

UNIVERSITÉ D'ALGER

3/76

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT ELECTRICITE

rex

PROJET DE FIN D'ETUDES

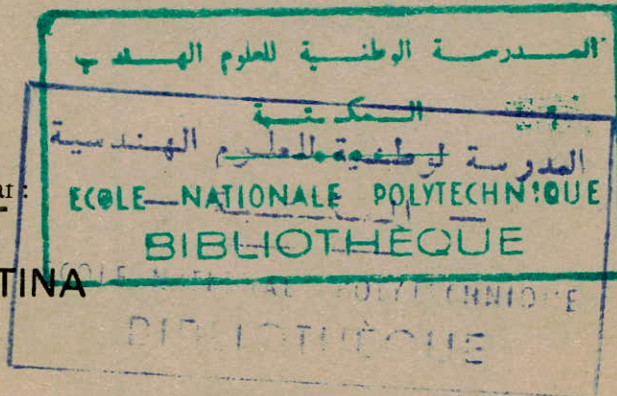
ETUDE OPTIMALE D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION

Proposé par :

Dr. G. CIRTINA

Etudié par

AMRANE A



PROMOTION 1976

UNIVERSITE D'ALGER

3/76

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT ELECTRICITE

PROJET DE FIN D'ETUDES

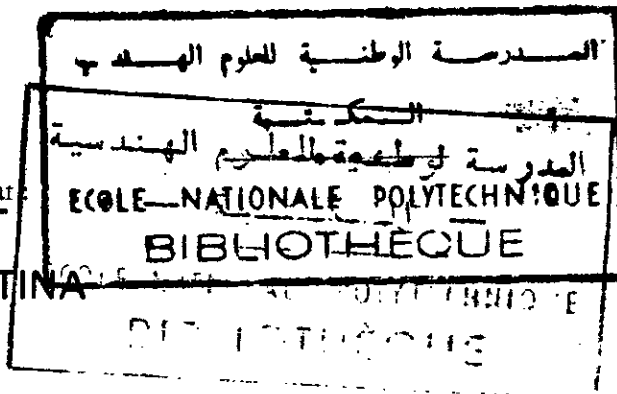
ETUDE OPTIMALE
D'UN RESEAU DE
DISTRIBUTION

Proposé par

Dr. G. CIRTINA

Etudié par

AMRANE A



PROMOTION 1976

-Qu'il me soit permis d'exprimer toute ma reconnaissance à Mr. G. Cirtina (mon promoteur) qui a suivi avec une bienveillante attention tout mon travail.

- Je remercie par la même occasion tous les professeurs qui ont contribué à ma formation, ainsi que toutes les personnes qui, directement ou indirectement, m'ont aidé à l'élaboration de ce projet.

AIRANE AMOER NE

A mes parents.

I. INTRODUCTION

La consommation d'énergie électrique est étroitement corrélée avec le développement économique de chaque pays. On a cherché à mesurer le niveau technique d'un pays par la quantité d'énergie électrique consommée annuellement par habitant en moyenne (sur le plan mondial elle est de 1000 KWH/hab.).

Il faut souligner cependant que les taux d'accroissement annuel sont les plus élevés dans les pays en voie de développement. Par exemple pour la France qui est un pays développé la consommation double tous les dix ans (10 ans) alors qu'en Algérie elle double tous les cinq ans (5 ans).

A cette fin il est nécessaire de suivre ce rythme dans la construction des moyens de distribution. Pour cela il existe de nombreuses solutions, concernant l'étude de ces moyens, dont le prix de réalisation varie énormément. C'est pour cela qu'on cherche toujours la solution la moins coûteuse qui rend le plus grand service possible.

A la suite du développement économique de certaines régions d'Algérie, il arrive assez souvent que les réseaux d'alimentation en énergie électrique ne suffisent pas à un certain moment, que leurs possibilités soient dépassées.

Dans de telles situations, seule une analyse approfondie du développement ultérieur de la région en question, de ce qui existe déjà comme réseau électrique, de la stratégie générale adoptée pour l'ensemble du pays peut décider de la meilleure solution à adopter.

.../...

Dans ce projet on a essayé d'appliquer tout cela pour une région de la mitidja dont le centre géométrique est El-Affroun. Ainsi à partir des données procurées de SONELGAZ, on a estimé les énergies nécessaires jusqu'en 1985 et calculé de manière optimale

le réseau qui doit être mis en place pour satisfaire à la demande de la région.

Parmis les hypothèses de calcul, on a considéré un développement harmonieux de toutes les agglomérations (Blida, Hadjout...) et considéré également que la consommation de l'énergie électrique sera corrélée avec la P.I.B. (produit interne brut).

Le choix des sections et d'appareils sont faits pour les régimes normaux d'exploitation et vérifiés pour les régimes d'avaries.

Dans le CHAP. II, on a montré que la conception des R.D. devient de plus en plus complexe, surtout dans le cas des réseaux urbains où la densité de consommation est très importante, et cela dans le but d'assurer le meilleur fonctionnement possible. L'exploitation dans ces cas là est aussi très complexe.

Dans le CHAP. III, on a donné des méthodes de calcul en utilisation à SONELGAZ et les principales données dont il faut disposer pour leur application correcte, ainsi que certaines méthodes d'exploitation.

Enfin dans le CHAP. IV, on a estimé l'énergie nécessaire en 1980 et 1985, choisi la structure adéquate et calculé les divers paramètres du réseau de 1985, tels que :

- sections,
- circulation des puissances,
- courants max.adm., ect.....

et au CHAP. V, on a choisi les appareils suivant les paramètres nécessaires et calculés auparavant et fait un calcul économique approximatif.

Une conclusion finale commente les résultats.

II. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION EN DETAIL

II.1- Fonction :

La fonction des réseaux de distribution est de fournir aux réseaux d'utilisations la puissance dont ils ont besoin. (Le réseaux d'utilisation étant limité à l'installation domestique). Nous définissons également les réseaux de distribution comme utilisant 2 niveaux de tensions ; une Basse Tension (BT) et une Moyenne Tension (M.T.). La raison à cela est la suivante :

A l'approche des usagers, les puissances à distribuer sont faibles d'où d'une B.T. mais alimenter un nombre d'usagers importants il est nécessaire du point de vue technique d'installer un poste équipé d'un transformateur M.T./B.T. et de plusieurs départs B.T.

Actuellement avec des puissances de plus en plus importants à transiter, on calcule des tensions optimales de service qui deviennent également de plus en plus importantes. Donc de là nous voyons la nécessité d'utiliser la Haute Tension (H.T.) au niveau de la distribution.

II.2- Structures :

Le choix de la structure est en dernière analyse un choix économique. Les données à tout calcul ne sont connues que par la tenue de statistiques très détaillées. Ainsi c'est l'expérience d'exploitation qui a conduit à choisir la structure des réseaux d'après leur fonction et les conditions particulières de la desserte.

Ainsi par exemple on peut comparer le coût d'un secours (assuré par exemple par une ligne supplémentaire ou un transformateur supplémentaire) à l'économie réalisée, grâce à la diminution des pannes, tant chez le distributeur que chez l'utilisateur, donc il est intéressant de mettre en évidence l'existence d'un optimum dans la sécurité d'alimentation. La comparaison entre les moyens doit se faire en mettant en balance leurs coûts et leurs efficacités respectives. C'est ainsi que l'on distingue essentiellement trois nature de structure.

- La structure radiale pure
- La structure radiale bouclable, où certaines parties peuvent être bouclées
- La structure maillée.

II.2.1- Réseaux ruraux :

Généralités :

Dans ce cas, généralement la distribution surfacique est inférieure ou égale à 10 KVA/m². Ceci est le cas des zones rurales. De point de vue économique, le réseau aérien convient le mieux.

Ces réseaux véhiculent des puissances relativement faibles et sur des distances parfois considérables. La recherche d'une continuité absolue de la distribution serait prohibitive. Aussi la structure est-elle la plus simple; c'est à dire radiale pure ou radiale bouclable. De plus les canalisations souterraines étant beaucoup trop onéreuses ces réseaux sont constituées par des lignes aériennes sauf dans quelque cas particuliers tels que :

- Aérodrômes
- Sites
- Complexes touristiques etc...

Alimentation en énergie :

En ce qui concerne la fourniture de l'énergie aux réseaux à M.T. , celle-ci est généralement fournie par le réseau de répartition locale à 60 KV ou 90 KV. Cette fourniture se fait par l'intermédiaire d'un poste abaisseur HT/MT appelé poste de livraison. Ces postes sont en général du type extérieur en ce qui concerne la partie H.T. mais toujours du type intérieur pour la partie M.T. Les transformateurs de puissances étant eux-mêmes à l'extérieur.

Les Réseaux à Moyenne Tension :

Du poste de livraison HT/MT partent des lignes à moyenne tension qui alimentent les postes de transformation MT/BT répartis suivant les points de consommation. Chaque départ dont le rayon d'action moyen et généralement d'une vingtaine de Km, alimente avec ses dérives un réseau de l'ordre de 50 à 150 Km. Dans le schéma radial pure, des lignes MT partent en éventail du poste HT/MT et ont une section décroissante vers leur extrémité. Les postes MT/BT sont soit branchés en coupure, soit en dérivation.

Dans le schéma radial bouclable, deux lignes MT partant du même poste HT/MT ou de deux postes différents ont un point commun à leur extrémité; en service normal, la boucle ainsi formée est ouverte par l'intermédiaire d'un interrupteur aérien. Naturellement, la section de ligne principale doit être constante, puisque l'alimentation est susceptible de se faire ^{par} une extrémité ou par l'autre.

Plusieurs de ces lignes peuvent entrer à l'intérieur d'un poste moyenne tension dit poste de coupure. Ces postes permettent de réaliser les manoeuvres suivantes :

- Report de charge
- Coupure d'une ligne (sans interruption de la desserte) grâce aux disjonctions ou aux interrupteurs qui les équipent.

Néanmoins la réalisation de tels ouvrages se justifiera de moins en moins avec la multiplication des postes HT/MT; en effet, les lignes à moyenne tension deviennent courtes et il n'est par conséquent plus nécessaire de les tronçonner pour les besoins de l'exploitation. Par contre l'expérience a montré qu'il peut être plus économique d'installer des disjoncteurs dits de dérives, directement sur poteau. Quelquefois on peut être conduit à fonctionner en boucle fermée,

afin de réduire les chutes de tension et d'améliorer la qualité de desserte aux extrémités des lignes ainsi bouclées. Cependant, il ne faut pas perdre de vue que ce mode d'exploitation complique les protections et en général n'améliore pas la sécurité du service. Les chutes de tensions seules sont réduites.

Les réseaux à Basses Tension :

Généralement, ces réseaux sont du type radial pur. Le neutre est mis à la terre en plusieurs points du réseau. La longueur des lignes basses tensions est souvent, surtout dans les réseaux plus anciens de 3 à 3^{1/2} Km et même plus. Mais l'évolution actuelle tend à réduire énormément ces distances, grâce à la mise au point d'un nouveau type de poste MT/BT.

Dans la pratique actuellement on rencontre essentiellement 3 types de postes de transformateurs MT/BT :

- En cabine maçonnée
- Aérien sur poteau ou pylone
- Sur poteau H 61

Nous soulignons ici que dans la partie calcul on étudiera un réseau du même type que celui qui vient d'être décrit.

II.2.2- Réseaux Urbains :

Généralités :

Dans ce cas la distribution surfacique peut dépasser 10 000 KVA/Km².

Contrairement aux réseaux ruraux, les réseaux urbains véhiculent des puissances qui peuvent être extrêmement élevées.

Ce qui justifie, la recherche d'une grande continuité de service et par conséquent un coût élevé de ces réseaux qui sont naturellement souterrains. De plus, la durée des réparations en cas d'avarie sur un câble exige que l'on réalise une structure permettant une double alimentation de la quasi-totalité des postes desservies en moyenne tension.

Alimentation en énergie :

L'énergie est généralement fournie par le réseau de répartition locale à 60 KV ou 90 KV. Lorsque les charges atteignent des valeurs importantes, ce qui est le cas dans les grandes villes et capitales, l'énergie peut être fournie directement par le réseau de transport à 150 KV ou 225 KV grâce à des transformateurs THT/HT.

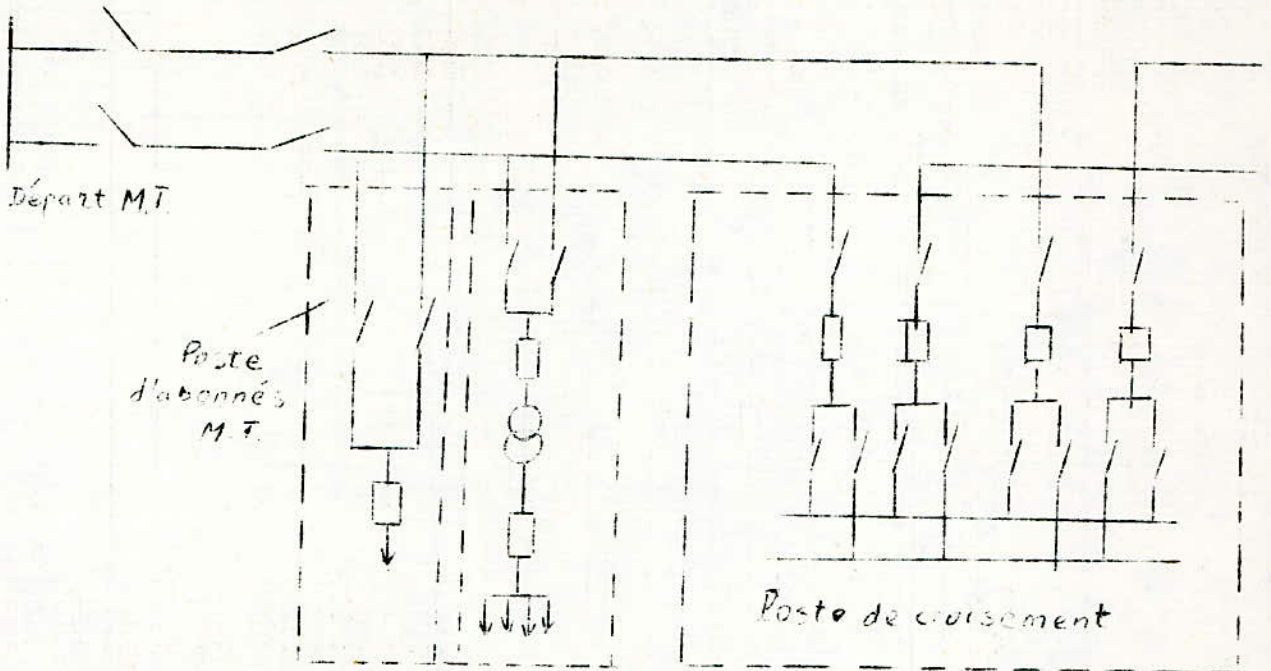
Les postes de livraison présentent une grande variété de conception suivant leur emplacement, l'importance des charges desservies.

Les Réseaux à Moyenne Tension :

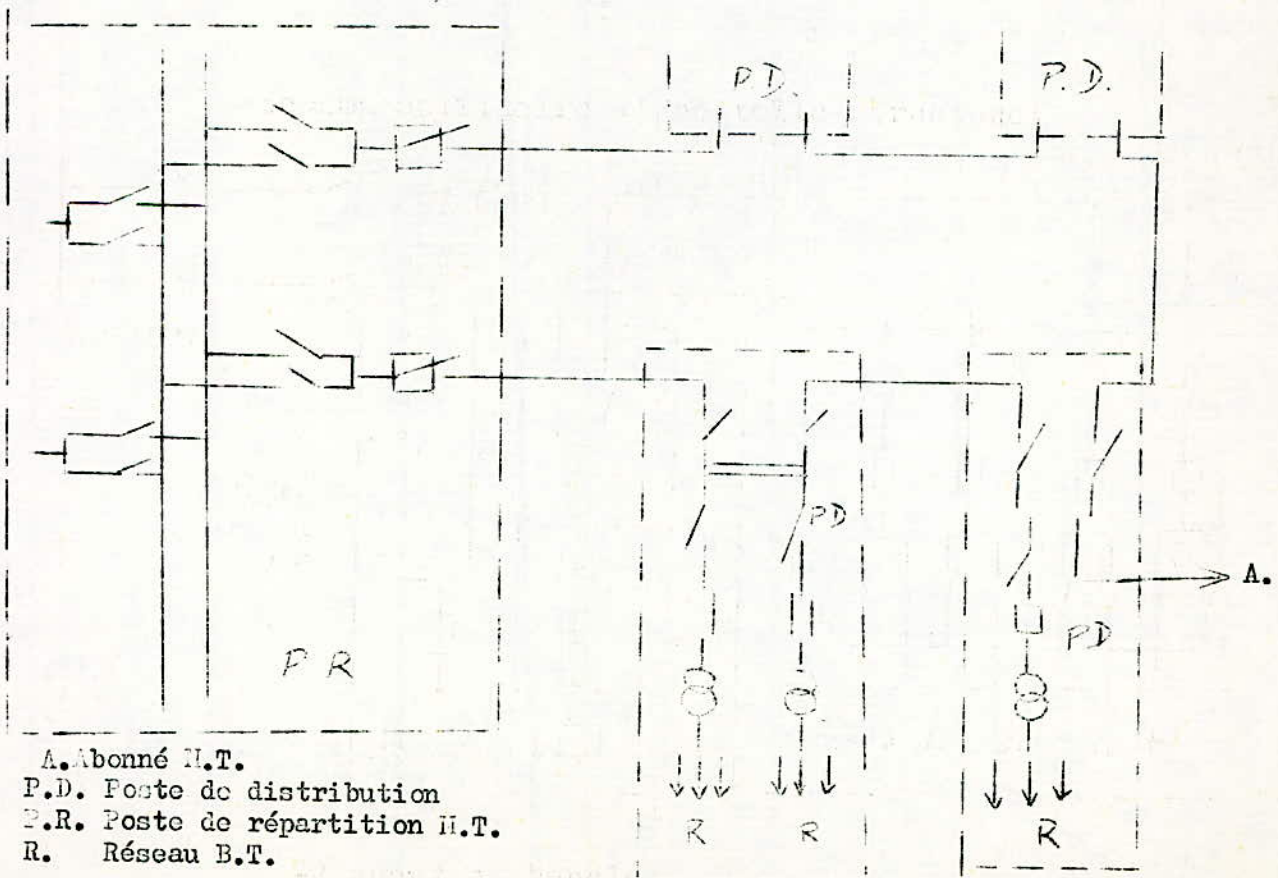
Généralement on distingue 3 types de réseaux souterrains :

- Radial à double dérivation
 - En boucle
 - Complexe à très haute continuité de service
- Radial à double dérivation:
- C'est la structure la plus commode permettant d'obtenir, une continuité de service supérieure à celle du réseau radial pur. Parmi les inconvénients de ce réseau il y a
- la mauvaise utilisation des câbles,
 - le nombre élevé de boîte de dérivation
 - etc...

Schéma unifilaire d'une telle structure:



-Réseaux en boucle:



Description d'une telle structure:

Du poste de livraison H.T./M.T. ou d'un poste de répartition à M.T., alimenté depuis le poste de livraison par plusieurs cables en parallèles, partent des cables qui passent en coupure dans chaque poste de transformation H.T./B.T. de distribution publique ou d'abonnés. Il forment des boucles, chaque boucle étant ouverte en exploitation normale en un point bien déterminé situé dans l'un des postes H.T./B.T.

Lorsque un défaut apparaît sur un cable, le disjonteur de départ du poste d'alimentation est déclenché. Le service est interrompu pour les postes raccordés au cable. Il faut alors localiser rapidement le tronçon en défaut, isoler ce tronçon par l'ouverture des sectionneurs dans les deux postes de distribution qui l'encadrent, puis procéder à la réalimentation des postes par les parties saines du cable. Un cable et ses dérivations dépassent très rarement 10 km. Dans ce schéma les réseaux à B.T. sont radiaux avec des réalimentations possibles par les cables voisins.

Il peuvent être aérien, ou souterrains. Les postes M.T./B.T. sont munis de transformateurs dont la puissance unitaire varie de 60 KVA à 600 KVA. Quelque fois ces postes sont munis de deux transformateurs chacun étant capable d'assurer la totalité de la desserte en cas d'avarie d'entre eux deux.

-Réseaux complexe à très haute continuité de service.

Dans certains cas de desserte de puissance très importante (Capitales, où très grandes villes) on a adopté des schémas plus complexes conduisant à une exploitation sûre et réduisant au minimum le risque d'interruption de service.

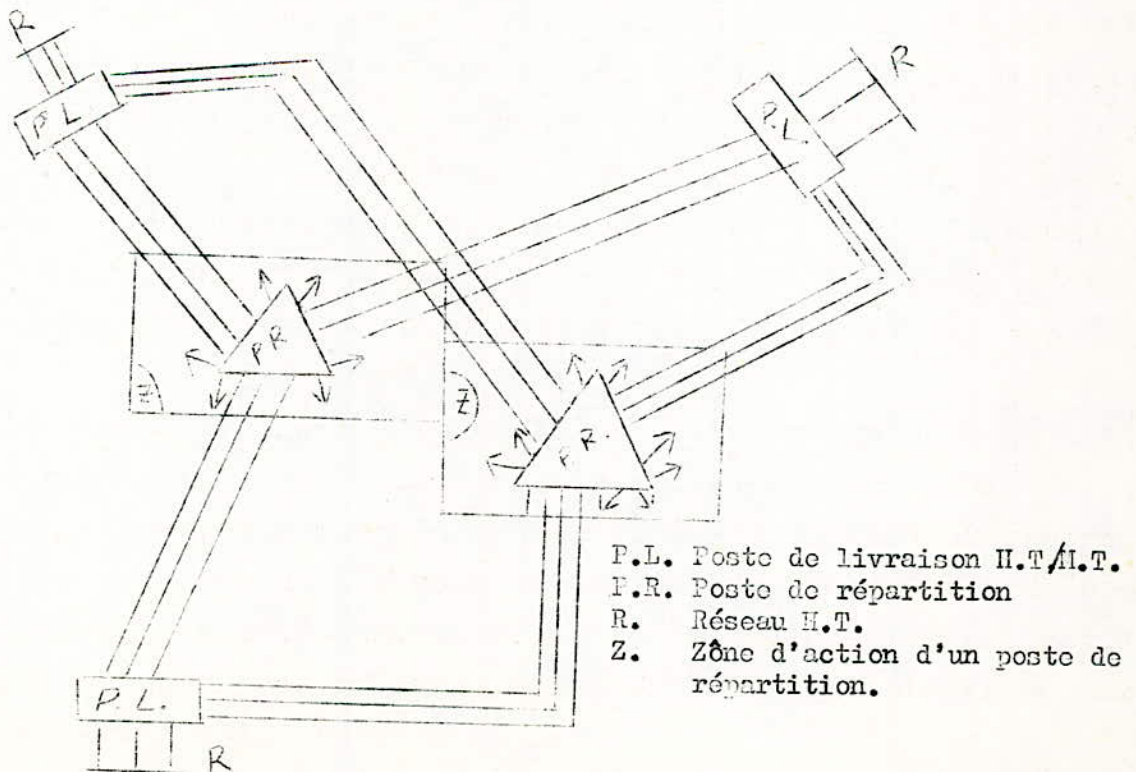
L'énergie est livrée par le réseau H.T. en un certain nombre de postes de livraisons. Ces postes comportent des transformateurs H.T./M.T. et sont à l'origine de cables à M.T. qui aboutissent à des postes de répartitions M.T. Chaque postes de répartition comporte trois jeux de barres, chacun d'eux étant raccordé par plusieurs cables en parallèles à un poste de livraison différent.

De ces postes de répartitions M.T. partent les câbles à M.T. qui alimentent les réseaux de distribution à B.T. d'une part et ceux qui alimentent les réseaux des abonnés haute tension d'autre part.

Les réseaux de distribution sont organisés en zones indépendantes couvrant chacune une superficie de 1 à 2 Km². Chacune de ces zones, constitue un réseau Basse Tension proprement dit. Un poste de répartition alimente 3 de ces réseaux. (1 par jeu de barre)

La caractéristique essentielle d'un tel réseau est le maillage total de la B.T. Sous chaque trottoir passe un câble B.T. alimentant les branchements des différents immeubles. Aux croisements des rues, ces câbles sont raccordés entre eux dans des boîtes sous-trottoir par l'intermédiaire de fusibles. Tous les câbles M.T. sont protégés par deux relais à maximum de courant et par un relais de courant résiduel.

Tous les câbles B.T. ont la même constitution. Par exemple: 3x150 mm²+1x75 mm². Demême que tous les fusibles sont identiques.



Evolution dans le temps des réseaux urbains souterrains

L'accroissement de la densité de desserte conduit à prévoir une alimentation à une tension de plus en plus élevées des postes de répartition urbains. Cette alimentation était passée au cours des toutes dernières années du niveau 10-30 KV au niveau 30-90 KV. Actuellement l'alimentation est en voie de se faire directement à partir du réseau de transport à 150 et 220 KV. Une telle solution n'est possible que grâce aux progrès techniques réalisés dans les différents domaines de la construction électrique, notamment dans celui des cables permettant la pénétration de la THT au coeur des grandes villes.

II.3- Qualité de Service :

C'est le problème de la combinaison optimale des moyens d'amélioration de la qualité de service.

Le maintien ou l'amélioration de la qualité de service dans les R.D fait appel à une combinaison de moyens qui comprennent essentiellement :

- L'architecture des réseaux : lignes ou transformateurs de secours fractionnant les ouvrages pour limiter la répercussion des interruptions
- Le maintien ou l'amélioration de la fiabilité des matériels maintenance des ouvrages en service, normes, ...
- La conduite : organisation des interventions, moyens à mettre en oeuvre, personnel télécommandes, automatismes...
- Le dépannage : systèmes de réalimentation provisoires (groupes électrogènes ou transformateurs mobiles, localisation des défauts, réparation)
- L'organisation des travaux et notamment l'usage des travaux sous tension.

