



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχ. και Μηχανικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος
Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΘΕΜΑ 3ο

ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ & ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΣΤΟΙΧΕΙΩΔΟΥΣ ΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ

Μεταπτυχιακή Εργασία
του
Γεώργιου Τσεκούρα

για το μεταπτυχιακό μάθημα «Ανάπτυξη Συστήματος Παραγωγής,
Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας»

Υπεύθυνος Εργασίας : Καθηγητής Μ.Παπαδόπουλος

Αθήνα, Ιούλιος 2000

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	ΕΡΩΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ & ΒΑΣΙΚΟΙ ΟΡΙΣΜΟΙ	1
1.1	Ερωτήματα της Εξαμηνιαίας Εργασίας	1
1.2	Βασικά Βήματα κατά το Σχεδιασμό & την Ανάπτυξη των Δικτύων Διανομής	2
1.3	Βασικές Οικονομικές Έννοιες	2
1.3.1	Αναγωγή δαπανών σε κοινό χρόνο	3
1.3.2	Αξία χρήσης μίας εγκατάστασης	3
1.3.3	Κοστολόγηση απωλειών	4
1.4	Τεχνικά Όρια	5
1.5	Σχεδιασμός της Ανάπτυξης των Δικτύων Διανομής	7
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	ΒΑΣΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ	8
2.1	Εισαγωγή στη Βέλτιστη Επέκταση Δικτύου	8
2.2	Έλεγχος Ορθής Λειτουργίας Δικτύου Διανομής το Έτος 0	8
2.3	Αναλυτική Εύρεση Αύξησης Φορτίου	10
2.4	Προσδιορισμός της Ελάχιστης Αναγκαίας Τεχνικής Λύσης κατά το Έτος 10	10
2.5	Προσδιορισμός Οικονομικών Λύσεων του Δικτύου	11
2.6	Συνδυασμός Ελάχιστης και Μέγιστης Επέκτασης του Δικτύου	13
2.7	Εξέταση Όλων των Δυνατών Τρόπων Επίλυσης του Προβλήματος	14
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	ΕΥΡΕΣΗ & ΕΠΙΛΟΓΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΛΥΣΗΣ	18
3.1	Εκτέλεση Προγράμματος & Συνοπτική Παρουσίαση Αποτελεσμάτων	18
3.2	Υπόλοιπες Παρατηρήσεις	20
3.3	Εκτέλεση Προγράμματος & Συνοπτική Παρουσίαση Αποτελεσμάτων μεταβάλλοντας το Κόστος Απώλειας Ισχύος	21
3.4	Υπόλοιπες Παρατηρήσεις σε σχέση με την Εκτέλεση των Προγραμμάτων και την Ευαισθησία της Λύσης σε Οικονομικούς Παράγοντες	23
3.5	Εκτέλεση Προγράμματος Δεύτερης Μεθοδολογίας	24
3.6	Επιλογή Βέλτιστης Λύσης	25
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1	ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΕΚΤΥΠΩΣΗ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΩΝ ΣΕ FORTRAN	26
Π 1.1	Πρόγραμμα χωρίς τη λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας	26
Π 1.2	Πρόγραμμα με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση	33

Π 1.3	Πρόγραμμα με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση	41
Π 1.4	Σχολιασμός Προγραμμάτων	49
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΕΚΤΕΛΕΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ		50
Π 2.1	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων χωρίς τη λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας	50
Π 2.2	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση	51
Π 2.3	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση	51
Π 2.4	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων χωρίς τη λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας με Αλλαγή του Κόστους Απωλειών Ισχύος	52
Π 2.5	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση με Αλλαγή του Κόστους Απωλειών Ισχύος	53
Π 2.6	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση με Αλλαγή του Κόστους Απωλειών Ισχύος	54
Π 2.7	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων χωρίς τη λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας με Χρήση Αρχικών Συνθηκών Δεύτερης Μεθοδολογίας	55
Π 2.8	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση με Χρήση Αρχικών Συνθηκών Δεύτερης Μεθοδολογίας	55
Π 2.9	Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση με Χρήση Αρχικών Συνθηκών Δεύτερης Μεθοδολογίας	56
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ		58
Π 3.1	Ελληνική Βιβλιογραφία	58
Π 3.2	Ξένη Βιβλιογραφία	58

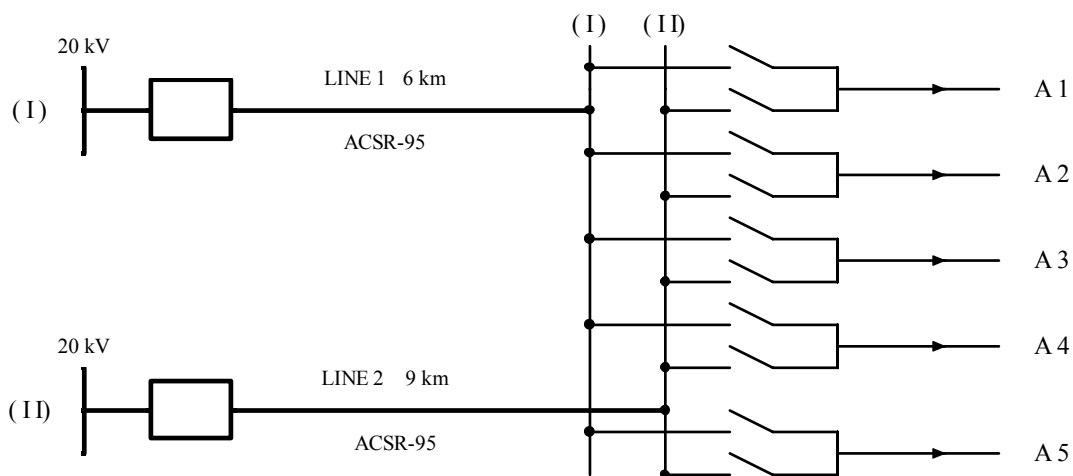
ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΠΡΩΤΟ

ΕΡΩΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ & ΒΑΣΙΚΟΙ ΟΡΙΣΜΟΙ

1.1 Ερωτήματα της Εξαμηνιαίας Εργασίας

Το θέμα της παρούσας εργασίας αφορά το δίκτυο διανομής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και διατυπώθηκε ως εξής :

«Δίνεται στο παρακάτω σχήμα το δίκτυο διανομής, το οποίο αποτελείται από δύο εναέριες γραμμές τροφοδοσίας τύπου ACSR-95 μήκους 6 και 9 km, οι οποίες αναχωρούν από «άπειρους» ζυγούς των 20kV και φθάνουν στο διπλό ζυγό τροφοδοσίας ενός υπόγειου δικτύου, όπου υπάρχουν πέντε αναχωρήσεις με τη δυνατότητα να τροφοδοτηθούν μέσω των δύο διακοπών είτε από τη μία, είτε από την άλλη γραμμή.



Για τις εναέριες γραμμές ACSR-95 δίνονται τα ακόλουθα στοιχεία :

- $Z = 0,22 + j 0,37 \Omega/\text{km}$
- Θερμικό όριο φόρτισης : 10 MVA
- Όριο πτώσης τάσης : 6 %
- Κόστος κατασκευής : 6.000.000 δρχ/km
- Κόστος αναχώρησης 20kV: 15.000.000 δρχ
- Κόστος απωλειών : 40.000 δρχ/kW & 10 δρχ/kWh

Για τις υπόγειες γραμμές δίνεται ότι το οριακό φορτίο είναι 3 MVA και ότι τα φορτία του υπόγειου δικτύου μπορούν να κατανέμονται στις αναχωρήσεις.

Για τα φορτία έχουμε ότι :

- Αρχικό έτος μελέτης (έτος 0) : 15 MVA, $\cos\phi=0,8$ (επαγωγικό)
- Ετήσιος ρυθμός αύξησης : 7%
- Ετήσιος συντελεστής φορτίου & συντελεστής απωλειών : $\Sigma\Phi = 0,4$, $\Sigma A = 0,232$

Τέλος δίνονται τα ακόλουθα στοιχεία γενικά στοιχεία:

- Περίοδος μελέτης : 10 έτη
- Επιτόκιο : 6 %
- Τεχνική διάρκεια ζωής : 10 έτη
- Ποσοστό αποξήλωσης : 25 %

Ζητούμενο της εργασίας είναι η βέλτιστη επέκταση του δικτύου μέσης τάσης για την περίοδο μελέτης στηριζόμενοι σε τεχνικοοικονομικά κριτήρια.»

1.2 Βασικά Βήματα κατά το Σχεδιασμό & την Ανάπτυξη των Δικτύων Διανομής

Σκοπός της παρούσας εξαμηνιαίας εργασίας είναι να τονισθεί η σημασία των τεχνικοοικονομικών κριτηρίων βάση των οποίων γίνεται η βέλτιστη επέκταση των δικτύων διανομής στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Συγκεκριμένα κατά το σχεδιασμό της ανάπτυξης των δικτύων διανομής εκτελούνται τα ακόλουθα βήματα :

◊ **Ανάλυση υφιστάμενης κατάστασης δικτύου** : Στην παρούσα φάση γίνεται ανάλυση της κατάστασης που βρίσκεται το δίκτυο από τεχνική –θερμικά όρια, πτώση τάσης κτλ.- και από οικονομική σκοπιά - οικονομική λειτουργία του δικτύου.

◊ **Προσδιορισμός αναμενόμενης εξέλιξης φορτίων** : Κατ' αυτήν τη φάση γίνεται η πρόβλεψη φορτίων για όλη τη θεωρούμενη περίοδο μελέτης χρησιμοποιώντας μεθόδους, όπως την προεκβολή της εξέλιξης των φορτίων των προηγούμενων ετών, τη συσχέτιση ανάπτυξης φορτίων με οικονομικά, δημογραφικά και λοιπά στοιχεία, το συνδυασμό των δύο προηγούμενων.

◊ **Επιλογή των δυνατών τεχνικών λύσεων** : Καθορίζονται οι διάφορες δυνατές τεχνικές λύσεις ανάπτυξης του δικτύου, δηλαδή τα αναγκαία έργα που πρέπει να εκτελεστούν κατά καιρούς, ώστε να είναι δυνατή η εύρυθμη λειτουργία του δικτύου και η κανονική εξυπηρέτηση του φορτίου.

◊ **Επιλογή βέλτιστης τεχνικοοικονομικής λύσης** : Επιλέγεται εκείνη η τεχνική λύση, η οποία έχει το ελάχιστο συνολικό κόστος που αποτελείται από το άθροισμα του κόστους των επενδύσεων, των απωλειών, της λειτουργίας και της συντήρησης, και παρουσιάζει τον καλύτερο βαθμό εξυπηρέτησης του καταναλωτή, δηλαδή τη μεγαλύτερη συνέχεια τροφοδότησης και τη μεγαλύτερη σταθερότητα τάσης τροφοδοσίας.

Στην περίπτωση δικτύων μέσης τάσης ως δεδομένα έχουμε τις θέσεις και το μέγεθος των υποσταθμών μέσης/χαμηλής τάσης και ως ζητούμενα τη θέση, το μέγεθος και τη διαμόρφωση των υποσταθμών υψηλής/μέσης τάσης, το μέγεθος –διατομή & τύπος- και τη διαδρομή των γραμμών μέσης τάσης.

Στην περίπτωση των δικτύων χαμηλής τάσης ως δεδομένα έχουμε τις θέσεις και την ισχύ των καταναλωτών χαμηλής τάσης και ως ζητούμενα τη θέση, το μέγεθος και τη διαμόρφωση των υποσταθμών μέσης/χαμηλής τάσης, το μέγεθος –διατομή- και τη διαδρομή των γραμμών χαμηλής τάσης.

Στη συνέχεια θα περιγραφούν βασικές έννοιες που θα μας απασχολήσουν κατά τη διάρκεια της μελέτης μας.

1.3 Βασικές Οικονομικές Έννοιες

Σε αυτήν την παράγραφο γίνεται μία συνοπτική παρουσίαση της χρησιμοποιούμενης μεθοδολογίας υπολογισμού του κόστους των έργων. Συγκεκριμένα θα γίνει λόγος για την αναγωγή δαπανών σε κοινό χρόνο, για την αξία χρήσης μίας εγκατάστασης και για το κόστος απωλειών –με ιδιαίτερη έμφαση στις γραμμές διανομής.

1.3.1 Αναγωγή δαπανών σε κοινό χρόνο

Αν κατά τη σύγκριση δύο «τεχνικά» ισοδύναμων λύσεων Α και Β –ως προς το βαθμό εξυπηρέτησης των καταναλωτών-, οι ετήσιες συνολικές δαπάνες της πρώτης λύσης είναι μικρότερες από τις αντίστοιχες της δεύτερης κάθε χρόνο, τότε η πρώτη λύση είναι φανερά η οικονομικότερη. Στην πράξη όμως δεν συμβαίνει αυτό συνήθως. Αντίθετα η λύση με σχετικά μεγάλες δαπάνες κατά τα πρώτα χρόνια έχει μειωμένες κατά τα επόμενα. Εξαιτίας τούτων είναι αναγκαία να γίνει η οικονομική σύγκριση των δύο λύσεων με αναγωγή της αξίας των έργων την ίδια χρονική στιγμή. Στη συνέχεια θα θεωρήσουμε ότι η εγκατάσταση ενός οποιουδήποτε ηλεκτρικού στοιχείου (γραμμής, μετασχηματιστή κτλ.) –για να λειτουργήσει από τη 1/1 του n έτους- γίνεται κατά το προηγούμενο έτος και πληρώνεται τη στιγμή έναρξης λειτουργίας του, δηλαδή στο τέλος του $n-1$ έτους ή στην αρχή του n έτους. Επίσης όλες οι ετήσιες δαπάνες που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια του κάθε έτους θεωρούνται ότι γίνονται όλες μαζί στο τέλος αυτού. Παράλληλα ως χρονική στιγμή αναγωγής της αξίας των έργων λαμβάνεται η αρχή του έτους 0.

Συνεπώς, αν κατασκευαστεί ένα στοιχείο κόστους A , το οποίο θα παραδοθεί προς λειτουργία τη 1/1 του n έτους, τότε η παρούσα αξία A_0 στην αρχή του έτους 0 θα δίνεται από την ακόλουθη σχέση, εφόσον ο αποπληθωρισμένος συντελεστής αναγωγής είναι i :

$$A_0 = \frac{A}{(1+i)^n} \quad (1.3.1-1)$$

1.3.2 Αξία χρήσης μίας εγκατάστασης

Στο τέλος του έτους K επιθυμούμε να προσδιορίσουμε την αξία ενός στοιχείου διάρκειας ζωής N ετών, που έχει τεθεί σε λειτουργία στις 1/1 του n έτους, αναγόμενη στην αρχή του έτους 0. Σε αυτήν την περίπτωση υπάρχουν δύο δυνατότητες είτε της γραμμικής απόσβεσης, είτε της τοκοχρεωλυτικής δόσης. Σημειώνουμε ότι γίνεται η παραδοχή ότι η αξία εγκατάλειψης του έργου μετά το πέρας της ζωής του είναι μηδενική.

Εφόσον έχουμε γραμμική απόσβεση και στην έναρξη του n έτους δαπανήσαμε A χρηματικές μονάδες, με την πάροδο κάθε έτους αποσβένονται A/N χρηματικές μονάδες. Συνεπώς στο έτος K έχουν αποσβεστεί $A(K+1-n)/N$ χρηματικές μονάδες, αφού έχει «ζήσει» το στοιχείο ήδη $K-n+1$ χρόνια. Οπότε αν γίνει η απαραίτητη αναγωγή στην αρχή του έτους 0, τότε η εναπομένουσα αξία απόσβεσης YA είναι ίση με:

$$YA = A \frac{N - (K - n + 1)}{N} \frac{1}{(1+i)^n} \quad (1.3.2-1)$$

Αν λάβουμε υπόψη μας την ύπαρξη των επιπλέον φθορών και της μη αξιοποίησης όλου του αποξηλωμένου υλικού, προκύπτει ότι η τελική αξία του έργου $TYA\gamma$ στο τέλος του έτους K με την απαραίτητη αναγωγή στην αρχή του έτους 0, είναι ίση με:

$$TYA\gamma = aj \cdot A \cdot \frac{N - (K - n + 1)}{N} \frac{1}{(1+i)^n} \quad (1.3.2-2)$$

όπου aj είναι το ποσοστό αξιοποίησης των υλικών του στοιχείου.

Αν θεωρήσουμε ότι έχουμε τοκοχρεωλυτική δόση για την απόσβεση της εγκατάστασης με μηδενική αξία εγκατάλειψης έργου μετά το πέρας της ζωής του, τότε για

την αρχική μας επένδυση A που έγινε στην αρχή του n έτους, προκύπτει ότι η ισοδύναμη τοκοχρεωλυτική δόση C_0 για κάθε έτος δίνεται μέσω της σχέσης :

$$A = C_0 \frac{1}{1+i} + C_0 \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + C_0 \frac{1}{(1+i)^N} \quad (1.3.2-3)$$

δηλαδή :

$$C_0 = A \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (1.3.2-4)$$

Αν έχουν περάσει δ χρόνια λειτουργίας, τότε έχει ήδη αποσβεστεί το ακόλουθο τμήμα του κεφαλαίου –ανηγμένο πάντα στην έναρξη του n έτους-:

$$K = C_0 \frac{1}{1+i} + C_0 \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + C_0 \frac{1}{(1+i)^\delta} = C_0 \frac{(1+i)^\delta - 1}{(1+i)^\delta \cdot i} \quad (1.3.2-5)$$

Οπότε η εναπομένουσα αξία EA είναι ίση με :

$$EA = A \frac{(1+i)^N - (1+i)^\delta}{((1+i)^N - 1) \cdot (1+i)^\delta} \quad (1.3.2-6)$$

όπου δ είναι ίσο με $K-n+1$, με K το έτος τέλους της μελέτης μας. Άρα, αν λάβουμε υπόψη μας την ύπαρξη των επιπλέον φθορών και της μη αξιοποίησης όλου του αποξηλωμένου υλικού, προκύπτει ότι η τελική αξία του έργου $TYAa$ στο τέλος του έτους K με την απαραίτητη αναγωγή στην αρχή του έτους 0, είναι ίση με :

$$TYAa = aj \cdot A \cdot \frac{(1+i)^N - (1+i)^{K-n+1}}{((1+i)^N - 1) \cdot (1+i)^{K+1}} \quad (1.3.2-7)$$

όπου aj είναι το ποσοστό αξιοποίησης των υλικών του στοιχείου.

1.3.3 Κοστολόγηση απωλειών

Το κόστος απωλειών περιλαμβάνει δύο μέρη: το κόστος της ισχύος και το κόστος της ενέργειας. Για την εκτίμησή τους λαμβάνεται ως βάση το μακροχρόνιο οριακό κόστος της ηλεκτρικής επιχείρησης στις διάφορες στάθμες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, όπως στα δίκτυα μέσης τάσης οι απώλειες υπολογίζονται στους ζυγούς μέσης τάσης των υποσταθμών υψηλής/μέσης τάσης.

Αναλυτικότερα το κόστος απωλειών KA για ένα ορισμένο χρονικό διάστημα –ένα έτος- εκφράζεται ως :

$$KA = aP_A + bE_A \quad (1.3.3-1)$$

όπου P_A είναι η μέγιστη ζήτηση κατά το θεωρούμενο χρονικό διάστημα, E_A είναι η καταναλισκόμενη ενέργεια κατά το ίδιο διάστημα, a και b είναι οι συντελεστές χρέωσης ισχύος και ενέργειας αντίστοιχα.

Στην περίπτωση απωλειών μίας γραμμής μήκους L km, η οποία τροφοδοτεί ένα απομονωμένο φορτίο με καμπύλη φορτίου $I(t)$, όπου η ένταση θεωρείται σταθερή μεταξύ δύο διαδοχικών μετρήσεων $t-1$ και t και λαμβάνει μέγιστη τιμή I_{max} , τότε οι απώλειες ισχύος P_A και ενέργειας E_A δίνονται από τις ακόλουθες σχέσεις :

$$P_A = 3 \cdot R_0 \cdot L \cdot I_{max}^2 \cdot 10^{-3} \quad (1.3.3-2)$$

$$E_A = P_A \cdot T \cdot (\Sigma A) \quad (1.3.3-3)$$

όπου R_0 είναι η ωμική αντίσταση του αγωγού σε Ω/km , T είναι το θεωρούμενο χρονικό διάστημα –για ένα έτος είναι ίσο με 8760 ώρες-, ΣA είναι ο συντελεστής απωλειών, ο οποίος συνδέεται με το συντελεστή φορτίου $\Sigma \Phi$ μέσω της πιο κάτω σχέσης :

$$\Sigma A = 0,3 \cdot \Sigma \Phi + 0,7 \cdot \Sigma \Phi^2 \quad (1.3.3-4)$$

Αν λάβουμε υπόψη μας ότι η φαινομένη ισχύς S_{max} του φορτίου συνδέεται με το ρεύμα και την τάση του φορτίου –κατά προσέγγιση ίση με την ονομαστική τάση V_N - μέσω της ακόλουθης σχέσης :

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot V_N \cdot I_{max} \quad (1.3.3-5)$$

τότε το κόστος απωλειών KA μίας γραμμής κατά τη διάρκεια ενός έτους, χωρίς να έχει γίνει αναγωγή της χρηματικής αξίας σε κάποιο άλλο έτος, είναι ίσο με :

$$KA = 10^{+3} \cdot \frac{R_0 L}{V_N^2} \cdot S_{max}^2 \cdot (a + b \cdot 8760 \cdot \Sigma A) \quad (1.3.3-6)$$

όπου KA είναι σε δραχμές –εφόσον a και b είναι επίσης σε δραχμές ανά kW και kWh αντίστοιχα-, S_{max} είναι σε MVA, V_N είναι σε kV και L σε km.

Στη συνέχεια δύνανται να γίνει ο προσδιορισμός της αξίας των απωλειών στην αρχή του έτους 0. Επίσης αν γίνει ο παραλληλισμός n όμοιων γραμμών, τότε προκύπτει ότι το κόστος των απωλειών KA_v είναι ίσο με :

$$KA_v = \frac{1}{v} 10^{+3} \cdot \frac{R_0 L}{V_N^2} \cdot S_{max}^2 \cdot (a + b \cdot 8760 \cdot \Sigma A) \quad (1.3.3-7)$$

1.4 Τεχνικά Όρια

Τα βασικά τεχνικά όρια που καθορίζουν την ανάπτυξη και την επέκταση των δικτύων διανομής είναι δύο, το θερμικό όριο και το όριο πτώσης τάσης.

Αναλυτικότερα μπορούμε να αναφέρουμε τα εξής ως προς :

♦ **Θερμικό Όριο** : Επηρεάζεται κατά κύριο λόγο από τις μηχανικές ιδιότητες του αγωγού. Αναλυτικότερα είναι γνωστό ότι κάθε αγωγός που διαρρέεται από ρεύμα έχει κάποιες απώλειες Joule, οι οποίες διαφεύγουν από την επιφάνειά του προς τον περιβάλλοντα αέρα με τη μορφή ακτινοβολούμενης θερμότητας. Αυτό έχει ως συνέπεια να ψύχεται ο αγωγός. Όμως σε κάθε περίπτωση εγκαθίσταται μία θερμική ισορροπία ανάλογα με το ρεύμα που διαρρέει τον αγωγό, τη διατομή του τελευταίου και τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος. Η ισορροπία αυτή εκφράζεται μέσω της αναπτυσσόμενης θερμοκρασίας

στον αγωγό, η οποία για κατασκευαστικούς λόγους –μηχανική αντοχή του αγωγού- δεν πρέπει να ξεπεράσει μία συγκεκριμένη τιμή σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Αυτή η θερμοκρασία προκύπτει, όταν ο αγωγός διαρρέεται από το οριακό θερμικό ρεύμα $I_{max\theta}$. Μέσω του τελευταίου ορίζεται το θερμικό όριο ισχύος S_θ ενός αγωγού :

$$S_\theta = V_\phi I_{max\theta} \quad (1.4-1)$$

όπου V_ϕ η φασική τάση.

