

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



Ecole Nationale Polytechnique  
Département d'Electrotechnique  
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Mémoire de  
**Master en Electrotechnique**

Présenté par  
**BOUKHLIFA Mohamed**

Intitulé

**Méthodes d'atténuation de la tension  
induite due aux Interférences  
électromagnétiques entre les lignes de  
HT et les pipelines enterrés**

Soutenu le 17 juin 2015 à l'ENP

**Membres du Jury d'examen**

Président	M.O. Mahmoudi	Professeur à l'ENP
Rapporteur	TOUHAMI Omar	Professeur à l'ENP
	OUADAH M'hamad	Chef d'Equipe de Recherche au CSC, Chéraga
Examineurs	A. Boubakeur	Professeur à l'ENP
	A. Mekhaldi	Professeur à l'ENP

**ENP 2015**

## الملخص

هذه المذكرة يجعل مساهمة في حاجة صناعية معينة بحيث تتأثر أنابيب البترول والغاز المدفونة المتواجدة بالقرب من خطوط نقل الطاقة ذات الجهد العالي (400 كيلو فولت) بالمجالات المغناطيسية المتسببة عنها حيث تسبب هذه المجالات في توليد فولتية (فرق كمون) في خط الأنابيب، والتي يمكن أن تشكل خطر وما يؤثر سلبا على سلامة الموظفين، كما يمكن أن يهدد سلامة معدات الحماية الكاثودية، ويميل إلى تسريع تآكل المعادن. وسيركز العمل على دراسة آثار التداخل الكهرومغناطيسي على أنابيب النفط والمعادن والغاز المدفونة مع الأخذ بعين الاعتبار التغيرات في عوامل مختلفة، من أجل تحديد القيم التي يسببها (التيار، الجهد) على خطوط الأنابيب المدفونة باستخدام معادلات كارسون كليم ومعرفة ما إذا كانت ضمن المعايير المسموح بها دوليا (عتبة الأمان). سنحاول في هذه الدراسة لتقييم التآكل بواسطة التيار المتناوب وإيجاد نهج للتخفيف من تأثير التداخل الكهرومغناطيسي.

**كلمات المفتاحية:** الأنابيب، التداخل الكهرومغناطيسي، معادلات كارسون كليم.

## Résumé :

Ce manuscrit apporte une contribution à un besoin industriel spécifique en l'occurrence la détermination de la tension induite au niveau du pipeline causée par les lignes de transmission à haute tension (400 kV). Le cas d'interférence électromagnétique entre les lignes de transmission à haute tension et les pipelines métalliques enterrés transportant des produits pétroliers et gazeux a été un véritable problème, qui peut représenter un risque de choc électrique pour la sécurité de l'opérateur et le personnel public spécialement dans le cas de défaut. Il peut aussi menacer l'intégrité de l'équipement de protection cathodique, et tend à accélérer la corrosion du métal. Le travail porte sur l'étude des effets d'interférence électromagnétique sur les pipelines métalliques de pétrole et de gaz enterrés en tenant compte de la variation des différents facteurs. Le but étant de déterminer les valeurs induites (courant, tension) sur les pipelines enterrés dues au couplage inductif en utilisant les équations de Carson Clem et de vérifier si ces valeurs induites sont dans les normes (seuil de sécurité) . On essayera, par cette étude d'évaluer la corrosion par courant alternatif et de trouver une approche visant à atténuer l'effet de ces interférences

**Mot clés :** pipeline, interférence électromagnétique, Carson Clem.

## Abstract:

This manuscript brings a contribution for a specific industrial need which is the determination of the induced voltage in the buried pipeline .The electromagnetic interference caused by power transmission lines (400kV) to oil and gas buried pipelines is under investigation for many years. Especially during fault conditions, large currents and voltages are induced on the pipelines that may be pose danger for working personnel and may accelerate the corrosion of the pipeline's metal. In this research, the induced voltages generated in the pipeline should be quantified in order to avoid security problems for the agents working on the pipeline and pipeline equipment. The aim of our work is to study inductive coupling between overhead transmission 400 kV lines and an buried parallel pipeline in steady state conditions and fault conditions. The factors affecting this coupling, modelling and analysis of the coupling is also discussed using the mutual impedances of Carson's Clem equation. The induced voltage in the oil buried pipelines due to the magnetic fields produced by nearby transmission lines has been computed. We will try, in this study to evaluate AC corrosion and find an approach to mitigate the effect of the interference.

**Key words:** pipeline, electromagnetic interference, Carson's Clem equation.

# Remerciement

EL Hamdoulilah, nous remercions « ALLAH soubhanahou wa taala » qui nous a guidé et donner la volonté, patiente et courage de mener à terme ce modeste travaille Nous exprimons notre profonde gratitude à notre promoteur, Professeur **O.TOUHAMI**, pour sa disponibilité et sa contribution avec ses précieuses orientations et ses pertinents conseils et remarques, qu'il trouve ici notre profonde reconnaissance pour son temps qu'il nous a consacré. Nos chaleureux remerciements vont aussi à monsieur **M.OUADAH** pour son assistance, ses éclaircissements et son aide inestimable.

Nous tenons à remercier très chaleureusement :

- Professeur **MO.Mahmoudi** pour nous avoir fait l'honneur de présider notre jury de soutenance.

- Professeurs **A.Boubakeur- A.Mekhaldi** pour l'honneur qu'ils nous ont fait d'avoir acceptés d'en être examinateurs et d'avoir consacré de ses temps précieux à la lecture de ce mémoire.

Nos vifs remerciements sont adressées aussi au **directeur du centre de recherche de soudage et de contrôle de Cheraga** d'avoir nous a donner l'opportunité d'effectuer notre stage de fin d'études dans son centre de recherche

Nos vifs remerciements sont adressées aussi à tous les enseignants du génie électrique et du département de l'électrotechnique en particulier pour leurs engagements, leur générosités et leurs sérieux au travail afin qu'ils nous transmettent de leur précieux savoir tout au long de notre cursus à l'Ecole Nationale Polytechnique.

C'est avec une attention particulière que nous remercions chaleureusement à ma famille pour leurs aides permanentes, et soutiens aussi bien financier qu'affectif. On leurs témoigne ma profonde reconnaissance et gratitude.

Nous remercions profondément tous nos amis qui nous ont été d'un grand soutiens et appui dans les moments plus difficiles.

Que les nombreuses personnes qui par une participation quelconque ou avec une simple suggestion, nous ont aidés, qu'ils trouvent nos sincères reconnaissances.

# Dédicaces

Je dédie ce travail à ma mère, mon père, mes frères, Nacer, Amer, Abderahmane, Ibrahim, Rachid, Youcef, mes deux sœurs Fatma et Amina ainsi que mes tentes, mes neveux et toute ma famille.

A mon cher ami et mon binôme Jugou, mes amis Raouf, Selman, Boursouti, Rahims, Mouhouch, Hakim KHALAFI, Soufian BELHADJELZIN, La Chouiref, Yasmine Sebbane, Cheraitia, Farouk, Karim, Nabil, Zoubir, Walid, El Berdioui, Le Titouche, Moussa, Kousseila, Hamioud, Wahid, Amine Guelmane, Chafi Ammar et tous les amis sans oublier les amis d'enfance.

**BOUKHLIFA Mohamed**

# Table des matières

Nomenclature .....	v
Introduction générale .....	vi
<b>Chapitre I : Interférence</b>	
I.1.Introduction .....	1
I.2.Sources d'interférences .....	2
I.3.Mécanismes de couplages .....	2
I.3.1.Couplage électromagnétique ou inductif.....	2
I.3.1.1.Effet du couplage inductif .....	3
I.4.Conclusion .....	6
<b>Chapitre II : Etude d'interférence</b>	
II.1.Introduction .....	7
II.2.Tension induite dans le pipeline .....	8
II.2.1.Fonctionnement normal de la ligne.....	8
<i>A/ Ligne sans câble de garde</i> .....	8
<i>B/ Présence du câble de garde</i> .....	10
II.2.2.Cas de défaut dans la ligne.....	11
<i>A/ Sans câble de garde</i> .....	11
<i>B/ Présence du câble de garde</i> .....	11
II.3.Conclusion.....	12
<b>Chapitre III : Méthodes d'atténuation de la tension induite</b>	
III.1.Introduction .....	13
III.2. Augmentation de la hauteur du pylône.....	13
III.2.1.Configuration horizontale :.....	13
III.2.2 Configuration verticale .....	14
III.2.3 Configuration DELTA.....	15
III.3.Configuration optimum des phases.....	15
III.3.1 Transposition $\alpha$ .....	16
III.3.2 Transposition $\beta$ .....	17
III.3.3 Transposition $\gamma$ .....	17
III.4.comparisant entre les trois configurations.....	18
III.4.1 Sans câble de garde.....	18
III.4.2 Avec câble de garde.....	19
III.4.4.Limitation du Parallélisme.....	20
III.4.5.Augmentation de la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline.....	21
III.4.6 Mise à la terre du pipeline avec des électrodes de terre .....	21
III.5.Conclusion .....	22
Conclusion générale .....	23
Références bibliographiques .....	24

# Nomenclature

$\omega$  : Pulsation du réseau [rad/s]

$\rho$  : Résistivité du sol [ $\Omega \cdot m$ ]

$\mu_0$  : Perméabilité du vide [H/m]

$r_i$  : Rayon du pipeline [m]

$Z_{Ap}$  : Mutuelle impédance linéique entre la phase A et le pipeline [ $\Omega/m$ ]

