου 6.2 παρουσιάζεται η συμμετοχή ενεργειακών πόρων στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2002 – 2008.

7.3. Ανάλυση ευαισθησίας

Όπως ειπώθηκε (βλ. Κεφάλαιο 7 αρχή) τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας θα εξεταστούν βάση των τριών κριτηρίων (ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά). Τα αποτελέσματα θα παρουσιαστούν ξεχωριστά για τις δύο ομάδες σεναρίων της κάθε περίπτωσης.

7.3.1. Αποτελέσματα πρώτης ομάδας σεναρίων

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV και βάση των τριών κριτηρίων, για τα σενάρια της πρώτης ομάδας προέκυψαν τα εξής:

Ενεργειακά κριτήρια

Οι θερμικές μονάδες (λιγνιτικές και φυσικού αερίου) οι οποίες εισήχθησαν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα μέχρι και το 2030 ανά περίπτωση και οι οποίες είναι όλες εγκατεστημένης ισχύος 400 MW (βλ. Κεφάλαιο 5.3.2), είναι οι εξής:

Περίπτωση 1:

Σενάριο business as usual: 6 λιγνιτικές μονάδες (2400 MW) και 6 μονάδες φυσικού αερίου (2400 MW),

Σενάριο λιγνίτης: 8 λιγνιτικές μονάδες (3200 MW) και 4 μονάδες φυσικού αερίου (1600 MW),

Σενάριο φυσικό αέριο: 3 λιγνιτικές μονάδες (1200 MW) και 8 μονάδες φυσικού αερίου (3200 MW).

Περίπτωση 2:

Σενάριο business as usual: 12 λιγνιτικές μονάδες (4800 MW) και 13 μονάδες φυσικού αερίου (5200 MW),

Σενάριο λιγνίτης: 17 λιγνιτικές μονάδες (6800 MW) και 8 μονάδες φυσικού αερίου (3200 MW),

Σενάριο φυσικό αέριο: 7 λιγνιτικές μονάδες (2800 MW) και 17 μονάδες φυσικού αερίου (6800 MW).

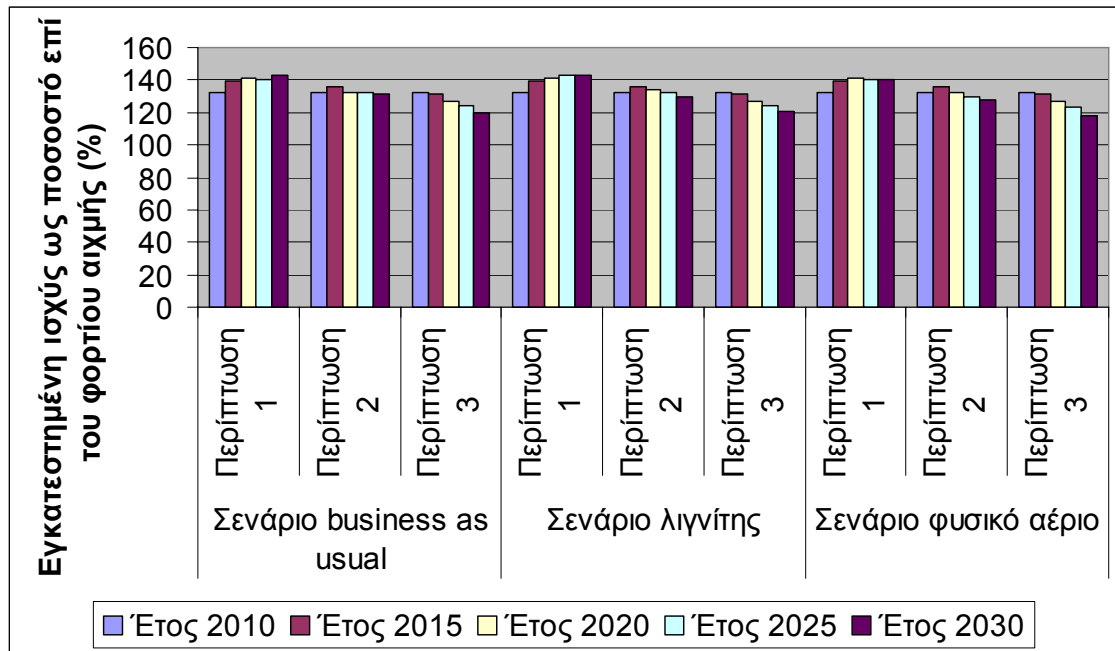
Περίπτωση 3:

Σενάριο business as usual: 21 λιγνιτικές μονάδες (8400 MW) και 21 μονάδες φυσικού αερίου (8400 MW),

Σενάριο λιγνίτης: 30 λιγνιτικές μονάδες (12.000 MW) και 13 μονάδες φυσικού αερίου (5200 MW),

Σενάριο φυσικό αέριο: 12 λιγνιτικές μονάδες (4800 MW) και 29 μονάδες φυσικού αερίου (11.600 MW).

Στο Σχήμα 7.3 παρουσιάζονται οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ ως ποσοστό (%) επί του φορτίου αιχμής προκειμένου το σύστημα να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής.



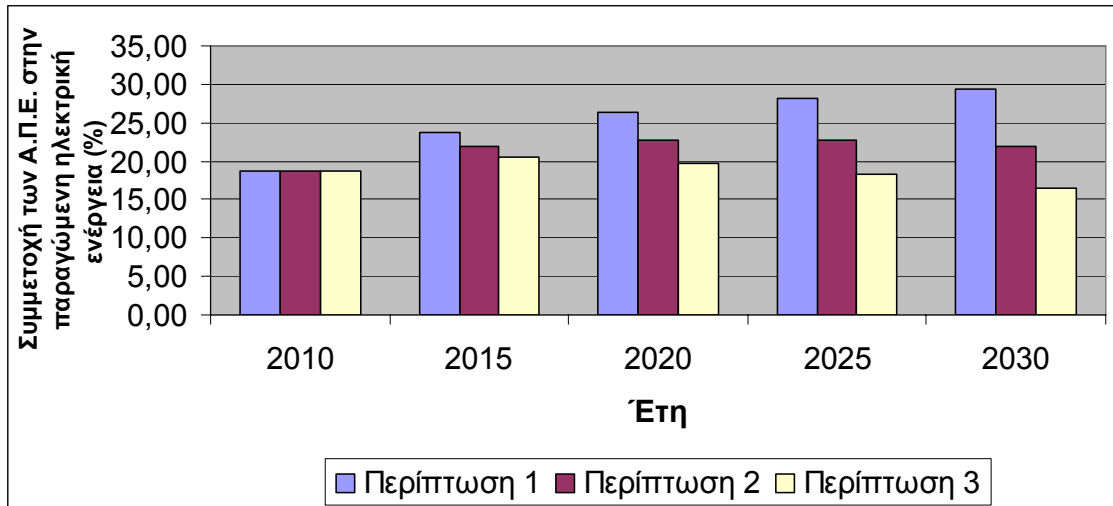
Σχήμα 7.3. Εγκατεστημένη ισχύς ως ποσοστό (%) επί του φορτίου αιχμής

Από το Σχήμα 7.3 παρατηρείται ότι οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ εξαρτώνται πρωτίστως από τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. και δευτερευόντως από τη συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες. Αυτό το συμπέρασμα εξάγεται ως εξής: Μελετώντας τις περιπτώσεις του ίδιου σεναρίου, όπου μεταβάλλεται η ποσοστιαία συμμετοχή των Α.Π.Ε., η αλλαγή στις απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ (από περίπτωση σε περίπτωση) παρουσιάζουν μεγάλη ποσοστιαία διαφοροποίηση. Μελετώντας την ίδια περίπτωση για διαφορετικά σενάρια (σε αυτήν την περίπτωση μεταβάλλεται η ποσοστιαία συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου και παραμένει σταθερή η ποσοστιαία συμμετοχή των μονάδων Α.Π.Ε.) η αλλαγή στις απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ (από σενάριο σε σενάριο) παρουσιάζουν μικρή διαφοροποίηση. Έτσι, συγκρίνοντας τις τρεις περιπτώσεις μεταξύ τους, γίνεται φανερό ότι όσο μειώνεται η συμμετοχή των Α.Π.Ε., τόσο μειώνονται οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ και όσο αυξάνεται η συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου, επίσης τόσο μειώνονται οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ. Απλά στην περίπτωση του φυσικού αερίου η μείωση είναι μικρότερη.

Από το Σχήμα 7.3, φαίνεται επίσης ότι η αύξηση του μέσου ετήσιου ρυθμού αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής κατά 1,5%, επιφέρει μέση μείωση στις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής κατά περίπου 5% - 6% για όλη την περίοδο της μελέτης (7% - 9% για το έτος 2030).

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία για τα σενάρια και τις περιπτώσεις της πρώτης ομάδας είναι 40% για όλη την περίοδο της μελέτης.

Το Σχήμα 7.4 δείχνει τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά περίπτωση. Σε όλες τις περιπτώσεις, οι στόχοι της Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε., δεν επιτυγχάνονται.



Σχήμα 7.4. Συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά περίπτωση

Από τα ενεργειακά κριτήρια, προκύπτει ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες, έχει μικρότερες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ενώ παράλληλα εξοικονομεί των εγχώριο λιγνίτη και συνεπώς το καλύτερο σενάριο, ανεξαρτήτου περίπτωσης, είναι το φυσικό αέριο.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

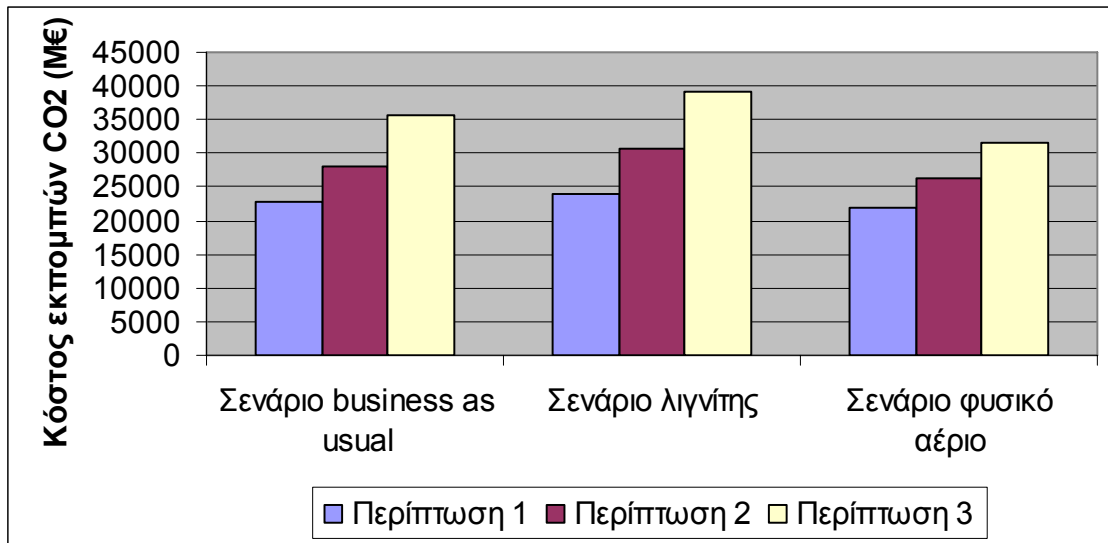
Ο Πίνακας 7.1 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ (περίοδος 2009 – 2030) και την αύξηση των εκπομπών σε σχέση με την αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% για τα τρία σενάρια της πρώτης ομάδας των τριών περιπτώσεων. Η σύγκριση γίνεται ανά περίπτωση, δηλαδή συγκρίνεται η Περίπτωση 1 με την Περίπτωση 2 και η Περίπτωση 2 με την Περίπτωση 3.

Πίνακας 7.1. Συνολικές εκπομπές CO₂ (περίοδος 2009 – 2030) και σύγκριση με την προηγούμενη Περίπτωση (δηλαδή συγκρίνεται η Περίπτωση 1 με την Περίπτωση 2 και η Περίπτωση 2 με την Περίπτωση 3)

Περιπτώσεις	Σενάριο business as usual		Σενάριο Λιγνίτης		Σενάριο φυσικό αέριο	
	Εκπομπές (ton CO ₂)	% Αύξηση σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση	Εκπομπές (ton CO ₂)	% Αύξηση σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση	Εκπομπές (ton CO ₂)	% Αύξηση σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση
Περίπτωση 1	1.158.806.863	-	1.208.637.533	-	1.121.499.148	-
Περίπτωση 2	1.379.633.892	19	1.488.171.316	23	1.303.393.417	16
Περίπτωση 3	1.690.617.190	22,5	1.835.199.283	23,3	1.526.639.646	17

Από τον Πίνακα 7.1, γίνεται φανερό ότι όταν αυξάνεται ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), οι εκπομπές CO₂ επίσης αυξάνονται κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16% και 23%. Το εύρος των τιμών οφείλεται στη συμμετοχή θερμικών μονάδων νέας τεχνολογίας (τεχνολογίας 2009). Όσο μεγαλύτερη είναι η συμμετοχή των θερμικών μονάδων νέας τεχνολογίας, τόσο μειώνεται το ποσοστό αύξησης των εκπομπών CO₂.

Το κόστος των εκπομπών CO₂ ανά σενάριο και περίπτωση παρουσιάζεται στο Σχήμα 7.5.

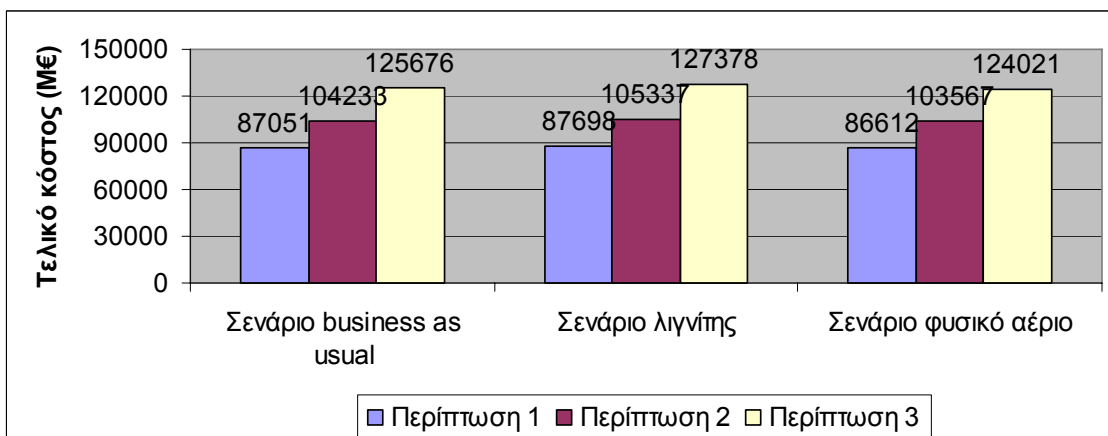


Σχήμα 7.5. Κόστος εκπομπών CO₂ ανά σενάριο και περίπτωση

Για τα περιβαλλοντικά κριτήρια, από τον Πίνακα 7.1 και το Σχήμα 7.5, προκύπτει ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες, μειώνει τις εκπομπές και το κόστος CO₂ και συνεπώς το καλύτερο σενάριο, ανεξαρτήτου περίπτωσης, είναι το φυσικό αέριο.

Οικονομικά κριτήρια

Οι τρεις περιπτώσεις συγκρίθηκαν ως προς το Τελικό κόστος (βλ. Συνάρτηση 6.3). Τα Τελικά κόστη ανά σενάριο και περίπτωση παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.6, όπου γίνεται φανερό ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου μειώνει το Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.



Σχήμα 7.6. Τελικό κόστος ανά σενάριο και περίπτωση

Από τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.6, προκύπτει ότι η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και

Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει αύξηση στο Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος περίπου ίση με 16,7%.

Τέλος στον Πίνακα 7.2, παρουσιάζονται τα Τελικά κόστη ανά σενάριο και περίπτωση όπου φαίνεται ότι σε κάθε περίπτωση, το σενάριο χαμηλότερου κόστους είναι το σενάριο φυσικό αέριο. Επιπρόσθετα φαίνεται, ότι όσο αυξάνεται ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής τόσο πιο συμφέρουσα γίνεται η χρήση μονάδων φυσικού αερίου.

Πίνακας 7.2. Τελικό κόστος ανά σενάριο και περίπτωση και σύγκριση μεταξύ ίδιων σεναρίων ανά περίπτωση

Περίπτωση	Σενάριο φυσικό αέριο		Σενάριο business as usual		Σενάριο λιγνίτης	
	Τελικό κόστος (Μ€)	Τελικό κόστος (Μ€)	Αύξηση σε σχέση με σενάριο φυσικό αέριο (%)	Τελικό κόστος (Μ€)	Αύξηση σε σχέση με το Σενάριο business as usual (%)	
Περίπτωση 1	86.612	87.051	5	87.698	7	
Περίπτωση 2	103.567	104.233	6	105.337	10	
Περίπτωση 3	124.021	125.676	13	127.378	14	

Από τα οικονομικά κριτήρια, προκύπτει ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες, μειώνει το Τελικό κόστος και συνεπώς το καλύτερο σενάριο, ανεξαρτήτου περίπτωσης, είναι το φυσικό αέριο.

Όπως και στο Κεφάλαιο 6 έτσι και στο Κεφάλαιο 7, το φυσικό αέριο είναι ακριβότερο καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή αλλά οδηγεί σε οικονομικότερο σύστημα (βλ. Κεφάλαιο 6.6.1.1).

Σύνοψη αποτελεσμάτων σύγκρισης πρώτης ομάδας σεναρίων

Συνοψίζοντας τα αποτελέσματα της σύγκρισης των σεναρίων της πρώτης ομάδας, προκύπτει ότι η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030):

- μείωση στις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής κατά περίπου 5% - 6%,
- αύξηση των εκπομπών CO₂ κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16% και 23%,
- αύξηση στο Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος περίπου ίση με 16,7%.

Το καλύτερο σενάριο είναι το φυσικό αέριο.

7.3.2. Αποτελέσματα δεύτερης ομάδας σεναρίων

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV και βάση των τριών κριτηρίων, για τα σεναρία της δεύτερης ομάδας προέκυψαν τα εξής:

Ενεργειακά κριτήρια

Οι θερμικές μονάδες (λιγνιτικές και φυσικού αερίου) οι οποίες εισήχθησαν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα μέχρι και το 2030 ανά περίπτωση και οι οποίες είναι όλες εγκατεστημένης ισχύος 400 MW (βλ. Κεφάλαιο 5.3.2), είναι οι εξής:

Περίπτωση 1:

Σενάριο Α.Π.Ε.: 3 λιγνιτικές μονάδες (1200 MW) και 4 μονάδες φυσικού αερίου (1600 MW),

Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.: 5 λιγνιτικές μονάδες (2000 MW) και 2 μονάδες φυσικού αερίου (800 MW),

Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.: 2 λιγνιτικές μονάδες (800 MW) και 4 μονάδες φυσικού αερίου (1600 MW).

Περίπτωση 2:

Σενάριο Α.Π.Ε.: 9 λιγνιτικές μονάδες (3600 MW) και 10 μονάδες φυσικού αερίου (4000 MW),

Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.: 14 λιγνιτικές μονάδες (5600 MW) και 6 μονάδες φυσικού αερίου (2400 MW),

Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.: 5 λιγνιτικές μονάδες (2000 MW) και 13 μονάδες φυσικού αερίου (5200 MW).

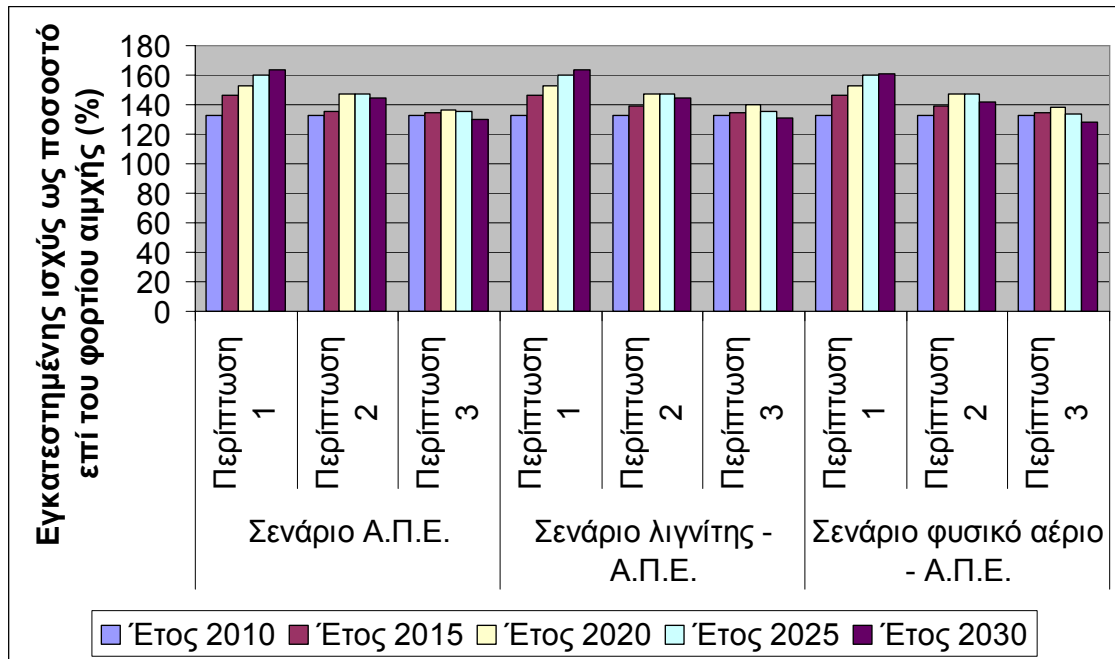
Περίπτωση 3:

Σενάριο Α.Π.Ε.: 18 λιγνιτικές μονάδες (7200 MW) και 18 μονάδες φυσικού αερίου (7200 MW),

Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.: 26 λιγνιτικές μονάδες (10.400 MW) και 11 μονάδες φυσικού αερίου (4400 MW),

Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.: 10 λιγνιτικές μονάδες (4000 MW) και 25 μονάδες φυσικού αερίου (10.000 MW).

Στο Σχήμα 7.7 παρουσιάζονται οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ ως ποσοστό (%) επί του φορτίου αιχμής προκειμένου το σύστημα να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής.



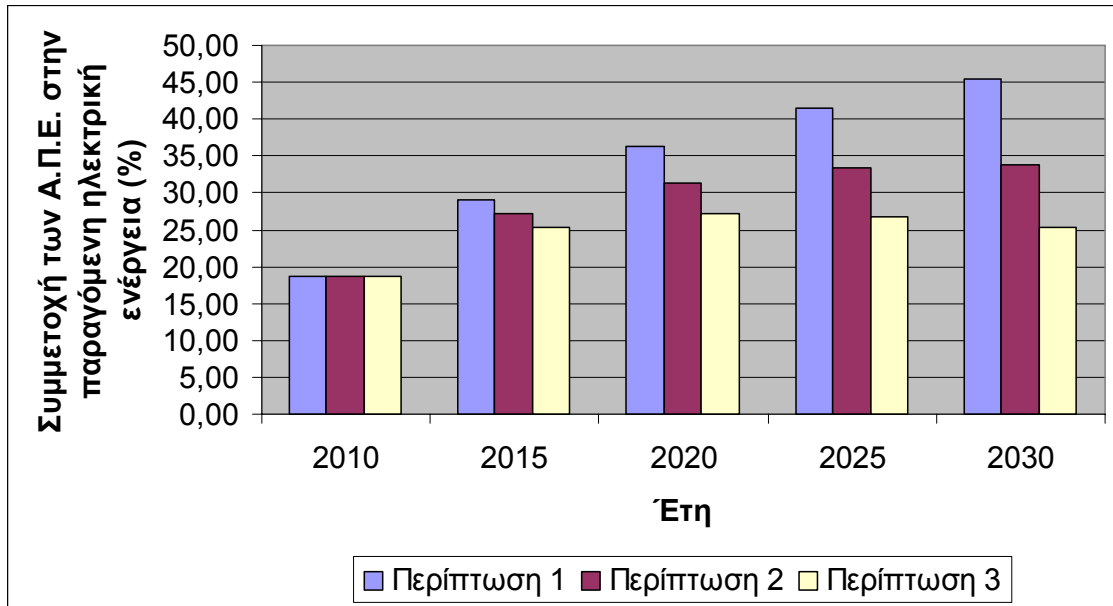
Σχήμα 7.7. Εγκατεστημένη ισχύς ως ποσοστό (%) επί του φορτίου αιχμής

Από το Σχήμα 7.7 παρατηρείται ότι οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ εξαρτώνται πρωτίστως από τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. και δευτερευόντως από τη συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες. Τα ίδια δηλαδή τα οποία προέκυψαν και από το Σχήμα 7.3.

Επίσης, από το Σχήμα 7.7, φαίνεται ότι η αύξηση κατά 1,5% στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής (δηλαδή από την περίπτωση 1 στην περίπτωση 2 και από την περίπτωση 2 στην περίπτωση 3 για το ίδιο σενάριο) επιφέρει μέση μείωση στις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής κατά περίπου 4% - 8% για όλη την περίοδο της μελέτης. Ιδιαίτερα για το έτος 2030, τα ποσοστά μείωσης φτάνουν το 11% - 14%.

Τέλος η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία για τα σενάρια και τις περιπτώσεις της δεύτερης ομάδας σεναρίων είναι 40% μέχρι το έτος 2016 περίπου και κατόπιν αυξάνεται στο 50%.

Το Σχήμα 7.8 δείχνει τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά περίπτωση. Στις περιπτώσεις 1 και 2, οι στόχοι της Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε. επιτυγχάνονται ενώ στην περίπτωση 3 η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι 3% κάτω από τους στόχους.



Σχήμα 7.8. Συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά περίπτωση

Από τα ενεργειακά κριτήρια, προκύπτει ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες, έχει μικρότερες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ενώ επιπλέον εξοικονομεί των εγχώριο λιγνίτη. Συνεπώς το καλύτερο σενάριο, ανεξαρτήτου περίπτωσης, είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 7.3 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ (περίοδος 2009 – 2030) και την αύξηση των εκπομπών σε σχέση με την αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% για τα τρία σενάρια της δεύτερης ομάδας των τριών περιπτώσεων. Η σύγκριση γίνεται ανά περίπτωση, δηλαδή συγκρίνεται η Περίπτωση 1 με την Περίπτωση 2 και η Περίπτωση 2 με την Περίπτωση 3.

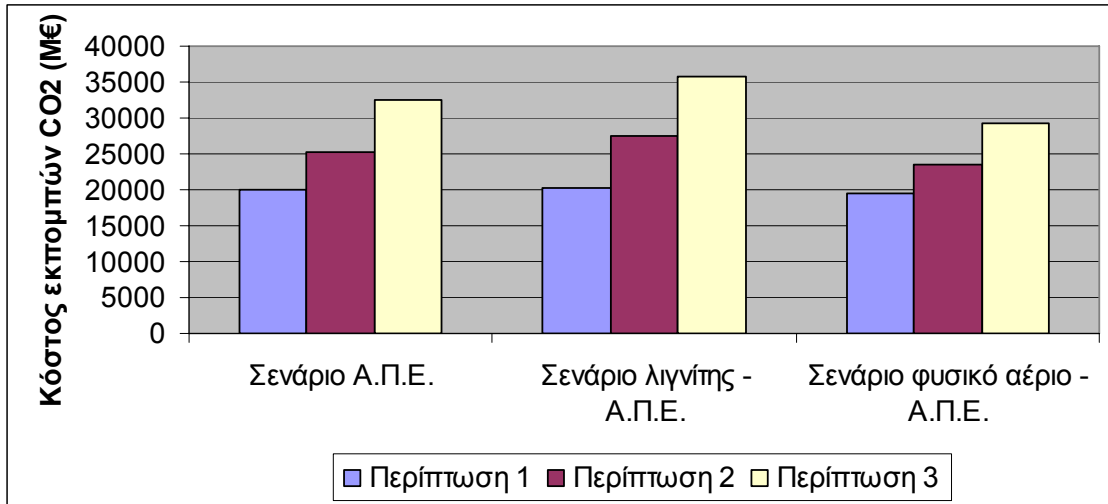
Πίνακας 7.3. Συνολικές εκπομπές CO₂ (περίοδος 2009 – 2030) και σύγκριση με την προηγούμενη περίπτωση

Περίπτωση	Σενάριο Α.Π.Ε.		Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.		Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	
	Εκπομπές (ton CO ₂)	% Αύξηση σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση	Εκπομπές (ton CO ₂)	% Αύξηση σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση	Εκπομπές (ton CO ₂)	% Αύξηση σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση
Περίπτωση 1	1.041.369.929	-	1.057.141.445	-	1.025.163.136	-
Περίπτωση 2	1.263.612.102	21,3	1.351.552.119	27,9	1.190.585.623	16,2
Περίπτωση 3	1.557.835.196	23,3	1.692.557.324	25,2	1.425.822.327	19,8

Από τον Πίνακα 7.3, γίνεται φανερό ότι όταν αυξάνεται ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), οι εκπομπές CO₂ επίσης αυξάνονται κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16% και 28%. Το εύρος των τιμών οφείλεται στη συμμετοχή θερμικών μονάδων νέας τεχνολογίας

(τεχνολογίας 2009). Συνεπώς, όσο μεγαλύτερη είναι η συμμετοχή των θερμικών μονάδων νέας τεχνολογίας, τόσο μειώνεται το ποσοστό αύξησης των εκπομπών CO₂.

Το κόστος των εκπομπών CO₂ ανά σενάριο και περίπτωση παρουσιάζεται στο Σχήμα 7.9.

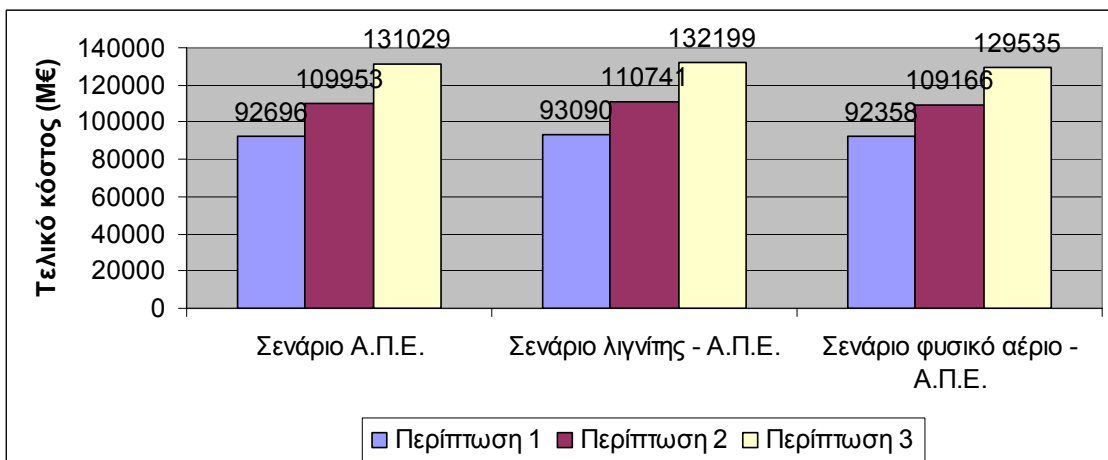


Σχήμα 7.9. Κόστος εκπομπών CO₂ ανά σενάριο και περίπτωση

Για τα περιβαλλοντικά κριτήρια, από τον Πίνακα 7.3 και το Σχήμα 7.9, προκύπτει ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες, μειώνει τις εκπομπές και το κόστος CO₂ και συνεπώς το καλύτερο σενάριο, ανεξαρτήτου περίπτωσης, είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Οικονομικά κριτήρια

Οι τρεις περιπτώσεις συγκρίθηκαν ως προς το Τελικό κόστος (βλ. Συνάρτηση 6.3). Τα Τελικά κόστη ανά σενάριο και περίπτωση παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.10, όπου γίνεται φανερό ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου μειώνει το Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.



Σχήμα 7.10. Τελικό κόστος ανά σενάριο και περίπτωση

Από τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.10, προκύπτει ότι η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει αύξηση στο τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος είναι περίπου ίση με 18,5%.

Τέλος στον Πίνακα 7.4, παρουσιάζονται τα Τελικά κόστη ανά σενάριο και περίπτωση όπου φαίνεται ότι σε κάθε περίπτωση, το σενάριο χαμηλότερου κόστους είναι το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Επιπρόσθετα φαίνεται, ότι όσο αυξάνεται ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής τόσο πιο συμφέρουσα γίνεται η χρήση μονάδων φυσικού αερίου.

Πίνακας 7.4. Τελικό κόστος ανά σενάριο και περίπτωση και σύγκριση μεταξύ ίδιων σεναρίων ανά περίπτωση

Περίπτωση	Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	Σενάριο Α.Π.Ε.		Σενάριο λιγνίτης – Α.Π.Ε.	
	Τελικό κόστος (Μ€)	Τελικό κόστος (Μ€)	Αύξηση σε σχέση με σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. (%)	Τελικό κόστος (Μ€)	Αύξηση σε σχέση με το Σενάριο Α.Π.Ε. (%)
Περίπτωση 1	92.358	92.696	4	93.090	4
Περίπτωση 2	109.166	109.953	7	110.741	7
Περίπτωση 3	129.535	131.029	12	132.199	9

Από τα οικονομικά κριτήρια, προκύπτει ότι η αυξημένη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες, μειώνει το Τελικό κόστος και συνεπώς το καλύτερο σενάριο, ανεξαρτήτου περίπτωσης, είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Και πάλι, ανεξαρτήτου περίπτωσης, ο λιγνίτης που είναι οικονομικότερος για ηλεκτροπαραγωγή οδηγεί σε ακριβότερο σύστημα από ότι το φυσικό αέριο.

Σύνοψη αποτελεσμάτων σύγκρισης δεύτερης ομάδας σεναρίων

Συνοψίζοντας τα αποτελέσματα της σύγκρισης των σεναρίων της δεύτερης ομάδας, προκύπτει ότι η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030):

- μείωση στις απαιτήσεις για εγκατεστημένη πάνω από το φορτίο αιχμής κατά περίπου 4% - 8%,
- αύξηση των εκπομπών CO₂ κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16% και 28%,
- αύξηση στο Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος περίπου ίση με 18,5%.

Το καλύτερο σενάριο είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

7.3.3. Σύγκριση των δύο ομάδων σεναρίων μεταξύ τους

Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας για τα έξι σενάρια (3 σενάρια ανά ομάδα σεναρίων) συγκρίθηκαν ανά ομάδα σεναρίων βάση των τριών κριτηρίων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο (Κεφάλαιο 7.3.3.). Η σύγκριση γίνεται μεταξύ των σεναρίων που έχουν ίδια ποσοστιαία εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων, δηλαδή θα συγκριθούν τα σενάρια business as usual και Α.Π.Ε., λιγνίτης και λιγνίτης – Α.Π.Ε. και φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Ενεργειακή σύγκριση

Αναφορικά με τις απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής, η σύγκριση των σεναρίων ανά περίπτωση έδειξε ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε 7,3% υψηλότερες απαιτήσεις για την Περίπτωση 1, 6,2% για την Περίπτωση 2 και 5,2% για την Περίπτωση 3.

Η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) μείωση στην αύξηση των απαιτήσεων σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής κατά περίπου 1,1%.

Τέλος, στα σενάρια με αυξημένη συμμετοχή Α.Π.Ε. και τις περιπτώσεις τους, απαιτείται η αύξηση της μέγιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας κατά 10% από το έτος 2016 (περίπου) και έπειτα.

Περιβαλλοντική σύγκριση

Αναφορικά με τις εκπομπές CO₂, η σύγκριση των σεναρίων ανά περίπτωση έδειξε ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε 12% μείωση των εκπομπών CO₂ για την Περίπτωση 1, 10% για την Περίπτωση 2 και 8% για την Περίπτωση 3.

Η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) μείωση στην αύξηση των εκπεμπόμενων CO₂ κατά περίπου 2%. Η μείωση αυτή οφείλεται στην αύξηση της συμμετοχής των θερμικών μονάδων νέας τεχνολογίας (τεχνολογίας 2009).

Οικονομική σύγκριση

Αναφορικά με το Τελικό κόστος, η σύγκριση των σεναρίων ανά περίπτωση έδειξε ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε 6,2% αύξηση του Τελικού κόστους για την Περίπτωση 1, 5,3% για την Περίπτωση 2 και 4,2% για την Περίπτωση 3.

Η αύξηση στο μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης σε φορτίο αιχμής κατά 1,5% (Περίπτωση 1 = 2%, Περίπτωση 2 = 3,5% και Περίπτωση 3 = 5%), επιφέρει για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) μείωση στην αύξηση του Τελικού κόστους κατά περίπου 1%. Η μείωση αυτή

οφείλεται στην αυξημένη συμμετοχή των θερμικών μονάδων και συνεπώς στις μειωμένες απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής.

Επιλογή βέλτιστου σενάρια

Από τη σύγκριση με τα τρία κριτήρια για διαφορετικά ποσοστά αύξησης του μέσου ετήσιου ποσοστού αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στο φορτίο αιχμής, προέκυψε ότι τα καλύτερα σενάρια είναι τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Πιο συγκεκριμένα: Από τη σύγκριση με τα ενεργειακά κριτήρια τα καλύτερα σενάρια για όλες τις περιπτώσεις, είναι το φυσικό αέριο και το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Μεταξύ των δύο όμως, δεν προκύπτει το βέλτιστο καθότι το σενάριο φυσικό αέριο παρουσιάζει μειωμένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ και 10% χαμηλότερη μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία, καταναλώνει όμως περισσότερα καύσιμα και δεν φτάνει τους στόχους τις Ε.Ε. σχετικά με τις Α.Π.Ε. για το 2020. Από τη σύγκριση με τα περιβαλλοντικά κριτήρια το καλύτερο σενάριο είναι το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. καθότι παρουσιάζει για όλες τις περιπτώσεις τις χαμηλότερες εκπομπές CO₂. Από τη σύγκριση με τα οικονομικά το φυσικό αέριο είναι το καλύτερο σενάριο διότι παρουσιάζει το χαμηλότερο Τελικό κόστος.

Συνεπώς δεν γίνεται να προκύψει το βέλτιστο της μελέτης ούτε από το Κεφάλαιο 7 (όπως δεν προέκυψε και από το Κεφάλαιο 6).

7.4. Οι οικονομικές επιπτώσεις της Οδηγίας 2009/29/ΕΚ

Όπως έγινε και στο Κεφάλαιο 6 (Κεφάλαιο 6.7) έτσι και στο Κεφάλαιο 7 (Κεφάλαιο 7.4) μελετήθηκαν οι οικονομικές επιπτώσεις από την αλλαγή πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ από τα Κράτη Μέλη στις εγχώριες θερμικές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες (βλ. Κεφάλαιο 4.1).

Για να υπολογιστεί το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα υπολογίστηκαν πρώτα τα δικαιώματα τα οποία θα εκχωρούνταν στην ηλεκτροπαραγωγή (βλ. Κεφάλαιο 4.1.2.2). Στη συνέχεια υπολογίστηκαν οι εκπεμπόμενες ποσότητες CO₂ και για τα έξι σενάρια και αποδείχτηκε ότι και τα έξι, ξεπερνούν τα δικαιώματα εκπομπών καθόλη τη διάρκεια της μελέτης. Τέλος υπολογίστηκε το Τελικό κόστος των έξι σεναρίων αν εκχωρούνταν στην ηλεκτροπαραγωγή δικαιώματα εκπομπών, το οποίο παρατίθεται στον Πίνακα 7.5 μαζί με το Τελικό κόστος των έξι σεναρίων χωρίς δικαιώματα εκπομπών και η διαφορά τους.

Πίνακας 7.5. Τελικό κόστος σεναρίων χωρίς δικαιώματα εκπομπών, με δικαιώματα εκπομπών και διαφορά αυτών

Περίπτώσεις	Σενάριο	Τελικό κόστος χωρίς δικαιώματα (Μ€)	Τελικό κόστος με δικαιώματα (Μ€)	Διαφορά (Μ€)
Περίπτωση 1	Business as usual	87.051	72.407	14.643
	Λιγνίτης	87.698	73.055	14.643
	Φυσικό αέριο	86.612	71.969	14.643
	Α.Π.Ε.	92.696	78.053	14.643
	Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	93.090	78.447	14.643
	Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	92.358	77.715	14.643
Περίπτωση 2	Business as usual	104.233	89.590	14.643
	Λιγνίτης	105.337	90.694	14.643
	Φυσικό αέριο	103.567	88.924	14.643
	Α.Π.Ε.	109.953	95.310	14.643
	Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	110.741	96.098	14.643
	Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	109.166	94.523	14.643
Περίπτωση 3	Business as usual	125.676	111.033	14.643
	Λιγνίτης	127.378	112.735	14.643
	Φυσικό αέριο	124.021	109.378	14.643
	Α.Π.Ε.	131.029	116.386	14.643
	Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	132.199	117.556	14.643
	Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	129.535	114.892	14.643

Άρα το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το σύστημα, ανεξαρτήτως σεναρίου και περίπτωσης, από την αλλαγή της πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ καθόλη την περίοδο της μελέτης είναι 14,64 δις. €, δηλαδή περίπου κατά 13,7%.

Κεφάλαιο 8: Μεταβολή στα κόστη καυσίμων και στο κόστος CO₂

Στο Κεφάλαιο 6 μελετήθηκε και παρουσιάστηκε η επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) και στο Κεφάλαιο 7 η διαφοροποίηση στο μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής. Και στα δύο αυτά κεφάλαια τα κόστη του λιγνίτη, του φυσικού αερίου και του πετρελαίου θεωρήθηκαν σταθερά (βλ. Πίνακα 5.2) και το κόστος του CO₂ σταθερό μέχρι το 2015 και να αυξάνεται γραμμικά μέχρι το 2030 (βλ. Κεφάλαιο 5.5).

Έτσι λοιπόν θα πρέπει να εξεταστεί το πώς θα επηρεάζονταν τα οικονομικά κριτήρια (και συγκεκριμένα το Τελικό κόστος) του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αν κατά την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) διαφοροποιούνταν τα κόστη αυτά.

Προκειμένου να απαντηθεί αυτό το ερώτημα, διενεργήθηκαν αναλύσεις ευαισθησίας οι οποίες παρουσιάζονται στο παρόν Κεφάλαιο.

Σύμφωνα με τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.) το κόστος του λιγνίτη, ο οποίος είναι εγχώριο καύσιμο, επηρεάζεται κυρίως από πολιτικές αποφάσεις οι οποίες λαμβάνονται από την εκάστοτε ελληνική κυβέρνηση και ελάχιστα από τις διεθνείς τιμές του πετρελαίου [Καραγιάννης, 2006]. Αντίθετα, σύμφωνα με τη Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου (Δ.Ε.Π.Α.), το κόστος του φυσικού αερίου (το οποίο είναι εισαγόμενο καύσιμο) επηρεάζεται άμεσα από τις διεθνείς τιμές του πετρελαίου. Τα δύο αυτά καύσιμα (το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο) αποτελούν χρηματιστηριακά κόστη [Δ.Ε.Π.Α., 2009]. Τέλος το κόστος του CO₂ αποτελεί επίσης χρηματιστηριακό κόστος και η τιμή του επηρεάζεται από διεθνείς πολιτικές αποφάσεις [Tomson Reuters Co, 2010].

Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι το κόστος του πετρελαίου, δεν απασχολεί καθόλου την παρούσα διατριβή, καθώς η συμμετοχή των μονάδων πετρελαίου στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα είναι πάρα πολύ μικρή (βλ. Κεφάλαιο 2.2.2) και η χρήση τους για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα θα διακοπεί δια παντός το έτος 2024 (βλ. Κεφάλαια 2.2.3 και 5.3.1.2). Έτσι η μεταβολή στο κόστος του πετρελαίου μελετάται παράλληλα με τη μεταβολή στο κόστος του φυσικού αερίου (το φυσικό αέριο επηρεάζει άμεσα τη διατριβή) και παρουσιάζεται σαν ένα ενιαίο κόστος.

Συνεπώς, προκειμένου να μελετηθεί το πώς επηρεάζεται το Τελικό κόστος του συστήματος (βλ. Συνάρτηση 6.3) διενεργήθηκαν τρεις αναλύσεις ευαισθησίας. Οι τρεις αυτές αναλύσεις ευαισθησίας είναι οι εξής:

- Η πρώτη ονομάστηκε Ανάλυση Ευαισθησίας κόστους Λιγνίτη (Α.Ε.Λ.) και στην οποία μελετήθηκε η διαφοροποίηση στο κόστος του λιγνίτη από -15% μέχρι και +60% με βήμα διαφοροποίησης 15% και η οποία εμπεριέχει 6 σενάρια.
- Η δεύτερη ονομάστηκε Ανάλυση Ευαισθησίας κόστους Φυσικού Αερίου/πετρελαίου (Α.Ε.Φ.Α.) και στην οποία μελετήθηκε η διαφοροποίηση

στο κόστος του φυσικού αερίου/πετρελαίου από -15% μέχρι και +60% με βήμα διαφοροποίησης 15% και η οποία εμπεριέχει 6 σενάρια.

- Η τρίτη ονομάστηκε Ανάλυση Ευαισθησίας κόστους CO₂ (A.E.-CO₂) και στην οποία μελετήθηκε η διαφοροποίηση στο κόστος CO₂ από 0% μέχρι και +100% με βήμα διαφοροποίησης 33% και η οποία εμπεριέχει 4 σενάρια.

Το κριτήριο πάνω στο οποίο μελετήθηκαν οι τρεις αναλύσεις ευαισθησίας είναι το οικονομικό (βλ. Κεφάλαιο 6.1) και πιο συγκεκριμένα μελετήθηκαν ως προς τον τρόπο με τον οποίο διαφοροποιείται το Τελικό κόστος. Το Τελικό κόστος αναφέρεται στο σύνολο των ετών της μελέτης 2009 – 2030.

Παρόλα αυτά, με το πέρας των αναλύσεων ευαισθησίας, παρουσιάστηκε ένα κενό το οποίο έχει να κάνει με το πώς διαφοροποιείται το Τελικό κόστος αν αλλάζουν παράλληλα και τα τρία κόστη (κόστος λιγνίτη, φυσικού αερίου/πετρελαίου και κόστος CO₂). Το να μελετηθεί η ταυτόχρονη διαφοροποίηση και στα τρία κόστη με ανάλυση ευαισθησίας είναι πάρα πολύ δύσκολο, καθότι κάτι τέτοιο θα απαιτούσε 144 σενάρια ($6 * 6 * 4 = 144$). Έτσι μελετήθηκε το πώς μεταβάλλεται το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από τις ταυτόχρονες αλλαγές και στα τρία κόστη.

Οι σκοποί της μελέτης του Κεφαλαίου 8 είναι να εξεταστεί το πώς επηρεάζεται το Τελικό κόστος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. (σύστημα) και το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από τις μεταβολές στα κόστη του λιγνίτη, του φυσικού αερίου/πετρελαίου και του CO₂.

Από τη μελέτη του Κεφαλαίου 8 αποδεικνύεται ότι για αρκετές τιμές στα κόστη των λιγνίτη και φυσικού αερίου, το φυσικό αέριο δίδει χαμηλότερο Τελικό κόστος. Επίσης αποδεικνύεται και ότι ο λιγνίτης δίδει χαμηλότερο κόστος παραγόμενης MWh (το αποτέλεσμα αυτό εξηγήθηκε στο Κεφάλαιο 6.6.1.1). Επιπρόσθετα θα βρεθεί η τιμή του κόστους του CO₂ για την οποία η μία παραγόμενη MWh από λιγνίτη κοστίζει ακριβώς όσο και η 1 παραγόμενη MWh από φυσικό αέριο για τις τιμές καυσίμων που χρησιμοποιήθηκαν στα Κεφάλαια 6, 7, 10 και 11 (βλ. Πίνακας 5.8).

8.1. Περιγραφή μελέτης

Η ανάλυση ευαισθησίας των μεταβολών στα κόστη καυσίμων και στο κόστος των εκπομπών CO₂, χωρίζεται σε δύο τμήματα. Στο πρώτο διενεργήθηκε ανάλυση ευαισθησίας αναφορικά με το πώς επηρεάζεται το Τελικό κόστος από τη μεταβολή στα κόστη καυσίμων και στο κόστος των εκπομπών του CO₂ μεμονωμένα (δηλαδή σε κάθε περίπτωση μεταβάλλεται το ένα από τα τρία κόστη και τα άλλα διατηρούνται σταθερά). Στο δεύτερο τμήμα μελετήθηκε το πώς επηρεάζεται το κόστος της μίας MWh από την ταυτόχρονη μεταβολή και στα τρία κόστη.

8.1.1. Αναλύσεις ευαισθησίας μεταβολής Τελικού κόστους

Πριν ξεκινήσει η περιγραφή της μελέτης, θα πρέπει να υπενθυμιστεί και να τονιστεί ότι όλα τα κόστη που θα μελετηθούν (κόστη καυσίμων, εκπομπών CO₂ και Τελικά κόστη) για όλα τα σενάρια (τα 6 σενάρια του Κεφαλαίου 6) αναφέρονται στο σύνολο των ετών της μελέτης που είναι η περίοδος 2009 – 2030.

Προκειμένου να μελετηθεί το πώς επηρεάζονται τα Τελικά κόστη των 6 σεναρίων της μελέτης (βλ. Κεφάλαιο 6) ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία:

Αρχικά βρέθηκε από το λογισμικό WASP-IV το συνολικό κόστος του κάθε καυσίμου για το κάθε σενάριο της διατριβής.

Κατόπιν αφαιρέθηκαν τα κόστη των καυσίμων από το συνολικό κόστος (βλ. Συνάρτηση 6.1). Έτσι προέκυψαν τρία κόστη τα οποία είναι: Το κόστος καυσίμου, το κόστος CO₂, και το συνολικό κόστος μειωμένο κατά το κόστος καυσίμου. Διευκρινίζεται ότι το άθροισμα των τριών αυτών κοστών, δίδει το Τελικό κόστος.

Στη συνέχεια διατηρήθηκαν σταθερά τα δύο από τα τρία κόστη και μεταβλήθηκε το τρίτο κατά τα ποσοστά που προαναφέρθηκαν. Δίδοντας ένα παράδειγμα πάνω σε αυτό, με σκοπό να γίνει πιο κατανοητό, αναφέρεται η Α.Ε.Λ. Σε αυτήν την περίπτωση η διαφοροποίηση στο κόστος του λιγνίτη έγινε από -15% μέχρι και +60% με βήμα διαφοροποίησης 15%. Στην Α.Ε.Λ. λοιπόν διατηρήθηκαν σταθερά τα κόστη του φυσικού αερίου/πετρελαίου και των εκπομπών CO₂ ενώ το κόστος του λιγνίτη πολλαπλασιάστηκε με 0,85, 1, 1,15, 1,3, 1,45 και 1,6.

Τέλος προστέθηκαν όλα τα κόστη και προέκυψαν τα νέα Τελικά κόστη, τα οποία και συγκρίθηκαν.

Όλοι οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν με χρήση του Microsoft Office Excel.

8.1.2. Μεταβολή κόστους της μίας παραγόμενης MWh

Προκειμένου να μελετηθεί το πώς επηρεάζεται το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από τις παράλληλες διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμων και στο κόστος των εκπομπών CO₂, ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία:

Αρχικά δημιουργήθηκε με τη βοήθεια της θερμοδυναμικής [Baehr, 2001, Benson, 2002, Κακαράς, 2003], της οικονομικής λειτουργίας ενεργειακών συστημάτων [Μπακιρτζής, 1998] και των συναρτήσεων του WASP-IV [IAEA, 2000] η συνάρτηση υπολογισμού της μίας παραγόμενης MWh (Συνάρτηση 8.1).

Κατόπιν ορίστηκαν οι συναρτήσεις που υπολογίζουν τα επιμέρους κόστη της Συνάρτησεως 8.1.

Στη συνέχεια υπολογίστηκε η Συνάρτηση 8.1 για τη μία παραγόμενη MWh από λιγνίτη και από φυσικό αέριο με τα κόστη των καυσίμων και των εκπομπών CO₂ να παρουσιάζονται με τη μορφή ανεξάρτητων μεταβλητών και το κόστος της μίας παραγόμενης MWh, με τη μορφή εξαρτημένης μεταβλητής.

Έπειτα οι δύο νέες συναρτήσεις εξισώθηκαν και με χρήση της Fortran (έκδοση Compaq Visual Fortran 6.5) σχηματίστηκε ένα λογισμικό υπολογισμού της νέας συνάρτησης όπου τα κόστη των καυσίμων και των εκπομπών CO₂ έλαβαν διάφορες τιμές (βλ. Κεφάλαιο 8.3.1).

Τέλος, με τη χρήση του λογισμικού Tecplot.360.V11 δημιουργήθηκαν τρισδιάστατα διάγραμμα τα οποία παρουσιάζουν τα αποτελέσματα της μελέτης γραφικά (βλ. Κεφάλαιο 8.3.2).

Διευκρινίζεται ότι το κόστος του πετρελαίου δεν λαμβάνεται καθόλου υπόψη.

8.2. Αναλύσεις ευαισθησίας

Όπως αναφέρθηκε στην αρχή του Κεφαλαίου 8, διενεργήθηκαν τρεις αναλύσεις ευαισθησίας. Στην πρώτη, που ονομάστηκε Α.Ε.Λ., μελετήθηκε η μεταβολή στο κόστος του λιγνίτη, στη δεύτερη (Α.Ε.Φ.Α.) η μεταβολή στο κόστος του φυσικού

αερίου και στην τρίτη η μεταβολή στο κόστος των εκπεμπόμενων CO₂. Οι τρεις αναλύσεις ευαισθησίας διενεργήθηκαν πάνω στα 6 σενάρια της μελέτης (βλ. Κεφάλαιο 6) με σκοπό να μελετηθεί η μεταβολή του Τελικού κόστους τους.

Από τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV λαμβάνονται τα συνολικά κόστη του λιγνίτη και του φυσικού αερίου για όλα τα έτη της μελέτης (2009 – 2030) και για τα έξι σενάρια. Το κόστος CO₂ λαμβάνεται από το Κεφάλαιο 6.4. Τα κόστη αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.1.

Πίνακας 8.1. Κόστη λιγνίτη φυσικού αερίου και εκπομπών CO₂ για όλα τα έτη της μελέτης

Σενάρια	Κόστη (κ€)		
	Λιγνίτη	Φυσικό αέριο	Εκπομπών CO ₂
Λιγνίτης	26.286.288	33.740.389	30.766.987
Λιγνίτης - Α.Π.Ε.	24.161.975	29.302.122	27.492.092
Business as usual	23.195.018	41.094.923	28.129.631
Α.Π.Ε.	21.631.499	35.470.292	25.339.885
Φυσικό αέριο	20.878.169	46.566.022	26.224.528
Φυσικό αέριο - Α.Π.Ε.	20.781.515	40.377.872	23.538.407

Επιπρόσθετα παρουσιάζεται το Τελικό κόστος των έξι σεναρίων στον Πίνακα 8.2 παράλληλα με το ποσοστό συμμετοχής σε αυτό των τριών κοστών (λιγνίτη, φυσικού αερίου και εκπομπών CO₂).

Πίνακας 8.2. Τελικό κόστος των έξι σεναρίων και ποσοστό συμμετοχής σε αυτό των τριών κοστών (λιγνίτη, φυσικού αερίου και εκπομπών CO₂)

Σενάριο	Τελικό Κόστος (κ€)	Λιγνίτης (%)	Φυσικό αέριο (%)	Εκπομπών (%)
Λιγνίτης	105.336.560	0,25	0,32	0,29
Λιγνίτης - Α.Π.Ε.	110.740.995	0,22	0,26	0,25
Business as usual	104.233.082	0,22	0,39	0,27
Α.Π.Ε.	109.952.577	0,20	0,32	0,23
Φυσικό αέριο	103.566.917	0,20	0,45	0,25
Φυσικό αέριο - Α.Π.Ε.	109.166.277	0,19	0,37	0,22

8.2.1. Ανάλυση Ευαισθησίας Λιγνίτη (Α.Ε.Λ.)

Κατά την Α.Ε.Λ. το κόστος του λιγνίτη διαφοροποιήθηκε από -15% μέχρι και +60% σε σχέση με το κόστος που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 5 και χρησιμοποιήθηκε στα Κεφάλαια 6 και 7. Το βήμα διαφοροποίησης είναι 15%. Τα κόστη του φυσικού αερίου/πετρελαίου και των εκπομπών CO₂ θεωρήθηκαν σταθερά (βλ. Κεφάλαια 5.2 και 5.5 αντίστοιχα).

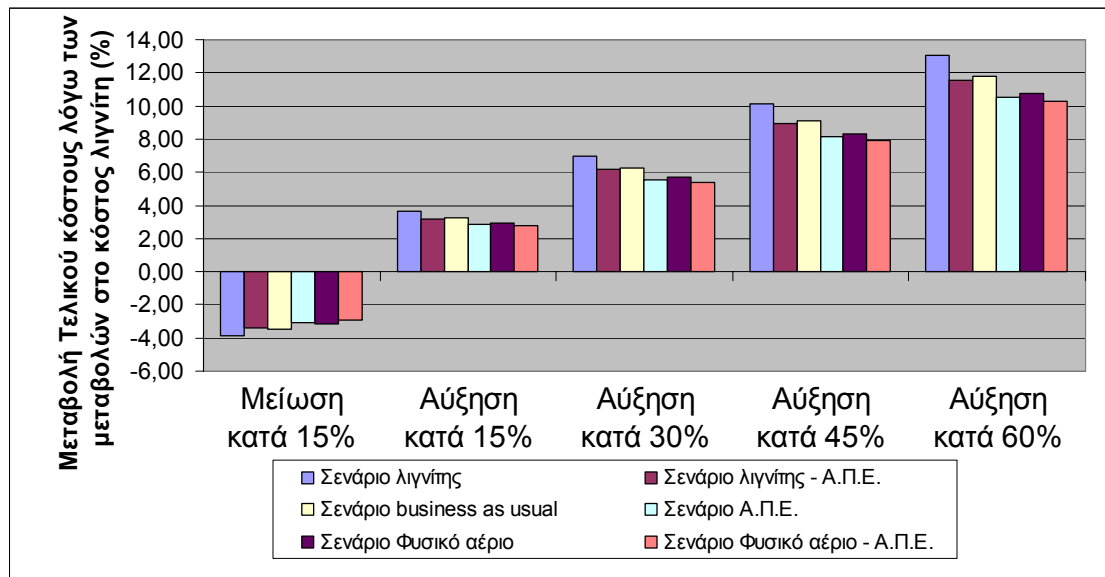
Υπενθυμίζεται το κόστος λιγνίτη: 9,13 €/MWh για τα ορυχεία της Φλώρινας, τη Πτολεμαΐδας και του Αμυνταίου και 8,51 €/MWh για το ορυχείο της Μεγαλόπολης (βλ. Κεφάλαιο 5.2).

Τα αποτελέσματα της Α.Ε.Λ. παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.3.

Πίνακας 8.3. Μεταβολές στο Τελικό κόστος (Μ€) λόγω των μεταβολών στο κόστος λιγνίτη

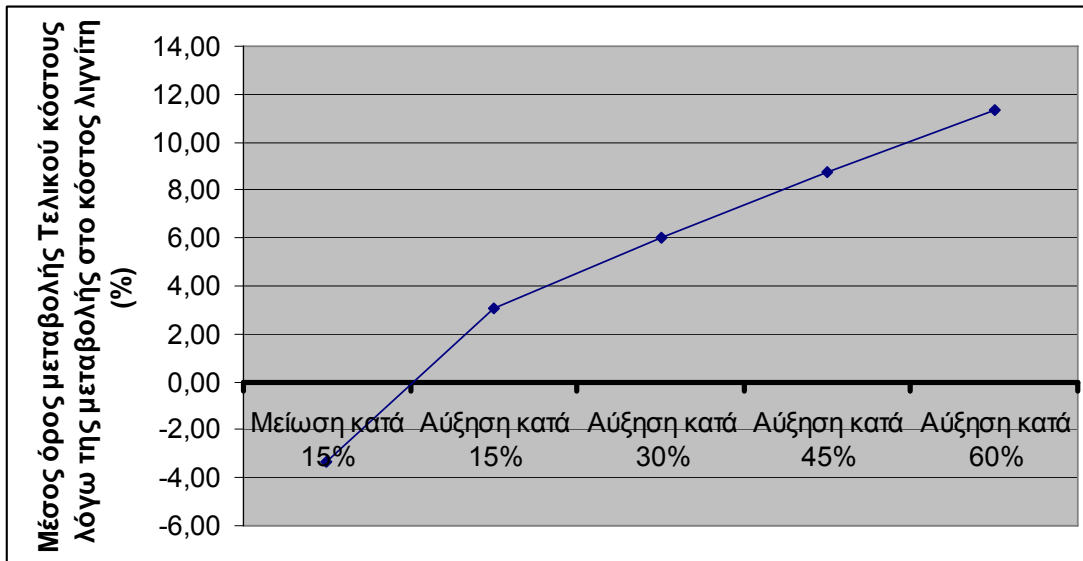
Σενάριο	Λιγνίτης	Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	Business as usual	Α.Π.Ε.	Φυσικό αέριο	Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.
Μείωση κατά 15%	101.240	106.994	100.634	106.609	100.338	105.957
Αύξηση κατά 0%	105.337	110.741	104.233	109.953	103.567	109.166
Αύξηση κατά 15%	109.137	114.250	107.600	113.104	106.607	112.197
Αύξηση κατά 30%	112.673	117.544	110.756	116.080	109.473	115.064
Αύξηση κατά 45%	115.971	120.642	113.721	118.895	112.181	117.780
Αύξηση κατά 60%	119.054	123.560	116.511	121.561	114.742	120.357

Στο Σχήμα 8.1 παρουσιάζονται οι μεταβολές στο Τελικό κόστος των έξι σεναρίων λόγω των μεταβολών στο κόστος λιγνίτη από -15% μέχρι +60%.



