

**ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΚΑΙ
ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ**

*Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας και Ισχύος
και Δυνατότητες Κάλυψης της Ζήτησης στο
Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής
Ενέργειας (ΕΔΣΜ)*

Περίοδος: 2003-2007

ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2002

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	2
2. ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΛΣΜ	3
2.1 ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ	3
2.1.1 Ζήτηση Ενέργειας	3
2.1.2 Αιχμή Φορτίου (ισχύς).....	6
2.2 ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ	10
2.1.3 Ενέργεια.....	10
2.1.4 Ετήσια Αιχμή Φορτίου.....	12
2.1.4.1. Πρόβλεψη περιόδου 2003-2007	12
3. ΚΑΛΥΨΗ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΣΤΟ ΕΛΣΜ.....	16
3.1 ΣΚΟΠΟΣ ΚΑΙ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ.....	16
3.1 ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΠΟΥ ΕΞΕΤΑΖΟΝΤΑΙ	17
3.1.1 Ζήτηση Ενέργειας	17
3.1.2 Αιχμή φορτίου	17
3.1.3 Διασυνδέσεις	17
3.1.4 Παραγωγή Υδροηλεκτρικών.....	18
3.1.5 Νέες Μονάδες	18
3.2 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ	19
3.2.1 Μορφή καμπύλης φορτίου.....	19
3.2.2 Θερμικές μονάδες.....	19
3.2.3 Λειτουργία ΥΗΣ.....	19
3.2.4 Αιολικά	19
3.2.5 Διασυνδέσεις	19
3.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	20
3.3.1 Κάλυψη ζήτησης.....	20
3.3.2 Κάλυψη αιχμής.....	26
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α' – 'ΚΑΛΥΨΗ ΤΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΤΟΥ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ	
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 2001 – 2004'ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.	
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β' – ΆΛΛΑ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΟΥΜΕΝΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	
..... 32	
1 ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	32
2 Υ/Η ΜΟΝΑΔΕΣ	33

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το παρόν τεύχος αποτελεί την έκθεση προβλέψεων για την εξέλιξη του φορτίου ζήτησης κατά την επόμενη πενταετία (2003-2007) σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης. Παράλληλα, στον παρόν τεύχος διερευνώνται οι δυνατότητες κάλυψης της ζήτησης για τον αντίστοιχο χρονικό ορίζοντα.

Σκοπός της διερεύνησης είναι να προσδιοριστούν οι απαιτήσεις σε νέα εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής ώστε να ικανοποιούνται με ασφάλεια οι ανάγκες κάλυψης της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής ισχύος) κατά την εξεταζόμενη χρονική περίοδο 2003-2007. Η επίδραση σημαντικών παραμέτρων της μελέτης που εμπεριέχουν αβεβαιότητα αναλύεται με τη χρήση εναλλακτικών σεναρίων. Τέτοιες παράμετροι είναι κυρίως η ζήτηση ενέργειας, η αιχμή ζήτησης, η υδραυλικότητα και η διαθεσιμότητα ισχύος από τις διασυνδέσεις.

Στο κείμενο που ακολουθεί γίνονται οι σχετικές εκτιμήσεις προβλέψεων και αναλύονται:

- Ιστορικά στοιχεία ζήτησης Ενέργειας και Ισχύος,
- οι απαιτήσεις ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα για την περίοδο 2003-2007 (ζήτηση ενέργειας και ισχύος)
- οι δυνατότητες για αξιόπιστη κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα για την περίοδο 2003-2007.
- οι ανάγκες για νέες μονάδες παραγωγής για την εξασφάλιση ικανοποιητικού επιπέδου ασφάλειας τροφοδότησης στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Αντίστοιχη μελέτη είχε εκπονηθεί πέρυσι, από κοινού με τη ΡΑΕ και την ΔΕΗ Α.Ε. για τον χρονικό ορίζοντα μέχρι το 2004 και τα βασικά συμπεράσματα περιλαμβάνονται στο **Παράρτημα Α**.

2. ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΔΣΜ

2.1 Ιστορικά στοιχεία

Στα κεφάλαια που ακολουθούν συνοψίζονται ιστορικά στοιχεία που αφορούν την εξέλιξη της ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας και Μέγιστης Ετήσιας Ζήτησης Ισχύος στο ΕΔΣΜ.

2.1.1 Ζήτηση Ενέργειας

Στον Πιν. 1 που ακολουθεί φαίνεται η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα την χρονική περίοδο 1991-2002.

Πιν. 1 : Εξέλιξη της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Έτος	Φορτίο Ζήτησης – YT (*) (MWh)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή (ζήτηση στη Μ.Τ.)	Μέση Ποσοστιαία μεταβολή		
			10-ετία 1992-2001	5-ετία 1997-2001	3-ετία 1999-2001
1991	30 351 500				
1992	31 445 328	2,90%	4,28%		
1993	32 344 885	2,33%			
1994	33 976 754	5,47%			
1995	35 159 317	3,30%			
1996	36 587 704	4,33%			
1997	38 066 842	4,28%			
1998	39 861 786	5,36%		4,80%	
1999	41 060 463	2,90%			
2000	44 108 220	8,02%			
2001	45 914 430	4,02%			
2002	47 300 000 (47 800 000)	Τρέχουσα εξέλιξη (αρχική εκτίμηση)			

Πηγή: ΔΕΗ ΑΕ / Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης

(*) Θεωρείται η ζήτηση στη Υ.Τ. χωρίς το φορτίο άντλησης

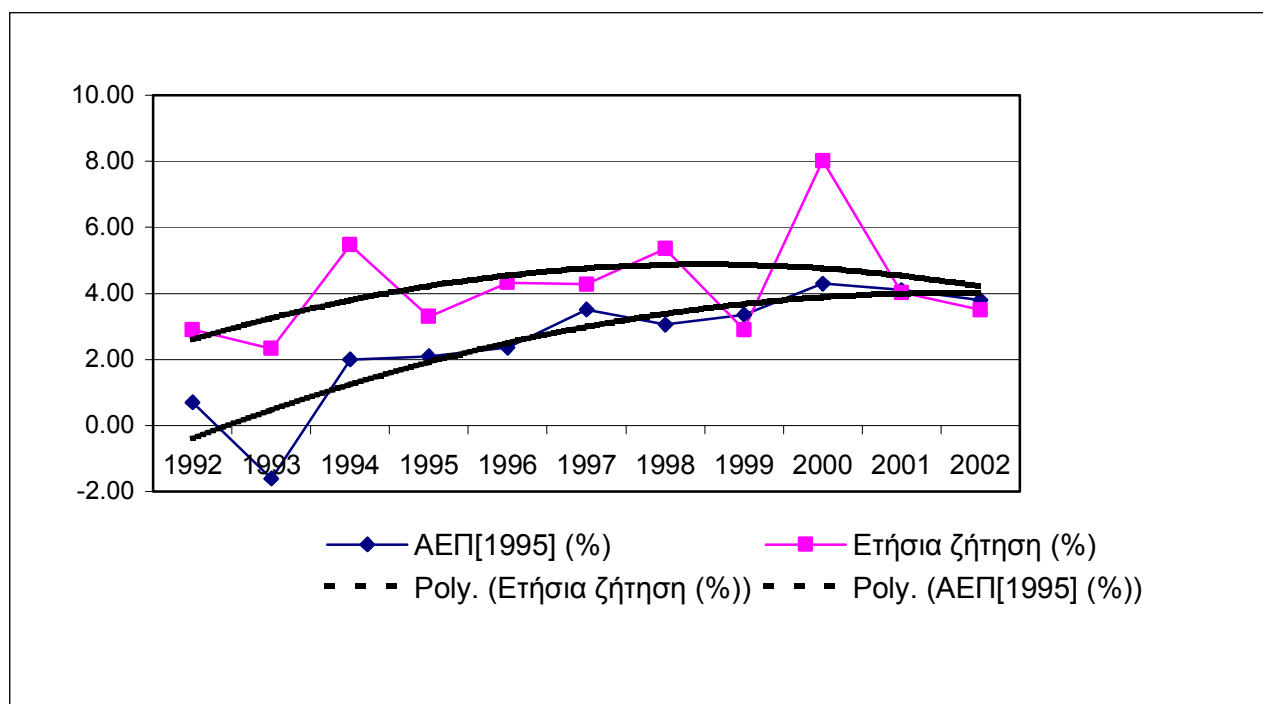
Συνοψίζοντας τα στοιχεία του Πίνακα παρατηρούμε ότι ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης βαίνει αυξανόμενος καθώς :

- Κατά την τελευταία 10-ετία (1992-2001), η ζήτηση ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 4.3%
- κατά την τελευταία 5-ετία (1997-2001) η ζήτηση ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 4.8%
- κατά την τελευταία 3-ετία (1999-2001) η ζήτηση ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 5%

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά το πιο πάνω χρονικό διάστημα

χωρίς να εμφανίζονται στοιχεία κορεσμού. Ο ρυθμός αύξησης της ζήτησης από χρόνο σε χρόνο παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση, ενώ σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα (5-ετία ή 3-ετία) παρουσιάζει μεγαλύτερη σταθερότητα. Η ζήτηση ενέργειας κατά το έτος 2002 όπως φαίνεται να διαμορφώνεται από τα διαθέσιμα στοιχεία κινείται με ρυθμό αύξησης της τάξεως του **2.7%** (Ιαν.-Νοε. 2002), που είναι **χαμηλότερος** του μέσου όρου της τελευταίας 10-ετίας 1992-2001.

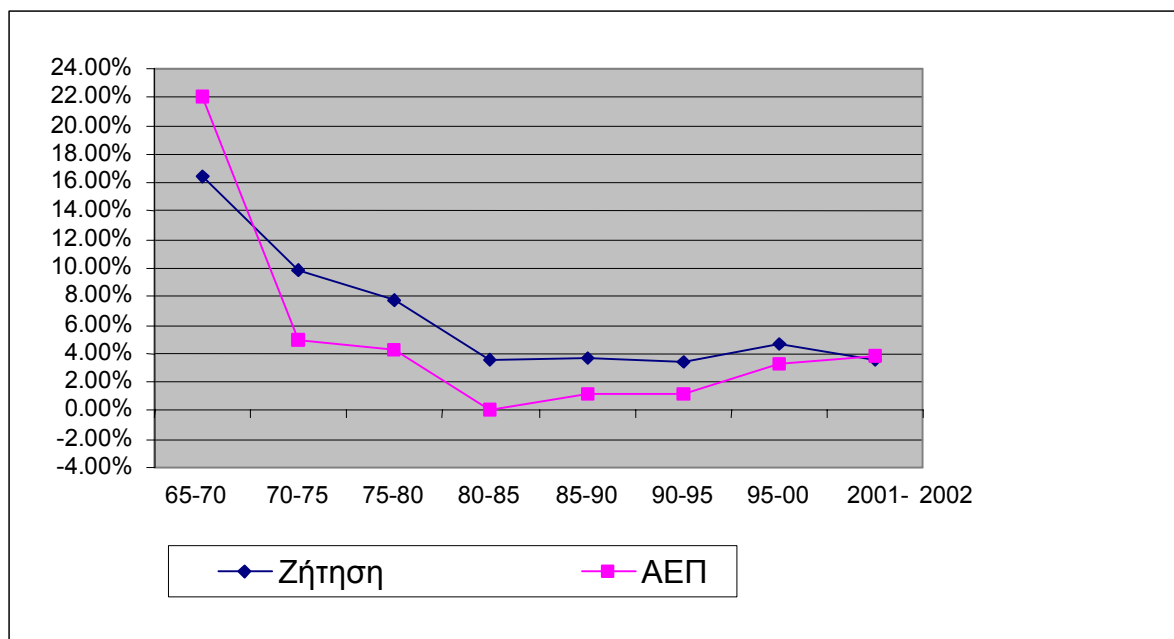
Στο Διαγρ. 1 φαίνεται η εξέλιξη του ρυθμού μεταβολής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΔΣΜ συγκριτικά με την εξέλιξη του ΑΕΠ της χώρας κατά τη διάρκεια της τελευταίας 10-ετίας: κατά τα πρώτα έτη η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνει με σχετικά υψηλότερο ρυθμό απ' ό τι αυξάνεται το ΑΕΠ σε σταθερές τιμές, ενώ κατά την τελευταία 5-ετία παρατηρείται υψηλότερη διακύμανση και παράλληλα μία μείωση της σχετικής διαφοράς (έως εκμηδενισμός το 2001 το ίδιο αναμένεται για το 2002).



