

*République Algérienne Démocratique et Populaire*  
*Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique*

*Lakdhar- EL OUED Hamma Université Echahid*

*Faculté des Sciences et technologies*

**En vue de l'obtention du diplôme de**



## **MASTER ACADEMIQUE**

**Département : génie électrique**

**Filière : électrotechnique**

**Spécialité : Réseaux électriques**

### **Thème**

**Etude et analyse les paramètres électriques et  
mécaniques d'une ligne à haute tension**

**Diriger par :**

**Dr .Mammeri Oussama**

**Présenté Par :**

**Ben Haoua Abdelnacer**

**Mehda Adem**

**Achiri Rachid**

# *Remerciements*

Toute la Gratitude, tout d'abord à Dieu qui nous a donné la force Pour Terminer ce modeste travail.

Toutes nos infinies gratitudes à notre promoteur,

**Dr. Mammeri Oussama.**

Pour son encadrement et ses aides précieuses.

Nous remercions aussi les membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.

Nous tenons à remercier sincèrement corps professoral et administratif du département :

**Réseaux électriques**

à la qualité de leurs enseignements et qui déploient de grands efforts pour assurer à leurs étudiants une formation actualisée.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, trouvent ici l'expression de notre profondes gratitudes et respects.

✓ **Ben Haoua Abdel nacer**

✓ **Achiri Rachid**

✓ **Mehda Adem**

# *Dedicace*

Dieu soit loué et cela suffit et que les prières soient sur le bien-aimé Mustapha  
dieu soit loué qui nous a permis d'apprécier cette étape de notre parcours  
universitaire avec ce même noir fruit d'efforts et de réussite par la grâce de Dieu tout-  
puissant puis avec le soutien de nos généreux terre et mer il les a préservé et on a fait  
une lumière pour notre chemin

Pour toutes nos honorables (Mehda .Ben Haoua et Achiri) à tous nos prés ou loin  
camarades et collègues et à tout le département de génie électrique.

- ✓ *Ben Haoua Abdel nacer*
- ✓ *Achiri Rachid*
- ✓ *Mehda Adem*

## Résumé

Les réseaux de transport jouent un rôle primordial dans l'acheminement de l'énergie électrique des centres de production vers les centres de consommation. Ils sont en général en haute et très haute tension et de type aérien. L'étude d'une ligne aérienne permet d'optimiser son fonctionnement.

Sa modélisation et calcul des caractéristiques électriques et mécanique nous permettent d'obtenir des indicateurs assez précis afin d'évaluer son comportement vis-à-vis des puissances transportées.

## Le mot clé

- lignes électriques.
- haute tension.
- calcul caractéristiques.
- calcul mécaniques.

## Summary

Transport networks play a key role in the delivery of electrical energy from production centers to consumption centers. They are generally high and very high voltage and air-type. The study of an air line optimizes operation.

Its modeling and calculation of electrical and mechanical characteristics allow us to obtain precise enough indicators to assess its vis-à-vis behavior regarding transported powers.

## Key words

- Electric line.
- high tension.
- calculation characteristics.
- mechanical calculations.



## Liste des Figures

### Chapitre I : Définition et propriétés de la ligne

|   |   |
|---|---|
| Fig.1.1 : conducteurs en faisceau : a) à 2 conducteurs. b) à 3. c) à 4. ....  | 5 |
| Fig.1.2 : Conducteur conventionnel sur la gauche et à âme en fibre composite à droite, l'âme au centre assure les propriétés mécaniques, l'aluminium à l'extérieur les propriétés électriques du conducteur. .... | 6 |
| Fig.1.3 : Types usuels de pylônes en treillis pour lignes à deux ou plusieurs ternes.....   | 7 |

### Chapitre II : calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques

|  |    |
|--|----|
| Fig. 2.1 : organigramme de calcul des paramètres de la ligne .....               | 12 |
| Fig. 2.2 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne longue .....  | 16 |
| Fig. 2.3 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne moyenne ..... | 19 |
| Fig. 2.4 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne courte .....  | 21 |

### Chapitre III : Calcul mécanique de ligne électrique

|   |    |
|---|----|
| Fig.3.1. Graphie de puissance et courant de court -circuit .....                      | 26 |
| Fig.3.2 : Modèle réduit de la liaison.....  | 27 |
| Fig .3.3. Exemple de relation coût/section .....                                      | 29 |
| Fig.3.4 : Types de supports à phases étagées .....                                    | 30 |
| Fig.3.5 : Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voute.....                   | 30 |
| Fig.3.6. Graphique de Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur..... | 32 |
| Fig.3.7 : Efforts appliqués .....   | 32 |
| Fig.3.8 : fonction coût du conducteur .....   | 44 |

## Liste des tableaux

| <b>Chapitre I : Definition et proprietes de la ligne</b>                              |    |
|---|----|
| Tableau.I.1 : Isolateurs utilisés pour les différentes lignes [1] .....               | 6  |
| <b>Chapitre II : calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques</b> |    |
| Tableau. II.1 : les données de la ligne contenant un conducteur par phase .....       | 13 |
| Tableau. II.2: résultats de calcul des paramètres d'une ligne sans faisceau .....     | 13 |
| Tableau. II.3 : les données de la ligne en faisceau .....                             | 14 |
| Tableau. II-4: résultats de calcul d'une ligne avec 3 cordes en faisceau.....         | 14 |
| Tableau. II.5 : les données de la ligne longue .....                                  | 15 |
| Tableau. II-6.: caractéristiques linéiques de la ligne longue .....                   | 17 |
| Tableau. II-7: les caractéristiques de la ligne longue .....                          | 17 |
| Tableau. II.8 : les données de la ligne moyenne .....                                 | 18 |
| Tableau. II.9 : caractéristiques de la ligne moyenne .....                            | 19 |
| Tableau. II.10 : les données de la ligne courte .....                                 | 20 |
| Tableau. II.11 : caractéristiques de la ligne courte.....                             | 22 |
| <b>Chapitr III : Calcul mécanique de linge électrique</b>                             |    |
| Tableau.III.01 : Classification des niveaux de tension.....                           | 25 |
| Tableau.III.02. Tension et puissance de court-circuit .....                           | 26 |
| Tableau.III.03 : Puissance et courant de court-circuit.....                           | 27 |
| Tableau.III.04 : Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur.....      | 32 |
| Tableau.III.05 : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension.....    | 35 |
| Tableau. III.06 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL » .....         | 35 |
| Tableau. III.07 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre.....                  | 36 |
| Tableau. III.08 : Caractéristiques d'assiettes standard .....                         | 37 |
| Tableau.III.09 : BIL vs. Nbre d'assiettes (standard) .....                            | 37 |
| Tableau.III.10 : Caractéristiques d'assiettes anti-brouillard.....                    | 38 |
| Tableau.III.11 : BIL vs. Nbre d'assiettes (Antifog) .....                             | 38 |
| Tableau.III.12. Comparaison des coûts des conducteurs .....                           | 44 |
| Tableau.III.13. : nombre d'assiettes selon la « bonne pratique ».....                 | 47 |
| Tableau.III.14 : Pollution saline .....   | 47 |
| Tableau.III.15 : Ligne de fuite des isolateurs .....                                  | 47 |
| Tableau.III.16. : F70 / 127.....  | 48 |

## Liste des abréviations

T.H.T : Très Haute Tension

H.T : Haute Tension

HTA : Haute Tension A

HTB : Haute Tension B

BTA : Basse Tension A

BTB : Basse Tension B

TBT : Très Basse Tension

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution.

CEI : Commission Electrotechnique Internationale

RMG : Rayon moyen géométrique

## Liste des Symboles

- $R'$  : résistance linéique ( $\Omega/\text{km}$ )  
 $L'$  : inductance linéique ( $\text{H}/\text{km}$ )  
 $C'$  : capacité linéique ( $\text{F}/\text{km}$ )  
 $\rho$  : résistivité du matériau ( $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ )  
 $S$  : Section des conducteurs ( $\text{mm}^2$ )  
 $l$  : Longueur de la ligne ou câble ( $\text{km}$ )  
 $t_1, t_2$  : les températures en  $^\circ\text{C}$  à l'Etat initiale et à l'état final du conducteur.  
 $R_1, R_2$  : les résistances du conducteur respectivement aux températures  $t_1$  et  $t_2$ .  
 $T$  : température paramétrique ( $^\circ\text{C}$ ).  
 $K$  : le coefficient du spiralge du conducteur.  
 $q$ : facteur de Kelvin  
 $f$  : fréquence du réseau ( $\text{Hz}$ ).  
 $B$  : induction magnétique ( $\text{wb}/\text{m}^2$ )  
 $H$  : champ magnétique ( $\text{At}/\text{m}$ )  
 $\psi$ : Flux ( $\text{Wb.t}/\text{m}$ )  
 $\mu_0$ : La permittivité du vide ou de l'air ( $\text{H}/\text{m}$ ) Nomenclature  
 $G_{11}$ : Rayon moyen géométrique du faisceau.  
 $g_{11}$ : Rayon moyen géométrique d'une corde.  
 $n$  : Nombre de corde dans un faisceau.  
 $r_T$ : Rayon du cercle passant par les centres des cordes.  
 $D_{\text{eq}}$ : Distance géométrique moyenne (GMD)  
 $Y$  : Admittance de la ligne ( $\Omega$ )  
 $Z$  : Impédance de la ligne ( $\Omega$ )  
 $\bar{Z}_C$ : Impédance caractéristique ( $\Omega$ )  
 $\gamma$  : Confession de propagation  
 $\theta$ : Angle propagation  
 $V_R$ : Tension au récepteur ( $\text{kV}$ )  
 $I_R$ : Courant au récepteur ( $\text{A}$ )  
 $\text{Cos}(\varphi_R)$  : facteur de puissance au récepteur  
 $V_S$ : Tension a la source ( $\text{kV}$ )  
 $I_S$ : Courant a la source ( $\text{A}$ )  
 $S_S$ : Puissance apparente a la source  
 $P_S$ : Puissance active a la source ( $\text{MW}$ )  
 $Q_S$ : Puissance réactive a la source ( $\text{MVAR}$ )  
 $Q_C$ : Puissance réactive fournie par une capacité ( $\text{MVAR}$ )  
 $\text{Cos}(\varphi_S)$  : Facteur de puissance a la source  
 $\eta$ : Le rendement de la ligne (%)  
 $\Delta\bar{U}$ : La chute de tension dans la ligne

## Sommaire

|                              |   |
|------------------------------|---|
| Remerciements.....           |   |
| Dedicace .....               |   |
| Résumé.....                  |   |
| Liste des Figures.....       |   |
| Liste des tableaux .....     |   |
| Liste des abréviations ..... |   |
| Liste des Symboles.....      |   |
| Sommaire .....               |   |
| Introduction générale .....  | 1 |

### Chapitre I : Definition et proprietes de la ligne

|   |   |
|---|---|
| I.1.Introduction.....                                     | 4 |
| I.2. L'utilité de la HT .....                             | 4 |
| I.3.La ligne à haute tension .....                        | 4 |
| I.4.Composants d'une ligne .....                          | 5 |
| I.4.1. Conducteurs .....                                  | 5 |
| I.4.2. Isolateurs .....                                   | 6 |
| I.4.3. Supports .....                                     | 7 |
| I.5.Construction d'une ligne.....                         | 8 |
| I.5.1.Lignes galopantes.....                              | 8 |
| I.5.2.Effet couronne - interférences radiophoniques ..... | 8 |
| I.5.3. Pollution.....                                     | 9 |
| I.5.4. Mise à la terre des pylônes.....                   | 9 |

### Chapitr II : Calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques

|   |    |
|---|----|
| II.1. Introduction .....  | 11 |
| II.2. Calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée .....                  | 11 |
| II.2.1. Algorithmes de calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée ..... | 11 |
| II.2. 2. Application a une ligne contenant un conducteur par phase (n=1) .....      | 12 |
| II.2.3. Application a une ligne a conducteur de phase en fiscaux de 3 cordes.....   | 13 |
| II.3. Calcul des caractéristiques de la ligne électrique triphasé .....             | 14 |
| II.3.1. Calcul des caractéristiques de la ligne longue .....                        | 14 |
| II. 3.1.1. Algorithme de calcul des caractéristiques de ligne longue.....           | 15 |
| II.3.2. Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne .....                       | 17 |
| II.3.2.1. Algorithme Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne.....           | 18 |

|  |    |
|--|----|
| II.3.3. Calcul des caractéristiques de la ligne courte .....                     | 20 |
| II.3.3.1. L'algorithme de calcul des caractéristiques de la ligne courte : ..... | 20 |
| II.4. Conclusion .....   | 22 |
| <b>Chapitr III : Calcul mécanique de linge électrique</b>                        |    |
| III.1 Introduction .....   | 24 |
| III.2. Rappels : .....   | 24 |
| III.3. Les éléments des lignes électriques .....                                 | 26 |
| III.3.1. Les conducteurs .....   | 26 |
| III.3.1.1. Critère de courant nominal .....                                      | 26 |
| III.3.1.2. Critère du courant de court-circuit : .....                           | 26 |
| III.3.1.3. Critère de la chute de tension .....                                  | 27 |
| III.3.1.4. Critère économique .....  | 28 |
| III-4 Les Supports .....   | 29 |
| III-5-Poids équivalent et angle d'inclinaison du cable .....                     | 30 |
| III-6 Portée critique et choix de la constante « a » .....                       | 33 |
| III-7-Flèche maximale et hauteur des conducteurs .....                           | 33 |
| III-8 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension .....              | 35 |
| III.8.1 Règle de bonne pratique .....  | 35 |
| III.8.2. Méthode développée par le Service de TDEE de l'ULg4 .....               | 35 |
| III.8.3. Degré de salinité : .....   | 35 |
| III.8.4. Ligne de fuite des isolateurs : .....                                   | 36 |
| III.8.5. Choix de la chaîne d'isolateurs : .....                                 | 36 |
| III.8.6. Distance phase/phase et phase/terre .....                               | 38 |
| III.8.7 géométrie des pylônes .....  | 39 |
| III.8.8. Calcul des efforts en tête de pylone .....                              | 39 |
| III.8.9. Evaluation du coût des supports .....                                   | 40 |
| III.8.10. Effet couronne .....   | 40 |
| III.9. Application de calcul mécanique : .....                                   | 40 |
| III.9.1. Données du réseau : .....   | 40 |
| III.9.2. Contraintes électriques : .....   | 41 |
| III.9.3. Données économiques : .....   | 41 |
| III.9.4. Données géographiques : .....   | 41 |
| III.9.5. Données météorologiques: .....  | 41 |
| III.9.6. Nous demandons : .....  | 42 |

|  |           |
|--|-----------|
| III.10. Résolution : .....   | 42        |
| III.10.1 Les Conducteurs :.....  | 42        |
| III.10.1.1 Critère du courant nominal :.....                           | 42        |
| III.10.1.2 Critère du courant de court-circuit : .....                 | 43        |
| III.10.1.3 Critère de la chute de tension : .....                      | 43        |
| III.10.1.4 Critère économique : .....                                  | 43        |
| III.11 Les Supports .....  | 45        |
| III.11.1 Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble : .....      | 45        |
| III.11.2.1. Hypothèse Eté : .....                                      | 45        |
| III.11.2.2. Hypothèse Hiver :.....                                     | 45        |
| III.11.2.3. Hypothèse Canicule : .....                                 | 45        |
| III.12. Portée critique et choix de la constante 'a' : .....           | 45        |
| III.13 Flèche maximale et hauteur des conducteurs :.....               | 46        |
| III.14 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension : ..... | 47        |
| III.14.1 Bonne pratique : .....  | 47        |
| III.15 Distance phase/phase et phase/neutre : .....                    | 48        |
| III.15.1. Distances verticales :.....                                  | 48        |
| III.15.2. Distances horizontales:.....                                 | 48        |
| III.16. Conclusion.....  | 48        |
| <b>Conclusion générale.....</b>  | <b>49</b> |
| <b>Références bibliographiques.....</b>                                | <b>51</b> |

# *Introduction générale*

## Introduction générale

L'énergie électrique est très présente dans la vie quotidienne de pratiquement tous les habitants et surtout dans les pays industrialisés. En particulier consomme une partie très importante de leur énergie sous forme électrique.