Κατ' επέκταση για μία τριφασική γραμμή έχουμε ότι :

$$S_\theta = \sqrt{3} V_N I_{max} \quad (1.4-2)$$

όπου V_N η πολική τάση.

◊ **Όριο Πτώσης Τάσης** : ορίζεται σαν το επί τοις εκατό ποσοστό της διαφοράς των μέτρων τάσης των άκρων της γραμμής μεταφοράς ως προς την τάση λειτουργίας του άκρου άφιξης, δηλαδή δίνεται από τον τύπο :

$$\varepsilon(\%) = \frac{\|V_1\| - \|V_2\|}{V_2} 100\% \quad (1.4-3)$$

όπου V_1 είναι η φασική τάση στο άκρο αναχώρησης της γραμμής, V_2 είναι η φασική τάση στο άκρο άφιξης. Η απόλυτη τιμή στη διαφορά των τάσεων καλύπτει και την περίπτωση της υπέρτασης της γραμμής.

Αν θεωρήσουμε ότι τροφοδοτούμε ένα μόνο φορτίο στην άφιξη μίας μονοφασικής γραμμής μήκους L και λάβουμε υπόψη μας ότι η ωμική αντίσταση R_0 ανά μονάδα μήκους και η επαγωγική αντίδραση X_0 ανά μονάδα μήκους συνδέονται με την ολική ωμική R και επαγωγική αντίσταση X της γραμμής μέσω των ακόλουθων σχέσεων :

$$R = R_0 \cdot L \quad (1.4-4)$$

$$X = X_0 \cdot L \quad (1.4-5)$$

τότε βασιζόμενοι στη σχέση της διαφοράς τάσης μεταξύ των δύο άκρων της γραμμής :

$$V_1 = V_2 + I \cdot (\cos \phi - j \cdot \sin \phi) \cdot (R + j \cdot X) \quad (1.4-6)$$

και στη σχέση που συνδέει τη φαινομένη ισχύ με την τάση και το ρεύμα στην άφιξη της γραμμής :

$$S = V_2 \cdot I^* \quad (1.4-7)$$

προκύπτει ότι :

$$\varepsilon(\%) = \frac{S \cdot L}{K} \quad (1.4-8)$$

όπου :

$$K = \frac{V_2^2}{100 \cdot (R_0 \cos \phi + X_0 \sin \phi)} \quad (1.4-9)$$

Η σχέση αυτή προκύπτει βρίσκοντας το μέτρο της τάσης αναχώρησης από τη σχέση (1.4-6) και στη συνέχεια με κατάλληλη απλοποίηση των μικρών όρων και αξιοποίηση των σχέσεων (1.4-4), (1.4-5) και (1.4-7). Επίσης ισχύει και στην περίπτωση τριφασικού δικτύου, αρκεί στη θέση της μονοφασικής ισχύος να τοποθετηθεί η τριφασική και στη θέση της μονοφασικής τάσης η ισοδύναμη πολική. Σημειώνουμε επίσης ότι η φαινομένη ισχύς μετράται σε MVA και η πολική τάση σε kV, οπότε ο συντελεστής K μετράται σε MVA*km.

1.5 Σχεδιασμός της Ανάπτυξης των Δικτύων Διανομής

Οι βασικές αρχές και μέθοδοι βέλτιστου σχεδιασμού των δικτύων διανομής ισχύουν τόσο για τα δίκτυα μέσης τάσης, όσο και για τα χαμηλής τάσης, ακόμη και για τα υψηλής τάσης. Στην περίπτωση των δικτύων χαμηλής τάσης λόγω της σχετικής ομοιομορφίας των δικτύων ανά κατηγορία και της σταθερής πυκνότητας φορτίου είναι πιο εύκολος ο σχεδιασμός τους έναντι των δικτύων μέσης τάσης που απαιτείται προς επίλυση του προβλήματος η χρήση υπολογιστή και μεθόδων επιχειρησιακής έρευνας.

Συγκεκριμένα υπάρχουν τέσσερα βήματα της μελέτης ανάπτυξης ενός δικτύου, τα οποία είναι τα εξής :

Βήμα 1 : Ανάλυση υφιστάμενου δικτύου,

Βήμα 2 : Προσδιορισμός της εξέλιξης των φορτίων,

Βήμα 3 : Επιλογή διαφόρων δυνατών λύσεων ανάπτυξης του δικτύου,

Βήμα 4 : Επιλογή της τεχνικοοικονομικά βέλτιστης λύσης.

Σημειώνουμε ότι τις μελέτες μπορούμε να τις κατηγοριοποιήσουμε με βάση τη θεωρούμενη χρονική περίοδο σε μακροπρόθεσμες –που φθάνουν ως τα 30 έτη και αφορούν τον καθορισμό της βασικής δομής του δικτύου MT-, σε μεσοπρόθεσμες –που φθάνουν τα 5 με 10 έτη και αφορούν την ανάπτυξη του κυρίως μέρους του δικτύου MT- και σε βραχυπρόθεσμες -που αφορούν τα αμέσως επόμενα χρόνια και τις ενισχύσεις του δικτύου MT και τις επεκτάσεις του δικτύου XT.

Επίσης τις μελέτες μπορούμε να τις διαχωρίσουμε με βάση τον τρόπο επίλυσης του προβλήματος σε τρεις βασικές κατηγορίες, στην εμπειρική, στην αναλυτική και στη μικτή. Στην πρώτη περίπτωση αναζητείται η βέλτιστη ανάπτυξη του δικτύου κάθε έτους και με βάση αυτή προχωρούμε στο επόμενο έτος. Η αδυναμία αυτού του τρόπου επίλυσης είναι ότι δεν είναι βέβαιο ότι είναι η βέλτιστη για όλη την περίοδο. Στη δεύτερη περίπτωση γίνεται ο προσδιορισμός μίας αντικειμενικής συνάρτησης κόστους τέτοιας, ώστε να καλύπτεται όλη η θεωρούμενη περίοδος και έπειτα πραγματοποιείται η ελαχιστοποίηση της συνάρτησης αυτής λαμβάνοντας υπόψη ορισμένους τεχνικούς και άλλους περιορισμούς. Στην τρίτη περίπτωση πραγματοποιείται ένας συνδυασμός των δύο προηγούμενων μεθόδων, όπως είναι η εφαρμογή της αναλυτικής μεθόδου στα πλαίσια της εμπειρικής για κάθε έτος. Στην ουσία πρόκειται για μία βελτιωμένη έκδοση της εμπειρικής μεθόδου.

Με περισσότερες λεπτομέρειες για τη μεθοδολογία ανάπτυξης των δικτύων διανομής θα αναφερθούμε σε επόμενο κεφάλαιο, όταν θα αναλύσουμε το παρόν πρόβλημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΔΕΥΤΕΡΟ

ΒΑΣΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

2.1 Εισαγωγή στη Βέλτιστη Επέκταση Δικτύου

Το πρόβλημα της βέλτιστης επέκτασης του δικτύου διανομής είναι ένα τεχνικοοικονομικό πρόβλημα. Από τη μια μεριά υπάρχουν τεχνικοί περιορισμοί, όπως είναι το θερμικό όριο και το όριο πτώσης τάσης της γραμμής. Από την άλλη είναι τα οικονομικά κριτήρια τοποθέτησης και λειτουργίας των τεχνικών εγκαταστάσεων.

Για την εύρεση της βέλτιστης επέκτασης του μικρού αυτού δικτύου για την περίοδο μελέτης των 10 ετών εκτελέσαμε τα ακόλουθα βασικά βήματα :

Βήμα 1 : Έλεγχος ορθής τεχνικής λειτουργίας δικτύου διανομής το έτος 0.

Βήμα 2 : Αναλυτική εύρεση αύξησης του φορτίου του δικτύου κατά τη διάρκεια της μελέτης.

Βήμα 3 : Προσδιορισμός της ελάχιστης αναγκαίας τεχνικής λύσης για τη λειτουργία του δικτύου κατά το έτος λήξης της μελέτης.

Βήμα 4 : Προσδιορισμός των οικονομικών λύσεων του δικτύου, δηλαδή, αν είναι δυνατό η επέκταση του δικτύου να γίνει για τελείως οικονομικούς λόγους, καθώς χάρη στον τρόπο λειτουργίας της νέας μορφής του δικτύου έχουμε οικονομικό όφελος.

Βήμα 5 : Εύρεση μέσω των λύσεων των βημάτων 3 και 4 των ορίων επέκτασης του δικτύου.

Βήμα 6 : Εξέταση όλων των δυνατών τρόπων επίτευξης της τελικής επέκτασης του δικτύου κατά τη διάρκεια των ετών μελέτης μας και επιλογή της οικονομικότερης τεχνικά αποδεκτής τεχνικής λύσης θεωρώντας ότι το φορτίο κατανέμεται κατά το βέλτιστο τρόπο ανάμεσα στους δύο ζυγούς τροφοδοσίας, ώστε να γίνεται σε κάθε περίπτωση ελαχιστοποίηση των απωλειών.

Βήμα 7 : Τελική επέκταση του υπόγειου δικτύου λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη κατανομή φορτίου μεταξύ των δύο ζυγών.

2.2 Έλεγχος Ορθής Τεχνικής Λειτουργίας Δικτύου Διανομής το Έτος 0

Κατά το έτος 0 έχουμε το δίκτυο της παραγράφου 1.1. Συγκεκριμένα το φορτίο του υπόγειου δικτύου –ίσο με 15 MVA- πρέπει να κατανεμηθεί στους δύο ζυγούς των αναχωρήσεων των υπόγειων γραμμών κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να έχουμε από τη μία μεριά ορθή λειτουργία του δικτύου ως προς το θερμικό όριο και το όριο πτώσης τάσης, και από την άλλη να πετύχουμε τη βέλτιστη οικονομική λειτουργία του δικτύου με τα διαθέσιμα υπάρχοντα στοιχεία θεωρώντας βέλτιστη κατανομή του φορτίου ανάμεσα στις δύο γραμμές, ώστε να πετύχουμε τις ελάχιστες δυνατές απώλειες.

Στην παρούσα περίπτωση έχουμε δύο γραμμές διαθέσιμες, μία γραμμή τύπου ACSR-95 μήκους L_1 ίσο με 6 km και μία δεύτερη τύπου ACSR-95 μήκους L_2 ίσο με 9 km. Την πρώτη θα την ονομάσουμε τύπου I και τη δεύτερη τύπου II. Και στις δύο περιπτώσεις η

ωμική αντίσταση ανά χιλιόμετρο είναι ίση με R_o , οπότε οι συνολικές απώλειες P_A για τις δύο γραμμές δίνονται από τη σχέση, εφόσον τα ρεύματα που τις διαρρέουν αντίστοιχα είναι I_1 και I_2 :

$$P_A = 3 \cdot R_o \cdot L_1 \cdot I_1^2 + 3 \cdot R_o \cdot L_2 \cdot I_2^2 \quad (2.2-1)$$

Προς γενίκευση της μελέτης μας ας θεωρήσουμε ότι το φορτίο τροφοδοτείται από συνολικό ρεύμα I και ότι έχουμε n_1 γραμμές τύπου I που διαρρέονται συνολικά από ρεύμα I_1 και n_2 γραμμές τύπου II που διαρρέονται συνολικά από ρεύμα I_2 , ή ισοδύναμα από $I - I_1$, οπότε οι συνολικές απώλειες P_A των γραμμών δίνονται από τη σχέση :

$$P_A = 3 \cdot \frac{R_o}{n_1} \cdot L_1 \cdot I_1^2 + 3 \cdot \frac{R_o}{n_2} \cdot L_2 \cdot (I - I_1)^2 \quad (2.2-2)$$

έχοντας υπόψη μας ότι :

$$I_2 = I - I_1 \quad (2.2-3)$$

Αν προσπαθήσουμε να βελτιστοποιήσουμε την κατανομή του φορτίου, θα πρέπει να ελαχιστοποιήσουμε τις απώλειες του δικτύου ως προς τη μοναδική άγνωστη μεταβλητή I_1 της σχέσης (2.2-2). Για να επιτευχθεί αυτό, πρέπει να παραγωγίσουμε τις απώλειες ως προς τη I_1 και να μηδενίσουμε την πρώτη παράγωγο. Συγκεκριμένα η πρώτη παράγωγος είναι ίση με :

$$\frac{dP_A}{dI_1} = 6 \cdot R_o \cdot \left[\left(\frac{L_1}{n_1} + \frac{L_2}{n_2} \right) \cdot I_1 - \frac{L_2}{n_2} \cdot I \right] \quad (2.2-4)$$

Οπότε αν τη μηδενίσουμε, θα προκύψει ότι :

$$I_1 = \frac{\frac{L_2}{n_2}}{\frac{L_1}{n_1} + \frac{L_2}{n_2}} \cdot I \quad (2.2-5)$$

Παράλληλα η δεύτερη παράγωγος είναι ίση με :

$$\frac{d^2 P_A}{d^2 I_1} = 6 \cdot R_o \cdot \left(\frac{L_1}{n_1} + \frac{L_2}{n_2} \right) \quad (2.2-6)$$

Συνεπώς είναι μονίμως θετική, άρα το άκροτατο, το οποίο βρίσκουμε, είναι ελάχιστο. Οπότε στηριζόμενοι στις σχέσεις (2.2-5) και (2.2-3) προκύπτει για το έτος 0 και για τις δύο γραμμές που διαθέτουμε ότι :

$$I_1 = 0,6 \cdot I \quad \text{και} \quad I_2 = 0,4 \cdot I$$

Άρα οι φορτίσεις από πλευράς ισχύος είναι $S_1=9$ MVA και $S_2=6$ MVA για τη γραμμή τύπου I και τη γραμμή τύπου II αντίστοιχα. Λαμβάνοντας υπόψη μας ότι κάθε υπόγεια αναχώρηση μπορεί να απορροφήσει 3 MVA το μέγιστο, προκύπτει ότι 3 υπόγειες αναχωρήσεις θα συνδεθούν με τη γραμμή τύπου I και 2 με την τύπου II.

Ως προς το θερμικό όριο -που είναι ίσο με 10 MVA για κάθε γραμμή-, δεν υπάρχει σε καμία περίπτωση πρόβλημα υπέρβασης.

Ως προς το όριο πτώσης τάσης αρχικά μέσω της σχέσης (1.4-9) υπολογίζουμε ότι ο συντελεστής K είναι ίσος περίπου με 10 MVA*km. Οπότε το ποσοστό πτώσης τάσης για τη γραμμή τύπου I –που δίδεται μέσω της σχέσης (1.4-8)- είναι ίσο με 5,4%, όπως επίσης και της γραμμής τύπου II είναι ίσο με 5,4%. Οπότε ικανοποιείται και το κριτήριο πτώσης τάσης που είναι 6%.

Εξαιτίας τούτων προκύπτει ότι το υπάρχον δίκτυο δύναται να λειτουργήσει από τεχνικής σκοπιάς ορθά μειώνοντας στο ελάχιστο και τις απώλειές του. Αν ήταν δυνατό μέσω επέκτασης του δικτύου να μειωθούν ακόμη περισσότερο οι απώλειες, αυτό θα εξετασθεί σε επόμενη παράγραφο.

2.3 Αναλυτική Εύρεση Αύξησης Φορτίου

Κατά το έτος 0 το φορτίο S_0 του δικτύου είναι 15 MVA με επαγωγικό συντελεστή ισχύος ίσο με 0,8. Κάθε έτος έχουμε ένα ρυθμό αύξησης του φορτίου p ίσο με 7%. Συνεπώς κατά το t έτος το φορτίο S_t δίνεται από τη σχέση :

$$S_t = S_0 \cdot (1 + p)^t \quad (2.3-1)$$

Συνεπώς η εξέλιξη του συνολικού φορτίου μέχρι και το έτος 10 θα είναι η ακόλουθη:

Έτος	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Φορτίο (MVA)	15,00	16,05	17,17	18,38	19,66	21,04	22,51	24,09	25,77	27,58	29,51

Πίνακας 2.1 : Χρονολογική Εξέλιξη του Φορτίου κατά τη Διάρκεια των Ετών 0 - 10

Από τον πιο πάνω πίνακα συμπεραίνουμε ότι ουσιαστικά με το πέρασμα μίας δεκαετίας οδηγούμαστε στο διπλασιασμό του φορτίου.

2.4 Προσδιορισμός της Ελάχιστης Αναγκαίας Τεχνικής Λύσης κατά το Έτος 10

Κατά το έτος 10 το φορτίο του συστήματος είναι ίσο με 29,51 MVA. Σ' αυτό το σημείο είναι απαραίτητο να προσδιορίσουμε τα περιοριστικά τεχνικά όρια των γραμμών τύπου I και τύπου II.

Το θερμικό όριο της γραμμής τύπου I είναι ίσο με 10 MVA. Το όριο ισχύος που προκύπτει από το όριο πτώσης τάσης –που είναι ίσο με 6%- μέσω της σχέσης (1.4-8) :

$$S = \frac{\varepsilon(\%) \cdot K}{L} \quad (2.4-1)$$

όπου στη θέση του μήκους θέτουμε 6 km, οπότε το αντίστοιχο όριο είναι ίσο με 10 MVA. Εξαιτίας τούτου προκύπτει ότι το όριο ισχύος λειτουργίας μίας γραμμής τύπου I είναι :

$$S_{\max I} = 10 \text{ MVA}$$

Για τη γραμμή τύπου II το θερμικό όριο είναι ίσο με 10MVA. Το όριο ισχύος λόγω πτώσης τάσης με μήκος γραμμής ίσο με 9 km μέσω της σχέσης (2.4-1) είναι ίσο με 6,667

MVA. Οπότε στην προκειμένη περίπτωση ο πιο περιοριστικός παράγοντας είναι το όριο πτώσης τάσης που μας οδηγεί στο μέγιστο όριο λειτουργίας της γραμμής τύπου II που είναι ίσο με :

$$S_{\max 2} = 6,667 \text{ MVA}$$

Λαμβάνοντας υπόψη μας τις παραπάνω τιμές για να καλύψουμε το φορτίο κατά το έτος 10 έχοντας ήδη κατά το έτος 0 1 γραμμή τύπου I και 1 τύπου II συνολικής ισχύος 16,667 MVA, χρειαζόμαστε συνολικά είτε 3 γραμμές τύπου I και 1 τύπου II συνολικής ισχύος 36,667 MVA, είτε 2 γραμμές τύπου I και 2 τύπου II συνολικής ισχύος 33,333 MVA, είτε 1 γραμμή τύπου I και 3 τύπου II συνολικής ισχύος 30,001 MVA. Αυτές οι τρεις λύσεις είναι η τεχνική ελάχιστη απαίτηση για την επέκταση του δικτύου.

2.5 Προσδιορισμός Οικονομικών Λύσεων του Δικτύου

Στην παρούσα παράγραφο θα προσδιορίσουμε εκείνες τις πιθανές μορφές του δικτύου, οι οποίες θα μπορούσαν να μας οδηγήσουν σε οικονομικότερες συνθήκες λειτουργίας του μέσω της μείωσης των απωλειών ενέργειας και ισχύος.

Συγκεκριμένα προς απλοποίηση της όλης διαδικασίας θα θεωρήσουμε ότι κάθε φορά μελετάμε την ύπαρξη ενός τύπου γραμμής από το οποίο ρέει ένα φορτίο ισχύος S . Αν αρχικά είχαμε n_o γραμμές και στη συνέχεια προσθέσαμε n_n νέες, τότε το κέρδος ως προς τις απώλειες λόγω της προσθήκης των γραμμών KAD είναι ίσο με :

$$KAD = Par \cdot \left[\frac{S^2}{n_o} - \frac{S^2}{n_o + n_n} \right] = Par \cdot \frac{n_n}{n_o \cdot (n_o + n_n)} \cdot S^2 \quad (2.5-1)$$

όπου

$$Par = 10^{+3} \cdot \frac{R_o \cdot L}{V_N^2} \cdot (a + b \cdot 8760 \cdot \Sigma A) \quad (2.5-2)$$

και KAD είναι σε δραχμές –εφόσον a και b είναι επίσης σε δραχμές ανά kW και kWh αντίστοιχα-, S είναι σε MVA, V_N είναι σε kV και L σε km. Σημειώνουμε ότι με ΣA συμβολίζουμε το συντελεστή απωλειών που συνδέεται με το συντελεστή φορτίου $\Sigma \Phi$ μέσω της σχέσης (1.3.3-4).

Από την άλλη μεριά, αν θεωρήσουμε ότι έχουμε άπειρο χρόνο απόσβεσης των νέων γραμμών, τότε η ετήσια επιβάρυνση CAD του προϋπολογισμού λόγω των νέων εγκαταστάσεων είναι ίση με :

$$CAD = n_n \cdot KK \cdot i \quad (2.5-3)$$

όπου KK είναι το κόστος μίας νέας γραμμής, i ο αποπληθωρισμένος συντελεστής αναγωγής και CAD έχοντας ανηχθεί στην αρχή του έτους.

