

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE  
DEPARTEMENT D'AUTOMATIQUE

## **Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE**

Spécialité : **Réseaux électriques**  
Filière : **Géné électrique**

*Présenté par*  
**Yacine HAMMOUDI**  
**Khelifa TABELLOUT**

Mémoire dirigé par Rachek Mehemed

Thème

# **Contribution au dimensionnement des lignes électriques haute tension**

*Mémoire soutenu publiquement le 03 / 06/2017 devant le jury composé de :*

**Nom      Prénom**  
Président

**Nom      Prénom**  
Examineur

**Nom      Prénom**  
Examineur

# Remerciements

*Nous tenons à exprimer nos plus grands remerciements à nos très chers parents pour leur soutien moral et leurs encouragements.*

*Notre profonde gratitude et sincères remerciements vont à notre promoteur M. RACHEK MEHEMED pour nous avoir confié ce travail, pour suivi, disponibilité, orientations et remarques pertinentes et précieuses.*

*Nous remercions chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger ce mémoire de fin d'études.*

*Enfin, nous remercions toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin au bon accomplissement de notre travail.*

---

<b>Introduction générale</b> -----	01
 <b>Chapitre I : Généralités sur les éléments constituant des réseaux électriques</b>	
I.1 Introduction-----	02
I.2 Constitution des réseaux électriques -----	02
I.2.1 Centrales électriques -----	02
I.2.2 Les différents types de lignes électriques -----	04
I.2.2.1 Les lignes aériennes -----	04
A. Les câbles conducteurs -----	04
B. Les isolateurs -----	05
C. Les pylônes (supports)-----	05
D. Les câbles de garde -----	05
D.1 Les différentes configurations des câbles en triphasés (Armement) -----	05
I.2.2.2 Les lignes souterraines -----	07
A. Un câbles unipolaire -----	07
B. Un câbles tripolaire -----	07
I.2.2.3. Les lignes sous-marines -----	08
I.2.2.3.1 Constitution des câbles sous-marins -----	08
A. Contraintes particulières -----	08
B. Âme -----	08
C. Isolant -----	08
D. Gaine ou écran métallique -----	09
I.2.3 Les postes électriques -----	09
I.2.3.1 Les différents types de postes -----	09
I.2.3.2 Constitution d'un poste -----	10
I.2.3.2.1 Jeu de barres -----	10
I.2.3.2.2 Appareil de coupure-----	10
I.2.3.2.3 Les isolateurs -----	10
I.2.3.2.4 Les transformateurs -----	10
I.3 Constitution des lignes électriques -----	11
I.3.1 Les supports(ou pylônes) -----	11
I.3.1.1 Fonctions des supports-----	11
I.3.1.2 Types de supports -----	11
I.3.1.3 Classification des pylônes -----	12

I.3.1.3.1 Classification des pylônes par famille -----	13
I.3.1.3.2 Classification d'après la disposition des armements-----	13
A. Pylône à phase étagées -----	13
B. Pylône nappe -----	15
C. Classification d'après leur altitude aux efforts longitudinaux -----	15
I.3.1.4 Choix des pylônes -----	16
I.3.2 Les isolateurs-----	16
I.3.2.1 Caractéristiques générales des isolateurs -----	16
I.3.2.2 Type d'isolateurs -----	17
I.3.2.2.1 Isolateurs de type pin (branche, tige) -----	17
I.3.2.2.2 Isolateurs de type de suspension-----	17
I.3.2.2.3 Isolateurs d'arrêt -----	19
I.3.2.2.4 Isolateurs manilles -----	19
I.3.3 Les conducteurs-----	20
I.3.3.1 Métaux utilisés et constitution des conducteurs-----	20
I.3.4 Domaines de tension -----	22
I.4 Les contraintes et les normes -----	23
I.4.1 Les normes -----	23
I.4.2 Les contraintes -----	23
I.4.2.1 Généralités -----	23
I.4.2.2 Contraintes rencontrées par la fonction isolation au cours de sa vie-----	24
I.4.2.3 Contraintes électriques-----	24
I.4.2.4 Contraintes thermiques -----	24
I.4.2.5 Contraintes mécaniques-----	24
I.4.2.6 Contraintes climatiques -----	24
I.4.2.7 Sécurité -----	25
I.4.2.8 Contraintes environnementales -----	25
I.5 Conclusion -----	25

## **Chapitre II : Dimensionnement électriques et magnétique**

II.1 Introduction-----	26
II.2 Schéma équivalent d'une ligne électrique-----	26
II.2.1 Schéma équivalent monophasé d'une ligne électrique -----	26
II.2.1.1 Schéma équivalent monophasé d'une ligne électrique forme $T$ -----	26

II.2.1.2 Schéma équivalent monophasé d'une ligne électrique forme $\pi$ -----	27
II.2.2 Schéma équivalent Triphasé d'une ligne électrique -----	27
II.3 Méthodes de calcul des paramètres de la ligne -----	28
II.3.1 la méthode empirique et analytique -----	28
II.3.1.1 Résistance d'une ligne électrique -----	28
II.3.1.2 Résistance linéique en courant alternatif -----	29
II.3.1.3 Inductance linéique-----	30
II.3.1.4 Impédance linéique -----	32
II.3.1.5 Capacité linéique de la ligne transversale -----	32
II.3.2 méthodologie de calcul de section du conducteur-----	33
II.3.2.1 Critère de courant nominal -----	34
II.3.2.2 Critère de court circuit -----	36
II.3.2.3 Critère de la chute de tension -----	37
II.3.3 Les Coût des conducteurs -----	38
II.3.3.1 Coût des pertes actualisées -----	39
II.3.3.2 Coût du tirage des conducteurs -----	40
II.3.4 Méthode numérique basée sur la résolution des équations de maxwell -----	40
II.4 Calcul des grandeurs électromagnétiques -----	41
II.4.1 Calcul de champ électrique -----	41
II.4.1.1 Méthode semi- analytique de calcul des grandeurs électromagnétiques-----	41
II.4.2 Calcul de l'induction magnétique -----	44
II.4.3 Démarche de calcul dans le cas triphasés -----	46
II.5 Conclusion -----	47

### Chapitre III : Dimensionnement mécanique des lignes

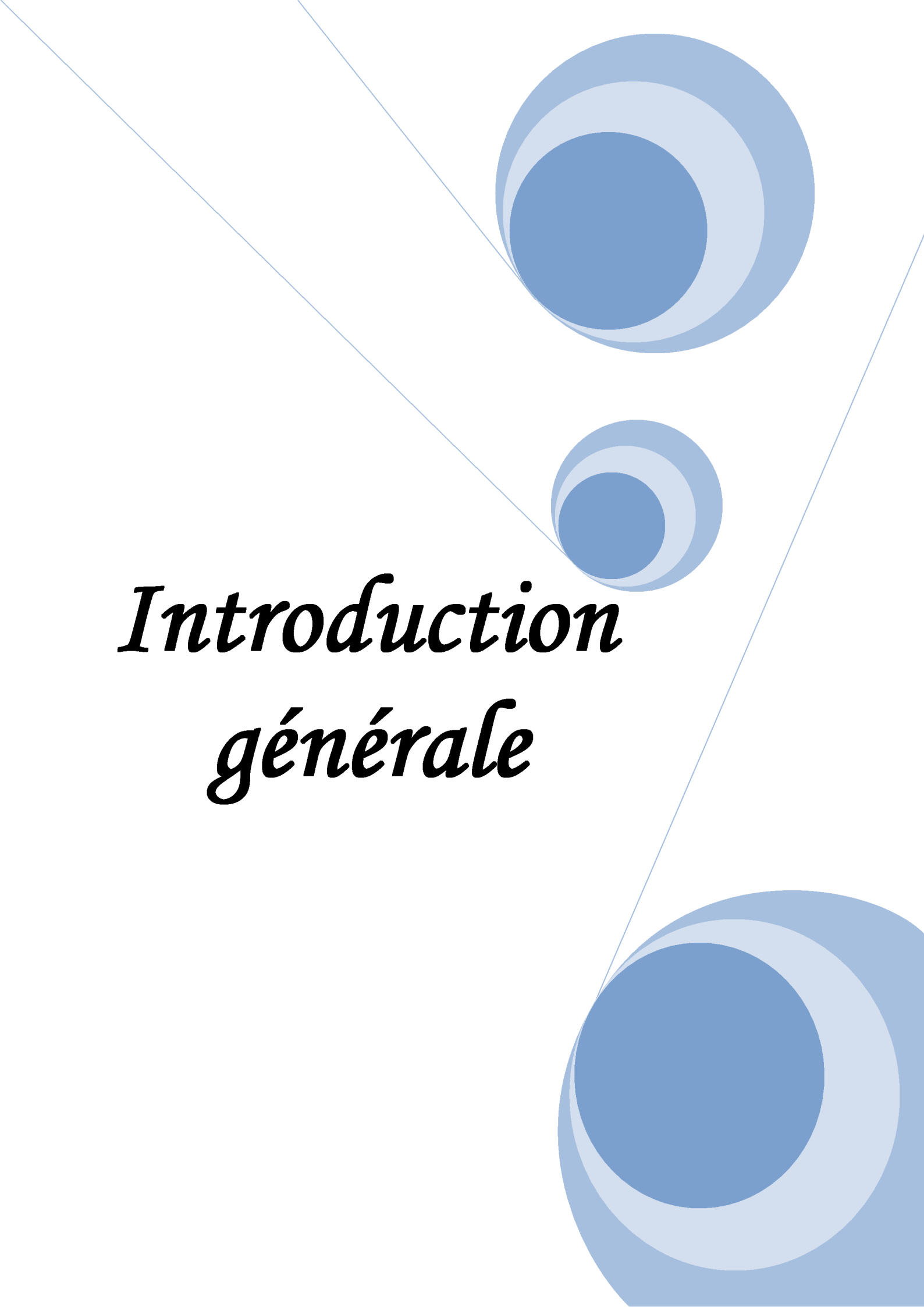
III.1 Introduction-----	48
III.2 Efforts appliqués aux éléments de la ligne électrique-----	49
III.2.1 Les efforts mécanique appliqués sur les câbles-----	49
III.2.1.1 Efforts exercés par le vent -----	49
III.2.1.2 Pressions exercées sur les différents éléments des ouvrages -----	51
III.2.2 Effet du Givre, pluie verglaçante et neige collante -----	52
III.2.2.1 Givre -----	52
III.2.2.2 Pluie verglaçante -----	53
III.2.2.3 Neige collante -----	53

III.2.2.4 La température -----	54
III.2.3 Calcul des $\psi$ et $P_{\text{éq}}$ -----	55
III.3 Calcul des portées hypothétiques -----	56
III.3.1 Forme de la courbe d'équilibre -----	56
III.3.2 Etablissement de l'équation d'état -----	57
III.3.2.1 Calcul de la portée hypothétique été -----	59
III.3.2.2 Calcul de la portée hypothétique hiver -----	60
III.3.2.3 Calcul de la portée critique -----	60
III.3.2.4 Choix de la portée moyenne -----	60
III.3.3 Calcul de la garde au sol -----	61
III.3.4 Distances au sol, aux constructions et aux obstacles -----	62
III.3.5 Calcul de géométrie de pylône -----	64
III.3.5.1 Calcul de garde au sol -----	64
III.3.5.2 La hauteur hors de sol -----	64
III.3.5.3 Distance phase/ phase, distance phase/neutre -----	64
III.3.5.4 Calcul de la distance $E\phi_N$ -----	65
III.3.5.5 Distance entre phase et support -----	65
III.4 Coût des supports -----	65
III.4.1 Coût de l'indemnisation -----	66
III.4.2 Coût de l'indemnisation -----	66
III.5 Calcul générale de la flèche -----	66
III.5.1 Calcul de la flèche maximal -----	69
III.5 Longueur du câble -----	69
III.5.1 Formules générales -----	69
III.5.2 Formules pratiques -----	69
III.6 Conclusion -----	70

#### **Chapitre IV : Calcule de la jonction triphasée**

IV.1 Introduction-----	71
IV.2 Cahier de charge de la jonction triphasée -----	71
IV.3 Organigramme de calcul -----	71
IV.4 Présentation de résultat de calcul -----	73
IV.4.1 Résultats de calcul électrique-----	73
IV.4.2 Résultats de calcul mécanique -----	73

IV.4.3 Résultats de dimensionnement des pylônes -----	73
IV.4.4 Résultats de dimensionnement des isolateurs -----	74
IV.4.5 Résultats des paramètres électriques avec les deux méthodes -----	74
IV.4.6 Calcul de la chute de tension -----	74
IV.5 Interpretation des graphs de simulation -----	75
IV.6 Conclusion -----	78
<b>Conclusion générale</b> -----	<b>79</b>

The background features a white page with three large, overlapping blue circles of varying sizes. Each circle is composed of concentric layers of different shades of blue, creating a 3D effect. Two thin, light blue lines intersect at the top left, forming a large 'V' shape that frames the central text.

*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 se faire donc par deux voies de transmission à savoir :

- voie souterraine ;
- voie aérienne ;
- voie sous marine .

Cependant, la construction d'une ligne électrique aérienne assurant le transport de l'énergie n'est pas une chose aisée car le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, optimiser le coût global, et la continuité de service.

La ligne électrique dépendant de certains paramètres comme la puissance à transporter, la puissance de court circuit, la tension en ligne, le courant nominal, la distance sur laquelle s'effectue le transport, l'environnement climatique qui assure la desserte électrique dans les conditions météorologiques les plus sévères et l'emplacement du terrain donc les pylônes, ceux-ci imposent des choix et des critères mécaniques et électriques, judicieux des matériaux et éléments entrant dans la réalisation de la ligne.

Dans notre étude nous avons dimensionné la ligne à travers le calcul des paramètres électriques de la ligne (R, L, C) et le calcul de champ électrique E et le champ magnétique B et les paramètres mécaniques (la portée, les efforts appliqués aux éléments de la ligne, la distance entre les câbles et entre les câbles et le sol).

En fin notre travail est réparti en cinq chapitres :

Chapitre I : *Généralités sur les éléments constituant les réseaux et leur différente structure.*

Chapitre II : *Dimensionnement électriques et magnétique permet de calculer des paramètres électriques.*

Chapitre III : *Dimensionnement mécanique des lignes permet de calculer les paramètres mécaniques d'une ligne qui nous a permis d'avoir un aperçu global sur l'installation d'une ligne électrique.*

Chapitre IV : *calcul d'une jonction triphasée .*

The page features a decorative design with three blue circles of varying sizes, each composed of concentric rings in different shades of blue. These circles are arranged along a diagonal line that runs from the top-left towards the bottom-right. The background is white with thin, light blue lines that intersect to form a triangular shape on the right side.

CHAPITRE

---

A large, 3D-rendered number '1' in a metallic, grey color with a slight shadow, positioned to the left of the main title text.

**Généralités sur les éléments  
constituant des réseaux  
électriques**

## I.1. 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. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'un niveau de tension à l'autre grâce aux transformateurs. Dans ce chapitre nous allons présenter les éléments constituant les réseaux électriques, ainsi que la constitution des lignes aériennes.

## I.2. Constitution des réseaux électriques

Le réseau est constitué de centrales électriques, lignes électriques, les transformateurs de puissances et les postes électriques, à divers niveaux de tension, présenté par la figure I.1

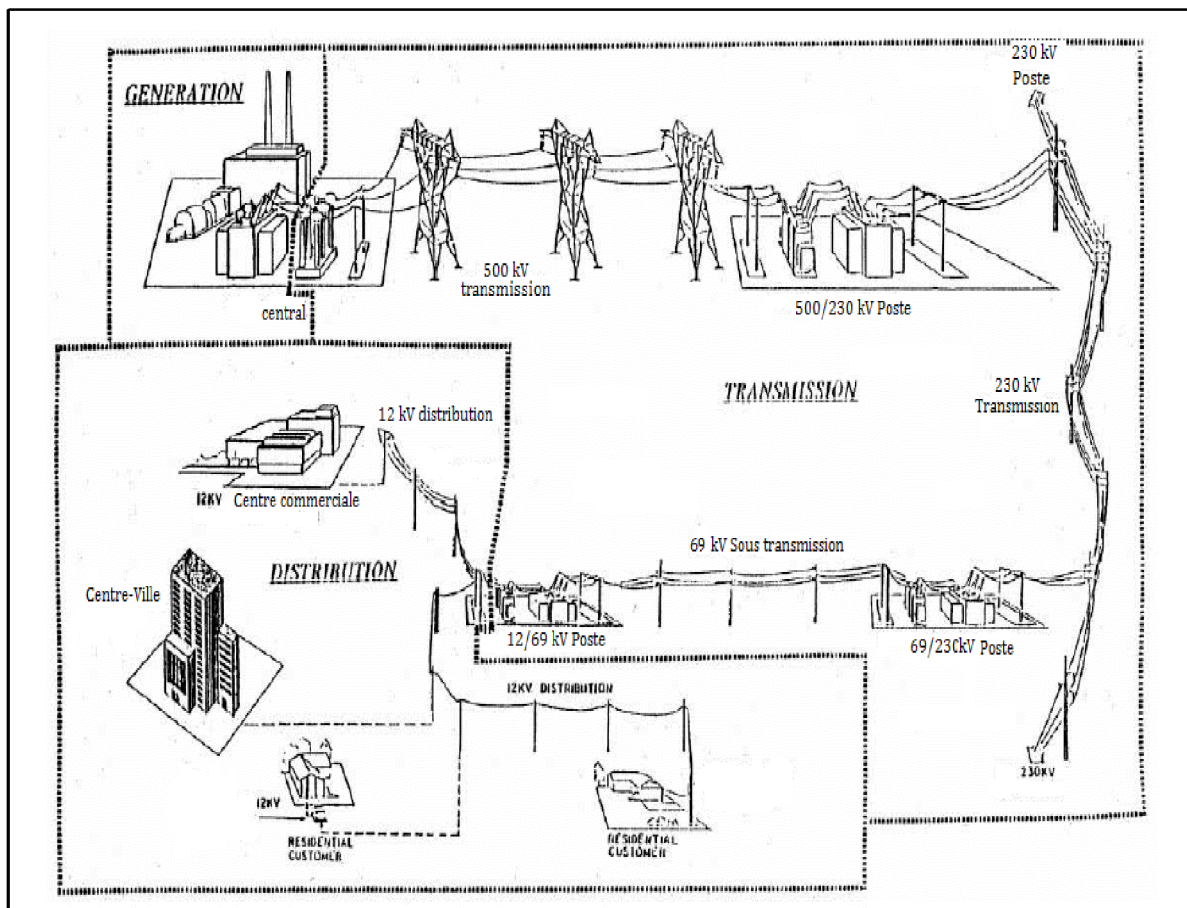


Figure I.1 : Concept de transmission d'énergie électrique [1]

### I.2.1. Centrales électriques

Il existe plusieurs principaux types de centrales électriques:

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques ;

- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques ;
- Les centrales hydroélectriques ;
- Les centrales solaires ou photovoltaïques ;
- Les centrales solaires thermiques;
- Les centrales éoliennes (offshores ou en terre) ;
- Les centrales hydroliennes et géothermique ;
- Les centrales marémotrices.

	LES DIFFERENTES CENTRALES ELECTRIQUES	Quelle forme d'énergie reçoit l'alternateur ?	
Energie non renouvelables	LES CENTRALES THERMIQUES	Les centrales à flamme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans une chaudière, l'énergie chimique des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz), est convertie en chaleur. Celle-ci est utilisée pour chauffer de l'eau qui se transforme en vapeur.</li> <li>• Celle-ci, maintenue sous pression, met en mouvement la turbine qui entraîne l'alternateur.</li> </ul>
		Les centrales nucléaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• l'énergie libérée par des atomes d'uranium permet le chauffage de l'eau et sa transformation en vapeur dans la chaudière.</li> </ul>
Energie renouvelables	Les centrales solaires	thermiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energie rayonnante</li> </ul>
		photovoltaïques	
	LES EOLIENNES		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique.</li> </ul>
LES CENTRALES HYDRAULIQUES		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les centrales hydrauliques utilisent l'énergie de l'eau stockée dans un lac de retenue par un barrage.</li> <li>• Une conduite forcée, située en contrebas, propulse l'eau sur les pales d'une turbine. L'eau est ensuite dans le milieu naturel par un canal de fuite.</li> <li>• La turbine entraîne un alternateur qui produit de l'énergie électrique : cette énergie est élevée dans un transformateur pour son trajet dans les lignes à haute tension.</li> </ul>	

Tableau I.1 : Classification des centrales

## I.2.2. Les différents types de lignes électriques

Les lignes électriques assurent la fonction du transport de l'énergie sur les longues distances. On distingue trois types de lignes de transport : les lignes aériennes, souterraines et sous-marines.

### I.2.2.1. Les lignes aériennes

Elles sont composées de câbles nus en matériaux conducteurs de courant électrique des isolateurs, l'ensemble étant fixé à des supports (pylônes), ainsi que des câbles de gardes présenté par la figure I.2.

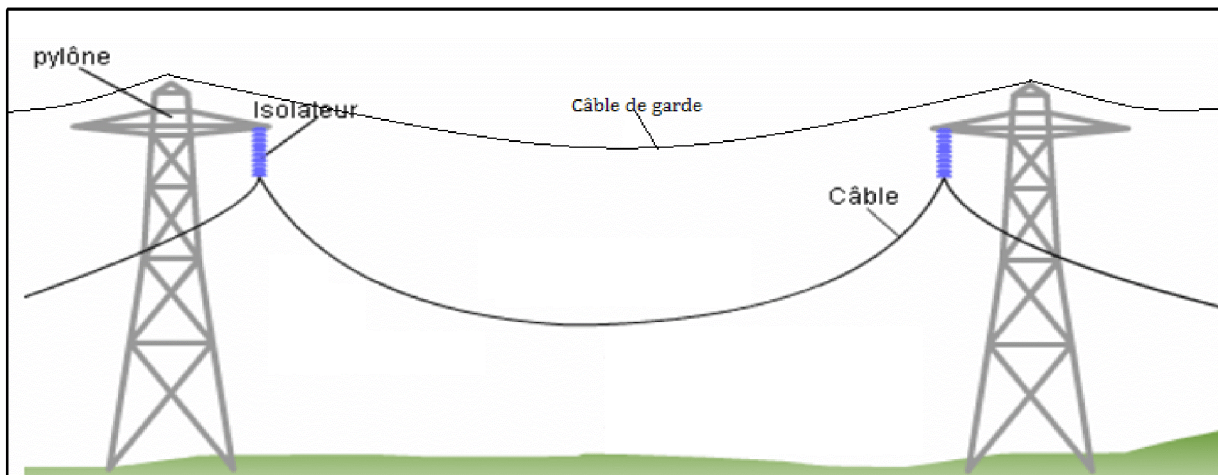


Figure I.2 : Exemple d'une ligne [4]

### A. Les câbles conducteurs

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs portés par les pylônes. Le courant utilisé est triphasé. Chacune des phases peut utiliser jusqu'à quatre câbles ou bien plus, comme nous la montre la figure I.3. Les câbles conducteurs sont "nus" (l'isolation électrique est assurée par l'air et non par une "gaine isolante"). Les distances des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Ces distances augmentent avec le niveau de tension.

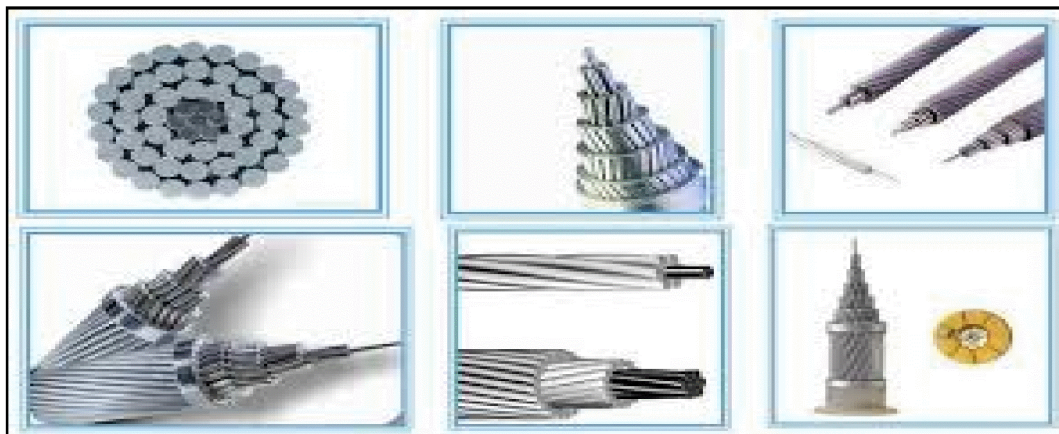


Figure I.3 : Exemples des câbles aériens [4]

## B. Les isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre ou céramique, servent à supporter et à immobiliser les conducteurs sous tension d'une part, et d'autre part, assurer l'isolement électrique entre le pylône et les conducteurs. Les isolateurs sont d'autant plus nombreux que la tension de la ligne est élevée. Les isolateurs doivent avoir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface ni perforés à travers leur masse qu'ils ont à supporter. La figure I.4 présente un exemple d'une isolatrice constituée d'un ensemble d'isolateurs en verre.

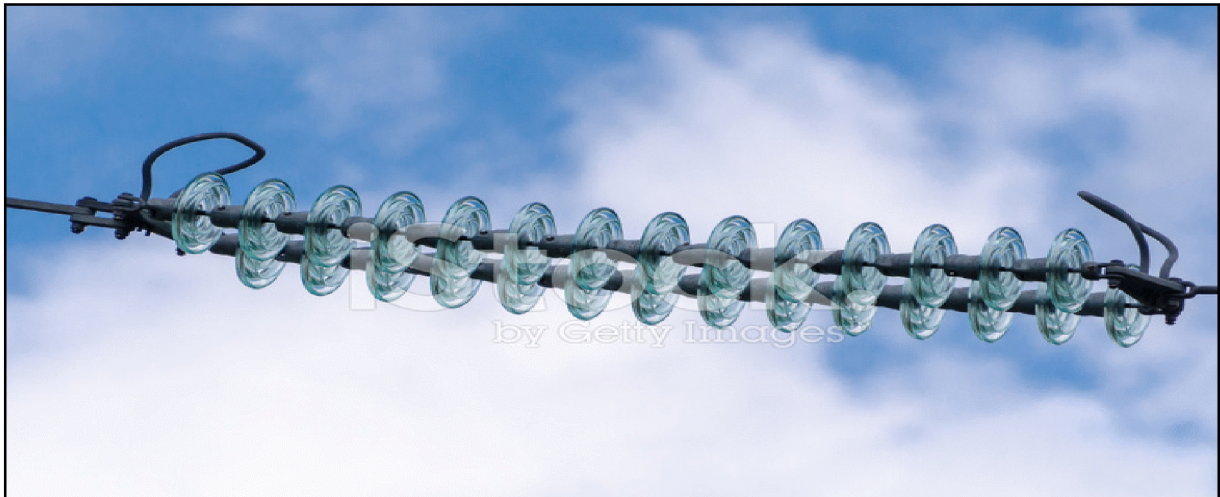


Figure I.4 : Exemple d'une chaîne d'isolation [7]

## C. Les pylônes (supports)

Leur rôle est de maintenir les câbles à une distance minimale de normalisée par rapport au sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées aux voisinages des lignes.

## D. Les câbles de garde

Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les "câbles de garde". Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs au sommet du support, et les protègent contre les décharges atmosphériques dangereuses comme la foudre. Certains permettent aussi de transiter des signaux de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau public de transport d'électricité.

