

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane MIRA de Bejaia



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique



Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master en électrotechnique
Option : Réseaux électriques

Thème

Etude de l'expansion d'un réseau BT alimentant une zone domestique

Préparé par :
AOUF Abdenacer
LAIB Lamine

Encadré par :
M^{me} : ZIDANE Fatiha

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciements

On remercie DIEU pour nous avoir donné la santé et le courage pour inspirer la connaissance et le savoir. Au terme de la réalisation de ce mémoire, nous tenons à présenter nos remerciements les plus sincères à notre Promoteur Mme Zidane Pour ces encouragements et ses conseils Ainsi que les membres de jury d'avoir accepté de juger notre travail, enfin nous témoignons notre gratitude à toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de cet humble mémoire.

Je tiens à dédier ce modeste travail :

- **A mes très chères Parents HOUCINE ET YAMINA
pour tous les biens qu'ils ont pu m'offrir.**
- **A toutes personnes de ma famille frère et sœur**
- **A mes chers Amis pour tous les moments de joie et
de peine qu'on a passés ensemble**
- **A mon binôme ABDENACER avec qui j'ai partagé ce
travail.**

LAMINE
LAMINE

Je tiens à dédier ce modeste travail :

- **A mes très chères Parents LAHCENE et ZOUINA pour tous les biens qu'ils ont pu m'offrir.**
- **A toutes personnes de ma famille frère et sœur**
- **A mes chers Amis pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passés ensemble**
- **A mon binôme LAMINE avec qui j'ai partagé ce travail.**

ABDENACER
ABDENACER

Sommaire

SOMMAIRE

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE	2
-----------------------------	---

Chapitre 01 : Les réseaux électriques BT

1. INTRODUCTION	4
2. HIERARCHISATION DU RESEAU ELECTRIQUE	4
2.1. LES NIVEAUX DE TENSION DANS LE RESEAU ELECTRIQUE	5
2.2. STRUCTURE GENERALE D'UN RESEAU DISTRIBUTION	5
3. DIFFERENTES TOPOLOGIES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION	6
3.1. LES RESEAUX RURAUX	6
3.2. LES RESEAUX URBAINS	7
3.2.1. Réseaux en dérivation multiples	7
3.2.2. Réseau en coupure d'artère	8
3.2.3. Réseaux bouclés	9
4. CLASSIFICATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	10
4.1. SELON LA TENSION DISTRIBUEE	10
4.1.1. Réseau de distribution MT	10
4.1.2. Le réseau électrique BT	10
4.2. SELON LE POSITIONNEMENT	11
4.2.1. Lignes électriques aériennes	11
4.2.2. Réseau électriques souterrain	12
4.2.3. Réseau hybrides entre réseau aérien et souterrain	12
5. LA STRUCTURE DU RESEAU BT	12
5.1. PARTICULARITE DE RESEAU SOUTERRAIN	13
6. LES CONDUCTEURS DANS LE RESEAU BT	13
6.1. STRUCTURE GENERALE DES CABLES TORSADES	14
6.2. STRUCTURE GENERALE DU CABLE SOUTERRAIN	14
6.3. UTILISATIONS	15
7. LA NATURE ET LA SECTION DES CONDUCTEURS	16
8. LES SUPPORTS DES RESEAUX BT	17
8.1. SUPPORTS METALLIQUES	17
8.1.1. Avantages	17
8.1.2. Inconvénients	17
8.2. SUPPORTS EN BETON ARME	17
8.2.1. Avantages	17
8.2.2. Inconvénients	17

8.3.	SUPPORTS EN BOIS	18
8.3.1.	Avantages	18
8.3.2.	Inconvénients	18
9.	LES BRANCHEMENTS ELECTRIQUES	18
9.1.	LES TYPES BRANCHEMENTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES	19
9.1.1.	Les branchements dans les réseaux électriques aériens	19
9.1.2.	Les branchements dans le réseau électrique souterrain	19
9.1.3.	Les branchements dans le réseau électrique aéro-souterrain	20
9.2.	RACCORDEMENT DES ABONNES BT	21
9.3.	MISE A LA TERRE DES MASSES	21
10.	CONCLUSION	22

Chapitre 02 : Les postes électriques MT/BT

1.	INTRODUCTION	24
2.	LES POSTES ELECTRIQUES MT/BT	24
2.1.	LE POSTE DE LIVRAISON	24
2.1.1.	Poste livraison à comptage BT ($S \leq 630$ KVA)	25
2.1.2.	Postes livraison à comptage MT ($S > 630$ KVA)	26
2.2.	LES POSTES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	26
3.	LES TYPES DES POSTES DE DISTRIBUTION MT/BT	27
3.1.	POSTE SUR POTEAU.....	27
3.2.	POSTES SOUS ENVELOPPE PREFABRIQUEE	28
3.3.	POSTES MAÇONNES	29
4.	LE TYPE D'ALIMENTATION DES POSTES MT/BT	30
4.1.	ALIMENTATION EN SIMPLE DERIVATION	30
4.2.	ALIMENTATION EN COUPURE D'ARTERE	30
4.3.	ALIMENTATION EN DOUBLE DERIVATION	31
5.	APPAREILLAGE D'UN POSTE ELECTRIQUE	32
5.1.	DISJONCTEURS.....	32
5.2.	JEU DE BARRES.....	32
5.3.	SECTIONNEURS	32
5.4.	TRANSFORMATEUR DE DISTRIBUTION MT/BT	33
5.5.	DISJONCTEURBT	33
5.6.	CABLES MT ET BT	33
5.7.	FUSIBLES	33
6.	EQUIPEMENTS DE PROTECTION.....	34
6.2.	FUSIBLES DE RECHANGE	35
6.3.	CIRCUIT DE MISE A LA TERRE	35
6.4.	SYSTEME DE VERROUILLAGE	36

Chapitre03 : Les contraintes à respecter dans un réseau BT et réalisation d'un programme pour l'étude de l'expansion d'un réseau domestique BT

1.	INTRODUCTION.....	38
2.	CONTINUTE DE SERVICE	38
2.1.	LA NOTION DE COUPURE.....	38
•	Les microcoupures ($t < 1 \text{ s}$)	38
•	Les coupures brèves ($1 \text{ s} < t < 3 \text{ min}$)	38
•	Les coupures longues ($t > 3 \text{ min}$)	39
3.	LES CONTRAINTES A RESPECTER DANS RESEAU BT	39
3.1.	CONTRAINTE D'INTENSITE	39
3.1.1.	Sur les transformateurs HTA/BT	39
3.1.2.	Sur les câbles	39
3.2.	CONTRAINTES DE TENSION.....	39
3.3.	CONTRAINTE DE GRADIENT	40
3.4.	CONTRAINTE DE CONSOMMATEUR INDIVIDUELLE	40
4.	SOLUTIONS POSSIBLES POUR LEVER UNE CONTRAINTE	40
5.	CONTRAINTES DES DESEQUILIBRES DE COURANT ET TENSION	41
5.1.	LES DESEQUILIBRES DE COURANT ET TENSION	41
5.2.	CALCUL DE TAUX DE DESEQUILIBRE BT	41
6.	CALCUL LES CONTRAINTES TECHNIQUES	42
6.1.	COEFFICIENT D'UTILISATION D'UN TRANSFORMATEUR DE DISTRIBUTION MT/BT ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.	
6.2.	CALCUL DE PUISSANCE DU TRANSFORMATEUR	42
6.3.	LISTE DES CLIENTS BT DE L'INSTALLATION	42
6.4.	CALCUL DE LA PUISSANCE INSTALLEE	42
6.5.	PUISSANCE UTILISEE PU	43
6.6.	LA PUISSANCE APPELEE SA	43
6.7.	DETERMINATION DE PUISSANCE MAXIMALE CONSOMMEE (Pc) ET PUISSANCE MAXIMALE RETENUE (Pm)	43
6.7.1.	Détermination de Pc	43
6.7.2.	Détermination de Pm	43
6.8.	EVOLUTION DE LA CHARGE DE POSTE DE DISTRIBUTION HTA/BT	43
7.	LA CHUTE DE TENSION	44
7.1.	DANS POSTE DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	44
7.2.	CALCUL DE LA CHUTE DE TENSION	44
8.	CAUSES ET AMELIORATIONS DES CHUTES DE TENSION DANS LE RESEAU BT	45
8.1.	LES CAUSES	45
8.2.	LES SOLUTIONS SUGGEREES	45

9.	CALCUL DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	46
10.	METHODE DE BACKWARD/FORWARD SWEEP CONVENTIONNELLE	46
11.	ORGANIGRAMME DE LA METHODE PROPOSEE	47
12.	LES ETAPES D'ALGORITHME DE LA METHODE UTILISEE	48
12.1.	L'ALGORITHME DE LA METHODE UTILISEE	49
13.	CONCLUSION	50

Chapitre04 : Etude de développement d'un réseau de distribution basse tension

1.	INTRODUCTION	52
2.	LES CARACTERISTIQUES DU RESEAU ETUDIE	52
3.	LES DONNEES PHYSIQUES ET DYNAMIQUES DU RESEAU	52
4.	TRAITEMENT DES DONNEES	56
4.1.	CALCUL DU TAUX DE DESEQUILIBRE	56
4.2.	CALCUL DU COURANT SPECIFIQUE (ISP) DE CHAQUE ABONNE	56
4.3.	REALISATION D'UN PROGRAMME POUR L'ETUDE DE DEVELOPPEMENT D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION BT	57
5.	CALCUL NECESSAIRE POUR L'ANNEE EN COURS	57
6.	ANALYSE DES RESULTATS ET IDENTIFICATION DU PROBLEME	59
7.	PROPOSITIONS DES SOLUTIONS	60
8.	VERIFICATION DE LA SOLUTION PROPOSEE	62
8.1.	NOUVEAU DEPART A	62
8.2.	NOUVEAU DEPART D	62
8.3.	NOUVEAU DEPART E	63
9.	CALCUL LES CHUTES DE TENSION ET LES PERTES :	64
9.1.	NOUVEAU DEPART A	64
9.2.	NOUVEAU DEPART D	65
9.3.	NOUVEAU DEPART E	66
10.	ANALYSE DES RESULTATS	66
11.	CALCUL DES PUISSANCES ACTIVES, REACTIVES ET APPARENTES DU RESEAU	67
12.	CALCULE DE LA CHUTE DE TENSION POUR LES CINQ ANNEES A VENIR	67
13.	ANALYSE DES RESULTATS	70
14.	CONCLUSION	71

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE73

Bibliographies

BIBLIOGRAPHIES75

Liste des Figures et des Tableaux

Liste des figures :

Chapitre 01 :

Figure 1 : Hiérarchisation du réseau électrique4

Figure 2 : Structure générale d'un réseau distribution6

Figure 3 : Topologies des réseaux ruraux7

Figure 4 : Topologie du réseau urbain en double dérivation7

Figure 5 : Les trois variations de la topologie en coupure d'artère8

Figure 6 : La topologie du réseau maillé (grille)9

Figure 7 : Exemple d'un réseau contenant les structures bouclées : la maille et les boucles
(ou pétales de marguerite)9

Figure 8 : La structure de réseau distribution MT10

Figure 9 : La structure de réseau distribution BT11

Figure 10 : Réseau électrique aérien11

Figure 11 : Réseau électriques souterrain12

Figure 12 : La structure du réseau BT13

Figure 13 : Les points de coupure intermédiaires13

Figure 14 : Structure générale des câbles torsadés14

Figure 15 : la structure générale des câbles souterrains.....15

Figure 16 : supports métalliques17

Figure 17: Support en béton armé.....17

Figure 18 : Support en bois.....18

Chapitre 02:

Figure 1 : Structure d'un poste de livraison.....25

Figure 2 : Poste de livraison a comptage BT25

Figure 3 : Poste de livraison a comptage MT26

Figure 4 : poste sur poteau (ACC)28

Figure 5 : poste préfabriqué MT/BT28

Figure 6 : Poste de distribution publique29

Figure 7 : schéma unifilaire d'un poste de distribution publique30

Figure 8: Schéma unifilaire d'un poste MT/BT alimenté en simple dérivation par un réseau
MT30

Figure 9: Schéma unifilaire d'un poste MT/BT alimenté en simple dérivation en coupure
d'artère par un réseau MT31

Figure 10: Schéma unifilaire d'un poste MT/BT alimenté en double dérivation par un réseau
.....31

Figure 11 : Schéma présentant un jeu de barre32

Figure 12 : matériel de sécurité dans un poste MT/BT.....34

Figure 13 : matériel de sécurité dans un poste MT/BT.....34

Figure 14 : Fusibles de rechange	35
Figure 15 : Circuit de mise à la terre	35
chapitre 03:	
Figure 1 : Organigramme de la méthode proposée	47
Figure 2 : schéma d'un réseau électrique	49
chapitre 04:	
Figure 1 : Schéma de l'état actuel du réseau	53
Figure 2: la nouvelle structure proposée de réseau électrique de cité AMN El Hayet	61

Liste des tableaux

Chapitre 01 :

Tableau 1 : Les câbles BT français et anglais .	15
Tableau 2 : Les sections des conducteurs.	16
Tableau 3 : Les branchements dans le Réseau électrique aérien.	19
Tableau 4 : Les branchements dans le Réseau électriques souterrain.	19
Tableau 5 : Les branchements dans le Réseau électriques aéro-souterrain.	20

Chapitre 03 :

Tableau 1: Le facteur de correction.	39
Tableau 2: Contraintes de tension.	39

Chapitre 04:

Tableau 1 : caractéristiques du réseau et du poste de transformation.	52
Tableau 2 : Les données physiques et le nombre d'abonnés à chaque Nœud	54
Tableau 3 : les courants mesurés dans les phases 1,2 et 3 des départs A, B et C	56
Tableau 4 : chutes de tension et pertes dans le départ A	57
Tableau 5 : chutes de tension et pertes dans le départ B.	58
Tableau 6 : chutes de tension et pertes dans le départ C	59
Tableau 7 : Les donnée physique et le nombre d'abonnés à chaque Nœud de nouvel départ A	62
Tableau 8 : Les donnée physique et le nombre d'abonnés à chaque Nœud de nouvel départ D	62
Tableau 9 : Les donnée physique et le nombre d'abonnés à chaque Nœud de nouvel départ E	63
Tableau 10 : chutes de tension et pertes dans le départ A	64
Tableau 11 : chutes de tension et pertes dans le départ D	65
Tableau 12 : chutes de tension et pertes dans le départ E	66
Tableau 13 : Les puissances actives, réactives et apparentes du réseau	67
Tableau 14 : Calcul les chutes de tension et les pertes dans le nouveau départ A pour l'année 2022 jusqu'à 2026	67
Tableau 15 : La chute de tension maximale dans 5 année	70

Liste des abréviations

Symbole	Définition	Unité
HTB	Haute tension B	-
HTA	Haute tension A	-
BTB	Basse tension B	-
BTA	Basse tension A	-
TBT	trés Basse tension	-
HT	Haute tension	-
MT	Moyenne tension	-
BT	Basse tension	-
PEHD	Polyethylene a haute densité	-
PVC	Polychlorure de vinyle	-
TT	T : neutre relié directement à la terre T :la masse reliée à la terre	-
DP	Poste distribution publique	-
TDP	Tableau de distribution publique	-
TGBT	Tableau Général Basse Tension	-
ACC	Poste sur poteau	-
D₁₂₃	taux de déséquilibre	%
I_{moy}	Courant moyenne des phases	A
I₁₂₃	Courant des phases	A
K_U	Coefficient d'utilisation d'un transformateur de distribution MT/BT	%
P_{installée}	Puissance installée	Kw
P_u	Puissance utilisée	KW
S_a	puissance appelée	KVA
S	puissance apparente	KVA
P_c	puissance consommée	KW
P_m	puissance retenue	KW
P₀:	Puissance à l'année initiale	KW
P_n	Puissance après n année	KW
X :	Taux d'évolution	%
ρ₁	résistivité des conducteurs	Ωmm²/m
L	longueur simple de la canalisation, en mètre	Km
S	section des conducteurs, en mm	mm²
ΔU(%)	chute de tension en %	%
V₀	230 volts (tension entre phase et neutre).	V
U	400 volts (tension entre 2 phase).	V
φ	déphasage	Degré (°)
BFS	Backwardfarwardsweep	

Liste des Abréviations

r	Résistance linéique	Ω/km
x	Réactance linéique	Ω/km
N_A	Nombre de clients	-

Introduction générale

Introduction générale :

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. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

La consommation d'électricité en Algérie a connu une forte progression en seulement quelques années, cette progression impose des contraintes aux réseaux électriques, ce qu'entraînent des perturbations dans l'alimentation en électricité. Pour alimenter un consommateur en énergie électrique, quelques règles simples permettent de connaître la tension de livraison du réseau : Lorsque la puissance n'excède pas 40kVA, le client est raccordé au réseau de distribution basse tension BT 230/400V.

Le transport de cette énergie connaît des pertes par effet joule dans les conducteurs ; ce qui provoque donc la chute de tension, ainsi l'accroissement du nombre d'habitants et l'augmentation considérable de la consommation de chaque abonnées ; entraînent l'apparition d'importantes chutes de tension

Dans la zone domestique étudiée, les abonnés souffrent de coupures répétées d'électricité.

Les mesures d'intensité et de tension effectuées par les agents de Sonelgaz au niveau du poste et chez les abonnés se trouvant en bout du réseau, ont confirmé qu'il s'agit d'un problème de chutes de tension.

Le but du se travail est de réaliser un programme qui facilite le calcul pour l'étude de développement des réseaux de distribution BT

La méthode classique la plus adaptée est celle de backward/forward, l'application de cette méthode été faite sur le réseau de distribution d'Amn El Hayet.

Chapitre 01 :

Les réseaux électriques BT

1. Introduction :

Un réseau électrique est l'ensemble des composants requises pour conduire l'énergie électrique de la source à la charge. Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des réactances, des condensateurs, des moyens de mesure et de contrôle, des protections contre la foudre et les courts-circuits, ...

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

Dans ce chapitre, nous allons traiter l'architecture des réseaux électriques, les différentes classifications de ces réseaux et leurs structures. Et nous concentrons spécialement sur le réseau distribution Basse tension en termes de structure. Les conducteurs utilisés et les Branchements.

2. Hiérarchisation du réseau électrique :

Dans la hiérarchie du réseau électrique, on peut distinguer deux parties principales : les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution [1]. Le réseau de transport et d'interconnexion achemine en très haute tension de grandes quantités d'énergie sur de longues distances depuis des centrales de production vers le réseau de répartition. Les réseaux régionaux de répartition répartissent l'énergie au niveau des régions et alimentent les réseaux de distribution ainsi que les clients industriels importants. Les réseaux de distribution desservent les consommateurs finaux en moyenne tension ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie). Cette hiérarchie du réseau est montrée schématiquement sur la figure 1.

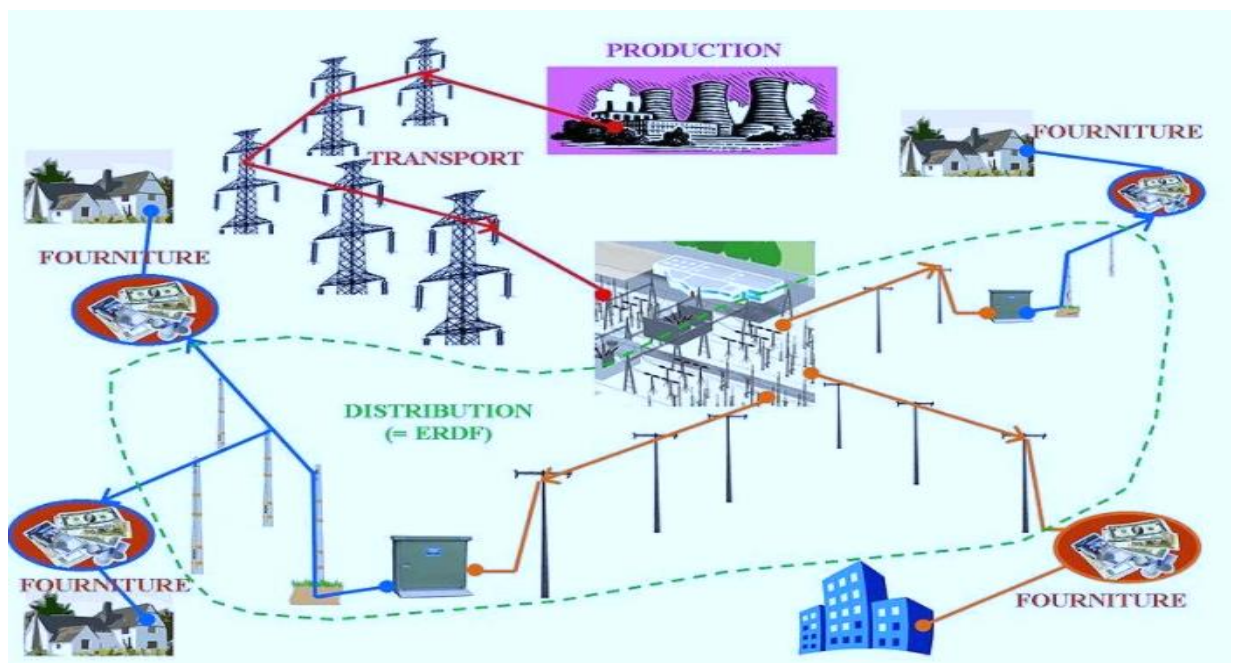


Figure 1 : Hiérarchisation du réseau électrique

2.1. Les niveaux de tension dans le réseau électrique :

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit [2] :

- 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 50 V

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées dans ce document avec les définitions suivantes :

- HT → pour une tension composée supérieure à 35 kV

Les valeurs normalisées sont : 45 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV - 150 kV - 220 kV

- MT → pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV

Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV

- BT → pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V

Les valeurs normalisées sont : 400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz)

2.2. Structure générale d'un réseau distribution :

La figure (2) présente la structure générale d'un réseau distribution avec une alimentation en HTB. Ce réseau de distribution comporte [2] :

- Un poste de livraison HTB alimenté par une source, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection
- Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres
- Un réseau de distribution 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.

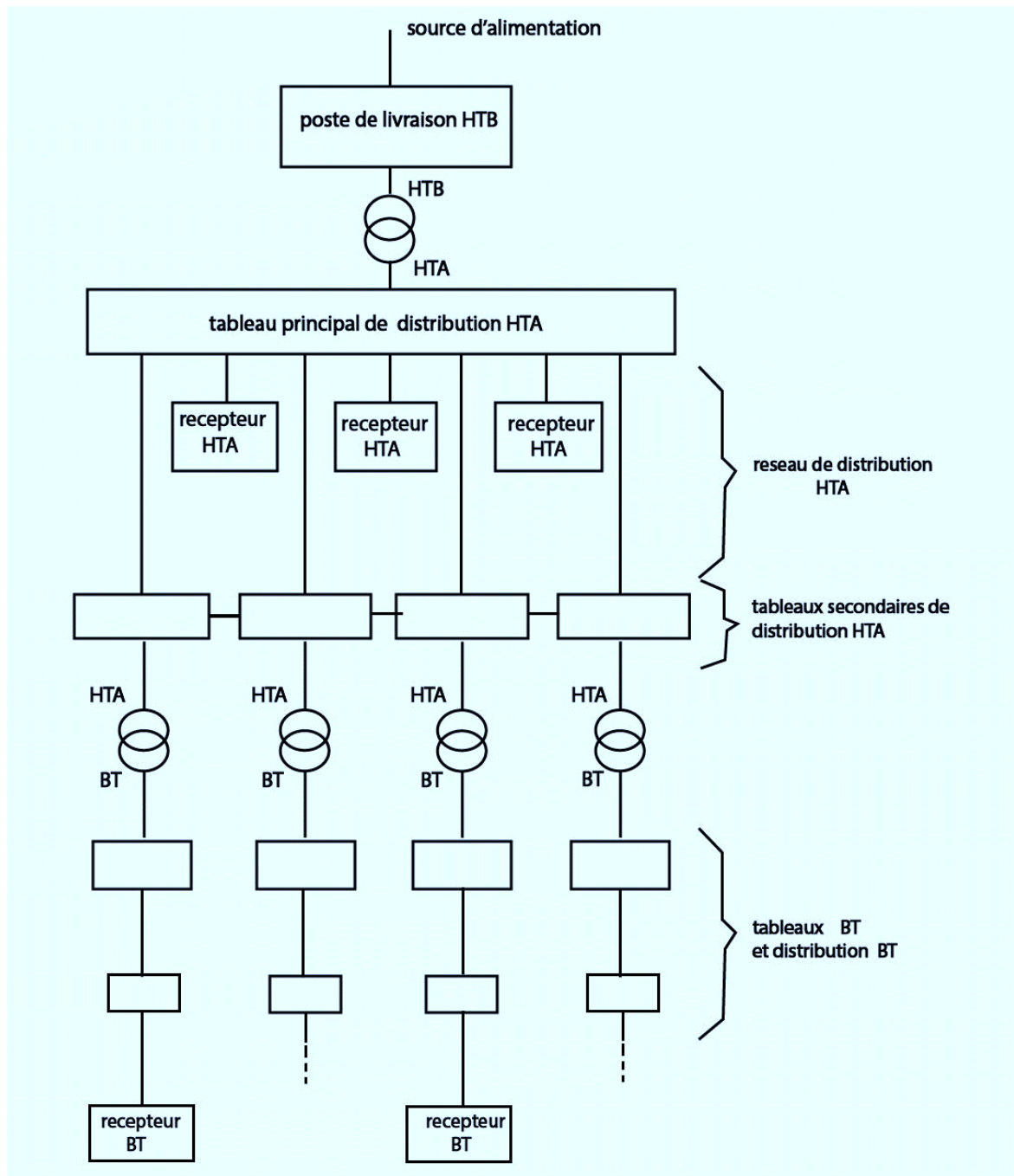


Figure 2 : Structure générale d'un réseau distribution

3. Différentes topologies de réseaux de distribution :

3.1. Les réseaux ruraux :

Les réseaux ruraux ont une topologie très faiblement maillée, avec des boucles entre des différents postes source ou les ramifications, mais l'exploitation se réalise via une structure arborescente. Il existe ainsi des organes de manœuvre normalement ouverts, pouvant être manœuvrés pour isoler un défaut éventuel [3]. Une telle structure avec un poste source est illustrée sur la Figure 3.