Διαγρ. 1: Μεταβολή ζήτησης ενέργειας στο ΕΔΣΜ και ΑΕΠ (1992 – 2002)

Η μακροχρόνια (περίοδος 30 ετών) συσχέτιση του ΑΕΠ και της ζήτησης ενέργειας στο ΕΔΣΜ φαίνεται στο Διαγρ. 2. Παρατηρούνται τα εξής:

- Κατά τα τελευταία 30 χρόνια ο ρυθμός αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερος του ρυθμού αύξησης του ΑΕΠ.
- Η διαφορά αυτή (μέσοι όροι 5-ετίας) μειώνεται συνεχώς και παρουσιάζει σύγκλιση με την αύξηση του ΑΕΠ κατά το τέλος της περιόδου.



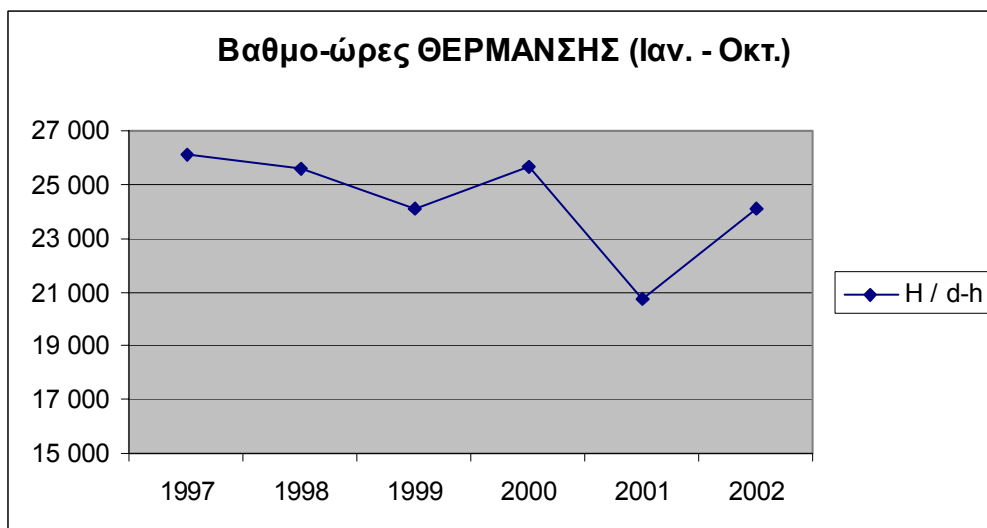
load demand (1965).xls

Διαγρ. 2: Μεταβολή ζήτησης ενέργειας στο ΕΔΣΜ και ΑΕΠ ανά 5-ετία (1965 – 2002)

Ένας σημαντικός παράγων που επιδρά στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι καιρικές συνθήκες που επικρατούν κατά τη διάρκεια κάθε συγκεκριμένης χρονικής περιόδου. Λόγω της δομής της Ελληνικής οικονομίας (υπηρεσίες) αλλά και της βελτίωσης των συνθηκών διαβίωσης (χρήση κλιματιστικών αλλά και κατασκευή νέων κτηρίων με κεντρικό κλιματισμό) οι κλιματολογικές συνθήκες που επικρατούν κατά τη διάρκεια του έτους έχουν επίπτωση στην καταναλισκόμενη ενέργεια και πολύ σημαντική επίπτωση στη διαμόρφωση της αιχμής. Ένας πολύ γενικός, αλλά αρκετά χαρακτηριστικός δείκτης της επίδρασης των θερμοκρασιακών συνθηκών που επικρατούν κατά τη διάρκεια του έτους στη ζήτηση ενέργειας είναι οι βαθμοώρες θέρμανσης και ψύξης που επικρατούν κατά το έτος αυτό.¹ Στα Διαγρ. 3 και Διαγρ. 4 φαίνονται οι βαθμοώρες θέρμανσης και ψύξης κατά την τελευταία 5-ετία. Εύκολα διαπιστώνεται ότι το τρέχον έτος (2002) ήταν το λιγότερο ‘θερμό’ κατά την θερινή περίοδο (χαμηλές βαθμοώρες ψύξης και άρα λιγότερες απαιτήσεις ψύξης) στο σύνολο της τελευταίας 5-ετίας.

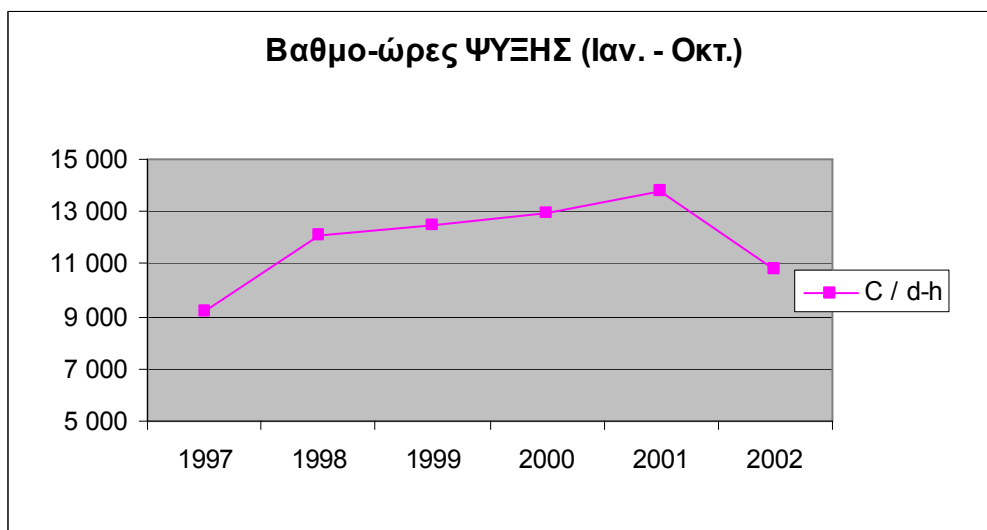
Συμπερασματικά: Σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, ο ρυθμός αύξησης της ζήτησης εν γένει παρουσιάζει σημαντική εξάρτηση από την αύξηση του εθνικού προϊόντος. Σε βραχυπρόθεσμη βάση (από έτος σε έτος) συμβάλλουν σημαντικά οι καιρικές συνθήκες που επικρατούν κατά τη διάρκεια του έτους.

¹ Σαν βαθμοώρα ψύξης (BΨ) ορίζεται κάθε μονάδα της διαφοράς της μέσης ωριαίας θερμοκρασίας (T) από μία θερμοκρασία βάσης (T_{Ψ}), $B\Psi = T - T_{\Psi}$, με $T > T_{\Psi}$. Αντίστοιχα, σαν βαθμοώρα θέρμανσης (BΘ) ορίζεται κάθε μονάδα της διαφοράς μίας θερμοκρασίας βάσης (T_{θ}) από τη μέση ωριαία θερμοκρασία (T), $B\Theta = T_{\theta} - T$ με $T < T_{\theta}$. Θεωρείται $T_{\theta} = 18^{\circ}\text{C}$, $T_{\Psi} = 25^{\circ}\text{C}$ και σαν T λαμβάνεται η σταθμισμένη θερμοκρασία Αθηνών και Θεσσαλονίκης (75%-25%).



2001.xls

Διαγρ. 3: Βαθμοώρες θέρμανσης περιόδου 1997 – 2002 (Ιαν. – Οκτ.)



2001.xls

Διαγρ. 4: Βαθμοώρες Ψύξης περιόδου 1997 – 2002 (Ιαν. – Οκτ.)

2.1.2 Αιχμή Φορτίου (ισχύς)

Στον Πιν. 2 και στο Διαγρ. 5 φαίνεται η εξέλιξη της ετήσιας αιχμής ζήτησης (μέση ωριαία τιμή) ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα κατά την τελευταία 10ετία. Οι βασικές διαπιστώσεις είναι:

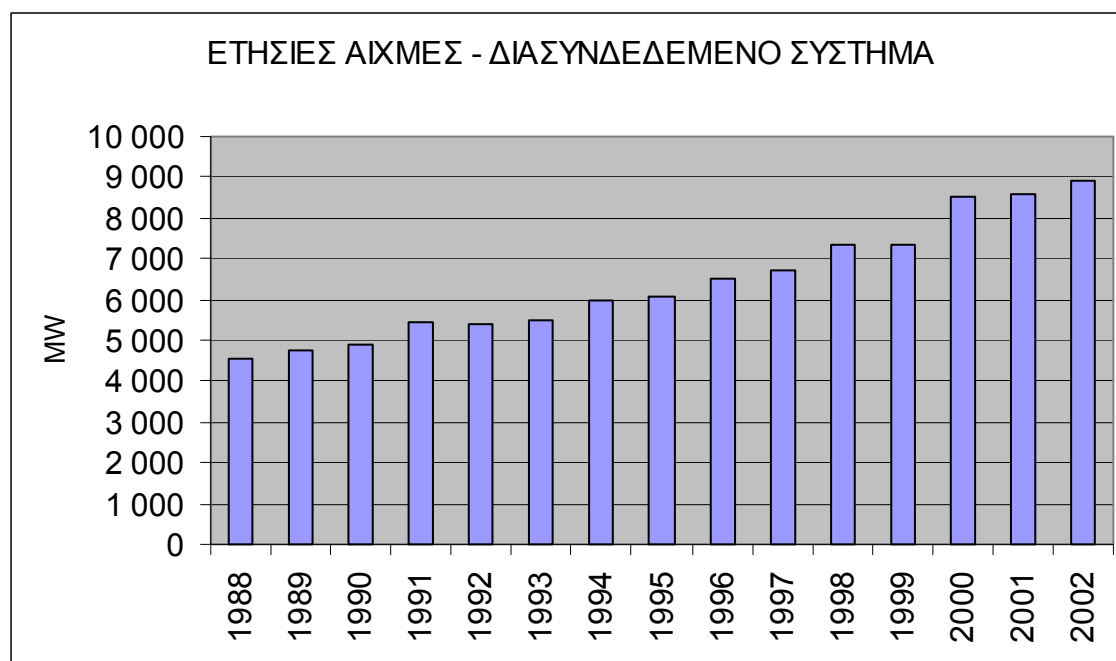
- Κατά την τελευταία 10-ετία (1993-2002), η αιχμή ζήτησης στο ΕΔΣΜ αυξάνεται με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 5.2%
- κατά την τελευταία 5-ετία (1998-2002) η αιχμή ζήτησης στο ΕΔΣΜ αυξάνεται με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 5.9%
- κατά την τελευταία 3-ετία (2000-2002) η αιχμή ζήτησης στο ΕΔΣΜ αυξάνεται με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 6.6%

Κατά τα 9 τελευταία έτη η ετήσια αιχμή παρουσιάζεται το μήνα Ιούλιο, πάντοτε σε εργάσιμη (Τρίτη ή Πέμπτη) ημέρα και κατά τις μεσημβρινές ώρες (12.00-14.00).

