

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
ALIDOU KOUTOU

ÉTUDE DES DÉSÉQUILIBRES D'AMPLITUDE ET DE PHASE DES TENSIONS
D'UN RÉSEAU A CÂBLES DE GARDE ISOLÉS DE LIGNES DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

FÉVRIER 2015

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

Résumé

Le réseau à câble de garde isolé (CDGI) est une technique d'alimentation électrique des villes situées le long des lignes haute tension (HT). Cette technique permet de réduire le coût des investissements tout en s'adaptant aux faibles demandes de puissance de ces localités.

Les réseaux CDGI ont essentiellement une configuration monophasée et biphasée. La topologie monophasée délivre uniquement une basse tension monophasée tandis que celle biphasée en plus de la basse tension monophasée permet d'obtenir du triphasé.

Cependant, dans une distribution triphasée on examine deux types d'inconvénients à savoir : les contraintes d'exploitation liées aux réseaux conventionnels moyenne tension (MT) et les déséquilibres d'amplitude et de phase des tensions dus à la différence d'impédance entre les conducteurs.

Les normes de distribution d'électricité limitent le déséquilibre d'amplitude à 2% et un phasage de 120° entre deux phases consécutives, toutes les solutions mises en œuvre pour la réduction du déséquilibre doivent être dans ces limites.

Ces méthodes de réduction de déséquilibre qui consistent à l'insertion d'impédance complémentaires permettent d'obtenir des valeurs idéales dans les conditions normales de fonctionnement du réseau. Lorsqu'il y a une variation des paramètres (impédance) du réseau inhérent à la topologie de ces types de réseau et de la charge, les valeurs idéales de l'équilibre deviennent incertaines.

Dans ce mémoire, nous présentons les effets de la variation de l'impédance de terre et de la charge sur l'équilibre d'amplitude et de phase des tensions. En utilisant une simulation nu-

mérique, nous avons démontré que les variations des impédances de terre et de la charge peuvent entraîner un déséquilibre d'amplitude allant jusqu'à 27,31 %. En outre, le déséquilibre de phase peut engendrer une asymétrie provoquant des déphasages entre phases consécutives de 0,31 degrés ; 134,26 degrés; 117,98 degrés, lesquelles sont différents des valeurs idéales.

Les résultats obtenus ouvrent donc la voie à la recherche de solution de réduction des déséquilibres à des valeurs admissibles en distribution d'électricité afin de garantir une tension respectueuse des caractéristiques contractuelles sur les réseaux à câble de garde isolé, qui de par leur topologie sont soumis à ces variations.

Avant-propos

À l'issue de ce travail, je tiens à exprimer toute ma gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué chacune à sa manière, à son accomplissement.

Je tiens d'abord à exprimer mes profonds remerciements à mon directeur de recherche, Professeur à l'UQTR, Monsieur DOUMBIA, Mamadou Lamine pour l'aide compétente qu'il m'a apportée, pour sa patience. Son œil critique m'a été très précieux pour structurer ce travail et pour améliorer sa qualité.

Je tiens à remercier également tous les professeurs de l'UQTR du département de génie électrique et spécialement les professeurs qui ont accepté de corriger mon mémoire.

Je remercie également KI Siengui, Apollinaire, Directeur général de la Société Nationale d'Électricité du Burkina pour m'avoir mis en disponibilité durant ces temps d'études.

Mes remerciements vont également à ma famille pour leur soutien moral, ainsi que mes amis qui de près comme de loin m'ont aidé et encouragé aux moments opportuns.

Table des matières

Résumé.....	iii
Avant-propos.....	v
Table des matières.....	vi
Liste des tableaux.....	xi
Liste des symboles.....	xv
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1-Mise en contexte.....	1
1.2-Problématique.....	4
1.3-Objectif.....	8
1.4-Méthodologie.....	8
1.5-Structure du rapport.....	10
Chapitre 2 - Réseaux à câble de garde isolé.....	11
2.1-Principe théorique.....	11
2.2-Fonctionnement d'un réseau à CDGI.....	11
2.3-Protection de la ligne HT.....	12
2.4-Surtensions induites par les courts-circuits de la ligne HT.....	12

2.5-Surtensions de manœuvre et ferro résonance	13
2.6- Retour du courant par la terre	14
2.7-Différents types de réseau à CDGI	14
2.7.1-Réseau à CDGI monophasé	14
2.7.2-Réseau à CDGI triphasé	16
2.8-Exemples de réseaux à CDGI dans le monde.....	17
2.8.1- Réseau à CDGI du Ghana	17
2.8.2-Réseau à CDGI du Laos	18
2.8.3-Réseau à CDGI de l'Éthiopie et du Burkina Faso.....	18
2.9- Conclusion.....	18
 Chapitre 3 - Théories mathématiques de calcul des valeurs d'impédances à	
insérer dans le circuit de la troisième phase	20
3.1-Méthode de réduction par réactances capacitatives et inductances simples.....	20
3.1.1-Équilibrage des résistances du réseau à CDGI.....	21
3.1.2-Équilibrage des réactances de série.....	25
3.1.3-Cas de charge répartie le long de la ligne	27
3.2-Méthode de réduction par impédance dans le circuit de retour à la terre	
et des capacités entre les deux câbles de garde	27
3.2.1-Les impédances installées dans le circuit de retour à la terre	27
3.2.2-Evaluation des capacités d'équilibrage	31

3.3-Méthode de compensation par l'impédance du circuit de terre et capacités shunt.....	37
3.4-Approche générale pour calculer l'impédance de compensation et la capacité.....	38
3.4.1-Calcul de la capacité de compensation.....	39
3.4.2-Calcul de l'impédance de compensation Z_c	41
3.5-Procédure générale de compensation	42
3.6-Conclusion	42
Chapitre 4 - Caractéristiques contractuelles des réseaux électriques et études du	
déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions sur un réseau CDGI	44
4.1.1-Fréquence	44
4.1.2-Amplitude de la tension.....	45
4.1.3-Forme d'onde.....	46
4.1.4-Symétrie.....	48
4.2-Étude du déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions sur un réseau à câble de garde isolé	49
4.2.1- Caractéristiques du réseau CDGI à étudier	49
4.2.1.1-Réseau de transport HT	49
4.2.1.2-Le Réseau à CDGI MT/BT	51

4.2.2- Étude du déséquilibre d'amplitude et de phase en fonction de la charge	51
4.2.2.1-Matériel et méthodes	52
4.2.2.2-Résultat et analyse.....	52
4.2.3-Etude du déséquilibre d'amplitude et de phase en fonction de la valeur de la résistance de l'impédance	58
4.2.3.1-Matériels et méthodes	58
4.2.3.2-Résultats et analyse	59
4.2.4-Analyse de la qualité de tension en fonction de la variation de l'inductance de terre	64
4.2.4.1-Matériels et méthodes	64
4.2.4.2-Résultats et analyse	64
4.3-Conclusion	69
Chapitre 5 - Conclusion générale.....	70
Références.....	72
Annexe A-Tableau -1 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de la charge	75
Annexe B-Tableau -2 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de la charge	76
Annexe C-Tableau -3 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de la résistance.....	77

Annexe D-Tableau -4 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de la résistance.....	78
Annexe E- Tableau -5 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de l'inductance.....	79
Annexe F- Tableau -6 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de l'inductance.....	80
Annexe G-Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension MT en fonction de la charge	81
Annexe H- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension BT en fonction de la charge	83
Annexe I- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension MT en fonction de la valeur de la résistance.....	85
Annexe J- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension BT en fonction de la valeur de la résistance.....	87
Annexe K- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension MT en fonction de la valeur de l'inductance.....	89
Annexe L- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension BT en fonction de la valeur de l'inductance	91

Liste des tableaux

Annexe A-Tableau -1 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de la charge.....	75
Annexe B-Tableau -2 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de la charge.....	76
Annexe C-Tableau -3 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de la résistance.....	77
Annexe D-Tableau -4 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de la résistance.....	78
Annexe E- Tableau -5 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de l'inductance	79
Annexe F- Tableau -6 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de l'inductance	80

Liste des figures

Figure 1-1 Réseau à CDGI triphasé dans un village montrant l'indépendance des mises à la terre des réseaux MT et BT	4
Figure 1-2 Schéma équivalent d'un tronçon d'un réseau à câble de garde isolé (CDGI). Seuls les conducteurs CDGI sont représentés.....	5
Figure 1-3 Méthode pour réduire les asymétries par insertion d'impédance dans le circuit de retour à la terre.....	6
Figure 1-4 Méthode pour réduire les asymétries par des transformateurs de compensation spéciales	7
Figure 1-5 Méthodes pour réduire les asymétries par insertion des réactances.....	7
Figure 2-1 Réseau à CDGI monophasé avec retour à la terre.....	15
Figure 2-2 Réseau à CDGI monophasé avec deux câbles de garde.....	16
Figure 2-3 Réseau CDGI distribution triphasée.....	17
Figure 3-1 Circuit simplificatrice équivalent d'un réseau à CDGI.....	21
Figure 3-2 Première étape : équilibrage des résistances en série.....	22
Figure 3-3 Deuxième étape équilibrage des résistances	22
Figure 3-4 – Troisième étape : circuit équilibré avec une inductance et une capacité.....	23
Figure 3-5: Quatrième étape : circuit équivalent étape 3.	23
Figure 3-6 Cinquième étape : équilibrage des résistances.	24
Figure 3-7 Circuit d'équilibrage des réactances sous une forme généralisée.....	26
Figure 3-8 Fig. 11 –Cas particulier de la compensation où	26
Figure 3-9 Circuit équivalent d'un réseau à CDGI.....	28
Figure 3-10 Circuit équivalent simplifié d'un réseau à CDGI.....	28
Figure 3-11 Circuit équivalent d'un réseau en tenant compte des capacités des CDG.....	30
Figure 3-12 a) Pylône supportant la HT et le CDGI; b) Capacités entre les fils de garde et la terre; c) capacités entre les CDGI et le circuit HT	32

Figure 3-13 Représentation vectorielle d'une ligne HT transposée.....	34
Figure 3-14 Schéma vectoriel d'une ligne HT non transposable.....	36
Figure 3-15 Diagramme de ligne d'un réseau CDGI.....	39
Figure 4-1 Forme d'onde idéale d'une tension de 415V-50Hz triphasé.....	47
Figure 4-2 Forme d'onde d'une tension de 415V-50 Hz suite à des différences d'amplitude.....	48
Figure 4-3 Forme d'onde d'une tension de 415 V-50 Hz dû à une différence d'amplitude et de phasage.....	49
Figure 4-4 Réseau HT alimentant le réseau CDG.....	50
Figure 4-5 Disposition des conducteurs du réseau.....	50
Figure 4-6 Réseau CDGI à étudier.....	51
Figure 4-7 Forme d'onde de la tension MT à 0%.....	53
Figure 4-8 Forme d'onde de la tension BT à 0%.....	53
Figure 4-9 Illustration de la variation de tension MT par phase en fonction de la charge.....	54
Figure 4-10 Illustration de la variation de tension BT par phase en fonction de la charge.....	55
Figure 4-11 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre MT en fonction de la charge.....	56
Figure 4-12 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre BT en fonction de la charge.....	56
Figure 4-13 Illustration de la variation du phasage MT en fonction de la charge.....	57
Figure 4-14 Illustration de la variation du phasage BT en fonction de la charge.....	58
Figure 4-15 Illustration de la variation de tension MT par phase en fonction de la résistance de terre.....	60
Figure 4-16 Illustration de la variation de tension BT par phase en fonction de la résistance de terre.....	60
Figure 4-17 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre MT en fonction de la résistance de terre.....	61

Figure 4-18 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre BT en fonction de la résistance de terre	62
Figure 4-19 Illustration de la variation du phasage MT en fonction de la résistance de terre	63
Figure 4-20 Illustration de la variation du phasage BT en fonction de la résistance de terre	63
Figure 4-21 Illustration de la variation de tension MT par phase en fonction de l'inductance de terre	65
Figure 4-22 Illustration de la variation de tension BT par phase en fonction de l'inductance de terre	66
Figure 4-23 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre MT en fonction de l'inductance de terre	66
Figure 4-24 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre BT en fonction de l'inductance de terre	67
Figure 4-25 Illustration de la variation du phasage MT en fonction de l'inductance de terre	68
Figure 4-26 Illustration de la variation du phasage BT en fonction de l'inductance de terre	68

Liste des symboles

P : Puissance active (W).