Autrement dit, parmi les autres énergies la place de l'énergie électrique est tout à fait centrale, car elle se transporte bien, inodore et autorise des transferts à très bon rendement par ailleurs cette dernière est directement liée à l'ensemble des énergies existantes.

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures. Conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production –Transport Distribution.

Dans le réseau électrique la ligne joue un rôle très important dans la transmission de l'énergie électrique sur l'ensemble d'un territoire, elle représente dans le système électrique Ce que représente une veine dans un corps humain.

Selon la longueur on distingue trois types de ligne, la ligne longue ; la ligne moyenne et la ligne courte. Cependant les calculs relatifs aux lignes sont très longs et le risque de faire des erreurs est grand, le calcul avec l'outil informatique s'avère nécessaire.

Dans ce contexte ont élaboré un ensemble de programme pour le calcul des paramètres et des caractéristiques de différent type de lignes.

Notre travail est organisé de la manière suivante :

Le premier chapitre est consacré à **généralités** sur les lignes électriques

Dans Le deuxième chapitre sont présentées des lignes aériennes avec les différents composants qui les constituent ; ainsi qu'une description théorique de calcul des paramètres. des lignes électriques. Mentionnant aussi les effets créés par les paramètres transversales (R & L) et longitudinale (C & G) tout au long de la ligne.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation et calcul les paramètres mécaniques de lignes de transport de l'énergie électrique.

Finalement une conclusion générale achèvera notre présent mémoire

***Chapitre I :***  
***Definition et proprietes de la***  
***ligne***

## Chapitre I : Definition et proprietes de la ligne

### I.1.Introduction

Le transport de l'énergie électrique est un coefficient fondamental dans la structure du réseau électrique. Le rôle fondamentale d'une ligne est de transporter l'énergie électrique. Les conducteurs aériens sont soumis à l'action des facteurs atmosphériques : température, vent, pluie, etc.

Ces facteurs interviennent de façon importante dans le choix des paramètres d'une ligne haute-tension : type de conducteur électrique (matériaux et géométrie), hauteur et distance des pylônes, tension mécanique maximum sur le conducteur afin de maintenir une garde au sol suffisante etc.

Ce chapitre vise à déterminer ces caractéristiques longitudinales (résistances des conducteurs et les inductances entre les conducteurs) et les caractéristiques transversales (capacité des conducteurs), l'étude générale sur la ligne en cas générale.

### I.2. L'utilité de la HT

L'énergie électrique n'est généralement pas produite à proximité immédiate des lieux d'utilisation massive. Il faut donc la transporter par des lignes ou des câbles.

Pour une puissance donnée, le courant à transporter sera inversement proportionnel à la tension de transport. Par exemple, pour évacuer l'énergie d'un groupe de 100MVA, le courant sera de 260 A sous 220 kV mais de 4 000 A sous 15 kV. Le transport de 4 000 A sous 15 KV entraînerait des coûts d'équipement et surtout de pertes par effet Joule inadmissibles. Les courants de court-circuit et leurs effets seraient aussi considérablement augmentés. C'est pour ces raisons-là, qu'on est conduit à augmenter la tension des réseaux de transport. Evidemment, il y a une limite supérieure principalement constituée par le coût des isolements [12].

### I.3.La ligne à haute tension

La ligne à haute tension constitue l'élément essentiel dans les infrastructures énergétiques de transport d'électricité. Elle permet l'acheminement de l'électricité des centrales électriques vers les centres de consommation. Les lignes peuvent être aériennes, souterraines, et parfois sous-marines.

Dans notre étude, nous nous intéressons exclusivement à la ligne à haute tension aérienne.

Les lignes à haute tension aériennes sont composées de câbles conducteurs, généralement en alliage d'aluminium, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux. Ces supports peuvent être faits de bois, d'acier, de béton, d'aluminium ou parfois en matière plastique renforcée.

Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions supérieures à 765 kV. Les lignes à courant continu haute tension permettent de transporter l'énergie avec moins de pertes sur de très grandes distances et éventuellement sous l'eau.

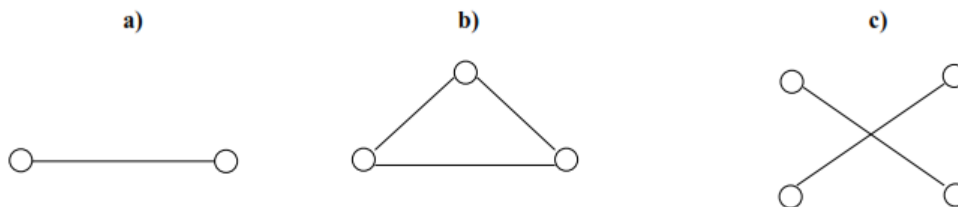
## I.4.Composants d'une ligne

Une ligne de transport se compose de conducteurs, d'isolateurs, de supports et de câbles de garde.

### I.4.1. Conducteurs

Les conducteurs des lignes aériennes à très haute tension sont toujours nus. On emploie presque exclusivement des câbles en cuivre et des câbles en aluminium avec âme en acier, ces derniers sont généralement les plus économiques. Pour le domaine de la THT, le mode d'utilisation des conducteurs est identifié selon des causes technico-économiques pour remédier à plusieurs phénomènes, qu'ils sont souvent rencontrés en vue le transport de l'énergie électrique, comme les pertes par effet couronne, les pertes réactives de la ligne, les pertes par effet Joules...etc

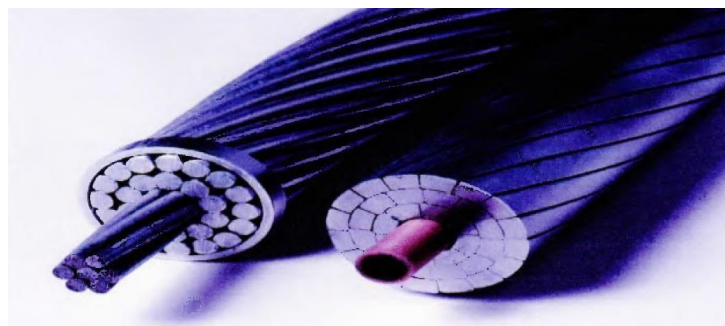
Afin de réduire l'effet couronne par exemple, il est préférable d'utiliser la technologie des lignes en faisceau de conducteurs. Le faisceau est composé de 2, 3 ou 4 conducteurs (figure II-01). Parmi les effets de l'utilisation des faisceaux, l'augmentation de rayon équivalent de la phase et la réduction de l'intensité du champ électrique aux alentours du conducteur. «L'avantage le plus important de l'utilisation du faisceau de conducteurs est la réduction de la réactance de la ligne et des pertes par effet couronne » [13].



**Fig.1.1** : conducteurs en faisceau : a) à 2 conducteurs. b) à 3. c) à 4.

Les conducteurs hautes tensions sont aériennes ou souterraines (et parfois-marins).

Les conducteurs aériens sont soumis à l'action des facteurs atmosphériques : température, vent, pluie, verglas etc. Ces facteurs interviennent de façon importante dans le choix des paramètres d'une ligne haute-tension : type de conducteur, hauteur et distance des pylônes, tension mécanique maximale sur le conducteur afin de maintenir une garde au sol suffisante, etc. Le choix de ces paramètres a une grande influence sur les coûts de construction et d'entretien d'une ligne de transport, ainsi que sur sa fiabilité et sur sa longévité. Pour toutes choses égales par ailleurs la position des conducteurs influe sur l'intensité et la disposition du champ électromagnétique. [14]



**Fig.1.2 :** Conducteur conventionnel sur la gauche et à âme en fibre composite à droite, l'âme au centre assure les propriétés mécaniques, l'aluminium à l'extérieur les propriétés électriques du conducteur.

#### I.4.2. Isolateurs

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre. Ils sont presque toujours en porcelaine. Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface, ni perforés à travers leur masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement. Afin d'augmenter leur distance de contournement, on leur donne une forme de jupe. Au point de vue mécanique, ils doivent être assez résistants pour supporter les forces énormes dues au poids et à la tension mécanique des conducteurs. Les isolateurs sont de deux types principaux : rigides et à chaîne. La partie supérieure des isolateurs rigides sur laquelle est fixé le conducteur est constituée d'une ou de plusieurs jupes en porcelaine. Une tige vissée à l'intérieur des isolateurs permet de les fixer à un support. Pour des tensions supérieures à 70 kV, on emploie toujours des chaînes d'isolateurs constituées d'un certain nombre d'éléments en porcelaine réunis par des pièces métalliques. Le nombre d'éléments varie avec la tension : pour une tension de 110 (kV), on en admet de 4 à 7, pour une tension de 230 (kV), de 13 à 16, comme il le montre le tableau II.1. En porcelaine réunis par des pièces métalliques. Le nombre d'éléments varie avec la tension :

Pour une tension de 110 (kV), on en admet de 4 à 7, pour une tension de 230 (kV), de 13 à 16, comme il le montre le tableau I.1.

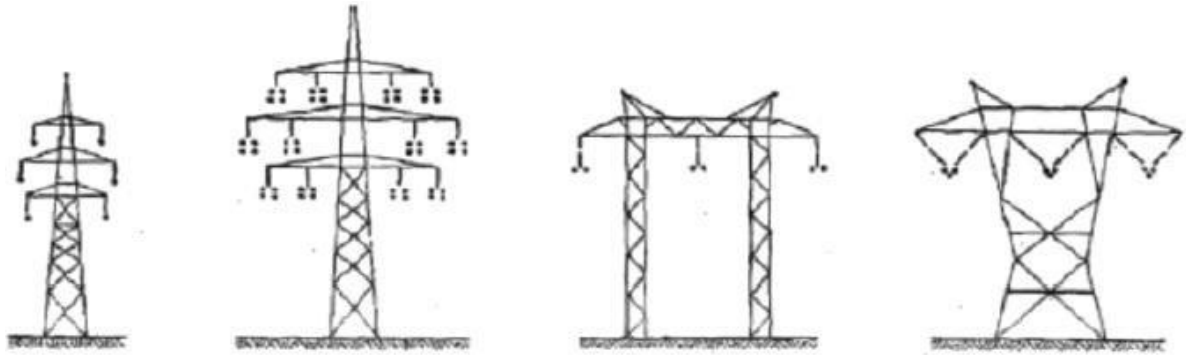
**Tableau.I.1 :** Isolateurs utilisés pour les différentes lignes [1]

|                    |                              |                     |                             |                   |                           |                      |
|--------------------|------------------------------|---------------------|-----------------------------|-------------------|---------------------------|----------------------|
| Type de ligne      | 230/400<br>(420KV)           | 130/225<br>(245 kV) | 52/90<br>(100KV)            | 36/63<br>(72,5KV) | 12/20<br>(24KV)           | 230/400V             |
| Appellation        | 400KV                        | 225 kV              | 90 kV                       | 63 Kv             | 20KV                      | 400V                 |
| Classification     | THT (HTB transport national) |                     | HT (HTB transport regional) |                   | MT (HTA<br>Distribut-ion) | BT<br>(Consummation) |
| Nombre d'isolateus | 19                           | 12 à 14             | 9                           | 4 à 6             | 2 à 3                     | 1                    |

### I.4.3. Supports

Pour les lignes aériennes, des pylônes, généralement réalisés en treillis d'acier supportent et maintiennent les conducteurs à une distance suffisante du sol et des obstacles : ceci permet de garantir la sécurité et l'isolement par rapport à la terre, les câbles étant nus (non isolés) pour en limiter le poids et le cout. L'inconvénient est leur exposition aux intempéries (embruns salés, tempêtes, poids de la glace qui peut les endommager).

La distance entre les fils conducteurs doit être suffisante pour empêcher leur contact, même sous l'action d'un vent violent. L'écartement entre les fils doit être d'autant plus grand que la distance entre les pylônes est plus grande et que la tension de la ligne est plus élevée. Par exemple, l'écartement entre les phases est habituellement de 12 m sur les lignes à 735 kV.



**Fig.1.3 :** Types usuels de pylônes en treillis pour lignes à deux ou plusieurs ternes

### I.4.4. Câbles de grade

Les câbles de garde sont posés au sommet des pylônes en treillis. Ces câbles de gardes protègent les conducteurs d'électricité de la foudre. Ils relient en outre les pylônes isolés les uns avec les autres et améliorent ainsi la mise à la terre globale de l'ensemble des lignes aériennes.

Malgré leur faible section, ils doivent présenter une sécurité mécanique équivalente à celle des conducteurs en cas de vent violent ou de surcharge de givre ou de neige. Il est donc impératif qu'ils soient calculés avec les mêmes hypothèses climatiques que les conducteurs et que les efforts qu'ils génèrent dans les supports soient pris en compte dans leur totalité. Cette condition est contraignante car la faible longueur des suspensions sur les supports d'alignement ne permet qu'un faible amortissement, dans les portées adjacentes, d'une surtension mécanique provoquée par une surcharge localisée.

Électriquement, ils doivent assurer l'interconnexion des mises à terre des supports et tolérer les échauffements provoqués par les courants de court-circuit et les courants générés par la foudre.

Pour satisfaire à ces conditions, les câbles de garde comportent toujours une section importante d'acier et, autour de l'âme d'acier, une couche ou exceptionnellement deux couches de fils d'aluméc.

Deux types de câbles de garde sont utilisés :

- des câbles almélec-acier normaux ;
- des câbles almélec-acier comportant à l'intérieur des circuits de télécommunication.

## **I.5.Construction d'une ligne**

Une fois que la section des conducteurs, la hauteur des pylônes et la distance entre les pylônes (portée) ont été déterminées, on peut procéder à la pose des conducteurs. Un fil supporté et tendu entre deux pylônes n'est pas horizontal ; il prend plutôt une forme d'une chaînette. La distance verticale entre la droite qui joint les deux points de support et le point le plus bas d'un fil porte le nom de flèche. Plus le fil est tendu, plus la flèche est courte. Avant d'entreprendre la construction d'une ligne, il importe d'en faire le calcul mécanique pour déterminer la flèche et la tension mécanique admissibles. Entre autres, on doit tenir compte de la température maximale d'été. D'une part, la flèche ne doit pas être trop longue à ce moment, car autrement, le fil s'allongera durant les chaleurs d'été et la distance entre son point le plus bas et le sol ne sera plus suffisante au point de vue sécuritaire. D'autre part, la tension mécanique ne doit pas être trop grande, car autrement, le fil peut se contracter pendant les froids d'hiver et devenir dangereusement tendu. De plus, le vent et le verglas peuvent créer des efforts supplémentaires qui risquent d'entraîner sa rupture.[8]

### **I.5.1.Lignes galopantes**

Lorsqu'une couche de verglas se dépose sur une ligne en présence de vent, la ligne se met à osciller. Si les conditions sont favorables, ces oscillations peuvent devenir très grandes; on dit alors que la ligne se met à «galoper». Ce phénomène peut produire des courts circuits entre les phases ou la rupture des conducteurs. Pour éviter ces problèmes, on pose parfois sur les conducteurs des amortisseurs qui empêchent les oscillations de se développer.[8]

### **I.5.2.Effet couronne - interférences radiophoniques**

Les très hautes tensions électriques créent des décharges importantes autour des conducteurs (effet couronne). Ces décharges produisent des pertes le long de la ligne et, de plus, elles possèdent un spectre de fréquences radiophoniques qui brouille la réception sur les postes de radio et les téléviseurs situés dans le voisinage de la ligne. Pour réduire l'effet couronne, on diminue le champ électrique créé par les conducteurs en grossissant leur diamètre ou en les arrangeant en faisceaux de deux, trois ou quatre conducteurs par phase.