$Z_{Bp}$  : Mutuelle impédance linéique entre la phase B et le pipeline [ $\Omega/m$ ]

$Z_{Cp}$  : Mutuelle impédance linéique entre la phase C et le pipeline [ $\Omega/m$ ]

$E_p$  : F.é.m. induite au niveau du pipeline par unité de longueur [V/m]

$D_{phase-pipe}$  : Distance entre phase A, B, C et le pipeline [m]

$Z_{phase-pipe}$  : Mutuelle impédance entre phase et pipeline [ $\Omega/m$ ]

$f$  : Fréquence [Hz]

$D_e$  : Profondeur équivalente de terre [m]

$V_p$  : Tension induite [V]

$L$  : Longueur de parallélisme [m]

$Z_E$  : Impédance linéique du câble de garde [ $\Omega/m$ ]

$Z_{AE}$  : Impédance mutuelle linéique entre la phase A et pipeline [ $\Omega/m$ ]

$Z_{BE}$  : Impédance mutuelle linéique entre la phase B et pipeline [ $\Omega/m$ ]

$Z_{CE}$  : Impédance mutuelle linéique entre la phase C et pipeline [ $\Omega/m$ ]

$R_{GM}$  : Rayon fictif du fil de garde [m]

$R_E$  : Résistance du fil de garde [ $\Omega/m$ ]

$I_{\text{défaut}}$  : Courant de défaut [A]

$K$  : facteur de blindage

# Introduction générale

L'acheminement des hydrocarbures (produits pétrolier ou gaz naturel) s'effectue par les canalisations en acier (pipeline) depuis leurs gisements jusqu'à la zone de raffinage et les centres de distribution et de consommation.

D'importants réseaux de pipelines ont été construits depuis les années 60 et sont en constante évolution. La société algérienne SONATRACH (SH) possède et exploite un réseau de canalisations évalué à plus de 16 000 km destinés au transport du gaz naturel et les produits pétroliers. La branche transport par canalisations "TRC" gère actuellement un réseau de pipelines d'une longueur supérieure à 18000 km.

Parallèlement, la demande d'énergie électrique n'a cessé d'augmenter. L'évolution des pertes de distribution et de transport d'électricité, avec l'évolution de la demande, impose le passage à des niveaux de tension de plus en plus élevés. Le dernier palier franchi est de 400 kV.

De tels niveaux de tension ont un bénéfice économique certain en vue d'une réduction des pertes de transport, toutefois l'impact des lignes travaillant à de tels niveaux de tension sur leur voisinage (structure métallique, pipeline, personnel) est aussi important que néfaste. Le principal acteur est le champ Électromagnétique, dû aux lignes de transmission à haute tension (400 kV), qui représente l'une des sources de l'interférence avec les pipelines de transport de pétrole et de gaz.

L'interférence de ces lignes de transmission à haute tension avec les pipelines transportant des produits pétroliers et gazeux peut causer un véritable problème que ce soit sur la sécurité du personnel travaillant sur site ou sur public et menace l'intégrité de l'équipement de protection cathodique, le revêtement du pipeline et la canalisation d'acier. Il favorise aussi le phénomène de corrosion ce qui conduit à des pertes économiques.

Pour contrer ce phénomène, les pipelines sont protégés par un revêtement externe et interne (protection passive) aussi étanche que possible afin d'isoler l'acier des milieux corrosifs. Ces revêtements sont à base de liants hydrocarbonés (brai de houille ou de bitume de pétrole) ou encore constitués par un système multicouche associant un primaire époxy pour l'adhérence à l'acier, un adhésif intermédiaire et une couche de plusieurs millimètres en polymères PE polyéthylène ou PP polypropylène.

Dans ce travail, nous allons nous baser sur l'effet inductif de l'interférence entre les lignes de transmission de 400 kV et les canalisations enterrées, en calculant la tension induite au niveau du pipeline due au couplage inductif par les équations de Carson-Clem. Pour remonter aux méthodes d'atténuation de cette tension, qui est l'un des critères fondamentaux de l'évaluation de la corrosion par courant alternatif, et la sécurité des personelles.

# Chapitre I

## Interférence

---

### I.1.Introduction

Le transport des hydrocarbures par pipeline reste le moyen le plus sécurisant pour, acheminer de grandes quantités de pétroles et de gaz, sur de longues distances. Ces conduites de transport, constituent des constructions coûteuses, dues à la quantité et à la qualité de l'acier des tubes qu'ils nécessitent.

La présence d'une ligne électrique de haute tension (HT) à proximité de ces canalisations peut être une source d'influence électrique dangereuse pour cet ouvrage, aussi bien lors de l'exploitation normale de la ligne de haute tension que lorsque des défauts se produisent sur la ligne. Les lignes de HT peuvent induire des tensions dans les canalisations métalliques qui se trouvent à proximité (couplage inductif, conducteur ou capacitif) et engendrent des effets néfastes tels que :

- Le risque sur le personnel (tension de contact et tension de pas).
- Risque de corrosion
- Risque d'endommager les équipements liés au pipeline (protection cathodique).
- Les perforations de revêtements du pipeline.
- Risque d'endommager les joints isolants.

Généralement le processus d'interférence entre une ligne de transmission et une canalisation métallique qui se trouve à proximité est composé de trois parties :

- Source de l'interférence
- Mécanisme de couplage
- Récepteur



## I.2.Sources d'interférences

Les principales sources d'interférence dues aux courants alternatifs sont [1]:

- Ligne de puissance a HT aériennes ou enterrées.
- Ligne de puissance longue et parallèle.
- Système de traction à haute vitesse (habituellement alimentée par une ligne de 132 kV et 25 kV en parallèle).

## I.3.Mécanismes de couplages

On distingue trois types de couplages entre les lignes de haute tension et les canalisations métalliques :

- Couplage électromagnétique ou inductif.
- Couplage résistif ou conductif.
- Couplage électrostatique ou capacitif.

### I.3.1.Couplage électromagnétique ou inductif

Les lignes de haute tension génèrent un champ magnétique. Ces lignes peuvent être assimilées au primaire d'un transformateur. Les canalisations situées dans ce champ sont soumises aux variations de ce champ et développe une force électromotrice f.é.m. Les canalisations peuvent être assimilées au secondaire du transformateur. L'importance de la tension induite dépend de la valeur de la f.é.m., de la longueur et de rapprochement du parallélisme, des caractéristiques de la canalisation (défauts de revêtement).

La tension alternative produit un courant alternatif circulant de la canalisation à travers tout défaut de revêtement.

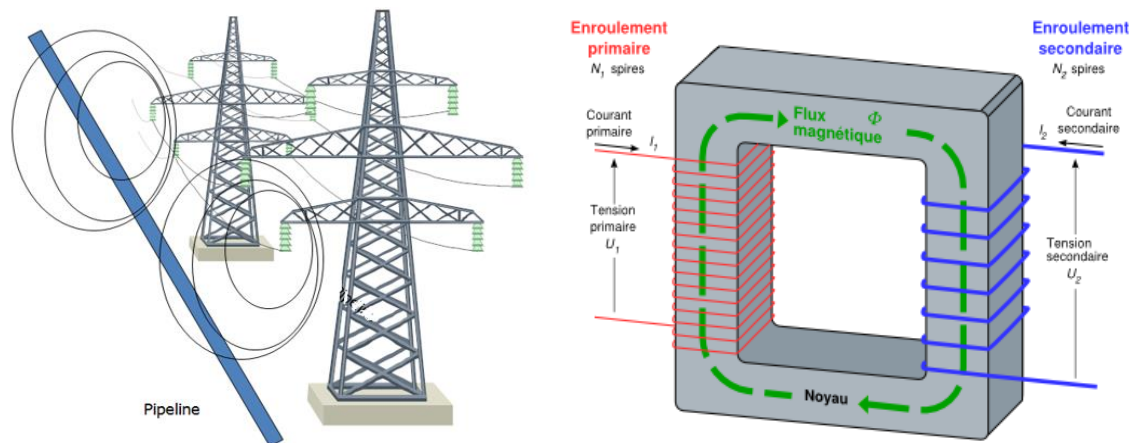


Figure I.1 : Couplage inductif

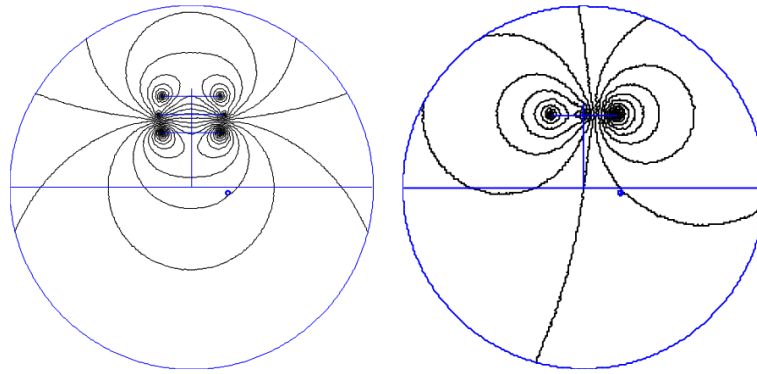


Figure I.2 : Lignes de champ magnétique [2]

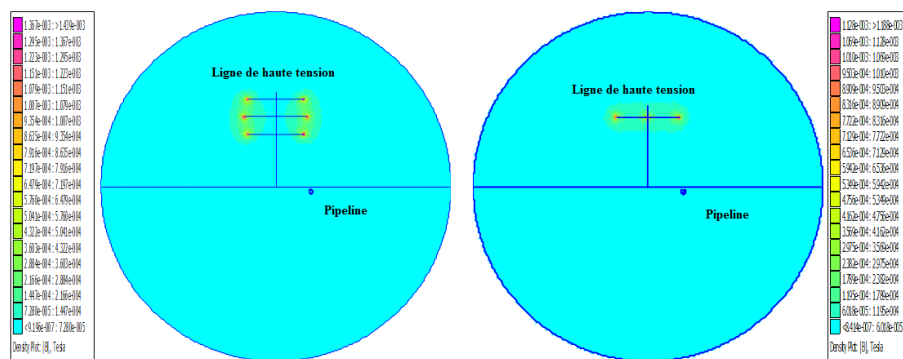


Figure I.3 : Champ magnétique produit par une ligne de transmission [2]

Parmi les facteurs qui contribuent à l'augmentation de tension due à des courants alternatifs sur les canalisations enterrées on peut compter :

- Nombre croissant de lignes de puissance en haute tension.
- Système de traction à haute vitesse fonctionnant par courant alternatif.

