

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la recherche scientifique
Université Mouloud MAMMERY de TIZI-OUZOU
Faculté de génie électrique et de l'informatique
Département d'électrotechnique



Mémoire



De Fin D'études
En vue de l'obtention du diplôme
D'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Thème

Restructuration du réseau moyenne tension
30kV de TIZI-OUZOU -CENTRE

Proposé par :

M. GUERMAH H.

Sonelgaz TIZI OUZOU

Dirigé par :

M. AZZOUG Y.

Etudié par :

M^{lle} NABECHE El Djazira

M^{lle} BOUHAZEM Samia

M. TIDJEDAM Mouloud



PROMOTION 2010/2011

Remerciements

Au terme de la réalisation de ce mémoire, nous tenons à présenter nos remerciements les plus sincères à notre promoteur M. AZZOUG et à notre co-promoteur M. GUERMAH pour avoir dirigé ce travail, pour leur patience, leur aide, leurs conseils précieux et leur disponibilité entière tout au long de la période de notre travail.

Nos remerciements vont également à tous les membres du jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire.

Nous exprimons aussi notre reconnaissance à M. HADADI et à M. LAGAB, ainsi qu'à tout le personnel de la SONELGAZ de TIZI-OUZOU.

Enfin, nous témoignons notre gratitude à toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de cet humble mémoire particulièrement à M. NEMMAR et à M. BOUDI MOURAD.

BOUHAZEM Samia

NABECHE El-djazira

TIDJEDAM Mouloud



Je remercie le Bon Dieu de m'avoir doté d'un courage et d'une persévérance afin que cette étude soit réalisée.

Je dédie ce travail :

À mes très chers parents qui ont été toujours présents, sans eux je ne serais pas devenue la personne que je suis ; merci du fond du cœur pour leur dévouement, leur disponibilité, et leur affection tout au long de mes études.

À mes sœurs Kahina, Lynda, Lilia, Dhahboucha.

À mes frères Saïd, Mohamed, Amar, Ahmed et mes beaux frères Abdenour, Madjid et leurs familles.

À toute la famille sans exception.

À tous mes amis surtout à mes binômes Djazira et Mouloud.

À tous ceux qui m'ont aidée de près ou de loin.

À notre promotion 2010/2011.

Samia



Je remercie le Bon Dieu de m'avoir doté d'un courage et d'une persévérance afin que cette étude soit réalisée.

Je dédie ce travail À:

- ✓ Mes très chers parents.*
- ✓ Ma future femme Naima (inchallah) et toute sa famille.*
- ✓ Mes frères Mohamed, Karim, Mourad et Nourddine.*
- ✓ Ma sœur Ourida et son mari Mouhand.*
- ✓ Tous mes cousins et cousines.*
- ✓ Tous mes amis entre autres Yousef, Mourad, Djemââ, Saïd, Djilali, Ami-Saïd, Djamel, Ghilès, Arezki, Lounes, Zouhir et Roger.*
- ✓ Mes binômes Samira et El-djazira.*
- ✓ Toute la promotion 2010/2011.*

Mouloud



Je remercie le Bon Dieu de m'avoir doté d'un courage et d'une persévérance afin que cette étude soit réalisée.

Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mon père, qui a toujours cru en moi et qui m'a toujours encouragé, je ne saurais exprimer mon regret de ne pas l'avoir parmi nous aujourd'hui, puisse-t-il reposer en paix inchaALLAH.

À ma très chère mère à qui je dois tout ce que j'ai été et tout ce que je suis devenue, merci du fond du cœur pour son dévouement, sa disponibilité et son affection tout au long de mes études.

À ma sœur Baya et à son mari sans oublier la petite Horia et toute la famille.

À mon futur mari Mourad qui est toujours présent à mes côtés.

À tous mes amis, essentiellement à mes binômes Samira et Mouloud.

À la promotion ETH 2010/2011.

À tous ceux qui m'ont aidée de près ou de loin.

Djazira

SOMMAIRE

Introduction Générale :

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Production de l'énergie électrique	1
I.2 Organisation des réseaux électriques	2
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion	2
I.2.2. Réseaux de répartition	3
I.2.3. Réseaux de distribution	3
I.3. Les différentes structures topologiques	4
I.3.1. Réseaux maillés	4
I.3.2. Réseaux bouclés	5
I.3.3. Réseaux radiaux	5
I.4. Réseaux moyenne tension (HTA)	7
I.4.1. Structures des réseaux moyens tension aériens	7
I.4.2 Structures des réseaux HTA souterrains	10
I.5. Les postes électriques	13
I.5.1. Différents types de postes électriques	13
I.5.1.1. Selon les fonctions assurées	13
I.5.1.2. Selon les puissances transmises	14
I.6. Equipement en lignes et câbles	17
I.6.1. Câbles souterrains	17
I.6.1.1. Câbles sous plomb isolés au papier imprégné	17
I.6.1.2. Câbles à isolation synthétique	18
I.6.2. Lignes aériennes	18
I.6.2.1. Types des lignes aériennes	18

I.6.2.2. Eléments constituant les lignes aériennes	19
I.6.2.2.1. Les conducteurs	19
I.6.2.2.2. Les câbles de garde	19
I.6.2.2.3. Les isolateurs	20
I.6.2.2.4. Les supports	20
I.6.2.2.5. Les armements	21
Conclusion	22

Chapitre II : Défauts et Protections des réseaux électriques

II.1. Introduction	23
II.2. Défauts électriques	23
II.2.1. Définition d'un défaut	23
II.2.2. Caractère des défauts	23
II.2.2.1. Défauts momentanés	23
II.2.2.2. Défauts permanents	23
II.3. Différents types de défauts	23
II.3.1. Courts-circuits	24
II.3.2. Surintensités	24
II.3.3. Surtensions	24
II.3.4. Déséquilibres	24
II.4. Conséquences des défauts	25
II.4.1. Echauffement	25
II.4.2. Explosion de disjoncteur	25
II.4.3. Effets électrodynamiques	25
II.4.4. Perturbations dans les lignes de télécommunications	26

II.4.5. Effet de la chute de tension	26
II.5. Elimination des défauts	26
II.5.1. Détection des défauts	26
II.5.2. Identification de l'ouvrage atteint	26
II.5.3. Commande des organes de coupure	27
II.5.4. Sensibilité des protections	28
II.5.5. Contraintes supplémentaires pour les protections	28
II.5.6. Fiabilité des protections	28
II.6. Protection des réseaux HTA	28
II.6.1. Qualités d'un système de protection	29
II.6.2. Fonction de dispositif de protection	29
II.6.2.1. Réducteurs de mesure	29
II.6.2.2. Relais de protection	30
II.6.2.3. Circuit de déclenchement	30
II.7. Appareils de protection	30
II.7.1. Disjoncteurs	30
II.7.1.1. Disjoncteur à air comprimé	31
II.7.1.2. Disjoncteur à l'huile	31
II.7.1.3. Disjoncteur SF6	32
II.7.1.4. Appareils avec ampoules à vide	33
II.7.2. Les sectionneurs	34
II.7.2.1. Types de sectionneurs	34
II.7.3. Interrupteurs	34
II.7.3.1. Différents types d'interrupteurs.....	35
II.7.4. Parafoudre	35

II.7.5. Relais	36
II.7.6. Coupe-circuits à fusible	36
Conclusion.....	37

Chapitre III : Méthodes de calcul des chutes de tension

Introduction	38
III.1. Méthode générale (Méthode des quadripôles)	38
III.2. Méthodes de séparation des puissances actives et réactives	41
III.2.1. Méthode par approximations successives	41
III.2.2. Formules directes	44
III.2.3. Méthodes simplifiées	45
III.3. Méthode des moments électriques	46
III.3.1. Chute de tension absolue	46
III.3.2. Chute de tension relative	46
III.3.3. Moment électrique d'une charge	47
III.3.4. Moment électrique d'une ligne.....	47
III.4. Calcule des constantes linéiques	50
III.4.1. Cas de câbles souterrains	51
III.4.1.1. Résistance linéique.....	51
III.4.1.2. Capacité linéique	50
III.4.1.3. Réactance linéique	51
III.4.2. Cas des lignes aériennes	51
III.4.2.1. Résistance linéique.....	51
III.4.2.2. Capacité linéique.....	51
III.4.2.3. Réactance linéique	52

III.5. Calcul des puissances.....	52
III.6. Application de la méthode des moments électriques.....	52
III.7. Modèle de calcul	56

Chapitre IV : Application

Introduction	58
VI.1. Présentation et diagnostic de l'état actuel du réseau.....	58
VI.1.1. Données globales	58
VI.1.2. Consignes d'exploitation	65
IV.1.3. Collecte des données	71
IV.1.3.1. Données physiques du réseau	72
IV.1.3.1.1. Nombre de postes HTA/BT alimenté par le PS Oued-Aissi	72
IV.1.3.1.2. Longueurs des départs issus du PS Oued-Aissi	72
IV.1.3.1.3. Nombre de postes HTA/BT alimenté par le PS Boukhalfa	73
IV.1.3.1.4. Longueurs des départs issus du PS Boukhalfa	73
IV.1.3.1.5. Nombre de postes HTA/BT alimenté par le PS DBK	74
IV.1.3.1.6. Longueurs des départs issus du PS DBK	74
IV.1.3.2. Données dynamiques du réseau	75
IV.1.3.2.1. Données de la charge	75
IV.1.3.2.2. Répartition de la charge	75
IV.1.3.2.3. Evolution de la charge	76
IV.1.4. Calcul	77
IV.1.4.1. Hypothèses de calcul.....	77
IV.1.4.2. Supports utilisés.....	77
IV.2. Les solutions proposées.....	79
IV.2.1. Les solutions proposées en urgence (2011)	79
IV.2.2. Les solutions proposées à moyen terme (2014-2021)	87

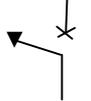
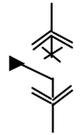
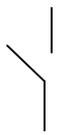
IV.2.2.1. Etude de la solution proposée	88
IV.2.2.2. Objectifs recherchés par cette solution	88
IV.2.2.3. Evaluation de solutions proposées	88
IV.2.2.4. Evolution de la charge des départs entre 2014 et 2021	91
IV.2.2.5. Evolution de la charge des postes sources entre 2014 et 2021	93
Conclusion.....	94

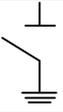
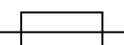
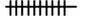
Conclusion Générale

NOMENCLATURE

$\frac{\Delta U}{U} \Big _{(\text{seg1})}$: Chute de tension relative de segment (1)
MW	: Mégawatt.
kW	: Kilowatt.
kV	: Kilovolt.
km	: Kilomètre.
Ω/km	: Ohm par kilomètre.
A	: Ampère.
kVA	: Kilovoltampère.
MVA	: Mégavoltampère.
THT	: Très haute tension.
HT (HTB)	: Haute tension
MT (HTA)	: Moyenne tension.
BT	: Basse tension
I _{ap}	: Courant appelé
I _{lt}	: Courant limite thermique.
T.u	: Taux d'utilisation des câbles.
T.ac	: Taux d'accroissement
PS	: Poste source.
JB	: Jeu de barres.
TR1 ; TR2	: Transformateur HT/MT 1et2.
Long	: Longueur
INJECT	: Injecteur
J...	: IACM sur carte.
D....	: Dérivation sur carte.
P....	: Poste sur carte
U....	: IACT sur carte
O....	: Ouverture (manœuvres à effectuer)
F....	: Fermeture (manœuvres à effectuer)
kDA	: Kilodinars algérien

LEGENDE

Symbole	Indication abrégée	Description
	BHT	Barre haute tension
	BMT	Barre moyenne tension
	CA	Poste en cabine
	CP	Cellule de départ tension MT
	CS	Câble de secours
	CT	Câble de travail
	D	Dorsale
	De	Dérivation
	DA	Disjoncteur arrivée HT
	DC	Disjoncteur de couplage
	DD	Disjoncteur de départ
	DTR	Disjoncteur pour transformateur
	DDAT	Disjoncteur debrochable d'arrivée de transformateur
	DDC	Disjoncteur debrochable de couplage
	DDD	Disjoncteur debrochable de départ
	FD	Feeder
	I	Interrupteur
	IC	Interrupteur de couplage
	ID	Interrupteur de départ
	IA	Interrupteur automatique
	LHT	Ligne à haute tension
	LMT	Ligne à moyenne tension
	MV	Connexion vers maille voisine
	P	Poste MT/BT en coupure d'artère
	PA	Pont amovible
	PB	Poste tête de boucle
	PE	Poste tête d'épi
	PO	Poste sur poteau
	PR	Point de réflexion
	SM	Sectionneur
	SC	Sectionneur de couplage
	SD	Sous dérivation

Symbole	Indication abrégée	Description
	SMT	Sectionneur de ligne avec couteaux de mise à la terre
	TRH	Transformateur HT/MT
	TR	Transformateur MT/BT
	RM	Relais de phase
	RH	Relais homopolaire
	TC	Transformateur de courant
	TTO	Transformateur de courant toroïdal
	TRR	Temps de réenclenchement rapide
	TRL	Temps de réenclenchement lent
	TNE	Temps de neutralisation
	N	Conducteur de neutre
	F	Fusible
	CCF	Coupe-circuit à fusible
	DM	Disjoncteur magnétothermique
	C	Connecteur
	CR	Compteur
	CM	Fusible de colonne montante
	DF	Disjoncteur différentiel
	BR	Branchement
	/	Ligne moyenne tension (30kV)
	/	Câble moyenne tension (30kV)
	/	Boîte d'extrémité (tête de câble)
	/	Poste livraison (LIV), avec appareil de coupure en charge.
	/	Poste mixte (MXT), avec appareil de coupure en charge.
	/	Poste distribution publique (DP) ; avec appareil de coupure en charge.
	/	Poste mixte (MXT), sans appareil de coupure en charge.
	/	Poste distribution publique (DP), sans appareil de coupure en charge.
	/	Poste livraison (LIV), sans appareil de coupure en charge.

Introduction

Générale

La demande en énergie électrique ne cesse d'augmenter vu l'industrialisation massive, l'évolution démographique et le développement de nouvelles zones géographiques.

La disponibilité de l'énergie électrique ne dépend pas uniquement de sa production mais aussi des moyens de son transport et de sa distribution qui constituent les réseaux électriques. Ces derniers sont souvent soumis à plusieurs contraintes telles que les agressions de la nature, l'exploitation anarchique de l'homme et l'accroissement de la consommation en énergie électrique. De ce fait, il y a nécessité de développer et d'améliorer ces réseaux.

La gestion et le développement des réseaux électriques sont confiés à un organisme spécifique. Dans le cas de notre pays, c'est la SONELGAZ qui assume ce rôle.

La SONELGAZ a pour mission d'assurer l'alimentation de la clientèle en énergie électrique dans les meilleures conditions de qualité, de sécurité et de prix et d'être renseignée à tout instant sur la puissance transportée, la tension et la fréquence en des points déterminés du réseau, sur la charge des transformateurs et sur la production au niveau des centrales.

Notre étude s'inscrit dans le cadre du programme de la Direction de Distribution de l'électricité et du gaz de Tizi-Ouzou relatif au développement et à l'amélioration du réseau moyenne tension (HTA) 30kV de la wilaya.

La région de Tizi-Ouzou-Centre est couverte par le réseau moyenne tension (HTA), alimenté par trois postes sources (PS) : PS 220/60/30kV de Oued-Aissi, PS 60/30kV de Boukhalfa et le PS 60/30kV de DBK.

Cette étude consiste, en premier lieu, à diagnostiquer le réseau HTA 30kV de la région de Tizi-Ouzou-Centre afin de relever les anomalies et les insuffisances sur ce réseau en termes de chute importante de tension, longueur assez importante des départs, taux d'utilisation élevé des postes et la surcharge des postes sources et, en deuxième lieu, à proposer des solutions à court et à moyen terme (2011-2021) dans le but d'éliminer ces insuffisances et de satisfaire les nouvelles charges à l'avenir et, de ce fait, assurer une meilleure qualité du service, à savoir :

- constance de tension ;
- continuité du service ;
- non-surcharge des départs et des postes.

Notre travail comporte quatre chapitres et une conclusion générale :

- Ø Généralités sur les réseaux électriques.
- Ø Défauts et protections des réseaux électriques.
- Ø Méthodes de calcul des chutes de tensions.
- Ø Application.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Production de l'énergie électrique :

La production de l'énergie électrique se fait à partir de différentes sources d'énergie primaires qu'on peut classer en deux grandes familles :

Les énergies fossiles : le gaz, le pétrole, le charbon et l'uranium.

Les énergies renouvelables : éolienne, hydraulique et solaire.

La production se fait au niveau de différentes centrales de production, qui sont classées selon l'origine de la force motrice et la nature de la machine motrice, d'où on peut distinguer les différentes centrales suivantes :

- **Centrale thermique :**

L'énergie électrique, dans ce type de centrale, est produite à partir de la combustion d'un carburant où la chaleur dégagée par cette réaction est utilisée dans des turbines à vapeur qui sont couplées à des générateurs d'électricité. On les trouve souvent près des rivières et des lacs, vu la grande quantité d'eau nécessaire pour leurs refroidissement et la condensation de la vapeur sortante.

- **Centrale hydraulique :**

Dans ce type de centrale, on utilise le principe de la conversion de l'énergie produite par les chutes d'eau en énergie électrique. On utilise la force de l'eau en chute pour faire tourner des turbines hydrauliques couplées à des générateurs d'électricité.

- **Centrale solaire :**

Son principe de fonctionnement est basé sur la conversion de l'énergie produite par le rayonnement solaire en énergie électrique, en utilisant des cellules photovoltaïques qui sont à base de silicium et groupées en panneau.

- **Centrale éolienne :**

On produit l'énergie électrique dans ce cas en exploitant la force du vent qui fait tourner les pales du rotor des éoliennes reliées à des génératrices d'électricité. Les éoliennes sont souvent regroupées dans des endroits suffisamment vastes et venteux.

- **Centrale nucléaire :**

Ces centrales utilisent la chaleur dégagée par la réaction nucléaire (fission et fusion) pour faire tourner des turbines à vapeur.

- **Centrale marémotrice :**

Dans ce type de centrale, on fait tourner les turbines actionnant des alternateurs en utilisant les courants maritimes.

- **Centrale géothermique :**

Dans ces centrales, on fait fonctionner des turbines à vapeur en exploitant la chaleur dégagée par le centre de la terre.

I.2 Organisation des réseaux électriques : [6]

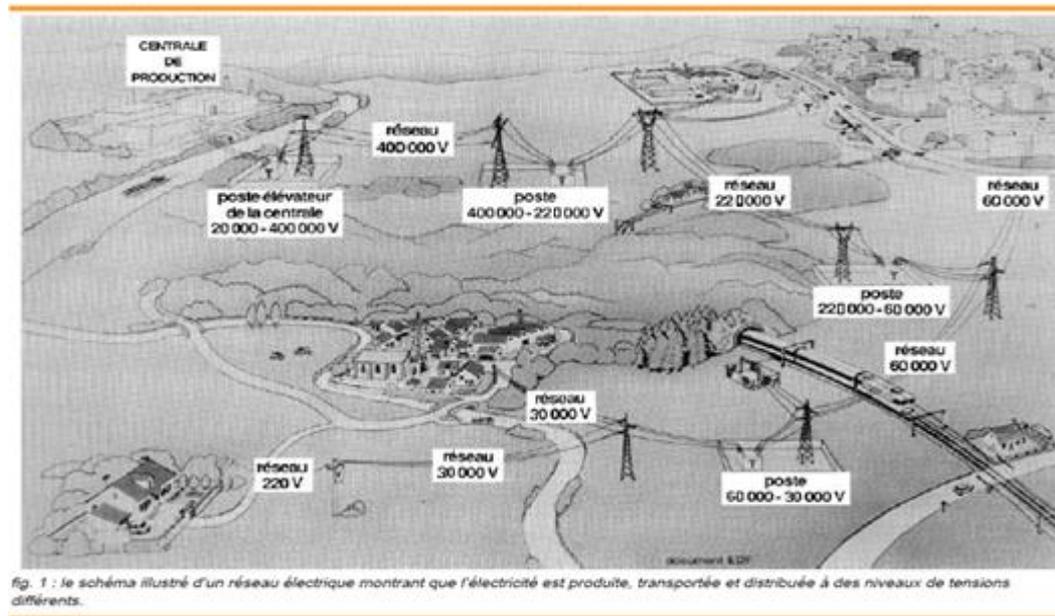


Fig. I.2 : Organisation des réseaux électriques.

Pour réaliser la liaison entre les centrales de production d'électricité et les centres de consommation, il est nécessaire de réaliser des lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes.

Ces points particulièrement importants comportent habituellement des transformateurs avec des dispositifs de contrôle, de réglage et de protection. Les lignes qui relient les nœuds constituent les branches. Ces dernières, suivant le cas, disposent d'antennes ou de mailles.

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

Ces réseaux comprennent les centrales de production ainsi que les lignes à très haute tension (220- 400KV) et les postes de transformation. Ils assurent les fonctions suivantes :

- Collecter l'électricité produite par les différentes centrales et l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Assurer les échanges d'énergies entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction interconnexion)

L'interconnexion des réseaux présente principalement trois avantages :

a. La stabilité : Les réseaux interconnectés forment un ensemble qui est plus puissant que les réseaux individuels. Il s'ensuit que ces réseaux peuvent mieux supporter les perturbations qu'une centrale seule, d'où une plus grande stabilité. Par exemple, si la charge augmente subitement sur l'un des réseaux interconnectés, un transfert d'énergie s'effectue immédiatement de sorte que la charge accrue puisse être supportée par plusieurs centrales au lieu d'une seule.

b. La continuité du service : Si une des centrales interconnectées tombe en panne ou si on devait la débrancher pour des opérations d'entretiens, les autres centrales prendraient immédiatement le relais pour assurer la continuité du service.

c. L'économie : Lorsque les réseaux sont reliés, on peut répartir la charge entre différentes centrales afin de minimiser le coût de fonctionnement global : on peut arrêter une centrale et faire fonctionner les autres à leur rendement maximum. L'inconvénient principal de l'interconnexion provient de la nécessité d'une même fréquence pour toutes les centrales interconnectées et des relations très rigides qui relient les tensions de tous les points du réseau. Toute variation de ces grandeurs sera répercutée en tout du dispositif, et tout incident susceptible de perturber une partie du réseau, pourra déséquilibrer l'ensemble.

I.2.2. Réseaux de répartition : [1]

Ces réseaux comprennent les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ce sont des réseaux à haute tension, dont le rôle est de répartir l'énergie électrique au niveau régional. Ils peuvent être aériens ou souterrains.

I.2.3. Réseaux de distribution : [1]

C'est un ensemble d'éléments connectés, permettant de faire circuler l'électricité et de distribuer l'énergie aux utilisateurs finaux. Le réseau peut être aérien ou souterrain, moyenne ou basse tension :

- **Réseaux de distribution moyenne tension (HTA)**

Ces réseaux desservent les postes HTA /BT. Ils alimentent eux mêmes les réseaux BT. On a deux types :

-Réseaux souterrains moyenne tension : Leur structure est à un seul ordre de ligne, la dorsale, exploitée en boucle ouverte permettant la reprise éventuelle en cas d'incident.

-Réseaux aériens moyenne tension : Ces réseaux ont une structure arborescente en Almélec. Leurs lignes sont protégées par des disjoncteurs placés en tête de départ, au niveau des postes sources ou certains types de postes coupures.

- **Réseaux de distribution basse tension :**

Le réseau de distribution BT alimente la clientèle domestique et certains types d'usagers de tension 220 / 380V. Ces réseaux peuvent être aériens ou souterrains :

-Réseaux aériens basse tension : Leur structure est arborescente à deux ordres de lignes en cuivre.

-Réseaux souterrains basse tension : Implantés en zone urbaine, ces réseaux alimentent les installations intérieures des abonnés domestiques à travers les branchements collectifs.

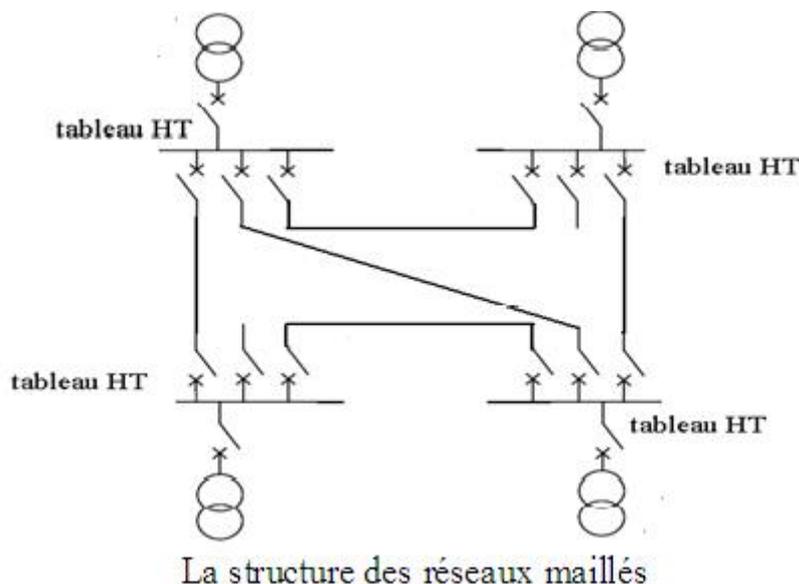
I.3. Les différentes structures topologiques :

Les réseaux électriques doivent assurer le transit de l'énergie avec le maximum de sécurité malgré les divers risques encourus (pluie, humidité, foudre...). Il apparaît donc qu'il y a lieu de trouver un compromis entre le coût des investissements et l'énergie risquant de ne pas être distribuée en cas d'incident. Ceci nous conduit à des topologies différentes des réseaux :

I.3.1. Réseaux maillés :

Ce sont des réseaux où les liaisons forment des boucles maillées. Cette structure nécessite que toutes les liaisons soient capables de supporter des surcharges permanentes ou momentanées.