Q : Puissance réactive (VAR).

S : Puissance apparente (VA).

f : Fréquence de la composante fondamentale (Hz).

V : Valeur efficace de la tension du fondamental (V).

L : Inductance (H).

C : Capacité (F).

R : Résistance (Ω).

V_a : Tension de la phase A (V).

V_b : Tension de la phase B (V).

V_c : Tension de la phase C (V).

Chapitre 1 - Introduction

1.1-Mise en contexte

Le taux d'électrification des pays en développement reste encore très bas, comparative-ment aux pays industrialisés [1]. Une grande partie des ménages habite dans des villages isolés ou dans des habitations dispersées, rendant l'électrification rurale plus complexe. L'électrification de ces zones isolées, le plus souvent faiblement peuplées et de faible demande d'énergie pose le problème de la rentabilité des investissements. Cette difficulté est d'autant plus importante que bien souvent les revenus des populations de ces zones sont plus faibles que ceux des populations urbaines. L'alimentation électrique de ces zones doit être adaptée à ces conditions économiques contraignantes.

Les lignes de transport électrique haute tension (HT) de partout dans le monde sont le plus souvent à une distance proche de certaines fermes ou des campagnes à faible demande d'électricité [2]. Ces potentiels consommateurs sont très souvent situés à des centaines de kilomètres du poste de transformation électrique. En raison de la faible quantité d'énergie à fournir et de la longue distance, la construction de lignes électriques et de postes de transformation haute tension/moyenne tension (HT/MT) n'est pas rentable d'un point de vue économique.

Pour donner une solution technico-économique aux raccordements de ces localités plusieurs techniques ont été développées. Ces localités étant situées à proximité des lignes de transport, elles peuvent bénéficier de la fourniture d'énergie à partir de celles-ci. Le pro-

blème cependant, est de savoir comment soutirer de petites quantités de puissance (quelques dizaines ou centaines de kW) à partir des lignes HT à un coût raisonnable.

Plusieurs solutions ont été envisagées :

a) La construction d'une ligne moyenne tension (MT) le long de la ligne HT qui n'est pas économiquement rentable, si la charge totale est trop faible en comparaison avec la distance. Une MT triphasée supportée par les mêmes pylônes que la ligne HT pose des problèmes techniques, les petites sections des conducteurs et l'écartement entre les conducteurs de la ligne MT étant inadapté aux longues portées d'une ligne HT portant des conducteurs de grosse section [3].

b) L'alimentation par couplage capacitif naturel ou par connexion sur un câble de garde isolé de ligne HT est envisageable [4]. Le couplage par capacités naturelles consiste au soutirage de l'énergie à partir d'un conducteur suspendu à proximité des conducteurs de phase d'une ligne HT, ce conducteur suspendu pouvant être le câble de garde de la ligne. Cependant, elle n'est pas rentable pour une demande de puissance relativement grande et/ou un approvisionnement triphasé exigé. D'une part le plan capacitif naturel permet seulement le transport de la petite puissance monophasée (0.5 kilowatt par kilomètre sur une ligne 161 kV) [5]. D'autre part, un équipement peu conventionnel (par exemple un stabilisateur de tension) est nécessaire dans chaque village pour maintenir la tension d'alimentation raisonnablement constante avec la charge variable. Quant au couplage capacitif par connexion sur les conducteurs de phase, il consiste au soutirage de l'énergie à partir d'un conducteur suspendu raccordé sur les conducteurs de phase d'une ligne HT. Cette technique exige une banque de condensateur avec une estimation en puissance d'un ordre de grandeur plus importante que la charge pour la réduction du niveau de tension de la ligne HT à un niveau de

distribution, d'un bloc de régulateur de tension en fonction de la variation de la charge et d'un équipement de protection pour le maintien de la fiabilité de la ligne HT. Le coût de cette solution est comparable à celui d'une station conventionnelle de transformation HT/MT [5].

c) Une solution nouvelle consiste à isoler les câbles de garde des lignes HT au moyen d'isolateurs de suspension et alimenter ces câbles avec une MT (20-34.5 kV) depuis la station de transformation HT/MT représentée sur la Figure 1-1. Cette solution exige seulement des équipements conventionnels de distribution, exemptés d'appareils électroniques de puissance, des méthodes opérationnelles simples pour fournir un service fiable. Des transformateurs moyenne tension/basse tension (MT/BT) raccordés entre le câble de garde et la terre sont installés aux différents points d'utilisation pour alimenter les charges [5]. Ainsi pour un réseau HT à un seul câble de garde, on fournirait une basse tension monophasée. La basse tension monophasée et/ou triphasée s'obtiendrait pour une ligne de transport HT équipée de deux câbles de garde. L'utilisation des câbles de garde le long des lignes HT permet d'alimenter de fortes puissances, de réduire les pertes joules provoquées par le courant induit dans les câbles d'acier [5].

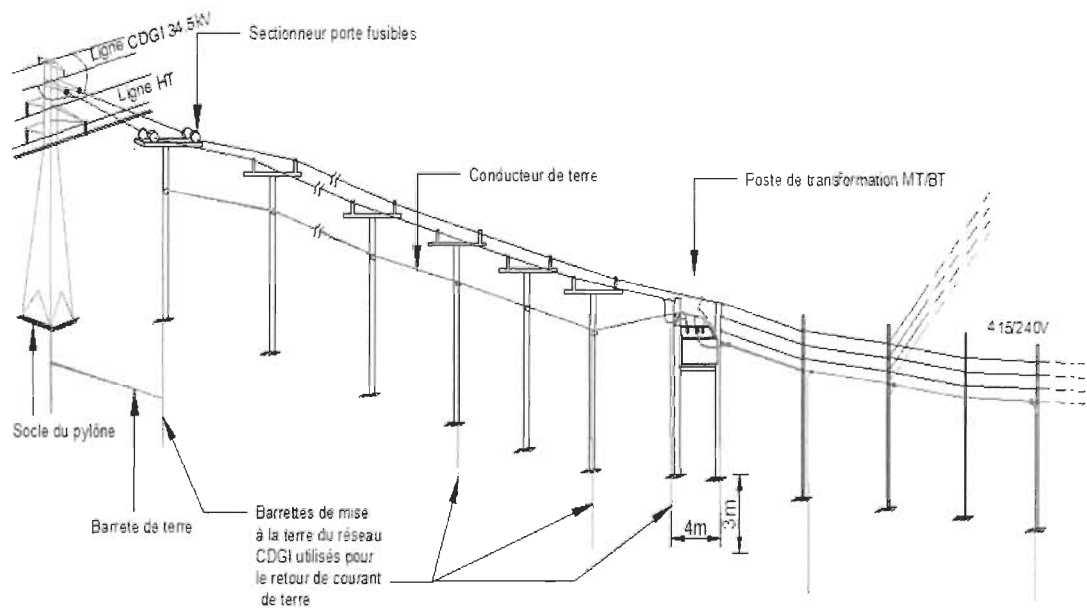


Figure 1-1 Réseau à CDGI triphasé dans un village montrant l'indépendance des mises à la terre des réseaux MT et BT

1.2-Problématique

Au cours des dernières années, le modèle de distribution triphasée a été réalisé dans plusieurs pays du Sud. Sa capacité de transit en moyenne tension est régie par les mêmes phénomènes que les lignes conventionnelles c'est-à-dire la chute de tension, la limite thermique des conducteurs, la stabilité de tension (seulement pour les longues distances), les pertes joules [6]. A ceux-ci s'ajoute le déséquilibre de tension. En effet le circuit équivalent simplifié d'un tronçon de la longueur unitaire d'une telle ligne, obtenue en faisant une transposition uniforme des conducteurs de phase de la ligne principale et qui ne représente que les conducteurs du câble de garde, est représentée sur la Figure 1-2 [7].

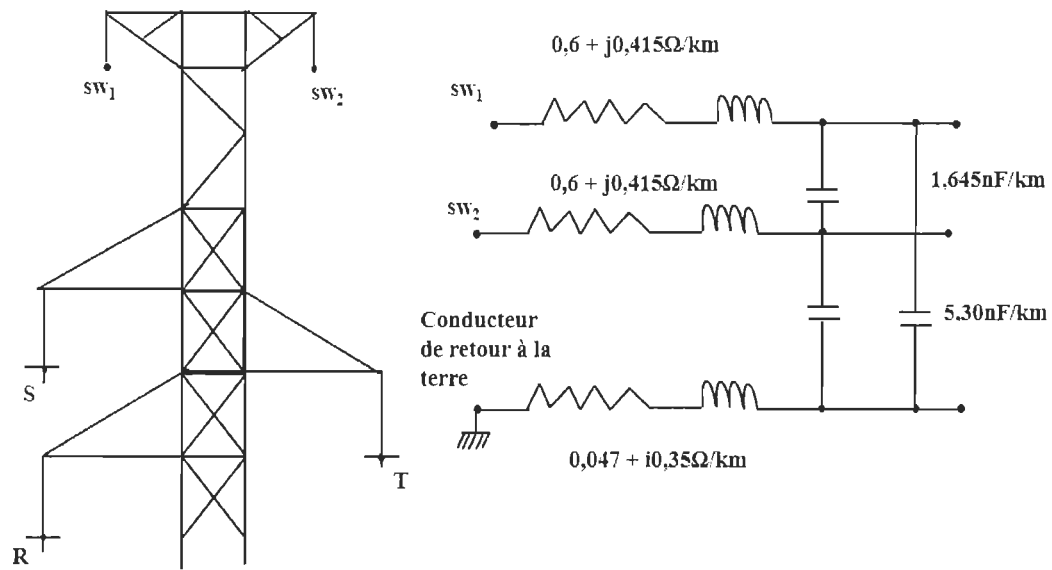


Figure 1-2 Schéma équivalent d'un tronçon d'un réseau à câble de garde isolé (CDGI).

Seuls les conducteurs CDGI sont représentés

Dans cette ligne, les trois conducteurs, à savoir les deux câbles de garde (sw₁ et sw₂) et le sol, se comportent comme des conducteurs de phase et sont alimentés à partir d'une station HT / MT par un enroulement de transformateur avec une borne de façon permanente à la terre. Par conséquent, les tensions entre câbles de garde et le retour à la terre (sw₁ -Gr et sw₂ -Gr) doivent être égales à la tension entre les deux câbles de garde (sw₁ - sw₂).

En effet la principale difficulté que présente le retour du courant par la terre est d'empêcher la terre de se dessécher au voisinage des électrodes, car cela risque de conduire à une augmentation incontrôlée de l'impédance et de la dissipation thermique.

La cause majeure qui peut générer un déséquilibre est le fait que l'impédance (résistance et inductance) du circuit de terre soit différente de celle de n'importe lequel des deux câbles de garde. En plus les courants de fuite capacitifs sont asymétriques en raison de la diversité des condensateurs partiels et des courants induits par les conducteurs HT. La

source et les charges BT ne causent généralement pas d'important déséquilibre parce que le réseau d'alimentation est symétrique et les charges sont raisonnablement équilibrées [7].