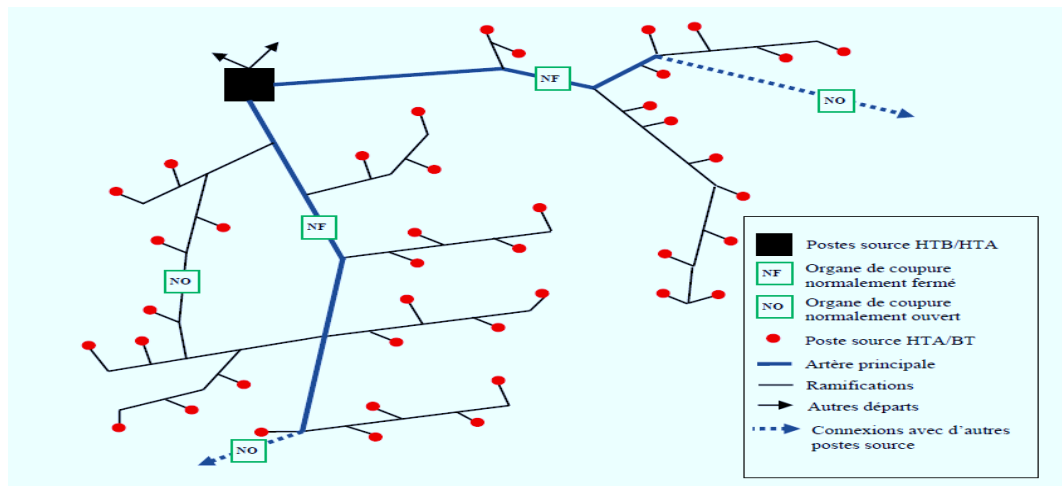


Figure 3 : Topologies des réseaux ruraux [6]

3.2. Les réseaux urbains :

Le problème du choix de la structure est essentiel pour les réseaux urbains, car elle détermine les conditions de la qualité d'alimentation des consommateurs. Par rapport à des réseaux ruraux, les réseaux urbains sont caractérisés principalement par une forte densité des charges. Cette caractéristique varie selon les zones, y compris au sein de la même localité. C'est pourquoi les topologies des réseaux urbains sont très variées en fonction des besoins des clients, des aspects historiques et des objectifs posés pendant la conception de réseaux. On peut distinguer les trois groupes de topologies principales : les réseaux en dérivation multiples, les réseaux en coupure d'artère (et des variations), les réseaux fortement bouclés (la maille).

3.2.1. Réseaux en dérivation multiples :

Ce type de réseaux se compose de deux postes source HTB/HTA qui sont connectés par deux (pour la double dérivation), ou plusieurs (dérivations multiples) circuits triphasés placés en parallèle. Les charges (transformateurs HTA/BTA) sont connectées soit à un circuit, soit à un second qui peut être un circuit de secours dédié. L'exploitation du réseau ayant cette structure peut être facilement automatisée. La Figure 4 montre un réseau en double dérivation [4].

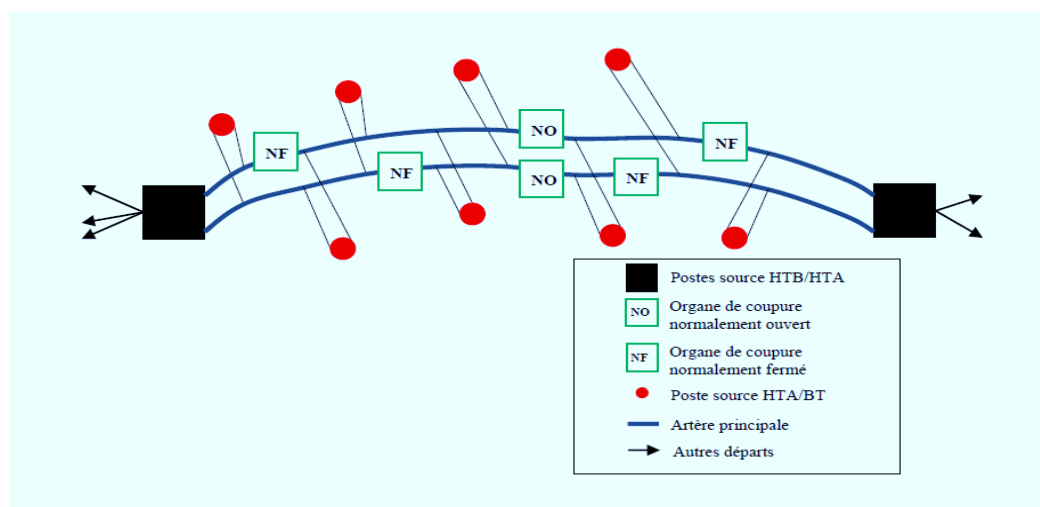


Figure 4 : Topologie du réseau urbain en double dérivation [6]

3.2.2. Réseau en coupure d'artère :

Dans les réseaux de ce type, les postes source HTB/HTA sont raccordés deux à deux par des circuits dit artères. Chaque charge (postes HTA/BTA) est connectée directement à une artère qui contient un ou plusieurs organes de coupure ayant l'état normalement ouvert ou fermé afin de réaliser l'exploitation dans une structure radiale. Dans certains cas, la connexion entre les postes HTB/HTA peut être renforcée par un câble de secours. Il existe des variantes de la structure en coupure d'artère appelées le fuseau et l'épi. La Figure 5 présente les trois structures en coupure d'artère.

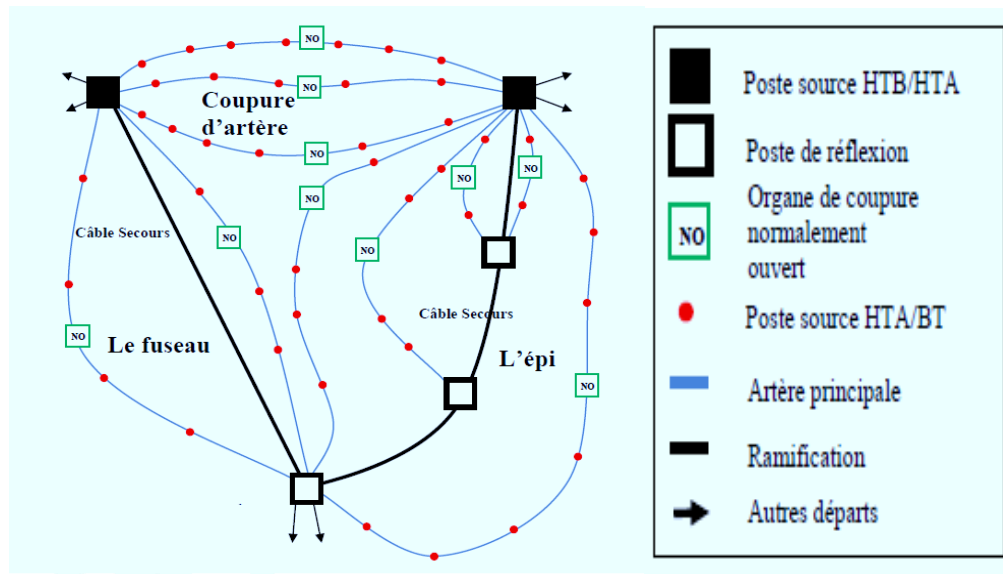


Figure 5 : Les trois variations de la topologie en coupure d'artère [6]

Dans la structure en fuseau (à gauche de la Figure 5), tous les câbles issus d'un même poste convergent vers un même point appelé point de réflexion [5]. Ce point peut être considéré comme un lieu privilégié pour la création, dans le futur, d'un nouveau poste source HTB/HTA. Le point de réflexion peut être aussi connecté par un câble secours (comme illustré sur la figure) avec le poste HTB/HTA. L'exploitation de cette structure simple est facile.

Une variante de l'architecture en coupure d'artères est la structure maillée ou la grille. Elle diffère par la présence d'un grand nombre des boucles formées par des conducteurs reliant les postes source HTB/HTA entre eux, les charges et les connexions intermédiaires. L'exploitation de cette structure se réalise en radial grâce au placement de plusieurs organes de manœuvre normalement ouverts dans le réseau. L'existence de nombreuses connexions entre des lignes dans le réseau apporte une grande sécurité d'alimentation, mais rend le coût de construction de ce type d'architecture très élevé. La structure maillée est montrée sur la Figure 6 [6].

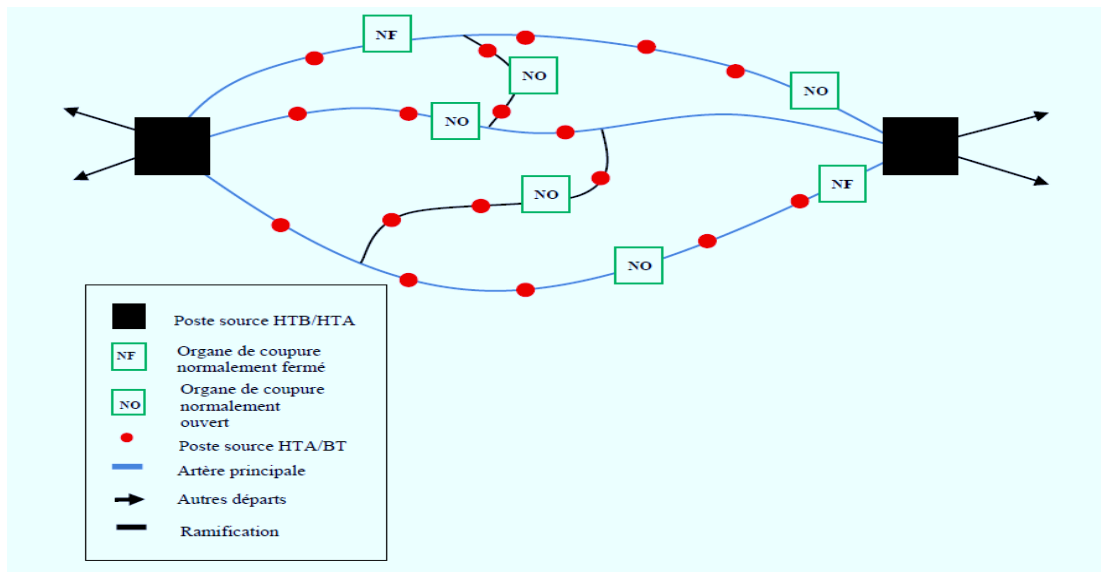


Figure 6 : La topologie du réseau maillé (grille) [6]

3.2.3. Réseaux bouclés :

La Figure 7 représente deux types d'architecture fortement bouclée : la maille et les boucles (ou pétales de marguerite). Dans ces réseaux, chaque ligne qui forme une boucle doit être alimentée à partir d'un même poste source HTB/HTA (ou à partir des postes têtes de boucle). Les postes têtes de pétales sont eux connectés aux postes sources HTB/HTA par des conducteurs de section importante appelés câbles de structure [6].

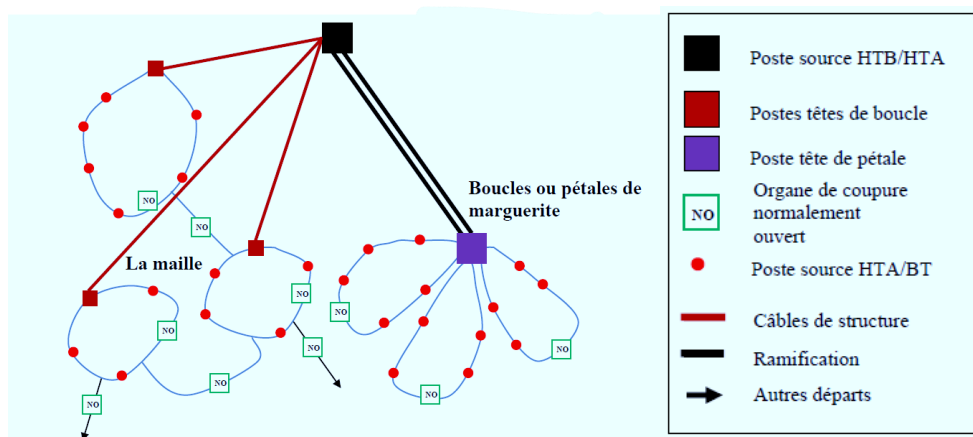


Figure 7 : Exemple d'un réseau contenant les structures bouclées : la maille et les boucles (ou pétales de marguerite) [6]

Dans la structure maille, il existe les connexions entre des boucles afin d'avoir des secours mutuels. La structure pétales de marguerite est moins flexible au niveau de la possibilité de reporter la charge d'une boucle à l'autre en cas de défaut d'un câble de structure car toutes les boucles sont alimentées uniquement via un poste (appelé poste tête de pétales) connecté au poste source HTB/HTA.

4. Classification des réseaux de distribution :

4.1. Selon la tension distribuée :

En règle générale, le réseau distribution est classé en fonction de la tension à répartir. Elle est due à la nature du consommateur d'électricité, qu'il s'agit d'une usine ou d'un petit poste de distribution. On distingue :

4.1.1. Réseau de distribution MT :

Les consommateurs en vrac sont généralement approvisionnés en moyenne tension (1000 V à 35 kV) à partir d'un transformateur HT/MT. Ces consommateurs installent leur propre transformateur pour réduire la tension pour l'utilisation de l'énergie électrique. La structure de réseau distribution MT est montrée sur la Figure 8. Elle est réalisée par un système à 3 phases et 3 fils pour des raisons économiques [7, 8].

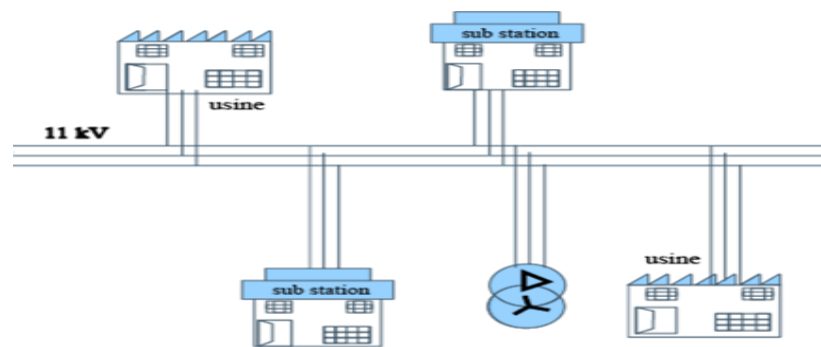


Figure 8 : La structure de réseau distribution MT

4.1.2. Le réseau électrique BT :

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. Un poste rural, sur poteau peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain en immeuble, peut alimenter d'un à huit départs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles (quelques centaines de mètres en aérien). Actuellement, un poste de transformation HTA/BT peut desservir de 50 à 100 maisons individuelles [7].

La distribution BT utilise un système triphasé 400/230 V, où 400 V est la tension phase-phase et 230 V est la tension de phase-neutre [8].

La distribution BT utilise un système 400/230 V, 4 jusque 5 fils. Où 400 V est la tension de la ligne et 230 V est la tension de phase [8].

De ces 5 fils électriques. En distinguent 3 pour le transport d'électricité aux consommateurs, en plus du neutre et un pour l'éclairage public voir le figure 9

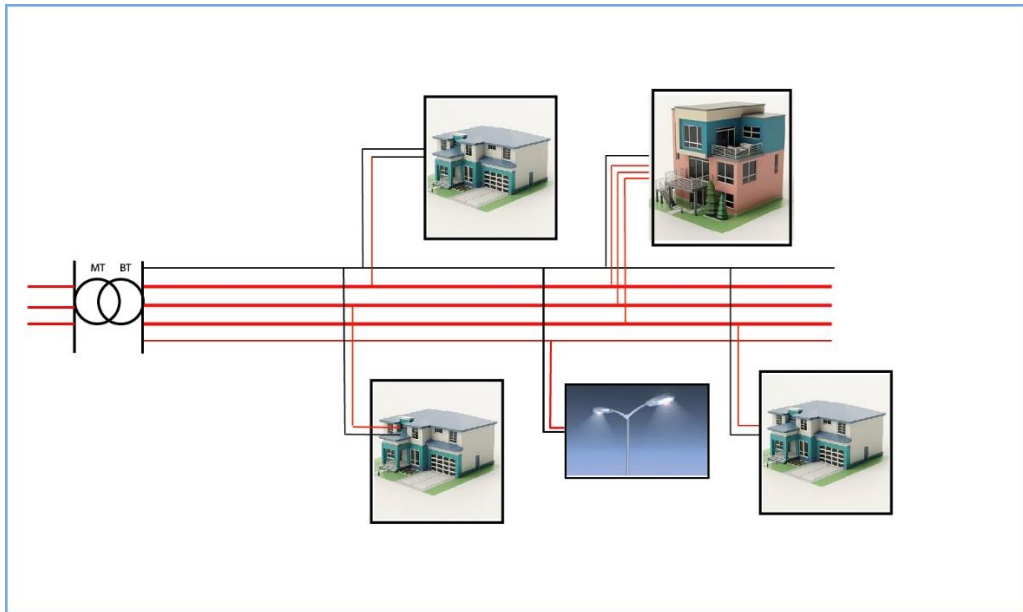


Figure 9 : La structure de réseau distribution BT

4.2. Selon le positionnement :

Les réseaux à basse tension sont classés en fonction de la position et du positionnement. Sur cette base, on peut distinguer :

4.2.1. Lignes électriques aériennes :

Une ligne aérienne BT comprend des poteaux ou des pylônes supportant des circuits électriques isolés formés de 4 jusque 5 conducteurs.

Les conducteurs sont fixés par des isolateurs. Ces conducteurs sont en cuivre massif nu, ou en aluminium isolé au PE ou PVC (câbles torsadés).



Figure 10 : Réseau électrique aérien

4.2.2. Réseau électriques souterrain :

Un réseau souterrain comprend des câbles composés de 4 conducteurs couplés, Ces conducteurs en cuivre massif ou en aluminium isolé au PEHD, le câble est enterré et totalement gainé.

Il doit apparaître au-dessus du sol à une distance maximale de 150 mètres [9,10]

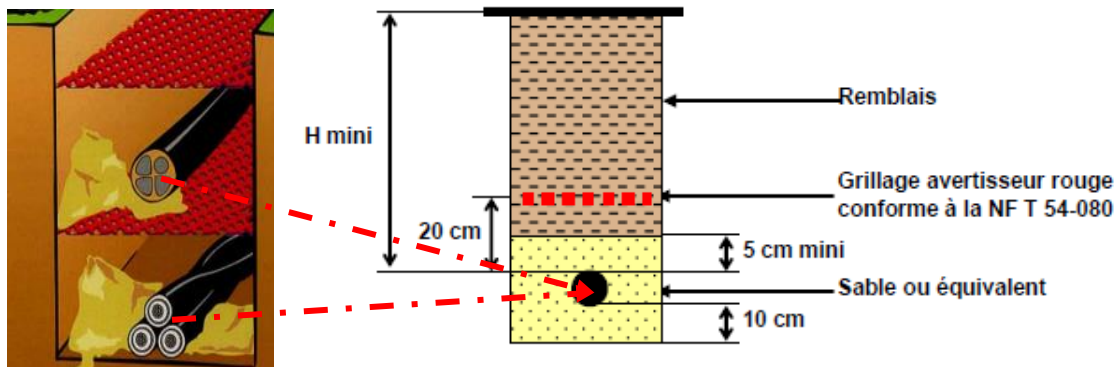


Figure 11 : Réseau électriques souterrain

4.2.3. Réseau hybrides entre réseau aérien et souterrain :

C'est une mixtiture entre réseaux aériens et réseaux souterrains

Il est utilisé dans les zones où il est impossible de maintenir une sorte de réseau électrique entièrement aérien ou entièrement souterrain.

5. La structure du réseau BT :

La structure d'architecture des réseaux BT est largement conditionnée par la voirie, la nature et la densité des constructions. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : de type arborescent, le moins de longueur possible, sections des conducteurs uniques ou décroissantes. Le schéma ci-dessous illustre la structure des réseaux BT à réaliser en urbain comme en rural. Elle fonctionne quelle que soit la densité de puissance et permet d'assurer une continuité de service satisfaisante.

Les réseaux BT peuvent être réalisés en lignes aériennes ou en câbles souterrains.

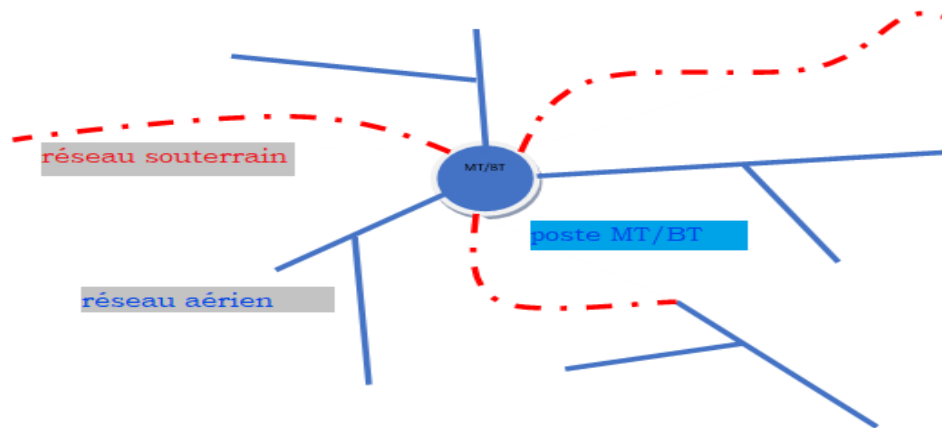


Figure 12 : La structure du réseau BT

5.1. Particularité de réseau souterrain :

Sur un réseau souterrain, il est nécessaire de prévoir des points de coupure intermédiaires (émergences), placés de manière à réduire le temps de coupure lors de dépannage du réseau. Pour faciliter le dépannage, il est recommandé de limiter [14] :

- La distance maximale entre les bornes ou les coffrets de branchement et le point d'émergence le plus proche est d'environ 50 mètres.
- La distance entre deux émergences doit être limitée à un maximum de 150 m.

La figure ci-après illustre ces prescriptions.

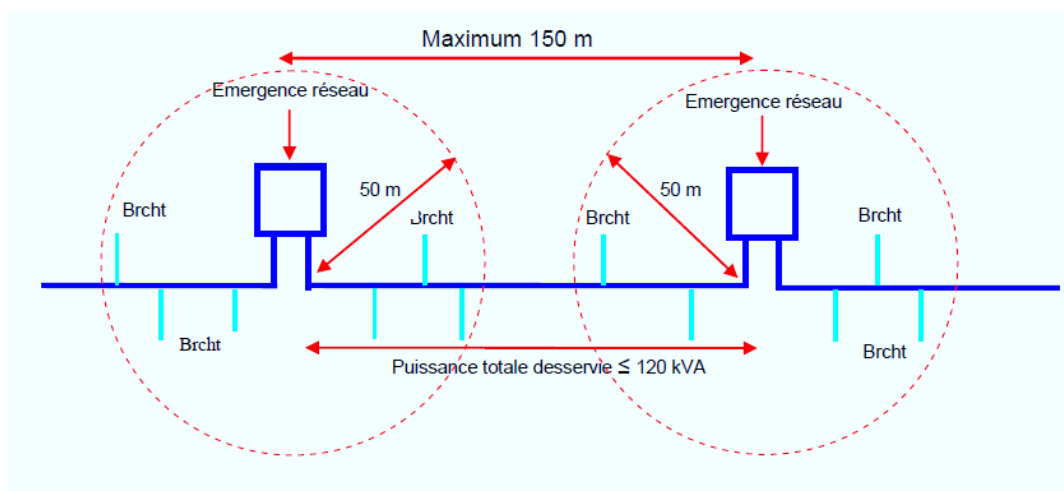


Figure 13 : Les points de coupure intermédiaires [14]

6. Les Conducteurs dans le réseau BT :

Les réseaux basse tension ont été construits à partir d'asters de cuivre nus sur des poteaux, et à partir des années 1990, cette technologie a été remplacée par une technologie plus récente, plus sûre, modulaire et plus flexible. Il s'agit de lignes aériennes en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux ou sur interface [7].

Cette nouvelle technique utilisée est les câbles torsadés qui possèdent les avantages suivants [11] :

- Renforcement de la sécurité, grâce à l'isolement des conducteurs, aussi bien pour les agents que pour les usagers (réseau à proximité des balcons).

- Utilisation des supports de faible hauteur.
- Gain du temps appréciable lors de la réalisation des travaux sous tension (pas d'habillage des conducteurs).
- Suppression des défauts dus à des actes de malveillance.

