

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud MAMMARI, Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et d'Informatique
Département d'électrotechnique



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention d'un Master professionnel spécialité Electrotechnique
industrielle

Thème

*Restructuration du réseau souterrain
moyenne tension 30 kV de la ville de TIZI-
OUZOU*

Proposé par :

M^{me} : BELKACEMI (SONELGAZ TIZI OUZOU)

Dirigé par :

Mr. : DJ. BOUGUEDAD.

M^{lle} : H. ABTOUCHE (SONELGAZ TIZI OUZOU).

Etudié par :

Mr : RAFIL Aziz

Mr : SAB Farid

Promotion 2012

Remerciements

Nous remercions d'abord le bon dieu tout puissant qui nous a procuré le courage et la volonté pour la réalisation de notre travail.

Nos remerciements vont particulièrement à Mme : BELKACEMI, d'avoir proposé ce sujet.

Ainsi, qu'à notre promoteur Mr : DJ. BOUGUEDAD de nous avoir encadré.

Nos vifs remerciements, vont à M^{lle} : H. ABTOUCHE pour sa générosité et ses conseils.

Nos remerciements vont également au personnel de SONELGAZ.

Nos remerciements les plus distingués vont aussi aux membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes chers parents ;

Mon frère Djillali et mes sœurs Hayet,

Hamida, Nabila, Sabiha ;

Ma chère famille ;

Ma chère femme Ghania ;

Mes chers amis ;

Celles et ceux que j'aime et qui m'aiment ;

*Et la promotion 2012 (Master
professionnelle).*

AZIZ

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mon père : Mokrane

Ma mère : Tassadit

Mon frère : Amar

Mes sœurs : Fatma, Noura,

Kahina et Arafat

Tous mes ami(e)s

Toute la promotion ETH LMD

professionnel 2012

FARID

Sommaire

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques.

Introduction : 2

I-1- Différents types de réseaux électriques : 2

I-1-1- Réseaux d’interconnexion et de transport : 2

I-1-2- Réseaux de répartition : 2

I-1-3- Réseaux de distribution moyenne tension : 3

I-1-3-1- Réseaux aériens moyenne tension (MTA) : 3

I-1-3-2- Réseaux souterrains moyenne tension (MTS) : 3

I-1-4- Réseaux de distribution basse tension (BT) : 3

I-1-4-1- Réseaux aériens basse tension (BTA) : 3

I-1-4-2- Réseaux basse tension souterrain (BTS) : 4

I-2- Structure générale d’un réseau électrique : 4

I-3- Structure des réseaux moyenne tension (HTA) : 6

I-3-1- Structure des réseaux HTA urbains : 6

I-3-1-1- Les réseaux en coupure d’artères : 7

I-3-1-2- Les réseaux en double dérivation : 8

I-3-2- Réseau HTA aérien : 9

I-3-2-1- Structure arborescente 9

I-3-2-2- Structure radiale : 9

I-3-3- Réseau HTA souterrain : 13

I-3-3-1-Structure maillée : 15

I-3-3-2-Structure en épi : 17

I-3-3-3-Structure à artère source à source : 18

I-3-3-4- Structure en fuseau : 19

I-4- Le choix d’une structure de réseau HTA souterrain : 20

I-4-1- Emplacement des sources par rapport aux charges à desservir : 20

I-4-2- La voirie de l’agglomération : 20

I-4-3- La densité des charge : 20

I-4-4- Le réseau existant : 20

I-5 - Lignes et câbles électriques : 21

I-5-1- Lignes :	21
I-5-1-1- Lignes aériennes :	21
I-5-1-2- Les lignes souterraines :	23
I-5-2- Les câbles :	23
I-5-2-1- Le câble unipolaire (mono conducteur) :	23
I-5-2-2- Le câble multiconducteurs :	24
I-5-2-3- Dimensionnement des câbles :	24

Chapitre II : Généralités sur la technique de protection.

II-1- Protection des lignes :	26
II-1-1- Protection par fusibles :	26
II-1-2- Protection par disjoncteur :	27
II-1-3- Protection à temporisation échelonné :	28
II-1-4- Protection différentielle :	29
II-1-5- Réenclenchement rapide :	30
II-2- Protection des transformateurs :	31
II-2-1- Protections classiques :	31
II-2-2- Protections de l'environnement :	31
II-3- Protection des jeux de barres :	33
II-3-1- Les détections différentielle ampérométrique :	33
II-3-2- La détection par haute impédance :	33
II-3-3- La détection directionnelle :	33
II-4- Protection contre les surtensions :	35
II-4-1- Niveaux de protection :	35
II-4-1-1- Le 1 ^{er} niveau de protection :	35
II-4-1-2- Le 2 ^{eme} niveau de protection :	36
II-4-1-3- Le 3 ^{eme} niveau de protection :	36

Chapitre III : Méthode de calcul des chutes de tension.

III-1- Méthode générale (théorie des quadripôles) :	39
III-2- Méthode de séparation des puissances active et réactive :	41
III-2-1- Méthode de calcul par approximation successive :	41

III-2-2- Formules directes :	43
III-2-3- Méthode simplifiée :	44
III-3- Méthodes des moments électriques :	45
III-3-1- Chute de tension absolue :	45
III-3-2- Chute de tension relative :	46
III-4- Calcul des constantes linéiques :	50
III-4-1- Cas des câbles souterrains :	50
III-4-1-1- Résistance linéique :	50
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 :	52
III-4-2-3- Réactance linéique :	52
III-5- Calcul des puissances :	52
III-6- Application de la méthode des moments électriques :	53
III-7- Modèle de calcul (CARAT) :	55
III-7-1- Organigramme de résolution :	56
III-7-2- Organigramme du logiciel :	57
III-7-3- Capacité du modèle :	58
III-7-4- Méthode de calcul :	58
III-7-4-1- Calculs préliminaires :	58
III-7-4-2- Calcul d'un schéma radial à l'état sain :	58
III-7-4-3- Recherche d'un schéma secours :	59
III-7-4-4- Calcul des transits et des tensions :	60
III-7-5-Format des données :	60
III-7-5-1- Carte titre << code 0 >> :	60
III-7-5-2- Carte à paramètres << code 1 >>:	60
III-7-5-3- Cartes branches (ou liaison) << Code 2 >> :	61
III-7-5-4- Cartes charge << Code 3 >> :	61
III-7-5-5- Cartes charges: << Code 4 >> :	62
III-7-5-6- Cartes compensation << Code 6 >> :	62
III-7-5-7- Cartes cout unitaire et paramètres << Code 7 >> :	62




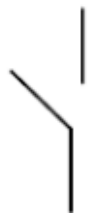

III-7-6- Lecture des données :	63
III-7-8- Stylisation :	63
III-7-8-1- Définition :	63
III-7-8-2- Règles de bonne pratique pour la stylisation du réseau :	63


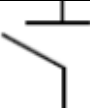
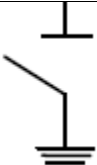

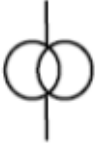

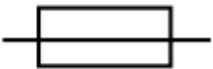
Chapitre IV : Application.


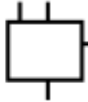

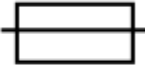









IV-1- Présentation et diagnostic de l'état actuel du réseau :	65
IV-1-1- Données globales :	65
IV-1 -2- Consignes d'exploitation (figure IV-4) :	72
IV-1-2-1- Départs issus du poste 60/30kV BOUKHALFA :	72
IV-1-2-2- Départs issus du poste 30/30kV 441P214 :	73
IV-1-3 Problème d'exploitation suite incident sur les départs issus du PS BOUKHALFA ...	74
IV-1-3- Collecte des données :	77
IV-1-3-1- Données physiques du réseau :	77
IV-1-3-2- Données de la charge :	81
IV-2- Application :	84
IV-2-1- Hypothèses de l'étude :	84
IV-2-2- Supports utilisés :	85
IV-2-3- Solutions préconisées et appliquées pour la restructuration du réseau MTS de Tizi-Ouzou:	85
IV-2-4- Restructuration départ 30kV CFPA :	85
IV-2-4 -1- Caractéristiques du départ 30kV CFPA :	85
IV-2-4 -2- Solutions pour la restructuration le départ CFPA :	87
IV-2-4 -3- Simulation en long terme (2012-2022) :	93

Conclusion générale :	96
------------------------------	-----------

Légende

Symbole	Indication abrégée	Description
	BHT	Barre haute tension
	BMT	Barre moyenne tension
	CA	Cellule de départ tension MT
	CP	Cellule de départ tension MT
	CS	Câble de secoure
	CT	Câble de travail
	D	Dorsale
	De	Dérivation
	DA	Disjoncteur arrivée HT
	DC	Disjoncteur de couplage
	DD	Disjoncteur de départ
	DRT	Disjoncteur pour transformateur
	DDAT	Disjoncteur debrochable de couplage
	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

Symbole	Indication abrégée	Description
	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
	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

Symbole	Indication abrégée	Description
	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)
	/	Poste livraison (LIV), avec appareil de coupure en charge.
	/	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

Introduction générale

Le réseau électrique est un système électrique dont le rôle est de transporter l'électricité du centre de production jusqu'aux consommateurs.

L'augmentation de la demande de l'énergie électrique, l'industrialisation massive, l'évolution démographique et le développement de nouvelles zones géographiques, les agressions de la nature, l'exploitation anarchique de l'homme et l'accroissement de la consommation en énergie électrique sont des contraintes qui nécessitent l'amélioration et le développement des réseaux électriques.

En Algérie, la gestion et le développement des réseaux électriques sont confiés à la SONELGAZ.

L'objectif de cette étude est la restructuration du réseau moyenne tension souterrain 30kV de la ville de Tizi-Ouzou.

Cette étude s'inscrit dans le cadre de l'amélioration de la qualité de service rendu à la clientèle, à savoir :

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

Notre travail comporte quatre chapitres et une conclusion générale :

- Généralités sur les réseaux électriques.
- Généralités sur la technique de protection.
- Méthodes de calcul des chutes de tensions.
- Application.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques.

Introduction :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

I-1- Différents types de réseaux électriques :

Les réseaux électriques sont classés par des niveaux de tension qui assurent diverses fonctions spécifiques, on distingue plusieurs types [1], [2]:

I-1-1- Réseaux d'interconnexion et de transport :

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. (En ALGERIE 220 kV).

Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux interconnectés garantissent une très bonne sécurité.

I-1-2- Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre 30kV à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité.

Le plus souvent, en ALGERIE, ils utilisent une tension de 60 kV pour son acheminement, et dans quelques cas on utilise du 90kV à l'extrême Est ALGERIE.

Ces réseaux sont en grande partie constitués de lignes aériennes ; mais en zone urbaine dense, ils peuvent être souterrains sur des petites longueurs. Leurs structures sont, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer au niveau de certains postes de transformation.

I-1-3- Réseaux de distribution moyenne tension :

Les réseaux de distribution moyenne tension desservent d'une part les postes MT /BT de distribution publique alimentant eux même les réseaux basse tension, et d'autre part tous les postes d'utilisateurs industriels moyenne tension, la tension est de 10 ou 30 kV.

En zone urbaine, les réseaux MT sont généralement souterrains et exploités en boucle ouverte. Pour faciliter les dépannages et l'isolement d'un tronçon en défaut, les postes sont exploités en coupure d'artère.

I-1-3-1- Réseaux aériens moyenne tension (MTA) :

Les réseaux MTA (30kV) sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement.

Le raccordement est soit, en coupure d'artère ou en simple dérivation, pour les abonnés sensibles, ou bien en double dérivation.

Le réseau MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant le courant de défaut à 30A.

Les lignes MT sont protégées par des disjoncteurs placés en tête de départ, au niveau des postes sources ou certains postes de coupure. Le rôle de ces équipements est le pouvoir de coupure en cas de défaut sur la ligne.

I-1-3-2- Réseaux souterrains moyenne tension (MTS) :

Leurs structures est à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en boucle ouverte permettant la reprise éventuelle en cas d'incident. Le réseau souterrain est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant ainsi le courant de défaut à 1000A.

I-1-4- Réseaux de distribution basse tension (BT) :

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux MT, ils alimentent l'ensemble des consommateurs (domestique et certains types d'utilisateurs de tension 220/380V) ; ces réseaux peuvent être aériens ou souterrains.

I-1-4-1- Réseaux aériens basse tension (BTA) :

La structure de ces réseaux est arborescente à deux ordres de lignes, la dorsale et la dérivation (en cuivre).

I-1-4-2- Réseaux basse tension souterrain (BTS) :

En zone urbaine, les grands ensembles d'habitations collectifs sont desservis par des réseaux BTS exploités en boucle ouverte. Ces réseaux alimentent les installations intérieures des abonnés domestiques à travers les branchements individuels ou collectifs.

I-2- Structure générale d'un réseau électrique :

La structure d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

Les niveaux de tension sont comme suit [4] :

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT pour une tension composée inférieure ou égale à 50V.

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte (figure I-1) :

- Un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection.
- Une source de production interne.
- Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA.
- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres.
- Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT.
- Des récepteurs HTA.
- Des transformateurs HTA / BT.
- Des tableaux et des réseaux basse tension.
- Des récepteurs basse tension.

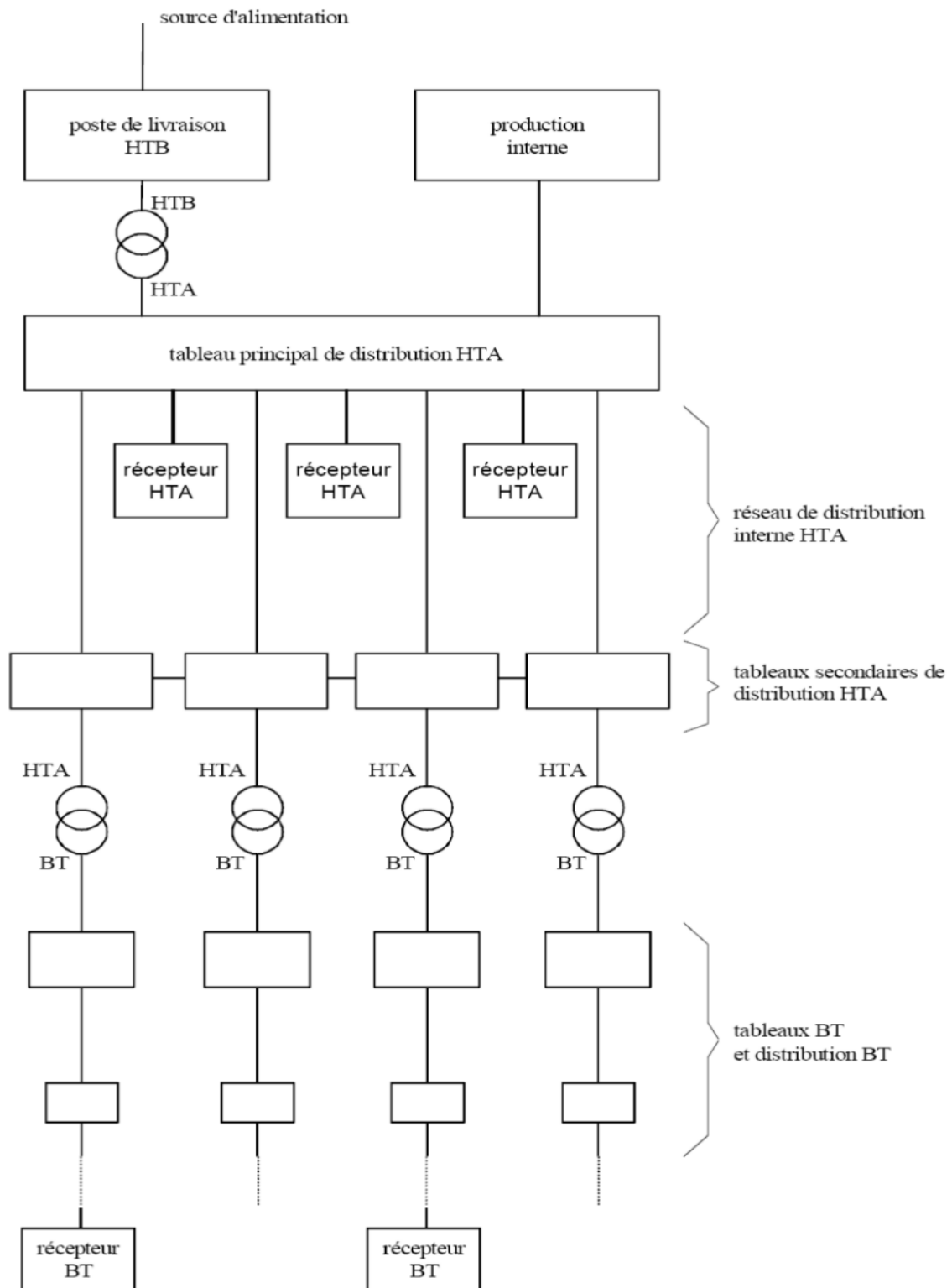


Figure I-1 structure générale d'un réseau électrique

I-3- Structure des réseaux moyenne tension (HTA) :

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré (les choix seront sensiblement différents selon que l'on alimente une zone urbaine ou rurale et selon qu'il s'agisse du niveau moyenne tension ou basse tension) [2], [3], [4].

I-3-1- Structure des réseaux HTA urbains :

Le réseau moyenne tension urbain assure la liaison entre les jeux de barres moyenne tension des postes (HTB /HTA) d'une part et les postes (HTA /BT) d'autre part.

Les contraintes liées à l'environnement urbain conduisent en général à réaliser ce réseau en câbles souterrains, la localisation et la réparation des défauts pouvant être longues et les densités de charge concernées élevées. Chaque poste HTA/BT est généralement relié à une source HTB/HTA par deux chemins différents.

D'une manière très schématique, on peut distinguer trois types de fonctions assurées par des câbles moyenne tension urbains :

- Une fonction de liaison entre les sources et les zones de charge réalisée par des câbles dits <<de structure>> le long desquels n'est raccordé aucun poste HTA/BT.
- Une fonction desserte locale qui permet de rattacher chaque poste HTA/BT au réseau. Les câbles de << desserte >> sont donc très liés à la forme de la voirie (les câbles de structure et de desserte sont aussi appelés câbles <<travail>> puisqu'ils alimentent les charges en régime normal).
- Une fonction de secours des câbles des deux fonctions précédentes permettant de reprendre la charge en cas d'incident.

L'ensemble des structures du réseau, des câbles moyenne tension urbains rencontrés peut se diviser en deux grandes familles selon le mode de raccordement des postes HTA/BT sur les câbles :

I-3-1-1- Les réseaux en coupure d'artères :

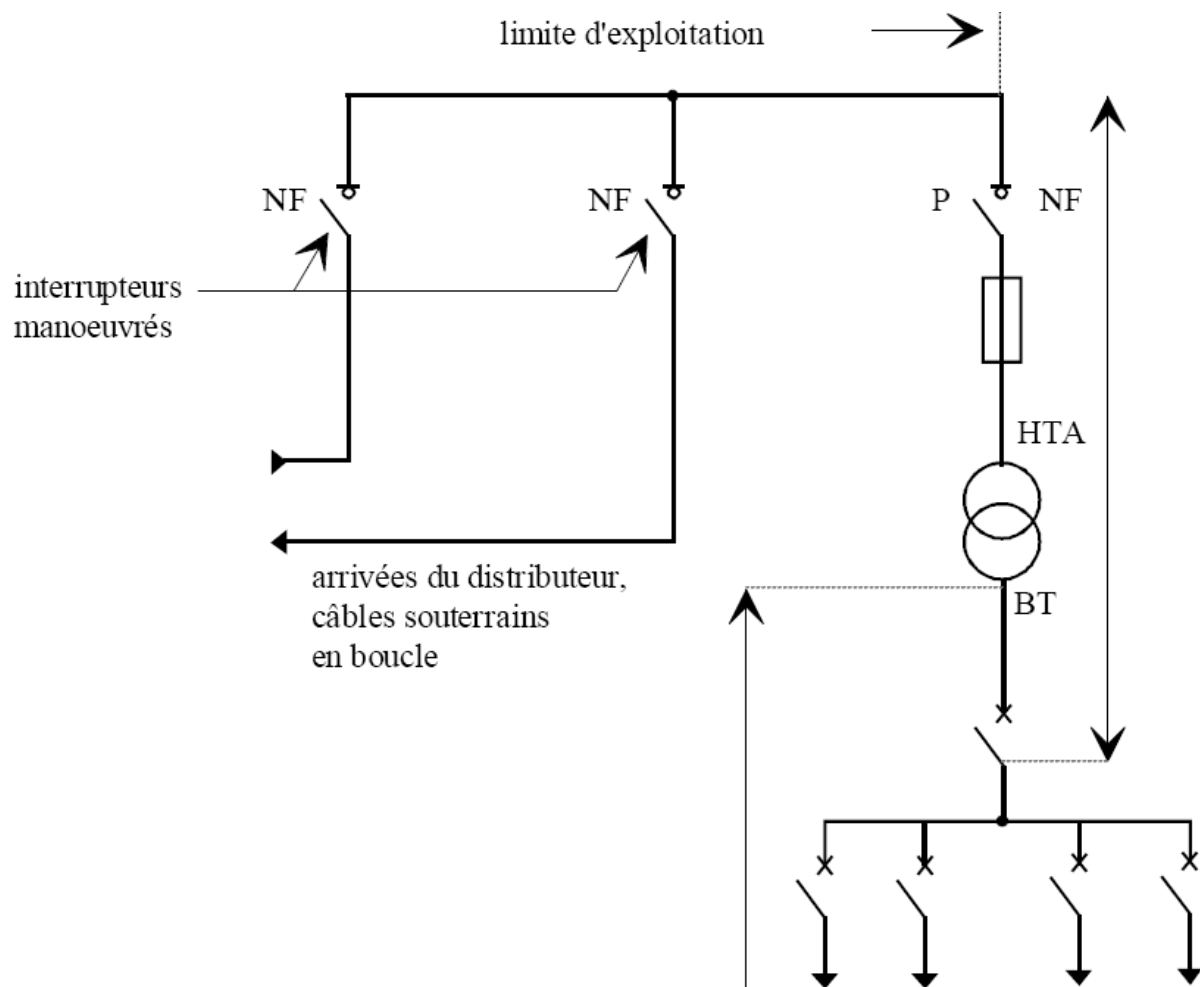


Figure I-2 : Alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A.

Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de panne.

I-3-1-2- Les réseaux en double dérivation :

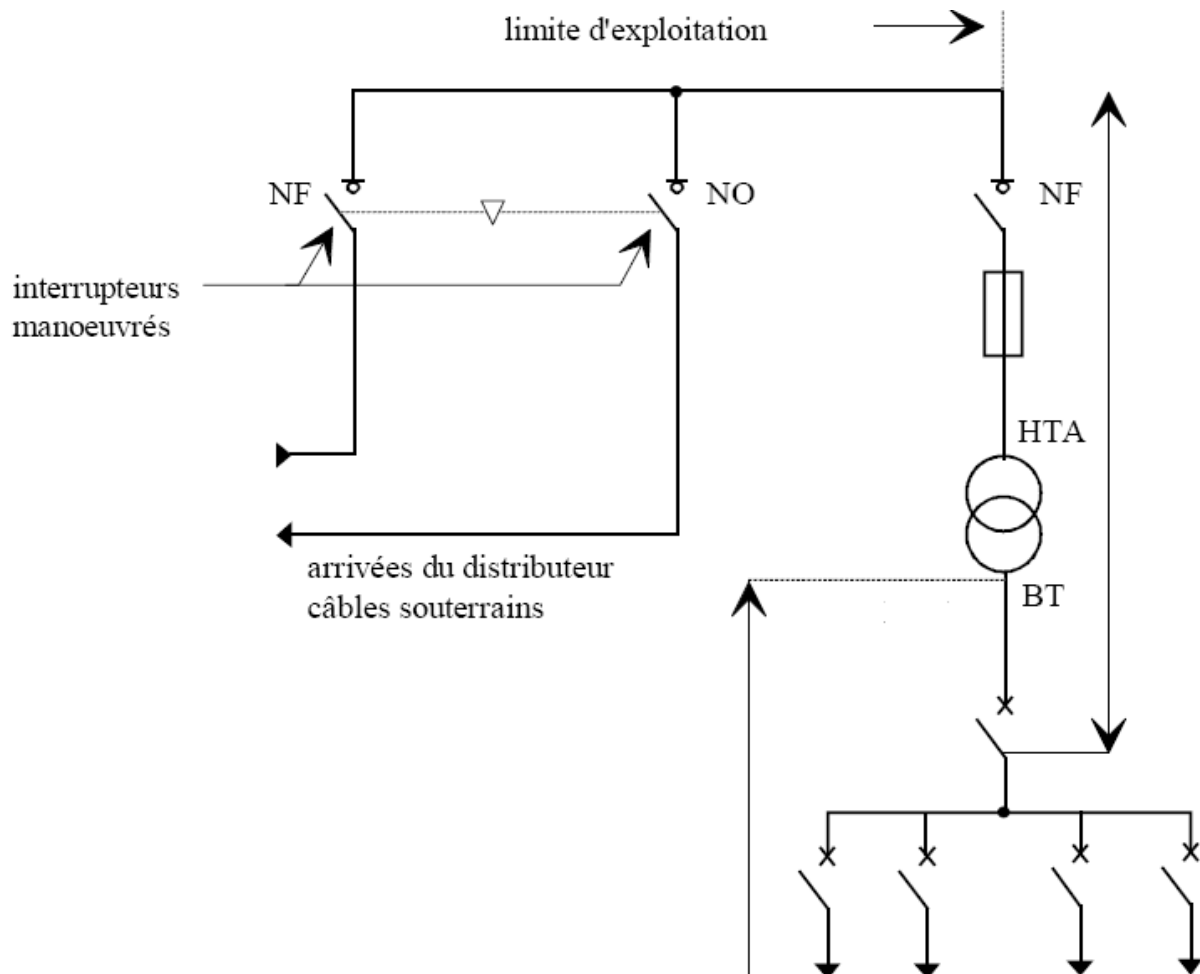


Figure I-3 : Alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A.

Lorsque le réseau public HTA comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivation.

La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement.

Ce schéma, très coûteux pour le distributeur, est utilisé lorsque les exigences de disponibilité sont importantes (le surcoût est généralement payé par l'utilisateur).

La structure des réseaux moyenne tension évolue pour des causes diverses à savoir :

- Accroissement de la clientèle existante.

- Extension en surface de la demande.
- Renouvellement d'ouvrages vétustes.
- Maintien de la qualité de service.

I-3-2- Réseau HTA aérien :

Utilisés dans les régions à faible densité de population (zones rurales, périphéries des villes), les réseaux aériens HTA sont à :

I-3-2-1- Structure arborescente :

La structure des réseaux HTA aériens est arborescente (figure I-4), elle est de deux ordres de lignes :

- **Dorsale** : lignes principales issues du poste HTB.
- **Dérivations et sous dérivations** : Ces dernières peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA /BT.

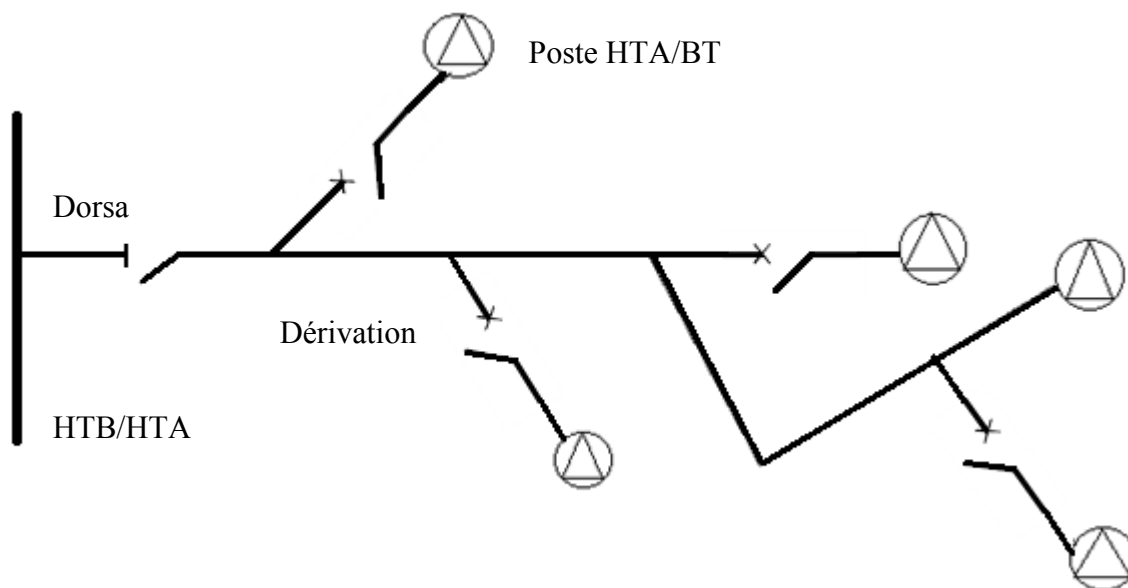


Figure I-4 : Structure arborescente

I-3-2-2- Structure radiale :

On distingue les structures suivantes :

a- Radial en simple antenne :

Cette structure (Figure I-5) est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

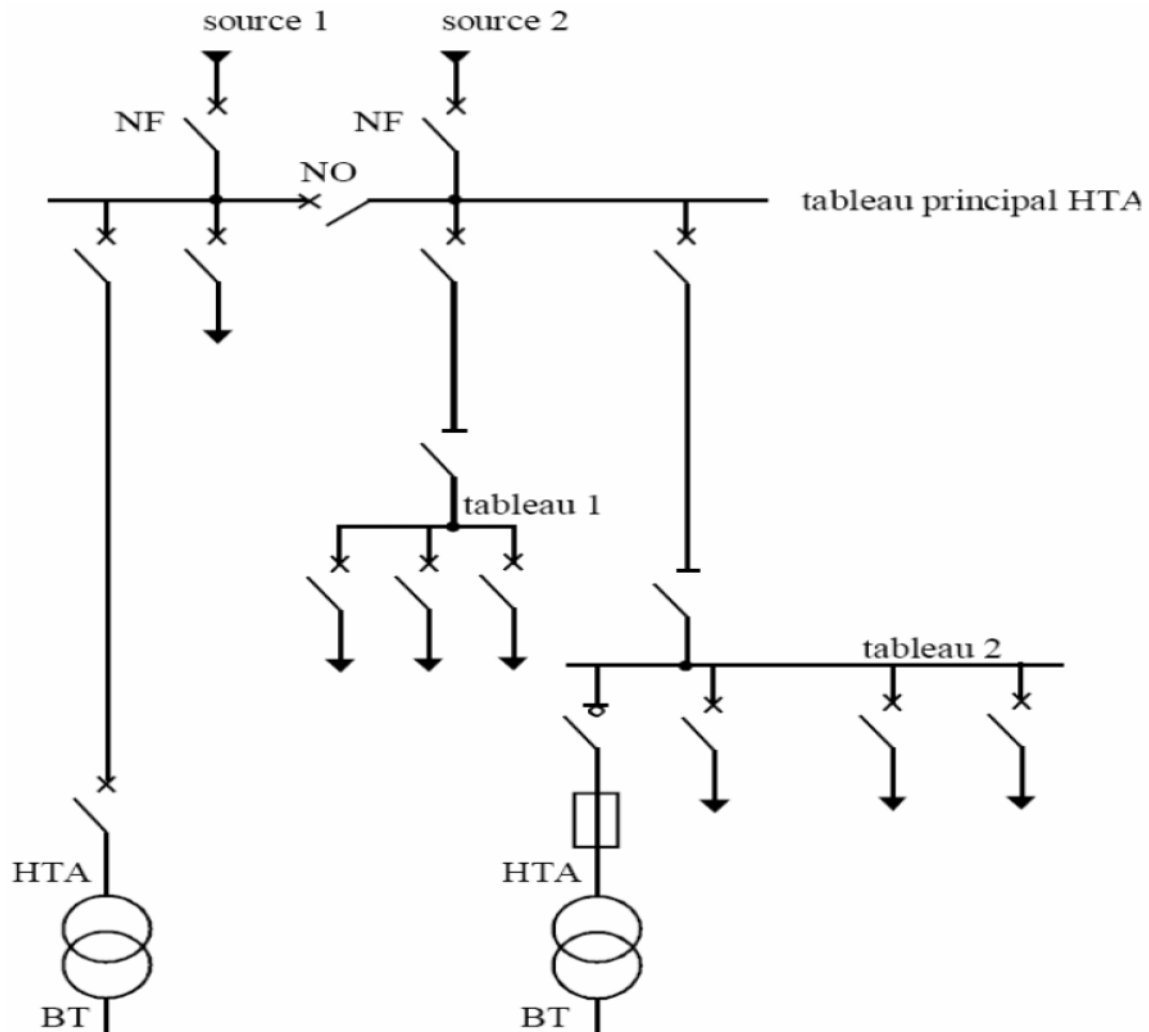


Figure I-5 : Réseau HTA radial en simple antenne.

Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage.

b-Radial en double antenne sans couplage : (figure I-6)

La disponibilité de cette structure est bonne.