### I.3.1.1.Effet du couplage inductif

Les dangers de l'induction permanente sont de trois (03) types :

- ❖ **Pour le personnel** : Le personnel travaillant à proximité de pipelines peut être exposé à des risques d'origine électrique. La tension maximale admissible sur les canalisations étant fixée entre **50 à 65 V** [3] [4].

Le tableau ci-dessous représente la tension maximale admissible pour la sécurité du personnel dans le cas d'un fonctionnement normale ainsi que dans le cas de fonctionnement de défaut, lorsqu'on prend en compte uniquement la tension induite due à l'effet inductif.

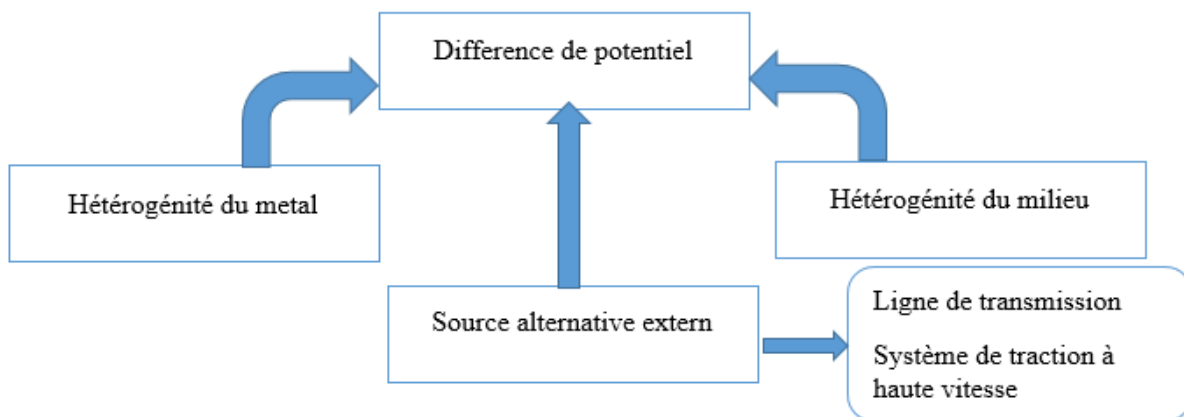
**Tableau I.1** : Normes de sécurité [3]

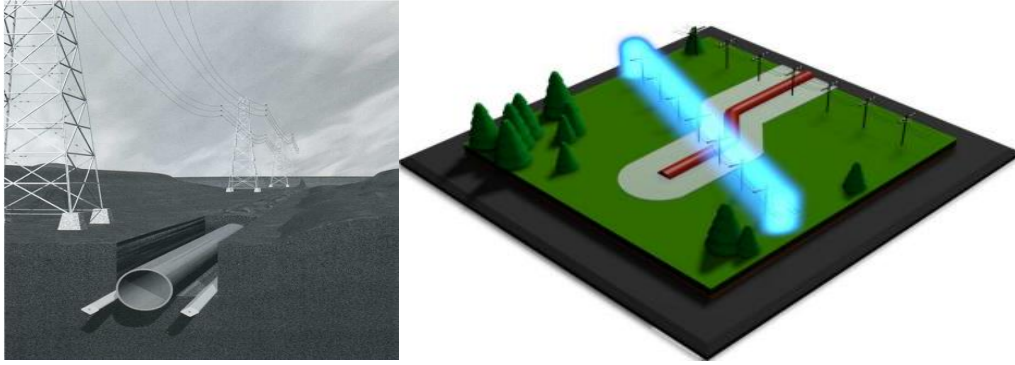
Norme	Fonctionnement normale	Cas de défaut	
	Tension maximale [V]	Temps max	Tension max
IEEE 80-2000	15	0.5	287
CEI-479	-	0.45	220
Etats Unis	25	0.5	287
Allemagne	65	0.5	1000
Suède	15	0.5	600
Suisse	50	0.3	300
Afrique du Sud	50	0.35	430

❖ **Pour les canalisations**, toutes canalisations soumise à des courants alternatifs induits est susceptible, selon les conditions environnementales et ses caractéristiques propres, de développer des cas de corrosions.

Un nouveau phénomène de corrosion lié aux courants alternatifs s'est ajouté à la liste des phénomènes de corrosion. Ceci résulte habituellement de tensions alternatives induites dans les canalisations dont le tracé est parallèle ou croisent les lignes à haute tension ou des chemins de fer électrifiés [1]-[9].

La **corrosion** est une réaction électrochimique entre un métal et son environnement qui se forme lorsque deux parties d'une structure possèdent un potentiel électrique différent. La différence de potentiel résulte souvent d'une hétérogénéité dans le métal, dans le milieu environnant ou l'existence d'une source électrique externe.

**Figure I.4** : Cause de différence de potentiel

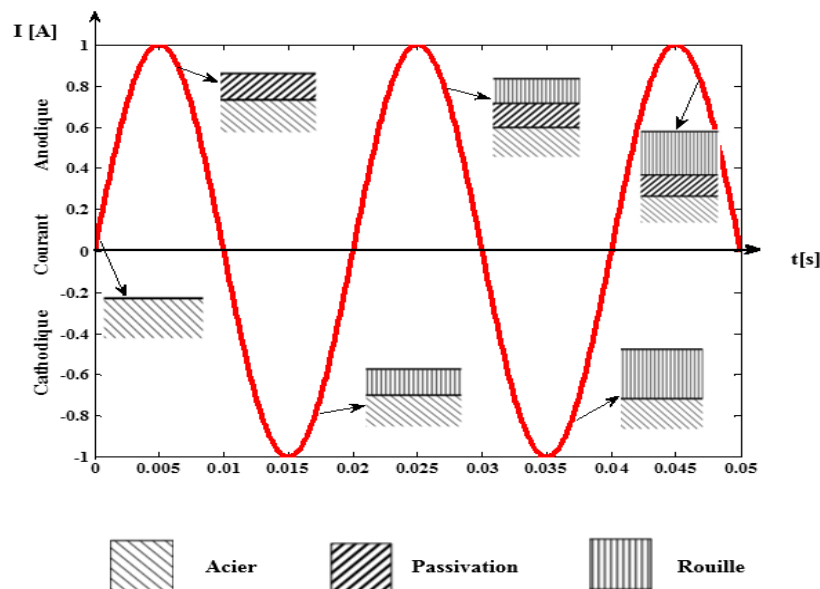


**Figure I.5** : Pipeline et réseau électrique

La corrosion est provoquée par un échange de courant entre le sol et le métal, cet échange de courant dépend de la tension induite sur les canalisations.

La corrosion par courant alternatif est causée par la formation et la dissolution répétées de la couche de passivation, de tel sorte que l'alternance positive engendre une couche de passivation et pendant l'alternance négative il y aura une dissolution de la couche de passivation qui se transforme en rouille, c'est un cycle qui se répète et cause une dégradation du métal.

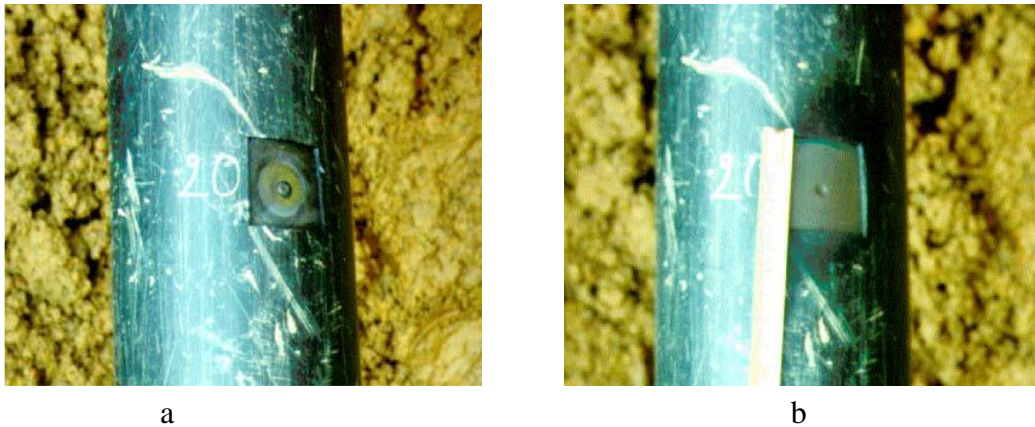
L'oxydation d'une couche atomique par cycle résulte un taux de corrosion de 70 mm/ans, la corrosion par courant alternatif est stoppée si on préserve la couche de passivation [7].



