

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par

Mahmoud AMENACHE
Rachid HAMMICHE

Thème

Amélioration du réseau basse tension d'IGUER N'SSAR

Mémoire soutenu publiquement le mercredi, 02 juillet 2014 devant le jury composé de :

M Yazid AZZOUG

Maitre assistant-B, UMMTO, Président

M Ahmed NAHI

Maitre assistant-A, UMMTO, Rapporteur

M Belaïd OURTI

Ingénieur, SONELGAZ, TIGZIRT, Co-promoteur

M Meziane AOUES

Maitre assistant-A, UMMTO, Examineur

M Boukhalfa AIT MENGUELLET

Maitre assistant-B, UMMTO, Examineur

Remerciements

En premier lieu, nous remercions DIEU tout puissant, qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements pour Mr NAHI pour sa disponibilité, l'aide et les conseils qu'il nous a prodigué tout au long de ce travail.

Nous tenons aussi à exprimer nos remerciements, d'une façon particulière à Mr KHMIS et Mr OURTI, pour nous avoir accueillis au sein de la SONELGAZ de TIGZIRT, pour leurs orientations ainsi qu'à toute la documentation qu'il a mit à notre disposition.

Nous remercions toutes celles et ceux qui de près ou de loin, nous ont prêté main forte (Ne serai-ce que par une parole), pour la réalisation et la finalisation de ce projet.

Dédicaces

Je dédie ce présent travail à;

Mes parents, ceux que j'ai de plus précieux au monde principalement pour leur énorme soutien financier et moral et qui m'ont permis d'arriver là où j'en suis ce jour, je voudrai leur exprimer toute ma gratitude et tout amour, je leur dis mille fois merci ;

Mon frère, et mes sœurs et leurs maris

Ma très chère S.Sihem pour son soutien tout au long de ce travail et sa famille.

Mon binôme Mr AMENACHE Mahmoud

Mes amis, et leurs familles ; samir, mansour, mohamed et son frère fares, said, latamene, ramdane.

Ainsi à ceux et celles qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail.

RACHID

Dédicaces

Je dédie ce présent travail à;

Mes parents, ceux que j'ai de plus précieux au monde principalement pour leur énorme soutien financier et moral et qui m'ont permis d'arriver là où j'en suis ce jour, je voudrai leur exprimer toute ma gratitude et tout amour, je leur dis mille fois merci ;

Mes frères, et mes sœurs

Mon binôme Mr : HAMMICHE Rachid

Mes amis, et leurs familles ; samir, mansour, fares, azzedine, brahim, yazid.

A toute la promotion ETH 2014

Ainsi à ceux et celles qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail.

MAHMOUD

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------------	----------

Chapitre I: Généralités sur les Réseaux Electriques.

I. Introduction.....	3
-----------------------------	----------

II. Le réseau électrique et son rôle.....	2
--	----------

II.1. Les réseaux de transport	4
---	----------

II.2. Le réseau de répartition	4
---	----------

II.3. Le réseau de distribution.....	4
---	----------

III. Architecture des réseaux électriques	5
--	----------

III.1. Les schémas de différentes architectures	7
--	----------

III.2. Les types d'exploitation des réseaux moyenne tension	9
--	----------

III.2.1. Réseau aériens moyenne tension (MTA)	9
--	----------

III.2.2. Réseaux souterrains moyenne tension (MTS)	9
---	----------

IV. Lignes aériennes	9
-----------------------------------	----------

IV.1. Types des lignes	9
-------------------------------------	----------

IV.2. Constitution générale d'une ligne aérienne	10
---	-----------

IV.3. Propriétés des lignes de transport	13
---	-----------

V. Réseau basse tension en câbles torsadés.....	14
V.1. Constitutions générales des câbles torsadés	14
V.2. Structure	14
V.3. Utilisations	15
V.4. Isolation d'un cable torsadé	15
V.5. Pas d'assemblage des conducteurs torsadé.....	16
V.6. Avantages des réseaux torsadés	16
V.7. Mise en ouvre d'un réseau aérien en câble torsadé	16
V.7.1. Faisceaux tendus sur pylônes.....	17
V.7.2. Faisceaux tendus sur façade.....	20
V.7.3. Accessoires de connexions	23
VI. Conclusion	24

Chapitre II: Calcul sur les Réseaux Electriques.

I. Introduction	25
II. Paramètres de la ligne électrique.....	25
II.1. Résistance	25
II.2. Inductance	25

II.3. Capacité	26
II.4. Conductance	26
III. Méthode de calcul des chutes de tension	26
III.1. Méthodes de calculs généraux	26
III.1.1. Ligne résistive	26
III.1.2. Ligne résistive et inductive	29
III.2. Méthodes des moments électriques.....	31
III.3. Moment spécifique M_L d'une ligne	33
III.4. Chute de tension relative	33
III.5. Méthode de calcul des puissances foisonnées	34
IV. Les composantes symétriques	35
IV.1 Représentation vectorielle du système triphasé équilibré	35
IV.2. Système triphasé déséquilibré – composantes symétriques.....	37
I V.3. Représentation par composantes symétriques d'une source non idéale ..	38
V. Méthodes de localisations développées.....	39
VI. Conclusion	39

Chapitre III: Les Défaits et la Protection des Réseaux.

I. Introduction.....	40
II. Les différents types de défauts.....	40
II.1. Court-circuit.....	40
II.2. Surcharge.....	41
II.3. Surtensions	41
II.3.a. Surtensions d'origine externe	41
II.3.b. Surtensions d'origine interne	41
II.4. Déséquilibre	42
III. Origines des défauts.....	42
III.1. Défauts d'origine externe	42
III.2. Défauts d'origine interne	42
IV. Caractères des défauts.....	43
IV.1. Durées des défauts	43
IV.2. Caractérisation des courts-circuits	43
V. Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courant de	
V.1. Principe de superposition	45
V.2. Calcul de I_{cc} triphasé.....	46

V.3. Calcul de I_{cc} biphasé	47
V.4. Calcul d' I_{cc} monophasé-terre (résistant)	48
V.5. Valeur du courant de défaut à la terre	48
VI. Protection des réseaux électriques	49
VI.1. Définition d'un système de protection	49
VI.2. Constitution d'un système de protection.....	49
VI.3. Appareillage de protection	50
VI.3.1. Matériels de protection contre les surintensités	50
VI.3.2 Matériels de protection contre les surtensions.....	52
VII. les régimes de neutres	54
VII.1. Bases de choix du régime du neutre	55
VII.2. Les différents régimes de neutre.....	55
VII. conclusion	57

Chapitre IV : diagnostique du réseau

I. Description du réseau	58
II. Données globales sur le réseau et le poste de transformation	58
II.1. Poste de transformation	58

II.2. Dimensionnement du réseau	59
III. Calcul de la chute de tension	62
III.1. Calcul du moment de la ligne (M_L) avec $\cos \varphi = 0,9$	63
III.2. Calcul du moment de la charge (M_{ch})	64
IV. Calcul des pertes de puissance active (ΔP) dans le réseau.....	69
V. Diagnostique des puissances.....	74
V.1. Calcul des puissances active (P), réactive (Q) et apparente (S)	74
VI. Charge du transformateur.....	76
VII. Conclusion.....	76

Chapitre V : Amélioration du réseau

I. Introduction.....	77
II. Création du poste de transformation	77
II.1. Caractéristiques du nouveau post.....	77
III. Nouvelle structure du réseau.....	79
IV. données globales des postes d'IGEUR N'SSAR.....	79
V. Sections normalisées utilisées	80
VI. Etude en basse tension	81
VI.1. Poste N°722.....	81

VI.2.Nouveau poste	82
VII. Calcul des chutes de tension	85
VII.1. Poste 722	85
VI.2. Nouveau poste	86
VII. Calcul des pertes de puissance active dans le réseau	90
VII.1. Poste 722	91
VII.2. Nouveau poste	92
VIII. Diagnostic des puissances	97
IX. Charge du transformateur	99
IX.1. Poste 722	99
IX.2. nouveau post	99
X. Evolution de la charge et de la chute de tension dans dix ans à venir	
.....	100
X.1. Calcule de la chute de tension pour les dix ans à venir	100
X.2. Calcul du courant pour las dix ans à venir	101
XII. Conclusion	102
Conclusion générale	103
Annexe	104

Références bibliographiques	107
--	------------



Introduction générale

Dans un pays, le Transport et la Distribution Publique assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation.

Les points de production sont les centrales qui génèrent l'énergie électrique à partir de différentes énergies primaires (nucléaire, hydraulique, charbon,...). Les postes MT/BT, sont des postes à partir desquels l'énergie est livrée aux clients (abonnés).

Le transport de cette énergie connaît des pertes par effet Joule dans les conducteurs et des pertes magnétiques. Ce qui provoque donc la chute de tension.

L'amélioration de la tension au bout d'un réseau électrique est une préoccupation du distributeur d'électricité. Dans le réseau BT rural, la qualité de la tension sera inacceptable lorsque la chute de tension excède 10 % et 5% pour le réseau BT en zone urbaine. Parmi les moyens qui améliorent la qualité du réseau, nous citons le renforcement des sections des conducteurs, augmentation de la puissance et l'installation de nouveaux postes MT/BT.

Le fonctionnement du réseau électrique est considéré satisfaisant, si ses paramètres techniques (tensions et courants) s'inscrivent dans les plages admissibles dont le distributeur est tenu à les respecter contractuellement.

Si ces paramètres présentent des dépassements par rapport aux limites admissibles, le distributeur est obligé de pallier à ces problèmes. Ainsi, les gestionnaires des réseaux de distribution électrique sont tenus à respecter les aspects fondamentaux de la fourniture de l'électricité qui sont résumés comme suit:

- Continuité de service, où le distributeur est appelé à assurer la disponibilité de l'électricité à tout instant.



Introduction Générale

- Qualité de la tension.
- Quantité du produit, le distributeur est tenu contractuellement de respecter une certaine plage de variation de la tension autour de la tension nominale ($\pm 5 \%$ pour le réseau BT en zones urbaines et $\pm 10 \%$ pour le réseau BT en zones rurales).

Le réseau BT étudié est situé dans le village d'IGUEUR N'SSAR commune de TIGZIRT wilaya de TIZI-OUZOU (Algérie) poste 722.

I. Introduction:

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés.

Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs.

Le réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique.

II. Le réseau électrique et son rôle :

Le réseau électrique est organisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs.

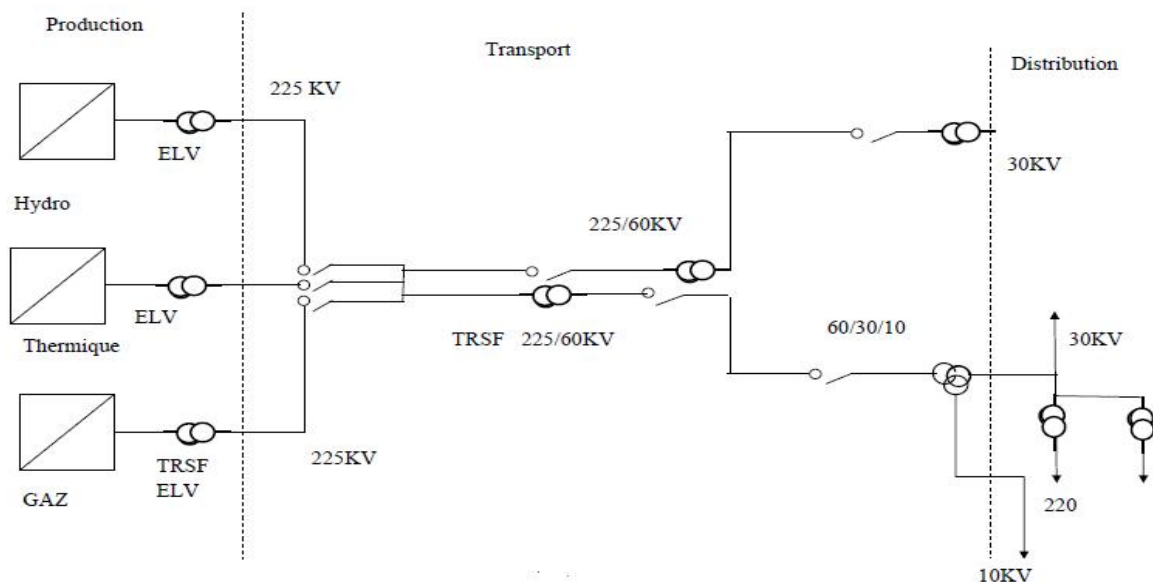


Figure I.1: Schéma général des réseaux électriques hiérarchisation d'un réseau par niveau de tension

Avec la capacité de production et celle de consommation, le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs:

- La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau.
- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale.
- Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement.

II.1. Le réseau de transport :

Le réseau de transport ou de haute tension de niveau B (HTB) (225kV; 400kV). Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité de service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc.

En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème.

C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale. [1]

II.2. Le réseau de répartition :

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (63kV; 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. [1]

II.3. Le réseau de distribution :

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (400V; 20kV). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau.

Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale.

A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée. [1]

III. Architecture des réseaux électriques :

La solution de protection d'un système électrique va dépendre de son architecture et de son mode d'exploitation.

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement.

Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique, le tableau suivant résume ses architecteurs. [2]

Tableau I.1: Les caractéristiques principales des structures des réseaux. [2]

Architecture	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Radiale			
Simple antenne	Process non exigeants en continuité d'alimentation Ex. : cimenterie	Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut éventuellement long. Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
Double antenne	Process continu : sidérurgie, pétrochimie	Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
Double dérivation	Réseaux étendus Extensions futures limitées	Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
Double jeu de barres	Process à grande continuité de service Process avec forte variation des charges	Bonne continuité d'alimentation Souplesse d'utilisation : transferts sans coupure Souplesse de maintenance	Solution coûteuse Nécessité de fonctions d'automatisme
En boucle			
Boucle ouverte	Réseaux très étendus Extensions futures importantes Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Moins coûteux que la boucle fermée Simplicité des protections	Coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle Nécessité de fonctions d'automatisme
Boucle fermée	Réseaux à grande continuité de service Réseaux très étendus Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Bonne continuité d'alimentation Pas de nécessité de fonctions d'automatisme	Solution coûteuse Complexité du système de protection
Production interne d'énergie			
Production locale	Sites industriels à process autoproducteur d'énergie Ex. : papeterie, sidérurgie	Bonne continuité d'alimentation Coût de l'énergie (énergie fatale)	Solution coûteuse
Remplacement (normal/secours)	Sites industriels et tertiaires Ex. : hôpitaux	Bonne continuité d'alimentation des départs prioritaires	Nécessité de fonctions d'automatisme

III.1. Les schémas de différentes architectures: [2]

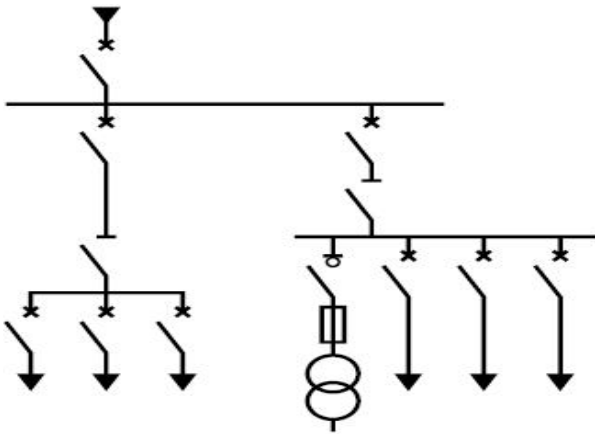


Figure I.2.a: Simple antenne

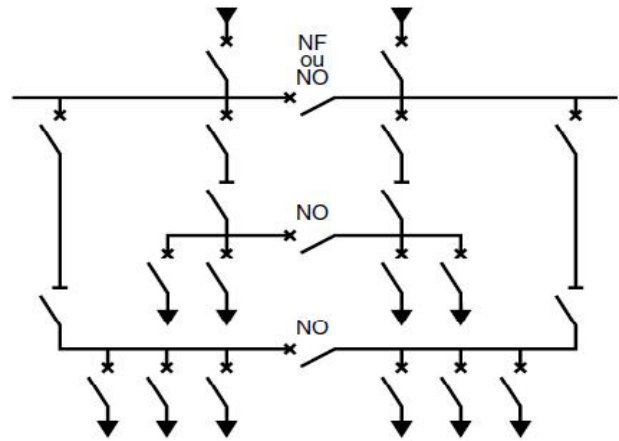


Figure I.2.b: Double antenne

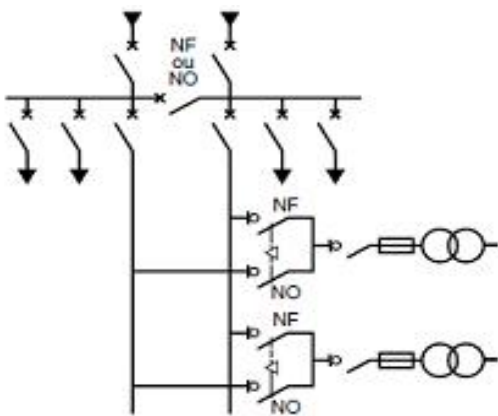


Figure I.2.c: Double dérivation

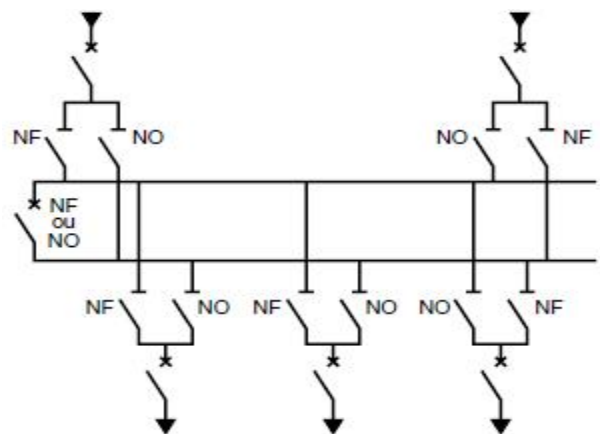


Figure I.2.d: Double jeu de barres

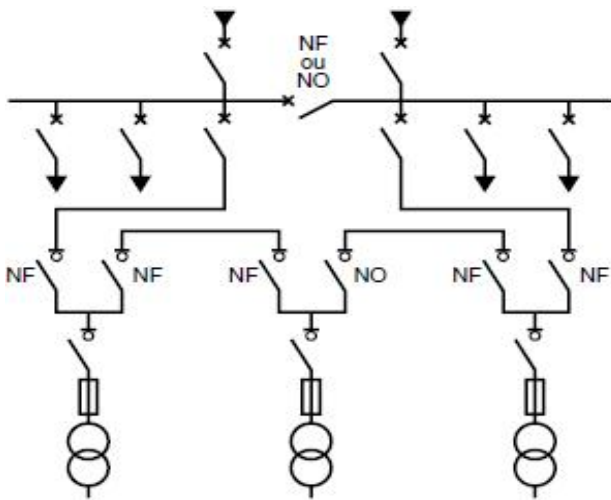


Figure I.2.e: Boucle ouverte

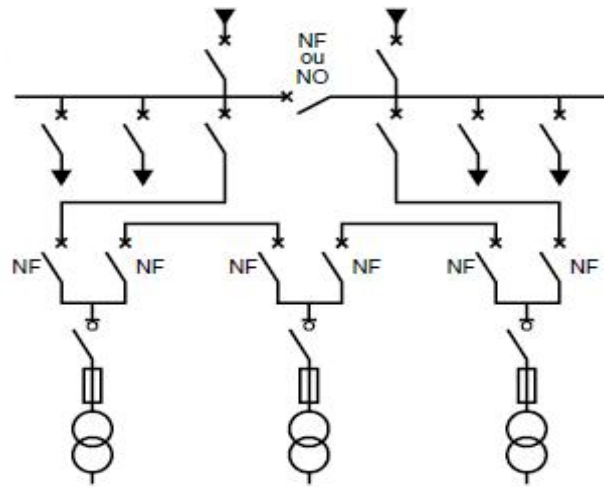


Figure I.2.f: Boucle fermée

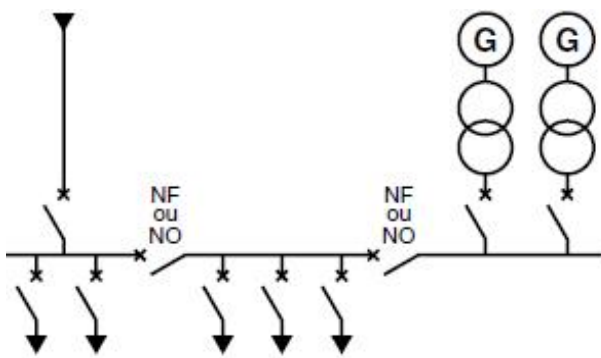


Figure I.2.g: Production locale

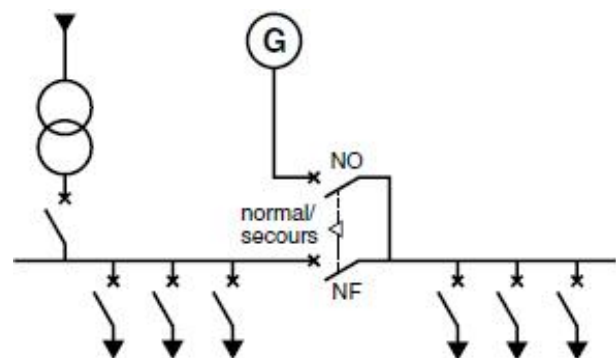


Figure I.2.h: Production de remplacement
(normal/secours)

Figure I.2: Architecture des réseaux électriques.

III.2. Les types d'exploitation des réseaux moyenne tension :

Dans les réseaux moyenne tension on trouve deux types de réseaux; les réseaux aériens et souterrains:

III.2.1. Réseau aériens moyenne tension (MTA) :

Ils existent généralement dans les zones rurales et ils sont exploités essentiellement, en antenne ou en simple dérivation

Ils sont constitués de conducteurs en aluminium ou en cuivre. Ces conducteurs sont supportés avec des poteaux ou des pylônes d'une hauteur de 10 à 12 mètres.

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

Le réseau MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant le courant de défaut à 300A. [3]

III.2.2. Réseaux souterrains moyenne tension (MTS) :

Leurs structures à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en boucle ouverte permettant la reprise éventuelle en cas d'incident ; réalisés avec des câbles en cuivre de section de 70 mm².

Le réseau souterrain est à neutre non distribué celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine, limitant ainsi le courant de défaut à 1000A. [3]

IV. Lignes aériennes :

IV.1. Types des lignes :

Le genre de ligne utilisée est imposé par les facteurs suivants :

- Puissance à transporter;
- Distance de transport;
- Coût;
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

Il existe quatre types de lignes:

a) Lignes de distribution BT :

Ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter les moteurs, les cuisinières, l'éclairage...

Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions inférieures à 600V. [3]

b) Lignes de distribution MT :

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4 kV et 69 kV. [3]

c) Lignes de transport HTA :

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération. Les lignes transportent généralement des tensions inférieures à 230 kV.