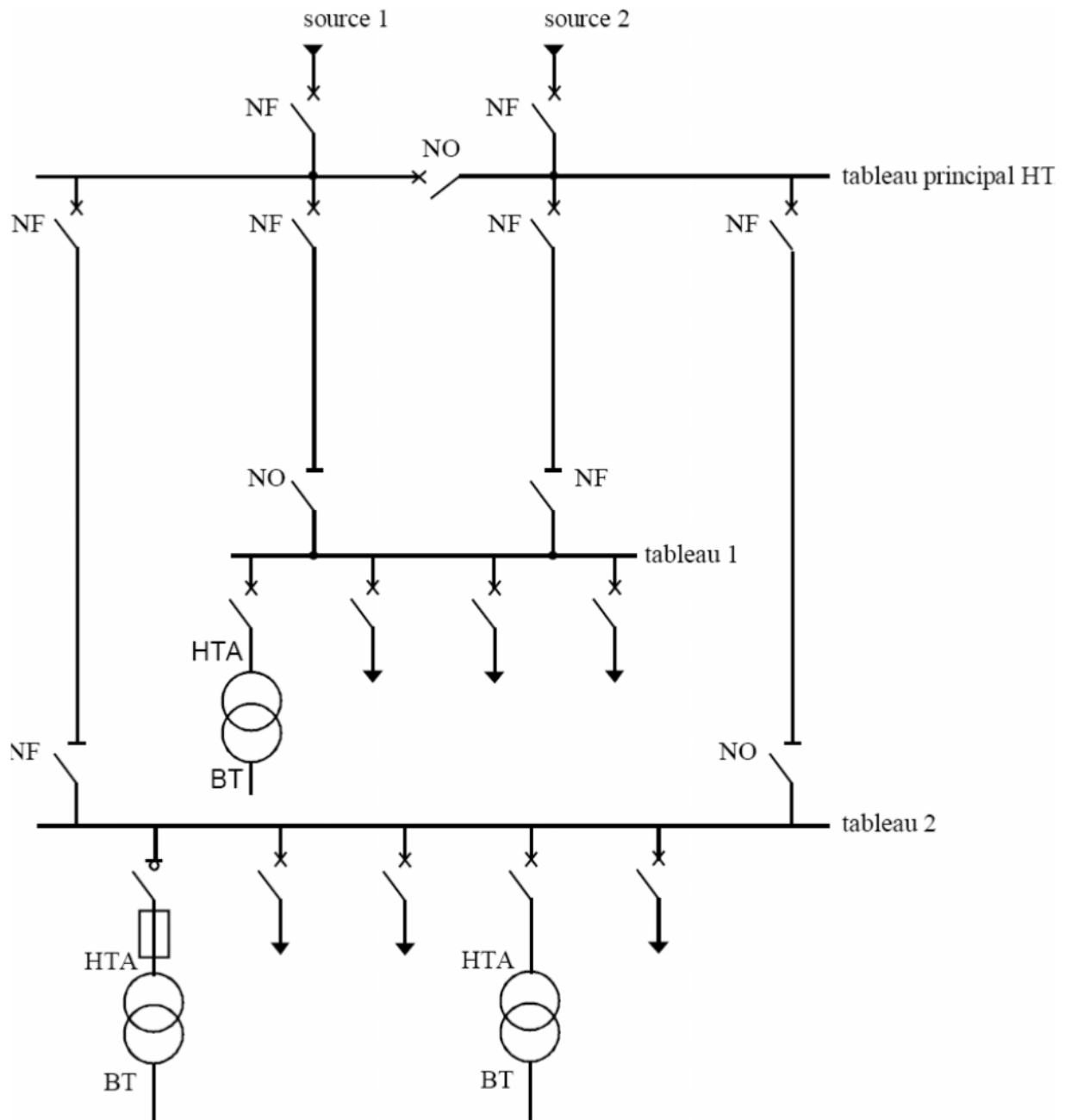


Figure I-6 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre.
- L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

c- Radial en double antenne avec couplage :

Cette structure (figure I-7) est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

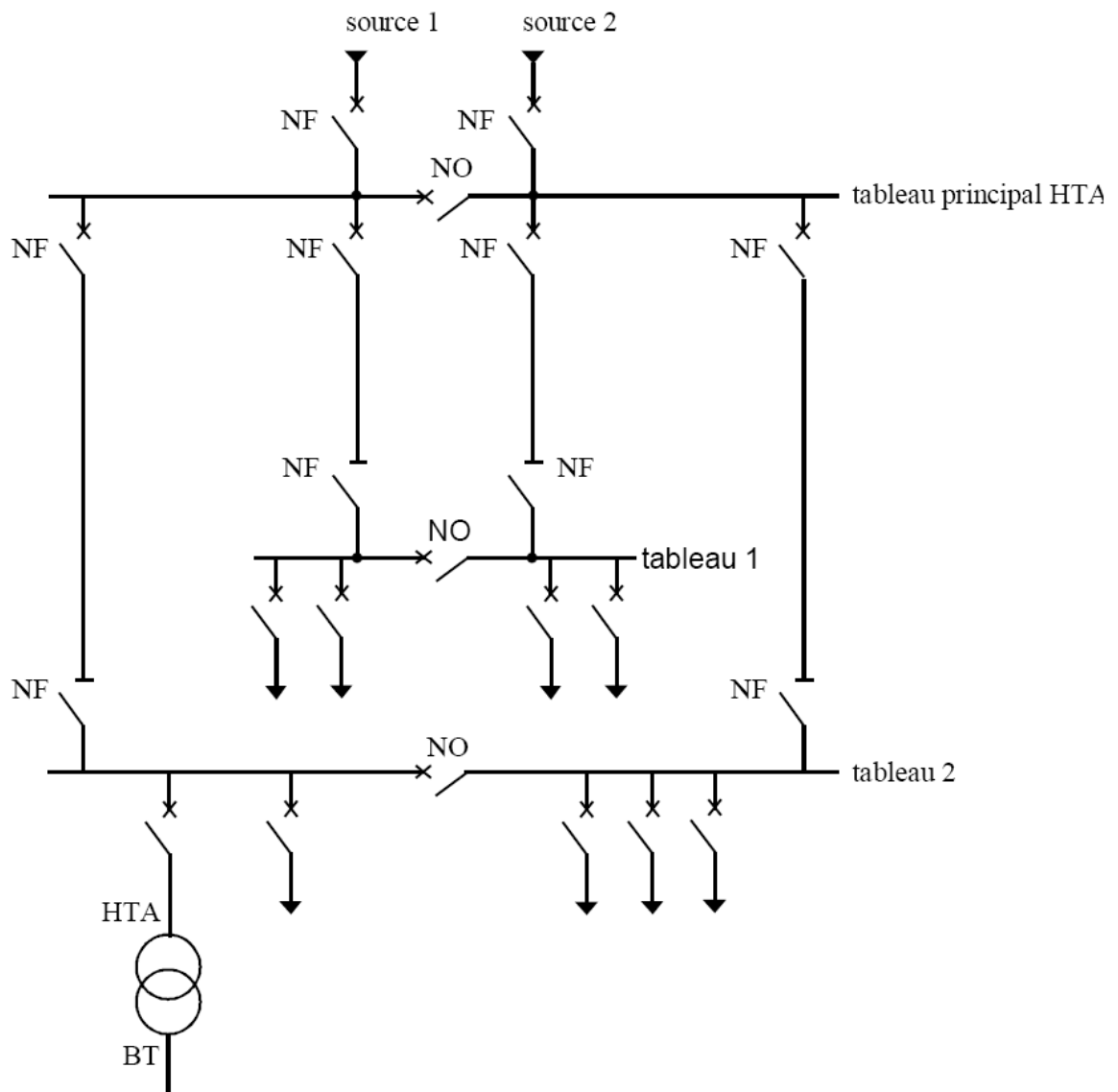


Figure I-7 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.
- Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources.

I-3-3- Réseau HTA souterrain :

Le site urbain fait que les réseaux HTA soient le plus souvent réalisés en souterrain, leurs structure est à un seul type de ligne <<dorsale>>. Ces réseaux, de part leurs constitutions (faible longueur, forte section) sont le siège de chutes de tension réduites. Ils présentent les avantages suivants :

- Entretien réduit.
- Longue durée de vie.
- Insensibilité aux perturbations atmosphériques.

L'inconvénient qu'ils présentent est que la localisation et la réparation des défauts est plus longue qu'en aérien.

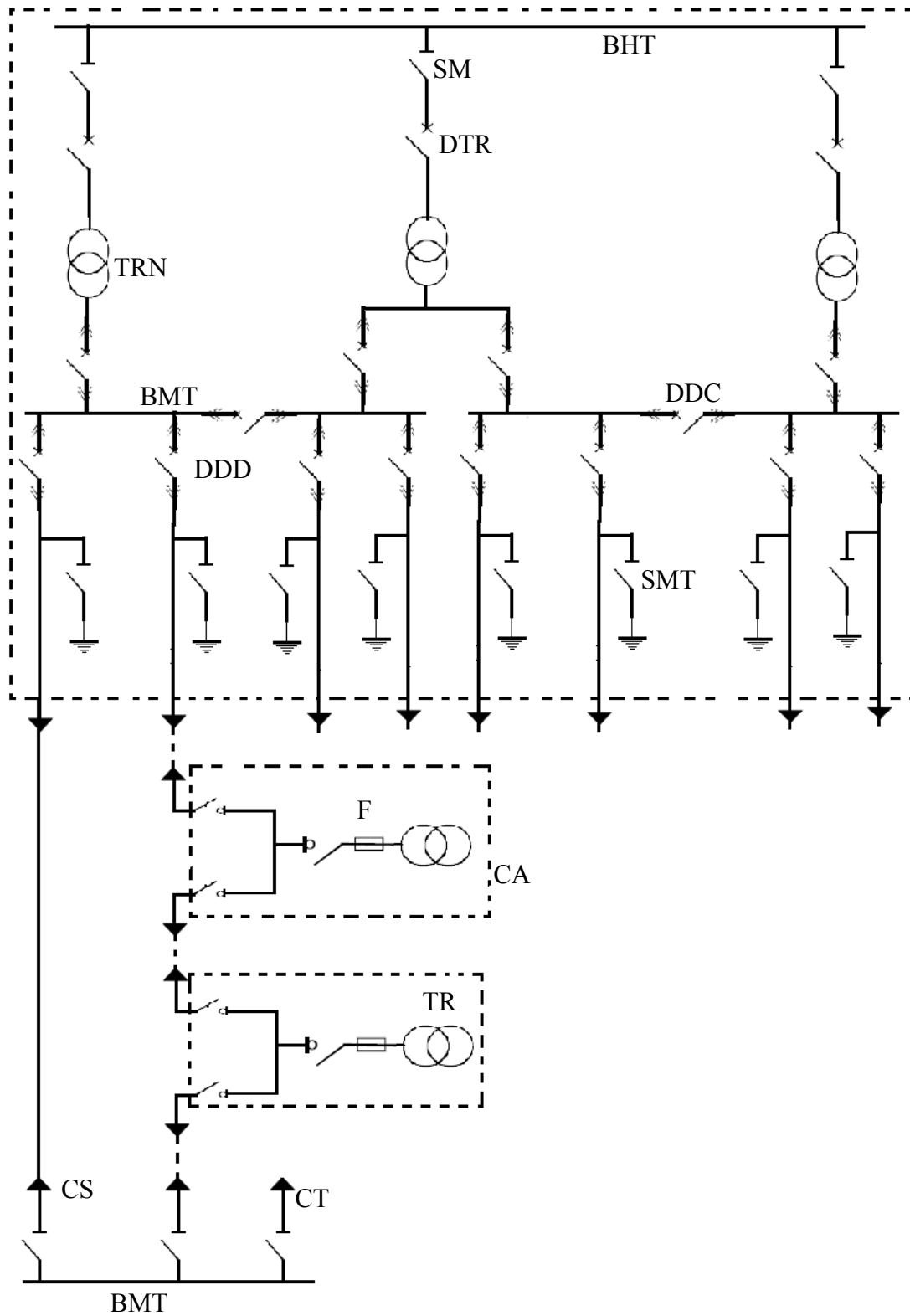


Figure I-8 : Structure générale des réseaux souterrains à moyenne tension.

I-3-3-1- Structure maillée :

Les réseaux maillés ont moins de pertes et sont mieux adaptés à la production décentralisée qui risque de se développer dans un avenir proche (énergie verte, éoliennes, pile à combustible, ...)

Dans cette structure (figure I-9), les postes HTA/BT sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation.

Cette structure permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après alimentation de l'élément défectueux. L'avantage est qu'elle permet d'avoir une bonne continuité de service.

Inconvénients :

- Le coût de cette structure revient trop cher.
- Les câbles ne sont utilisés que partiellement par rapport à leurs capacités.
- Dans une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge.

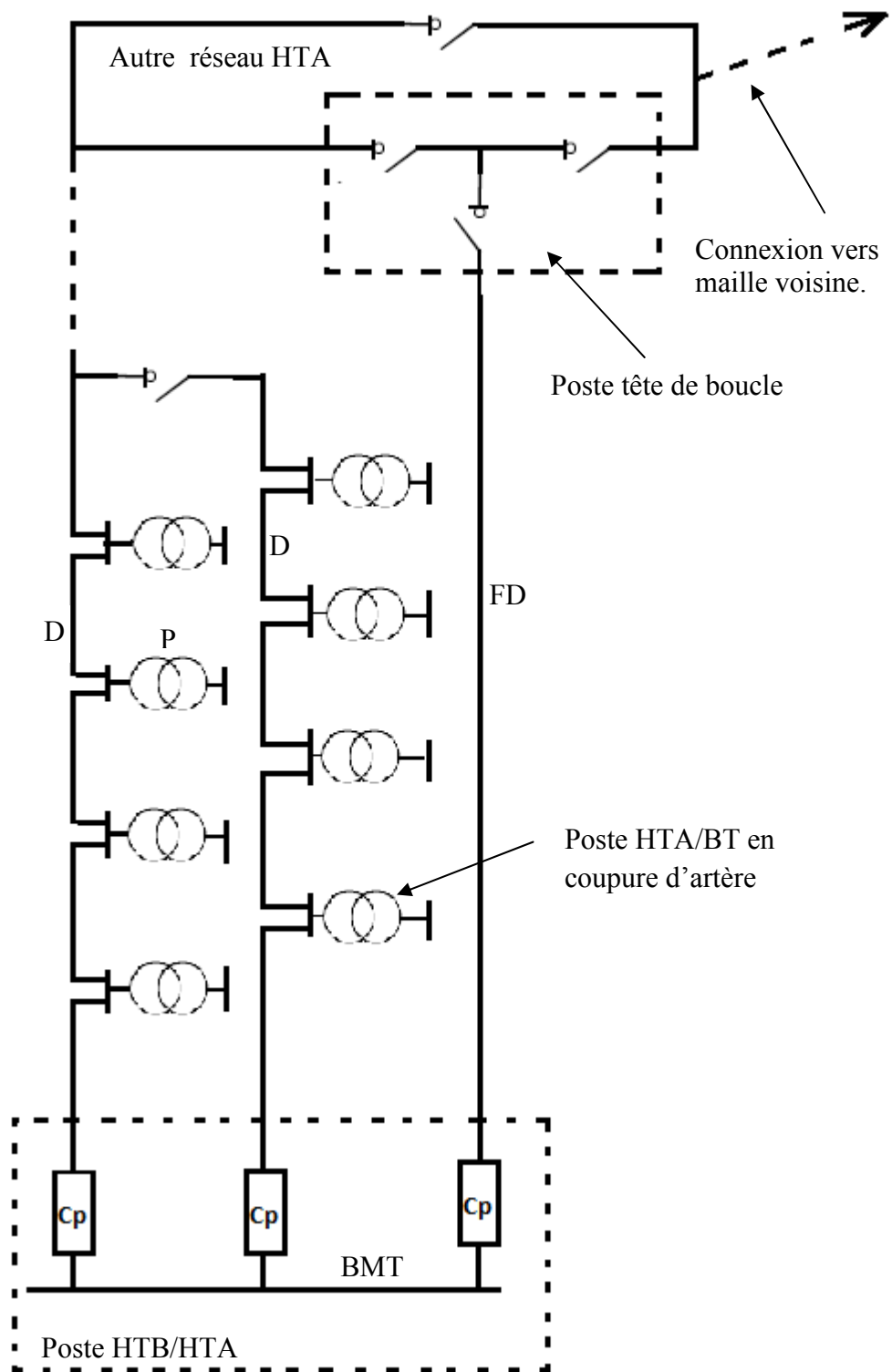


Figure I-9 : Structure des réseaux souterrains à moyenne tension type maillé

I-3-3-2- Structure en épi :

Dans cette structure (figure I-10), les extrémités des câbles de distribution sont rabattues au câble de secours. Le point de connexion est généralement un poste de distribution public alimenté soit par le câble de distribution, soit par le câble de secours. Cette structure se révèle beaucoup plus économique que la structure maillée, elle permet une meilleure utilisation du câble.

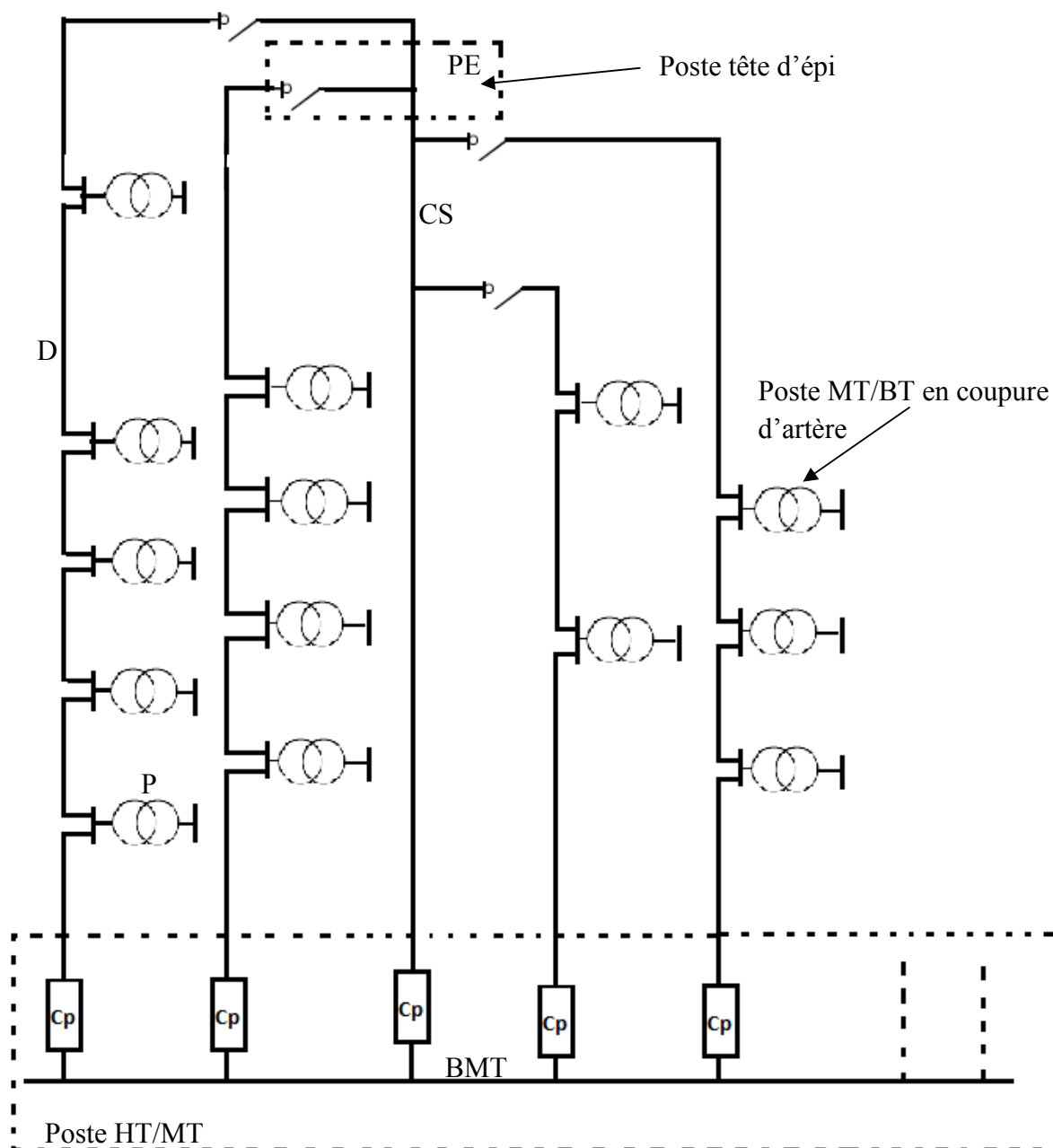


Figure I-10 : Structure des réseaux souterrains à moyenne tension type épi

I-3-3-3- Structure à artère source à source :

Dans cette structure (figure I-11), les câbles sont issus de deux sources distinctes, cependant elle est utilisée dans le cas de poste HTB/HTA où la puissance ne peut être garantie. Cette solution limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution. Le secours y est assuré par les câbles contigus.

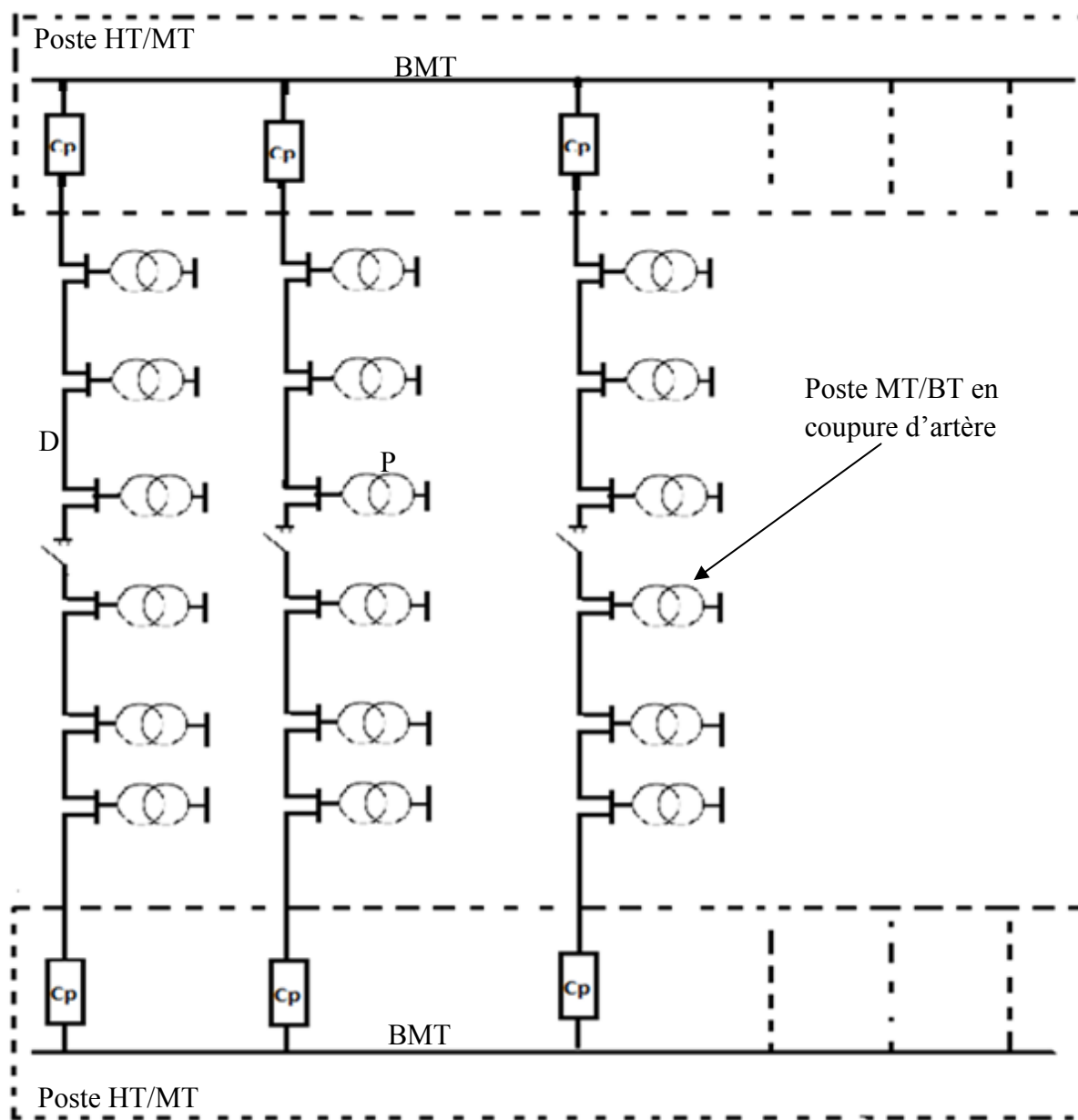


Figure I-11 : Structure des réseaux souterrains à moyenne tension type artère source à source

I-3-3-4- Structure en fuseau :

Cette structure (figure I-12), est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle tous les câbles de distribution aboutissent en un point unique, ce point peut être soit une autre source HTA, soit un poste de répartition. Elle s'intègre bien dans les réseaux existants et permet une pose progressive des câbles en particulier celle de câble secours, elle convient aux postes HTB/HTA fonctionnant à puissance garantie.

En cas d'incident, la reprise du service par le câble secours est rapide, ce qui diminue les durées d'interruption (localisation précise du point de reprise). Cette structure sera utilisée préférentiellement.

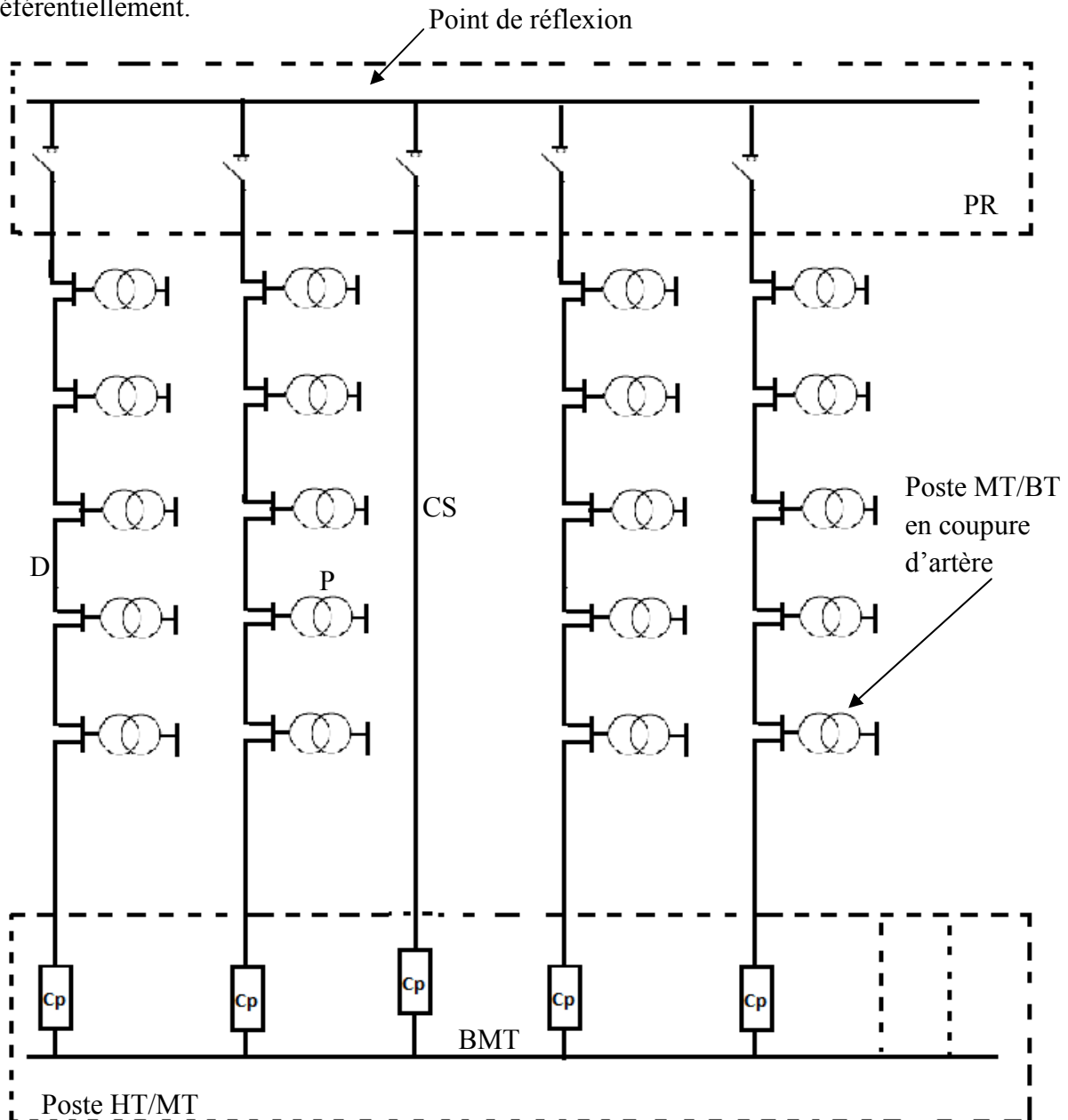


Figure I-12 : Structure des réseaux souterrains à moyenne tension type fuseau

I-4- Le choix d'une structure de réseau HTA souterrain :

Le choix d'une structure pour un réseau HTA urbain donné est fonction de beaucoup de facteurs externes dont nous citerons les plus importants :

I-4-1- Emplacement des sources par rapport aux charges à desservir :

On ne peut pas toujours trouver un emplacement situé de façon idéale par rapport aux charges que la source devra alimenter car il y a les contraintes de place, de passage des liaisons hautes et très hautes tension, de sortie des départs HTA. D'autre part, il faut retenir un emplacement optimum (sur le plan économique) pour l'ensemble <<alimentation HTB et distribution HTA>>.

I-4-2- La voirie de l'agglomération :

La forme de la voirie et les passages obligés qu'elle comporte (pont, passage à niveau ect) peuvent influencer sur la conception du réseau souterrain.

I-4-3- La densité des charge :

L'alimentation des postes HTA/BT très proches les uns des autres, peut conduire à une forme de réseau différente de celle conçue pour alimenter des postes très disséminés géographiquement.

On remarque que les structures du type maille ou grille s'adaptent bien aux faibles densités de puissances, inversement, les structures plus linéaires s'adaptent très bien aux fortes densités.

I-4-4- Le réseau existant :

L'évolution d'un réseau est permanente pour suivre l'accroissement des charges existantes et l'apparition de nouvelles charges. La pose des câbles au fur et à mesure des besoins, n'a pas toujours été faite dans l'objectif d'une structure final, la ligne de conduite étant souvent dictée par des considérations techniques ou économiques immédiates et locales. Si cette position est défendable sur des agglomérations à faible densité de charge, elle présente beaucoup d'inconvénients pour une ville plus en plus dense car on risque d'effectuer des travaux superflus et surtout on aboutit à un réseau de plus en plus difficile à exploiter.

Le choix de la structure doit résulter d'une étude dynamique à partir du réseau existant. L'implantation d'une structure sur un réseau existant est réalisée selon deux possibilités :

➤ **En substituant :**

C'est-à-dire en remodelant le réseau initial pour l'intégrer dans la structure retenue.

➤ **En superposant :**

C'est-à-dire en développant une nouvelle structure indépendante du réseau existant et en déchargeant progressivement ce dernier pour éviter de le renforcer.

L'implantation optimale d'une structure en partant d'un réseau initial non structuré est celle qui minimise le coût de développement du réseau à long terme.

I-5- Lignes et câbles électriques :

I-5-1- Lignes :

Les lignes électriques assurent la fonction <<transport de l'énergie>> sur les longues distances. Elles sont constituées de 3 phases, et chaque phase peut être constituée d'un faisceau de plusieurs conducteurs (de 1 à 4) espacés de quelques centimètres. [3]

I-5-1-1- Lignes aériennes :

a - Dimensionnement :

Le dimensionnement des lignes aériennes est soumis à des contraintes liées à ses conditions de fonctionnement et à des contraintes externes dues à son environnement climatique [5].

a-1- Contraintes de fonctionnement :

Les contraintes liées au fonctionnement de la ligne sont :

-La tension électrique :

Les conducteurs aériens n'étant isolés que par la couche d'air qui les entoure. Le dimensionnement des lignes doit tenir compte de la tension à laquelle sont portés les conducteurs. L'isolation est assurée par des chaînes d'isolateurs qui relient le conducteur au pylône tout en maintenant une distance d'isolement suffisante pour éviter le phénomène de claquage diélectrique.