**Figure I.6** : Principe de corrosion par courant alternatif



**Figure I.7 :** Défectuosité du revêtement ( $15 \times 20 \text{ mm}$ ) sur la génératrice supérieure de la canalisation, la dimension du trou dans le revêtement est de quelques  $\text{mm}^2$ , [1]



**Figure I.8 :** a) Oxyde ( $40 \times 40 \text{ mm}$ ) et produit de corrosion, b) Corrosion ( $\text{diam } 5 \text{ mm}$ ;  $\text{prof. } 0,5 \text{ mm}$ ) [1]

## I.4.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé toutes les interactions électromagnétiques entre les lignes de hautes tensions et les pipelines enterrées (couplage inductif, couplage conductif et le couplage capacitif). Les lignes de HT peuvent induire des tensions dans les pipelines métalliques qui se trouvent à proximité et engendrent des effets néfastes tels que :

- Le risque sur le personnel (tension de contact et tension de pas).
- Risque de corrosion
- Risque d'endommager les équipements liés au pipeline (protection cathodique).
- Les perforations de revêtements du pipeline.

# Chapitre II

## Etude d'interférence

---

### II.1.Introduction

L'interférence électromagnétique causée par des lignes de transport d'énergie électrique haute tension aux canalisations enterrées de pétrole et de gaz est l'objet de plusieurs études lors des conditions de défaut et des conditions de fonctionnement normal de la ligne de transmission. Des courants et des tensions sont induits sur les canalisations pouvant accélérer la corrosion du métal de la canalisation.

Plusieurs recherches ont abordé le phénomène d'induction électromagnétique dû aux lignes de haute tension. Certaines d'entr'elles ont utilisé les méthodes des éléments finis pour simuler ces effets [13], [15]. De plus, dans de nombreuses recherches, les effets de lignes à haute tension ont été déterminés par l'utilisation de la méthode des images électriques [16]-[17].

Dans ce chapitre nous utilisons la méthode de CARSON-CLEM pour le calcul de la mutuelle impédance linéique entre les conducteurs de la ligne et le pipeline. Ensuite, on calcule la tension induite au niveau du pipeline. Cette méthode considère le sol comme un cylindre de paroi mince de rayon  $D_e$ , par conséquent, elle est applicable quand la hauteur du conducteur est petite par rapport à la longueur d'onde et obéit à l'équation suivante, [17] :

$$\sqrt{\mu_0 \frac{\omega}{\rho}} \cdot r_i < 0.25 \quad (2.1)$$

$r_i$  : Rayon du pipeline

## II.2. Tension induite dans le pipeline

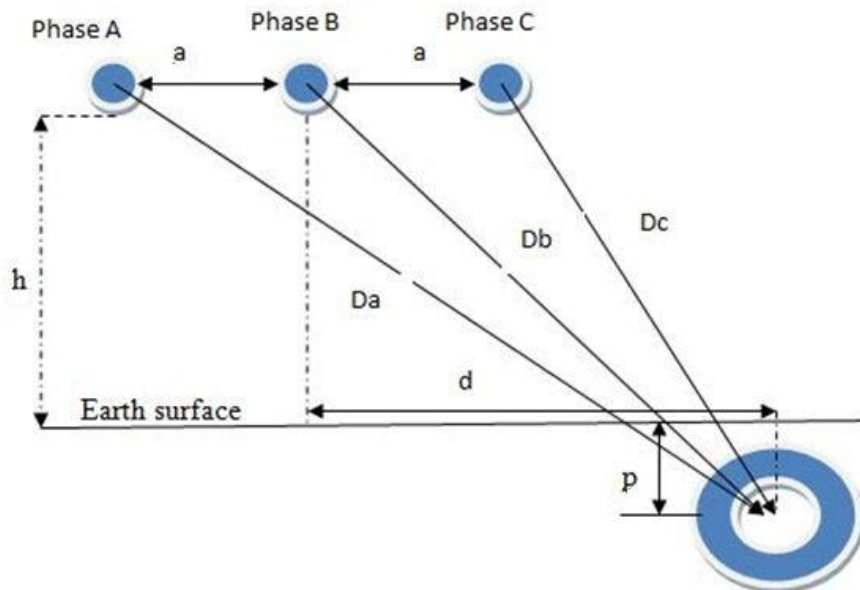
Nous expliquerons le fonctionnement de la ligne de transmission dans ce qui précède. Puis, nous écrivons les équations de fonctionnement de la ligne en prenant en compte les défauts de câbles.

### II.2.1. Fonctionnement normal de la ligne

#### A/ Ligne sans câble de garde

La tension induite sur le pipeline dépend de plusieurs variables (la distance de séparation entre la ligne et le pipeline, la configuration de la ligne, la répartition des phases, la distance entre les phases, la hauteur du pylône, la profondeur d'enfouissement du pipeline, l'existence du câble de garde, la longueur du parallélisme, le fonctionnement de la ligne)

L'équation de CARSON peut être utilisée pour déterminer la mutuelle impédance entre la phase et le pipeline, [6]. Cette mutuelle impédance est donnée en  $[\Omega/m]$  comme le montre la Figure (II.1). Elle représente un système triphasé d'une ligne de transmission à haute tension et un pipeline sans câble de garde.



**Figure II.1 :** Ligne de transmission et pipeline enterrés

$p$  : la profondeur d'enfouissement du pipeline

$d$  : distance horizontale

$a$  : distance entre conducteur

$h$  : hauteur du pylône

La f.é.m. induite au niveau du pipeline est déterminée en utilisant l'équation (2.2) [18].

$$E_p = I_A Z_{Ap} + I_B Z_{Bp} + I_C Z_{Cp} \quad (2.2)$$

$I_{A,B,C}$  : Le courant de la phase A, B, C.

$Z_{Ap}$  : Mutuelle impédance linéique entre la phase A et le pipeline [ $\Omega/m$ ]

$Z_{Bp}$  : Mutuelle impédance linéique entre la phase B et le pipeline [ $\Omega/m$ ]

$Z_{Cp}$  : Mutuelle impédance linéique entre la phase C et le pipeline [ $\Omega/m$ ]

La mutuelle impédance entre la phase et le pipeline est déterminée avec la formule de Carson, [19].

$$Z_{\text{phase-pipe}} = \frac{\mu_0 \cdot \omega}{8} + j \frac{\mu_0 \cdot \omega}{2\pi} \log_{10} \left( \frac{D_e}{D_{\text{phase-pipe}}} \right) \quad [\Omega/m] \quad (2.3)$$

Avec

$$D_e = 658.4 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad (2.4)$$

$$D_{\text{phase(A)-pipe}} = \sqrt{(p+h)^2 + (a+d)^2} \quad (2.5)$$

$$D_{\text{phase(B)-pipe}} = \sqrt{(p+h)^2 + (d)^2} \quad (2.6)$$

$$D_{\text{phase(C)-pipe}} = \sqrt{(p+h)^2 + (d-a)^2} \quad (2.7)$$

$D_{\text{phase-pipe}}$  : Distance entre phase A, B, C et le pipeline [m]

$Z_{\text{phase-pipe}}$  : Mutuelle impédance entre phase et pipeline [ $\Omega/m$ ]

$f$  : Fréquence [Hz]

$\rho$  : Résistivité du sol [ $\Omega.m$ ]

$\mu_0$  : Perméabilité du vide [H/m]

$D_e$  : Profondeur équivalente de terre [m]

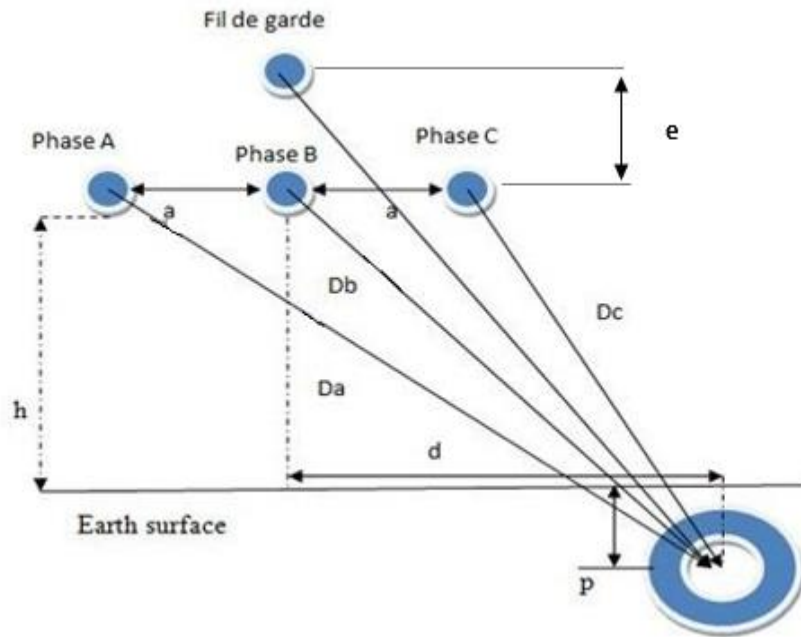
La tension induite au niveau du pipeline pour un parallélisme L est donnée par la formule suivante :

$$V_p = E_p \times L \quad , [V] \quad (2.5)$$



**B/ Présence du câble de garde**

La présence d'un câble de garde dans les conditions normales à tendance à augmenter la tension induite au niveau du pipeline figure II.2



**Figure II.2 :** Configuration horizontale avec fil de garde

e : La hauteur du fil de garde [m]