Οπότε αν η ετήσια επιβάρυνση CAD είναι μικρότερη από το κέρδος KAD που έχουμε λόγω μείωσης των απωλειών, τότε είναι οικονομικά προτιμότερο να επεκτείνουμε το δίκτυο. Αν συμβαίνει το αντίθετο, τότε σίγουρα δεν πρέπει να προχωρήσουμε σε επέκταση του δικτύου για οικονομικούς λόγους. Συνεπώς από την εξίσωση των δύο ποσοτήτων προκύπτει το φορτίο πάνω από το οποίο η δεδομένη επέκταση του δικτύου γίνεται αντιοικονομική θεωρώντας ότι έχουμε σε άπειρο χρόνο απόσβεση του κεφαλαίου εγκατάστασης της γραμμής:

$$S_{\lim it} = \sqrt{n_o \cdot (n_o + n_n) \cdot \frac{KK}{Par} \cdot i} \quad (2.5-4)$$

Για τη γραμμή τύπου I μήκους 6 km έχουμε ότι το συνολικό κόστος της είναι ίσο με :

$$KK_I = 15.000.000 \text{ δρχ/αναχ.} + 6 \text{ km} * 6.000.000 \text{ δρχ/km} = 51.000.000 \text{ δρχ.}$$

Οπότε λαμβάνοντας υπόψη ότι ο συντελεστής απωλειών ΣA είναι ίσος με 0,232, - αφού ο συντελεστής φορτίου $\Sigma \Phi$ είναι 0,4-, οι συντελεστές a και b είναι αντίστοιχα 40.000 δρχ./kW και 10 δρχ./kWh, V_N 20 kV και L 6 km, προσδιορίζουμε μέσω της σχέσης (2.5-2) την παράμετρο Par ίση με :

$$Par = 199.066,56 \text{ δρχ./MVA}^2$$

Λαμβάνοντας υπόψη ότι το περιοριστικό τεχνικό όριο είναι 10 MVA μπορούμε να προσθέσουμε μέχρι 5 γραμμές τύπου I, καθώς προκύπτει ότι :

Προσθήκη Γραμμής	1	2	3	4	5	6
P_{limit} (MVA)	5,545	6,791	7,841	8,767	9,604	10,373

Πίνακας 2.2 : Προσθήκη Γραμμών Τύπου I για Οικονομική Λειτουργία

Για τη γραμμή τύπου II μήκους 9 km έχουμε ότι το συνολικό κόστος της είναι ίσο :

$$KK_I = 15.000.000 \text{ δρχ/αναχ.} + 9 \text{ km} * 6.000.000 \text{ δρχ/km} = 69.000.000 \text{ δρχ.}$$

Οπότε λαμβάνοντας υπόψη τα προηγούμενα δεδομένα αλλάζοντας απλώς το μήκος L σε 9 km, προσδιορίζουμε μέσω της σχέσης (2.5-2) την παράμετρο Par ίση με :

$$Par = 298.599,84 \text{ δρχ./MVA}^2$$

Λαμβάνοντας υπόψη ότι το περιοριστικό τεχνικό όριο είναι 6,667 MVA μπορούμε να προσθέσουμε μέχρι 2 γραμμές τύπου II, καθώς προκύπτει ότι :

Προσθήκη Γραμμής	1	2	3
P_{limit} (MVA)	5,356	6,560	7,575

Πίνακας 2.3 : Προσθήκη Γραμμών Τύπου II για Οικονομική Λειτουργία

Συνεπώς θα λάβουμε υπόψη μας ότι στην καλύτερη περίπτωση με άπειρο χρόνο απόσβεσης και θεωρώντας αμετάβλητο το φορτίο κάθε τύπου γραμμής παρά την προσθήκη νέων γραμμών, η επέκταση του δικτύου θα γίνει με 5 γραμμές τύπου I και 2 γραμμές τύπου II. Στην πραγματικότητα λόγω του περιορισμένου χρόνου απόσβεσης, που είναι ίσος με 30 έτη, και λόγω της ανακατανομής του φορτίου σε όλες τις γραμμές τροφοδοσίας, η πραγματική λύση του δικτύου για οικονομικούς λόγους είναι πιο περιορισμένη.

Αναλυτικότερα είναι απαραίτητο να ληφθεί υπόψη η εξέλιξη του φορτίου μέσα στην περίοδο μελέτης, ώστε να εξεταστεί αν είναι δυνατός ο περιορισμός του αριθμού των νέων εγκατεστημένων γραμμών.

Συγκεκριμένα ερμηνεύοντας τους πίνακες 2.2 και 2.3 προκύπτει ότι η προσθήκη μίας νέας γραμμής τύπου I θα γίνει, εφόσον το φορτίο του δικτύου είναι μεγαλύτερο από $2*5,545\text{MVA} = 11,090\text{MVA}$ και μικρότερο από $3*6,791\text{MVA} = 20,373\text{MVA}$, αφού ήδη προϋπάρχει μία γραμμή τύπου I. Η προσθήκη δύο νέων γραμμών τύπου I θα γίνει, εφόσον το φορτίο του δικτύου είναι μεγαλύτερο από $3*6,791\text{MVA} = 20,373\text{MVA}$ και μικρότερο από $4*7,841\text{MVA} = 31,364\text{MVA}$. Η διαδικασία αυτή ισχύει και για τα υπόλοιπα στοιχεία του πίνακα 2.2, όπως και για τον πίνακα 2.3. Αν κατά την τοποθέτηση των γραμμών είχαμε

αρχικά δύο γραμμές τύπου I και έπειτα προσθέταμε μία νέα, τότε μέσω της σχέσης (2.5-4) προκύπτει το συμπέρασμα ότι τα όρια της ισχύος μέσα στα οποία θα κυμαινόταν το φορτίο θα ήταν σε πιο υψηλά επίπεδα - το φορτίο του δικτύου θα έπρεπε να είναι μεγαλύτερο από $3 \cdot 9,604 \text{ MVA} = 28,812 \text{ MVA}$ και μικρότερο από $4 \cdot 10 \text{ MVA} = 40 \text{ MVA}$ (ο υπολογισμός δίνει αποτέλεσμα 11,089 MVA, οπότε υπερσχύει το τεχνικό όριο των 10 MVA).

Εξαιτίας τούτου είναι απαραίτητο να τονίσουμε ότι το δέκατο έτος, που το φορτίο είναι ίσο με 29,51 MVA, αν θεωρήσουμε ότι έχουμε στη διάθεση μας νέες γραμμές τύπου I, τότε μπορούμε να κατασκευάσουμε 2 νέες γραμμές τύπου I, ώστε φθάνοντας στο όριο οικονομικής λειτουργίας των γραμμών να καλύψουμε 23,52 MVA του φορτίου, ενώ τα υπόλοιπα να τα αναλάβει η τύπου II -το φορτίο είναι μικρότερο από 6,667 MVA. Αλλά αν κάνουμε βέλτιστη κατανομή του φορτίου, σύμφωνα με τη σχέση (2.2-5), προκύπτει τελικά ότι η κάθε γραμμή τύπου I θα φορτιστεί με 8,048 MVA, που είναι πιο πάνω από το όριο της οικονομικά αποδεκτής λύσης. Στη συνέχεια εξετάζουμε την περίπτωση κατασκευής 3 νέων γραμμών τύπου I, ώστε φθάνοντας στο όριο οικονομικής λειτουργίας των γραμμών να καλύψουμε 35,04 MVA του φορτίου, χωρίς να απαιτείται καθόλου η συμμετοχή της γραμμής II. Στη συνέχεια κάνουμε τη βέλτιστη κατανομή του φορτίου, σύμφωνα με τη σχέση (2.2-5), από την οποία προκύπτει τελικά ότι η κάθε γραμμή τύπου I θα φορτιστεί με 6,324 MVA, που είναι αρκετά χαμηλότερα από το όριο που θέτει ο πίνακας 2.2. Από αυτό το σημείο προκύπτει το συμπέρασμα ότι είναι αρκετά δύσκολο να περιορίσουμε το πλήθος των πιθανών τεχνικών λύσεων. Πάντως με την προσθήκη περισσότερων γραμμών από 3 η απόσταση ανάμεσα στις προκύπτουσες βέλτιστες τιμές φορτίου -που λαμβάνουν υπόψη την ύπαρξη των γραμμών άλλου τύπου- και τις αντίστοιχες των ορίων οικονομικής λειτουργίας -που δεν τη λαμβάνουν υπόψη- μεγαλώνει. Γι'αυτό η τελική μέγιστη τιμή προσθήκης νέων γραμμών τύπου I είναι ίση με 3.

Αν ακολουθήσουμε την ίδια διαδικασία για τις γραμμές τύπου II, τότε στην περίπτωση κατασκευής 2 νέων γραμμών τύπου II φθάνουμε στο όριο οικονομικής λειτουργίας των γραμμών καλύπτοντας 20,001 MVA του φορτίου, αφού ενεργοποιείται το τεχνικό όριο μέγιστου φορτίου, ενώ η γραμμή τύπου I δύνανται να καλύψει την υπόλοιπη ισχύ του φορτίου. Στη συνέχεια κάνουμε τη βέλτιστη κατανομή του φορτίου, σύμφωνα με τη σχέση (2.2-5), από την οποία προκύπτει τελικά ότι η κάθε γραμμή τύπου II θα φορτιστεί με 6,558 MVA, που είναι σχεδόν ίση με το χαμηλό όριο που θέτει ο πίνακας 2.3, και η γραμμή τύπου I θα φορτιστεί με 9,837 MVA. Οπότε η τελική μέγιστη τιμή προσθήκης γραμμών τύπου II είναι ίση με 2.

Όμως αν λαμβάναμε υπόψη μας στη συγκεκριμένη περίπτωση ότι το κόστος κατασκευής γραμμών τύπου I είναι σημαντικά μικρότερο από το αντίστοιχο των γραμμών τύπου II, με συνέπεια αρχικά να προσθέτουμε γραμμές τύπου I, μέχρι εξάντλησης των οικονομικών ορίων τους, έπειτα γραμμές τύπου II, μέχρι το πέρας των αντίστοιχων ορίων, και τέλος ξανά τύπου I για τεχνικούς λόγους, υπερσχύοντας των ακριβότερων και πιο περιορισμένων ως προς τα τεχνικά κριτήρια γραμμών τύπου II, τελικά θα προέκυπτε ως εξεταζόμενη λύση η προσθήκη το πολύ 3 νέων γραμμών τύπου I και καμία τύπου II.

Λόγω όμως των πιθανών αλληλεπιδράσεων ανάμεσα στα οικονομικά όρια, στη βέλτιστη κατανομή φορτίου και στα τεχνικά όρια θα θεωρήσουμε ότι προτείνουμε δύο λύσεις προσθήκης νέων γραμμών τύπου I και τύπου II, είτε την προσθήκη 5 γραμμών τύπου I και 2 τύπου II, όπως προκύπτει από τους αντίστοιχους πίνακες, είτε την προσθήκη 3 γραμμών τύπου I και καμίας τύπου II, όπως προκύπτει από τα όσα αναφέρθηκαν τελευταία.

2.6 Συνδυασμός Ελάχιστης και Μέγιστης Επέκτασης του Δικτύου

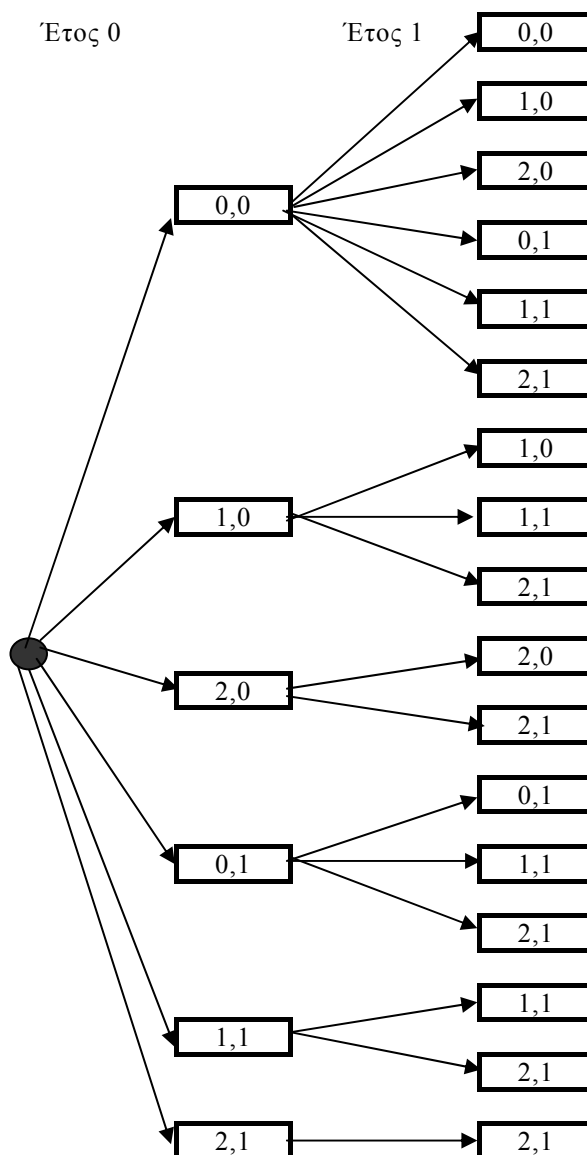
Στην παρούσα παράγραφο θα συνδυάσουμε τις ελάχιστες τεχνικές λύσεις που βρέθηκαν στην παράγραφο 2.4 με τη μέγιστη επέκταση του δικτύου για καθαρά οικονομικούς λόγους, σύμφωνα με τα όσα αναφέραμε στην παράγραφο 2.5. Συγκεκριμένα από την πρώτη μελέτη λάβαμε ότι μέσα στα επόμενα 10 έτη είναι αναγκαίο να

κατασκευάσουμε είτε 2 γραμμές τύπου I, είτε 1 γραμμή τύπου I και 1 τύπου II. είτε 2 τύπου II. Από τη δεύτερη μελέτη προέκυψε ότι υπό τις καλύτερες συνθήκες μπορούμε να προσθέσουμε για οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος 5 γραμμές τύπου I και 2 τύπου II -κατά την άλλη μεθοδολογία 3 γραμμές τύπου I μόνο. Οπότε με βάση τα προηγούμενα καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι πρέπει να εξετάσουμε όλους τους δυνατούς συνδυασμούς επέκτασης του δικτύου τοποθετώντας τουλάχιστον 2 γραμμές τύπου I ή 1 τύπου I και 1 τύπου II ή 2 τύπου II και το μέγιστο 5 (ή 3 κατά τη δεύτερη μεθοδολογία) γραμμές τύπου I και 2 τύπου II (ή 0, αφού μας καλύπτουν οι 3 τύπου I, κατά τη δεύτερη θεώρηση). Σημειώνουμε ότι αυτές οι προσθήκες μπορούν να κατασκευαστούν και να λειτουργήσουν ανά πάσα στιγμή από το έτος 0 ως το 10.

2.7 Εξέταση Όλων των Δυνατών Τρόπων Επίλυσης του Προβλήματος

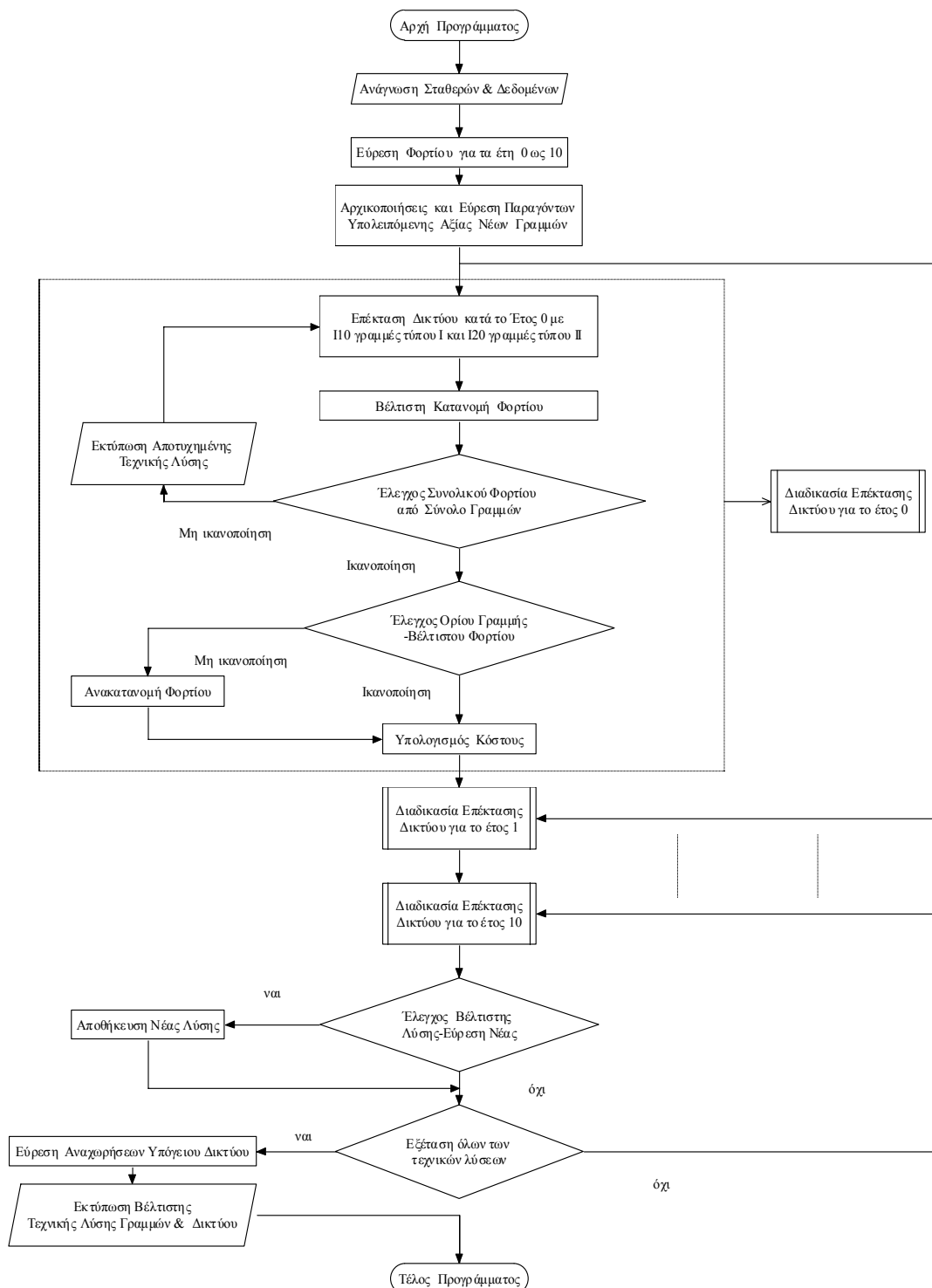
Στην παρούσα παράγραφο θα παρουσιάσουμε τον αλγόριθμο μέσω του οποίου προσδιορίζουμε με αναλυτικό τρόπο τη βέλτιστη τεχνικοοικονομική λύση εξετάζοντας ουσιαστικά όλες τις πιθανές λύσεις του δικτύου που έχουμε προς επέκταση του δικτύου.

Συγκεκριμένα αν το πρόβλημά μας περιοριζόταν σε επέκταση δύο ετών -0 και 1- με 2 γραμμές τύπου I και 1 τύπου II, τότε το αντίστοιχο δέντρο αποφάσεων θα είναι το ακόλουθο:



Σχήμα 2.2 : Δυνατότητες Αποφάσεων για 2 έτη με 2 γραμμές τύπου I & 1 τύπου II

Στην παρούσα περίπτωση οι συνδυασμοί που θα εξετάσει το πρόγραμμα θα αφορούν ένα χρονικό ορίζοντα 11 ετών, από το 0 έτος ως και το 10, με δυνατότητες επέκτασης μέχρι 5 γραμμές τύπου I και 2 γραμμές τύπου II ξεκινώντας από τη μορφή του δικτύου του σχήματος 1.1. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η βασική δομή του αλγορίθμου:



Σχήμα 2.3 : Αλγόριθμος προγράμματος βέλτιστης τεχνικοοικονομικής λύσης

Αναλύοντας τον αλγόριθμο έχουμε τα ακόλουθα βασικά σημεία:

◊ Έναρξη προγράμματος και ανάγνωση βασικών δεδομένων και σταθερών, όπως κοστών αναχώρησης γραμμών, μήκους γραμμών και αντίστοιχου κόστους ανά χιλιόμετρο,

ονομαστικής τάσης, θερμικών ορίων, ορίων πτώσης τάσης, μέγιστου αριθμού νέων γραμμών, επιτοκίου αναγωγής, χρόνου λειτουργίας των νέων στοιχείων, αρχικού φορτίου και ρυθμού αύξησης φορτίου και άλλων αρχικών στοιχείων.

◇ Εύρεση φορτίων από το έτος μηδέν ως το δέκατο στηριζόμενοι στο ρυθμό ανάπτυξης φορτίου -ίσο με 7%-, στην αρχική του τιμή κατά το έτος 0 -15 MVA- και στη σχέση (2.3-1).

◇ Αρχικοποιήσεις του προγράμματος, όπως εύρεση δυσμενέστερου τεχνικού ορίου ισχύος ανάμεσα στο θερμικό όριο -10MVA για γραμμή τύπου ACSR-95- και στο αντίστοιχο της πτώσης τάσης -ίσο με 6%- και υπολογισμός αρχικών παραγόντων υπολειπόμενης αξίας νέων γραμμών. Σε αυτό το σημείο υπάρχουν τρεις παραλλαγές του προγράμματος. Η πρώτη δεν έχει λάβει καθόλου υπόψη της την υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών μετά το πέρας του δέκατου έτους, η δεύτερη έχει λάβει υπόψη του την υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών με γραμμική απόσβεση -σχέση (1.3.2-2)- και η τρίτη μέσω της τοκοχρεωλυτικής δόσης -σχέση (1.3.2-7). Το ποσοστό αξιοποίησης των αποξηλωμένων υλικών είναι ίσο με 25%, ενώ ο αποπληθωρισμένος συντελεστής αναγωγής είναι 6% με χρονική διάρκεια ζωής του έργου ίση με 30 έτη.

◇ Διαδικασία επέκτασης για δίκτυο κάθε έτους. Συγκεκριμένα κατά το έτος t δεχόμαστε ότι το δίκτυο μπορεί να επεκταθεί με n_{n1t} νέες γραμμές τύπου I και n_{n2t} γραμμές τύπου II έχοντας αρχικά n_{o1t} τύπου I και n_{o2t} τύπου II. Στη συνέχεια αν θεωρήσουμε ότι η τάση κατά μήκος των γραμμών είναι σταθερή προς απλοποίηση των πράξεων και ίση με την ονομαστική, τότε από τις τροποποιημένες σχέσεις (2.2-1) και (2.2-2) προκύπτουν οι ακόλουθοι τύποι:

$$P_A = \frac{R_o}{V_N^2} \cdot \frac{L_1}{n_{o1t} + n_{n1t}} \cdot S_{1t}^2 + \frac{R_o}{V_N^2} \cdot \frac{L_2}{n_{o2t} + n_{n2t}} \cdot S_{2t}^2 \quad (2.7-1)$$

$$S_{tot_t} = S_{1t} + S_{2t} \quad (2.7-2)$$

όπου S_{1t} η ισχύς που διαρρέει γραμμές τύπου I, S_{2t} η ισχύς στις γραμμές τύπου II και S_{tot_t} η συνολική ισχύς του φορτίου.

Στηριζόμενοι στη μεθοδολογία της παραγράφου 2.2 θα βελτιστοποιήσουμε την κατανομή φορτίου ανάμεσα στα δύο είδη γραμμών μέσω της σχέσης:

$$S_{1t} = \frac{1}{1 + \frac{L_1 \cdot (n_{o2t} + n_{n2t})}{L_2 \cdot (n_{o1t} + n_{n1t})}} \cdot S_{tot_t} \quad (2.7-3)$$

Μέσω της σχέσης (2.7-3) έχουμε προσδιορίσει τη βέλτιστη κατανομή φορτίου ως προς τους δύο τύπους γραμμών. Στη συνέχεια ελέγχουμε αν με βάση τη συνολική ισχύ που μπορούν να παρέχουν οι γραμμές, οι ανάγκες του φορτίου καλύπτονται. Αν δεν συμβαίνει αυτό, απορρίπτεται η λύση και εκτυπώνεται σχετικό μήνυμα. Αλλιώς ελέγχουμε αν η βέλτιστη κατανομή ικανοποιεί τα κριτήρια των ορίων ισχύος κάθε γραμμής. Αν πραγματοποιηθεί το αντίθετο, τότε θέτουμε για τις προβληματικές γραμμές του ενός τύπου ότι εργάζονται στο όριο τους, ενώ οι γραμμές του άλλου τύπου αναλαμβάνουν να καλύψουν τη διαφορά. Στη συνέχεια υπολογίζουμε το κόστος των γραμμών ανάγοντάς το στην έναρξη του έτους 0, σύμφωνα με τη σχέση :

$$c_t = c_{t-1} + \left[n_{n1t} C_{1L} (1 - aj \cdot YA_{1t}) + n_{n2t} C_{2L} (1 - aj \cdot YA_{2t}) + \frac{Par_1}{1+i} \frac{S_{1t}^2}{n_{o1t} + n_{n1t}} + \frac{Par_2}{1+i} \frac{S_{2t}^2}{n_{o2t} + n_{n2t}} \right] \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (2.7-4)$$

όπου c_t είναι το κόστος μέχρι και το έτος t έχοντας αναχθεί στην έναρξη του έτους 0 και YA_{1t} και YA_{2t} είναι αντίστοιχα οι υπολοιπούμενες αξίες μίας γραμμής τύπου I και μίας γραμμής τύπου II που εγκαταστάθηκαν το έτος t , C_{1L} και C_{2L} είναι το κόστος κατασκευής μίας νέας γραμμής που παραδίδεται προς λειτουργία την έναρξη του έτους t τύπου I και τύπου II αντίστοιχα.