Une des difficultés essentielles des études concernant la combinaison optimale de ces moyens et que leurs mise en oeuvre ne peut se faire pratiquement jamais de façon isolée : telle structure de réseau implique telle organisation des interventions et résulte de l'emploi de tel ou tel matériel. Par ailleurs la satisfaction à la demande, l'accroissement des performances des matériels, les réformes de structures des exploitations, peuvent avoir une répercussion plus ou moins directe sur la continuité de service.

La recherche de la continuité est onéreuse et cela d'autant plus qu'on approche davantage de la perfection. L'optimum dépend du type des utilisations et des caractères propres des régions desservies. Ainsi par exemple, un système coûteux, nécessaire dans une région urbaine à forte densité de consommation avec des utilisations comme : Hopitaux industries nécessitant une continuité quasi totale, serait économiquement inconcevable, dans une région rurale à très faible densité de consommation. Cet optimum se saurait être déterminé par un calcul purement économique sous l'angle du distributeur, la perte de recette due aux interruptions est très inférieure à l'amortissement des installations nécessaires pour supprimer l'interruption. La notion de service public doit ici intervenir. Ce n'est pas l'intérêt maximal du distributeur qu'il faut considérer, mais l'intérêt maximal de l'ensemble distributeur plus usagers. Encore faut-il envisager le facteur psychologique difficile à évaluer dans le cas par exemple, de coupures d'abonnés en éclairage. Finalement le choix de la solution est un compromis tenant compte des différents facteurs économiques et sociaux qui peuvent entrer en jeu dans chaque cas.

II.4 Principes généraux d'organisation d'une distribution industrielle B.T.

Dans une distribution industrielle, les récepteurs d'énergie électriques sont localisés en fonction des impératifs de la production et ces impératifs influencent l'implantation des machines. Les sources d'électricité c'est à dire les postes de distribution sont implantés en 1 ou plusieurs centre de gravité de l'utilisation et c'est la recherche du coût minimal qui permet de choisir la puissance unitaire des transfo.

En effet si on couvre la zone à alimenter par de nombreux transfo de petite puissance, la dépense en cables BT sera moins élevée, mais le coût total sera important à cause du prix élevé du KVA pour les petites unités et de la multiplication des appareillages HT.

En revanche, si on couvre une zone de grande étendue par un seul transformateur très puissant, le coût total sera encore trop élevé par suite de la longueur exessive des cables BT.

Ainsi donc, on conçoit qu'entre les deux extrêmes ^{existe} un optimum, qui dépend des différents facteurs suivant :

- Prix des cables H.T. et de leur pose
- Prix de l'appareillage H.T. et de son installation
- Prix des transformateurs
- Prix de l'appareillage BT et de son installation
- Densité de puissance de l'installation ou de certaines de ses parties, c'est à dire du nombre de VA consommés par m² de surface.

A celà il faut ajouter la continuité de service et la sécurité.

En ce qui concerne la sécurité, il existe des règles définies par des textes officiels auxquels il faut se conformer rigoureusement (je souligne ici qu'une norme C 13.200 très importante et attendue depuis longtemps, doit sortir prochainement et donner la réglementation pour les installations HT dans les usines). Toutes ces règles de sécurité traitent des problèmes de la mise à la terre et de la position du neutre des réseaux.

En ce qui concerne la continuité de service il convient d'aborder le problème selon les deux modes d'exploitation :

- la marche normale
- la marche en cas de défaut

En marche normale, le réseau doit être défini en tenant compte des valeurs normales de fonctionnement (Intensité, tension etc, ..) mais aussi en s'assurant que cette marche normale du réseau pourra être maintenue dans les cas où il faut intervenir sur une branche de ce réseau pour des travaux d'entretien ou d'extension.

En cas de défaut on distingue deux phases : l'élimination sélective de la branche en défaut (problème des protections) puis la reprise de la marche normale sur le reste (problème du secours).

Deux schémas de base permettent d'illustrer la qualité d'une structure vis à vis des modes de fonctionnement normal et sur défaut:

- Le schéma en boucle
- Le schéma radial simple

Mais, on préfère le schéma en boucle en marche normal car il permet le maintien du fonctionnement de tous les postes même si on doit intervenir sur l'une des liaisons entre postes, ce qui permet pas le schéma radial simple. Par contre, le schéma radial est préférable en cas de défaut car il permet de

n'éliminer , en cas de court circuit par exemple, que le poste intéressé par ce court circuit, alors qu'avec le schéma en boucle classique , le défaut entrainera le déclenchement du disjoncteur de tête qui coupera nécessairement plusieurs postes.

Il existe de nombreuses variantes de ces deux schémas, suivant que l'on s'attache plus ou moins complètement à la continuité de service en marche normale ou en marche sur défaut.

.../...

III- LA MISE EN POINT D'I R. D.

III.1- Introduction

L'Economie de notre pays connaît une phase d'expansion pratiquement ininterrompue. La croissance qui s'y poursuit à un taux élevé s'accompagne de profondes transformations structurelles. Les conditions de la production sont modifiées par le progrès technique, tandis que la demande des consommateurs augmente constamment sous l'effet de l'élévation du niveau de vie.

Dans ce but, il est nécessaire de planifier la situation. Car la planification répond à ce souci de connaître l'avenir et à cette volonté de le dominer. Il s'agit d'orienter la croissance vers des objectifs jugés souhaitables.

Dans le cas des réseaux électriques, les études de planification comporte nécessairement l'évaluation économique comparée des mesures qui peuvent être prises au cours d'une période de temps convenable. La qualité des décisions prises dépend de la possibilité de faire des prévisions réalistes des coûts globaux des différentes alternatives. Les analyses de l'exploitation du réseau et l'établissement de prévisions économiques sont à la base de toutes étude de planification.

III.2- Prévisions des consommations en énergie électrique :

La prévision des consommations en énergie électrique est nécessaire, d'une part pour connaître la future circulation les puissances en énergie entre les zones géographiques et d'autre part, du niveau de l'économie nationale, pour connaître les puissances produites par les centrales existantes ou qui seront construites dans l'avenir.

Les centrales à gaz étant de plus en plus développée en Algérie, on a tendance actuellement à les installer, proche des lieux de consommations (exemple de la centrale d'Alger-Port II, du Hamma). Ceci est valable pour les zones urbaines où la densité de consommation est de plus en plus grande. Ainsi que les très grandes zones industrielles (exemple : ARZEW).

A cette fin, suivant la période on distingue :

- Prévision à court terme (2-3ans) :

Cette prévision est nécessaire pour déterminer les régimes de fonctionnement pour les centrales construites et pour les éventuels travaux dans les réseaux électriques.

- Prévision à moyen terme (5-10ans) :

On détermine l'évolution générale de la consommation pour bien dimensionner le système énergétique. Constructions de nouvelles centrales et lignes de distribution d'énergie.

- Prévision à long terme (plus de 10ans) :

Cette prévision est nécessaire pour établir la structure générale et optimale du réseau de distribution et sa dotation en équipement.

Pour étudier ces prévisions il existe plusieurs méthodes

E. a) Méthodes syntétiques :

Ce sont des méthodes qui utilisent l'évolution statistique du passé qu'il s'agisse de court, moyen ou long terme.

Ainsi parmi les méthodes les plus connues, il y a celles qui utilisent la loi d'évolution.

$$L = e^{mx} \quad \text{ou la} \quad L = y = mx$$

y représente la charge pour l'année x

On utilise aussi d'autres formules telles que :

$$* E = (AI + B) C^t$$

E : Energie électrique en (GWh)

I : Indice de production industrielle (Pour l'année de référence I = 100)

A, B, C. Des constantes qui sont déterminées à partir des chiffres de l'économie

t : le temps (Années).

$$** Y = a + bX$$

y : rythme d'augmentation de la consommation de l'énergie électrique

X : rythme d'augmentation de la production globale.

a, b: constantes

E.b) Méthodes analytiques :

Ces méthodes utilisent la prévision d'évolution des différentes catégories d'usagers. Le calcul sera fait pour chaque catégorie, en utilisant certaines indications. Par exemple : La consommation par produit. Pour la consommation domestique, on peut utiliser cette méthode, en utilisant comme indication la consommation en KWh par habitant. A cet effet, on introduit la corrélation entre le produit interne brute (PiB) et la production nationale d'énergie électrique.

Cette méthode en réalité peut s'appliquer à une région en assimilant la production nationale d'énergie à l'énergie disponible sur les postes d'alimentation (pour notre exemple / Energie disponible au poste d'El-Affroun).

.../...

Méthode : 1- On établit pour un certain nombre de pays et pour une année (ou une série d'années) qu'il existe une relations linéaire entre la variable $\frac{Y}{N}$, produit intérieur brut par habitant, et la variable $\frac{C}{N}$ production d'énergie électrique par habitant.

$$(1) \frac{C}{N} = a \frac{Y}{N} + b \text{ ou } (2) C = aY + bN$$

2- On en déduit une relation entre les accroissements de C et de Y qui peut s'écrire :

$$(3) \frac{dC}{C} = E \frac{dY}{Y} \text{ Avec } E = \frac{aY + bN}{aY + bN} \text{ et } k = \frac{dE}{dY}$$

E est l'élasticité de la production électrique par rapport à la PiB pour une année n déterminée.

3- Finalement les productions électriques seront calculées année par année par la Formule :

$$C_n = C_{n-1} \times \left(\frac{Y_n}{Y_{n-1}} \right)^E(n) \text{ (Intégration de (3))}$$

Application

Recherche des coefficients a et b. Vérifiant cette formule par différents pays pour l'année 1969.

Tableau des valeurs

PAYS	$\frac{Y}{N}$ en 10^3 Dollars/Hab	$\frac{C}{N}$ en 10^3 KHI/Hab
U. S.A.	7,136	3,960
DANEMARK	2,483	2,460
R.F.A.	3,428	1,928
PAYS BAS	2,638	1,764
JAPON	2,677	1,306
ITALIE	1,971	1,257
VENEZUELA	1,116	0,977
ESPAGNE	1,407	0,719
MEXIQUE	0,480	0,562
CHILI	0,739	0,518

.../...

Tableau des valeurs (Suite)

PAYS	Y/N en 10 ³ Dollars/Hab	C/N en 10 ³ KHI/Hab
PORTUGAL	0,656	0,479
TURQUIE	0,205	0,338
PHILIPPINES	0,183	0,282
TUNISIE	0,145	0,201
MAROC	0,105	0,190
KENYA	0,030	0,118

On trouve : $\frac{C}{N} = 1,710 \frac{Y}{N} - 0,234$

Pour les études faites en Algérie en utilisant cette méthode, on a constaté que pour un accroissement de la PiB de 8,50%, les résultats correspondent parfaitement à ceux donnés par d'autres méthodes telles que :

- l'Analyse sectorielle
- Extrapolation statistique

Donc la formule peut être appliquée par l'Algérie.

Ainsi suivant le cas que l'on aura à traiter, on pourra utiliser partiellement des méthodes synthétiques, par exemple pour la consommation industrielle, où les méthodes analytiques sont plus difficiles, et des méthodes analytiques pour des autres cas, par exemple consommation domestique.

III.3- Le facteur temps dans l'analyse économique :

Dans les phénomènes économiques, la valeur d'un produit change dans le temps.

Le temps dans un objectif énergétique est partagé comme suit :

Durée de préparation du	Durée de construction	Durée de vie	
		Durée de récupé- ration	
D_c	$T_{eo-i} - T_F - 1$	T_{eo}	T_{el}
		T_{rN}	T_{ef}
			.../...

O : Année de référence pour les frais = année d'entrée en fonction des installations à pleine capacité

D_c : Début de la décision pour construire

T_{rN} : Année finale de récupération

T_{co} : Année du début de la construction

T_{eo} : Année de la fin de la construction

T_F : Début d'entrée partielle en fonction

T_{ef} : Début limite de vie de l'installation

T_C : Durée de la construction

Dans cette situation le coût Z' de l'installation sera :

$$Z' = \sum_{i=1}^{T_c} [C_{(i)} + C_{a(i)}] (1+p)^i + \sum_{j=0}^{T_{rN}-1} C_{aj} (1+p)^j$$

où :

C_(i) = La valeur d'investissement correspondant aux installations entrées en service dans l'année (-i)

C_{a(-i)} = Les frais d'exploitation pour l'année (-i) ou coût actualisé de l'exploitation. Cette formule permet une évaluation complète de variantes du point de vue économique.

III.4 Calcul économique des réseaux électriques :

III.4-1- Généralités :

L'efficacité économique impose du point de vue de l'économie nationale les investissements les plus judicieux et les frais d'exploitation les plus raisonnables. Dans toutes les étapes : projet, construction, exploitation, il faut chercher la solution la plus économique. Le projecteur cherche à trouver un investissement minimum pour une solution technique adéquate donnée. Pour un calcul donné, il faut considérer tous les facteurs qui peuvent influencer l'investissement et les frais d'exploitation.

.../...

Comme il est difficile de tenir compte de tous les facteurs, on peut se contenter seulement de ceux qui interviennent plus directement dans le coût total.

La solution optimale correspond aux frais annuels minimaux :

où

$$Z' = C + T_n C_a$$

$$Z = \frac{C}{T_n} + C_a$$

C : L'investissement ou le coût :

- des études sur le terrain (topographie, Hydrographie, etc...) (négligeable dans les réseaux urbains)
- des documentations et expérimentations
- du projet technico-économique
- de la construction elle-même
- de l'équipement etc.....

C_a : Les frais annuels d'exploitation. Ils comportent :

- les frais d'amortissement et de réparation
- les frais d'entretien
- les frais correspondants aux postes d'énergie (dans les postes, les lignes etc...)

T_n : Le temps normal de récupération. Il est fixé par le Gouvernement tenant compte de la dynamique de la branche industrielle. Dans le cas de l'énergie électrique il est de l'ordre de 10ans

$p = \frac{1}{T_n}$: Coefficient d'efficacité de l'investissement par ordre de grandeur est 0,1

$$\text{Soit } Z = 0,1C + C_a$$

Donc nous pourrions écrire plus en détail des frais annuels minimaux

$$Z = \frac{(p + P_a + P_r + P_e) C}{100} + P_w +$$

P_a, P_r, P_e , sont des coefficients données en %

P_a : Coefficient d'amortissement

P_r : Coefficient de réparation

P_e : Coefficient effet supplémentaire.

.../...

Ces coefficients ne sont connus que par une tenue de statistique très correctes des installations existantes auparavant.

Détermination des pertes.

$$\Delta W = \Delta P \cdot t$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \times R \quad \text{Avec } P = P(t) \quad Q = Q(t)$$

$$\Delta W = \int_0^t \Delta P \cdot dt = 3R \int_0^t I^2 dt = 3RI_{\max}^2 \times \frac{\int_0^t I^2 dt}{I_{\max}^2}$$

$$\Delta W = 3RI_{\max}^2 \beta \quad \text{Avec } \beta = \frac{\int_0^t I^2 dt}{I_{\max}^2}$$

T : temps des pertes. C'est un temps conventionnel pendant lequel le réseau fonctionnant à une charge; $S = S_{\max}$, aura les mêmes pertes que dans le cas réel où $S = S(t)$

$$\text{Ainsi donc nous aurons } \Delta W = \frac{S_{\max}^2}{U_n^2} \cdot R \cdot T$$

$$\text{Car } I_{\max}^2 = \left(\frac{S_{\max}}{\sqrt{3} U_n} \right)^2 = \frac{S_{\max}^2}{3 U_n^2}$$

Si on inclus les transformateurs comme faisant partie du projet, Il faudra aussi tenir compte des pertes dues au transformateur et qui sont

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ecn}} \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 + \Delta P_{\text{fa}} \cdot t$$

III.4-2 Coût d'investissement des réseaux :

a- Coût des lignes aériennes :

Le coût de la construction des lignes dépend beaucoup de la nature des terrains traversés. Dans une étude générale on ne peut que raisonner sur un coût moyen, défini par des prix kilométriques.

Le prix du Km de ligne comprend les prix : des pylônes, des massifs de béton, du levage des pylônes, des isolateurs, des conducteurs et de leur tirage, auxquels il faut ajouter le coût des contrôles, des études du tracé et des droits de passager etc..., en général ce coût kilométrique peut être mis sous la forme :

.../...

$$C = C_0 + C_1 U (\text{KV}) + C_2 \cdot S (\text{mm}^2)$$

ou U = Tension entre phase

S = Section du conducteur

Une telle formule ne peut être qu'approximative puisqu'il y a de nombreux facteurs non moins importants, que U et S qui n'y apparaissent pas, tels que : les matériaux utilisés, contraintes admises, etc...)

Ne possédant pas les coefficients C_0 , C_1 , C_2 adoptés pour l'Algérie nous donnons les formes françaises de 1965 pour les lignes aériennes.

$$C = 5000 + 130 \cdot U (\text{KV}) + 60 S (\text{mm}^2) \text{ F.F./Km}$$

b- Coût des lignes par câbles (souterraines) (cas des réseaux urbains à très forte densité de consommation)

Pour les câbles souterrains on peut utiliser une formule analogue mais avec des coefficients C_0 , C_1 , C_2 différents.

$$C = 50\ 000 + 2000 U (\text{KV}) + 200 S (\text{mm}^2) \text{ F.F./Km}$$

N.B. : D'après quelques renseignements, ces formules sont acceptables dans certains pays autre que la France. On peut citer entre autres Suède, URSS, U.S.A.

Lorsqu'il s'agit de ligne doublé ce coût sera multiplié par 1,6

III.4-3 Coût actualisé d'exploitation :

On le décompose en dépenses d'entretien et coût des pertes. Les dépenses annuelles d'entretien sont un pourcentage faible et constant du coût du réseau, indépendant de la puissance transitée.

III.4.3.1- En ce qui concerne les pertes, sur Km de ligne, la puissance perdue sera :

$$3RI^2 = 3 \cdot \frac{\rho}{s} \frac{I^2}{s} = \frac{\rho}{s} \cdot \frac{S^2}{U^2} 10^6 \text{ W/Km (MVA), } U (\text{KV})$$

.../...

Le coût des pertes sera:

$$C_p = \frac{P \times S^2}{s \times U^2} \cdot 10^3 \text{ B.B.} \quad \text{B: prix moyen du kWh des pertes}$$

Tot B varie beaucoup selon l'usage que l'on fait de la ligne.

S'il s'agit d'un transit permanent, T peut atteindre (7000 - 8000) h/an, mais est un prix moyen du kWh à la production, et on peut prendre:

$$\text{B.B.} = 300$$

S'il s'agit d'un transit en heures de pointe, T est plus petit, B aussi, et on prend: B.B. = 150 (B étant le prix du kWh de pointe)

D'autre part une ligne est construite pour une certaine durée, que l'on peut estimer moyenne à 30 ans, et il faut donner les coûts actualisés des pertes sur ces 30 ans.

Si on prend un taux d'actualisation de 7%, le coût actualisé est environ 12,5 fois le coût annuel. Alors on peut écrire :

$$C_{po} = 12,5 \cdot \frac{P \times S^2}{s \times U^2} \cdot \text{T.B.} \cdot 10^3 = C_{pa} \cdot \frac{S^2}{s \cdot U^2}$$

$$\text{ou} \quad C_{po} = 12,5 \cdot \text{T.B.} \cdot 10^3$$

On pourra, également, considérer les pertes de la manière suivante:

$$\begin{aligned} \sum \Delta W &= 3R (I_{\text{max}1}^2 \cdot T_1 + I_{\text{max}2}^2 \cdot T_2 + \dots + I_{\text{max}n}^2 \cdot T_n) \\ &= n \cdot 2 \cdot R \cdot I_C^2 \cdot T \end{aligned}$$

Le courant de calcul sera:

$$I_C = \frac{\sqrt{\sum I_{\text{max}i}^2 \cdot T_i}}{n \cdot T}$$

De même pour les puissances:

$$S_C = \frac{\sqrt{\sum S_{\text{max}i}^2 \cdot T_i}}{n \cdot T}$$

Si on considère que les courbes de charges auront la même forme d'une année à une autre :

$$T_i = T_1 = T_2 = \dots = \text{Cste} = T$$

$$S_c = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{maxi}}^2}}{n}$$

Dans cette situation, le coefficient 12,5 n'apparaîtra plus dans l'expression de C_{pa}

III.4.3.2.- Dépenses dues essentiellement à l'entretien et aux salaires des employés qu'on désigne par C_c

$$C_c = 0,02 C \text{ Lignes électriques aériennes}$$

$$C_c = 0,05 C \text{ Lignes électrique par cables}$$

III.4.3.3.- Dépenses dues à la discontinuité de service que l'on désigne par C_s

$$C_s = I_o \times W_c \text{ avec } W_c = P_{\text{max}} \times T_{\text{max}} \times h$$

I_o : prix unitaire du kWh coupé

W_c : énergie coupée

h : probabilité d'interruption de service

III.4.3.4.- Prélèvement annuel nécessaire à la reconstitution du capital investi que l'on note par C_a

$$C_a = 0,1C \text{ pour l'appareillage}$$

$$C_a = 0,04C \text{ pour les lignes électriques aériennes ou en cables}$$

III.4.3.5.- Le coût du renouvellement du matériel détérioré ou avarié, et que l'on note C_r

$$C_r = 0,06C \text{ pour les postes}$$

$$C_r = 0,05C \text{ pour les lignes aériennes}$$

$$C_r = 0,05 \text{ pour les cables souterrains}$$

En générale le coût d'exploitation sera :

$$C_{\text{exp}} = 0,54 C + I_0 W_c + \text{prix des pertes d'énergies dans le réseau.}$$

III.4.1.- Optimisation de la section des lignes

III.4.1.1.- Section économique:

Pour cette question on souligne, que les formules sont les mêmes pour les L.E. et les L.E.C., mais que seul la valeur des coefficient change.

On a admis que les deux paramètres essentiels au dimensionnement sont: la tension U et la section s . Pratiquement on a remarqué aussi que le coût d'un réseau est sensible à ces deux paramètres.

En général le coût total d'une ligne est la somme de son coût d'investissement et des coûts actualisés d'exploitation par km.

$$Z' = C + C_a = C_0 + C_1 U + C_2 s + \frac{C_{po} \cdot s^2}{s \cdot U^2} + C_{ac} S(\text{VA}) U(\text{KV})$$

C : Coût d'investissement C_a : Coût actualisé d'exploitation

La section optimale est celle qui minimise cette expression. A tension choisi égale à une constante on aura:

$$\frac{dZ'}{ds} = 0 \Rightarrow C_2 - \frac{C_{po} s^2 U^2}{s^2 U^4} = 0 \Rightarrow L_2 s = \frac{C_{po} s^2}{s U^2}$$

$$s_{\text{écon.}} = \sqrt{\frac{C_{po} s^2}{L_2 U^2}}$$

L'égalité $L_2 s = \frac{C_{po} s^2}{s U^2}$ est connue sous le nom de la loi de KELVIN

l'énoncé de cette loi est : La section optimale d'une ligne de transport est celle qui rend égaux le coût actualisé des pertes par effet Joule et le fraction du coût de la ligne proportionnelle à la section des conducteurs .

Nous pouvons également déterminer la section économique graphiquement en traçant $Z' = f(s)$. Ainsi que $Z'_{\text{min}} = f(s)$.

.../...

$$\text{En effet } Z' = C_0 + C_1 U + C_2 s + \frac{C_{po}}{s} \frac{s^2}{U^2} + C_{ao}$$

$$\text{soit } Z' = A + Bs + K/s \quad \begin{cases} A = C_0 + C_{ao} + C_1 U \\ B = C_2 \\ K = C_{po} \frac{s^2}{U^2} \end{cases}$$

équation d'un hyperbole

$$\frac{dZ'}{ds} = C_2 - \frac{C_{po} s^2 U^2}{s^2 U^4} = 0$$

$$\text{donc } \boxed{s_{econ} = \sqrt{\frac{C_{po}}{C_2}} \cdot \frac{s}{U}}$$

En portant cette valeur dans l'expression de Z' on aura :

$$Z'_{\min} = C_0 + C_1 U + C_2 \frac{s}{U} \sqrt{\frac{C_{po}}{C_2}} + C_{po} \frac{s}{U} \sqrt{\frac{C_2}{C_{po}}} + C_{ao}$$

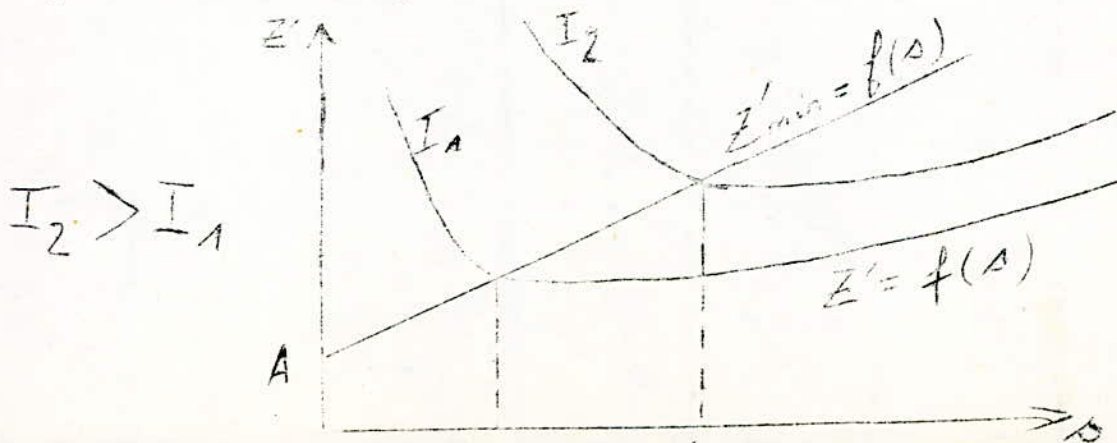
$$Z'_{\min} = C_0 + C_1 U + C_2 \frac{s}{U} \sqrt{\frac{C_{po}}{C_2}} + C_2 \frac{s}{U} \sqrt{\frac{C_{po}}{C_2}} + C_{ao}$$

$$Z'_{\min} = C_0 + C_{ao} + C_1 U + 2 C_2 \frac{s}{U} \sqrt{\frac{C_{po}}{C_2}}$$

$$\boxed{Z'_{\min} = A + 2 B s_{econ}}$$

ceci est l'équation d'une droite

Avec ces 2 équations, connaissant les valeurs de A , B et K , nous pouvons tracer la droite $Z'_{\min} = f(s_{econ})$ qui est unique, et connaissant la tension tracer plusieurs hyperboles $Z' = f(s)$ correspondant à plusieurs puissances transitées.



