

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE MOULOD MAMMERI DE TIZI-OUZOU  
FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET DE L'INFORMATIQUE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



# mémoire de fin d'études



En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieurs d'état en Electrotechnique, option Réseaux  
Electriques

## THEME

*Approche de protection des  
postes de transformation  
Haute Tension*

Proposé par :

M<sup>r</sup> : N. MUFIDZADA

Dirigé par :

M<sup>r</sup> : H.HOUACINE

Etudié par :

M<sup>me</sup> : N. KHEDER

M<sup>r</sup> : R. MESBAH

M<sup>r</sup> : A. KALOUN

Promotion:2007/2008

# *Remerciements*

- *Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à l'égard de notre Promoteur Monsieur H.HOUASSINE pour son suivi précieux, directives et son encouragement le long de l'élaboration de notre projet.*
- *Notre haute considération a Monsieur le Professeur N.MUFIDZADA qui, de sa présence régulière et son apport inestimable nous a beaucoup aidé pour réaliser ce travail*
- *Notre sincère reconnaissance à Monsieur T.OTMANECHERIF qui nous a consacré du temps et des moyens considérables, et qui par ses encouragements, nous sommes enfin arrivés à bout de ce travail.*
- *Aussi, nous remercions M<sup>lle</sup> S.ABDOUN pour son aide considérable.*
- *Toutes nos reconnaissances aux membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.*
- *Dans le souci de n'avoir oublié personne, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près où de loin à ce que ce travail soit réalisé.*

## **Sommaire**

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| Introduction générale ..... | 1 |
|-----------------------------|---|

### **Chapitre I : généralités sur le transport d'énergie électrique**

|                                                                                         |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Introduction .....                                                                      | 3  |
| I.1.Transport d'énergie électrique en haute tension alternative .....                   | 3  |
| I.2.Transport d'énergie électrique en haute tension continue .....                      | 3  |
| I.3.La ligne de transport d'énergie .....                                               | 4  |
| I.3.1.Définition .....                                                                  | 4  |
| I.3.2.Composants constituant une ligne de transport .....                               | 5  |
| I.3.2.1.Les conducteurs .....                                                           | 5  |
| I.3.2.2.Les isolateurs .....                                                            | 5  |
| I.3.2.3.Fil de garde .....                                                              | 6  |
| I.3.2.4.Les pylônes .....                                                               | 6  |
| I.4.Transformateur .....                                                                | 9  |
| I.4.1.Définition d'un transformateur .....                                              | 9  |
| I.4.2.Domaine d'utilisation des transformateurs de puissance .....                      | 9  |
| I.4.3.Construction générale d'un transformateur .....                                   | 9  |
| I.4.3.1.Les enroulements .....                                                          | 9  |
| I.4.3.2.Le noyau .....                                                                  | 10 |
| I.4.3.3.La cuve .....                                                                   | 11 |
| I.4.3.4.Le couvercle de la cuve et isolateur de sortie .....                            | 11 |
| I.4.4.Le refroidissement d'un transformateur .....                                      | 11 |
| I.4.4.1.Le refroidissement à ventilation forcée .....                                   | 11 |
| I.4.4.2.Le refroidissement à circulation forcée de l'huile .....                        | 11 |
| I.4.5.Les défauts dans les transformateurs .....                                        | 11 |
| I.4.6.Entretien des transformateurs .....                                               | 12 |
| I.5.Câbles .....                                                                        | 12 |
| I.5.1.Définition de câble .....                                                         | 12 |
| I.5.2.Mode de pose .....                                                                | 12 |
| I.5.3.Catégories de câbles .....                                                        | 12 |
| I.5.4.Les câbles souterrains .....                                                      | 13 |
| I.5.5.Câbles souterrains de distribution d'énergie électrique .....                     | 13 |
| I.5.5.a. Le réseau basse tension distribue le courant dans les rues d'un quartier ..... | 13 |
| I.5.5.b. Le réseau haute tension .....                                                  | 14 |
| I.5.6.Types des câbles souterrains .....                                                | 14 |
| I.5.7.Critères techniques des câbles .....                                              | 14 |
| Conclusion .....                                                                        | 16 |

### **Chapitre II : surtensions et protections**

|                                            |    |
|--------------------------------------------|----|
| Introduction .....                         | 17 |
| II.1.Caracterisation des surtensions ..... | 17 |
| II.2.Les surtensions .....                 | 17 |
| II.2.1.Définition .....                    | 17 |

|                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| II.2.2.Origines des surtensions .....                                       | 18 |
| II.2.3.Causes des surtensions .....                                         | 18 |
| II.2.3.1.Les surtensions internes .....                                     | 18 |
| II.2.3.1.1.Surtensions de manœuvre.....                                     | 18 |
| II.2.3.1.2.Mise à la terre d'une phase.....                                 | 19 |
| II.2.3.1.3.Déclenchement brusque d'une charge.....                          | 19 |
| II.2.3.1.4.Surtensions dues aux réflexions et réfraction .....              | 20 |
| II.2.3.1.5.Surtension de résonance.....                                     | 21 |
| II.2.3.1.6.Surtension de ferorésonance .....                                | 23 |
| II.2.3.2.Surtensions externes .....                                         | 24 |
| II.2.3.2.1.Les surtensions d'origine électrostatique .....                  | 24 |
| II.2.3.2.2.Surtensions de foudre.....                                       | 25 |
| II.2.3.2.2.1.Distribution des amplitudes de courant de foudre.....          | 27 |
| II.2.3.2.2.2.Distribution des raideurs de front du courant de foudre.....   | 27 |
| II.2.3.2.2.3.Contraintes appliquées à une ligne touchée par la foudre ..... | 27 |
| II.2.3.2.2.4.Coup de foudre touchant un pylône ou un câble de garde.....    | 28 |
| II.2.3.2.2.5.coup de foudre sur une ligne sans câble de garde.....          | 29 |
| II.2.3.2.2.6.Induction électromagnétique.....                               | 29 |
| II.3.Effets de surtensions.....                                             | 30 |
| II.4.Protection contre les surtensions. ....                                | 31 |
| II.4.1.Les éclateurs.....                                                   | 31 |
| II.4.1.1.Constitution.....                                                  | 32 |
| II.4.1.2.Avantages.....                                                     | 32 |
| II.4.1.3.Inconvénients .....                                                | 33 |
| II.4.2.Parafoudre au Carbure de Silicium et à éclateurs.....                | 33 |
| II.4.2.1.Parafoudre moyenne tension (HTA) .....                             | 34 |
| II.4.2.1.1.Constitution .....                                               | 34 |
| II.4.2.1.2.Principe de fonctionnement.....                                  | 34 |
| II.4.2.2.Parafoudre haute tension (HTB).....                                | 35 |
| II.4.2.2.1.Constitution.....                                                | 35 |
| II.4.2.2.2.Principe de fonctionnement.....                                  | 36 |
| II.4.3.Parafoudre à Oxyde de Zinc.....                                      | 37 |
| II.4.3.1.Constitution .....                                                 | 37 |
| II.4.3.2.Principe de fonctionnement .....                                   | 38 |
| II.4.4.Protection par câble de garde .....                                  | 39 |
| II.4.4.1.Condition pour que la foudre touche les câbles de garde.....       | 39 |
| II.4.4.2.Angle de protection et position d'accrochage .....                 | 40 |
| Conclusion .....                                                            | 40 |
| <br><b>Chapitre III : régimes transitoires et modélisation du système</b>   |    |
| Introduction .....                                                          | 42 |
| III.1.Transformateur en régime permanent .....                              | 42 |
| III.1.1.Modèle de transformateur à 50Hz .....                               | 42 |
| III.1.2.Caractéristiques d'un transformateur .....                          | 43 |
| III.1.3.Les surtensions transitoires dans les transformateurs.....          | 44 |

|                                                                              |    |
|------------------------------------------------------------------------------|----|
| III.1.4.Schéma équivalent d'un transformateur soumis aux surtensions .....   | 45 |
| III.1.4.1.Equation du circuit .....                                          | 45 |
| III.1.4.2.Equation différentielle .....                                      | 47 |
| III.1.4.3.Solution de l'équation différentielle .....                        | 47 |
| III.1.5.Répartition de la surtension le long de l'enroulement .....          | 47 |
| III.1.5.1.Répartition initiale de la tension .....                           | 47 |
| III.1.5.2.Démonstration .....                                                | 50 |
| III.1.6.1.Gradient de la tension .....                                       | 52 |
| III.1.6.2.Répartition finale de la tension.....                              | 52 |
| III.1.6.3.Phénomène transitoire de la tension le long de l'enroulement ..... | 53 |
| III.2.Modélisation du système considéré.....                                 | 55 |
| III.2.1.Définition des paramètres .....                                      | 58 |
| III.2.2.Détermination des paramètres de la ligne.....                        | 58 |
| III.2.2.1.Détermination de la résistance de la ligne.....                    | 58 |
| III.2.2.2.Détermination de l'inductance de la ligne .....                    | 58 |
| III.2.2.3.Détermination de la capacité de la ligne .....                     | 59 |
| III.2.3.Détermination des paramètres du câble.....                           | 59 |
| III.2.4.Détermination des paramètres du transformateur.....                  | 59 |
| III.2.4.1.Caractéristiques électriques.....                                  | 59 |
| III.2.4.2.Caractéristiques géométriques .....                                | 60 |
| III.2.4.3.Détermination de la résistance .....                               | 61 |
| III.2.4.4.Détermination de l'inductance propre.....                          | 61 |
| III.2.4.5.Détermination des capacités transversales .....                    | 63 |
| III.2.4.6.Détermination des capacités longitudinales .....                   | 63 |
| III.2.5.1.Données des capacités des éléments du poste.....                   | 63 |
| III.3.Etablissement des équations du model .....                             | 64 |
| III.3.1.Equations de la ligne .....                                          | 64 |
| III.3.1.1.Equations des tensions.....                                        | 64 |
| III.3.1.2.Equations des courants .....                                       | 65 |
| III.2.3.Equations du câble .....                                             | 65 |
| III.3.2.1.Equations des tentions .....                                       | 66 |
| III.3.2.2.Equations des courants .....                                       | 66 |
| III.3.3.Equations du transformateur .....                                    | 66 |
| III.3.3.1.Equations des tensions.....                                        | 67 |
| III.3.3.2.Equations des courants .....                                       | 67 |
| III.3.4.Ecriture matricielle des équations .....                             | 67 |
| III.4.1.Matrices de la ligne .....                                           | 68 |
| III.4.1.1.Matrice des tensions .....                                         | 68 |
| III.4.1.2.Matrice des courants.....                                          | 68 |
| III.4.2.Matrices du câble .....                                              | 68 |
| III.4.2.1.Matrice des tensions .....                                         | 68 |
| III.4.2.2.Matrice des courants.....                                          | 69 |
| III.4.3.Matrices du transformateur .....                                     | 69 |
| III.4.3.1.Matrice des tensions .....                                         | 69 |

|                                     |    |
|-------------------------------------|----|
| III.4.3.2.Matrice des courants..... | 69 |
| Conclusion.....                     | 70 |

## **Chapitre IV : Résultats et discussions**

|                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------|----|
| Introduction .....                                                  | 71 |
| IV.1.Principe de simulation.....                                    | 71 |
| IV.2.Analyse des résultats.....                                     | 85 |
| IV.2.1.Cas du transformateur lié au réseau via la ligne seule.....  | 85 |
| IV.2.2.Cas du transformateur lié au réseau à travers un câble ..... | 86 |
| IV.3.En résumé.....                                                 | 86 |
| IV.4.Explication des résultats.....                                 | 87 |
| IV.4.a. Transformateur à neutre mis à la terre.....                 | 88 |
| IV.4.b. Transformateur à neutre isolé de la terre.....              | 88 |
| Conclusion.....                                                     | 89 |
| Conclusion générale.....                                            | 90 |
| Bibliographie .....                                                 | 92 |

ANNEXE I

ANNEXE II

L'énergie électrique occupe une place fondamentale dans la vie quotidienne, et assure un rôle primordial pour le bien être de l'humanité.

Le réseau électrique est un ensemble d'équipements permettant le transport de cette énergie du lieu de production jusqu'aux différents points de consommation.

Les équipements de ce réseau risquent souvent d'être soumis à des aléas de différentes natures, telles les surtensions (de manœuvre, de choc et de foudre) pouvant causer des pertes considérables et des perturbations pour le régime du réseau.

La surtension de foudre est l'un des phénomènes naturels qui influe négativement sur le fonctionnement du système en le soumettant à un comportement transitoire à haute fréquence, et tensions très élevées qui peuvent provoquer des cas de la résonance, pouvant affecter à la fois l'isolation et le bobinage du transformateur lorsque la surtension survient sur une partie vulnérable et mal élucidée de la ligne, qu'on doit donc localiser afin de prévoir une protection plus fiable.

Pour y parvenir, on s'est proposé d'apporter des suggestions, en se basant sur le plan de travail suivant :

Dans le premier chapitre, on présente des généralités sur le transport d'énergie électrique en exposant les différents éléments constituant le réseau ; les lignes, les conducteurs, les pylônes, les isolateurs, les transformateurs,...

Pour le deuxième chapitre, surtensions et protections, on décrit les différents types de surtensions et leurs actions sur le réseau électrique, et les protections envisagées pour parer à leurs inconvénients.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude et la modélisation en Régime Transitoire du système (ligne, câble et transformateur), afin d'élaborer un modèle approprié dont les paramètres sont déterminés en utilisant les caractéristiques et données géométrique des éléments constituant le système considéré.

Ainsi, dans le quatrième chapitre, on procède à l'analyse et la discussion des résultats obtenus après simulation du modèle élaboré pour l'ensemble du réseau.

Enfin, une conclusion reprendra les résultats de notre étude, et portera des suggestions et perspectives dans le but d'améliorer la protection des postes de transformation.

# *CHAPITRE I*

## *Généralités sur le transport d'énergie électrique*

**Introduction**

Les centrales de production d'énergie électrique, sont fréquemment situées à de grandes distances des lieux de consommation. Cet état de fait se présente dans le cas où:

- Les sources d'énergie primaire sont intransportables du site à la centrale (énergie hydraulique, énergie solaire, énergie géothermique, énergie éolienne, énergie des mers, etc.).
- La taille et l'environnement des centrales rendent impossible leurs implantations à proximité des centres de consommation à forte densité de population (énergie nucléaire, énergie solaire, etc.)

**I.1.Transport d'énergie électrique en haute tension alternative**

Le transport d'énergie électrique en haute tension alternative peut s'effectuer par lignes aériennes ou par câbles.

L'objet de la présente section, est de définir les modes de transport et d'établir les critères permettant de comparer les avantages et les inconvénients de ces systèmes afin d'effectuer un choix judicieux. [1]

**I.2.Transport d'énergie électrique en haute tension continue**

On peut recourir au transport d'énergie électrique à haute tension continue dans le cas de :

- Longues lignes aériennes (>600 km), où étant donné les UHT nécessaires, on gagne sur les distances d'isolement une valeur égale à la différence entre l'isolation, à la valeur de crête et la valeur efficace.
- Longs câbles souterrains pour les bras de mers ou dans les villes (>20km) où l'on s'affranchit du problème de la puissance réactive.

Ainsi les réseaux électriques modernes sont des ensembles complexes, fortement maillés, de lignes fonctionnant à des tensions de service diverses, ces lignes sont raccordées à des postes comportant habituellement des transformateurs de puissance. [1]

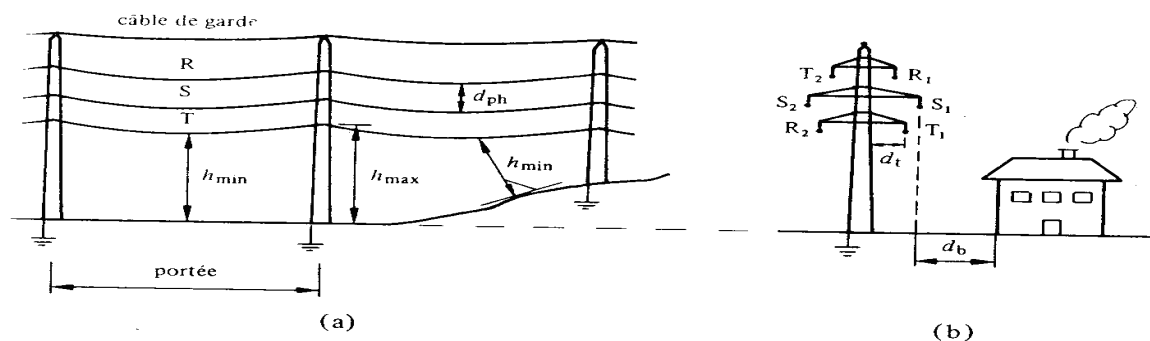
### I.3. La ligne de transport d'énergie

#### I.3. 1. Définition

Les lignes de transport sont parmi les principaux éléments des réseaux électriques. Elles peuvent être aussi bien aériennes que souterraines ou marines. Elles servent au transport sur les longues distances de l'énergie électrique produite par diverses centrales, ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques.

Le but d'utilisation de la haute tension dans le transport d'énergie électrique est de réduire les chutes de tension, les pertes de puissance et également d'améliorer la stabilité des réseaux.

La ligne aérienne (figure I.1), se compose des conducteurs de phase (RST) suspendus au moyen de chaînes d'isolateurs à des pylônes mis à la terre. Un ou plusieurs conducteurs supplémentaires appelés câbles de garde connectés à la terre par chaque pylône, assurent principalement la protection contre la chute de la foudre sur les conducteurs de phase [2].



**Figure I.1** : ligne aérienne :(a) profile en long ;(b) profile en travers.

$h_{\min}$  : La hauteur minimale des conducteurs par rapport au sol.

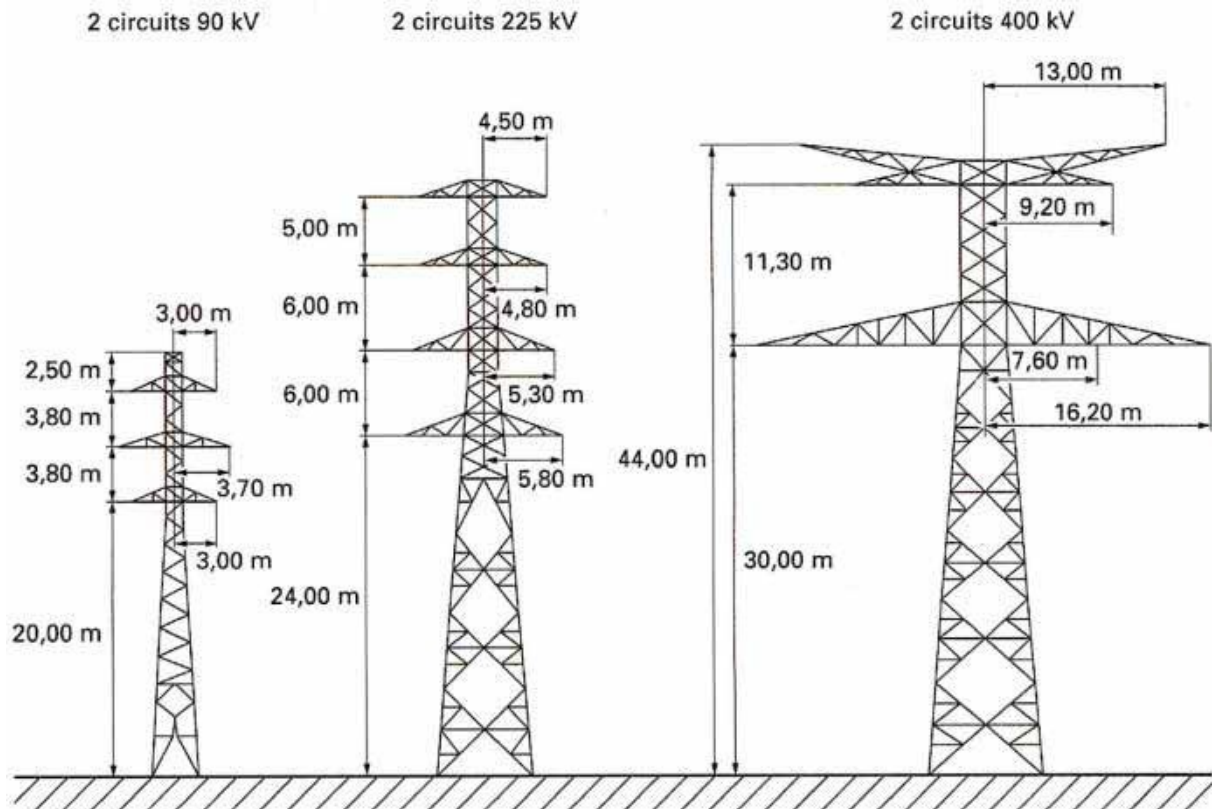
$h_{\max}$  : La hauteur maximale des conducteurs par rapport au sol.

$d_{ph}$  : La distance minimale entre les conducteurs des phases.

$d_t$  : La distance minimale entre conducteur et pylône mis à la terre.

Les distances sont données en mètre.

A coté de ces caractéristiques, on trouve quelques types de supports de ces lignes qui sont illustrés par la figure suivante Figure I.2. [3]



**Figure I.2 :** silhouette des familles des supports de lignes aériennes.

### I.3.2. Composants constituant une ligne de transport

#### I.3.2.1. Les conducteurs

Les lignes de transport d'énergie possèdent trois conducteurs pour les trois phases. Afin de limiter les pertes de puissance par effet couronne, pour une phase, on peut trouver un faisceau de 2 à 4 conducteurs à la place d'un conducteur simple. Les conducteurs utilisés sont en aluminium ou en alliage aluminium acier. [4]

#### I.3.2.2. Les isolateurs

Les conducteurs des lignes aériennes doivent être fixés aux supports par l'intermédiaire d'isolateurs qui sont réalisés en verre ou en porcelaine. Généralement, les isolateurs ont la forme d'une assiette. Ces derniers sont associés entre eux pour former une chaîne d'isolateurs (figure I.3).

Les isolateurs doivent présenter une rigidité diélectrique suffisante pour tenir la tension de service sans qu'ils produisent ni percement de l'isolation ni arc de contournement. [4]

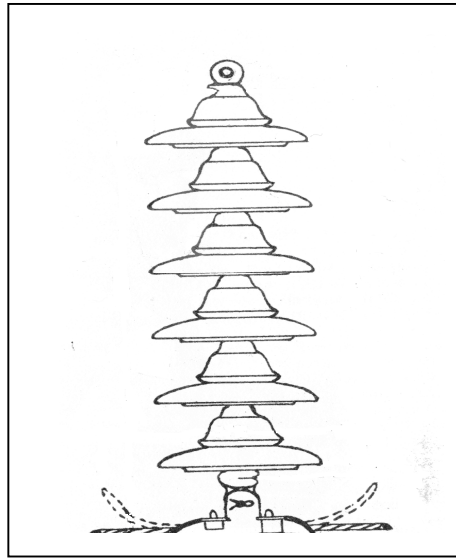


Figure I.3 : chaîne d'isolateur

#### I.3.2.3. Fil de garde

Les câbles de garde sont destinés pour la protection des lignes contre les coups de foudre. Ce sont des conducteurs en acier, de faible section, situés au dessus des conducteurs de phases et reliés à la terre par l'intermédiaire des pylônes. Ils constituent une protection efficace contre le foudroiement des lignes aériennes, leur mission est de capter les coups de foudre [5]. Si la ligne est munie d'un câble de garde correctement calculé, seule une décharge de foudre **If** sera en mesure de toucher le conducteur. Si le courant est supérieur, il sera intercepté par le câble de garde. Le courant et l'onde qui lui est associée (inférieur à  $UBIL$ ) vont se propager sur la ligne sans provoquer de contournement des isolateurs de la ligne. Parvenu à l'entrée du poste, l'onde sera interceptée par le parafoudre. Il faut qu'au courant de foudre **If** corresponde un niveau de protection du parafoudre  $Np$  (tension à laquelle se stabilise le parafoudre pour le courant **If**). Il faut chercher dans les catalogues un parafoudre répondant à ces valeurs, et vérifier que  $Np > 1,2Un \text{ max}$  (un parafoudre ne doit jamais amorcer sur une surtension de fréquence 50 Hz). [6]

#### I.3.2.4. Les pylônes

Un pylône électrique est un support vertical portant les conducteurs d'une ligne de transport d'énergie, qui sont tendus dans les deux portées adjacentes de pylône.

On distingue plusieurs catégories de pylônes [2] :

**a- Pylônes d'alignement**

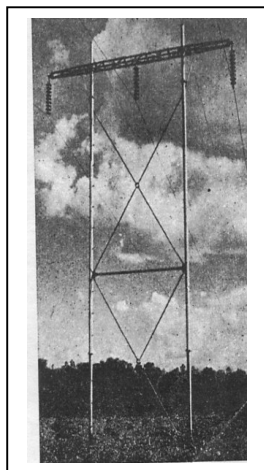
Ce sont des pylônes placés successivement au long de la ligne, sur lesquels les conducteurs sont suspendus (les conducteurs ne sont pas fixes) Figure I.4.

**b. Pylônes d'ancrage**

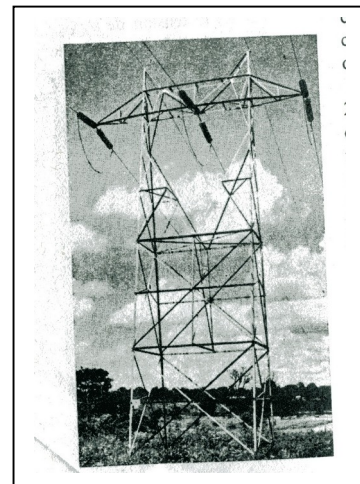
En cas de rupture d'un ou plusieurs conducteurs d'une portée, les pylônes successifs pourraient s'incliner (ou même se renverser) de proche en proche. Il faudrait donc prévoir de distance en distance des pylônes d'ancrage, sur lesquels les conducteurs sont fixes. C'est pour cette raison que ce type de pylône a une grande rigidité, capable de supporter la tension mécanique de tous les conducteurs d'une portée Figure I.5 [2].

**c. Pylônes d'angle**

Les pylônes d'angle devront posséder une rigidité suffisante, surtout dans le sens bissectrice des deux directions prises par les conducteurs [4].



**Figure I.4 :** pylône d'alignement



**Figure I.5 :** pylône d'ancrage

On utilise trois matériaux principaux pour la constitution des pylônes de lignes aériennes : le bois, le béton et l'acier. Actuellement, l'acier est le matériau le plus utilisé. On distingue deux catégories de pylônes fabriqués à base de ce dernier. La première ayant des conducteurs disposés au même niveau, la seconde ayant des conducteurs étagés.

Dans la première catégorie on trouve les types suivants [4]:

- Pylônes à nappe horizontale (figure I. 6.a).
- Pylônes de type chat (figure I.6.b).

Dans la deuxième catégorie on a :

- Pylône triangle (figure I.6.c).
- Pylône drapeau (figure I.6.d).
- Pylône double drapeau (figure I.6.e).
- Pylône double triangle figure I.6.f.

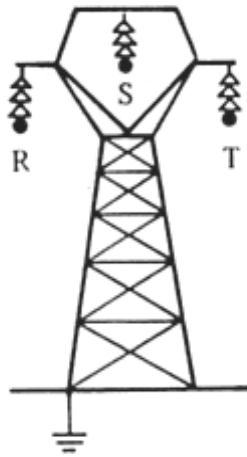


Figure I.6.a

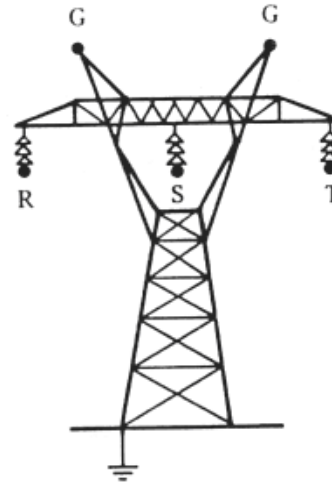


Figure I.6.b

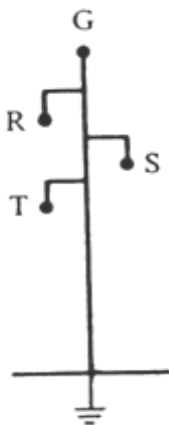


Figure I.6.c

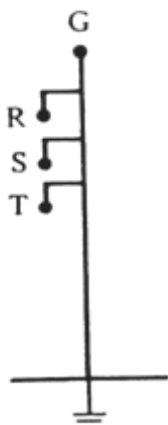


Figure I.6.d

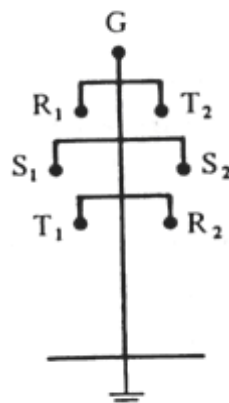


Figure I.6.e

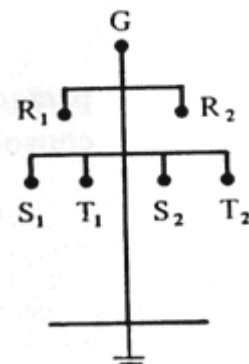


Figure I.6.f

### **I.4. Transformateur**

Le transformateur de puissance est l'un des plus importants éléments constituant les centrales et les postes électriques. Il joue un rôle fondamental dans le transport et la distribution de l'énergie électrique.

#### **I.4.1. Définition d'un transformateur**

Un transformateur est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer un courant alternatif primaire, en un autre courant secondaire de même fréquence, ayant dans le cas général d'autres caractéristiques, en particulier une autre valeur de la tension et une autre valeur de courant. [7]

#### **I.4.2. Domaine d'utilisation des transformateurs de puissance**

On utilise un transformateur de puissance dans les cas suivants :

- Liaison entre les gros alternateurs des centrales thermiques ou hydrauliques et les réseaux de haute tension sur lesquels ils débitent.
- Alimentation des services auxiliaires des centrales thermiques ou hydrauliques.
- Liaison entre les réseaux HT, MT, BT.
- Dans les postes de distribution pour alimenter des charges [8].

#### **I.4.3. Construction générale d'un transformateur**

Un transformateur se compose des parties principales suivantes :

- Les enroulements.
- Le noyau.
- La cuve.
- Le couvercle de la cuve et l'isolement de sortie.

##### **I.4.3.1. Les enroulements**

Les enroulements sont distincts, leurs nombres de spires sont différents, l'enroulement qui comporte le plus de spires est pour la haute tension, l'autre est pour la basse tension avec des sections de fil différentes, ces enroulements doivent satisfaire plusieurs exigences dont les plus importantes sont :

- L'enroulement doit être économique.
- Le régime thermique de l'enroulement doit correspondre aux exigences de la norme.
- L'enroulement doit présenter une rigidité diélectrique nécessaire pour supporter les surtensions

- L'enroulement doit résister aux contraintes naissant lors d'un court-circuit (électrodynamique).

Les enroulements d'un transformateur triphasé peuvent être connectés en étoile avec le neutre isolé ou mis à la terre, ou bien en triangle Figure I.6.a et b, [9].



a- couplage en étoile avec le neutre isolé de la terre.

b- couplage en triangle avec le neutre isolé de la terre.