## E. Les différentes configurations des câbles en triphasés (Armement)

- *Armement en triangle*

Dans les zones fortement givrées, les contacts entre phases sont plus fréquents (charges de givre différentes sur les conducteurs, décharge de givre). Une solution, lorsque l'on ne peut éviter ce type d'armement, est l'emploi d'espaces isolés entre phases, techniques de plus en plus utilisées en 63 et 90 kV présenté par la figure I.5. Ces espaces, placés en milieu de portée, sont du même type qu'un isolateur composite. [3]

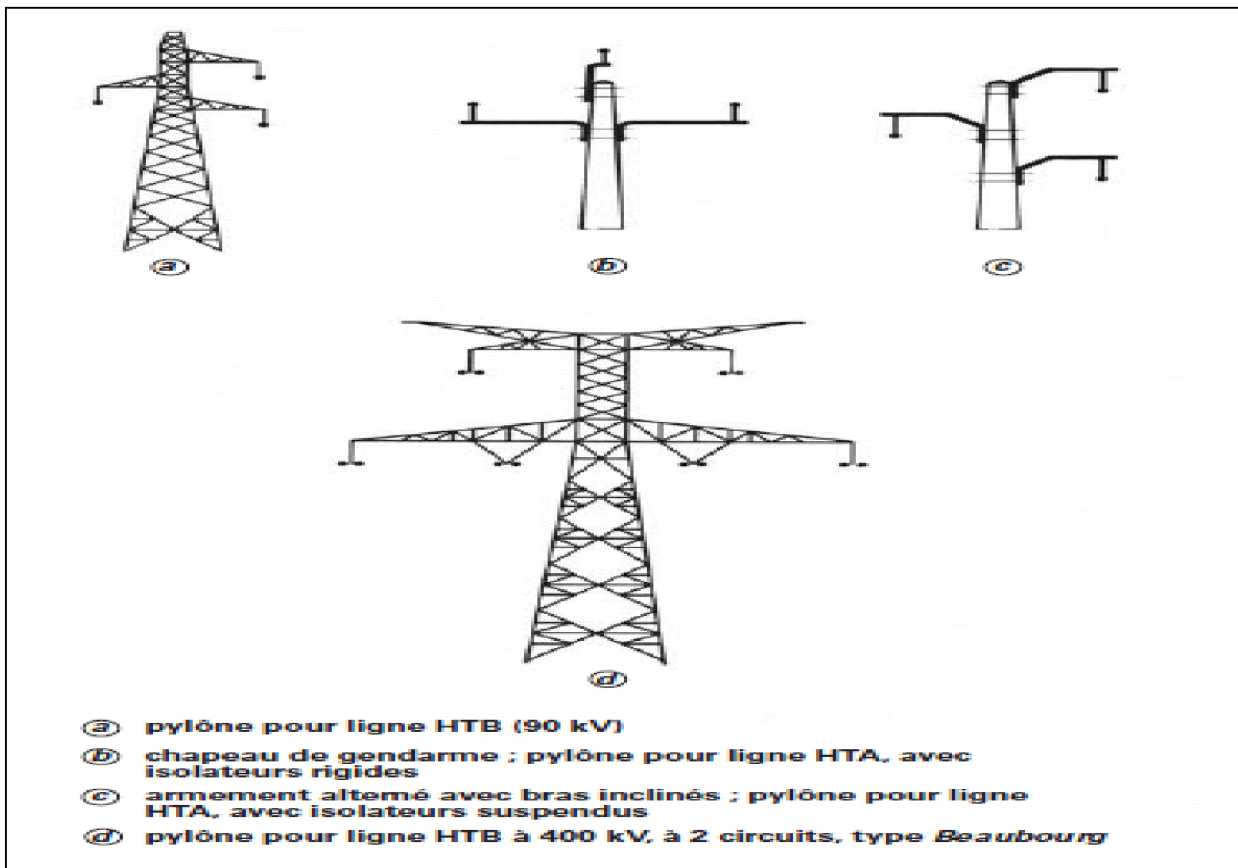


Figure I.5 : Armement en triangle [3]

- *Armement en drapeau*

Il est peu fréquent pour les lignes HTB à un seul circuit (sauf pour certains angles), mais assez habituel pour les lignes HTA et BT (figure I.6a). En HTB, cette disposition est utilisée pour les lignes à deux circuits (figure I.6 b et c).

Cet armement présente les défauts de l'armement en triangle, mais cette disposition est pratiquement imposée pour un grand nombre de lignes, notamment en HTB, au l'encombrement en projection horizontale est limité (zones fortement urbanisées, en traversées de forêts) [18].

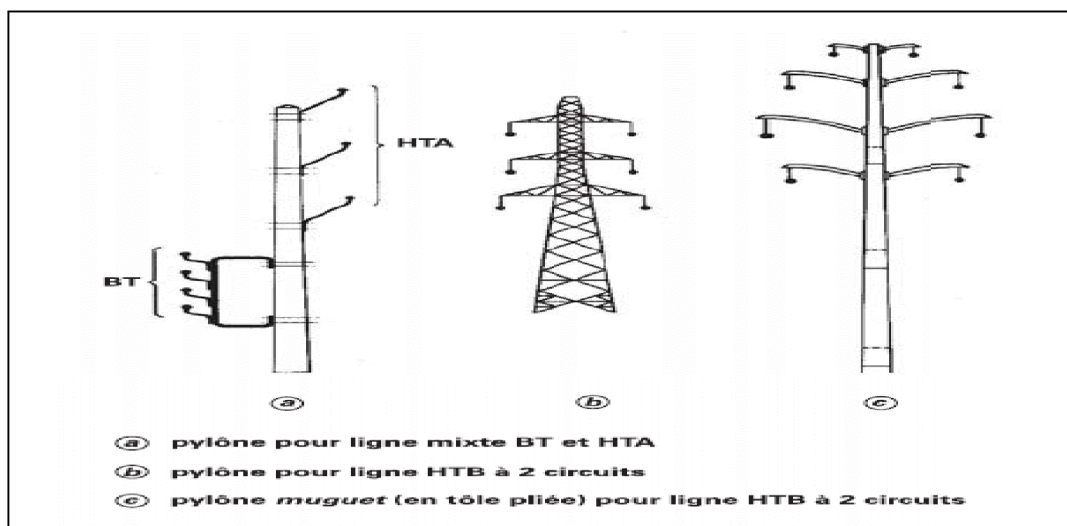


Figure I.6 : Armements en drapeau [3]

- *Armement en nappe*

Il est d'usage fréquent pour les lignes HTA et HTB (figure I.7. a). Le pylône du type *chat*, très utilisé pour les lignes HTB, peut être considéré comme armé en nappe, bien que la poutre centrale soit légèrement plus haute que les consoles (figure I.7. b).

Cet armement en nappe exige des supports plus larges mais moins élevés que pour les autres armements et donne une plus grande sécurité en cas de décharge de givre ou d'oscillations verticales des conducteurs [18]. Il permet, par installation de deux câbles de garde, de protéger la ligne contre les coups de foudre et est bien adapté aux lignes en montagne. Il faut signaler que l'armement dit *nappe-voûte* est normalisé pour lignes BT et HTA. Cet armement, réalisé en cornières à ailes égales a fait l'objet d'abaques d'utilisation.

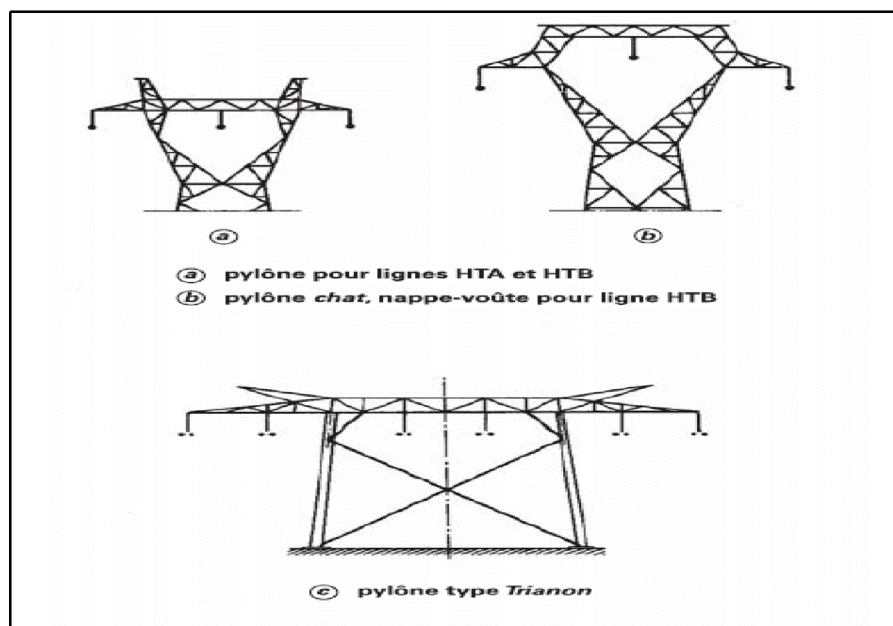


Figure I.7 : Armements en nappe et nappe-voûte [3]

### I.2.2.2. Les lignes souterraines

Elles sont constituées par un ou plusieurs câbles unipolaires ou par un câble multipolaire.

La figure I.8 nous montre la constitution d'un câble souterrain :

A. *Un câble unipolaire* : Comprend généralement un conducteur de phase central en cuivre ou en aluminium, entouré par un isolant (papier imprégné à l'huile, gaz sous pression, polyéthylène), des écrans semi-conducteurs, une gaine métallique, et une protection contre l'humidité et les agressions mécaniques et chimique.

B. *Un câble tripolaire* : est composé de trois conducteurs de phase isolés et groupés sous une armure métallique commune.

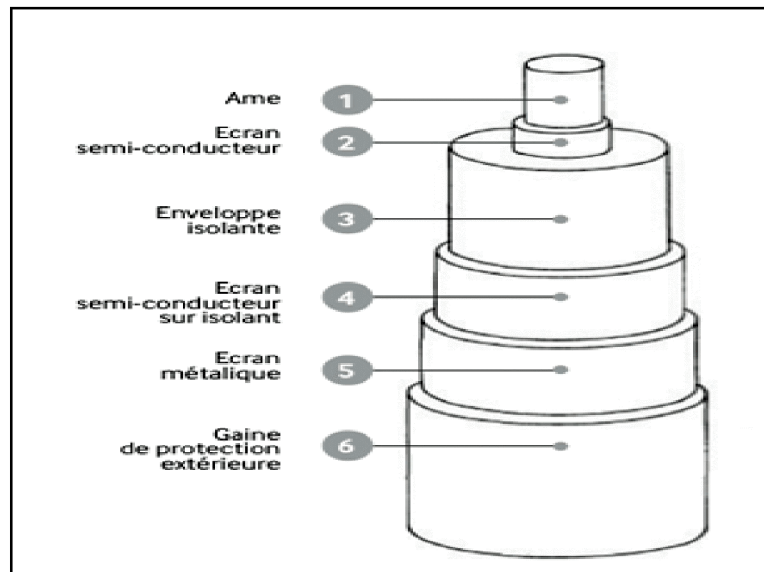


Figure I.8 : Exemple d'un câble souterrain [18]

### I.2.2.3. Les lignes sous-marines

Ces câbles sont utilisés pour la traversée des fleuves, l'alimentation d'îles proches du continent ou les interconnexions entre îles. Ils peuvent être à courant alternatif ou continu suivant le bilan économique du coût du transport d'énergie.

#### I.2.2.3.1 Constitution des câbles sous-marins

##### A. Contraintes particulières :

Les types de câbles de transport d'énergie électrique employés dans les traversées sous marines sont tributaires d'un certain nombre de contraintes spécifiques :

- le milieu ambiant est constitué par une masse d'eau de mer chimiquement active, en perpétuel mouvement ;
- le fond de la mer présente des accidents (affleurements rocheux, bancs de sable), des épaves, des câbles de télécommunications, etc.

##### B. Âme :

Lorsque le câble se trouve sous traction mécanique, l'âme A (figures I.9) supporte une partie importante, pouvant atteindre 60 % environ, des efforts auxquels le câble est soumis. Deux points sont donc importants : son allongement maximal sous traction (seuil associé à la zone élastique) et son raccordement (tenue mécanique de ce dernier).

##### C. Isolant :

L'isolant Is est identique à celui des câbles terrestres. On notera que l'isolation synthétique extrudée est utilisée jusqu'à 300 kV.

### D. La Gaine ou écran métallique :

La gaine est généralement en plomb pour les câbles HT et THT. Elle peut être en cuivre pour les câbles MT.

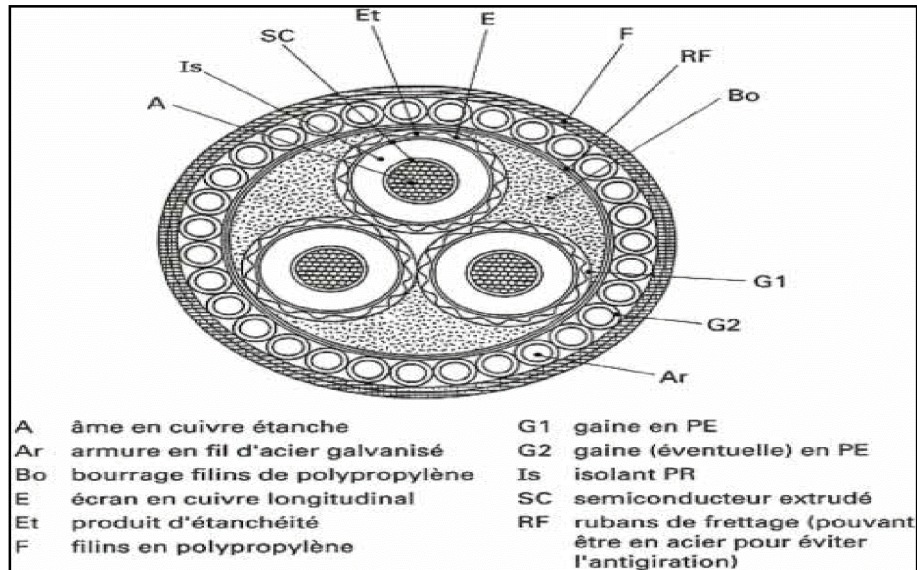


Figure I.9 : Câble sous-marin 20 kV [14]

### I.2.3. Les postes électriques

Le réseau est une maille dont les nœuds sont appelés "postes". Un poste (une sous-station) est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommations. Ils sont destinés à assurer les fonctions suivantes [2]

- L'évacuation de l'énergie produite par les centrales ;
- L'aiguillage de la ligne à même tension ;
- Etablissement des liaisons entre les lignes de tension différente par l'intermédiaire des transformateurs ;
- La conversion : où l'on réalise une modification des caractéristiques de la tension, de la fréquence (passage de l'alternatif au continu) ;
- La protection des installations en cas de défaut électrique.

#### I.2.3.1. Les différents types de postes

Trois types de postes utilisés dans les réseaux électriques :

- Poste d'interconnexion : assure la liaison entre deux réseaux d'interconnexion de tension différente. Ce poste est équipé en générale d'un double jeu de barres ;

- Poste de répartitions : la puissance mise en jeu étant très inférieure à celle de poste d'interconnexion, la nécessité d'un double jeu de barre n'est pas obligatoire. Cependant, il est obligatoire de prévoir un jeu de barre disjonctant ;
- Poste de distribution ce poste en générale "HT/BT" avec un seul jeu de barre sectionnant à la puissance transitée de l'ordre de 10 MVA. [2]

### *I.2.3.2. Constitution d'un poste*

Les postes sont constitués des éléments suivants :

#### *I.2.3.2.1. Jeu de barres*

Le jeu de barres est la partie essentielle de chaque poste, c'est un système de trois conducteurs en tube et parfois en câble en méplat. Il sert à établir la connexion entre les arrivées et les départs d'un poste. Chaque branche est raccordée au jeu de barres par l'intermédiaire d'un appareil de coupure qui permet de le séparer du réseau en cas de défaut.

#### *I.2.3.2.2. Appareil de coupure*

Il existe deux types d'appareil de coupure :

**A. Le disjoncteur :** C'est un organe qui permet d'ouvrir ou de fermer un circuit, suite à une manœuvre d'exploitation ou à un défaut imprévu dans le réseau.

**B. Le sectionneur :** à pour principale fonction d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège par rapport au reste du réseau afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

#### *I.2.3.2.3. Les isolateurs*

Les isolateurs sont constitués d'une matière solide qui présente une bonne résistance au passage du courant électrique et dont la conductibilité est pratiquement nulle.

#### *I.2.3.2.4. Les transformateurs*

Le transformateur a pour rôle de modifier la valeur de la tension et de courant de nature alternatif. Cet appareil est réversible, il permet soit l'élévation soit l'abaissement de la tension. On distingue deux types de transformateurs :

**A. Le transformateur de puissance :** c'est un appareil statique permettant de convertir l'énergie à des tensions adaptées aux installations de production, de transport et de la distribution. On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateur de puissance :

-Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre les primaires le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service ;

-Les transformateurs avec régleurs en charge : ils sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

**B. Transformateur de mesure :** est utilisé lorsque les valeurs des grandeurs à mesurer très élevées, il n'est pas possible d'opérer directement donc on fait appel à une méthode indirecte, on utilisant des transformateurs de mesure qui ramènent les tensions et les courants des circuits primaires à des valeurs plus facile à mesurer à leurs circuits secondaires.

### I.3. Constitution des lignes électriques

#### I.3.1. Les supports ou pylônes

##### I.3.1.1. Fonctions des supports

Les supports ont pour but de maintenir les conducteurs des lignes aériennes à une certaine distance au dessus du sol, ou au dessus de certains obstacles (lignes électriques, lignes de télécommunications, etc.).[1]

##### I.3.1.2. Types de supports

Trois types de supports sont utilisés sur les lignes à haute tension :

- Les poteaux en bois : sont surtout utilisés sur les réseaux de basse tension et sur quelques lignes 15KV ou 20KV ;
- Les poteaux en béton : peuvent être utilisés comme supports de ligne à 63KV et 90KV avec des armements nappe-voute ou des armements canadiens ;
- Les pylônes métalliques à treillis : représentent le type d'ouvrage le plus couramment utilisé sur l'ensemble des lignes à très haute tension. C'est en effet le pylône qui peut le plus facilement être adapté aux formes que l'on désire et aux hypothèses de calcul dû l'on a choisies.

Nous pouvons classer le différent type de supports des lignes électriques en trois catégories :

- Les poteaux de faible hauteur;
- Les poteaux de moyennes hautes tensions;
- Les pylônes métalliques.

On résume les différents types des supports par le tableau suivant [5]

Supports	Avantages	Inconvénients	Emplois
En béton armé	-Longue durée de vie. -Résistance mécanique très grande -Nécessite pas d'entretien.	-Lourds et fragiles. -Main d'œuvre importante pour la mise en place. -coût élevé.	-ligne BT - MT. -Hauteur max : 20 m. -portée max : 200m. -ligne de traction.
En bois	-légers. -Entretien facile. -Mise en place et transport facile. -coût moyen.	-Résistance mécanique faible. -Obligation de surveillance et d'un entretien constant. -Durée de vie limitée	-Ligne de faible importance à basse tension. -Ligne de télécommunication. -Ligne provisoire. -Hauteur max: 12m.
Métallique	-Très grande résistance mécanique. -Légers. -Transport et montage facile.	-prix d'achat très élevé. -Entretien périodique assez coûteux pour éviter la corrosion.	-Pylônes pour ligne à HT et MT. -portée max : 400m. -Hauteur moyenne : 30m.

**Tableau I.2.** Type du support et leurs avantages, inconvénients et leurs emplois. [5]

### I.3.1.3. Classification des pylônes

Les pylônes à treillis sont constitués de deux ensembles principaux qui sont la tête et le fût. [6]

**A. La tête :** La tête d'un pylône à treillis est une structure métallique qui supporte le câble de garde et les conducteurs de la ligne électrique. Elle est développée et calculée pour répondre à la fois : À des conditions de résistance basées sur les hypothèses de calcul de l'ouvrage. Et des contraintes électriques dues à la tension de la ligne et aux distances minimales à respecter entre câbles. Et des contraintes géométriques dues à la configuration du câble de garde et des conducteurs et aux distances à la masse à respecter dans les différentes hypothèses.

**B. Le fût :** Le fût du pylône a pour but essentiel de maintenir la tête et câbles à une certaine distance du sol pour respecter les hauteurs réglementaires et à transmettre au sol, par intermédiaire des fondations, les efforts dus aux charges horizontales et verticales appliquées sur le câble et le pylône.

La classification des pylônes peut se faire sous différentes formes. En effet on peut classer les pylônes :

- Par famille ;
- D'après la disposition de leurs armements c'est-à-dire la disposition géométrique des conducteurs et les câbles ;
- D'après leur aptitude à résister aux efforts longitudinaux ;
- Classification d'après leur fonction de tension de service.

#### *1.3.1.3.1. Classification des pylônes par famille*

Une famille de pylône est constituée par un ensemble de supports ayant des silhouettes voisines mais présentant des résistances mécaniques différentes. Ce choix est cohérent avec la notion de catalogue due à la standardisation des matériels qui présentent des avantages indéniables aussi bien pour le concepteur et l'exploitant que pour le maître d'œuvre et le client.

La normalisation des études, de la fabrication, de la construction et de la maintenance sont d'un intérêt considérable sans oublier l'impact sur l'environnement.

Les types suivants sont généralement requis pour une famille normalisée de Pylône d'alignement à base normale pouvant être utilisée pour les angles faibles de  $1^\circ$  à  $2^\circ$ ,

- Pylône d'alignement à base étoile pouvant être plus facilement intégré dans l'environnement en particulier pour les zones de culture intensive,
- Pylône d'angle de  $5^\circ$  à  $15^\circ$  en suspension,
- Pylône d'angle de  $15^\circ$  à  $30^\circ$  en ancrage utilisé aussi comme pylône anti cascade en alignement,
- Pylône d'angle de  $60^\circ$  à  $90^\circ$  utilisé aussi comme pylône d'arrêt de  $90^\circ$ ,
- Pylône de dérivation.

#### *1.3.1.3.2. Classification d'après la disposition des armements*

Parmi les armements utilisés, on distingue deux grandes classes :

- Le système à phases étagées dans lequel les conducteurs sont disposés à des étages différents : pylônes triangle, drapeau, double drapeau, double triangles.
- le système dans lequel les conducteurs sont disposés au même niveau ou à des niveaux peu différents :
  - Pylône ou portique nappe horizontale,
  - Pylône "chat" simple ou double termes,
  - Pylône "chainette".

## A. Pylône à phases étagées

Pour les pylônes à phases étagées, un câble de garde suffit bien souvent pour protéger les câbles conducteurs avec un angle de protection de  $30^\circ$ . Si le cahier des charges exige un angle de protection plus faible de l'ordre de  $15^\circ$ , deux câbles de garde sont nécessaires à moins d'utiliser un chevalet très haut.

Les pylônes à phase étagées présentent l'avantage de faciliter des constructions isostatiques avec des treillis simples ou multiples et permettent d'obtenir généralement, à charge égales, la structure la plus économique. La forme de la tête, assez étroite, permet en forêt de réduire la zone de déboisement mais par contre, l'étréouissement relative du fut dans la partie supérieure ne permet pas une bonne résistance aux sollicitations de torsion développées en cas de givre dissymétrique. Ce système à phases étagées, présente l'inconvénient d'une superposition des phases qu'il vaut mieux éviter dans les régions à givre. Par contre, ces pylônes sont faciles à fabriquer en usine, à assembler et à lever sur le chantier. Ils sont bien adaptés au déroulage des câblâtes par hélicoptère et au déroulage des câbles sous tension mécanique. Ils permettant d'obtenir des lignes économiques dans les régions ou les pays où le givre n'a pas d'influence.

Enfin, ils font parties de la catégorie des pylônes semi rigides qui sont susceptibles de prendre des déformations élastiques limitées.

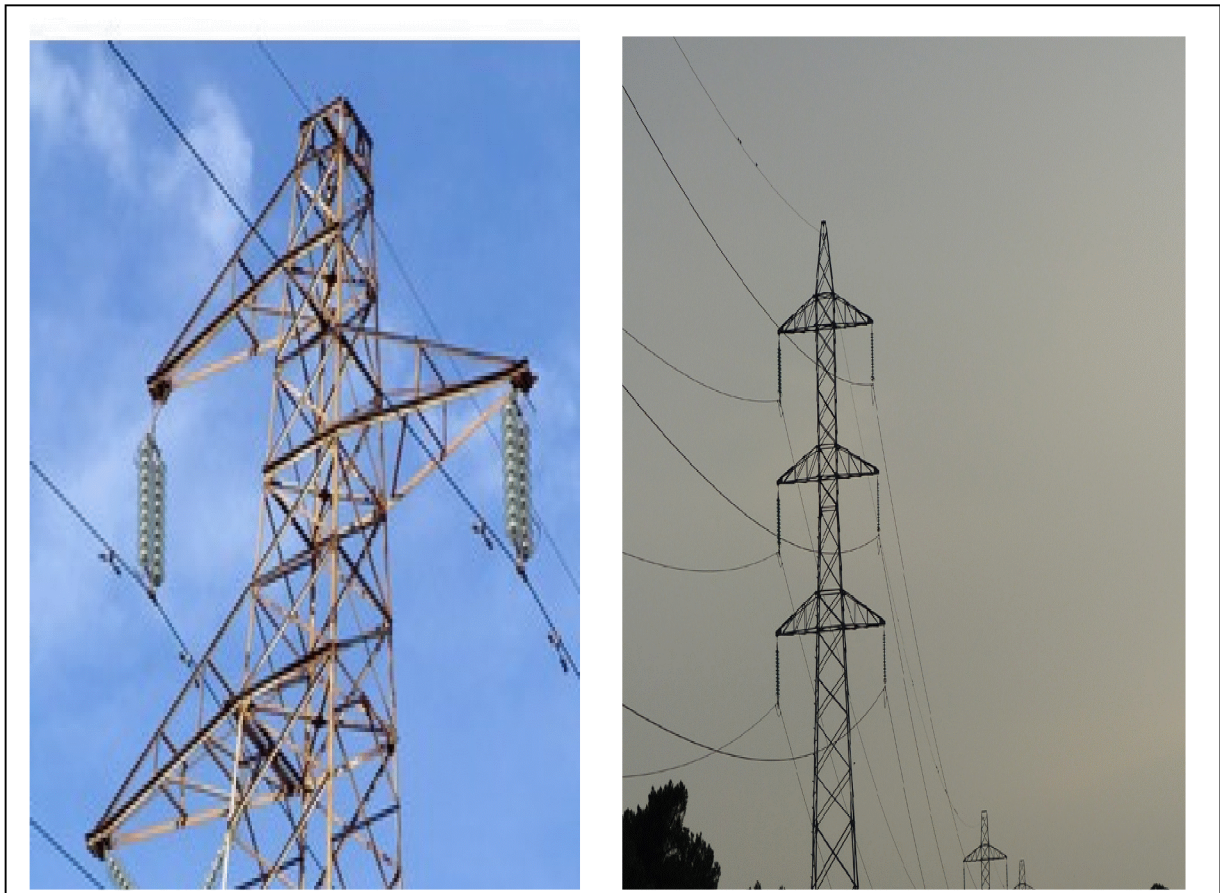


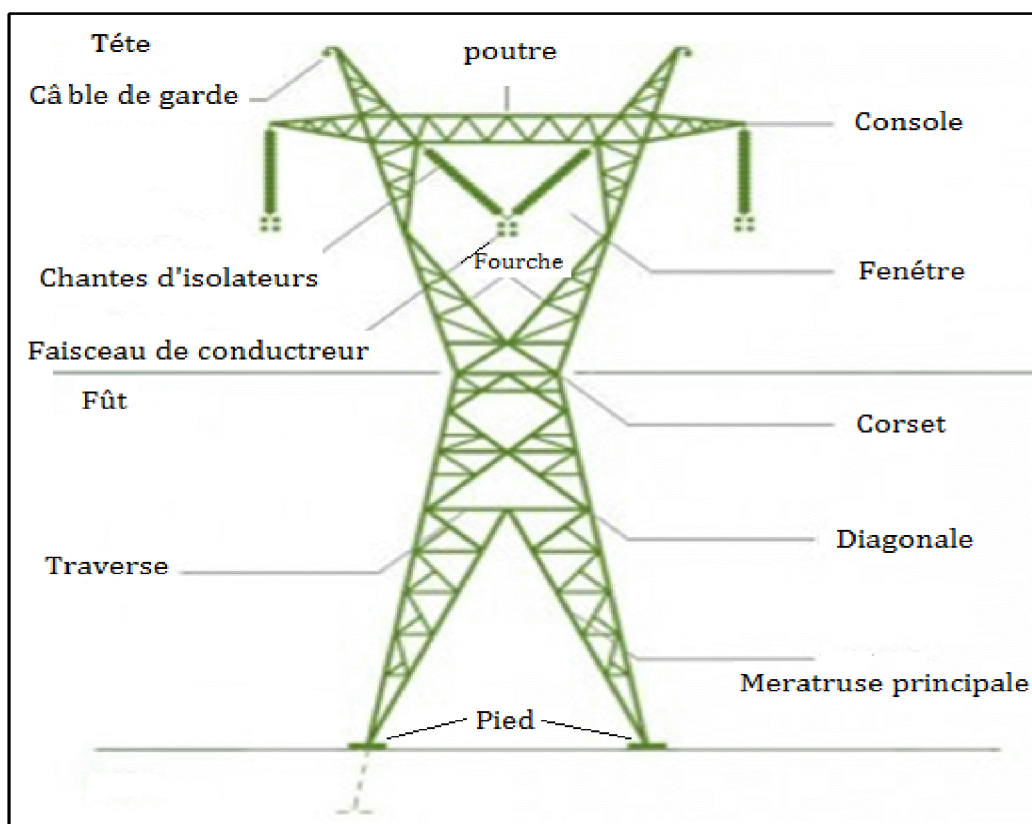
Figure I.10 : pylône en drapeau

Figure I.11 : pylône en triangle

### B. Pylône nappe

Les pylônes à nappe horizontale ou les pylônes "chat" à phase centrale décalée peuvent avoir un fût différent suivant les pays les régions traversées ou d'après les exigences du cahier des charges figure I.12 :

- Fût unique en tronc de pyramide qui est le cas le plus courant,
- Fût unique à membrure verticale parallèle,
- Mat verticale haubané,
- Fût en "V" haubané avec poutre horizontale,
- Double fût incliné haubané avec chaînette.



