

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

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU



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

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et technologie

Filière : Génie Electrique

Spécialité : **Electrotechnique Industrielle**

Présenté par
Faïz BELAID

Thème

Contribution au dimensionnement des lignes électriques de transport de l'électricité

Mémoire soutenu publiquement le 03/07/2014 devant le jury composé de :

M Mustapha MOUDOUD

Maitre de Conférences classe A, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Président

M M'hemed RACHEK

Maitre de Conférence classe A, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Encadreur

M Nadia RADJA

Maitre Assistante classe B, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Examinatrice

M Belkacem MOULA

Maitre Assistant classe B, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Examineur

Introduction générale.....	01
Chapitre I : Présentation des réseaux électriques	
Introduction.....	02
I.1) Production de l'énergie électrique.	02
I.2) Les différents types de réseaux.	03
I.2.1) Les réseaux de transport.	04
I.2.2) Les réseaux de répartition.....	04
I.2.3) Les réseaux d'interconnexion.	04
I.2.4) Les réseaux de distribution.	05
I.3) Les postes de transformation.	05
I.3.1) Poste HT/MT.	05
I.3.2) Poste de répartition MT/MT (Poste de réflexion).	05
I.3.3) Les postes d'alimentation (MT/BT).	06
a. Les postes de Distribution publique (DP).	06
b. Les postes d'usagers MT (livraison).	07
I.3) Lignes aériennes.	07
I.3.1) Matériaux conducteurs.....	09
I.3.1.1) Cuivre.	11
I.3.1 2) Aluminium.	11
I.3.1.3) Alliages d'aluminium.	12
1.3.1.4) Acier fourré aluminium.	12
1.3.1.5) Acier galvanisé.	13
1.3.1.6) Cuivre au cadmium.....	14
I.3.2) Supports de ligne.	14
I.3.2.1) Poteaux en bois.	14
I.3.2.2) Poteaux en acier	15
I.3.2.3) Pôles en béton.	16

I.3.2.4) Tours d'acier.	17
I.3.3) Armement.	19
I.3.3.1) Armement en nappe voute.	19
I.3.3.2) Armement en triangle.....	19
I.3.3.3) Armement en nappe (horizontal).	20
I.3.3.4) Armement en drapeau.	20
I.3.4) Les isolateurs.	21
I.3.4.1) Isolateurs de type pin (branche, tige).	24
I.3.4.2) Isolateurs de type de suspension.	25
I.3.4.3) Isolateurs d'arrêt.	26
I.3.4.4) Isolateurs manilles.	27
I.3.5) Câble de garde.	28
Conclusion.....	28

Chapitre II : Etudes de projet d'une ligne électrique aérienne

Introduction.....	29
II.1) Etudes du terrain.	29
II.1.1) Choix et définition du tracé.	29
II.1.2) Etude sur carte.	30
II.1.3) Consultation des services sur le tracé.	30
II.1.4) Etude topographique.	31
II.1.4.1) Balisage sommaire.	31
II.1.4.2) Balisage définitif.	32
II.1.5) Profil en long.	32
II.2) Méthode de dimensionnement de la ligne électrique.	32
II.2.1) Boucle de calcul de section du conducteur.	33
II.2.1.1) Critère de courant nominal.	34
II.2.1.2) Critère de court circuit.	37

II.2.1.3) Critère de la chute de tension.	38
II.2.1.4) Critère économique.	39
II.2.2) Boucle sur les calculs mécanique.....	41
II.2.2.1) Hypothèses climatique.	42
II.2.2.2) Calcul de l'angle d'inclinaison (Psi) et le poids équivalent (P _{éq}).	43
II.2.2.4) Calcul des tensions mécaniques et portées hypothétiques.	45
II.2.2.5) Calcul de la flèche.	48
II.2.2.6) Calcul de la longueur de la chaîne d'isolateurs.	49
II.2.2.7) Calcul de géométrie de pylône.	53
a) Calcule de garde de sol.	54
b) La hauteur hors de sol	55
c) Distance phase/ phase, distance phase/neutre.....	55
d) Distance entre phase et support.....	56
Conclusion.....	56

Chapitre III : Modélisation d'une ligne électrique aérienne

Introduction.....	57
III.1) Schéma équivalent d'une ligne électrique	57
III.2) Calcul de paramètres linéique de la ligne électrique.....	59
III.2.1) Résistance linéique d'une ligne.	59
III.2.1.1) Résistance linéique en courant continue	59
III.2.1.2) Résistance linéique en courant alternatif.....	59
III.2.2) Inductance linéique	61
III.2.3) Réactance inductive linéique.....	63

III.2.4) Capacité linéique de la ligne	63
III.2.5) Réactance capacitive linéique.....	63
III.3) Calcul de champ électrique et champ magnétique.....	64
III.3.1) Calcul de champ électrique.....	64
III.3.2) Calcul de champ magnétique.	64
III.3.3) Calcul du champ de l'effet couronne.	68
Conclusion.	69

Chapitre IV : Calcul de jonction triphasée

Introduction.....	70
VI.1) Cahier de charge de la jonction triphasée	70
VI.2) Organigramme de calcule.....	70
VI.3) Présentation de résultat de calcule.....	72
Conclusion	73
Conclusion générale.....	74

Introduction générale

De tous les besoins de l'homme, l'énergie est sans doute une nécessité incontournable qui, depuis l'antiquité, a toujours suscité un intérêt particulier de la part de l'espèce humaine. Cette énergie est utilisée sous diverses formes parmi lesquelles la forme électrique. Produite dans des centrales thermiques, nucléaires, hydrauliques,..., l'énergie électrique doit être transportée et distribuée grâce à un réseau électrique hautement planifié.

Ce transport de l'énergie électrique peut donc se faire par deux voies de transmission, à savoir :

- voie aérienne,
- voie souterraine.

Cependant, la construction d'une ligne électrique aérienne assurant le transport de l'énergie n'est pas une chose aisée car dépendants de certains paramètres (puissance à transporter, tension en ligne, distance sur laquelle s'effectue le transport).

Ceux-ci imposent des choix et des calculs judicieux des matériaux et éléments entrant dans sa réalisation. Ainsi, nous allons nous lancer dans le dimensionnement d'une ligne électrique aérienne répondant à certaines spécifications, ceci à travers la nature climatique de la région, la détermination des caractéristiques des conducteurs en ligne à utiliser, du choix du type de support à utiliser, de la chaîne d'isolateur, calcul de portée, paramètre linéique de la ligne.

Notre mémoire sera structuré sur quatre chapitres présentés comme suit :

- Le premier chapitre traite une présentation générale des réseaux électriques, spécialement les lignes électriques de transport et distribution aérienne
- Dans le second chapitre, on élabore la méthode de dimensionnement des lignes électriques aériennes et les différentes formules de calcul de ces éléments.
- le troisième chapitre est consacré à l'étude des paramètres linéiques R, L, C de la ligne électrique, ainsi que les champs électrique et magnétique
- Dans le dernier chapitre on présente un algorithme de calcul de ligne électrique aérienne (exemple d'application de calcul d'une jonction triphasée de 36kV et de longueur de 35km)

Chapitre I : Présentation des réseaux électriques

Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'un niveau de tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, en mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble. Dans ce chapitre nous allons présenter les éléments constituant les réseaux électriques, spécialement les lignes électriques aériennes.

I.1) Production de l'énergie électrique.

A notre époque, sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines appelées centrales électriques capables de produire de l'électricité en grande quantité. La figure I.1 et le tableau I.1 illustrent quelques types de centrales électriques.

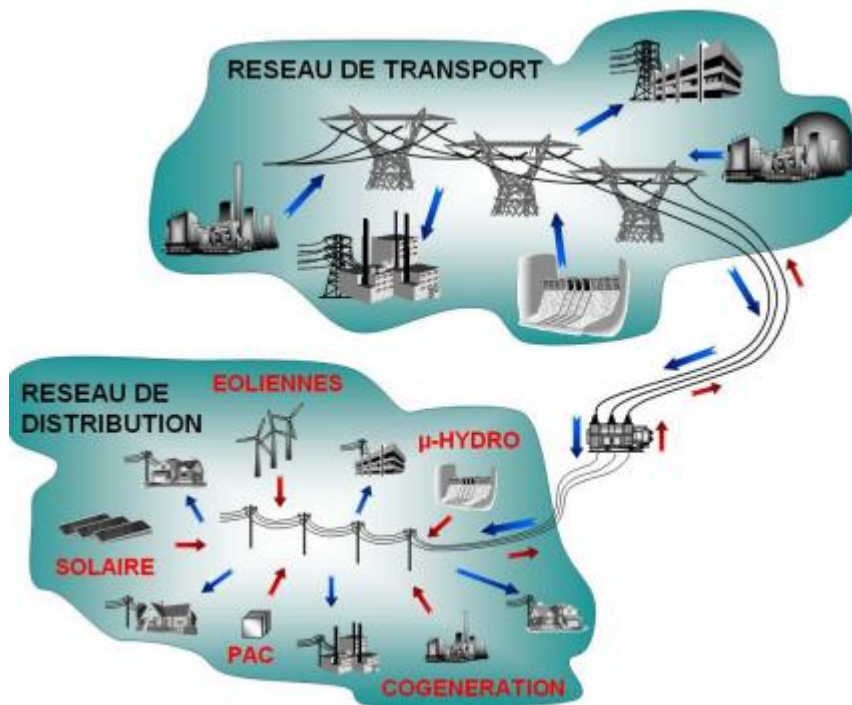


Figure I.1 : Type de centrales électriques [1].

	Type de centrale électrique	Energie primaire principales	Transformation	Localisation
Centrales électriques conventionnelles	Thermique	Charbon, pétrole, gaz naturel,...	Combustion	A proximité de la zone à disponibilité d'eau
	Nucléaire	Matériaux radioactifs (uranium ...)	Fission	Proximité d'eau
	Hydroélectrique	Mouvement de fluide (eau)	Mécanique - électrique Conversion	A proximité de la zone à disponibilité d'eau
Centrales électriques non conventionnelles	Photovoltaïque	Energies renouvelables (soleil)	Transformation chimique	Zone à potentiel solaire important
	Eolienne	Vent	Mécanique-électrique	Zone proche du littoral , zone à fort potentiel de vent

Tableau I.1 : Caractéristiques des centrales électriques

I.2) Les différents types de réseaux.

Suivant les niveaux de tension à transporter on distingue différent type de réseaux électriques. La figure I2 illustre l'architecture générique d'un réseau électrique.

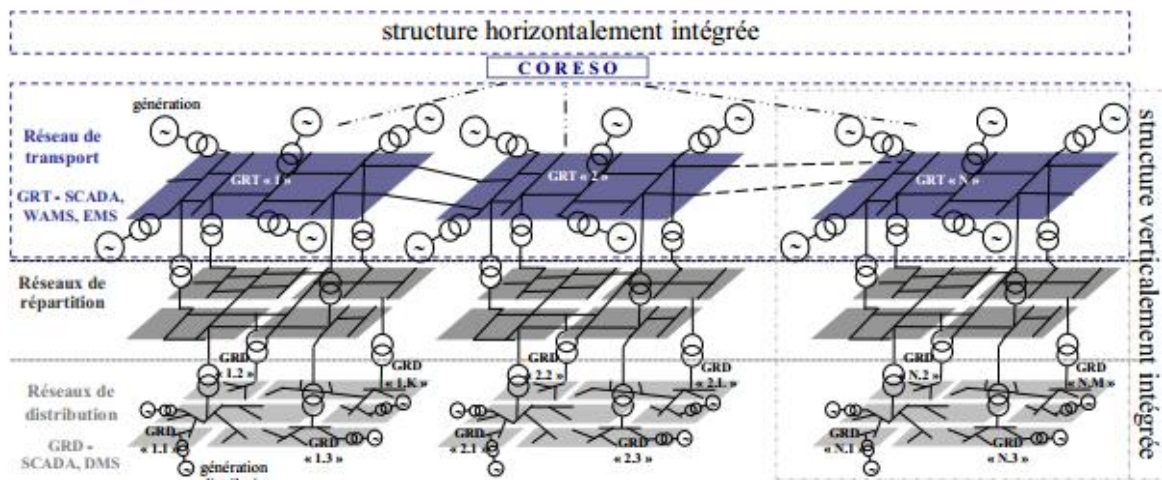


Figure I.2 : Architecture générale d'un réseau électrique [1]

I.2.1) Les réseaux de transport.

Les réseaux de transport d'énergie électrique assurent la liaison entre les grands centres de production et les grands centres de consommation. Ils doivent assurer une sécurité maximale, à savoir d'une part, par la sécurité et continuité de la production et, d'autre part, de celle de la stabilité du transport. L'adoption d'une structure maillée pour les réseaux de transport assure une sécurité très supérieure à celle de la production. Les tensions de ces dernières sont comprises entre 200 kV et 1000 kV en général (220 à 400 kV pour le réseau national algérien).

I.2.2) Les réseaux de répartition.

Les réseaux de répartition établissent le lien entre les réseaux de transport et d'interconnexion et les réseaux de distribution. Ces réseaux ont une structure maillée ou en boucle qui couvre des zones plus ou moins étendues, leur rôle est de fournir la puissance aux réseaux de distribution et collecter la puissance fournie par les petites usines. Les échelons de tensions nécessaires sont actuellement de 60 kV à 90 kV.

I.2.3) Les réseaux d'interconnexion.

Sont destinés à assurer la liaison entre les réseaux de transport puissants, leur rôle est d'assurer un secours entre les réseaux de transports.

La marge de tension correspondante est de 220 kV pour les réseaux nationaux algériens.

I.2.4) Les réseaux de distribution.

Les postes sources hautes tension (HT)/moyennes tension (MT) fournissent de l'énergie électrique à travers les réseaux moyenne tension 10kV ou 30kV aux différents postes moyennes tension (MT)/basses tension (BT). Ces derniers alimentent les usagers à travers le réseau basse tension 220V /380V. Il existe deux types de réseaux de distribution (MT):

- Le réseau (MT) urbain souterrain, généralement à 10kV, a une structure en coupure d'artère.
- Le réseau (MT) rural aérien est généralement à 30kV, ce dernier a une structure d'exploitation arborescente (radiale) [2].

I.3) Les postes de transformation.

I.3.1) Poste HT/MT.

Les postes sont constitués de transformateurs abaisseurs (HT/MT) à deux étages (exemple : 60/30/10kV) ou à un seul étage (exemple : 60/30kV, 60/10kV), (voir la figure I.3) [2].

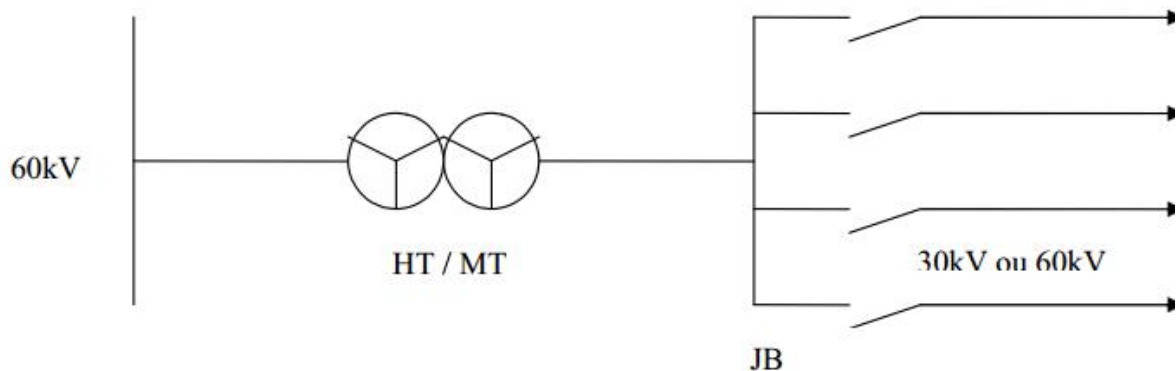


Figure I.3 : Poste HT/MT

I.3.2) Poste de répartition MT/MT (Poste de réflexion).

Ce sont des postes (MT/MT) composés de jeux de barres et d'un transformateur (MT/BT) qui servira comme poste de distribution publique ou poste livraison (voir figure I.4). Les jeux

de barres sont alimentés par les lignes dérivant du poste source (HT/MT). L'objectif de l'utilisation de ce type de poste est d'assurer une bonne répartition de charge ainsi que la facilité de surveillance des départs (protection des départs).

En effet les câbles de reprise par les postes de répartition sont protégés par les appareils de protection choisis. Les postes d'éclatement peuvent nous permettre plusieurs possibilités de reprises de charges en cas d'incident survenu sur un départ quelconque [2].

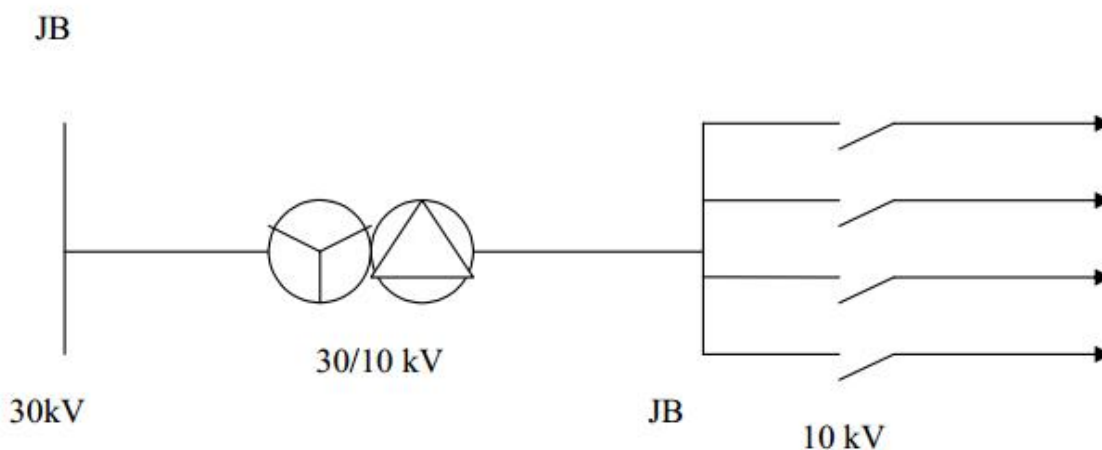


Figure I.4 : Poste MT/MT

I.3.3) Les postes d'alimentation (MT/BT).

a. Les postes de Distribution publique (DP).

Ils sont réalisés de la façon la plus économique et compatible avec la sécurité des usagers. En zone rurale, le schéma d'un tel poste ne comprend pas de disjoncteurs. Un défaut sur une ligne (BT) étant éliminé par le fusible du départ (BT), un défaut (bien rare) dans le transformateur étant vu est éliminé du poste (HT/MT) comme un défaut sur ligne (MT). En zone urbaine, les défauts sont plus rares.

Les usagers desservis par un même poste, de plus en plus nombreux, sont de plus en plus sensibles aux interruptions de service. Aussi, on est conduit à remplacer l'interrupteur placé entre le transformateur et les jeux de barre (BT) par un disjoncteur, et même les fusibles de départ par des disjoncteurs (BT) .

b. Les postes d’usagers MT (livraison).

Un tel poste est très semblable à un poste de distribution publique, mais il en diffère par deux points:

- Tout d’abord, le réseau ne doit ressentir aucune conséquence d’un défaut dans l’installation de l’usager et cela conduit à placer un disjoncteur (MT) sur l’arrivée du poste.
- D’autre part le poste doit être équipé d’une cellule de comptage inaccessible par l’usager.

I.3) Lignes aériennes.

La puissance électrique peut être transmise ou distribuée soit par le biais de câbles souterrains ou des lignes aériennes. Le tableau I.2 résume une approche de comparaison entre les lignes électriques aériennes, et les câbles souterrains.

Ligne Critères de comparaison	Ligne électrique aérienne	Câble électrique souterrain
Flexibilité de correction du dimensionnement en fonction des changements des conditions réseau	Possibilité d’augmentation de portée par renforcement ligne et remplacement conducteurs jusqu’à 30%	Très limitée et coûteuse : les câbles doivent être dimensionnés pour la portée prévue à long terme
Possibilité de surcharge	Surcharge limitée à environ 10% pour une dizaine de minutes	Surcharge jusqu’à 200% pour quelques dizaines d’heures au détriment d’un vieillissement accéléré du câble
Nécessité de compensation du réactif	Dans le cas où la chute de tension dans les lignes dépasse les 10%	Nécessité de compenser le réactif à partir de longueurs de 25 à 30 km :

Impact visuel	<ul style="list-style-type: none"> • Très important : la hauteur des pylônes pour les lignes double terre à 400 kV est de l'ordre de 50 à 60 mètres ; • Si les câbles ne sont pas colorés artificiellement (laques vertes, brunes, noires ou bleues,...) ils réfléchissent la lumière et peuvent être très apparents en contraste sur le fond ; 	<ul style="list-style-type: none"> • Pratiquement nul le long du parcours (à part les limitations de culture) ; • Impact des postes d'extrémité et de compensation du réactif semblables à ceux des postes de transformation en très haute tension.
Les coupures	Les lignes sont soumises plus fréquemment aux interruptions de courte durée	Les câbles nécessitent une durée de réparation plus longue, ce qui peut avoir un effet préjudiciable sur la sécurité du système
Champ électrique et magnétique	<ul style="list-style-type: none"> • Zone de respect à $10\mu\text{T}$: 35 m • Zone de respect à $0.5\mu\text{T}$: 180 m • Zone de respect à $0.2\mu\text{T}$: 300 m 	<ul style="list-style-type: none"> • Zone de respect à $10\mu\text{T}$: 8m • Zone de respect à $0.5\mu\text{T}$: 16 m • Zone de respect à $0.2\mu\text{T}$: 60m

Tableau I.2 : Comparaison entre lignes aériennes et câbles souterrains.