Comme cet arrangement diminue aussi l'inductance de la ligne, on augmente du même coup la puissance qu'elle peut transporter.[8]

### **I.5.3. Pollution**

La poussière, les acides, le sel et les autres polluants qu'on retrouve dans l'atmosphère se déposent sur les isolateurs et diminuent leurs propriétés isolantes. Cette pollution des isolateurs risque de produire des court-circuits pendant les orages ou lors de surtensions momentanées. L'interruption du service et la nécessité de nettoyer ou de remplacer les isolateurs sont donc un souci constant créé par la pollution.[8]

### **I.5.4. Mise à la terre des pylônes**

On relie les pylônes des lignes de transport à des prises de terre exécutées avec grande précaution afin de leur assurer une faible résistance. En effet, si la foudre frappe un pylône, il ne faut pas que la chute de tension provoquée par le courant dans la prise de terre dépasse la tension de contournement des isolateurs.[8]

### **I.6. Conclusion**

Les lignes de transport aériennes sont constituées de conducteurs en aluminium (ACSR), d'isolateurs sur les lignes HT. On utilise généralement, pour chaque phase, des conducteurs en faisceaux afin de diminuer les pertes d'énergie et les interférences radiophoniques dues à l'effet couronnement. Des fils de garde en acier protègent la ligne contre la foudre. De plus, afin d'éviter les surtensions résultantes des courants de décharges de foudre, chaque pylône est solidement mis à la terre.

***Chapitr II***  
***Calcul des paramètres et***  
***caractéristiques des lignes***  
***électriques***

## Chapitre II: calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques

### II.1. Introduction

Le calcul des paramètres et des caractéristiques des lignes électriques en élaborant des logiciels est une chose très importante pour l'analyse des réseaux électriques. Plusieurs travaux se sont intéressés à ce sujet

Le but de notre travail est la réalisation d'un ensemble de programmes sous MATLAB pour le calcul des paramètres des lignes électriques triphasées et de leurs caractéristiques pour les différents types de lignes (longue, moyenne courte).

L'intérêt de notre travail est de faciliter et réduire le temps de calcul ainsi que la précision. Notre travail est fait en deux étapes. Dans la première étape on expliquera les algorithmes des programmes et la deuxième étape on fera des exemples d'application en utilisant ces programmes

### II.2. Calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée

#### II.2.1. Algorithmes de calcul des paramètres de la ligne électrique triphasée

Dans le but de calculer des paramètres linéiques d'une ligne électrique triphasée par ordinateur sous Matlab ; on a abordé l'algorithme du déroulement du programme suivant :

Le calcul de la résistance de la ligne à courant continu a une température de 20°C

$$r = \rho \cdot \frac{l}{s} \quad (\Omega/km)$$

Calcul de l'effet de spirilage sur les conducteurs  $R = k * r$ ,

Calcul du coefficient de kelvin :

$$\begin{cases} q = \pi \cdot d \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot f \cdot 10^{-5}}{r a u}} \\ q < 1 \Rightarrow r_a = R \end{cases} \quad (II.1)$$

Calcul de l'effet de température :

$$R_T = R \cdot \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (II.2)$$

Calcul de l'inductance de la ligne (basé sur le RMG tirés des tableaux donnés par les fabricants).

Calcul de la distance moyen géométrique :

$$D_{\text{éq}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}} \quad (II.3)$$

Calcul du rayon moyen géométrique :

$$g_{11} = u * \sqrt{s} \quad (II.4)$$

Calcul du Rayon moyen géométrique du faisceau :

$$G_{11} = \sqrt[n]{n \cdot g_{11} \cdot r_T^{n-1}} \quad (II.5)$$

Calcul de la capacité de la ligne :

$$\begin{cases} G_{11} = \sqrt[n]{n \cdot g_{11} \cdot r_T^{n-1}} \\ L' = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_{\text{éq}}}{G_{11}} \end{cases} \quad (II.6)$$

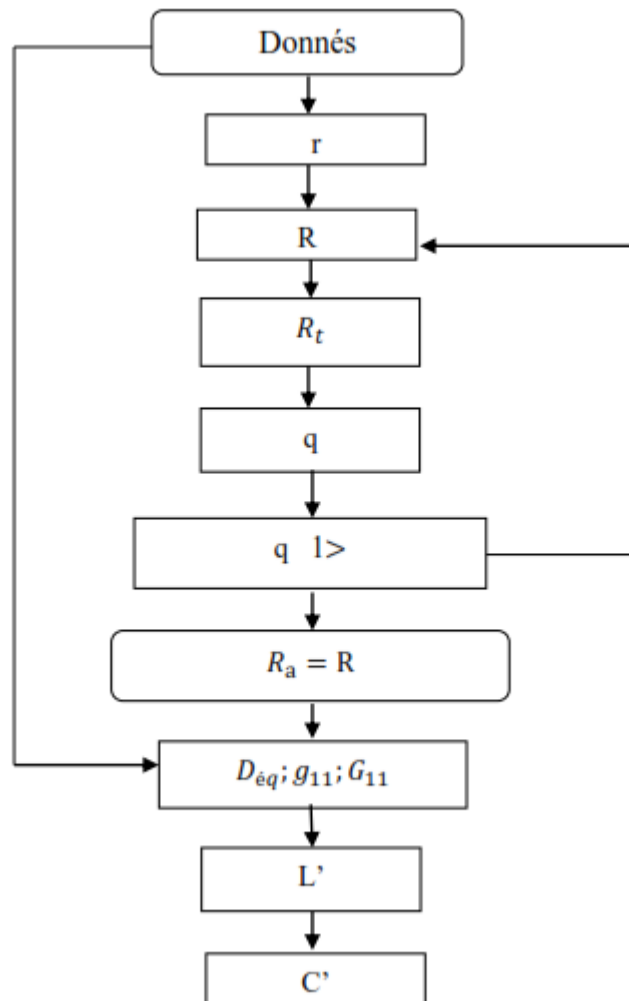


Fig. 2.1 : organigramme de calcul des paramètres de la ligne

### II.2. 2. Application a une ligne contenant un conducteur par phase (n=1)

On va déterminer les résistances linéiques, en courant continu et en courant alternatif en  $\Omega$  des conducteurs de phase respectivement à 20°C et à 50°C. Ensuite les autres paramètres linéiques ; inductance et capacité respectivement en H/km et F/km.

Soit une ligne de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans tableau ci-dessous.

**Tableau. II.1 :** les données de la ligne contenant un conducteur par phase

|   |        |
|---|--------|
| Section de câble en $mm^2$                          | 210    |
| l la longueur de câble km                           | 1      |
| Rau la resistivite dematriau $mm^2/m$ à 20°C        | 35.9   |
| K lecoficean du spirage du coducteur                | 1.02   |
| F lafrequence de la ligne en Hz                     | 50     |
| T la temperature du conducteur de la ligne °C       | 228    |
| $t_2$ la temprature °C                              | 50     |
| D12 la distance entre le conducteur 1 et 2 en m     | 2.75   |
| D23 la distance entre le conducteur 2 et 3 en m     | 2.75   |
| D23 la distance entre le conducteur 2 et 3 en m     | 7.75   |
| U cofficeant depend de nombre de brin de conducteur | 0.4982 |
| N nombre de conducteurs en faisceaux                | 1      |
| $r_c$ Rayon du centre des conducteur en m           | 1      |

**Tableau. II.2:** résultats de calcul des paramètres d'une ligne sans faisceau

| Paramètres longitudinales  |        | Paramètres transversales |                         |
|----------------------------|--------|--------------------------|-------------------------|
| R ( $\Omega/km$ )          |        | L (H/km)                 | C (F/Km)                |
| Résistance continue (20°C) | 0.1710 | 0.0013                   | $8.8433 \times 10^{-9}$ |
| Effet spirage (2%)         | 0.1744 |                          |                         |
| Effet température          | 0.1955 |                          |                         |
| Facteur de kelvin          | 0.2711 |                          |                         |
| Résistance alternatif      | 0.1744 |                          |                         |

### II.2.3. Application a une ligne a conducteur de phase en fiscaux de 3 cordes

On va déterminer les mêmes paramètres que l'exemple précédent, mais avec une ligne triphasée symétrique disposition nappe horizontale, à conducteurs de phases en faisceaux de 3 cordes placées sur un triangle équilatéral de 40 cm de côté. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans tableau ci-dessous.

**Tableau. II.3 :** les données de la ligne en faisceau

|  |        |
|--|--------|
| Section de cabelle en $mm^2$                           | 366    |
| l la longueur de câble km                              | 1      |
| Rau la resistivite de matriau $\Omega. mm^2 /m$ à 20°C | 35.9   |
| K le coficean du spiralge du conducteur 2%             | 1.02   |
| F la frequence de la ligne en Hz                       | 50     |
| T la temperature du conducteur de la ligne °C          | 228    |
| $t_2$ la temprature °C                                 | 50     |
| D12 la distance entre le conducteur 1 et 2 en m        | 12     |
| D23 la distance entre le conducteur 2 et 3 en m        | 12     |
| D23 la distance entre le conducteur 2 et 3 en m        | 24     |
| U cofficeant depend de nombre de brin de conducteur    | 0.4982 |
| N nombre de conducteurs en faisceaux                   | 3      |
| $r_t$ rayon du centre des conducteur en m              | 0.303  |

Les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau. II-4:** résultats de calcul d'une ligne avec 3 cordes en faisceau.

| Paramètres longitudinales  |        | Paramètres transversales |                           |
|----------------------------|--------|--------------------------|---------------------------|
| R ( $\Omega/km$ )          |        | L (H/km)                 | C (F/Km)                  |
| Résistance continue (20°C) | 0.0981 | 9.3937× 10 <sup>4</sup>  | 1.1839× 10 <sup>-11</sup> |
| Effet spiralage (2%)       | 0.10   |                          |                           |
| Effet température          | 0.1122 |                          |                           |
| Facteur de kelvin          | 0.3579 |                          |                           |
| Résistance alternatif      | 0.10   |                          |                           |

## II.3. Calcul des caractéristiques de la ligne électrique triphasé

### II.3.1. Calcul des caractéristiques de la ligne longue

On va déterminer les caractéristiques à la source d'une ligne longue de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans tableau ci-dessous.

**Tableau. II.5 :** les données de la ligne longue

|  |                        |
|--|------------------------|
| f la fréquence de la ligne en(Hz)              | 50                     |
| $R_1$ la résistance lineique( $\Omega$ )       | 0.055                  |
| $L_1$ l'inductance lineique de la ligne (H)    | 0.0013                 |
| G la conductance lineique de la ligne(S/m)     | 0                      |
| $C_1$ la capacité lineique de la ligne (F)     | $0.022 \times 10^{-6}$ |
| l la longueur de la ligne(Km)                  | 320                    |
| $U_R$ la tension ala reception de la ligne(kv) | 220                    |
| I le courant a la receptions(A)                | 300                    |

### II. 3.1.1. Algorithme de calcul des caractéristiques de ligne longue

Dans le but de modéliser la ligne longue on a fait l'algorithme du déroulement du programme:

Calcul de coefficient de propagation:

$$\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{Z}'\bar{Y}'} \quad (II.7)$$

Calcul des impédances et l'admittance de la ligne :

$$\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Y}'}{\bar{Z}'}} \quad (II.8)$$

$$\bar{Z} = \bar{Z}_C \cdot \sinh(\bar{\gamma}l) \quad (II.9)$$

$$Y = \frac{\cosh \bar{\gamma}l - 1}{\bar{Z}} \quad (II.10)$$

Calcul des impédances et l'admittance à la source :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = \left(1 + \frac{\bar{Y}' \cdot \bar{Z}'}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z}' \cdot \bar{I}_R \\ \bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Y}' \cdot \bar{Z}'}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \frac{\bar{Y}' \cdot \bar{Z}'}{2}\right) \bar{I}_R \end{cases} \quad (II.11)$$

La puissance maximale transmise dans la ligne :

$$P_{max} = \frac{U_S U_R - U_R^2 \cos \beta}{U_R} \quad (II.12)$$

Calcul du rendement avec la formule suivant :

$$n\% = \frac{P_R}{P_S} \% \quad (II.13)$$

La régulation de la tension :

$$R\% = \frac{V_S - V_R}{V_R} 100\% = \frac{U_S - U_R}{U_R} 100\% \quad (II.14)$$

Calcul de la puissance réactive fournit par la ligne :

$$Q_C = \frac{\bar{Y}}{2} U_R^2 \quad (II.15)$$

Calcul de la chute de tension :

$$\begin{cases} \Delta U_L = \frac{RP_2 + X(Q_2 - Q_{C2})}{U_2} \\ \Delta U_T = \frac{XP_R + X(Q_R - Q_{C2})}{U_R} \end{cases} \quad (II.16)$$

Calcul des pertes de puissance active et réactive :

$$\begin{cases} \Delta P = 3 \cdot R I^2 \\ \Delta Q = 3 \cdot X_l I^2 - Y_p (U_S^2 + U_R^2) \end{cases} \quad (II.17)$$

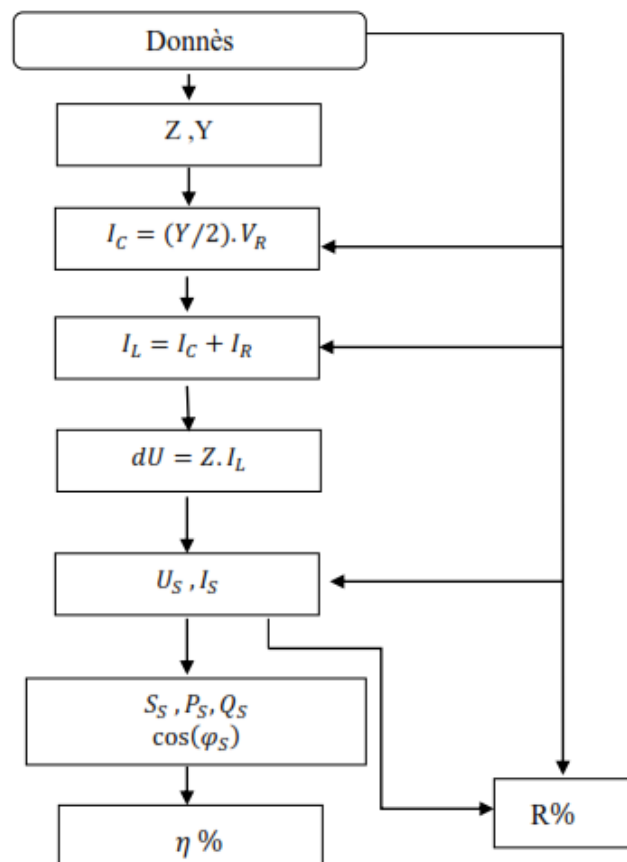


Fig. 2.2 : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne longue

Les résultats de calculs sont présentés dans les tableaux suivants :

**Tableau. II-6.:** caractéristiques linéiques de la ligne longue

|  |                                |
|--|--------------------------------|
| Impédance linéique $Z'$ ( $\Omega/\text{Km}$ )       | $0.4121e^{i 82.3301}$          |
| Admittance linéique $Y'$ ( $\Omega^{-1}/\text{Km}$ ) | $6.2832 \times 10^{-6}e^{i90}$ |
| Coefficient de propagation $\gamma$                  | $0.0017e^{i 86.1651}$          |
| $\gamma l$   | $0.5401e^{i 86.1651}$          |
| Impédance caractéristique $Z_c(\Omega)$              | $244.1809e^{-3.8349i}$         |
| Impédance de la ligne $Z(\Omega)$                    | $125.6096e^{i 82.7092}$        |
| Admittance de la ligne $Y$ ( $\Omega^{-1}$ )         | $0.0011e^{i 89.8077}$          |

**Tableau. II-7:** les caractéristiques de la ligne longue

|                         |                        |
|-------------------------|------------------------|
| (kV)                    | $239.8837e^{i2.2508i}$ |
| $I_s(\text{A})$         | $238.5938e^{i29.4843}$ |
| $S_s$ (MVA)             | $99.133e^{-17.2334i}$  |
| $P_s(\text{MW})$        | 94.683                 |
| $Q_s(\text{MVAR})$      | 29.370                 |
| $\cos\phi_s$            | 0.9551                 |
| $\Delta U(\text{kV})$   | $52.801e^{i74.1652i}$  |
| $P_{\max}(\text{MW})$   | 371.2472               |
| $\Delta P(\text{MW})$   | 4.3039                 |
| $\Delta Q(\text{MVAR})$ | 22.102                 |
| n%                      | 96.5878                |
| R%                      | 8.2889                 |

### II.3.2. Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne

On va déterminer les caractéristiques à la source d'une ligne moyenne de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans figure (IV.6) ci-dessous.