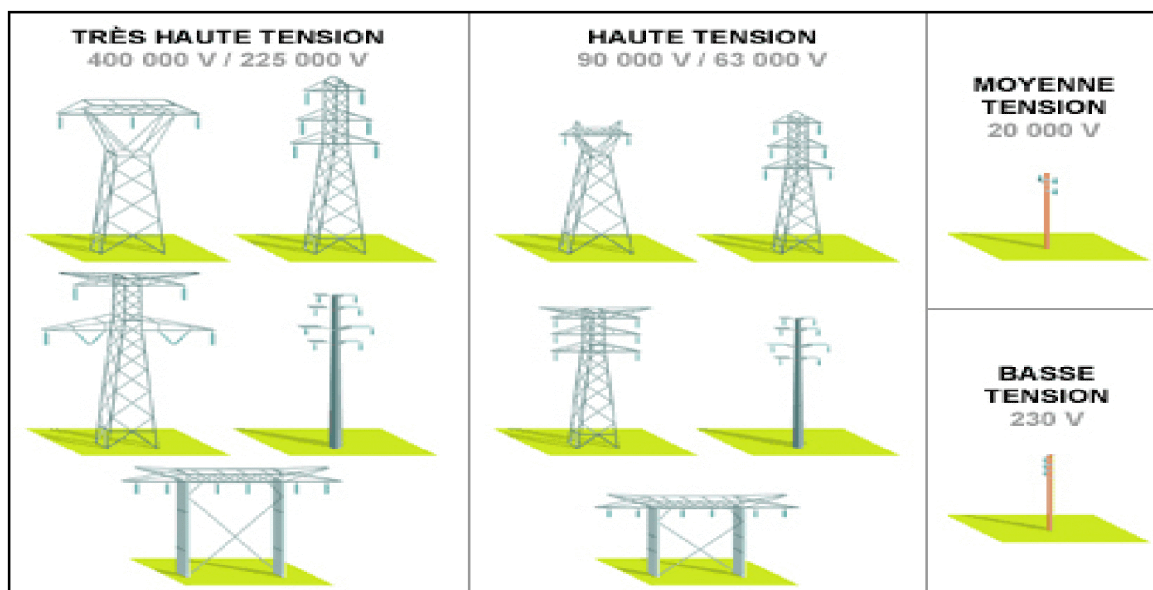
**Figure I.12 :** Exemple d'un pylône nappe [6].

### C. Classification d'après leur altitude aux efforts longitudinaux

Cette classification comporte quatre types d'ouvrages :

- Les pylônes semi-rigides,
- Les pylônes rigides,
- Les pylônes souples,
- Les pylônes haubanés.

### D. Classification d'après leur fonction de tension de service :



**Figure I.13 :** Les différents types des pylônes en fonction de la tension [6].

#### I.3.1.4. Choix des pylônes

Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la région. Généralement, les lignes sont soit simples (un circuit électrique par file de pylônes), soit doubles. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs. En d'autre terme, leur forme, leur hauteur et leur robustesse, ou résistance mécanique, dépendent des contraintes auxquelles ils sont soumis.

### I.3.2. Les isolateurs

Les isolateurs assurent l'isolement électrique entre les câbles conducteurs et les supports. Sur le réseau de transport, les isolateurs sont utilisés en chaîne, dont la longueur augmente tout que le niveau de tension. La chaîne d'isolateurs joue également un rôle mécanique : elle doit être capable de résister aux efforts dus aux conducteurs, qui subissent les effets du vent, de la neige ou du givre. Les isolateurs sont des composants indispensables au transport et à la distribution de l'énergie électrique. [7]

#### I.3.2.1. Caractéristiques générales des isolateurs

Les isolateurs doivent présenter trois qualités principales :

- Une rigidité diélectrique suffisante pour tenir, avec un coefficient de sécurité adéquat, la tension de service sans qu'il se produise ni percement de l'isolation ni arc de contournement. Si toutefois une surtension anormale venait à se produire, il faut absolument que la constitution de l'isolateur soit telle qu'il s'amorce un arc de contournement plutôt qu'un percement du matériau isolant,

- L'isolateur doit être constitué de manière à réduire les fuites de courant. Les fuites seront d'autant plus importantes que l'isolateur est pollué. Les cloches ont pour but d'allonger la ligne de fuite, d'assurer une protection contre la pluie et le dépôt d'humidité en cas de brouillard, de telle sorte à garder la plus grande partie possible de la ligne de fuite à l'état sec. La forme des diverses cloches emboîtées l'une dans l'autre doit être choisie de telle façon que les lignes de champ électrique entre le conducteur et la tige soient autant que possible normales aux surfaces extérieures afin de réduire les courants de fuite,
- L'isolateur doit avoir les propriétés mécaniques requises pour résister aux sollicitations exercées sur lui par le conducteur.

### I.3.2.2. Type d'isolateurs

On distingue quatre types d'isolateurs :

#### I.3.2.2.1 Isolateurs de type pin (branche, tige)

La partie section d'un isolateur de type à broches est représentée sur la Figure. I.14.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 Figure. I.14.b.

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.

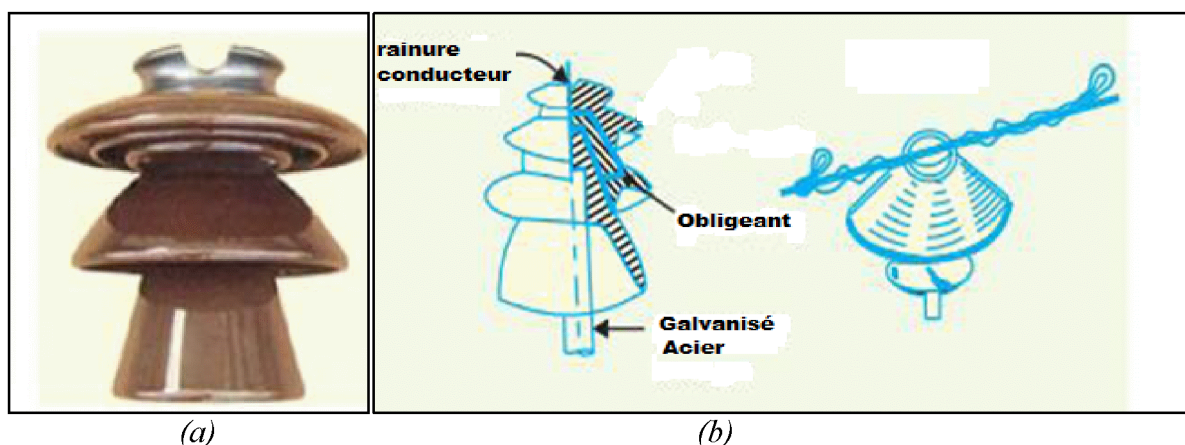
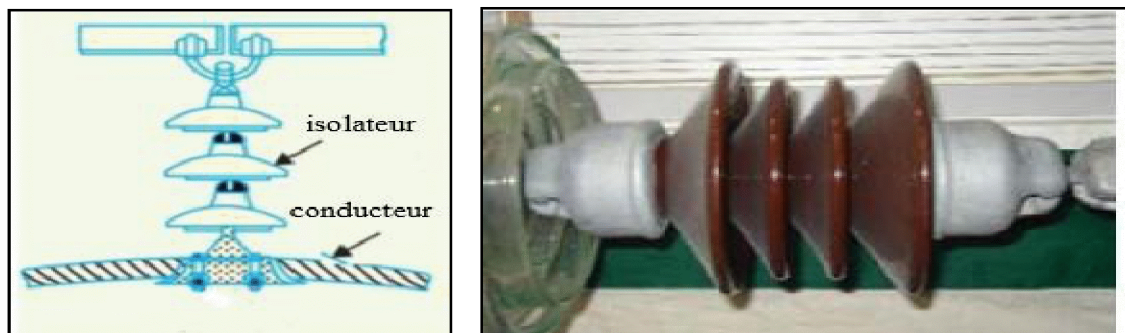


Figure I.14 : Isolateur de type pin (branche, tige) [14]

#### I.3.2.2.2. Isolateurs de type de suspension

L'augmentation du coût de l'isolateur de type pin est d'autant plus important que la tension de travail augmente. Par conséquent, ce type d'isolateur n'est pas économique au-delà de

33kV. Pour une grande tension ( $> 33 \text{ kV}$ ), il s'agit d'une pratique usuelle d'utiliser des isolateurs de type suspension tel que montré par la figure I.15.



**Figure I.15 :** *Isolateur de type suspension [14]*

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 : [14]

- 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.3.2.2.3. 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.16

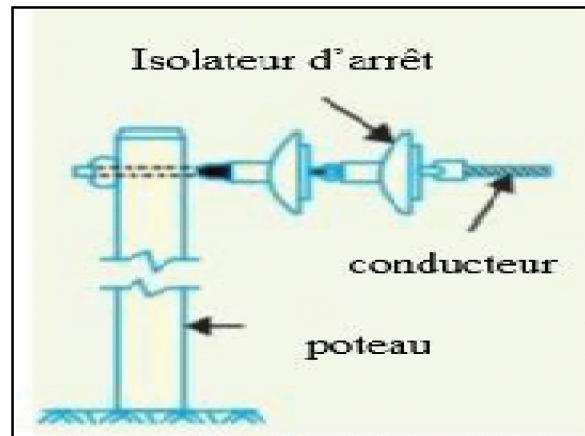


Figure I.16 : Isolateur d'arrêt [8]

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.6.2.2.4. 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.17 montre un isolateur de l'arceau fixé au poteau. Le conducteur de la rainure est fixé avec un fil de liaison souple.

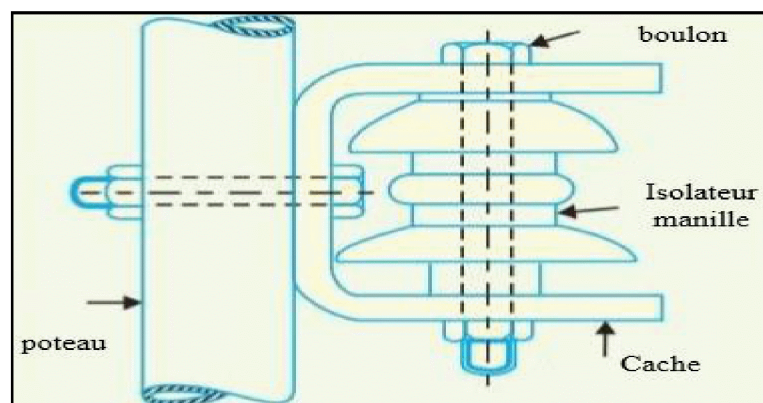
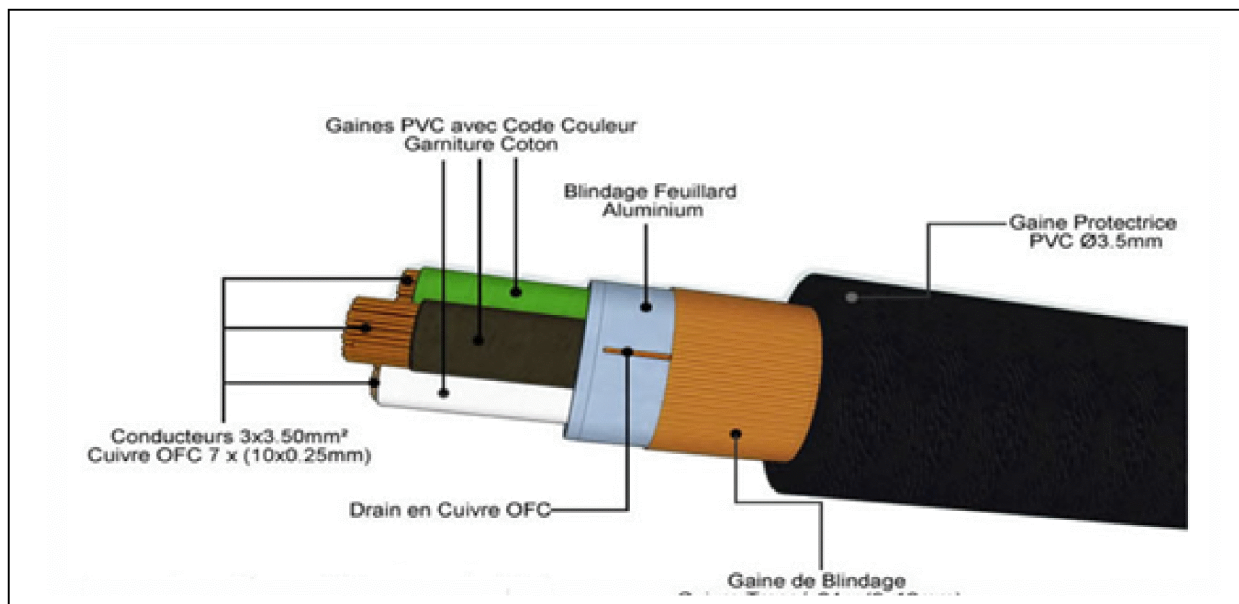


Figure I.17 : isolateur manille [8]

### I.3.3. Les conducteurs

Le câble ou le conducteur électrique est le composant principal des lignes électriques, qui transportent l'électricité de la centrale électrique aux consommateurs. Ces câbles sont aériens, souterrains ou sous-marins, quoique les professionnels réservent plutôt ce terme aux liaisons aériennes. Les lignes à hautes tensions aériennes sont composées des câbles conducteurs, généralement en aluminium, en acier, en alliage d'aluminium, en aluminium à âme d'acier. Les matériaux utilisés présentent des caractéristiques intéressantes en ce qui concerne la résistance électrique, le poids, la tenue mécanique, et le coût. Les conducteurs électriques d'une ligne peuvent être : [1]

- pleins,
- à brins multiples constitué d'un même métal,
- à brins multiples constitués de deux métaux différents,
- avec un vide à l'intérieur (cavité).



**Figure I.18 :** Constitution d'un câble [4]

#### I.3.3.1. Métaux utilisés et constitution des conducteurs

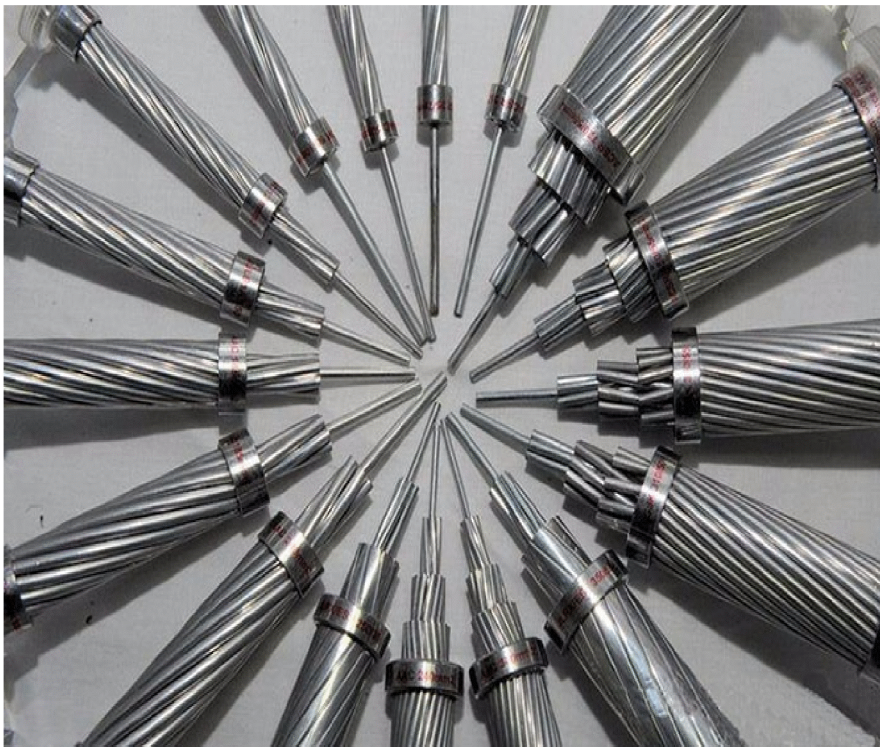
Ce sont principalement les matériaux que nous trouvons dans la catégorie des matériaux conducteurs de l'électricité. Ils conduisent généralement bien la chaleur et l'électricité. Ils se laissent réduire en barres et en fils et certains sont magnétiques. [4].

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.

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, tel que présenté par la figure I.19.



**Figure I.19 :** Câbles torsadés

Le tableau suivant nous donne les différents types des métaux utilisables dans la construction des conducteurs :

Matériaux	Caractéristiques
Cuivre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conduction électrique élevée</li> <li>• Grande résistance à la traction</li> <li>• Densité de courant avec une capacité de transport de courant de cuivre par unité de section assez grande</li> <li>• Coût élevé et non disponibilité</li> </ul>
Aluminium	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moins cher et plus léger par rapport au cuivre</li> <li>• Conductivité et sa résistance à la traction réduites est de 60% celle du cuivre</li> <li>• Densité de l'aluminium (2,71g / dm<sup>3</sup>) inférieure à celle du cuivre (8,9 g / dm<sup>3</sup>).</li> </ul>
<i>Alliage d'aluminium Almelec</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Résistivité électrique suffisamment faible et une résistance mécanique acceptable</li> <li>• la composition de l'Almélec est la suivante [9] : Aluminium Al - 98,5 %, magnésium Mg-0,7 %, silicium Si- 0,5 %, fer Fe - 0,3 %.</li> </ul>
<i>Acier fourré aluminium</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le poids est de 25% moins par rapport à un conducteur en cuivre</li> <li>• Conducteur à 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)</li> </ul>
<i>Acier galvanisé</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haute résistance à la traction</li> <li>• 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</li> </ul>
<i>Cuivre au cadmium</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Composition : De 1% ou 2% de cadmium (Cd) 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</li> <li>• Le conducteur en cuivre de cadmium peut être exceptionnellement utile pour les longues portées</li> </ul>

Tableau I.3 : Les matériaux utilisés pour les câbles aériens.

#### I.3.4. Domaines de tension

Le tableau I.4 suivant nous donne les valeurs des tensions nominales U en courant alternatif et en courant continu pour les trois catégories

Arrêté technique			Valeurs de la tension nominale U	
			courant alternatif V	en courant continu V
1re catégorie	Très basse tension	TBT	$U < 50$	$U < 120$
	Basse tension	BTA	$50 < U < 500$	$120 < U < 750$
		BTB	$500 < U < 1\ 000$	$750 < U < 1\ 500$
2e catégorie	Haute tension	HTA	$1\ 000 < U < 50\ 000$	$1\ 500 < U < 75\ 000$
3e catégorie		HTB	$U > 50\ 000$	$U > 75\ 000$

Tableau I.4 : Domaines de Tension [1]

## I.4. Les contraintes et les normes

### I.4.1. Les normes

- **NF EN 50341-1** (Chapitres 2, 3 et 4) relative aux lignes électriques aériennes de tension supérieure à 45 kV en courant alternatif et les Aspects Normatifs Nationaux.
  - Partie 1 : Règles générales - Spécifications communes.
  - Partie 2 : Index des Aspects Normatifs Nationaux.
  - Partie 3 : Aspects Normatifs Nationaux.
- **NF A 35-503** : Produits sidérurgiques - Aciers pour galvanisation par immersion à chaud
- **NF EN 795** : Protection contre les chutes de hauteur - Dispositifs d'ancrage - Exigences et essais.
- **UTE C 18-510** : Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique. [12]

### I.4.2. Les contraintes

#### I.4.2.1. Généralités

Les contraintes doit être étudiée à la conception en tenant compte de l'environnement (au sens large du terme) dans lequel va évoluer le système. Cette conception doit répondre :

- au cahier des charges fonctionnel,
- au cahier des charges environnemental.

L'ensemble de ces deux composantes doit satisfaire à la troisième qui est la recherche de l'optimum technico-économique.

On peut résumer le rôle des contraintes dans le système par le schéma de la figure I.20

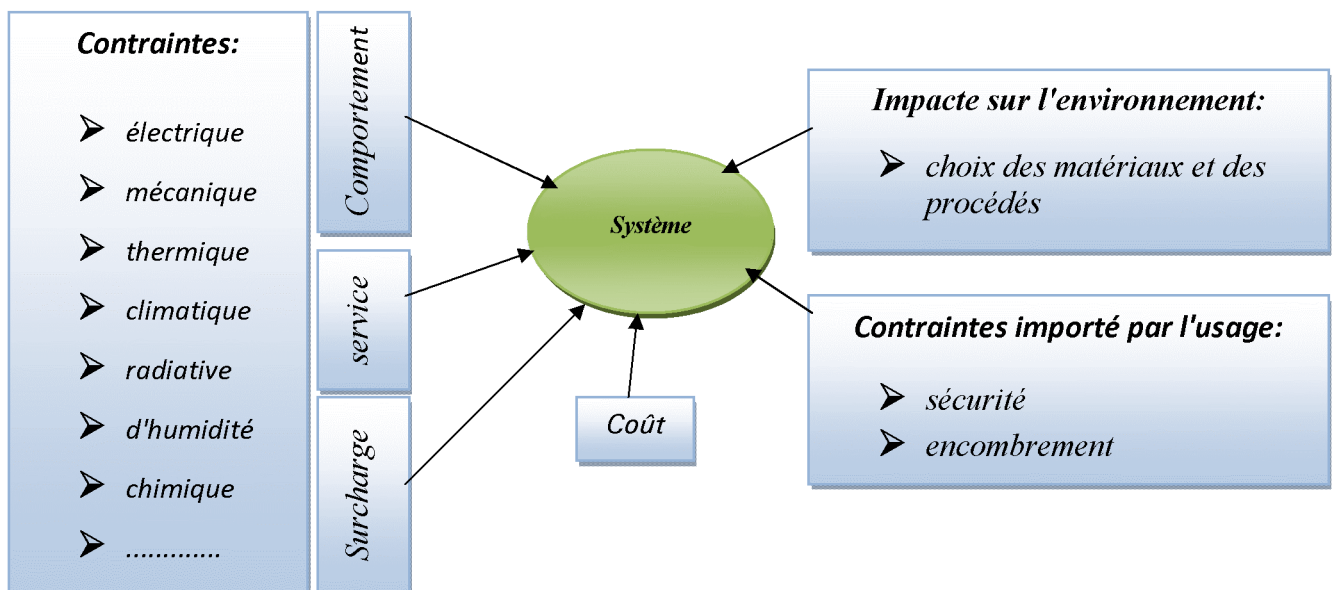


Figure I.20 : Contraintes de conception d'un système

#### *I.4.2.2. Contraintes rencontrées par la fonction isolation au cours de sa vie*

Le système doit être évalué en fonctionnement, ce qui intègre les contraintes normales et aux limites (court-circuit, manœuvre, foudre, arc interne, rupture du circuit primaire des centrales nucléaires). Le système doit être évalué vis-à-vis du vieillissement, ce qui peut, selon les cas, correspondre à quelques heures (automobile), quelques années, 100 ans (certains équipements militaires).

#### *I.4.2.3. Contraintes électriques*

Les isolants des systèmes électriques sont dimensionnés de telle façon qu'ils supportent des champs électriques plus ou moins élevés. Cependant, il est d'usage de sur dimensionner le système d'isolation pour garantir sa tenue diélectrique. Les modes d'action du champ électrique ont été et sont étudiés par la communauté scientifique mais sont en général difficilement prévisibles.

#### *I.4.2.4. Contraintes thermiques*

Pour certains matériels (câbles isolés, transformateurs, moteurs), les contraintes thermiques sont des composantes qui conditionnent la conception. Les contraintes thermiques en fonctionnement normal sont dues :

- à l'échauffement des conducteurs par effet Joule et par courants de Foucault (câbles isolés),
- aux pertes magnétiques (transformateurs),
- aux pertes diélectriques par conduction électrique.

#### *I.4.2.5. Contraintes mécaniques*

Dans tous les matériels électriques, les isolants solides ont à transmettre les efforts qui s'exercent entre les conducteurs et le support. On en déduit que les isolants doivent également supporter les efforts mécaniques. L'origine des contraintes mécaniques en fonctionnement est due :

- aux forces électromécaniques (jeux de barres, température et dilatations cycliques...),
- aux forces dues au mouvement (machines tournantes, vibrations...),
- aux forces de charge (isolateurs de ligne),
- aux efforts exceptionnels : courts-circuits, régimes transitoires, surcharges...

#### *I.4.2.6. Contraintes climatiques*

Le vieillissement climatique résulte de l'exposition aux rayonnements solaires, aux intempéries et à la pollution (marine, atmosphérique, industrielle...). Les matériels utilisés dans le réseau de transport et de distribution situés à l'extérieur sont directement exposés à ce

type de contrainte. C'est le cas des isolateurs de ligne, des conducteurs isolés, des coffrets... Avec l'emploi des isolants synthétiques, la durée de vie des systèmes doit être étudiée parce qu'elle est directement liée au vieillissement naturel. Les causes de dégradation sont nombreuses :

- rayonnement solaire,
- humidité relative, pluie, gel,
- composants chimiques : air, ozone, particules dues à la pollution.

#### *1.4.2.7. Sécurité*

La sécurité des biens et des personnes reste une des préoccupations majeures pour dimensionner les systèmes électrique. Cet aspect est à prendre en compte dans le cas du fonctionnement des matériels mais, surtout, en cas d'incident (incendie, court-circuit, arc Interne, rupture d'enveloppe...). La tenue au feu, par exemple, est un paramètre primordial pour les systèmes devant opérer à proximité de lieux publics ou dans les immeubles de grande hauteur. Des matériaux spécifiques ont été mis au point afin de limiter la propagation de l'incendie, la formation de fumées toxiques, corrosives et opaques.

#### *1.4.2.8. Contraintes environnementales*

Les contraintes environnementales sont devenues, depuis quelques années, des composantes fortes à prendre en compte lors de la conception des matériels et des systèmes d'isolation. Ces approches doivent considérer le cycle de vie du produit « du berceau à la tombe ». À chaque stade de la vie du produit, on doit évaluer les impacts sur l'environnement en termes de rejet de toutes natures (gazeux, solides, liquides), la toxicité des produits mis en jeu en fonctionnement normal et accidentel ainsi que le traitement en fin de vie des systèmes d'isolation (recyclage, réutilisation, élimination, incinération, destruction, mise en décharge...). La mise au point des matériaux doit donc intégrer la notion de démonstrabilité afin de prévoir les traitements en fin de vie adéquats.

## **1.5. CONCLUSION**

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu général sur les réseaux électriques, ainsi que leurs principaux éléments constituant la ligne électrique, différents supports, différents types d'isolateurs.

Le chapitre suivant, portera sur la méthode d'étude de dimensionnement électrique et magnétique des lignes aériennes.

CHAPITRE

---

# Dimensionnement électriques et magnétique

 © fotolia

## II.1. Introduction

Nous allons étudier les caractéristiques longitudinales (les résistances des conducteurs et les inductances entre les conducteurs) et les caractéristiques transversales (la capacité des conducteurs) d'une ligne aérienne. Les résultats d'une analyse des caractéristiques R, L et C, ainsi que les champs électriques et magnétiques d'une ligne sont vitales dans le cadre de la modélisation d'un réseau.

## II.2. Schéma équivalent d'une ligne électrique

Les lignes électriques possèdent des paramètres électriques communs malgré leur diversité. En effet, une ligne possède une résistance, une conductance, une réactance inductive et une réactance capacitive. Ces paramètres électrique sont réparties uniformément sur toute la longueur de la ligne si bien qu'on peut représenter la ligne sur une longueur élémentaire par une série de sections R, L, C identiques comme on peut le voir sur la figure II.1.

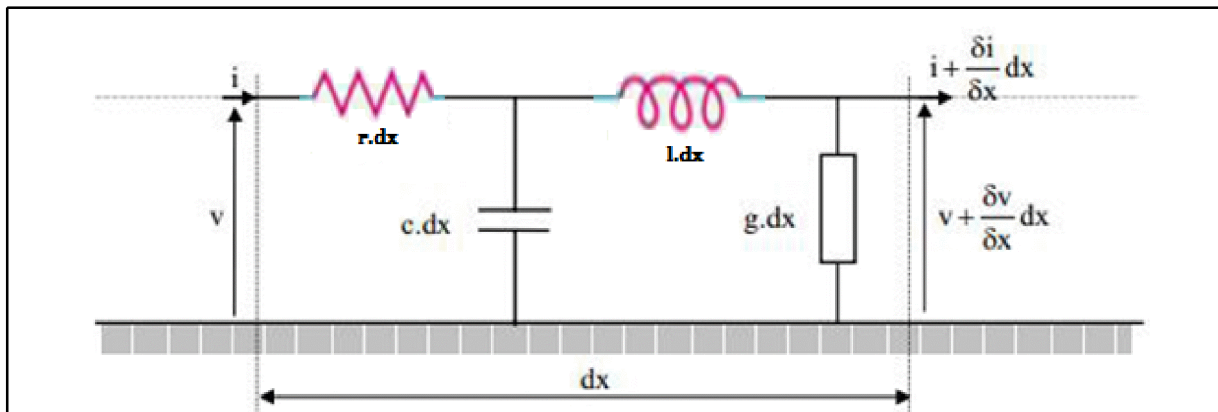


Figure II.1 : Schéma équivalent d'une ligne électrique.

Pour un régime équilibré on utilise l'un des schémas équivalents monophasés montré sur la figure II.2.a ou figure II.2.b.