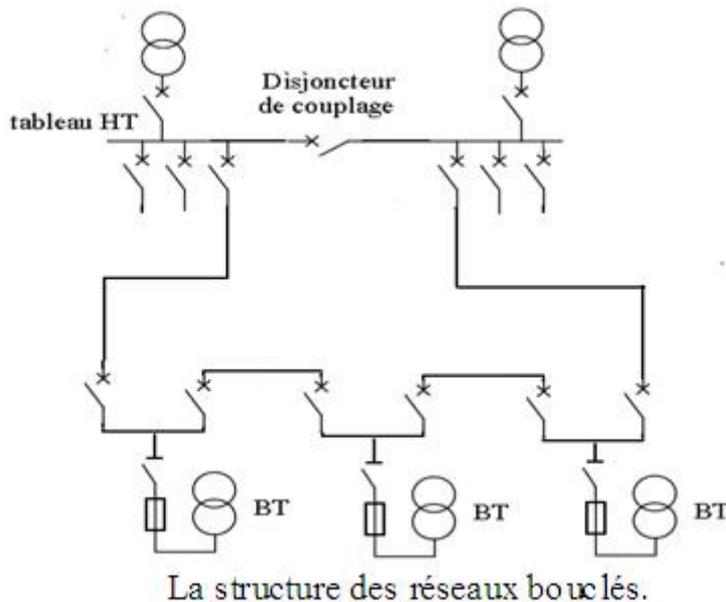
La structure maillée est utilisée généralement pour le transport.



I.3.2. Réseaux bouclés :

Ce sont des réseaux maillés simplifiés, présentant un certain nombre de boucles fermées. Chacune de ces boucles contient un nombre limité de sources. L'énergie donc peut transiter par des chemins différents.

Les réseaux bouclés sont généralement utilisés par les réseaux de répartition.



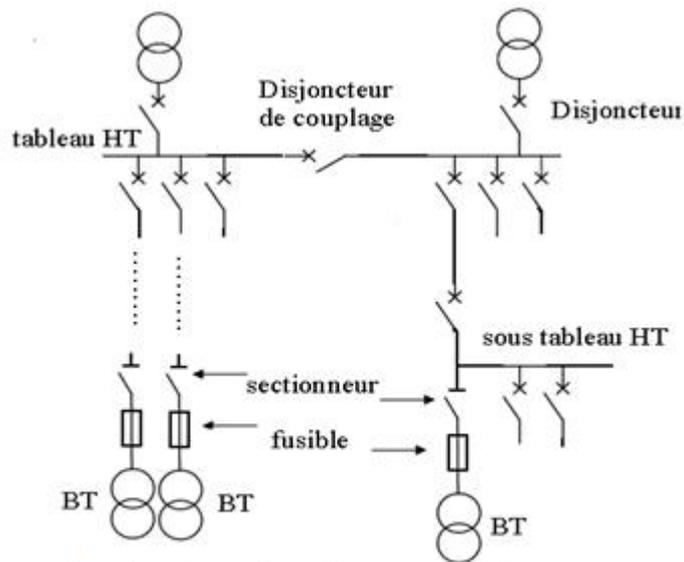
I.3.3. Réseaux radiaux :

Ce sont des réseaux unifilaires arborescents. Chaque artère se sépare du centre à la manière des branches d'un arbre et ne présente qu'un point commun avec une autre liaison, le poste d'alimentation se trouve à l'origine.

Ces réseaux sont utilisés pour la distribution moyenne et basse tension. On peut distinguer deux alimentations dans ces réseaux :

- **Alimentation en antenne :**

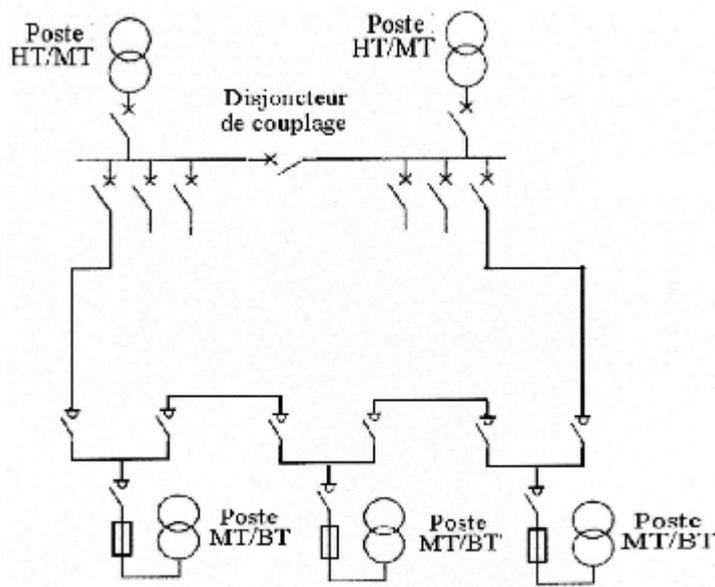
L'alimentation en antenne est un cas particulier et simplifié du réseau radial, son alimentation est assurée par une ligne simple issue d'un poste source.



La structure des réseaux en antenne.

Alimentation en coupure d'artère :

C'est aussi un cas particulier du réseau radial, où il n'existe que le tronçon principal, constitué par un câble souterrain, sur lequel chaque poste est raccordé.



Réseau moyenne tension en coupure d'artère

I.4. Réseaux moyenne tension (HTA) :

Les réseaux moyenne tension sont des réseaux qui ont une tension variant de quelques milliers de volts jusqu'à 30kV. Ils sont des réseaux triphasés avec le neutre isolé. On distingue deux types des réseaux HTA :

- Réseau moyenne tension aérien.
- Réseau moyenne tension souterrain.

I.4.1. Structure des réseaux moyens tension aériens : [2]

La structure des réseaux HTA aériens est arborescente à deux ordres de ligne : dorsal et dérivation. Aussi, on utilise des sous-dérivations pour alimenter des charges éloignées et pour regrouper sous un même interrupteur un ensemble de postes HTA/BT. La structure des réseaux HTA aériens est conçue de différentes façons suivant son exploitation, d'où les structures suivantes :

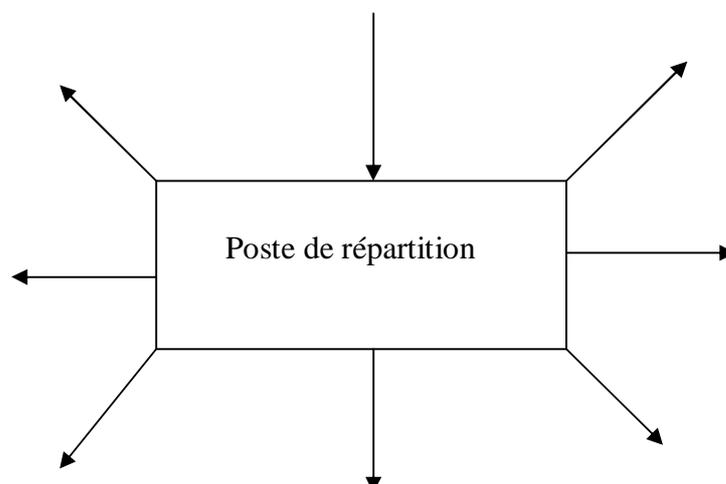
a. Réseau maillé :

Le réseau maillé est le réseau où les liaisons forment des boucles réalisant ainsi une structure aux mailles d'un filet. Ce type de structure présente des avantages (une grande sécurité d'alimentation, une meilleure continuité du service et une faible chute de tension) mais aussi des inconvénients (une étude très complexe et une réalisation très coûteuse).

b. Réseau à structure radiale :

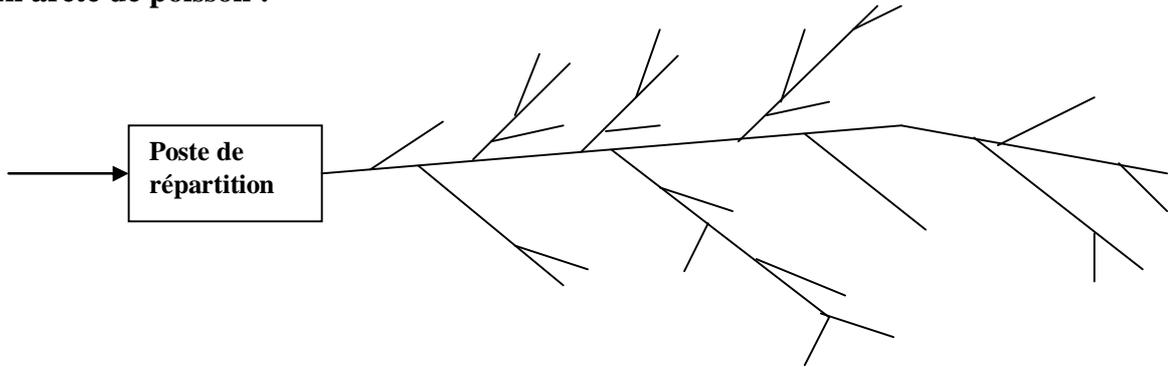
Le réseau à structure radiale est un réseau unifilaire arborescent où chaque artère se sépare des autres à l'image des branches d'un arbre. Ces artères n'ont qu'un seul point commun qui est l'origine où se trouve le poste d'alimentation. On distingue trois configurations différentes du réseau à structure radiale, qui sont comme suit :

Ø Feeder rayonnant :



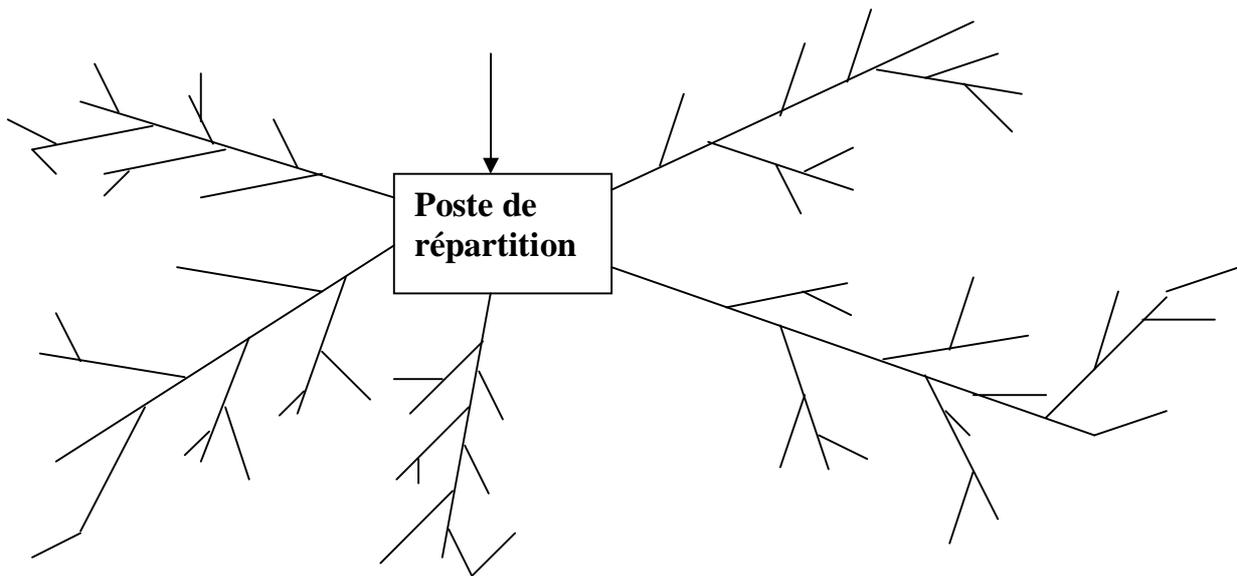
Depuis le poste d'alimentation, se trouvant au centre de la région, rayonnent des départs MT pour alimenter les postes de transformation. Comme illustré dans la figure ci-dessus.

Ø En arête de poisson :



Contrairement au cas précédent, le poste de répartition se trouve excentré par rapport à la région à alimenter.

Ø Association des deux structures :



C'est la structure qu'on utilise généralement dans les réseaux ruraux. Comme le schéma ci-dessus l'indique, depuis le poste de répartition partent des feeders rayonnants constitués chacun par une structure en arête de poisson.

Avantages de la structure radiale :

- Réalisation économique.
- Manœuvre d'exploitation simple.

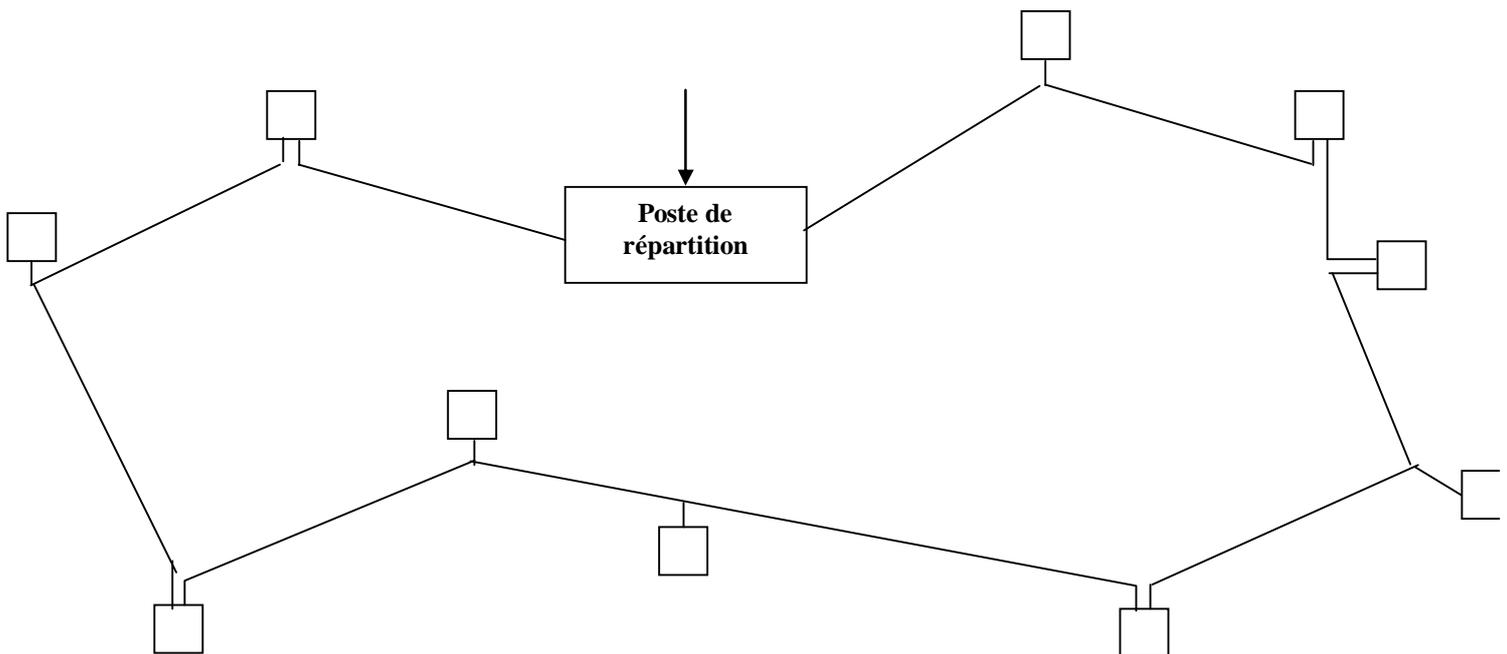
Inconvénients de la structure radiale :

- Chute de tension au bout de la ligne.
- En cas de défaut sur un départ, tous les postes reliés à ce départ son hors tension.
- En cas de défaut sur le poste de répartition, tout le réseau alimenté par ce poste est hors tension.

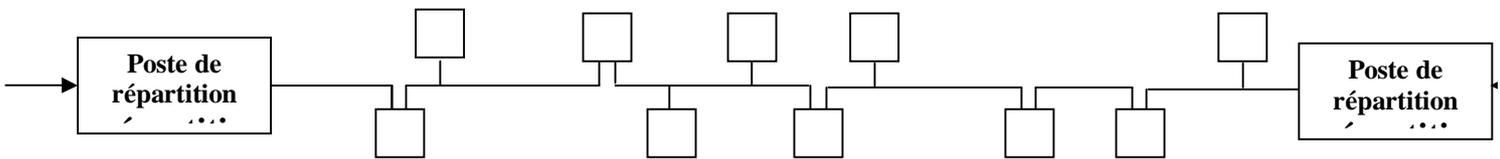
c. Réseau à structure bouclée :

Le réseau à structure bouclé est un réseau maillé simplifié, il présente un certain nombre de boucles fermées. Chaque boucle contient un nombre limité de sources. Dans ce cas de figure, l'énergie peut transiter par différents chemins. Les figures ci-après montrent deux exemples d'alimentation en utilisant ce type de structure.

Ø Alimentation par un seul poste :



Ø Alimentation par deux postes :



Avantages de la structure bouclée :

- Chute de tension réduite.
- En cas de défaut sur un départ, pas ou peu de postes sont hors tension.
- En cas de défaut à un poste de répartition, l'alimentation est possible par un deuxième poste lorsque l'alimentation est assurée par deux postes distincts.

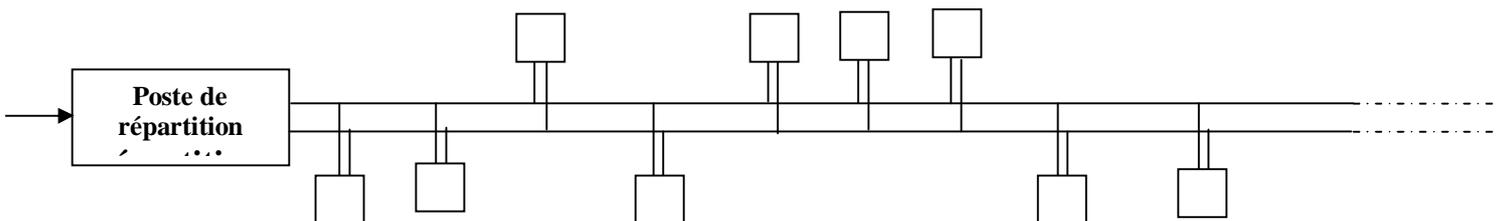
Inconvénients de la structure bouclée :

- Installation très coûteuse.
- Manœuvre et protection très complexe.

I.4.2 Structures des réseaux HTA souterrains :

Les réseaux HTA souterrains sont à un seul ordre de ligne (dorsale). Ils sont utilisés dans les villes et dans d'autres secteurs où les lignes aériennes présentent des risques, ainsi que pour préserver l'environnement. Ils peuvent être à structure radiale, mais la plupart du temps ils sont à structure bouclée. On peut rencontrer les structures suivantes :

a. Réseau à artère double :



Dans ce type de structure, l'alimentation peut se faire par un seul poste de répartition ou par deux postes distincts et en principe une seule artère est en service.

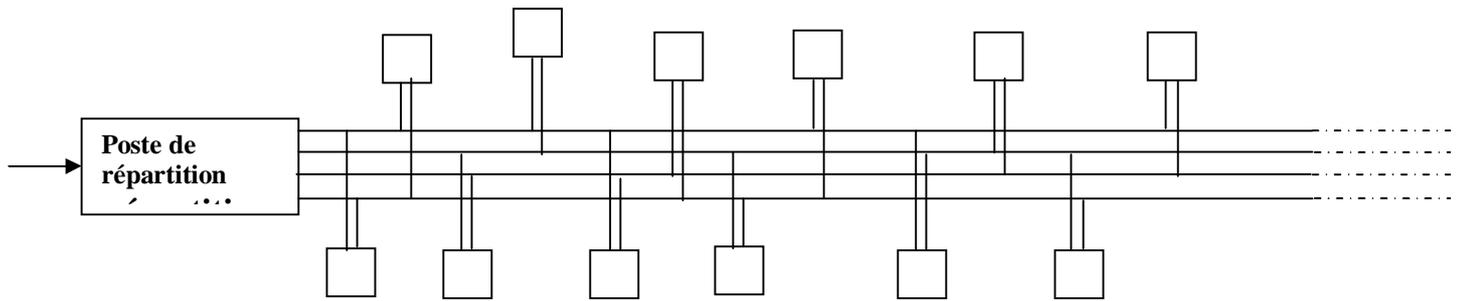
Avantages de la structure à artère double :

- Bonne souplesse d'exploitation.
- En cas de défaut sur une artère l'autre prend le relais.

Inconvénients de la structure à artère double :

- Réalisation très coûteuse.

b. Réseau à structure imbriquée :



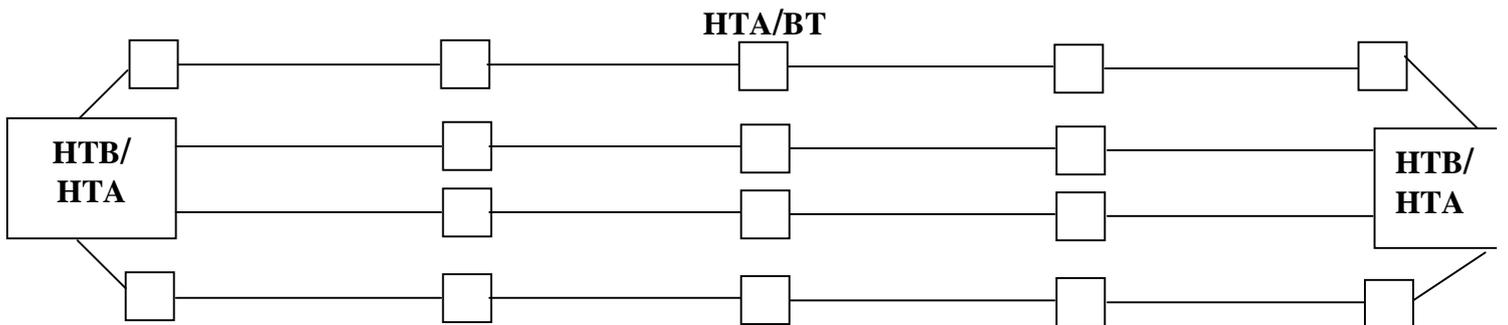
Avantages de la structure imbriquée :

- Très grande souplesse d'exploitation.
- Bon équilibrage des charges.

Inconvénients de la structure imbriquée :

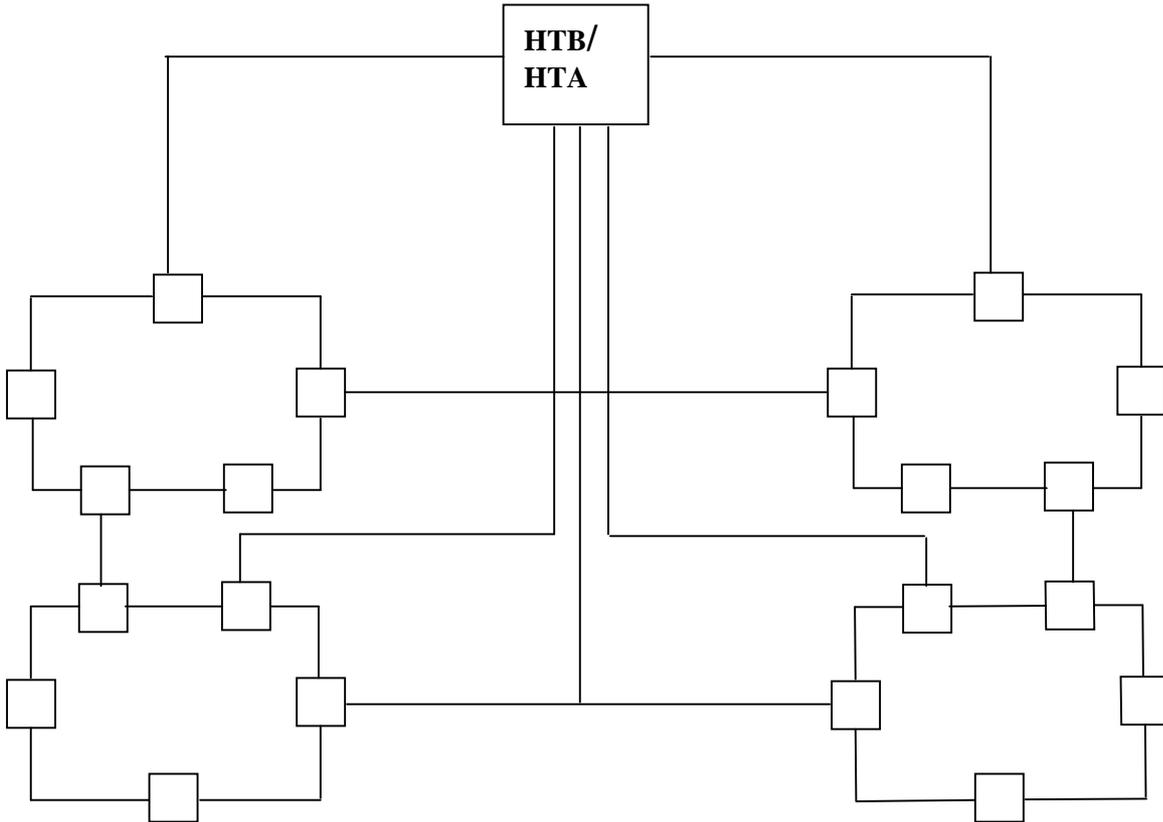
- Installation très coûteuse.

c. Réseau à structure source à source :



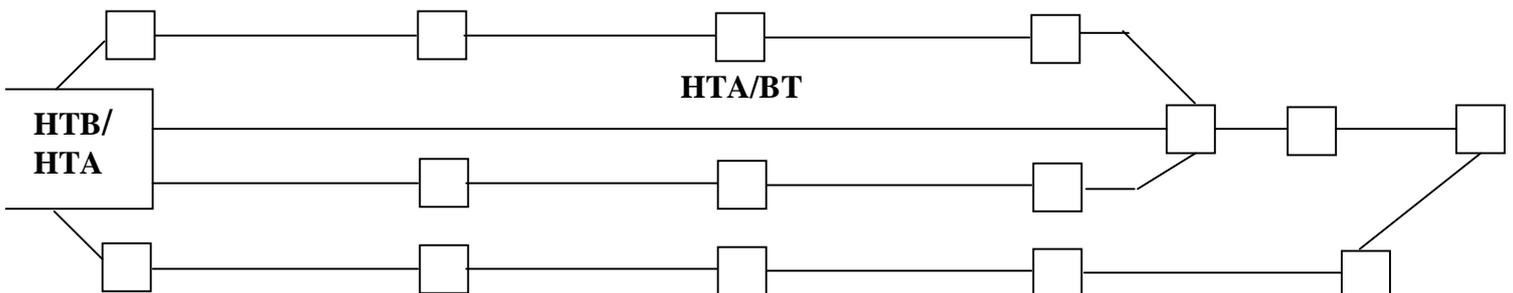
Dans cette structure, les câbles sont issus de deux sources distinctes. C'est une structure qui est utilisée dans le cas de postes HTB/HTA et qui permet de limiter la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution.

d. Réseau à structure maillée :



Le réseau à structure maillée est un réseau constitué de boucles alimentées directement par les sources HTA ou par les postes tête de boucle. Des liaisons inter boucles permettent le report de la charge d'une boucle à l'autre en cas de perte d'un câble de la structure.