Σχήμα 8.1. Μεταβολές στο Τελικό κόστος λόγω των μεταβολών στο κόστος λιγνίτη

Από τα αποτελέσματα της Α.Ε.Λ. προκύπτει το Σχήμα 8.2, στο οποίο παρουσιάζεται ο μέσος όρος της μεταβολής του Τελικού κόστους των έξι σεναρίων ανά βήμα μεταβολής στο κόστος του λιγνίτη.



Σχήμα 8.2. Μέσος όρος μεταβολής του Τελικού κόστους λόγω της μεταβολής στο κόστος λιγνίτη

Ο μέσος όρος μεταβολής του Τελικού κόστους κυμαίνεται από 2,58% (για αύξηση στο κόστος λιγνίτη από 45% στο 60%) μέχρι 3,3% (για αύξηση στο κόστος λιγνίτη από -15% στο 0%). Το Τελικό κόστος, ανεξαρτήτου σεναρίου και ποσοστού μεταβολής, αυξάνεται κατά περίπου 2,93% όσο το κόστος λιγνίτη αυξάνεται κατά 15%.

8.2.2. Ανάλυση Ευαισθησίας Φυσικού Αερίου (Α.Ε.Φ.Α.)

Κατά την Α.Ε.Φ.Α. το κόστος του φυσικού αερίου/πετρελαίου διαφοροποιήθηκε από -15% μέχρι και +60% σε σχέση με το κόστος που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 5 και χρησιμοποιήθηκε στα Κεφάλαια 6 και 7. Το βήμα διαφοροποίησης είναι 15%. Τα κόστη του λιγνίτη και των εκπομπών CO₂ θεωρήθηκαν σταθερά (βλ. Κεφάλαια 5.2 και 5.5 αντίστοιχα).

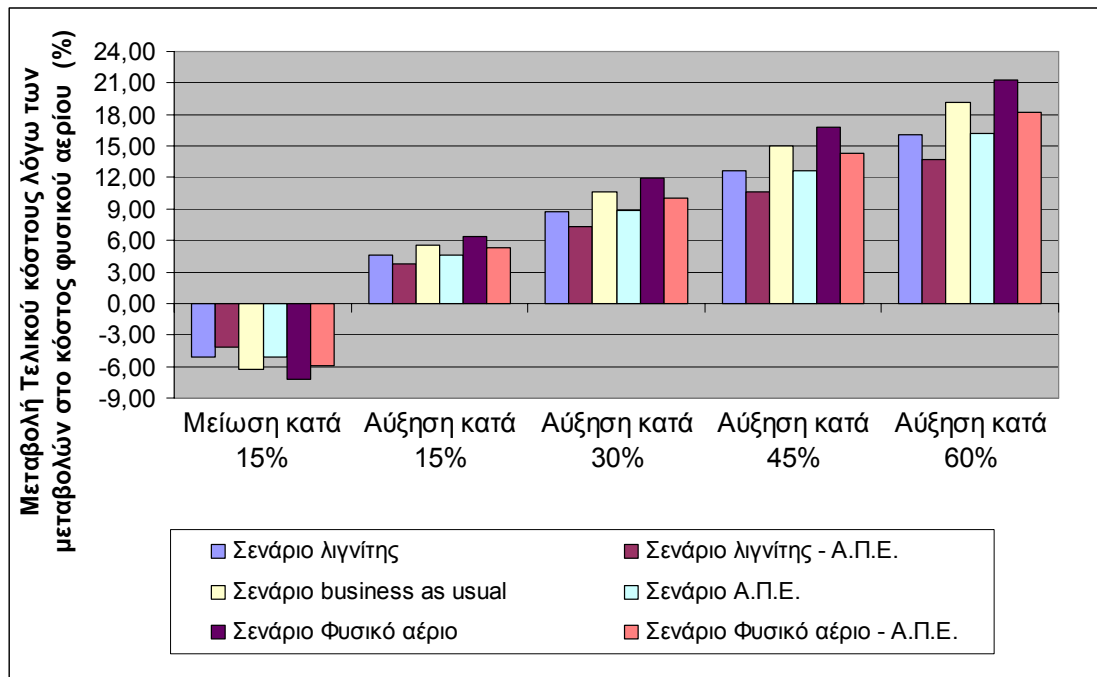
Υπενθυμίζεται το κόστος φυσικού αερίου: 32,5 €/MWh (βλ. Κεφάλαιο 5.2).

Τα αποτελέσματα της Α.Ε.Φ.Α. παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.4.

Πίνακας 8.4. Μεταβολές στο Τελικό κόστος (Μ€) λόγω των μεταβολών στο κόστος λιγνίτη

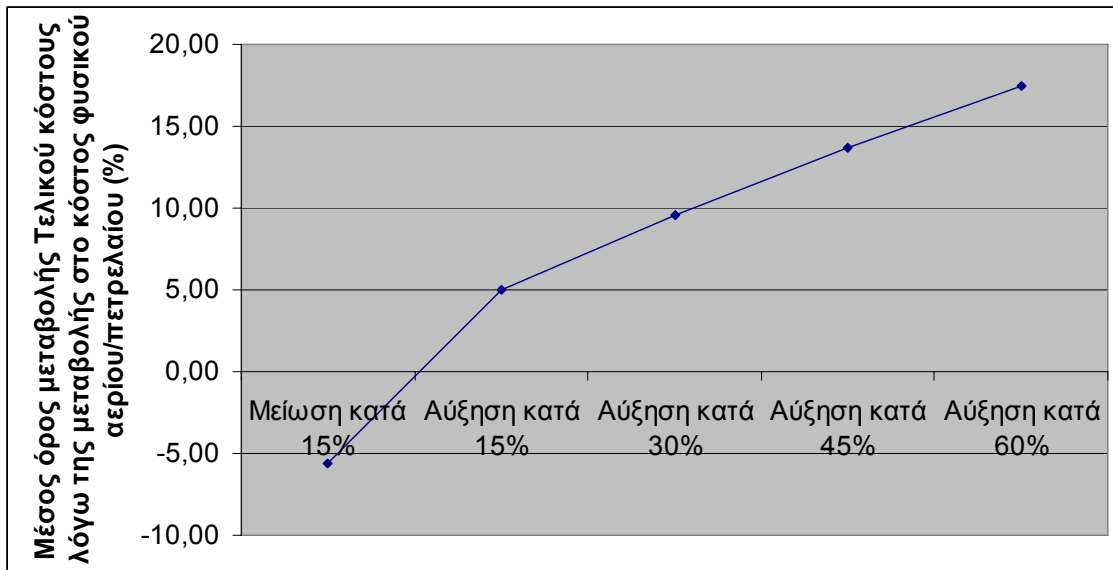
Σενάριο	Λιγνίτης	Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	Business as usual	Α.Π.Ε.	Φυσικό αέριο	Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.
Μείωση κατά 15%	100.020	106.164	97.681	104.361	96.077	102.754
Αύξηση κατά 0%	105.337	110.741	104.233	109.953	103.567	109.166
Αύξηση κατά 15%	110.166	114.969	110.053	115.028	110.110	114.905
Αύξηση κατά 30%	114.571	118.885	115.258	119.655	115.876	120.070
Αύξηση κατά 45%	118.607	122.524	119.939	123.891	120.995	124.744
Αύξηση κατά 60%	122.317	125.913	124.173	127.783	125.571	128.993

Στο Σχήμα 8.3 παρουσιάζονται οι μεταβολές στο Τελικό κόστος των έξι σεναρίων λόγω των μεταβολών στο κόστος φυσικού αερίου/πετρελαίου από -15% μέχρι +60%.



Σχήμα 8.3. Μεταβολές στο Τελικό κόστος λόγω των μεταβολών στο κόστος φυσικού αερίου

Από τα αποτελέσματα της Α.Ε.Φ.Α. προκύπτει το Σχήμα 8.4, στο οποίο παρουσιάζεται ο μέσος όρος της μεταβολής του τελικού κόστους των έξι σεναρίων ανά βήμα μεταβολής στο κόστος του φυσικού αερίου/πετρελαίου.



Σχήμα 8.4. Μέσος όρος μεταβολής του Τελικού κόστους λόγω της μεταβολής στο κόστος φυσικού αερίου/πετρελαίου

Ο μέσος όρος μεταβολής του Τελικού κόστους κυμαίνεται από 3,75% (για αύξηση στο κόστος φυσικού αερίου/πετρελαίου από 45% στο 60%) μέχρι 5,61% (για αύξηση στο κόστος φυσικού αερίου/πετρελαίου από -15% στο 0%). Δηλαδή το Τελικό κόστος, ανεξαρτήτου σεναρίου και ποσοστού μεταβολής, αυξάνεται κατά περίπου 4,61% όσο το κόστος φυσικού αερίου/πετρελαίου αυξάνεται κατά 15.

8.2.3. Ανάλυση Ευαισθησίας εκπομπών CO₂ (A.E.-CO₂)

Κατά την A.E.-CO₂ το κόστος των εκπομπών CO₂ διαφοροποιήθηκε από 0% μέχρι και +100% σε σχέση με το κόστος που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 5 και χρησιμοποιήθηκε στα Κεφάλαια 6 και 7. Το βήμα διαφοροποίησης είναι 33%. Τα κόστη του λιγνίτη και του φυσικού αερίου/πετρελαίου θεωρήθηκαν σταθερά (βλ. Κεφάλαια 5.2).

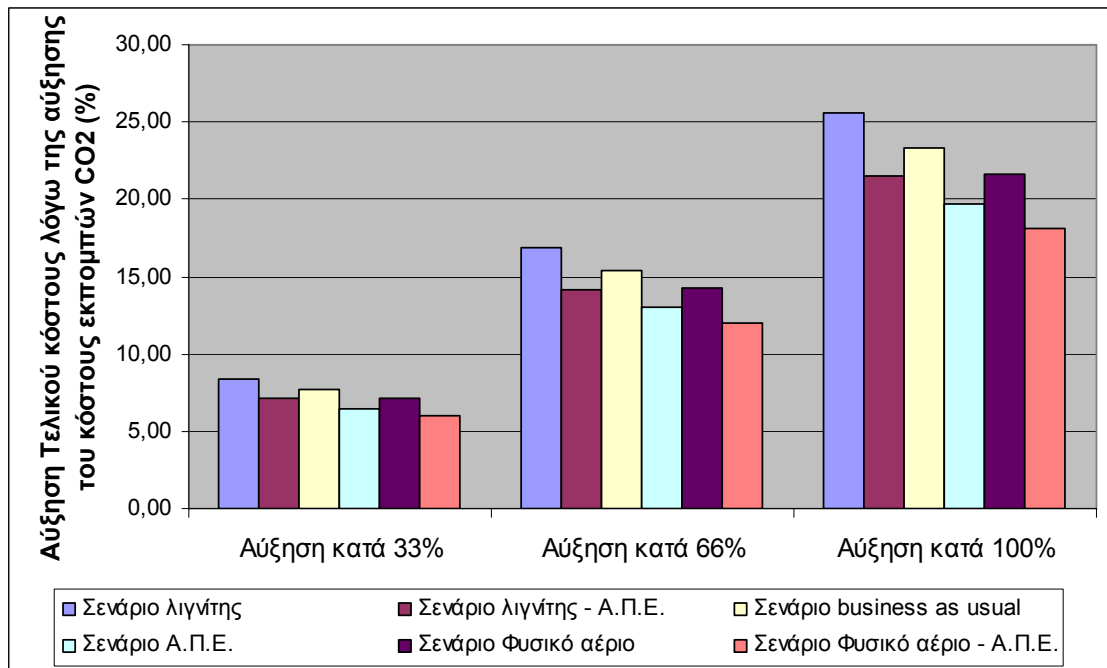
Υπενθυμίζεται το κόστος CO₂: 20 €/ton για την περίοδο 2009 – 2015 και αυξάνεται κατά 2%/έτος για τα υπόλοιπα έτη, φτάνοντας τα 26,91 €/ton CO₂ το 2030 (βλ. Κεφάλαιο 5.5).

Τα αποτελέσματα της A.E.-CO₂ παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.5.

Πίνακας 8.5. Μεταβολές στο Τελικό κόστος (Μ€) λόγω των μεταβολών στο κόστος εκπομπών CO₂

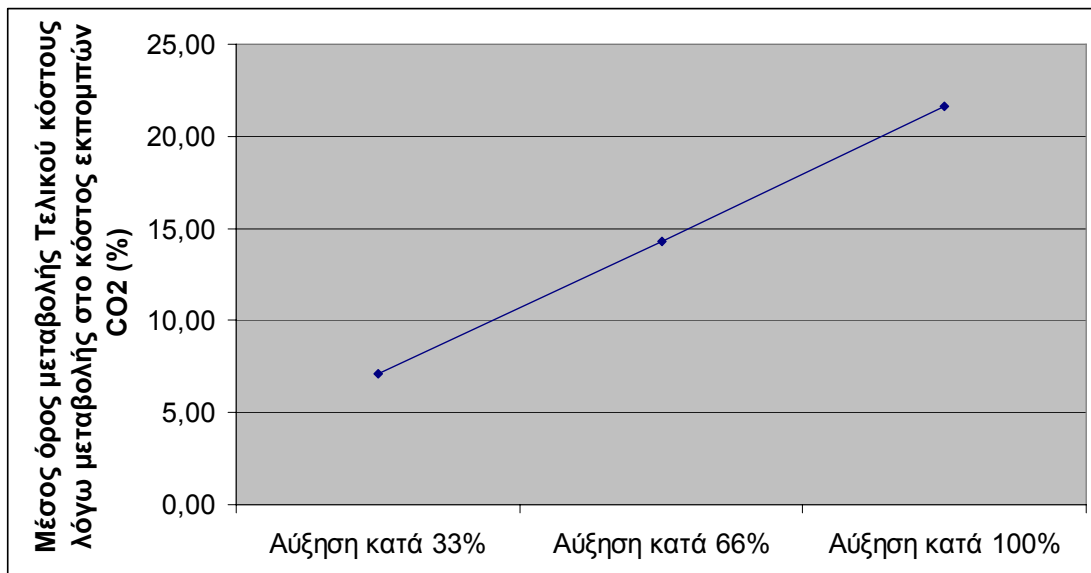
Σενάριο	Λιγνίτης	Λιγνίτης – Α.Π.Ε.	Business as usual	Α.Π.Ε.	Φυσικό αέριο	Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.
Αύξηση κατά 0%	105.337	110.741	104.233	109.953	103.567	109.166
Αύξηση κατά 33%	114.220	118.588	112.261	117.087	110.966	115.709
Αύξηση κατά 66%	123.104	126.436	120.288	124.222	118.365	122.252
Αύξηση κατά 100%	132.257	134.521	128.559	131.573	125.988	128.993

Στο Σχήμα 8.5 παρουσιάζονται οι μεταβολές στο Τελικό κόστος των έξι σεναρίων λόγω των μεταβολών στο κόστος των εκπομπών CO₂ από 0% μέχρι +100%.



Σχήμα 8.5. Αύξηση στο Τελικό κόστος λόγω της αύξησης στο κόστος εκπομπών CO₂

Από τα αποτελέσματα της Α.Ε.-CO₂ προκύπτει το Σχήμα 8.6, στο οποίο παρουσιάζεται ο μέσος όρος της μεταβολής του Τελικού κόστους των έξι σεναρίων ανά βήμα μεταβολής στο κόστος των εκπομπών CO₂.



Σχήμα 8.6. Μέσος όρος μεταβολής του Τελικού κόστους λόγω της μεταβολής στο κόστος των εκπομπών CO₂

Ο μέσος όρος αύξησης του Τελικού κόστους είναι σχεδόν γραμμικός (παρουσιάζει μια μικρή αύξηση) όσο αυξάνει το κόστος των εκπομπών CO₂. Το μέσο ποσοστό αύξησης είναι περίπου 7,21%.

8.2.4. Αποτελέσματα σύγκρισης σεναρίων λιγνίτη – φυσικού αερίου

Από τις τρεις αναλύσεις ευαισθησίας προκύπτει ότι αύξηση κατά 15% στα κόστη του λιγνίτη και του φυσικού αερίου/πετρελαίου, αυξάνουν το Τελικό κόστος κατά περίπου 2,93% και κατά 4,61% αντίστοιχα. Η αύξηση στο κόστος CO₂ κατά 33%, επιφέρει αύξηση στο Τελικό κόστος κατά περίπου 7,21%.

Δεδομένου του ότι ο λιγνίτης δίδει φθηνή ηλεκτρική ενέργεια αλλά υψηλό Τελικό κόστος (βλ. Κεφάλαιο 6.6.1.1) και συνυπολογίζοντας το γεγονός ότι η αύξηση στο κόστος λιγνίτη επηρεάζει 36% λιγότερο το Τελικό κόστος, ενδιαφέρον παρουσιάζει το να εξεταστεί για ποιο ποσοστό αύξησης τα σενάρια λιγνίτη και λιγνίτη – Α.Π.Ε. γίνονται οικονομικότερα από τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Για να πραγματοποιηθεί αυτή η σύγκριση θα θεωρηθεί σε αυτό το σημείο της διατριβής ότι οι τιμές του λιγνίτη επηρεάζονται από τις τιμές του φυσικού αερίου. Έτσι για παράδειγμα 15% αύξηση στο κόστος του φυσικού αερίου θα συνεπάγεται 15% αύξηση και στο κόστος του λιγνίτη.

Στον Πίνακα 8.6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της σύγκριση όπου το κόστος του CO₂ θεωρείται σταθερό και ίσο με τις τιμές που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5.5.

Πίνακας 8.6. Τελικά κόστη των έξι σεναρίων με μεταβολές στα κόστη λιγνίτη και φυσικού αερίου

Σενάρια	Τελικό κόστος (Μ€)					
	Μείωση (15%)	Αύξηση (0%)	Αύξηση (15%)	Αύξηση (30%)	Αύξηση (45%)	Αύξηση (60%)
Λιγνίτης	96.333	105.337	114.341	123.345	132.349	141.353
Business as usual	94.590	104.233	113.877	123.520	133.164	142.807
Φυσικό αέριο	93.450	103.567	113.684	123.800	133.917	144.033
Λιγνίτης - Α.Π.Ε.	102.721	110.741	118.761	126.780	134.800	142.819
Α.Π.Ε.	101.387	109.953	118.518	127.083	135.648	144.214
Φυσικό αέριο - Α.Π.Ε.	99.992	109.166	118.340	127.514	136.688	145.862

Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 8.6, το σύστημα με έμφαση στις μονάδες φυσικού αερίου (σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.) είναι οικονομικότερο για αύξηση στα κόστη καυσίμων μέχρι και 15%. Για αύξηση από 30% και πάνω στα κόστη καυσίμων, οικονομικότερο γίνεται το σύστημα με έμφαση στο λιγνίτη (σενάρια λιγνίτη και λιγνίτη – Α.Π.Ε.)

Το κρίσιμο ποσοστό αύξησης στα κόστη των καυσίμων είναι το 23,75% περίπου.

Επιπρόσθετα, από τον Πίνακα 8.6, παρατηρείται ότι παρά τις αυξήσεις στα κόστη των λιγνίτη και φυσικού αερίου, τα σενάρια που έχουν εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε., διατηρούν το υψηλότερο κόστος. Τα αποτελέσματα αναφορικά με το υψηλό κόστος των Α.Π.Ε. επιβεβαιώνονται και από μία μελέτη η οποία απέδειξε ότι παρά τις αυξήσεις στα κόστη των καυσίμων και το κόστος CO₂ (το οποίο επιβαρύνει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα) οι Α.Π.Ε. θα αργήσουν να γίνουν ανταγωνιστικές λόγω των υψηλών κοστών εγκατάστασης που παρουσιάζουν [Fuss S., Szolgayová J., 2010]. Η ίδια μελέτη εξετάζει και την ανάπτυξη της τεχνολογίας στις Α.Π.Ε. (θέμα που δεν εξετάζεται από την παρούσα μελέτη) και καταλήγει στο συμπέρασμα ότι οι Α.Π.Ε. θα παραμείνουν μη ανταγωνιστικές μέχρις ότου να αυξηθεί ο βαθμός απόδοσής τους και να μειωθεί το

κόστος εγκατάστασης τους. Αυτό υπολογίζεται σε ένα διάστημα μεταξύ 10 – 20 έτη [Fuss S., Szolgayová J., 2010].

8.3. Μελέτη κόστους μίας παραγόμενης MWh

Όπως αναφέρθηκε στην αρχή του Κεφαλαίου 8, διενεργήθηκαν τρεις αναλύσεις ευαισθησίας προκειμένου να μελετηθεί το πώς επηρεάζουν το Τελικό κόστος οι μεταβολές στα κόστη του λιγνίτη του φυσικού αερίου/πετρελαίου και των εκπομπών CO₂. Παρόλα αυτά είναι εξαιρετικά περίπλοκο να βρεθεί το πώς επηρεάζεται το Τελικό κόστος από την παράλληλη μεταβολή από τα τρία αυτά κόστη με την διεξαγωγή αναλύσεων ευαισθησίας.

Έτσι μελετήθηκε η μεταβολή στο κόστος της μίας παραγόμενης MWh από τα δύο αυτά καύσιμα (Κεφαλαίο 8.3).

Από τη θερμοδυναμική και τις εξισώσεις που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3 προκύπτει ότι το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από θερμοηλεκτρικές μονάδες ισούται με το άθροισμα: του κόστους κατασκευής της μονάδας, των σταθερών και μεταβλητών κοστών λειτουργίας και συντήρησης της, του κόστους καυσίμου και του κόστους εκπομπών CO₂. Τα κόστη αυτά ανάγονται στο κόστος της μίας παραγόμενης MWh και έχουν μονάδες €/MWh.

Το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από θερμοηλεκτρική μονάδα (στη συνέχεια του Κεφαλαίου 8 θα εννοείται ότι το κόστος της μίας παραγόμενης MWh αναφέρεται σε θερμοηλεκτρικές μονάδες ώστε να αποφεύγεται η επανάληψη) δίδεται από τη Συνάρτηση 8.1. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι μεταβλητές των συναρτήσεων που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 8 έχουν διαφορετική γραφή από αυτή που χρησιμοποιήθηκε σε άλλα κεφάλαια (π.χ. Κεφάλαιο 3) για να υποδηλώνεται ο διαφορετικός τρόπος με τον οποίο χρησιμοποιούνται οι συναρτήσεις στο Κεφάλαιο 8. Τέλος για να αποφεύγονται οι άσκοπες επαναλήψεις, τονίζεται ότι σε όλο το Κεφάλαιο 8.3 όλες οι τιμές κόστους αναφέρονται σε παραγόμενες MWh από θερμικές μονάδες. Σε διαφορετική περίπτωση θα γίνεται διευκρίνιση.

Συνάρτηση κόστους μίας παραγόμενης MWh

$$C_{MWh} = C_{con,MWh} + C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{Fuel} + C_{CO2} \quad (8.1)$$

Όπου:

- C_{MWh} : Κόστος της μίας παραγόμενης MWh (€/MWh)
- $C_{con,MWh}$: Κόστος Εγκατάστασης μίας παραγόμενης MWh (€/MWh)
- $C_{FO\&M}$: Σταθερό Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (€/MWh)
- $C_{VO\&M}$: Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (€/MWh)
- C_{Fuel} : Κόστος Καυσίμου για την παραγωγή μίας MWh (€/MWh)
- C_{CO2} : Κόστος Εκπομπών CO₂ (€/MWh)

Ορίζοντας τα επιμέρους κόστη, προκύπτουν οι παρακάτω συναρτήσεις:

Με τον όρο “κόστος εγκατάστασης μίας παραγόμενης MWh”, εννοείται η αναγωγή του κόστους εγκατάστασης μιας θερμικής μονάδας στο σύνολο της αναμενόμενης

παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για όλα τα έτη λειτουργίας της. Το κόστος αυτό προκύπτει από τη Συνάρτηση 8.2.:

Κόστος Εγκατάστασης μίας παραγόμενης MWh

Το κόστος εγκατάστασης μιας θερμικής μονάδας σε €/MWh προκύπτει από τη Συνάρτηση 8.2:

$$C_{con,MWh} = \frac{C_{con,tot}}{E_{tot}} \quad (8.2)$$

Όπου:

$C_{con,MWh}$: Κόστος εγκατάστασης μιας παραγόμενης MWh (€/MWh)

$C_{con,tot}$: Το συνολικό κόστος εγκατάστασης της θερμοηλεκτρικής μονάδας (€)

E_{tot} : Η συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της θερμοηλεκτρικής μονάδας για όλα τα έτη λειτουργίας της (MWh)

Το κόστος εγκατάστασης μιας θερμοηλεκτρικής μονάδας δίδεται από τη Συνάρτηση 8.2.1

Κόστος εγκατάστασης θερμοηλεκτρικής μονάδας

$$C_{con,tot} = C_{con,MW} * P_{inst} \quad (8.2.1)$$

Όπου:

P_{inst} : Η εγκατεστημένη ισχύς της θερμοηλεκτρικής μονάδας (MW)

$C_{con,MW}$: Κόστος εγκατάστασης (€/MW)

Η συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της θερμοηλεκτρικής μονάδας για όλα τα έτη λειτουργίας της δίδεται από τη Συνάρτηση 8.2.2.

Συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της θερμοηλεκτρικής μονάδας για όλα τα έτη λειτουργίας της

$$E_{tot} = P_{inst} * OH * PL * \overline{LF} \quad (8.2.2)$$

Όπου:

OH: Οι ώρες λειτουργίας (Operation Hours) της θερμοηλεκτρικής μονάδας ανά έτος (h/yr)

PL: Διάρκεια ζωής της θερμοηλεκτρικής μονάδας (Plant Life) (yr)

\overline{LF} : Ο μέσος συντελεστής φόρτισης (Load Factor) της θερμοηλεκτρικής μονάδας στο σύνολο των ετών λειτουργίας της

Οι ώρες λειτουργίας της θερμοηλεκτρικής μονάδας δίδονται από τη συνάρτηση 8.2.2.1.

Ωρες λειτουργίας της θερμοηλεκτρικής μονάδας

$$OH = \frac{(8760 - SMD * 24) * (100 - EFOR_D)}{100} \quad (8.2.2.1)$$

Όπου:

SMD: Προγραμματισμένες μέρες συντήρησης ετησίως (Scheduled Maintenance Days per year) (d/yr)

EFOR_D: Πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών (%)

Ο μέσος συντελεστής φόρτισης μιας θερμοηλεκτρικής μονάδας δίδεται από τη Συνάρτηση 8.2.2.2.

Μέσος συντελεστής φόρτισης θερμοηλεκτρικής μονάδας

$$\overline{LF} = \frac{1}{PL} \sum_{i=1}^{PL} LF_i \quad (8.2.2.2.)$$

Όπου:

i: Έτος λειτουργίας (1, 2, ..., i,, PL)

LF_i: Συντελεστής φόρτισης θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i (%)

Ο συντελεστής φόρτισης μιας θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i δίδεται από τη Συνάρτηση 8.2.2.2.1.

Συντελεστής φόρτισης μιας θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i

$$LF_i = \frac{E_i}{OH * P_{inst}} \quad (8.2.2.2.1.)$$

Όπου:

E_i: Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i (MWh)

Κατόπιν υπολογίζεται το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης για μία παραγόμενη MWh το οποίο δίδεται από τη Συνάρτηση 8.3.

Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκφράζεται σε μονάδες €/kW-month. Αυτό σημαίνει ότι το κάθε εγκατεστημένο kW κοστίζει το μήνα ένα ποσό σε €. Προκειμένου αυτό το ποσό να εκφραστεί σε €/MWh θα πρέπει να μετατραπεί συνυπολογίζοντας το κόστος λειτουργίας και συντήρησης για όλα τα έτη λειτουργίας της θερμοηλεκτρικής μονάδος και τη συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Στη Συνάρτηση 8.3, το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης σε μονάδες €/MWh υπολογίζεται από το κόστος λειτουργίας και συντήρησης το οποίο δίδεται σε μονάδες €/kW-month επί την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδος ώστε να αφορά

ολόκληρη τη μονάδα, επί τη διάρκεια ζωής της μονάδας σε μήνες και διαιρούμενο με τη συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της θερμοηλεκτρικής μονάδας για όλα τα έτη λειτουργίας της.

$$C_{FO\&M} = \frac{(C'_{FO\&M} * 1000) * P_{inst} * (PL * 12)}{E_{tot}} \quad (8.3)$$

Όπου:

$C'_{FO\&M} * 1000$: Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MW-month)

P_{inst} : Η εγκατεστημένη ισχύς της θερμοηλεκτρικής μονάδος (MW)

$PL * 12$: Η διάρκεια ζωής της θερμοηλεκτρικής μονάδος (month)

Στη συνέχεια υπολογίζεται το κόστος καυσίμου για μία παραγόμενη MWh το οποίο δίδεται από τη Συνάρτηση 8.4.

Κόστος καυσίμου για την παραγωγή μίας ηλεκτρικής MWh

$$C_{Fuel} = \frac{C'_{Fuel}}{n} \quad (8.4)$$

Όπου:

C'_{Fuel} : Κόστος καυσίμου ανά MWh θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

n : Βαθμός απόδοσης μονάδος

Τέλος το κόστος των εκπομπών CO₂ δίδεται από τη Συνάρτηση 8.5.

Κόστος Εκπομπών CO₂

$$C_{CO2} = A * C_{CO2,ton} \quad (8.5)$$

Όπου:

C_{CO2} : Κόστος Εκπομπών CO₂ (€/MWh)

A : Εκπεμπόμενο CO₂ ανά παραγόμενη MWh (ton/MWh)

$C_{CO2,ton}$: Κόστος Εκπομπών CO₂ (€/ton)

8.3.1 Δεδομένα συναρτήσεων αναφορικά με την παρούσα μελέτη

Αναλύοντας όλες τις παραπάνω συναρτήσεις, παρατηρείται ότι για την επίλυση τους υπάρχουν κάποια δεδομένα τα οποία δίδονται στη διατριβή (Κεφάλαιο 5) και κάποια τα οποία θα πρέπει να υπολογιστούν.

Τα δύο καύσιμα της διατριβής είναι ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο. Συνεπώς η Συνάρτηση 8.1 για τα δύο αυτά καύσιμα, μπορεί να γραφεί και ως εξής:

Λιγνίτη (lign)

$$C_{MWh-lign} = C_{con,MWh-lign} + C_{FO\&M-lign} + C_{VO\&M-lign} + C_{lign} + C_{CO2-lign} \quad (8.1-α)$$

Φυσικό αέριο (ng)

$$C_{MWh-ng} = C_{con,MWh-ng} + C_{FO\&M-ng} + C_{VO\&M-ng} + C_{ng} + C_{CO2-ng} \quad (8.1-β)$$

Όπου:

Δείκτης “lign”: λιγνίτη

C_{lign} : Κόστος λιγνίτη για την παραγωγή μίας MWh (€/MWh)

Δείκτης “ng”: φυσικό αέριο

C_{ng} : Κόστος φυσικού αερίου για την παραγωγή μίας MWh (€/MWh)

Για τον υπολογισμό των παραμέτρων των συναρτήσεων, χρησιμοποιήθηκαν τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV για όλες τις νέες μονάδες που εντάχθηκαν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα βάση των 6 σεναρίων της μελέτης (βλ. Κεφάλαιο 6), για όλα τα έτη λειτουργίας τους και για όλες τις περιπτώσεις τους (δηλαδή τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν στο Κεφάλαιο 7). Αυτό έγινε τόσο για τις λιγνιτικές μονάδες (Συνάρτηση 8.1-α), όσο και για τις μονάδες φυσικού αερίου (Συνάρτηση 8.1-β).

Οι υπολογισμοί των συναρτήσεων έγιναν με το Microsoft Excel.

8.3.1.1. Δεδομένα λιγνίτη

Τα δεδομένα τα οποία χρειάζονται ώστε να επιλυθεί η Συνάρτηση 8.1-α καθώς και οι υπόλοιπες συναρτήσεις στις οποίες η 8.1-α αναλύεται (δηλαδή Συναρτήσεις 8.2 έως 8.5), λαμβάνονται είτε από τη βιβλιογραφία (και παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5) είτε πρέπει να υπολογιστούν. Οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν βάση των αποτελεσμάτων του WASP-IV και με χρήση του Microsoft Excel.

Έτσι για την μία παραγόμενη MWh από λιγνίτη, προέκυψαν τα εξής:

Κόστος κατασκευής

Προκειμένου για να υπολογιστεί το κόστος κατασκευής θα πρέπει να υπολογιστεί ο μέσος συντελεστής φόρτισης της μονάδος (\overline{LF}). Ο \overline{LF} υπολογίστηκε λαμβάνοντας από τα αποτελέσματα του WASP-IV την υπολογιζόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια των νέων λιγνιτικών μονάδων που εντάχθηκαν στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και εφαρμόζοντας τις Συναρτήσεις 8.2.2.2.1 και 8.2.2.2.

$$\overline{LF} = 0,87.$$

Οι ώρες λειτουργίας των μονάδων (OH) υπολογίστηκαν βάση της συνάρτησης 8.2.2.1 τα δεδομένα της οποίας ελήφθησαν από τη βιβλιογραφία.

$$OH = 7286,4 \text{ h.}$$

Τα υπόλοιπα δεδομένα των άλλων συναρτήσεων ελήφθησαν από τη βιβλιογραφία (βλ. Κεφάλαιο 5) και τελικά προέκυψε το κόστος κατασκευής.

$$C_{\text{con,MWh-lign}} = 5,959 \text{ €/MWh.}$$

Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης λήφθηκε από τη βιβλιογραφία (βλ. Πίνακα 5.8) και έγινε αναγωγή στις ζητούμενες μονάδες.

$$C_{\text{FO\&M}} = 3,275 \text{ €/MWh}$$

Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

$C_{\text{VO\&M}}$: 3,46 €/MWh (βλ. Πίνακα 5.8),

Κόστος καυσίμου

Το κόστος καυσίμου αποτελεί για τη μελέτη του Κεφαλαίο 8, μία από τις τρεις ανεξάρτητες μεταβλητές και η οποία θα ονομαστεί x . Δηλαδή $C'_{\text{lign}} = x$. Το διάστημα στο οποίο ορίζεται το x επιλέχθηκε να είναι $1 \leq x \leq 46$. Το κάτω όριο ($x = 1$ €/MWh) έχει μαθηματική σημασία και δεν αντικατοπτρίζει πραγματικές τιμές, ενώ το άνω όριο ($x = 46$ €/MWh) προέκυψε από τον περίπου πενταπλασιασμό του κόστους λιγνίτη ($x = 9,13$ €/MWh), βάση των δεδομένων του Πίνακα 5.8. Διευκρινίζεται ότι το κόστος λιγνίτη αναφέρεται σε MWh θερμογόνου δύναμης και η μετατροπή σε παραγόμενες MWh γίνεται με τη Συνάρτηση 8.3.

Κόστος εκπεμπόμενου CO₂

Το κόστος του εκπεμπόμενου CO₂ αποτελεί τη δεύτερη ανεξάρτητη μεταβλητή και η οποία θα ονομαστεί z . Δηλαδή $C_{\text{CO}_2, \text{ton}} = z$. Το διάστημα στο οποίο ορίζεται το επιλέχθηκε να είναι $1 \leq z \leq 100$. Το κάτω όριο ($z = 1$ €/ton) έχει μαθηματική σημασία και δεν αντικατοπτρίζει πραγματικές τιμές, ενώ το άνω όριο ($z = 100$ €/ton) προέκυψε από τον πενταπλασιασμό του κόστους του εκπεμπόμενου CO₂ (CO₂ = 20 €/ ton), που χρησιμοποιήθηκε στη διατριβή για τα πρώτα 7 έτη (2009 – 2015, βλ. Κεφάλαιο 5). Η τιμή αυτή δίδεται στη βάση δεδομένων της διατριβής (βλ. Πίνακα 5.8). Η τιμή του: $A = 1,25$ ton CO₂/MWh (βλ. Πίνακας 5.8). Η μετατροπή σε €/MWh γίνεται με επίλυση της Συνάρτησης 8.4.

Κόστος μίας παραγόμενης MWh

Στη συνέχεια, σχηματίζεται η συνάρτηση που περιγράφει το κόστος παραγωγής της μίας παραγόμενης MWh από λιγνίτη (Συνάρτηση 8.6). Οι μεταβλητές μετονομάστηκαν ώστε να γραφεί ο κώδικας στη Fortran και για να είναι πιο απλές οι συναρτήσεις στη γραφή και στην ανάγνωση.

Κόστος της μίας παραγόμενης MWh από λιγνίτη αποτελεί την εξαρτημένη μεταβλητή και γράφεται $C_{\text{MWh-lign}} = f(x,z)$.

Άρα από όλα τα παραπάνω η Συνάρτηση 8.1-α μετασχηματίζεται στη Συνάρτηση 8.6:

$$f(x,z) = 12,694 + x/0,371 + 1,25*z \quad (8.6)$$

8.3.1.2. Δεδομένα φυσικού αερίου

Τα δεδομένα τα οποία χρειάζονται ώστε να επιλυθεί η Συνάρτηση 8.1-β καθώς και οι υπόλοιπες συναρτήσεις, στις οποίες η 8.1-β αναλύεται, λαμβάνονται είτε από τη βιβλιογραφία (και παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5) είτε πρέπει να υπολογιστούν. Οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν βάση των αποτελεσμάτων του WASP-IV και με χρήση του Microsoft Excel.

Η μεθοδολογία είναι ακριβώς ίδια με αυτή που εφαρμόστηκε και για τις λιγνιτικές μονάδες και συνεπώς θα παρουσιαστούν απευθείας τα αποτελέσματα.

Έτσι για την μία παραγόμενη MWh από λιγνίτη, προέκυψαν τα εξής:

Κόστος κατασκευής

$$\overline{LF} = 0,84.$$

$$OH = 7344 \text{ h.}$$

$$C_{\text{con,MWh-ng}} = 3,242 \text{ €/MWh.}$$

Εδώ αξίζει να επισημανθεί το χαμηλότερο κόστος κατασκευής των μονάδων φυσικού αερίου σε σχέση με τις λιγνιτικές μονάδες. Αν μάλιστα, τεθεί ο συντελεστής φόρτισης των μονάδων φυσικού αερίου ίσος με των λιγνιτικών (δηλαδή $\overline{LF} = 0,87$), τότε $C_{\text{con,MWh-ng}} = 3,13 \text{ €/MWh}$.

Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

$$C_{\text{FO\&M}} = 1,459 \text{ €/MWh}$$

Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

$$C_{\text{VO\&M}} = 1,51 \text{ €/MWh}$$

Κόστος καυσίμου

Το κόστος καυσίμου αποτελεί για τη μελέτη του Κεφαλαίο 8 την τρίτη ανεξάρτητη μεταβλητή και η οποία θα ονομαστεί y . Δηλαδή $C'_{ng} = y$. Το διάστημα στο οποίο ορίζεται το επιλέχθηκε να είναι $1 \leq y \leq 163$. Το κάτω όριο ($y = 1 \text{ €/MWh}$) έχει μαθηματική σημασία και δεν αντικατοπτρίζει πραγματικές τιμές, ενώ το άνω όριο ($y = 163 \text{ €/MWh}$) προέκυψε από τον περίπου πενταπλασιασμό του κόστους του φυσικού αερίου ($y = 32,5 \text{ €/MWh}$), βάση των δεδομένων του Πίνακα 5.8. Διευκρινίζεται ότι το κόστος του φυσικού αερίου αναφέρεται σε MWh θερμογόνου δύναμης και η μετατροπή σε παραγόμενες MWh γίνεται με τη Συνάρτηση 8.3.

Κόστος εκπεμπόμενου CO₂

Ισχύει ότι και με το λιγνίτη με $A = 0,385 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$ (βλ. Πίνακας 5.8).

Κόστος μίας παραγόμενης MWh

Στη συνέχεια, σχηματίζεται η συνάρτηση που περιγράφει το κόστος παραγωγής της μίας παραγόμενης MWh από φυσικό αέριο (Συνάρτηση 8.7). Ομοίως με το λιγνίτη, οι μεταβλητές μετονομάστηκαν ώστε να γραφεί ο κώδικας στη Fortran και για να είναι πιο απλές οι συναρτήσεις στη γραφή και στην ανάγνωση.

Το κόστος της μίας παραγόμενης MWh από φυσικό αέριο αποτελεί την εξαρτημένη μεταβλητή και γράφεται $C_{\text{MWh-ng}} = f(y,z)$.

Άρα από όλα τα παραπάνω η Συνάρτηση 8.1-β μετασχηματίζεται στη Συνάρτηση 8.7.

$$f(y,z) = 6,211 + y/0,56 + 0,385*z \quad (8.7)$$

8.3.2. Ανάλυση ευαισθησίας οικονομικότερου καυσίμου

Προκειμένου να απαντηθεί το βασικό ερώτημα το οποίο είναι: «Ποιο είναι το οικονομικότερο καύσιμο για χρήση στο Ε.Δ.Σ. συναρτήσει των μεταβολών στα κόστη των καυσίμων και των εκπεμπόμενων CO₂ τίθεται η Συνάρτηση 8.α η οποία ονομάζεται AF:

$$AF = f(x,y,z) = f(x,z) - f(y,z) \quad (8.α)$$

Θέτοντας τη συνάρτηση 8.α ίση με το μηδέν και επιλύοντας την, προκύπτει η συνάρτηση 8.β ως εξής:

Θέτω:

$$AF = f(x,y,z) = 0 \quad (8.β)$$

Από τα παραπάνω προκύπτει η συνάρτηση 8.γ ως εξής:

$$f(x,z) - f(y,z) = 0$$

$$f(x,z) = f(y,z)$$

$$12,694 + x/0,371 + 1,25z = 6,211 + y/0,56 + 0,385z$$

$$6,483 + x/0,371 - y/0,56 + 0,865z = 0$$

$$AF = x/0,371 - y/0,56 + 0,865z + 6,483 \quad (8.γ)$$

Υπενθυμίζονται τα πεδία ορισμού των μεταβλητών:

$$1 \leq z \leq 100$$

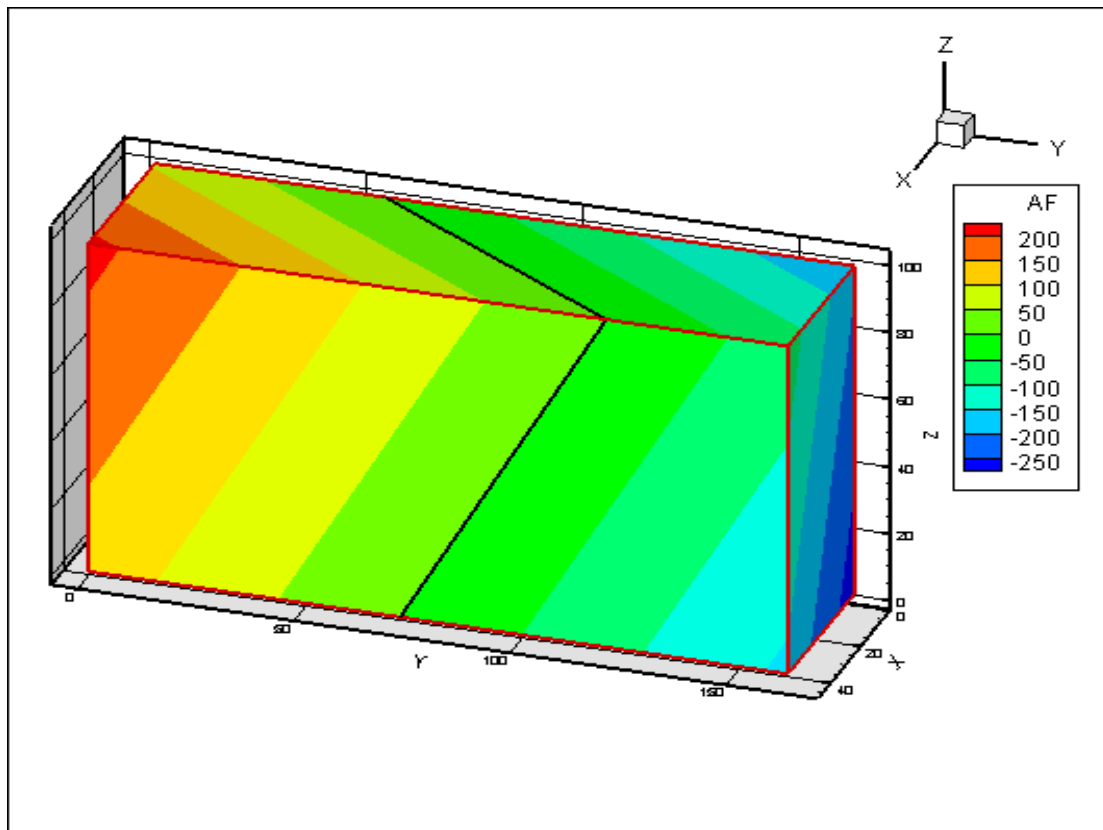
$$1 \leq x \leq 46$$

$$1 \leq y \leq 163$$

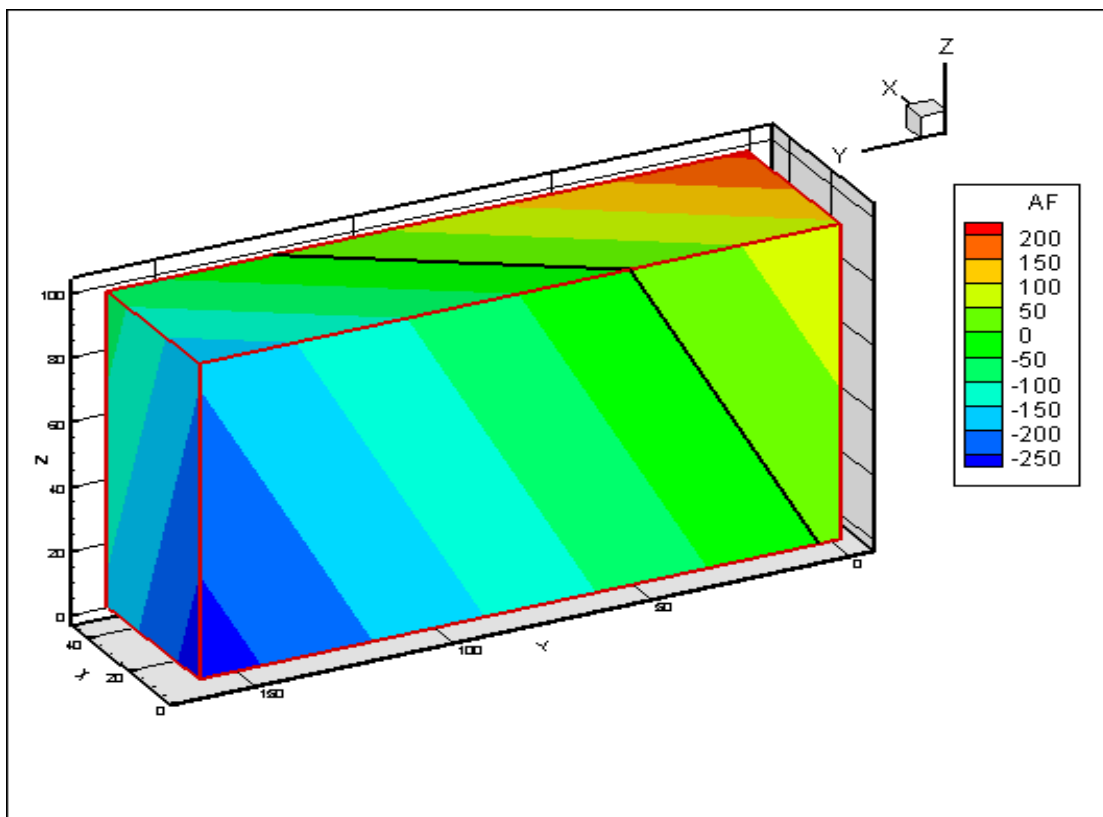
Αν:

- $AF = 0$, η λιγνιτική MWh και η MWh από φυσικό αέριο έχουν ίδια τιμή.
- $AF < 0$, είναι οικονομικότερη η λιγνιτική MWh.
- $AF > 0$, είναι οικονομικότερη η MWh από φυσικό αέριο.

Τα Σχήματα 8.7 και 8.8, παρουσιάζουν το γράφημα της AF, από δύο διαφορετικές οπτικές γωνίες, όπου φαίνεται και η επιφάνεια τα σημεία της οποίας δίδουν $AF = 0$. Τα όρια της επιφάνειας $AF = 0$ φαίνονται από τη μαύρη γραμμή (μαύρη στα Σχήματα 8.7 και 8.8). Δεξιά δίδονται οι τιμές για τις οποίες ισχύει $AF < 0$ και αριστερά οι τιμές για τις οποίες ισχύει $AF > 0$.

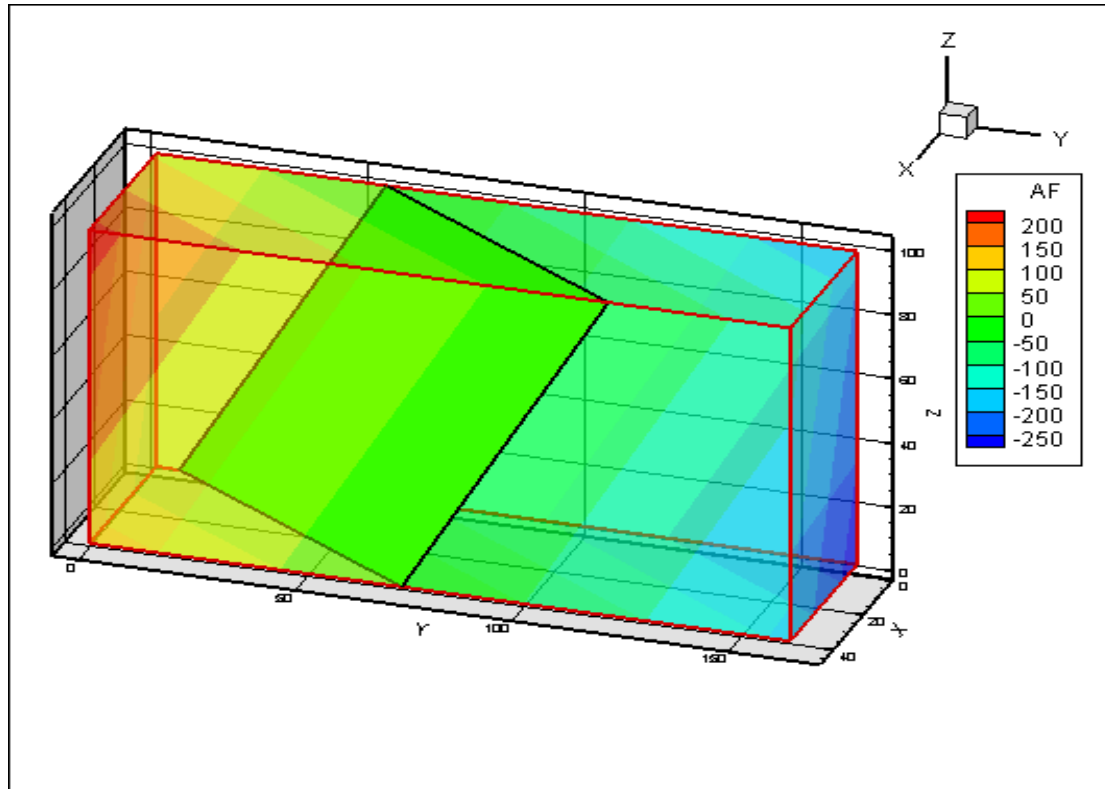


Σχήμα 8.7. Γράφημα της AF όπου φαίνονται και τα όρια της επιφάνεια, στα σημεία της οποίας ισχύει $AF = 0$ (1^η οπτική γωνία)

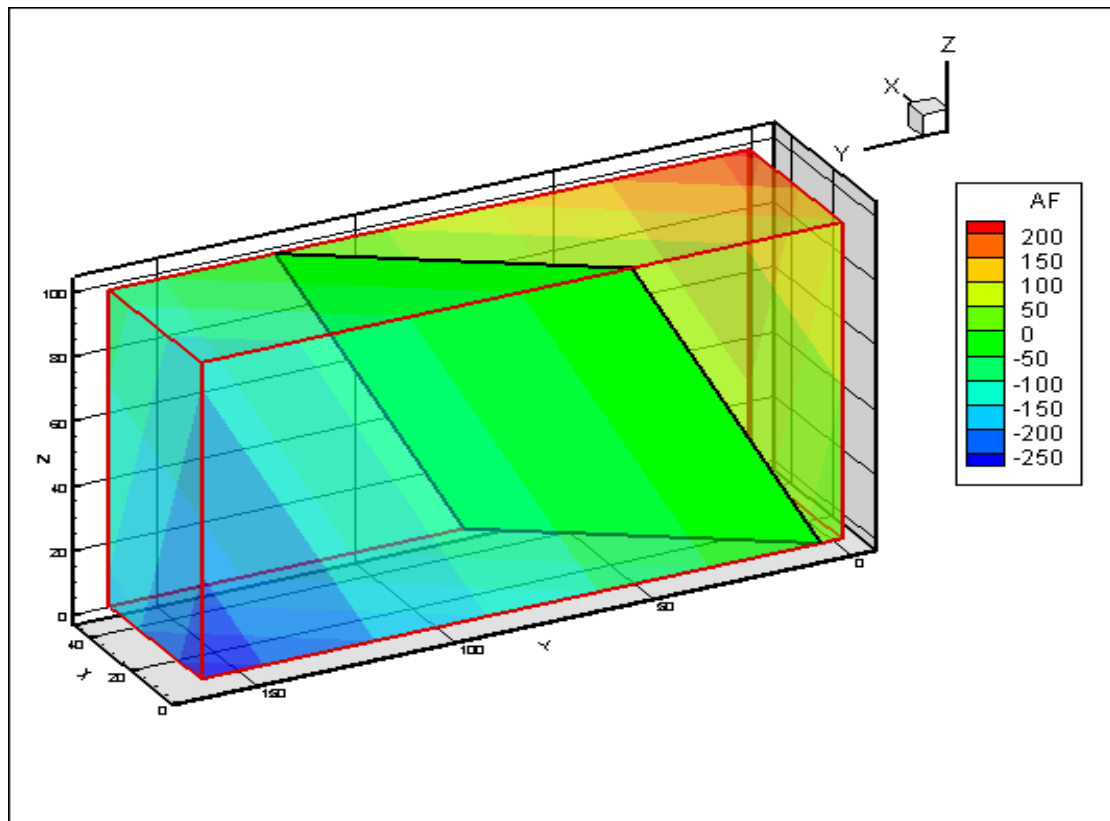


Σχήμα 8.8. Γράφημα της AF όπου φαίνονται και τα όρια της επιφάνεια, στα σημεία της οποίας ισχύει $AF = 0$ (2^η οπτική γωνία)

Τα Σχήματα 8.9 και 8.10 παρουσιάζουν το γράφημα της AF, από δύο διαφορετικές οπτικές γωνίες, όπου τονίζεται η επιφάνεια τα σημεία της οποίας δίδουν $AF = 0$. Τα Σχήματα 8.9 και 8.10 είναι σχεδόν ίδια με τα Σχήματα 8.7 και 8.8 και η μόνη τους διαφορά είναι ότι στα Σχήματα 8.9 και 8.10 φαίνεται ολόκληρη η επιφάνεια $AF = 0$ ενώ οι υπόλοιπες τιμές της AF είναι ημιδιάφανες.



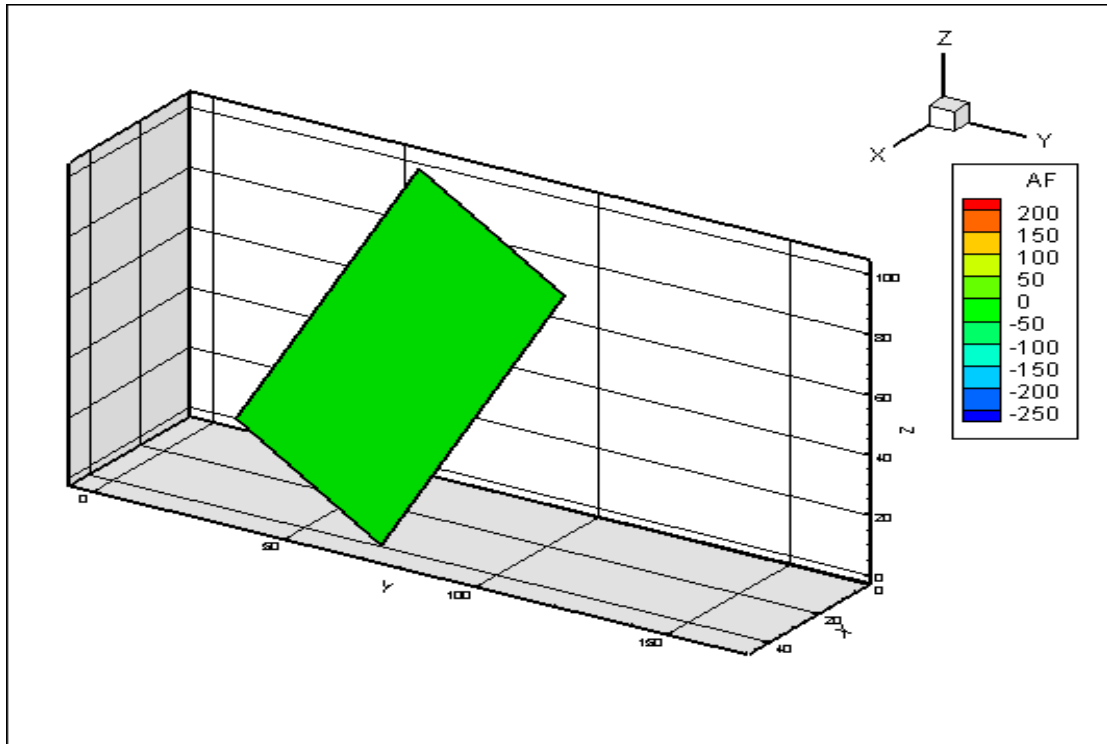
Σχήμα 8.9. Γράφημα της AF όπου τονίζεται η επιφάνεια στα σημεία της οποίας ισχύει $AF = 0$ και οι υπόλοιπες τιμές είναι ημιδιάφανες (1^η οπτική γωνία)



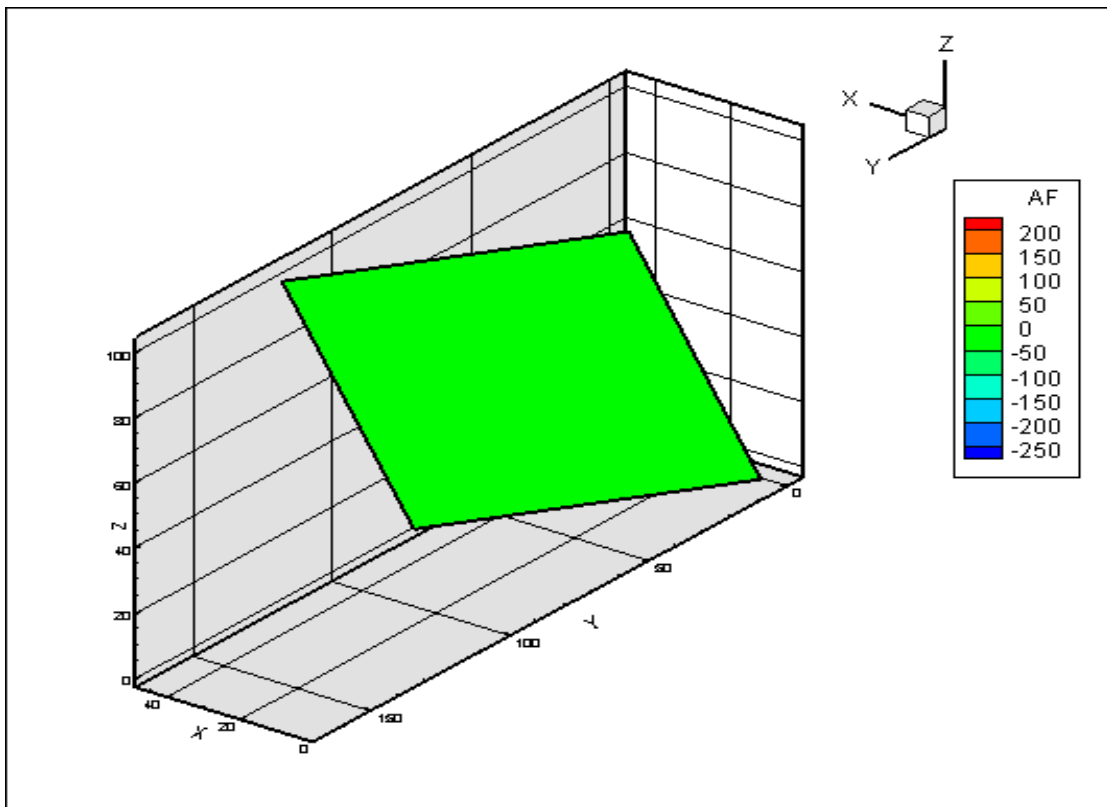
Σχήμα 8.10. Γράφημα της AF όπου τονίζεται η επιφάνεια στα σημεία της οποίας ισχύει $AF = 0$ και οι υπόλοιπες τιμές είναι ημιδιάφανες (2^η οπτική γωνία)

$AF = 0$

Η γραφική παράσταση των τιμών, κατά τις οποίες ισχύει “ $AF = 0$ ” φαίνονται στα Σχήματα 8.11 και 8.12. Τα 2 αυτά σχήματα, δείχνουν την ίδια επιφάνεια από διαφορετικές οπτικές γωνίες.