-L'intensité du courant électrique :

Les conducteurs sont le siège de pertes Joules qui engendrent un échauffement provoquant une dilatation des conducteurs et un allongement de la flèche qui sépare les conducteurs du sol (ou la végétation qu'ils surplombent). Ce phénomène peut être à l'origine de claquages qui provoquent des courts circuits pouvant conduire à l'interruption du service. Le dimensionnement de la section des conducteurs doit prendre en compte l'intensité nominale de manière à minimiser les pertes Joules en exploitation normale. Enfin, il faut tenir compte des perturbations électromagnétiques qui peuvent être engendrées par des variations brusques de la valeur de l'intensité du courant et donc du rayonnement du champ électromagnétique qui se propage dans l'espace environnant à des distances d'autant plus grandes que les fréquences de ces variations de courant soient élevées.

a-2- Contraintes externes :

Ces contraintes liées à l'environnement climatique sont de nature mécanique dues principalement aux effets suivants :

-Le vent :

Le vent a tendance à faire balancer les conducteurs créant ainsi un risque de court-circuit mais aussi de rupture; le dimensionnement des conducteurs doit prendre ce phénomène en termes de rigidité mécanique. Le vent a également un effet sur les pylônes qui doivent être conçus pour résister aux rafales les plus importantes dans le site.

-Le givre :

Ce phénomène hivernal peut être important sur les sites montagneux où il crée par accumulation des gaines de glace autour des conducteurs ce qui les alourdit et les fragilise lorsque la température est très basse. Il est donc nécessaire de prévoir une solidité et une résistance à la surcharge.

-La neige :

Certaines formes de neige ont une capacité d'adhérence très forte qui crée des manchons autour des conducteurs et donc un poids supplémentaire qu'il convient de prévoir en termes de solidité et résistance à la surcharge.

b- Contraintes technologiques :

Les conducteurs sont réalisés sous forme de câbles qui peuvent être soit :

- Des câbles en aluminium renforcés par une âme en acier qui assure leur rigidité mécanique. La conduction n'est pas affectée par l'âme en acier car à cause de l'effet de peau la quasi-totalité du courant circule dans la couronne en aluminium.
- Des câbles dans un alliage spécial en aluminium, magnésium, silicium appelé Almélec qui a des propriétés intéressantes de conductivité et de rigidité mécanique.
- Ils peuvent également se présenter sous la forme de câbles creux renforcés ou lorsque la tension devient très élevée, être divisés et organisés en faisceaux afin de diminuer l'intensité du champ électrique extérieur.

I-5-1-2- Les lignes souterraines :

Les lignes souterraines sont utilisées dans quelques cas particuliers : transport sous marin, franchissement de sites protégés, alimentation de grandes villes, de métropoles ou autres zones à forte densité de population. Les lignes souterraines sont plus répandues en basse et moyenne tension, moins en haute tension du fait des coûts prohibitifs [7].

Les lignes souterraines peuvent être à courant continu ou alternatif. L'isolation s'est d'abord faite par papier imprégné d'huile, puis par de nouvelles technologies : isolation synthétique (LIS, XPLE), isolation gazeuse (LIG, CIG), supraconducteurs.

I-5-2- Les câbles :

Le câble électrique est un ensemble de conducteurs mécaniquement solidaires, électriquement distincts et recouverts de gaine étanches, on trouve [6] :

I-5-2-1- Le câble unipolaire (mono conducteur) :

C'est un conducteur isolé qui comporte, en plus, une ou plusieurs gaines de protection (figure I-13).

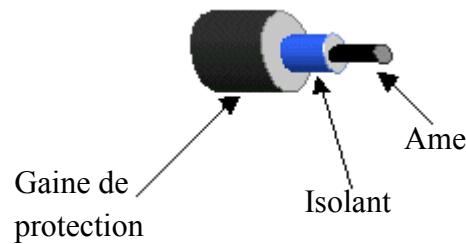


Figure I-13 : Câble unipolaire

I-5-2-2- Le câble multiconducteurs :

C'est un ensemble de conducteurs électriquement distincts et mécaniquement solidaires mais comportant une ou plusieurs gaines de protection commune (figure I-14).

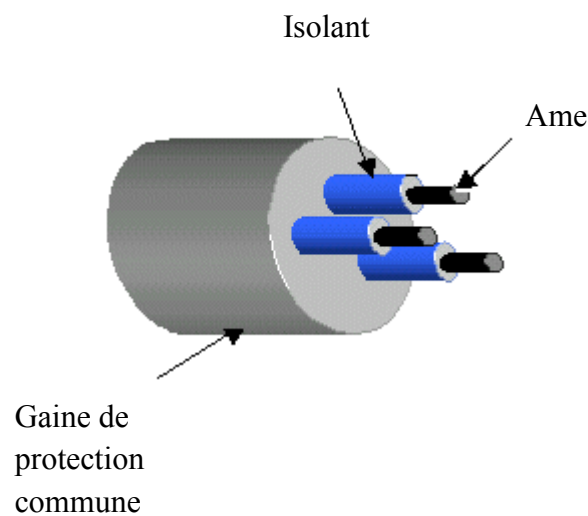


Figure I-14 : Câble multiconducteurs

I-5-2-3- Dimensionnement des câbles :

Le dimensionnement des câbles isolés est soumis à diverses contraintes [5]:

a) Puissance :

L'intensité du courant crée des pertes Joule qui ne peuvent être évacuées facilement car un bon isolant électrique est également un bon isolant thermique. Il faut donc prévoir un moyen de refroidissement qui va conditionner le dimensionnement du câble en fonction de la puissance à transporter.

b) Pertes diélectriques :

L'isolant utilisé est caractérisé par sa constante diélectrique ϵ_r qui prend des valeurs comprises entre 2 et 4 et par son niveau de pertes diélectriques qui s'exprime par la grandeur $\text{tg } \delta$ dont la valeur varie entre $4 \cdot 10^{-4}$ et $100 \cdot 10^{-4}$. Ces grandeurs diélectriques imposent les contraintes sur la tension maximale utilisée.

c) Propriétés mécaniques :

Les câbles isolés sont destinés à des modes de transport d'énergie souterrains ou sous-marins, ils doivent donc suivre des canalisations souterraines en milieu urbain ou s'adapter à la géographie des fonds marins ce qui nécessite des propriétés mécaniques à la fois de solidité et de souplesse qui sont assurées par les gaines extérieures métalliques isolées.

d) Capacité :

La capacité linéique des câbles est très supérieure à celle des lignes ce qui limite, pour des raisons d'exploitation la longueur des liaisons par câble à quelques dizaine de kilomètres.

Contrainte technologiques :

En ce qui concerne la technologie des câbles isolés elle interviendra essentiellement sur :

- Les conducteurs qui pour des raisons économiques sont en aluminium pour la plupart des applications où la tension nominale est inférieure à 225 kV. Ils sont construits en cuivre pour des tensions nominales supérieures à cette valeur.
- L'isolation est assurée par du papier imprégné pour les câbles relativement anciens. On lui préfère aujourd'hui le polyéthylène sous sa forme réticulé chimiquement et pour les unités de grandes puissance l'huile ou le gaz (SF6) qui assurent en même temps la fonction de refroidissement par évacuation forcée des calories.
- Les supports qui sont les gaines métalliques en plomb ou en acier inoxydable. Elles sont bien entendu isolées par des matériaux à base de PVC (polyvinyle) ou de PRC (polyéthylène réticulé chimiquement).

Chapitre II
Généralités sur la technique
de protection

II-1- Protection des lignes :

Dans les réseaux à moyenne tension, la protection des lignes est assurée par [8] :

- Des fusibles qui sont employés exclusivement pour la protection contre les courts-circuits.
- D'autres appareils employés en deux groupes d'automates de protection :
 - ✓ La protection sélective par la temporisation échelonnée.
 - ✓ La protection sélective par la comparaison de certaines grandeurs électriques aux deux bouts de la ligne (Protection différentielle).

II-1-1- Protection par fusibles :

Les fusibles interrompent le circuit surchargé par la fusion de la cartouche-fusible et par l'extinction de l'arc dans un bourrage de sable de quartz. Les fusibles doivent être remplacés après chaque intervention [8].

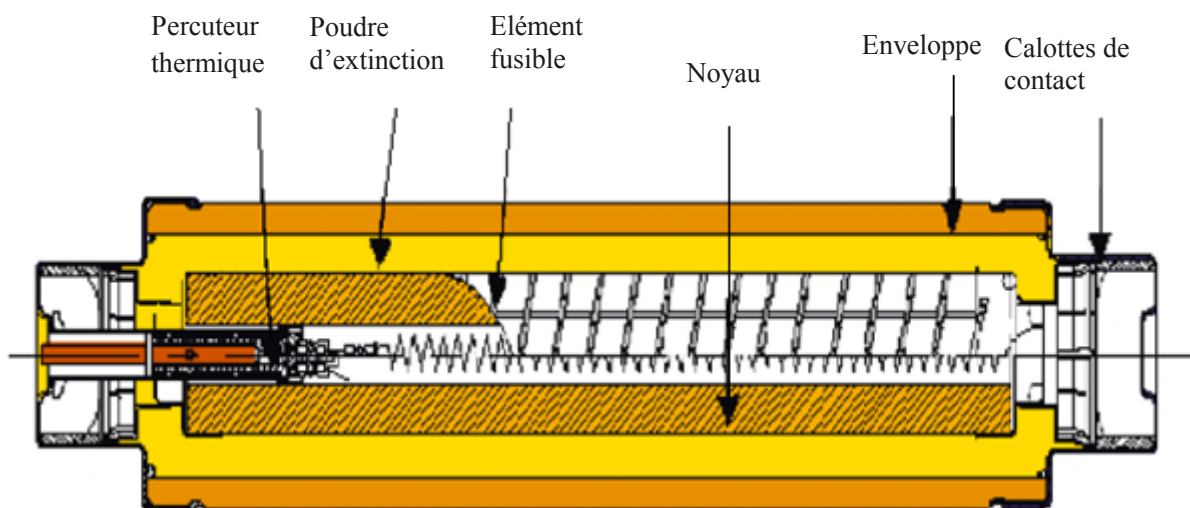


Figure II-1 : Coupe schématique d'un fusible HTA [9].

Courbes de fusion temps/courant (figure II-2) :

C'est la courbe qui représente le temps virtuel de fusion ou préarc (figure II-2), en fonction de la valeur de l'intensité prévue. Une soigneuse sélection de tous les éléments qui composent les fusibles, ainsi qu'un sévère contrôle de fabrication, assurent aux clients l'exactitude des courbes temps-courants, bien en dessous des limites de tolérance admises par la norme CEI 60282-1[9].

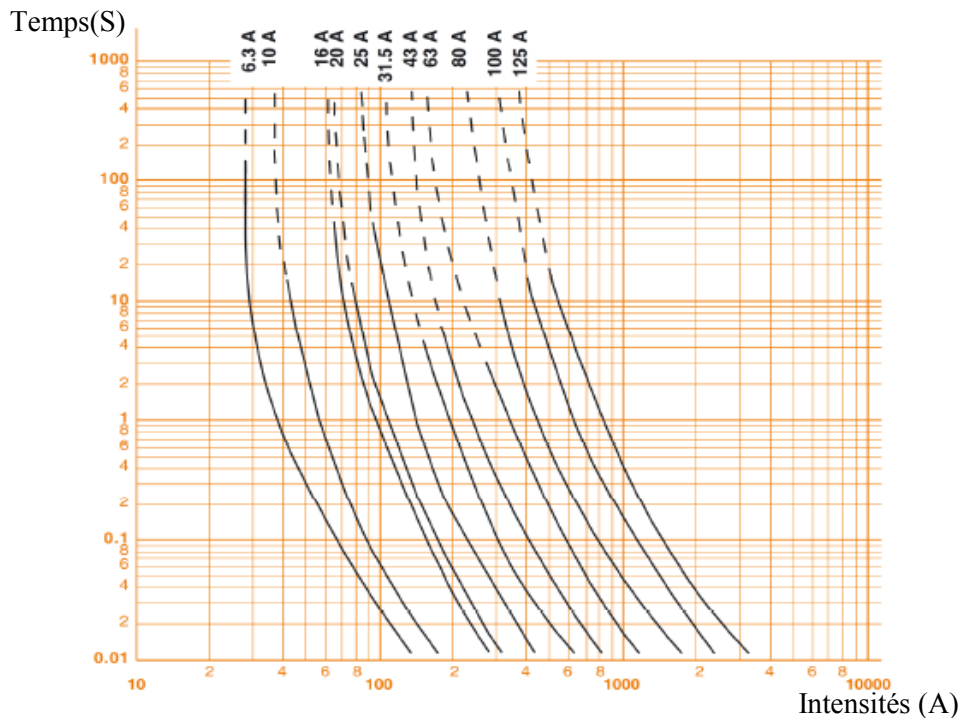


Figure II-2 : Courbes de fusion et de limitation [9].

II-1-2 Protection par disjoncteur :

Le disjoncteur est un appareil qui assure la commande et la protection d’un réseau. Il est capable d’établir, de supporter et d’interrompre les courants de service ainsi que les courants de court-circuit [8], [9].

En basse et moyenne tension, la protection des lignes peut être assurée par disjoncteur avec fusible de secours (figure II-3). La protection est dimensionnée par exemple pour un courant de 200A et un pouvoir de coupure d’environ 8 kA.

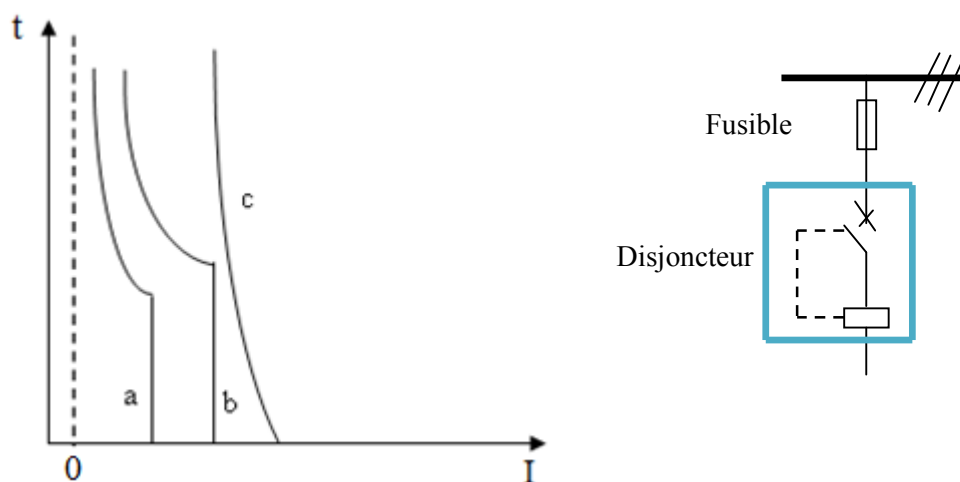


Figure II-3 : Caractéristiques [9] : a-Déclencheur thermique du disjoncteur.

b-Déclencheur magnétique du disjoncteur. c- Fusible.

Jusqu'à un courant qui frôle 1 kA agit une protection lente contre les surintensités (caractéristique a) ; au-delà on déclenche très rapidement (protection contre le court-circuit, caractéristique b). Comme protection de secoure, on utilise un fusible BH pour courant nominal de 250 A (caractéristique c).

Le fusible en amont est nécessaire si le pouvoir de coupure du disjoncteur est inférieur au courant alternatif initial de court -circuit.

II-1-3- Protection à temporisation échelonné :

Une protection simple contre les surintensités peut être réalisée avec les relais individuels <<courant maximum/temps>>. Ceux-ci se déclenchent avec un retard ajustable lorsqu'on atteint la limite de courant choisie [8].

- ❖ Pour assurer la sélectivité quant aux différentes sections de ligne, les temporisations augmentent lorsqu'on s'approche de la source (figure II-4).



Figure II-4 : Protection avec relais à maximum de courant [8].

- ❖ La protection peut être employée également pour les lignes alimentées des deux côtés, en utilisant des relais directionnels (donc sensible à la direction du courant) et avec échelonnement opposé (figure II-5).

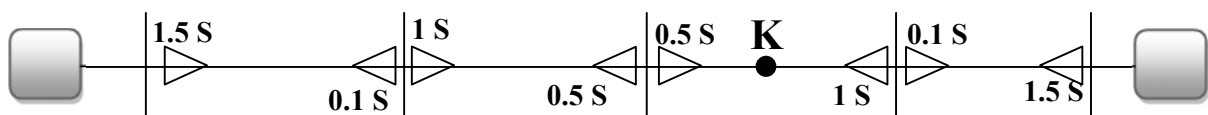


Figure II-5 : Protection des lignes alimentées des deux côtés avec relais directionnels à maximum de courant [8].

Un court-circuit au point K donne lieu dans le cas (II-4) à un déclenchement de relais avec temporisation 0.5 s ; dans le cas (II-5) à un déclenchement des deux relais voisins du point du défaut.

Ce type de protection ne peut évidemment pas éviter l'inconvénient que ce sont précisément les courants de court-circuit les plus élevés, apparaissant près de la source, qui durent le plus longtemps.

Protection de distance :

Des temps de commande nettement moindres sont atteints avec les détecteurs de distance. On utilise des relais à caractéristique impédance/temps en gradins (dans l'exemple précédant, on déclenche partout après 0.1 s) [8].

La mesure de l'impédance peut être interprétée comme mesure de la distance. Le relais déclenche lorsque l'impédance (donc la distance) est inférieure à une valeur prédéterminée. Pour des distances supérieures, le relais déclenche avec un retard croissant en gradins avec la distance (différents stades de protection) et est ainsi utilisé comme protection de secours pour les relais en aval. Avec des relais sensibles à la direction du courant (directionnels), la protection de distance peut être utilisée aussi pour les lignes alimentées des deux côtés (exemple de la figure II-5).

Pour ajuster la protection contre défaut avec contact à la terre, on doit tenir compte non seulement de l'impédance directe de la ligne mais aussi de celle de la boucle de terre et en tirer le rapport de terre/impédance de ligne (ou impédance homopolaire/impédance directe). L'impédance restante de la boucle de court-circuit (pré-impédance) doit aussi être prise de compte pour choisir l'excitation de la protection de distance.

II-1-4- Protection différentielle :

On compare la même grandeur électrique au début et à la fin de la ligne. En service normal ou lors de défauts externes, les deux grandeurs sont égales, leur différence est donc nulle. En cas de défaut interne, la différence s'écarte nettement de zéro et peut être utilisée comme critère de déclenchement [8].

Protection par détecteur différentiel de courant :

La figure I-6 illustre un circuit possible. Les courants mesurés par des transformateurs de courant sont comparés au moyenne des fils d'un câble de commande. En cas de défaut externe, les courants I_1 et I_2 sont égaux et le relais différentiel D ne sera pas excité. Lors de défaut internes, les courants sont de signe opposé et leur différence est utilisée, éventuellement avec d'autres critères, pour déclencher les disjoncteurs situés aux extrémités

du tronçon de la ligne protégé. À cause de la résistance des fils auxiliaires, la portée de ce type de protection est limitée à quelques km.

La protection différentielle a toujours besoin d'une stabilisation, en raison de la saturation du transformateur de courant.

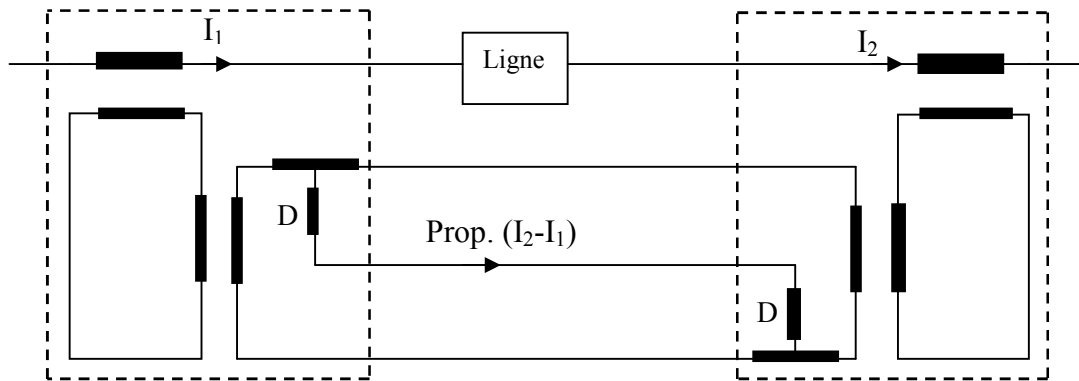


Figure II-6 : Protection par détecteur différentiel de courant [8].

II-1-5- Réenclenchement rapide :

Dans les réseaux aériens, la majeure partie des défauts est engendrée par des contacts à la terre unipolaire causés par des actions atmosphériques qui produisent des claquages par contournement des isolateurs des lignes. Dans les réseaux avec prise de terre à basse résistance, la protection contre les courts-circuits se déclenche. Puisque, dans ces cas, la coupure du courant fait disparaître le défaut, il est judicieux de réenclencher les disjoncteurs après une courte pause de 0.2 à 0.5 s [8].

On parle alors d'interruption de courte durée ou de réenclenchement rapide (rr). En général le rr est couronné de succès, c'est-à-dire le service reprend de façon normale et la perturbation du réseau est réduit à minimum. Si, par contre, après le rr le court-circuit persiste, on déclenche définitivement. Le système de protection et le disjoncteur doivent être adaptés au rr. Si on interrompt un seul des trois pôles, on peut augmenter la durée de l'interruption jusqu'à 1 s sans compromettre la stabilité du réseau. Le taux de réussite est alors amélioré ce qui est particulièrement important pour les réseaux à haute et très haute tension mais demande des disjoncteurs plus chers à commande séparée pour chaque pôle.

Le rr peut également être utilisé dans les réseaux aériens à moyenne et à haute tension isolés de la terre ou avec bobine d'extinction pour éliminer les contacts à la terre persistant ou pour localiser les contacts la terre.

II-2- Protection des transformateurs :**II-2-1- Protections classiques :**

Le transformateur est protégé contre les défauts internes et externes [8], [10].

La protection la plus importante contre les défauts internes est la protection différentielle (figure II-7) ; elle est accompagnée par une protection contre les surintensités (surcharges et courts-circuits externes). Cette dernière protège directement la zone non protégée située entre le réducteur de courant et le disjoncteur. Les transformateurs de petite puissance jusqu'à quelques 100 kV sont protégés par des fusibles.

Une protection, également de grande importance, est celle contre les courts-circuits entre spires, ces derniers étant un des défauts les plus fréquents. Ils sont provoqués par des surtensions qui, à la suite de variation rapides de courant, se propagent sous forme d'ondes et pénètrent dans le transformateur.

Une protection qui a fait ses preuves pour les transformateurs refroidis à l'huile, est celle par << relais Buchholz >> (figure II-8). Tout arc interne ou toute surchauffe interne décompose l'huile et produit du gaz. En cas de production lente de gaz, le relais Buchholz fait basculer un premier flotteur« b1 » qui actionne une alarme« d ». En cas de forte circulation (ou onde de pression), un second flotteur« b2 » bascule et le transformateur est mis hors-service.

On se protège contre la surcharge thermique par la mesure de la température de l'huile ou par la mesure du courant, mesure combinées à un modèle thermique qui simule l'échauffement du transformateur.

II-2-2- Protections de l'environnement :

Le respect de l'environnement amène à utiliser de plus en plus des refroidissants diélectriques qui utilisent des huiles végétales résistantes à la combustion et biodégradable [8].

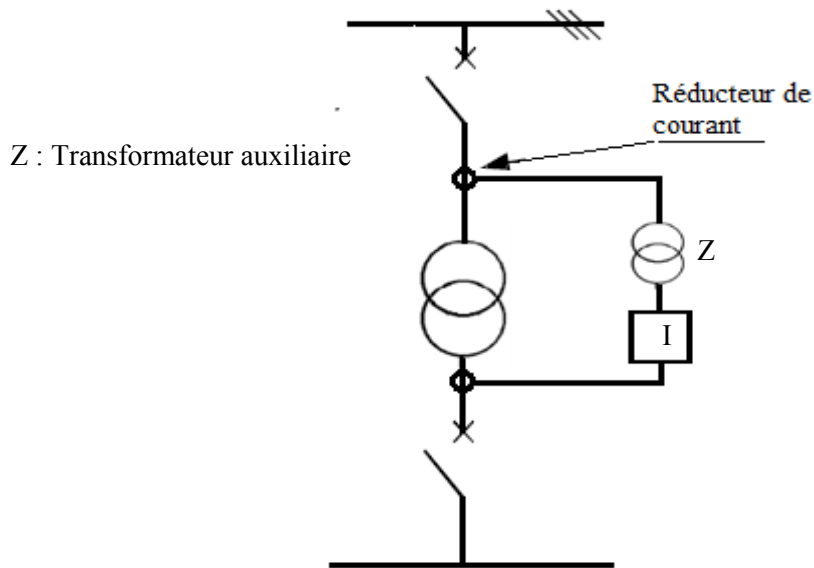


Figure II-7 : Protection différentielle du transformateur [8].

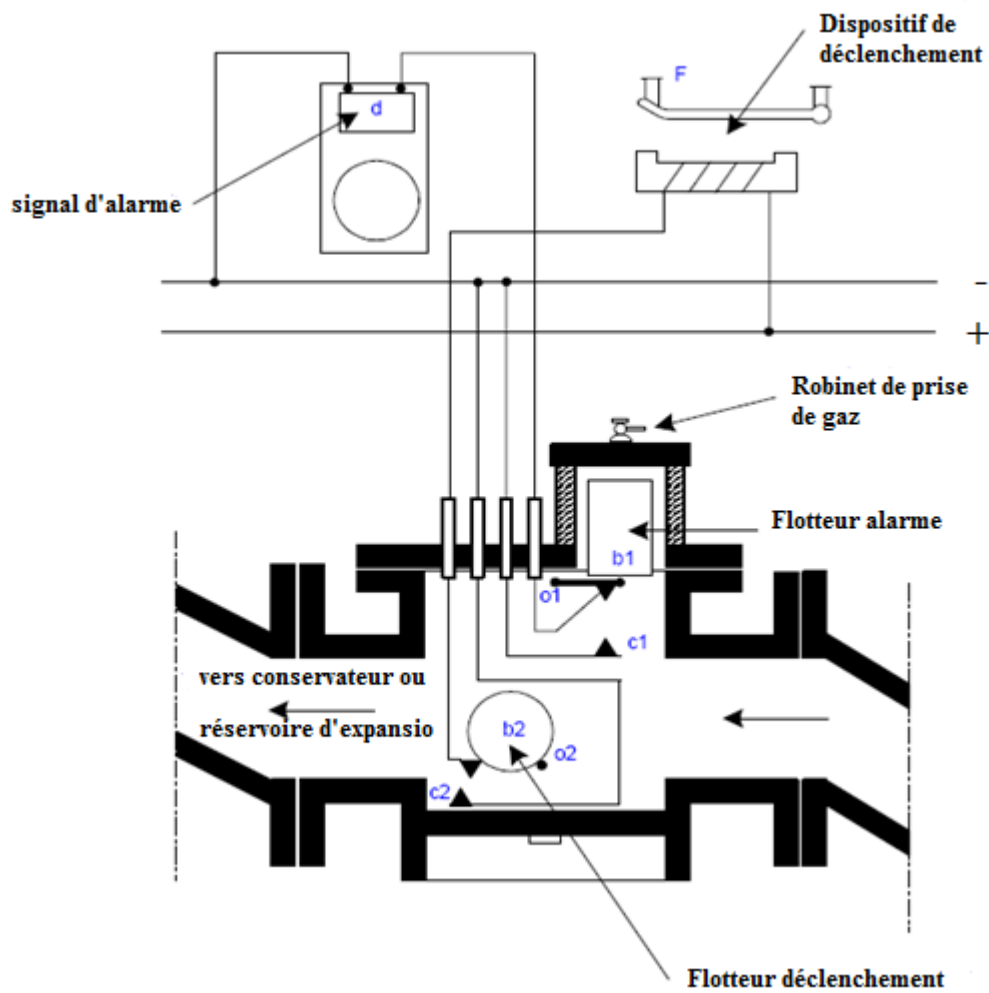


Figure II-8 : Schéma de principe de relais Buchholz [10].

II-3- Protection des jeux de barres :

Les figures II-9 et II-10 montrent deux arrangements typiques. L'augmentation des puissances de court-circuit peut rendre plus destructifs les effets des perturbations dues aux courts-circuits de jeux de barres [8].

Le court-circuit de jeu de barre, représente un des défauts les plus graves dans le réseau et peut même mettre en danger sa stabilité ; il doit donc être détecté et éliminé sélectivement dans les délais les plus brefs. Les exigences quant à la fiabilité et la disponibilité de la protection de jeux de barres sont ainsi très élevées. En présence de couplage, on ne doit séparer que les tronçons de jeu de barres touchés par le court-circuit. Cela nécessite des découplages très rapides.

Les systèmes de détection les plus importants sont :

II-3-1- Les détections différentielle ampérométrique :

On utilise comme critère la somme des courants dans les liaisons raccordées au jeu de barres à protéger. Normalement, cette somme est nulle. En cas de court-circuit, elle est par contre égale au courant de court-circuit. La saturation du réducteur exige une stabilisation.

II-3-2- La détection par haute impédance :

Les enroulements secondaires des réducteurs de courant des départs d'un jeu de barres branchés en parallèle sur une charge d'impédance relativement grande. En principe, il s'agit donc d'une variante de la détection différentielle de courant. Mais le critère de déclenchement est la tension sur la charge. Cette tension est pratiquement nulle en fonctionnement normal ou en cas de défauts externes. Elle est par contre suffisamment grande pour déclencher la protection en cas de défaut de jeu de barres.

II-3-3- La détection directionnelle :

On utilise comme critère de déclenchement la phase des courants sortant des jeux de barre. En cas de charge ou de court-circuit externe ces courants sont partiellement opposés, donc déphasés d'environ 180° . En cas de courant de court-circuit sur le jeu de barres, par contre, le déphasage entre deux courants quelconques est petit.

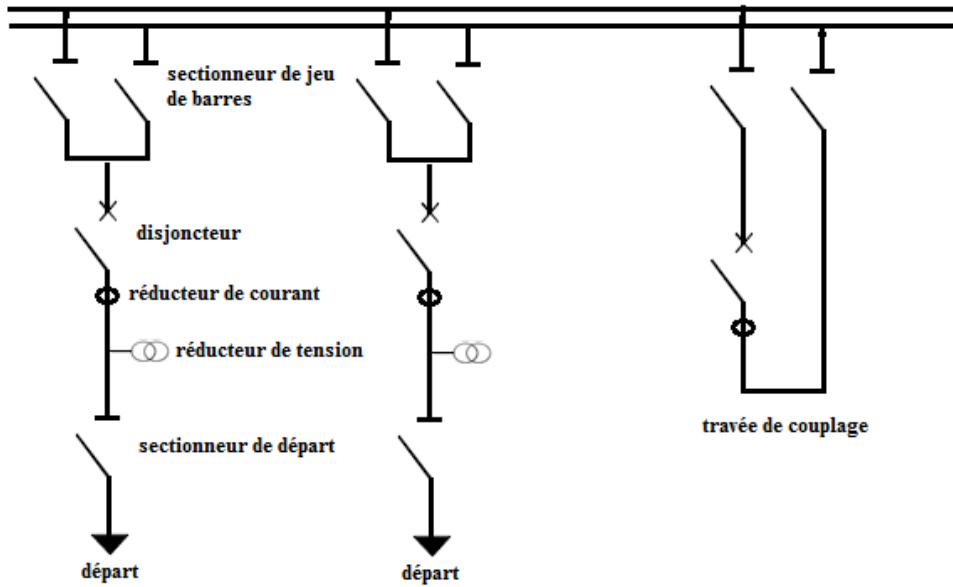


Figure II-9 : Système à jeu de barres avec travée de couplage [8].

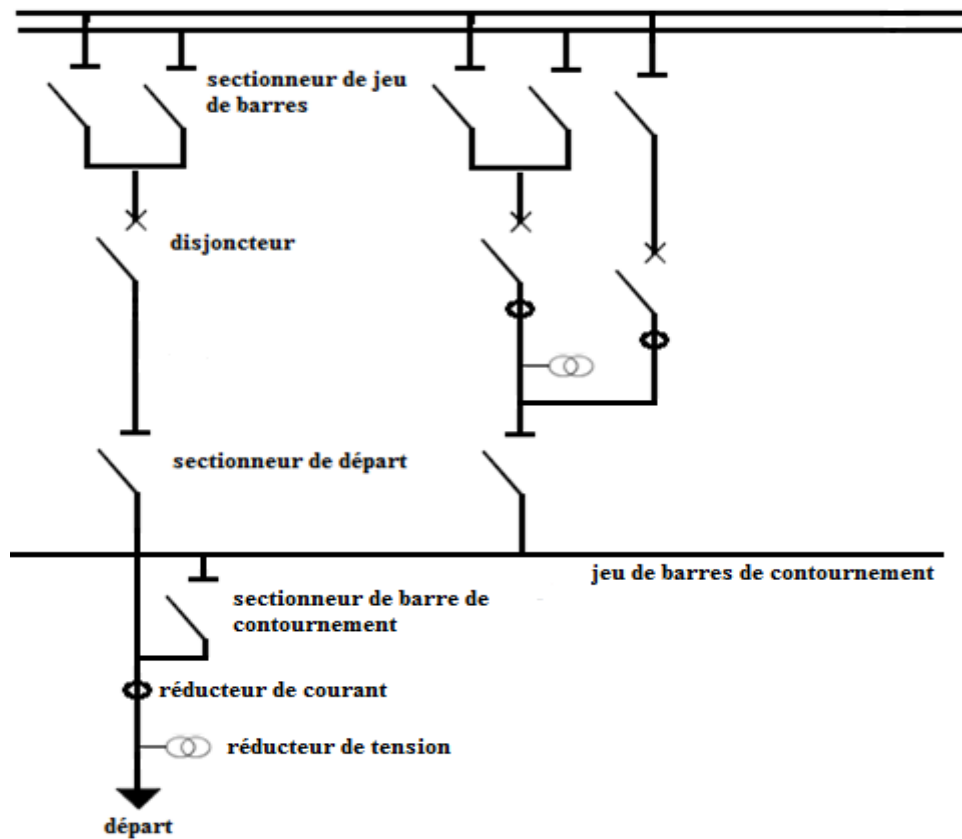


Figure II-10 : Système à jeu de barres avec jeu de barres de contournement [8].