La réduction du déséquilibre a toujours longtemps été obtenue par l'insertion en série dans le circuit de retour à la terre d'une inductance et d'une résistance, de manière à équilibrer approximativement le circuit (Figure 1-3) [8]. Dans un tel équilibrage seul un des conducteurs de ligne est pris en compte et l'effet capacitif de la ligne haute tension n'est pas pris en compte. Comme alternative, il y a également l'équilibrage des tensions en agissant sur les trois phases basse tension du transformateur de distribution par insertion d'une force électromotrice obtenue à partir de transformateur équipés d'un régulateur en charge et un contrôle adéquat de changement de prises (Figure 1-4). Enfin une solution récente consiste à appliquer des réactances adaptées pour annuler ou réduire considérablement les asymétries inhérentes au circuit de terre (Figure 1-5) [9].

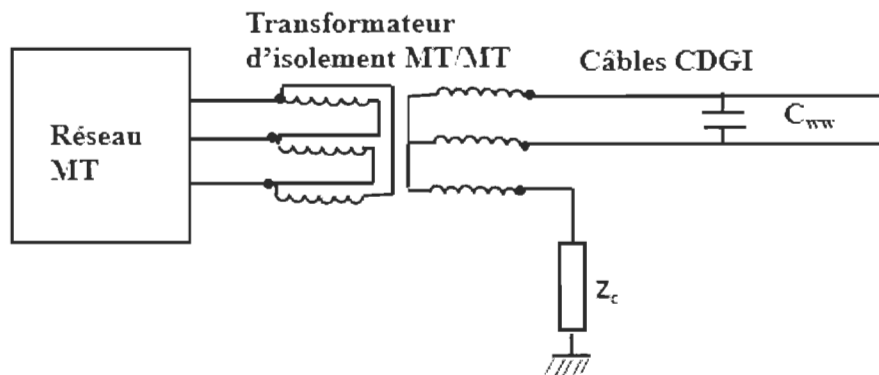


Figure 1-3 Méthode pour réduire les asymétries par insertion d'impédance dans le circuit de retour à la terre.

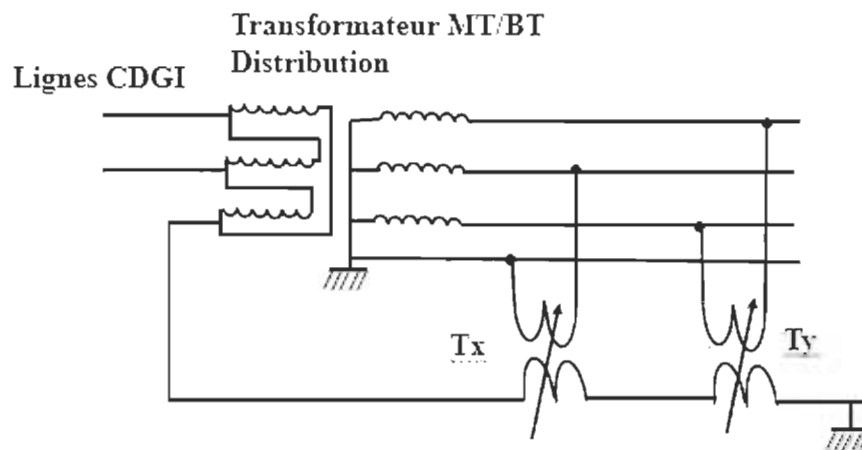


Figure 1-4 Méthode pour réduire les asymétries par des transformateurs de compensation spéciales

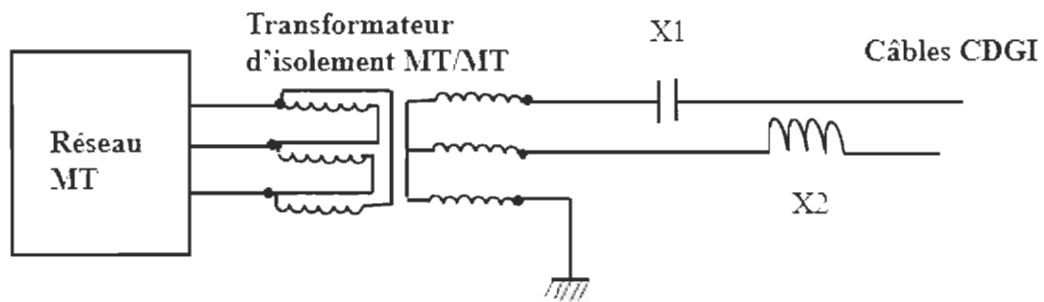


Figure 1-5 Méthodes pour réduire les asymétries par insertion des réactances

Toutes ces méthodes de réduction des asymétries doivent concourir à maintenir les caractéristiques du produit (tension, fréquence) dans les limites précises du cahier des charges et des contrats conclus avec les utilisateurs du réseau et autant que faire se peut limiter les interruptions de service.

Si cette exigence de qualité n'est pas satisfaite, on pourrait assister à des perturbations avec des effets suivants:

- Un coût élevé pour les petits industriels car elles engendrent des arrêts de production, des pertes de matières premières, une baisse de la qualité de la production, un vieillissement prématuré des équipements, etc.
- Des dysfonctionnements sur les équipements électroniques qui sont maintenant très présents dans notre environnement. Ces équipements ont la particularité d'être à la fois sensibles aux perturbations de tension et aux générateurs de perturbations.

Ceux-ci font de la qualité de l'énergie électrique un critère de choix d'un fournisseur d'énergie électrique. Les fournisseurs se doivent donc de fournir à leurs clients une énergie avec une qualité maximale quelle que soit la technologie de distribution adoptée.

1.3-Objectif

Ce projet de recherche a pour objectif principal d'identifier les contraintes liées à l'exploitation des réseaux à CDGI.

De façon spécifique, prenant en compte l'instabilité thermique des électrodes de mise à la terre inhérente à la topologie de ces types de réseaux, il s'agit d'évaluer les déséquilibres d'amplitude de tension et de phase provoqués sur les équipements électriques dans des conditions de fonctionnement de variation de charge et d'instabilité thermique des électrodes (impédance) de mise à la terre de la troisième phase.

1.4-Méthodologie

Nos travaux se sont réalisés sur le réseau CDGI déjà existant du Burkina Faso. Ce réseau est construit avec des conducteurs ACSR de diamètre 10.02 mm et de résistance linéique $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0.58\text{ohm} / \text{km}$ avec une tension de 34.5kV. Nous avons modélisé ce réseau dans l'environnement Matlab/ Simulink / SimpowerSystems. Cependant d'autres logiciels

d'analyse et de simulation de réseau comme ETAP, PowerWorld et CYME existent, mais leur utilisation pour ce type de réseau serait plus complexe.

Pour évaluer le déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions, les mesures de tension et les différents déphasages entre phases consécutives ont été effectuées sur le transformateur en bout de ligne raccordé sur le réseau CDGI.

L'impédance étant constituée d'inductance et de résistance, dans un premier temps nous avons maintenu constant l'inductance et nous avons fait varier la valeur de la résistance. À chaque variation de la valeur de résistance, nous avons mesuré à vide les valeurs de tension composées entre phases et le déphasage entre deux phases consécutives. Avec quelques valeurs de tension mesurées, nous avons calculé le facteur de déséquilibre.

Dans un second temps, la résistance constante nous avons fait varier la valeur de l'inductance. A chaque variation de la valeur de l'inductance, nous avons mesuré à vide les valeurs de tension composées entre phases et le déphasage entre deux phases consécutives. Avec quelques valeurs de tension mesurées, nous avons calculé le facteur de déséquilibre.

Les équipements étant ruraux le facteur de puissance qui convient selon la littérature est de 0.9. Pour la variation de la charge, nous avons raccordé une charge de facteur de puissance de 0,9 équilibrée aux bornes du même transformateur. En faisant varier la puissance de la charge de 0% à 80% de la puissance du transformateur, nous avons mesuré les valeurs des tensions composées entre phases et le déphasage entre deux phases consécutives. Avec ces valeurs de tension mesurées, nous avons calculé le facteur de déséquilibre. Toutes ces mesures (Annexes A, B, C, E et F) ont servi à l'élaboration des programmes (Annexes G, I, J, K, L) sur Matlab afin d'avoir les tendances sous forme de graphe pour chaque variation. Les figures obtenues ont fait l'objet d'analyse.

1.5-Structure du rapport

Le mémoire est constitué de quatre chapitres. Le premier est consacré à expliciter la problématique de recherche, les objectifs ainsi que la méthodologie suivie tout au long de la réalisation de ce travail. Le second chapitre décrit les réseaux à CDGI. Le troisième chapitre traite des théories mathématiques de calcul des valeurs des impédances à insérer sur la troisième phase dans ces types de réseaux. Le quatrième chapitre porte sur les caractéristiques contractuelles d'un réseau électrique entre le consommateur et le distributeur, de l'évaluation de deux de ces caractéristiques (tension et phasage) sur un réseau à CDGI et de l'analyse des résultats obtenus. Une conclusion générale met fin à ce rapport.

Chapitre 2 - Réseaux à câble de garde isolé

Ce chapitre présente les principes de base d'un réseau CDGI, son fonctionnement, les protections électriques résultants et les différents types de réseaux CDGI existants.

2.1-Principe théorique

Le câble de garde est un conducteur de faible section disposé parallèlement au-dessus des lignes HT et servant principalement à protéger celles-ci des décharges atmosphériques [10]. Ce câble, de manière conventionnelle, est en contact direct avec les ferrailles des pylônes des lignes HT reliés à la terre et n'est pas utilisé pour le transport de l'énergie électrique. Son isolation est réalisée par des isolateurs conventionnels choisis en fonction de la tension d'opération. Sa fonction primaire de protection demeure inchangée, offrant toujours le point d'attraction le plus propice à la foudre. Un réseau à CDGI est obtenu en alimentant ces câbles de garde isolés par une tension MT à partir d'un poste source de transformation. Le nombre de câbles de garde existant permet d'avoir une distribution monophasée ou triphasée.

2.2-Fonctionnement d'un réseau à CDGI

Il s'agit d'alimenter les charges le long de la ligne HT au moyen de transformateurs de distribution MT/BT qui sont raccordés entre les câbles de garde et la terre. Le coût de l'isolation du câble de garde est négligeable comparé à celui d'une ligne MT conventionnelle. Mais, les aspects techniques suivants doivent faire l'objet d'une attention particulière :

a) Le câble de garde isolé doit assurer une protection contre la foudre comme prévu dans sa fonction primaire;

b) Des éclateurs de protection à tiges doivent être montés afin de décharger à la terre les courants de foudre de grande intensité;

c) En régime permanent, le câble de garde est soumis à des tensions induites à partir de la ligne HT (par couplage capacitif et magnétique) qui se superposent à la chute de tension due à la circulation de la puissance dans le câble de garde;

d) Les courants de court-circuit dissymétriques de la ligne HT peuvent induire des surtensions relativement importantes dans le câble de garde, qui doivent être maintenues dans les limites acceptables;

e) Les surtensions induites par les manœuvres de la ligne HT dans le câble de garde doivent être étudiées et l'isolement coordonné en conséquence;

f) Les électrodes de mise à la terre soumises à un courant permanent doivent être vérifiées du point de vue de la température du sol (stabilité thermique) et de la sécurité.

2.3-Protection de la ligne HT

Le même niveau de protection de la ligne HT doit être maintenu. Lorsqu'il y a une décharge atmosphérique, le câble est mis à la terre à travers l'arc par amorçage de l'éclateur produisant un court-circuit à la terre. L'installation d'un éclateur sur chaque isolateur et un bon réglage permettra au câble de garde de continuer à assurer pleinement sa fonction primaire de protection contre la foudre pour la ligne HT.

2.4-Surtensions induites par les courts-circuits de la ligne HT

Le champ magnétique induit des surtensions dans le câble de garde qui sont proportionnelles au courant qui les induit et à la longueur de câble exposée. Les valeurs maximales sont atteintes pour un court-circuit entre phase et terre. Les tensions induites s'ajoutent vectoriellement à la tension de service du câble de garde. Une prise en compte de ces valeurs est nécessaire pour un bon dimensionnement des éclateurs [11].