**Tableau. II.8** : les données de la ligne moyenne

|   |                        |
|---|------------------------|
| f la fréquence de la ligne en(Hz)               | 50                     |
| $R_1$ la résistance lineique( $\Omega$ )        | 0.055                  |
| $L_1$ l'inductance lineique de la ligne (H)     | 0.0013                 |
| G la conductance linéique de la ligne(S/m)      | 0                      |
| $C_1$ la capacité lineique de la ligne (F)      | $0.022 \times 10^{-6}$ |
| l la longueur de la ligne(Km)                   | 150                    |
| $U_R$ la tension ala reception de la ligne (kv) | 130                    |
| I le courant a la réceptions(A)                 | 300                    |

### II.3.2.1. Algorithme Calcul des caractéristiques de la ligne moyenne

Dans le but de modéliser la ligne électrique de longueur moyenne on a fait l'algorithme du déroulement du programme, est le suivant :

Calcul de l'impédance de la ligne :  $\bar{z} = (R + jX_L).l$  et l'admittance de la ligne  $\frac{\bar{Y}}{2} = j \frac{cW}{2} l$

Le courant passant la branche transversale :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (II.18)$$

Calcul de la chute de tension dans la ligne :

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z} \bar{I}_L \quad (II.19)$$

Calcul des caractéristiques à la source :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2}) & \bar{Z} \\ \bar{Y}(1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4}) & (1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (II.20)$$

La puissance apparente :

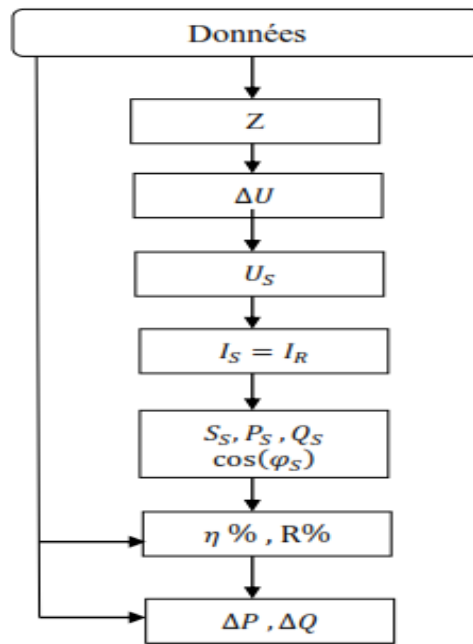
$$\bar{S}_1 = \sqrt{3} \bar{U}_1 \bar{I}_1^* \quad (II.21)$$

Calcule du rendement avec la formule suivante :

$$n\% = \frac{P_R}{P_S} \% \quad (II.22)$$

La régulation de la tension

$$: R\% = \frac{V_S - V_R}{V_R} \cdot 100\% = \frac{U_S - U_R}{U} \cdot 100\% \quad (II.23)$$



**Fig. 2.3 :** organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne moyenne

Les résultats de calcul sur la ligne moyenne sont présentés sur les tableaux suivants :

**Tableau. II.9 :** caractéristiques de la ligne moyenne

|                         |                                 |
|-------------------------|---------------------------------|
| $Z$ ( $\Omega$ )        | $10.2752e36.5960i$              |
| $Y$ ( $\Omega^{-1}$ )   | $10.3672 \times 10^{-4}e^{90i}$ |
| $I_L$ (A)               | $278.4017e^{-30.4510i}$         |
| $I_{C1}$ (A)            | $40.3807e^{90.2252i}$           |
| $I_{C2}$ (A)            | $38.9060e^{90i}$                |
| $I_s$ (A)               | $260.1288e^{-22.7785i}$         |
| $U_s$ (kV)              | $134.9276e^{0.2252i}$           |
| $S_s$ (MVA)             | $60.792e^{23.0037i}$            |
| $P_s$ (MW)              | 55.958                          |
| $Q_s$ (MVAR)            | 23.757                          |
| $\text{Cos}(\varphi_s)$ | 0.9205                          |
| $\Delta U$ (kV)         | $22.022e^{54.6310i}$            |
| $\Delta P$ (MW)         | 0.63999                         |
| $\Delta Q$ (MVAR)       | -8.2855                         |
| $P_{\max}$ (MW)         | 386.5670                        |
| R%                      | 3.6520                          |
| n%                      | 96.5719                         |

### II.3.3. Calcul des caractéristiques de la ligne courte

On va déterminer les caractéristiques à la source d'une ligne courte de transport d'énergie électrique, triphasée et symétrique. Les données des différents éléments de la ligne sont représentées dans figure (IV.8) ci-dessous.

**Tableau. II.10 :** les données de la ligne courte

|  |        |
|--|--------|
| f la fréquence de la ligne en(Hz)              | 50     |
| $R_1$ la résistance lineique( $\Omega$ )       | 0.017  |
| $L_1$ l'inductance lineique de la ligne (H)    | 0.0033 |
| G la conductance lineique de la ligne(S/m)     | 0      |
| $C_1$ la capacité lineique de la ligne (F)     | 0      |
| l la longueur de la ligne(Km)                  | 80     |
| $U_R$ la tension ala reception de la ligne(kv) | 35     |
| I le courant a la receptions(A)                | 300    |

#### II.3.3.1. L'algorithme de calcul des caractéristiques de la ligne courte :

Dans le but de modéliser la ligne électrique de longueur moyenne on a fait l'algorithme du déroulement du programme, est le suivant :

Calcul de l'impédance de la ligne :

$$\bar{Z} = (R + jX_l). 1 \quad (II.24)$$

Calcul de la chute de tension avec la formule suivante :

$$\bar{\Delta V} = \bar{Z} I_L ; I_L = I_R \quad (II.25)$$

Calcul de la tension et courant à la source :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (II.26)$$

La puissance maximale transmise dans la ligne :

$$P_{max} = \frac{U_s U_R - U_R^2 \cos \beta}{U_R} \quad (II.27)$$

Calcul du rendement avec la formule suivante :

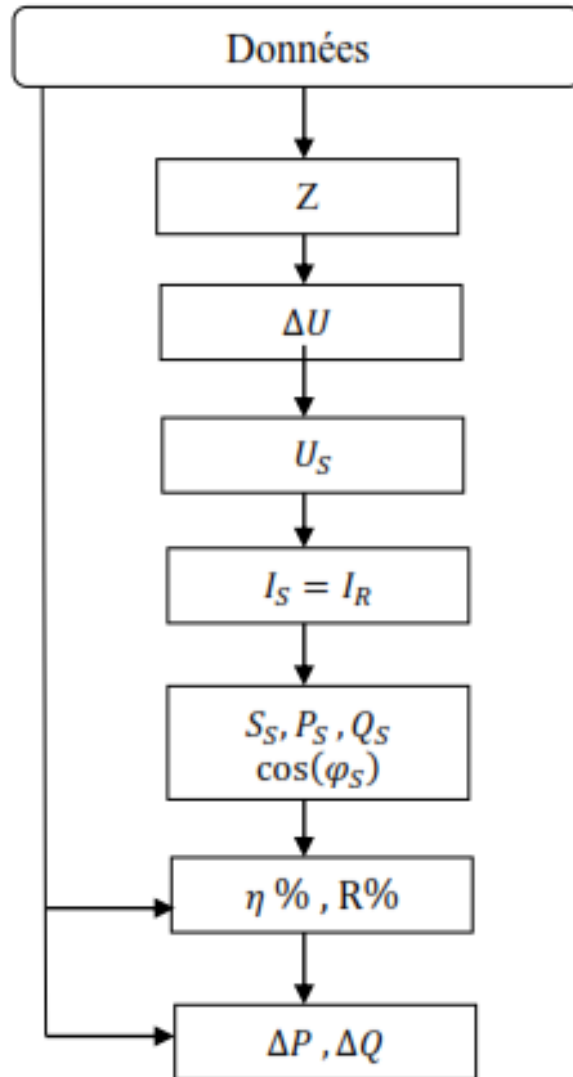
$$n\% = \frac{P_2}{P_1} \% \quad (II.28)$$

La régulation de la tension :

$$R\% = \frac{V_1 - V_2}{V_2} \cdot 100\% = \frac{U_1 - U_2}{U_2} \cdot 100\% \quad (II.29)$$

Calcul des pertes de puissance active et réactive :

$$\begin{cases} \Delta P = 3 \cdot R I^2 \\ \Delta Q = 3 \cdot R X_l I^2 - Q_C \end{cases} \quad (II.30)$$



**Fig. 2.4** : organigramme de calcul des caractéristiques de la ligne courte

Les résultats de calcul sur la ligne courte sont présentés sur le tableau suivant :

**Tableau. II.11** : caractéristiques de la ligne courte

|                   |                  |
|-------------------|------------------|
| $Z (\Omega)$      | 7.6615e79.7752i  |
| $I_s$ (A)         | 300e-36.8700i    |
| $U_s$ (kV)        | 38.0128e4.0885i  |
| $S_s$ (MVA)       | 19.752e40.9585i  |
| PS (MW)           | 14.916           |
| QS (MVAR)         | 12.948           |
| $\cos(\varphi S)$ | 0.7552           |
| $\Delta U$ (kV)   | 3.9810 e42.9052i |
| $\Delta P$ (MW)   | 0.367200         |
| $\Delta Q$ (MVAR) | 2.0358           |
| Pmax(MW)          | 145.2714         |
| n%                | 97.5383          |
| R%                | 7.9257           |

## II.4. Conclusion

A travers ce travail on a réalisé un ensemble de programmes sous Matlab pour le calcul des paramètres linéiques et des caractéristiques de la ligne électriques (tension, et courant à la source, chutes de tension, pertes de puissances actives et réactive, la puissance maximale transmise par la ligne le rendement de la ligne et la régulation de la tension.

On a fait des exemples d'application en utilisant ces programmes et on a constaté la rapidité et l'efficacité des calculs.

***Chapitr III :***  
***Calcul mécanique de linge***  
***électrique***

## Chapitr III : Calcul mécanique de linge électrique

### III.1 Introduction

Le dimensionnement d'une ligne aérienne dans le cadre d'un régime permanent se fait en deux parties :

Choix de la section du conducteur et choix du gabarit des pylônes. Le choix de la section du conducteur dépend de considérations électriques et économiques tandis que le choix du gabarit des pylônes fait intervenir plutôt les aspects mécaniques. Ces considérations ont déjà été abordées dans le cadre du calcul d'une liaison souterraine. Afin de choisir la section du câble, nous devons vérifier trois choses :

Quel est le courant nominal qui circule dans le câble ?

Supporte-t-il la puissance de court-circuit ?

La chute de tension est-elle bien inférieure à la limite ?

A partir d'un certain niveau de tension, nous devons aussi vérifier que l'effet couronne ne devient pas trop important. Nous aboutissons ainsi à une section techniquement optimale mais non normalisée. Il faut décider donc de prendre une section normalisée supérieure.

Le calcul des différents coûts de la ligne nous aide à choisir celle qui convient le mieux. En réalité, il faudrait optimiser le coût global (câble + pylône) en tenant compte des contraintes techniques et des pertes. C'est alors un calcul plus complexe auquel nous ajoutons le choix du niveau de tension et la longueur de portée moyenne. Dans ce cas, nous avons recours à une simulation par ordinateur. Très souvent, le niveau de tension est imposé<sup>1</sup> et les longueurs de portée également (emplacement des pylônes imposé par la disponibilité du terrain). La démarche proposée permettra à l'étudiant de limiter le nombre de calculs à effectuer tout en incluant la majorité des critères et contraintes à respecter. [27]

### III.2. Rappels :

Les lignes assurent la continuité électrique entre deux noeuds du réseau et peuvent être classées selon les types suivants :

- Lignes de grand transport : entre un centre de production et un centre de consommation ou un grand poste d'interconnexion.
- Lignes d'interconnexion : entre plusieurs régions ou plusieurs pays (secours mutuel)
- Lignes de répartition : entre grands postes et petits postes ou gros clients nationaux de.
- Lignes de distribution : vers les consommateurs BT.

Les différentes classes de tension en courant alternatif sont définie, par le RGIE, de la manière décrite dans le tableau III.1 (unités : Volts)

**Tableau.III.01 : Classification des niveaux de tension**

| Très basse tension |                            | $U \leq 50$             |
|--------------------|----------------------------|-------------------------|
| Basse tension      | 1 <sup>ère</sup> catégorie | $50 < U \leq 500$       |
|                    | 2 <sup>ème</sup> catégorie | $500 < U \leq 1000$     |
| Haute tension      | 1 <sup>ère</sup> catégorie | $1000 < U \leq 50\ 000$ |
|                    | 2 <sup>ème</sup> catégorie | $U > 50\ 000$           |

Les principaux composants des lignes aériennes sont :

- Les conducteurs (Phases + câble(s) de garde) .
- Les isolateurs .
- Le pylône .
- Les fondations .
- Autres accessoires (pinces de suspension, jonctions de connecteurs, amortisseurs dynamiques,...).

Concernant les portées des lignes, étant donné la possible irrégularité des distances entre pylônes, nous définissons les longueurs suivantes :

- Portée basique ou normale = La plus économique .
- Portée moyenne = Moyenne arithmétique des différentes portées
- Portée équivalente :  $L_{éq} = \sqrt{\sum_{i=1}^n l^{éq} / \sum_{i=1}^n l_i}$

Cette valeur se rapproche généralement de la Portée moyenne lorsque le nombre de portées augmente.

C'est sur cette valeur que se calcule la tension horizontale à appliquer au canton .

- Portée « de vent » = La somme des deux demi portées adjacentes au pylône.

Elle correspond à la portée à considérer pour le calcul des efforts en tête du pylône ;

- Portée « de poids » = La somme des distances entre le pylône et les points les plus bas des deux portées adjacentes. Cette valeur est utilisée pour déterminer le poids mort que représentent les conducteurs sur le support.

### III.3. Les éléments des lignes électriques

#### III.3.1. Les conducteurs

Au niveau mécanique, le calcul de la résistance des conducteurs est soumis aux réglementations internationales.

Les conditions climatiques doivent être connues (givre, températures, intensité du vent,..

Ce paragraphe explicite les critères électriques permettant le dimensionnement de la section des conducteurs des lignes aériennes. Ils sont fort similaires à ceux associés aux câbles, cfr.

##### III.3.1.1. Critère de courant nominal

Nous devons vérifier que le câble supporte le courant nominal sur toute sa durée de vie.