Η παραπάνω διαδικασία λαμβάνει υπόψη της το σύνολο των γραμμών τύπου I και II που ήδη βρίσκονται σε λειτουργία από το προηγούμενο έτος, όπως επίσης και το συνολικό κόστος των προηγούμενων ετών. Στη συνέχεια τροφοδοτεί το επόμενο έτος με το νέο κόστος και τα νέα πλήθη γραμμών των δύο τύπων. Η όλη διαδικασία επιτυγχάνεται με κατάλληλη χρήση εντολών for-loop.

◇ Έλεγχος βέλτιστης τεχνικοοικονομικής λύσης. Για κάθε δυνατή τεχνική λύση που προκύπτει μέσω των παραπάνω διαδικασιών από το έτος 0 ως το έτος 10 γίνεται η σύγκριση με την αρχικά οικονομικότερη λύση και αν είναι φθηνότερη, επιλέγεται και σώζεται ως πιο οικονομική, αλλιώς συνεχίζεται η διαδικασία.

◇ Έλεγχος -έμμεσος μέσω των χωνευτών for-loop- όλων των δυνατών τεχνικών λύσεων. Αν εξετασθούν όλες οι τεχνικές λύσεις –όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί επέκτασης του δικτύου-, τότε θα προχωρήσουμε στο επόμενο βήμα, αλλιώς θα επιστρέψουμε στην έναρξη εφαρμογής των διαδικασιών.

◇ Εύρεση αναχωρήσεων υπόγειου δικτύου. Μετά την εξέταση όλων των τεχνικών λύσεων θα προχωρήσουμε στον προσδιορισμό των απαραίτητων αναχωρήσεων του υπόγειου δικτύου ως προς τους δύο ζυγούς που είναι συνδεδεμένες οι γραμμές τύπου I και τύπου II σε κάθε έτος. Θεωρούμε ότι οι γραμμές του ίδιου τύπου είναι συνδεδεμένες στον ίδιο ζυγό, αφού θα έχουν την ίδια πτώση τάσης.

◇ Εκτύπωση του συνολικού αριθμού τεχνικών λύσεων που εξετάσθηκαν και της βέλτιστης τεχνικής λύσης ως προς τις γραμμές του εναέριου δικτύου και ως προς τις αναχωρήσεις του υπόγειου δικτύου.

Με αυτόν τον τρόπο ολοκληρώνονται τα βήματα 6 και 7 της παραγράφου 2.1. Οι τρεις παραλλαγές του προγράμματος παρουσιάζονται στο πρώτο παράρτημα με ορισμένα βοηθητικά σχόλια.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΤΡΙΤΟ

ΕΥΡΕΣΗ & ΕΠΙΛΟΓΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΛΥΣΗΣ

3.1 Εκτέλεση Προγράμματος & Συνοπτική Παρουσίαση Αποτελεσμάτων

Στηριζόμενοι στα προγράμματα του παραρτήματος 1, στα δεδομένα της παραγράφου 1.1 και στις παραδοχές του κεφαλαίου 2, εκτελέσαμε τις τρεις παραλλαγές του προγράμματος των οποίων τα αποτελέσματα παρουσιάζουμε συνοπτικά ακολούθως - αναλυτικότερα στο παράρτημα 2.

Συγκεκριμένα ακολουθούν τα αποτελέσματα της περίπτωσης εκτέλεσης του προγράμματος που δεν λαμβάνει υπόψη του την υπολειπόμενη αξία που έχουν οι εγκατεστημένες γραμμές του δικτύου που τοποθετήθηκαν από το έτος 0 και μετά. Αναλυτικά περιέχονται και ως προς τους δύο τύπους γραμμών :

◊ το σύνολο των νέων γραμμών για κάθε τύπο χωριστά μέχρι το τρέχον έτος από το έτος 0 -προκύπτει άμεσα από το πρόγραμμα-,

◊ το σύνολο των νέων γραμμών για κάθε τύπο χωριστά που τοποθετήθηκαν το τρέχον έτος -προκύπτει έμμεσα από τη σύγκριση του τρέχοντος και του προηγούμενου έτους -,

◊ το σύνολο των αναχωρήσεων του υπόγειου δικτύου για κάθε ζυγό χωριστά μέχρι το τρέχον έτος από το έτος 0 –προκύπτει άμεσα από το πρόγραμμα-,

◊ το σύνολο των νέων αναχωρήσεων του κάθε ζυγού για κάθε ζυγό χωριστά που τοποθετήθηκαν το τρέχον έτος –προκύπτει έμμεσα από τη σύγκριση του τρέχοντος και του προηγούμενου έτους-,

◊ το συνολικό φορτίο κάθε ζυγού του υπόγειου δικτύου κατά το τρέχον έτος,

◊ το φορτίο κάθε γραμμής για το τρέχον έτος –προκύπτει έμμεσα από τη διαίρεση του συνολικού φορτίου κάθε ζυγού με τον αριθμό των γραμμών που συνδέονται σ' αυτόν.

<u>Εκτέλεση Προγράμματος χωρίς να ληφθεί υπόψη η Υπολειπόμενη Αξία</u>												
Συνολικό Κόστος : 293.919.424 δρχ. Σύνολο Εξετασμένων Λύσεων : 282.072												
Έτος t	Σύνολο Νέων Γραμμών μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Γραμμών το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων το έτος t		Συνολικό φορτίο γραμμών μέχρι το έτος t (MVA)		Φορτίο κάθε γραμμής το έτος t (MVA)	
	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
0	2	0	2	0	5	2	2	0	12,27	2,73	4,09	2,73
1	2	0	0	0	5	2	0	0	12,04	4,01	6,02	4,01
2	2	0	0	0	5	2	0	0	12,88	4,29	6,44	4,29
3	2	0	0	0	6	2	1	0	15,03	3,34	5,01	3,34
4	2	0	0	0	6	2	0	0	16,09	3,57	5,36	3,57
5	2	0	0	0	6	2	0	0	17,21	3,83	8,61	3,83
6	2	0	0	0	7	2	1	0	18,42	4,09	6,14	4,09
7	2	0	0	0	7	2	0	0	19,71	4,38	6,57	4,38
8	2	0	0	0	8	2	1	0	21,09	4,69	7,03	4,69
9	2	0	0	0	8	2	0	0	22,56	5,01	7,52	5,01
10	2	0	0	0	9	2	1	0	24,14	5,36	8,05	5,36

Πίνακας 3.1 : Εκτέλεση Προγράμματος χωρίς να ληφθεί υπόψη η Υπολειπόμενη Αξία

Από τον παραπάνω πίνακα προκύπτει το συμπέρασμα ότι θα τοποθετήσουμε δύο γραμμές τύπου I στην έναρξη του έτους 0. Επίσης διαμορφώνονται αντίστοιχα οι αναχωρήσεις του υπογείου δικτύου λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη κατανομή του φορτίου προς το σύνολο των γραμμών που λειτουργούν κάθε χρόνο.

Ακόμη υπενθυμίζουμε ότι υπάρχουν δύο ζυγοί, στον έναν καταλήγουν οι γραμμές τύπου I και στο δεύτερο τύπου II, οπότε από εκεί αναχωρούν οι αντίστοιχες αναχωρήσεις του υπόγειου δικτύου.

Παράλληλα παρατηρούμε ότι η προσθήκη των δύο νέων γραμμών έγινε, ενώ η αρχική γραμμή διαρρεόταν από 9 MVA -από ισχύ μικρότερη του αντίστοιχου τεχνικού ορίου. Σε κάθε περίπτωση η προσθήκη νέων γραμμών προκαλεί ανακατανομή του φορτίου σε όλες όσες συμμετέχουν.

Στη συνέχεια ακολουθούν τα αποτελέσματα της περίπτωσης εκτέλεσης του προγράμματος που λαμβάνει υπόψη την υπολειπόμενη αξία που έχουν οι εγκατεστημένες γραμμές του δικτύου που τοποθετήθηκαν από το έτος 0 και μετά χρησιμοποιώντας την τοκοχρεωλυτική δόση.

<u>Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τοκοχρεωλυτική δόση</u>												
Συνολικό Κόστος : 283.030.240 δρχ. Σύνολο Εξετασμένων Λύσεων : 282.072												
Έτος t	Σύνολο Νέων Γραμμών μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Γραμμών το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων το έτος t		Συνολικό φορτίο γραμμών μέχρι το έτος t (MVA)		Συνολικό φορτίο γραμμών το έτος t (MVA)	
	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
0	2	0	2	0	5	2	2	0	12,27	2,73	4,09	2,73
1	2	0	0	0	5	2	0	0	12,04	4,01	6,02	4,01
2	2	0	0	0	5	2	0	0	12,88	4,29	6,44	4,29
3	2	0	0	0	6	2	1	0	15,03	3,34	5,01	3,34
4	2	0	0	0	6	2	0	0	16,09	3,57	5,36	3,57
5	2	0	0	0	6	2	0	0	17,21	3,83	8,61	3,83
6	2	0	0	0	7	2	1	0	18,42	4,09	6,14	4,09
7	2	0	0	0	7	2	0	0	19,71	4,38	6,57	4,38
8	2	0	0	0	8	2	1	0	21,09	4,69	7,03	4,69
9	2	0	0	0	8	2	0	0	22,56	5,01	7,52	5,01
10	2	0	0	0	9	2	1	0	24,14	5,36	8,05	5,36

Πίνακας 3.2 : Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τη μέθοδο της τοκοχρεωλυτικής δόσης με απόσβεση εντός 30 ετών και με επιτόκιο 6%

Παρατηρούμε ότι εκτός από τη μεταβολή του κόστους του δικτύου μειώνοντάς το κατά 10.889.184 δραχμές -που ουσιαστικά προέρχονται από το κέρδος της αποξήλωσης των γραμμών που τοποθετήσαμε χρησιμοποιώντας για τον προσδιορισμό της αξίας τους τη μέθοδο της τοκοχρεωλυτικής δόσης- όλα τα υπόλοιπα στοιχεία είναι ίδια. Δηλαδή δεν επηρέασε ουσιαστικά τα αποτελέσματα η χρήση της μεθοδολογίας της τοκοχρεωλυτικής δόσης.

Τέλος παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της περίπτωσης εκτέλεσης του προγράμματος που λαμβάνει υπόψη την υπολειπόμενη αξία που έχουν οι εγκατεστημένες γραμμές του δικτύου που τοποθετήθηκαν από το έτος 0 και μετά χρησιμοποιώντας τη μέθοδο της γραμμικής απόσβεσης.

Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τη μέθοδο Γραμμικής Απόσβεσης												
Συνολικό Κόστος : 277.769.440 δρχ. Σύνολο Εξετασμένων Λύσεων : 282.072												
Έτος t	Σύνολο Νέων Γραμμών μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Γραμμών το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων το έτος t		Συνολικό φορτίο γραμμών μέχρι το έτος t (MVA)		Συνολικό φορτίο γραμμών το έτος t (MVA)	
	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
0	2	0	2	0	5	2	2	0	12,27	2,73	4,09	2,73
1	2	0	0	0	5	2	0	0	12,04	4,01	6,02	4,01
2	2	0	0	0	5	2	0	0	12,88	4,29	6,44	4,29
3	2	0	0	0	6	2	1	0	15,03	3,34	5,01	3,34
4	2	0	0	0	6	2	0	0	16,09	3,57	5,36	3,57
5	2	0	0	0	6	2	0	0	17,21	3,83	8,61	3,83
6	2	0	0	0	7	2	1	0	18,42	4,09	6,14	4,09
7	2	0	0	0	7	2	0	0	19,71	4,38	6,57	4,38
8	2	0	0	0	8	2	1	0	21,09	4,69	7,03	4,69
9	2	0	0	0	8	2	0	0	22,56	5,01	7,52	5,01
10	2	0	0	0	9	2	1	0	24,14	5,36	8,05	5,36

Πίνακας 3.3 : Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τη μέθοδο της γραμμικής απόσβεσης εντός 30 ετών

Παρατηρούμε ξανά ότι μεταβάλλεται το κόστος επέκτασης του συστήματος, αφού μειώνεται κατά 16.149.984 δραχμές ως προς την πρώτη μέθοδο και κατά 5.260.800 δραχμές ως προς τη δεύτερη. Αυτή η αλλαγή προέρχεται από τη διαφορετική μεθοδολογία κοστολόγησης των αποξηλωμένων υλικών, αφού στην πρώτη περίπτωση δε το λαμβάνουμε υπόψη μας, στη δεύτερη χρησιμοποιούμε την τοκοχρεωλυτική μέθοδο και στην τρίτη τη γραμμική απόσβεση.

3.2 Υπόλοιπες Παρατηρήσεις

Ως προς το πλήθος των αναχωρήσεων του υπόγειου δικτύου δεν μεταβάλλεται η χρονολογική ένταξή τους, απλώς χρησιμοποιούμε περισσότερα από το τεχνικό ελάχιστο που παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα :

Έτος	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ελάχιστος Αριθμός Αναχωρήσεων	6	6	6	7	7	8	8	9	9	9	10
Τελικά Προτεινόμενος Αριθμός Αναχωρήσεων	6	7	7	8	8	8	9	9	10	10	11

Πίνακας 3.4 : Χρονολογική Εξέλιξη των ελάχιστα απαραίτητων και των τελικά εγκατεστημένων από το πρόγραμμα αναχωρήσεων κατά τη Διάρκεια των Ετών 0 - 10

Ο ελάχιστος αριθμός αναχωρήσεων προκύπτει θεωρώντας ότι όλες οι αναχωρήσεις θα μπορούσαν να συνδεθούν στον ίδιο ζυγό –αν και δεν συμβαίνει αυτό στην πραγματικότητα-, ώστε να βρεθεί ο ελάχιστος αριθμός τους λαμβάνοντας υπόψη μόνο το τεχνικό όριο των 3 MVA ανά αναχώρηση και όχι τη βέλτιστη κατανομή φορτίου, τους περιορισμούς που επιβάλλουν οι δυνατότητες τροφοδοσίας των γραμμών και η ύπαρξη δύο ζυγών. Βέβαια μας δίνεται από το πρόβλημα η δυνατότητα να ανακατανεύουμε τα φορτία

του υπόγειου δικτύου, όπως θέλουμε στις διάφορες αναχωρήσεις πληρώντας πάντα το τεχνικό όριο.

Από την εκτέλεση και των τριών παραλλαγών του προγράμματος -όπως φαίνεται και από το παράρτημα 2- προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα ως προς το τεχνικό ελάχιστο:

- Χωρίς την τοποθέτηση καμίας γραμμής το έτος 3 δεν θα μπορεί να λειτουργήσει ομαλά το δίκτυο.

- Με την τοποθέτηση μόνο μίας γραμμής τύπου Ι –από το έτος 0 ως το έτος 2- δε θα λειτουργεί ορθά το δίκτυο από το έτος 9.

- Με την τοποθέτηση μόνο μίας γραμμής τύπου ΙΙ –από το έτος 0 ως το έτος 2- δε θα λειτουργεί ορθά το δίκτυο από το έτος 7.

Από αυτό το σημείο φαίνεται τότε θα γινόταν η επέκταση με καθαρά τεχνικά όρια – χωρίς να λάβουμε υπόψη μας τις οικονομικές ωφέλειες που τελικά προέκυψαν από τις επενδύσεις που προηγήθηκαν ουσιαστικά από τις τεχνικές ανάγκες του δικτύου. Δηλαδή είτε στο πέρας του έτους 2 θα εγκαθιστούσαμε μία γραμμή τύπου Ι και στο πέρας του έτους 8 μία άλλη γραμμή –Ι ή ΙΙ-, είτε στο πέρας του έτους 2 θα εγκαθιστούσαμε μία γραμμή τύπου ΙΙ και στο πέρας του έτους 6 μία άλλη γραμμή –Ι ή ΙΙ-. Στην παρούσα περίπτωση όμως δε συνέβη αυτό, αλλά η επέκταση στηρίχθηκε κυρίως στα κριτήρια της οικονομικής λειτουργίας.

Τέλος, επειδή το πρόγραμμα υλοποιεί ουσιαστικά την αναλυτική μέθοδο, για να προκύψει αυτή η βέλτιστη τεχνικοοικονομική λύση, εξετάστηκαν το σύνολο των δυνατών συνδυασμών επέκτασης του δικτύου με βάση τους αρχικούς μας περιορισμούς των 5 γραμμών τύπου Ι και των 2 τύπου ΙΙ. Οι συνδυασμοί αυτοί ανήκαν βασικά σε δύο κατηγορίες στις εφαρμόσιμες και στις μη εφαρμόσιμες τεχνικές λύσεις. Ενδεικτικά αναφέρουμε ότι οι δυνατές τεχνικές λύσεις που εξετάστηκαν ως προς τα οικονομικά τους κριτήρια έφθασαν –και στις τρεις περιπτώσεις, αφού είναι ανεξάρτητο του τρόπου κοστολόγησης του δικτύου- στις 282.072.

3.3 Εκτέλεση Προγράμματος & Συνοπτική Παρουσίαση Αποτελεσμάτων μεταβάλλοντας το Κόστος Απώλειας Ισχύος

Στηριζόμενοι στα προγράμματα του παραρτήματος 1, μεταβάλλοντας απλώς την τιμή του κόστους ισχύος από 40.000 δρχ./kW σε 10.000 δρχ./kW, στα δεδομένα της παραγράφου 1.1 και στις παραδοχές του κεφαλαίου 2, εκτελέσαμε εκ νέου τις τρεις παραλλαγές του προγράμματος των οποίων τα αποτελέσματα παρουσιάζουμε συνοπτικά ακολούθως. Με αυτόν τον τρόπο θα δούμε την ευαισθησία των λύσεων μας σε αλλαγές οικονομικών μεγεθών. Συγκεκριμένα ακολουθούν τα αποτελέσματα της περίπτωσης εκτέλεσης του προγράμματος που δεν λαμβάνει υπόψη του την υπολειπόμενη αξία που έχουν οι εγκατεστημένες γραμμές του δικτύου που τοποθετήθηκαν από το έτος 0 και μετά.

<u>Εκτέλεση Προγράμματος χωρίς να ληφθεί υπόψη η Υπολειπόμενη Αξία</u>												
Συνολικό Κόστος : 197.347.328 δρχ. Σύνολο Εξετασμένων Λύσεων : 282.072												
Έτος t	Σύνολο Νέων Γραμμών μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Γραμμών το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων το έτος t		Συνολικό φορτίο γραμμών μέχρι το έτος t (MVA)		Φορτίο κάθε γραμμής το έτος t (MVA)	
	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
0	1	0	1	0	4	2	1	0	11,25	3,75	5,63	3,75
1	1	0	0	0	5	2	1	0	12,04	4,01	6,02	4,01
2	1	0	0	0	5	2	0	0	12,88	4,29	6,44	4,29
3	2	0	1	0	6	2	1	0	15,03	3,34	5,01	3,34
4	2	0	0	0	6	2	0	0	16,09	3,57	5,36	3,57

Έτος t	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
5	2	0	0	0	6	2	0	0	17,21	3,83	8,61	3,83
6	2	0	0	0	7	2	1	0	18,42	4,09	6,14	4,09
7	2	0	0	0	7	2	0	0	19,71	4,38	6,57	4,38
8	2	0	0	0	8	2	1	0	21,09	4,69	7,03	4,69
9	2	0	0	0	8	2	0	0	22,56	5,01	7,52	5,01
10	2	0	0	0	9	2	1	0	24,14	5,36	8,05	5,36

Πίνακας 3.5 : Εκτέλεση Προγράμματος χωρίς να ληφθεί υπόψη η Υπολειπόμενη Αξία για διαφορετικό κόστος απώλειας ισχύος

Από τον παραπάνω πίνακα προκύπτει το συμπέρασμα ότι θα τοποθετήσουμε μία γραμμή τύπου I στην έναρξη του έτους 0 και μία στην έναρξη του έτους 3. Επίσης διαμορφώνονται αντίστοιχα οι αναχωρήσεις του υπογείου δικτύου λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη κατανομή του φορτίου προς το σύνολο των γραμμών που λειτουργούν κάθε χρόνο. Ακόμη υπενθυμίζουμε ότι υπάρχουν δύο ζυγοί, στον έναν καταλήγουν οι γραμμές τύπου I και στο δεύτερο τύπου II, οπότε από εκεί αναχωρούν οι αντίστοιχες αναχωρήσεις του υπόγειου δικτύου.

Παράλληλα παρατηρούμε ότι η προσθήκη της πρώτης γραμμής έγινε, ενώ η αρχική διαρρέοταν λιγότερο από 10 MVA, ενώ πάνω από 5,545 MVA μας συμφέρει η τοποθέτηση νέας γραμμής –αν είχαμε άπειρη απόσβεση. Στη συνέχεια το έτος 2 έχει ανέβει το φορτίο που διαρρέει κάθε γραμμή τύπου I φθάνοντας στην τιμή των 6,44 MVA, για να ξαναμειωθεί με την προσθήκη της νέας γραμμής κατά το έτος 3. Ακόμη βλέπουμε και τις αντίστοιχες μεταβολές του φορτίου της γραμμής τύπου II, που ακολουθούν τη μεταβολή του φορτίου των γραμμών τύπου I, καθώς η προσθήκη νέων γραμμών προκαλεί ανακατανομή του φορτίου σε όλες όσες συμμετέχουν.

Στη συνέχεια ακολουθούν τα αποτελέσματα της περίπτωσης εκτέλεσης του προγράμματος που λαμβάνει υπόψη την υπολειπόμενη αξία που έχουν οι εγκατεστημένες γραμμές του δικτύου που τοποθετήθηκαν από το έτος 0 και μετά χρησιμοποιώντας την τοκοχρεωλυτική δόση.

Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τοκοχρεωλυτική δόση												
Συνολικό Κόστος : 186.027.056 δρχ. Σύνολο Εξετασμένων Λύσεων : 282.072												
	Σύνολο Νέων Γραμμών μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Γραμμών το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων το έτος t		Συνολικό φορτίο γραμμών μέχρι το έτος t (MVA)		Συνολικό φορτίο γραμμών το έτος t (MVA)	
Έτος t	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
0	1	0	1	0	4	2	1	0	11,25	3,75	5,63	3,75
1	1	0	0	0	5	2	1	0	12,04	4,01	6,02	4,01
2	1	0	0	0	5	2	0	0	12,88	4,29	6,44	4,29
3	2	0	1	0	6	2	1	0	15,03	3,34	5,01	3,34
4	2	0	0	0	6	2	0	0	16,09	3,57	5,36	3,57
5	2	0	0	0	6	2	0	0	17,21	3,83	8,61	3,83
6	2	0	0	0	7	2	1	0	18,42	4,09	6,14	4,09
7	2	0	0	0	7	2	0	0	19,71	4,38	6,57	4,38
8	2	0	0	0	8	2	1	0	21,09	4,69	7,03	4,69
9	2	0	0	0	8	2	0	0	22,56	5,01	7,52	5,01
10	2	0	0	0	9	2	1	0	24,14	5,36	8,05	5,36

Πίνακας 3.6 : Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τη μέθοδο της τοκοχρεωλυτικής δόσης με απόσβεση εντός 30 ετών και με επιτόκιο 6% για διαφορετικό κόστος απώλειας ισχύος

Παρατηρούμε ότι εκτός από τη μεταβολή του κόστους του δικτύου μειώνοντάς το κατά 11.320.272 δραχμές –που ουσιαστικά προέρχονται από το κέρδος της αποξήλωσης των γραμμών που τοποθετήσαμε χρησιμοποιώντας για τον προσδιορισμό της αξίας τους τη μέθοδο της τοκοχρεωλυτικής δόσης- όλα τα υπόλοιπα στοιχεία είναι ίδια.