II-4- Protection contre les surtensions :

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme CEI 71-1.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre [11].

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou externe.

Origine interne :

Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même.

A titre d'exemple, la surtension qui apparaît à la coupure du courant magnétisant d'un transformateur.

Origine externe :

Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :

- ✓ Surtension provoquée par la foudre.
- ✓ Propagation d'une surtension HT à travers un transformateur vers un réseau interne d'usine.

II-4-1- Niveaux de protection :

La protection contre les surtensions est d'autant meilleure qu'un écoulement des perturbations vers la terre est assuré, et ceci le plus près possible des sources de perturbation. Cela impose la mise en œuvre de prises de terre de faible impédance.

On distingue 3 niveaux de protection contre les surtensions : [12]

II-4-1-1- Le 1^{er} niveau de protection :

L'objectif est d'éviter l'impact direct sur les ouvrages en captant la foudre et en l'orientant vers des lieux d'écoulement privilégiés, au moyen de :

- Paratonnerres, dont le principe est basé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger capte la foudre et l'écoule à travers le réseau de terre.
- Cages maillées ou de Faraday.
- Câbles de garde.

II-4-1-2- Le 2^{ème} niveau de protection :

Son but est d'assurer que le niveau d'isolement au choc (Basic Impulse Level : BIL) des éléments du poste n'est pas dépassé. Il est réalisé en HT au moyen d'éléments assurant l'écoulement de l'onde de foudre à la terre tels que :

- Eclateurs.
- Parafoudres HT.

II-4-1-3- Le 3^{ème} niveau de protection :

Utilisé en BT comme protection complémentaire des équipements sensibles (informatique, appareils de télécommunication, ...).

Il est réalisé au moyen de :

- Filtres série.
- Limiteurs de surtensions.
- Parafoudres BT.

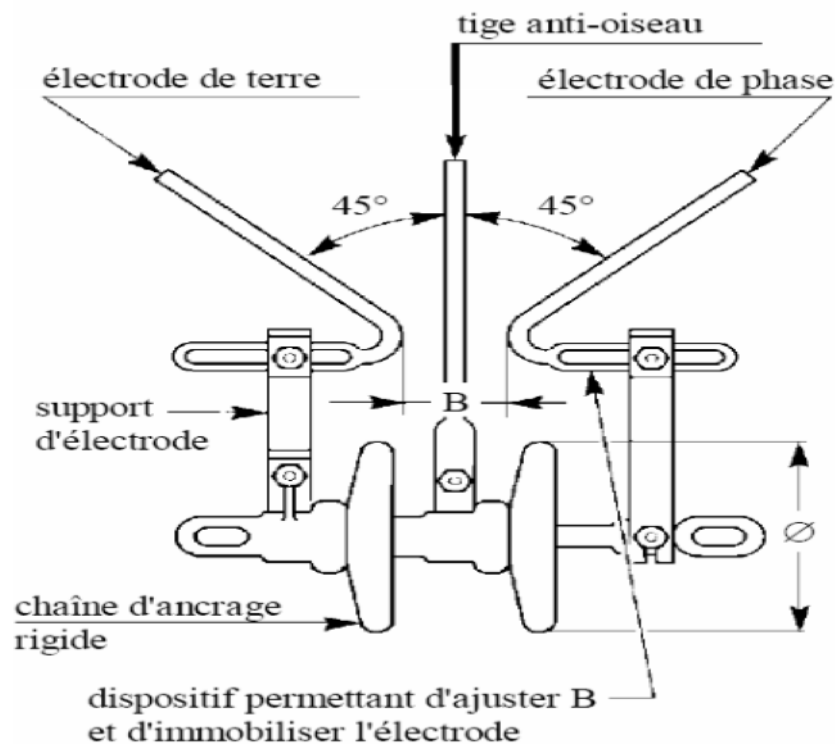


Figure II-11 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux [12].

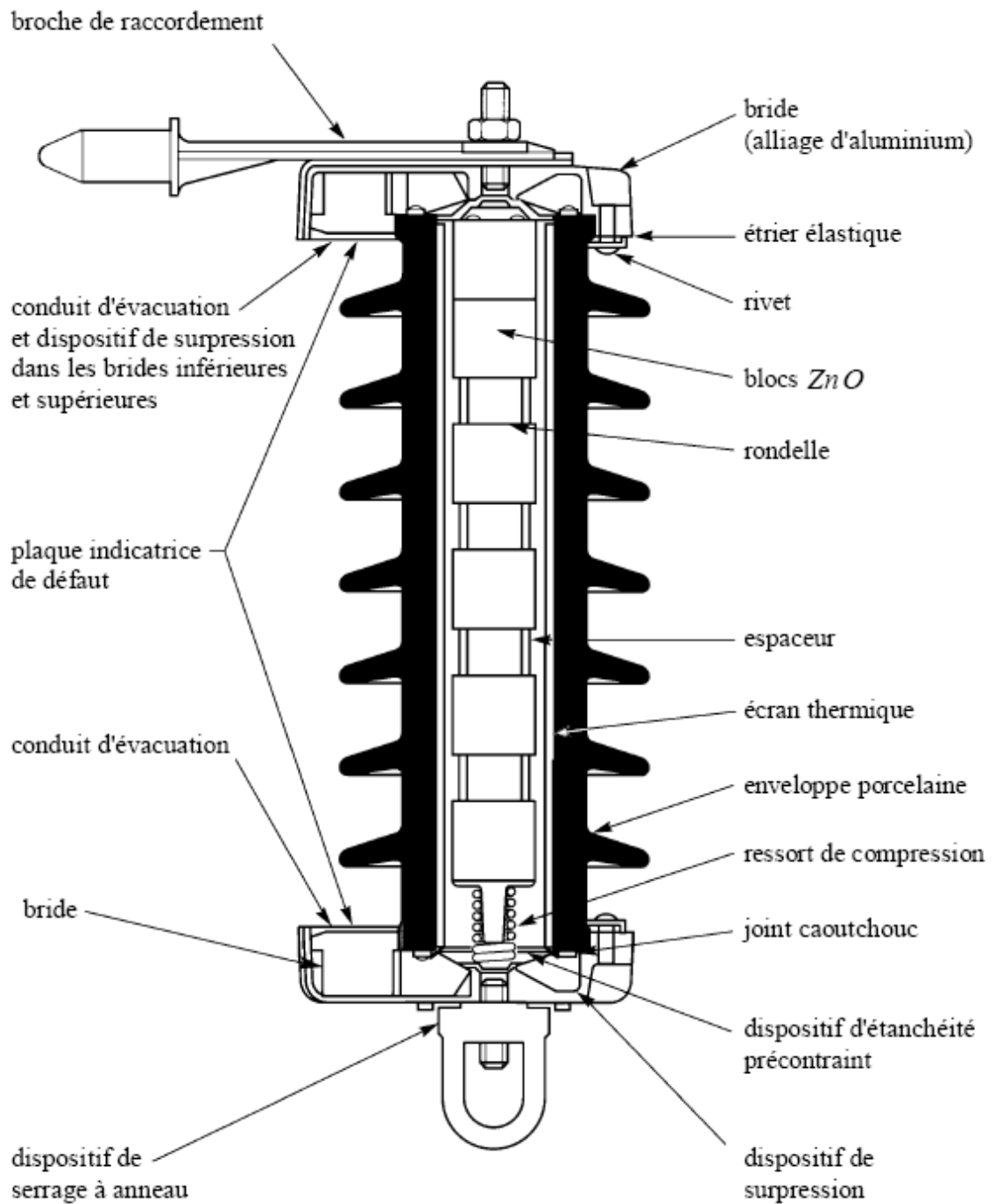


Figure II-12 : Exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour les réseaux 20 kV [12].

Chapitre III

Méthodes de calcul des chutes de tension

Dans les réseaux électriques, la charge est caractérisée par des variations permanentes (augmentation de la consommation, apparition de nouveaux clients...), cela provoque des chutes de tension sur les lignes. Le calcul de ces chutes de tension se fait par les méthodes classiques en exploitant les schémas suivant [13] :

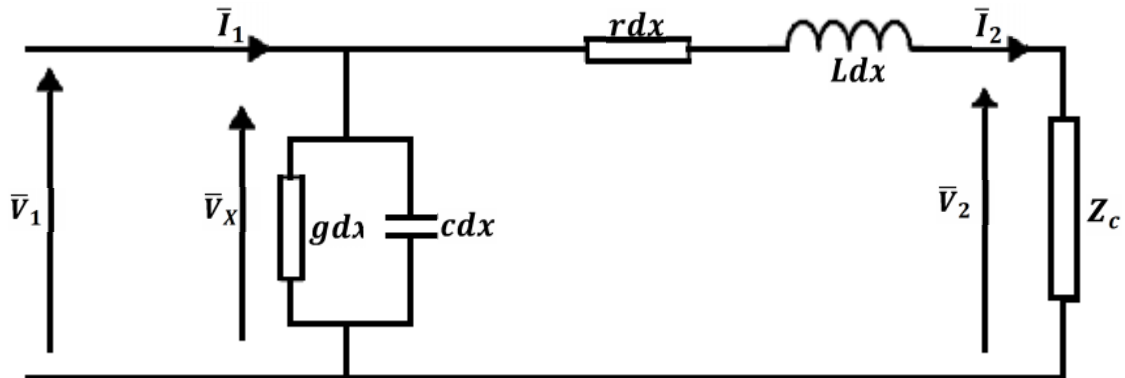


Figure III-1 : Schéma équivalent d'un quadripôle.

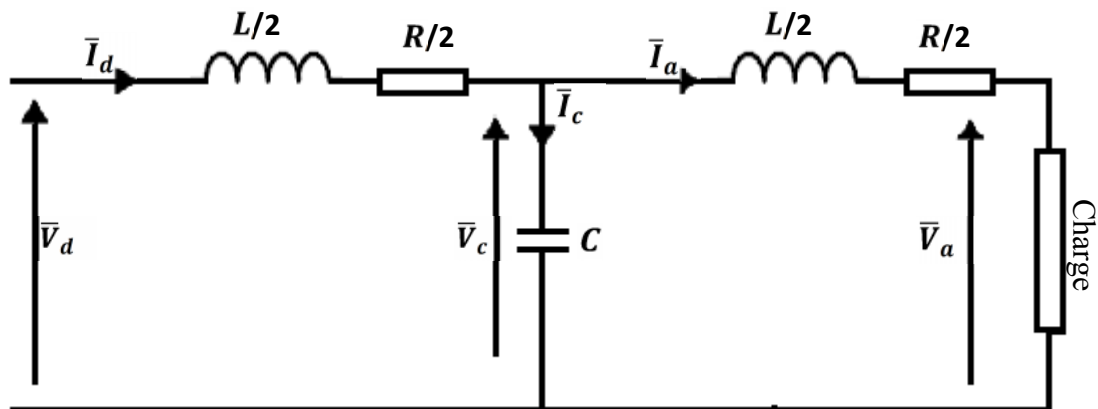


Figure III-2 : Schéma en T d'une ligne.

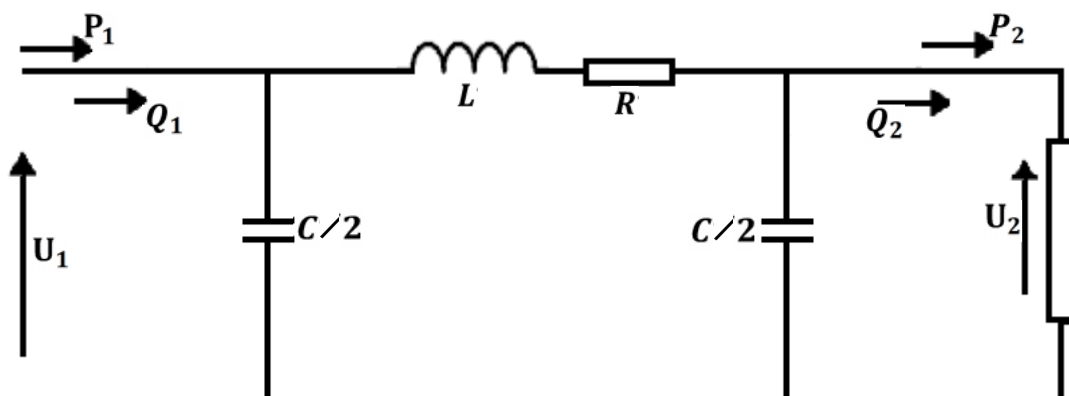


Figure III-3 : Schéma en π d'une ligne.

III-1- Méthode générale (théorie des quadripôles) :

Cas des câbles souterrains :

Dans ce cas le caractère capacitif est assez important, ce qui est l'origine d'un courant capacitif qui influe sur la valeur de chute de tension [13].

Si on considère le model représenté par la figure III-2, on prend :

r : Résistance linéique [Ω /km].

x : Réactance linéique [Ω /km].

C : Capacité linéique [F/km].

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

\bar{V}_a : Tension simple aux bornes de la charge.

\bar{V}_c : Tension simple aux bornes de la capacité.

On peut écrire les équations des mailles suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}_c = \bar{V}_a + l \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot \bar{I}_a \\ \bar{V}_d = \bar{V}_c + l \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot \bar{I}_d \\ \bar{I}_d = \bar{I}_c + \bar{I}_a \end{cases} \quad (III-1)$$

On peut mettre ces équations sous la forme d'un diagramme :

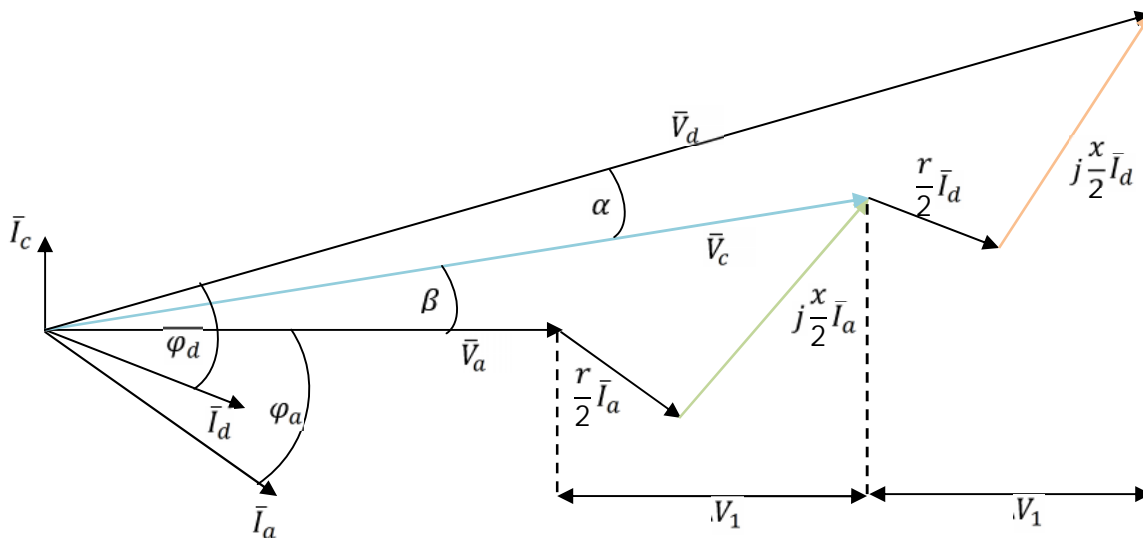


Figure III-4 Diagramme de la ligne en T (souterrain).

De la figure III-4 on peut écrire les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c^{<\beta} = \bar{V}_a^{<0} + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot \bar{I}_a^{<\varphi_a} \\ \bar{V}_d^{<\alpha+\beta} = \bar{V}_c^{<\beta} + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot \bar{I}_d^{<\varphi_d-(\alpha+\beta)} \\ \bar{I}_d^{<\varphi_d-(\alpha+\beta)} = \bar{I}_c^{<\frac{\pi}{2}+\beta} + \bar{I}_a^{<\varphi_a} \end{array} \right. \quad (\text{III-2})$$

Avec : $\bar{I}_c = j \cdot l \cdot C \cdot \omega \cdot \bar{V}_c$

On tire les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c = \bar{V}_a + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot (\bar{I}_a \cos \varphi_a + j \bar{I}_a \sin \varphi_a) \\ \bar{V}_c = \left(V_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a \right) + j \left(l \cdot \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a \varphi_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a \right) \end{array} \right. \quad (\text{III-3})$$

Le module de \bar{V}_c sera alors :

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

L'argument de \bar{V}_c est donné par :

$$\beta = \arctg \frac{l \cdot \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a \varphi_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a}{V_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a} \quad (\text{III-5})$$

La formule de \bar{I}_d est :

$$\bar{I}_d^{<\varphi_d-(\beta+\alpha)} = \bar{I}_c^{<\frac{\pi}{2}} + \bar{I}_a^{<\varphi_a} \quad (\text{III-6})$$

En négligeant l'angle, on obtient :

$$\bar{I}_d^{<\varphi_d-\beta} = \bar{I}_c^{<\frac{\pi}{2}} + \bar{I}_a^{<\varphi_a}$$

$$\bar{I}_d^{<\varphi_d-\beta} = j.l.C.\omega.\bar{V}_c^{<\beta} + \bar{I}_a^{<\varphi_a}$$

$$\bar{I}_d^{<\varphi_d-\beta} = j.l.C.\omega.[V_c.\cos\beta + j.V_c.\sin\beta] + I_a.\cos\varphi_a + j.I_a.\sin\varphi_a \quad (\text{III-7})$$

$$\bar{I}_d^{<\varphi_d-\beta} = (I_a.\cos\varphi_a - l.C.\omega.V_c.\sin\beta) + j(I_a.\sin\varphi_a + l.C.\omega.V_c.\cos\beta)$$

Son module sera donné par :

$$|\bar{I}_d| = \sqrt{(I_a.\cos\varphi_a - l.C.\omega.V_c.\sin\beta)^2 + (I_a.\sin\varphi_a + l.C.\omega.V_c.\cos\beta)^2} \quad (\text{III-8})$$

Son argument sera donné par :

$$\varphi_d = \arctg \frac{I_a.\sin\varphi_a + l.C.\omega.V_c.\cos\beta}{I_a.\cos\varphi_a - l.C.\omega.V_c.\sin\beta} \quad (\text{III-9})$$

La chute de tension en monophasé est donnée par :

$$V = V_1 + V_2 \quad (\text{III-10})$$

Avec :

$$\begin{cases} V_1 = l.\frac{r}{2}.I_a.\cos\varphi_a + l.\frac{x}{2}.I_a.\sin\varphi_a \\ V_2 = l.\frac{r}{2}.I_d.\cos\varphi_d + l.\frac{x}{2}.I_d.\sin\varphi_d \end{cases} \quad (\text{III-11})$$

Donc :

$$V = l.I_a\left(\frac{r}{2}.\cos\varphi_a + \frac{x}{2}.\sin\varphi_a\right) + l.I_d\left(\frac{r}{2}.\cos\varphi_d + \frac{x}{2}.\sin\varphi_d\right) \quad (\text{III-12})$$

En triphasé la chute de tension relative est :

$$\frac{U}{U} = \frac{\sqrt{3}.l.100\left[(I_a.\cos\varphi_a + I_d.\cos\varphi_d).\frac{r}{2} + (I_a.\sin\varphi_a + I_d.\sin\varphi_d).\frac{x}{2}\right]}{U} \quad (\text{III-13})$$

III-2- Méthode de séparation des puissances active et réactive :

La ligne étudiée est représentée par le schéma en π (figure III-3)

III-2-1- Méthode de calcul par approximation successive :

Soit P_1 et Q_1 les puissances active et réactive à l'extrémité réceptrice (2). Si U_2 est la tension composée de la ligne en (2) et φ_2 le déphasage entre la tension et le courant, on aura :

$$\begin{cases} P_1 = \bar{3} \cdot I_1 \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_1 \\ P_2 = \bar{3} \cdot I_2 \cdot U_2 \cdot \cos \varphi_2 \end{cases} \quad (\text{III-14})$$

La puissance apparente à l'extrémité de (2) est :

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \bar{3} \cdot I_2 \cdot U_2 \quad (\text{III-15})$$

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

$$\begin{cases} P_1 = P_2 + P \\ Q_1 = Q_2 - q'_2 - q'_1 + q \end{cases} \quad (\text{III-16})$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} p = R'[P_2^2 + (Q_2 - q'_2)^2] \frac{1}{U_2^2} & \text{Pertes actives} \\ q'_2 = \frac{C' \cdot \omega}{2} \cdot U_2^2 & \text{Pertes réactives dans les capacités} \\ q'_1 = \frac{C' \cdot \omega}{2} \cdot U_1^2 & \\ q = L' \omega \left| \frac{P_2^2 + (Q_2 - q'_2)^2}{U_2^2} \right| & \text{Pertes réactives dans l'inductance} \end{cases}$$

Comme la tension U_1 est inconnue, on remplace U_1 par U_2 dans l'expression de q'_1 et on calcule P_1, Q_1 puis S_1 .

$$\text{Sachant que, } \frac{S_1}{S_2} = \frac{U_1}{U_2} \quad \text{on tire } U_1 = U_2 \cdot \frac{S_1}{S_2} \quad (\text{III-17})$$

On peut remplacer la valeur de U_1 dans les expressions de q'_1 , et Q_1 puis de S_1 .

Remarque :

La formule (III-17) n'est valable en toute rigueur que si les modules de I_1 et I_2 des courants aux extrémités sont égaux, c'est à dire que la capacité est faible dans les lignes et la conductance linéique est nulle.

Dans le cas contraire (câble souterrains et lignes dépassant 200 à 300 km). On est amené à écrire :

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{S_1}{S_2} \cdot \frac{I_2}{I_1} \quad (\text{III-18})$$

Le courant est obtenu comme suit :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 + j \cdot C' \cdot \omega \cdot \bar{V}_2 \quad (\text{III-19})$$

III-2-2- Formules directes :

Dans le cas des lignes dépassant 100 km, la formule précédente nécessite un calcul supplémentaire, on peut alors utiliser la méthode suivante, celle-ci est valable également pour les lignes courtes.

Nous avons déjà établi que :

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 \left(1 - \frac{C' L' \omega^2}{2} + j \frac{R' C' \omega}{2} \right) - \bar{I}_1 (R' + j L' \omega). \quad (\text{III-20})$$

Avec :

$$\bar{I}_1 = I_1 \cdot \cos \varphi_1 - j \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1 \quad (\text{III-21})$$

Le module de \bar{V}_2 est :

$$V_2^2 = \left[V_1 - V_1 \frac{L' C' \omega^2}{2} + R' I_1 \cos \varphi_1 - L' \omega I_1 \sin \varphi_1 \right]^2 + \left[\frac{R' C' \omega}{2} V_1 - L' \omega I_1 \cos \varphi_1 + R' I_1 \sin \varphi_1 \right]^2 \quad (\text{III-22})$$

En posant :

$$P_1 = 3 V_1 I_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Puissance active triphasé à l'entrée.}$$

$$Q_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1 \quad \text{Puissance réactive triphasé à l'entrée.}$$

$$P = 3 \cdot R' \cdot I^2 \quad \text{Pertes actives triphasées.}$$

$$q = 3 \cdot L' \cdot \omega \cdot I_1^2 \quad \text{Pertes réactives triphasées.}$$

$$q'_1 = 3 \cdot \frac{C' \cdot \omega}{2} V_1^2 \quad \text{Productions réactives triphasées.}$$

On obtient :

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - R'(2P_2 + p_2) + L'\omega(2Q_2 - 2q_2 + q_2) - C'\omega(R'^2 + L'^2\omega^2) \left(Q_2 - \frac{q'_2}{2}\right)} \quad (\text{III-23})$$

Et :

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - R'(2P_1 + p) + L'\omega(2Q_1 - 2q_1 + q_1) - C'\omega(R'^2 + L'^2\omega^2) \left(Q_1 - \frac{q'_1}{2}\right)} \quad (\text{III-24})$$

Remarque :

Le terme $C'\omega$ peut être négligé pour des longueurs ne dépassant pas les cent kilomètre :

III-2-3- Méthode simplifiée :

La méthode précédente est rigoureuse dans la modélisation adoptée pour la ligne, mais elle est complexe ; lorsque l'on ne recherche qu'une valeur approchée de la chute en ligne, on lui préfère alors la formulation plus simple suivante :

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

Les puissances réactive et active à l'extrémité (1) s'écrivent :

$$\begin{cases} Q_1 = Q_2 + L'\omega \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] - C'\omega \cdot U^2. \\ P_1 = P_2 + R' \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] P_2. \end{cases} \quad (\text{III-25})$$

Cette dernière approximation étant surtout valable pour les lignes à haute tension où les pertes actives sont relativement faibles.

Inversement, on peut écrire :

$$\begin{cases} Q_2 = Q_1 - L'\omega \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] + C'\omega \cdot U^2. \\ P_2 = P_1 - R' \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] P_1. \end{cases} \quad (\text{III-26})$$

On calcul ensuite :

$$\begin{cases} Q_m = \frac{Q_1 + Q_2}{2} \\ P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \end{cases} \quad (\text{III-27})$$

Avec :

Q_m : Les puissances moyennes réactives le long de la ligne.

P_m : Les puissances moyennes actives le long de la ligne

D'où la chute de tension relative est :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R' \cdot P_m + L' \omega \cdot Q_m}{U^2} \quad (\text{III-28})$$

III-3- Méthodes des moments électriques :

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 suivante [14] :

$$\Delta U = \sqrt{3} \int_0^L Z \cdot i(l) dl \quad (\text{III-29})$$

Avec : $Z = r \cdot \cos \varphi + j \cdot x \cdot \sin \varphi$ (III-30)

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

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

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot K_\mu \cdot Z \cdot L \cdot I_0 \quad (\text{III-31})$$

Avec :

$$K_\mu = \begin{cases} 1 : \text{Pour la charge concentrée à l'extrémité de la ligne ;} \\ 1/2 : \text{Pour la charge uniformément distribuée ;} \\ 2/3 : \text{Pour la distribution triangulaire de charge ;} \end{cases}$$

$$Z = r \cdot \cos \varphi + j \cdot x \cdot \sin \varphi$$

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, on obtient donc l'expression suivante :

$$\begin{cases} \frac{\Delta U}{U} = \frac{100}{U^2} \bar{3}K_{\mu} L I_0 (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \\ \frac{\Delta U}{U} = 100K_{\mu} \left(\frac{r \cdot P + x \cdot Q}{U^2} \right) \cdot l \end{cases} \quad (\text{III-32})$$

Finalement, on aura

$$\frac{\Delta U}{U} = 100K_{\mu} \cdot P \cdot L \cdot \left(\frac{r+x \cdot \tan \varphi}{U^2} \right) \quad (\text{III-33})$$

Le produit $M = P \cdot L$ est appelé moment électrique de la charge P située à la distance L de la source. Il s'exprime en MW .Km en moyenne tension en kW.km pour la basse tension.

Le moment électrique d'une ligne donnant une chute de tension de 1 %, est noté M_1 , il a pour expression :

$$M_1 = \frac{1}{100K_{\mu}} \cdot \frac{U^2}{r+x \tan \varphi} \quad [\text{MW} \cdot \text{km}], \text{ en moyenne tension.}$$

$$M_1 = \frac{1}{10^5 K_{\mu}} \cdot \frac{U^2}{r+x \tan \varphi} \quad [\text{kW} \cdot \text{km}], \text{ en basse tension.}$$

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

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_1} \quad (\text{III-34})$$

Pour une chute de tension maximale de ($\Delta U/U = \gamma \%$), le moment électrique maximum M_γ , de la ligne considérée est :

$$M_\gamma = \gamma \cdot M_1 \quad (\text{III-35})$$

On peut chercher M_γ pour les valeurs de γ dans le tableau 1 et 2 ci-dessous :

Nature	Section mm ²	M ₁ (MW.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

	75,4	0,39	1,28	11,54
	116,2	0,63	2,08	18,71
ALU-ACIER	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 M_1 des conducteurs nus[15].

Nature	Section mm ²	M ₁ (MW.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 : Moments électriques des conducteurs isolés [15].

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

$T = 20$: Pour les lignes aériennes en conducteur nus.

$T = 50$: Pour les câbles souterrains et les 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 [14] :

III-4-1- Cas des câbles souterrains :

III-4-1-1- Résistance linéique :

Elle est donnée par la relation suivante :

$$r = \frac{\rho_{\theta f}}{S} \quad [\Omega / \text{km}]$$

Avec: $\rho_{\theta f}$ [Ω / km] ; S [mm^2]

$$\rho_{\theta f} = \rho_{20} \cdot \left[1 + \frac{1}{273} (\theta_f - 20) \right] \quad (\text{III-36})$$

$\rho_{\theta f} = 19,13 \cdot m$: Résistivité du cuivre à température de fonctionnement.

$\theta_f = 50$ °C : Température de fonctionnement.

$\rho_{20} = 17,24 \cdot m$: Résistivité du cuivre à température ambiante.

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

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

III-4-1-2- Capacité linéique :

La capacité linéique est donnée par :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{y}{k.r_1}} \quad [\text{F} / \text{km}] \quad (\text{III-37})$$

ϵ_0 : Permittivité relative du vide.

ϵ_r : Permittivité relative de l'isolant.

r_1 : Rayon de l'âme conductrice

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{36\pi} 10^{-9} \quad [\text{F /km}] \quad (\text{III-38})$$

Tel que :

$$k = \sqrt{\frac{27d^6 - 64y^6}{(3d^2 - 4y^2)^3}} \quad (\text{III-39})$$

Avec :

y : distance entre conducteurs.

d : distance de la gaine.

Pour le cuivre de section 70 mm^2 :

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

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

$$K = 1,61$$

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

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 :

La résistance linéique est donnée par la relation suivante :

$$r = \frac{\rho_{\theta f}}{s} \quad [\Omega /\text{km}]. \quad (\text{III-40})$$

Avec : $\rho_{\theta f} = 19,13 \text{ } [\Omega \cdot m]$: Résistivité du matériau à température de fonctionnement.

$\theta_f = 20$: Température de fonctionnement des lignes aérienne.

$\rho_{20} = 33,2 \text{ } [\Omega \cdot m]$: Résistance de l'Almélec à la température de 20 .

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

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

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

III-4-2-2- Capacité linéique :

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \cdot \ln \frac{2d}{D}} \quad [\text{F/km}] \quad (\text{III-41})$$

Avec:

d: Distance entre les conducteurs.

D : Diamètre du matériau utilisé.

Pour l'Almélec de section 93,3 mm², D = 10,9 mm², C= 10,66 10⁻⁹ [F /km].

Pour l'Almélec de section 54,4mm², D = 8,32 mm², C= 10,13 10⁻⁹ [F /km].

Pour l'Almélec de section 34,4mm², D = 6,62 mm², C= 9,73 10⁻⁹ [F /km].

III-4-2-3- Réactance linéique :

Pour les linges aériens, la valeur de la réactance linéique est de X = 0,35 [Ω/km].

III-5- Calcul des puissances :

La charge est uniformément répartie le long de chaque départ.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_a \cdot \cos \varphi \quad \text{Puissance du poste.} \quad (\text{III-42})$$

U = 30kV : Tension composée aux bornes de la charge.

I_a : Courant de charge.

cos φ = 0,86 : Facteur de puissance.

Nous calculons la puissance foisonnée en utilisant les coefficients de foisonnement K_{sc} relatifs au nombre de circuits. Ils sont donnés dans le tableau suivant en fonction du nombre de circuits :

N _C	1	2 à 3	4 à 5	6 à 9	≥ 10
K _{sc}	1	0,9	0,8	0,7	0,6

N_c : Nombre de circuits.

P_f : Puissance foisonnée (P_f = P.K_{sc}).

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

K_{sc} : 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.

Les valeurs des moments sont relevées dans le tableau III-2.