En réalité les 2. méthodes sont à éviter car elles demandent à connaître la tension U or celle ci est difficile à choisir. Vu qu'il existe aussi une tension optimale de service. C'est ainsi que dans la pratique on utilise la densité de courant optimale. D'après l'expression de la section économique déterminée précédemment:

$$\text{on a : } \text{secom} = \frac{S}{U} \sqrt{\frac{C_{po}}{C^2}} \quad S(\text{MVA}); U(\text{KV}) \text{ s}(\text{mm}^2)$$

$$\text{secom} = \frac{\sqrt{3} U I}{\psi} \sqrt{\frac{C_{po}}{C^2}}$$

$$\text{donc } \boxed{\frac{I}{\text{sec}(\text{mm}^2)} (\text{A}) = \text{Jeco} = \sqrt{\frac{C^2}{3 C_{po}}}}$$

Nous voyons ainsi que Jeco est indépendante de la puissance transmise S et de la tension d'alimentation U . Mais elle dépend à travers C_{po} de la nature des conducteurs, de l'utilisation de la ligne et du rapport $\frac{C^2}{S}$: soit approximativement le rapport du prix du métal conducteur au prix du KWh perdu.

Ci dessous nous donnons un tableau qui permet de trouver Jeco en fonction de la nature de la ligne et du temps annuel de fonctionnement.

TABLEAU N° 1

	Tmax (h)	Tmax (h)	Tmax (h)	
Nature de la ligne	3000	3000 à 5000	5000	Les densités économiques sont courants sont ici donnés en A/mm ²
Conducteur nu				
Cuivre	2,5	2,1	1,8	
Aluminium	1,3	1,1	1,0	
Conducteur câble				
Cuivre	3,0	2,5	2,0	
Aluminium	1,6	1,4	1,2	.../...

III.4.4.2- Section fonction de la chute de tension

Connaissant I = Intensité à transporter

L= Longueur de liaison en Km

D_u = Chute de tension admissible sur la liaison en Volts

On applique la formule

$$Z \text{ (okm/Km)} = \frac{\Delta s_u}{I \times L \times \sqrt{3}}$$

puis se reporter au tableau donnant l'indépendance en fonction de la section (voir introduction de la partie calcul)

III.4.4.3- Section fonction de l'échauffement

Dans ce cas il s'agit de déterminer l'intensité maximum qui passera dans la ligne et suivant cette intensité, déterminer la section en utilisant des tableaux de valeurs données par le constructeur.

Pour le calcul de I on utilise la formule

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$$

L'expérience pratique a montré que les sections trouvées à partir de ces 2 dernières hypothèses sont toujours inférieurs à celles données par la 1ère hypothèse.

Ceci est due au fait que dans la densité de courant optimale utilisée on tient compte de la chute de tension et de l'échauffement.

III.4.4.4- Formule numérique :

Si l'on suppose que l'on a réalisée la section optimale, pour le coût total du transport y compris le coût des pertes par effet Joule et le coût actualisé de l'entretien, les documents français donnent les formules numériques suivantes (coûts de 1965):

$$\text{Sachant que } Z' = C_0 + C_{a0} + C_1 U + 2 C_2 \frac{S}{U} \sqrt{\frac{C_{p0}}{C^2}}$$

$$\text{On a : LEA } Z'_{\min} = 10\,000 + 150U + 140\,000 \frac{S}{U} \text{ F.F./Km}$$

$$\text{LEA } Z'_{\min} = 60\,000 + 2500U + 250\,000 \frac{S}{U} \text{ F.F./Km}$$

.../...

III.4.5 Recherche de la tension optimale de service

Pour une ligne ayant à transiter une puissance S_1 , on suppose une utilisation annuelle T (heures). Soit l la distance de transport au Km. Le coût total du transport sera

$$K = Z' \times l + A$$

Avec $A = A_0 + A_1 U + A_2 S + A_3 \frac{S}{U}$ = coût de poste

$$K = (C_0 + C_{a0}) l + A_0 + (C_1 \times l + A_1) U + A_2 S + (2C_2 l \sqrt{C_{po} + A_3}) \frac{S}{U}$$

$$K = K_0 + K_1 U + K_2 S + K_3 \frac{S}{U} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} K_0 = (C_0 + C_{a0}) l + A_0 \\ K_1 = \dots \\ \text{etc...} \end{cases}$$

La puissance à transporter S étant donnée, le coût sera minimal pour la valeur U_{opt} de la tension tel que :

$$\frac{dK}{dU} = 0 = K_1 - \frac{K_3 S}{U^2}$$

$$\Rightarrow K_1 = \frac{K_3 S}{U^2} \quad U^2 = \frac{K_3 S}{K_1} \quad \Rightarrow \quad U_{opt} = \sqrt{\frac{K_3 S}{K_1}}$$

Dans la littérature il existe d'autres formules qui sont empiriques tel que :

$$1) \quad U = \sqrt{P (0,1 + 0,015 \sqrt{l})} \quad \begin{matrix} P \text{ (KW)} & U \text{ (KV)} \\ l \text{ (Km)} \end{matrix}$$

Cette formule est applicable dans le cas des lignes dont la longueur dépasse 250 Km et la puissance dépasse 60 MW

$$2) \quad U_{opt} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016 P} \quad \begin{matrix} l \text{ en Km} \\ P \text{ en KW} \end{matrix}$$

Cette formule est applicable pour les lignes dont la longueur est inférieure à 250 Km et la puissance inférieure à 60 MW.

Dans notre exemple nous utiliserons cette formule.

III.5- Calcul du régime permanent

III.5.1- Généralités :

Dans tous projet, il existe un calcul des régimes permanents.

Calculer un régime permanent signifie déterminer pour ce régime : les valeurs des tensions, des courants, des puissances actives et réactives, les déphasages dans chaque élément du réseau.

Dans la pratique on connaît, d'habitude, les puissances à certaines bornes du réseau et les tensions dans certains points, et l'on connaît aussi l'impédance de chaque ligne. Il s'agit de déterminer les valeurs inconnues.

Les équations en fonction des puissances étant non linéaires, les calculs exacts contiendront un nombre d'approximations successives. Ces calculs ont à la base les méthodes générales d'études des réseaux linéaires en fonction des courants et des tensions.

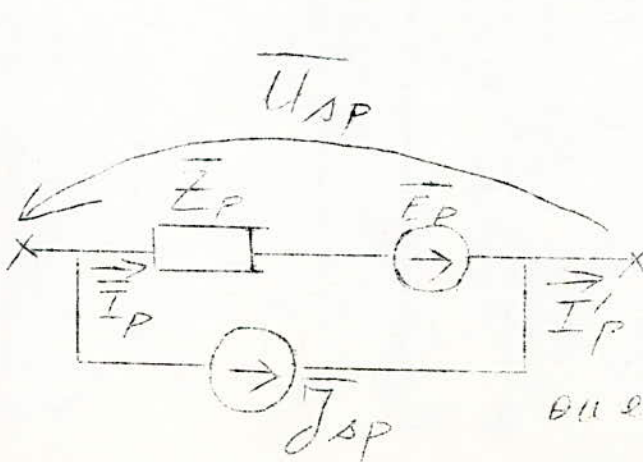
Dans l'étude des régimes de fonctionnement d'un réseau électrique, les équations sont écrites pour le schéma équivalent du réseau. Dans le cas le plus général on va considérer la branche (p) d'un circuit où :

\bar{Z}_p = l'impédance propre

\bar{E}_p = F. e. m.

\bar{J}_{sp} = la source du courant

\bar{U}_p = la tension entre les bornes



$$\text{On a : } \bar{E}_p + \bar{U}_p = \bar{Z}_p \bar{I}_p$$

$$\text{or : } \bar{I}_p = \bar{I}'_p - \bar{J}_{sp}$$

$$\text{donc } \bar{E}_p + \bar{U}_p = \bar{Z}_p (\bar{I}'_p - \bar{J}_{sp})$$

$$\text{ou encore } \bar{E} + \bar{U} = \bar{Z} (\bar{I}' - \bar{J}_\Delta)$$

.../.../...

Ou encore :

$$\begin{pmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_n \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ \vdots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_{11} & & & \\ & Z_{22} & & \\ & & \ddots & \\ & & & Z_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I'_1 \\ \vdots \\ I'_n \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} J_{S'_1} \\ \vdots \\ J_{S'_n} \end{pmatrix}$$

Nous pouvons également obtenir :

$$[E] + [U] = [Z] [I] \quad \text{ou} \quad [I] = [Y] [E] + [Y] [U] \quad \text{avec} \\ [Y] = [Z]^{-1}$$

Si la matrice Z est diagonale, la matrice Y est aussi diagonale et :

$$Y_{ii} = \frac{1}{Z_{ii}} ; \quad Y_{ij} = 0$$

Le produit $[Y][E]$ représente la matrice des courants de court circuit des branches. Si on note

$$[J_{cc}] = [Y][E] \quad \text{on a :} \quad [I] = [J_{cc}] + [Y][U]$$

Dans le cas particulier ou le réseau est passif $E = 0$

L'équation de fonctionnement devient

$$[U] = [Z][I] \quad \text{ou} \quad [I] = [Y][U]$$

III.5.2- Equations topologiques en utilisant la matrice [A]

1- Détermination de matrice [A]

Rappel de quelques définitions

Matrice d'incidence

La notion "d'indice" a dans la théorie du graphe les significations suivantes :

- Une branche est incidente a un noeud si celui-ci est une extrémité de cette branche

.../...

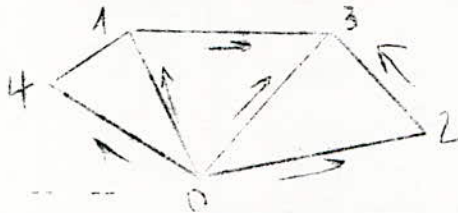
- une branche est incidente à une maille si elle appartient à cette maille
- une branche est incidente à une section lorsque celle ci coupe la branche.

L'incidence d'une branche à un noeud est positive ou négative si le noeud représente l'extrémité initiale ou finale de la branche l'incidence d'une branche à une maille ou à une section est positive ou négative si l'orientation de la branche correspond à celle de la maille ou de la section.

Matrice d'incidence [A]

[A] est la matrice de base, qui contient toutes les informations concernant les caractéristiques topologiques d'une graphe. Pour faciliter les explications on prend un exemple.

Considérons la figure suivante :



La matrice complète $[A]_0$ dans cette situation est

$$[A]_0 = \begin{array}{c|cccccccc} & b & 01 & 02 & 04 & 23 & 03 & 13 & 14 \\ \hline n & & & & & & & & \\ \hline 0 & & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ \hline 1 & & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ \hline 2 & & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 3 & & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ \hline 4 & & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ \hline \end{array}$$

A partir de la matrice $[A]_0$ on peut obtenir la matrice réduite [A], en éliminant une ligne par celle qui correspond au noeud (0)

.../...

$$[A] = \begin{array}{c|cccccccc} & b & 01 & 02 & 04 & 23 & 03 & 13 & 14 \\ \hline n & & & & & & & & \\ \hline 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & \\ \hline 2 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & \\ \hline 3 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 & 0 & \\ \hline 4 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & \end{array}$$

Le noeud qui correspond à la ligne éliminé est le noeud du graphe et les autres s'appellent des noeuds indépendants. L'habitude, le noeud de référence peut être n'importe quel noeud du graphe. Pour l'écriture de la matrice $[A]$ il est nécessaire de choisir le noeud de référence mais il n'est pas obligatoire d'établir l'arbre du graphe. L'arbre du graphe est l'ensemble du minimum de branches nécessaires pour joindre tous les noeuds une seule fois.

Ici on peut également séparer les branches arbres et les branches cordes

$$[A] = [A_a / A_c] = \begin{array}{c|cccc|cccc} & b & 01 & 02 & 04 & 23 & 03 & 13 & 14 \\ \hline n & & & & & & & & \\ \hline 1 & -1 & & & & & & 1 & 1 \\ \hline 2 & & -1 & & & 1 & & & \\ \hline 3 & & & & & -1 & -1 & -1 & \\ \hline 4 & & & -1 & & & & & -1 \end{array}$$

N.B. : Les cases vides contiennent des zéros.

2)- Equations topologiques :

Nous avons vu au début de ce paragraphe que $I'_p = I_p + \dots$

.../...

Soit $[I]$ la matrice des courants totaux dans les branches. Si on associe pour chaque branche du graphe le courant de cette branche, on va voir qu'avec la matrice $[A]$ on peut écrire la première loi de Kirchoff :

$$[A][I] = 0 \quad \text{ou} \quad [A]([I] + [J_s]) = 0$$

$$\text{donc } [A][I] = -[A][J_s]$$

Le produit $-[A][J_s] = [J]$ représente les courants injectés dans les noeuds.

$$\text{donc on a : } [A][I] = [J]$$

N. B. : Dans le cas des réseaux radiaux, le graphe sera identique avec l'arbre.

$$[A] = [A_a] \quad \text{et} \quad [A_a][I] = [J] \Rightarrow [I] = [A_a]^{-1} [J]$$

- Les potentiels sont mesurés entre chaque noeud et le noeud de référence (o) et entre $[U]$ et $[V]$ nous avons une relation.

$[U]$ étant la matrice des tensions des branches

On montre qu'on a la relation suivante :

$$[U] = [A_t][V]$$

$$\text{ou : } \begin{bmatrix} A_{at} \\ Act \end{bmatrix} [V] = \begin{bmatrix} U_a \\ U_c \end{bmatrix} \Rightarrow [V] = [A_{at}]^{-1} [U_a]$$

De tous ceci nous pouvons déduire une méthode qui est celle des potentiels.

On prend comme inconnue de base la matrice V on utilise les équations

$$[A][I] = [J]$$

$$[A_t][V] = [U]$$

$$[I] = [Z]^{-1} [E] + [Z]^{-1} [U]$$

$$\text{d'où : } [A][I] = [A][Z]^{-1} [E] + [A][Z]^{-1} [U] \quad [Z]^{-1} = [Y]$$

$$[J] = [A][I_{cc}] + [A][Z]^{-1} [A_t][V]$$

$$\text{Si on note } [Y_{ncc}] = [A][I_{cc}] \quad \text{et} \quad [Y_n] = [A][Y][A_t]$$

.../...

$$\text{on a : } [J] = [J_{cc}^c] + [Y_n][V]$$

$$\text{soit : } [V] = [Y_n]^{-1} ([J] - [J_{cc}^n])$$

$[J_{cc}^n]$: la matrice des courants de court-circuit dans les noeuds. Elle est une matrice colonne à n éléments. l'élément i représente la somme des courants de court-circuit des branches incidentes au noeud i.

$[Y_n]$: matrice carré d'ordre n. On peut l'écrire directement en utilisant le graphe.

3)- Un organigramme de calcul peut être déduit des équations précédentes :

$$\begin{aligned} [J_{cc}^n] &= [Y][E] \\ [Y_n] & \\ [V] &= [Y_n]^{-1} ([J] - [J_{cc}^n]) \\ [U] &= [A_t][V] \\ [I] &= [Y][E] + [Y][U] \end{aligned}$$

Connaissant les courants dans les branches nous pouvons déterminer la circulation de puissance optimale. Dans le cas des réseaux urbains très complexe à très haute continuité de service, il est obligatoire de faire un programme pour ordinateur.

Conclusion: Nous rappelons ici qu'il existe d'autres méthodes que celle des potentiels. Nous ne les citerons pas car cela deviendrait trop long. Mais nous soulignons que l'emploi de ces méthodes intervient dès que l'on a à chercher la circulation des puissances dans un réseau maillé contenant un nombre de mailles supérieure ou égale à trois (3). L'expérience a montré que ces méthodes sont rentables à l'exploitation et avec l'emploi d'ordinateurs très modernes ne nécessitent pas de calcul intermédiaire.

Dans l'exemple de calcul qu'on a à traiter dans ce projet, le schéma choisi n'ayant que deux (2) mailles à trois (3) branches chacune, nous utiliserons une autre méthode très simple et rapide, que nous conseillons d'utiliser chaque fois que la structure adoptée le permet. (voir § relatif à la circulation des puissances)

III.6- Méthodes d'alimentation en énergie électrique des consommateurs Industriels

Le thème du projet d'alimentation en énergie électrique d'un consommateur industriel doit indiquer :

- La puissance active max (P_{MAX}), l'énergie annuelle W_{an}
- Le facteur de puissance
- La qualité de service de marché (variation de fréquence, ΔU_{adm} , la sécurité nécessaire en alimentation, etc...)
- Les caractéristiques de la puissance active et réactive (chocs)
- Les autres caractéristiques électriques du consommateur.

Pour le système électrique, dans la zone où sera branché le consommateur industriel il faut connaître :

- Le bilan des puissances actives P et réactives Q
- La structure des réseaux etc...

Le schéma électrique d'alimentation comporte l'établissement de :

- tension d'alimentation
- le nombre d'alimentation du système (lignes, transfos, etc...)
- le schéma de connexion du poste.

Pour le calcul de la consommation industrielle de l'énergie, il existe des méthodes bien connues.

1)- Méthodes du coefficient de demande

La puissance demandée sera, pour un usager :

$$P_d = K_d P_i$$

et pour une entreprise

$$P_d = \sum_{i=1}^n K_{dn} P_n$$

le tableau ci-dessous nous donne quelques valeurs pour K_d et

Lieu de consommation	K_d	$\cos \phi$
Atelier Mach-Outils	0,2	0,65
Ventilateurs	0,7	0,80
Pompes	0,7	0,80
Intaf. Soudure	0,35	0,35
Eclairage	0,8	1

.../...

Temps moyen annuel de fonctionnement T tel que $P_{max} = \frac{W}{T}$

	Kd	cos φ	T (h)
Indust-métalloy	0,15-0,3	0,65-0,8	4000
" chimique	0,2 -0,4	0,65-0,79	5500
" bois	0,15-0,3		2500

2)- Méthode de la consommation spécifique

Cette méthode utilise la consommation par produit. On donne en exemple quelques valeurs.

Wagons	1500	15000 KWh/unité
Tracteur	5000	8000 "
Moteurs électrique	14 KWh/KW	du moteur
Acide H ₂ SO ₄	70	120 KWh/tonne
Ciment	40	120 KWh/tonne etc...

III.7- Chute de tension admissible :

Le transport ou la distribution de l'énergie ne doit pas s'accompagner d'une chute de tension exagérée.

Dans les R.D. Basse-tension, la chute de tension qu'on peut admettre varie de 3 à 5% de la tension nominale.

Pour les réseaux à Moyenne Tension, on peut accepter jusqu'à 8% de la tension nominale.

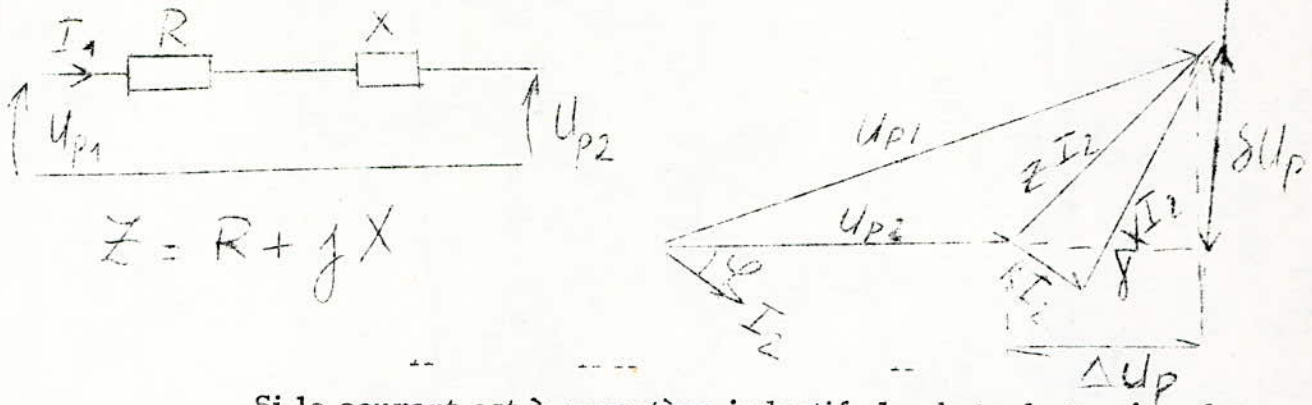
Pour les H.T. les valeurs deviennent égales de 5 à 10% de la valeur nominale.

1)- Recherche de la chute de tension :

Toute ligne électrique peut être schématisé par un quadripole.

.../...

Schéma représentant une ligne monopolisé



Si le courant est à caractère inductif, la chute de tension de phase sera :

$$\begin{aligned} \Delta U_p &= (I_a - j I_R) (R + jX) = (R I_a + X I_R) + j (X I_a - R I_R) \\ &= \Delta U_p + j \delta U_p \end{aligned}$$

ΔU_p : Composante longitudinale de la chute de tension

δU_p : Composante transversale de la chute de tension

Lorsqu'on parle en pratique de "chute de tension" on entend, d'habitude par là, la diminution du module de la tension. En utilisant les puissances nous obtenons

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_p = \frac{RP + XQ}{U^2} + j \frac{PX - RQ}{U^2}$$

P, Q, sont représentativement la puissance active et réactive à la fin de la ligne

U_2 la tension à la fin de la ligne

Comme pour l'utilisateur, seule est importante la diminution du module de la tension, l'intérêt est de trouver une expression, la plus simple possible pour (module U_1 - module U_2).

Avec une approximation suffisante on a :

$$\left(\frac{U_1}{U_2} \right) \Delta U = \frac{PR + XQ}{U^2} = |U_1| - |U_2|$$

Dans la partie calcul de ce projet, nous utiliserons cette formule ainsi qu'une chute de tension admissible de valeur :

$$\Delta U_{ad} = 8\%$$

.../...

2)- Calcul de l'intensité max admissible :

$$\text{En posant } \Delta U_p = \frac{1}{s} I$$

$$\text{Sachant que } \Delta U_{adm} \% = \frac{\Delta U_{p adm}}{U_{pn}} \times 100 = \frac{\Delta U_{adm}}{U_n} \times 100$$

On peut tirer que :

$$\Delta U_{adm} = \frac{\Delta U_{adm} \%}{100} U_{pn}$$

$$\frac{1}{s} I \leq \frac{\Delta U_{adm} \%}{100} U_{pn}$$

$$\text{Donc } I_{\text{max adm}} = \frac{\Delta U_{adm} \% U_n s}{100 \times 1 \times 3}$$

Dans le calcul, ce courant nous permettra de choisir convenablement les sectionneurs.

III.8- Calcul des courants de courts-circuits :

1)- Généralités :

Les courts circuits dans les systèmes électroénergétiques sont des avaries très graves avec des conséquences négatives pour le fonctionnement des systèmes (stabilité, tension, fréquence etc...) on doit les étudier pour prendre les meilleures décisions concernant les types d'équipement et pour l'organisation générale du système.

Un court-circuit est une liaison imprévue de conditions normales de fonctionnement, qui est établie entre les phases du réseau ou entre des phases et la terre. Dans les réseaux à rentre isolé ou à Bobine de Petersen un contact entre une phase et la terre s'appelle "mise à la terre".

2)- Causes des courts-circuits :

Un court-circuit peut se produire en raison de :

- dégradation d'isolement à la suite des surtensions, l'humidité etc...
- .../...

- Causes mécaniques
- Fausses manoeuvres dans les installations

3)- Types de courts-circuits :

Suivant le nombre de phases affectées, on a des court-circuits symétriques et non symétriques

Types	Symbole	Probabilité
Monophasé	PN	65 %
Biphasé à la terre	2 PN	20 %
Biphasé	2 P	10 %
Triphasé	3P.(N)	5 %

Le calcul du courant de court-circuit, malgré sa faible probabilité, représente un élément essentielle dans l'étude de n'importe quel réseau et on le fait toujours.

Egalement dans les réseaux avec le neutre mis à la terre (pour les tensions 110KV) on calcule aussi le courant de C.C. Monophasé comme le défaut le plus probable.

N. B. : Ainsi donc, dans notre calcul du chapitre III, puisque on s'intéresse à un réseau de moyenne puissance dont la tension de service est de 60 KV, nous ne calculerons que le court-circuit triphasé.

Dans de telle situation on utilise la méthode des composantes symétriques. Le passage d'une série de composantes à d'autres se fait en utilisant la matrice de FORTESCUE.

III.9- Calcul mécanique des lignes électriques aériennes :

Ce calcul étant l'objet d'un projet, on en donnera que les grandes lignes qui montrent que là aussi existe un optimum dans la réalisation.

1)- Contraintes

Les lignes électriques aériennes sont soumises à différentes contraintes; électriques, mécaniques, météorologiques, qui influencent leur conception, donc leur prix.

- En ce qui concerne les contraintes électriques, d'abord c'est la tension de la ligne qui définit l'isolement de la ligne, les distances minimales entre phases, entre conducteurs et masse et entre conducteurs et sol. L'intensité de la ligne va définir la température des conducteurs et son équilibre thermique. On a défini empiriquement que la distance minimal entre phase est donnée par la formule

$$D = \frac{U}{150} K \sqrt{f} \quad (\text{m})$$

f : flèche en mètre
 K : coefficient 0,75 pour le cuivre
 1 pour l'aluminium
 U : tension en KV

- En ce qui concerne les contraintes mécaniques : il y a le vent, la givre et la neige.