**Figure I.6 :** Couplage des enroulements de transformateur

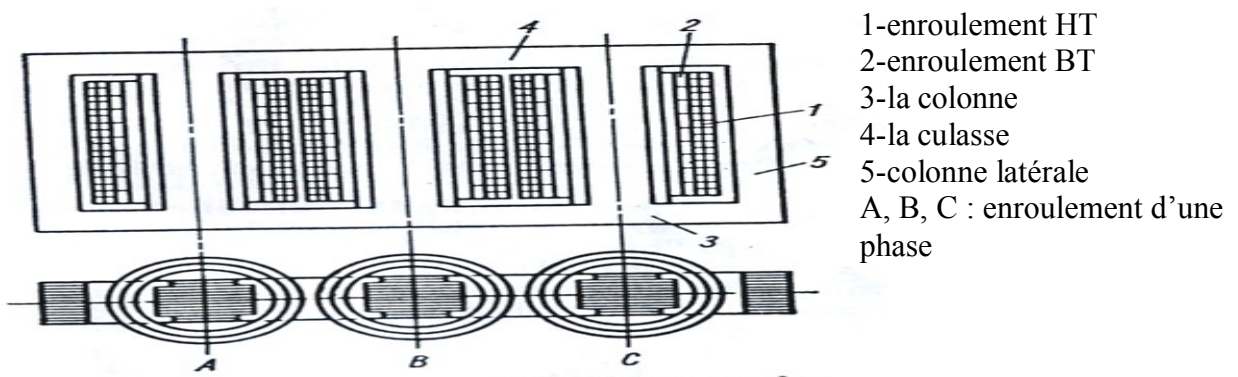
#### I.4.3.2. Le noyau

Le noyau du transformateur est constitué d'un matériau magnétique, utilisé sous forme de tôles minces isolées les unes des autres faisant un circuit magnétique fermé [7].

Ces tôles sont souvent des alliages fer-silicium avec une teneur en **Silicium** qui peut aller jusqu'à 3%.

Le circuit magnétique d'un transformateur est constitué d'un empilage de couches d'acier de 0,35 à 0,5mm d'épaisseur isolées entre elles par de papier ou de vernis. En générale, les transformateurs de grandes puissances (plus de 100KVA), leurs tôles sont de 0,5mm d'épaisseur.

Dans les transformateurs triphasés à très grande puissance, le noyau a trois colonnes principales sur lesquelles sont placés les enroulements, et de deux colonnes supplémentaires sans enroulements sont situées latéralement (figure I.7) pour assurer la symétrie du noyau entre les trois phases.



**Figure I.7 :** Transformateur triphasé à cinq Colonnes à enroulements concentriques

**I.4.3.3. La cuve**

La construction de la cuve est liée au calcul thermique du transformateur, en générale, la cuve du transformateur de puissance est de forme ovale, installée sur un chariot avec galets prévu pour supporter le poids total du transformateur [8].

**I.4.3.4. Le couvercle de la cuve et isolateur de sortie**

Le couvercle est un élément important où sont placées plusieurs pièces telles que [8] :

- Les isolateurs de sortie des phases des enroulements.
- Le réservoir d'huile.
- Le tube d'évacuation.

**I.4.4. Le refroidissement d'un transformateur**

Lors de son fonctionnement, un transformateur est le siège de pertes d'énergie, dont la plus grande partie est localisée dans deux éléments principaux :

-Le circuit magnétique, où elles sont causées par la variation du flux alternatif dans les tôles magnétiques, et dépendent de l'induction, c'est-à-dire de la tension appliquée.

-Les enroulements, où elles sont dues en grande partie à l'effet Joule, mais aussi au courant de Foucault, et dépendent du courant, c'est-à-dire de la charge [1].

Pour les transformateurs à basse et moyenne tension, on utilise le refroidissement naturel (l'air). La circulation de l'air est libre, ou bien activée par des ventilations.

Pour les transformateurs à puissance élevée, la chaleur dégagée doit être dissipée par un transfert au milieu ambiant nécessitant la mise en œuvre des moyens de refroidissement [1].

**I.4.4.1. Le refroidissement à ventilation forcée**

L'échange de chaleur est activé par la mise en œuvre des ventilations qui soufflent l'air frais sur les parois de la cuve [1].

**I.4.4.2. Le refroidissement à circulation forcée de l'huile**

La circulation d'huile diminue la viscosité de l'huile et augmente sa vitesse dans les radiateurs.

**I.4.5. Les défauts dans les transformateurs**

Ils peuvent être de natures différentes :

- a- **Électrique** : mauvais contacte dans les connections et les changeurs de prise.
- b- **Diélectrique** : amorçage et décharge partielle entre les enroulements des phases, entre les différentes parties d'un enroulement, ou bien entre l'enroulement et la masse.

- c- **Electrodynamique** : effort dû à un court- circuit interne ou externe.
- d- **Thermique** : échauffement anormal, vieillissement des isolations, pollution de l'huile.
- e- **Mécanique** : vibrations, fuites, fonctionnement défectueux du changeur de prise.

#### **I.4.6. Entretien des transformateurs**

- Vérification du niveau d'huile dans le réservoir.
- Vérification de la qualité de l'huile.
- Nettoyage des isolateurs.
- Serrage des connections.
- Nettoyage des réfrigérateurs.
- Observation de bruit du transformateur et des auxiliaires, pompe et ventilation pour déceler les anomalies éventuelles

### **I.5.Câble**

#### **I.5.1.Définition du câble**

Les câbles se composent d'un (ou plusieurs) conducteur central, d'une isolation dont la rigidité diélectrique est élevée, la permittivité et les pertes diélectriques les plus faibles possibles d'un manteau conducteur, en général mis à la terre [2].

#### **I.5.2.Mode de pose**

Les câbles sont posés [7] :

- De façons souterraines.
- De façons sous marines.
- Sur le sol.
- Suspendus à des câbles d'acier (traversée de rivière).

#### **I.5.3.Categories de câbles**

Nous rencontrons actuellement quatre catégories principales de câbles à haute tension [7]:

- Les câbles isolés au papier imprègnes.
- Les câbles à isolations synthétiques.
- Les câbles à isolations gazeuses.
- Les câbles à isolations d'huiles

**I.5. 4.Les câbles souterrains**

L'usage de câbles souterrains est principalement réservé à des secteurs dans lesquels le passage des lignes aériennes est gênant avec d'autres activités (en zones urbaines, barrage d'eau par exemple). Les câbles présentent, en effet plusieurs inconvénients en courant alternatif, un courant capacitif apparaît entre les conducteurs, et sa gaine métallique comme dans les conducteurs. Ce courant parasite encombre progressivement la section de câbles et diminue d'autant sa capacité de transport. Au de là de 45kV plus rien ne passe, par ailleurs, une ligne souterraine coûte en moyenne dix fois plus chère qu'une ligne aérienne, et nécessite une surface neutralisée au sol plus importante pour d'éventuelles interventions [10].

**I.5.5. Câbles souterrains de distribution d'énergie électrique**

Les câbles sont constitués d'une âme conductrice en cuivre ou en aluminium, avec une isolation réalisée avec du PRC ou du papier imprègne. Le domaine de tension et les normes font que la constitution d'un câble engendre l'utilisation de divers matériaux dans sa fabrication. Pour différencier les câbles, ils sont classés par domaine de tension. Deux types de câbles sont concernés, les câbles Basse Tension (230/400volts) et Haute Tension A (11600/20000 volts) [10].

**I .5.5.a.Le réseau basse tension**

Il est composé de trois phases et d'un neutre.

Il relie les clients en couplage étoile, ce qui permet de délivrer une tension de 230 volts entre phases et neutre et de 400 volts entre phases.

Il y a deux catégories de câbles [10] :

- Le câble dit, de réseau ; la section est supérieure ou égale à 50 mm<sup>2</sup>
- Le câble dit ,de branchement ; la section est inférieure ou égale à 50 mm<sup>2</sup>

**I.5.5.b.Le réseau haute tension**

Le réseau haute tension transporte le courant des grandes distances. Il est composé de trois phases, Il relie les transformateurs des postes HT/BT en couplage triangle, dont le réseau est équilibré [10].

**I.5.6.Type des câbles souterrains**

Les câbles sont utilisés pour une tension de service de 11600/20000volts entre terre et phase, ils sont fabriqués pour une tension maximum de 24000 volts.

Les différents types de câble utilisés [10]. : (Du plus ancien au plus récent)

- NF C 33-100
- Bleu Blanc Rouge et Noir
- HN 33-S-22 C 33-220
- HN 33-S-23
- NF C 33-223
- UTE C 33-223 Câble 2000
- NF C 33-226
- Accessoires

**I.5.7.Critères technique des câbles**

En service, le câble doit pouvoir supporter les quatre contraintes suivantes sans subir aucun dommage

- . Le courant nominal doit être inférieur à la limite thermique du câble.
- Le câble doit supporter le courant de court-circuit
- La chute de tension induite par le câble doit toujours être inférieure à une valeur imposée.
- La stabilité du réseau doit être respectée.

La méthode de calcul consiste à choisir une section compatible avec les points 1 et 2, puis vérifier si cette section est satisfaite aux points 3 et 4. Si ce n'est pas le cas, la section sera augmentée jusqu'à ce qu'elle remplisse les quatre critères précédents [10].

**1-courant nominal**

Nous devons, bien entendu, dimensionner le câble de telle façon qu'il puisse supporter le courant qui va circuler en fin de vie.

Nous déterminons tout d'abord la puissance qui circulera dans le câble pendant "T" années d'utilisation projetées. Cette puissance " $P_T$ ", se calcule par la formule suivante :

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

En suite nous introduisons le courant circulant dans chaque phase de la liaison par :

$$I_T = \frac{P_T}{\sqrt{3}U \cos(\varphi)} \quad (\text{A})$$

$$\text{- Câble en cuivre } a = 137 \Rightarrow S_{\text{mm}}^2 = 120 \text{ mm}^2$$

$$\text{- Câble en aluminium } a = 90 \Rightarrow S_{\text{mm}}^2 = 183 \text{ mm}^2$$

**2-Courant de court-circuit**

On donne la puissance de court-circuit afin de pouvoir déterminer le courant de court-circuit

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} \quad (\text{A})$$

Et comme, on doit calculer la section minimum permettant de supporter ce courant, durant le temps  $t_{cc}$ , sous la formule suivante :

$$\bullet \quad S = \frac{I_{cc} \sqrt{3}}{a}$$

**3-Chute de tension**

On détermine la chute dans les câbles d'après les deux formules suivantes :

- $\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \frac{I_n}{U_n} (RI \cos(\varphi) + XI \sin(\varphi))$
- $\frac{\Delta U}{U} = \frac{\|U_2\| - \|U_1\|}{\|U_1\|}$

### **Conclusion**

Les équipements du réseau électrique (ligne, câble et transformateur) sont souvent exposés aux dangers multiples des phénomènes atmosphériques, telle que la foudre, qui est une surtension pouvant modifier la forme des ondes de la tension, et causer des détériorations au niveau de l'isolation.

Afin de remédier à ce genre d'avarie, la protection à suggérer pour notre réseau, doit porter sur l'étude et l'analyse des surtensions.

# ***CHAPITRE II***

## ***Surtensions et Protections***

**Introduction**

Les isolations, appareils et systèmes à haute tension sont soumis dans leur utilisation normale à des régimes de tension permanents (tension continue, sinusoïdale à fréquence industrielle, etc.)

Au cours de changement de régime (enclenchement, déclenchement...) et lors de perturbations extérieures au système (foudre, impulsions électromagnétiques), celui-ci subit des surtensions, qui sont définies de manière générale comme toute tension fonction du temps qui dépasse la tension de régime permanent, et l'évolution de celle-ci entre deux états de fonctionnement permanents est un régime transitoire. Afin de satisfaire aux exigences de qualité, le matériel à haute tension doit être dimensionné aussi bien pour le régime permanent de longue durée (5 à 30ans) que pour les régimes transitoires de très courte durée (nanosecondes à secondes).

Les équipements de puissance, tels que les transformateurs, méritent une attention particulière car, du point de vue économique, ils sont très onéreux, et du point de vue sollicitation, ils ne doit pas y avoir d'interruption de service, et malgré qu'ils sont prévus pour fonctionner pendant un moment dans des régimes sévères, ils peuvent être sujets à des surtensions exagérées, et leurs isolations subissent des contraintes parfois destructrices.

**II.1.Caracterisation des surtensions**

Il s'agit là d'un phénomène aléatoire pouvant avoir lieu sur tous les points d'un réseau, alors il est important de s'intéresser de plus près à ses différents aspects et aux différentes causes lui donnant naissance et les effets résultants afin de prévoir l'appareillage de protection nécessaire.

**II.2.Les surtensions****II.2.1.Définition**

On désigne par surtension toute différence de potentiel anormale dans les circuits électriques et qui est susceptible d'endommager les éléments de ces circuits (lignes, machines,...), on distingue deux sortes de surtensions :

- Transversales apparaissant entre un conducteur et la terre ou entre deux conducteurs.

- Longitudinales ou entre spires, correspondant à un accroissement exagéré de la différence de potentiel entre deux points voisins d'un même conducteur.

Ces surtensions peuvent exister simultanément ou séparément.

En pratique, le phénomène pourra être considéré comme instantané, si sa longueur d'onde est beaucoup plus grande que les dimensions du système considéré, tel que :

Pour des phénomènes à basse fréquence :

$$\lambda = c \frac{1}{f}$$

$\lambda$  : Longueur de l'onde (Km)

$c$  : vitesse de la lumière ( $3 \times 10^8 \text{ Km / s}$ )

$f$  : Fréquence de l'onde (Hz)

Pour des phénomènes à haute fréquence, il faudrait tenir compte de leur propagation. [13]

### **II.2.2.Origines des surtensions**

Elles peuvent avoir lieu suite aux phénomènes internes au réseau tels que les manœuvres sur le réseau et les défauts de coupure ou de court-circuit d'une ou deux phases, ou bien aux phénomènes externes au réseau tels que les coups de foudre et les décharges électrostatiques.

Les surtensions résultantes se différencient en amplitude et en fréquence selon leurs origines.

### **II.2.3.Causes des surtensions**

#### **II.2.3.1.Les surtensions internes**

##### **II.2.3.1.1.Surtensions de manœuvre**

Elles proviennent essentiellement du changement de la configuration électrique du réseau suite à l'enclenchement, ou au déclenchement d'interrupteurs (relais, sectionneurs, disjoncteurs, fusibles...) se traduisant par des régimes transitoires complexes pouvant comporter des surtensions plus ou moins élevées. Les cas les plus fréquents sont :

- Les coupures des courants de lignes à vide, ou de câble à vide, ou de batteries de condensateurs.
- La coupure des faibles courants inductifs ou magnétisants (transformateurs à vide, ou charge par inductances shunts). [12]

### II.2.3.1.2.Mise à la terre d'une phase

Lorsqu'un défaut met à la terre l'une des phases d'un réseau triphasé, les deux autres phases subissent une variation de tension par rapport à la terre, qui est généralement une surélévation de tension. On caractérise celle-ci par le facteur de défaut à la terre, qui est défini comme le rapport entre la tension efficace la plus élevée entre phase saine et la terre, et la tension efficace entre phase et terre qui serait obtenue, à un emplacement défini d'un réseau et pour une configuration donnée de celui-ci. Ce facteur de défaut  $S_d$  n'est pas nécessairement le plus élevé au point où se produit le défaut, il est estimé par la formule suivante : [12]

$$S_d = \sqrt{3} - \frac{\sqrt{K^2 + K + 1}}{K + 1} \quad \text{avec :}$$

$$K = X_0 / X_d \quad \text{où :}$$

$X_0$  la réactance homopolaire.

$X_d$  la réactance directe du réseau vue du point de défaut.

$$S_d = \sqrt{3} \quad \text{si} \quad X_0 = \infty \quad (\text{cas du neutre isolé})$$

$$S_d = 1 \quad \text{si} \quad X_0 = X_d \quad (\text{mise à la terre parfaite du neutre})$$

### II.2.3.1.3.Déclenchement brusque d'une charge

Dans ce cas, la chute de tension interne des alternateurs et de leurs transformateurs disparaît, et la tension se rapproche de la force électromotrice interne des alternateurs. Or, en raison de la grande valeur de la réactance synchrone des alternateurs, cette f.e.m est notablement plus élevée que la tension aux bornes de cet alternateur. La montée en vitesse des alternateurs ainsi déchargés peut aggraver la surélévation de la tension. Celle-ci disparaît en général plus ou moins rapidement, en fonction de l'action des régulateurs de la tension et de la vitesse des alternateurs. La surélévation de tension peut facilement atteindre un facteur de 1,4. [12]

### II.2.3.1.4. Surtensions dues aux réflexions et réfractions

Lorsqu'une onde se propage dans un réseau, à chaque discontinuité, c'est à dire chaque fois que les paramètres changent de valeur, donc aussi l'impédance d'onde  $Z_w$  qui prend une nouvelle valeur telle que :

$$Z_w = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Une réflexion et une réfraction vont se produire, pour simplifier, on considère une onde rectangulaire se propageant à une vitesse  $V$ , le long d'une ligne d'impédance  $Z_{w1}$ , il y circulera également un courant :

$$V = \frac{1}{\sqrt{LC}} ; \quad i_1 = \frac{U_1}{Z_{w1}} ;$$

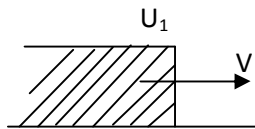


Figure II.1

A l'extrémité de la ligne 'M' se trouve un élément (ligne, câble, transformateur),

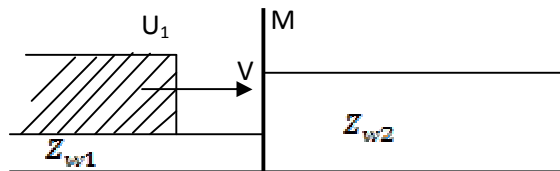


Figure II.2

$U_1$  est l'onde incidente, respectivement  $i_1$ , si  $U_2$  est l'onde réfractée (transmise) et  $U_1'$  l'onde réfléchie, un instant plus tard on aura :

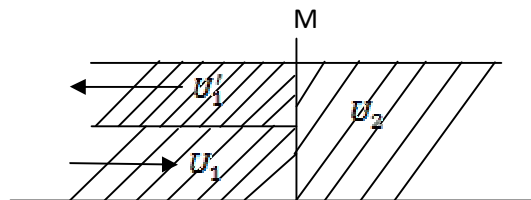


Figure II.3

A tout instant :  $U_1 + U_1' = U_2$  .....(1)

D'autre part:  $i_1 + i_1' = i_2$ .

$U_1, i_1, U_2, i_2$  sont des ondes progressives ;

$U_1'$ ,  $i_1'$  sont des ondes rétrogrades.

$$\text{Donc : } U_1 = Z_{w1} i_1 \Rightarrow i_1 = \frac{U_1}{Z_{w1}} ;$$

$$U_2 = Z_{w2} i_2 \Rightarrow i_2 = \frac{U_2}{Z_{w2}} ;$$

$$U_1' = -Z_{w1} i_1' \Rightarrow i_1' = -\frac{U_1'}{Z_{w1}} ;$$

Après substitution dans (1) on aura :

$$U_1' = \frac{Z_{w2} - Z_{w1}}{Z_{w2} + Z_{w1}} U_1$$

$$U_2 = \frac{2Z_{w2}}{Z_{w2} + Z_{w1}} U_1$$

On note :  $N_1 = \frac{Z_{w2} - Z_{w1}}{Z_{w2} + Z_{w1}}$  facteur de réflexion.

Et :  $N_2 = \frac{2Z_{w2}}{Z_{w2} + Z_{w1}}$  facteur de transmission.

L'onde réfléchie sera positive si  $Z_{w2} > Z_{w1}$  ; dans ce cas il y a augmentation de la surtension au point de transition (ligne vers transformateur) ou (câble vers ligne). Dans une telle situation, c'est donc à l'endroit de la transition que l'on peut craindre une rupture de diélectrique.

Des cas particuliers telle une ligne à vide, peuvent aussi être à l'origine de surtensions de réflexion. [13]

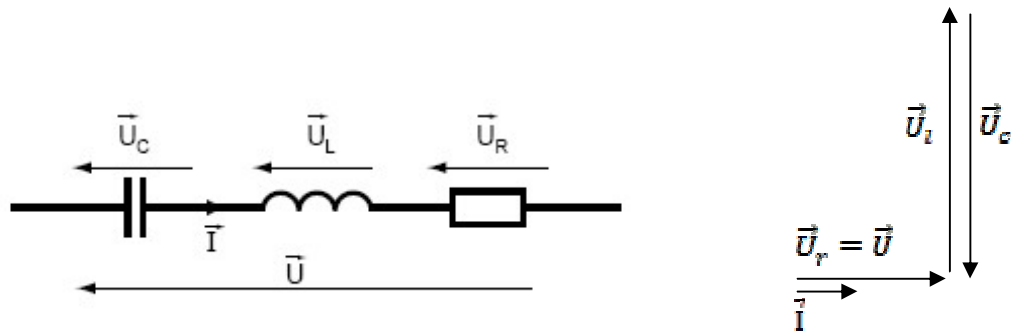
### II.2.3.1.5. Surtension de résonance

Le phénomène de résonance se rencontre sur les réseaux électriques quel que soit leur niveau de tension. Il peut être rencontré par exemple dans le cas d'un régime de neutre compensé (bobine de Petersen) utilisé pour minimiser les courants de défaut en MT.

Il peut aussi être à l'origine de destructions diélectriques ou thermiques ou de vieillissements prématurés de matériels électriques par surtension et par surintensité (résonance harmonique ...), la figure.4.a montre le schéma d'un circuit RLC série simplifié pour lequel les tensions sont représentées sous forme de vecteurs, figure.4.b

Dans le cas de la résonance série et en régime sinusoïdal ( $U(t) = E \cos(\omega_n t)$ ), la relation entre les tensions peut s'exprimer sous forme vectorielle :

$$\vec{U} = \vec{U}_r + \vec{U}_i + \vec{U}_c$$



**Figure II.4 :** a) circuit résonant RLC simple, b) représentation vectorielle des tensions

Dans le cas particulier de la résonance, les tensions aux bornes du condensateur et de l'inductance se compensent et le circuit est dit en situation de résonance. La pulsation  $\omega_n$  pour laquelle cette résonance apparaît est telle que

$$LC\omega_n^2=1$$

L'amplitude du courant  $I$  est alors égale à :

$$I = \frac{E}{R}$$

Ce courant peut être très important.

L'amplitude de la tension aux bornes du condensateur (et aux bornes de l'inductance) est égale à  $k.E$ .

Le facteur de qualité  $k$  a pour expression :

$$k = \frac{L\omega_n}{R} = \frac{1}{RC\omega_n}$$

Selon la valeur de  $k$  l'amplitude de la tension  $U_t (= U_c)$  peut être inférieure ou supérieure à l'amplitude  $E$  de la tension d'excitation  $U$ . Il y a résonance harmonique lorsque la pulsation  $\omega_n$  coïncide avec une pulsation harmonique  $n\omega_0$  ( $\omega_0$  pulsation du réseau) générée par certains équipements (moteurs à vitesse variable, redresseurs statiques ...). La résonance harmonique peut également avoir des conséquences néfastes sur le matériel électrique et doit donc être maîtrisée. [14]

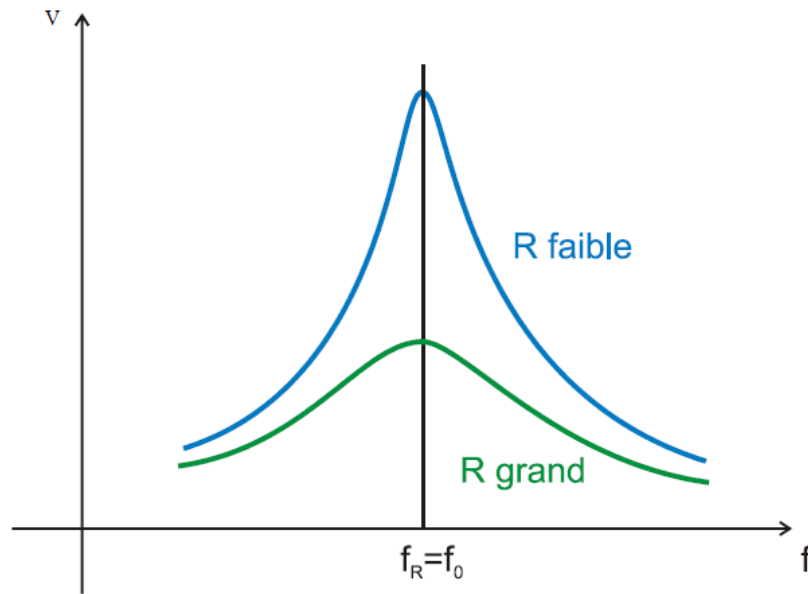


Figure II.5 : courbe de la tension dans un circuit RLC en fonction de la fréquence

#### II.2.3.1.6. Surtensions de Ferrorésonance

Le mot ferrorésonance désigne tous phénomènes oscillatoires qui apparaissent dans un circuit électrique qui comprend au moins :

- Une inductance non linéaire (ferromagnétique saturable) ;
- Un condensateur ;
- Une source de tension.

Les réseaux électriques comportent de nombreuses inductances saturables (transformateur de puissance, transformateur de mesure (TT), réactances shunts), ainsi que des condensateurs (câbles, lignes longues, transformateur capacitif de tension, condensateur de compensation ...), ils sont donc susceptibles de présenter des configurations propices à l'existence de ferrorésonance.

La principale caractéristique de ce phénomène est de présenter au moins deux régimes permanents stables.

Les différences fondamentales d'un circuit ferrorésonant par rapport à un circuit résonant linéaire sont pour  $\omega$  donnée :

- La possibilité qu'il a de résonner dans une large plage de valeurs de C ;
- La fréquence des ondes de tensions et de courants qui peut être différente de celle de la source de tension sinusoïdale.
- L'existence de plusieurs régimes permanents stables pour une configuration et de valeurs de paramètre donnée. Un de ces régimes est le régime 'normal' attendu (dans l'hypothèse linéaire), les autres régimes 'anormaux' inattendus sont souvent dangereux pour le matériel. [15]

### **En résumé**

-Les configurations potentiellement à risque de ferrorésonance au sein des réseaux électriques sont indénombrables.

- Les types de ferrorésonance sont variés : monophasée, triphasée, de mode commun ou de mode différentiel.

-L'expérience permet cependant d'identifier quelques configurations à risques qui méritent une attention particulière, telles que :

- transformateur de tension entre phase et terre sur un réseau à neutre isolé,
- liaisons longues et/ou capacitatives alimentant un transformateur,
- protection par fusibles dont la fusion conduit à une coupure non omnipolaire,
- transformateur de puissance ou de tension à vide ou faiblement chargé.

Les phénomènes susceptibles de déclencher la ferrorésonance sont le plus souvent :

- manœuvre de condensateurs et de lignes à vide,
- défaut d'isolement,
- foudre,
- manœuvre de transformateurs à vide.

### **II.2.3.2.Surtensions externes**

#### **II.2.3.2.1.Les surtensions d'origine électrostatique**

Elles sont dues aux charges statiques à l'équilibre qui entraînent l'apparition d'un champ électrique qui en fonction de son intensité, peut provoquer :

- Des déplacements de particules

- Des perturbations physiologiques
- Des perturbations de composants et des systèmes électroniques
- Des destructions de diélectriques aussi bien utilisés en électronique qu'en haute tension ;

Ces champs donnent naissance à des tensions dont les ordres de grandeur peuvent aller Jusqu'à 150Kv. Elles peuvent être provoquées par diverses causes dont :

- L'ionisation de l'air (effet couronne) ;
- L'humidification de l'air ;
- L'utilisation de matière solide ou liquide partiellement conductrice ;
- L'arc ;
- La mise à la masse ou à la terre ;

Dans le cas d'un corps de décharge isolant on parlera d'une fermeture capacitive, dans le cas d'un conducteur on parlera d'une fermeture résistive.

Un circuit de décharge électrostatique est par conséquent assimilable aux circuits classiques de choc de courant. Il est à remarquer qu'il ne faudra pas négliger de prendre en considération les phénomènes transitoires d'influence électrostatique apparaissant simultanément, faisant intervenir des tensions et des courants transitoires dans des parties insoupçonnée du système (cages blindées). [2,16]

#### **II.2.3.2.2.Surtensions de foudre**

Elles proviennent soit d'un impact direct de la foudre sur un système électrique, soit par influence à la suite d'un coup de foudre dans l'environnement du système.

Appelé par les météorologues cumulo-nimbus, un nuage orageux est en général constitué en partie haute de cristaux de glace chargés positivement et en partie basse de gouttelettes d'eau chargées négativement. Cette séparation de charge, due aux mouvements d'air, crée des contraintes électriques à l'intérieur du nuage lui même et entre le nuage et le sol (la différence de potentiel peut atteindre plusieurs dizaines de méga volts).

Lorsque le gradient limite de claquage dans l'air est atteint, on obtient une décharge pouvant se produire soit à l'intérieur du nuage ou entre deux nuages voisins, soit entre le nuage et le sol. [2,16]

Les coups de foudre sont classés tout d'abord par leur polarité :

- Les coups de foudre positifs (décharge d'un nuage chargé positivement), qui sont constitués d'une seule décharge durant de 0,1 à 0,2 s. la durée du front de l'onde est longue, elle varie entre 20 et 50  $\mu\text{s}$ , et l'amplitude du courant peut atteindre de très fortes valeurs supérieures à 100 kA.
- Les coups de foudre négatifs (décharge d'un nuage chargé négativement), qui sont caractérisés par plusieurs décharges successives. En général un coup de foudre complet dure de 0,2 à 1 s et comporte en moyenne quatre décharges partielles. La durée de front et l'amplitude de la première décharge partielle sont plus faibles que pour les décharges positives (front de l'ordre de 10 à 15  $\mu\text{s}$ ). pour les décharges secondaires, d'amplitude plus faible que celle de la première, la durée de front est encore plus courte (de l'ordre de 0,5 à 1  $\mu\text{s}$ ).

Dans les régions à climat tempéré, 80% à 90% des coups de foudre sont négatif.

On classe par ailleurs les coups de foudre selon le sens de développement du leader :

- Les coups de foudre ascendants (développement du leader à partir du sol) ;
- Les coups de foudre descendants (développement du leader à partir du nuage).

Les coups de foudre ascendants se produisent plus fréquemment à partir d'objets très élevés et pointus. Un pylône situé sur une crête peut, par exemple, donner lieu à une décharge ascendante.

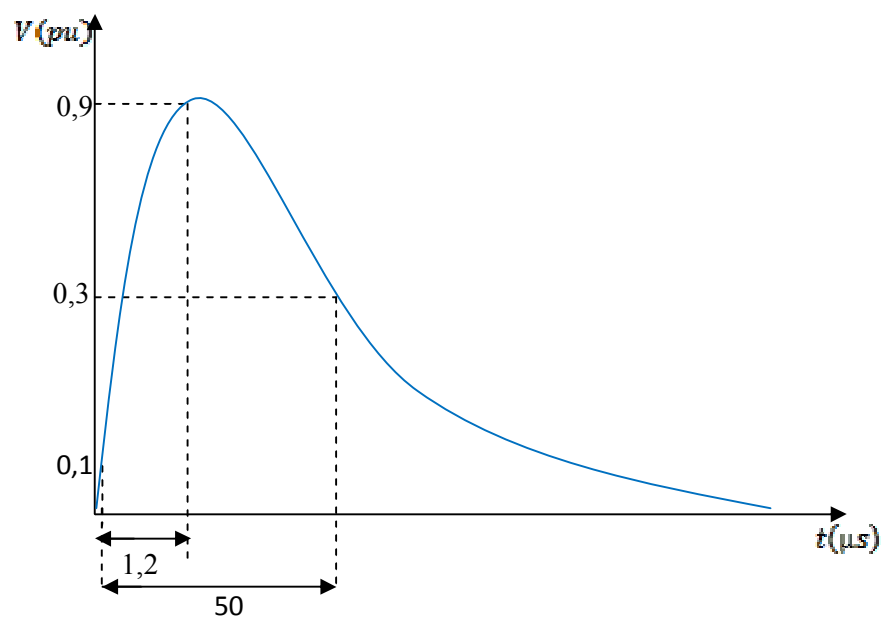


Figure II.6 : onde de surtension de foudre (1,2/50) normalisée.