Τέλος παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της περίπτωσης εκτέλεσης του προγράμματος που λαμβάνει υπόψη την υπολειπόμενη αξία που έχουν οι εγκατεστημένες γραμμές του δικτύου που τοποθετήθηκαν από το έτος 0 και μετά χρησιμοποιώντας τη μέθοδο της γραμμικής απόσβεσης.

Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τη μέθοδο Γραμμικής Απόσβεσης												
Συνολικό Κόστος : 181.364.112 δρχ. Σύνολο Εξετασμένων Λύσεων : 282.072												
	Σύνολο Νέων Γραμμών μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Γραμμών το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων μέχρι το έτος t		Σύνολο Νέων Αναχωρήσεων το έτος t		Συνολικό φορτίο γραμμών μέχρι το έτος t (MVA)		Συνολικό φορτίο γραμμών το έτος t (MVA)	
Έτος t	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Τύπου I	Τύπου II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II	Ζυγός I	Ζυγός II
0	1	0	1	0	4	2	1	0	11,25	3,75	5,63	3,75
1	1	0	0	0	5	2	1	0	12,04	4,01	6,02	4,01
2	2	0	1	0	5	2	0	0	14,05	3,12	4,68	3,12
3	2	0	0	0	6	2	1	0	15,03	3,34	5,01	3,34
4	2	0	0	0	6	2	0	0	16,09	3,57	5,36	3,57
5	2	0	0	0	6	2	0	0	17,21	3,83	8,61	3,83
6	2	0	0	0	7	2	1	0	18,42	4,09	6,14	4,09
7	2	0	0	0	7	2	0	0	19,71	4,38	6,57	4,38
8	2	0	0	0	8	2	1	0	21,09	4,69	7,03	4,69
9	2	0	0	0	8	2	0	0	22,56	5,01	7,52	5,01
10	2	0	0	0	9	2	1	0	24,14	5,36	8,05	5,36

Πίνακας 3.7 : Εκτέλεση Προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη την Υπολειπόμενη Αξία με τη μέθοδο της γραμμικής απόσβεσης εντός 30 ετών για διαφορετικό κόστος απώλειας ισχύος

Παρατηρούμε ότι γίνονται δύο σημαντικές μεταβολές :

- Μεταβολή του κόστους επέκτασης του συστήματος, αφού μειώνεται κατά 15.983.216 δραχμές ως προς την πρώτη μέθοδο και κατά 4.662.944 δραχμές ως προς τη δεύτερη. Αυτή η αλλαγή προέρχεται από τη διαφορετική μεθοδολογία κοστολόγησης των αποξηλωμένων υλικών, αφού στην πρώτη περίπτωση δε το λαμβάνουμε υπόψη μας, στη δεύτερη χρησιμοποιούμε την τοκοχρεωλυτική μέθοδο και στην τρίτη τη γραμμική απόσβεση.

- Μεταβάλλεται η χρονολογική σειρά ένταξης των γραμμών τύπου I, αφού η δεύτερη νέα γραμμή προστίθεται ένα έτος νωρίτερα –στο έτος 2 θα γίνει η έναρξη της λειτουργίας της αντί του έτους 3. Και σ'αυτήν την περίπτωση υπεύθυνη είναι η αλλαγή της μεθοδολογίας κοστολόγησης της γραμμής.

Επίσης παρατηρούμε ότι στο έτος 2 αλλάζει η κατανομή του φορτίου ως προς τους δύο ζυγούς λόγω της αλλαγής του αριθμού των γραμμών.

3.4 Υπόλοιπες Παρατηρήσεις σε σχέση με την Εκτέλεση των Προγραμμάτων και την Ευαισθησία της Λύσης σε Οικονομικούς Παράγοντες

Ως προς το πλήθος των αναχωρήσεων του υπόγειου δικτύου δεν μεταβάλλεται η χρονολογική ένταξή τους, απλώς χρησιμοποιούμε περισσότερα από το τεχνικό ελάχιστο που παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα :

Έτος	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ελάχιστος Αριθμός Αναχωρήσεων	5	6	6	7	7	8	8	9	9	9	10
Τελικά Προτεινόμενος Αριθμός Αναχωρήσεων	6	7	7	8	8	8	9	9	10	10	11

Πίνακας 3.8 : Χρονολογική Εξέλιξη των ελάχιστα απαραίτητων και των τελικά εγκατεστημένων από το πρόγραμμα αναχωρήσεων κατά τη Διάρκεια των Ετών 0 - 10

Ως προς τον ελάχιστο αριθμό αναχωρήσεων ισχύουν τα σχόλια της παραγράφου 3.2. Πάντως αν εξαιρέσει κανείς το έτος 0 από τη σύγκριση των πινάκων 3.4 και 3.8 καταλήγουμε στην ίδια μορφή επέκτασης του υπόγειου δικτύου.

Επίσης καταλήγουμε στα ίδια συμπεράσματα με τα αντίστοιχα της παραγράφου 3.2 ως προς το τεχνικό ελάχιστο από την εκτέλεση και των τριών παραλλαγών του προγράμματος.

Ως προς την επέκταση του δικτύου καταλήγουμε σε διαφορετικά αποτελέσματα, καθώς με τη μείωση του κόστους απώλειας ισχύος κατά 75% -και κατ'επέκταση του συντελεστή του κόστους απωλειών της γραμμής κατά 50% περίπου- προκύπτει η επιβράδυνση της τοποθέτησης της δεύτερης γραμμής είτε κατά 2 χρόνια -γραμμική απόσβεση-, είτε κατά 3 χρόνια -λοιπές μέθοδοι. Εξαιτίας τούτου είναι σημαντικό ο κατάλληλος προσδιορισμός τόσο του κόστους απωλειών -ενέργειας και ισχύος-, όσο και του κόστους εγκατάστασης μίας νέας γραμμής.

Τέλος, επειδή το πρόγραμμα υλοποιεί ουσιαστικά την αναλυτική μέθοδο, για να προκύψει αυτή η βέλτιστη τεχνικοοικονομική λύση, εξετάστηκαν το σύνολο των δυνατών συνδυασμών επέκτασης του δικτύου με βάση τους αρχικούς μας περιορισμούς των 5 γραμμών τύπου I και των 2 τύπου II καταλήγοντας ξανά στο ότι οι δυνατές τεχνικές λύσεις που εξετάστηκαν ως προς τα οικονομικά τους κριτήρια έφθασαν στις 282.072, όπως άλλωστε είχαμε βρει και στις προηγούμενες εκτελέσεις.

3.5 Εκτέλεση Προγράμματος Δεύτερης Μεθοδολογίας

Από την εκτέλεση της δεύτερης μεθοδολογίας, όπως φαίνεται και στο παράρτημα 2, δεν αλλάζει η βέλτιστη τεχνική λύση σε καμία από τις τρεις περιπτώσεις, όπως και όλα τα τεχνικά μεγέθη και τα αντίστοιχα οικονομικά κόστη παραμένουν αναλλοίωτα.

Ωστόσο μειώνεται δραματικά ο αριθμός των τεχνικών λύσεων που εξετάζονται, αφού οι καταμετρημένες δυνατές τεχνικές λύσεις είναι ίσες με 190 έναντι 282.072, δηλαδή εξετάστηκαν μόλις το 0,067% των τεχνικά αποδεκτών λύσεων. Σημαντικό ρόλο διαδραμάτισε όχι, μόνο ο περιορισμός του αριθμού των γραμμών τύπου I, αλλά η ουσιαστική κατάργηση της δυνατότητας προσθήκης γραμμής τύπου II.

Επίσης υπάρχει και διαφοροποίηση ως προς τα αποτελέσματα των ελάχιστων τεχνικών περιορισμών, αφού δεν συμμετέχουν ουσιαστικά καθόλου οι γραμμές τύπου II, με συνέπεια να χάνεται η πληροφορία της αδυναμίας του δικτύου να λειτουργήσει ορθά από το έτος 7 έχοντας τοποθετήσει μία γραμμή τύπου II κατά το χρονικό διάστημα από 0 ως 2 έτη. Όμως το δεδομένο αυτό δεν είναι ουσιαστικά απαραίτητο για τη βέλτιστη διαμόρφωση του δικτύου.

Πάντως σε κάθε περίπτωση αυτή η μεθοδολογία πρέπει να χρησιμοποιείται με ιδιαίτερη προσοχή, καθώς στην παρούσα περίπτωση η διαφορά τόσο των οικονομικών, όσο και των τεχνικών ορίων συνέκλιναν φανερά και με διαφορά υπέρ των γραμμών τύπου I, γεγονός που συνήθως δεν συμβαίνει στην πράξη, καθώς η κατάσταση είναι αρκετά περισσότερο πολύπλοκη.

3.6 Επιλογή Βέλτιστης Λύσης

Το ποιο σχέδιο επέκτασης του δικτύου θα χρησιμοποιήσουμε εξαρτάται από τη μεθοδολογία που τελικά θα επιλέξουμε. Στην παρούσα περίπτωση, όπως φάνηκε καθαρά από τους πίνακες 3.1 ως 3.3, θα γίνει η κατασκευή και η λειτουργία 2 νέων γραμμών ACSR-95 των 6 km στο έτος 0, όποια μεθοδολογία και αν επιλέξουμε.

Η κάθε επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιεί τη δική της μεθοδολογία. Η πιο συνηθισμένη περίπτωση πάντως είναι της γραμμικής απόσβεσης, οπότε στην παρούσα περίπτωση το συνολικό κόστος μέσα στην περίοδο μελέτης θα φθάσει στις 277.769.440 δραχμές έχοντας ανάγκη όλα τα κόστη στην έναρξη του έτους 0. Οι άλλες μέθοδοι κοστολόγησης θα μας οδηγούσαν σε άλλα κόστη.

Αν το κόστος των απωλειών ισχύος ήταν διαφορετικό, όπως 10.000 δρχ/kW αντί 40.000, τότε, εφαρμόζοντας τη μέθοδο της γραμμικής απόσβεσης, θα γινόταν η κατασκευή και η λειτουργία μίας γραμμής ACSR-95 των 6 km στην αρχή του έτους 0 και άλλης μίας ίδιας στην έναρξη του έτους 2. Οι άλλες μέθοδοι κοστολόγησης θα μας οδηγούσαν όχι μόνο σε άλλα κόστη, αλλά και σε άλλη τεχνική βέλτιστη λύση όχι όμως σημαντικά διαφοροποιημένη από την αρχική -αργότερη τοποθέτηση της δεύτερης νέας γραμμής κατά ένα έτος.

Το πόσο τελικά ορθή είναι η επιλογή μας θα εξαρτηθεί όμως κατά κύριο λόγο από τη χρονική διάρκεια της μελέτης του δικτύου από το έτος 0 και από την ορθότητα των παραδοχών, κυρίως της εξέλιξης του φορτίου και των οικονομικών μεγεθών - αποπληθωρισμένος συντελεστής αναγωγής- που λάβαμε υπόψη μας κατά τη μεσοπρόθεσμη μελέτη ανάπτυξης και επέκτασης του δικτύου αυτού και όχι τόσο από τη μεθοδολογία που εφαρμόσαμε, όπως φάνηκε στην παρούσα περίπτωση.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΠΡΩΤΟ

ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΕΚΤΥΠΩΣΗ

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΩΝ ΣΕ FORTRAN

Π 1.1 Πρόγραμμα χωρίς τη Λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο προγράμματος σε FORTRAN χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης.

```

C *****
C *
C *          P R O G R A M    ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ
C *
C *  This program calculates the most economic solution with technical
C *  terms for the growth of the electrical system of medium voltage
C *  of two lines without amortization
C *
C *****
C  PROGRAM PAPADOP1
C -----
C  Include definitions
C  Ia is the cost of power losses in kw/draxmas
C  Ib is the cost of energy losses in kwh/draxmas
C  Ro is the resistance for the line ACSR-95 in Ohm/km
C  L1 is the length of line 1
C  L2 is the length of line 2
C  VN is the the nominal voltage of power system in that point
C  KACSR95 is the number of drop voltage in suspect to length of line
C  in MVA/km
C  THACSR95 is the thermal point of line ACSR95 in MVA
C  SA is the losses number for the load of line
C  ILINE1 is the number of new lines during this period for LINE1
C  ILINE2 is the number of new lines during this period for LINE2
C  EE is the drop voltage in percent
C  A1 is a number of cost in draxmas/W^2 for line 1
C  A2 is a number of cost in draxmas/W^2 for line 2
C  SDRV1 is the real number for maximum power of line 1 for drop voltage
C  SDRV2 is the real number for maximum power of line 2 for drop voltage
C  LIMP1 is the real number of the most sticted power limit for line 1
C  LIMP2 is the real number of the most sticted power limit for line 2
C  EPITOK is the epitokio
C  IPERIOD is the percent of increasing load
C  LOADTOT is the total load of each year
C  IMELETH is the number of the study years
C  RINLD is the rate increasing of load
C  I10 is the number of new lines of line 1 for year 0
C  I20 is the number of new lines of line 2 for year 0
C  IL10 is the number of all lines of line 1 for year 0
C  IL20 is the number of all lines of line 2 for year 0
C  COSTA20 IS THE COST OF BEGINNING OF A NEW LINE
C  COACSR95 IS THE COST OF A NEW LINE ACSR95 PER KM
C  SBUN is the MVA of the underground system
C -----
C  INTEGER Ia,Ib,KACSR95,THACSR95,ILINE1,ILINE2,IL1(0:10),IL2(0:10)
C  INTEGER IYP1,IYP2
C  REAL Ro,VN,L1,L2,SA,A1,A2,EE,SDRV1,SDRV2,LIMP1,LIMP2,EPITOK
C  REAL LOADTOT(0:10),COSTMIN,COSTOS0,COSTOS1
C  CHARACTER*16 FNAME1

```

```

C-----
C      defining the format of OUTput file
10 FORMAT ( 11(' ',F7.4))
11 FORMAT ( ' PERIPTWSH XWRIS YPOLEIPOMENH AJIA ' )
12 FORMAT ( ' 0 ', ' 1 ', ' 2 ', ' 3 ', ' 4 ',
* ' 5 ', ' 6 ', ' 7 ', ' 8 ', ' 9 ', ' 10' )
13 FORMAT ( ' ETOS 0 ', ' ETOS 1 ', ' ETOS 2 ', ' ETOS 3 ', ' ETOS 4 ',
* ' ETOS 5 ', ' ETOS 6 ', ' ETOS 7 ', ' ETOS 8 ', ' ETOS 9 ', ' ETOS 10' )
14 FORMAT (11(' L1 L2 '))
15 FORMAT ( I6,22(I2,(' ')), ' COSTOS ', F12.0 )
16 FORMAT ( 22(I2,(' ')), ' COSTOSMIN ', F12.0 )
17 FORMAT ( 'SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN ',I6)
18 FORMAT ( 'ETOS ', I2, ' ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I =>',I2,
* ' APO TYPOY II =>',I2, ' ME FORTIO GIA TYPOY I ',F6.2, ' TYPOY II',
* F6.2)
20 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 0 =>',2 (I2, ' '))
21 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 1 =>',4 (I2, ' '))
22 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 2 =>',6 (I2, ' '))
23 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 3 =>',8 (I2, ' '))
24 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 4 =>',10 (I2, ' '))
25 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 5 =>',12 (I2, ' '))
26 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 6 =>',14 (I2, ' '))
27 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 7 =>',16 (I2, ' '))
28 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 8 =>',18 (I2, ' '))
29 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 9 =>',20 (I2, ' '))
30 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 10=>',22 (I2, ' '))
31 FORMAT (17(' '), ' ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ',
* ' ETOS 5 ', ' ETOS 6 ', ' ETOS 7 ', ' ETOS 8 ', ' ETOS 9 ', ' ETOS 10' )
32 FORMAT (17(' '),11(' L1 L2 '))

C-----
C      definitions of constants
Ia = 40000
Ib = 10
Ro = 0.22
L1 = 6.0
L2 = 9.0
VN = 20.0
KACSR95 = 10
THACSR95 = 10
SA = 0.232
ILINE1 = 5
ILINE2 = 2
EE = 6
EPITOK = 0.06
IPERIOD = 10
RINLD = 1.07
COSTA20 = 15000000
COACSR95= 6000000
COSTMIN = 10E+10
ICNT = 0
SBUN = 3

C      permanent calculations for all period
A1 = Ro*L1*(Ia+Ib*SA*8760)*1000/(VN*VN*(1+EPITOK))
A2 = Ro*L2*(Ia+Ib*SA*8760)*1000/(VN*VN*(1+EPITOK))
SDRV1 = EE*KACSR95/L1
SDRV2 = EE*KACSR95/L2
LIMP1 = THACSR95
C1L = COSTA20 + L1*COACSR95
C2L = COSTA20 + L2*COACSR95

C      finding the most critical technical limit for line 1
IF (LIMP1.GT.SDRV1) LIMP1=SDRV1
LIMP2 = THACSR95

C      finding the most critical technical limit for line 2
IF (LIMP2.GT.SDRV2) LIMP2=SDRV2

C-----
C      NEW LOAD
LOADTOT(0) = 15
DO 80 I=1,IPERIOD
LOADTOT(I)=LOADTOT(I-1)*RINLD
80 CONTINUE

C-----
C      create the name of input and output file name
C      output channel
ICH1 = 11
C      create the complete name of data file and output file
FNAME1 = 'APOTELE1.OUT'

C-----
C      opening the output file

```

```

      OPEN ( ICH1, FILE = FNAME1, ACCESS='SEQUENTIAL')
      WRITE(ICH1,11)
      WRITE(ICH1,12)
      WRITE(ICH1,10) LOADTOT
C-----
C      year 0
      DO 1000 I10 = 0, ILINE1
      DO 1000 I20 = 0, ILINE2
C      finding all lines
      IL10=1+I10
      IL20=1+I20
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S10=LOADTOT(0)/(1+L1*IL20/(IL10*L2))
      S20=LOADTOT(0)-S10
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL10*LIMP1+IL20*LIMP2).LT.LOADINGTOT(0)) GOTO 980
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL10*LIMP1).GT.S10).AND.((IL20*LIMP2).GT.S20)) GOTO 120
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL10*LIMP1).GE.S10) THEN
        S20 = LIMP2*IL20
        S10 = LOADINGTOT(0) - LIMP2*IL20
      ELSE
        S10 = LIMP1*IL10
        S20 = LOADINGTOT(0) - LIMP1*IL10
      ENDIF
120 CONTINUE
      COSTOS0 = I10*C1L + I20*C2L + A1*S10*S10/IL10 + A2*S20*S20/IL20
C      year 1
      DO 950 I11=I10, ILINE1
      DO 950 I21=I20, ILINE2
C      finding all lines
      IL11=1+I11
      IL21=1+I21
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S11=LOADTOT(1)/(1+L1*IL21/(IL11*L2))
      S21=LOADTOT(1)-S11
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL11*LIMP1+IL21*LIMP2).LT.LOADINGTOT(1)) GOTO 930
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL11*LIMP1).GT.S11).AND.((IL21*LIMP2).GT.S21)) GOTO 170
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL11*LIMP1).GE.S11) THEN
        S21 = LIMP2*IL21
        S11 = LOADINGTOT(1) - LIMP2*IL21
      ELSE
        S11 = LIMP1*IL11
        S21 = LOADINGTOT(1) - LIMP1*IL11
      ENDIF
170 CONTINUE
      COSTOS1 = ((I11-I10)*C1L + (I21-I20)*C2L + A1*S11*S11/IL11 +
* A2*S21*S21/IL21)/(1+EPITOK)+COSTOS0
C      year 2
      DO 900 I12=I11, ILINE1
      DO 900 I22=I21, ILINE2
C      finding all lines
      IL12=1+I12
      IL22=1+I22
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S12=LOADTOT(2)/(1+L1*IL22/(IL12*L2))
      S22=LOADTOT(2)-S12
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL12*LIMP1+IL22*LIMP2).LT.LOADINGTOT(2)) GOTO 880
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL12*LIMP1).GT.S12).AND.((IL22*LIMP2).GT.S22)) GOTO 220
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL12*LIMP1).GE.S12) THEN
        S22 = LIMP2*IL22
        S12 = LOADINGTOT(2) - LIMP2*IL22
      ELSE
        S12 = LIMP1*IL12
        S22 = LOADINGTOT(2) - LIMP1*IL12
      ENDIF
220 CONTINUE
      COSTOS2 = ((I12-I11)*C1L + (I22-I21)*C2L + A1*S12*S12/IL12 +
* A2*S22*S22/IL22)/(1+EPITOK)**2)+COSTOS1
C      year 3
      DO 850 I13=I12, ILINE1
      DO 850 I23=I22, ILINE2

```

```

C      finding all lines
        IL13=1+I13
        IL23=1+I23
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
        S13=LOADTOT(3)/(1+L1*IL23/(IL13*L2))
        S23=LOADTOT(3)-S13
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
        IF ((IL13*LIMP1+IL23*LIMP2).LT.LOADINGTOT(3)) GOTO 830
C      check if it is acceptable the best solution for all load
        IF (((IL13*LIMP1).GT.S13).AND.((IL23*LIMP2).GT.S23)) GOTO 270
C      if it is not acceptable ,then
        IF ((IL13*LIMP1).GE.S13) THEN
            S23 = LIMP2*IL23
            S13 = LOADINGTOT(3) - LIMP2*IL23
        ELSE
            S13 = LIMP1*IL13
            S23 = LOADINGTOT(3) - LIMP1*IL13
        ENDIF
270    CONTINUE
        COSTOS3 = ((I13-I12)*C1L + (I23-I22)*C2L + A1*S13*S13/IL13 +
*      A2*S23*S23/IL23)/((1+EPITOK)**3)+COSTOS2
C      year 4
        DO 800 I14=I13,ILINE1
        DO 800 I24=I23,ILINE2
C      finding all lines
        IL14=1+I14
        IL24=1+I24
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
        S14=LOADTOT(4)/(1+L1*IL24/(IL14*L2))
        S24=LOADTOT(4)-S14
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
        IF ((IL14*LIMP1+IL24*LIMP2).LT.LOADINGTOT(4)) GOTO 780
C      check if it is acceptable the best solution for all load
        IF (((IL14*LIMP1).GT.S14).AND.((IL24*LIMP2).GT.S24)) GOTO 320
C      if it is not acceptable ,then
        IF ((IL14*LIMP1).GE.S14) THEN
            S24 = LIMP2*IL24
            S14 = LOADINGTOT(4) - LIMP2*IL24
        ELSE
            S14 = LIMP1*IL14
            S24 = LOADINGTOT(4) - LIMP1*IL14
        ENDIF
320    CONTINUE
        COSTOS4 = ((I14-I13)*C1L + (I24-I23)*C2L + A1*S14*S14/IL14 +
*      A2*S24*S24/IL24)/((1+EPITOK)**4)+COSTOS3
C      year 5
        DO 750 I15=I14,ILINE1
        DO 750 I25=I24,ILINE2
C      finding all lines
        IL15=1+I15
        IL25=1+I25
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
        S15=LOADTOT(5)/(1+L1*IL25/(IL15*L2))
        S25=LOADTOT(5)-S15
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
        IF ((IL15*LIMP1+IL25*LIMP2).LT.LOADINGTOT(5)) GOTO 730
C      check if it is acceptable the best solution for all load
        IF (((IL15*LIMP1).GT.S15).AND.((IL25*LIMP2).GT.S25)) GOTO 370
C      if it is not acceptable ,then
        IF ((IL15*LIMP1).GE.S15) THEN
            S25 = LIMP2*IL25
            S15 = LOADINGTOT(5) - LIMP2*IL25
        ELSE
            S15 = LIMP1*IL15
            S25 = LOADINGTOT(5) - LIMP1*IL15
        ENDIF
370    CONTINUE
        COSTOS5 = ((I15-I14)*C1L + (I25-I24)*C2L + A1*S15*S15/IL15 +
*      A2*S25*S25/IL25)/((1+EPITOK)**5)+COSTOS4
C      year 6
        DO 700 I16=I15,ILINE1
        DO 700 I26=I25,ILINE2
C      finding all lines
        IL16=1+I16
        IL26=1+I26
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
        S16=LOADTOT(6)/(1+L1*IL26/(IL16*L2))
        S26=LOADTOT(6)-S16
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load