Σχήμα 8.11. Η επιφάνεια για τα σημεία της οποίας ισχύει $AF = 0$ (1^η οπτική γωνία)

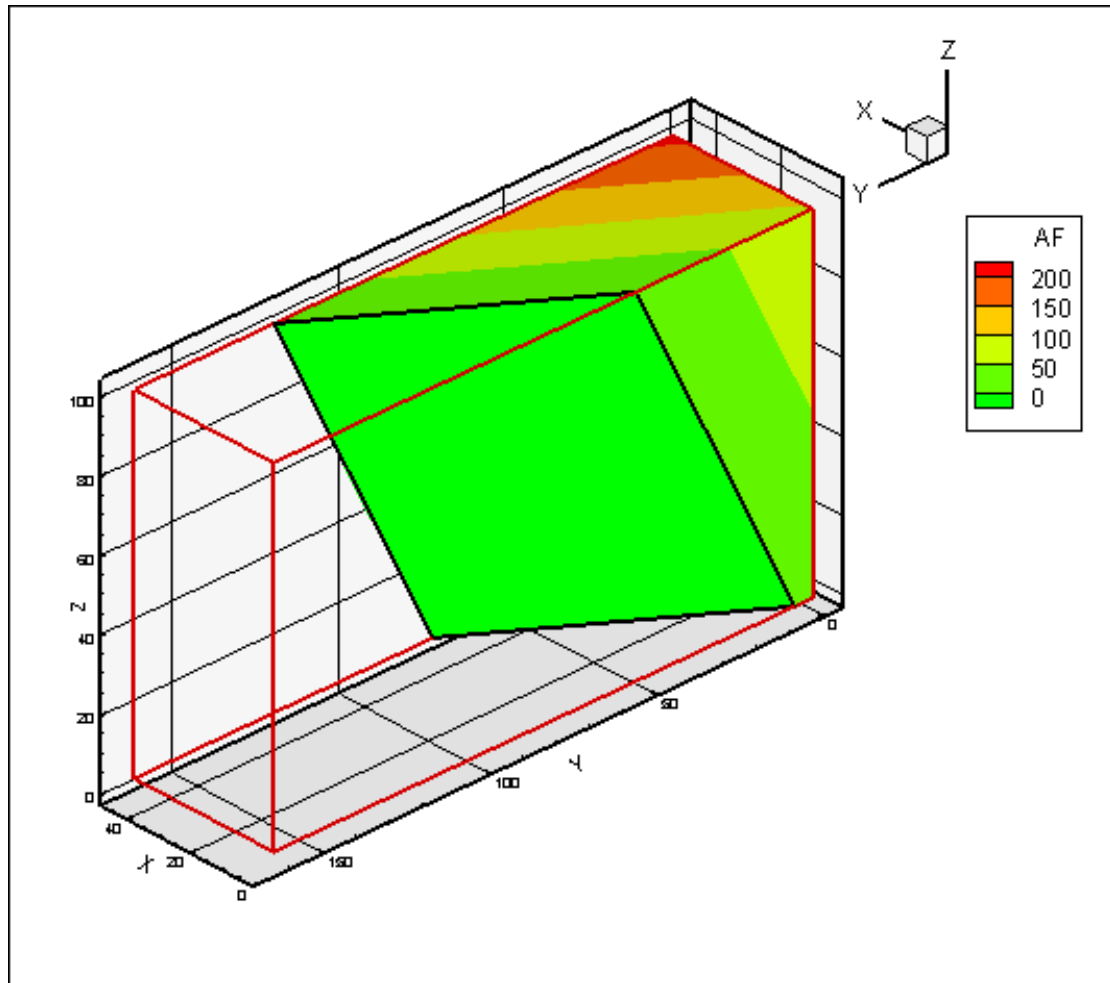


Σχήμα 8.12. Η επιφάνεια για τα σημεία της οποίας ισχύει $AF = 0$ (2^η οπτική γωνία)

Οι τιμές οι οποίες ορίζουν τα σημεία της επιφάνειας $AF = 0$ είναι σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Tecplot περίπου 13.166. Φυσικά οι περισσότερες από αυτές τις τιμές δεν έχουν φυσική σημασία, καθότι είναι εξαιρετικά χαμηλές.

AF > 0

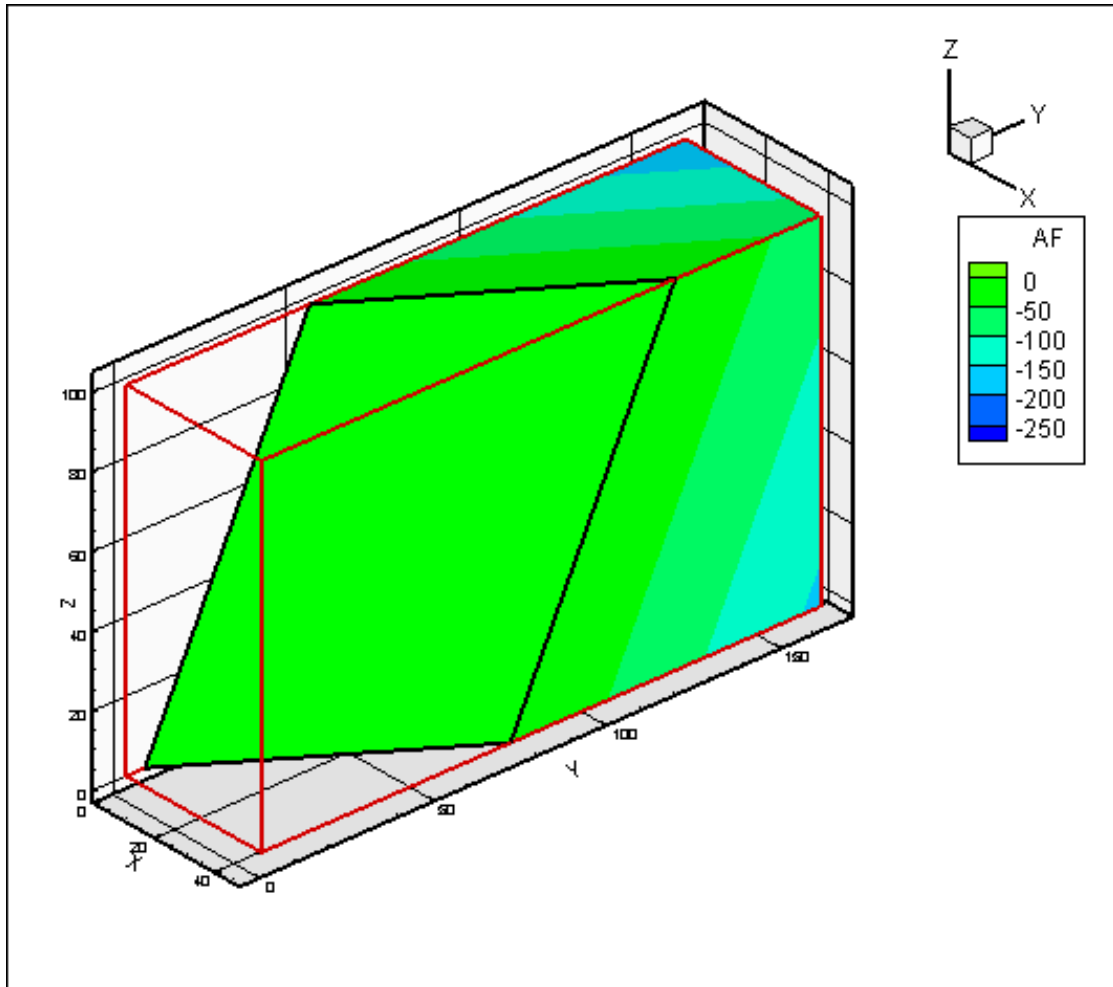
Το Σχήμα 8.13, παρουσιάζει το γράφημα των τιμών κατά τις οποίες ισχύει $AF > 0$ και είναι οικονομικότερη η MWh από φυσικό αέριο.



Σχήμα 8.13. Γράφημα των τιμών κατά τις οποίες $AF > 0$ και η MWh από φυσικό αέριο είναι οικονομικότερη

AF < 0

Το Σχήμα 8.14, παρουσιάζει το γράφημα των τιμών κατά τις οποίες ισχύει $AF < 0$ και είναι οικονομικότερη η MWh από λιγνίτη.



Σχήμα 8.14. Γράφημα των τιμών κατά τις οποίες $AF < 0$ και η MWh από λιγνίτη είναι οικονομικότερη

8.3.3. Αριθμητικά παραδείγματα

Προκειμένου να δοθούν αριθμητικά παραδείγματα χρήσης της AF χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές του Πίνακα 5.8 για τα κόστη λιγνίτη και φυσικού αερίου και του Κεφαλαίου 5.5 για τα κόστη CO_2 .

Αρχικά θα υπολογιστεί για ποια τιμή κόστους CO_2 η τιμή της λιγνιτικής MWh είναι ίση με την τιμή της MWh από φυσικό αέριο ή αλλιώς τότε $AF = 0$.

Οι τιμές της διατριβής είναι:

$$x = 9,13 \text{ €/MWh}$$

$$y = 32,5 \text{ €/MWh}$$

Έτσι προκύπτει ότι:

$$\text{Αν } AF = 0, x = 9,13 \text{ €/MWh και } y = 32,5 \text{ €/MWh, τότε } z = 31,149 \text{ €/ton } CO_2.$$

Άρα για 31,149 €/ton CO_2 το κόστος της λιγνιτικής MWh και της MWh από φυσικό αέριο είναι ίσο. Συνεπώς για καμία από τις τιμές κόστους CO_2 που χρησιμοποιούνται στη διατριβή η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από φυσικό αέριο δεν είναι οικονομικότερη από τη λιγνιτική.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.7 απότελέσματα της $AF = 0$, για διάφορες τιμές κόστους φυσικού αερίου και λιγνίτη, χρησιμοποιώντας τις τιμές κόστους CO_2 από το Κεφάλαιο 5.5.

Πίνακας 8.7. $AF = 0$ για τις τιμές κόστους φυσικού αερίου και λιγνίτη με τις τιμές κόστους CO_2 να λαμβάνονται από το Κεφάλαιο 5.5

Έτη	Κόστος CO_2 (€/ton)	Κόσθη καυσίμων (€/MWh)	
		Λιγνίτη όταν: $C_{ng} = 32,5$ €/MWh	Φυσικού αερίου όταν: $C_{lign} = 9,13$ €/MWh
2009 - 2015	20,00	12,71	27,10
2016	20,40	12,58	27,29
2017	20,81	12,45	27,49
2018	21,22	12,31	27,69
2019	21,65	12,18	27,90
2020	22,08	12,04	28,11
2021	22,52	11,90	28,32
2022	22,97	11,75	28,54
2023	23,43	11,61	28,76
2024	23,90	11,46	28,99
2025	24,38	11,30	29,22
2026	24,87	11,15	29,46
2027	25,36	10,99	29,70
2028	25,87	10,82	29,94
2029	26,39	10,66	30,19
2030	26,92	10,49	30,45

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Baehr H.D., 2001. Θερμοδυναμική – Εισαγωγή στα θεμελιώδη και στις τεχνικές εφαρμογές. Εκδόσεις Γιαχούδη – Γιαπούλη. Θεσσαλονίκη.
- Benson R.S., 2002. Προχωρημένη Θερμοδυναμική. Εκδόσεις Γιαχούδη – Γιαπούλη. Θεσσαλονίκη.
- Fuss S., Szolgayová J., 2010. Fuel price and technological uncertainty in a real options model for electricity planning. Applied Energy 87, 2938-2944.
- Tomson Reuters Co – Point Carbon, Ιούλιος 2010: <http://www.pointcarbon.com>
- Δ.Ε.Π.Α. (Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου), Φεβρουάριος 2009, προσωπική επικοινωνία.
- Κακαράς Ε.Κ., 2003. Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί – 2^η Έκδοση. Εκδόσεις Fountas. Αθήνα.
- Καραγιάννης Φ., Απρίλιος 2006. Τμήμα Στρατηγικού σχεδιασμού Δ.Ε.Η, προσωπική επικοινωνία.
- Μπακιρτζής Α.Γ., 1998. Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.

Κεφάλαιο 9: Μελέτη αποθεμάτων λιγνίτη, δυνατότητας τροφοδοσίας και επάρκειας φυσικού αερίου

Στα Κεφάλαια 6 και 7, η επέκταση του συστήματος έγινε με θερμικές μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμα το λιγνίτη και το φυσικό αέριο. Θα πρέπει συνεπώς να εξεταστεί το κατά πόσο υπάρχει η επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη, η δυνατότητα τροφοδοσίας φυσικού αερίου και η επάρκεια φυσικού αερίου, ώστε να καλυφθούν οι απαιτήσεις των δύο καλύτερων σεναρίων που μελετήθηκαν στα Κεφάλαια 6 και 7. Υπενθυμίζεται ότι τα σενάρια αυτά είναι το φυσικό αέριο και το φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

9.1. Περιγραφή μελέτης

Η μελέτη του Κεφαλαίου 9, χωρίζεται σε δύο κομμάτια. Στο πρώτο μελετάται η επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη και στο δεύτερο η δυνατότητα τροφοδοσίας και η επάρκεια του φυσικού αερίου. Θα πρέπει να διευκρινιστούν τα εξής:

- Με τη χρήση του όρου «δυνατότητα τροφοδοσίας φυσικού αερίου» εννοείται, στην παρούσα μελέτη, η δυνατότητα που έχει το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (Ε.Σ.Μ.Φ.Α.) να εισάγει φυσικό αέριο στην Ελλάδα και να τροφοδοτήσει την εγχώρια αγορά στα κέντρα κατανάλωσης με την απαιτούμενη ποσότητα φυσικού αερίου.
- Με τη χρήση του όρου «επάρκεια φυσικού αερίου» εννοείται, στην παρούσα μελέτη, εάν υπάρχει η απαιτούμενη ποσότητα φυσικού αερίου ώστε να καλυφθούν οι ανάγκες της εγχώριας κατανάλωσης.

9.1.1. Μελέτη αποθεμάτων λιγνίτη

Όσον αφορά τη επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη, η παρούσα μελέτη δεν ασχολείται με το πόσα χρόνια θα διαρκέσουν τα αποθέματα λιγνίτη [Kaldellis et al., 2009, Δ.Ε.Η., 2010] αλλά με το πόσες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες είναι σε θέση να καλύψουν αυτά (τα αποθέματα λιγνίτη). Αυτό δηλαδή το οποίο έγινε στο Κεφάλαιο 9, είναι να υπολογιστεί ο αριθμός των λιγνιτικών μονάδων για τις οποίες υπάρχει πλήρης επάρκεια λιγνίτη, έτσι ώστε αυτές να καταναλώνουν μόνο λιγνίτη για όλα τα έτη λειτουργίας τους. Το κέρδος θα είναι να αποφευχθούν μελλοντικά τα έξοδα για μετατροπή τους σε θερμικές μονάδες κατανάλωσης άλλων καυσίμων, όπως είναι το φυσικό αέριο.

Συνεπώς δεν υπολογίστηκαν τα χρόνια για τα οποία αναμένεται να διαρκέσουν τα αποθέματα λιγνίτη, αλλά το πλήθος των λιγνιτικών μονάδων τις οποίες είναι σε θέση να τροφοδοτούν για όλη τη διάρκεια της λειτουργίας τα υπάρχοντα αποθέματα.

Η μεθοδολογία της μελέτης αποθεμάτων λιγνίτη στο Κεφάλαιο 9 έχει ως εξής: Αρχικά υπολογίστηκε η κατανάλωση λιγνίτη των υπάρχοντων λιγνιτικών μονάδων στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.) βάσει των αποτελεσμάτων του λογισμικού WASP-IV για όλα τα έτη της μελέτης (2009 – 2030). Για όσες δεν θα έχουν αποσυρθεί μέχρι και το έτος 2030, θεωρήθηκε ότι θα έχουν την ίδια μέση

ετήσια κατανάλωση λιγνίτη και για τα υπόλοιπα έτη της λειτουργίας τους. Σαν παράδειγμα δίδεται ο Ατμοηλεκτρικός Σταθμός (Α.Η.Σ.) της Καρδιάς ο οποίος διαθέτει 4 ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες. Οι μονάδες I και II, αναμένεται να αποσυρθούν το έτος 2021, ενώ οι μονάδες III και IV αναμένεται να αποσυρθούν τα έτη 2035 και 2036 αντίστοιχα (βλ. Κεφάλαια 2.2.1.1. και 5.3.1.2.). Έτσι υπολογίστηκε η αναμενόμενη κατανάλωση λιγνίτη των μονάδων III και IV μέχρι το έτος 2030 από τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV και θεωρήθηκε η ίδια μέση ετήσια κατανάλωση μέχρι και τα έτη απόσυρσής τους. Εδώ θα πρέπει να γίνει η υπενθύμιση ότι η απόσυρση των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων (όλων και όχι μόνο των λιγνιτικών) γίνεται με βάση τη διάρκεια ζωής όπως αυτό προβλέπεται από την κείμενη νομοθεσία [Y.A., 1085/2002]. Οι υπολογισμοί για την κατανάλωση λιγνίτη των ετών πέραν του 2030 βασίστηκε στον μέσο ετήσιο συντελεστή φόρτισης και στην μέση ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της κάθε μίας μονάδας ξεχωριστά. Για μεγαλύτερη ακρίβεια των υπολογισμών ελήφθησαν υπόψη τα αποτελέσματα και των 6 περιπτώσεων των δύο καλύτερων σεναρίων.

Στη συνέχεια υπολογίστηκε η μέση κατανάλωση λιγνίτη μίας νέας λιγνιτικής μονάδας από αυτές με τις οποίες επεκτείνεται το σύστημα. (βλ. Πίνακα 5.8). Αυτό έγινε υπολογίζοντας την κατανάλωση λιγνίτη όλων των μονάδων που βάσει της μελέτης εισήρθαν στο σύστημα για τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων (φυσικό αέριο και φυσικό αέριο Α.Π.Ε.). Ο υπολογισμός έγινε βάσει των αποτελεσμάτων του λογισμικού WASP-IV και με συνυπολογισμό του μέσου ετήσιου συντελεστή φόρτισης των μονάδων και της μέσης ετήσιας αναμενόμενης ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με αυτά τα αποτελέσματα, θεωρήθηκε για τις νέες λιγνιτικές μονάδες, η ίδια κατανάλωση λιγνίτη και για τα υπόλοιπα έτη λειτουργίας τους, πέραν δηλαδή του έτους 2030 (τελευταίο έτος της μελέτης).

Τέλος αφαιρώντας την ποσότητα λιγνίτη που αναμένεται να καταναλώσουν οι ήδη υπάρχουσες λιγνιτικές μονάδες σε όλα τα έτη λειτουργίας τους από τα συνολικά αποθέματα, υπολογίστηκε πόσες νέες μονάδες είναι δυνατόν να τροφοδοτηθούν.

Διευκρινίζεται ότι ελήφθησαν σαν δεδομένο τα διαθέσιμα αποθέματα λιγνίτη στον Ελλαδικό χώρο βάσει των στοιχείων που δίδονται από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.).

Επιπρόσθετα, λόγω του ότι η Δ.Ε.Η. δεν έχει αναθεωρήσει τα αποθέματα λιγνίτη στην επίσημη ιστοσελίδα της από το έτος 2006, δεν υπάρχουν στοιχεία για την ποσότητα των αποθεμάτων στις αρχές του έτους 2009 (πρώτο έτος της μελέτης). Έτσι υπολογίστηκε από το WASP-IV η κατανάλωση λιγνίτη για την περίοδο 2006 – 2008, ώστε να βρεθούν τα αποθέματα το έτος 2009.

9.1.2. Μελέτη δυνατότητας τροφοδοσίας και επάρκειας φυσικού αερίου

Η μελέτη που αφορά τη δυνατότητα τροφοδοσίας και την επάρκεια του φυσικού αερίου, έγινε βάσει της ποσότητας φυσικού αερίου την οποία θα μπορεί να μεταφέρει το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. μέχρι και το 2030 σε σχέση με την υπολογιζόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου των μονάδων της μελέτης για τα έτη 2009 – 2030.

Η μεθοδολογία της μελέτης της διαθεσιμότητας φυσικού αερίου έχει ως εξής:

Αρχικά υπολογίστηκε η κατανάλωση φυσικού αερίου όλων των θερμικών μονάδων (εν λειτουργία και υποψηφίων προς ένταξη) στο σύστημα, βάσει των αποτελεσμάτων του λογισμικού WASP-IV, για όλα τα έτη της μελέτης (2009 – 2030), για τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων.

Στη συνέχεια υπολογίστηκε η κατανάλωση φυσικού αερίου συνολικά στην εγχώρια αγορά (σε όλους τους τομείς συμπεριλαμβανομένης και της οικιακής κατανάλωσης) βάσει της κατανάλωσης στην ηλεκτροπαραγωγή. Ο λόγος που οδήγησε στην αναγκαιότητα του υπολογισμού της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου στην εγχώρια αγορά είναι ότι το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. είναι ενιαίο και πρέπει να καλύπτει όλη την Ελλάδα.

Κατόπιν υπολογίστηκε το κατά πόσο το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. θα έχει τη δυνατότητα να τροφοδοτήσει την εγχώρια αγορά με τις απαιτούμενες ποσότητες φυσικού αερίου, συνυπολογίζοντας τις σχεδιαζόμενες και υπό κατασκευή επεκτάσεις του.

Τέλος υπολογίστηκε το εάν οι ποσότητες φυσικού αερίου που θα προμηθεύεται η Ελλάδα βάσει των διεθνών συμβάσεων που έχει συνάψει και που πρόκειται να συνάψει μέχρι και το 2030, επαρκούν για να καλύψουν την εγχώρια αγορά.

9.2. Μελέτη κατανάλωσης αποθεμάτων λιγνίτη

Όπως ειπώθηκε και στο Κεφάλαιο 9.1.1., θα υπολογιστούν οι λιγνιτικές μονάδες, τις οποίες είναι σε θέση να τροφοδοτήσουν τα υπάρχοντα κοιτάσματα λιγνίτη του ελλαδικού χώρου.

9.2.1. Υπολογιζόμενη κατανάλωση λιγνίτη εν λειτουργία μονάδων

Σύμφωνα με τα συνολικά βεβαιωμένα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη στον Ελλαδικό χώρο και τα τεχνικό – οικονομικά δεδομένα της περιόδου 2006, η Δ.Ε.Η. υπολόγισε τα κοιτάσματα που ήταν κατάλληλα για εκμετάλλευση, σε περίπου 3.200 εκατ. τόνους (βλ. Κεφάλαιο 2.1.1.1.) [Δ.Ε.Η., 2010]. Αναφέρεται το έτος 2006 διότι είναι η τελευταία αναθεώρηση των κοιτασμάτων την οποία έχει δημοσιεύσει η Δ.Ε.Η. Με δεδομένο αυτό, η μελέτη κατανάλωσης λιγνίτη, θα πρέπει να ξεκινήσει από το 2006 ώστε τα προκύπτοντα αποτελέσματα να είναι πιο ορθά.

Εδώ έχει ενδιαφέρον να αναφερθεί ότι μελέτη η οποία ασχολείται με τα διεθνή αποθέματα άνθρακα αναφέρει ότι τα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της Ελλάδος είναι 3,7 Gton με έτος αναφοράς το 2006 και υπολογιζόμενα με τη μέθοδο Hubbert [Mohr and Evans, 2009]. Αν συνυπολογιστεί ότι η μελέτη αυτή αναφέρεται σε παγκόσμια αποθέματα (άρα το κομμάτι που αφορά τον ελληνικό λιγνίτη είναι μικρό) και ότι τα διαθέσιμα στοιχεία της είναι σαφώς ελάχιστα σε σχέση με αυτά που έχει η Δ.Ε.Η. στη διάθεσή της, τότε η απόκλιση μπορεί να θεωρηθεί μικρή.

Οι λιγνιτικές μονάδες οι οποίες βρίσκονταν εν λειτουργία το έτος 2006 (έτος αναθεώρησης των κοιτασμάτων λιγνίτη από τη Δ.Ε.Η.), το έτος ένταξής τους στο Ε.Δ.Σ., το ισοδύναμο έτος ένταξής τους καθώς και το αναμενόμενο έτος απόσυρσής τους παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.1. [Δ.Ε.Η., 2010, Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008, Υ.Α., 1085/2002]. Υπενθυμίζεται ότι βάσει της λειτουργίας του λογισμικού WASP-IV η απόσυρση των μονάδων πραγματοποιείται την 1^η Ιανουαρίου του κάθε επόμενου έτους από το έτος απόσυρσης μίας μονάδος.

Πίνακας 9.1. Λιγνιτικές μονάδες του Ε.Δ.Σ. το έτος 2006, έτος ένταξής τους, ισοδύναμο έτος ένταξης και αναμενόμενο έτος απόσυρής τους

Σταθμοί	Μονάδες	Έτος ένταξης	Ισοδύναμο έτος ένταξης	Έτος απόσυρσης
Αγ. Δημήτριος	Μονάδα Ι	1984	-	2030
	Μονάδα ΙΙ	1984	-	2030
	Μονάδα ΙΙΙ	1985	-	2031
	Μονάδα ΙV	1986	-	2032
	Μονάδα V	1997	-	2043
Αμύνταιο	Μονάδα Ι	1987	-	2033
	Μονάδα ΙΙ	1987	-	2033
Μελίτη Αχλάδα		2002	-	2048
Καρδιά	Μονάδα Ι	1975	-	2021
	Μονάδα ΙΙ	1975	-	2021
Καρδιά	Μονάδα ΙΙΙ	1980	1990	2036
	Μονάδα ΙV	1981	1991	2037
Πτολεμαΐδα	Μονάδα Ι	1959	1970	2016
	Μονάδα ΙΙ	1962	1991	2037
	Μονάδα ΙΙΙ	1965	1976	2022
	Μονάδα ΙV	1973	1980	2026
ΛΙΠΤΟΛ	Μονάδα Ι	1959	1970	2016
	Μονάδα ΙΙ	1965	1976	2022
Μεγαλόπολη	Μονάδα Ι	1970	-	2016
	Μονάδα ΙΙ	1970	-	2016
	Μονάδα ΙΙΙ	1975	1980	2026
	Μονάδα ΙV	1991	-	2037

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV, υπολογίστηκε η κατανάλωση λιγνίτη των υπαρχόντων μονάδων μέχρι το έτος 2030. Από το έτος 2030 και μέχρι το έτος απόσυρής τους (για όσες μονάδες δεν θα έχουν αποσυρθεί) υπολογίστηκε η καταναλισκόμενη ποσότητα λιγνίτη, βάσει της μέσης ετήσιας κατανάλωσης και του μέσου ετήσιου συντελεστή φόρτισης των παρελθόντων ετών (2006 – 2030) για τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων της διατριβής. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.2. για το σενάριο φυσικό αέριο και όλες τις περιπτώσεις του και στον Πίνακα 9.3. για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. και όλες τις περιπτώσεις του.

Πίνακας 9.2. Κατανάλωση λιγνίτη υπαρχόντων λιγνιτικών μονάδων από το 2006 μέχρι το έτος απόσυρσής τους για το σενάριο φυσικό αέριο και τις περιπτώσεις του

Σενάριο φυσικό αέριο				
Λιγνιτικοί σταθμοί και μονάδες		Κατανάλωση λιγνίτη (kton)		
Σταθμός	Μονάδα	Περίπτωση 1	Περίπτωση 2	Περίπτωση 3
Άγιος Δημήτριος	I	104.924	104.924	104.924
	II	102.693	102.693	102.693
	III	106.089	106.089	106.089
	IV	113.894	113.894	113.894
	V	141.945	141.945	141.945
Αμυνταίου	I	123.744	123.778	123.853
	II	126.151	126.198	126.062
Μελίτης - Αχλάδας	I	121.939	121.939	121.912
Καρδιάς	I	61.126	61.127	61.128
	II	60.416	60.421	60.423
	III	129.559	129.686	129.659
	IV	124.687	124.923	124.925
Πτολεμαΐδας	I	10.644	10.838	10.862
	II	52.217	52.436	52.475
	III	29.558	29.904	29.982
	IV	70.975	71.263	71.388
Λιπτολ	I	1.693	1.770	1.719
	II	12.818	13.003	12.708
Μεγαλόπολη	I	20.763	20.848	22.775
	II	22.879	22.976	25.107
	III	78.232	78.232	78.232
	IV	148.092	148.092	148.092
Συνολική κατανάλωση λιγνίτη		1.765.038	1.766.980	1.770.848

Πίνακας 9.3. Κατανάλωση λιγνίτη υπαρχόντων λιγνιτικών μονάδων από το 2006 μέχρι το έτος απόσυρσής τους για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. και τις περιπτώσεις του

Σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.				
Λιγνιτικοί σταθμοί και μονάδες		Κατανάλωση λιγνίτη (kton)		
Σταθμός	Μονάδα	Περίπτωση 1	Περίπτωση 2	Περίπτωση 3
Άγιος Δημήτριος	I	104.924	104.924	104.924
	II	102.693	102.693	102.693
	III	106.089	106.089	106.089
	IV	113.894	113.894	113.894
	V	141.945	141.945	141.945
Αμυνταίου	I	123.741	123.781	123.796
	II	126.154	126.222	126.239
Μελίτης - Αχλάδας	I	121.939	121.939	121.939
Καρδιάς	I	61.126	61.127	61.128
	II	60.416	60.421	60.423
	III	129.515	129.729	129.768
	IV	122.721	125.015	125.085
Πτολεμαΐδας	I	11.128	10.794	10.902
	II	47.676	52.520	52.591
	III	27.189	29.891	30.051
	IV	67.027	71.395	71.487
Λιπτολ	I	1.831	1.730	1.732
	II	12.349	12.777	12.423
Μεγαλόπολη	I	22.180	20.870	20.924
	II	24.179	23.007	23.065
	III	78.232	78.232	78.232
	IV	148.092	148.092	148.092
Συνολική κατανάλωση λιγνίτη		1.755.040	1.767.091	1.767.423

Ο μέσος όρος κατανάλωσης λιγνίτη των 6 περιπτώσεων των δύο καλύτερων σεναρίων είναι 1.765.403 kton και η απόκλιση μεταξύ μέγιστης και ελάχιστης κατανάλωσης είναι από -3% μέχρι και +6%. Το αποτέλεσμα αυτό ήταν αναμενόμενο, καθότι όλες οι μονάδες έχουν σχεδόν ίδιο μέσο ετήσιο συντελεστή φόρτισης και ίσο με 87% (σύμφωνα με τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV). Συνεπώς, χωρίς σημαντικό σφάλμα, μπορεί να θεωρηθεί ότι η συνολική κατανάλωση λιγνίτη όλων των παλαιών μονάδων για όλα τα έτη ζωής τους (αρχομένης από το 2006) είναι ίδια για όλες τις περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων και ίση με 1.766 εκατ. τόνους περίπου (δηλαδή 1.765.403 kton +1%).

Άρα απομένουν περίπου άλλοι 1.434 εκατ. εκμεταλλεύσιμοι τόνοι λιγνίτη οι οποίοι μπορούν να τροφοδοτήσουν τις νέες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που βάσει των 6 περιπτώσεων των δύο καλύτερων σεναρίων εισέρχονται στο σύστημα.

9.2.2. Υπολογιζόμενη κατανάλωση λιγνίτη υποψήφιων προς ένταξη μονάδων

Αρχικά εξετάζεται αν η απομένουσα ποσότητα εκμεταλλεύσιμου λιγνίτη επαρκεί για να καλύψει τις ανάγκες του συστήματος όπως αυτές προκύπτουν από τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων.

Από τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV υπολογίστηκε η κατανάλωση λιγνίτη για τις υποψήφιες προς ένταξη μονάδες μέχρι και το έτος 2030, και τα αποτελέσματα δίδονται στον Πίνακα 9.4. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζεται και το πλήθος των νέων λιγνιτικών μονάδων που εισέρχονται στο σύστημα βάσει των 6 περιπτώσεων των δύο καλύτερων σεναρίων.

Πίνακας 9.4. Πλήθος νέων λιγνιτικών μονάδων που εισέρχονται στο σύστημα και κατανάλωση λιγνίτη από αυτές μέχρι το έτος 2030 ανά σενάριο και Περίπτωση

Σενάριο	Περίπτωση	Πλήθος νέων λιγνιτικών μονάδων	Κατανάλωση λιγνίτη (kton) μέχρι το έτος 2030
Φυσικό αέριο	1	3	122.594
	2	7	258.812
	3	12	458.539
Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	1	2	63.568
	2	5	163.459
	3	10	367.784

Σε πρώτη φάση, αποδείχτηκε ότι τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για να καλύψουν τις απαιτήσεις των δύο καλύτερων σεναρίων ανεξάρτητα από το ποσοστό αύξησης στη ζήτηση σε φορτίου αιχμής και την κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια (δηλαδή και για τις 6 περιπτώσεις), ενώ επιπρόσθετα επαρκούν και για να καλύψουν τις απαιτήσεις σε λιγνίτη και των εν λειτουργία λιγνιτικών μονάδων χωρίς να απαιτείται μετατροπή τους, για χρήση άλλου καυσίμου.

Σύμφωνα τώρα με τα αποτελέσματα του λογισμικού WASP-IV, η κάθε υποψήφια προς ένταξη μονάδα λιγνίτη, παράγει ετησίως περίπου 2546,5 GWh ηλεκτρικής ενέργειας κατά μέσο όρο, λειτουργεί με μέσο ετήσιο συντελεστή φόρτισης περίπου 87% και καταναλώνει ετησίως περίπου 4.540.572 tons λιγνίτη. Με διάρκεια ζωής 45 έτη και θεωρώντας ότι η απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων θα πραγματοποιείται κανονικά (δηλαδή στα 45 έτη), η συνολική υπολογιζόμενη κατανάλωση λιγνίτη ανά μονάδα είναι 204.325.723 tons. Συνεπώς τα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για να τροφοδοτήσουν πλήρως όλες τις εν λειτουργία λιγνιτικές μονάδες και ακόμα 7 νέες (κατ' ακρίβεια επαρκούν να τροφοδοτήσουν από 6,99 μέχρι 7,01 μονάδες ανάλογα με το σενάριο και την περίπτωση).

Επιστρέφοντας τώρα στα δύο καλύτερα σενάρια, μπορούν άνετα να υλοποιηθούν οι Περιπτώσεις 1 και 2. Αναφορικά τώρα με την Περίπτωση 3, εισέρχονται στο σύστημα 12 νέες λιγνιτικές μονάδες για το σενάριο φυσικό αέριο και 10 για το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Δεδομένου ότι τα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για να τροφοδοτήσουν πλήρως μόνο 7 νέες λιγνιτικές μονάδες, θα πρέπει:

- είτε να επιλεγθούν 5 και 3 νέες λιγνιτικές μονάδες για κάθε σενάριο αντίστοιχα, οι οποίες θα λειτουργήσουν εξ' αρχής με άλλο καύσιμο
- είτε κάποιες να μετατραπούν μελλοντικά ώστε να χρησιμοποιούν κάποιο άλλο καύσιμο.

Σε κάθε περίπτωση όμως (ανεξαρτήτου σεναρίου και περίπτωση) τα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για να υλοποιηθούν τα δύο καλύτερα σενάρια μέχρι και το έτος 2030.

9.3. Μελέτη δυνατότητας τροφοδοσίας και επάρκειας φυσικού αερίου

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 9.1.2. θα εξεταστεί το κατά πόσο θα υπάρχει δυνατότητα τροφοδοσίας και επάρκεια ώστε να καλυφθούν οι απαιτήσεις της εγχώριας αγοράς σε φυσικό αέριο μέχρι το 2030 όπως αυτές προκύπτουν από τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων (φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.).

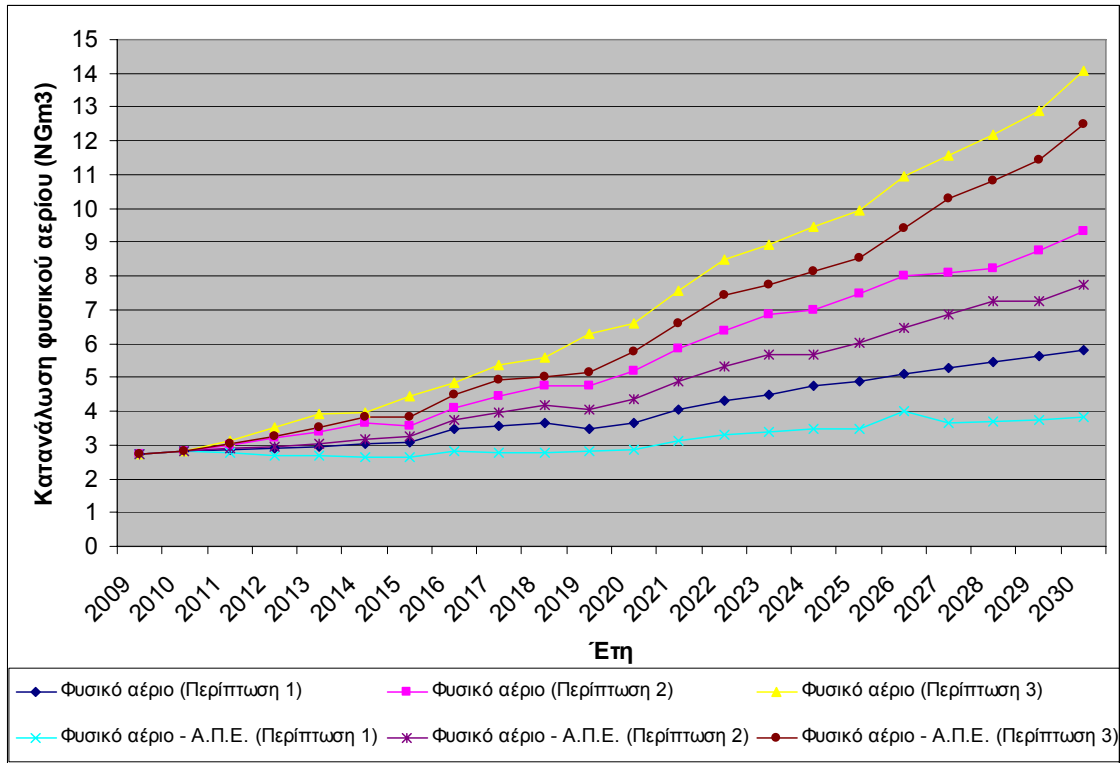
9.3.1. Απαιτήσεις σε φυσικό αέριο

Οι μεγαλύτερες απαιτήσεις παρουσιάζονται το έτος 2030, έτος κατά το οποίο οι εν λειτουργία μονάδες φυσικού αερίου θα είναι και οι περισσότερες. Ο Πίνακας 9.5, παρουσιάζει τις υπολογιζόμενες απαιτήσεις σε φυσικό αέριο για τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων για το έτος 2030 και τις συνολικές απαιτήσεις για την περίοδο 2009 - 2030.

Πίνακας 9.5. Κατανάλωση φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή για το έτος 2030 και για την περίοδο 2009 – 2030 σύμφωνα με τα αποτελέσματα των δύο καλύτερων σεναρίων

Σενάριο	Περίπτωση	Πλήθος μονάδων	Κατανάλωση φυσικού αερίου 2030 (NGm ³)	Κατανάλωση φυσικού αερίου 2009 – 2030 (NGm ³)
Φυσικό αέριο	1	8	5,82	88,01
	2	17	9,33	121,51
	3	29	14,09	159,23
Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	1	4	3,81	68,78
	2	13	7,74	104,35
	3	25	12,48	141,24

Η εξέλιξη της κατανάλωσης για την περίοδο 2009 – 2030, βάσει των 6 περιπτώσεων των δύο καλύτερων σεναρίων, παρουσιάζεται στο Σχήμα 9.1.



Σχήμα 9.1. Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2009 – 2030 για όλες τις περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων

Το γεγονός όμως ότι το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται και σε άλλους τομείς πέραν της ηλεκτροπαραγωγής, η μεταφορά του οποίου γίνεται με το Ε.Σ.Μ.Φ.Α., θα πρέπει να ληφθεί υπόψη και η συνολική αναμενόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα. Σύμφωνα με τη Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου (Δ.Ε.Π.Α.) και το Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (Υ.Π.Ε.Κ.Α.) η κατανάλωση φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή, αντιστοιχεί περίπου στο 74% με 77% της συνολικής κατανάλωσης. Η περίοδος στην οποία αναφέρεται το ποσοστό αυτό είναι από το 1997 μέχρι και το 2008 και βασίζεται σε στοιχεία παρελθούσας κατανάλωσης [Υ.Π.Ε.Κ.Α., 2011].

Αναφορικά με την περίοδο 2009 – 2020, οι εκτιμήσεις και οι υπολογισμοί για τις απαιτήσεις σε φυσικό αέριο της ελληνικής αγοράς ποικίλλουν, με τους βασικότερους να δίδονται από τρεις εκθέσεις. Οι εκτιμήσεις και οι υπολογισμοί που παρουσιάζουν οι εκθέσεις αυτές διεξήχθησαν από τη Δ.Ε.Π.Α. [P.A.E., 2009] το Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠ.ΑΝ.) [ΥΠ.ΑΝ., 2007] και το Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής (Σ.Ε.Ε.Σ.) [Σ.Ε.Ε.Σ., 2008] και δίδονται στον Πίνακα 9.6.

Πίνακας 9.6. Εκτιμήσεις και υπολογισμοί για την κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα για τα έτη 2015 και 2020

Εκτιμήτρια	2015 (NGm ³)	2020 (NGm ³)
Δ.Ε.Π.Α.	8,1	8,8
ΥΠ.ΑΝ.	5,9	6,2
Σ.Ε.Ε.Σ.	5,7	6,6

Εξετάζοντας τον Πίνακα 9.6, προκύπτουν τα εξής δύο προβλήματα για την παρούσα μελέτη τόσο για την περίοδο 2009 – 2020 (περίοδος την οποία εξετάζουν οι τρεις αυτές εκθέσεις) όσο και για την περίοδο 2020 – 2030:

- Ποιο θα είναι το ποσοστό κατανάλωσης φυσικού αερίου της ηλεκτροπαραγωγής, σε σχέση με τη συνολική κατανάλωση
- Ποια θα είναι η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα και ποια η κατανάλωση στην ηλεκτροπαραγωγή για την περίοδο 2021 - 2030.

Το να απαντηθούν αυτά τα δύο ερωτήματα μέσω υπολογισμών, είναι κάτι που ξεπερνάει τους στόχους της παρούσας διατριβής. Έτσι θα πρέπει να γίνουν κάποιες θεωρήσεις και κάποιοι υπολογισμοί που βασίζονται σε δεδομένα τα οποία προκύπτουν από την προσεκτική εξέταση των τριών αυτών εκθέσεων.

Δεδομένο 1^ο:

Οι τιμές του Πίνακα 9.6 είναι τιμές των σεναρίων βάσης (business as usual) των τριών εκθέσεων. Όμως οι τρεις αυτές εκθέσεις εμπεριέχουν και άλλα σενάρια τα οποία διαφοροποιούν ακόμα περισσότερο τις τιμές αυτές (δηλαδή τις τιμές των σεναρίων βάσης που παρουσιάστηκαν στον Πίνακα 9.6). Ανάλογα διαφοροποιούνται και τα ποσοστά συμμετοχής της ηλεκτροπαραγωγής στην κατανάλωση φυσικού αερίου. Παρόλα αυτά, σε όλα τα σενάρια και των τριών εκθέσεων, το ποσοστό συμμετοχής της ηλεκτροπαραγωγής στη συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου κυμαίνεται μεταξύ 67% - 78%.

Δεδομένο 2^ο:

Και οι τρεις εκθέσεις συμφωνούν στο ότι η ηλεκτροπαραγωγή θα είναι βαρόμετρο στην αναμενόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα.

Δεδομένο 3^ο:

Διαβάζοντας κάποιος τις τρεις αυτές εκθέσεις, καταλήγει στο συμπέρασμα ότι οι μεγάλες διαφοροποιήσεις που παρουσιάζουν μεταξύ τους οφείλονται στις εκτιμήσεις αναφορικά με την αναμενόμενη αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη διείσδυση των Α.Π.Ε. στο ηλεκτρικό ισοζύγιο της Ελλάδος.

Δεδομένο 4^ο:

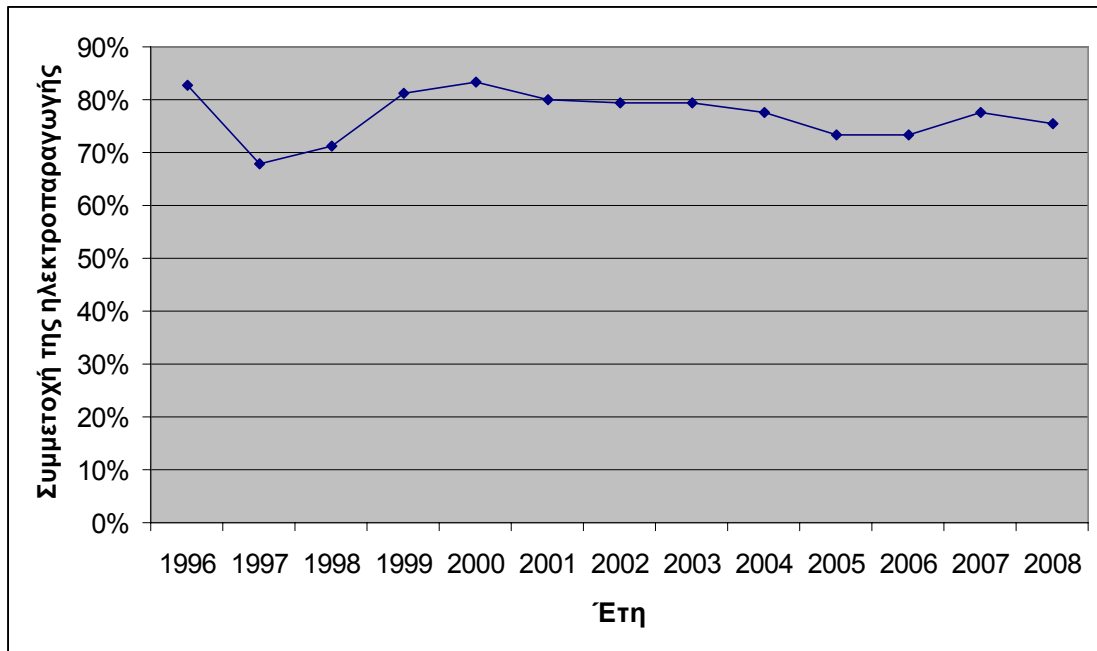
Σε μια μελέτη που αφορά το μέλλον, όπως είναι η παρούσα διατριβή είναι προτιμότερο να υπερεκτιμηθούν οι καταναλώσεις, παρά να υποεκτιμηθούν.

Επιπρόσθετα:

Στην παρούσα διατριβή υπάρχουν σενάρια που εξετάζουν τη διείσδυση των Α.Π.Ε. στο ηλεκτρικό ισοζύγιο της Ελλάδος (σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.) και ανάλυση ευαισθησίας που εξετάζει το ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (Περιπτώσεις 1, 2 και 3).

Από όλα τα προαναφερθέντα επιλέχθηκε στην παρούσα διατριβή:

- Το ποσοστό συμμετοχής της ηλεκτροπαραγωγής στην κατανάλωση φυσικού αερίου να υπολογιστεί από τη μέση συμμετοχή βάσει των ιστορικών στοιχείων για την περίοδο 1996 – 2008 (Σχήμα 9.2 [Y.Π.Ε.Κ.Α., 2011]).
- Η κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα για την περίοδο 2009 – 2030 να βασιστεί στην κατανάλωση φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι υπολογισμοί έγιναν βάσει των αποτελεσμάτων του λογισμικού WASP-IV.



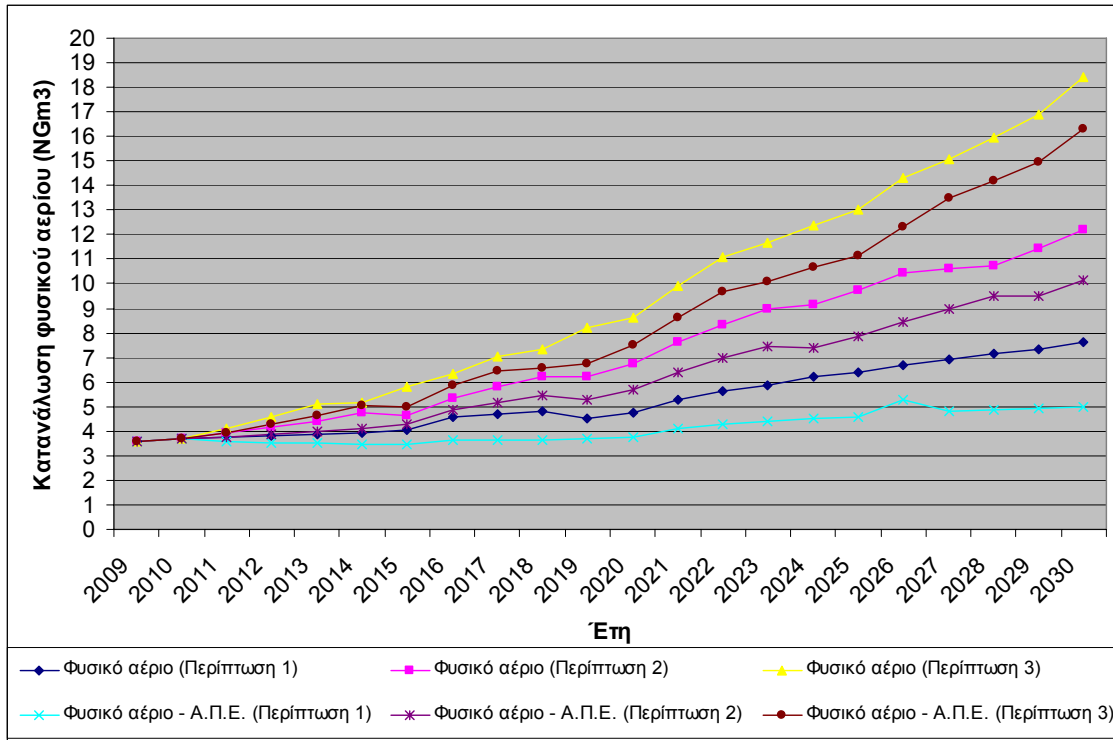
Σχήμα 9.2. Συμμετοχή της ηλεκτροπαραγωγής στην εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου για την περίοδο 1996 - 2008

Από το Σχήμα 9.2 προκύπτει ότι η μέση συμμετοχή της ηλεκτροπαραγωγής στην εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου είναι περίπου στο 76,5%. Στην παρούσα μελέτη θεωρήθηκε ότι θα είναι ίδια η συμμετοχή.

Τα αποτελέσματα των υπολογισμών παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.7 για το έτος 2030 και για την συνολική κατανάλωση της περιόδου 2009 – 2030 και αναλυτικά για την περίοδο 2009 – 2030 στο Σχήμα 9.3. Ο Πίνακας 9.7 και το Σχήμα 9.3 προκύπτουν από τον Πίνακα 9.5 και το Σχήμα 9.1 αντίστοιχα.

Πίνακας 9.7. Κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα για το έτος 2030 και για την περίοδο 2009 – 2030 βάση των δύο καλύτερων σεναρίων

Σενάριο	Περίπτωση	Κατανάλωση φυσικού αερίου 2030 (NGm ³)	Κατανάλωση φυσικού αερίου 2009 – 2030 (NGm ³)
Φυσικό αέριο	1	7,61	115,05
	2	12,20	158,84
	3	18,42	208,14
Φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.	1	4,98	89,91
	2	10,12	136,40
	3	16,32	184,62



Σχήμα 9.3. Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα για την περίοδο 2009 – 2030 για όλες τις περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων

9.3.1. Δυνατότητες τροφοδοσίας συστήματος φυσικό αέριο

Το πρώτο που πρέπει να εξεταστεί είναι το κατά πόσο έχει τη δυνατότητα το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. να μεταφέρει τις απαιτούμενες (σύμφωνα με τα σενάρια και τις αντίστοιχες περιπτώσεις τους) ποσότητες φυσικού αερίου ώστε να τροφοδοτήσει την εγχώρια αγορά.

Το φυσικό αέριο εισάγεται στο Ε.Σ.Μ.Φ.Α. μέσω τριών σημείων εισόδου, τα οποία ονομαστικά είναι το Σιδηρόκαστρο, στα σύνορα Ελλάδας-Βουλγαρίας, οι Κήποι Έβρου, στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας, και η Αγία Τριάδα απέναντι από τη νήσο Ρεβυθούσα. Ο Πίνακας 9.8 καταγράφει τη δυναμικότητα των σημείων εισόδου πριν και μετά την υπό εξέλιξη αναβάθμιση στα σημεία εισόδου Σιδηροκάστρου και Αγίας Τριάδας [P.A.E., 2009].

Πίνακας 9.8. Υφιστάμενη και μελλοντική θεωρητική δυναμικότητα των σημείων εισόδου Ε.Σ.Μ.Φ.Α.

Σημεία εισόδου φυσικού αερίου	Προ αναβάθμισης (Nkm ³ /h)	Μετά την αναβάθμιση (Nkm ³ /h)
Σιδηρόκαστρο	437	660
Κήποι Έβρου	856	-
Αγία Τριάδα	260	580

Από τις ωριαίες τιμές δυναμικότητας των σημείων εισόδου (Πίνακας 9.8) είναι δυνατόν να προκύψει η θεωρητική μέγιστη ετήσια δυνατότητα παράδοσης φυσικού αερίου στο Ε.Σ.Μ.Φ.Α. Στις τιμές αυτές, που παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.9, συνυπολογίζεται συντελεστής φορτίου 90%, για τεχνικούς λόγους και λόγους ασφαλείας, καθώς και τα γνωστά χαρακτηριστικά των ανάντη συστημάτων (δηλαδή

των συστημάτων της Τουρκίας – Κήποι, της Βουλγαρίας – Σιδηρόκαστρο και της Ρεβυθούσας – Αγ. Τριάδα) [P.A.E., 2009].

Πίνακας 9.9. Θεωρητική δυναμικότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο Ε.Σ.Μ.Φ.Α., βάσει των γνωστών χαρακτηριστικών των ανάντη συστημάτων

Σημεία Εισόδου	Δυναμικότητα (NGm ³ /yr)
Κήποι	6,7
Σιδηρόκαστρο	5,2
Αγία Τριάδα	4,6
Σύνολο	16,5

Παρόλα αυτά η εκτιμώμενη δυναμικότητα μεταφοράς φυσικού αερίου προς το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. μειώνεται από τις τιμές του Πίνακα 9.9, στις τιμές του Πίνακα 9.10 λόγω [P.A.E., 2009]:

- των περιορισμών στην παρεχόμενη ποσότητα φυσικού αερίου από τη Βουλγαρία
- του ορίου της παρεχόμενης ποσότητας φυσικού αερίου βάσει της συναφθείσας σύμβασης με την Τουρκία
- του περιορισμένου αποθηκευτικού χώρου της Ρεβυθούσας σε συνδυασμό με κάποια τεχνικά θέματα που δεν έχουν επιλυθεί ακόμα (τέλη 2010)
- την γεωγραφική κατανομή της ζήτησης
- τους περιορισμούς του Συστήματος Μεταφοράς εντός της χώρας, οι οποίοι κυρίως οφείλονται στην τοπολογία του συστήματος και την απουσία συμπίεστη στον κεντρικό αγωγό.

Πίνακας 9.10. Εκτιμώμενη δυναμικότητα μεταφοράς φυσικού Αερίου προς το ΕΣΜΦΑ

Σημεία Εισόδου	Δυναμικότητα (NGm ³ /yr)
Κήποι	0,7
Σιδηρόκαστρο	3,8
Αγία Τριάδα	2,0
Σύνολο	6,5

Από τα προβλήματα που παρουσιάζονται, αυτό που έχει να κάνει με την απαιτούμενη ποσότητα φυσικού αερίου εξετάζεται ξεχωριστά στο Κεφάλαιο 9.3.2.

Γίνεται λοιπόν φανερό κυρίως από τον Πίνακα 9.9, ότι προβλήματα τροφοδοσίας όσον αφορά το δυναμικό τροφοδοσίας του Ε.Σ.Μ.Φ.Α. τόσο από τις άλλες χώρες προς την Ελλάδα όσο και στο εσωτερικό της Ελλάδος δεν θα υπάρξουν καθότι, όπως βεβαιώνει η Δ.Ε.Π.Α.^{†††}, τα έργα που αφορούν την ανάπτυξή του και την επίλυση των τεχνικών προβλημάτων που παρουσιάζονται, είναι ήδη δρομολογημένα και αρκετά από αυτά είναι και σε εξέλιξη [Δ.Ε.Π.Α., 2009 και 2011] Φυσικά για όλα υπάρχει ήδη και η θετική γνωμοδότηση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) [P.A.E., 2009].

^{†††} Σε προσωπική επαφή με το προσωπικό της Δ.Ε.Π.Α. δόθηκαν οι τιμές του Πίνακα 9.7 και έγινε επιβεβαίωση ότι το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. μπορεί να μεταφέρει τις ποσότητες αυτές αν ολοκληρωθούν τα ήδη προγραμματισμένα έργα επέκτασης και βελτίωσης του. Σε περίπτωση μάλιστα κατά την οποία ολοκληρωθούν όλα τα προγραμματισμένα έργα, οι δυνατότητες μεταφοράς φυσικού αερίου θα είναι πολύ μεγαλύτερες, αρνήθηκαν όμως να δώσουν συγκεκριμένες τιμές τόσο για λόγους εθνικής στρατηγικής όσο και για λόγους ανταγωνισμού.

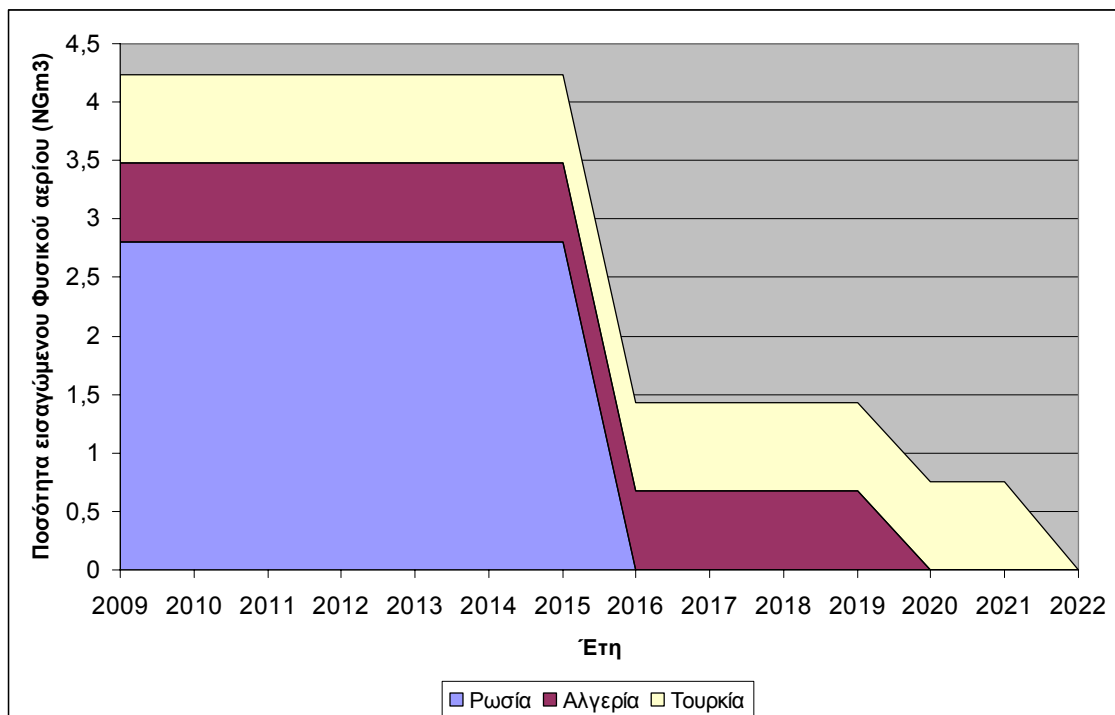
Επιπρόσθετα έχουν ήδη δρομολογηθεί όλες οι διαδικασίες και αναμένεται να αρχίσει η κατασκευή δύο νέων αγωγών φυσικού αερίου. Ο ένας ονομάζεται IGI (Italy Greece Interconnector) και θα ενώνει την Ελλάδα με την Ιταλία και ο δεύτερος που ονομάζεται South Stream ή IGBI (Italy Greece Bulgaria Interconnector) και θα ενώνει την Ελλάδα με τη Βουλγαρία με δεύτερο αγωγό (ο πρώτος είναι ο ήδη υπάρχων και ονομάζεται BGI (Bulgaria Greece Interconnector)) [EnviSecurity, 2011, Δ.Ε.Π.Α., 2011].

9.3.2. Επάρκεια φυσικού αερίου

Έχοντας αποδείξει ότι το Ε.Σ.Μ.Φ.Α. είναι σε θέση να παρέχει στο σύστημα τις απαιτούμενες, από τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων, ποσότητες φυσικού αερίου μένει να εξεταστεί το κατά πόσο υπάρχουν διαθέσιμες αυτές οι ποσότητες.