#### II.2.3.2.2.1. Distribution des amplitudes de courant de foudre

La valeur moyenne de l'amplitude du return stroke est de 20KA pour des coups de foudre touchant des objets élevés. Cependant son amplitude peut atteindre 200KA.

Pour un coup de foudre touchant le sol, la valeur moyenne est d'environ 8KA.

L'amplitude des courants de foudre négatifs est, en général, plus faible que celle des courants de foudre positifs.

#### II.2.3.2.2.2. Distribution des raideurs de front du courant de foudre

Pour les coups de foudre négatifs, la raideur du front moyenne de la première décharge est de 20KA/μs. alors que pour les décharges secondaires d'amplitude plus faible, la raideur de front est de l'ordre de 40KA/μs.

Pour les coups de foudre positifs, la raideur de front est en moyenne de 2KA/μs.

#### II.2.3.2.2.3. Contraintes appliquées à une ligne touchée par la foudre

Lorsqu'un coup de foudre touche un conducteur de phase d'une ligne, le courant de foudre  $I(t)$  se propage le long de la ligne de part et d'autre du point d'impact. Il est de la forme :

$$I(t) = I_{max} (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}).$$

A ce courant est associée une onde de tension dont la valeur en première approximation est :

$$U(t) = Z k I(t)$$

$Z = \sqrt{L/C}$  : impédance d'onde de la ligne

$k I(t)$  : la proportion de courant de foudre qui se propage dans la partie de la ligne considérée.

Quand l'onde de tension rencontre le premier pylône deux cas peuvent se présenter :

$Z k I(t) >$  tension de tenue de la chaîne d'isolateurs, un contournement se produit, l'onde est alors coupée.

$Z k I(t) < \text{tension de tenue de la chaîne d'isolateurs, l'onde pleine continue sa propagation.}$

Dans les lignes aériennes, pour un niveau de tension donné, sont telles qu'il n'y a pas d'amorçage pour des courants de foudre inférieurs à une valeur critique  $I_c$ .

Ainsi, aux échelons de tension 225, 400, 750, 1050 KV correspondent respectivement les courants critiques 5,5, 8,5, 19, 25 KA. Ceci montre que tout coup de foudre provoque un amorçage pour les lignes de tension inférieure à 400 KV sachant que la valeur moyenne des courants de foudre au sol est de 8 KA.

#### II.2.3.2.2.4. Coup de foudre touchant un pylône ou un câble de garde

Dans ce cas, l'écoulement du courant vers la terre entraîne une élévation de potentiel des structures métalliques. La tension apparaissant aux bornes de la chaîne d'isolateurs dépend alors de la résistance  $R$  (en onde raide) de la prise de terre, de l'inductance  $L$  du pylône et de la manière dont le courant se répartit de part et d'autre du point d'impact.

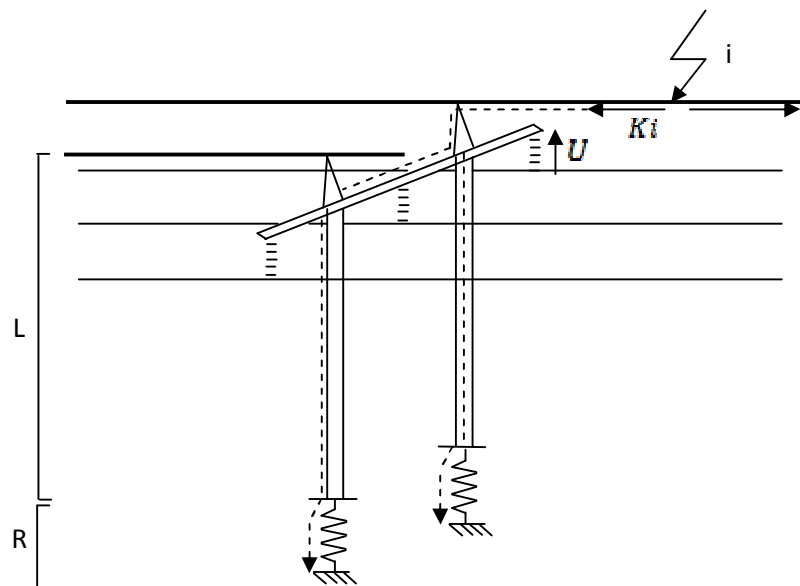


Figure II.7 : coup de foudre tombant sur un câble de garde.

Si  $k I(t)$  est la fraction de courant s'écoulant par un pylône, la tension aux bornes de la chaîne d'isolateurs prendra sensiblement pour valeur :

$$U(t) = k \left[ R \cdot I(t) + L \cdot \frac{dI(t)}{dt} \right]$$

Lorsque cette tension atteint la tension d'amorçage de l'isolement, il se produit un amorçage en retour.

La qualité de la prise de terre joue ici un rôle très important.

Lorsque la tension de la ligne est inférieure à 90 KV, il est inutile d'installer un câble de garde, et ce à cause de l'amorçage en retour. [12,16]

#### II.2.3.2.2.5. Coup de foudre sur une ligne sans câble de garde

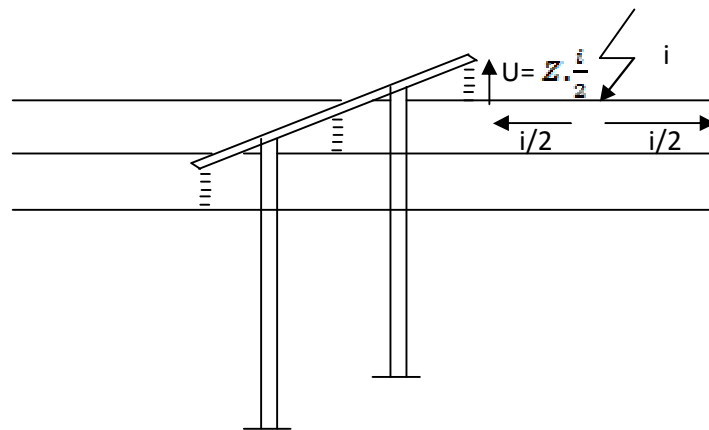
Du point de vue de l'électrotechnicien, on admettra que le canal de foudre est un générateur de courant à forte impédance interne, qui injecte le courant de foudre dans le point d'impact. Bien que cette représentation soit sommaire, elle suffit pour déterminer l'ordre de grandeur des contraintes à prévoir. [12,17]

Lorsque le coup de foudre tombe sur un conducteur de phase d'une ligne, le courant  $i(t)$  se répartit par moitié de part et d'autre du point d'impact et se propage le long du conducteur. Il entraîne avec lui une onde de tension, dont la valeur en première approximation est donnée par :

$$U(t) = Z \cdot \frac{i(t)}{2} \quad \text{avec :}$$

$Z$  : impédance d'onde du conducteur touché (impédance caractéristique).

La figure suivante illustre ce comportement :



**Figure II.8 :** coup de foudre tombant sur un conducteur de phase

### II.2.3.2.2.6. Induction électromagnétique

Un coup de foudre tombant à proximité d'une ligne développe un champ d'induction magnétique suffisamment important pour y créer une surtension induite, dont l'ordre de grandeur peut être estimé par la formule suivante :

$$U_{max} = Z_0 \frac{I_{max} \cdot h}{d}$$

$$Z_0 = \frac{0,25}{\pi} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}}$$

$h$  : hauteur du conducteur ;

$d$  : distance entre la ligne et l'impact de foudre.

Des modèles plus détaillés existent et l'utilisation de programme de calcul s'avère nécessaire pour plus de précision. [13]

### II.3. Effets des surtensions

L'onde de surtension, pleine ou coupée, se propage le long de la ligne, en subissant une certaine atténuation fonction de la distance de propagation et de l'intensité de l'effet couronne (pertes d'énergie par ionisation autour des conducteurs de ligne).

Lorsque cette onde mobile d'amplitude  $U_c$  atteint le poste, elle y engendre une surtension donnée par :

$$U_p = 2 \frac{U_c}{n}$$

Avec :  $U_c$  valeur de crête de l'onde incidente,

$n$  nombre de lignes arrivant au poste.

Ainsi, si le poste comporte au moins deux lignes connectées, la surtension qu'il subit ne dépasse pas l'amplitude de l'onde incidente et, pour peu que son isolement soit supérieur à celui de la ligne, rien ne se produira. On peut alors parler d'autoprotection des postes.

Au contraire, dans le cas d'un poste en antenne, où  $n=1$ , il se produit un doublement de la surtension qui risque de produire un amorçage, même si celui-ci n'a pas eu lieu en ligne.

En outre, les valeurs atteintes conduiraient à isoler exagérément les transformateurs, notons ici que l'amorçage dans une partie du poste ou le fonctionnement d'un éclateur produisent une onde coupée à front très raide, et que celui-ci est très néfaste pour le matériel bobiné.

Le doublement de surtension a également lieu à l'arrivée de l'onde au poste si le sectionneur ou le disjoncteur de la ligne est ouvert. [12]

En outre, on notera que pour celui-ci, la tension apparaissant entre bornes d'entrée et de sortie peut avoir deux composantes : l'une, côté ligne, est l'onde de choc de surtension majorée par la réflexion, l'autre, la tension à fréquence industrielle sur le reste du poste, qui peut se trouver de polarité opposée. Dans ce cas, la tension de crête aux bornes de l'appareil peut atteindre en valeur absolue la valeur  $U_r$  :

$$U_r = 2U_c + U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad \text{avec :}$$

$2U_c$  amplitude de la surtension côté ligne (compte tenu de la réflexion sur l'extrémité ouverte),

$U_m$  tension entre phases à fréquence industrielle.

#### **II.4. Protection contre les surtensions**

Les dispositifs de protection des réseaux électriques à courant alternatif contre les surtensions sont généralement de deux types ; l'éclateur et le parafoudre.

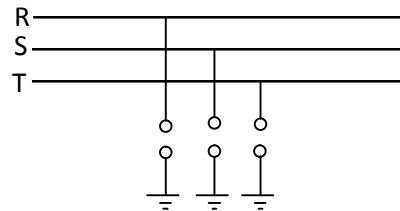
L'éclateur est encore utilisé sur les réseaux de distribution et de transport d'électricité, partout où les isolations des matériels à protéger est compatible avec la protection fournie par les éclateurs, c'est-à-dire lorsqu'il s'agit d'isolation dans l'air ou de matériels pour lesquels il n'est pas intéressant de rechercher de très bas niveaux d'isolement :

Matériel à haute tension HTA ou moyenne tension (20KV) et certains matériels haute tension HTB (63 ou 90KV) tel que, par exemple, les réducteurs de mesure.

Il est nécessaire en revanche, d'utiliser des parafoudres dès que l'on veut réduire l'isolement des matériels ou améliorer la qualité de service. Ces dispositifs présentent de meilleures caractéristiques de protection, moyennant toutefois un coup plus élevé.

### II.4.1. Les éclateurs

Le moyen le plus simple de protéger un réseau électrique est de placer des éclateurs selon le schéma suivant :



C'est le moyen le plus ancien, le plus robuste et le moins cher des moyens de protection, appelé aussi parafoudre à cornes.

Il existe deux types d'éclateurs :

Eclateur simple et éclateur avec soufflage magnétique, la figure suivante illustre ces deux types :

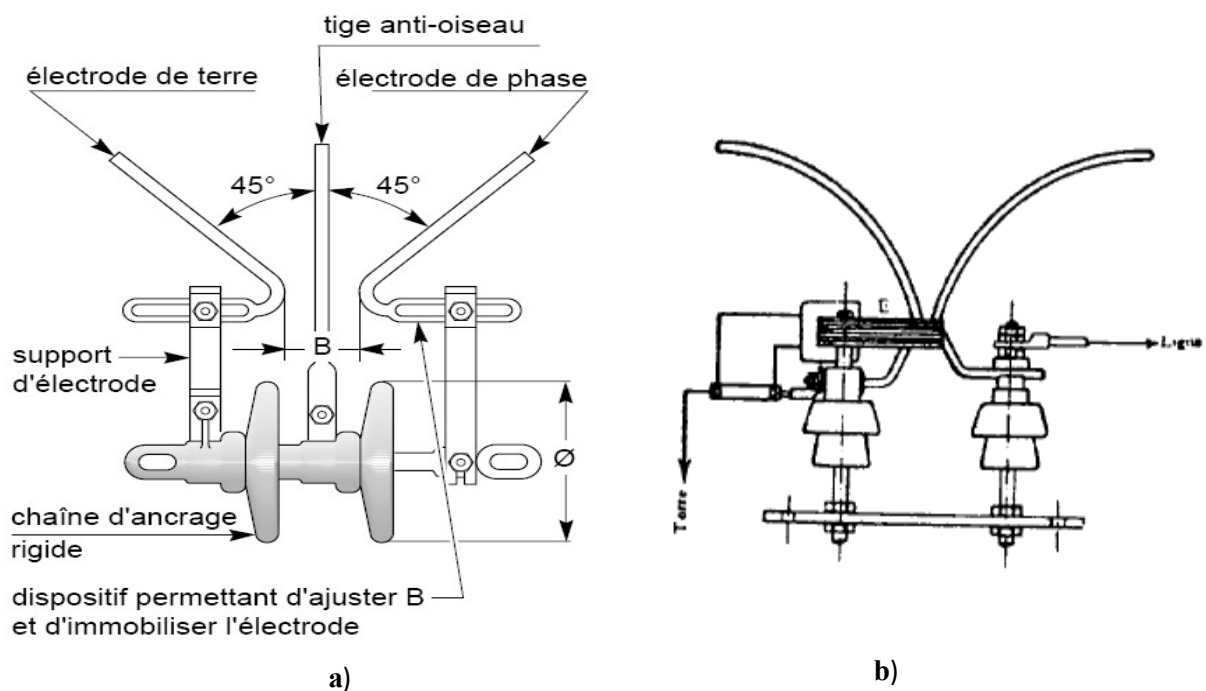


Figure II.9 : a) éclateur simple, b) éclateur à soufflage magnétique.

#### II.4.1.1. Constitution

Ils sont constitués de deux électrodes (tiges métalliques), coudées et disposées de manière à créer un point faible dans l'installation du réseau, une sorte de condensateur pointe-pointe, l'une des électrode est reliée à l'élément à protéger, l'autre à la terre, la

distance entre ces deux électrodes est réglable et détermine la tension d'amorçage, la forme et la nature de celles-ci sont très variables.

#### **II.4.1.2. Avantages**

- Le principal avantage de l'éclateur est son faible prix.
- Très robuste et très facilement réglable de sorte que ses caractéristiques peuvent être ajustées suivant sa fonction.

#### **II.4.1.3. Inconvénients**

- L'arc ne se désamorce pas spontanément après amorçage, le défaut artificiel ainsi créé doit être éliminé par l'action des protections et des disjoncteurs associés. De ce fait, l'éclateur ne doit pas fonctionner lors de surtensions de manœuvre, il est par ailleurs, à l'origine de coupures brèves très gênantes pour la qualité de service, spécialement en HTA.
- Le fonctionnement de l'éclateur conduit à une onde de tension coupée à front raide susceptible de provoquer des avaries au matériel bobiné situé à proximité.
- Le niveau d'amorçage est très fluctuant, il dépend de nombreux paramètres tel que les conditions atmosphériques, l'état d'ionisation de l'air, mais surtout de la vitesse de montée de la surtension appliquée, en particulier, lors de surtensions à front raide, la tension réellement atteinte sur l'appareil à protéger peut dépasser le niveau de protection de l'éclateur.
- Ils sont sensibles aux agressions extérieures (neige, gel, paille, etc.).

Malgré ses défauts et, surtout, à cause de son faible prix, l'éclateur demeure, sur les réseaux de distribution et de transport d'électricité (jusqu'à 225 kV), le dispositif de protection privilégié. En tout état de cause, l'éclateur reste un excellent moyen de protection des isolations dans l'air, les niveaux d'isolement du matériel à protéger subissant les mêmes fluctuations que les niveaux de protection des éclateurs. En revanche, il est moins bien adapté à la protection des autres matériels tels que les transformateurs, les câbles, les postes électriques sous enveloppe métallique, etc. On est alors amené à le remplacer par des parafoudres. [11,12]

**II.4.2.Parafoudre au Carbure de Silicium et à éclateurs**

Le parafoudre permet d'éviter la plupart des inconvénients inhérents au principe de l'éclateur.

Ses avantages sur l'éclateur sont : [11]

- une dispersion moins grande de la tension d'amorçage ;
- une extinction spontanée de l'arc ;
- une tension aux bornes du parafoudre, dite tension résiduelle, non nulle après amorçage, évitant ainsi la transmission d'une onde de tension coupée ;
- une insensibilité (jusqu'à un certain point) aux agressions extérieures.

**II.4.2.1.Parafoudre moyenne tension (HTA)****II.4.2.1.1.Constitution**

Ce parafoudre est constitué d'une ou plusieurs varistances, ou résistances non linéaires, au carbure de silicium, associées en série avec un ou plusieurs éclateurs. L'ensemble est placé dans une enveloppe isolante étanche remplie d'un gaz sec (air ou azote).

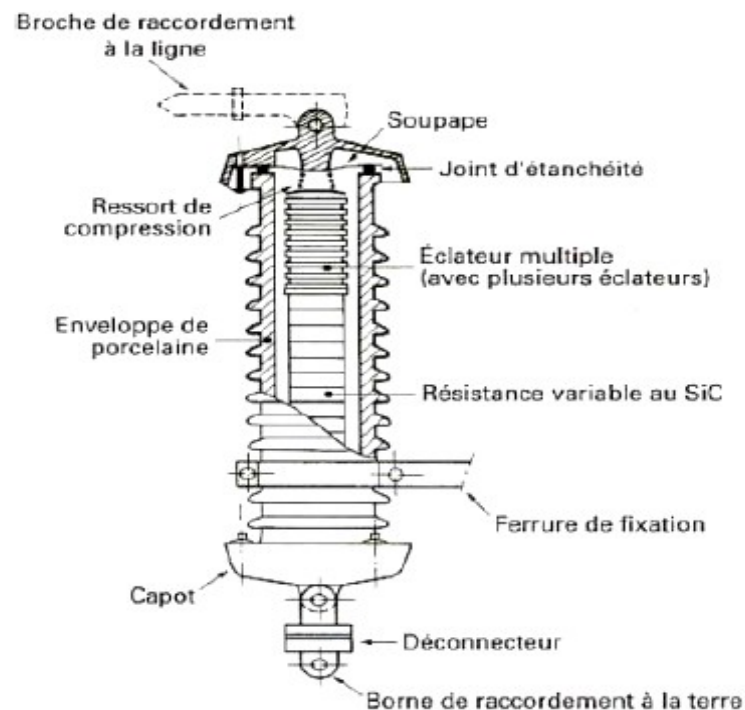
L'étanchéité est primordiale pour éviter la corrosion des éclateurs, les contournements de la partie active et la modification des caractéristiques. En subdivisant l'intervalle d'amorçage en plusieurs éclateurs élémentaires, on stabilise les caractéristiques d'amorçage du parafoudre. Les éclateurs sont constitués de disques de laiton emboutis, empilés et séparés par de petites pièces isolantes en céramique. Les résistances variables sont constituées de grains de carbure de silicium agglomérés par un liant et pressés sous forme de disques dont les faces parallèles sont métallisées et le pourtour recouvert d'un revêtement isolant destiné à éliminer les contournements. Figure 9.

**II.4.2.1.2.Principe de fonctionnement**

En fonctionnement normal, les éclateurs ne sont pas conducteurs. Lorsque survient une surtension supérieure au niveau d'amorçage, les éclateurs s'amorcent et provoquent l'écoulement du courant de décharge au travers des résistances dont la valeur est d'autant plus faible que le courant est élevé (caractéristique non linéaire), ce qui permet de limiter la surtension.

Après le passage du courant de décharge, le parafoudre reste conducteur, mais la tension à ses bornes diminue et la non.linéarité des résistances entraîne une décroissance plus rapide du courant qui peut alors être facilement interrompu par les éclateurs à son premier passage par zéro.

Ainsi, la surtension est écrêtée sans provoquer ni de défaut artificiel ni d'onde coupée, puisque la présence des résistances en série avec les éclateurs évite l'effondrement de la tension après l'amorçage.



**Figure II.10 :** schéma constitutif d'un parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs.

## II.4.2.2.Parafoudre haute tension (HTB)

### II.4.2.2.1.Constitution

Le coût de l'isolement étant d'autant plus important que la tension de service est élevée, on cherche à améliorer en haute tension HTB et très haute tension le niveau de protection des parafoudres. Cela veut dire qu'il faut réduire, d'une part, les tensions d'amorçage et, d'autre part, la tension résiduelle au courant nominal de décharge.

Pour diminuer, en toute sécurité, les tensions d'amorçage, il faut les stabiliser davantage. Pour ce faire, on adjoint au montage utilisé en HTA, des systèmes de répartition de tension composés de résistances non linéaires et de condensateurs. Ces systèmes permettent de maîtriser la tension appliquée à chaque éclateur individuel. Afin de diminuer les tensions d'amorçage, les éclateurs sont modifiés et sont ici constitués de deux électrodes de cuivre en regard, placés dans une chambre en céramique de forme cylindrique pour faciliter leur empilage avec les résistances non linéaires.

La diminution de la tension résiduelle au courant nominal de décharge est obtenue par l'emploi d'éclateurs à soufflage magnétique. Les arcs, une fois allumés, sont étirés dans la chambre en céramique sous l'effet d'un champ magnétique créé par une bobine parcourue par le courant traversant le parafoudre. Le profil cannelé de la chambre en céramique favorise l'allongement de l'arc. Ainsi, la tension d'arc étant considérablement augmentée, le parafoudre se désamorce spontanément bien avant le passage par zéro de la tension de service, limitant ainsi l'énergie à dissiper par les résistances non linéaires et facilitant la désionisation de l'air dans les chambres en céramique. Figure 11.

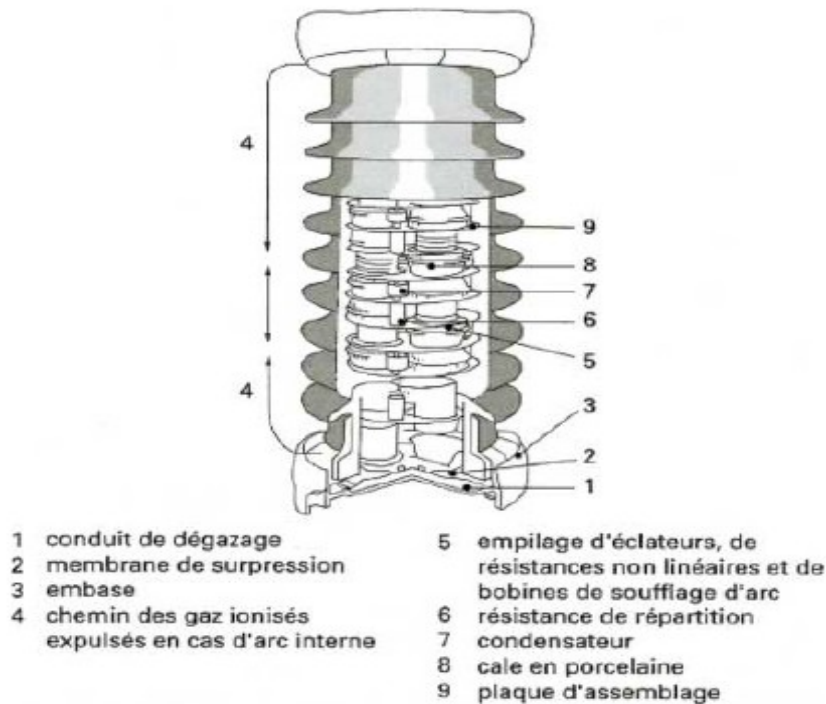
#### **II.4.2.2.2.Principe de fonctionnement**

En régime permanent, le parafoudre est parcouru par le très faible courant (de l'ordre du milliampère) drainé par le système de répartition de tension.

Lorsque survient une surtension supérieure au niveau d'amorçage, les éclateurs s'amorcent et le courant augmente alors rapidement. La bobine présente vis.à.vis de ce courant une impédance élevée et le courant s'écoule par l'intermédiaire des résistances non linéaires placées en parallèle sur la bobine de soufflage.

Après le passage de la surtension, les éclateurs fortement ionisés ne se désamorcent pas. Le courant traversant le parafoudre est alors issu du réseau. Son amplitude et ses variations sont beaucoup plus faibles, si bien que l'impédance de la bobine diminue considérablement et celle-ci va être, à son tour, parcourue par le courant. Sous l'effet du champ magnétique créé par cette bobine, l'arc est étiré dans la chambre en céramique.

La tension d'arc augmente. Lorsque la tension d'arc atteint la tension appliquée au parafoudre, celui-ci se désamorce et retrouve le régime permanent.



**Figure II.11** : schéma constitutif d'un parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateurs.

#### II.4.3.Parafoudres à Oxyde de Zinc

C'est au cours des années soixante que des varistances constituées d'une céramique à base d'oxyde de zinc sont apparues sur le marché pour la protection des circuits électroniques.

Dès 1970, des constructeurs de parafoudres se sont lancés dans la mise au point de parafoudres utilisant ces céramiques. Pour l'électrotechnicien, ces composants présentent deux avantages essentiels :

- d'une part, ils ont un coefficient de non.linéarité si important que l'on peut en faire des parafoudres sans éclateurs ;
- d'autre part, leur capacité d'absorption d'énergie est élevée et on peut les utiliser sur tous les réseaux, de l'électronique jusqu'au transport d'énergie à très haute tension (225 ou 400 kV). [11]

##### II.4.3.1.Constitution

Alors que la technologie des parafoudres à éclateurs dépend fortement du niveau de tension considéré, ces nouveaux composants sont, de la moyenne tension aux plus hautes tensions, constitués simplement d'un empilage de résistances non linéaires à oxyde de zinc.

Parfois, mais uniquement pour les très hautes tensions, ils comportent quelques capacités additionnelles placées en parallèle sur les varistances à la partie supérieure des parafoudres et destinées à améliorer la répartition de tension le long de la colonne de varistance. Le tout est placé dans une enveloppe étanche et isolante généralement en porcelaine ou en matériau synthétique.

Cette simplicité de constitution n'est pas pour autant synonyme de facilité de construction.

La fabrication des céramiques requiert, en effet, beaucoup de soin et de savoir-faire, car leurs caractéristiques et leur stabilité dépendent des paramètres de fabrication de façon très sensible. Les céramiques sont constituées principalement d'oxyde de zinc (pour 90 % en masse) et d'un mélange d'autres oxydes (oxydes de bismuth, de cobalt, de manganèse, de chrome, d'étain, etc.). Ces différents oxydes, de pureté et granulométrie soigneusement contrôlées, sont mélangés en phase aqueuse. Le mélange obtenu est ensuite séché, traité thermiquement (vers 700°C), puis rebroyé.

Après y avoir introduit des liants organiques, la poudre est compactée sous forme de disques. Les pièces ainsi réalisées sont traitées thermiquement à une température de l'ordre de 600°C afin d'éliminer les liants organiques, puis elles sont frittées à très haute température (vers 1 200°C) de façon à densifier l'ensemble et à obtenir l'effet de non.linéarité recherché.

Les pastilles sont ensuite revêtues, sur leur pourtour, d'une couche généralement de nature vitreuse, qui favorise la tenue à long terme, puis d'une couche de résine, assurant la tenue diélectrique de la varistance.

Elles sont également métallisées, sur chacune des faces parallèles, par projection d'aluminium en fusion.

#### **II.4.3.2.Principe de fonctionnement**

Tout l'intérêt de la varistance à base d'oxyde de zinc réside dans sa caractéristique courant-tension.

Sous la tension de service permanent, son impédance est très élevée et la varistance est parcourue par un courant très faible (inférieur à 1 mA). Lorsqu'une surtension apparaît, la résistance diminue rapidement, la varistance écrête la surtension en lui livrant un chemin préférentiel pour écouler l'énergie correspondante vers la terre. La non.linéarité est telle que

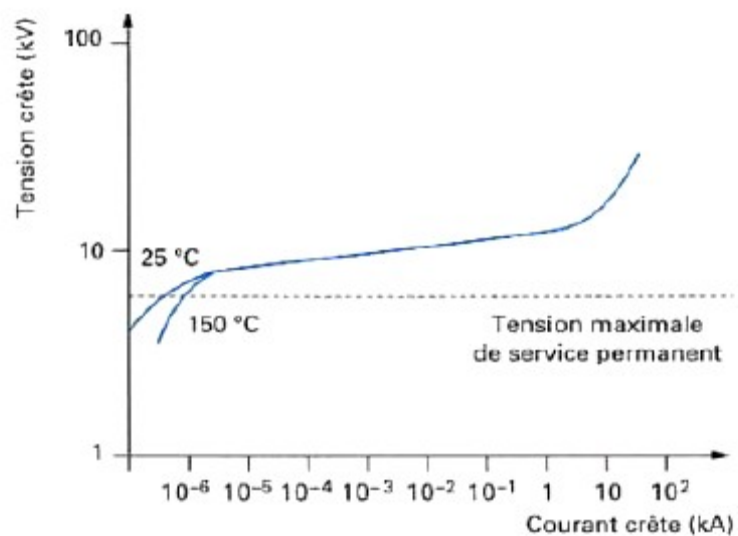


**Figure II.12-a :** vue d'ensemble d'un parafoudre raccordé à une phase de la ligne.



**Figure II.12-b :** éléments constitutifs d'un parafoudre à oxyde de zinc (ZnO).

Lorsque le courant traversant la varistance passe de 0,1 mA à 10 kA, la tension à ses bornes n'est multipliée que par deux environ, ce qui fait de cet élément un dispositif de protection presque idéal.



**Figure II.13 :** caractéristique typique courant-tension d'une varistance à oxyde de zinc.

**II.4.4. Protection par câble de garde**

La protection des lignes aériennes contre les surtensions de foudre s'avère nécessaire et ce, en utilisant un câble de garde, qui est un câble en acier suspendu sur les pylônes et passe au dessus de la ligne à protéger. Cependant, des conditions d'installation relatives à la géométrie des installations, doivent être respectées afin que celui-ci soit efficace. [12]

**II.4.4.1. Condition pour que la foudre touche les câbles de garde**

Il est possible de déterminer par le calcul l'angle de protection optimal, à partir du modèle électro-géométrique d'impact, et par conséquent la disposition optimale des câbles de garde. Des abaques sont ensuite déduites, sur lesquels on peut lire directement l'angle de protection à adopter pour une ligne donnée, en fonction des paramètres réduits :  $y/r_c$  et  $c/r_c$ , tel que :

$y$  : hauteur moyenne des conducteurs de phase ;

$c$  : distance moyenne séparant le câble de garde et le conducteur de phase le plus proche (conducteur extérieur dans le cas d'une ligne en nappe) ;

$r_c$  : distance d'amorçage critique, c'est-à-dire, la distance d'amorçage qui correspond au courant de foudre critique,  $I_c$  soit :

$$r_c = 6,7 I_c^{0,8} .$$

L'abaque fournit alors l'angle de protection moyen  $\theta_0$  protégeant le conducteur extérieur. Généralement, le conducteur central d'une ligne à 1 terre est alors automatiquement protégé.