### II.2.1. Schéma équivalent monophasé d'une ligne électrique forme T.

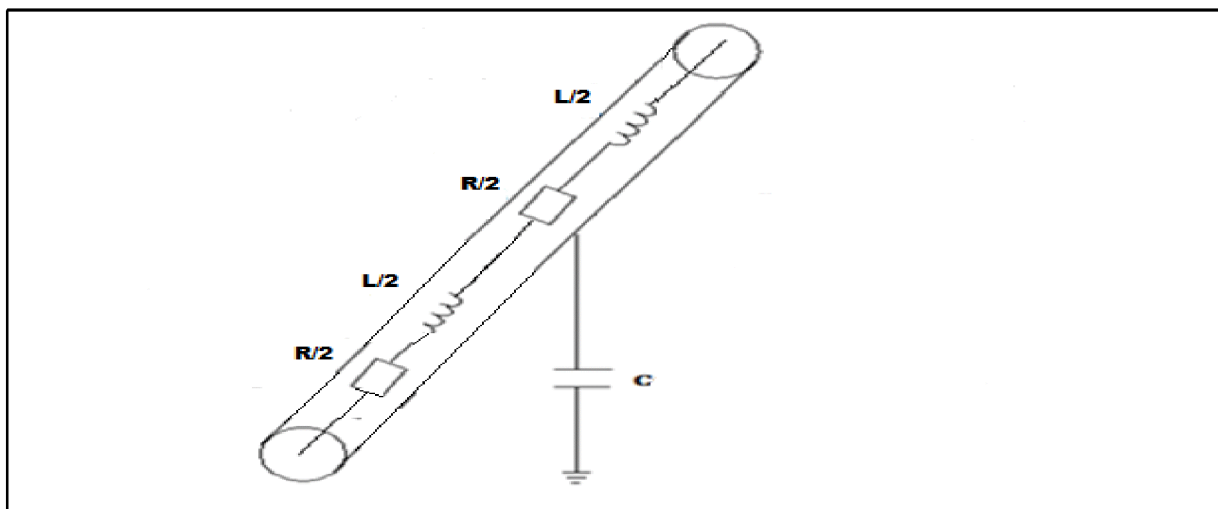


Figure II.2(a) : Schéma équivalent monophasé forme T.

### II.2.2. Schéma équivalent monophasé d'une ligne électrique forme $\pi$

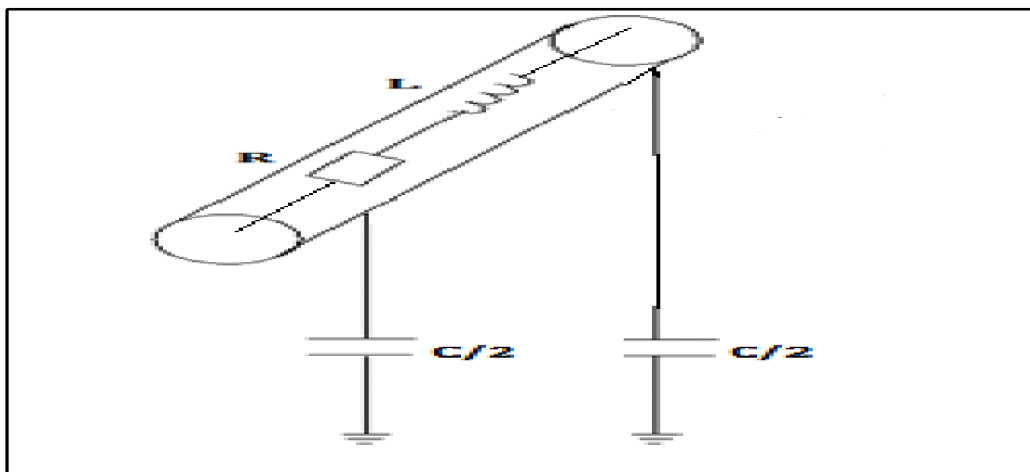


Figure II.2(b) : Schéma équivalent monophasé forme  $\pi$

Avec:

R : Résistance de la ligne [ $\Omega$ ] ;

C : Capacité longitudinal de la ligne [F] ;

L: Inductance de la ligne [H].

### II.2.3. Schéma équivalent Triphasé d'une ligne électrique

Avec des capacités en parallèle et des l'inductance mutuelle :

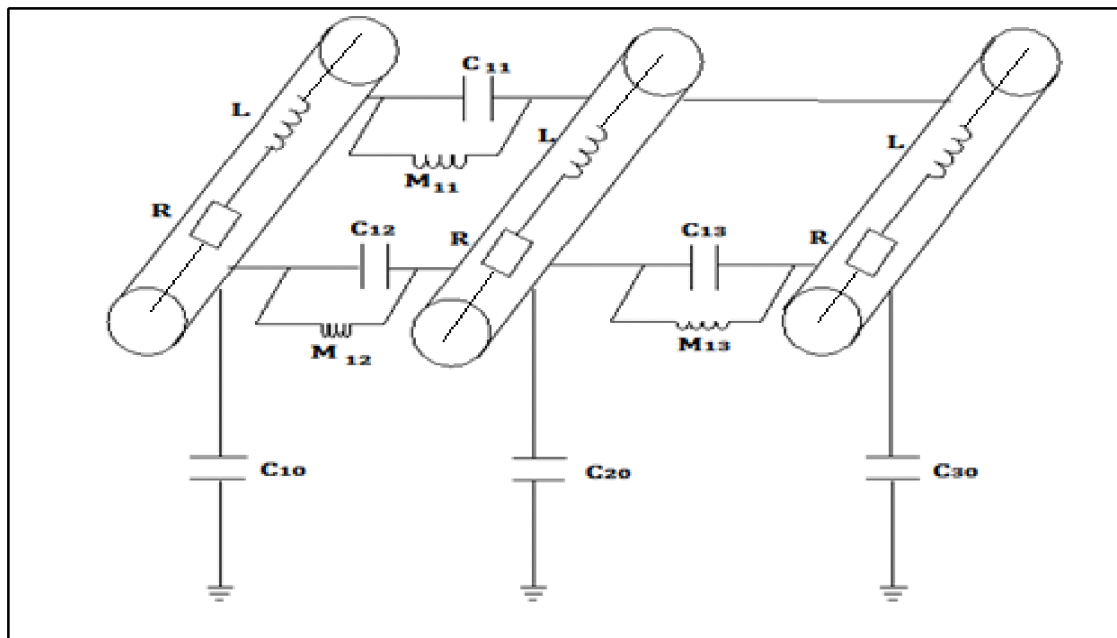


Figure II.3 : Schéma équivalent Triphasé d'une ligne électrique

### II.3 Méthodes de calcul des paramètres de la ligne

Le calcul des paramètres électromagnétique conduit sur la base des trois approches essentielles suivantes :

**A.** Les approches numériques basées sur la relation numérique des équations aux dérivées pareille du champ électrique et magnétique obtenues à partir des équations générales de Maxwell.

**B.** L'approche semi-analytique basée sur les formules de Biot-savart et la loi de coulomb et de théorème de Gauss pour le champ électrique. Suit évalués en un certains nombres de point discret dans l'espace entourant les conducteur.

**C.** L'approche analytique ou empirique basée sur l'utilisation des formules empiriques.

#### II.3.1. La méthode empirique ou analytique

##### II.3.1.1. Résistance d'une ligne électrique

La Résistance linéique en courant continue pour un conducteur filiforme homogène, à une température donnée, dépend du matériau qui le constitue et de ses dimensions. La résistance ohmique  $R$ , exprimée en ( $\Omega$ ), en courant continu, d'un conducteur homogène de longueur  $L$  (en m), de section uniforme  $S$  (en  $\text{mm}^2$ ) et de résistivité  $\rho$  ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ) est donnée par la formule suivante [2] :

$$R_{dc} = \rho \frac{L}{S} = \rho_0 [1 + \alpha_0(\theta - \theta_0)] \frac{L}{S} \quad [\Omega] \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- $\rho_0$  : Résistivité à la température ambiante  $\theta_0$  (20 ou 25  $^{\circ}\text{C}$ ) ( $\Omega.\text{m}$ ) ;
- $\alpha_0$  : Coefficient de température du conducteur ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ) ;
- $\theta$  : Température de service ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $\theta_0$  : Température ambiante ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Matériaux	Cuivre	Aluminium	Almélec	Bronze
Coefficient de la température du conducteur $\alpha_0$	0.00393	0.00403	0.0036	0.004

**Tableau II.1** : coefficient de température du conducteur à 20  $^{\circ}\text{C}$  [ $1/\text{K}$ ] [8].

### II.3.1.2. Résistance linéique en courant alternatif

Dans le cas d'un courant alternatif, il y aura une augmentation de la résistance en courant continu dû à la fréquence. L'accroissement est d'autant plus importante que la fréquence est importante a cause de phénomène de l'effet de peau ou bien l'effet pelliculaire : Les courants à haute fréquence ne se propagent pas dans les conducteurs comme le courant continu ou à basse fréquence. Au lieu d'utiliser la totalité de la section du conducteur ils se cantonnent dans les couches proches de la surface du conducteur. La densité de courant décroît de façon exponentielle au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la surface.

L'épaisseur moyenne  $\delta$  (en m) de la "peau" Figure II.4 dans laquelle circule les courants peut être estimée à l'aide de la formule exprimée en fonction de la fréquence et des paramètres  $\rho$  et  $\mu$  respectivement résistivité électrique et paramètre magnétique des matériaux. En même temps que diminue la section conductrice, la résistance du conducteur augmente dans des proportions notables, donc la résistance linéique en courant alternatif est obtenue en multipliant la résistance linéique en courant continu par le coefficient de correction de l'effet de peau K.[11]

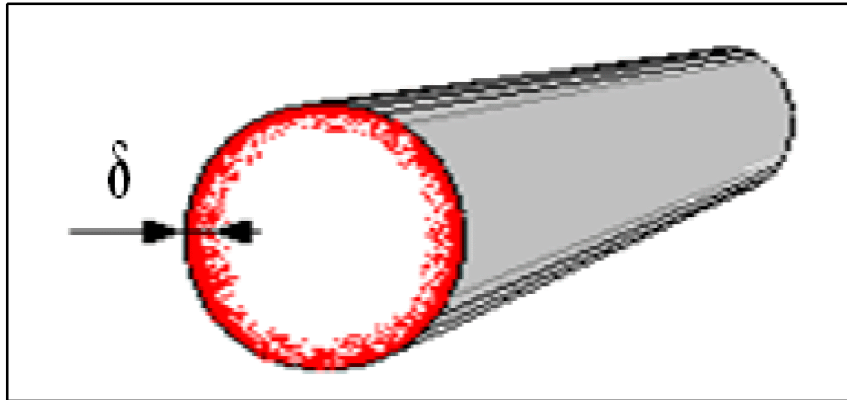


Figure II.4 : l'effet de peau

$$R_{ac} = KR_{dc}$$

D'après la formule suivante :[11]

$$K = \frac{1}{4} \sqrt{\left(\frac{3}{4}\right)^6 + X^6} \quad \text{Où } X = \frac{D}{4\delta}; \quad \delta = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu_0\mu_r}} = \sqrt{\frac{\rho}{\pi f\mu_0\mu_r}}$$

$$K = \frac{1}{4} \sqrt{\left(\frac{3}{4}\right)^2 + \left(\frac{r}{8}\right)^6} \quad (\text{II.2})$$

- $r$  : diamètre du conducteur (m)
- $\mu_r$  : perméabilité magnétique relative du conducteur ( $\mu_r=1$  pour les conducteurs électriques utilisés dans les lignes).

- $\mu_0$  : perméabilité ( $\mu_0=4\pi 10^{-7}$  (H /m)
- $f$  : fréquence du réseau (Hz)
- $\rho$  : résistivité du métal ( $\Omega.m$ )
- $\delta$  : profondeur de pénétration du courant (m)

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 :

$$R = K_1 \cdot K_2 \cdot R_{ac} \quad (II.3)$$

- Généralement le produit  $K_1.K_2$  est posé égale à l'unité.

### II.3.1.3. 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 magnétique 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 terme sur les supports.

Deux types d'inductances sont considérés pour caractériser le comportement magnétique du conducteur d'une ligne électrique :

- L'inductance propre (ou self-inductance) d'un conducteur électrique parcouru par un Courant, 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 termes 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 monophasée à simple terme avec un conducteur par phase, l'expression de l'inductance linéique propre est donnée par la formule suivante : [13]

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

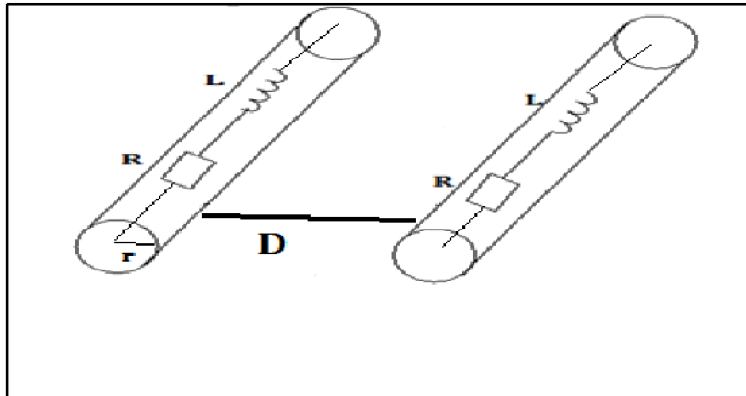


Figure II.5 : ligne biphassée

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, ce terme est négligé. Il reste:

$$L_L = \frac{\mu_0}{2 * \pi} \cdot \ln \frac{D}{r} \quad [\text{H/m}] \quad (\text{II.5})$$

Lorsque la ligne est symétrique (même rayon des conducteurs et même distance entre eux), on considère que les conducteurs formant la ligne triphasée sont disposés au sommet d'un triangle équilatéral présenté dans la figure II.6.

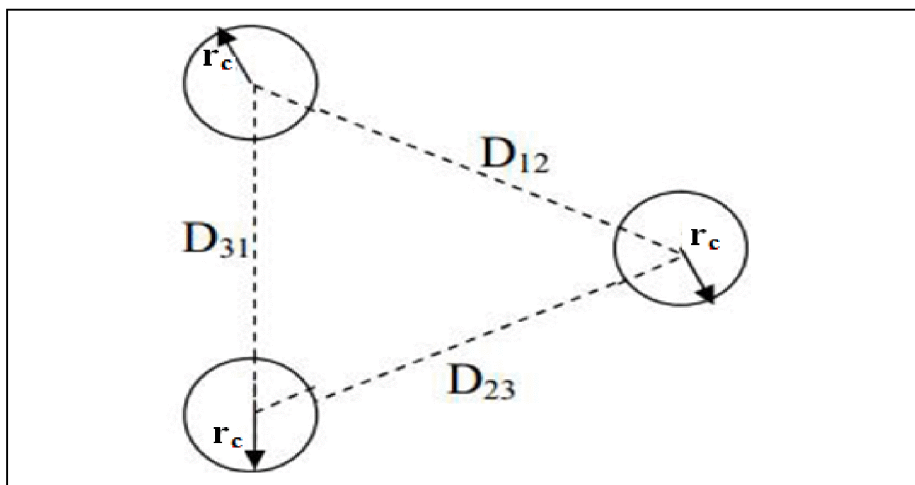


Figure II.6 : Position en triangle des conducteurs

L'expression de l'inductance linéique propre de chaque conducteur de la ligne est comme suite : [13]

$$L_L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{GMD}{GMR_{cond}}\right) \quad [H/m] \quad (II.6)$$

La distance moyenne inter conducteur vaut :

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} \quad [m] \quad (II.7)$$

Le rayon moyen du faisceau de conducteurs vaut :

$$GMR_{cond} = R \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r_c}{R}} \quad [m] \quad (II.8)$$

Avec :

R : rayon de faisceau;

$r_c$  : rayon de conducteur élémentaire;

n : nombre de conducteur élémentaire.

#### II.3.1.4. Impédance linéique $Z_l^-$

L'impédance d'une ligne est défini par une valeur complexe dans laquelle interviennent la résistance et la réactance inductive de la ligne.

$$Z_l^- = R_l + jX_l \quad (II.9)$$

Avec :

- $R_l$  : résistance linéique d'une phase de la ligne ( $\Omega/Km$ ) ;
- $X_l$  : réactance linéique d'une phase de la ligne ( $\Omega/Km$ ).

La réactance inductive linéique elle dépend de l'inductance linéique de la ligne, de la fréquence du courant alternatif, elle se calcule par la formule suivante :

$$X_L = 2\pi f \cdot L_L \quad [\Omega/Km] \quad (II.10)$$

#### II.3.1.5. Capacité linéique de la ligne transversale

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 II.6, la capacité linéique de la ligne se calcule avec la formule suivante : [13]

$$C_l = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{GMD}{r_c}\right)} \quad [F/m] \quad (II.11)$$

Avec :

- $r_c$ : rayon équivalent du faisceau de conducteur [m].

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

$$\epsilon = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r = \frac{1}{36\pi \cdot 10^9} \quad (\text{II.12})$$

Avec :  $\epsilon_r=1$

La réactance capacitive s'exprime comme suite :

$$X_c = \frac{1}{2\pi f \cdot C_l} \quad [\text{F/Km}] \quad (\text{II.13})$$

### II.3.2 méthodologie 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.2 et II.3 résument les caractéristiques générales de conducteurs de ligne électrique aérienne. 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.

Caractéristique	Conducteur			
	Cuivre	Aluminium	Almélec (AMS)	
structure	torsadé	torsadé	lisse	torsadé
Module de Young [N/mm <sup>2</sup> ]	10 <sup>10</sup>	de 5,4 à 7,1.10 <sup>10</sup>	de 5,4 à 7,1.10 <sup>10</sup>	
Masse spécifique [kg/m <sup>3</sup> ]	8920	2703	2700	
Chaleur spécifique à 20 °C [J/kg.K]	393	924	924	
Coefficient de dilatation thermique [K <sup>-1</sup> ]	1,62.10 <sup>-5</sup>	2,24.10 <sup>-5</sup>	2,4.10 <sup>-5</sup>	
Résistivité à 20 °C [Ω.m]	1,76.10 <sup>-8</sup>	2,83.10 <sup>-8</sup>	3,57.10 <sup>-8</sup>	
Coefficient de variation de la résistivité avec la température [K <sup>-1</sup> ]	3,8.10 <sup>-3</sup>	4.10 <sup>-3</sup>	4.10 <sup>-3</sup>	
Limite de rupture en traction [N/mm <sup>2</sup> ]	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]

	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/dm <sup>3</sup> )	8,80	2,60	.	.	.	.	.
Masse volumique du métal écroui pour ligne 0°C (kg/dm <sup>3</sup> )	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 (10 <sup>6</sup> J/m/K)	1,34	0,67	.	.	0,19 à 0,25	.	.
Résistivité (Ω mm <sup>2</sup> /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 (10 <sup>6</sup> /K)	18	23	23	17,6	11,5	18,2	17,25
Module d'élasticité du fil (10 <sup>3</sup> N/mm <sup>2</sup> )	83	66	.	130	.	.	.
Module d'élasticité du câble (N/mm <sup>2</sup> )	.	53	66	83 à 101	215	77	85
Limite d'élasticité (N/mm <sup>2</sup> )	250 à 270	110 à 120	.	300 à 400	900	160	170
Tension de rupture, métal recuit (N/mm <sup>2</sup> )	220	90	.	.	.	.	.
Tension de rupture, métal écroui (N/mm <sup>2</sup> )	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.3 : Caractéristiques de conducteur [8].

## II.3.2.1) Critère de courant nominal

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

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  $I_{N,T}$ .

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

$$P_T = P_{\text{départ}}(1 + a)^T \quad [\text{MW}] \quad (\text{II.14})$$

- La grandeur  $P_T$  représenté la puissance électrique mise en jeu au départ. Cette puissance est corrélée par un pourcentage d'augmentation annuelle par rapport au pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée « a » [%] ;
- T : durée d'utilisation de conducteur [années],
- $P_{\text{départ}}$  : puissance de départ transporté par le conducteur [MW],

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 :

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\varphi)} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.15})$$

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].

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 :

$$R \cdot ((I_{ADM}))^2 = W_R + W_C - W_I \quad (\text{II.16})$$

Nous aboutissons finalement à l'expression :

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{W_R + W_C - W_I}{R}} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.17})$$

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.17) [15]:

$$W_R = E_{MISS} \cdot S_{tef} \cdot P \cdot [T_{SERVICE}^4 - T_{AMBIANTE}^4] * D \quad (II.18)$$

Avec :

- p : pression atmosphérique,
- $E_{MISS}$ : le pouvoir émissif du conducteur par rapport au corps noir (= 1) ,
- $S_{tef}$  : la constante de Stefan-Boltzmann et a pour valeur  $5,7.10^{-8}$  [W/m<sup>2</sup>] ,
- $T_{SERVICE}$ : 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].

$$W_{C,Conducteur\ torsadé} = 0.38715 \cdot (V \cdot Diam) \cdot 0.448 \cdot [T_{SERVICE} - T_{AMBIANTE}] \quad (II.19)$$

$$W_{C,Conducteur\ lisse} = 0.46213(V \cdot Diam) \cdot 0.462[T_{SERVICE} - T_{AMBIANTE}] \quad (II.20)$$

Avec :

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

$$W_I = Ensol \cdot Diam \cdot W_S \quad (II.21)$$

Avec :

- Ensol : coefficient d'absorption de l'énergie solaire par le conducteur (= 1),
- $W_S$  : la puissance du rayonnement solaire émis (= 1000 W/m<sup>2</sup>).

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.3.2.2. Critère de court circuit

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

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{n \cdot \sqrt{3} U_n} [A] \quad (II.22)$$

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  $S_{cc}$  dépend du réseau environnant la ligne étudiée. Mais du point de vue dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs indiquées dans le tableau II.4 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]
20	120	11.6
63	400	20
225	2500	31.5
400	70000	63

**Tableau II.4:** Puissance et courant de court circuit [16].

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[16] :

$$S_{\min} = \frac{I_{cc}\sqrt{t_{cc}}}{\alpha} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.23})$$

Avec :

- $S_{\min}$  : section minimal de conducteur correspondent au court circuit [ $\text{mm}^2$ ];
- $t_{cc}$ : durée de court circuit [s];
- $\alpha$  : facteur qui dépend du la nature de conducteur utilisé, spécialement son âme conductrice, on donne les valeurs suivantes [15]:

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

$\alpha = 55, 07$  pour aluminium;

$\alpha = 61, 98$  pour almélec.

### II.3.2.3. 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.7.

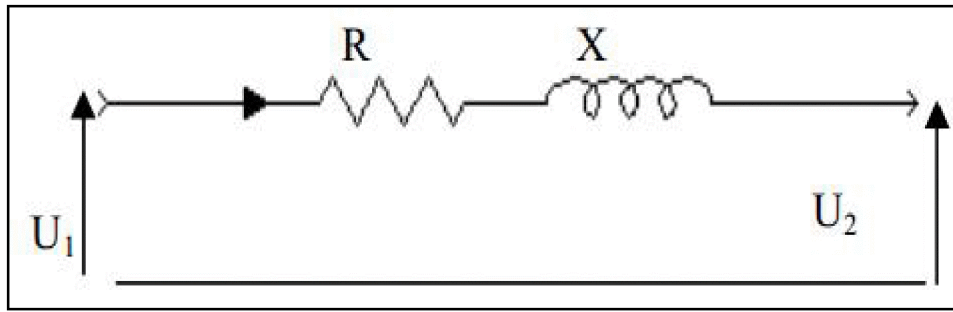


Figure II.7 : schéma équivalent d'une ligne électrique.

On a la relation de la chute de la tension :

$$\Delta U = U_2 - U_1 \quad (\text{II.24})$$

Et on a :

$$P = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot U_N \cdot \cos(\varphi) \quad [\text{MW}] \quad (\text{II.25})$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot U_N \cdot \sin(\varphi) \quad [\text{MVAR}] \quad (\text{II.26})$$

Avec :

P : puissance active transmise par la ligne électrique ( $P = D_{\text{épart}}$ );

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 [ $\Omega$ ];

X : réactance inductive linéique de la ligne [ $\Omega$ ];

$\varphi$  : 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

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N}{U_N} (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi)) [\%] \quad (\text{II.27})$$

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

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P \cdot R \cdot Q \cdot X}{U_n} \quad (\text{II.28})$$

De la relation de la chute de tension II.26 on peut déterminer la résistance maximale :

$$R = \frac{\frac{\Delta U \cdot U_N \cdot X \cdot \sin \varphi}{\sqrt{3} \cdot I_N}}{\cos \varphi} \quad (\text{II.29})$$

### II.3.3 Les Coût des conducteurs

Les conducteurs de lignes aériennes se vendent au poids. On évalue leur prix via l'équation suivante : [1]

$$Cc = 3 [\text{phases}] \cdot \text{PrixKg} \cdot \rho [\text{kg/m}^3] \cdot \text{Longueur} [\text{m}] \cdot \text{Section} [\text{mm}^2] \quad \text{En:} [\text{DA} \cdot \text{mm}^2]$$

Avec :

Prix Kg est le prix au kg du matériau utilisé. Des ordres de grandeurs sont fournis par le programme ;

$\rho$  : est la masse volumique du matériau à la température de service ;

L : Longueur est la longueur de la jonction ;

S : Section est bien entendu la section des conducteurs.

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 :

$$C_t = A + B * S + \frac{C_p}{S} \quad (\text{II.30})$$

Avec :

- Ct: coût total des conducteurs sur les T années d'utilisation.
- A : frais fixes (pose du câble....)
- B : coût des conducteurs.
- S : section du câble (mm<sup>2</sup>).
- C<sub>p</sub>: Coût des pertes actualisées.

### II.3.3.1 Coût des pertes actualisées

Les pertes par effets Joule peuvent être évaluées à partir de l'équation :

$$C_p = \frac{3 \cdot \rho \cdot N \cdot L \cdot \text{pr.factu} \cdot \frac{I_{N,\text{début de vie}}^2}{n}}{S} \quad (\text{II.31})$$

$\rho$  : résistivité du conducteur [ $\Omega \cdot m$ ] à la température de service à la fréquence de service ;

L : longueur de la liaison [m] ;

$I_{N, \text{début de vie}}$  : courant parcourant le câble *en début de vie* (car on multiplie ce courant par le facteur d'actualisation  $f$ ) [A] ;

N = nombre d'heures par année d'utilisation à pleine charge du point de vue des pertes (pour les pertes, une heure d'utilisation à mi-charge équivaut à un quart d'heure d'utilisation à pleine charge) [h/an] ;

$P_r$  = prix du kWh de pertes [DA/Wh] ;

$S$  = section du conducteur [ $\text{mm}^2$ ].

Le facteur  $f$ , qui est le facteur d'actualisation, prend en compte l'érosion de la valeur de l'argent au cours des années. Il est calculé comme suit :

$$f_{actu} = \frac{Q}{1 + \frac{T_i}{100}} \quad \text{Avec :} \quad Q = \frac{1+r^T}{1-r}$$

$$r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{\left(1 + \frac{T_i}{100}\right)} \quad (\text{II.32})$$

Avec :

- $T_i$  : taux d'intérêt ;
- $a$  : augmentation annuelle de la puissance ;
- $b$  : pourcentage d'accroissement du prix du KWh.

### II.3.3.2 Coût du tirage des conducteurs

Le tirage constitue l'étape de placement des conducteurs, c'est-à-dire leur suspension aux supports. Il paraît évident que le coût sera différent en fonction de l'accessibilité aux supports.

Pourtant, nous allons modéliser ce coût par un terme constant et un terme proportionnel à la section. En effet, les frais d'installation seront d'autant plus importants que le conducteur est lourd : [20]

$$\text{Coût} = L \cdot (291 \cdot S + 54465) \quad [\text{DA}] \quad (\text{II.34})$$

Avec : la section est exprimée en  $\text{mm}^2$  et la longueur  $L$  en km.

### II.3.4 Méthode numérique basée sur la résolution des équations de maxwell

A partir de l'équation de maxwell générale de l'électromagnétique, exprimées en régime statique (permanent), on a aboutit aux modèles électrostatique et magnétique tel que :

$$\text{Modèle électrostatique : } \begin{cases} \overrightarrow{\text{div}} \vec{D} = 0 \\ \overrightarrow{\text{rot}} \vec{E} = 0 \\ \vec{D} = \varepsilon_0 \varepsilon_r \vec{E} \end{cases}$$

$$\text{Modèle magnétostatique : } \begin{cases} \overrightarrow{\text{div}} \vec{B} = 0 \\ \overrightarrow{\text{rot}} \vec{H} = \vec{J}_s = \frac{l}{s} \\ \vec{B} = \mu_0 \mu_r \vec{H} \end{cases}$$

La résolution des équations aux dérivées partielles présentée se fait soit à par la méthode des différence finis, soit la méthode des élément finis, résultant etant la connaissance de la répartition des grandeurs de champ électrique et magnétique dans l'espace.

### II.4. Calcul des grandeurs électromagnétiques

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 comme on voit dans la figure II.8. 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.