Départ CFPA :

Tronçon 441H3C13 - 441P698:

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_1 = \frac{M}{M_1}, \quad M = (\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi) \cdot L$$

$$\text{A.N: } M = (\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 150 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 1,688$$

$$M = 11,84 \text{ MW.km}$$

$$M_1 = 26,95 \text{ MW.km}$$

La chute de tension est :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_1 = \frac{M}{M_1} = \frac{11,84}{26,95} = 0,44\%$$

Tronçon 441P698-441P180

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_2 = \frac{(\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 150 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,11}{25,5} = 0,03\%$$

$$\text{La chute de tension en P180 est : } \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-2} = \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_1 + \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_2 = 0,47\%$$

Tronçon 441P180-441P231:

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_3 = \frac{(\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 149 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,163}{25,5} = 0,044\%$$

La chute de tension en P231 est : $\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-3} = \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-2} + \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_3 = 0,51\%$

Tronçon 441P231-441P1053:

On à deux sections : Cu : 70 mm² et AL : 120 mm²

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{4S1} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 146 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,046}{25,5} = 0,012\%$$

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{4S2} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 146 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,148}{26,95} = 0,037\%$$

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_4 = \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{4S1} + \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{4S2} = 0,049\%$$

La chute de tension en P1053 est : $\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-4} = \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-3} + \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_4 = 0,559\%$

Tronçon 441P1053-441P29:

On à deux sections : AL : 120 mm² et Cu : 70 mm²

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{5S1} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 144 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,046 \cdot 0,144}{26,95} = 0,036\%$$

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{5S2} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 144 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,046 \cdot 0,212}{25,5} = 0,056\%$$

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_5 = \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{5S1} + \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{5S2} = 0,092\%$$

La chute de tension en P1053 est : $\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-5} = \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{1-4} + \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_5 = 0,651\%$

III-7- Modèle de calcul (CARAT) :

CARAT est l'abréviation de : « 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. Il vérifie si, pour un réseau maillé 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.

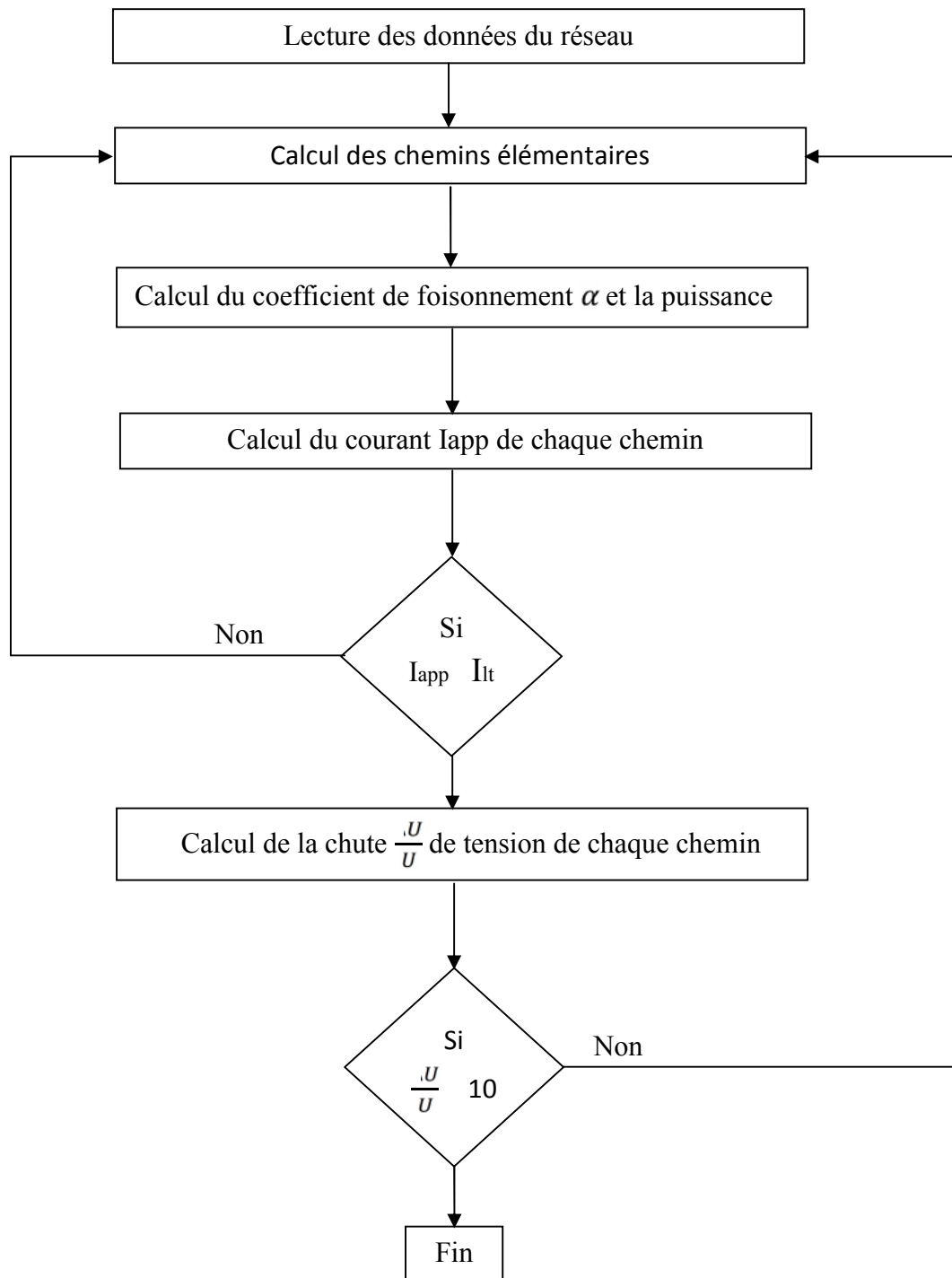
De plus si, un tel schéma existe, appelé aussi état sain, le modèle calcule une solution dite de « secours » pour les cas d'incidents demandés. Pour cette solution, le CARAT peut faire appel à des injections réservées aux cas d'incidents. Cette version permet en plus de calculer les espérances de l'énergie 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.

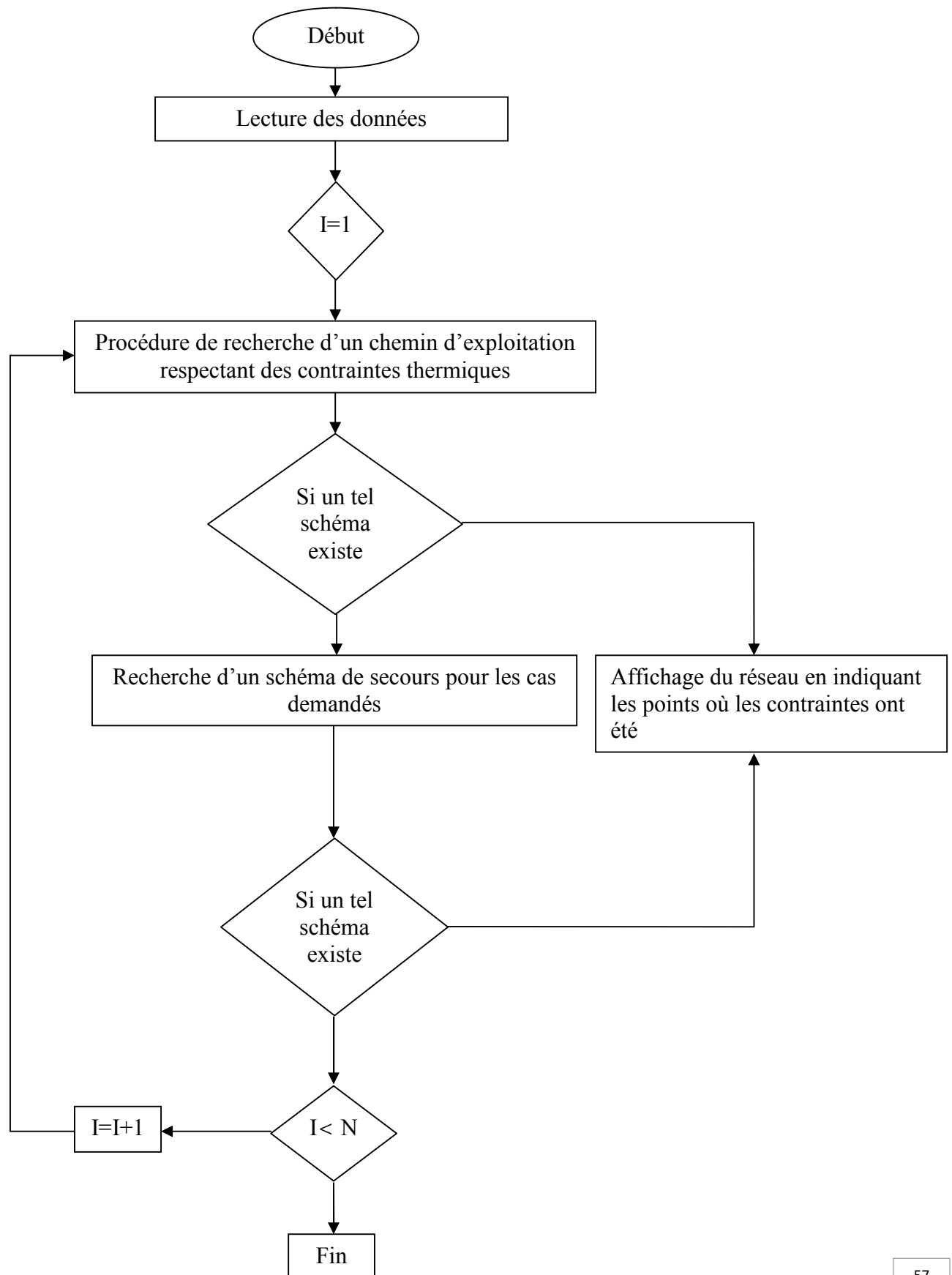
Le programme se termine à l'année pour laquelle un schéma d'exploitation respectant les contraintes à l'état sain n'a pu être trouvé.

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.

III-7-1- Organigramme de résolution :



III-7-2- Organigramme du logiciel :



III-7-3- Capacité du modèle :

Le modèle est doté de :

- 15 injecteurs
- 15 injecteurs de secours
- 20 paliers de charge
- 600 nœuds
- 800 branches ou arcs
- 1000 éléments
- 100 feuilles (départ injecteur)
- 15 connexions à un nœud

Ce modèle est équipé d'un menu convivial qui permet à l'utilisateur de :

- Faire une saisie selon un format précis.
- Choisir le nœud où il souhaite installer les moyens de compensation.
- Procéder à des délestages en automatique ou en manuel.
- Faire le calcul de l'énergie en défaillance et la valorisation des filières d'investissement pour les lignes, les transformateurs et les batteries de condensateur.

III-7-4- Méthode de calcul :

Le réseau est représenté par un graphe où les nœuds représentent les jeux de barres tandis que les branches(ou arcs) représentent les lignes et les câbles.

III-7-4-1- Calculs préliminaires :

Après lecture et vérification des données, le programme construit une matrice topologique du réseau (max 15 connexions en un nœud) et vérifie si tous les nœuds sont connectés à au moins un injecteur (test de connexité).

III-7-4-2- Calcul d'un schéma radial à l'état sain :

Avant la recherche d'un schéma arborescent proprement dit, le programme affiche des priorités sur les arcs en antenne et interdit les arcs à capacité zéro. Partant des injections, le programme alimente les nœuds étape par étape. Parmi les différentes connexions possibles on choisira :

- Un arc prioritaire ou à défaut.

- Un arc partant d'un nœud alimenté qui a la plus grande réserve de courant et de tension.

Cela signifie que pour chaque nouvelle alimentation possible, nous calculons la charge au nouveau nœud alimenté, nécessaire pour atteindre une contrainte. L'investissement pour lequel cette charge est la plus grande sera retenu comme arc suivant à ajouter au schéma d'exploitation. Si on ne trouve pas d'arc respectant les contraintes et si l'utilisateur l'admet, une ou plusieurs branches du schéma déjà construites seront retirées et l'on prend le processus de construction suivant le principe d'une recherche arborescente.

Ce processus se traduit jusqu'à:

a) L'obtention d'une solution complète (tous les nœuds alimentés et contraintes respectées)

Ou

b) L'équipement de toutes les possibilités de la recherche arborescente ou du temps calcul alloué. Dans ces cas, le programme essaie de compléter le meilleur schéma partiel déjà trouvé admettant des dépassements de contraintes éventuels. Nous obtiendrons alors un schéma exploitation ne respectant pas certaines contraintes ou présentant des nœuds non alimentés.

En suite, on imprime les branches du réseau radial trouvé, le transit sur les branches et les tensions aux nœuds. Ce schéma sera donc :

-Un schéma complet « surcharge » ou certaines contraintes ne sont pas respectées.

Ou

-Un schéma partiel présentant des îlots de nœuds non alimentés. Ces derniers seront imprimés séparément.

III-7-4-3- Recherche d'un schéma secours :

Lorsque pour un palier de charge déterminé, un schéma radial a été trouvé à « l'état sain » (sous déclenchement), le modèle vérifie successivement les déclenchements pour ce même palier de charge. Un schéma de « secours », pour le déclenchement d'une branche se calcule comme suit :

a) Du schéma obtenu à l'état sain, on retire la branche à déclencher ainsi que tous les arcs alimentés à travers cette branche.

b) Le schéma d'exploitation partiel ainsi obtenu sera complété, sans faire usage à la branche à déclencher.

c) Par ailleurs, lors du calcul d'un schéma de secours, les contraintes de courant et de tension peuvent être moins sévères que pour l'état sain. Après examen de tous les déclenchements demandés, le programme cherche un schéma radial à l'état sain pour le palier de charge suivant si un tel schéma ne peut être trouvé, le programme s'arrête.

III-7-4-4- Calcul des transits et des tensions :

- Le programme s'applique à des réseaux à plan de tension unique.
- Les injecteurs (sauf injecteurs de secours) sont considérés comme des sources à capacités déterminées, sans résistance interne. Leur tension sera la tension nominale du réseau quelle que soit la puissance fournie.
- La chute de tension maximum admise est identique pour tous les nœuds (sauf pour les injecteurs de secours). Elle peut toute fois être différente pour l'état sain et pour le schéma de secours.
- Pour le calcul du schéma secours, on peut admettre un pourcentage de surcharge des arcs.
- Les unités employées sont :
 - a- Pour les transits : Ampères.
 - b- Pour les tensions : Volts.
 - c- Pour les charges : Ampères.
 - d- Pour la résistance (R) et la réactance (X) des câbles et lignes : Ohms.

Le programme admet un $\cos\varphi$ moyen pour tout le réseau. A l'aide de cette valeur, une résistance équivalente sera calculée pour chaque branche suivant la formule :

$$R_{eq} = \sqrt{3}(R \cdot \cos\varphi + X \sin\varphi).$$

Les chutes de tension seront calculées comme suit :

$$V = I \cdot R_{eq}$$

I : est le courant qui transite dans la branche.

R_{eq} : la résistance équivalente.

III-7-5- Format des données :

La mise en œuvre du programme « CARAT » s'effectue en introduisant les données collectées et traitées dans le micro-ordinateur en tenant compte du format qui est le suivant :

III-7-5-1- Carte titre << code 0 >> :

Ce titre sera imprimé en tête de listing de sortie.

III-7-5-2- Carte à paramètres << code 1 >>:

- Année de début de l'étude.
- Tension nominale du réseau étudié.

- Tension nominale en % admise à l'état sain.
- Surcharge admise en cas d'incident.
- Cos(φ) moyen du réseau (facteur de puissance).

III-7-5-3- Cartes branches (ou liaison) << Code 2 >> :

- Nom du nœud amont
- Nom du nœud aval
- Année de renforcement
- Année de suppression
- Déclenchement de l'arc
- Capacité linéique de l'arc en [Ampères]
- Résistance linéique de l'arc en [Ohm/km]
- Réactance linéique de l'arc en [Ohm/km]
- Longueur de l'arc en [km]
- Existence du disjoncteur au nœud amont
- Existence du disjoncteur au nœud aval
- Les injecteurs seront représentés comme étant des arcs partant du nœud fictif INJECT, avec la capacité de l'injecteur en question et avec résistance, impédance et longueur nulle. Le nœud INJECT donc le nom du nœud amont de tous les injecteurs.
- Les transformateurs HT/MT donc, sont codés par le nœud amont.
- Le nœud aval étant le jeu de barres MT alimenté par le transformateur. Seule la capacité de ce dernier est prise en compte.

III-7-5-4- Cartes charge << Code 3 >> :

Ces cartes sont destinées à définir l'évolution de la charge en un nœud. Cette évolution sera décrite à l'aide d'une ou plusieurs composantes exponentielles. Chaque composante est caractérisée par :

- Sa valeur initiale à une année déterminée.
- Son taux d'accroissement.
- En outre, chaque composante peut soit s'ajouter à la charge existante en un nœud. Soit remplacer cette charge ou seulement modifier son taux d'accroissement.
- Année initiale (composante charge)
- Valeur de la composante charge.

III-7-5-5- Cartes charges: << Code 4 >> :

Ces cartes permettent de décrire une charge en indiquant sa valeur année par année.

Neuf valeurs annuelles successives de la charge en un nœud peuvent être décrites dans une carte. Plusieurs cartes de ce type peuvent être utilisées pour définir la charge en un nœud. Si plusieurs valeurs sont rencontrées dans la même année pour un nœud, ces charges sont cumulées.

Lorsque, pour un nœud dont les charges sont indiquées dans les cartes code 4, une description des charges a déjà été donnée dans les cartes du code 3, les valeurs annuelles de la carte code 4 s'ajoute à la charge existante donnée par les cartes code 3.

- Nom du nœud de charge.
- Année de la première valeur de charge.
- Valeur de la charge sur neuf années.

III-7-5-6- Cartes compensation << Code 6 >> :

- Carte investissement condensateurs.
- Nom du nœud.
- Valeur de la composante [kVAR].
- Année d'investissement.
- Année de suppression.

III-7-5-7- Cartes cout unitaire et paramètres << Code 7 >> :

- 1^{er} ligne : - Cout poste source.
- Cout des lignes.
- Cout du compensateur dont la puissance.
- Cout de la défaillance.
- Cout du kW (perte).
- Nombre d'heures d'utilisation des pertes.
- Taux d'actualisation.
- Consommation spécifique.
- Durée de vie des postes et des compensateurs.
- Durée de vie des lignes et des câbles.
- Cout de maintenance exprimé en % du cout d'investissement.

2^{ème} ligne : cout en KVA des postes de distribution publique.

III-7-6- Lecture des données :

D'après la lecture des données, si celles-ci sont sans erreurs, le programme donne le schéma d'exploitation de l'année demandée tout en faisant ressortir pour chaque arc :

- Le nom du nœud amont et aval.
- La capacité minimale de l'arc.
- Le courant J en Ampère.
- Le courant en [%] de la capacité minimale.
- La tension au nœud aval.
- La chute de tension au nœud aval en pourcentage (%) de la tension nominale.
- Les pertes de puissance sur l'arc exprimée en kW.
- Les pertes sont données par : $3RI^2$ avec, R résistance de l'arc.

Si les contraintes en courant et en tension ne sont pas respectées, l'attention de l'utilisateur est attirée par des imprimées en marge du fichier résultat à droite.

III-7-8- Stylisation :

V-7-8-1- Définition :

La stylisation consiste à synthétiser le réseau de façon à faciliter la tâche au programme de calcul et elle s'applique le plus souvent sur les réseaux les plus étendus.

Pour permettre le calcul par un modèle mathématique sur ordinateur, il est généralement nécessaire de procéder à certaines simplifications dans la présentation du réseau afin d'en réduire la taille.

Si ces simplifications sont effectuées judicieusement, elles n'ont d'ailleurs aucune influence sur les résultats de l'étude de planification et facilite le travail. Il est donc conseillé de styliser le réseau même s'il n'existe aucune contrainte de taille du modèle utilisé.

V-8.2- Règles de bonne pratique pour la stylisation du réseau :

Les règles mentionnées ci-dessous donnent un aperçu général des différentes phases pour simplifier la présentation du réseau sans influence pour autant les résultats de l'étude de planification.

1. Elimination des antennes de moindre importance. Ces dernières sont ramenées leurs à points d'origine.

2. Elimination des boucles locales sans importance, celles-ci aussi seront ramenées à leur points d'origine, tout en maintenant le point d'ouverture nœuds qui comportent plus de deux liaisons seront maintenus.
3. Sur les liaisons entre les postes qui sont déjà maintenus, on retiendra encore un nœud supplémentaire, de référence situé dans le centre de gravité de la charge, à l'endroit d'une modification de section. On fera attention de ne pas transférer la charge d'un départ sur un autre.
4. Les nœuds présentant un consommateur important, seront également maintenus dans la mesure qu'ils ne font pas un double emploi avec les déjà retenus.
5. On procédera à la distribution de la charge.
 - Comme mentionnée plus haut, les antennes et les boucles éliminées seront ramenées à leurs origines.
 - Les nœuds avec plus de deux liaisons n'auront que leurs charges propres plus la charge supplémentaire due à des antennes ou des boucles éliminées.
 - Sur les nœuds intermédiaires retenus, on concentrera toute la charge située entre les nœuds d'étoilement.
6. On effectuera le contrôle suivant :
 - Existe-t-il des nœuds avec une forte concentration de charge ? Si cela est le cas et s'il ne s'agit pas d'une charge locale individuelle, il y a lieu de couper le nœud en deux nœuds judicieusement choisis.
 - Existe-t-il des nœuds intermédiaires (c'est-à-dire avec un nombre de liaisons égale à deux (2) avec une faible charge) ? Si oui, ces nœuds doivent être éliminés et la charge se répartie sur les nœuds voisins.

Chapitre IV

Application

IV-1- Présentation et diagnostic de l'état actuel du réseau :**IV-1-1- Données globales :**

Le réseau électrique de la Direction de Distribution de Tizi-Ouzou (DDTO) est réparti géré et exploité par cinq services techniques d'électricité (STE) cités comme suit:

- Tizi-Ouzou
- Draa El Mizan (DEM).
- Azazga.
- Larbaa-Nath-Irathen (LNI).
- Tizirt.

Le réseau électrique moyen tension (HTA) de la direction de distribution de Tizi-Ouzou est alimenté par les 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.

Les caractéristiques générales de ces postes sont données dans le Tableau suivant :

postes sources	U(KV)	nombre de transfos	puissance installée (MVA)	Age des transf (années)	N ^{mbr} de départs HTA	cellule réservée	Date de Mises en service
THT Oued Aissi 220/60/30kV	30	2	2*40	34	08	04	1978
Fréha 60/30 kV	30	2	2*40	17	07	01	1995
Tizi Medden 60/30 kV	30	2	2*40	05	06	04	2006
D.B.K 60/30 kV	30	2	2*40	18	08	01	1994
S.E.D 60/30 kV	30	2	2*40	06	06	01	2006
Boukhalfa 60/30 kV	30	2	2*40	04	06	06	2008

Tableau IV-1 : Caractéristiques générales des postes source (situation arrêtée à Mai 2012).

Ces six postes sources alimentent toute la wilaya de Tizi-Ouzou jusqu'aux zone limitrophes avec la Wilaya de Bédjaïa, Bouira et Boumerdès.

Réseau souterrain de TIZI-OUZOU :

Le réseau électrique MTS de Tizi-Ouzou est alimenté en souterrain par huit départs bouclés entre eux pour permettre de réalimenter les abonnés en cas d'incidents. Les huit départs sont issus de deux postes 60/30kV et 30kV/30kV cité comme suit :

a. Poste source 60/30 kV Boukhalfa (figure IV-1) :

Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation 220/60/30kV Oued-Aissi par deux lignes. Il possède deux transformateurs TR1 et TR2 de puissances nominales 40 MVA chacun, alimentant deux demi-jeux de barres avec un disjoncteur de couplage.

Le transformateur TR1 avec trois départs en service :

- BDL départ souterrain
- ENIEM départ souterrain
- BOUHINOUNE départ aérien

Le transformateur TR2 avec trois départs en service :

- POMPAGE départ souterrain
- CFPA départ souterrain
- MAKOUA départ aéro-souterrain

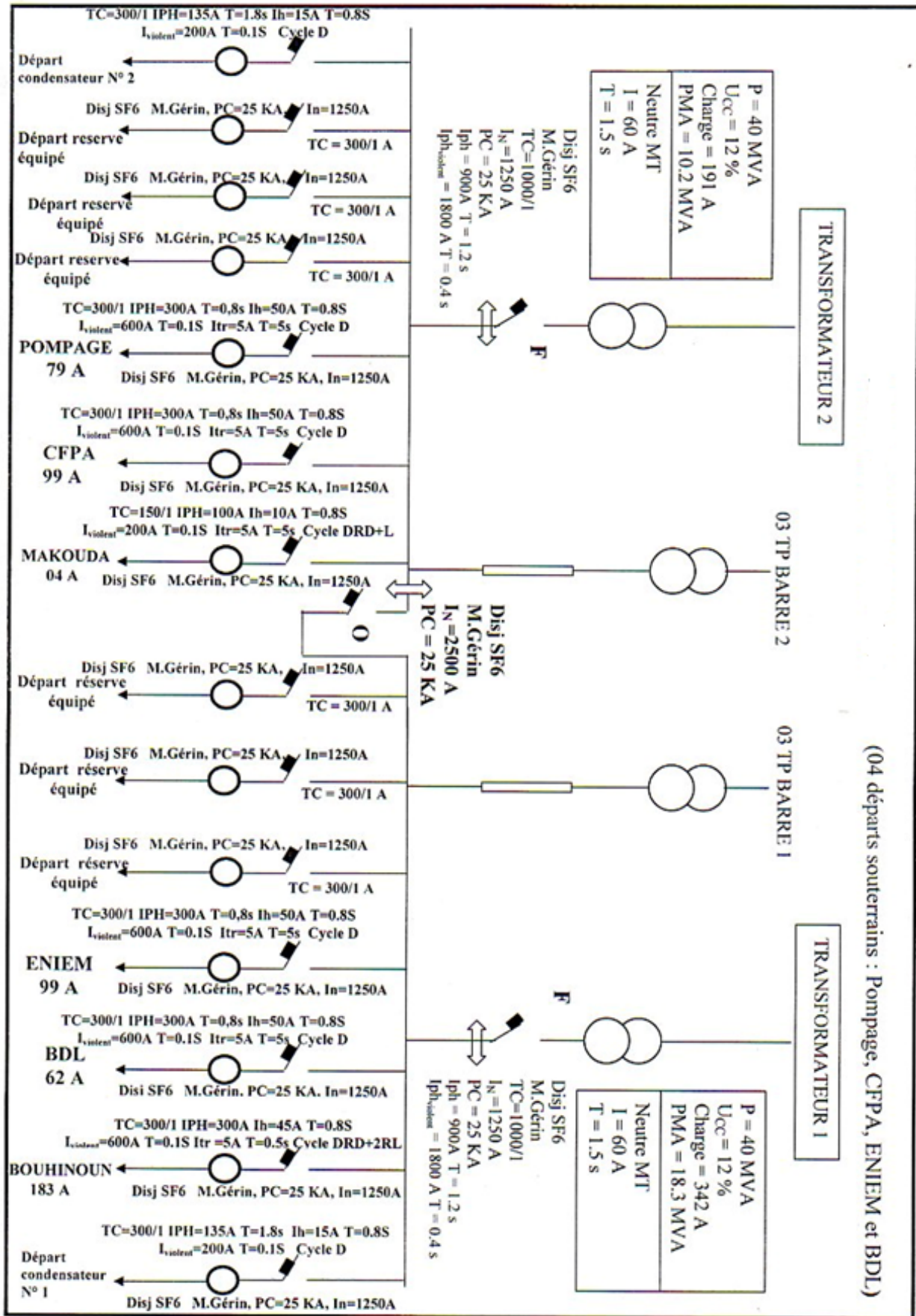


Figure IV-1 : Schéma du Poste source 60/30 kV Boukhalfa.

b. Le poste THT 220 /60 /30 kV Oued-Aissi (figure IV-2) :

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 60kV/30kV possède deux transformateurs TR4 et TR5 de puissances nominales 40 MVA chacun, alimentant deux demi-jeux de barres avec un disjoncteur de couplage. Quatre départs aériens 30kV sont issus de chaque transformateur soit au total huit départs.

Transformateur TR4 :

- Tizi-Ouzou.
- AEP.
- Sonitex.
- Souk-El-Djema.

Transformateur TR5 :

- Sempac.
- Naftal.
- Zone Industrielle.
- SNLB.

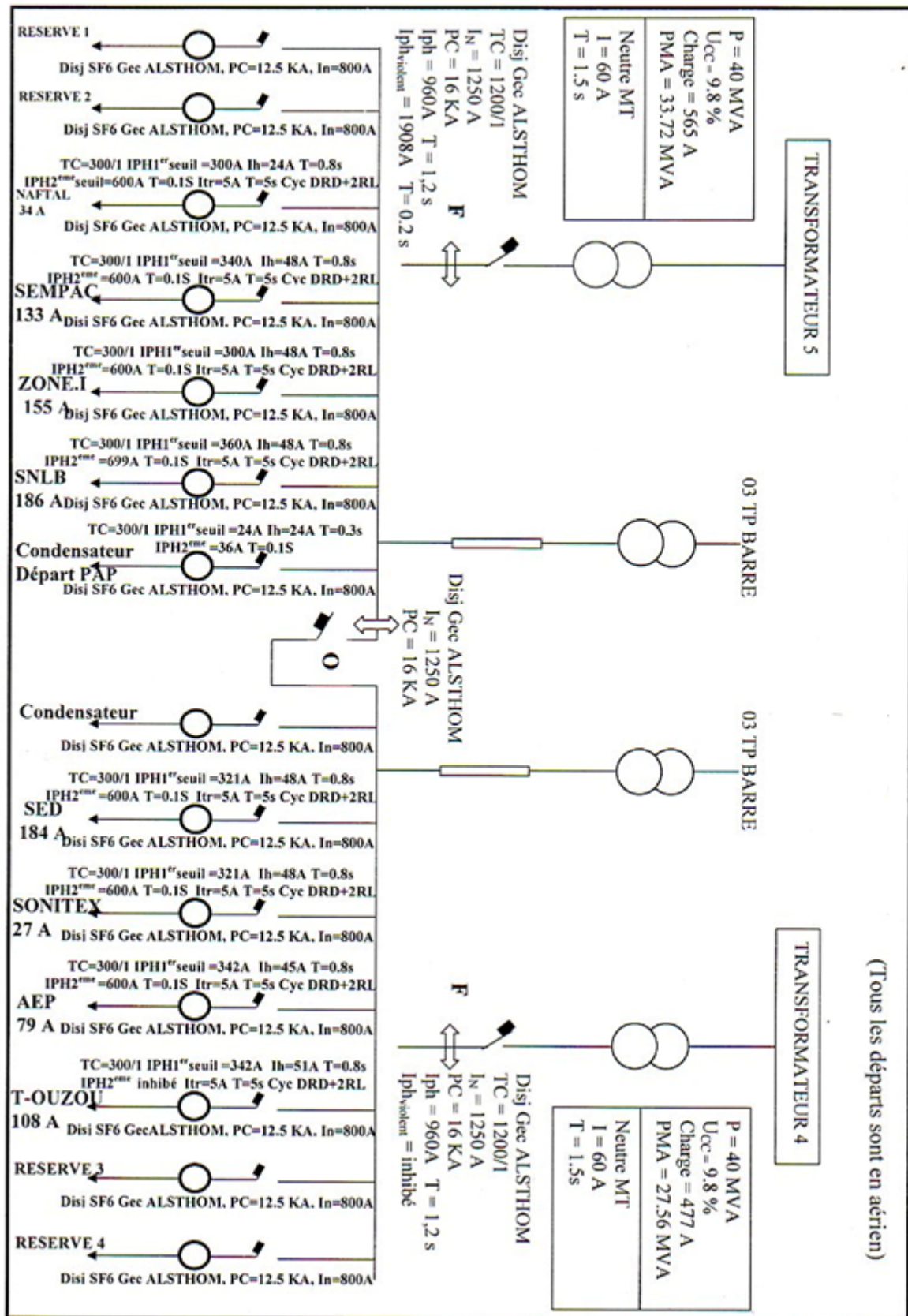


Figure IV-2 : Schéma du Poste 220/60/30 kV TIZI OUZOU (THT 220 /60 /30 kV Oued-Aissi).

c. Le poste de répartition stade Olympique 1^{er} Novembre N°214 MT/MT 30kV/30kV (figure IV-3) :

Il est alimenté par le départ 30kV Tizi-Ouzou provenant du poste Oued-Aissi, quatre départs souterrains sont issus de ce poste de répartition pour alimenter le centre ville, haute ville et nouvelle ville de TIZI-OUZOU.

Le départ 30kV Zone Industrielle issu du poste THT Oued-Aissi sert de secours pour l'alimentation du Poste MT/MT N°214.

Les départs souterrains de ce poste sont cités ci-dessous :

- SOFITECA.
- COTITEX.
- HOPITAL.
- CENTRE UNIVERSITAIRE.