Όπως παρουσιάστηκε και στο Κεφάλαιο 2.1.3, η Ελλάδα προμηθεύεται φυσικό αέριο από τη Ρωσία, την Αλγερία και την Τουρκία. Η πρώτη εισαγωγή φυσικού αερίου έγινε από τη Ρωσία το Σεπτέμβριο του 1996, ενώ το έτος 2009 (πρώτο έτος της μελέτης) και οι τρεις συμβάσεις ήταν ήδη ενεργές.

Σύμφωνα με τις συμβάσεις αυτές, η Ελλάδα θα προμηθεύεται 2,8 NGm³/yr φυσικού αερίου από τη Ρωσία μέχρι το 2016, 0,68 NGm³/yr από την Αλγερία μέχρι το 2020 (μέχρι το 2009 η σύμβαση με την Αλγερία προέβλεπε την προμήθεια 0,51 NGm³/yr φυσικού αερίου) και 0,75 NGm³/yr από την Τουρκία μέχρι το 2022. Η διαχρονική εξέλιξη της προσφοράς φυσικού αερίου από τις μακροχρόνιες συμβάσεις παρουσιάζεται στο Σχήμα 9.4, όπου απεικονίζονται οι συνολικές ετήσιες ποσότητες έως και το 2021, οπότε λήγει και η τελευταία υφιστάμενη σύμβαση [Δ.Ε.Π.Α., 2011, P.A.E., 2009].



Σχήμα 9.4. Εισαγόμενες ποσότητες φυσικού αερίου ανά έτος σύμφωνα με τις υφιστάμενες συμβάσεις

9.3.2.1. Μελλοντικές πηγές και αγωγοί φυσικού αερίου

Η Ελλάδα αποτελεί κομβική χώρα για διαμετακόμιση φυσικού αερίου από τις πηγές της Κασπίας, του Ιράν, του Ιράκ και της Αραβίας προς την υπόλοιπη Ευρώπη. Η είσοδος του φυσικού αερίου από τις χώρες αυτές θα γίνεται κυρίως από τον ελληνοτουρκικό αγωγό δεδομένης της συμφόρησης του βουλγαρικού συστήματος διαμετακόμισης φυσικού αερίου προς την Ελλάδα BGI. Στο πλαίσιο συμφωνιών σχετικά με την προμήθεια αερίου σε μεγάλη κλίμακα για εξαγωγή στην Ευρώπη, είναι περισσότερο πιθανή η εξασφάλιση ποσοτήτων για την εξυπηρέτηση τμήματος της ελληνικής αγοράς [P.A.E., 2009].

Στο Κεφάλαιο 9.3.2.1 παρουσιάζονται πολύ συνοπτικά οι υπό σχεδιασμό αγωγοί με έμφαση στην ποσότητα φυσικού αερίου που υπολογίζεται να μεταφέρουν.

Οι αγωγοί οι οποίοι σχεδιάζονται είναι οι εξής:

IGI (Italy Greece Interconnector)

Ο σχεδιασμός του IGI περιλαμβάνει χερσαίο τμήμα, μήκους περίπου 600 km, από την Κομοτηνή έως τα παράλια της Θεσπρωτίας και υποθαλάσσιο τμήμα από τα παράλια της Θεσπρωτίας έως το Οτράντο της Ιταλίας, μήκους περίπου 200 km. Η Ελλάδα έχει καταθέσει αίτηση για τη δέσμευση 1,6 NGm³/yr φυσικού αερίου για χρονικό διάστημα 25 ετών. Ο αγωγός αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία από το 2015 [IGI-Poseidon, 2011].

Νότιος κλάδος του αγωγού South Stream

Ο αγωγός South Stream συνίσταται στην κατασκευή ενός συστήματος αγωγών που διαμέσου του Εύξεινου Πόντου θα εξάγει ρωσικό φυσικό αέριο στην Ευρώπη μέσω δύο κλάδων. Ο νότιος κλάδος του έργου, στον οποίο συμμετέχει και η Ελλάδα, συνίσταται στην κατασκευή αγωγού δυναμικότητας περί τα 10 NGm³/yr ο οποίος θα εισέρχεται στην ελληνική επικράτεια από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα και θα διατρέχει το βόρειο τμήμα της χώρας με εναλλακτικά σημεία εξόδου τα ελληνοαλβανικά σύνορα ή τα παράλια του Ιονίου και κατάληξη στην Ιταλία. Σχετικά έχει συναφθεί συμφωνία μεταξύ της Ελληνικής και Ρωσικής Δημοκρατίας όπου προβλέπεται η τροφοδοσία από τον αγωγό και της ελληνικής αγοράς [P.A.E., 2009]. Η συμφωνία αυτή προβλέπει ότι η Ρωσία θα εξετάσει την δυνατότητα αύξησης των παρεχομένων ποσοτήτων φυσικού αερίου με την χρήση του συστήματος αγωγών φυσικού αερίου υπό συνθήκες αγοράς, τόσο για τους σκοπούς της διαμετακόμισης, όσο λαμβάνοντας υπ' όψη και τις ανάγκες της Ελληνικής αγοράς [N. 3700/2008]. Πληροφορίες για την παρεχόμενη ποσότητα φυσικού αερίου στην ελληνική αγορά δεν υπάρχουν μέχρι στιγμής (Απρίλιος 2011) [P.A.E., 2011].

Υ.Φ.Α. Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

Στα πλαίσια κάλυψης των παγκόσμιων αναγκών σε Υ.Φ.Α. (σύμφωνα με προβλέψεις και μελέτες του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (Δ.Ο.Ε.)) είναι σε εξέλιξη ή υπό κατασκευή ένα πλήθος έργων. Σε σχέση με το υπό κατασκευή δυναμικό υγροποίησης, περίπου 60% βρίσκεται σε περιοχές γεωγραφικού ενδιαφέροντος για την ελληνική αγορά (Αλγερία, Λιβύη, Κατάρ). Η Ελλάδα βρίσκεται σε διαδικασία

σχεδιασμού έργων αύξησης του δυναμικού υγροποίησης και αποθήκευσης στην Ρεβυθούσα, ώστε να είναι σε θέση να υποβάλει αιτήσεις για δέσμευση ποσοτήτων Υ.Φ.Α. προκειμένου αυτό να διατεθεί μελλοντικά προς χρήση στην εγχώρια αγορά. Περισσότερα δεδομένα μέχρι στιγμής (Απρίλιος 2011) για την αναμενόμενη ποσότητα Υ.Φ.Α. που θα μπορούσε να εξασφαλίσει η Ελλάδα δεν διατίθενται. Επιπρόσθετα η οικονομική κρίση σε συνδυασμό με τις δεσμεύσεις της Ελλάδος για την υλοποίηση των έργων μεταφοράς φυσικού αερίου με αγωγούς, καθιστά εξαιρετικά δύσκολη την διενέργεια εργασιών στη Ρεβυθούσα [P.A.E., 2009].

9.3.2.2. Επάρκεια φυσικού αερίου αναφορικά με την παρούσα μελέτη

Από τα όσα παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 9.3.2, γίνεται σαφές ότι γίνονται προσπάθειες να καλυφθούν οι μελλοντικές ανάγκες της χώρας σε φυσικό αέριο και το πλήθος των προσπαθειών και των συμβάσεων δείχνουν ότι ο στόχος κατά πάσα πιθανότητα θα επιτευχθεί.

Η Δ.Ε.Π.Α. διαβεβαιώνει ότι θα προβεί σε όλες τις απαραίτητες κινήσεις, έχοντας ήδη λάβει και τη σύμφωνη γνώμη της Ρ.Α.Ε., ώστε να καλύψει πλήρως τις απαιτήσεις της εγχώριας αγοράς στο μέλλον, ανεξάρτητα από τις απαιτούμενες ποσότητες [Δ.Ε.Π.Α., 2009]. Αυτό που θα γίνεται είναι με την σύναψη μακροχρόνιων συμβάσεων, είτε με την σύναψη βραχυπρόθεσμων και μεσοπρόθεσμων συμβάσεων^{§§§} [P.A.E., 2009].

Παρόλα αυτά οι ολοένα αυξανόμενες απαιτήσεις του συστήματος όπως αυτές προκύπτουν μέσα από τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων, καθιστούν πολύ δύσκολο το να καλυφθούν πλήρως οι ανάγκες του συστήματος. Ιδιαίτερα αναμένεται να υπάρξει πρόβλημα επάρκειας για τις Περιπτώσεις 3, ενδεχομένως και για τις Περιπτώσεις 2.

9.4. Αποτελέσματα

Στο Κεφάλαιο 9 μελετήθηκαν η επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη η δυνατότητα τροφοδοσίας και η επάρκεια του φυσικού αερίου. Αυτά μελετήθηκαν σε σχέση με τις απαιτήσεις που προκύπτουν από τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων που είναι τα σεναρία φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Αναφορικά με το λιγνίτη αποδείχθηκε ότι τα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν ώστε να καλύψουν πλήρως τις απαιτήσεις των εν λειτουργία λιγνιτικών μονάδων και 7 ακόμα νέων λιγνιτικών μονάδων μέχρι και το τελευταίο έτος λειτουργίας τους. Έτσι λοιπόν οι Περιπτώσεις 1 και 2 είναι απολύτως εφαρμόσιμες, ενώ οι Περιπτώσεις 3 εφαρμόζονται μέχρι το έτος 2030, θα πρέπει όμως κατόπιν (μετά δηλαδή το έτος 2030) να μετατραπούν οι εναπομείνουσες λιγνιτικές μονάδες, ώστε να χρησιμοποιούν ένα άλλο καύσιμο καθότι θα έχει εξαντληθεί ο λιγνίτης.

^{§§§} Ήδη έχει πραγματοποιηθεί μία σύναψη βραχυπρόθεσμης σύμβασης για τα έτη 2007 και 2008, που η ζήτηση ξεπέρασε την προσφορά, για άμεση παράδοση φυσικού αερίου από τη Ρωσία μέσω του BGI με αύξηση της παροχής φυσικού αερίου στα όρια δυναμικότητας του αγωγού. Η σύμβαση συμπεριλάμβανε και τη σύμφωνη γνώμη της Βουλγαρίας [P.A.E., 2009].

Η δυνατότητα του Ε.Σ.Μ.Φ.Α. είναι αρκετή ώστε να τροφοδοτήσει την ελληνική αγορά με τις απαιτούμενες ποσότητες φυσικού αερίου, όπως αυτές προκύπτουν από τις 6 περιπτώσεις των δύο καλύτερων σεναρίων. Απαραίτητες προϋποθέσεις είναι:

- να ολοκληρωθούν τα έργα ανάπτυξης και επέκτασης του (του Ε.Σ.Μ.Φ.Α.) τα οποία όμως είναι ήδη σε εξέλιξη ή υπό σχεδιασμό και
- να ολοκληρωθούν οι διασυνδέσεις με την Ιταλία και τη Βουλγαρία για τις οποίες έχουν ήδη συναφθεί οι απαραίτητες συμβάσεις και έχει ολοκληρωθεί μεγάλο μέρος του σχεδιασμού τους.

Μεγάλο πρόβλημα παραμένει το κατά πόσο η Ελλάδα θα μπορέσει να εξασφαλίσει τις απαιτούμενες ποσότητες σε φυσικό αέριο. Παρόλα αυτά, όπως διαβεβαιώνει η Δ.Ε.Π.Α. και η Ρ.Α.Ε., η ελληνική κυβέρνηση κινείται ήδη προς αυτήν την κατεύθυνση.

Παρά όμως τις διαβεβαιώσεις για την επάρκεια φυσικού αερίου, γίνεται σαφές ότι θα πρέπει να εξεταστεί και η χρήση ενός ακόμα καυσίμου πέρα από το λιγνίτη και το φυσικό αέριο. Το καύσιμο αυτό είναι ο λιθάνθρακας. Η μελέτη για τη χρήση λιθάνθρακα στο σύστημα παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 10.

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

EnviSecurity, Μάρτιος 2011: <http://www.envisecurity.gr/content.php?id=178>.

IGI-Poseidon, Μάρτιος 2011:

<http://www.igi-poseidon.com/greece/authorisations.asp>.

<http://www.igi-poseidon.com/greece/project.asp>.

Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E., 2009. Contribution of lignite in the Greek electricity generation: Review and future prospects. Fuel 88, 475-489.

Mohr S.H., Evans G.M., 2009. Forecasting coal production until 2100. Fuel 88, 2059-2067.

Δ.Ε.Η., Ιούνιος 2010: <http://www.dei.gr>.

Δ.Ε.Π.Α. (Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου), Φεβρουάριος 2009, προσωπική επικοινωνία.

Δ.Ε.Π.Α. (Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου), Μάρτιος 2011: <http://www.depa.gr>.

Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (Μ.Α.Σ.Μ.) 2008 – 2012. Αθήνα.

Ν. 3700/2008 (ΦΕΚ Α' 200/02.10.2008). Κύρωση της Συμφωνίας μεταξύ της Κυβέρνησης της Ελληνικής Δημοκρατίας και της Κυβέρνησης της Ρωσικής Ομοσπονδίας για τη συνεργασία κατά την κατασκευή και εκμετάλλευση αγωγού φυσικού αερίου στο έδαφος της Ελληνικής Δημοκρατίας.

Ρ.Α.Ε., 2009. Έκθεση της Ρ.Α.Ε. για την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με φυσικό αέριο. Αθήνα.

Ρ.Α.Ε. Απρίλιος 2011:

http://www.rae.gr/site/categories_new/gas/network/applications.csp.

Σ.Ε.Ε.Σ., 2008. Μέτρα και Μέσα για μια Βιώσιμη και Ανταγωνιστική Ενεργειακή Πολιτική. Αθήνα.

Υ.Α. Δ5/Β/Φ1/Οικ. 1085/31-01-2002, Φ.Ε.Κ Β' 92/31-01-2002. Χορήγηση άδειας αποκλειστικότητας της κυριότητας του Συστήματος Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ Α.Ε.

ΥΠ.ΑΝ., 2007. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020 – Μέρος Ι. Αθήνα.

Υ.Π.Ε.Κ.Α., Απρίλιος 2011:

<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=bO4B0CKEyXs%3d&tabid=280>.

Κεφάλαιο 10: Λιθάνθρακας

Στο Κεφάλαιο 9 υπολογίστηκε ότι τα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για την κάλυψη όλων των εν λειτουργία παλαιών λιγνιτικών μονάδων καθώς και για 7 νέες με τα χαρακτηριστικά που παρουσιάστηκαν στον Πίνακα 5.8. Επίσης στο Κεφάλαιο 9 βρέθηκε ότι μπορεί να υπάρξει η διαθεσιμότητα και η επάρκεια φυσικού αερίου για να καλυφθούν οι απαιτήσεις των σεναρίων φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. αρκεί να έχουν ολοκληρωθεί: όλα τα σχέδια επέκτασης του Ε.Σ.Μ.Φ.Α., οι διεθνείς διασυνδέσεις που σχεδιάζονται και να εξασφαλιστούν οι απαραίτητες παρεχόμενες ποσότητες από τους προμηθευτές φυσικού αερίου.

Άρα προκύπτει ότι είναι απαραίτητη στο μέλλον η χρήση ενός ακόμα καυσίμου για ηλεκτροπαραγωγή. Στο παρόν κεφάλαιο (Κεφάλαιο 10) εξετάζεται η χρήση του λιθάνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή, βάση των τριών κριτηρίων (ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά). Ο λόγος που εξετάζεται ο λιθάνθρακας είναι διότι ήδη υπάρχουν σκέψεις για τη χρήση του για ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. [Δαβάκος, 2009, Καραγιάννης, 2006, ΥΠ.ΑΝ., 2007].

Η μελέτη στο Κεφάλαιο 10 έγινε με τη χρήση του λογισμικού WASP-IV το οποίο εκτελέστηκε τόσο με τον δεύτερο τρόπο (ο οποίος ονομάζεται «μεταβλητός – βελτιστοποίησης (*Optimization/Variable Expansion*)» (βλ. Κεφάλαιο 3.5.5, 3.6 και γενικότερα Κεφάλαιο 3)) όσο και με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης.

Επιπρόσθετα στο Κεφάλαιο 10, εξετάζεται και το κατά πόσον είναι οικονομικά συμφέρουσα η δημιουργία ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με επάρκεια δυναμικού παραγωγής (δηλαδή το αν συμφέρει η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια να είναι μηδενικές).

10.1. Περιγραφή μελέτης

Το πρόβλημα το οποίο έπρεπε να αντιμετωπιστεί, προκειμένου να χρησιμοποιηθεί ο δεύτερος τρόπος εκτέλεσης του WASP-IV, ήταν να εισαχθεί το κόστος εκπομπών CO₂ (βλ. Κεφάλαιο 3.5.3.3) στους υπολογισμούς του κόστους της αντικειμενικής συνάρτησης (βλ. Κεφάλαιο 3.5.7.2).

Το πρόβλημα αυτό λύθηκε με την μετακύλιση του κόστους CO₂ στο κόστος καυσίμου και την εισαγωγή νέων τιμών κόστους καυσίμων (που εμπεριέχουν και το κόστος CO₂) στο λογισμικό WASP-IV. Έτσι η μελέτη ξεκινάει με τους υπολογισμούς και τη διαδικασία μετακύλισης του κόστους CO₂ στο κόστος καυσίμου.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα όρια τα οποία τέθηκαν και οι πεμβάσεις που έγιναν προκειμένου να δώσει μια εφικτή βέλτιστη λύση. Δηλαδή μια βέλτιστη λύση η οποία να εφαρμόζεται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Ε.Δ.Σ. (σύστημα)

Κατόπιν δημιουργήθηκαν και εκτελέστηκαν δύο σενάρια επέκτασης του συστήματος τα οποία ονομάζονται: σενάριο λιθάνθρακας και σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Τα σενάρια αυτά δημιουργήθηκαν βάσει των αποτελεσμάτων του Κεφαλαίου 6, όπου αποδείχτηκε ότι η εκτεταμένη χρήση μονάδων φυσικού αερίου για την επέκταση του

συστήματος, είναι ενεργειακά καλύτερη, περιβαλλοντικά φιλικότερη και οικονομικότερη από τη χρήση λιγνιτικών μονάδων. Έτσι το σύστημα επεκτάθηκε με χρήση μονάδων φυσικού αερίου και λιγνίτη σε αναλογία των δύο περίπου 7/3 και με μονάδες λιθάνθρακα. Το WASP-IV έδωσε τη βέλτιστη λύση και για τα δύο σενάρια οι οποίες και παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 10.4.

Ακολούθως συγκρίθηκαν τα καλύτερα σενάρια της μελέτης του Κεφαλαίου 6 (τα οποία προέκυψαν ως καλύτερα και από τις αναλύσεις ευαισθησίας των Κεφαλαίων 7 και 8 καθώς και από τη μελέτη του Κεφαλαίου 9) με τα σενάρια του Κεφαλαίου 10 ώστε να προκύψει το βέλτιστο σενάριο της διατριβής.

Τέλος εξετάστηκε το αν είναι οικονομικά συμφέρουσα η ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας στο Ε.Δ.Σ.

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε (είναι ίδια και για τα δύο σενάρια) είναι η εξής:

Αρχικά μετακλίθηκε το κόστος των εκπομπών CO₂ στο κόστος καυσίμου.

Οι νέες τιμές κόστους καυσίμου που προέκυψαν (οι οποίες συμπεριλαμβάνουν και το κόστος CO₂) εισήχθησαν στο WASP-IV.

Στη συνέχεια, και επειδή το κόστος CO₂ αυξάνεται από το 2016 και έπειτα (βλ. Κεφάλαιο 5.5), εισήχθησαν στο λογισμικό WASP-IV συντελεστές αύξησης του κόστους καυσίμου, ανάλογοι με την αύξηση που επιφέρει η αύξηση στο κόστος CO₂. Κατόπιν εκτελέστηκε το WASP-IV.

Εξετάστηκαν και παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα των σεναρίων λιθάνθρακα και λιθάνθρακα – Α.Π.Ε.

Έπειτα τα σενάρια λιθάνθρακα και λιθάνθρακα – Α.Π.Ε. συγκρίθηκαν με τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. αντίστοιχα, ώστε να επιλεγεί το βέλτιστο σενάριο επέκτασης του συστήματος.

Τέλος εξετάστηκε η περίπτωση το σύστημα να εμφανίζει πιθανότητα απώλειας φορτίου και πώς αυτή επηρεάζει το σύστημα οικονομικά.

10.2. Μετακύλιση του κόστους των εκπεμπόμενων CO₂

Ο Πίνακας 5.8 δίδει τις εκπομπές CO₂ σε ton/GWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και τα κόστη καυσίμων σε €/MWh ανά μονάδα κατωτέρας θερμογόνου δύναμης για τα τρία καύσιμα τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την επέκταση του συστήματος (λιγνίτης, φυσικό αέριο και λιθάνθρακα). Στο Κεφάλαιο 5.5 δίδεται το αναμενόμενο κόστος των εκπεμπόμενων CO₂ σε €/ton για τα έτη 2009 – 2030.

Το κόστος καυσίμου στο λογισμικό WASP-IV εισάγεται σε μονάδες €/MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης. Συνεπώς το κόστος CO₂ θα πρέπει να υπολογιστεί σε €/MWh ανά μονάδα κατωτέρας θερμογόνου δύναμης.

Αρχικά βρίσκεται το κόστος CO₂ σε €/MWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας βάση της Συνάρτησης 8.5.

Στη συνέχεια μετακυλιέται το κόστος CO₂ στο κόστος καυσίμου. Για να γίνει αυτό θα πρέπει το κόστος CO₂ να υπολογιστεί σε €/MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης. Αυτό γίνεται πολλαπλασιάζοντας με το βαθμό απόδοσης της κάθε θερμοηλεκτρικής μονάδας όπως παρουσιάζεται στη Συνάρτηση 10.1.

$$C_{CO_2,TV} = C_{CO_2,MWh} * n \quad (10.1)$$

Όπου:

$C_{CO_2,TV}$: Κόστος CO₂ ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

n: βαθμός απόδοσης της θερμικής μονάδος

Τέλος το κόστος καυσίμου και το κόστος CO₂ ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης αθροίζονται και προκύπτει το «νέο» κόστος καυσίμου (Συνάρτηση 10.2)

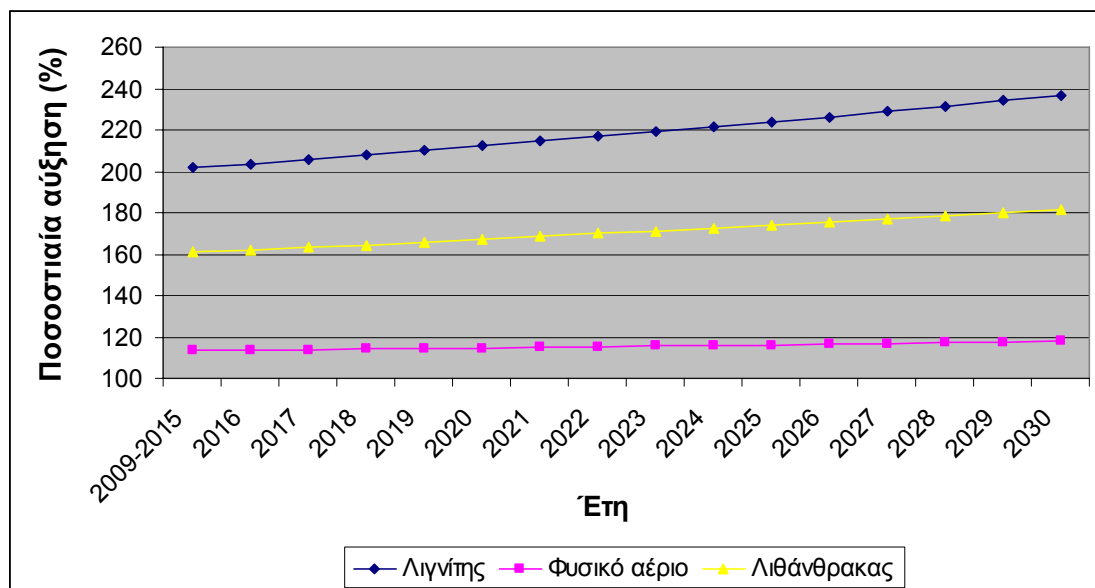
$$C_{co_2,F} = C_{CO_2,TV} + F \quad (10.2)$$

Όπου:

$C_{co_2,F}$: Κόστος καυσίμου που εμπεριέχει και το κόστος CO₂ (θα ονομάζεται «νέο» κόστος καυσίμου) ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

F: Κόστος καυσίμου ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

Από τα αποτελέσματα των παραπάνω συναρτήσεων προκύπτουν τα «νέα» κόστη των τριών καυσίμων που εισήχθησαν σαν δεδομένα στο WASP-IV για όλα τα έτη της μελέτης. Το Σχήμα 10.1, δείχνει την εξέλιξη των τριών «νέων» κοστών καυσίμων κατά την διάρκεια της μελέτης (2009 – 2030) ως ποσοστό των κοστών καυσίμων (βλ. Συνάρτηση 10.2). Η αύξηση στα «νέα» κόστη οφείλεται στο συνυπολογισμό της αύξησης του κόστους CO₂ όπως αυτή παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 5.5. Οι αυξήσεις αυτές εισήχθησαν επίσης στο WASP-IV με τη μορφή συντελεστών.



Σχήμα 10.1. Εξέλιξη των «Νέων» κοστών των τριών καυσίμων ως ποσοστό των κοστών καυσίμων

Θα πρέπει να διευκρινιστεί ότι το Σχήμα 10.1 αναφέρεται στα «νέα» κόστη καυσίμων των νέων θερμικών μονάδων που πρόκειται να επεκτείνουν το σύστημα. Επιπλέον υπολογίστηκαν και τα «νέα» κόστη καυσίμων των εν λειτουργία θερμικών μονάδων τα οποία εισήχθησαν στο WASP-IV.

Για να μελετηθεί η τυχόν ύπαρξη σφαλμάτων, τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. εκτελέστηκαν και με τους δύο τρόπους. Η σύγκριση στα

Τελικά κόσθη των δύο σεναρίων με τους δύο τρόπους εκτέλεσης έδειξε ότι με το δεύτερο τρόπο εκτέλεσης και χρησιμοποιώντας τα «νέα» κόσθη καυσίμων, τα Τελικά κόσθη είναι μειωμένα κατά 1,3% στο σενάριο λιθάνθρακας και κατά 1,1% στο σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Οι αποκλίσεις αυτές οφείλονται σε δύο λόγους. Ο πρώτος έχει να κάνει με το ότι στο WASP-IV τα καύσιμα κατηγοριοποιούνται σε τύπους καυσίμων. Έτσι, δίνοντας σαν παράδειγμα τις λιγνιτικές μονάδες, οι συντελεστές που εισάγονται αυξάνουν ισόποσα όλα τα «νέα» κόσθη λιγνίτη, δηλαδή τα κόσθη λιγνίτη τόσο των νέων όσο και των εν λειτουργία μονάδων. Αυτό επιφέρει αναπόφευκτα σφάλματα, αφού οι μεγάλες διαφοροποιήσεις στους βαθμούς απόδοσης των μονάδων παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο (βλ. Συνάρτηση 10.2). Ο δεύτερος έχει να κάνει με το ότι όταν εισάγονται στο WASP-IV οι τιμές για τα κόσθη καυσίμων και οι συντελεστές αύξησής τους, δεν μπορούν να γραφούν με πάνω από δύο δεκαδικά ψηφία και έτσι υπάρχει μια μικρή αδυναμία να επιτευχθεί η επιθυμητή ακρίβεια.

Συνεπώς η μέθοδος μετακύλισης του κόστους CO₂ στο κόστος καυσίμου κρίνεται επιστημονικά ορθή καθότι η απόκλιση (μείωση) του Τελικού κόστους είναι πολύ μικρή. Παρόλα αυτά και προκειμένου να αποφευχθεί ακόμα και αυτή η μικρή απόκλιση, τα αποτελέσματα των σεναρίων που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 10.3 είναι αυτά που προέκυψαν από τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης. Αυτό έγινε για να μην υπάρχουν αποκλίσεις στα Τελικά κόσθη κατά τη σύγκριση των δύο σεναρίων του Κεφαλαίου 10 με τα σεναρία φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

10.3. Λειτουργία του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης

Στο Κεφάλαιο 10.3 παρουσιάζεται το πώς λειτούργησε και εκτελέστηκε το λογισμικό WASP-IV με το δεύτερο τρόπο εκτέλεσης για τα σεναρία λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. και οι επεμβάσεις οι οποίες έγιναν προκειμένου να δοθεί μια εφικτή βέλτιστη λύση. Η περιγραφή της λειτουργίας και οι συναρτήσεις του WASP-IV, έχουν παρουσιαστεί στο Κεφάλαιο 3.

Ιδιαίτερα για την μελέτη του Κεφαλαίου 10 όπου έπρεπε να μετακλιθεί το κόστος CO₂ στο κόστος καυσίμου, το WASP-IV εκτελέστηκε ακόμα μία φορά με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης, και αφού ολοκληρώθηκε η «επαναληπτική διαδικασία βελτιστοποίησης», έτσι ώστε να μην εμπεριέχουν τα αποτελέσματα την απόκλιση που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 10.2.

10.3.1. Λειτουργία του WASP-IV με τον δεύτερο τρόπο εκτέλεσης στην παρούσα μελέτη και επεμβάσεις

Όπως αποδείχτηκε και στα Κεφάλαια 6, 7 και 8 η εκτεταμένη χρήση μονάδων φυσικού αερίου οδηγεί σε χαμηλότερο Τελικό κόστος από ότι η εκτεταμένη χρήση λιγνιτικών μονάδων. Όπως αποδεικνύεται στο Κεφάλαιο 10 (και παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 10.5) η χρήση λιθανθρακικών μονάδων οδηγεί σε ακόμη χαμηλότερο Τελικό κόστος από ότι η εκτεταμένη χρήση μονάδων φυσικού αερίου. Επιπρόσθετα αποδείχτηκε ότι οι λιθανθρακικές μονάδες, είναι και σαν μονάδες, οικονομικότερες από τις λιγνιτικές. Έτσι λοιπόν, ο Λιθάνθρακας οδηγεί στην οικονομικότερη ηλεκτροπαραγωγή και στο χαμηλότερο Τελικό κόστος.

Συνεπώς αν το WASP-IV αφηνόταν «ελεύθερο» να επεκτείνει το σύστημα θα έδινε σαν βέλτιστη επέκταση ένα σύστημα μόνο με λιθανθρακικές μονάδες. Αν ετίθετο όριο στις λιθανθρακικές μονάδες (βάζοντας το εύρος διόδου των λιθανθρακικών μονάδων ίσο με 0 για όλα τα έτη) τότε θα επέκτεινε το σύστημα μόνο με λιγνιτικές μονάδες. Τέλος αν ετίθετο όριο και στις λιγνιτικές μονάδες θα επιλέγονταν οι μονάδες φυσικού αερίου.

Εδώ δημιουργείται το παράδοξο, πώς είναι δυνατό να επεκτείνεται το σύστημα μόνο με λιγνιτικές μονάδες αφού οι μονάδες φυσικού αερίου οδηγούν σε χαμηλότερο Τελικό κόστος. Ο λόγος είναι ότι το WASP-IV βασίζει την επιλογή μονάδων κυρίως στην οικονομική σειρά ένταξης και δευτερεύοντος στο συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος (δηλαδή στην ετήσια αντικειμενική συνάρτηση). Έτσι οι πρώτες 2 ή 3 από τις 10 καλύτερες λύσεις που παρουσιάζονται στο τέλος της εκτέλεσής του, δίδουν επεκτάσεις του συστήματος μόνο με λιγνιτικές μονάδες. Οι επόμενες 3 με 4 δίδουν επεκτάσεις του συστήματος που εμπεριέχουν λιγνιτικές και μονάδες φυσικού αερίου ενώ οι τελευταίες 3 με 4 δίδουν επεκτάσεις του συστήματος με μονάδες φυσικού αερίου. Συνεχίζοντας λοιπόν στα επόμενα έτη, της ίδιας εκτέλεσης, και λόγω του μεγάλου πλήθους των συνδυασμών, τα αποτελέσματα προκύπτουν σαν αποτέλεσμα της πρώτης από τις καλύτερες λύσεις.

Τονίζεται ότι η αναφορά γίνεται σε νέες θερμικές μονάδες (υποψήφιες για την επέκταση του συστήματος) και όχι στις εν λειτουργία.

Το να αναπτυχθεί το σύστημα μόνο με λιγνιτικές μονάδες θα ήταν αδύνατο αφού αποδείχτηκε ότι τα αποθέματα λιγνίτη δεν επαρκούν (βλ. Κεφάλαιο 9) ενώ παράλληλα το σύστημα θα ήταν αντιοικονομικό (βλ. Κεφάλαιο 6). Από την άλλη το να σταματήσει τελείως η χρήση του λιγνίτη για ηλεκτροπαραγωγή θα ήταν λάθος καθότι ως εγχώριο καύσιμο προσφέρει μια κάποια ενεργειακή ασφάλεια, έχει σταθερή, χαμηλή και ελέγξιμη τιμή (χωρίς να συνυπολογίζεται το κόστος του CO₂), μειώνει την εκροή συναλλάγματος ενώ παράλληλα στηρίζει και την οικονομία αρκετών περιοχών στην Ελλάδα συμβάλλοντας και στο Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν [Δακής, 2010].

Από την άλλη το να αναπτυχθεί το σύστημα μόνο με μονάδες φυσικού αερίου θα ήταν επίσης λάθος για τους εξής τρεις λόγους: Πρώτων το φυσικό αέριο είναι εισαγόμενο καύσιμο και αρκετές από τις χώρες προέλευσης του είναι πολιτικά ασταθείς ενώ υπάρχουν πολλά προβλήματα και με τις χώρες διέλευσης του (όπως για παράδειγμα η Τουρκία). Δεύτερον θα ήταν εσφαλμένη ενεργειακή στρατηγική το να στηριχθεί η ηλεκτροπαραγωγή σε ένα και μόνο καύσιμο το οποίο είναι και εισαγόμενο. Τρίτον είναι πολύ δύσκολο έως αδύνατο να εξασφαλιστεί διαθεσιμότητα και η επάρκεια τόσο μεγάλων ποσοτήτων αερίου (βλ. Κεφάλαιο 9).

Συνεπώς η χρήση του Λιθάνθρακα κρίνεται απαραίτητη όχι μόνο για οικονομικούς αλλά και για ενεργειακούς και περιβαλλοντικούς λόγους. Ενεργειακούς και περιβαλλοντικούς διότι: διευρύνει τους ενεργειακούς πόρους που χρησιμοποιούνται στο Ε.Δ.Σ. για ηλεκτροπαραγωγή, μειώνει τη χρήση φυσικού αερίου η τροφοδοσία και η επάρκεια του οποίου έχει πολλές προϋποθέσεις (βλ. Κεφάλαιο 9.3) και εξοικονομεί λιγνίτη μειώνοντας παράλληλα τις εκπομπές CO₂ (αφού μειώνεται η εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων).

10.3.2. Επεμβάσεις στο WASP-IV στην εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων

Από τα όσα αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 10.3.1 χρειάστηκε να γίνουν κάποιες εξωτερικές επεμβάσεις στο WASP-IV και να τεθούν κάποια όρια στην εισαγωγή νέων μονάδων από το κάθε ένα από τα τρία καύσιμα (λιγνίτης, λιθάνθρακας και φυσικό αέριο). Επίσης έπρεπε να γίνουν κάποιες εξωτερικές επεμβάσεις και αναφορικά με τον τρόπο χειρισμού από το WASP-IV αναφορικά με την πιθανότητα απώλειας φορτίου και την μη εξυπηρετούμενη ενέργεια.

Αρχικά έπρεπε να εξεταστούν κάποιες παράμετροι στην εισαγωγή νέων λιθανθρακικών μονάδων. Οι παράμετροι αυτές είναι:

- Μέχρι τα τέλη Ιουλίου του 2011 δεν είχε παρθεί καμία πολιτική απόφαση για τη χρήση του λιθάνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή. Από την άλλη η κατασκευή μιας λιθανθρακικής μονάδας διαρκεί 5 έτη. Άρα υπολογίστηκαν 5 έτη για την κατασκευή της μονάδας και τουλάχιστον 1 έτος μέχρι να ληφθεί η πολιτική απόφαση για τη χρήση λιθάνθρακα.... σύνολο 6 έτη. Έτσι καμία λιθανθρακική μονάδα δεν θα μπορούσε να εισέλθει στο σύστημα νωρίτερα από το 2018.
- Η μεταφορά του λιθάνθρακα από τα ορυχεία του στις μονάδες, πραγματοποιείται είτε με χερσαία είτε με θαλάσσια μεταφορικά μέσα γεγονός που περιορίζει σαφώς τις μετακινούμενες ποσότητες. Άρα θα ήταν πολύ δύσκολο να εισέρχονται μέσα σε ένα έτος στο σύστημα 2 και 3 λιθανθρακικές μονάδες. Έτσι ορίστηκε να εισέρχονται τόσες λιθανθρακικές μονάδες όσες και λιγνιτικές και με διαφορά εισόδου της μίας λιθανθρακικής μονάδας από την άλλη τουλάχιστον τα 2 έτη.

Εν συνεχεία ορίστηκε ως ανώτατο όριο νέων λιγνιτικών μονάδων στο σύνολο των ετών της μελέτης το 7 (βλ. Κεφάλαιο 9.2.2). Τέλος ορίστηκε να εισέρχονται μονάδες φυσικού αερίου και μονάδες λιγνίτη με αναλογία 7/3.

Βάσει αυτών, τα αποτελέσματα θα μπορούσαν να εξαχθούν εκτελώντας το WASP-IV και με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης ενώ παράλληλα, όπως ειπώθηκε (βλ. Κεφάλαιο 10.2), τελικά τα αποτελέσματα ελήφθησαν από τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης. Ο λόγος όμως, που χρησιμοποιήθηκε ο δεύτερος τρόπος εκτέλεσης είναι ότι μέσα από το μεγάλο πλήθος συνδυασμών επέκτασης του συστήματος (που υπολογίζει και παρουσιάζει το WASP-IV) προέκυψε ο βέλτιστος.

Σαν παράδειγμα αναφέρεται ότι στο σενάριο λιθάνθρακας και αναφορικά με τις λιγνιτικές και τις λιθανθρακικές μονάδες, ήταν οικονομικότερο να εισαχθεί:

- το έτος 2020 μία λιγνιτική μονάδα,
- το έτος 2021 μία λιθανθρακική μονάδα,
- το έτος 2023 μία λιθανθρακική μονάδα,
- το έτος 2025 μία λιγνιτική και μία λιθανθρακική και
- το έτος 2026 μία λιγνιτική μονάδα.

Με απλά λόγια έχει σημασία το σε ποιο έτος θα εισαχθεί η κάθε μία μονάδα. Τελικά δίδεται ως αποτέλεσμα ο βέλτιστος συνδυασμός μονάδων και η βέλτιστη χρονική στιγμή (δηλαδή το βέλτιστο έτος) εισόδου της κάθε μονάδος στο σύστημα ώστε να επιτευχθεί το χαμηλότερο Τελικό κόστος (βέλτιστο).

Σαν δεύτερο παράδειγμα, για το ίδιο σενάριο, ήταν αρκετές φορές οικονομικότερο (στο σύνολο της μελέτης) να εισαχθούν συνεχόμενα αρκετές μονάδες φυσικού αερίου πριν εισαχθούν λιγνιτικές ή λιθανθρακικές μονάδες. Έτσι το έτος 2019 εισήχθησαν συνολικά 1 λιγνιτική και 1 λιθανθρακική μονάδα και 5 μονάδες φυσικού αερίου.

Όλες αυτές οι διαφορές έχουν να κάνουν με τον τρόπο φόρτισης των μονάδων ανάλογα με την υπολογιζόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση φορτίου αιχμής, σε συνδυασμό με την ηλεκτροπαραγωγή των Α.Π.Ε. και βάσει πάντα της αρχής να μην εισέρχονται στο σύστημα περισσότερες νέες μονάδες από αυτές που είναι απαραίτητες.

10.3.3. Εξωτερικές επεμβάσεις που έγιναν στην πιθανότητα απώλειας φορτίου

Το WASP-IV είναι σχεδιασμένο να μηδενίζει την πιθανότητα απώλειας φορτίου και κατ' επέκταση τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ακόμα και αν αυτό οδηγεί σε ένα ακριβότερο συνδυασμό επέκτασης συστήματος. Επειδή όμως σκοπός της μελέτης του Κεφαλαίου 10 είναι να εξετάσει και την περίπτωση ύπαρξης πιθανότητας απώλειας φορτίου μελετήθηκαν και συνδυασμοί επέκτασης του συστήματος που παρουσίαζαν πιθανότητες απώλειας φορτίου.

10.4. Σενάρια λιθάνθρακα

Όπως ειπώθηκε και στο Κεφάλαιο 10.1 τα σενάρια της μελέτης του Κεφαλαίου 10 είναι τα σενάρια λιθάνθρακα και λιθάνθρακα – Α.Π.Ε. Τα δεδομένα των μονάδων Α.Π.Ε. που εισήλθαν στο WASP-IV για τα δύο αυτά σενάρια είναι τα δεδομένα της πρώτης ομάδας (Α.Π.Ε. εκτός στόχου Ε.Ε. – βλ. Κεφάλαιο 6.3.1) για το σενάριο λιθάνθρακα και της δεύτερης ομάδας (Α.Π.Ε. εντός στόχου Ε.Ε. – βλ. Κεφάλαιο 6.3.2) για το σενάριο λιθάνθρακα – Α.Π.Ε.

Η εξέταση των σεναρίων έγινε βάσει των τριών κριτηρίων. Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 10.4 έχουν βελτιστοποιηθεί μέσω του WASP-IV και βάσει των ορίων που τέθηκαν για την εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων (βλ. Κεφάλαιο 10.3.2).

Η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής είναι ίση με 3,5% (βλ. Κεφάλαιο 5.1.2).

10.4.1. Σενάριο λιθάνθρακα

Στο σενάριο λιθάνθρακα εισήχθησαν λιγνιτικές μονάδες και μονάδες φυσικού αερίου σε αναλογία περίπου 7/3 και λιθανθρακικές μονάδες περίπου όσες και λιγνιτικές μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 5 λιγνιτικές μονάδες, 14 μονάδες φυσικού αερίου και 6 λιθανθρακικές μονάδες. Στο τέλος του 2030 το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών μονάδων είναι 20%, των νέων μονάδων φυσικού αερίου 56% και των λιθανθρακικών μονάδων 24% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο

της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που επεκτείνουν το σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 10.1 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ για τις εν λειτουργία – παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και τις νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο σύστημα στο σενάριο λιθάνθρακας) καθώς και το φορτίο αιχμής.

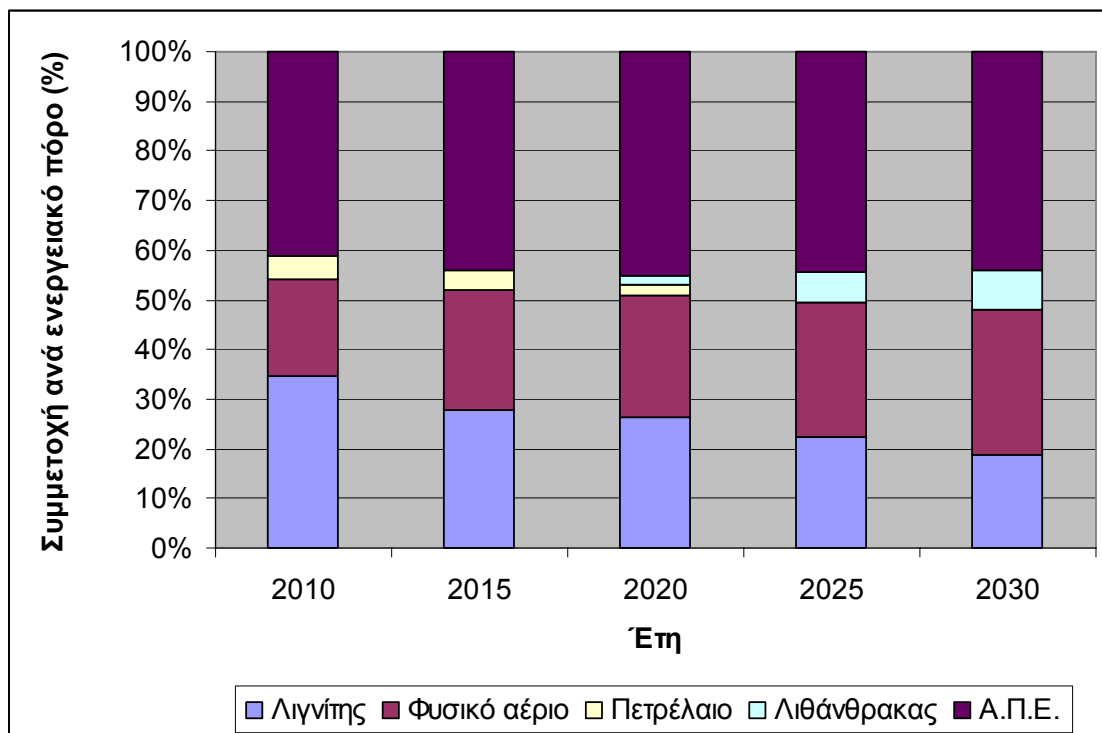
Πίνακας 10.1. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο λιθάνθρακας

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Λιθανθρακικές (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	0	750	4.708	13.646	-	119,23
	Νέες	0	0	0	0	1.510	1.510	-	13,19
	Σύνολο	5.258	2.930	0	750	6.218	15.156	11.446	132,42
2015	Παλιές	5.258	3.330	0	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	0	1200	0	0	2.679	3.879	-	28,53
	Σύνολο	5.258	4.530	0	750	8.315	18.853	13.594	138,69
2020	Παλιές	4.928	3.330	0	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	800	2.000	400	0	4.147	7.347	-	45,50
	Σύνολο	5.728	5.330	400	450	9.783	21.691	16.146	134,34
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	1.600	3.600	1.600	0	5.764	12.564	-	65,52
	Σύνολο	5.770	6.930	1.600	0	11.400	25.700	19.176	134,02
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	2.000	5.600	2.400	0	7.378	17.378	-	76,30
	Σύνολο	5.570	8.570	2.400	0	13.014	29.554	22.775	129,77

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται μεγάλη πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 ημέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ελαχιστοποιούνται. Πιο συγκεκριμένα παρουσιάζεται, κατά μέσο όρο σε όλη τη διάρκεια της μελέτης (με εξαίρεση το έτος 2009), πιθανότητα απώλειας φορτίου 1%, που αντιστοιχεί σε 0,5 ώρες ετησίως και η μέση ετήσια μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 0,1 GWh. Η τόσο μικρή πιθανότητα απώλειας φορτίου για την περίοδο 2010 – 2030 (21 έτη) κρίνεται αποδεκτή αφού είναι 10,5 ώρες σε 21 έτη. Η σύγκριση γίνεται με τον στόχο που έχουν θέσει οι Η.Π.Α. για το δικό τους ηλεκτρικό σύστημα και είναι ίσος με 24 ώρες σε 20 έτη [Κυριακίδης, 2007].

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 29,77% (το έτος 2030) μέχρι και 38,7% (το έτος 2015) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχθεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. και να έχει ελάχιστες πιθανότητες απώλειας φορτίου. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος, οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες και αντικαθίστανται με νέες καθώς και στο ότι εισάγονται περισσότερες νέες μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες έχουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης από τις αντίστοιχες λιγνιτικές.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται και στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 43%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 10.2.



Σχήμα 10.2. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 10.2, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο λιθάνθρακας.

Πίνακας 10.2. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο λιθάνθρακας

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Λιθάνθρακας		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	0	0,00	11.921	18,74	63.603
2015	34157	45,22	386	0,51	24372	32,26	0	0,00	16.625	22,01	75.538
2020	34917	38,92	298	0,33	31495	35,10	2546	2,84	20.464	22,81	89.719
2025	34887	32,74	0	0,00	37345	35,05	10186	9,56	24.143	22,66	106.556
2030	36597	28,92	0	0,00	46860	37,03	15279	12,07	27.822	21,98	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 10.2, η συμμετοχή των Α.Π.Ε. δεν επιτρέπει ούτε καν την προσέγγιση του στόχου για το 2020 αφού είναι 6,19% χαμηλότερη από αυτόν. Πιο συγκεκριμένα, αν και η εγκατάσταση νέων μονάδων Α.Π.Ε. αυξάνεται (Πίνακας 10.2), η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή παραμένει σχεδόν σταθερή (ελαφρώς μειούμενη).

Τέλος, η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι ίση με 40% για όλα τα έτη της μελέτης.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 10.3 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 10.3. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο λιθάνθρακας

Έτη	Λιγνίτης (kton)	Πετρέλαιο (kton)	Φυσικό αέριο (kton)	Λιθάνθρακας (kton)	Σύνολο (kton)
2009	42.286	1.831	5.912	0	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	0	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	0	49.812
2012	42.469	1.343	7.068	0	50.879
2013 - 2015	127.880	3.204	25.052	0	156.136
2016 - 2020	211.862	1.723	56.881	3.820	274.286
2021 - 2025	209.687	296	69.609	26.738	306.329
2026 - 2030	219.172	0	82.010	53.476	354.659
Σύνολο	937.904	10.908	259.103	84.034	1.291.949

Ο Πίνακας 10.4 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 10.4. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνυπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	9.140	182.800.220
2013 - 2015	156.136	3.122.729.470
2016 - 2020	274.286	5.831.015.609
2021 - 2025	306.329	7.190.279.704
2026 - 2030	354.659	9.190.767.812
Σύνολο	1.124.992	26.006.428.145

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.291.949 kton CO₂ (1.124.992 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 26.006.428.145 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 10.5 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης και λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων, της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ENS, βλ. Συνάρτηση 3.11) και τα λειτουργικά κόστη όλου του συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 10.5. Κόστη κατασκευής, λειτουργικά κόστη και κόστη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για το σενάριο λιθάνθρακας

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	ENS (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	4.843.308	0	6.909.226
2011-2015	2.372.654	11.865.743	26	14.238.423
2016-2020	3.047.699	12.096.947	71	15.144.717
2021-2025	9.032.412	12.025.557	97	21.058.066
2026-2030	7.449.496	12.126.582	11	19.576.089
Σύνολο (κ€)	23.968.179	52.958.137	205	76.926.521

Από τον Πίνακα 10.5 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 76.926.521.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 1.198.488.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 75.728.033.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο λιθάνθρακας είναι: **101.734.461.145 €**.

10.4.2. Σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Στο σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. εισήχθησαν λιγνιτικές μονάδες και μονάδες φυσικού αερίου σε αναλογία περίπου 7/3 και λιθανθρακικές μονάδες περίπου όσες και λιγνιτικές μέχρι το έτος 2030. Η συγκεκριμένη αναλογία, διατηρήθηκε, καθόσον ήταν δυνατό, σε όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030).

Όλες οι θερμικές μονάδες οι οποίες εισήχθησαν, είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW η κάθε μία. Πιο συγκεκριμένα εισήχθησαν 4 λιγνιτικές μονάδες, 11 μονάδες φυσικού αερίου και 4 λιθανθρακικές μονάδες. Στο τέλος του 2030 το ποσοστό συμμετοχής των νέων λιγνιτικών και λιθανθρακικών μονάδων είναι από 21% και των νέων μονάδων φυσικού αερίου 58% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των νέων θερμικών μονάδων που αναπτύσσουν το σύστημα και όχι στο σύνολο των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που λειτουργούν).

Ενεργειακά κριτήρια

Ο Πίνακας 10.6 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ για τις εν λειτουργία – παλαιές μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και τις νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο σύστημα στο σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.) καθώς και το φορτίο αιχμής.

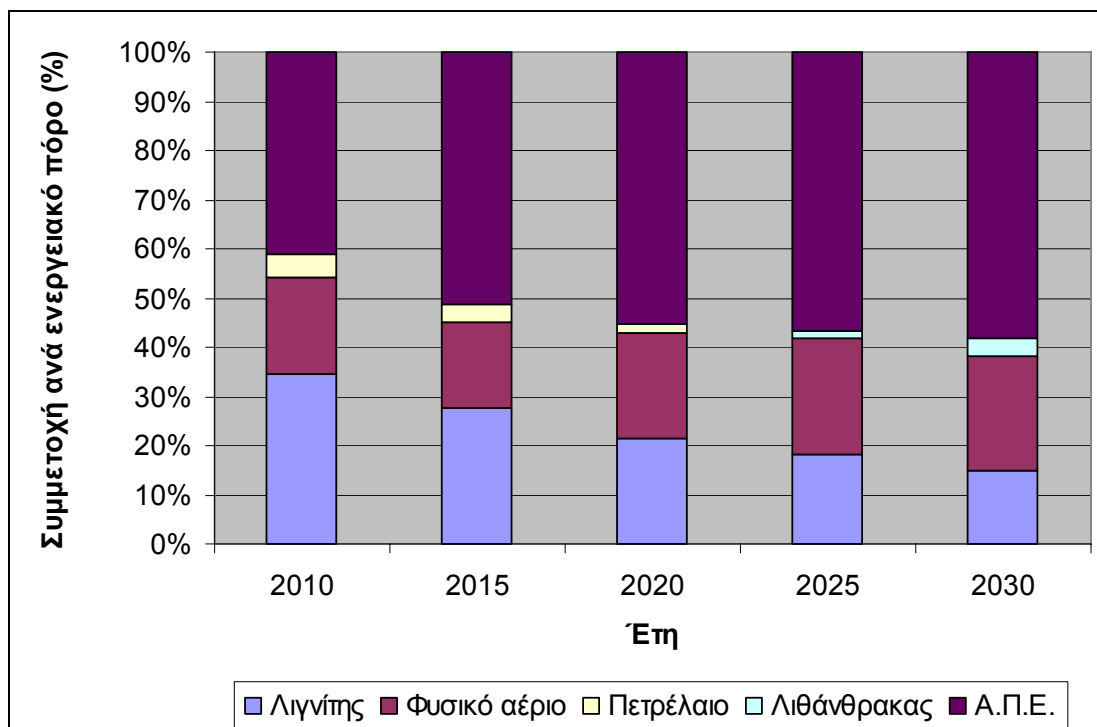
Πίνακας 10.6. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Λιθανθρακικές (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	0	750	4.708	13.646	-	119,22
	Νέες	0	0	0	0	1.500	1.500	-	13,11
	Σύνολο	5.258	2.930	0	750	6.208	15.146	11.446	132,33
2015	Παλιές	5.258	3.330	0	750	5.636	14.974	-	110,15
	Νέες	0	0	0	0	4.130	4.130	-	30,38
	Σύνολο	5.258	3.330	0	750	9.766	19.104	13.594	140,53
2020	Παλιές	4.928	3.330	0	450	5.636	14.344	-	88,84
	Νέες	0	1.600	0	0	7.060	8.660	-	53,64
	Σύνολο	4.928	4.930	0	450	12.696	23.004	16.146	142,47
2025	Παλιές	4.170	3.330	0	0	5.636	13.136	-	68,50
	Νέες	800	3.200	400	0	9.953	14.353	-	74,85
	Σύνολο	4.970	6.530	400	0	15.589	27.489	19.176	143,35
2030	Παλιές	3.570	2.970	0	0	5.636	12.176	-	53,46
	Νέες	1.200	4.400	1.200	0	12.840	19.640	-	86,23
	Σύνολο	4.770	7.370	1.200	0	18.476	31.816	22.775	139,70

Το τελευταίο έτος κατά το οποίο παρουσιάζεται μεγάλη πιθανότητα απώλειας φορτίου, είναι το 2009 και είναι ίση με 4,2% που αντιστοιχεί σε 15 ημέρες για το έτος αυτό. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 186 GWh για ολόκληρο το έτος. Από το 2010 μέχρι και το 2030 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ελαχιστοποιούνται. Πιο συγκεκριμένα παρουσιάζεται, κατά μέσο όρο σε όλη τη διάρκεια της μελέτης, πιθανότητα απώλειας φορτίου 5%, που αντιστοιχεί σε 2,5 ώρες ετησίως και η μέση ετήσια μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ίση με 0,5 GWh. Η τόσο μικρή πιθανότητα απώλειας φορτίου για την περίοδο 2010 – 2030 (21 έτη) κρίνεται αποδεκτή αφού είναι 2,1 μέρες σε 21 έτη.

Για μετά το 2010 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 32,33% (το έτος 2010) μέχρι και 43,35% (το έτος 2025) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι τόσο μεγάλες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι απαραίτητες ώστε να επιτευχθεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ. και να έχει ελάχιστες πιθανότητες απώλειας φορτίου. Η σταδιακή πτώση των αυξημένων απαιτήσεων εγκατεστημένης ισχύος, οφείλεται στο ότι κατά τη διάρκεια της μελέτης αποσύρονται οι παλαιές (χαμηλού βαθμού απόδοσης) μονάδες και αντικαθίστανται με νέες καθώς στο ότι εισάγονται περισσότερες νέες μονάδες φυσικού αερίου οι οποίες έχουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης από τις αντίστοιχες λιγνιτικές.

Οι τόσο αυξημένες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής, οφείλονται και στην μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (περίπου 57%), η οποία γίνεται φανερή και στο Σχήμα 10.3.



Σχήμα 10.3. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 10.7, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο Λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Πίνακας 10.7. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο Λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Λιθάνθρακας		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	33.833	53,19	1.796	2,82	16.053	25,24	0	0,00	11.921	18,74	63.603
2015	34.109	45,15	1.618	2,14	19.348	25,61	0	0,00	20.464	27,09	75.538
2020	32.217	35,91	292	0,33	29.068	32,40	0	0,00	28.142	31,37	89.719
2025	32.338	30,35	0	0,00	36.174	33,95	2.547	2,39	35.498	33,31	106.556
2030	34.052	26,91	0	0,00	39.463	31,18	10.186	8,05	42.855	33,86	126.555

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 10.7, η συμμετοχή των τεσσάρων καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή μειώνεται συνεχώς από το 2010 και έπειτα. Αντίστοιχα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. όχι απλά φτάνει αλλά ξεπερνάει κατά 2,36% το στόχο για το 2020, ενώ επιπρόσθετα, αυξάνεται ελαφρώς και κατά την περίοδο 2021 – 2030.

Τέλος, η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι ίση με 40% μέχρι το έτος 2017 και απαιτείται αύξηση στο 50% από το 2018 και έπειτα.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 10.8 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 10.8. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030 ανά καύσιμο για το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Έτη	Λιγνίτης (kton)	Πετρέλαιο (kton)	Φυσικό αέριο (kton)	Λιθάνθρακας (kton)	Σύνολο (kton)
2009	42.286	1.831	5.912	0	50.029
2010	42.291	1.347	6.180	0	49.818
2011	42.257	1.164	6.392	0	49.812
2012	42.445	1.208	6.553	0	50.206
2013 - 2015	127.729	3.621	21.337	0	152.687
2016 - 2020	201.568	2.917	49.575	0	254.059
2021 - 2025	196.768	193	63.436	9549	269.947
2026 - 2030	206.458	0	72.566	28648	307.672
Σύνολο	901.801	12.281	231.950	38197	1.184.230

Ο Πίνακας 10.9 παρουσιάζει τις συνολικές εκπομπές CO₂ από τις οποίες έχουν αφαιρεθεί οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2030 (βλ. Κεφάλαιο 4) και το κόστος CO₂ ανά πενταετία.

Πίνακας 10.9. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνυπολογίζονται οι ποσότητες εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2030

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	8.290	165.795.890
2010	8.079	161.582.530
2011	8.073	161.456.910
2012	8.467	169.331.010
2013 - 2015	152.687	3.053.742.780
2016 - 2020	254.059	5.395.810.305
2021 - 2025	269.947	6.334.034.293
2026 - 2030	307.672	7.973.655.175
Σύνολο	1.017.273	23.415.408.892

Για την περίοδο 2009 – 2030, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 1.184.230 kton CO₂ (1.017.273 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 23.415.408.892 €. Σαφές είναι ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 10.10 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων, της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ENS) και τα λειτουργικά κόστη όλου του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 10.10. Κόστη κατασκευής, λειτουργικά κόστη και κόστη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για το σενάριο λιθάνθρακα – Α.Π.Ε.

Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	ENS (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	4.843.308	0	6.909.226
2011-2015	3.871.985	11.231.958	23	15.103.966
2016-2020	4.041.940	11.043.868	187	15.085.995
2021-2025	14.930.315	10.763.914	428	25.694.657
2026-2030	13.026.995	10.570.650	320	23.597.965
Σύνολο (κ€)	37.937.153	48.453.698	958	86.391.809

Από τον Πίνακα 10.10 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για τα 22 έτη της μελέτης είναι 86.391.809.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2030 είναι 2.179.832.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 84.211.977.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο λιθάνθρακα – Α.Π.Ε. είναι: **107.627.385.892 €**.

10.4.3. Σύγκριση σεναρίων

Στο Κεφάλαιο 10.4.3. συγκρίνονται τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. βάση των τριών κριτηρίων της μελέτης.

Ενεργειακή σύγκριση

Ο Πίνακας 10.11, παρουσιάζει τις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής για όλη τη διάρκεια της μελέτης.

Πίνακας 10.11. Απαιτήσεις εγκατεστημένης ισχύος πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής

Έτος	Σενάριο λιθάνθρακας	Σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.
2010	132,42	132,33
2015	138,69	140,53
2020	134,34	142,47
2025	134,02	143,35
2030	129,77	139,70

Από τον Πίνακα 10.11, φαίνεται ότι οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής εξαρτώνται από τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή.