**II.4.4.2. Angle de construction et position d'accrochage**

Comme la flèche du câble de garde est en général plus petite que la flèche des conducteurs, l'angle de protection varie tout le long d'une portée. Ayant calculé l'angle de référence  $\theta_0$ , il convient de tenir compte de cette variation pour déterminer la position d'accrochage du câble de garde et l'angle de construction  $\theta_p$  au pylône. En général,  $\theta_p > \theta_0$  et il en résulte une protection théoriquement un peu moins bonne du premier quart de portée au voisinage du pylône, mais ce fait est largement compensé par la tendance très nette qu'ont les pylônes à attirer les coups de foudre. Par ailleurs la protection sera meilleure en milieu de portée où l'angle sera au contraire plus petit que  $\theta_0$ . [12]

**II.5. Conclusion**

Les surtensions indiquées dans ce chapitre ont été l'objet d'investigations dans de nombreux laboratoires dans le monde, bien qu'elles ne soient pas les seules à exister, celles ci ont des caractéristiques communes, et certaines d'entre elles sont très difficiles à prévoir, et les protections recommandables dans la plupart des cas sont efficaces, les plus répandues dans les postes de transformation des centrales de production sont principalement les câbles de garde et les parafoudres (ZnO pour la plupart), ces derniers présentent des caractéristiques tension/courant bien adaptées et répondent bien aux sollicitations et besoins des utilisateurs.

Particulièrement les ondes impulsionnelles, connues pour leurs effets destructeurs, lorsqu'elles se propagent dans les réseaux, à une très grande vitesse, et grandes amplitudes, subissent des déformations, lorsqu'elles rencontrent des points de jonction entre des éléments de différentes impédances, se soumettent à des réflexions et réfractions. Oscillant à des fréquences très grandes, lorsqu'elles sont égales aux fréquences propres du système qu'elles traversent, celles ci entrent en résonance, alors elles s'amplifient indéfiniment, il peut s'avérer qu'elles soient mêlées à un ou plusieurs autres facteurs leur donnant l'aspect des ondes classées des plus dangereuses.

Le temps que prend l'onde pour se développer à partir du moment de son apparition jusqu'à son extinction étant très court, on parle alors de phénomène transitoire.

L'étude de la propagation d'un tel phénomène dans les réseaux fait appel à des circuits à constante répartie en plusieurs éléments (plusieurs cellules en  $\pi$ ) dans lesquels on fait apparaître les éléments passifs qui tiennent compte des effets électromagnétiques et thermiques se manifestant dans les éléments du réseaux considéré, que l'on va considérer

comme schéma de calcul plus précis, et les équations qui décrivent la répartition des tensions et courants au niveau de chaque point comme model mathématique. Ceci fera l'objet du prochain chapitre, dans lequel on citera plus en détail les raisons, l'analyse et les différents résultats des choix adoptés.

# **CHAPITRE III**

## ***Régimes transitoires et modélisation du système***

## Introduction

Il a été mentionné dans le chapitre précédent que la plupart des surtensions qui surviennent au niveau d'un point donné de la ligne se propagent à une vitesse infiniment grande et leurs fréquences sont de l'ordre de kilohertz au mégahertz donc le temps qu'elles prennent jusqu'à leur extinction est infiniment petit.

En plus du fait que les inductances et capacités des lignes et câbles sont responsables de la déformation des ondes impulsionnelles touchant ces réseaux, leur répartition en fonction du temps le long de tous les circuits qu'elles parcourent n'est pas uniforme (leurs amplitudes diffèrent d'un point à l'autre), d'autre part, le schéma équivalent du transformateur qui est adopté dans cette étude, ne tient pas compte des effets magnétiques pouvant résulter de la non linéarité du circuit magnétique, et de l'enroulement secondaire du transformateur, car les surtensions résultant dans l'enroulement sont de hautes fréquences, l'effet du noyau est négligeable, et le rapport de transformation qui est différent de celui à 50 Hz....

L'étude des réseaux d'énergie électrique à constante localisée résulte d'une approximation d'autant moins valable que la fréquence des sources est élevée. [18]

### III.1. Transformateur en régime permanent

#### III.1.1. Modèle de transformateur à 50 Hz

Considérons deux enroulements de  $n_1$  et  $n_2$  spires qui sont placés sur un même circuit magnétique, sont traversés par le même flux magnétique, choisissons un sens positif pour les lignes d'induction (que l'on le déduit d'après la règle de tire-bouchon), les sens positifs des courants  $i_1$  et  $i_2$  qui traversent les enroulements primaire et secondaire sont représentés sur la figure (III.1). [7]

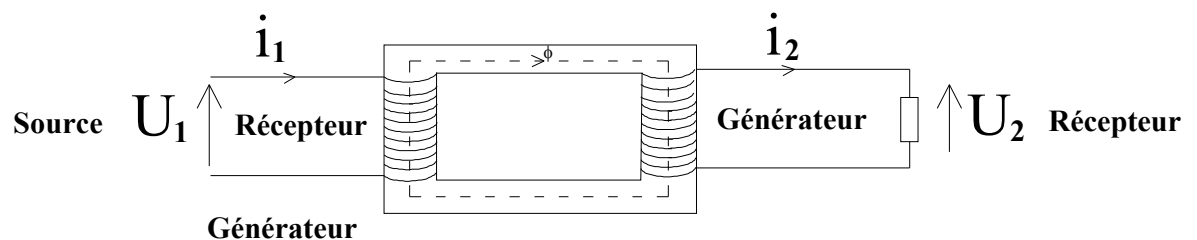


Figure III.1- Deux bobines couplées sur un circuit magnétique

Le schéma équivalent de ce transformateur, dans le cas d'un régime de fonctionnement normales (tension et fréquence nominales), est montré dans la figure (III.2), ce modèle représente un transformateur idéal ou parfait avec un rapport de transformation  $m$  tel que :

$$m = \frac{n_2}{n_1} ;$$

Dans lequel nous avons :

- $U_1$  : tension au primaire ;
- $U_2$  : tension au secondaire ;
- $R_1, X_1$  : résistances et réactance de l'enroulement primaire ;
- $R_2, X_2$  : résistance et réactance de l'enroulement secondaire ;
- $L_m$  : Inductance de magnétisation du circuit magnétique ;
- $R_f$  : Résistance qui présente les différentes pertes dans le circuit magnétique. [7]

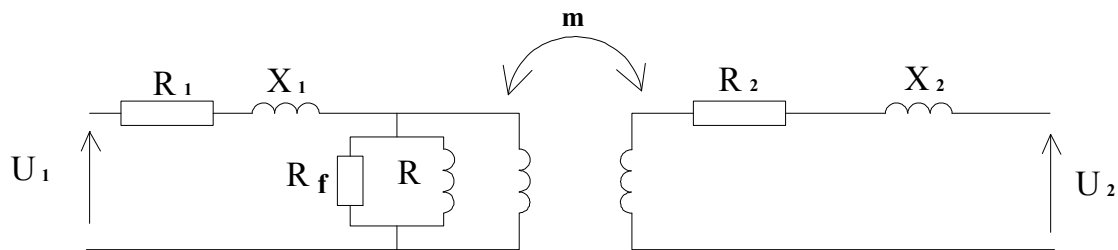


Figure III.2- Modèle d'un transformateur monophasé

### III.1.2.Caractéristiques d'un transformateur [8]

Un transformateur est caractérisé par :

- La puissance apparente nominale (en KVA).
- La tension primaire nominale (en KV).
- La tension secondaire nominale (en KV).
- La fréquence (50 à 60Hz).
- Le couplage des enroulements.
- Le lieu d'installation.
- Le mode de refroidissement.

### III.1.3. Les surtensions transitoires dans les transformateurs

La nature des phénomènes, qui se produisent dans un transformateur pendant l'action des surtensions, dépend de la forme de l'onde électromagnétique ; on distingue :

- Les ondes apériodiques simples, fig. (III.3.a).
- Les ondes apériodiques complexes, fig. (III.3.b).
- Les ondes périodiques (apparaissant pendant le phénomène de commutation, de défaut et de la ferorésonances), fig. (III.3.c). [4]

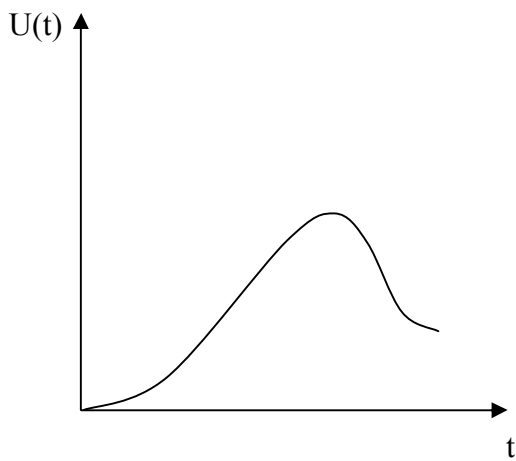


Fig. (III.3.a)

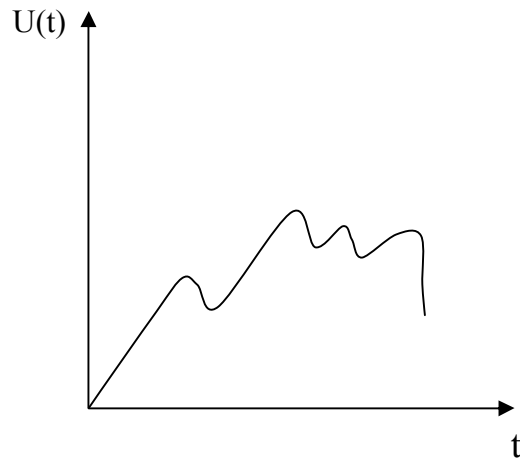


Fig. (III.3.b)

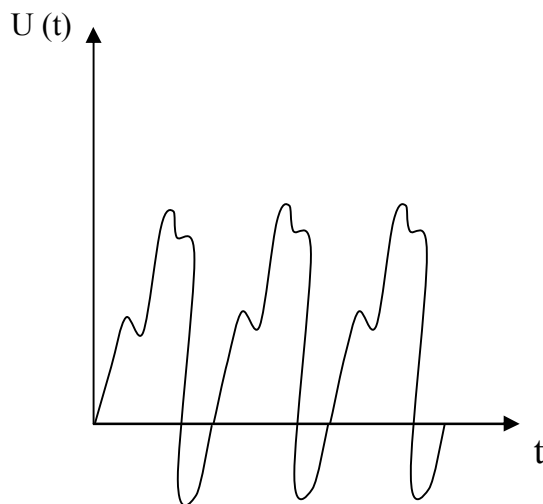
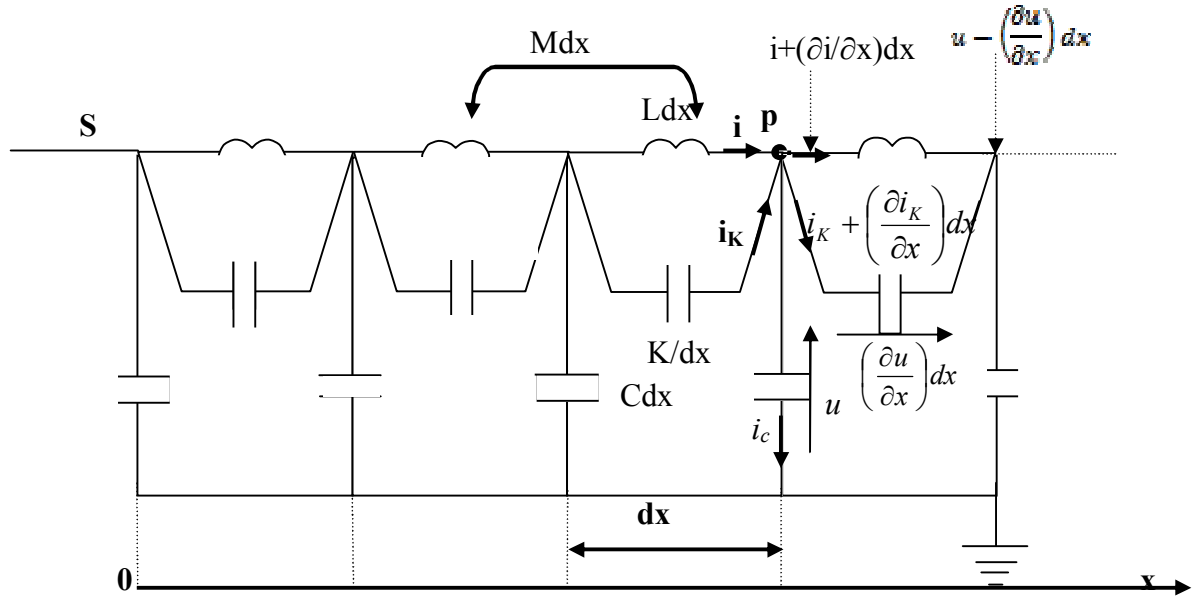


Fig. (III.3.c)

### III.1.4. Schéma équivalent d'un transformateur soumis aux surtensions :

Le schéma équivalent de l'enroulement HT de transformateur est déduit d'après celui de la ligne. Le schéma est caractérisé par la capacité longitudinale et par l'existence des liaisons mutuelles entre les flux magnétiques des éléments, et la capacité transversale d'un élément de l'enroulement (par rapport à la cuve). La figure III.4.a. [2]



**Fig. (III.4.a) :** Schéma équivalent de l'enroulement sans l'influence du noyau

$L$  (H/m) : Inductance propre des éléments de l'enroulement.

$M$  (H/m) : Inductance mutuelle entre les éléments des enroulements.

$K$  (F/m) : Capacité longitudinale entre éléments.

$C$  (F/m) : Capacité transversale des éléments de l'enroulement.

#### III.1.4.1. Équation du circuit :

En appliquant la loi de Kirchhoff au nœud (p) situé à l'abscisse  $x$  à partir du début de l'enroulement. [2] On aura :

$$i + i_k - i_c - \left( i + \frac{\partial i}{\partial x} dx \right) - \left( i_k + \frac{\partial i_k}{\partial x} dx \right) = 0 \quad (\text{III-1})$$

D'où:

$$i_c = - \frac{\partial(i + i_k)}{\partial x} dx \quad (\text{III-2})$$

$$\text{On a : } i_c = C \cdot dx \frac{\partial u}{\partial t} \quad (\text{III-3})$$

D'après (III-2) et (III-3) on aura :

$$-\frac{\partial(i + i_k)}{\partial x} dx = C \cdot dx \frac{\partial u}{\partial t}$$

Donc :

$$\frac{\partial(i + i_k)}{\partial x} = -C \frac{\partial u}{\partial t} \quad (\text{III-4})$$

Sur la capacité k, on a la relation suivante :

$$i_k = \frac{K}{dx} \cdot \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial t} \cdot dx \quad (\text{III-5})$$

D'où:

$$i_k = K \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial t} \quad (\text{III-6})$$

Et :

$$\frac{\partial i_k}{\partial x} = K \frac{\partial^3 u}{\partial x^2 \partial t} \quad (\text{III-7})$$

Sur l'inductance L, on a :

$$u - \left( u + \frac{\partial u}{\partial x} dx \right) = -L dx \cdot \frac{\partial i}{\partial t} \quad (\text{III-8})$$

D'où :

$$\frac{\partial u}{\partial x} = L \frac{\partial i}{\partial t} \quad (\text{III-9})$$

Et :

$$\frac{\partial i}{\partial t} = \frac{1}{L} \cdot \frac{\partial u}{\partial x} \quad (\text{III-10})$$

En multipliant les deux membres par  $\frac{\partial t}{\partial x}$  on aura :

$$\frac{\partial i}{\partial x} = \frac{1}{L} \frac{\partial u}{\partial x} \cdot \frac{\partial t}{\partial x} \quad (\text{III-11})$$

En sommant (III-11) et (III-7) on obtient :

$$\frac{\partial(i + i_k)}{\partial x} = -\frac{1}{L} \frac{\partial u}{\partial x} \cdot \frac{\partial t}{\partial x} - K \frac{\partial^3 u}{\partial x^2 \partial t} \quad (\text{III-12})$$

### III.1.4.2 Équation différentielle

En égalant les équations (III-4) et (III-12), puis en multipliant les deux membres par  $L \frac{\partial u}{\partial t}$ , on aura :

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + LC \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + LK \frac{\partial^4 u}{\partial x^2 \partial t^2} = 0 \quad (\text{III-13})$$

On obtient une équation de la même forme pour les courants.

### III.1.4.3. Solution de l'équation différentielle

La solution de l'équation (III-13) est de la forme :

$$u(x,t) = U_0 \cos \omega t \cdot \sin \beta x \quad (\text{III-14})$$

$U_0$  : amplitude de la tension ;

$\omega$  : La pulsation,  $\omega = 2\pi f$  ;

$\beta$  : La constante de propagation,  $\beta = 2\pi / \lambda$  ;

$\lambda$  : La longueur d'onde.

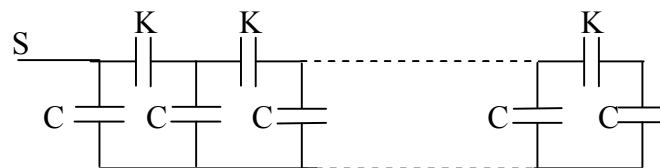
Cette solution représente une onde stationnaire.

### III.1.5. Répartition de la surtension le long d'un enroulement :

#### III.1.5.1. Répartition initiale de la tension :

L'enroulement d'un transformateur a été vu se comporter initialement comme une capacité quand il est soumis à des surtensions impulsionnelles, cependant, son comportement à long terme est celui d'une inductance, ce qui le pousse à se comporter tel un réseau complexe entre ces deux étapes. Pendant l'application d'un taux de changement très rapide de courant ou de tension, le courant ne peut pas circuler dans l'enroulement à cause des grandes réactances inductives, mais il est prêt à circuler facilement à travers les réactances capacitatives entre spires et entre spires et les parties mises à la terre, le mettant jouer un rôle vital dans la stabilisation de la distribution initiale de la tension. Le secondaire chargé affecte le flux magnétique, donc l'inductance, qui est un facteur décisif pour la forme du phénomène de décharge, [18], les ondes s'amortissent suite à des pertes dans les résistances.

Dans ces conditions, le schéma équivalent de l'enroulement sera donné par la figure (III-5.) :



**Figure III.5 :** Schéma équivalent simplifié de l'enroulement HT lors de la répartition initiale de la tension.

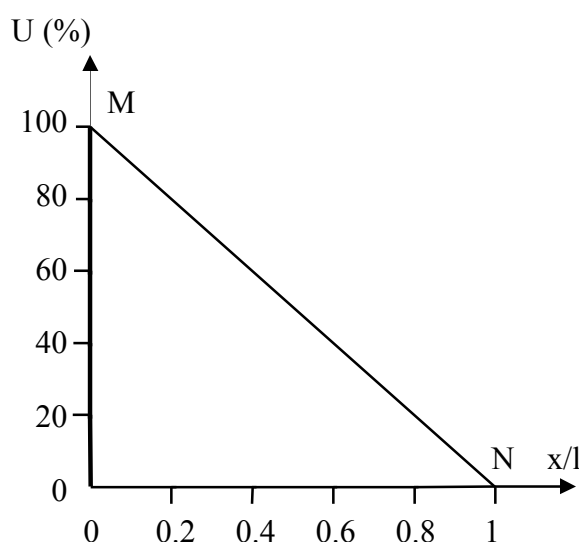
Examinons le schéma de la figure ci-dessus, et admettons que le neutre de l'enroulement est mis à la terre.

- **Si  $C=0$**

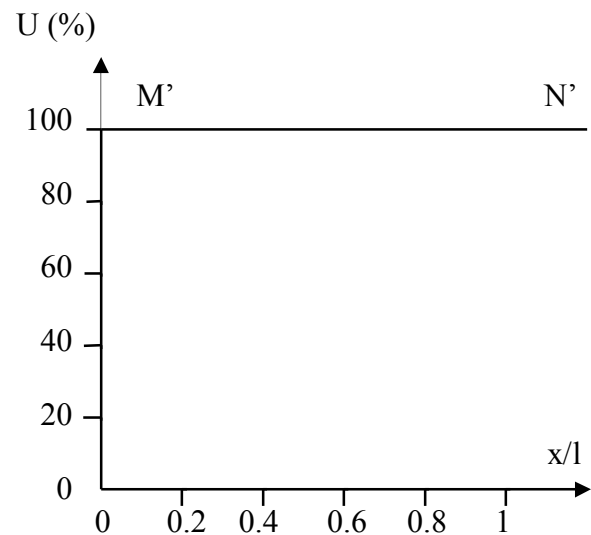
Toutes les capacités  $K$  sont en série, et ce circuit est parcouru par un courant de même valeur. Avec des capacités  $K$  identiques, nous obtenons une répartition uniforme de la forme de la tension suivant la longueur de l'enroulement, c'est-à-dire la même répartition qu'en régime permanent.

La répartition est représentée par une droite inclinée, réunissant les points (M) et (N) qui correspondent respectivement à la borne d'entrée de l'enroulement qui se trouve sous la tension  $U_1$ , et à la borne de sortie dont le potentiel est nul (figure III.5.a).

Dans le cas où le neutre serait isolé de la terre, nous aurons une répartition uniforme de la tension représentée par la droite  $M'N'$  (figure III.5.b).



**-a - Neutre mis à la terre**



**-b - Neutre isolé de la terre**

**Figure (III.5) : Répartition initiale de la tension le long de l'enroulement.**

- **Si  $K = 0$  :**

Le courant de la ligne se dirigera vers la terre seulement à travers la capacité  $C$  au début de l'enroulement, cela signifie que toute la tension est concentrée dans la première spire qui est donc soumise à une très forte surtension.

La répartition de la tension est représentée par une droite verticale réunissant les points M et 0 "origine des axes" (figure III.5.a).

La répartition réelle de la tension le long de l'enroulement dont le neutre est mis à la terre se trouve entre ces deux limites ( $C = 0$  et  $K = 0$ ). Une analyse mathématique très

détaillée montre que la tension le long de l'enroulement est répartie suivant une loi hyperbolique. En un point d'abscisse  $x$ , compté à partir de la borne d'entrée, la tension initiale  $U_0(x)$  est fournie par les relations suivantes :

- Pour un transformateur dont le neutre est mis à la terre :

$$U_0(x) = U_{choc} \left[ \frac{sh\alpha(\ell - x)}{sh\alpha\ell} \right] \quad (\text{III-15})$$

- Pour un transformateur dont le neutre est isolé de la terre :

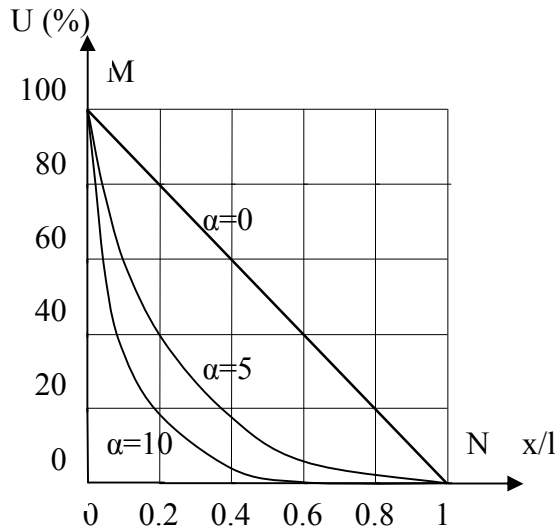
$$U_0(x) = U_{choc} \left[ \frac{ch\alpha(\ell - x)}{ch\alpha\ell} \right] \quad (\text{III-16})$$

$U_{choc}$  : La valeur maximale de la tension appliquée à la borne de l'enroulement.

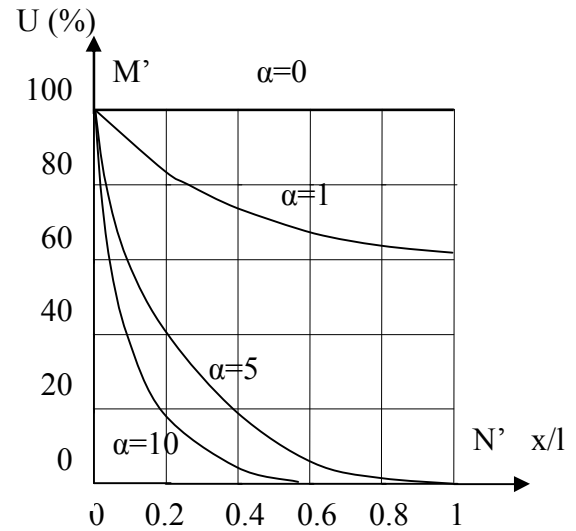
$\ell$  : La longueur totale de l'enroulement.

$\alpha = \sqrt{\frac{C_{total}}{K_{total}}}$  : présente le facteur de la répartition initiale de tension.

La répartition initiale de la tension, dans le transformateur pour les différentes valeurs de  $\alpha$  est donnée par les figures (III.6.a) et (III.6.b).



**Fig. (III.6.a)** neutre mis à la terre



**Fig. (III.6.b)** neutre isolé de la terre

**Figure (III.6) :** Répartition initiale de la tension dans le transformateur pour différentes valeurs de  $\alpha$ .

### III.1.5.2. Démonstration

Dans l'hypothèse où  $L\omega \longrightarrow \infty$ , l'équation (III-13) devient :

$$C \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + K \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = 0 \quad (\text{III-17})$$

Pour le calcul de la répartition initiale de la tension à  $t = 0$ , on pose  $U(x, 0) = U_{x0}$

L'équation (III-17) devient :

$$C \cdot U_{x0} + K \frac{\partial^2 U_{x0}}{\partial x^2} = 0 \quad (\text{III-18})$$

Or :

$$\frac{\partial^2 U_{x0}}{\partial x^2} + \frac{C}{K} U_{x0} = 0 \quad (\text{III-19})$$

La solution de l'équation différentielle (III-19) est de type :

$$U_{x0} = A \cdot e^{\alpha x} + B \cdot e^{-\alpha x} \quad (\text{III-20})$$

Où :  $A$  et  $B$  sont des constantes d'intégration à déterminer par les conditions aux limites.

#### Conditions aux limites :

**a - Neutre mis à la terre :**

- Pour :  $x = 0$  (injection de la tension).

$$U_{x0} = 1 \text{ pu} \quad (\text{III-21})$$

- Pour :  $x = \ell$ .

$$U_{xl} = 0 \text{ pu} \quad (\text{III-22})$$

En injectant (III-21) et (III-22) dans l'équation (III-20) on aura :

- Pour :  $x = 0$ .

$$1 = A + B \quad (\text{III-23})$$

D'où :

$$B = 1 - A$$

- Pour :  $x = \ell$ .

$$A \cdot e^{\alpha \ell} + B \cdot e^{-\alpha \ell} = 0 \quad (\text{III-24})$$

En introduisant (III-23) dans (III-24) on aura :

$$A = \frac{-e^{-\alpha \ell}}{e^{\alpha \ell} - e^{-\alpha \ell}} \quad (\text{III-25})$$

En introduisant (III-25) et (III-23) dans l'équation (III-20) on aura :

$$U_{x0} = \frac{e^{[\alpha(\ell-x)]} - e^{[-\alpha(\ell-x)]}}{e^{(\alpha\ell)} - e^{-(\alpha\ell)}} = \frac{sh[\alpha(\ell-x)]}{sh(\alpha\ell)} \quad (\text{III-26})$$

Sachant que:

$$U_{x0} = \frac{U_0(x)}{U_{choc}} \quad (\text{III-27})$$

Donc :

$$U_0(x) = U_{choc} \frac{sh[\alpha(\ell-x)]}{sh(\alpha\ell)} \quad (\text{III-28})$$

**b-** Neutre isolé de la terre:

- Pour :  $x = 0$  (injection de la tension).

$$U_{x0} = 1 \text{ pu} \quad (\text{III-29})$$

- Pour :  $x = \ell$ .

$$i + i_k = 0 \text{ pu} \quad (\text{III-30})$$

D'après (III-12) :

$$(i + i_k)_{x=\ell} = \frac{1}{L} \int \left( \frac{\partial U}{\partial x} \right)_{x=\ell} dt + K \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\partial U}{\partial x} \right)_{x=\ell} = 0 \quad (\text{III-31})$$

D'où :

$$\left( \frac{\partial U}{\partial x} \right)_{x=\ell} = 0 \text{ pu.} \quad (\text{III-32})$$

En introduisant (III-29) et (III-32) dans (III-20) on aura :

- pour  $x = 0$  :

$$1 = A + B \quad (\text{III-33})$$

D'où :

$$B = 1 - A$$

- pour  $x = \ell$

$$\alpha A e^{\alpha \ell} - \alpha B e^{-\alpha \ell} = 0$$

$$A = \frac{e^{-\alpha \ell}}{e^{\alpha \ell} + e^{-\alpha \ell}} \quad (\text{III-35})$$

en introduisant (III-35) dans (III-20) on aura :

$$U_{x0} = \frac{e^{[\alpha(x-\ell)]} + e^{[-\alpha(x-\ell)]}}{e^{(\alpha\ell)} + e^{-(\alpha\ell)}} \quad (\text{III-36})$$

finalement :

$$U_0(x) = U_{choc} \frac{ch[\alpha(x-\ell)]}{ch(\alpha\ell)} \quad (\text{III-37})$$

### III.1.6.1. Gradient de la tension :

La rigidité diélectrique de l'isolement est déterminée d'après le gradient de la tension des deux éléments voisins (bobine, spire) de l'enroulement. D'après les figures (III-6.a) et (III-6.b), on voit qu'aux premiers instants, le plus grand gradient de la tension a lieu au début de l'enroulement, donc sur ses premières spires ( $x = 0$ ). La valeur de ce gradient est déterminée par la première dérivée  $\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)$ .

Les valeurs de cette dérivée sont déterminées à partir des expressions de la répartition initiale, en tenant compte du fait que pour  $\alpha \geq 3$  nous avons :

$$\text{th } \alpha \approx \coth \alpha = 1. \quad (\text{III-38})$$

Nous aurons dans ce cas :

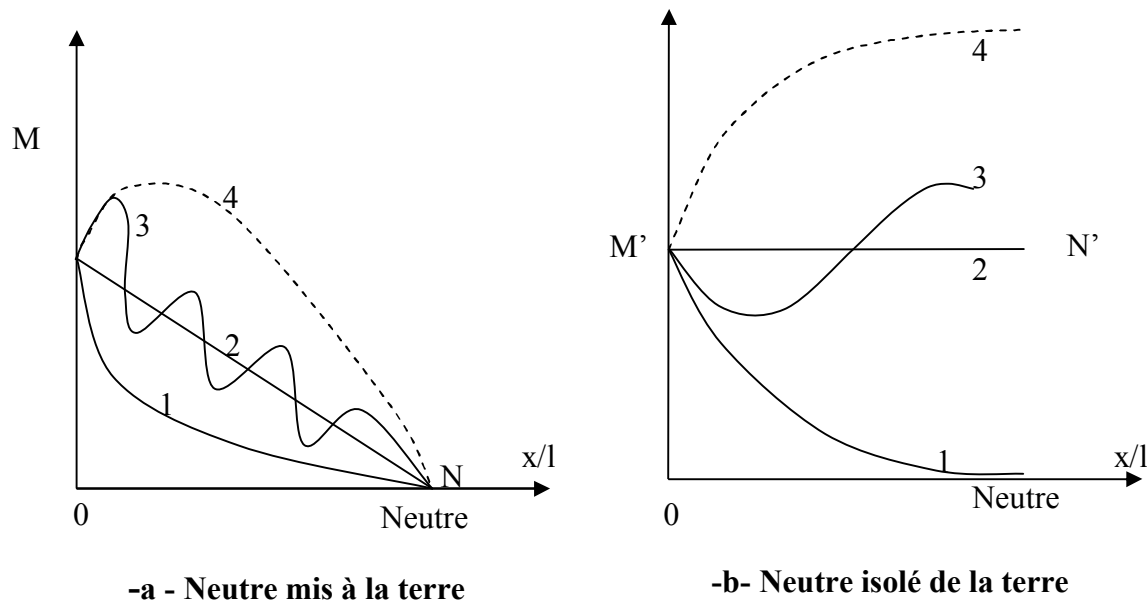
$$\left. \frac{\partial u_x}{\partial x_0} \right|_{x=0} = -\alpha \cdot U_{choc} \quad (\text{III-39})$$

### III.1.6.2. Répartition finale de la tension :

Les courbes de la répartition initiale pour  $\alpha = 10$  représentées sur les figures (III.6.a) et (III.6.b) correspondent à l'instant initial du phénomène pour  $t = 0$ . Après un certain temps, l'onde de la surtension se répartit uniformément le long de l'enroulement.