Πιν. 2: Εξέλιξη της ετήσιας αιχμής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΔΣΜ

Έτος	Ετήσια αιχμή (MW)	Διαφορά από προηγ. έτος (%)	Μέση Ποσοστιαία μεταβολή		
			10-ετία 1993-2002	5-ετία 1998-2002	3-ετία 2000-2002
1992	5371				
1993	5498	2.36	5.2%		
1994	5963	8.46			
1995	6063	1.68			
1996	6503	7.26			
1997	6 703	3.08			
1998	7 370	9.95			
1999	7 364	-0.08			
2000	8 529	15.82			
2001	8 598	0.81			
2002	8 924 (9100 *)	3.79 (5.8%*)			

* Έγιναν συμφωνημένες περικοπές τουλάχιστον 150 MW

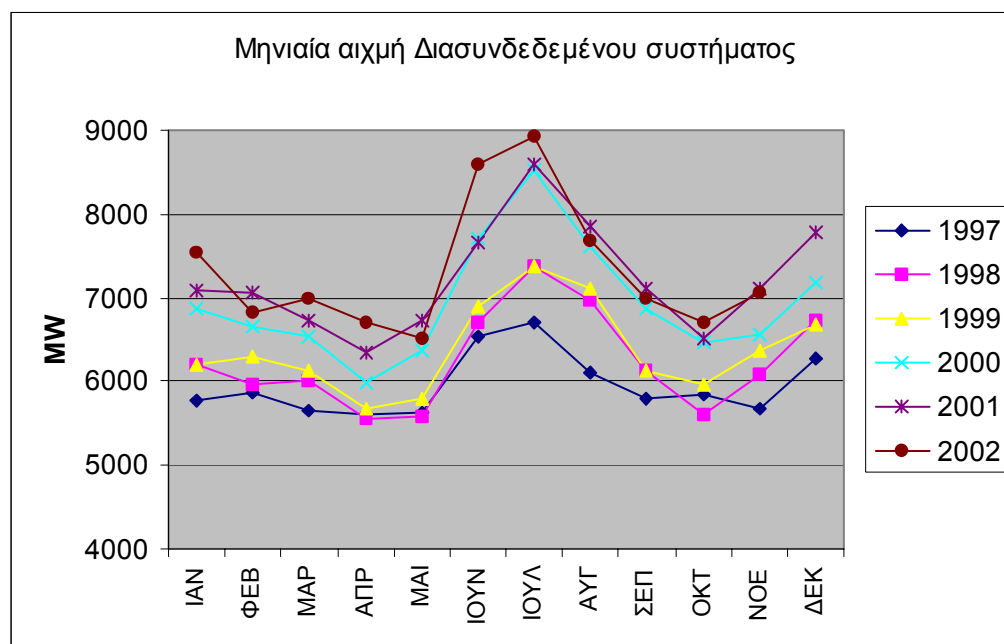


Διαγρ. 5: Ετήσια αιχμή Διασυνδεδεμένου Συστήματος 1988-2002

Κατά το έτος 2002 καταγράφηκε αιχμή έτους 8924 MW την 16/7/2002, υψηλότερη κατά 3.8% από την αιχμή του προηγούμενου έτους. Λαμβάνοντας υπόψη ότι έγιναν προγραμματισμένες περικοπές τουλάχιστον 150 MW, η αιχμή διαμορφώθηκε περίπου στα 9100 MW, παρουσίασε δηλαδή αύξηση 5,8% από το προηγούμενο έτος.

Πιν. 3: Μηνιαία αιχμή Διασυνδεδεμένου συστήματος

Μήνας	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ιαν	5768	6202	6212	6874.1	7076	7538
Φεβ	5875	5967	6288	6661.2	7055	6821
Μαρ	5658	6007	6131	6532.3	6736	6997
Απρ	5614	5550	5684	5984	6343	6703
Μαι	5627	5572	5789	6358	6730	6522
Ιουν	6527	6703	6896.4	7697	7664	8587
Ιουλ	6703*	7370*	7364.1*	8529*	8598*	8924* (9100) ²
Αυγ	6108	6973	7108.4	7603	7841	7694
Σεπ	5787	6126	6120.4	6860	7121	6990
Οκτ	5847	5608	5951.3	6465	6506	6709
Νοε	5685	6076	6374.4	6566	7112	7064
Δεκ	6261	6718	6671.2	7182	7790	7767



work.xls/1

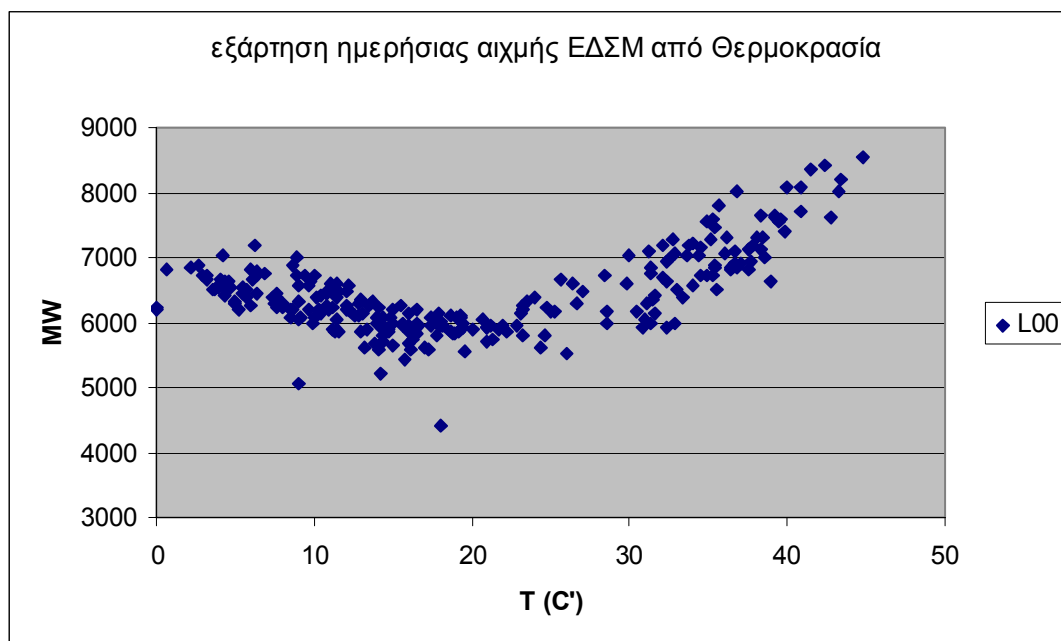
Διαγρ. 6: Μηνιαία αιχμή Διασυνδεδεμένου συστήματος

Η μετατόπιση της ετήσιας αιχμής ισχύος του ΕΔΣΜ, (ήδη από το 1993) από τη χειμερινή στη θερινή περίοδο (συνήθως Ιούλιος), σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η ζήτηση ενέργειας παρουσιάζει μεγάλη εξάρτηση από τις υψηλές θερμοκρασίες του θέρους, καθιστούν σημαντική τη μελέτη της επίδρασης της θερμοκρασίας στη συμπεριφορά του φορτίου. Η σχετική ανάλυση δείχνει ότι η ετήσια αιχμή συσχετίζεται άμεσα (και με τη πάροδο του χρόνου σε αυξανόμενο βαθμό) με τη θερμοκρασία. Στο

Διαγρ. 7 φαίνεται το καρτεσιανό διάγραμμα των ημερήσιων αιχμών εργασίμων ημερών σε σχέση με τη θερμοκρασία Αθηνών για το έτος 2000 ώστε να είναι άμεσα κατανοητή η εξάρτηση της αιχμής φορτίου από τη θερμοκρασία. Επίσης, στο Διαγρ. 8 φαίνεται ο συντελεστής φορτίου του

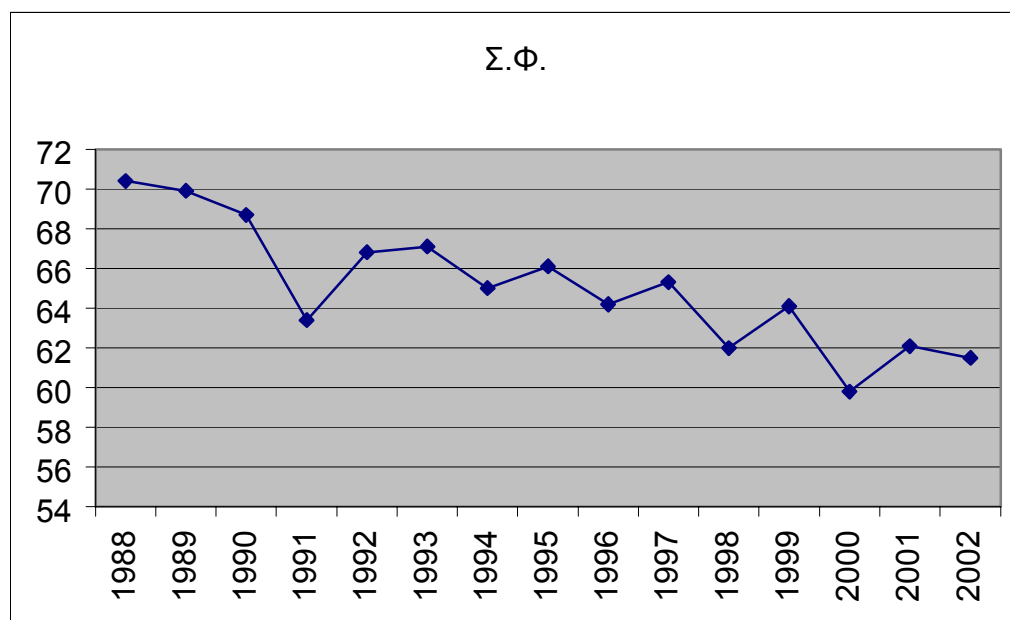
²Έγιναν περικοπές της τάξεως των 150MW στην ετήσια αιχμή

ΕΔΣΜ. Από το 1988 παρουσιάζει πτώση αντικατοπτρίζοντας τη μεγάλη αύξηση της ζήτησης ισχύος κατά της ώρες αιχμής, που έχουν όμως μικρή χρονική διάρκεια.



Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ / ΕΚΕΕ (work.xls/5)

Διαγρ. 7: Διάγραμμα διασποράς ημερήσιων αιχμών ΕΔΣΜ για το έτος 2000



(2002: εκτίμηση)

Διαγρ. 8: Συντελεστής φορτίου του ΕΔΣΜ, 1988-2002

2.2 Προβλέψεις

2.1.3 Ενέργεια

Οι κύριοι παράγοντες που επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα σε μέσο μακροπρόθεσμη βάση θεωρείται ότι είναι οι εξής:

- (i) Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (με δείκτη μέτρησης το ΑΕΠ),
- (ii) Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση η/υ, κλπ) λόγω βελτίωσης βιοτικού επιπέδου
- (iii) Η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης ειδικών πληθυσμιακών ομάδων (π.χ. οικονομικοί μετανάστες)
- (iv) Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών kWh, ανταγωνισμός με Φ.Α.)
- (v) Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίηση έργων Γ' ΚΠΣ, Ο.Α. 2004)
- (vi) Διάφορα μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών όπως εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικοί περιορισμοί, κλπ.

Ως δείκτης προβλέψεων για την οικονομική ανάπτυξη της χώρας, θεωρείται το Πρόγραμμα Σταθερότητας και Ανάπτυξης που έχει δημοσιοποιηθεί από το ΥΠ.ΕΘ.Ο. Σύμφωνα με αυτή, για την 4-ετία 2003 – 2006 αναμένονται οι ρυθμοί ανάπτυξης του ΑΕΠ που φαίνονται στον Πιν. 4 που ακολουθεί(σε τιμές 1995):

Πιν. 4: Ρυθμός ανάπτυξης ΑΕΠ, 2001-2006

2001	2002	2003	2004	2005	2006
4.1%	3.8%	3.8%	4.0%	3.7%	3.6%

Πηγή: ΥΠΕΘΟ, Επικαιροποιημένο Πρόγραμμα Σταθερότητας και Ανάπτυξης, 2002-2006 (Δεκ. 2002).

Οι εκτιμήσεις αυτές (σχετικά με την εξέλιξη του Ελληνικού ΑΕΠ) βασίζονται στις γενικότερες προβλέψεις της Ε.Ε. και άλλων Διεθνών Οργανισμών και σε υποθέσεις σχετικά με το εξωτερικό περιβάλλον.