Συγκρίνοντας λοιπόν μεταξύ τους τα δύο σενάρια φαίνεται ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε., οδηγεί σε περίπου 5,9%, κατά μέσο όρο, υψηλότερες απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής, για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030) και περίπου 9,93% για το έτος 2030.

Αναφορικά με τη χρήση νέων θερμικών μονάδων, στο σενάριο λιθάνθρακας απαιτείται η είσοδος επιπλέον 6 μονάδων σε σχέση με το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. (βλ. Πίνακες 10.1 και 10.4). Έτσι στο τέλος της μελέτης (2030) έχουν εισαχθεί στο σενάριο λιθάνθρακας 1 λιγνιτική, 2 λιθανθρακικές και 3 μονάδες φυσικού αερίου παραπάνω. Παρόλα αυτά η κατανάλωση καυσίμων μειώνεται λόγω της μεγάλης συμμετοχής των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή (η συμμετοχή των οποίων επιτυγχάνει τους στόχους της Ε.Ε. για το έτος 2020). Συνεπώς η χρήση περισσότερων θερμικών μονάδων αποσκοπούν στη διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος και ως εκ' τούτου και σύμφωνα με τα αποτελέσματα του WASP-IV, πολλές από τις εν λειτουργία θερμικές μονάδες (όχι μόνο οι φυσικού αερίου και οι πετρελαϊκές αλλά και οι λιγνιτικές) να λειτουργούν ως μονάδες αιχμής. Αυτό γίνεται επειδή καταλαμβάνουν χαμηλές θέσεις στην οικονομική σειρά ένταξης (σύμφωνα και πάλι με τα αποτελέσματα του WASP-IV).

Τέλος, στο σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. απαιτείται αύξηση της μέγιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας κατά 10% από το έτος 2018.

Συνεπώς η σύγκριση με ενεργειακά κριτήρια δεν μπορεί να καταλήξει σε κάποιο καλύτερο σενάριο.

Περιβαλλοντική σύγκριση

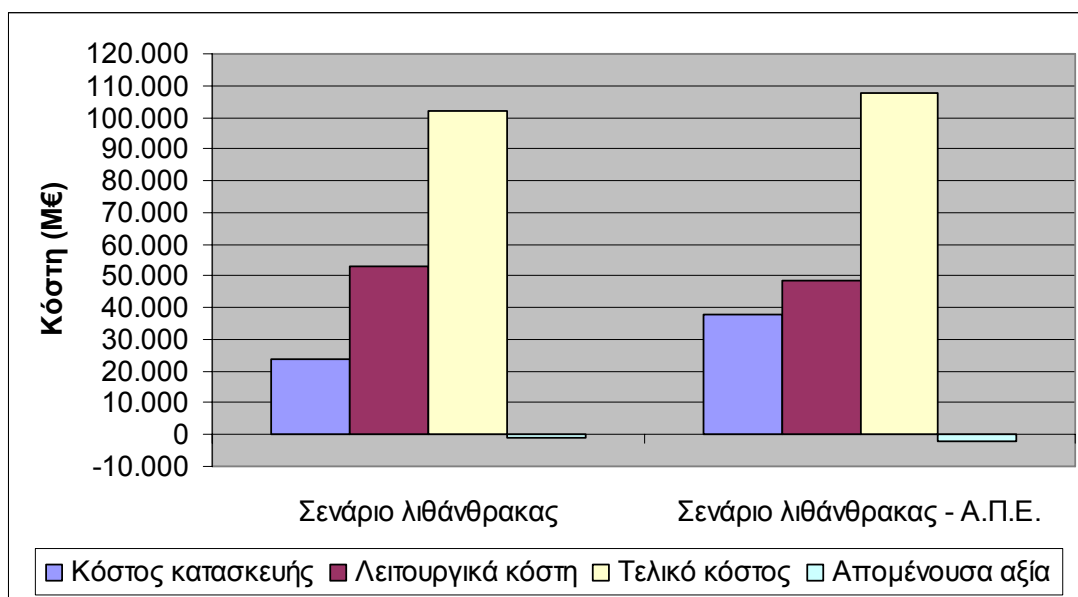
Η περιβαλλοντική σύγκριση των σεναρίων μπορεί να γίνει από την αντιπαραβολή των Πινάκων 10.3 και 10.8 όπου φαίνεται ότι το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. έχει σαφώς πιο μειωμένες εκπομπές CO₂ και από τους Πίνακες 10.4 και 10.9 όπου φαίνεται ότι το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. έχει σαφώς μικρότερο κόστος εκπομπών CO₂.

Πιο συγκεκριμένα, οι εκπομπές CO₂ στο σενάριο λιθάνθρακας είναι αυξημένες 8,29%, κατά μέσο όρο και το κόστος CO₂ κατά 10%.

Συνεπώς, προκύπτει ότι το καλύτερο σενάριο σύμφωνα με τα περιβαλλοντικά κριτήρια, είναι το λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

Οικονομική σύγκριση

Η οικονομική σύγκριση των δυο σεναρίων γίνεται ως προς το Τελικό κόστος. Για να γίνει όμως πληρέστερη η παρουσίασή τους, θα συγκριθούν και ως προς τα κόστη κατασκευής, τα λειτουργικά κόστη (που στο Κεφάλαιο 10 περιλαμβάνουν και τα κόστη CO₂) και τις απομένουσες αξίες για το έτος 2030. Η σύγκριση αυτή παρουσιάζεται στο Σχήμα 10.4.



Σχήμα 10.4. Τελικό κόστος και επιμέρους κόστη των δύο σεναρίων

Συγκρίνοντας μεταξύ τους τα δυο σενάριο, παρατηρείται πως η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε αύξηση του Τελικού κόστους κατά 5,8% το έτος 2030. Επιπρόσθετα προκύπτει ότι το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. παρουσιάζει αυξημένα κόστη κατασκευής κατά 58% και μειωμένα λειτουργικά κόστη κατά 9,3%.

Το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργεια είναι πολύ μικρό, σε σχέση με τα υπόλοιπα κόστη και δεν έχει κανένα νόημα να εξεταστεί. Για λόγους πληρότητας όμως, αναφέρεται ότι στο σενάριο λιθάνθρακας είναι μικρότερο κατά περίπου 79%.

Από την ανάλυση του Τελικού κόστους στα επιμέρους κόστη, γίνεται εμφανές ότι η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. και οι υψηλότερες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής οδηγούν σε πολύ υψηλό κόστος κατασκευής που κάνει την εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. αντιοικονομική.

Συνεπώς, όπως αποδείχτηκε, το καλύτερο σενάριο σύμφωνα με τα οικονομικά κριτήρια είναι το λιθάνθρακας.

Επιλογή σεναρίου

Όπως και με τα έξι σενάρια του Κεφαλαίου 6 που δεν κατέστη δυνατό να επιλεγεί το καλύτερο σενάριο σύμφωνα με τα τρία κριτήρια, έτσι και στο κεφάλαιο 10 δεν γίνεται δυνατό να επιλεγθεί το καλύτερο σενάριο. Πρακτικά δηλαδή, δεν είναι δυνατό να βρεθεί το εάν είναι συμφέρουσα η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. ή όχι.

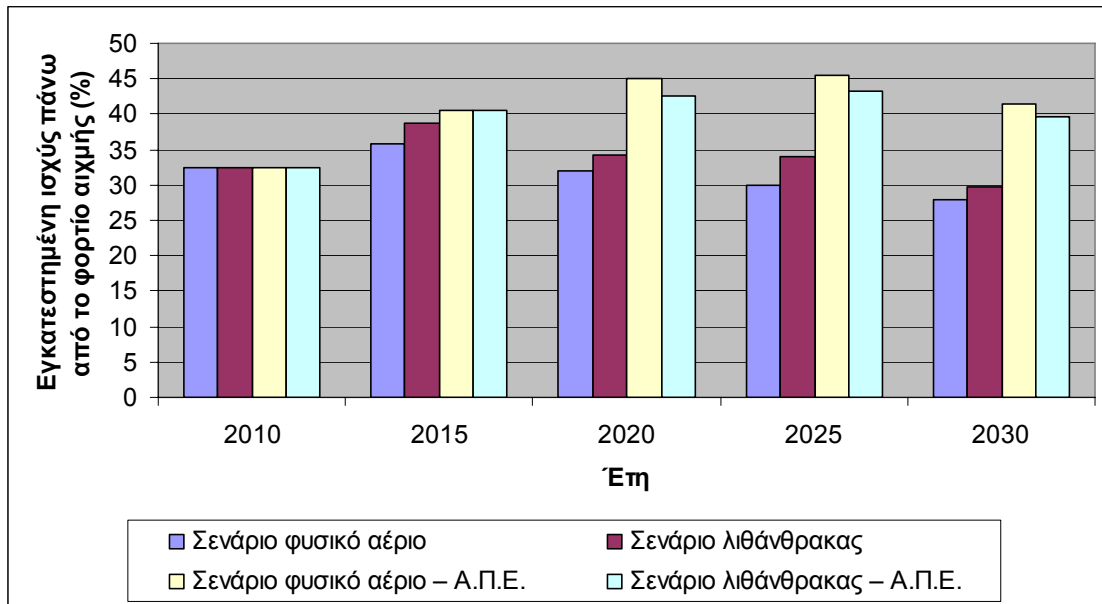
Συνεπώς τα σενάρια που επιλέχθηκαν ως καλύτερα από τη μελέτη των Κεφάλαια 6, 7 και 8 (σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.), θα συγκριθούν με τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Η τελική σύγκριση των τεσσάρων σεναρίων γίνεται στο Κεφάλαιο 10.5 ώστε να επιλεγθεί το βέλτιστο.

10.5. Επιλογή βέλτιστου σεναρίου

Στο Κεφάλαιο 10.5, γίνεται η τελική σύγκριση των 4 καλύτερων σεναρίων της διατριβής. Τα σενάρια αυτά είναι τα φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε., τα οποία προέκυψαν ως καλύτερα από τα Κεφάλαιο 6, 7 και 8 και τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. που εξετάστηκαν στο Κεφάλαιο 10. Η σύγκριση θα γίνει βάσει των τριών κριτηρίων. Προκειμένου να γίνει η περιγραφή της σύγκρισης και η παρουσίαση των αποτελεσμάτων απλούστερη, στο Κεφάλαιο 10.5, τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. θα ονομάζονται σενάρια φυσικού αερίου και τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. θα ονομάζονται σενάρια λιθάνθρακα.

Ενεργειακή σύγκριση

Ξεκινώντας, παρουσιάζεται το Σχήμα 10.5 με τις απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής για τα 4 σενάρια και για όλα τα έτη της μελέτης.



Σχήμα 10.5. Εγκατεστημένη ισχύς πάνω από το φορτίο αιχμής για τα 4 σενάρια (2009 – 2030)

Στο Σχήμα 10.5 γίνεται σαφές ότι η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. οδηγεί σε απαιτήσεις μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος. Το γεγονός αυτό οδηγεί και στο να αυξηθεί η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος από 40% που είναι στα σενάρια φυσικό αέριο και λιθάνθρακας στο 50% για τα σενάρια φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Η αύξηση απαιτείται από το έτος 2018 και έπειτα.

Επίσης στο Σχήμα 10.5, φαίνεται ότι οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής στο σενάριο λιθάνθρακας είναι μεγαλύτερη από ότι στο φυσικό αέριο, ενώ αντίθετη είναι η κατάσταση μεταξύ των σεναρίων λιθάνθρακα – Α.Π.Ε. και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

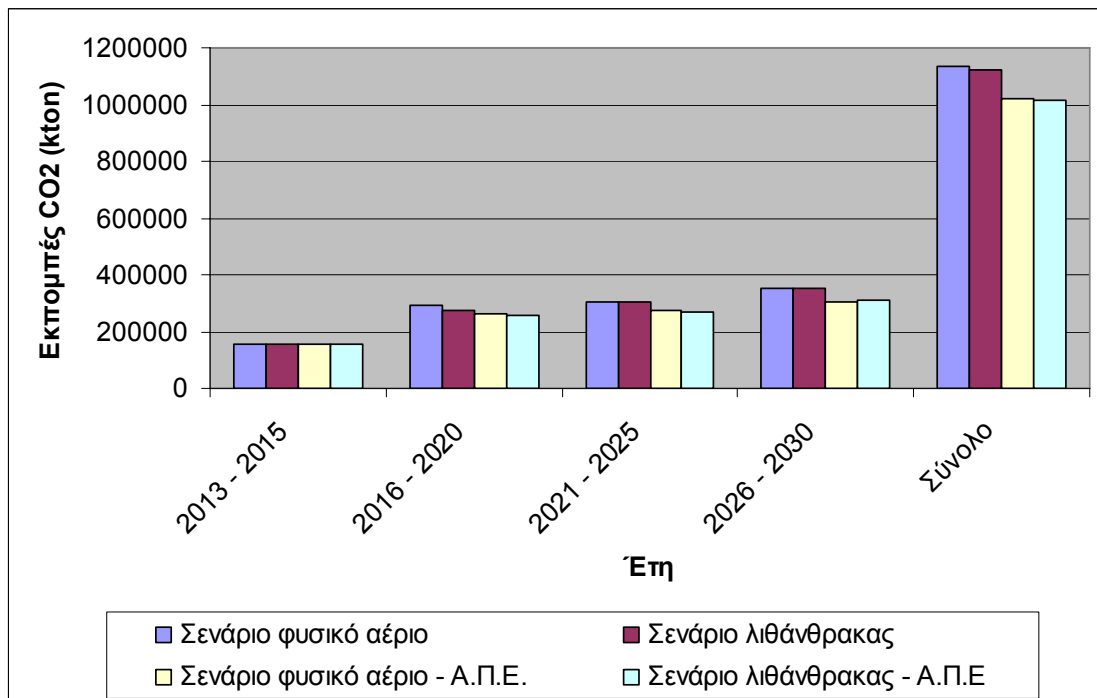
Ρόλο σε αυτό παίζουν δύο παράμετροι. Η πρώτη παράμετρος είναι η ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου στο σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. η οποία αν και ελάχιστη (ελάχιστη αλλά υπαρκτή σε σχέση με τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.) είναι κατά 79% μεγαλύτερη από ότι στο σενάριο λιθάνθρακας. Η δεύτερη παράμετρος είναι η ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των μονάδων των τριών καυσίμων λόγω μεγαλύτερης μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος και βαθμού απόδοσης και θερμογόνου δύναμης. Έτσι, για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, οι μονάδες του φυσικού αερίου έχουν πολύ μεγαλύτερη παραγωγική ικανότητα από τα άλλα δύο καύσιμα. Οι λιθανθρακικές έχουν ελαφρώς μεγαλύτερη παραγωγική ικανότητα από τις λιγνιτικές λόγω βαθμού απόδοσης και θερμογόνου δύναμης. Συνεπώς, ενώ στο σενάριο λιθάνθρακας εισέρχονται συνολικά στο σύστημα 25 θερμικές μονάδες, στο σενάριο φυσικό αέριο εισέρχονται 24. Αντίθετα στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. εισέρχονται συνολικά 18 θερμικές μονάδες ενώ στο σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. 19.

Αναφορικά τώρα με την κατανάλωση καυσίμων και σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 9, είναι σίγουρα προτιμότερα τα δύο σενάρια του λιθάνθρακα, αφού η χρήση του λιγνίτη έχει όριο (μέχρι 7 νέες λιγνιτικές μονάδες) ενώ θα πρέπει σαφώς να περιοριστεί η χρήση του φυσικού αερίου δεδομένου του ότι η διαθεσιμότητα και η επάρκεια του είναι εφικτή μόνο υπό όρους.

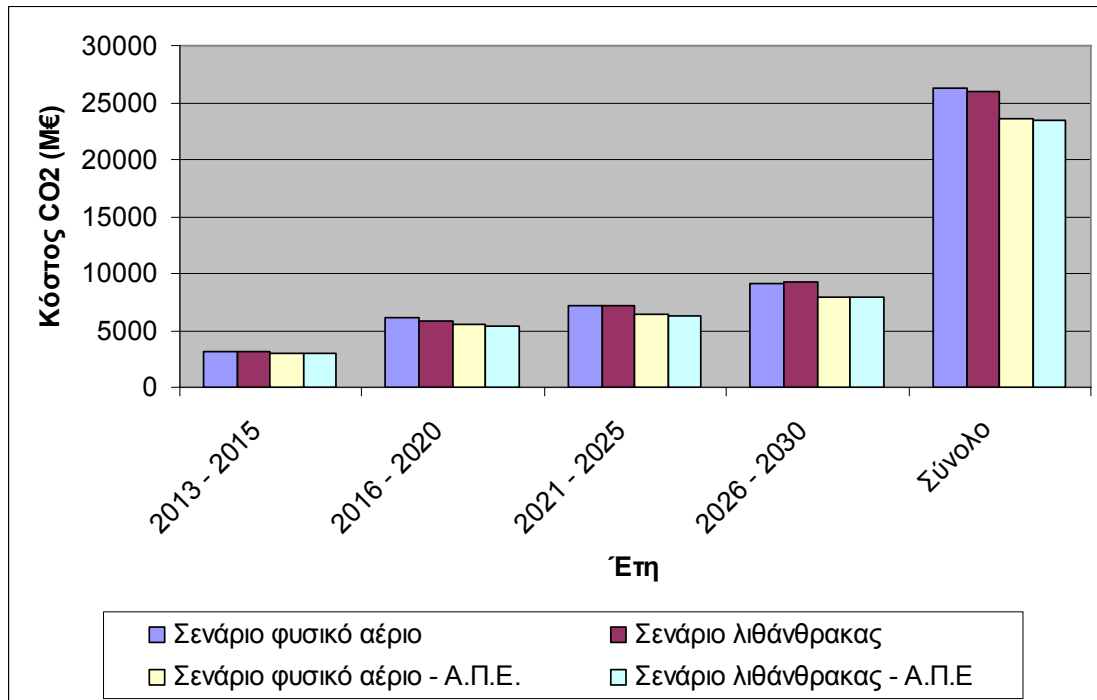
Συνεπώς από τη σύγκριση των σεναρίων με ενεργειακά κριτήρια, καλύτερα αποδεικνύονται τα σεσάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Θα πρέπει να τονιστεί ότι και μόνο από την άποψη της διαθεσιμότητας και της επάρκειας τόσο του φυσικού αερίου όσο και των αποθεμάτων λιγνίτη, είναι αρκετό για να επιλεχθεί η χρήση του λιθάνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή.

Περιβαλλοντική σύγκριση

Συγκρίνοντας τα 4 σεσάρια ως προς τις εκπομπές και το κόστος CO₂ προκύπτουν τα Σχήματα 10.6 και 10.7. Στα δύο αυτά σχήματα δεν παρουσιάζονται τα δεδομένα των ετών 2009 – 2012 καθότι δεν υπάρχουν διαφορές στις εκπομπές και στα κόστη CO₂.



Σχήμα 10.6. Εκπομπές CO₂ για τα τέσσερα σεσάρια (2009 – 2030)



Σχήμα 10.7. Κόστος CO₂ για τα τέσσερα σενάρια (2009 – 2030)

Από τα Σχήματα 10.6 και 10.7 γίνεται σαφές ότι η διαφορά στις εκπομπές CO₂ είναι πάρα πολύ μικρές με τα σενάρια του λιθάνθρακα να παρουσιάζουν λιγότερες εκπομπές CO₂ περίπου κατά 8% και συνεπώς μικρότερο κόστος CO₂ περίπου κατά 6,5%.

Με προσεκτικότερη εξέταση των Σχημάτων 10.6 και 10.7 παρατηρούνται διαφοροποιήσεις σχετικά με το ποια σενάρια είναι τα πιο ρυπογόνα κατά τη διάρκεια της μελέτης. Έτσι ενώ μέχρι το 2025 τα σενάρια του λιθάνθρακα είναι περιβαλλοντικά καλύτερα, την τελευταία πενταετία (2026 – 2030) αυτό αντιστρέφεται. Οι διαφορές αυτές οφείλονται στο ότι μέχρι το 2025, στα σενάρια του λιθάνθρακα, εισάγονται λιθανθρακικές μονάδες αντικαθιστώντας τόσο τις λιγνιτικές όσο τις φυσικού αερίου, σε σχέση με τα σενάρια του φυσικού αερίου. Όμως επειδή η αντικατάσταση είναι σχετικά περιορισμένη, υπερτερεί το ότι εισέρχονται λιγότερες νέες λιγνιτικές μονάδες από ότι νέες μονάδες φυσικού αερίου μειώνοντας έτσι τις εκπομπές CO₂. Αντίθετα την τελευταία πενταετία που η αντικατάσταση γίνεται μεγαλύτερη, υπερτερεί το ότι στα σενάρια λιθάνθρακα μειώνονται οι νέες μονάδες φυσικού αερίου που εισέρχονται στο σύστημα.

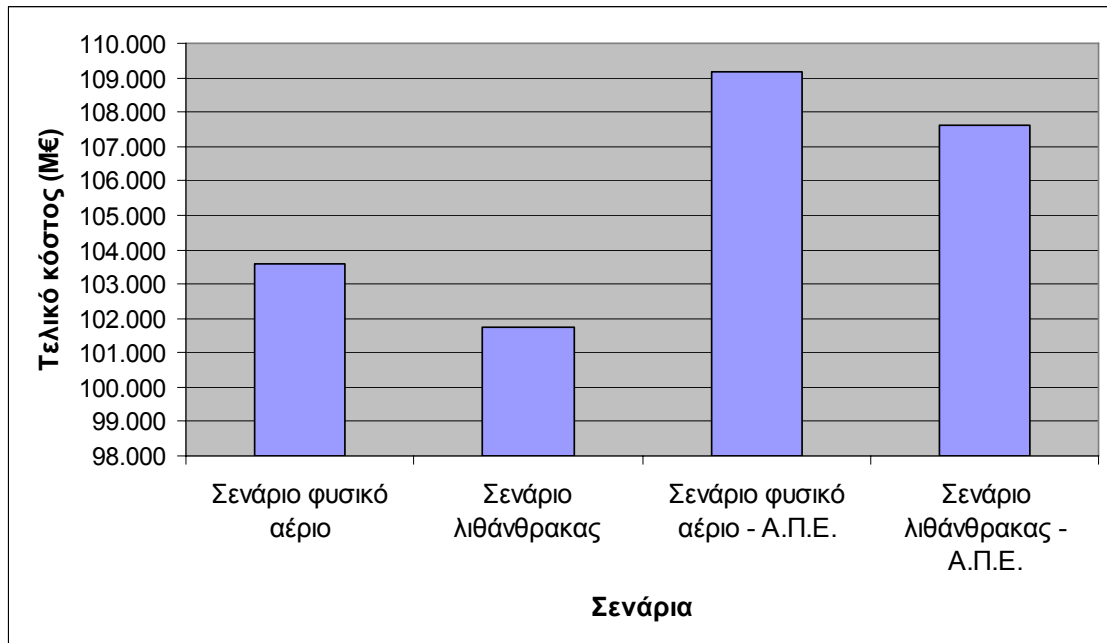
Σε κάθε περίπτωση πάντως τα συμπεράσματα τα οποία εξάγονται είναι ότι οι διαφορές στις εκπομπές και στα κόστη CO₂ είναι πολύ μικρές και ότι τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. είναι περιβαλλοντικά καλύτερα από τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Αξίζει να σημειωθούν δύο πράγματα. Το πρώτο είναι ότι η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια που εμφανίζονται στα σενάρια λιθάνθρακα είναι ελάχιστες ώστε να επηρεάσουν τη σύγκριση με περιβαλλοντικά κριτήρια. Το δεύτερο είναι ότι εάν η μελέτη επεκτεινόταν άλλα 10 έτη (δηλαδή μέχρι το 2040) τότε τα σενάρια του φυσικού αερίου θα ήταν περιβαλλοντικά καλύτερα.

Συνεπώς από τη σύγκριση με περιβαλλοντικά κριτήρια δεν μπορούν να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα.

Οικονομική σύγκριση

Τα τέσσερα σενάρια συγκρίνονται οικονομικά ως προς το Τελικό κόστος. Τα τελικά κόστη τους παρουσιάζονται στο Σχήμα 10.8.



Σχήμα 10.8. Τελικό κόστος των τεσσάρων σεναρίων

Από το Σχήμα 10.8 γίνεται σαφές ότι τα καλύτερα σενάρια είναι τα σενάρια του λιθάνθρακα. Πιο συγκεκριμένα, το σενάριο λιθάνθρακας παρουσιάζει 1,77% χαμηλότερο Τελικό κόστος από το σενάριο φυσικό αέριο και το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. 1,4%. Άρα τα σενάρια του λιθάνθρακα έχουν κατά μέσο όρο 1,59% χαμηλότερο Τελικό κόστος από τα σενάρια του φυσικού αερίου.

Στο Πίνακα 10.12 μαζί με τα επιμέρους κόστη παρουσιάζεται και η σύγκριση μεταξύ των σεναρίων με την ίδια συμμετοχή Α.Π.Ε. δηλαδή συγκρίνονται τα κόστη των σεναρίων φυσικό αέριο με λιθάνθρακα και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. με λιθάνθρακα – Α.Π.Ε.

Πίνακας 10.12. Κόστη κατασκευής, λειτουργικά, CO₂, απομένουσα αξία και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για τα τέσσερα σενάρια και σύγκριση ανά σενάριο με την ίδια συμμετοχή Α.Π.Ε.

Κόστος	Σενάριο φυσικό αέριο	Σενάριο λιθάνθρακας	Σενάριο φυσικό αέριο - Α.Π.Ε.	Σενάριο λιθάνθρακας - Α.Π.Ε.
Κατασκευής (Μ€)	23.109	23.968	37.328	37.937
Σύγκριση		-859		-609
Λειτουργικά (Μ€)	55.311	52.958	50.216	48.453
Σύγκριση		2.353		1.763
Κόστος εκπομπών CO ₂ (Μ€)	26.225	26.006	23.538	23.415
Σύγκριση		219		123
Απομένουσα αξία (Μ€)	-1.078	-1.198	-1.916	-2.180
Σύγκριση		120		264
Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (Μ€)	0	0,205	0	0,958
Σύγκριση		-0,205		-0,958

Από τον Πίνακα 10.12 προκύπτει ότι ο λιθάνθρακας αν και έχει μεγαλύτερο κόστος κατασκευής έχει μικρότερα λειτουργικά κόστη και κόστη εκπομπών CO₂ καθώς και μεγαλύτερη απομένουσα αξία. Τα μικρότερα λειτουργικά κόστη και κόστη CO₂ καθιστούν τα σενάρια λιθάνθρακα οικονομικότερα από τα σενάρια φυσικού αερίου.

Συνεπώς από τη σύγκριση των σεναρίων με οικονομικά κριτήρια, καλύτερα αποδεικνύονται τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.

10.6. Μελέτη για ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Στα σενάρια του Κεφαλαίου 6 η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι μηδενικές ενώ στα σενάρια του Κεφαλαίου 10 οι δύο αυτές τιμές είναι πάρα πολύ μικρές. Αυτό καθιστά απαραίτητη την εξέταση του τρόπου συμπεριφοράς του συστήματος αν υπήρχε μεγάλη πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας καθώς και την συμπεριφορά του συστήματος αν οι δύο αυτές παράμετροι ήταν μηδενικές.

Το πρώτο το οποίο πρέπει να εξεταστεί είναι το πόσο μεγάλη θα πρέπει να είναι η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, έτσι ώστε οι τιμές των δύο αυτών παραμέτρων να είναι πραγματικές (σύμφωνα με τα δεδομένα του Ε.Δ.Σ.) και όχι πλασματικές. Όπως ειπώθηκε και στο Κεφάλαιο 5.1 στο WASP-IV εισήχθησαν δεδομένα για την περίοδο 2002 – 2007 και το έτος 2008 χρησιμοποιήθηκε ως έτος επιβεβαίωσης της ορθής λειτουργίας του. Επιπρόσθετα στο έτος 2009, αν και αποτελεί έτος της περιόδου της μελέτης (η οποία είναι 2009 – 2030), δεν έγιναν παρεμβάσεις. Οπότε και τα αποτελέσματα του 2009 είναι ίδια με την πραγματική κατάσταση που επικρατούσε στο Ε.Δ.Σ. Έτσι από τα αποτελέσματα του WASP-IV προκύπτει η πιθανότητα απώλειας φορτίου και η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια που παρουσίαζε το Ε.Δ.Σ. κατά την περίοδο 2002 – 2009 παρουσιάζεται στον Πίνακα 10.13.

Πίνακας 10.13. Πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για την περίοδο 2002 - 2009

Έτος	Πιθανότητα απώλειας φορτίου		Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια
	(%)	d/yr	GWh/yr
2002	0,02	0,08	0,5
2003	4,97	18,14	185,2
2004	9,17	33,47	415,3
2005	8,01	29,22	376,6
2006	0,01	0,05	0,1
2007	5,42	19,79	249,3
2008	8,23	30,04	445,5
2009	4,36	15,91	185,7
Μέσος όρος	5,02	18,34	232,28

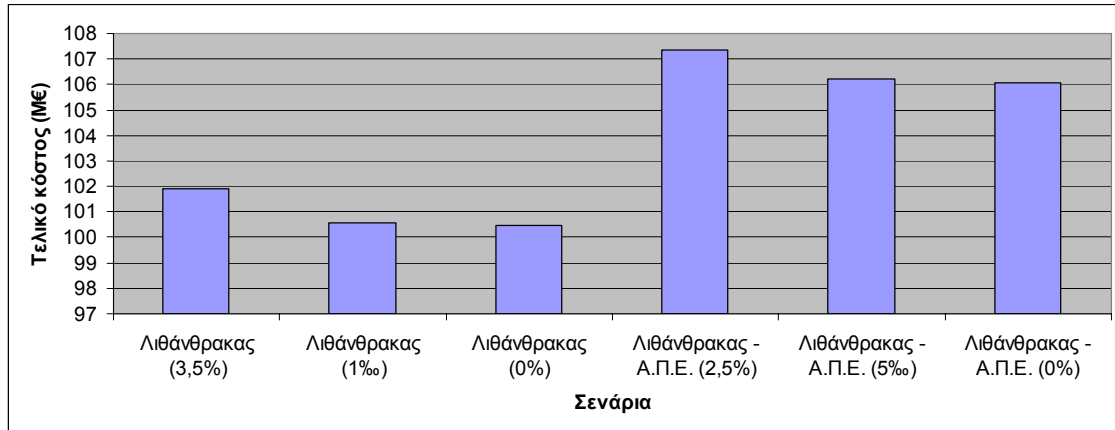
Η μέση πιθανότητα απώλειας φορτίου την οποία παρουσίαζε το Ε.Δ.Σ. κατά την περίοδο 2002 – 2009 ήταν 5,02%, που αντιστοιχούσε σε 18,34 d/yr κατά μέσο όρο και η μέση μη εξυπηρετούμενη ενέργεια 232,28 GWh. Αποτέλεσμα αυτού είναι η Ελλάδα να καλύπτει τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια με εισαγωγές οι οποίες κάλυπταν την περίοδο 2005 – 2008 το 7,95% της κατανάλωσης (βλ. Πίνακα 2.14) ξεφεύοντας μόνο το 2008 περίπου 260 εκ. € [Δ.Ε.Η., 2010].

Έτσι λοιπόν εκτελέστηκε το λογισμικό WASP-IV για τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. επιτρέποντας την ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Για το σενάριο λιθάνθρακας οι τιμές της μέσης πιθανότητας απώλειας φορτίου είναι περίπου 3,5%, που αντιστοιχούν σε 12,84 d/yr κατά μέσο όρο και η μέση μη εξυπηρετούμενη ενέργεια 162,6 GWh. Για το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. οι τιμές της μέσης πιθανότητας απώλειας φορτίου είναι περίπου 2,5%, που αντιστοιχούν σε 9,2 d/yr κατά μέσο όρο και η μέση μη εξυπηρετούμενη ενέργεια 117,18 GWh. Όριο πιθανότητας απώλειας φορτίου και για τα δύο σενάρια τέθηκε το 5% (βλ. Πίνακας 10.13) αλλά σε όλα σχεδόν τα έτη ήταν μικρότερη. Ο λόγος είναι ότι μπορεί να απαιτούνταν, για παράδειγμα, μία θερμική μονάδα εγκατεστημένης ισχύος 50 MW ή 100 MW έτσι ώστε να μην υπερβαίνει η πιθανότητα απώλειας φορτίου το 5%, ενώ όπως έχει ειπωθεί το σύστημα επεκτείνεται με μονάδες 400 MW. Η μη εξυπηρετούμενη ενέργεια είναι ουσιαστικά το επακόλουθο της πιθανότητας απώλειας φορτίου, συνεπώς δεν τέθηκαν όρια σε αυτήν.

Το WASP-IV εκτελέστηκε για τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. με το δεύτερο τρόπο εκτέλεσης δύο ακόμα φορές. Την πρώτη, από τις δύο εκτελέσεις, επιτρέποντας στο WASP-IV την ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και την δεύτερη μηδενίζοντας και τις δύο αυτές παραμέτρους. Η εισαγωγή της πιθανότητας απώλειας φορτίου στο σύστημα έγινε αφαιρώντας μία μονάδα φυσικού αερίου από το έτος 2014 και έπειτα ενώ ο μηδενισμός έγινε προσθέτοντας μία μονάδα φυσικού αερίου από το έτος 2019 και έπειτα. Η επιλογή της μονάδας φυσικού αερίου (και όχι μίας λιγνιτική ή μίας λιθανθρακικής) άπτεται στους περιορισμούς που εξηγήθηκαν στο Κεφάλαιο 10.3.3.

Από τις εκτελέσεις αυτές προκύπτει το Σχήμα 10.9. Στο Σχήμα αυτό συγκρίνονται τα Τελικά κόστη των δύο σεναρίων με ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου σε

ποσοστό 3,5%, 1‰ και 0% για το σενάριο λιθάνθρακας και 2,5%, 5‰ και 0% για το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.



Σχήμα 10.9. Τελικά κόστη στα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. με και χωρίς ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου

Από το Σχήμα 10.9 προκύπτουν οι εξής διαφορές στα Τελικά κόστη:

- Σενάριο λιθάνθρακας:
 - 1,31 Μ€, από 3,5% σε 1‰,
 - 0,1 Μ€, από 1‰, σε 0%.
- Σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.:
 - 1,13 Μ€, από 2,5% σε 2‰,
 - 0,11 Μ€, από 5‰, σε 0%.

Στη μείωση αυτή, σημαντικό ρόλο παίζει πρώτα από όλα η σημαντική μείωση του κόστους της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Το κόστος αυτό παρουσιάζεται στον Πίνακα 10.14 και φυσικά αφορά το σύνολο των ετών της μελέτης.

Πίνακας 10.14. Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (Μ€)						
Σενάριο	Πιθανότητα απώλειας φορτίου					
	3,5%	1‰	0%	2,5%	5‰	0%
Λιθάνθρακας	1.323	0,205	0	-	-	-
Λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.	-	-	-	1.137	0,958	0

Σημαντικό ρόλο παίζει επίσης και το ότι με την εισαγωγή περισσότερων νέων μονάδων φυσικού αερίου, μειώνεται η χρήση των παλαιών μονάδων των οποίων η λειτουργία είναι αντιοικονομική, ρυπογόνα και φυσικά καταναλώνει άσκοπα ποσότητες καυσίμων. Έτσι, στην περίπτωση ύπαρξης πολύ μικρής ή καθόλου πιθανότητας απώλειας φορτίου, το κόστος μειώνεται πάρα πολύ και από το ότι οι παλαιές μονάδες φορτίζονται λιγότερο λειτουργώντας σαν μονάδες αιχμής. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει ξανά (όπως και στο Κεφάλαιο 6.6.1.1) ότι η διατήρηση σε λειτουργία και η συνεχής ανακατασκευή των παλαιών μονάδων (οι περισσότερες από τις οποίες θα έπρεπε να είχαν ήδη αποσυρθεί) οδηγεί όχι μόνο σε άσκοπη κατανάλωση (ή καλύτερα σπατάλη) καυσίμων και επιπρόσθετη εκπομπή CO₂, αλλά και σε μακροπρόθεσμη απώλεια μεγάλων χρηματικών ποσών.

Από το Κεφάλαιο 10.5 λοιπόν προκύπτει ότι η στρατηγική της Ελλάδος, να συντηρεί παλαιές θερμικές μονάδες σε λειτουργία όπως και το να επιτρέπει την ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου οδηγεί μεν σε βραχυχρόνια οικονομικά ωφέλει (αφού δεν χρειάζεται να κάνει εκροή κεφαλαίων για την κατασκευή νέων μονάδων) επιφέρει δε τεράστια απώλεια χρημάτων σε μακροχρόνιο επίπεδο.

10.7. Αποτελέσματα

Από τα αποτελέσματα λοιπόν του Κεφαλαίου 10 προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα. Πρώτον ο λιθάνθρακας είναι ένα οικονομικά και ενεργειακά συμφέρον καύσιμο, που έχει χαμηλότερο κόστος ηλεκτροπαραγωγής από το λιγνίτη και οδηγεί σε οικονομικότερο σύστημα από το φυσικό αέριο. Περιβαλλοντικά δεν είναι καλύτερος από το φυσικό αέριο, αλλά η παράλληλη μείωση στην εισαγωγή νέων λιγνιτικών μονάδων μειώνονται ουσιαστικά οι εκπομπές CO₂. Σε συνάρτηση μάλιστα με τα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 9, η χρήση του λιθάνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή καθίσταται αναγκαία πέρα από συμφέρουσα.

Εν συνεχεία προκύπτει ότι η μη ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου είναι επίσης οικονομικά συμφέρουσα ενώ επιπρόσθετα αυξάνει την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας.

Ένα τελευταίο συμπέρασμα το οποίο προέκυψε από την προσεκτική εξέταση των σεναρίων λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε., με ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και χωρίς, είναι ότι θα πρέπει να αποσυρθούν άμεσα οι παλαιές μονάδες.

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- IAEA (International Atomic Energy Agency), 2000. Wien Automatic System Planning (WASP IV) User's Manual.
- Δαβάκος Χ., 2009. Ορυχεία λιγνίτη – Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Δακής Γ., 2010. Λιγνίτης Εθνικό Καύσιμο Νομός Κοζάνης η Ενεργειακή Καρδιά της Ελλάδος. Ημερίδα Τ.Ε.Ε. Ορυκτός Πλούτος και Τοπικές Κοινωνίες. Αθήνα.
- Δ.Ε.Η., 2010. Ετήσια Οικονομική Έκθεση (1 Ιανουαρίου 2009 - 31 Δεκεμβρίου 2009). Αθήνα.
- Καραγιάννης Φ., 2006. Τμήμα Στρατηγικού Σχεδιασμού – Δ.Ε.Η. Προσωπική επικοινωνία.
- Κυριακίδης Η., 2007. Μοντέλα Κόστους Παραγωγής. Τμ. Ηλεκτρολόγων & Μηχανικών Υπολογιστών, Πολυτεχνική Σχολή, Πανεπιστήμιο Κύπρου (σημειώσεις μαθήματος). Κύπρος.
- ΥΠ.ΑΝ., 2007. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας (2008 – 2020) – Μέρος Ι. Αθήνα.

Κεφάλαιο 11: Μελέτη οικονομικής κρίσης

Το 2009, η Ελλάδα εισήλθε σε περίοδο οικονομικής ύφεσης (οικονομικής κρίσης). Η οικονομική αυτή ύφεση (κρίση) αντικατοπτρίζεται σε όλους τους παραγωγικούς τομείς της χώρας [IMF, 2010], με αποτέλεσμα να υπάρχει πτώση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2011], κάτι το οποίο συνέβη και στην Αργεντινή όταν εισήλθε σε περίοδο οικονομικής κρίσης [Pollitt, 2008].

Ποιο συγκεκριμένα η μείωση της ζήτησης σε μέσο φορτίο και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2009 παρουσίασε πτώση κατά 4,71% σε σχέση με τις τιμές του 2008. Η μείωση της ζήτησης σε μέσο φορτίο και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με το έτος 2008, συνεχίστηκε και τα έτη 2010 και 2011 και ανήλθε σε 4,97% και 5,74% αντίστοιχα (οι τιμές για το έτος 2011 είναι από τις 31.01.2011 έως 31.05.2011 και δεν συνυπολογίζεται η περίοδος των απεργιών της Δ.Ε.Η.) [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2011]. Αν τώρα συνυπολογιστεί ότι η μέση ετήσια αναμενόμενη αύξηση είναι κοντά στο 3,5% (βλ. Κεφάλαιο 5) τότε η πτώση σε σχέση με τις αναμενόμενες τιμές ανήλθε στο 8,2% για το έτος 2009, σε 11,5% για το έτος 2010 και σε 12,74% για το έτος 2011.

Τέλος, δεδομένου του ότι η παραγωγή πρέπει να ικανοποιεί την κατανάλωση και όχι το αντίθετο, είναι σαφέστατο ότι η μείωση της ζήτησης σε μέσο φορτίο και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας θα επηρεάσει και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, προκαλώντας μία αντίστοιχη μείωση.

Συνεπώς οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης μειώνουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσιάζεται μεγάλο ενδιαφέρον στο να μελετηθεί το πώς επηρεάζονται οι στόχοι τους οποίους έχει υιοθετήσει η Ελλάδα (βλ. Κεφάλαιο 4). Οι στόχοι αυτοί αφορούν τις εκπομπές CO₂ και τη συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης που επιφέρουν μείωση στην καταναλισκόμενη και παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια οδηγεί σε λιγότερες εκπομπές CO₂, μεγαλύτερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας. Αν και η οικονομική κρίση έχει θετικά αποτελέσματα αναφορικά με την ηλεκτροπαραγωγή, θα χρησιμοποιηθεί ο όρος «επιπτώσεις» (που σαν όρος έχει αρνητική σημασία), διότι η οικονομική κρίση επιδρά αρνητικά σε όλους τους υπόλοιπους παραγωγικούς τομείς της Ελλάδος.

Η μελέτη των επιπτώσεων της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή (από εδώ και πέρα αναφέρετε σαν «μελέτη της οικονομικής κρίσης») έγινε για το χρονικό διάστημα που αναμένεται να διαρκέσει η κρίση συν την περίοδο μέχρι να σταθεροποιηθεί η ανάπτυξη. Η περίοδος δηλαδή της μελέτης θα είναι από το 2009 μέχρι και το 2020 [IMF, 2010]. Το 2020, παρουσιάζει λοιπόν διπλό ενδιαφέρον καθότι είναι το έτος κατά το οποίο η Ελλάδα θα πρέπει να έχει εκπληρώσει και τους στόχους της αναφορικά με τις Α.Π.Ε. (βλ. Κεφάλαιο 4).

11.1. Περιγραφή μελέτης

Στο Κεφάλαιο 11.1 περιγράφεται η μεθοδολογία της μελέτης της οικονομικής κρίσης. Προκειμένου να γίνει αυτό, ουσιαστικά θα πρέπει να συνδεθούν οι εξελίξεις στην οικονομία και την ανάπτυξη της Ελλάδος με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς, ο βασικότερος στόχος είναι να δημιουργηθεί ένα μοντέλο, το οποίο να μπορεί να συνδέει τις διαφοροποιήσεις (αυξήσεις ή μειώσεις) στην οικονομία και κατ' επέκταση στην ανάπτυξη της Ελλάδος με τις διαφοροποιήσεις στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μεθοδολογία η οποία εφαρμόστηκε στο Κεφάλαιο 11, παρά του ότι έγινε με αφορμή την οικονομική κρίση και αφορά την Ελλάδα, μπορεί να εφαρμοστεί γενικά. Ανεξάρτητα δηλαδή από το κράτος (Ελλάδα ή κάποιο άλλο) και ανεξάρτητα τις οικονομικές εξελίξεις του (ανάπτυξη ή ύφεση).

Η μεθοδολογία της μελέτης έχει ως εξής:

Αρχικά δίδεται ο ορισμός της οικονομικής κρίσης. Από τον ορισμό εξάγεται το συμπέρασμα ότι η οικονομική κρίση συνδέεται με τη μείωση του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (Α.Ε.Π.) ενός κράτους. Συνεπώς οι διαφοροποιήσεις στην οικονομία ενός κράτους συνδέονται με τις διαφοροποιήσεις του Α.Ε.Π.

Στη συνέχεια συσχετίζονται το Α.Ε.Π. ενός κράτους με την κατανάλωση στην ηλεκτρική ενέργεια. Ο τρόπος συσχετισμού αποδεικνύεται ότι είναι η γραμμική παλινδρόμηση.

Κατόπιν, εφαρμόζοντας τη γραμμική παλινδρόμηση, προκύπτουν οι διαφοροποιήσεις στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Εξετάζεται η ορθότητα της συσχέτισης και η επιτυχής εφαρμογή της γραμμικής παλινδρόμησης.

Τέλος, με τη χρήση ενός λογισμικού πακέτου (στην παρούσα διατριβή χρησιμοποιείται το WASP-IV), εξετάζονται οι επιπτώσεις στην ηλεκτροπαραγωγή.

Αν μάλιστα υπάρχουν διαθέσιμα σενάρια επέκτασης του συστήματος, που να μελετούν περιπτώσεις αναμενόμενης αύξησης (δηλαδή περιπτώσεις business as usual) στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας^{****}, είναι δυνατό να μελετηθούν και οι επιπτώσεις που επιφέρουν οι διαφοροποιήσεις στην οικονομία ενός κράτους στην ηλεκτροπαραγωγή.

Το μοντέλο της μελέτης έχει να κάνει με το σύνολο των συναρτήσεων που συσχετίζουν το Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσιάζονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 11.3.

Το σενάριο μελέτης της οικονομικής κρίσης ονομάστηκε σενάριο οικονομική κρίση.

Πριν ξεκινήσει η μελέτη της οικονομικής κρίσης θα πρέπει να εξηγηθεί για ποιους λόγους επιλέχθηκε η μελέτη να γίνει μέχρι το 2020. Όπως αναφέρθηκε, η οικονομική κρίση υπολογίζεται να έχει τελειώσει μέχρι το 2020 και η Ελλάδα να έχει από εκεί και έπειτα σταθερούς ρυθμούς ανάπτυξης. Αυτό σημαίνει ότι κατά πάσα πιθανότητα

^{****} Περιπτώσεις εμφάνισης αναμενόμενης αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ή αλλιώς καταστάσεις «business as usual». Στην παρούσα περίπτωση η «business as usual» κατάσταση στην μέση ετήσια αναμενόμενη αύξηση στην κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι 3,5% και περιγράφηκε με την Περίπτωση 2 στο Κεφάλαιο 7.

η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα επανέλθει στο 3,5%. Δεν υπάρχει όμως καμία βεβαιότητα ούτε για το πότε ακριβώς θα επανέλθει, ούτε για το πόσο σύντομα θα επανέλθει ούτε φυσικά για το εάν θα επανέλθει στο 3,5% ή σε κάποιο άλλο ποσοστό μεγαλύτερο η μικρότερο. Επίσης αδύνατος είναι και ο συσχετισμός του αναμενόμενου Α.Ε.Π. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2020 – 2030, καθότι δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν εκτιμήσεις ή υπολογισμοί του Α.Ε.Π. σε κανέναν επίσημο φορέα^{†††}.

Συνεπώς το να εξεταστεί η οικονομική κρίση για την περίοδο 2020 – 2030 δεν θα είχε κανένα απολύτως νόημα πρώτον διότι η εκτίμηση του ποσοστού αύξησης θα βασιζόταν σε σενάρια και υποθέσεις τα οποία όχι μόνο θα ήταν αβάσιμα αλλά δεν έχουν και καμία ουσιαστική προσφορά στο μοντέλο και στη διατριβή και δεύτερον διότι βάσει των υπολογισμών θα έχει ολοκληρωθεί η οικονομική κρίση.

Φυσικά η μελέτη για τη μεταβολή του Α.Ε.Π. είναι εντελώς έξω από τους σκοπούς και τους στόχους της παρούσας διατριβής.

11.2. Ορισμός οικονομικής κρίσης

Πριν από οτιδήποτε άλλο, θα πρέπει να οριστεί τι σημαίνει οικονομική κρίση. Οι ορισμοί που δίδονται είναι αρκετοί, ο ευρέως χρησιμοποιούμενος όμως είναι του National Bureau of Economic Research (NBER) των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής (Η.Π.Α.) σύμφωνα με τον οποίο: «Οικονομική κρίση ονομάζεται η μείωση του πραγματικού Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (Α.Ε.Π.) (real Gross Domestic Product – GDP) για τουλάχιστον δύο συνεχή τέταρτα ενός έτους [NBER, 2010, Χέβας, 2010].

Όπως ειπώθηκε, υπάρχουν και άλλοι ορισμοί της οικονομικής κρίσης και σε αυτήν την παράγραφο δίδονται ακόμα τρεις που επίσης χρησιμοποιούνται αρκετά (αν και όχι όσο ο πρώτος). Έτσι κάποιοι οικονομολόγοι ορίζουν την οικονομική κρίση σαν την αύξηση της ανεργίας κατά 1,5% μέσα σε περίοδο 12 μηνών [Strange and Tooze, 1981] και κάποιοι άλλοι σαν την αύξηση της τιμής του δείκτη «εργαζόμενοι σε εθνικό επίπεδο προς το μέσο μισθολόγιο της χώρας», για περίοδο 12 μηνών [Baker, 2006]. Τέλος, προτείνεται ότι προκειμένου να θεωρηθεί ότι μία χώρα διανύει περίοδο οικονομικής κρίσης, θα πρέπει να συνυπολογιστούν και πολλές παράμετροι (πέρα από τις προαναφερθείσες). Οι παράμετροι αυτοί θα πρέπει να περιλαμβάνουν σημαντικές οικονομικές μεταβλητές, όπως η μείωση στην παραγωγή προϊόντων της χώρας, η μείωση στις πωλήσεις αγαθών και άλλα [Remond-Tiedrez, 2009].

Εξετάζοντας τους τέσσερεις ορισμούς που παρουσιάστηκαν, ο βέλτιστος τρόπος να συνδεθεί η οικονομική κρίση με τη μείωση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, για την παρούσα μελέτη, είναι η μείωση του Α.Ε.Π. [Χέβας, 2010].

Δια της αφαιρετικής μεθόδου, είναι αδύνατο να συσχετιστεί η μείωση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με τα στοιχεία της ανεργίας, καθότι τα στοιχεία αυτά όπως παρουσιάζονται στην Ελλάδα, είναι πλασματικά. Ο λόγος είναι ότι

^{†††} Το Α.Ε.Π. για την περίοδο 2020 – 2030, αναζητήθηκε τελευταία φορά στα τέλη Ιουλίου 2011 στους εξής φορείς: Διεθνές Νομισματικό Ταμείο, Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα, Eurostat, Ο.Ο.Σ.Α., Υπουργείο Οικονομικών, Τράπεζα της Ελλάδος και Εθνική Στατιστική Υπηρεσία Ελλάδος.

αρκετοί εργοδότες δεν παρουσιάζουν τον πραγματικό αριθμό των εργαζομένων τους οποίους απασχολούν και διότι εργαζόμενος στην Ελλάδα θεωρείται ο οποιοσδήποτε εργαστεί μέσα σε ένα έτος, έστω και για μία ώρα. Επιπρόσθετα, πολλοί από τους επίσημα δηλωμένους ανέργους, εργάζονται, χωρίς όμως να δηλώνονται. Άρα ο δεύτερος και ο τρίτος ορισμός δεν γίνεται να χρησιμοποιηθούν στην παρούσα μελέτη. Ομοίως αδύνατον είναι το να χρησιμοποιηθεί και ο τέταρτος ορισμός, αφού απαιτούνται στοιχεία, των οποίων ο υπολογισμός ξεπερνάει κατά πολύ τους σκοπούς της παρούσας διατριβής.

11.3. Μοντέλο συσχετισμού Α.Ε.Π. – κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (εφαρμογή για την ελληνική οικονομική κρίση)

Στο Κεφάλαιο 11.3 παρουσιάζεται αναλυτικά το μοντέλο συσχετισμού της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με το Α.Ε.Π. ώστε να μελετηθούν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή στο Ε.Δ.Σ. με χρήση του WASP-IV.

Προκειμένου να μελετηθούν οι «επιπτώσεις» της οικονομικής κρίσης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση του λογισμικού WASP-IV, χρειάζεται απαραίτητα να εισαχθούν σαν δεδομένα οι Ανεστραμμένες Ανηγμένες Καμπύλες Διάρκειας Φορτίου (Α.Α.Κ.Δ.Φ.) για την περίοδο της μελέτης (2009 – 2020). Άρα σύμφωνα με τη λειτουργία του λογισμικού WASP-IV (βλ. Κεφάλαιο 3), χρειάζεται η μέση ετήσια ποσοστιαία μετατόπιση (αύξηση ή μείωση) των ετήσιων Α.Α.Κ.Δ.Φ. για το κάθε έτος της περιόδου 2009 – 2020. Συνεπώς θα πρέπει πρώτα να συσχετιστούν οι Α.Α.Κ.Δ.Φ. του κάθε έτους με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο συσχετισμός των Α.Α.Κ.Δ.Φ. με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με τον τρόπο που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 3 και σύμφωνα με τη Συνάρτηση 3.1. Αυτός ο συσχετισμός βασίζεται στη δομή της λειτουργίας του λογισμικού WASP-IV.

Συνεπώς απομένει να βρεθεί ο τρόπος με τον οποίο συνδέεται ή είναι δυνατόν να συνδεθεί η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με το Α.Ε.Π.

11.3.1. Σύνδεση Α.Ε.Π. – κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Από τη στατιστική είναι γνωστό ότι δύο μεταβλητές, μπορεί να συνδέονται μεταξύ τους με τρεις τρόπους: με Συναρτησιακή σχέση, με Παλινδρόμηση ή με Συσχέτιση [Ψωινός, 1999].

Για να εξεταστεί αν το Α.Ε.Π. και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται με κάποιον από τους τρεις τρόπους ακολουθεί η παρακάτω διαδικασία:

Συναρτησιακή σχέση

Όταν υπάρχει απόλυτη αντιστοιχία ανάμεσα στις τιμές δύο μεταβλητών, τότε αυτές λέγονται συναρτησιακά εξαρτημένες και σε αυτή την περίπτωση μπορεί εύκολα να βρεθεί η σχέση που τις συνδέει. Σαν παράδειγμα δίδεται η σχέση μεταξύ της αντίστασης του ηλεκτρικού ρεύματος “R” και της έντασης του ηλεκτρικού ρεύματος “I” οι οποίες συνδέονται με το νόμο του Ohm: $I = V/R$ [Ψωινός, 1999].

Παλινδρόμηση

Η παλινδρόμηση χρησιμοποιείται για τη σύνδεση δύο μεταβλητών που δεν είναι μεταξύ τους συναρτησιακά εξαρτημένες (δεν συνδέονται με συναρτησιακή σχέση), έχουν όμως εξάρτηση η μία από την άλλη. Έτσι αν μελετάτε μία ανεξάρτητη μεταβλητή (τυχαία) και μία η οποία επηρεάζεται από την τυχαία (καθοριστική) ή δύο τυχαίες μεταβλητές, αλλά οι τιμές της μίας από αυτές (τις τυχαίες μεταβλητές) είναι ελεγχόμενες, τότε αυτές μπορούν να συνδεθούν με τη μέθοδο της παλινδρόμησης. Προκειμένου να χρησιμοποιηθεί η μέθοδος της παλινδρόμησης όμως, θα πρέπει να βρεθεί η στατιστική εξάρτηση τους [Ψωινός, 1999].

Συσχέτιση

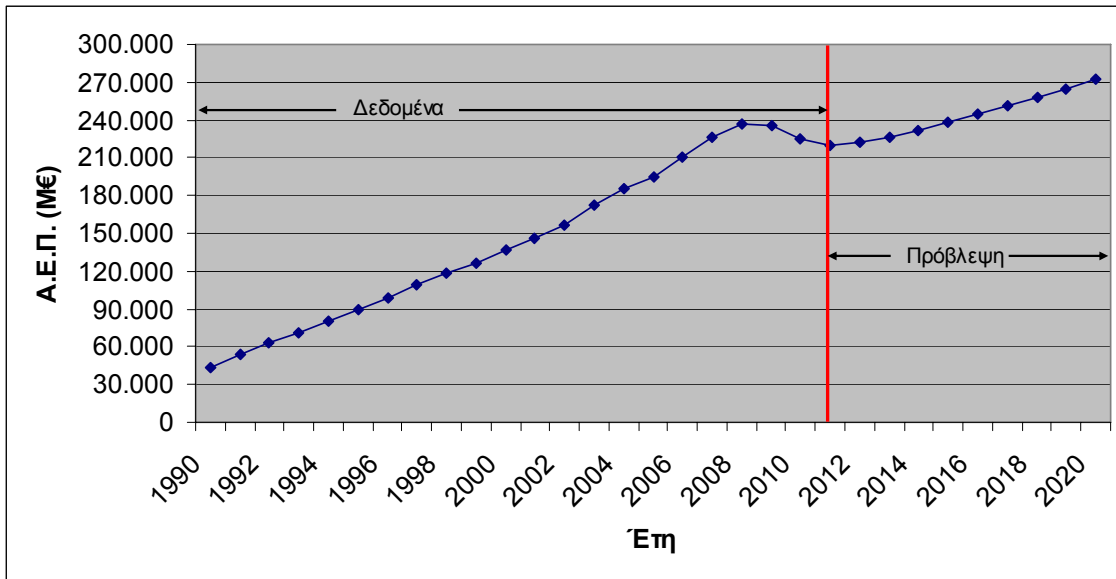
Η μέθοδος της συσχέτισης χρησιμοποιείται για τη σύνδεση δύο μεταβλητών όταν αυτές είναι τυχαίες (τυχαίες ονομάζονται οι μεταβλητές όπου οι τιμές της μίας δεν επηρεάζει την άλλη) και οι τιμές τις οποίες λαμβάνουν αυτές οι μεταβλητές δεν είναι ελεγχόμενες (λαμβάνουν δηλαδή τιμές κατά τυχαίο τρόπο) [Ψωινός, 1999].

Εξετάζοντας τους τρεις τρόπους σύνδεσης μεταβλητών, γίνεται η υπόθεση ότι η σύνδεση των δύο μεταβλητών της μελέτης (Α.Ε.Π. και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας), μπορεί να γίνει με παλινδρόμηση. Αυτή βασίζεται σε όσα παρουσιάστηκαν στην αρχή του παρόντος κεφαλαίου και η ορθότητα της, αποδεικνύεται στο Κεφάλαιο 11.3.2).

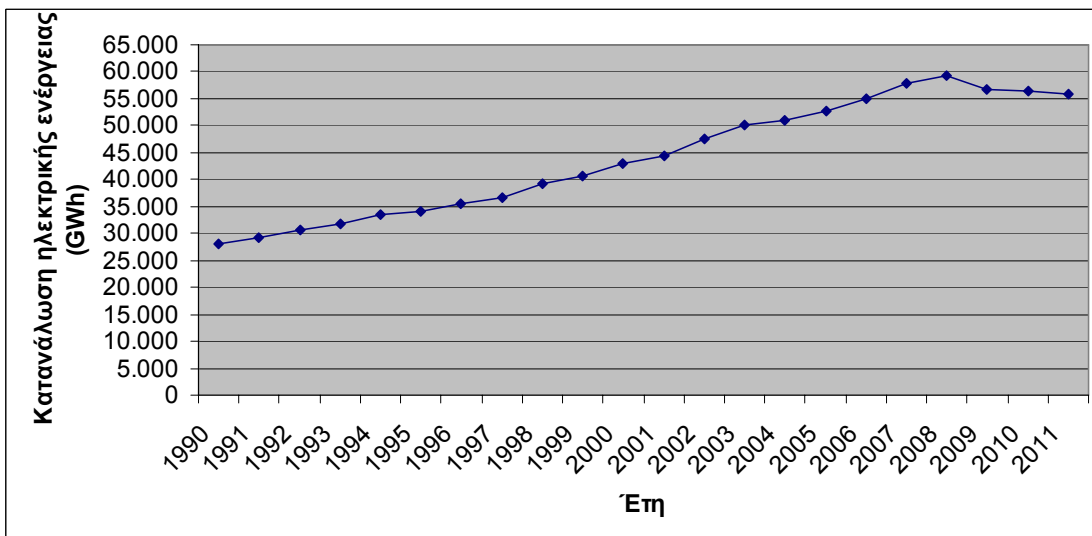
11.3.2. Παλινδρόμηση Α.Ε.Π. – κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Αρχικά θα πρέπει να εξεταστεί το κατά πόσο είναι δυνατό να συνδεθούν οι δύο μεταβλητές της μελέτης. Το ότι συνδέονται βεβαιώνεται οπτικά με τη χρήση των Σχημάτων 11.1 και 11.2. Στο Σχήμα 11.1, παρουσιάζονται τα ετήσια Α.Ε.Π. για την περίοδο 1990 – 2010 τα οποία προέρχεται από την Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα-E.K.T. (European Central Bank-ECB) [ECB, 2011] και τον Οργανισμό Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης-Ο.Ο.Σ.Α. (Organisation for Economic Co-operation and Development-OECD) [OECD, 2011], καθώς και οι προβλέψεις του Α.Ε.Π. για την περίοδο 2011 – 2020 οι οποίες βρέθηκαν από την Ε.Κ.Τ. [ECB, 2011], το Διεθνές Νομισματικό Ταμείο-Δ.Ν.Τ. (International Monetary Fund-IMF) [IMF, 2010] και το Υπουργείο Οικονομικών [Υπουργείο Οικονομικών, 2010]^{****}. Στο Σχήμα 11.2, παρουσιάζονται οι καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 1990 – 2001 [Βάσσοι και Κορρές, 1997], για την περίοδο 2002 – 2008 (βλ. Κεφάλαιο 5) και για τα έτη 2009 – 2011 (μέχρι και το Μάιο του 2011) [Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2011].