L'équation (2.8) montre la relation entre la f.é.m. induite au niveau du pipeline et les conducteurs de phases dans le cas de la présence du câble de garde, [6] :

$$E_p = I_A Z_{AEp} + I_B Z_{BEp} + I_C Z_{CEp} \quad (2.8)$$

Les mutuelles impédances entre phase et pipeline en présence du câble de garde sont déterminées par :

$$Z_{AEp} = Z_{Ap} - \frac{Z_{Ep} Z_{AE}}{Z_E} \quad [\Omega/m] \quad (2.9)$$

$$Z_{BEp} = Z_{Bp} - \frac{Z_{Ep} Z_{BE}}{Z_E} \quad [\Omega/m] \quad (2.10)$$

$$Z_{CEp} = Z_{Cp} - \frac{Z_{Ep} Z_{CE}}{Z_E} \quad [\Omega/m] \quad (2.11)$$

$Z_{Ap}, Z_{Cp}, Z_{Bp}, Z_{AE}, Z_{BE}, Z_{CE}, Z_{Ep}$  sont déterminées à l'aide de l'équation (2.12),  $Z_E$  est donnée par la formule suivante :

$$Z_E = R_E + \frac{\mu_0 \cdot \omega}{8} + j \cdot \frac{\mu_0 \cdot \omega}{2 \cdot \pi} \left( \frac{1}{4} + \log_{10} \frac{D_e}{R_{GM}} \right) \quad [\Omega/m] \quad (2.12)$$

Avec :

- $Z_E$  : Impédance linéique du câble de garde
- $Z_{AE}$  : Impédance mutuelle linéique entre la phase A et pipeline.
- $Z_{BE}$  : Impédance mutuelle linéique entre la phase B et pipeline.
- $Z_{CE}$  : Impédance mutuelle linéique entre la phase C et pipeline.
- $R_{GM}$  : Rayon fictif du fil de garde (geometric mean radius)
- $R_E$  : Résistance du fil de garde [ $\Omega/m$ ]
- $\mu_0$  : Perméabilité du vide [H/m]
- $\omega$  : Pulsation du réseau

### II.2.2. Cas de défaut dans la ligne

Beaucoup de travaux ont été effectués pour le calcul de la tension induite au niveau du pipeline dans le cas d'un défaut. Ces travaux ont abouti à l'étude du cas d'un défaut d'une phase à la terre (L-G) qui est très sévère, causant ainsi des tensions induites maximales et dangereuses [19]. Pour notre cas nous avons pris le défaut de terre pour calculer la tension.

#### A/ Sans câble de garde

L'équation (2.13) est utilisée pour calculer la distance équivalente entre la phase et le pipeline [18]:

$$D_{\text{phase-pipe}} = \sqrt[3]{(D_{Ap} D_{Bp} D_{Cp})} \quad , [m] \quad (2.13)$$

Equation (2.14) montre la tension induite dans le pipeline dans le cas d'un défaut d'une phase à la terre (L-G) avec absence du câble de garde, [18] :

$$E_p = I_{\text{défaut}} \times Z_{\text{phase-p}} \quad (2.14)$$

$I_{\text{défaut}}$  : Courant de défaut [A]

#### B/ Présence du câble de garde

L'existence du câble de garde réduit de manière significative l'impact de la tension induite sur le pipeline dû au facteur de blindage. L'équation (2.15) montre la tension induite avec l'existence du câble de garde [18] :

$$E_p = I_{\text{défaut}} \times K \times Z_{\text{phase-p}} \quad (2.15)$$

Avec  $K$  : facteur de blindage, on peut le calculer avec l'équation (2.16)

$$K = 1 - \frac{Z_{\text{phase-earth}} \cdot Z_{\text{p-earth}}}{Z_E \cdot Z_{\text{phase-p}}} \quad (2.16)$$

Le facteur de blindage ne dépasse pas la valeur de 1 qui représente l'absence du câble de garde.

### II.3. Conclusion

Nous avons utilisé les expressions de Carson pour déterminer la mutuelle impédance qui nous permette de calculer la tension induite au niveau du pipeline sous l'influence d'interférence électromagnétique due à des lignes de transmission HT.

Nous avons trouvé la méthode de calcul de tension induite lors de fonctionnement normale, ainsi dans le cas de fonctionnement en défaut, avec ou sans câble de garde pour les trois configurations  $\alpha \beta \gamma$  .

# Chapitre III

## Méthodes d'atténuation de la tension induite

### III.1.Introduction

Dans ce chapitre nous déterminons la tension induite au niveau du pipeline due à l'effet inductif pour trois types de configuration de la ligne de haute tension (horizontale, verticale et delta), et nous allons proposer des méthodes d'atténuation de la tension induite au niveau de pipeline.

Nous avons procédé, alors, à des calculs effectués sur trois configurations (horizontale, verticale et delta) de lignes électriques de haute tension possédant les caractéristiques suivantes :  $P = 750$  MW sous un  $\cos(\theta) = 0.85$ , une tension  $U$  (tension phase-phase) = 400 kV et pour une longueur de parallélisme entre la ligne de haute tension et le pipeline de 10Km.

### III.2. Augmentation de la hauteur du pylône

#### III.2.1.Configuration horizontale :

Pour une ligne de transmission de 400 kV et une distance de 10 m entre conducteur, on fait varier la hauteur du pylône  $h = 25$  m, 35 m, 38m, 41m pour 10 km de parallélisme la figure B.1 montre la variation de la tension induite au niveau du pipeline en fonction des différentes hauteurs de pylône :

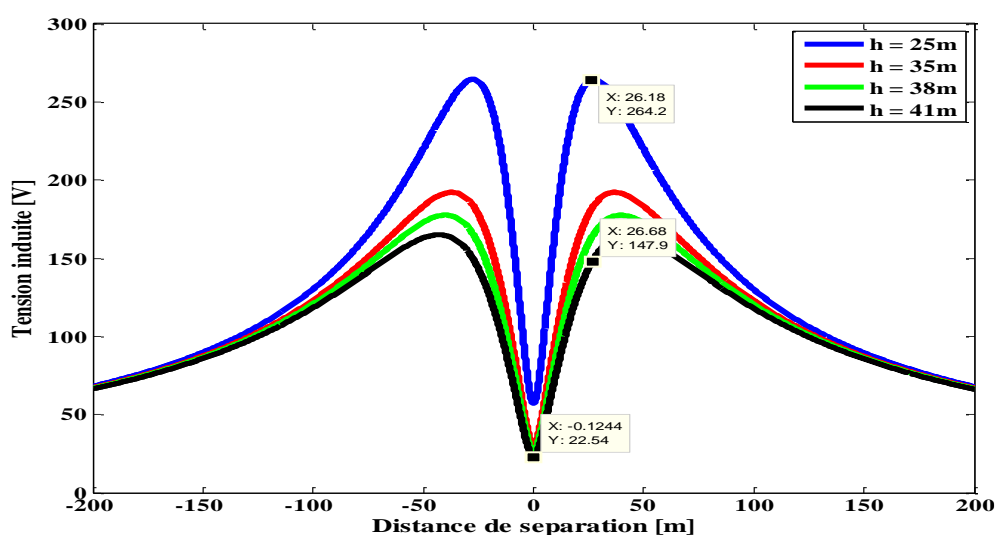


Figure III.1 : Tension induite en fonction de la hauteur du pylône

On remarque que la tension induite au niveau du pipeline est proportionnellement inverse à la hauteur du pylône c.à.d. l'augmentation de la hauteur du pylône engendre une diminution de la tension induite au niveau du pipeline.

Une tension induite maximale de 264 V est enregistré au niveau du pipeline pour une hauteur de 25 m et une distance de  $d=26$  m cependant une tension de 147 V est induite au niveau du pipeline pour la même distance et une hauteur de 41 m

Une tension minimale de 22.5 V induite au niveau du pipeline pour une distance de  $d=0$  m pour une hauteur de pylône  $h=41$  m.

### III.2.2 Configuration verticale

Pour une configuration verticale et pour une distance entre conducteurs  $a=10$  m,  $b=8$  m, la figure B.2 montre l'influence de la hauteur du pylône sur la tension induite au niveau du pipeline.

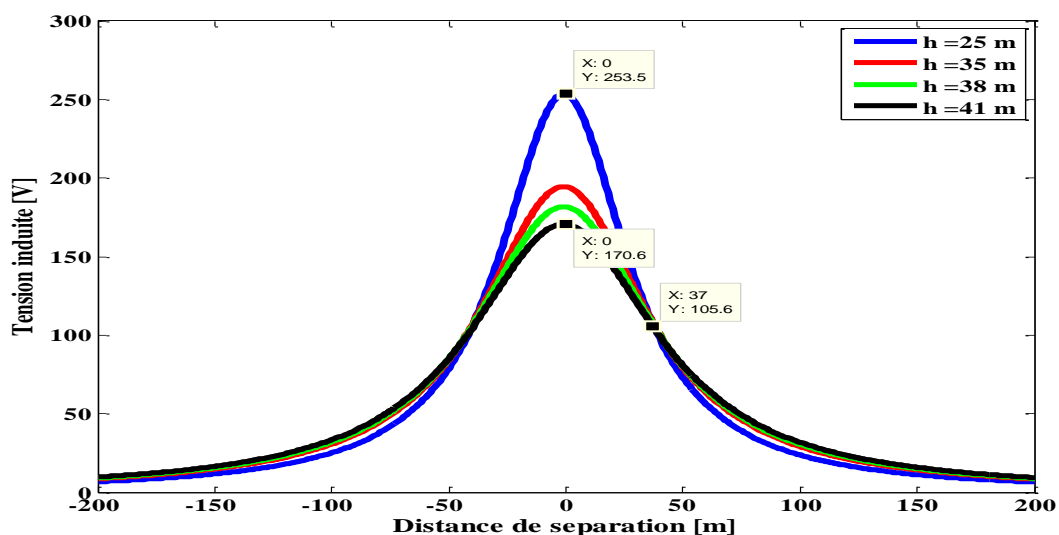


Figure III.2 : Tension induite en fonction de la hauteur du pylône

Pour différentes hauteurs du pylône on remarque que la tension induite au niveau du pipeline est maximale pour une distance de séparation nulle, ensuite elle commence à diminuer progressivement d'une manière significative avec l'augmentation de cette distance de séparation.