2.5-Surtensions de manœuvre et ferro résonance

Après une manœuvre les énergies électriques et magnétiques emmagasinées dans un circuit peuvent se libérer à travers un régime transitoire formé d'oscillations libres amorties dans ce circuit. Leurs oscillations entre capacités et inductances à noyau de fer du circuit entraînent un changement de la valeur de celles-ci. Si les capacitances existant dans les réseaux ont généralement une valeur indépendante de la tension, il n'en est pas de même des inductances lorsqu'elles ont un noyau de fer. Les résonances à 50 Hz feront donc apparaître cette non linéarité des circuits magnétiques; on les dénomme sous le terme général de Ferro résonance. En effet, l'inductance à noyau de fer se sature dès que le flux qui la traverse dépasse son coude de saturation. Dans notre cas, la réactance des transformateurs et la capacité du câble de garde peuvent s'accorder à 50 Hz et provoquer la circulation d'une surintensité très importante dans le circuit et donc l'apparition d'une surtension de Ferro résonance. Pour éliminer ces effets, on peut d'une part installer un condensateur de rephasage entre le câble de garde et la terre. Ce condensateur empêche le phénomène et ramène les surtensions à des valeurs acceptables. Et d'autre part, détermine la charge minimale des transformateurs de distribution pour éviter le phénomène. De manière générale, les techniques employées pour protéger les circuits contre les surtensions de Ferro résonance consistent en une application dès l'apparition des surtensions d'une charge d'amortissement

judicieusement placée dans les circuits. Son rôle est d'absorber l'énergie réactive qui était emmagasinée.

2.6- Retour du courant par la terre

La principale difficulté que présente le retour du courant par la terre est d'empêcher la terre de se dessécher au voisinage des électrodes, car cela risque de conduire à une augmentation incontrôlée de la résistance et de la dissipation thermique. Le risque d'instabilité thermique des électrodes de mise à la terre peut être éliminé si leur résistance est très faible et maintenue dans cet état. Pour des raisons de sécurité, l'emploi de plusieurs électrodes bien séparées et reliées en boucle est recommandé.

2.7-Différents types de réseau à CDGI

2.7.1-Réseau à CDGI monophasé

La distribution monophasée avec retour de courant à la terre est assimilable à l'alimentation d'une seule phase des lignes de distribution MT avec retour de courant de terre qui permet d'alimenter de petites charges à distance, pouvant atteindre une centaine de km du poste de transformation. Ce type d'alimentation est beaucoup utilisé par Hydro Québec au Canada dans la distribution, bien qu'il y ait également des applications dans d'autres pays (Australie, Nouvelle-Zélande, URSS). Un seul câble de garde isolé est nécessaire pour la mise en œuvre [12].

Le système de raccordement du retour à la terre varie en fonction de la nature du sol. Ainsi le retour à la terre Figure 2-1 est réalisable si le système d'alimentation moyenne tension a un neutre solidement mis à la terre, soit par connexion directe à la terre, soit par un transformateur de mise à la terre ou par une impédance.

C'est le concept le plus économique, si le sol est faible ou a une résistivité moyenne.

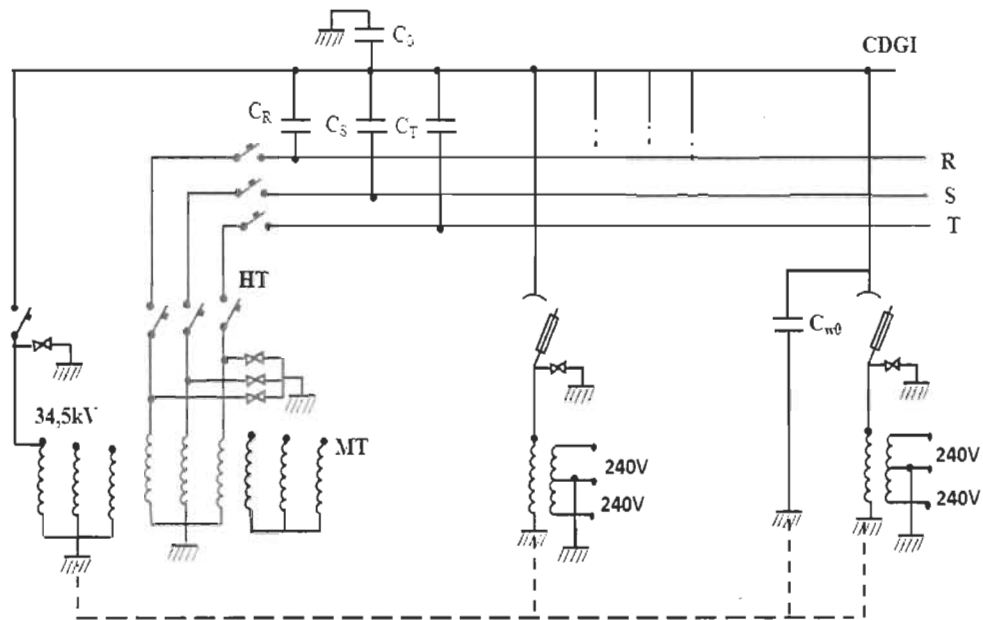


Figure 2-1 Réseau à CDGI monophasé avec retour à la terre

La distribution monophasée peut être également obtenue avec deux câbles de garde isolé d'une ligne de transport électrique alimentant un transformateur monophasé (Figure 2-2). Dans une telle configuration il n'y a pas de retour à la terre.

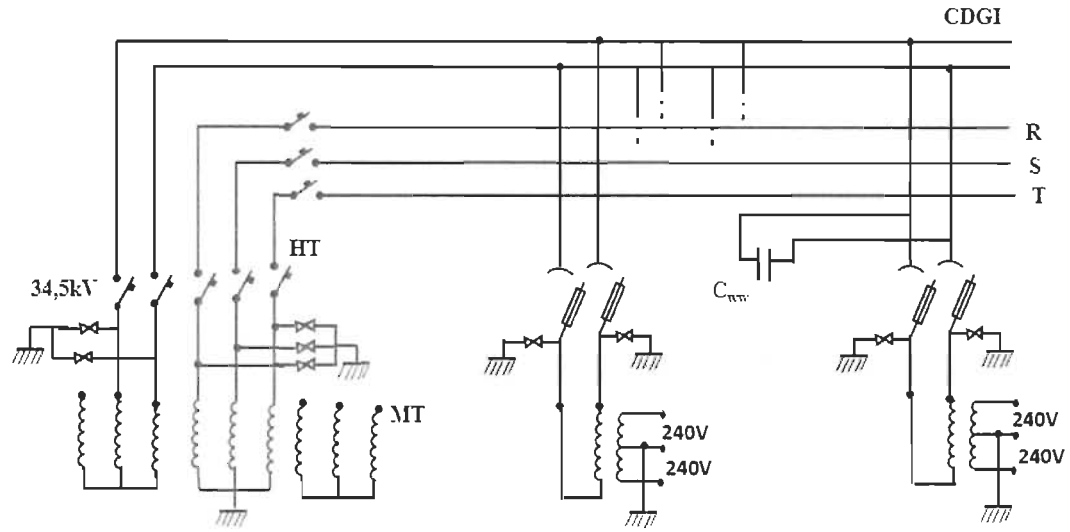


Figure 2-2 Réseau à CDGI monophasé avec deux câbles de garde.

2.7.2-Réseau à CDGI triphasé

La distribution triphasée exige deux câbles de garde isolés de la ligne électrique de transport. Les deux bornes moyenne tension du transformateur MT/BT sont raccordées aux deux câbles de garde et la troisième est reliée au retour à la terre (Figure 2-3) [12]. Le concept proposé ici est de rendre symétrique la ligne formée par les deux câbles de garde et le retour à la terre avec des composants de compensation simple (une série résistance – réactance) dans le circuit de la terre et un condensateur raccordé entre les deux câbles (L R et C).

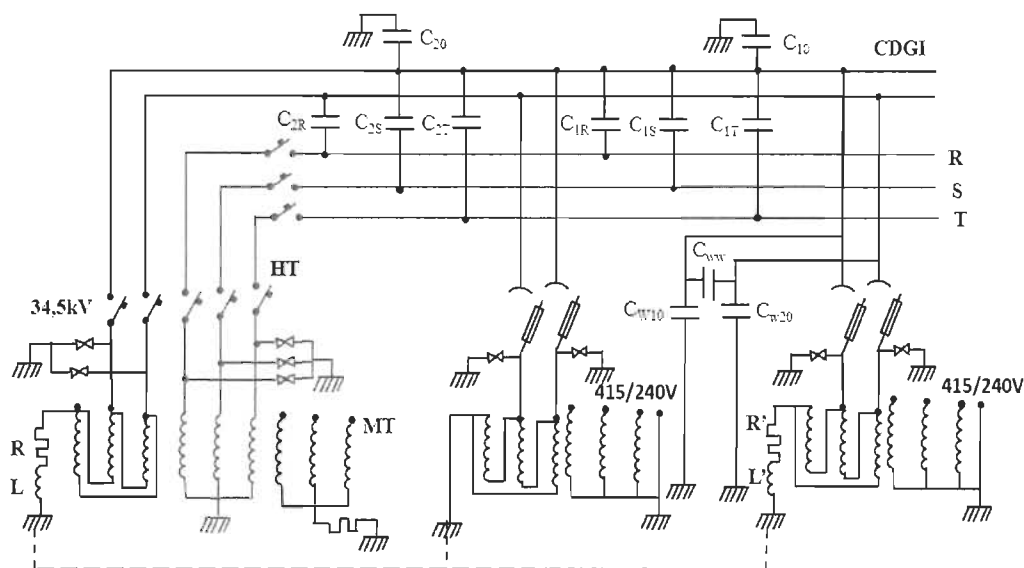


Figure 2-3 Réseau CDGI distribution triphasée

2.8-Exemples de réseaux à CDGI dans le monde

2.8.1- Réseau à CDGI du Ghana

Le Ghana est un pionnier des réseaux à CDGI. Le premier réseau expérimental de trente et un (31) kilomètres (km) allant de Cape-Cost à Takoradi a été mis en service en 1985 sur une ligne HT de 161 kV [12]. La mise en œuvre a nécessité l'isolation des câbles de garde de la ligne HT, qui depuis sa construction en 1965 était en contact avec les pylônes. Sur ce réseau à deux câbles de garde, on y trouve quatre transformateurs de cent kilovolt-ampères (kVA) raccordés sur un seul câble de garde fournissant une BT monophasée et un transformateur raccordé sur les deux câbles de garde qui délivre une tension triphasée.

Après trente-trois mois de fonctionnement avec des résultats satisfaisants, un autre réseau a été installé dans le nord de Koumassi à Bolgatanga sur une distance de cinq cent vingt-deux

km alimentant 12 villages en 2005. De nos jours près 1000 km de réseau à CDGI est fonctionnel sur des lignes HT de 161 kV-50Hz.

2.8.2-Réseau à CDGI du Laos

Depuis 2003 le réseau CDGI du Laos fournit de l'électricité à plus de 100 villages, à quelques petites villes et à une capitale provinciale [13]. Les régions traversées par les lignes 115 kV équipées de câble de garde sont essentiellement montagneuses, couvertes par la forêt tropicale, avec des pentes abruptes et des routes peu d'accès. La construction des lignes HT dans ces régions montagneuses est moins contraignante que les lignes MT. Au Laos 190 km de réseaux à CDGI monophasés de 25kV sont en exploitation sur des lignes HT de 115 kV-50 Hz et 285 km de réseau à CDGI triphasés à 34.5 kV sont en construction.

2.8.3-Réseau à CDGI de l'Éthiopie et du Burkina Faso

La première application de ce type de réseau a été réalisée en Ethiopie sur une longueur de 200 km avec une ligne HT de 132 kV en 2003. Les réseaux qui y existent sont monophasés ou triphasés. Les puissances des transformateurs varient entre 50 à 200 kVA. La puissance totale de ces réseaux est estimée à 5000 kW [14].