Dans cette catégorie, on trouve aussi les lignes servant à échanger de l'énergie entre deux grands réseaux et à augmenter la stabilité de l'ensemble. [3]

d) Les lignes de transport HTB :

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation ou d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs de 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750 kV. [3]

IV.2. Constitution générale d'une ligne aérienne :

Une ligne aérienne est composée de pylônes (supports), de câbles conducteurs, des isolateurs et des ferrures comme le montre la figure suivante:

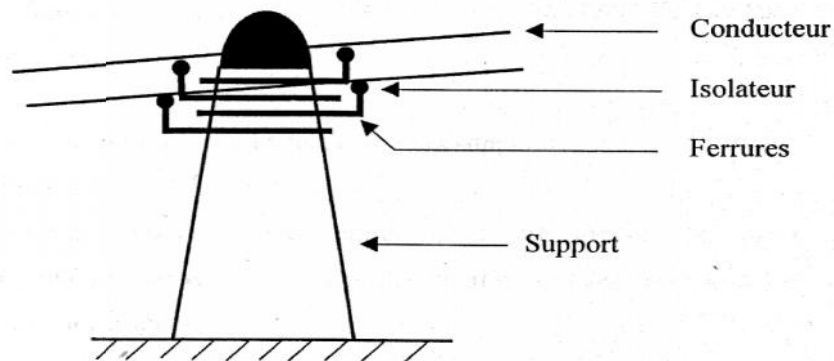


Figure I.3: Eléments constitutifs d'une ligne aérienne.

a) Conducteurs :

Les conducteurs des lignes aériennes à haute tension sont toujours nus. On emploie presque exclusivement des câbles en cuivre et des câbles en aluminium avec âmes en acier, ces derniers sont généralement les plus économiques.

Les jonctions entre conducteurs doivent posséder une résistance faible. Ces joints sont ordinairement réalisés par compression d'un manchon de jonction. [9]

b) Isolateurs :

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre. Ils sont presque toujours en porcelaine.

Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface, ni perforés à travers leur masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement.

Afin d'augmenter leur distance de contournement, on leur donne une forme de jupe. Au point de vue mécanique, ils doivent être assez résistants pour supporter les forces énormes dues au poids des conducteurs. [9]

c) Ferrures :

Les ferrures ont pour rôle de maintenir les isolateurs, de les fixer mécaniquement aux supports de façon que les conducteurs soient isolés entre eux et par rapport aux supports.

Les divers types de ferrures se différencient par le mode de fixation et le profil.

Chaque ferrure comporte :

- Une partie feuilletée destinée au scellement de l'isolateur.
- Une tige métallique qui éloigne le conducteur du support.
- Une extrémité destinée à être fixée sur le support. [9]

d) Supports :

Les supports maintiennent les conducteurs à une hauteur convenable au dessus de sol par l'intermédiaire de traverses ou bras.

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

La nature et la particularité des supports sont indiquées dans le tableau (I-2). [9]

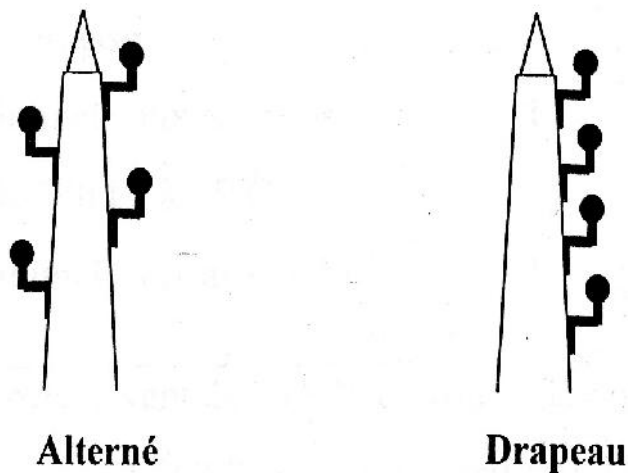


Figure I.4: Armement pour ligne BT à conducteurs nus.

Tableau I.2: Les particularités des supports électriques : [6]

Nature du support	Avantages	Inconvénients	Utilisations
Supports en bois	-Léger -Grande flexibilité -Economique -Facile à transporter	-Peu résistant mécaniquement -Courte durée de vie	-Pour lignes téléphonique -Quelque fois pour les lignes MT /BT
Supports en béton	-Très résistant mécaniquement -Grande durée de vie	-Poids élevé -Assez coûteux -Difficile à transporter	-Pour les lignes de distributions -Dans les rues des petites villes
Supports métallique	-Très résistant mécaniquement -Facile à transporter -Permet d'obtenir des supports de grandes hauteurs	-Entretien assez coûteux	-Distribution

IV.3. Propriétés des lignes de transport :

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active.

En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

- a)** La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro et la charge nominale.
- b)** Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- c)** Les pertes joule ne doivent pas faire surchauffer les conducteurs. [3]

V. Réseau basse tension en câbles torsadés :

Dans les réseaux électriques basses tensions, la nouvelle technique utilisée est les câbles torsadés.

V.1. Constitutions générales des câbles torsadés :

La figure suivante représente le câble torsadé est sec constitutions.

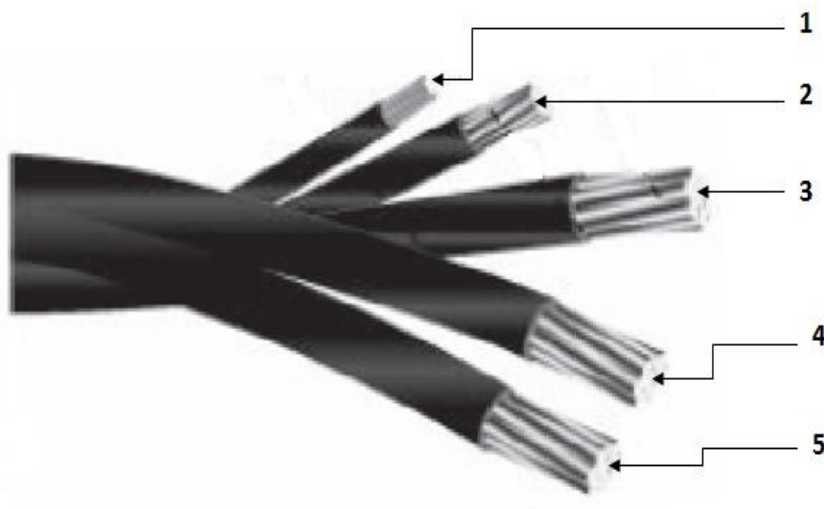


Figure I.5 Constitution d'un câble torsadé

- 1** : Conducteur d'éclairage public.
2 : Conducteur de neutre porteur.
3 ;4 et 5 : Conducteurs des phases.

V.2. Structure : [8]

Conducteurs isolés torsadés :

- soit autour d'un porteur isolé ou non isolé multibrins en alliage d'aluminium, servant de neutre. Ce type de câble est appelé « câble isolé torsadé à porteur », les âmes conductrices des phases sont dans la plupart des cas en aluminium haute conductivité ;
- soit ensemble, et dans ce cas les âmes des phases et neutre sont le plus souvent en aluminium haute conductivité multibrins. Dans ce cas, la charge de la portée est répartie. Ce type de câble est appelé « câble isolé torsadé autoporteur ».

Ces deux types de câbles peuvent être utilisés en réseau ou en branchement.

Les câbles torsadés se présente sous forme d'un faisceau composé des éléments suivants :

- a- Neutre porteur :** On utilise un seul conducteur faisant office de neutre et de porteur des autres conducteurs ; avec une section de 54.6 mm^2 ; construit d'Almélec.
- b- Conducteurs des phases :** Ils ont une résistance mécanique inférieure à celle du neutre porteur. Avec une section de 25 mm^2 , 35 mm^2 , 50 mm^2 et 70 mm^2 ... ; construit d'Aluminium.
- c- Conducteurs d'éclairages public :** Leurs constitution est la même que celle des conducteurs de phases de section inférieure égale à 16 mm^2 ; construit d'Aluminium.

V.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. [8]

V.4. Isolation d'un câble torsadé :

Les câbles torsadés sont isolé avec les matériaux suivants :

- Le polyéthylène haute densité (PEHD)
- Le polyéthylène réticulé chimiquement (PRC)
- L'hypalon (polyéthylène chlorosulfure)

Parmi ces isolants on trouve le polyéthylène réticulé chimiquement est le plus utilisé.

Il est caractérisé par une résistivité électrique élevée une grande indifférence aux variations de la température et de la suplesse. [8]

V.5. Pas d'assemblage des conducteurs torsadé :

Les conducteurs sont torsadés avec un pas à droite. Le pas est la distance entre deux points où un même conducteur réapparaît du même côté " face " à un observateur. [8]

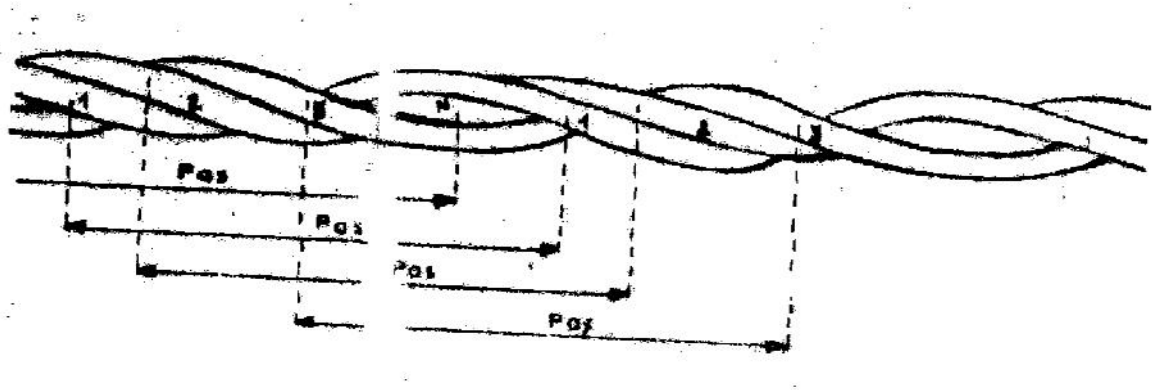


Figure I.5: Pas d'assemblage des conducteurs torsadé

V.6. Avantages des réseaux torsadés :

- L'isolation des conducteurs assure la sécurité des agents ainsi que les usagers.
- L'utilisation des supports avec des faibles hauteurs.
- Possibilité de renforcement ou de remplacement du réseau sans interrompre la distribution d'énergie électrique. [8]

V.7. Mise en oeuvre d'un réseau aérien en câble torsadé :

Les réseaux basses tensions en torsadé est construit à l'aide de plusieurs accessoires mécaniques pour assurer la fixation de ces câbles; la figure suivante représente un réseau en câble torsadé.

V.7.1. Faisceaux tendus sur pylônes :

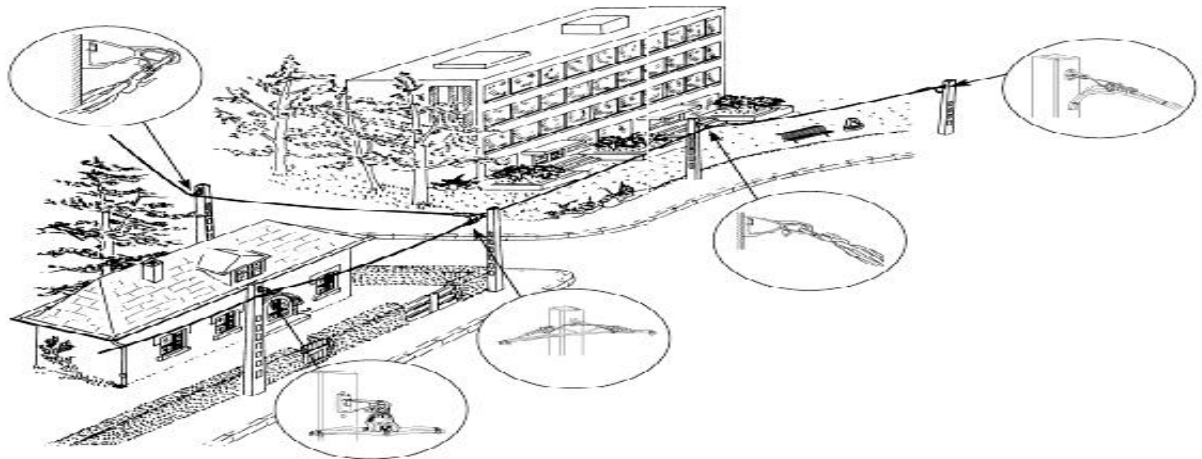
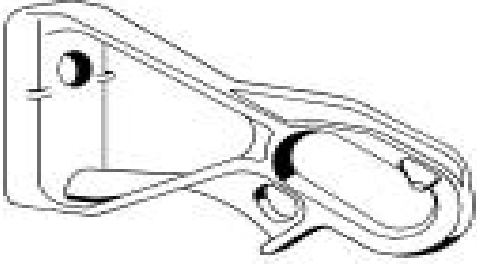
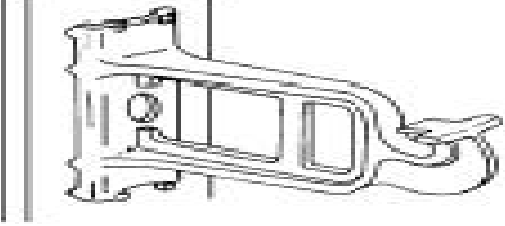
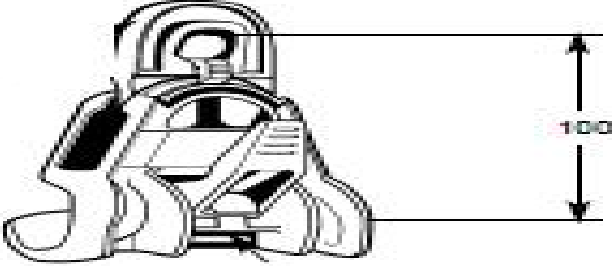
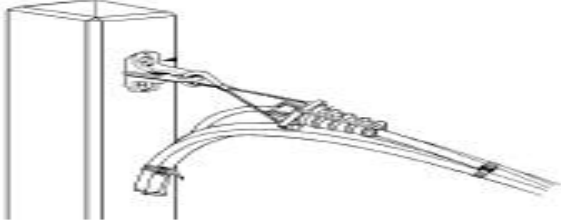
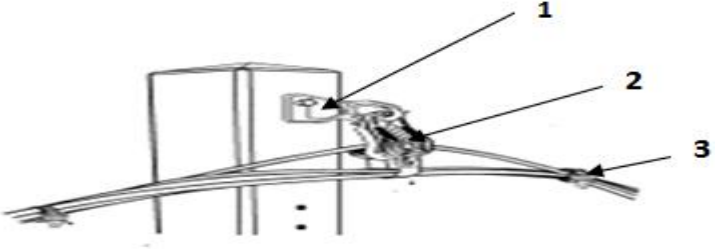

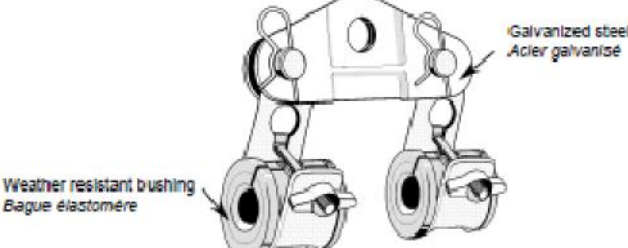
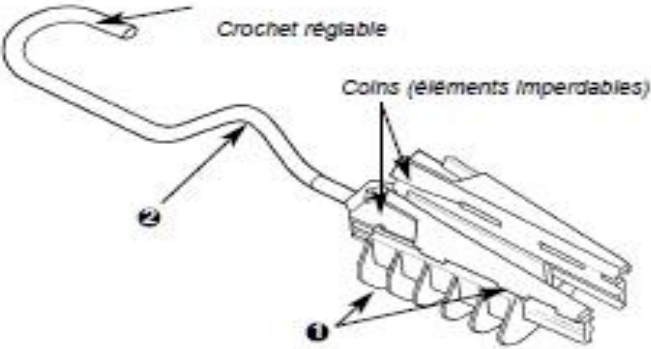


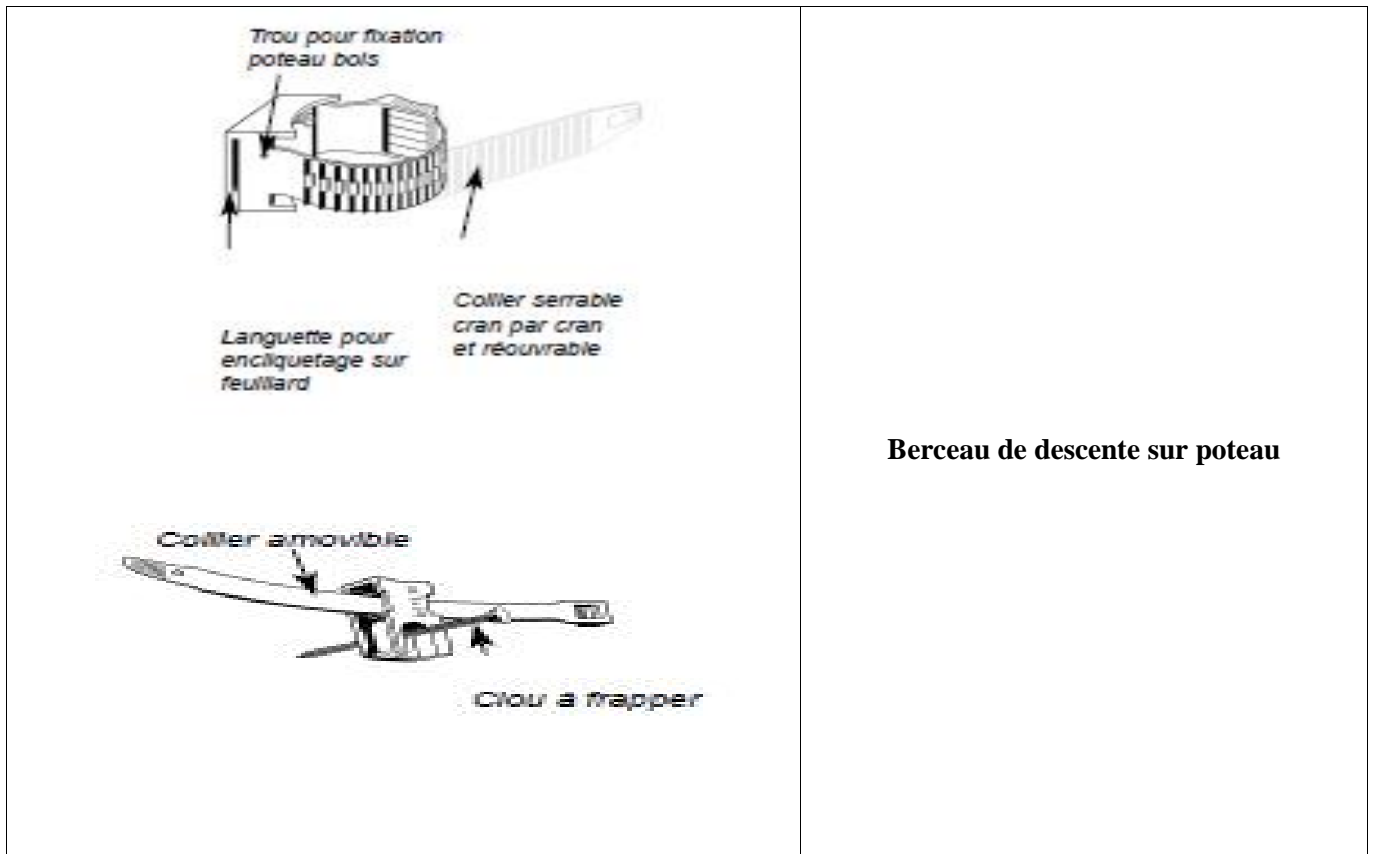
Figure I.6 Un réseau en câble torsadé.

Tableau I.3: Les différents accessoires de fixations sur pylônes. [7]

Accessoires	Utilisation
	<p>Pince d’ancrage pour neutre nu ou isolé Utilisé pour ancrage simple ou double sur façade. 1-corps en alliage d’aluminium à grande résistance. 2-Coins en thermoplastique protégé UV. 3-Câble en acier inoxydable.</p>
	<p>Consoles d’ancrage Utilisé pour l’ancrage simple ou double sur poteau; construit en alliage d’Aluminium à grande résistance. Il se fixe avec 2 boulons de 16 mm, ou 2 feuillarde de (20*0,7) mm.</p>

	<p>Consoles de suspension</p> <p>Il se fixe avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 boulon Ø 16 ou 14 mm ou - 2 feuilards de 20 x 0,7 mm <p>Sa résistance à la corrosion est excellente en milieu industriel et atmosphère saline.</p>
	<p>Consoles de suspension + crochet</p> <ul style="list-style-type: none"> - Résistance mini à la traction.
	<p>Pinces d'alignement</p> <p>Utilisé :</p> <ul style="list-style-type: none"> -En alignement sur potelet. -Sur console CS <p>Construite en Thermoplastique résistant aux UV et à la corrosion.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Excellente en milieu industriel et atmosphère saline.
	<p>Ensembles d'ancrage simple</p> <p>Il se compose de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pince d'ancrage pour neutre nu ou isolé - Consoles d'ancrage
	<p>Ensembles d'ancrage simple</p> <p>Il se compose de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1- Liens. 2- Consoles d'ancrage. 3-pinces d'ancrage pour neutre nu ou isolé.