^{****} Τα ετήσια Α.Ε.Π. καθώς και οι προβλέψεις για την αύξησή του Α.Ε.Π., βρέθηκαν από διεθνής πηγές [ECB, 2011, IMF, 2010, OECD, 2011] και το υπουργείο οικονομικών [Υπουργείο Οικονομικών, 2010]. Τα στοιχεία αυτά αναζητήθηκαν για πρώτη φορά το Φεβρουάριο του 2010. Αναθεωρήθηκαν τον Ιούλιο του 2010 και αναθεωρήθηκαν ξανά τον Ιούλιο του 2011. Και τις τρεις φορές τα στοιχεία τόσο των παρελθόντων ετών όσο και των προβλέψεων ήταν διαφορετικά. Όπως διαφορετικά ήταν και τα στοιχεία μεταξύ των πηγών, για την ίδια χρονική περίοδο. Έτσι το Α.Ε.Π. και η πρόβλεψη της εξέλιξης του Α.Ε.Π. που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 11, είναι από την τελευταία αναθεώρηση των στοιχείων (Ιούλιος 2011) και αποτελούν τους μέσους όρους των στοιχείων που βρέθηκαν από τις πηγές που αναφέρονται στη βιβλιογραφία. Τα στοιχεία αυτά παρουσιάζονται στην παρούσα μελέτη με κάθε επιφύλαξη για την ορθότητά τους και χωρίς καμία επιφύλαξη για τη γνησιότητα των πηγών από τις οποίες αυτά προέρχονται.



Σχήμα 11.1. Ετήσιο Α.Ε.Π. για την περίοδο 1990 – 2010 και προβλέψεις για την περίοδο 2011 – 2020



Σχήμα 11.2. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 1990 - 2010

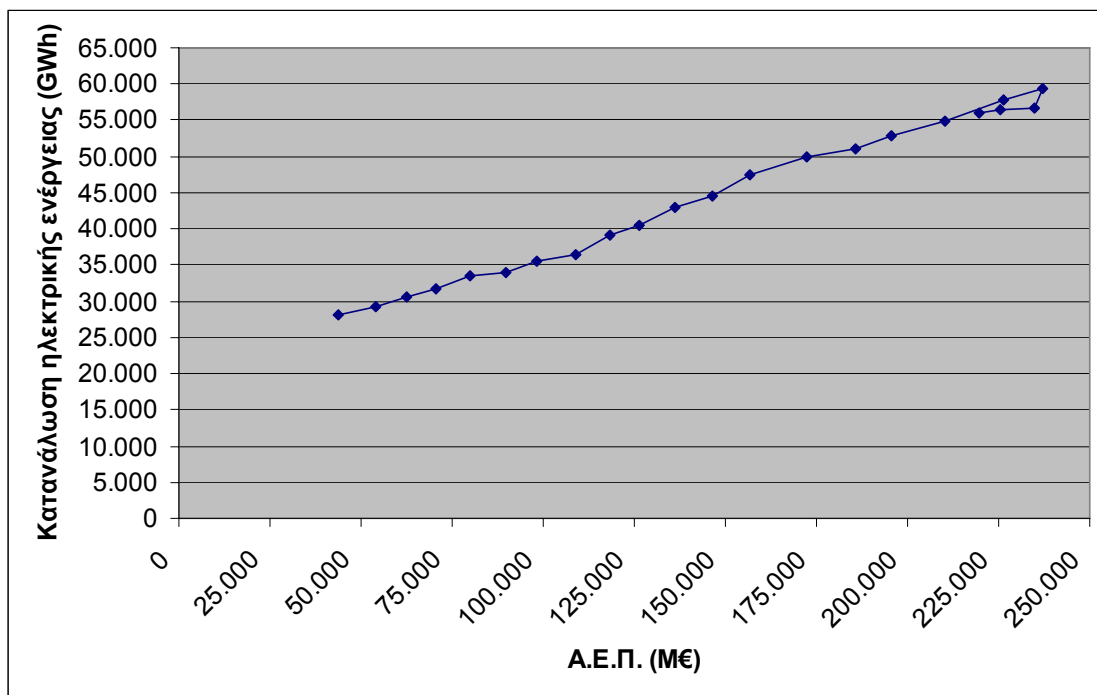
Από τα Σχήματα 11.1 και 11.2 είναι φανερή η επίδραση του Α.Ε.Π. στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και άρα αποδεικνύεται ορθή η υπόθεση ότι οι δύο αυτές μεταβλητές μπορούν να συνδεθούν με παλινδρόμηση. Σαν τυχαία ή ανεξάρτητη μεταβλητή ορίζεται το Α.Ε.Π. και σαν καθοριστική ή εξαρτημένη μεταβλητή ορίζεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Το ότι υπάρχει σύνδεση μεταξύ του Α.Ε.Π. και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας επιβεβαιώνεται και από άλλες μελέτες [Ahmad and Nazrul Islam, 2011, Hondroyiannis, 2002, Jamil and Ahmad, 2010, Kouakou, 2011, Narayan et al., 2008, Narayan and Prasad, 2008, Ouédraogo, 2010, Pollitt, 2008, Ramcharran, 1990, Sheng-Tung Chen, 2007, Seung-Hoon Yoo and Yeonbae Kim, 2006].

Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι η οπτική επιβεβαίωση της στατιστικής εξάρτησης μεταξύ δύο μεταβλητών με τη χρήση διαγραμμάτων είναι αποδεκτή και προτεινόμενη μέθοδος από τη στατιστική [Ahmad and Nazrul Islam, 2011, Hondroyiannis, 2002, Jamil and Ahmad, 2010, Kouakou, 2011, Narayan et al., 2008, Narayan and Prasad,

2008, Ouédraogo, 2010, Pollitt, 2008, Ramcharran, 1990, Sheng-Tung Chen, 2007, Seung-Hoon Yoo and Yeonbae Kim, 2006, Ψωινός, 1999]. Η οπτική επιβεβαίωση χρησιμοποιείται καθόλη τη διαδικασία σύνδεσης των δύο μεταβλητών.

11.3.3. Γραμμική παλινδρόμηση Α.Ε.Π. – κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας

Τέλος θα πρέπει να εξεταστεί το είδος της παλινδρόμησης που συνδέει τις δύο μεταβλητές της μελέτης. Αυτό θα γίνει με τη δημιουργία και την οπτική εξέταση του διαγράμματος διασποράς (Σχήμα 11.3) των δύο μεταβλητών για την περίοδο 1990 - 2011. Όπως ειπώθηκε, σαν ανεξάρτητη μεταβλητή (Μεταβλητή x) ορίζεται το Α.Ε.Π. και σαν εξαρτημένη μεταβλητή (Μεταβλητή y) η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι δημιουργείται και η συνάρτηση $y = f(x)$ που συνδέει τις δύο μεταβλητές. Το διάγραμμα διασπορά (Σχήμα 11.3) έγινε με χρήση του λογισμικού excel.



Σχήμα 11.3. Διάγραμμα διασποράς $y = f(x)$ (1990 – 2011)

Ο σχηματισμός που παρατηρείται στο Σχήμα 11.3 μεταξύ των ποσών 219.000 Μ€ και 236.000 Μ€ οφείλεται στο ότι το Α.Ε.Π. και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μειώνονται για την περίοδο 2009 – 2011. Μείωση γίνεται, σε σχέση με την αύξηση που παρατηρείται για την περίοδο 1990 – 2008 (βλ. Σχήματα 11.1 και 11.2) Το γεγονός ότι η καμπύλη είναι συνεχής και δεν κάνει «σπάσιμο» στα σημεία αυτά οφείλεται στο ότι τα στοιχεία της περιόδου 2009 – 2011 είναι σε συνέχεια των στοιχείων της περιόδου 1990 – 2008 και όχι ενδιάμεσα σε αυτά. Αυτού του είδους η παρουσίαση σε τέτοια στοιχεία, είναι τυπική σε διαγράμματα διασποράς.

Από το Σχήμα 11.3, παρατηρείται ότι το διάγραμμα διασποράς της συνάρτησης $y = f(x)$ προσεγγίζει τη γραμμή και άρα γραμμική μπορεί να θεωρηθεί και η σχέση που συνδέει τις δύο μεταβλητές. Συνεπώς το Α.Ε.Π. και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, μπορούν να συνδεθούν με γραμμική παλινδρόμηση και η μεταξύ τους σχέση δίδεται από τη Συνάρτηση 11.1:

$$y = a + bx \quad (11.1)$$

Όπου:

y: η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας,
x: το Α.Ε.Π.,
a, b: σταθερές της συνάρτησης.

Η Συνάρτηση 11.1, ονομάζεται και εξίσωση παλινδρόμησης [Ψωινός, 1999].

Όλη η διαδικασία επίλυσης της Συνάρτησης 11.1 και κατ' επέκταση ο υπολογισμός της κατανάλωσης ενέργειας για την περίοδο 2012 – 2020 που ακολουθεί, βασίζεται στη μεθοδολογία επίλυσης συναρτήσεων μεταβλητών που συνδέονται με γραμμική παλινδρόμηση, όπως αυτή αναλύεται στο βιβλίο «Στατιστική» [Ψωινός, 1999].

11.3.3.1. Υπολογισμός των \hat{a} , \hat{b} και \hat{y}

Για την επίλυση της Συνάρτησης 11.1 (εξίσωσης παλινδρόμησης), θα πρέπει να υπολογιστούν οι σταθερές a και b. Επειδή όμως δεν είναι δυνατόν να βρεθούν όλες οι τιμές των y και x αλλά μόνο ένα δείγμα των τιμών αυτών (Σχήματα 11.1 και 11.2), χρειάζεται να βρεθούν με τη βοήθεια του δείγματος οι τιμές των σταθερών a και b. Ομοίως, προκειμένου να λυθεί η εξίσωση παλινδρόμησης, θα πρέπει να βρεθούν και οι υπόλοιπες τιμές της μεταβλητής y.

Ο υπολογισμός των a, b και y γίνεται υποθέτοντας ένα δεύτερο δείγμα τιμών, του οποίου θα πρέπει να υπολογιστούν οι νέες τιμές (δηλαδή οι τιμές του δεύτερου δείγματος που υποτέθηκε). Οι τιμές του δεύτερου δείγματος που υποτέθηκε ονομάζονται εκτιμήσεις. Συνεπώς οι τιμές a, b και y μπορούν να θεωρηθούν ως τυχαίες μεταβλητές (δεδομένου ότι παίρνουν τιμές που διαφέρουν μεταξύ τους από τυχαία αίτια) και προφανώς θα είναι οι εκτιμήτριες των τιμών a, b και y. Οι εκτιμήτριες των a, b και y θα συμβολίζονται από εδώ και πέρα με \hat{a} , \hat{b} και \hat{y} αντίστοιχα. Έτσι προκύπτει η εκτιμήτρια της εξίσωσης παλινδρόμησης (Συνάρτηση 11.2) από την οποία θα υπολογιστούν οι τιμές της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2011 – 2020:

$$\hat{y} = \hat{a} + \hat{b}x \quad (11.2)$$

Όπου:

\hat{y} : εκτιμήτρια της y,
 \hat{a} : εκτιμήτρια της a,
 \hat{b} : εκτιμήτρια της b.

Οι τιμές των εκτιμητριών \hat{a} και \hat{b} υπολογίζονται με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων. Πιο συγκεκριμένα η Συνάρτηση 11.3 δίνει την τιμή της εκτιμήτριας \hat{a} και η Συνάρτηση 11.4 την τιμή της εκτιμήτριας \hat{b} :

$$\hat{a} = \bar{y} - \hat{b}\bar{x} \quad (11.3)$$

Όπου:

\hat{a} : εκτιμήτρια της a ,

\bar{y} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας),

\hat{b} : εκτιμήτρια της b ,

\bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),

$$\hat{b} = \frac{\sum_{i=1}^{n=21} x_i * y_i - n * \bar{x} * \bar{y}}{\sum_{i=1}^{n=21} x_i^2 - n * \bar{x}^2} \quad (11.4)$$

Όπου:

\hat{b} : εκτιμήτρια της b ,

x_i : η τιμή της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

i : τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2011), $1 \leq i \leq 22$,

n : πλήθος ετών μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα, $n = 22$,

\bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),

\bar{y} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας),

Με την επίλυση των Συναρτήσεων 11.3 και 11.4 προκύπτουν οι τιμές των εκτιμητριών \hat{a} και \hat{b} οι οποίες είναι:

$$\hat{b} = 163$$

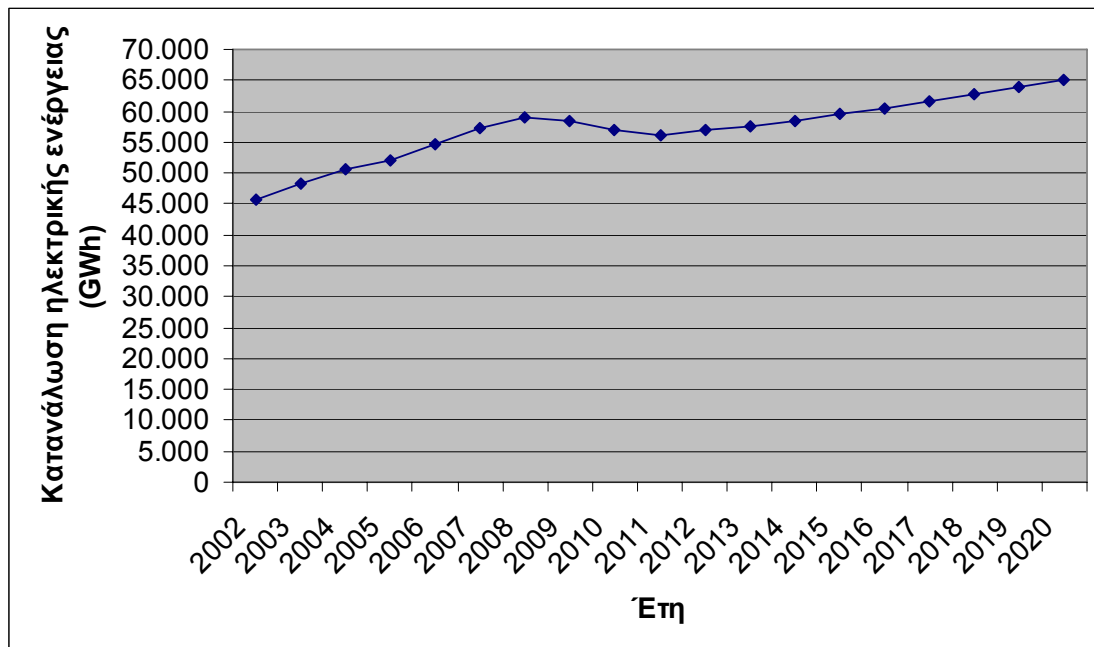
$$\hat{a} = 20.264.272.103.219$$

Τέλος θα υπολογιστεί η \hat{y} , η εκτιμήτρια δηλαδή της y , για όλα τα έτη της περιόδου 2012 – 2020. Υπενθυμίζεται εδώ, ότι η μεταβλητή y , είναι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, και η εκτιμήτριά της, είναι η ζητούμενη τιμή από αυτή τη μελέτη. Η \hat{y} δίδεται από τη Συνάρτηση 11.2, την εκτιμήτρια δηλαδή της εξίσωσης παλινδρόμησης. Οι τιμές αυτές παρουσιάζονται στον Πίνακα 11.1. Στον Πίνακα 11.1, παρουσιάζονται επίσης (για πληρέστερη παρουσίαση) και οι τιμές του αναμενόμενου Α.Ε.Π. για την περίοδο 2012 – 2020.

Πίνακας 11.1. Α.Ε.Π. και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2012 - 2020

Έτος	Α.Ε.Π. (Μ€) (Μεταβλητή x)	Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργεια (GWh) (Εκτιμήτρια y)
2012	224.509	56.859
2013	229.223	57.628
2014	234.037	58.412
2015	240.356	59.442
2016	246.846	60.500
2017	253.510	61.586
2018	260.355	62.702
2019	267.385	63.848
2020	274.604	65.025

Στο Σχήμα 11.4, παρουσιάζεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2002 – 2020, που είναι τα έτη τα οποία θα εισαχθούν στο λογισμικό WASP-IV.



Σχήμα 11.4. Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2002 – 2020)

11.3.3.2. Σφάλματα - Αποκλίσεις

Αν και η μέθοδος της γραμμικής παλινδρόμησης για τη σύνδεση μιας τυχαίας και μιας καθοριστικής μεταβλητής είναι αποδεκτή από την επιστήμη της στατιστικής, παρόλα αυτά η ίδια αυτή επιστήμη, αναγνωρίζει ότι η χρήση της μεθόδου επιφέρει σφάλματα και αποκλίσεις. Τα σφάλματα και οι αποκλίσεις έχουν να κάνουν με το κατά πόσο οι εκτιμήτριες (για την παρούσα μελέτη \hat{a} , \hat{b} και \hat{y}) προσεγγίζουν τις τιμές τους (για την παρούσα μελέτη a , b και y αντίστοιχα) και συνεπώς κατά πόσο τα αποτελέσματα είναι αποδεκτά.

Συντελεστής συσχέτισης

Αρχικά εξετάζεται το πόσο καλή είναι η γραμμική προσαρμογή της γραμμής παλινδρόμησης, το κατά πόσο δηλαδή, η εκτιμήτρια \hat{y} προσεγγίζει τις τιμές της y . Η ακρίβεια της ανάλυσης αξιολογείται με το συντελεστή συσχέτισης ο οποίος δίδεται από τη Συνάρτηση 11.5:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n=22} (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^{n=22} (y_i - \bar{y})^2} \tag{11.5}$$

Επιλύοντας λοιπόν τη Συνάρτηση 11.5 προκύπτει ότι: $R^2 = 0,988$.

Άρα τα σημεία προσεγγίζουν την ευθεία που εκφράζεται από τη Συνάρτηση 11.2 και συνεπώς η χρήση της γραμμικής παλινδρόμησης είναι ορθή.

Τυπικό σφάλμα

Το τυπικό σφάλμα της εκτίμησης ή η τυπική απόκλιση, δίδεται από τη Συνάρτηση 11.6:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n=22} (y_i - \hat{y}_i)^2}{n - 2}} \tag{11.6}$$

Επιλύοντας λοιπόν τη Συνάρτηση 11.6 προκύπτει ότι: $S = 900,5$

Άρα οι εκτιμήτριες \hat{y}_i αποκλίνουν από τις τιμές y_i κατά 900,5 GWh. Η απόκλιση κρίνεται ικανοποιητικά μικρή αν συνυπολογιστεί ότι οι τιμές τις \hat{y}_i κυμαίνονται από 56.859 GWh μέχρι 65.025 GWh (βλ. Πίνακα 11.1).

Συντελεστής γραμμικής συσχέτισης

Ο συντελεστής γραμμικής συσχέτισης “r” και δίδεται από τη Συνάρτηση 11.7:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n=22} (x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n=22} (x_i - \bar{x})^2 * \sum_{i=1}^{n=22} (y_i - \bar{y})^2}} \tag{11.7}$$

Επιλύοντας λοιπόν τη Συνάρτηση 11.7 προκύπτει ότι: $|r| = 0,997$. Άρα η γραμμική συσχέτιση είναι ισχυρή.

Τυπικό σφάλμα της κλίσης b

Το τυπικό σφάλμα της κλίσης b ($se(b)$) δίδεται από τη Συνάρτηση 11.8:

$$se(b) = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n=22} (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-2}}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n=22} (x_i - \bar{x})^2}} \quad (11.8)$$

Επιλύοντας λοιπόν τη Συνάρτηση 8 προκύπτει ότι: $se(b) = \pm 3,37$. Άρα $b = 163 \pm 3,05$ και το σφάλμα της απόκλισης b κρίνεται μικρό ($\pm 1,87\%$ περίπου).

Τυπικό σφάλμα της σταθεράς α

Το τυπικό σφάλμα της σταθεράς α ($se(\alpha)$) δίδεται από τη Συνάρτηση 11.9:

$$se(\alpha) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n=22} (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-2}} * \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{\bar{x}^2}{\sum_{i=1}^{n=22} (x_i - \bar{x})^2}} \quad (11.9)$$

Επιλύοντας λοιπόν τη Συνάρτηση 11.9 προκύπτει ότι: $se(\alpha) = \pm 483.841.573.349$. Άρα $\alpha = 20.356.584.379.991 \pm 483.841.573.349$ και το σφάλμα της σταθεράς α κρίνεται μικρό ($\pm 2,38\%$ περίπου).

Από τη μελέτη των σφαλμάτων και των αποκλίσεων που προηγήθηκε, η προσέγγιση κρίνεται ικανοποιητική. Συνεπώς μπορεί να πραγματοποιηθεί η μελέτη επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο της οικονομικής κρίσης, με τη χρήση του λογισμικού WASP-IV και σύμφωνα με τη μέχρι τώρα ακολουθούμενη μεθοδολογία (βλ. Κεφάλαιο 6, 7 και 10).

11.3.3.3. Δεδομένα εισαγωγής στο WASP-IV

Όπως ειπώθηκε και στην αρχή του Κεφαλαίου 11.3, προκειμένου να μελετηθούν οι «επιπτώσεις» της οικονομικής κρίσης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση του λογισμικού WASP-IV, χρειάζεται απαραίτητα να εισαχθούν σαν δεδομένα οι Ανεστραμμένες Ανηγμένες Καμπύλες Διάρκειας Φορτίου (Α.Α.Κ.Δ.Φ.) για την περίοδο της μελέτης (2009 – 2020).

Σύμφωνα με τη δομή λειτουργίας του λογισμικού WASP-IV, αυτό που χρειάζεται δηλαδή (άπαξ και έχουν εισαχθεί τα πλήρη στοιχεία της Α.Α.Κ.Δ.Φ. για τουλάχιστον ένα έτος της μελέτης) είναι η μέση ετήσια ποσοστιαία μετατόπιση της Α.Α.Κ.Δ.Φ. ενός έτους σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

Από τη Συνάρτηση 3.1 προκύπτει ότι η μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας ισούται με μέση ετήσια μετατόπιση της καμπύλης φορτίου

(και συνεπώς της Α.Α.Κ.Δ.Φ.) δεδομένου ότι ο χρόνος T είναι σταθερός και ίσος με 8670 h.

Έχοντας υπολογίσει την αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2009 – 2020 (εκτιμήτρια της y), προκύπτει ο Πίνακας 11.2, στον οποίο παρουσιάζεται το ποσοστό μεταβολής της ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας (για τα έτη 2009 – 2020) το οποίο είναι και το ποσοστό αύξησης την Α.Α.Κ.Δ.Φ. που εισήρθε ως δεδομένο στο WASP-IV στο module LOADSY.

Πίνακας 11.2. Αναμενόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (2009 – 2020) και μέση ετήσια ποσοστιαία μεταβολή σε σχέση με το προηγούμενο έτος

Year	Ενέργεια (GWh)	Μεταβολή (%) (σε σχέση με το προηγούμενο έτος)
2009	58.572	-
2010	57.040	-2,62
2011	56.084	-1,68
2012	56.859	1,38
2013	57.628	1,35
2014	58.412	1,36
2015	59.442	1,76
2016	60.500	1,78
2017	61.586	1,80
2018	62.702	1,81
2019	63.848	1,83
2020	65.025	1,84

11.4. Μελέτη ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος

Τα δεδομένα που χρειάζεται να εισέλθουν στο WASP-IV ώστε να περιγραφεί η κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και η ζήτηση σε φορτίο αιχμής υπολογίστηκαν στο Κεφάλαιο 11.3 και παρουσιάστηκαν στον Πίνακα 11.2.

Συνεπώς, η μελέτη των επιπτώσεων της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή είναι πλέον μία μελέτη που θα γίνει με το WASP-IV. Πριν όμως γίνει η παρουσίαση και η εξέταση των αποτελεσμάτων, πρέπει πρώτα να γίνει η παρουσίαση των δεδομένων που εισέρχονται στα υπόλοιπα modules καθώς και το να επιλεγθεί ο τρόπος εκτέλεσης του WASP-IV.

Πρώτο δεδομένο είναι οι Α.Π.Ε. που θα εισέρθουν στο σύστημα. Από τον Πίνακα 6.2 προκύπτει ότι η υπολογιζόμενη ηλεκτροπαραγωγή από τις Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας (Α.Π.Ε. εκτός στόχων Ε.Ε.) για το έτος 2020 είναι 20.489 GWh. Από τον Πίνακα 11.2 προκύπτει ότι η υπολογιζόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2020 είναι 65.025 GWh για το έτος 2020. Άρα η συμμετοχή των Α.Π.Ε. (της πρώτης ομάδας) το 2020 φτάνει στο 31,5% καλύπτοντας πλήρως τους στόχους της Ε.Ε. (και μάλιστα τους ξεπερνάει και κατά 2,5%). Συνεπώς θα εισαχθούν οι Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας και δίδονται από τους Πίνακες 6.1 και 6.2 οι οποίοι παρουσιάζουν την εγκατεστημένη ισχύ και την αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή αντίστοιχα.

Δεύτερο δεδομένο είναι τα κόστη καυσίμων που θα εισέρθουν στο WASP-IV. Αν δηλαδή εκτελεστεί με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης θα πρέπει να εισέρθουν τα κόστη καυσίμων του Πίνακα 5.8 και αν εκτελεστεί με το δεύτερο τρόπο (για τους δύο

τρόπους εκτέλεσης του WASP-IV βλ. Κεφάλαιο 3.5.5.1) θα πρέπει να εισέρθουν τα «νέα» κόστη καυσίμων τα οποία συμπεριλαμβάνουν και το κόστος CO₂ (βλ. Κεφάλαιο 10.2). Κατά την πρώτη δοκιμαστική εκτέλεση του WASP-IV (η πρώτη δοκιμαστική εκτέλεση γίνεται πάντα με τον πρώτο τρόπο εκτέλεσης [IAEA, 2000]) προέκυψε ότι δεν παρουσιάζεται καμία ανάγκη για την εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων στο σύστημα, καθότι οι εν λειτουργία θερμικές μονάδες και οι νέες Α.Π.Ε. που εισέρχονται (της πρώτης ομάδας) είναι υπέρ αρκετές ώστε να καλυφθούν οι απαιτήσεις του συστήματος. Συνεπώς δεν έχει καμία απολύτως σημασία ο τρόπος εκτέλεσης του WASP-IV και χάρην συντομίας εκτελέστηκε με τον πρώτο τρόπο.

Τέλος, θα γίνει σύγκριση του σεναρίου οικονομική κρίση με τα δύο καλύτερα σενάρια του Κεφαλαίου 6 που είναι τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. (εν συντομία θα αποκαλούνται και σενάρια φυσικού αερίου). Για τη σύγκριση δεν επιλέγονται τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. καθότι η εισαγωγή του λιθάνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή στο σύστημα δεν είναι επιβεβαιωμένη. Η σύγκριση θα γίνει και με τα δύο σενάρια, διότι το σενάριο οικονομική κρίση χρησιμοποιεί της Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας (δηλαδή τις ίδιες Α.Π.Ε. όπως και το σενάριο φυσικό αέριο), επιτυγχάνει όμως τους στόχους της Ε.Ε. (όπως και το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.).

Σε γενικές γραμμές πάντως, αν οι επιπτώσεις τις οικονομικής κρίσης ήταν αποτελέσματα επιτυχούς εφαρμογής πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας, τότε εννοείται πως μόνο θετικά θα ήταν τα αποτελέσματα. Συνεπώς η σύγκριση του σεναρίου οικονομική κρίση με τα σενάρια φυσικού αερίου δεν γίνεται για λόγους επιλογής βέλτιστου σεναρίου αλλά για λόγους εκτίμησης και αξιολόγησης των επιπτώσεων της οικονομικής κρίσης.

Αναφορικά με τα σενάρια φυσικού αερίου διευκρινίζεται ότι θα ληφθούν τα αποτελέσματα της μελέτης τους μέχρι το 2020 (για την περίοδο δηλαδή 2009 – 2020). Αυτό γίνεται επειδή το σενάριο οικονομική κρίση φτάνει μέχρι το 2020. Τα κόστη εγκατάστασης των μονάδων που εισέρχονται στα σενάρια του φυσικού αερίου από το 2021 και έπειτα, δεν επηρεάζουν τα αποτελέσματα μέχρι το 2020. Ο λόγος είναι ότι η εκροή του κόστους κατασκευής θεωρείται ότι γίνεται όλη μαζί το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδος (βλ. Κεφάλαιο 3.5.7.2).

Η παρουσίαση και η εξέταση των αποτελεσμάτων του σεναρίου οικονομική κρίση και η σύγκρισή του με τα σενάρια φυσικού αερίου θα γίνει βάση των τριών κριτηρίων (ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά).

Ενεργειακά κριτήρια

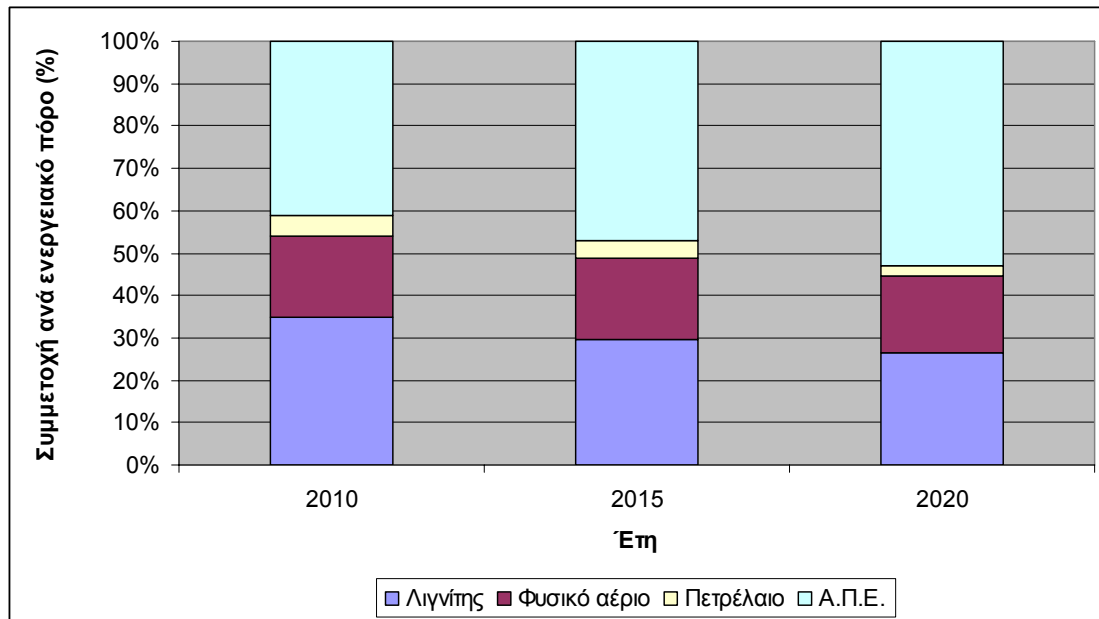
Ο Πίνακας 11.3 παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ για τις εν λειτουργία μονάδες (μονάδες που υπάρχουν ήδη στο σύστημα και μονάδες που είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν) και τις νέες μονάδες (μονάδες που εισάγονται στο σύστημα στο σενάριο οικονομική κρίση) καθώς και το φορτίο αιχμής.

Πίνακας 11.3. Εγκατεστημένη ισχύς και φορτίο αιχμής παλαιών και νέων μονάδων για το σενάριο οικονομική κρίση

Έτος	Μονάδες	Λιγνιτικές (MW)	Φυσικού αερίου (MW)	Πετρελαϊκές (MW)	Α.Π.Ε. (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Φορτίο Αιχμής (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε σχέση με το φορτίου αιχμής (%)
2010	Παλιές	5.258	2.930	750	4.708	13.646	-	137,62
	Νέες	0	0	0	1.510	1.510	-	15,23
	Σύνολο	5.258	2.930	750	6.218	15.156	9.916	152,84
2015	Παλιές	5.258	3.330	750	5.636	14.974	-	144,91
	Νέες	0	0	0	2.679	2.679	-	25,93
	Σύνολο	5.258	3.330	750	8.315	17.653	10.333	170,84
2020	Παλιές	4.928	3.330	450	5.636	14.344	-	126,89
	Νέες	0	0	0	4.147	4.147	-	36,69
	Σύνολο	4.928	3.330	450	9.783	18.491	11.304	163,58

Πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενη ενέργεια δεν παρουσιάζεται σε κανένα έτος της μελέτης (ούτε το έτος 2009 όπως παρουσιάζοταν στα Κεφάλαια 6, 7, και 10). Άρα μηδενικό είναι και το κόστος με το οποίο επιβαρύνεται το Ε.Δ.Σ. από το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας από το κόστος για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (υπενθυμίζεται ότι: Εξαγωγές – Εισαγωγές \geq 0).

Για μετά το 2009 οι απαιτήσεις του συστήματος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι από 52,84% (το έτος 2010) μέχρι και 70,84% (το έτος 2015) πάνω από το φορτίο αιχμής. Οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ είναι οι μεγαλύτερες που έχουν παρουσιαστεί στη μελέτη για το έτος 2020 και οφείλονται σε δύο παράγοντες. Πρώτον στην πολύ μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε. (βλ. Σχήμα 11.5) η οποία φτάνει το 53% και είναι η μεγαλύτερη, από όλα τα σενάρια και τις περιπτώσεις της διατριβής μέχρι και το Κεφάλαιο 10, για το έτος 2020. Δεύτερον στο ότι όλη η ηλεκτροπαραγωγή που προέρχεται από τις θερμικές μονάδες, γίνεται κατά κύριο λόγο από μονάδες παλαιάς τεχνολογίας και χαμηλού βαθμού απόδοσης. Παρόλα αυτά η τόσο μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς είναι απαραίτητη ώστε να επιτευχτεί η επάρκεια δυναμικού παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος του Ε.Δ.Σ.



Σχήμα 11.5. Συμμετοχή ανά ενεργειακό πόρο στην εγκατεστημένη ισχύ

Στη συνέχεια ο Πίνακας 11.4, παρουσιάζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο και τη συμμετοχή του κάθε ενεργειακού πόρου στην ηλεκτροπαραγωγή, για το σενάριο οικονομική κρίση.

Πίνακας 11.4. Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακό πόρο για το σενάριο οικονομική κρίση

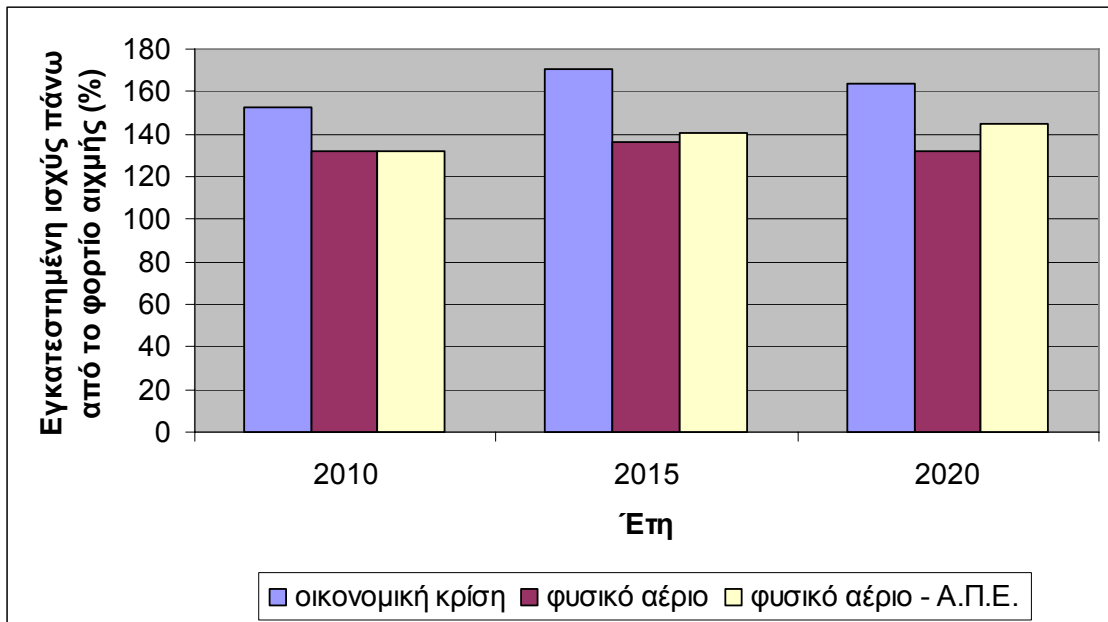
Έτος	Λιγνίτης		Πετρέλαιο		Φυσικό Αέριο		Α.Π.Ε.		Σύνολο GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2010	31.845	55,83	1.105	1,94	12.169	21,33	11.921	20,90	57.040
2015	29.931	50,35	365	0,61	12.525	21,07	16.625	27,97	59.446
2020	30.257	46,53	475	0,73	13.829	21,27	20.464	31,47	65.025

Όπως παρατηρείται και από τον Πίνακα 11.4, η συμμετοχή των Α.Π.Ε. είναι αρκετά μεγάλη σε όλη τη διάρκεια της μελέτης. Τόσο μεγάλη που, όχι μόνο επιτυγχάνονται οι στόχοι της Ε.Ε. για τις Α.Π.Ε. για τα έτη 2010 και 2020, αλλά ξεπερνιόνται κιόλας κατά 0,8% και κατά 2,47% αντίστοιχα. Ιδιαίτερης προσοχής χρήζει το ότι οι στόχοι της Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε. το 2010 επιτυγχάνονται για πρώτη φορά σε όλη τη διατριβή.

Η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος είναι 40% το 2009, αυξάνεται στο 50% το 2010 και από το 2011 και έπειτα, απαιτείτε να αυξηθεί στο 60%. Οι τιμές αυτές της μέγιστης επιτρεπόμενης εφεδρείας είναι πολύ υψηλές, οφείλονται στη μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε., και είναι απαραίτητες προκειμένου να είναι ευσταθές το σύστημα.

Σύγκριση

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του σεναρίου οικονομική κρίση με τα αποτελέσματα των σεναρίων φυσικό αέριο και φυσικό αέριο –Α.Π.Ε. για την περίοδο 2009 – 2020, ως προς τις απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ, προκύπτει το Σχήμα 11.6.



Σχήμα 11.6. Απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής

Είναι σαφές ότι οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής επηρεάζεται από τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. Πιο συγκεκριμένα, συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της οικονομικής κρίσης με τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε., προκύπτει ότι για την περίοδο 2009 – 2020, οι απαιτήσεις εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με το φορτίο αιχμής είναι αυξημένες κατά 21,7% συγκρινόμενες με το σενάριο φυσικό αέριο και κατά 16,6% σε σχέση με το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Τέλος, με υπολογιζόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας 89.719 GWh το έτος 2020, αν δεν υπήρχε οικονομική κρίση, και με υπολογιζόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας 65.025 GWh λόγω της οικονομικής κρίσης (βλ. Πίνακας 11.2) προκύπτει μείωση κατά 27,5%.

Άρα η οικονομική κρίση επιφέρει μείωση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας εξοικονόμηση ορυκτών καυσίμων, αύξηση στην συμμετοχή των Α.Π.Ε. και επίτευξη των στόχων αναφορικά με αυτές.

Συνεπώς οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με τα ενεργειακά κριτήρια είναι θετικές.

Περιβαλλοντικά κριτήρια

Ο Πίνακας 11.5 παρουσιάζει τις εκπομπές CO₂ ανά πενταετία και ανά καύσιμο. Τα έτη 2009 – 2012 παρουσιάζονται αναλυτικά λόγω του Πρωτοκόλλου του Kyoto.

Πίνακας 11.5. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2020 ανά καύσιμο για το σενάριο οικονομική κρίση

Έτη	Λιγνίτης (kton CO ₂)	Πετρέλαιο (kton CO ₂)	Φυσικό αέριο (kton CO ₂)	Σύνολο (kton CO ₂)
2009	41.991	1.395	5.190	48.576
2010	39.806	829	4.685	45.320
2011	37.706	252	4.804	42.763
2012	37.565	255	4.798	42.618
2013 - 2015	112.071	757	14.409	127.237
2016 - 2020	186.688	1.972	25.811	214.471
Σύνολο	455.828	5.460	59.697	520.984

Υπενθυμίζεται ότι τα δικαιώματα εκπομπών βάση του Πρωτοκόλλου του Kyoto είναι 41.739.165 tons/yr (βλ. Πίνακας 4.2). Έτσι από τον Πίνακα 11.5 φαίνεται ότι οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται, παρόλα αυτά προσεγγίζονται αρκετά ικανοποιητικά (βλ. Πίνακα 4.2). Πιο συγκεκριμένα, οι εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 – 2012 υπερβαίνουν κατά μέσο όρο τους στόχους του Πρωτοκόλλου του Kyoto κατά περίπου 7,38%.

Στη συνέχεια ο Πίνακας 11.6 παρουσιάζει τις εκπομπές και τα κόστη CO₂ για την περίοδο 2009 – 2020, με την περίοδο 2009 – 2012 να παρουσιάζεται αναλυτικά, όπου έχουν αφαιρεθεί οι εκπομπές CO₂ που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών.

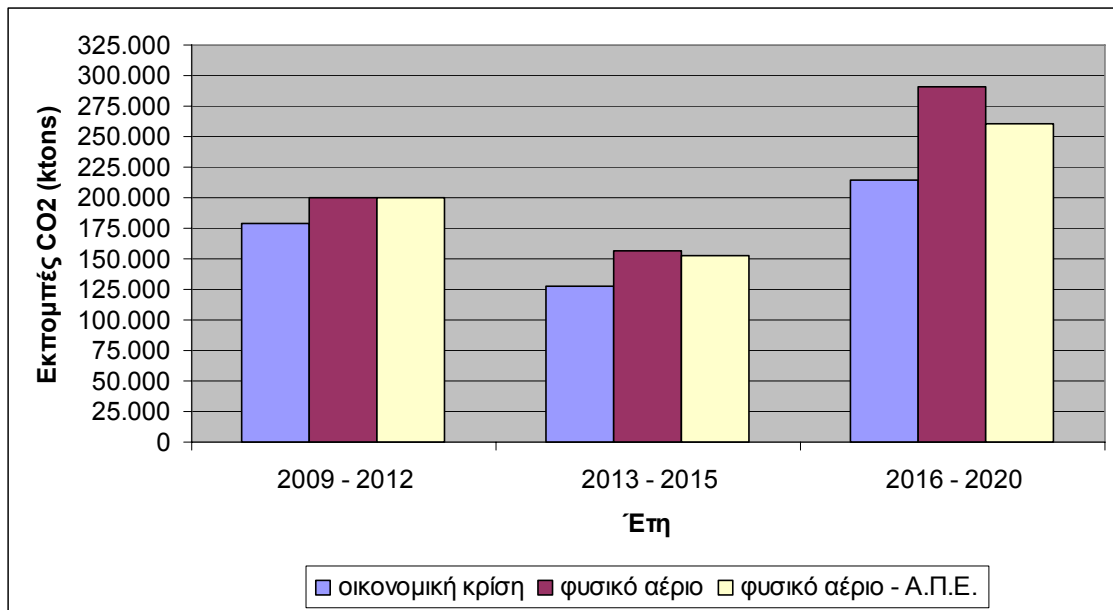
Πίνακας 11.6. Εκπομπές CO₂ (χωρίς να συνυπολογίζονται οι ποσότητες που αντιστοιχούν στα δικαιώματα εκπομπών βάσει του Πρωτοκόλλου του Kyoto) και το κόστος CO₂ για την περίοδο 2009 – 2020

Έτη	Εκπομπές CO ₂ (kton CO ₂)	Κόστος CO ₂ (€)
2009	6.836	136.727.280
2010	3.581	71.615.770
2011	1.024	20.471.040
2012	879	17.577.020
2013 - 2015	127.237	2.544.748.400
2016 - 2020	214.471	4.554.987.269
Σύνολο	354.028	7.346.126.779

Για την περίοδο 2009 – 2020, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι 520.984 kton CO₂ (354.028 kton CO₂ αν αφαιρεθούν τα δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2009 – 2012) και το κόστος τους 7.346.126.779 €.

Σύγκριση

Τέλος, συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του σεναρίου οικονομική κρίση με τα αποτελέσματα των σεναρίων φυσικό αέριο και φυσικό αέριο –Α.Π.Ε. για την περίοδο 2009 – 2020, ως προς τις εκπομπές CO₂, προκύπτει το Σχήμα 11.7.



Σχήμα 11.7. Εκπομπές CO₂ για την περίοδο 2009 - 2020

Από το Σχήμα 11.7 προκύπτει ότι οι εκπομπές CO₂ του σεναρίου οικονομική κρίση και την περίοδο 2009 – 2020, είναι μειωμένες κατά 19,5% σε σχέση με το σενάριο φυσικό αέριο και κατά 15% σε σχέση με το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Συνεπώς οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με τα περιβαλλοντικά κριτήρια είναι θετικές.

Οικονομικά κριτήρια

Ο Πίνακας 11.7 παρουσιάζει τα κόστη επέκτασης του συστήματος. Αυτά είναι το κόστος κατασκευής των νέων μονάδων (για το συγκεκριμένο σενάριο των μονάδων Α.Π.Ε.) και τα λειτουργικά κόστη όλου του συστήματος. Η παρουσίαση γίνεται ανά πενταετία.

Πίνακας 11.7. Κόστη κατασκευής και λειτουργικά κόστη για το σενάριο οικονομική κρίση

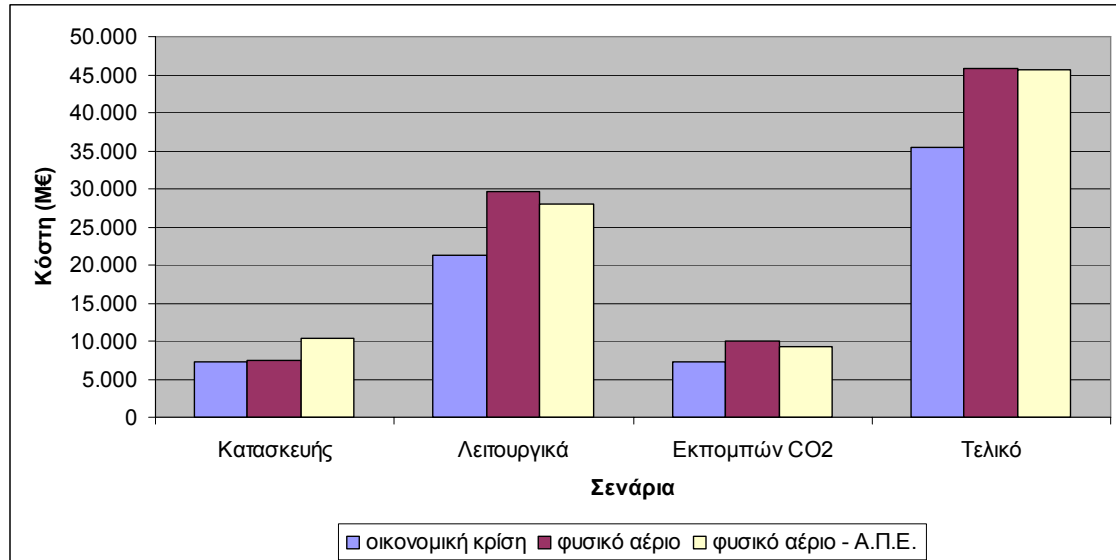
Έτη	Κόστος κατασκευής (κ€)	Λειτουργικά κόστη (κ€)	Σύνολο (κ€)
2009-2010	2.065.918	4.437.658	6.503.576
2011-2015	3.494.912	8.915.439	12.410.351
2016-2020	1.684.695	7.859.623	9.544.318
Σύνολο (κ€)	7.245.525	21.212.720	28.458.245

Από τον Πίνακα 11.7 το κόστος κατασκευής και τα λειτουργικά κόστη του συστήματος για τα 12 έτη της μελέτης είναι 28.458.245.000 €. Η απομένουσα αξία των νέων μονάδων το έτος 2020 είναι 290.350.000 €, συνεπώς το συνολικό κόστος 28.167.895.000 €.

Το Τελικό κόστος για το σενάριο οικονομική κρίση είναι: **35.514.021.779 €**.

Σύγκριση

Τέλος, συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του σεναρίου οικονομική κρίση με τα αποτελέσματα των σεναρίων φυσικό αέριο και φυσικό αέριο –Α.Π.Ε. για την περίοδο 2009 – 2020, ως προς τα Τελικά κόστη, προκύπτει το Σχήμα 11.8.



Σχήμα 11.8. Κόστη κατασκευής, λειτουργικά, εκπομπών CO₂ και Τελικά κόστη (2009 – 2020)

Είναι σαφές ότι όλα τα κόστη στο σενάριο οικονομική κρίση είναι μειωμένα σε σχέση με τα σενάρια φυσικού αερίου. Ιδιαίτερα για το Τελικό κόστος, στο σενάριο οικονομική κρίση για την περίοδο 2009 – 2020 είναι μειωμένο κατά 22,5% σε σχέση με το σενάρια φυσικού αερίου. Η διαφορά αυτή είναι περίπου 10,37 δις €.

Η διαφορά αυτή αντιστοιχεί περίπου στο 3% του συνολικού χρέους της Ελλάδος όπως αυτό καταγράφηκε στα τέλη Μαρτίου 2011 (354 δις € [[Υπουργείο Οικονομικών, 2011](#)]).

Συνεπώς οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή σύμφωνα με τα οικονομικά κριτήρια είναι θετικές.

Αποτελέσματα

Από τη μελέτη του Κεφαλαίο 11.4 για την περίοδο 2009 – 2020 προκύπτει ότι η οικονομική κρίση επιφέρει θετικές επιπτώσεις στο Ε.Δ.Σ.

Καταρχήν, σύμφωνα με τα ενεργειακά κριτήρια επιτυγχάνεται μεγάλη εξοικονόμηση καυσίμων, μείωση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, δεν απαιτείται στο σύστημα η είσοδος νέων θερμικών μονάδων και επιτυγχάνονται οι στόχοι της Ε.Ε. για τις Α.Π.Ε. για τα έτη 2010 και 2020. Οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής είναι πολύ υψηλές όπως επίσης αυξάνεται και η μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία, παρόλα αυτά οι υψηλές αυτές απαιτήσεις καλύπτονται από τις Α.Π.Ε.

Σύμφωνα με τα περιβαλλοντικά κριτήρια, οι εκπομπές CO₂ είναι μειωμένες κατά μέσο όρο 17,3% για την περίοδο 2009 – 2020 σε σχέση με τα σενάρια φυσικού αερίου.

Τέλος, σύμφωνα με τα οικονομικά κριτήρια, το Τελικό κόστος του σεναρίου οικονομική κρίση μειώνεται σε σχέση με τα σενάρια λιθάνθρακα κατά περίπου 22,5%.

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Ahamad M.G., Nazrul Islam A.K.M., 2011. Electricity consumption and economic growth nexus in Bangladesh: Revisited evidences. *Energy Policy*, In Press, Corrected Proof.
- Baker D., 2006. Recession Looms for the US Economy in 2007. Center for Economic and Policy Research. Washington.
- ECB, Ιούλιος 2011:
http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=119.ESA.A.GR.N.0000.B1QG00.1000.TTTT.V.U.A
- Hondroyannis G., Lolos S., Papapetrou E., 2002. Energy consumption and economic growth: assessing the evidence from Greece. *Energy Economics* 24, 319-336.
- IAEA (International Atomic Energy Agency), 2000. Wien Automatic System Planning (WASP IV) User's Manual.
- IMF, 2010. Greece: Staff Report on Request for Stand-By Arrangement. IMF Country Report No. 10/110. Washington, D.C.
- Jamil F., Ahmad E., 2010 The relationship between electricity consumption, electricity prices and GDP in Pakistan. *Energy Policy* 38, 6016-6025.
- Kouakou A.K., 2011. Economic growth and electricity consumption in Cote d'Ivoire: Evidence from time series analysis. *Energy Policy* 39, 3638-3644.
- Narayan P.K., Narayan S., Prasad A., 2008. A structural VAR analysis of electricity consumption and real GDP: Evidence from the G7 countries. *Energy Policy* 36, 2765-2769.
- Narayan P.K., Prasad A., 2008. Electricity consumption-real GDP causality nexus: Evidence from bootstrapped causality test for 30 OECD countries. *Energy Policy* 36, 910-918.
- NBER, Αύγουστος 2010: <http://www.nber.org>.
- OECD, Ιούλιος 2011: <http://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=CSP2010>
- Ouédraogo I.M., 2010. Electricity consumption and economic growth in Burkina Faso: A cointegration analysis. *Energy Economics* 32, 524-531.
- Pollitt M., 2008. Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics* 30, 1536-1567.
- Ramcharan H., 1990. Electricity consumption and economic growth in Jamaica. *Energy Economics* 12, 65-70. Remond-Tiedrez I., 2009. Industry, trade and services: Recession in the EU-27: output measures. EUROSTAT – European Commission, No 17.
- Seung-Hoon Yoo, Yeonbae Kim, 2006. Electricity generation and economic growth in Indonesia. *Energy* 31, 2890-2899.
- Sheng-Tung Chen, Hsiao-I Kuo, Chi-Chung Chen, 2007. The relationship between GDP and electricity consumption in 10 Asian countries. *Energy Policy* 35, 2611-2621.

- Strange S., Tooze, R., 1981. The international politics of surplus capacity: competition for market shares in the world recession. Publications Allen and Unwin. London - Boston.
- Βάσσοσ Σ., Κορρέσ Γ., 1997. Εφαρμογή μοντέλων ενεργειακής ζήτησης στην ανάπτυξη ηλεκτρικών συστημάτων παραγωγής. Ελληνική Επιτροπή της Διεθνούς Οργάνωσης Μεγάλων Δικτύων Υψηλής Τάσης – Σύνοδος Αθήνα '97. Αθήνα.
- Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Ιούλιος 2011:
http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=44&cat_id=102&lang=1
- Υπουργείο Οικονομικών, Μάιος 2010. Newsletter, Πρόγραμμα Σταθερότητας και Ανάπτυξης. Agreement reached on 3-years reform program supported by Euro area Member States and the IMF. Αθήνα.
- Υπουργείο Οικονομικών, 2011. Δελτίο Δημόσιου Χρέους. Αθήνα.
- Χέβας Δ.Α., 2010. Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Λογιστικής & Χρηματοοικονομικής, Ο.Π.Α., προσωπική επικοινωνία.
- Ψωινός Δ.Π., 1999. Στατιστική. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.

Μέρος Γ: Συζήτηση Αποτελεσμάτων
- Συμπεράσματα - Προτάσεις για
Νέα Έρευνα

Αποτελέσματα – Συζήτηση

Σκοπός της παρούσας διδακτορικής ήταν να μελετηθεί πλήρως το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.) (σύστημα) και να δημιουργηθεί ένα μοντέλο επέκτασής του (ανάπτυξής του) για την περίοδο 2009 – 2030. Κατά τη διατριβή δεν εφαρμόστηκαν πολιτικές ακραίας εξοικονόμησης ενέργειας, δεν εξετάστηκε η χρήση συστημάτων δέσμευσης εκπομπών CO₂, δεν αποσύρθηκαν παλαιές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες πριν από τον προκαθορισμένο χρόνο (τον νομοθετικά προκαθορισμένο χρόνο απόσυρσης τους) και δεν εξετάστηκε η είσοδος στο σύστημα νέων ενεργειακών πόρων τους οποίους η Ελλάδα δεν σκέφτεται να χρησιμοποιήσει (πυρηνικά καύσιμα, κυματική ενέργεια κ.α.).

Οι ενεργειακοί πόροι που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή ήταν ο λιγνίτης, το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο, ο λιθάνθρακας και από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) η αιολική, η ηλιακή, η βιομάζα και η υδροηλεκτρική (με μεγάλες και μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες).

Για τους σκοπούς της διατριβής δημιουργήθηκαν και εξετάστηκαν 8 σενάρια επέκτασης του συστήματος. Τα πρώτα έξι που εξετάστηκαν και συγκρίθηκαν μεταξύ τους είναι τα σενάρια λιγνίτης, business as usual, φυσικό αέριο, λιγνίτης – Α.Π.Ε., Α.Π.Ε. και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Στη συνέχεια δημιουργήθηκαν τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. τα οποία εξετάστηκαν μόνα τους και κατόπιν συγκρίθηκαν με τα δύο σενάρια που προέκυψαν ως καλύτερα από τα έξι πρώτα.

Ως καλύτερα σενάρια αποδείχθηκαν τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται και σχολιάζονται συνοπτικά στη συνέχεια. Η παρουσίαση και ο σχολιασμός γίνεται πρώτα για τη συμμετοχή των καυσίμων και κατόπιν για τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. Ο λόγος που έγινε αυτός ο διαχωρισμός είναι για να ομαδοποιηθούν τα αποτελέσματα και να αποφευχθούν τυχόν επαναλήψεις.

Από τη βιβλιογραφία βρέθηκε ότι η αναμενόμενη μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής ήταν 3,5%^{§§§§}. Παράλληλα εξετάστηκαν και περιπτώσεις εξοικονόμησης ενέργειας (αύξηση 2%) και υπερκατανάλωσης ενέργειας (αύξηση 5%).

Το 3,5% αφορούσε τους υπολογισμούς προ οικονομικής κρίσης η οποία προέκυψε κατά τη διάρκεια της διατριβής (και συγκεκριμένα προς το τέλος της διατριβής). Έτσι εξετάστηκαν και οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα.

Επιπρόσθετα εξετάστηκαν το κατά πόσο συμφέρει η ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας καθώς και οι επιπτώσεις από την αλλαγή στην πολιτική της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στους ηλεκτροπαραγωγούς για την μετά-Kyoto εποχή (2013 και έπειτα).

^{§§§§} 3,5% ήταν η αναμενόμενη μέση ετήσια ποσοστιαία αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής προ οικονομικής κρίσης. Η μελέτη έγινε με βάση το 3,5%, δεδομένου ότι η μελέτη άρχισε πολύ πριν την έναρξη της οικονομικής κρίσης.

Για την παρουσίαση, την εξέταση και τη σύγκριση των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκαν τρία κριτήρια που είναι τα ενεργειακά, τα περιβαλλοντικά και τα οικονομικά. Στα κριτήρια αυτά μελετήθηκε:

- Ενεργειακά κριτήρια:
 - το πλήθος, ο τύπος και η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων που αναπτύσσουν το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής,
 - η εγκατεστημένη ισχύς όλων των μονάδων του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για κάθε έτος, σε σύγκριση με τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής του αντίστοιχου έτους,
- Περιβαλλοντικά κριτήρια: η ποσότητα των εκπεμπόμενων CO₂, και το κόστος τους,
- Οικονομικά κριτήρια: το Τελικό κόστος επέκτασης του συστήματος το οποίο περιλαμβάνει τα κόστη κατασκευής, τα λειτουργικά κόστη (κόστη λειτουργίας και συντήρησης και κόστος καυσίμων), το κόστος CO₂, το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και την απομένουσα αξία.

Καύσιμα

Στο σύστημα, κατά τη διάρκεια της διατριβής, χρησιμοποιήθηκαν τα καύσιμα λιγνίτης, φυσικό αέριο, πετρέλαιο και λιθάνθρακας. Πιο συγκεκριμένα:

- ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο ήταν σε χρήση πριν από το 2009 και χρησιμοποιούνται στην επέκταση του συστήματος,
- το πετρέλαιο ήταν σε χρήση πριν το 2009 αλλά δεν εγκαθίστανται νέες μονάδες και η χρήση του τερματίζεται με την απόσυρση των εν λειτουργία μονάδων,
- ο λιθάνθρακας δεν ήταν σε χρήση πριν το 2009 και εξετάστηκε η είσοδος του στο σύστημα.

Οι θερμικές μονάδες οι οποίες χρησιμοποιούνται για την επέκταση του συστήματος είναι εγκατεστημένης ισχύος 400 MW ανεξάρτητα από το καύσιμο που χρησιμοποιούν. Αυτό έγινε έτσι ώστε να είναι συγκρίσιμες μεταξύ τους οι μονάδες διαφορετικών καυσίμων.

Κατά τη διατριβή, και όσον αφορά τα καύσιμα, εξετάστηκε η αναλογία με την οποία θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν οι μονάδες λιγνίτη και φυσικού αερίου κατά την επέκταση του συστήματος καθώς και το αν θα είναι συμφέρουσα η είσοδος (στο σύστημα) μονάδων λιθάνθρακα.

Από τα αποτελέσματα της μελέτης για το λιγνίτη και το φυσικό αέριο, προέκυψε ότι η εκτεταμένη χρήση φυσικού αερίου σε σχέση με τη χρήση λιγνίτη για την επέκταση του συστήματος, οδηγεί σε ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά καλύτερο σύστημα. Πιο συγκεκριμένα αποδείχτηκε ότι η χρήση φυσικού αερίου σε ποσοστό 70% σε σχέση με τη χρήση λιγνίτη σε ποσοστό 30% (το 100% αναφέρεται στο σύνολο νέων θερμικών μονάδων) μειώνει τις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ, την εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων, την κατανάλωση του εγχώριου λιγνίτη, τις εκπομπές CO₂ και έχει χαμηλότερο Τελικό κόστος.

Επίσης αποδείχτηκε ότι τα αποτελέσματα αυτά ισχύουν ανεξάρτητα με το εάν η αναμενόμενη μέση ετήσια αύξηση στην κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια και στη ζήτηση για φορτίο αιχμής οριστεί στο 3,5% (που ήταν η αναμενόμενη αύξηση προ

οικονομικής κρίσης), στο 2% (που αναφέρεται σε περιπτώσεις επιτυχούς εφαρμογής εξοικονόμησης ενέργειας) ή στο 5% (που αναφέρεται σε περιπτώσεις υπερκατανάλωσης ενέργειας).