Avec la croissance de la demande d'énergie et l'augmentation conséquente des niveaux de tension, la transmission de puissance par ligne aérienne a pris une importance considérable. Une ligne aérienne est soumise à des conditions météorologiques incertaines et autres interférences externes, cela nécessite l'utilisation de facteurs mécaniques de sécurité appropriés afin d'assurer la continuité du fonctionnement de la ligne.

Une ligne aérienne peut être utilisée pour transporter et distribuer l'énergie électrique. La réussite d'une ligne aérienne dépend dans une large mesure, de la conception mécanique de la

ligne. Alors que la construction d'une caténaire, il faut veiller à ce que la ligne électrique présente une résistance mécanique telle qu'elle puisse contrer les plus mauvaises conditions climatiques affectant l'environnement de l'installation.

En général, les principaux composants d'une ligne aérienne sont:

a) des conducteurs : qui transportent l'énergie électrique de la station d'extrémité d'émission à l'extrémité de réception.

b) des supports (pylônes) : qui peuvent être des poteaux ou des tours porte garde les conducteurs à un niveau approprié au-dessus du sol.

c) les isolateurs : qui sont attachés à des supports et isolent les conducteurs du sol.

d) les bras de la croix (armement) : qui offrent un soutien aux isolateurs.

e) les éléments divers : tels que des plaques de phase, plaques de danger, des parafoudres, anti-escalade fils etc.

I.3.1) Matériaux conducteurs.

Le conducteur est un des éléments importants de part les dépenses en capital qu'il engendre. Par conséquent, un bon choix de la matière et de la taille du conducteur est d'une importance considérable. Le matériau conducteur utilisé pour la transmission et la distribution de l'énergie électrique doit avoir les propriétés suivantes:

- une conductivité électrique élevée.
- résistant à la traction pour supporter les contraintes mécaniques.
- un faible coût de sorte qu'il puisse être utilisé pour les longues distances.
- une faible masse spécifique si bien que le poids par unité de volume soit faible.

Toutes les exigences ci-dessus ne sont pas trouvées dans un seul matériau. Par conséquent, tout en choisissant un conducteur matériel pour un cas particulier, un compromis est fait entre les propriétés économiques et techniques.

Les matériaux conducteurs les plus couramment utilisés pour les lignes de tête sont le cuivre, l'aluminium, alliage aluminium, l'aluminium à âme d'acier, l'acier galvanisé et le cuivre au cadmium. Les conducteurs électriques d'une ligne peuvent être :

- pleins
- à brins multiples constitué d'un même métal
- à brins multiples constitués de deux métaux différents

- avec un vide à l'intérieur

Dans les réseaux électriques, les conducteurs les plus utilisés sont ceux à brins multiples car à section égale, les conducteurs à brins multiples sont plus flexibles que ceux qui sont pleins et la résistance mécanique à la rupture des conducteurs au petit diamètre est considérable par rapport à celui des conducteurs à grand diamètre, c'est pourquoi ils sont commodes pendant les opérations. Le choix d'un matériau particulier dépendra du coût, de la tenue mécanique et électrique des propriétés et des conditions locales.

Tous les conducteurs utilisés pour les lignes aériennes sont de préférence torsadés afin d'améliorer la flexibilité. Les conducteurs torsadés sont généralement formés d'un fil central autour duquel sont posées des couches successives de fils contenant 6, 12, 18, 24 fils. Ainsi, s'il ya N couches, le nombre total de individuel les fils 3 est $n(n + 1) + 1$.

Lors de la fabrication de conducteurs torsadés, les couches successives de fils sont tordues (ou en spirale) dans des directions opposées de sorte que les couches sont liées entre-elle (voir figure I.5).



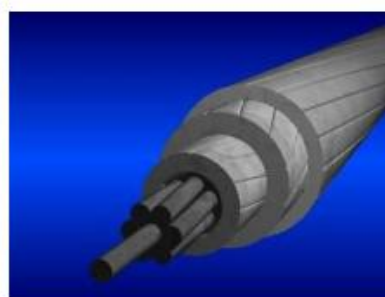
ACSR: Aluminum Conductor Steel Reinforced



AAAC: All Aluminum Alloy Conductor



ACAR: Aluminum Alloy Conductor Reinforced



GTACSR: Conducteur en Aluminium renforcé d'acier

Figure I.5 : Conducteurs torsadés [3].

Les conducteurs doivent être placés hors de la portée du public. Sur les parties des voies publiques accessibles aux véhicules, le point le plus bas des conducteurs et les fils de toute nature doit être au moins à 6 mètre de hauteur le long de ces voies.

I.3.1.1) Cuivre.

Est un matériau idéal pour les lignes aériennes en raison de sa haute conduction électrique et de sa grande résistance à la traction. Il est toujours utilisé dans la forme étirée dure comme toron. Le cuivre a une grande densité de courant avec une capacité de transport de courant de cuivre par unité de section assez grande.

Il n'y a guère de doute que le cuivre est un matériau idéal pour la transmission et la distribution de l'énergie électrique. Toutefois, en raison de son coût élevé et de la non-disponibilité, il est rarement utilisé puisque actuellement la tendance est à utiliser de l'aluminium.

I.3.1 2) Aluminium.

L'Aluminium n'est pas cher et plus léger par rapport au cuivre, mais sa conductivité et sa résistance à la traction sont réduites. La comparaison relative des deux matériaux est explicitée ci-dessous:

- La conductivité de l'aluminium est de 60% celle du cuivre.
- L'aire de la section doit être supérieure pour l'aluminium que pour le cuivre. Pour la même résistance, le diamètre de conducteur en aluminium est d'environ 1,26 fois le diamètre du conducteur en cuivre.
- La section accrue (augmenté) de l'aluminium expose une plus grande surface à la pression du vent et par conséquent, les tours de support doivent être conçues pour une plus grande résistance à la flexion. Ceci nécessite souvent l'utilisation des tours supérieures avec pour conséquence un plus grand fléchissement
- La densité de l'aluminium ($2,71 \text{ g / dm}^3$) est inférieure à celle du cuivre ($8,9 \text{ g / dm}^3$) ; par conséquent, un conducteur en aluminium possède presque la moitié de poids équivalent d'un conducteur en cuivre. Pour cette raison, les structures portantes de l'aluminium ne doivent pas être réalisées de manière aussi forte que celles du conducteur de cuivre. L'aluminium est léger et est de nature à subir de plus grandes variations, de plus grandes traverses sont requises.

- En raison de la faible résistance à la traction et au regard du coefficient de dilatation linéaire de l'aluminium, le fléchissement est supérieur.

Compte tenu des propriétés combinées de coût, de conductivité, de résistance à la traction, de poids, etc., l'aluminium a un avantage certain sur le cuivre, raison pour laquelle il est largement utilisé en tant que matériau conducteur. Il est particulièrement rentable d'utiliser l'aluminium pour la transmission à courant fort où la taille du conducteur est large.

1.3.1.3) Alliage d'aluminium.

Il a été développé des alliages d'aluminium réalisant un compromis intéressant entre une résistivité électrique suffisamment faible et une résistance mécanique acceptable de manière à pouvoir fabriquer des câbles dépourvus d'âme d'acier. Ces produits portent différents noms commerciaux tels "Almélec", "Aldrey", etc. A titre d'indication, la composition de l'Almélec est la suivante [4] :

Aluminium Al - 98,5 %, magnésium Mg-0,7 %, silicium Si- 0,5 %, fer Fe - 0,3 %.

1.3.1.4) Acier fourré aluminium.

En raison de la faible résistance à la traction, des conducteurs en aluminium produisent plus de fléchissement. Ce dernier interdit leur utilisation pour des portées plus importantes et les rend impropres à la transmission-longue distance. Afin d'augmenter la résistance à la traction, le conducteur en aluminium est renforcé par un noyau de fils d'acier galvanisé. Le conducteur composite ainsi obtenu est connu sous le nom d'acier à âme en aluminium et est abrégé ACSR (acier de conducteur d'aluminium renforcé). Le lecteur peut penser que le renforcement de l'acier augmente le poids, mais en fait le poids de composite conducteur est de 25% moins par rapport à un conducteur en cuivre équivalent [5].

Ce conducteur a un noyau en acier galvanisé entouré par un certain nombre de brins en aluminium (l'acier galvanisé est utilisé afin d'empêcher la formation de rouille). Habituellement, le diamètre des fils d'acier et d'aluminium est le même.

La section des deux métaux est généralement dans un rapport de (1: 6), mais peut être modifié à (1: 4) en ordre pour obtenir plus de résistance à la traction pour le conducteur.

La Figure (I.6) montre l'acier conducteur en aluminium à âme ayant un fil en acier entouré de six fils d'aluminium.

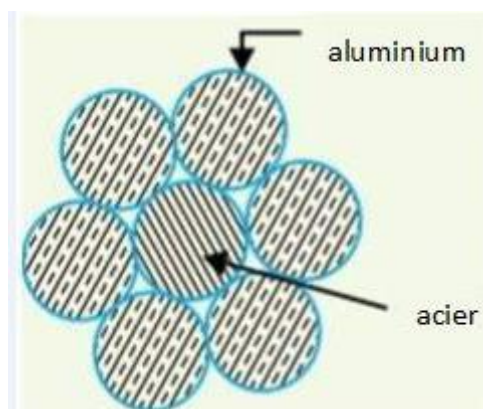


Figure I.6 Conducteur aluminium acier [5]

Le résultat de ce conducteur composite est que son noyau en acier a une plus grande proportion de la résistance mécanique tandis que des brins en aluminium portent la majeure partie du courant. Les conducteurs aluminium fourré en acier présentent les avantages suivants:

- Le renforcement de l'acier augmente la résistance à la traction, mais en même temps maintient la légèreté du conducteur composite. Par conséquent, les conducteurs d'aluminium à âme d'acier vont produire une plus petite flèche et donc des portées plus longues peuvent être utilisées.
- En raison du fléchissement plus petit avec des conducteurs en aluminium en acier fourré, des supports de plus petite taille peuvent être utilisés.

1.3.1.5) Acier galvanisé

L'acier a une très haute résistance à la traction, par conséquent, les conducteurs en acier galvanisé peuvent être utilisés pour de très longues durées ou pour des sections de ligne courtes exposées aux contraintes anormalement élevées dues aux conditions climatiques. Ils ont été trouvés très appropriés dans les zones rurales où le coût minimal est la principale considération. En raison de la mauvaise conductivité et de la forte résistance de l'acier, ces conducteurs ne sont pas adaptés pour la transmission de grande puissance sur une longue distance.

Cependant, ils peuvent être utilisés avantageusement pour la transmission d'une petite puissance sur une faible distance, ou pour des considérations économiques la taille

souhaitable du conducteur en cuivre serait trop petite et donc inexploitable en raison de la faible résistance mécanique.

1.3.1.6) Cuivre au cadmium.

Le matériau conducteur utilisé actuellement dans certains cas, est le cuivre allié au cadmium (Cd). Un ajout de 1% ou 2% de cadmium au cuivre augmente la résistance à la traction d'environ 50% alors que la conductivité est réduite de seulement 15% par rapport à celle du cuivre pur. Par conséquent, le conducteur en cuivre de cadmium peut être exceptionnellement utile pour les longues portées. Cependant, en raison du coût élevé du cadmium, ces conducteurs ne seront économiques que pour les lignes de petite section, où le coût de matériau conducteur est comparativement faible par rapport au coût des supports.

I.3.2) Supports de ligne.

Les structures de soutien pour conducteurs de lignes aériennes sont les différents types de poteaux et pylônes appelés supports de ligne. En général, les supports de ligne doivent avoir les propriétés suivantes:

- Haute résistance mécanique pour supporter le poids des conducteurs et des charges de vent, de givre, de neige... etc.
- Léger dans la masse sans perte de résistance mécanique.
- Pas cher en coût et économique à entretenir.
- La plus longue durée de vie.
- L'accessibilité facile des conducteurs pour l'entretien.

Les supports utilisés pour la transmission et la distribution de l'énergie électrique sont de divers types y compris les poteaux en bois, poteaux en acier, poteaux RCC (béton) et les tours d'acier en treillis. Le choix de structure du support dépend de la portée de la ligne, la section des conducteurs, la tension de la ligne, le coût et conditions locales.

I.3.2.1) Poteaux en bois.

Ces poteaux sont faits de bois sec et sont adaptés pour les lignes de section modérée et de traversées relativement courtes, disons (jusqu'à 50 mètres). De tels supports ne sont pas chers, facilement disponibles, ont d'avantageuses propriétés isolantes et sont par conséquent, largement utilisés pour les distributions fines dans les zones rurales avec une bonne proportion économique. Les poteaux en bois ont généralement tendance à pourrir en dessous

niveau du sol, ce qui provoque l'échec de la fondation. Afin d'éviter cela, la partie du poteau au-dessous de niveau du sol est imprégné de composés conservateurs comme l'huile de créosote. Les structures bipolaires type «A» ou de type «H» sont souvent utilisés (voir Figure I.7) pour obtenir une résistance à la flexion supérieure.

Les principales objections à des supports en bois sont:

- La tendance à pourrir en dessous du niveau du sol
- La durée de vie comparativement plus faible (20-25 ans)
- Ne peuvent pas être utilisés pour des tensions supérieures à 20 kV
- Moins de force mécanique
- Exigent une inspection périodique.

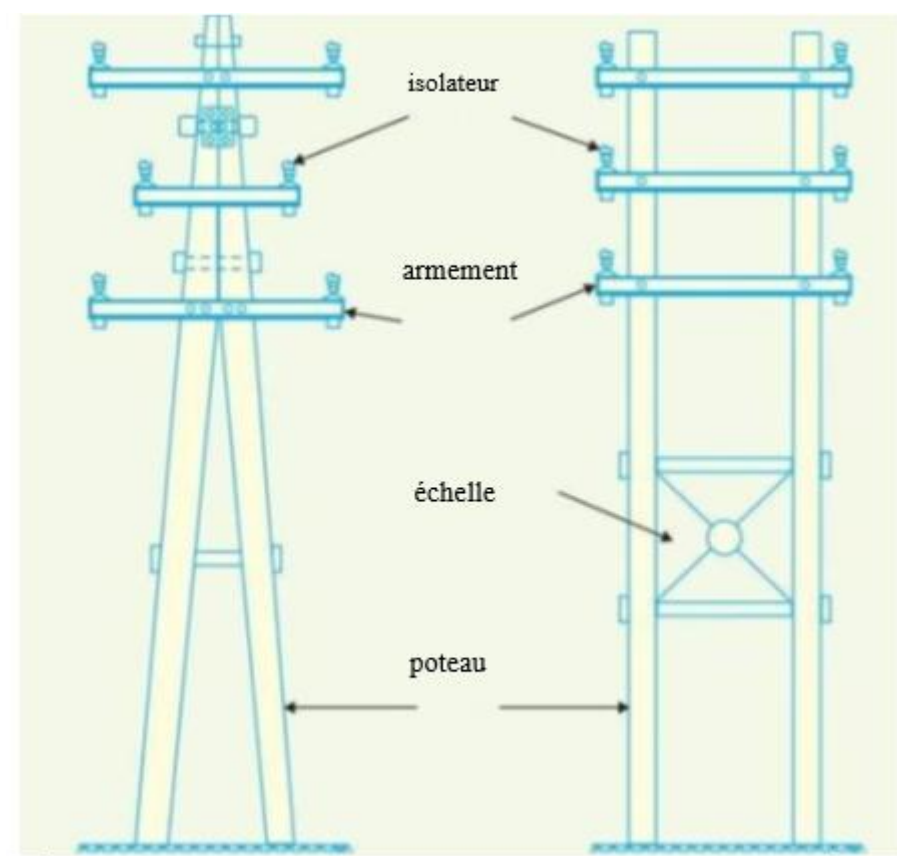


Figure I.7 : Structures bipolaires de type «A» ou de type «H» poteaux en bois [5]

I.3.2.2) Poteaux en acier

Les poteaux en acier sont souvent utilisés comme un substitut aux poteaux en bois. Ils possèdent une plus grande résistance mécanique et durée de vie, et permettent que des portées

plus longues soient utilisées. Ces pôles sont généralement utilisés à des fins de distribution dans les villes. Ce type de soutien doit être galvanisé ou peint afin de prolonger sa durée de vie. Les poteaux en acier sont de trois types à savoir :

- des pôles ferroviaires
- des poteaux tubulaires et
- les joints en acier laminé.

I.3.2.3) Pôles en béton.

Les poteaux en béton armé sont devenus très populaires ces dernières années. Ils ont une plus grande résistance mécanique et durée de vie et permettent des portées plus longues que les pôles en acier. En outre, ils présentent de bonnes perspectives, nécessitent peu d'entretien, et ont une bonne isolation.

La figure I.8 montre deux pôles en béton pour circuit simple et double.

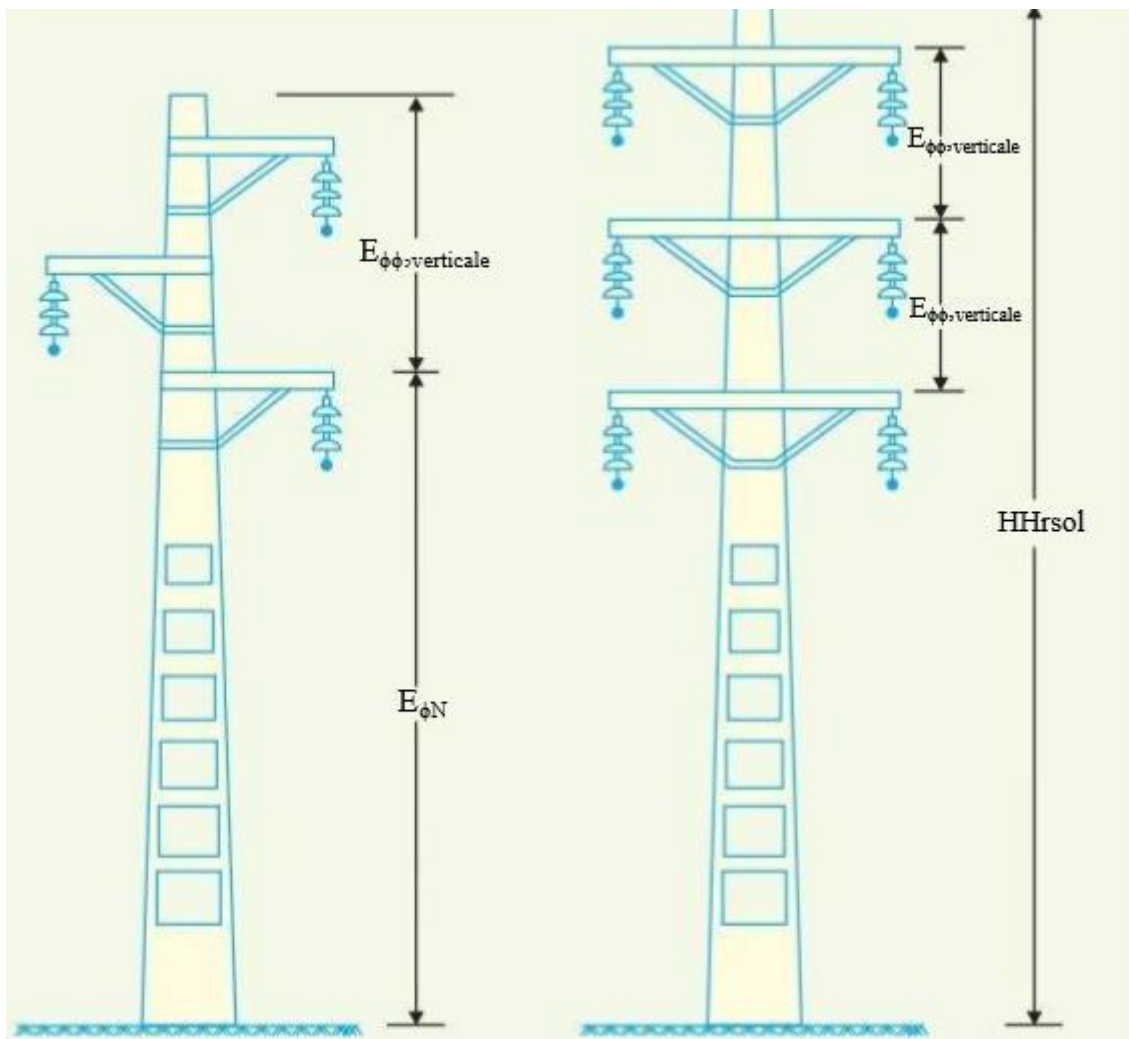


Figure I.8 Pôles RCC pour circuit simple et double [5]

Les trous dans les pôles sont là pour faciliter l'escalade des poteaux et en même temps réduire le poids. La principale difficulté de l'utilisation de ces pôles est le coût élevé du transport en raison de leur fort poids. Par conséquent, ces pôles sont souvent fabriqués sur le site.