- Lorsque le neutre est mis à la terre, la répartition finale de la tension est représentée par une droite inclinée MN (figure III.7.a).

- Lorsque le neutre est isolé de la terre, tout l'enroulement atteint finalement le même potentiel et la répartition finale correspond à une droite M'N', parallèle à l'axe des abscisses (figure III.7.b).



**Fig. (III-7) : Répartition finale de la tension**

- |                           |                               |
|---------------------------|-------------------------------|
| 1 Répartition - initiale. | 3- Répartition intermédiaire. |
| 2- Répartition finale.    | 4- Répartition maximale.      |

### III.1.6.3. Phénomène transitoire de la tension le long de l'enroulement

Le passage de la répartition initiale à la répartition finale de la tension, se fait par des oscillations ayant lieu dans le temps et dans l'espace. Ce phénomène est amorti au cours du temps, ceci est dû aux résistances des enroulements, et amplifié du fait de la réflexion de l'onde mobile.

Pour les hypothèses les plus simples, l'expression cherchée est obtenue comme intégrale d'une équation différentielle aux dérivées partielles du quatrième ordre.

Une analyse détaillée donne les résultats suivants :

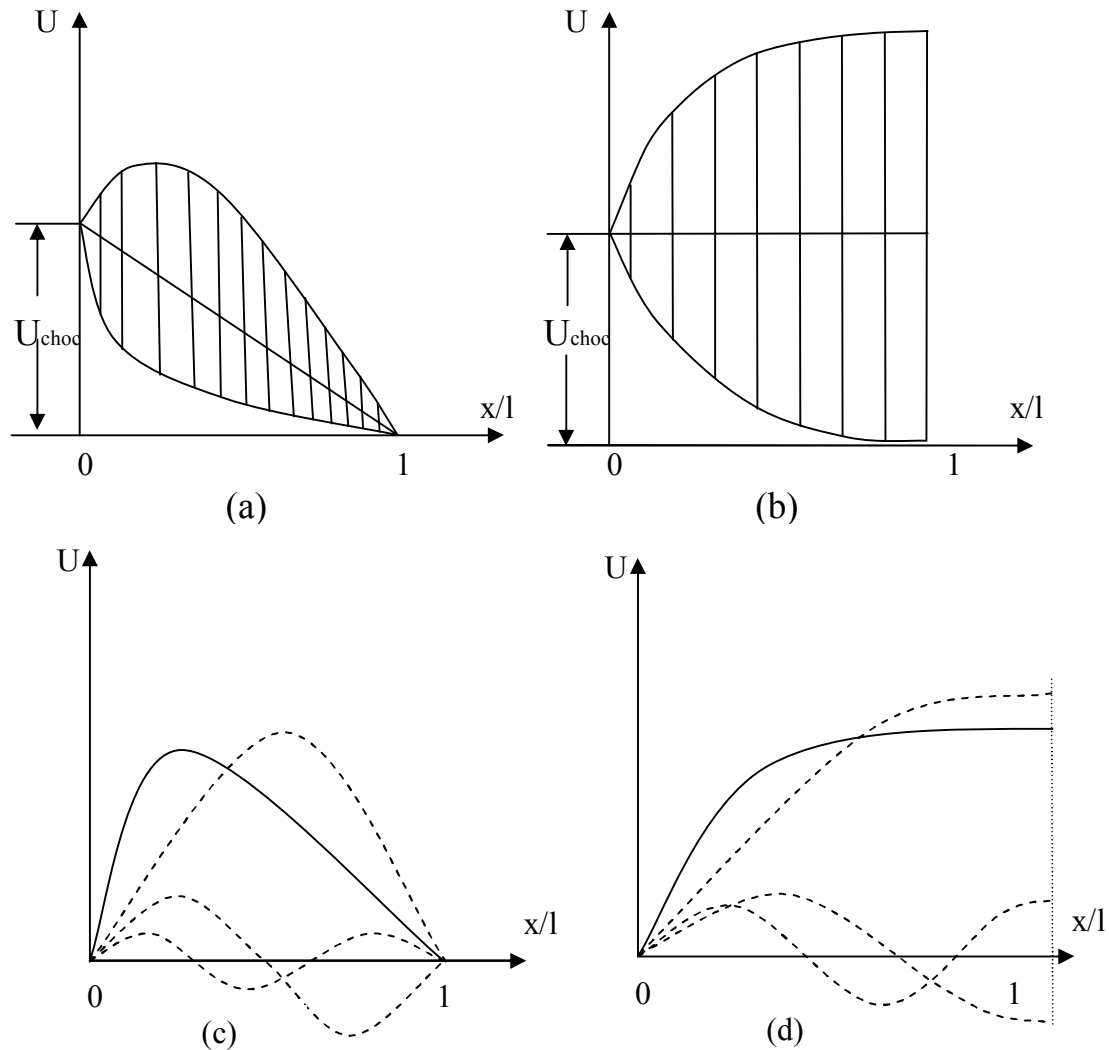
- a- le phénomène ayant lieu dans l'enroulement est périodique et s'amortit suivant une fonction exponentielle.
- b- Répartition finale de la tension [ligne MN (figure III.7.a) et M'N' (figure III.7.b)] peut être considérée comme l'axe autour duquel se produit le phénomène oscillatoire. Les limites des oscillations se trouvent dans les aires hachurées de figure III.8.a et III.8.b.

On peut développer la différence entre la répartition initiale et la répartition finale de la tension en série d'harmonique.

- pour les transformateurs à neutre mis à la terre, on obtient une série d'harmoniques comprenant de demi-onde (figure III.8.c).

- pour les transformateurs à neutre isolé de la terre, on obtient une série comprenant  $1/4, 3/4, 5/4, \dots$  d'onde. (figure III.8.d).

Les harmoniques de tensions de différents ordres se propagent le long de l'enroulement à des vitesses différentes, ce qui conduit à la déformation continue de l'onde qui pénètre dans l'enroulement.

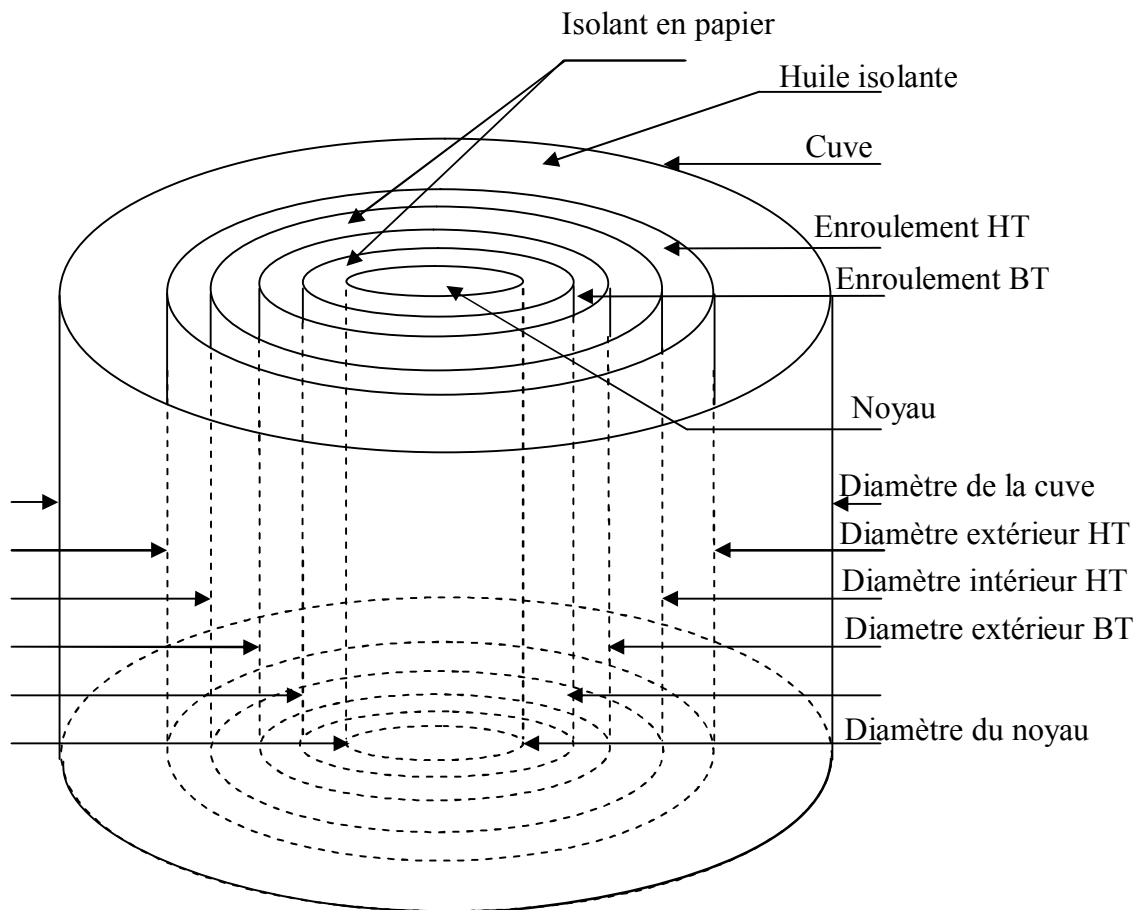


**Fig. (III-8) : phénomène transitoire dans l'enroulement d'un transformateur**

### III.2.Modélisation du système considéré

Dans notre présent travail, nous avons considéré l'enroulement haute tension de chacun des transformateurs de puissance, de tensions nominales (110 kV et 220 kV), de puissance nominale (125 MVA), que nous avons divisé en 10 éléments de longueurs égales, et une ligne de longueur 10 km, et un câble de 3km, pour lesquels nous avons calculé les paramètres résistifs, capacitifs et inductifs correspondants.

Le schéma équivalent adopté pour différents éléments du réseaux considéré, est une cascade de cellules résonantes (R,L,C) traduisant tous les phénomènes électromagnétiques survenant lors d'une propagation d'une onde de surtension de type impulsional. Figure III.9.a et Figure III.9.b



**Figure III.10 :** Disposition schématique des enroulements du transformateur.





Considérons le calcul des paramètres de la ligne et de l'enroulement HT de transformateur.

### III.2.1. Définition des paramètres

Sur les schémas équivalents des figures (III.9.a) et (III.9.b) nous avons :  
 $U_0(t)$  : onde de surtension appliquée.

$R_l, L_l$  et  $C_l$  : sont respectivement la résistance, l'inductance et la capacité de la ligne.

$C_{post}$  : capacité des éléments du poste.

$R_c, L_c$  et  $C_c$  : sont respectivement la résistance, l'inductance et la capacité du câble.

$C_p, L_p$  : la capacité et l'inductance de la ligne reliant le poste au transformateur.

$R_t, L_t, K, C_t$  : sont respectivement la résistance, l'inductance, la capacité longitudinale et la capacité transversale d'un élément de l'enroulement du transformateur.

G : est le parafoudre.

$R_N$  : La résistance permettant de changer le régime du neutre.

### III.2.2. Détermination des paramètres de la ligne

#### III.2.2.1. détermination de la résistance de la ligne

Pour calculer la résistance de la ligne, on utilise la relation suivante :

$$R_{lt} = R_0 \cdot l \quad [\Omega] \quad (III-40)$$

$$R_0 = \frac{\rho}{S}$$

$\rho$  : résistivité du matériau utilisé ;

$S$  : section du conducteur ;

$R_{lt}$  : la résistance totale de la ligne ;

$R_0$  : la résistance kilométrique de la ligne ;

$l$  : longueur de la ligne.

La résistance d'un élément de la ligne est donnée par la relation suivante :

$$R_l = \frac{R_{lt}}{n_l} \quad (III-41)$$

$n_l$  : le nombre d'élément

#### III.2.2.2. Détermination de l'inductance de la ligne $L_l$

Pour calculer l'inductance de la ligne, on utilise la relation suivante :

$$X_l = L_l \cdot \omega \Rightarrow L_l = \frac{X_l}{\omega} \quad [H] \quad (III-42)$$

Avec :

$\omega = 2\pi.f$  la pulsation propre et  $f$  en Hz

$X_t = X_0.l$  [ $\Omega$ ] : la réactance totale de l'enroulement

$$X_0 = 0,144 \log \frac{D_m}{d_e} + 0,016 \text{ } [\Omega/\text{km}] \quad (\text{III-43})$$

$D_m$ : distance moyenne entre deux conducteurs :

$d_e$ : diamètre équivalent des conducteurs.

La réactance d'un élément est :

$$X_l = \frac{X_t}{n_l} \quad (\text{III-44})$$

### III.2.2.3. Détermination de la capacité de la ligne

Pour calculer la capacité de la ligne, on utilise la relation suivante :

$$B_0 = \frac{7,58.10^{-6}}{\log \frac{D_m}{d_e}} [1/\Omega.\text{km}] \quad (\text{III-45})$$

Avec  $B_0$  : la conductibilité kilométrique de la ligne.

La conductibilité réactive de la ligne :

$$B_{lT} = B_0.l \text{ } [\Omega^{-1}] \quad (\text{III-46})$$

La conductibilité réactive pour un élément est donnée par la loi suivante :

$$B_l = \frac{B_{lT}}{n_l} \quad (\text{III-47})$$

Pour calculer la capacité d'un élément de la ligne, on utilise la formule suivante :

$$B_l = C_L.\omega \Rightarrow C_l = \frac{B_l}{\omega} [F] \quad (\text{III-48})$$

### III.2.3. Détermination des paramètres du câble

Ils sont déterminés de la même manière que les paramètres de la ligne.

### III.2.4. Détermination des paramètres du transformateur

Les paramètres du schéma équivalent du transformateur considéré déterminés à partir de ses caractéristiques géométriques et électriques à savoir :

#### III.2.4.1. Caractéristiques électriques

- Puissance apparente nominale :  $S_n$  (en MVA)

- Tension nominale de l'enroulement haute tension :  $U_{nHT}$ . (en kV)
- Tension nominale de l'enroulement basse tension :  $U_{nBT}$  (en kV)
- Tension de court-circuit :  $U_{cc}$  en %
- Pertes de puissance en court-circuit :  $\Delta P_{cc}$  en kW.
- Courant à vide :  $I_0$  en %.
- Fréquence de service :  $f$  en Hz.

#### **III.2.4.2.Caractéristique géométriques**

- Diamètre extérieur de l'enroulement haute tension :  $d_{extHT}$  en mm
- Diamètre intérieur de l'enroulement haute tension :  $d_{intHT}$  en mm.
- Diamètre extérieur de l'enroulement basse tension :  $d_{extBT}$  en mm.
- Diamètre intérieur de l'enroulement basse tension :  $d_{intBT}$  en mm.
- Diamètre du noyau :  $d_n$  en mm.
- Diamètre de la cuve :  $d_{cuve}$  en mm.
- Longueur de l'enroulement :  $l$  en mm.

### III.2.4.2. Détermination de la résistance

$R_t$  : La résistance de l'enroulement HT correspondant à la fréquence de 50Hz, elle est calculée par la relation suivante :

$$R = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_n^2}{S_n^2} \quad [\Omega] \quad (\text{III-59})$$

La résistance d'un élément du transformateur est donnée par la loi suivante :

$$R_t = \frac{R_t}{n_{tr}} \quad [\Omega] \quad (\text{III-60})$$

$n_{tr}$ : est le nombre d'éléments.

### III.2.4.3. Détermination de l'inductance propre

Pour déterminer l'inductance propre, il est nécessaire de calculer la valeur de l'inductance de l'enroulement  $L_{cc}$  en court-circuit qui est donnée par la formule suivante :

$$L_{cc} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \quad [\text{H}] \quad (\text{III-61})$$

L'inductance totale de l'enroulement est donnée par la formule suivante :

$$L_t = K_2 \cdot L_{cc} \quad [\text{H}] \quad (\text{III-62})$$

Avec :

$K_2$  : le facteur de précision de l'inductance L, qui tient compte de la forme d'onde appliquée à l'enroulement,

$L'_i$  : Inductance propre d'un élément, elle est calculée comme suit :

$$L'_i = \frac{L_t}{n_{tr}} \quad [\text{H}] \quad (\text{III-63})$$

L'inductance  $L_i$  d'un élément de l'enroulement se calcule selon la loi suivante :

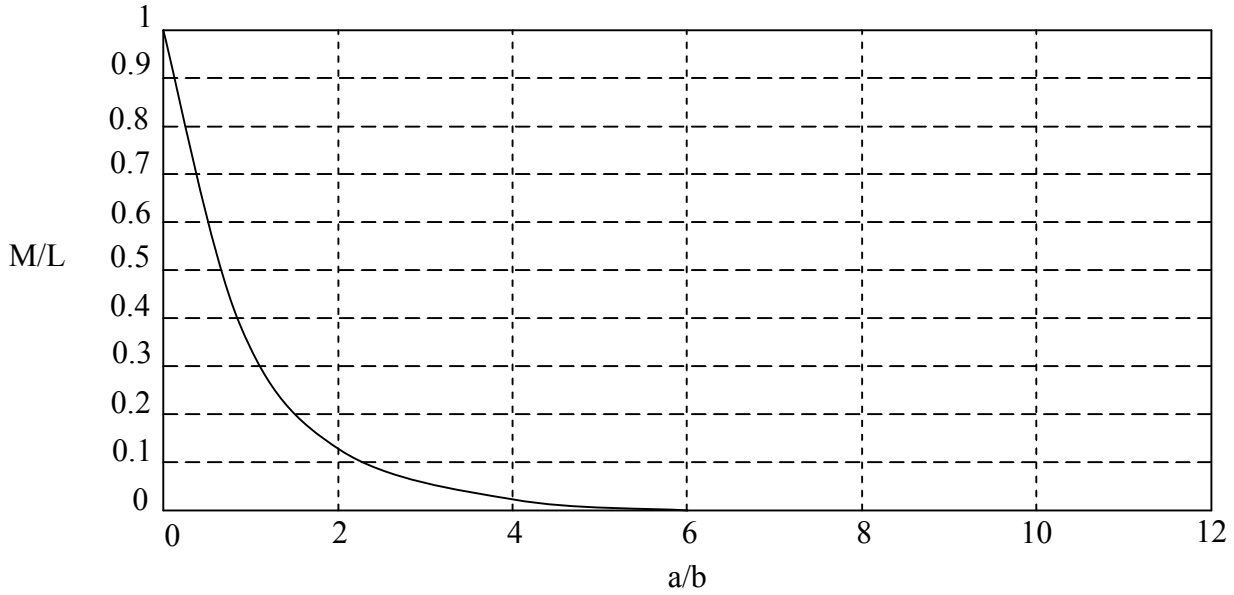
$$L'_i = L_i + \sum M_{ij}. \quad (\text{III-64})$$

$$L'_i = L_i \left( 1 + \frac{\sum M_{ij}}{L_i} \right) \quad (\text{III-65})$$

$$L_i = \frac{L'_i}{\left( 1 + \frac{\sum M_{ij}}{L_i} \right)} \quad (\text{III-66})$$

$\frac{M_{ij}}{L_i} = f\left(\frac{a}{b}\right)$  Cette fonction est représentée sur la figure (III.11)

Cela revient à calculer les valeurs des coefficients de mutualités  $\frac{M_{ij}}{L_i}$  qui sont donnés par la courbe de la figure (III.11) en fonction du rapport  $\frac{a}{b}$ .



**Fig. (III-11) : Représentation de la fonction  $f\left(\frac{a}{b}\right) = \frac{M}{L}$**

$$a = \frac{l_{en}}{n} \quad (III-67)$$

a : est la distance entre deux éléments adjacents d'un enroulement.

$$b = r_{mHT} - r_{exBT} \quad (III-68)$$

b : est la distance entre l'enroulement haute tension et toutes les parties mises à la terre

$$r_{mHT} = \frac{d_{mHText} + d_{HTint}}{4}$$

**Remarque :** un programme sous MATLAB a été établi dans le but d'être plus précis dans le calcul des paramètres, ainsi que pour la détermination des coefficients de mutualité entre les éléments de l'enroulement, et ce par une interpolation de la courbe précédente en une équation évoluant en exponentielle.

### III.2.4.5. Détermination des capacités transversales

La capacité totale  $C_{tot}$  entre l'enroulement HT et toutes les parties mises à la terre (cuve, noyau, l'enroulement BT) pour lesquelles, on prend le diamètre de l'enroulement BT comme référence, est donnée par :

$$C_{tot} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \cdot \frac{d_{mHT} + d_{exBT}}{d_{mHT} - d_{exBT}} \quad (\text{III-69})$$

$$d_{mHT} = \frac{d_{HText} + d_{HTint}}{2} \quad (\text{III-70})$$

La capacité transversale d'un élément est :

$$C_t = \frac{C_{tot}}{n_{tr}} \quad (\text{III-71})$$

### III.2.4.6. Détermination des capacités longitudinales

La capacité longitudinale K dépend de la valeur du facteur  $\alpha$  de la répartition initiale de la tension.

$$U(x) = U_0 \cdot e^{-\alpha \cdot x} \quad (\text{III-72})$$

A partir, de la courbe de la répartition initiale de la tension le long de l'enroulement, donnée par le constructeur, on détermine le paramètre  $\alpha$  :

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_{tot}}{K_{tot}}} \quad (\text{III-73})$$

$$K_{tot} = \frac{C_{tot}}{\alpha^2} \quad (\text{III-74})$$

La capacité d'un élément de l'enroulement est donnée par la loi suivante :

$$K = K_{tot} \cdot n_{tr} \quad (\text{III-75})$$

### III.2.5.1. Données des capacités des éléments du poste

$C_p$  : La capacité de la ligne reliant le poste au transformateur.

$C_{post}$  : La capacité totale des éléments du poste.

Les capacités aux points de jonctions à la fin de la ligne sont selon les cas :

1 - cas : ligne+transformateur ;

$$C_{p1} = \frac{C_p}{2} + C_{post} + \frac{C_c}{2} \quad (\text{III-77})$$

2- cas : ligne+câble ;

$$C_{p2} = \frac{C_p}{2} + C_{post} + \frac{C_l}{2} \quad (\text{III-77})$$

La capacité à l'entrée du transformateur est donnée par la loi suivante :

1 - cas : câble+transformateur ;

$$C_{p3} = \frac{C_T}{2} + \frac{C_c}{2} \quad (\text{III-78})$$

2-cas : ligne+transformateur ;

$$C_{Lp} = \frac{C_p}{2} + \frac{C_T}{2} \quad (\text{III-79})$$

$L_p = 160\mu H$  : inductance du tronçon de la ligne reliant le poste au transformateur.

### III.3. Etablissement des équations du model

#### III.3.1. Equations de la ligne

##### III.3.1.1. Equations des tensions

Dans le schéma de la figure III.12,  $V_0$  est la tension de l'onde appliquée à l'entrée de la ligne représentée sous forme d'équation bi-exponentielle normalisée telle que :

$$V_0(t) = V_0(e^{-\alpha t} + e^{-\beta t})$$

Et en remarquant que toutes les tensions au niveau de chaque point résultent simplement de la propagation de celle-ci

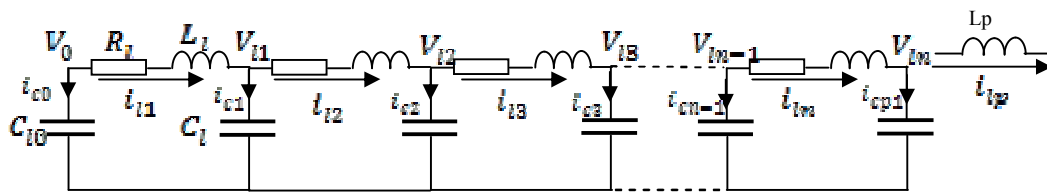


Figure III.12 : schéma équivalent de la ligne.

$$\begin{aligned} V_0 - V_{i1} &= R_i i_{i1} + L_i \frac{di_{i1}}{dt} \\ V_{i1} - V_{i2} &= R_i i_{i2} + L_i \frac{di_{i2}}{dt} \\ V_{i2} - V_{i3} &= R_i i_{i3} + L_i \frac{di_{i3}}{dt} \end{aligned}$$

$$V_{ln-1} - V_{ln} = R_l i_{ln} + L_l \frac{di_{ln}}{dt}$$

### III.3.1.2. Equations des courants

Au nœud (0) du schéma équivalent de la ligne nous avons :

$$i_{c0} = C_{l0} \frac{dV_0}{dt}, \quad C_{l0} = \frac{C_l}{2}$$

$$i_1 - i_2 = C_l \frac{dV_{l1}}{dt}$$

$$i_2 - i_3 = C_l \frac{dV_{l2}}{dt}$$

$$i_{n-1} - i_n = C_l \frac{dV_{ln-1}}{dt}$$

Au n<sup>ième</sup> nœud de la ligne, il y a deux cas à considérer :

- 1) La ligne est liée au transformateur à travers un tronçon de ligne représentée par son inductance  $L_p$  et sa capacité  $C_p$  qui se divise en deux, la moitié s'ajoute à la capacité du poste, l'ensemble est représenté par  $C_{p1}$ , et l'autre à la première capacité du transformateur, dans ce cas l'équation des courants s'écrit comme suit :

$$i_n - i_{tp} = C_{p1} \frac{dV_{ln}}{dt}$$

- 2) La ligne est reliée au transformateur à travers le câble, dans ce cas l'équation des courants s'écrit comme suit :

$$i_n - i_{c1} = C_{p2} \frac{dV_{ln}}{dt}, \quad i_{c1} \text{ est le courant dans le premier élément du câble,}$$

$$C_{p2} \text{ est la somme des capacités du poste, câble et ligne.}$$

Dans les points de jonctions on a :

$$i_{Cp1} = C_{p1} \frac{dV_{ln}}{dt} \quad \text{Ligne-transformateur.}$$

$$i_{Cp2} = C_{p2} \frac{dV_{ln}}{dt}. \quad \text{Ligne câble.}$$

### III.3.2. Equations du câble :

Dans le cas où la ligne est connectée au transformateur par l'intermédiaire du câble, d'après le schéma équivalent du câble (figure III.13), les équations s'écrivent comme suit :

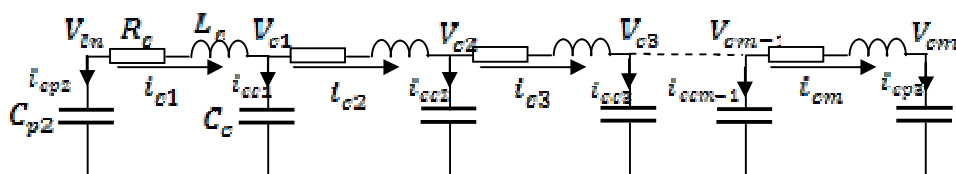


Figure III.13 : schéma équivalent du câble.

## III.3.2.1. Equations des tensions :

$$V_{ln} - V_{e1} = R_e i_{e1} + L_e \frac{di_{e1}}{dt}$$

$$V_{e1} - V_{e2} = R_e i_{e2} + L_e \frac{di_{e2}}{dt}$$

$$V_{cm-1} - V_{cm} = R_e i_{cm} + L_e \frac{di_{cm}}{dt}$$

## III.3.2.2. Equations des courants

$$i_{ln} - i_{e1} = C_{p2} \frac{dV_{ln}}{dt}$$

$$i_{e1} - i_{e2} = C_e \frac{dV_{e1}}{dt}$$

$$i_{cm-1} - i_{cm} = C_e \frac{dV_{cm-1}}{dt}$$

Au point de jonction câble-transformateur on a :

$$i_{cp3} = C_{p3} \frac{dV_{cm}}{dt}, \quad C_{p3} = \frac{C_e}{2} + \frac{C_t}{2}$$

## III.3.3. Equations du transformateur

Les équations des tensions et des courants vont s'écrire pour le schéma équivalent du transformateur représenté sur la figure III.14 :

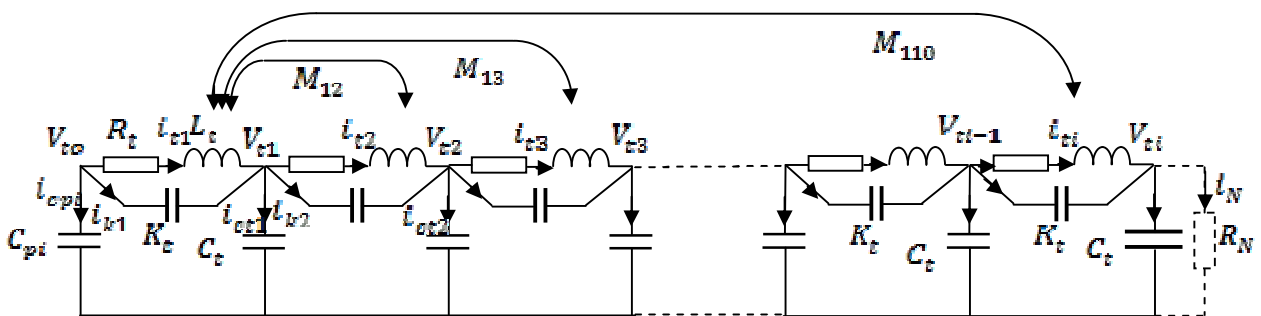


Figure III.14 : Schéma équivalent du transformateur.

NB : dans le schéma de la figure III.14,  $C_{pi}$  est égale à  $C_{p2}$  pour la première configuration, et égale à  $C_{p3}$  pour la deuxième.