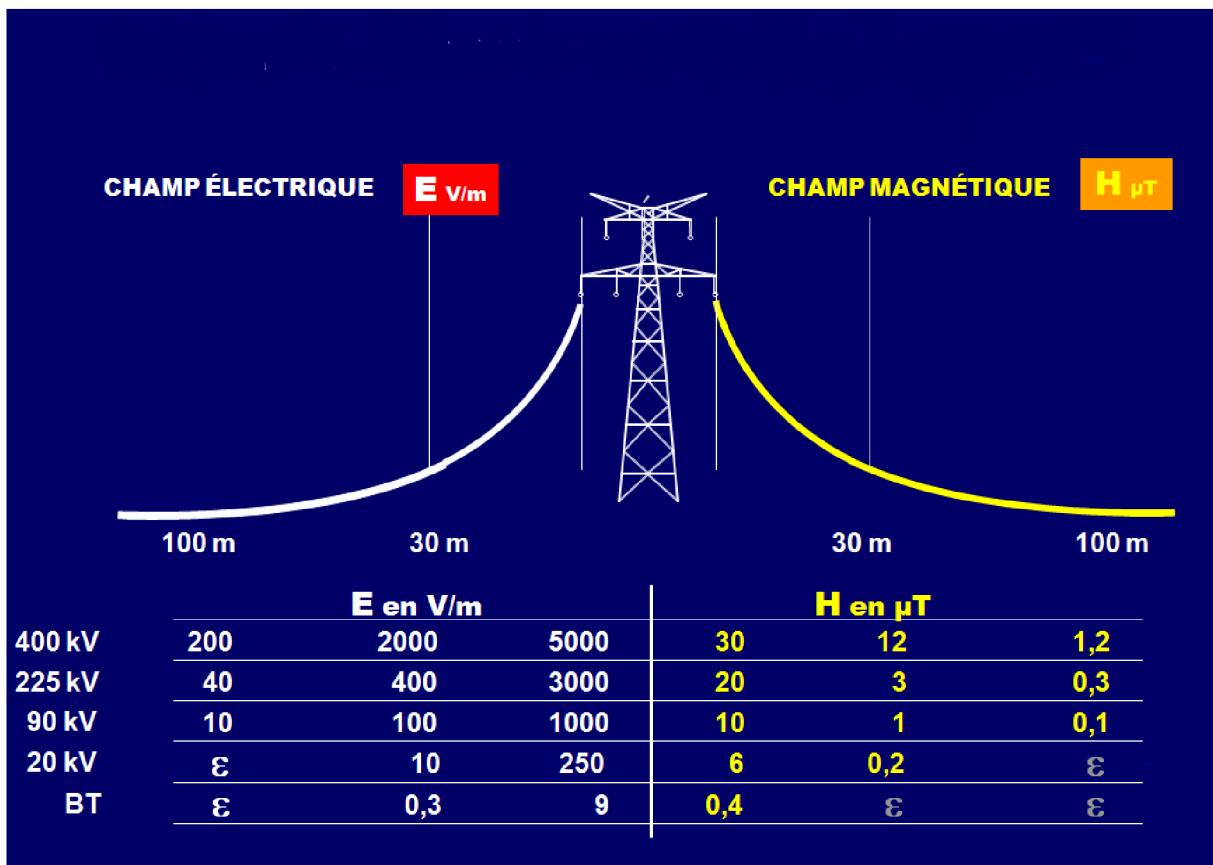


Figure II.8 : valeur de champ électrique et magnétique a proximité des lignes aériennes [17].

#### II.4.1. Méthode semi- analytique de calcul des grandeurs électromagnétiques

##### II.4.1.1. Calcul de champ électrique

Le développement de réseau électrique, fait apparaître des problèmes liés au champ électrique généré par les lignes de transport d'énergie électrique HT et THT qui peut atteindre

des valeurs élevés, qui peuvent causer des dommages sur l'environnement notamment des objets situés à proximité de ces réseaux.

D'après le théorème de Gauss appliqué sur un conducteur de longueur  $h$  et portant une densité linéique de charge  $\lambda$  [C/m] :

$$\oiint \vec{E} \cdot \vec{dS} = 2\pi \cdot r \cdot h \cdot E(r) = \frac{Q_i}{\epsilon_0} = \frac{\lambda h}{\epsilon_0} \quad (\text{II.35})$$

Avec :

$Q_i$  : Charge du conducteur  $i$

$r$  : Le rayon de la surface de Gauss.

On obtient ainsi l'expression du champ électrique radiale porté par le vecteur unitaire  $\vec{U}_r$  :

$$\vec{E} = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0 r} \vec{U}_r \quad (\text{II.36})$$

Sachant que :  $\vec{E} = -\overrightarrow{\text{grad}V}$

Alors en coordonnée cylindrique d'où :  $E = -\frac{dV}{dr}$

$$\frac{dV}{dr} = -\frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0 r}$$

$$V_i = -\frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r}{r_0}$$

On a l'expression du potentiel scalaire électrique :

$$V(x, y) = -\frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r(x, y)}{r_0(x, y)} \quad (\text{II.37})$$

Développons les résultats dans le cas d'un conducteur (ou d'un faisceau) et de son image et considérons un plan perpendiculaire à la ligne comme on voit dans la figure **II.9** : Les coordonnées du conducteur sont  $(d, h)$ , les coordonnées de son image sont  $(d, -h)$ . Les composantes  $E_x$  et  $E_y$  de l'intensité du champ électrique en  $(x, y)$  s'expriment en fonction de  $r(x, y)$  et  $r_0(x, y)$  :

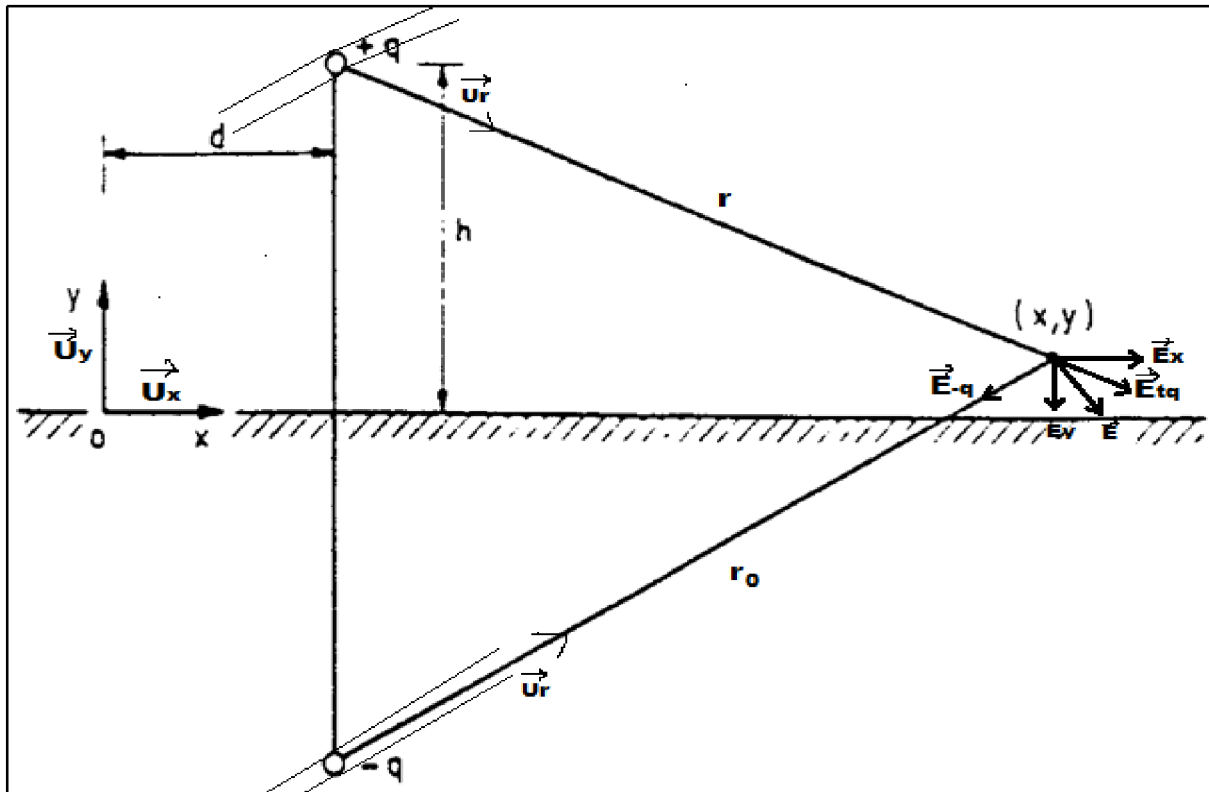


Figure II.9 : schéma utilisé pour le calcul du champ électrique [14].

La position du point de calcul cible par rapport aux positions des charge s'expriment par :

$$r = \sqrt{(x-d)^2 + (y-h)^2} \quad \text{Et} \quad r_0 = \sqrt{(x-d)^2 + (y+h)^2}$$

En coordonnées bidimensionnelle dans le repère cartésien on a :

$$\vec{E}_l = -\overrightarrow{\text{grad}}V(x, y) = \frac{\partial V(x, y)}{\partial x} \vec{\mu}_x - \frac{\partial V(x, y)}{\partial y} \vec{\mu}_y$$

$$\text{- composant suivant (OX) : } E_x = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0} \left[ \frac{x-d}{(x-d)^2 + (y-h)^2} - \frac{x-d}{(x-d)^2 + (y+h)^2} \right] \quad (\text{II.38})$$

$$\text{- composant suivant (OY) : } E_y = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0} \left[ \frac{y-d}{(x-d)^2 + (y-h)^2} - \frac{y+d}{(x-d)^2 + (y+h)^2} \right] \quad (\text{II.39})$$

Le module du champ électrique vaut :

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2} \quad [\text{V/m}] \quad (\text{II.40})$$

Dans l'hypothèse de l'intensité du champ électrique au niveau du sol (y=0),  $E_x=0$ , et

on a :

$$E_y = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \frac{h}{(x-d)^2 + h^2} \quad (\text{II.41})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} E_x = 0 \quad \text{symétrique} \\ E_y = -\frac{\lambda}{\pi \epsilon_0} \frac{d}{(x-d)^2 + h^2} \end{array} \right\} \quad (\text{II.42})$$

Le calcul de la capacité est conduit à partir de l'énergie électrique :

$$C = \frac{2W_{\text{éle}}}{V^2} = \frac{\iiint_V \epsilon E^2 dv}{V^2} \quad [\text{F/m}] \quad (\text{II.43})$$

Avec :

V : potentiel électrique de la conducteur ;

### II.3.3 Calcul de l'induction 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 des lignes ne dépassent en général pas 50  $\mu\text{T}$ .

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 d'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 II.10 On utilisera la loi de BIOT-SAVART :

$$d\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} * \frac{I \cdot d\vec{l} \times \vec{r}_{SC}}{|\vec{r}_{SC}|^2} \quad (\text{II.44})$$

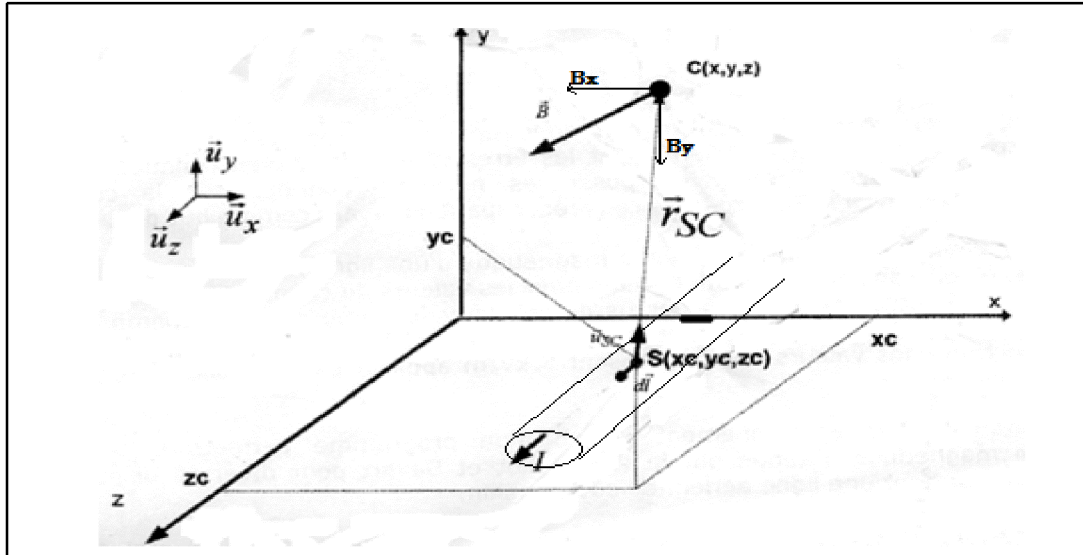


Figure II.10: Positionnement quelconque des conducteurs d'une ligne électrique.

Après avoir explicité le vecteur unitaire  $\vec{\mu}_{SC}$  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 II.44 devient :

$$\vec{B} = \int_{-L}^{+L} d\vec{B} = \frac{\mu_0 \times I}{4\pi} \frac{(y-y_s)\vec{\mu}_x - (x-x_s)\vec{\mu}_y}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} \frac{(2 \cdot L)}{\sqrt{(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2 + (z-L)^2}} \quad (II.45)$$

$(X_s, y_s)$  : les coordonnées de point source.

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

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi} \frac{(y-y_s)\vec{\mu}_x + (x-x_s)\vec{\mu}_y}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} = \begin{cases} \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi} \frac{(y-y_s)}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} \vec{\mu}_x = B_x \vec{\mu}_x \\ \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi} \frac{-(x-x_s)}{[(x-x_s)^2 + (y-y_s)^2]} \vec{\mu}_y = B_y \vec{\mu}_y \\ 0 * \vec{\mu}_z \end{cases} \quad (II.46)$$

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

Le calcul de l'inductance est conduit par l'intermédiaire de l'énergie magnétique emmagasiné dans le conducteur :

$$L_l = \frac{2W_{mag}}{I^2} = \frac{\iiint_v \frac{1}{\mu_0} B^2 dv}{I^2} \quad (II.47)$$

### III.3.3. Démarche de calcul dans le cas triphasés

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 II.11 suivante :

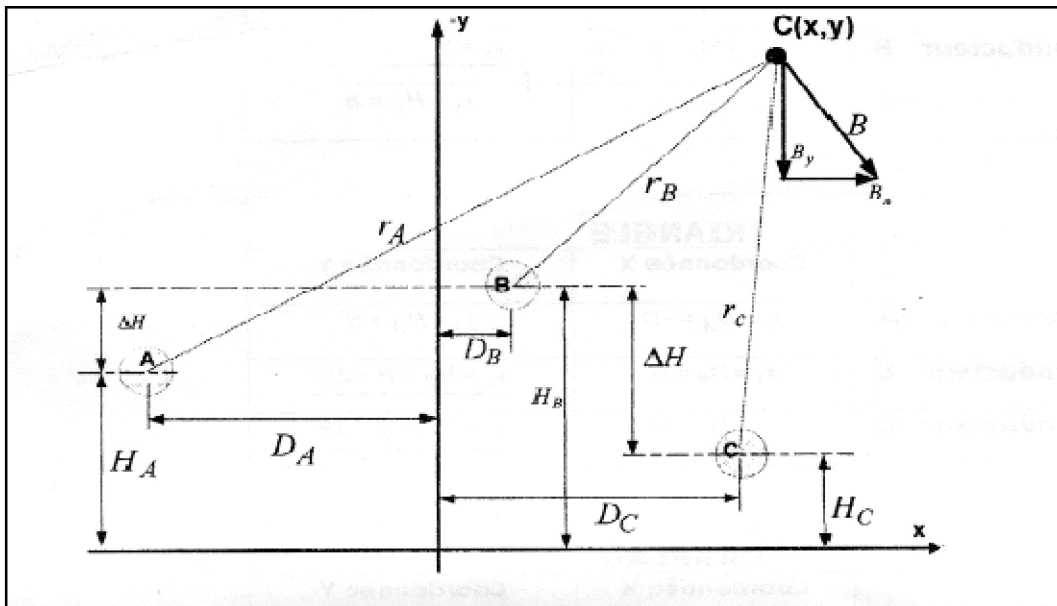


Figure II.11 : Géométrie aléatoire de conducteurs d'une ligne électrique

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

$$I_A = I_{MAX} e^{j\omega t} \quad [A] \quad (II.48)$$

$$I_B = I_{MAX} e^{j\omega t + \frac{2\pi}{3}} \quad [A] \quad (II.49)$$

$$I_C = I_{MAX} e^{j\omega t - \frac{2\pi}{3}} \quad [A] \quad (II.50)$$

Avec :

$\omega = 2\pi f$  et  $f$  : fréquence.

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

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

<b>NAPPE-VOUTE</b>		
	<b>Coordonnée X</b>	<b>Coordonnée Y</b>
<b>Conducteur A</b>	$x_s = D_A = -D$	$y_s = H_A = H$
<b>Conducteur B</b>	$x_s = D_B = 0$	$y_s = H_B = H + \Delta H$
<b>Conducteur C</b>	$x_s = D_C = D$	$y_s = H_C = H$
<b>TRIANGLE</b>		
	<b>Coordonnée X</b>	<b>Coordonnée Y</b>
<b>Conducteur A</b>	$x_s = D_A = -D$	$y_s = H_A = H$
<b>Conducteur B</b>	$x_s = D_B = D$	$y_s = H_B = H - \Delta H$
<b>Conducteur C</b>	$x_s = D_C = D$	$y_s = H_C = H + \Delta H$
<b>DRAPEAU</b>		
	<b>Coordonnée X</b>	<b>Coordonnée Y</b>
<b>Conducteur A</b>	$x_s = D_A = 0$	$y_s = H_A = H$
<b>Conducteur B</b>	$x_s = D_B = 0$	$y_s = H_B = H + \Delta H$
<b>Conducteur C</b>	$x_s = D_C = 0$	$y_s = H_C = H + 2 \Delta H$

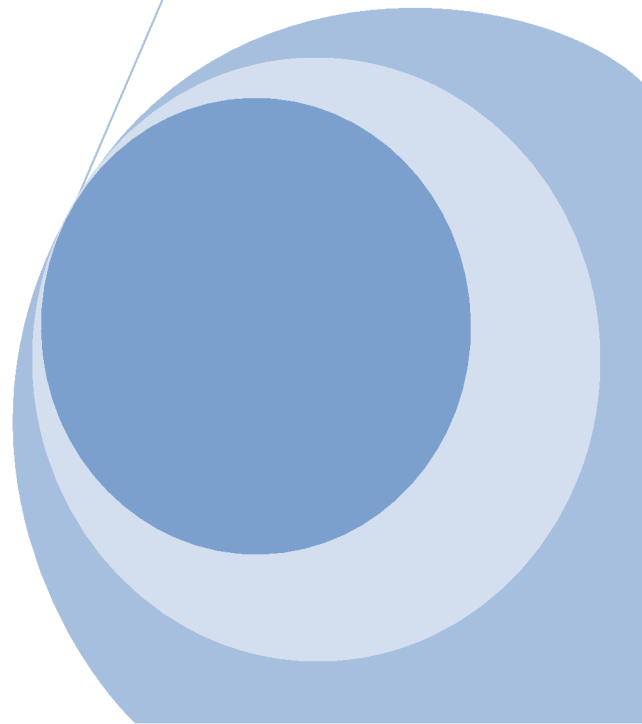
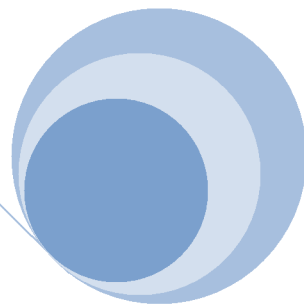
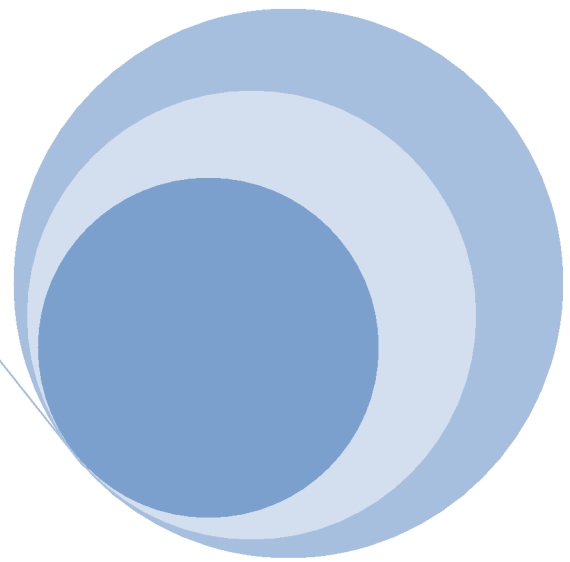
## II.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné les méthodes pour calculer et dimensionner les paramètres d'une ligne (R, C, L), et de niveaux perturbateurs des champs magnétiques et électriques, avec des méthodes de calcul analytique, empirique et semi-analytique. Pour avoir des résultats plus exactes pour calculer les paramètres de la ligne on calcule d'abord l'énergie potentielle et magnétique d'une ligne.

CHAPITRE

---

**Dimensionnement  
mécanique des  
lignes**



### III.1. Introduction

Le dimensionnement mécanique des lignes aériennes consiste principalement à déterminer les efforts appliqués aux différents éléments de l'ouvrage (câbles, supports, matériels...), en prendre en considération des contraintes physique et environnementales.

L'étude du comportement mécanique des câbles nous permet d'évaluer les efforts principaux transmis à la structure en fonction des conditions climatiques selon les emplacements des supports. Dans ce chapitre nous présentons les critères géométriques et météorologique (température, vent, givre) et les efforts appliqués aux différents éléments de l'ouvrage imposent par la nature du site pour avoir présentée toujours dans le cas le plus favorable.

Le dimensionnement mécanique des lignes aériennes consiste principalement à déterminer, en fonction de l'environnement climatique (température, l'action de vent et les surcharges éventuelles de glace, de givre ou de neige), les efforts appliqués aux différents éléments de l'ouvrage (câbles, supports, matériels d'armement), et prend en considération plusieurs critères comme montre la figure III.1 :

- Les critères électriques.
- Les contraintes géométriques imposées par le site.
- Le comportement mécanique des câbles.
- L'influence de la température sur les câbles.
- 

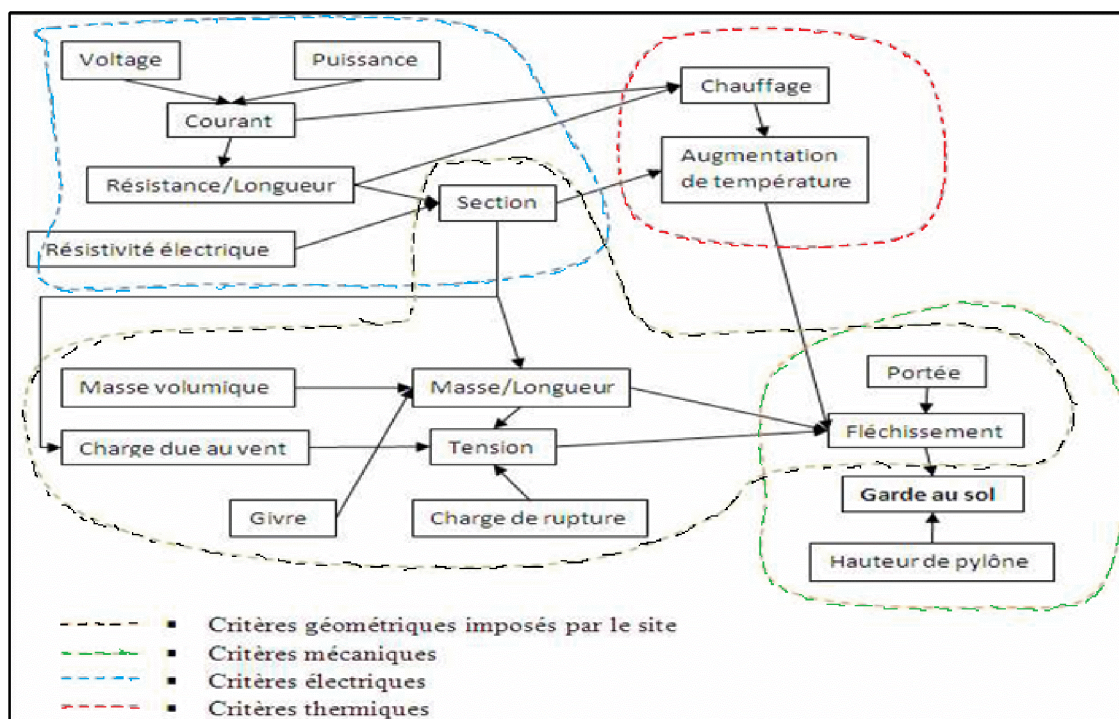
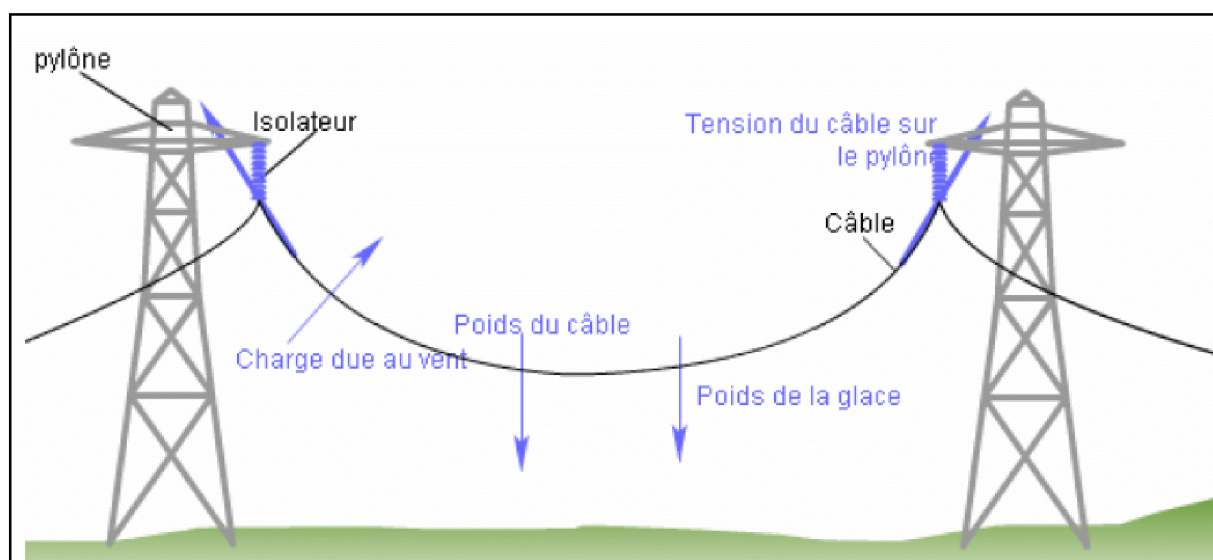


Figure III.1 : L'influence des effets climatiques sur la ligne électrique [19]

## III.2. Efforts appliqués aux éléments de la ligne électrique

### III.2.1. Les efforts mécaniques appliqués sur les câbles

Les critères géométriques imposés par la nature du site sont très importants pour la conception des lignes électriques aériennes, car ils relèvent de la sécurité des humains et du bon fonctionnement des matériels, et d'autre part d'une part des coûts économiques.



*Figure III.2: Efforts mécaniques appliqués sur le câble [19]*

Les efforts sont de deux types [21]

- Les efforts appliqués en «permanence» , en l'absence de conditions météorologiques défavorables. Ils proviennent du poids propre des éléments de l'ouvrage et de la tension mécanique des câbles.
- les efforts « occasionnels » engendrés par un vent violent, par une température très basse tendant les câbles conducteurs ou par des dépôts de givre ou de neige sur les câbles et les pylônes.

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 ( $\psi$ ).
- ainsi que le poids équivalent que devront supporter les chaînes d'isolateurs ( $P_{\text{eq}}$ ).

#### III.2.1.1. Efforts exercés par le vent

Le vent exerce sur les obstacles une poussée proportionnelle à la surface apparente de l'obstacle projetée sur un plan perpendiculaire à la direction du vent, qui peut se calculer, en newtons, par la relation : [21]

$$F = C_x \cdot q \cdot S \quad [\text{N/m}] \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$C_x$ : coefficient d'aérodynamique d'ensemble dans la direction du vent,

$S$  : la surface en  $\text{m}^2$  des pleins que l'élément présente au vent,

$q$  : la pression dynamique (P).

Pour déterminer la pression dynamique se déduit de la pression dynamique de base ( $q_b$ ), qui se calcule par la formule :  $q_b = \frac{1}{2} \rho_s V^2$  (III.2)

Avec :

$\rho_s$  : masse volumique de l'air [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],

$V$  : vitesse du vent [ $\text{m}/\text{s}$ ].

Dans le cas des lignes on peut se réécrire l'équation (III.1) comme suite :

$$F = C_x \cdot V^2 \cdot S \cdot \frac{\rho_s}{2} \quad [\text{N/m}] \quad (\text{III.3})$$

Pour les conducteurs actifs, de garde et de terre, la hauteur à prendre en considération est la hauteur du point d'attache aux isolateurs ou au support.

La pression dynamique «  $q$  » se déduit de «  $q_b$  » par l'application d'un facteur correctif :

$q = f_c \cdot q_b$  les valeurs de ce facteur «  $f_c$  » sont les suivantes :

	l'effort du vent sur les supports, traversent, isolateurs	Portées inférieures à 100 m	portées supérieures à 100 m
Vent horizontal normal	0.8	-0.7	0.5
Vent horizontal exceptionnel	1.6	-1.4	1

**Tableau III.1:** les valeurs de ce facteur «  $f_c$  » [20]

La pression dynamique  $q_b$  est égale à la pression dynamique de base  $q_b$  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). 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 III.2 :

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	36.5	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	1010
De 175 à 200	42.21	1100

**Tableau III.2 :** *Vitesse du vent et pression dynamique en fonction de la hauteur. [21]*

Le tableau III.3 indique les pressions sur les câbles retenues par l'Arrêté technique pour les lignes HTA et HTB et les vitesses de vent correspondant à ces pressions pour les trois niveaux de sévérité. Ces pressions, cependant, ne correspondent pas à des situations extrêmes et sont appliquées avec un coefficient de sécurité sensiblement égal à 2 par rapport à la limite élastique des câbles et supports [ $f_c$ ].

