

10/82

2eA

# U.S.T.H.B.

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE ET D'ELECTROTECHNIQUE

## FILIERE D'INGENIEUR EN ELECTROTECHNIQUE



## PROJET DE FIN D'ETUDES

ELECTRIFICATION D'UNE REGION RURALE

( DAIRA DE BOUDOUAOU )

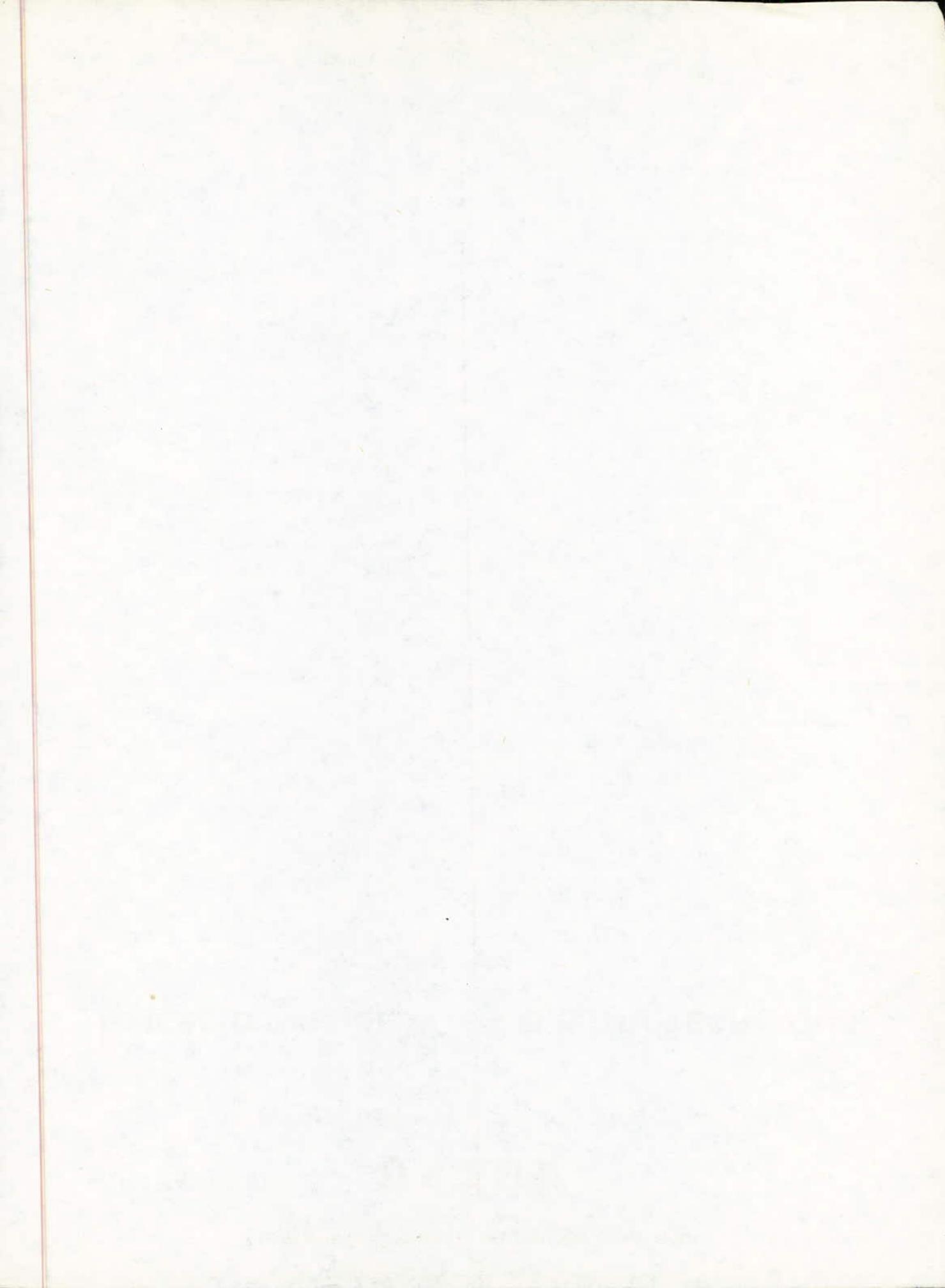
PROPOSE PAR :

S. KWIATKOWSKI

REALISE PAR :

A. CHOUIKH

S. YOUSSEF



**U.S.T.H.B.**

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE ET D'ELECTROTECHNIQUE

**FILIERE D'INGENIEUR EN ELECTROTECHNIQUE**



**PROJET DE FIN D'ETUDES**

**ELECTRIFICATION D'UNE REGION RURALE**

( DAIRA DE BOUDOUAOU )

PROPOSE PAR :

**S. KWIATKOWSKI**

REALISE PAR :

**A. CHOUIKH**

**S. YOUSSEF**

-o- □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ -o-

=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=

- §- □ □ mes parents
- §- □ □ mes frères et soeurs
- §- □ □ mes amis (es)
- §- □ □ ma chère patrie.

□ □ mer.

- §- □ □ mon père
- §- □ □ ma mère
- §- □ □ mes frères et ma soeur, en leur  
souhaitant le succès dans la vie (en particulier Ahmed)

- §- □ □ toute la famille
- §- □ □ tous ceux qui ne sont chers
- §- □ □ le peuple libanais et sa lutte et à tous  
ceux qui sont tombés au champ d'honneur.

□ □ alim.

-§- R E M E R C I E M E N T S -§-

-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-

Nous tenons avant tout à exprimer nos plus vifs remerciements à Monsieur S.<sup>W</sup> IATKOWSKI pour toute l'aide et les précieux conseils qu'il nous a prodigués.

Nous tenons aussi à remercier tous les professeurs qui ont contribué à notre formation.

Nous prions toutes les personnes qui ont collaboré de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste ouvrage, de trouver ici l'expression de notre profonde gratitude, en particulier à Monsieur LABZOUZI Abdallah.

- o!o!o!o!o!o!o!o!o!o -

-o- S O M M A I R E -o-

CHAPITRE I

Page

<u>Introduction</u> .....	1
I.1- Approche générale.....	I
I.2- Données nécessaires.....	3

CHAPITRE II

Evaluation et répartition de la charge  
dans la région .

II.1- Caractéristique des charges desservies...	5
II.2- Classification des abonnés.....	6
II.3- Bilan des puissances dans la région.....	7
II.4- Choix de la puissance des transformateurs et du nombre de postes.....	18

CHAPITRE III

Les réseaux de distribution.

III.1- Fonction des réseaux.....	22
III.2- Différentes structures des réseaux.....	22
III.3- Particularités des réseaux ruraux.....	24
III.4- Choix de la structure du réseau pour la région à électrifier.....	25
III.5- Tracé des lignes.....	29

CHAPITRE IV

Calcul du réseau.

IV.1- Paramètres d'une ligne M T.....	42
IV.2- Choix de la section des lignes.....	44

.../...

	<u>page</u>
IV.3- Méthodes de calcul.....	47
IV.4- Calcul en régime normal.....	60
IV.5- Calcul en régime perturbé.....	73

CHAPITRE V

Les postes et leur équipement.

V.1- Les postes de distribution NT/BT.....	78
V.2- Choix de l'appareillage.....	82
<u>C O N C L U S I O N</u> .....	88

## CHAPITRE I

### I N T R O D U C T I O N

Depuis longtemps déjà l'électrification rurale a été reconnue comme étant l'un des plus puissants moyens d'accroître la prospérité des campagnes, rendant plus supportable le séjour dans les villages, même les plus isolés, elle peut aider à enrayer l'exode des paysans vers les villes.

C'est aussi qu'elle répond à deux nécessités :

- celle d'une organisation technique meilleure et plus rationnelle du travail rural.
- celle d'alimenter en énergie électrique les grandes unités de production, chassées par les villes et implantées en zone rurale.

#### I-1 APPROCHE GENERALE.

La région choisie est en zone rurale ( Daira de BOUDOUAOU), cette région subit un développement rapide comme toutes les autres régions d'Algérie. Elle est desservie par un réseau ancien, sursaturé, et qui ne touche que les grands centres urbains de la région.

Dans notre projet on suppose que cet ancien réseau n'existe pas et partant d'un poste de livraison HT/MT qui est situé à Benadjel ( Boudouaou ), on veut desservir toute la région par un réseau de distribution MT (30 KV ) qui est l'objet principal de notre travail.

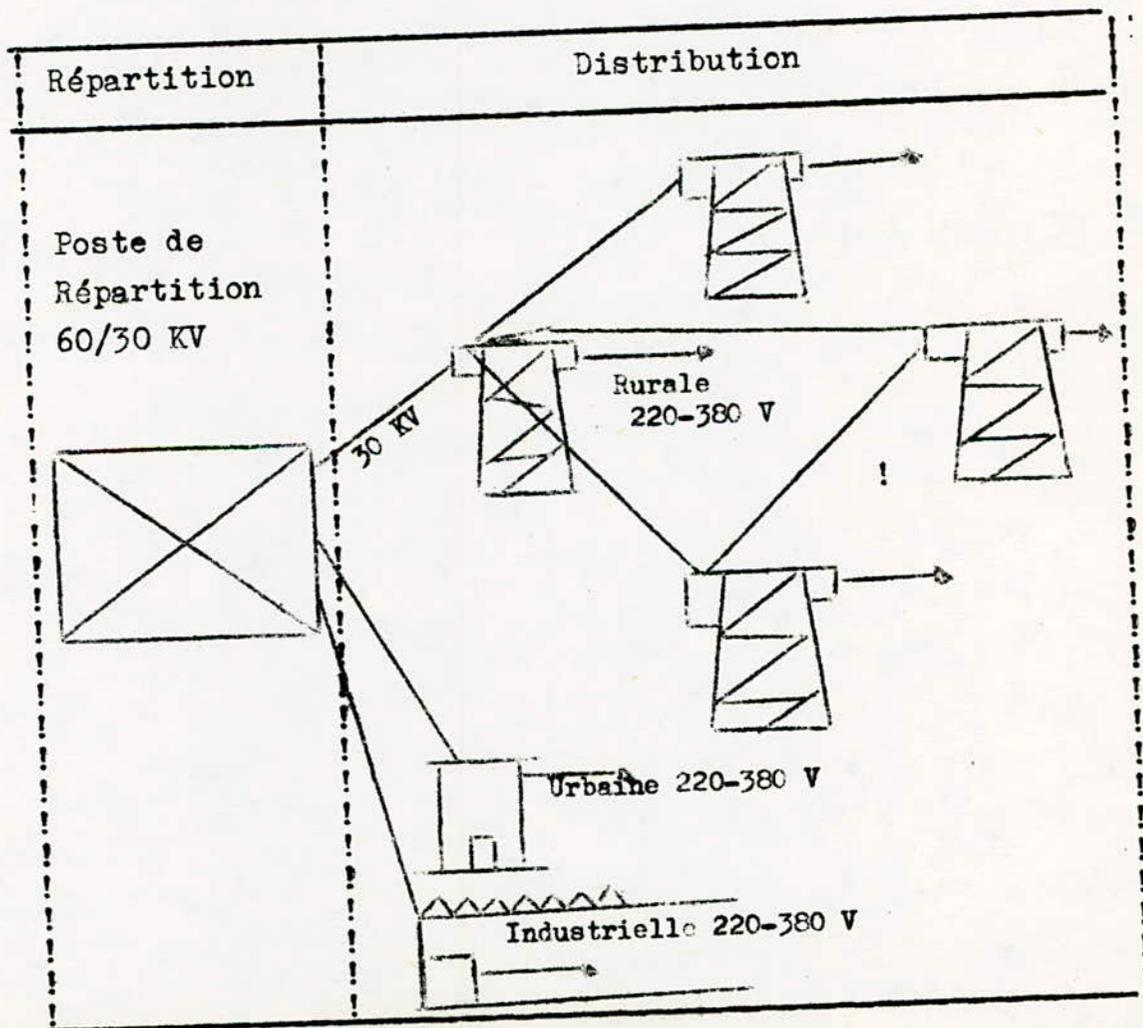
Les utilisateurs de ce réseau de distribution dans la région peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans

les villes , ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes.

Ils seront desservis par le réseau de distribution MT alimenté par le poste HT/MT qui reçoit l'énergie provenant de la centrale de Bab Ezzouar par l'intermédiaire d'une ligne de haute tension 60 KV ( fig. I-1 ).

Tension de service : réseau de distribution MT : 30 KV.

Tension de service : réseau d'utilisation BT : 380/220 V.



Les lignes de distribution M T partent du poste de répartition et alimentent des postes de transfo répartis en différents endroits de la zone à desservir, ces postes abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique B T (220-380V) auquel les abonnés sont raccordés par des branchements.

Certains usagers consommant une puissance plus importante ne peuvent pas être branchés directement sur le réseau de distribution B T et ils sont alimentés par un poste de transfo, particulièrement appelé : "poste d'abonné", et ils peuvent être raccordés en M T par une ligne particulière.

Dans les réseaux de distribution ruraux où les distances entre points à desservir augmentent les dépenses d'investissement on cherche les solutions les plus économiques possibles.

Donc les calculs, l'étude et le choix du tracé de notre réseau de distribution dans cette région doivent être axés sur les critères suivants :

- critères économiques      { investissement
- { exploitation
- critères techniques        { sécurité
- { continuité de service

#### I-2 DONNEES NECESSAIRES.

La connaissance de la région à desservir par ce réseau est primordiale, ainsi qu'un contact direct avec les autorités de la DAIRA responsable de la région à électrifier

où sont prévus des plans d'urbanisme et d'extensions industrielles.

Notre première étape de travail consiste alors à rassembler le plus d'informations possibles sur la région à électrifier.

Ces données sont :

\* Les cartes de région, dites d'état major.

Il s'agit des cartes au 1/25.000 et 1/10.000, ces cartes permettent d'établir une ébauche très valable du tracé du réseau, et elles sont suffisantes pour situer la plupart des obstacles qu'il y a lieu d'éviter.

\* Données démographiques.

Ces données nous renseignent sur la répartition de la population dans la région et les usines ainsi que toute autre construction par différentes localités, et connaître ainsi le nombre et la position géographique de chaque centre à électrifier pour pouvoir déterminer le plus exactement possible la puissance demandée par les consommateurs dans chaque centre, et ainsi on aura la position des postes de distribution et le choix du tracé du réseau.

\* Données sur les coûts d'investissements des réseaux.

Pour déterminer un investissement minimum pour une solution technique adéquate donnée, il faut au moins connaître :

- Le coût des lignes aériennes : en DA/km de ligne, ce coût comprend les prix des pylônes, des massifs de béton, du levage des pylônes, des isolateurs, des conducteurs et leur tirage, etc
- Le coût des différents types de postes....

## CHAPITRE II

### EVALUATION ET REPARTITION DE LA CHARGE DANS LA REGION.

#### II -1 Caractéristiques des charges desservies.

Le terme "charge" qui caractérise la fourniture à un utilisateur représente la puissance demandée (appelée).

En ce qui concerne les puissances, on définit que :

\* Puissance installée : est la somme des puissances nominales des appareils pouvant être alimentés en un point ou dans une zone.

\* Puissance souscrite d'un utilisateur : est la puissance maximale dont il estime avoir besoin et qu'il s'engage à ne pas dépasser.

\* Puissance de pointe : est la valeur la plus élevée atteinte par la puissance pendant une période déterminée (jour, semaine, mois, ou année), on dit aussi pointe de charge, ou simplement pointe.

\* Puissance moyenne : est le quotient de l'énergie délivrée pendant une période T par la durée de cette période. En ce qui concerne le rapport entre les différentes puissances (coefficient)

\* Facteur de demande  $\alpha$  : rapport entre la puissance de pointe et la puissance installée d'un abonné comprenant de nombreux appareils.

Usines  $\alpha = 0,5$

Magasins  $\alpha = 0,7$

$$\alpha = \frac{P_{\text{pte}}}{P_{\text{ins}}}$$

\* Facteur de diversité (ou de foisonnement)  $\beta$  : pour un groupe de consommateurs, c'est le rapport entre la pointe totale et la somme des pointes individuelles des membres

du groupe pour les industries en zone étendue ( rurale )

$$0,2 < \beta < 0,7$$

Ce facteur joue un rôle important dans l'étude de l'alimentation d'un groupe d'usagers domestiques :

Nombre	1	6	13	20	50 et plus
$\beta$	1	0,8	0,6	0,5	0,4

\* Facteur de puissance  $\cos \varphi$  : est le rapport de la composante active à la composante apparente d'une puissance consommée

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

## II - 2 Classification des abonnés.

Suivant la consommation et la nature de nos abonnés on a établi la classification suivante :

Abonnés de 1<sup>ere</sup> catégorie.

Elle concerne surtout les abonnés ordinaires du secteur tertiaire ce sont :

- les ménages domestiques
- exploitations agricoles (fermes)

Abonnés de 2<sup>ème</sup> catégorie.

Cette catégorie aussi est réservée aux petits abonnés mais qui diffèrent de ceux de la première de par leur nature, ce sont :

- locaux et bâtiments administratifs
- commerces ( magasins, cafés....)
- écoles, dispensaires....

Abonnés de 3<sup>ème</sup> catégorie.

Elle concerne les grands abonnés industriels tel que : Usines,

unités de production etc....., et les grands consommateurs du secteur tertiaire ; tel que : les hopitaux, supermarchés, grandes écoles.....

Donc les abonnés dits de 1<sup>er</sup> et 2<sup>ème</sup> catégories forment un groupe ou " centre " et ne peuvent être alimentés séparément, tandis que ceux de la 3<sup>ème</sup> catégorie, ils seront alimentés par un poste d'abonnés individuels et forment ainsi un centre indépendant.

### II - 3. Bilan des puissances dans la région.

L'examen des puissances mis en jeu doit permettre de déterminer avec suffisamment de précision la puissance des transformateurs MT/BT et du transformateur du poste de répartition HT/MT ( 60 KV/30KV ).

Les puissances minimales à prévoir pour les abonnés de 1<sup>ère</sup> et 2<sup>ème</sup> catégorie sont fixées par la norme NFC14.100 en précisant d'ailleurs que les valeurs sont fixées en vue de l'éclairage et de l'emploi de petits appareils agricoles ou ménagers.

Désignation des locaux à desservir	Puissance minimale à prévoir en KW
-Locaux à usage d'habitation 1 ou 2 pièces principales.....	..... 2
-3 pièces principales et plus..	..... 3
-Exploitation agricole (y compris le local à usage d'habitation) ayant une surface < 15 Ha.....	..... 3
- Dépassant 15 Ha .....	..... 5

\* Puissance de pointe par abonné :  $P_p$

$$\boxed{P_p = P_{in1} \alpha} \quad (1)$$

où  $P_{in1}$  : puissance installée par abonné de la première catégorie.