Pour le vent il exerce sur les obstacle une poussée donnée par la relation :

$$F = C_x - S \frac{\rho v^2}{2}$$

C_x : Coefficient de trainée
 $S(\text{m}^2)$: surface apparente de l'obstacle
 ρ (Kg/m³) : masse volumétrique de l'air
 v (m/s) : vitesse du vent

Le facteur $\frac{\rho v^2}{2}$ est appelé pression dynamique de vent

$$C_x = 1,0 - 1,2$$

Pour la givre elle se produit à des températures peu inférieures à 0°C et provoque des graves surcharges qui entraînent presque chaque année des ruptures de lignes.

Afin de résoudre ses problèmes de manière sûre, aux résultats qu'on trouve on applique un coefficient de sécurité à la ou aux charges maximales admissibles.

Il existe également des contraintes au niveau de l'appareillage tels que les isolateurs, les chaines d'isolateurs.

2)- Calcul mécanique des supports :

Il faut déterminer des efforts exercés sur le support :

- efforts verticaux :-poids des constituants des supports

-poids du conducteur

-poids des isolateurs etc

- efforts transversaux:

-Résultante de l'effet du vent sur les demi portées adjacentes

-Pour les supports d'angles, la composante horizontale de la résultante des tensions du cable de part et d'autre du support

-La pression du vent sur le poteau lui même

Une fois déterminée ces efforts, la méthode de calcul est la méthode habituelle de la résistance des matériaux.

3)- Calcul des conducteurs des L.E.A. :

Lorsqu'on étudie une L.E.A. ; il est essentiel de déterminer les efforts dans les conducteurs et cables de garde, ainsi que la géométrie des portées.

- Géométrie de la portée

Pour résoudre simplement ce problème, il faut faire appel à certaines approximations, en particulier négliger la résistance à la flexion des cables et admettre qu'ils sont inextensibles.

Ces approximations étant admises, si on considère un élément de fil, en équilibre sous l'action d'une charge uniformément répartie (poids propre plus surcharge éventuelle), Pdl et des tensions T et $T+dT$ alors on a :

$$H_2 - H_1 = 0$$

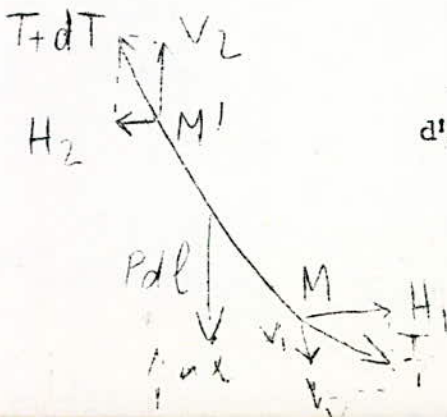
$$V_2 - V_1 = pdl \text{ ou } dV = pdl$$

$$\text{donc } \frac{dV}{dx} = p \frac{dl}{dx} = p \frac{\sqrt{dx^2 + dy^2}}{dx} = p\sqrt{1 + y'^2}$$

$$\text{d'autre part } V = Hy' = H \frac{dy}{dx} \text{ et } \frac{dV}{dx} = Hy''$$

$$Hy'' = p\sqrt{1 + y'^2}$$

.../...



Soit s (mm²) la section du conducteur alors on a :

$$\frac{H}{s} y'' = \frac{p}{s} \sqrt{1+y'^2} = T_0 y'' = P_0 \sqrt{1+y'^2}$$

$$\frac{y''}{\sqrt{1+y'^2}} = \frac{P_0}{T_0} = \frac{1}{a}$$

En intégrant cette équation on a :

$$y = a \operatorname{ch} \left(\frac{x}{a} + K_1 \right) + K_2$$

Avec les conditions initiales on calcule K_1 et K_2

$$\text{Soit } x = 0 \quad y' = 0$$

$$y'' = 0$$

On trouve $K_1 = 0$ $K_2 = -a$

donc $y = a \left(\operatorname{ch} \frac{x}{a} - 1 \right)$ équation d'une chaînette

Avec cette formule on détermine :

- la tension T en un point quelconque du câble à une distance x du point bas de la chaînette qui est

$$\frac{T}{s} = \sqrt{T_0^2 + p^2 x^2} \quad \text{d'où } \frac{T}{s} = T_0 \operatorname{ch} \frac{x}{a}$$

- la flèche par la formule

$$f = Y_{\max} = a \left(\operatorname{ch} \frac{P}{2a} - 1 \right)$$

- la longueur d'un câble par :

$$dl = \sqrt{1+y'^2} dx = \operatorname{ch} \frac{x}{a} dx \quad \text{d'où } l = 2a \operatorname{sh} \frac{P}{2a}$$

Afin d'éviter tous ces calculs il existe des formules pratiques

qui sont

$$\text{- flèche } f = \frac{P^2}{8a}$$

$$\text{- longueur d'un câble : } l_n = P + \frac{P^3}{24a^2} \dots / \dots$$

4)- Equation de changement d'état d'un conducteur

L'état d'un conducteur est défini par :

$P(m)$ la portée

$F (Kg/m)$ le poids par unité de longueur

$P_o(Kg/m-mm^2)$ poids propre du conducteur rapporté au mm^2

$V (Kg/mm^2)$ poussée du vent

$T (Kg)$ Fraction mécanique

$T_o(Kg/mm^2)$ la tension spécifique

$\theta (^{\circ}C)$ la température

En portant de l'équation $d(\ln) = \alpha P d\theta + \beta P dT$ et de

$d(\ln) = \frac{P^3}{24} d\left(\frac{P_o}{T_o}\right)$ trouve :

$$\alpha (\theta_1 - \theta_2) + \beta (T_{01} - T_{02}) = \frac{P^2}{24} \left[\left(\frac{P_{o1}}{T_{01}} \right)^2 - \left(\frac{P_{o2}}{T_{02}} \right)^2 \right]$$

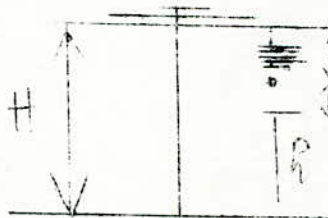
où $\beta = \frac{1}{E}$ E module d'Young

α : coefficient de dilatation linéaire

5)- Problème d'optimisation : Choix de la portée :

Les lignes E.A. sont des éléments très importants du système électroénergétique. La construction d'une ligne signifie des frais importants, 50 à 100 mille DA/Km en fonction du sol.

N'importe comment mais toutes les économies sont acceptables.



En observant la figure ci contre on peut écrire

$$H = h + f_{\max} + \lambda is$$

$$f_{\max} = Kl^2$$

$$H = h + Kl^2 + \lambda is$$

$$\text{Coût (DA/Km)} = n(\text{poteaux/Km}) \cdot P (\text{DA/poteau})$$

$$P (\text{DA/poteau}) = C_2 H + C_1$$

$$\text{Soit } P = C_1 + C_2 H = C_1 + C_2 (h + Kl^2 + \lambda is)$$

.../...

$$\frac{dC}{dl} = 0 \Rightarrow l_{opt} = \sqrt{\frac{C_1 + C_2 (1 + h)}{K C_2}}$$

III.10- Choix de l'appareillage :

1)- Caractéristiques des appareils :

Il serait trop compliqué de donner pour chaque appareil la loi de variation de toutes les caractéristiques en fonction les unes des autres. En général on se contente de ne donner que les valeurs caractéristiques correspondant aux emplois les plus courants. Les principales caractéristiques nominales sont :

- a- la tension nominale
- b- le courant nominale
- c- le pouvoir de coupure nominal
- d- le pouvoir de fermeture nominal.

On peut également ajouter les surintensités.

2)- Tension nominale :

La tension nominale d'un appareil est une valeur qui sert à le désigner et d'après laquelle sont déterminés l'isolement et les conditions de fonctionnement du circuit principal. Il faut dire que ces conventions ne sont pas valables pour tous les pays. Pour les uns c'est la tension nominale du réseau alors que pour d'autres c'est la valeur de la tension la plus élevée que peut atteindre la tension de service.

Dans notre cas nous prendrons la tension nominale de 60 KV.

3)- Courant nominal :

C'est la valeur de l'intensité de courant qui traverse l'appareil lorsqu'il fonctionne en régime normal

4)- Pouvoir de coupure :

Il caractérise l'appareil relativement aux courants qu'il est capable

.../...

de couper dans les différentes conditions d'emplois, de fonctionnement.

On appelle courant coupé la valeur efficace du courant interrompu par un interrupteur ou par un disjoncteur. Le pouvoir de coupure désigne la plus grande valeur efficace du courant, que l'appareil peut couper dans des conditions d'emploi qu'il faut spécifier. On distingue les pouvoirs de coupure :

- En régime normal et ceci concerne les interrupteurs et les interrupteurs sectionneurs.

- En régime de fonctionnement anormal et ceci intéresse les disjoncteurs.

III.11- Régime du Neutre

1)- Introduction :

Le fonctionnement d'un réseau triphasé dépend de ce que l'on appelle le régime du neutre. On entend par là que le point neutre (au potentiel zéro) de l'enroulement des transformateurs reliés à ce réseau peut être :

- isolé du sol et de toute masse métallique
- à la terre c'est à dire relié au sol et aux "masse" soit directement soit à travers une résistance ou inductance. Cette liaison à la terre peut être réalisée en un seul point (Réseaux M.T. rédiaux) ou en plusieurs points (réseaux B.T., réseaux de transport).

- à bobine d'extincteur (bobine péterson), placée entre le neutre du bobinage transformateur alimentant le réseau et la terre.

2)- Le point neutre doit-il être mis à la terre ou non ?

L'avantage du point neutre relié à la terre réside dans le fait que le potentiel du neutre est parfaitement fixé. S'il est isolé, il peut arriver que tel point faible du réseau soit porté à un potentiel inférieur à celui du neutre, d'où des perturbations dont la cause n'est pas toujours facile à déterminer. Cet inconvénient est d'autant plus grave que la tension est plus élevée.

La mise à la terre directe du point neutre apparaît comme le plus sûr moyen de protection contre les surtensions d'origine interne.

Dans les réseaux à B.T. alimentés par un transformateur à haute tension, la liaison du point neutre à la terre, du côté B.T. assure la sécurité en cas d'amorçage entre les enroulements primaire et secondaire du transformateur.

La mise à la terre du point neutre au moyen d'une bobine de Pétersen, permet au cas où le contact avec la terre d'une phase devient permanent de maintenir le service sur le réseau pendant quelque temps (Cette durée est généralement celle nécessaire à la recherche et à la réparation du défaut).

En résumé la tendance est d'adopter la mise à la terre du neutre pour les tensions supérieures à 10KV au moins dans le cas des L.E.A.

3)- Point du réseau en lesquels le point neutre doit être relié à la terre :

En principe tous les points neutres du réseau doivent être reliés à la terre lorsque la solution de la mise à la terre est admise.

Mais pratiquement, dans le cas d'un réseau de T.H.T. la liaison au sol de tous les points neutres accroît le courant de défaut en cas de terre accidentelle, de telle sorte que les interrupteurs peuvent parfois être appelés à couper un courant d'intensité supérieure à celle correspondant à un court-circuit triphasé. Dans ces conditions on peut se borner à relier le neutre à la terre une ou plusieurs fois dans chacun des postes principaux du réseau de manière à assurer la sécurité d'action des dispositifs de protection basés sur l'emploi des composantes homopolaires.

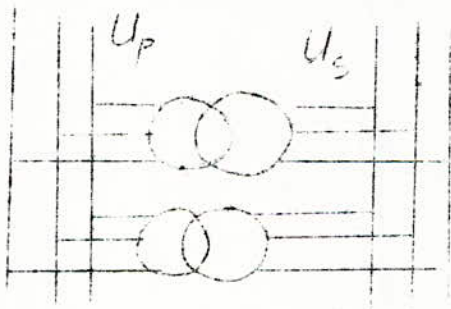
Il résulte des travaux récents que dans certains cas, la multiplicité des liaisons des points neutres à la terre n'accroît que relativement peu le courant de défaut et qu'il y a lieu à prendre surtout en considération l'avantage que l'on obtient par la réduction des surtensions dans les transformateurs.

.../...

Dans les installations à H.T. dont les transformateurs comportent la mise à la terre directe du point neutre, la liaison de ce point aux conducteurs de terre des lignes aériennes desservies réalise l'interconnexion des prises de terre sur toute l'étendue d'un réseau et un chainage direct et peut résister pour les courants de fuite et les brusques surintensités de courant dues aux arcs de contournement : elle réduit considérablement les dérivations au sol, ce qui accroît la sécurité et évite les perturbations sur les lignes de télécommunications.

III.12- Exploitation des transformateurs au niveau de chaque poste de distributeur :

2 ou plusieurs transformateurs fonctionnent en II lorsqu'ils sont connectés aux mêmes jeux de barres, tant au primaire qu'au secondaire comme l'indique la figure ci-contre. Les conditions requises pour la



marche en N de transformateurs sont :

- I - Les tensions nominales primaires et secondaires de tous les transformateurs doivent être égales.

$$U_{pI} = U_{pII} = \dots = U_{pn}$$

$$U_{sI} = U_{sII} = \dots = U_{sn}$$

Pratiquement cette condition se remène à avoir des rapports de transformations égaux : $K_1 = K_2 = \dots = K_n$

- I - Les transformateurs doivent appartenir à un même groupe (même indice horaire).
- II - Les composantes actives et inductives de la tension de court-circuit doivent être égales.

$$U_{ccaI} = U_{cccII} = \dots = U_{ccan}$$

$$U_{ccrI} = U_{ccrII} = \dots = U_{ccrn}$$

Pratiquement cette condition consiste à avoir toutes les tensions de court-circuit égale

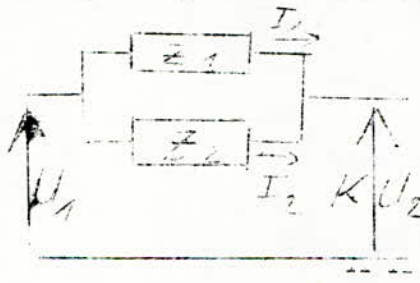
$$U_{ccI} = U_{ccII} = \dots = U_{ccII} \dots / \dots$$

N.B. : Il faut noter ici que celle là 2ème condition doit être assurée rigoureusement pour les autres, une certaine tolérance est admise.

- Une réalisation de la première condition est indispensable pour éviter des courants de circulation permanents entre deux transformateurs, dues aux différentes FEM des côtés secondaires.

- La deuxième condition doit être accomplie afin d'éviter des déphasages permanents entre des FEM secondaires, ce qui aurait pour effet de produire des courants de circulation très intenses.

- Enfin l'égalité des tensions de court-circuits permet d'obtenir la répartition des courants proportionnellement aux valeurs nominales. On voit en effet d'après le schéma simplifié suivant, de 2 transfo marchant en II, que l'égalité nécessairement réalisée des chutes de tension dans les 2



appareils entraîne automatiquement les relations vectorielle suivantes

$$\vec{U}_1 - K \vec{U}_2 = Z_1 \vec{I}_1 = Z_2 \vec{I}_2$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$$

Il est souhaitable que les diverses unités mises en II se partagent sa charge proportionnellement à leur puissance nominale, et que de plus le fonctionnement s'accompagne de pertes aussi réduites que possibles. Dès lors, si l'on veut que les courants I_1 et I_2 soient proportionnels aux intensités nominales des 2 appareils, il faudra construire ceux-ci de manière à ce que:

$\frac{Z_2 \cdot I_{nI}}{Z_1 \cdot I_{nII}}$. c.a.d : $Z_2 I_{n2} = Z_1 I_{n1}$. Cette dernière égalité n'est autre que l'égalité entre les modules des grandeurs de tensions de court-circuit : $U_{ccI} = U_{ccII}$.

On estime qu'une bonne marche en parallèle peut difficilement être obtenue pour les transformateurs dont les puissances nominales sont dans un rapport plus grand que 3. Les tensions de court-circuit étant alors normalement trop différentes.

L'égalité des chutes de tension obtenue automatiquement dans les 2 transformateurs est réalisée non seulement en module, mais aussi en argument. On peut donc écrire, en appelant φ_I et φ_{II} les arguments des impédances équivalentes Z_1 et Z_2 ceux des courants :

$$Z_1 \vec{I}_1 = Z_2 \vec{I}_2 \Rightarrow |Z_1| |I_1| e^{j(\varphi_1 + \varphi_2)} = |Z_2| |I_2| e^{j(\varphi_2 + \varphi_2)}$$

$$\Leftrightarrow |Z_1| |I_1| = |Z_2| |I_2| \quad \text{et} \quad \varphi_1 + \varphi_1 = \varphi_2 + \varphi_2$$

Si donc on désire $\varphi_1 = \varphi_2$. En réalité cela implique l'égalité des composantes actives et réactives (inductives) de la tension de court-circuit. Remarquons cependant que l'on peut, sans trop d'inconvénients, tolérer la marche en II de transformateurs qui s'écartent de moins de 10% à 15% de cette dernière condition.

En exploitation il importait de savoir assurer le régime le plus économique des transformateurs. Cela veut dire que le fonctionnement d'un groupe des transformateurs doit s'accompagner de pertes aussi réduites que possible. Les pertes actives dans un transformateur portant une charge de puissance apparente S sont égales à

$$\Delta P = p_0 + K_{CH}^2 P_{cc} = p_0 + \frac{P_{cc}^2}{S_n^2} S^2 = a + bS^2$$

$$K_{CH} = \frac{S}{S_n} = \text{Coef de charge du transfo.}$$

Nous voyons que l'équation de ΔP est l'équation d'une parabole.

Donc le problème ici est de déterminer une charge correspondant au minimum de pertes dans les transfo suivant qu'on utilise un transfo ou 2, 2 ou 3, etc...

Considérons le cas des pertes égales suivant que l'on a un transfo ou 2 on écrit que

$$\Delta P_1 = \Delta P_2 \quad \text{ou} \quad a_1 + b_1 S_1^2 = a_2 + b_2 S_2^2$$

.../...

$$\Rightarrow S_1 = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}}$$

or

$$\begin{aligned} a_2 &= 2P_0 & a_1 &= P_0 \\ b_2 &= \frac{P_{cc}}{2S_n^2} & b_1 &= \frac{P_{cc}}{S_n^2} \end{aligned}$$

Donc la charge optimale dans le cas de 2 transfo est égale à

$$S_1 = S_{opt} = S_n \sqrt{2 \frac{P_0}{P_{cc}}}$$

Dans le cas générale on a pour n transformateurs

$$\left\{ \begin{aligned} a_2 &= n P_0 & a_1 &= (n-1) P_0 \\ b_2 &= \frac{P_{cc}}{n S_n^2} & b_1 &= \frac{P_{cc}}{(n-1) S_n^2} \end{aligned} \right.$$

$$\text{Ce qui correspond à } S_{opt} = S_n \sqrt{n(n-1) \frac{P_0}{P_{cc}}}$$

ou p_0 : pertes à vide d'un transfo

p_{cc} : pertes en court-circuit d'un des n transformateurs identiques en parallèle

Exemple de calcul

Soit un groupe de 3 transfo ayant les caractéristiques suivantes :

$$S_n = 31,5 \text{ MVA } 110/35 \text{ KV } P_0 = 86 \text{ KW } P_{cc} = 200 \text{ KW}$$

Egalité des pertes pour 1 et 2 transfo en II

$$S_1 = S_n \sqrt{2 \frac{P_0}{P_{cc}}} = 31,5 \sqrt{2 \cdot \frac{86}{200}} = 29,1 \text{ MVA}$$

Egalité des pertes pour 2 et 3 transfo en II

$$S_2 = S_n \sqrt{2 \times 3 \frac{P_0}{P_{cc}}} = 31,5 \sqrt{2 \times 3 \cdot \frac{86}{200}} = 46,1 \text{ MVA}$$

.../...

-- --
-- --
-- Donc pour la charge inférieure à 29,1 MVA il faut garder un seul transfo. Pour une charge comprise entre 29,1 et 46,1 MVA il faut avoir 2 transfo.

-- --
-- Pour les charges supérieures à 46,1 MVA, faire fonctionner les 3 transformateurs.

IV. - CALCULS

Le calcul concerne une région de la Mitidja alimentée par le poste d'El-Affroun. Nous avons choisi cette région, car c'est la seule dont on a pu se renseigner sur la situation actuelle.

IV.1- Situation actuelle

1.- A El-Affroun on possède un poste, dont la puissance maximum est de 2×20 MVA. Il est alimenté par El-Arba sous la tension de 60 KV et la distribue sous 30 KV : à 8 postes qui sont (voir schéma N°....).

- Attatba à 12,5 Km
- R.T.A. 2 lignes à 18 Km
- Hadjout 2 lignes à 20 Km
- Blida à 18 Km
- Médéa à 32 Km
- El-Khemis à 46 Km

Ces postes distribuent la puissance sous 10 KV.

Les caractéristiques que l'on connaît de certains postes sont :

- Attatba 3 transformateurs ($2 \times 0,5$ MVA + 1,5 MVA)
- R.T.A. 1 transformateur (3 MVA)
- Hadjout 3 transformateurs (2×5 MVA + 1,2 MVA)
- Blida 3 transformateurs ($2 \times 3,5$ MVA + 10 MVA)
- Médéa 2 transformateurs ($2 \times 2,5$ MVA)
- El-Khemis 2 transformateurs (0,5 MVA + 1 MVA)

Le schéma résumant toutes ces caractéristiques est donnée à la page suivante.

N.B.: 1-On signale que la ligne Boufarik-Blida est une ligne de secours, en cas de panne de la ligne El-Affroun-Blida.

2-Le réseau existant est purement radial.

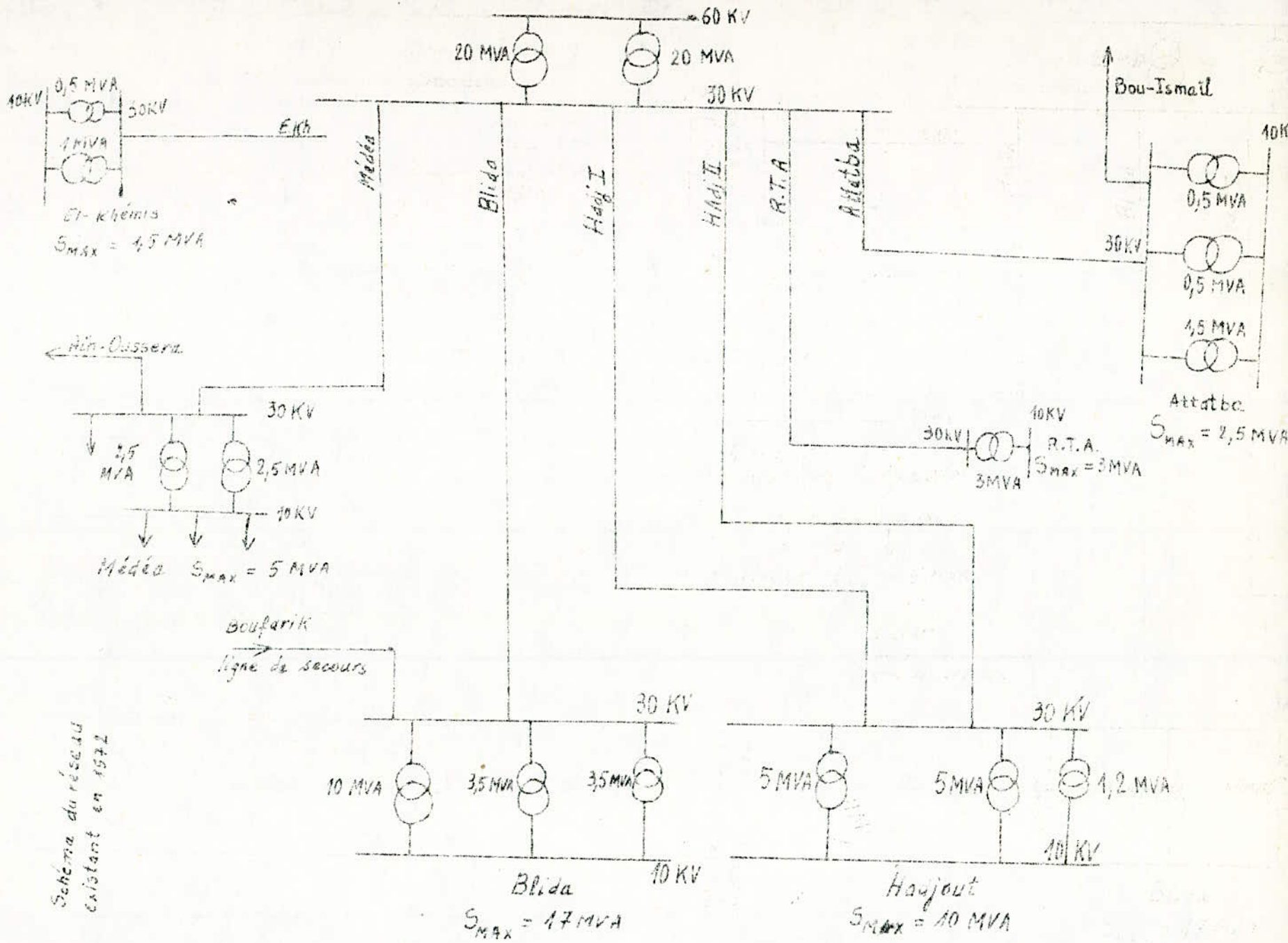
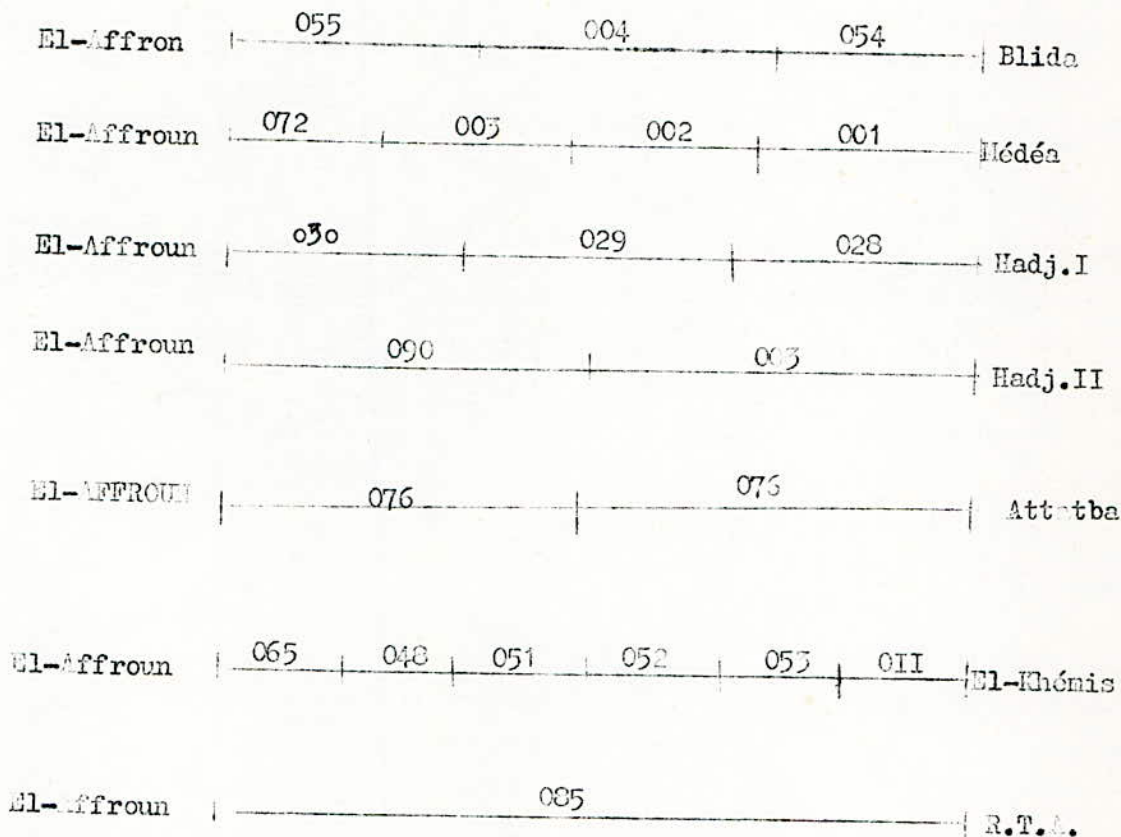


Schéma du réseau existant en 1972

1976

2.- Valeurs des sections des lignes aériennes constituant le réseau de distribution d'El-Affroun

a)- Schémas de tronçonnement des différentes lignes



N.B. : - Les termes de la forme 078 par exemple sont une symbolisation de la Sonelgaz utilisée dans les schémas de réalisations pour repérer les tronçons d'une même ligne, faits avec des conducteurs de nature différente.