Pour une hauteur maximale, la tension induite au niveau du pipeline est minimale, pour un pipeline qui se situe directement au-dessous de la ligne la tension maximale est de 253,5 V pour une hauteur de 25m, et une tension induite de 170.6 V pour une hauteur de 41 m

A partir d'une distance de séparation  $d=37$  m la hauteur du pylône n'a pas une grande influence sur la tension induite au niveau du pipeline.

### III.2.3 Configuration DELTA

Pour une configuration Delta et pour une distance entre conducteurs  $a = 10$  m, la figure B.3 montre l'influence de la hauteur du pylône sur la tension induite au niveau du pipeline

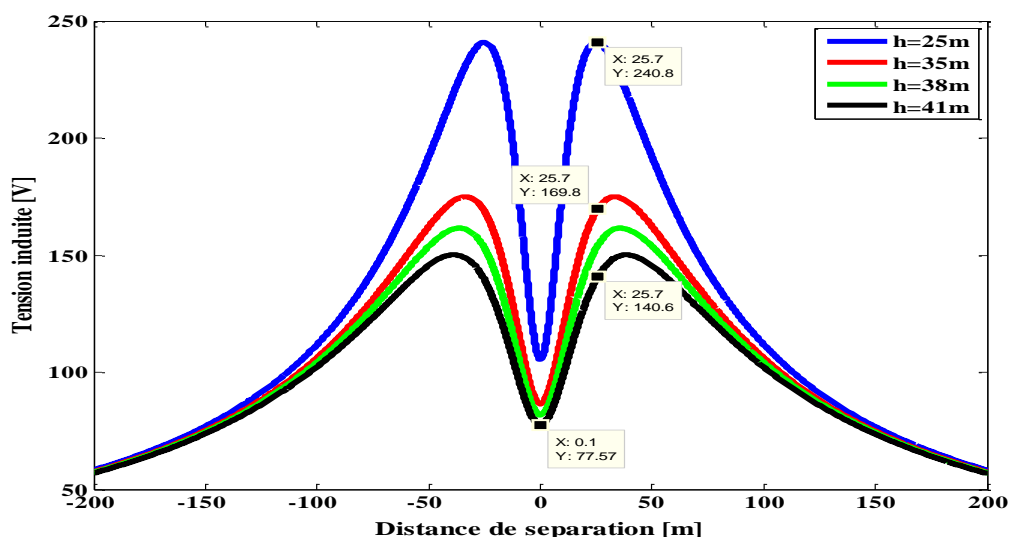


Figure III.3 : Tension induite en fonction de la hauteur du pylône

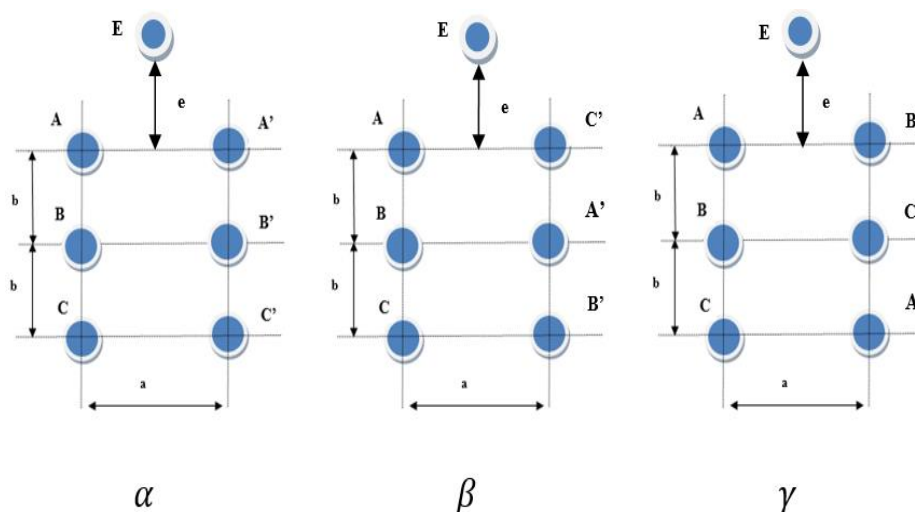
On remarque qu'avec l'augmentation de la hauteur du pylône, une diminution de la tension induite au niveau du pipeline est engendrée.

Pour une distance de séparation de 25.7m la tension maximale de l'ordre de 240.8 V est enregistré pour une hauteur du pylône de 25 m, cependant une tension induite de 169 V ,140 V est respectivement enregistré pour des hauteurs de 35 m, 41 m pour la même distance de séparation.

La tension induite minimale de 77 V est enregistré pour un pipeline situé juste au-dessous de la ligne ( $d=0$  m).

### III.3. Configuration optimum des phases

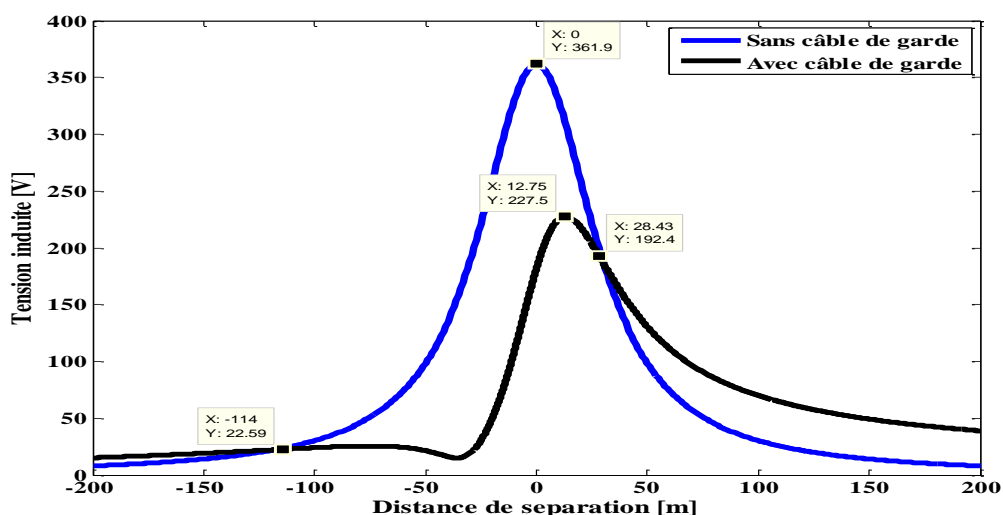
On va étudier l'impact des types de répartition des phases avec câble de garde sur la tension induite au niveau du pipeline, le schéma ci-dessous illustre les différentes répartitions des phases.



**Figure III.4 :** Différent type de répartition des phases

Dans cette partie pour une hauteur de pylône de 25 m et une distance de séparation entre conducteurs  $a = 12m, b = 4m, e = 2m$ , on va étudier l'influence du câble de garde sur la variation de la tension induite au niveau du pipeline.

### III.3.1 Transposition $\alpha$



**Figure III.5 :** Tension induite pour une transposition  $\alpha$  fonction de la distance de séparation

Pour la configuration  $\alpha$ , on remarque que l'influence de câble de garde varie selon les plages de variation de la distance entre pipeline et la ligne.

Dans l'intervalle  $[-114,192]$  m on remarque que la présence du câble de garde diminue la tension induite au niveau du pipeline, par contre en dehors de cet intervalle le câble de garde tend à augmenter la tension induite au niveau du pipeline.

### III.3.2 Transposition $\beta$

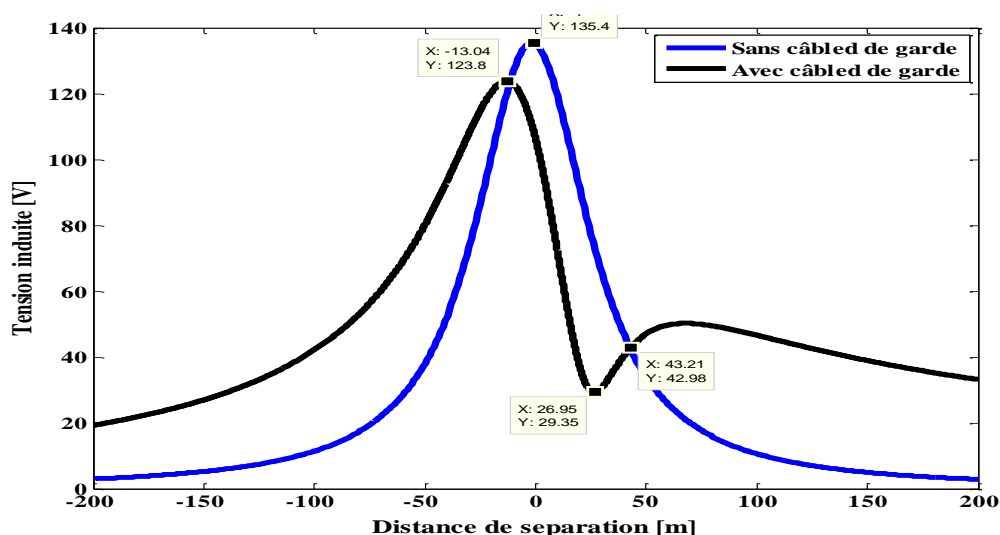


Figure III.6 : Tension induite pour une transposition  $\beta$  fonction de la distance de séparation

Pour la configuration  $\beta$ , on remarque que l'influence de câble de garde varie selon les plages de variation de la distance entre pipeline et la ligne.