I.3.2.4) Tours d'acier.

Dans la pratique, bois, acier et poteaux en béton armé sont utilisés pour les distributions fines aux basses tensions (jusqu'à 11kV). Cependant, pour la transmission longue distance à plus haute tension, des tours en acier doivent être utilisées.

Ces tours en acier ont une plus grande résistance mécanique, une plus longue durée de vie, et peuvent résister à des conditions climatiques plus sévères tout en permettant l'utilisation de plus longues portées. Le risque d'interruption de service en raison de bris ou de perforation d'isolateur est considérablement réduit en raison des portées plus longues. Les semelles (footings) de tour sont généralement mises à la terre par tiges d'entraînement dans la terre. Ceci minimise la trouble de foudre et chaque tour agit comme un paratonnerre. La figure (I.9) montre une tour d'un seul circuit.

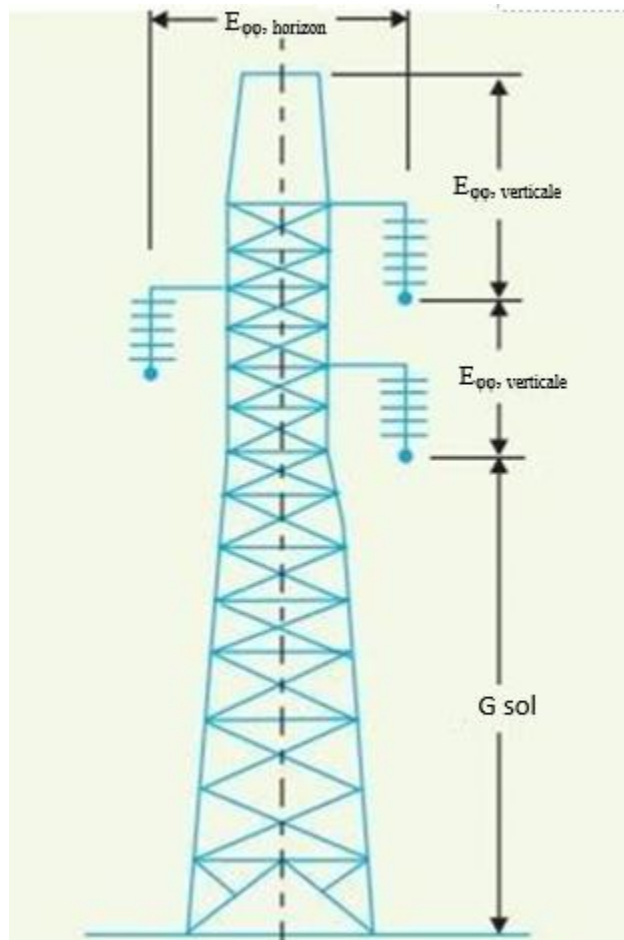


Figure I.9 Tour d'un seul circuit [5].

Cependant, à un coût supplémentaire modéré de la tour, un double circuit tour peut être prévu comme le montre la figure (I.10). Le double circuit présente l'avantage d'assurer la continuité de l'approvisionnement, puisque dans le cas de panne d'un circuit, l'approvisionnement peut être maintenu par l'autre circuit.

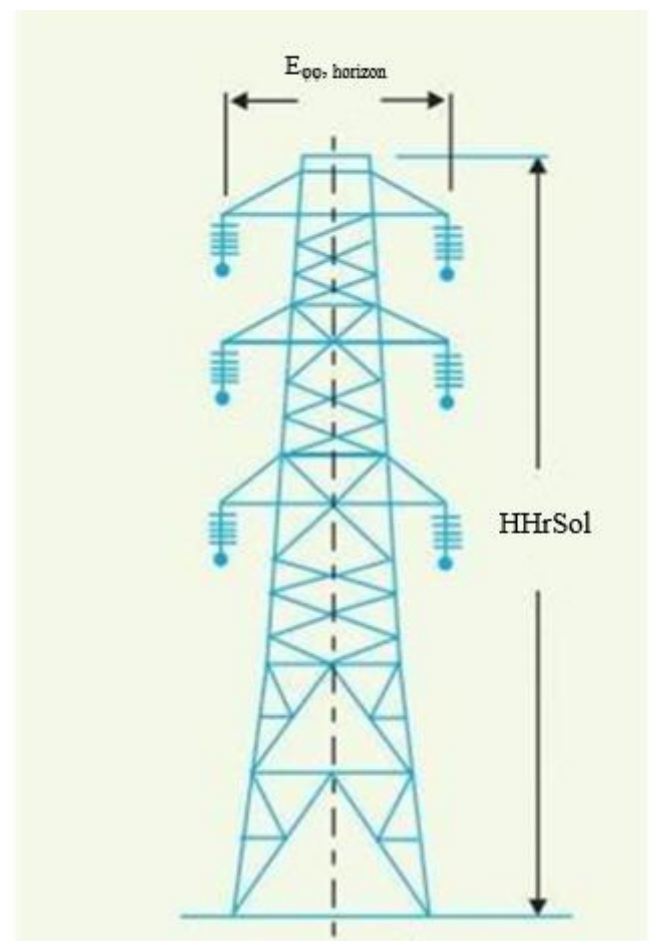


Figure I.10 : Tour double circuit [5]

De même pour satisfaire strictement aux prescriptions administratives, on dispose d'un assez grand nombre de type de support à savoir :

- Les types de support dit « **d'alignement** » : qui servent au maintien dans les parties droites de la ligne
- Les types de support dit « **de traversé** » : utilisés dans les endroits où la ligne électrique aérienne est en intersection avec le chemin de fer, les fleuves, les lacs et autres.
- Les types de support dit « **d'arrêt** » : ils sont généralement utilisés au début ou à la fin d'une ligne

- Les types de support dit « **d’ancrage** » : utilisés dans les parties droites de la ligne en intersection avec des différentes constructions et dans les lieux où il y a variation du nombre, de la marque ou de la section des conducteurs.
- Le type de support dit « **d’angle** » : utilisés dans les parties du tracé où la ligne électrique change de direction.

I.3.3) Armement.

On appelle armement d’une ligne électrique l’ensemble des accessoires (tête du support, ferrures et isolateurs) nécessaires au support d’une ligne électrique en haut d’un mât ou d’un pylône. Il doit être tel que les conducteurs ne puissent se toucher entre eux ou entrer en contact avec le sol dans l’espace compris entre deux support consécutif que l’on appelle ‘portée’. On distingue quatre types d’armement, à savoir :

I.3.3.1) Armement en nappe voute.

Conducteurs se trouvant situés aux sommets d’un triangle isocèle à base horizontale, généralement équilatéral employé pour les lignes (HT) et (MT) à isolateur rigide et l’est moins pour les lignes (THT) à isolateur en chaîne (voir figure I.11).



Figure I.11 : Armement nappe voute

I.3.3.2) Armement en triangle

Conducteurs se trouvant situés aux sommets d'un triangle isocèle mais la base verticale. Très souvent on fait en sorte que le triangle soit équilatéral, tel que employé pour les lignes (HT) et surtout celle à très haute tension (THT), (voir figure I.12).

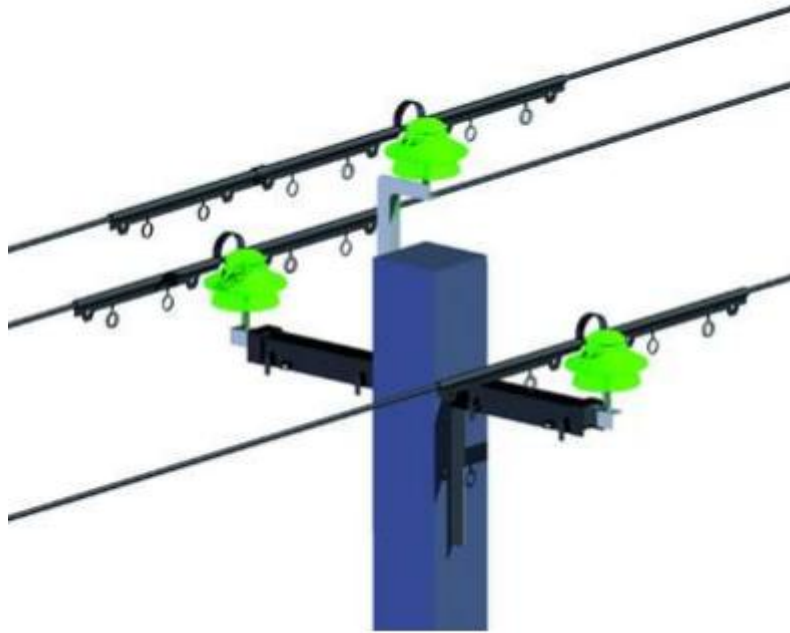


Figure I.12 : Armement triangle

I.3.3.3) armement en nappe (horizontal).

Les points d'attaches des conducteurs sur les isolateurs sont sur la même droite horizontale (voir figure I.13).



Figure I.13 : armement nappe

I.3.3.4) Armement en drapeau.

Les conducteurs sont situés l'un au-dessous de l'autre, employé pour les lignes basse tension (voir figure I.14).

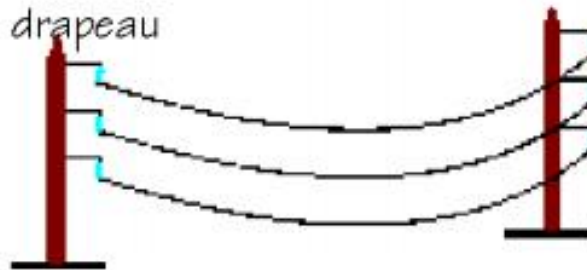


Figure I.14 : Armement drapeau

I.3.4) Les isolateurs.

C'est un système de composants comportant un diélectrique, électrodes ou extrémités d'ajustages de précision, et des pièces internes qui aident à attacher les diélectriques aux électrodes, un isolateur est constitué en général de deux parties principales :

- Une partie isolante sous forme d'assiettes (voir figure I.15).
- Des pièces métalliques scellées sur la partie isolante.

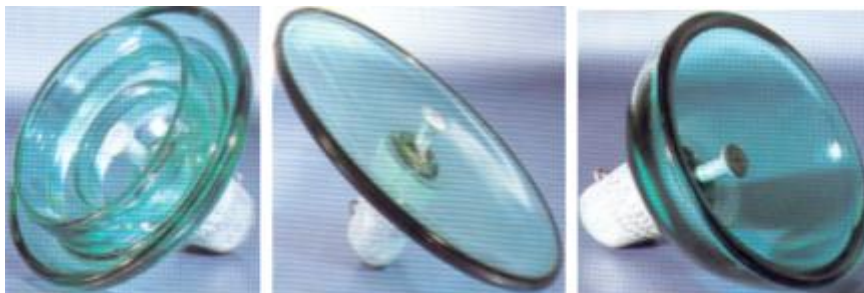


Figure I.15 : Assiette standard et antipollution [6].

La figure I.16 présente les différents types d'isolateurs.

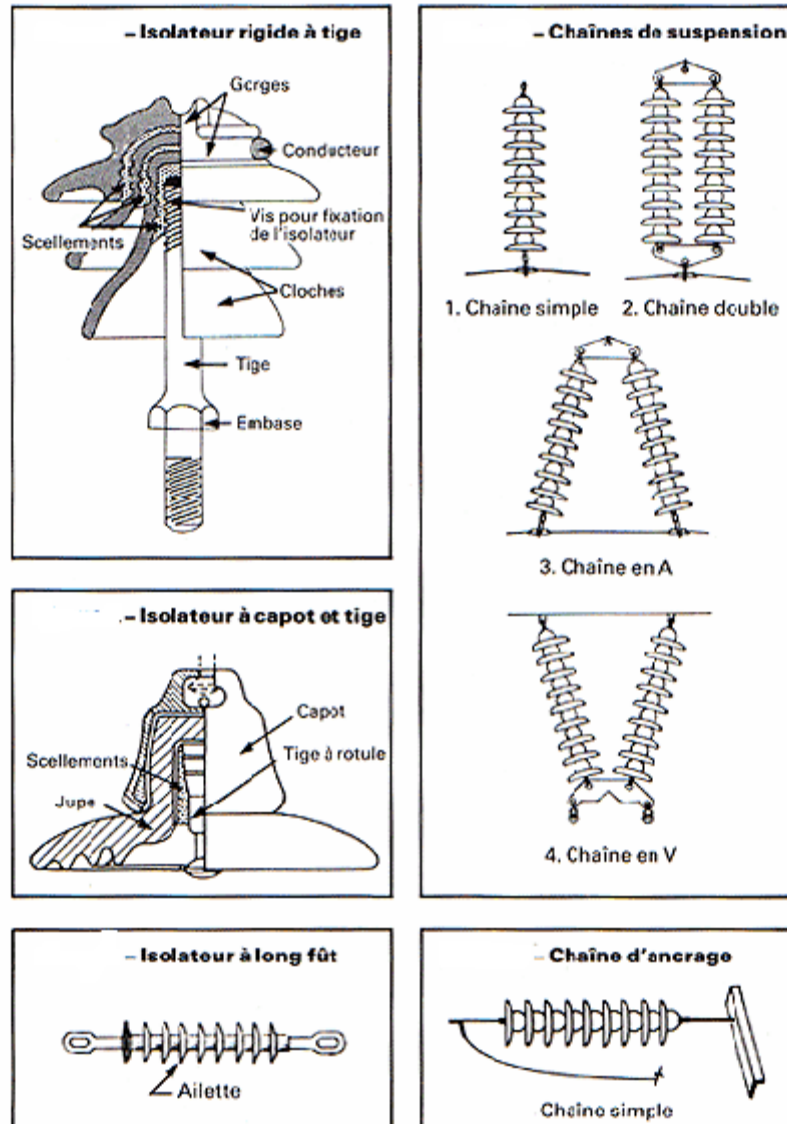


Figure I.16 : Différents type d'isolateurs [6].

Les isolateurs sont nécessaires pour résister à la fois aux contraintes mécaniques et électriques.

La rupture électrique de l'isolateur peut se produire soit par le flash-over ou par ponction. Un arc se produit entre le conducteur de ligne et la broche d'isolateur (*c.-à-d.*, terre) et la décharge saute à travers les entrefers (L'isolant est généralement sec et ses surfaces ont des propriétés isolantes appropriées. Par conséquent, l'arc ne peut se produire à travers l'espace d'air entre le conducteur et la broche d'isolateur) suivant les plus courtes distance. La figure. (I.17) montre la distance d'arc ($a + b + c$) pour l'isolateur.

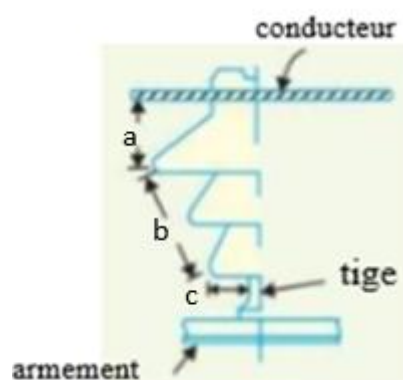


Figure I. 17 : Distance d'arc

En cas de flash-over (claquage), l'isolant continuera d'agir avec de bonnes capacités, à moins que l'extrême chaleur produite par l'arc détruise l'isolateur. En cas de crevaison, la décharge se produit depuis le conducteur vers la broche à travers le corps de l'isolateur. Lorsque ce défaut est impliqué, l'isolant est détruit de façon permanente en raison de la chaleur excessive. Dans la pratique, une épaisseur suffisante de porcelaine est prévue dans l'isolateur pour éviter la perforation par la tension de ligne.

Le rapport de résistance à la perforation de flash surtension est connu comme facteur de sécurité, à savoir,

$$\text{Facteur d'isolant de sécurité} = \frac{\text{résistance à la perforation}}{\text{la tension de flash-over}}$$

Il est souhaitable que la valeur du facteur de sécurité soit élevée de sorte que le flash-over ait lieu avant que l'isolant ne soit percé. Pour les isolants de type broche (Pièce conductrice destinée à être engagée dans une alvéole pour assurer un contact électrique.), la valeur du facteur de sécurité est d'environ 10.

Les isolateurs assurent une isolation nécessaire entre les conducteurs de ligne et les supports et empêchent ainsi n'importe quel courant de fuite à partir de conducteurs de terre. Les propriétés suivantes sont souhaitables pour les isolateurs :

- haute résistance mécanique pour résister à la charge du conducteur, la charge du vent de givre, de neige ...etc.
- haute résistance électrique du matériau isolant afin d'éviter les courants de fuite à la terre.
- permittivité relative élevée de matériau isolant, afin que la rigidité diélectrique soit élevée.

- Le matériau isolant doit être non poreux, exempt d'impuretés et de fissures sinon la permittivité sera abaissée.
- Un ratio élevé de résistance à la perforation de l'embrasement général.

Le matériau le plus couramment utilisé pour les isolateurs de la ligne aérienne est la porcelaine, mais le verre, la stéatite et matériaux de compositions particulières sont également utilisés dans une mesure limitée, (voir figure I.18).

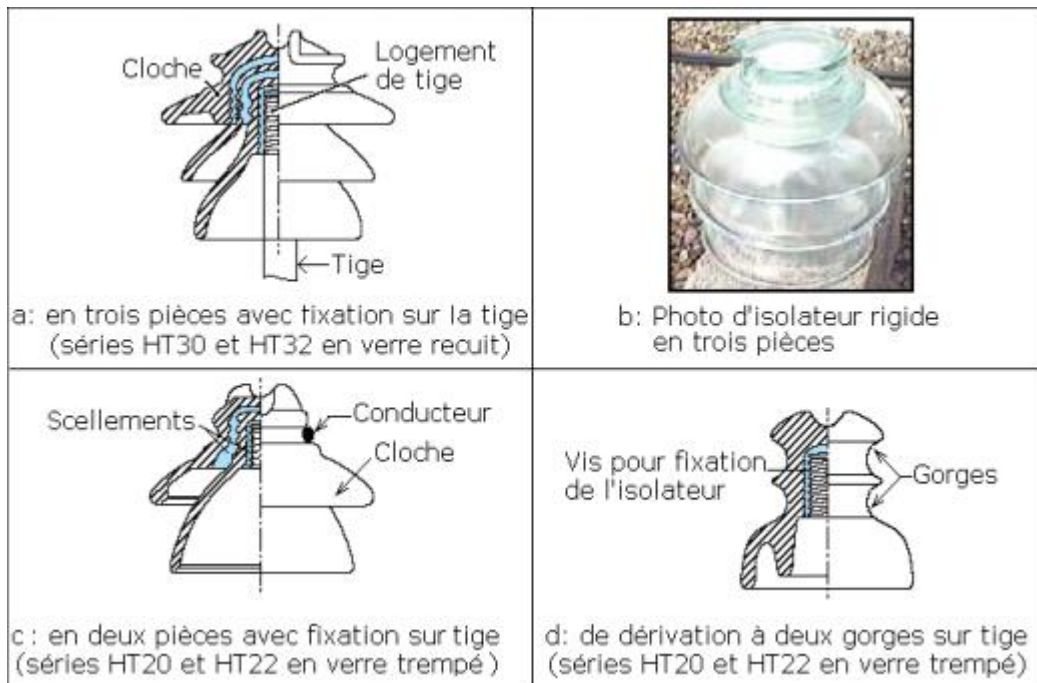


Figure I.18 : Isolateur en verre

Le bon fonctionnement d'une tête ligne dépend dans une large mesure de bon choix des isolateurs. Il existe plusieurs types d'isolateurs, mais les plus couramment utilisés sont de type pin, type suspension, la souche isolant et manille isolant.

I.3.4.1) Isolateurs de type pin (branche, tige).

La partie section d'un isolateur de type à broches est représentée sur la figure. I.9 (a).

Comme son nom l'indique, le type de broche isolateur est fixé sur le contre-bras sur le pôle. Il existe une rainure (groove) sur l'extrémité supérieure de l'isolateur pour loger le conducteur. Le conducteur passe à travers cette gorge et est lié par le fil recuit dans la même matière que le conducteur (Voir Figure. I.19 (b)).