```



```

      IF ((IL16*LIMP1+IL26*LIMP2).LT.LOADTOT(6)) GOTO 680
C    check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL16*LIMP1).GT.S16).AND.((IL26*LIMP2).GT.S26)) GOTO 400
C    if it is not acceptable ,then
      IF ((IL16*LIMP1).GE.S16) THEN
        S26 = LIMP2*IL26
        S16 = LOADTOT(6) - LIMP2*IL26
      ELSE
        S16 = LIMP1*IL16
        S26 = LOADTOT(6) - LIMP1*IL16
      ENDIF
400  CONTINUE
      COSTOS6 = ((I16-I15)*C1L + (I26-I25)*C2L + A1*S16*S16/IL16 +
*    A2*S26*S26/IL26)/((1+EPITOK)**6)+COSTOS5
C    year 7
      DO 650 I17=I16,ILINE1
      DO 650 I27=I26,ILINE2
C    finding all lines
      IL17=1+I17
      IL27=1+I27
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S17=LOADTOT(7)/(1+L1*IL27/(IL17*L2))
      S27=LOADTOT(7)-S17
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL17*LIMP1+IL27*LIMP2).LT.LOADTOT(7)) GOTO 630
C    check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL17*LIMP1).GT.S17).AND.((IL27*LIMP2).GT.S27)) GOTO 420
C    if it is not acceptable ,then
      IF ((IL17*LIMP1).GE.S17) THEN
        S27 = LIMP2*IL27
        S17 = LOADTOT(7) - LIMP2*IL27
      ELSE
        S17 = LIMP1*IL17
        S27 = LOADTOT(7) - LIMP1*IL17
      ENDIF
420  CONTINUE
      COSTOS7 = ((I17-I16)*C1L + (I27-I26)*C2L + A1*S17*S17/IL17 +
*    A2*S27*S27/IL27)/((1+EPITOK)**7)+COSTOS6
C    year 8
      DO 600 I18=I17,ILINE1
      DO 600 I28=I27,ILINE2
C    finding all lines
      IL18=1+I18
      IL28=1+I28
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S18=LOADTOT(8)/(1+L1*IL28/(IL18*L2))
      S28=LOADTOT(8)-S18
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL18*LIMP1+IL28*LIMP2).LT.LOADTOT(8)) GOTO 580
C    check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL18*LIMP1).GT.S18).AND.((IL28*LIMP2).GT.S28)) GOTO 440
C    if it is not acceptable ,then
      IF ((IL18*LIMP1).GE.S18) THEN
        S28 = LIMP2*IL28
        S18 = LOADTOT(8) - LIMP2*IL28
      ELSE
        S18 = LIMP1*IL18
        S28 = LOADTOT(8) - LIMP1*IL18
      ENDIF
440  CONTINUE
      COSTOS8 = ((I18-I17)*C1L + (I28-I27)*C2L + A1*S18*S18/IL18 +
*    A2*S28*S28/IL28)/((1+EPITOK)**8)+COSTOS7
C    year 9
      DO 550 I19=I18,ILINE1
      DO 550 I29=I28,ILINE2
C    finding all lines
      IL19=1+I19
      IL29=1+I29
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S19=LOADTOT(9)/(1+L1*IL29/(IL19*L2))
      S29=LOADTOT(9)-S19
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL19*LIMP1+IL29*LIMP2).LT.LOADTOT(9)) GOTO 530
C    check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL19*LIMP1).GT.S19).AND.((IL29*LIMP2).GT.S29)) GOTO 460
C    if it is not acceptable ,then
      IF ((IL19*LIMP1).GE.S19) THEN
        S29 = LIMP2*IL29
        S19 = LOADTOT(9) - LIMP2*IL29

```

```

        ELSE
          S19 = LIMP1*IL19
          S29 = LOADTOT(9) - LIMP1*IL19
        ENDIF
460  CONTINUE
      COSTOS9 = ((I19-I18)*C1L + (I29-I28)*C2L + A1*S19*S19/IL19 +
* A2*S29*S29/IL29)/((1+EPITOK)**9)+COSTOS8
C    year 10
      DO 500 I110=I19,ILINE1
      DO 500 I210=I29,ILINE2
C    finding all lines
      IL110=1+I110
      IL210=1+I210
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S110=LOADTOT(10)/(1+L1*IL210/(IL110*L2))
      S210=LOADTOT(10)-S110
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL110*LIMP1+IL210*LIMP2).LT.LOADTOT(10)) GOTO 490
C    check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL110*LIMP1).GT.S110).AND.((IL210*LIMP2).GT.S210) GOTO 480
C    if it is not acceptable ,then
      IF ((IL110*LIMP1).GE.S110) THEN
        S210 = LIMP2*IL210
        S110 = LOADTOT(10) - LIMP2*IL210
      ELSE
        S110 = LIMP1*IL110
        S210 = LOADTOT(10) - LIMP1*IL110
      ENDIF
480  CONTINUE
      COSTOS10 = ((I110-I19)*C1L + (I210-I29)*C2L + A1*S110*S110/IL110+
* A2*S210*S210/IL210)/((1+EPITOK)**10)+COSTOS9
C    finding the most ecomomic solution
      ICNT = ICNT+1
C    WRITE(ICH1,15) ICNT,I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,
C    * I15,I25,I16,I17,I27,I18,I28,I19,I29,I110,I210,COSTOS10
      IF (COSTOS10.LE.COSTMIN) THEN
        COSTMIN=COSTOS10
        L10=I10
        L20=I20
        L11=I11
        L12=I12
        L21=I21
        L22=I22
        L13=I13
        L23=I23
        L14=I14
        L24=I24
        L15=I15
        L25=I25
        L16=I16
        L26=I26
        L17=I17
        L27=I27
        L18=I18
        L28=I28
        L19=I19
        L29=I29
        L110=I110
        L210=I210
C    WRITE(ICH1,16)L10,L20,L11,L21,L12,L22,L13,L23,L14,L24,L15,L25,
C    * L16,L26,L17,L27,L18,L28,L19,L29,L110,L210,COSTMIN
      ENDIF
C    YEAR 10
      GOTO 500
490  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,30) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
* I16,I26,I17,I27,I18,I28,I19,I29,I110,I210
500  CONTINUE
C    YEAR 9
      GOTO 550
530  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,29) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
* I16,I26,I17,I27,I18,I28,I19,I29
550  CONTINUE

```

```

C      YEAR 8
      GOTO 600
580    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,28) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*      I16,I26,I17,I27,I18,I28
600    CONTINUE
C      YEAR 7
      GOTO 650
630    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,27) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*      I16,I26,I17,I27
650    CONTINUE
C      YEAR 6
      GOTO 700
680    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,26) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*      I16,I26
700    CONTINUE
C      YEAR 5
      GOTO 750
730    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,25) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25
750    CONTINUE
C      YEAR 4
      GOTO 800
780    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,24) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24
800    CONTINUE
C      YEAR 3
      GOTO 850
830    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,23) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23
850    CONTINUE
C      year 2
      GOTO 900
880    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,22) I10,I20,I11,I21,I12,I22
900    CONTINUE
C      year 1
      GOTO 950
930    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,21) I10,I20,I11,I21
950    CONTINUE
C      year 0
      GOTO 1000
980    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,20) I10,I20
1000   CONTINUE
C-----
C      writing the best technical ecomical solution
      WRITE(ICH1,17) ICNT
      WRITE(ICH1,13)
      WRITE(ICH1,14)
      WRITE(ICH1,16) L10,L20,L11,L21,L12,L22,L13,L23,L14,L24,L15,L25,
*      L16,L26,L17,L27,L18,L28,L19,L29,L110,L210,COSTMIN
C-----
C      construction of the proper array for finding the number of
C      departures of the two types of lines for underground system
      IL1(0) = 1+ L10
      IL2(0) = 1+ L20
      IL1(1) = 1+ L11

```

```

      IL2(1) = 1+ L21
      IL1(2) = 1+ L12
      IL2(2) = 1+ L22
      IL1(3) = 1+ L13
      IL2(3) = 1+ L23
      IL1(4) = 1+ L14
      IL2(4) = 1+ L24
      IL1(5) = 1+ L15
      IL2(5) = 1+ L25
      IL1(6) = 1+ L16
      IL2(6) = 1+ L26
      IL1(7) = 1+ L17
      IL2(7) = 1+ L27
      IL1(8) = 1+ L18
      IL2(8) = 1+ L28
      IL1(9) = 1+ L19
      IL2(9) = 1+ L29
      IL1(10)= 1+ L110
      IL2(10)= 1+ L210
C-----
C      finding for each year the number of daprtures of each line
      DO 1200 I =0,10
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S1=LOADTOT(I)/(1+L1*IL2(I)/(IL1(I)*L2))
      S2=LOADTOT(I)-S1
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL1(I)*LIMP1).GT.S1).AND.((IL2(I)*LIMP2).GT.S2)) GOTO 1120
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL1(I)*LIMP1).GE.S1) THEN
        S2 = LIMP2*IL2(I)
        S1 = LOADTOT(I) - LIMP2*IL2(I)
      ELSE
        S1 = LIMP1*IL1(I)
        S20 = LOADTOT(I) - LIMP1*IL1(I)
      ENDIF
1120 CONTINUE
C      finding the integer of sublines
      IYP1 = S1/SBUN
      IYP2 = S2/SBUN
C      for the proper comparison between reals
      SIYP1=IYP1
      SIYP2=IYP2
      IF (SIYP1.NE.(S1/SBUN)) IYP1=IYP1+1
      IF (SIYP2.NE.(S2/SBUN)) IYP2=IYP2+1
C      writing the result of load and the numbers of each sublines
      WRITE (ICH1,18) I,IYP1,IYP2,S1,S2
1200 CONTINUE
C-----
C      close the output file
      CLOSE(ICH1)
      END

```

Π 1.2 Πρόγραμμα με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο προγράμματος σε FORTRAN λαμβάνοντας υπόψη ότι η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης προσδιορίζεται με τη βοήθεια της τοκοχρεωλυτικής δόσης.

```

C *****
C *
C *          P R O G R A M    OIKONOMIKH LEITOYRGIA
C *
C *  This program claculates the most economic solution with techical
C *  terms for the growth of the lelectrical system of medium voltage
C *  of two lines with bank amortization
C *
C *****
C      PROGRAM PAPADOP2
C -----
C      Include definitions
C      Ia is the cost of power losses in kw/draxmas
C      Ib is the cost of energy losses in kWh/draxmas
C      Ro is the resistance for the line ACSR-95 in Ohm/km
C      L1 is the length of line 1

```

```

C      L2 is the length of line 2
C      VN is the the nominal voltage of power system in that point
C      KACSR95 is the number of drop voltage in suspect to length of line
C      in MVA/km
C      THACSR95 is the thermal point of line ACSR95 in MVA
C      SA is the losses number for the load of line
C      ILINE1 is the number of new lines during this period for LINE1
C      ILINE2 is the number of new lines during this period for LINE2
C      EE is the drop voltage in percent
C      A1 is a number of cost in draxmas/W^2 for line 1
C      A2 is a number of cost in draxmas/W^2 for line 2
C      SDRV1 is the real number for maximum power of line 1 for drop voltage
C      SDRV2 is the real number for maximum power of line 2 for drop voltage
C      LIMP1 is the real number of the most sticted power limit for line 1
C      LIMP2 is the real number of the most sticted power limit for line 2
C      EPITOK is the epitokio
C      IPERIOD is the percent of increasing load
C      LOADTOT is the total load of each year
C      IMELETH is the number of the study years
C      RINLD is the rate increasing of load
C      I10 is the number of new lines of line 1 for year 0
C      I20 is the number of new lines of line 2 for year 0
C      IL10 is the number of all lines of line 1 for year 0
C      IL20 is the number of all lines of line 2 for year 0
C      COSTA20 IS THE COST OF BEGINNING OF A NEW LINE
C      COACSR95 IS THE COST OF ANEW LINE ACSR95 PER KM
C      SBUN is the MVA of each departure of underground system
C -----
      INTEGER Ia,Ib,KACSR95,THACSR95,ILINE1,ILINE2,IL1(0:10),IL2(0:10)
      INTEGER IYP1,IYP2
      REAL Ro,VN,L1,L2,SA,A1,A2,EE,SDRV1,SDRV2,LIMP1,LIMP2,EPITOK
      REAL LOADTOT(0:10),COSTMIN,COSTOS0,COSTOS1
      CHARACTER*16 FNAME1
C -----
C      defining the format of OUTput file
10 FORMAT ( 11(' ',F7.4))
11 FORMAT ( ' PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & TOKOXREWLYTIKH DOSH' )
12 FORMAT ( ' ',0,' ',1,' ',2,' ',3,' ',4,' ',
* ' ',5,' ',6,' ',7,' ',8,' ',9,' ',10' )
13 FORMAT ( ' ETOS 0 ',1,' ETOS 1 ',1,' ETOS 2 ',1,' ETOS 3 ',1,' ETOS 4 ',
* ' ETOS 5 ',1,' ETOS 6 ',1,' ETOS 7 ',1,' ETOS 8 ',1,' ETOS 9 ',1,' ETOS 10' )
14 FORMAT (11(' L1 L2 '))
15 FORMAT ( I6,22(I2,(' ')), ' COSTOS ', F12.0 )
16 FORMAT ( 22(I2,(' ')), ' COSTOSMIN ', F12.0 )
17 FORMAT ('SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN ',I6)
18 FORMAT ('ETOS ', I2,' ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I =>',I2,
* ' APO TYPOY II =>',I2,' ME FORTIO GIA TYPOY I ',F6.2,' TYPOY II',
* F6.2)
20 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 0=>',2 (I2,' '))
21 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 1=>',4 (I2,' '))
22 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 2=>',6 (I2,' '))
23 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 3=>',8 (I2,' '))
24 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 4=>',10 (I2,' '))
25 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 5=>',12 (I2,' '))
26 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 6=>',14 (I2,' '))
27 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 7=>',16 (I2,' '))
28 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 8=>',18 (I2,' '))
29 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 9=>',20 (I2,' '))
30 FORMAT ('ASTOXIA ETOS 10=>',22 (I2,' '))
C -----
C      definitions of constants
      Ia = 40000
      Ib = 10
      Ro = 0.22
      L1 = 6.0
      L2 = 9.0
      VN = 20.0
      KACSR95 = 10
      THACSR95 = 10
      SA = 0.232
      ILINE1 = 5
      ILINE2 = 2
      EE = 6
      EPITOK = 0.06
      IPERIOD = 10
      RINLD = 1.07
      COSTA20 = 150000000
      COACSR95= 60000000
      COSTMIN = 10E+10

```

```

        ICNT=0
        SBUN = 3
C      permanent calculations for all period
        A1 = Ro*L1*(Ia+Ib*SA*8760)*1000/(VN*VN*(1+EPITOK))
        A2 = Ro*L2*(Ia+Ib*SA*8760)*1000/(VN*VN*(1+EPITOK))
        SDRV1 = EE*KACSR95/L1
        SDRV2 = EE*KACSR95/L2
        LIMP1 = THACSR95
        C1L = COSTA20 + L1*COACSR95
        C2L = COSTA20 + L2*COACSR95
C      finding the most critical technical limit
        IF (LIMP1.GT.SDRV1) LIMP1=SDRV1
        LIMP2 = THACSR95
C      finding the most critical technical limit
        IF (LIMP2.GT.SDRV2) LIMP2=SDRV2
C-----
C      NEW LOAD
        LOADTOT(0) = 15
        DO 80 I=1,IPERIOD
            LOADTOT(I)=LOADTOT(I-1)*RINLD
        80 CONTINUE
C-----
C      epitokia gia diafora eti
        AE0 = 1+EPITOK
        AE1 = (1+EPITOK)**2
        AE2 = (1+EPITOK)**3
        AE3 = (1+EPITOK)**4
        AE4 = (1+EPITOK)**5
        AE5 = (1+EPITOK)**6
        AE6 = (1+EPITOK)**7
        AE7 = (1+EPITOK)**8
        AE8 = (1+EPITOK)**9
C      (1+epitokio)^10
        AE9 = (1+EPITOK)**10
        AE10= (1+EPITOK)**11
C      (1+epitokio)^30 n= 30 xronia leitourgias grammis
        AE30= (1+EPITOK)**30
C-----
C      gia ipoleipomeni ajia paragontas
        BE0 = (AE30-AE10)/(AE10*(AE30-1))
        BE1 = (AE30-AE9)/(AE9*(AE30-1))
        BE2 = (AE30-AE8)/(AE8*(AE30-1))
        BE3 = (AE30-AE7)/(AE7*(AE30-1))
        BE4 = (AE30-AE6)/(AE6*(AE30-1))
        BE5 = (AE30-AE5)/(AE5*(AE30-1))
        BE6 = (AE30-AE4)/(AE4*(AE30-1))
        BE7 = (AE30-AE3)/(AE3*(AE30-1))
        BE8 = (AE30-AE2)/(AE2*(AE30-1))
        BE9 = (AE30-AE1)/(AE1*(AE30-1))
        BE10= (AE30-AE0)/(AE0*(AE30-1))
C-----
C      create the name of input and output file name
C      output channel
        ICH1 = 11
C      create the complete name of data file and output file
        FNAME1 = 'APOTELESMA02.OUT'
C-----
C      opening the output file
        OPEN ( ICH1, FILE = FNAME1, ACCESS='SEQUENTIAL')
        WRITE(ICH1,11)
        WRITE(ICH1,12)
        WRITE(ICH1,10) LOADTOT
C-----
C      year 0
        DO 1000 I10 = 0,ILINE1
            DO 1000 I20 = 0,ILINE2
C      finding all lines
            IL10=1+I10
            IL20=1+I20
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
            S10=LOADTOT(0)/(1+L1*IL20/(IL10*L2))
            S20=LOADTOT(0)-S10
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
            IF ((IL10*LIMP1+IL20*LIMP2).LT.LOADTOT(0)) GOTO 980
C      check if it is acceptable the best solution for all load
            IF (((IL10*LIMP1).GT.S10).AND.((IL20*LIMP2).GT.S20)) GOTO 120
C      if it is not acceptable ,then
            IF ((IL10*LIMP1).GE.S10) THEN
                S20 = LIMP2*IL20

```

```

        S10 = LOADTOT(0) - LIMP2*IL20
    ELSE
        S10 = LIMP1*IL10
        S20 = LOADTOT(0) - LIMP1*IL10
    ENDIF
120 CONTINUE
    COSTOS0 = (I10*C1L + I20*C2L)*(1-0.25*BE0)
    * + A1*S10*S10/IL10 + A2*S20*S20/IL20
C    year 1
    DO 950 I11=I10,ILINE1
    DO 950 I21=I20,ILINE2
C    finding all lines
    IL11=1+I11
    IL21=1+I21
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
    S11=LOADTOT(1)/(1+L1*IL21/(IL11*L2))
    S21=LOADTOT(1)-S11
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
    IF ((IL11*LIMP1+IL21*LIMP2).LT.LOADTOT(1)) GOTO 930
C    check if it is acceptable the best solution for all load
    IF (((IL11*LIMP1).GT.S11).AND.((IL21*LIMP2).GT.S21)) GOTO 170
C    if it is not acceptable ,then
    IF ((IL11*LIMP1).GE.S11) THEN
        S21 = LIMP2*IL21
        S11 = LOADTOT(1) - LIMP2*IL21
    ELSE
        S11 = LIMP1*IL11
        S21 = LOADTOT(1) - LIMP1*IL11
    ENDIF
170 CONTINUE
    COSTOS1 = ( ( (I11-I10)*C1L + (I21-I20)*C2L)*(1-0.25*BE1) +
    * A1*S11*S11/IL11 + A2*S21*S21/IL21)/(1+EPITOK)+COSTOS0
C    year 2
    DO 900 I12=I11,ILINE1
    DO 900 I22=I21,ILINE2
C    finding all lines
    IL12=1+I12
    IL22=1+I22
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
    S12=LOADTOT(2)/(1+L1*IL22/(IL12*L2))
    S22=LOADTOT(2)-S12
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
    IF ((IL12*LIMP1+IL22*LIMP2).LT.LOADTOT(2)) GOTO 880
C    check if it is acceptable the best solution for all load
    IF (((IL12*LIMP1).GT.S12).AND.((IL22*LIMP2).GT.S22)) GOTO 220
C    if it is not acceptable ,then
    IF ((IL12*LIMP1).GE.S12) THEN
        S22 = LIMP2*IL22
        S12 = LOADTOT(2) - LIMP2*IL22
    ELSE
        S12 = LIMP1*IL12
        S22 = LOADTOT(2) - LIMP1*IL12
    ENDIF
220 CONTINUE
    COSTOS2 = ( ((I12-I11)*C1L + (I22-I21)*C2L)*(1-0.25*BE2)
    * + A1*S12*S12/IL12 + A2*S22*S22/IL22)/((1+EPITOK)**2)+COSTOS1
C    year 3
    DO 850 I13=I12,ILINE1
    DO 850 I23=I22,ILINE2
C    finding all lines
    IL13=1+I13
    IL23=1+I23
C    finding the best point of load FOR TOTAL LINES
    S13=LOADTOT(3)/(1+L1*IL23/(IL13*L2))
    S23=LOADTOT(3)-S13
C    check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
    IF ((IL13*LIMP1+IL23*LIMP2).LT.LOADTOT(3)) GOTO 830
C    check if it is acceptable the best solution for all load
    IF (((IL13*LIMP1).GT.S13).AND.((IL23*LIMP2).GT.S23)) GOTO 270
C    if it is not acceptable ,then
    IF ((IL13*LIMP1).GE.S13) THEN
        S23 = LIMP2*IL23
        S13 = LOADTOT(3) - LIMP2*IL23
    ELSE
        S13 = LIMP1*IL13
        S23 = LOADTOT(3) - LIMP1*IL13
    ENDIF
270 CONTINUE
    COSTOS3 = ( ((I13-I12)*C1L + (I23-I22)*C2L)*(1-0.25*BE3)