$\alpha$  : facteur de demande  $\alpha = 0,5$

\* Puissance de pointe d'un groupe d'abonnés de la première catégorie :  $P_{g1}$

$$P_{g1} = (\sum P_p) \beta_{11}$$

où  $\beta_{11}$  : facteur de diversité au premier niveau pour la première catégorie.

$$\beta_{11} = 0,4$$

Si on remplace  $P_p$  par sa valeur dans l'équation (1) on aura :

$$\boxed{P_{g1} = (\sum P_{in1}) \alpha \beta_{11}} \quad (2)$$

De la même façon on aura :

\* La puissance de pointe d'un groupe d'abonnés de deuxième catégorie :  $P_{g2}$

$$P_p = P_{in2} \alpha$$

et 
$$P_{g2} = (\sum P_p) \beta_{12}$$

donc 
$$\boxed{P_{g2} = (\sum P_{in2}) \alpha \beta_{12}} \quad (3)$$

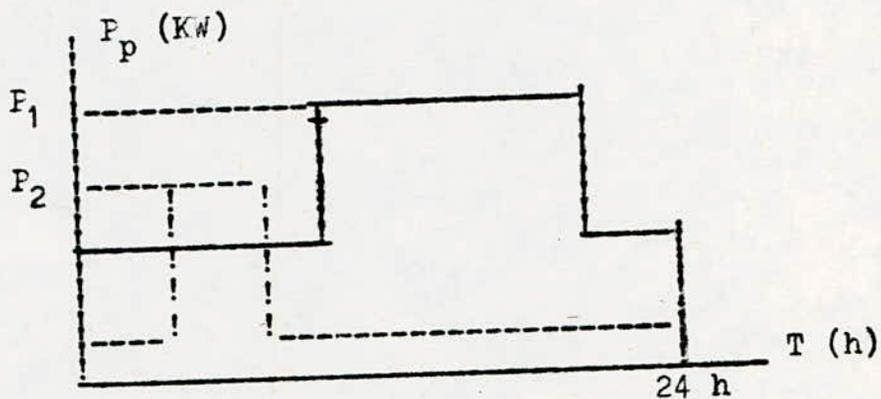
où  $P_{in2}$  : puissance installée par abonné de la deuxième catégorie,

et  $\beta_{12}$  : facteur de diversité au premier niveau pour la deuxième catégorie

$$\beta_{12} = 0,8$$

\* Puissance de pointe par centre :  $P_c$

Pour calculer la puissance de pointe par centre (ou pointe de l'antenne), sachant que ce centre contient des groupes d'abonnés de la première et de la deuxième catégorie, on doit multiplier la plus petite des puissances de pointe de chaque groupe des deux catégories par un facteur dit de responsabilité et ce facteur tient compte de la valeur de la puissance de pointe et de la durée de la pointe dans le centre.



$P_1 > P_2$  donc  $P_c = P_1 + \beta^2 P_2$

et si  $P_2 > P_1$   $P_c = P_2 + \beta^2 P_1$

donc la puissance de pointe d'un centre est donnée par :

$$\boxed{P_c = P_{g1} + \beta^2 P_{g2}} \quad (4) \quad \text{car } P_{g2} < P_{g1}$$

$P_{g1}$  ET  $P_{g2}$  calculés par les formules (2) et (3)

$\beta^2$  : facteur de diversité au deuxième niveau entre les deux catégories ou facteur de responsabilité de la pointe :

$\beta^2 = 0,5$

\* Puissance apparente par centre  $S_c$  en KVA.

Afin de faciliter les calculs par la suite on donne sur les tableaux relatifs au bilan de puissance, la puissance apparente de chaque centre :

$$S_c = \frac{P_c}{\cos \varphi} \quad \text{en KVA}$$

$\cos \varphi$  : facteur de puissance  $\cos \varphi = 0,85$ .

cette valeur est fixée par Sonelgaz.

Le bilan de puissance dans la région est donnée sur les tableaux n° 1,2 et 3 pour chaque catégorie du consommateur et pour chaque commune.

Afin de faciliter le repérage de chaque centre à électri-fier dans les cartes du réseau, et dans les schémas, on a établi un code carte ou indicatif pour chaque centre et par conséquent pour chaque poste de transformation dans ce centre.

Ce code est donné parallèlement dans les tableaux relatifs au bilan de puissance dans la région.

Exemple :

$\frac{B5}{1+2}$  : B : commune (Boudouaou)  
5 : situation du centre dans la commune.

1+2 : 1er et 2ème catégorie

et T pour la commune de Thénia  
Z " " Zemmouri

\* Puissance estimée pour l'éclairage public:

catégorie

L'éclairage public est ~~inclus~~ dans la deuxième, sa puissance estimée dans les localités importantes est de 150 W par portée entre deux poteaux d'éclairage.

Cette portée est en moyenne de 30 m.

$$a = 30 \text{ m}$$

Et connaissant la longueur des ruelles et des routes à éclairer par localités, on peut calculer cette puissance:

$$P_{Ep} = \frac{0,15 \cdot L}{a} \text{ en KW}$$

$P_{Ep}$  : Puissance nécessaire pour l'éclairage public en KW.

L : Longueur totale des rues à éclairer par localité en (Km)

L = 10 ÷ 15 km pour les grandes localités

L < 3km pour les petites localités.

\* Puissance de pointe pour les abonnés de la 3ème catégorie.

La puissance souscrite donnée par l'utilisateur de la 3è catégorie sera considérée comme la puissance de pointe de cet abonné.

Cette puissance est donnée sur les tableaux n° 4,5 et 6.

Tension d'utilisation : ( BT )

U = 380 V : tension composée.

V = 220 V : tension simple.

TABLEAU N° 1 = COMMUNE DE BOUDOUACU =

1er et 2ème CATEGORIE.

CENTRES	CODE	Nbre d'Abn. 1 et 2 Cat.	Pin (KW)	Pg (KW)	Pc (KW)	Sc (KVA)
Boudouaou 1	$\frac{B1}{1+2}$	2700 36	8100 195	1620 78	1660	1953
Corso 2	$\frac{B2}{1+2}$	1350 15	4050 75	810 30	825	971
Domaine Ste Marie 3	$\frac{B3}{1+2}$	675 2	2025 18	405 72	408,6	481
Haouch Ben Rahmoun 4	$\frac{B4}{1+2}$	540 -	1620 10	324 4	326	324
Ouled Allel 5	$\frac{B5}{1+2}$	270 -	810 5	162 2	163	192
Ben kassem 6	$\frac{B6}{1+2}$	135 -	405 4	81 1,6	81,8	97
Ouled Salem elGuerdaoui 7	$\frac{B7}{1+2}$	130 -	390 4	78 1,6	78,8	93
Mohamed Ben Khelil 8	$\frac{B8}{1+2}$	140 -	420 4	84 1,6	84,8	100

TABLEAU N° 2 = COMMUNE DE THENIA =  
1 er et 2ème CATEGORIE.

CENTRES	CODE	Nbre d'Abn. 1 et 2 Cat.	Pin (KW)	Pg (KW)	Pc ( KW )	Sc (KVA)
Thenia 1	$\frac{T 1}{1 + 2}$	1800 64	5400 270	1080 108	1143	1335
Boumerdas 2	$\frac{T 2}{1 + 2}$	1680 38	5040 200	1008 80	1048	1233
Tidjelabine 3	$\frac{T 3}{1 + 2}$	870 14	2610 124	522 49,6	547	644
Figuier 4	$\frac{T 4}{1 + 2}$	870 14	2610 179	522 71,6	558	657
Dra Khodja 5	$\frac{T 5}{1 + 2}$	181 -	543 4	108,6 1,6	109,4	129
Mohamed Ben Mahfoud 6	$\frac{T 6}{1 + 2}$	80 -	240 4	48 1,6	48,8	58
Ouled Abd- el Krim 7	$\frac{T 7}{1 + 2}$	87 -	261 4	52,2 1,6	53	63
Ali Blad Bakri 8	$\frac{T 8}{1 + 2}$	80 -	240 4	48 1,6	48,8	58
Ali Omar 9	$\frac{T 9}{1 + 2}$	94 -	282 4	56,4 1,6	57,2	68
Ben Hama- douch 10	$\frac{T 10}{1 + 2}$	87 -	261 4	52,2 1,6	53	63

TABLEAU N° 3 = COMMUNE DE ZEMMOURI =

1 er et 2ème CATEGORIE.

C E N T R E S	CODE	Nbre d'Abn 1 er et 2 Cat	Fin (KW)	Pg (KW)	Pc (KW)	Sc (KVA)
Zemmouri 1	$\frac{Z 1}{1 + 2}$	1440 33	4320 161	864 64,4	896,2	1055
Ain Tolba 2	$\frac{Z 2}{1 + 2}$	576 16	1728 63	345,6 25,2	358,2	422
Ouled Bendo 3	$\frac{Z 3}{1 + 2}$	280 5	840 30	168 12	174	205
Ouled el Bor 4	$\frac{Z 4}{1 + 2}$	152 2	456 27	91,2 8,4	95,4	113
Mohamed Ami Moussa 5	$\frac{Z 5}{1 + 2}$	84 -	252 10	50,4 4	52,4	62
Ouled Allel 6	$\frac{Z 6}{1 + 2}$	140 -	420 10	84 4	86	102
Cap Blanc 7	$\frac{Z 7}{1 + 2}$	150 -	450 10	90 4	92	109
Ouled Ben Younès 8	$\frac{Z 8}{1 + 2}$	130 -	390 10	78 4	80	95
El Haddaba 9	$\frac{Z 9}{1 + 2}$	72 -	216 10	43,2 4	45,2	54

TABLEAU N° 4 = COMMUNE DE BOUDCUACU =

3ème CATEGORIE.

DESIGNATION	CODE	SITUATION	S <sub>p</sub> (KVA)
Unité C.M. S.N. Métal	$\frac{B 8}{3}$	Ben Khelil	80
Complexe Alimentaire S.N. SEMPAC	$\frac{B 2}{3}$	Corso	110
Centre Avicole O.N.A.B.	$\frac{B 7}{3}$	Ouled Salem El Guerdaoui	40

TABLEAU N° 5 = COMMUNE DE ZEMMOURI =

3ème CATEGORIE.

DESIGNATION	CODE	SITUATION	S <sub>p</sub> (KVA)
Unité carreaux granito S.N.M.C.	$\frac{Z 1}{3}$	Est Zemmouri	60
I.N.P.E.D.	$\frac{Z 8}{3}$	Ouled Ben Younés	35
Centre de développement Technique O.N.A.B.	$\frac{Z 5}{3}$	Nord de Mohamed Ami Moussa	25

TABEAU N° 6 = COMMUNE DE THENIA =  
3 èmé CATEGORIE.

DESIGNATION	CODE	SITUATION	S <sub>p</sub> (KVA)
Briqueterie S.N.M.C.	$\frac{T 1}{3}$ I	Entre Thénia et Ben Hamadoud	150
Hopital de Thénia	$\frac{T 1}{3}$ II	Thénia	70
Laboratoire S.N.T.A.	$\frac{T 2}{3}$ I	Boumerdas	35
Unité SONIPEC	$\frac{T 2}{3}$ II	Près de Boumerdas	75
4 Instituts à Boumerdas	$\frac{T 2}{3}$ III	Boumerdas	60
Technicome plus Installation sportif	$\frac{T 4}{3}$	Figuier	30
Unité Verre S.N.I.C.	$\frac{T 1}{3}$ III	Est de Thénia	120

\* Bilan de puissance par ligne :

Le bilan de puissance étant connue pour l'ensemble des centres à desservir par le réseau, mais pour déterminer la puissance totale demandée par toute la région, c'est à dire la puissance sur les jeux de barres du poste de répartition HT/MT (60 Kv/30Kv), il faut établir le bilan de puissance transité par chaque ligne du réseau et il faut noter que cette puissance n'est pas concentrée en bout de chaque ligne MT mais répartie d'une façon quelconque en longueur de ligne et en puissance.

\* La puissance de pointe totale de la région est :

$$P_{pT} = \left( \sum P_{Li} + P_B \right) \beta_3 \quad (5) \quad i = 1, 2, 3.$$

où  $P_{L1}$  : puissance de pointe de la ligne n° 1

$P_{L2}$  : " " " n° 2

$P_{L3}$  : " " " n° 3

$P_B$  : puissance de pointe de la "bretelle"

$\beta_3$  : facteur de diversité au troisième niveau.

$$\beta_3 = 0,9$$

et  $S_T = \frac{P_{pt}}{\cos \varphi} \longrightarrow$  (voir tableau n° 7)

\* Tableau n° 7 " Bilan de puissance par ligne ".

Lignes	$P_{ei} + P_B$ (KW)	$P_{tot.}$ (KW)	$\beta_3$	$P_{pl}$ (KW)	$S_p$ (KVA)
L 1	4032	9950	0,9	8956	10536
L 2	3720				
L 3	1184				
Bretelle	1015				

II-4. Choix de la puissance des transformateurs et du nombre de postes par centre.

Le bilan de puissance dans la région étant établi, donc la puissance demandée par chaque centre est connue et on peut choisir le nombre de postes par centre et la puissance des transformateurs correspondante.

Les puissances normalisées des transformateurs. 30KV/380.220 V sont les suivantes :

- Transformateurs pour postes sur poteau 25-40-60-75-100-125 KVA.
- Transformateurs pour postes en cabine 100-125-160-200-250-315-400-500-630 KVA.

Le choix de ces puissances est fait suivant la gamme de fabrication de l'unité SONELEC " Postes DRARIA " dont les puissances des transformateurs peuvent atteindre :

\* 630 KVA pour postes en cabine,

type : DRARIA 700  
 " 703  
 " 703 EA  
 " "sur SKID"

\* et 100 KVA pour postes sur poteau.

Nous donnons sur les tableaux n° 8 - 9 - 10, les puissances des transformateurs pour chaque centre et leur nombre.

TABLEAU N° 8 : Commune de Boudouaou.

Puissances des transformateurs et du nombre de postes par centre à électrifier.

Code	S <sub>c</sub> (KVA)	P.normalisée du Transfo (KVA)	Type et nombre de postes
<u>B 1</u> 1 + 2	1953	4x400 + 2x315	6.C
<u>B 2</u> 1 + 2	971	4 x 315	4.C
<u>B 3</u> 1 + 2	481	2 x 315	2.C
<u>B 4</u> 1 + 2	384	2 x 250	2.C
<u>B 5</u> 1 + 2	192	250	C
<u>B 6</u> 1 + 2	97	125	C
<u>B 7</u> 1 + 2	93	125	C
<u>B 8</u> 1 + 2	100	125	C
<u>B 8</u> 3	80	100	P
<u>B 2</u> 3	110	125	C
<u>B 7</u> 3	40	60	P

C : Poste cabine.

P : Poste sur poteau.

TABLEAU N° 9 - Commune de Zemmouri.

Code	S <sub>c</sub> (KVA)	F.normalisée du Transfo (KVA)	Type et nombre de postes
$\frac{Z 1}{1 + 2}$	1055	3 x 400	3.C
$\frac{Z 2}{1 + 2}$	422	2 x 250	2.C
$\frac{Z 3}{1 + 2}$	205	250	C
$\frac{Z 4}{1 + 2}$	113	125	C
$\frac{Z 5}{1 + 2}$	62	75	P
$\frac{Z 6}{1 + 2}$	102	125	C
$\frac{Z 7}{1 + 2}$	109	125	C
$\frac{Z 8}{1 + 2}$	95	125	C
$\frac{Z 9}{1 + 2}$	54	75	P
$\frac{Z 1}{3}$	60	75	P
$\frac{Z 0}{3}$	35	40	P
$\frac{Z 5}{3}$	25	40	P

TABEAU N° 10 - Commune de Thénia.

Code	S <sub>c</sub> (KVA)	P.normalisée du T <sub>transfo</sub> (KVA)	Type et nombre de postes
$\frac{T_1}{1+2}$	1355	4 × 400	4.C
$\frac{T_2}{1+2}$	1233	4 × 315	4.C
$\frac{T_3}{1+2}$	644	2 × 400	2.C
$\frac{T_4}{1+2}$	657	2 × 400	2.C
$\frac{T_5}{1+2}$	129	160	C
$\frac{T_6}{1+2}$	58	75	P
$\frac{T_7}{1+2}$	63	75	P
$\frac{T_8}{1+2}$	58	75	P
$\frac{T_9}{1+2}$	68	75	P
$\frac{T_{10}}{1+2}$	63	75	P
$\frac{T_1}{3}$ I	150	160	C
$\frac{T_1}{3}$ II	70	100	C
$\frac{T_1}{3}$ III	120	125	C
$\frac{T_2}{3}$ I	35	40	P
$\frac{T_2}{3}$ II	75	100	P
$\frac{T_2}{3}$ III	60	75	P
$\frac{T_4}{3}$	30	40	P

- LES RESEAUX DE DISTRIBUTION -  
=====

III-1. Fonction des réseaux de distribution.

La fonction des réseaux de distribution est de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin (les réseaux d'utilisation étant limités aux installations domestiques)

Nous définissons également les réseaux de distribution comme utilisant deux niveaux de tension : Un réseau basse tension (BT) et un réseau moyenne tension (MT).

A l'approche des usagers, les puissances à distribuer sont faibles d'où l'emploi de la BT, mais pour alimenter un nombre d'usagers important, il est nécessaire de point de vue technique, d'installer un poste équipé d'un transformateur MT/BT et de plusieurs départs BT, alimenté par une ligne MT et ainsi l'ensemble de ces lignes MT forment le réseau de distribution MT.

III-2. Différentes structures des réseaux.

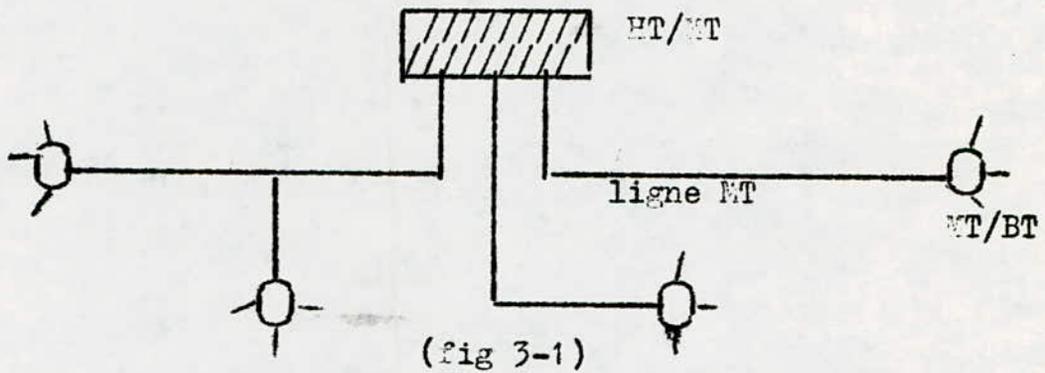
On distingue essentiellement plusieurs natures de structures, les plus connues sont :

III-2-1. Structure radiale.