## III.3.3.1.équations des tensions :

$$V_{t0} - V_{t1} = R_t i_{t1} + L_t \frac{di_{t1}}{dt} - M_{12} \frac{di_{t2}}{dt} - M_{13} \frac{di_{t3}}{dt} - M_{14} \frac{di_{t4}}{dt} - M_{15} \frac{di_{t5}}{dt} - M_{16} \frac{di_{t6}}{dt} - M_{17} \frac{di_{t7}}{dt} - M_{18} \frac{di_{t8}}{dt} - M_{19} \frac{di_{t9}}{dt} - M_{110} \frac{di_{t10}}{dt}$$

$$V_{t1} - V_{t2} = R_t i_{t2} + L_t \frac{di_{t2}}{dt} - M_{12} \frac{di_{t1}}{dt} - M_{23} \frac{di_{t3}}{dt} - M_{24} \frac{di_{t4}}{dt} - M_{25} \frac{di_{t5}}{dt} - M_{26} \frac{di_{t6}}{dt} - M_{27} \frac{di_{t7}}{dt} - M_{28} \frac{di_{t8}}{dt} - M_{29} \frac{di_{t9}}{dt} - M_{210} \frac{di_{t10}}{dt}$$

$$V_{ti-1} - V_{ti} = R_t i_{ti} + L_t \frac{di_{ti}}{dt} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{10} M_{ij} \frac{di_{tj}}{dt}$$

## III.3.3.2.Equations des courants

$$i_{tp} - i_{t1} = (C_p + K) \frac{dV_{t0}}{dt} - K \frac{dV_{t1}}{dt}$$

$$i_{t1} - i_{t2} = (C_t + 2K) \frac{dV_{t1}}{dt} - K \frac{dV_{t0}}{dt} - K \frac{dV_{t2}}{dt}$$

$$i_{ti} - i_{ti+1} = (C_t + 2K) \frac{dV_{ti}}{dt} - K \frac{dV_{ti-1}}{dt} - K \frac{dV_{ti+1}}{dt}$$

Au niveau de l'élément 10 du transformateur on a :

$$i_{t10} = \left(\frac{C_t}{2} + K\right) \frac{dV_{t10}}{dt} - K \frac{dV_{t9}}{dt} + \frac{V_{t10}}{R_N}$$

## III.4.Ecriture matricielle des équations :

Les équations établies précédemment peuvent être regroupées sous forme de matrices décrivant les tensions et les courants pour chaque système, en fonction de leurs paramètres respectifs comme suit :

### III.4.1. Matrices de la ligne

#### III.4.1.1. Matrice des tensions

$$\begin{pmatrix} V_0 - V_{l1} \\ V_{l1} - V_{l2} \\ V_{l2} - V_{l3} \\ V_{l3} - V_{l4} \\ \vdots \\ V_{ln-1} - V_{ln} \end{pmatrix} = R_l \begin{pmatrix} i_{l1} \\ i_{l2} \\ i_{l3} \\ i_{l4} \\ \vdots \\ i_{ln} \end{pmatrix} + L_l \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{l1} \\ i_{l2} \\ i_{l3} \\ i_{l4} \\ \vdots \\ i_{ln} \end{pmatrix}$$

#### III.4.1.2. Matrice des courants :

$$\begin{pmatrix} i_{l1} - i_{l2} \\ i_{l2} - i_{l3} \\ i_{l3} - i_{l4} \\ i_{l4} - i_{l5} \\ \vdots \\ i_{ln-1} - i_{ln} \end{pmatrix} = C_l \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} V_{l1} \\ V_{l2} \\ V_{l3} \\ V_{l4} \\ \vdots \\ V_{ln-1} \end{pmatrix}$$

$i_{ln} - i_{lp} = C_{p1} \frac{dV_{ln}}{dt}$  ; cas de connexion directe au transformateur ;

$$C_{p1} = \frac{C_l}{2} + \frac{C_{lp}}{2} + C_{post}$$

$i_{ln} - i_{c1} = C_{p2} \frac{dV_{ln}}{dt}$  ; cas de connexion au transformateur à travers le câble

$$C_{p2} = \frac{C_l}{2} + \frac{C_c}{2} + C_{post}$$

$i_{cp1} = C_{p1} \frac{dV_{ln}}{dt}$  ; au point de jonction (1).

$i_{cp2} = C_{p2} \frac{dV_{ln}}{dt}$  ; au point de jonction (2).

### III.4.2. Matrices du câble :

#### III.4.2.1. Matrice des tensions :

$$\begin{pmatrix} V_{t_n} - V_{c1} \\ V_{c1} - V_{c2} \\ V_{c2} - V_{c3} \\ V_{c3} - V_{c4} \\ \vdots \\ V_{c_{m-1}} - V_{c_m} \end{pmatrix} = R_c \begin{pmatrix} i_{c1} \\ i_{c2} \\ i_{c3} \\ i_{c4} \\ \vdots \\ i_{c_m} \end{pmatrix} + L_c \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{c1} \\ i_{c2} \\ i_{c3} \\ i_{c4} \\ \vdots \\ i_{c_m} \end{pmatrix}$$

III.4.2.2. Matrice des courants :

$$\begin{pmatrix} i_{c1} - i_{c2} \\ i_{c2} - i_{c3} \\ i_{c3} - i_{c4} \\ i_{c4} - i_{c5} \\ \vdots \\ i_{c_{m-1}} - i_{c_m} \end{pmatrix} = C_c \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} V_{c1} \\ V_{c2} \\ V_{c3} \\ V_{c4} \\ \vdots \\ V_{c_{m-1}} \end{pmatrix}$$

$$i_{cp3} = C_{p3} \frac{dV_{cm}}{dt}; \text{ au point de jonction (3). } / \quad C_{p3} = \frac{C_t}{2} + \frac{C_f}{2}$$

III.4.3. Matrices du transformateur :

III.4.3.1. Matrice des tensions :

III.4.3.2. Matrice des courants :

$$\begin{pmatrix} i_j - i_{t1} \\ i_{t1} - i_{t2} \\ i_{t2} - i_{t3} \\ i_{t3} - i_{t4} \\ \vdots \\ i_{t9} - i_{t10} \\ i_{t10} - i_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C_{pj} + K & -K & 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ -K & C_t + 2K & -K & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ 0 & -K & C_t + 2K & -K & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -K & C_t + 2K & -K & \dots & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \vdots & \vdots & -K & C_t + 2K & -K & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & -K & C_t + 2K \end{pmatrix} \times$$

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} V_{t0} \\ V_{t1} \\ V_{t2} \\ V_{t3} \\ \vdots \\ V_{t9} \\ V_{t10} \end{pmatrix}$$

Dans ce système d'équations on a :

$$i_j = \begin{cases} i_{ip} & \text{dans le cas (ligne - transformateur)} \\ i_{em} & \text{dans le cas (câble - transformateur)} \end{cases}$$

$$C_{pj} = \begin{cases} C_{p2} & \text{(ligne - transformateur)} \\ C_{p3} & \text{(câble - transformateur)} \end{cases}$$

### Conclusion

Le système d'équations établi précédemment pour le schéma nécessite des manipulations complexes pour une résolution analytique, en fonction de la tension d'entrée et de la distance sur laquelle on désire calculer la tension, pour cela, le schéma équivalent est représenté par les éléments le constituant avec leurs valeurs correspondantes, le tout est ordonné de sorte qu'il soit présenté sous forme d'un programme que l'on exécutera sous le logiciel **P.SPICE**, sachant que toutes les configurations citées précédemment ont été l'objet de simulation, et ce en supposant un déplacement du point d'impact de la foudre.

# *CHAPITRE IV*

## *Résultats et discussions*

**Introduction**

La simulation du model adopté et décrit dans le chapitre précédent, dans l'hypothèse où le parafoudre ne s'amorce pas (application de tensions réduites), afin de ne pas tenir compte des effets résultants de la non linéarité des éléments du parafoudre. Pendant cela, nous avons cerné des longueurs de la ligne le long desquelles on a observé des variations brusques de la tension en un point de l'enroulement correspondant à de petits déplacements du point d'impacte, les figures (IV 1 à 6) représentent des exemples des tensions relevées au milieu de l'enroulement en fonction du temps.

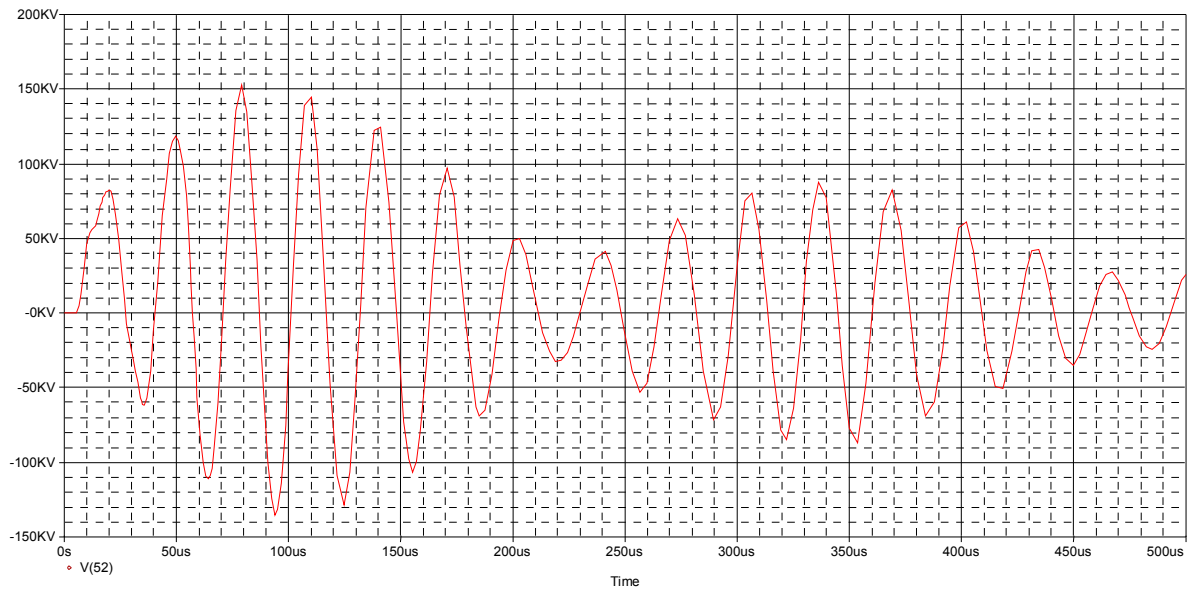
A partir de tous les résultats de simulation obtenus, les variations de la tension en fonction de la longueur de l'enroulement, et en fonction de la longueur de la ligne sont représentées, cas par cas, dans les figures (IV.A.1 à IV.F.1)

**IV.1.Principe de simulation**

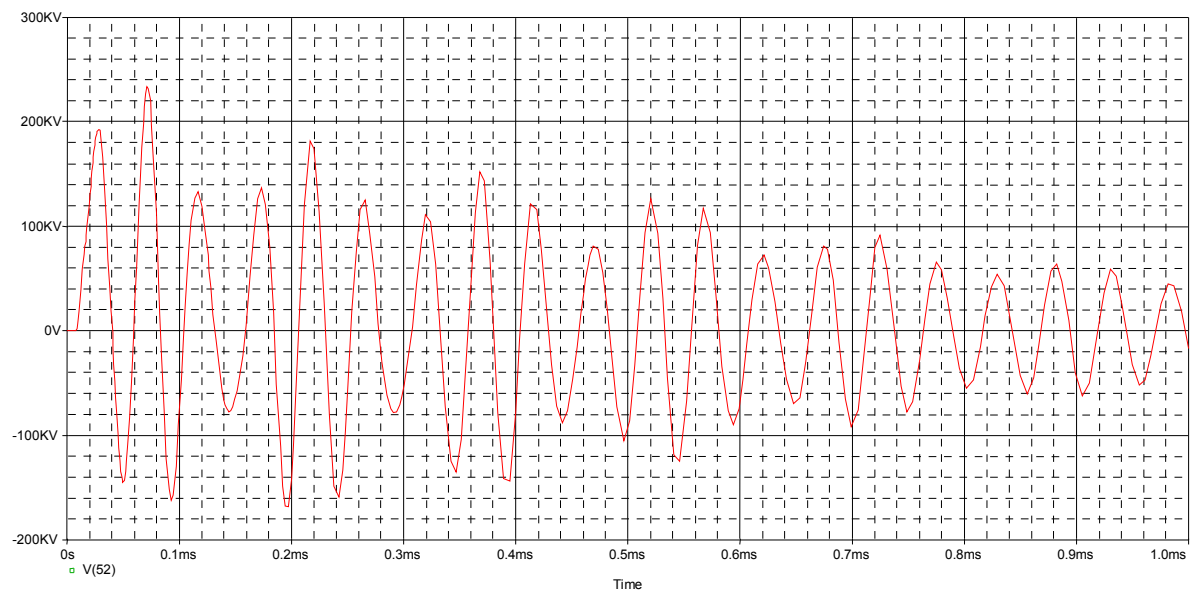
Le principe de la simulation du modèle élaboré pour l'ensemble de la ligne, le câble et l'enroulement du Transformateur consiste en :

1. Traduction du schéma de calcul en programme sous **P SPICE 10.5** avec succession de ses éléments et leurs paramètres.
2. On considère la longueur de la ligne égale à 10km. Dans ces calculs cette ligne est subdivisée en 40 éléments (maximum), le câble de longueur 3km est représenté par 20 éléments, le transformateur est représenté uniquement par son enroulement HT est subdivisée à son tour en 10 éléments.

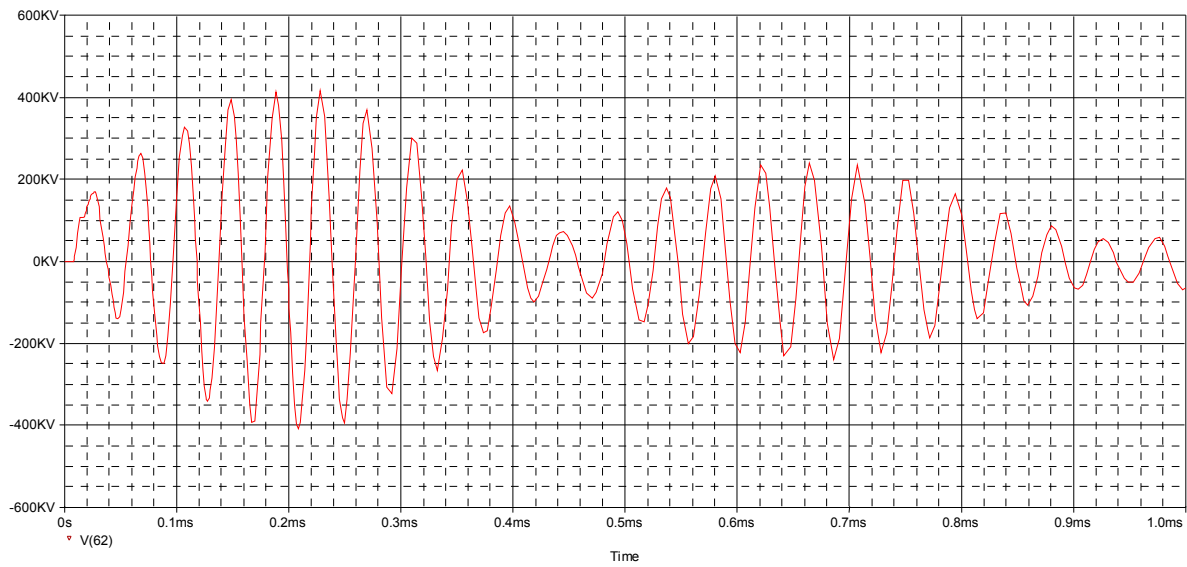
Pour obtenir les tensions correspondant aux plus sévères sollicitations de l'isolation, les calculs sont faits par rapport aux postes unidirectionnels, et comme tension appliquée on a choisi une tension d'épreuve impulsionnelle caractérisée par une onde complète **1,2/50 $\mu$ s**, d'amplitude égale à 74kV et 150kV pour les transformateurs dont les tensions nominales **110kV** et **220kV** respectivement, afin d'éviter dans les deux cas l'amorçage des parafoudres correspondants.



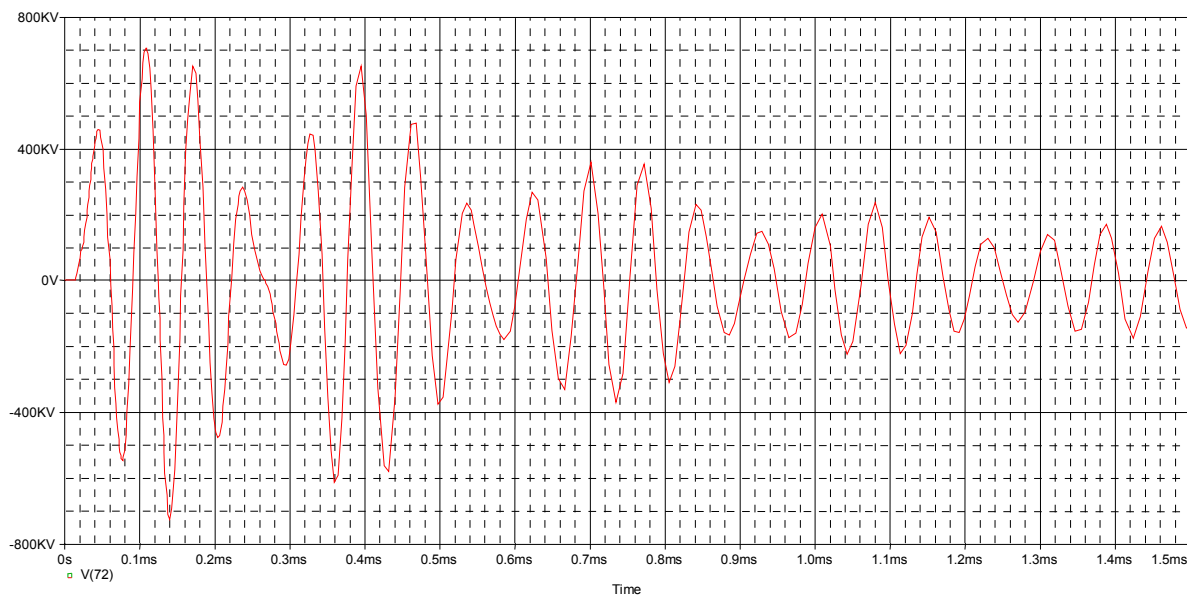
**Figure IV.1 :** Tension au milieu de l'enroulement du transformateur 110KV neutre mis à la terre (ligne seule).



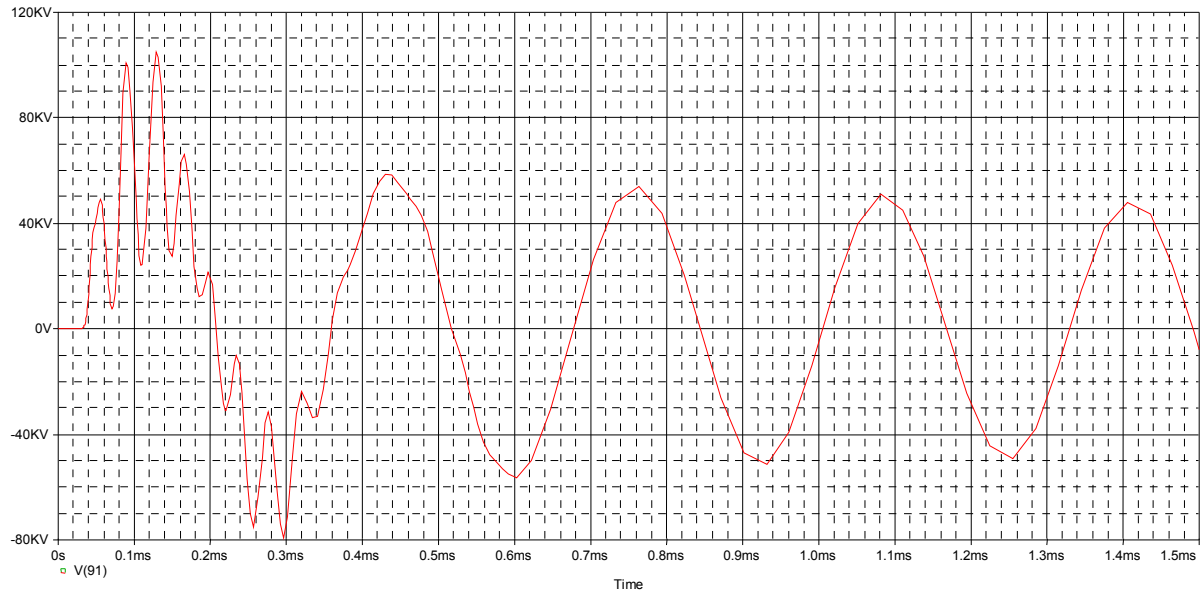
**Figure IV.2 :** Tension au milieu de l'enroulement du transformateur 110KV à neutre isolé (ligne seule).



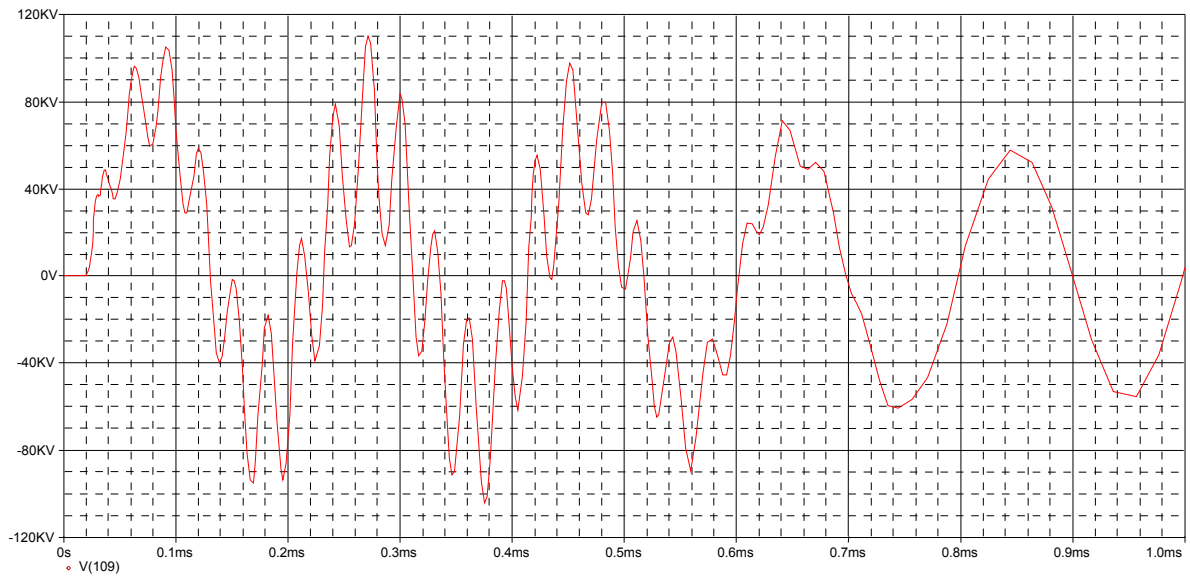
**Figure IV.3 :** Tension au milieu de l'enroulement du transfo 220kV dont neutre est mis à la terre (ligne et transformateur).



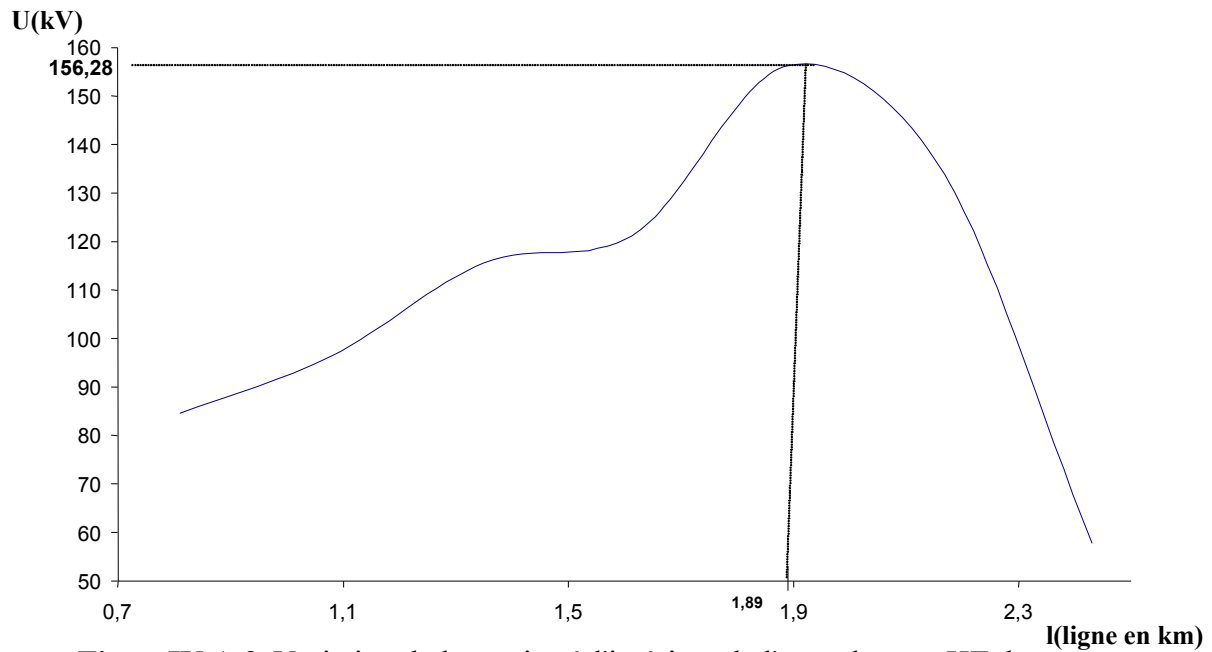
**Figure IV.4 :** tension à la fin l'enroulement du transformateur 220 kV dont neutre est isolé de la terre, pour une longueur autour de la longueur critique de la ligne.



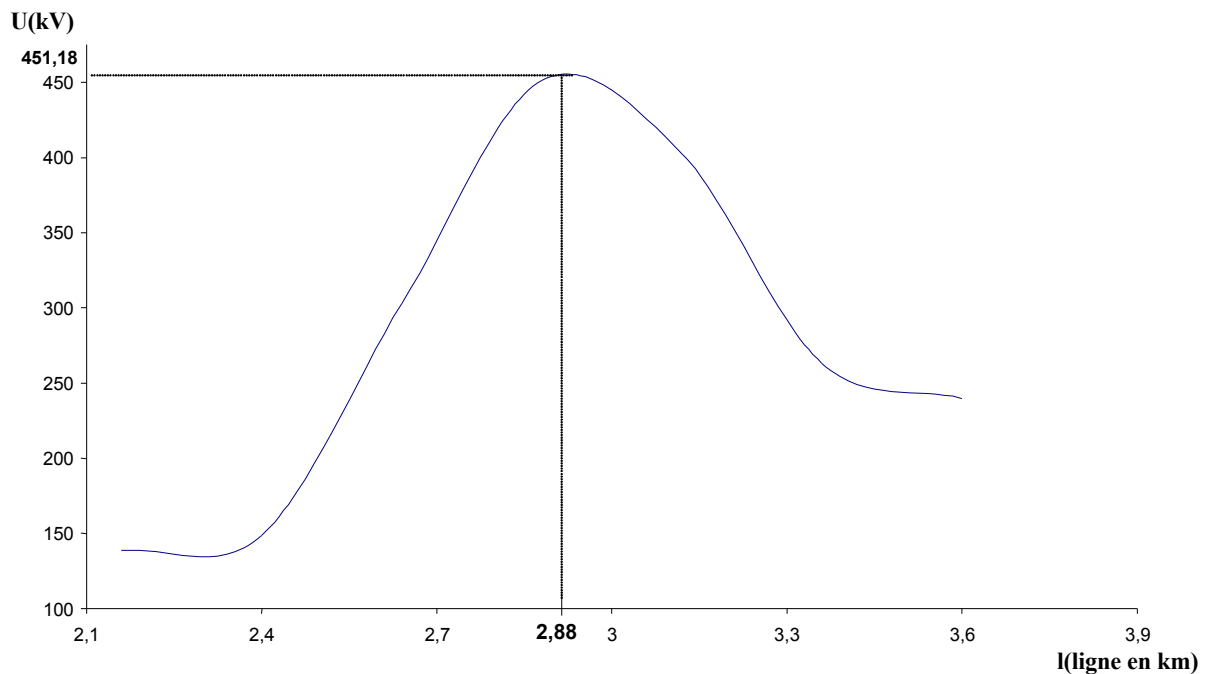
**Figure IV.5 :** tension au milieu de l'enroulement du transformateur 110kV, lié au réseau via le câble, (longueur de la ligne 5,5km , câble 3km) neutre mis à la terre,



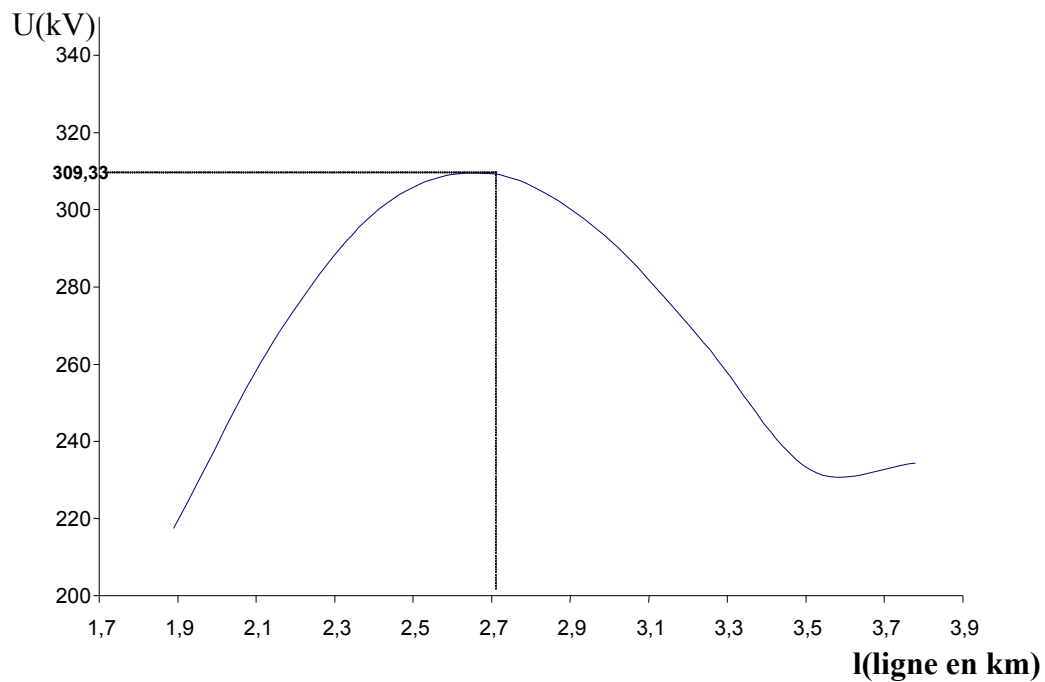
**Figure IV.6 :** Tension au milieu de l'enroulement du transformateur.110 KV (Ligne et câble, neutre isolé).



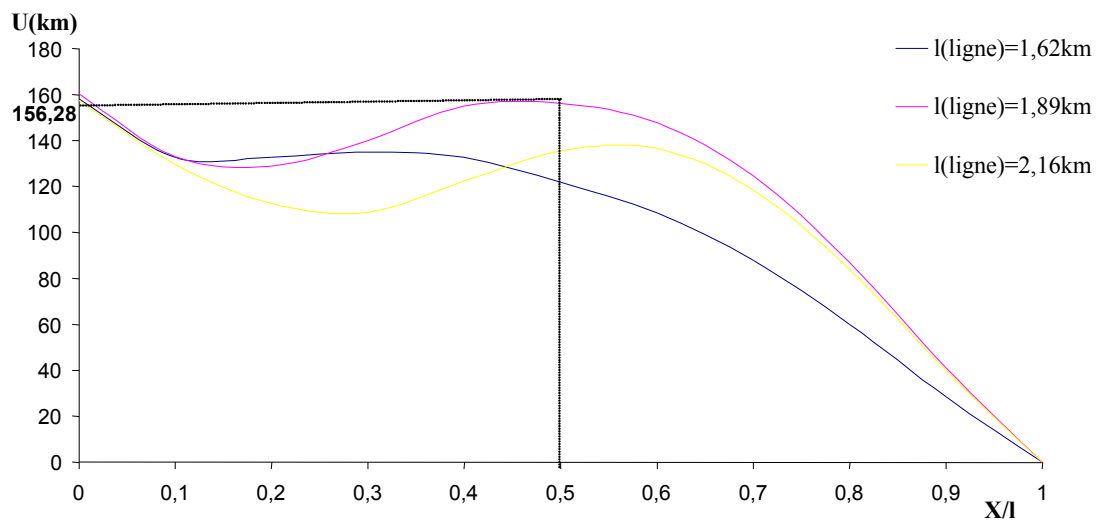
**Figure IV.A.2:** Variation de la tension à l'intérieur de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) en fonction de la longueur de la ligne. Neutre mis à la terre. (ligne seule).