```

```

* + A1*S13*S13/IL13 + A2*S23*S23/IL23)/((1+EPITOK)**3)+COSTOS2
C   year 4
      DO 800 I14=I13,ILINE1
      DO 800 I24=I23,ILINE2
C   finding all lines
      IL14=1+I14
      IL24=1+I24
C   finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S14=LOADTOT(4)/(1+L1*IL24/(IL14*L2))
      S24=LOADTOT(4)-S14
C   check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL14*LIMP1+IL24*LIMP2).LT.LOADINGTOT(4)) GOTO 780
C   check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL14*LIMP1).GT.S14).AND.((IL24*LIMP2).GT.S24)) GOTO 320
C   if it is not acceptable ,then
      IF ((IL14*LIMP1).GE.S14) THEN
        S24 = LIMP2*IL24
        S14 = LOADINGTOT(4) - LIMP2*IL24
      ELSE
        S14 = LIMP1*IL14
        S24 = LOADINGTOT(4) - LIMP1*IL14
      ENDIF
320  CONTINUE
      COSTOS4 = ( ((I14-I13)*C1L + (I24-I23)*C2L)*(1-0.25*BE4)
* + A1*S14*S14/IL14 + A2*S24*S24/IL24)/((1+EPITOK)**4)+COSTOS3
C   year 5
      DO 750 I15=I14,ILINE1
      DO 750 I25=I24,ILINE2
C   finding all lines
      IL15=1+I15
      IL25=1+I25
C   finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S15=LOADTOT(5)/(1+L1*IL25/(IL15*L2))
      S25=LOADTOT(5)-S15
C   check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL15*LIMP1+IL25*LIMP2).LT.LOADINGTOT(5)) GOTO 730
C   check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL15*LIMP1).GT.S15).AND.((IL25*LIMP2).GT.S25)) GOTO 370
C   if it is not acceptable ,then
      IF ((IL15*LIMP1).GE.S15) THEN
        S25 = LIMP2*IL25
        S15 = LOADINGTOT(5) - LIMP2*IL25
      ELSE
        S15 = LIMP1*IL15
        S25 = LOADINGTOT(5) - LIMP1*IL15
      ENDIF
370  CONTINUE
      COSTOS5 = ( ((I15-I14)*C1L + (I25-I24)*C2L)*(1-0.25*BE5)
* + A1*S15*S15/IL15 + A2*S25*S25/IL25)/((1+EPITOK)**5)+COSTOS4
C   year 6
      DO 700 I16=I15,ILINE1
      DO 700 I26=I25,ILINE2
C   finding all lines
      IL16=1+I16
      IL26=1+I26
C   finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S16=LOADTOT(6)/(1+L1*IL26/(IL16*L2))
      S26=LOADTOT(6)-S16
C   check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL16*LIMP1+IL26*LIMP2).LT.LOADINGTOT(6)) GOTO 680
C   check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL16*LIMP1).GT.S16).AND.((IL26*LIMP2).GT.S26)) GOTO 400
C   if it is not acceptable ,then
      IF ((IL16*LIMP1).GE.S16) THEN
        S26 = LIMP2*IL26
        S16 = LOADINGTOT(6) - LIMP2*IL26
      ELSE
        S16 = LIMP1*IL16
        S26 = LOADINGTOT(6) - LIMP1*IL16
      ENDIF
400  CONTINUE
      COSTOS6 = ( ((I16-I15)*C1L + (I26-I25)*C2L)*(1-0.25*BE6)
* + A1*S16*S16/IL16 + A2*S26*S26/IL26)/((1+EPITOK)**6)+COSTOS5
C   year 7
      DO 650 I17=I16,ILINE1
      DO 650 I27=I26,ILINE2
C   finding all lines
      IL17=1+I17
      IL27=1+I27

```



```

C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S17=LOADTOT(7)/(1+L1*IL27/(IL17*L2))
      S27=LOADTOT(7)-S17
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL17*LIMP1+IL27*LIMP2).LT.LOADINGTOT(7)) GOTO 630
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL17*LIMP1).GT.S17).AND.((IL27*LIMP2).GT.S27)) GOTO 420
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL17*LIMP1).GE.S17) THEN
        S27 = LIMP2*IL27
        S17 = LOADINGTOT(7) - LIMP2*IL27
      ELSE
        S17 = LIMP1*IL17
        S27 = LOADINGTOT(7) - LIMP1*IL17
      ENDIF
420  CONTINUE
      COSTOS7 = ( ((I17-I16)*C1L + (I27-I26)*C2L)*(1-0.25*BE7)
*      + A1*S17*S17/IL17 + A2*S27*S27/IL27)/((1+EPITOK)**7)+COSTOS6
C      year 8
      DO 600 I18=I17,ILINE1
      DO 600 I28=I27,ILINE2
C      finding all lines
      IL18=1+I18
      IL28=1+I28
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S18=LOADTOT(8)/(1+L1*IL28/(IL18*L2))
      S28=LOADTOT(8)-S18
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL18*LIMP1+IL28*LIMP2).LT.LOADINGTOT(8)) GOTO 580
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL18*LIMP1).GT.S18).AND.((IL28*LIMP2).GT.S28)) GOTO 440
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL18*LIMP1).GE.S18) THEN
        S28 = LIMP2*IL28
        S18 = LOADINGTOT(8) - LIMP2*IL28
      ELSE
        S18 = LIMP1*IL18
        S28 = LOADINGTOT(8) - LIMP1*IL18
      ENDIF
440  CONTINUE
      COSTOS8 = ( ((I18-I17)*C1L + (I28-I27)*C2L)*(1-0.25*BE8)
*      + A1*S18*S18/IL18 + A2*S28*S28/IL28)/((1+EPITOK)**8)+COSTOS7
C      year 9
      DO 550 I19=I18,ILINE1
      DO 550 I29=I28,ILINE2
C      finding all lines
      IL19=1+I19
      IL29=1+I29
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S19=LOADTOT(9)/(1+L1*IL29/(IL19*L2))
      S29=LOADTOT(9)-S19
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL19*LIMP1+IL29*LIMP2).LT.LOADINGTOT(9)) GOTO 530
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL19*LIMP1).GT.S19).AND.((IL29*LIMP2).GT.S29)) GOTO 460
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL19*LIMP1).GE.S19) THEN
        S29 = LIMP2*IL29
        S19 = LOADINGTOT(9) - LIMP2*IL29
      ELSE
        S19 = LIMP1*IL19
        S29 = LOADINGTOT(9) - LIMP1*IL19
      ENDIF
460  CONTINUE
      COSTOS9 = ( ((I19-I18)*C1L + (I29-I28)*C2L)*(1-0.25*BE9)
*      + A1*S19*S19/IL19 + A2*S29*S29/IL29)/((1+EPITOK)**9)+COSTOS8
C      year 10
      DO 500 I110=I19,ILINE1
      DO 500 I210=I29,ILINE2
C      finding all lines
      IL110=1+I110
      IL210=1+I210
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S110=LOADTOT(10)/(1+L1*IL210/(IL110*L2))
      S210=LOADTOT(10)-S110
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL110*LIMP1+IL210*LIMP2).LT.LOADINGTOT(10)) GOTO 490
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL110*LIMP1).GT.S110).AND.((IL210*LIMP2).GT.S210)) GOTO 480

```

```

C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL110*LIMP1).GE.S110) THEN
        S210 = LIMP2*IL210
        S110 = LOADTOT(10) - LIMP2*IL210
      ELSE
        S110 = LIMP1*IL110
        S210 = LOADTOT(10) - LIMP1*IL110
      ENDIF
480  CONTINUE
      COSTOS10 = ( ((I110-I19)*C1L + (I210-I29)*C2L)*(1-0.25*BE10)
*    +A1*S110*S110/IL110+ A2*S210*S210/IL210)/((1+EPITOK)**10)+COSTOS9

C      finding the most economic solution
      ICNT = ICNT+1
      WRITE(ICH1,15) ICNT,I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,
C      *    I15,I25,I16,I16,I17,I27,I18,I28,I19,I29,I110,I210,COSTOS10
      IF (COSTOS10.LE.COSTMIN) THEN
        COSTMIN=COSTOS10
        L10=I10
        L20=I20
        L11=I11
        L12=I12
        L21=I21
        L22=I22
        L13=I13
        L23=I23
        L14=I14
        L24=I24
        L15=I15
        L25=I25
        L16=I16
        L26=I26
        L17=I17
        L27=I27
        L18=I18
        L28=I28
        L19=I19
        L29=I29
        L110=I110
        L210=I210
C      WRITE(ICH1,16)L10,L20,L11,L21,L12,L22,L13,L23,L14,L24,L15,L25,
C      *    L16,L26,L17,L27,L18,L28,L19,L29,L110,L210,COSTMIN
      ENDIF
C      YEAR 10
      GOTO 500
490  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,30) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*    I16,I26,I17,I27,I18,I28,I19,I29,I110,I210
500  CONTINUE
      YEAR 9
      GOTO 550
530  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,29) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*    I16,I26,I17,I27,I18,I28,I19,I29
550  CONTINUE
      YEAR 8
      GOTO 600
580  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,28) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*    I16,I26,I17,I27,I18,I28
600  CONTINUE
      YEAR 7
      GOTO 650
630  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,27) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*    I16,I26,I17,I27
650  CONTINUE
      YEAR 6
      GOTO 700
680  CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)

```

```

        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,26) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25,
*      I16,I26
700    CONTINUE
C      YEAR 5
        GOTO 750
730    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,25) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,I15,I25
750    CONTINUE
C      YEAR 4
        GOTO 800
780    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,24) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24
800    CONTINUE
C      YEAR 3
        GOTO 850
830    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,23) I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23
850    CONTINUE
C      year 2
        GOTO 900
880    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,22) I10,I20,I11,I21,I12,I22
900    CONTINUE
C      year 1
        GOTO 950
930    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,21) I10,I20,I11,I21
950    CONTINUE
C      year 0
        GOTO 1000
980    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,20) I10,I20
1000   CONTINUE
C-----
C      writing the best technical ecomical solution
        WRITE(ICH1,17) ICNT
        WRITE(ICH1,13)
        WRITE(ICH1,14)
        WRITE(ICH1,16) L10,L20,L11,L21,L12,L22,L13,L23,L14,L24,L15,L25,
*      L16,L26,L17,L27,L18,L28,L19,L29,L110,L210,COSTMIN
C-----
C      construction of the proper array for finding the number of
C      departures of the two types of lines for underground system
        IL1(0) = 1+ L10
        IL2(0) = 1+ L20
        IL1(1) = 1+ L11
        IL2(1) = 1+ L21
        IL1(2) = 1+ L12
        IL2(2) = 1+ L22
        IL1(3) = 1+ L13
        IL2(3) = 1+ L23
        IL1(4) = 1+ L14
        IL2(4) = 1+ L24
        IL1(5) = 1+ L15
        IL2(5) = 1+ L25
        IL1(6) = 1+ L16
        IL2(6) = 1+ L26
        IL1(7) = 1+ L17
        IL2(7) = 1+ L27
        IL1(8) = 1+ L18
        IL2(8) = 1+ L28
        IL1(9) = 1+ L19
        IL2(9) = 1+ L29
        IL1(10)= 1+ L110
        IL2(10)= 1+ L210
C-----

```

```

C      finding for each year the number of daprtures of each line
DO 1200 I =0,10
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
S1=LOADTOT(I)/(1+L1*IL2(I)/(IL1(I)*L2))
S2=LOADTOT(I)-S1
C      check if it is acceptable the best solution for all load
IF (((IL1(I)*LIMP1).GT.S1).AND.((IL2(I)*LIMP2).GT.S2)) GOTO 1120
C      if it is not acceptable ,then
IF ((IL1(I)*LIMP1).GE.S1) THEN
S2 = LIMP2*IL2(I)
S1 = LOADTOT(I) - LIMP2*IL2(I)
ELSE
S1 = LIMP1*IL1(I)
S20 = LOADTOT(I) - LIMP1*IL1(I)
ENDIF
1120 CONTINUE
C      finding the integer of sublines
IYP1 = S1/SBUN
IYP2 = S2/SBUN
C      for the proper comparison between reals
SIYP1=IYP1
SIYP2=IYP2
IF (SIYP1.NE.(S1/SBUN)) IYP1=IYP1+1
IF (SIYP2.NE.(S2/SBUN)) IYP2=IYP2+1
C      writing the result of load and the numbers of each sublines
WRITE (ICH1,18) I,IYP1,IYP2,S1,S2
1200 CONTINUE
C-----
CLOSE(ICH1)
END

```

Π 1.3 Πρόγραμμα με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο προγράμματος σε FORTRAN λαμβάνοντας υπόψη ότι η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης προσδιορίζεται με τη βοήθεια της γραμμικής απόσβεσης.

```

C *****
C *
C *          P R O G R A M    OIKONOMIKH LEITOYRGIA
C *
C *   This program calculates the most economic solution with techical
C *   terms for the growth of the electrical system of medium voltage
C *   of two lines with linear amortization
C *
C *****
C      PROGRAM PAPADOP3
C -----
C      Include definitions
C      Ia is the cost of power losses in kW/draxmas
C      Ib is the cost of energy losses in kWh/draxmas
C      Ro is the resistance for the line ACSR-95 in Ohm/km
C      L1 is the length of line 1
C      L2 is the length of line 2
C      VN is the the nominal voltage of power system in that point
C      KACSR95 is the number of drop voltage in suspect to length of line
C      in MVA/km
C      THACSR95 is the thermal point of line ACSR95 in MVA
C      SA is the losses number for the load of line
C      ILINE1 is the number of new lines during this period for LINE1
C      ILINE2 is the number of new lines during this period for LINE2
C      EE is the drop voltage in percent
C      A1 is a number of cost in draxmas/W^2 for line 1
C      A2 is a number of cost in draxmas/W^2 for line 2
C      SDRV1 is the real number for maximum power of line 1 for drop voltage
C      SDRV2 is the real number for maximum power of line 2 for drop voltage
C      LIMP1 is the real number of the most sticted power limit for line 1
C      LIMP2 is the real number of the most sticted power limit for line 2
C      EPITOK is the epitokio
C      IPERIOD is the percent of increasing load
C      LOADTOT is the total load of each year
C      IMELETH is the number of the study years

```

```

C   RINLD is the rate increasing of load
C   I10 is the number of new lines of line 1 for year 0
C   I20 is the number of new lines of line 2 for year 0
C   IL10 is the number of all lines of line 1 for year 0
C   IL20 is the number of all lines of line 2 for year 0
C   COSTA20 IS THE COST OF BEGINNING OF A NEW LINE
C   COACSR95 IS THE COST OF ANEW LINE ACSR95 PER KM
C   SBUN is the MVA of the underground system
C -----
      INTEGER Ia,Ib,KACSR95,THACSR95,ILINE1,ILINE2,IL1(0:10),IL2(0:10)
      INTEGER IYP1,IYP2
      REAL Ro,VN,L1,L2,SA,A1,A2,EE,SDRV1,SDRV2,LIMP1,LIMP2,EPITOK
      REAL LOADTOT(0:10),COSTMIN,COSTOS0,COSTOS1
      CHARACTER*16 FNAME1
C -----
C   defining the format of OUTput file
10 FORMAT ( 11(' ',F7.4))
11 FORMAT ( ' PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & GRAMMIKH APOSBESH' )
12 FORMAT ( ' 0 ',' 1 ',' 2 ',' 3 ',' 4 ','
* ' 5 ',' 6 ',' 7 ',' 8 ',' 9 ',' 10' )
13 FORMAT ( ' ETOS 0 ',' ETOS 1 ',' ETOS 2 ',' ETOS 3 ',' ETOS 4 ',
* ' ETOS 5 ',' ETOS 6 ',' ETOS 7 ',' ETOS 8 ',' ETOS 9 ',' ETOS 10' )
14 FORMAT (11(' L1 L2 '))
15 FORMAT ( 16,22(I2,( ' ')), ' COSTOS ', F12.0 )
16 FORMAT ( 22(I2,( ' ')), ' COSTOSMIN ', F12.0 )
17 FORMAT ( 'SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN ',I6)
18 FORMAT ( 'ETOS ', I2, ' ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I =>',I2,
* ' APO TYPOY II =>',I2, ' ME FORTIO GIA TYPOY I ',F6.2, ' TYPOY II ',
* F6.2)
20 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 0 =>',2 (I2, ' '))
21 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 1 =>',4 (I2, ' '))
22 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 2 =>',6 (I2, ' '))
23 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 3 =>',8 (I2, ' '))
24 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 4 =>',10 (I2, ' '))
25 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 5 =>',12 (I2, ' '))
26 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 6 =>',14 (I2, ' '))
27 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 7 =>',16 (I2, ' '))
28 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 8 =>',18 (I2, ' '))
29 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 9 =>',20 (I2, ' '))
30 FORMAT ( 'ASTOXIA ETOS 10=>',22 (I2, ' '))
31 FORMAT (17(' '), ' ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ',
* ' ETOS 5 ',' ETOS 6 ',' ETOS 7 ',' ETOS 8 ',' ETOS 9 ',' ETOS 10' )
32 FORMAT (17(' '),11(' L1 L2 '))
C -----
C   definitions of constants
      Ia = 40000
      Ib = 10
      Ro = 0.22
      L1 = 6.0
      L2 = 9.0
      VN = 20.0
      KACSR95 = 10
      THACSR95 = 10
      SA = 0.232
      ILINE1 = 5
      ILINE2 = 2
      EE = 6
      EPITOK = 0.06
      IPERIOD = 10
      RINLD = 1.07
      COSTA20 = 150000000
      COACSR95 = 60000000
      COSTMIN = 10E+10
      ICNT = 0
      SBUN = 3
C   permanent calculations for all period
      A1 = Ro*L1*(Ia+Ib*SA*8760)*1000/(VN*VN*(1+EPITOK))
      A2 = Ro*L2*(Ia+Ib*SA*8760)*1000/(VN*VN*(1+EPITOK))
      SDRV1 = EE*KACSR95/L1
      SDRV2 = EE*KACSR95/L2
      LIMP1 = THACSR95
      C1L = COSTA20 + L1*COACSR95
      C2L = COSTA20 + L2*COACSR95
C   finding the most critical technical limit
      IF (LIMP1.GT.SDRV1) LIMP1=SDRV1
      LIMP2 = THACSR95
C   finding the most critical technical limit
      IF (LIMP2.GT.SDRV2) LIMP2=SDRV2
C -----

```

```

C      NEW LOAD
      LOADTOT(0) = 15
      DO 80 I=1,IPERIOD
        LOADTOT(I)=LOADTOT(I-1)*RINLD
      80 CONTINUE
C-----
C      gia ipoleipomeni ajia paragontas
      BE0 = 19./30.
      BE1 = 20./30.
      BE2 = 21./30.
      BE3 = 22./30.
      BE4 = 23./30.
      BE5 = 24./30.
      BE6 = 25./30.
      BE7 = 26./30.
      BE8 = 27./30.
      BE9 = 28./30.
      BE10= 29./30.
C-----
C      create the name of input and output file name
C      output channel
      ICH1 = 11
C      create the complete name of data file and output file
      FNAME1 = 'APOTELESMA03.OUT'
C-----
C      opening the output file
      OPEN ( ICH1, FILE = FNAME1, ACCESS='SEQUENTIAL')
      WRITE(ICH1,11)
      WRITE(ICH2,12)
      WRITE(ICH1,10) LOADTOT
C-----
C      year 0
      DO 1000 I10 = 0,ILINE1
        DO 1000 I20 = 0,ILINE2
C      finding all lines
        IL10=1+I10
        IL20=1+I20
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
        S10=LOADTOT(0)/(1+L1*IL20/(IL10*L2))
        S20=LOADTOT(0)-S10
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
        IF ((IL10*LIMP1+IL20*LIMP2).LT.LOADTOT(0)) GOTO 980
C      check if it is acceptable the best solution for all load
        IF (((IL10*LIMP1).GT.S10).AND.((IL20*LIMP2).GT.S20)) GOTO 120
C      if it is not acceptable ,then
        IF ((IL10*LIMP1).GE.S10) THEN
          S20 = LIMP2*IL20
          S10 = LOADTOT(0) - LIMP2*IL20
        ELSE
          S10 = LIMP1*IL10
          S20 = LOADTOT(0) - LIMP1*IL10
        ENDIF
      120 CONTINUE
      COSTOS0 = (I10*C1L + I20*C2L)*(1-0.25*BE0)
      * + A1*S10*S10/IL10 + A2*S20*S20/IL20
C      year 1
      DO 950 I11=I10,ILINE1
        DO 950 I21=I20,ILINE2
C      finding all lines
        IL11=1+I11
        IL21=1+I21
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
        S11=LOADTOT(1)/(1+L1*IL21/(IL11*L2))
        S21=LOADTOT(1)-S11
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
        IF ((IL11*LIMP1+IL21*LIMP2).LT.LOADTOT(1)) GOTO 930
C      check if it is acceptable the best solution for all load
        IF (((IL11*LIMP1).GT.S11).AND.((IL21*LIMP2).GT.S21)) GOTO 170
C      if it is not acceptable ,then
        IF ((IL11*LIMP1).GE.S11) THEN
          S21 = LIMP2*IL21
          S11 = LOADTOT(1) - LIMP2*IL21
        ELSE
          S11 = LIMP1*IL11
          S21 = LOADTOT(1) - LIMP1*IL11
        ENDIF
      170 CONTINUE
      COSTOS1 = ( ( (I11-I10)*C1L + (I21-I20)*C2L)*(1-0.25*BE1) +
      * A1*S11*S11/IL11 + A2*S21*S21/IL21)/(1+EPITOK)+COSTOS0

```

```

C      year 2
      DO 900 I12=I11,ILINE1
      DO 900 I22=I21,ILINE2
C      finding all lines
      IL12=1+I12
      IL22=1+I22
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S12=LOADTOT(2)/(1+L1*IL22/(IL12*L2))
      S22=LOADTOT(2)-S12
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL12*LIMP1+IL22*LIMP2).LT.LOADDTOT(2)) GOTO 880
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL12*LIMP1).GT.S12).AND.((IL22*LIMP2).GT.S22)) GOTO 220
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL12*LIMP1).GE.S11) THEN
        S22 = LIMP2*IL22
        S12 = LOADDTOT(2) - LIMP2*IL22
      ELSE
        S12 = LIMP1*IL12
        S22 = LOADDTOT(2) - LIMP1*IL12
      ENDIF
220    CONTINUE
      COSTOS2 = ( ((I12-I11)*C1L + (I22-I21)*C2L)*(1-0.25*BE2)
*      + A1*S12*S12/IL12 + A2*S22*S22/IL22)/((1+EPITOK)**2)+COSTOS1
C      year 3
      DO 850 I13=I12,ILINE1
      DO 850 I23=I22,ILINE2
C      finding all lines
      IL13=1+I13
      IL23=1+I23
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S13=LOADTOT(3)/(1+L1*IL23/(IL13*L2))
      S23=LOADTOT(3)-S13
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL13*LIMP1+IL23*LIMP2).LT.LOADDTOT(3)) GOTO 830
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL13*LIMP1).GT.S13).AND.((IL23*LIMP2).GT.S23)) GOTO 270
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL13*LIMP1).GE.S13) THEN
        S23 = LIMP2*IL23
        S13 = LOADDTOT(3) - LIMP2*IL23
      ELSE
        S13 = LIMP1*IL13
        S23 = LOADDTOT(3) - LIMP1*IL13
      ENDIF
270    CONTINUE
      COSTOS3 = ( ((I13-I12)*C1L + (I23-I22)*C2L)*(1-0.25*BE3)
*      + A1*S13*S13/IL13 + A2*S23*S23/IL23)/((1+EPITOK)**3)+COSTOS2
C      year 4
      DO 800 I14=I13,ILINE1
      DO 800 I24=I23,ILINE2
C      finding all lines
      IL14=1+I14
      IL24=1+I24
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S14=LOADTOT(4)/(1+L1*IL24/(IL14*L2))
      S24=LOADTOT(4)-S14
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL14*LIMP1+IL24*LIMP2).LT.LOADDTOT(4)) GOTO 780
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL14*LIMP1).GT.S14).AND.((IL24*LIMP2).GT.S24)) GOTO 320
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL14*LIMP1).GE.S14) THEN
        S24 = LIMP2*IL24
        S14 = LOADDTOT(4) - LIMP2*IL24
      ELSE
        S14 = LIMP1*IL14
        S24 = LOADDTOT(4) - LIMP1*IL14
      ENDIF
320    CONTINUE
      COSTOS4 = ( ((I14-I13)*C1L + (I24-I23)*C2L)*(1-0.25*BE4)
*      + A1*S14*S14/IL14 + A2*S24*S24/IL24)/((1+EPITOK)**4)+COSTOS3
C      year 5
      DO 750 I15=I14,ILINE1
      DO 750 I25=I24,ILINE2
C      finding all lines
      IL15=1+I15
      IL25=1+I25
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES

```

```

      S15=LOADTOT(5)/(1+L1*IL25/(IL15*L2))
      S25=LOADTOT(5)-S15
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL15*LIMP1+IL25*LIMP2).LT.LOADINGTOT(5)) GOTO 730
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL15*LIMP1).GT.S15).AND.((IL25*LIMP2).GT.S25)) GOTO 370
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL15*LIMP1).GE.S15) THEN
        S25 = LIMP2*IL25
        S15 = LOADINGTOT(5) - LIMP2*IL25
      ELSE
        S15 = LIMP1*IL15
        S25 = LOADINGTOT(5) - LIMP1*IL15
      ENDIF
370  CONTINUE
      COSTOS5 = ( ((I15-I14)*C1L + (I25-I24)*C2L)*(1-0.25*BE5)
*      + A1*S15*S15/IL15 + A2*S25*S25/IL25)/((1+EPITOK)**5)+COSTOS4
C      year 6
      DO 700 I16=I15,ILINE1
      DO 700 I26=I25,ILINE2
C      finding all lines
      IL16=1+I16
      IL26=1+I26
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S16=LOADTOT(6)/(1+L1*IL26/(IL16*L2))
      S26=LOADTOT(6)-S16
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL16*LIMP1+IL26*LIMP2).LT.LOADINGTOT(6)) GOTO 680
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL16*LIMP1).GT.S16).AND.((IL26*LIMP2).GT.S26)) GOTO 400
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL16*LIMP1).GE.S16) THEN
        S26 = LIMP2*IL26
        S16 = LOADINGTOT(6) - LIMP2*IL26
      ELSE
        S16 = LIMP1*IL16
        S26 = LOADINGTOT(6) - LIMP1*IL16
      ENDIF
400  CONTINUE
      COSTOS6 = ( ((I16-I15)*C1L + (I26-I25)*C2L)*(1-0.25*BE6)
*      + A1*S16*S16/IL16 + A2*S26*S26/IL26)/((1+EPITOK)**6)+COSTOS5
C      year 7
      DO 650 I17=I16,ILINE1
      DO 650 I27=I26,ILINE2
C      finding all lines
      IL17=1+I17
      IL27=1+I27
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S17=LOADTOT(7)/(1+L1*IL27/(IL17*L2))
      S27=LOADTOT(7)-S17
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL17*LIMP1+IL27*LIMP2).LT.LOADINGTOT(7)) GOTO 630
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL17*LIMP1).GT.S17).AND.((IL27*LIMP2).GT.S27)) GOTO 420
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL17*LIMP1).GE.S17) THEN
        S27 = LIMP2*IL27
        S17 = LOADINGTOT(7) - LIMP2*IL27
      ELSE
        S17 = LIMP1*IL17
        S27 = LOADINGTOT(7) - LIMP1*IL17
      ENDIF
420  CONTINUE
      COSTOS7 = ( ((I17-I16)*C1L + (I27-I26)*C2L)*(1-0.25*BE7)
*      + A1*S17*S17/IL17 + A2*S27*S27/IL27)/((1+EPITOK)**7)+COSTOS6
C      year 8
      DO 600 I18=I17,ILINE1
      DO 600 I28=I27,ILINE2
C      finding all lines
      IL18=1+I18
      IL28=1+I28
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S18=LOADTOT(8)/(1+L1*IL28/(IL18*L2))
      S28=LOADTOT(8)-S18
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL18*LIMP1+IL28*LIMP2).LT.LOADINGTOT(8)) GOTO 580
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL18*LIMP1).GT.S18).AND.((IL28*LIMP2).GT.S28)) GOTO 440
C      if it is not acceptable ,then

```



```

      IF ((IL18*LIMP1).GE.S18) THEN
        S28 = LIMP2*IL28
        S18 = LOADTOT(8) - LIMP2*IL28
      ELSE
        S18 = LIMP1*IL18
        S28 = LOADTOT(8) - LIMP1*IL18
      ENDIF
440  CONTINUE
      COSTOS8 = ( ((I18-I17)*C1L + (I28-I27)*C2L)*(1-0.25*BE8)
*      + A1*S18*S18/IL18 + A2*S28*S28/IL28)/((1+EPITOK)**8)+COSTOS7
C      year 9
      DO 550 I19=I18,ILINE1
      DO 550 I29=I28,ILINE2
C      finding all lines
      IL19=1+I19
      IL29=1+I29
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S19=LOADTOT(9)/(1+L1*IL29/(IL19*L2))
      S29=LOADTOT(9)-S19
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL19*LIMP1+IL29*LIMP2).LT.LOADINGTOT(9)) GOTO 530
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL19*LIMP1).GT.S19).AND.((IL29*LIMP2).GT.S29)) GOTO 460
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL19*LIMP1).GE.S19) THEN
        S29 = LIMP2*IL29
        S19 = LOADTOT(9) - LIMP2*IL29
      ELSE
        S19 = LIMP1*IL19
        S29 = LOADTOT(9) - LIMP1*IL19
      ENDIF
460  CONTINUE
      COSTOS9 = ( ((I19-I18)*C1L + (I29-I28)*C2L)*(1-0.25*BE9)
*      + A1*S19*S19/IL19 + A2*S29*S29/IL29)/((1+EPITOK)**9)+COSTOS8
C      year 10
      DO 500 I110=I19,ILINE1
      DO 500 I210=I29,ILINE2
C      finding all lines
      IL110=1+I110
      IL210=1+I210
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S110=LOADTOT(10)/(1+L1*IL210/(IL110*L2))
      S210=LOADTOT(10)-S110
C      check if it is technical acceptable the solution FOR ALL load
      IF ((IL110*LIMP1+IL210*LIMP2).LT.LOADINGTOT(10)) GOTO 490
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF ((IL110*LIMP1).GT.S110).AND.((IL210*LIMP2).GT.S210)) GOTO 480
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL110*LIMP1).GE.S110) THEN
        S210 = LIMP2*IL210
        S110 = LOADTOT(10) - LIMP2*IL210
      ELSE
        S110 = LIMP1*IL110
        S210 = LOADTOT(10) - LIMP1*IL110
      ENDIF
480  CONTINUE
      COSTOS10 = ( ((I110-I10)*C1L + (I210-I20)*C2L)*(1-0.25*BE10)
*      +A1*S110*S110/IL110+ A2*S210*S210/IL210)/((1+EPITOK)**10)+COSTOS9
C      finding the most economic solution
      ICNT = ICNT+1
C      WRITE(ICH1,15) ICNT,I10,I20,I11,I21,I12,I22,I13,I23,I14,I24,
C      *      I15,I25,I16,I17,I27,I18,I28,I19,I29,I110,I210,COSTOS10
      IF (COSTOS10.LE.COSTMIN) THEN
        COSTMIN=COSTOS10
        L10=I10
        L20=I20
        L11=I11
        L12=I12
        L21=I21
        L22=I22
        L13=I13
        L23=I23
        L14=I14
        L24=I24
        L15=I15
        L25=I25
        L16=I16
        L26=I26

```

```

        L17=I17
        L27=I27
        L18=I18
        L28=I28
        L19=I19
        L29=I29
        L110=I110
        L210=I210
C      WRITE(ICH1,16) L10, L20, L11, L21, L12, L22, L13, L23, L14, L24, L15, L25,
C      *      L16, L26, L17, L27, L18, L28, L19, L29, L110, L210, COSTMIN
        ENDIF
C      YEAR 10
        GOTO 500
490    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,30) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24, I15, I25,
        *      I16, I26, I17, I27, I18, I28, I19, I29, I110, I210
500    CONTINUE
C      YEAR 9
        GOTO 550
530    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,29) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24, I15, I25,
        *      I16, I26, I17, I27, I18, I28, I19, I29
550    CONTINUE
C      YEAR 8
        GOTO 600
580    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,28) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24, I15, I25,
        *      I16, I26, I17, I27, I18, I28
600    CONTINUE
C      YEAR 7
        GOTO 650
630    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,27) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24, I15, I25,
        *      I16, I26, I17, I27
650    CONTINUE
C      YEAR 6
        GOTO 700
680    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,26) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24, I15, I25,
        *      I16, I26
700    CONTINUE
C      YEAR 5
        GOTO 750
730    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,25) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24, I15, I25
750    CONTINUE
C      YEAR 4
        GOTO 800
780    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,24) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23, I14, I24
800    CONTINUE
C      YEAR 3
        GOTO 850
830    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,23) I10, I20, I11, I21, I12, I22, I13, I23
850    CONTINUE
C      year 2
        GOTO 900
880    CONTINUE
        WRITE(ICH1,31)
        WRITE(ICH1,32)
        WRITE(ICH1,22) I10, I20, I11, I21, I12, I22
900    CONTINUE

```

```

C      year 1
      GOTO 950
930    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,21) I10,I20,I11,I21
950    CONTINUE
C      year 0
      GOTO 1000
980    CONTINUE
      WRITE(ICH1,31)
      WRITE(ICH1,32)
      WRITE(ICH1,20) I10,I20
1000   CONTINUE
C-----
C      writing the best technical ecomical solution
      WRITE(ICH1,17) ICNT
      WRITE(ICH1,13)
      WRITE(ICH1,14)
      WRITE(ICH1,16) L10,L20,L11,L21,L12,L22,L13,L23,L14,L24,L15,L25,
*      L16,L26,L17,L27,L18,L28,L19,L29,L110,L210,COSTMIN
C-----
C      construction of the proper array for finding the number of
C      departures of the two types of lines for underground system
      IL1(0) = 1+ L10
      IL2(0) = 1+ L20
      IL1(1) = 1+ L11
      IL2(1) = 1+ L21
      IL1(2) = 1+ L12
      IL2(2) = 1+ L22
      IL1(3) = 1+ L13
      IL2(3) = 1+ L23
      IL1(4) = 1+ L14
      IL2(4) = 1+ L24
      IL1(5) = 1+ L15
      IL2(5) = 1+ L25
      IL1(6) = 1+ L16
      IL2(6) = 1+ L26
      IL1(7) = 1+ L17
      IL2(7) = 1+ L27
      IL1(8) = 1+ L18
      IL2(8) = 1+ L28
      IL1(9) = 1+ L19
      IL2(9) = 1+ L29
      IL1(10)= 1+ L110
      IL2(10)= 1+ L210
C-----
C      finding for each year the number of daprtures of each line
      DO 1200 I =0,10
C      finding the best point of load FOR TOTAL LINES
      S1=LOADTOT(I)/(1+L1*IL2(I)/(IL1(I)*L2))
      S2=LOADTOT(I)-S1
C      check if it is acceptable the best solution for all load
      IF (((IL1(I)*LIMP1).GT.S1).AND.((IL2(I)*LIMP2).GT.S2)) GOTO 1120
C      if it is not acceptable ,then
      IF ((IL1(I)*LIMP1).GE.S1) THEN
        S2 = LIMP2*IL2(I)
        S1 = LOADTOT(I) - LIMP2*IL2(I)
      ELSE
        S1 = LIMP1*IL1(I)
        S20 = LOADTOT(I) - LIMP1*IL1(I)
      ENDIF
1120   CONTINUE
C      finding the integer of sublines
      IYP1 = S1/SBUN
      IYP2 = S2/SBUN
C      for the proper comparison between reals
      SIYP1=IYP1
      SIYP2=IYP2
      IF (SIYP1.NE.(S1/SBUN)) IYP1=IYP1+1
      IF (SIYP2.NE.(S2/SBUN)) IYP2=IYP2+1
C      writing the result of load and the numbers of each sublines
      WRITE (ICH1,18) I,IYP1,IYP2,S1,S2
1200   CONTINUE
C-----
C      close the output file
      CLOSE(ICH1)
      END

```

Π 1.4 Σχολιασμός Προγραμμάτων

Στα προγράμματα που παρουσιάσαμε στις προηγούμενες παραγράφους δεν υπάρχει καμία ουσιαστική διαφοροποίηση, εκτός από τον τρόπο υπολογισμού του κόστους του δικτύου και τις αντίστοιχες αρχικοποιήσεις που απαιτούνται. Αλλά επειδή οι αλλαγές υπάρχουν σε όλη την έκταση του προγράμματος, αναγκαστήκαμε να καταγράψουμε και τις τρεις παραλλαγές αναλυτικά.

Ως προς τις παραλλαγές των εκτελέσεων των παραγράφων Π 2.4 ως Π 2.6 -που έπονται- έχουμε αλλάξει την παράμετρο Ia από 40.000 σε 10.000 και στα τρία προγράμματα. Ως προς τις παραλλαγές των εκτελέσεων των παραγράφων Π 2.7 ως Π 2.9 έχουμε αλλάξει τις παραμέτρους ILINE1 και ILINE2 από 5 και 2 σε 3 και 0 αντίστοιχα και στα τρία προγράμματα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΔΕΥΤΕΡΟ

ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΕΚΤΥΠΩΣΗ

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Π 2.1 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων χωρίς τη Λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.1 χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης.

```

PERIPTWSH XWRIS YPOLEIPOMENH AJIA
  0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0  0  0  0  0  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 282072
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9  ETOS 10
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
      2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0
COSTOSMIN 293919424.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.27 TYPOY
II 2.73
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 13.13 TYPOY
II 2.92
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY
II 3.12
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57
ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
II 3.83
ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
II 4.09
ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
II 4.38
ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
II 4.69
ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
II 5.01
ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
II 5.36

```

Π 2.2 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.2 λαμβάνοντας υπόψη ότι η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης προσδιορίζεται με τη βοήθεια της τοκοχρεωλυτικής δόσης.

```

PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & TOKOXREWLYTIKH DOSH
  0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0 0 0 0 0 0
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 282072
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9 ETOS 10
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0
COSTOSMIN 283030240.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.27 TYPOY
II 2.73
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 13.13 TYPOY
II 2.92
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY
II 3.12
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57
ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
II 3.83
ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
II 4.09
ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
II 4.38
ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
II 4.69
ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
II 5.01
ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
II 5.36

```

Π 2.3 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.3 λαμβάνοντας υπόψη ότι η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης προσδιορίζεται με τη βοήθεια της γραμμικής απόσβεσης.

```

PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & GRAMMIKH APOSBESH
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073

```

```

      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 282072
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9  ETOS 10
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
      2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0
COSTOSMIN 277769440.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.27 TYPOY
II 2.73
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 13.13 TYPOY
II 2.92
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY
II 3.12
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57
ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
II 3.83
ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
II 4.09
ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
II 4.38
ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
II 4.69
ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
II 5.01
ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
II 5.36

```

Π 2.4 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων χωρίς τη Λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας με Αλλαγή του Κόστους Απωλειών Ισχύος

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.1 έχοντας τροποποιήσει το κόστος απώλειας ισχύος σε 10.000 δρχ/kW, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης.

```

PERIPTWSH XWRIS YPOLEIPOMENH AJIA
      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2  L1  L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9

```

```

      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 282072
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9 ETOS 10
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
      1 0 1 0 1 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0
COSTOSMIN 197347328.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 4 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 11.25 TYPOY
II 3.75
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.04 TYPOY
II 4.01
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.88 TYPOY
II 4.29
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57
ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
II 3.83
ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
II 4.09
ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
II 4.38
ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
II 4.69
ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
II 5.01
ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
II 5.36

```

Π 2.5 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση με Αλλαγή του Κόστους Απωλειών Ισχύος

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.2 έχοντας τροποποιήσει το κόστος απώλειας ισχύος σε 10.000 δρχ/kW, λαμβάνοντας υπόψη ότι η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης προσδιορίζεται με τη βοήθεια της τοκοχρεωλυτικής δόσης.

```

PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & TOKOXREWLYTIKH DOSH
      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 282072
      ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9 ETOS 10
      L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2

```



```

1 0 1 0 1 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0
COSTOSMIN 186027056.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 4 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 11.25 TYPOY
II 3.75
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.04 TYPOY
II 4.01
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.88 TYPOY
II 4.29
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57
ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
II 3.83
ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
II 4.09
ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
II 4.38
ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
II 4.69
ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
II 5.01
ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
II 5.36

```

Π 2.6 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση με Αλλαγή του Κόστους Απωλειών Ισχύος

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.3 έχοντας τροποποιήσει το κόστος απώλειας ισχύος σε 10.000 δρχ/kW, λαμβάνοντας υπόψη ότι η υπολειπόμενη αξία των νέων γραμμών του δικτύου στο τέλος της περιόδου μελέτης προσδιορίζεται με τη βοήθεια της γραμμικής απόσβεσης.

```

PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & GRAMMIKH APOSBESH
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0 0 0 0 0 0
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 7 => 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 282072
ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9 ETOS 10
L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
1 0 1 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0
COSTOSMIN 181364112.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 4 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 11.25 TYPOY
II 3.75
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.04 TYPOY
II 4.01
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY
II 3.12
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57

```

ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY II 3.83
 ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY II 4.09
 ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY II 4.38
 ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY II 4.69
 ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY II 5.01
 ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY II 5.36

Π 2.7 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων χωρίς τη Λήψη της Υπολειπόμενης Αξίας με Χρήση Αρχικών Συνθηκών Δεύτερης Μεθοδολογίας

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.1 έχοντας τροποποιήσει τις αρχικές συνθήκες προσθήκης νέων γραμμών σε 3 για τις τύπου I και 0 για τις τύπου II, έναντι 5 και 2 αντίστοιχα.

PERIPTWSH XWRIS YPOLEIPOMENH AJIA
 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
 15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
 ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
 ASTOXIA ETOS 2 => 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
 ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
 ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
 ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
 ASTOXIA ETOS 9 => 0 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
 ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9
 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
 ASTOXIA ETOS 9 => 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0
 SYNULO TECHNIKWN LYSEWN 190
 ETOS 0 ETOS 1 ETOS 2 ETOS 3 ETOS 4 ETOS 5 ETOS 6 ETOS 7 ETOS 8 ETOS 9 ETOS 10
 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2 L1 L2
 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0
 COSTOSMIN 197347328.
 ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.27 TYPOY II 2.73
 ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 13.13 TYPOY II 2.92
 ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY II 3.12
 ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY II 3.34
 ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY II 3.57
 ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY II 3.83
 ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY II 4.09
 ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY II 4.38
 ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY II 4.69
 ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY II 5.01
 ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY II 5.36

Π 2.8 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Τοκοχρεωλυτική Δόση με Χρήση Αρχικών Συνθηκών Δεύτερης Μεθοδολογίας

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.2 έχοντας τροποποιήσει τις αρχικές συνθήκες

προσθήκης νέων γραμμών σε 3 για τις τύπου Ι και 0 για τις τύπου ΙΙ, έναντι 5 και 2 αντίστοιχα.

```

PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & TOKOXREWLYTIKH DOSH
  0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0  0  0  0  0  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 190
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9  ETOS 10
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
      2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0
COSTOSMIN 186027056.
ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.27 TYPOY
II 2.73
ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 13.13 TYPOY
II 2.92
ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY
II 3.12
ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
II 3.34
ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
II 3.57
ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
II 3.83
ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
II 4.09
ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
II 4.38
ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
II 4.69
ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
II 5.01
ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
II 5.36

```

Π 2.9 Εκτύπωση Αποτελεσμάτων με Υπολειπόμενη Αξία χρησιμοποιώντας Γραμμική Απόσβεση με Χρήση Αρχικών Συνθηκών Δεύτερης Μεθοδολογίας

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο αποτελεσμάτων από την εκτέλεση του προγράμματος της παραγράφου Π 1.3 έχοντας τροποποιήσει τις αρχικές συνθήκες προσθήκης νέων γραμμών σε 3 για τις τύπου Ι και 0 για τις τύπου ΙΙ, έναντι 5 και 2 αντίστοιχα.

```

PERIPTWSH ME YPOLEIPOMENH AJIA & GRAMMIKH APOSBESH
  0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10
15.0000 16.0500 17.1735 18.3756 19.6619 21.0383 22.5110 24.0867 25.7728 27.5769 29.5073
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 2 => 0  0  0  0  0  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 0  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
ASTOXIA ETOS 9 => 1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0  1  0
SYNOLO TECHNIKWN LYSEWN 190
      ETOS 0  ETOS 1  ETOS 2  ETOS 3  ETOS 4  ETOS 5  ETOS 6  ETOS 7  ETOS 8  ETOS 9  ETOS 10
      L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2  L1 L2
      2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0  2  0

```

2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0 2 0
 COSTOSMIN 181364112.
 ETOS 0 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 12.27 TYPOY
 II 2.73
 ETOS 1 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 1 ME FORTIO GIA TYPOY I 13.13 TYPOY
 II 2.92
 ETOS 2 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 5 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 14.05 TYPOY
 II 3.12
 ETOS 3 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 15.03 TYPOY
 II 3.34
 ETOS 4 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 16.09 TYPOY
 II 3.57
 ETOS 5 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 6 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 17.21 TYPOY
 II 3.83
 ETOS 6 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 18.42 TYPOY
 II 4.09
 ETOS 7 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 7 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 19.71 TYPOY
 II 4.38
 ETOS 8 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 21.09 TYPOY
 II 4.69
 ETOS 9 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 8 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 22.56 TYPOY
 II 5.01
 ETOS 10 ARITHMOS ANAXWRHSEWN APO TYPOY I => 9 APO TYPOY II => 2 ME FORTIO GIA TYPOY I 24.14 TYPOY
 II 5.36

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Σε αυτό το παράρτημα παρουσιάζουμε τα ελληνικά και ξένα συγγράμματα από τα οποία αντλήθηκαν πληροφορίες κατά τη συγγραφή της παρούσας μεταπτυχιακής εργασίας. Μέσα στο κείμενο γίνεται αναφορά σε ορισμένα από αυτά, όταν πρόκειται να γίνει χρήση πινάκων ή ειδικών γραφημάτων, χρησιμοποιώντας την αντίστοιχη αρίθμηση.

Π 3.1 ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [E1] Κ.Βουρνάς, Γ.Κονταξής : « Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας », Πρώτη Έκδοση, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1997
- [E2] Β.Κ.Παπαδιάς : « Γραμμές Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας », Δεύτερη Έκδοση, Εκδόσεις Συμμετρία, 1991
- [E3] Μ.Π.Παπαδόπουλος : « Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας », Πρώτη Έκδοση, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1994
- [E4] Σ.Ζάχος : « Προγραμματιστικές Τεχνικές », Πρώτη Έκδοση, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1994

Π 3.2 ΞΕΝΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [Ξ1] E.Lakervi, E.J.Holmes : « Electricity distribution network design »