- Nous soulignons également que la ligne El-Affroun-RTA représenté ci-dessus n'est pas unique. En effet il existe une seconde ligne dont nous ne possédons pas les caractéristiques.

b)- Tableau donnant la valeur des sections, la nature et la longueur des conducteurs correspondant à chaque tronçon.

Ligne	Tronçon	Nature du conducteur	Longueur (mètre)	Valeurs de la Section (mm ²)
El-Aff Blida	055	Cuivre	16566	48
		Almelec		93
	054	Cuivre	1149	48 mm ²
	004	Cuivre	5969	48
		Almelec		93
El-Aff Médéa	072	Almelec	12945	93
	003	Almelec	5553	93
		Alu-Ac		147
	002	Almelec	260	93
001	Cuivre	4313	48	
	Almelec		93	
El-Aff Hadj. I	028	Cuivre	5632	48
	029	Cuivre	9284	19,6
	030	Cuivre	9534	48
El-Aff Hadj. II	090	Cuivre	17844	48
	003	Cuivre	9700	48
El-Aff Attatba	076	Almelec	12396	93
El-Aff El-Khe- mis	065	Cuivre	13900	48
	048	Cuivre	5542	48
	051	Cuivre	8180	48
	052	Cuivre	6316	48
		Almelec	1270	93
	053	Almelec	1270	93
		Cuivre	4516	48
011	Almelec	5504	93	
	Cuivre		48	
El-Aff RTA	085	Cuivre	3000	48

5.-Bilan d'une journée

Pour terminer la situation actuelle , nous donnons ci-après la puissance maximum atteinte durant la journée du 26 mars 6h à samedi 27 mars 6h, relevée par Sonelgaz:

Lieu de consommation	S MAX (MW)
Blida	5
El-Khémis	1,5
Médéa	4
Hadjout	6
R.T.A.	3
Attatba	2,5

E.B. Nous soulignons là que El-Froun peut livrer 1800 sous 30KV , tandis que Boufarik qui n'est qu'une ligne de secours peut fournir 2400 sous 30 KV.

IV.2- ESTIMATION des puissances pour les années 80 et 85.

1.- Généralités.

Dans la littérature on trouve que la meilleure formule pour estimer les puissances de telle ou telle région , de telle ou telle ville doit être :

a)- une tenue de statistique bien détaillée des puissances maxima demandées pendant un certain nombre d'années antérieur à l'année du projet.

.../...

b)- A partir de ces statistiques, tracer la courbe donnant la puissance en fonction de l'année.

c)- Pour estimer les puissances des années avenir, il suffit d'extrapoler la courbe tracée. Afin de se rapprocher le plus possible de la réalité il est préférable de tracer cette courbe uniquement pour les usagers B.T. puis de sommer la puissance trouvée à toutes les puissances demandées par les consommateurs M.T., qui sont généralement constantes dans le temps et que l'on connaît exactement.

En ce qui nous concerne, nous allons estimer les puissances de la même manière, mais ne possédant pas tous les éléments nécessaires, à l'application exacte de cette méthode, nous allons estimer les énergies totales demandées par chaque ville connaissant les énergies maximum annuelle estimées par Sonelgaz pour les années allant de 1972 à 1977.

Ayant trouvées ainsi les énergies nécessaires pour 1980 et 1985, il nous sera facile de donner les puissances correspondantes. En effet nous allons supposer un temps annuel moyen de 5500 heures de fonctionnement pour un $\cos = 0,85$ qui sont des valeurs généralement utilisées par Sonelgaz.

2.- Energies estimées

Nous donnons ci-dessous le tableau comportant les énergies estimées par Sonelgaz pour les années allant de 1972 à 1977 ainsi que les énergies et les puissances correspondant aux années 1980 et 1985 trouvées par extrapolation.

← Consommations d'énergies estimées par Sonelgaz

VILLE	Années					
	72	73	74	75	76	77
BLIDA	50	56	645	69	77	85
HADJOUT	34	36	40	43,5	47,5	52
ATTATBA	8	9	11	14	17,5	20,5
EL-KHEMIS	5	6	7	8	11	15
MEDEA	18	21	24,5	28	32,5	36
R.T.A	-	--	3	3	3	3

- Consommations estimées par extrapolation pour 1980 et 1985.

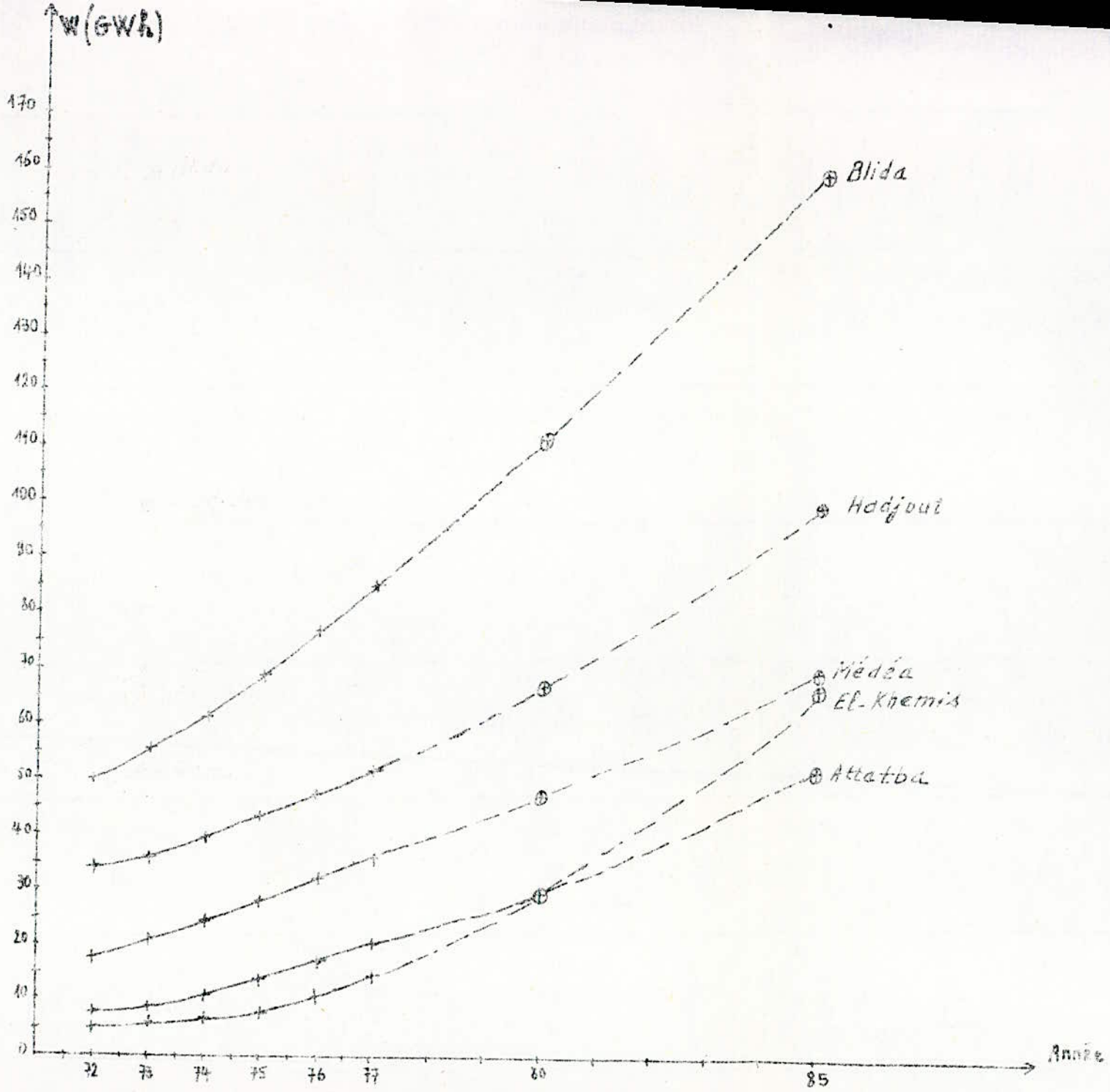
En réalité le nombre d'années sur lesquels on effectue l'extrapolation doit être inférieur aux nombres d'années pour lesquels on connaît les énergies. Mais vu la situation particulière de l'Algérie : la tenue de statistique n'existant pas depuis longtemps, nous n'avons pas tenu compte de cette condition.

Résultats obtenus d'après les courbes de la page suivante.

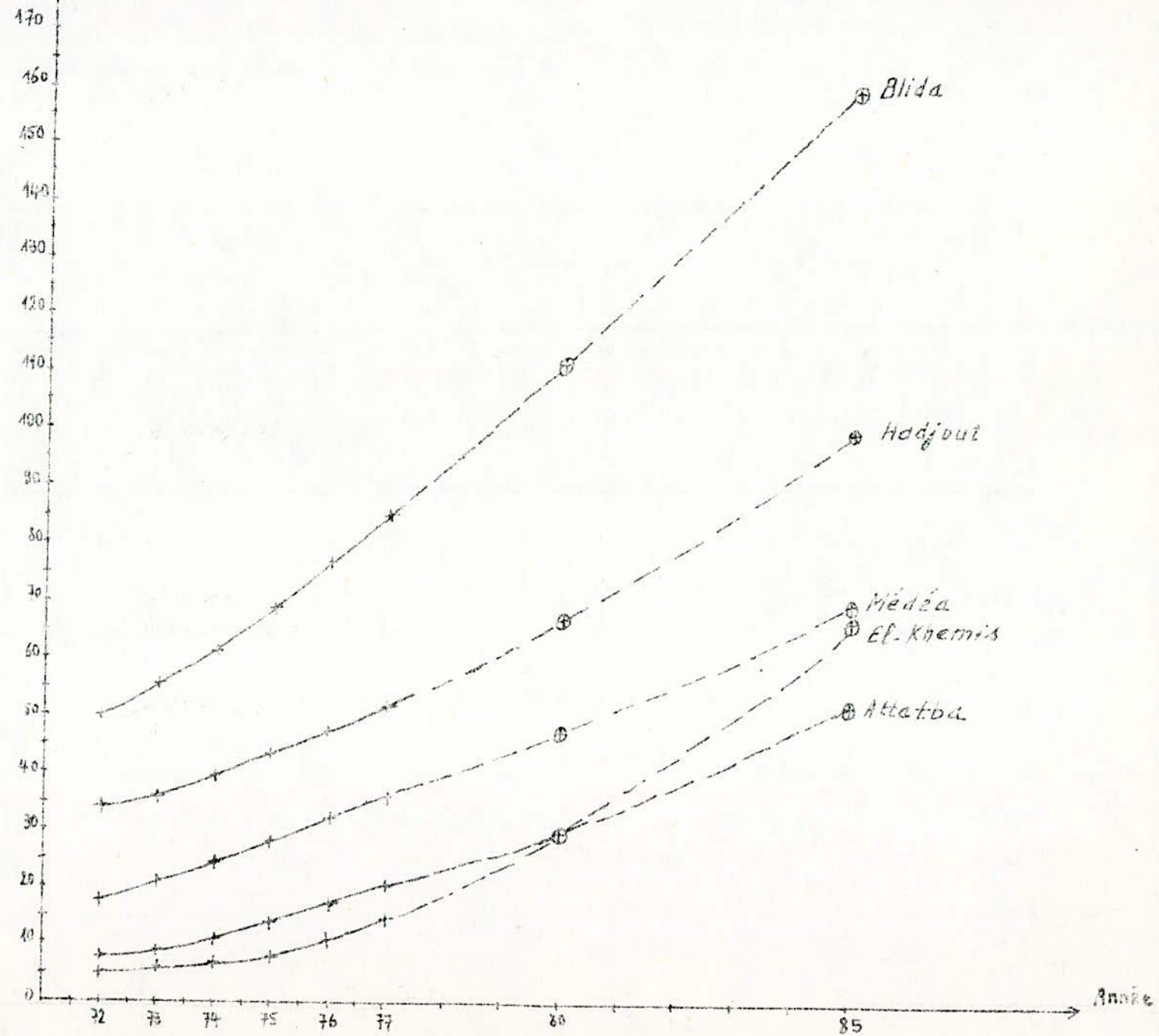
VILLE	ESTIMATION					
	1980			1985		
	GWh	MW	MVA	GWh	MW	MVA
BLIDA	112	20,4	24	160	29,2	34,35
HADJOUT	67	12,2	14,35	100	18,2	21,41
ATTATBA	30	5,45	6,41	52,5	9,55	11,24
EL-KHEMIS	30	5,45	6,41	67	12,2	14,35
MEDEA	47,5	8,63	10,15	70	12,7	14,94

.../...

Estimation des énergies par extrapolation



Estimation des énergies par extrapolation



Calcul utilisé pour trouver les puissances

Energie = Puissance active x par le temps

Soit : $W = P \times t$ (GWh)

$$\text{d'où : } P = \frac{W}{t} \text{ (MW) et } S = \frac{P}{\text{Cos}} \text{ (MVA)}$$

Avec $t = 5500$ heures

$$\text{Cos} = 0,85$$

Exemple de Blida pour 1980

$$W = 112 \text{ GWh} = 112 \cdot 10^{12} \text{ Wh}$$

$$P = \frac{112 \cdot 10^{12}}{5500} = 204 \cdot 10^5 \text{ W} = 20,4 \text{ MW}$$

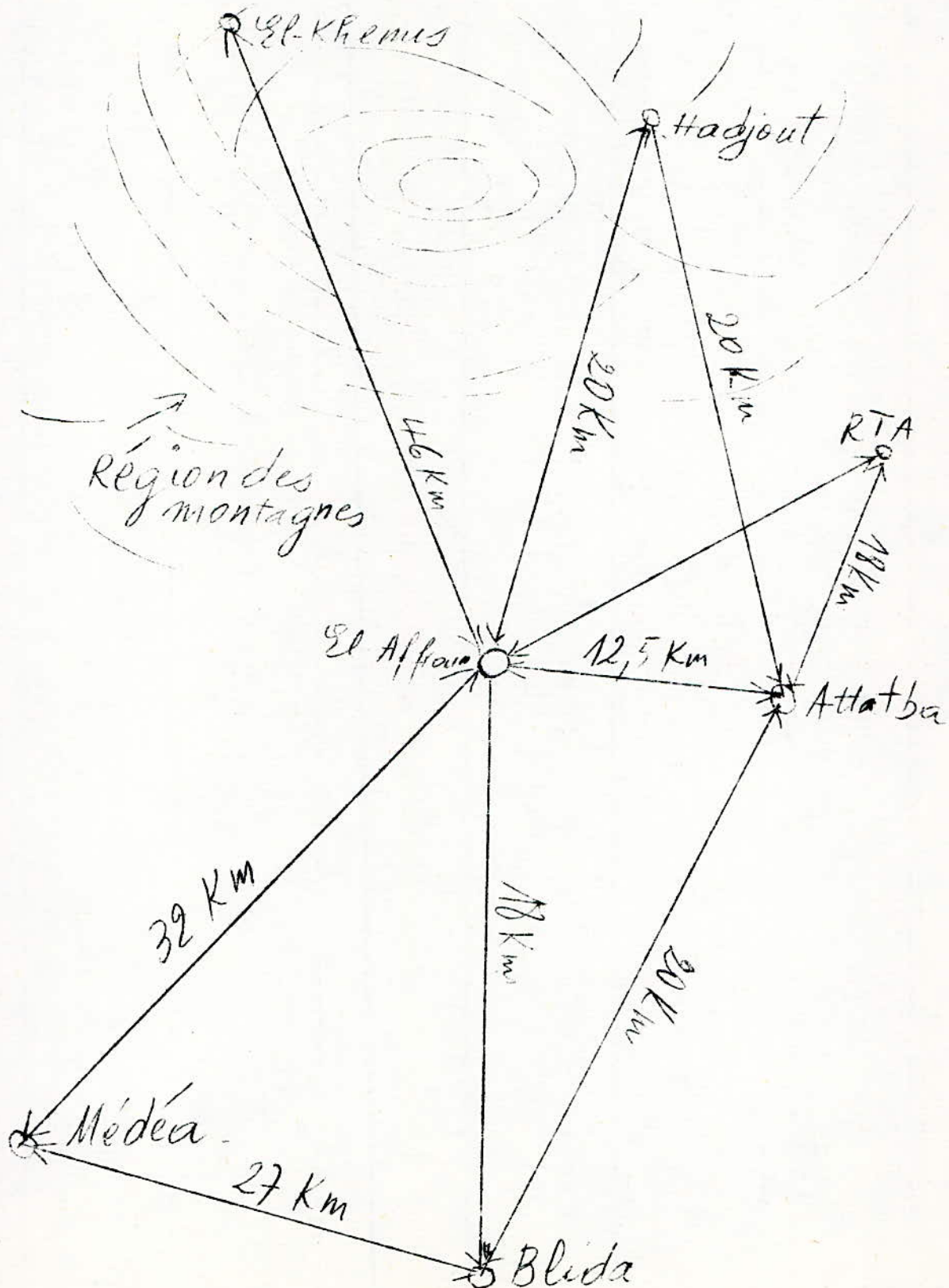
$$S = \frac{20,4}{0,85} = 24 \text{ MVA}$$

Remarque sur les courbes :

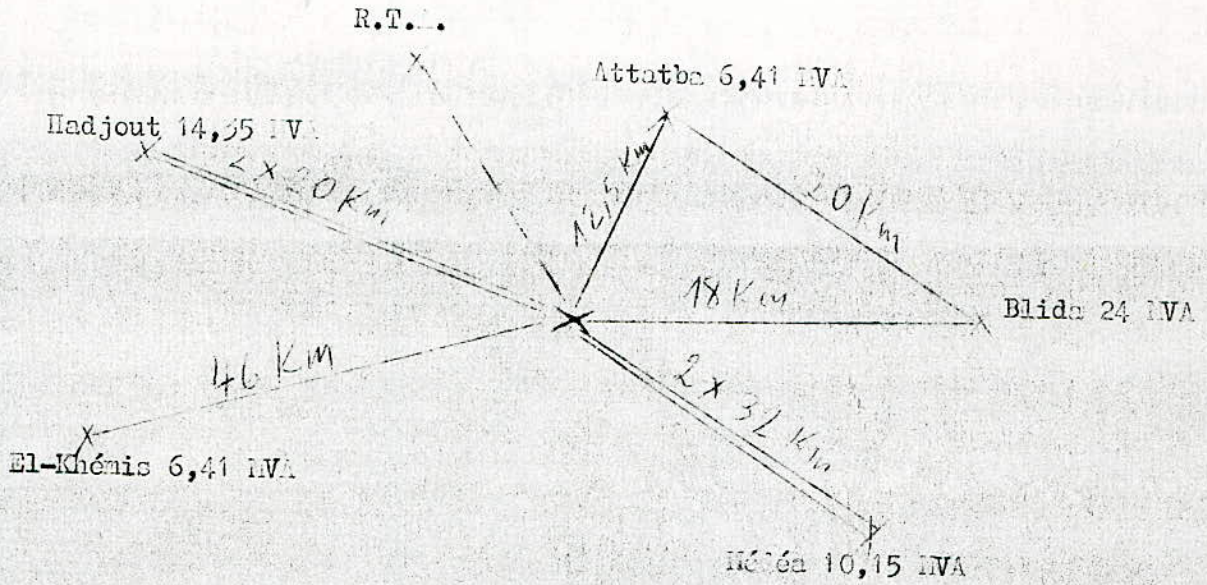
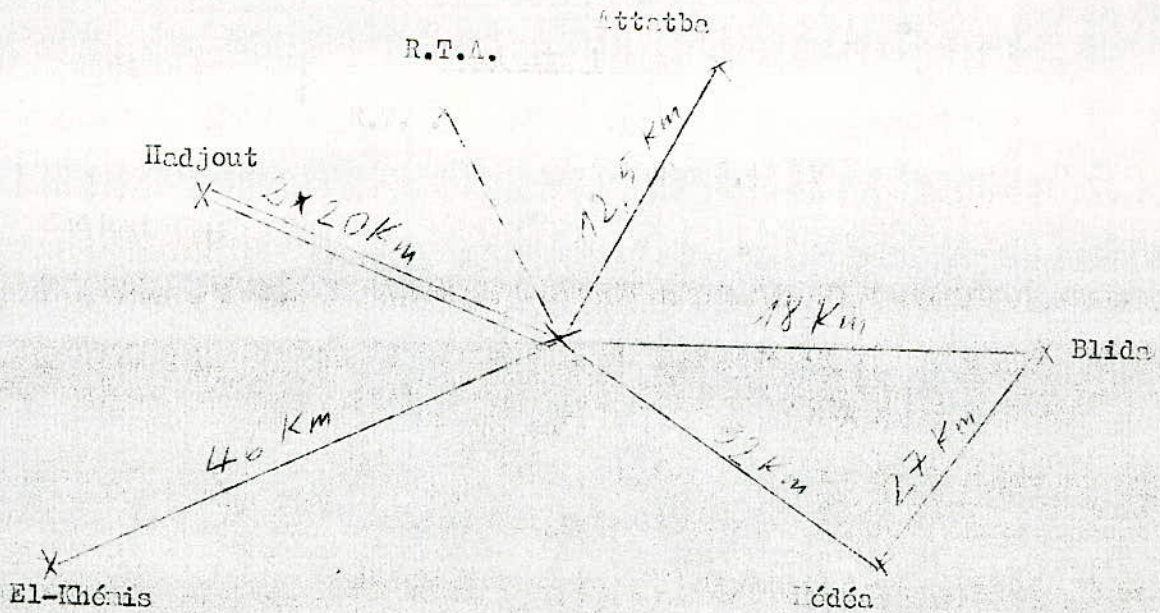
Toutes les courbes sont extrapolées à partir de l'année 1977. Pour El-Khémis, la courbe n'est pas exactement extrapolée car d'après certains renseignements, cette ville tend à devenir une zone réindustrielle la plus importante : ce qui explique sa croissance trop rapide.

IV.3.-Détermination des variantes structurales.

1. Schéma d'implantation des différents postes desservis par El-Affron.



2. Variantes structurales pour 1980

Variante 1Variante 2.

On remarque dans les deux variantes, que El-Khénis n'est bouclé sur aucun poste desservi, ceci à cause de la difficulté qui serait rencontrée devant les terrains à traverser et des distances très grandes le reliant aux autres villes. Pour augmenter la continuité de service dans ce sens, la seule solution est de doubler la ligne, mais vu la puissance à transiter cette solution n'est pas rentable.

De même Hadjout étant liée à El-Affroun par une ligne double, il n'est pas du tout intéressant de la boucler sur une autre ville: telle que Attatba qui est la ville la plus proche.