 <p>Angle rentrant Angle sortant</p>	<p>Utilisation en alignement</p>
	<p>Pince de suspension</p>
	<p>Pinces d'ancrage à crochet (6 kV) Construite en Thermoplastique protégée UV et en Acier traité. Sa résistance à la corrosion est excellente en milieu industriel et atmosphère saline</p>

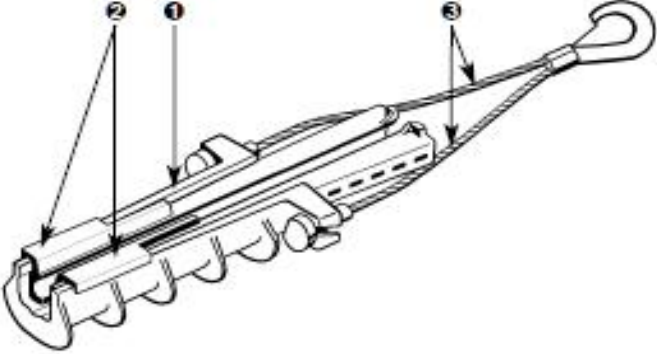
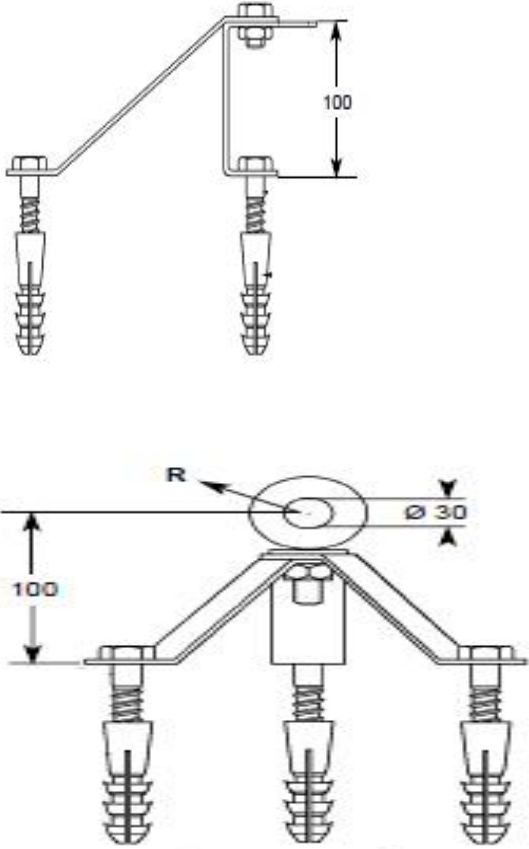


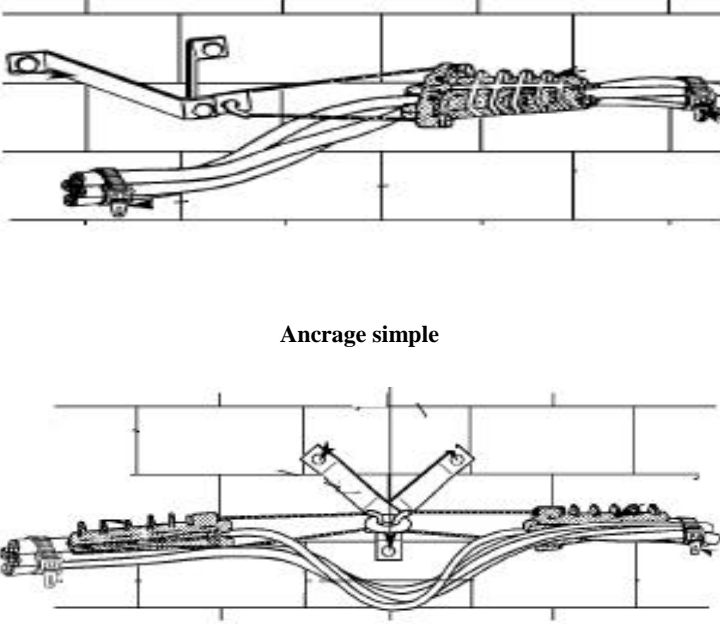
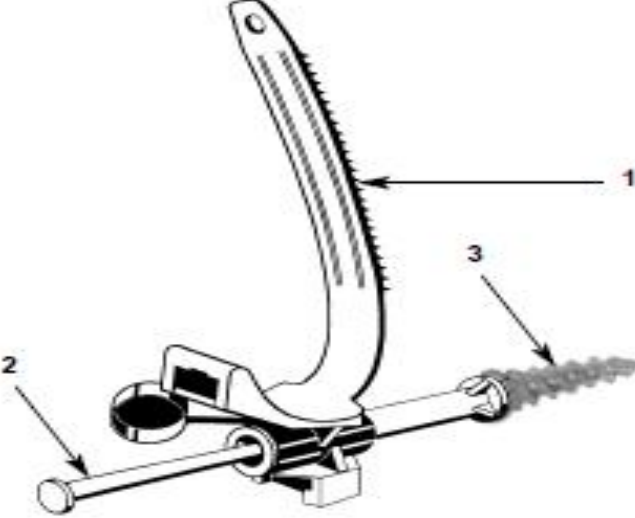
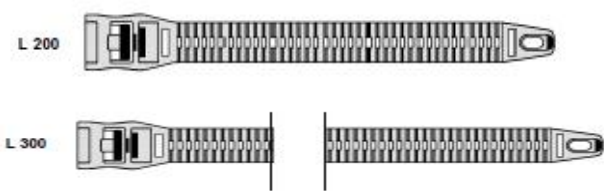
V.7.2. Faisceaux tendus sur façade :

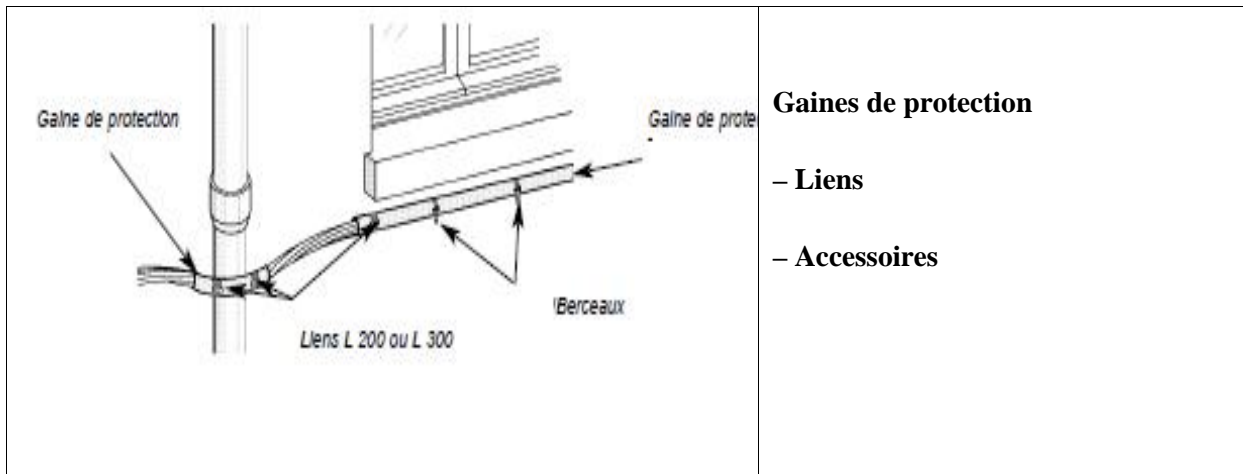


Figure I.7: Les éléments de fixation des câbles torsadés sur façade.

Tableau I.4: Les différents accessoires de fixations sur façade. [7]

Accessoires	Utilisation
	<p>Pince pour ancrage sur façade</p> <p>Utilisé pour ancrage simple ou double sur façade.</p> <p>Elle se compose de</p> <ol style="list-style-type: none"> 1- corps en alliage d'aluminium en grande résistance. 2- Cois en thermoplastique protégé. 3- Câblettes en acier inoxydable.
	<p>Consoles d'ancrage</p> <p>- Résistance à la corrosion excellente en milieu industriel et atmosphère saline.</p>

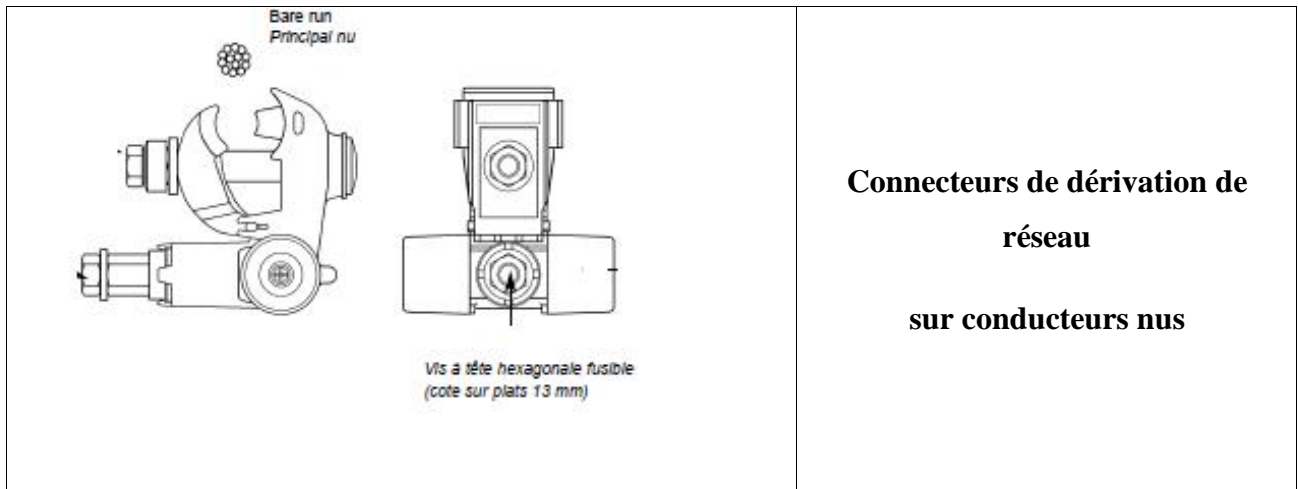
 <p style="text-align: center;">Ancrage simple</p> <p style="text-align: center;">Ancrage double</p>	<p style="text-align: center;">Ensembles d'ancrage</p>
	<p>Berceaux pour réseaux sur façades</p> <p>Avantage :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pas d'outillage spécifique pour leur mise en œuvre. - Étanchéité totale. - Vendus avec clous et vis. Le BRPF 1 PO est vendu avec cheville pour fixation sur isolation extérieure. <p>Capacité :</p> <ul style="list-style-type: none"> - de Ø 20 à 50 mm. - une lumière sous le berceau permet l'installation d'un autre câble.
	<p style="text-align: center;">Liens pour reformer les torsades</p>



V.7.3. Accessoires de connexions :

Tableau I.5: Accessoires de connexions. [7]

Accessoires	Utilisation
<p>Logement du câble principal Perforation d'isolant</p> <p>Vits à tête hexagonale fusible (cote sur plats 13 mm)</p> <p>Écrou fusible (cote sur plats 13 mm)</p> <p>Logement du câble dérivé (Le dérivé se monte à gauche ou à droite)</p>	<p>Connecteurs de dérivation de réseau sur conducteurs isolés</p>



VI. Conclusion

Ce premier chapitre est consacré aux généralités sur les réseaux électriques; nous avons fait des rappels sur les différentes architectures et les différents éléments constituant les différents réseaux électriques (postes, lignes aériennes, câbles souterraines), ainsi que les différents éléments utiliser pour les branchements en BT.

I. Introduction :

Le passage du courant dans les lignes électriques implique une baisse de tension due à la résistance et l'inductance de la ligne; donc cette baisse de tension est la chute de tension.

II. Paramètres de la ligne électrique :**II.1. Résistance :**

La résistance de la ligne est due à la nature des conducteurs constituant cette ligne; Elle est longitudinale et uniformément répartie sur toute la longueur de la ligne; Elle se calcule avec la formule suivante : [6]

$$R' = \rho \frac{L}{S} \dots \text{(II-1)}$$

Avec R' : Résistance de la ligne en [Ω]

L : Longueur de la ligne en [km]

ρ : Résistivité du matériau constituant la ligne en [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$]

S : Section du conducteur en [mm^2].

II.2. Inductance :

L'inductance de la ligne est due à la spire formée par la torsade ; Elle est longitudinale et uniformément répartie sur toute la longueur de la ligne ; L'inductance de la ligne se calcule avec la formule suivante : [6]

$$X_L = L\omega \Rightarrow L = \frac{X}{\omega} \dots \text{(II-2)} ; \text{ Et } \omega = 2\pi f$$

Avec X_L : Réactance de la ligne en [Ω] ;

L : Inductance de la ligne en [Henry] ;

ω : Pulsation en [rad/s] ;

f : Fréquence du réseau en [Hz].

II.3. Capacité :

La capacité de la ligne due à la distance entre les conducteurs ; Elle est transversale et uniformément répartie sur toute la longueur de la ligne ; La capacité de la ligne donc se calcule par la formule suivante : [6]

$$X_C = \frac{1}{C\omega} \Rightarrow C = \frac{1}{X_C\omega} \dots \text{(II-3)}$$

Avec X_C : Réactance de la ligne en [Ω] ;

C : Capacité en [Farads] ;

ω : pulsation de la tension en [rad/s].

II.4. Conductance :

Elle est due aux impuretés de l'isolant séparent les conducteurs ; Sa valeur est donnée par la formule suivante : [6]

$$G = \frac{1}{R''} \dots \text{(II-4)}$$

Avec G : conductance en : [Ω^{-1}] ;

R'' : Résistance de fuite de l'isolant en [Ω] ;

III. Méthode de calcul des chutes de tension :**III.1. Méthodes de calculs généraux : [6]**

On considère que tous les récepteurs sont inductifs, on calcul la chute de tension pour :

III.1.1. Ligne résistive :**A. Cas d'un seul récepteur :**

Soit une ligne de longueur (L) et de résistance linéique (r_0) alimentant un récepteur

➤ En monophasé

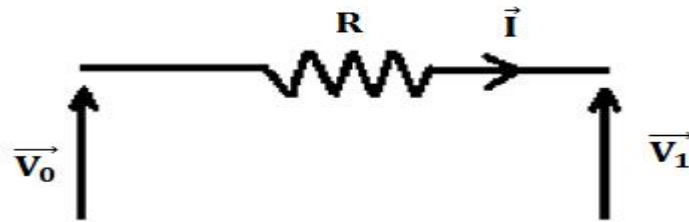


Figure II.1: Schéma d'une ligne résistive pour un récepteur.

D'après la figure l'équation électrique est :

$$\vec{V}_0 = \vec{V}_1 + R\vec{I} \dots \text{(II-5)}$$

Sachant que : $R = 2R'$

Avec R : Résistance de la ligne en [Ω];

V_0 : Tension aux bornes de la source en [V];

V_1 : Tension aux bornes la charge En [V];

I : Courant appelé par le récepteur en [A].

La représentation vectorielle est donnée par la figure suivante:

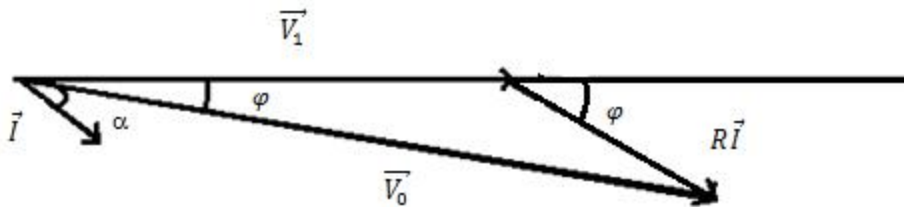


Figure II.2: Représentation vectorielle des tensions pour une ligne résistive.

$$\Delta \vec{V} = \vec{V}_0 - \vec{V}_1 = R\vec{I} \dots \text{(II-6)}$$

$$\vec{I} = I \cos \varphi - jI \sin \varphi$$

$$\vec{RI} = RI \cos \varphi - jRI \sin \varphi$$

$$\vec{V}_0 = \vec{V}_1 + RI \cos \varphi - jRI \sin \varphi$$

D'où :

$$|\vec{V}_0| = \sqrt{(V_1 + RI \cos \varphi)^2 + (RI \sin \varphi)^2}$$

Sachant que :

$$V_1 + RI \cos \varphi \gg RI \sin \varphi$$

On obtient :

$$V_0 = V_1 + RI \cos \varphi \Rightarrow \Delta V = RI \cos \varphi \dots \text{(II-7)}$$

Avec φ : Déphasage entre la tension et le courant dans le récepteur; [rad]

r : Déphasage entre la tension et le courant; [rad]

➤ **En triphasé**

$$U = \sqrt{3} V = \sqrt{3} RI \cos \varphi \dots \text{(II-8)}$$

B. Cas de plusieurs récepteurs :

➤ **En monophasé**

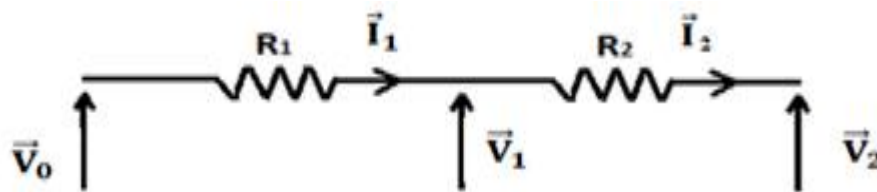


Figure II.3: Schéma d'une ligne résistive avec deux récepteurs

$$\Delta \vec{V} = R_1 \vec{I}_1 + R_2 \vec{I}_2 \dots \text{(II-9)}$$

$$\Delta \vec{V} = R_1 I_1 \cos \varphi_1 + R_2 I_2 \cos \varphi_2 \dots \text{(II-10)}$$

Avec φ_1 : Déphasage entre la tension de la source et le courant de premier récepteur; [rad]

φ_2 : Déphasage entre la tension de la source et le courant de deuxième récepteur; [rad]

En général ; pour n récepteurs

$$V = \sum_{i=1}^n R_i I_i \cos \varphi_i \dots \text{(II-11)}$$

➤ **En triphasé**

$$U = \sqrt{3} RI \cos \varphi \dots \text{(II-12)}$$

En général ; pour n récepteurs

$$U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n R_i I_i \cos \varphi_i \dots \text{(II-13)}$$

III.1.2. Ligne résistive et inductive :

A. Cas d'un seul récepteur :

➤ En monophasé

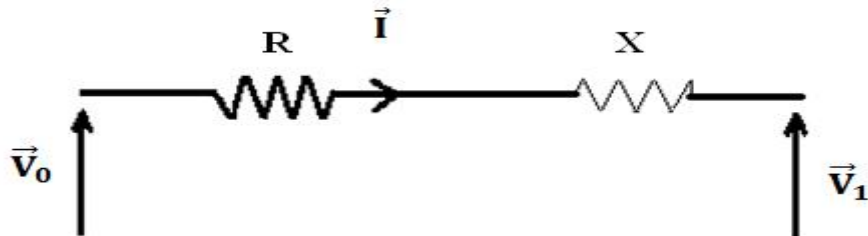


Figure II.4: Schéma d'une ligne résistive et inductive avec un seul récepteur.

L'équation électrique est :

$$\vec{V}_0 = R\vec{I} + jX\vec{I} + \vec{V}_1 \dots \text{(II-14)}$$

Avec V_0 : Tension aux bornes de la source; en [V].

V_1 : Tension aux bornes de récepteur; en [V].

I : Courant dans la ligne; en [A].

R : Résistance de la ligne; en [].

X : Réactance de la ligne; en [].

La représentation vectorielle est :

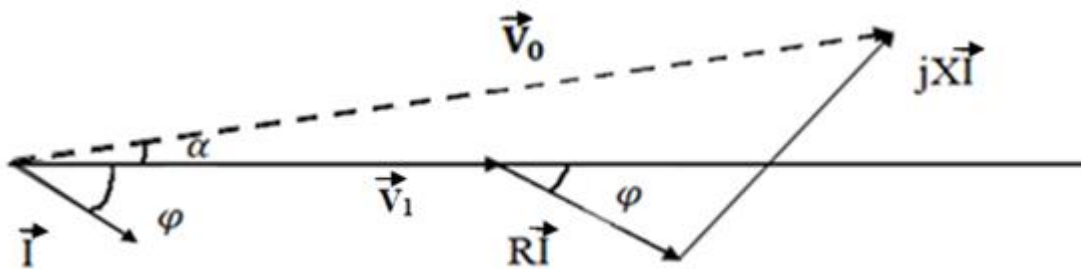


Figure II.5: Représentation vectorielle d'une ligne résistive et inductive

$$\Delta\vec{V} = \vec{V}_0 - \vec{V}_1 = R\vec{I} + jX\vec{I} \dots \text{(II-15)}$$

$$\vec{I} = I \cos \varphi - jI \sin \varphi \dots \text{(II-16)}$$

$$\Delta\vec{V} = RI \cos \varphi - jRI \sin \varphi + XI \sin \varphi + jXI \cos \varphi \dots \text{(II-17)}$$

$$\Delta \vec{V} = (RI \cos \varphi + XI \sin \varphi) + j(XI \cos \varphi - RI \sin \varphi) \dots \text{(II-18)}$$

$$|\Delta \vec{V}| = \sqrt{(RI \cos \varphi + XI \sin \varphi)^2 + (XI \cos \varphi - RI \sin \varphi)^2} \dots \text{(II-19)}$$

$$V_0 \cos \alpha = V_1 + RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \dots \text{(II-20)}$$

$$V_0 \sin \alpha = -RI \sin \varphi + XI \cos \varphi \dots \text{(II-21)}$$

Plus souvent l'angle est très faible, donc on prend $\cos \alpha = 1$ $\sin \alpha = 0$.

Donc:

- De l'équation (II-20) $\Delta V = V_0 - V_1 = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$
- De l'équation (II-21) $XI \cos \varphi - RI \sin \varphi \approx 0$

Avec α : Déphasage entre la tension de récepteur et le courant de la source, [rad].

φ : Déphasage entre la tension de récepteur et la tension de la source, [rad].

➤ **En triphasé**

$$U = \sqrt{3} v = \sqrt{3}(RI \cos \varphi + XI \sin \varphi) \dots \text{(II-22)}$$

En général ; pour n récepteurs

$$U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (R_i I_i \cos \varphi_i + X_i I_i \sin \varphi_i) \dots \text{(II-23)}$$

B. Cas de plusieurs récepteurs :

➤ **En monophasé**

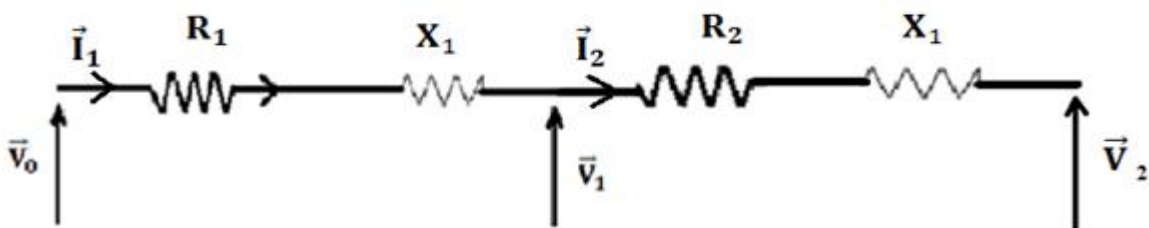


Figure II.6: Schéma d'une ligne résistive et inductive avec deux récepteurs

$$\vec{V} = \vec{Z}_1 \vec{I}_1 + \vec{Z}_2 \vec{I}_2 = (R_1 + jX_1) \vec{I}_1 + (R_2 + jX_2) \vec{I}_2 \dots \text{(II-24)}$$

$$\vec{V} = I_1[R_1(\cos \varphi_1 - j \sin \varphi_1) + jX_1(\cos \varphi_1 - j \sin \varphi_1)] + I_2[R_2(\cos \varphi_2 - j \sin \varphi_2) + jX_2(\cos \varphi_2 - j \sin \varphi_2)]$$

$$\vec{V} = R_1 I_1 (\cos \varphi_1 - \sin \varphi_1) + X_1 I_1 (j \cos \varphi_1 + \sin \varphi_1) + R_2 I_2 (\cos \varphi_2 - \sin \varphi_2) + X_2 I_2 (\cos \varphi_2 + \sin \varphi_2)$$

Avec Z : Impédance du réseau ; en [Ω].

$$\vec{Z}_i = (R_i + jX_i) \dots \text{(II-25)}$$

Donc :

$$V = R_1 I_1 \cos \varphi_1 + R_2 I_2 \cos \varphi_2 + X_1 I_1 \sin \varphi_1 + X_2 I_2 \sin \varphi_2 \dots \text{(II-26)}$$

- $V_0 \cos \alpha_1 = V_1 + R_1 I_1 \cos \varphi_1 + X_1 I_1 \sin \varphi_1 \dots \text{(II-27)}$

- $V_0 \sin \alpha = -R_2 I_2 \sin \varphi_2 + X_1 I_1 \cos \varphi_2 \dots \text{(II-28)}$

Plus souvent l'angle α est très faible, donc on prend $\cos \alpha = 1$.

Donc:

$$V = V_0 - V_1 = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \dots \text{(II-29)}$$

Avec φ : Déphasage entre la tension de récepteur et la tension de la source.

φ_1 : Déphasage entre la tension V_1 et le courant I_1 ; en [rad]

φ_2 : Déphasage entre la tension V_2 et le courant I_2 ; en [rad]

En général ; pour n récepteurs

$$V = \sum_{i=1}^n (R_i I_i \cos \varphi_i + X_i I_i \sin \varphi_i) \dots \text{(II-30)}$$

➤ **En triphasé**

$$U = \sqrt{3} V \dots \text{(II-31)}$$

Pour n récepteurs :

$$U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (R_i I_i \cos \varphi_i) + (X_i I_i \sin \varphi_i) \dots \text{(II-32)}$$

III.2. Méthodes des moments électriques :

Pour une distribution triphasée équilibrée, la chute de tension est donnée par la relation suivante :

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \dots \text{(II-34)}$$

Sachant que :

$$P = \sqrt{3} U . I \cos \varphi \dots \text{(II-35)}$$

D'où :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U.I \cos \varphi} \dots \text{(II-36)}$$

Donc :

$$U = \frac{P}{U \cos \varphi} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \frac{P.L}{U} (r + x \tan \varphi) \dots \text{(II-37)}$$

Avec P : Puissance active; en [kW]

Si la chute de tension relative en pourcentage est égale à « a », alors :

$$U(\%) = \frac{\Delta U}{U} 100 = a \dots \text{(II-38)}$$

Avec $M_{ch} = P.L$: est le moment électrique de la charge «P» situé à la distance «L» de la source.