Au Burkina Faso, dans le cadre de l'accroissement de son taux d'électrification les réseaux à CDGI ont été introduits sur la ligne HT de 225 kV longue de 338 km reliant les deux grandes villes du pays. Au total une puissance de 1670 kW sur une longueur totale environ 751 km de réseau à CDGI est fonctionnel [15].

2.9- Conclusion

Les principes de base d'un réseau CDGI, son fonctionnement, les protections électriques et les différents types de réseaux CDGI existants ont été présentés dans ce chapitre.

Dans la suite, nous aborderons les théories mathématiques de calcul des différents éléments à insérer sur une ligne CDGI pour la réduction des déséquilibres de tension et de phase.

Chapitre 3 - Théories mathématiques de calcul des valeurs d'impédances à insérer dans le circuit de la troisième phase

Dans un réseau de distribution triphasée à CDGI les deux câbles de garde isolés et le circuit de retour par la terre forment un circuit triphasé qui est alimenté à partir d'un poste HT/MT avec un enroulement de transformateur de façon permanente à la terre via une électrode. Par conséquent, les tensions entre chaque câble de garde et la terre (sw_1-G_r et sw_2-G_r) doivent être égales à la tension entre les deux câbles de garde (sw_1-sw_2) [7]. La cause principale qui peut générer l'asymétrie est le fait que la valeur de l'impédance du circuit de terre de la troisième phase est différente de n'importe lequel des deux câbles de garde [7]. Les courants de fuite capacitifs des câbles de garde et du circuit de terre (3ème phase) sont asymétriques en raison de la diversité des condensateurs partiels et des courants induits de manière capacitive par les conducteurs de la ligne HT [7].

Afin de rendre symétrique le circuit triphasé formé par les deux câbles de garde et le circuit de terre, la solution la plus simple consiste à appliquer les asymétries complémentaires adaptées à annuler ou réduire considérablement les asymétries inhérentes à ce type de réseau. Les méthodes proposées pour réduire les asymétries et le calcul des impédances complémentaires sont développées dans ce chapitre.

3.1-Méthode de réduction par réactances capacitives et inductances simples

Toutes les équations développées dans cette section 3.1 ont pour référence [7].

3.1.1-Équilibrage des résistances du réseau à CDGI

Prenons un réseau à CDGI d'une longueur donnée alimentant une charge triphasée équilibrée en basse tension. En ne prenant pas en compte la présence des inductances en série, les champs électromagnétiques (CEM) créés par la ligne principale HT, la présence des capacités entre les câbles de garde et entre les câbles de garde et la terre et en supposant que toute la charge est en bout de ligne du réseau à CDGI on obtient la Figure 3-1

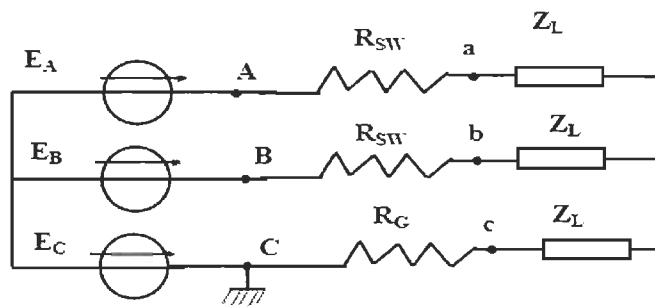


Figure 3-1 Circuit simplifié équivalent d'un réseau à CDGI

Dans le circuit équivalent les tensions appliquées par le transformateur alimentant ce réseau sont représentées par des générateurs idéaux avec des forces électromotrices E_A , E_B , E_C ; la charge est équilibrée sur les trois phases avec chacune une impédance Z_L . R_{SW} et R_G étant respectivement la résistance du conducteur de garde et du circuit de retour par la terre.

Insérons maintenant deux résistances en série avec R_G .

$$R^* = R_{SW} - R_G \quad (3-1)$$

$$R' = -R^* \quad (3-2)$$

Suite à cette modification le régime du circuit ne change pas et nous obtenons la Figure 3-2.

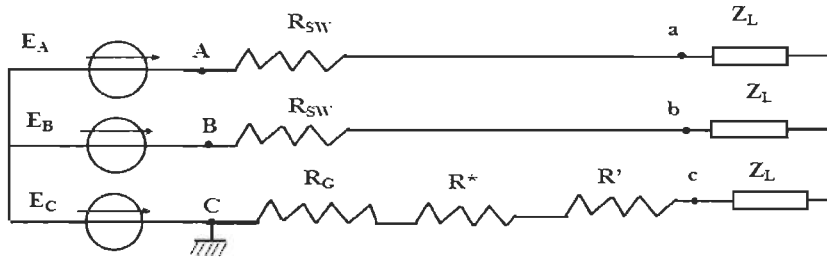


Figure 3-2 Première étape : équilibrage des résistances en série.

Insertion des résistances: $R^* = R_{sw} - R_G$, $R' = -R^*$

Faisons la transposition suivante:

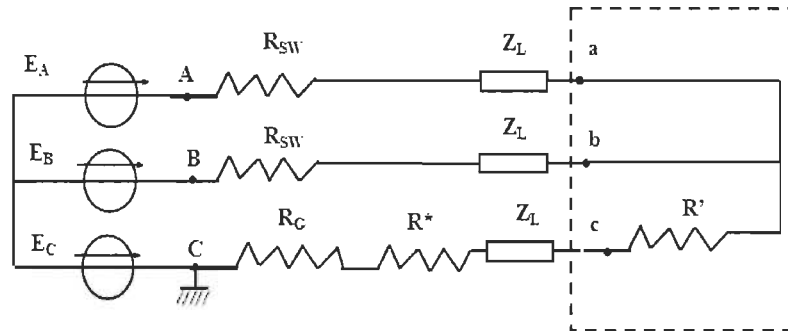


Figure 3-3 Deuxième étape équilibrage des résistances

Dans la section abc du circuit une charge en étoile déséquilibrée est connectée. Cette charge est constituée par la présence d'une résistance négative, les deux autres étant nulles.

Si dans les branches d'impédances nulles on insère deux réactances, la première inductive :

$$X_L = -R'/\sqrt{3} \quad (3-3)$$

la deuxième capacitive

$$X_C = R'/\sqrt{3} \quad (3-4)$$

Avec un choix correct des phases, la résultante des impédances donne un équilibre parfait au système (Figure 3-4)

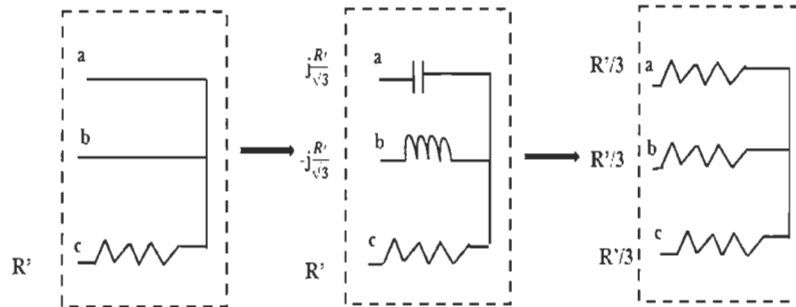


Figure 3-4 – Troisième étape : circuit équilibré avec une inductance et une capacité

Le circuit équivalent pourrait être ramené à la Figure 3-5 avec une résistance R' et une valeur de réactances égale $\pm R/\sqrt{3}$

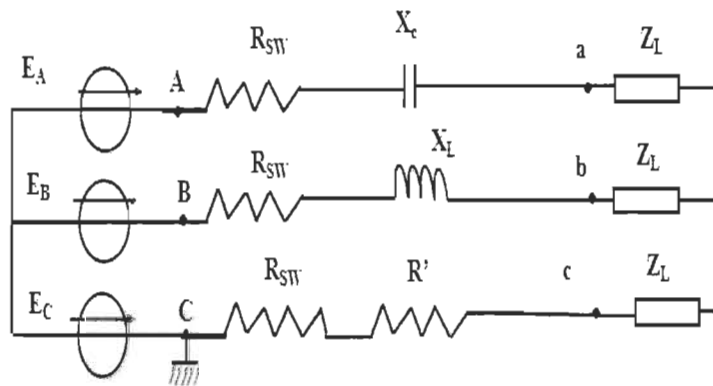


Figure 3-5: Quatrième étape : circuit équivalent étape 3.

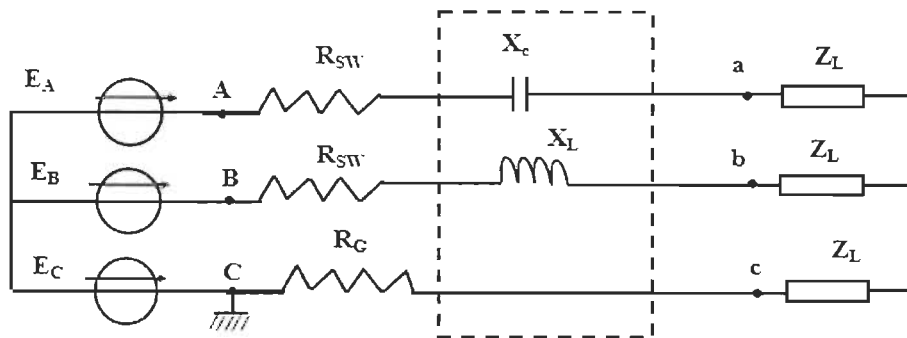


Figure 3-6 Cinquième étape : équilibrage des résistances.

Le circuit d'équilibrage est mis en évidence dans le carré pointillé sur la Figure 3-6

$$X_C = -jR'/\sqrt{3} \quad (3-5)$$

$$X_L = jR'/\sqrt{3} \quad (3-6)$$

La valeur de la résistance d'équilibrage est égale à la différence entre la valeur de la résistance totale du conducteur de garde et la résistance du circuit de retour par la terre divisé par $\sqrt{3}$ inséré en série de manière concordante avec les tensions appliquées E_A , E_B , E_C . La résistance équivalente de chaque phase du circuit après équilibrage (conducteur de garde et le circuit de retour par la terre) selon la littérature [7] est égale à :

$$R_{eq} = 1/3(2R_{ws} + R_G) \quad (3-7)$$

Exemple de dimensionnement d'impédance sur un réseau CDGI :

Considérons une ligne CDGI d'une longueur de 100 km munie de conducteur avec une résistance linéaire $0.6\Omega/\text{km}$. Le circuit de retour à la terre est constitué d'un conducteur de résistance linéaire $0.047\Omega/\text{km}$ et de la même longueur que le réseau CDGI.

En appliquant la théorie développée précédemment, la valeur des réactances d'équilibrage sera de :

$$R_{SW} = 0.6 \times 100 = 60 \Omega \quad (3-8)$$

$$R_G = 0.047 \times 100 = 4.7 \Omega \quad (3-9)$$

$$R' = R_{SW} - R_G = 60 - 4.7 = 55.3 \Omega \quad (3-10)$$

$$X_L = -\frac{R'}{\sqrt{3}} = -\frac{55.3}{\sqrt{3}} = -31.92 \Omega \quad (3-11)$$

$$X_C = \frac{R'}{\sqrt{3}} = \frac{55.3}{\sqrt{3}} = 31.92 \Omega \quad (3-12)$$

Si le réseau transite une puissance apparente de 1 MVA à 34.5 kV, donc une intensité de $I = 16.7A$; la puissance réactive absorbée par la réactance d'équilibrage sera de:

$$Q_C = Q_L = X_L * I^2 = X_C * I^2 = 31.92 \times (16.7)^2 = 8.94 \text{ kVAR} \quad (3-13)$$

La tension aux bornes de chaque réactance, à l'état d'équilibre en fonctionnement normal est :

$$V_C = V_L = X_L * I = X_C * I = 31.92 * 16.7 = 533.06V \quad (3-14)$$

La note des éléments d'équilibrage ci-dessus est donc bien acceptable. Ces réactances d'équilibrage doivent être insérées en série avec les fils de garde, isolé par rapport au sol comme dans le cas des batteries de condensateurs en série.