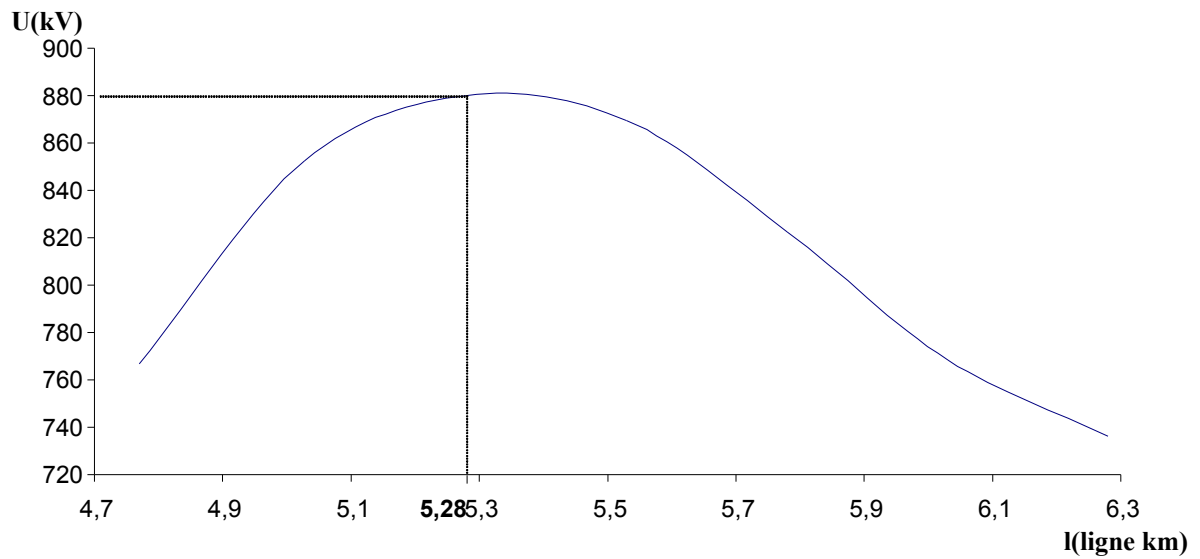
**Figure IV.E.2:** Variation de la tension à l'intérieur de l'enroulement HT du Transformateur (220 kV) en fonction de la longueur de la ligne. Neutre mis à la terre. (ligne seule)



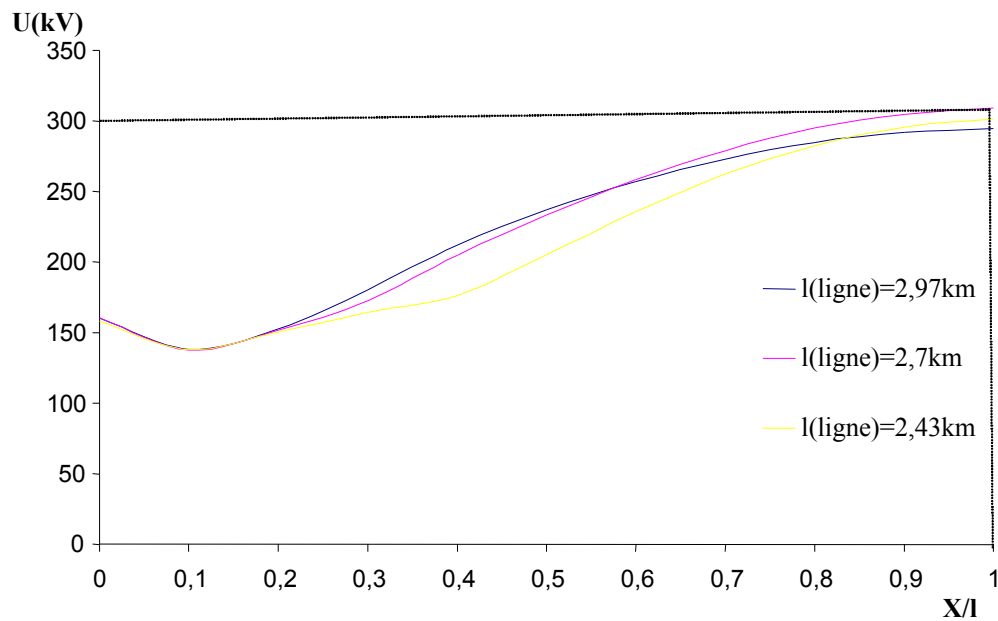
**Figure IV.B.2:** Variation de la tension à la fin de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) en fonction de la longueur de la ligne. Neutre isolé de la terre (ligne seule)



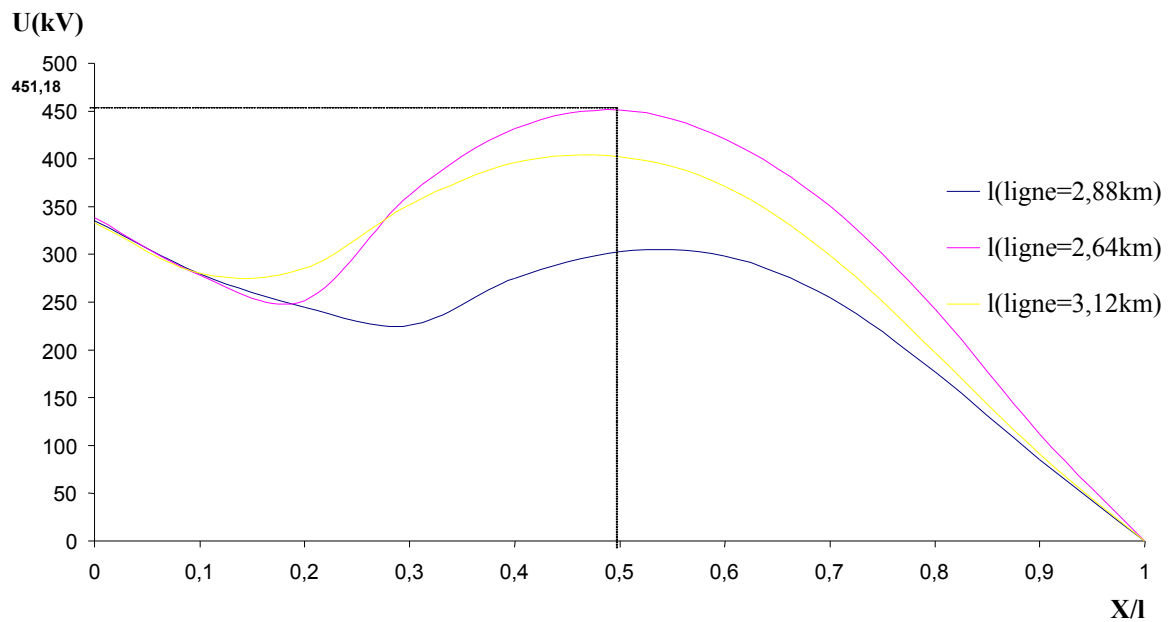
**Figure IV.A.1:** Répartition de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) pour différentes longueurs de la ligne. Neutre mis à la terre. (ligne seule).



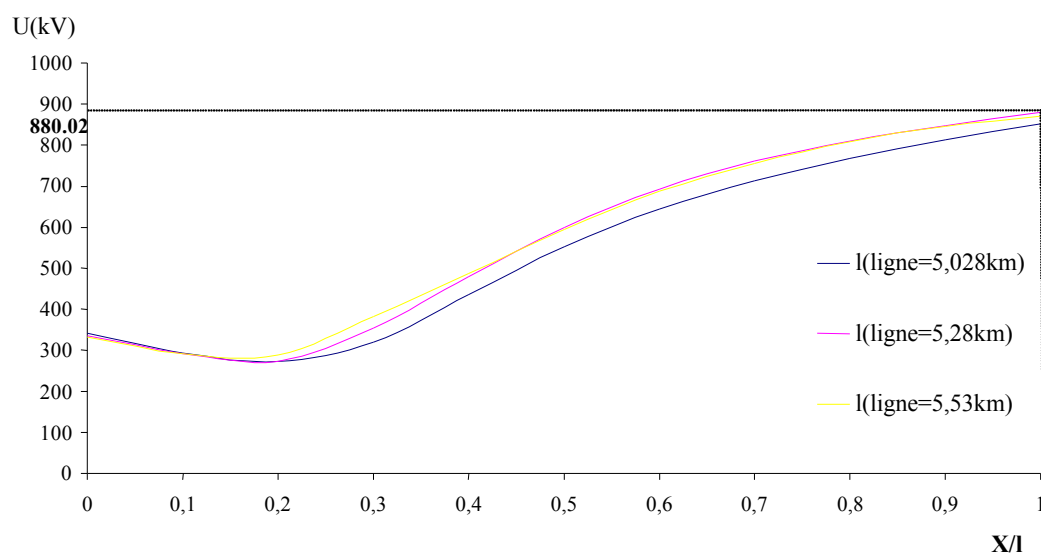
**Figure IV.F.2:** Variation de la tension à la fin de l'enroulement HT du Transformateur (220 kV) en fonction de la longueur de la ligne. Neutre isolé de la terre. (ligne seule)



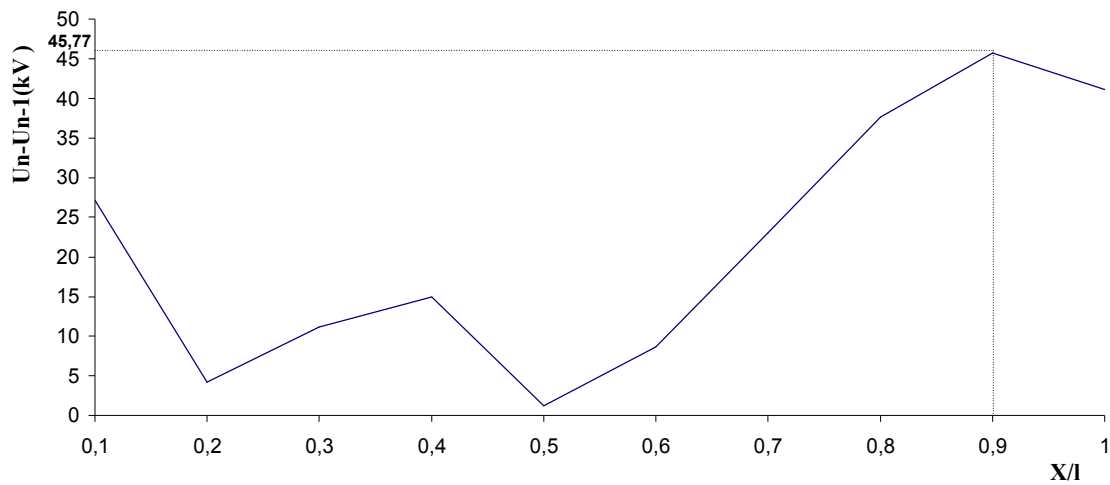
**Figure IV.B.1:** Répartition de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) pour différentes longueurs de la ligne. Neutre isolé de la terre. (ligne seule)



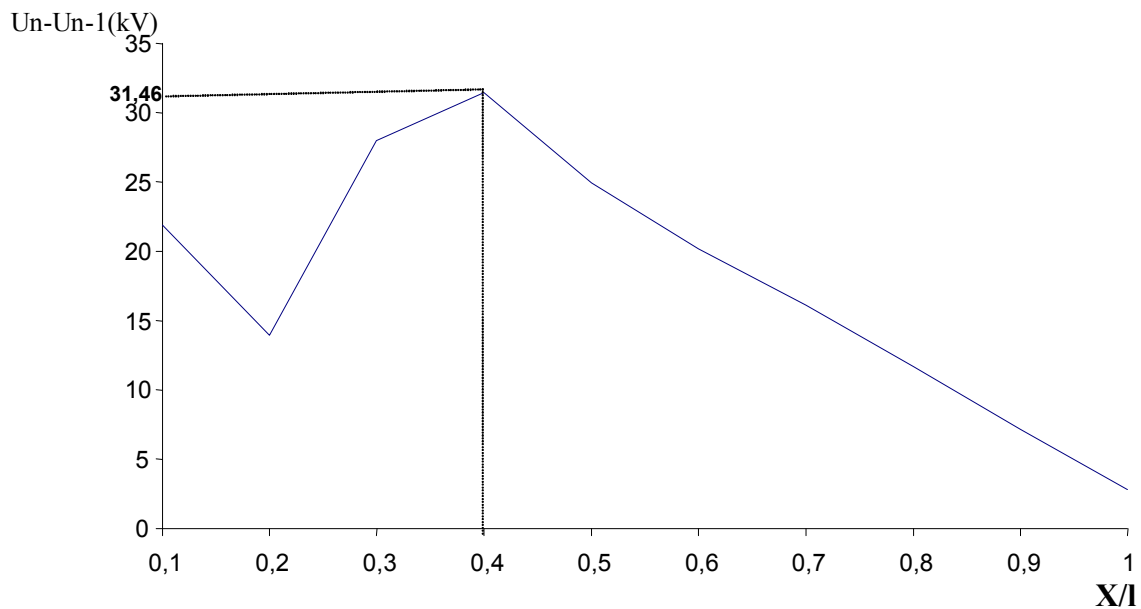
**Figure IV.E.1.** Répartition de la tension le long de l'enroulement HT du transformateur (220 kV) pour différentes longueurs de la ligne. Neutre mis à la terre. (ligne seule).



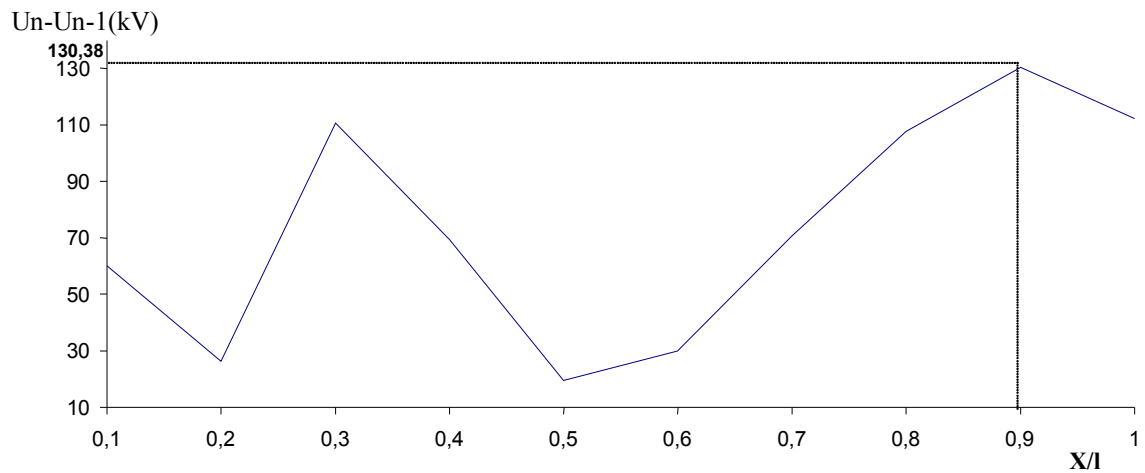
**Figure IV.F.1:** Répartition de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (220 kV) pour différentes longueurs de la ligne. Neutre isolé de la terre. (ligne seule)



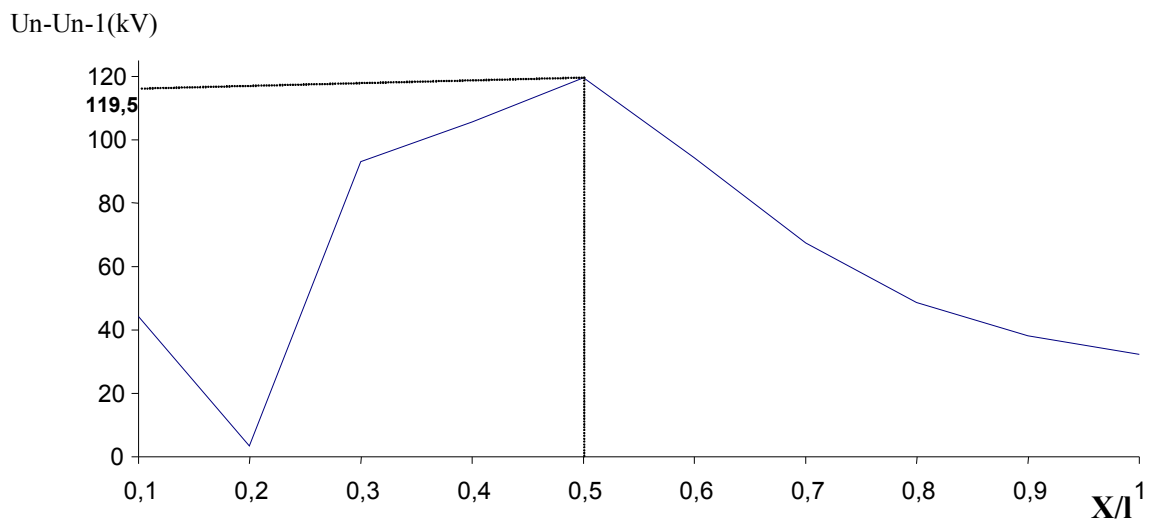
**FigureIV.A.3:** Variation du Gradient de la tension le long de l'enroulement du Transformateur (110 kV) pour une longueur de la ligne (l=1,89 km). Neutre mis à la terre.(ligne seule)



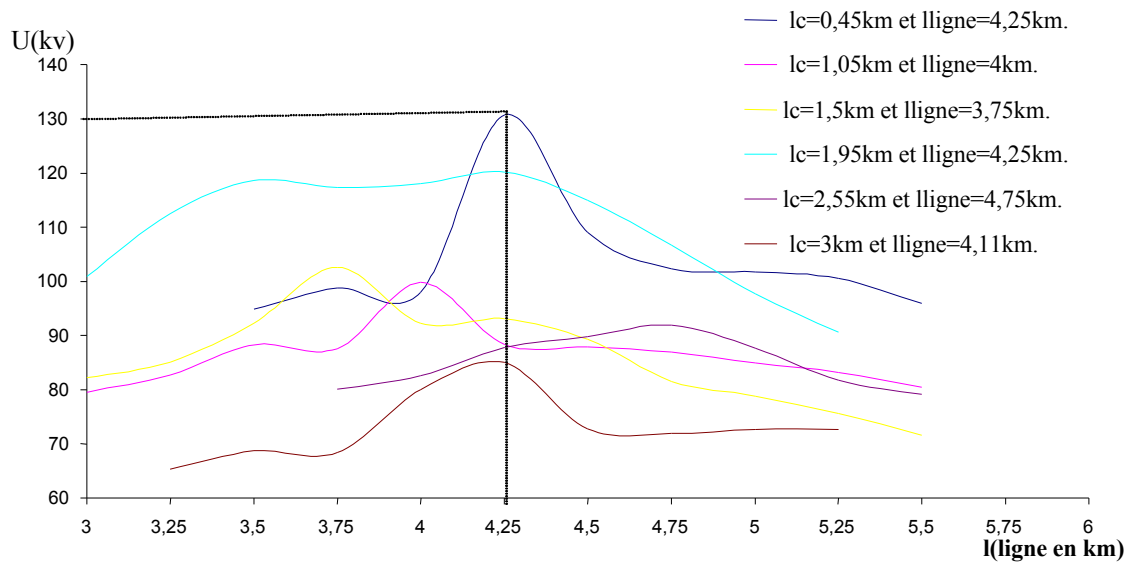
**FigureIV.B.3:** Répartition du Gradient de la tension le long de l'enroulement du Transformateur (110 kV) pour une longueur de la ligne (l=2,97km). Neutre isolé de la terre.(ligne seule)



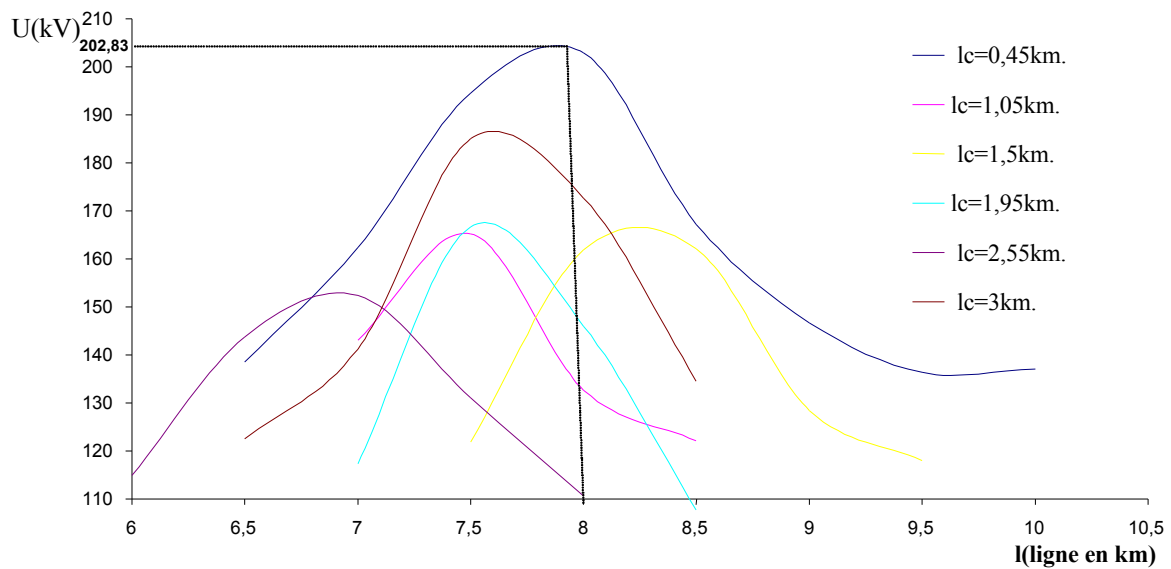
**Figure IV.E.3:** Répartition du Gradient de la tension le long de l'enroulement du Transformateur (220 kV) pour une longueur de la ligne ( $l=2,88\text{ km}$ ). Neutre mis à la terre. (ligne seule)



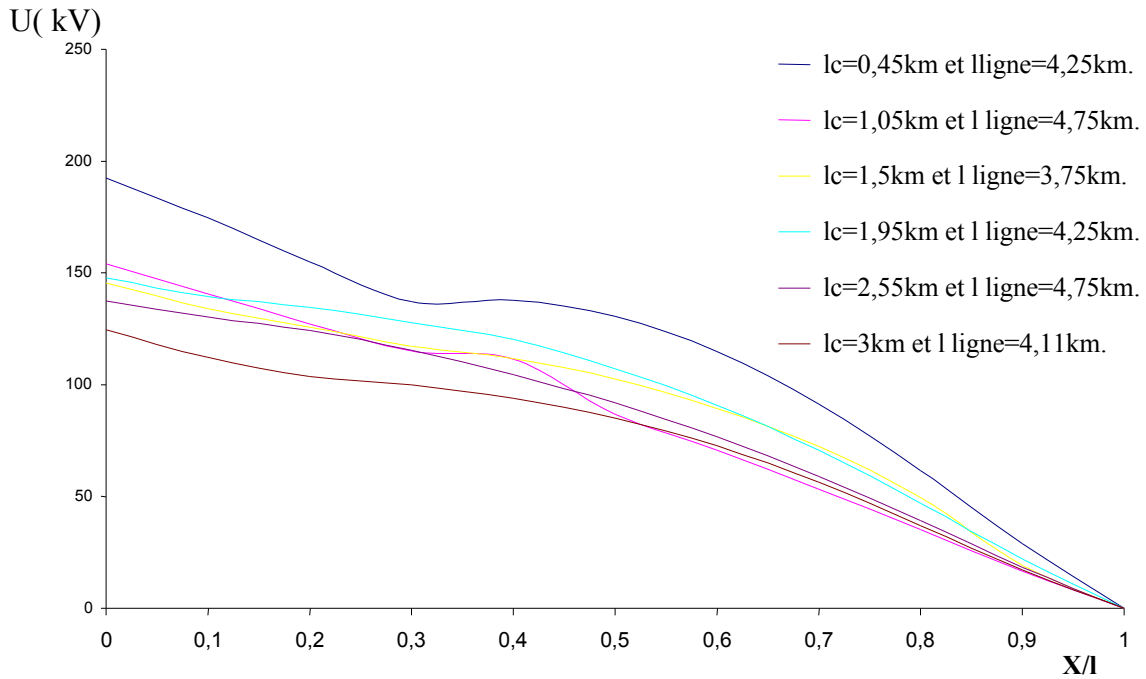
**Figure IV.F.3:** Répartition du Gradient de la tension le long de l'enroulement du Transformateur (220 kV) pour une longueur de la ligne ( $l=5,28\text{ km}$ ). Neutre isolé de la terre. (ligne seule)



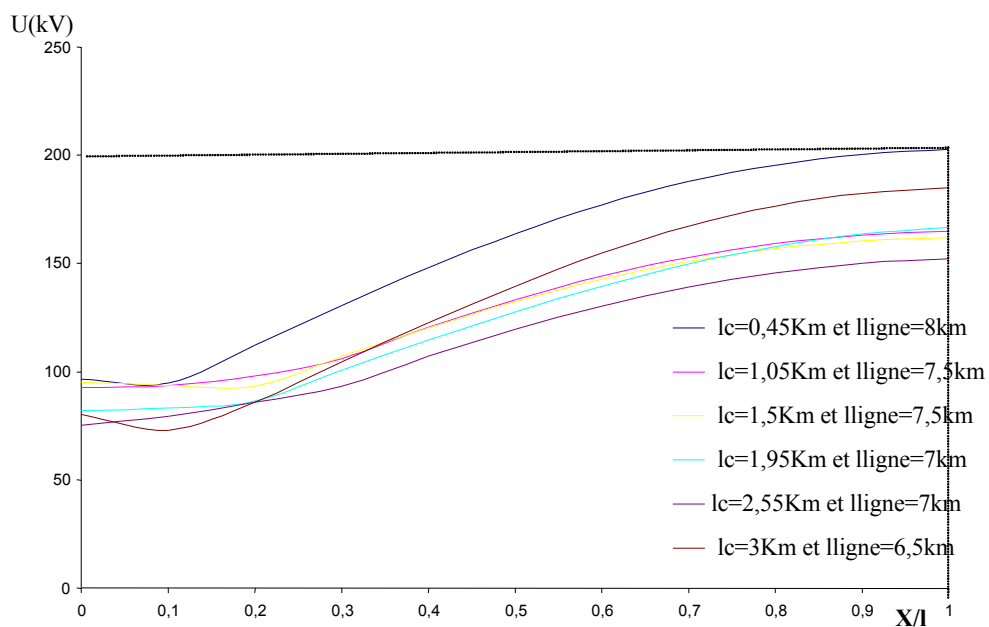
**Figure IV.C. 2:** Variation de la tension à l'intérieur de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) pour des différentes longueurs du câble en fonction de la longueur de la ligne. (ligne+câble). Neutre mis à la terre.



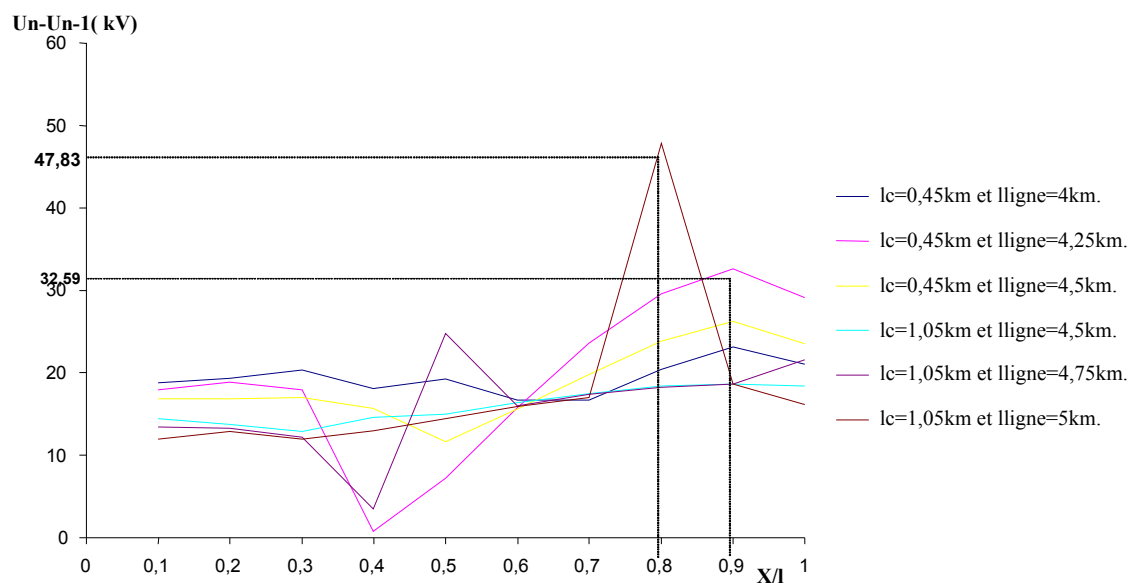
**Figure IV.D. 2:** Variation de la tension à la fin de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) pour des différentes longueurs du câble en fonction de la longueur de la ligne. (ligne+câble). Neutre isolé de la terre.



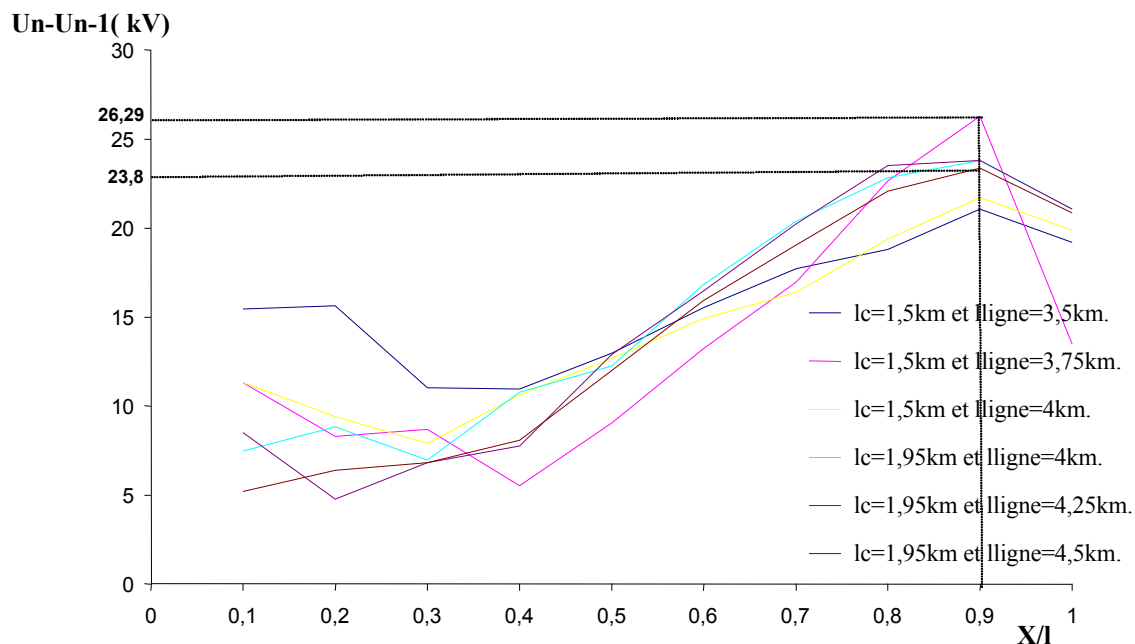
**Figure IV.C.1:** Répartition de la tension le long de l'enroulement du Transformateur (110 kV) pour différentes longueurs de la ligne et du câble (ligne+câble). Neutre mis à la terre.