Niveaux de sévérité	Conditions de l'Arrêté technique		Vitesse approximative du vent entraînant la ruine de l'ouvrage. (km/h)
	Pression sur les câbles (Pa)	Vitesse approximative du vent (km/h)	
Vent normal (ZVN)	480	110	150
Vent fort (ZVF)	640	125	160
Haute pression de vent (HPV)	720	160	> 200

**Tableau III.3 :** *Indique les pressions sur les câbles [21].*

### III.2.1.2. Pressions exercées sur les différents éléments des ouvrages

Les lignes BT de faible hauteur, et situées le plus souvent dans des zones urbaines, sont calculées avec des pressions inférieures à celles prises en compte pour les lignes HTA ou HTB. Elles ont le même niveau de sécurité vis-à-vis du vent tel qu'établi dans le tableau III.4 :

Éléments de la ligne aérienne	Lignes BT		Lignes HTA et HTB		Cas particuliers des lignes HTB
	Zone à vent normal ZVN	Zone à vent fort ZVF	Zone à vent normal ZVN	Zone à vent fort ZVF	Zone à haute pression de vent HPV
HYPOTHÈSE A Conducteurs et câbles de garde	360	480	480	640	720
Surfaces planes des poteaux	750	1000	1000	1330	2000
Cornières	750	1000	1000	1330	2000
Éléments cylindriques des supports de diamètre Ø -inférieur ou égal à 15 cm	540–12 Ø	720– 16 Ø	720–16 Ø	960– 21,3 Ø	1440 – 32 Ø
-supérieur à 15 cm	360	480	480	640	960
Poteaux cylindriques	300	400	400	530	720
HYPOTHÈSE B Surfaces planes des supports	225	225	300	300	–
Surfaces cylindriques des supports	135	135	180	180	–

**Tableau III.4 :** Pressions exercées sur les différents éléments des ouvrages [21].

### III.2.2. Effet du Givre, pluie verglaçante et neige collante

Trois types de phénomènes sont susceptibles de produire des surcharges importantes sur les câbles des lignes aériennes, les surcharges de givres, de neige ou de pluie verglaçante.

#### III.2.2.1 Le givre

Est un dépôt de cristaux de glace très fins, pointus et enchevêtrés. Il provient de la congélation de fines gouttelettes de brouillard ou de nuages, en surfusion, sur des câbles se trouvant à une température négative ou voisine de 0 °C. Lorsque la température des câbles est très négative, les gouttelettes se congèlent presque instantanément, laissant entre elles des inclusions d'air ; lorsque la congélation se fait plus lentement, le givre est beaucoup plus compact et transparent ; avec une densité comprise entre 0,6 et 0,8. Le processus de grossissement des dépôts est relativement lent. Le givre est fréquemment observé sur les plateaux dont l'altitude est comprise entre 800 et 1200 m et dans les zones montagneuses. [21]

Tous les conducteurs sont entourés d'un manchon uniforme de givre caractérisé :

- pour les lignes HTB, par son épaisseur et sa densité égale à 0,6 ;

- pour les lignes HTA, par la charge linéaire.
- La température est de  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

La pression du vent s'exerce tout le long de la ligne et est égale :

- pour les lignes HTB, à 180 Pa sur le manchon ;
- pour les lignes HTA, à 480 Pa sur les conducteurs nus.

Ces pressions sont produites approximativement par un vent de 65 km/h.

Hypothèses	Lignes aériennes HTA		Lignes aériennes HTB	
	Surcharge uniforme (kg/m)	Surcharge Dissymétrique (kg/m) (1)	Surcharge uniforme (cm)	Surcharge Dissymétrique (cm) (2)
Givre léger	3	3-1.5	2	2-0
Givre moyen	5	5-3	4	4-2
Givre lourd	8	8-5	6	6-4
Surcharge minimale (Arrêté technique du 2 avril 1991)	1	1-0	2	2-0

(1) Exemple de givre léger (3 – 1,5) : on suppose que d'un côté d'un support toutes les portées sont surchargées de 3 kg/m et que de l'autre côté, toutes les portées sont surchargées de 1,5 kg/m.

(2) Exemple de givre léger (2 – 0) : on suppose un manchon de givre de 2 cm d'épaisseur sur toutes les portées d'un côté d'un support et aucune surcharge sur toutes les portées de l'autre côté du support (densité du givre : 0,6).

**Tableau III.5 : Hypothèses de givre [21].**

### III.2.3.2. Pluie verglaçante

La pluie verglaçante est la congélation de gouttes de pluie sur des câbles se trouvant à une température négative. Les gouttelettes doivent avoir traversé avant leur contact avec les câbles une couche d'air froid suffisamment épaisse (200 à 300 m) de façon qu'elles soient en surfusion (retard à la solidification) ; elles se congèlent dès qu'elles rencontrent le câble. Le dépôt est lisse, coupant et à la densité de la glace.

### III.2.2.3. Neige collante

La neige adhère aux conducteurs d'une ligne aérienne lorsque la chute se produit dans une masse d'air à température positive. L'adhérence de la neige est d'origine capillaire, les cristaux de neige se transformant au moment de l'impact en grains de glace entourés d'eau. Le taux d'accrétion et la densité du manchon sont très variables et fonction des taux d'humidité. La densité est comprise entre 0,4 et 0,8 et la surcharge est souvent supérieure à 1 kg/m./h.[21]

## III.2.2.4. La température

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 III.6 :

		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 III.6 : Température en fonction de zone de pays [18]

L'influence de la température sur la ligne électrique :

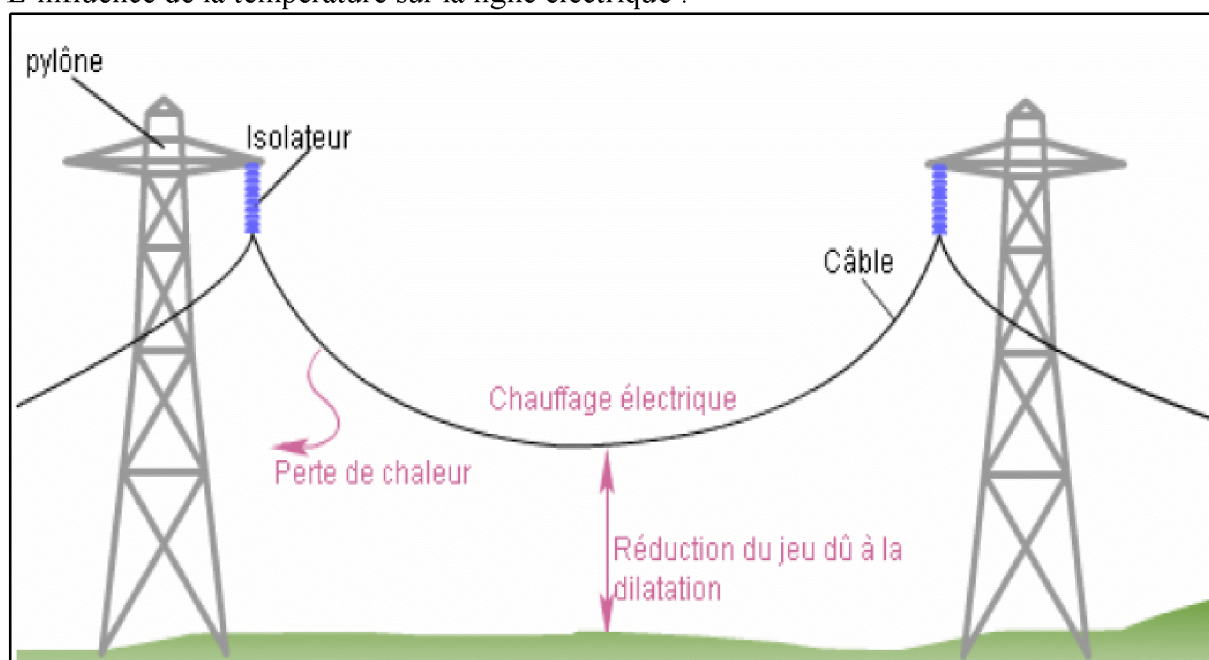
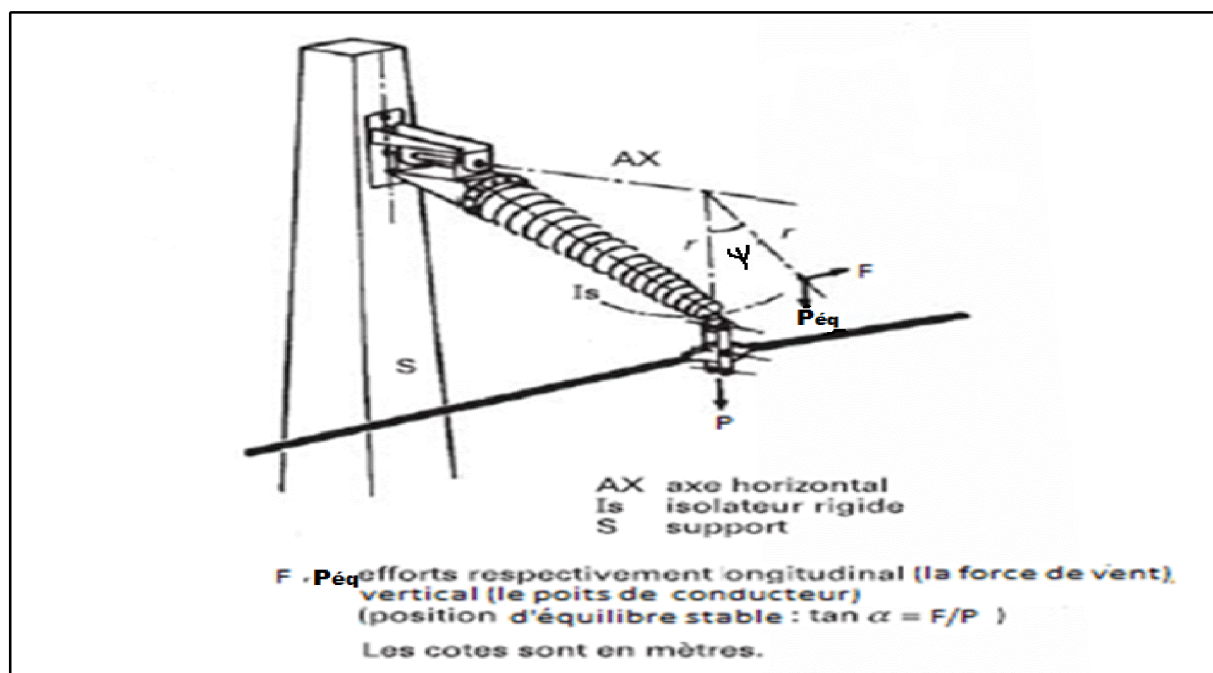


Figure III.3: Influence de la température sur le câble conducteur [19]

### III.2.3 Calcul des $\psi$ et $P_{\text{éq}}$

Dans l'établissement d'un projet de ligne électrique, 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 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 devra supporter les chaînes d'isolateurs ( $P_{\text{éq}}$ ).

Par équilibre aux extrémités du câble, nous obtenons : [18]



**Figure III.4 :** Pylône pour la ligne LIERE HTB (90 kV) [3]

Après avoir défini les deux efforts  $F$  et  $P_{\text{éq}}$  comme montre la figure III.4, on calcul l'angle d'inclinaison  $\psi$  ( $\Psi$ ) et le poids équivalent  $P_{\text{éq}}$  pour les quatre hypothèses via les formules suivantes :

$$\text{Selon OX : } P \cos(\Psi) + F \sin(\Psi) = P_{\text{éq}},$$

$$\text{Selon OY : } P \sin(\Psi) = F \cos(\Psi),$$

$$P = mg \quad \text{Avec} \quad m = \lambda \cdot L$$

$$P = \lambda \cdot g \cdot L \quad [\text{N/m}] \quad (III.4)$$

Avec :

$\lambda$ : densité de masse [kg/km],

$g$  : constante de la gravite [m/s<sup>2</sup>].

Ce qui donne finalement les deux expressions de  $\Psi$  et  $P_{\text{éq}}$  dans le tableau suivant :

	$\Psi$ [°C]	$P_{\text{éq}}$ [N/m]
Cas général	$\Psi = \tan^{-1} \left[ \frac{F}{P} \right]$	$P_{\text{éq}} = P \cos(\Psi) + F \sin(\Psi)$
Hypothèse été	$\Psi_1 = \tan^{-1} \left[ \frac{F_{\text{été}}}{P} \right]$	$P_{\text{éq été}} = P \cos(\Psi_1) + F_{\text{été}} \sin(\Psi_1)$
Hypothèse hiver	$\Psi_2 = \tan^{-1} \left[ \frac{F_{\text{hiver}}}{P} \right]$	$P_{\text{éq hiver}} = P \cos(\Psi_2) + F_{\text{hiver}} \sin(\Psi_2)$
Hypothèse canicule	$\Psi_3 = \tan^{-1} \left[ \frac{F_{\text{canicule}}}{P} \right]$	$P_{\text{éq canicule}} = P \cos(\Psi_3) + F_{\text{canicule}} \sin(\Psi_3)$

**Tableau III.7 :** L'inclinaison  $\psi$  ( $\Psi$ ) et le poids équivalent  $P_{\text{éq}}$  pour les quatre hypothèses

### III.3. Calcul des portées hypothétiques

Pour pouvoir calculer les portées hypothétiques, nous devons introduire l'équation d'état, dite 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 le passage fondamental dans le calcul des lignes et nous allons l'étudier en détails.

#### III.3.1 Forme de la courbe d'équilibre

La mécanique rationnelle nous apprend que l'équation d'équilibre d'un fil pesant inextensible est une chaînette, autrement dit un cosinus hyperbolique. Soient  $T$  la projection horizontale de la tension dans un conducteur et  $p$  le poids linéique du conducteur sur une longueur de 1 mètre. On pose souvent que :  $Pc = \frac{T}{p}$  [m], et  $Pc$  étant souvent appelée "paramètre de chaînette", de façon à ce que l'équation de la chaînette puisse s'écrire:[20]

$$y(x) = Pc \cosh \frac{x}{Pc} \quad (\text{III.5})$$

Dans le système d'axes  $(ox, oy)$  représenté à la figure III.5 :

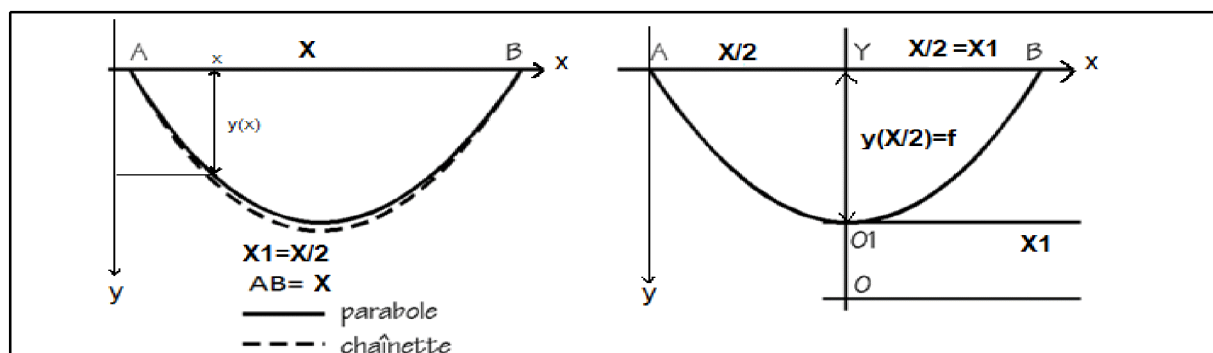


Figure III.5 : Chaînette. [20]

Pour des questions de facilité, on suppose souvent que la courbe d'équilibre d'un conducteur est une parabole. Si l'on effectue un développement en série de la chaînette jusqu'au deuxième terme, on obtient effectivement une parabole. D'un point de vue physique, cette hypothèse revient à supposer que le poids d'un élément de câble ( $ds$ ) se confond avec celui de sa projection horizontale. L'équation de la parabole ainsi obtenue rapporté à son axe vertical ( $oy$ ) et à sa tangente au point bas est :

$$y(x) = \frac{X_1^2}{2Pc} \quad (\text{III.6})$$

En posant  $X_1 = \frac{X}{2}$  dans l'équation précédente, on obtient que sous ces hypothèses, la flèche à mi portée pour une portée de niveau vaut:

$$f = \frac{X^2}{4} \frac{1}{2Pc} = \frac{X^2}{8Pc} = \frac{PX^2}{8T} \quad (\text{III.7})$$

### III.3.2. Etablissement de l'équation d'état

Plusieurs facteurs, notamment atmosphériques, imposent des variations des conditions de tension mécanique aux conducteurs de lignes aériennes. C'est ainsi que par exemple un accroissement de la température va provoquer un allongement du conducteur et donc une détente de sa tension comme montre la figure III.6. Nous allons donc utiliser l'équation d'état pour déterminer la portée moyenne, mais aussi pour déterminer la tension mécanique ou la flèche en fonction des différentes hypothèses. L'équation d'état permet de déterminer un état inconnu à partir d'un état connu. [20]

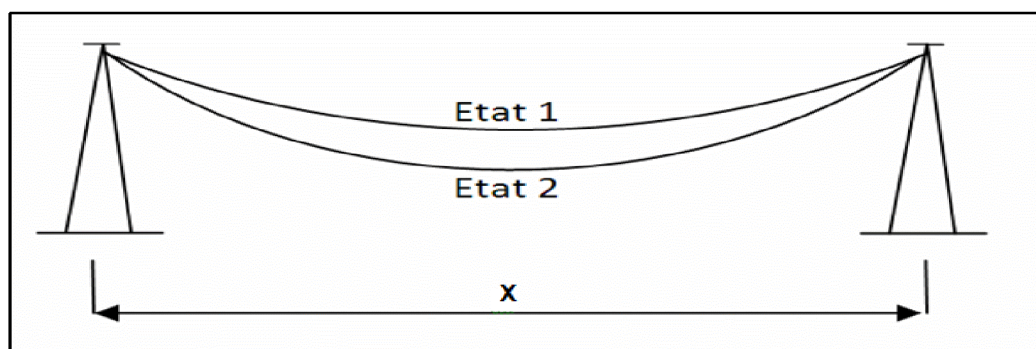


Figure III.6 : L'équation d'état.

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  $\alpha$  sont constants. Nous connaissons la nature du conducteur, sa section  $S$ , son diamètre  $d$ , son poids linéique équivalent  $p$ , et nous supposons connue la portée  $x$ .

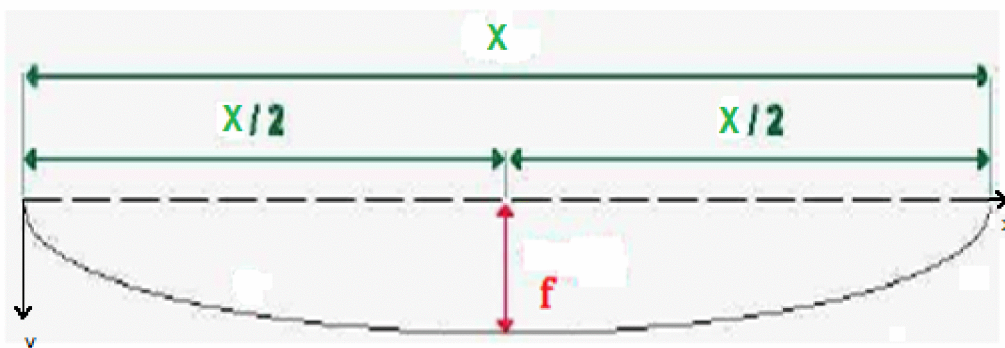
Hypothèse 1 :

- Température initiale du conducteur  $\theta_1$  [°C] ;
- Poids linéique équivalent  $p_1$  [N/m] ;
- Projection horizontale de la tension  $T_1$  [N].

Hypothèse 2 :

- Température initiale du conducteur  $\theta_2$  [°C] ;
- Poids linéique équivalent  $p_2$  [N/m] ;
- Projection horizontale de la tension  $T_2$  [N].

Pour obtenir l'expression de l'équation d'état, il suffit de remarquer la différence de longueur d'arc entre l'état final (hypo. 2) et l'état initial (hypo. 1), notée  $(s_2 - s_1)$  peut se déterminer aussi bien par voie géométrique que par voie mécanique :



**Figure III.7 :** Flèche ( $f$ ), portée ( $X$ ), longueur d'arc ( $s$ ). [20]

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 :  $s_1 \frac{T_2 - T_1}{E.S}$  (III.8)

Et de :

- L'allongement thermique :  $s_1 \alpha (\theta_2 - \theta_1)$  (III.9)

$E$  est le module de Young du conducteur ( $N/m^2$ ),  $\alpha$  le coefficient de dilatation linéaire du conducteur ( $\frac{1}{mK}$ ) et  $S$  sa section.

Tandis que géométriquement, par définition de la parabole et de la longueur d'une courbe

on a

$$s_i = \frac{p_i^2 X^3}{24T_i^2} \quad i=1,2,3$$

En égalant les deux expressions de l'allongement, nous obtenons :

$$\frac{p_2^2 X^3}{24T_2^2} - \frac{p_1^2 X^3}{24T_1^2} = s_1 \frac{T_2 - T_1}{ES} + s_1 \alpha (\theta_2 - \theta_1)$$

On passe ensuite aux allongements relatifs avec l'approximation  $x \approx s_1$ .

$$\frac{p_2^2 X^3}{24T_2^2} - \frac{X}{s_1} - \frac{p_1^2 X^2}{24T_1^2} - \frac{X}{s_1} = \frac{T_2}{ES} - \frac{T_1}{ES} + \alpha (\theta_2 - \theta_1)$$

Ce qui donne finalement l'équation d'état :

$$\left( \frac{p_2^2 X^2}{24T_2^2} - \frac{T_2}{ES} - \alpha \theta_2 \right) = \left( \frac{p_1^2 X^2}{24T_1^2} - \frac{T_1}{ES} - \alpha \theta_1 \right) \quad (\text{III.10})$$

### III.3.2.1. Calcul de la portée hypothétique été

On définit l'état *été* avec la température  $\theta_{été} = +15^\circ\text{C}$ , et l'on prend pour  $p_2$  le poids linéique équivalent  $p_{été}$  en tenant compte du vent maximal. On définit la portée hypothétique *été* celle pour laquelle la tension mécanique dans le conducteur serait égale à la valeur maximale admissible  $T_{MAX}$ . La valeur de  $T_{MAX}$  est identique à celle de  $T_{RUPTURE}$  du conducteur à un coefficient de sécurité près. Ce coefficient de sécurité a pour valeur minimale 3, mais l'utilisateur a la possibilité de le modifier.

On définit l'état de référence comme étant l'hypothèse canicule :  $\theta_{canicule} = +70^\circ\text{C}$  et pas de vent. La tension mécanique dans ces conditions est celle définie par la boucle de tensions mécaniques, c'est-à-dire  $T_{canicule}$ . L'équation de changement d'état reliant les hypothèses été et canicule va nous donner l'expression de la portée hypothétique été  $X_{été}$  : [20]

$$\left( \frac{p_{canicule}^2 X_{été}^2}{24T_{canicule}^2} - \frac{T_{canicule}}{ES} - \alpha \theta_{canicule} \right) = \left( \frac{p_{été}^2 X_{été}^2}{24T_{MAX}^2} - \frac{T_{MAX}}{ES} - \alpha \theta_{été} \right) \quad (\text{III.11})$$

Ce qui conduit à :

$$X_{été} = \sqrt{24 \frac{\frac{T_{MAX} - T_{canicule}}{ES} - \alpha (\theta_{canicule} - \theta_{été})}{\left(\frac{p_{été}}{T_{MAX}}\right)^2 - \left(\frac{p_{canicule}}{T_{canicule}}\right)^2}} \quad [\text{m}] \quad (\text{III.12})$$

### III.3.2.2. Calcul de la portée hypothétique hiver

On définit l'état *été* avec la température  $= +15^\circ\text{C}$ , et l'on prend pour  $p_2$  le poids linéique équivalent  $p_{été}$  en tenant compte du vent maximal. Nous prenons la même référence que pour la recherche de la portée hypothétique hiver. L'équation de changement d'état reliant les

hypothèses hiver et canicule va nous donner l'expression de la portée hypothétique hiver  $X_{hiver}$  : [20]

$$\left( \frac{p_{canicule}^2 X_{hiver}^2}{24T_{canicule}^2} - \frac{T_{canicule}}{ES} - \alpha\theta_{canicule} \right) = \left( \frac{p_{hiver}^2 X_{hiver}^2}{24T_{MAX}^2} - \frac{T_{MAX}}{ES} - \alpha\theta_{hiver} \right) \quad (III.13)$$

Ce qui conduit à :

$$X_{hiver} = \sqrt{24 \frac{\frac{T_{MAX} - T_{canicule}}{ES} - \alpha(\theta_{canicule} - \theta_{hiver})}{\left(\frac{p_{hiver}}{T_{MAX}}\right)^2 - \left(\frac{p_{canicule}}{T_{canicule}}\right)^2}} \quad [m] \quad (III.14)$$

### III.3.2.3. Calcul de la portée critique

On définit en fin la portée critique  $X_{critique}$  comme étant celle pour laquelle la contrainte observée en conditions *hiver* est égale à la contrainte observée en conditions *été*. En d'autres termes, nous avons donc pour la valeur critique de la portée :  $T_{été} = T_{hiver} = T_{MAX}$  égal à la tension maximale admissible dans le conducteur.

Nous reprenons l'équation d'état constituée des deux seconds membres des équations (III.11) et (III.13), avec comme portée  $X_{été} = X_{hiver} = X_{critique}$ .

$$\left( \frac{p_{hiver}^2 X_{critique}^2}{24T_{MAX}^2} - \frac{T_{critique}}{ES} - \alpha\theta_{hiver} \right) = \left( \frac{p_{été}^2 X_{critique}^2}{24T_{MAX}^2} - \frac{T_{MAX}}{ES} - \alpha\theta_{été} \right) \quad (III.15)$$

Et en isolant  $X_{critique}$  :

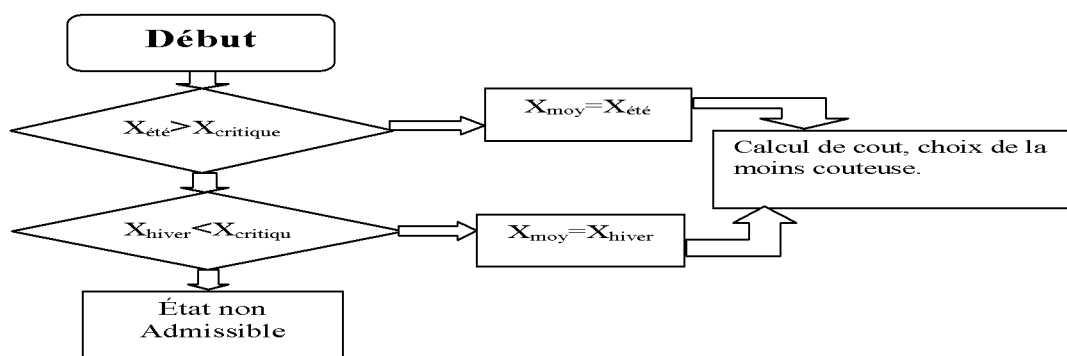
$$X_{critique} = T_{MAX} \sqrt{24 \frac{\alpha(\theta_{été} - \theta_{hiver})}{p_{été}^2 - p_{hiver}^2}} \quad [m] \quad (III.16)$$

### III.3.2.4. Choix de la portée moyenne.

A partir de la connaissance des portées hypothétiques hiver, été et critique, nous pouvons déterminer la portée moyenne :

- pour une portée moyenne inférieure à la portée critique, c'est l'hypothèse hiver qui sera la plus contraignante.
- par contre, si la portée moyenne est supérieure à la portée critique, l'hypothèse été sera la plus contraignante.

Nous adopterons donc la stratégie suivante :



Toutefois, dans nos régions à hivers doux, nous choisirons les conditions été plutôt que hiver.  $X_{moy}$  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 à l'aide des formules suivantes :

$$X_{moy} = \frac{X_{max} + X_{min}}{2} \quad [m] \quad \text{III.17)}$$

Avec :

$$X_{min} = \frac{U_n + 100}{2} \quad [m] \quad \text{(III.18)}$$

$$X_{MAX} = 2(U_n + 100) \quad [m] \quad \text{(III.19)}$$

### III.3.4. Distances au sol, aux constructions et aux obstacles

Une ligne aérienne est caractérisée par sa tension entre phases. Cette tension définit l'isolement de la ligne qui est obtenu en maintenant, en toutes circonstances, entre les conducteurs et les objets au potentiel de la terre et entre les conducteurs eux-mêmes des intervalles d'air de longueur suffisante. Ces intervalles sont soumis en permanence à la tension de la ligne, mais ils subissent également des contraintes exceptionnelles, les plus gênantes étant les surtensions provoquées par la foudre. Ils peuvent, de surcroît, varier en fonction des conditions climatiques (température ambiante, vitesse du vent, surcharge de givre ou de neige) ou sous l'effet d'efforts électrodynamiques provoqués par un défaut.