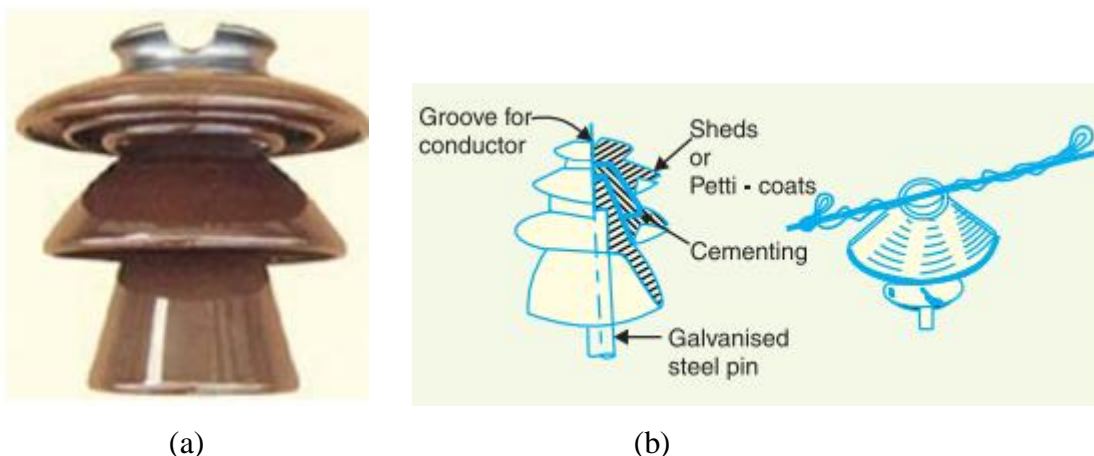


Figure I.19 : Isolateur de type pin (branche, tige)

Les isolateurs de type pin sont utilisés pour la transmission et la distribution de puissances électrique à des tensions jusqu'à 33 kV. Au-delà de la tension de fonctionnement de 33 kV, l'isolateurs à branche deviennent trop volumineux et donc peu rentable.

I.3.4.2) Isolateurs de type de suspension.

L'augmentation du coût de l'isolateur de type pin est d'autant plus rapide que la tension de travail augmente. Par conséquent, ce type d'isolateur n'est pas économique au-delà de 33 kV. Pour une grande tension (> 33 kV), il s'agit d'une pratique usuelle d'utiliser des isolateurs de type suspension tel que montré par la figure I.20.

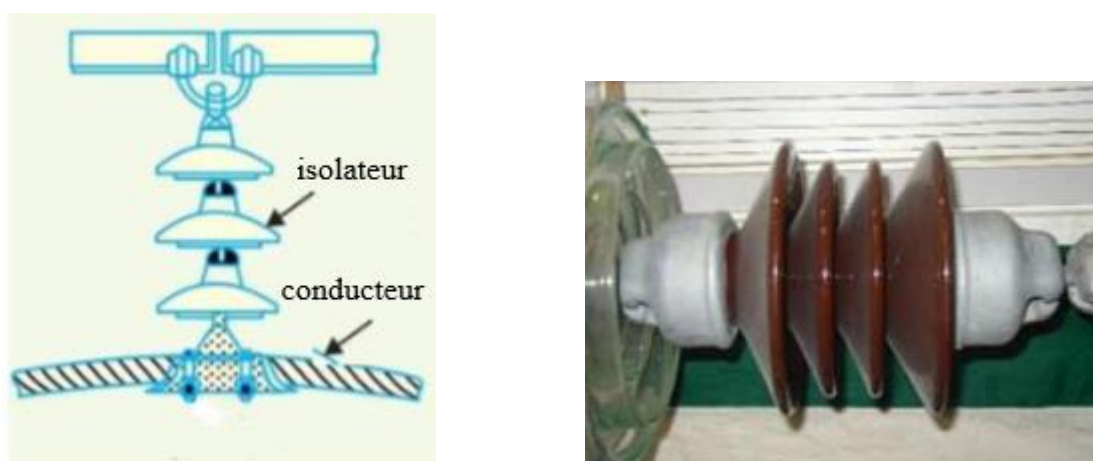


Figure I.20 : Isolateur de type suspension

Ils sont constitués d'un nombre de disques de porcelaine connectés en série par des liaisons métalliques sous la forme d'une chaîne. Le conducteur est suspendu à l'extrémité inférieure de cette chaîne tandis que l'autre extrémité de la corde est fixée au bras transversal de la tour. Ce type d'isolateurs est caractérisés par :

- Coût relativement avantageux.
- Chaque assiette ou disque de type suspension isolant est conçu pour la basse tension, généralement 11 kV. En fonction de la tension de fonctionnement, le nombre désiré de disques peut être connecté en série. Par exemple, si la tension de travail est de 66 kV, alors six disques en série seront fournis sur la chaîne
- Si un disque est endommagé, l'ensemble de la chaîne ne devient pas inutile, car le disque endommagé peut être remplacé par un autre.
- Le système de suspension offre une plus grande flexibilité à la ligne. La connexion à la traverse est telle que la chaîne d'isolateurs est libre d'osciller dans toutes les directions et situations où les contraintes mécaniques sont maximales.
- En cas de hausse de la demande sur la ligne de transport, il est jugé plus satisfaisant pour l'approvisionnement l'augmentation de la demande en élevant la tension de ligne que de fournir un autre jeu de conducteurs, donc il suffit d'ajouter des disques suivant la nouvelle tension établie.
- L'isolation supplémentaire requise pour la tension élevée peut être facilement obtenue dans le dispositif de suspension en ajoutant le nombre souhaité de disques.
- Les isolateurs de type suspension sont généralement utilisés avec des pylônes en acier. Comme les conducteurs courent au-dessous du bras transversal relié à la terre de la tour, par conséquent, cet agencement fournit une protection partielle contre la foudre.

I.3.4.3) Isolateurs d'arrêt.

Quand il y'a une impasse (sans issue) de la ligne ou il y a un coin ou courbe prononcée (virage serré), la ligne est soumise à une plus grande tension. Afin de soulager la ligne de tension excessive, les isolateurs d'arrêt sont utilisés. Pour les lignes à basse tension (<11 kV), les isolateurs d'arrêt sont utilisés comme isolateurs manille. Cependant, pour les lignes de transmission à haute tension, la couche isolante est constituée d'un ensemble d'isolateurs de suspension comme le montre la figure I.21.

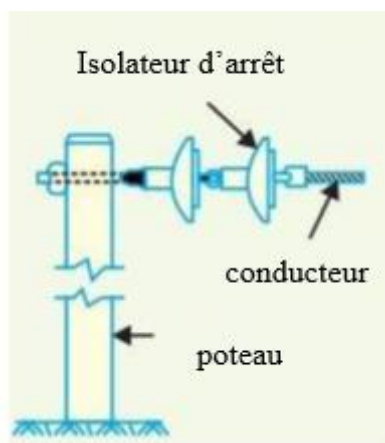


Figure I.21 : Isolateur d'arrêt [5]

Les disques des isolateurs d'arrêt sont utilisés dans le plan vertical. Lorsque la tension dans les lignes est extrêmement élevée, deux ou plusieurs chaînes sont utilisées en parallèle.

I.3.4.4) Isolateurs manilles.

Dans les premiers temps, les isolateurs manille ont été utilisés comme isolateurs d'arrêt. Mais de nos jours, ils sont souvent utilisés pour les lignes de distribution basse tension. Ces isolateurs peuvent être utilisés soit dans une position horizontale ou en position verticale, des anneaux allongés dont une extrémité peut être ouverte ou fermée (par un axe vissé, une clavette, une broche conique) et servant à relier deux tronçons de chaîne. Ils peuvent être directement fixés au poteau avec une visse ou à la traverse.

La figure I.22 montre un isolateur de l'arceau fixé au poteau. Le conducteur de la rainure est fixé avec un fil de liaison souple.

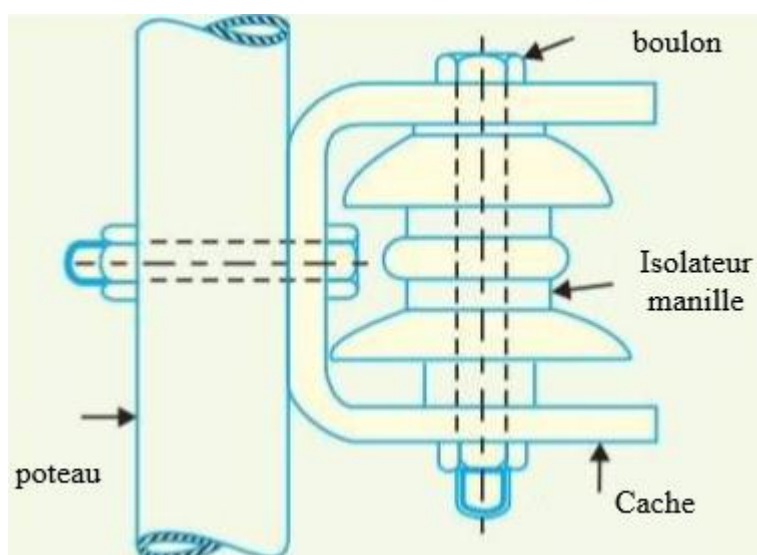


Figure. I.22 isolateur manille [5].

I.3.5) Câble de garde.

Le câble de garde est un conducteur qui est normalement porté à une tension nulle. La présence du câble de garde sur une ligne aérienne a une influence dans plusieurs domaines :

- Protection électrique contre les coups de foudre directs. Le câble de garde divise le nombre de défauts directs, donc améliore la qualité de service et entraîne une diminution des contraintes supportées par le matériel.
- Les câbles de garde constituent un écran et réduisent les phénomènes d'induction magnétique dans les circuits ou conduites parallèles à la ligne et de télécommunication.
- Amortissement des ondes de surtension de foudre par abaissement de l'impédance caractéristique des conducteurs de phase.
- Interconnexion des mises à la terre des supports.
- Réduction du potentiel statique des conducteurs de phase d'une ligne sous un nuage orageux.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu général sur les réseaux électriques, ainsi que leurs principaux éléments de ligne électrique, différent support, différent types d'isolateurs. Le chapitre suivant, portera sur la méthode d'étude de dimensionnement d'une ligne électrique aérienne.

Chapitre II : Etudes de projet d'une ligne électrique aérienne

Introduction.

Une ligne à très haute tension est une autoroute de l'énergie. Elle permet de transporter sur de grandes distances de grandes quantités d'énergie; elle doit être un ouvrage de technologie simple, fiable, facile et rapide à étudier et à réaliser. Elle doit s'accommoder aux contraintes du tracé et d'un accès facile pour l'exploitation.

Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que sa production et son utilisation, de sorte qu'on a souvent négligé l'étude de ce sujet important. Pourtant, les investissements humains et matériels affectés au transport dépassent largement les investissements consacrés au secteur de la production. Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire aux exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- Fournir une tension stable dont les variations ne dépassent pas les 10% de la tension nominale.
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas les 0.1 Hz.
- Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- Maintenir des normes de sécurités rigoureuses.
- Veiller à la protection de l'environnement.

Pour cela une étude de terrain de réalisation, le choix des éléments constitutifs d'une ligne électrique ainsi que le dimensionnement des différents paramètres électriques et mécaniques doit se faire avant d'entamer un projet de réalisation de ligne électrique.

II.1) Etude du terrain.

Le choix du tracé, l'étude topographique qui lui fait suite et qui conduit à l'établissement du profil en long. Ce document principal du projet, est constitué des étapes préalables qu'on doit respecter.

II.1.1) Choix et définition du tracé.

Le tracé direct de la ligne en forme droite représente la solution idéale à laquelle on pense en premier lieu. Mais l'expérience montre que cette solution idéale ne peut pas généralement être retenue. Il existe toujours des raisons géographique impérieuses, même

dans les régions désertiques, et à plus forte raison dans les pays habités, pour cela on améliore le tracé, en l'éloignant des obstacles qui se trouvent sur le parcours direct.

II.1.2) Etude sur carte.

L'étude sur carte permet en effet de reconnaître [7]:

- Les agglomérations, habitations groupées ou isolées.
- Les aérodromes existants, les stades, les cimetières.
- Les massifs forestiers, les plantations d'arbres divers, la nature générale des cultures.
- Les routes et chemins de toute nature.
- Le relief du terrain, les massifs montagneux, les vallées
- L'importance des angles des tracés; et de définir avec précision les points de passages obligés.
- Point de départ et d'arrivée (orientation à donner aux postes le cas échéant).
- Points intermédiaires éventuels.

Cette étude sur carte étant terminée, il est nécessaire de pénétrer un peu plus dans le détail et de faire compléter les données cartographiques par les relevés d'obstacles qui ne figurent pas toujours de façon explicite sur les cartes, comme :

- Lignes et câbles téléphoniques.
- Lignes électriques d'abonnés, de distribution ou de transport d'énergie préexistantes.
- Zones de marécages, de pollutions industrielles ou autres.
- Téléfériques permanents ou temporaires.
- Parcs et jardins d'affrètement, propriétés closes.
- Aérodromes publics ou privés, terrains militaires.

II.1.3) Consultation des services sur le tracé.

Cette étude préliminaire étant faite, il convient, en général, de lancer auprès des services intéressés par le passage de la ligne, ce qu'on appelle l'enquête de tracé.

Si les démarches officieuses et les contacts préalables ont été poursuivis avec tout le soin désirable et avec le souci constant d'aboutir à des solutions de conciliation ménageant les intérêts de tous, ces consultations permettent cependant aux services d'avoir connaissance officielle du projet, de donner officiellement leur accord sur le tracé et de formuler leurs observations éventuelles sur certaines dispositions qu'ils désirent voir réalisé à la construction.

II.1.4) Etude topographique.

Pendant que se déroule l'enquête de tracé dont l'aboutissement demande généralement plusieurs mois, il est de règle de commencer l'étude topographique de la ligne, une fois obtenu de l'administration le permis de pénétration.

Cette étude topographique doit être faite par un géomètre averti, ayant une parfaite connaissance de la ligne à construire et des suggestions qu'entraîne son établissement.

C'est pourquoi il est justifié à cet égard d'utiliser les services de construction de lignes électriques, plutôt que de confier ces études à des cabinets de géomètres qui, sauf exception, sont sans références particulières dans la spécialité.

II.1.4.1) Balisage sommaire.

A la base de l'étude se place toujours l'exécution du balisage. Un premier balisage dit balisage sommaire est effectué par le géomètre en vue de matérialiser sur le terrain, le tracé de principe figurant sur la carte qui lui a été remise. Ce premier balisage lui permet de s'assurer que le tracé satisfait bien aux prescriptions imposées:

- Distances minimales de 150 m par rapport à l'agglomération, de 40 m par rapport aux habitations isolée (par exemple).
- Choix et position convenable des angles du tracé.
- Absence d'obstacles insoupçonnés, propriétés closes, constructions nouvelles, ouverture de carrières d'extraction de matériaux, plantations récentes, etc.

II.1.4.2) Balisage définitif.

Quand l'accord a été donné au géomètre, sur le balisage sommaire et sur les propositions de modifications qu'il a formulées, ce dernier peut passer au balisage définitif.

Il s'agit alors de la matérialisation sur le terrain du tracé définitif de la ligne, dont l'ébauche a été figurée au moment du balisage provisoire. L'attention du géomètre doit alors se porter sur l'observation de certaines règles prescrites par les règlements ou résultant plus simplement des règles de l'art.

II.1.5) Profil en long.

Le profil en long est le document topographie le plus important, car c'est lui qui sert de base à la détermination des ouvrages et au choix de leur emplacement sur le terrain. Il est dessiné à l'échelle du [1/500] pour les hauteurs et du [1/2000] pour les longueurs. Le dessin est complété par une vue en plan sur 100m de largeur (bande parcellaire).

Il est utile de souligner l'importance de cette bande parcellaire obtenue par un levé planimétrique effectué en même temps que celui du profil en long suivant l'axe du tracé.

Cette planimétrie peut être utilement complétée par les indications tirées du plan parcellaire. Elle est destinée à faciliter la configuration de tous les éléments susceptibles d'intervenir dans le choix des implantations de pylônes. Bien entendu, le profil en long devra figurer en élévation des lignes électriques ou de télécommunication croisées, avec leur position précise en altitude à l'aplomb des conducteurs extrêmes de la ligne projetée.

II.2) Méthode de dimensionnement de la ligne électrique.

La réalisation d'un réseau électrique englobe en général le choix du conducteur, le choix des supports et leurs armements correspondants en considérant les efforts qui leurs sont appliqués ainsi que les conditions climatiques de la région qui jouent un grand rôle dans ces différents choix.

Ces choix dépendent en général des considérations électriques et économiques. Le choix des conducteurs se base sur la détermination de leurs sections, ce calcul de section se fait en vérifiant le courant nominal et la limite de chute de tension dans le conducteur.

Le choix des supports et des armements fait intervenir l'aspect mécanique en considérant les efforts appliqués sur ces supports. Les efforts sont dus à l'action du vent et/ou à l'attraction des conducteurs. Les armements choisis doivent respecter les écartements des conducteurs.

Pour avoir une bonne continuité en fourniture d'énergie, le réseau doit être équipé d'appareils de protection adéquats.

II.2.1) Boucle de calcul de section du conducteur.

Il existe plusieurs types de conducteurs utilisés pour le transport de l'énergie électrique. La plupart de ces conducteurs sont constitués de plusieurs torons (conducteurs cylindriques tordus) enroulés les uns contre les autres, appelés conducteurs toronnés. De tels conducteurs possèdent non seulement une plus grande flexibilité, mais aussi une grande résistance mécanique par rapport à un conducteur unique de même section.

Les tableaux II.1 et II.2 résument les caractéristiques générales de conducteurs de ligne électrique aérienne.

	Cuivre	Alumini um	Almélec ou Aldrey	Bronze	Acier	Câbles	
						Alumini um- acier 7 brins	Alumini um- acier 37 brins
Masse volumique du métal fondu à 0°C (kg/dm³)	8,80	2,60	-	-	-	-	-
Masse volumique du métal écroui pour ligne 0°C (kg/dm³)	8,95	2,70	2,70	7,4 à 8,9	7,85	3,55	3,85
Température de fusion (°C)	1 083	658	-	-	-	-	-
Chaleur spécifique (J/kg/K)	395	880	920	-	450	-	-
Conductivité thermique (10⁸ J/m/K)	1,34	0,67	-	-	0,19 à 0,25	-	-
Résistivité (Ω mm²/m à 20°C)	Métal pur recuit	0,017241	0,0263	-	-	*	*
	Métal écroui pour ligne	0,01786	0,028264	0,0325	0,019 à 0,060	0,10 à 0,25	*
Coefficient de température de la résistivité à 20°C (1/K)	0,00393	0,00403	0,0036	0,004	-	-	-
Coefficient de dilatation linéaire (10⁶/K)	18	23	23	17,6	11,5	18,2	17,25
Module d'élasticité du fil (10³ N/mm²)	83	66	-	130	-	-	-
Module d'élasticité du câble (N/mm²)	-	53	66	83 à 101	215	77	85
Limite d'élasticité (N/mm²)	250 à 270	110 à 120	-	300 à 400	900	160	170
Tension de rupture, métal recuit (N/mm²)	220	90	-	-	-	-	-
Tension de rupture, métal écroui (N/mm²)	410	200	310 à 370	450 à 800	-	290	320
Allongement à la rupture, métal recuit (%)	35	25	-	-	-	-	-
Allongement à la rupture, métal écroui (%)	3	2	-	1 à 1,5	-	-	-

Tableau II.1 : Caractéristiques de conducteur [8].

Caractéristique	Conducteur			
	Cuivre	Aluminium	Almélec (AMS)	
structure	torsadé	torsadé	lisse	torsadé
Module de Young [N/mm ²]	10 ¹⁰	de 5,4 à 7,1.10 ¹⁰	de 5,4 à 7,1.10 ¹⁰	
Masse spécifique [kg/m ³]	8920	2703	2700	
Chaleur spécifique à 20 °C [J/kg.K]	393	924	924	
Coefficient de dilatation thermique [K ⁻¹]	1,62.10 ⁻⁵	2,24.10 ⁻⁵	2,4.10 ⁻⁵	
Résistivité à 20 °C [Ω.m]	1,76.10 ⁻⁸	2,83.10 ⁻⁸	3,57.10 ⁻⁸	
Coefficient de variation de la résistivité avec la température [K ⁻¹]	3,8.10 ⁻³	4.10 ⁻³	4.10 ⁻³	
Limite de rupture en traction [N/mm ²]	210	80	245	
Coefficient CFI	0,75	1	1	
Température maximale admissible [°C]	150	120	150	
Coefficient aérodynamique Cx	1,45	1,45	1,2	1,45

Tableau II.2 : Caractéristiques selon la structure des conducteurs [9]

Des aspects électriques et économiques sont à prendre en considération lors du choix de la section du conducteur. Pour choisir la section technique des conducteurs, on fait appel à trois critères :

- Critère de courant nominal
- Critère de courant de court circuit
- Critère de chute de tension

II.2.1.1) Critère de courant nominal.