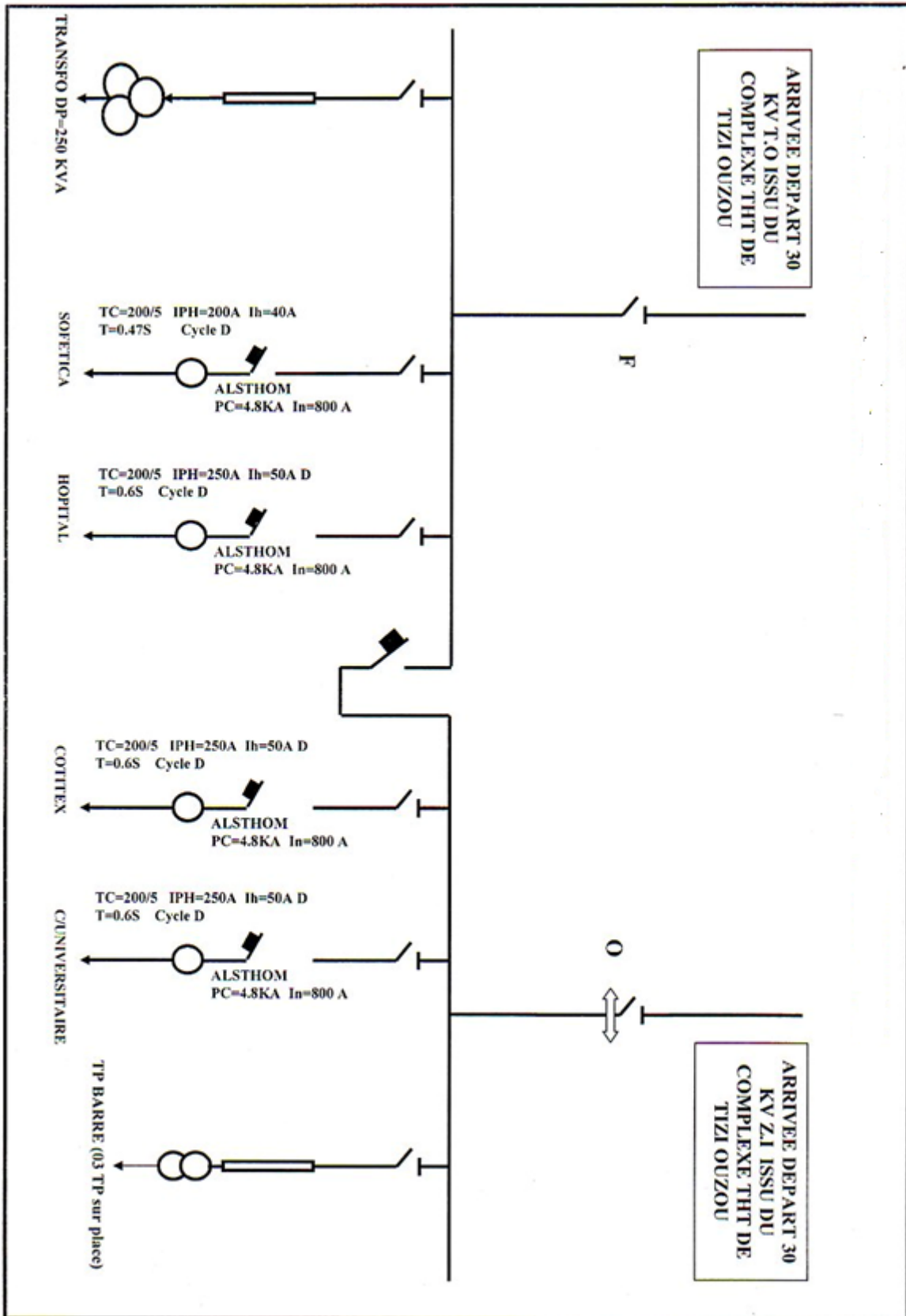


Figure IV-3 : Schéma du poste MT/MT N°214 TIZI OUZOU 441 R1 (Départs souterrains).

IV-1 -2- Consignes d'exploitation (figure IV-4) :

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 dépend de la structure du réseau.

IV-1-2-1- Départs issus du poste 60/30kV BOUKHALFA :**a- Départ 30kV POMPAGE :****- Schéma normal d'exploitation :**

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste 880 avec le départ SOFITECA.

- Schéma de secours :

Nous prenons pour tous les départs MTS, le cas le plus défavorable ou l'incident est localisé sur le tronçon principal du départ.

Ce départ est bouclé par le départ 30kV SOFITECA pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

- ouvert au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste 880 avec le départ SOFITECA.

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

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste 255 avec le départ BDL.
- Ouvert au poste 1290 avec le départ HOPITAL.

- Schéma de secours :

Ce départ est bouclé par les deux départs 30kV BDL et HOPITAL pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

- ouvert au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste 255 avec le départ BDL.
- Fermé au poste 1290 avec le départ HOPITAL.

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

- Fermé au poste source BOUKHALFA.
- Ouvert au poste 255 avec le départ CFPA.
- Ouvert au poste 278 avec le départ CENTRE UNIVERSITAIRE.

- Schéma de secours :

Ce départ est bouclé par les deux départs 30kV CFPA et CENTRE UNIVERSITAIRE pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident

- ouvert au poste source BOUKHALFA.
- Fermé au poste 255 avec le départ CFPA.
- Fermé au poste 278 avec le départ CENTRE 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 :

Ce départ est bouclé par le départ 30kV COTITEX pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

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

IV-1-2-2- Départs issus du poste 30/30kV 441P214 :

a- Départ 30kV SOFITECA :

- Schéma normal d'exploitation :

- Fermé au poste P214
- Ouvert au poste 880 avec le départ POMPAGE.

- Schéma de secours :

Ce départ est bouclé par le départ 30kV POMPAGE pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

- ouvert au poste P214
- Fermé au poste 880 avec le départ POMPAGE.

b- Départ 30kV COTITEX :

- Schéma normal d'exploitation :

- Fermé au poste P214.

- Ouvert au poste 933 avec le départ ENIEM.

- Schéma de secours :

Ce départ est bouclé par le départ 30kV ENIEM pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

- Ouvert au poste P214.
- Fermé au poste 933 avec le départ ENIEM.

c- Départ 30kV HOPITAL :

- Schéma normal d'exploitation :

- Fermé au poste P214.
- Ouvert au post 1307 avec le départ CFPA.

- Schéma de secours :

Ce départ est bouclé par le départ 30kV CFPA pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

- Ouvert au poste P214.
- Fermé au post 1307 avec le départ CFPA.

d- Départ 30kV C. UNIVERSITAIRE :

- Schéma normal d'exploitation :

- Fermé au poste P214
- Ouvert au post 278 avec le départ BDL.

- Schéma de secours :

Ce départ est bouclé par le départ 30kV BDL pour la reprise de l'alimentation en cas d'incident.

- Ouvert au poste P214.
- Fermé au post 278 avec le départ BDL.

IV-1 -3- Problème d'exploitation suite incident sur les départs issus du PS

BOUKHALFA :

Nous prenons comme exemple la totalité du départ POMPAGE qui ne peut être reprise par le départ 30KV SOFITECA rapidement et totalement en cas d'incident sur le tronçon principal, ceci est du au fait que le poste N°214 est alimenté par un seul départ 30KV TIZI-

OUZOU et la charge débitée ne suffit pas pour le secours. La nécessité d'effectuer plusieurs manœuvres sur les autres départs MTS pour soulager le départ Tizi-Ouzou s'impose par les départs CFPA et DBL qui sont les secours pour Hôpital et Centre Universitaire. Le poste de répartition ainsi déchargé partiellement ou totalement des départs Hôpital et centre universitaire nous permettra de reprendre l'alimentation des abonnés du départ POMPAGE. L'intervention pour accomplir toutes ces manœuvres prend des heures ou les abonnés sont coupés et privés d'électricité. La solution de créer de nouveaux départs s'impose ainsi que la création des postes MT/BT à trois cellules.

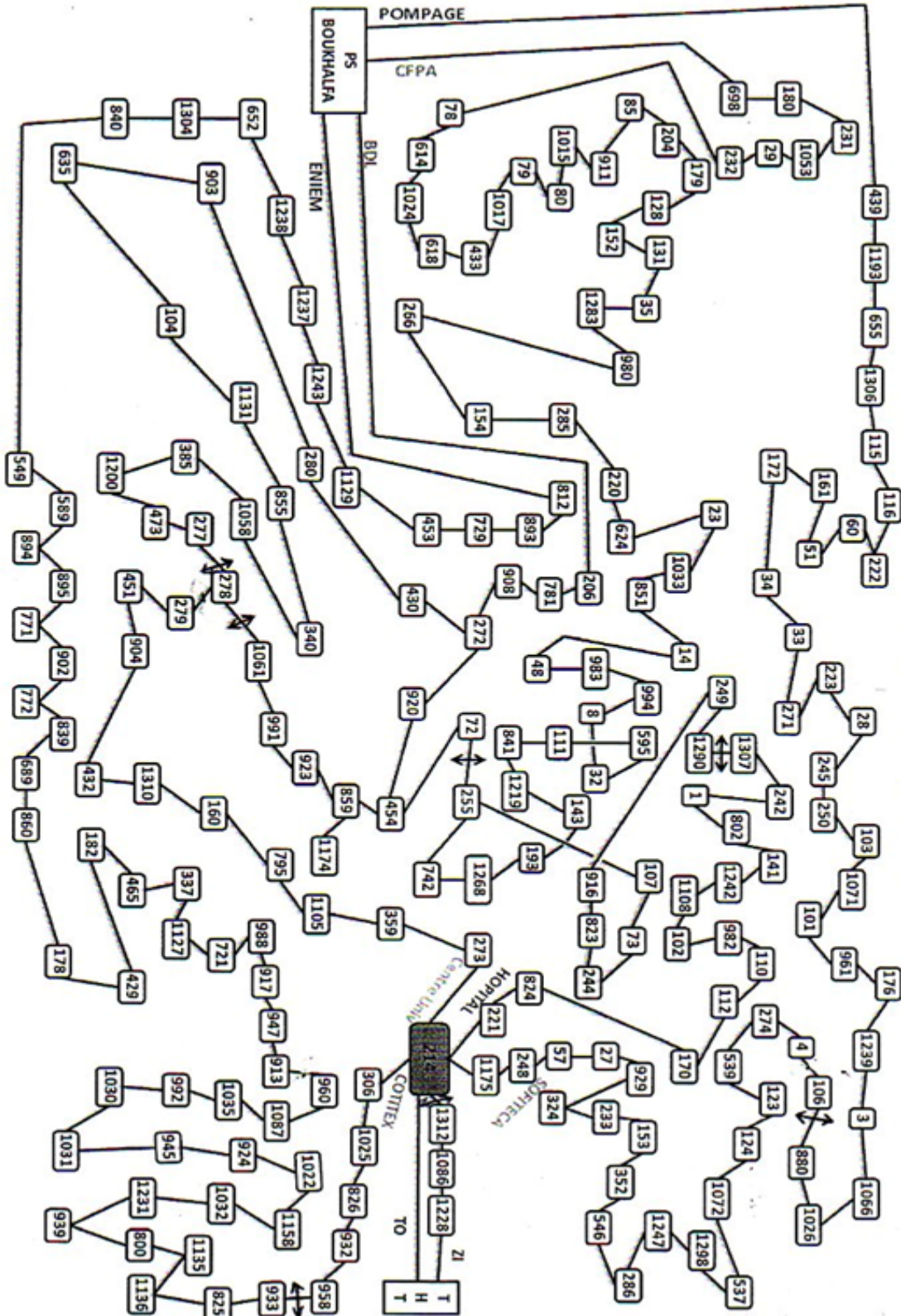


Figure IV-4 : Structure du réseau MTS ville TIZI OUZOU (2011)

IV-1-3- Collecte des données :

Afin de proposer une bonne solution de restructuration du réseau MTS de la ville de Tizi-Ouzou, 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 en Ampères.
- La réactance linéique en Ω /km.
- La capacité des jeux de barres HTA.
- Le nombre de postes par type.

Ces divers paramètres ont été relevés à partir des tableaux des caractéristiques des conducteurs (voir tableaux IV-1 et IV-2) et les fichiers réseau.

NATURE	SECTION mm ²	r à 20 ⁰ (Ω / km)	r + x tgφ (Ω / km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	17.8	1.010	1.185	118
	27.6	0.650	0.825	153
	38.2	0.472	0.647	200
	48.3	0.373	0.548	230
	74.9	0.240	0.416	280
	116.2	0.156	0.331	365
ALUMELEC	34.4	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	75.6	0.438	0.613	240
	93.3	0.357	0.532	270
	148.1	0.224	0.399	365
	228	0.146	0.321	480
	288	0.116	0.291	550
ALU-ACIER	75.5	0.605	0.780	175
	116.2	0.303	0.481	300
	147.1	0.243	0.418	345
	228	0.157	0.332	460
	288	0.124	0.299	525

Tableau IV-1 : Caractéristiques électriques des conducteurs nus [15].

- Température de fonctionnement : 20 °C
- Réactance = 0.35 Ω / km
- Facteur de puissance cosφ 0.9 (tgφ =0.5)

NATURE	SECTION mm ²	r à 20 ⁰ (Ω / km)	r à 50 ⁰ (Ω / km)	r + x tgφ (Ω / km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	30	0.627	0.701	0.751	109
	50	0.379	0.424	0.474	180
	70	0.269	0.300	0.350	210
	95	0.194	0.217	0.267	250
	120	0.157	0.176	0.226	300
	146	0.126	0.141	0.191	340
	185	0.099	0.111	0.161	400
ALUMINIUM	25	1.200	1.345	1.395	78
	35	0.868	0.973	1.023	95
	50	0.641	0.918	0.768	114
	70	0.443	0.497	0.547	142
	95	0.320	0.359	0.409	172
	120	0.253	0.284	0.334	198
	150	0.206	0.231	0.281	225
	185	0.164	0.184	0.234	245
	240	0.125	0.140	0.190	305

Tableau IV-2 : Caractéristiques électriques des conducteurs isolés [15].

- Température de fonctionnement : 50 °C
- Réactance = 0.10 Ω / km
- Facteur de puissance tel que tgφ = 0.5 (cosφ = 0.9)

Caractéristiques du PS de BOUKHALFA (Situation mai 2012) :

	Transformateur 1	Transformateur 2
P (MVA)	40	40
U _{cc} (%)	12	12
P _{max} (MVA)	18,30	10,20

Tableau IV-3 : Caractéristiques du PS de BOUKHALFA.

Nombre de postes HTA /BT des départs souterrains alimenté par le poste source de BOUKHALFA :

Poste source de BOUKHALFA		Nombre de Postes HTA /BT			
Départ souterrains	Tension (kV)	Distribution publique (DP)	Livraison (AB)	Mixte (MX)	Totale
POMPAGE	30	10	13	05	28
CFPA	30	15	37	03	55
BDL	30	14	07	04	25
ENIEM	30	28	16	06	50

Tableau IV-4 : Nombre de postes HTA/BT des départs souterrains alimenté par le poste de BOUKHALFA

Longueurs des départs souterrains issus du PS 60 /30kV de BOUKHALFA :

Départs	Longueurs (km)
POMPAGE	12,634
CFPA	22,12
BDL	13,112
ENIEM	23,607

Tableau IV-5 : Longueurs des départs souterrains issus du PS BOUKHALFA.

Nombre de postes HTA /BT alimenté par le poste 214 :

Poste source 214		Nombre de Postes HTA /BT			
Départ	Tension (kV)	Distribution publique (DP)	Livraison (AB)	Mixte (MX)	Totale
SOFITECA	30	04	12	05	21
HOPITAL	30	06	06	02	14
CENTRE UNIVERSITAIRE	30	06	05	00	11
COTITEX	30	03	00	02	05

Tableau IV-6 : Nombre de postes HTA/BT alimenté par le poste N° 214.

Longueurs des départs issus du Poste 30 /30kV N° 214 :

Départs	Longueurs (km)
SOFITECA	6,290
HOPITAL	3,872
CENTRE UNIVERSITAIRE	5,076
COTITEX	2,389

Tableau IV-7 : Longueurs des départs issus du Poste N° : 214.

IV-1-3-2- 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, cas de fortes consommations.

Les valeurs mesurées des charges en têtes des départs sont mentionnées dans le tableau ci-dessous :

Poste source		Départs	Courant appelé (A) (cas défavorable)
BOUKHALFA	JB1	BDL	102
		ENIEM	118
	JB2	CFPA	150
		POMPAGE	90
POSTE N° 214	JB1	CENTRE UNIVERSITAIRE	56
		COTITEX	38
	JB2	SOFITECA	70
		HOPITAL	51

Tableau IV-8 : Courant de pointe.

a. 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.

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

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

PI : Puissance installée pour chaque poste distribution publique.

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

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

Poste source Départs		Départs	Pins (kVA)	PMD (kW)		Charge (A)
			DP	AB	MX	
BOUKHALFA	JB1	BDL	5620	1860	2566	202,79
		ENIEM	12540	5690	4662	462,35
	JB2	CFPA	6350	8410	1737	338,93
		POMPAGE	3973	2420	2385	179,07
POSTE N° 214	JB1	CENTRE UNIVERSITAIRE	1800	2600	00	90,17
		COTITEX	1510	00	824	46,64
		SOFITECA	1680	3281	3262	172,11
	JB2	HOPITAL	3780	760	1127	113,01

Tableau IV-9 : Puissances des départs.

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.

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

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

I_{app} : Courant de pointe.

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

α : Coefficient de foisonnement.

PS	Départs	I_{app} (A)	P_{app} (kVA)	I(A)	Coef de foisonnement α
BOUKHALFA	POMPAGE	90	4676,53	179,07	0,50
	CFPA	150	7794,22	338,93	0,44
	BDL	102	5300,07	202,79	0,50
	ENIEM	118	6131,45	462,35	0,25
P S N° 214	CENTRE UNIVERSITAIRE	56	2909,84	90,17	0,62
	COTITEX	38	1974,53	46,64	0,81
	SOFITECA	70	3637,30	172,11	0,40
	HOPITAL	51	2650,03	113,01	0,45

Tableau IV-11: Charges des départs.

b. 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:

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

$$(X + 1) = \left(\frac{P_n}{P_0}\right)^{1/n}$$

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.

IV-2- Application :

IV-2-1- Hypothèses de l'étude :

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

- Chute de tension admissible état sain :
 - 6% pour le réseau MT souterrain.
 - 10% pour le réseau MT aérien.
- Chute de tension admissible état incident :
 - 10% pour le réseau MT souterrain.
 - 12% pour le réseau MT aérien.
- Taux d'accroissement : 4%
- Facteur de puissance $\cos\varphi=0.9$.
- Tension aux jeux de barres MT : 30kV.

Le fonctionnement du réseau est examiné en situation de pointes hiver. Les prévisions des charges sont établies sur la base des responsabilités de pointe réalisée en 2011 et tiennent compte des prévisions calculées (accroissement en surface).

Le réseau de base considéré dans l'étude est le réseau moyen tension 30 kV, c'est la tension exploitée par la Direction de Distribution de Tizi-Ouzou DDTTO.

IV-2-2- Supports utilisés :

- Cartes schématiques du réseau électrique MTS de Tizi-Ouzou.
- Bases de données GDO mise à jour au 31 décembre 2011.
- Logiciel de calcul CARAT.

IV-2-3- Solutions préconisées et appliquées pour la restructuration du réseau MTS de Tizi-Ouzou:

Les structures du réseau HTA ont été modifiées par le développement des postes-sources, la réduction des longueurs des départs et le renouvellement des ouvrages les plus fragiles.

Pour améliorer la continuité de service, la SONELGAZ de Tizi-Ouzou a opté pour :

- La structure du réseau maillé par la création des postes à trois cellules pour la reprise rapide en cas d'incident, néanmoins ceci nécessite beaucoup d'attention pour sa complexité lors de l'exploitation pour éviter les accidents graves.
- Reprise des tronçons vétustes par du câble 120mm².
- Création de nouveaux départs souterrains pour soulager les départs longs et chargés.
- Création d'un nouveau poste HT/MT.

IV-2-4- Restructuration départ 30kV CFPA :

Notre étude consiste à étudier et analyser la restructuration du départ 30kV CFPA par la création d'un nouveau départ 30kV Zone des dépôts.

Le départ CFPA est un départ chargé et long, comprenant des tronçons vétustes et d'autres fragilisés par les atteintes tierces contenant plusieurs boîtes de jonctions ce qui entraînent des points faibles sur le réseau. La présence des câbles traversant les routes nationales impose à SONELGAZ de les abandonner dans le cadre de cette restructuration.

IV-2-4 -1- Caractéristiques du départ 30kV CFPA :**Structure actuelle (Mai 2012) :**

- Longueur : 22,12 km.
- Charge de pointe: 150A.
- Charge totale : 338,93A.
- Puissance installée : 17,624 MVA.
- Nombre de postes MT/BT : 55 postes.
- Chutes de tension au bout de réseau : 3,53%.

L'exécution du programme CARAT pour ce départ à l'état actuel mai 2012 nous a donné les résultats de tableau suivants :

NODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)
441H3C13	441P698	198	150	75.76	29869	0.44	32.36
441P698	441P180	230	150	65.04	29860	0.47	2.22
441P180	441P231	230	149	64.61	29847	0.51	3.24
441P231	441P1053	198	146	73.71	29832	0.56	3.57
441P1053	441P29	198	144	72.67	29805	0.65	6.49
441P29	441P232	230	142	61.84	29803	0.66	0.31
441P232	441P78	230	141	61.40	29729	0.90	17.27
441P78	441P614	230	137	59.61	29684	1.05	10.28
441P614	441P1024	198	136	58.91	29671	1.10	3.03
441P1024	441P618	230	134	57.17	29664	1.12	1.40
441P618	441P433	230	133	66.88	29639	1.20	5.60
441P433	441P1017	198	132	65.90	29629	1.24	2.09
441P1017	441P79	198	130	54.86	29621	1.26	1.90
441P79	441P80	230	126	62.90	29609	1.30	2.45
441P80	441P1015	198	124	61.43	29583	1.39	5.25
441P1015	441P911	198	122	51.59	29572	1.43	2.28
441P911	441P85	230	119	49.59	29559	1.47	2.50
441P85	441P204	230	115	49.79	29508	1.64	9.75
441P204	441P179	230	113	49.07	29503	1.66	0.89
441P179	441P128	230	112	48.78	29489	1.70	2.55
441P128	441P152	230	107	46.58	29484	1.72	0.89
441P152	441P131	230	106	46.29	29465	1.78	3.36
441P131	441P35	180	106	58.78	29446	1.85	3.43
441P35	441P1283	198	105	52.93	29413	1.96	5.71
441P1283	441P980	198	102	51.26	29355	2.15	9.82
441P980	441P266	198	98	49.59	29277	2.41	12.56
441P266	441P154	230	93	40.43	29258	2.47	3.04
441P154	441P285	230	90	38.99	29228	2.57	4.33
441P285	441P220	230	87	37.84	29196	2.68	4.74
441P220	441P624	230	85	37.12	29161	2.80	4.93
441P624	441P23	230	81	35.32	29146	2.85	1.99
441P23	441P1033	230	78	33.88	29142	2.86	0.55
441P1033	441P851	198	75	38.02	29131	2.90	1.32
441P851	441P14	230	73	31.58	29113	2.96	2.19
441P14	441P48	180	69	38.51	29082	3.06	3.67
441P48	441P983	230	64	27.87	29078	3.07	0.40
441P983	441P994	180	62	34.47	29052	3.16	2.69
441P994	441P8	180	60	33.32	29049	3.17	0.34

441P8	441P32	180	55	30.75	29022	3.26	2.60
441P32	441P595	230	51	22.26	29019	3.27	0.27
441P595	441P111	180	50	27.90	28998	3.34	1.75
441P111	441P841	230	44	19.24	28996	3.35	0.16
441P841	441P1219	198	42	21.01	28991	3.36	0.31
441P1219	441P143	198	40	20.18	28988	3.37	0.21
441P143	441P193	230	39	16.94	28981	3.40	0.46
441P193	441P1268	198	27	13.79	28972	3.43	0.42
441P1268	441P742	198	26	13.29	28969	3.44	0.11
441P742	441P255	230	22	9.64	28965	3.45	0.17
441P255	441P107	180	17	9.42	28955	3.48	0.28
441P107	441P73	180	15	8.50	28953	3.49	0.06
441P73	441P244	230	14	6.22	28952	3.49	0.02
441P244	441P823	180	14	7.58	28949	3.50	0.07
441P823	441P916	180	13	7.03	28947	3.51	0.04
441P916	441P249	180	11	6.11	28943	3.52	0.07
441P249	441P1290	198	9	4.72	28942	3.53	0.02
441P1290	441P242	198	5	2.63	28942	3.53	0.00

Tableau IV-12 : Résultats de CARAT pour le départ 30kV CFPA.

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

- Une charge importante : 338.93A
- Des câbles vétustes et en faible section (70mm²).

IV-2-4 -2 Solutions pour la restructuration le départ CFPA :

a. Création nouveau départ 30kV ZONES DES DEPOTS (figure IV-5) :

Ce départ crée est injecté au poste 441P1024, il alimente les postes suivants : 441P1024, 441P618, 441P614, 441P78, 441P79, 441P1017, 441P433, 441P85, 441P80, 441P911, 441P1015.

Ce nouveau départ est bouclé avec le départ CFPA au poste 441P1283. Le point d'ouverture est entre les postes 441P1015 et 441P1283.

b. Caractéristiques départ 30kV Zone de dépôts:

Charge du départ : 18A (valeur estimée dans le logiciel CARAT).

Longueur du départ : 4,78Km.

Nombre de postes MT/BT : 11 postes.

Charge installée calculée : 3,52 MVA.

c. Mise en service du nouveau départ Zone de dépôts :

- Date de mise en service : 19 juin 2012.
- Localités alimentées : la zone d'activité des clients industriels et le lotissement NOURI.
- Charge du départ : 37A, valeur réelle relevée à 14H dans des conditions climatiques très chaudes, cette valeur avoisine la pointe.

d. Départ CFPA après restructuration :

- Localités alimentées : CFPA, TALA ALLAM, Lotissement AMIROUCHE, Oued-FALLI, SUD-OUEST, Tours Villas, 240 logements, Cité AMRAOUA, LALA KHEDIDJA, Gare Routière, DGSN et la cour de Tizi-Ouzou.
- Charge du départ : 110A, valeur réelle mesurée à 14H, temps très chaud et appel de charge important.

La création de ce nouveau départ a nécessité la création de nouvelles liaisons entre postes et l'abandon des tronçons vétustes :

Le tableau ci-dessous résume les liaisons créées pour le nouveau départ Zone de dépôts:

N°Poste	N°poste	Longueur de la liaison (Km)	Section de conducteur (mm ²)
Tronçon principal	1024	3	120
1024	618	0.087	
618	614	0.115	
614	78	0.04	
78	79	0.05	
79	1017	0.126	
1017	433	0.134	
433	85	0.5	
85	80	0.05	
80	911	0.5	
911	1015	0.18	
1015	1283	2.54	

Tableau IV-13 : Liaisons créées pour le nouveau départ Zone de dépôts.

Ce départ peut secourir la totalité du départ CFPA en cas d'incident sur le tronçon principal, le point d'ouverture entre le départ CFPA et Zone de Dépôts est au poste N°1283. C'est un poste à trois cellules.

Une nouvelle liaison a été implicitement créée sur le départ 30kV CFPA

N°Poste	N°poste	Longueur de la liaison (Km)	Section de conducteur (mm ²)
232	204	0,530	120

Tableau IV-14 : Nouvelle liaison sur le départ 30kV CFPA.

Les liaisons abandonnées sont les suivantes :

N°Poste	N°poste	Longueur de la liaison (Km)	Section de conducteur (mm ²)
232	78	0,962	70
614	1024	0,185	70 et 120
618	433	0,351	70
79	80	0,171	70
80	1015	0,390	70 et 120
85	204	0,826	70

Tableau IV-15 : Les liaisons abandonnées sur le départ Zone de Dépôts.

Ces tronçons vétustes ont été abandonnés par SONELGAZ, ceci nous a permis par la même occasion d'éviter les traversées de routes qui causaient des ennuis pour la reprise des câbles en défaut.

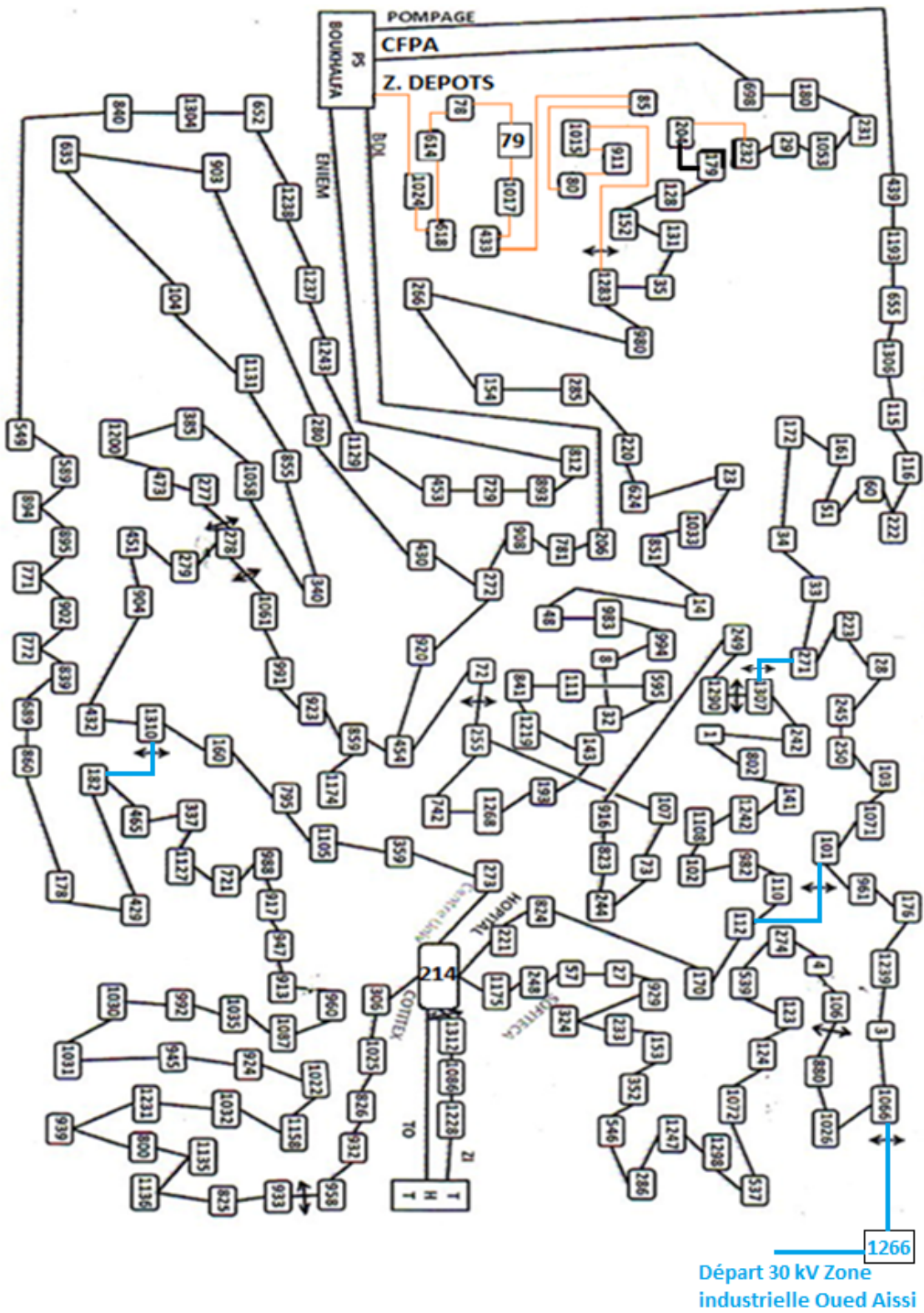


Figure IV-5 : Schéma du réseau MTS ville TIZI OUZOU structure projetée (juin 2012).

e. Nombre de postes alimentés par les départs CFPA et Z. DEPOTS Après restructuration :

Poste source de BOUKHALFA		Nombre de Postes HTA /BT			
Départ	Tension (kV)	Distribution publique (DP)	Livraison (AB)	Mixte (MX)	Totale
CFPA	30	13	28	03	44
Z. DEPOT	30	02	09	00	11

Tableau IV-16 : Nombre de postes alimenté par les départs CFPA et Z. DEPOTS.

f. Puissance des départs :

Poste source Départs	Départs	Pins (kVA)	PMD (kW)		Charge (A)
		DP	AB	MX	
BOUKHALFA	CFPA	5700	5830	1737	271,30
	Z. DEPOT	650	2580	00	67,62

Tableau IV-17 : Puissance des départs.

g. Charge des départs :

Départs	I_{app} (A)	P_{app} (kVA)	I (A)	Coef de foisonnement α
CFPA	81	4208,88	271,30	0,29
Z. DEPOT	18	935,30	67,62	0,26

Tableau IV-18 : Charge des départs.

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

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	81	1.68	45	18,5080
	Z. DEPOTS	198	18	0,11	09	4,7820

Tableau (IV-19).

Avantages et résultats de la restructuration :

- La charge du départ CFPA est passée de 338,93 A (avant la restructuration) à 271,30 (après la restructuration), nous constatons que ce départ a été soulagé de 67,62A par le nouveau départ zones des dépôts.