6.1. Structure générale des câbles torsadés :

La figure suivante représente le câble torsadé et ses constituants :

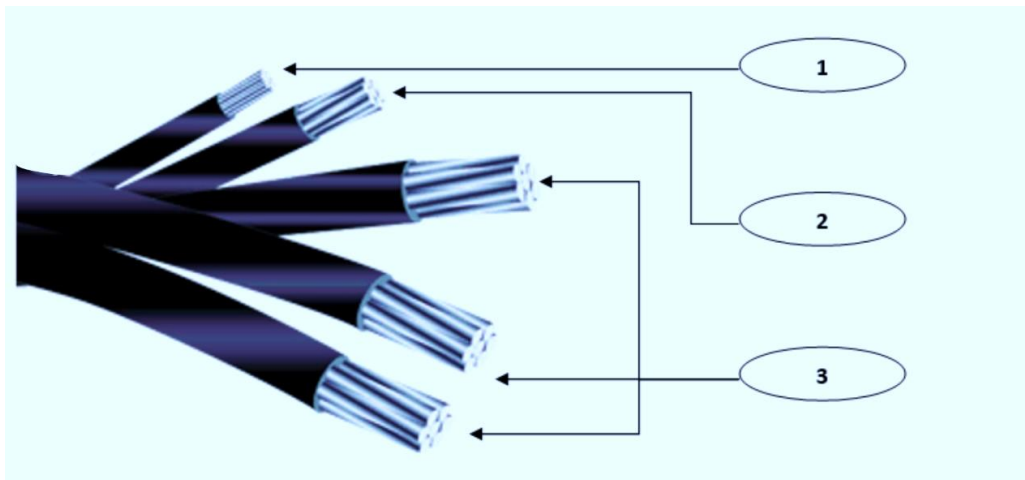


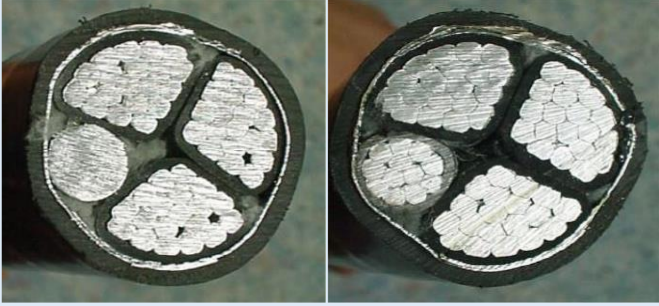

Figure 14 : Structure générale des câbles torsadés

- 1 → Conducteur d'éclairage public : Le faisceau peut contenir 1 pour l'éclairage, selon le nombre de charge à alimenter, de plus leur constitution est la même que celle des conducteurs de phase, mais avec une section plus petite
- 2 → Conducteur de neutre porteur : Pour des raisons techniques et économique, à savoir la réduction des nombres d'accessoires, un seul et un même conducteur sert de porteur de faisceaux et de neutre, il est souvent en alliage d'aluminium (Almélec).
- 3 → Conducteurs des phases : Sa résistance mécanique des conducteurs de phase devient secondaire, grâce à la présence du neutre porteur incorporé au faisceau ; pour cela, les conducteurs sont réalisés en Aluminium de forme ronde, isolés au polychlorure de vinyle non propagateur de flamme, ou le polyéthylène réticulé chimiquement.

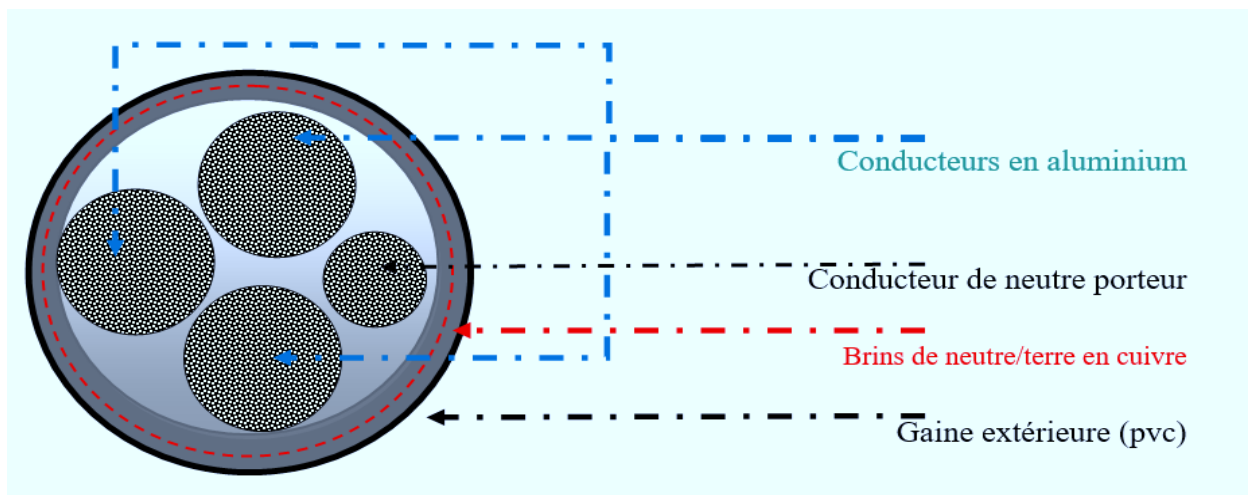
6.2. Structure générale du câble souterrain :

Pour les réseaux souterrain, l'utilisation des câbles français a cessé, et les câbles anglais ont été adoptés, ils sont composés 3 ou 4 conducteurs en aluminium entourés par des brins de neutre/terre en cuivre. Les anciens câbles BT français avaient des topologies similaires aux deux câbles anglais, mais ces derniers sont aujourd'hui très différents, puisqu'ils ont à la fois un neutre en couronne et en secteur (voir les figures dans le tableau 1) [10].

Tableau 1 : Les câbles BT français et anglais [10].

Câbles BT français	
Câbles BT anglais	

La structure générale des câbles souterrains est reprise dans la figure suivante :

**Figure 15** : la structure générale des câbles souterrains

6.3. Utilisations :

- En dérivation à partir d'un autre réseau torsadé aérien ou sur façade,
- En dérivation à partir d'un réseau existant,
- En liaison entre transformateur de poteau, disjoncteur de poteau vers un réseau aérien ou une boîte de distribution,
- En branchement à partir d'un réseau, en extrémité ou en dérivation d'un réseau aérien vers un branchement ou une dérivation de réseau souterrain.

7. La nature et la section des conducteurs :

Généralement ces conducteurs sont en aluminium ou en alliage d'aluminium. Ils sont supportés, par des isolateurs en verre ou en porcelaine rigides et suspendus, accrochés aux pylônes d'une hauteur de 10 à 12 mètres.

Ces sections se justifient par leur aptitude à alimenter les charges de ce type de réseau en regard des différentes contraintes (tenue au court-circuit, capacité, chute de tension et tenue mécanique).

Aussi pour le réseau souterrain sera à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation. La nature et les sections des conducteurs retenus à Algérie sont données dans le tableau 2 [12] :

Tableau 2 : Les sections des conducteurs.

	SECTION	NATURE	UTILISATION
CABLEAERIENS (TORSADES)	120 et 150 mm^2	Aluminium	les sorties des transformateurs
	54.6 mm^2	Aluminium	Le conducteur du neutre
	36 et 70 mm^2	Aluminium	les conducteurs de phases
	16 et 25 mm^2	Aluminium	-usagers domestique -éclairage public
CABLE SOUTERRAIN	150 mm^2	Aluminium	La dorsale
	95 mm^2	Cuivre	
	70 mm^2	Aluminium	Les dérivations
	50 mm^2	Cuivre	

8. Les supports des réseaux BT :

Leur rôle est de maintenir les conducteurs à une hauteur convenable au-dessus du sol, et ils doivent répondre à certains critères comme :

- Résistance mécanique très élevée.
- Facilité de transport.
- Résistance aux intempéries /givre, température, intensité du vent...etc.

Pour les lignes moins de 70kV, on peut employer comme supports des simples poteaux en bois ou en métal, pour des tensions supérieures, en emploie toujours des pylônes métalliques [13].

8.1. Supports métalliques :

Dans les agglomérations, les immeubles peuvent servir de soutien aux supports métalliques qui sont moins encombrant que les autres supports [13]

8.1.1. Avantages :

- Très grande résistance mécanique.
- Relativement légers.
- Transport et montage faciles.

8.1.2. Inconvénients :

- Nécessitent un entretien périodique assez coûteux pour éviter la corrosion.
- Prix d'achat très élevé.



Figure 16 : supports métalliques

8.2. Supports en béton armé :

Les supports en béton armé sont composés :

D'une carcasse métallique formée de barres longues en acier (armature) maintenues entre elles par barres traversables.

D'un béton de ciment enrobant la carcasse et protégeant facilement l'acier. Les formes sont nombreuses et varient selon les constructeurs [13].

8.2.1. Avantages :

- Durée de vie pratiquement illimitée.
- Entretien presque nul.
- Grande résistance mécanique.

8.2.2. Inconvénients :

- Lourds, fragiles durant le transport.
- Prix très élevé.



Figure 17: Support en béton armé

8.3. Supports en bois :

Les supports en bois risquent de se détériorer rapidement par putréfaction particulièrement dans la partie enterrée et la partie voisine du sol. Les supports en bois existent sous quatre formes principales :

- Supports simple.
- Support jumelé.
- Support contrefiché.
- Support hauban. [13]

8.3.1. Avantages :

- Légers.
- Transport et montage facile.
- Réparation très facile.

8.3.2. Inconvénients :

- Résistance mécanique faible.
- Nécessité d'un entretien constant.
- Durée de vie limitée.



Figure 18 : Support en bois

9. Les branchements électriques :

Le branchement BT est l'ouvrage compris entre le réseau BT et l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur. Il ne dessert qu'un utilisateur. Les nouveaux branchements sont dimensionnés à 12 KW et sont réalisés en monophasé (2 fils - 60 A), sauf si les besoins de l'utilisateur l'exigent (machine triphasée) ou si le réseau n'a pas de capacité suffisante pour desservir dans de bonnes conditions la puissance en monophasé [14].

Pour les puissances supérieures, les branchements sont en triphasés, jusqu'à la limite de 36 KW.

Au point de raccordement des branchements au réseau BT, il n'y a pas d'appareillage de coupure.

L'alimentation d'un utilisateur devant, toute fois, pouvoir être interrompue depuis le domaine public, le point de coupure est situé à la limite de sa propriété. Il est en général constitué par un jeu de fusibles placé en amont du comptage.

Le disjoncteur de branchement est un appareil à fonctions multiples qui assure :

- la protection contre les courts-circuits,
- la protection différentielle,
- la fonction de coupure au point frontière entre réseau et installation intérieure,
- la fonction de limitation de la puissance appelée à la valeur de la puissance souscrite

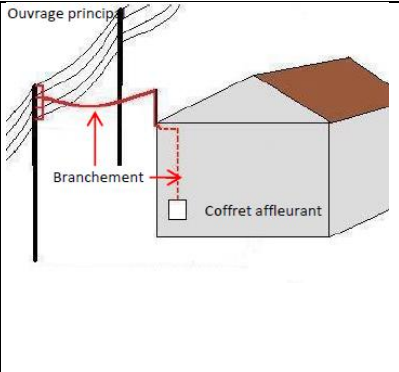

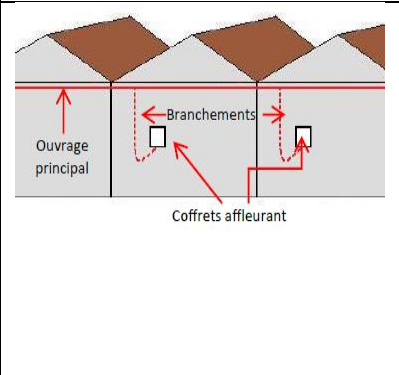

[15,16].

9.1. Les types branchements dans les réseaux électriques :

9.1.1. Les branchements dans les réseaux électriques aériens

Les types branchements dans les réseaux électriques aériens sont présentés dans le tableau suivant [14] :

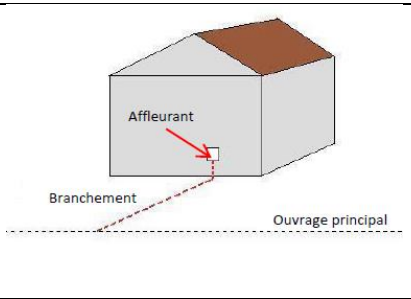

Tableau 3 : Les branchements dans le Réseau électrique aérien.

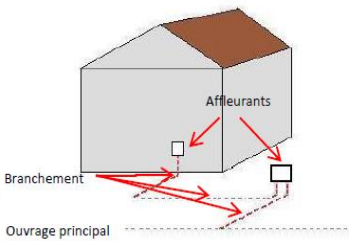

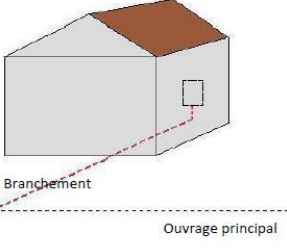

<p>Branchement aérien</p>		
<p>Branchement en façade</p>		

9.1.2. Les branchements dans le réseau électrique souterrain :

Les types branchements dans les réseaux électriques souterrains sont présentés dans le tableau suivant [14] :

Tableau 4 : Les branchements dans le Réseau électriques souterrain.

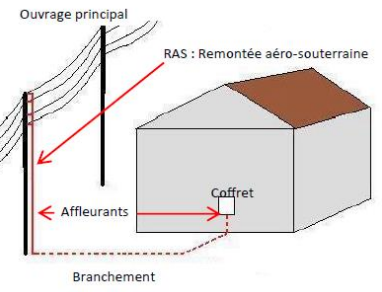

<p>Avec affleurant en façade</p>		
----------------------------------	---	--

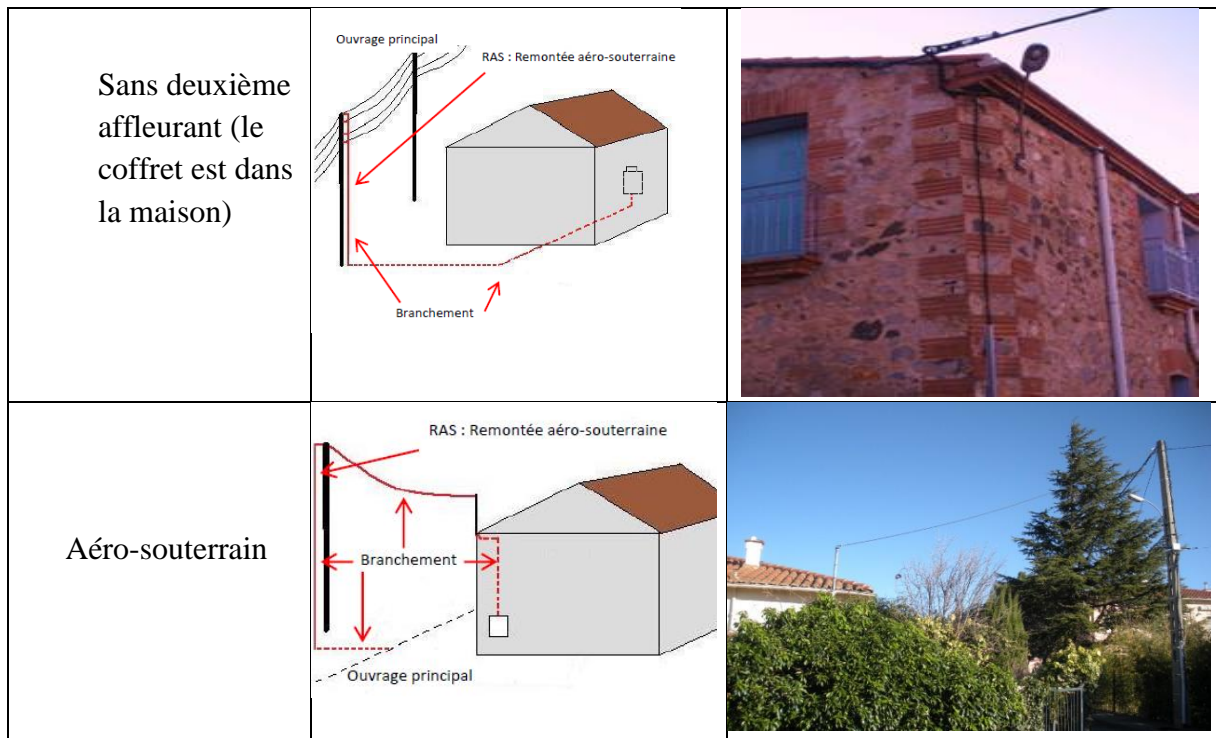
<p>Avec coffret réseau</p>		
<p>Sans affleurant visible du domaine public (le coffret est dans la maison)</p>		

9.1.3. Les branchements dans le réseau électrique aéro-souterrain :

Les types branchements dans les réseaux électriques aéro-souterrain sont présentés dans le tableau suivant [14]

Tableau 5 : Les branchements dans le Réseau électriques aéro-souterrain.

<p>Avec une deuxième émergence en façade</p>		
--	---	---



9.2. Raccordement des abonnés BT :

Les abonnés individuels BT : seront raccordés à partir :

- Du réseau aérien par des connecteurs de branchement.
- Du réseau souterrain par des coffrets de branchement.

Les abonnés collectifs BT : seront raccordés à partir :

- Des dorsales aériennes par une ligne commune aboutissant à un coffret de dérivation.
- Des dorsales souterraines par un câble commun aboutissant à un coffret de dérivation pied de colonne [12, 17,18].

9.3. Mise à la terre des masses :

Lorsque les conducteurs de ligne sont des conducteurs nus, ou des conducteurs isolés préassemblés, les supports même s'ils sont conducteurs, ne sont pas mis à la terre à l'exception des supports métalliques équipés de foyer lumineux d'éclairage public. Dans cas, il y a lieu de mettre ces derniers à la terre.

Pour le raccordement des abonnés BT, on respecte les principes du schéma TT, c'est à-dire que les masses des appareils doivent être reliées à la terre de l'immeuble [18,19].

10. Conclusion:

Nous avons présenté dans la première partie le transport de l'énergie électrique depuis les centres de production jusqu'au consommateur final et dans la deuxième partie on a présenté la structure et les caractéristiques des réseaux de distributions basse tension (les conducteurs et les sections utilisés, les différents types de supports et les différents branchements).

Chapitre 02 :

Les postes électriques

MT/BT

1. Introduction:

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures destiné à produire, transporter et distribuer de l'énergie électrique.

Un poste à moyenne tension est un ouvrage placé à un nœud d'un réseau, qui regroupe un ensemble d'équipements destiné à assurer la protection et faciliter l'exploitation. Les postes de distribution publique MT/BT assurent l'interface entre les réseaux de distribution MT et BT, ils sont placés près du consommateur final et alimentent un grand nombre de maisons et de locaux.

2. Les postes électriques MT/BT :

L'alimentation d'une installation électrique est effectuée avec un poste de transformation MT/BT qui est dispose au plus près des consommateurs d'énergie [20].

Le poste de transformation MT/BT peut être :

- Un poste de livraison s'il alimente un client (usine, école, ...etc.)
- Un poste de distribution publique s'il alimente les consommateurs domestiques (maisons, locaux).

2.1. Le poste de livraison :

Le poste de livraison comporte essentiellement de l'appareillage et un ou plusieurs transformateurs afin d'assurer les fonctions suivantes :

- Dérivation du courant sur le réseau
- Protection du transformateur cote MT
- Transformation MT/BT
- Protection du transformateur cote BT
- Comptage d'énergie

Toutes les masses métalliques du poste sont reliées à la terre. Pour l'intervention dans le poste, les arrivées doivent être sectionnées et les câbles relies entre eux et mis à la terre [21].

La structure générale d'un poste de livraison est présentée par la figure 1

On distingue deux types de postes de livraison :

- Postes livraison à comptage BT ($S \leq 630\text{KVA}$).
- Postes livraison à comptage MT (poste spécifique) (un transformateur dont la puissance $S > 630\text{ KVA}$ ou plusieurs transformateurs)

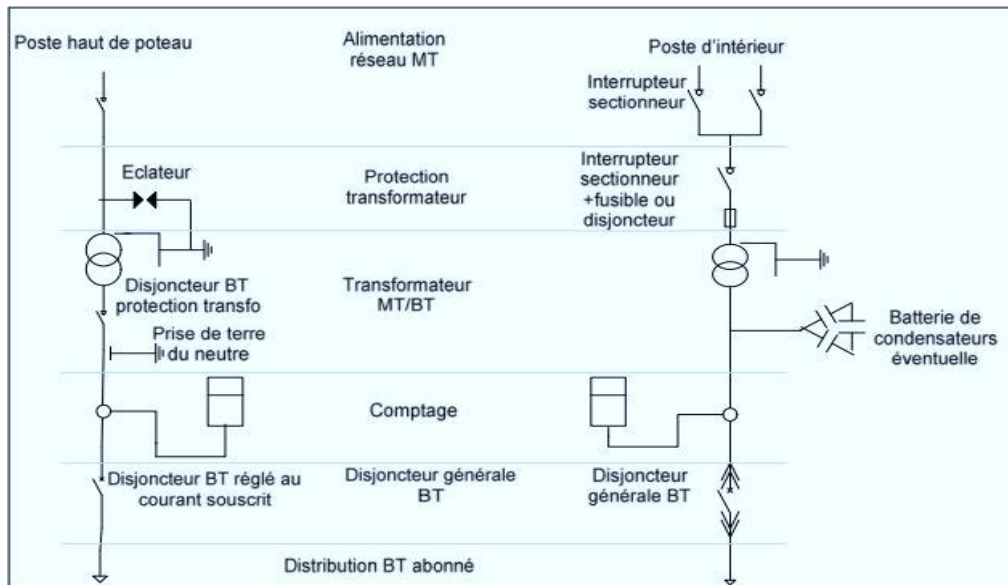


Figure 1 : Structure d'un poste de livraison

2.1.1. Poste livraison à comptage BT ($S \leq 630\text{ KVA}$) :

Ce poste possède presque les mêmes caractéristiques que le poste de distribution publique, la seule différence c'est que dans le poste livraison à comptage BT on trouve deux accès et un panneau de comptage, par contre le poste DP contient un seul accès et un tableau de distribution publique TDP.

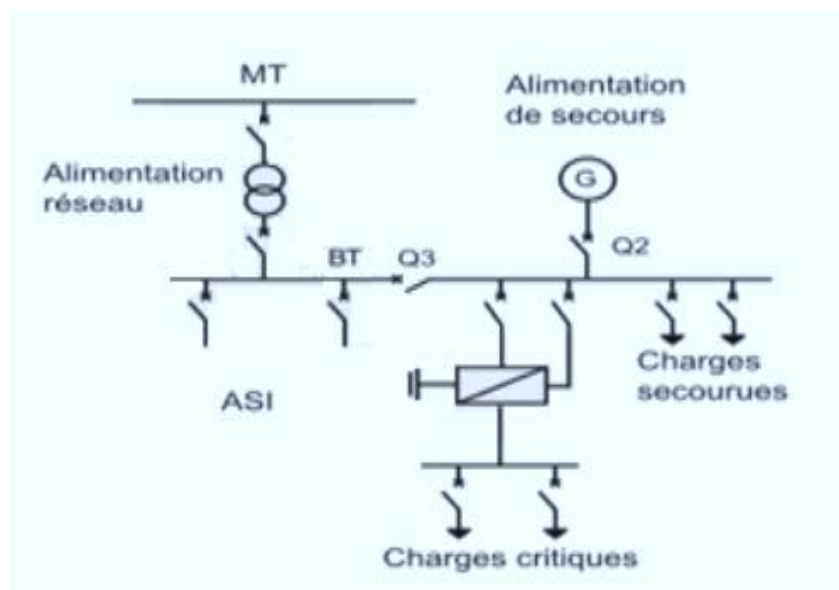


Figure 2 : Poste de livraison à comptage BT

2.1.2. Postes livraison à comptage MT (S> 630 KVA) :

Ce type est destiné aux clients d'une large consommation de l'énergie électriques (S> 630KVA) ou pour un poste de plusieurs transformateurs, dans ce cas le comptage se fera grâce à une cellule de comptage MT, il existe aussi deux types de postes livraison à comptage MT :

- Postes livraison à protection par cellule disjoncteur.
- Postes livraison à protection par cellule interrupteur fusible combiné.

La protection par disjoncteur est obligatoire lorsque le courant côté MT est supérieur à 45A (norme CEI60265).

Ce type de poste comprend :

- Une cellule arrivée (réseau) IM.
- Une cellule départ (réseau) IM.
- Une cellule Comptage et mesure CM.
- Une cellule de protection générale par disjoncteur double sectionnement DM2.
- Une ou plusieurs cellules de protection individuelles par des QM.

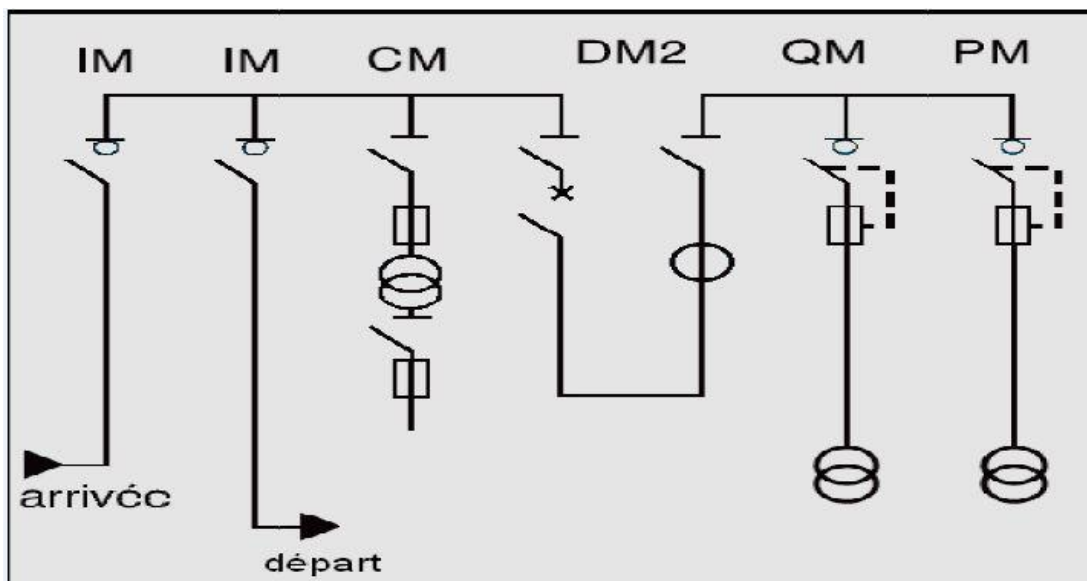


Figure 3 : Poste de livraison a comptage MT

2.2. Les postes de distribution publique :

Les postes de distribution publique sont les derniers maillons de transformation de l'énergie électrique. Ils comprennent des transformateurs abaisseurs. Ces postes sont l'interface entre les réseaux de distribution MT et BT. Ils sont placés près du consommateur final.