Λόγω της αβεβαιότητας που επικρατεί στη διεθνή οικονομία, έχει θεωρηθεί από το ΥΠΕΘΟ και ένα απαισιόδοξο εναλλακτικό σενάριο για την οικονομική ανάπτυξη. Με βάση το σενάριο αυτό, στην αρχή της περιόδου των προβλέψεων, ο ρυθμός ανάπτυξης θα είναι χαμηλότερος, κυρίως λόγω της μεγαλύτερης επιβράδυνσης της παγκόσμιας οικονομικής δραστηριότητας (π.χ. λόγω μίας πετρελαϊκής κρίσης). Το συνδυασμένο αποτέλεσμα των παραπάνω αλλαγών στην οικονομική δραστηριότητα θα οδηγήσει σε ετήσιο ρυθμό μεγέθυνσης του ΑΕΠ, ο οποίος θα είναι κατά 0.7 ποσοστιαίες μονάδες χαμηλότερος, σε σχέση με το βασικό σενάριο (βλ. Πίνακα που ακολουθεί).

	Σενάριο Βάσης	Εναλλακτικό Σενάριο
Μέσες Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές	Μέσες Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές	Μέσες Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές
2002/1995	2006/2002	2006/2002

3.6%	3.8%	3,1%
------	------	------

Πηγή: ΥΠΕΘΟ, Επικαιροποιημένο Πρόγραμμα Σταθερότητας και ανάπτυξης, 2002-2006 (Δεκ. 2002).

Όπως φαίνεται στα στατιστικά – ιστορικά στοιχεία που περιλαμβάνονται στην παράγραφο 2.1 του παρόντος, υπάρχει μια ‘παράλληλη’ πορεία των οικονομικών μεγεθών (ρυθμός αύξησης ΑΕΠ) και της ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας η οποία τείνει να συγκλίνει. Σημειώνεται όμως ότι οι θερμοκρασιακές συνθήκες που παρατηρούνται κατά τη διάρκεια ενός έτους έχουν επίπτωση στην ενέργεια του έτους σε σχέση με το προηγούμενο, χωρίς φυσικά να επηρεάζουν τους μέσο-μακροπρόθεσμους ρυθμούς εξέλιξης της ζήτησης ενέργειας.

Βάσει των προηγούμενων, και θεωρώντας εξέλιξη των οικονομικών δεικτών στη χώρα σύμφωνη με τις προβλέψεις του ΥΠΕΘΟ, στην παρούσα μελέτη υιοθετούνται 2 σενάρια εξέλιξης της ζήτησης, ως εξής:

1. Σενάριο **αναφοράς**: Στο σενάριο αυτό θεωρείται ότι ο επόμενος και μεθεπόμενος χρόνος (2003 και 2004) χαρακτηρίζονται από αύξηση της ζήτησης της τάξεως του 4.5%. Στη συνέχεια (2005 έως 2007) η ζήτηση αυξάνεται με ρυθμό της τάξης του 4%.
2. Σενάριο **ήπιας ανάπτυξης**: Η αύξηση για κάθε χρόνο είναι 1% κάτω από το σενάριο αναφοράς.

Οι σχετικές προβλέψεις ετήσιας ζήτησης ενέργειας για το ΕΔΣΜ για την περίοδο 2003-2007 με βάση τα πιο πάνω δύο σενάρια διαμορφώνονται όπως συνοψίζεται στον Πιν. 5.

Πιν. 5: Πρόβλεψη ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΔΣΜ

Ετος	Σενάριο ΑΝΑΦΟΡΑΣ			Σενάριο ΗΠΙΑΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ της ΖΗΤΗΣΗΣ		
	Συνολική Ετήσια ζήτηση GWh)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Μέση Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Ετήσια ζήτηση GWh)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Μέση Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή
2003	49 900	4.50%	4.2%	48900	3.50%	3.2%
2004	52 100	4.50%		50 700	3.50%	
2005	54 200	4.00%		52 400	3.00%	
2006	56 400	4.00%		54 000	3.00%	
2007	58 700	4.00%		55 600	3.00%	

Και στα δύο σενάρια λαμβάνεται υπόψη μεγαλύτερη αύξηση (κατά 0,5%) του ρυθμού εξέλιξης του φορτίου κατά τα 2 προσεχή έτη (2003 και 2004) λόγω της αναμενόμενης αύξησης της οικονομικής και τουριστικής δραστηριότητας ενόψει των Ο.Α. Σημειώνεται ότι οι υποθέσεις που υιοθετούνται στο Σενάριο ΑΝΑΦΟΡΑΣ θεωρείται ότι είναι από την ασφαλή πλευρά, καθώς η απαίτηση για ικανοποιητική λειτουργία του ΕΔΣΜ αποτελεί τον βασικό γνώμονα του ΔΕΣΜΗΕ κατά την εκπόνηση της παρούσας μελέτης. Εξάλλου, το γεγονός ότι ο ΔΕΣΜΗΕ εκπονεί την παρούσα μελέτη σε ετήσια βάση, επιτρέπει την ενσωμάτωση στις σχετικές προβλέψεις όλων των επιδράσεων τυχόν μέτρων πολιτικής ή γενικότερων οικονομικών τάσεων που ενδέχεται να επηρεάσουν την εξέλιξη της ζήτησης στο ΕΔΣΜ στα επόμενα έτη.

Τα σενάρια αυτά καλύπτουν τις Προβλέψεις της ΔΕΗ/ Διανομή, που αποτελεί και τον κυριότερο χρήστη του Συστήματος, για τη συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Στον Πίνακα που ακολουθεί φαίνονται οι προβλέψεις του Διαχειριστή του Δικτύου για την εξέλιξη των φορτίων Διανομής κατά την περίοδο 2003-2007. Σημειώνεται ότι η συνολική ετήσια ζήτηση ενέργειας των φορτίων διανομής στις 4 Περιφέρειες της Ηπειρωτικής χώρας αυξήθηκε κατά την περίοδο 1996-2001 με μέσο ετήσιο ρυθμό

5.3%, ενώ ο αντίστοιχος μέσος ετήσιος ρυθμός που προκύπτει από τις επιμέρους προβλέψεις για την περίοδο 2003 – 2007 είναι της τάξεως του 3.9%.

Πιν.6 : Προβλέψεις ΔΕΗ/ΔΑΔΔΙ σχετικά με ζήτηση ενέργειας Διανομής (2003 – 2007)

Έτος	2003	2004	2005	2006	2007
GWh	39 861	41 768	43 227	44 813	46 449

2.1.4 Ετήσια Αιχμή Φορτίου

2.1.4.1. Πρόβλεψη περιόδου 2003-2007

Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει εν γένει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης (ενέργειας), καθώς οι σημαντικότεροι παράγοντες που την επηρεάζουν είναι η θερμοκρασία, η περίοδος εμφάνισης και η διάρκεια των υψηλών θερμοκρασιών. Η εξάρτηση από τη θερμοκρασία βαίνει αυξανόμενη από έτος σε έτος ενώ η αύξηση της ζήτησης ανά °C δεν είναι γραμμική. Έτσι αν εμφανιστούν υψηλές θερμοκρασίες ή εξαιρετικά υψηλές θερμοκρασίες σε περιόδους πλήρους οικονομικής δραστηριότητας (Ιούνιος και Ιούλιος) οδηγούμαστε σε ακραίες απαιτήσεις ζήτησης. Επίσης σημαντικό ρόλο παίζει η διάρκεια των περιόδων υψηλών θερμοκρασιών, καθώς παρατεταμένη διάρκεια αυτών (π.χ. ‘καύσωνας’ τριών ημερών) οδηγεί σε ακραίες τιμές της θερινής αιχμής. Τα παραπάνω παρουσιάζουν μεγάλη τυχαιότητα και είναι εξαιρετικά δύσκολο να προβλεφθεί η επίδρασή τους στη διαμόρφωση της ετήσιας αιχμής.

Είναι χαρακτηριστικό ότι προβλέψεις που είχαν πραγματοποιηθεί στα μέσα της προηγούμενης δεκαετίας (’94-’95) για τη ζήτηση ενέργειας κατά το έτος 2000 υπολείπονται κατά ~2.5 %, πρόβλεψη που χαρακτηρίζεται ως επιτυχής, ενώ όσον αφορά την πρόβλεψη της ισχύος αιχμής υπολείποντο κατά 16.5% περίπου, δηλαδή κατά ~1200 MW, από τις εμφανισθείσες τιμές.

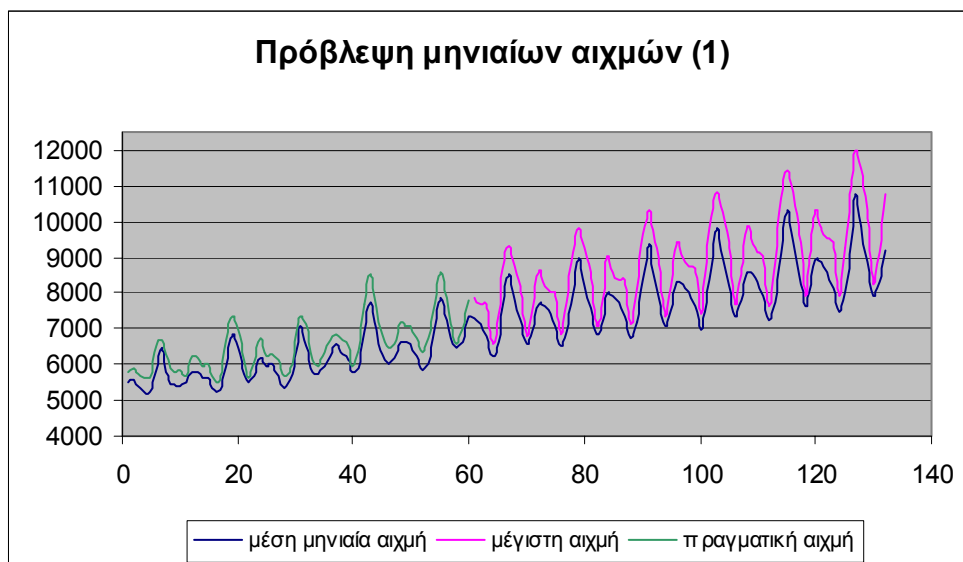
Η πρόβλεψη της ετήσιας αιχμής που παρουσιάζεται στο παρόν βασίσθηκε στην εφαρμογή μοντέλων θερμοκρασίας-φορτίου (μοντέλα ‘φορτίου – καιρού’)³. Από την επεξεργασία του συνόλου των ωριαίων στοιχείων θερμοκρασίας-φορτίου κατα την τελευταία 5-ετία προκύπτουν μοντέλα που αντανακλούν την επίδραση της θερμοκρασίας στο φορτίο. Στη συνέχεια, με βάση τα μοντέλα αυτά, υπολογίζεται η επίδραση της θερμοκρασίας στην ημερήσια αιχμή φορτίου. Στη μεθοδολογία λαμβάνονται υπόψη τα στατιστικά χαρακτηριστικά της ημερήσιας αιχμής φορτίου και της θερμοκρασίας. Στον Πίνακα που ακολουθεί (Πιν. 7) φαίνονται προβλέψεις για την περίοδο 2003-2007 για διάφορα διαστήματα εμπιστοσύνης (% πιθανότητα υπέρβασης)

Πιν. 7: Προβλέψεις ετήσιας αιχμής φορτίου, 2003-2007

	2003	2004	2005	2006	2007
Μέση Τιμή (MW)	8952	9387	9837	10304	10787
Υψηλές Θερμοκρασίες (έτη 1997-2001) Μέγιστη τιμή, πιθανότητα υπέρβασης ~ 2.3% (2σ)	9510	10000	10500	11050	11600
Ακραίες Θερμοκρασιακές Συνθήκες (έτος 2000)	9790	10300	10850	11420	12000

³ “Πρόβλεψη αιχμών φορτίου”, Γ. Κονταξής, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος ΕΜΠ, 2002

Μέγιστη τιμή, πιθανότητα υπέρβασης ~ 0.2% (3σ)					
---	--	--	--	--	--



Διαγρ. 9: Εξέλιξη μηνιαίας αιχμής, 1997-2007 / κατανομή θερμοκρασιών 1997-2001

Κατά την προηγούμενη έκδοση της ΜΑΣΜ (Μάϊος 2002), είχε προβλεφθεί σαν αιχμή φορτίου για το 2002 η τιμή των 9215 MW (με πιθανότητα μη υπέρβασης 99.8%, ή διάστημα εμπιστοσύνης τριών τυπικών αποκλίσεων, +3σ). Η καταγραφείσα αιχμή, 8924⁴ MW, εμπίπτει στο στατιστικό διάστημα εμπιστοσύνης +2σ. Εάν στον υπολογισμό αυτό ληφθούν υπόψη και οι συμφωνημένες αποκοπές (150 MW), τότε η αιχμή του 2002 διαμορφώνεται σε $8924 + 150 = 9074$ MW και εμπίπτει στο διάστημα εμπιστοσύνης +3σ.