- Il s'exprime :

En [kW.km] pour les réseaux Basses Tensions.

[MW.km] pour les réseaux Moyennes Tensions.

$r = \frac{R}{L}$: Résistance linéique d'un conducteur, varie avec la température T de fonctionnement de la ligne; en [/km].

On prend :

T=20⁰ C pour les lignes aériennes en conducteur nus.

T=50⁰ C pour les câbles souterrains et les lignes aériennes en conducteurs isolés.

$x = \frac{X}{L}$: Réactance variable en fonction de diamètre et l'écartement des conducteurs, elle prend les valeurs suivantes :

$x=0,35$ /km pour les lignes aériennes en conducteurs nus.

$x = 0,10$ /km pour les câbles souterrains et les lignes aériennes en conducteurs isolés.

φ : Déphasage entre le courant et la tension; [rad]

On aura :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{P.L}{U^2} 100. (r + x \tan \varphi) \dots \text{(II-39)}$$

La chute de tension relative en (%) peut être prise égale :

➤ **En moyenne tension**

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{P.L}{U^2} 100. (r + x \tan \varphi) \dots \text{(II-40)}$$

P : puissance active en [MW];

L : longueur de la ligne en [km];

U : Tension composée en [kV].

➤ **En basse tension**

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{PL}{U^2} 10^5 \cdot (r + x \tan \varphi) \dots \text{(II-41)}$$

P : puissance active en [kW];

L : longueur de la ligne en [km];

U : Tension composée en [kV].

III.3. Moment spécifique M_L d'une ligne

Le moment électrique d'une ligne est le moment M_L , donnant une chute de tension

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = 1\% \dots \text{(II-42)}$$

➤ **En moyenne tension**

$$1 = 100 \frac{M_L}{U^2} (r + x \tan \varphi) \Rightarrow M_L = \frac{U^2}{100} \frac{1}{r+x \tan \varphi} \dots \text{(II-43)}$$

➤ **En basse tension**

$$1 = 10^5 \frac{M_L}{U^2} (r + x \tan \varphi) \Rightarrow M_L = \frac{U^2}{10^5} \frac{1}{r+x \tan \varphi} \dots \text{(II-45)}$$

III.4. Chute de tension relative :

La chute de tension relative (en%) d'une charge de moment électrique M_{ch} , alimentée par une ligne de moment électrique M_L , est donnée par :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_L} \dots \text{(II-46)}$$

III.5. Méthode de calcul des puissances foisonnées :

Pour pouvoir calculer la puissance au niveau d'un tronçon on peut utiliser deux méthodes.

- **1^{er} Méthode**

Puissances unitaires :

La difficulté d'estimer la puissance totale appelée réside dans la méconnaissance de la valeur de la puissance appelée par abonné. Si on connaissait (P) la puissance appelée synchrone par abonné à la pointe, la charge serait $P_p = N.P$; N est le nombre total d'abonnés

En général, en basse tension on ne dispose que de la puissance mise à la disposition de l'abonné (P_a) qui est la puissance maximale susceptible d'être appelée par ce dernier. Compte tenu du foisonnement, la puissance appelée à la pointe par N abonnés est certainement inférieure à la somme des maxima des puissances individuelles, ceci se traduit par la relation :

$$P_p = K_s \cdot N \cdot P_a$$

K_s : Appelé le coefficient de simultanéité, il est compris entre 0 et 1.

Le tableau ci-dessous donne les valeurs des coefficients K_s en fonction du Nombre d'abonnés N

Tableau II.1: Facteur de simultanéité en fonction de nombre d'abonné

N	2 à 4	5 à 9	10 à 14	15 à 19	20 à 24	25 à 29	30 à 34	35 à 39	40 à 49	≥ 50
K_s	1	0,78	0,63	0,53	0,49	0,46	0,46	0,42	0,41	0,40

- **Puissance à affecter :**

Les puissances maximales à affecter aux abonnés pour le dimensionnement des réseaux sont données ci-après :

- 1 KVA par foyer en zone rurale.
- 2 KVA par habitation de standing moyen en zone urbaine.
- 6 KVA par habitation grand standing

2^{ème} Méthode :

- **En monophasé :**

$$P = V \cdot I_{abs} \cdot \cos \varphi \dots \text{(II-47)}$$

- **En triphasé :**

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{abs} \cdot \cos \varphi \dots \text{(II-47)}$$

Avec :

$$I_{abs} = I_f \cdot N_{bre} \text{ D'abonnes} \dots \text{(II-48)}$$

I_{abs} : Courant absorbé par les abonnes; en [A]

$$I_f = \frac{I_{ph1} + I_{ph2} + I_{ph3}}{3 \cdot N_{bre}} \dots \text{(II-49)}$$

I_f : Courant foisonné; en [A]

N_{bre} : Nombre d'abonnes du réseau.

IV. Les composantes symétriques :

Le développement de la distribution électrique en trois phases a prouvé le besoin d'études détaillées des régimes particuliers qui peuvent s'y produire.

Ainsi, les études de systèmes déséquilibrés se sont avérées difficiles à entreprendre directement sur les variables de phase.

Le besoin de contourner ce problème technique et de rester tout de même correct en termes de résultat a conduit au développement d'autres moyens pour décrire le système électrique déséquilibré. Ainsi l'idée de représenter le système triphasé déséquilibré par un ensemble équivalent de trois systèmes équilibrés a été introduite.

IV.1 Représentation vectorielle du système triphasé équilibré

En fonctionnement équilibré, le système triphasé de tensions peut être vu comme il est représenté à la figure II.7 :

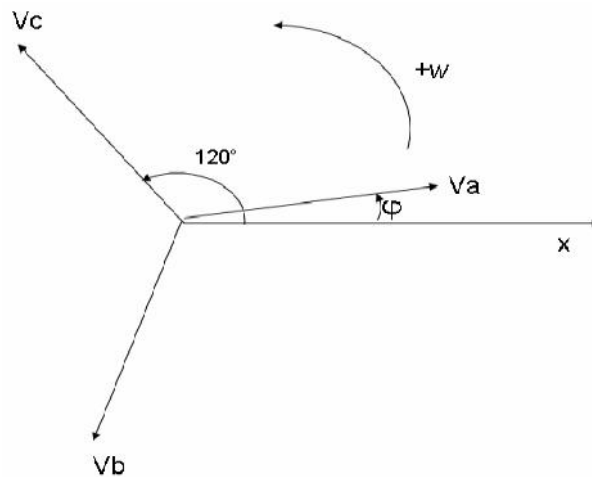


Figure II.7: Représentation vectorielle équilibrée

- $\bar{V}_a = V_m \cos(\omega t + \varphi)$
- $\bar{V}_b = V_m \cos(\omega t + \varphi - 2\frac{\pi}{3}) \dots$ (II-50)
- $\bar{V}_c = V_m \cos(\omega t + \varphi - 4\frac{\pi}{3})$

Un traitement vectoriel n'est pas toujours pratique ; c'est pourquoi on fait appel à la représentation de ces grandeurs en valeurs complexes.

- $\bar{V}_a = V_{\text{eff}} \cdot e^{j0^\circ}$
- $\bar{V}_b = V_{\text{eff}} \cdot e^{-j120^\circ} \dots$ (II-51)
- $\bar{V}_c = V_{\text{eff}} \cdot e^{-j240^\circ}$

Pour simplifier l'écriture on introduit une variable (a) tel que :

- $a = e^{-j120^\circ}$
- $a^2 = e^{-j240^\circ} \dots$ (II-52)
- $a^3 = e^{-j360^\circ} = 1$
- $1 + a^2 + a^3 = 0$

On obtient alors :

- $\bar{V}_a = V_{\text{eff}}$
- $\bar{V}_b = a^2 V_{\text{eff}} \dots$ (II-53)
- $\bar{V}_c = a V_{\text{eff}}$

IV.2. Système triphasé déséquilibré – composantes symétriques :

Suite à une perturbation quelconque, il est possible que les trois tensions d'un système triphasé changent de module et de déphasage entre elles.

Ainsi, on peut représenter vectoriellement cet état du système comme il suit :

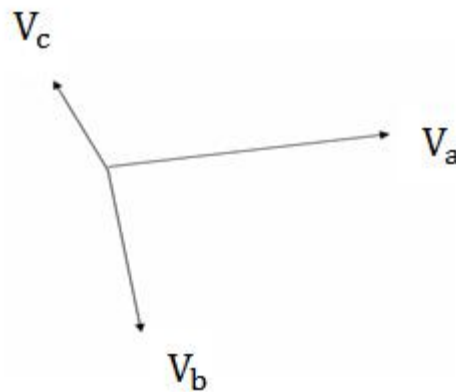


Figure II.8: Système déséquilibré

Pour faciliter les calculs en cas ou de défaut, ce système peut être présenté sous trois systèmes équilibrés définis à la figure suivante :

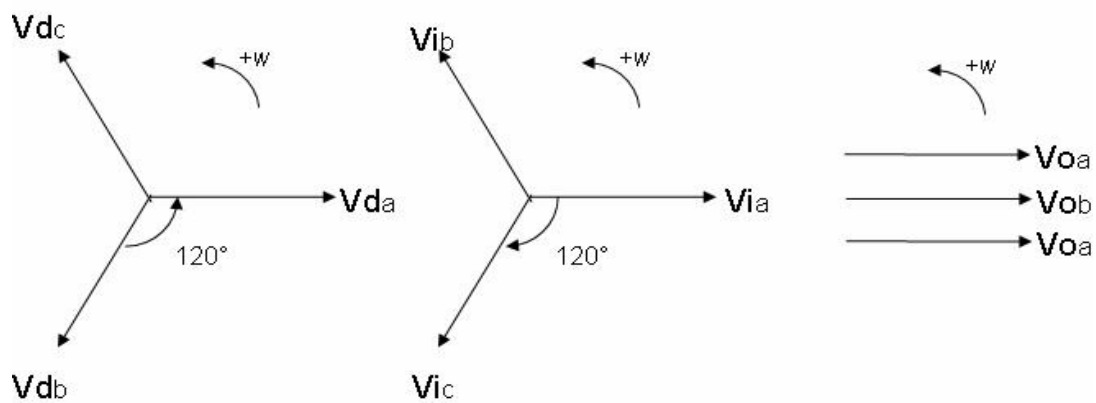


Figure II.9: Systèmes direct, inverse et homopolaire

On prouve mathématiquement que :

- $V_a = V_{d_a} + V_{i_a} + V_{o_a}$
- $V_b = V_{d_b} + V_{i_b} + V_{o_b} \dots \text{(II-54)}$
- $V_c = V_{d_c} + V_{i_c} + V_{o_c}$

En profitant de la symétrie de ces trois nouveaux système on obtient.

- $V_a = V_d + V_i + V_o$
- $V_b = a^2 V_d + a V_i + V_o \dots$ (II-55)
- $V_c = a V_d + a^2 V_i + V_o$

Inversement on aura :

- $V_d = \frac{1}{3}(a^2 V_c + a V_b + V_a)$
- $V_i = \frac{1}{3}(a^2 V_b + a V_c + V_a) \dots$ (II-56)
- $V_o = \frac{1}{3}(V_c + V_b + V_a)$

IV.3. Représentation par composantes symétriques d'une source non idéale :

Pour les études de localisation, on va souvent recourir au schéma général d'une source de tension non idéale (possédant des impédances directe, inverse et homopolaire non nulles) :

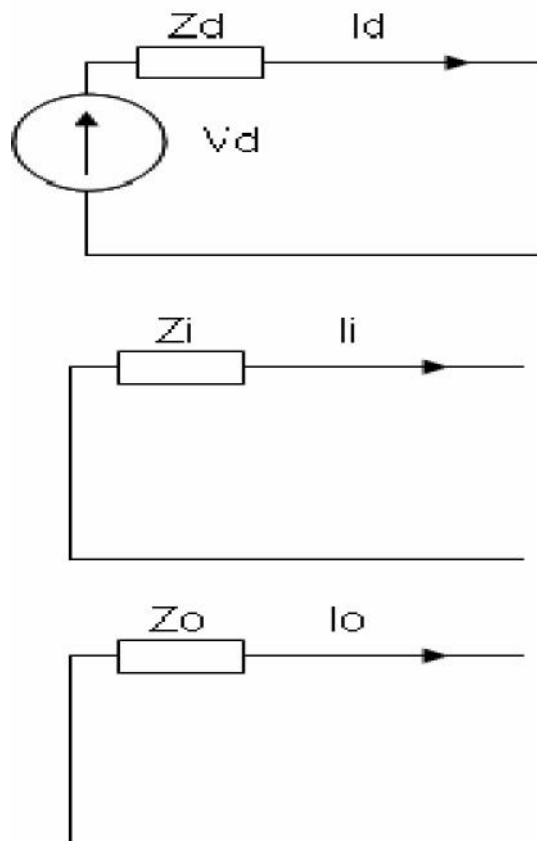


Figure II.10: Schéma par composantes symétriques d'une source de tension non idéale

Où V_d est la tension nominale de la phase a de la source, et Z_d , Z_i , Z_o : ses impédances directe, inverse et homopolaire.

Dans les schémas inverse et homopolaire, il n'y a pas de sources parce qu'elles n'existent pas physiquement.

VI. Conclusion :

Dans ce chapitre on a vu les différentes méthodes de calculs qu'on utilise dans le réseau électrique pour définir ces caractéristiques, comme le calcul des chutes de tension, la représentation d'un système déséquilibré sous forme de trois systèmes équilibrés et le calcul des différentes puissances du réseau.

I. Introduction :

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en générale, à l'apparition de défauts.

On appelle défaut, toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électrique dans les réseaux (tension, courant, fréquence).

II. Les différents types de défauts :

Les différents types de défauts qu'on rencontre dans les réseaux électriques sont :

II.1. Court-circuit :

Suppression d'isolement entre deux ou trois conducteurs ou entre phase et la terre. Les causes des courts-circuits sont d'origines **mécanique** (coup de pelle, branche, animal), **électrique** (dégradation d'isolant, surtension), **humaine** (erreur de l'exploitant).

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves sinon dramatiques :

- le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne,
- il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau,
- tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants,
- au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une donnée indispensable pour définir les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages. [2]

Les causes :

- Rupture de conducteur;
- Coup de foudre;
- Contact intempestif entre contact;
- Claquage d'isolement;
- Fausse manœuvre. [4]

II.2. Surcharge :

Des que l'appareil d'utilisation demande une puissance plus importante dans un circuit électrique, il y a accroissement anormal du courant absorbé par le circuit, d'où échauffement lent, mais pouvant entraîner la détérioration de l'installation.

Les causes :

- Court – circuit
- Appareil utilisé au-delà de sa puissance nominale (volontaire ou accidentelle). [4]

II.3. Surtensions :

- Passage de tension à une valeur supérieur à la valeur nominale.
- Les surtensions peuvent être d'origine externe ou interne. [4]

II.3.a. Surtensions d'origine externe :

Elles sont produites par l'électricité atmosphérique, dues à des coups de foudres directes sur une ligne, sur un pylône ou bien à des coups de foudre indirect (électromagnétique, électrostatique). [4]

II.3.b. Surtensions d'origine interne :

Toute perturbation dans un circuit provoqué par induction d'une variation rapide et momentanée de la tension. Par exemple ouverture et fermeture d'un circuit, claquage d'un isolant. [4]

Les causes

- Manœuvre d'organe de coupure;
- Arcs à la terre;

- Défaillance du régulateur de tension;
- Coups de foudre. [4]

II.4. Déséquilibre :

Valeurs différentes entre les trois tensions et/ou les trois courants dans un réseau électrique triphasé. [4]

Les Causes

- Court-circuit
- Rupture des phases (mauvais fonctionnement du disjoncteur)
- Rupture des conducteurs sans court-circuit. [4]

III. Origines des défauts :

Ils existent de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent avoir pour origine : [4]

III.1. Défaits d'origine externe :

Ce sont des événements indépendants du réseau, dont les causes sont soit d'origine mécanique, ce qui est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, et l'amorçage due aux contacts de branche, ou même des oiseaux avec les conducteurs.

Ou bien d'origine atmosphérique qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou d'un poste, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent de dépôts de conducteurs accumulés sur les isolateurs et les travaux de terrassement de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanents sur les câbles souterrains. [4]

III.2. Défaits d'origine interne :

Ce sont des phénomènes propres au réseau, car ils prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes sans être justifiés par aucune cause extérieure, c'est par exemple, le cas des surtensions dues à des phénomènes de résonance, les surintensités qui peuvent être produites par un

courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement et l'ouverture de circuit électrique en charge. [4]

IV. Caractères des défauts :

Les défauts peuvent être classés en plusieurs catégories suivant :

IV.1. Durées des défauts :

a) Les défauts auto-extincteurs :

Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts ($t=50\text{ms}$) sans provoquer de déclenchement sur le réseau. [4]

b) Défauts fugitifs :

Pour disparaître, ils nécessitent une coupure brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de secondes (0,25s à 0.30s). [4]

c) Défauts semi-permanents :

Pour disparaître, ils exigent une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre quelques dizaines de secondes, mais nécessitent aucune intervention au personnel d'exploitation pour la reprise du service. [4]

d) Défauts permanents :

Après avoir provoqué un déclenchement définitif nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service. [4]

IV.2. Caractérisation des courts-circuits : [5]

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

✓ court-circuit triphasé :

Il correspond à la réunion des trois phases; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés, (Figure III.1.a).

✓ court-circuit biphasé isolé :

Il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur, (Figure III.1.b).

✓ court-circuit biphasé terre :

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre, (Figure III.1.c).

✓ court-circuit monophasé terre :

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent, (Figure III.1.d).

Figure III.1: Différents types de courts-circuits.

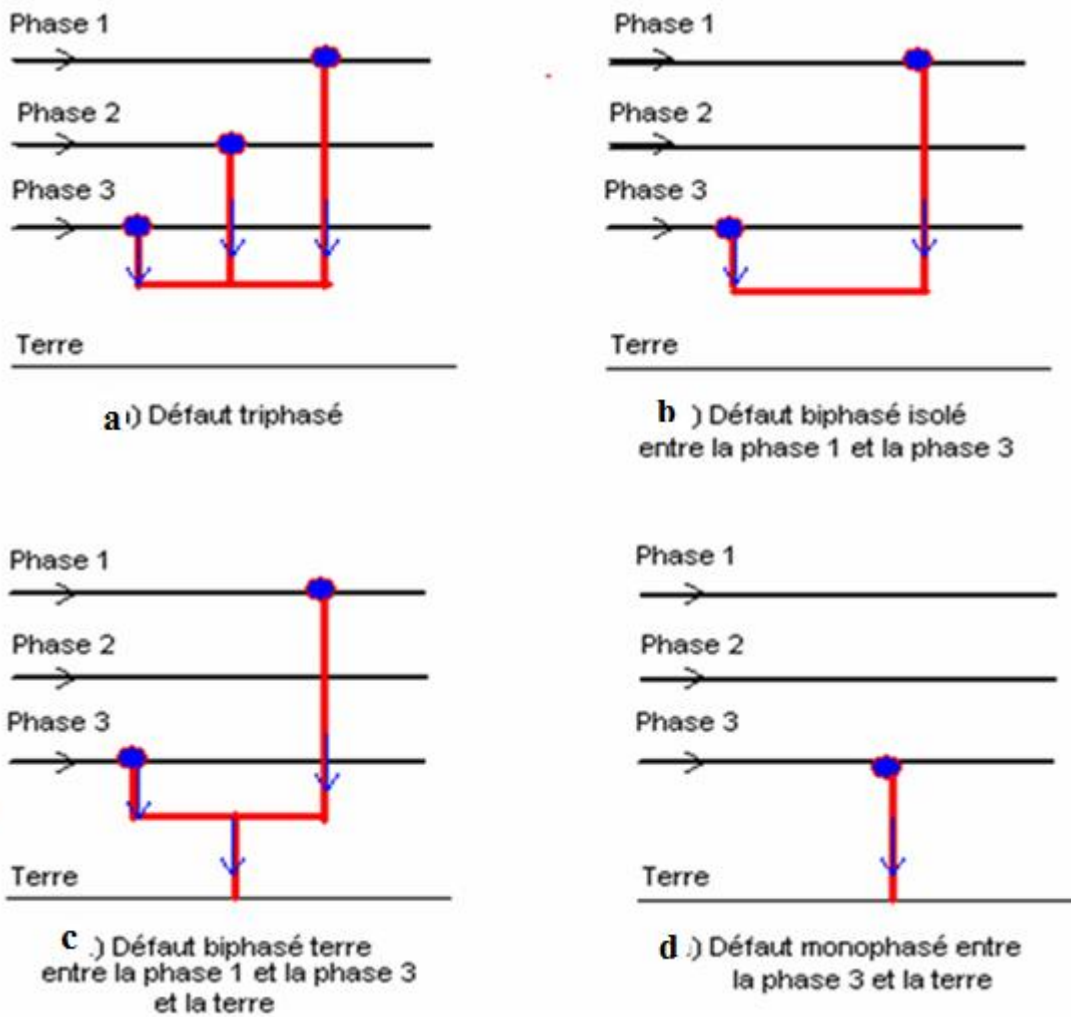


Figure III.1: Différents types de courts-circuits.

V. Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courant de

Court-circuit :

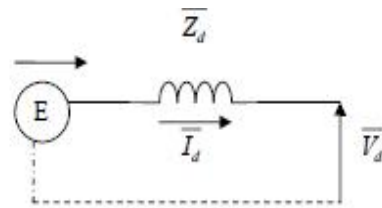
Le calcul de courant de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétriques pour les défauts asymétriques (biphasé, monophasé,...). Pour l'étude d'un défaut, on fait appelle au principe de superposition. [3]

V.1. Principe de superposition:

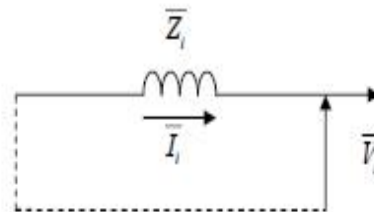
Soit une f.e.m équilibrée E, les courants et les tensions peuvent être déséquilibrés suite à un court-circuit. Par convention, E constitue un système direct, c'est-à-dire ses composants inverse et homopolaire sont nuls.