Un poste de distribution publique abaisse la tension sur un réseau basse tension, et ce dernier (réseau basse tension) est partagé entre un certain nombre d'abonnés. Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension.

C'est à ce type de poste que nous nous intéressons dans ce travail.

Caractéristiques des postes de distribution publique

En Algérie, les postes de distribution publique ils sont caractérisés par [22]

- La tension d'entrées 10 ou 30 kV.
- La tension de sortie (utilisation) 230/400 V.
- La puissance: $S = 100, 160, 250, 400, 630 \text{ kVA}$.
- Mode d'alimentation:
 - Souterrain: coupure d'artère.
 - Aérien: dérivation.
- Une cellule de protection générale par disjoncteur HTA.
- Une cellule de comptage de l'énergie (tension et courant).
- Protection des transformateurs par fusible HTA.
- Tableau Général Basse Tension (TGBT).

Ce type de poste s'adapte à tous les modes d'exploitation et doit pour cela remplir les fonctions suivantes :

- Distribuer une puissance et protéger les départs.
- Isoler le poste du réseau en cas de défaut.
- Gérer le réseau BT en cas de défaut.

3. Les types des postes de distribution MT/BT :

Les postes MT/BT sont classés en trois catégories :

- Poste sur poteau (dit ACC) ($S \leq 160 \text{ KVA}$).
- Poste sous enveloppe préfabriqué.
- Poste maçonné.

3.1. Poste sur poteau:

Le poste sur poteau est le poste le plus simple, il est utilisé dans le cas où la puissance du transformateur est inférieure ou égale à 160 KVA. Le poste ACC permet une alimentation économique de la clientèle, en multipliant les points d'injection (postes de faible puissance) et en raccourcissant les lignes basse tension. Le poste comporte, un transformateur raccordé directement, ou avec fusibles. Le transformateur est protégé contre les surtensions par des éclateurs à cornes (anti oiseaux) et avec des parafoudres [23], et contre les surintensités par un disjoncteur à basse tension. Le transformateur alimente le réseau BT par l'intermédiaire d'un disjoncteur BT, qui assure l'isolement et la protection de ce réseau.

Le transformateur est accroché en haut d'un poteau principal. Le disjoncteur BT est enfermé dans un coffret étanche, lui-même accroche sur le poteau, et en plus de son fonctionnement automatique sur défauts basse tension, il peut être manœuvré manuellement au moyen d'une commande ramenée en bas du poteau par une tringlerie. Des câbles isolés assurent

la liaison entre le transformateur et le coffret basse tension d'une part, et entre le coffret et la ligne basse tension alimentant le réseau de distribution, d'autre part. Dans un poste sur poteau, le nombre maximum de départs basse tension est fixé à deux



Figure 4 : poste sur poteau (ACC)

3.2. Postes sous enveloppe préfabriquée :

De puissances comprises entre 100 et 1 250 kVA. Ces postes MT/BT préfabriqués sont réalisés en utilisant un tableau MT, un tableau BT, un transformateur, ... etc., regroupés dans une enveloppe ayant pour rôle la protection des équipements internes contre les influences externes et d'assurer un degré de protection vis à vis du public

Ces postes sont fabriqués, câblés et testés chez le constructeur, regroupant le transformateur, l'appareillage BT et MT, les connexions et les équipements auxiliaires limitent les temps d'étude et de réalisation. Le départ s'effectue en aérien ou en souterrain, ces postes sont très compacts et leur mise en place est très rapide. Parmi leurs avantages les plus connus:

- Génie civil simplifié (uniquement plateforme).
- Disponibilité immédiate clés en mains (dès l'ouverture du chantier).
- Gain de temps et d'espace.

Ce type de poste est transporté par camion. Il est déposé sur une dalle en ciment. Le montage consiste à raccorder les câbles d'arrivée et de départ [24, 25].



Figure 5 : poste préfabriqué MT/BT

3.3. Postes maçonnés :

Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support [26].

Le poste MT/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour : Assurer le passage de la MT à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple. En particulier, l'appareil de base MT utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur.

Ils comprennent:

- La partie génie civil, constituée essentiellement de l'enveloppe du poste, de la porte et des ventilations.
- La partie électrique composée principalement de quatre parties :
 - L'équipement MT pour le raccordement au réseau amont ;
 - Le transformateur de distribution HTA/BT ;
 - Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT) [27].
 - Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents [28].



Figure 6 : Poste de distribution publique

Le schéma unifilaire d'un poste de distribution publique est représenté par la figure 7 :

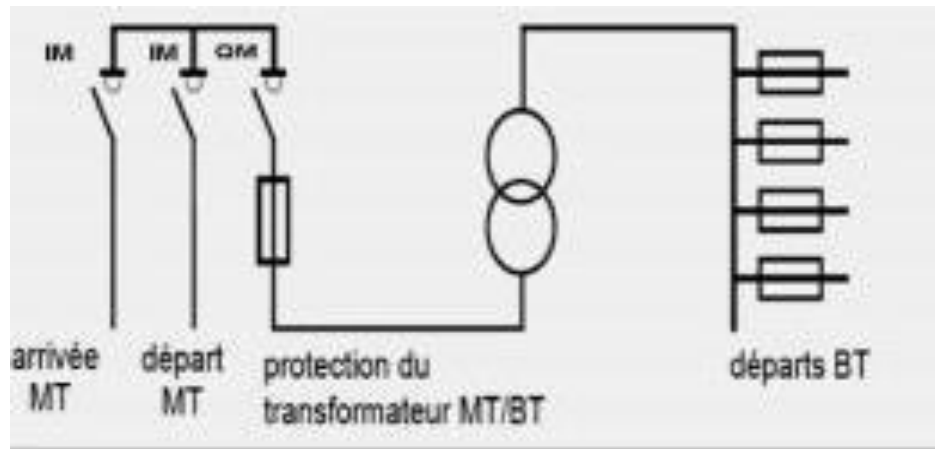


Figure 7 : schéma unifilaire d'un poste de distribution publique

4. Le type d'alimentation des postes MT/BT :

Pour les raccordements des postes MT/BT au réseau MT, trois types d'alimentation sont utilisés :

4.1. Alimentation en simple dérivation :

C'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour les postes ruraux et quelquefois pour les postes urbains (Installations provisoires, postes de chantier), en réseau aérien. Un seul câble ou ligne aérienne alimente le poste [29].

En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste dans la majorité des cas (Le bouclage en basse tension n'étant généralement pas possible), les utilisateurs sont privés d'alimentation le temps de la réparation [29].

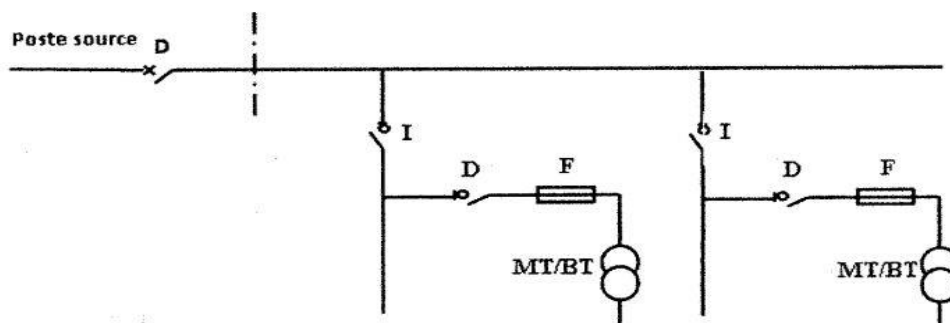


Figure 8: Schéma unifilaire d'un poste MT/BT alimenté en simple dérivation par un réseau MT [30]

4.2. Alimentation en coupure d'artère :

C'est l'alimentation la plus répandue en zone urbaine, chaque poste est alimenté par deux câbles issus d'une même poste source, l'ensemble des deux câbles forment une boucle [29]

En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, on isole le tronçon en défaut par l'ouverture des deux (2) appareils qui l'encadrent et on réalimente la boucle en refermant le disjoncteur. Le défaut se localise visuellement par un indicateur lumineux installé à l'extérieur du poste de transformation [29].

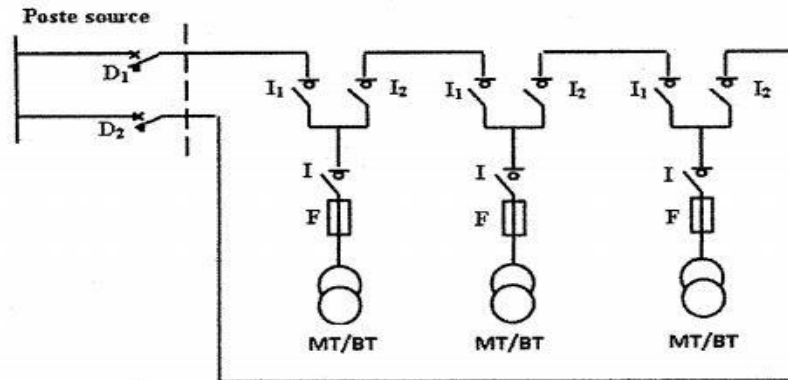


Figure 9: Schéma unifilaire d'un poste MT/BT alimenté en simple dérivation en coupure d'artère par un réseau MT [30]

4.3. Alimentation en double dérivation:

C'est le système d'alimentation qui offre la plus grande continuité de service, il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut supporter des coupures de longues durées, chaque poste est raccordé à deux câbles, l'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier [29].

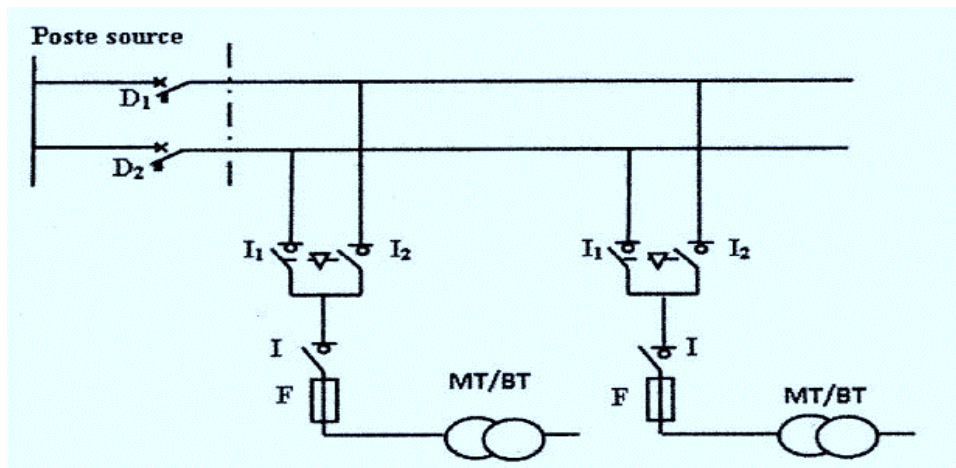


Figure 10: Schéma unifilaire d'un poste MT/BT alimenté en double dérivation par un réseau

Remarque :

Les deux interrupteurs I1 et I2 ne sont jamais fermés en même temps.

5. Appareillage d'un poste électrique:

La plupart des postes de transformations, y compris ceux affectés aux réseaux de transport, comprennent les parties suivantes :

5.1. Disjoncteurs:

Appareils mécaniques de connexion capables d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles qu'un court-circuit.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs au SF6.
- Les disjoncteurs à vide.

5.2. Jeu de barres:

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale.

Tous les transformateurs de puissances d'un poste et toutes les lignes de même tension sont raccordés à un circuit triphasé appelé « jeu de barres ». Un jeu de barres est constitué de trois tubes creux en alliage d'Aluminium (Almélec) supportés par des colonnes isolantes (en céramique vernie). Chaque jeu de barres omnibus règne sur toute la longueur du poste.

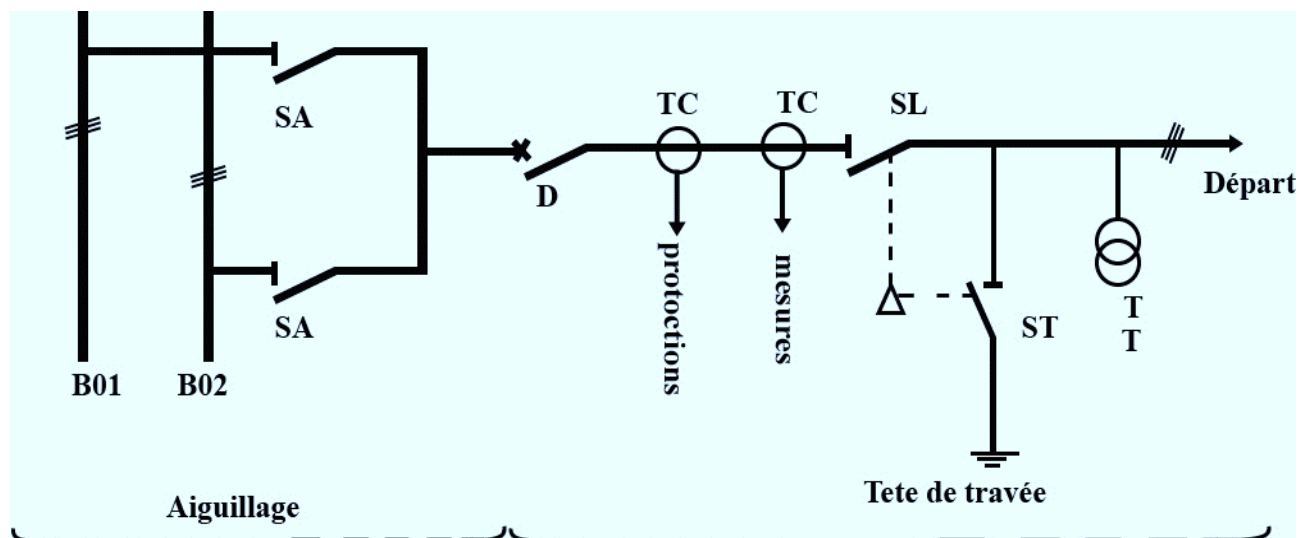


Figure 11 : Schéma présentant un jeu de barre

5.3. Sectionneurs:

Les sectionneurs ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en absence de courant. Ils servent à séparer et à isoler par exemple, un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

La commande de ces derniers peut être manuelle directe, ou bien manuelle à distance par exemple une perche ; il est muni d'un dispositif de verrouillage qui l'empêche de s'ouvrir sous l'action des forces électromagnétiques intenses produites par les courants de court-circuit.

5.4. Transformateur de distribution MT/BT :

Les transformateurs de distribution MT/BT sont généralement abaisseurs, ils permettent d'alimenter des installations basse tension à partir d'un réseau moyen tension. Ils sont caractérisés par:

- Des gammes de puissance (KVA) : 50, 100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000.
- Des rapports de transformation de 30KV/0.4KV pour les réseaux MT aériens, et de 10KV/0.4KV pour les réseaux MT sous terrains.

5.5. Disjoncteur BT:

Le rôle principal d'un disjoncteur est de protéger l'installation électrique contre les Conditions anormales de fonctionnement ; les surcharges et le court-circuit, il est conçu pour Ouvrir un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur Prédéterminée. Pour assurer efficacement cette fonction, le déclencheur du disjoncteur doit Prendre en compte l'évolution des récepteurs [28]. Le disjoncteur basse tension peut être fixe, Débloable, CLPG (cellule de protection générale) disjoncteur déblocable, ou TDP (Tableau de Distribution publique). Le choix du disjoncteur BT se fera à partir de la courante Basse tension débitée par le transformateur MT/BT.

5.6. Câbles MT et BT:

La liaison entre les cellules de protection moyenne tension et les bornes MT du transformateur se fera par un câble MT, capable de transiter le courant appelé du réseau, Le raccordement du secondaire du transformateur avec le disjoncteur BT se fera par un câble BT bien choisi. La longueur du câble BT est calculée en mesurant la distance entre le secondaire du transformateur et le disjoncteur BT, pour les trois phases et neutre. Le nombre des câbles par phase est déterminé à partir du courant débité par le transformateur et les caractéristiques des câbles. Le choix optimal du câble doit répondre à plusieurs critères (courant nominale, température de fonctionnement, mode pose, chute de tension, courant de court-circuit...etc.) [25].

5.7. Fusibles:

Le calibre des fusibles à installer dans la cellule de protection type QM ou PM dépend des éléments suivants :

- Tension de service.
- Puissance du transformateur à protéger.

- Technologie des fusibles
- Les fusibles utilisés sont généralement du type Fusarc CF ou SoléFuse

6. Equipements de protection:

Les postes MT/BT sont équipés des moyens de protection nécessaires (Paires de gants, perche a néon, perche de sauvetage et tabouret).

Ces équipements répondent aux exigences de la réglementation en vigueur de Part leurs spécifications qui s'accordent à ce niveau de tension.



Figure 12 : matériel de sécurité dans un poste MT/BT

6.1. Détecteur de défauts : (Alarme lumineuse et sonore) :

Monté à l'intérieur du poste, cet équipement homologué et câblé sur des tores ouvrants dans la cellule Arrivée indique la présence de défauts ampérométriques par le biais d'une alarme sonore et lumineuse.



Figure 13 : matériel de sécurité dans un poste MT/BT

6.2. Fusibles de rechange :

Un ensemble de 03 fusibles HTA de calibre approprié et accordé à la puissance du transformateur utilisé.



Figure 14 : Fusibles de rechange

6.3. Circuit de mise à la terre :

Réalisé à l'aide de conducteur cuivre nu de 35 mm² de section pour les masses métalliques et isolé pour la mise à la terre du neutre du transformateur.

Sont reliés à la barrette des masses métalliques, les cellules, la structure béton (ferraillage) les écrans de câbles MT, le neutre du transformateur étant relié à la barrette du neutre.



Figure 15 : Circuit de mise à la terre

6.4. Système de verrouillage :

L'accès au compartiment transformateur est verrouillé de l'intérieur par un Système de tirette et serrure à clef se trouvant sur la séparation en tôle dans le local HTA/BT écartant toute possibilité d'accéder au transformateur avant d'avoir coupé au préalable l'alimentation électrique et mis à la terre le sectionneur du départ protection permettant ainsi de récupérer la clé de déverrouillage de la porte du transformateur.

D'autre part, la remise sous tension du transformateur dans le cas de la porte ouverte est interdite étant donné que la clé du sectionneur de terre reste prisonnière jusqu'à fermeture complète d'où le double effet de sécurité.

Le verrouillage des cellules HTA est réalisé de manière interdire :

- La fermeture de l'interrupteur quand le sectionneur de terre est fermé et/ou le panneau de la cellule n'est pas en place.
- La fermeture du sectionneur de terre quand l'interrupteur n'est pas ouvert.
- L'ouverture du panneau d'accès quand le sectionneur de terre n'est pas fermé.

7. Conclusion:

Nous avons présenté dans la première partie les postes MT/BT, d'une manière générale et en particulier les postes de distribution publique et dans la deuxième partie nous avons présenté les différents éléments constituant ces postes et les moyens de protection utilisés.

Chapitre 03 :

**Les contraintes à respecter dans un réseau
BT et réalisation d'un programme pour
l'étude de l'expansion d'un réseau
domestique BT**

1. Introduction:

Le réglage et le contrôle de la tension dans les réseaux électriques consistent à maintenir en régime permanent des tensions stables et dans des plages spécifiques à chaque niveau de tension. Ce réglage est d'une importance capitale pour garantir un bon fonctionnement des différents équipements du réseau (lignes, transformateurs, systèmes de protection, charges . . . etc.). En effet, une tension plus élevée conduit souvent à une usure prématurée du matériel, alors qu'une tension plus basse par rapport à la plage spécifiée conduit à un mauvais fonctionnement des équipements et des charges.

2. Continuité de service:

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Ce réseau, qui souffre de nombreuses pannes qui provoquent la stabilité et la continuité de service.

La continuité de service est le fruit de plusieurs éléments, la limitation des interruptions d'alimentation, la possibilité d'intervenir sous tension si besoin et le raccourcissement des temps d'intervention.

L'énergie électrique doit parcourir un long chemin avant d'arriver chez vous. Il se peut donc, qu'un certain nombre d'incidents se produisent, liés notamment aux mauvaises conditions météorologiques, à la végétation, à l'irrigation, aux accidents de la circulation, au vieillissement des ouvrages. La continuité d'alimentation se mesure par le nombre de coupures d'alimentation d'un point donné, on parle de coupures par unité de temps.

2.1. La notion de coupure:

Il y a coupure lorsque la tension du réseau de distribution est inférieure à 10% de la tension contractuelle pendant une durée supérieure ou égale à 1 seconde.

Trois types de coupures sont définis [31] :

- **Les microcoupures ($t < 1$ s):**

Afin d'éliminer les défauts fugitifs, les protections installées dans les postes sources entraînent, lors d'incidents, une microcoupure de 300 millisecondes (ms). Ces coupures, à peine perceptibles, éliminent 80% des défauts que l'on rencontre sur nos réseaux de distribution.

- **Les coupures brèves ($1 \text{ s} < t < 3 \text{ min}$) :**

Les coupures brèves correspondent à une coupure sur incident d'une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes. En général, elles sont dues à des fonctionnements soit de protections tels que les réenclenchements lents sur défauts semi-permanents, soit d'automatismes de reprise de service. Le nombre maximal de coupures brèves tolérées.

- **Les coupures longues ($t > 3$ min) :**

Les coupures longues correspondent à une coupure sur incident d'une durée supérieure ou égale à 3 minutes. Elles peuvent être dues à un incident ou bien à des travaux programmés, auxquels la clientèle est en principe préalablement informée et peut s'organiser en conséquence. Le nombre maximal de coupures longues tolérées.

3. Les contraintes à respecter dans réseau BT :

3.1. Contrainte d'intensité :

3.1.1. Sur les transformateurs HTA/BT :

Un transformateur est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% de sa puissance nominale. Dans le cadre d'une étude de producteur, la charge du transformateur est calculée en déduisant la charge minimale du réseau BT. Cette dernière est estimée à 20% de la charge maximale [32].

3.1.2. Sur les câbles :

Un câble est en contrainte lorsque l'intensité maximale transitant dans le câble est supérieure ou égale à son intensité maximale admissible. On utilise une intensité maximale admissible « hiver » dans les études de raccordement de consommateur.

L'intensité maximale admissible du câble est réduite si le câble passe sous fourreau ou s'il est à proximité d'autres câbles (écartement de 20 cm) à partir de 10 m de parcours commun (Norme NF C 14-100). Le facteur de correction suivant doit être appliqué [32, 33]:

Tableau 1: Le facteur de correction.

	Câble entrée directement	Câble sous fourreau
1 Câble	1	0.8
2 Câble	0.85	0.7
3 Câble	0.78	0.62
4 Câble	0.72	0.58

3.2. Contraintes de tension:

La tension normale de distribution BT est fixe à 230 / 400 V le niveau de la tension nominale. Il définit des valeurs minimales et maximales admissibles au point de livraison d'un utilisateur (**valeurs moyennées sur 10 mn**), correspondant à une plage de [-10%, +10%] autour des valeurs nominales :

Tableau 2: Contraintes de tension.

	Tension minimale	Tension maximale
Enmonophasé	207 V	253 v
Entriphasé	360 v	440 v

Il définit également la valeur maximale admissible du gradient de chute de tension : 2%. Ce dernier correspond à la chute de tension supplémentaire générée en un point du réseau si 1 kW monophasé est rajouté en ce même point [32,33].

3.3. Contrainte de gradient:

Le gradient de chute de tension est la chute de tension supplémentaire générée en un point du réseau si 1 kW monophasé est rajouté en ce même point. Il doit être 2% pour assurer une qualité de tension correcte chez les clients consommateurs [32,33].

3.4. Contrainte de consommateur individuelle:

Pour les branchements à puissance limitée, les dérivations individuelles sont dimensionnées pour 60 A pour les consommateurs qui Bénéficiaire d'installation monophasé ou triphasé ,Ceci est déterminé par la section des câbles [33,34].

En plus de cela, la capacité maximale que l'individu est autorisé à consommer est déterminée, que ce soit par des compteurs modernes ou par la valeur des disjoncteurs de protection dont l'utilisation est recommandée Comme suit :

- Puissance limitée à 6 KW Disjoncteur principale 30 A (monophasé)
- Puissance limitée à 12 KW Disjoncteur principale 60 A (monophasé)
- Puissance limitée à 18 KW Disjoncteur principale 30 A (triphasé)
- Puissance limitée à 36 KW Disjoncteur principale 90 A (triphasé)

4. Solutions possibles pour lever une contrainte :

L'analyse et la résolution des contraintes sont menées dans l'ordre suivant [32,33] :

- Contrainted'intensité sur le transformateur
- Contrainted'intensité sur le réseau
- Contrainte de tension
- Contrainte de gradient.

En effet, la levée d'une contrainte en amont permet souvent de lever une contrainte en aval.

Les solutions possible sont[32, 33]:

- Le changement du transformateur HTA/BT
- Le changement de section des conducteurs
- L'accroissement du nombre de départs
- La création d'un poste HTA/BT supplémentaire.

Remarque :

L'augmentation de la puissance de 6 et 18 kW à 12 et 36 KW uniquement avec l'accord de la société responsable du réseau de distribution. Car cela affecte l'équilibre du réseau de distribution. Elle affecte aussi directement les études de son développement, qui sont réalisées tous les 5 ans [34].