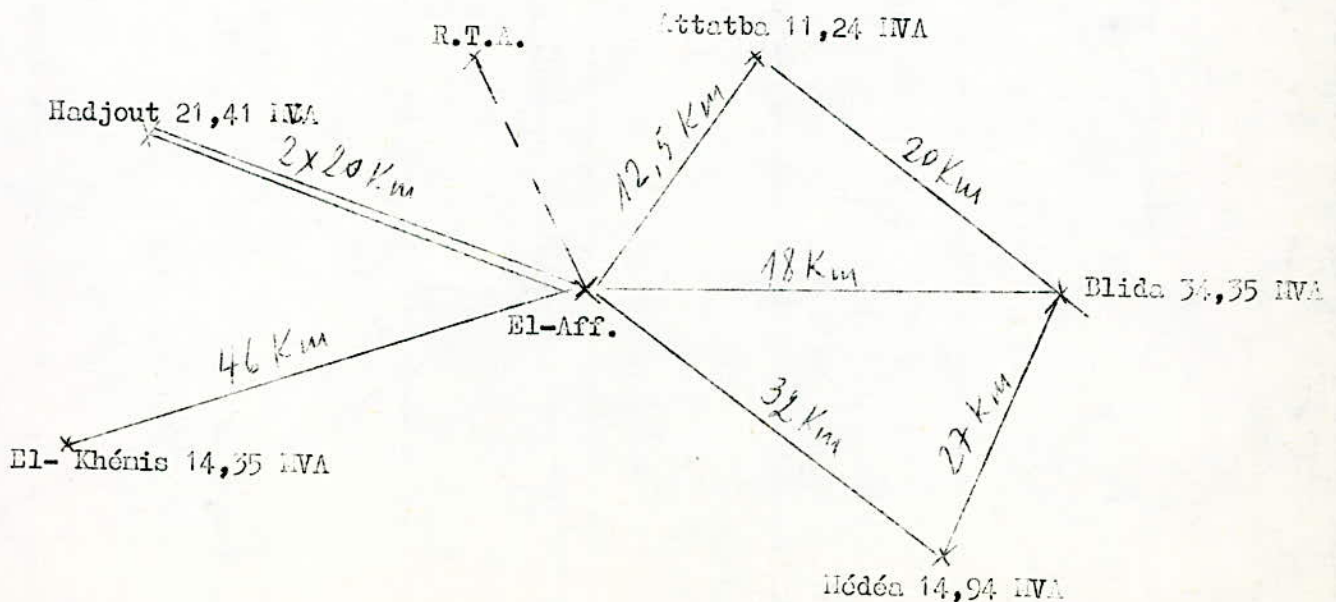
Egalement pour Médéa au lieu de concevoir une ligne double, à première vue il serait plus intéressant de la boucler sur Blida: vu la distance, les puissances à transiter et la nature du terrain à traverser.

Nous verrons au §V la structure qui est optimale.

3. Variante structurale pour 1985

À mon sens, il ne peut exister qu'une seule variante qui pourra être rentable, qui permettra la meilleure continuité de service avec un rendement optimum: vu la grandeur des puissances à transiter, et les distances entre les différentes villes.

Structure du réseau



4. - Choix de la structure optimale :

En comparant les variantes (1) et (2) pour l'année 1980, on remarque que dans les 2 cas on a besoin du même nombre de cellules. Mais la variante (2) à l'avantage d'avoir une ligne de moins, et une structure qui ressemble à celle de 1985. On pourrait penser à enlever dans la variante (1) la ligne Attatba-Blida, mais vu la puissance que demande Blida il est nécessaire d'avoir une seconde ligne : on a choisi d'avoir Attatba-Blida; afin d'assurer au mieux la continuité de service dans les 2 villes au même temps. De même la variante (2) présente aussi un inconvénient par rapport à la variante (1) qui est que pour Attatba on assure pas très bien la continuité de service; mais cela n'a pas d'importance vu la distance El-Affroun-Attatba et vu la puissance à transiter qui n'est que de 5,45 MW.

Je pense qu'on a avec ceci des arguments suffisants pour retenir la variante (2) pour l'année 1980, mais néanmoins vérifiant le approximativement en utilisant la formule de coût pour les L.E.A. donnée au chapitre III

$$C = (5000 + 130 U + 60 s) \times \text{longueur total F.F.}$$

En supposant que la tension optimale de service est la même dans les 2 cas et que la section de toutes les lignes est aussi la même le coût minimum correspondra à la longueur minimum des lignes.

Variante (1) longueur totale = 200,5 Km

Variante (2) longueur totale = 175,5 Km

Là aussi nous voyons que la variante (2) est préférable puisque moins coûteuse.

Nous verrons également lors du calcul de la tension optimale de service que pour la ligne El-Affroun-Blida, il est nécessaire d'utiliser une ligne double. Malgré cela on vérifie facilement que les conclusions précédentes restent valables : à savoir que la variante (2) est optimale pour 1980 par rapport à la variante (1)

IV.4 - CALCUL

Dans la suite nous allons calculer entièrement le réseau de l'année 1985 uniquement. Le calcul étant le même pour 1980. Avec ce réseau également on pourra utiliser une méthode de calcul rapide citée au chapitre précédent pour trouver la circulation des puissances.

- Pour le matériau conducteur, on utilisera l'aluminium
- La ligne EI-Affrouh-R.T.A. étant particulière nous ne l'étudierons pas dans la suite.

1.- Caractéristiques de l'aluminium

Résistivité à 20°C (mm^2/m) = 0,0282 mm^2/m

Coefficient de variation de résistance par °C $R = 0,004$ /°C

Résistance à la rupture $T_0 = 17 \text{ Kg}/\text{mm}^2$

Allongement à la rupture $All = 0,5\%$ à $2,5\%$

Masse volumique à 20°C $M.V. = 2,72 \text{ Kg}/\text{dm}^3$

Coefficient de dilatation linéaire
par °C = 0,000 023

Module d'Young $E_0 = 7000 \text{ Kg}/\text{mm}^2$

Pour les différentes sections normalisées ($s(\text{mm}^2)$) on calcule :

- la réactance X pour une distance d , entre conducteurs de rayon r , égale à 5m par la formule:

$$X \left(\frac{\Omega}{\text{Km}} \right) = 314 \left(\frac{1000}{2} + 4,604 \log_{10} \frac{d}{r} \right) \quad r = \frac{s}{\pi}$$

- la résistance à 60°C par la formule:

$$R_{60} = R_{20} (1 + 0,004 (60 - 20)) ;$$

$$R_{60} = \frac{1}{s} (1 + 0,16) = 1,16 \frac{1}{s}$$

- le module d'YONG par:

$$E = E_0 \times s$$

- la tension admissible, en admettant un coefficient de sécurité égale à 3, par la formule:

En faisant ces calculs on obtient le tableau suivant :

$s(\text{mm}^2)$	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
$X(\Omega)$	0,518	0,510	0,495	0,475	0,455	0,439	0,43	0,425	0,415	0,392	0,36
$R(\Omega)$	2,0445	1,3085	0,9346	0,6542	0,4673	0,3443	0,2726	0,2181	0,176	0,1363	0,109
$E \times 10^3$ (kg)	112	175	245	350	490	665	840	1050	1295	1680	2100
T (kg)	272	425	595	850	1190	1615	2040	2550	3145	4080	5100

- On peut également calculer le coefficient $B = \frac{I}{E}$ intervenant dans l'équation de changement d'état des conducteurs.

- D'après le tableau de la page... on a pour l'aluminium :

$$J_{\text{opt}} = 1A/\text{mm}^2$$

- De même nous admettrons dans nos calculs que

$$\Delta U_{\text{adm}} = 3\%$$

2.- Calcul des tensions optimales de services

Comme nous l'avons vu en théorie, il existe une tension optimale de service qui rend le coût minimum. Nous allons la calculer par la formule empirique citée auparavant et qui est :

$$U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 P}$$

- L (Km)
 - P (KW)
 - U_{opt} (KV)

En première approximation nous faisons les calculs en supposant un réseau radial, puis après, la détermination exacte de la circulation de puissance nous vérifierons que la tension optimale de service est toujours la même.

Ligne El-Affroun - Attatba

$$\text{Année 1985 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{12,5 + 0,016 \times 95550} = 55,8 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

$$\text{Année 1980 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{12,5 + 0,016 \times 5450} = 43,34 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

El-Affroun - Blida

$$\text{Année 1985 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{18 + 0,016 \times 29200} = 95,6 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 90 \text{ KV}$$

$$\text{Année 1980 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{18 + 0,016 \times 20,400} = 80,54 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 90 \text{ KV}$$

El-Affroun - Médéa

$$\text{Année 1985 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{32 + 0,016 \times 12700} = 66,56 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

$$\text{Année 1980 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{32 + 0,016 \times 8630} = 56,59 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

El-Affroun - El-Khemis

$$\text{Année 1985 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{46 + 0,016 \times 12200} = 67,40 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

$$\text{Année 1980 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{46 + 0,016 \times 5450} = 50,09 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

.../...

El-Affroun - Hadjout

$$\text{Année 1985 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{20 + 0,016 \times 9100} = 55,84 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

$$\text{Année 1980 } U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{20 + 0,016 \times 6100} = 47,04 \text{ KV}$$

$$\text{Valeur normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

CONCLUSION :

1)- Nous voyons d'après ce calcul, la nécessité du point de vue optimale à passer à la tension de 60 KV dès l'année 1980. La nécessité va même plus loin pour la ligne El-Affroun - Blida qui demande à passer en 90 KV

Mais dans notre cas particulier, il est plus économique de considérer une ligne double sous la tension de 60 KV qui devient dans ce cas la tension optimale.

En effet dans ce cas on a :

$$U_{\text{opt}} = 4,34 \sqrt{18 + 0,016 \frac{29200}{2}} = \sqrt{251,6} \times 4,34$$

$$U_{\text{opt}} = 69,44 \text{ KV}$$

$$\text{Tension normalisée } U_{\text{opt}} = 60 \text{ KV}$$

2)- En ce qui concerne les lignes Attatba - Blida et Blida - Médéa. Nous adopterons également la tension de 60 KV ceci afin d'uniformiser entièrement le réseau.

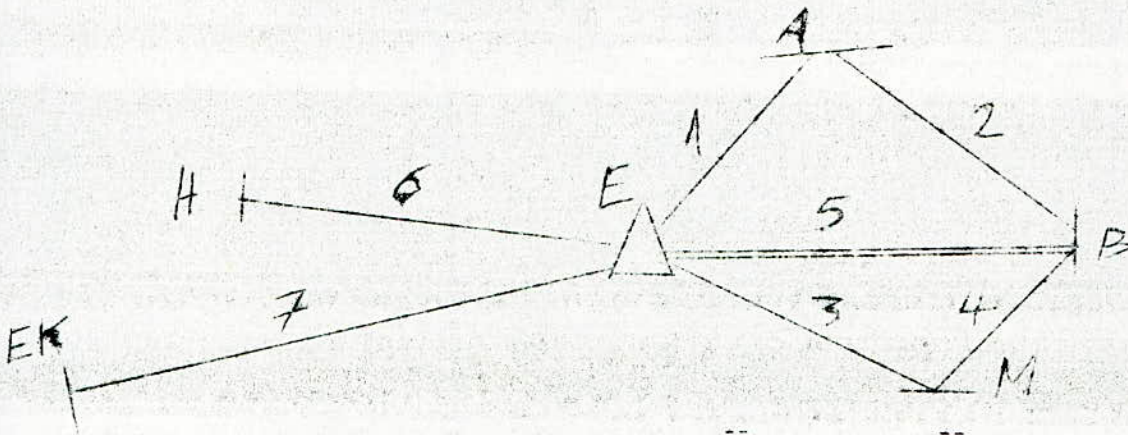
.../...

4.- Circulation des puissances

Elle est nécessaire pour :

(déterminer les courants de lignes, les chutes de tension etc ---

a)- Schéma du réseau



Les symboles utilisés dans ce schéma seront utilisés dans toute la suite :

H : Hadjout 21,41 MVA

A : Attatba 11,24 MVA

B : Blida 34,35 MVA

M: Médéa 14,94 MVA

EK : El-Khémis 14,35 MVA

E: El-Affroun

b)- Circulation des puissances et caractéristiques des différents tronçons

- Tronçon 7

- La puissance transitée par ce tronçon est celle d'El-Khemis et est égale à 14,35 MVA.

- Courant de ligne

$$S = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$$I = \frac{14,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 10^3} = 138 \text{ A}$$

.../...

- Section de la ligne

$$j_{\text{opt}} = \frac{I}{s} = 1 \text{ A/mm}^2$$

$$s = \frac{I}{j_{\text{opt}}}$$

$$s = 138 \text{ mm}^2$$

- Section normalisée

$$s = 150 \text{ mm}^2$$

- Impédance linéique correspondante

$$Z_0 = 0,2181 + j 0,425 \text{ (}\Omega/\text{Km)}$$

- Impédance totale

$$Z = Z_0 \times l \quad l = 46 \text{ Km}$$

$$Z = 10,03 + j 19,55 \text{ ()}$$

- Vérification de la chute de tension

$$S = P + jQ$$

$$S = 12,198 + j 7,559 \text{ Sachant que } \cos \varphi = 0,85$$

Appliquons la formule donnée au chapitre II

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U_2}$$

$$\Delta U = \frac{10,03 \cdot 12,198 + 19,55 \cdot 7,559}{60 \cdot 10^{-3}} = 4502 \text{ Volts}$$

$$\Delta U\% = \frac{4502}{60000} \times 100 = 7,5\%$$

$$\text{Donc } \Delta U\% = 7,5\% < \Delta U_{\text{adm}}\% = 8\%$$

La section qui est choisie est donc convenable.

.../...

Tronçon 6

La puissance transitée par ce tronçon est de 21,41 MVA mais on a deux lignes. Donc une ligne simple transporte la moitié de cette puissance soit 10,705 MVA.

Chaque ligne aura les caractéristiques suivantes :

- Courant de ligne

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U_n} = \frac{10,705 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 10^3} = 103,01 \text{ A}$$

- Section de ligne

$$s = \frac{I}{j_{\text{opt}}} = \frac{103,01}{1} = 103,01 \text{ mm}^2$$

- Section normalisée

$$s = 120 \text{ mm}^2$$

- Impédance linéaire correspondante

$$Z_0 = 0,2726 + j 0,43$$

- Impédance totale

$$Z = Z_0 \times l \quad l = 20 \text{ Km}$$

$$Z = 5,452 + j 8,6$$

- Vérification de la chute de tension

$$S = P + j Q$$

$$S = 9,0995 + j 5,639 \quad \text{Avec } \cos \varphi = 0,85$$

$$\Delta U = \frac{5,452 \times 9,0995 + 8,6 \times 5,639}{60 \cdot 10^{-3}} = 1150 \text{ Volts}$$

$$\Delta U \% = \frac{1150}{60 \cdot 1000} \cdot 100 = 2\%$$

$$\Delta U \% = 2\% < \Delta U_{\text{adm}} \% = 8\%$$

Ici aussi on peut dire que la section est bien choisie.

.../...

- Cas d'avarie d'une des 2 lignes

La section étant choisie, vérifions quelle sera la chute de tension dans ces conditions sur l'autre ligne si celle-ci transporte toute la puissance.

$$Z = 5,452 + j 8,6$$

$$S = 21,41 \text{ MVA}$$

$$S = 18,199 + j 11,278 \quad \text{Avec } \cos \varphi = 0,85$$

$$\Delta U = \frac{5,452 \times 18,199 + 8,6 \times 11,278}{60 \cdot 10^{-3}} = 2300,5 \text{ Volts}$$

$$\Delta U\% = \frac{2300,4}{60\,000} \times 100 = 4\%$$

$$\Delta U\% = 4\% < \Delta U_{adm}\% = 8\%$$

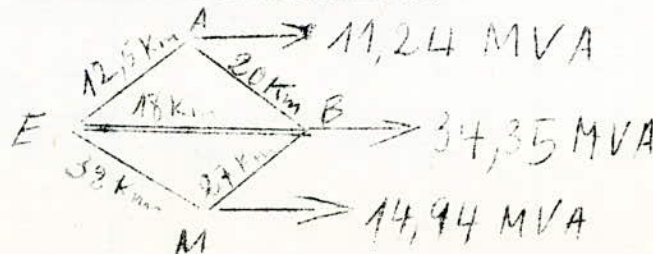
Nous voyons donc que même en cas d'avarie la section a été bien choisie.

REMARQUE :

Dans ce cas, on peut utiliser une ligne unique entre El-Affroun et Hadjout. On peut vérifier en effet que si l'on a une seule ligne la tension optimale sera 60 KV la section 240 mm^2 la longueur 20 Km au lieu de $2 \times 20 \text{ Km}$ une chute de tension de 4% par conséquent un coût plus faible. Mais vu qu'il existait 2 lignes auparavant nous avons voulu garder la même situation à cause des distributions intermédiaires qui existent tout le long de la ligne:

- Tronçons 1, 2, 3, 4, 5

- Schéma avec des données



.../...

- Circulation des puissances

Ici nous allons utiliser la méthode dont on a fait allusion en théorie et qui consiste en :

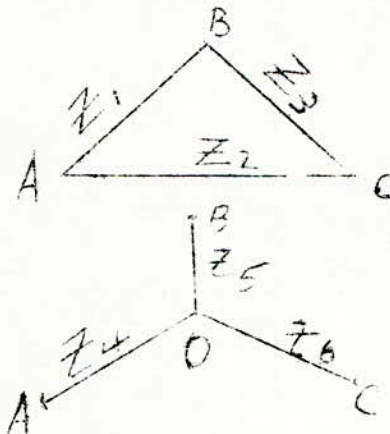
- 1)- Transformation de la maille (EAB) en une étoile
 - Ouverture au point E du schéma résultant
 - Calcul des puissances réelles dans les 2 branches (EM) et (MB) non transformées par la méthode classique qui est celle des moments.
- 2)- Refaire la même chose, mais en transformant cette fois la maille (EMB) et en calculant les puissances réelles dans les branches (EA) et (AB)
- 3)- Ayant les puissances dans 4 branches du schéma, on en déduit celle de (EB) en appliquant la 1ère loi de Kushoff au noeud B.

Dans la littérature on trouve que la transformation d'une maille triangulaire en une étoile s'effectue avec les formules

$$Z_4 = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_3}$$

$$Z_5 = \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3}$$

$$Z_6 = \frac{Z_2 Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3}$$



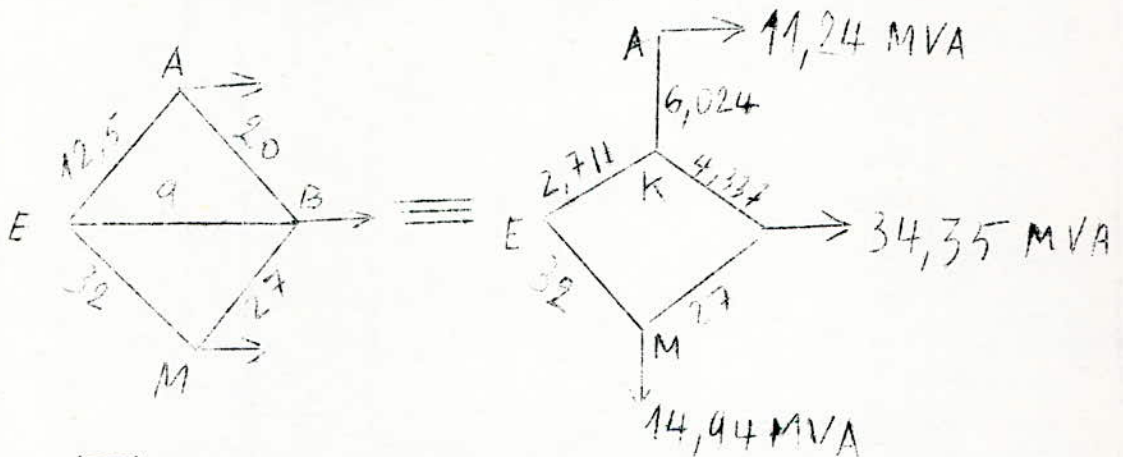
1ère approximation :

Considérons en 1^{ère} approximation que toutes les branches ont la même section; donc l'impédance linéique Z_0 de toutes les branches est la même : ce qui donne : $Z = Z_0 \times l$ et permet de ne connaissant pas Z_0 de raisonner sur les longueurs des lignes (Z_0 se simplifiant dans les calculs).

N. B. : Pour tenir compte de la ligne double EI-Affroun - Blida, nous considérons l'impédance équivalente $\frac{Z_0}{2}$: c'est à dire que dans la 1^{ère} approximation on va considérer une longueur de 9Km au lieu de 18Km.

- Appliquons la méthode précédente

1)- Transformation de la maille (EAB)

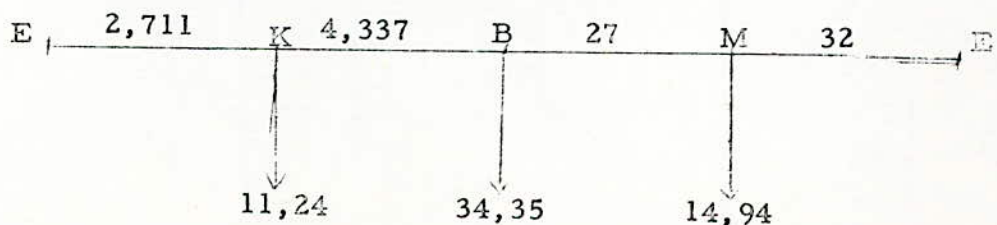


$$(EK) = \frac{12,5 \times 9}{12,5+9+20} = \frac{112,5}{41,5} = 2,711$$

$$(AK) = \frac{20 \times 12,5}{41,5} = 6,024$$

$$(BK) = \frac{9 \times 20}{41,5} = 4,337$$

- Calcul des puissances en boucle ouverte :



.../...

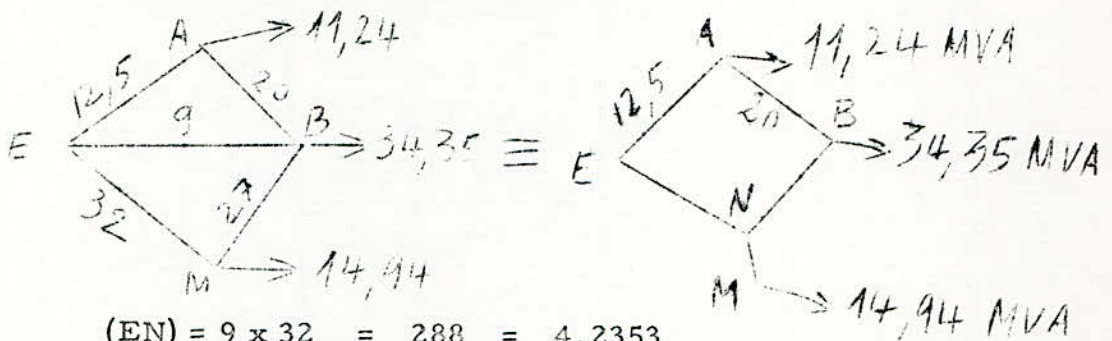
$$S_{EM} = \frac{14,94 (27 + 4,337 + 2,71) + 34,35 (4,337 + 2,71) + 11,24 \times 2,71}{32 + 27 + 4,337 + 2,71}$$

$$S_{EM} = \frac{508,679 + 242,102 + 30,47}{66,046} = \underline{11,829} \text{ MVA}$$

On en déduit :

$$S_{MB} = 14,94 - 11,829 = \underline{3,112} \text{ MVA}$$

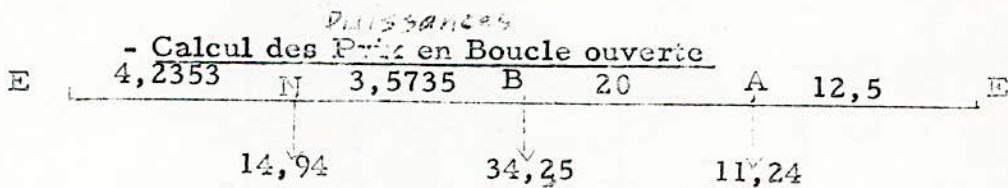
2)- Transformation de l'autre maille



$$(EN) = \frac{9 \times 32}{9+32+27} = \frac{288}{68} = 4,2353$$

$$(BN) = \frac{9 \times 27}{9+32+27} = \frac{243}{68} = 3,5735$$

$$(MN) = \frac{32 \times 27}{9+32+27} = \frac{864}{68} = 12,7059$$



$$S_{EA} = \frac{11,24 (20 + 3,5735 + 4,2353) + 34,25 (3,5735 + 4,2353) + 14,94 \times 4,2353}{12,5 + 20 + 3,5735 + 4,2353}$$

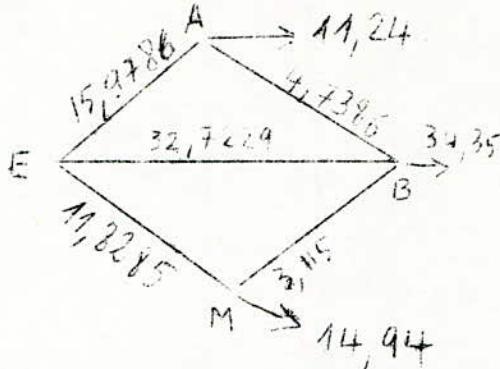
$$S_{EA} = \frac{312,5709 + 268,2323 + 63,2754}{40,3088} = \underline{15,9786} \text{ MVA}$$

Valeur de S_{AB} :

$$S_{AB} = 15,9786 - 11,24 = \underline{4,7386} \text{ MVA}$$

.../...