Ce critère permet de vérifier que le conducteur supportera sans difficulté le courant nominal sur sa durée de vie.

On admet le raisonnement suivant :

Vus la puissance de départ $P_{\text{départ}}$ et le pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée «a», on détermine tout d'abord la puissance circulant P_T dans le câble après « T » années d'utilisation, ce qui nous mène à calculer le courant circulant dans le conducteur dans chaque phase $I_{N,T}$.

Le courant en régime permanent qui circule dans chaque conducteur de phase de la liaison pendant les T années d'utilisation est calculé en utilisant la formule suivante :

$$I_{N, T} = \frac{P_T}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\varphi)} \quad [A] \quad (II.1)$$

Avec :

- § $I_{N, T}$: courant circulant dans chaque phase en (T) années.
- § n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau, sinon n=1
- § U_n : tension nominal de service [kV].
- § $\cos(\varphi)$: facteur de puissance.

Puis on pose la condition de fonctionnement normal de la ligne :

$$I_{N, T} < I_{ADM}$$

Avec :

- § I_{ADM} : courant admissible dans le conducteur [A].

On commence par la détermination de la puissance active circulant dans le câble après les (T) années d'utilisation selon la relation suivante :

$$P_T = P_{\text{départ}} \cdot (1+a)^T \quad [MW] \quad (II.2)$$

Avec :

- § P_T : puissance transporté après T années d'utilisation
- § T : durée d'utilisation de conducteur [années]
- § $P_{\text{départ}}$: puissance de départ transporté par le conducteur [MW]
- § a : pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée [%].

Puis on calcule le courant du régime permanent de service de conducteurs autrement dit le courant admissible dans le conducteur, au pour but de vérifier que notre conducteur supportera sans difficultés le passage du courant nominal.

Le problème est essentiellement d'ordre thermique de faite que le passage du courant entraîne un échauffement par effet Joule. Il faut tenir également compte de l'apport de chaleur dû au

soleil. En ce qui concerne l'énergie dissipée, elle prend deux formes : par rayonnement et par convection.

Le bilan énergétique des échanges thermiques que subit le conducteur donne la formule suivante :

$$R \cdot (I_{ADM})^2 = W_R + W_C - W_I \quad (II.3)$$

Nous aboutissons finalement à l'expression :

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{W_R + W_C - W_I}{R}} \quad [A] \quad (II.4)$$

Avec :

- § R : la résistance linéique à la température de service du conducteur en général a 75°C [Ω/m] ;
- § W_R : l'énergie dissipée par rayonnement ;
- § W_C : l'énergie dissipée par convection ;
- § W_I : l'énergie fournie par le rayonnement solaire.

Déterminons les différents éléments de l'équation (II.3) [15]:

$$W_R = E_{miss} \cdot \text{Stef} \cdot p \cdot [T_{SERVICE}^4 - T_{AMBIANTE}^4] \cdot \text{Diam} \quad (II.5)$$

Avec :

- p : pression atmosphérique
- § E_{miss} : le pouvoir émissif du conducteur par rapport au corps noir (= 1) ;
- § Stef : la constante de Stefan-Boltzmann et a pour valeur $5,7 \cdot 10^{-8}$ [W/m²] ;
- § $T_{SERVICE}$: la température de service du conducteur en [K] (= 70°C) ;
- § $T_{AMBIANTE}$: la température ambiante en [K] (= 20°C) ;
- § Diam : le diamètre du conducteur [m]

$$W_{C, \text{conducteur torsadé}} = 0,38715 \cdot (V \cdot \text{Diam}) \cdot 0,448 \cdot [T_{SERVICE} - T_{AMBIANTE}] \quad (II.6)$$

$$W_{C, \text{conducteur lisse}} = 0,46213 \cdot (V \cdot \text{Diam}) \cdot 0,462 \cdot [T_{SERVICE} - T_{AMBIANTE}] \quad (II.7)$$

Avec :

§ V : vitesse normal de conducteur du l'effets du vent (V=55cm/s).

$$W_I = \text{Ensol} * \text{Diam} * W_S \tag{II.8}$$

Avec :

§ Ensol : coefficient d'absorption de l'énergie solaire par le conducteur (= 1) ;

§ W_S la puissance du rayonnement solaire émis (= 1000 W/m²)

Nous avons indiqués entre parenthèses des ordres de grandeurs pour les différents paramètres.

Une fois que le courant dû au régime permanent est déterminé, on déduit la section correspondante à ce courant après avoir choisi le type de matériaux de conducteur à partir des catalogues donnés par le constructeur.

II.2.1.2) Critère de court circuit

Le courant de court circuit est calculé directement par la formule suivante :

$$I_{CC} = \frac{S_{cc}}{n * \sqrt{3} * U_n} \quad [A] \tag{II.9}$$

Avec :

§ I_{cc} : courant de court circuit.

§ S_{cc} : puissance de court circuit [MVA].

§ n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau.

La puissance de court circuit S_{cc} est fonction du réseau environnant la ligne étudiée. Mais du point de vue dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs indiquées dans le tableau II.3 en fonction des principales tensions caractéristiques :

Tension phase/ phase U[kV]	Puissance de court circuit S _{cc} [MVA]	Courant de court circuit I _{cc} [kA]
150	80000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11.6

Tableau II.3 : Puissance et courant de court circuit [10]

Cette nouvelle valeur de courant conduit à calculer la section minimale qui permet de supporter ce courant durant le temps de court circuit (t_{cc}) tel que donnée par la formule suivante [3] :

$$S_{min} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{\alpha} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.10})$$

Avec :

- § S_{min} : section minimal de court circuit [mm^2].
- § t_{cc} : temps de court circuit [s].
- § α : facteur qui dépend du la nature de conducteur utilisé, spécialement son âme conductrice, on donne les valeurs suivantes [2]:

$\alpha=105,3$ pour le cuivre.

$\alpha= 55,07$ pour aluminium.

$\alpha=61,98$ pour almélec.

II.2.1.3) Critère de la chute de tension.

Pour déterminer ce critère, on se base sur le modèle simplifié de la ligne électrique tel que représenté par un schéma équivalent contenant une résistance (R) en série avec une réactance initial (X) tel que montré dans la figure II.1

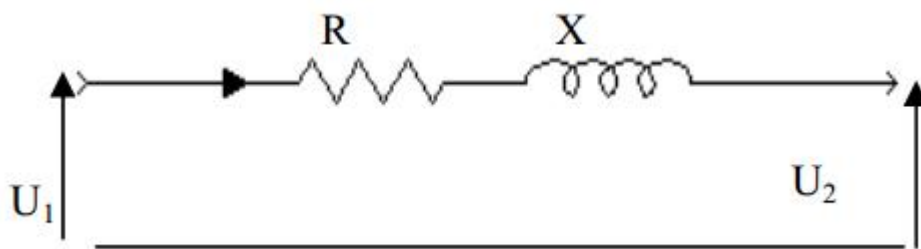


Figure II.1 : schéma équivalent d'une ligné électrique

Un simple calcule nous donne la relation de la chute tension :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n} \quad (\text{II.11})$$

on a :

$$P = \sqrt{3} * I_N * U_N * \cos(\varphi) \quad [\text{MW}] \quad (\text{II.12})$$

$$Q = \sqrt{3} * I_N * U_N * \sin(\varphi) \quad [\text{MVAR}] \quad (\text{II.13})$$

Avec :

§ P : puissance active transmise par la ligne électrique ($P = P_{\text{départ}}$).

§ Q : puissance réactive transportée par la ligne électrique

§ I_N : courant électrique de départ circulant dans la ligne [A]

§ U_N : tension nominal de service [kV]

§ R : résistance linéique de la ligne à 70°C [Ω]

§ X : réactance inductive linéique de la ligne [Ω]

§ φ : angle de déphasage entre la tension et le courant

On trouve donc la formule finale qui nous donne la valeur de la chute de tension admissible :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} * I_N}{U_N} * (R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)) \quad [\%] \quad (\text{II.14})$$

II.2.1.4) Critère économique

On calcule le coût total d'investissement pour les conducteurs pour une ligne aérienne en fonction de la section à l'aide de la formule suivante [10]:

$$C_t = A + B * S + \frac{C}{S} \quad (\text{II.15})$$

Avec

§ C_t : coût total des conducteurs sur les T années d'utilisation.

§ A : frais fixes (pose du câble.....)

§ B : coût des conducteurs.

§ S : section du câble (mm²)

Le terme C représente le coût de pertes et se calcule par la formule suivante :

$$C = 3 * \rho * L * N * p * f_{\text{actu}} * \frac{I_N}{n} \quad (\text{II.16})$$

§ ρ : résistivité électrique du conducteur.

§ L: longueur de la liaison aérienne.

§ I_N : courant nominal parcourant le câble en début de vie, dans le cas des conducteurs en faisceaux on doit diviser ce courant par le nombre de sous conducteurs (n)

§ N : nombre d'heures d'utilisation à pleine charge du point de vue perte

§ P : prix de KWh de perte d'énergie

§ f_{actu} : facteur d'actualisation, prend en compte l'érosion de la valeur de l'argent au cours des années ; il est obtenu comme suit :

$$f_{actu} = \frac{\frac{1-r^T}{1-r}}{1+\frac{i}{100}} \tag{II.17}$$

$$r = \frac{\left(1+\frac{a}{100}\right)^2 * \left(1+\frac{b}{100}\right)}{1+\frac{i}{100}} \tag{II.18}$$

Avec :

§ i : taux d'intérêt

§ a : augmentation annuelle de la puissance

§ b : pourcentage d'accroissement du prix du KWh

La section optimale du point de vue économique est donc celle pour laquelle la dérivée de la fonction coût par rapport à la section est nulle.

$$S_{ECO} = \sqrt{\frac{B}{C}} \quad [\text{mm}^2] \tag{II.19}$$

Après avoir calculé la section technique et économique, on doit choisir la plus grande section normalisée, selon le tableau II.4 suivant :

Section normalisée	Section Technique	Nombre de fils	Diamètre nominal	Diamètre extérieur du conducteur	Masse par km de conducteur **	Masse de grains par km de conducteur **	Résistance électrique par km de conducteur ** CPM à 20°C	Charge de rupture nominale du conducteur dN	Module d'élasticité du conducteur ** N/mm ²	Coefficient de dilatation linéique du conducteur * 10 ⁻⁶ K ⁻¹	limite de courant admissible A
mm ²	mm ²		mm	mm	kg/km	kg/km					
35	34,36	7	2,5	7,90	94	5	0,967	1105	59000	23 10 ⁶	180
55	54,55	7	3,15	9,45	149	8	0,609	1755	59000	23 10 ⁶	240
95	93,27	19	2,5	12,5	257	5	0,358	3005	56000	23 10 ⁶	340
117	116,99	19	2,8	14	322	7	0,286	3765	56000	23 10 ⁶	385
148	148,07	19	3,15	15,75	407	8	0,226	4765	56000	23 10 ⁶	450
153	152,81	19	3,2	16	421	9	0,218	4920	56000	23 10 ⁶	460
182	181,62	37	2,5	17,90	501	14	0,184	5845	56000	23 10 ⁶	510
198	197,96	37	2,61	18,3	546	15	0,169	6375	56000	23 10 ⁶	535
210	210,28	37	2,69	18,85	579	16	0,159	6770	56000	23 10 ⁶	560
228	227,83	37	2,8	19,6	627	17	0,147	7335	56000	23 10 ⁶	585
248	247,77	37	2,92	20,45	682	19	0,135	7980	56000	23 10 ⁶	620
265	265,04	37	3,02	21,15	731	20	0,127	8985	56000	23 10 ⁶	645
288	288,35	37	3,15	22,05	795	22	0,116	9285	56000	23 10 ⁶	680
298	297,57	37	3,2	22,4	819	22	0,112	9585	56000	23 10 ⁶	695
313	312,64	37	3,28	22,95	859	24	0,107	10070	56000	23 10 ⁶	715
318	318,38	37	3,31	23,2	878	24	0,105	10250	56000	23 10 ⁶	720
366	366,23	37	3,55	24,85	1009	28	0,0913	11795	56000	23 10 ⁶	790
446	445,68	61	3,05	27,45	1230	37	0,0752	14355	54000	23 10 ⁶	895
475	475,38	61	3,15	28,35	1312	40	0,0705	15310	54000	23 10 ⁶	925
570	570,24	61	3,45	31,05	1573	48	0,0588	18365	54000	23 10 ⁶	1035
621	620,90	61	3,6	32,4	1713	52	0,0540	19995	54000	23 10 ⁶	1095
709	709,17	91	3,15	34,65	1964	63	0,0474	22840	54000	23 10 ⁶	1185
851	850,69	91	3,45	37,95	2356	76	0,0395	27390	54000	23 10 ⁶	1330
926	926,27	91	3,6	39,6	2562	83	0,0366	29830	54000	23 10 ⁶	1410

Tableau II.4 : Section normalisée conducteur almélec [10]

II.2.2) Boucle sur les calculs mécaniques

Nous devons d'abord déterminer le poids équivalent et l'angle d'inclinaison des chaînes de suspension des câbles en s'appuyant sur deux hypothèses été 'H1' et hiver 'H2'

Nous déterminerons ensuite la portée critique que nous comparerons avec la portée moyenne (voir figure II.2).

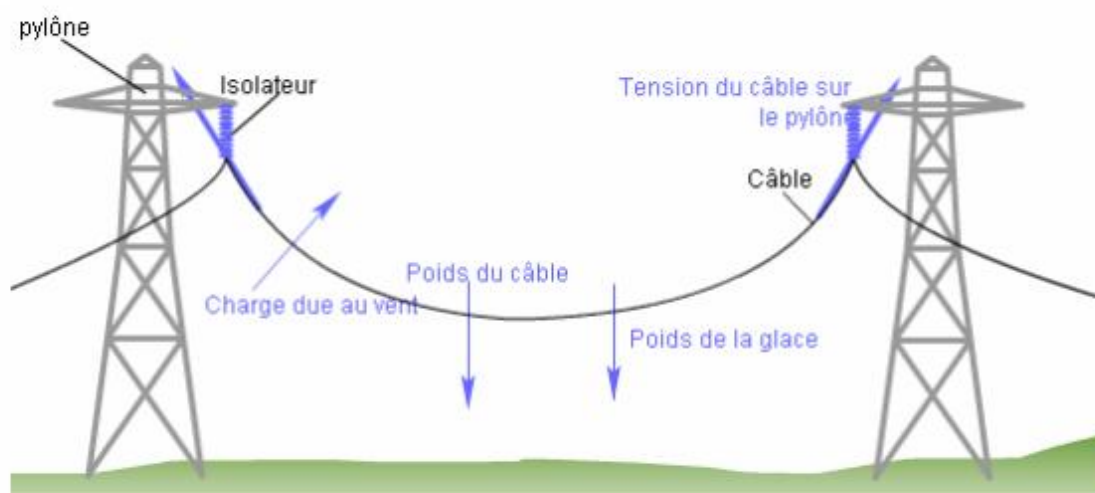


Figure II.2 : Effort mécanique sur une ligne électrique

En fonction du résultat de cette comparaison, nous déterminerons, parmi 'H1' et 'H2', quelles sont les conditions météorologiques qui imposent les contraintes mécaniques les plus importantes sur notre portée. Nous en tirerons alors la constante « a » de l'équation d'état (dite de Blondel). Une fois cette constante obtenue, nous pourrions déterminer la tension mécanique dans les câbles quels que soient les paramètres météorologiques.

Nous déterminerons ensuite la flèche maximale et la hauteur d'accrochage des conducteurs, la longueur de la chaîne de suspension et les distances phase/phase et phase/neutre.

L'étude mécanique est basée sur les conditions (hypothèses) climatiques de but :

- Le respect du facteur de sécurité et de surcharges dans les conditions prévues.
- Vérification des distances réglementaires à la flèche maximale.
- Calcul des efforts exercés par les conducteurs sur le support.

II.2.2.1) Hypothèses climatiques.

Dans l'établissement d'un projet de ligne, le concepteur doit disposer des conditions climatiques à prendre en compte dans son calcul : les températures, l'action du vent et les surcharges éventuelles de glace, de givre ou de neige. Ces conditions vont nous permettre de calculer l'angle d'inclinaison que font les conducteurs par rapport à la verticale suite à l'effet du vent (ce sont les Psi), ainsi que le poids équivalent que devront supporter les chaînes d'isolateurs.

Afin d'assurer une sécurité suffisante, malgré les conditions climatiques variées des régions traversées de pays, celles-ci sont divisées en trois zones géographiques caractérisées par des régimes de températures définis dans le tableau II.5

		Les zones		
		Zone 1 : soumis à influence marine sans surcharge de givre	Zone 2 : Haut plateau, massifs montagneux, plaines intérieur avec givre	Zone 3 : Zone déserte sans givre
Température T° (°C)	T° moyenne	+20	-5	+75
	T° minimale	+20	-5	+75
	T° maximale	+25	-5	+75

Tableau II.5 : Température en fonction de zone de pays

On adopte les hypothèses climatiques suivantes pour les calculs, bien que les valeurs soient susceptibles d'être modifiées suivant le règlement du pays:

- Hypothèse hiver : température de [$\theta_{\text{hiver}} = -5^{\circ}\text{C}$] et vent de force réduite.
- Hypothèse été : température de [$\theta_{\text{été}} = +20^{\circ}\text{C}$] et vent de force maximale "normale".
- Hypothèse canicule : température de [$\theta_{\text{canicule}} = +70^{\circ}\text{C}$] et pas de vent.
- Hypothèse everyday stress (EDS) : température de [$\theta_{\text{EDS}} = +15^{\circ}\text{C}$] et pas de vent, a la température moyenne de la région, sans vent, la tension du câble ne devra, en aucun cas, dépasser les 18% de sa charge de rupture.
- Hypothèse du givre : le tableau II.6 résume quelques valeurs à prendre en considération lors des calculs de ligne électrique aérienne.

		EPPAISSEUR DU MANCHON DE GIVRE (en cm)						
		CONDUCTEUR					C.D.G	
Désignation du givre	Poids linéique du givre Kg/m	228mm ²	288mm ²	366mm ²	411mm ²	617mm ²	116mm ²	132mm ²
LOURD	6,00	4,74	4,64	4,53	4,47	4,26		
MOYEN	4,00	3,73	3,63	3,52	3,27	3,27		
LEGER	2,00	2,42	2,33	2,24	2,02	2,02		
CABLE DE GARDE	1,20	/	/	/	/	/	1,92	1,4

Tableau II.6 : Les catégories de givre [2]

II.2.2.2) Calcul de l'angle d'inclinaison (Psi) et le poids équivalent (Pég).

Ce calcul consiste à évaluer les différents efforts exercés sur les extrémités du câble conducteur, essentiellement l'effort du vend (F) et le poids de conducteur (p).

L'effort F du vent, exprimé en Newtons sur les éléments constitutifs de la ligne est fourni par la formule :

$$F_L = C_X * Q_{\text{pression}} * A \quad [\text{N/m}] \quad (\text{II.20})$$

Avec :

§ C_X : coefficient d'aérodynamique d'ensemble dans la direction du vent

- § Q_{pression} : pression dynamique, exprimée en [Pascals], qui est proportionnelle à la pression dynamique de base q_{base} .
- § A : surface, en [m], que l'élément présent au vent, perpendiculairement à la direction dans laquelle il souffle. Pour les conducteurs, elle est calculée à partir du produit entre le diamètre de conducteur et la portée.

La pression dynamique Q_{pression} est égale à la pression dynamique de base q_{base} à un coefficient de dispersion près. Ce coefficient varie de 0,25 à 0,7 et dépend de l'hypothèse climatique sélectionnée (été, hiver, canicule ou Everyday stress). La pression dynamique de base est donnée, en fonction de la vitesse du vent (fonction de la hauteur au-dessus du sol), dans le tableau (II.7).

Hauteur au dessus du sol [m]	Vitesse du vent [m/s]	Pression dynamique de base (qb) [Pa]
Jusque 25	35	750
De 25 à 50	36,6	800
De 50 à 75	37,27	850
De 75 à 100	38,36	900
De 100 à 125	39,41	950
De 125 à 150	40,43	1000
De 150 à 175	41,43	1050
De 175 à 200	42,21	1100

Tableau II.7 : Vitesse du vent et pression dynamique en fonction de la hauteur [10].

Après avoir défini les deux efforts F et P (voir figure II.3), on calcul l'angle d'inclinaison ψ (Ψ) et le poids équivalent $P_{\text{éq}}$ pour les quatre hypothèses via les formules suivantes :

$$\text{Selon X : } p \cdot \cos(\psi) + F_L \cdot \sin(\psi) = p_{\text{éq}} \tag{II.21}$$

$$\text{Selon Y : } p \cdot \sin(\psi) = F_L \cdot \cos(\psi) \tag{II.22}$$

$$p = \frac{(\lambda \cdot g)}{100} \quad [\text{N/m}] \tag{II.23}$$

Avec :

- § λ : charge linéique de matériau conducteur [kg/km]
- § g : constante de l'accélération de la terre [m/s²].