Vu  $P_{départ}$  et  $a$  donnés, nous déterminons tout d'abord la puissance circulant dans le câble après les  $T$  années d'utilisation par la relation III.1 :

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

Nous en déduisons le courant circulant alors dans chaque phase du câble

$$I_{NT} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot U \cos \varphi} \quad [A] \quad (III.2)$$

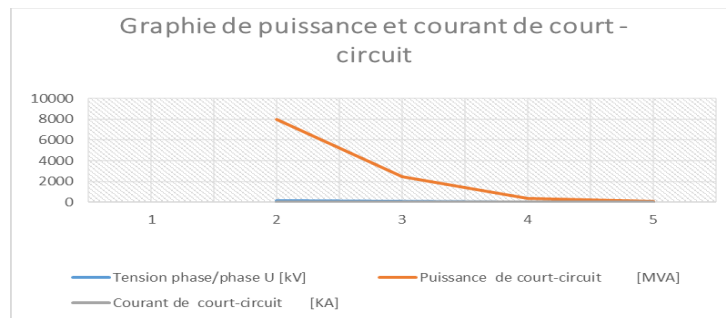
##### III.3.1.2. Critère du courant de court-circuit :

Nous déduisons directement ce courant de la formule donnant la puissance de court circuit :

**Tableau.III.02.** Tension et puissance de court-circuit

| Tension phase/phase $U$ [kV] | Puissance de court-circuit $S_{cc}$ [MVA] | Courant de court-circuit $I_{cc}$ [kA] |
|------------------------------|---|--|
| 150                          | 8000                                      | 30,8                                   |
| 70                           | 2500                                      | 20,6                                   |
| 15                           | 350                                       | 13,5                                   |
| 6                            | 120                                       | 11,6                                   |

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (III.3)$$



**Fig.3.1.** Graphie de puissance et courant de court -circuit

La puissance de court-circuit  $S_{cc}$  est fonction du réseau environnant la ligne étudiée, mais du point de vue dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs suivantes en fonction des principales tensions caractéristiques.

**Tableau.III.03 : Puissance et courant de court-circuit**

| Tension phase/phase<br>U [kV] | Puissance de court-circuit<br>$S_{cc}$ [MVA] | Courant de court-circuit<br>$I_{cc}$ [kA] |
|-------------------------------|--|---|
| 150                           | 8000   | 30,8                                      |
| 70                            | 2500   | 20,6                                      |
| 15                            | 350  | 13,5                                      |
| 6                             | 120  | 11,6                                      |

Fin de trouver la section minimum permettant de supporter ce courant durant le temps  $t_{cc}$ , nous disposons de la formule suivante, où  $a$  est un facteur dépendant du type de matériau constituant le cable :

$$B = \frac{I_{cc}\sqrt{t_{cc}}}{\sqrt{3}.U} \quad (\forall t < 5sec) \quad (III.4)$$

Cette nouvelle valeur du courant conduit alors au choix d'une nouvelle section normalisée (celle qui lui est juste supérieure).

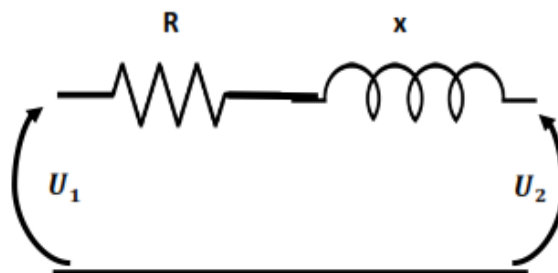
**Remarques :**

- le cuivre est toujours supérieur à l'aluminium pour une même section, étant donné sa meilleure capacité à évacuer la chaleur.

- les valeurs du paramètre  $a$  sont les suivantes :  $a = 105,3$  pour le cuivre,  $a = 55,07$  pour l'aluminium et  $a = 61,98$  pour l'AMS.

**III.3.1.3. Critère de la chute de tension**

Un rapide calcul nous donne la formule de la chute de tension :



**Fig.3.2 : Modèle réduit de la liaison**

$$\frac{\Delta U}{U} \cong \sqrt{3} \cdot \frac{I_N}{U_N} \cdot (R'_{70^\circ\text{C}} \cdot 1 \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot 1 \cdot \sin(\varphi)) \quad (\text{III.5})$$

$$\text{ou } \Delta U = |U_2| - |U_2| \neq |U_2 - U_1| \quad (\text{III.6})$$

Nous pouvons alors déterminer la résistance maximale de la ligne à 20°C.

Dans le cas des lignes, nous négligeons les effets capacitifs car les valeurs sont approximativement 50 fois plus faibles pour les lignes que pour les câbles. Pour l'impédance longitudinale, nous prendrons, généralement, comme valeur de départ : 0,4 Ω/km.

### III.3.1.4. Critère économique

La forme de la fonction coût de conducteur adoptée est la suivante :

$$T_i(S) = A + B \cdot S + C/S \quad [\text{€}] \quad (\text{III.7})$$

où A est relatif aux frais fixes (installation, pièces et accessoires, etc.) [€], B.S représente la partie du coût du câble qui est proportionnelle à la section [ 'S' €/mm<sup>2</sup> ] et C/S reflète les coût d'actualisation et des pertes [€/mm<sup>2</sup>]. Les pertes sont inversement proportionnelles à la section car une plus grosse section entraîne des pertes Joule moins élevées.

Cette fonction est loin d'être parfaite mais, dans le cadre d'une première approche du problème, elle est suffisante.

$$C = 3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{N.\text{début de vie}}^2 \cdot N \cdot P \cdot f \quad [\text{€} \cdot \text{mm}^2] \quad (\text{III.8})$$

Le facteur '3' permet de tenir compte des 3 phases ;

ρ = résistivité du matériau conducteur (généralement AMS) à 75° [Ω/mm] ;

l = longueur de la ligne (en millimètres) ;

$I_{N.\text{début de vie}}$  = courant nominal en début de vie de la ligne (en ampères) ;

N = nbre d'heures d'utilisation équivalant à la pleine charge au niveau des pertes [h/an] ;

p = prix du kWh de pertes, coût des pertes par kWh [€/Wh].

$$f = \frac{Q}{1 + i/100} \text{ ou } = \frac{1 - r^T}{1 - r} \text{ avec } r = \frac{(1 + a/100)^2 \cdot (1 + b/100)}{1 + i/100} \quad (\text{III.9})$$

La section optimale économique (SOE) est celle qui annule la dérivée de T1(S). Vu la forme de T1(S), nous pouvons la déterminer directement : [27]

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{III.10})$$

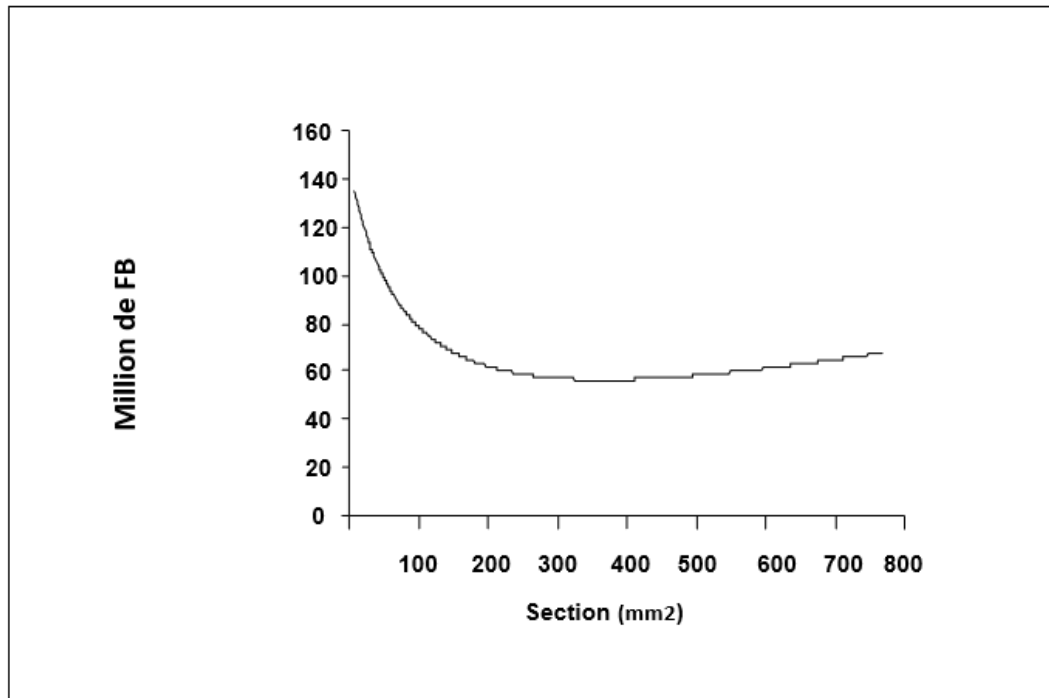


Fig .3.3. Exemple de relation coût/section

### III-4 Les Supports

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

Nous déterminerons ensuite la portée critique que nous comparerons avec la portée moyenne.

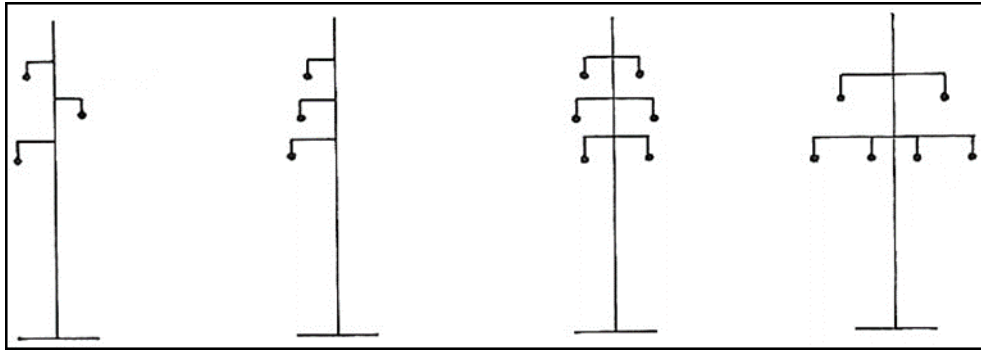
En fonction du résultat de cette comparaison, nous déterminerons, parmi 'H1' et 'H2', quelles sont les conditions météorologiques qui imposent les contraintes mécaniques les plus importantes sur notre portée. Nous en tirerons alors la constante « a » de l'équation d'état (dite de Blondel).

Une fois cette constante obtenue, nous pourrons déterminer la tension mécanique dans les câbles quel que soient les paramètres météorologiques. [27]

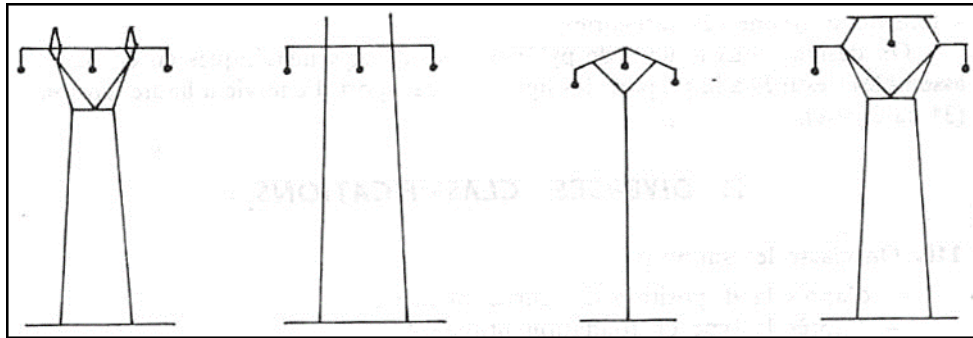
Nous déterminerons ensuite la flèche maximale et la hauteur d'accrochage des conducteurs, la longueur de la chaîne de suspension et les distances phase/phase et phase/neutre.

L'étape suivante consistera à calculer les gabarits des pylônes d'alignement, d'angle, d'ancrage. Les principaux types de supports que l'on rencontre sont décrits sur les figures III.4 et III.5.

Ils se différencient principalement, entre ces deux figures, par la position verticale des conducteurs de puissance : dans la seconde figure, ces lignes sont suspendues à une hauteur qui peut être considérée relativement constante. [27]



**Fig.3.4** : Types de supports à phases étagées



**Fig.3.5** : Pylônes ou portiques à armement nappe ou nappe-voute

Le calcul des efforts en tête de pylône nous permettra d'obtenir une estimation du coût des pylônes. Finalement, nous pourrons évaluer le coût global de la ligne.

### III-5-Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble

Nous allons utiliser deux hypothèses « H1 » et « H2 ». Elles représentent deux groupes de paramètres qui correspondent respectivement à des conditions extrêmes HIVER et ETE. Il serait en effet inutile d'utiliser simultanément les valeurs les plus critiques de ces paramètres.

L'idée se trouvant en amont du choix de ces hypothèses est que l'action d'une basse température est surtout dangereuse pour les portées courtes (contraction thermique, cumulée à une faible différence entre la longueur de la portée et la longueur du câble) tandis que l'action du vent est surtout dangereuse pour les portées longues (effort transversal proportionnel à la longueur).

Ces conditions sont définies par le R.G.I.E.2 de la manière suivante :

« Tous les éléments constitutifs de la ligne aérienne, à savoir les supports, ancrages, ferrures et fondations éventuelles, sont calculés en tenant compte de l'état de sollicitation résultant :

- De la traction des conducteurs actifs, de garde et de terre ; - du poids propre des conducteurs actifs, de garde et de terre, des isolateurs, des ferrures et du support.

- De la combinaison la plus défavorable des charges extrêmes résultant des circonstances de vent et de température déterminées ci-après.

Le vent souffle dans la direction horizontale la plus défavorable dans les conditions suivantes :

- à la température de +15°C avec sa force maximale normale ou exceptionnelle.
- à la température de -15°C avec une force réduite. »

Ces valeurs varient en fonction de la situation géographiques et des conditions climatiques.

Nous calculons donc l'angle d'inclinaison «  $\theta$  » et le poids équivalent «  $p_{\acute{e}q}$  » (dans les plans des conducteurs) pour les deux hypothèses via les formules 6.11 et 6.12 qui suivent.

Effort du vent :

$$F = c \cdot q \cdot A \quad [N/m] \quad (III. 11)$$

Dans cette équation, «  $c$  » est le coefficient aérodynamique d'ensemble dans la direction du vent, «  $A$  » la surface en m<sup>2</sup> des pleins que l'élément présente au vent, perpendiculairement à la direction dans laquelle il souffle et «  $q$  » est la pression dynamique (en pascal). Cette dernière se déduit de la pression dynamique de base, «  $q_b$  », donnée, en fonction de la vitesse du vent (fonction de la hauteur au-dessus du sol), dans le tableau 6.3. Elle se calcule par la formule :  $q_b = \rho v^2 / 2g$ , où «  $\rho$  » représente le poids spécifique de l'air (1,2 kg/m<sup>3</sup>) ; «  $v$  » est la vitesse du vent (en m/s) et «  $g$  » est l'accélération de la pesanteur (9,81 m/s<sup>2</sup>). L'équation II.11 peut se réécrire, dans le cas des lignes, «  $F = C_x \cdot q \cdot d$  », où ' $C_x$ ' est le coefficient de traînée du câble et ' $d$ ', son diamètre.