3.1.2-Équilibrage des réactances de série

La différence entre la réactance en série du câble de garde X_{sw} et celle du circuit de retour par la terre X_G peut être compensée par l'insertion en série dans le circuit de retour à la

terre d'une réactance inductive égale à $X_{sw} - X_G$. Le circuit d'équilibrage ainsi obtenu peut être facilement transformé en la forme plus générale représentée sur la Figure 3-7, où trois condensateurs X_{comp} sont en série dans les trois phases. Cela équivaut à faire un certain degré de compensation de série de l'inductance de ligne.

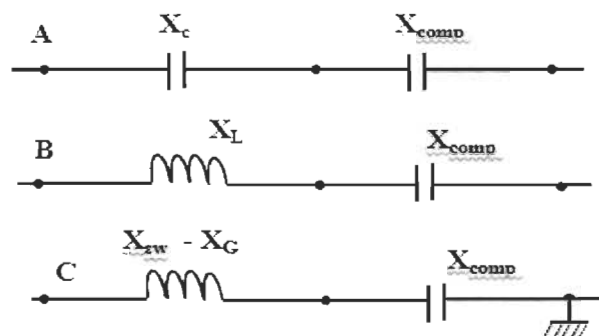


Figure 3-7 Circuit d'équilibrage des réactances sous une forme généralisée.

Si on prend :

$$X_{comp} = -(X_{sw} - X_G) \quad (3-15)$$

Le circuit devient un cas particulier et intéressant, car il permet une compensation des asymétries sans avoir besoin de composants supplémentaires dans le circuit de retour par la terre. Cette condition permet de répartir les dispositifs de compensation le long de la ligne.

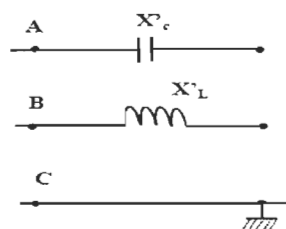


Figure 3-8 Fig. 11 –Cas particulier de la compensation où

$$X_{comp} = -(X_{sw} - X_G); X'_L = X_L + X_{comp}; X'_C = X_C + X_{comp}$$

3.1.3-Cas de charge répartie le long de la ligne

Pour des charges réparties le long de la ligne, cas les plus fréquents, une compensation presque parfaite des déséquilibres peut être obtenue, en appliquant les circuits d'équilibrage proposées ci-dessus sur chaque tronçon. Les circuits doivent compenser les différences entre la résistance des fils de garde et le circuit de retour à la terre correspondant à chaque tronçon. La compensation de la différence entre les réactances des fils de garde et du circuit de retour à la terre peut être réalisée de façon approximative par l'insertion d'une réactance inductive appropriée en bout de ligne en série avec la connexion à la terre du transformateur. La réactance doit compenser la différence en question vers le haut au centre de la charge électrique. On peut également effectuer une compensation répartie des inductances.

3.2-Méthode de réduction par impédance dans le circuit de retour à la terre et des capacités entre les deux câbles de garde

Toutes les équations développées dans cette section 3.2 ont pour référence [9].

3.2.1-Les impédances installées dans le circuit de retour à la terre

Considérons un réseau à CDGI triphasé alimentant une charge en bout de ligne comme l'indique la Figure 3-9. En négligeant toutes les capacités et le couplage magnétique entre les câbles de garde et les conducteurs de ligne HT, le circuit équivalent du système se ramène à la Figure 3-10.

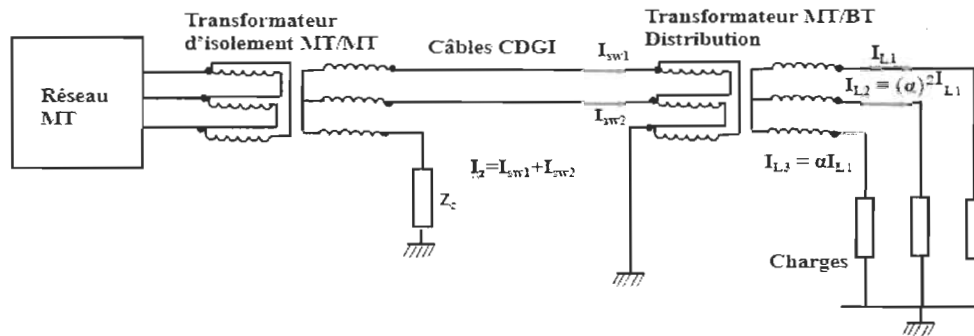


Figure 3-9 Circuit équivalent d'un réseau à CDGI

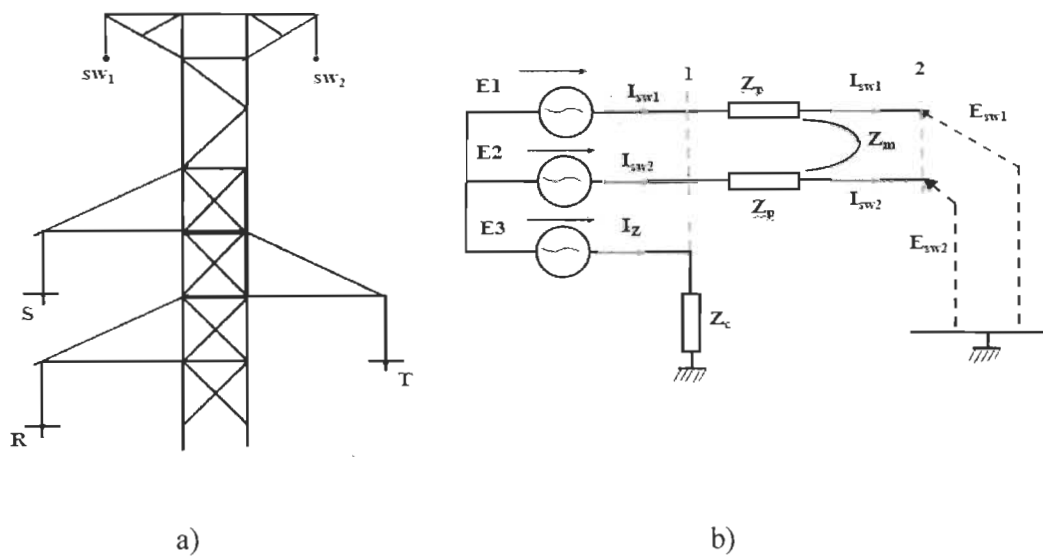


Figure 3-10 Circuit équivalent simplifié d'un réseau à CDGI

De la représentation b) on peut exprimer les Z_p et Z_m de la manière suivante :

$$Z_p = R_{sw} + \pi f * 10^{-4} + j * 0.1445 \log_{10} \left(\frac{D_e}{r_{gesw}} \right) \quad (3-16)$$

$$Z_m = \pi f * 10^{-4} + j * 0.1445 \log_{10} \left(\frac{D_e}{D_{sw}} \right) \quad (3-17)$$

$$D_e = 658\sqrt{\rho_{terre}/f} \quad (3-18)$$

R_{sw} : Résistance du conducteur du CDGI

R_{gesw} : Équivalent radius du CDGI

L'équivalent radius pour les deux conducteurs du câble de garde est :

$R_{gesw} = \sqrt{rs}$; r le rayon du conducteur et s la distance d'écartement des deux conducteurs à partir des axes.

Afin d'annuler la composante inverse des tensions du câble de garde isolé selon la littérature [9], la tension E_{w1} et E_{w2} doivent avoir la même amplitude et doivent être décalées de 120° , à savoir:

$$E_{sw_1} = e^{-j120^\circ} (-E_{sw_2}) = e^{j60^\circ} E_{sw_2} \quad (3-19)$$

De la Figure 3-10 on obtient les équations suivantes :

$$E_{sw_1} = E_1 - E_3 - Z_p I_{sw_1} - Z_m I_{sw_2} - Z_c (I_{sw_1} + I_{sw_2}) \quad (3-20)$$

$$E_{sw_2} = E_2 - E_3 - Z_p I_{sw_2} - Z_m I_{sw_1} - Z_c (I_{sw_1} + I_{sw_2}) \quad (3-21)$$

Tenant compte du fait que :

$$I_{sw_2} = e^{-j120^\circ} I_{sw_1} \quad (3-22)$$

Et

$$E_{sw_1} = e^{-j120^\circ} (-E_{sw_2}) = e^{-j60^\circ} E_{sw_2} \quad (3-23)$$

L'impédance Z_c peut être calculée avec les formules suivantes:

$$Z_c = R_c + jX_c = Z_p - 2Z_m \quad (3-24)$$

D'où :

$$Z_c = R_{sw} - \pi^2 f 10^{-4} + j0.1445 \log_{10} \left[\frac{D^2_{sw}}{r_{gesw} D_e} \right] \quad (3-25)$$

Où R_c est la différence de résistance entre les conducteurs du câble de garde et le circuit de retour à la terre; X_c est la différence entre l'auto-réactance du conducteur du câble de garde et deux fois la réactance mutuelle. En réalité, le câble de garde fournit plusieurs charges le long de la ligne. Puis en appliquant la même procédure l'expression de Z_c qui annule la tension de séquence négative à l'extrémité du réseau CDGI est:

$$Z_c = (Z_p - 2Z_m) \frac{\sum_{i=1}^{N_L} l_i I_{li}}{\sum_{i=1}^{N_L} I_{li}} \quad (3-26)$$

Où: N_L est le nombre de charges alimentées; l_i la longueur du réseau à câble de garde isolé et I_{li} le courant de la i -ème charge respectivement.

Les calculs précédents donnent toujours une impédance de compensation Z_c qui est inductive parce que l'inductance et les capacités mutuelles des câbles de garde ont été négligées. Pour tenir compte de ces capacités, nous considérons le circuit équivalent du réseau CDGI représenté sur Figure 3-11.

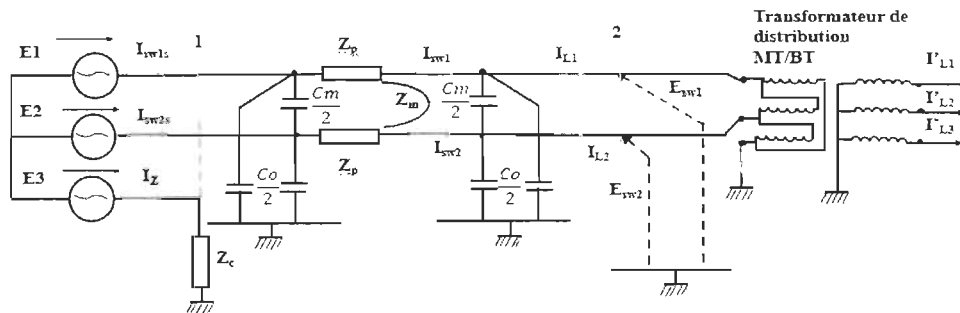


Figure 3-11 Circuit équivalent d'un réseau en tenant compte des capacités des CDG

En appliquant de nouveau la procédure conduisant au calcul de Z_c on a

$$Z_c = \frac{(Z_p e^{-j60^\circ} - Z_m) I_{sw_1} - (Z_p - Z_m e^{-j60^\circ}) I_{sw_2}}{I_z e^{-j120^\circ}} \quad (3-27)$$

Où

$$\begin{cases} I_{sw_1} = I_{z1} + j\omega \frac{C_0 + C_m}{2} E_{sw_1} - j\omega \frac{C_m}{2} E_{sw_2} \\ I_{sw_2} = I_{z2} + j\omega \frac{C_0 + C_m}{2} E_{sw_2} - j\omega \frac{C_m}{2} E_{sw_1} \\ I_z = -[I_{z1} + I_{z2} + j\omega C_0 (E_{sw_1} + E_{sw_2})] \end{cases} \quad (3-28)$$

I_{sw_1} et I_{sw_2} sont les courants circulant dans les câbles de garde sw_1 , sw_2 et I_z le courant circulant dans l'impédance de compensation Z_c . Si $C_0 = C_m = 0$, le calcul de l'impédance de compensation Z_c obtenue à partir des équations ci-dessus sans faire l'équilibrage des courants de fuite sur le câble de garde donne des valeurs de Z_c fortement en fonction de la charge fourni avec une partie capacitive imaginaire, c'est à dire inacceptable dans un système de distribution. Il est donc nécessaire d'évaluer les capacités d'équilibrage et leur meilleur emplacement exact le long du réseau CDGI. Z_c n'est pas affecté par la charge.