5. Contraintes des déséquilibres de courant et tension :

5.1. Les déséquilibres de courant et tension :

Les réseaux BT sont généralement triphasés, ils alimentent des récepteurs triphasés mais aussi beaucoup de récepteurs monophasés. Les courants absorbés sur les trois phases sont donc d'amplitude différente, d'où des déséquilibres de tension.

Ces déséquilibres de tension engendrent des composantes inverses de courant qui provoquent principalement des couples de freinage parasites et des échauffements dans les moteurs à courant alternatif.

Les taux les plus élevés sont observés sur les réseaux BT alimentés par un transformateur de faible puissance avec une majorité de branchements monophasés... C'est le cas des postes haut de poteau qui alimentent en monophasé peu d'abonnés BT [34].

5.2. Calcul de taux de déséquilibre BT :

La valeur Maximum de taux de déséquilibre devrait être inférieur à 15 %. Plus que le taux est bas, meilleures sont les performances [34].

Le taux de déséquilibre dans les lignes calculé comme suit :

$$D_1(\%) = \frac{|I_{moy} - I_1|}{|I_{moy}|} * 100 \quad (III1)$$

$$D_2(\%) = \frac{|I_{moy} - I_2|}{|I_{moy}|} * 100 \quad (III2)$$

$$D_3(\%) = \frac{|I_{moy} - I_3|}{|I_{moy}|} * 100 \quad (III3)$$

Avec

$D_1, D_2, D_3 \rightarrow$ La valeur de taux de déséquilibre dans les phases

$I_1, I_2, I_3 \rightarrow$ Courants des phases

$I_m \rightarrow$ La valeur Moyenne de Courant.

6. Calcul les Contraintes Techniques:

6.1. Coefficient d'utilisation d'un transformateur de distribution MT/BT :

$$K_U = 100 \cdot \frac{P_C}{P_n} \quad [35] \quad (III4)$$

P_C : la puissance appelé de la journée la plus chargée de l'année, s'exprime par la puissance S_a .

P_n : puissance nominale de transformateur, s'exprime par la puissance S_n [kVA].

- $50\% \leq K_U \leq 100\%$: Transformateur en état normal.
- $K_U \leq 50\%$: Transformateur sous utilisé.
- $K_U \geq 100\%$: Transformateur en contrainte (surchargé).

La charge évolue, pendant les heures de pointes en été, en moyenne de 20%, donc le coefficient d'utilisation dans cette période devient :

$$K'_U = K_U + 20\% \quad (III 5)$$

La puissance appelée P_c peut déterminer par deux méthodes. :

- Mesures de charges au niveau poste HTA/BT la journée la plus chargée de l'année.
- Calcul le bilan des puissances [34].

6.2. Calcul de puissance du transformateur :

On détermine, pour la journée la plus chargée de l'année la valeur P_c en kW de la puissance maximale consommée en la ramenant à une puissance apparente S_c .

La comparaison entre S_a (S appelée) et S_c décide de la puissance à retenir [34].

6.3. Liste des clients BT de l'installation :

Il faut prendre en compte tous les clients alimentés par le transformateur, sans oublier les prises de courant (les points d'extrémités ouvertes des câbles de distribution) sur lesquelles peuvent être raccordés des nouveaux clients.

6.4. Calcul de la puissance installée :

La somme des puissances P_i en kW des récepteurs listés précédemment (Liste des clients BT de l'installation) donne la valeur de la puissance installée

$$P_{installée} = \sum_{i=1}^n P_i \text{ (KW)} \quad (III6)$$

Si ce calcul n'est pas réalisable, notamment pour un poste de transformation desservant plusieurs utilisateurs (clients), on a recours aux données de mesures touchent un certain client BT différents et reparti sur des sites différents (rural, périurbain et urbain), durant de deux ans dans, les résultats de ces mesures sont résumés [34] :

- Logement (zone rural) ; 1,5 à 3 KVA.
- Logement Moyen (zone préurbain et urbain) : 2 à 6 KVA.
- Logement Haut et très haut standing (petit villa) : au-delà de 6 KVA.

6.5. Puissance utilisée P_u :

On calcule la puissance utilisée totale à partir des valeurs de puissance installées des divers récepteurs corrigées de ces coefficients [34] :

$$P_u = \sum_{i=1}^n P_i \cdot K_u \cdot K_s \text{ (KW)} \quad (\text{III 7})$$

Avec

K_u : facteur d'utilisation maximale ($k_u < 1$) qui correspond à la fraction de la puissance totale du récepteur utilisée.

K_s : facteur de simultanéité ($k_s < 1$) qui tient compte du fait que des groupes de récepteurs ne fonctionneront pas forcément simultanément.

6.6. La puissance appelée S_a :

La puissance appelée du transformateur correspondant à P_u (kW) s'exprime par une puissance apparente S_a en kVA [34].

$$S_a = \sum_{i=1}^n S_i \quad (\text{III 8})$$

$$S_a = \sum_{i=1}^n (P_i \cdot K_u \cdot K_s) / \cos\varphi \text{ (KVA)} \quad (\text{III 9})$$

6.7. Détermination de puissance maximale consommée (P_c) et puissance maximale retenue (P_m) :

6.7.1. Détermination de P_c :

Puissance consommée de la tranche horaire de la journée la plus chargée de l'année. Pour tenir compte des pics de consommation éventuels, il faut déterminer la journée la plus chargée de l'année, c'est-à-dire celle où, en plus des récepteurs habituels, viennent s'ajouter des appareils de climatisation à leur charge maximum [34].

6.7.2. Détermination de P_m :

Si P_u , la puissance maximale utilisée et P_c la puissance maximale consommée a des valeurs du même ordre de grandeur, on choisit la valeur la plus élevée, soit P_m ,

Si P_u et P_c ont des valeurs très différentes, il est souhaitable de vérifier depuis le début les estimations faites [34].

6.8. Evolution de la charge de poste de distribution HTA/BT :

$$P_n = P_0 \cdot (1 + X)^n \quad (\text{III 10})$$

$$X = (P_n/P_0)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (\text{III 11})$$

P_0 : Puissance à l'année initiale

P_n : Puissance après n année

X: Taux d'évolution

7. La chute de tension :

La chute de tension est une diminution de tension dans la ligne électrique par rapport à la tension nominale due au passage du courant dans des conducteurs qui alimentent une charge (Résistances, inductances) [36].

7.1. Dans Poste de distribution publique :

Dans le cas d'un poste de distribution publique intégré dans un bâtiment, les canalisations du bâtiment comprises entre le jeu de barres basse tension du poste et le point de livraison le plus défavorisé doivent être telles que la chute de tension totale ne dépasse pas 5 % [34].

7.2. Calcul de la chute de tension :

La chute de tension est calculée, pour les canalisations collectives, à partir de la résistance des conducteurs, sans tenir compte des appareils interposés avec les hypothèses suivantes :

- Les charges polyphasées sont supposées équilibrées ;[33]
- Les charges monophasées sont supposées uniformément réparties sur les différentes phases ;
- Les courants sont ceux qui résultent des puissances et des coefficients de pondération.

Les chutes de tension pour le conducteur de réseau basse tension on utilisera pour chaque tronçon la formule suivante :

$$\Delta U = \frac{r_1 \cos \varphi + x \sin \varphi}{U_0} \cdot S \cdot L = (r_1 \cos \varphi + x \sin \varphi) \cdot I \cdot L \quad (\text{III } 12)$$

- ΔU : chute de tension en volts,
- r_1 : la résistance de la canalisation.
- x_1 : la réactance de la canalisation.
- L : longueur simple de la canalisation.
- I : courant assigné, en ampères.
- φ : déphasage ($\cos \varphi$ par défaut égal à $\cos \varphi = 0.9$ pour un usage domestique $\cos \varphi = 0.85$ pour un usage comportant des moteurs (zone de pompage))
- S : puissance apparente transitée (VA)

La chute de tension relative (en pour-cent) est égale à [33] :

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot U / U_0 \quad (\text{III } 13)$$

- U_0 : 230 volts (tension entre phase et neutre).

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \frac{r_1 \cos \varphi + x \sin \varphi}{U_n} \cdot I \cdot L \quad (\text{III } 14)$$

8. Causes et améliorations des chutes de tension dans le réseau BT :**8.1. Les causes [38] :**

- La charge trop élevée de transport.
- La longueur du réseau (le bout de réseau très éloigné du poste).
- La faible section de la ligne.

8.2. Les solutions suggérées :

L'amélioration de la tension au bout du réseau électrique est une préoccupation du distributeur d'électricité [37].

Parmi les moyens qui améliorent la qualité de la tension dans un réseau nous énumérons :

- La diminution de la charge par bouclage avec un réseau d'un autre poste.
- Le renforcement du réseau (augmentation de la section des câbles).
- La reconfiguration optimale.
- La création d'un nouveau poste au bout du réseau.
- La compensation de l'énergie réactive (condensateurs).

9. Calcul des réseaux de distribution :

Le système de distribution d'énergie électrique se caractérise par un rapport R/X élevé, par une charge qui peut être déséquilibrée et par une topologie principalement radiale. De nombreuses méthodes de flux de puissance ont été conçues et se sont avérées efficaces pour les systèmes de transmission [39,41]. Cependant, les hypothèses de conception considérées pour les méthodes de flux de puissance dans les réseaux de transmission ne conviennent pas à l'analyse des flux de puissance dans les réseaux de distribution radiaux en raison de leur convergence, de leurs besoins en mémoire et de leur efficacité de calcul [39].

10. Méthode de backward/forward sweep conventionnelle :

Une solution de flux de charge qui répond aux exigences d'un réseau de distribution radial a été proposée [39,40,41]. Le balayage arrière/avant (BFS) est l'une des méthodes de flux de puissance les plus efficaces pour les réseaux radiaux [39,41]. Les variantes des méthodes BFS ont été rapportées, telles que la méthode de sommation actuelle, la méthode de sommation de puissance et la méthode de sommation d'admittance [43]. Le principe de fonctionnement de base de BFS implique deux processus de calcul à chaque itération. Le processus en amont implique les solutions de flux de puissance ou de courant à partir de la branche des nœuds d'extrémité se déplaçant vers la branche connectée au nœud de référence. Le balayage avant calcule la tension à chaque nœud en partant du nœud de référence jusqu'aux nœuds d'extrémité. Pendant le balayage arrière, la tension est maintenue constante et pendant le balayage avant, la valeur de courant ou de puissance est maintenue constante [42,43]. Après chaque itération, la convergence du flux de puissance est testée.

11. Organigramme de la méthode proposée :

Les étapes de BFS sont présentées par l'organigramme suivant :

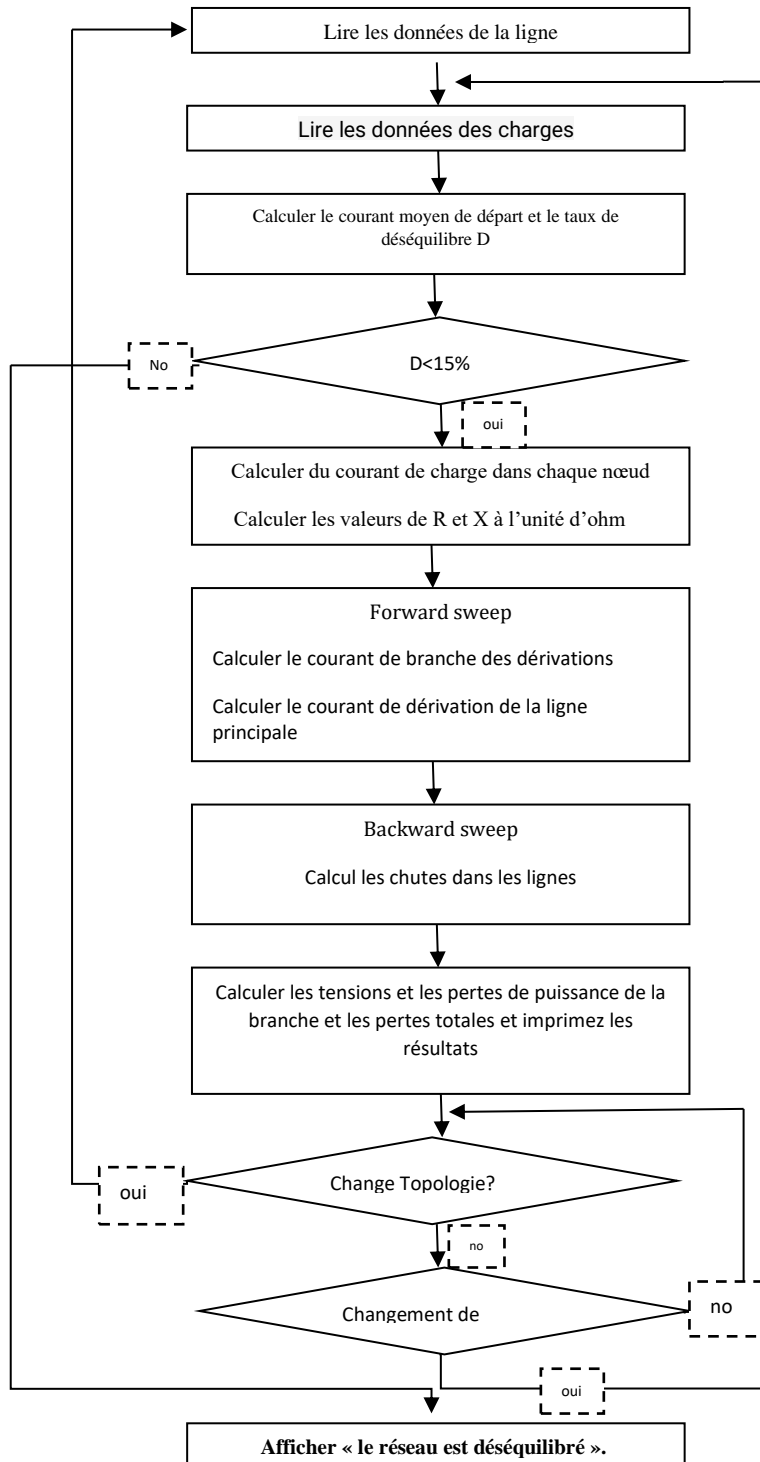


Figure 1 : Organigramme de la méthode proposée

12. Les étapes d'Algorithme de la méthode utilisée :

- Identifiez tous les nœuds et branches du chemin du nœud de connexion au nœud racine du réseau d'origine :

Organisez les données du lignes de réseau dans un tableau, comme le suivant :

Nœud	Nœud Aval	Nœud Amont	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	la longueur	Nombred'abonnés
1	1	2	(Ω)	(Ω)	km	.
2	2	3	(Ω)	(Ω)	km	.
3

Organisez les données des courants dans un tableau comme le suivent :

Phase	Courant dans le départ 1	Courant dans le départ 2	Courant dans le départ n
1	(A)	(A)	(A)
2	(A)	(A)	(A)
3	(A)	(A)	(A)

Organisez les données de puissance dans un tableau comme le suivant :

Nœud	Puissance active (kW)	puissance réactive(KVAR)
1	(kW)	(kW)
1	(kW)	(kW)

Les étapes initiales qui le programment il faut le faire avant de start les calculs et après l'organisation des données :

- Lire les données du réseau : Utilisez la commande qui vas appeler le fichier de donnée de réseau.

Exemple : `DL=readmatrix('departA.txt')`

Lire les données qui sont de forme matrice dans le fichier (departA.txt), et le placier dans la variable DL.

- Calculer le courant moyenne de départ :

Utilisez la commande {Sum} $I_{moy} = \text{sum}(DI(i, :))/3$

Utilisez la commande {Sum} pour calculer la somme de toutes les données de la matrice DI dans la colonne i, avec i c'est le nombre de départ

- Assurer l'équilibre du réseau:

Il faut s'assurer que le réseau est équilibré, alors doit calculer le taux de déséquilibre et comparer avec <<15%.

$$D = (I_{moy} - \max(DI(i, :)))/I_{moy}$$

Utilisez la boucle {if D< 15} et Utilisez la commande {max} pour choisir la valeur maximale Si la condition est remplie, il passe à l'étape suivante

Si la condition n'est pas remplie, les étapes sont sautées jusqu'à la fin du programme et la phrase {le réseau est déséquilibré} s'affiche.

- Calculer le nombre des abonnés :

$$N_A = \text{sum} (DL(i, 7))$$

- Calculer le courant spécifique pour chaque départ :

Il faut d'abord calculer, le courant spécifique (I_{sp}) absorbé par chaque abonné (du point de vue du départ). $I_{SP} = I_{moy}/N_A$

12.1. L'Algorithme de la méthode utilisée :

L'Algorithme de la méthode BFS suivant la figure 2 :

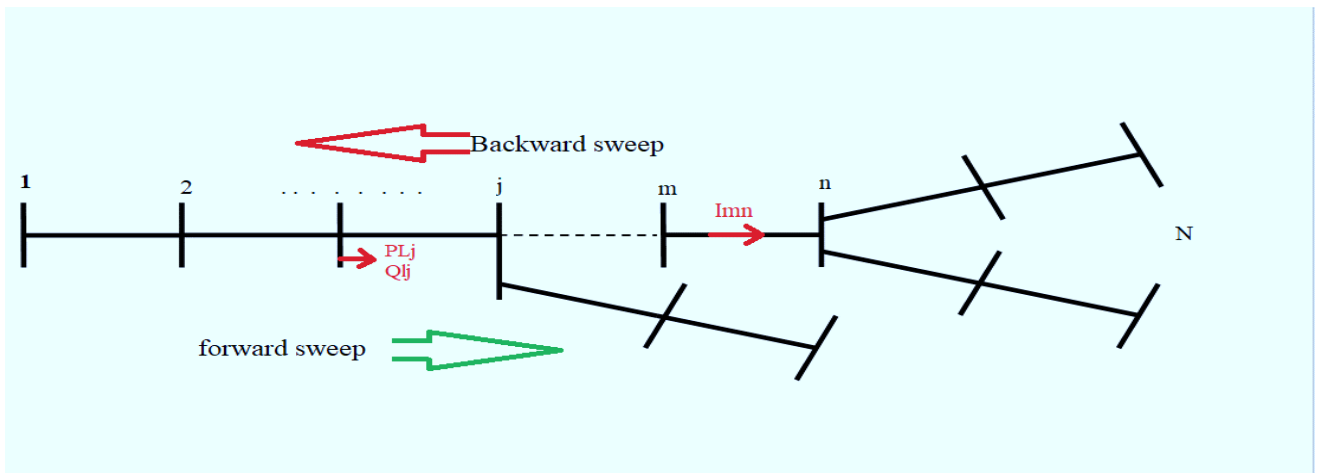


Figure 2: schéma d'un réseau électrique [43]

Après l'organisation des données du lignes de réseau dans une table et les données de puissance :

- 1 : Une valeur initiale doit être attribuée pour [43] :
- 2 : l'itération et l'erreur
- 3 : Pour $j=2, 3, \dots, N$: avec Pour N : nombre de nœud

Après ça. Suivez les étapes 1 à 8 :

Etape 01 : initialisation de la tension $V_j = V_s^{\angle 0}$ pour $j=2, 3, \dots, N$

Etape 02 : initialisation de l'itération $K = 1$

Etape 03 : calcul du courant de charge $I_j^k = (PL_j + jQL_j)^* / V_j^{K-1}$

Etape 04: Backwardsweep:

$$I_{mn}^k = I_n^{kj} + \sum \text{tout les courants des branches émane du Nœud } n$$

Etape 05: forwardsweep:

$$V_n^k = V_m^k - Z_{mn} * I_{mn}^k$$

Etape 06 : $e_j^k = \max(|V_j^k - V_j^{k-1}|)$

Etape 07 : $e_{max}^k = \max(e_2^k, e_3^k, e_4^k, \dots, e_N^k)$

Etape 08 : pour $e_{max}^k \leq \text{Erreur}$ == imprimer les résultats

Autre mettre à jour le nombre d'itérations $k=k+1$

Aller à l'étape 3

Finir

13. Conclusion:

Dans la première partie de ce chapitre nous avons étudié les contraintes principales à respecter dans un réseau basse tension (Contrainte d'intensité, de tension, ...etc.) ainsi que les solutions possibles pour lever une contrainte afin d'assurer la continuité de service.

Dans la deuxième partie nous avons développés un programme de calcul l'expansion d'un réseau domestique basse tension, qui est basé sur l'algorithme de la méthode Backward/Forward Sweep.

Chapitre 04 :
Etude de développement
d'un réseau de distribution
basse tension

1. Introduction :

Ce chapitre est consacré à l'étude de développement d'un réseau de distribution BT alimentant une zone urbaine

Le réseau étudié est composé de 524 abonnés monophasés alimentés par un poste 30kV/400V à travers trois départs A, B et C. La puissance nominale du transformateur triphasé est 400 kVA et le courant nominal est 563 A.

Les abonnés souffrent de coupures répétées d'électricité. Les mesures d'intensité et de tension effectuées au niveau du poste et chez les abonnés, ont confirmé qu'il s'agit d'un problème de chutes de tension sur le départ A.

2. Les caractéristiques du réseau étudié :

On peut résumer les caractéristiques du poste et du réseau étudié, dans le tableau suivant :

Tableau 1 : caractéristiques du réseau et du poste de transformation.

<i>Poste</i>	30kV/400V		
Nature de poste	DP		
Puissance	400 KVA		
Courant nominale	563 A		
Nombre de départs	3		
Nombre d'abonnée	524		
Longueur du réseau	A	1.2550	1.83 km
	B	0.4550	
	C	0.1200	
Nombre du nœud	68		

3. Les données physiques et dynamiques du réseau :

Pour tout étude de développement, il est nécessaire d'avoir la carte schématique du réseau et le fichier des données actualisés, ces documents ont été données par le fournisseur Sonelgaz.

La carte schématique du réseau est la suivante :

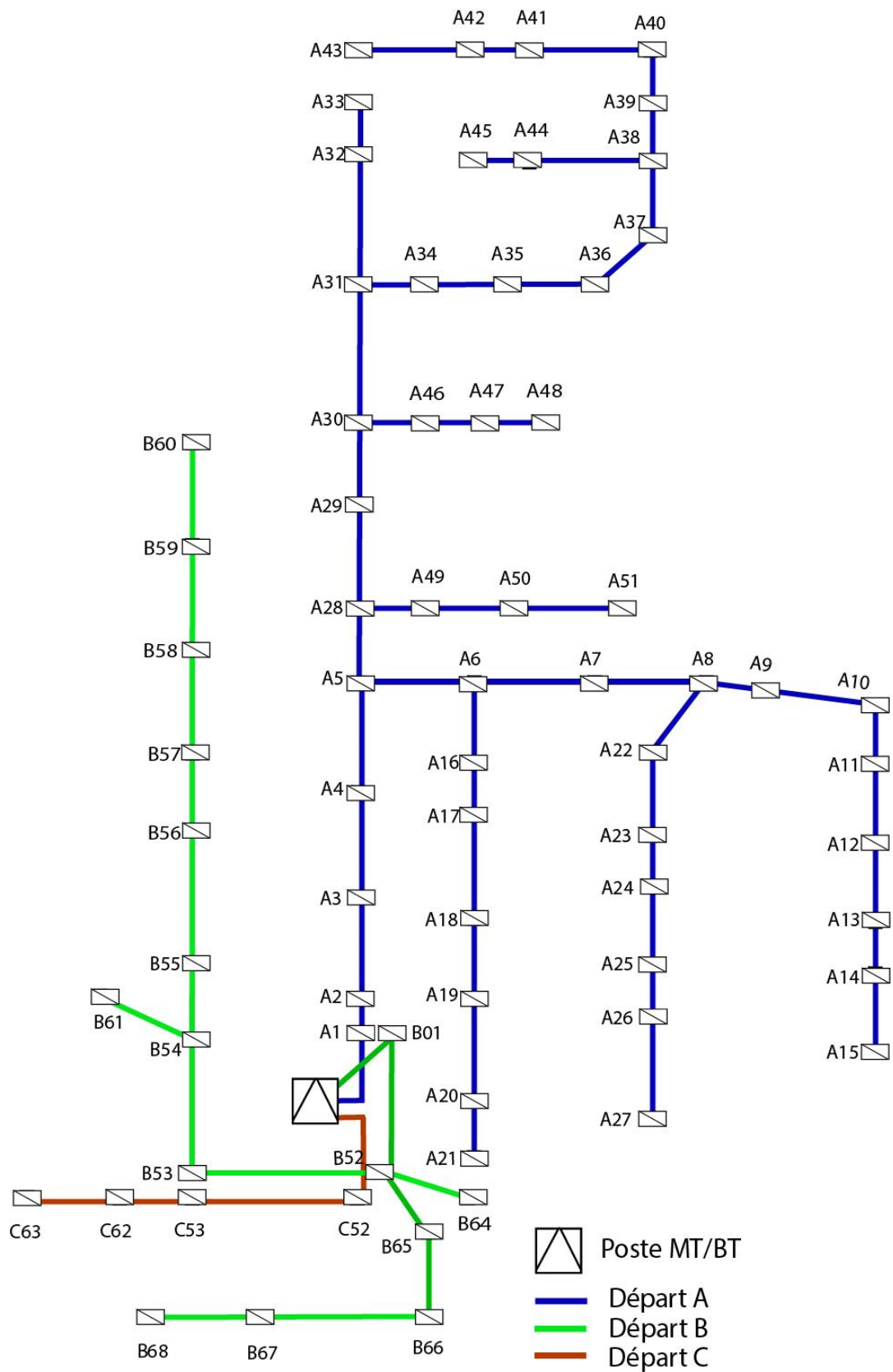


Figure 1 : Schéma de l'état actuel du réseau

- Le réseau est fait avec des câbles isolés (torsadé) de section 70 mm².

Résistance du câble	0.44 (Ω /km)
Réactance du câble	0.10 (Ω /km)
L'intensité admissible	190 A

- La chute de tension maximale admise est 5%

Le tableau 2 suivant donne les données physiques et le nombre d'abonnés à chaque nœud (ou support).