⁴ Θεωρείται μέση ωριαία τιμή (σε σχέση με την καταγραφείσα αιχμή 5-λέπτου από το ΕΚΚΕ, η οποία ήταν 8986 MW)

3. ΚΑΛΥΨΗ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΣΤΟ ΕΛΣΜ

3.1 Σκοπός και Μεθοδολογία

Σκοπός της διερεύνησης είναι να προσδιοριστούν οι απαιτήσεις σε νέα εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής ώστε να ικανοποιούνται με ασφάλεια οι ανάγκες κάλυψης της ζήτησης κατά την εξεταζόμενη χρονική περίοδο 2003-2007. Η επίδραση σημαντικών παραμέτρων της μελέτης που εμπεριέχουν αβεβαιότητα αναλύεται με τη χρήση εναλλακτικών σεναρίων. Τέτοιες παράμετροι είναι κυρίως η ζήτηση ενέργειας, η αιχμή ζήτησης, η υδραυλικότητα και η διαθεσιμότητα ισχύος από τις διασυνδέσεις.

Οι Ηλεκτρικές Επιχειρήσεις ιστορικά χρησιμοποιούν δύο βασικούς δείκτες –δείκτες επίδοσης- για να χαρακτηρίζουν (αξιολογούν) την ικανότητα του Συστήματος Παραγωγής να καλύψει ασφαλώς τις ανάγκες της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο (π.χ. ένα έτος):

(α) τον δείκτη LOLP (Πιθανότητα απώλειας ισχύος - loss of Load Probability) Τούτος, όπως αναφέρεται στη διεθνή βιβλιογραφία, εκφράζει το πλήθος των ημερών ή ωρών κατά τη διάρκεια του έτους κατά τις οποίες το Σύστημα Παραγωγής αδυνατεί να καλύψει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Ο προσδιορισμός του δείκτη βασίζεται σε στοχαστική μεθοδολογία που προσδιορίζει για κάθε μέρα (ή ώρα) του έτους την πιθανότητα να μην είναι επαρκής η διαθέσιμη παραγωγή να καλύψει τις ανάγκες του φορτίου.

(β) τον δείκτη LOEP (Loss of Energy Probability). Και αυτός προσδιορίζεται στοχαστικά, και εκφράζει το ποσοστό της συνολικής ενέργειας, στη χρονική περίοδο ενός έτους, που δεν μπορεί να εξυπηρετηθεί από τη διαθέσιμη παραγωγή.

Διεθνώς, τιμές LOLP της τάξεως των ολίγων ωρών έως μίας ημέρας ανά έτος θεωρούνται εν γένει ικανοποιητικές⁵. Αυτό επιτυγχάνεται εύκολα εφόσον η διαθέσιμη εφεδρεία παραγωγής είναι της τάξεως του 15-20% της αναμενόμενης μέγιστης ζήτησης. Γενικά, ο σχεδιασμός του Συστήματος Παραγωγής προκύπτει από ένα συμβιβασμό μεταξύ των απαιτήσεων ικανοποιητικής κάλυψης της ζήτησης (εν προκειμένω αξιοπιστίας) και κόστους.

Υψηλές τιμές των πιο πάνω δεικτών δεν μπορούν να ερμηνεύονται κατά τρόπο ντετερμινιστικό, ότι δηλαδή για συγκεκριμένο αριθμό ωρών θα γίνονται διακοπές στην ηλεκτροδότηση. Βεβαίως, παρέχουν σαφείς ενδείξεις ότι πρέπει να αυξηθεί η εγκαταστημένη ισχύς Ηλεκτρικής Παραγωγής ώστε να καλύπτεται ασφαλώς η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Το Σύστημα Παραγωγής της ΔΕΗ κατά το παρελθόν σχεδιαζόταν με την απαίτηση η μέγιστη τιμή του δείκτη LOLP να μην υπερβαίνει τις 80-100 ώρες, δηλαδή περίπου 1% και δείκτη LOEP σημαντικά μικρότερο του 1%. Με τις προϋποθέσεις αυτές ανταποκρίθηκε μέχρι τώρα ικανοποιητικά στις ανάγκες κάλυψης της ζήτησης.

Η μελέτη κάλυψης της ζήτησης ενέργειας στηρίζεται στην πιθανοτική προσομοίωση της λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής σε ετήσια βάση, για τον χρονικό ορίζοντα 2003-2007. Χρησιμοποιήθηκε μοντέλο σε η/υ που λαμβάνει υπόψη τα FOR⁶ των μονάδων παραγωγής καθώς και τις απαιτήσεις συντήρησης των μονάδων (πακέτο λογισμικού PROSIM). Εξετάζεται κάθε έτος της υπό διερεύνηση περιόδου, με διακριτότητα μίας εβδομάδος ώστε να είναι δυνατή η ρεαλιστική μοντελοποίηση των περιόδων συντήρησης των μονάδων παραγωγής.

Για κάθε έτος που εξετάζεται υπολογίζονται οι δείκτες LOLP και LOEP που προαναφέρθηκαν για την αξιολόγηση των διαφορετικών σεναρίων και την εξαγωγή των συμπερασμάτων.

⁵ 'Least Cost Electric Utility Planning' H. G. Stoll, 1988

⁶ Forced Outage Rate- Ρυθμός-Μη-Προγραμματισμένων-Διακοπών (ΡΜΠΑ, κυρίως λόγω βλαβών)

3.1 Εναλλακτικά Σενάρια που Εξετάζονται

Έχει εξετασθεί ένας μεγάλος αριθμός σεναρίων όσον αφορά τις ακόλουθες παραμέτρους:

3.1.1 Ζήτηση Ενέργειας

Χρησιμοποιούνται τα 2 σενάρια που προαναφέρθηκαν, δηλαδή το Σενάριο ΑΝΑΦΟΡΑΣ και το Σενάριο ΗΠΙΑΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ, όπως και συνοψίζονται στον Πίνακα που ακολουθεί:

Ετος	Σενάριο ΑΝΑΦΟΡΑΣ			Σενάριο ΗΠΙΑΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ		
	Συνολική Ετήσια ζήτηση (GWh)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Μέση Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Ετήσια ζήτηση (GWh)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Μέση Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή
2003	49 900	4.50%	4.2%	48900	3.50%	3.2%
2004	52 100	4.50%		50 700	3.50%	
2005	54 200	4.00%		52 400	3.00%	
2006	56 400	4.00%		54 000	3.00%	
2007	58 700	4.00%		55 600	3.00%	

3.1.2 Αιχμή φορτίου

Χρησιμοποιούνται οι προβλέψεις όπως περιγράφηκαν στο προηγούμενο Κεφάλαιο (για διάστημα εμπιστοσύνης 2σ και 3σ) και συνοψίζονται στον Πίνακα που ακολουθεί :

	2003	2004	2005	2006	2007
Υψηλές Θερμοκρασίες(2σ)	9510	10000	10500	11050	11600
Ακραίες Συνθήκες(3σ)	9790	10300	10850	11420	12000

3.1.3 Διασυνδέσεις

Ιστορικά, οι διασυνδέσεις χρησιμοποιούνται για λόγους βελτίωσης της ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος καθώς και για λόγους οικονομικής λειτουργίας. Συνήθως, οι μελέτες κάλυψης της ζήτησης για το ΕΔΣΜ δεν ελάμβαναν υπόψη τις εισαγωγές ενέργειας, (ούτε για κάλυψη ενέργειας ούτε για κάλυψη αιχμής), θεωρώντας ότι ο κύριος σκοπός των εισαγωγών - εξαγωγών ήταν η βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής.

Την τελευταία χρονική περίοδο οι εισαγωγές χρησιμοποιούνται για κάλυψη απαιτήσεων ισχύος και μερικώς για κάλυψη ενεργειακών αναγκών του ΕΔΣΜ, κατάσταση που αναμένεται να διατηρηθεί και τα επόμενα έτη, μέχρι να εγκατασταθεί νέα ισχύς παραγωγής.

Η δυνατότητα εισαγωγών για κάλυψη ενεργειακών αναγκών του συστήματος (όποτε αυτό είναι απαραίτητο), ενδέχεται στο μέλλον να περιοριστεί, στα πλαίσια της διαφαινόμενης αύξησης του ανταγωνισμού στην περιοχή, ιδιαίτερα μετά τη διασύνδεση της χώρας μας με την Ιταλία.

Στη παρούσα μελέτη αναλύονται τρία πιθανά σενάρια εισαγωγών:

- Δυνατότητα εισαγωγής μέχρι 300 MW (μερική δυνατότητα αξιοποίησης των βορείων διασυνδέσεων. Μοντελοποιείται με μία μονάδα με FOR = 0)

- Δυνατότητα εισαγωγής μέχρι 600 MW (πλήρης δυνατότητα αξιοποίησης των βορείων διασυνδέσεων. Μοντελοποιείται με 2 θερμικές μονάδες με FOR = 0)
- Δυνατότητα εισαγωγής μέχρι 1000 MW (όπως το προηγούμενο σενάριο με επιπλέον αξιοποίηση της διασύνδεσης με Ιταλία κατά την περίοδο αιχμής. Μοντελοποίηση σαν μια μονάδα 400 MW με FOR = 0, διαθέσιμη κατά τους θερινούς μήνες)

3.1.4 Παραγωγή Υδροηλεκτρικών

Εξετάζονται 2 σενάρια παραγωγής υδροηλεκτρικών :

- Μέση-προς-χαμηλή υδραυλικότητα, 3000 GWh / έτος (δεν περιλαμβάνονται τα αντλητικά)
- Υψηλή υδραυλικότητα, 3700 GWh / έτος (δεν περιλαμβάνονται τα αντλητικά)

Στον Πίνακα που ακολουθεί φαίνεται η παραγωγή των Υ/Η μονάδων κατά την τελευταία 10-ετία.

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ	ΑΠΟΔ. ΙΣΧΥΣ	ΣΥΝΟΛ. ΠΑΡ. (GWh)	ΚΑΘ. ΠΑΡ. (GWh)	Συν/στής χρησιμοπο- ήσεως	ΚΑΘ. ΠΑΡ. - Αντληση (GWh)
1991	2512,9	2511,2	3170,1	3149.8	0.14	2869.2
1992	2523,7	2522	2388,3	2370.8	0.11	2072.3
1993	2523,7	2522	2540,5	2524	0.11	2131.2
1994	2523,7	2522	2841,2	2824.2	0.13	2388.3
1995	2523,7	2522	3780,8	3764.1	0.17	3332.9
1996	2523,7	2522	4498,6	4482.6	0.20	4132.8
1997	2803,7	2802	4089,8	4069.7	0.17	3510.4
1998	2976,1	2974,4	3859,8	3836.9	0.15	3256.9
1999	3092,1	3090,4	4820,2	4798	0.18	3984.5
2000	3092,1	3090,4	4079,4	4055.3	0.15	3260.6
2001	3059,7	3059,7	2688,5	2665.4	0.10	1873.4

Πηγή: ΔΕΗ / Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης (2001)

Το σενάριο 3000 GWh είναι ένα “λογικά απαισιόδοξο” σενάριο χαμηλής υδραυλικότητας (παρά τη χαμηλή παραγωγή του 2001) ενώ το σενάριο 3700 GWh θεωρείται “αισιόδοξο”.