Les distances minimales à respecter sont données dans le tableau **III.8** :

Nature du surplomb	Arrêté technique	Portée usuelle				Grande portée
		20 kV	63 ou 90 kV	225 kV	400 kV	
Terrains ordinaire	b + t <sub>1</sub> avec b = 6 m	6.00	6.50	7.00	7.50	$3 + 0.6\sqrt{f} + t_1$
Terrains agricoles	b+t <sub>2</sub> avec b =6 m	6.00	7.00	7.50	8.50	$3 + 0.6\sqrt{f} + t_2$
Terrains agricoles avec engins (agricoles) de hauteur h	h + 1 + t <sub>2</sub>	h+1.00	h+2.00	h+2.50	h+3.50	$h - 2 + 0.6\sqrt{f} + t_2$

**Tableau III.8** : Distances minimales (en mètres) aux sols [21]

Et pour les hauteurs au-dessus des voies de circulation les distances minimales à respecter sont données dans le tableau **III.9** :

Nature du surplomb	Arrêté technique	Portée usuelle				Grande portée
		20 kV	63 ou 90 kV	225 kV	400 kV	
VOIES DE CIRCULATION						
Voies normales	$b + t_3 > \frac{8}{6}$ avec $b = 6$	8.00	8.50	8.50	9.50	$3 + 0.6\sqrt{f} + t_3$
Itinéraires pour véhicules de grande hauteur $h$	$h + 1 + t_2$	$h + 1,20$	$h + 2,00$	$h + 2,50$	$h + 3,50$	$h - 2 + 0.6\sqrt{f} + t_3$
CHEMINS DE FER						
Supports des fils de contact aériens et des caténaies	$b + t_2$ avec $b = 3$	3.00	4.00	4.50	5.50	–
Gabarit cinématique du matériel	$b + t_2$ avec $b = 2,7$	2.70	3.50	4.50	5.00	–

**Tableau III.9 :** Distances minimales (en mètres) aux voies de circulation.[21]

Et pour les hauteurs au-dessus des maisons et immeubles les distances minimales à respecter sont données dans le tableau III.10 :

Nature du surplomb	Arrêté technique	Portée usuelle				Grande portée
		20 kV	63 ou 90 kV	225 kV	400 kV	
CAS GÉNÉRAL						
Température de répartition	$b + t_3$ avec : $b = 3$	3.50	4.00	5.50	6.50	$1 + \frac{2X}{P} (0.6\sqrt{f} - 1 + t_3)$
+ 15 °C et vent réduit	$b + t_2$ avec : $b = 3$	3.00	3,00	4,50	5,50	–
VÉRIFICATION COMPLÉMENTAIRE. PORTÉE > 400 m						
+ 15 °C et vent extrême	$b + t_1$ avec $b = 1$	1.00	1.20	1.60	2.00	–

**Tableau III.10 :** Distances minimales (en mètres) aux maisons et immeubles [21]

La distance de tension  $t$  est fonction de la tension entre phases  $U$  de la ligne ou d'un objet au voisinage de la ligne probabilité d'apparition d'une surtension et de la présence simultanée d'une personne ou d'un objet au voisinage de la ligne. On définit trois valeurs pour cette distance :

- probabilité de voisinage faible .....  $t_1 = 0,0025 U$
- probabilité de voisinage moyenne .....  $t_2 = 0,0050 U$
- probabilité de voisinage forte .....  $t_3 = 0,0075 U$

Distances aux obstacles :

La distance  $h$  à l'obstacle doit être vérifiée à l'aide de la formule suivante avec un minimum égal à la distance indiquée dans le tableau ci-dessus :

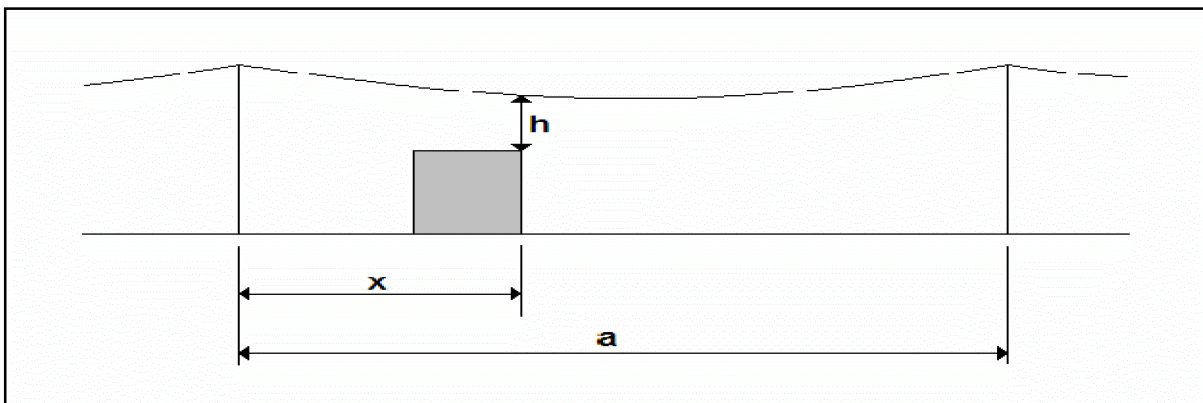
$$h = 1 + \frac{2x}{a} (0.6\sqrt{f} - 1) + t_3 \quad (\text{III.20})$$

Avec :

$a$  : longueur de la portée en mètre ;

$f$  : flèche de la portée en mètre ;

$x$  : distance au support le plus proche en mètre.



**Figure III.8 :** Distances aux obstacles [19]

### III.3.5 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 comme montre la figure III.9

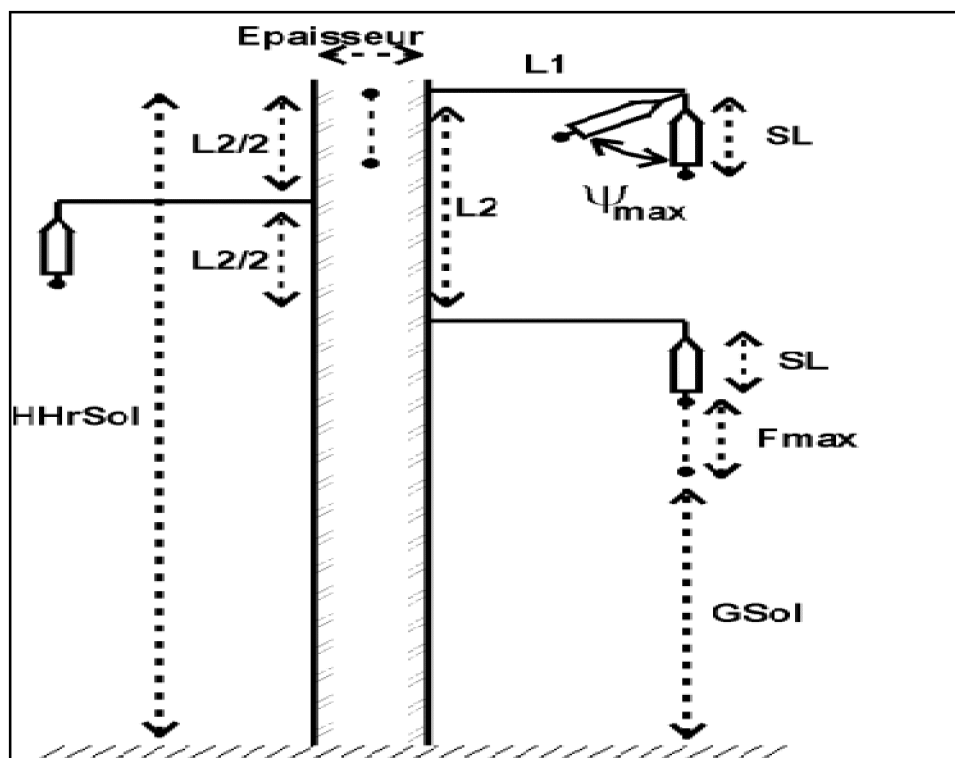


Figure III.9 : support modèle triangle.

### III.3.5.1 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.

On définit une valeur de base :

$$G_{sol} = 6 \text{ m}$$

Avec des variations en fonction du niveau de tension et de tous les obstacles situés dans le voisinage de la ligne (routes, maisons, cours d'eau, ...). Nous ne tiendrons compte que du niveau de tension :

$$G_{sol} = 6 + \frac{U_{nom}^{-50}}{100} \quad \text{Si : } U_{nom} > 50 \text{ kV} \quad (\text{III.21})$$

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

$$L1 = E_{\phi\phi \text{ horizontale}} + \cos(\psi_{MAX}/2) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.22})$$

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

$$L2 = f_{max}(E_{\phi\phi \text{ verticale}} \cdot SL + E_{\phi N}) \quad [\text{m}] \quad (\text{II.23})$$

### III.3.5.2 La hauteur hors de sol

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

$$HHrSol = Gsol + fmax + SL + L2 \quad [m] \quad (II.24)$$

### III.3.5.3 Distance phase/ phase, distance phase/neutre

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

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

$$E_{\varphi\varphi, \text{verticale}} = \frac{U_n}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{max} + SL} \quad [m] \quad (II.25)$$

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

$$E_{E_{\varphi\varphi, \text{horizontale}}} = \frac{0.8}{\cos \frac{\varphi}{2}} E_{\varphi\varphi \text{ verticale}} \quad [m] \quad (II.26)$$

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

La distance verticale min. entre phases et terre vaut :

$$E_{\varphi N} = \frac{U_n}{150} \quad [m] \quad (II.27)$$

### III.3.5.4 Calcul de la distance $E_{\varphi N}$

La distance minimale entre les structures au potentiel de la terre et les trois phases :

$$E_{\varphi N} = 0.1 \frac{U_{nom} - 1}{150} \quad [m] \quad (III.28)$$

### III.3.5.5 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  $SL'$

$$SL' > SL \cdot \cos(\psi_{MAX}/2) \quad [m] \quad (II.29)$$

Avec :

- $\psi_{MAX}$  : angle maximal entre la chaîne d'isolateurs et le bras [degré]
- $SL$  : longueur de la chaîne d'isolateurs [m].

## III.4 Coût des supports

Le tableau III.11 donne par tension la répartition moyenne entre les différents chapitres (études, fournitures, etc.) et suivant les éléments constitutifs (fondations, supports, etc.).

Chapitre	Tension (kV)			
	400	225	90	Toutes tensions confondues
Études, autorisations, abattages.....	5%	8%	8%	7%
Fournitures.....	55%	46%	37%	35%
Construction, dégâts .....	40%	46%	55%	36%
Total .....	100%	100%	100%	100%

**Tableau III.11 : Répartition moyenne du coût d'une ligne par chapitre. [22]**

On détermine tout d'abord le nombre de pylônes :

$$N_{Pyl} = \frac{\text{longueur}}{\text{portée moyenne}} \quad (\text{II.30})$$

Ensuite, le coût de chaque pylône (suspension, arrêt et angle) est multiplié par les pourcentages respectifs de chaque pylône, et ensuite par le nombre total de pylônes.

Nous devons aussi tenir compte du type de sol dans lequel sera construit les fondations. Les trois types de sols proposés sont : meuble, pierreux et rocheux. Nous disposons de deux équations :

$$\text{Pierreux} = 640 + 1,11 \cdot \text{Meuble}$$

$$\text{Rocheux} = 7921 + 1,04 \cdot \text{Meuble} + 2.6 \cdot 10^{-6} \cdot \text{Meuble}^2 \quad (\text{III.31})$$

Avec :

*Meuble* est le coût des pylônes en terrain meuble, c'est à dire celui calculé ci-dessus.

#### III.4 .1 Coût de l'indemnisation

C'est le coût supplémentaire lié à l'indemnisation à accorder à un propriétaire afin d'implanter un support dans son terrain privé :

$$\text{Coût} = 2155 + 0,14 \cdot x + 6 \cdot 10^{-7} \cdot x^2 + 6 \cdot 10^{-11} \cdot x^3 - 10^{-15} \cdot x^4 \quad (\text{III.32})$$

Avec :

$x$  : est le prix d'un pylône de suspension en terrain meuble.

#### III.4.2 Coût de l'indemnisation

Parmi les accessoires, on distingue la ferrure des chaînes d'isolation. Le coût de la ferrure dépend de la longueur des bras de ferrure et de l'effort auquel est soumis le bras :

$$P_{\text{ferrure}} = k \cdot n \cdot d^2 \cdot F \quad (\text{III.33})$$

K : Un coefficient de proportionnalité qui vaut 0,375 FB/m<sup>2</sup>.N ;

n : Le nombre de phases ;

d : La longueur du bras de ferrure ;

F : est le plus grand des trois termes suivants :

1) poids d'une portée + surcharge de 3000 N ;

2)  $\frac{\text{effort mximal "été" du support}}{5 \cdot n}$

3)  $\frac{\text{effort mximal "hivers" du support}}{5 \cdot n}$

### III.5 Calcul générale de la flèche

La flèche  $f$  est la distance verticale qui sépare un point d'abscisse  $x$  de la droite joignant les points d'accrochage F et B, comme on voit dans la figure **III.10**. Elle a un rôle important dans l'étude et la construction d'une ligne, permettant de fixer la hauteur des supports pour que les câbles puissent surplomber les obstacles au sol à une distance suffisante, compatible avec la sécurité. Elle est le seul moyen pratique pour déterminer la tension mécanique dans le câble, à la construction de la ligne. On appelle portée vraie (ou portée oblique) la distance réelle  $P$  entre les appuis F et B et portée projetée (ou portée horizontale) la distance [17] :

$$a = A * C \quad (\text{III.34})$$

On suppose, pour plus de commodité, que le câble est soumis uniquement au champ de la pesanteur. Si  $X_F$  et  $X_B$  sont respectivement les abscisses des extrémités F et B de la portée et  $X_M$  celle de son point milieu M, on a :

$$X_F + X_B = 2X_M \quad (\text{III.35})$$

$$X_B - X_F = a \quad (\text{III.36})$$

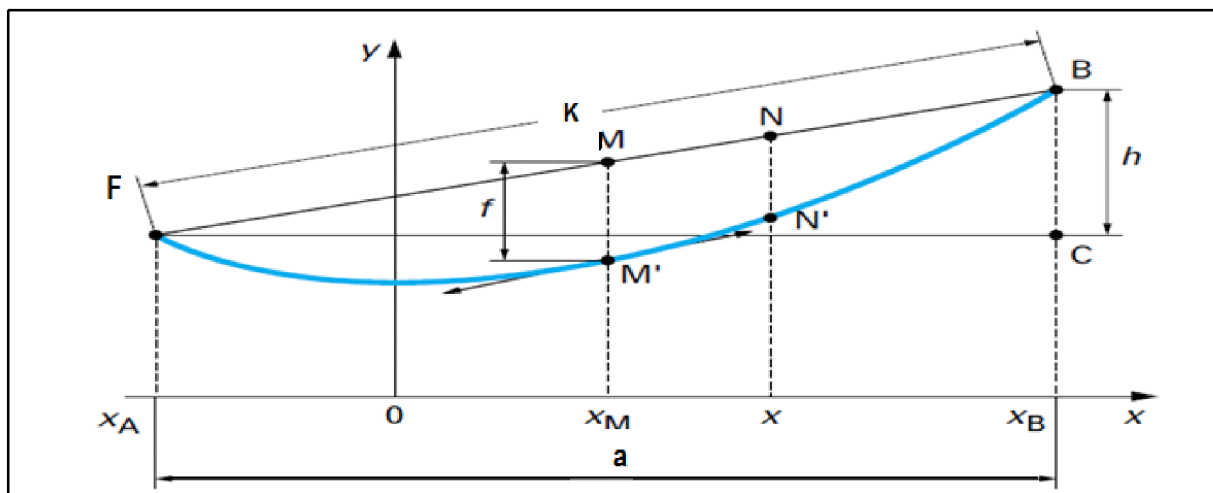


Figure III.10 : Géométrie d'une portée dénivelée [17]

La flèche au point d'abscisse  $x$  est :

$$NN' = Y_A + \frac{Y_B - Y_F}{X_B - X_A} (X - X_A) - Y \quad (\text{III.37})$$

D'après la relation (III.30) on a :

$$Y = A * Ch \left( \frac{X}{A} \right)$$

$$NN' = A * Ch \left( \frac{X_A}{A} \right) + \frac{h}{a} \left[ A * Ch \left( \frac{X}{A} \right) \right] \quad (\text{III.38})$$

Avec  $h = Y_B - Y_F$  dénivellation entre les points d'accrochage. Pratiquement, on ne considère que la plus grande flèche  $f$ , c'est à-dire celle qui correspond au point à tangente parallèle à  $AB$  situé sensiblement au point médian  $M$  ; on a, alors, pour une portée dénivelée : [17]

$$f = MM' = \frac{Y_F - Y_B}{2} - Y_M \quad (\text{III.39})$$

$$f = \frac{A}{2} \left[ \left( Ch \left( \frac{X_F}{A} \right) + Ch \left( \frac{X_B}{A} \right) \right) - A * Ch \left( \frac{X_M}{A} \right) \right]$$

$$f = A * Ch \left( \frac{X_M}{A} \right) \left[ Ch \left( \frac{a}{2A} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.40})$$

D'où, pour une portée de niveau ( $X_M = 0$ ) :

$$f_n = A \left[ Ch \left( \frac{a}{2A} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.41})$$

Si les portées ne sont pas trop longues, il est plus commode d'utiliser les développements en série des cosinus hyperboliques, en se limitant au terme du deuxième ordre.

La formule de la flèche médiane donnée devient donc : [17]

$$f = \left( 1 + \frac{X_M^2}{2A^2} \right) \quad (\text{III.42})$$

Pour éviter de faire intervenir la distance  $X_M$ , on peut la lier approximativement à la portée, au paramètre et à la dénivellation ; en effet :

$$h = A \left[ Ch \left( \frac{X_B}{A} \right) - Ch \left( \frac{X_F}{A} \right) \right] \quad (\text{III.43})$$

$$h = 2A Sh \left( \frac{X_M}{A} \right) Sh \left( \frac{a}{2A} \right)$$

$$h \simeq 2A \left( \frac{X_M}{A} \right) \left( \frac{a}{2A} \right) \quad (\text{III.44})$$

D'où :

$$X_M = \frac{Ah}{a}$$

La formule approchée de la flèche, en portée dénivelée, devient :

$$f = \left[ 1 + \frac{h^2}{2a^2} \right] \left[ \frac{a^2}{8A} \right] \quad (\text{III.45})$$

Le produit  $P \left[ 1 + \left( \frac{h^2}{2a^2} \right) \right]$  est le développement limité de :

$$P \sqrt{1 + \frac{h^2}{p^2}} = \sqrt{p^2 + h^2} = K \quad (\text{III.46})$$

La formule approchée de la flèche médiane est donc :

- Pour une portée dénivelée :

$$f = \frac{Ka}{8A} \quad (\text{III.47})$$

- Pour une portée de niveau :

$$f_n = \frac{a^2}{8A} \quad (\text{III.48})$$

Avec :  $A$  est égal au rayon de courbure de la chaînette au point bas. Le rayon de courbure, et donc le paramètre sont d'autant plus grands que le câble est plus tendu.

### III.5.1 Calcul de la flèche maximal

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. Elle dépend des caractéristiques mécaniques du conducteur et nous utilisons l'équation (III.7) et nous l'appliquons dans les conditions *canicule* : [19]:

$$f_{max} = \frac{p \epsilon q_{canicule} * X_{canicule}}{8 * T_{canicule}} \quad (III.49)$$

En effet, les conditions canicules sont celles menant à la flèche la plus importante.

### III.5. Longueur du câble

#### III.5.1. Formules générales

La longueur d'un arc de chaînette se déduit aisément de la relation :

$$dl = (\sqrt{1 + y'^2}) dx = ch \left( \frac{x}{A} \right) dx \quad (III.50)$$

Soit :

$$l_{AB} = \left[ A sh \left( \frac{x}{A} \right) \right] \left( \frac{X_B}{X_A} \right) = 2a sh \left( \frac{P}{2A} \right) ch \left( \frac{X_M}{A} \right) \quad (III.51)$$

Pour une portée de niveau, on a donc :

$$l_n = 2a sh \left( \frac{a}{2A} \right) \quad (III.52)$$

Pour une portée dénivelée, on peut utiliser une sorte de généralisation du théorème de Pythagore appliqué à la chaînette. On démontre, en effet, que le carré de la longueur  $l = KB$  de la chaînette est égal à la somme des carrés de la longueur  $l_n = KC$  de la chaînette de niveau (dont la portée est égale à la portée projetée de la chaînette KB et ayant le même paramètre) et du carré de la dénivellation  $h$  : [17]

$$l^2 = l_n^2 + h^2 \quad (III.53)$$

#### III.5.2. Formules pratiques

Pour la portée de niveau ( $X_M = 0$ ), en se limitant au terme du 3e ordre, on a :

$$l_n = a + \frac{p^3}{24A^2} \quad (III.54)$$

Le terme  $\frac{a^3}{24A^2}$  est la différence entre la longueur de la chaînette et la longueur de la portée.

Pour la portée dénivelée, l'application de la formule (18) donne :

$$l = \sqrt{\left[ a + \frac{a^3}{24a^2} \right]^2 + h^2} \quad (III.55)$$

En négligeant le terme  $\left( \frac{a^3}{24A^2} \right)^2$  et en prenant le développement limité de  $\sqrt{h^2 + a^2}$ , on trouve:

$$l = \varphi + \frac{a}{\varphi} * \frac{a^3}{24A^2} \quad (\text{III.56})$$

La longueur du câble est donc encore voisine de la longueur de la portée réelle  $\varphi$ , la différence étant sensiblement  $\left(\frac{a^3}{24A^2}\right)^2$  pour les portées ni trop longues, ni trop dénivelées.

	<b>Portée horizontale</b>	<b>500m</b>	<b>800m</b>	<b>1000m</b>	<b>1500m</b>
<b>Flèche</b> [m]	$f_n = \frac{a^2}{8a}$	14.20	36.36	56.82	127.84
	$f_n = A \left[ Ch\left(\frac{a}{2A}\right) - 1 \right]$	14.21	36.46	57.06	129.08
<b>Longueur de câble</b> [m]	$l_n = P + \frac{a^3}{24A^2}$	501.07	804.41	1008.61	1529.06
	$l_n = 2A \operatorname{sh}\left(\frac{a}{2A}\right)$	501.07	804.41	1008.66	1529.35

**Tableau III.12** : Comparaison, pour une portée de niveau, entre formules pratiques et formules exactes pour le calcul de la flèche et de la longueur réelle de câble (le paramètre est pris égal à 2 200 m) [17].

### III.6. Conclusion

Le calcul mécanique des lignes aériennes a pour but d'étudier les variations de tensions mécaniques et des flèches afin d'assurer que les conducteurs présentent toujours dans le cas le plus défavorable au moins le coefficient de sécurité vérifier que les distances réglementaires sont observées dans le cas de la flèche maximum et déterminer les efforts exercés par les conducteurs sur les supports.

The page features several decorative elements: a large blue circle with a gradient in the top right, a smaller similar circle below it, and a large blue circle with a gradient in the bottom right. Thin blue lines cross the page diagonally. The word 'CHAPITRE' is written in a light gray, sans-serif font.

CHAPITRE

---

A large, 3D, metallic gray number '4' is positioned in the center-left of the page. The text 'Calcul de la jonction triphasée' is overlaid on the number in a bold, black, sans-serif font.

**Calcul de la  
jonction triphasée**

## IV.1 Introduction

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

## IV.2 Cahier de charge de la jonction triphasée

Les caractéristiques de la ligne électrique à calculer sont illustrées sur le tableau (IV.1) :

<b>Cahier de charges de la ligne électrique</b>	
Puissance active a transporté (MW)	10
Tension nominale (kV)	36
Facteur de puissance ( $\cos \varphi$ )	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
<b>Donnés économiques de la ligne</b>	
Augmentation annuelle de la puissance (%)	3
Augmentation annuelle du prix de kWh (%)	2
Nombre d'années d'utilisation (an)	20
<b>Donnés géographique</b>	
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
<b>Données climatiques</b>	
Hypothèse été	Température : <b>+15 °C</b> Vent : <b>force maximal normal</b>
Hypothèse hiver	Température : <b>-15°C</b> Vent : <b>force réduite</b>
Hypothèse canicule	Température : <b>+70°C</b> Vent : <b>sans vent</b>

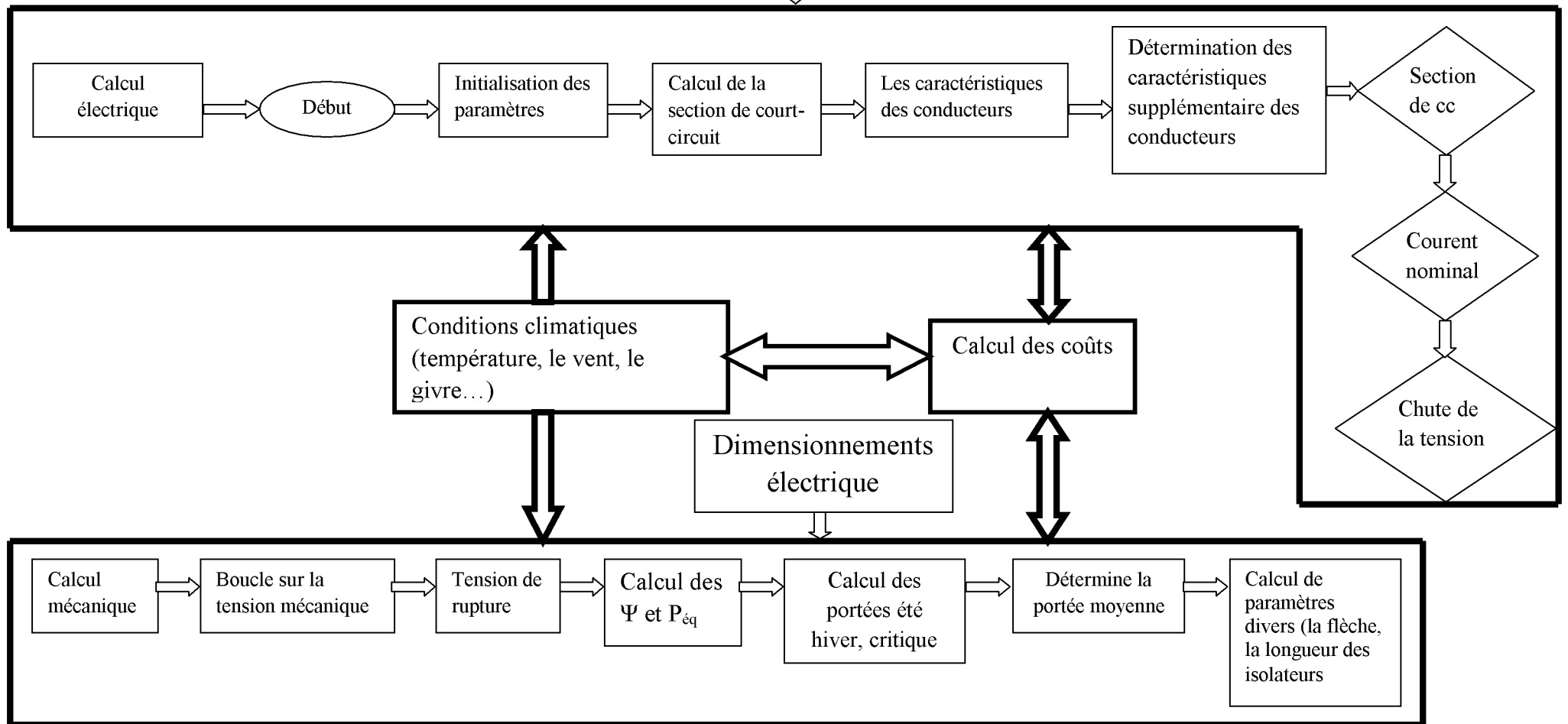
**Tableau IV.1** : Données de la jonction triphasée [19].

## IV.3 Organigramme de calcul

L'algorithme de calcul est illustré par l'organigramme suivant implémenté sous Matlab.

Dimensionnement  
d'un Ligne  
électrique HT

Dimensionnements  
électrique



## IV.4 Présentation de résultat de calcul

### IV.4.1 Résultats de calcul électrique

	Cuivre Torsadé CU	Aluminium Torsadé AL	AMS Torsadé	AMS Lisse
$I_{AD}$ [A]	438.74	397.75	352.66	362.109
$I_N$ [A]	178.2	178.2	178	178.1445
$S_{min}$ [mm <sup>2</sup> ]	157.0186	300.2371	266.764	266.76
$S_{nomcc}$ [mm <sup>2</sup> ]	182	313	288	288
$S_{nom} I_N$ [mm <sup>2</sup> ]	148	148	117	117
$R_{service}$ [Ω/Km]	$2.094 \cdot 10^{-5}$	$34 \cdot 10^{-5}$	$4.28 \cdot 10^{-5}$	$4.28 \cdot 10^{-5}$
$R_{max,service}$ [Ω/Km]	0.139	0.139	0.139	0.139

**Tableau IV.2 :** Les résultats de calcul électriques

D'après les résultats obtenu pour les quatre matériaux on constate que la meilleure valeur de la section normalisé de court-circuit est celle cuivre torsadé CU,  $S_{nomcc} = 182 \text{ mm}^2$ .