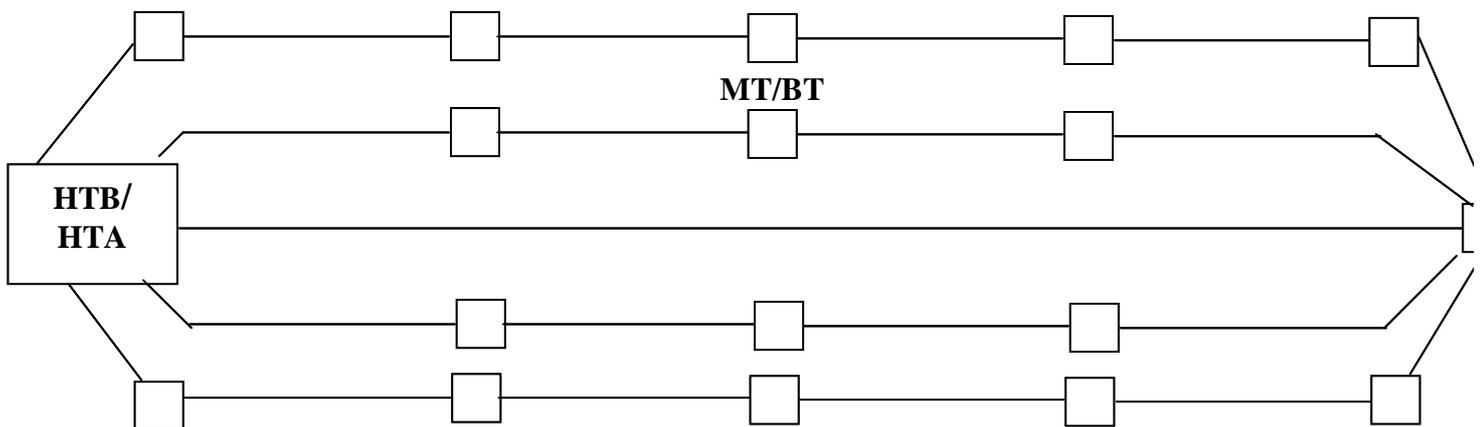
e. Réseau à structure en épi :



La structure en épi est une structure où chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité à un câble de secours. Ce point de connexion est en général un poste de distribution publique alimentée soit par le câble de distribution, soit par le câble de secours.

Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles par rapport aux deux structures précédentes.

f. Réseau à structure en fuseau :



La structure en fuseau est une structure où tous les câbles de distribution aboutissent à un point unique qui permet le secours. Chacun de ces câbles contribue à la reprise rapide du service.

I.5. Les postes électriques : [7]

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et la distribution de l'énergie électrique et à l'interconnexion des réseaux. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis l'abaisser en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels).

I.5.1. Différents types de postes électriques :

On distingue plusieurs types de postes selon :

I.5.1.1. Selon les fonctions assurées : [4].

On distingue trois types de postes selon les fonctions qu'ils assurent :

a. Postes de distribution publique (DP) :

Ce sont des postes de transformation appelés à desservir les utilisateurs du réseau de distribution sous la tension de raccordement, la basse tension. On distingue deux catégories de postes :

Ø Les postes sur poteau : Ce sont des postes de puissance limitée ($\leq 160\text{kVA}$), alimentés via un réseau HTA.

Ø Les postes en élévation préfabriqués, maçonnés ou en immeuble : Ce sont des postes raccordés via une liaison souterraine ou aéro-souterraine HTA.

b. Postes livraisons (LIV) :

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont les puissances installées dépassent 40 kVA.

c. Postes mixtes :

Dans les postes de transformation mixtes, on trouve deux parties : l'une destinée à la distribution publique et l'autre à la livraison.

I.5.1.2. Selon les puissances transmises :**a. Postes HTB/ HTA : [5].**

Un poste HTB/HTA est un poste qui se situe entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA, il assure le passage de la HTB ($\geq 60\text{kV}$) à la HTA ($\geq 10\text{kV}$).

En phase initiale, ce type de poste est constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne HTB (HT1). Avec l'augmentation des charges à desservir, on peut y adjoindre un deuxième (T2), puis en stade final, un troisième (parfois plus) transformateur (T3) généralement en double attache.

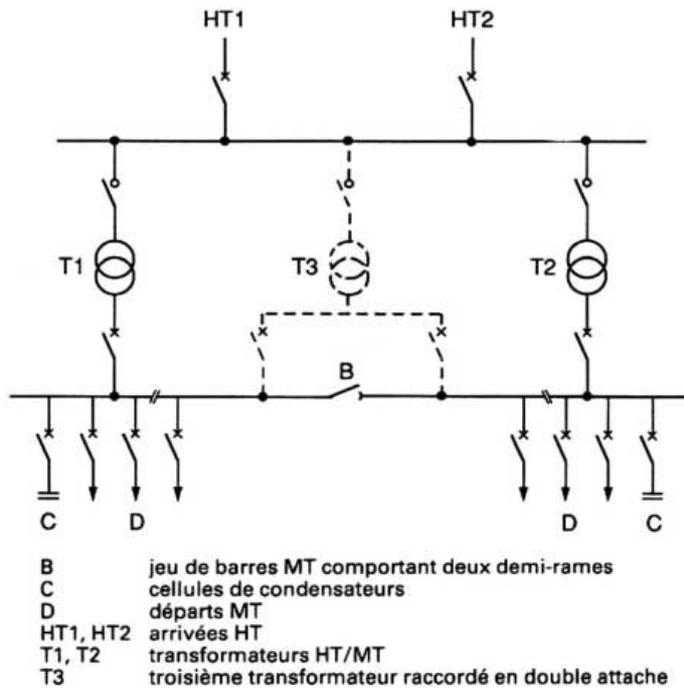


Fig. 2.a : Schéma d'un poste HTB/HTA

En même temps que le deuxième transformateur, on raccorde généralement une deuxième arrivée HTB (HT2), dite garantie ligne, opérant en cas de défaut sur la première.

Le ou les transformateurs débitent sur un tableau HTA qui forme un jeu de barres composé de rames. Chaque rame est un ensemble d'une dizaine de cellules environ, organisée en deux demi-rames reliées entre elles par un organe de couplage, en sectionnement de barre.

La demi-rame élémentaire comprend :

- une arrivée de transformateur ;
- plusieurs départs HTA ;
- une cellule de condensateurs (compensation de l'énergie réactive) ;
- éventuellement, un disjoncteur shunt.

Au fur et à mesure de l'évolution de la charge à desservir et de l'augmentation du nombre de départs HTA que l'on veut créer à partir du poste, on est amené à multiplier le nombre de rames.

Différentes configurations peuvent être retenues pour l'alimentation des rames en régime normal ; par exemple :

- un seul transformateur alimente l'ensemble des rames, le deuxième n'opérant qu'en cas de secours ;

- les alimentations des différentes rames sont réparties sur plusieurs transformateurs de manière prédéterminée (en général, les transformateurs ne sont jamais en parallèle sauf quelques instants pendant une manœuvre de changement de schéma d'exploitation).

Le choix de ces configurations dépend de la puissance à desservir au regard de la puissance installée à un moment donné, en recherchant les pertes minimales.

Les départs HTA sont regroupés sur les différentes rames en fonction :

- de leur nature (réseau aérien ou souterrain), afin d'éviter de répercuter sur les réseaux souterrains les perturbations affectant les lignes aériennes plus exposées ;
- de leur similitude quant à leur courbe de charge, pour un bon fonctionnement des régleurs en charge.

b. Postes HTA/HTA :

Un poste HTA/HTA est un poste qui assure principalement deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- assurer le passage entre deux niveaux HTA. Dans ce cas, le poste comporte des transformateurs. Ce type de poste est utilisé dans les pays qui appliquent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA, c'est le cas par exemple de la Grande Bretagne où le réseau HTA est décomposé en deux niveaux avec le 11 kV et le 33 kV.

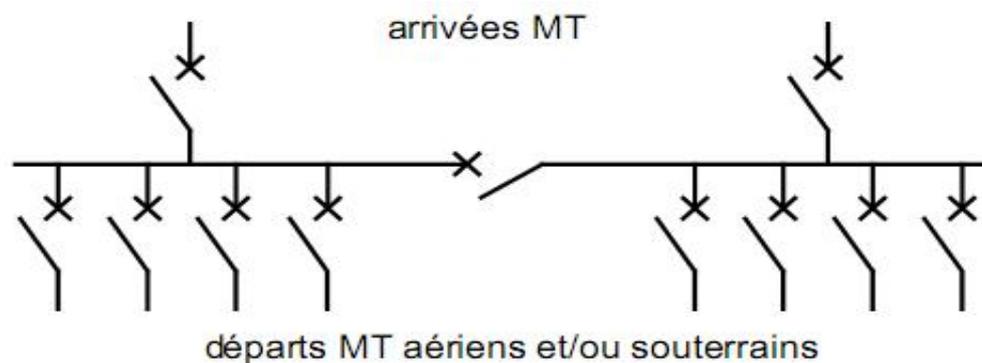


Fig.2.b : Schéma d'un poste HTA/HTA.

c. Postes HTA/ BT :

Ils sont l'interface entre les réseaux HTA et BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation HTA/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation HTA (point de coupure) et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir.

Selon la zone de l'implantation des postes HTA/BT on distingue deux types de postes :

-Poste rural : un poste rural est un poste raccordé en simple dérivation du fait de la structure radiale arborescente du réseau HTA dans les zones rurales.

-Poste urbain : les postes urbains sont des postes implantés dans les zones urbaines.ils sont généralement alimentés par des réseaux souterrains pour lesquels le réseau est bouclé, en cas d'avarie d'un câble, la durée d'interruption sera courte.

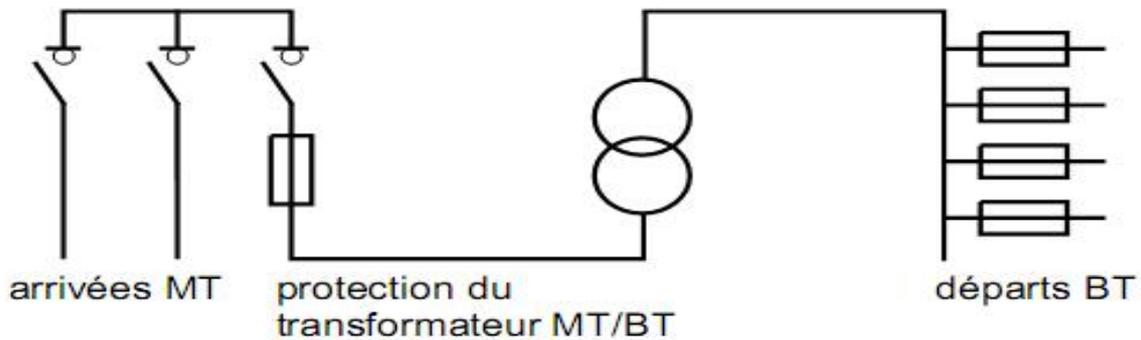


Fig. 2.c : Schéma d'un poste HTA/BT.

I.6. Equipement en lignes et câbles : [3]

I.6.1. Câbles souterrains :

Actuellement, on utilise sur les réseaux HTA deux types de câbles :

Les câbles sous plomb isolés au papier imprégné unipolaires ou tripolaires pour réalisation des réseaux proprement dits.

Des câbles unipolaires à isolation synthétique pour différents cas particuliers.

I.6.1.1. Câbles sous plomb isolés au papier imprégné :

Les premiers câbles à champ radial utilisés furent les câbles unipolaires pour les grosses et faibles sections, les câbles tri plombs tri gaines constitués par trois câbles unipolaires assemblés sous une armure commune. Ces deux types de câbles nécessitaient des accessoires unipolaires.

Lorsque la technique des accessoires fut définitivement mise au point, on leur substitua, tout au moins pour les sections inférieures ou égales à 150 mm, les câbles tripolaires à surface

métallisée qui présentent par rapport aux deux précédents l'avantage d'une bonne mise à la terre de leur gaine de plomb non isolé. La nécessité d'installer les câbles unipolaires non armés dans des caniveaux les rend vulnérables et leur pose est onéreuse.

I.6.1.2. Câbles à isolation synthétique :

Les câbles utilisés actuellement en HTA sont tous de type unipolaire et réservés pour les liaisons courtes. Deux sortes d'isolants peuvent être utilisées :

- Des thermoplastiques (polyéthylène PE, polychlorure PCV).
- Des élastomères admettent des températures de fonctionnement élevées (90°) et assurent aux câbles une intensité admissible supérieure.

I.6.2. Lignes aériennes :

C'est l'ensemble de conducteurs nus ou isolés, fixés en élévation sur des supports (poteaux, pylônes, potelets en façades de bâtiments ou de galeries accessibles au public) au moyen d'isolateurs ou des systèmes de suspension adéquats.

Ils peuvent être regroupés en faisceaux torsadés de conducteurs isolés électriquement les uns par rapport aux autres et mécaniquement solidaires.

I.6.2.1. Types des lignes aériennes :

On distingue quatre types de lignes :

1. Ligne de distribution BT : ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices usines et maisons. les lignes sont habituellement des câbles ou des barres omnibus fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.
2. Lignes de distribution HTA : ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4 kV et 69 kV.
3. Les lignes de transport HTB : ce sont des lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération ; fonctionnant généralement à des tensions inférieures à 230 kV.
4. Les lignes de transport THT : ce sont des lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750kV.

I.6.2.2. Eléments constituant les lignes aériennes :**I.6.2.2.1. Les conducteurs :**

L'élément principal constituant une ligne aérienne est le conducteur qui tout en assurant une bonne continuité électrique doit supporter sans détérioration ni rupture les contraintes extrêmes auxquelles il est exposées. Un conducteur doit avoir une faible résistivité et une charge de rupture élevée.

Les conducteurs utilisés pour le transport de l'énergie électrique sont généralement des conducteurs en cuivre et en l'aluminium, soit à l'état pratiquement pur, soit sous forme d'alliages.

Ils sont de différentes sections (34,4 mm), (54,6 mm), (37,7 mm), (75,5 mm), (148 mm), etc. Ils sont soit nus soit isolés, mais vu le coût élevé des conducteurs isolés, ils ne sont utilisés que lorsque des conditions locales ou des circonstances particulières démontrent l'intérêt par exemple :

- zone givrée.
- pénétration dans les petites villes.
- chantier de construction.
- zone en cours d'urbanisation.

I.6.2.2.2. Les câbles de garde :

Le rôle des câbles de garde est triple sur une ligne aérienne :

- § Ils protègent contre les coups de foudre directs.
- § Ils diminuent l'induction dans les circuits de télécommunication.
- § Ils réalisent l'interconnexion des mises à la terre des supports.

Les câbles de garde sont en général en almélec-acier leurs sections doivent être suffisantes pour supporter les échauffements qui sont fonction de l'intensité qui les parcourt au moment d'un court circuit et de la durée de défaut.

I.6.2.2.3. Les isolateurs :

L'isolateur sert à retenir mécaniquement les conducteurs aux supports et à assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments. Il est constitué de deux parties : une partie isolante et des pièces métalliques scellées sur cette partie isolante.

Pour la partie isolante seul la céramique et le verre sont justifiés d'un bon comportement en exploitation. La céramique actuellement utilisée en haute tension est obtenue à partir des matières telles que: argile silice ou alumine, quant aux verres utilisés sont des verres formés à partir de cillices et soude (verre sodocalcique).

L'isolateur est utilisé soit en isolateur rigide (seul), soit en isolateur suspendu (chaîne d'isolateurs).

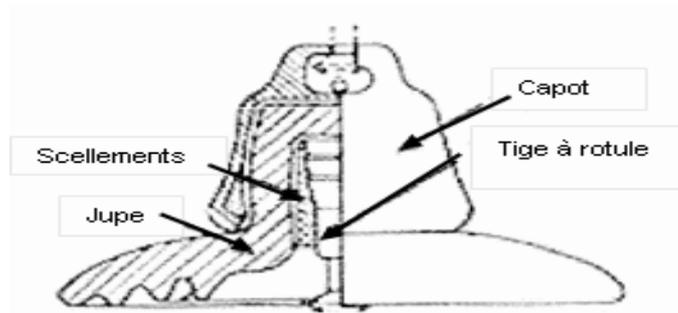


Fig. : Isolateur [2]

I.6.2.2.4. Les supports :

Ce sont les éléments du réseau permettant de soutenir un conducteur aérien, on peut distinguer deux types de supports : les poteaux et les pylônes. Ils sont implantés dans le sol, le premier type désigne des supports relativement simples de hauteur modérée, utilisés en BT et dans la gamme inférieure de la HTB ; le second type est utilisé pour désigner les structures plus complexes auxquelles on a recours pour les lignes THT.

Les supports doivent avoir une forme et une hauteur adéquates et une résistance mécanique suffisante, pour supporter sans dommage les efforts appliqués sur la ligne dans les différentes conditions climatiques rencontrées.

I.6.2.2.5. Les armements :

C'est la disposition des conducteurs par rapport au support. Il existe plusieurs types d'armements entre autres : armement en triangle, armement double drapeau, armement nappe, armement en voute, armement en nappe voute, etc., mais les plus utilisées sont les armements en voute et les armements horizontaux.

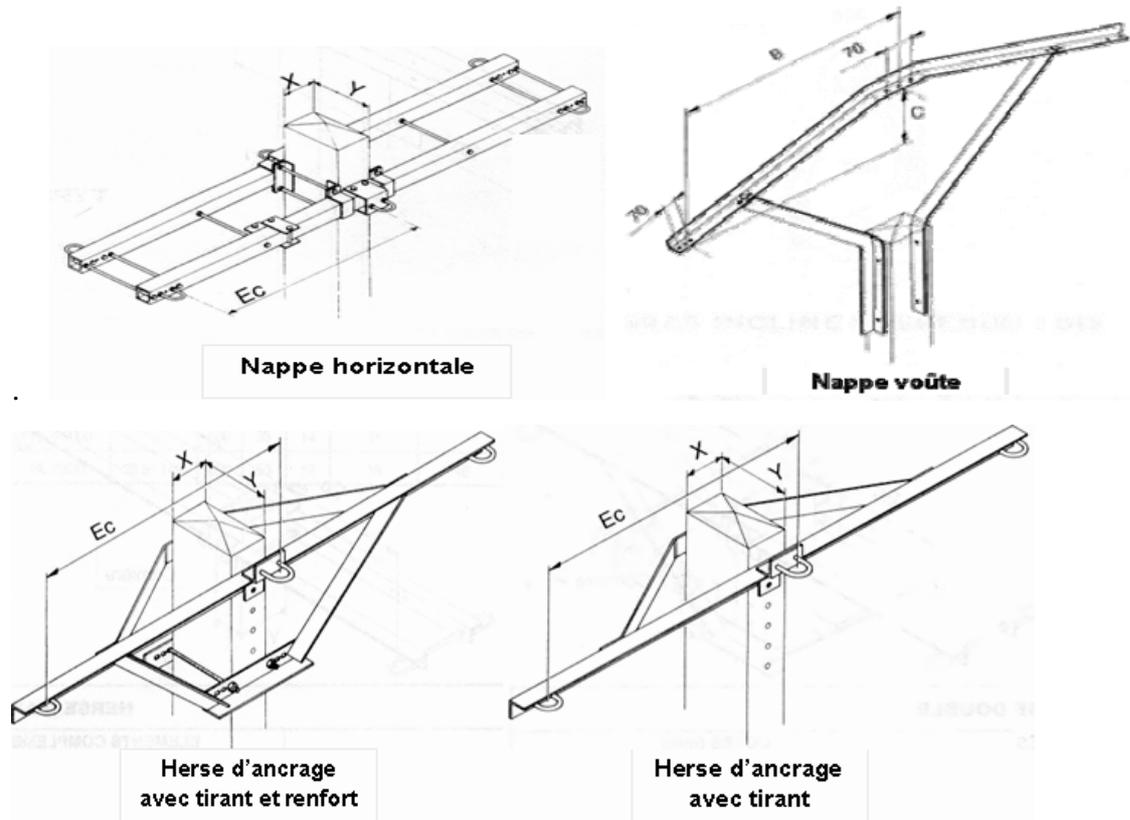


Fig. : Types d'armement [2]

Conclusion :

Ce premier chapitre consacré aux généralités, comporte d'abord quelques notions sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. On y retrouve ensuite des rappels sur les différentes structures topologiques des réseaux électriques et leurs différents éléments constitutifs.

Chapitre II
Défauts et
protections des
réseaux
électriques

II.1.Introduction :

Les installations électriques sont le siège de perturbations accidentelles et imprévisibles qui causent des dégâts considérables sur les biens et les personnes, il est donc impératif de prévoir des moyens de protection appropriés.

II.2. Défauts électriques : [7]**II.2.1. Définition d'un défaut :**

C'est la modification accidentelle affectant le fonctionnement normal d'un processus, ou d'un circuit électrique, et pouvant dans certain cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement.

II.2.2. Caractère des défauts :

Les défauts qui se produisent sur les réseaux électriques peuvent être momentanés ou permanents.

II.2.2.1. Défauts momentanés :

Ce sont ceux qui disparaissent d'eux-mêmes au bout d'un temps variable mais relativement restreint. Si leur disparition se produit sans mise hors tension du réseau, ils sont dits « auto-extincteurs », c'est le cas des amorçages. Si leur disparition nécessite la mise hors tension du réseau, ils sont dits fugitifs ou « semi-permanents », c'est dans le cas des contacts de branches et d'oiseaux avec les conducteurs.

II.2.2.2. Défauts permanents :

Ce sont ceux qui nécessitent pour disparaître l'intervention du personnel d'exploitation, car ils exigent une réparation du réseau, c'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne ou bien la détérioration d'un câble souterrain.

II.3. Différents types de défauts :

Les différents types de défaut sont : les courts-circuits, les surintensités, les sursensions et les déséquilibres.

II.3.1. Courts-circuits :

Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquelles existe une différence de potentielle.

Sur les réseaux HTA, les courts circuits sont dus en général à des contacts accidentels entre phases ou entre phase et terre, à une fausse manœuvre ou à un défaut d'isolement.

II.3.2. Surintensités :

Les surcharges sur une ligne ou un équipement apparaissent lorsqu'ils sont traversés par un courant supérieur au courant pour lequel ils sont conçus.

Leurs origines sont les surcharges et les courts-circuits.

On a deux types de surcharges :

- **Surcharges normales** : Elles se produisent lors de la mise sous tension des moteurs, des transformateurs et des appareils électriques divers.

- **Surcharge anormales** : Les appareils de grande puissance causent des échauffements lents mais nuisibles aux installations.

II.3.3. Surtensions :

La surtension est le passage de la tension nominale à une valeur supérieure à la normale ; elle survient suite aux différentes manœuvres sur les organes de coupure, tels les coups de foudre et contact accidentel avec une installation de tension supérieure. Les surtensions sont dangereuses dans les réseaux, car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détériorer.

II.3.4. Déséquilibres :

Il y a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes.

En fonctionnement normal, les réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique fonctionnent dans des conditions très proches d'une symétrie parfaite. Cependant,

la répartition de très nombreuses consommations monophasées engendrent au niveau des distributions basse et moyenne tension des déséquilibres entre les trois phases qui se traduisent par l'échauffement des conducteurs et des coupures répétées.

II.4. Conséquences des défauts :

En général, la présence d'un défaut sur un réseau provoque des surintensités, des chutes de tension et des déséquilibres des tensions et des courants des phases.

Ces phénomènes, dont l'importance dépend de la constitution du réseau, de la nature du défaut (entre phases ou entre phase et terre) et de l'emplacement de celui-ci, entraînent toute une série de conséquences que nous passerons en revue :

II.4.1. Echauffement :

Les échauffements dus au courant de court-circuit sont particulièrement à craindre pour les câbles souterrains, pour lesquels les échanges calorifiques avec l'extérieur sont assez limités. Une densité de $100\text{A}/\text{mm}^2$ provoque un accroissement d'environ $100^\circ\text{C}/\text{s}$.

Lors du claquage d'un câble souterrain, les arcs électriques provoqués peuvent entraîner sa fusion sur des longueurs de plusieurs décimètres, si le défaut n'est pas éliminé rapidement.

II.4.2. Explosion de disjoncteur :

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteurs, particulièrement ceux du type ancien placé sur des réseaux HTA alimentés par les transformateurs HTB/HTA de grande puissance.

II.4.3. Effets électrodynamiques :

A chaque passage d'un courant très intense dans les conducteurs, ceux-ci s'attirent ou se repoussent avec une force proportionnelle au carré du courant et inversement proportionnelle à leur distance ($F=KI^2/d$) ; ces efforts provoquent la déformation des jeux de barres et des connexions ; par des ruptures de supports isolateurs et même parfois des avaries considérables survenant aux enroulements des bobines de réactances et des transformateurs, si ceux-ci n'ont pas la rigidité suffisante.

II.4.4. Perturbations dans les lignes de télécommunications :

La présence d'un court-circuit asymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunication qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication.

II.4.5. Effet de la chute de tension :

Les courants de court-circuit, traversant les différents éléments du réseau, provoquent des chutes de tension qui risquent de causer le décrochage des machines synchrones ou asynchrones et de porter atteinte à la stabilité du réseau.

II.5. Elimination des défauts

Pour remplir le rôle, les protections doivent :

- détecter la présence du défaut ;
- identifier l'ouvrage atteint ;
- commander les organes de coupure.

II.5.1. Détection des défauts :

Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre de paramètres électriques (courant, tension, fréquence, etc.) Elles peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température. Les grandeurs électriques évoluent notamment dans un domaine fixé par les règles générales d'exploitation du réseau.

II.5.2. Identification de l'ouvrage atteint :

Le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et commander l'ouverture des dispositifs de protection nécessaires à la mise hors tension de cet ouvrage et lui seul.

Les différentes protections mises en œuvre pour satisfaire cette exigence sont :

- Protection différentielle totalement sélective.
- Protection à distance.
- Protection à maximum de courant ou à minimum de tension non sélective.

La conception des réseaux HTA répond à des considérations autres que celles des réseaux THT et HTB. La perte d'un seul ouvrage peut conduire à une interruption de fourniture d'énergie. La réalimentation de la clientèle nécessite alors des manœuvres manuelles ou automatiques.