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 :

Pour le calcul de l'effort du vent sur les supports, traverses, isolateurs :

- 0,8 pour le vent horizontal maximum normal.
- 1,6 pour le vent horizontal maximum exceptionnel. Pour le calcul de l'effort du vent sur les

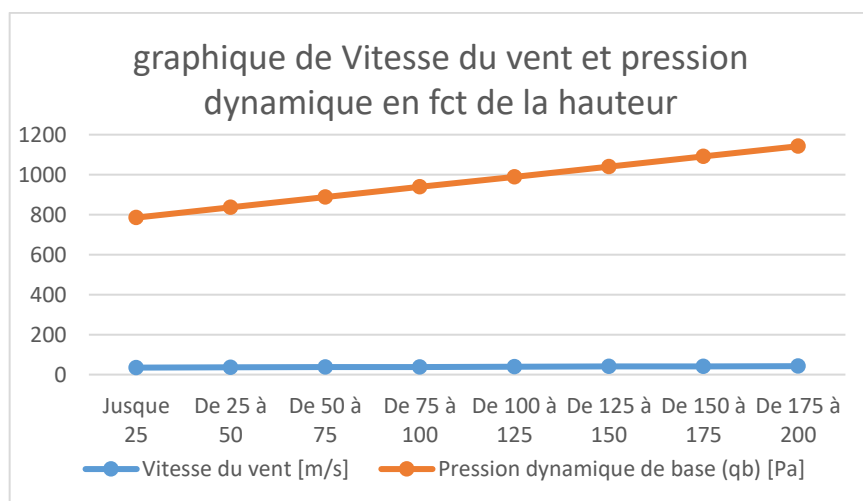
conducteurs actif, de garde et de terre :

- Pour les portées inférieures à 100 m : - 0,7 pour le vent horizontal normal.
- 1,4 pour le vent horizontal exceptionnel.
- Pour les portées supérieures à 100 m.
- 0,5 pour le vent horizontal normal .
- 1 pour le vent horizontal exceptionnel.

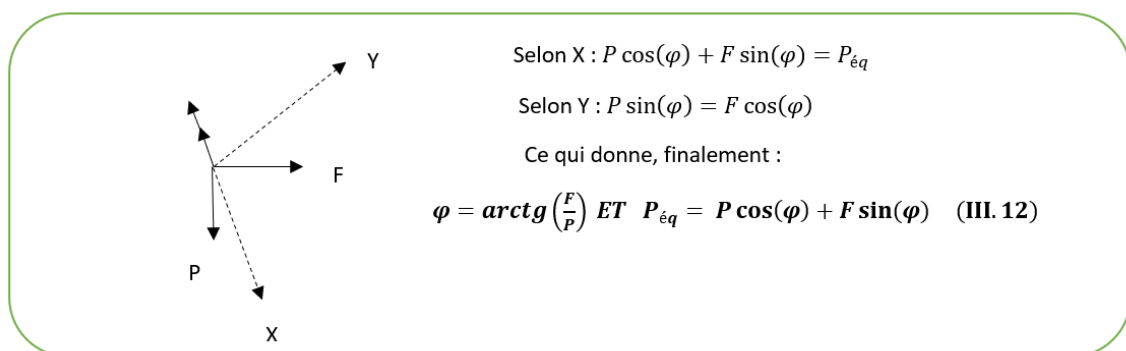
**Tableau.III.04** : Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur

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

En écrivant les équations d'équilibre projetées, aux extrémités du câble, nous obtenons (cfr. figure 3.6) :



**Fig.3.6.** Graphique de Vitesse du vent et pression dynamique en fct de la hauteur



**Fig.3.7** : Efforts appliqués

**Remarque** : En Belgique, les surcharges de givre ou de neige ne sont pas à considérer

### III-6 Portée critique et choix de la constante « a »

Pour chaque type de conducteur, il existe une portée critique en dessous de laquelle l'hypothèse hiver sera plus défavorable, tandis qu'au dessus ce sera l'hypothèse été qui conduira aux contraintes les plus élevées. Cette portée critique se calcule à l'aide de l'équation d'état (dite de Blondel) en exprimant que les tensions dans le conducteur doivent être égales pour les deux hypothèses en utilisant la tension maximale admissible, c'est-à-dire un tiers de la tension de rupture. Nous avons alors

$$p_c = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{max}) \cdot T_{hiver} - \theta_{été}^2}{p_{ég.hiver}^2 - p_{ég.été}^2}} \quad [m] \quad (II.13)$$

avec:  $T_{MAX} = 1/3TRUPTURE$  (imposé par le R. G. I. E.)

Dans le cas où la portée moyenne est inférieure à la portée critique, c'est la constante a associée à l'hypothèse hiver qui sera retenue, sinon ce sera celle associée à l'hypothèse été. Pour la calculer, c'est encore l'équation d'état que nous utiliserons :

$$\frac{P_{ég}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = \vartheta \quad (III.14)$$

où

«  $P_{ég}$  » est le poids équivalent dans l'hypothèse retenue [N/m] ;

«  $P$  » la portée moyenne [m] ;

«  $T$  »  $\equiv T_{MAX}$  l'effort de traction maximal admissible [N] ;

«  $E$  » est le module de Young [n/mm<sup>2</sup>] ;

«  $S$  » la section [mm<sup>2</sup>] ;

«  $\alpha$  » le coefficient de dilatation thermique [°C<sup>-1</sup>] et

«  $\theta$  » la température dans l'hypothèse retenue [°C]. Ceci donne un paramètre « a » adimensionnel.

### III-7-Flèche maximale et hauteur des conducteurs

Nous l'obtenons par l'hypothèse H3, dite canicule. La température correspond généralement à une ambiance de 40°C plus 30°C d'échauffement. Le vent nul impose au fil d'être vertical.

Nous devons tout d'abord déterminer la tension qui règne dans notre portée. Pour cela nous prendrons l'équation d'état dans l'hypothèse H3, qui se réduit à une équation du 3e degré à 1 inconnue, «  $T$  ». Nous obtenons les trois racines (numériquement et/ou analytiquement).

$$\frac{P_{\text{éq}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} - \frac{T}{E \cdot S} - \alpha \cdot \theta = \theta \quad - (\theta + \alpha \theta) \cdot T^2 + \frac{P_{\text{éq}}^2 \cdot P^2}{24 \cdot T^2} = 0 \quad (III. 15)$$

Des trois racines obtenues, deux sont complexes et nous les rejetterons. La tension de référence dans notre câble est donc déterminée. Maintenant, grâce à l'équation d'état, nous pouvons calculer les tensions dans notre câble pour les hypothèses été et hiver.

Principe de la protection par éloignement : Les conducteurs des lignes aériennes sont écartés du sol des voies publiques, des cours, des jardins et terrains surplombés et des constructions d'une distance appelée « distance minimale d'éloignement ». Ces distances sont calculées et contrôlées sous les hypothèses suivantes :

- pour les mesures dans le plan vertical : vent nul,  $t^\circ$  du conducteur égale à 75°C (lignes HTB installées après le 01/01/83) ou 40°C (autres lignes) ;

- pour les mesures dans le plan horizontal : vent horizontal maximal défavorable,  $t^\circ$  du conducteur égale à 15°C.

La formule qui suit exprime la flèche maximale en fonction de la tension, sous l'hypothèse de canicule (H3, la plus contraignante à ce niveau) :

$$f_{MAX} = \frac{p_{\text{éq}}^2 \cdot p^2}{8f_{H3}} \quad [m] \quad (III. 16)$$

Les conducteurs devront être accrochés à une hauteur supérieure à « fMAX + garde au sol ». Le R.G.I.E. impose, pour la garde au sol, une hauteur de base de 6 m (7 m pour une voie traversée). Une majoration de cette distance verticale doit être prise en compte de la manière suivante : + 1 m par rapport à une voie publique (contrairement au cas des cours, jardins et terrains), sauf dans le cas basse tension inférieure à 500 V + (U - 50)/100, terme proportionnel à la tension<sup>3</sup>, dès que celle-ci devient supérieure à 50 kV.

Soit, pour une ligne HT 2ème catégorie, la garde au sol peut s'écrire :

$$H_{MIN} = 6 + 1 + \frac{u - 50}{100} \quad [m] \quad (III. 17)$$

Pour plus de détails, se référer à l'article 164 du RGIE. Il conviendra de normaliser la hauteur au ½ m supérieur. Le R.G.I.E. impose également que le pylône bénéficie de fondations pour toute tension supérieure à 1 kV. La profondeur d'enfouissement est imposée par la NBN (normes belges) :

$$H_{rof} = \frac{H}{10} + 1 \quad [m] \quad (III. 18)$$

Le rapport entre la tension nominale dans le câble (sous l'hypothèse H4 : 15°C, sans vent), et la tension de rupture est un critère important de dimensionnement. Ce rapport doit être inférieur à

approximativement 20%. Plus précisément, ce critère permet à notre câble de rester en dessous de la courbe de Wöhler, et donc de ne pas subir de rupture par fatigue au niveau des pinces d'ancrage.

### III-8 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension

#### III.8.1 Règle de bonne pratique

Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous utilisons le tableau suivant :

**Tableau.III.05** : Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension

| Tension UN (kV) | Nombre d'assiettes |
|-----------------|--------------------|
| 15              | 1 à 2              |
| 90              | 5 à 6              |
| 120             | 6 à 7              |
| 150             | à 8                |

#### III.8.2. Méthode développée par le Service de TDEE de l'ULg4

Nous déterminons d'abord le degré de salinité, ensuite la tension de tenue aux chocs de foudre « BIL » et finalement la longueur de fuite "théorique" « $L_f$ » qui devra être respectée par la chaîne de façon à protéger la ligne de façon correcte.

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir attribuer une valeur à la tension de contournement «  $\beta$  » [cm/kV $\varphi\varphi$ ] (cfr tableau II.5).

#### III.8.3. Degré de salinité :

**Tableau. III.06** : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL »

|              | Zones de pollution           |   |                                       |                           |
|--------------|------------------------------|---|---------------------------------------|---------------------------|
|              | I                            | II  | III                                   |                           |
| Salinité     | 7                            | 20  | 80                                    | [kg/m <sup>3</sup> ]      |
| Niveau       | faiblement polluée           | moyennement polluée   | fortement polluée                     |                           |
| Localisation | majeure partie du territoire | zones éloignées de quelques kilomètres du bord de mer ou des industries | bord de mer et proximité d'industries |                           |
| $\beta$      | 1,48                         | 1,83  | 2,34                                  | [cm/KV $\varphi\varphi$ ] |

Cette méthode, fait intervenir d'autres critères de dimensionnement (en plus de la tension nominale). Nous avons, d'une part, la tension la plus élevée admissible par le matériel (UM) et, d'autre part, la tension nominale de tenue aux chocs de foudre « BIL » (basic insulation level). Les normes C.E.I. ont établi le tableau III.07 :

**Tableau. III.07 : Tension nominale de tenue aux chocs de foudre**

|                                      | Tension nominale dela<br>ligne<br>$U_N$ [kV <sub>eff</sub> ] | Tension la plus élevé pour le<br>matériel<br>$U_M$ [kV <sub>eff</sub> ] | Tension nominale de tenue aux<br>chocs de foudre<br>BIL [kV <sub>crête</sub> ] |
|--------------------------------------|--|---|--|
| Classe A<br>$11 U_m \leq 52$         | 3  | 3.6   | 40   |
|                                      | 6  | 7.2   | 60   |
|                                      | 10   | 12  | 75   |
|                                      | 15   | 17.5  | 95   |
|                                      | 20   | 24  | 125  |
|                                      | 30   | 36  | 170  |
| Classe B :<br>$52 \leq U_m \leq 300$ | 50   | 52  | 250  |
|                                      | 70   | 72.5  | 325  |
|                                      | 110  | 123   | 450  |
|                                      | 130  | 145   | 550  |
|                                      | 150  | 170   | 650  |
|                                      | 220  | 245   | 750  |

#### III.8.4. Ligne de fuite des isolateurs :

La longueur de la ligne de fuite des isolateurs se calcule par la formule 6.19 :

$$L_f = l.l. U_M \cdot \beta \quad [m] \quad (III. 19)$$

#### III.8.5. Choix de la chaîne d'isolateurs :

- Nous déterminons le 'BIL' (à partir de UN, tableau II.6), le niveau de pollution (définit la valeur de 'β') et l'effort de traction maximal 'TMAX' (par l'équation III.14) auquel la chaîne sera soumise.
- Nous considérons d'abord des assiettes de type « standard ». En fonction de l'effort de traction 'TMAX' que la chaîne devra supporter, nous choisissons, parmi les modèles d'assiettes convenant, celui de pas le plus petit parmi la liste proposée au tableau III.7.
- En se référant au tableau III.8, nous déterminons le nombre 'N1' d'assiettes nécessaires via le modèle d'assiette (le pas) et le 'BIL'.
- Nous déterminons le nombre 'N2' en vérifiant que la longueur de la ligne de fuite est suffisante :

$$N_2 = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite effective d'une assiette}} \quad [m] \quad (III. 20)$$

- Comparant N1 et N2, si le module de leur différence est inférieur à 5, alors le nombre d'assiettes est la plus grande des deux valeurs 'N1' et 'N2'. Dans le cas contraire, nous considérons que les conditions sont néfastes et avons recours à des assiettes de type.
- « antifog ». Ces dernières sont surdimensionnées au point de vue de la ligne de fuite par rapport aux assiettes « standard ». Dans ce cas, nous recommençons le calcul en se basant sur les tableaux 6.9 et 6.10.
- Une fois les caractéristiques de pas et masse de l'assiette ainsi que le nombre d'assiettes déterminées, nous pouvons calculer la longueur « SL » et le poids de la chaîne d'isolateurs.

**Tableau. III.08** : Caractéristiques d'assiettes standard

| type standard                   | Effort en tête |          |          |          |          |          |          |
|---------------------------------|----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                 | 70             | 100      | 120      | 160      | 210      | 240      | 300      |
| Caractéristiques d'une assiette | F70/127        | F100/127 | F120/127 | F160/146 | F210/170 | F240/170 | F300/195 |
| Pas [mm]                        | 127            | 127      | 127      | 146      | 170      | 170      | 195      |
| Ligne de fuite [mm]             | 320            | 318      | 315      | 380      | 380      | 380      | 485      |
| Masse [kg]                      | 3,5            | 3,7      | 3,8      | 6,0      | 7,1      | 7,4      | 10,9     |

**Tableau.III.09** : BIL vs. Nbre d'assiettes (standard)

| type standard      | pas [mm] |     |     |      |
|--------------------|----------|-----|-----|------|
|                    | 127      | 146 | 170 | 195  |
| nombre d'assiettes | BIL [kV] |     |     |      |
| 2                  | 190      | 190 | 205 | 225  |
| 3                  | 260      | 270 | 285 | 315  |
| 4                  | 320      | 340 | 360 | 405  |
| 5                  | 380      | 410 | 440 | 495  |
| 6                  | 435      | 480 | 520 | 580  |
| 7                  | 490      | 550 | 600 | 665  |
| 8                  | 550      | 620 | 675 | 745  |
| 9                  | 615      | 690 | 755 | 830  |
| 10                 | 675      | 760 | 835 | 910  |
| 11                 | 735      | 830 | 915 | 990  |
| 12                 | 795      | 900 | 990 | 1070 |

**Tableau.III.10 : Caractéristiques d’assiettes anti-brouillard**

| type antifog                    | Effort en tête |           |           |           |           |           |
|---------------------------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                 | 100            | 120       | 160       | 210       | 240       | 300       |
| Caractéristiques d'une assiette | F100P/146      | F120P/146 | F160P/170 | F210P/170 | F240P/170 | F300P/195 |
| Pas [mm]                        | 146            | 146       | 170       | 170       | 170       | 195       |
| Ligne de fuite [mm]             | 445            | 445       | 545       | 530       | 530       | 690       |
| Masse [kg]                      | 5,6            | 6,7       | 8,5       | 9,5       | 10,4      | 15,2      |

**Tableau.III.11 : BIL vs. Nbre d’assiettes (Antifog)**

| Type antifog       | Pas [mm] |      |      |
|--------------------|----------|------|------|
|                    | 146      | 170  | 195  |
| Nombre d’assiettes | BIL [kV] |      |      |
| 2                  | 235      | 270  | 280  |
| 3                  | 320      | 370  | 390  |
| 4                  | 390      | 450  | 495  |
| 5                  | 465      | 540  | 600  |
| 6                  | 545      | 625  | 700  |
| 7                  | 620      | 710  | 810  |
| 8                  | 695      | 800  | 910  |
| 9                  | 775      | 890  | 1015 |
| 10                 | 855      | 980  | 1120 |
| 11                 | 935      | 1070 | 1230 |
| 12                 | 1015     | 1170 | 1340 |

### III.8.6. Distance phase/phase et phase/terre

L'écartement vertical entre phases,  $E_{\phi\phi}$  vaut :

$$E_{\phi\phi} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{MAX}} + SL \quad [m] \quad (III. 21)$$

où  $U_N$  est la tension nominale [kV] ; CFI coefficient qui dépend de la nature du conducteur ;  $f_{MAX}$  la flèche maximale [m] ; SL la longueur de la chaîne d'isolateur [m] . 5 La distance verticale min. entre phases et terre vaut :

$$E_{\phi N} = U_N/150 \quad [m] \quad (III. 22)$$

Pour des pylônes d'angle quelconque «  $\beta$  », la distance horizontale minimale entre phases, imposée par le RGIE, est donnée par la formule II.23 :

$$E_{Hmin} \geq E_V \cdot 0.8 / \cos(\beta/2) \quad [m] \quad (III.23)$$

### III.8.7 géométrie des pylônes

Le design des lignes électrique est fonction de la tension de ligne, du nombre de circuits, du type de conducteurs et de la configuration des circuits. De plus, la protection contre la foudre par des conducteurs de terre, terrain et l'espace disponible sur site doivent être pris en considération.