L'impédance du réseau entre la source et le point du défaut prend les valeurs Z_d , Z_i et Z_o , les composantes symétriques des tensions et des courants au lieu du défaut sont successivement V_d , V_i , V_o , I_d , I_i et I_o . Les trois régimes superposés sont les suivants : [3]

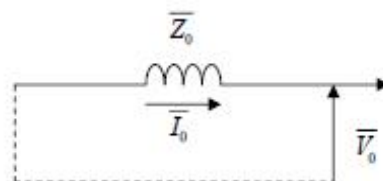
Régime directe : $\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{I}_d$ (III-1)



Régime inverse : $\bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{I}_i = 0$ (III-2)



Régime homopolaire : $\bar{V}_o + \bar{Z}_o \cdot \bar{I}_o = 0$ (III-3)



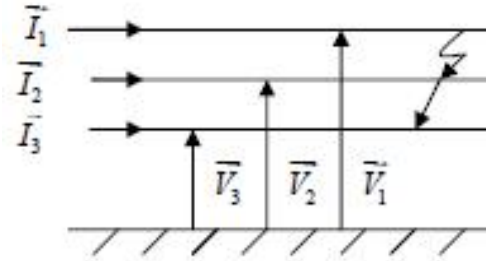
V.2. Calcul de I_{cc} triphasé :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \dots \text{(III-4)}$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \dots \text{(III-5)}$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \dots \text{(III-6)}$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \dots \text{(III-7)}$$



On déduit : $\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o = 0 \dots \text{(III-8)}$

On appliquant les équations de superposition on aura :

$$\bar{I}_o = \bar{I}_i = 0 \dots \text{(III-9)} \quad ; \quad \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{Z_d} \dots \text{(III-10)}$$

Au point de défaut, les courants constituent un système direct donc :

$$\bar{I}_{cct} = \frac{\bar{E}}{Z_d} = \frac{\bar{V}_n}{Z_d} \dots \text{(III-11)}$$

On a :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \dots \text{(III-12)} \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases}$$

Ce qui donne :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{Z_d} \\ \bar{I}_2 = a^2 \frac{\bar{E}}{Z_d} = a^2 \bar{I}_1 \dots \text{(III-13)} \\ \bar{I}_3 = a \frac{\bar{E}}{Z_d} = a \bar{I}_1 \end{cases}$$

V.3. Calcul de I_{cc} biphasé :

Le court-circuit entre les phases 2 et 3, on aura : [3]

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 \dots \text{(III-14)}$$

$$\bar{I}_1 = 0 \dots \text{(III-15)}$$

$$\bar{I}_0 = 0 \dots \text{(III-16)}$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_0 + \bar{I}_d + \bar{I}_i \text{ (III-17)} \Rightarrow \bar{I}_d = -\bar{I}_i \text{ (III-18)}$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 \dots \text{(III-19)} \Rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i \dots \text{(III-20)}$$



En appliquant les équations de superposition, nous aurons :

$$\bar{I}_d = -\bar{I}_i = \frac{\bar{E}}{Z_d + Z_i} \dots \text{(III-21)}$$

On a :
$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i \end{cases} \dots \text{(III-22)}$$

Ce qui donne:

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = (a^2 - a) \bar{I}_d \\ \bar{I}_3 = -(a^2 - a) \bar{I}_d \end{cases} \dots \text{(III-23)} \Rightarrow \begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = (a^2 - a) \frac{\bar{E}}{Z_d + Z_i} \\ \bar{I}_3 = -(a^2 - a) \frac{\bar{E}}{Z_d + Z_i} \end{cases} \dots \text{(III-24)}$$

$Z_d \approx Z_i$ Alors le courant de défaut biphasé sera:

$$\bar{I}_{ccB} = |\bar{I}_2| = |\bar{I}_3| = \frac{E\sqrt{3}}{2Z_d} = \frac{\bar{U}}{2Z_d} \dots \text{(III-25)}$$

$$\bar{I}_{ccB} = \frac{\sqrt{3}}{2} \bar{I}_{ccT} \dots \text{(III-26)}$$

V.4. Calcul de Icc monophasé-terre (résistant) :

Les équations au point de défaut : [3]

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 \dots \text{(III-27)}$$

$$\bar{V}_1 = 3R_n \bar{I}_0 \dots \text{(III-28)}$$

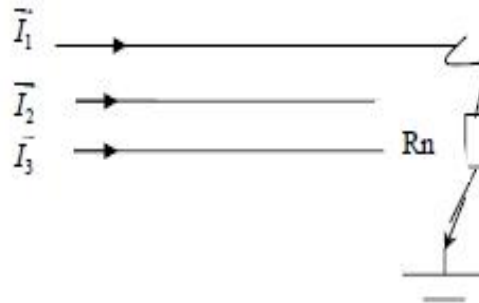
$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 \Rightarrow \bar{I}_d = \bar{I}_i \dots \text{(III-29)}$$

$$\bar{V}_1 \approx \bar{V}_0 + \bar{V}_d + \bar{V}_i \approx 3R_3 \bar{I}_0 \dots \text{(III-30)}$$

$$\bar{I}_2 = 0 \Rightarrow \bar{I}_0 = \bar{I}_i = \bar{I}_d \dots \text{(III-31)}$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_0 + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + 3R_n} = \bar{I}_d \approx \bar{I}_i \dots \text{(III-32)}$$

$$\bar{I}_1 = 3\bar{I}_0 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_0 + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + 3R_n} \dots \text{(III-33)}$$



Pour un défaut franc on aura :

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_0 + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \dots \text{(III-34)}$$

V.5. Valeur du courant de défaut à la terre :

Les courants capacitifs jouent un rôle primordial dans le calcul des courants de défaut à la terre. [3]

La formule générale pour un défaut franc est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_0 + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \dots \text{(III-35)}$$

Avec :

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_{0T} + \bar{Z}_{0L} + \bar{Z}_{0R} \dots \text{(III-36)}$$

\bar{Z}_{0T} : Impédance homopolaire du transformateur.

\bar{Z}_{0L} : Impédance homopolaire de la ligne.

\bar{E} : Tension simple secondaire du transformateur HT/BT.

\bar{Z}_{0R} : Impédance due à la capacité homopolaire C_0 du réseau considéré et \bar{I} est la somme des courants capacitifs relatifs aux différents départs.

La capacité C_o est la somme des capacités homopolaires des départs considérés.

$$C_o = C_{o1} = C_{o2} + C_{o3} + \dots \dots \text{(III-37)}$$

Donc :

$$\bar{Z}_d = \frac{j}{C_o \omega} \dots \text{(III-38)}, \text{ avec } C_o \text{ avoisine } 5000 \text{ pF/km pour les lignes aérienne.}$$

Comme : $\bar{Z}_{oT}, \bar{Z}_{oL}, \bar{Z}_d$ et \bar{Z}_i peuvent être négligées devant \bar{Z}_{oR} on aura :

$$\bar{Z}_d = \bar{Z}_{oR} \dots \text{(III-39)}$$

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{oR}} = \frac{3\bar{E}}{\frac{-j}{C_o \omega}} \dots \text{(III-40)} \Rightarrow \bar{I} = j3\bar{E}C_o \omega \dots \text{(III-41)}$$

\bar{I} Déphasé de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à \bar{E}

VI. Protection des réseaux électriques :

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique engendre des effets néfastes sur ce dernier. C'est pour cette raison qu'il faut l'éliminer le plus rapidement possible et cela en utilisant des dispositifs de protection.

VI.1. Définition d'un système de protection :

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. [3]

VI.2. Constitution d'un système de protection :

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- ✓ Capteurs de mesure de courant et de tension fournissant les informations de mesure nécessaire à la détection des défauts.
- ✓ Relais de protection, chargé de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses et leur commande par le circuit de déclenchement.
- ✓ Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs, fusibles. [3]

VI.3. Appareillage de protection :

VI.3.1. Matériels de protection contre les surintensités :

Les surintensités peuvent être considérées comme la conséquence de courant de surcharge et courant de court-circuit.

a) Fusible :

Le fusible est un organe de sécurité dont le rôle est d'ouvrir, par fusion, le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse pendant un temps déterminé une valeur donnée. Son nom découle du fait qu'il fonctionne par fusion d'un filament. Il existe trois types de fusibles :

- Fusible à usage général (fusible Ug) offrant une protection contre les surcharges et les courts-circuits.
- Fusible accompagnement moteur (aM) : il est utilisé pour la protection contre les courts-circuits uniquement.
- Fusible à fusion ultra rapide (UR) : Ce type de fusible est utilisé en électronique pour la protection des semi-conducteurs. Il protège contre les courts-circuits. [3]



Figure III.2: fusibles industriels.

b) Disjoncteur :

Un disjoncteur est un appareil mécanique de connexions; qui est l'ensemble de contacts avec un grand pouvoir de coupure et d'un système de protection contre les surcharges et les courts-circuits; capable :

- D'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit

- D'établir, de supporter pendant une durée spécifiée et d'interrompre des courants dans des conditions anormales spécifiées telles que celles des courts-circuits.

La fonction principale d'un disjoncteur est d'assurer la protection du circuit qu'il alimente. [3]

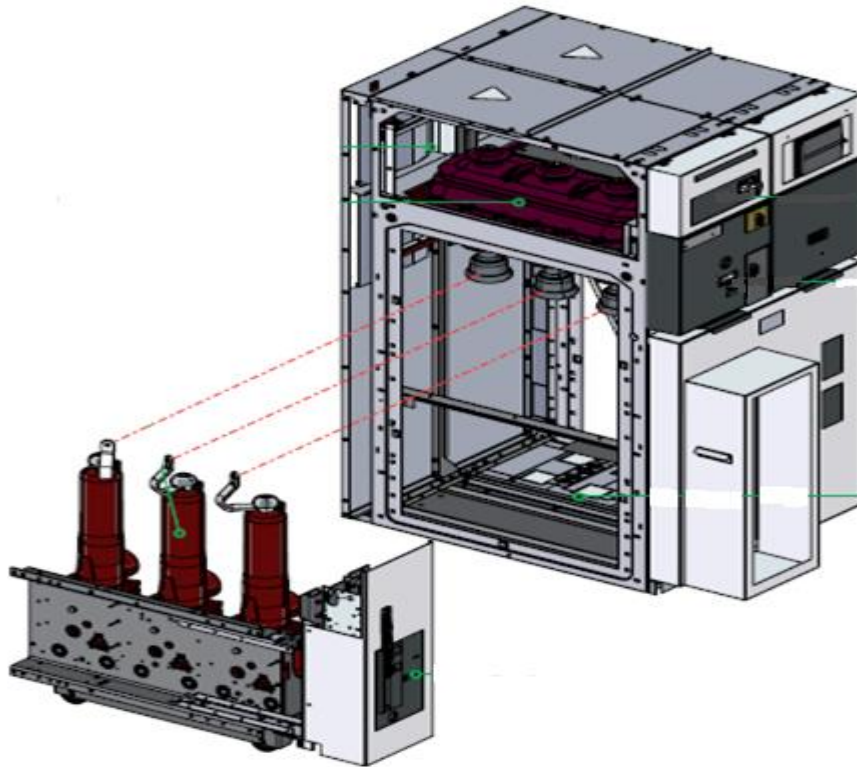


Figure III.3: Disjoncteur à coupure dans le NF6.

c) Sectionneur :

Les sectionneurs sont dépourvus du pouvoir de coupure par conséquent ils doivent être manœuvrés à vide, leur rôle principal est d'opérer une séparation visible sur une branche de l'installation. Ils sont placés à l'origine des installations et coupent tous les conducteurs sauf le conducteur de protection.

Le sectionneur peut être décomposé en deux parties :

- Une partie puissance : ce sont les pôles repérés sur le symbole et l'appareillage par des chiffres allant de 1 à 6 (ou de 1 à 8 pour les sectionneurs tétra polaires).
- Une partie commande : Ce sont les contacts auxiliaires repérés 13-14, 23- 24 ; ils permettent de couper le circuit de commande. Lors de l'ouverture, ces contacts s'ouvrent en premier et se ferment en dernier lors de la fermeture. [3]

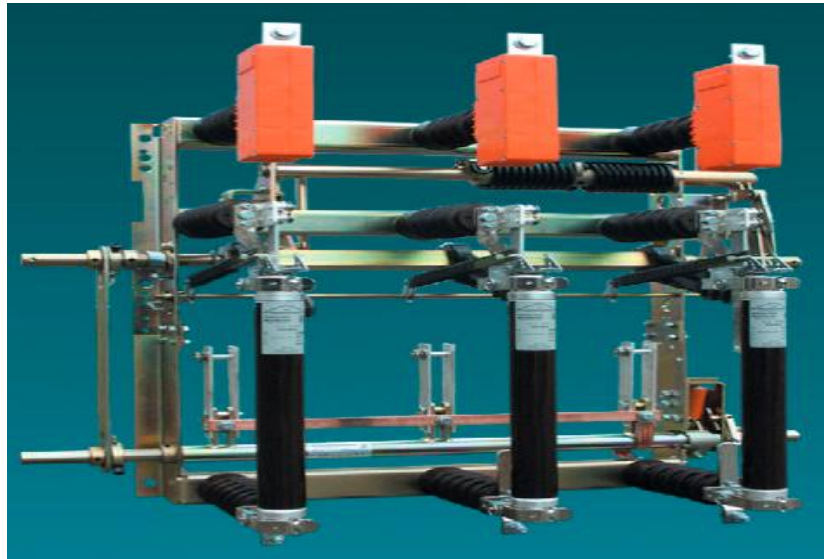


Figure III.4: Sectionneur moyenne tension..

d) Relais :

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....). [3]

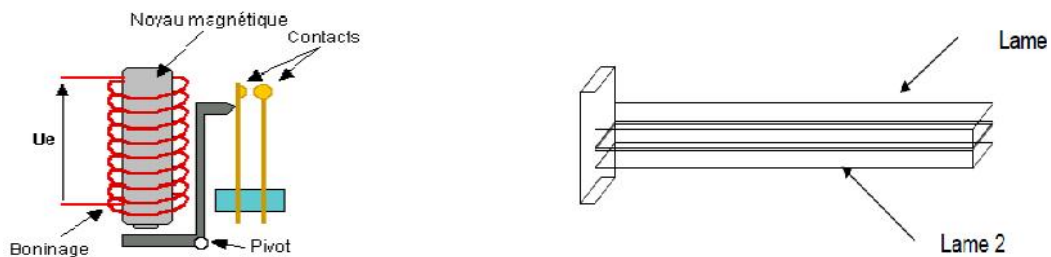


Figure III.5.a: Relais électromagnétique. **Figure III.5.b:** Relais Thermique.

VI.3.2 Matériels de protection contre les surtensions :

Les dispositifs de protection contre les surtensions sont groupés en deux classes ;les éclateurs et les parafoudres.

a) Les parafoudres :

Les parafoudres sont des dispositifs de protection destinés à protéger les appareils et les installations contre les coups de foudres directs ou indirects.

Il existe deux types des parafoudres: [3]

- ✓ parafoudre des moyennes tensions
- ✓ Parafoudre des hautes tensions.

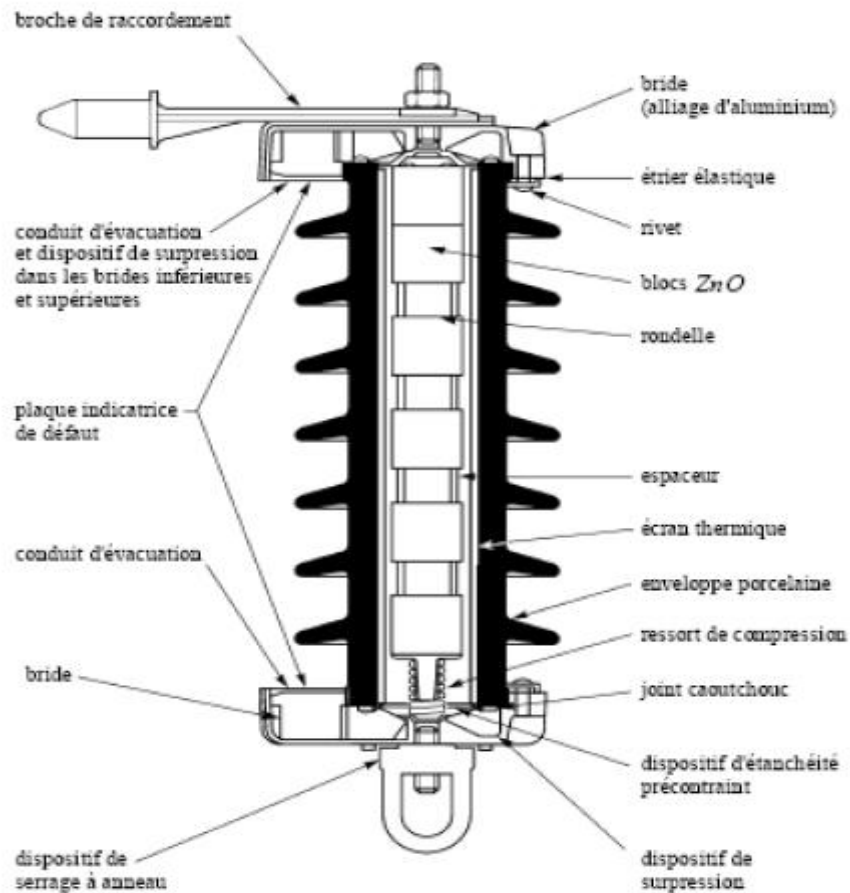


Figure III.6 : Structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 kV

b) Les éclateurs :

L'éclateur est un dispositif constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur. [3]

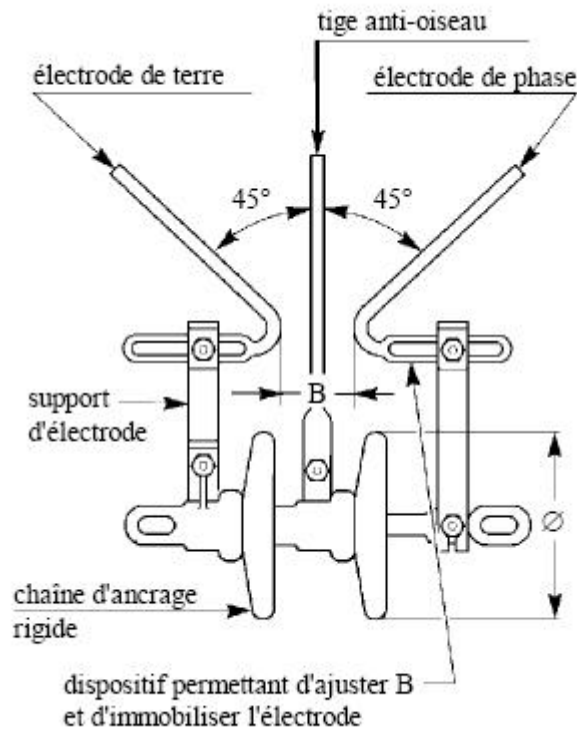


Figure III.7: Eclateur MT avec tige anti-oiseaux

VII. les régimes de neutres :

Dans un réseau, le régime de neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre.

Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions, par contre, il engendre des courants de défauts très importants, au contraire un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtension élevées. [3]

VII.1. Bases de choix du régime du neutre :

Le choix du régime du neutre s'effectue en fonction des critères suivants :

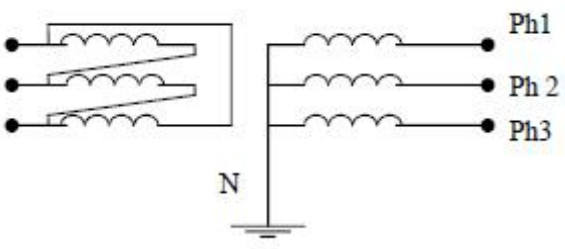
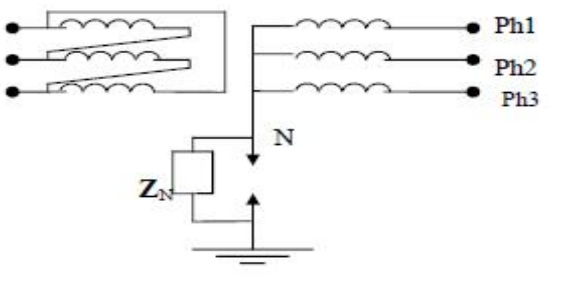
- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tensions, des masses, la sensibilité de détection
- Continuité de service.
- Limitation du courant de défaut à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur le matériel, et réduire les phénomènes d'induction sur les lignes de télécommunication et les surtensions sur le matériel BT.
- Recherche de l'auto extinction des défauts monophasés. [3]

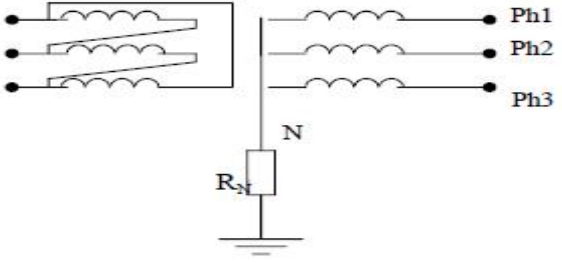
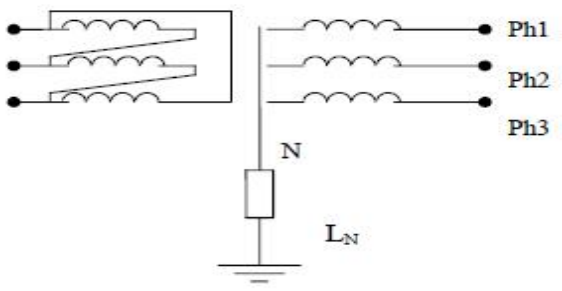
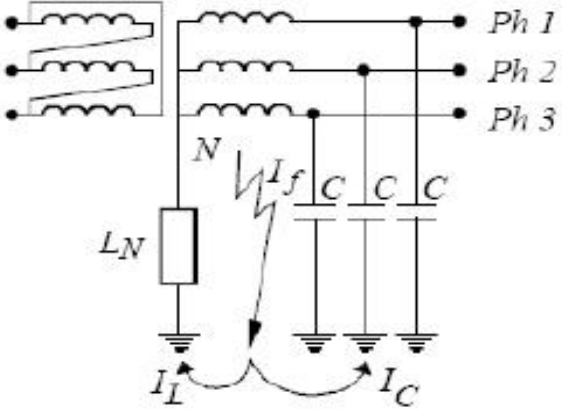
VII.2. Les différents régimes de neutre :

On distingue cinq modes de raccordement du point neutre à la terre, qui sont :

- Neutre mis directement à la terre;
- Neutre isolé, ou fortement impédant;
- Neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance;
- Neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance;
- Neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen). [3]

Tableau III.2: différents modes de mise à la terre. [3]

<p>Neutre mis directement à la terre</p> <p>Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre isolé</p> <p>Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.</p> <p>Neutre fortement impédant</p> <p>Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.</p>	

<p>Neutre mis à la terre par résistance Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	
<p>Neutre mis à la terre par réactance Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	
<p>Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul. $I_f = I_L + I_C = 0$ I_f: courant de défaut I_L: courant dans la réactance de mise à la terre du neutre I_C: courant dans les capacités phase-terre</p>	

VII. conclusion :

Dans ce troisième chapitre on a cité les différents défauts qui peuvent toucher les réseaux électriques (les surtensions, surcharges, déséquilibres et les courts-circuits); ainsi que l'origine et la durée de ces défauts.

Pour la protection des personnes et des biens, il faut un système de protection constitué des différents appareils de protections (disjoncteur, fusible, parafoudre ...) et les différents schémas de la mise à la terre du point neutre.

I. Description du réseau:

Notre travail consiste à étudier le réseau basse tension Proposé par la SONELGAZ; qui est celui du village IGUER-N'SAR commune de Tizirt wilaya de Tizi-Ouzou(ALGERIE).

Ce réseau est alimenté par un poste de distribution MT/BT (N° 722) d'une puissance de 100 kVA, avec des câbles en torsadé isolé avec des sections de 70 mm² et 35 mm².

II. Données globales sur le réseau et le poste de transformation:

II.1. Poste de transformation :

Tableau IV.1: Données essentielles du réseau et du poste de transformation d'Iguer N'sar:

Référence de poste	722
Nature	Poste sur poteau
Nombre de départ	1
Puissance	100 kVA
Courant débit	150 A
Nombre d'abonnés	146
Nombre de branchement en 2 fils	41
Nombre de branchement en 4 fils	105
Type des supports	B-S
	Bois
	Tubulaire
	Béton
Longueur de réseau	4,732 km

II.2. Dimensionnement du réseau :

Tableau IV.2: Caractéristiques du réseau.