Néanmoins, pour limiter ces interruptions et faciliter l'identification de l'ouvrage atteint et par suite, permettre une reprise de service rapide, la sélectivité d'élimination des défauts est également une exigence très forte.

II.5.3. Commande des organes de coupure : [1]

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur « D » associé à cet ouvrage.

La protection est réalisée par trois éléments fondamentaux :

-Des capteurs réducteurs de mesure (TC, TT) fournissent des grandeurs électriques utilisables par les protections, qui sont l'image de celles sollicitant le réseau à protéger.

-Un équipement de protection, comportant des fonctions de mesure, des logiques de traitement et de décision.

- Un disjoncteur « D » qui commande l'ouverture et la fermeture du circuit.

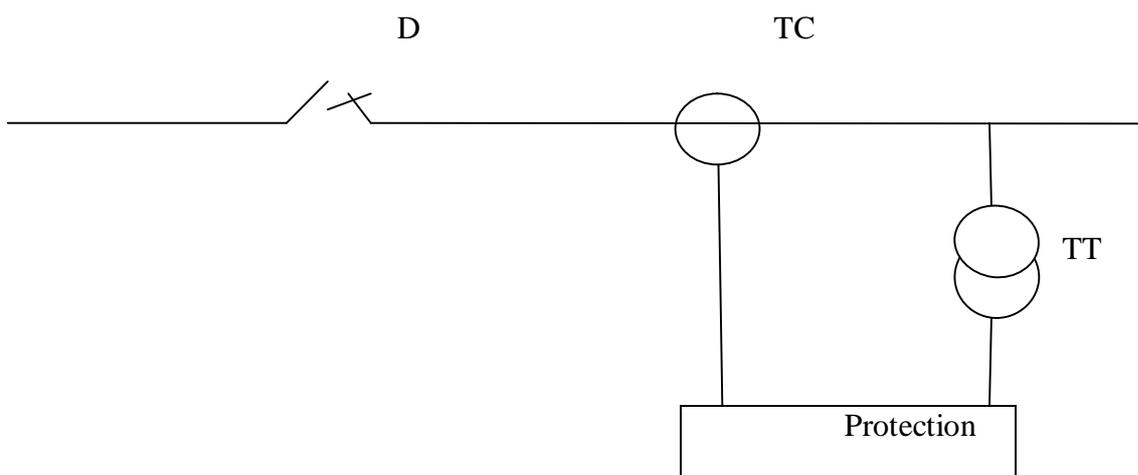


Fig. : Schéma de principe d'une protection contre les surintensités.

II.5.4. Sensibilité des protections :

Les protections doivent fonctionner dans un domaine très étendu de courant de court-circuit entre :

-le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et qui est parfaitement connu ;

-le courant nominal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court circuit se produisant dans les conditions exceptionnelles (schéma d'exploitation particulier, période de faible charge).

Il arrive que le courant minimal de court-circuit soit inférieur au courant nominal. Dans ce cas, il faut avoir recours à des protections spécifiques.

II.5.5. Contraintes supplémentaires pour les protections :

Les protections ne doivent pas limiter le fonctionnement normal du réseau, en particulier :

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau à protéger.
- Elles doivent rester stables en présence de phénomènes tels que :
 - Les manœuvres d'exploitation.
 - Les variations admissibles de tension ou de fréquence.
 - Les surcharges et déséquilibres entrant dans les marges de fonctionnement normal du réseau.
 - Les oscillations résultant du régime transitoire des machines.
 - L'influence d'une anomalie de circuit de mesure.

II.5.6. Fiabilité des protections :

La sûreté : la protection ne détecte le défaut qu'une fois elle est sûre, et cela dépend de sa fiabilité.

II.6. Protection des réseaux HTA : [3]

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections.

II.6.1. Qualités d'un système de protection :

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes

- ∅ **Fiabilité** : un dispositif de protection doit être sûr de ses décisions.
- ∅ **Sélectivité** : seuls les appareils de coupure encadrant le défaut doivent s'ouvrir.
- ∅ **Rapidité** : le système doit être rapide pour éviter d'étendre la zone perturbée.
- ∅ **Sensibilité** : le système doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.
- ∅ **Consommation** : le système doit avoir une consommation réduite.

II.6.2. Fonction de dispositif de protection :

La protection du réseau électrique est assurée lorsque les éléments défectueux sont mis hors tension le plus rapidement possible par les dispositifs de coupure en charge (disjoncteur, contacteur, fusible, ...).

Ce rôle peut être assuré :

- Soit directement à partir d'éléments incorporés au dispositif de coupure (relais magnétothermique).
- Soit indirectement à partir d'ensembles extérieurs au dispositif de coupure, comprenant les éléments suivants :
 - réducteurs de mesure ;
 - relais de protection ;
 - circuit de déclenchement.

II.6.2.1. Réducteurs de mesure :

Ce sont les réducteurs (ou transformateurs), soit de courant soit de tension, nécessaires à l'alimentation des dispositifs de mesure de comptage et de protection. Leur but consiste à :

- Isoler du réseau les dispositifs précités, qui sont d'un niveau d'isolement inférieur.
- Délivrer à ce faible niveau d'isolement des courants (5A ou 1A) et des tensions (100V ou $100/\sqrt{3}$ V) par transformation des grandeurs primaires correspondantes du réseau.

II.6.2.2. Relais de protection :

C'est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, siègne d'un fonctionnement anormal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

II.6.2.3. Circuit de déclenchement :

Il s'étend depuis les contacts du relais de protection jusqu'au dispositif de manœuvre de l'organe de coupure. Sa fonction est de transmettre à cet organe l'ordre issu du relais.

II.7. Appareils de protection :

Les principaux appareils de protection sont :

- Les disjoncteurs.
- Les sectionneurs.
- Les interrupteurs.
- Les parafoudres.
- Les coupe-circuits à fusible.

II.7.1. Disjoncteurs :

Un disjoncteur à haute tension est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique ;
- dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Disjoncteurs à air comprimé.
- Disjoncteurs à huile.
- Disjoncteurs au « SF₆ ».
- Disjoncteurs à vide.

II.7.1.1. Disjoncteur à air comprimé :



Les disjoncteurs à air comprimé ont supplanté les disjoncteurs à l'huile dans le domaine des hautes performances grâce à la haute rigidité diélectrique et aux bonnes propriétés thermiques du fluide utilisé. L'air comprimé sous une pression de 20 à 35 bars est évacué à l'intérieur de buses pour permettre d'obtenir un refroidissement efficace de l'air.

Les disjoncteurs à air comprimé ont eu pendant longtemps le monopole des très hautes performances : pouvoir de coupure jusqu'à 100 kA, durée de coupure réduite, faible niveau de surtension grâce à l'utilisation de résistances pour la fermeture. Ces disjoncteurs nécessitent cependant une maintenance périodique, en particulier celle des compresseurs.

II.7.1.2. Disjoncteur à l'huile :

La coupure dans l'huile s'est ensuite imposée en haute tension après avoir été utilisée en moyenne tension. Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition. L'énergie de l'arc est utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant.

Les premiers disjoncteurs à huile avaient des contacts de coupure plongés dans de l'huile contenue dans une cuve métallique. Ils sont appelés « disjoncteurs à gros volume d'huile ». Certains sont toujours en service actuellement. Par la suite, dans les années 1950, les « disjoncteurs à faible volume d'huile » ont été conçus pour réduire la quantité d'huile nécessaire et surtout limiter le risque d'incendies liés aux disjoncteurs à gros volume d'huile. L'arc se développe dans un cylindre isolant afin de limiter sa longueur et de contrôler autant que possible l'énergie contenue dans l'arc. Cette énergie est utilisée pour générer le soufflage par vaporisation de l'huile comme expliquée précédemment.

Ce type de disjoncteurs est utilisé pour des tensions assignées atteignant 765 kV et des courants de défaut très élevés, pouvant atteindre 50 kA.

Mais ils nécessitent un entretien important et délicat (remplacement de l'huile usagée). Ils ont été supplantés par les disjoncteurs à SF₆ qui nécessitent peu de maintenance et ont une longue durée de vie.

II.7.1.3. Disjoncteur SF₆ :

La technique de coupure dans le SF₆ a été développée en haute tension à la fin des années 1950, elle a donné lieu aux premières applications en 245 kV dans les années 1960 (Poste blindé de Vaise en 1966) puis elle s'est imposée et est devenue la technique utilisée pour tous les nouveaux développements en haute tension à partir des années 1970

Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF₆ peuvent expliquer leur succès :

- la simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure (contrairement aux appareils plus anciens à air comprimé) ;
- l'autonomie des appareils apportée par la technique auto pneumatique (sans compresseur de gaz) ;
- la possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA, avec un nombre réduit de chambres de coupure : une seule chambre est nécessaire en 245 kV, deux en 420 kV, trois pour les disjoncteurs de ligne 550 kV et quatre en 800 kV ;
- une durée d'élimination de défaut courte, de 2 à 2,5 cycles en très haute tension ;
- une grande endurance électrique qui permet de garantir une durée de vie d'au moins 25 ans ;

- une réduction de l'encombrement possible avec les postes sous enveloppe métallique ;
- la possibilité d'équiper les chambres de résistances de fermeture ou d'effectuer des manœuvres synchronisées afin de limiter les surtensions pendant les manœuvres en très haute tension ;
- la sécurité de fonctionnement ;
- un faible niveau de bruit.

La technique de coupure par auto-soufflage a permis d'utiliser des commandes à ressorts de faible énergie pour la manœuvre des disjoncteurs haute tension. Cette technique est appliquée tout d'abord dans les années (1990-2000) .

Les très bonnes propriétés du SF₆ ont entraîné l'extension de la technique SF₆ sous des tensions de plus en plus élevées allant jusqu'à 800 kV et bientôt sous 1100 kV en Chine.

II.7.1.4. Appareils avec ampoules à vide :



Ampoule à vide pour disjoncteur à moyenne tension

Les premières recherches et brevets sur les ampoules (interrupteurs) à vide ont été faits par le *California Institute of Technology* vers 1926. Les premières applications industrielles ont été réalisées à la fin des années 1950 lorsque les difficultés technologiques de mise en œuvre furent résolues, notamment la garantie d'un vide poussé pendant au moins vingt ans, ce qui nécessite une étanchéité parfaite de l'ampoule.

Actuellement des appareils intégrant des ampoules à vide sont en service jusqu'à 84 kV, au Japon le pouvoir de coupure d'un disjoncteur à vide peut atteindre 63 kA.

II.7.2. Les sectionneurs :

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique de son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique, d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

II.7.2.1. Types de sectionneurs :

- **Sectionneurs basse tension :**

Cet appareil est souvent muni de fusible, il est alors appelé sectionneurs porte-fusible. Certains sectionneurs comportent aussi des contacts à pré coupure permettant de couper la commande des organes de puissance afin d'éviter une manœuvre en charge.

- **Sectionneurs haute tension :**

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas « notions de distance ») afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque.

- **Sectionneurs de mise à la terre :**

Les sectionneurs HTB et BT de forte puissance sont dotés de systèmes de mise à la terre. Il s'agit d'un organe de sécurité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.

II.7.3. Interrupteurs :

Les interrupteurs sont des appareils destinés à établir et à interrompre un circuit dans des conditions normales de charge. Leurs performances sont cependant limitées car ils sont

capables d'établir un courant de court-circuit mais ne peuvent en aucun cas l'interrompre
Certains interrupteurs sont prévus pour remplir également les fonctions de sectionneux

II.7.3.1. Différents types d'interrupteurs :

Les interrupteurs les plus utilisés sont :

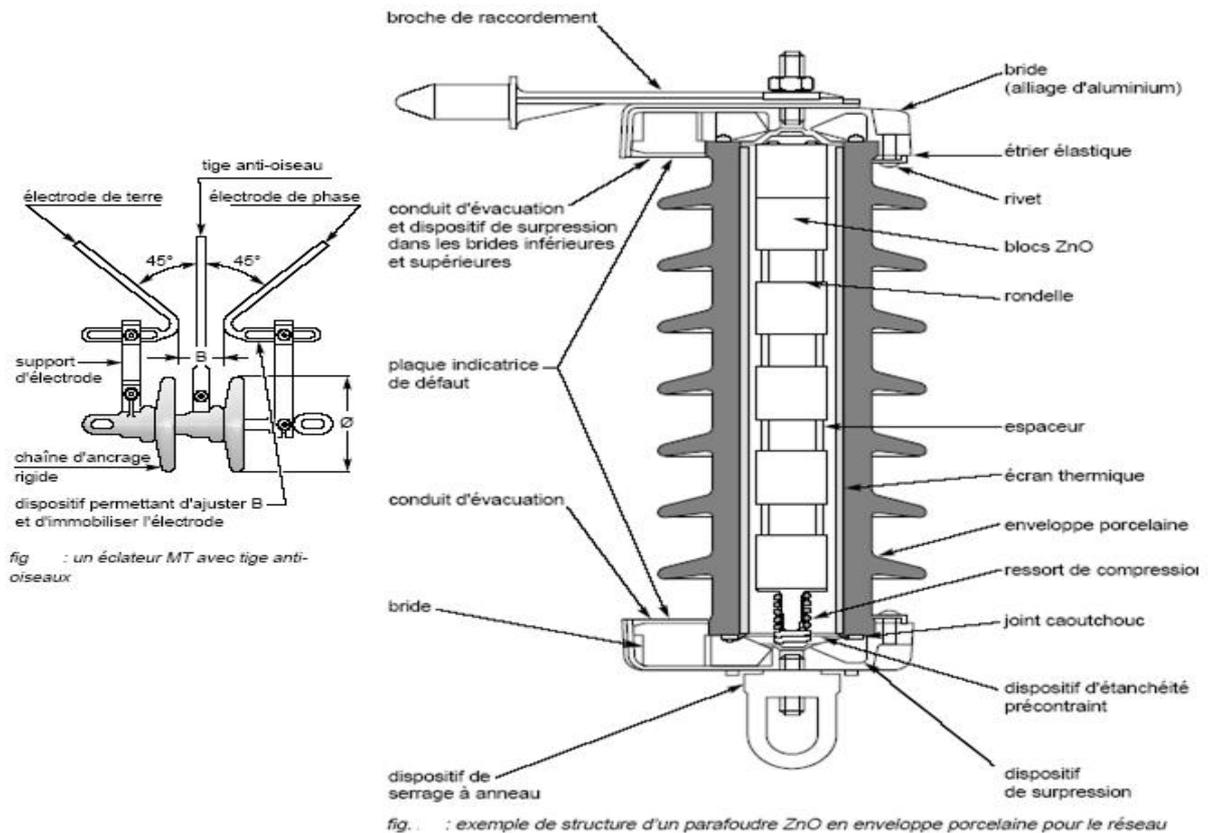
- Interrupteurs-sectionneurs ;
- Interrupteurs aériens à ouverture automatique dans les creux de tension ;
- Interrupteurs aériens à commande mécanique ;
- Interrupteurs aériens télécommandé.

II.7.4. Parafoudre :

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs ou autres dispositifs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutations des lignes et des transformateurs. La partie supérieure du parafoudre est reliée à l'un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins de 1Ω .

Déférents types de parafoudre :

- Parafoudre à expulsion.
- Parafoudre à résistances variables.
- Eclateur simple.



II.7.5. Relais :

Un relais est un appareil de protection destiné à ouvrir un circuit électrique lorsque certaines conditions prédéterminées sont remplies : variation d'intensité, de tension, de fréquence etc.

II.7.6. Coupe-circuits à fusible :

Les coupe-circuits à fusible sont des appareils de protection contre les surintensités ; à cet effet, ils comportent un élément conducteur qui dans certaines conditions s'échauffe de fond sous l'action de passage de courant. Il en résulte une coupure du circuit dans lequel l'élément fusible en inséré, d'où protection des appareils situés en aval.

Différents types de coupe-circuits :

- ü Coupe circuit à fusion libre.
- ü Coupe circuit à expulsion.
- ü Coupe circuit à fusion enfermée.

Conclusion :

Il est primordial de connaître l'ordre de grandeur des courants de courts-circuits des différents types de défauts. Cela nous permettra de bien dimensionner et régler les protections afin d'éliminer ces défauts, ayant des conséquences néfastes sur les réseaux électriques, sur le matériel, mais surtout sur la sécurité des personnes, le plus vite possible.

Chapitre III

Méthodes de calcul des chutes de Tension

Introduction :

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau.

Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension : la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation (dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau RTE sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes).

III.1. Méthode générale (Méthode des quadripôles) :

Cette méthode s'applique dans les cas des lignes où la longueur est de l'ordre de 600 km. [4]

En souterrain, l'existence de la capacité crée un courant capacitif, qui modifie la valeur de la chute de tension. Considérons une ligne de distribution, représentée par un schéma unifilaire sur la figure (III.1).

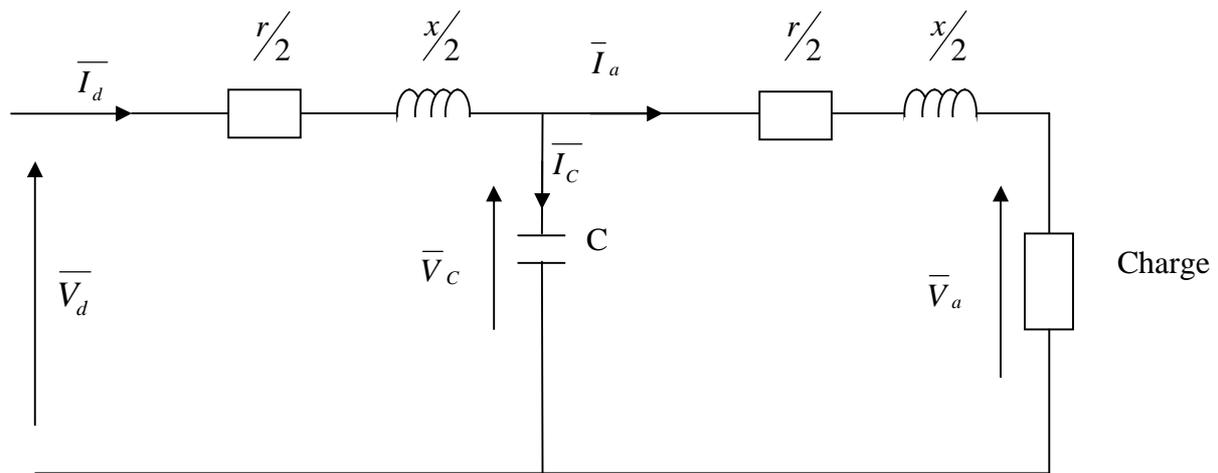


Figure III.1 : Schéma unifilaire de la ligne en T.

r : Résistance linéique (Ω/Km).

x : Réactance linéique (Ω/Km).

\bar{V}_d : Tension simple à l'entrée de la ligne.

\bar{V}_a : Tension simple au niveau de la charge.

\bar{V}_c : Tension simple au niveau de la capacité.

On écrit les équations du quadripôle :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c = \bar{V}_a + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_a. \\ \bar{I}_d = \bar{I}_c + \bar{I}_a. \\ \bar{V}_d = \bar{V}_c + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_d. \end{array} \right. \quad (III.1)$$

A partir de ces équations, on trace le diagramme de la ligne en T représenté par la figure (III.2) suivante :

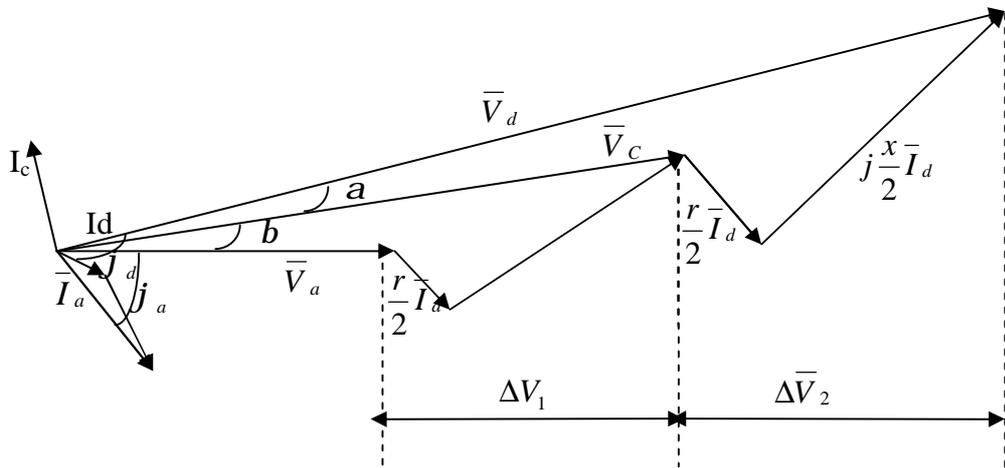


Figure III.2 : Diagramme de la ligne en T.

D'où les équations :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c \angle^b = \bar{V}_a \angle^0 + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_a \angle^{j_a} \\ \bar{V}_d \angle^{a+b} = \bar{V}_c \angle^b + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_d \angle^{j_d-(a+b)} \\ \bar{I}_d \angle^{j_d-(a+b)} = \bar{I}_c \angle^{\frac{p}{2}+b} + \bar{I}_a \angle^{j_a} \end{array} \right. \quad (III.2)$$

Avec :

j_a Et j_d sont des angles négatifs, on aura les équations suivantes :

$$\bar{V}_c \angle^b = V_a + lX \left[\frac{r}{2} + \frac{x}{2} \right] [I_a \cos j_a + j I_a \sin j_a] \quad (III.3)$$

$$= \left[V_a + l \frac{r}{2} I_a \cos j_a - l \frac{x}{2} I_a \sin j_a \right] + j \left[l \frac{x}{2} I_a \cos j_a + l \frac{r}{2} I_a \sin j_a \right]$$

- **Module de \bar{V}_c**

$$|\bar{V}_c| = \sqrt{\left(V_a + l \frac{r}{2} I_a \cos j_a - l \frac{x}{2} I_a \sin j_a \right)^2 + \left(l \frac{x}{2} I_a \cos j_a + l \frac{r}{2} I_a \sin j_a \right)^2} \quad (\text{III.4})$$

- **Déphasage de \bar{V}_c**

$$b = \arctg \frac{l \frac{x}{2} I_a \cos j_a + l \frac{r}{2} I_a \sin j_a}{V_a + l \frac{r}{2} I_a \cos j_a - l \frac{x}{2} I_a \sin j_a} \quad (\text{III.5})$$

- **Calcul de \bar{I}_d**

$$\bar{I}_d \angle^{j_d - (a+b)} = \bar{I}_c \angle^{\frac{p}{2} + b} + \bar{I}_a \angle^{j_a} \quad (\text{III.6})$$

Si on néglige l'angle α on aura :

$$\begin{aligned} \bar{I}_d \angle^{j_d - b} &= \bar{I}_c \angle^{\frac{p}{2} + b} + \bar{I}_a \angle^{j_a} \\ &= j l C_w \bar{V}_c \angle^b + \bar{I}_a \angle^{j_a} \\ &= j l C_w [V_c \cos b + j V_c \sin b] + I_a [\cos j_a + j \sin j_a] \\ &= [I_a \cos j_a - l C_w V_c \sin b] + j [l C_w V_c \cos b + I_a \sin j_a] \end{aligned} \quad (\text{III.7})$$

- **Déphasage de \bar{I}_d**

$$j_d = \text{Arctg} \frac{l C_w V_c \cos b + I_a \sin j_a}{I_a \cos j_a - l C_w V_c \sin b} + b \quad (\text{III.8})$$

- **Module de \bar{I}_d**

$$|\bar{I}_d| = \sqrt{(I_a \cos j_a - l C_w V_c \sin b)^2 + (l C_w V_c \cos b + I_a \sin j_a)^2} \quad (\text{III.9})$$

- La chute de tension en monophasé est donnée par

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta V = \Delta V_1 + \Delta V_2 \\ \Delta V_1 = l \frac{r}{2} I_a \cos j_a + l \frac{x}{2} I_a \sin j_a \\ \Delta V_2 = l \frac{r}{2} I_d \cos j_d + l \frac{x}{2} I_d \sin j_d \\ \Delta V = l I_a \left[\frac{r}{2} \cos j_a + \frac{x}{2} \sin j_a \right] + l I_d \left[\frac{r}{2} \cos j_d + \frac{x}{2} \sin j_d \right] \end{array} \right. \quad (III.10)$$

En triphasé, la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta U}{U} \left(\frac{\%}{\%} \right) = \frac{\sqrt{3} l 100 \left[(I_a \cos j_a + I_d \cos j_d) \frac{r}{2} + (I_a \sin j_d + I_d \sin j_d) \frac{x}{2} \right]}{U} \quad (III.11)$$

III.2. Méthodes de séparation des puissances actives et réactives :

Cette méthode est utile dans le cas où la longueur de la ligne est de quelques dizaines de Kilomètres.

On représente la ligne à étudier par son schéma équivalent en π (fig III.3).

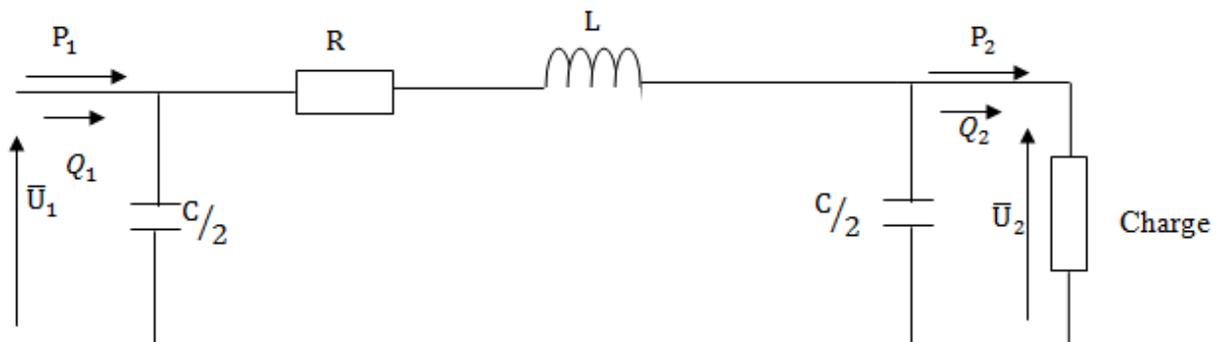


Figure III.3 : Schéma en π d'une ligne courte ou moyenne

III.2.1. Méthode par approximations successives :

Soit P_2 et Q_2 les puissances actives et réactives triphasées à l'extrémité réceptrice (2).