3.1.5 Νέες Μονάδες

Σε όλα τα σενάρια που εξετάζονται θεωρούνται σε λειτουργία οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής καθώς και οι ακόλουθες :

- η μονάδα της Φλώρινας (ένταξη 6/2003)
- ο ΥΗΣ Μεσοχώρας (ένταξη το 2005)

Εξετάζεται για τα έτη 2005 έως 2007 η διαδοχική εισαγωγή νέων μονάδων 450 MW, μέγεθος που θεωρείται τυπικό για τις νέες εγκαταστάσεις παραγωγής. Συμπεράσματα για ενδιάμεσα μεγέθη μπορούν να εξαχθούν προσεγγιστικά. Θεωρείται ότι δεν γίνεται απόσυρση μονάδας στην εξεταζόμενη χρονική περίοδο.

3.2 Μοντελοποίηση

3.2.1 Μορφή καμπύλης φορτίου

Χρησιμοποιείται η χρονολογική καμπύλη φορτίου του έτους 2000, δηλαδή ιστορικά στοιχεία με ισχύ ζήτησης για κάθε ώρα του έτους, η οποία προσαρμόζεται σύμφωνα με την θεωρούμενη πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας και αιχμής ισχύος κάθε έτους που εξετάζεται.

3.2.2 Θερμικές μονάδες

Χρησιμοποιείται μοντέλο δύο καταστάσεων λειτουργίας (μονάδα διαθέσιμη ή μη-διαθέσιμη λόγω βλάβης). Η μακροχρόνια πιθανότητα να μην είναι διαθέσιμη μία μονάδα παραγωγής εκφράζεται με τον δείκτη FOR. Για κάθε μονάδα θεωρούνται έως 3 τμήματα (blocks) ισχύος.

Η μέγιστη αποδιδόμενη (καθαρή) ισχύς των μονάδων, τα FOR που χρησιμοποιούνται καθώς και οι απαιτήσεις συντήρησης των μονάδων φαίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β. Δεν επιτρέπεται συντήρηση μονάδων κατά τους μήνες αιχμής.

Επίσης στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β, στη στήλη 'Μειωμένες απαιτήσεις συντήρησης του Πιν. 16, φαίνεται ο ετήσιος μέσος όρος των χρονικών απαιτήσεων συντήρησης των μονάδων για την 3-ετία 2001-2003, όπως αυτός υπολογίζεται από την πραγματοποιηθείσα και την προγραμματισμένη συντήρηση των μονάδων την περίοδο αυτή.

3.2.3 Λειτουργία ΥΗΣ

Γίνεται τροποποίηση της ΚΔΦ, με αποκοπή έως 2000 MW έως το 2004 και αποκοπή έως 2100 MW από το 2005 και μετά (λόγω ένταξης της Μεσοχώρας). Στην ισχύ αυτή δεν περιλαμβάνεται η ισχύς των αντλητικών μονάδων (Θησαυρός και Σφηκιά). Έγινε διερεύνηση και με διαφορετικές προσεγγίσεις χωρίς σημαντική διαφοροποίηση του αποτελέσματος.

3.2.4 Αιολικά

Έχει θεωρηθεί αιολική παραγωγή όπως φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα (η πρόβλεψη είναι συντηρητική ώστε να είμαστε από την ασφαλή πλευρά).

	2003	2004	2005	2006	2007
Ταυτοχρονισμένη μέγιστη ισχύς	220	320	520	620	800
Ενέργεια (GWh)	540	785	1 275	1 520	1 970

Γίνεται τροποποίηση των ωριαίων φορτίων με ομοιόμορφη κατανομή της διαθέσιμης ενέργειας σε ωριαία βάση. Δεν συμμετέχουν στην κάλυψη του φορτίου κατά την περίοδο της θερινής αιχμής (15/6-15/8), όπου συνήθως οι υψηλές θερμοκρασίες συνοδεύονται από άπνοια.

3.2.5 Διασυνδέσεις

Για την προσομοίωση των Διασυνδέσεων θεωρούνται ισοδύναμες μονάδες, (με μηδενικό FOR) μοντελοποιώντας έτσι την δυνατότητα του Συστήματος να παίρνει όση ισχύ χρειάζεται κάθε στιγμή.

3.3 Αποτελέσματα

3.3.1 Κάλυψη ζήτησης

Στον Πιν.8 φαίνονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης της λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής του ΕΔΣΜ για την περίοδο 2003 – 2007. Έχουν αποτυπωθεί τα αποτελέσματα σχετικά με τους δείκτες LOLP και LOEP (στην αντίστοιχη γραμμή καταγράφεται το ύψος της μη-εξυπηρετούμενης ενέργειας σε GWh), για όλους τους δυνατούς συνδυασμούς τιμών των παρακάτω βασικών παραμέτρων (συνολικά $2 \times 2 \times 3 = 12$ σενάρια):

- | | |
|---------------------------|----------------------------------|
| • Ζήτηση ενέργειας: | Βασικό Σενάριο, Ήπια Ζήτηση |
| • Παραγωγή από Υ/Η: | 3700 GWh / έτος, 3000 GWh / έτος |
| • Ισχύς από Διασυνδέσεις: | 300MW, 600 MW, 1000MW |

Πιν.8 : Αποτελέσματα προσομοίωσης λειτουργίας συστήματος Παραγωγής ΕΔΣΜ (2003 – 2007)

Σ1. Βασικό σενάριο ζήτησης, 3000 GWh υδροηλεκτρικά																
		300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων και 400 MW για διασύνδεση με την Ιταλία				
Ετος	Νέα ισχύς	Διασυνδ.	450	900	1350	1800	Διασυνδ.	450	900	1350	1800	Διασυνδ.	450	900	1350	1800
2003	LOEP	590,4					138,8					90,7				
	LLOLP	1679,2					498,8					342,3				
2004	LOEP	1107,9	243,3				356,8	42,4				220,1	16,0			
	LLOLP	2684,6	803,6				1137,9	183,3				791,3	82,2			
2005	LOEP		651	112,1				169,9	14,5				74,8	8,6		
	LLOLP		1768	400,9				606,3	70,2				304,2	44,0		
2006	LOEP			395,9	55,7				87,7	11,0				41,3	6,8	
	LLOLP			1158,1	219,3				328,2	48,7				181,1	34,3	
2007	LOEP			967,5	246,7	30,2			322,1	63,2	9,8			266,5	25,2	5,9
	LLOLP			2254,8	718,8	106,1			957,9	209,0	36,6			831,6	106,5	28,2
Σ2. Βασικό σενάριο ζήτησης, 3700 GWh υδροηλεκτρικά																
		300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων και 400 MW για διασύνδεση με την Ιταλία				
Ετος	Νέα ισχύς	Διασυνδ.	450	900	1350	1800	Διασυνδ.	450	900	1350	1800	Διασυνδ.	450	900	1350	1800
2003	LOEP	345,3					58,3					17,1				
	LLOLP	1133,0					249,5					92,9				
2004	LOEP	706,0	113,2				182,0	13,3				104,1	7,8			
	LLOLP	1941,0	437,5				632,6	66,7				426,5	43,6			
2005	LOEP		293,4	29,4				42,4	6,9				22,3	4,6		
	LLOLP		974,4	128,2				175,9	32,8				108,3	24,9		
2006	LOEP			214,8	24,9				37,2	7,1				24,8	3,9	
	LLOLP			685,5	96,8				138,7	29,3				111,9	19,6	
2007	LOEP			603,6	95,9	22,1			159,9	28,4	7,7			102,6	15,5	4,1
	LLOLP			1615,2	303,3	71,5			502,4	84,9	25,9			376,0	64,7	18,7
Σ3 Ηπιο σενάριο ζήτησης, 3000 GWh υδροηλεκτρικά																
		300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων και 400 MW για διασύνδεση με την Ιταλία				
Ετος	Νέα ισχύς	Διασυνδ.	450	900	1350	1800	Διασυνδ.	450	900	1350	1800	Διασυνδ.	450	900	1350	1800
2003	LOEP	244,5					34,3					37,4				
	LLOLP	863,4					159,0					174,4				
2004	LOEP	544,0	62,7				117,9	48,3				53,3	6,3			
	LLOLP	1622,1	250,1				440,1	9,8				231,2	33,4			
2005	LOEP		222,8	23,2				43,1	5,8				19,5	3,3		
	LLOLP		710,8	97,4				168,6	26,1				94,5	18,1		
2006	LOEP			83,5	15,4				20,8	5,3				11,5	2,5	
	LLOLP			284,9	56,3				70,2	19,9				52,7	11,7	
2007	LOEP			226,0	48,3	13,5			64,4	18,9	5,6			35,5	8,5	2,3
	LLOLP			633,8	131,2	37,5			173,4	49,7	16,4			123,9	31,9	8,8

Σ4 Ηπιο σενάριο ζήτησης, 3700 GWh υδροηλεκτρικά																
		300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων					600MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων και 400 MW για διασύνδεση με την Ιταλία				
	Νέα ισχύς	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW
2003	LOEP	117,2					14,0					8,3				
	LOLP	466,3					74,0					46,0				
2004	LOEP	319,8	35,7				55,0	6,4				36,8	3,5			
	LOLP	1056,5	149,2				212,7	30,1				156,6	20,1			
2005	LOEP		121,2	13,3				22,9	4,1				14,0	1,9		
	LOLP		410,9	53,9				90,0	17,2				67,7	10,1		
2006	LOEP			49,4	11,3				16,7	4,3				7,0	1,7	
	LOLP			150,6	36,0				50,1	14,2				29,5	7,3	
2007	LOEP			134,8	37,4	11,5			48,0	16,2	5,1			24,2	6,7	1,9
	LOLP			366,5	86,1	28,9			107,6	38,0	14,0			75,2	22,1	6,7

Από την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται στον Πιν.8 μπορούμε να καταλήξουμε στα ακόλουθα σενάρια αύξησης της εγκατεστημένης παραγωγής με κριτήριο τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών, δηλαδή δείκτη LOLP της τάξεως του 1% (περίπου 90 ώρες ή μικρότερο) και μη-εξυπηρετούμενη ενέργεια της τάξεως των 50-60 GWh (περίπου 1‰).

(Α) Σενάριο ‘Δυσμενών Συνθηκών’. Καλύπτει τις απαιτήσεις υπό δυσμενείς συνθήκες, εξέλιξης του φορτίου ακόμη και με χαμηλή παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων και μικρή έως μέση εξάρτηση από εισαγωγές. Απαιτείται νέα ισχύς ως εξής:

Πιν. 9: Απαιτούμενη ισχύς – Σενάριο Δυσμενών Συνθηκών

2005	2006	2007
900 MW	1350 MW	1800 MW

(Β) Σενάριο Αναφοράς. Καλύπτει τις απαιτήσεις στις πλείστες των περιπτώσεων εξέλιξης του φορτίου. Η κάλυψη των αναγκών βασίζεται στις εισαγωγές και σε μερικές περιπτώσεις η εξάρτηση αυτή είναι σημαντική. Απαιτείται νέα ισχύς ως εξής:

Πιν. 10: Απαιτούμενη ισχύς – Σενάριο Αναφοράς

2005	2006	2007
900 MW	1200 MW	1500 MW

(Γ) Σενάριο ‘υπό Ευνοϊκές Συνθήκες’. Καλύπτει τις απαιτήσεις στις περιπτώσεις όπου συνδυάζονται ευνοϊκές εν γένει συνθήκες προβλέψεων και εν γένει η κάλυψη της ζήτησης εξαρτάται καθοριστικά από τις εισαγωγές. Απαιτείται νέα ισχύς ως εξής:

Πιν. 11: Απαιτούμενη ισχύς – Σενάριο Ευνοϊκών Συνθηκών

2005	2006	2007
600 MW	900 MW	1200 MW

Στη συνέχεια γίνεται περαιτέρω διερεύνηση με στόχο να εξετασθεί μέσω ανάλυσης ευαισθησίας:

A) η επίδραση στους δείκτες επίδοσης του Συστήματος Παραγωγής της θεωρούμενης αιχμής, καθώς είναι το μέγεθος με την μεγαλύτερη αβεβαιότητα