N° Support	Type de support	Abonnés 2fils	Abonnés 4fils	Portée	Longueur (m)	Section (mm²)
1	B.S	0	0	P-1	28	3x70
2	B.S	0	0	1-2	59	3x35
3	B.S	0	0	2-3	67	3x35
4	B.S	0	1	2-4	42	3x35
5	B.S	0	1	4-5	39	3x35
6	B.S	0	1	1-6	64	3x70
7	B.S	0	0	6-7	53	3x70
8	B.S	1	0	7-8	61	3x70
9	B.S	1	0	8-9	52	3x70
10	B.S	0	2	9-10	53	3x70
11	B.S	0	0	10-11	53	3x35
12	B.S	0	0	11-12	62	3x35
13	B.S	0	0	12-13	40	3x35
14	B.S	0	0	13-14	39	3x35
15	B.S	1	1	14-15	51	3x35
16	B.S	0	0	15-16	47	3x35
17	B.S	0	1	16-17	49	3x35
18	B.S	0	0	17-18	38	3x35
19	B.S	0	1	18-19	40	3x35
20	B.S	0	1	17-20	60	3x35
21	B.S	0	1	20-21	42	3x35
22	B.S	1	1	10-22	43	3x70
23	B.S	0	1	22-23	49	3x70
24	B.S	0	1	23-24	43	3x70
25	B.S	1	0	24-25	40	3x70

26	B.S	1	1	25-26	43	3x35
27	B.S	0	2	26-27	39	3x35
28	B.S	0	0	27-28	42	3x35
29	B.S	1	2	28-29	51	3x35
30	BOIS	0	0	29-30	61	3x35
31	B.S	0	0	25-31	48	3x70
32	B.S	0	1	31-32	55	3x70
33	B.S	2	0	32-33	27	3x70
34	B.S	1	1	33-34	44	3x70
35	B.S	2	0	34-35	31	3x70
36	B.S	0	0	35-36	48	3x70
37	B.S	0	0	36-37	62	3x70
38	B.S	0	0	37-38	55	3x70
39	B.S	0	1	38-39	46	3x70
40	B.S	0	1	39-40	37	3x70
41	B.S	2	1	40-41	31	3x70
42	B.S	0	0	41-42	28	3x35
43	B.S	0	1	42-43	43	3x35
44	B.S	0	2	43-44	48	3x35
45	B.S	0	0	44-45	50	3x35
46	B.S	1	1	45-46	25	3x35
47	B.S	0	1	33-47	56	3x35
48	B.S	0	0	32-48	54	3x70
49	B.S	2	1	48-49	63	3x70
50	B.S	0	1	49-50	58	3x70
51	B.S	1	0	50-51	55	3x35
52	B.S	0	0	51-52	43	3x35
53	B.S	2	2	52-53	45	3x35
54	B.S	0	1	50-54	65	3x35
55	B.S	0	0	50-55	49	3x35

56	B.S	0	0	57-56	45	3x70
57	B.S	0	0	56-57	51	3x70
58	B.S	1	1	57-58	54	3x70
68	B.S	0	2	58-68	42	3x70
69	B.S	0	0	68-69	40	3x70
70	B.S	0	1	69-70	52	3x70
71	B.S	1	2	70-71	47	3x35
72	BOIS	0	5	71-72	62	3x35
73	B.S	0	1	69-73	19	3x35
74	Bois	1	4	73-74	57	3x70
75	B.S	1	1	74-75	54	3x70
76	B.S	2	4	75-76	51	3x70
77	Bois	1	1	104-77	30	3x70
78	B.S	1	2	77-78	42	3x70
79	B.S	0	1	78-79	60	3x70
80	B.S	1	3	79-80	43	3x70
81	Tubulaire	2	0	80-81	55	3x70
82	Béton	0	2	81-82	48	3x35
83	Bois	0	2	80-83	61	3x35
84	B.S	0	0	83-84	42	3x35
85	Bois	0	5	84-85	35	3x35
86	B.S	2	4	85-86	42	3x35
87	B.S	0	2	80-87	50	3x35
88	Béton	0	0	80-88	36	3x35
89	Béton	0	0	88-89	39	3x35
90	Béton	0	2	89-90	20	3x35
96	Tubulaire	0	0	46-96	20	3x35
97	Tubulaire	0	0	96-97	55	3x35
98	Tubulaire	1	1	97-98	20	3x35
99	Tubulaire	0	0	97-99	20	3x35

100	Tubulaire	0	1	99-100	26	3x35
101	Tubulaire	1	0	135-101	50	3x35
102	Tubulaire	0	1	101-102	35	3x35
103	Tubulaire	0	1	71-103	50	3x35
104	B.S	0	2	76-104	55	3x35
105	B.S	1	4	104-105	40	3x70
134	B.S	0	1	54-134	30	3x35
135	B.S	1	1	134-135	30	3x35
136	B.S	0	0	135-136	25	3x35
137	B.S	0	0	136-137	20	3x35
138	B.S	0	0	137-138	20	3x35
139	B.S	0	0	138-139	25	3x35
140	B.S	0	0	139-140	15	3x35
141	B.S	1	0	140-141	20	3x35
142	B.S	0	0	141-142	25	3x35
143	B.S	0	0	142-143	20	3x35
144	B.S	1	0	143-144	25	3x35
145	B.S	0	3	73-145	56	3x35
146	B.S	0	1	75-146	56	3x35

III. Calcul de la chute de tension :

La méthode qu'on va utiliser pour le calcul de la chute de tension dans ce réseau est la méthode des moments électrique présentée dans le chapitre II; et qui est définie par la relation suivante:

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{M_{ch}}{M_L} \dots \text{(IV-1)}$$

Avec :

M_{ch} : Moment électrique d'une charge en (k .km)

M_L : Moment électrique d'une ligne en (k .km)

Tel que :

$$M_L = \frac{U^2}{10^5} \frac{1}{r+x \tan \varphi} \dots \text{(IV-2)}$$

Avec :

- U : Tension composée du réseau en [V]
- r : Résistance linéique des conducteurs en [Ω /km];
- φ : Déphasage entre la tension et le courant en [rad/s].

Tableau IV.3: Variation de la résistance linéique des câbles (r) en fonctions de la section et de la température.

	S [mm ²]	$\frac{r}{\cos \varphi}$ (20°) [Ω /km]	$\frac{r}{\cos \varphi}$ (50°) [Ω /km]	$\frac{r}{\cos \varphi} + \frac{r x \tan \varphi}{\cos \varphi}$ [Ω /km]
Aluminium (torsadés)	25	1,200	1,345	1,395
	35	0,868	0,973	1,023
	50	0,641	0,718	0,768
	70	0,443	0,497	0,547
	95	0,320	0,359	0,409
	120	0,253	0,248	0,334
	150	0,206	0,231	0,281
	185	0,164	0,184	0,234
	240	0,125	0,140	0,190

Dans notre étude le réseau contient deux types de conducteurs torsadés :

Le 3x35(mm²) ; et le 3x70(mm²)

III.1. Calcul du moment de la ligne (M_L) avec $\cos \varphi = 0,9$:

$$M_L = \frac{U^2}{10^5} \frac{1}{r+x \tan \varphi} = \frac{380^2}{10^5} \frac{1}{r+x \tan \varphi} \dots \text{(IV-3)}$$

Pour le 3x70(mm²) : $r + x \tan \varphi = 0,547$

$$M_L = \frac{380^2}{10^5} \frac{1}{0,547} = 2,639 \text{ kW.km}$$

Pour le 3x36(mm²) : $r + x \tan \varphi = 1,023$

$$M_L = \frac{380^2}{10^5} \frac{1}{1,023} = 1,412 \text{ kW.km}$$

Tableau IV.4: Les moments électriques(M_L) en fonctionne de la section (s).

cos φ		S [mm ²]	Moment électrique (M_L) de la ligne [kW.km]
0,9		3x35	1,412
		3x70	2,639

III.2. Calcul du moment de la charge (M_{ch}) :

$$M_{ch} = P.L \dots \text{(IV-4)}$$

Avec

P : La puissance active en [kW];

L : La longueur de tronçon en [km];

$$M_{ch} = 10^{-3} \cdot \sqrt{3}UI_{abs} \cdot \cos \varphi \cdot L \dots \text{(IV-5)}$$

Le courant absorbé par les abonnés I_{abs} se calcul avec l'équation suivante:

$$I_{abs} = I_f \cdot \text{Nb}re \text{ d'abonné} \dots \text{(IV-6)}$$

I_f est le courant foisonné qui se calcul comme suit :

$$I_f = \frac{I_{ph1} + I_{ph2} + I_{ph3}}{3 \cdot \text{Nb}re \text{ d'abonné}} \dots \text{(IV-7)}$$

Avec :

I_{ph} : Les courants des trois phases, en [A]

SONELGAZ a fixé le courant foisonné à la valeur: $I_f = 1,2 A$; Ainsi que le facteur de puissance $\cos \varphi = 0,9$.

• **Exemple de calcul**

Pour le tronçon Suport1-Suport6

$S = 70 \text{ mm}^2$; $L = 0,064 \text{ km}$. ; Nbre d'abonné = 144

$$M_{ch} = P.L = 10^{-3} . \sqrt{3} . U I_{abs} . \cos \varphi . L$$

Avec : $I_{abs} = I_f . \text{Nbre d'abonné}$

$$= 1,2 * 144$$

$$I_{abs} = 172,8 A$$

$$M_{ch} = \sqrt{3} . 380 . 10^{-3} . 172,8 . 0,9 . 0,064$$

$$M_{ch} = 6,551 \text{ kW.km}$$

Calcul de la chute de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{M_{ch}}{M_L} \dots \text{(IV-8)}$$

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{6,551}{2,639} = 2,482 \%$$

Tableau IV.5: Calcul de la chute de tension du réseau:

Tronçon	S.ph (mm ²)	Nbre D'abonnés	L (m)	I_{abs} (A)	M_L (KW .Km)	M_{ch} (KW .Km)	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_L}$
P-1	3x70	146	28	175,2	2,63	2904	1,104
1-2	3x35	2	59	2,4	1,41	0,084	1,163
2-4	3x35	2	42	2,4	1,41	0,059	1,204
4-5	3x35	1	39	1,2	1,41	0,027	1,223
1-6	3x70	144	64	172,8	2,63	6,551	2,482
6-7	3x70	142	53	170,4	2,63	5,346	5,625
7-8	3x70	142	61	170,4	2,63	6,152	7,989
8-9	3x70	140	52	168	2,63	5,171	9,955

9-10	3x70	139	53	166,8	2,63	5,233	11,944
10-11	3x35	7	53	8,4	1,41	0,263	12,130
11-12	3x35	7	62	8,4	1,41	0,308	12,348
12-13	3x35	6	40	7,2	1,41	0,170	12,250
13-14	3x35	6	39	7,2	1,41	0,166	12,367
14-15	3x35	6	51	7,2	1,41	0,217	12,520
15-16	3x35	4	47	4,8	1,41	0,133	12,614
16-17	3x35	4	49	4,8	1,41	0,139	12,712
17-18	3x35	1	38	1,2	1,41	0,026	12,730
18-19	3x35	1	40	1,2	1,41	0,028	12,750
17-20	3x35	2	60	2,4	1,41	0,085	12,797
20-21	3x35	1	42	1,2	1,41	0,029	12,817
12-133	3x35	1	45	1,2	1,41	0,031	12,271
10-22	3x70	131	43	157,2	2,63	4,001	12,145
22-23	3x70	129	49	154,8	2,63	4,490	13,885
23-24	3x70	128	43	153,6	2,63	3,910	15,371
24-25	3x70	127	40	152,4	2,63	3,608	16,742
25-26	3x35	7	43	8,4	1,41	0,213	16,893
26-27	3x35	5	39	6	1,41	0,138	16,990
27-28	3x35	3	42	3,6	1,41	0,089	17,053
28-29	3x35	3	51	3,6	1,41	0,108	17,129
29-30	3x35	0	61	0	1,41	0	17,129
25-31	3x70	119	48	142,8	2,63	4,057	18,284
31-32	3x70	119	55	142,8	2,63	4,649	20,051
32-33	3x70	27	50	32,4	2,63	0,959	20,087
33-34	3x70	24	44	28,8	2,63	0,750	20,372
34-35	3x70	22	31	26,4	2,63	0,484	20,556
35-36	3x70	20	48	24	2,63	0,681	20,814
36-37	3x70	20	62	24	2,63	0,880	21,148
37-38	3x70	20	55	24	2,63	0,781	21,444

38-39	3x70	20	46	24	2,63	0,643	21,688
39-40	3x70	19	37	22,8	2,63	0,472	21,876
40-41	3x70	18	31	20,4	2,63	0,374	22,018
41-42	3x35	8	28	9,6	1,41	0,159	22,130
42-43	3x35	8	43	9,6	1,41	0,244	22,303
43-44	3x35	7	48	8,4	1,41	0,238	22,471
44-45	3x35	5	50	6	1,41	0,177	22,595
45-46	3x35	5	25	6	1,41	0,088	22,657
46-96	3x35	3	20	3,6	1,41	0,042	22,686
96-97	3x35	3	55	3,6	1,41	0,117	22,730
97-98	3x35	2	20	2,4	1,41	0,028	22,740
97-99	3x35	1	20	1,2	1,41	0,014	22,749
99-100	3x35	1	25	1,2	1,41	0,017	22,755
41-94	3x35	7	35	8,4	1,41	0,174	22,878
94-95	3x35	2	25	2,4	1,41	0,035	22,905
33-47	3x35	1	56	1,2	1,41	0,039	22,089
32-48	3x70	91	54	109,2	2,63	3,490	21,413
48-49	3x70	91	63	109,2	2,63	4,072	22,961
49-50	3x70	88	58	105,6	2,63	3,625	24,339
50-54	3x35	8	65	9,6	1,41	0,369	24,365
54-134	3x35	7	30	8,4	1,41	0,149	24,470
134-135	3x35	6	30	7,2	1,41	0,127	24,560
135-136	3x35	2	25	2,4	1,41	0,035	24,584
136-137	3x35	2	20	2,4	1,41	0,028	24,603
137-138	3x35	2	20	2,4	1,41	0,028	24,622
138-139	3x35	2	25	2,4	1,41	0,035	24,646
139-140	3x35	2	15	2,4	1,41	0,021	24,660
140-141	3x35	2	20	2,4	1,41	0,028	24,679
141-142	3x35	1	25	1,2	1,41	0,017	24,691
142-143	3x35	1	20	1,2	1,41	0,014	24,700
143-144	3x35	1	25	1,2	1,41	0,017	24,712

135-101	3x35	2	50	2,4	1,41	0,071	24,610
101-102	3x35	1	35	1,2	1,41	0,024	24,627
50-51	3x35	5	55	6	1,41	0,195	24,477
51-52	3x35	4	43	4,8	1,41	0,122	24,563
52-53	3x35	4	45	4,8	1,41	0,127	24,653
50-55	3x70	74	49	88,8	2,63	2,575	25,318
55-56	3x70	74	45	88,8	2,63	2,365	26,217
56-57	3x70	74	51	88,8	2,63	2,582	27,311
57-58	3x70	74	54	88,8	2,63	2,838	28,390
58-68	3x70	72	42	86,4	2,63	2,148	29,206
68-69	3x70	70	40	84	2,63	1,989	29,962
69-70	3x35	10	52	12	1,41	0,369	30,223
70-71	3x35	9	47	10,8	1,41	0,300	30,435
71-103	3x35	1	50	1,2	1,41	0,035	30,469
71-72	3x35	5	62	6	1,41	0,220	30,626
69-73	3x70	62	19	74,4	2,63	0,836	30,279
73-145	3x35	3	56	3,6	1,41	0,076	30,332
73-74	3x70	58	57	69,6	2,63	2,348	31,171
74-75	3x70	53	54	63,6	2,63	2,033	31,944
75-146	3x35	1	56	1,2	1,41	0,039	31,971
75-91	3x35	5	47	6	1,41	0,166	32,088
91-92	3x35	3	50	3,6	1,41	0,106	32,163
92-93	3x35	2	40	2,4	1,41	0,056	32,202
75-76	3x70	45	51	54	2,63	1,630	32,590
76-104	3x70	39	55	46,8	2,63	1,523	33,169
104-105	3x35	5	40	6	1,41	0,142	33,269
104-77	3x70	32	30	38,4	2,63	0,681	33,427

77-78	3x70	30	42	36	2,63	0,895	33,767
78-79	3x70	27	60	32,4	2,63	1,150	34,204
79-80	3x70	26	43	31,2	2,63	0,794	34,505
80-87	3x35	2	50	2,4	1,41	0,071	34,555
80-81	3x35	4	55	4,8	1,41	0,156	34,615
81-82	3x35	2	48	2,4	1,41	0,068	34,663
80-88	3x35	2	36	2,4	1,41	0,051	34,541
88-89	3x35	2	37	2,4	1,41	0,052	34,577
89-90	3x35	2	20	2,4	1,41	0,028	34,596
80-83	3x35	13	61	15,6	1,41	0,563	34,904
83-84	3x35	11	42	13,2	1,41	0,328	35,136
84-85	3x35	11	35	13,2	1,41	0,273	35,329
85-86	3x35	6	42	7,2	1,41	0,179	35,455

IV. Calcul des pertes de puissance active (ΔP) dans le réseau :

La méthode utilisée pour le calcul de la perte de puissance active dans le réseau est la suivante:

❖ **En monophasé**

On a :

$$\Delta P = R' \cdot I_{abs}^2 ; \text{ Avec } R' = 2 \cdot R \text{ et } R = r \cdot L$$

Donc :

$$\Delta P = 2RI_{abs}^2 \dots \text{(IV-9)}$$

D'où :

$$\Delta P = 2r \cdot L \cdot I_{abs}^2 \dots \text{(IV-10)}$$

❖ **En triphasé**

$$\Delta P = 3RI_{abs}^2 \dots \text{(IV-11)}$$

Comme : $R = r \cdot L$

Donc :

$$\Delta P = 3r.L.I_{abs}^2 \dots \text{(IV-12)}$$

- Exemple de calcul de perte de puissance active

Support 1-Support 6

$S = 70\text{mm}^2$; $r = 0,497 \Omega/\text{km}$; $L = 0,064\text{km}$ et $I_{abs} = 172,8 \text{ A}$

$$\Delta P = 3r.L.I_{abs}^2$$

$$\Delta P = 3.10^{-3}.0,497.0,064.(172,8)^2$$

$$\Delta P = 2,849 \text{ kw}$$

Tableau IV.6: Calcul des pertes de puissance dans les différents points du réseau :

Tronçon	S [mm ²]	r [/km]	L [km]	I _{abs} [A]	P [kW]
P-1	3x70	0,497	0,028	175,2	1,281
1-2	3x35	0,973	0,059	2,4	0,001
2-4	3x35	0,973	0,042	2,4	0,001
4-5	3x35	0,973	0,039	1,2	0,0001
1-6	3x70	0,497	0,064	172,8	2,849
6-7	3x70	0,497	0,053	170,4	2,771
7-8	3x70	0,497	0,061	170,4	2,641
8-9	3x70	0,497	0,052	168	2,188
9-10	3x70	0,497	0,053	166,8	2,198
10-11	3x35	0,973	0,053	8,4	0,011
11-12	3x35	0,973	0,062	8,4	0,013
12-13	3x35	0,973	0,040	7,2	0,006
13-14	3x35	0,973	0,039	7,2	0,006
14-15	3x35	0,973	0,051	7,2	0,006
15-16	3x35	0,973	0,047	4,8	0,008
16-17	3x35	0,973	0,049	4,8	0,003
17-18	3x35	0,973	0,038	1,2	0,0002
18-19	3x35	0,973	0,040	1,2	0,0002

17-20	3x35	0,973	0,060	2,4	0,001
20-21	3x35	0,973	0,042	1,2	0,0002
12-133	3x35	0,973	0,045	1,2	0,0002
10-22	3x70	0,497	0,043	157,2	1,584
22-23	3x70	0,497	0,049	154,8	1,751
23-24	3x70	0,497	0,043	153,6	1,516
24-25	3x70	0,497	0,040	152,4	1,385
25-26	3x35	0,973	0,043	8,4	0,009
26-27	3x35	0,973	0,039	6	0,004
27-28	3x35	0,973	0,042	3,6	0,002
28-29	3x35	0,973	0,051	3,6	0,002
29-30	3x35	0,973	0,061	0	0
25-31	3x70	0,497	0,048	142,8	1,459
31-32	3x70	0,497	0,055	142,8	1,672
32-33	3x70	0,497	0,050	32,4	0,078
33-34	3x70	0,497	0,044	28,8	0,054
34-35	3x70	0,497	0,031	26,4	0,032
35-36	3x70	0,497	0,048	24	0,041
36-37	3x70	0,497	0,062	24	0,053
37-38	3x70	0,497	0,055	24	0,047
38-39	3x70	0,497	0,046	24	0,039
39-40	3x70	0,497	0,037	22,8	0,0287
40-41	3x70	0,497	0,031	20,4	0,019
41-42	3x35	0,973	0,028	9,6	0,002
42-43	3x35	0,973	0,043	9,6	0,004
43-44	3x35	0,973	0,048	8,4	0,003
44-45	3x35	0,973	0,050	6	0,017
45-46	3x35	0,973	0,025	6	0,001
46-96	3x35	0,973	0,020	3,6	0,0001
96-97	3x35	0,973	0,055	3,6	0,0001
97-98	3x35	0,973	0,020	2,4	0,0003
97-99	3x35	0,973	0,020	1,2	0,0001
99-100	3x35	0,973	0,025	1,2	0,0001

41-94	3x35	0,973	0,035	8,4	0,007
94-95	3x35	0,973	0,025	2,4	0,0004
33-47	3x35	0,973	0,056	1,2	0,0002
32-48	3x70	0,497	0,054	109,2	0,960
48-49	3x70	0,497	0,063	109,2	1,120
49-50	3x70	0,497	0,058	105,6	0,964
50-54	3x35	0,973	0,065	9,6	0,017
54-134	3x35	0,973	0,030	8,4	0,006
134-135	3x35	0,973	0,030	7,2	0,004
135-136	3x35	0,973	0,025	2,4	0,025
136-137	3x35	0,973	0,020	2,4	0,003
137-138	3x35	0,973	0,020	2,4	0,0003
138-139	3x35	0,973	0,025	2,4	0,0004
139-140	3x35	0,973	0,015	2,4	0,0002
140-141	3x35	0,973	0,020	2,4	0,0003
141-142	3x35	0,973	0,025	1,2	0,0001
142-143	3x35	0,973	0,020	1,2	0,0001
143-144	3x35	0,973	0,025	1,2	0,0001
135-101	3x35	0,973	0,050	2,4	0,0008
101-102	3x35	0,973	0,035	1,2	0,0001
50-51	3x35	0,973	0,055	6	0,006
51-52	3x35	0,973	0,043	4,8	0,003
52-53	3x35	0,973	0,045	4,8	0,003
50-55	3x70	0,497	0,049	88,8	0,576
55-56	3x70	0,497	0,045	88,8	0,529
56-57	3x70	0,497	0,051	88,8	0,599
57-58	3x70	0,497	0,054	88,8	0,635
58-68	3x70	0,497	0,042	86,4	0,467
68-69	3x70	0,497	0,040	84	0,421
69-70	3x35	0,973	0,052	12	0,022
70-71	3x35	0,973	0,047	10,8	0,016
71-103	3x35	0,973	0,050	1,2	0,0002

71-72	3x35	0,973	0,062	6	0,006
69-73	3x70	0,497	0,019	74,4	0,157
73-145	3x35	0,973	0,056	3,6	0,002
73-74	3x70	0,497	0,057	69,6	0,412
74-75	3x70	0,497	0,054	63,6	0,326
75-146	3x35	0,973	0,056	1,2	0,0002
75-91	3x35	0,973	0,047	6	0,005
91-92	3x35	0,973	0,050	3,6	0,002
92-93	3x35	0,973	0,040	2,4	0,0007
75-76	3x70	0,497	0,051	54	0,222
76-104	3x70	0,497	0,055	46,8	0,179
104-105	3x35	0,973	0,040	6	0,004
104-77	3x70	0,497	0,030	38,4	0,066
77-78	3x70	0,497	0,042	36	0,081
78-79	3x70	0,497	0,060	32,4	0,094
79-80	3x70	0,497	0,043	31,2	0,064
80-87	3x35	0,973	0,050	2,4	0,0008
80-81	3x35	0,973	0,055	4,8	0,004
81-82	3x35	0,973	0,048	2,4	0,005
80-88	3x35	0,973	0,036	2,4	0,0006
88-89	3x35	0,973	0,037	2,4	0,0006
89-90	3x35	0,973	0,020	2,4	0,0003
80-83	3x35	0,973	0,061	15,6	0,043
83-84	3x35	0,973	0,042	13,2	0,021
84-85	3x35	0,973	0,035	13,2	0,021
85-86	3x35	0,973	0,042	7,2	0,006

La perte totale de puissance est la somme de toute les pertes, telle que :

$$\Delta P_T = \sum \Delta P = 31,8167kW$$

V. Diagnostic des puissances:

V.1. Calcul des puissances active (P), réactive (Q) et apparente (S):

A. Puissance active

La puissance active ce calcul comme le montre la formule suivante :

$$P = \sqrt{3}.U.I_{abs}.\cos \varphi \dots \text{(IV-13)}$$

On a :

$$I_{abs} = 175,2A ; U = 380 V \text{ et } \cos \varphi = 0,9 .$$

Donc :

$$P = \sqrt{3}.380.175,2.0,9$$

$$P = 103,782 \text{ kW}$$

La puissance délivrée par le transformateur (P_T), se calcule comme suit:

$$P_T = P + \sum \Delta P \dots \text{(IV-14)}$$

$$P_T = 103,782 + 32,4207$$

$$P_T = 136,2027 \text{ kW}$$

Avec :

P_T : Puissance active délivrée par le transformateur, en [kW];

P : Puissance active consommée par les abonnés, en [kW];

$\sum \Delta P$: La somme de la perte de puissance active dans le réseau, en [kW].