Dans les régions fortement enneigées, il est recommandé de ne pas placer les conducteurs dans un même alignement vertical, afin d'éviter les chocs lorsqu'un amas se détache du conducteur supérieur.

Pour les niveaux basse- et moyenne-tension, un arrangement horizontal est préférable et les câbles de terres sont omis.

En haute et très haute tension, une grande variété de configurations peuvent être imaginées. Nous retiendrons la configuration dite « Danube » (dissymétrique : 1 phase d'un côté et deux de l'autre, alternées), couramment utilisée en raison de ses faibles encombrement et coût.

Nous limiterons notre étude à la proposition d'un modèle qui respecte toutes les conditions mécaniques et électriques pour chaque type de pylônes (alignement/suspension, angle, ancrage/arrêt).

Le but de ce paragraphe est de montrer que nous avons bien appréhendé la géométrie des pylônes. Ce genre de calcul est habituellement réservé au génie civil. Il s'agit donc de faire preuve d'ingéniosité, d'imagination et de bonne pratique tout en se rappelant qu'il n'y a pas qu'un seul modèle valable, mais une infinité.

Il est difficile, à l'heure actuelle, de donner une méthode précise de cette recherche du gabarit idéal. Nous conseillerons donc au lecteur de se reporter à l'exercice résolu.

### III.8.8. Calcul des efforts en tête de pylone

L'appui est soumis à trois moments :

M1 = moment dû au poids propre de l'ensemble formé par les conducteurs, les chaînes d'isolateurs et la ferrure.

M2 = moment dû à la force aérodynamique du vent s'exerçant sur les conducteurs.

M3 = moment dû à la force aérodynamique appliquée de façon répartie sur le support.

Pour obtenir l'effort en tête résultant, il suffit de diviser le moment résultant par la hauteur hors-sol.

Ces moments sont déterminés aisément à partir de la connaissance des conditions météorologiques dimensionnantes (H1 ou H2), permettant le calcul de la constante « a » de Blondel, de la tension de la ligne et des angles d'application des efforts

### III.8.9. Evaluation du coût des supports

La fonction coût du pylône s'exprime comme une fonction de la hauteur et de l'effort en tête. Nous y incorporons le coût des fondations. Cette fonction peut être obtenue par régression des statistiques de l'ALE,

par exemple :  $-11500/40,3399 + 50/40,3399 h^{2,3} + 1,6/40,3399E$  euros.

Nous devons y ajouter le prix des chaînes de suspension ou des chaînes d'ancrage et obtenir finalement le coût des supports.

Dans ce coût, nous ne tenons pas compte des différents obstacles géographiques qui modifient les proportions entre pylônes d'alignement, d'angle et d'ancrage, ainsi que la garde au sol. Nous avons également omis le prix de la ferrure.

### III.8.10. Effet couronne

L'effet couronne est un phénomène difficile à quantifier et une littérature abondante sur ce sujet est disponible dans les bibliothèques. Le critère souvent utilisé consiste à vérifier que le champ superficiel reste bien inférieur à  $18 kV_{eff}/cm$ . Ce champ « EMAX » se calcule par la formule III.24:

$$E_{Max} = \frac{V_{eff}}{r \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot H_{min} \cdot EPH}{r \cdot \sqrt{4 \cdot H_{min}^2 \cdot EPH^2}} \right)} \quad [KV_{eff}/cm] \quad (III.24)$$

PH représente l'écartement entre phases et HMIN la distance minimale entre un conducteur et le sol.

## III.9. Application de calcul mécanique :

Dimensionner (choix de la section, gabarit du pylône) et évaluer le coût d'investissement pour réaliser une jonction aérienne à 36kV en conducteur AMS (alliage Al, Mg, SI) de 35 km devant transiter une puissance de 10MW (facteur de puissance 0,9 inductif). Nombre d'années projetées, T : 20 ans ; augmentation annuelle de la puissance, a : 3%. L'alliage conducteur possède une résistivité de  $0,357 \cdot 10^{-7} \text{ .m}$  à 20°C et son coefficient de température «  $\alpha$  » vaut 0,004 K<sup>-1</sup>.

### III.9.1. Données du réseau :

Nous savons que la puissance de court-circuit à considérer ne dépassera jamais 700 MVA pendant 1,5 secondes.

### III.9.2. Contraintes électriques :

Nous admettrons une chute de tension maximale de 9% .

Nous pouvons tabler sur une utilisation de 2000 heures par an à pleine charge .

### III.9.3. Données économiques :

Les paramètres concernant le facteur d'actualisation sont les suivants :

Taux d'intérêt,  $i$  : 8,5% ;

Pourcentage d'accroissement du prix du kWh,  $b$  : 2% ; Nous ne les utiliserons que dans le calcul de ce facteur

Le prix du kWh de perte vaut 0,062 €/kWh.

Le coût du conducteur est de 4,96 €/kg (y compris le tirage) et sa masse volumique à 20°C vaut 2697 kg/m<sup>3</sup> .

Les accessoires coûtent 297,47 € pour une chaîne de suspension et 495,79 € pour une chaîne d'ancrage .

Le coût des pylônes se déduit à partir de la formule suivante : «  $-285,08 + 1,24.h^{2,3} + 0,04.F$  » et s'exprime en €, avec «  $h$  » [m] la hauteur totale du poteau (le sommet se situant au niveau du point d'accrochage des conducteurs sur les chaînes de suspension) et «  $F$  » l'effort en tête [N].

### III.9.4. Données géographiques :

La ligne pourra être tirée avec une portée moyenne de 160m, avec 80% de pylônes d'alignement, 10% de pylônes d'angle (30°) et 10% de pylônes d'arrêt .

### III.9.5. Données météorologiques:

Les hypothèses à considérer seront les suivantes :

- H1 : + 15°C et vent de force maximale normale (été) ;
- H2 : -15°C et vent réduit (hiver) ;
- H3 : +70°C sans vent (canicule) ;
- H4 : +15°C sans vent .

Le vent à considérer sera de 35 m/s, ce qui correspond à une pression dynamique de base  $q_b$  de 750 N/m<sup>2</sup>. Les supports seront en béton précontraint (coefficient de traînée 1,85), les câbles sont torsadés (coefficient de traînée de 1,45). Nous considérerons une pression de 0,5.  $q_b$  sur les câbles par vent de force maximale normale et de 0,25  $q_b$  pour le vent réduit.

Rappel : Force linéique =  $C_x \cdot q \cdot \phi$  (N/m) où  $C_x$  est le coefficient de traînée,  $q$  la pression considérée et  $\phi$  le diamètre du câble.

### III.9.6. Nous demandons :

Choisir de la section des conducteurs de phase de manière à respecter les critères de dimensionnement conformément à la théorie. La température de service vaut environ 70°C, et la température maximale environ 250°C .

Déterminer les efforts de tractions et flèches dans les trois hypothèses (H1 à H3), l'espacement entre phases et déduire un gabarit du pylône .

Nous trouverons, ci-joint, un tableau des valeurs normalisées des sections AMS avec leurs caractéristiques, incluant les intensités admissibles en régime nominal .

L'équation de changement d'état peut s'écrire :

$$\frac{P^2 S^2}{24. T^2} - \frac{T}{E. A} - \alpha \vartheta = C^{te} \quad (III. 25)$$

Où

P est la charge linéique [N/m] dans le plan du câble ;

S la portée [m] ;

T la traction [N] dans l'état considéré ;

E le module d'élasticité [N/m<sup>2</sup>] ;

A la section du câble [m<sup>2</sup>] ;

$\alpha$  le coefficient de dilatation thermique linéaire [°C-1] (= 23.10-6 °C-1 pour l'AMS);

$\vartheta$  la température de l'état considéré .

Nous déduirons, de cette formule, la portée critique (pour laquelle la traction est identique sous les hypothèses (H1 et H2).

Pour l'inductance, nous considérerons « X = 0.4 Ω/km » comme valeur de départ. Il n'est pas prévu de compensation réactive.

### III.10. Résolution :

#### III.10.1 Les Conducteurs :

##### III.10.1.1 Critère du courant nominal :

La puissance que notre liaison devra transiter vaut 10 MW sous une tension nominale de 36 kV. Le courant nominal circulant dans la ligne se calcule per la formule suivante où le cos ( $\phi$ ) vaut 0,9. Nous avons alors : Puissance max. à transiter (après 20 ans):  $P_{20} = P_0(1 + a)^T = 18.1MW$ ;  
Intensité du courant en fin de vie :

Nous avons:  $P_T = \sqrt{3}I_{NT} \cos(\varphi)$

$$I_{N.20} = \frac{P_{20}}{\sqrt{3}U \cos(\varphi)} = \frac{18.1}{\sqrt{3.36.10^3.0.9}} = 322A \quad (III.26)$$

La plus petite section normalisée que nos tables nous proposent et supportant un courant de 322 A au moins vaut 95 mm<sup>2</sup>. Toutes les sections supérieures respectent ce critère du courant nominal.

### III.10.1.2 Critère du courant de court-circuit :

Nous savons que la puissance de court-circuit reste inférieure à 700 MVA pendant un temps de 1,5 s. Calculons d'abord le courant de court-circuit correspondant :

$$I_{N.20} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}.U_N} = \frac{700.10^6}{\sqrt{3}.36.10^3} = 11200A \quad (III.27)$$

$$S = \frac{I_{cc}\sqrt{t_{cc}}}{a} = (mm^2) \quad (III.28)$$

où 'a' vaut 61,98 pour l'AMS (température de service 70°C et maximale 250°C) ; Dans notre cas, le calcul nous donne une section minimale de 222mm<sup>2</sup>.

### III.10.1.3 Critère de la chute de tension :

Un rapide calcul nous donne la formule de la chute de tension:

$$I_{N.20} = \frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \frac{U_{N.1}}{U_n} (R70^\circ \cdot \cos(\varphi) + \sin(\varphi)) \quad (III.29)$$

ce qui, après calcul du courant nominal au départ, permet de déterminer la résistance maximale de la ligne:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3}.U.\cos(\varphi)} = \frac{10.10^6}{\sqrt{3}.36.10^3.09} (R70^\circ \cdot \cos(\varphi) + \sin(\varphi)) \quad (III.30)$$

$$R_{Rmax,70^\circ C} = (0,09/\sqrt{3} \times 36000 / (178 \times 35) - 0,4 \times 0,436) / 0,9 = 0,140 \Omega/km \text{ à } 70^\circ C;$$

$$R_{Rmax,20^\circ C} = 0,140 / (1 + 0,004 \times 50) = 0,116 \Omega/km \text{ à } 20^\circ C.$$

Bref, toutes les sections de résistance électrique supérieure à 0,116 Ω/km sont à rejeter car elles conduisent à une chute de tension supérieure à 9 %. La section minimale supportant ce critère vaut de 288 mm<sup>2</sup>.

### III.10.1.4 Critère économique :

Dans notre cas, le paramètre 'A' est nul car le tirage du conducteur est compris dans le prix au kilo, et les accessoires seront comptés dans la deuxième partie de ce travail, mais ce n'est pas toujours le cas: il est possible d'avoir un coût fixe pour le conducteur en plus du coût au km .

Le câble coûte 4,96 euros par kg, tirage compris. La masse volumique à 20°C vaut 2700 kg/m<sup>3</sup>, soit, 2697 kg/m<sup>3</sup> à 70°C .

$$B.S \quad 3 = [Phases]. 4.96[€/Kg]. 2697 \cdot 10^{-9}[Kg/mm^3]. 35.10^6[mm] S[mm^2]$$

$$S[mm^2]. 1\ 404 = S[€] \text{ OU } S \text{ s'exprime en } [mm^2]$$

$$C = 3. \rho. l. I_{\text{début de vie}}^2 N. P. f [€ . mm^2]$$

$$\text{où } \rho = 3,57 \cdot 10^{-8} [1 + 4 \cdot 10^{-3} \cdot (70-20)] = 4,284 \cdot 10^{-8} \Omega.m = 4,284 \cdot 10^{-5} [\Omega.mm] ;$$

$$l = 35.106 [mm] ;$$

$$I_{\text{début de vie}} = 178 [A] ;$$

$$N = 2000 [h/an] \text{ de pleine charge ;}$$

$$P = 0,062 \text{ €/kWh} = 6,2 \cdot 10^{-5} [€/Wh] ;$$

$$r = (1+a/100)^2 \cdot (1+b/100) / (1+i/100) = 0,997 ;$$

$$Q = (1-r^n) / (1-r) = 19,5 .$$

$$f = \text{facteur d'actualisation} = Q / (1+i/100) = 18,0$$

$$\text{ce qui donne : } C = 0,318\ 109 \text{ €} . mm^2$$

Notre fonction coût globale s'écrit :

$$T_1(s) = 1.40. 10^3 . S + \frac{0.318.10^9}{S}$$

dans laquelle 'S' est exprimé en  $mm^2$ .

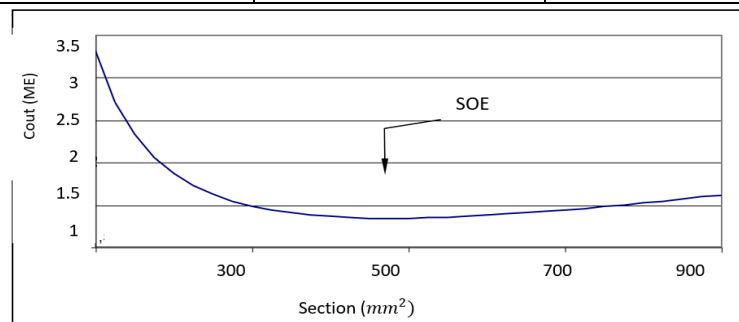
La section optimale économique (SOE) vaut :

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} = 476 mm^2 .$$

Dans ces conditions, le coût global de la jonction vaut 1,34 millions d'euros . Deux possibilités s'offrent à nous : soit choisir la section normalisée inférieure  $318 \text{ } mm^2$ , soit choisir la supérieure  $709 \text{ } mm^2$ .