### IV.4.2 Résultats de calcul mécanique

	Cuivre Torsadé CU	Aluminium Torsadé AL	AMS Torsadé	AMS Lisse
$P_{\text{éq été}}$ [N/m]	11.9458	13.857	13.5131	12.1837
$P_{\text{éq hiver}}$ [N/m]	9.5559	10.1806	10.0644	9.6307
$P_{\text{éq canicule}}$ [N/m]	9.5559	10.1806	10.0644	9.6307
$X_{\text{critique}}$ [m]	239.3011	263.2064	231.5434	279.7815
$X_{\text{hiver}}$ [m]	308.8651	170	192.1281	202.669
$X_{\text{été}}$ [m]	170	202.7965	170	170
$a_{\text{portée été}}$	-0.0096774	-0.00092861	-0.00059101	-0.00075407
$a_{\text{portée hiver}}$	-0.0094367	-0.00053695	-0.00025913	-0.00029989
$a_{\text{portée canicule}}$	-0.0096774	-0.00092861	-0.00059101	-0.00075407
$T_{\text{canicules}}$ [N]	14263.2206	9973.9472	8519.6368	8569.636
$T_{\text{été}}$ [N]	15883.333	19483.3333	15883.3333	15883.3333
$T_{\text{hiver}}$ [N]	16232.2206	24012.2415	18715.6796	20050.4894

**Tableau IV.3 :** Les résultats de calcul mécanique

### IV.4.3 Résultats de dimensionnement des pylônes

	Cuivre Torsadé CU	Aluminium Torsadé AL	AMS Torsadé	AMS Lisse
$f_{max}$ [m]	2.4202	5.2473	5.4508	5.7701
$E_{\varphi}$ (distance minimal entre conducteurs) [m]	1.2611	2.1543	1.7028	1.687
$E_{\varphi\varphi}$ verticale [m]	1.2064	2.0995	1.648	1.687
$E_{\varphi N}$ verticale [m]	0.24	0.24	0.24	0.24
$G_{sol}$ [m]	6.86	6.86	6.86	6.86
Nombre de pylônes	206	173	183	173

**Tableau IV.4 :** Dimensionnement des pylônes

## IV.4.4 Résultats de dimensionnement des isolateurs

	Cuivre Torsadé CU	Aluminium Torsadé AL	AMS Torsadé	AMS Lisse
Pas d'une assiette [mm]				
L <sub>f</sub> [mm]	445	445	445	445
Masse d'assiette [kg]				
Nombre d'assiette	3	3	3	3
SL [mm]	438	438	438	438
Masse de la chaîne				

Tableau IV.5 : Dimensionnement des isolateurs

## IV.4.5 Résultats des paramètres électriques avec les deux méthodes

	Empirique	Semi -analytique
R [Ω/KM]	0.139	0.11
L[μH]	1.073	3.5
C[pF]	6.82	1.134

Tableau IV.6 : Les paramètres électriques avec les deux méthodes

## IV.4.6 Calcul de la chute de tension

La chute de tension se calcule par la formule suivante :

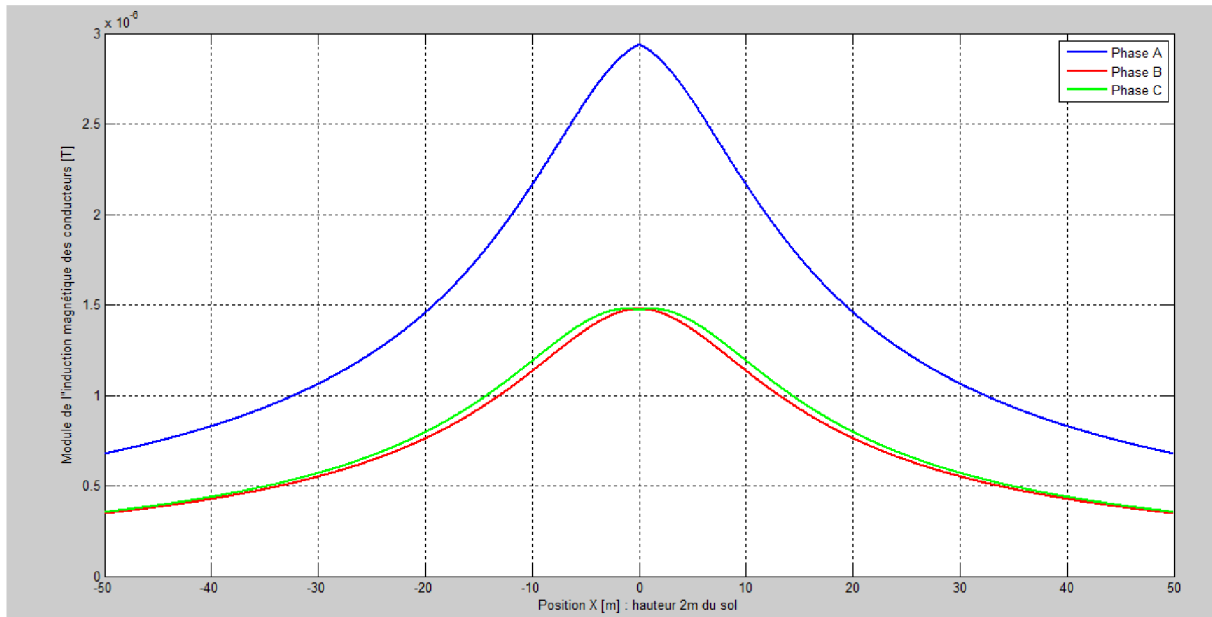
$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N}{U_N} (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi))$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} \cdot 178.2}{36000} (0.11 \cdot 0.90 + 0.337 \cdot 0.43)$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 0.009$$

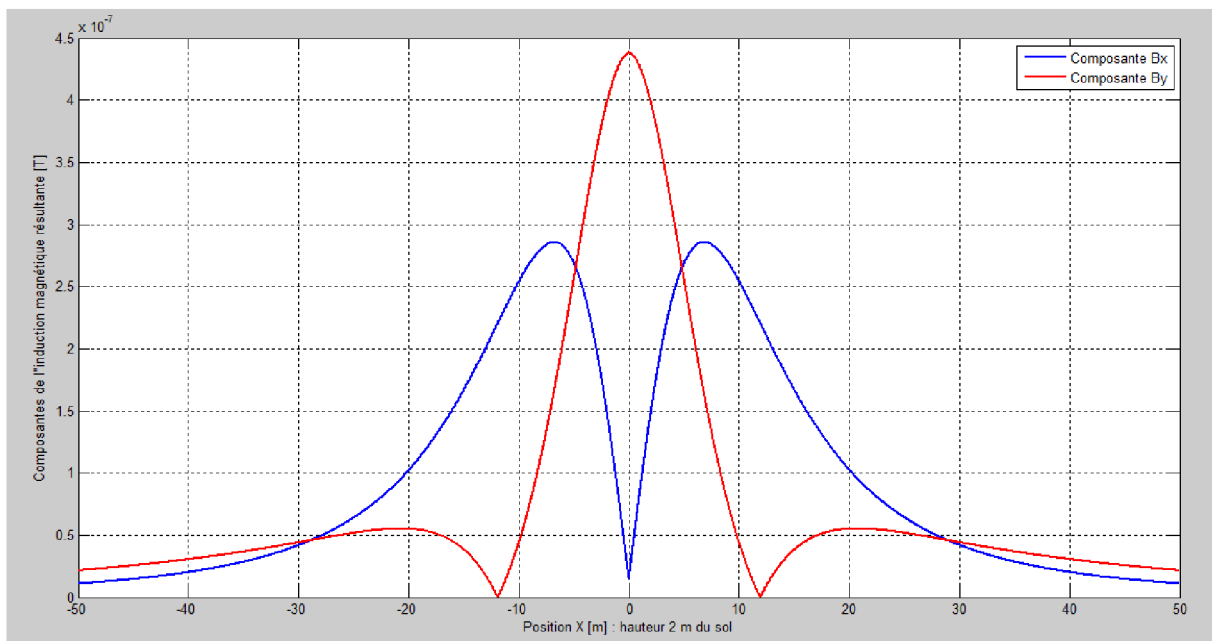
$$\frac{\Delta U}{U} = 0.9\%$$

## IV.5 Interprétation des graphes de simulation



**Figure IV.1 :** *Diagramme de l'induction magnétique [T]*

La figure IV.1 montre l'allure de champ magnétique à 2 m au dessus de sol, on remarque que le champ magnétique au niveau de sol d'une ligne sans flèche (hauteur moyenne phase B) vaut environ  $1.5 \mu\text{T}$ , tandis que le champ magnétique. Pour la phase C est de  $1.5 \mu\text{T}$ , à la phase A cette valeur déveine  $3 \mu\text{T}$ . Le champ maximal est situé à la dernière phase, le champ magnétique et maximale au niveau de centre des phases  $x=0$ , a partir de ce point le champ décroît latéralement jusqu'à  $0.7 \mu\text{T}$  pour le Ph A et à  $0.4 \mu\text{T}$  pour Ph B et C.

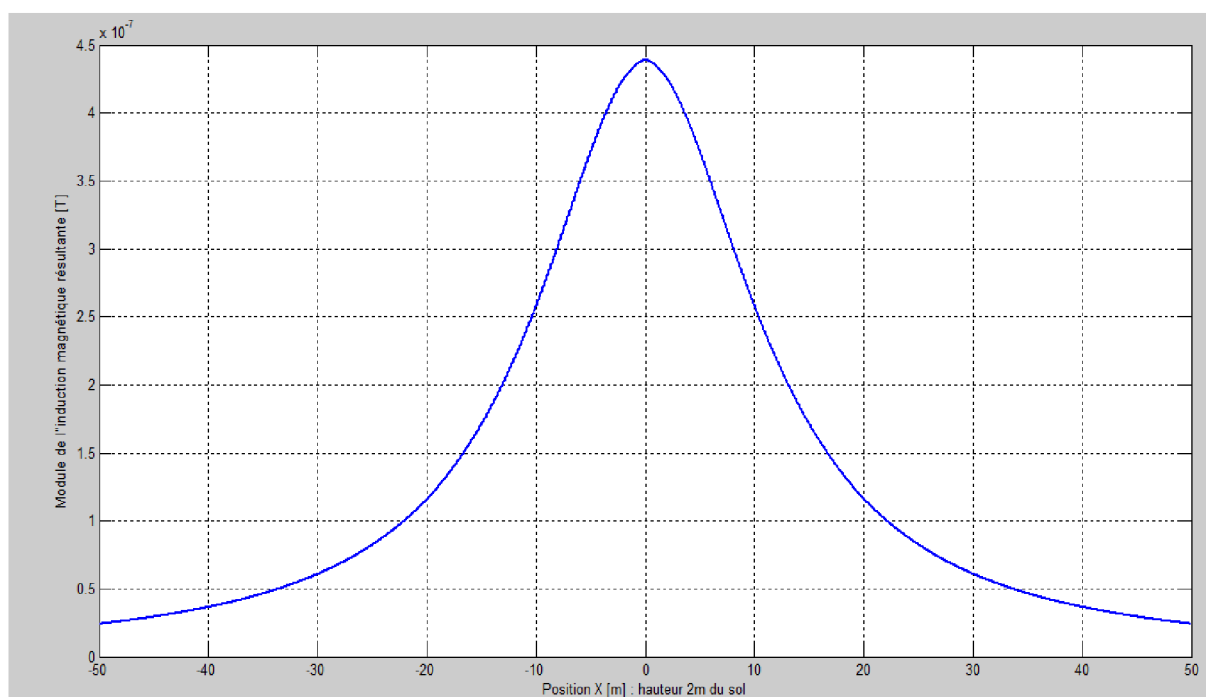


**Figure IV.2 :** *Diagramme de composantes de l'induction magnétique [T]*

La figure IV.2 nous montre l'induction magnétique en fonction de la distance, on remarque que le champ magnétique à 2 m de sol pour :

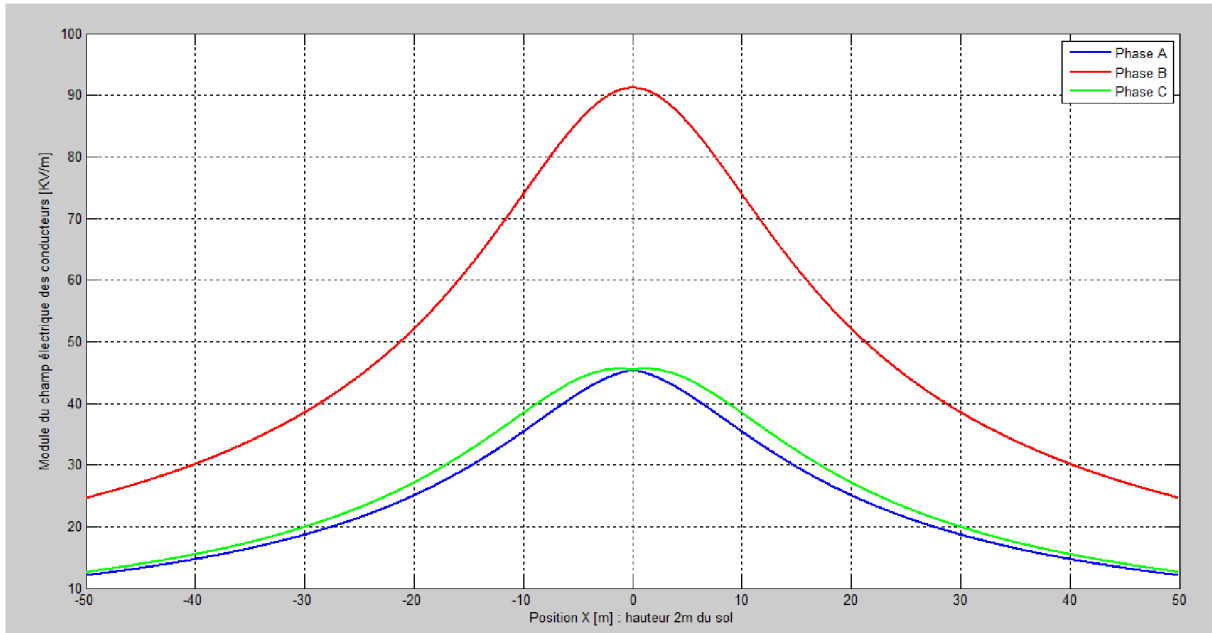
$B_x$ : a une valeur de  $2.8 \mu\text{T}$  pour une valeur de  $x=7\text{m}$ , quand on s'éloigne de ce point l'induction décroît exponentiellement. Et à  $x=0$ , il prend une valeur de  $0\text{T}$ .

$B_y$ : On remarque que l'induction magnétique est maximale au centre des trois phases  $x=0\text{m}$ , il prend une valeur de  $4.3 \cdot 10^{-7}\text{T}$  et quand on s'éloigne de ce point l'induction décroît jusqu'à  $0\text{T}$  à  $x=11\text{m}$ .



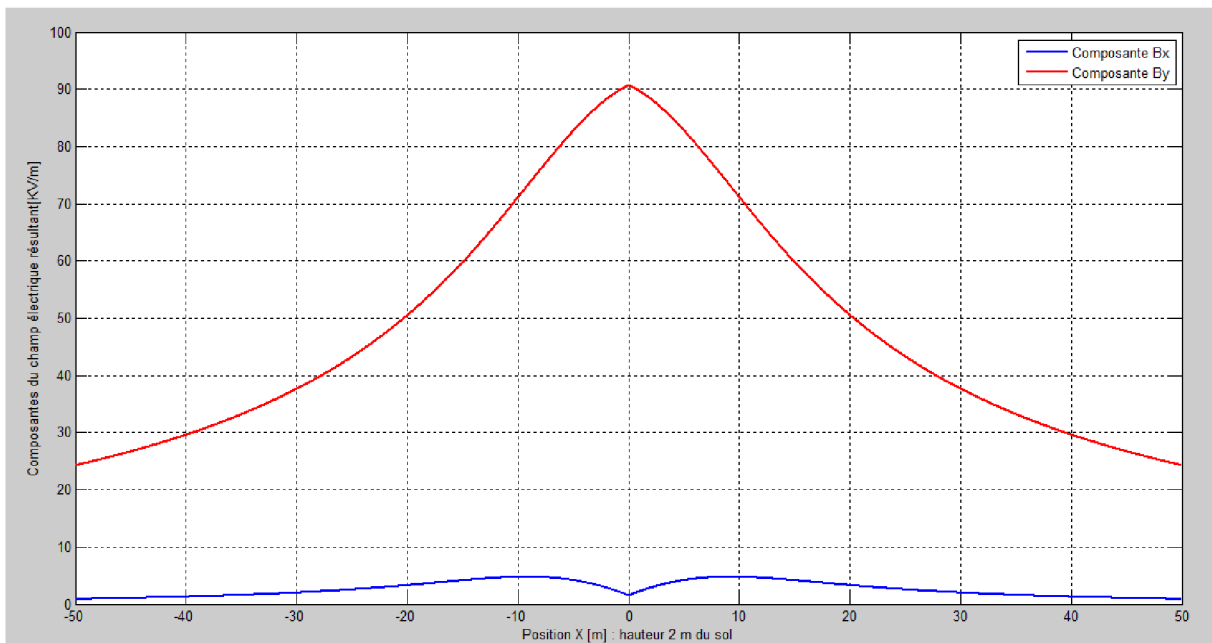
**Figure IV.3 :** Diagramme de l'induction magnétique résultante [T]

La figure IV.3 représente la variation longitudinale de l'induction magnétique, on remarque que la portée tandis que le champ magnétique au niveau de sol (au pied de pylône) est de  $0.25 \cdot 10^{-7}\text{T}$  au niveau de la flèche, l'induction magnétique peut attendre jusqu'à  $4.3 \cdot 10^{-7}\text{T}$ . L'influence de la flèche est remarquable pour les valeurs de champ magnétique surtout au niveau de la flèche  $x=0$  on remarque que le champ magnétique devient très important.



**Figure IV.4 :** *Diagramme du champ électrique des conducteurs [KV/m]*

La figure **IV.4** montre l'allure de champ électrique à 2m au dessus du sol, on remarque que le champ électrique au niveau de sol d'une ligne sans flèche (hauteur moyenne) vaut environ 45 kV/m, tandis que le champ pour une ligne avec flèche (ligne parabolique) est de 45 kV/m au voisinage de pylône, au mi portée (au niveau de la flèche  $x=0$ ) cette valeur devient 91 kV/m Le champ maximum est situé au milieu de l'emprise (le centre des phase) phase B à partir de ce point le champ décrois latéralement de manière continue pour atteindre à une distance de 50m la valeur de 25 kV/m.



**Figure IV.5 :** *Diagramme de composantes du champ électrique résultant [KV/m]*

D'après la figure IV.5 :

Pour  $B_y$  : On remarque que la valeur de champ électrique passe de 25 kV/m au niveau de pied de pylône à 90 kV/m

kV/m au niveau de la portée ( $x=0$ ). Cela montre que le champ électrique n'est pas constant le long de la portée, le champ électrique devient très important au niveau de la flèche  $x=0$ .


Pour  $B_x$  : On remarque que la valeur de champ est négligeable dans toute la portée, il atteint un maximum de 5 kV/m.

## IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté deux exemples de dimensionnement des lignes aériennes, l'un pour le dimensionnement électrique et le champ magnétique et électrique, les courbes données pour le calcul de champ et de l'induction, sont spécifiques pour la géométrie des conducteurs (la flèche).

L'autre pour le dimensionnement mécanique ensuite nous avons comparé le résultat de la simulation avec les résultats analytiques obtenus dans notre calcul pour cette jonction triphasée décrit par le cahier de charge.

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

The background features a white page with a decorative graphic on the right side. This graphic consists of three blue circles of varying sizes, each composed of concentric rings of different shades of blue. Two thin, light blue lines intersect at the top left and extend diagonally across the page, framing the circles. The text 'Conclusion générale' is positioned in the center-left area, overlapping the white background.

*Conclusion  
générale*

L'étude d'une ligne électrique nécessite la prise en compte de beaucoup de paramètres : Technique, atmosphérique et économique. Le choix de la section des conducteurs et du gabarit des pylônes est primordial afin de répondre à toutes les exigences et contraintes pour un bon fonctionnement d'une liaison électrique. Pour opter un choix dans la réalisation il faut tenir compte des paramètres électrique (R, L, C), des paramètres électrostatiques et électromagnétiques pour calculer l'inductance et la capacité.

Les facteurs importants dans la conception et l'exploitation d'une ligne de transmission électrique sont la détermination de courant nominal, courant admissible, court circuit ( $I_{cc}$ ) 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 et des niveaux perturbateurs des champs magnétique et électrique, ainsi que l'énergie potentiel et magnétique 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 des lignes de transmission est la cause la plus importante de perte de puissance dans la ligne et détermine l'efficacité de la transmission.

Dans la partie mécanique, l'étude est basée 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, les différentes portés, longueur de câble .....etc.). Pour ces calculs, il faut prendre en considération les hypothèses climatiques, sans oublier les efforts mécaniques appliqués sur les câbles. Les conditions atmosphériques sont un facteur déterminant dans le choix des paramètres des pylônes, des isolateurs, des conducteurs et autre accessoires.

Dans la dernière partie nous a vous vus les critères économiques ou les différents calculs des coûts (des conducteurs, des pertes actualisées et des supports.....etc.).

Et on a finalisé le travail par un programme qui nous donnera une estimation des paramètre, un résultat d'une analyse des caractéristiques R, L, C, le champ électrique et magnétique d'une ligne électrique, ce résultat sont vitales dans le cadre de la modélisation d'un réseau, c'est pourquoi nous avons créé ce module d'application pour le calcul de ligne électrique aérienne en basant sur un cahier de charge.

<b>Figure I.1</b>	Concept de transmission d'énergie électrique[10].
<b>Figure I.2</b>	Exemple d'une ligne[5].
<b>Figure I.3</b>	Exemple d'une ligne[5].
<b>Figure I.4</b>	Exemple d'une chaîne d'isolation [7].
<b>Figure I.5</b>	Armement en triangle[18].
<b>Figure I.6</b>	Armements en drapeau [18].
<b>Figure I.7</b>	Armements en nappe et nappe-voûte [18].
<b>Figure I.8</b>	Exemple d'un câble souterrain [3].
<b>Figure I.9</b>	Câble sous-marin 20 kV.
<b>Figure I.10</b>	pylône en drapeau.
<b>Figure I.11</b>	pylône en triangle.
<b>Figure I.12</b>	Exemple d'un pylône nappe[6].
<b>Figure I.13</b>	Les différents types des pylônes en fonction de la tension [6].
<b>Figure I.14</b>	Isolateur de type pin (branche, tige)[14].
<b>Figure I.15</b>	Isolateur de type suspension[14].
<b>Figure I.16</b>	Isolateur d'arrêt [8].
<b>Figure I.17</b>	Isolateur manille [8].
<b>Figure I.18</b>	Constitution d'un câble[8].
<b>Figure I.19</b>	Câbles torsadés.
<b>Figure I.20</b>	Contraintes de conception d'un système.
<b>Figure II.1</b>	Schéma équivalent d'une ligne électrique
<b>Figure II.2(a)</b>	Schéma équivalent monophasé forme T.
<b>Figure II.2(b)</b>	Schéma équivalent monophasé forme $\pi$ .
<b>Figure II.3</b>	Schéma équivalent Triphasé d'une ligne électrique.
<b>Figure II.4</b>	L'effet de peau.
<b>Figure II.5</b>	ligne biphasée
<b>Figure II.6</b>	Position en triangle des conducteurs
<b>Figure II.7</b>	schéma équivalent d'une ligne électrique.
<b>Figure II.8</b>	valeur de champ électrique et magnétique a proximité des lignes aériennes.[17]
<b>Figure II.9</b>	schéma utilisé pour le calcul du champ électrique [14].
<b>Figure II.10</b>	Positionnement quelconque des conducteurs d'une ligne électrique.
<b>Figure II.11</b>	Géométrie aléatoire de conducteurs d'une ligne électrique.
<b>Figure III.1</b>	L'influence des effets climatiques sur la ligne électrique [19].
<b>Figure III.2</b>	Efforts mécaniques appliqués sur le câble.
<b>Figure III.3</b>	Influence de la température sur le câble conducteur [19]
<b>Figure III.4</b>	Pylône pour la ligne LIERE HTB (90 kV) [18].
<b>Figure III.5</b>	Chaînette [20].
<b>Figure III.6</b>	L'équation d'état.
<b>Figure III.7</b>	Flèche (f), portée (L), longueur d'arc (s)[20].
<b>Figure III.8</b>	Distances aux obstacles [19].
<b>Figure III.9</b>	Géométrie d'une portée dénivelée [17].
<b>Figure III.10</b>	Géométrie d'une portée dénivelée [17].
<b>Figure IV.1</b>	Diagramme de l'induction magnétique [T].
<b>Figure IV.2</b>	Diagramme de composantes de l'induction magnétique [T].
<b>Figure IV.3</b>	Diagramme de l'induction magnétique résultante [T].
<b>Figure IV.4</b>	Diagramme du champ électrique des conducteurs [KV/m].
<b>Figure IV.5</b>	Diagramme de composantes du champ électrique résultant [KV/m].

- Tableau I.1** Classification des centrales.
- Tableau I.2** Type du supports et leur avantages, inconvénients et leur emplois. [5]
- Tableau I.3** Les matériaux utilisé dans les câbles aériens.
- Tableau I.4** Caractéristiques selon la structure des conducteurs. [9].
- Tableau I.5** Domaines de Tension [10].
- Tableau II.1** Coefficient de température du conducteur ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ) [8].
- Tableau II.2** Caractéristiques selon la structure des conducteurs [9].
- Tableau II.3** Caractéristiques de conducteur [8].
- Tableau II.4** Puissance et courant de court circuit [16].
- Tableau III.1** les valeurs de ce facteur « fc » [20].
- Tableau III.2** Vitesse du vent et pression dynamique en fonction de la hauteur. [21]
- Tableau III.3** Indique les pressions sur les câbles [21].
- Tableau III.4** Pressions exercées sur les différents éléments des ouvrages [21].
- Tableau III.5** Hypothèses de givre [21].
- Tableau III.6** Température en fonction de zone de pays [3].
- Tableau III.7** L'inclinaison psi ( $\Psi$ ) et le poids équivalent  $P_{\text{éq}}$  pour les quatre hypothèses.
- Tableau III.8** Distances minimales (en mètres) aux sols [21].
- Tableau III.9** Distances minimales (en mètres) aux voies de circulation [21].
- Tableau III.10** Distances minimales (en mètres) aux maisons et immeubles [21].
- Tableau IV.11** Répartition moyenne du coût d'une ligne par chapitre [19].
- Tableau III.12** Comparaison, pour une portée de niveau, entre formules pratiques et formules exactes pour le calcul de la flèche et de la longueur réelle de câble (le paramètre est pris égal à 2 200 m) [17].
- Tableau IV.1** Données de la jonction triphasée [19].
- Tableau IV.2** Présentation de résultat de calcul.

- 
- [1] André CHANAL, Jean-Pierre LÉVÊQUE, «Lignes aériennes : matériels » Techniques de l'Ingénieur D4421. PDF. 2008.
- [2] Melle SAIDI Hayat , Melle MOUHOUB Souhila « étude d'alimentation du projet station de compression SONATRACH Hassi-Rmel », Mémoire d'ingénieur 1999,département E.L.T.
- [3] Jean-François DIDIERLAURENT. «Lignes aériennes : matériels Supports» Techniques de l'Ingénieur. D4423. PDF. 2004.
- [4] Frederic P.MILLIER, Agnes F.VANDOME, John MEBVEWSTEN, «Câble électrique à haute tension ». Techniques de l'Ingénieur. D4428. PDF. 2005.
- [5] Michel BOUGUE, « lignes électriques aériennes à très haute tension » tome 4, édition INEO, Juillet 2006,
- [6] Michel BOUGUE, « lignes électriques aériennes à très haute tension » tome 2, édition INEO, Septembre 2002,
- [7] Cours technique de la haute tension (les isolateurs ), Mr A. HANDALA.
- [8] « Mechanical Design of Overhead Lines ». <http://www.nct-tech.edu.lk/Documents.html>.
- [9] Gérard Hartmann « l'aluminium historique ». [www.hydroretro.net/etudegh/aluminium\\_historique.PDF](http://www.hydroretro.net/etudegh/aluminium_historique.PDF).
- [10] Cahier technique RTE, «gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité». PDF.1999.
- [11] Jean-CLAUDE SABONNADIÈRE, Nouredine HADJSAID, «Lignes et réseaux électrique 1».PDF. 2009.
- [12] Brigitte PINEL, Francis DUCHATEAU, «Fonction isolation dans les matériels électriques » Techniques de l'Ingénieur D4419. PDF. 2010.
- [13] Pierre ESCANÉ, Jean-Marie ESCANÉ, «Réseaux électriques linéaires à constantes réparties». tome 3, PDF,1997.
- [14] Xavier DUCOURET, «Lignes aériennes : matériels Isolateurs». Techniques de l'Ingénieur D4423. PDF. 2008.
- [15] Karaday ,George G. « transmission system » the electric power engineering handbook CRC press LLC, 2001.
- [16] Documentation technique de référence Chapitre 3 - Performances du RPT Article 3.3 - Capacité d'accueil . <https://clients.rte-france.com>. 2003.
- [17] André CHANAL. « Lignes aériennes Présentation et calcul des lignes » Techniques de l'Ingénieur D4420. PDF. 2007.
- [18] P-A.Chamorel, « énergie électrique », école d'ingénieurs du CANTON DE VAUD, département E+I, 1997, PDF.
- [19] « projet de fin études CEGELEC » [http://www.mcours.net/cours/memoires/PROJET\\_DE\\_FIN\\_D\\_ETUDES](http://www.mcours.net/cours/memoires/PROJET_DE_FIN_D_ETUDES). Cegelec. PDF. 2009.
- [20] OLIVIER HOUET. «Dimensionnement d'une jonction triphasé» 1997\_1998.
- [21] André CHANAL. «Lignes aériennes Dimensionnement» Techniques de l'Ingénieur. D4421. PDF. 2008.
- [22] Robert de FORGES de PARNY et Jean-Pierre LEVÊQUE «Lignes aériennes Construction» Techniques de l'Ingénieur. D4429. PDF. 2006.