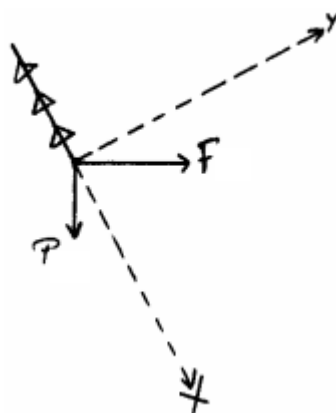


Figure II.3 : Efforts appliqués sur l'extrémité de câble conducteur

Le tableau (II.4) donne des valeurs à prendre pour la charge linéique pour différentes sections du conducteur utilisé. On se limite au conducteur Almélec qui est généralement le conducteur de ligne électrique aérienne.

Ce qui donne finalement les deux expressions de psi et P_{éq} :

$$\Psi = \tan^{-1} \left[\frac{F}{P} \right] \quad [^\circ\text{C}] \quad (\text{II.24})$$

$$p_{\text{éq}} = P \cdot \cos(\Psi) + F \cdot \sin(\Psi) \quad [\text{N/m}] \quad (\text{II.25})$$

II.2.2.4) Calcul des tensions mécaniques et portées hypothétiques.

Pour pouvoir calculer les tensions mécaniques et les portées hypothétiques, nous devons introduire l'équation d'état, dit de Blondel. Elle permet de calculer un état inconnu à partir d'un état connu où, par état, nous entendons une caractéristique inconnue de la ligne (la portée, la tension mécanique, ...). Cette équation est probablement un passage fondamental dans le calcul des lignes.

Pour ce faire, nous allons supposer que le conducteur est homogène, c'est-à-dire que le module d'élasticité E (module de Young) et le coefficient de dilatation linéaire (α) sont constants. Nous connaissons la nature du conducteur, sa section (S), son diamètre (d), son poids linéique équivalent dans chaque hypothèses (p), et nous supposons connue la portée (x).

Pour obtenir l'expression de l'équation d'état, il suffit de remarquer la différence de longueur d'arc entre l'état final et l'état initial, notée $(s_2 - s_1)$. On écrit que la différence de longueur d'arc $(s_2 - s_1)$ entre l'état 2 et l'état 1 correspond la somme algébrique de :

- L'allongement élastique : $s_1 \cdot \frac{T_1 - T_2}{E \cdot S}$
- L'allongement thermique : $s_1 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)$

E est le module de Young du conducteur (N/m^2), α le coefficient de dilatation linéaire du conducteur (K^{-1}) et S sa section (mm^2).

La figure II.4 montre la longueur d'arc (s)

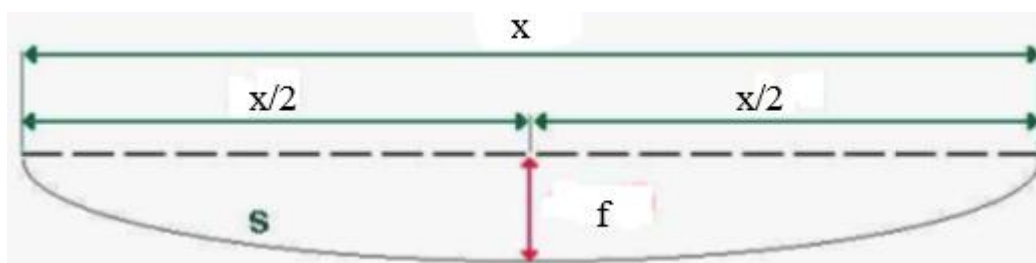


Figure II.4 : Longueur d'arc (s) flèche (f), portée (x)

Pour chaque hypothèse climatique, on calcule sa propre tension mécanique (T) à l'aide de la formule suivante :

$$\frac{T^3}{E \cdot S} - (a + \alpha \cdot \theta) \cdot T + \frac{P_{\text{éq}} \cdot x_{\text{moy}}}{24} = 0 \tag{II.26}$$

Avec :

- § a : constante de portée retenue associée à l'hypothèse choisie, elle se calcule par la formule (II.26) en posant $(T = T_{\text{max}})$
- § α : coefficient de dilatation thermique du conducteur [K^{-1}]
- § θ : Température de l'hypothèse choisie [$^{\circ}C$]
- § $p_{\text{éq}}$: poids équivalent pour l'hypothèse choisie [N/m]

On résout l'équation (II.25) du 3^{ème} degré à variable (T) en introduisant les valeurs des hypothèses.

Après avoir déterminé la constante de portée et les différentes tensions mécaniques dans chaque hypothèse, on calcule les portées hypothétiques dans chaque hypothèse climatique.

Hypothèse été.

$$X_{été} = \sqrt{\frac{T_{max} - T_{canicule} - \alpha * (\theta_{canicule} - \theta_{été})}{E * S} \cdot \frac{1}{\left(\frac{P_{été}}{T_{max}}\right)^2 - \left(\frac{P_{canicule}}{T_{canicule}}\right)^2}} \quad [m] \quad (II.27)$$

Hypothèse hiver.

$$X_{hiver} = \sqrt{\frac{T_{max} - T_{canicule} - \alpha * (\theta_{canicule} - \theta_{hiver})}{E * S} \cdot \frac{1}{\left(\frac{P_{hiver}}{T_{max}}\right)^2 - \left(\frac{P_{canicule}}{T_{canicule}}\right)^2}} \quad [m] \quad (II.28)$$

Hypothèse canicule.

Dans cette hypothèse on calcul la portée critique qu'on compare avec les deux portée déterminées dans les deux hypothèses précédentes

$$X_{critique} = T_{max} * \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta_{hiver} - \theta_{été})}{p_{été}^2 - p_{hiver}^2}} \quad [m] \quad (II.29)$$

- T_{max} est la tension maximale que doit supporter le conducteur, elle vaut en général $\frac{1}{3}$ de la charge de rupture nominale du conducteur (donnée dans le tableau II.6)
- x_{moy} est la portée moyenne, autrement dit la portée vraisemblable ; elle se détermine dans le bute pas se trouver dans des valeurs de portée trop petites ou trop grandes, elle se calcule a l'aide des formules suivantes :

$$X_{moy} = \frac{X_{max} + X_{min}}{2} \quad [m] \quad (II.30)$$

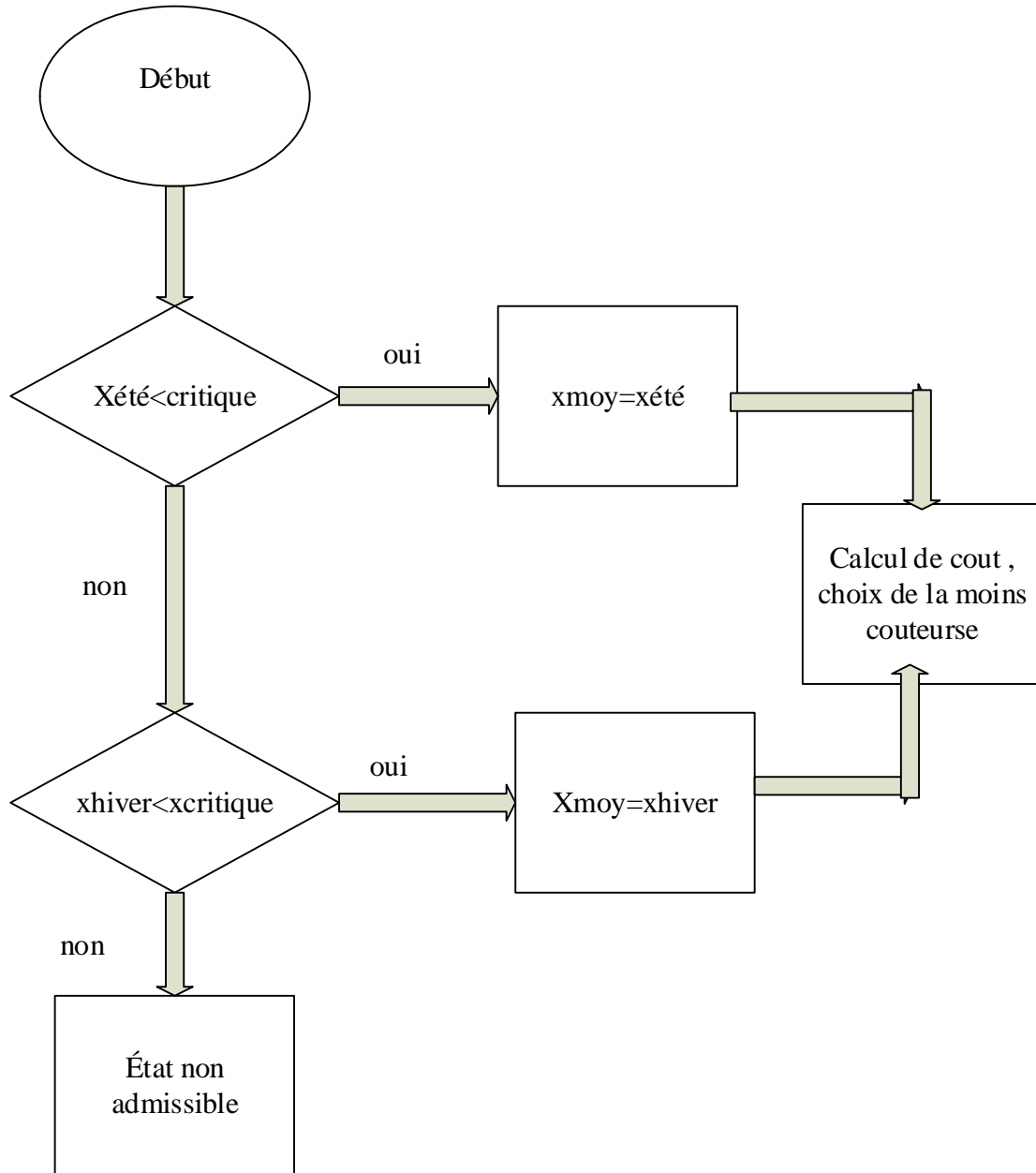
Avec :

$$X_{min} = \frac{U_n + 100}{2} \quad [m] \quad (II.31)$$

$$X_{max} = 2 * (U_n + 100) \quad [m] \quad (II.32)$$

§ U_n : la tension nominale de service en [kV]

A partir de la connaissance des portées hypothétiques hiver, été, critique, nous pouvons déterminer la portées moyenne comme l'organigramme II.1 montre :



Organigramme II.1 : Choix de la portée

II.2.2.5) Calculs de la flèche.

La flèche f_{max} est la distance verticale entre la ligne droite joignant deux isolateurs consécutifs la supportant et la tangente au conducteur parallèle à cette droite. En terrain plat et horizontal, le point le plus bas du conducteur est au milieu de la portée, si les supports sont identiques c'est en ce point que se mesure la flèche tel que le montre la figure II.5.

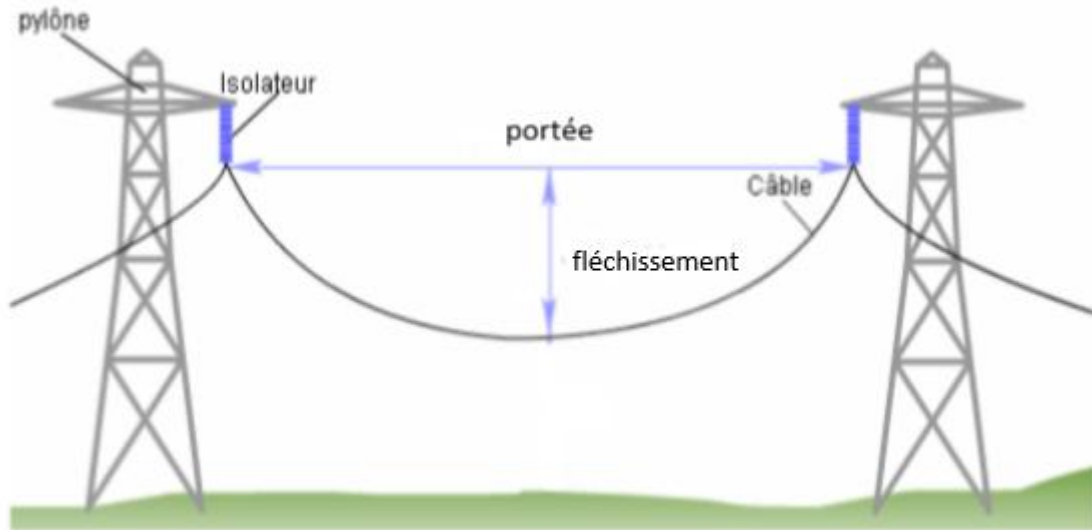


Figure II.5 : Fléchissement de ligne

Elle dépend des caractéristiques mécaniques du conducteur et se calcule à l'aide de la formule suivante [3]:

$$f_{\max} = \frac{p \cdot l_{\text{canicule}}^2 \cdot x_{\text{canicule}}}{8 \cdot T_{\text{canicule}}} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.33})$$

II.2.2.6) Calcul de la longueur de la chaîne d'isolateurs.

Pour une approche rapide, nous utiliserions le tableau II.8 pour calculer le nombre d'assiettes nécessaires en fonction de la tension de la ligne.

Tension de ligne (kv)	Nombre d'assiettes standard
69	4-6
115	7-9
138	8-10
230	12
287	15
345	18
500	24
765	30-35

Tableau II.8 : Nombre d'assiettes en fonction de la tension de ligne [11].

On détermine d'abord le degré de salinité, ensuite la tension de tenue aux chocs de foudre BIL et finalement la longueur de fuite "théorique" L_f qui devra être respectée par la chaîne de façon à protéger correctement la ligne.

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir fixer la tension de contournement β [cm/kV $_{\square}$], à partir tableau II.9.

	Zone de pollution			
	I	II	III	
salinité	7	20	80	[Kg/m ³]
niveaux	Faiblement pollué	Moyennement pollué	Fortement pollué	
localisation	majeure partie du territoire	Zone éloignée de quelques kilomètres du bord de la mer ou des industries	Bord de mer et proximité d'industries	
B	1,48	1,83	2,34	[cm/kV $_{\square}$]

Tableau II.9 : Tension de contournement β en fonction du degré de salinité [2]

Dans cette méthode, on envisage comme critère de dimensionnement, en plus de la tension nominale, la tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL (Basic Insulation Level) et la tension la plus élevée admissible par le matériel (U_M) de la ligne. Les normes C.E.I. ont défini les valeurs du BIL, (voir tableau II.10).

	Tension nominal de la ligne U_N [kVeff]	Tension la plus élevée pour le matériel U_M [kVeff]	Tension nominale de tenue aux chocs de foudre BIL [kVcrête]
Classe A : $1 \leq U_M \leq 52$	3	3,6	40
	6	7,2	60
	10	12	75
	15	17.5	95
	20	25	125
	30	36	170
Classe B : $52 \leq U_M \leq 300$	50	52	250
	70	72.5	325
	110	123	450
	130	145	550
	150	170	650
	220	245	750

Tableau II.10 : Tension BIL en fonction de la tension nominal de ligne [10]

Après que la tension de contournement (β) et la tension maximale admissible (U_M) sont connues, on calcule la longueur de la ligne de fuite des isolateurs par la formule :

$$L_f = 1,1 * U_M * \beta \quad [\text{mm}] \quad (\text{II.34})$$

Le choix de la chaîne d'isolateur s'effectue comme suit :

- Nous déterminons le 'BIL' (à partir de U_n , tableau II.10), le niveau de pollution (définit la valeur de ' β ') et l'effort de traction maximal ' T_{MAX} ' (par l'équation II.25) auxquels la chaîne sera soumise.
- Nous considérons d'abord des assiettes de type « standard ». En fonction de l'effort de traction ' T_{MAX} ' que la chaîne devra supporter, nous choisissons, parmi les modèles d'assiettes convenant, celui qui n'est pas le plus petit parmi la liste proposée au tableau II.11.
- En se référant au tableau II.12, nous déterminons le nombre ' N_1 ' d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le 'BIL'.
- Nous déterminons le nombre ' N_2 ' en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite est suffisante :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad (\text{II.35})$$

Comparant N_1 et N_2 , si le module de leur différence est inférieur à 5, alors le nombre d'assiettes est la plus grande des deux valeurs ' N_1 ' et ' N_2 '. Dans le cas contraire, nous considérons que les conditions sont néfastes et avons recours à des assiettes de type « antifog ». Ces dernières sont surdimensionnées au point de vue de la ligne de fuite par rapport aux assiettes « standard ». Dans ce cas, nous recommençons le calcul en nous basant sur les tableaux II.13 et II.14.

Finalement on obtient les caractéristiques de la chaîne d'isolation c'est à dire la masse (M) et la longueur totale de la chaîne (SL) en utilisant les équations suivantes :

$$SL = \text{nombre d'assiette} * \text{pas} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.36})$$

$$M = \text{nombre d'assiette} * \text{masse d'une assiette} \quad [\text{Kg}] \quad (\text{II.37})$$

T _{MAX} [daN]	70	100	120	160	210	240	300
Caractéristique d'une assiette	F70/127	F100/127	F120/127	F160/146	F210/170	F240/170	F300/195
Pas [mm]	127	127	127	146	170	170	195
Ligne de fuite [mm]	320	318	315	380	380	380	485
Masse [Kg]	3,5	3,73	3,8	6,0	7,1	7,4	10,9

Tableau II.11 : Caractéristiques d'isolateurs standard [10]

	Pas [mm]			
	127	146	170	165
Nombre d'assiettes	Tension BIL [kV]			
2	190	190	205	225
3	260	270	285	315
4	320	340	360	405
5	380	410	440	495
6	435	480	520	580
7	490	550	600	665
8	550	620	675	745
9	615	690	755	830
10	675	760	835	910
11	735	830	915	990
12	795	900	990	1070

Tableau II.12 : Nombre d'assiettes standard en fonction de la tension de la foudre BIL [10]

T _{MAX} [daN]	100	120	160	210	240	300
Caractéristique d'une assiette	F100P/146	F120P/146	F160P/170	F210P/170	F240P/170	F300P/195
Pas [mm]	146	146	170	170	170	195
Ligne de fuite [mm]	445	445	545	530	530	960
Masse [Kg]	5,6	6,7	8,5	9,5	10,4	15,2

Tableau II.13 : Caractéristique d'isolateur antifog [10]

	Pas [mm]		
	146	170	195
Nombre d'assiettes	Tension BIL [kV]		
2	235	270	380
3	320	370	390
4	390	450	495
5	465	540	600
6	545	625	700
7	620	710	810
8	695	800	910
9	775	890	1015
10	855	980	1120
11	935	1070	1230
12	1015	1170	1340

Tableau II.14 : Nombre d'assiettes antifog en fonction de la tension de la foudre BIL [10]

II.2.2.7) Calcul de géométrie de pylône.

Nous allons simplifier au maximum la présentation du calcul de la géométrie des supports, qui nous déclinent en quatre modèles : nappe, nappe-voûte, triangle et drapeau. Nous allons présenter en détail un de ces quatre modèles qui est modèle triangle avec les différentes contraintes, (voir figure II.6).

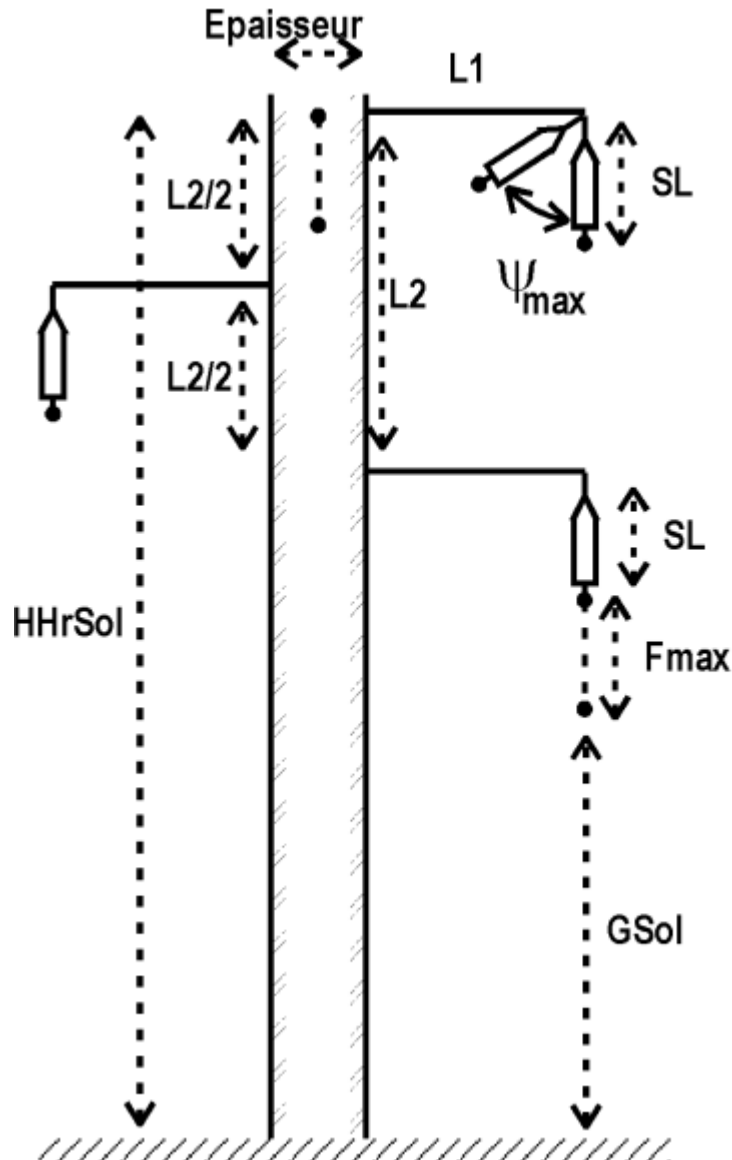


Figure II.6 : support modèle triangle

a) Calcul de garde au sol.