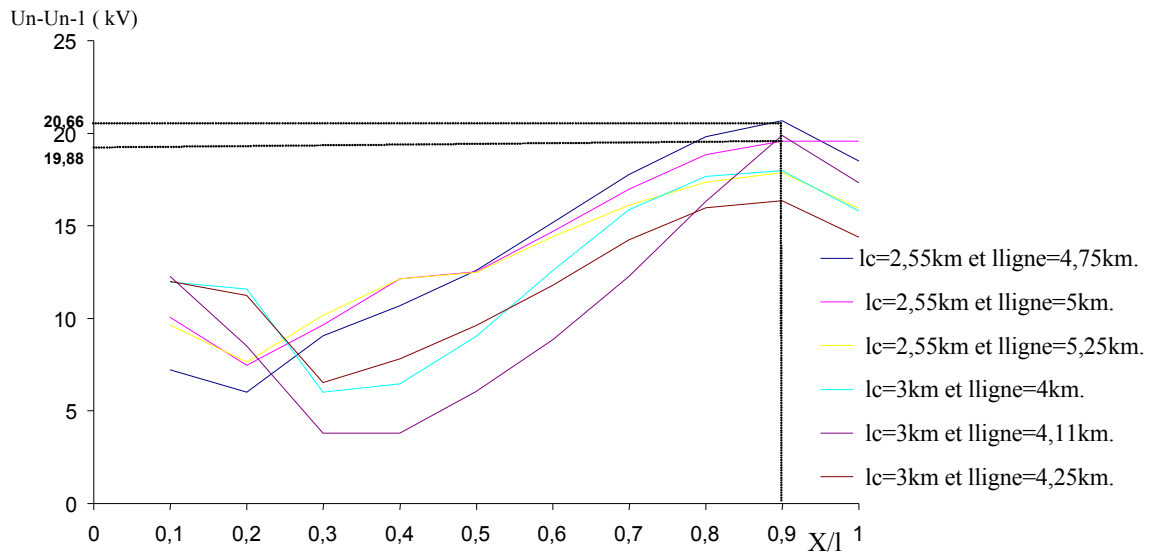
**Figure IV.D.1:** Répartition de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) pour différentes longueurs du câble en fonction de la longueur de la ligne. (ligne+câble). Neutre isolé de la terre.



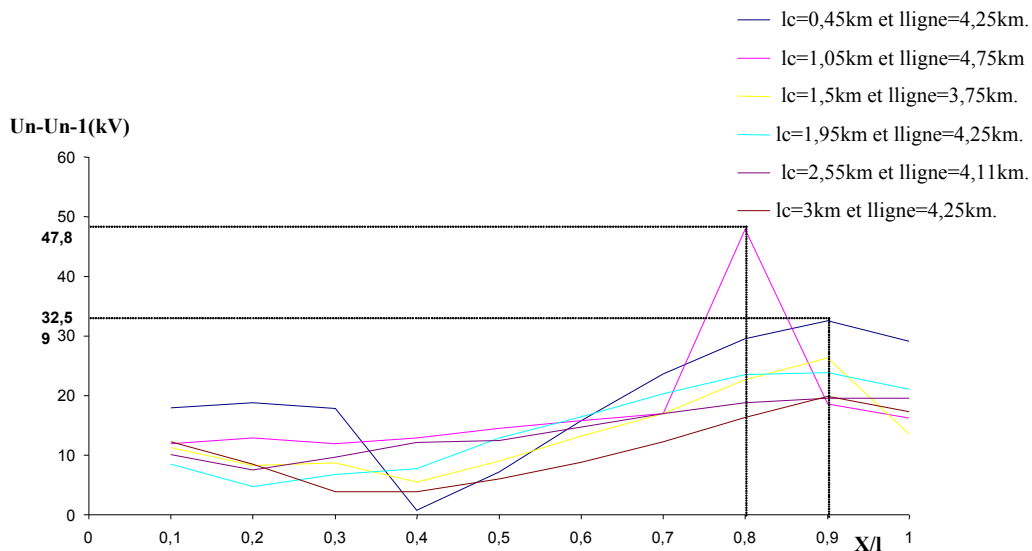
**Figure IV.C.3.1:** Répartition du gradient de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV), pour différentes longueurs de la ligne et longueurs du câble (ligne+câble). Neutre mis à la terre.



**Figure IV.C.3.2:** Répartition du gradient de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV), pour différentes longueurs de la ligne et longueurs du câble (ligne+câble). Neutre mis à la terre.



**Figure IV.C.3.3:** Répartition du gradient de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV) pour différentes longueurs de la ligne et longueurs du câble (ligne+câble). Neutre mis à la terre.



**Figure IV.C.3.4:** Répartition du Gradient de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 kV), pour différentes longueurs de la ligne et du câble aux points de résonances (ligne+câble). Neutre mis à la terre.

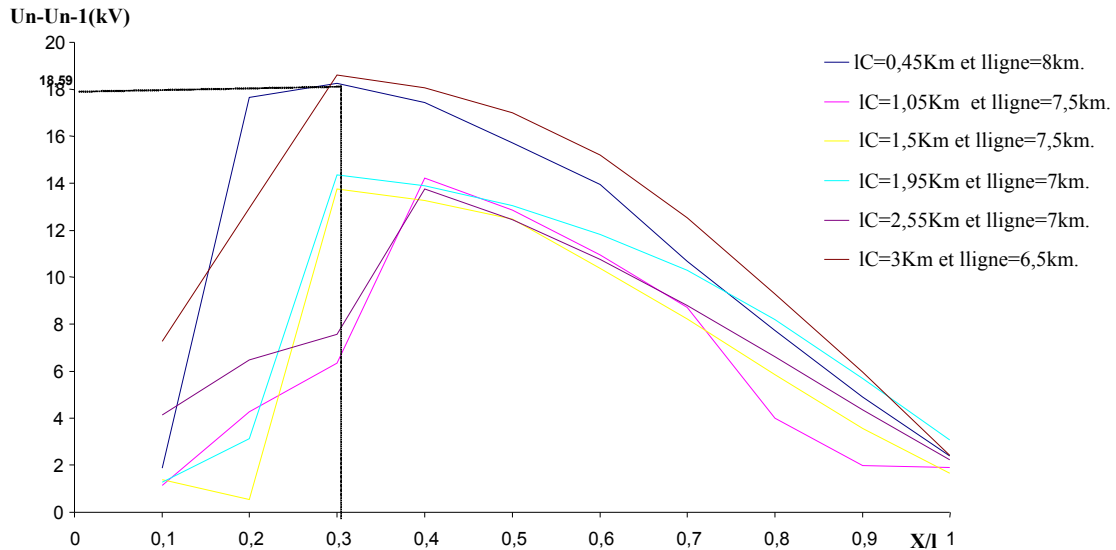


Figure IV.D.3: Répartition du gradient de la tension le long de l'enroulement HT du Transformateur (110 KV), pour différentes longueurs de la ligne et du câble, (ligne +câble), Neutre isolé de la terre.

## IV.2. Analyse des résultats

Les simulations sont effectuées pour deux transformateurs de puissance nominale 125MVA, et de tensions nominales 110kV et 220kV, reliés au réseau de transport d'énergie via une ligne de longueur 10km dans un cas, et par l'intermédiaire d'un câble de longueur 3km en plus de cette ligne dans le cas du transformateur de tension nominale 110kV, pour lesquels nous avons pris en considération le régime du neutre.

### IV.2.1.Cas du transformateur lié au réseau via la ligne seule

-pour le transformateur de tension nominale **110kV** dont le neutre est mis à la terre, on remarque que la tension maximale est mesurée au milieu de l'enroulement, et est d'environ **156kV** et ce lorsque l'impacte de la foudre a lieu à une distance de **1,89km** sur la ligne, et les périodes d'oscillation des ondes pénétrant dans le transformateur sont d'environ **T=30μs** (figure IV.A.2).

Lorsque le neutre de celui-ci est isolé de la terre, la tension maximale est apparue au point neutre, d'une valeur **309,33kV**, qui présente environ **4** fois la tension appliquée, et est obtenue lorsque le point d'impacte soit à une distance **2,7km** du poste.

La distribution des gradients de tension le long de l'enroulement dans ce cas (figure IV.A.3) est non uniforme, tel que l'on a :

Dans le cas du neutre mis à la terre, sont réduits au milieu de l'enroulement (de l'ordre de **15kV**), tandis qu'ils sont très élevés au niveau du neutre (**47,77kV**).

Dans le cas où le neutre est isolé de la terre, au contraire, ces gradients sont élevés entre les éléments du milieu (**31,46kV**), et réduits à l'extrémité (environ **5kV**).

-pour le transformateur de tension nominale **220kV**, dont le neutre est mis à la terre, la tension obtenue au milieu de l'enroulement est de **451,18kV**, ayant des périodes **T=48,05μs**, lorsque l'impacte de la foudre se produit à une distance égale à **2,88km** du poste (figure IV.E.2).

Dans le cas où le neutre est isolé de la terre, la tension maximale est de **880kV** (figure IV.F.2), et a lieu à la fin de l'enroulement, lorsque la foudre touche la ligne à une distance égale à **5,28km** du poste, cette tension approche les **6** fois la tension appliquée.

Les gradients de tension admettent deux valeurs critiques, au début de l'enroulement (environ **115kV**), et à la fin de l'enroulement mis à la terre (**130,38kV**), tandis qu'ils sont élevés au milieu de l'enroulement isolé de la terre (**119,5kV**), et s'approchent des **20kV** à la fin de l'enroulement (figures IV.E.3 et IV.F.3).

Les répartitions des tensions le long de l'enroulement des deux transformateurs considérés sont représentées dans les (figures IV.C.1, IV.D.2.1.):

Dans tous les cas où l'on a enregistré des tensions maximales dans l'enroulement, on a pris soin de mesurer les périodes des oscillations des ondes de tension au niveau de la ligne, que l'on a comparé avec celle pénétrant dans l'enroulement, et dans la plupart des cas, on a constaté des égalités entre elles.

#### **IV.2.2.Cas du transformateur lié au réseau à travers un câble et une ligne**

Dans le cas du transformateur de tension nominale **110kV**, dont le neutre est isolé de la terre, connecté au réseau via un câble, appliquant une tension de foudre d'amplitude **74kV**, pour différentes longueurs du câble, on observe des augmentations considérables de la tension entrant dans le transformateur, allant jusqu'à **203kV**, pour une longueur du câble **0,45km**, dues au phénomène de la résonance, tandis que dans le cas du transformateur mis à la terre, ce fait est amorti par l'impédance de celui-ci.

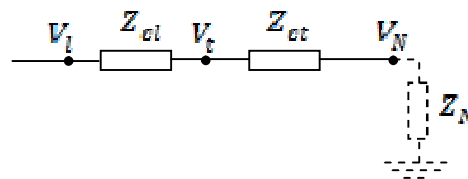
#### **IV.3.Résumé**

On peut dire que l'on a différents points de résonance dans l'enroulement selon le régime du neutre, dans le cas où le neutre est mis à la terre, ce phénomène a lieu au milieu de l'enroulement, et lorsque le neutre est isolé de la terre, cela se produit à la fin de

l'enroulement (au niveau du point neutre). La présence du câble éloigne les points critiques de la ligne.

#### IV.4.Explication des résultats

Pour tenir compte des phénomènes de réflexion et de réfraction (transmission) des ondes mobiles pendant leur propagation, on considère tous les éléments (ligne, câble et transformateur), pour toutes les configurations possibles, représentés par leurs impédances caractéristiques respectives, et les connexions par des points de jonctions.



Dans ce cas on, on représente les ondes de tension par leurs amplitudes et qu'elles ne subissent aucune atténuation durant leur propagation (amplitude de référence maximisée).

En considérant les impédances caractéristiques de la ligne, câble et transformateur comme étant respectivement égales environ à : 500Ω, 50 Ω, 10000 Ω (transformateur 220kV) et 5000 Ω (transformateur 110 kV) on aura les cas suivants :

On considérera dans ce qui suit, le cas où la ligne est directement connectée au transformateur, car dans le cas où la liaison est faite à travers le câble, l'onde rencontre deux points de jonction, et on doit tenir compte de la multi-réflexion d'onde, et au moins de la vitesse de propagation ce qui compliquera davantage notre étude.

$$N_1 = \frac{Z_{et} - Z_{el}}{Z_{et} + Z_{el}} \quad \text{coefficient de réflexion.}$$

$$N_2 = \frac{2Z_{et}}{Z_{et} + Z_{el}} \quad \text{coefficient de transmission.}$$

$N_1 = 0,9$ ,  $0,2$  Respectivement pour les deux cas des transformateurs.

$$N_2 = 1,9$$

$U_l$  l'amplitude de la tension qui se propage sur la ligne (tension aux bornes de la ligne) ;

$U_t$  la tension aux bornes du transformateur.

Alors, d'après (§II.2.3.1.4) on aura :

$$U_t = N_2 U_l$$

Au maximum, on obtient des tensions dans les deux transformateurs qui seront égales à :

$$U_t = 1,9 U_l \text{ ou } 1,82 U_l$$

C'est-à-dire que pour :

$$U_l = 74kV \text{ on aura : } U_t = 140,9kV \text{ et pour :}$$

$$U_l = 150kV \text{ on aura : } U_t = 275kV$$

#### IV.4.a. Transformateur à neutre mis à la terre :

Lorsque l'onde transmise à l'enroulement du transformateur arrive au point neutre, elle se reflète avec un coefficient  $N_1 = -1$  ( $Z_N = 0$ ), l'onde réflétee se superpose avec l'onde incidente et l'annule, donc  $U_N = 0$ .

#### IV.4.b. Transformateur à neutre isolé de la terre :

Dans le cas d'un neutre isolé de la terre, l'onde transmise se reflète à son tour avec un coefficient  $N_1 = 1$ , (réflexion totale) qui se superpose avec l'onde incidente, et qui double donc d'amplitude, c'est-à-dire qu'au niveau du neutre on aura :

$$U'_{t1} = 2 U_{t1} \Rightarrow \begin{cases} U_{t1} = 149,9kV & \text{alors } U'_{t1} = 281,8kV \\ U_{t1} = 275kV & \text{alors } U'_{t1} = 550kV \end{cases}$$

Ces résultats sont relativement exagérés, afin de les comparer aux résultats obtenus à partir des simulations.

Dans tous les tableaux (1 à 16) et figures ( ), contrairement à ce à quoi on s'attend, en faisant la comparaison cas par cas, on s'aperçoit que toutes les tensions transmises au transformateur sont nettement plus élevées et dans certain cas sont trop élevées, c'est-à-dire qu'en plus du phénomène de réflexion observé, un autre phénomène a lieu et contribue directement dans l'augmentation de la surtension.

D'autre part, si l'on tient compte des déformations que subissent les ondes impulsionnelles qui se propagent le long de la ligne, on a effectivement observé que celles-ci acquièrent les caractéristiques des ondes oscillatoires à une fréquence élevée qui diffère d'un cas à l'autre.

En faisant varier la longueur de la ligne (figures précédentes), donc la configuration du système, de laquelle dépendent les valeurs des inductances et capacités totales du circuit, la fréquence des ondes varie (les paramètres du circuit leur imposent cela), tout en sachant que chaque système électrique comportant les paramètres L et C possède une fréquence ( $f_0$ ) propre qui dépend directement de ces derniers suivant la relation  $f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_0}}$ , donc de la longueur de l'élément (ligne, câble, enroulement), car les paramètres  $L_0, C_0$  ne dépendent pas de la longueur, on constate en effet qu'on a agi sur la fréquence propre de la ligne, ce qui

pour une certaine longueur peut imposer à l'onde une oscillation selon une fréquence pouvant égaler la fréquence propre soit de la ligne sur laquelle elle se propage, ou bien celle du système dans lequel elle pénètre, tel que l'enroulement du transformateur, dans ce cas il y aura une augmentation brusque et indéfinie de la tension et le courant qui y circule ne sera limité que par la résistance de celui-ci, on dira alors qu'il y a un phénomène de résonance qui se produit en plus du phénomène de réflexion dans le cas de l'enroulement à neutre isolé de la terre.

#### **IV.5.Conclusion**

D'après l'analyse des résultats effectuée dans ce chapitre, nous constatons que la résonance dans l'enroulement a lieu lorsque la foudre touche la ligne sur une certaine longueur uniquement, en s'éloignant de cette longueur ou en s'approchant du poste, celle-ci n'est pas à craindre, pendant ce phénomène, le régime du neutre du transformateur intervient sur les contraintes que peut subir l'isolation, qu'elles soient transversales lorsque le neutre est isolé de la terre, dans ce cas, si elles persistent davantage, il risque d'y avoir des décharges entre l'enroulement haute tension et l'une des parties (enroulement basse tension, la cuve ou le noyau), ou bien longitudinales lorsque le neutre est mis à la terre, dans ce cas, il risque d'y avoir des décharges entre spires ou entre éléments de l'enroulement lui même. Dans tous les cas, la répétition de ces phénomènes est l'une des causes du vieillissement des isolants, ce qui est nocif pour le matériel.

Notre approche s'agit finalement de prendre des mesures de sécurité supplémentaires en plus des protections déjà existantes (telles que les parafoudres), comme prévention de la résonance due à la propagation des ondes impulsionnelles le long des lignes, nous pouvons déterminer la longueur critique de la ligne selon la procédure de la présente étude, et d'installer un câble de garde s'étalant seulement sur cette longueur.

# *Conclusion générale*

L'étude réalisée dans ce mémoire nous informe sur la nécessité de protéger les transformateurs contre les surtensions et en particulier celles dues aux résonances suite aux décharges atmosphériques.

Nous nous sommes placés dans cette étude sur le cas le plus défavorable à savoir un parafoudre qui ne s'amorce pas à cause de la tension appliquée qui est inférieure à sa tension d'amorçage, nous avons donc constaté que même avec une mise à la terre, la tension à l'intérieur du transformateur pouvait atteindre 200 % de la tension incidente (foudre) à cause du phénomène de résonance qui apparaît pour des longueurs critiques, ces montées de tensions peuvent causer des dégâts irrémediables sur l'isolation interne du transformateur.

Donc la nécessité d'installer en plus du parafoudre, des câbles de gardes d'une longueur égale au moins à cette longueur critique, pour assurer une sécurité optimale au matériel, car comme il a été démontré, un parafoudre seul ne pourra pas protéger le transformateur de façon efficace, quand les décharges atmosphérique sont inférieures à sa tension d'amorçage, mais qui comme on l'a vu, elles peuvent être à l'origine de la mise hors service du transformateur voire sa destruction.

Le fait d'avoir un système isolé de la terre amplifie considérablement les risques, d'une part à cause du phénomène de résonance, et d'autre part, à cause du phénomène de réflexion des ondes, dans ce cas de figure la tension peut atteindre 400% de la tension d'impact (foudre), et sachant que les propriétés d'une mise à la terre peuvent changer dans le temps, un contrôle régulier et permanent doit se faire au niveau des transformateurs de puissance, considérés comme des points sensibles dans le réseau électrique.

Une comparaison s'est imposée dans cette étude entre les deux régimes du neutre (mis à la terre et isolé de la terre), a montré que les longueurs des lignes pour lesquelles apparaît la résonance dans le cas de l'enroulement isolé de la terre sont plus importantes relativement à celles du cas de l'enroulement mis à la terre, donc une mise à la terre fait diminuer de quelques kilomètres les longueurs du câble de garde nécessaires pour protéger la ligne aérienne à proximité du poste, une économie non négligeable pour le transport d'électricité.

Il est aussi à signaler que notre étude doit porter un compromis, puisque finalement la mise à la terre baisse les risques des décharges transversales et augmente ceux des décharges

longitudinales, contrairement au cas de l'enroulement isolé de la terre qui augmente les risques des décharges transversales et diminue ceux des décharges longitudinales.

Dans l'étude menée, certaines hypothèses simplificatrices sont posées, principalement pour nous permettre d'avoir un sujet d'un parafoudre non amorcé présentant ainsi des formes de tension non déformées, donc des fréquences comparables du transformateur et de la ligne. Par contre si le parafoudre s'amorce, qui avec sa caractéristique non linéaire déforme les ondes de la tension compliquant ainsi le calcul des fréquences, par conséquent d'autres phénomènes pourraient éventuellement se manifester, d'où une étude plus poussée et détaillée est envisageable.

Nous souhaitons, que ce travail sera d'un apport considérable pour les études ultérieures.

L'étude réalisée dans ce mémoire nous informe sur la nécessité de protéger les transformateurs contre les surtensions et en particulier celles dues aux résonances suite aux décharges atmosphériques.

Nous nous sommes placés dans cette étude sur le cas le plus défavorable à savoir un parafoudre qui ne s'amorce pas à cause de la tension appliquée qui est inférieure à sa tension d'amorçage, nous avons donc constaté que même avec une mise à la terre, la tension à l'intérieur du transformateur pouvait atteindre 200 % de la tension incidente (foudre) à cause du phénomène de résonance qui apparaît pour des longueurs critiques, ces montées de tensions peuvent causer des dégâts irrémediables sur l'isolation interne du transformateur.

Donc la nécessité d'installer en plus du parafoudre, des câbles de gardes d'une longueur égale au moins à cette longueur critique, pour assurer une sécurité optimale au matériel, car comme il a été démontré, un parafoudre seul ne pourra pas protéger le transformateur de façon efficace, quand les décharges atmosphérique sont inférieures à sa tension d'amorçage, mais qui comme on l'a vu, elles peuvent être à l'origine de la mise hors service du transformateur voire sa destruction.

Le fait d'avoir un système isolé de la terre amplifie considérablement les risques, d'une part à cause du phénomène de résonance, et d'autre part, à cause du phénomène de réflexion des ondes, dans ce cas de figure la tension peut atteindre 400% de la tension d'impact (foudre), et sachant que les propriétés d'une mise à la terre peuvent changer dans le temps, un contrôle régulier et permanent doit se faire au niveau des transformateurs de puissance, considérés comme des points sensibles dans le réseau électrique.

Une comparaison s'est imposée dans cette étude entre les deux régimes du neutre (mis à la terre et isolé de la terre), a montré que les longueurs des lignes pour lesquelles apparaît la résonance dans le cas de l'enroulement isolé de la terre sont plus importantes relativement à celles du cas de l'enroulement mis à la terre, donc une mise à la terre fait diminuer de quelques kilomètres les longueurs du câble de garde nécessaires pour protéger la ligne aérienne à proximité du poste, une économie non négligeable pour le transport d'électricité.

Il est aussi à signaler que notre étude doit porter un compromis, puisque finalement la mise à la terre baisse les risques des décharges transversales et augmente ceux des décharges

longitudinales, contrairement au cas de l'enroulement isolé de la terre qui augmente les risques des décharges transversales et diminue ceux des décharges longitudinales.

Dans l'étude menée, certaines hypothèses simplificatrices sont posées, principalement pour nous permettre d'avoir un sujet d'un parafoudre non amorcé présentant ainsi des formes de tension non déformées, donc des fréquences comparables du transformateur et de la ligne. Par contre si le parafoudre s'amorce, qui avec sa caractéristique non linéaire déforme les ondes de la tension compliquant ainsi le calcul des fréquences, par conséquent d'autres phénomènes pourraient éventuellement se manifester, d'où une étude plus poussée et détaillée est envisageable.

Nous souhaitons, que ce travail sera d'un apport considérable pour les études ultérieures.

# *ANNEXE*

## Paramètres des éléments constituant les réseaux étudiés

### 1. Paramètres des lignes

- **Ligne de 110 kV**

$$d_c = 18,8 \text{ mm}$$

$$D = 4 \text{ m}$$

$$r_0 = 0,156 \, \Omega/\text{km}$$

- **Ligne de 220 kV**

$$d_c = 21,5 \text{ mm}$$

$$D = 7 \text{ m}$$

$$r_0 = 0,13 \, \Omega/\text{km}$$

### 2. Paramètres du câble 110kV

$$r_0 = 0.092 \, \Omega/\text{km}$$

$$X_0 = 0,12 \, \Omega/\text{km}$$

$$Q_0 = 450 \, \text{k VAR/km}$$

### 3. paramètres du poste

- L'inductance de la ligne reliant le transformateur au poste :  $l_p = 160 \, \mu\text{H}$
- La capacité de la ligne reliant le transformateur au poste :  $C_p = 0,001 \, \mu\text{F}$
- La capacité totale du poste :  $C_{\text{poste}} = 0,001 \, \mu\text{F}$

### 4. Paramètres des transformateurs

- **Transformateur 110 kV**

#### 1. Caractéristiques électriques

- puissance nominale apparente :  $S_n = 125 \text{ MVA}$
- Tension de service nominale :  $U_n = 121 \text{ kV}$
- Pertes de puissance à vide :  $\Delta P_0 = 120 \text{ kW}$
- Perte de puissance en court-circuit :  $\Delta P_{cc} = 400 \text{ kW}$
- Tension de court-circuit :  $U_{cc} = 10,5\%$
- Courant à vide :  $I_0 = 0,55\%$
- Fréquence de service de transformateur  $f = 50 \text{ Hz}$
- Facteur de la répartition initial de la tension :  $\alpha = 3,00$

## 2. Caractéristiques géométriques

- Diamètre extérieur de l'enroulement haute tension :  $d_{H_{ext}} = 1396mm$
- Diamètre intérieur de l'enroulement haute tension :  $d_{H_{int}} = 1177mm$
- Diamètre extérieur de l'enroulement basse tension :  $d_{B_{ext}} = 1051mm$
- Diamètre intérieur de l'enroulement basse tension :  $d_{B_{int}} = 920mm$
- Longueur de l'enroulement :  $l_{en} = 2380mm$
- La distance entre deux éléments :  $a = 238mm$
- La distance de l'enroulement haute tension et toutes parties mis à la terre :  
 $b = 117,75 \text{ mm}$ .

### • Transformateur 220 kV

#### 1. Caractéristiques électriques

- Puissance nominale apparente :  $S_n = 125MVA$
- Tension de service nominale :  $U_n = 242kV$
- Pertes de puissance à vide :  $\Delta P_0 = 120kW$
- Perte de puissance en court-circuit :  $\Delta P_{cc} = 380kW$
- Tension de court-circuit :  $U_{cc} = 11\%$
- Courant à vide :  $I_0 = 0,55\%$
- Fréquence de service de transformateur  $f = 50Hz$
- Facteur de la répartition initial de la tension :  $\alpha = 2,35$

#### 2. Caractéristiques géométriques

- Diamètre extérieur de l'enroulement haute tension :  $d_{H_{ext}} = 1640mm$
- Diamètre intérieur de l'enroulement haute tension :  $d_{H_{int}} = 1160mm$
- Diamètre extérieur de l'enroulement basse tension :  $d_{B_{ext}} = 1120mm$
- Diamètre intérieur de l'enroulement basse tension :  $d_{B_{int}} = 920mm$
- Longueur de l'enroulement :  $l_{en} = 1900mm$
- La distance entre deux éléments de l'enroulement haute tension :  $a = 190mm$
- La distance de l'enroulement haute tension et toutes parties mis à la terre :  
 $b = 140mm$

### **Paramètres calculés**

### **Paramètres calculés**

### **Paramètres du transformateur 110kV**

$$R_{tr} = 0.32 \, \Omega$$

$$L_{tr} = 2546 \, \mu H$$

$$C_{tr} = 0.000218 \, \mu F$$

$$K_{tr} = 0.00395 \, \mu F$$

### **Coefficients de mutualité entre éléments de l'enroulement du transformateur**

$$KH1 = 0.00004527571661$$

$$KH 2 = 0.00013757735724$$

$$KH 3 = 0.00041805035098$$

$$KH 4 = 0.00127031147753$$

$$KH 5 = 0.00386004041416$$

$$KH 6 = 0.01172933745975$$

$$KH 7 = 0.003564142922962$$

$$KH 8 = 0.1083020658148$$

$$KH 9 = 0.3290992792104$$

### **Paramètres de la ligne 110kV**

$$R_{l0} = 0.33 \, \Omega/km$$

$$L_{l0} = 1363 \, \mu H/km$$

$$C_{l0} = 0.00844 \, \mu F/km$$

### **Paramètres du câble 110kV**

$$R_{c0} = 0.032 \, \Omega/km$$

$$L_{c0} = 382 \, \mu H/km$$

$$C_{c0} = 0.11809 \, \mu F/km$$

### **Paramètres du transformateur 220kV**

$$R_{tr} = 1.2 \, \Omega$$

$$L_{tr} = 4775 \, \mu H$$

$$C_{tr} = 0.000168 \, \mu F$$

$$K_{tr} = 0.003042 \, \mu F$$

### **Coefficients de mutualité entre éléments de l'enroulement du transformateur**

$$KH1 = 0.00007485153$$

$$KH 2 = 0.000215096$$

$$\text{KH } 3 = 0,00061808233$$

$$\text{KH } 4 = 0,001776103544$$

$$\text{KH } 5 = 0,0051037598888$$

$$\text{KH } 6 = 0,01466601711653$$

$$\text{KH } 7 = 0,04214385351$$

$$\text{KH } 8 = 0,1211033324$$

$$\text{KH } 9 = 0,3479990408$$

### **Paramètres de la ligne 220kV**

$$R_{l0} = 0,13 \, \Omega/\text{km}$$

$$L_{l0} = 1363 \, \mu\text{H}/\text{km}$$

$$C_{l0} = 0,0084 \, \mu\text{F}/\text{km}$$

# *Bibliographie*

- [1] : **B.HOCHART**, Le transformateur de puissance, coordonnateur, 2<sup>ème</sup> Édition, Edition : TEC&DOC. LAVOISIER. 1988.
- [2] : **M .AGUEL et M. LANOZ**, Traité d'électricité, haute tension, Volume XXII. École polytechnique fédérale de Lausanne. Publié sous la direction JACQUES NEIRYNCK. 2004
- [3] : **T.DEBU**, Technique de l'ingénieur, D4435, Lignes aériennes, Paramètres électriques.
- [4] : **E.GILLON**, Cours d'électrotechnique, les machines électriques volume I.1993
- [5] : **F.GIRARD-ADEE**, Généralités foudre, Édition Octobre 1998.Cahier technique.
- [6] : **GIMTH12**, Système d'énergie électrique, guide de référence, ELEC.International symposium.Edition. 1998.
- [7] : **M.COSTENKO et L. PIOTROVSKI**, Machines électriques, Tome I Édition MIR Moscou. 1996.
- [8] : **Melle S.ABDOUN et Melle L.AIRED**, Modélisation de régime transitoire dans un transformateur de puissance avec noyau à l'aide du logiciel P.SPICE. Mémoire d'ingénieur UMMTO. 2005.
- [9] : **H. Ney**, Équipements de puissance, Édition NATHANTECHNIQUE.1988
- [10] : **E.GILLON**, Cours d'électrotechnique, 4<sup>ème</sup> Édition.19787
- [11] : **F. MACIELA**, les parafoudres, technique de l'ingénieur, article D4755, traité Génie électrique. 2004.
- [12] : **C.GARY**, La technique des hautes tensions, choix et coordination des isollements : école supérieure d'électricité. (SUISSE).1979
- [13] : **J-F.AFFOLTER**, **Haute tension** : école d'ingénieurs du canton de Vaud, (octobre 2000).
- [14] : **P.FERRACCI**, La Ferrorésonance, Cahier technique **Schneider** Electric N° 190, édition octobre 1997.
- [15] : **C.KIENY, A.SBAI**, La Ferrorésonance dans les réseaux, Technique de l'ingénieur, Article D4745, Traité Génie électrique. 2004.
- [16] : **M.GRACIET, J. PINEL**, protection contre les perturbations (origines des perturbations), technique de l'ingénieur, traité génie électrique, article D5170. 2004
- [17] : **A.SABOT, J.MICHAUD**, lignes et postes (choix et coordination de l'isolement), Technique de l'ingénieur, traité génie électrique, article D4750. 2004.

[18] :**F.MILSANT**, Machines électriques, Transformateur Réseau Électrique, BERTI Édition.

[19]:**M.J. MANYAHI, M. Leijon, R. Thouttappillil**, Transient response of transformer with XPLE insulation cable winding design. Electrical power & energy systems. 2004

[20] :**P. ESCANE, J.M. ESCANE**, Réseau électrique linéaire à constante repartie technique de l'ingénieur, Traité G.E, Article D.1100. 2004.