**Tableau.III.12.** Comparaison des coûts des conducteurs

|                          | $S_N = 318 \text{ } mm^2$ | $S_N = 709 \text{ } mm^2$ |
|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Cout de conducteurs      | 1.45 million d'€          | 1.44 million d'€          |
| Cout a court terme (B.S) | 0.45 million d'€          | 1.00 million d'€          |
| Cout a long terme (C/S)  | 1.00 million d'€          | 0.45 million d'€          |



**Fig.3.8 :** fonction coût du conducteur

### III.11 Les Supports

#### III.11.1 Poids équivalent et angle d'inclinaison du câble :

La charge linéique est tirée des tables normalisées (tableau 6.17 en annexe). Elle vaut

$\lambda = 878\text{kg/km}$ , soit le poids linéique  $p = 8,85 \text{ N/m}$ . Ce poids comprend le poids de la graisse ( $24\text{kg/km}$ ).

##### III.11.2.1. Hypothèse Eté :

$q = 0,5 \cdot q_b$  vent de force maximale normale ;

$CX = 1,45$  pour le conducteur .

$d = 23,2 \text{ mm}$  cfr.

$q = 0,5 \cdot 750 = 375 \text{ N/m}^2$  ;

$F = CX \cdot q \cdot d = 12,6 \text{ N/m}$ .

Aux extrémités du câble, par équilibre des forces en présence, nous obtenons :

$$H_1 \begin{cases} \phi = 55.0^\circ \\ P = 15.4\text{N/m} \end{cases} \quad (\text{ETE})$$

##### III.11.2.2. Hypothèse Hiver :

$q = 0,25 \cdot q_B$  vent réduit.

$q = 0,25 \cdot 750 = 187,5 \text{ N/m}^2$

$F = C_x \cdot q \cdot d = 6,31 \text{ N/m}$

$$H_1 \begin{cases} \phi = 35.0^\circ \\ P = 10.9\text{N/m} \end{cases} \quad (\text{HIVER})$$

##### III.11.2.3. Hypothèse Canicule :

$q = 0 \text{ N/m}$

$$H_1 \begin{cases} \phi = 0^\circ \\ P = 8.85\text{N/m} \end{cases} \quad (\text{Canicule})$$

### III.12. Portée critique et choix de la constante 'a' :

Soient, TRUPTURE = 10250 daN, charge de rupture nominale du conducteur

TMAX = 1/3 TRUPTURE (imposé par le R.G.I.E.) = 34 200 ;

$\theta_{été} = 15^\circ\text{C}$  et  $\theta_{hiver} = -15^\circ\text{C}$ ;

$p_{éq,été} = 15,4 \text{ N/m}$  et  $p_{éq,hiver} = 10,9 \text{ N/m}$  ;

$\alpha = 23 \cdot 10^{-6} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ .

$$P = \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_{été} - \theta_{hiver})}{P_{éq,été}^2 - P_{éq,hiver}^2}} = 402\text{m} \quad (\text{III.31})$$

Nous savons que la portée moyenne, de 160 m, est largement inférieure à la portée Critique.

Dès lors, c'est la constante 'a', associée à l'hypothèse hiver, qui sera retenue. Sa Valeur se détermine à partir de l'équation suivante :

$$\frac{P_{\acute{e}q}^2}{24.T^2} - \frac{T}{E.S} - \alpha. \theta = A$$

$$\text{où } P_{\acute{e}q} = 10,9 \text{ N/m}$$

$$P = 160 \text{ m}$$

$$T = T_{MAX} = 34 \text{ 200 N}$$

$$E = 56. 10^3 \text{ N/mm}^2$$

$$S = 318 \text{ mm}^2$$

$$\theta = -15^\circ\text{C}$$

$$\text{ce qui donne : } a = -1,47. 10^{-3}$$

### III.13 Flèche maximale et hauteur des conducteurs :

Nous nous basons à présent sur l'hypothèse 'Canicule'. Nous cherchons à déterminer l'effort maximal subi par liaison :

$$-\frac{T^3}{E.S} - (A + \alpha. \theta). T^2 + \frac{P_{\acute{e}q}^2.P^2}{24} = 0 \quad \begin{cases} T_1 = 10600\text{N} \\ T_2 = -6590 + 9820i \\ T_3 = +6590 + 9820i \end{cases}$$

Nous rejetons, évidemment, les deux racines complexes. La tension dans notre câble vaut donc  $T_{H3} = 10 \text{ 600 N}$  "canicule ."

Maintenant, grâce à l'équation d'état, nous pouvons calculer les tensions dans notre câble en fonction de l'hypothèse utilisée :  $T_{H1} = 26 \text{ 400 N}$  "été" ;  $T_{H2} = 34 \text{ 200 N}$  "hiver" et cette dernière correspond bien au tiers de la tension de rupture .

Ensuite, il nous suffit d'exprimer la flèche en fonction de la tension :

$$f_{MAX} = \frac{P_{\acute{e}q}^2.P^2}{8.T} = \frac{8,85.(160^2)}{8.10600} = 2,67\text{m} \quad (III.32)$$

Les conducteurs devront être accrochés à  $f_{MAX} +$  garde au sol, donc  $2,67 + 6 + 1 = 9,67\text{m}$ .

Nous devons normaliser, soit 10 m, avec un enfouissement de  $10/10+1 = 2 \text{ m}$  dans le sol.

Finalement, le pylône aura la phase inférieure suspendue à une hauteur d'environ 10 m et sera enfoui à une profondeur avoisinant 2 m

Afin d'estimer les risques de rupture par fatigue, nous estimons la tension dans le câble dans les conditions définies à partir de l'hypothèse 4 (15 °C, sans vent).

$$T_{H4} = 22800\text{N} \text{ donc le rapport } \frac{T_{H4}}{T_{RUPTURE}} = \frac{22800}{102500} = 22,3\% \quad (III.33)$$

Nous constatons que ce critère donne un rapport très légèrement supérieur aux 20 % max. Préconisés.

### III.14 Détermination de la longueur de la chaîne de suspension :

#### III.14.1 Bonne pratique :

Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous utilisons le tableau suivant dans lequel nous interpolons la tension de 36 kV :

**Tableau.III.13. :** nombre d'assiettes selon la « bonne pratique »

| Tension $U_N$ (kV) | Nombre d'assiettes |
|--------------------|--------------------|
| 15                 | 1 à 2              |
| 90                 | 5 à 6              |
| 120                | 6 à 7              |
| 150                | 7 à 8              |

Nous obtenons, par cette méthode empirique, un nombre d'assiettes égal à 3.

A) Méthode développée par le service de TDE (ULg):

Tension nominale  $U_N$ : 36 kV ;

Tension la plus élevée  $U_M$ : 42 kV.

Tension nominale de tenue de chocs de foudre 'BIL' : 195 kV .

**Tableau.III.14 :** Pollution saline

| Pollution saline |   |                         |
|------------------|---|-------------------------|
| faible           | $\beta = 1,48$ [cm/kV $\phi\phi$ ] pour une salinité de | 7 [kg/m <sup>3</sup> ]  |
| moyenne          | $\beta = 1,83$ [cm/kV $\phi\phi$ ] pour une salinité de | 20 [kg/m <sup>3</sup> ] |
| élevée           | $\beta = 2,34$ [cm/kV $\phi\phi$ ] pour une salinité de | 80 [kg/m <sup>3</sup> ] |

**Tableau.III.15 :** Ligne de fuite des isolateurs

| Ligne de fuite des isolateurs |                            |              |
|-------------------------------|----------------------------|--------------|
| 1                             | $L_f = 1, 1. U_M. \beta =$ | 66,748 [mm]  |
| 2                             |                            | 82,533 [mm]  |
| 3                             |                            | 105,534 [mm] |

Type d'assiette :  $T_{MAX} = 34,2$  kN, donc notre choix se portera sur l'assiette F70/127 dont les caractéristiques sont :

**Tableau.III.16. : F70 / 127**

| F70 / 127            |          |
|----------------------|----------|
| Pas                  | 127 [mm] |
| ligne de fuite masse | 320 [mm] |
|                      | 3,5 [kg] |

Le pas est de 127 mm. Nous en déduisons le 'BIL' (cfr. tableau 6.6) = 195 kV, donc,  
 $N_1$ : = 3 assiettes.

$$N_2: = \frac{\text{ligne de fuite totale}}{\text{ligne de fuite d'une assiete}} \begin{bmatrix} 66.748 \\ 82.533 \\ 105.534 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{320} = \begin{matrix} 0.209 \\ 0.258 \\ 0.330 \end{matrix}$$

en fonction du degré de salinité

$|N_1 - N_2| < 5 \Rightarrow$  Nous choisirons donc un nombre d'assiettes égal à 3 .

La chaîne d'isolateurs possède ainsi une longueur « SL » valant :  $SL = 3 \times 127 = 381 \text{ mm}$

De même, son poids vaut =  $3 \times 3,5 = 10,5 \text{ kg}$ .

### III.15 Distance phase/phase et phase/neutre :

#### III.15.1. Distances verticales :

La distance phase/neutre, notée  $E_{\varphi N}$ , vaut  $U_N/150 = 0,24 \text{ m}$  .

La distance phase/phase, notée « $E_{\varphi\varphi}$ », vaut :

$$E_{\varphi\varphi} = \frac{U_N}{150} + CFI \cdot \sqrt{f_{MAX} + SL} = 1.99 \text{ m} \quad (III.34)$$

**Remarque :** CFI = 0,75 pour les conducteurs en cuivre et CFI = 1 pour l'aluminium.

#### III.15.2. Distances horizontales:

$E_{Hmin} \geq E_v \cdot 0,8 / \cos(\beta/2) = 1,58 \text{ m}$  pour un pylône de suspension.

### III.16. Conclusion

A travers ce travail on a réalisé un ensemble de programmes sous Matlab pour le Calcul des paramètres linéiques et des caractéristiques de la ligne électriques (tension, et courant à la source, chutes de tension, pertes de puissances actives et réactive, la puissance maximale transmise par la ligne le rendement de la ligne et la régulation de la tension.

On a fait des exemples d'application en utilisant ces programmes et on a constaté la rapidité et l'efficacité des calculs.

# *Conclusion générale*

### **Conclusion générale**

Le but de nos travaux actuels est de calculer les paramètres électriques et mécaniques et les propriétés d'une ligne de transport d'énergie.

Nos travaux se sont déroulés en trois parties, la première partie était consacrée aux généralisations sur les lignes électriques, tandis que les deuxième et troisième partie étaient consacrées à l'étude des propriétés électriques et mécaniques des réseaux de transport d'électricité, et nous avons utilisé le programme informatique de programmation MATLAB, qui nous a permis de créer facilement des programmes et de réduire Temps de calcul et erreur à chaque fois.

Enfin, nous espérons que notre travail sera utile et que d'autres futurs étudiants seront va encore évoluer pour l'intégrer dans le logiciel Matlab.

# *Références bibliographiques*

## Références bibliographiques

- [1] Wikipedia.org/wiki/4G.
- [2] D. Christian, « La Convergence se jouera entre Wi MAX, LTE et UMB », In-Stat, Article Rédigé dans [www.generation-nt.com](http://www.generation-nt.com), 2007.
- [3] Bchini Tarek, « Gestion de la Mobilité, de la Qualité de Service et Interconnexion de Réseaux Mobiles de Nouvelle Génération », Doctorat, l'université de Toulouse.2010.
- [4] André Pérez, « Architecture des réseaux de mobiles », Lavoisier 2011.
- [5] Emmanuel Tonye, Landry Ewoussoua, «Planification et Ingenieurie des réseaux de Telecoms», University of Yaounde I.
- [6] Yannick Bouguen, Eric Hardouin, Francois Xavier Wolff, « Préface d'Alain Maloberti LTE et les réseaux 4G », Sous la direction de Guy Pujolle Groupe Eyrolles, 2012.
- [7] <http://www.efort.com>, « Réseau d'accès UMTS, Architecture et Interfaces ».
- [8] T.WILDI « Electrotechnique ». Avec la collaboration de Gilbert Sybille (ingénieur, institut de recherche d'Hydro-Québec) 4ème édition : de boeck, 2005
- [9] Mustafa Ergen, « Mobile Broadband Including WIMAX and LTE », Springer, 2009.
- [10] Wuweiming, Lijunyi, Guyongh, « Research of key Technologies in TD-LTE System», University of Posts and Telecommunications, Beijing, China, IEEE Industrial Electronics Magazine.
- [11] Anne Wei, «4G, LTE (Long Term Evolution) », CNAM Paris, 2011.
- [12] J. PASTEAU « Cahier Technique Merlin Gerin. N°127 : Introduction à l'appareillage très haute tension » édition juin 1984.75
- [13] Dr. Farid BENHAMIDA « Système per unit, Calcul des paramètres des lignes de transport, Modélisation des lignes électriques » polycopie de cours etexercices corrigés, Département d'électrotechnique, Université Djilali LIABESde Sidi Bel Abbes
- [14]André CHANAL Lignes Aériennes Présentation Et Calcul Des Lignes
- [15] Jivesh Govil1, Jivika Govil2, « 4G: FunctionalitesDevelopmentv and an Analysis of Mobile Wireless Grid », Cisco Systems Inc. USA, MaharshiDayanand University, India2, IEEE Computer Society, 2008.
- [16] HarriHolma and AnttiToskala, «LTE for UMTS: OFDMA and SC-FDMA Based Radio Access», both of Nokia Siemens Networks, Finland John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [17] la direction régionale de Mobilis de la wilaya de Sétif.
- [18] Germine Seide, « planification d'un Réseau de Quatrième Génération à partir d'un Réseau de Troisième Génération », Université de Montréal, 2011.

- [19] Badr Benmammar, « Agents et mobiles de 3ème et 4ème génération », Laboratoire Bordelais de Recherche en Informatique, France, publié dans Intelligence dans les réseaux (2005).
- [20] Sami Tabbane, « Ingénierie des réseaux cellulaires, Lavoisier 2002.
- [21] Maciej, Nawrocki, MischaDohler and A. Hamid Aghvami, « Understanding UMTS Radio-network Network Modeling and Planning », John W & Sons 2006.
- [22] Samuel pierre, « réseau et système de l'informatiques mobiles », école de polytechnique de Montréal, 2003.
- [23] Al-imran, AjayiOluwafemi Samuel, « Evaluation of Video Quality of Service in 3G/UMTS Wireless Networks as Succor for B3G/4G Wireless Network », Blekinge Institute of Technology, May 2010.
- [24] David Amzallag, Michael Livschitz, Joseph (Seffi) Naor, Danny Raz, « Cell Planning of 4G Cellular Network Algorithmic Techniques and Result».
- [25] Aaqif Afzaal Abbasi and Muree dHussain, « A QoS Enhancement Framework for Bibliographies Ubiquitous Network Environments », International Journal of Advanced Science and Technology Vol. 43, June, 2012.
- [26] Gordana Gardasevic, MiloškoIjevtovic, Philip Constantinou, « Optimization of Application QoSProtocols for 3G/4G Mobile Networks », WseasTransactions on Communications, Issue 9, Volume 7, September 2008.
- [27] CALCUL D'UNE LIAISON AÉRIENNE
- [28] Mohamad Salhani, « Modélisation et Simulation des Réseaux Mobiles de 4ème Génération », Doctorat de L'université de Toulouse, Octobre 2008.
- [30] « Rapport sur la couverture et la qualité des services mobiles en France Métropolitaine », November 2012.
- [31] AmitSehgal, Rajeev Agrawal, Member, IEEE, « QoS Based Network Selection Scheme for 4G Systems », IEEE Transactions on Consumer Electronics, Vol. 56, No. 2, May 2010.
- [32] Manu Mohan CMM Tech Scholar , AngamalyBenoy Abraham Assistant Professor, ECE Dept. FISAT, Angamaly, « A Novel Algorithm for the Optimal Network Selection Scheme in the User Centric 4G networks », International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 61– No.16, January 2013.