La Garde au sol (GSol) signifie la hauteur en dessous de laquelle un conducteur ne peut pas se trouver. Sa valeur est déterminante pour le calcul de la hauteur des supports. Le tableau II.15 ci-dessous donne en fonction de la tension de la ligne et la nature du terrain la distance minimale entre le conducteur et le sol.

		Distance verticale	Distance directe
Ligne à basse tension	conducteur, câble aérien, conducteur de terre	6 m	5 m
Ligne ordinaire à haute tension dans des régions impraticables, non carrossables	conducteur	6 m + s	5 m + s
	câble aérien, conducteur de terre	6 m	5 m
Ligne ordinaire à haute tension dans d'autres régions	conducteur	7 m + s	5 m + s
	câble aérien, conducteur de terre	7 m	5 m
Ligne à grandes portées à haute tension	conducteur	7,5 m + s	5 m + s
	câble aérien, conducteur de terre	7,5 m	5 m

s = 0,01 m par kV de tension nominale.

Tableau II.15 : Dégagement minimal en fonction du type de tension et de la nature du terrain [12].

Ensuite la longueur L1 est définie avec l'espacement horizontal entre la phase et le pylône :

$$L1 = E_{\square} \square_{\text{horizontale}} + \cos(\psi_{\text{MAX}}/2) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.38})$$

Tandis que pour L2, nous devons considérer à la fois la distance phase/phase et la distance phase/terre :

$$L2 = \max(E_{\square} \square_{\text{verticale}} ; SL + E_{\square N}) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.39})$$

b) La hauteur hors de sol

la hauteur hors de sol se calcule avec la formule suivante :

$$\text{HHrSol} = G_{\text{sol}} + f_{\text{max}} + SL + L2 \quad [\text{m}] \quad (\text{II.40})$$

c) Distance phase/ phase, distance phase/neutre

Avant de dimensionner le support triangle, on doit calculer ses deux distance.

La distance verticale entre deux phases ($E_{\phi\phi, \text{verticale}}$) se calcule avec la formule suivante :

$$E_{\phi\phi, \text{verticale}} = \frac{U_n}{150} + \text{CFI} * \sqrt{f_{\text{max}} + SL} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.41})$$

La distance horizontale entre deux phases ($E_{\varphi\varphi, \text{horizontale}}$) se calcule avec la formule suivante :

$$E_{\varphi\varphi, \text{horizontale}} = \frac{0.8}{\cos\frac{\varnothing}{2}} * E_{\varphi\varphi, \text{verticale}} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.42})$$

Dans le cas des pylônes de suspension et d'ancrage on a $\varnothing = 0$, mais dans le cas des pylônes d'angle, $\varnothing \neq 0$. Un ordre de grandeur pour \varnothing est 30°

La distance verticale min. entre phases et terre vaut :

$$E_{\varphi N} = \frac{U_n}{150} \quad [\text{m}] \quad (\text{II.43})$$

d) Distance entre phase et support

Pour dimensionner le bras de suspension du pylône, nous devons tout d'abord considérer l'espacement vertical entre la phase et le bras, ce qui nous conduit à définir SL'

$$SL' > SL * \cos(\psi_{\text{MAX}}/2) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.44})$$

Avec :

§ ψ_{MAX} : angle maximal entre la chaîne d'isolateurs et le bras [degré]

§ SL : longueur de la chaîne d'isolateurs [m].

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons essayé de nous familiariser avec la technologie et les matériaux utilisés pour la construction des lignes électriques aériennes. Aussi les différentes grandeurs de dimensionnement des lignes électriques aériennes ont été calculées, et parmi lesquelles on notera :

- Les grandeurs sur les conducteurs : courant électrique et la section optimale des conducteurs.
- Les grandeurs géométriques et mécaniques : portée, flèches, distance entre phases phases-neutre et phase -terre

Le chapitre suivant consiste les calculs des paramètres électriques et magnétiques caractéristiques de la ligne électrique aérienne.

Chapitre III : Modélisation d'une ligne électrique aérienne

Introduction

Les facteurs importants dans la conception et l'exploitation d'une ligne de transmission électrique sont la détermination de la chute de tension, les pertes de puissance et du rendement de la ligne de transmission. Ces valeurs sont fortement influencées par les paramètres électriques R , L et C de la ligne de transport. Par exemple, la chute de tension dans la ligne dépend des valeurs des constantes de paramètres électriques de ligne ci-dessus.

De même, la résistance des conducteurs de lignes de transmission est la cause la plus importante de la perte de puissance dans la ligne et détermine l'efficacité de la transmission.

Dans ce chapitre, nous allons développer des formules grâce auxquelles nous pouvons calculer les paramètres linéiques des lignes électriques ainsi que les champs électrique, magnétique et l'effet couronne.

Ces formules sont importantes pour deux raisons principales :

- Tout d'abord, ils fournissent une occasion de comprendre les effets des paramètres de la ligne de flux de tensions et le flux de puissance.
- Deuxièmement, ils aident à développer une compréhension globale des phénomènes qui se produisent sur le système d'alimentation électrique.

III.1) Schéma équivalent d'une ligne électrique

Les lignes électriques possèdent des propriétés électriques communes malgré leur diversité. En effet, une ligne possède une résistance, une conductibilité, une réactance inductive et une réactance capacitive. Ces impédances sont réparties uniformément sur toute la longueur de la ligne si bien qu'on peut représenter la ligne par une série de sections R , L , C identiques comme on peut le voir sur la figure II.1. Pour un régime équilibré on utilise l'un des schémas équivalents monophasés montré sur la figure II.2(a) ou figure II.2(b).

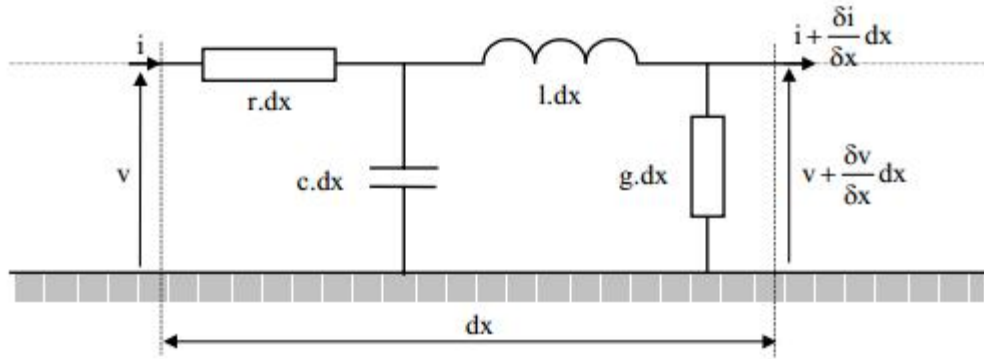


Figure III.1 : Schéma équivalent d'une ligne électrique

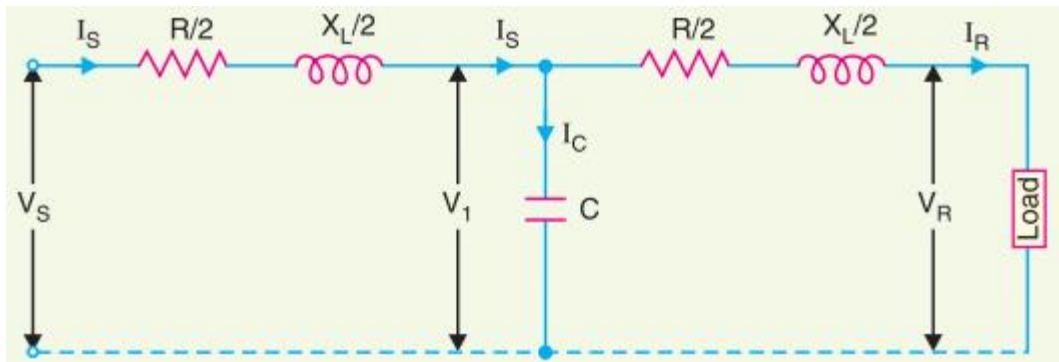


Figure III.2(a) : Schéma équivalent monophasé forme T

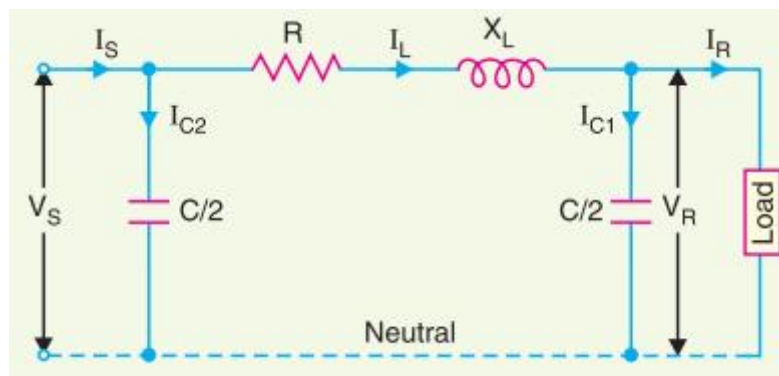


Figure III.2(b) : Schéma équivalent monophasé forme π

III.2) Calcul des paramètres linéiques de la ligne électrique

III.2.1) Résistance linéique d'une ligne

La résistance linéique est un paramètre qui dépend :

- du type du matériau des conducteurs,
- de la longueur et la section de la ligne,
- de la température de l'environnement,
- des effets particuliers tels que l'effet de peau.

III.2.1.1) Résistance linéique en courant continu

La résistance ohmique R , exprimée en (Ω), en courant continu, d'un conducteur homogène de longueur L (en m), de section uniforme S (en mm^2) et de résistivité ρ ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) est donnée par la formule classique suivante :

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad [\Omega] \quad (\text{III.1})$$

Les formulaires, ainsi que les prescriptions des organismes de normalisation indiquent généralement les valeurs de la résistivité des conducteurs à 20°C (ρ_{20}) ou à 0°C (ρ_0). Pour une autre température θ comprise entre (-100) et $(+100)$ $^\circ\text{C}$, on calcule la valeur de la résistivité (ρ_θ) par la formule :

$$\rho_\theta = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad [\Omega\text{mm}^2/\text{m}] \quad (\text{III.2})$$

Avec :

- § α_{20} : étant le coefficient de température de la résistivité à 20°C donné également dans le tableau II.1.

III.2.1.2) Résistance linéique en courant alternatif

Dans le cas d'un courant alternatif, il y aura une petite augmentation de cette résistance dû à la fréquence ; ce phénomène est appelé effet de peau ou effet pelliculaire (quand la fréquence est suffisamment grande, le courant est localisé dans une épaisseur δ à la surface du conducteur appelée épaisseur de peau).

L'effet de peau entraîne une augmentation de pertes par effet Joule, donc la résistance linéique en courant alternatif est obtenue en multipliant la résistance linéique en courant continu par le coefficient (K) qui se calcul d'après la formule suivante :

$$K = \frac{1}{4} + \sqrt[6]{\left(\frac{3}{4}\right)^6 + \left(\frac{D}{4\delta}\right)^6} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

D : diamètre du conducteur [m] ;

δ : profondeur de pénétration du courant [m], elle se calcule par la formule :

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\pi * f * \mu_0 * \mu_r}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.4})$$

Avec :

§ ρ : résistivité du métal conducteur [$\Omega \cdot \text{m}$] ;

§ f : fréquence du réseau [Hz] ;

§ μ_0 : perméabilité magnétique de vide ($4 * \pi * 10^{-7}$) [H/m].

§ μ_r : perméabilité magnétique relative du conducteur ($\mu_r=1$ pour les conducteurs électriques utilisés dans les lignes).

La résistance linéique en alternatif dépend aussi de deux autre paramètres K_1 et K_2 :

K_1 : dû au traitement que subit le métal au cours des opérations de tréfilage ;

K_2 : dû aux câblages des couches extérieurs.

Donc :

$$R_L = K * K_1 * K_2 * \frac{\rho_{20}}{S * 10^{-3}} * [1 + \alpha_{20} * (\theta - \theta_{20})] \quad (\text{III.5})$$

Donc l'expression finale de la résistance linéique en courant alternatif est :

$$R_L = R_0 * [1 + \alpha_{20} * (\theta - \theta_{20})] \quad [\Omega] \quad (\text{III.6})$$

Où :

$$R_0 = K * K_1 * K_2 * \frac{\rho_{20}}{S * 10^{-3}} \quad [\Omega \cdot \text{m}] \quad (\text{III.7})$$

III.2.2) Inductance linéique

Une inductance (supposée linéaire) est toujours le quotient entre le flux magnétique embrassé par la boucle conductrice et le courant qui la parcourt. Chaque tronçon de ligne électrique est aussi soumis à un champ magnétique variable créé par le courant circulant dans les tronçons voisins. Il est donc le siège de phénomènes d'induction caractérisés par l'inductance (L_L). Cette dernière dépend des éléments suivant :

- Le rayon de conducteur ;
- Le type de matériel du conducteur à utilisé (magnétique ou non magnétique) ;
- La distance entre les phases de la ligne ;
- Le nombre de conducteur par la phase de la ligne ;
- Le nombre de terre sur les supports.

Nous avons deux types d'inductances :

- L'inductance propre (ou self-inductance) d'un conducteur électrique parcouru par un courant est définie, à un instant donné, comme étant le rapport entre les valeurs du flux induit par le courant et ce courant lui-même.
- L'inductance mutuelle se manifeste par l'interaction entre les conducteurs de phases, entre les conducteurs des différents ternes et entre tous les conducteurs parcourus par un courant tel que le fil de garde et le retour par la terre.

Pour la ligne électrique triphasée à simple terna avec un conducteur par phase, l'expression de l'inductance linéique est donnée par la formule suivante [13]:

$$L_L = \frac{\mu_0}{2 * \pi} * \left(\frac{\mu_r}{4} + \ln \frac{D}{r} \right) \quad [\text{H/m}] \quad (\text{III.8})$$

Avec:

§ D : distance entre les deux conducteurs [m] ;

§ r : rayon de chaque conducteur [m] ;

Le terme $(\mu_r / 4)$ correspond à l'inductance intérieure, c'est à dire créée par le flux intérieur à chaque conducteur, et le terme $(\ln (D / r))$ correspond à l'inductance extérieure.

Cette formule ne tient pas compte de l'effet pelliculaire, qui tend à augmenter la densité de courant près de la surface des conducteurs et à diminuer le terme $\mu r / 4$. En fait, dans les calculs de lignes de transport d'énergie du réseau de transport, ce terme est négligé. Il reste:

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln \frac{D}{r} \quad [\text{H/m}] \quad (\text{III.9})$$

Lorsque la ligne est symétrique (même rayon des conducteurs et même distance entre eux), on considère que les conducteurs sont disposés au sommet d'un triangle équilatéral (voir la figure III.3)

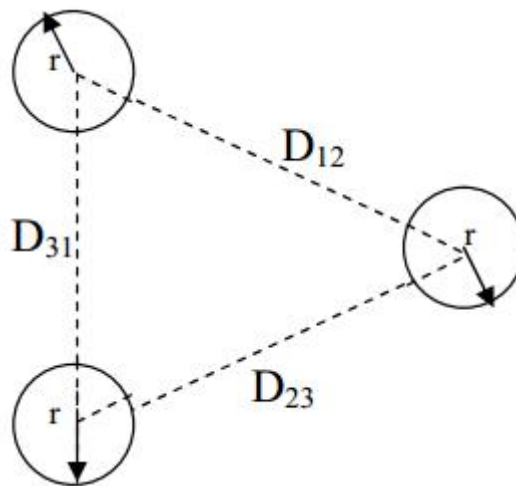


Figure III.3 : Position en triangle des conducteurs

La distance moyenne inter conducteur vaut :

$$\text{GMD} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{31}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.10})$$

Le rayon moyen du faisceau de conducteurs vaut :

$$\text{GMR}_{\text{cond}} = R * \sqrt[n]{\frac{n * r}{R}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.11})$$

Avec :

R : rayon de faisceau

r : rayon de conducteur élémentaire

n : nombre de conducteur élémentaire

L'expression de l'inductance linéique sera :

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{GMD}{GMR_{cond}} \right) \quad [H/m] \quad (III.12)$$

III.2.3) Réactance inductive linéique

Elle dépend de l'inductance linéique, de la longueur de la ligne et de la fréquence du courant alternatif, elle se calcule par la formule suivante :

$$X_L = 2\pi f L_L \quad [\Omega/Km] \quad (III.14)$$

Avec :

§ X_L : réactance inductive de la ligne [Ω/Km] ;

III.2.4) Capacité linéique de la ligne

La capacité linéique est un paramètre qui peut dépendre des éléments suivants :

- Le rayon du conducteur ;
- La hauteur du conducteur au dessus du sol ;
- La distance géométrique entre phases.
- De la permittivité diélectrique du conducteur isolé

Pour la position de conducteur illustré sur la figure III.3, la capacité linéique de la ligne se calcule avec la formule suivante :

$$C_L = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{GMD}{r_c}\right)} \quad [F/m] \quad (III.15)$$

Avec :

r_c : rayon équivalent du faisceau de conducteur [m]

Pour les conducteurs électriques, la permittivité diélectrique relative est égale à l'unité, alors :

$$\epsilon = \epsilon_r * \epsilon_0 = \frac{1}{36\pi * 10^9}$$

III.2.5) Réactance capacitive linéique

Se calcule avec la formule suivante :

$$X_C = \frac{1}{2 * \pi * f * C_L} \quad [\text{F/km}] \quad (\text{III.16})$$

III.3) Calcul des champs électrique et champ magnétique.

Lorsque les niveaux de tension électrique sont quelconques, on procède généralement par le calcul des distances minimales satisfaisant au niveau des perturbateurs admissibles, pour l'induction magnétique et le champ électrique. La méthodologie générale est basée soit sur les expressions analytiques de la loi de Biot et Savart pour l'induction magnétique, et la loi du champ électrique (issue de la loi de Coulomb), soit sur la résolution numérique (méthode des éléments finis ou différences finies), des équations aux dérivées partielles des champs magnétique et électrique formulées à partir des équations de Maxwell.

III.3.1) Calcul de champ électrique.

$$V(x,y) = -2 * K * \lambda * \ln\left(\frac{r_1(x,y)}{r_2(x,y)}\right) \quad (\text{III.17})$$

Avec :

§ λ : La densité de charge linéique [C/l]

$$\text{§ } K = \frac{1}{4 * \pi * \epsilon_0} = 9 * 10^9 \quad [\text{Nm}^2/\text{C}] \quad (\text{III.18})$$

$$r_1(x,y) = \sqrt{x^2 + (y - H)^2} \quad (\text{III.19})$$

$$r_2(x,y) = \sqrt{x^2 + (y + H)^2} \quad (\text{III.20})$$

$$\vec{E} = -\overrightarrow{grad} V(x,y) = \frac{\partial V(x,y)}{\partial x} \vec{U}_x - \frac{\partial V(x,y)}{\partial y} \vec{U}_y \quad (\text{III.21})$$

$$E_x = 2 * K * \lambda \left[\frac{x}{\sqrt{x^2 + (y-H)^2}} - \frac{x}{\sqrt{x^2 + (y+H)^2}} \right] \quad (\text{III.22})$$

$$E_y = 2 * K * \lambda \left[\frac{y-H}{\sqrt{x^2 + (y-H)^2}} - \frac{y+H}{\sqrt{x^2 + (y+H)^2}} \right] \quad (\text{III.23})$$

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2} \quad (\text{III.24})$$

III.3.2) Calcul de champ magnétique.

Le champ magnétique produit par un circuit électrique est dépendant de l'intensité du courant. Il dépend aussi, tout comme le champ électrique, de la disposition des conducteurs et de la distance par rapport à ceux-ci. Les valeurs maximales rencontrées sous une ligne à haute tension peuvent atteindre plusieurs dizaines de micro tesla à 1,5 m du sol, mais cette valeur décroît rapidement avec la distance. Les valeurs moyennes à l'aplomb des lignes ne dépassent en général pas $5 \mu\text{T}$.