- Sa longueur a été réduite à 18,50km au lieu de 22km, les contraintes du terrain ne nous ont pas permis de réduire encore sa longueur.

-Aucune apparition de dépassement de valeurs admissibles.

-Le courant de pointe du départ CFPA passe de 150A à 81A et la chute de tension diminue jusqu'à 1,68% au lieu de 3,53%.

En plus de cette restructuration sur le départ CFPA par la création d'un nouveau départ Zone de dépôts et création d'un poste à trois cellules P1283, d'autres créations ont été faites sur les départs souterrains afin de boucler convenablement le réseau MTS de Tizi-Ouzou et assurer la continuité de service (figure IV-5).

Bouclage départs 30kV POMPAGE et Hôpital :

Réhabilitation postes N°101 et N°112 en trois cellules type réduit, bouclage réalisé et mis en service.

Bouclage départs 30kV Pompage et Hôpital :

Réhabilitation postes N°271 et N°1307 en trois cellules type réduit, bouclage réalisé et mis en service.

Bouclage départs 30kV POMPAGE et Zone industrielle :

Réhabilitation postes N°1066 et N°1266 en trois cellules type réduit, bouclage réalisé et mis en service.

Bouclage départs 30kV ENIEM et CENTRE UNIVERSITAIRE :

Réhabilitation postes N°182 et N°1310 en trois cellules type réduit, bouclage en cours de réalisation.

IV-2-4 –3- Simulation en long terme (2012-2022) :

Les résultats de la simulation obtenus après la création du départ sont représentés dans les tableaux ci-dessous sur une période de 10 ans :

Année 2012 :

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	$U(\%)$	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	85	1.75	47,22	18,5080
	Z. DEPOTS	198	18	0,12	09	4,7820

Tableau (IV-20).

Année 2013:

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	$U(\%)$	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	88	1.82	48,88	18,5080
	Z. DEPOTS	198	19	0,12	9,60	4,7820

Tableau (IV-21).

Année 2014:

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	$U(\%)$	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	92	1.89	51,11	18,5080
	Z. DEPOTS	198	20	0,13	10,10	4,7820

Tableau (IV-22).

Année 2015:

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	$U(\%)$	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	95	1,97	52,77	18,5080
	Z. DEPOTS	198	21	0,13	10,60	4,7820

Tableau IV-23 :

Année 2016:

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	99	2,05	55,00	18,5080
	Z. DEPOTS	198	21	0,14	10,60	4,7820

Tableau (IV-24).

Année 2017:

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	103	2,13	57,22	18,5080
	Z. DEPOTS	198	22	0,14	11,11	4,7820

Tableau (IV-25).

Année 2018:

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	107	2,21	59,44	18,5080
	Z. DEPOTS	198	23	0,15	11,61	4,7820

Tableau (IV-26).

Année 2019 :

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	111	2,30	61,66	18,5080
	Z. DEPOTS	198	24	0,16	12,12	4,7820

Tableau (IV-27).

Année 2020 :

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	116	2,40	64,44	18,5080
	Z. DEPOTS	198	25	0,16	12,62	4,7820

Tableau (IV-28):

Année 2021 :

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	120	2,49	66,66	18,5080
	Z. DEPOTS	198	26	0,17	13,13	4,7820

Tableau (IV-29)

Année 2022 :

Poste source BOUKHALFA		I_{Lt} (A)	I_{APP} (A)	U (%)	Taux d'utilisation (%)	Longueurs (km)
Départs	CFPA	180	125	2,58	69,44	18,5080
	Z. DEPOTS	198	27	0,18	13,63	4,7820

Tableau (IV-30).

Commentaire :

Même après 10 ans d'évolution, les charges appelées des deux départs n'atteignent pas leur limite thermique. On constate que les chutes de tension aux bouts de chaque départ sont largement au dessous de la valeur admissible, ce qui est largement satisfaisant.

Conclusion :

En conclusion le départ CFPA est soulagé amplement par la création de ce nouveau départ Zone de dépôts et la réhabilitation par la création de nouvelles liaisons de postes à postes par des câbles souterrains de section 120mm², ainsi que la création d'un poste à trois cellules N°1283 pour la boucle de secours.

Conclusion

Générale

Conclusion générale

Après avoir fait le diagnostic de l'état actuel du réseau moyen tension (HTA) 30kV de la ville de Tizi-Ouzou nous avons relevé les anomalies et les insuffisances suivantes sur le départ CFPA :

- Une charge importante du départ.
- Des câbles vétustes et en faible section (70mm²).

Pour remédier à ces carences nous avons proposé les solutions suivantes :

- La création d'un départ ZONE des DEPOTS qui permettra de soulager le départ CFPA.
- La reprise des tronçons vétustes par des câbles de 120 mm² et création d'un poste à trois cellules.

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

- Alimentation de la zone des dépôts avec puissance garantie.
- La reprise de la totalité du départ CFPA en cas d'incident.

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

Références bibliographiques

- [1] K. HAMOUECHENE, A. HADAR, M. HAMAZ, Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 KV de la zone industrielle ROUIBA-ERGHAIA , Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2000.
- [2] Z. AIT ABDELMALEK, T. BOUILI, Restructuration du réseau moyenne tension souterrain de la ville de TIZI-OUZOU , Mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [3] Site internet : http://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique.
- [4] Cahier technique, Guide de conception des réseaux électriques industriels , Schneider électrique, <<Les architectures de réseaux>> T & D, 6 883 427/A.
- [5] J.C. Sabonnadière et N. Hadjsaïd <<Lignes et réseaux électriques>>, volume 1 :<<lignes d'énergie électrique>>, édition Lavoisier, 2007.
- [6] N. Elkourno << Installation et raccordement des câbles et conducteurs>>, OFPPT, 2006.
- [7] A. MAHDJOUR, <<Matériaux isolants et haute tension>>, Cours de Master 1 :<<Compatibilité électromagnétique et composants électroniques>>, Université Larbi BenM'hidi - Oum El Bouaghi, année universitaire 2009/2010.
- [8] V. Crastan <<Les réseaux d'énergie électrique>>, Volume 2 <<régimes transitoires, court-circuit, coupure des circuits et protections>>, édition Lavoisier, 2007.
- [9] M. ZELLAGUI, <<Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV), Mémoire magistère UMC (Constantine), 2010.
- [10] Site internet : www.iufmrese.cict.fr/listeDoctidieBuchholz.pdf.
- [11] Cahier technique <<Guide de conception des réseaux électriques industriels>>, Schneider électrique, <<Les surtensions et la coordination de l'isolement>> T & D, 6 883 427/A.
- [12] Cahier technique <<Guide de conception des réseaux électriques industriels>>, Schneider électrique, <<Les Les dispositifs de protection contre les surtensions>> T & D, 6 883 427/A.
- [13] M. RABIA, Y. ISSAOUN, <<Restructuration du réseau moyenne tension 30kV de la région OUADHIA>>, Mémoire d'ingénieur, UMMTO, 2011.
- [14] A. Meriama, A. NAIT DJOUDI, <<Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30kV de Tizirt>>, Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2009.
- [15] Documentation SONELGAZ : Formation de l'activité << développement réseaux >>.

Annexe

1PROGRAM CEDRA1

ETUDE SCHEMA DIRECTEUR T-OUZOU cfpainIT 150 a

- PARAMETERS

PLANNING PERIOD FROM 2011 THRU 2011		MINIMAL POWER	
30.00 %		BREAKPOINT	500
NOMINAL VOLTAGE	30000.00	LOAD DURATION	8760
VOLTAGE DROP IN PERCENT	94.00 %	COS. FI	
VOLTAGE DROP % WHEN OUTAGE	94.00 %		
.900		MAX. RESEARCH TIME	
ALLOWED OVERLOAD WHEN OUTAGE	30.00 %	TIME MULTIPL. FACT.	
20.000		WRITE INPUT DATA	2
RESEARCH OPTION	1	TOTAL COMPUTING TIME	600.
.500		SWITCHING ACTIONS	1
TRACE	0		
FULL CEDRA	0		
SEC			
CEDRA WHEN OUTAGES	0		

0NETWORK STATISTICS

0INJECTORS	1
LINES	60
ELEMENTS	60
NODES	61
FINAL LOAD/INIT.LOAD	1.00

1*****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2011 *

N O R M A L C O N D I T I O N

0NODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	150.	75.76	29869.	.44	32.36
441P698	-441P180	230.	150.	65.04	29860.	.47	2.22
441P180	-441P231	230.	149.	64.61	29847.	.51	3.24
441P231	-441P1053	198.	146.	73.71	29832.	.56	3.57
441P1053	-441P29	198.	144.	72.67	29805.	.65	6.49
441P29	-441P232	230.	142.	61.84	29803.	.66	.31
441P232	-441P78	230.	141.	61.40	29729.	.90	17.27
441P78	-441P614	230.	137.	59.61	29684.	1.05	10.28

441P614	-441P1024	198.	136.	68.91	29671.	1.10	3.03
441P1024	-441P618	230.	134.	58.17	29664.	1.12	1.40
441P618	-441P433	230.	133.	57.88	29639.	1.20	5.60
441P433	-441P1017	198.	132.	66.90	29629.	1.24	2.09
441P1017	-441P79	198.	130.	65.86	29621.	1.26	1.90
441P79	-441P80	230.	126.	54.90	29609.	1.30	2.45
441P80	-441P1015	198.	124.	62.43	29583.	1.39	5.25
441P1015	-441P911	198.	122.	61.59	29572.	1.43	2.28
441P911	-441P85	230.	119.	51.59	29559.	1.47	2.50
441P85	-441P204	230.	115.	49.79	29508.	1.64	9.75
441P204	-441P179	230.	113.	49.07	29503.	1.66	.89
441P179	-441P128	230.	112.	48.78	29489.	1.70	2.55
441P128	-441P152	230.	107.	46.58	29484.	1.72	.89
441P152	-441P131	230.	106.	46.29	29465.	1.78	3.36
441P131	-441P35	180.	106.	58.78	29446.	1.85	3.43
441P35	-441P1283	198.	105.	52.93	29413.	1.96	5.71
441P1283	-441P980	198.	102.	51.26	29355.	2.15	9.82
441P980	-441P266	198.	98.	49.59	29277.	2.41	12.56
441P266	-441P154	230.	93.	40.43	29258.	2.47	3.04
441P154	-441P285	230.	90.	38.99	29228.	2.57	4.33
441P285	-441P220	230.	87.	37.84	29196.	2.68	4.74
441P220	-441P624	230.	85.	37.12	29161.	2.80	4.93
441P624	-441P23	230.	81.	35.32	29146.	2.85	1.99
441P23	-441P1033	230.	78.	33.88	29142.	2.86	.55
441P1033	-441P851	198.	75.	38.02	29131.	2.90	1.32
441P851	-441P14	230.	73.	31.58	29113.	2.96	2.19
441P14	-441P48	180.	69.	38.51	29082.	3.06	3.67
441P48	-441P983	230.	64.	27.87	29078.	3.07	.40
441P983	-441P994	180.	62.	34.47	29052.	3.16	2.69
441P994	-441P8	180.	60.	33.32	29049.	3.17	.34
441P8	-441P32	180.	55.	30.75	29022.	3.26	2.60
441P32	-441P595	230.	51.	22.26	29019.	3.27	.27
441P595	-441P111	180.	50.	27.90	28998.	3.34	1.75
441P111	-441P841	230.	44.	19.24	28996.	3.35	.16
441P841	-441P1219	198.	42.	21.01	28991.	3.36	.31
441P1219	-441P143	198.	40.	20.18	28988.	3.37	.21
441P143	-441P193	230.	39.	16.94	28981.	3.40	.46
441P193	-441P1268	198.	27.	13.79	28972.	3.43	.42
441P1268	-441P742	198.	26.	13.29	28969.	3.44	.11
441P742	-441P255	230.	22.	9.64	28965.	3.45	.17
441P255	-441P107	180.	17.	9.42	28955.	3.48	.28
441P107	-441P73	180.	15.	8.50	28953.	3.49	.06
441P73	-441P244	230.	14.	6.22	28952.	3.49	.02
441P244	-441P823	180.	14.	7.58	28949.	3.50	.07
441P823	-441P916	180.	13.	7.03	28947.	3.51	.04
441P916	-441P249	180.	11.	6.11	28943.	3.52	.07
441P249	-441P1290	198.	9.	4.72	28942.	3.53	.02
441P1290	-441P242	198.	5.	2.63	28942.	3.53	.00

LONGUEUR DU DEPART : 22.1250 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 22.1250 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 7.015
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 61449.690
TOTAL LOSSES IN KW : 188. OR 2.69 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATIO

1PROGRAM CEDRA1

ETUDE SCHEMA DIRECTEUR T-OUZOU cfpal

- PARAMETERS

PLANNING PERIOD FROM 2011 THRU 2022		MINIMAL POWER	
30.00 %		BREAKPOINT	500
NOMINAL VOLTAGE	30000.00	LOAD DURATION	8760
VOLTAGE DROP IN PERCENT	94.00 %	COS. FI	
VOLTAGE DROP % WHEN OUTAGE	94.00 %		
.900		MAX. RESEARCH TIME	
ALLOWED OVERLOAD WHEN OUTAGE	30.00 %	TIME MULTIPL. FACT.	
20.000		WRITE INPUT DATA	2
RESEARCH OPTION	1	TOTAL COMPUTING TIME	600.
.500		SWITCHING ACTIONS	1
TRACE	0		
FULL CEDRA	0		
SEC			
CEDRA WHEN OUTAGES	0		

0NETWORK STATISTICS

0INJECTORS	1
LINES	49
ELEMENTS	49
NODES	50
FINAL LOAD/INIT.LOAD	1.54

1*****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2011 *

N O R M A L C O N D I T I O N

0NODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	81.	41.09	29929.	.24	9.52
441P698	-441P180	230.	81.	35.26	29924.	.25	.65
441P180	-441P231	230.	80.	34.97	29917.	.28	.95
441P231	-441P1053	198.	79.	39.74	29909.	.30	1.04
441P1053	-441P29	198.	77.	39.05	29894.	.35	1.87
441P29	-441P232	230.	76.	33.14	29893.	.36	.09
441P232	-441P204	230.	76.	32.86	29869.	.44	3.08
441P204	-441P179	230.	74.	32.39	29866.	.45	.39
441P179	-441P128	230.	74.	32.20	29857.	.48	1.11
441P128	-441P152	230.	71.	30.74	29853.	.49	.39
441P152	-441P131	230.	70.	30.55	29841.	.53	1.46
441P131	-441P35	180.	70.	38.79	29828.	.57	1.50

441P35	-441P1283	198.	69.	34.94	29807.	.65	2.49
441P1283	-441P980	198.	67.	33.83	29768.	.77	4.28
441P980	-441P266	198.	65.	32.73	29717.	.94	5.47
441P266	-441P154	230.	61.	26.68	29704.	.99	1.33
441P154	-441P285	230.	59.	25.73	29685.	1.05	1.89
441P285	-441P220	230.	57.	24.97	29663.	1.12	2.07
441P220	-441P624	230.	56.	24.50	29640.	1.20	2.15
441P624	-441P23	230.	54.	23.31	29630.	1.23	.87
441P23	-441P1033	230.	51.	22.36	29627.	1.24	.24
441P1033	-441P851	198.	50.	25.09	29620.	1.27	.58
441P851	-441P14	230.	48.	20.84	29608.	1.31	.95
441P14	-441P48	180.	46.	25.42	29588.	1.37	1.60
441P48	-441P983	230.	42.	18.40	29585.	1.38	.18
441P983	-441P994	180.	41.	22.75	29568.	1.44	1.17
441P994	-441P8	180.	40.	21.99	29566.	1.45	.15
441P8	-441P32	180.	37.	20.29	29548.	1.51	1.13
441P32	-441P595	230.	34.	14.69	29546.	1.51	.12
441P595	-441P111	180.	33.	18.41	29533.	1.56	.76
441P111	-441P841	230.	29.	12.70	29531.	1.56	.07
441P841	-441P1219	198.	27.	13.87	29528.	1.57	.14
441P1219	-441P143	198.	26.	13.32	29526.	1.58	.09
441P143	-441P193	230.	26.	11.18	29521.	1.60	.20
441P193	-441P1268	198.	18.	9.10	29515.	1.62	.18
441P1268	-441P742	198.	17.	8.77	29514.	1.62	.05
441P742	-441P255	230.	15.	6.36	29510.	1.63	.07
441P255	-441P107	180.	11.	6.22	29504.	1.65	.12
441P107	-441P73	180.	10.	5.61	29503.	1.66	.03
441P73	-441P244	230.	9.	4.11	29502.	1.66	.01
441P244	-441P823	180.	9.	5.00	29500.	1.67	.03
441P823	-441P916	180.	8.	4.64	29499.	1.67	.02
441P916	-441P249	180.	7.	4.03	29496.	1.68	.03
441P249	-441P1290	198.	6.	3.12	29495.	1.68	.01
441P1290	-441P242	198.	3.	1.74	29495.	1.68	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 3.805
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 33332.490
TOTAL LOSSES IN KW : 50. OR 1.33 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2011

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2011
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2012 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	85.	42.74	29926.	.25	10.30
441P698	-441P180	230.	84.	36.67	29921.	.26	.70
441P180	-441P231	230.	84.	36.37	29914.	.29	1.03
441P231	-441P1053	198.	82.	41.33	29905.	.32	1.12
441P1053	-441P29	198.	80.	40.62	29890.	.37	2.03
441P29	-441P232	230.	79.	34.47	29889.	.37	.10
441P232	-441P204	230.	79.	34.17	29864.	.45	3.34
441P204	-441P179	230.	77.	33.68	29860.	.47	.42
441P179	-441P128	230.	77.	33.48	29851.	.50	1.20
441P128	-441P152	230.	74.	31.97	29847.	.51	.42
441P152	-441P131	230.	73.	31.77	29834.	.55	1.58
441P131	-441P35	180.	73.	40.35	29821.	.60	1.62
441P35	-441P1283	198.	72.	36.33	29799.	.67	2.69
441P1283	-441P980	198.	70.	35.19	29758.	.81	4.63
441P980	-441P266	198.	67.	34.04	29705.	.98	5.92
441P266	-441P154	230.	64.	27.75	29692.	1.03	1.43
441P154	-441P285	230.	62.	26.76	29672.	1.09	2.04
441P285	-441P220	230.	60.	25.97	29649.	1.17	2.24
441P220	-441P624	230.	59.	25.48	29625.	1.25	2.32
441P624	-441P23	230.	56.	24.24	29615.	1.28	.94
441P23	-441P1033	230.	53.	23.26	29612.	1.29	.26
441P1033	-441P851	198.	52.	26.10	29605.	1.32	.62
441P851	-441P14	230.	50.	21.68	29593.	1.36	1.03
441P14	-441P48	180.	48.	26.43	29571.	1.43	1.73
441P48	-441P983	230.	44.	19.13	29569.	1.44	.19
441P983	-441P994	180.	43.	23.66	29551.	1.50	1.27
441P994	-441P8	180.	41.	22.87	29549.	1.50	.16
441P8	-441P32	180.	38.	21.10	29530.	1.57	1.23
441P32	-441P595	230.	35.	15.28	29528.	1.57	.13
441P595	-441P111	180.	34.	19.15	29514.	1.62	.83
441P111	-441P841	230.	30.	13.21	29512.	1.63	.07
441P841	-441P1219	198.	29.	14.42	29509.	1.64	.15
441P1219	-441P143	198.	27.	13.85	29507.	1.64	.10
441P143	-441P193	230.	27.	11.63	29502.	1.66	.22
441P193	-441P1268	198.	19.	9.46	29496.	1.68	.20
441P1268	-441P742	198.	18.	9.12	29494.	1.69	.05
441P742	-441P255	230.	15.	6.62	29491.	1.70	.08
441P255	-441P107	180.	12.	6.47	29484.	1.72	.13
441P107	-441P73	180.	11.	5.84	29483.	1.72	.03
441P73	-441P244	230.	10.	4.27	29482.	1.73	.01
441P244	-441P823	180.	9.	5.20	29480.	1.73	.03
441P823	-441P916	180.	9.	4.83	29479.	1.74	.02
441P916	-441P249	180.	8.	4.20	29476.	1.75	.03
441P249	-441P1290	198.	6.	3.24	29475.	1.75	.01
441P1290	-441P242	198.	4.	1.81	29475.	1.75	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 3.957
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 34665.788

TOTAL LOSSES IN KW : 55. OR 1.38 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2012

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2012
*

1*****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2013 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	88.	44.45	29923.	.26	11.14
441P698	-441P180	230.	88.	38.13	29918.	.27	.76
441P180	-441P231	230.	87.	37.83	29910.	.30	1.11
441P231	-441P1053	198.	85.	42.99	29901.	.33	1.21
441P1053	-441P29	198.	84.	42.24	29886.	.38	2.19
441P29	-441P232	230.	82.	35.85	29885.	.38	.10
441P232	-441P204	230.	82.	35.54	29858.	.47	3.61
441P204	-441P179	230.	81.	35.03	29855.	.48	.46
441P179	-441P128	230.	80.	34.82	29845.	.52	1.30
441P128	-441P152	230.	76.	33.25	29841.	.53	.45
441P152	-441P131	230.	76.	33.04	29828.	.57	1.71
441P131	-441P35	180.	76.	41.96	29814.	.62	1.75
441P35	-441P1283	198.	75.	37.79	29791.	.70	2.91
441P1283	-441P980	198.	72.	36.59	29749.	.84	5.01
441P980	-441P266	198.	70.	35.40	29694.	1.02	6.40
441P266	-441P154	230.	66.	28.86	29680.	1.07	1.55
441P154	-441P285	230.	64.	27.83	29659.	1.14	2.21
441P285	-441P220	230.	62.	27.01	29635.	1.22	2.42
441P220	-441P624	230.	61.	26.50	29610.	1.30	2.51
441P624	-441P23	230.	58.	25.21	29600.	1.33	1.01
441P23	-441P1033	230.	56.	24.19	29597.	1.34	.28
441P1033	-441P851	198.	54.	27.14	29589.	1.37	.67
441P851	-441P14	230.	52.	22.54	29576.	1.41	1.12
441P14	-441P48	180.	49.	27.49	29554.	1.49	1.87
441P48	-441P983	230.	46.	19.90	29552.	1.49	.21
441P983	-441P994	180.	44.	24.60	29533.	1.56	1.37
441P994	-441P8	180.	43.	23.78	29531.	1.56	.17
441P8	-441P32	180.	40.	21.95	29511.	1.63	1.33
441P32	-441P595	230.	37.	15.89	29509.	1.64	.14
441P595	-441P111	180.	36.	19.91	29494.	1.69	.89
441P111	-441P841	230.	32.	13.74	29493.	1.69	.08
441P841	-441P1219	198.	30.	15.00	29490.	1.70	.16

441P1219	-441P143	198.	29.	14.41	29487.	1.71	.11
441P143	-441P193	230.	28.	12.09	29482.	1.73	.24
441P193	-441P1268	198.	19.	9.84	29476.	1.75	.21
441P1268	-441P742	198.	19.	9.48	29474.	1.75	.05
441P742	-441P255	230.	16.	6.88	29471.	1.76	.09
441P255	-441P107	180.	12.	6.73	29464.	1.79	.14
441P107	-441P73	180.	11.	6.07	29462.	1.79	.03
441P73	-441P244	230.	10.	4.44	29461.	1.80	.01
441P244	-441P823	180.	10.	5.41	29459.	1.80	.04
441P823	-441P916	180.	9.	5.02	29458.	1.81	.02
441P916	-441P249	180.	8.	4.36	29455.	1.82	.04
441P249	-441P1290	198.	7.	3.37	29454.	1.82	.01
441P1290	-441P242	198.	4.	1.88	29454.	1.82	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 4.116
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 36052.418
 TOTAL LOSSES IN KW : 59. OR 1.44 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2013

 * ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
 2013
 *

 1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2014 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	92.	46.22	29920.	.27	12.05
441P698	-441P180	230.	91.	39.66	29914.	.29	.82
441P180	-441P231	230.	90.	39.34	29906.	.31	1.20
441P231	-441P1053	198.	89.	44.70	29897.	.34	1.31
441P1053	-441P29	198.	87.	43.93	29881.	.40	2.37
441P29	-441P232	230.	86.	37.28	29880.	.40	.11
441P232	-441P204	230.	85.	36.96	29852.	.49	3.90
441P204	-441P179	230.	84.	36.43	29849.	.50	.49
441P179	-441P128	230.	83.	36.22	29839.	.54	1.40
441P128	-441P152	230.	80.	34.58	29835.	.55	.49
441P152	-441P131	230.	79.	34.36	29821.	.60	1.85
441P131	-441P35	180.	79.	43.64	29807.	.64	1.89
441P35	-441P1283	198.	78.	39.30	29782.	.73	3.15

441P1283	-441P980	198.	75.	38.06	29739.	.87	5.41
441P980	-441P266	198.	73.	36.82	29681.	1.06	6.92
441P266	-441P154	230.	69.	30.01	29667.	1.11	1.68
441P154	-441P285	230.	67.	28.94	29645.	1.18	2.39
441P285	-441P220	230.	65.	28.09	29621.	1.26	2.61
441P220	-441P624	230.	63.	27.56	29595.	1.35	2.72
441P624	-441P23	230.	60.	26.22	29584.	1.39	1.10
441P23	-441P1033	230.	58.	25.15	29581.	1.40	.30
441P1033	-441P851	198.	56.	28.23	29573.	1.42	.73
441P851	-441P14	230.	54.	23.44	29559.	1.47	1.21
441P14	-441P48	180.	51.	28.59	29536.	1.55	2.02
441P48	-441P983	230.	48.	20.69	29534.	1.55	.22
441P983	-441P994	180.	46.	25.59	29514.	1.62	1.48
441P994	-441P8	180.	45.	24.74	29512.	1.63	.19
441P8	-441P32	180.	41.	22.83	29492.	1.69	1.43
441P32	-441P595	230.	38.	16.53	29489.	1.70	.15
441P595	-441P111	180.	37.	20.71	29474.	1.75	.97
441P111	-441P841	230.	33.	14.29	29473.	1.76	.09
441P841	-441P1219	198.	31.	15.60	29469.	1.77	.17
441P1219	-441P143	198.	30.	14.98	29467.	1.78	.11
441P143	-441P193	230.	29.	12.58	29461.	1.80	.25
441P193	-441P1268	198.	20.	10.24	29455.	1.82	.23
441P1268	-441P742	198.	20.	9.86	29453.	1.82	.06
441P742	-441P255	230.	16.	7.16	29449.	1.84	.09
441P255	-441P107	180.	13.	6.99	29442.	1.86	.15
441P107	-441P73	180.	11.	6.31	29440.	1.87	.03
441P73	-441P244	230.	11.	4.62	29440.	1.87	.01
441P244	-441P823	180.	10.	5.63	29437.	1.88	.04
441P823	-441P916	180.	9.	5.22	29436.	1.88	.02
441P916	-441P249	180.	8.	4.54	29433.	1.89	.04
441P249	-441P1290	198.	7.	3.50	29432.	1.89	.01
441P1290	-441P242	198.	4.	1.95	29432.	1.89	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 4.280
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 37494.514
TOTAL LOSSES IN KW : 64. OR 1.49 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2014

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2014
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2015 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	95.	48.07	29917.	.28	13.03
441P698	-441P180	230.	95.	41.25	29911.	.30	.89
441P180	-441P231	230.	94.	40.91	29903.	.32	1.30
441P231	-441P1053	198.	92.	46.49	29893.	.36	1.42
441P1053	-441P29	198.	90.	45.69	29876.	.41	2.57
441P29	-441P232	230.	89.	38.77	29875.	.42	.12
441P232	-441P204	230.	88.	38.44	29847.	.51	4.22
441P204	-441P179	230.	87.	37.89	29843.	.52	.53
441P179	-441P128	230.	87.	37.66	29832.	.56	1.52
441P128	-441P152	230.	83.	35.96	29828.	.57	.53
441P152	-441P131	230.	82.	35.74	29814.	.62	2.00
441P131	-441P35	180.	82.	45.38	29799.	.67	2.05
441P35	-441P1283	198.	81.	40.87	29774.	.75	3.40
441P1283	-441P980	198.	78.	39.58	29728.	.91	5.86
441P980	-441P266	198.	76.	38.29	29669.	1.10	7.49
441P266	-441P154	230.	72.	31.21	29653.	1.16	1.81
441P154	-441P285	230.	69.	30.10	29631.	1.23	2.58
441P285	-441P220	230.	67.	29.21	29606.	1.31	2.83
441P220	-441P624	230.	66.	28.66	29579.	1.40	2.94
441P624	-441P23	230.	63.	27.27	29567.	1.44	1.19
441P23	-441P1033	230.	60.	26.16	29564.	1.45	.33
441P1033	-441P851	198.	58.	29.35	29556.	1.48	.79
441P851	-441P14	230.	56.	24.38	29542.	1.53	1.30
441P14	-441P48	180.	54.	29.74	29518.	1.61	2.19
441P48	-441P983	230.	49.	21.52	29515.	1.62	.24
441P983	-441P994	180.	48.	26.61	29495.	1.68	1.60
441P994	-441P8	180.	46.	25.73	29492.	1.69	.20
441P8	-441P32	180.	43.	23.74	29471.	1.76	1.55
441P32	-441P595	230.	40.	17.19	29469.	1.77	.16
441P595	-441P111	180.	39.	21.54	29453.	1.82	1.05
441P111	-441P841	230.	34.	14.86	29451.	1.83	.09
441P841	-441P1219	198.	32.	16.23	29448.	1.84	.19
441P1219	-441P143	198.	31.	15.58	29445.	1.85	.12
441P143	-441P193	230.	30.	13.08	29440.	1.87	.28
441P193	-441P1268	198.	21.	10.65	29433.	1.89	.25
441P1268	-441P742	198.	20.	10.26	29431.	1.90	.06
441P742	-441P255	230.	17.	7.44	29427.	1.91	.10
441P255	-441P107	180.	13.	7.27	29420.	1.93	.17
441P107	-441P73	180.	12.	6.56	29418.	1.94	.04
441P73	-441P244	230.	11.	4.80	29417.	1.94	.01
441P244	-441P823	180.	11.	5.85	29415.	1.95	.04
441P823	-441P916	180.	10.	5.43	29413.	1.96	.03
441P916	-441P249	180.	8.	4.72	29410.	1.97	.04
441P249	-441P1290	198.	7.	3.65	29410.	1.97	.01
441P1290	-441P242	198.	4.	2.03	29409.	1.97	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 4.451
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 38994.292
TOTAL LOSSES IN KW : 69. OR 1.55 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2015

```

*****
*****
*   ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE           POUR L ANNEE
2015
*
*****
*****
1*****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2016 *
*****

```

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	99.	50.00	29913.	.29	14.09
441P698	-441P180	230.	99.	42.90	29908.	.31	.96
441P180	-441P231	230.	98.	42.55	29899.	.34	1.41
441P231	-441P1053	198.	96.	48.35	29889.	.37	1.54
441P1053	-441P29	198.	94.	47.51	29871.	.43	2.77
441P29	-441P232	230.	93.	40.33	29870.	.43	.13
441P232	-441P204	230.	92.	39.98	29840.	.53	4.57
441P204	-441P179	230.	91.	39.40	29837.	.54	.58
441P179	-441P128	230.	90.	39.17	29826.	.58	1.64
441P128	-441P152	230.	86.	37.40	29822.	.59	.57
441P152	-441P131	230.	85.	37.17	29806.	.65	2.16
441P131	-441P35	180.	85.	47.20	29791.	.70	2.21
441P35	-441P1283	198.	84.	42.51	29765.	.78	3.68
441P1283	-441P980	198.	82.	41.16	29717.	.94	6.33
441P980	-441P266	198.	79.	39.82	29655.	1.15	8.10
441P266	-441P154	230.	75.	32.46	29640.	1.20	1.96
441P154	-441P285	230.	72.	31.31	29616.	1.28	2.79
441P285	-441P220	230.	70.	30.38	29590.	1.37	3.06
441P220	-441P624	230.	69.	29.80	29562.	1.46	3.18
441P624	-441P23	230.	65.	28.36	29550.	1.50	1.28
441P23	-441P1033	230.	63.	27.21	29546.	1.51	.35
441P1033	-441P851	198.	60.	30.53	29538.	1.54	.85
441P851	-441P14	230.	58.	25.36	29523.	1.59	1.41
441P14	-441P48	180.	56.	30.92	29499.	1.67	2.37
441P48	-441P983	230.	51.	22.38	29496.	1.68	.26
441P983	-441P994	180.	50.	27.68	29475.	1.75	1.73
441P994	-441P8	180.	48.	26.75	29472.	1.76	.22
441P8	-441P32	180.	44.	24.69	29450.	1.83	1.68
441P32	-441P595	230.	41.	17.88	29448.	1.84	.17
441P595	-441P111	180.	40.	22.40	29431.	1.90	1.13
441P111	-441P841	230.	36.	15.45	29429.	1.90	.10
441P841	-441P1219	198.	33.	16.87	29426.	1.91	.20
441P1219	-441P143	198.	32.	16.20	29423.	1.92	.13