Soit \bar{U}_2 la tension composée de la ligne en(2) et φ_2 le déphasage entre \bar{U}_2 et \bar{I}_2

On a :

$$\begin{cases} P_2 = \sqrt{3}U_2 I_2 \cos j_2 \\ Q_2 = \sqrt{3}U_2 I_2 \sin j_2 \\ S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{3}U_2 I_2 \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

Les puissances à l'extrémité émettrice (1) sont alors :

$$\begin{cases} P_1 = P_2 + P \\ Q_1 = Q_2 - q_2 - q_1 + q \end{cases}$$

Avec :

$$P = R \left[P_2^2 + (Q_2 - q_2)^2 \right] \frac{1}{U_2^2} \quad (\text{Pertes actives}) \quad (\text{III.13})$$

$$\begin{cases} q_2 = \frac{cw}{2} U_2^2 & (\text{Production réactives}) \\ q_1 = \frac{cw}{2} U_1^2 & (\text{Production réactives}) \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

$$q = lw \left[P_2^2 + (Q_2 - q_2)^2 \right] \frac{1}{U_1^2} \quad (\text{Pertes réactives dans l'inductance}) \quad (\text{III.15})$$

Puisque U_1 est inconnue, on la remplace par U_2 dans l'expression de q_1 on calcule ensuite P_1 , Q_1 puis S_1 sachant que pour les câbles souterrains ou pour les lignes dépassant 200 à 300 Km où on considère la capacité et l'inductance on a :

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{S_1 I_2}{S_2 I_1} \quad (\text{III.16})$$

$$\frac{S_1}{S_2} \approx \frac{U_1 I_1}{U_2 I_2} \quad \text{On tire} \quad U_1 \approx \frac{S_1 I_2}{S_2 I_1} U_2$$

On remplace l'expression de U_1 dans l'expression de q_1 pour avoir une valeur plus précise de Q_1 donc successivement de S_1 et de U_1 mais généralement ce n'est pas nécessaire.

Remarque :

Dans les cas où la conductance G est nulle et la capacité négligeable, on peut écrire :

$$\frac{S_1}{S_2} \approx \frac{U_1}{U_2} \quad (\text{III.17})$$

Le courant \bar{I}_1 est obtenu par la relation suivante :

$$\text{On écrit : } \bar{I}_1 = \bar{I}_2 + jcw\bar{V}_2 \quad (\text{III.18})$$

Par contre, si c'est l'état en (1) qui est connu.

On écrit

$$P_2 = P_1 - P$$

$$Q_2 = Q_1 + q_1 + q_2 - q$$

$$P_1 = \sqrt{3}U_1 I_1 \cos j_1$$

$$Q_1 = \sqrt{3}U_1 I_1 \sin j_1$$

Avec :

$$P = R \left[P_1^2 + (Q_1 + q_1)^2 \right] \frac{1}{U_1^2} \quad (\text{Pertes actives}) \quad (\text{III.19})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} q_1 = \frac{cw}{2} U_1^2 \quad (\text{Pertes réactives dans les capacités}) \\ q_2 = \frac{cw}{2} U_2^2 \quad (\text{Pertes réactives dans les capacités}) \end{array} \right. \quad (\text{III.20})$$

$$q = lw \left[P_1^2 + (Q_1 + q_1)^2 \right] \frac{1}{U_2^2} \quad (\text{Pertes réactives dans l'inductance}) \quad (\text{III.21})$$

On calcule P_1 , Q_1 puis S_2 en remplaçant U_2 par U_1 dans l'expression q_2 puis on tire U_2 par :

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{S_1 I_2}{S_2 I_1} \quad (\bar{I}_1 \neq \bar{I}_2)$$

Et dans le cas où $(\bar{I}_1 = \bar{I}_2)$ (c et G négligeable)

$$\frac{S_2}{S_1} \approx \frac{U_2}{U_1}$$

Le courant I_2 est donné par :

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_1 - jcw\bar{V}_2 \quad (\text{III.22})$$

III.2.2. Formules directes :

La méthode précédente peut nécessiter un calcul supplémentaire dans le cas où la longueur de la ligne dépasse 100 km, on utilise alors la méthode suivante qui est valable aussi pour les lignes courtes.

Les équations du schéma monophasé équivalent en π sont présentées ci-dessous :

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 \left[1 - \frac{LCW^2}{2} + j \frac{RCW}{2} \right] - \bar{I}_1 [R + jLW]$$

Avec : $\bar{I}_1 = I_1 \cos j_1 - jI_1 \sin j_1$

En module, on aura :

$$V_2^2 = \left[V_1 - V_1 \frac{LCW^2}{2} + RI_1 \cos j_1 - LWI_1 \sin j_1 \right]^2 + \left[\frac{RCW}{2} V_1 - LWI_1 \cos j_1 + RI_1 \sin j_1 \right]^2$$

En posant :

$$P_1 = 3V_1 I_1 \cos j_1$$

$$Q_1 = 3V_1 I_1 \sin j_1$$

$$P_1 = 3RI_1^2 \quad (\text{Pertes actives triphasées})$$

$$q_1 = 3LWI_1^2 \quad (\text{Pertes réactives triphasées})$$

$$q_1 = 3 \frac{CW}{2} I_1^2 \quad (\text{Pertes réactives triphasé})$$

On obtient :

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - R(2P_1 - p) - LW(2Q_1 + 2q_1 - q_1) + CW(R^2 + (LW)^2) \left(Q_1 + \frac{q_1}{2} \right)} \quad (\text{III.23})$$

De même à partir de l'équation de :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 \left[1 - \frac{LCW^2}{2} + j \frac{RCW}{2} \right] + \bar{I}_2 [R + jLW] \quad (\text{III.24})$$

On obtient :

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - R(2P_2 + p) + LW(2Q_2 - 2q_2 + q_2) + CW(R^2 + (LW)^2) \left(Q_2 + \frac{q_2}{2} \right)} \quad (\text{III.25})$$

Remarque :

On peut négliger CW pour des longueurs ne dépassant pas une certaine de kilomètres.

III.2.3. Méthodes simplifiées :

La méthode précédente est complexe ; pour avoir une valeur approchée de la chute de tension dans les lignes, on applique la méthode suivante :

Soit U une valeur moyenne approchée de la tension en ligne (par exemple une tension connue à une extrémité).

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_1 = Q_2 + LW \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] - CWU^2 \\ P_1 = P_2 + R \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] \approx P_2 \end{array} \right. \quad (\text{III.26})$$

Cette dernière approximation est valable pour les lignes hautes tension où les pertes actives sont faibles.

Inversement on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_2 = Q_1 - LW \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] + CWU^2 \\ P_2 = P_1 - R \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] \approx P_1 \end{array} \right. \quad (\text{III.27})$$

On calcule en suite:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_m = \frac{Q_1 + Q_2}{2} \\ P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \end{array} \right. \quad (\text{III.28})$$

Avec:

Q_m , P_m : Les valeurs moyennes respectivement des puissances actives et réactive le long de la ligne d'où la relation de la chute de tension relative:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP_m + LWQ_m}{U^2} \quad (\text{III.29})$$

III.3. Méthode des moments électriques [8]

III.3.1. Chute de tension absolue :

La chute de tension à l'extrémité d'une ligne triphasée équilibrée de longueur L s'exprime par la relation :

$$\Delta U = \sqrt{3} \int_0^L z \cdot i(l) dl$$

$$z = r \cos j + x \sin j$$

r : est la résistance linéique (Ω / km).

x : Réactance de la ligne (Ω / km).

j est le déphasage entre la tension et le courant.

$i(l)$: est le courant qui varie le long de la ligne.

En particulier on peut exprimer la valeur de la chute de tension à l'extrémité d'une ligne en fonction de la valeur du courant I_0 en tête de départ, dans les cas plus intéressants de distribution, par la relation suivante :

$$\Delta U = K_v Z L I_0 \quad (a)$$

Avec :

$$K_v = \begin{cases} 1 & \text{Pour une charge concentrée à l'extrémité de la ligne.} \\ \frac{1}{2} & \text{Pour une charge uniformément répartie.} \\ \frac{2}{3} & \text{Pour une distribution triangulaire.} \end{cases}$$

L : Longueur de la ligne

I_0 : Courant en tête de départ

III.3.2. Chute de tension relative :

La chute de tension relative s'exprime en % de la tension nominale, on obtient donc :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{100 \sqrt{3} K Z L I_0}{U}$$

En remplace l'impédance z par son expression :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{100\sqrt{3}K_v LI_0}{U^2} U(r \cos j + x \sin j)$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 100K_v \left(\frac{rP + xQ}{U^2} \right) L \quad (b)$$

Ou $P = \sqrt{3}UI \cos j$ Puissance active

$Q = \sqrt{3}UI \sin j$ Puissance réactive

Cette relation est peu utilisée parce qu'elle nécessite la connaissance de l'énergie réactive, grandeur non toujours disponible.

Si on remplace, dans l'expression (b) Q par $P \cdot \tan \varphi$, on aura :

$$\frac{\Delta U}{U} = 100K_v \frac{P}{U^2} (r + x \tan j) L$$

III.3.3. Moment électrique d'une charge :

Le produit $M = K_v P \cdot L$ de la puissance active appelée par la longueur de la ligne est le moment électrique de la charge P .

Il s'exprime pour la MT en MW. Km et en kW. Km pour la BT.

Avec : $K_v = 1$ dans notre cas.

III.3.4. Moment électrique d'une ligne:

Le moment électrique d'une ligne donnant une chute de tension relative $\Delta U/U = 1\%$ est noté M_1 . Il a pour expression :

$$\begin{cases} \bullet \text{ Pour les lignes HTA } \left\{ M_1 = \frac{1}{100} \frac{U^2}{r + x \tan j} \right. & \text{en MW/Km} \\ \bullet \text{ Pour les lignes BT : } \left\{ M_1 = \frac{1}{10^5} \frac{U^2}{r + x \tan j} \right. & \text{en kW/Km} \end{cases} \quad (III.30)$$

" M_1 ", r , x et $\tan \varphi$ varient selon la section et la nature des conducteur. Leurs valeurs sont données dans les tableaux X voir l'annexe

La chute de tension relative d'une charge de moment " M " alimentée par une ligne électrique de moment " M_1 " est telle que :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_1} \quad (III.31)$$

Moments électriques M1 des conducteurs nus :

NATURE	SECTION mm ²	M1 (KW*KM)			
		kV	5,5	10,0	30,0
CUIVRE	17,8	0,26		0,85	7,62
	27,6	0,36		1,21	10,86
	38,2	0,47		1,55	13,91
	48,3	0,55		1,82	16,42
	74,9	0,73		2,41	21,69
	116,2	0,91		3,02	27,19
ALMELEC	34,4	0,27		0,88	7,94
	54,6	0,39		1,29	11,57
	75,5	0,49		1,63	14,68
	93,3	0,57		1,89	17,01
	143,1	0,76		2,51	22,56
	28,0	0,94		3,12	28,04
	188,0	0,04		3,45	31,03
ALU-ACIER	75,5	0,39		1,28	11,54
	116,2	0,63		2,08	18,71
	147,1	0,72		2,39	21,53
	228,0	0,91		3,01	27,11
	288,0	0,01		3,34	30,10

Tableau (III-1)

Moments électriques M1 des conducteurs isolés :

NATURE	SECTION mm ²	M1 (KW*KM)			
		kV	5,5	10,0	30,0
CUIVRE	30,0	0,40		1,33	11,98
	50,0	0,64		2,11	18,99
	70,0	0,86		2,83	25,50
	95,0	1,13		3,75	33,71
	120,0	1,34		4,42	39,82
	146,0	1,58		5,25	47,12
	185,0	1,88		6,21	55,90
ALUMINIUM	25,0	0,22		0,72	6,45
	35,0	0,30		0,98	8,80
	50,0	0,39		1,30	11,72
	70,0	0,55		1,83	16,45
	95,0	0,74		2,44	22,00
	120,0	0,91		2,99	26,95
	150,0	1,08		3,56	32,03
	185,0	1,29		4,27	38,46
	240,0	1,59		5,26	47,37

Tableau (III-2)

Ces tableaux sont fait pour une charge concentrée à l'extrémité ($K_{\mu}=1$) la résistance r varie avec la température de fonctionnement T de la ligne.

T=20°C : pour les lignes aériennes en conducteur nus.

T=50°C : pour les câbles souterrains et es lignes aériennes en conducteurs isolés

III.4. Calcul des constantes linéiques :

Le calcul des chutes de tension dans les lignes aériennes ou souterraines s'effectue à l'aide des constantes linéiques que l'on calcule comme suit :

III.4.1. Cas de câbles souterrains :

III.4.1.1. Résistance linéique:

Elle est donnée par :
$$r = \frac{\rho_{\theta_f}}{S} \quad [\Omega/km].$$

Avec : ρ_{θ_f} : $[\Omega.m]$; S : $[mm^2]$.

$$\rho_{\theta_f} = \rho_{20^{\circ}C} \cdot \left[1 + \frac{1}{273} (\theta_f - 20^{\circ}C) \right] \quad [\Omega/km]. \quad (III-32)$$

$\rho_{\theta_f} = 19,13 \Omega.m$: résistivité du cuivre à température de fonctionnement.

$\theta_f = 50^{\circ}C$: température de fonctionnement.

$\rho_{20^{\circ}C} = 17,24 \Omega.m$: résistivité du cuivre à température ambiante.

Pour les câbles souterrains, nous avons utilisés deux sections différentes :

- Pour une section de 70 mm^2 : $r = 0,27 [\Omega/km]$.
- Pour une section de $17,8 \text{ mm}^2$: $r = 1,15 [\Omega/km]$.

III.4.1.2. Capacité linéique :

La capacité linéique est donnée par :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{y}{k.r_1}} \quad [F/km]. \quad (III-33)$$

ϵ_0 : Permittivité relative du vide.

ϵ_r : Permittivité relative de l'isolant.

$\epsilon_r = 3,6$: pour le papier imprégné.

r_1 : Rayon de l'âme conductrice

$$\epsilon_0 = \frac{1}{36\pi} \cdot 10^{-9} \quad [F/km] \quad (III-34)$$

Tel que :

$$k = \sqrt{\frac{27d^6 - 64y^6}{(3d^2 - 4y^2)^3}} \quad (III-35)$$

Avec :

y : distance entre conducteurs.

d : distance de la gaine.

Pour le cuivre de section 70 mm^2 :

$$r_1 = 8,5 \text{ mm.}$$

$$y = 24,4 \text{ mm.}$$

$$d = 52,574 \text{ mm.}$$

$$k = 1,61$$

$$C = 0,35 \cdot 10^{-6} \text{ F/km.}$$

III.4.1.3. Réactance linéique :

Pour les câbles souterrains, la valeur de la réactance linéique: $x = 0,1 \text{ } [\Omega/\text{Km}]$.

III.4.2.cas des lignes aériennes :

III.4.2.1.Résistance linéique :

Résistance linéique est donnée par :

$$r = \frac{\rho_{\theta_f}}{S} \quad [\Omega/\text{km}]. \quad (\text{III-36})$$

Avec : $\rho_{\theta_f} = 19,13 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$: résistivité du matériau à température de fonctionnement.

$\theta_f = 20^\circ\text{C}$: température de fonctionnement des lignes aérienne.

$\rho_{20^\circ\text{C}} = 33,2 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$: résistance de l'Almélec à la température de 20°C .

Pour l'Almélec de section $93,3 \text{ mm}^2$; $r = 33,2 / 93,3 = 0,35 [\Omega/\text{km}]$.

Pour l'Almélec de section $34,4 \text{ mm}^2$; $r = 33,2 / 34,4 = 0,96 [\Omega/\text{km}]$.

Pour l'Almélec de section $54,4 \text{ mm}^2$; $r = 33,2 / 54,4 = 0,61 [\Omega/\text{km}]$.

III.4.2.2.Capacité linéique :

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \cdot \ln \frac{2d}{D}} \quad . \text{ [F/ km]} \quad (\text{III-37})$$

Avec :

d : distance entre les conducteurs (d= 1m).

D : diamètre du matériau utilisé.

Pour l'Almélec de section $93,3 \text{ mm}^2$; $D = 10,9 \text{ mm}$, $C = 10,66 \cdot 10^{-9} [\text{F/ Km}]$.

Pour l'Almélec de section $54,4 \text{ mm}^2$; $D = 8,32 \text{ mm}$; $C = 10,13 \cdot 10^{-9} [\text{F/ Km}]$.

Pour l'Almélec de section $34,4 \text{ mm}^2$; $D = 6,62 \text{ mm}$, $C = 9,73 \cdot 10^{-9} [\text{F/ Km}]$.

III.4.2.3. Réactance linéique :

Pour les lignes aériennes, la valeur de la réactance linéique est de $x = 0,35 \text{ [} \Omega/\text{km]}$.

III.5. Calcul des puissances :

La charge est uniformément répartie le long de chaque départ.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_n \cdot \cos\varphi. \quad \text{Puissance du poste.}$$

$U = 30 \text{ kV}$: Tension composée aux bornes de la charge.

I_n : Courant de la charge.

$\cos\varphi = 0,86$: Facteur de puissance.

Le calcul de la puissance foisonnée Pf fait intervenir les coefficients de foisonnement a relatifs au nombre de circuits. Ils sont donnés dans le tableau suivant en fonction du nombre de circuits :

N_e	1	2 à 3	4 à 5	6 à 9	> 10
a	1	0,9	0,8	0,7	0,6

N_e : Nombre de circuit.

Pf : Puissance foisonnée ($Pf = P \cdot a$)

P : Puissance installée (poste DP) ou puissance mise à disposition (poste de livraison).

a : Coefficient de foisonnement qui dépend du nombre de circuits.

III.6. Application de la méthode des moments électriques :

En se référant aux données de la Sonelgaz on calculera la chute de tension sur chaque segment

- **Premier arc 441H2C11-441E801 :**

ü **Chute de tension**

On a:
$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_1}$$

$$M = \sqrt{3} U I \cos\varphi l$$

AN:
$$M = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 150 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot 2,398$$

$$M = 16,82 \text{ MW} \cdot \text{Km}$$

$$M_1 = \frac{1}{100} \cdot \frac{U^2}{r + X \cdot \tan \varphi}$$

$$\text{AN: } M_1 = \frac{1}{100} \cdot \frac{30^2}{0,357 + 0,35 \cdot 0,484}$$

$$M_1 = 17,1 \text{ MW. Km}$$

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{arc 1}}} = \frac{M}{M_1} = \frac{16,82}{17,1} = 0,98 \%$$

$$\text{Donc : } \frac{\Delta U}{U_{\text{arc 1}}} = 0,98 \%$$

Û Pertes de puissance

$$\Delta P_{\text{arc1}} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,35 \cdot (150 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,398 = 57,78 \text{ kW}$$

- Deuxième arc 441 E801 441 E14

Û Chute de tension

$$\text{On à } \frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_2}$$

$$M = \sqrt{3} U I \cos \varphi l$$

$$\text{AN: } M = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 139 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot 2,398$$

$$M = 15,58 \text{ MW. Km}$$

$$M_2 = \frac{1}{100} \cdot \frac{U^2}{r + X \cdot \tan \varphi}$$

$$\text{AN: } M_2 = \frac{1}{100} \cdot \frac{30^2}{0,357 + 0,35 \cdot 0,484}$$

$$M_2 = 17,1 \text{ MW. Km}$$

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{arc 2}}} = \frac{M}{M_2} = \frac{15,58}{17,1} = 0,91 \%$$

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{TOTAL}}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{arc 1}}} + \frac{\Delta U}{U_{\text{arc 2}}}$$

$$\text{Donc : } \frac{\Delta U}{U_{\text{TOTAL}}} = 0,98 + 0,91 = 1,9 \%$$

Û Pertes de puissance

$$\Delta P_{\text{arc2}} = 3 \cdot R \cdot I^2 l = 3 \cdot 0,35 \cdot (139 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,398 = 49,62 \text{ kW}$$

- Troisième arc 441 E14-441 E20 :

Ü Chute de tension

On a:
$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_3}$$

$$M = \sqrt{3} U I \cos \varphi l$$

AN:
$$M = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 130 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot 0,098$$

$$M = 0,59 \text{ MW} \cdot \text{Km}$$

$$M_3 = \frac{1}{100} \cdot \frac{U^2}{r + X \cdot \tan \varphi}$$

AN:
$$M_3 = \frac{1}{100} \cdot \frac{30^2}{0,357 + 0,35 \cdot 0,484}$$

$$M_3 = 17,1 \text{ MW} \cdot \text{Km}$$

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{arc 3}}} = \frac{M}{M_3} = \frac{0,59}{17,1} = 0,03 \%$$

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{TOTAL}}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{arc 1}}} + \frac{\Delta U}{U_{\text{arc 2}}} + \frac{\Delta U}{U_{\text{arc 3}}}$$

Donc :
$$\frac{\Delta U}{U_{\text{arc 3}}} = 0,92 \%$$

Ü Pertes de puissance :

$$\Delta P_{\text{arc 3}} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,35 \cdot (130 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,098 = 1,77 \text{ kW}$$

- **Quatrième arc 441 E20-441 E825 :**

Ü Chute de tension

On a:
$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_4}$$

$$M = \sqrt{3} U I \cos \varphi l$$

AN:
$$M = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 129 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot 0,04$$

$$M = 0,24 \text{ MW} \cdot \text{Km}$$

$$M_4 = \frac{1}{100} \cdot \frac{U^2}{r + X \cdot \tan \varphi}$$

AN:
$$M_4 = \frac{1}{100} \cdot \frac{30^2}{0,357 + 0,35 \cdot 0,484}$$

$$M_4 = 17,1 \text{ MW} \cdot \text{Km}$$

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{arc 4}}} = \frac{M}{M_4} = \frac{0,24}{17,1} = 0,1 \%$$

$$\frac{\Delta U}{U_{TOTAL}} = \frac{\Delta U}{U_{arc 1}} + \frac{\Delta U}{U_{arc 2}} + \frac{\Delta U}{U_{arc 3}} + \frac{\Delta U}{U_{arc 4}}$$

Donc : $\frac{\Delta U}{U_{arc 4}} = 1,93 \%$.

ü Pertes de puissance :

$$\Delta P_{arc4} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot 0,35 \cdot (129 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,04 = 0,71 \text{ kW.}$$

Noued1	Noued2	Courant(A)	$\frac{\Delta u}{u}$ (%)	ΔP (kW)
441H2C11	441E801	150	0,98	57,78
441E801	441E14	139	1,90	49,62
441E14	441E20	130	1,93	1,77
441E20	441E825	129	1,95	0,72
441E825	441E21	105	2,00	1,92
441E21	441E23	104	2,10	7,61
441E23	441E25	102	2,65	23,28
441E25	441E26	101	2,82	6,57
441E26	441E27	100	2,91	3,64
441E27	441J826	100	2,93	0,49

Tableau (III-2)

- ✚ Les résultats des calculs des chutes de tension et les pertes de puissance avec la méthode des moments coïncident avec les résultats obtenus par le logiciel CARAT.

III.7. Modèle de calcul :

CARAT : Calcul Automatique d'un Réseau Arborescent

Le modèle CARAT a été conçu dans le but de faciliter tout calcul et de simuler les comportements d'un réseau électrique. Le programme vérifie si, pour un réseau maillable donné, il existe un schéma d'exploitation radial qui permettra d'alimenter toutes les charges indiquées en respectant toutes contraintes imposées. Ces contraintes portent sur les capacités de transit des lignes et la chute de tension maximum admissible aux nœuds.

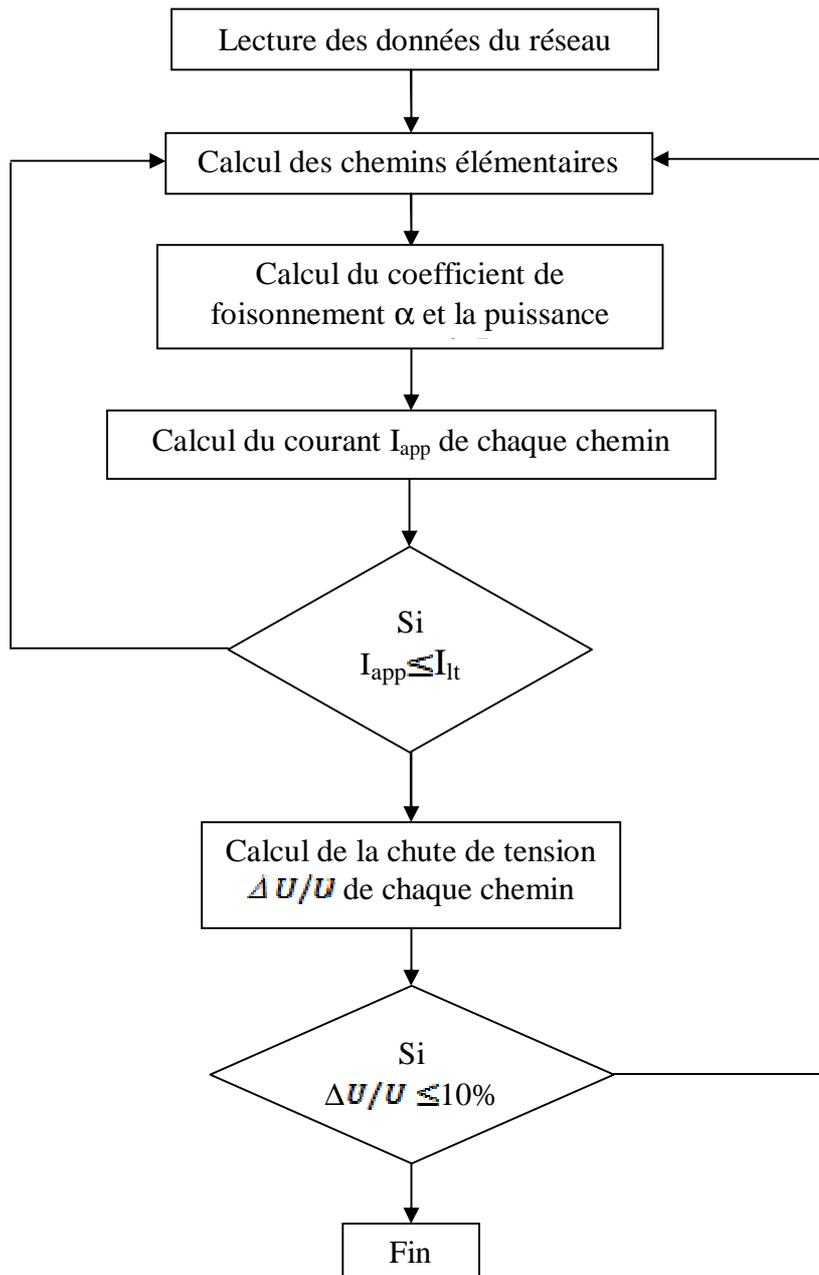
De plus si, un tel schéma existe, appelé aussi état sain, le modèle calcule une solution dite de « secours » pour les cas d'incidents demandés. Pour cette solution, le CARAT peut faire appel à des injections réservées aux cas d'incidents. Cette version permet en plus de calculer les espérances de l'énergie en défaillance à chaque nœud, suite aux probabilités de défaillance données pour certains ou pour tous les arcs. Lorsque le calcul est demandé pour tous les arcs, les schémas de secours correspondants aux déclenchements ne seront pas imprimés.