B) το μέγεθος της ελάχιστης απαιτούμενης νέας ισχύος, θεωρώντας την πλέον ευνοϊκή εξέλιξη των σχετικών παραμέτρων

Συγκεκριμένα, μελετώνται επιπλέον σενάρια, με μάλλον ευνοϊκές, αλλά εύλογες συνθήκες για το Σύστημα Παραγωγής, ως εξής:

- Εισαγωγές 600 MW
- Συντήρηση μονάδων : ‘Μειωμένες’ απαιτήσεις (βλ. Πιν. 16)

και ταυτόχρονα

- μείγμα ‘ευνοϊκών’ και ‘δυσμενών’ συνθηκών για τις υπόλοιπες μεταβλητές:

Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πιν. 12

Πιν. 12: Δείκτες επίδοσης Συστήματος Παραγωγής – Συμπληρωματική Διερεύνηση

Βασικό σενάριο ζήτησης, αιχμή 36,3700 GWh υδροηλεκτρικά και 2X300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων

	Νέα ισχύς	0 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW
2003	LOEP(GWh)	283,0	6,7				
	LOLP (ώρες/έτος)	1001,7	34,7				
2004	LOEP(GWh)	677,8	35,0				
	LOLP (ώρες/έτος)	1909,3	128,1				
2005	LOEP(GWh)		102,2	17,7			
	LOLP (ώρες/έτος)		329,6	58,8			
2006	LOEP(GWh)		406,9	76,5	19,4		
	LOLP (ώρες/έτος)		1148,9	214,4	54,1		
2007	LOEP(GWh)		1071,7	274,1	64,7	21,5	6,1
	LOLP (ώρες/έτος)		2496,2	720,3	149,6	49,6	17,0

Βασικό σενάριο ζήτησης, αιχμή 2σ 3700 GWh υδροηλεκτρικά και 2 μονάδες 300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων)

	Νέα ισχύς	0 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW
2003	LOEP(GWh)	277,5	5,2				
	LOLP (ώρες/έτος)	1012,0	30,1				
2004	LOEP(GWh)	675,8	17,4				
	LOLP (ώρες/έτος)	2011,1	80,7				
2005	LOEP(GWh)		79,3	10,2			
	LOLP (ώρες/έτος)		295,2	45,6			
2006	LOEP(GWh)		403,8	48,1	9,2		
	LOLP (ώρες/έτος)		1227,4	165,5	35,9		
2007	LOEP(GWh)		1059,2	211,9	41,4	9,6	2,6
	LOLP (ώρες/έτος)		2559,8	632,8	123,0	32,1	9,6

Ήπιο σενάριο ζήτησης, αιχμή 2σ ,3000 GWh υδροηλεκτρικά και 2 μονάδες 300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων

	Νέα ισχύς	0 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW
2003	LOEP(GWh)	274,6	5,2				
	LOLP (ώρες/έτος)	985,2	30,2				
2004	LOEP(GWh)	497,5	13,1				
	LOLP (ώρες/έτος)	1574,7	60,5				
2005	LOEP(GWh)		43,5	7,2			
	LOLP (ώρες/έτος)		165,6	31,4			
2006	LOEP(GWh)		166,2	27,0	6,4		
	LOLP (ώρες/έτος)		524,1	83,4	23,3		
2007	LOEP(GWh)		431,6	86,6	23,8	6,6	2,0
	LOLP (ώρες/έτος)		1147,4	231,2	59,1	19,3	6,9

Βασικό σενάριο ζήτησης, αιχμή 3σ 3000 GWh υδροηλεκτρικά και 2 μονάδες 300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων)

	Νέα ισχύς	0 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW
2003	LOEP(GWh)	584,4	11,7				
	LOLP (ώρες/έτος)	1795,1	61,9				
2004	LOEP(GWh)	1053,8	41,0				
	LOLP (ώρες/έτος)	2736,6	161,6				
2005	LOEP(GWh)		175,4	24,5			
	LOLP (ώρες/έτος)		602,9	90,9			
2006	LOEP(GWh)		676,2	110,7	23,0		
	LOLP (ώρες/έτος)		1843,6	342,0	72,1		
2007	LOEP(GWh)		1527,2	474,8	89,7	24,7	6,7
	LOLP (ώρες/έτος)		3166,8	1224,3	245,3	65,3	20,5

Βασικό σενάριο ζήτησης, αιχμή 2σ, μειωμένες απαιτήσεις συντήρησης, 3000 GWh υδροηλεκτρικά και 2 μονάδες 300 MW για προσομοίωση των βορείων διασυνδέσεων

	Νέα ισχύς	0 MW	Διασυνδ.	450 MW	900 MW	1350 MW	1800 MW
2003	LOEP(GWh)	586,2	10,9				
	LOLP (ώρες/έτος)	1821,2	61,5				
2004	LOEP(GWh)	1103,5	45,9				
	LOLP (ώρες/έτος)	2817,4	204,2				
2005	LOEP(GWh)		181,4	18,7			
	LOLP (ώρες/έτος)		662,4	88,2			
2006	LOEP(GWh)		707,7	111,7	13,3		
	LOLP (ώρες/έτος)		1982,7	369,3	56,7		
2007	LOEP(GWh)		1526,4	461,2	75,5	11,8	3
	LOLP (ώρες/έτος)		3313,7	1253,7	237,1	43,1	11,6

Από την διερεύνηση συνάγονται τα εξής:

- Οι διαφορές λόγω μικρότερης αιχμής δεν είναι σημαντικές. Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι η διάρκεια της αιχμής είναι μικρή, γύρω στις 50 ώρες τον χρόνο
- Η διατήρηση μειωμένων προγραμμάτων συντήρησης έχει ευνοϊκή επίπτωση στην κάλυψη της ζήτησης. Δεν πρέπει, όμως, να υποβαθμιστεί το γεγονός ότι τα προγράμματα αυτά θα δημιουργήσουν μετά από μερικά χρόνια σημαντικά προβλήματα στην αξιοπιστία των μονάδων.
- Τα σενάρια (Α), (Β) και (Γ) που προκύπτουν από τον Πίνακα 6 είναι αποδεκτά.

Τέλος, θα μπορούσε να διαμορφωθεί ένα τελευταίο σενάριο (Δ), με το χαρακτηρισμό ως σενάριο 'Εκτάκτων Συνθηκών' που προϋποθέτει ευνοϊκή συγκυρία πρακτικά όλων των παραμέτρων που εξετάζονται:

Πιν. 13: Απαιτούμενη ισχύς – Σενάριο 'Εκτάκτων Συνθηκών'

2005	2006	2007
450 MW	600 MW	900 MW

3.3.2 Κάλυψη αιχμής

Για τον καθορισμό της απαραίτητης ισχύος προς κάλυψη της αιχμής του ΕΔΣΜ, λαμβάνονται υπόψη οι απαιτήσεις της UCTE. Σύμφωνα με αυτές, κατά την λειτουργίας του συστήματος (κάθε ώρα) η εφεδρεία ισχύος πρέπει να μπορεί να καλύψει την απώλεια παραγωγής που αντιστοιχεί στο μέγιστο των παρακάτω τιμών :

- είτε στη μεγαλύτερη εν λειτουργία μονάδα παραγωγής
- είτε στη μεγαλύτερη διασύνδεση
- είτε στο 5% του φορτίου.

Για το ΕΔΣΜ, τα παραπάνω διαμορφώνουν απαίτηση εφεδρείας περίπου 500 MW.

Η ως άνω εφεδρεία μπορεί κατά περίπτωση να συνίσταται από:

- Εφεδρεία που περιλαμβάνεται στη δευτερεύουσα ρύθμιση
- Στατή Εφεδρεία που μπορεί να είναι διαθέσιμη στο σύστημα εντός 15-λέπτου
- Δυνατότητα μείωσης φορτίου πελατών που είναι συμβολαιοποιημένη.
- Εφεδρεία που είναι συμβολαιοποιημένη από γειτονικά δίκτυα μέσω διασυνδέσεων

Στη συνέχεια παρατίθεται σχετικοί πίνακες που αφορούν ώρες θερινής αιχμής για την επόμενη 5-ετία, τόσο για ακραίες τιμές της αιχμής όσο και για πιο ήπιες συνθήκες αιχμής. Επίσης θεωρούνται σενάρια με εξάρτηση από τις Βόρειες διασυνδέσεις καθώς και σενάρια με εξάρτηση από το σύνολο των διασυνδέσεων της χώρας.

Επίσης, θεωρούνται τα εξής:

- (α) καμία μονάδα από τις υπάρχουσες δεν έχει αποσυρθεί,
- (β) δεν υπάρχει μονάδα σε προγραμματισμένη συντήρηση,
- (γ) μία θερμική μονάδα 300 MW δεν είναι διαθέσιμη λόγω βλάβης.

(δ) όλες οι υπόλοιπες μονάδες ευρίσκονται τεχνικά σε κατάσταση ώστε να αποδίδουν την ονομαστική τους ισχύ.

Έτσι, για τα στιγμιότυπα της μέγιστης αιχμής καταρτίζονται οι παρακάτω πίνακες:

Πιν. 14: Ανάλυση εφεδρείας για στιγμιότυπα της ετήσιας αιχμής ζήτησης του ΕΔΣΜ

		2003	2004	2005	2006	2007
	Εγκ/νη Ισχύς (Υ/ΗΣ Μεσοχώρας, 160 MW, από 2005)	10100	10100	10260	10260	10260
	Μειωμένη Διαθεσιμότητα θερμικών μονάδων σε περιόδους υψηλών θερμοκρασιών)	200	200	200	200	200
	Μειωμένη Διαθεσιμότητα Υ/Η μονάδων (π.χ. λόγω χαμηλής στάθμης)	100	100	100	100	100
	Διασυνδέσεις	600	600	600	600	600
	Βλάβη σε μονάδα 300 MW	300	300	300	300	300
	Νέα Ισχύς (Σενάριο Β)	0	0	900	1200	1500
	<i>Αιχμή (+3σ)</i>	<i>9800</i>	<i>10300</i>	<i>10850</i>	<i>11420</i>	<i>12000</i>
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (με εισαγωγές έως 600 , αιχμή 3 σ)	300	-200	310	40	-240
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (με εισαγωγές έως 1000, αιχμή 3σ)	700	200	710	440	160
	<i>Αιχμή 2σ</i>	<i>9510</i>	<i>10000</i>	<i>10500</i>	<i>11050</i>	<i>11600</i>
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (με εισαγωγές έως 600, αιχμή 2σ)	590	100	660	410	160
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (με εισαγωγές έως 1000, αιχμή 2σ)	990	500	1060	810	560
	Νέα Ισχύς (Σενάριο Γ)	0	0	600	900	1200
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (με εισαγωγές έως 600, αιχμή 2σ)	590	100	360	110	-140
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (με εισαγωγές έως 1000, αιχμή 2σ)	990	500	760	510	260

Στον Πιν. 14 δίδονται οι εκτιμήσεις για την εφεδρεία σε στιγμιότυπο αιχμής για την επόμενη πενταετία με εύλογες παραδοχές ως προς τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής του Συστήματος. Συγκρίνονται δύο σενάρια αιχμής και δύο σενάρια εγκατάστασης νέων μονάδων παραγωγής (σενάρια Β & Γ του κεφ.3.3.1). Μέχρι την εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής είναι προφανές ότι απαιτείται μεγάλη εξάρτηση από τις εισαγωγές κατά τις ώρες αιχμής. Η απαιτούμενη εφεδρεία θα διασφαλίζεται από Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς ώστε να καλύπτονται οι απαιτήσεις – οδηγίες της UCTE για αναπλήρωση ελλείμματος παραγωγής που θα προκληθεί από απώλεια μονάδος (ων), εντός ολίγων λεπτών. Παράλληλα πρέπει να εκπονηθεί ένα πρόγραμμα «μείωσης του

φορτίου» (Load Management) .Τούτο μπορεί να περιλάβει συμφωνημένες μειώσεις φορτίου ορυχείων, βιομηχανικών, καταναλωτών, αντλήσεων κ.λ.π. σε συνδυασμό με μέτρα τιμολογιακής πολιτικής για τον πιο πάνω σκοπό. Το αποτέλεσμα στις δυνατότητες κάλυψης της αιχμής θα είναι άμεσο ενώ η επίπτωση στη γενικότερη εξυπηρέτηση των καταναλωτών θα είναι μηδαμινή.