Les réseaux à structure radiale sont à partir d'un poste de répartition HT/MT, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver de point commun. C'est une structure dite arborescente.

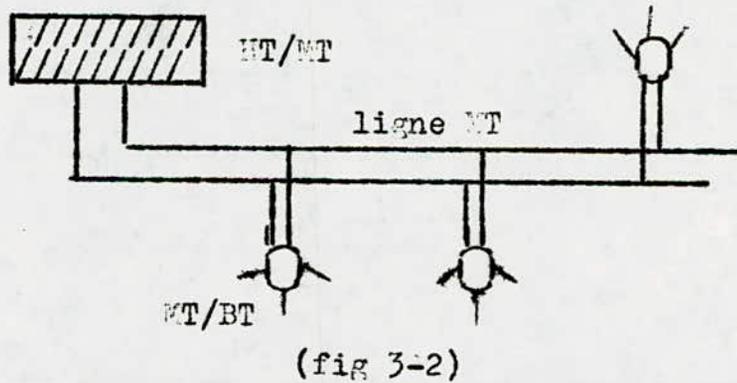
La structure radiale peut être :

\* Une structure radiale simple.



Cette structure est simple et économique, elle est utilisée dans les réseaux aériens où la durée de réparation à la suite d'incident sur une ligne est faible.

\* Une structure radiale double.

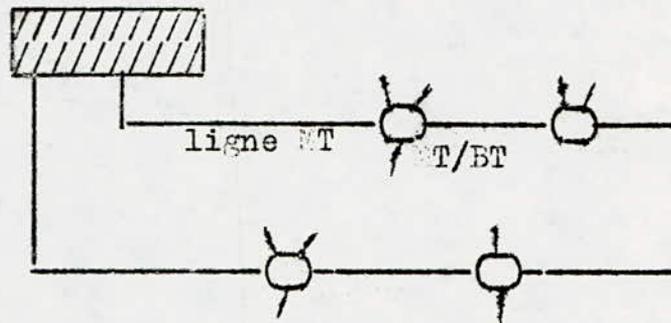


On assure à chaque poste une double alimentation, au moyen de deux lignes dont l'une est en service d'une façon normale et l'autre non raccordée mais maintenue sous tension c'est la ligne de réserve en cas d'avarie de la première.

### III-2-2. Structure bouclée.

Du poste HT/MT partent deux lignes réunies à leur

extrémités. Chaque ligne dessert en cascade un certain nombre de postes, ceux-ci sont munis à l'entrée et à la sortie d'un appareil permettant l'isolement du tronçon compris entre deux postes :



(fig 3-3)

Meilleure sécurité d'alimentation,

Coût du réseau plus grand.

Souvent utilisée pour les réseaux de répartition.

### III-2-3. Structure maillée.

Sont des structures où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet. De plus le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines. Cette structure nécessite que tous les tronçons de lignes soient munis à leur deux extrémités, d'appareils de coupure, les isolant en cas d'avarie.

Meilleure sécurité au prix le plus élevé.

### III-3. Particularités des réseaux ruraux.

En zone rurale, où la densité de charge est inférieure à 10 KVA/km<sup>2</sup>, de point de vue économique, le réseau aérien convient le mieux.

Ces réseaux véhiculent des puissances relativement faibles sur des grandes distances. La recherche d'une continuité absolue de la distribution est très complexe.

En ce qui concerne la fourniture de l'énergie aux réseaux HT, celle-ci est généralement fournie par le réseau de répartition locale à 60 - 90 ou 150 KV (en Algérie).

Cette fourniture se fait par l'intermédiaire d'un poste abaisseur HT/MT appelé poste de répartition. Ces postes sont en général du type extérieur, en ce qui concerne la partie HT mais toujours intérieur pour la partie MT.

Les transformateurs des puissances, étant eux même à l'extérieur.

Du poste de répartition HT/MT partent des lignes à MT qui alimentent les postes de transformation HT/BT répartis suivant les points de consommation. Chaque départ dont le rayon d'action moyen est généralement d'une vingtaine de Km, alimente avec ses dérivations (antennes), tous les consommateurs de la région.

Dans le schéma radial, des lignes HT partent en éventail du poste HT/MT et ont une section décroissant vers leur extrémité.

### III-4. Choix de la structure du réseau pour la région à électrifier.

Ce choix est aussi en dernier lieu un choix économique. Quand le réseau est très important on peut introduire le calcul dans ce problème. Il est surtout important de trouver un optimum dans la sécurité d'alimentation.

La structure du réseau choisie est représentée sur la figure 3-4.

Une telle structure s'appelle, structure en boucles ouvertes en marche normale.

Notre réseau est composé donc de trois (3) boucles qui restent ouvertes pendant le fonctionnement normal du réseau :

- La boucle (1): c'est la boucle formée par les lignes L 1 et L 2 et desservent les centres B2 - T2 - T4 - Z1 - Z2 - T1 - T3 - B1.

Cette boucle est ouverte en un point entre les centres Z1 et Z2 par l'intermédiaire de l'interrupteur I.

- La boucle (2): formée par des tronçons des lignes L 1 et L 2 et de la bretelle, cette boucle est ouverte par l'interrupteur I 1 si I 2 est fermé ou bien par I 2 si I 1 est fermé, mais en marche normale du réseau et pour avoir une bonne répartition de la charge par ligne, la "Bretelle" est fermée sur la ligne L 2 dans le centre T 3 (Tidjebahia) par l'interrupteur I 1 et ainsi I 2 sera ouvert pendant le fonctionnement normal du réseau.

Cette boucle desserve les centres B2 - T2 - T3 - B1.

- La boucle (3): c'est une boucle formée par la ligne particulière L 3 de la ville de Boudouaou et d'un tronçon de la ligne L 2. Elle desserve en cascade tous les postes du centre B 1 ( Boudouaou ).

Cette boucle demeure ouverte par l'interrupteur I 3 pendant son fonctionnement normal.

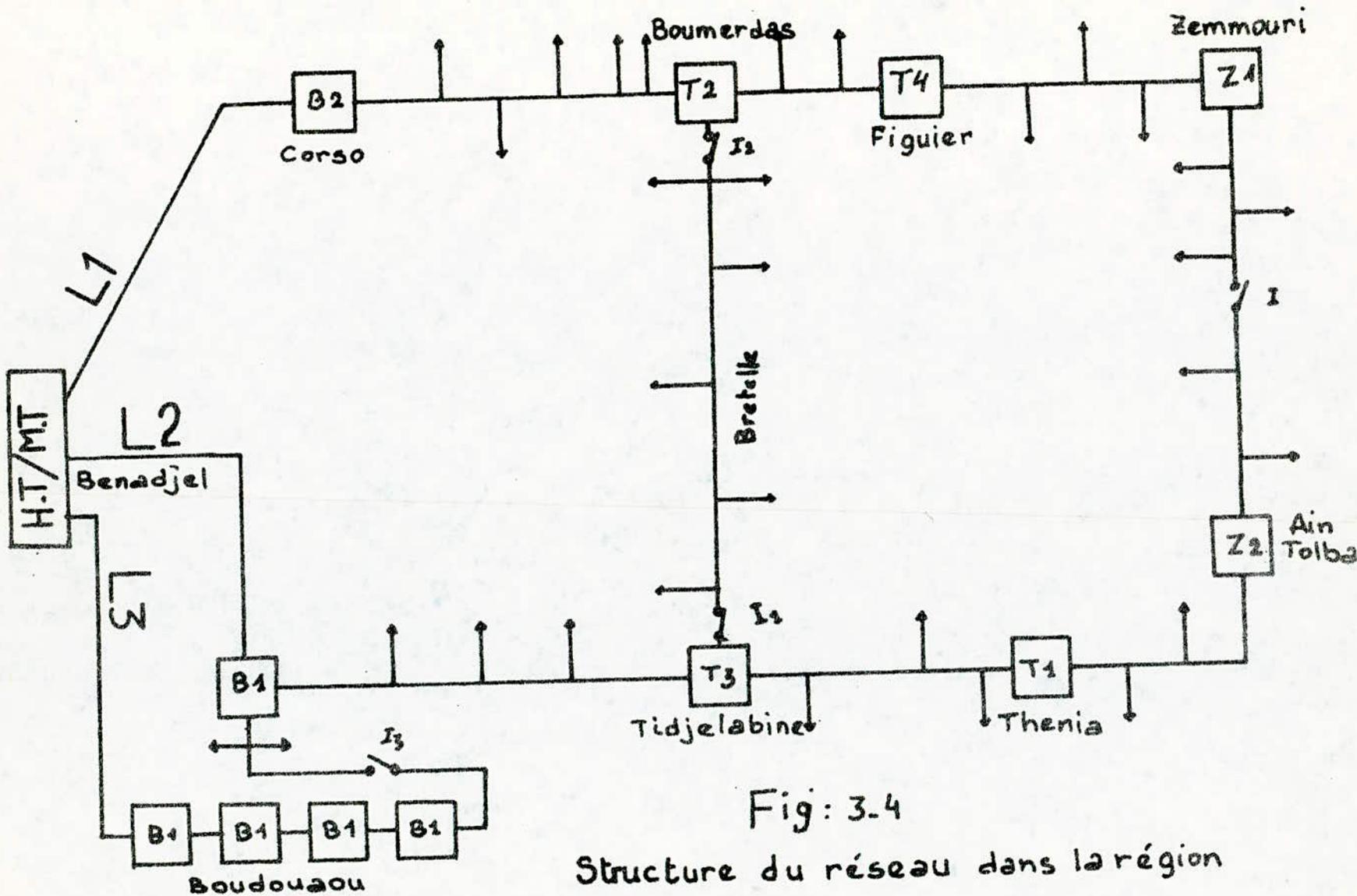


Fig: 3.4  
Structure du réseau dans la région

La ville de Boudouaou compte six postes de transformation HT/BT (voir tableau n° 8) et de plus cette localité est proche du poste de répartition HT/HT, on a donc préféré alimenter celle-ci par une ligne particulière L 3 qui est bouclée en un point avec la ligne L 2 (voir figure 3-4).

\* Qualité de service d'une telle structure.

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

- La marche normale du réseau,
- La marche en cas de défaut.

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

En cas de défaut on distingue deux phases :

l'élimination sélective de la branche ou du tronçon en défaut, puis la reprise de la marche normale sur le reste du réseau.

Nous donnons quelques exemples des manoeuvres à faire sur le réseau en cas d'avarie d'un tronçon de ligne pour maintenir la continuité de service et isoler le tronçon en défaut de part et d'autre par l'intermédiaire des postes en "double dérivation" se situant aux deux extrémités de ce tronçon.

En s'aidant de la figure 3-4 on récapitule ces manoeuvres sur le tableau n° 11, dont la première ligne donne les positions des interrupteurs en régime normal.

Ligne en défaut	Tronçon avarié à isoler	Manoeuvres à exécuter sur les interrupteurs				Lignes qui alimentent le réseau
		I	I1	I2	I3	
Aucune	Aucun (régime normal)	O	F	O	O	L1-L2 et L3
L 1	Benadjel - Corso	O	F	F	O	L1 et L3
L 2	Benadjel - Boudouaou	O	F	O	F	L3 et L1
L 1	Boumerdas - Figuier	F	O	F	O	L1-L2 et L3
L 2	Tidjelabine-Thenia	F	F	O	O	L1-L2 et L3
L 2	Boudouaou - Tidjelabine	O	F	F	O	L1 et L3
L 3	Benadjel - Boudouaou	O	O	F	F	L1 et L2

F = Fermé

O = Ouvert

### III-5. Etude des lignes MT et choix du tracé.

Les canalisations aériennes sont plus économiques que les canalisations souterraines pour le transport et la distribution de l'énergie électrique en MT et en HT, ainsi que dans les réseaux ruraux et souvent dans les réseaux de

villes de petite et moyenne importance.

Une ligne aérienne comporte :

- Des conducteurs qui servent à transporter l'énergie électrique.
- Des isolateurs pour supporter les conducteurs et isoler électriquement les conducteurs entre eux et par rapport à la terre.
- Des supports (poteaux, potelets, pylônes) sur lesquels les isolateurs sont fixés au moyen des ferrures.
- Un armement, c'est à dire un ensemble d'organes métalliques fixés sur le support et destinés à recevoir les isolateurs.

### III-5-1. Les conducteurs.

De nombreux facteurs interviennent dans le choix du conducteur :

- La nature et la continuité du service,
- Les conditions d'échauffement et l'intensité du courant de fonctionnement,
- La chute de tension admissible :  
qui est de 8 % en régime normal pour les lignes MT
- La tension de service 30 KV,
- Les conditions économiques, le prix de revient.

Les conducteurs sont en cuivre ou en aluminium et leur alliage.

Les conducteurs constituant notre réseau sont en AEPHEC, ce sont des cables nus en alliage d'aluminium dont

## Caracteristiques des conducteurs en ALMELEC "Norme NF.C34-125"

Désignation simplifiée	Section réelle (m.m <sup>2</sup> )	Composition		Φ extérieur (m.m)	charge de rupture (daN)	Intensité Admissible (+40°C) (A)	R. électrique lineique (+20°C) (-Ω/km)	Masse lineique kg/m
		Nbr de fils	Φ n. fils (mm)					
4,4/AGS/7	34,36	7	2,5	7,5	1105	145	0,958	0,094
54,6/AGS/7	54,55	7	3,15	9,45	1755	190	0,603	0,149
75,5/AGS/19	75,54	19	2,25	11,25	2430	240	0,438	0,208
117/AGS/19	116,98	19	2,8	14	3765	315	0,283	0,322
148/AGS/19	148,01	19	3,15	15,75	4765	365	0,224	0,407

$\alpha$ : coef. de dilatation =  $23 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$   
 $E$ : module d'élasticité = 6000 hbar  
 $\sigma$ : contrainte à la rupture = 35 daN/mm<sup>2</sup>

TABLEAU N° 12

-34-

la composition est de : 99 % Al, 0,5 % Mg et 0,5 % Si

Ces conducteurs en plusieurs brins opposent une meilleure résistance aux flottements et aux vibrations des lignes.

Les sections de ces conducteurs :

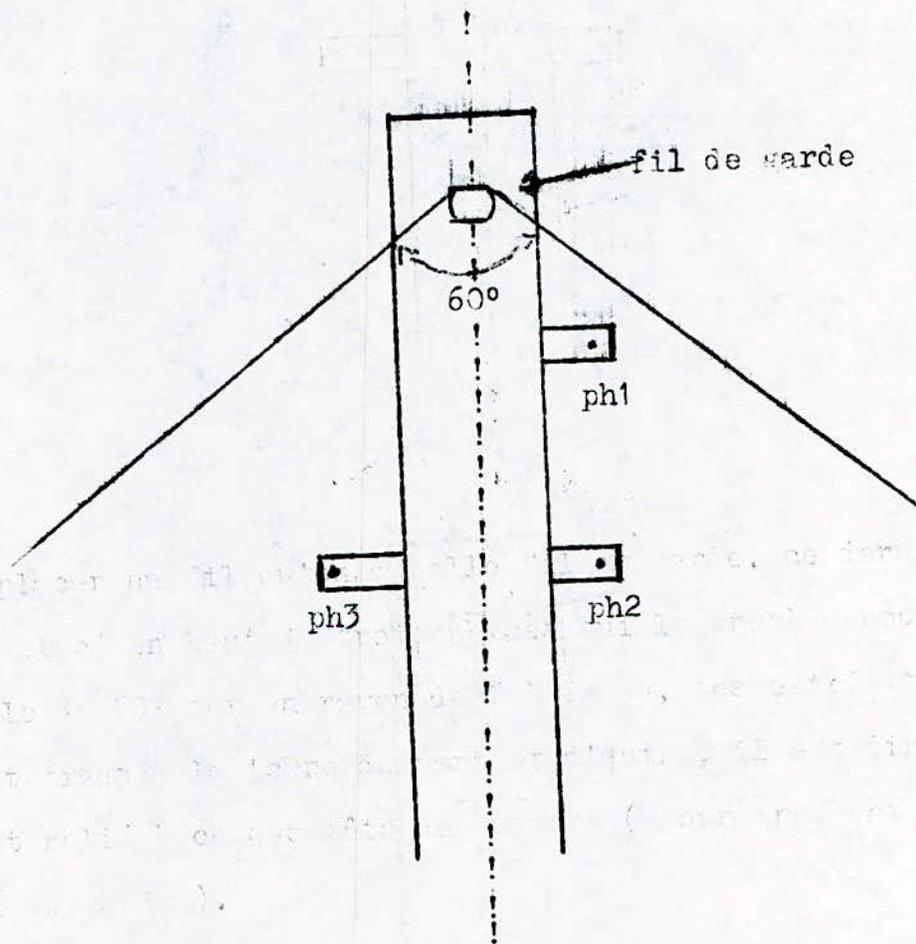
Nombre de brins formant le cable	sections ( mm <sup>2</sup> )
7	de 6 à 35
19	de 50 à 95
37	de 120 à 185
61	de 240 à 500

Nous donnons sur le tableau n° 12 les caractéristiques mécaniques et électriques des conducteurs nus en ALMELCO pour lignes HT aériennes.

### III-5-2 Le fil de garde.

Lorsqu'une ligne prend origine d'un poste d'interconnexion ou un poste HT/MT, il est évident qu'en plus des protections par disjoncteur et relais au poste, afin d'éviter leur déclenchement lors des intempéries ( foudre ou nuages électrisés ), on prévoit une protection supplémentaire des appareils face aux grandes décharges électriques qui s'élèvent à des millions de volts, il suffit

de placer un fil qu'on appelle fil de garde, ce dernier est placé en haut de trois phases qui le protègent sous un angle de  $60^\circ$  sur un rayon de 1 à 2 kms, ses extrémités sont mises à la terre de part et d'autre, il est directement relié à chaque tête de support ( pour armerent avec fil de garde ).



### III-5-3 Les supports :

Généralement dans les lignes MT deux types de supports sont les plus utilisés :

Les supports béton précontraint et les supports métalliques à entretoises soudées.

a) Les supports béton plus utilisés dans les terrains plats et plus exactement dans les terrains accessibles aux camions à cause de leur poids et leur manutention difficile.

Donc on utilise ce type de supports pour les lignes longeant les routes RN5 et RN24 respectivement de Boudouaou à Thénia et de Boudouaou à Zemmouri (voir carte du plan du réseau n° 2).