Après examen de tous les déclenchements demandés, le modèle vérifie l'année ultérieure avec un vecteur de consommation augmenté en tenant compte des renforcements éventuels dans le réseau.

Le programme se termine à l'année pour laquelle un schéma d'exploitation respectant les contraintes à l'état sain n'a pu être trouvé.

CARAT simule le comportement d'un réseau sur les évolutions qui puissent parvenir au cours de cette période à savoir un ajout de nouveaux clients (consommateurs), l'élimination d'une ligne tout en évitant de perturber les clients existants

Organigramme de résolution



Chapitre IV

Application

Introduction :

Notre étude consiste à :

- Analyser et faire un diagnostic de l'état actuel du réseau HTA 30kV de Tizi-Ouzou-Centre et de prévoir son évolution à moyen terme (2011-2021).

- Orienter le réseau vers une structure bien déterminée qui tiendra compte des problèmes d'exploitation et de la qualité de service. Ceci en calculant les chutes de tension, les charges des départs et des postes sources, les longueurs des départs et les pertes de puissance à l'aide du logiciel CARAT. Ces grandeurs ne doivent pas dépasser les limites admissibles, dans le cas inverse nous devons éventuellement procéder au :

1. Renforcement des sections.
2. Déplacement de point d'ouverture.
3. Révision ou création d'ouvrages.

VI.1. Présentation et diagnostic de l'état actuel du réseau :

VI.1.1. Données globales :

La Direction de Distribution de Tizi-Ouzou (DDTO) est subdivisé en cinq services techniques d'électricité (STE) suivants :

- Tizi-Ouzou
- Draa El Mizne (DEM).
- Azazga.
- Larbaa Nathirathen (LNI).
- Tizirt .

Le réseau électrique moyen tension (HTA) de la direction de distribution de Tizi-Ouzou est desservi par six postes sources (PS) suivants :

- Poste Oued-Aissi : 220/60/30kV.
- Poste Fréha : 60/30kV.
- Poste Tizi Medden : 60/30kV.
- Poste Boukhalfa : 60/30kV.
- Poste souk El Djemaa (SED) : 60/30 kV.
- Poste DBK : 60/30 kV

L'historique de ces postes est donné dans le Tableau (VI.1) suivant :

postes sources	U(KV)	nombre de transfos	puissance installée (MVA)	Age des transfos (années)	nombre de départs HTA	cellule de réserve	Date de mise en service
THT Oued Aissi 220/60/30 kV	30	2	2*40	32	08	04	1978
Fréha 60/30 kV	30	2	2*40	15	06	01	1995
Tizi Medden 60/30 kV	30	2	2*40	04	06	03	2006
D.B.K 60/30 kV	30	2	2*40	16	08	00	1994
S.E.D 60/30 kV	30	2	2*40	04	06	01	2006
Boukhalfa 60/30 kV	30	2	2*40	02	04	08	2008

Tableau (IV.1)

Notre étude concerne la région de Tizi-Ouzou-Centre. Une région desservie par trois postes sources :

- **Le poste 220 /60 /30 kV Oued-Aissi :**

C'est un poste d'interconnexion et de transformation 220 /60/30 kV alimenté par deux lignes 220kv issues des postes SI MUSTAPHA et EL KSER. L'étage HTA possède deux transformateurs de puissances nominales 40 MVA chacun, connectés sur deux demi-jeux de barres avec un sectionneur de couplage. Le premier alimente quatre départs qui sont :

- Tizi-Ouzou
- AEP
- Sonitex
- Souk El Djemaa (SED)

Le second alimente quatre départs qui sont :

- Sempac
- SNLB
- Zone industrielle (ZIND)
- Naftal

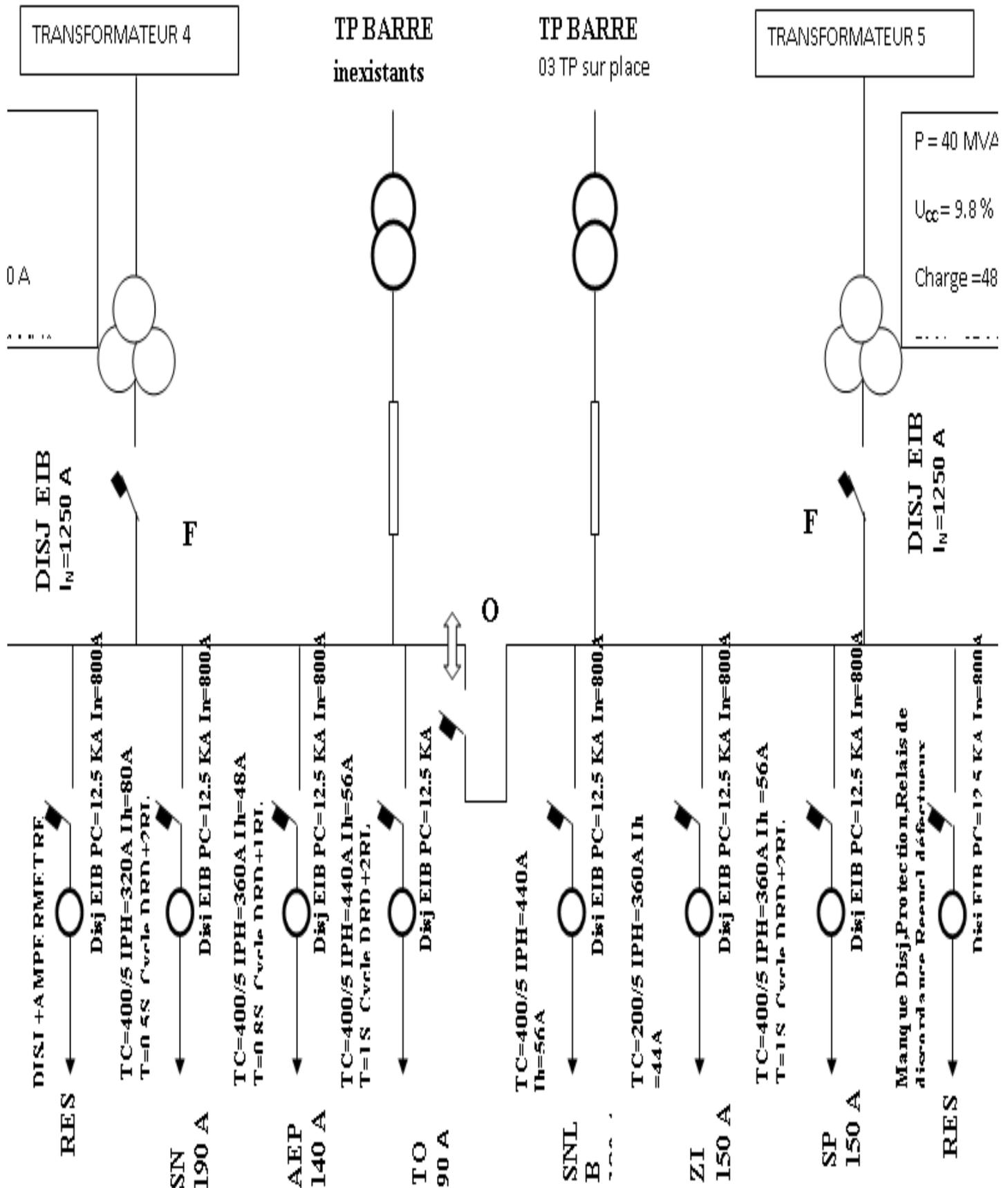


Figure IV-1 : SCHEMA DU POSTE T.H.T 220/60/30 KV TIZI OUZOU OU ED AISSI 441 H1

- **Le poste source 60/30 kV DBK :**

Il est alimenté par deux lignes 60kV issus des postes SI-Mustapha et Oued-Aissi.

Il possède deux transformateurs de puissances nominales 40 MVA chacun, connectés sur deux demi-jeux de barres avec un sectionneur de couplage et huit départs qui sont :

- TASSADORT
- BOUKHALFA
- TADMAIT
- AFIR
- MAATKAS
- DBK
- BAGHLIA
- OUED-KSARI

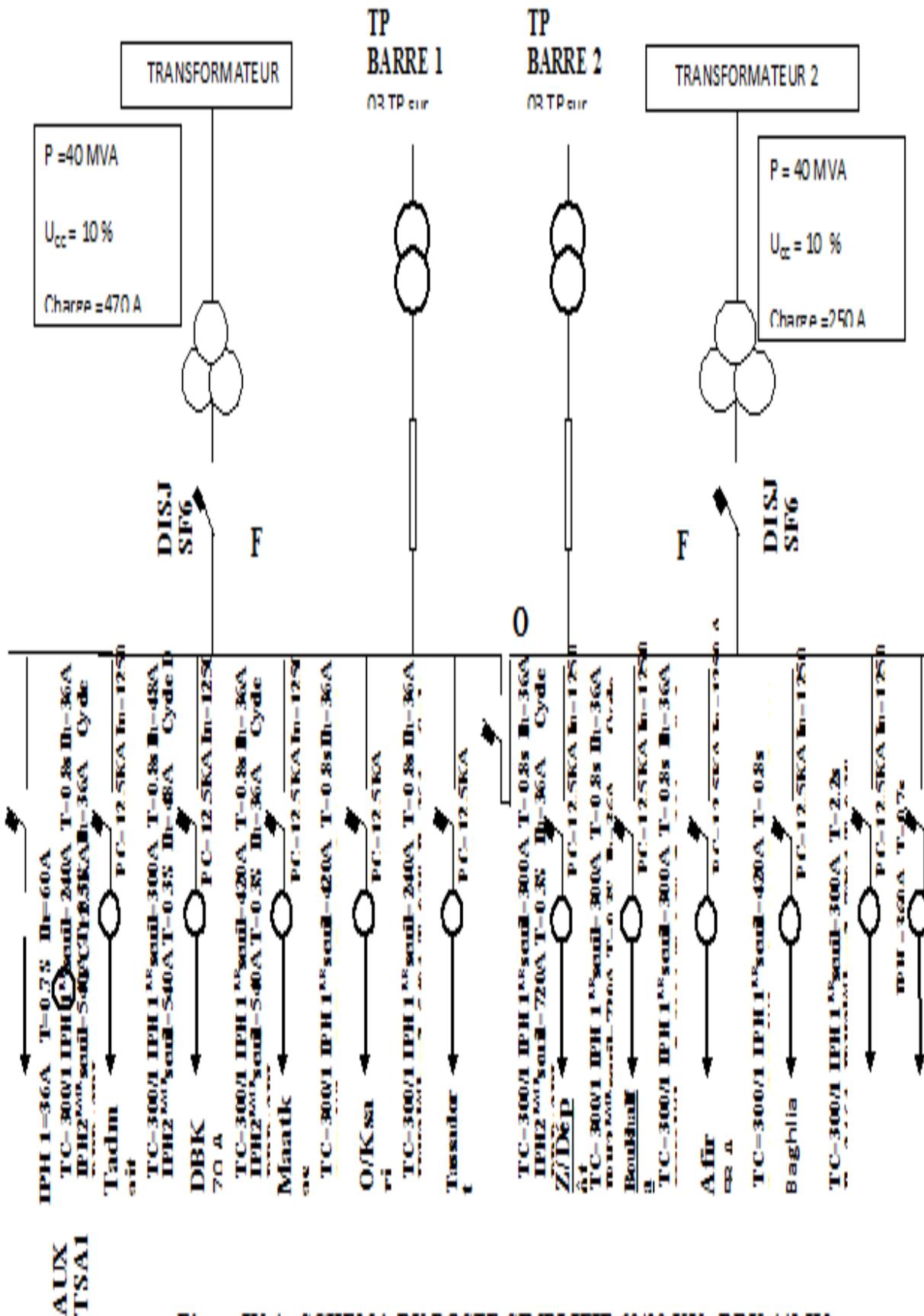


Figure IV-4 : SCHEMA DU POSTE SIMPLIFIE 60/30 KV DBK 441 H2

- **Le poste source 60/30 kV Boukhalfa :**

Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation 220/60/30 Oued- Aissi par deux lignes. Il possède deux transformateurs de puissances nominales 40 MVA chacun, connectés sur deux demi-jeux de barres avec un sectionneur de couplage et cinq départs qui sont :

- POMPAGE
- CFPA
- BDL
- BH
- ENIEM

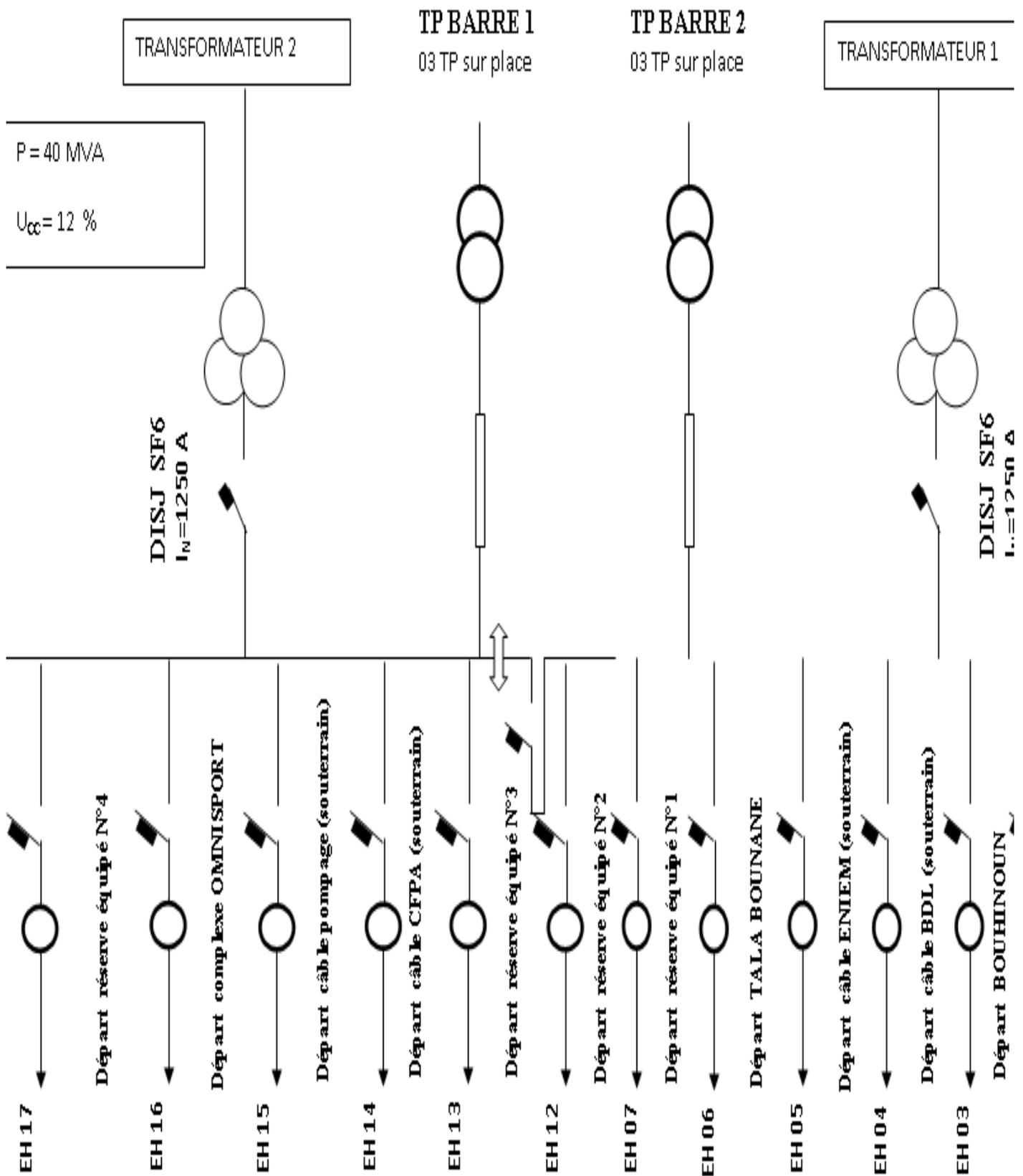


Figure VI-6 : SCHEMA DU POSTE SIMPLIFIE 60/30 KV BOUKHALFA

VI.1.2. Consignes d'exploitation :

Elles consistent à délimiter le réseau à exploiter. Elles nous informent sur toutes les caractéristiques des départs constituant ce réseau. En plus, elles nous renseignent sur les manœuvres à effectuer pour isoler le tronçon en défaut et éviter des accidents. La reprise de l'alimentation est effectuée selon la disposition du défaut et la restructuration du réseau.

Les départs issus du poste 220/60/30kV Oued-Aissi :**a. Départ 30kV AEP :****• Schéma normal d'exploitation :**

- fermé à Oued-Aissi.
- ouvert à l'IACM J1041 avec le départ 30kV SEMPAC.
- ouvert à l'IACM J971 avec le départ 30 kV OUED-KSARI.

• Schéma de secours :

- fermé à Oued-Aissi.
- fermé à l'IACM J1041 avec le départ 30 kV SEMPAC.
- fermé à l'IACM J971 avec le départ 30 kV OUED-KSARI.

b. Départ 30kV Tizi-Ouzou :**• Schéma normal d'exploitation :**

- fermé à Oued-Aissi.
- ouvert à l'IACM J1030 avec le poste de coupure 214.

• Schéma de secours :

- fermé à Oued-Aissi.
- fermé à l'IACM J1030 avec le poste de coupure 214.

c. Départ 30kV Sonitex :**• Schéma normal d'exploitation :**

- fermé à Oued-Aissi.
- Ouvert à l'IACM J929 avec le départ 30 kV BOUHINOUN.

• Schéma de secours :

- fermé à Oued-Aissi.
- fermé à l'IACM J929 avec le départ 30 kV BOUHINOUN.

d. Départ 30kV SED :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé à Oued-Aissi.
- ouvert à l'IACM J905 avec le départ 30 kV AEP.
- ouvert à l'IACM J925 avec le départ 30 kV ZIND.

• Schéma de secours :

- Fermé à Oued-Aissi.
- Fermé à l'IACM J905 avec le départ 30kV AEP.
- Fermé à l'IACM J925 avec le départ 30 kV ZIND.

e. Départ 30kV Sempac :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé à Oued-Aissi.
- Ouvert à l'IACM J 1041 avec le départ 30kV AEP.
- Ouvert au poste 83 avec le départ 30kV ZIND.
- Ouvert à l'IACM J1013 avec le départ 30kV AEP.

• Schéma de secours :

- Fermé à Oued-Aissi.
- Fermé à l'IACM J1041 avec le départ 30kV AEP.
- Fermé au poste 83 avec le départ 30kV ZIND.
- Fermé à l'IACM J1013 avec le départ 30kV AEP.

f. Départ 30kV SNLB :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé à Oued-Aissi.
- Ouvert au poste 18 vers le départ AZAZGA.
- Ouvert au poste 17 avec le départ 30kV SED.
- Ouvert à l'IACM J1035 avec le départ 30kV AEP.

• Schéma de secours :

- Fermé à Oued-Aissi.
- Fermé au poste 18 vers le départ AZAZGA.
- Fermé au poste 17 avec le départ 30kV SED.
- Fermé à l'IACM J1035 avec le départ 30kV AEP

g. Départ 30kV ZIND :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste de coupure 214.
- Ouvert à l'IACM J925 avec le départ 30kV SED.
- Ouvert au poste 83 avec le départ 30kV SEMPAC.
- Ouvert à l'IACM J1010 avec le départ 30 kV NAFTAL.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste de coupure 214.
- Fermé à l'IACM J925 avec le départ 30kV SED.
- Fermé au poste 83 avec le départ 30kV SEMPAC.
- Fermé à l'IACM J1010 avec le départ 30Kv NAFTAL

h. Départ 30kV Naftal :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé à Oued-Aissi.
- Ouvert à l'IACM J1010 avec le départ 30kV ZIND.

• Schéma de secours :

- Fermé à Oued-Aissi.
- Fermé à l'IACM J1010 avec le départ 30kV ZIND.

Les départs issus du poste 60/30kV DBK :**a. Départ 30kV TASSADORT :****• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.
- Ouvert à l'IACM J971 avec le départ OUED-KSARI.
- Ouvert au poste 1181 avec le départ AEP.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source DBK.
- Fermé à l'IACM J971 avec le départ OUED-KSARI.
- Fermé au poste 1181 avec le départ AEP.

b. Départ 30kV BOUKHALFA :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert à l'IACM J916 avec le départ MAATKAS.
- Ouvert au poste 1166 avec le départ MAATKAS.
- Ouvert au poste source DBK.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source BOUKHALFA
- Fermé à l'IACM J916 avec le départ MAATKAS.
- Fermé au poste 1166 avec le départ MAATKAS.
- Fermé au poste source DBK.

c. Départ 30kV TADMAIT :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.
- Ouvert à l'IACM J861 avec le départ DBK.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source DBK.
- Fermé à l'IACM J861 avec le départ DBK.

d. Départ 30kV MAATKAS :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.
- Ouvert à l'IACM J826 avec le départ O.KSARI.
- Ouvert à l'IACM J916 avec le départ BOUHINOUN.
- Ouvert à l'IACM J858 avec DEM.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source DBK.
- Fermé à l'IACM J826 avec le départ O.KSARI.
- Fermé à l'IACM J916 avec le départ BOUHINOUN.
- Fermé à l'IACM J858 avec DEM.

e. Départ 30kV DBK :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.
- Ouvert au poste 9 avec le départ O.KSARI.
- Ouvert à l'IACM J861 avec le départ TADMAIT.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source DBK.
- Fermé au poste 9 avec le départ O.KSARI.
- Fermé à l'IACM J861 avec le départ TADMAIT.

f. Départ 30kV OUED-KSARI :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.
- Ouvert à IACM J826 avec le départ MAATKAS.
- Ouvert au poste 9 avec le départ DBK.
- Ouvert au poste 1166 avec le départ BOUHINOUN.
- Ouvert à l'IACM J971 avec le départ TASSADORT.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source DBK.
- Fermé à IACM J826 avec le départ MAATKAS.
- Fermé au poste 9 avec le départ DBK.
- Fermé au poste 1166 avec le départ BOUHINOUN.
- Fermé à l'IACM J971 avec le départ TASSADORT.

g. Départ 30kV AFIR :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.

h. Départ 30kV BAGHLIA :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source DBK.

Remarque : pour les départs AFIR et BAGHLIA, on n'a pas les données concernant leurs schémas normaux d'exploitation et leurs schémas de secours car ils appartiennent à la DD de Boumerdès

Les départs issus du poste 60/30kV BOUKHALFA :**a. Départ 30kV POMPAGE :****• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste123 avec le départ SOFITECA.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste123 avec le départ SOFITECA.

b. Départ 30kV CFPA :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste255 avec le départ BDL.
- Ouvert au poste1 avec le départ HOPITAL.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste 255 avec le départ BDL.
- Fermé au poste1 avec le départ HOPITAL.

c. Départ 30kV BDL :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste255 avec le départ CFPA.
- Ouvert au poste278 avec le départ C. UNIVERSITAIRE.

• Schéma de secours :

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste255 avec le départ CFPA.
- Fermé au poste278 avec le départ C .UNIVERSITE.

d. Départ 30kV ENIEM :**• Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste 933 avec le départ COTITEX.

- **Schéma de secours :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste 933 avec le départ COTITEX.

e. Départ 30kV BOUHINOUN :

- **Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert à l'IACMJ 916 avec le départ MAATKAS
- Ouvert à l'IACMJ 929 avec le départ SONITEX.
- Ouvert au poste 1166 avec le départ O.KSARI.

- **Schéma de secours :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Fermé à l'IACMJ 916 avec le départ MAATKAS
- Fermé à l'IACMJ 929 avec le départ SONITEX.
- Fermé au poste 1166 avec le départ O.KSARI.

IV.1.3. Collecte des données :

Afin de proposer une bonne solution de restructuration du réseau HTA 30kV de la région de Tizi-Ouzou-Centre, il est impératif d'avoir une parfaite connaissance des caractéristiques des éléments qui le constituent à savoir : les caractéristiques physiques et dynamiques du réseau.

IV.1.3.1. Données physiques du réseau :

Les données physiques du réseau consistent à relever la structure existante du réseau par les paramètres suivant :

- La résistance linéique en Ω/km qui dépend de la nature du conducteur et de sa section.
- La longueur des éléments de la ligne en km.
- La capacité de transit de chaque élément.
- La réactance linéique en Ω/km .
- La capacité des jeux de barres HTA.
- Le nombre de postes par type.

L'étude de ce réseau révèle qu'il est à structure bouclée. La majorité des conducteurs le constituant sont en Almélec pour l'aérien, et en Aluminium pour le souterrain, et les sections les plus répandues sont : 93.3mm^2 - 54.6mm^2 - 34.4mm^2 pour l'aérien et 70mm^2 - 120mm^2 pour le souterrain.

Les divers paramètres concernant les données physiques ont été relevés en nous conformant aux tableaux des caractéristiques électriques des conducteurs et à la carte schématique mise à jour le 31 décembre 2010.