Tableau 2 : Les données physiques et le nombre d'abonnés à chaque Nœud

Nœud amont	Nœud aval	Iadm (A)	La résistance (Ω /KM)	La réactance (Ω /KM)	La distance (KM)	Nombre d'abonnés
Poste	A01	190	0.44	0.10	0.010	10
A01	A02	190	0.44	0.10	0.015	22
A02	A03	190	0.44	0.10	0.030	8
A03	A04	190	0.44	0.10	0.030	18
A04	A05	190	0.44	0.10	0.030	8
A05	A06	190	0.44	0.10	0.030	7
A06	A07	190	0.44	0.10	0.030	8
A07	A08	190	0.44	0.10	0.025	0
A08	A09	190	0.44	0.10	0.025	0
A09	A10	190	0.44	0.10	0.020	3
A10	A11	190	0.44	0.10	0.030	17
A11	A12	190	0.44	0.10	0.020	8
A12	A13	190	0.44	0.10	0.025	11
A13	A14	190	0.44	0.10	0.025	6
A14	A15	190	0.44	0.10	0.020	8
A06	A16	190	0.44	0.10	0.025	7
A16	A17	190	0.44	0.10	0.025	9
A17	A18	190	0.44	0.10	0.020	8
A18	A19	190	0.44	0.10	0.030	9
A19	A20	190	0.44	0.10	0.025	6
A20	A21	190	0.44	0.10	0.030	4
A08	A22	190	0.44	0.10	0.020	8
A22	A23	190	0.44	0.10	0.025	7
A23	A24	190	0.44	0.10	0.025	11
A24	A25	190	0.44	0.10	0.020	9
A25	A26	190	0.44	0.10	0.025	6
A26	A27	190	0.44	0.10	0.020	8
A05	A28	190	0.44	0.10	0.030	11
A28	A29	190	0.44	0.10	0.025	8

A29	A30	190	0.44	0.10	0.030	6
A30	A31	190	0.44	0.10	0.025	2
A31	A32	190	0.44	0.10	0.035	4
A32	A33	190	0.44	0.10	0.035	5
A33	A34	190	0.44	0.10	0.020	4
A34	A35	190	0.44	0.10	0.020	15
A35	A36	190	0.44	0.10	0.025	4
A36	A37	190	0.44	0.10	0.025	2
A37	A38	190	0.44	0.10	0.020	0
A38	A39	190	0.44	0.10	0.025	2
A39	A40	190	0.44	0.10	0.020	0
A40	A41	190	0.44	0.10	0.020	6
A41	A42	190	0.44	0.10	0.035	4
A42	A43	190	0.44	0.10	0.020	0
A38	A44	190	0.44	0.10	0.035	8
A44	A45	190	0.44	0.10	0.020	7
A45	A46	190	0.44	0.10	0.020	5
A46	A47	190	0.44	0.10	0.020	6
A47	A48	190	0.44	0.10	0.020	6
A28	A49	190	0.44	0.10	0.020	11
A49	A50	190	0.44	0.10	0.025	12
A50	A51	190	0.44	0.10	0.030	7
poste	B01	190	0.44	0.10	0.010	0
B01	B52	190	0.44	0.10	0.035	4
B52	B53	190	0.44	0.10	0.040	20
B53	B54	190	0.44	0.10	0.040	6
B54	B55	190	0.44	0.10	0.025	7
B55	B56	190	0.44	0.10	0.035	11
B56	B57	190	0.44	0.10	0.025	7
B57	B58	190	0.44	0.10	0.030	9
B58	B59	190	0.44	0.10	0.030	9
B59	B60	190	0.44	0.10	0.030	8
B54	B61	190	0.44	0.10	0.020	8
B52	B64	190	0.44	0.10	0.025	4
B52	B65	190	0.44	0.10	0.015	10
B65	B66	190	0.44	0.10	0.025	12
B66	B67	190	0.44	0.10	0.040	12
B67	B68	190	0.44	0.10	0.030	12
poste	C52	190	0.44	0.10	0.025	0
C52	C53	190	0.44	0.10	0.040	0
C53	C62	190	0.44	0.10	0.025	14
C62	C63	190	0.44	0.10	0.030	10
Total des Nœuds			63	Total des abonnés		524

Le tableau 3 suivant donne les courants mesurés dans les phases 1,2 et 3 dans chaque départ :

Tableau 3 : les courants mesurés dans les phases 1,2 et 3 des départs A, B et C

Départ BT	I _{Phase1} (A)	I _{Phase2} (A)	I _{Phase3} (A)
A	248	250	251
B	97	96	95
C	50	49	52

4. Traitement des données :

Pour vérifier l'état du réseau il est nécessaire de calculer pour chaque départ, le courant et les pertes par effet Joule dans chaque branche ainsi que la tension et la chute de tension à chaque nœud. On va effectuer les calculs pour le départ A, la procédure est la même pour les autres départs.

4.1. Calcul du taux de déséquilibre :

Il faut d'abord calculer le taux de déséquilibre de chaque départ pour s'assurer que le réseau est équilibré.

En calculant le taux de déséquilibre. D'après la formule générale [équations ... (III1,2,3)] :

$$D_A(\%) = 0.534045\%$$

$$D_B(\%) = 1.04166\%$$

$$D_C(\%) = 3.31125\%$$

Le départ A est équilibré et il en est de même pour le départ B et C

4.2. Calcul du courant spécifique (Isp) de chaque abonné :

Le courant spécifique (Isp) absorbé par chaque abonné (du point de vue du départ), il est calculé pour chaque départ d'après la formule suivante :

$$I_{SP-départ(i)} = \frac{I_{moy-départ(i)}}{N_{(i)}} \quad (IV1)$$

Avec : $I_{moy-départ(i)}$ le courant moyen du départ (i)

$N_{(i)}$ le nombre total d'abonnés du départ (i)

En prenant par exemple le départ A :

$$I_{SP-départ(A)} = \frac{I_{moy-départ(A)}}{N_{(A)}} = 249.6666 / 361 = 0.69159 \quad (A)$$

4.3. Réalisation d'un programme pour l'étude de développement d'un réseau de distribution BT

En se basant sur la méthode de Backward/Forward Sweep et en utilisant l'algorithme décrit au chapitre 3, on a réalisé un programme pour le calcul de l'expansion d'un réseau domestique basse tension.

Pour tester le programme on a fait le calcul pour le réseau de distribution de la cité d'Amn El Hayet à l'est de Sétif qui été calculé avec le logiciel CARA à la Sonelgaz de Sétif. Les résultats sont très proches (voir annexe).

5. Calcul nécessaire pour l'année en cours :

En utilisant le programme qu'on a réalisé en se basant sur la méthode de Backward/Forward Sweep (voir le chapitre3), on a effectué le calcul des courants dans les branches, des chutes de tension et les pertes par effet Joule pour l'année en cours (2021). Les tableaux 4, 5 et 6 donnent les résultats de calcul.

Tableau 4 : chutes de tension et pertes dans le départ A

Nœud	I _{ad} (A)	I ligne (A)	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	P _j (KW)	Δu(%)
Depart A		249.6667	400.0000				
A01	190	249.6667	399.5248	Poste	A01	0.8228	0.4752
A02	190	242.7507	398.3564	A01	A02	1.1668	1.1683
A03	190	227.5355	395.8888	A02	A03	2.0502	2.4677
A04	190	222.0028	392.1534	A03	A04	1.9517	3.7354
A05	190	209.5540	387.2213	A04	A05	1.7390	4.9320
A06	190	110.6556	381.6574	A05	A06	0.4849	5.5639
A07	190	76.0757	375.6590	A06	A07	0.2292	5.9984
A08	190	70.5429	369.3250	A07	A08	0.1642	6.3340
A09	190	36.6547	362.8165	A08	A09	0.0443	6.5085
A10	190	36.6547	356.1685	A09	A10	0.0355	6.6480
A11	190	34.5799	349.3230	A10	A11	0.0474	6.8455
A12	190	22.8227	342.3906	A11	A12	0.0138	6.9324
A13	190	17.2899	335.3760	A12	A13	0.0099	7.0146
A14	190	9.6824	328.3153	A13	A14	0.0031	7.0607
A06	190	5.5328	321.2335	A14	A15	0.0008	7.0818
A16	190	29.7387	375.9519	A06	A16	0.0292	5.7054
A17	190	24.8975	370.1280	A16	A17	0.0205	5.8239
A18	190	18.6731	364.2330	A17	A18	0.0092	5.8950
A19	190	13.1404	358.2630	A18	A19	0.0068	5.9701
A20	190	6.9160	352.2600	A19	A20	0.0016	6.0030
A08	190	2.7664	346.2412	A20	A21	0.0003	6.0188
A22	190	33.8883	362.8619	A08	A22	0.0303	6.4631
A23	190	28.3555	356.2639	A22	A23	0.0265	6.5980

A24	190	23.5143	349.5541	A23	A24	0.0182	6.7099
A25	190	15.9067	342.7836	A24	A25	0.0067	6.7704
A26	190	9.6824	335.9671	A25	A26	0.0031	6.8165
A27	190	5.5328	329.1295	A26	A27	0.0008	6.8376
A28	190	93.3657	381.7561	A05	A28	0.3452	5.4652
A29	190	65.0102	375.9816	A28	A29	0.1395	5.7746
A30	190	59.4774	369.8674	A29	A30	0.1401	6.1142
A31	190	43.5706	363.5458	A30	A31	0.0626	6.3215
A32	190	6.2244	357.1828	A31	A32	0.0018	6.3630
A33	190	3.4580	350.7968	A32	A33	0.0006	6.3860
A34	190	35.9631	357.0874	A33	A34	0.0341	6.4585
A35	190	33.1967	350.5025	A34	A35	0.0291	6.5848
A36	190	22.8227	343.8091	A35	A36	0.0172	6.6934
A37	190	20.0563	337.0202	A36	A37	0.0133	6.7889
A38	190	18.6731	330.1603	A37	A38	0.0092	6.8600
A39	190	8.2992	323.2608	A38	A39	0.0023	6.8995
A40	190	6.9160	316.3350	A39	A40	0.0013	6.9258
A41	190	6.9160	309.3829	A40	A41	0.0013	6.9521
A42	190	2.7664	302.4124	A41	A42	0.0004	6.9705
A43	190	0	295.4418	A38	A43	0	6.9705
A44	190	10.3740	323.2312	A38	A44	0.0050	6.9291
A45	190	4.8412	316.2837	A44	A45	0.0006	6.9475
A46	190	11.7572	363.7084	A45	A46	0.0036	6.1590
A47	190	8.2992	357.5178	A46	A47	0.0018	6.1906
A48	190	4.1496	351.3115	A47	A48	0.0005	6.2064
A49	190	20.7479	376.2119	A28	A49	0.0114	5.5442
A50	190	13.1404	370.6052	A49	A50	0.0057	5.6067
A51	190	4.8412	364.9709	A50	A51	0.0009	5.6344
Pertes total						9.7439	

Tableau 5 : chutes de tension et pertes dans le départ B.

Nœud	Iad (A)	I ligne (A)	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	Pj (W)	ΔU (%)
Depart B		96.0000	400.0000				
B01	190	96.0000	399.8173	poste	B01	121.6512	0.1827
B52	190	96.0000	398.9950	B01	B52	425.7792	0.8223
B53	190	58.7050	397.7257	B52	B53	181.9636	1.2693
B54	190	44.8921	396.1146	B53	B54	106.4078	1.6111
B55	190	35.2230	394.3359	B54	B55	40.9418	1.7787
B56	190	30.3885	392.3548	B55	B56	42.6639	1.9811
B57	190	22.7914	390.2652	B56	B57	17.1417	2.0896

B58	190	17.9568	388.0730	B57	B58	12.7689	2.1921
B59	190	11.7410	385.8138	B58	B59	5.4589	2.2592
B60	190	5.5252	383.5231	B59	B60	1.2089	2.2907
B61	190	5.5252	394.4825	B60	B61	0.8059	1.6321
B64	190	2.7626	398.1595	B61	B64	0.2519	0.8354
B65	190	31.7698	398.0820	B64	B65	19.9845	0.9130
B66	190	24.8633	397.0506	B65	B66	20.4001	1.0313
B67	190	16.5755	395.8931	B66	B67	14.5067	1.1575
B68	190	8.2878	394.6882	B67	B68	2.7200	1.2049
Pertes total						1014.7	

Tableau 6 : chutes de tension et pertes dans le départ C

Nœud	Iad (A)	I ligne (A)	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	Pj (W)	ΔU (%)
Depart C		16.5600	400.0000				
poste	190	50.3333	399.7605	poste	C52	83.6037	0.2395
C52	190	50.3333	399.1377	C52	C53	133.7659	0.6228
C53	190	50.3333	398.2755	C53	C62	83.6037	0.8623
C62	190	20.9722	397.2934	C62	C63	17.4174	0.9820
Pertes total						318.3906	

6. Analyse des résultats et identification du problème :

Après avoir analysé les résultats, on a constaté que :

- **Pour le départ A :**

La chute de tension maximale a atteint une valeur bien supérieure à celle spécifiée par le fournisseur ($7.0818 > 5\%$) et la même chose pour le courant admissible ($I_{ad} < 249.6667$) dans les nœud A1 jusqu'à A5, Ceci confirme le résultat donné par les mesures initiales de l'intensité de courant et de la tension. A savoir qu'il s'agit d'un problème de chutes de tension sur le départ A.

- **Pour le départ B :**

La chute de tension maximale a atteint une valeur $2.2907 < 5\%$, Cela signifie que le départ B n'a pas de problèmes

- **Pour le départ C :**

La chute de tension maximale a atteint une valeur $0.9820 < 5\%$, Cela signifie que le départ C aussi n'a pas de problèmes

7. Propositions des solutions :

Les solutions possibles pour améliorer le réseau sont :

- Le changement du transformateur HTA/BT
- Le changement de section des conducteurs
- L'accroissement du nombre de départs
- La création d'un poste HTA/BT supplémentaire

Choisissez la meilleure solution du point de vue technique :

- La somme des puissances consommées et les pertes joule dans les lignes moins que la puissance nominale de notre poste. Alors le changement de transformateur HTA/BT est un choix exclu.
- Le changement de section aussi n'a pas aidé à résoudre le problème de la chute tension dans notre réseau, alors le choix est exclu aussi.
- L'accroissement du nombre de départs est une solution au problème de la chute tension dans notre réseau
- La création d'un poste HTA/BT supplémentaire (Poste sur poteau $S \leq 160$ KVA) à la fin de départ (A) aidé à résoudre le problème de la chute de tension.

Choisissez la meilleure solution du point de vue économique :

Le cout de l'ajout des départs et des câbles est beaucoup moins cher que de créer un nouveau poste sur poteau.

D'après l'étude de ce réseau nous concluons que pour une meilleure configuration du réseau et une meilleure répartition des charges nous avons proposé de :

- Créer un nouveau départ de poste au support A28
- Créer un nouveau départ de poste au support A22

La nouvelle structure proposée de réseau électrique de cité AMN El Hayet est présentée par la figure 2.

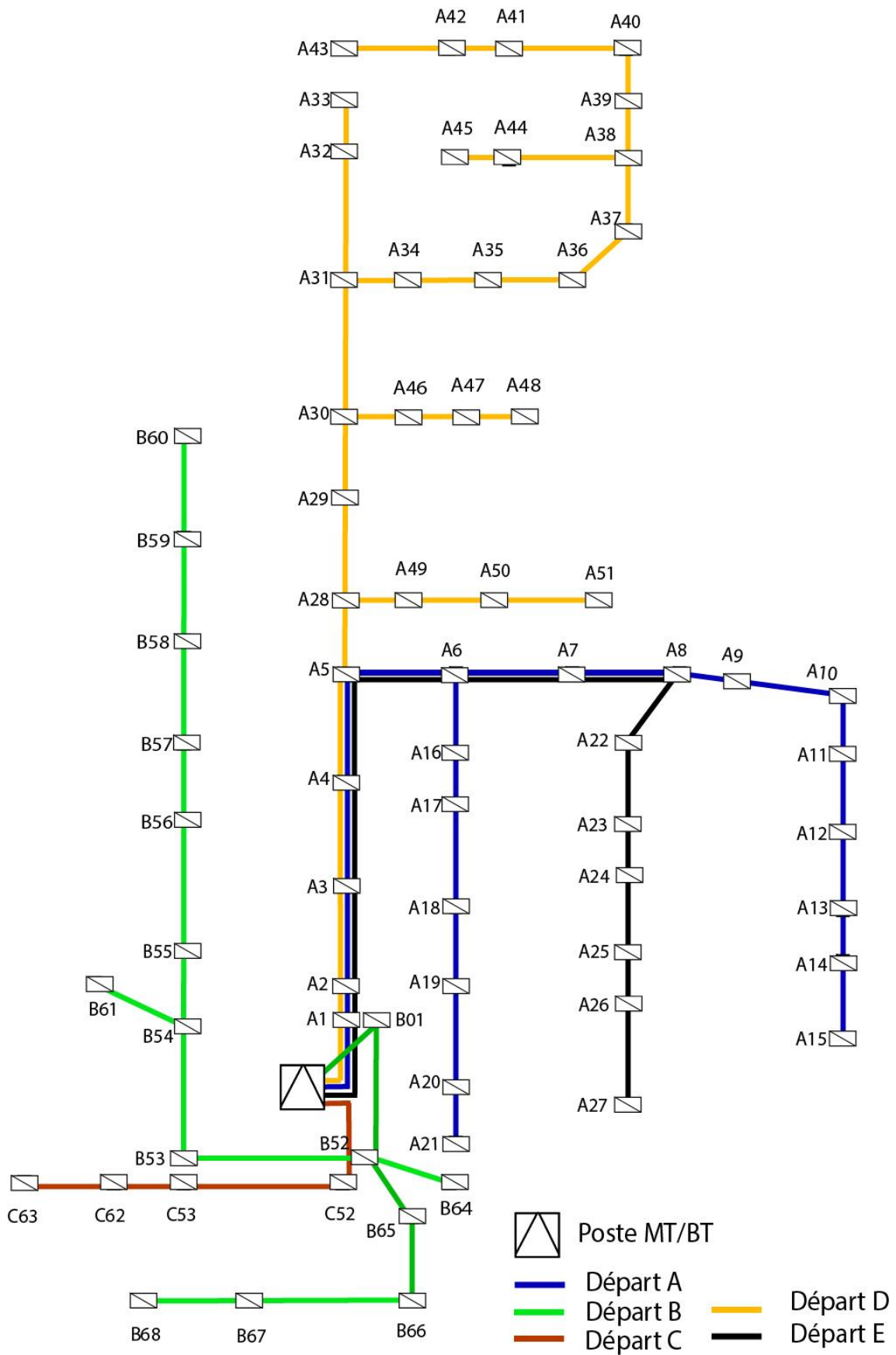


Figure 2: la nouvelle structure proposée de réseau électrique de cité AMN El Hayet

8. Vérification de la solution proposée :

8.1. Nouveau départ A :

Tableau 7 : Les donnée physique et le nombre d'abonnés à chaque Nœud de nouvel départ A

Nœud amont	Nœud aval	Iadm (A)	La résistance (Ω/KM)	La réactance (Ω/KM)	La distance (KM)	Nombre d'abonnés
Poste	A01	190	0.44	0.10	0.010	10
A01	A02	190	0.44	0.10	0.015	22
A02	A03	190	0.44	0.10	0.030	08
A03	A04	190	0.44	0.10	0.030	18
A04	A05	190	0.44	0.10	0.030	08
A05	A06	190	0.44	0.10	0.030	07
A06	A07	190	0.44	0.10	0.030	8
A07	A08	190	0.44	0.10	0.025	0
A08	A09	190	0.44	0.10	0.025	0
A09	A10	190	0.44	0.10	0.020	3
A10	A11	190	0.44	0.10	0.030	17
A11	A12	190	0.44	0.10	0.020	8
A12	A13	190	0.44	0.10	0.025	11
A13	A14	190	0.44	0.10	0.025	6
A14	A15	190	0.44	0.10	0.020	8
A06	A16	190	0.44	0.10	0.025	7
A16	A17	190	0.44	0.10	0.025	9
A17	A18	190	0.44	0.10	0.020	8
A18	A19	190	0.44	0.10	0.030	9
A19	A20	190	0.44	0.10	0.025	6
A20	A21	190	0.44	0.10	0.030	4

8.2. Nouveau départ D :

Tableau 8 : Les donnée physique et le nombre d'abonnés à chaque Nœud de nouvel départ D

Nœud amont	Nœud aval	Iadm (A)	La résistance (Ω/Km)	La réactance (Ω/Km)	La distance (Km)	Nombred'abonnés
Poste	A01	190	0.44	0.10	0.010	00
A01	A02	190	0.44	0.10	0.015	00
A02	A03	190	0.44	0.10	0.030	00
A03	A04	190	0.44	0.10	0.030	00
A04	A05	190	0.44	0.10	0.030	00
A05	A28	190	0.44	0.10	0.030	11
A28	A29	190	0.44	0.10	0.025	8

A29	A30	190	0.44	0.10	0.030	6
A30	A31	190	0.44	0.10	0.025	2
A31	A32	190	0.44	0.10	0.035	4
A32	A33	190	0.44	0.10	0.035	5
A33	A34	190	0.44	0.10	0.020	4
A34	A35	190	0.44	0.10	0.020	15
A35	A36	190	0.44	0.10	0.025	4
A36	A37	190	0.44	0.10	0.025	2
A37	A38	190	0.44	0.10	0.020	0
A38	A39	190	0.44	0.10	0.025	2
A39	A40	190	0.44	0.10	0.020	0
A40	A41	190	0.44	0.10	0.020	6
A41	A42	190	0.44	0.10	0.035	4
A42	A43	190	0.44	0.10	0.020	0
A38	A44	190	0.44	0.10	0.035	8
A44	A45	190	0.44	0.10	0.020	7
A45	A46	190	0.44	0.10	0.020	5
A46	A47	190	0.44	0.10	0.020	6
A47	A48	190	0.44	0.10	0.020	6
A28	A49	190	0.44	0.10	0.020	11
A49	A50	190	0.44	0.10	0.025	12
A50	A51	190	0.44	0.10	0.030	7

8.3. Nouveau depart E:

Tableau 9 : Les donnée physique et le nombre d'abonnés à chaque Nœud de nouvel départ E

Nœud amont	Nœud aval	Iadm (A)	La résistance (Ω/Km)	La réactance (Ω/Km)	La distance (Km)	Nombre d'abonnés
Poste	A01	190	0.44	0.10	0.010	0
A01	A02	190	0.44	0.10	0.015	0
A02	A03	190	0.44	0.10	0.030	0
A03	A04	190	0.44	0.10	0.030	0
A04	A05	190	0.44	0.10	0.030	0
A05	A06	190	0.44	0.10	0.030	0
A06	A07	190	0.44	0.10	0.030	0
A07	A08	190	0.44	0.10	0.025	0
A08	A22	190	0.44	0.10	0.020	8
A22	A23	190	0.44	0.10	0.025	7
A23	A24	190	0.44	0.10	0.025	11
A24	A25	190	0.44	0.10	0.020	9
A25	A26	190	0.44	0.10	0.025	6
A26	A27	190	0.44	0.10	0.020	8

9. Calcul les chutes de tension et les pertes :

9.1. Nouveau départ A :

Tableau 10 : chutes de tension et pertes dans le départ A

Nœud	I _{ad} (A)	I ligne (A)	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	P _j (W)	Δu(%)
departA		122.4127	400.0000				
A1	190	122.4127	399.7670	poste	A01	197.8004	0.2330
A2	190	115.4968	399.2042	A01	A02	264.1222	0.5628
A3	190	100.2816	398.0688	A02	A03	398.2336	1.1354
A4	190	94.7488	396.3923	A03	A04	355.5028	1.6765
A5	190	82.3001	394.2458	A04	A05	268.2229	2.1465
A6	190	76.7673	391.6610	A05	A06	233.3715	2.5848
A7	190	42.1874	388.8353	A06	A07	70.4793	2.8257
A8	190	36.6547	385.8351	A07	A08	44.3376	3.0002
A9	190	36.6547	382.6605	A08	A09	44.3376	3.1746
A10	190	36.6547	379.3464	A09	A10	35.4701	3.3141
A11	190	34.5799	375.8348	A10	A11	47.3524	3.5116
A12	190	22.8227	372.2363	A11	A12	13.7511	3.5985
A13	190	17.2899	368.5555	A12	A13	9.8651	3.6808
A14	190	9.6824	364.8287	A13	A14	3.0937	3.7268
A15	190	5.5328	361.0808	A14	A15	0.8081	3.7479
A16	190	29.7387	388.9347	A06	A16	29.1849	2.7263
A17	190	24.8975	386.0898	A16	A17	20.4562	2.8448
A18	190	18.6731	383.1739	A17	A18	9.2053	2.9159
A19	190	13.1404	380.1830	A18	A19	6.8377	2.9909
A20	190	6.9160	377.1591	A19	A20	1.5784	3.0239
A21	190	2.7664	374.1195	A20	A21	0.3031	3.0397
Pertes Total						2.0543*10 ³	

9.2. Nouveau départ D :

Tableau 11 : chutes de tension et pertes dans le départ D

Nœud	I _{ad} (A)	I ligne (A)	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	P _j (W)	Δu(%)
departD		93.3657	400.0000				
A1	190	93.3657	399.8223	poste	A01	115.0663	0.1777
A2	190	93.3657	399.3780	A01	A02	172.5995	0.4443
A3	190	93.3657	398.4005	A02	A03	345.1989	0.9775
A4	190	93.3657	396.8899	A03	A04	345.1989	1.5106
A5	190	93.3657	394.8461	A04	A05	345.1989	2.0438
A28	190	93.3657	392.2692	A05	A28	345.1989	2.5769
A29	190	65.0102	389.3829	A28	A29	139.4686	2.8863
A30	190	59.4774	386.1570	A29	A30	140.0873	3.2259
A31	190	43.5706	382.7237	A30	A31	62.6472	3.4333
A32	190	6.2244	379.2490	A31	A32	1.7899	3.4747
A33	190	3.4580	375.7512	A32	A33	0.5524	3.4978
A34	190	35.9631	379.1535	A31	A34	34.1442	3.5702
A35	190	33.1967	375.4570	A34	A35	29.0933	3.6966
A36	190	22.8227	371.6518	A35	A36	17.1889	3.8052
A37	190	20.0563	367.7512	A36	A37	13.2745	3.9006
A38	190	18.6731	363.7795	A37	A38	9.2053	3.9717
A39	190	8.2992	359.7683	A38	A39	2.2729	4.0112
A40	190	6.9160	355.7308	A39	A40	1.2627	4.0375
A41	190	6.9160	351.6669	A40	A41	1.2627	4.0638
A42	190	2.7664	347.5847	A41	A42	0.3536	4.0823
A43	190	0	343.5024	A42	A43	0	4.0823
A44	190	10.3740	359.7387	A38	A44	4.9720	4.0408
A45	190	4.8412	355.6794	A44	A45	0.6187	4.0592
A46	190	11.7572	382.8863	A30	A46	3.6493	3.2707
A47	190	8.2992	379.5840	A46	A47	1.8183	3.3023
A48	190	4.1496	376.2659	A47	A48	0.4546	3.3181
A49	190	20.7479	389.6133	A28	A49	11.3646	2.6559
A50	190	13.1404	386.8948	A49	A50	5.6981	2.7184
A51	190	4.8412	384.1488	A50	A51	0.9281	2.7461
Total Pertes						2.1506*10 ³	

9.3. Nouveau départ E :

Tableau 12 : chutes de tension et pertes dans le départ E.