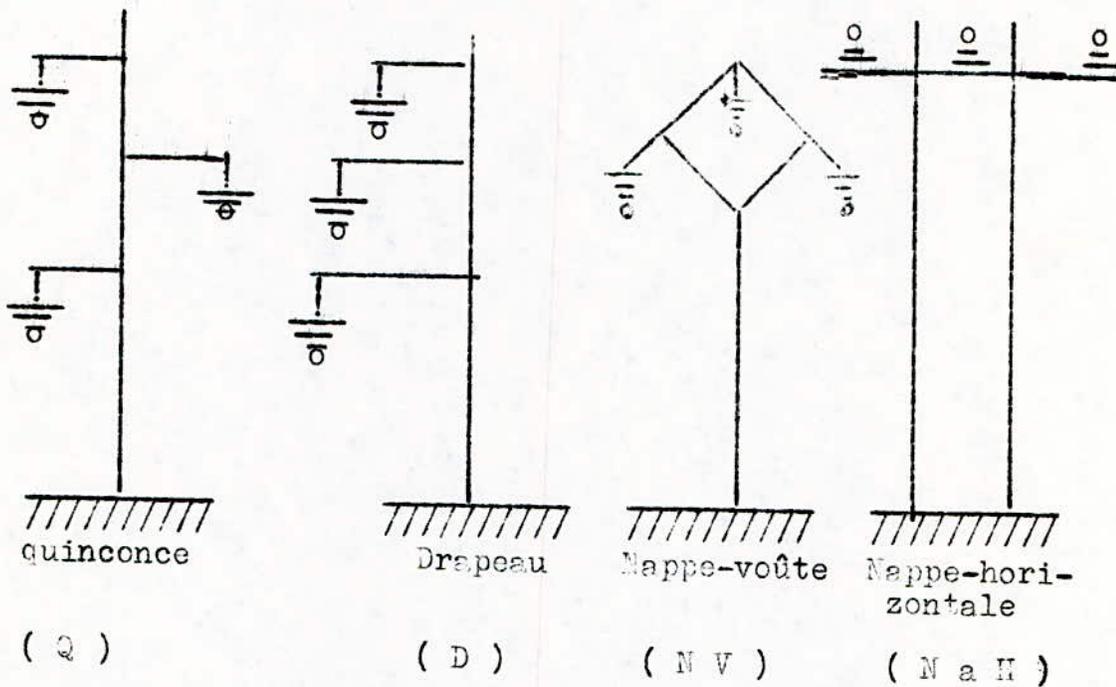
Avantages : Ils sont économiques et ne demandent pas d'entretien.

Inconvénients : Ils sont limités en effort (1000kg maximum en tête) et sont limités en hauteur (12 m hauteur totale maximum).

b) Supports métalliques à bouts soudés : Conviennent pour tous terrains et surtout dans les terrains accidentés inaccessibles aux camions, leur poids est plus faible à celui des supports béton.

Ce type de supports sera utilisé dans la ligne qui relie Zemmouri à Thénia à travers les montagnes.

- Classification des supports d'après la disposition de leur arçement.



- Implantation des supports :

\* cas d'un arçement nappe-voûté.

$$h' = \frac{H + 1}{10} + 0,5 \quad \text{où } h' : \text{Implantation du support ;}$$

\* Cas des autres arçements.

$$H = h + h'$$

$$h' = \frac{H}{10} + 0,5$$

H : hauteur du support totale

h : hauteur hors sol du support

Exemple 1.

Support : 12 - 400 cc

12 : 12 m de hauteur du support

400 : 400 kg d'effort en tête à 0,25 m du sommet

cc : le support est à base carrée.

Exemple 2 : 106.bs 99

106 : 10,6 m hauteur hors sol du support

bs : à bout soudé

99 : cornières ( largeur 9 cm  
( épaisseur 9 mm

III-5-4 Les arnaments:

Le choix des arnaments est fixé par des considérations électriques et mécaniques.

a) Du point de vue électrique :

Les conducteurs doivent être assez écartés entre eux (entre phase) et par rapport aux masses métalliques des supports pour éliminer tout risque d'amorçage entre deux phases ou entre phase, support et arnaments.

En outre la disposition relative des conducteurs est de nature à modifier les constantes de la ligne, en particulier, les coefficients de self-induction et de capacité.

b) Du point de vue mécanique :

Les conducteurs peuvent être soumis à des surcharges et décharges accidentelles en cas de givre ainsi qu'à des balancements décentriques par fort vent qui pourraient les amener en contact si l'on ne prévoyait pas un écartement suffisant entre conducteurs. Balancement décimétrique veut dire balancement des conducteurs en sens inverse.

### Types d'armements utilisés.

- Pour les alignements, l'armement le plus utilisé est la nappe-voûte ( N V ).
- Pour les arrêts et angles : La nappe horizontale (NaH).
- Dans certains cas particuliers on utilise aussi l'armement drapeau ( D ),quinconce (Q) ou triangle (T).

De ces types d'armements on utilise seulement les NV et NaH qui sont les plus employées, car les armements D et Q nécessitent des surélévations des supports, à l'exception faite pour l'armement D qui conviendrait mieux dans le cas des angles importants (angle droit par exemple).

Symbole :

Exemple : 17 Nv 7

17 : 1,70m écartement entre conducteurs.

Nv : Nappe-voûte

7 : Cornière de 7mm d'épaisseur.

### III-5-5 Écartement entre conducteurs.

L'écartement entre conducteurs est déterminé en fonction de la tension entre phases et de leur flèche maximum:

L'écartement est donné par la relation :

$$e = K \sqrt{F_m + L} + \frac{U}{150}$$

avec  $K = \begin{pmatrix} 0,15 & \text{pour les conducteurs en cuivre} \\ 0,60 & \text{" " " " " Alu-Acier} \\ 0,90 & \text{" " " " " ALMELEC} \end{pmatrix}$

$f_m$  = La flèche maximum en mètre à la température maximum sans vent:

$$f_m = \frac{a^2}{8p} \quad (\text{voir calcul mécanique des lignes})$$

U : tension entre phases en Kv

L = Longueur libre de la chaîne d'isolateurs en mètres.

A distinguer trois cas pour la longueur L et qui dépendent des positions des chaînes (voir figures).

1 er. Cas : Les deux chaînes en position verticale.



2 eme. Cas : Les deux chaînes en position horizontale.



3 eme. Cas : Une chaîne en position verticale et l'autre en position horizontale.



Ecartements minimums suivant la tension :

$e_{\text{mini}} = 1,50\text{ m}$  pour  $U = 5,5\text{ Kv}$

$e_{\text{mini}} = 1,60\text{ m}$  pour  $U = 10\text{ Kv}$

$e_{\text{mini}} = 1,70\text{ m}$  pour  $U = 30\text{ Kv}$

### III-5-6. Les isolateurs :

Pour éviter tout contact des conducteurs avec les pièces métalliques, les conducteurs sont supportés par des isolateurs.

Les trois lignes de notre réseau seront donc équipées de chaînes d'isolateurs suspendus, une chaîne est composée de trois ou quatre éléments selon son emploi, ces éléments sont en verre trempé (CTV).

#### - Dans les hauts plateaux :

En alignement : des chaînes à 3 éléments.

En angle ou arrêts : des chaînes de 4 éléments.

Au dessus des voies, routes, lignes électriques, agglomérations : des chaînes de 4 éléments (surisolent).

#### - Dans le littoral :

Si la ligne est non exposée aux vents marins, mêmes spécifications que dans les hauts plateaux.

Si la ligne est exposée aux vents marins :

Les vents marins emportent les sels marins qui se déposent sur les chaînes (sels marins bon conducteurs de courant). Pour éviter tout ancrage entre conducteurs et masse métallique, on utilise les isolateurs suspendus "bord de mer" conçus spécialement pour ce cas. Ces types diffèrent des CTV avec leur résistance de contournement et leur pas plus grand.

Si les CTV sont employés en bord de mer, on ajoute un élément à chaque chaîne pour augmenter leur résistance de

contournement et ainsi nous obtenons des isolateurs ayant même caractéristiques électriques que les isolateurs "bord de mer".

Tension de contournement ( en Kilovolts ).

Nombre d'éléments pour un isolateur déterminé	A sec	Sous pluie
1	77	46
2	135	85
3	180	120
4	225	160
5	270	200

### III-5-7 Tracé des lignes.

Pour le tracé des lignes constituant notre réseau, le tracé direct, la ligne droite, représente la solution à laquelle on pense en premier lieu. Mais cette solution idéale ne peut généralement être retenue, il existe toujours des raisons impérieuses, même dans les régions désertiques, et à plus forte raison dans les localités, pour améliorer notre tracé, sans d'ailleurs l'allonger inconsidérément en l'éloignant des obstacles qui se trouvent sur le parcours direct.

La meilleure façon d'aborder le problème est de se procurer des cartes de la région traversée et du profil en long.

\* Les cartes de région dont nous disposons sont des cartes dites d'état major au 1/25.000 et 1/10.000

Cette étude sur carte permet en effet de reconnaître :

- Les agglomérations
- Les routes et chemins de toute nature
- Le relief du terrain, les massifs montagneux, les crêtes, les vallées, les rivières (oueds...)
- L'importance des angles du tracé
- Les points à desservir (orientation à donner aux postes  
ET/BT.

\* Le profil en long est le document topographique le plus important, car c'est lui qui sert de base à la détermination des ouvrages et aux choix de leur emplacement sur le terrain, il est dessiné à l'échelle :

du 1/500 pour les hauteurs  
1/2500 " " longueurs.

Ce dessin est complété par une vue en plan sur 100 m de largeur (bande parcellaire), mais l'élaboration de ce document nécessite des sorties de topographes sur le terrain pour faire les relevés nécessaires ce qui n'est pas à notre portée en tant qu'étudiants.

Toutefois on utilise une carte de région au 1/10.000 avec des courbes de niveau pour augmenter la précision du tracé.

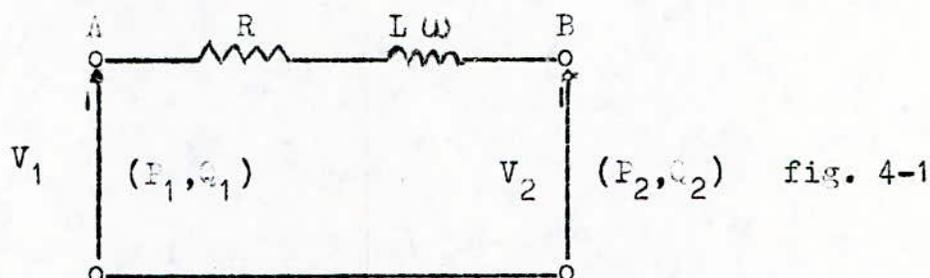
Le tracé définitif est représenté sur une carte au 1/25.000 calquée sur la carte d'état major à la même échelle.

Voir carte du plan du tracé du réseau (n°2). Sur cette carte figure les lignes principales, les antennes et les postes avec leurs indicatifs.

- CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU -

IV-1. Paramètre d'une ligne HT (30 kV).

Une ligne électrique est analogue à un circuit RLC, elle en a par conséquent les grandeurs caractéristiques que nous donnons ci-après en négligeant la réactance capacitive, vu les longueurs des lignes de notre réseau et leur niveau de tension : 30 kV.



L'impédance de la ligne est :

$$Z_1 = R + jL\omega$$

où R : résistance du conducteur en  $\Omega / km$

$L\omega$  : réactance de la ligne en  $\Omega / km$

V : tension simple ( efficace )

$U = \sqrt{3}V$  : tension entre phases (efficace) en kV

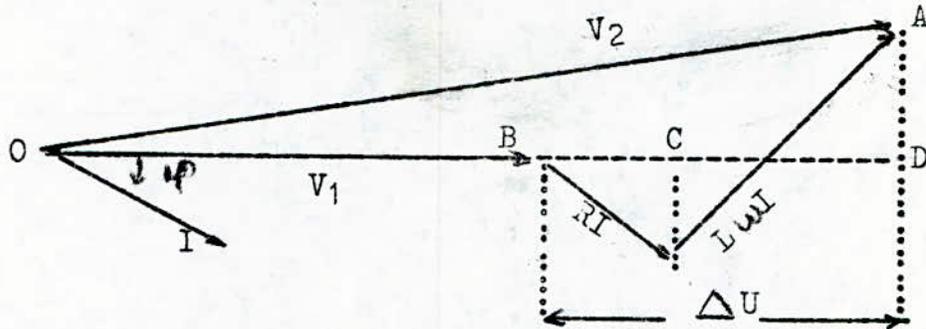
$\cos \varphi$  : facteur de puissance

$\varphi$  : déphasage entre U et I

La ligne ainsi définie est dite du second ordre et elle est considérée comme un système triphasé équilibré.

\* Représentation vectorielle des tensions de la ligne :

( fig. 4-2 )



$\overline{OB} = V_1$  tension de départ

$\overline{OA} = V_2$  " à l'arrivée (fin de la ligne)

I : courant en ligne.

\* Résistance de la ligne.

elle est donnée par la formule :

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot S} \text{ en } [\Omega]$$

où l: longueur de la ligne (m)

$\gamma$ : conductivité en ( m/  $\Omega$  mm<sup>2</sup> )

S: section de la ligne ( mm<sup>2</sup> )

R est donnée sur le tableau des caractéristiques des conducteurs en ALBLOC en fonction de la section (voir tableau n° 12).

\* Inductance de la ligne. L

elle est donnée par :

$$L = 1 ( 2 \ln \frac{b}{r} + 0,5 ) 10^7 \text{ (H)}$$

où :

l : longueur de la ligne en (m)

b : distance entre phases en (m)

r : rayon du conducteur en (m)

et la réactance de la ligne sera :

$$X = L \omega \quad \text{où } \omega = 2\pi f = 314$$

La réactance longitudinale de la ligne reste pratiquement constante pour différentes sections des conducteurs ( $r \ll b$ ).

La valeur moyenne qui sera utilisée dans nos calculs est :

$$X = L\omega = 0,35 \text{ } \Omega/\text{km.}$$

pour conducteurs en ALVELEC avec un écartement moyen entre phases de deux mètres.

#### IV-2. Choix des sections.

La section des conducteurs des lignes est généralement déterminée par les conditions électriques du fonctionnement:

- (- échauffement admissible
- )
- (- chute de tension

Donc pour les lignes de transport ou de distribution d'énergie de moyenne importance, dans lesquelles il n'est pas prévu de mode de régulation artificiel, tel que les compensateurs synchrones, ce sont ces deux considérations qui déterminent la section.

#### \* Méthode pour le choix de S

Le choix des sections doit répondre aux critères

suivants :

- Le minimum de la résistance mécanique  $S_1$ , section suffisante pour que le conducteur ne se déforme pas :

- Les conditions d'échauffement  $S_2$

Il faut déterminer l'intensité admissible car la température d'équilibre d'un conducteur dépend de l'intensité du courant qui le traverse et des conditions dans lesquelles il se refroidit.

En conséquence, la section des conducteurs devra être choisie de façon que les courants qui les parcourent n'excèdent pas les courants admissibles, dont les valeurs sont données par les publications des normes.

La norme NF. C 34 - 125 nous donne les sections des conducteurs en AL ELBC en fonction des courants admissibles ( $+ 40^\circ C$ ).

S (mm <sup>2</sup> )	34,36	54,55	75,54	116,98	148,01
I adm. (+40°C) (A)	145	190	240	315	365

- La chute de tension par ligne doit être inférieure à la chute de tension maximum admissible :  $S_3$

Les chutes de tension admissible sont :

Réseaux M. T (30 kV)	$\Delta U$ adm	%
Lignes aériennes en R N	8	%
" " en R P	12	%
Cables souterrains en RN	6	%
" " en R P	10	%

où : RN : Régime Normal de fonctionnement  
 RP : " Perturbé "

- La section doit tenir compte de certaines données économiques relatives à la durée de l'utilisation de la pointe S 4.

Et la section finale à choisir sera :

$$S = \max ( S_1 - S_2 - S_3 - S_4 )$$

La section sera déterminée pour un régime de fonctionnement le plus défavorable du réseau, dans lequel une ligne assure l'alimentation du réseau et l'autre étant en panne et sera isolé du jeu de barres principal du poste HT/MT. (Voir calcul en régime perturbé)

" Pendant ce régime de fonctionnement le courant de ligne peut atteindre la valeur de 200 A sur les tronçons de ligne les plus chargés.

Les sections choisies sont :

( Voir fig. 3-4 )

La section finale à choisir sera :

$$S = \max ( -46 - S_2 - S_3 - S_4 )$$

Lignes	Tronçons	I max en R.P ( A )	I adm (+40°C) ( A )	S mm <sup>2</sup>
L 1	A B	196	240	75,54
	B C	90	190	54,55
L 2	A D	224	240	75,54
	D C	92	190	54,55
L 3	A E	224	240	75,5
Bretelle	D B	108	190	54,55
Antennes	/	/	75	22

A B : Benadjel-Boumerdas

B C : Boumerdas-Ouled Bendo

A D : Benadjel-Tidjelabine

D C : Tidjelabine-Ouled Bendo

A E : Benadjel-Boudouaou

#### IV-3. Methodes de calcul.

##### IV-3-1. Calcul de la chute de tension.

D'après la représentation vectorielle des tensions en ligne au IV-1 (fig. 4-2) pratiquement on peut admettre que :

$$\overline{OA} = \overline{OD}$$

et la chute de tension  $\Delta U = \overline{BD}$

Nous pouvons écrire alors que :

$$\overline{BC} = R I \cos \varphi$$

et  $\overline{CD} = L(\omega I \sin \varphi$

d'où  $\Delta U = \overline{BD} = \overline{BC} + \overline{CD}$

et  $\Delta U = I (R \cos \varphi + L \omega \sin \varphi) = V_2 - V_1$

et pour une ligne triphasée équilibrée :

$$\boxed{\Delta U = I \sqrt{3} (R_L \cos \varphi + L_L \omega \sin \varphi)} \quad (1)$$

Si nous appelons  $\Delta U \%$  la chute de tension en % de U :

$$\boxed{\Delta U \% = 100 \frac{\Delta U}{U}} \quad (2)$$

- Méthode des moments électriques pour le calcul de la chute de tension dans un réseau aérien M T :

Reprenant la relation (1)

$$\Delta U = I \sqrt{3} (R_L \cos \varphi + L_L \omega \sin \varphi)$$

$$\text{et } I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

$$\text{donc : } \Delta U = \frac{P}{U} (R_L + L_L \omega \operatorname{tg} \varphi)$$

et d'après la relation (2) la chute de tension en % de U sera :

$$\Delta U \% = 100 \frac{P}{U^2} (R_L + L_L \omega \operatorname{tg} \varphi).$$

Si on exprime R en  $\Omega / \text{km}$  et  $L \omega$  en  $\Omega / \text{km}$  et la longueur du conducteur l en km, on aura :  $R = R_L l$  ;  $L = L_L l$

$$\boxed{\Delta U \% = 100 \frac{P l}{U^2} (R + L \omega \operatorname{tg} \varphi)} \quad (3)$$

Le produit  $P.l$  s'appelle "moment électrique" et on le note :

$M = P.l.$

si en M T on exprime :

M en kW.km

U en kV

La relation (3) devient :

$$\Delta U \% = \frac{M}{10U^2} (R + L \omega \operatorname{tg} \varphi) \quad (4)$$

- Moment spécifique d'une ligne :

C'est le moment électrique pour lequel  $\Delta U = 1 \%$

donc :

$$M_s = \frac{10 U^2}{(R + L \omega \operatorname{tg} \varphi)} \quad (5)$$

ainsi :  $M_s = M$  lorsque  $\Delta U \% = 1 \%$

$M_s$  : le moment électrique spécifique est une grandeur caractéristique de la ligne purement électrique analogue à une puissance.