Η εκτεταμένη χρήση φυσικού αερίου (δηλαδή σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.) οδηγεί σε σύστημα με χαμηλότερο Τελικό κόστος ακόμα και αν ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο έχουν ίση ποσοστιαία αύξηση κόστους μέχρι και 23,75%. Οι τιμές αναφοράς για τα κόστη των δύο καυσίμων δίδονται στον Πίνακα 5.8 και είναι 9,13 €/MWh για το λιγνίτη και 32,5 €/MWh για το φυσικό αέριο. Η αύξηση στο κόστος CO₂ επηρεάζει περισσότερο το κόστος του λιγνίτη^{****}.

Κατά τη διάρκεια της διατριβής παρουσιάστηκε ένα παράδοξο αποτέλεσμα. Ενώ αποδείχτηκε ότι η εκτεταμένη χρήση φυσικού αερίου οδηγεί σε χαμηλότερο Τελικό κόστος, αποδείχτηκε επίσης ότι η μία παραγόμενη MWh από φυσικό αέριο είναι πιο ακριβή από την αντίστοιχη του λιγνίτη. Ακόμα και αν συνυπολογιστεί το κόστος CO₂ που επηρεάζει περισσότερο το λιγνίτη, αποδείχτηκε ότι αυτός (ο λιγνίτης) έχει φθηνότερη παραγόμενη MWh από το φυσικό αέριο για τιμές κόστους CO₂ μέχρι και 31,149 €/ton CO₂ τη στιγμή μάλιστα που η ανώτατη τιμή για το κόστος CO₂ που χρησιμοποιήθηκε στη διατριβή ήταν 26,91 €/ton CO₂.

Αυτό το παράδοξο εξηγείται ως εξής:

Ο λιγνίτης ως καύσιμο είναι πολύ φθηνότερος από το φυσικό αέριο. Το κόστος όμως της παραγόμενης MWh από λιγνίτη αυξάνεται πάρα πολύ από τα κόστη κατασκευής των λιγνιτικών μονάδων και τα κόστη CO₂. Έτσι η παραγόμενη MWh από λιγνίτη, παραμένει μεν οικονομικότερη από την αντίστοιχη του φυσικού αερίου, όμως η διαφορά τους μειώνεται. Εξετάζοντας τώρα το Τελικό κόστος, οι μονάδες φυσικού αερίου έχουν μεγαλύτερη ικανότητα ηλεκτροπαραγωγής από το λιγνίτη καθότι έχουν 40 MW υψηλότερη μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ. Απόρροια της υψηλότερης μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος είναι και η υψηλότερη στρεφόμενη εφεδρεία. Έτσι μία μονάδα φυσικού αερίου αποδίδει ακόμα περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από μία μονάδα λιγνίτη ίδιας εγκατεστημένης ισχύος. Συνεπώς, σε βάθος 22 ετών (που είναι το σύνολο των ετών της μελέτης) απαιτείται να εισέρθουν λιγότερες νέες μονάδες (ανεξαρτήτου καυσίμου) όσο αυξάνεται η χρήση μονάδων φυσικού αερίου και μειώνεται η χρήση λιγνιτικών. Επιπρόσθετα, όσο περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από τις νέες θερμικές μονάδες τόσο λιγότερη παράγεται από τις εν λειτουργία αφού είναι χαμηλότερα στην οικονομική σειρά ένταξης των μονάδων. Κατά συνέπεια, οι εν λειτουργία θερμικές μονάδες τίθενται σε εφεδρεία. Από αυτό υπάρχει μείωση του Τελικού κόστους, καθότι οι εν λειτουργία θερμικές μονάδες είναι στην πλειοψηφία τους παλαιές με πολύ χαμηλό βαθμό απόδοσης και πολύ υψηλό κόστος ηλεκτροπαραγωγής. Άρα όσο περισσότερες εν λειτουργία θερμικές μονάδες τίθενται σε εφεδρεία, τόσο λιγότερο απαιτείται να λειτουργήσουν και τόσο μειώνεται το Τελικό κόστος του συστήματος. Έτσι λοιπόν εξηγείται το γιατί το ακριβότερο στην ηλεκτροπαραγωγή φυσικό αέριο σε σχέση με το λιγνίτη, οδηγεί σε οικονομικότερο σύστημα.

Αποδεικνύεται λοιπόν, ότι το να συντηρεί η Ελλάδα τις παλαιές θερμικές μονάδες σε λειτουργία και ακόμα χειρότερα να τις αναπαλαιώνει και να τις επαναλειτουργεί, οδηγεί σε σύστημα ρυπογόνο, αντιοικονομικό, που υπερκαταναλώνει («σπαταλάει»)

^{****} Οι τιμές των καυσίμων δίδονται σε € ανά MWh μέσης κατωτέρας θερμογόνου δύναμης τους.

καύσιμα και κάνει το λιγνίτη αντιοικονομικό. Το μόνο κέρδος αυτής της στρατηγικής, είναι ότι αποφεύγονται τα κόστη για κατασκευή νέων μονάδων. Αυτό όμως το κέρδος είναι πάρα πολύ βραχυπρόθεσμο.

Εδώ όμως πρέπει να τεθεί ένα βασικό ερώτημα. Το ερώτημα αυτό είναι το κατά πόσο συμφέρει να μειωθεί η χρήση του λιγνίτη αν στη διατριβή συνυπολογίζονταν το Τελικό κόστος και το εξωτερικό κόστος. Για να απαντηθεί το ερώτημα αυτό θα πρέπει να εξεταστούν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα του λιγνίτη. Τα πλεονεκτήματα του λιγνίτη είναι ότι σαν εγχώριο καύσιμο προσφέρει ενεργειακή ασφάλεια στην Ελλάδα, μειώνει την εξαγωγή συναλλάγματος (αφού μειώνει τις αγορές μη εγχώριου φυσικού αερίου) ενώ προσφέρει πάρα πολλές θέσεις εργασίας συμβάλλοντας παράλληλα στην αύξηση του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (Α.Ε.Π.) των περιοχών στις οποίες βρίσκονται λιγνιτικές μονάδες και κυρίως τα ορυχεία εξόρυξης [Chatzimouratidis and Pilavachi, 2008, Δακής, 2010]. Στα μειονεκτήματα του, συγκαταλέγονται το ότι είναι ένα εξαιρετικά ρυπογόνο καύσιμο, συμβάλλοντας σε μεγάλο ποσοστό στην αύξηση εκπομπών CO₂, έχει χαμηλό ενεργειακό περιεχόμενο και δίδει, όπως αποδείχθηκε στη διατριβή, υψηλότερο Τελικό κόστος [Chatzimouratidis and Pilavachi, 2008]. Συνεχίζοντας με τα μειονεκτήματα του λιγνίτη η βασικότερη απόρροια της ρύπανσης της ατμόσφαιρας και γενικότερα του περιβάλλοντος, είναι οι ασθένειες και η αύξηση της θνησιμότητας που επιφέρει στους κατοίκους των περιοχών που λειτουργούν μονάδες και ορυχεία [OECD, 2008]. Θα ήταν λοιπόν λάθος να μην αναφερθεί η αύξηση στα κόστη νοσηλείας που εμμέσως αυξάνουν το κόστος λιγνίτη [Davis et al., 1997]. Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί ότι υπάρχει μελέτη που απέδειξε ότι εάν συνυπολογιστεί το εξωτερικό κόστος του λιγνίτη, τότε αυτός καθίσταται ακριβότερο καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή από το φυσικό αέριο [Georgakellos, 2010].

Επίσης, μία παράμετρος που θα πρέπει να συνυπολογιστεί, έχει να κάνει με το ότι ο λιγνίτης προσφέρει ενεργειακή ασφάλεια στην Ελλάδα και είναι το μοναδικό εγχώριο καύσιμο. Συνεπώς, από τη μια πρέπει να εξοικονομηθεί ώστε να συνεχίσει η Ελλάδα να χρησιμοποιεί για ηλεκτροπαραγωγή και ένα εγχώριο καύσιμο. Από την άλλη πρέπει να καταναλωθεί διότι ενισχύει την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας και μειώνει την εκροή συναλλάγματος. Άρα χρήζει εξέτασης, ώστε να βρεθεί το βέλτιστο επίπεδο κατανάλωσης λιγνίτη συναρτήσει της συνολικότερης ενεργειακής στρατηγικής της Ελλάδος.

Στη συνέχεια της διατριβής αναφορικά με τα δύο καύσιμα, αποδείχτηκε ότι τα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για να τροφοδοτήσουν πλήρως όλες τις εν λειτουργία μονάδες λιγνίτη και 7 νέες ακόμα, εγκατεστημένης ισχύος 400 MW με μέσο ετήσιο συντελεστή φόρτισης 87%. Για το φυσικό αέριο αποδείχτηκε ότι για να τροφοδοτηθούν με καύσιμο οι μονάδες που απαιτούνται, αν υπάρξει εκτεταμένη χρήση φυσικού αερίου, θα πρέπει να πραγματοποιηθούν όλες οι προγραμματισμένες προσθήκες και επεκτάσεις του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (Ε.Σ.Μ.Φ.Α.) ενώ παράλληλα θα πρέπει να εξασφαλιστούν και οι απαιτούμενες ποσότητες καυσίμου.

Όλα αυτά έκαναν απαραίτητη την εξέταση για τη χρήση ενός ακόμα καυσίμου για την επέκταση τους συστήματος. Το καύσιμο αυτό είναι ο λιθάνθρακας. Από τη μελέτη για τη χρήση λιθάνθρακα, αποδείχτηκε ότι είναι οικονομικότερο καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή από το λιγνίτη και δημιουργεί οικονομικότερο σύστημα από το

φυσικό αέριο. Αναφορικά με τα ενεργειακά κριτήρια στα σενάρια λιθάνθρακα απαιτούνται περισσότερες μονάδες σε σχέση με τα σενάρια φυσικού αερίου. Τέλος, η χρήση του λιθάνθρακα, μειώνει ελάχιστα τις εκπομπές CO₂ σε σχέση με τα σενάρια φυσικού αερίου και μόνο για την περίοδο της μελέτης. Ο λόγος είναι, ότι η εισαγωγή μονάδων λιθάνθρακα στο σύστημα μειώνει παράλληλα τη χρήση μονάδων φυσικού αερίου και λιγνίτη. Η μείωση των μονάδων λιγνίτη είναι αυτή που μειώνει τις εκπομπές CO₂ κάνοντας το σύστημα περιβαλλοντικά φιλικότερο, έστω και ελάχιστα. Όμως αν η μελέτη συνεχιστεί και για επόμενα έτη (πέρα δηλαδή το 2030 που είναι το τελευταίο έτος της μελέτης) τότε η εκτεταμένη χρήση του φυσικού αερίου θα οδηγήσει σε περιβαλλοντικά φιλικότερο σύστημα.

Αν και αποδεικνύεται η χρήση του λιθάνθρακα καλύτερη βάσει των περιβαλλοντικών και των οικονομικών κριτηρίων, και μόνο το γεγονός ότι τα αποθέματα λιγνίτη μειώνονται και η διαθεσιμότητα και η επάρκεια του φυσικού αερίου είναι εφικτή μόνο υπό δύσκολες προϋποθέσεις, η εισαγωγή του λιθάνθρακα κρίνεται απαραίτητη.

Συνεπώς η διατριβή απέδειξε, αναφορικά με τη χρήση καυσίμων, ότι πρέπει να χρησιμοποιηθεί λιγνίτης και φυσικό αέριο σε αναλογία περίπου 3/7 και να εισαχθεί στο σύστημα ο λιθάνθρακας. Άρα τα καλύτερα σενάρια είναι τα σενάρια λιθάνθρακα (λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.)

Παρόλα αυτά πρέπει οπωσδήποτε να μελετηθεί η χρήση του φυσικού αερίου σε σχέση με τις δυνατότητες επέκτασης του Ε.Σ.Μ.Φ.Α., την συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα και την δυνατότητα να εξασφαλιστούν οι απαιτούμενες ποσότητες του καυσίμου. Επίσης πρέπει να μελετηθεί η χρήση του λιγνίτη σε σχέση με τα εξωτερικά κόστη (περιβαλλοντικά, υγείας των κατοίκων κ.α.) και τη στρατηγική που επιθυμεί να εφαρμόσει η χώρα. Τέλος πρέπει να μελετηθούν οι δυνατότητες που υπάρχουν για την τροφοδοσία με λιθάνθρακα σε σχέση με το ότι η μεταφορά του από τα κέντρα παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης πρέπει να γίνεται με χερσαία ή θαλάσσια μέσα (αφού δεν υπάρχουν δίκτυα όπως έχει το φυσικό αέριο) μειώνοντας τη δυνατότητα μετακίνησης μεγάλων ποσοτήτων, ενώ επιπρόσθετα θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν και επενδύσεις ώστε να δημιουργηθούν κέντρα εισόδου του καυσίμου στη χώρα.

Α.Π.Ε.

Οι Α.Π.Ε. μελετήθηκαν με το χωρισμό τους σε δύο ομάδες. Στην πρώτη δεν φτάνουν τους στόχους που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) για το 2020 και η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή για το έτος 2030 μειώνεται ακόμη περισσότερο σε σχέση με το 2020. Στη δεύτερη φτάνουν τους στόχους της Ε.Ε. για το 2020 και η συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται το 2030 σε σχέση με το 2020.

Έτσι τα σενάρια της διατριβής, εξετάστηκαν και με τις δύο ομάδες Α.Π.Ε. Σαν παράδειγμα αναφέρονται τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. στο σενάριο φυσικό αέριο εισέρχονται οι Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας και στο σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. εισέρχονται οι Α.Π.Ε. της δεύτερης ομάδας με την αναλογία των μονάδων λιγνίτη προς φυσικό αέριο να είναι σταθερή.

Από τα αποτελέσματα αποδείχθηκε ότι ανεξάρτητα από:

- τη συμμετοχή νέων μονάδων φυσικού αερίου και λιγνίτη,

- το εάν εισαχθεί στο σύστημα η χρήση του λιθάνθρακα ή όχι,
 - το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής,
 - το ποσοστό αύξησης του κόστους καυσίμων (μελετήθηκαν αυξήσεις στα κόστη λιγνίτη φυσικού αερίου μέχρι και 60% σε σχέση με τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή) και
 - το ποσοστό αύξησης του κόστους CO₂ (μελετήθηκε αύξηση στο κόστος CO₂ μέχρι και 100% σε σχέση με τα κόστη που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή)
- η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε. (δηλαδή συγκρίνοντας τα σενάρια της δεύτερης ομάδας με αυτά της δεύτερης) οδηγούν:
- σε σύστημα υψηλότερου Τελικού κόστους,
 - σε μείωση των εκπομπών CO₂,
 - σε αύξηση της απαιτούμενης εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με το αναμενόμενο φορτίο αιχμής (οδηγώντας αρκετές μονάδες από τις νέες και όλες τις εν λειτουργία σε εφεδρεία),
 - σε μείωση στην κατανάλωση καυσίμων και
 - σε μείωση στην εισαγωγή νέων θερμικών μονάδων για την επέκταση του συστήματος.

Θα πρέπει να τονιστεί ότι παρά τη μεγάλη συμμετοχή των Α.Π.Ε., ακόμα και για την περίπτωση όπου η μέση ετήσια αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής είναι 2%, οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κyoto δεν επιτυγχάνονται σε κανένα σενάριο.

Από τα αποτελέσματα σχετικά με την είσοδο των Α.Π.Ε. στο σύστημα, σύμφωνα με τα κριτήρια που τέθηκαν στη διατριβή, είναι αδύνατο το να επιλεγεί το εάν η εκτενής χρήση των Α.Π.Ε. είναι συμφέρουσα για την Ελλάδα. Έτσι, αποδεικνύονται ως καλύτερα τα σενάρια λιθάνθρακα και λιθάνθρακα – Α.Π.Ε., αλλά μεταξύ των δύο δεν κατέστη δυνατό να βρεθεί το βέλτιστο.

Συνεπώς, προκειμένου να εξεταστεί το εάν η εκτενής χρήση των Α.Π.Ε. για την επέκταση του συστήματος είναι συμφέρουσα ή όχι, θα πρέπει να εξεταστούν και άλλοι παράμετροι που δεν συμπεριλαμβάνονται στη συγκεκριμένη διατριβή. Έτσι θα πρέπει στο κόστος να εξεταστούν και να συνυπολογιστούν και κάποια επιπρόσθετα κόστη τα οποία έχουν να κάνουν με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των Α.Π.Ε.

Στα πλεονεκτήματα των Α.Π.Ε. συγκαταλέγονται η προστασία του περιβάλλοντος και άρα η μείωση των κονδυλίων που πρέπει να χρησιμοποιούνται για περιβαλλοντικά έργα και για την υγεία, η μείωση στην κατανάλωση καυσίμων και άρα η εξοικονόμηση του λιγνίτη, η αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας της Ελλάδος και η μείωση στην εισαγωγή μη εγχώριων καυσίμων. Στα μειονεκτήματα των Α.Π.Ε. συγκαταλέγονται τα κόστη στην επέκταση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα κέντρα παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης, ένα κόστος που είναι ιδιαίτερα υψηλό αν συνυπολογιστεί και η μεγάλη διασπορά των μονάδων Α.Π.Ε., οι δεσμευόμενες εκτάσεις γης για την εγκατάσταση νέων μονάδων και το γεγονός ότι οι Α.Π.Ε. δεν έχουν σταθερή και προβλέψιμη ηλεκτροπαραγωγή με αποτέλεσμα την ανάγκη ύπαρξης πολλών θερμικών μονάδων στην εφεδρεία. Τέλος θα πρέπει σίγουρα να εξεταστεί και το κόστος από τα πρόστιμα που θα κληθεί να πληρώσει η Ελλάδα στην Ε.Ε. αν δεν επιτύχει τους στόχους της.

Ένα ακόμα θέμα που χρήζει περαιτέρω εξέτασης είναι το εξής. Από τους Πίνακες 6.1 και 6.3, προκύπτει ότι η Ελλάδα θα πρέπει να εγκαθιστά Α.Π.Ε. περίπου 330 MW/yr για την πρώτη ομάδα και περίπου 580 MW/yr για την δεύτερη ομάδα, η πλειοψηφία των οποίων είναι αιολικά. Οι απαιτήσεις είναι πολύ μεγάλες για την πρώτη ομάδα (και ας μην επιτυγχάνονται οι στόχοι της Ε.Ε.) πόσο μάλλον για τη δεύτερη. Πρέπει λοιπόν να εξεταστεί το κατά πόσο είναι έτοιμη η Ελλάδα να θέσει υψηλούς στόχους και το κατά πόσο έχει τη δυνατότητα να τους υλοποιήσει εκταμιεύοντας ταυτόχρονα μεγάλα κονδύλια.

Ένα ακόμα πιο ενδιαφέρον θέμα είναι το εξής. Ο στόχος της Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε. για το 2020, προέβλεπε το 29% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από αυτές. Ένα περίπου έτος πριν από την ολοκλήρωση της παρούσας διατριβής, το Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (Υ.Π.Ε.Κ.Α.) άλλαξε το στόχο ανεβάζοντάς τον στο 40% για το έτος 2020 [N. 3851/2010]. Βάση των αποτελεσμάτων της διατριβής και των όσων αναφέρθηκαν μέχρι τώρα, ο νέος στόχος κρίνεται υπερβολικά φιλόδοξος (αν όχι και ανέφικτος). Σε αντίστοιχο συμπέρασμα καταλήγει και άλλη μελέτη [Kambezidis et al., 2011].

Προκειμένου να επιλεγεί ένα σενάριο, ως το βέλτιστο της διατριβής, επιλέγεται το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Η επιλογή έγινε λόγω του ότι πρέπει να αρχίσει η Ελλάδα να προστατεύει έμπρακτα το περιβάλλον, η καταστροφή του οποίου τείνει να γίνει μη αναστρέψιμη και λόγω του ότι κινδυνεύει στο μέλλον να έχει πρόβλημα στην τροφοδοσία καυσίμων. Παρόλα αυτά, η επιλογή του σεναρίου λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. ως βέλτιστου, έγινε δίνοντας μεγαλύτερη βαρύτητα στα περιβαλλοντικά κριτήρια, που δίνουν αποτελέσματα υπέρ των Α.Π.Ε. και δευτερευόντως στα ενεργειακά (διότι όπως παρουσιάστηκε στη διάρκεια της διατριβής τα αποτελέσματα των ενεργειακών κριτηρίων βγαίνουν μισά υπέρ και μισά κατά των Α.Π.Ε.).

Παρόλα αυτά, έχουν δημοσιευτεί αρκετές μελέτες διεθνώς, οι οποίες στηρίζουν την εκτεταμένη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή (σε ποσοστά μάλιστα που να ξεπερνούν ακόμα και τη συμμετοχή των συμβατικών και πυρηνικών καυσίμων) ακόμα και με οικονομικά κριτήρια. Τα αποτελέσματα αυτά βασίζονται στο ότι [Fouquet and Johansson, 2008, Verbruggen and Lauber, 2009, Weigt, 2009]:

- το κόστος εγκατάστασης των μονάδων αυτών θα μειώνεται συνέχεια, τη στιγμή που θα αυξάνονται οι ηλεκτροπαραγωγικές τους δυνατότητες λόγω των τεχνολογικών εξελίξεων,
- σύντομα το οικονομικό κόστος από την καταστροφή του περιβάλλοντος θα είναι πολύ μεγαλύτερο από ότι σήμερα και ότι η περιβαλλοντική καταστροφή θα είναι πλέον μη αναστρέψιμη,
- το κόστος καυσίμων, βάσει της επικείμενης εξάντλησής τους θα αυξάνεται συνέχεια.

Συνεπώς, αν και το σενάριο λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. δεν μπορεί να επιλεγεί ως βέλτιστο βάσει των αποτελεσμάτων της παρούσας διατριβής (διότι βάσει των τριών κριτηρίων είναι ισάξιο με το σενάριο λιθάνθρακας), μπορεί να επιλεγεί και να αποδειχθεί μελλοντικά βέλτιστο, βάσει διεθνών μελετών που αναφέρονται προηγουμένως.

Λοιπά αποτελέσματα

Πέρα από τη μελέτη για τα καύσιμα και τις Α.Π.Ε. που επεκτείνουν το σύστημα εξετάστηκαν και άλλα τρία θέματα. Το κατά πόσο συμφέρει να υπάρχει σε ένα σύστημα πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα της ηλεκτροπαραγωγής καθώς και οι επιπτώσεις από την αλλαγή στην πολιτική της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στους ηλεκτροπαραγωγούς για την μετά-Κυото εποχή (2013 και έπειτα).

Από τα αποτελέσματα αναφορικά με την ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας στο Ε.Δ.Σ. προέκυψε ότι είναι απολύτως ασύμφορες. Οι λόγοι είναι οι εξής:

Πρώτον η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών κοστίζει συνήθως περισσότερο από ότι να παράγεται, ενώ την τιμή δεν την ελέγχει το ελληνικό κράτος.

Δεύτερον η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το εξωτερικό, δημιουργεί σοβαρά προβλήματα ενεργειακής ασφάλειας, δεδομένου ότι μπορεί τα διασυνδεδεμένα συστήματα να μην είναι σε θέση να παρέχουν τις απαιτούμενες ποσότητες, τη δεδομένη στιγμή που τις έχει ανάγκη το Ε.Δ.Σ.

Τρίτον υπάρχει μεγάλη εκροή συναλλάγματος.

Τέταρτον, με την έλλειψη ισχύος από το σύστημα και συνεπώς με την έλλειψη νέων μονάδων, οι εν λειτουργία μονάδες που σχεδόν στο σύνολό τους είναι παλαιές, δεν τίθενται σε εφεδρεία αλλά λειτουργούν σαν μονάδες βάσης. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα ακριβό κόστος παραγωγής, άσκοπη κατανάλωση («σπατάλη») καυσίμων και φυσικά αυξημένες εκπομπές CO₂, οι οποίες αντισταθμίζουν το γεγονός ότι η ηλεκτρική ενέργεια που αγοράζεται, δεν παράγεται στην Ελλάδα και άρα οι εκπομπές CO₂ δεν είναι εγχώριες.

Πέμπτον τα προβλήματα αστάθειας στο σύστημα προκαλούν αρκετές φορές βλάβες στα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Έκτον ότι αρκετές φορές παρίσταται η ανάγκη να ενεργοποιηθεί η στρεφόμενη εφεδρεία των μονάδων η οποία αυξάνει ακόμα περισσότερο το κόστος παραγωγής και την πιθανότητα βλάβης των μονάδων, καταναλώνοντας ακόμα μεγαλύτερες ποσότητες καυσίμων και εκπέμποντας ακόμα μεγαλύτερες ποσότητες CO₂.

Επιπρόσθετα, οι πιθανότητες απώλειας φορτίου και η ύπαρξη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας μπορεί αρκετές φορές να επιφέρουν και διακοπές στην ηλεκτροδότηση. Οι διακοπές στην ηλεκτροδότηση, επιφέρουν μεγάλο εξωτερικό κόστος (κόστος που δεν σχετίζεται με το σύστημα και που δεν εξετάζεται στην παρούσα διατριβή). Μελέτη μάλιστα που έγινε για την Ολλανδία, απέδειξε ότι το εξωτερικό κόστος είναι τόσο υψηλό που υπερβαίνει το κόστος δημιουργίας ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με επάρκεια δυναμικού παραγωγής [De Nooij et al. 2007]. Αν λοιπόν συνυπολογιστεί, ότι στην Ελλάδα λόγω της ύπαρξης παλαιών μονάδων το Τελικό κόστος ενός συστήματος με επάρκεια δυναμικού παραγωγής είναι μικρότερο από το Τελικό κόστος ενός συστήματος χωρίς επάρκεια δυναμικού παραγωγής (βλ. Σχήμα 10.9), τότε ο μηδενισμός της πιθανότητας απώλειας φορτίου και της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, γίνεται ακόμη πιο συμφέρον.

Προκειμένου να μελετηθούν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή, δημιουργήθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο με το οποίο συνδέθηκε η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με το Α.Ε.Π. Οι Α.Π.Ε. που επέκτειναν το σύστημα στο σενάριο αυτό, είναι οι Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας. Η περίοδος της μελέτης ξεκινά το έτος 2009 (έτος έναρξης της οικονομικής κρίσης) και λήγει το 2020 (έτος κατά το οποίο υπολογίζεται ότι η Ελλάδα θα επανέλθει σε σταθερούς ρυθμούς ανάπτυξης). Η σύγκριση των αποτελεσμάτων του σεναρίου οικονομική κρίση έγινε με τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. (για τα αποτελέσματα της περιόδου 2009 – 2020).

Από τα αποτελέσματα της μελέτης οικονομική κρίση και τη σύγκριση με τα σενάρια φυσικού αερίου προέκυψε ότι:

- Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζεται από το Α.Ε.Π. και η σχέση που τις συνδέει μπορεί να εκφραστεί μαθηματικά μέσω της γραμμικής παλινδρόμησης.
- Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει πτώση μέχρι και το 2011, σε ποσοστό περίπου 12,74% σε σχέση με τις αναμενόμενες τιμές του ίδιου έτους και κατόπιν ξαναρχίζει η αύξηση, της οποίας οι μέσες ετήσιες τιμές κυμαίνονται από 1,36% μέχρι 1,84% (αύξηση σε σχέση με το προηγούμενο έτος) Πολύ μικρότερες δηλαδή από το αναμενόμενο 3,5%. Σύμφωνα μάλιστα με τα αποτελέσματα, η κατανάλωση αναμένεται να επανέρθει στις τιμές του 2008, στα τέλη του 2015.
- Η επέκταση του συστήματος δεν απαιτεί την είσοδο ούτε μίας νέας θερμικής μονάδας.
- Οι στόχοι της Ε.Ε. αναφορικά με τις Α.Π.Ε. τα έτη 2010 και 2020, όχι απλά επιτυγχάνονται αλλά ξεπερνιόνται κιόλας (και μάλιστα με χρήση των Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας).
- Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κyoto προσεγγίζονται αλλά δεν επιτυγχάνονται.
- Η κατανάλωση καυσίμων μειώνεται και οι εν λειτουργία θερμικές μονάδες τίθενται ως επί το πλείστον σε εφεδρεία.
- Οι εκπομπές CO₂ μειώνονται κατά μέσο όρο περίπου 17,3% για την όλη την περίοδο της μελέτης.
- Τέλος, το Τελικό κόστος μειώνεται κατά μέσο όρο περίπου 22,5%.

Συνεπώς οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα είναι μόνο θετικές.

Τέλος εξετάστηκαν οι επιπτώσεις από την αλλαγή της πολιτικής της Ε.Ε. κατά την οποία, από το 2013 και έπειτα δεν θα μπορούν τα κράτη μέλη να μεταβιβάζουν δικαιώματα εκπομπών στους ηλεκτροπαραγωγούς. Από την αλλαγή της πολιτικής αυτής αυξάνεται το Τελικό κόστος για την περίοδο 2013 – 2030 κατά περίπου 14,6 δις. € για όλα τα σενάρια της διατριβής ανεξαρτήτου ποσοστού αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και ζήτησης σε φορτίο αιχμής.

Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- Δακής Γ., 2010. Λιγνίτης Εθνικό Καύσιμο Νομός Κοζάνης η Ενεργειακή Καρδιά της Ελλάδος. Ημερίδα Τ.Ε.Ε. Ορυκτός Πλούτος και Τοπικές Κοινωνίες. Αθήνα.
- Chatzimouratidis A.I., Pilavachi P.A., 2008. Multicriteria evaluation of power plants impacts on the living standard using the analytic hierarchy process. *Energy Policy* 36, 1074-1089.
- De Nooij M., Koopmans C., Bijvoet C., 2007. The value of supply security: The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investments in networks. *Energy Economics* 29, 277-295.
- Devra Lee Davis and Working Group on Public Health and Fossil-Fuel Combustion, 1997. Short-term improvements in public health from global-climate policies on fossil-fuels combustion: an interim report. *The Lancet* 350, 1341-1349.
- Fouquet D., Johansson T.B., 2008. European renewable energy policy at cross-roads – Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy* 36, 4079–4092.
- Georgakellos D.A., 2010. Impact of a possible environmental externalities internalisation on energy prices: The case of the greenhouse gases from the Greek electricity sector. *Energy Economics* 32, 202-209.
- Kambezidis H.D., Kasselouri B., Konidari P., 2011. Evaluating policy options for increasing the RES-E penetration in Greece. *Energy Policy* 39, 5388-5398.
- OECD, 2008. *Environmental Outlook to 2030*. Paris.
- Verbruggen A., Lauber V., 2009. Basic concepts for designing renewable electricity support aiming at a full-scale transition by 2050. *Energy Policy* 37, 5732-5743.
- Weigt H., 2009. Germany's wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving. *Applied Energy* 86, 1857-1863.
- N. 3851/2010 (ΦΕΚ Α' 85/04.06.2010). Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.

Συμπεράσματα

Σκοπός της παρούσας διδακτορικής ήταν να μελετηθεί, να μοντελοποιηθεί, να αξιολογηθεί και να αναπτυχθεί (επεκταθεί) το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Ε.Δ.Σ.). Η περίοδος της μελέτης είναι από το 2009 έως το 2030.

Αρχικά ορίστηκε το σύστημα της μελέτης. Το σύστημα περιλαμβάνει όλο το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, ή αλλιώς όλες τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της ηπειρωτικής Ελλάδος και των διασυνδεδεμένων, με αυτήν, νησιών.

Κατόπιν παρουσιάστηκε η μεθοδολογία, η οποία πρώτα εξετάζει και έπειτα επεκτείνει το σύστημα. Η μεθοδολογία βασίζεται ουσιαστικά στη μεθοδική εξέταση, αξιολόγηση και επέκταση του συστήματος και συνοπτικά έχει ως εξής: Αρχικά ορίζεται το υπό εξέταση σύστημα. Κατόπιν επεκτείνεται με μονάδες των καυσίμων που ήδη χρησιμοποιούνται ενώ παράλληλα εξετάζεται και το ποσοστό συμμετοχής των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή. Στην συνέχεια διενεργούνται αναλύσεις ευαισθησίας για περιπτώσεις εξοικονόμησης και υπερκατανάλωσης ενέργειας και για τις διαφοροποιήσεις στα κόστη καυσίμων και CO₂. Εξετάζεται η διαθεσιμότητα και η επάρκεια των χρησιμοποιούμενων καυσίμων. Τέλος εξετάζεται η χρήση λιθάνθρακα στο σύστημα.

Παράλληλα μελετήθηκαν οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ε.Ε.) αναφορικά με τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή και τις εκπομπές CO₂, οι επιπτώσεις από την αλλαγή πολιτικής της Ε.Ε. αναφορικά με την εκχώρηση δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Επίσης συγκρίθηκαν τα κόστη της μίας παραγόμενης MWh από τα δύο εν χρήση καύσιμα (λιγνίτης και φυσικό αέριο), εξετάστηκε το εάν συμφέρει η ύπαρξη πιθανότητας απώλεια φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και τέλος, οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ηλεκτροπαραγωγή.

Από τα αποτελέσματα της διατριβής δημιουργήθηκε το μοντέλο επέκτασης του συστήματος. Επίσης, δημιουργήθηκαν δύο μαθηματικά μοντέλα. Το πρώτο συγκρίνει τα κόστη της μίας παραγόμενης MWh από δύο καύσιμα που είναι ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο. Το δεύτερο συνδέει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας με το Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν μιας χώρας και εφαρμόστηκε για τη μελέτη των επιπτώσεων της οικονομικής κρίσης.

Τα εργαλεία που χρησιμοποιήθηκαν στη διατριβή είναι το λογισμικό WASP-IV, το Microsoft excel, η Compaq Visual Fortran 6.5 και το λογισμικό Tecplot.360.V11. Το WASP-IV και το excel χρησιμοποιήθηκαν καθόλη τη διάρκεια της διατριβής ενώ η Fortran και το Tecplot μόνο για τη σύγκριση του κόστους της μίας παραγόμενης MWh από δύο καύσιμα.

Για τη διεξαγωγή της διατριβής δημιουργήθηκαν 8 σενάρια επέκτασης του συστήματος χωριζόμενα σε 2 ομάδες (με 4 σενάρια η κάθε μία). Στα σενάρια της πρώτης ομάδας η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή δεν φτάνει τους στόχους της Ε.Ε. για το 2020 και μειώνεται ακόμα περισσότερο το 2030. Στα σενάρια

της δεύτερης ομάδας Α.Π.Ε. οι στόχοι της Ε.Ε. για το 2020 επιτυγχάνονται και η συμμετοχή τους αυξάνεται ακόμα περισσότερο το 2030.

Οι μονάδες οι οποίες λειτουργούν ήδη στο σύστημα ή είναι επιβεβαιωμένο ότι θα εισαχθούν στο σύστημα, αποκαλούνται εν λειτουργία μονάδες. Οι μονάδες με τις οποίες επεκτείνεται το σύστημα αποκαλούνται νέες μονάδες. Ο διαχωρισμός αφορά κυρίως τις θερμικές μονάδες.

Από τα 8 σενάρια επέκτασης του συστήματος που δημιουργήθηκαν, τα 6 μελετούν τη συμμετοχή του φυσικού αερίου και του λιγνίτη, ενώ τα δύο τελευταία σενάρια μελετούν τη χρήση του λιθάνθρακα. Τα κριτήρια διατριβής και σύγκρισης των σεναρίων είναι τα ενεργειακά, τα περιβαλλοντικά και τα οικονομικά.

Το μέσο ετήσιο αναμενόμενο ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής τέθηκε 3,5% για όλη την περίοδο της διατριβής. Τέλος ορίστηκε η έννοια του Τελικού κόστους το οποίο είναι το άθροισμα του κόστους κατασκευής, των λειτουργικών κοστών (όπου συμπεριλαμβάνονται και τα κόστη καυσίμων), του κόστους των εκπομπών CO₂ και του κόστους της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για όλα τα έτη της μελέτης, μείον την απομένουσα αξία.

Τα 6 πρώτα σενάρια ονομάζονται λιγνίτης, business as usual, φυσικό αέριο, λιγνίτης – Α.Π.Ε., Α.Π.Ε. και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Σε αυτά εξετάζεται η διαφοροποίηση στη συμμετοχή νέων μονάδων φυσικού αερίου και λιγνίτη σε ποσοστά 30%-70%, 50%-50% και 70%-30% αντίστοιχα και η διαφοροποίηση στη συμμετοχή των Α.Π.Ε. (3 για κάθε ομάδα Α.Π.Ε., δύο ομάδες Α.Π.Ε. σύνολο 6 σενάρια). Τα άλλα δύο σενάρια είναι τα λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. όπου εξετάζεται η εισαγωγή νέων μονάδων λιθάνθρακα παράλληλα με τη διαφοροποίηση στη συμμετοχή των Α.Π.Ε.

Μελετώντας αρχικά τα 6 πρώτα σενάρια για μέσο ετήσιο αναμενόμενο ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής ίσο 3,5% προκύπτει ότι:

Για αύξηση 20% στη συμμετοχή μονάδων φυσικού αερίου και παράλληλη μείωση 20% στη συμμετοχή νέων μονάδων λιγνίτη (δηλαδή 30%-70% → 50%-50% → 70%-30%), προέκυψαν τα εξής αποτελέσματα:

- Οι συνολικές απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ μειώνονται κατά 1,5% για τα σενάρια της πρώτης ομάδας και κατά 1,8% για τα σενάρια της δεύτερης,
- Οι συνολικές εκπομπές CO₂ μειώνονται κατά περίπου 6,25% και το συνολικό κόστος CO₂ κατά περίπου 7,6%,
- Το Τελικό κόστος μειώνεται από 0,65% έως 1% (ανάλογα με το σενάριο).

Η εκτεταμένη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή (δηλαδή συγκρίνονται μεταξύ τους τα σενάρια των δύο ομάδων με την ίδια ποσοστιαία συμμετοχή νέων μονάδων καυσίμων) οδηγεί:

- Σε κατά μέσο όρο υψηλότερες απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής κατά περίπου 6,2% για όλη την περίοδο της μελέτης (2009 – 2030), και περίπου 13% για το έτος 2030,
- Σε 10% αύξηση στη μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος από το έτος 2016 και έπειτα,
- Σε μείωση των εκπομπών CO₂ κατά περίπου 8,7% και του κόστους CO₂ κατά περίπου 10,3%,

- Σε αύξηση του Τελικού κόστους κατά 5,3%.

Για τα σενάρια της πρώτης ομάδας Α.Π.Ε. απαιτείται εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το αναμενόμενο φορτίο αιχμής από 28% μέχρι 36% και από 32,3% μέχρι 45,5% για τα σενάρια της δεύτερης, καθόλη τη διάρκεια της διατριβής, έτσι ώστε το σύστημα να έχει επάρκεια δυναμικού παραγωγής, δηλαδή να μην παρουσιάζει πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Ο λιγνίτης αν και δίδει οικονομικότερη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από το φυσικό αέριο, το φυσικό αέριο δίδει χαμηλότερο Τελικό κόστος από το λιγνίτη. Ο λόγος είναι ότι το κόστος του συστήματος που χρησιμοποιεί περισσότερο λιγνίτη αυξάνεται από το κόστος του CO₂, το κόστος κατασκευής, το κόστος των επιπλέον νέων μονάδων που απαιτούνται στο σύστημα και το κόστος που επιφέρει η λειτουργία περισσότερων εν λειτουργία θερμικών μονάδων.

Από την ανάλυση ευαισθησίας των 6 πρώτων σεναρίων για αύξηση κατά 1,5% στο μέσο ετήσιο αναμενόμενο ποσοστό αύξησης στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και στη ζήτηση σε φορτίο αιχμής (δηλαδή 2% (Περίπτωση 1) → 3,5% (Περίπτωση 2) → 5% (Περίπτωση 3)) προκύπτει ότι για όλη την περίοδο της διατριβής:

Για την πρώτη ομάδα σεναρίων:

- Μειώνονται οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής κατά περίπου 5% - 6%.
- Αυξάνονται οι εκπομπές CO₂ κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16% και 23%.
- Αυξάνεται το Τελικό κόστος του συστήματος κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16,4% και 17,3%.

Για τη δεύτερη ομάδα σεναρίων:

- Μειώνονται οι απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής περίπου κατά 4% - 8%.
- Αυξάνονται οι εκπομπές CO₂ κατά ένα ποσοστό μεταξύ 16% και 28%.
- Αυξάνεται το Τελικό κόστος του συστήματος κατά ένα ποσοστό μεταξύ 18,2% και 19,4%.

Συγκρίνοντας τα σενάρια των ομάδων μεταξύ τους αποδεικνύεται ότι η υψηλότερη συμμετοχή των Α.Π.Ε. οδηγεί σε:

- Εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής 7,3 % για την Περίπτωση 1, 6,2% για την Περίπτωση 2 και 5,2% για την Περίπτωση 3, δηλαδή μειώνει την αύξηση περίπου κατά 1,1%.
- 12% μείωση των εκπομπών CO₂ για την Περίπτωση 1, 10% για την Περίπτωση 2 και 8% για την Περίπτωση 3, δηλαδή μειώνει την αύξηση των εκπομπών CO₂ περίπου κατά 2%.
- 6,2% αύξηση του Τελικού κόστους για την Περίπτωση 1, 5,3% για την Περίπτωση 2 και 4,2% για την Περίπτωση 3, δηλαδή μειώνει την αύξηση του Τελικού κόστους περίπου κατά 1%.

Οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto δεν επιτυγχάνονται.

Οι στόχοι της Ε.Ε. για τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή το 2020 επιτυγχάνονται μόνο για τις περιπτώσεις 1 και 2 των σεναρίων της δεύτερης ομάδας.

Επιπρόσθετα διενεργήθηκαν δύο ακόμα αναλύσεις ευαισθησίας για τα 6 πρώτα σενάρια. Η πρώτη πραγματοποιήθηκε για την αύξηση στο κόστος του λιγνίτη και του φυσικού αερίου από -15% μέχρι και +60%. Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι, για όλη την περίοδο της μελέτης, οι αυξήσεις κατά 15% στα κόστη του λιγνίτη και του

φυσικού αερίου, αυξάνουν το Τελικό κόστος κατά περίπου 2,93% και κατά 4,61% αντίστοιχα. Η δεύτερη αφορά την αύξηση στο κόστος CO₂ από 0% μέχρι 100%. Αποδείχτηκε ότι αύξηση στο κόστος CO₂ κατά 33%, επιφέρει αύξηση στο Τελικό κόστος κατά περίπου 7,21%. Τέλος, μελετώντας την ταυτόχρονη και ισοποσοστιαία αύξηση στα κόστη λιγνίτη και φυσικού αερίου και συγκρίνοντας τα 6 σενάρια μεταξύ τους, αποδεικνύεται ότι το φυσικό αέριο δίδει χαμηλότερο Τελικό κόστος μέχρι το ποσοστό αύξησης και στα δύο καύσιμα να φτάσει το 23,75% περίπου.

Για να συγκριθεί το κόστος παραγωγής της 1 MWh από λιγνίτη και φυσικό αέριο, δημιουργήθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο. Βάζοντας τις τιμές της διατριβής στα κόστη του λιγνίτη και του φυσικού αερίου στο μοντέλο (δηλαδή 9,13 €/MWh και 32,5 €/MWh αντίστοιχα) προέκυψε ότι ο λιγνίτης δίδει φθηνότερη ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το κόστος του CO₂ να φτάσει την τιμή 31,149 €/ton CO₂.

Από την εξέταση λοιπόν των 6 πρώτων σεναρίων, καλύτερα ως προς τα τρία κριτήρια αποδείχτηκαν τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε.

Από τη μελέτη για την επάρκεια των αποθεμάτων λιγνίτη αποδείχθηκε ότι είναι δυνατό να τροφοδοτηθούν μέχρι και την απόσυρσή τους όλες οι εν λειτουργία λιγνιτικές μονάδες και ακόμα 7 νέες. Η διαθεσιμότητα και η επάρκεια του φυσικού αερίου είναι δύσκολα εφικτή, διότι θα πρέπει να ολοκληρωθούν όλες οι προγραμματισμένες επεκτάσεις του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, όλες οι σχεδιασμένες διασυνδέσεις με τις γείτονες χώρες και να εξασφαλιστούν οι επιθυμητές ποσότητες φυσικού αερίου. Συνεπώς η είσοδος στο σύστημα ενός ακόμα καυσίμου για ηλεκτροπαραγωγή κρίνεται απαραίτητη.

Το καύσιμο που εξετάστηκε είναι ο λιθάνθρακας. Οι λιθανθρακικές μονάδες επιλέχθηκε να εισέρχονται στο σύστημα περίπου κάθε δύο χρόνια ώστε να μην υπάρξει απότομη αύξηση στη ζήτηση του και απεδείχθη ότι δεν είναι δυνατό να εισαχθούν νωρίτερα από το 2018 αφού η κατασκευή τους θέλει 5 έτη και πολιτική απόφαση για τη χρήση του λιθάνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή δεν έχει ληφθεί μέχρι τον Οκτώβριο του 2011. Έτσι προέκυψε ότι εισάγονται στο σύστημα τόσες λιθανθρακικές μονάδες όσες και λιγνιτικές. Η αναλογία νέων μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου είναι 3/7 που απεδείχθη βέλτιστη.

Για τη μελέτη του λιθάνθρακα δημιουργήθηκαν τα δύο σενάρια που προαναφέρθηκαν (λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε.). Από τη σύγκριση των δύο σεναρίων μεταξύ τους προκύπτει ότι η εκτεταμένη χρήση Α.Π.Ε.:

- Έχει υψηλότερες απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ πάνω από το φορτίο αιχμής 5,9% κατά μέσο όρο και 10% αύξηση στη μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία (2018 και έπειτα).
- Μειώνει τις εκπομπές και το κόστος CO₂ κατά 8,29% και 10% αντίστοιχα.
- Αυξάνει το Τελικό κόστος κατά 5,8%.

Συνεπώς δεν προκύπτει βέλτιστο σενάριο από τα ενεργειακά κριτήρια, το καλύτερο περιβαλλοντικά είναι το λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. και οικονομικά το λιθάνθρακας. Άρα βέλτιστο σενάριο μεταξύ των δύο, δεν προκύπτει.

Τα αποτελέσματα της σύγκρισής τους με τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. απέδειξαν ότι:

- Ο λιθάνθρακας μειώνει την κατανάλωση λιγνίτη και φυσικού αερίου.

- Μειώνονται οι εκπομπές CO₂ κατά περίπου 8% και το κόστος CO₂ κατά περίπου 6,5% λόγω της μείωσης των μονάδων λιγνίτη για όλη την περίοδο της μελέτης.
- Μειώνεται το Τελικό κόστος κατά περίπου 1,59% διότι ο λιθάνθρακας δίδει φθηνότερη ηλεκτροπαραγωγή από το λιγνίτη και χαμηλότερο Τελικό κόστος από το φυσικό αέριο.

Συνεπώς τα καλύτερα σενάρια της διατριβής, αποδείχθηκαν τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Ως βέλτιστο επιλέχθηκε το λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. το οποίο όμως βασίζεται στο ότι προστατεύεται περισσότερο το περιβάλλον.

Παράλληλα εξετάστηκε και η ύπαρξη πιθανότητας απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για τα σενάρια λιθάνθρακας και λιθάνθρακας – Α.Π.Ε. Από την εξέταση αποδείχθηκε ότι αν το σύστημα παρουσιάζει πιθανότητα απώλειας φορτίου και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας τότε το Τελικό κόστος αυξάνεται. Η αύξησή του οφείλεται στο υψηλό κόστος της εισαγόμενης MWh και στο ότι λειτουργούν περισσότερο οι εν λειτουργία θερμικές μονάδες, πολλές από τις οποίες μάλιστα σαν μονάδες βάσης. Συνεπώς αποδεικνύεται ότι η διατήρηση των παλαιών μονάδων (αυτών που στη διατριβή αποκαλούνται εν λειτουργία) στο σύστημα δεν συμφέρει βάσει των τριών κριτηρίων.

Αναφορικά με τη μελέτη των επιπτώσεων της οικονομικής κρίσης στο σύστημα για την περίοδο 2009 – 2020, αποδείχθηκε ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να συνδεθεί με γραμμική παλινδρόμηση με το Α.Ε.Π. μιας χώρας. Η σύνδεση των δύο και η πρόβλεψη της κατανάλωσης έγιναν με τη δημιουργία και την εφαρμογή ενός μαθηματικού μοντέλου. Από τα αποτελέσματα της μελέτης προέκυψε ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα ξαναφτάσει τα επίπεδα του 2008 στα τέλη του 2015. Υπολογίστηκε ότι το έτος 2020, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι μειωμένη κατά 25,7% σε σχέση με την αναμενόμενη. Επίσης αποδείχτηκε ότι οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στο σύστημα είναι θετικές. Συγκεκριμένα: θέτοντας τις Α.Π.Ε. της πρώτης ομάδας σεναρίων προκύπτει ότι επιτυγχάνονται οι στόχοι της Ε.Ε. για τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. και το 2010 και το 2020, δεν απαιτείται η είσοδος νέων θερμικών μονάδων στο σύστημα μέχρι και το 2020 και προσεγγίζονται, αλλά δεν επιτυγχάνονται, οι στόχοι του Πρωτοκόλλου του Kyoto. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της οικονομικής κρίσης με τα σενάρια φυσικό αέριο και φυσικό αέριο – Α.Π.Ε., προκύπτει ότι για την περίοδο 2009 – 2020, οι απαιτήσεις εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με το φορτίο αιχμής είναι αυξημένες κατά 21,7% συγκρινόμενες με το σενάριο φυσικό αέριο και κατά 16,6% σε σχέση με το σενάριο φυσικό αέριο – Α.Π.Ε. Επίσης, μειώνονται οι εκπομπές CO₂ κατά 17,3% και το Τελικό κόστος κατά περίπου 22,5%.

Τέλος αποδείχθηκε ότι η αλλαγή στην πολιτική της Ε.Ε. από το 2013 και έπειτα, η οποία προβλέπει ότι δεν θα κατανέμονται δικαιώματα εκπομπών στους ηλεκτροπαραγωγούς, οδηγεί σε αύξηση του κόστους εκπομπών CO₂, και κατά συνέπεια σε αύξηση του Τελικού κόστους, κατά 14,64 δις € για όλη την περίοδο της μελέτης.

Συνεπώς το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος του Ε.Δ.Σ., υποδεικνύει ότι ο βέλτιστος τρόπος επέκτασής του είναι με χρήση λιγνιτικών μονάδων, μονάδων φυσικού αερίου και λιθανθρακικών μονάδων σε αναλογία 3/7/3.

Προτάσεις για νέα έρευνα

Οι προτάσεις για νέα έρευνα αφορούν τη συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, την κατανάλωση φυσικού αερίου για όλους τους τομείς, το κόστος για τη χρήση του λιθάνθρακα και την είσοδο νέων ενεργειακών πόρων στο ηλεκτροπαραγωγικό ισοζύγιο της Ελλάδος.

Α.Π.Ε.

Η πρώτη πρόταση για νέα έρευνα αφορά το ποσοστό συμμετοχής των Α.Π.Ε. στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Από την πορεία της διατριβής δεν κατέστη δυνατό να βρεθεί αν είναι προτιμότερο να υπάρξει εκτεταμένη συμμετοχή των Α.Π.Ε. και να επιτευχθούν οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ε.Ε.) για το 2020 ή όχι. Διότι η μη εκτεταμένη συμμετοχή των Α.Π.Ε. έχει λιγότερες απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ πάνω από τη ζήτηση σε φορτίο αιχμής, απαιτείται όμως η είσοδος περισσότερων νέων θερμικών μονάδων και αυξάνεται η κατανάλωση καυσίμων. Επίσης αυξάνονται οι εκπομπές και το κόστος CO₂, μειώνεται όμως το Τελικό κόστος^{††††}.

Έτσι πρέπει να μελετηθεί το κόστος που επιφέρει η καταστροφή του περιβάλλοντος από τη μη εκτεταμένη χρήση των Α.Π.Ε., το κόστος από τα απαραίτητα περιβαλλοντικά έργα, το κόστος από την επιβάρυνση στην υγεία των ανθρώπων και το κόστος από τα πρόστιμα της Ε.Ε. για μη επίτευξη του στόχου.

Από την άλλη, για την εκτεταμένη χρήση των Α.Π.Ε., θα πρέπει να μελετηθεί το κόστος επέκτασης του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να φτάσει σε όλες τις περιοχές όπου θα εγκαθίστανται Α.Π.Ε. και το κόστος των δεσμευόμενων εκτάσεων γης.

Κατόπιν, τα παραπάνω κόστη θα πρέπει να συνυπολογιστούν με το Τελικό κόστος.

Επίσης θα πρέπει να υπολογιστεί το εάν η ελληνική κυβέρνηση έχει την πολιτική βούληση να τροποποιήσει το νομοθετικό πλαίσιο κάνοντας τις διαδικασίες αδειοδότησης γρηγορότερες και εάν υπάρχουν τα απαραίτητα κονδύλια ώστε να χρηματοδοτηθούν οι εγκαταστάσεις νέων μονάδων.

Τέλος, θα πρέπει οπωσδήποτε να εξεταστεί το κατά πόσο είναι εφικτή η υλοποίηση του Ν. 3851/2010, ο οποίος θέτει στόχο η συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2020, να είναι 40%.

^{††††} Το Τελικό κόστος περιλαμβάνει το κόστος κατασκευής, τα λειτουργικά κόστη (που συμπεριλαμβάνουν και τα κόστη καυσίμων), την απομένουσα αξία και το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Λιγνίτης

Η δεύτερη πρόταση για νέα έρευνα αφορά τη συμμετοχή του λιγνίτη στο σύστημα.

Προκειμένου λοιπόν να εξεταστεί η χρήση του λιγνίτη στο σύστημα θα πρέπει πρώτα από όλα να οριστεί η στρατηγική η οποία θα πρέπει να ακολουθηθεί. Ο λιγνίτης αποτελεί το μοναδικό εγχώριο καύσιμο της Ελλάδος συμβάλλοντας στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας, παρέχοντας πάρα πολλές θέσεις εργασίας και μάλιστα σε περιοχές που παρουσιάζουν υψηλούς δείκτες ανεργίας (Νομοί Κοζάνης και Αρκαδίας), συμβάλει στην αύξηση του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (Α.Ε.Π.) των περιοχών όπου βρίσκονται ορυχεία και μονάδες, μειώνει την εξαγωγή συναλλάγματος για αγορά μη εγχώριων καυσίμων και έχει χαμηλή, σταθερή και ελέγξιμη τιμή. Από την άλλη είναι εξαιρετικά ρυπογόνος, έχει πολύ χαμηλό ενεργειακό περιεχόμενο, τα αποθέματά του ελαττώνονται και οδηγεί σε ακριβό σύστημα, όπως αποδείχτηκε στη διατριβή.

Συνεπώς, προκειμένου να μελετηθεί πλήρως η συμμετοχή του λιγνίτη θα πρέπει να υπολογιστούν τα κόστη από την καταστροφή του περιβάλλοντος, τα απαραίτητα περιβαλλοντικά έργα που θα πρέπει να γίνουν και τα κόστη από την επιβάρυνση στην υγεία των ανθρώπων. Τα κόστη αυτά θα πρέπει να αντιπαρατεθούν με τα κόστη από τις επιπτώσεις που θα επιφέρει η αύξηση της ανεργίας και της μείωσης του Α.Ε.Π.

Αφού λοιπόν υπολογιστούν όλα αυτά τα κόστη και προστεθούν στα Τελικά κόστη των σεναρίων της παρούσας διατριβής, κατόπιν θα πρέπει να τεθούν και να εξεταστούν νέα κριτήρια τα οποία είναι: Ενεργειακά όπου να συμπεριλαμβάνονται (πέρα από αυτά της διατριβής) το ποσοστό κατανάλωσης του λιγνίτη και κατ' επέκταση ο βέλτιστος ρυθμός εκμετάλλευσής του, η δυνατότητα της Ελλάδος να εξασφαλίζει τους απαιτούμενους μη εγχώριους ενεργειακούς πόρους και η ενεργειακή ασφάλεια της χώρας. Περιβαλλοντικά, όπου να συμπεριλαμβάνεται ο ρυθμός καταστροφής του περιβάλλοντος και η αποφυγή του ορίου μη αντιστρεψιμότητας. Οικονομικά όπου να συμπεριλαμβάνονται τα κόστη που προαναφέρθηκαν. Κοινωνικά όπου να συμπεριλαμβάνονται οι επιπτώσεις που έχει στη ζωή των ανθρώπων η καταστροφή του περιβάλλοντος, η αύξηση της ανεργίας και τα αποτελέσματα από τη μείωση του Α.Ε.Π.

Η προτεινόμενη μέθοδος για τη διεξαγωγή αυτής της μελέτης είναι η πολυκριτηριακή ανάλυση.

Φυσικό αέριο

Η τρίτη πρόταση για νέα έρευνα αφορά τη συμμετοχή του φυσικού αερίου στο σύστημα.

Κατά τη διάρκεια της παρούσας διατριβής, υπολογίστηκε σύντομα και βάση βιβλιογραφίας το κατά πόσο είναι εφικτό να εξασφαλιστεί η επάρκεια και η διαθεσιμότητα του φυσικού αερίου. Για τους υπολογισμούς συνεκτιμήθηκε η κατανάλωση του καυσίμου σε όλους τους τομείς, βάση της κατανάλωσής του στην ηλεκτροπαραγωγή.

Θα πρέπει λοιπόν να υπολογιστεί η πραγματική αναμενόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα και παράλληλα να συνυπολογιστούν τα κόστη από την επέκταση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (Ε.Σ.Μ.Φ.Α.) και κατά πόσο η Ελλάδα είναι σε θέση να διαθέσει αυτά τα κονδύλια. Επίσης θα πρέπει να εξεταστούν οι δυνατότητες που έχει η Ελλάδα να συνάψει νέες συμβάσεις (και φυσικά να τις υλοποιήσει) για διεθνείς διασυνδέσεις με τις γείτονες χώρες καθώς και το εάν είναι σε θέση να εξασφαλίσει τις ποσότητες φυσικού αερίου που χρειάζεται.

Λιθάνθρακας

Η τέταρτη πρόταση για νέα έρευνα αφορά τη συμμετοχή του λιθάνθρακα στο σύστημα.

Ανάλογα με τις Α.Π.Ε. και το λιγνίτη, θα πρέπει να συνυπολογιστούν τα κόστη από τις επιπτώσεις στο περιβάλλον (οικονομικά και κοινωνικά) καθώς ο λιθάνθρακας είναι ένα ρυπογόνο καύσιμο (όχι βέβαια όσο ο λιγνίτης, αλλά σίγουρα περισσότερο από το φυσικό αέριο). Επίσης θα πρέπει να συνυπολογιστούν τα κόστη για τη δημιουργία κέντρων εισόδου του λιθάνθρακα στη χώρα από τα κέντρα παραγωγής και οι τυχόν αυξήσεις στο κόστος του καυσίμου. Τέλος θα πρέπει να εξεταστεί το σε ποιες ποσότητες μπορεί να προμηθεύεται η Ελλάδα λιθάνθρακα, καθώς η μεταφορά του πρέπει να γίνεται με χερσαία ή θαλάσσια μέσα, δεδομένου ότι δεν υπάρχουν δίκτυα μεταφοράς όπως στο πετρέλαιο και το φυσικό αέριο.

Ενεργειακοί πόροι

Η Πέμπτη και τελευταία πρόταση για νέα έρευνα αφορά τη συμμετοχή νέων ενεργειακών πόρων στο σύστημα (εκτός του λιθάνθρακα) όπως για παράδειγμα τα πηρυνικά καύσιμα.

Από τις προτάσεις για νέα έρευνα που παρουσιάστηκαν στο παρόν Κεφάλαιο, ανακύπτουν και τα προβλήματα που έχει ο κάθε ένας από τους ενεργειακούς πόρους που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διατριβή (λιγνίτης, φυσικό αέριο, Α.Π.Ε. και λιθάνθρακας). Συνεπώς χρήζει νέας έρευνας το να χρησιμοποιηθούν και άλλοι ενεργειακοί πόροι οι οποίοι θα εμπλουτίζουν το ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδος και παράλληλα θα αυξάνουν και την ενεργειακή της ασφάλεια.

Βιβλιογραφία

Βιβλία

1. Baehr H.D., 2001. Θερμοδυναμική – Εισαγωγή στα θεμελιώδη και στις τεχνικές εφαρμογές. Εκδόσεις Γιαχούδη – Γιαπούλη. Θεσσαλονίκη.
2. Benson R.S., 2002. Προχωρημένη Θερμοδυναμική. Εκδόσεις Γιαχούδη – Γιαπούλη. Θεσσαλονίκη.
3. Kreyszig E., 1999. Advanced Engineering Mathematics 8th Edition. Wiley Publications. Ohio.
4. Strange S., Tooze, R., 1981. The international politics of surplus capacity: competition for market shares in the world recession. Publications Allen and Unwin. London - Boston.
5. Κακαράς Ε.Κ., 2003. Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί – 2^η Έκδοση. Εκδόσεις Fountas. Αθήνα.
6. Καλδέλλης Ι.Κ., Καββαδίας Κ.Α., 2001. Εργαστηριακές Εφαρμογές Ήπιων Μορφών Ενέργειας. Εκδόσεις Σταμούλη. Αθήνα
7. Καλδέλλης Ι.Κ., 2005. Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας - 2^η έκδοση. Εκδόσεις Αθ. Σταμούλη. Αθήνα.
8. Κουτσογιάννης, Δ., Ξανθόπουλος Θ., 1999. Τεχνική Υδρολογία. Εκδόσεις Ε.Μ.Π. Αθήνα.
9. Λαμπρίδης Δ., Ντοκόπουλος Π., Παπαγιάννης Γ., 2006. Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Τόμος Α'. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
10. Μπακιρτζής Α.Γ., 1998. Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
11. Ξανθός Β.Ν., 1999. Παραγωγή – Μεταφορά – Διανομή – Μέτρηση και Εξοικονόμηση Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
12. Ψωινός Δ.Π., 1999. Ποσοτική Ανάλυση (1^{ος} και 2^{ος} τόμος). 2^η έκδοση. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.
13. Ψωινός Δ.Π., 1999. Στατιστική. Εκδόσεις Ζήτη. Θεσσαλονίκη.