B. Puissance réactive

$$Q_T = P_T \tan \varphi \dots \text{(IV-15)}$$

Avec :

$$\cos \varphi = 0,9 \Rightarrow \tan \varphi = 0,484$$

Donc :

$$Q_T = 136,2027 \cdot 0,484$$

$$Q_T = 65,9221 \text{ kVAR}$$

Avec :

Q_T : Puissance réactive délivrée par le transformateur, en [kVAR].

C. Puissance apparente

On à :

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2} \dots \text{(IV-16)}$$

Donc :

$$S_T = \sqrt{(136,2027)^2 + (65,9221)^2}$$

$$S_T = 151,3172 \text{ kVA}$$

Avec :

S_T : Puissance réactive délivrée par le transformateur, en [kVA].

VI. Charge du transformateur :

Le transformateur du poste 722 du réseau d'IGUER-NESSAR débite un courant de $I_T = 150 A$; avec un nombre d'abonné qui est égal à 146; le courant foisonné I_f est fixé à la valeur de 1,2 A.

Donc, le courant absorbé par les abonnés est :

$$I_{abs} = 1,2 * 146$$

$$I_{abs} = 175,2 A$$

Le taux de charge de transformateur (τ), se calcule:

$$\begin{cases} I_T = 150 A \rightarrow 100 \% \\ I_{abs} = 175,2 A \rightarrow \tau \% \end{cases}$$

$$\tau = \frac{I_{abs} \cdot 100}{I_T} \dots \text{(IV-17)}$$

$$\text{Donc : } \tau = \frac{175,2 \cdot 100}{150} = 116,8\%$$

VII. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons effectué les calculs de la chute de tension et de différentes formes de puissances sur le réseau de distribution BT d'IGUER-N'SSAR.

Les calculs montrent que la chute de tensions admissible qui est fixé à 10% est largement dépassée, donc nous proposons des solutions pour diminuer cette chute de tension pour le bon fonctionnement du réseau ainsi que la satisfaction des abonnés.

D'après le calcul du taux de charge du transformateur on remarque que le transformateur est surchargé.

I. Introduction :

Le diagnostic du réseau initial a révélé plusieurs anomalies dont l'éloignement d'une grande partie des abonnés du poste N°722 causant d'importantes chutes de tension chez les abonnés.

La solution proposée par al SONELGAZ, est la création d'un nouveau poste de transformation, et de renforcé quelque parties du réseau en changeant des câbles torsadés isolés 70 mm² par des câbles torsadés isolés de 150 mm².

II. Création du poste de transformation :

La création du nouveau poste de transformation sera réalisée en tenant compte des exigences suivantes :

- Accessibilité de la zone de l'emplacement.
- Eviter le passage des lignes sur les toits des maisons.
- l'emplacement du poste au centre du réseau de tel sorte à avoir une distance réduite entre le poste de transformation et l'abonné le plus loin du poste.

Le poste de transformation que nous allons créer est un poste maçonné 400KVA à trois départs dont deux pour le réseau initial (poste 722) et un pour épauler le poste 420 (voir plan de masse final)

II.1. Caractéristiques du nouveau post:

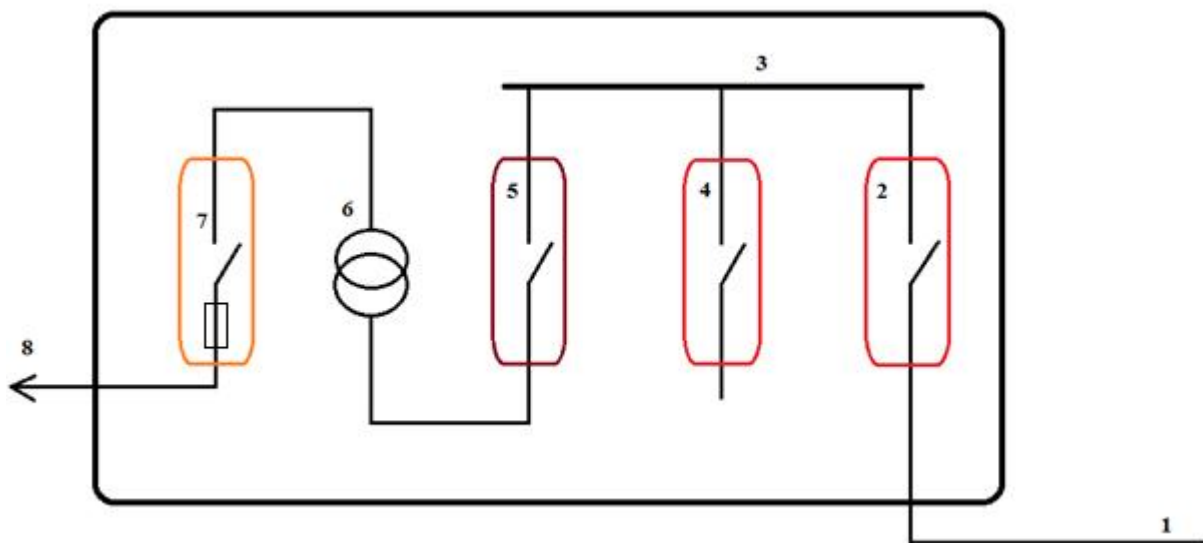


Figure V.1 : structure du post maçonné

- 1** : Arrivée MT 30 kV
- 2** : Cellule arrivée MT
- 3** : Jeux de barre MT
- 4** : Cellule de réserve ou départ MT
- 5** : Cellule de protection MT
- 6** : Transformateur MT/BT
- 7** : Tableau basse tension (TBT)
- 8** : Départs BT 400V/230V

- **Arrivée MT 30 KV**

La moyenne tension venant du départ 30KV d'Azzefoun arrive a notre poste en sous terrain a partir du poste 722.

- **Cellule arrivée/Départ MT (Figure V.7)**

C'est des cellules à interrupteur commandé

- **Cellule de protection MT : N°82813**

Tension de déclenchement : 48V DC

Courant I_n : 63A $I_{th}=16KA$

Tension U_n : 36KV

- **Transformateur MT/BT**

$S_n = 400KVA$

36000/400V

- **Tableau basse tension (TBT)**

Le tableau BT comporte un interrupteur avec fusibles ou un disjoncteur avec coupure visible.

III. Nouvelle structure du réseau :

Pour une meilleure configuration du réseau et une meilleure répartition des charges nous avons procédé à des ouvertures aux points suivants :

- 1^{er} point : ouverture entre les supports 31 et 32
- 2^{ème} point : ouverture entre les supports 58 et 59
- 3^{ème} point : ouverture entre les supports 52 et 53
- 4^{ème} point : ouverture entre les supports 115 et 116

IV. données globales des postes d'IGEUR N'SSAR :

Tableau V.1 : données des postes d'Iguer N'ssar

Nom du poste	IGUER N'SSAR	
N° du poste	722	Nouveau
Puissance installée	100kVA	400kVA
Nature du poste	Sur poteau	Maçonné
Nombre de départs	1	3
Nombre total d'abonnés	27	149
Nombre d'abonnés du 1 ^{er} départ	-	37
Nombre d'abonnés du 2 ^{ème} départ	-	77
Nombre d'abonnés du 3 ^{ème} départ	-	35
Longueur totale du réseau	1,541	4,331
Longueur du 1 ^{er} départ	-	1,548
Longueur du 2 ^{ème} départ	-	1,753
Longueur du 3 ^{ème} départ	-	1,030
Nombre de supports	31	97

V. Sections normalisées utilisées :

Tableau V.2 : section des câbles utilisés dans ce réseau [10]

	Section (mm ²)	r_0 (20°) (/km)	r_0 (50°) (/km)	I_{adm} (A)
Torsadé	70	0,443	0,497	175
Torsadé	150	0,206	0,231	258

VI. Etude en basse tension :

VI.1. Poste N°722 :

Tableau V.3 : caractéristique du post 722

N° Sup	Type de sup	Abonnes 2fils	Abonnes 4fils	portée	L(m)	S.ph (mm ²)
1	B.S	0	0	P-1	28	3x70
2	B.S	0	0	1-2	59	3x35
3	B.S	0	0	2-3	67	3x35
4	B.S	0	1	2-4	42	3x35
5	B.S	0	1	4-5	39	3x35
6	B.S	0	1	1-6	64	3x70
7	B.S	0	0	6-7	53	3x70
8	B.S	1	0	7-8	61	3x70
9	B.S	1	0	8-9	52	3x70
10	B.S	0	2	9-10	53	3x70
11	B.S	0	0	10-11	53	3x35
12	B.S	0	0	11-12	62	3x35
13	B.S	0	0	12-13	40	3x35
14	B.S	0	0	13-14	39	3x35
15	B.S	1	1	14-15	51	3x35
16	B.S	0	0	15-16	47	3x35
17	B.S	0	1	16-17	49	3x35
18	B.S	0	0	17-18	38	3x35
19	B.S	0	1	18-19	40	3x35
20	B.S	0	1	17-20	60	3x35
21	B.S	0	1	20-21	42	3x35
22	B.S	1	1	10-22	43	3x70
23	B.S	0	1	22-23	49	3x70
24	B.S	0	1	23-24	43	3x70
25	B.S	1	0	24-25	40	3x70
26	B.S	1	1	25-26	43	3x35
27	B.S	0	2	26-27	39	3x35
28	B.S	0	0	27-28	42	3x35
29	B.S	1	2	28-29	51	3x35
30	Bois jumelle	0	0	29-30	61	3x35
31	B.S	0	0	25-31	48	3x70
133	B.S	0	1	12-133	45	3x35

VI.2.Nouveau poste :

a) 1^{er} départ :

Tableau V.4 : caractéristique du nouveau post (1^{er} départ)

N° Sup	Type de sup	Abonnes 2fils	Abonnes 4fils	portée	L(m)	S.ph (mm²)
52	B.S	0	0	Pxx-52	50	3x150
51	B.S	1	0	52-51	43	3x150
50	B.S	0	1	51-50	55	3x150
49	B.S	2	1	50-49	58	3x70
48	B.S	0	0	49-48	63	3x70
32	B.S	0	1	48-32	54	3x70
33	B.S	2	0	32-33	27	3x70
34	B.S	1	1	33-34	44	3x70
35	B.S	2	0	34-35	31	3x70
36	B.S	0	0	35-36	48	3x70
37	B.S	0	0	36-37	62	3x70
38	B.S	0	0	37-38	55	3x70
39	B.S	0	1	38-39	46	3x70
40	B.S	0	1	39-40	37	3x70
41	B.S	2	1	40-41	31	3x70
42	B.S	0	0	41-42	28	3x35
43	B.S	0	1	42-43	43	3x35
44	B.S	0	2	43-44	48	3x35
45	B.S	0	0	44-45	50	3x35
46	B.S	1	1	45-46	25	3x35
47	B.S	0	1	33-47	56	3x35
54	B.S	0	1	50-54	65	3x35
96	Tubulaire	0	0	46-96	20	3x35
97	Tubulaire	0	0	96-97	55	3x35
98	Tubulaire	1	1	97-98	20	3x35
99	Tubulaire	0	0	97-99	20	3x35
100	Tubulaire	0	1	99-100	26	3x35
101	Tubulaire	1	0	135-101	50	3x35
102	Tubulaire	0	1	101-102	35	3x35
134	B.S	0	1	54-134	30	3x35
135	B.S	1	1	134-135	30	3x35
136	B.S	0	0	135-136	25	3x35
137	B.S	0	0	136-137	20	3x35
138	B.S	0	0	137-138	20	3x35
139	B.S	0	0	138-139	25	3x35

140	B.S	0	0	139-140	15	3x35
141	B.S	1	0	140-141	20	3x35
142	B.S	0	0	141-142	25	3x35
143	B.S	0	0	142-143	20	3x35
144	B.S	1	0	143-144	25	3x35
145	B.S	0	3	73-145	56	3x35
146	B.S	0	1	75-146	56	3x35

b) 2^{ème} départ :

Tableau V.5 : caractéristique du nouveau post (2^{ème} départ)

N° Sup	Type de sup	Abonnes 2fils	Abonnes 4fils	portée	L(m)	S.ph (mm ²)
52	B.S	0	0	Pxx-52	50	3x150
51	B.S	0	0	52-51	43	3x150
50	B.S	0	1	51-50	55	3x150
55	B.S	0	0	50-55	49	3x150
56	B.S	0	0	57-56	45	3x150
57	B.S	0	0	56-57	51	3x150
58	B.S	1	1	57-58	54	3x150
68	B.S	0	2	58-68	42	3x150
69	B.S	0	0	68-69	40	3x150
70	B.S	0	1	69-70	52	3x35
71	B.S	1	2	70-71	47	3x35
72	Bois jumelle	0	5	71-72	62	3x35
73	B.S	0	1	69-73	19	3x150
74	B.S	1	4	73-74	57	3x150
75	B.S	1	1	74-75	54	3x150
76	B.S	2	4	75-76	51	3x150
77	B.S	1	1	104-77	30	3x150
78	B.S	1	2	77-78	42	3x150
79	B.S	0	1	78-79	60	3x150
80	B.S	1	3	79-80	43	3x150
81	Tubulaire	2	0	80-81	55	3x35
82	Béton	0	2	81-82	48	3x35
83	B.S	0	2	80-83	61	3x70
84	B.S	0	0	83-84	42	3x70
85	B.S	0	5	84-85	35	3x70
86	B.S	2	4	85-86	42	3x70
87	B.S	0	2	80-87	50	3x35
88	Béton	0	0	80-88	36	3x35

89	Béton	0	0	88-89	39	3x35
90	Béton	0	2	89-90	20	3x35
91	B.S	0	2	75-91	47	3x35
92	B.S	0	1	91-92	50	3x35
93	Tubulaire	2	0	92-93	40	3x35
103	Tubulaire	0	1	71-103	50	3x35
105	B.S	1	4	107-105	40	3x35
107	B.S	0	2	76-107	54	3x150
145	B.S	0	3	73-145	56	3x35
146	B.S	0	1	75-146	56	3x70

c) 3^{ème} départ :

Tableau V.6 : caractéristique du nouveau post (3^{ème} départ)

N° Sup	Type de sup	Abonnes 2fils	Abonnes 4fils	portée	L(m)	S.ph (mm ²)
53	B.S	2	2	Pxx-53	50	3x150
60	B.S	2	0	53-60	100	3x150
61	B.S	0	0	60-61	64	3x70
62	B.S	2	1	61-62	54	3x70
106	B.S	0	1	62-106	25	3x35
63	B.S	5	0	62-63	72	3x70
64	B.S	1	2	63-64	61	3x70
65	B.S	0	0	64-65	47	3x70
66	B.S	1	0	65-66	50	3x70
67	B.S	1	0	66-67	47	3x70
107	B.S	0	0	67-107	50	3x70
108	B.S	1	1	107-108	50	3x70
109	B.S	1	6	108-109	50	3x70
110	B.S	0	0	109-110	40	3x70
111	B.S	0	2	110-111	25	3x70
112	B.S	0	0	111-112	40	3x70
113	B.S	0	1	112-113	40	3x70
114	B.S	0	1	113-114	80	3x70
115	B.S	0	2	114-115	75	3x70

VII. Calcul des chutes de tension :

Nous calculerons les chutes de tension par la méthode des moments électrique donnée par la formule suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{M_{ch}}{M_L} \dots (V-1)$$

VII.1. Poste 722 :

Tableau V.7 : chutes de tension dans le post 722

Tronçon	S.ph (mm ²)	Nbre D'abonnés	L (m)	$\frac{e_{nsic}}{I_{abs}}$ (A)	M _L (KW .Km)	M _{ch} (KW .Km)	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_L}$
P722-1	3x70	27	28	32,4	2,63	0,537	0,204
1-2	3x35	2	59	2,4	1,41	0,084	0,263
2-4	3x35	2	42	2,4	1,41	0,059	0,305
4-5	3x35	1	39	1,2	1,41	0,027	0,324
1-6	3x70	25	64	30	2,63	1,136	0,635
6-7	3x70	23	53	27,6	2,63	0,865	0,963
7-8	3x70	23	61	27,6	2,63	0,996	1,341
8-9	3x70	22	52	26,4	2,63	0,812	1,649
9-10	3x70	21	53	25,2	2,63	0,790	1,949
10-11	3x35	7	53	8,4	1,41	0,263	2,058
11-12	3x35	7	62	8,4	1,41	0,308	2,276
12-13	3x35	6	40	7,2	1,41	0,170	2,396
13-14	3x35	6	39	7,2	1,41	0,166	2,513
14-15	3x35	6	51	7,2	1,41	0,217	2,666
15-16	3x35	4	47	4,8	1,41	0,133	2,760
16-17	3x35	4	49	4,8	1,41	0,139	2,858
17-18	3x35	1	38	1,2	1,41	0,026	2,876
18-19	3x35	1	40	1,2	1,41	0,028	2,895
17-20	3x35	2	60	2,4	1,41	0,085	2,336
20-21	3x35	1	42	1,2	1,41	0,029	2,256
12-133	3x35	1	45	1,2	1,41	0,031	2,297

10-22	3x70	13	43	15,6	2,63	0,397	2,099
22-23	3x70	11	49	13,2	2,63	0,382	2,244
23-24	3x70	10	43	12	2,63	0,305	2,359
24-25	3x70	9	40	10,8	2,63	0,255	2,455
25-26	3x35	7	43	8,4	1,41	0,213	2,606
26-27	3x35	5	39	6	1,41	0,138	2,703
27-28	3x35	3	42	3,6	1,41	0,089	2,766
28-29	3x35	3	51	3,6	1,41	0,108	2,842
29-30	3x35	0	61	0	1,41	0	2,842

VI.2. Nouveau poste :

a. 1^{er} départ

Tableau V.8 : chutes de tension dans le nouveau post (1^{er} départ)

Tronçon	S.ph (mm ²)	Nbre D'abonnés	L (m)	$\frac{I_{ans}}{I_{abs}}$ (A)	M _L (KW .Km)	M _{ch} (KW .Km)	$\frac{L}{U} = \frac{M_{ch}}{M_L}$
Pxx-52	3*150	41	50	49,2	5,13	1,456	0,283
52-51	3*150	41	43	49,2	5,13	1,252	0,627
51-50	3*150	40	55	48	5,13	1,562	0,931
50-54	3*35	8	65	9,6	1,41	0,369	1,192
54-134	3*35	7	30	8,4	1,41	0,149	1,297
134-135	3*35	6	30	7,2	1,41	0,127	1,387
135-136	3*35	2	25	2,4	1,41	0,035	1,411
136-137	3*35	2	20	2,4	1,41	0,028	1,435
137-138	3*35	2	20	2,4	1,41	0,028	1,454
138-139	3*35	2	25	2,4	1,41	0,035	1,478
139-140	3*35	2	15	2,4	1,41	0,021	1,492
140-141	3*35	2	20	2,4	1,41	0,028	1,511
141-142	3*35	1	25	1,2	1,41	0,017	1,523
142-143	3*35	1	20	1,2	1,41	0,014	1,532
143-144	3*35	1	25	1,2	1,41	0,017	1,544
135-101	3*35	2	50	2,4	1,41	0,071	1,437
101-102	3*35	1	35	1,2	1,41	0,025	1,454
50-49	3*70	31	58	37,2	2,63	1,277	1,416
49-48	3*70	28	63	33,6	2,63	1,253	1,892
48-32	3*70	28	54	33,6	2,63	1,074	1,920
32-33	3*70	27	27	32,4	2,63	0,517	2,116

33-34	3*70	24	44	28,8	2,63	0,750	2,401
34-35	3*70	22	31	26,4	2,63	0,484	2,585
35-36	3*70	20	48	24	2,63	0,681	2,843
36-37	3*70	20	62	24	2,63	0,880	3,117
37-38	3*70	20	55	24	2,63	0,781	3,390
38-39	3*70	20	46	24	2,63	0,653	3,638
39-40	3*70	19	37	22,8	2,63	0,499	3,827
40-41	3*70	18	31	20,4	2,63	0,374	3,969
41-42	3*35	8	28	9,6	1,41	0,159	4,081
42-43	3*35	8	43	9,6	1,41	0,244	4,256
43-44	3*35	7	48	8,4	1,41	0,238	4,424
44-45	3*35	5	50	6	1,41	0,177	4,549
45-46	3*35	5	25	6	1,41	0,088	4,611
46-96	3*35	3	20	3,6	1,41	0,042	4,540
96-97	3*35	3	55	3,6	1,41	0,117	4,622
97-98	3*35	2	20	2,4	1,41	0,028	4,641
97-99	3*35	1	20	1,2	1,41	0,014	4,631
99-100	3*35	1	25	1,2	1,41	0,017	4,643
41-94	3*35	7	45	8,4	1,41	0,174	4,092
94-95	3*35	2	25	2,4	1,41	0,035	4,116
33-47	3*35	1	56	1,2	1,41	0,039	2,143

b. 2^{ème} départ :

Tableau V.8 : chutes de tension dans le nouveau post (2^{ème} départ)

Tronçon	S.ph (mm ²)	Nbre D'abonnés	L (m)	$\frac{I_{abs}}{S}$ (A)	M _L (KW .Km)	M _{ch} (KW .Km)	$\frac{L}{U} = \frac{M_{ch}}{M_L}$
Pxx-53	3*150	75	50	90	5,13	2,664	0,519
53-146	3*150	75	50	90	5,13	2,664	1,038
146-60	3*150	75	50	90	5,13	2,664	1,557
60-59	3*150	75	49	90	5,13	2,610	2,065
59-58	3*150	75	58	90	5,13	3,090	2,667
58-68	3*150	73	42	87,6	5,13	2,178	3,084
68-69	3*150	71	40	85,2	5,13	2,017	3,477
69-70	3*35	10	52	12	1,41	0,369	3,738