M : le moment électrique ( ou moment de transport) associe une puissance électrique à la longueur de la ligne :

$M = P.l.$

Donc un tronçon de ligne de moment spécifique  $M_s$  desservant une installation de moment M engendre une chute de tension :

$$\Delta U \% = \frac{M}{M_s}$$

Et cette chute de tension doit-être inférieure à  $\Delta U$  admissible = 8 % en régime normal, si non on doit changer la section.

Nous allons appliquer cette méthode pour le calcul des chutes de tension sur les lignes constituant notre réseau pour les deux régimes de fonctionnement.

On donne dans l'exemple ci-après le calcul pour la ligne particulière L3

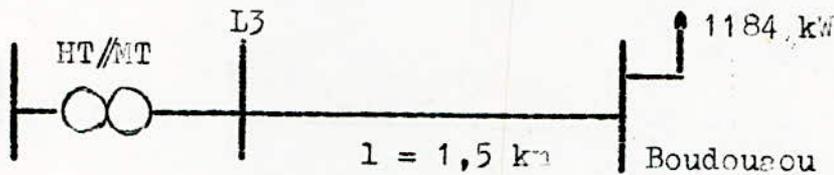
Exemple 1

Ligne L 3 : Bénéadjel-Boudouaou.

$$S = 75,5 \text{ cm}^2 \quad \cos \varphi = 0,85 \quad U = 30 \text{ kV}$$

$$P = 1184 \text{ kW} \quad L = 1,5 \text{ km} \quad \text{tg } \varphi = 0,62$$

La charge est concentrée en bout de ligne.



Le moment de transport M :

$$M = P.l = 1184 \cdot 1,5 = 1776 \text{ kW.km}$$

et le moment spécifique électrique :

$$M_s = \frac{10 U^2}{R + L \omega \text{tg } \varphi} = 13.698 \text{ kW.km}$$

d'où la chute de tension sur la ligne :

$$\Delta U \% = \frac{M}{M_s} = \frac{1776}{13.698} = 0,13 \% < \Delta U \text{ adm/}$$

et qui correspond à  $\Delta U = 39 \text{ V}$

On remarque que la chute de tension est très faible sur cette ligne, ceci est dû au fait que la section de cette

ligne est déterminée pour un régime perturbé le plus défavorable pour le réseau, c'est-à-dire lorsqu'il y a des avaries sur les deux autres lignes et la ligne L 3 assure à elle seule l'alimentation du réseau dans toute la région.

Cette méthode est très pratique car généralement les moments spécifiques des lignes sont donnés sur des abaques ou des tableaux pour différentes sections des conducteurs, il suffit donc de calculer les moments de transport pour chaque tronçon de ligne qui n'est autre que le produit de la puissance sur le bout du tronçon par sa longueur.

On donne sur le tableau n° 13 les moments spécifiques des conducteurs en ALUMÉC.

TABEAU N° 13.

Moments spécifiques Ms :

$$M_s = \frac{10 U^2}{R + L \omega \tan \varphi}$$

$M_s$  : en kW.km  
 $U$  : en kV  
 $R$  : en  $\Omega$ /km  
 $L\omega$  : en  $\Omega$ /km

Nature	Section (mm <sup>2</sup> )		22	34,4	54,6	75,5
	Tension	Cos φ				
ALFABLEC	10 kV	1	660	1035	1645	2270
		0,9	585	865	1260	1605
		0,8	550	790	1115	1385
		0,7	515	725	995	1210
	30 kV	1	5880	9345	14.925	20.410
		0,9	5190	7765	11.335	14.330
		0,8	4870	7105	10.000	12.310
		0,7	4580	6535	8.930	10.770

\* Extrait du Tome II de la XNS2 (page 98)

(Bibliothèque technique SONELGAZ).

#### IV-3.2 - Calcul des courants de court-circuit.

Un court-circuit est un bouclage accidentel de deux ou plusieurs conducteurs entre le ou les récepteurs et la source.

L'intensité du courant de court-circuit n'est limitée que par l'impédance de la ligne et par celle de la source. Lorsqu'un court-circuit se produit en un point proche d'un transformateur ou d'un alternateur, cette intensité peut atteindre des valeurs très grandes.

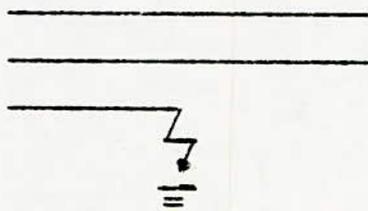
La vitesse d'échauffement est proportionnelle au carré de l'intensité des courants de court-circuit, ces échauffements provoquent la détérioration des isolants et la modification des propriétés des matériaux.

Donc le calcul de ces courants est très important pour le choix de l'équipement et l'étude de la protection du réseau.

En général, les causes des courts-circuits sont accidentelles :

- Mise à la terre d'une phase :

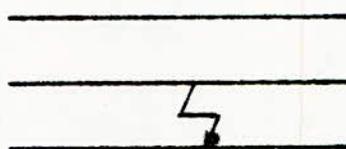
type monophasé ( PN )



si  
probabilité d'apparition:

65 %

- Liaison entre deux phases :

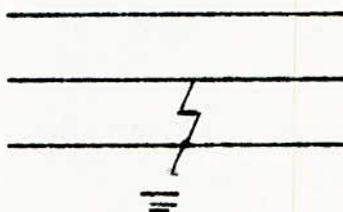


type biphasé (2 P)

probabilité d'apparition

10 %

- Liaison entre deux phases et la terre :

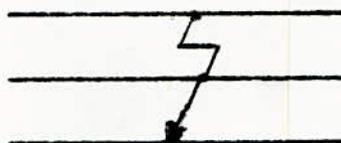


type ( 2 PH )

probabilité d'apparition

20 %

- Liaison entre 3 phases :



type triphasé (3P)

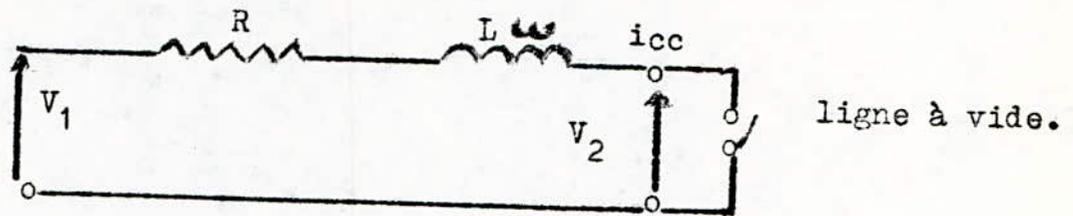
probabilité d'apparition

5 %

On remarque que ce dernier type de court-circuit (court-circuit triphasé) est le moins probable, sauf que c'est le plus dangereux pour le réseau. Donc on ne fait les calculs que pour ce type de court-circuit.

#### Etude du court-circuit.

Une ligne du second ordre, lors d'un court-circuit sera représentée par la figure ci après:



Pendant le court-circuit (interrupteur fermé), la tension  $V_2$  sera nulle et le courant qui circule dans ce circuit fermé est le courant de court-circuit :

$$V_1 = V_{1m} \sin(\omega t + \varphi) = L \frac{di_{cc}}{dt} + R i_{cc} \quad (1)$$

La solution de cette équation différentielle est :

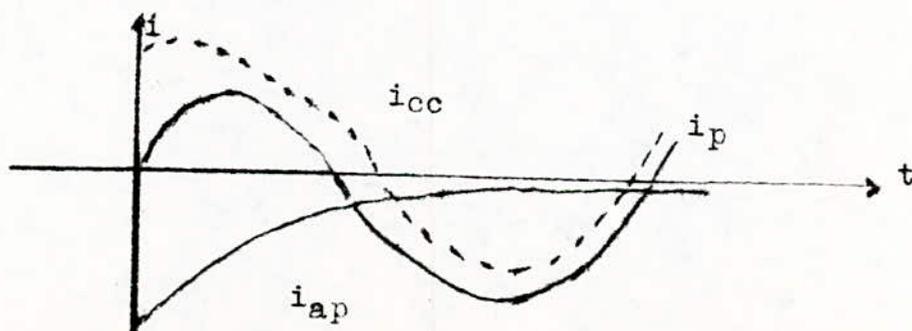
$$i_{cc}(t) = \frac{V_{1m}}{\sqrt{R^2 + L^2 \omega^2}} (\sin(\omega t + \varphi - \psi) - e^{-\frac{R}{L}t} \sin(\varphi - \psi))$$

$i_{cc}(t)$  se décompose en deux composantes, l'une périodique et l'autre apériodique :

$$i_{cc}(t) = i_p(t) + i_{ap}(t).$$

$$i_p = \frac{V_{1m}}{\sqrt{R^2 + L^2 \omega^2}} \sin(\omega t + \varphi - \psi)$$

$$i_{ap} = \frac{-V_{1m}}{\sqrt{R^2 + L^2 \omega^2}} e^{-\frac{R}{L}t} \sin(\varphi - \psi)$$



$\Psi$  est l'angle de court-circuit tel que :

$$\tan \Psi = \frac{L\omega}{R}$$

Quand  $L\omega$  est très grand devant  $R$  :  $L\omega \gg R$

$$\Psi = \pi/2$$

Si de plus  $\Psi = \pi/2$  on aura  $i_{ap} = 0$

$$\text{et } -i_{cc} = i_p = \frac{V_m}{X} \sin \omega t$$

Et si la ligne est en charge, c'est-à-dire qu'un courant dit de charge  $i_{ch}$  circulait dans la ligne avant l'établissement du court-circuit, ce courant diminuera la valeur de  $i_{ap}$ .

$$I_{ap} = - ( i_p - i_{ch} )$$

Donc pour un réseau d'impédance totale  $Z_{eq}$  alimenté par une source de f.e.m  $E_n$ , dans lequel s'établit un court-circuit triphasé ( le système reste équilibré), l'intensité de court-circuit correspondante est donnée par :

$$I_{cc} = \frac{E_n}{Z_{eq}}$$

et comme pour les alternateurs la f.e.m est :

$$E_n = 1,1 V_n.$$

$$\text{donc } I_{cc} = \frac{1,1 V_n}{Z_{eq}} \Rightarrow \boxed{I_{cc} = \frac{1,1 U_n}{\sqrt{3} |Z_{eq}|}} \quad \text{où } |Z_{eq}| = \sqrt{R^2 + L^2 \omega^2}$$

- Valeurs des impédances dans le réseau :

\* Impédance des alternateurs.

$$\overline{Z}_A = R_A + j X_A$$

telle que :

$$X_A = \frac{U_n^2 \cdot X''_d}{S_n} \quad \text{et} \quad R_A = \frac{U_n^2 \cdot R''_d}{S_n}$$

Où  $X''_d$  et  $R''_d$  représentent respectivement la réactance et la résistance subtransitoire de la machine.

et  $S_n$  : puissance nominale.

$U_n$  : tension nominale.

\* Impédance des transformateurs.

$$\overline{Z}_t = R_t + j X_t$$

$$\text{et } X_t = \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{S_n} \quad \text{et} \quad R_t = \frac{P_{cc} \cdot U_n^2}{S_n}$$

$U_{cc}$  étant la tension de court-circuit du transfo.

$P_{cc}$  étant la puissance du court-circuit du transfo.

\* Impédance des lignes.

$$\overline{Z}_l = R_l + jX_l$$

$R_l$  : résistance de la ligne

$X_l$  : réactance de la ligne

\* Réduction des impédances.

Pour le calcul de l'impédance équivalente du réseau,

il faut ramener toutes les impédances au coté du lieu de court-circuit.

$$Z_R = m^2 Z$$

$Z_R$  : impédance ramenée

$m$  : rapport de transformation

\* Courant maximum de court-circuit :  $I_{max}$

La valeur de ce courant sert à déterminer la résistance dynamique minimale. Elle sert aussi aux choix des disjoncteurs, coupes-circuits, T I etc.....

$$S_1 : I_{cc} = \frac{1,1 U_n}{\sqrt{3} \sqrt{R^2 + X^2}} \quad \text{Valeur efficace du courant de CC}$$

$$I_{cc \max} = \sqrt{2} I_{cc} \quad \text{c'est le courant initial symétrique}$$

et si on tient compte de la composante apériodique du courant de court-circuit dont la diminution de sa valeur suit la formule :

$$I_{ap} = \sqrt{2} I_{cc} e^{-t/T} \quad \text{où } T = \frac{L}{R}$$

$$\text{et comme } I_p = \sqrt{2} I_{cc}$$

$$\Rightarrow I_{cc \max} = \sqrt{2} I_{cc} + \sqrt{2} I_{cc} e^{-t/T}$$

$$I_{cc \max} = \sqrt{2} I_{cc} (1 + e^{-t/T}) = \sqrt{2} I_{cc} K_{\max}$$

où  $K_{max}$  : coefficient qui dépend de  $\frac{R}{X}$  donné par le  
graphe  $K_{max} = f\left(\frac{R_{cc}}{X_{cc}}\right)$  voir figure 4-3

$$I_{cc\ Max} = \sqrt{2} I_{cc} K_{max}$$

\* Courant de coupure :  $I_{coup}$ . et pouvoir de coupure :  $S_c$ .

Le pouvoir de coupure  $S_c$  est une autre grandeur importante pour le choix de l'appareillage. Elle est calculée à partir du courant de coupure correspondant donné par la formule :

$$I_{coup} = K_c I_{cc}$$

où :  $K_c$  est le coefficient de coupure donné par le  
diagramme  $K_{coup} = f\left(\frac{I_{cc}}{\sum I_n}\right)$  voir figure 4-4

la puissance de coupure (ou pouvoir de coupure) est donné  
par :

$$S_c = \sqrt{3} U_n \cdot I_{coup}$$

$I_{coup}$  en KA

$U_n$  en KV

$S_c$  en MVA

Remarque ; On fait le calcul des courants de court-circuit uniquement en régime de fonctionnement normal du réseau,  
( § IV 4-2 ) car les longueurs des lignes en service sont

plus courtes par rapport à celles en régimes perturbé et dont l'impédance équivalente sera plus faible, d'où l'intensité du courant de CC sera plus importante pour un même lieu de CC dans les deux régimes.

#### IV-4 Calculs en régime normal de fonctionnement.

Le régime normal de fonctionnement du réseau est défini quand l'interrupteur de ligne I est ouvert ainsi que I 2 et I 3, par contre l'interrupteur I1 demeure fermé, c'est à dire que la bretelle est raccordée à la ligne L2 et est indépendante des lignes L1 et L3. ( Voir figure 3-4 )

##### IV-4-1. Chute de tension:

La chute de tension sur la ligne L3 étant calculée dans l'exemple 1 donné au § IV.3-1, on doit calculer la chute de tension sur les deux autres lignes L1 et L2.

Mais pour ces deux lignes, la charge n'est pas concentrée en bout de ligne mais répartie le long des lignes d'une façon non uniforme et de plus la section des lignes n'est pas constante ( le moment spécifique est différent), alors il faut calculer la chute de tension sur une ligne donnée comme la somme des chutes de tension sur chaque tronçon de ligne pour lequel la section est constante.

Le moment de transport total pour un tronçon

( sur lequel la section est constante) est la somme des moments de transport de chaque secteur de ligne compris entre deux charges consécutives :

donc pour n secteur de ligne :

$$M = \sum_{i=1}^n M_i$$

Et pour un secteur quelconque (i) de la ligne, le moment correspondant est :

$$M_i = L_i \sum_{j=1}^i P_j$$

d'où le moment total pour un tronçon de section S et comprenant n secteur de ligne :

$$M = \sum_{i=1}^n M_i = \sum_{i=1}^n L_i \left( \sum_{j=1}^i P_j \right)$$

\* Ligne L 1

- Tronçon : Boumerdas - Ouled Bendo

$$S = 54,55 \text{ (mm}^2\text{)}$$

$$M_s = \frac{10 U^2}{R+L \omega \text{tg} \varphi} = 11016 \text{ KW/km}$$

$$\Delta U \% = \frac{M}{M_s}$$

Secteur de ligne	$L_i$ (km)	$\sum_{j=1}^i P_j$ (kW)	$M_i$ (kW.km)
i = 1	0,75	175	131
2	1	256	256
3	0,75	286	215
4	3	1234	3702
5	0,5	1255	628
6	1,25	1308	1635
7	1,75	1401	2452
8	1,5	1985	2978
9	2	2039	4078
$M^1 = \sum M_i =$			16075 kW.km

$$\Delta U^1 \% = \frac{16075}{11016} = 1,46 \%$$

Tronçon Bé-adjel - Boumerdas.