Dans l'intervalle [-13,43] m on remarque que la présence du câble de garde diminue la tension induite au niveau du pipeline, par contre en dehors de cet intervalle le câble de garde tend à augmenter la tension induite au niveau du pipeline.

### III.3.3 Transposition $\gamma$

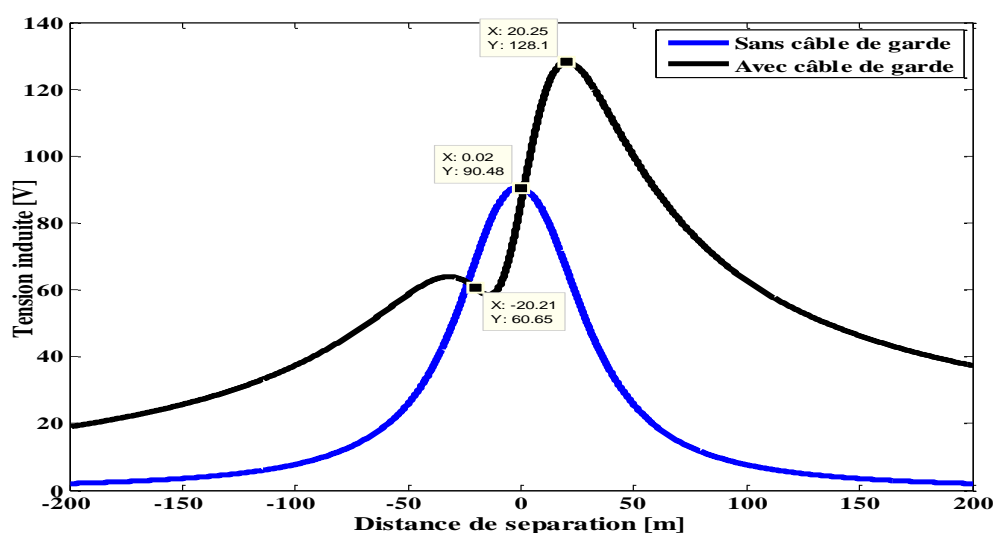


Figure III.7: Tension induite avec ou sans présence du fil de garde

Dans le cas d'existence du fil de garde on remarque une augmentation de la tension induite au niveau du pipeline, pour un pipeline situé au-dessous de la ligne ( $d = 0m$ ) sans présence de fil de garde on a une tension de 90 V, par contre la présence du fil de garde augmente la tension



jusqu' à atteindre 128 V cependant dans l'intervalle [-20,0] m on remarque que la tension induite diminue avec l'existence du fil de garde.

Par contre le déséquilibre est remarquable dans ce cas, l'existence d'un fil de garde à tendance à rompre l'équilibre du système.

### III.4.comparaison entre les trois configurations

Nous traçons les trois configurations  $\alpha$   $\beta$   $\gamma$  sur le même graphe pour avoir la configuration qui donne la tension induite minimale au niveau de pipeline avec et sans câble de garde.

#### III.4.1 Sans câble de garde

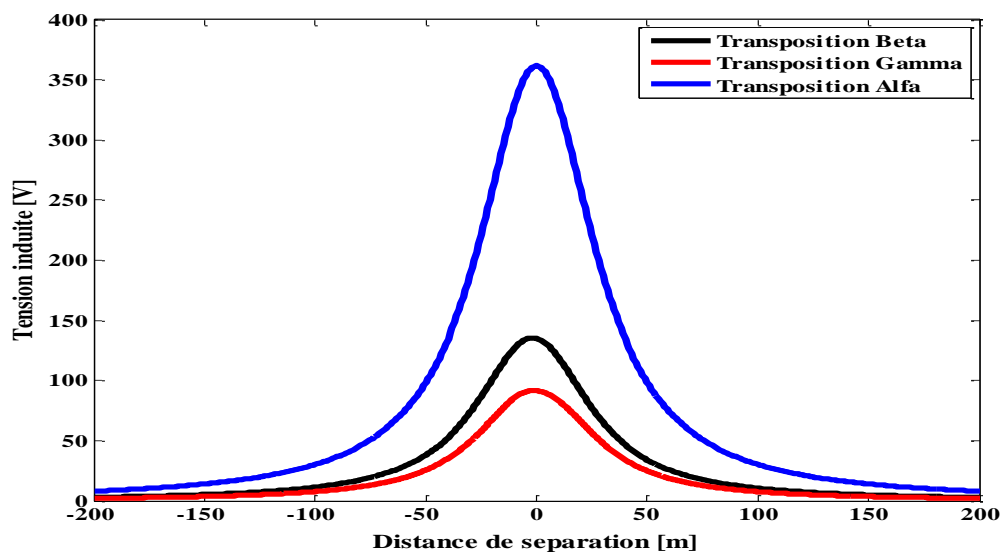


Figure III.8 : Comparaison entre les trois transpositions (sans câble de garde)

La tension induite au niveau du pipeline est plus importante pour la transposition  $\alpha$ , et minimale pour une transposition  $\gamma$  donc le choix d'une transposition  $\gamma$  est recommandé.

III.4.2 Avec câble de garde

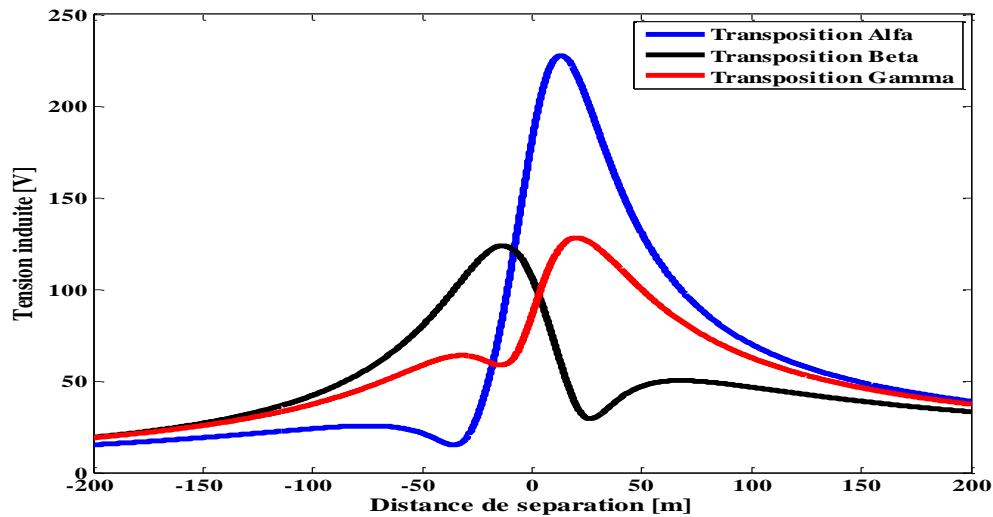


Figure III.9 : Comparaison entre les trois transpositions (avec câble de garde)

On remarque que dans l'intervalle [0,200] m la tension induite est minimale pour la transposition  $\beta$ , donc cette transposition est recommandée dans cet intervalle.

Pour l'intervalle [-200,-40] m, la transposition  $\alpha$  est recommandée à cause de la tension induite minimale induite au niveau du pipeline dans cette zone.

Voici ci-dessus un tableau récapitulatif pour la tension induite au niveau du pipeline pour une distance  $d = 0$  des trois transpositions.

Tableau III.1 comparaison entre les trois transpositions

Type de transposition	Tension induite [V]	
	Sans fil de garde	Avec fil de garde
Transposition $\alpha$	361	181
Transposition $\beta$	136	106
Transposition $\gamma$	90.48	90.48

Pour les transpositions  $\alpha, \beta$  la présence du câble de garde tend à diminuer la tension induite au niveau du pipeline, par contre pour la transposition  $\gamma$  le câble de garde n'a pas d'influence sur la tension induite pour une distance de séparation égale zéro.

La tension induite est minimale pour la transposition  $\gamma$  elle atteint une valeur de 90.48 V par contre la transposition  $\alpha$  présente une tension maximale de l'ordre de 361 V.

La présence du fil de garde diminue la tension reste que cette dernière est minimale dans la Transposition

### III.4.4.Limitation du Parallélisme

La tension induite au niveau du pipeline est affectée par la longueur du parallélisme ente la ligne de haute tension et le pipeline. Pour une configuration horizontale de la ligne de haute tension et avec  $h = 25$  m et  $a = 8$  m,  $d= 120$  m (distance latérale entre la ligne et le pipeline). La Figure III.22, montre la tension induite au niveau du pipeline pour des longueurs de parallélismes de 5km, 10km, 20km, 30km and 40km. On remarque que si la longueur de parallélisme augmente, la tension induite au niveau du pipeline augmente.