441P143	-441P193	230.	31.	13.60	29418.	1.94	.30
441P193	-441P1268	198.	22.	11.07	29410.	1.97	.27
441P1268	-441P742	198.	21.	10.67	29408.	1.97	.07
441P742	-441P255	230.	18.	7.74	29404.	1.99	.11
441P255	-441P107	180.	14.	7.57	29397.	2.01	.18
441P107	-441P73	180.	12.	6.83	29395.	2.02	.04
441P73	-441P244	230.	11.	5.00	29394.	2.02	.02
441P244	-441P823	180.	11.	6.09	29392.	2.03	.05
441P823	-441P916	180.	10.	5.65	29390.	2.03	.03
441P916	-441P249	180.	9.	4.91	29387.	2.04	.05
441P249	-441P1290	198.	8.	3.79	29386.	2.05	.01
441P1290	-441P242	198.	4.	2.11	29386.	2.05	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 4.629
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 40554.063
 TOTAL LOSSES IN KW : 75. OR 1.61 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2016

 * ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
 2016
 *

 1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2017 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
(KW)							
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	103.	52.00	29910.	.30	15.24
441P698	-441P180	230.	103.	44.61	29904.	.32	1.04
441P180	-441P231	230.	102.	44.25	29895.	.35	1.52
441P231	-441P1053	198.	100.	50.29	29885.	.38	1.66
441P1053	-441P29	198.	98.	49.41	29866.	.45	3.00
441P29	-441P232	230.	96.	41.94	29865.	.45	.14
441P232	-441P204	230.	96.	41.58	29834.	.55	4.94
441P204	-441P179	230.	94.	40.98	29830.	.57	.62
441P179	-441P128	230.	94.	40.74	29819.	.60	1.78
441P128	-441P152	230.	89.	38.90	29814.	.62	.62
441P152	-441P131	230.	89.	38.66	29799.	.67	2.34
441P131	-441P35	180.	88.	49.09	29783.	.72	2.39
441P35	-441P1283	198.	88.	44.21	29755.	.82	3.98
441P1283	-441P980	198.	85.	42.81	29706.	.98	6.85

441P980	-441P266	198.	82.	41.41	29642.	1.19	8.76
441P266	-441P154	230.	78.	33.76	29625.	1.25	2.12
441P154	-441P285	230.	75.	32.56	29601.	1.33	3.02
441P285	-441P220	230.	73.	31.60	29573.	1.42	3.31
441P220	-441P624	230.	71.	31.00	29544.	1.52	3.44
441P624	-441P23	230.	68.	29.50	29532.	1.56	1.39
441P23	-441P1033	230.	65.	28.29	29528.	1.57	.38
441P1033	-441P851	198.	63.	31.75	29519.	1.60	.92
441P851	-441P14	230.	61.	26.37	29504.	1.65	1.53
441P14	-441P48	180.	58.	32.16	29479.	1.74	2.56
441P48	-441P983	230.	54.	23.28	29475.	1.75	.28
441P983	-441P994	180.	52.	28.78	29454.	1.82	1.88
441P994	-441P8	180.	50.	27.82	29451.	1.83	.24
441P8	-441P32	180.	46.	25.68	29428.	1.91	1.81
441P32	-441P595	230.	43.	18.59	29425.	1.92	.19
441P595	-441P111	180.	42.	23.30	29408.	1.97	1.22
441P111	-441P841	230.	37.	16.07	29407.	1.98	.11
441P841	-441P1219	198.	35.	17.55	29403.	1.99	.22
441P1219	-441P143	198.	33.	16.85	29400.	2.00	.14
441P143	-441P193	230.	33.	14.15	29394.	2.02	.32
441P193	-441P1268	198.	23.	11.51	29387.	2.04	.29
441P1268	-441P742	198.	22.	11.10	29384.	2.05	.07
441P742	-441P255	230.	19.	8.05	29381.	2.06	.12
441P255	-441P107	180.	14.	7.87	29373.	2.09	.19
441P107	-441P73	180.	13.	7.10	29371.	2.10	.04
441P73	-441P244	230.	12.	5.20	29370.	2.10	.02
441P244	-441P823	180.	11.	6.33	29367.	2.11	.05
441P823	-441P916	180.	11.	5.87	29366.	2.11	.03
441P916	-441P249	180.	9.	5.10	29362.	2.13	.05
441P249	-441P1290	198.	8.	3.94	29362.	2.13	.01
441P1290	-441P242	198.	4.	2.20	29361.	2.13	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 4.815
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 42176.224
TOTAL LOSSES IN KW : 81. OR 1.68 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2017

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2017
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2018 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	107.	54.08	29906.	.31	16.49
441P698	-441P180	230.	107.	46.40	29900.	.33	1.13
441P180	-441P231	230.	106.	46.02	29891.	.36	1.64
441P231	-441P1053	198.	104.	52.30	29880.	.40	1.80
441P1053	-441P29	198.	102.	51.39	29861.	.46	3.25
441P29	-441P232	230.	100.	43.62	29860.	.47	.15
441P232	-441P204	230.	99.	43.24	29827.	.58	5.34
441P204	-441P179	230.	98.	42.62	29823.	.59	.67
441P179	-441P128	230.	97.	42.37	29811.	.63	1.92
441P128	-441P152	230.	93.	40.45	29807.	.64	.67
441P152	-441P131	230.	92.	40.20	29790.	.70	2.53
441P131	-441P35	180.	92.	51.05	29774.	.75	2.59
441P35	-441P1283	198.	91.	45.97	29745.	.85	4.31
441P1283	-441P980	198.	88.	44.52	29694.	1.02	7.41
441P980	-441P266	198.	85.	43.07	29627.	1.24	9.47
441P266	-441P154	230.	81.	35.11	29610.	1.30	2.29
441P154	-441P285	230.	78.	33.86	29585.	1.38	3.26
441P285	-441P220	230.	76.	32.86	29556.	1.48	3.58
441P220	-441P624	230.	74.	32.24	29526.	1.58	3.72
441P624	-441P23	230.	71.	30.67	29513.	1.62	1.50
441P23	-441P1033	230.	68.	29.43	29509.	1.64	.41
441P1033	-441P851	198.	65.	33.02	29500.	1.67	1.00
441P851	-441P14	230.	63.	27.43	29484.	1.72	1.65
441P14	-441P48	180.	60.	33.45	29458.	1.81	2.77
441P48	-441P983	230.	56.	24.21	29454.	1.82	.30
441P983	-441P994	180.	54.	29.94	29432.	1.89	2.03
441P994	-441P8	180.	52.	28.94	29429.	1.90	.25
441P8	-441P32	180.	48.	26.70	29405.	1.98	1.96
441P32	-441P595	230.	44.	19.34	29402.	1.99	.20
441P595	-441P111	180.	44.	24.23	29385.	2.05	1.32
441P111	-441P841	230.	38.	16.71	29383.	2.06	.12
441P841	-441P1219	198.	36.	18.25	29379.	2.07	.24
441P1219	-441P143	198.	35.	17.53	29376.	2.08	.16
441P143	-441P193	230.	34.	14.71	29370.	2.10	.35
441P193	-441P1268	198.	24.	11.97	29362.	2.13	.31
441P1268	-441P742	198.	23.	11.54	29360.	2.13	.08
441P742	-441P255	230.	19.	8.37	29356.	2.15	.13
441P255	-441P107	180.	15.	8.18	29347.	2.18	.21
441P107	-441P73	180.	13.	7.38	29345.	2.18	.05
441P73	-441P244	230.	12.	5.40	29345.	2.18	.02
441P244	-441P823	180.	12.	6.59	29342.	2.19	.05
441P823	-441P916	180.	11.	6.11	29340.	2.20	.03
441P916	-441P249	180.	10.	5.31	29337.	2.21	.05
441P249	-441P1290	198.	8.	4.10	29336.	2.21	.01
441P1290	-441P242	198.	5.	2.29	29336.	2.21	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 5.007
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 43863.272
TOTAL LOSSES IN KW : 87. OR 1.75 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2018

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2018
*

1*****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2019 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	111.	56.24	29903.	.32	17.83
441P698	-441P180	230.	111.	48.25	29896.	.35	1.22
441P180	-441P231	230.	110.	47.86	29886.	.38	1.78
441P231	-441P1053	198.	108.	54.39	29875.	.42	1.94
441P1053	-441P29	198.	106.	53.45	29855.	.48	3.51
441P29	-441P232	230.	104.	45.36	29854.	.49	.17
441P232	-441P204	230.	103.	44.97	29821.	.60	5.78
441P204	-441P179	230.	102.	44.32	29816.	.61	.73
441P179	-441P128	230.	101.	44.06	29804.	.65	2.08
441P128	-441P152	230.	97.	42.07	29799.	.67	.72
441P152	-441P131	230.	96.	41.81	29782.	.73	2.74
441P131	-441P35	180.	96.	53.09	29765.	.78	2.80
441P35	-441P1283	198.	95.	47.81	29735.	.88	4.66
441P1283	-441P980	198.	92.	46.30	29682.	1.06	8.01
441P980	-441P266	198.	89.	44.79	29612.	1.29	10.25
441P266	-441P154	230.	84.	36.51	29595.	1.35	2.48
441P154	-441P285	230.	81.	35.22	29568.	1.44	3.53
441P285	-441P220	230.	79.	34.18	29539.	1.54	3.87
441P220	-441P624	230.	77.	33.53	29507.	1.64	4.02
441P624	-441P23	230.	73.	31.90	29494.	1.69	1.62
441P23	-441P1033	230.	70.	30.60	29490.	1.70	.45
441P1033	-441P851	198.	68.	34.34	29480.	1.73	1.08
441P851	-441P14	230.	66.	28.52	29464.	1.79	1.79
441P14	-441P48	180.	63.	34.79	29436.	1.88	2.99
441P48	-441P983	230.	58.	25.18	29433.	1.89	.33
441P983	-441P994	180.	56.	31.13	29409.	1.97	2.19
441P994	-441P8	180.	54.	30.10	29406.	1.98	.28
441P8	-441P32	180.	50.	27.77	29381.	2.06	2.12
441P32	-441P595	230.	46.	20.11	29379.	2.07	.22
441P595	-441P111	180.	45.	25.20	29360.	2.13	1.43
441P111	-441P841	230.	40.	17.38	29358.	2.14	.13
441P841	-441P1219	198.	38.	18.98	29354.	2.15	.26
441P1219	-441P143	198.	36.	18.23	29351.	2.16	.17
441P143	-441P193	230.	35.	15.30	29345.	2.18	.38

441P193	-441P1268	198.	25.	12.45	29336.	2.21	.34
441P1268	-441P742	198.	24.	12.00	29334.	2.22	.09
441P742	-441P255	230.	20.	8.71	29330.	2.23	.14
441P255	-441P107	180.	15.	8.51	29321.	2.26	.23
441P107	-441P73	180.	14.	7.68	29319.	2.27	.05
441P73	-441P244	230.	13.	5.62	29318.	2.27	.02
441P244	-441P823	180.	12.	6.85	29316.	2.28	.06
441P823	-441P916	180.	11.	6.35	29314.	2.29	.04
441P916	-441P249	180.	10.	5.52	29310.	2.30	.06
441P249	-441P1290	198.	8.	4.26	29309.	2.30	.01
441P1290	-441P242	198.	5.	2.38	29309.	2.30	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 5.208
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 45617.801
 TOTAL LOSSES IN KW : 95. OR 1.82 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2019

 * ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
 2019
 *

 1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2020 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
(KW)							
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	116.	58.49	29899.	.34	19.29
441P698	-441P180	230.	115.	50.18	29892.	.36	1.32
441P180	-441P231	230.	114.	49.78	29882.	.39	1.92
441P231	-441P1053	198.	112.	56.57	29870.	.43	2.10
441P1053	-441P29	198.	110.	55.58	29849.	.50	3.80
441P29	-441P232	230.	109.	47.18	29848.	.51	.18
441P232	-441P204	230.	108.	46.77	29813.	.62	6.25
441P204	-441P179	230.	106.	46.09	29809.	.64	.79
441P179	-441P128	230.	105.	45.82	29796.	.68	2.25
441P128	-441P152	230.	101.	43.75	29791.	.70	.78
441P152	-441P131	230.	100.	43.48	29773.	.76	2.96
441P131	-441P35	180.	99.	55.22	29756.	.81	3.03
441P35	-441P1283	198.	98.	49.73	29725.	.92	5.04
441P1283	-441P980	198.	95.	48.16	29669.	1.10	8.67
441P980	-441P266	198.	92.	46.59	29597.	1.34	11.08

441P266	-441P154	230.	87.	37.98	29578.	1.41	2.68
441P154	-441P285	230.	84.	36.62	29551.	1.50	3.82
441P285	-441P220	230.	82.	35.54	29520.	1.60	4.19
441P220	-441P624	230.	80.	34.87	29487.	1.71	4.35
441P624	-441P23	230.	76.	33.18	29473.	1.76	1.76
441P23	-441P1033	230.	73.	31.83	29469.	1.77	.48
441P1033	-441P851	198.	71.	35.71	29459.	1.80	1.17
441P851	-441P14	230.	68.	29.66	29442.	1.86	1.93
441P14	-441P48	180.	65.	36.18	29413.	1.96	3.24
441P48	-441P983	230.	60.	26.18	29410.	1.97	.36
441P983	-441P994	180.	58.	32.38	29386.	2.05	2.37
441P994	-441P8	180.	56.	31.30	29382.	2.06	.30
441P8	-441P32	180.	52.	28.88	29357.	2.14	2.30
441P32	-441P595	230.	48.	20.91	29354.	2.15	.24
441P595	-441P111	180.	47.	26.20	29335.	2.22	1.55
441P111	-441P841	230.	42.	18.08	29333.	2.22	.14
441P841	-441P1219	198.	39.	19.74	29328.	2.24	.28
441P1219	-441P143	198.	38.	18.96	29325.	2.25	.18
441P143	-441P193	230.	37.	15.91	29319.	2.27	.41
441P193	-441P1268	198.	26.	12.95	29310.	2.30	.37
441P1268	-441P742	198.	25.	12.48	29308.	2.31	.09
441P742	-441P255	230.	21.	9.05	29303.	2.32	.15
441P255	-441P107	180.	16.	8.85	29294.	2.35	.24
441P107	-441P73	180.	14.	7.99	29292.	2.36	.05
441P73	-441P244	230.	13.	5.84	29291.	2.36	.02
441P244	-441P823	180.	13.	7.12	29288.	2.37	.06
441P823	-441P916	180.	12.	6.61	29286.	2.38	.04
441P916	-441P249	180.	10.	5.74	29283.	2.39	.06
441P249	-441P1290	198.	9.	4.43	29282.	2.39	.01
441P1290	-441P242	198.	5.	2.47	29281.	2.40	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 5.416
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 47442.511
TOTAL LOSSES IN KW : 102. OR 1.89 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2020

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2020
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2021 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	120.	60.83	29895.	.35	20.86
441P698	-441P180	230.	120.	52.19	29887.	.38	1.43
441P180	-441P231	230.	119.	51.77	29877.	.41	2.08
441P231	-441P1053	198.	116.	58.83	29865.	.45	2.27
441P1053	-441P29	198.	114.	57.81	29843.	.52	4.11
441P29	-441P232	230.	113.	49.06	29842.	.53	.19
441P232	-441P204	230.	112.	48.64	29806.	.65	6.76
441P204	-441P179	230.	110.	47.94	29801.	.66	.85
441P179	-441P128	230.	110.	47.66	29788.	.71	2.43
441P128	-441P152	230.	105.	45.50	29783.	.72	.85
441P152	-441P131	230.	104.	45.22	29764.	.79	3.20
441P131	-441P35	180.	103.	57.42	29746.	.85	3.28
441P35	-441P1283	198.	102.	51.71	29714.	.95	5.45
441P1283	-441P980	198.	99.	50.08	29656.	1.15	9.38
441P980	-441P266	198.	96.	48.45	29581.	1.40	11.99
441P266	-441P154	230.	91.	39.49	29561.	1.46	2.90
441P154	-441P285	230.	88.	38.09	29533.	1.56	4.13
441P285	-441P220	230.	85.	36.96	29501.	1.66	4.53
441P220	-441P624	230.	83.	36.26	29467.	1.78	4.71
441P624	-441P23	230.	79.	34.51	29452.	1.83	1.90
441P23	-441P1033	230.	76.	33.10	29448.	1.84	.52
441P1033	-441P851	198.	74.	37.14	29438.	1.87	1.26
441P851	-441P14	230.	71.	30.85	29420.	1.93	2.09
441P14	-441P48	180.	68.	37.62	29390.	2.03	3.50
441P48	-441P983	230.	63.	27.23	29386.	2.05	.38
441P983	-441P994	180.	61.	33.67	29361.	2.13	2.57
441P994	-441P8	180.	59.	32.55	29358.	2.14	.32
441P8	-441P32	180.	54.	30.04	29331.	2.23	2.48
441P32	-441P595	230.	50.	21.75	29328.	2.24	.25
441P595	-441P111	180.	49.	27.25	29308.	2.31	1.67
441P111	-441P841	230.	43.	18.80	29306.	2.31	.15
441P841	-441P1219	198.	41.	20.53	29301.	2.33	.30
441P1219	-441P143	198.	39.	19.71	29298.	2.34	.20
441P143	-441P193	230.	38.	16.55	29291.	2.36	.44
441P193	-441P1268	198.	27.	13.47	29282.	2.39	.40
441P1268	-441P742	198.	26.	12.98	29280.	2.40	.10
441P742	-441P255	230.	22.	9.42	29275.	2.42	.16
441P255	-441P107	180.	17.	9.20	29266.	2.45	.26
441P107	-441P73	180.	15.	8.31	29264.	2.45	.06
441P73	-441P244	230.	14.	6.08	29263.	2.46	.02
441P244	-441P823	180.	13.	7.41	29260.	2.47	.07
441P823	-441P916	180.	12.	6.87	29258.	2.47	.04
441P916	-441P249	180.	11.	5.97	29254.	2.49	.07
441P249	-441P1290	198.	9.	4.61	29253.	2.49	.01
441P1290	-441P242	198.	5.	2.57	29253.	2.49	.00

LONGUEUR DU DEPART : 18.5080 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 18.5080 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 5.632
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 49340.209
TOTAL LOSSES IN KW : 111. OR 1.96 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2021

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2021
*

1*****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2022 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C13	-441P698	198.	125.	63.26	29890.	.37	22.56
441P698	-441P180	230.	125.	54.28	29883.	.39	1.54
441P180	-441P231	230.	124.	53.84	29872.	.43	2.25
441P231	-441P1053	198.	121.	61.18	29860.	.47	2.46
441P1053	-441P29	198.	119.	60.12	29837.	.54	4.44
441P29	-441P232	230.	117.	51.02	29836.	.55	.21
441P232	-441P204	230.	116.	50.59	29798.	.67	7.31
441P204	-441P179	230.	115.	49.86	29793.	.69	.92
441P179	-441P128	230.	114.	49.56	29779.	.74	2.63
441P128	-441P152	230.	109.	47.32	29774.	.75	.92
441P152	-441P131	230.	108.	47.03	29755.	.82	3.46
441P131	-441P35	180.	107.	59.72	29736.	.88	3.54
441P35	-441P1283	198.	106.	53.78	29702.	.99	5.90
441P1283	-441P980	198.	103.	52.08	29642.	1.19	10.14
441P980	-441P266	198.	100.	50.39	29564.	1.45	12.97
441P266	-441P154	230.	94.	41.07	29544.	1.52	3.14
441P154	-441P285	230.	91.	39.61	29514.	1.62	4.47
441P285	-441P220	230.	88.	38.44	29481.	1.73	4.90
441P220	-441P624	230.	87.	37.71	29445.	1.85	5.09
441P624	-441P23	230.	83.	35.89	29430.	1.90	2.05
441P23	-441P1033	230.	79.	34.42	29426.	1.91	.56
441P1033	-441P851	198.	76.	38.63	29415.	1.95	1.37
441P851	-441P14	230.	74.	32.08	29397.	2.01	2.26
441P14	-441P48	180.	70.	39.13	29366.	2.11	3.79
441P48	-441P983	230.	65.	28.32	29362.	2.13	.42
441P983	-441P994	180.	63.	35.02	29335.	2.22	2.78
441P994	-441P8	180.	61.	33.85	29332.	2.23	.35
441P8	-441P32	180.	56.	31.24	29304.	2.32	2.69
441P32	-441P595	230.	52.	22.62	29301.	2.33	.28
441P595	-441P111	180.	51.	28.34	29280.	2.40	1.81
441P111	-441P841	230.	45.	19.55	29278.	2.41	.16
441P841	-441P1219	198.	42.	21.35	29273.	2.42	.32
441P1219	-441P143	198.	41.	20.50	29270.	2.43	.21
441P143	-441P193	230.	40.	17.21	29263.	2.46	.48

441P193	-441P1268	198.	28.	14.01	29254.	2.49	.43
441P1268	-441P742	198.	27.	13.50	29251.	2.50	.11
441P742	-441P255	230.	23.	9.79	29246.	2.51	.18
441P255	-441P107	180.	17.	9.57	29237.	2.54	.29
441P107	-441P73	180.	16.	8.64	29234.	2.55	.06
441P73	-441P244	230.	15.	6.32	29233.	2.56	.02
441P244	-441P823	180.	14.	7.70	29230.	2.57	.07
441P823	-441P916	180.	13.	7.14	29228.	2.57	.04
441P916	-441P249	180.	11.	6.21			

1PROGRAM CEDRA1

ETUDE SCHEMA DIRECTEUR T-OUZOU ZONE DES DEPOTS

PARAMETERS

PLANNING PERIOD FROM 2011 THRU 2022		MINIMAL POWER	
30.00 %		BREAKPOINT	500
NOMINAL VOLTAGE	30000.00	LOAD DURATION	8760
VOLTAGE DROP IN PERCENT	94.00 %	COS. FI	
VOLTAGE DROP % WHEN OUTAGE	94.00 %		
.900		MAX. RESEARCH TIME	
ALLOWED OVERLOAD WHEN OUTAGE	30.00 %	TIME MULTIPL. FACT.	
20.000		WRITE INPUT DATA	2
RESEARCH OPTION	1	TOTAL COMPUTING TIME	600.
.500		SWITCHING ACTIONS	1
TRACE	0		
FULL CEDRA	0		
SEC			
CEDRA WHEN OUTAGES	0		

NETWORK STATISTICS

0 INJECTORS	1
0 LINES	13
0 ELEMENTS	13
0 NODES	14
FINAL LOAD/INIT.LOAD	1.54

1*****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2011 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
(KW)							
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	18.	8.91	29973.	.09	.79
441P1024	-441P618	230.	16.	6.91	29972.	.09	.02
441P618	-441P614	230.	15.	6.72	29971.	.10	.02
441P614	-441P78	230.	15.	6.53	29971.	.10	.01
441P78	-441P79	198.	12.	6.20	29970.	.10	.01
441P79	-441P1017	198.	10.	4.83	29970.	.10	.01
441P1017	-441P433	230.	8.	3.56	29969.	.10	.01
441P433	-441P85	230.	8.	3.37	29967.	.11	.03
441P85	-441P80	230.	5.	2.18	29967.	.11	.00
441P80	-441P911	198.	3.	1.65	29966.	.11	.00
441P911	-441P1015	198.	1.	.55	29966.	.11	.00
LONGUEUR DU DEPART :		4.7820	Km				

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : .825
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 7224.314
TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .11 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2011

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2011
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2012 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
-							
441H3C20	-441P1024	198.	18.	9.26	29971.	.10	.86
441P1024	-441P618	230.	17.	7.18	29971.	.10	.02
441P618	-441P614	230.	16.	6.99	29970.	.10	.03
441P614	-441P78	230.	16.	6.79	29969.	.10	.01
441P78	-441P79	198.	13.	6.45	29969.	.10	.01
441P79	-441P1017	198.	10.	5.02	29968.	.11	.01
441P1017	-441P433	230.	9.	3.70	29968.	.11	.01
441P433	-441P85	230.	8.	3.51	29966.	.11	.03
441P85	-441P80	230.	5.	2.27	29965.	.12	.00
441P80	-441P911	198.	3.	1.72	29965.	.12	.00
441P911	-441P1015	198.	1.	.57	29964.	.12	.00

LONGUEUR DU DEPART : 4.7820 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : .858
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 7513.286
TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .11 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2012

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2012

*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2013 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	19.	9.63	29970.	.10	.93
441P1024	-441P618	230.	17.	7.47	29970.	.10	.02
441P618	-441P614	230.	17.	7.27	29968.	.11	.03
441P614	-441P78	230.	16.	7.06	29968.	.11	.01
441P78	-441P79	198.	13.	6.71	29968.	.11	.01
441P79	-441P1017	198.	10.	5.22	29967.	.11	.01
441P1017	-441P433	230.	9.	3.85	29966.	.11	.01
441P433	-441P85	230.	8.	3.65	29964.	.12	.03
441P85	-441P80	230.	5.	2.36	29964.	.12	.00
441P80	-441P911	198.	4.	1.79	29963.	.12	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.60	29963.	.12	.00

LONGUEUR DU DEPART : 4.7820 Km
-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : .892
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 7813.818
TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .12 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2013

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2013

*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2014 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
----------------	-------	----------	---------	-----	---------	-----	------

---	---	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	20.	10.02	29969.	.10	1.01
441P1024	-441P618	230.	18.	7.77	29968.	.11	.03
441P618	-441P614	230.	17.	7.56	29967.	.11	.03
441P614	-441P78	230.	17.	7.34	29967.	.11	.01
441P78	-441P79	198.	14.	6.98	29967.	.11	.01
441P79	-441P1017	198.	11.	5.43	29966.	.11	.01
441P1017	-441P433	230.	9.	4.01	29965.	.12	.01
441P433	-441P85	230.	9.	3.79	29963.	.12	.03
441P85	-441P80	230.	6.	2.46	29963.	.12	.00
441P80	-441P911	198.	4.	1.86	29962.	.13	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.62	29962.	.13	.00
LONGUEUR DU DEPART :		4.7820 Km					

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : .928
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 8126.370
 TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .12 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2014

 * ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
 2014
 *

 1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2015 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
(KW)							
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	21.	10.42	29968.	.11	1.09
441P1024	-441P618	230.	19.	8.08	29967.	.11	.03
441P618	-441P614	230.	18.	7.86	29966.	.11	.03
441P614	-441P78	230.	18.	7.64	29966.	.11	.01
441P78	-441P79	198.	14.	7.26	29965.	.12	.01
441P79	-441P1017	198.	11.	5.65	29964.	.12	.01
441P1017	-441P433	230.	10.	4.17	29964.	.12	.01
441P433	-441P85	230.	9.	3.94	29961.	.13	.04
441P85	-441P80	230.	6.	2.55	29961.	.13	.00
441P80	-441P911	198.	4.	1.94	29960.	.13	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.65	29960.	.13	.00
LONGUEUR DU DEPART :		4.7820 Km					

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : .965
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 8451.425
TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .13 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2015

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2015
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2016 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
-							
441H3C20	-441P1024	198.	21.	10.84	29967.	.11	1.18
441P1024	-441P618	230.	19.	8.40	29966.	.11	.03
441P618	-441P614	230.	19.	8.17	29965.	.12	.04
441P614	-441P78	230.	18.	7.94	29964.	.12	.01
441P78	-441P79	198.	15.	7.55	29964.	.12	.01
441P79	-441P1017	198.	12.	5.87	29963.	.12	.01
441P1017	-441P433	230.	10.	4.33	29962.	.13	.01
441P433	-441P85	230.	9.	4.10	29960.	.13	.04
441P85	-441P80	230.	6.	2.66	29960.	.13	.00
441P80	-441P911	198.	4.	2.01	29959.	.14	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.67	29958.	.14	.00

LONGUEUR DU DEPART : 4.7820 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 1.003
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 8789.481
TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .13 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2016

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2016

*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2017 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	22.	11.27	29965.	.12	1.27
441P1024	-441P618	230.	20.	8.74	29964.	.12	.03
441P618	-441P614	230.	20.	8.50	29963.	.12	.04
441P614	-441P78	230.	19.	8.26	29963.	.12	.01
441P78	-441P79	198.	16.	7.85	29962.	.13	.01
441P79	-441P1017	198.	12.	6.11	29962.	.13	.02
441P1017	-441P433	230.	10.	4.51	29961.	.13	.01
441P433	-441P85	230.	10.	4.27	29958.	.14	.04
441P85	-441P80	230.	6.	2.76	29958.	.14	.00
441P80	-441P911	198.	4.	2.09	29957.	.14	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.70	29957.	.14	.00

LONGUEUR DU DEPART : 4.7820 Km
-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 1.044
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 9141.060
TOTAL LOSSES IN KW : 1. OR .14 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2017

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2017

*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2018 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
----------------	-------	----------	---------	-----	---------	-----	------

---	----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	23.	11.72	29964.	.12	1.38
441P1024	-441P618	230.	21.	9.09	29963.	.12	.03
441P618	-441P614	230.	20.	8.84	29962.	.13	.04
441P614	-441P78	230.	20.	8.59	29961.	.13	.01
441P78	-441P79	198.	16.	8.16	29961.	.13	.01
441P79	-441P1017	198.	13.	6.35	29960.	.13	.02
441P1017	-441P433	230.	11.	4.69	29959.	.14	.01
441P433	-441P85	230.	10.	4.44	29956.	.15	.05
441P85	-441P80	230.	7.	2.87	29956.	.15	.00
441P80	-441P911	198.	4.	2.18	29955.	.15	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.73	29955.	.15	.00
LONGUEUR DU DEPART :		4.7820	Km				

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 1.085
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 9506.702
 TOTAL LOSSES IN KW : 2. OR .14 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2018

 * ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
 2018
 *

 1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2019 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
(KW)							
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	24.	12.19	29962.	.13	1.49
441P1024	-441P618	230.	22.	9.45	29961.	.13	.04
441P618	-441P614	230.	21.	9.19	29960.	.13	.05
441P614	-441P78	230.	21.	8.93	29960.	.13	.02
441P78	-441P79	198.	17.	8.49	29959.	.14	.01
441P79	-441P1017	198.	13.	6.60	29958.	.14	.02
441P1017	-441P433	230.	11.	4.87	29958.	.14	.02
441P433	-441P85	230.	11.	4.61	29955.	.15	.05
441P85	-441P80	230.	7.	2.99	29955.	.15	.00
441P80	-441P911	198.	4.	2.26	29953.	.16	.01
441P911	-441P1015	198.	1.	.75	29953.	.16	.00
LONGUEUR DU DEPART :		4.7820	Km				

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 1.129
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 9886.970
TOTAL LOSSES IN KW : 2. OR .15 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2019

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2019
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2020 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
441H3C20	-441P1024	198.	25.	12.68	29961.	.13	1.61
441P1024	-441P618	230.	23.	9.83	29960.	.13	.04
441P618	-441P614	230.	22.	9.56	29959.	.14	.05
441P614	-441P78	230.	21.	9.29	29958.	.14	.02
441P78	-441P79	198.	17.	8.83	29958.	.14	.01
441P79	-441P1017	198.	14.	6.87	29957.	.14	.02
441P1017	-441P433	230.	12.	5.07	29956.	.15	.02
441P433	-441P85	230.	11.	4.80	29953.	.16	.05
441P85	-441P80	230.	7.	3.11	29953.	.16	.00
441P80	-441P911	198.	5.	2.35	29951.	.16	.01
441P911	-441P1015	198.	2.	.78	29951.	.16	.00

LONGUEUR DU DEPART : 4.7820 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 1.174
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 10282.449
TOTAL LOSSES IN KW : 2. OR .16 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2020

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2020

*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2021 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	26.	13.18	29959.	.14	1.74
441P1024	-441P618	230.	24.	10.23	29958.	.14	.04
441P618	-441P614	230.	23.	9.94	29957.	.14	.05
441P614	-441P78	230.	22.	9.66	29956.	.15	.02
441P78	-441P79	198.	18.	9.18	29956.	.15	.01
441P79	-441P1017	198.	14.	7.14	29955.	.15	.02
441P1017	-441P433	230.	12.	5.27	29954.	.15	.02
441P433	-441P85	230.	11.	4.99	29951.	.16	.06
441P85	-441P80	230.	7.	3.23	29951.	.16	.00
441P80	-441P911	198.	5.	2.45	29950.	.17	.01
441P911	-441P1015	198.	2.	.82	29949.	.17	.00

LONGUEUR DU DEPART : 4.7820 Km
-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 4.7820 Km
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 1.221
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 10693.746
TOTAL LOSSES IN KW : 2. OR .16 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2021

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2021
*

1 *****
*LOAD LEVEL AT YEAR : 2022 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
----------------	-------	----------	---------	-----	---------	-----	------

-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H3C20	-441P1024	198.	27.	13.71	29958.	.14	1.88
441P1024	-441P618	230.	24.	10.63	29957.	.14	.05
441P618	-441P614	230.	24.	10.34	29955.	.15	.06
441P614	-441P78	230.	23.	10.05	29955.	.15	.02
441P78	-441P79	198.	19.	9.55	29954.	.15	.02
441P79	-441P1017	198.	15.	7.43	29953.	.16	.02
441P1017	-441P433	230.	13.	5.48	29952.	.16	.02