70-71	3*35	9	47	10,8	1,41	0,300	3,950
71-103	3*35	1	50	1,2	1,41	0,035	3,974
71-72	3*35	5	62	6	1,41	0,220	4,106
69-73	3*150	61	19	73,2	5,13	0,823	3,637
73-145	3*35	3	56	3,6	1,41	0,119	3,721
73-74	3*150	57	57	68,4	5,13	2,308	4,086
74-75	3*150	52	54	62,4	5,13	1,994	4,474
75-146	3*35	1	56	1,2	1,41	0,039	4,501
75-91	3*35	5	47	6	1,41	0,166	4,591
91-92	3*35	3	50	3,6	1,41	0,106	4,666
92-93	3*35	2	40	2,4	1,41	0,056	4,705
75-76	3*150	44	51	52,8	5,13	1,594	4,784
76-104	3*150	38	55	45,6	5,13	1,484	5,113
104-105	3*35	5	40	6	1,41	0,142	5,173
104-77	3*150	31	30	37,2	5,13	0,660	5,201
77-78	3*150	29	42	34,8	5,13	0,866	5,369
78-79	3*150	26	60	31,2	5,13	1,108	5,584
79-80	3*150	25	43	30	5,13	0,763	5,732
80-87	3*35	2	50	2,4	1,41	0,071	5,782
80-81	3*35	4	55	4,8	1,41	0,156	5,892
81-82	3*35	2	48	2,4	1,41	0,068	5,940
80-88	3*35	2	36	2,4	1,41	0,051	5,768
88-89	3*35	2	37	2,4	1,41	0,052	5,804
89-90	3*35	2	20	2,4	1,41	0,028	5,823
80-83	3*70	13	61	15,6	2,63	0,563	5,928
83-84	3*70	11	42	13,2	2,63	0,328	6,067
84-85	3*70	11	35	13,2	2,63	0,273	6,170
85-86	3*70	6	42	7,2	2,63	0,179	6,238

c. 3^{ème} départ :

Tableau V.10 : chutes de tension dans le nouveau post (3^{ème} départ)

Tronçon	S.ph (mm ²)	Nbre D'abonnés	L (m)	$\frac{I_{abs}}{U}$ (A)	M _L (KW .Km)	M _{ch} (KW .Km)	$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_L}$
Pxx-53	3*150	35	50	42	5,13	1,243	0,242
53-146	3*150	31	100	37,2	5,13	2,202	0,671
146-60	3*150	31	64	34,8	2,63	1,318	1,172
60-61	3*70	29	54	34,8	2,63	1,112	1,594
61-62	3*70	29	25	1,2	1,41	0,017	0,606
62-106	3*35	1	72	30	2,63	1,278	2,085
62-63	3*70	25	61	24	2,63	0,866	2,414
63-64	3*70	20	41	20,4	2,63	0,495	2,602
64-65	3*70	17	50	20,4	2,63	0,603	2,831
65-66	3*70	17	47	19,2	2,63	0,534	3,034
66-67	3*70	16	30	18	2,63	0,319	3,155
67-107	3*70	15	50	18	2,63	0,532	3,357
107-108	3*70	15	50	15,6	2,63	0,461	3,532
108-109	3*70	13	40	7,2	2,63	0,170	3,596
109-110	3*70	6	25	7,2	2,63	0,106	3,636
110-111	3*70	6	40	4,8	2,63	0,113	3,678
111-112	3*70	4	40	4,8	2,63	0,113	3,720
112-113	3*70	4	80	3,6	2,63	0,170	3,784
113-114	3*70	3	75	2,4	2,63	0,106	3,824
114-115	3*70	2					

VII. Calcul des pertes de puissance active dans le réseau :

La méthode utilisée pour le calcul de la perte de puissance active (ΔP) dans le réseau est la suivante:

❖ En monophasé :

On a :

$$\Delta P = 2RI_{abs}^2 \dots \text{(V-2)}$$

Et : $R = r.L$

Donc :

$$\Delta P = 2r.L.I_{abs}^2 \dots \text{(V-3)}$$

❖ En triphasé :

$$\Delta P = 3RI_{abs}^2 \dots \text{(V-4)}$$

$$\Delta P = 3r.L.I_{abs}^2 \dots \text{(V-5)}$$

VII.1. Poste 722 :

Tableau V.11 : les pertes de puissance active (ΔP_{722}) dans les différents points du réseau :

Tronçon	S [mm ²]	R [/km]	L [km]	I_{abs} [A]	ΔP_{722} [kW]
P722-1	3x70	0,497	0,028	32,4	0,044
1-2	3x35	0,973	0,059	2,4	0,001
2-4	3x35	0,973	0,042	2,4	0,001
4-5	3x35	0,973	0,039	1,2	0,0002
1-6	3x70	0,497	0,064	30	0,086
6-7	3x70	0,497	0,053	27,6	0,060
7-8	3x70	0,497	0,061	27,6	0,069
8-9	3x70	0,497	0,052	26,4	0,054
9-10	3x70	0,497	0,053	25,2	0,050
10-11	3x35	0,973	0,053	8,4	0,011
11-12	3x35	0,973	0,062	8,4	0,013
12-13	3x35	0,973	0,040	7,2	0,006
13-14	3x35	0,973	0,039	7,2	0,006
14-15	3x35	0,973	0,051	7,2	0,008
15-16	3x35	0,973	0,047	4,8	0,003
16-17	3x35	0,973	0,049	4,8	0,003
17-18	3x35	0,973	0,038	1,2	0,0002
18-19	3x35	0,973	0,040	1,2	0,0002
17-20	3x35	0,973	0,060	2,4	0,001
20-21	3x35	0,973	0,042	1,2	0,0002
12-133	3x35	0,973	0,045	1,2	0,0002
10-22	3x70	0,497	0,043	15,6	0,016
22-23	3x70	0,497	0,049	13,2	0,013
23-24	3x70	0,497	0,043	12	0,009
24-25	3x70	0,497	0,040	10,8	0,007
25-26	3x35	0,973	0,043	8,4	0,009
26-27	3x35	0,973	0,039	6	0,004

27-28	3x35	0,973	0,042	3,6	0,002
28-29	3x35	0,973	0,051	3,6	0,002
29-30	3x35	0,973	0,061	0	0
					$\sum \Delta_{P_{722}} = 0,479$

VII.2. Nouveau poste :

a) 1^{er} départ :

Tableau V.12 : les pertes de puissances actives (ΔP_1) dans les différents points du départ :

Tronçon	S_{ph} [mm ²]	R [/km]	L [km]	I_{abs} [A]	Δ_{P_1} [kW]
Pxx-52	3*150	0,231	0,050	49,2	0,084
52-51	3*150	0,231	0,043	49,2	0,072
51-50	3*150	0,231	0,055	48	0,088
50-54	3*35	0,973	0,065	9,6	0,017
54-134	3*35	0,973	0,030	8,4	0,001
134-135	3*35	0,973	0,030	7,2	0,004
135-136	3*35	0,973	0,025	2,4	0,0004
136-137	3*35	0,973	0,020	2,4	0,0003
137-138	3*35	0,973	0,020	2,4	0,0003
138-139	3*35	0,973	0,025	2,4	0,0004
139-140	3*35	0,973	0,015	2,4	0,0002
140-141	3*35	0,973	0,020	2,4	0,0004
141-142	3*35	0,973	0,025	1,2	0,0001
142-143	3*35	0,973	0,020	1,2	0,0001
143-144	3*35	0,973	0,025	1,2	0,0001
135-101	3*35	0,973	0,050	2,4	0,001
101-102	3*35	0,973	0,035	1,2	0,0001
50-49	3*70	0,497	0,058	37,2	0,119
49-48	3*70	0,497	0,063	33,6	0,106
48-32	3*70	0,497	0,054	33,6	0,091
32-33	3*70	0,497	0,027	32,4	0,042

33-34	3*70	0,497	0,044	28,8	0,054
34-35	3*70	0,497	0,031	26,4	0,032
35-36	3*70	0,497	0,048	24	0,041
36-37	3*70	0,497	0,062	24	0,053
37-38	3*70	0,497	0,055	24	0,047
38-39	3*70	0,497	0,046	24	0,039
39-40	3*70	0,497	0,037	22,8	0,029
40-41	3*70	0,497	0,031	20,4	0,019
41-42	3*35	0,973	0,028	9,6	0,007
42-43	3*35	0,973	0,043	9,6	0,012
43-44	3*35	0,973	0,048	8,4	0,009
44-45	3*35	0,973	0,050	6	0,005
45-46	3*35	0,973	0,025	6	0,001
46-96	3*35	0,973	0,020	3,6	0,001
96-97	3*35	0,973	0,055	3,6	0,038
97-98	3*35	0,973	0,020	2,4	0,0003
97-99	3*35	0,973	0,020	1,2	0,0001
99-100	3*35	0,973	0,025	1,2	0,0001
41-94	3*35	0,973	0,045	8,4	0,009
94-95	3*35	0,973	0,025	2,4	0,0004
33-47	3*35	0,973	0,056	1,2	0,0002
					$\sum \Delta_{F1=1,02}^C = 0,000245$

b) 2^{ème} départ :

Tableau V.13 : les pertes de puissance active (ΔP_2) dans les différents points du deuxième départ:

Tronçon	$S.ph$ [mm ²]	R [/km]	L [km]	$\frac{I_{abs}}{I_A}$	$\Delta \frac{P_2}{P}$ [kW]
Px-53	3*150	0,231	0,050	90	0,281
53-146	3*150	0,231	0,050	90	0,281
146-60	3*150	0,231	0,050	90	0,281
60-59	3*150	0,231	0,049	90	0,275
59-58	3*150	0,231	0,058	90	0,325
58-68	3*150	0,231	0,042	87,6	0,223
68-69	3*150	0,231	0,040	85,2	0,201
69-70	3*35	0,973	0,052	12	0,022
70-71	3*35	0,973	0,047	10,8	0,016
71-103	3*35	0,973	0,050	1,2	0,0002
71-72	3*35	0,973	0,062	6	0,006
69-73	3*150	0,231	0,019	73,2	0,071
73-145	3*35	0,973	0,056	3,6	0,002
73-74	3*150	0,231	0,057	68,4	0,185
74-75	3*150	0,231	0,054	62,4	0,146
75-146	3*35	0,973	0,056	1,2	0,0002
75-91	3*35	0,973	0,047	6	0,005
91-92	3*35	0,973	0,050	3,6	0,002
92-93	3*35	0,973	0,040	2,4	0,001
75-76	3*150	0,231	0,051	52,8	0,091
76-104	3*150	0,231	0,055	45,6	0,073
104-105	3*35	0,973	0,040	6	0,004

104-77	3*150	0,231	0,030	37,2	0,026
77-78	3*150	0,231	0,042	34,8	0,032
78-79	3*150	0,231	0,060	31,2	0,037
79-80	3*150	0,231	0,043	30	0,025
80-87	3*35	0,973	0,050	2,4	0,001
80-81	3*35	0,973	0,055	4,8	0,004
81-82	3*35	0,973	0,048	2,4	0,001
80-88	3*35	0,973	0,036	2,4	0,001
88-89	3*35	0,973	0,037	2,4	0,001
89-90	3*35	0,973	0,020	2,4	0,0003
80-83	3*70	0,497	0,061	15,6	0,022
83-84	3*70	0,497	0,042	13,2	0,011
84-85	3*70	0,497	0,035	13,2	0,009
85-86	3*70	0,497	0,042	7,2	0,003
$\sum \Delta_{F2} = 2,6647$					

c) 3^{eme} départ :

Tableau V.14 : les pertes de puissance active (ΔP_3) dans les différents points du troisième départ :

Tronçon	S_{ph} (mm^2)	R [mm^2]	L [km]	$\overline{I_{abs}}$ [A]	Δ_{P3} [kW]
Pxx-53	3*150	0,231	0,050	42	0,061
53-60	3*150	0,231	0,0100	37,2	0,009
60-61	3*70	0,497	0,064	34,8	0,115
61-62	3*70	0,497	0,054	34,8	0,097
62-106	3*35	0,973	0,025	1,2	0,0001
62-63	3*70	0,497	0,072	30	0,097
63-64	3*70	0,497	0,061	24	0,052
64-65	3*70	0,497	0,041	20,4	0,025
65-66	3*70	0,497	0,050	20,4	0,031

66-67	3*70	0,497	0,047	19,2	0,026
67-107	3*70	0,497	0,030	18	0,014
107-108	3*70	0,497	0,050	18	0,024
108-109	3*70	0,497	0,050	15,6	0,018
109-110	3*70	0,497	0,040	7,2	0,003
110-111	3*70	0,497	0,025	7,2	0,002
111-112	3*70	0,497	0,040	4,8	0,001
112-113	3*70	0,497	0,040	4,8	0,001
113-114	3*70	0,497	0,080	3,6	0,001
114-115	3*70	0,497	0,075	2,4	0,001
					$\sum \Delta \frac{P_i}{E^3} = 0,55$

- **Pertes de puissance dans le nouveau post:**

Les pertes totale de puissances actives dans les trois départs du nouveau poste est la somme des pertes de puissance dans chaque départ ; qui se calcule comme suit:

$$\Delta P_{Tfi} = \sum \Delta P \dots \text{(V-6)}$$

$$\Delta P_{Tfi} = \Delta P_{722} + \Delta P_{T1} + \Delta P_{T2} + \Delta P_{T3}$$

$$\Delta P_{Tfi} = 0,479 + 1,0245 + 2,6647 + 0,55$$

$$\Delta P_{Tfi} = 4,7182 \text{ kW}$$

Remarque :

Nous remarquons qu'après l'amélioration du réseau, les pertes de puissance active sont largement inférieures aux pertes dans le réseau initial; tel que:

$$\Delta P_{Tin} > \Delta P_{Tfi} \Rightarrow 31,8167 \text{ kW} > 4,7882 \text{ kW}$$

Avec:

ΔP_{Tin} : Perte de puissance active avant amélioration; en [kW].

ΔP_{Tfi} : Perte de puissance après amélioration du réseau; en [kW].

VIII. Diagnostic des puissances :**A. Puissance active :**

La puissance active se calcule comme le montre la formule suivante :

$$P = \sqrt{3}U \cdot I_{abs} \cdot \cos \varphi \quad \dots \text{(V-7)}$$

B. Puissance réactive :

La puissance réactive se calcule comme le montre la formule suivante :

$$Q = P \cdot \tan \varphi \quad \dots \text{(V-8)}$$

C. Puissance apparente :

La puissance apparente se calcule comme le montre la formule suivante :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \dots \text{(V-9)}$$

La puissance délivrée par le transformateur (P_T), se calcule comme suit:

$$P_T = P + \sum \Delta P \quad \dots \text{(V-10)}$$

Avec :

P_T : Puissance active délivrée par le transformateur, en [kW];

P : Puissance active consommée par les abonnés, en [kW];

$\sum \Delta P$: La somme des pertes de puissance active dans le réseau, en [kW].

La Puissance réactive totale (Q_T), se calcule :

$$Q_T = P_T \tan \varphi \quad \dots \text{(V-11)}$$

La Puissance apparente totale (S_T), se calcule :

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2} \quad \dots \text{(V-12)}$$

On a:

$$U = 380 \text{ V et } \cos \varphi = 0,9$$

Tableau V.15: Calcule des différents types des puissances :

N° poste		I _{abs} (A)	Puissance active P (kW)	Puissance réactive Q (kVAR)	Puissance apparente S (kVA)	Perte de puissance active P (kW)	Puissance active totale P _T (kW)
722		32,4	19,19	9,519	21,852	0,479	19,669
Nouveau poste	Dép-1	49,2	29,144	14,601	33,516	1,0245	30,1685
	Dép-2	90	53,31	27,34	62,74	3,1687	56,48
	Dép-3	42	12,31	12,31	28,25	0,55	25,43

Puissance totale du nouveau poste :

Calcul des puissances active (P'_T), réactives (Q'_T) et apparentes (S'_T) pour les trois départs du nouveau post

Puissance active :

$$P'_T = P_{T1} + P_{T2} + P_{T3} \dots \text{(V-13)}$$

$$P'_T = 30,16 + 56,48 + 25,43$$

$$P'_T = 111,566 \text{ kW}$$

Puissance réactive :

$$Q'_T = Q'_{T1} + Q'_{T2} + Q'_{T3} \dots \text{(V-14)}$$

$$Q'_T = 14,60 + 27,34 + 12,31$$

$$Q'_T = 54,002 \text{ kVAR}$$

Puissance apparente

$$S'_T = \sqrt{P'^2_T + Q'^2_T} \dots \text{(V-15)}$$

$$S'_T = \sqrt{(111,566)^2 + (54,002)^2}$$

$$S'_T = 123,939 \text{ kVA}$$

IX. Charge du transformateur :**IX.1. Poste 722 :**

Le transformateur du poste 722 du réseau d'IGUER-N'SSAR débite un courant de $I_T = 150 \text{ A}$; avec un nombre d'abonnés qui est égal à 27 et le courant foisonné I_f est fixé à la valeur de 1,2 A par SONELGAZ.

Donc, le courant absorbé par les abonnés est :

$$I_{abs} = 1,2 \cdot 27 \text{ A} = 32,4 \text{ A}$$

$$I_{abs} = 32,4 \text{ A}$$

Le taux de charge de transformateur (), déjà défini auparavant est :

$$\tau = \frac{32,4 \cdot 100}{150} = 21,6\%$$

D'après le calcul du taux de charge du transformateur on remarque que le transformateur n'est plus surchargé.

IX.2. nouveau post :

Le transformateur du poste nouveau débite un courant de $I_T = 600 \text{ A}$; avec un nombre d'abonné qui est égal à 149.

Le courant absorbé par les abonnés est :

$$I_{abs} = 178,8 \text{ A}$$

Le taux de charge de transformateur (), est :

$$\tau = \frac{178,8 \cdot 100}{600} = 29,8\%$$

Le nouveau poste aussi n'est pas surchargé

X. Evolution de la charge et de la chute de tension dans dix ans à venir :

La région d'IGUEUR N'SSAR est située dans une zone littorale, dans laquelle la population croît de plus en plus; donc la puissance consommée par les abonnés croît aussi à cause de :

- L'accroissement en surface par les nouveaux raccordements au réseau.
- L'évolution des matériels électroménagers, appelé accroissement en profondeur, donc la puissance consommée augmente aussi.

Pour dimensionner un transformateur il faut prendre en compte l'accroissement en surface et en profondeur du réseau.

Pour une meilleure qualité de service dans les dix ans à venir, on a établi une stratégie d'amélioration, avec un taux d'accroissement des charges de 10%.

X.1. Calcul de la chute de tension pour les dix ans à venir :

Post 722-support31

$$\begin{aligned} \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2015} (\%) &= \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2014} + 10\% \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2014} \\ &= \left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2014} \cdot (1 + 10\%) \dots \text{(V-16)} \end{aligned}$$

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_{2015} (\%) = 2,842 * 1,1 = 3,126\%$$

Tableau V.16: l'évolution de la chute de tension pour les différents départs dans les dix ans à venir :

		Années									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P722-S 29		2,842	3,126	3,439	3,783	4,161	4,577	5,035	5,538	6,092	6,701
PxxDEP1-S100		4,463	4,909	5,399	5,939	6,539	7,193	7,912	8,703	9,573	10,530
PxxDep2-S86	$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)$	6,238	6,861	7,747	8,302	9,133	10,046	11,050	12,156	13,371	14,708
PxxDep3-S115	En (%)	3,824	4,206	4,627	5,089	5,598	6,158	6,774	7,451	8,196	9,016

X.2. Calcul du courant pour les dix ans à venir

Poste-xx : départ 1

$$I_{2015} = I_{2014} + 10(\%)I_{2014}$$

$$= I_{2014} \cdot (1 + 10(\%) \dots \text{(V-17)}$$

$$I_{2015} = 32,4 * 1,1 = 35,64$$

Tableau V.17: l'évolution du courant absorbé pour les différents départs dans les dix ans à venir :

		Années									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P722-S 29		32,4	35,64	39,20	43,12	47,43	53,17	57,38	63,12	69,43	76,37
PxxDEP1-S100		49,2	54,12	59,53	65,48	72,03	79,23	87,15	95,86	105,45	115,99
PxxDep2-S86	(I_{abs})	90	99,00	108,90	119,79	131,77	144,95	159,44	175,38	192,92	212,21
PxxDep3-S115	En (A)	42	46,20	50,82	55,90	61,49	67,64	74,40	82,10	90,31	99,34

XII. Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons fait les différents calculs sur les chutes de tensions dans les différents départs du réseau; ainsi que les pertes de puissances.

Les chutes de tension dépassant les (10%) sont éliminées et les pertes de puissance ont diminué.

Les transformateurs des deux postes ne sont pas surchargés.

Conclusion générale

Le but de notre travail est d'améliorer le réseau de basse tension du village IGUEUR N'SSAR.

Pour cela notre travail est reparti en deux parties principales, dont la première est théorique et la deuxième est pratique.

Dans la partie théorique on a fait rappel sur les défauts et les protections des réseaux, et les différentes formules de calculs des pertes.

La partie pratique est divisée en deux chapitres dont le premier est consacré au diagnostic du réseau initial, et le deuxième consiste à trouver une solution raisonnable.

Après le diagnostic initial, nous avons proposé de créer un nouveau poste maçonné, changer la section des câbles dans quelques parties du réseau, cela nous a amené à changer la structure du réseau afin d'avoir une bonne configuration et une bonne répartition des charges.

[1] : Guillaume RAMI, « Contrôle de tension auto adaptatif pour de productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution» Thèse de DOCTEURAT de l'INP Grenoble, le 09 Novembre 2006 .

[2] : «Schneider Electric Industries, 2008 » Protection des réseaux électriques « Guide de la protection»

[3] : F. AMRANI, R. BELKESSA MEMOIRE, « Etude des protections des départes moyenne tension application poste 60/30kV de TIZI MEDEN». De fin d'études D'Ingénieur d'état en Electrotechnique Option : Réseaux Electriques, UMMTO, 2009

[4] : OUGUENOUNE Zahia, MAMOU Nawel, « Etude des Protections du Départ MT Boukhalfa Issu du Poste 60/30kV Dra Ben Khedaa ».Mémoire de fin d'études d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique Option : Réseaux Electriques; UMMTO, 2009

[5] : Delcho PENKOV, « Localisation de défauts dans les réseaux HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de DOCTORAT de l'INP Grenoble, 2006,

[6] : K. OUDJANI, K. TANSAOUT, Y. ZEHER, « Amélioration d'un réseau Aérien Basse Tension du Village BOUMESSAOUD » Mémoire de fin d'étude D.E.U.A en Electrotechnique, UMMTO, 2010

[7]: H.CHERBAL, M^r M.BELBAY, Y.ZEHER, « Amélioration d'un réseau Aérien Basse Tension du Village AIT IZID (SOUK EL TENINE)» Mémoire de fin d'étude D.E.U.A en Electrotechnique, UMMTO, 2008,.

[8] : Oumezzaouche Karime, Stiti Rabah, Mohamed Salah, « Amélioration d'un réseau électrique basse tension de la cité CAPER (D.B.K) » Mémoire de licence professionnel en électrotechnique, UMMTO.2010

[9] : KOUADRA Foued, « ETUDE DES VARIATIONS RAPIDES DE TENSION POUR LE RACCORDEMENT D'UNE PRODUCTION DECENTRALISEE DANS UN RESEAU MT », MEMOIRE de Magister En Electrotechnique

[10] : www.cableriesdumaroc.ma

Résumé

Le but de notre travail est d'améliorer le réseau basse tension du village d'Iguer N'ssar, commune de Tigzirt wilaya de Tizi-Ouzou.

Pour cela notre travail d'amélioration est reparti en deux parties principales :

1. la première partie consacrée au diagnostic du réseau initial.
2. la deuxième consiste à trouver une solution raisonnable.

Après le diagnostic initial, nous avons proposé de créer un poste maçonné et de changer la section des câbles dans certaines parties du réseau, cela nous a amené à changer la structure du réseau et créer des points d'ouvertures afin d'avoir une bonne configuration et une bonne répartition des charges.