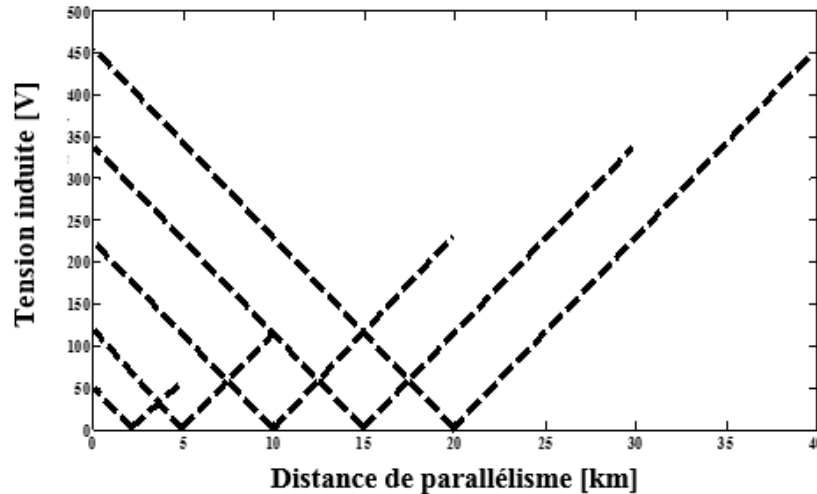


Figure III.10 : Tension induite le long du pipeline

Nous remarquons que lorsque on diminue la distance de parallélisme la tension induite au niveau du pipeline de façon significatif, donc nous proposons de couper le pipeline dont le tracé est longue et parallèle à la ligne de transmission HT pour démine la tension induite, en utilisant des joints isolants.

#### ✓ Atténuation de la tension induite avec les joints isolants

Pour diminuer le parallélisme de sa forme géométrique est pas possible mais électriquement si, car on garde la même trajectoire géométrique mais nous divisons le pipeline en plusieurs portion et mis des joints isolants pour diminuer le parallélisme dans le sens électrique car n'est aura pas une continuité électrique le long du pipe ligne.

On fait référence à la norme IEEE 80-2000 pour faire notre étude d'atténuation de la tension induite dans le pipeline.

La norme **IEEE 80-2000** dit que la tension induite maximale dans le pipeline ne doit pas dépasser **15V**, donc on doit calculer le nombre de joints isolant à rajouter pour atténuer cette tension a la tension admissible par la norme IEEE 80-2000.

Dans le cas de parallélisme de 40 km pour la configuration horizontale, avec  $h = 25$  m,  $a = 8$  m, et  $d = 120$  m, la tension induite est de l'ordre de 450V.

$$\text{Donc : } L = \frac{450}{15} = 30 \quad [\text{km}]$$

$$\Rightarrow N = L - 1 = 29 \quad (\text{joints isolants})$$

Avec :

L : longueur de chaque partie du pipeline

N : nombre de joints isolants

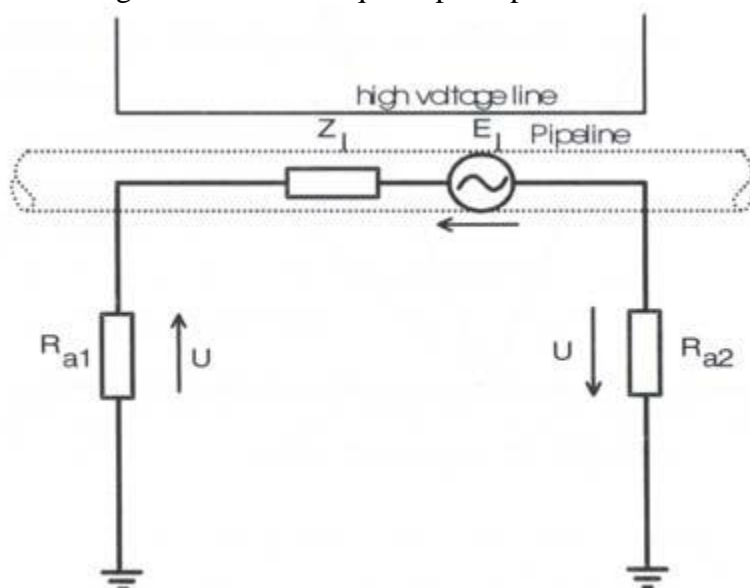
Nous devons mettre un joint isolant pour chaque distance de **30km** du pipeline pour assurer le personnel ainsi d'assurer l'intégrité du système de protection cathodique du pipeline.

### III.4.5. Augmentation de la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline

Nous augmentons la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline nous permettrons de diminuer la tension induite au niveau du pipeline pour toute configuration de la ligne HT avec ou sans câble de garde Figures III.8-III.9.

### III.4.6 Mise à la terre du pipeline avec des électrodes de terre

La mise à la terre correspond à une réduction de résistance de recouvrement de la conduite et est une mesure efficace pour réduire la tension induite. La réduction de la tension induite à moins de 10 V par exemple, exige une mise à la terre avec une résistance inférieure à quelques Ohm. La mise à la terre est bien connue pour protéger une conduite contre des tensions de contact inadmissibles. La figure III.11 en indique le principe.



**Figure III.11 :** Circuit équivalent d'une conduite enterrée en interférence avec une ligne à haute tension

Nous pouvons utiliser cette méthode d'atténuation de la tension induit par mis à la terre à travers des anodes sacrificielles. Tel qu'ils sont au même temps mise à la terre et protection cathodique (protection contre la corrosion électrochimique)

### **III.5.Conclusion**

Nous avons également calculé la tension induite au niveau du pipeline en utilisant les équations de Carson-Clem pour les trois configurations des phases de la ligne verticale, talque nous avons trouvé que la configuration  $\gamma$  est la plus recommandé car elle présente la tension la plus basse induite au niveau du pipeline, et nous avons proposé d'autre méthodes d'atténuation de la tension induite.

## Conclusion générale

Nous avons montré l'influence des lignes de transmission à haute tension 400 kV sur les pipelines enterrés et les différents mécanismes de couplage engendrés citant le couplage capacitif, le couplage conductif et le couplage inductif. Ce dernier représente le thème central de l'étude du couplage inductif à savoir que les lignes de HT peuvent induire des tensions dans les pipelines métalliques qui se trouvent à proximité et engendrent des effets néfastes tels que :

- Le risque sur le personnel (tension de contact et tension de pas).
- Le risque de corrosion
- Le risque d'endommager les équipements liés au pipeline (protection cathodique).
- Les perforations de revêtements du pipeline.

Nous avons également calculé la tension induite au niveau du pipeline en utilisant les équations de Carson-Clem pour les trois configurations des phases de la ligne verticale, talque nous avons trouvé que la configuration  $\gamma$  est la plus recommandé car elle présente la tension la plus basse induite au niveau du pipeline.

Nous avons proposé des méthodes efficace pour atténuer la tension induite au niveau du pipeline tel que : l'atténuation de la tension induite avec les joints isolants, Mise à la terre du pipeline avec des électrodes de terre, Augmentation de la hauteur du pylône.

---

**Références bibliographiques**

- [1] CEOCOR, Comité d'étude de la corrosion et de la protection des canalisations , Corrosion par courant alternatif sur les canalisations cathodiquement protégées ,Recommandations pour l'évaluation des risques et mesures de remediation, 2001.
- [2] M.Ouadah,M.Zergoug Influences dues aux lignes aeriennes de transport d'energie sur les pipelines enterrés problèmes et solutions, 3 ème Conférence Internationale sur le Soudage, le CND et l'Industrie des Matériaux et Alliages (IC-WNDT-MI'12).
- [3] B. J. AL-GAHTANI, Electromagnetic interference caused by a high voltage transmission network on burried pipeline and communication cables, King Fahd University of Petroleum & Minerals, 2009.
- [4] Djekidel Rabah,Mahi djillali, Calculation and analysis of inductive coupling effects for HV transmission Lines on aerial pipelines,Université Amar Telidji de Laghouat,2014.
- [5] p. Dairyland Electrical industrie isolate, Fiche technique des tapis de controle de gradient, 2010.
- [6] Dr Michel Plante, Le réseau électrique et la santé,les champs électrique et magnétique,Hydro Québec,2011.
- [7] J. R. Daconti, Electrical risks in transmission line-Pipeline shared rights of way,Power technology, Newsletter issue 96, 2004.
- [8] K. Amel, Memoire magister ,synthèse et applications à l'inhibition de la corrosion acide des aciers, Université Abou Bekr Belkaid–Tlemcen Octobre 2011.
- [9] BELAID. S Analyse de la fiabilité de l'acier API 5L X60 Pour pipelines corrodés Modèle basé sur le critère B31G, mémoire de magister, université Tlemcen 2008..
- [10] SONATRACH, Division de transport par canalisation TRC, 2005.
- [11] N. Tleis, , Power Systems modelling and fault Analysis theory and practice, Newnes, ,2008.
- [12] A. Gupta, Master of Science, A Study On High Voltage AC Power Transmission Line Electric And Magnetic Field Coupling With Nearby Metallic Pipelines, Indian Institute of Science Bangalore-560012, INDIA ,2008.
- [13] D. stet, D. Micu, A. Ceclan, L. Darabant, M. Plesa, “The Study of the Electromagnetic Interferences Between HV Lines and Metallic Pipelines Using Professional Analysis Software”, Cluj Romania ,November 2008.
- [14] M. H. Shwehdi, U. M. Johar, Proceedings of the international conference on Non-Ionizing radiation at UNITEN ,“Transmission Line EMF Interference with Buried Pipeline: Essential & Cautions”, Saudi Arabia, 2003.
- [15] Y. Li, F. P. Dawalibi, J. Ma, “Electromagnetic Interference Caused by a Power System Network on a Neighboring Pipeline”,Proceeding of the 62<sup>nd</sup> Annual Meeting of the American power conference, Chicago, April 10-12,pp.311-316,2000.