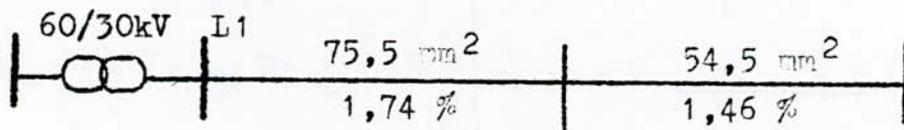
$$S = 75,5 \text{ (mm}^2\text{)}$$

$$M_S = 13698 \text{ kW.km}$$

Secteur de ligne (i)	Li (km)	$\sum_{j=1}^i P_j$ (kW)	Mi (kW.km)
i = 10	1	2707	2707
11	0,65	2820	1833
12	0,5	2033	1517
13	0,5	3115	1558
14	4	4034	16172
$M^2 = \sum_{i=10}^{14} M_i =$			23787 kW.km

$$\Delta U^2 \% = \frac{23787}{13698} = 1,74 \%$$

Alors la chute de tension totale sur la ligne L 1



$$\Delta U \% = \Delta U^1 \% + \Delta U^2 \% = 1,46 + 1,74$$

$$\Delta U \% (L1) = 3,2 \% < 8 \%$$

qui correspond à

$$\Delta U (L1) = 1,05 \text{ kV}$$

\* Ligne L 2

- Tronçon Tidjelabine-Culed el Bor

$$S = 54,55 \text{ mm}^2$$

$$M_s = 11016 \text{ kW.km}$$

Secteur de ligne	$L_i$ (km)	$\sum_{j=1}^i P_j$ (kW)	$M_i$ (kW.km)
i = 1	1,5	96	144
2	1	142	142
3	1	500	500
4	1,75	587	1027
5	1	690	690
6	1,25	1900	2375
7	0,6	2028	1217
8	3,5	2082	7287
$M = \sum_{i=1}^8 M_i =$			13382 kW.km

$$\text{soit } \Delta U^1 \% = \frac{M}{M_s} = \frac{13382}{11016} = 1,2 \%$$

- Pour la bretelle :(Tidjelabine - Boumerdas)

$$S = 54,55 \text{ mm}^2$$

$$M_s = 11016 \text{ kW.km}$$

Secteur de ligne	L <sub>i</sub> (km)	$\sum P_j$ (kW)	M <sub>i</sub> (kW.km)
i = 1	1,5	524	785,5
2	1,25	573	716
3	0,5	683	341
4	1,5	740	1110
$M = \sum_{i=1}^4 M_i =$			2953

kW.km

$$\Delta U_B \% = \frac{M}{M_S} = \frac{2953}{11016} = 0,27 \%$$

- Tronçon : Benadjel-Tidjelabine.

$$S = 75,5 \text{ mm}^2$$

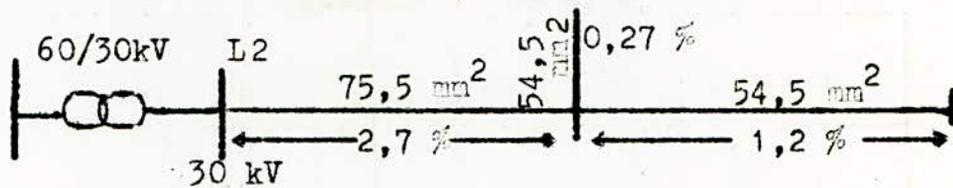
$$M_S = 13698 \text{ kW.km}$$

Secteur de ligne	L <sub>i</sub> (km)	$\sum P_j$ (kW)	M <sub>i</sub> (kW.km)
i = 9	2,5	3370	8425
10	3,5	378	13223
11	1,25	4113	5141
12	1	4258	4258
13	1,25	4734	5918
$M = \sum M_i =$			36965

kW.km

$$\Delta U^2 \% = \frac{36955}{13698} = 2,7 \%$$

donc la chute de tension sur la ligne L 2 est :



$$\Delta U \% L_2 = \Delta U^2 \% + \Delta U^1 \% = 1,2 + 2,7$$

$\Delta U \% (L 2) = 3,9 \%$	soit	$\Delta U (L2) = 1,17 \text{ kV}$
------------------------------	------	-----------------------------------

On remarque que sur les trois lignes, la chute de tension n'excède 2 kV ( soit 4 % ) pour le régime normal de fonctionnement, en conséquence on ne peut faire des conclusions relatives au choix des sections des lignes pour ce régime.

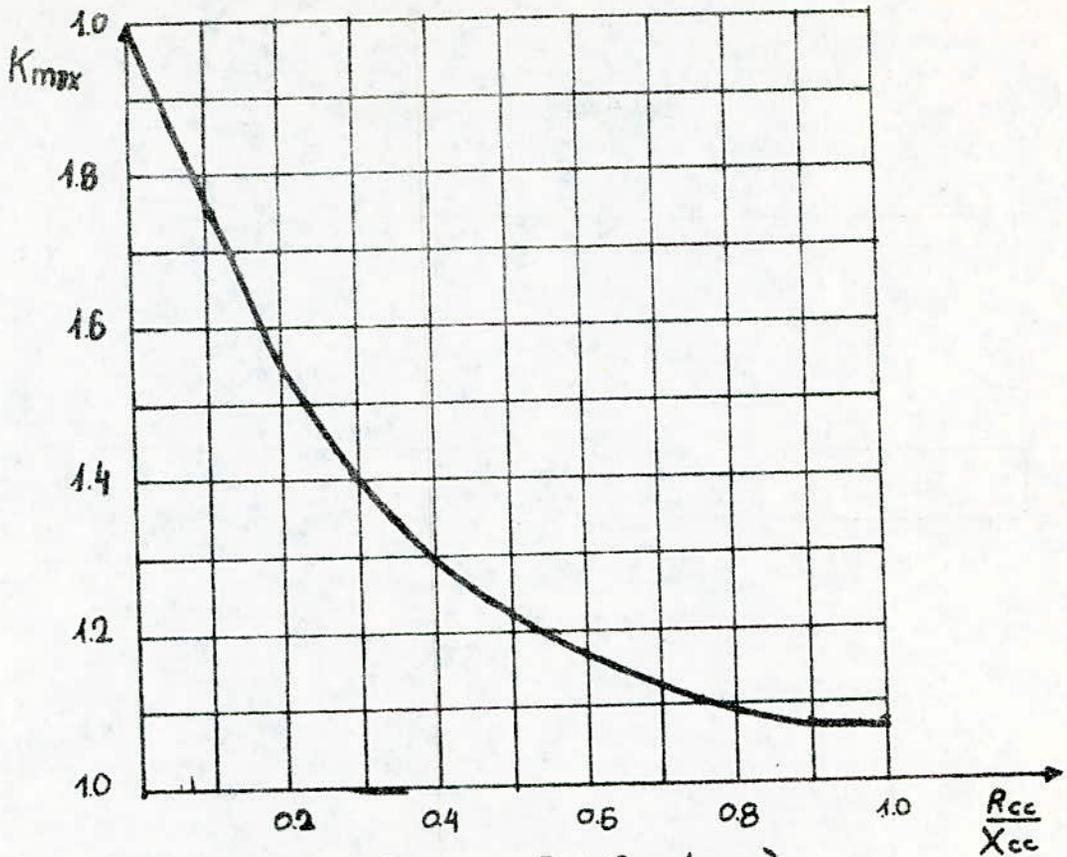


Diagramme :  $K_{max} = f \left( \frac{R_{cc}}{X_{cc}} \right)$

(Fig 4.3)

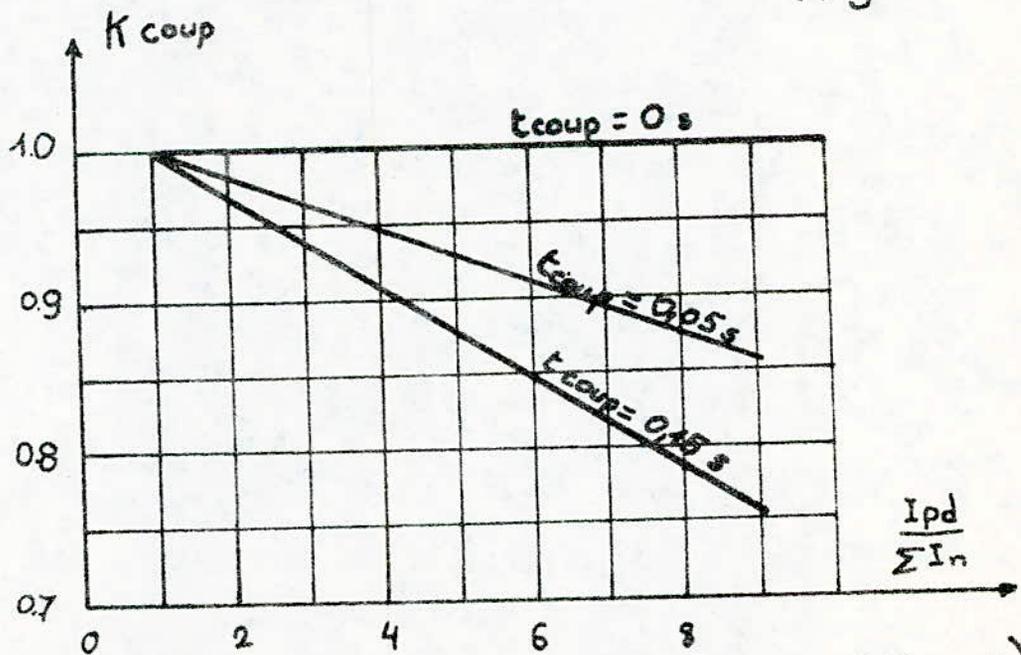
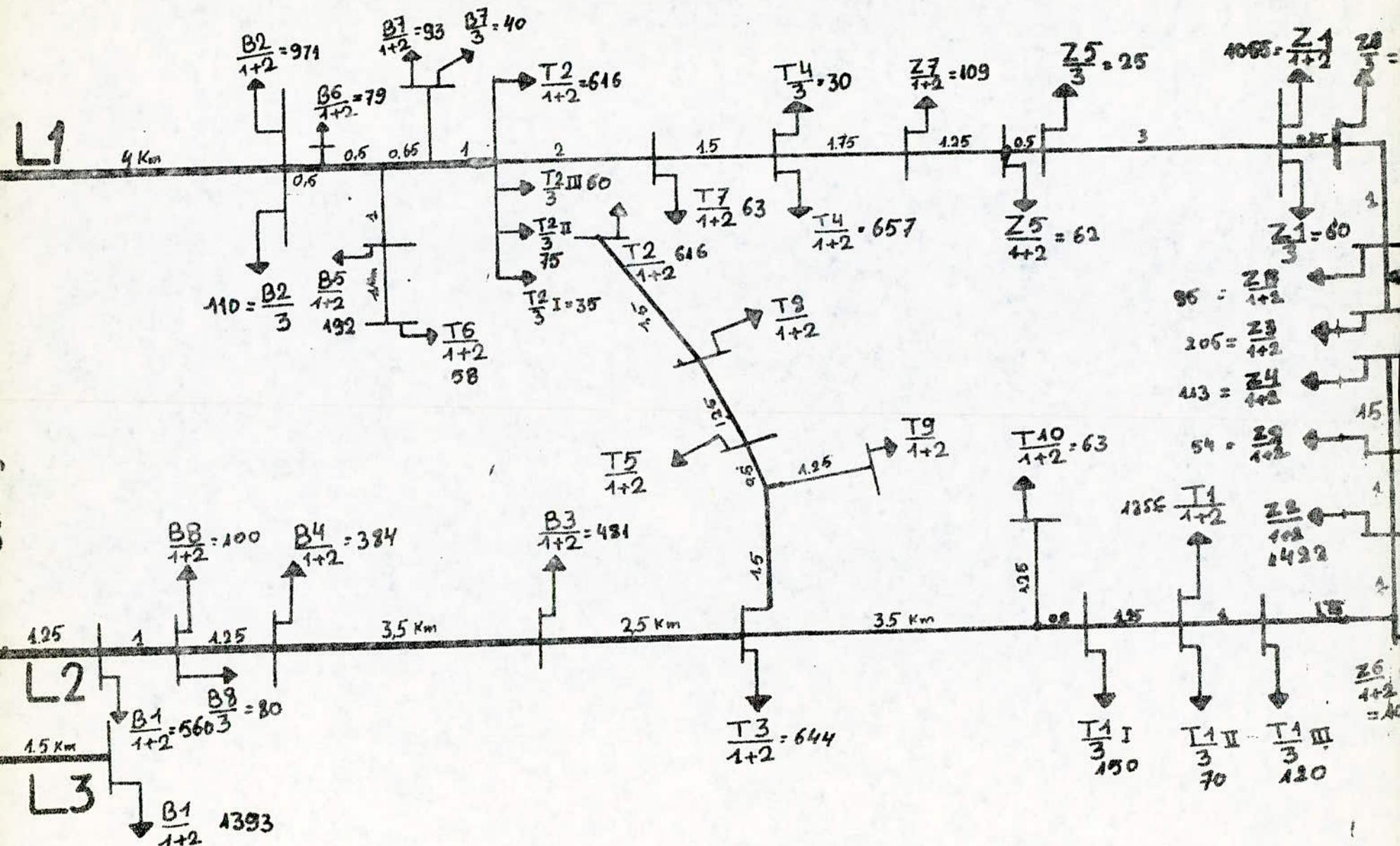


Diagramme :  $K_{coup} = f \left( \frac{I_{pd}}{\Sigma I_n} \right)$

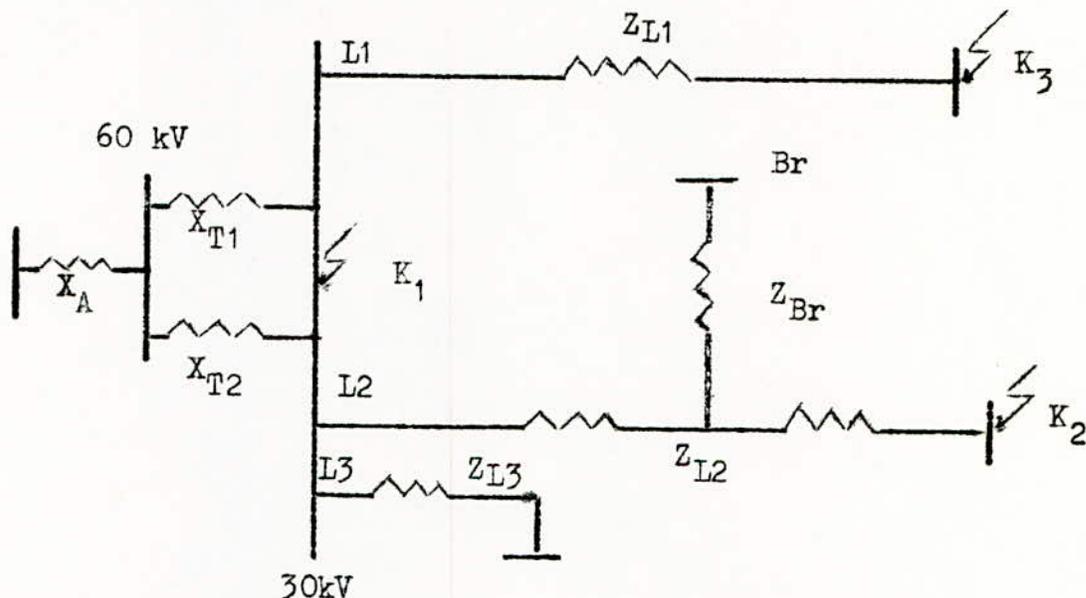
(Fig 4.4.)



Schema de la répartition de la charge par  
ligne en K.V.A.

### V.4.2 - Courant de court-circuit.

On donne sur le schéma équivalent du réseau ci-après les trois lieux de court-circuit ( $K_1 - K_2 - K_3$ ) nécessaires pour choisir les appareils de coupure (disjoncteurs) dans le réseau.



\* Données sur le poste HT/MT de Benadjel :

Ce poste est équipé de deux transformateurs 60/30 kV débitant en parallèle de puissance nominale (pour chaque transfo) :  $S_n = 20 \text{ M.V.A.}$

- Puissance de CC (côté 60 kV) :  $S_{cc} = 800 \text{ M.V.A.}$

- Tension de court-circuit :  $U_{cc} = 9 \%$

\* Réactance amont du poste (côté 60 kV) :  $X_A(60)$

$$X_A(60) = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{60^2}{800}$$

$$X_A(60) = 4,5 \Omega$$

\*  $X_A$  ramenée du côté 30 kV :  $X_A (30)$

$$X_A (30) = n^2 \cdot X_{A(60)} \quad \text{où } n = \frac{30}{60} = \frac{1}{2}$$

$$X_{A(30)} = \frac{4,5}{4}$$

$$X_{A(30)} = 1,125 \Omega$$

\* Réactance équivalente des transfo. HT/MT :  $X_T$

$$X_{T1} = X_{T2} = U_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = 0,09 \frac{30^2}{20} = 4,05 \Omega$$

$X_{T1}$  : réactance du 1<sup>er</sup> transfo.

$X_{T2}$  : " 2<sup>ème</sup> "

$$\text{La réactance équivalente : } X_T = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} = \frac{4,05}{2}$$

$$X_T = 2,025 \Omega$$

\* Impédances des lignes L1 et L2 :  $Z_{L1}$  et  $Z_{L2}$

$$\overline{Z}_{L1} = X_{L1} + jR_{L1}$$

$$X_{L1} = x_1 (L1+L2) = 0,35 (6,65 + 12,5) = 6,7 \Omega$$

$$R_{L1} = r_1 \cdot L1 + r_2 \cdot L2 = 0,438 \cdot 6,65 + 0,603 \cdot 12,5 = 10,45 \Omega$$

$$\text{d'où } \overline{Z}_{L1} = 10,45 + j 6,7 \Omega$$

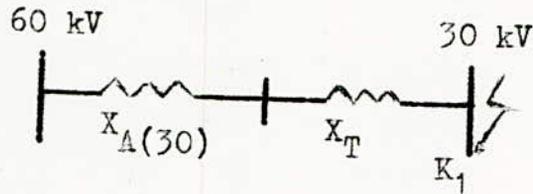
$$\overline{Z}_{L2} = X_{L2} + j R_{L2}$$

$$R_L = 9,5 \cdot 0,438 + 11,6 \cdot 0,603 = 11,16 \Omega$$

$$X_L = 0,35 (9,5 + 11,6) = 7,38 \Omega$$

$$\boxed{\bar{Z}_{L2} = 11,16 + j 7,38}$$

\* Court-circuit en  $K_1$  : (sur le jeu de barres du poste)



- Impédance équivalente :

$$\bar{Z}_{eq} = j (X_{A(30)} + X_T) = j (1,125 + 2,025) = j 3,15$$

- Courant de CC :

$$I_{cc1} = \frac{1,1 U_n}{\sqrt{3} |\bar{Z}_{eq}|} = \frac{1,1 \cdot 30}{\sqrt{3} |j 3,15|} \quad \boxed{I_{cc1} = 6 \text{ kA}}$$

- Courant max :

$$I_{max1} = \sqrt{2} K_{max} \cdot I_{cc1}$$

$$R = 0 \Rightarrow \frac{R}{X} = 0 \Rightarrow \boxed{K_{max} = 2}$$

$$I_{max1} = 2 \sqrt{2} \cdot 6 \text{ kA} \quad \boxed{I_{max1} = 17 \text{ kA}}$$

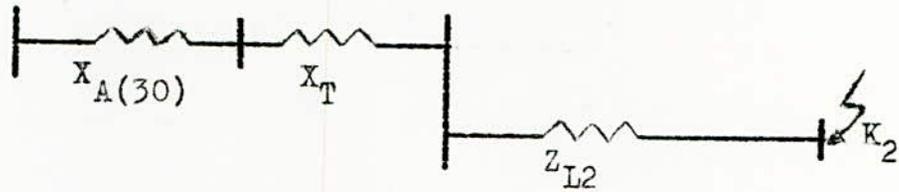
- Pouvoir de coupure :

$$I_{coup1} = K_{coup} \cdot I_{cc1} \text{ et } K_{coup} = 1 \quad \boxed{I_{coup1} = 6 \text{ kA}}$$

$$S_{coup1} = \sqrt{3} U_n \cdot I_{coup1} \quad \boxed{S_{coup1} = 312 \text{ MVA}}$$