IV.1.3.1.1. Nombre de postes HTA/BT alimenté par le PS Oued-Aissi :

Nous donnons dans le tableau qui suit, le nombre de postes par type ainsi que les localités alimentées par les départs issus du PS Oued-Aissi :

Départs	CODE GDO	NOMBRE DE POSTE			LOCALITES ALIMENTEES
		DP	LIV	MX	
AEP	441H1C3	32	10	1	Station de reprise Tassadort Irahmounene, Beni Aissi, et Beni Douala
SONITEX	441H1C5	2	2	0	Une partie de la ville de TO B.Zmenzer
TIZI OUZOU	441H1C1	1	1	0	Une partie de la ville de TIZI OUZOU
SED	441H1C9	75	24	5	LNI, Irdjen, A/Mahmoud et B/Douala
SNLB	441H1C2	101	60	6	Irdjen, T/Rachid et LNI
Z/INDU	441H1C4	49	106	2	Z/Ind O.Aissi, T/Athmane et Makouda
SEMPAC	441H1C6	19	7	0	Tigzirt, Ouagnoun et Boudjima
NAFTAL	441H1C10	5	19	1	Z/Ind O.Aissi

Tableau (IV.2)

IV.1.3.1.2. Longueurs des départs issus du PS Oued-Aissi :

AEP:	l = 45, 49 km
TIZI-OUZOU:	l = 28,521 km
NAFTAL:	l = 8,424 km
SEMPAC:	l = 117,503 km
ZIND:	l = 75,195 km
SNLB:	l = 93,306 km
SED:	l = 89,162 km
SENITEX:	l = 8,527 km

IV.1.3.1.3. Nombre de postes HTA/BT alimenté par le PS Boukhalfa :

Le tableau ci-dessous nous renseigne sur le nombre de postes par type ainsi que les localités alimentées par les départs issus du PS Boukhalfa :

Départs	CODE GDO	NOMBRE DE POSTE			LOCALITES ALIMENTEES
		DP	LIV	MX	
POMPAGE	441H3C14	9	13	5	TIZI OUZOU VILLE
CFPA	441H3C13	16	37	3	
BDL	441H3C3	27	15	7	
ENIEM	441H3C4	13	8	4	
BH	441H3C2	/	/	/	

*Tableau (IV.3)***IV.1.3.1.4. Longueurs des départs issus du PS Boukhalfa :**

POMPAGE :	l = 12,956 km
CFPA:	l = 22,125 km
BDL:	l = 13,003 km
ENIEM:	l = 22,101 km
BOUHINOUN :	l = 80,123km

IV.1.3.1.5. Nombre de postes HTA/BT alimenté par le PS DBK :

Le tableau ci-dessous nous renseigne sur le nombre de postes par type ainsi que les localités alimentées par les départs issus du PS DBK :

Départs	CODE GDO	NOMBRE DE POSTE			LOCALITES ALIMENTEES
		DP	LIV	MX	
TASSADORT	441H2C10	98	42	5	Boukhalfa, Akal Azougagh
O.KSARI	441H2C11	115	48	0	Oued KSari, M'Kira,Tirmitine
MAATKAS	441H2C12	107	21	1	Souk El Khemis, Maatkas
D.B.K	441H2C13	28	10	3	Commune Draa Ben Khedda
TADMAIT	441H2C14	50	56	2	DBK une partie, Sidi Naaman , Tadmait, Z/Ind DBK
BAGHLIA	441H2C3	/	/	/	SDA
BOUKHALFA	441H2C5	/	/	/	TIZI OUZOU VILLE
AFIR	441H2C4	/	/	/	SDA

Tableau (IV.4)

IV.1.3.1.6. Longueurs des départs issus du PS DBK :

TASSADORT:	l = 124,169 km
DBK:	l = 19,226 km
AFIR:	l = /
BAGHLIA:	l = /
MAATKAS:	l = 87, 51 km
O-KSARI:	l = 129, 72 km
TADMAIT:	l = 62,916km
BOUKHALFA	l= 80,123km

IV.1.3.2. Données dynamiques du réseau :

Les données dynamiques présentent les différents paramètres nécessaires à l'étude et au calcul des chutes de tension et la charge existante sur chaque départ, à savoir :

- Les données de la charge.
- La répartition de la charge.
- L'évolution de la charge.

IV.1.3.2.1. Données de la charge :

La charge existante qui est en principe connue et qui détermine les valeurs des mesures synchrones de tension et d'intensité est prise en tête de chaque départ sur une période de 24 heures.

La comparaison entre la pointe d'hiver et celle d'été montre que cette dernière est inférieure à la première, ce qui nous pousse à considérer dans notre étude la pointe d'hiver prise en tête de chaque départ.

La puissance installée sur chaque départ est la somme des puissances de chaque poste existant sur le départ.

IV.1.3.2.2. Répartition de la charge :

Le calcul de la charge sur chaque départ consiste à additionner les courants calculés à partir des PMD pour les postes abonnés et les PI pour les postes de distribution publique, et les deux dans le cas des postes mixtes avec :

PMD : Puissance mise à disposition.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos j$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos j}$$

PI : Puissance installée pour chaque poste DP.

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

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

Dans cette analyse, nous avons à déterminer la contribution des postes HTA/BT qui ne fonctionnent pas toujours à leurs régimes nominaux dans la période de l'étude, ce qui conduit à introduire un coefficient dit de foisonnement α tel que : $0 < \alpha < 1$

La distribution la plus utilisée est liée proportionnellement à la puissance installée des postes HTA/BT.

$$I_{app} = \alpha \cdot \Sigma I$$

$$\alpha = \frac{I_{app}}{SI}$$

I_{app} : Courant de pointe.

I : Courant des différent postes DP, AB et MX.

α : Coefficient de foisonnement.

IV.1.3.2.3. Evolution de la charge :

Les charges initiales sont connues par les mesures en tête de départ et un calcul de répartition de la charge le long du réseau. En revanche, les charges futures sont estimées.

Le taux d'évolution est déterminé après analyse des projets d'urbanisation et consultation des services responsables.

Les transformateurs HTA/BT installés à une année donnée doivent pouvoir débiter la puissance appelée après l'accroissement de la charge.

On a deux types d'accroissement :

- Accroissement en surface, qui est l'augmentation du nombre d'abonnés raccordés au départ.
- Accroissement en profondeur, qui est l'augmentation de la puissance appelée par chaque abonné suite à une augmentation de la charge (introduction du matériel électroménager).

En général, on adopte l'approche suivante :

- Un taux constant appliqué chaque année à la charge existante.
- La charge liée à l'apparition de nouveaux clients est partagée en trois tranches à mettre en service chaque année, on vérifiera que le taux moyen annuel sur l'ensemble de la période est acceptable.

En général, l'évolution de la charge réalisée sur le poste suit une loi exponentielle de la forme :

$$P_n = P_0(1+X)^n$$

$$X = (P_n/P_0)^{1/n}$$

P_0 : Puissance à l'année initiale.

P_n : Puissance après n années.

X : Taux d'évolution.

La moyenne des taux d'accroissement des six postes sources est d'environ 4%, c'est la raison pour laquelle on considère cette valeur dans notre étude.

Pour obtenir toutes les données qui vont nous aider à faire le diagnostic de l'état actuel du réseau HTA de la région Tizi-Ouzou-Centre en termes de chute de tension, de la longueur et la charge des départs et de la charge des postes sources, on utilise le logiciel de calcul CARAT.

IV.1.4. Calcul :

L'état initial pris pour l'étude du réseau électrique HTA 30kV de la région Tizi-Ouzou-Centre est celui correspondant au schéma d'exploitation de l'année 2010.

IV.1.4.1. Hypothèses de calcul :

Les hypothèses prises en considération dans cette étude sont les suivantes :

Chute de tension admissible état sain :

- 6% pour le réseau HTA Souterrain.
- 10% pour le réseau HTA Aérien.

Chute de tension admissible état incident :

- 10% pour le réseau HTA Souterrain.
- 12% pour le réseau HTA Aérien.

Taux d'accroissement : 4%

Facteur de puissance $\cos\omega=0.9$.

Tension aux jeux de barres HTA : 30kV.

IV.1.4.2. Supports utilisés :

- Cartes schématiques
- Bases de données GDO mise à jour Février 2011
- Cartes d'état major de la DDTO.
- Site Google Earth.

L'exécution du programme CARAT nous a donné les résultats cosignés dans les tableaux suivants :

Pour le PS DBK :

DEPART	Code GDO	I lt (A)	I app (A)	Taux d'Uti(%)	$\Delta U/U$ (%)	Au Nœud	Long HTA (KM)	Coefficient de foisonnement a
TASSADORT	441H2C10	270	190	70,37	8,42	447E 675	124,169	0,81
BOUKHALFA	441H2C5	270	0	0	0	0	0	0
TADMAIT	441H2C14	270	135	50	2,83	441 E205	62,916	0,5
OUED-KSARI	441H2C11	270	150	55,56	7,29	443E339	129,72	0,55
MAATKAS	441H2C12	230	190	82,61	10,61	443E 543	87,51	0,82
DBK	441H2C13	230	149	64,78	2,08	441P9	19,226	0,64
BAGHLIA	441H2C3	230	192	71,11	/	/	/	0,83
AFIR	441H2C4	230	63	23,33	/	/	/	0,27

Tableau (IV.5)

Pour le PS Boukhalfa :

DEPART	Code GDO	L It (A)	I app (A)	Taux d'Uti(%)	$\Delta U/U$ (%)	Au Nœud	Long HTA (KM)	Coefficient de foisonnement a
BOUHINOUN	441H3C2	198	183	92,42	4,61	441E 292	80,123	0,92
POMPAGE	441H3C14	198	82	41,41	0,95	441P1026	12,956	0,41
CFPA	441H3C13	198	95	47,98	2,26	441P1290	22,125	0,48
ENIEM	441H3C3	198	72	36,36	1,71	441P825	22,101	0,36
BDL	441H3C4	198	62	31,31	0,49	441P473	13,003	0,31

Tableau (IV.6)

Pour le PS Oued-Aissi :

DEPART	Code GDO	I It (A)	I app (A)	Taux d'Uti(%)	$\Delta U/U$ (%)	Au Nœud	Long HTA (KM)	Coefficient de foisonnement a
ZI	441H1C4	270	155	57,41	4,50	447P420	75,195	0,57
SEMPAC	441H1C6	230	205	89,13	10,75	447E719	117,503	0,89
SONITEX	441H1C5	198	20	10,10	0,31	441P1190	8,527	0,10
SED	441H1C9	270	170	62,96	4,98	445P132	89,162	0,63
SNLB	441H1C2	270	185	68,52	5,60	446E248	93,306	0,68
NAFTAL	441H1C10	198	35	17,68	0,35	445P192	8,424	0,17
AEP	441H1C3	230	110	47,83	4,60	441P971	45,49	0,47
TO	441H1C1	230	170	73,91	5,49	441P123	28,521	0,74

Tableau (IV.7)

La charge des trois postes sources :

POSTES SOURCES	Pinstallée(MVA)	Pgarantie (MVA)	Pappelée (MVA)
PS OUED-AISSI 220/60/30kV	2*40	40	54,57
PS DBK 60/30kV	2*40	40	55,56
PS BOUKHALFA 60/30kV	2*40	40	25,68

Tableau (IV.8)

Commentaires :

D'après les résultats du diagnostic on constate les anomalies suivantes :

- Ø Une longueur importante de certains départs :
 - Le départ SEMPAC (l = 117.503kM).
 - Le départ OUED-KSARI (l=129.72kM).
 - Le départ TASSADORT (l = 124.169kM).
 - Le départ SNLB (l = 93.306kM).
 - Le départ SED (l = 87.51 kM).
- Ø Une chute de tension dépassant la limite admissible sur les départs :
 - SEMPAC (10.75 %).
 - MAATKAS (10.61 %).
- Ø Une charge importante des départs :
 - SEMPAC (205 A).
 - MAATKAS (190 A).
 - TASSADORT (190 A).
 - BOUHINOUN (183 A).
- Ø Un fonctionnement sans puissance garantie des postes sources :
 - PS Oued-Aissi (54.57 MVA).
 - PS DBK (55.56 MVA).

Pour palier à ces anomalies nous proposons des solutions en urgence (2011) et des solutions à moyen terme(2014).

IV.2. Les solutions proposées:

Étant donné que l'année 2010 est l'année de référence, les solutions proposées rentrent en vigueur à partir de 2011 comme suit :

IV.2.1. Les solutions proposées en urgence (2011) :

- Installation d'une cabine mobile de puissance installée 20MVA au niveau du lieu dit EL-KSEUR:

A partir de cette cabine on crée deux départs (MAATKAS11et O-KSARI11) lesquels on injecte respectivement au point situé entre (E827et J1022) et au point situé entre (E27et J826) dans le but de palier au problème de saturation du PS DBK.

- Changement du Schéma d'Exploitation du réseau HTA souterrain de la ville de Tizi-Ouzou à savoir :
 - La création d'un nouveau départ souterrain (Sud-Ouest) à partir du PS Boukhalfa qui sera injecté au niveau du poste 1015 du départ CFPA dans le but de soulager les deux départs (CFPA et Tizi-Ouzou) .Cela est réalisable en déplaçant certains points d'ouverture comme, par exemple, celui du poste 1307(point de jonction avec le départ Hôpital) vers le poste 170 (appartenant au départ Hôpital).Il est à noter que le départ Hôpital est issu du poste de coupure (214).Ce poste est alimenté par deux départs issus du PS Oued-Aissi à savoir :le départ Tizi-Ouzou et le départ ZIND. Et en soulageant le départ Hôpital on soulage d'une façon automatique le départ Tizi-Ouzou qui l'alimente.
 - Réalisation des bouclages : CFPA-CFPA entre le poste (p232etp204), Hôpital-Pompage entre (p1307etp271) et Pompage-Hôpital entre (p112etp111).Ces bouclages ont pour but de soulager les départs CFPA et Tizi-Ouzou et de faciliter les manouvres en cas d'incident sur le réseau.
- Renforcement de section des tronçons : tronçon 60 de poste (p34 vers p172), tronçon 49 de (p172 vers p161), tronçon 202 de (p3 vers p1066) et le tronçon 79 de (p161 vers p51).Ce renforcement de section est dans le but de réhabilitation de ces tronçons.

Après simulation de ces solutions sur le logiciel de calcul CARAT nous avons obtenu les résultats consignés dans les tableaux suivants :

Chapitre IV

Poste source DBK:

Pour l'année 2011 :

Départ	I_{ap} (A)	$\Delta U/U_{max}$ (%)	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
PS DERRAA BEN KHEDA					
TASSADORT	193	8.5	71.48	38.09	124.169
TADMAIT	135	2.83	50		62.916
MAATKAS	1	0.69	0.42		4.612
DBK	149	2.08	64.78		19.226
AFIR	192	/			/
BAGHLIA	63	/			/
BOUKHALFA	0	/	/		/

Tableau (IV.9.)

Pour l'année 2012 :

Départ	I_{ap} (A)	$\Delta U/U_{max}$ (%)	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
PS DERRAA BEN KHEDA					
TASSADORT	196	8.71	72.59	39.44	126.652
TADMAIT	140	2.95	52		64.174
MAATKAS	2	0.8	0.86		4.7
DBK	155	2.17	67.37		19.61
AFIR	200	/	/		/
BAGHLIA	66	/	/		/
BOUKHALFA	0	/	/		/

Tableau (IV.10.)

Chapitre IV

Pour l'année 2013 :

Départ PS DERAA BEN KHEDA	I_{ap} (A)	$\Delta U/U_{max}$ (%)	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
TASSADORT	200	8.79	74.07	40.9	129.185
TADMAIT	146	3.06	54.08		65.457
MAATKAS	3	0.9	1.3		4.8
DBK	161	2.25	70.07		20.00
AFIR	208	/	/		/
BAGHLIA	69	/	/		/
BOUKHALFA	0	/	/		/

Tableau (IV.11.)

Poste source BOUKHALFA :

L'année 2011 :

Départs PS BOUKHALFA	I_{ap} (A)	$\Delta U/U_{max}$ (%)	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
ENIEM	72	1.71	36.36	26.81	22.101
CFPA	40	0.26	20.2		8.604
POMPAGE	82	0.95	41.41		12.956
BOUHINOUN	183	4.61	92.42		80.123
BDL	62	0.49	31.31		13.003
SUD-OUEST	77	0.48	38.89		15.841

Tableau (V.12.)

Chapitre IV

L'année 2012 :

Départ PS DE BOUKHALFA	I_{ap} (A)	$\Delta U/U_{max}$ (%)	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
ENIEM	75	1.77	37.87	27.91	22.543
CFPA	42	2.35	21.21		8.776
POMPAGE	85	0.99	42.92		13.215
BOUHINOUN	191	4.79	96.46		80.725
BDL	64	0.51	32.32		13.63
SUD-OUEST	80	0.50	40.40		16.15

Tableau (V.13.)

L'année 2013 :

Départ PS BOUKHALFA	I_{ap} (A)	$\Delta U/U_{max}$ (%)	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
ENIEM	78	1.84	39.39	29.15	22.993
CFPA	44	2.44	22.22		8.952
POMPAGE	89	1.03	44.94		13.479
BOUHINOUN	199	4.78	100.5		83.359
BDL	67	0.52	33.83		13.528
SUD-OUEST	84	0.51	42.42		16.48

Tableau (IV.14.)

Chapitre IV

Poste source OUED AISSI :

L'année 2011 :

Départ PS OUED-AISSI	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util %	Charge (MVA)	Longueur (km)
Z.I	155	4.5	54.41	53.43	75.19
SEMPAC	205	10.75	89.13		117.70
SONITEX	20	0.31	10.10		8.53
SED	170	4.89	62.96		89.16
SNLB	185	5.5	68.52		93.31
NAFTAL	35	0.35	10.68		8.42
AEP	110	4.6	47.83		47.49
T O	148	5.0	64.78		26.2

Tableau (IV.15.)

L'année 2012 :

Départ PS OUED-AISSI	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util %	Charge (MVA)	Longueur (km)
Z.I	161	4.68	59.70	55	76.69
SEMPAC	208	11.18	82.7		120.05
SONITEX	21	0.32	10.51		8.69
SED	177	5.18	65.55		90.94
SNLB	187	5.83	69.25		95.17
NAFTAL	36	0.36	18.38		8.59
AEP	114	4.78	47.74		48.44
T O	155	5.2	67.39		26.724

Tableau (IV.16.)

Chapitre IV

L'année 2013 :

Départ PS OUED-AISSI	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util %	Charge (MVA)	Longueur (km)
Z.I	168	4.86	72.09	56.75	78.23
SEMPAC	210	11.63	96.40		122.45
SONITEX	22	0.33	10.93		8.87
SED	184	5.39	68.14		92.76
SNLB	189	6.06	70.00		97.07
NAFTAL	38	0.38	19.12		8.76
AEP	119	4.97	51.71		49.41
T O	162	5.4	70.43		27.25

Tableau (IV.17.)

CM EL-KSEUR :

L'année 2011 :

Départs Cabine mobile EL-KSEUR	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
OUED-KSARI 11	150	5.01	55.55	17.61	128.9741
MAATKAS 11	189	4.62	46.73		82.898

Tableau (IV.18.)

Chapitre IV

L'année 2012:

Départs Cabine mobile EL-KSEUR	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util (%)	Charge (MVA)	Longueur (km)
OUED-KSARI 11	156	5.24	57.77	18.29	131.553
MAATKAS 11	196	4.7	48.53		84.55

Tableau (IV.19.)

L'année 2013:

Départ Cabine mobile EL-KSEUR	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util %	Charge MVA	Longueur (km)
OUED-KSARI 11	162	5.45	60	18.97	134.184
MAATKAS 11	203	4.9	50.47		86.24

Tableau (IV.20.)

L'évolution de la charge des PS (2011-2013) :

Poste source	ANNEE 2011	ANNEE 2012	ANNEE 2013
	P_{ap} (MVA)	P_{ap} (MVA)	P_{ap} (MVA)
PS O.AISSI	53.43	55	56.75
PS DBK	38.09	39.44	40.9
PS BOUKHALFA	26.81	27.91	29.15
CM EL-KSEUR	17.61	18.29	18.97

Tableau (IV.21.)

Chapitre IV

Commentaires :

D'après les résultats de simulation des solutions sur le logiciel CARAT nous constatons :

D'abord pour l'année 2011 :

- Ø Le PS DBK est soulagé de 17.47MVA ce qui lui assure un fonctionnement avec une puissance garantie (38.09MVA).
- Ø Le PS Oued-Aissi de 1.14MVA.
- Ø Diminution de la valeur des chutes de tension de 10.61% à 0.69% pour le départ MAATKAS et de 7.29 % à 5.01% pour le départ Oued-Ksari.
- Ø Diminution de la longueur de ces deux derniers départs de 5.36kM.
- Ø Soulagement du départ CFPA de 55A vers le nouveau départ(Sud-Ouest).
- Ø Soulagement du départ Tizi-Ouzou de 22A vers le départ Sud-ouest.
- Ø Soulagement du départ Maatkas de 189A vers le départ Maatkas11.
- Ø Soulagement du départ O-Ksari de 150A vers le départ O-Kssari11.

Pour les années 2012 et 2013 :

D'après les résultats de l'évolution de la charge des trois postes sources (2011-2013) nous constatons :

- Ø Aucun départ ne présente une chute de tension dépassant la limite admissible à part celui de Sempac qu'on n'a pas touché par cette solution.
- Ø L'augmentation de la charge du PS DBK jusqu'à atteindre 40.9MVA en 2013 une valeur avoisinant sa puissance garantie ce qui signifie que même après trois ans d'évolution de la charge la solution reste fiable en attendant des solutions à moyen terme(2014).
- Ø La charge de la cabine mobile d'EL-KSEUR avoisine sa puissance installée (18 .97MVA) en 2013 ce qui nous oblige à trouver d'autres solutions pour l'année 2014.
- Ø Augmentation de la charge du PS Oued-Aissi jusqu'à atteindre (56.75 MVA) en 2013.

IV.2.2. Les solutions proposées à moyen terme (2014-2021) :

La solution proposée à moyen terme consiste à :

- Ø Mise en service d'un nouveau poste source à EL-KSEUR (PS EL-KSEUR) :

Chapitre IV

A partir du PS EL-KSEUR on crée deux nouveaux départs (O-Fali1 et O-Fali2) qui vont alimenter la nouvelle ville O-Fali (14000 logements), de plus, ce PS va reprendre les deux départs (Maatkas1 et O-Ksari1) de la cabine mobile d'El-Kseur.

- Ø Création d'un nouveau départ 30 kV (Stade) d'une longueur de 0.5 km en souterrain à partir du PS Boukhalfa pour alimenter le complexe sportif de Boukhalfa.
- Ø Décharger les deux départs AFIR et BAGHLIA vers un PS appartenant à la DD de Boumerdès.
- Ø Décharger le départ BOUHINOUN issu du PS Boukhalfa vers le PS DBK (départ Boukhalfa).
- Ø Soulagement du départ AEP issu du PS Oued-Aissi par le départ Tala-Bounane issu du PS Boukhalfa en l'injectant au point situé entre E772 et l'appareil de coupure J1055.

IV.2.2.1. Etude de la solution proposée :

Pour la création du nouveau poste, une étude s'impose :

Etude topographique :

Elle consiste à la recherche d'un site favorable pour l'installation du PS :

- Accessibilité.
- Nature juridique.
- Existence de couloirs de servitude.
- Existence de la ligne d'alimentation (60kV) proche du site.

Etude économique :

Elle consiste à estimer les frais engendrés par l'installation du PS ainsi que les avantages apportés au réseau existant.

Etude de la charge :

Elle consiste à dimensionner les transformateurs de puissance du PS suivant la charge existante et les prévisions du développement de la région.

IV.2.2.2. Objectifs recherchés par cette solution :

Les objectifs recherchés par la création du poste source El-Kseur sont principalement :

- Palier au problème de la saturation du poste source DBK.
- Eliminer les contraintes électriques sur les départs Maatkas et O-Ksari.
- Alimenter la nouvelle ville d'Oued-Fali.

IV.2.2.3. Evaluation de la solution proposée :

Après la simulation des solutions sur le logiciel de calcul CARAT on obtient les résultats consignés dans les tableaux suivants :

Chapitre IV

D'abord pour l'année 2014 :

PS BOUKHALFA

Départ PS BOUKHALFA	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util %	Charge (MVA)	Longueur (km)
ENIEM	81	1.92	40.9	31.86	23.45
CFPA	46	2.6	23.23		9.131
POMPAGE	92	1.07	46.59		13.748
TALA-BOUNANE	129	7.14	47.79		46.438
BDL	70	0.55	35.22		13.798
STADE	108	0.24	46.96		0.500
SUD-OUEST	87	0.52	43.93		16.809
BOUHINOUN	0	/	/		/

Tableau (IV.22.)

PS OUED AISSI :

Départ PS OUED-AISSI	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ % <i>Max</i>	Taux d'util %	Charge (MVA)	Longueur (km)
Z.I	170	5.6	64.58	51.9	79.79
SEMPAC	212	12.09	100.26		124.89
SONITEX	22	0.35	11.36		9.04
SED	191	5.6	70.82		94.61
SNLB	190	2.27	70.73		99.01
NAFTAL	39	0.38	19.88		8.93
AEP	10	1.67	4.40		5.49
T O	165	5.6	73.04		27.79

Tableau (IV.23.)

Chapitre IV

PS DBK :

Départ	I_{ap} (A)	$\Delta U/U$ %	Taux d'util %	Charge MVA	Longueur (km)
PS DERRAA BEN KHEDA		Max			
TASSADORT	204	8.87	75.55	38.14	131.768
TADMAIT	152	3.18	56.24		66.76
MAATKAS	4	0.96	1.74		4.896
DBK	168	2.34	72.87		20.4
BOUKHALFA	206	5.18	103.96		85.026
OUED .KSARI	0	/	/		/
AFIR	0	/	/		/
BAGHLIA	0	/	/		/

Tableau (IV.24.)

Commentaires:

D'après les résultats obtenus de la simulation des solutions proposées nous constatons :

- Ø Diminution de la charge du PS DBK de 40.9MVA (2013) à 38.14MVA (2014) ce qui lui assure un fonctionnement avec une puissance garantie malgré la reprise du départ Bouhinoun (Boukhalfa).
- Ø Diminution de la charge du PS Oued-Aissi de 56.75MVA(2013) à 51.9MVA(2014) ce qui est satisfaisant.
- Ø Fonctionnement du PS Boukhalfa avec une puissance garantie (31.86MVA) malgré la création des nouveaux départs : Tala-Bounane, Stade et Sud-ouest.
- Ø Pas de dépassement de capacité sur la plupart des départs sauf le départ Bouhinoun avec un taux d'utilisation de 103.96% et sur le départ Sempac avec un taux d'utilisation de 100.26%.
- Ø Pas de chute de tension qui dépasse les limites admissibles sur pratiquement tous les départs sauf sur le départ SEMPAC (12.09%).
- Ø Soulagement du départ AEP d'une charge de 109 A par le départ Tala-Bounane.
- Ø Diminution de la longueur du départ AEP de 49.41KM (2013) à 5.49KM (2014).