3.2.2-Evaluation des capacités d'équilibrage

Une ligne HT avec un réseau CDGI triphasé a cinq conducteurs isolés: trois conducteurs de phase HT, R, S et T, et deux fils de garde sw_1 et sw_2 , comme le montre la Figure 3-12

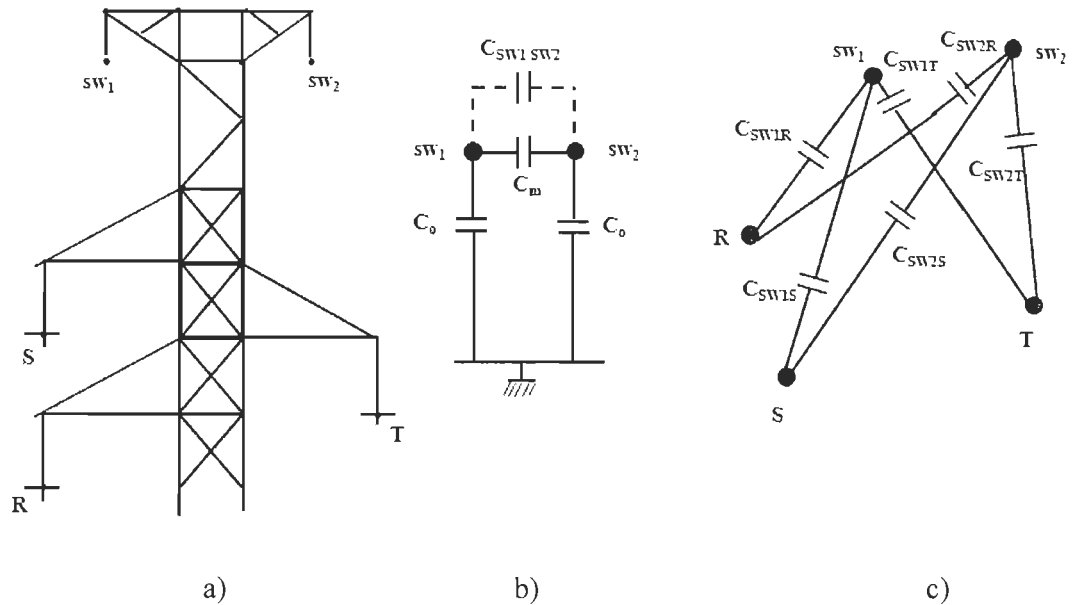


Figure 3-12 a) Pylône supportant la HT et le CDGI; b) Capacités entre les fils de garde et la terre; c) capacités entre les CDGI et le circuit HT

Abstraction faite du raccordement électrique entre les CDGI et les conducteurs HT, les capacités de fuite des câbles de garde sont présentées sur la figure 3-12 b. La capacité entre le câble de garde et le sol C_0 est toujours supérieure à la capacité entre les deux câbles de garde C_m . Pour obtenir une symétrie du circuit capacitif des conducteurs de garde, il suffit de connecter la capacité $C_{sw1 sw2} = C_0 - C_m$ entre les deux câbles de garde.

D'autre part en tenant compte des capacités de couplage mutuel entre les câbles de garde et les conducteurs de ligne HT (Figure 3-12c) les courants capacitifs s'écoulant à chaque conducteur I_i peuvent être calculés avec les équations suivantes

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \\ I_{SW_1} \\ I_{SW_2} \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} Y_{R,R} & Y_{R,S} & Y_{R,T} & Y_{R,sw_1} & Y_{R,sw_2} \\ Y_{R,S} & Y_{S,S} & Y_{S,T} & Y_{S,sw_1} & Y_{S,sw_2} \\ Y_{R,T} & Y_{S,T} & Y_{T,T} & Y_{T,sw_1} & Y_{T,sw_2} \\ Y_{sw_1,R} & Y_{sw_1,S} & Y_{sw_1,T} & Y_{sw_1,sw_1} & Y_{sw_1,sw_2} \\ Y_{sw_2,R} & Y_{sw_2,S} & Y_{sw_2,T} & Y_{sw_1,sw_2} & Y_{sw_2,sw_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_R \\ E_S \\ E_T \\ E_{SW_1} \\ E_{SW_2} \end{bmatrix} \quad (3-29)$$

Où E_i : sont les tensions conducteurs

y_{ij} : la matrice des coefficients d'induction et ω est la fréquence angulaire du réseau.

Les courants capacitifs s'écoulant dans les fils de garde peuvent être obtenus à partir :

$$\begin{cases} I_{sw_1} = j\omega [y_{sw_1,R}E_R + y_{sw_1,S}E_S + y_{sw_1,T}E_T + y_{sw_1,sw_1}E_{sw_1} + y_{sw_1,sw_2}E_{sw_2}] \\ I_{sw_2} = j\omega [y_{sw_2,R}E_R + y_{sw_2,S}E_S + y_{sw_2,T}E_T + y_{sw_2,sw_1}E_{sw_1} + y_{sw_2,sw_2}E_{sw_2}] \end{cases} \quad (3-30)$$

En supposant que: $E_S = \alpha^2 E_R$; $E_T = \alpha E_R$; $E_{sw_1} = -\alpha^2 E_{sw_2}$ il s'ensuit que I_{sw_1} et I_{sw_2} ont généralement des amplitudes différentes et sont décalés d'un angle inférieur à 120° . Afin d'obtenir que I_{sw_1} et I_{sw_2} fassent partie d'un système positif de séquence symétrique $(1, \alpha^2, \alpha)$, les deux procédures suivantes peuvent être appliquées, selon que le circuit HT est entièrement transposé ou non transposé le long du réseau CDGL.

Si le circuit HT est entièrement transposé le long, les capacités mutuelles entre chaque fil de garde et les conducteurs HT sont égales à la moyenne arithmétique:

$$C_{wi,c} = -y_{wi,c} = -\frac{y_{wi,R} + y_{wi,S} + y_{wi,T}}{3}; (i = 1,2) \quad (3-31)$$

Les courants capacitifs s'écoulant vers les fils de garde sont donc:

$$\begin{cases} I_{sw_1} = j\omega [y_{sw_1,c}(E_R + E_S + E_T) + y_{sw_1,sw_1}E_{sw_1} + y_{sw_1,sw_2}E_{sw_2}] \\ I_{sw_2} = j\omega [y_{sw_2,c}(E_R + E_S + E_T) + y_{sw_2,sw_1}E_{sw_1} + y_{sw_2,sw_2}E_{sw_2}] \end{cases} \quad (3-32)$$

Sachant que

$$E_R + E_S + E_T = 0 \quad (3-33)$$

On aura

$$\begin{cases} I_{sw_1} = j\omega [y_{sw_1,sw_1}E_{sw_1} + y_{sw_1,sw_2}E_{sw_2}] \\ I_{sw_2} = j\omega [y_{sw_2,sw_1}E_{sw_1} + y_{sw_2,sw_2}E_{sw_2}] \end{cases} \quad (3-34)$$

En outre étant donné que $y_{sw_1,sw_1} \cong y_{sw_2,sw_2} = y_{ww}$, la somme des courants capacitifs s'écoulant vers les conducteurs de garde I'_{sw_1} et I'_{sw_2} deviennent égaux en amplitude et déphasé de 120° par ajout de la capacité $C_{sw_1,sw_2} = y_{w,w} + 2y_{sw_1,sw_2}$ entre les fils de garde comme l'indique la Figure 3-13

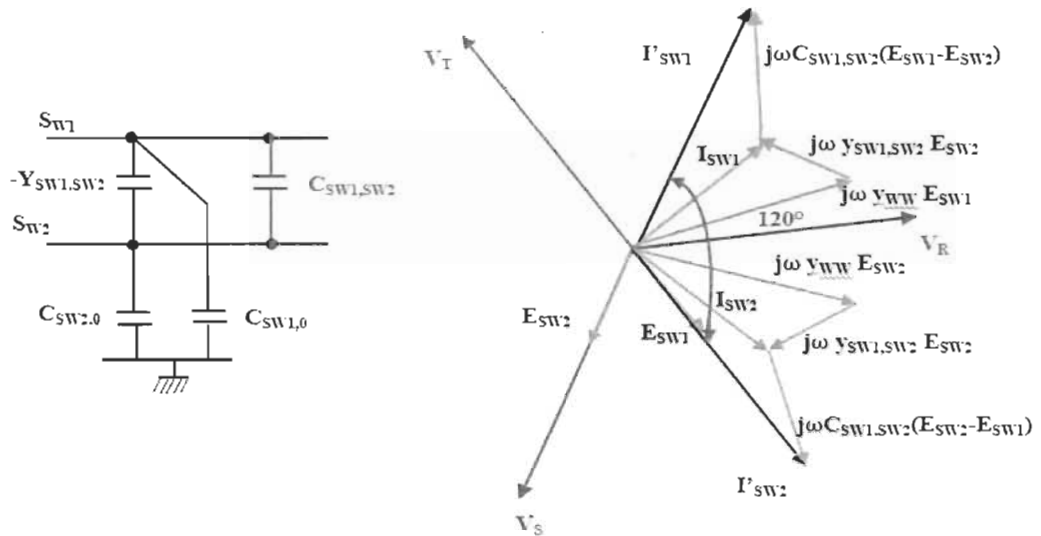


Figure 3-13 Représentation vectorielle d'une ligne HT transposée.

Lorsque la ligne HT est non transposable, la simplification n'est pas possible parce que la somme des courants capacitifs entre chaque câble de garde et les conducteurs HT n'est pas nulle. Les équations (3-34) peuvent être réécrites comme suit.

$$\begin{cases} I_{SW_1} = I_{SW_1,RST} + j\omega [y_{sw_1,sw_2} E_{SW_1} + y_{sw_1,sw_2} E_{SW_2}] \\ I_{SW_2} = I_{SW_2,RST} + j\omega [y_{sw_2,sw_1} E_{SW_1} + y_{sw_2,sw_2} E_{SW_2}] \end{cases} \quad (3-35)$$

Où

$$\begin{cases} I_{SW_1,RST} = j\omega [y_{sw_1,R} E_R + y_{sw_1,S} E_S + y_{sw_1,T} E_T] \\ I_{SW_2,RST} = j\omega [y_{sw_2,R} E_R + y_{sw_2,S} E_S + y_{sw_2,T} E_T] \end{cases} \quad (3-36)$$

représente la somme des courants capacitifs dans les conducteurs de garde provoqués par les conducteurs HT. Les quatre différents cas doivent être considérés:

- 1) $|I_{sw_1}| < |I_{sw_2}|$ et I_{sw_1} est en avance par rapport à I_{sw_2} , deux capacités d'équilibrage sont nécessaires: une entre les câbles de garde C_{sw_1,sw_2} , l'autre, $C^*_{sw_1,0}$ entre le câble de garde 1 et la terre de sorte que $I'_{sw_1} = \alpha I'_{sw_2}$

$$I_{sw_1} + j\omega [C_{sw_1,sw_2}(E_{sw_1} - E_{sw_2}) + C^*_{sw_1,0} E_{sw_1}] = \alpha [I_{sw_2} + j\omega C_{sw_1,sw_2}(E_{sw_2} - E_{sw_1})] \quad (3-37)$$

A savoir que:

$$I_{sw_1} - \alpha I_{sw_2} = j\omega \alpha^2 (E_{sw_1} - E_{sw_2}) C_{sw_1,sw_2} - j\omega C^*_{sw_1,0} E_{sw_1} \quad (3-38)$$

$$I = AC_{sw_1,sw_2} + BC^*_{sw_1,0} \quad (3-39)$$

$$\text{Où } \begin{cases} A = j\omega \alpha^2 (E_{sw_1} - E_{sw_2}) = A_r + jA_i \\ B = -j\omega E_{sw_1} = B_r + jB_i \end{cases}$$

$$\text{De l'équation complexe } I = AC_{sw_1,sw_2} + BC^*_{sw_1,0} \quad (3-40)$$

on obtient les deux équations algébriques linéaires suivants pour le calcul des capacités d'équilibrage inconnus C_{sw_1,sw_2} , et $C^*_{sw_1,0}$

$$\begin{cases} I_r = A_r C_{sw_1,sw_2} + B_r C^*_{sw_1,0} \\ I_i = A_i C_{sw_1,sw_2} + B_i C^*_{sw_1,0} \end{cases} \quad (3-41)$$

La Figure 3-14 montre le diagramme vectoriel des tensions et des courants en plus de la connexion de capacités de compensation.