\* Court-circuit en K<sub>2</sub>:

Ce lieu de court-circuit est situé en bout de ligne L2



- Impédance équivalente :

$$\bar{Z}_{eq} = j (X_{A(30)} + X_T) + \bar{Z}_{L2}$$

$$\bar{Z}_{eq} = 11,16 + j (1,125 + 2,025 + 7,38)$$

$$\bar{Z}_{eq} = 11,16 + j 10,53 \quad \Omega$$

- Courant de court-circuit  $I_{cc2}$  :

$$I_{cc2} = \frac{1,1 U_n}{\sqrt{3} |\bar{Z}_{eq}|} = \frac{1,1 \cdot 30}{\sqrt{3} (15,34)}$$

$$I_{cc2} = 1,24 \text{ kA}$$

- Courant max.  $I_{max2}$  :

$$I_{max2} = \sqrt{2} K_{max} I_{cc} \quad \frac{R}{X} = 1 \Rightarrow K_{max} = 1$$

$$I_{max2} = 1,24 \sqrt{2}$$

$$I_{max2} = 1,75 \text{ kA}$$

- Pouvoir de coupure :  $I_{coup2}$

$$I_{coup2} = I_{cc2} \cdot K_{coup} \quad K_{coup} = 1$$

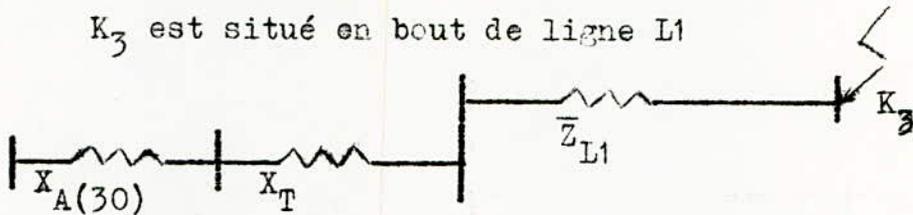
$$I_{coup2} = 1,24 \text{ kA}$$

$$S_{coup2} = \sqrt{3} U_n I_{coup2}$$

$$S_{coup2} = 64 \text{ MVA}$$

\* Court-circuit en  $K_3$  :

$K_3$  est situé en bout de ligne L1



- Impédance équivalente :  $\bar{Z}_{eq}$

$$\bar{Z}_{eq} = j (X_{A(30)} + X_T) + \bar{Z}_{L1}$$

$$\bar{Z}_{eq} = 10,45 + j (1,125 + 2,025 + 6,7)$$

$$\bar{Z}_{eq} = 10,45 + j 9,85$$

- Courant de CC :  $I_{cc3}$ .

$$I_{cc3} = \frac{1,1 U_n}{\sqrt{3} |\bar{Z}_{eq}|} = \frac{1,1 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 14,36}$$

$$I_{cc3} = 1,33 \text{ kA}$$

- Courant de CC max.  $I_{max3}$

$$I_{max3} = \sqrt{2} K_{max} I_{cc3} \quad K_{max} = 1 \quad \left( \frac{R}{X} = 1 \right)$$

$$I_{max3} = 1,88 \text{ kA}$$

- Pouvoir de coupure :  $I_{coup3}$  ( $S_{coup3}$ )

$$I_{coup3} = K_{coup} I_{cc3} \quad K_{coup} = 1$$

$$I_{coup3} = 1,33 \text{ kA}$$

$$S_{coup3} = \sqrt{3} U_n I_{coup} = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 1,33$$

$$S_{coup3} = 65 \text{ MVA}$$

On remarque que les courants de CC en  $K_2$  et en  $K_3$  sont presque égaux (1,5 kA environ) et ces courants sont 5 fois plus faibles que le courant de CC en  $K_3$  qui est le lieu de CC le plus important ( 6 kA ).

#### IV.5 - Calculs en régime perturbé :

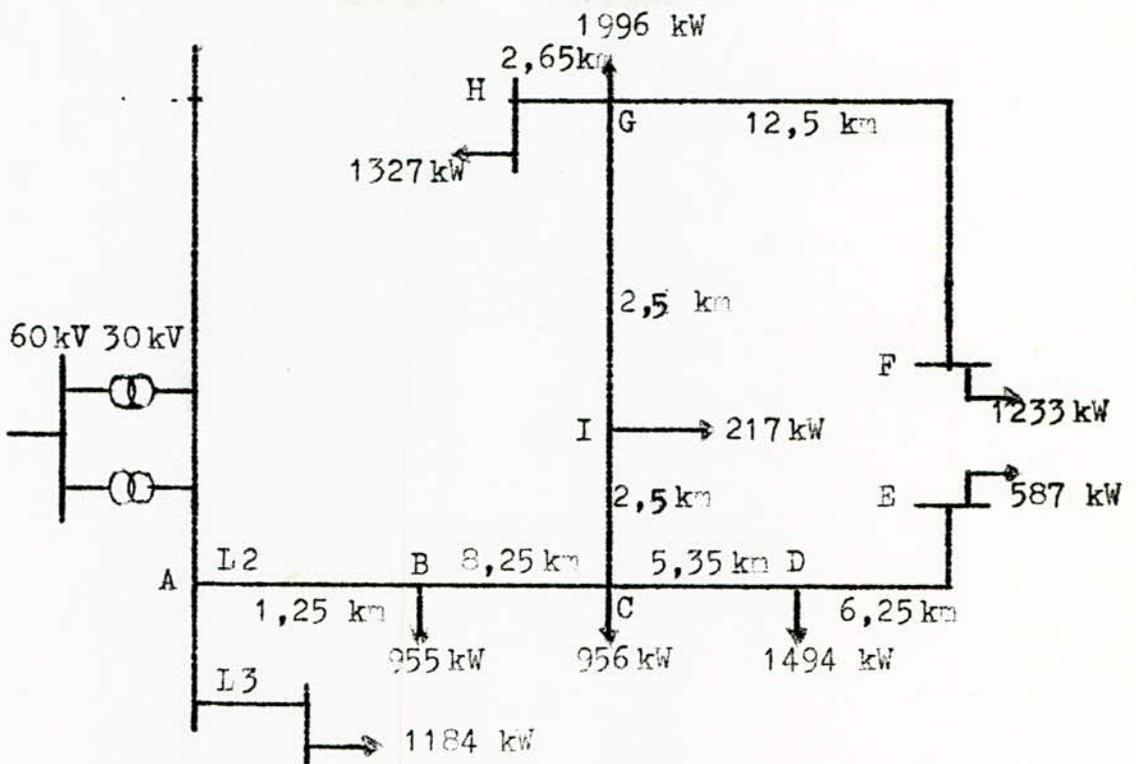
Le régime perturbé est défini comme étant le régime de fonctionnement, pour lequel la structure du réseau a été modifiée (suite à une avarie sur un tronçon de ligne quelconque) par des manoeuvres sur les appareils de coupure et de sectionnement des lignes, pour isoler le tronçon en panne, et assurer la continuité de service.

Et, ce régime de fonctionnement ainsi défini sera provisoire et ne doit durer que le temps nécessaire pour réparer le tronçon en panne car la ligne en service sera en surcharge ( on rappelle que la chute de tension admissible pour ce régime est de 12 % ).

Pour une perturbation donnée, on fait le calcul que pour la ligne en service la plus sollicitée et ainsi le nombre de secteurs par ligne augmente. Donc pour simplifier les calculs on concentre les charges réparties le long d'un tronçon ( où  $S = \text{cste}$  ) en un point de ce tronçon.

#### \* 1<sup>ere</sup> perturbation :

- tronçon avarié à isoler : Benadjel-Corso
- la ligne L1 sera isolée du jeu de barres
- ligne en service (la plus sollicitée) : L2



tronçon	L <sub>i</sub> (km)	$\sum P_j$ (kW)	M <sub>i</sub> (kW.km)	M <sub>s</sub> (kW.km)	$\sum M_i$ (kW.km)
F G	12,5	1233	15413	11016	38735
G I	2,5	4556	11390	"	
I C	2,5	4773	11932	"	
C B	8,25	7810	64433	13698	75389
A B	1,25	8765	10956	"	

$$\Delta U\% = \frac{38735}{11016} + \frac{75389}{13698} = 3,5\% + 5,5\%$$

$$\boxed{\Delta U\% = 9\%} \quad \text{ou} \quad \boxed{\Delta U = 2,7 \text{ kV}}$$

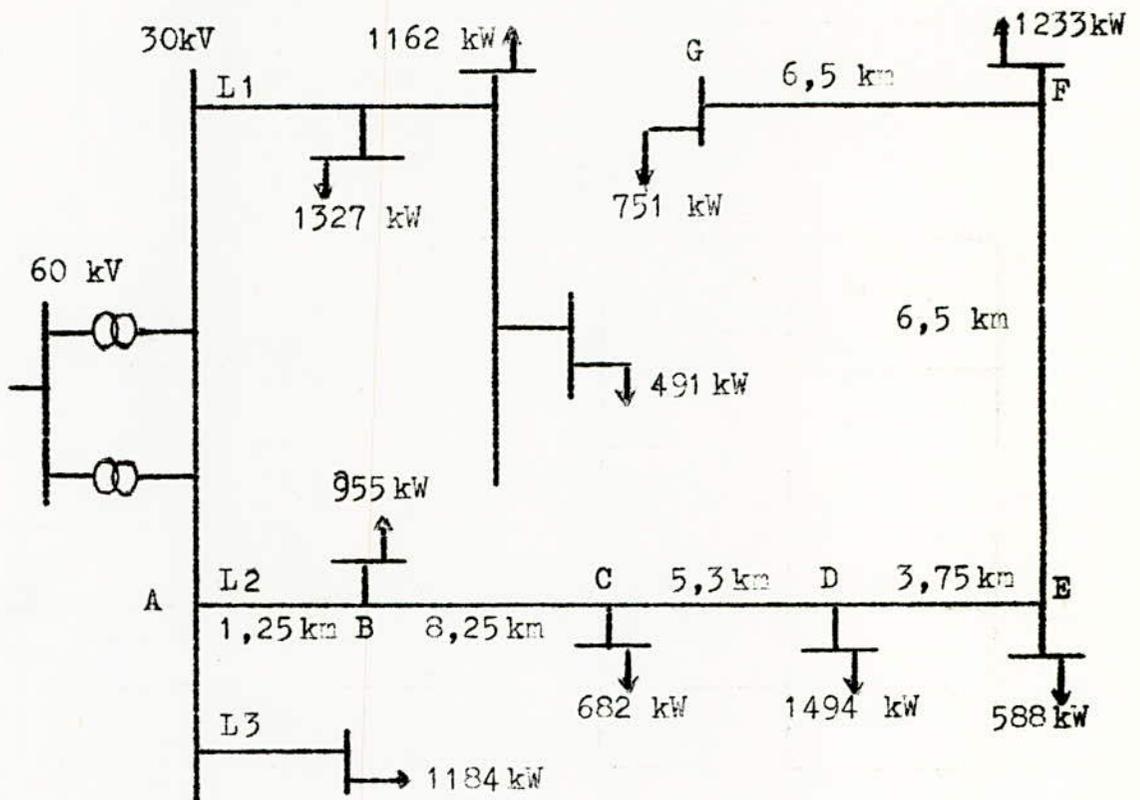
c'est la chute de tension au point F  
de la même façon on trouve :

$$\Delta U \% \text{ au point E} = 6,85 \%$$

$$\text{et } \Delta U \% \text{ au point H} = 7,88 \%$$

\* 2<sup>eme</sup> perturbation :

- tronçon avarié à isoler : Boumerdas-Figuier
- lignes en service L 1 et L 2 :
- ligne la plus sollicitée : L 2 (ABCDEFGG).



On donne sur le tableau les calculs de la chute de tension au point G.

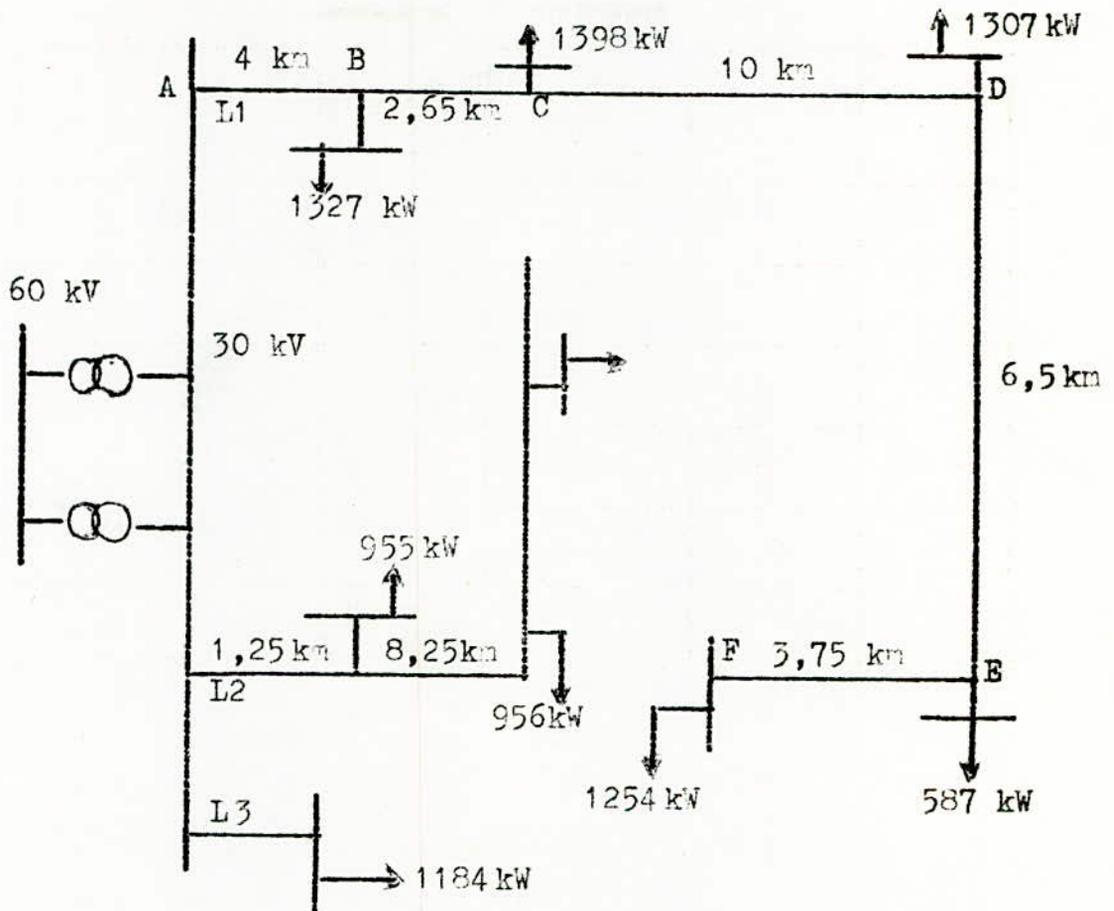
tronçon	L <sub>i</sub> (km)	P <sub>j</sub> (kW)	M <sub>i</sub> (kW.km)	M <sub>s</sub> (kW.km)	M <sub>i</sub>
G F	6,5	751	4882	11016	
F E	6,5	1984	12896	"	
E D	3,75	2572	9645	"	
D C	5,3	4066	21550	"	48973
C B	8,25	4748	39171	13698	
B A	1,25	5703	7128	"	46299

$$\Delta U \% = \frac{48973}{11016} + \frac{46299}{13698} = 7,8 \%$$

La chute de tension en G est : 7,8 % soit 2,34 kV

\* 3<sup>eme</sup> perturbation:

- tronçon avarié à isoler : Tidjelabine-Thénia.
- ligne en service L 1 et L 2
- ligne la plus sollicitée L 1 (A B C D E F)



On donne la chute de tension au point F.

$$\Delta U \% = \frac{48150}{11016} + \frac{35539}{13698} = 7 \%$$

Soit  $\Delta U = 2,10 \text{ kV}$

On a présenté le calcul de la chute de tension pour trois perturbations les plus défavorables pour le réseau, et dans chaque cas le cumul des chutes de tension sur la ligne en service la plus chargée n'excède pas 8 % sauf pour la première perturbation où elle est de 9 % mais elle reste inférieure à la chute de tension admissible ( 12% ) pour ce régime de fonctionnement.

V.1 - Les postes de distribution MT/BT.

Les abonnés de la région seront desservis en basse tension (380/220 V) par l'intermédiaire des postes de distribution MT/BT qui seront alimentés par notre réseau 30 kV.

Les abonnés de 1<sup>ère</sup> et 2<sup>ème</sup> catégorie ( voir classification des abonnés § II.2) seront branchés sur le réseau BT, tandis que ceux de la 3<sup>ème</sup> catégorie ils auront un poste MT/BT qui assure leurs besoins particuliers en BT.

Les postes de transformation MT/BT qu'on utilise pour la région, sont des postes fabriqués par la SCNELEC type DRARIA dont la construction est conforme aux normes en vigueur en Algérie.

On donne la description de deux postes type DRARIA:

- Type DRARIA sur poteau
- " " 703 EA (en cabine)

V.1.1- Poste type "DRARIA" sur poteau" :

Ces postes sont destinés aux abonnés en zone rurale pour un besoin ne dépassant pas 100 kVA.

Le transformateur est supporté par un poteau en béton armé, implanté dans un massif en béton.

Ce type de poste comporte :

- Un transfo MT/BT type extérieur
- Un disjoncteur BT sous coffret étanche pouvant être commandé manuellement.
- 3 coupe-circuit unipolaires MT types extérieurs,
- Un sectionneur ( ou interrupteur-sectionneur) tripolaire aérien MT, installé sur le poteau précédent qui doit permettre l'isolement du transfo côté MT.