3)- En portant les résultats dans le schéma réel on trouve la puissance S_{EB} en appliquant la 1ère loi de Kirshoff,



Vérification des résultats

$$15,9786 \times 12,5 + 4,7386 \times 20 = 32,7229 \times 9$$

$$3,1115 \times 27 = 378,5120$$

$$199,7325 + 94,7720 = 294,5045$$

$$32,7229 \times 9 = 294,5061$$

$$3,1115 \times 27 = 84,0105$$

$$11,8285 \times 32 - 3,1115 \times 27 = 15,9786 \times 12,5 + 4,7386 \times 20 = 32,7229,9 = 294,5045$$

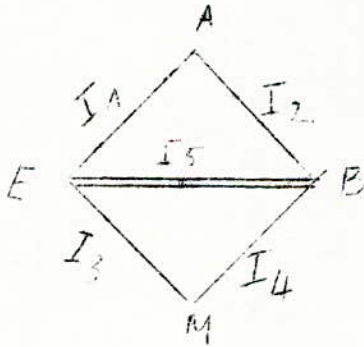
Ces égalités sont vérifiées à 0,003 près

- Valeurs des courants dans les différentes branches

On connaît $U = 60$ KV et S pour chaque ligne, par conséquent on applique la formule

$$S = \sqrt{3} UI$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$$



Valeurs des courants en Ampères :

$$I_1 = 153,8$$

$$I_2 = 45,6$$

$$I_3 = 113,8$$

$$I_4 = 29,9$$

$$I_5 = 157,4 \text{ (courant dans une ligne simple)}$$

- Valeurs des sections en mm^2

Connaissant $J_{\text{opt}} = 1 \text{ A/mm}^2$ on a :

$$\text{- valeurs calculées : } s_1 = 153,8 \text{ mm}^2 \quad s_2 = 45,6 \text{ mm}^2$$

$$s_3 = 113,8 \quad s_4 = 29,9 \quad s_5 = 157,4$$

$$\text{- valeurs normalisées : } s_1 = 185 \text{ mm}^2 \quad s_2 = 50 \text{ mm}^2 \quad s_3 = 120$$

$$s_4 = 35 \quad s_5 = 185$$

.../...

- Valeurs des impédances

a)- Impédances linéiques correspondantes Z_0 :

$$Z_{01} = 0,1768 + j 0,415$$

$$Z_{02} = 0,6542 + j 0,475$$

$$Z_{03} = 0,2726 + j 0,43$$

$$Z_{04} = 0,9346 + j 0,495$$

$$Z_{05} = 0,1768 + j 0,415$$

b)- Impédances totales

$$Z_1 = 2,21 + j 5,188$$

$$Z_2 = 13,084 + j 9,5$$

$$Z_3 = 8,723 + j 13,76$$

$$Z_4 = 25,234 + j 9,9$$

$$Z_5 = 3,1324 + j 7,47$$

Ces valeurs sont obtenues par application de la formule :

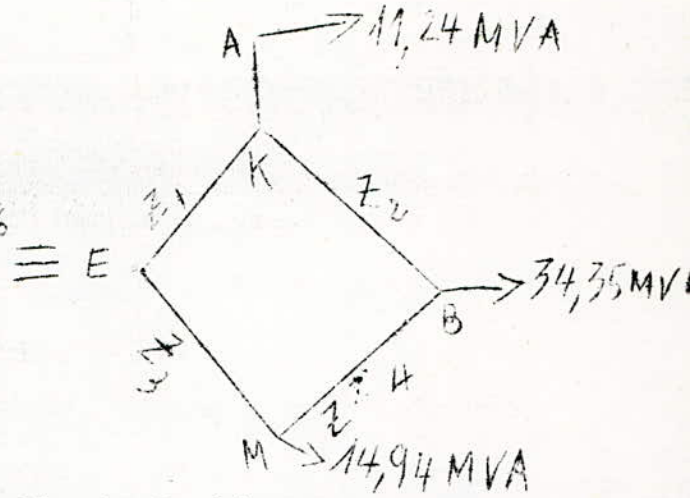
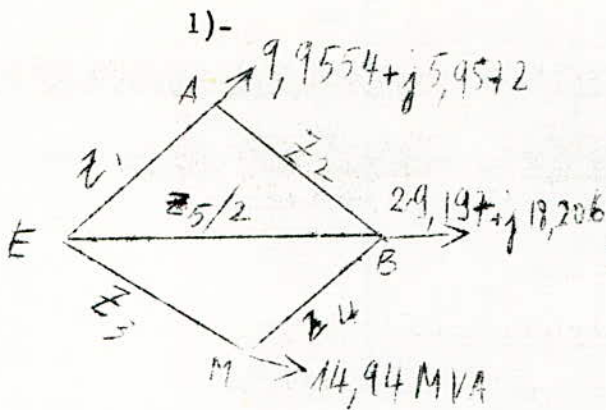
$$S = Z_0 \times l$$

l : longueur de la ligne

2ème Approximation : Nous reprenons maintenant les calculs avec les valeurs des impédances trouvées. Les calculs se feront en nombre complexe afin de trouver la circulation des puissances actives et réactives.

En supposant $\cos \varphi = 0,85$, et sachant que $S = P + j Q$ nous aurons les valeurs suivantes pour les différentes villes :

Ville	S MVA	P MW	Q Mvar
Attatba	11,24	9,554	5,9572
Blida	34,35	29,197	18,206
Médéa	11,94	10,149	6,328



$$(EK) = \frac{Z_1 \times \frac{Z_5}{2}}{Z_1 + \frac{Z_5}{2} + Z_2} = \frac{(2,21 + j5,188)(3,1824 + j7,47)}{(2,21 + 13,084 + \frac{1}{2} \times 3,1824) + j(5,188 + \frac{1}{2} \times 7,47)}$$

$$(EK) = \frac{(3,5166 - 19,3772) + j(8,2544 + 8,2551)}{16,8852 + j18,4230} = \frac{-15,8606 + j16,5095}{16,8852 + j18,423}$$

$$(EK) = \frac{36,3451 + j570,966}{624,6169} = 0,0582 + j0,9143 \quad (EK)$$

De la même manière on obtient pour BK :

$$(BK) = \frac{Z_2 \times \frac{Z_5}{2}}{Z_1 + Z_2 + \frac{Z_5}{2}} = \frac{(13,084 + j9,5) \times (3,1824 + j7,47)}{16,8852 + j18,423} = \frac{-14,6632 + j63,9851}{16,8852 + j18,423}$$

$$(BK) = \frac{931,2064 + j1350,5413}{624,5169} = 1,4911 + j2,1625 \quad (BK)$$

2)- Transformation de l'autre maille

En effectuant les mêmes transformations que précédemment on trouve :

$$(EN) = 0,0788 + j1,4717$$

$$(NB) = 1,5522 + j1,8982$$

3)- Circulation des puissances en boucle ouverte par la 1ère transformation:

$$E \quad 0,058 \times j0,914 \quad K \quad 1,491 + j2,163 \quad B \quad 25,234 + j9,9 \quad M \quad 8,723 + j13,76 \quad E$$

$$9,554 + j5,957$$

$$29,197 + j18,206$$

$$10,449 + j6,328$$

← S_{EM}

.../...

$$S_{EM} = \frac{(10,149+j6,328)(25,234+1,491+0,058+j(9,9+2,163+0,914)) + (0,058+1,491+25,234+8,723) + j(0,914+2,163+9,9+13,76)}{+ \frac{(29,197+j18,206)(1,491+0,058+j(2,163+0,914)) + (9,554+j5,957)(0,058+j0,914)}{(0,058+1,491+25,234+8,723) + j(0,914+2,163+9,9+13,76)}$$

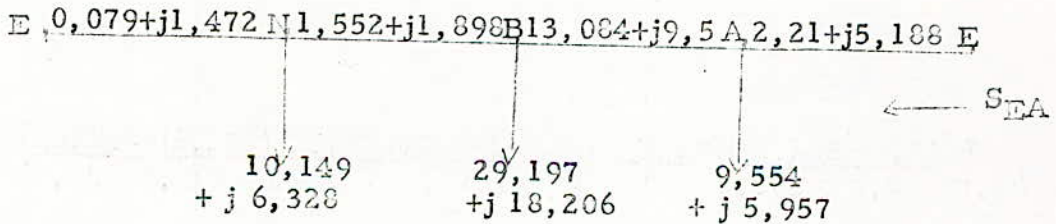
$$S_{EM} = \frac{174,017 + j 428,304}{35,506 + j 26,737} = \boxed{8,924 + j 5,343}$$

On en déduit avec cette valeur et la schéma en boucle ouverte :

$$S_{MB} = (10,149 - 8,924) + j(6,328 - 5,343) = \boxed{1,225 + j 0,985}$$

4)- Circulation des puissances en boucle ouverte par la 2ème transformation :

En effectuant les mêmes calculs que précédemment mais avec le schéma qui suit :



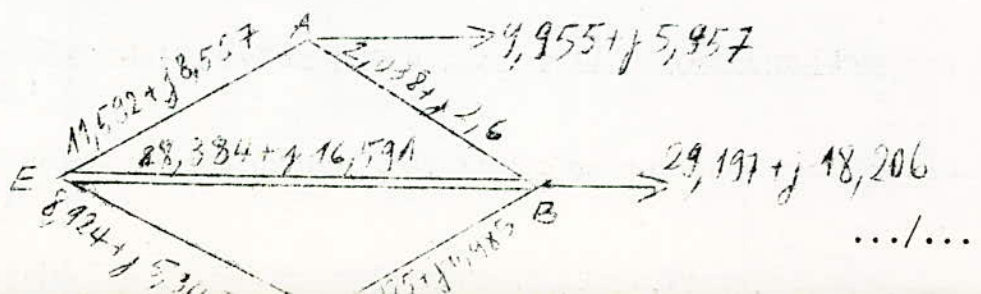
On obtient :

$$S_{EA} = \frac{41,674 + j 354,144}{16,925 + j 18,058} = \boxed{11,592 + j 8,557}$$

On en déduit que S_{AB} :

$$S_{AB} = (11,592 - 9,554) + j(8,557 - 5,957) = \boxed{2,038 + j 2,6}$$

5)- Schéma avec les puissances :



En appliquant la 1ère loi de Kirschoff séparément pour les puissances actives et réactives, on trouve que :

$$S_{EB} = 28,304 + j 16,591$$

On peut vérifier ces résultats en appliquant la deuxième loi de Kirschoff

Considérant la maille (EMB)

Nous obtenons l'égalité des 2 équations suivantes à 0,03 près

$$\frac{1}{2} (28,304 + j 16,591) (3,1024 + j 7,47) + (1,225 + j 0,985) (25,234 + j 9,9) = 4,35$$

$$\text{et } (0,924 + j 5,343) (0,723 + j 13,76) = 4,320$$

Les puissances apparentes sur chaque tronçon seront donc :

On applique $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ (MVA)

$$S_1 = S_{EA} = 14,408$$

$$S_2 = S_{AB} = 3,304$$

$$S_5 = S_{EB} = 32,877$$

$$S_3 = S_{EM} = 10,401$$

$$S_4 = S_{MB} = 1,572$$

Valeurs des courants dans chaque tronçon :

On applique la formule :

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} \quad \text{Avec } U = 60 \text{ KV}$$

$$I_{EA} = 139$$

$$I_{AB} = 32$$

$$I_{EB} = 150 \text{ A (pour chaque ligne)}$$

$$I_{EM} = 100$$

$$I_{MB} = 15 \text{ A}$$

.../...

Valeurs des sections calculées et normalisées

$s_{EAA} = 139 \text{ mm}^2$	$s_{EA1} = 150 \text{ mm}^2$
$s_{AB2} = 32 \text{ mm}^2$	$s_{AB2} = 35 \text{ mm}^2$
$s_{EB5} = 158 \text{ mm}^2$	$s_{EB5} = 185 \text{ mm}^2$
$s_{EM3} = 100 \text{ mm}^2$	$s_{EM3} = 120 \text{ mm}^2$
$s_{MB4} = 15 \text{ mm}^2$	$s_{mB4} = 16 \text{ mm}^2$

Impédances linéiques

$Z_{01} = 0,218 + j 0,425$
$Z_{02} = 0,935 + j 0,495$
$Z_{03} = 0,273 + j 0,43$
$Z_{04} = 2,045 + j 0,518$
$Z_{05} = 0,177 + j 0,415$

Impédances totales

$Z_1 = 2,725 + j 5,313$
$Z_2 = 18,7 + j 9,9$
$Z_3 = 8,736 + j 13,76$
$Z_4 = 55,215 + j 13,986$
$Z_5 = 3,186 + j 7,47$

3ème approximation

La méthode convergeant très vite, à la 3ème approximation, on aboutit généralement aux résultats variant de 0,1 par rapport à ceux donnés par la 2ème approximation. Par conséquent, et afin d'alléger ce travail, nous garderons pour la suite les résultats obtenus à la 2ème approximation.

- Vérification des tensions optimales de service sur les lignes (E-A) (E, B) et (E-M) (voir schéma précédent).

Appliquons toujours la formule $U_{opt} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P}$

Tronçon (E-A) $U_{opt} = 4,34 \sqrt{12,5 + 0,016 \times 11592} = 61 \text{ KV}$

Valeur normalisée $U_{opt} = 60 \text{ KV}$

Tronçon (E-B) $U_{opt} = 4,34 \sqrt{18 + 0,016 \times 14192} = 68 \text{ KV}$

Valeur normalisée $U_{opt} = 60 \text{ KV}$

Tronçon (E-M) $U_{opt} = 4,34 \sqrt{32 + 0,016 \times 8924} = 57,5 \text{ KV}$

Valeur normalisée $U_{opt} = 60 \text{ KV}$

.../...

--

Vérifications des chutes de tension

$$\begin{array}{ll}
 S_{EA} = 14,408 \text{ MVA} & S_{EM} = 11,592 + j 8,557 \\
 S_{AB} = 3,304 \text{ MVA} & S_{AB} = 2,038 + j 2,6 \\
 S_{EB} = 32,877 \text{ MVA} & S_{EB} = 28,384 + j 16,591 \\
 S_{EM} = 10,401 \text{ MVA} & S_{EM} = 8,924 + j 5,343 \\
 S_{MB} = 1,572 \text{ MVA} & S_{MB} = 1,225 + j 0,985
 \end{array}$$

--

... Connaittant l'impédance de chaque tronçon et la circulation de puissance on applique la formule :

$$\Delta U = \frac{S \cdot R + XQ}{U}$$

$$(EA) \Delta U = \frac{2,725 \times 11,592 + 5,313 \times 8,557}{0,06} = \underline{\underline{1284 \text{ V}}}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_2} \cdot 100 = \frac{1284 \times 100}{60\,000} = 2,14\%$$

--

De la même manière on trouve

$$\begin{array}{ll}
 (AB) \quad \Delta U = 1064 \text{ Volts} & \Delta U\% = 1,77\% \\
 (EB) \quad \Delta U = 3572,8 \text{ Volts} & \Delta U\% = 5,95\% \\
 (EM) \quad \Delta U = 2524,7 \text{ Volts} & \Delta U\% = 4,2\% \\
 (MB) \quad \Delta U = 1356,9 & \Delta U\% = 2,26\%
 \end{array}$$

... Donc toutes les chutes de tension sont inférieures à la chute de tension admissible. $\Delta U = 8\%$. On peut dire que les sections sont bien choisies.

--

--

III.5- Vérification des chutes de tension dans le cas des Avaries

--

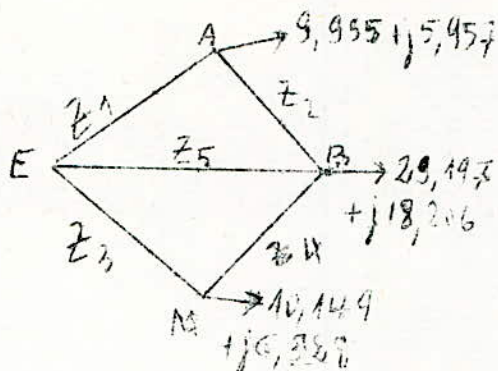
... Dans l'objet de ce projet nous allons considérer 2 cas indépendants.

--

1er cas : Avarie d'une des 2 lignes liant El-Affroun et Blida

.../...

Nous avons le schéma suivant



$$Z_1 = 2,725 + j 5,313$$

$$Z_2 = 18,7 + j 9,9$$

$$Z_3 = 8,736 + j 13,76$$

$$Z_4 = 55,215 + j 13,986$$

$$Z_5 = 3,186 + j 7,47$$

- Circulation des puissances

La suite des calculs, les notations et les schémas étant les mêmes que précédemment nous ne donnerons que les résultats.

- 1ère transformation

$$(EK) = \frac{-31,006 + j 37,282}{24,611 - j 22,683} = \frac{82,572 + j 1620,256}{1120,22} = \underline{\underline{0,074 + j 1,447}}$$

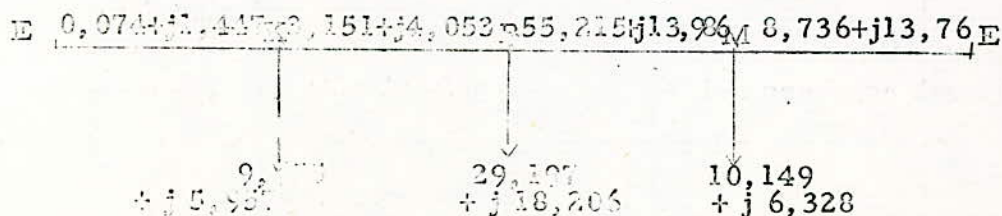
$$(BK) = \frac{-14,374 + j 171,23}{24,611 + j 22,683} = \frac{3530,252 + j 4540,187}{1120,22} = \underline{\underline{3,151 + j 4,053}}$$

- 2ème transformation

$$(EN) = \frac{-74,954 + j 109,098}{67,137 + j 35,216} = \frac{-1190,192 + j 9964,092}{5747,543} = \underline{\underline{-0,207 + j 1,734}}$$

$$(NB) = \frac{71,44 + j 457,016}{67,137 + j 35,216} = \frac{20890,543 + j 20166,852}{5747,543} = \underline{\underline{3,635 + j 4,901}}$$

- Circulation des puissances en boucle ouverte :



.../...

Le calcul étant le même que les précédents nous n'allons pas donner tous les détails de calculs.

$$S_{EM} = \frac{(10,149+j6,328)(58,44+j19,486)+(29,197+j18,206)(3,225+j5,5)}{67,176 + j 33,246} \\ + \frac{(9,955 + j 5,957)(0,074 + j 1,447)}{67,176 + j 33,246}$$

$$S_{EM} = \frac{455,944 + j 201,74}{67,176 + j 33,246} = \boxed{10,197 + j 6,889}$$

$$S_{MB} = (10,197 - 10,149) + j (6,889 - 6,328) = \boxed{0,048 + j 0,561}$$

$$2) \text{ T } \begin{array}{c} -0,207+j1,734 \quad \text{A} \quad 3,635+j4,901 \quad \text{B} \quad 18,7+j9,9 \quad \text{C} \quad 2,725+j5,313 \quad \text{E} \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{ccc} \begin{array}{c} 10,149 \\ + j 6,328 \end{array} & \begin{array}{c} 29,197 \\ + j 18,206 \end{array} & \begin{array}{c} 9,955 \\ + j 5,957 \end{array} \end{array}$$

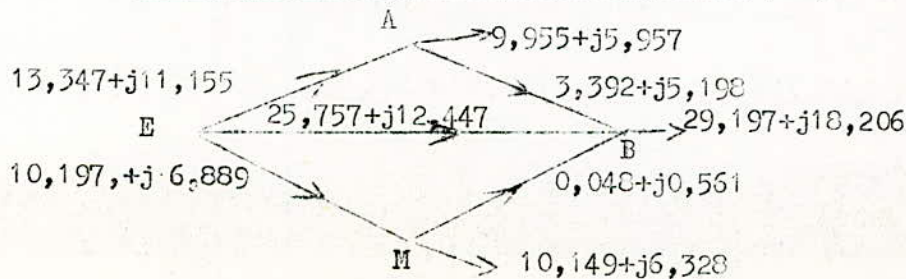
$$S_{EA} = \frac{(22,128+j16,535)(9,955+j5,957)+(29,197+j18,206)(3,428+j6,635)}{24,853 + j 21,848} \\ + \frac{(10,149 + j 6,328)(-0,207 + j 1,734)}{24,853 + j 21,848}$$

$$S_{EA} = \frac{88,002 + j 568,842}{24,853 + j 21,848} = \boxed{13,347 + j 11,155}$$

On en déduit :

$$S_{AB} = (13,347 - 9,955) - j (5,957 - 11,155) = \boxed{3,392 + j 5,198}$$

- Calcul de la puissance dans la branche (EB)



.../...

Ici également on applique la 1ère loi de Kirshoff pour trouver $S_{(EB)}$ simultanément en puissance active et puissance réactive. Ceci donne

$$S_{EB} = 25,757 + j 12,447$$

et on applique la 2ème loi de Kirshoff ou loi des mailles pour vérifier les résultats. On trouve des égalités à 0,01 près ce qui est satisfaisant.

- Vérification des chutes de tension

$$\text{Formule } \Delta U = \frac{RP + XQ}{U_2}$$

Connaissant :

$$Z_{EA} = 2,725 + j 5,313$$

$$Z_{AB} = 18,7 + j 9,9$$

$$Z_{EB} = 3,186 + j 13,986$$

$$Z_{EM} = 8,736 + j 13,76$$

$$Z_{MB} = 55,215 + j 13,986$$

et les valeurs de S , pour chaque tronçon, calculées précédemment on trouve

$$(EA) \quad \Delta U = 1594 \text{ Volts} \quad \Delta U\% = 2,7\%$$

$$(AB) \quad \Delta U = 1915 \text{ Volts} \quad \Delta U\% = 3,19\%$$

$$(EB) \quad \Delta U = 2917,5 \text{ Volts} \quad \Delta U\% = 4,86\%$$

$$(EM) \quad \Delta U = 3064,6 \text{ Volts} \quad \Delta U\% = 5,1\%$$

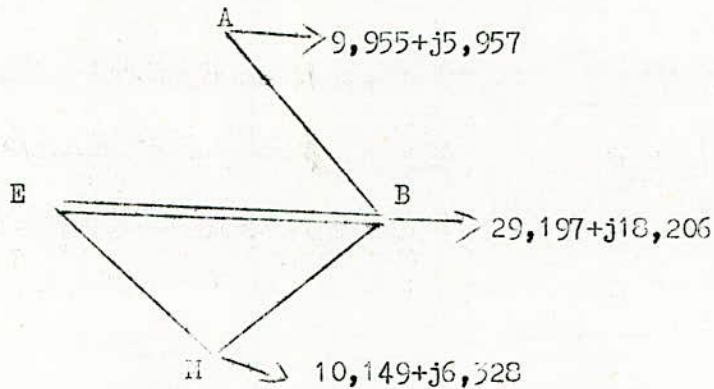
$$(MB) \quad \Delta U = 175 \text{ Volts} \quad \Delta U\% = 0,3\%$$

Ici aussi nous voyons que la chute de tension admissible n'est à aucun moment dépassée, donc les sections choisies sont convenables encore.

.../...

2ème cas . Avarie de la ligne El-Affroun-Attatba

Nous avons le schéma suivant



Ligne Attatba-Blida

- Puissance transitée

$$S_{EB} = 9,955 + j 5,957$$

$$Z_{EB} = 18,7 + j 9,9$$

- Chute de tension

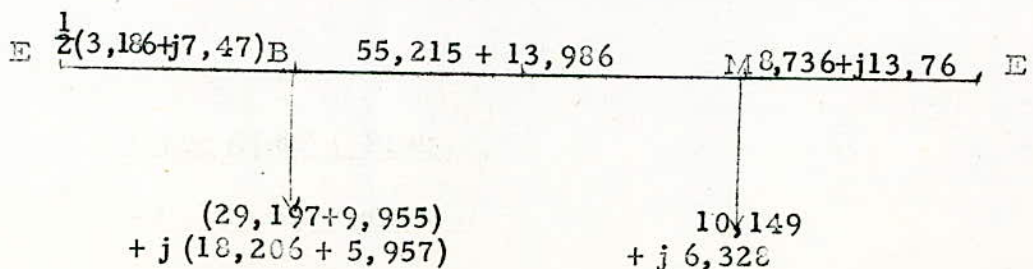
$$\Delta U = \frac{18,7 \times 9,955 + 5,957 \times 9,9}{0,06} = 4085,547 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = 6,8\% < \Delta U_{ad} = 8\%$$

Pour cette ligne la section choisie convient aussi dans ce cas.