Για την τριετία 2005 έως 2007 οι συγκρίσεις γίνονται με το σενάριο Αναφοράς και το Σενάριο Ευνοϊκών Συνθηκών όσον αφορά τη νέα εγκαταστημένη ισχύ παραγωγής. Συμπεράσματα για πιο ευνοϊκά ή πιο δυσμενή σενάρια νέας παραγωγής εξάγονται εύκολα από τον Πίνακα 14, (απαιτούν μόνο αλγεβρικές πράξεις). Το σενάριο Αναφοράς καλύπτει τις απαιτήσεις εφεδρείας υπό σχετικά ευνοϊκές συνθήκες αιχμής αλλά στο τέλος της περιόδου απαιτεί και πάλι πολύ μεγάλη εξάρτηση από τις εισαγωγές. Το σενάριο (Α) του κεφ. 3.3.1 προφανώς θα καλύπτει τις απαιτήσεις εφεδρείας προς το τέλος της περιόδου με μικρότερο ρίσκο. Σενάρια χαμηλότερης εγκατεστημένης ισχύος από το σενάριο Αναφοράς θα οδηγήσουν σε αυξημένο επίπεδο κινδύνου για την αντιμετώπιση και την κάλυψη της αιχμής ιδιαίτερα σε συνθήκες ακραίων αιχμών και σε διατήρηση της μεγάλης εξάρτησης από εισαγωγές. Το σενάριο (Δ) της προηγούμενης παραγράφου κρίνεται ως τελείως ανεπαρκές.

4. Συμπεράσματα – Προτάσεις

Από την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων της διερεύνησης κάλυψης της ζήτησης (Ενέργεια) και κάλυψης της αιχμής (Ισχύς), προκύπτει ότι είναι επιτακτική η ανάγκη εγκατάστασης νέων μονάδων παραγωγής. Στον Πίνακα που ακολουθεί συνοψίζονται τα συμπεράσματα της μελέτης, όπως προκύπτουν από την αξιολόγηση τόσο των αποτελεσμάτων κάλυψης της ζήτησης όσο και κάλυψης της αιχμής.

Πιν. 15: Ανάγκες σε νέα παραγωγή για κάλυψη της ζήτησης ενέργειας κατά την περίοδο 2005-2007

ΣΕΝΑΡΙΟ (ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ)	2005	2006	2007
A Σενάριο Δυσμενών Συνθηκών	900 MW	1350 MW	1800 MW
B Σενάριο Αναφοράς	900 MW	1200 MW	1500 MW
Γ Σενάριο Ευνοϊκών Συνθηκών	600 MW	900 MW	1200 MW

Το Σενάριο (Α) «Δυσμενών Συνθηκών» καλύπτει τις ανάγκες του Συστήματος με υψηλή πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας, πολύ υψηλή πρόβλεψη αιχμής, υπό δυσμενή υδραυλικότητα και με μικρή εξάρτηση από τις εισαγωγές.

Το Σενάριο (Β) «Αναφοράς», καλύπτει τις ανάγκες του Συστήματος με υψηλή πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας, υψηλή αιχμή (όχι ακραίες θερμοκρασιακές συνθήκες) και σημαντική εξάρτηση από τις εισαγωγές σε μέση προς χαμηλή υδραυλικότητα.

Το σενάριο (Γ) καλύπτει τις απαιτήσεις ζήτησης ενέργειας υπό ευνοϊκές εν γένει συνθήκες εξέλιξης της ζήτησης ενέργειας, αλλά με σημαντική εξάρτηση από τις εισαγωγές. Όμως σε περιπτώσεις πολύ υψηλών αιχμών δημιουργείται πρόβλημα στην κάλυψη της απαιτούμενης εφεδρείας ισχύος.

Τονίζεται στο σημείο αυτό ότι το θέμα της κάλυψης των απαιτήσεων εφεδρείας σύμφωνα με τις ισχύουσες οδηγίες της UCTE παρουσιάζεται ιδιαίτερα κρίσιμο και σε περιπτώσεις, καθοριστικό για τον προσδιορισμό των απαιτήσεων σε νέες μονάδες παραγωγής.

Επίσης, είναι γνωστό από το παρελθόν ότι η πρόβλεψη της εξέλιξης της αιχμής παρουσιάζει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας. Στο πρόσφατο παρελθόν (έτος 2000) η αύξηση της αιχμής κατά 16% από το προηγούμενο έτος και από τις σχετικές προβλέψεις είχε αιφνιδιάσει τους σχεδιαστές του συστήματος.

Σύμφωνα με τα πιο πάνω, ο ΔΕΣΜΗΕ θεωρεί ότι οι ανάγκες σε νέα ισχύ ώστε να εξασφαλίζεται η αξιόπιστη τροφοδότηση της ζήτησης κατά την επόμενη περίοδο είναι αυτές του πιο πάνω Σεναρίου Β. Η πιο πάνω απαίτηση προκύπτει δεδομένου ότι για το ΔΕΣΜΗΕ η ασφάλεια τροφοδότησης είναι

μείζων υποχρέωσή του. Επίσης έχουν συνεκτιμηθεί και τυχαίοι παράγοντες και αβεβαιότητες που αφορούν :

- Την τήρηση των χρονοδιαγραμμάτων των έργων παραγωγής και μεταφοράς
- Περιορισμούς Συστήματος Μεταφοράς
- Τυχαίες μεγάλες βλάβες μονάδων, που δεν είναι προβλέψιμες
- Την διαθεσιμότητα ενέργειας από τις διασυνδέσεις.
- Την παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων.

Δεδομένου ότι δεν φαίνεται να υπάρχει άμεση δυνατότητα νέων μονάδων μέχρι το 2005 πρέπει άμεσα να εκπονηθεί πρόγραμμα “Περιορισμού Φορτίου” (Load Management) που μπορεί να εφαρμοστεί σε κρίσιμες καταστάσεις δηλαδή τις ημέρες υψηλού φορτίου το θέρος. Τούτο μπορεί να περιλάβει συμφωνημένες μειώσεις φορτίου ορυχείων, βιομηχανικών, καταναλωτών, αντλήσεων κ.λ.π. σε συνδυασμό με μέτρα τιμολογιακής πολιτικής για τον πιο πάνω σκοπό. Η ευνοϊκή επίπτωση στις δυνατότητες κάλυψης της αιχμής θα είναι άμεση ενώ η επίπτωση στη γενικότερη εξυπηρέτηση των καταναλωτών θα είναι μηδαμινή.

Τέλος θεωρούμε χρήσιμο να επισημάνουμε, όπως έχει τονισθεί και σε προηγούμενες μελέτες, την αναγκαιότητα εγκατάστασης νέας παραγωγής στο νότιο μέρος του Συστήματος κατά προτεραιότητα. Είναι γνωστό χαρακτηριστικό του Συστήματος η συγκέντρωση μεγάλου δυναμικού παραγωγής στο Βορρά, όπου υπάρχουν και οι διασυνδέσεις, ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο. Στο παρελθόν, ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες, τούτο είχε ως συνέπεια προβλήματα χαμηλών τάσεων στο Νότιο Σύστημα. Την τελευταία πενταετία καταβλήθηκε σημαντική προσπάθεια αντιμετώπισης των προβλημάτων αυτών με πολύ καλά αποτελέσματα. Επίσης έχουν προγραμματισθεί και υλοποιούνται, σημαντικά έργα Μεταφοράς προς αντιμετώπιση των σχετικών προβλημάτων. Παρ’ όλα αυτά, η συνεχιζόμενη αύξηση του φορτίου που προκαλεί την ανάγκη ανάπτυξης νέων μονάδων παραγωγής, επιβάλλει την εγκατάσταση ενός σημαντικού ποσοστού των νέων μονάδων νοτιότερα του γεωγραφικού άξονα όπου ήδη υπάρχει μεγάλη συγκέντρωση παραγωγής. Σε αντίθετη περίπτωση θα διαταραχθεί περαιτέρω το ισοζύγιο παραγωγής-φορτίου Βορρά - Νότου.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β' – Άλλα χρησιμοποιούμενα Δεδομένα και Αποτελέσματα

1 Θερμικές Μονάδες

Πιν. 16: Τεχνικά στοιχεία θερμικών μονάδων

ΟΝΟΜΑΣΙΑ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	P.M.Π.Δ. FOR %)	ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ (ΕΒΔΟΜΑΔΕΣ)	ΜΕΙΩΜΕΝΕΣ ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ (ΕΒΔΟΜΑΔΕΣ)
	(1)	(2)	(3)	(4)
Αν. Γεώργιος 8	151			
Αν. Γεώργιος 9	188			
ΑΛΙΒΕΡΙ III	144			
ΑΛΙΒΕΡΙ IV	144			
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ I	64			
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ II	116			
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ III	116			
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ IV	274			
ΚΑΡΔΙΑ I	275			
ΚΑΡΔΙΑ II	275			
ΚΑΡΔΙΑ III	275			
ΚΑΡΔΙΑ IV	275			
Αν. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ I	276			
Αν. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ II	276			
Αν. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ III	284			
Αν. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ IV	284			
Αν. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	342			
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ I	115			
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ II	115			
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ III	275			
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ B	270			
ΛΑΥΡΙΟ I (πετρ.)	143			
ΛΑΥΡΙΟ II (πετρ.)	287			
Σ.Κ ΛΑΥΡΙΟΥ (μικρό)	173			
Σ.Κ ΛΑΥΡΙΟΥ (μεγάλο)	550			
ΛΙΠΤΟΛ	38			
ΑΜΥΝΤΑΙΟ I	279			
ΑΜΥΝΤΑΙΟ II	279			
ΚΟΜΟΤΗΝΗ	470			
ΦΛΩΡΙΝΑ (από 6/2003)	292			
ΣΥΝΟΛΟ	7,045			

(*) αντικατοπτρίζει μειωμένη διαθεσιμότητα λόγω περιβαλλοντικών περιορισμών

Πηγή: (1) ΔΕΗ / Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης (2001), ΔΕΗ/ΔΣΠ (2001)

(2), (3) ΔΕΗ, ΔΕΣΜΗΕ (βλ. Παρ/μα Α)

(4) ΔΕΣΜΗΕ / ΕΚΕΕ, ΔΕΗ/Δση Διαχείρισης Ενέργειας –Ιουν.2002

2. Υ/Η Μονάδες

Πιν. 17: Τεχνικά στοιχεία Υδροηλεκτρικών μονάδων

ΣΤΑΘΜΟΙ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΠΟΛΥΦΥΤΟ	375	375
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437	437
ΚΑΣΤΡΑΚΙ	320	320
ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	130	130
ΛΑΔΩΝΑΣ	70	70
ΑΓΡΑΣ	50	50
ΕΛΕΣΣΑΙΟΣ	19	19
ΛΟΥΡΟΣ	10.3	10.3
ΠΟΥΡΝΑΡΙ (Ι, ΙΙ)	333.6	333.6
ΑΣΩΜΑΤΑ	108	108
ΣΤΡΑΤΟΣ (Ι, ΙΙ)	156.2	156.2
ΓΚΙΩΝΑ	8.5	8.5
ΠΗΓΕΣ ΑΘΟΥ	210	210
ΜΑΚΡΟΧΩΡΙ	10.8	10.8
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	116	116
ΒΕΡΟΙΑ	1.8	1.8
ΓΛΑΥΚΟΣ	3.7	3.7
ΣΕΡΡΕΣ	0.7	0.7
ΣΥΝΟΛΟ	2360.6	2360.6
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	384	384
ΣΦΗΚΙΑ	315	315
ΣΥΝΟΛΟ ΑΝΤΛΗΤΙΚΩΝ	699	699
ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ	3059.6	3059.6

Πηγή: ΔΕΗ / Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης (2001)