D'après ce qui précède on peut dire que pour l'année 2014 les résultats des solutions proposés sont très satisfaisants. On va voir dans ce qui suit comment va être l'évolution de la charge (2014-2021).

Chapitre IV

IV.2.2.4. Evolution de la charge des départs entre 2014 et 2021 :

Poste source EL-KSEUR :

DEPART	ANNEE 2014	ANNEE 2015	ANNEE 2016	ANNEE 2017	ANNEE 2018	ANNEE 2019	ANNEE 2020	ANNEE 2021
	I(A)							
MAATKAS 11	211	219	227	236	245	254	264	274
OUED .KS ARI11	169	175	182	190	197	205	213	222
OUED FALI (I)	24	25	46	68	91	94	98	102
OUED- FALI (II)	24	25	46	68	91	94	98	102

Tableau (V.25)

PS BOUKHALFA :

DEPART	ANNEE 2014	ANNEE 2015	ANNEE 2016	ANNEE 2017	ANNEE 2018	ANNEE 2019	ANNEE 2020	ANNEE 2021
	I(A)							
STADE	108	108	144	144	144	144	144	144
POMPAGE	92	96	100	104	108	112	117	121
CFPA	46	48	50	52	54	56	58	60
ENIEM	81	84	88	91	95	99	102	107
BDL	70	73	75	78	82	85	88	92
TALA- BOUNANE	129	134	140	145	151	155	163	170
SUD.OUEST	87	90	93	97	101	105	109	113
BOUHINOUN	0	/	/	/	/	/	/	/

Tableau (V.26)

Chapitre IV

PS DBK:

DEPART	ANNEE 2014	ANNEE 2015	ANNEE 2016	ANNEE 2017	ANNEE 2018	ANNEE 2019	ANNEE 2020	ANNEE 2021
	I(A)							
MAATKAS	4	5	6	7	8	9	10	11
DBK	168	174	181	189	196	204	212	225
TADMAIT	152	158	164	171	178	185	192	200
TASSADORT	204	208	212	216	220	224	228	232
BOUKHALFA	206	214	223	232	241	250	260	271
OUED.KSARI	0	/	/	/	/	/	/	/
AFIR	0	/	/	/	/	/	/	/
BAGHLIA	0	/	/	/	/	/	/	/

Tableau (V.27)

PS 220/60/30KV OUED-AISSI :

DEPART	ANNEE 2014	ANNEE 2015	ANNEE 2016	ANNEE 2017	ANNEE 2018	ANNEE 2019	ANNE E 2020	ANNEE 2021
	I(A)	I(A)						
SOUK EL DJEMAA	191	199	207	215	224	233	242	252
TIZI OUZOU	165	171	177	183	189	192	198	204
AEP	10	11	11	11	12	12	13	13
Z.I	170	176	182	188	194	200	206	212
SNLB	190	197	204	212	216	224	232	241
NAFTAL	39	41	43	45	47	51	53	55
SONITEX	22	23	24	25	26	27	28	30
SEMPAC	212	220	228	237	246	255	265	275

Tableau (IV.28)

Chapitre IV

IV.2.2.5. Evolution de la charge des postes sources entre 2014 et 2021 :

Poste source	ANNEE 2014	ANNEE 2015	ANNEE 2016	ANNEE 2017	ANNEE 2018	ANNEE 2019	ANNEE 2020	ANNEE 2021
	P _{ap} (MVA)							
PS O.AISSI	51.9	53.95	55.92	58	59.97	62.05	64.29	66.63
PS DBK	38.14	39.44	40.85	42.35	43.81	45.32	46.88	48.8
PS BOUKHALFA	31.86	32.9	35.86	36.95	38.20	39.29	40.59	41.94
PS EL-KSEUR	22.24	23.07	26.03	22.20	32.43	33.62	34.97	36.38

Tableau (IV.29)

Commentaires :

En faisant lecture des résultats nous constatons :

- Ø Même après sept ans d'évolution de la charge, la puissance garantie existe toujours pour les postes sources El-Kseur et Boukhalfa.
- Ø Le PS DBK continue à fonctionner avec une puissance garantie jusqu'à 2017 où il dépasse légèrement sa puissance garantie (42.35 MVA) et même en 2021 il fonctionne avec une puissance qui ne dépasse pas beaucoup sa puissance garantie (48.8 MVA), ce qui est satisfaisant.
- Ø Malgré que les solutions proposées aient contribué au soulagement du PS Oued-Aissi, ce dernier continue à fonctionner sans puissance garantie. Ce problème va être certainement réglé avec la mise en service des nouveaux PS tel que CHAOUFA et IFLISSEN.

Enfin, les résultats obtenus nous mènent à dire que les objectifs recherchés par les solutions proposées sont atteints à savoir :

- Palier au problème de saturation du PS DBK.
- Assurer l'alimentation de la nouvelle ville d'Oued-Fali.
- Eliminer les contraintes électriques sur la majorité des départs.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté et interprété les résultats du diagnostic de l'état actuel du réseau et les résultats des solutions proposés pour remédier aux insuffisances relevées lors du diagnostic.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Après avoir fait le diagnostic de l'état actuel du réseau moyenne tension (HTA) 30kV de la région de Tizi-Ouzou-centre nous avons relevé les anomalies et les insuffisances suivantes :

- Saturation des postes sources : PS Oued-Aissi et PS DBK.
- Contraintes électriques sur les départs (chute de tension importante et un taux d'utilisation élevé) notamment sur les départs : MAATKAS, O-KSSAR et SEMPAC

Pour palier à ces carences nous avons proposé des solutions en urgence (pour l'année 2011) et des solutions à moyen terme (2014-2021)

La solution en urgence consiste à :

- L'installation d'une cabine mobile au lieu dit El-Kseur.
- Changement du schéma d'exploitation du réseau moyenne tension souterrain de la ville de Tizi-Ouzou en créant un nouveau départ 30 kV souterrain issu du PS Boukhalfa et en réalisant des bouclages sur ce réseau.

La solution à moyen terme consiste à :

- La création d'un nouveau poste sources (PS El-Kseur) au niveau du lieu dit El-Kseur avec une puissance installée de 2*40 MVA et quatre départs 30kV.
- La création d'un nouveau départ 30kV (stade) issu du PS Boukhalfa.
- Déplacement des départs BAGHLIA et AFIR vers un poste source appartenant à la DD de Boumerdès.

Après simulation sur le logiciel de calcul CARAT nous avons obtenu des résultats que nous considérons très satisfaisants vu les objectifs atteints à savoir :

- Fonctionnement avec puissance garantie pour les postes sources : DBK, El-kseur et Boukhalfa.
- Elimination des contraintes électriques sur presque tous les départs.
- Alimentation de la nouvelle ville d'Oued-fali.
- Soulagement du poste source Oued-Aissi même si celui-ci continue toujours à fonctionner sans puissance garantie, un problème qui, pour le régler il faudrait créer un nouveau poste source qui sera implanté dans la zone limitrophe à Oued-Aissi.

Enfin, nous espérons que notre travail soit utile, et pour la SONELGAZ et pour les promotions à venir.

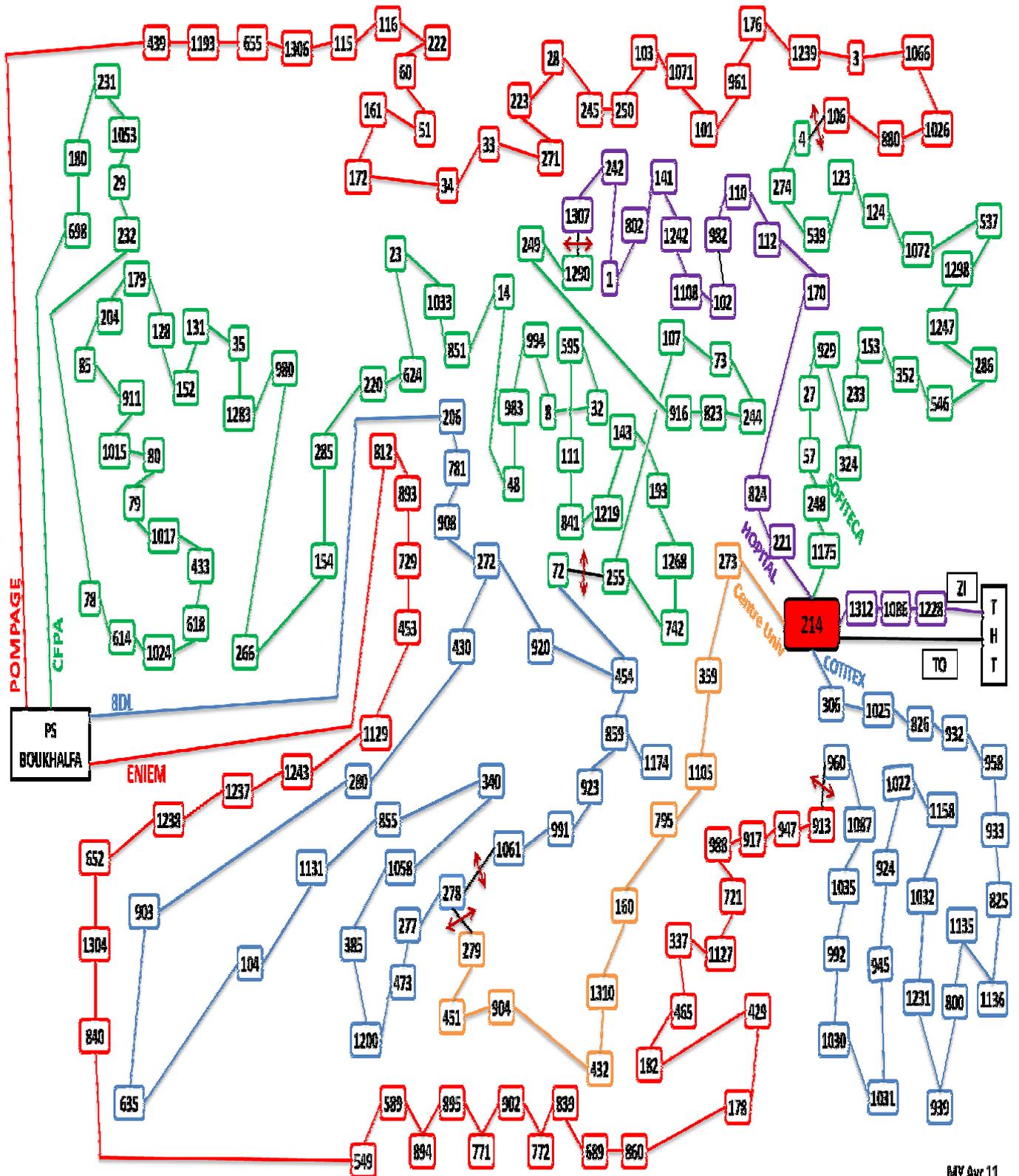
Bibliographie

Bibliographie

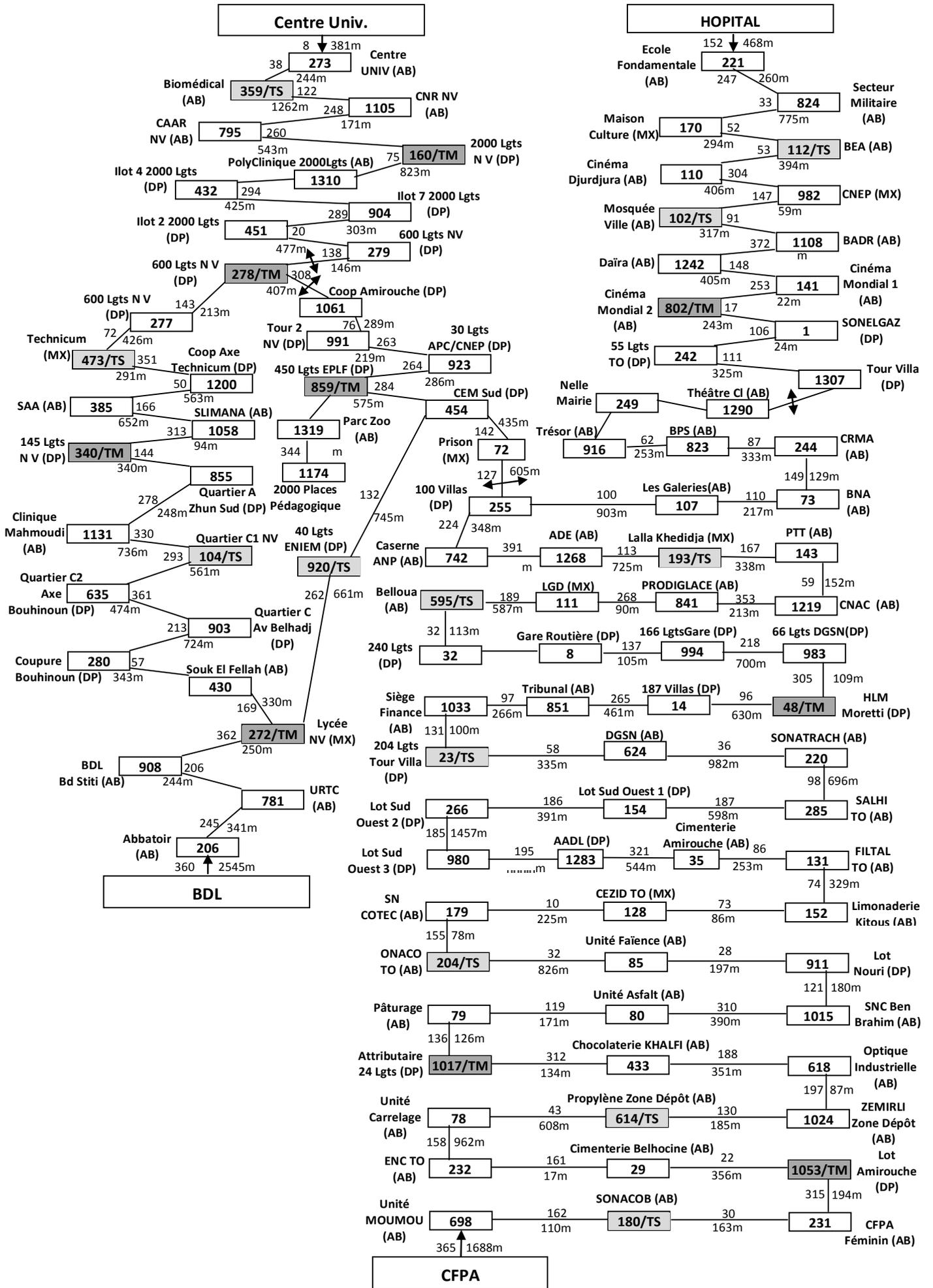
- [1] R. FERHANI « restructuration du réseau électrique MT du centre de Tizi-Ouzou »
Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 1999.
- [2] Guide technique de la SONELGAZ « formation de l'activité : développement réseaux ».
- [3] N.SAIM, « restructuration du réseau MT d'AZAZGA »
Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2010,
- [4] Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité. Guide pratique, référence GP 06.
- [5] B. De Metz-Noblat, F.Dumas, G.Thomosset. « Calcul des courants de court-circuit »
Cahier technique N°158/, Schneider électrique.
- [6] Site internet www.scribd.com
- [7] MERLIN GERIN, « guide de la distribution haute tension, moyenne tension»
- [8] M.ADIL, A. NAIT-DJOUDI « Restructuration du réseau MT de TIGZIRT »
Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2009.
- [9] K.HAMOUECHENE, «restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 kV de la zone industrielle ROUIBA-REGHAIA », mémoire d'ingénieur UMMTO, 2000.
- [10] «Les réseaux électriques industriels 2» Christophe privé et tome1
- [11] « http://fr.wikipedia.org/wiki/Disjoncteur_%C3%A0_haute_tension »

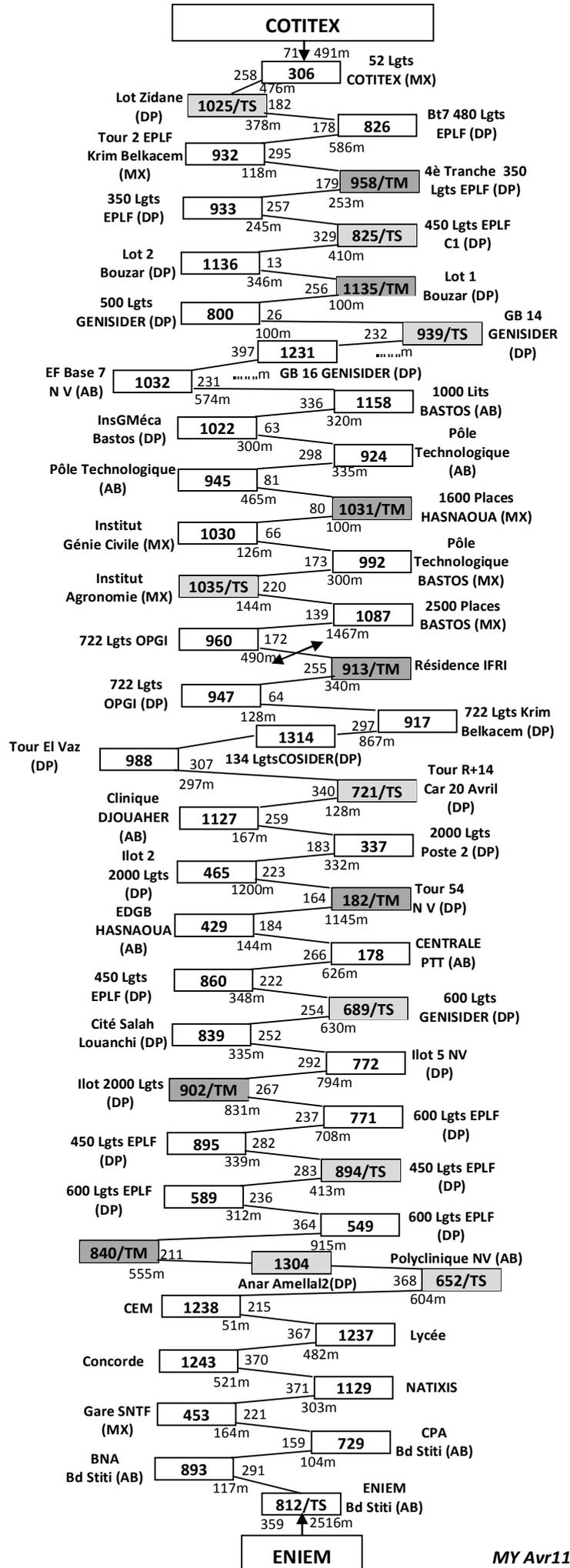
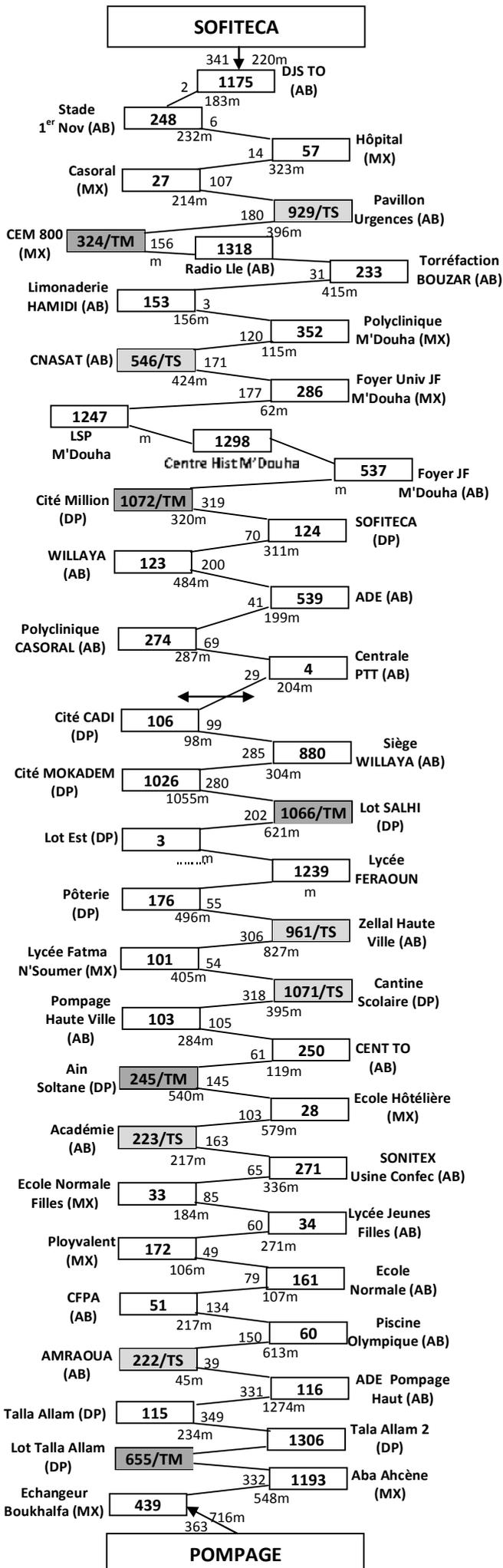
Annexes

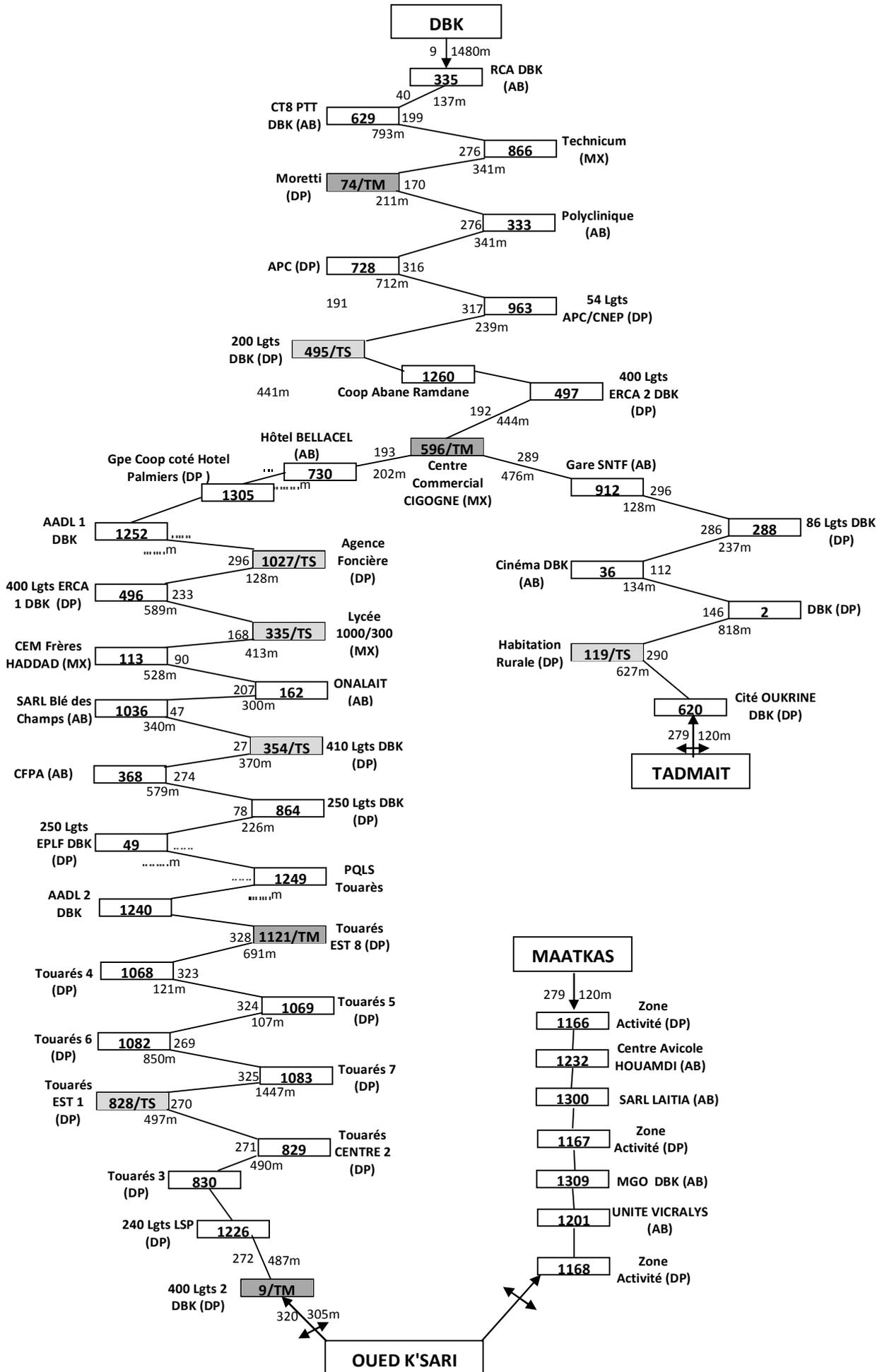
Schéma de réseau souterrain de Tizi Ouzou centre



MY Avr 11







Résumé du mémoire :

Notre travail consiste, en premier lieu, à diagnostiquer le réseau HTA 30kV de la région de Tizi-Ouzou-Centre afin de relever les anomalies et les insuffisances sur ce réseau en termes de chute importante de tension, longueur assez importante des départs, taux d'utilisation élevé des postes et la surcharge des postes sources et, en deuxième lieu, à proposer des solutions à court et à moyen terme (2011-2021) dans le but d'éliminer ces insuffisances et de satisfaire les nouvelles charges à l'avenir et, de ce fait, assurer une meilleure qualité du service.

Nous avons réparti notre travail en quatre chapitres :

- Ø Le premier chapitre (généralités sur les réseaux électriques) nous l'avons consacré aux généralités il comporte d'abord quelques notions sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. On y retrouve ensuite des rappels sur les différentes structures topologiques des réseaux électriques et leurs différents éléments constitutifs.
- Ø Le deuxième chapitre (défauts et protections des réseaux électriques) comporte les différents types de défauts, les différentes protections et les différents appareils de protection.
- Ø Le troisième chapitre (méthodes de calcul des chutes de tension) comporte les différentes méthodes de calcul des chutes de tension et des pertes de puissance, un exemple d'application de la méthode des moments électriques et une présentation du logiciel de calcul CARAT.
- Ø Le quatrième chapitre (application) comporte la présentation et l'interprétation des résultats obtenus du diagnostic de l'état actuel du réseau et ceux obtenus des solutions proposés pour remédier aux insuffisances relevées lors du diagnostic.

Enfin, nous avons terminé notre travail par une conclusion générale.