Etude de la boucle (E, B, M)

Circulation des puissances en boucle ouverte



$$S_{(EM)} = \frac{(10,149 + j 6,328)(56,806 + j 17,721) + (39,152 + j 24,163)(1,593 + j 3,735)}{65,542 + j 31,481}$$

$$S_{(EM)} = \frac{436,506 + j 724,043}{65,542 + j 31,481}$$

$$S_{(EM)} = \boxed{9,723 + j 6,377}$$

$$S_{(MB)} = (10,149 - 9,723) - j (6,377 - 6,328) = \boxed{0,426 - j 0,049}$$

$$S_{(EB)} = (39,152 + 0,426) + j (24,163 - 0,049) = \boxed{39,578 + j 24,114}$$

Vérification des chutes de tension

$$\text{Formule : } \Delta U = \frac{RP + XQ}{U} ; U = 60 \text{ KV}$$

(EM)	$Z_{EM} = Z_3 = 8,736 + j 13,76$	$S_{EM} = 9,723 + j 6,377$
	$Z_{MB} = Z_4 = 55,215 + j 13,986$	$S_{MB} = 0,426 - j 0,049$
	$Z_{EB} = Z_5 = \frac{1}{2} (3,186 + j 7,47)$	$S_{EB} = (39,578 + j 24,114)$

$$\Delta U (EM) = \frac{9,723 \times 8,736 + 13,76 \times 6,377}{0,06} = \boxed{2878 \text{ Volts}}$$

$$\Delta U (EM) \% = \boxed{4,8\%}$$

De la même manière on trouve pour les autres

$$\Delta U (MB) = \boxed{403,5 \text{ Volts}}$$

$$\Delta U (MB) \% = \boxed{0,7\%}$$

$$\Delta U (EB) = \boxed{2552 \text{ Volts}}$$

$$\Delta U (EB) \% = \boxed{4,3\%}$$

--- Nous voyons là aussi que les sections choisies restent toujours valables. Car les chutes de tensions restent toujours inférieures à

$$U_{adm} = 8\%.$$

Vérification des chutes de tension

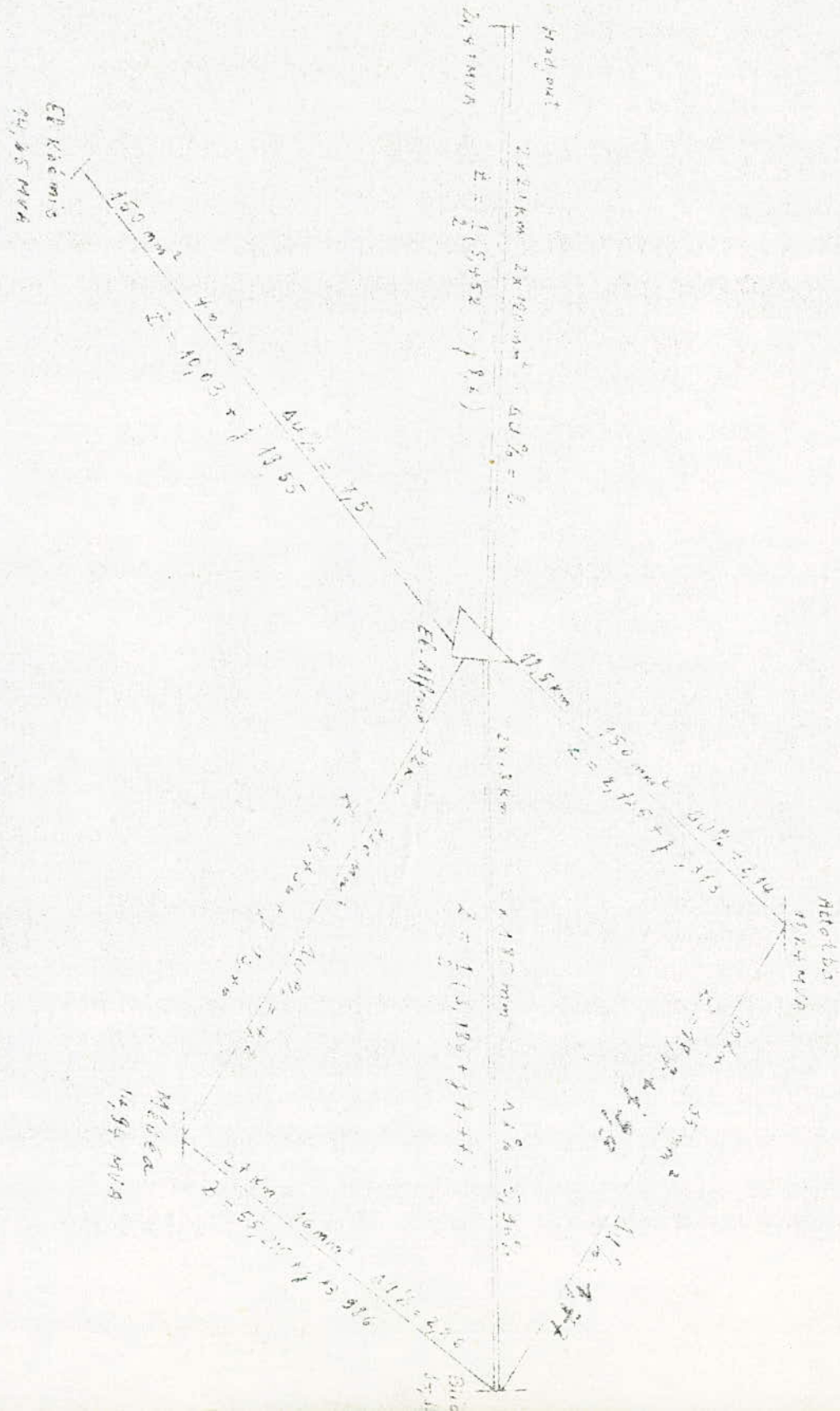
$$\text{Formule : } \Delta U = \frac{RP + XQ}{U} ; U = 60 \text{ KV}$$

(EM)	$Z_{EM} = Z_3 = 8,736 + j 13,76$	$S_{EM} = 9,723 + j 6,377$
------	----------------------------------	----------------------------

	$Z_{MB} = Z_4 = 55,215 + j 13,986$	$S_{MB} = 0,426 - j 0,049$
--	------------------------------------	----------------------------

	$Z_{EB} = Z_5 = \frac{1}{2} (3,186 + j 7,47)$	$S_{EB} = (39,578 + j 24,114)$
--	---	--------------------------------

Récapitulation des résultats de fonctionnement en régime normal

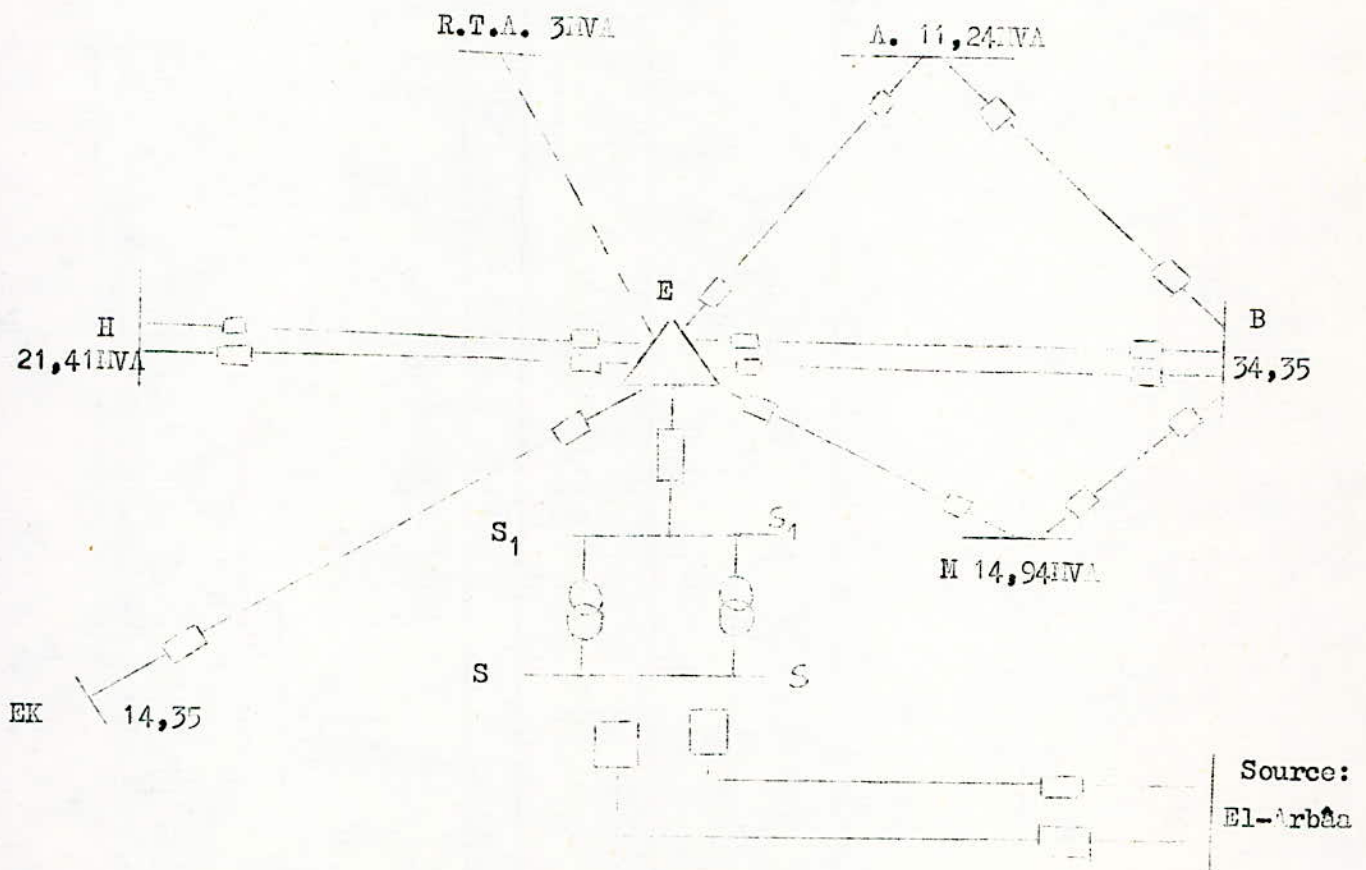


IV.5- Calcul des courants de C.C. Triphasés

- Le poste d'El Affroun est alimenté par une ligne double à partir de la centrale d'El Arba situé à 80 Km de distance sous la tension de 150 KV.

- Pour nos calculs nous supposons à El Arba que :
 - la tension reste constante
 - la puissance de court circuit infini par rapport à la puissance transitée ce qui donne une impédance nulle.

Schéma Général du réseau



.../...

Puissance totale demandée au poste d'El Affroun.

$$S_1 = 34,35 + 14,94 + 11,24 + 21,41 + 14,35 + 3 = 99,29 \text{ MVA}$$

Pour cela nous choisirons 2 transformateurs dont chacun aura les caractéristiques suivantes.

$$150\text{KV}/60 \text{ KV}$$

$$S_t = 60 \text{ MVA}$$

$$U_{cc} = 12\%$$

$$I_v = 3\%$$

$$r = 0$$

On calcul :

$$X_t = \frac{10 \cdot U_{cc} \% \cdot U_n^2}{S_t} \text{ [KV]} = \text{réactance d'un transformateur}$$

Du côté de 60 KV on a :

$$X_t = \frac{10 \cdot 12 \cdot (60)^2}{60.000} = 7,2 \quad Z_t = j 7,2$$

Puissance perdue par transformateur

$$\Delta S_t = 3X_t I^2 = X_t \frac{S_t^2}{U_n^2} + \Delta Q_{cu}$$

$$\text{Avec } \Delta Q_{cu} = I_v \% \cdot \frac{S_t}{100} \text{ (VA)}$$

Ce qui donne

$$\Delta S_t = X \frac{S_t^2}{U_n^2} + I_v \% \frac{S_t}{100}$$

$$= 7,2 \frac{(60)^2 \cdot 10^6}{(60)^2} + 3\% \frac{60 \cdot 10^6}{100}$$

$$\Delta S_t = 7,2 \cdot 10^6 + 1,8 \cdot 10^6 = 9 \cdot 10^6 \text{ VA} = 9 \text{ MVA}$$

Puissance aux jeux de barres d'arrivée au poste d'El Affroun

$$S = S_1 + 2 \Delta S_t = 99,29 + 2 \times 9 = 117,29 \text{ MVA.}$$

$$\boxed{S = 117,29 \text{ MVA}}$$

.../...

Cette puissance sera transitée à partir d'El-Arbaa par une ligne double sous la tension de 150 KV ici également on choisit des conducteurs en Aluminium.

Courant de ligne simple

$$\frac{S}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} U I \quad \rightarrow I = \frac{S}{\sqrt{3} U}$$

$$I = \frac{117\,290}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 150} = 225,73 \text{ A}$$

Section calculée sachant que $J_{opt} = 1 \text{ A/mm}^2$

$$S = 225,73 \text{ mm}^2$$

Section normalisée

$$S = 240 \text{ mm}^2$$

D'après le tableau N° on trouve :

$$Z_0 = 0,1363 + j 0,392 \quad |Z_0| = (12/\text{Km})$$

Donc avec $l = 80 \text{ Km}$ on a :

$$Z = 10,904 + j 31,36 \quad |Z| = (12) \quad \text{à la tension de 150 KV}$$

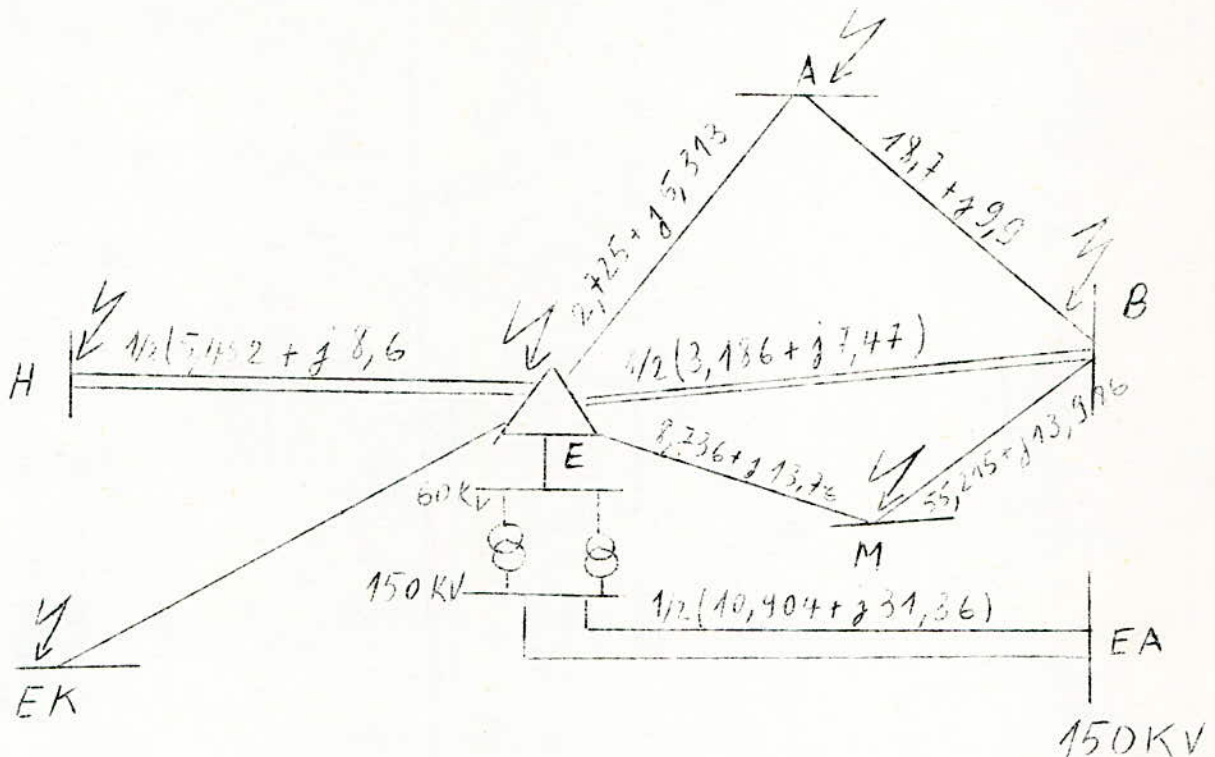
ramenée à la tension de 60 KV on trouve :

$$Z = 10,904 \left(\frac{60}{150} \right)^2 + j 31,36 \left(\frac{60}{150} \right)^2$$

$$= 1,745 + j 5,018$$

.../...

Schéma comportant toutes les caractéristiques nécessaires
au calcul des courts-circuits triphasés.



L'impédance total des transformateurs en // côté 60 KV est :

$$Z_t = \frac{1}{2} \times j 7,2 = j 3,6$$

+ Calcul

Nous utiliserons la formule

$$I_{cc} = \frac{1,1 \text{ Un}}{\sqrt{3} \cdot Z_e}$$

où Z_e = impédance équivalente existante entre la source et le point de court-circuit et ramenée à la tension de 60 KV

- Court-circuit en E

Impédance Z_e ramenée à 60 KV

$$Z_e = Z_{EA, T} \times \left(\frac{60}{150} \right)^2 + Z_t$$

$$Z_e = \frac{1}{2} (10,904 + j 31,36) \left(\frac{60}{150} \right)^2 + \frac{1}{2} j 7,2$$

.../...

$$Z_e = 0,873 + j 2,509 + j 3,6 =$$

$$Z_e = 0,873 + j 6,109$$

$$|Z_e| = \sqrt{(0,873)^2 + (6,109)^2} = 6,17 \Omega$$

$$I_{cc, E} = \frac{1,1 \times 60 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,17} = 6176 \text{ A}$$

$$I_{cc, E} = 6,176 \text{ KA}$$

- Court-circuit en A

$$Z_e = Z_t + Z_{EA, T} \times \frac{(60)^2}{(150)^2} + ((Z_{E, B} // (Z_{E, M} + Z_{M, B})) + Z_{A, B}) // Z_{E, A}$$

En appliquant les valeurs portées sur le schéma on trouve :

$$Z_e = 3,528 + j 10,225$$

$$|Z_e| = 10,817 \Omega$$

$$I_{cc, A} = \frac{1,1 \cdot 60 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,817} = 3522,7 \text{ A}$$

$$I_{cc, A} = 3,523 \text{ KA}$$

- Court-circuit en B

$$Z_e = Z_t + Z_{EA, T} \times \frac{(60)^2}{(150)^2} + Z_{E, B} // (Z_{E, M} + Z_{M, B}) // (Z_{E, A} + Z_{A, B})$$

De la même manière on trouve

$$Z_e = 2,198 + j 8,134$$

$$|Z_e| = 8,4 \Omega$$

$$I_{cc, B} = \frac{1,1 \cdot 60 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,400} = 4541 \text{ A}$$

$$I_{cc, B} = 4,541 \text{ KA}$$

- Court-Circuit en M

$$Z_e = Z_t + Z_{EA, T} \frac{(60)^2}{(150)^2} + ((Z_{E, A} + Z_{A, B}) // Z_{EB}) + Z_{B, M} // Z_{E, M}$$

.../...

De la même manière on trouve :

$$Z_e = 9,373 + j 19,869$$

$$|Z_e| = 22 \Omega$$

$$I_{cc,M} = \frac{1,1 \cdot 60 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 22} = 1732 \text{ A}$$

$$I_{cc,M} = 1,732 \text{ KA}$$

- Court-circuit en H

$$Z_e = Z_t + Z_{EA,T} \frac{(60)^2}{(150)^2} + Z_{E,H}$$

On trouve

$$Z_e = 3,599 + j 10,409$$

$$|Z_e| = 11 \Omega$$

$$I_{cc,H} = \frac{1,1 \cdot 60 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3465 \text{ A}$$

$$I_{cc,H} = 3,465 \text{ KA}$$

- Court-Circuit en EK

$$Z_e = Z_t + Z_{EA,T} \frac{(60)^2}{(150)^2} + Z_{E,EK}$$

On trouve :

$$Z_e = 10,903 + j 25,659$$

$$|Z_e| = 27,85 \Omega$$

$$I_{cc,EK} = \frac{1,160 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,85} = 1370 \text{ A}$$

$$I_{cc,EK} = 1,37 \text{ KA}$$

.../...

Calcul des puissances de court-circuit correspondantes.

On applique la formule suivante :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc}$$

Sachant que $U_n = 60$ KV et connaissant les valeurs de I_{cc} en chaque point où a lieu le court-circuit on trouve

$$S_{cc,E} = \sqrt{3} \cdot 60 \cdot 6,176 = 643 \text{ MVA}$$

De même on a :

$$S_{cc,A} = 366,5 \text{ MVA}$$

$$S_{cc,B} = 472,5 \text{ MVA}$$

$$S_{cc,M} = 180 \text{ MVA}$$

$$S_{cc,H} = 361 \text{ MVA}$$

$$S_{cc,EK} = 142,4 \text{ MVA}$$

IV 6 Choix de l'appareillage

Le plus grand courant transitée dans une ligne du réseau en régime normal, étant de 158 A. sur la ligne El-ffroun Blida et le plus grand courant de court circuit étant de 4,541 KA., nous choisirons :

- Des disjoncteurs et des sectionneurs de marque E.I.B. ayant les caractéristiques suivantes:

Disjoncteurs:	Type extérieur
	Tension nominale 60 KV
	Courant nominal 630 A
	Pouvoir de coupure nominale 350 à 2500 MVA
Sectionneurs:	Type extérieur
	Tension nominale 60 KV
	Courant nominale 630 A

Pour choisir au mieux les transformateurs à installer à chaque poste, il est nécessaire de connaître la courbe de charge de chaque ville, afin de déterminer leur nombre optimal et leurs puissances correspondantes.

IV.7- Calcul du coût approximatif d'un tel réseau

On applique pour tous les tronçons les formules données en théorie pour trouver l'investissement et le coût d'exploitation.

Les formules sont:

$$C_1 = (5000 + 130U + 60s) \times \text{longueur du tronçon}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 C_1 \quad (\text{ici on ne tient pas compte des pertes d'énergie et des pertes dues à l'arrêt de service})$$

Tronçon El-Affroun-El-Khénis

Investissement $C_1 = (5000 + 130 \times 60 + 60 \times 150) = 46 \text{ km} = 1002800 \text{ F.F./}$

Exploitation $C_{\text{exp}} = 0,34 C_1 = 140995 \text{ F.F./an}$

Tronçon El-Affroun-Madjout

$$C_1 = (5000 + 130 \cdot 60 + 60 \cdot 120) \cdot 1,6 \cdot 20 = 640000 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 \cdot 640000 = 217600 \text{ F.F./an}$$

Tronçon El-Affroun-Attatba

$$C_1 = (5000 + 130 \cdot 60 + 60 \cdot 150) \cdot 12,5 = 272500 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 \cdot 272500 = 92650 \text{ F.F./an}$$

Tronçon El-Affroun-Blida

$$C_1 = (5000 + 130 \cdot 60 + 60 \cdot 185) \cdot 1,6 \cdot 18 = 688320 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 \cdot 688320 = 233628,8 \text{ F.F./an}$$

Tronçon El-Affroun-Médéa

$$C_1 = (5000 + 130 \cdot 60 + 60 \cdot 120) \cdot 52 = 640000 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 \cdot 640000 = 217600 \text{ F.F./an}$$

Tronçon Médéa-Blida

$$C_1 = (5000 + 130 \cdot 60 + 60 \cdot 16) \cdot 27 = 371520 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 \cdot 371520 = 126316,8 \text{ F.F./an}$$

Tronçon Attatba-Blida

$$C_1 = (5000 + 130 \cdot 60 + 60 \cdot 35) \cdot 20 = 298000 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = 0,34 \cdot 298000 = 101320 \text{ F.F./an}$$

Au total les prix seront:

$$C = \sum_i C_i = 3\,915\,140 \text{ F.F.}$$

$$C_{\text{exp}} = \sum_i C_{\text{exp}i} = 3951\,215 \text{ F.F./an}$$

V- CONCLUSION

Pour distribuer l'énergie électrique, tous les pays du monde ont à résoudre presque les mêmes problèmes. Mais les solutions qu'ils adoptent sont loin d'être identiques. Mais il faut reconnaître que toutes ces solutions ont leurs justifications. Il est donc utile de ne pas se limiter à l'étude de la technique adoptée dans un seul pays, mais d'avoir des connaissances sur les techniques mises en oeuvre dans les principaux pays du monde avec leurs avantages et leurs inconvénients.

La région que nous avons choisie, subit un développement rapide comme toutes les autres régions d'Algérie, mais elle est desservie par un réseau ancien qui est déjà révolu.

Comme pour l'avenir la demande en énergie croît rapidement, il est nécessaire de prévoir et de concevoir une structure correspondante.

A cet effet, l'extrapolation faite pour 1980 et 1985 nous a montré que les énergies ont doublées par rapport à 1976 pour Blida, Hadjout et Médéa; pour El-Khémis et Attatba, elles ont même quadruplées.

Pour 1980, parmi les différentes structures possibles, nous avons gardé deux variantes qui nous ont semblé être les plus avantageuses. Pour le choix parmi ces deux variantes, il était préférable de garder la deuxième (2) car on peut concevoir celle prévue pour 1985 par simple adjonction de la ligne Attatba-Blida. Pour la structure de 1985, elle est à notre avis l'unique solution répondant à la fiabilité et surtout à la continuité de service.

D'ailleurs cela nous l'avons vérifié en supposant deux avaries sur les deux lignes les plus chargées, moyennant les sections des conducteurs déterminées.

Les courants maximum circulant en régime normal et les courants de court circuits triphasés de choc ont permis également de choisir un appareillage convenable moyennant une gamme assez restreinte.

Nous avons également fait un calcul économique approximatif, puisque on a utilisé des formules valables pour 1965, et cherché toujours la solution optimale quelque elle soit, car à vrai dire toutes les économies qu'on peut faire sont les bienvenues.

On peut résumer cela en disant que tout schéma de structure sera déterminé suivant deux critères économiques:

-Investissement

-Exploitation

et parallèlement à ces deux critères il faut considérer les deux critères techniques:

-Sécurité

-Continuité de service

.../...

BIBLIOGRAPHIE

oooOooo

- I- Technique de l'ingénieur t.III
- II- R. Pélissier: réseau d'énergie électrique (DUNOD 71)
- III-Dr. G. Cirtina : -calcul des réseaux (E.N.P.) 1974
-exploitation des réseaux (E.N.P.) 1974
- IV- Prévission d'énergies électriques pour 1980
SONELGAZ n° 056/GE.P (1973)

Table des matières
oooOooo

	Page
I. Introduction	1
II. Les réseaux de distribution en détail	
II.1- FONCTION	3
II.2- Structures	3
II.3- Qualité de service	11
II.4- Principes généraux d'organisation d'une distribution B.T.	13
III. Mise au point d'un R.D.	
III.1- Introduction	16
III.2- Prévission des consommations en énergie électrique	16
III.3- Le facteur temps dans l'analyse économique	20
III.4- Calcul économique des réseaux électriques	21
III.5- Calcul du régime permanent	32
III.6- Méthodes d'alimentation en énergie électrique des consommateurs industriels	38
III.7- Chute de tension admissible	39
III.8- Calcul des courants de court-circuit	41
III.9- Calcul mécanique des L.E.A.	42
III.10-Choix de l'appareillage	47
III.11-Régime du neutre	48
III.12-Exploitation des transformateurs au niveau de chaque poste de distribution	50
IV. Calculs	
IV.1- Situation actuelle	55
IV.2- Estimation des puissances pour 1980 et 1985	59
IV.3- Détermination des variantes structurales	63
IV.4- Calculs	67
IV.5- Calcul des courants de court circuit	91
IV.6- Choix de l'appareillage	98
IV.7- Calcul du coût approximatif	99
V. Conclusions	100