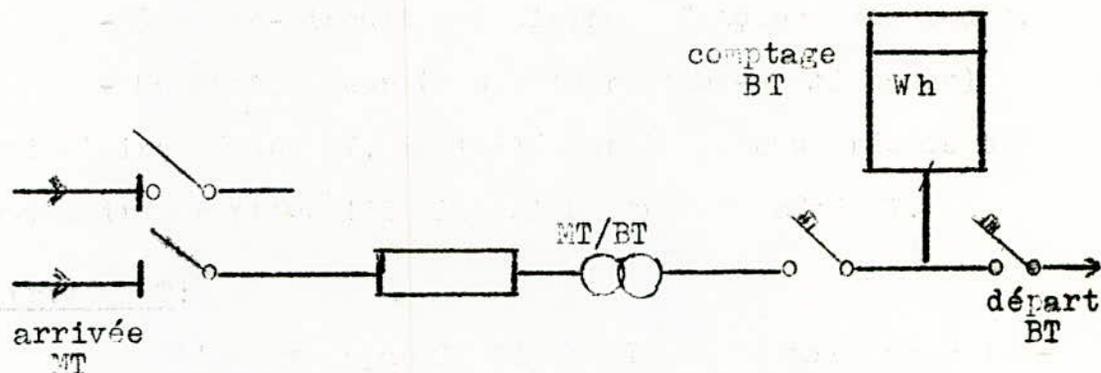
Arrivée MT:

L'amarrage de la ligne MT est assuré par 3 isolateurs d'ancrage et s'il fait usage de para-foudres ceux-ci sont installés sur une traverse placée en tête du poteau.

Départ BT :

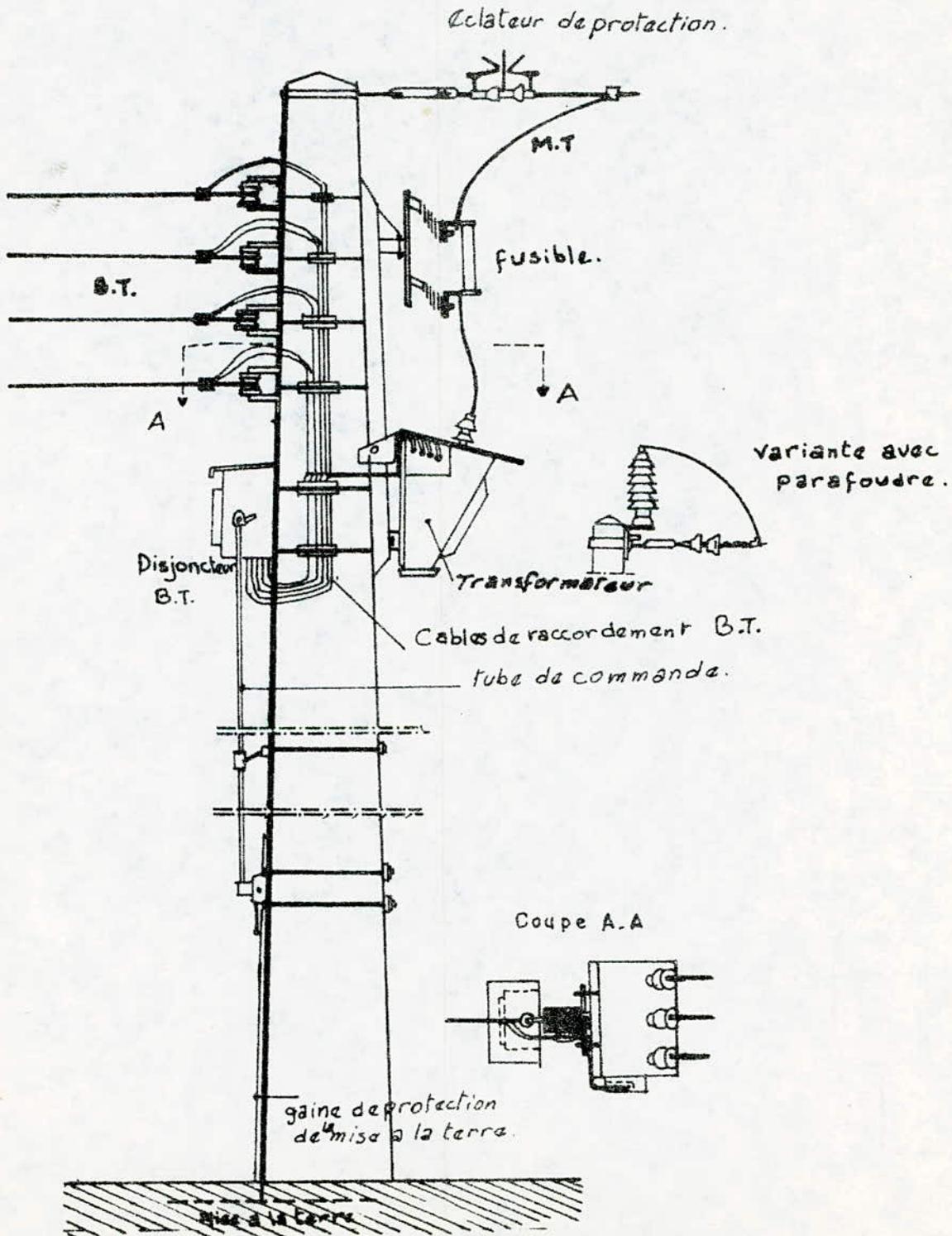
A la sortie sont disposés 4 isolateurs d'ancrage sur lesquels sont branchés les conducteurs BT.

Schéma unifilaire du poste :



Ce type de poste est toujours en simple dérivation.  
La disposition générale est détaillée du poste "DRARIA sur poteau" est donnée en page (80).

Disposition générale d'un poste  
Type : "DRARIA" sur poteau.



## V.1.2 - Les postes en cabine: type DRARIA 703 EA

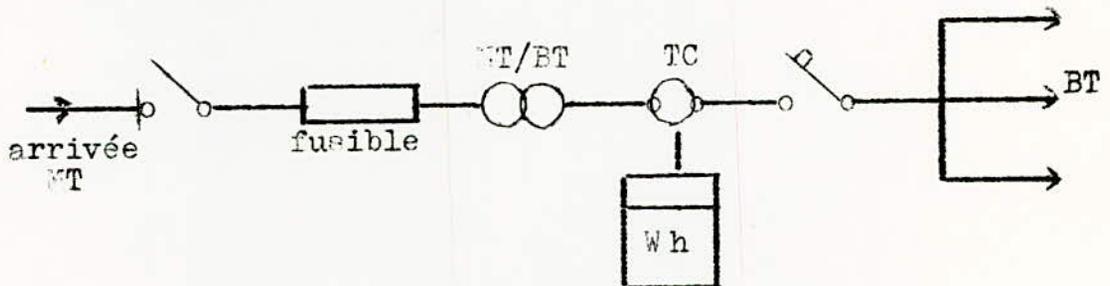
Ces postes sont prévus pour recevoir un transformateur de puissance supérieure à 100 kVA et ils résultent de l'assemblage d'un certain nombre de cellules indépendantes ayant chacune une fonction électrique bien distincte (comptage, transformation, protection etc....) et les possibilités offertes par ces postes sont multiples, elles permettent de réaliser par des assemblages variés les schémas les plus divers, de modifier ou de compléter une installation en fonction des besoins.

La cabine doit-être de construction "haute" pour entrée aérienne, elle peut-être en maçonnerie ou en béton armé.

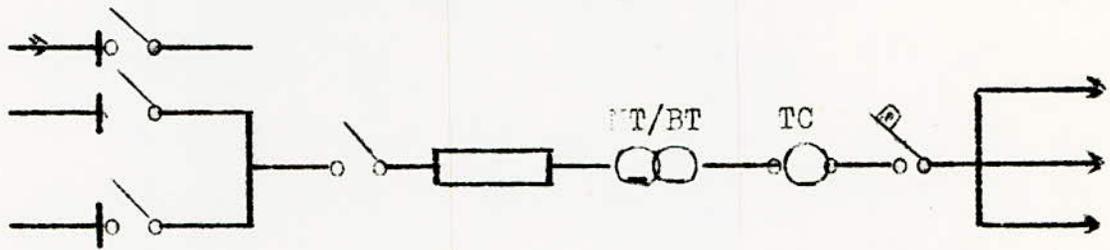
Le comptage est effectué en BT.

L'alimentation de ce type de poste peut se faire en simple dérivation (en antenne) ou en coupure d'artère.

Schéma unifilaire : en simple dérivation:



### Schéma en coupure d'artère/



La disposition est donnée sur la page (83)

### V.2 - Choix de l'appareillage.

Le choix de l'appareillage doit porter sur les points suivants :

- Sécurité de fonctionnement,
- Robustesse mécanique,
- Diminution de l'encombrement,
- Facilité d'installation, de réglage et de remplacement,
- Meilleur prix.

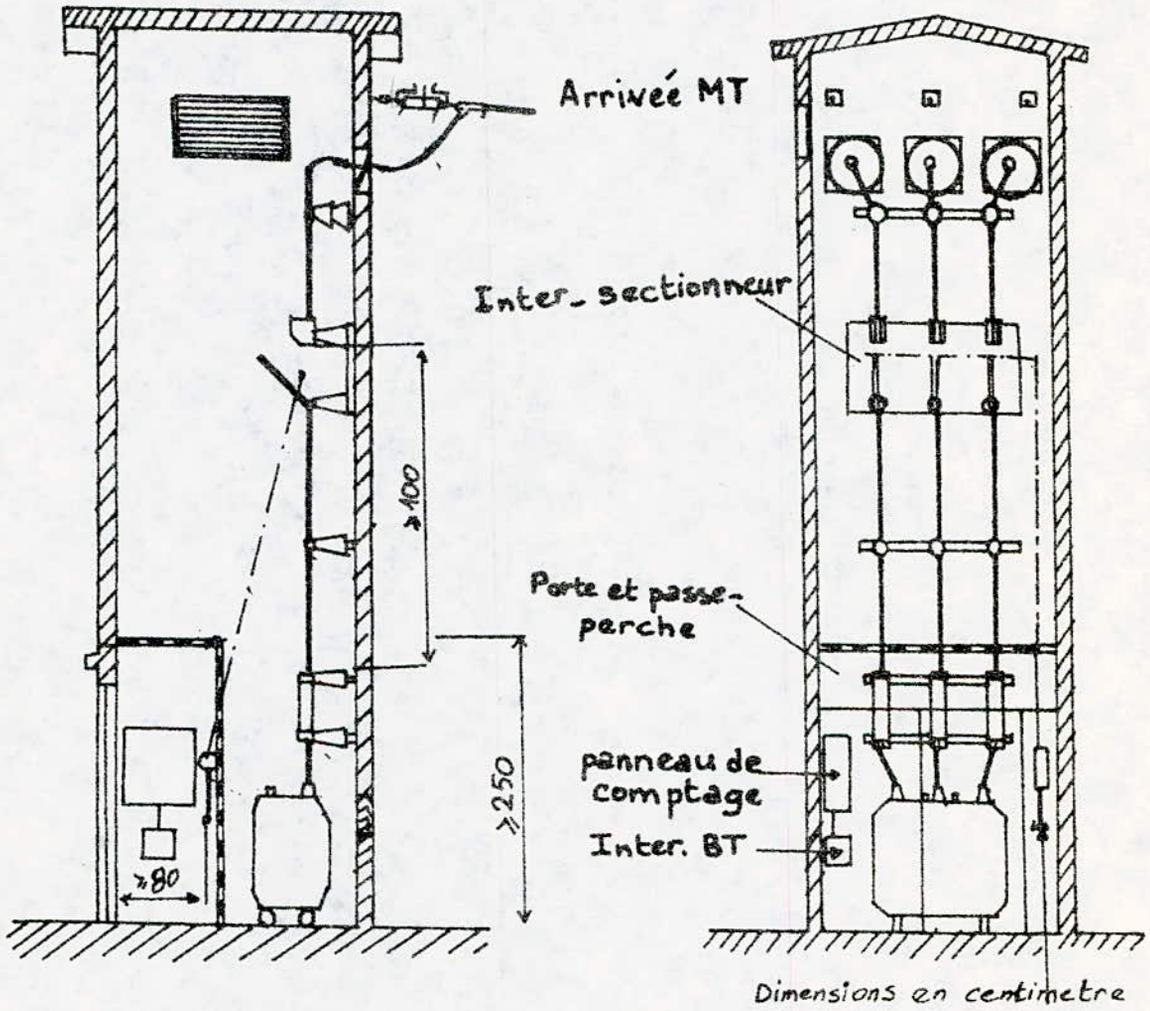
#### V.2.1- Choix des sectionneurs :

Les sectionneurs à choisir doivent-être de construction classique et d'encombrement réduit, leur choix se fait en tenant compte de :

- Courant nominal :  $I_n$
- Tension nominale :  $U_n$

On utilisera les sectionneurs BMI 70 (Merlin et Gérin), dont les caractéristiques sont :

POSTE EN CABINE  
(Entrée aérienne).



-  $U_n = 36 \text{ kV}$

-  $I_n = 400 \text{ A}$

- Courants de courte durée admissibles (crête) = 31,5 kA.  
pendant 1 seconde (efficace) = 12,5 kA.

- Commande : Manuelle par levier alevable directe type 0 A.

#### V.2.2- Choix des interrupteurs et interrupteurs-sectionneurs:

Ces appareils sont conçus pour assurer les manoeuvres volontaires de fermeture et de coupure en charge ou à vide.

Dans notre réseau on utilise la combinaison interrupteur-sectionneur du type : "Intersec" (Merlin - Gérin).

Ces appareils bénéficient en effet des avantages de la coupure "sèche" et réunissent les deux fonctions d'interrupteur et de sectionneur et ont une sécurité de la coupure visible dans l'air.

Caractéristiques : type Intersec g4 tripolaire interieur

$U_n = 36 \text{ kV}$

$I_n = 200 \text{ A}$

- pouvoir de coupure nominal (A) = 32 A
- Pouvoir de fermeture (en crête) = 15 kA
- courant de courte durée admissible :

Valeur instantanée (crête) = 25 kA

en 1 seconde (efficace) = 10 kA

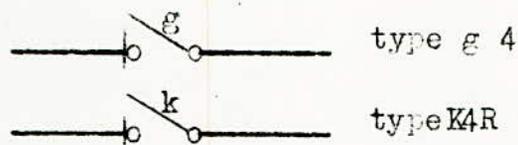
Type : intersec - K 4R

$$U_n = 36 \text{ kV}$$

$$I_n = 400 \text{ A}$$

- pouvoir de coupure nominal = 400 A
- pouvoir de fermeture (Crête) = 25 kA.

Références des 2 types cités sur le schéma du réseau :



### V.2.3 - Choix des coupe-circuit :

Pour la protection des transformateurs du côté MT on utilise des coupe-circuit du type SOLEFUSE qui sont des coupe-circuit à haut pouvoir de coupure, limiteurs de courant à fusion enfermée.

Caractéristiques ; coupe-circuit Soléfuse (interieur).

- Tension nominale  $\left\{ \begin{array}{l} \text{inf : } 30 \text{ kV} \\ \text{sup : } 36 \text{ kV} \end{array} \right.$
- Tension minimale = 15 kV
- Courant nominal = 6,3 - 16 et 31,5 A
- Pouvoir de coupure nominal = 1040 MVA

On donne les calibres du coupe-circuit utilisés en fonction de la puissance des transformateurs MT/BT.

$$\text{Pour } U_n = 36 \text{ kV} \quad U_{\text{service}} = 30 \text{ kV}$$

pour une puissance inférieure à 250 kVA  $\rightarrow$  6,3 A

pour une puissance de 250 - 315 et 400 kVA  $\longrightarrow$  16 A

( Voir schéma du réseau ).

#### V.2.4- Choix des disjoncteurs :

Les disjoncteurs se choisissent en fonction des caractéristiques suivantes :

- tension nominale :  $U_n$
- courant nominal :  $I_n$
- puissance ou courant de coupure :  $I_{coup}$  ou  $S_{coup}$ .
- pouvoir de fermeture :  $I_f$
- type d'installation ( extérieur ou intérieur)
- mode de commande.

Le courant (ou la puissance) de coupure est donné par le fabricant, il doit-être plus grand que la valeur efficace du courant de CC ( calculé au § IV.4-2 ).

Pour notre réseau on utilise des disjoncteurs SIEMENS type T 3 qui sont des disjoncteurs à faible volume d'huile pour installations intérieures

#### Dispositifs de commande du disjoncteur T 3.

- Energie de commande : suivant l'énergie de commande, le numéro du type sera complété par l'une des lettres:

- H : énergie manuelle
- D : énergie pneumatique
- E : énergie électrique.

Opération d'ouverture - fermeture :

Pour rendre plus selective l'élimination des défauts, de façon à n'isoler que l'élément de la ligne qui est le siège du défaut. Les disjoncteurs type T 3 peuvent-être utilisés pour toutes les opérations d'ouverture-fermeture. Une deuxième lettre spécifie l'application typique de la commande :

N : commande pour manoeuvres normales

Y : " " synchronisation

K : " " refermeture rapide.

Pour assurer la selectivité du réseau on utilise une commande du type Y. Les temps de déclenchement pour les disjoncteurs sont marqués sur le schéma du réseau.

On donne sur le tableau ci-après les caractéristiques des disjoncteurs type T3 choisis.

Référence	Un (kV)	In (A)	I coup. nominal kA	I fern. nominal kA	S coup nominale MVA	Type
D1- D2 ET D3	30 36	400	9,6 8	25 21	500	T3 EY
D <sub>b1</sub> - <del>D</del> <sub>b1</sub> *	30	400	5	12,5	250	T3EN + Y
D <sub>b2</sub> - <del>D</del> <sub>b2</sub> *	36		4	10		

## CONCLUSION

Ce réseau de distribution doit répondre aux besoins d'énergie de la région à électrifier en tenant compte de développement croissant de la région.

Ainsi dans l'évaluation et la répartition de la charge, on n'a pas seulement considéré la demande des centres existants mais aussi celle des réalisations socio-économiques et industrielles les plus importantes qui sont actuellement en projet ou dont les travaux sont en cours. Et cette demande représente au moins 20% de la demande totale de la région.

Dans le choix du tracé des lignes on a travaillé uniquement sur des cartes, mais le tracé définitif peut-être modifié après avoir pris connaissance du réseau existant et du terrain pour assurer la continuité de service en limitant les longueurs des lignes on a finalement opté pour la structure donnée sur la fig.3-4.

Dans la partie calcul du réseau on a surtout insisté et détaillé le calcul électrique des lignes en utilisant des méthodes qui à notre avis s'adaptent le mieux pour le calcul des réseaux de distributions en MT.

-o§o- B I B L I O G R A P H I E -o§o-  
=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=o=

Technique de l'ingénieur Tone 2 et 3

Technologie de l'électricité HEINY-CAPLIEZ Tone 1

" " HEINY-NAUDY Tone 3

" " R. MERLET Tone 2

Installation électrique à haute et basse tension :

A. MAUDUIT Tone 1-2 et 3

Notes de cours FEN 221 de S. KWIATKOWSKI

Analyse et fonctionnement des réseaux : G. CIRTINA  
(ENPA)

Catalogues appareillages électriques :

MERLIN et GERIN

SIEMENS

Catalogues postes DRARIA : SONELEC.