Nœud	I _{ad} (A)	I ligne	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	P _j (W)	Δu(%)
departE		33.8100	400.0000				
A1	190	33.8883	399.9355	poste	A01	15.1591	0.0645
A2	190	33.8883	399.7742	A01	A02	22.7386	0.1613
A3	190	33.8883	399.4195	A02	A03	45.4772	0.3548
A4	190	33.8883	398.8712	A03	A04	45.4772	0.5483
A5	190	33.8883	398.1293	A04	A05	45.4772	0.7418
A6	190	33.8883	397.1940	A05	A06	45.4772	0.9353
A7	190	33.8883	396.0652	A06	A07	45.4772	1.1288
A08	190	33.8883	394.7751	A07	A08	37.8977	1.2901
A22	190	33.8883	393.3559	A08	A22	30.3182	1.4191
A23	190	28.3555	391.8019	A22	A23	26.5331	1.5541
A24	190	23.5143	390.1359	A23	A24	18.2465	1.6660
A25	190	15.9067	388.4094	A24	A25	6.6798	1.7265
A26	190	9.6824	386.6368	A25	A26	3.0937	1.7726
A27	190	5.5328	384.8432	A26	A27	0.8081	1.7936
				Total Pertes		388.8610	

10. Analyse des résultats :

- Pour le départ A :

La chute de tension maximale atteinte est 3.7479 < 5 %, cela signifie que le problème de chute de tension a été résolu pour le départ A

- Pour le nouveau départ D :

La chute de tension maximale atteinte est 4.0823 < 5 %, cela signifie que le départ B n'a pas de problèmes

- Pour le nouveau départ E :

La chute de tension maximale atteinte est 1.7936 < 5 %, cela signifie que le départ B n'a pas de problèmes

11. Calcul des puissances actives, réactives et apparentes du réseau :

$$p = \sqrt{3}.U.I.\cos(\varphi) \quad (IV2)$$

$$Q = \sqrt{3}.U.I.\sin(\varphi) \quad (IV3)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (IV4)$$

Tableau 13 : Les puissances actives, réactives et apparentes du réseau

Départ	Courant absorbé	N abonnés	S (KVA)	P (KW)	Q(KVAR)
A	122.4127	177	84.810	76.329	36.968
B	96.00000	139	66.511	59.860	28.991
C	50.3333	024	34.872	31.385	15.200
Nouveau D	93.3657	135	64.686	58.217	28.196
Nouveau E	33.8883	049	23.478	21.131	10.234
Total	396	524	274.357	246.925	109.355

12. Calcule de la chute de tension pour les cinq années à venir :

12.1. Pour le nouveau départ A :

La charge du réseau évolue chaque année de 3% . donc le courant spécifique évolue aussi :

$$I_{cf}^{n+1} = I_{cf}^n + I_{cf}^n * 0.03 = I_{cf}^{n+1} = I_{cf}^n(1 + 0.03) \quad (IV5)$$

$$I_{cf}^{n+1} = I_{cf}^n * 1.03 \quad (IV6)$$

En prendre par exemple augmentation de courant spécifique entre 2021 et 2022 :

$$I_{cf}^{2022} = I_{cf}^{2021} * 1.03=0.7123 (A)$$

Même méthode pour les 4 année suivante.

Tableau 14 : Calcul les chutes de tension et les pertes dans le nouveau départ A pour l’année 2022 jusqu’à 2026

Nœud	I ligne (A)	U(V)	Nœud amont	Nœud aval	Pj (W)	ΔU(%)
Nouveau départ A 2022						
Pour l’année 2022 Icf = 0.7123						
departA		126.0851	400.0000			
A1	190	126.0851	399.7600	poste A01	209.8465	0.2400
A2	190	118.9617	399.1803	A01 A02	280.2072	0.5797
A3	190	103.2901	398.0108	A02 A03	422.4860	1.1695
A4	190	97.5913	396.2841	A03 A04	377.1529	1.7268
A5	190	84.7691	394.0732	A04 A05	284.5577	2.2108
A6	190	79.0703	391.4108	A05 A06	247.5839	2.6624

A7	190	43.4531	388.5003	A06	A07	74.7715	2.9105
A8	190	37.7543	385.4102	A07	A08	47.0378	3.0902
A9	190	37.7543	382.1403	A08	A09	47.0378	3.2698
A10	190	37.7543	378.7268	A09	A10	37.6302	3.4136
A11	190	35.6173	375.1098	A10	A11	50.2362	3.6169
A12	190	23.5074	371.4034	A11	A12	14.5886	3.7064
A13	190	17.8086	367.6122	A12	A13	10.4659	3.7912
A14	190	9.9728	363.7736	A13	A14	3.2821	3.8386
A15	190	5.6988	359.9132	A14	A15	0.8574	3.8603
A16	190	30.6308	388.6027	A06	A16	30.9622	2.8081
A17	190	25.6444	385.6725	A16	A17	21.7020	2.9302
A18	190	19.2333	382.6692	A17	A18	9.7659	3.0034
A19	190	13.5346	379.5885	A18	A19	7.2541	3.0807
A20	190	7.1235	376.4739	A19	A20	1.6745	3.1146
A21	190	2.8494	373.3430	A20	A21	0.3215	3.1308
Pertes Total						2.1794*10 ³	

Nouveau départ A 2023

Pour l'année 2023 Icf=0.7337

Poste(departA)		400.0000					
A1	190	129.8677	399.7528	poste	A01	222.6261	0.2472
A2	190	122.5305	399.1557	A01	A02	297.2718	0.5971
A3	190	106.3888	397.9512	A02	A03	448.2154	1.2046
A4	190	100.5191	396.1726	A03	A04	400.1215	1.7786
A5	190	87.3122	393.8954	A04	A05	301.8872	2.2772
A6	190	81.4424	391.1532	A05	A06	262.6617	2.7422
A7	190	44.7567	388.1553	A06	A07	79.3251	2.9978
A8	190	38.8869	384.9725	A07	A08	49.9024	3.1829
A9	190	38.8869	381.6045	A08	A09	49.9024	3.3679
A10	190	38.8869	378.0886	A09	A10	39.9219	3.5160
A11	190	36.6858	374.3631	A10	A11	53.2955	3.7255
A12	190	24.2126	370.5455	A11	A12	15.4770	3.8176
A13	190	18.3429	366.6406	A12	A13	11.1032	3.9049
A14	190	10.2720	362.6868	A13	A14	3.4820	3.9538
A15	190	5.8697	358.7106	A14	A15	0.9096	3.9761
A16	190	31.5498	388.2608	A06	A16	32.8478	2.8924
A17	190	26.4138	385.2427	A16	A17	23.0237	3.0181
A18	190	19.8103	382.1492	A17	A18	10.3607	3.0935
A19	190	13.9406	378.9761	A18	A19	7.6959	3.1731
A20	190	7.3372	375.7681	A19	A20	1.7765	3.2080
A21	190	2.9349	372.5433	A20	A21	0.3411	3.2248
Pertes Total						2.3121*10 ³	

Nouveau départ A 2024

Pour l'année 2024 Icf= 0.7557

Poste(departA)		133.7637	400.0000				
A1	190	133.7637	399.7454	poste	A01	236.1840	0.2546
A2	190	126.2064	399.1304	A01	A02	315.3757	0.6150
A3	190	109.5804	397.8897	A02	A03	475.5118	1.2407
A4	190	103.5346	396.0578	A03	A04	424.4890	1.8319
A5	190	89.9315	393.7123	A04	A05	320.2722	2.3455
A6	190	83.8857	390.8878	A05	A06	278.6578	2.8245

A7	190	46.0994	387.8000	A06	A07	84.1560	3.0878
A8	190	40.0535	384.5216	A07	A08	52.9414	3.2784
A9	190	40.0535	381.0527	A08	A09	52.9414	3.4690
A10	190	40.0535	377.4312	A09	A10	42.3532	3.6214
A11	190	37.7864	373.5940	A10	A11	56.5412	3.8372
A12	190	24.9390	369.6619	A11	A12	16.4196	3.9322
A13	190	18.8932	365.6398	A12	A13	11.7794	4.0221
A14	190	10.5802	361.5674	A13	A14	3.6940	4.0724
A15	190	6.0458	357.4719	A14	A15	0.9650	4.0954
A16	190	32.4963	387.9086	A06	A16	34.8482	2.9792
A17	190	27.2062	384.8000	A16	A17	24.4258	3.1086
A18	190	20.4046	381.6137	A17	A18	10.9916	3.1863
A19	190	14.3588	378.3454	A18	A19	8.1646	3.2683
A20	190	7.5573	375.0412	A19	A20	1.8847	3.3043
A21	190	3.0229	371.7196	A20	A21	0.3619	3.3215
Pertes Total						2.4530*10 ³	

Nouveau départ A 2025

Pour l'année 2025 Icf= 0.7784

Poste(departA)		137.7766	400.0000				
A1	190	137.7766	399.7377	poste	A01	250.5676	0.2623
A2	190	129.9926	399.1043	A01	A02	334.5821	0.6334
A3	190	112.8679	397.8264	A02	A03	504.4704	1.2779
A4	190	106.6407	395.9395	A03	A04	450.3403	1.8869
A5	190	92.6295	393.5236	A04	A05	339.7767	2.4159
A6	190	86.4023	390.6144	A05	A06	295.6281	2.9092
A7	190	47.4823	387.4340	A06	A07	89.2811	3.1804
A8	190	41.2551	384.0573	A07	A08	56.1656	3.3767
A9	190	41.2551	380.4843	A08	A09	56.1656	3.5730
A10	190	41.2551	376.7542	A09	A10	44.9325	3.7301
A11	190	38.9199	372.8018	A10	A11	59.9846	3.9523
A12	190	25.6872	368.7517	A11	A12	17.4195	4.0501
A13	190	19.4600	364.6090	A12	A13	12.4968	4.1427
A14	190	10.8976	360.4144	A13	A14	3.9190	4.1946
A15	190	6.2272	356.1961	A14	A15	1.0237	4.2183
A16	190	33.4712	387.5459	A06	A16	36.9705	3.0685
A17	190	28.0224	384.3440	A16	A17	25.9133	3.2019
A18	190	21.0168	381.0621	A17	A18	11.6610	3.2819
A19	190	14.7896	377.6958	A18	A19	8.6618	3.3663
A20	190	7.7840	374.2924	A19	A20	1.9995	3.4034
A21	190	3.1136	370.8712	A20	A21	0.3839	3.4212
Pertes Total						2.6023*10 ³	

Nouveau départ A 2026

Pour l'année 2026 Icf= 0.8018

departA		141.9099	400.0000				
A1	190	141.9099	399.7299	poste	A01	265.8272	0.2701
A2	190	133.8924	399.0775	A01	A02	354.9581	0.6524
A3	190	116.2539	397.7612	A02	A03	535.1927	1.3163
A4	190	109.8399	395.8177	A03	A04	477.7661	1.9435
A5	190	95.4084	393.3294	A04	A05	360.4691	2.4883
A6	190	88.9944	390.3328	A05	A06	313.6318	2.9965

A7	190	48.9068	387.0570	A06	A07	94.7183	3.2758
A8	190	42.4928	383.5790	A07	A08	59.5861	3.4780
A9	190	42.4928	379.8988	A08	A09	59.5861	3.6802
A10	190	42.4928	376.0568	A09	A10	47.6688	3.8420
A11	190	40.0875	371.9859	A10	A11	63.6377	4.0709
A12	190	26.4578	367.8143	A11	A12	18.4804	4.1716
A13	190	20.0438	363.5472	A12	A13	13.2578	4.2670
A14	190	11.2245	359.2268	A13	A14	4.1577	4.3204
A15	190	6.4140	354.8820	A14	A15	1.0861	4.3448
A16	190	34.4753	387.1723	A06	A16	39.2220	3.1606
A17	190	28.8630	383.8743	A16	A17	27.4915	3.2979
A18	190	21.6473	380.4940	A17	A18	12.3712	3.3803
A19	190	15.2333	377.0266	A18	A19	9.1893	3.4673
A20	190	8.0175	373.5212	A19	A20	2.1213	3.5055
A21	190	3.2070	369.9974	A20	A21	0.4073	3.5238
Pertes Total						2.7608*10 ³	

Remarque :

Pour les départs B ,C, D et E on a appliqués la même méthode de calcul qu'on a utilisés pour le nouveau départ A (voir annexe).

13. Analyse des résultats :

La chute de tension maximale en 2026 atteinte est 4.3448<5 %, et courant au point départ 141.9099 <<lad, cela signifie que le nouveau départ A n'a pas de problèmes après cinq années.

Et la même chose pour les autres départs (voir annexe)

On résume les résultats de les chutes maximale qui sont obtenues dans le tableau15 :

Tableau 15 : La chute de tension maximale dans 5 année

		<i>La chute de tension maximale</i>					
<i>L'année</i>	<i>Le départ</i>	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A		3.7479	3.8603	3.9761	4.0954	4.2183	4.3448
B		2.2907	2.3595	2.4303	2.5032	2.5783	2.6556
C		0.9820	1.0115	1.0418	1.0731	1.1053	1.1384
D		4.0823	4.2047	4.3309	4.4608	4.5946	4.7325
E		1.7936	1.8475	1.9029	1.9600	2.0188	2.0793

Et cela confirme que la nouvelle structure de notre réseau est valable pour les cinq années suivantes.

14. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons fait l'étude du développement d'un réseau de distribution d'une zone urbaine. Pour effectuer les calculs, on a réalisé un programme se basant sur la méthode de Backward/Forward Sweep afin d'effectuer les calculs de courant et des pertes par effet Joules dans les branches ainsi que de la chute de tension aux différents nœuds.

Les premiers calculs ont donné des chutes de tension supérieures à la valeur maximale admissible uniquement au départ A.

On a alors proposé de diviser le départ A en trois départs, et on a refait les calculs. Cette solution a donné un réseau en bon état pour l'année en cours et pour les cinq ans à venir.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Dans notre étude, nous avons abordé le problème de la chute de tension dans les réseaux de distribution (BT). Les chutes de tension importantes influent sur la continuité de service et sur le fonctionnement des récepteurs

Ce travail avait pour objectif l'étude de développement d'un réseau de distribution d'une zone urbaine. Pour effectuer les calculs, on a réalisé un programme se basant sur la méthode de Backward/Forward Sweep pour effectuer les calculs de courant et des pertes par effet Joules dans les branches ainsi que de la chute de tension aux différents nœuds.

Les premiers calculs ont donné des chutes supérieures à la valeur maximale admissible.

On a alors proposé de diviser le départ A en trois départs, cette solution a donné un réseau en bon état pour l'année en cours et pour les cinq ans à venir.

Bibliographie

Bibliographies :

- [1] CRE, « Réseaux publics d'électricité, Description générale » [En ligne]. Available : <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/description-generale>
- [2] Guide de conception des réseaux électriques industriels Schneider electric T &D 6 883
- [3] B. Enacheanu, « Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution, » Grenoble, 2007
- [4] M. C. Alvarez-Hérault, « Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée » Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009
- [5] P.Carrive et A. Doulet, «Réseaux de distribution,» Ed. Techniques Ingénieur. [En ligne]]
- [6] Egor Gladkikh. Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2015. Français. NNT : 2015 GREAT055. tel-01219327
- [7] méthode d'une étude BT. Document de SONALGAZ.
- [8] <https://riverglennapts.com/fr/utility/941-electric-poles.html>.
- [9] <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-03012586>.
- [10] Ferreol Binot. Modélisation et estimation de paramètres des réseaux de distribution basse tension. Energie électrique. Université Paris-Saclay, 2020. Français. NNT : 2020UPAST024.
- [11] Les réseaux basse tension en câbles torsades. Guide technique de SONELGAZ 1985
- [12] Guide technique de SONELGAZ 1984.
- [13] Protection des transformateurs de postes MT/BT, cahier technique. Schneider Electric 1998.
- [14] Guide d'application de la réglementation. Relative aux travaux à proximité des réseaux. Fascicule 2 version 2. Décembre 2016.
- [15] Norme UTE C14-100.
- [16] Norme UTE C15-100.
- [17] Enedis, « Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT », Enedis-PRO-RES_43E, févr. 2018.

[18] Promotelec, « Raccordement d'une installation électrique », oct. 1997. Les abonnés individuels seront raccordés à travers un disjoncteur magnétothermique différentiel.

[19] R. CHQUEUET. Sécurité électrique <<Technique de prévention >>.

[20] LILIEN, Jean-Louis, « Transport et distribution de l'énergie électrique », Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore-Université de Liege, 2006, 92.

[Http://www.abcelectronique.com/annuaire/cours/cache/1032/Transport-et-distribution-de-l-energie-energie-electrique.pdf](http://www.abcelectronique.com/annuaire/cours/cache/1032/Transport-et-distribution-de-l-energie-energie-electrique.pdf)

[21] DOULET, Alain, « Le concept d'énergie non distribuée », outil d'aide à la décision dans la gestion des réseaux électriques. Réalités industrielles, 2002, août : 6268.
<http://www.anales.org/edit/ri/2002/425/doulet062-68.pdf>

[22] Philippe CARRIVE, « Réseaux de distribution, structure de planification », technique de L'ingénieur traité génie électrique, D 4210 ,2006.

[23] Christian Gazzola Ferraz, Bernard Vuillet Ferraz « Protection avale et coupure pour les postes MT/BT sur poteau », Systèmes d'énergie électrique. Guide de référence, Les poste MT/BT. Edition 1998

[24] Poste préfabriqué MT/BT d'extérieur à votre service, Notice d'utilisation LR 71-A1.LR 71-B1, Schneider Electric. Edition 2000.

[25] Postes d'extérieur MT/BT préfabriqués à couloir de manœuvre 1 à 24 kV Gamme LR71, Schneider Electric. Edition 2002

[26] BEN DERRADJI Selsabil, « calcul des protections d'un départ HTA (30 KV) », Mémoire MASTER, univ KASDI MERBAH – OUARGLA, 2014.

[27] Guide technique de la moyenne tension SONELGAZ 1984

[28] H.Benchikh El Hocine, «Les étages Moyenne Tension», Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'Lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004

[29] J. LEMOINE, « Réseau de distribution, structure de planification », Technique d'ingénieur.

[30] SONELGAZ, « Guide Technique, Poste de distribution », 1984.

[31] technique de l'ingénieur, D 4600

[32] Gérédis Deux-Sèvres.

Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT. D-R1-RTA-14-c

- [33] NF C 14-100. Installations de branchement à basse tension 2008
- [34] Document de SONALGAZ, « méthode d'une étude BT »
- [35] Mr. mechati, (Professeur à l'Université d'adrar), cours « conduit des réseaux électriques – chapitre 1 généralité sur le système production –transport-distribution »
- [36] Guide SONALGAZ « calcul de chute de tension »
- [37] SONELGAZ, Guide Technique, cahier des charges relatif aux conditions de fourniture de l'électricité, 28 Mai 2002.
- [38] SONELGAZ, Guide Technique, Principes généraux 01
- [39] Journal of Electrical Systems and Information Technology. An improved backward/forward sweep power flow method based on network tree depth for radial distribution systems <https://doi.org/10.1186/s43067-021-00031-0>.
- [40] Parasher R (2014) Load flow analysis of radial distribution network using linear data structure. arXiv preprint arXiv:1403.4702.
- [41] Bompard E, Carpaneto E, Chicco G, Napoli R (2000) Convergence of the backward/forward sweep method for the load-flow analysis of radial distribution systems. Int J Electr Power Energy Syst 22(7):521–530]
- [42] Sunisith S, Meena K (2014) Backward/forward sweep based distribution load flow method. Int ElectrEng J 5(9):1539–1544
- [43] Rana A, Darji J, Pandya M (2014) Backward/forward sweep load flow algorithm for radial distribution system. Int J Sci Res Dev 2(1):398–400
- [43] Dr. Ganesh Kumbharcar.backward/forward sweep load flow analisis

Annexes

Notez que cette signe (****) signifie que ce résultat a dépassé la limite de :

La chute tension maximale

Le courant admissible lab

Pour lcf=1.12 A					
les résultats obtenus avec notre programme					
		ladm (A)	courant (A)	Tension (V)	Chute (%)
Poste	A01	190	404.3200	379.1899	0.8101 ****
A01	A02	190	393.1200	377.1982	1.9916 ****
A02	A03	190	368.4800	372.9917	4.2066 ****
A03	A04	190	359.5200	366.6241	6.3676 ****
A04	A05	190	339.3600	358.2165	8.4075 ****
A05	A06	190	179.2000	348.7319	9.4847 ****
A06	A07	190	123.2000	338.5066	10.2252 ****
A07	A08	190	114.2400	327.7091	10.7975 ****
A08	A09	190	59.3600	316.6143	11.0948 ****
A09	A10	190	59.3600	305.2816	11.3327 ****
A10	A11	190	56.0000	293.6123	11.6693 ****
A11	A12	190	36.9600	281.7949	11.8174 ****
A12	A13	190	28.0000	269.8372	11.9577 ****
A13	A14	190	15.6800	257.8010	12.0362 ****
A14	A15	190	8.9600	245.7289	12.0721 ****
A06	A16	190	48.1600	339.0059	9.7259 ****
A16	A17	190	40.3200	329.0780	9.9279 ****
A17	A18	190	30.2400	319.0290	10.0491 ****
A18	A19	190	21.2800	308.8520	10.1770 ****
A19	A20	190	11.2000	298.6189	10.2331 ****
A20	A21	190	4.4800	288.3589	10.2600 ****
A08	A22	190	54.8800	316.6917	11.0174 ****
A22	A23	190	45.9200	305.4443	11.2474 ****
A23	A24	190	38.0800	294.0062	11.4382 ****
A24	A25	190	25.7600	282.4648	11.5414 ****
A25	A26	190	15.6800	270.8448	11.6199 ****
A26	A27	190	8.9600	259.1890	11.6558 ****
A05	A28	190	151.2000	348.9002	9.3164 ****
A28	A29	190	105.2800	339.0564	9.8437 ****
A29	A30	190	96.3200	328.6337	10.4227 ****
A30	A31	190	70.5600	317.8576	10.7762 ****
A31	A32	190	10.0800	307.0107	10.8468 ****
A32	A33	190	5.6000	296.1246	10.8861 ****
A33	A34	190	58.2400	306.8480	11.0095 ****
A34	A35	190	53.7600	295.6230	11.2250 ****
A35	A36	190	36.9600	284.2129	11.4101 ****
A36	A37	190	32.4800	272.6401	11.5728 ****
A37	A38	190	30.2400	260.9461	11.6940 ****
A38	A39	190	13.4400	249.1848	11.7613 ****
A39	A40	190	11.2000	237.3786	11.8062 ****

A40	A41	190	11.2000	225.5275	11.8511 ****
A41	A42	190	4.4800	213.6450	11.8825 ****
A42	A43	190	0	201.7625	11.8825 ****
A38	A44	190	16.8000	249.1343	11.8118 ****
A44	A45	190	7.8400	237.2911	11.8432 ****
A45	A46	190	19.0400	318.1347	10.4990 ****
A46	A47	190	13.4400	307.5818	10.5529 ****
A47	A48	190	6.7200	297.0020	10.5798 ****
A28	A49	190	33.6000	339.4491	9.4510 ****
A49	A50	190	21.2800	329.8915	9.5576 ****
A50	A51	190	7.8400	320.2868	9.6047 ****
poste	B01	190	155.6800	379.6881	0.3119
B01	B52	190	155.6800	378.2844	1.4037
B52	B53	190	95.2000	376.1177	2.1667
B53	B54	190	72.8000	373.3676	2.7501
B54	B55	190	57.1200	370.3313	3.0363
B55	B56	190	49.2800	366.9494	3.3819
B56	B57	190	36.9600	363.3825	3.5670
B57	B58	190	29.1200	359.6404	3.7420
B58	B59	190	19.0400	355.7839	3.8565
B59	B60	190	8.9600	351.8736	3.9103
B54	B61	190	8.9600	370.5815	2.7860
B52	B64	190	4.4800	376.8583	1.4261
B52	B65	190	51.5200	376.7259	1.5585
B65	B66	190	40.3200	374.9654	1.7605
B66	B67	190	26.8800	372.9894	1.9759
B67	B68	190	13.4400	370.9327	2.0567
poste	C52	190	26.8800	379.8654	0.1346
C52	C53	190	26.8800	379.5153	0.3501
C53	C62	190	26.8800	379.0305	0.4847
C62	C63	190	11.2000	378.4785	0.5520

les résultats obtenus avec le programme CARA

PERIODE D'ETUDE 2006 à 2006 TENSION NOMINALE 380.00

TENSION A ETAT SAIN 95.00% PUISSANCE MINIMALE 20 %

COS. ϕ 0.900

CONDITION NORMAL

Nœud amont	Nœud aval	La capacité	Courant	PCT	Tension	DV%
poste	- A01	190.	401.	210.87	377.	.80 ****
A01	- A02	190.	390.	205.08	372.	1.97 ****
A02	- A03	190.	367.	193.17	364.	4.18 ****