On considère un conducteur d'une ligne haute tension de transport de l'énergie électrique de longueur L très grande. On souhaite exprimer le vecteur induction magnétique créé par l'élément conducteur source $d\vec{l}$ positionné dans l'espace au point $S(x_c, y_c, z_c)$ en tous points $C(x, y, z)$ de l'espace comme c'est montré sur la figure III.4. On utilisera la loi de BIOT-SAVART :

$$d\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} * \frac{I \cdot d\vec{l} \times \vec{u}_{SC}}{|\vec{r}_{SC}|^2} \quad (\text{III.25})$$

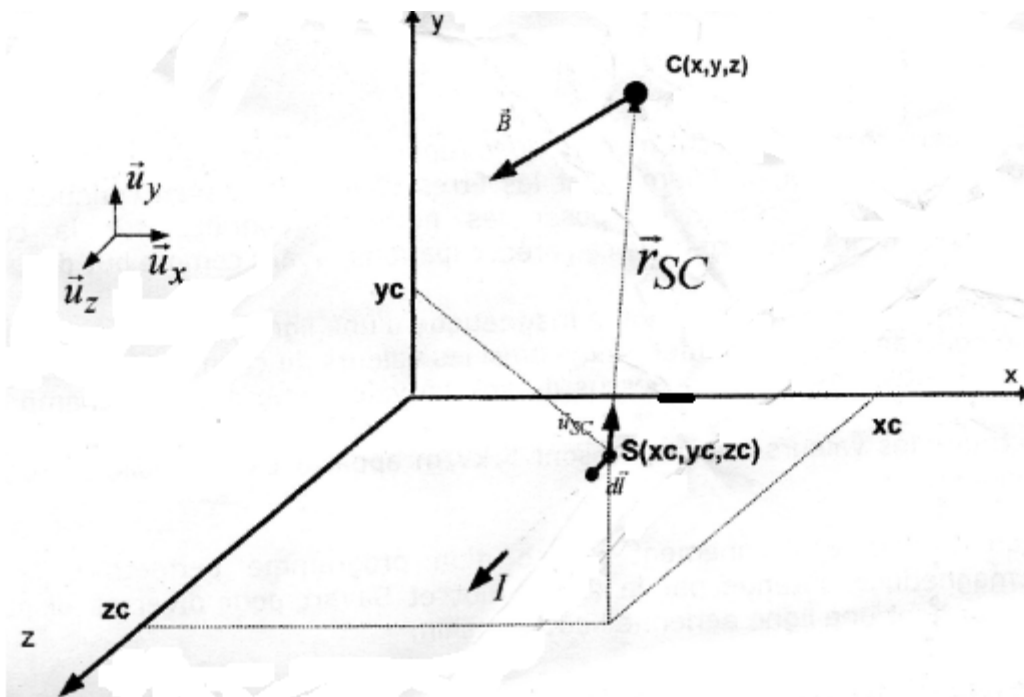


Figure III.4 : Positionnement quelconque des conducteurs d'une ligne électrique

Après avoir explicité le vecteur unitaire \vec{u}_{SC} et le vecteur \vec{r}_{SC} en fonction des coordonnées des points source « S » et cible « C » en tenant compte de la longueur L du conducteur, l'expression de l'induction magnétique III.17 devient :

$$\vec{B} = \int_{-L}^{+L} d\vec{B} = \frac{\mu_0 * I}{4 * \pi} * \frac{(y-y_s)\vec{u}_x - (x-x_s)\vec{u}_y}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} * \frac{(2*L)}{\sqrt{(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2 + (z-L)^2}} \quad (III.26)$$

En considérant que le conducteur est de longueur très grande ($L \gg z$), alors :

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 * I}{2 * \pi} * \frac{(y-y_s)\vec{u}_x - (x-x_s)\vec{u}_y}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{\mu_0 * I}{2 * \pi} * \frac{(y-y_s)}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} \vec{u}_x \\ \frac{\mu_0 * I}{2 * \pi} * \frac{-(x-x_s)}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} \vec{u}_y \\ 0 * \vec{u}_z \end{array} \right. \quad (III.27)$$

Le vecteur induction magnétique présente deux composantes dans le plan (x,y).

On considère maintenant une ligne triphasée haute tension de transport de l'énergie électrique. La ligne est constituée de conducteurs identiques cylindriques plein en cuivre de rayon r. Chaque conducteur est repéré dans le plant cartésien (x,y) par ses coordonnées respectives tel que représenté par la figure III.5 suivante :

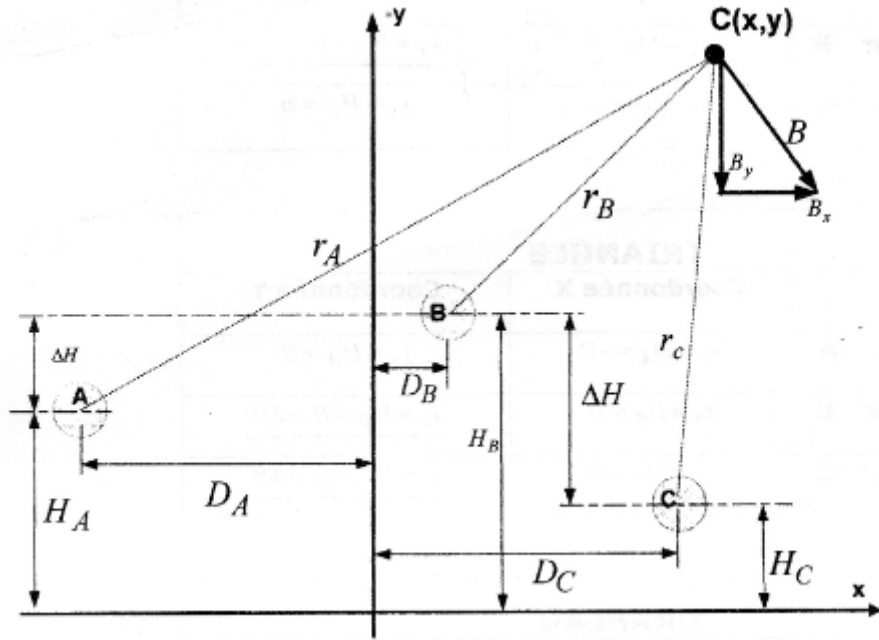


Figure III.5 : Géométrie aléatoire de conducteurs d'une ligne électrique

Les conducteurs sont parcourus par un système de courants triphasés équilibrés d'amplitude maximale I_{max} et de valeurs instantanées :

$$I_A = I_N \exp [j\omega t] \quad [A] \quad (III.28)$$

$$I_B = I_N \exp [j\omega t + \frac{2\pi}{3}] \quad [A] \quad (III.29)$$

$$I_C = I_N \exp [j\omega t - \frac{2\pi}{3}] \quad [A] \quad (III.30)$$

Avec :

$$\omega = 2\pi f \quad \text{et} \quad f : \text{fréquence}$$

Selon la configuration de la ligne, on a les positions des conducteurs suivantes :

NAPPE		
	Coordonnée X	Coordonnée Y
Conducteur A	$x_s = D_A = -D$	$y_s = H_A = H$
Conducteur B	$x_s = D_B = 0$	$y_s = H_B = H$
Conducteur C	$x_s = D_C = D$	$y_s = H_C = H$

NAPPE-VOUTE		
	Coordonnée X	Coordonnée Y
Conducteur A	$x_s = D_A = -D$	$y_s = H_A = H$
Conducteur B	$x_s = D_B = 0$	$y_s = H_B = H + \Delta H$
Conducteur C	$x_s = D_C = D$	$y_s = H_C = H$

TRIANGLE		
	Coordonnée X	Coordonnée Y
Conducteur A	$x_s = D_A = -D$	$y_s = H_A = H$
Conducteur B	$x_s = D_B = D$	$y_s = H_B = H - \Delta H$
Conducteur C	$x_s = D_C = D$	$y_s = H_C = H + \Delta H$

DRAPEAU		
	Coordonnée X	Coordonnée Y
Conducteur A	$x_s = D_A = 0$	$y_s = H_A = H$
Conducteur B	$x_s = D_B = 0$	$y_s = H_B = H + \Delta H$
Conducteur C	$x_s = D_C = 0$	$y_s = H_C = H + 2\Delta H$

L'induction magnétique présente deux composantes B_x et B_y le module est donné comme suit :

Conducteur A	Conducteur B	Conducteur C
$B_A = \sqrt{B_{Ax}^2 + B_{Ay}^2}$	$B_B = \sqrt{B_{Bx}^2 + B_{By}^2}$	$B_C = \sqrt{B_{Cx}^2 + B_{Cy}^2}$
INDUCTION DE LA LIGNE CREE PAR L'ENSEMBLE DES CONDUCTEURS ABC		
$B_x = B_{Ax} + B_{Bx} + B_{Cx}$ $B_y = B_{Ay} + B_{By} + B_{Cy}$ $B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2}$		

III.3.3) Calcul du champ de l'effet couronne.

L'Effet couronne désigne l'ensemble des phénomènes liés à l'apparition d'une conductivité suite à l'ionisation d'un gaz entourant un conducteur porté à une haute tension. L'appellation "effet couronne" vient du fait qu'autour d'un fil apparait, à partir d'une certaine valeur de potentiel, une gaine lumineuse dont l'épaisseur augmente avec la tension.

Le calcul de la valeur de effet couronne consiste à vérifier que le champ superficiel reste bien inférieur à (18 kV_{eff}/cm), ce champ E_{max} se calcule par la formule suivante [14] :

$$E_{max} = \frac{U_{eff}}{r \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h \cdot D}{r \cdot \sqrt{4 \cdot h^2 + D^2}}\right)} \quad [kV_{eff}/cm] \quad (III.31)$$

Conclusion.

Dans ce chapitre nous avons donné les méthodes de dimensionnement électromagnétique partant de calculs des paramètres linéiques de la ligne R, L, C, et les niveaux perturbateurs des champs magnétique et électrique, les expressions données pour le calcul, sont spécifiques pour la géométrie en triangle des conducteurs.

Chapitre IV : Calcul de jonction triphasée

Introduction

Ce chapitre se consacre à répondre à la question de comment transmettre au moindre coût une certaine puissance active à partir d'un poste moyenne tension a fin d'alimenter une charge (P,Q) située à une distance fixée et caractérisée par un certain $\cos(\phi)$.

VI.1) cahier de charge de la jonction triphasée

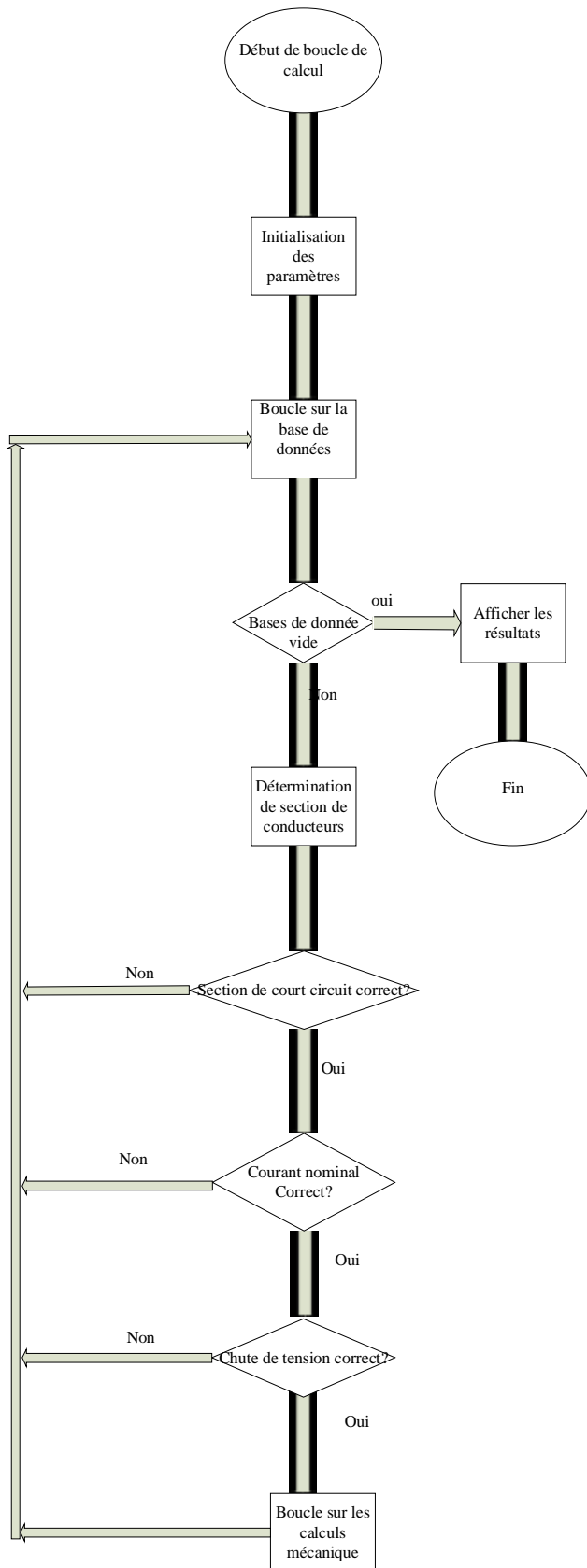
Les caractéristiques de la ligne électrique à calculer sont illustrées sur le tableau IV.1 [10].

Cahier de charges de la ligne électrique	
Puissance active a transporter (MW)	10
Tension nominale (kV)	36
Facteur de puissance ($\cos \phi$)	0,9
Longueur de la ligne (km)	35
Puissance de court circuit (MVA)	700
Temps de court circuit (s)	1,5
Chute de tension admissible (%)	9
Utilisation de pleine charge (heures)	2000
Donnés économiques de la ligne	
Taux d'actualisation (%)	
Augmentation annuelle de la puissance (%)	3
Augmentation annuelle du prix de kWh (%)	2
Nombre d'années d'utilisation (an)	20
Donnés géographique	
Pourcentage de pylône d'alignement (%)	80
Pourcentage de pylône d'arrêt (%)	10
Pourcentage de pylône d'angle(%)	10
Angle de pylône d'angle (degré)	30
Données climatiques	
Hypothèse été	Température : +15 °C Vent : force maximal normal
Hypothèse hiver	Température :-15°C Vent : force réduite
Hypothèse canicule	Température : +70°C Vent : sans vent

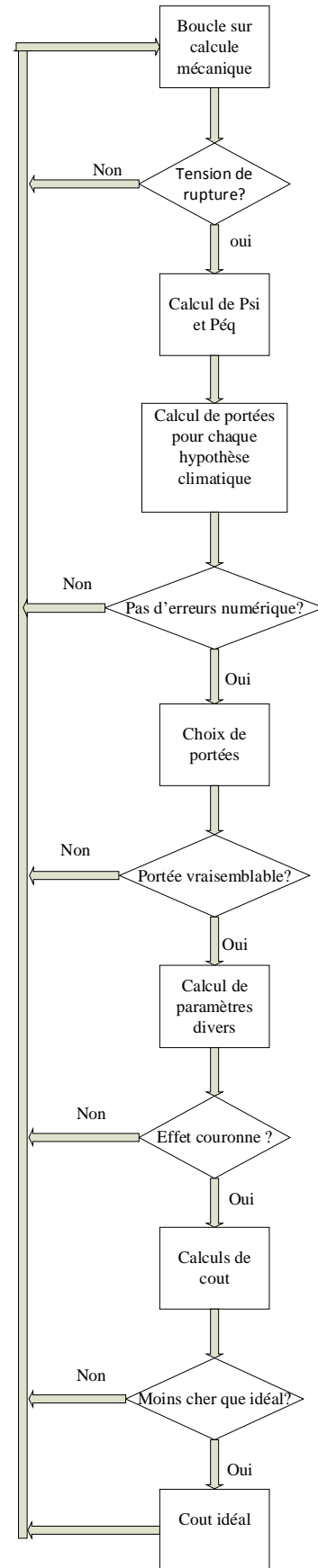
Tableau IV.1 : Données de la jonction triphasée [3].

VI.2) Organigramme de calcule

L'algorithme de calcul est illustrer sur les organigrammes IV.1 et IV.2



Organigramme IV.1 : calcul électrique



Organigramme IV.1 : calcul mécanique

IV.3) Présentation de résultat de calcul

Comparaison entre nos résultat et les résultats de l'exemple de calcul		
Paramètre physique et mécanique	Nos résultats	Résultat de l'exemple
PT [MW]	18,06	18.1
$I_{N,T}$ [A]	321,82	322
I_{cc} [A]	11226,25	11200
S_{cc} [mm ²]	221,83	222
Diam [mm]	16,81	-
I_N [A]	178,18	178
R_{70° [Ω]	0,14	0,14
R_{20° [Ω]	0,166	0,166
péq _{été} [N/m]	15,274	15,4
péq _{hiver} [N/m]	10,67	10,9
péq _{canicule} [N/m]	8,613	8,85
$x_{critique}$ [m]	402,8	402
$x_{moyenne}$ [m]	170	160
x_{hiver} [m]	168,10	-
$x_{été}$ [m]	23.6	-
$a_{portée}$	$-1,523 \cdot 10^{-3}$	$-1,47 \cdot 10^{-3}$
$T_{canicule}$ [N]	10837	10600
$T_{été}$ [N]	26791	26400
T_{hiver} [N]	34197	34200
f_{max} [m]	2,83	2,67
Type d'isolateur	F70/127	F70/127
Pas d'une assiette [mm]	127	127
L_f [mm]	320	320
N_1	3	3
N_2	0,206	-
Masse d'assiette [kg]	3,5	3,5
SL [mm]	381	381
Masse de la chaîne	10,5	10,5
$E \varphi \varphi_{verticale}$ [m]	2,03	1,99
$E \varphi N_{verticale}$ [m]	0,24	0,24
E_{Hmin} [m]	1,68	-
G_{sol} [m]	6	6
Nombre de pylônes	211	255
E_{max} [kVeff/cm]	3,34	3,7

Tableau IV.2 : résultat de calcul de la jonction triphasée

Conclusion

Les résultats analytique obtenu dans notre calcul pour cette jonction triphasée décrit par le cahier de charge et les résultats de l'exemple sont proches.

Conclusion générale

Ce travail nous a permis d'approfondir nos connaissances en électrotechnique et plus particulièrement dans le domaine du transport de l'énergie électrique. D'autre part notre travail nous a permis de connaître les différentes étapes à suivre, pour l'étude d'une ligne HT. Dans la partie mécanique, l'étude est basé sur l'équation de changement d'état, car c'est grâce à cette équation qu'on peut calculer plusieurs paramètres de la ligne (tensions, flèche.....etc.).

Pour ces calculs, il faut prendre en considération les hypothèses climatiques. Dans la partie électrique, dimensionnement des conducteurs moyennement différent critère de courant nominal court circuit , chute de tension et économiques., dimensionnement électromagnétique portant sur le calcul des paramètres R, L, C et des niveaux perturbateurs des champs magnétique et électrique .Par ailleurs, nous devons prendre en compte le coût de revient de la ligne, la qualité et la continuité de service et la sécurité de l'être humain et des équipements.

Et on a finalisé le travail par une application pour le calcul de ligne électrique aérienne en basons sur un cahier de charge définit .

Bibliographie

[1] Jean-Marie Escamé, Pière Escané. «modélisation des équivalences dynamiques des réseaux électriques ». thèse de doctorat en génie électrique , Institut polytechnique de Grenoss , France, 15 décembre 2010

[2] Document obtenue à partir de guide de SONALGAZ.

[3] « projet de fin études CEGELEC » 2009.
http://www.mcours.net/cours/memoires/PROJET_DE_FIN_D_ETUDES_cegelec.pdf

[4] Gérard Hartmann « l'aluminium historique ».fichier pdf.
www.hydroretro.net/etudegh/aluminium_historique.pdf

[5] « Mechanical Design of Overhead Lines ». <http://www.nct-tech.edu.lk/Documents.html>

[6] Mr: SAHLI Zahir. « Comportement électrique de deux isolateurs parallèles contaminés et soumis à une tension alternative 50Hz ».année 2009

[7] « cahier de prescriptions communes technique » . mai 1997

[8] ROSA E.B. & GROVER F.W. Formulas and tables for the calculation of mutual and self-inductance, fichier pdf . <http://www.g3ynh.info/zdocs/refs/NBS/Sci169noerr.pdf>

[9] Olivier Houet .« Dimensionnement d'une jonction triphasée » .projet de fin d'études Université de liège ,institut d'électricité Montfiore ,1998

[10] Professeur Jean-Louis LILIEN.« transport et distribution de l'énergie électrique ». Université de liège ,1999-2000

[11] South Valley University High Institute of Energy Aswan

[12] Ordonnance sur les lignes électriques (OLEI). Fédération suisse,1994

[13] Techniques de l'Ingénieur, Vol D1,

[14] Louis MAESEN Réseaux de Distribution de l'Energie Electrique - Considérations Technico-Economiques (effet couronne)

[15] Karaday ,George G. « transmission system » the electric power engineering handbook CRC press LLC ,2001