Δημοσιεύσεις

14. Agnolucci P., 2007. Renewable electricity policies in The Netherlands. Renewable Energy 32, 868–883.
15. Agoris D., Tigas K., Giannakidis G., Siakkis F., Vassos S., Vassilakos N., Kiliass V., Damassiotis M., 2004. An analysis of the Greek energy system in view of the Kyoto commitments. Energy Policy 32, 2019-2033.
16. Ahamad M.G., Nazrul Islam A.K.M., 2011. Electricity consumption and economic growth nexus in Bangladesh: Revisited evidences. Energy Policy, In Press, Corrected Proof.
17. Alnathier O., 2005. The potential contribution of renewable energy to electricity supply in Saudi Arabia. Energy Policy 33, 2298-2312.
18. Bardi U., 2005. The mineral economy: a model for the shape of oil production curves. Energy Policy 33, 53-61.
19. Bhattacharyya S.C., 2009. Fossil-fuel dependence and vulnerability of electricity generation: Case of selected European countries. Energy Policy 37, 2411–2420.

20. Bohm M.C., Herzog H.J., Parsons J.E., Sekar R.C., 2007. Capture-ready coal plants – Options, technologies and economics. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1, 113-120.
21. Brandt A.R., 2007. Testing Hubbert. *Energy Policy* 35, 3074-3088.
22. Buckman G., Diesendorf M., 2010. Design limitations in Australian renewable electricity policies. *Energy Policy* 38, 3365-3376.
23. Chatzimouratidis A.I., Pilavachi P.A., 2008. Multicriteria evaluation of power plants impacts on the living standard using the analytic hierarchy process. *Energy Policy* 36, 1074-1089.
24. Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V, Leahy M., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 87, 1059-1082.
25. Cosmi, C., Di Leo, S., Loperte, S., Macchiato, M., Pietrapertosa, F., Salvia, M., Cuomo, V., 2009. A model for representing the Italian energy system: the NEEDS- TIMES experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, 763–776.
26. Dagoumas A.S., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2006. An economic assessments of the Kyoto Protocol application. *Energy Policy* 34, 26-39.
27. Dagoumas A.S., Kalaitzakis E., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2007. A post-Kyoto analysis of the Greek electricity sector. *Energy Policy* 35, 1551-1563.
28. Dagoumas A.S., Panapakidis I.P., Papagiannis G.K., Dokopoulos P.S., 2008. Post-Kyoto energy consumption strategies for the Greek interconnected electric system. *Energy Policy* 36, 1980-1999.
29. Dagoumas A.S., Barker T.S., 2010. Pathways to a low-carbon economy for the UK with the macro-econometric E3MG model. *Energy Policy* 38, 3067-3077.
30. De Nooij M., Koopmans C., Bijvoet C., 2007. The value of supply security: The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investments in networks. *Energy Economics* 29, 277-295.
31. Devra Lee Davis and Working Group on Public Health and Fossil-Fuel Combustion, 1997. Short-term improvements in public health from global-climate policies on fossil-fuels combustion: an interim report. *The Lancet* 350, 1341-1349.
32. Duic N., Juretic F., Zeljko M., Bogdan Z., 2005. Croatia energy planning and Kyoto Protocol. *Energy Policy* 33, 1003-1010.
33. Fouquet D., Johansson T.B., 2008. European renewable energy policy at cross-roads – Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy* 36, 4079–4092.
34. Fuss S., Szolgayová J., 2010. Fuel price and technological uncertainty in a real options model for electricity planning. *Applied Energy* 87, 2938-2944.
35. Georgakellos D.A., 2010. Impact of a possible environmental externalities internalisation on energy prices: The case of the greenhouse gases from the Greek electricity sector. *Energy Economics* 32, 202-209.
36. Gunn C., 1997. Energy efficiency vs economic efficiency?: New Zealand electricity sector reform in the context of the national energy policy objective. *Energy Policy* 25, 241-254.
37. Haselip J., 2005. Renegotiating Electricity Contracts after an Economic Crisis and Currency Devaluation: The Case of Argentina. *The Electricity Journal* 18, 78-88.
38. Hondroyannis G., Lolos S., Papapetrou E., 2002. Energy consumption and economic growth: assessing the evidence from Greece. *Energy Economics* 24, 319-336.
39. Höök M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K., 2010. Global coal production outlooks based on a logistic model. *Fuel* 89, 3546-3558.

40. Ibrahim S.M.A., 1998. Estimates of oil and natural gas (NG) reserves in Egypt. *Energy* 23, 997-1005.
41. Jamil F., Ahmad E., 2010 The relationship between electricity consumption, electricity prices and GDP in Pakistan. *Energy Policy* 38, 6016-6025.
42. Kakaras E., Doukelis A., Giannakopoulos D., Koumanakos A., 2007. Economic implication of oxyfuel application in a lignite-fired power plant. *Fuel* 86, 2151-2158.
43. Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2006. The Energy Policy of Greece. *Thermal Science* 10, 7-18.
44. Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2010. A model for the development of a power production system in Greece, Part I: Where RES do not meet EU targets. *Energy Policy* 38, 6499-6513.
45. Kalampalikas N.G., Pilavachi P.A., 2010. A model for the development of a power production system in Greece, Part II: Where RES meet EU targets. *Energy Policy* 38, 6514-6528.
46. Kaldellis J.K., 2008. Critical evaluation of the hydropower applications in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 218-234.
47. Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E., 2009. Contribution of lignite in the Greek electricity generation: Review and future prospects. *Fuel* 88, 475-489.
48. Kaldellis J.K., Mantelis N., Zafirakis D., 2011. Evaluating the ability of Greek power stations to comply with the obligations posed by the second National Allocation Plan concerning carbon dioxide emissions. *Fuel* 90, 2884-2895.
49. Kambezidis H.D., Kasselouri B., Konidari P., 2011. Evaluating policy options for increasing the RES-E penetration in Greece. *Energy Policy* 39, 5388-5398.
50. Katinas V., Markevicius A., Erlickyte R., Marciukaitis M., 2008. Governmental policy and prospect in electricity production from renewables in Lithuania. *Energy Policy* 36, 3686–3691.
51. Kouakou A.K., 2011. Economic growth and electricity consumption in Cote d'Ivoire: Evidence from time series analysis. *Energy Policy* 39, 3638-3644.
52. Koukouzas N., Katsiadakis A., Karlopoulos E., Kakaras E., 2008. Co-gasification of solid waste and lignite – A case study for Western Macedonia. *Waste Management* 28, 1263-1275.
53. Koutsoyiannis, D., Baloutsos G., 2000. Analysis of a long record of annual maximum rainfall in Athens, Greece, and design rainfall inferences. *Natural Hazards* 22, 29–48.
54. Labriet M., Cabal H., Lechón Y., Giannakidis G., Kanudia A., 2010. The implementation of the EU renewable directive in Spain. *Strategies and challenges*. *Energy Policy* 38, 2272-2281.
55. Malik A.S., Al-Zubeidi S., 2006. Electricity tariffs based on long-run marginal costs for central grid system of Oman. *Energy* 31, 1703–1714.
56. Mathur J., Bansal N.K., Wagner H.J., 2003. Investigation of greenhouse gas reduction potential and change technological selection in Indian power sector. *Energy Policy* 31, 1235-1244.
57. Milici R.C., 2000. Depletion of Appalachian coal reserves – how soon? *International Journal of Coal Geology* 44, 251-266.
58. Mirasgedis S., Sarafidis Y., Georgopoulou E., Lalas D.P., 2002. The role of renewable energy sources within the framework of the Kyoto Protocol: the case of Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6, 247-269.

59. Mirasgedis S., Sarafidis Y., Georgopoulou E., Lalas D.P., Papastavros C., 2004. Mitigation policies for energy related greenhouse gas emissions in Cyprus: the potential role of natural gas imports. *Energy Policy* 32, 1001-1011.
60. Mohr S.H., Evans G.M., 2009. Forecasting coal production until 2100. *Fuel* 88, 2059-2067.
61. Mohr S.H., Evans G.M., 2011. Long term forecasting of natural gas production. *Energy Policy* 39, 5550-5560.
62. Nag B., Parikh J.K., 2005. Carbon emission coefficient of power consumption in India: baseline determination from the demand side. *Energy Policy* 33, 777-786.
63. Nagayama H., Kashiwagi T., 2007. Evaluating electricity sector reforms in Argentina: lessons for developing countries? *Journal of Cleaner Production* 15, 115-130.
64. Nakawiro T., Bhattacharyya S.C., Limmeechokchai B., 2008. Electricity capacity expansion in Thailand: An analysis of gas dependence and fuel import reliance. *Energy* 33, 712-723.
65. Nakawiro T., Bhattacharyya S.C., Limmeechokchai B., 2008. Expanding electricity capacity in Thailand to meet the twin challenges of supply security and environmental protection. *Energy Policy* 36, 2265– 2278.
66. Narayan P.K., Narayan S., Prasad A., 2008. A structural VAR analysis of electricity consumption and real GDP: Evidence from the G7 countries. *Energy Policy* 36, 2765-2769.
67. Narayan P.K., Prasad A., 2008. Electricity consumption-real GDP causality nexus: Evidence from bootstrapped causality test for 30 OECD countries. *Energy Policy* 36, 910-918.
68. Ouédraogo I.M., 2010. Electricity consumption and economic growth in Burkina Faso: A cointegration analysis. *Energy Economics* 32, 524-531.
69. Patzek T.W., Croft G.D., 2010. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis. *Energy* 35, 3109-3122.
70. Pilavachi P.A., Kalampalikas N.G., Kakouris M.K., Kakaras E., Giannakopoulos D., 2009. The energy policy of the Republic of Cyprus. *Energy* 34, 547-554.
71. Pollitt M., 2008. Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics* 30, 1536-1567.
72. Poullikkas A., Hadjipaschalis I., Christou C., 2009. The cost of integration of zero emission power plants – A case study for the island of Cyprus. *Energy Policy* 37, 669-679.
73. Ramcharran H., 1990. Electricity consumption and economic growth in Jamaica. *Energy Economics* 12, 65-70.
74. Ramos-Real F.J., Moreno-Piquero J.C., Ramos-Henríquez J.M., 2007. The effects of introducing natural gas in the Canary Islands for electricity generation. *Energy Policy* 35, 3925-3935.
75. Rampidis I.M., Giannakopoulos D., Bergeles G.C., 2010. Insight into the Greek electric sector and energy planning with mature technologies and fuel diversification. *Energy Policy* 38, 4076-4088.
76. Rout U.K., Akimoto K., Sano F., Oda J., Homma T., Tomoda T., 2008. Impact assessment of the increase in fossil fuel prices on the global energy system, with and without CO₂ concentration stabilization. *Energy Policy* 36, 3477– 3484.
77. Rubin E.S., Chen C., Rao A.B., 2007. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy Policy* 35 4444–4454.
78. Rutledge D., 2011. Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms. *International Journal of Coal Geology* 85, 23-33.

79. Seung-Hoon Yoo, Yeonbae Kim, 2006. Electricity generation and economic growth in Indonesia. *Energy* 31, 2890-2899.
80. Shafiee S., Topal E., 2009. When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy* 37, 181-189.
81. Sheng-Tung Chen, Hsiao-I Kuo, Chi-Chung Chen, 2007. The relationship between GDP and electricity consumption in 10 Asian countries. *Energy Policy* 35, 2611-2621.
82. Sims R.E.H., Rognerb H.H., Gregory K., 2003. Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation. *Energy Policy* 31, 1315-1326.
83. Theodorou P., Karyampas D., 2008. Modeling the return and volatility if the Greek electricity marginal system price. *Energy Policy* 36 2601-2609.
84. Tishler A., Newman J, Spekterman I., Woo C.K., 2008. Assessing the options for a competitive electricity market in Israel. *Utilities Policy* 16, 21-29.
85. Van Ruijven B., Van Vuuren D.P., 2009. Oil and natural gas prices and greenhouse gas emission mitigation. *Energy Policy* 37, 4797-4808.
86. Vassos S. Vlachou A., 1997. Investigating strategies to reduce CO₂ emissions from the electricity sector: the case of Greece. *Energy Policy* 25, 327-336.
87. Vlachou A., Vassos S., Andrikopoulos A., 1995. Energy and environment: Reducing CO₂ emissions from the electric power industry. *Journal of Policy Modelling* 18, 343-376.
88. Verbruggen A., Lauber V., 2009. Basic concepts for designing renewable electricity support aiming at a full-scale transition by 2050. *Energy Policy* 37, 5732-5743.
89. Wang Y., 2006. Renewable electricity in Sweden: an analysis of policy and regulations. *Energy Policy* 34, 1209-1220.
90. Weigt H., 2009. Germany's wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving. *Applied Energy* 86, 1857-1863.
91. Yamayee Z.A., 1985. Long-range generation planning: use of optimum-and simulation-based computer programs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 7, 21-28.
92. Young Eal Lee, Young Beom Jung., 2008. Challenges of nuclear power for sustainable role in Korean energy policy. *Energy Conversion and Management* 49, 1951-1959.
93. Κακαράς Ε., Δουκέλης Α., Γιαννακόπουλος Δ., Κουμανάκος Α., 2005. Δέσμευση CO₂ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη και φυσικό αέριο. Ηλεκτρονική βιβλιοθήκη Τ.Ε.Ε.
94. Βάσσος Σ., Κορρές Γ., 1997. Εφαρμογή μοντέλων ενεργειακής ζήτησης στην ανάπτυξη ηλεκτρικών συστημάτων παραγωγής. Ελληνική Επιτροπή της Διεθνούς Οργάνωσης Μεγάλων Δικτύων Υψηλής Τάσης – Σύνοδος Αθήνα '97. Αθήνα.

Διάφορα

95. Forum, 2006 – 2009. Forum χρηστών των λογισμικών της IAEA.
96. IAEA (International Atomic Energy Agency), 2000. Wien Automatic System Planning (WASP IV) User's Manual.
97. Δ.Ε.Η., 2003. Αίτηση για χορήγηση Άδειας Νέας Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου επί ενός άξονα 360 – 400 MW net, στον ΑΗΣ Λαυρίου, με καύσιμο φυσικό αέριο». Αρ. Πρωτοκόλλου I-9329. Αθήνα.

98. Κυριακίδης Η., 2007. Μοντέλα Κόστους Παραγωγής. Τμ. Ηλεκτρολόγων & Μηχανικών Υπολογιστών, Πολυτεχνική Σχολή, Πανεπιστήμιο Κύπρου (σημειώσεις μαθήματος). Κύπρος.
99. Νικολαΐδης Ι.Π., 2004. Τεχνολογίες Εκμετάλλευσης Ορυκτών Πόρων (Διδακτικές Σημειώσεις). Π.Δ.Μ. Κοζάνη.
100. Παρσόπουλος Κ.Ε., 2009. Ειδικά Θέματα Υπολογιστικών Μαθηματικών: Ευφύης Υπολογιστική Βελτιστοποίηση (συνοπτικές σημειώσεις μαθήματος). Πανεπιστήμιο Ιωαννίνων. Ιωάννινα.
101. Παυλουδάκης Φ.Φ., 2003. Τεχνολογίες αναζήτησης & Εκμετάλλευσης Άνθρακα & Υδρογονανθράκων (Διδακτικές Σημειώσεις). Π.Δ.Μ. Κοζάνη.
102. Πηλαβάκης Π.Α., 2003. Ενεργειακή Πολιτική και Οικονομία. Σημειώσεις μαθήματος. Π.Δ.Μ. Κοζάνη
103. Ρ.Α.Ε., 2003. Γνωμοδότηση για χορήγηση άδειας παραγωγής στην εταιρία «Δ.Ε.Η. Α.Ε.» για το Λαύριο. Γνωμοδότηση προς τον Υπουργό Ανάπτυξης κ. Α. Τσοχατζόπουλο. Κωδικός: ΡΑ 1463 (Ο-3913). Αθήνα.
104. Ρ.Α.Ε., 123/2007. Απόφαση Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Υπ' Αριθ. 123/2007. Τροποποίηση Α' Φάσης Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Σταθμών κατ' εξουσιοδότηση του Άρθρου 14 παρ. 1 του Ν. 3468/2006.
105. Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2008. Έγκριση περιβαλλοντικών όρων για εγκατάσταση μονάδας της ΔΕΗ στο Αλιβέρι – Ανακοίνωση Τύπου. Αθήνα.
106. Υπουργείο Οικονομικών, 2011. Δελτίο Δημόσιου Χρέους. Αθήνα.

Εκθέσεις – Μελέτες - Παρουσιάσεις

107. Baker D., 2006. Recession Looms for the US Economy in 2007. Center for Economic and Policy Research. Washington.
108. IEA, 2010. CO₂ Emissions from Fuel Combustion, Highlights – IEA Statistics 2010 Edition. Paris.
109. IEA, 2010. Key World Energy Statistics. Paris.
110. IEA, 2010. World Energy Outlook 2010 – Executive summary. Paris.
111. IMF, 2010. Greece: Staff Report on Request for Stand-By Arrangement. IMF Country Report No. 10/110. Washington, D.C.
112. MIT, 2007. The Future of Coal. Massachusetts.
113. OECD, 1999. Energy – The Next Fifty Years. Paris.
114. OECD, 2008. Environmental Outlook to 2030. Paris.
115. OPEC, 2010, World Oil Outlook. Vienna.
116. Remond-Tiedrez I., 2009. Industry, trade and services: Recession in the EU-27: output measures. EUROSTAT – European Commission, No 17.
117. USDoE, EIA, 2009. Official Energy Statistics from the US Government. “Electricity Market Module”. Report #: DOE/EIA-0554(2009).
118. Αργυριάδης Χ., Μπονατάκης Ε., 2006. Ένταξη μονάδων φυσικού αερίου στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής: αναδρομή – τεχνολογίες. EnergyTec 2006, 1st Διεθνής Έκθεση Ενέργειας – Πηγές, Τεχνολογίες, Διαχείριση. Αθήνα.
119. Ασημακόπουλος Ι., 2007. Γ' Παράστημα Χαρτογραφικών Υπόβαθρων. Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. ΕΚΟΤΕΧΝΙΚΑ. Αθήνα.
120. Δ.Ε.Η., 2008. Επιχειρησιακό Σχέδιο (2009 – 2014) – Βελτίωση Απόδοσης και Ανάπτυξη. Αθήνα.
121. Δ.Ε.Η., 2008. Ετήσιο Δελτίο Εταιρικής Χρήσης 2007. Αθήνα.
122. Δ.Ε.Η., 2010. Ετήσια Οικονομική Έκθεση (1 Ιανουαρίου 2009 - 31 Δεκεμβρίου 2009). Αθήνα.

123. Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2008. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (Μ.Α.Σ.Μ.) 2008 – 2012. Αθήνα.
124. Δακής Γ., 2010. Λιγνίτης Εθνικό Καύσιμο Νομός Κοζάνης η Ενεργειακή Καρδιά της Ελλάδος. Ημερίδα Τ.Ε.Ε. Ορυκτός Πλούτος και Τοπικές Κοινωνίες. Αθήνα.
125. Διαλυνάς Ε.Μ., 2009. Ασφάλεια και Αξιοπιστία Λειτουργίας του Ελληνικού Συστήματος Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Επιπτώσεις τη Λειτουργίας Σταθμών Παραγωγής με Χρήση Συμβατικών Καυσίμων και Α.Π.Ε. Ε.Μ.Π. Αθήνα.
126. ΕΝ.ΘΕΣ., 2008. Οικονομικές καταστάσεις σύμφωνα με τα Διεθνή Πρότυπα Χρηματοοικονομικής Πληροφόρησης («ΔΠΧΠ») για τη χρήση που έληξε την 31 Δεκεμβρίου 2007. Θεσσαλονίκη.
127. Κ.Α.Π.Ε., Ρ.Α.Ε., Ε.Μ.Π., Ε.Σ.Η.Α.Π.Ε., 2005. Οδηγός Εφαρμογής του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών στην Ελλάδα. Έκθεση για το ερευνητικό έργο: LIFE Project of the European Union project, Applying European Emissions Trading & Renewable Energy Support Mechanisms in the Greek Electricity Sector (ETRES). Contract No LIFE03 ENV/GR/000219. Αθήνα.
128. Κ.Α.Π.Ε., 2008. Ετήσια Έκθεση 2007 – Πεπραγμένα 2007, Προγραμματισμός Δράσεων 2008, Στατιστικά Στοιχεία Α.Π.Ε. & ΕΞΕ. Αθήνα.
129. Μαυρόπουλος Α., Στοϊλόπουλος Β., Κολοκοτρώνη Κ., Φαγογένη Ε., 2002. Οι χώροι υγειονομικής ταφής στην Ελλάδα: υφιστάμενη κατάσταση και εμπειρίες. Εργασία για λογαριασμό της Μόνιμης Ομάδας Εργασίας (ΜοΕ) για την Υγειονομική Ταφή και την Εδαφική Διάθεση της Ελληνικής Εταιρείας Διαχείρισης Στερεών Αποβλήτων (ΕΕΔΣΑ).
130. Μπαλτάς Ε., 2007. Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. 3^ο Συνέδριο της 3rd Conference της Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας. Αθήνα.
131. Ρ.Α.Ε., 2009. Έκθεση της Ρ.Α.Ε. για την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με φυσικό αέριο. Αθήνα.
132. Σαμαράς Χ., 2005. Η Χρήση του Φυσικού Αερίου στην Ηλεκτροπαραγωγή – Εμπειρία, Πλεονεκτήματα και Προοπτικές. Δημερίδα Τ.Ε.Ε. Λιγνίτης και Φυσικό Αέριο στην Ηλεκτροπαραγωγή της Χώρας. Αθήνα.
133. Σ.Ε.Ε.Σ., 2008. Μέτρα και Μέσα για μια Βιώσιμη και Ανταγωνιστική Ενεργειακή Πολιτική. Αθήνα.
134. Τζούρος Α., 2005. Η εμπειρία ενός ανεξάρτητου παραγωγού στην Ελληνική αγορά ηλεκτρισμού. Δημερίδα Τ.Ε.Ε. Λιγνίτης και Φυσικό Αέριο στην Ηλεκτροπαραγωγή της Χώρας. Αθήνα.
135. Τίγκας Κ., 2006. Η Κατάσταση των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και οι Προοπτικές Εξέλιξής τους. Αθήνα.
136. ΥΠ.ΑΝ. (Υπουργείου Ανάπτυξης), 2005. 3^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010. Αθήνα.
137. ΥΠ.ΑΝ., 2007. 1^η Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020 – Μέρος Ι. Αθήνα.
138. ΥΠ.ΑΝ., 2007. 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το έτος 2010. Αθήνα.
139. Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. (Υπουργείο Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων), 2007. Δελτίο τύπου «Για το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Αθήνα.
140. Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε., 2008. Εθνικό σχέδιο κατανομής δικαιωμάτων εκπομπών για την περίοδο 2008 – 2012. Αθήνα.

141. Υπουργείο Οικονομικών, Μάιος 2010. Newsletter, Πρόγραμμα Σταθερότητας και Ανάπτυξης. Agreement reached on 3-years reform program supported by Euro area Member States and the IMF. Αθήνα.
142. Χατζηαργυρίου Ν., 2008. Το Επιχειρησιακό Σχέδιο της ΔΕΗ 2009 – 2014. Ημερίδα ΓΕΝΟΠ/ΔΕΗ για το «Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό και το Μίγμα Καυσίμου». Αθήνα.

Ιστοσελίδες

143. Adica Company, 2005 και 2010:
<http://www.adica.com>, Νοέμβριος 2005.
http://www.adicasupport.com/option.com_simplefaq/task_display/Itemid,47/catid,26.html, Μάρτιος 2010.
144. BP, Αύγουστος 2011:
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9036316&contentId=7067089>
145. Department of Treasury – USA, Μάιος 2009: <http://www.ustreas.gov/>.
146. EC (European Commission), Μάρτιος 2009:
http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/citl_en.htm,
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>.
147. ECB, Ιούλιος 2011:
http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=119.ESA.A.GR.N.0000.B1QG00.1000.TTTT.V.U.A
148. ENERCON Co, Μάρτιος 2009:
[http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/15686F537B20CA13C125719400261D37/\\$FILE/ENERCON_Productoverview_en.pdf](http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/15686F537B20CA13C125719400261D37/$FILE/ENERCON_Productoverview_en.pdf)
149. EnviSecurity, Μάρτιος 2011: <http://www.envisecurity.gr/content.php?id=178>.
150. EURELECTRIC – Union of Electricity Industry, April 2010:
<http://www.eurelectric.org/Highlights/EUSustainableEnergyWeek/Decarbonisingelectricity.htm>
151. Eurostat, Μάιος 2010:
http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=reg_e2grgdp&lang=en
152. Greenpeace, Μάιος 2010: <http://www.greenpeace.org/greece/ER/copenhagen>
153. IGI-Poseidon, Μάρτιος 2011:
<http://www.igi-poseidon.com/greece/authorisations.asp>,
<http://www.igi-poseidon.com/greece/project.asp>.
154. NBER, 2010: <http://www.nber.org>.
155. OECD, Ιούλιος 2011: <http://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=CSP2010>
156. Tomson Reuters Co – Point Carbon, Ιούλιος 2010:
<http://www.pointcarbon.com>
157. TERNA Energy S.A., Μάρτιος 2009:
http://www.terna.gr/dyn.php?main_cell=article&sid=569.
158. Tomson Reuters Co – Point Carbon, 2010: <http://www.pointcarbon.com>
159. TSO – Cyprus (Transmission System Operator – Cyprus), Μάρτιος 2009:
http://www.dsm.org.cy/nqcontent.cfm?a_id=2297&tt=graphic&lang=11.
160. VESTAS Co, Μάρτιος 2009:
<http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/2.0-mw.aspx>
161. World Bank, Μάρτιος 2010: <http://search.worldbank.org/all?qterm=WASP>
162. Δ.Ε.Η., 2009, 2010 και 2011):
<http://www.dei.gr/Default.aspx?id=146&nt=123&lang=1> (Μάρτιος 2009).

- <http://www.dei.gr> (Ιούνιος 2010).
<http://www.dei.gr/Default.aspx?id=147&nt=19&lang=1> (Αύγουστος 2011)
163. Δ.Ε.Π.Α., Μάρτιος 2011: <http://www.depa.gr>.
164. Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Μάρτιος 2009:
http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=42&cat_id=881&page_id=2451&lang=1
Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Ιούλιος 2010:
<http://www.desmie.gr>,
Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., Ιούλιος 2011:
http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=44&cat_id=102&lang=1.
165. ΕΛΕΤΑΕΝ (Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας), Μάρτιος 2009: <http://www.eletaen.gr>.
166. ΕΛ.ΠΕ., Ιούνιος 2010: <http://www.hellenic-petroleum.gr>.
167. Ε.Σ.Σ.Η.Θ., Ιούνιος 2010: <http://hachp.gr/modules/content/index.php?id=15>.
168. Ε.Σ.Υ.Ε., Μάιος 2009: <http://www.statistics.gr/>.
169. Ρ.Α.Ε. Απρίλιος 2011:
http://www.rae.gr/site/categories_new/gas/network/applications.csp.
170. Τράπεζα της Ελλάδος, Μάιος 2009:
http://www.bankofgreece.gr/Pages/el/Statistics/rates_markets/deposits.aspx.
171. Υ.Π.Ε.Κ.Α., Απρίλιος 2011:
<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=bO4B0CKEyXs%3d&tabid=280>.

Νομοθεσία (Κοινοτική και Ελληνική)

172. COM (2008) 772 final, 2008. Energy efficiency: delivering the 20% target. Βρυξέλλες.
173. COM (2009) 39 final, 2009. Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen. Brussels.
174. COM (2010) 86 final, 2010. International climate policy post-Copenhagen: Acting now to reinvigorate global action on climate change. Brussels.
175. Decision 2002/385/EC of the European Parliament and of the Council. Approval, on behalf of the European Community, of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change and the joint fulfilment of commitments thereunder.
176. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.
177. Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.
178. Directive 2003/54/EC of the European Parliament and the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.
179. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC.
180. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

181. Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council on the amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.
182. Kyoto Protocol to the United Nation Framework Convention on Climate Change, 1998.
183. Απόφαση Δ5/ΗΛ/Α/Φ7/770/12555, 16-7-2003. Άδεια παραγωγής της Δ.Ε.Η. Α.Ε. για μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου ισχύος 400 MW στον Α.Η.Σ. Λαυρίου.
184. ΚΥΑ 52115/2970/Ε103, (ΦΕΚ Β' 2575/19-12-2008). Έγκριση Εθνικού Σχεδίου Δικαιωμάτων Εκπομπών αερίων θερμοκηπίου περιόδου 2008 – 2012.
185. ΚΥΑ., 2464/2008. (ΦΕΚ Β' 2464/3-12-2008). «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας».
186. Ν. 2773/1999 (ΦΕΚ Α' 286/22.12.1999). Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας – Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις.
187. Ν. 3426/2005 (ΦΕΚ Α' 309/22.12.2005). Επιτάχυνση της διαδικασίας για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
188. Ν. 3468/2006 (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006). Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις.
189. Ν. 3700/2008 (ΦΕΚ Α' 200/02.10.2008). Κύρωση της Συμφωνίας μεταξύ της Κυβέρνησης της Ελληνικής Δημοκρατίας και της Κυβέρνησης της Ρωσικής Ομοσπονδίας για τη συνεργασία κατά την κατασκευή και εκμετάλλευση αγωγού φυσικού αερίου στο έδαφος της Ελληνικής Δημοκρατίας.
190. Ν. 3851/2010 (ΦΕΚ Α' 85/04.06.2010). Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.
191. Π.Δ. 299/2003 (ΦΕΚ Α' 255/04-11-2003). Καθορισμός κατώτερων και ανώτερων συντελεστών απόσβεσης.
192. Π.Υ.Σ. 5/2003, ΦΕΚ Α' 58/05-03-2003. Έγκριση Εθνικού Προγράμματος μείωσης εκπομπών αερίων φαινομένου θερμοκηπίου (2000-2010).
193. Υ.Α. Δ5/Β/Φ1/Οικ. 1085/31-01-2002, Φ.Ε.Κ Β' 92/31-01-2002. Χορήγηση άδειας αποκλειστικότητας της κυριότητας του Συστήματος Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ Α.Ε.
194. Υ.Α. Δ5-ΗΛ/Β/οικ. 8311/17-05-2005, ΦΕΚ Β' 655/17.05.2005. Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Προσωπικές επικοινωνίες

195. Afgan Naim, Νοέμβριος 2004. University of Zagreb and Technical University of Lisbon, προσωπική επικοινωνία.
196. Αράπογλου Ι.Θ., Μάρτιος 2009. Μηχανολόγος Μηχανικός Α.Π.Θ., Μελετητής, Σχεδιαστής και Εγκαταστάτης Φωτοβολταϊκών Μονάδων – Ιδιοκτήτης Φωτοβολταϊκής Μονάδας, προσωπική επικοινωνία. Θεσσαλονίκη.
197. Δαβάκος Χρ., Ιανουάριος 2009. Λιγνιτορυχεία – Δ.Ε.Η, προσωπική επικοινωνία.
198. Δαγούμας Α.Σ., Σεπτέμβριος 2006. Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, προσωπική επικοινωνία.

199. Δ.Ε.Π.Α. (Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου), Φεβρουάριος 2009, προσωπική επικοινωνία.
200. Ζαφειράκης Α., Ιούνιος 2005. Τομέας Ανάπτυξης και Λειτουργίας Δικτύου Διανομής Θεσσαλονίκης – Δ.Ε.Η, προσωπική επικοινωνία.
201. Κ.Α.Π.Ε., Μάιος 2007. Τμήμα Περιβάλλοντος και Μεταφορών, προσωπική επικοινωνία.
202. Καββαδίας Κ, Ζαφειράκης Δ., Μάρτιος 2009. Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος – Τ.Ε.Ι. (Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα) Πειραιά, προσωπική επικοινωνία.
203. Κακαράς Ε., Σεπτέμβριος 2009. Ε.Μ.Π, προσωπική επικοινωνία.
204. Δ.Ε.Η., Ιούλιος – Αύγουστος 2000. Πρακτική άσκηση στη Διεύθυνση Εκπαίδευσης Προσωπικού/Σχολή Τεχνικής Εκπαίδευσης Καρδιάς της Δ.Ε.Η.
205. Καραγιάννης Φ., Απρίλιος 2006. Τμήμα Στρατηγικού σχεδιασμού Δ.Ε.Η, προσωπική επικοινωνία.
206. Κορωναίος Χ., Απρίλιος 2004. Π.Δ.Μ, προσωπική επικοινωνία.
207. Πουλλικκάς Α., Μάρτιος 2007. Α.Η.Κ. (Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου), προσωπική επικοινωνία.
208. Ρ.Α.Ε., Απρίλιος 2007, προσωπική επικοινωνία.
209. Τσορμπατζόγλου Β., Φεβρουάριος 2006. Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Θεσσαλονίκης, προσωπική επικοινωνία.
210. Χέβας Δ.Λ., 2010. Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Λογιστικής & Χρηματοοικονομικής, Ο.Π.Α., προσωπική επικοινωνία.

Παράρτημα Ι: Αρκτικόλεξα διατριβής

Στο Παράρτημα Ι, παρουσιάζονται συνοπτικά τα αρκτικόλεξα της διατριβής.

Αγγλικά αρκτικόλεξα

- **BGI: Bulgaria Greece Interconnector**
- **CONGEN: Configuration Generator**
- **DC: Direct Current**
- **DYNPRO: Dynamic Programming Optimization**
- **EC: European Commission**
- **ECB: European Central Bank**
- **ECLA: Economic Commission for Latin America**
- **ENS: Energy Not Served**
- **EU: European Union**
- **FIXSYS: Fixed System Description**
- **GDP: Gross Domestic Product**
- **HFO: Heavy Fuel Oil**
- **HVDC: High-Voltage Direct Current**
- **IAEA: International Atomic Energy Agency**
- **IEA: International Energy Agency**
- **IGI: Italy Greece Interconnector**
- **IGBI: Italy Greece Bulgaria Interconnector**
- **IMF: International Monetary Fund**
- **LOADSY: Load System Description**
- **LOLP: Loss Of Load Probability**
- **MAED: Model for Analysis of Energy Demand**
- **MERSIM: Merge and Simulate**
- **MIT: Massachusetts Institute of Technology**
- **NBER: National Bureau of Economic Research**
- **OECD: Organization for Economic Co-operation and Development**
- **OPEC: Organization of the Petroleum Exporting Countries**
- **PNL: Pacific Northwest National Laboratory**
- **REMERSIM: Report of Merge and Simulate**
- **REPROBAT: Report Writer of WASP in a Batched Environment**
- **TSO: Transport System Operator**
- **VARSYS: Variable System Description**
- **UCTE: Union for Coordination of Transmission of Electricity**
- **WASP: Wien Automatic System Planning**

Ελληνικά αρκτικόλεξα

- **Α.Α.Κ.Δ.Φ.: Ανεστραμμένης Ανηγμένης Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου**
- **Α.Ε.: Ανώνυμη Εταιρία**
- **Α.Ε.Π.: Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν**

- **Α.Η.Κ.:** Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου
- **Α.Η.Σ.:** Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
- **Α.Π.Ε.:** Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
- **Α.Π.Θ.:** Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης
- **Δ.Ε.Η.:** Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
- **Δ.Ε.Π.Α.:** Δημόσια Επιχείρηση Παροχής Αερίου
- **Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.:** Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
- **Δ.Ν.Τ.:** Διεθνές Νομισματικό Ταμείο
- **Δ.Ο.Ε.:** Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας
- **Δ.Σ.Μ.:** Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς
- **Ε.Δ.Σ.:** Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
- **Ε.Ε.:** Ευρωπαϊκή Ένωση
- **Ε.Κ.Τ.:** Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα
- **ΕΛ.ΠΕ.:** Ελληνικά Πετρέλαια
- **Ε.Μ.Π.:** Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
- **ΕΝ.ΘΕΣ.:** Ενεργειακή Θεσσαλονίκης
- **Ε.Σ.Η.Α.Π.Ε.:** Ελληνικός Σύνδεσμος Ηλεκτροπαραγωγών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
- **Ε.Σ.Μ.Φ.Α.:** Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου
- **Ε.Σ.Σ.Η.Θ.:** Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαρογωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
- **Ε.Σ.Υ.Ε.:** Εθνική Στατιστική Υπηρεσία Ελλάδος
- **Η.Π.Α.:** Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
- **Κ.Α.Π.Ε.:** Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
- **Κ.Μ.:** Κράτη Μέλη
- **Κ.Υ.Α.:** Κοινή Υπουργική Απόφαση
- **Ο.Ο.Σ.Α.:** Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης
- **Ο.Π.Α.:** Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών
- **Π.Γ.Δ.Μ.:** Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας
- **Π.Δ.Μ.:** Πανεπιστήμιο Δυτικής Μακεδονίας
- **Π.Υ.Σ.:** Πράξη Υπουργικού Συμβουλίου
- **Ρ.Α.Ε.:** Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
- **Σ.Ε.Ε.Σ.:** Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής
- **Σ.Κ.:** Συνδυασμένος Κύκλος
- **Τ.Ε.Ε.:** Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος
- **Τ.Ε.Ι.:** Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα
- **ΥΠ.ΑΝ.:** Υπουργείο Ανάπτυξης
- **Υ.Π.Ε.Κ.Α.:** Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
- **Υ.Π.Ε.ΧΩ.Δ.Ε.:** Υπουργείο Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων
- **Υ.Φ.Α.:** Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο
- **Φ.Ε.Κ.:** Φύλλο Εφημερίδας Κυβέρνησης

Παράρτημα II: Ευρετήριο συναρτήσεων διατριβής

Στο Παράρτημα II, παρουσιάζονται συνοπτικά οι συναρτήσεις που υπάρχουν μέσα στη διατριβή.

1. Συναρτήσεις Κεφαλαίου 2

Συνάρτηση 2.1 – μέσου φορτίου

$$P_m = E/T_0$$

Όπου:

P_m : Μέσο φορτίο (MW)

E : Κατανάλωση ενέργειας για το έτος του οποίου ζητείται το μέσο φορτίο (MWh)

T_0 : Ώρες του έτους = 8670 h

2. Συναρτήσεις Κεφαλαίου 3

Συνάρτηση 3.1 – υπολογισμός καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας

$$E_{i,y} = \int_0^T P_{i,y}(t) dt$$

Όπου:

i : περίοδος του έτους από το σύνολο των περιόδων που ορίζει ο χρήστης ($1 \leq i \leq 12$)

y : έτος της μελέτης ($1 \leq y \leq 30$)

$E_{i,y}$: αναμενόμενη κατανάλωση σε ηλεκτρική ενέργεια την περίοδο i , του έτους y

$P_{i,y}(t)$: μέσο φορτίο της ώρας t , της περιόδου i , του έτους y

T : σύνολο των ωρών (συνήθως 8670 h, για ένα έτος)

Συνάρτηση 3.2 – κόστος θερμικής MWh

$$C_{MWh} = C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{Fuel}$$

Όπου:

C_{MWh} : κόστος MWh (€/MWh)

$C_{FO\&M}$: σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)

$C_{VO\&M}$: μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)

C_{Fuel} : κόστος καυσίμου για την παραγωγή μίας θερμικής MWh (€/MWh)

Συνάρτηση 3.3 – κόστους καυσίμου

$$C_{\text{Fuel}} = 1/n * F * TV$$

Όπου:

n: βαθμός απόδοσης της μονάδος

F: κόστος του καυσίμου (€/kg)

TV: θερμογόνος δύναμη του καυσίμου (kg/MWh)

Συνάρτηση 3.4 – υπολογισμού πλήθους ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t]$$

Όπου:

[K_t]: διάνυσμα που περιέχει τον αριθμό όλων των παραγωγικών μονάδων, οι οποίες είναι σε λειτουργία τον χρόνο t για ένα δεδομένο σενάριο επέκτασης j

[A_t]: διάνυσμα των μονάδων που πρόκειται να προστεθούν το έτος t (δίδεται από το χρήστη στο τμήμα FIXSYS)

[R_t]: διάνυσμα των μονάδων που πρόκειται να αφαιρεθούν το έτος t (δίδεται από το χρήστη στο τμήμα FIXSYS)

[U_t]: διάνυσμα διαμόρφωσης των υποψήφιων προς ένταξη μονάδων το έτος t, [U_t] ≥ [0] (η τιμή αυτού του διανύσματος μπορεί να επιλεγθεί είτε απευθείας από τον χρήστη (όταν χρησιμοποιεί τον «σταθερό τρόπο εκτέλεσης») είτε από το WASP-IV (κατά τον «μεταβλητό – βελτιστοποίησης τρόπο εκτέλεσης») μέσα από το εύρος διόδου, το οποίο επίσης θέτει ο χρήστης)

Συνάρτηση 3.5 – περιορισμών του διανύσματος διαμόρφωσης

$$[U_t^o] \leq [U_t] \leq [U_t^o] + [\Delta U_t]$$

Όπου:

[U^o]: η μικρότερη τιμή που επιτρέπεται στο διάνυσμα διαμόρφωσης

[U_t]: το διάνυσμα διαμόρφωσης

[ΔU_t]: το εύρος διόδου.

Συνάρτηση 3.6 – ικανοποίησης περιορισμών που τέθηκαν από το χρήστη

$$\sum_{i \in I_j} (COEF_{ij} * G_i) \leq LIMIT_j, \quad j = 1, \dots, M$$

Όπου:

M: Το σύνολο των περιορισμών που εισάγονται

G_i: η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την μονάδα i

i: η μονάδα που εμπίπτει στον περιορισμό j

COEF_{ij}: οι εκπομπές αέριων ρύπων ανά μονάδα (για τους περιορισμούς εκπομπών) ή η χρήση καυσίμου ανά μονάδα (για τους περιορισμούς διαθεσιμότητας καυσίμων), κ.λ.π. από την μονάδα i για στον περιορισμό j

LIMIT_j: η τιμή που έχει προσδιοριστεί από τον χρήστη για τον περιορισμό j

I_j: το σύνολο των μονάδων που συμμετέχουν στον περιορισμό j.

Συνάρτηση 3.7 – ορίων εγκατεστημένης ισχύος

$$(1 + \alpha_t)D_{t,p} \geq P(K_{t,p}) \geq (1 + b_t)D_{t,p} \quad (3.7)$$

Όπου:

- α_t : μέγιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος παραγωγής (ως ποσοστό % της αιχμής φορτίου) στην κρίσιμη περίοδο (*maximum reserve margins*)
- b_t : ελάχιστη επιτρεπόμενη εφεδρεία του συστήματος παραγωγής (ως ποσοστό % της αιχμής φορτίου) στην κρίσιμη περίοδο (*minimum reserve margins*)
- $D_{t,p}$: φορτίο αιχμής

Συνάρτησεις 3.8 και 3.9 – πιθανότητας απώλειας φορτίου

$$LOLP(K_{t,\alpha}) \leq C_{t,\alpha}$$

$$LOLP(K_{t,i}) \leq C_{t,p}$$

Όπου:

- $LOLP(K_{t,\alpha})$: η μέση ετήσια πιθανότητα απώλειας φορτίου
- $LOLP(K_{t,i})$: η πιθανότητα απώλειας φορτίου της περιόδου
- $C_{t,\alpha}$: όριο για τη μέση ετήσια πιθανότητα απώλειας φορτίου που δίδεται σαν περιορισμός από το χρήστη
- $C_{t,p}$: όριο για την πιθανότητα απώλειας φορτίου της περιόδου που δίδεται σαν περιορισμός από το χρήστη

Συνάρτηση 3.10 – υπολογισμού μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

$$N_t = E_t - G_t$$

Όπου:

- N_t : μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για το έτος t
- E_t : ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος t
- G_t : αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος t

Συνάρτηση 3.11 - κόστους της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

$$\overline{O}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0.5} * \sum_{h=1}^{NHVD} \left[\alpha + \frac{b}{2} * \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} * \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] * N_{t,h} * \alpha_h$$

Όπου:

- $\overline{O}_{j,t}$: κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας του σχεδίου επέκτασης j το έτος t
- i: προεξοφλητικό επιτόκιο
- α, b, c : σταθερές που αφορούν το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και δίδονται ως δεδομένα (€/kWh)
- $N_{t,h}$: το ποσό της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για την υδρολογική συνθήκη h για το έτος t (kWh)

EA_t: η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος t (kWh)

NHYD: αντιπροσωπεύει το συνολικό αριθμό των προσδιορισμένων υδρολογικών συνθηκών ($1 \leq \text{NHYD} \leq 5$)

α_h: η πιθανότητα της υδρολογικής συνθήκης h

Συνάρτηση 3.12 – κόστους καυσίμου

$$\overline{F}_{j,t} = (1+i)^{-t-0,5} \times \sum_{h=1}^{\text{NHYD}} [\alpha_h \times \Psi_{j,t,h}]$$

Όπου:

$\overline{F}_{j,t}$: κόστος καυσίμου του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i: προεξοφλητικό επιτόκιο

α_h: η πιθανότητα της υδρολογικής συνθήκης h

Ψ_{j,t,h}: οι συνολικές δαπάνες καυσίμου (άθροισμα των δαπανών καυσίμου για όλες τις θερμικές μονάδες) για κάθε υδρολογική συνθήκη του σεναρίου j το έτος t

NHYD αντιπροσωπεύει το συνολικό αριθμό των προσδιορισμένων υδρολογικών συνθηκών ($1 \leq \text{NHYD} \leq 5$)

Συνάρτηση 3.13 – κόστους αποθήκευσης καυσίμου

$$\overline{L}_{j,t} = [(1+i)^{-t} - (1+i)^{-T'}] \times \sum_{kt=1}^{KT} (UFIC_{kt} * MW_{kt})$$

Όπου:

$\overline{L}_{j,t}$: κόστος αποθήκευσης καυσίμου του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i: προεξοφλητικό επιτόκιο

k,t: το σύνολο των θερμικών μονάδων που εισέρχονται στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ($1 \leq k \leq K$) το έτος t ($1 \leq t \leq T$)

UFIC_{k,t}: το μοναδιαίο κόστος αποθήκευσης καυσίμων των μονάδων k,t (kcal/MW)

MW_{k,t}: η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας k του έτους t σε MW

t': t' = t + t₀ - 1

T': T' = T + t₀

t₀: πλήθος ετών μεταξύ του έτους βάσης της μελέτης και του έτους αποπληθωρισμού των τιμών

Συνάρτηση 3.14 – κοστών λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά)

$$\overline{M}_{j,t} = (1+i)^{-t-0,5} * \sum_{l=1,t=1}^{L,T} (UFO \& M_l * MW_l + UVO \& M_l * G_{l,t})$$

Όπου:

$\overline{M}_{j,t}$: κόστος λειτουργίας και συντήρησης του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i: προεξοφλητικό επιτόκιο

I : μονάδες που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα το έτος t (1, 2, 3, ..., L)

UFO&M_I: μοναδιαίο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας l €/kW-yr

UVO&M_I: μοναδιαίο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας l €/kWh

MW_I: εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας l MW

G_{I,t}: η αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή (kWh) της μονάδας l το χρόνο t , η οποία υπολογίζεται ως το άθροισμα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την μονάδα σε κάθε υδρολογική συνθήκη σταθμισμένες με τις πιθανότητες των υδρολογικών συνθηκών.

Συναρτήσεις 3.15 και 3.16 – υπολογισμού κόστους εγκατάστασης και απομένουσας αξίας

$$\overline{I}_{j,t} = (1+i)^{-t'} * \sum_{k=1}^K (UI_k * MW_k)$$

$$\overline{S}_{j,t} = (1+i)^{-T'} * \sum_{k=1}^K (\delta_{k,t} * UI_k * MW_k)$$

Όπου:

$\overline{I}_{j,t}$: κόστος εγκατάστασης του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

$\overline{S}_{j,t}$: απομένουσα αξία του σχεδίου επέκτασης j το έτος t

i : το προεξοφλητικό επιτόκιο

t : το έτος υπολογισμού του κόστους (1, 2, 3, ..., T)

j : το σενάριο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (1, 2, 3, ..., J)

k : η μονάδα που λαμβάνεται υπόψη στο σενάριο j (συμπεριλαμβάνονται και οι θερμικές και οι Α.Π.Ε.) (1, 2, 3, ..., K)

$\overline{I}_{j,t}$: το συνολικό κόστος εγκατάστασης του σεναρίου j για το έτος t

$\overline{S}_{j,t}$: η συνολική απομένουσα αξία του σεναρίου j για το έτος t

$\sum_{k=1}^K (..)$: το άθροισμα που υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη όλες τις μονάδες k

(θερμικές, και Α.Π.Ε.) που προστέθηκαν στο έτος t από το σχέδιο επέκτασης j

UI_k: το αρχικό κόστος εγκατάστασης της μονάδας k , εκφρασμένο σε €/MW

MW_k: η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας k σε MW

$\delta_{k,t}$: ποσοστό απόσβεσης της μονάδας k για το χρόνο t

i : το προεξοφλητικό επιτόκιο της μονάδος k

t' : $t' = t + t_0 - 1$

T' : $T' = T + t_0$

t_0 : πλήθος ετών μεταξύ του έτους βάσης της μελέτης και του έτους αποπληθωρισμού των τιμών

Συνάρτηση 3.17 – αντικειμενική συνάρτηση

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I}_{j,t} - \overline{S}_{j,t} + \overline{F}_{j,t} + \overline{L}_{j,t} + \overline{M}_{j,t} + \overline{O}_{j,t}]$$

Όπου:

B_j : Αντικειμενική συνάρτηση κόστους που συνδέεται με το σχέδιο επέκτασης

j : Το σχέδιο επέκτασης (1, 2, 3, ..., J)

t : Χρόνος σε χρόνια (1, 2, ..., T)

I : Αρχικό κόστος εγκατάστασης (*Capital investment costs*)

S : Αξία εκποίησης της αρχικής επένδυσης (*Salvage value of investment cost*)

F : Κόστος καυσίμου (*Fuel costs*)

L : Κόστος αποθήκευσης καυσίμου (*Fuel inventory costs*)

M : Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου (*Non-fuel operation and maintenance costs*)

O : Κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (*Cost of the energy not served*)

Η γραμμή πάνω από το κάθε σύμβολο έχει την έννοια της αποληθωρισμένης τιμής αναγόμενης στο έτος αναφοράς που έχει θέσει ο χρήστης.

Το βέλτιστο σχέδιο καθορίζεται από το ελάχιστο B_j για όλα τα σχέδια επέκτασης (j).

3. Συναρτήσεις Κεφαλαίου 6

Συνάρτηση 6.1 – συνολικού κόστους

$$C_{tot} = C_{con} - C_{SV} + C_{op} + C_{ENS}$$

Όπου:

C_{tot} : Συνολικό κόστος

C_{con} : Κόστος κατασκευής

C_{SV} : Απομένουσα αξία (στην παρούσα μελέτη θα υπολογίζεται για το έτος 2030 που είναι το τελευταίο έτος της)

C_{op} : Λειτουργικά κόστη

C_{ENS} : Κόστος μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Συνάρτηση 6.2 – λειτουργικού κόστους

$$C_{op} = C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{fuel}$$

Όπου:

C_{op} : Λειτουργικά κόστη

$C_{FO\&M}$: Σταθερό κόστος λειτουργία και συντήρησης

$C_{VO\&M}$: Μεταβλητό κόστος λειτουργία και συντήρησης

C_{fuel} : Κόστος καυσίμου

Συνάρτηση 6.3 – τελικού κόστους

$$C_{fin} = C_{tot} + C_{CO_2} = C_{con} - C_{SV} + C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{fuel} + C_{CO_2} + C_{ENS}$$

Όπου:

C_{fin} : Τελικό κόστος

C_{CO_2} : Κόστος CO_2

4. Συναρτήσεις Κεφαλαίου 8

Συνάρτηση 8.1 – κόστους μίας παραγόμενης MWh

$$C_{MWh} = C_{con,MWh} + C_{FO\&M} + C_{VO\&M} + C_{Fuel} + C_{CO_2}$$

Όπου:

C_{MWh} : Κόστος της μίας παραγόμενης MWh (€/MWh)

$C_{con,MWh}$: Κόστος Εγκατάστασης μίας παραγόμενης MWh (€/MWh)

$C_{FO\&M}$: Σταθερό Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (€/MWh)

$C_{VO\&M}$: Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (€/MWh)

C_{Fuel} : Κόστος Καυσίμου για την παραγωγή μίας MWh (€/MWh)

C_{CO_2} : Κόστος Εκπομπών CO_2 (€/MWh)

Συνάρτηση 8.2 – κόστος εγκατάστασης μίας παραγόμενης MWh

$$C_{con,MWh} = \frac{C_{con,tot}}{E_{tot}}$$

Όπου:

$C_{con,MWh}$: Κόστος εγκατάστασης μιας παραγόμενης MWh (€/MWh)

$C_{con,tot}$: Το συνολικό κόστος εγκατάστασης της θερμοηλεκτρικής μονάδας (€)

E_{tot} : Η συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της θερμοηλεκτρικής μονάδας για όλα τα έτη λειτουργίας της (MWh)

Συνάρτηση 8.2.1 – κόστος εγκατάστασης θερμοηλεκτρικής μονάδας

$$C_{con,tot} = C_{con,MW} * P_{inst}$$

Όπου:

P_{inst} : Η εγκατεστημένη ισχύς της θερμοηλεκτρικής μονάδας (MW)

$C_{con,MW}$: Κόστος εγκατάστασης (€/MW)

Συνάρτηση 8.2.2 - συνολική αναμενόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της θερμοηλεκτρικής μονάδας για όλα τα έτη λειτουργίας της

$$E_{tot} = P_{inst} * OH * PL * \overline{LF}$$

Όπου:

OH: Οι ώρες λειτουργίας (Operation Hours) της θερμοηλεκτρικής μονάδας ανά έτος (h/yr)

PL: Διάρκεια ζωής της θερμοηλεκτρικής μονάδας (Plant Life) (yr)

\overline{LF} : Ο μέσος συντελεστής φόρτισης (Load Factor) της θερμοηλεκτρικής μονάδας στο σύνολο των ετών λειτουργίας της

Συνάρτηση 8.2.2.1 – ώρες λειτουργίας της θερμοηλεκτρικής μονάδας

$$OH = \frac{(8760 - SMD * 24) * (100 - EFOR_D)}{100}$$

Όπου:

SMD: Προγραμματισμένες μέρες συντήρησης ετησίως (Scheduled Maintenance Days per year) (d/yr)

EFOR_D: Πιθανότητα μη προγραμματισμένων διακοπών (%)

Συνάρτηση 8.2.2.2 – μέσος συντελεστής φόρτισης θερμοηλεκτρικής μονάδας

$$\overline{LF} = \sum_{i=1}^{PL} \frac{LF_i}{PL}$$

Όπου:

i: Έτος λειτουργίας (1, 2, ..., i, ..., PL)

LF_i: Συντελεστής φόρτισης θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i

Συνάρτηση 8.2.2.2.1 – συντελεστής φόρτισης μιας θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i

$$LF_i = \frac{E_i}{OH * P_{inst}}$$

Όπου:

E_i: Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θερμοηλεκτρικής μονάδας για το έτος i (MWh)

Συνάρτηση 8.3 – σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

$$C_{FO\&M} = \frac{(C'_{FO\&M} * 1000) * P_{inst} * (PL * 12)}{E_{tot}}$$

Όπου:

C'_{FO&M}*1000: Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MW-month)

P_{inst}: Η εγκατεστημένη ισχύς της θερμοηλεκτρικής μονάδος (MW)

PL*12: Τα έτη ζωής της θερμοηλεκτρικής μονάδος (month)

Συνάρτηση 8.4 – κόστος καυσίμου για την παραγωγή μίας ηλεκτρικής MWh

$$C_{Fuel} = \frac{C'_{Fuel}}{\eta}$$

Όπου:

C'_{Fuel} : Κόστος καυσίμου ανά MWh θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

n: Βαθμός απόδοσης μονάδος

Συνάρτηση 8.5 - κόστος CO₂

$$C_{CO_2} = A * C_{CO_2,ton}$$

Όπου:

C_{CO_2} : Κόστος Εκπομπών CO₂ (€/MWh)

A: Εκπεμπόμενο CO₂ ανά παραγόμενη MWh (ton/MWh)

$C_{CO_2,ton}$: Κόστος Εκπομπών CO₂ (€/ton)

5. Συναρτήσεις Κεφαλαίου 10

Συνάρτηση 10.1 – κόστος CO₂ ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης

$$C_{CO_2,TV} = C_{CO_2,MWh} * n$$

Όπου:

$C_{CO_2,TV}$: Κόστος του εκπεμπόμενου CO₂ ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης

n: βαθμός απόδοσης της θερμικής μονάδος

Συνάρτηση 10.2 – «νέο» κόστος καυσίμου

$$C_{co_2,F} = C_{CO_2,TV} + F$$

Όπου:

$C_{co_2,F}$: Κόστος καυσίμου που εμπεριέχει και το κόστος CO₂ (θα ονομάζεται «νέο» κόστος καυσίμου) ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

F: Κόστος καυσίμου ανά MWh κατωτέρας θερμογόνου δύναμης (€/MWh)

6. Συναρτήσεις Κεφαλαίου 11

Συνάρτηση 11.1 – εξίσωση παλινδρόμησης

$$y = a + bx$$

Όπου:

y: η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας,

x: το Α.Ε.Π.,

a, b: σταθερές της συνάρτησης.

Συνάρτηση 11.2 – εκτιμήτρια της εξίσωση παλινδρόμησης

$$\hat{y} = \hat{a} + \hat{b}x$$

Όπου:

\hat{y} : εκτιμήτρια της y,

\hat{a} : εκτιμήτρια της a,

\hat{b} : εκτιμήτρια της b.

Συνάρτηση 11.3 – συνάρτηση υπολογισμού της εκτιμήτρια της a

$$\hat{a} = \bar{y} - \hat{b}\bar{x}$$

Όπου:

\hat{a} : εκτιμήτρια της a,

\bar{y} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας),

\hat{b} : εκτιμήτρια της b,

\bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),

Συνάρτηση 11.4 – συνάρτηση υπολογισμού της εκτιμήτρια της b

$$\hat{b} = \frac{\sum_{i=1}^{n=21} x_i * y_i - n * \bar{x} * \bar{y}}{\sum_{i=1}^{n=21} x_i^2 - n * \bar{x}^2}$$

Όπου:

\hat{b} : εκτιμήτρια της b,

x_i : η τιμή της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

i: τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2010), $1 \leq i \leq 21$,

n: πλήθος ετών μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα, $n = 21$,

\bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),

\bar{y} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας),

Συνάρτηση 11.5 – συντελεστής συσχέτισης

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n=21} (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^{n=21} (y_i - \bar{y})^2}$$

Όπου:

R^2 : συντελεστής συσχέτισης,

\hat{y} : εκτιμήτρια της y,

y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

i : τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2010), $1 \leq i \leq 21$,

\bar{y} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας)

Συνάρτηση 11.6 – τυπικό σφάλμα

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n=21} (y_i - \bar{y}_i)^2}{n - 2}}$$

Όπου:

S : τυπικό σφάλμα

y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

\bar{y} : εκτιμήτρια της y ,

i : τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2010), $1 \leq i \leq 21$,

n : πλήθος ετών μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα, $n = 21$,

Συνάρτηση 11.7 – συντελεστής γραμμικής συσχέτισης

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n=21} (x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n=21} (x_i - \bar{x})^2 * \sum_{i=1}^{n=21} (y_i - \bar{y})^2}}$$

Όπου:

r : συντελεστής γραμμικής συσχέτισης,

x_i : η τιμή της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

\bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),

y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,

\bar{y} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας),

i : τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2010), $1 \leq i \leq 21$,

n : πλήθος ετών μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα, $n = 21$,

Συνάρτηση 11.8 – τυπικό σφάλμα της κλίσης b

$$se(b) = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n=21} (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-2}}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n=21} (x_i - \bar{x})^2}}$$

Όπου:

- se(b): τυπικό σφάλμα της κλίσης b,
- y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,
- \hat{y} : εκτιμήτρια της y,
- x_i : η τιμή της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,
- \bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),
- i: τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2010), $1 \leq i \leq 21$,
- n: πλήθος ετών μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα, $n = 21$,

Συνάρτηση 11.9 – τυπικό σφάλμα της σταθεράς a

$$se(a) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n=21} (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-2}} * \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{\bar{x}^2}{\sum_{i=1}^{n=21} (x_i - \bar{x})^2}}$$

Όπου:

- se(a): τυπικό σφάλμα της σταθεράς a,
- y_i : η τιμή της μεταβλητής y (κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,
- \hat{y} : εκτιμήτρια της y,
- x_i : η τιμή της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.) για το έτος i της μελέτης που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα,
- \bar{x} : η μέση τιμή του δείγματος της μεταβλητής x (Α.Ε.Π.),
- i: τα έτη της μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα (1990 – 2010), $1 \leq i \leq 21$,
- n: πλήθος ετών μελέτης για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα, $n = 21$,