A03	- A04	190.	358.	188.45	356.	6.33	****
A04	- A05	190.	338.	177.84	348.	8.36	****
A05	- A06	190.	178.	93.55	344.	9.43	****
A06	- A07	190.	124.	65.43	341.	10.18	****
A07	- A08	190.	116.	61.31	339.	10.76	****
A08	- A09	190.	50.	26.53	338.	10.96	****
A09	- A10	190.	50.	26.53	337.	11.27	****
A10	- A11	190.	50.	26.53	336.	11.47	****
A11	- A12	190.	47.	24.76	336.	11.71	****
A12	- A13	190.	28.	14.74	335.	11.85	****
A13	- A14	190.	19.	10.02	335.	11.92	****
A14	- A15	190.	7.	3.54	335.	11.96	****
A06	- A16	190.	53.	27.71	343.	9.70	****
A16	- A17	190.	44.	22.99	342.	9.87	****
A17	- A18	190.	36.	18.86	342.	10.09	****
A18	- A19	190.	26.	13.56	341.	10.22	****
A19	- A20	190.	17.	8.84	341.	10.32	****
A20	- A21	190.	7.	3.54	341.	10.36	****
A08	- A22	190.	57.	30.06	338.	10.99	****
A22	- A23	190.	53.	27.71	337.	11.26	****
A23	- A24	190.	44.	22.99	336.	11.47	****
A24	- A25	190.	29.	15.33	336.	11.59	****
A25	- A26	190.	17.	8.84	336.	11.67	****
A26	- A27	190.	7.	3.54	336.	11.70	****
A05	- A28	190.	151.	79.58	345.	9.27	****
A28	- A29	190.	109.	57.18	343.	9.82	****
A29	- A30	190.	96.	50.69	340.	10.40	****
A30	- A31	190.	68.	35.96	339.	10.74	****
A31	- A32	190.	7.	3.54	339.	10.78	****
A32	- A33	190.	4.	2.36	339.	10.82	****
A31	- A34	190.	55.	28.88	338.	10.96	****
A34	- A35	190.	49.	25.94	338.	11.16	****

Les résultats obtenus avec programme CARA

A35	- A36	190.	45.	23.58	337.	11.38	****
A36	- A37	190.	28.	14.74	336.	11.52	****
A37	- A38	190.	24.	12.38	336.	11.61	****
A38	- A39	190.	13.	7.07	336.	11.68	****
A39	- A40	190.	13.	7.07	335.	11.74	****
A40	- A41	190.	11.	5.89	335.	11.78	****
A41	- A42	190.	11.	5.89	335.	11.86	****
A42	- A43	190.	4.	2.36	335.	11.88	****
A38	- A44	190.	8.	4.13	336.	11.67	****
A44	- A45	190.	6.	2.95	336.	11.69	****
A30	- A46	190.	19.	10.02	340.	10.47	****
A46	- A47	190.	15.	7.66	340.	10.53	****
A47	- A48	190.	8.	4.13	340.	10.56	****
A28	- A49	190.	34.	17.68	344.	9.41	****
A49	- A50	190.	21.	11.20	344.	9.51	****
A50	- A51	190.	8.	4.13	344.	9.56	****
poste	- B01	190.	133.	70.05	379.	.27	
B01	- B52	190.	133.	70.05	375.	1.20	
B52	- B53	190.	73.	8.32	373.	1.78	
B53	- B54	190.	73.	38.32	371.	2.37	
B54	- B55	190.	57.	30.06	370.	2.65	
B55	- B56	190.	49.	25.94	369.	3.00	
B56	- B57	190.	37.	19.45	368.	3.18	
B57	- B58	190.	29.	15.33	367.	3.36	
B58	- B59	190.	19.	10.02	367.	3.47	
B59	- B60	190.	9.	4.72	367.	3.53	
B54	- B61	190.	9.	4.72	371.	2.40	
B52	- B64	190.	4.	2.36	375.	1.22	
B52	- B65	190.	51.	27.02	375.	1.35	
B65	- B66	190.	40.	21.22	374.	1.56	
B66	- B67	190.	27.	14.15	373.	1.77	
B67	- B68	190.	13.	7.07	373.	1.85	

Les résultats obtenus avec programme CARA

poste	- C52	190.	49.	25.94	379.	.25
C52	- C53	190.	49.	25.94	378.	.64
C53	- C62	190.	27.	14.15	377.	.78
C62	- C63	190.	11.	5.89	377.	.84

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ D pour cinq années

Les courants et les tensions dans le nouveau départ D dans 5 ans													
noeud	lab	Courant (A)						Tension (V)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A1	190	93.3657	96.1666	99.0516	102.0232	105.0839	108.2364	399.8223	399.8169	399.8115	399.8058	399.8000	399.7940
A2	190	93.3657	96.1666	99.0516	102.0232	105.0839	108.2364	399.3780	399.3593	399.3401	399.3203	399.2999	399.2789
A3	190	93.3657	96.1666	99.0516	102.0232	105.0839	108.2364	398.4005	398.3525	398.3031	398.2522	398.1998	398.1458
A4	190	93.3657	96.1666	99.0516	102.0232	105.0839	108.2364	396.8899	396.7966	396.7005	396.6015	396.4996	396.3946
A5	190	93.3657	96.1666	99.0516	102.0232	105.0839	108.2364	394.8461	394.6915	394.5323	394.3682	394.1993	394.0253
A28	190	93.3657	96.1666	99.0516	102.0232	105.0839	108.2364	392.2692	392.0373	391.7984	391.5524	391.2989	391.0379
A29	190	65.0102	66.9605	68.9693	71.0384	73.1695	75.3646	389.3829	389.0644	388.7363	388.3984	388.0504	387.6919
A30	190	59.4774	61.2617	63.0995	64.9925	66.9423	68.9506	386.1570	385.7417	385.3139	384.8734	384.4196	383.9522
A31	190	43.5706	44.8778	46.2241	47.6108	49.0391	50.5103	382.7237	382.2054	381.6716	381.1217	380.5554	379.9720
A32	190	6.2244	6.4111	6.6034	6.8015	7.0056	7.2158	379.2490	378.6264	377.9852	377.3248	376.6445	375.9439
A33	190	3.4580	3.5617	3.6686	3.7786	3.8920	4.0088	375.7512	375.0237	374.2744	373.5027	372.7078	371.8890
A34	190	35.9631	37.0420	38.1532	39.2978	40.4767	41.6910	379.1535	378.5281	377.8840	377.2205	376.5371	375.8332
A35	190	33.1967	34.1926	35.2184	36.2749	37.3632	38.4840	375.4570	374.7207	373.9623	373.1812	372.3766	371.5479
A36	190	22.8227	23.5074	24.2126	24.9390	25.6872	26.4578	371.6518	370.8014	369.9254	369.0232	368.0938	367.1367
A37	190	20.0563	20.6580	21.2778	21.9161	22.5736	23.2508	367.7512	366.7837	365.7872	364.7609	363.7037	362.6148
A38	190	18.6731	19.2333	19.8103	20.4046	21.0168	21.6473	363.7795	362.6929	361.5737	360.4209	359.2335	358.0105
A39	190	8.2992	8.5481	8.8046	9.0687	9.3408	9.6210	359.7683	358.5614	357.3182	356.0377	354.7189	353.3604
A40	190	6.9160	7.1235	7.3372	7.5573	7.7840	8.0175	355.7308	354.4027	353.0348	351.6258	350.1746	348.6798
A41	190	6.9160	7.1235	7.3372	7.5573	7.7840	8.0175	351.6669	350.2169	348.7235	347.1852	345.6007	343.9687
A42	190	2.7664	2.8494	2.9349	3.0229	3.1136	3.2070	347.5847	346.0122	344.3926	342.7243	341.0061	339.2363
A43	190	0	0	0	0	0	0	343.5024	341.8075	340.0617	338.2635	336.4114	334.5038
A44	190	10.3740	10.6852	11.0057	11.3359	11.6760	12.0263	359.7387	358.5308	357.2868	356.0054	354.6855	353.3261
A45	190	4.8412	4.9864	5.1360	5.2901	5.4488	5.6123	355.6794	354.3498	352.9803	351.5697	350.1168	348.6203
A46	190	11.7572	12.1099	12.4732	12.8474	13.2328	13.6298	382.8863	382.3729	381.8441	381.2994	380.7384	380.1605
A47	190	8.2992	8.5481	8.8046	9.0687	9.3408	9.6210	379.5840	378.9715	378.3407	377.6909	377.0216	376.3323
A48	190	4.1496	4.2741	4.4023	4.5344	4.6704	4.8105	376.2659	375.5539	374.8205	374.0651	373.2871	372.4857
A49	190	20.7479	21.3704	22.0115	22.6718	23.3520	24.0525	389.6133	389.3017	388.9807	388.6502	388.3097	387.9590
A50	190	13.1404	13.5346	13.9406	14.3588	14.7896	15.2333	386.8948	386.5017	386.0967	385.6796	385.2500	384.8075
A51	190	4.8412	4.9864	5.1360	5.2901	5.4488	5.6123	384.1488	383.6732	383.1834	382.6789	382.1593	381.6241

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ D pour cinq années

Nœud amont	Nœud aval	Les pertes (KW)						Les chutes (%)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
poste	A1	115.0663	122.0738	129.5081	137.3952	145.7626	154.6395	0.1777	0.1831	0.1885	0.1942	0.2000	0.2060
A01	A2	172.5995	183.1108	194.2622	206.0928	218.6438	231.9593	0.4443	0.4576	0.4714	0.4855	0.5001	0.5151
A02	A3	345.1989	366.2215	388.5244	412.1856	437.2877	463.9185	0.9775	1.0068	1.0370	1.0681	1.1001	1.1331
A03	A4	345.1989	366.2215	388.5244	412.1856	437.2877	463.9185	1.5106	1.5559	1.6026	1.6507	1.7002	1.7512
A04	A5	345.1989	366.2215	388.5244	412.1856	437.2877	463.9185	2.0438	2.1051	2.1682	2.2333	2.3003	2.3693
A05	A28	345.1989	366.2215	388.5244	412.1856	437.2877	463.9185	2.5769	2.6542	2.7339	2.8159	2.9004	2.9874
A28	A29	139.4686	147.9622	156.9731	166.5328	176.6746	187.4341	2.8863	2.9729	3.0621	3.1539	3.2485	3.3460
A29	A30	140.0873	148.6186	157.6695	167.2716	177.4584	188.2656	3.2259	3.3227	3.4224	3.5251	3.6308	3.7397
A30	A31	62.6472	66.4624	70.5100	74.8040	79.3596	84.1926	3.4333	3.5363	3.6424	3.7516	3.8642	3.9801
A31	A32	1.7899	1.8989	2.0146	2.1373	2.2674	2.4055	3.4747	3.5790	3.6864	3.7969	3.9109	4.0282
A32	A33	0.5524	0.5861	0.6218	0.6596	0.6998	0.7424	3.4978	3.6027	3.7108	3.8221	3.9368	4.0549
A31	A34	34.1442	36.2236	38.4296	40.7700	43.2529	45.8870	3.5702	3.6773	3.7876	3.9012	4.0183	4.1388
A34	A35	29.0933	30.8651	32.7448	34.7389	36.8545	39.0990	3.6966	3.8075	3.9217	4.0393	4.1605	4.2853
A35	A36	17.1889	18.2357	19.3463	20.5245	21.7744	23.1005	3.8052	3.9193	4.0369	4.1580	4.2827	4.4112
A36	A37	13.2745	14.0829	14.9405	15.8504	16.8157	17.8398	3.9006	4.0176	4.1382	4.2623	4.3902	4.5219
A37	A38	9.2053	9.7659	10.3607	10.9916	11.6610	12.3712	3.9717	4.0908	4.2136	4.3400	4.4702	4.6043
A38	A39	2.2729	2.4113	2.5582	2.7140	2.8793	3.0546	4.0112	4.1315	4.2555	4.3831	4.5146	4.6501
A39	A40	1.2627	1.3396	1.4212	1.5078	1.5996	1.6970	4.0375	4.1586	4.2834	4.4119	4.5443	4.6806
A40	A41	1.2627	1.3396	1.4212	1.5078	1.5996	1.6970	4.0638	4.1858	4.3113	4.4407	4.5739	4.7111
A41	A42	0.3536	0.3751	0.3979	0.4222	0.4479	0.4752	4.0823	4.2047	4.3309	4.4608	4.5946	4.7325
A42	A43	0	0	0	0	0	0	4.0823	4.2047	4.3309	4.4608	4.5946	4.7325
A38	A44	4.9720	5.2748	5.5960	5.9368	6.2984	6.6820	4.0408	4.1620	4.2869	4.4155	4.5480	4.6844
A44	A45	0.6187	0.6564	0.6964	0.7388	0.7838	0.8315	4.0592	4.1810	4.3064	4.4356	4.5687	4.7058
A30	A46	3.6493	3.8715	4.1073	4.3574	4.6228	4.9043	3.2707	3.3688	3.4699	3.5740	3.6812	3.7916
A46	A47	1.8183	1.9291	2.0465	2.1712	2.3034	2.4437	3.3023	3.4014	3.5034	3.6085	3.7168	3.8283
A47	A48	0.4546	0.4823	0.5116	0.5428	0.5759	0.6109	3.3181	3.4176	3.5202	3.6258	3.7345	3.8466
A28	A49	11.3646	12.0567	12.7909	13.5699	14.3963	15.2730	2.6559	2.7356	2.8177	2.9022	2.9893	3.0789
A49	A50	5.6981	6.0451	6.4132	6.8038	7.2181	7.6577	2.7184	2.8000	2.8840	2.9705	3.0596	3.1514
A50	A51	0.9281	0.9846	1.0446	1.1082	1.1757	1.2473	2.7461	2.8285	2.9133	3.0007	3.0908	3.1835
Pertes total (KW)		2.1506	2.2815	2.4205	2.5679	2.7243	2.8902						

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ E pour cinq années

Les courants et les tensions dans le nouveau départ E dans 5 ans													
noeud	Iab	Courant (A)						Tension (V)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A1	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	399.9355	399.9336	399.9316	399.9295	399.9274	399.9252
A2	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	399.7742	399.7675	399.7605	399.7533	399.7459	399.7383
A3	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	399.4195	399.4020	399.3841	399.3656	399.3466	399.3270
A4	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	398.8712	398.8373	398.8024	398.7665	398.7295	398.6914
A5	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	398.1293	398.0732	398.0154	397.9559	397.8946	397.8314
A6	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	397.1940	397.1098	397.0231	396.9338	396.8418	396.7471
A7	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	396.0652	395.9471	395.8255	395.7003	395.5713	395.4384
A08	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	394.7751	394.6183	394.4569	394.2906	394.1193	393.9429
A22	190	33.8883	34.9049	35.9521	37.0306	38.1416	39.2858	393.3559	393.1566	392.9513	392.7398	392.5220	392.2977
A23	190	28.3555	29.2062	30.0823	30.9848	31.9144	32.8718	391.8019	391.5559	391.3026	391.0417	390.7729	390.4961
A24	190	23.5143	24.2197	24.9463	25.6947	26.4656	27.2595	390.1359	389.8400	389.5352	389.2213	388.8979	388.5648
A25	190	15.9067	16.3839	16.8755	17.3817	17.9032	18.4403	388.4094	388.0617	387.7035	387.3347	386.9547	386.5633
A26	190	9.6824	9.9728	10.2720	10.5802	10.8976	11.2245	386.6368	386.2359	385.8230	385.3977	384.9596	384.5084
A27	190	5.5328	5.6988	5.8697	6.0458	6.2272	6.4140	384.8432	384.3885	383.9201	383.4377	382.9409	382.4291

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ E pour cinq années

Nœud amont	Nœud aval	Les pertes (KW)						Les chutes (%)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
poste	A1	15.1591	16.0823	17.0617	18.1007	19.2031	20.3725	0.0645	0.0664	0.0684	0.0705	0.0726	0.0748
A01	A2	22.7386	24.1234	25.5925	27.1511	28.8046	30.5588	0.1613	0.1661	0.1711	0.1762	0.1815	0.1869
A02	A3	45.4772	48.2468	51.1850	54.3022	57.6092	61.1176	0.3548	0.3654	0.3764	0.3877	0.3993	0.4113
A03	A4	45.4772	48.2468	51.1850	54.3022	57.6092	61.1176	0.5483	0.5647	0.5817	0.5991	0.6171	0.6356
A04	A5	45.4772	48.2468	51.1850	54.3022	57.6092	61.1176	0.7418	0.7641	0.7870	0.8106	0.8349	0.8600
A05	A6	45.4772	48.2468	51.1850	54.3022	57.6092	61.1176	0.9353	0.9634	0.9923	1.0221	1.0527	1.0843
A06	A7	45.4772	48.2468	51.1850	54.3022	57.6092	61.1176	1.1288	1.1627	1.1976	1.2335	1.2705	1.3086
A07	A08	37.8977	40.2057	42.6542	45.2518	48.0077	50.9313	1.2901	1.3288	1.3687	1.4097	1.4520	1.4956
A08	A22	30.3182	32.1645	34.1234	36.2015	38.4061	40.7451	1.4191	1.4617	1.5055	1.5507	1.5972	1.6452
A22	A23	26.5331	28.1490	29.8633	31.6819	33.6114	35.6583	1.5541	1.6007	1.6487	1.6982	1.7491	1.8016
A23	A24	18.2465	19.3577	20.5365	21.7872	23.1141	24.5217	1.6660	1.7159	1.7674	1.8204	1.8750	1.9313
A24	A25	6.6798	7.0866	7.5182	7.9761	8.4618	8.9772	1.7265	1.7783	1.8317	1.8866	1.9432	2.0015
A25	A26	3.0937	3.2821	3.4820	3.6940	3.9190	4.1577	1.7726	1.8258	1.8805	1.9370	1.9951	2.0549
A26	A27	0.8081	0.8574	0.9096	0.9650	1.0237	1.0861	1.7936	1.8475	1.9029	1.9600	2.0188	2.0793
Pertes total (KW)		388.8610	412.5426	437.6665	464.3204	492.5975	522.5967						

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ B pour cinq années

Les courants et les tensions dans le nouveau départ B dans 5 ans													
noeud	lab	Courant (A)						Tension (V)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
B01	190	96.0000	98.8800	101.8464	104.9018	108.0488	111.2903	399.8173	399.8118	399.8061	399.8003	399.7943	399.7882
B52	190	96.0000	98.8800	101.8464	104.9018	108.0488	111.2903	398.9950	398.9648	398.9338	398.9018	398.8688	398.8349
B53	190	58.7050	60.4662	62.2802	64.1486	66.0730	68.0552	397.7257	397.6575	397.5872	397.5148	397.4402	397.3634
B54	190	44.8921	46.2388	47.6260	49.0548	50.5264	52.0422	396.1146	395.9980	395.8780	395.7543	395.6270	395.4958
B55	190	35.2230	36.2797	37.3681	38.4891	39.6438	40.8331	394.3359	394.1660	393.9910	393.8107	393.6250	393.4338
B56	190	30.3885	31.3001	32.2391	33.2063	34.2025	35.2286	392.3548	392.1254	391.8892	391.6458	391.3952	391.1371
B57	190	22.7914	23.4751	24.1794	24.9047	25.6519	26.4214	390.2652	389.9731	389.6723	389.3625	389.0433	388.7146
B58	190	17.9568	18.4955	19.0504	19.6219	20.2106	20.8169	388.0730	387.7152	387.3467	386.9671	386.5761	386.1733
B59	190	11.7410	12.0932	12.4560	12.8297	13.2146	13.6110	385.8138	385.3882	384.9499	384.4984	384.0333	383.5543
B60	190	5.5252	5.6909	5.8617	6.0375	6.2186	6.4052	383.5231	383.0288	382.5196	381.9952	381.4551	380.8987
B61	190	5.5252	5.6909	5.8617	6.0375	6.2186	6.4052	394.4825	394.3170	394.1465	393.9709	393.7900	393.6037
B64	190	2.7626	2.8455	2.9308	3.0188	3.1093	3.2026	398.1595	398.1043	398.0474	397.9889	397.9285	397.8664
B65	190	31.7698	32.7229	33.7046	34.7157	35.7572	36.8299	398.0820	398.0244	397.9651	397.9041	397.8412	397.7765
B66	190	24.8633	25.6092	26.3775	27.1688	27.9839	28.8234	397.0506	396.9621	396.8710	396.7771	396.6805	396.5809
B67	190	16.5755	17.0728	17.5850	18.1125	18.6559	19.2156	395.8931	395.7699	395.6430	395.5123	395.3776	395.2390
B68	190	8.2878	8.5364	8.7925	9.0563	9.3280	9.6078	394.6882	394.5289	394.3647	394.1957	394.0216	393.8422

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ B pour cinq années

Nœud amont	Nœud aval	Les pertes (KW)						Les chutes (%)						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
poste	B01	121.6512	129.0598	136.9195	145.2579	154.1041	163.4890	0.1827	0.1882	0.1939	0.1997	0.2057	0.2118	
	B01	B52	425.7792	451.7092	479.2182	508.4026	539.3644	572.2116	0.8223	0.8470	0.8724	0.8986	0.9255	0.9533
	B52	B53	181.9636	193.0452	204.8017	217.2741	230.5061	244.5439	1.2693	1.3074	1.3466	1.3870	1.4286	1.4714
	B53	B54	106.4078	112.8880	119.7629	127.0565	134.7942	143.0032	1.6111	1.6594	1.7092	1.7605	1.8133	1.8677
	B54	B55	40.9418	43.4352	46.0804	48.8867	51.8639	55.0224	1.7787	1.8321	1.8870	1.9436	2.0019	2.0620
	B55	B56	42.6639	45.2621	48.0186	50.9429	54.0453	57.3367	1.9811	2.0406	2.1018	2.1649	2.2298	2.2967
	B56	B57	17.1417	18.1857	19.2932	20.4681	21.7146	23.0371	2.0896	2.1523	2.2169	2.2834	2.3519	2.4224
	B57	B58	12.7689	13.5466	14.3716	15.2468	16.1753	17.1604	2.1921	2.2579	2.3256	2.3954	2.4673	2.5413
	B58	B59	5.4589	5.7914	6.1441	6.5182	6.9152	7.3363	2.2592	2.3270	2.3968	2.4687	2.5427	2.6190
	B59	B60	1.2089	1.2825	1.3606	1.4435	1.5314	1.6247	2.2907	2.3595	2.4303	2.5032	2.5783	2.6556
	B60	B61	0.8059	0.8550	0.9071	0.9623	1.0209	1.0831	1.6321	1.6811	1.7315	1.7835	1.8370	1.8921
	B61	B64	0.2519	0.2672	0.2835	0.3007	0.3190	0.3385	0.8354	0.8605	0.8863	0.9129	0.9403	0.9685
	B64	B65	19.9845	21.2016	22.4928	23.8626	25.3158	26.8575	0.9130	0.9404	0.9686	0.9977	1.0276	1.0584
	B65	B66	20.4001	21.6424	22.9605	24.3588	25.8422	27.4160	1.0313	1.0623	1.0941	1.1270	1.1608	1.1956
	B66	B67	14.5067	15.3902	16.3274	17.3218	18.3767	19.4958	1.1575	1.1923	1.2280	1.2649	1.3028	1.3419
	B67	B68	2.7200	2.8857	3.0614	3.2478	3.4456	3.6555	1.2049	1.2410	1.2782	1.3166	1.3561	1.3968
Pertes total (KW)			1.0147	1.0764	1.1420	1.2116	1.2853	1.3636						

Les courants, les tensions, les pertes et les chutes de tension dans le départ C pour cinq années

les courants et les tension dans le nouveau départ C dans 5 ans													
noeud	Iab	courant						tension					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
C52	190	50.3333	51.8433	53.3986	55.0006	56.6506	58.3501	399.7605	399.7533	399.7459	399.7383	399.7304	399.7223
C53	190	50.3333	51.8433	53.3986	55.0006	56.6506	58.3501	399.1377	399.1119	399.0852	399.0578	399.0295	399.0004
C62	190	50.3333	51.8433	53.3986	55.0006	56.6506	58.3501	398.2755	398.2237	398.1704	398.1155	398.0590	398.0008
C63	190	20.9722	21.6014	22.2494	22.9169	23.6044	24.3126	397.2934	397.2122	397.1286	397.0424	396.9537	396.8623

Nœud amont	Nœud aval	Les pertes						Les chutes					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
poste	C52	83.6037	88.6951	94.0967	99.8272	105.9066	112.3563	0.2395	0.2467	0.2541	0.2617	0.2696	0.2777
	C52	133.7659	141.9122	150.5547	159.7234	169.4506	179.7701	0.6228	0.6414	0.6607	0.6805	0.7009	0.7219
	C53	83.6037	88.6951	94.0967	99.8272	105.9066	112.3563	0.8623	0.8881	0.9148	0.9422	0.9705	0.9996
	C62	17.4174	18.4782	19.6035	20.7973	22.0639	23.4076	0.9820	1.0115	1.0418	1.0731	1.1053	1.1384
Pertes total (KW)		318.3906	337.7806	358.3515	380.1751	403.3277	427.8904						