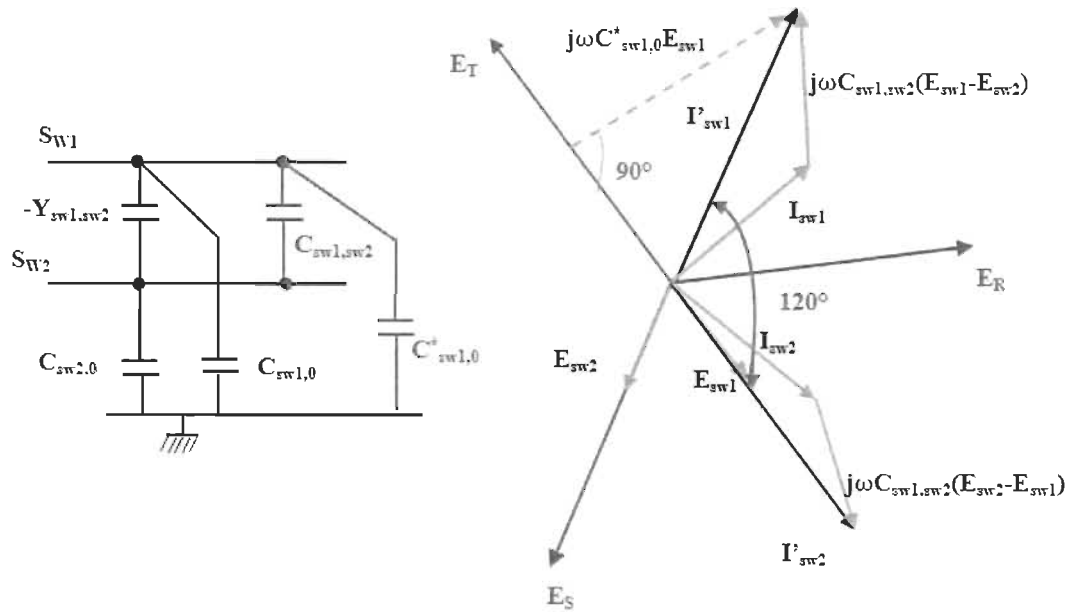


Figure 3-14 Schéma vectoriel d'une ligne HT non transposable

2) $|I_{SW1}| < |I_{SW2}|$ et I_{SW2} est en avance par rapport à I_{SW1}

Pour avoir $I'_{SW1} = \alpha^2 I'_{SW2}$, en appliquant le même mode opératoire que pour le cas 1),

l'équation suivante est obtenue:

$$I_{SW1} + j\omega [C_{SW1,SW2} (E_{SW1} - E_{SW2}) + C_{SW1,0}^* E_{SW1}] = \alpha^2 [I_{SW2} + j\omega C_{SW1,SW2} (E_{SW2} - E_{SW1})] \quad (3-42)$$

ce qui donne facilement des équations algébriques

$$\begin{cases} I_r = A_r C_{SW1,SW2} + B_r C_{SW1,0}^* \\ I_i = A_i C_{SW1,SW2} + B_i C_{SW1,0}^* \end{cases} \quad (3-43)$$

3) $|I_{SW1}| > |I_{SW2}|$ et I_{SW1} est en avance par rapport à I_{SW2}

Pour obtenir $I'_{sw_1} = \alpha I'_{sw_2}$, deux capacités doivent être ajoutés, le premier entre les deux conducteurs de garde C_{sw_1,sw_2} , et la seconde $C_{*sw_2,0}$ entre le conducteur de garde 2 et la terre:

$$I_{sw_1} + j\omega [C_{sw_1,sw_2}(E_{sw_1} - E_{sw_2})] = \alpha [I_{sw_2} + j\omega C_{sw_1,sw_2}(E_{sw_2} - E_{sw_1}) + j\omega C_{*sw_2,0} E_{sw_1}] \quad (3-44)$$

ce qui donne facilement les équations algébriques (3-45)

4) $|I_{sw_1}| > |I_{sw_2}|$ et I_{sw_2} est en avance par rapport I_{sw_1}

Dans ce cas $I'_{sw_1} = \alpha^2 I'_{sw_2}$, d'où :

$$I_{sw_1} + j\omega [C_{sw_1,sw_2}(E_{sw_1} - E_{sw_2})] = \alpha^2 [I_{sw_2} + j\omega C_{sw_1,sw_2}(E_{sw_2} - E_{sw_1}) + j\omega C_{*sw_2,0} E_{sw_2}] \quad (3-46)$$

3.3-Méthode de compensation par l'impédance du circuit de terre et capacités shunt

Une bonne compensation d'un réseau CDGI triphasé peut être obtenue en utilisant l'impédance du chemin de terre Z_c combinée avec les capacités entre les deux câbles de garde et un conducteur de garde et la terre. Si la ligne HT est transposée une fois calculée

C_{sw_1,sw_2} , le meilleur endroit où l'installer et la valeur de Z_c doit être déterminée. Si la charge et C_{sw_1,sw_2} sont tous deux situées en bout de ligne (Figure 3-11), Z_c peut être calculée en utilisant la formule :

$$Z_c = \frac{(Z_p e^{-j60^\circ} - Z_m) I_{sw_1} - (Z_p - Z_m e^{-j60^\circ}) I_{sw_2}}{I_z e^{-j120^\circ}} \quad (3-47)$$

étant donné les expressions suivantes de I_{sw_1} et I_{sw_2} :

$$\begin{cases} I_{sw_1} = I_{L1} + j\omega \left[\frac{C_0 + C_m}{2} + C_{sw_1, sw_2} \right] E_{sw_1} - j\omega \left[\frac{C_m}{2} + C_{sw_1, sw_1} \right] E_{sw_2} \\ I_{sw_2} = I_{L2} + j\omega \left[\frac{C_0 + C_m}{2} + C_{sw_1, sw_2} \right] E_{sw_2} - j\omega \left[\frac{C_m}{2} + C_{sw_1, sw_1} \right] E_{sw_1} \end{cases} \quad (3-48)$$

Pour cette méthode la charge affectant peu Z_c , il est souhaitable d'installer la capacité de compensation à la fin de la ligne ou en cas de plusieurs charges alimentées le long du réseau CDGI au centre des charges électriques pour équilibrer ainsi les courants circulant le long du réseau. Cette solution présente en outre l'avantage de réduire les chutes de tension dans les conducteurs de garde causées par le courant absorbé par les charges.

3.4-Approche générale pour calculer l'impédance de compensation et la capacité

Les procédures décrites dans les sections précédentes peuvent être appliquées avec un calcul à la main relativement simple même dans le cas de plusieurs charges fournies par le CDGI. Mais ce calcul ne prend pas en compte l'induction des câbles de garde et les conducteurs HT. Pour calculer avec précision Z_c et la capacité de compensation $C_{sw1, sw2}$ qui annule la tension de séquence négative à un point spécifique de la ligne, l'approche générale suivante peut être appliquée. Le système formé par la ligne HT et le réseau CDGI triphasé peut être représentée par la Figure 3-15.

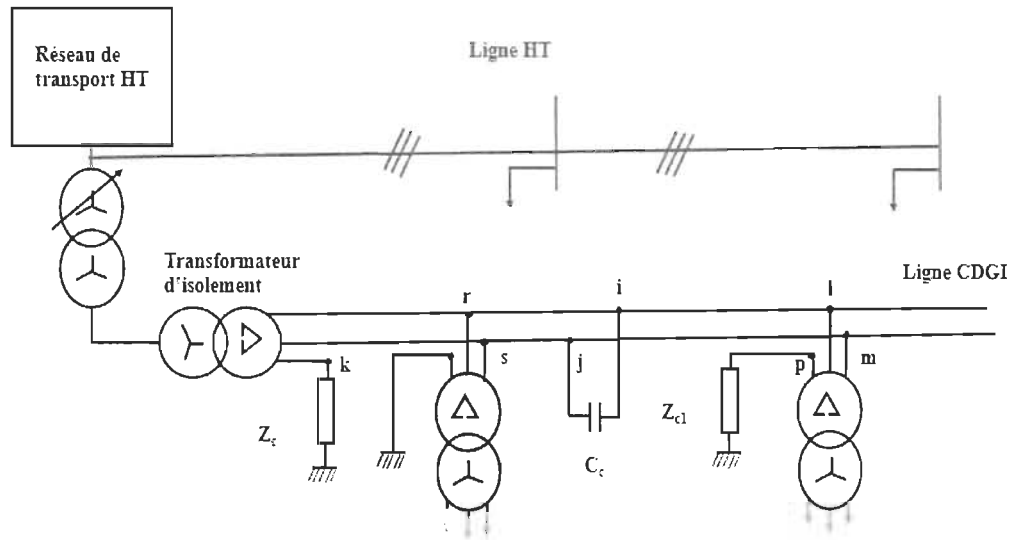


Figure 3-15 Diagramme de ligne d'un réseau CDGI

Le réseau CDGI est alimenté par une seule source et les charges peuvent être modélisées comme impédances constantes. Les équations de réseaux aux différents nœuds peuvent donc être écrites.

$$[I] = [Y][E] = \begin{bmatrix} [I_g] \\ [0] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y_{gg}] & [Y_{gl}] \\ [Y_{lg}] & [Y_{ll}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [E_g] \\ [E_l] \end{bmatrix} \quad (3-49)$$

Où: $[I_g]$ et $[E_g]$ sont les vecteurs des courants et des tensions de la source triphasé; $[E_l]$ est le vecteur de tension de charge dans la matrice d'admittance du système.

3.4.1-Calcul de la capacité de compensation

La tâche est le calcul de l'admittance Y_s qui, connectée entre les nœuds i et j du réseau CDGI annule la tension inverse aux nœuds r-s et le sol. Cela se produit si les conditions suivantes sont remplies:

- a) Dans le cas des transformateurs de distribution MT / BT avec un enroulement directement à la terre (Figure 3-15):

$$E_r = e^{\pm j60^\circ} E_s \quad (3-50)$$

- b) Dans le cas d'un transformateur de distribution MT / BT avec une borne reliée à la terre par une impédance (Z_{C1} dans Figure 3-15).

$$E_l - E_p = e^{\pm j60^\circ} (E_m - E_p) \quad (3-51)$$

Le concept est de prendre en compte le changement de l'admittance mutuelle Y_{ij} de nœuds i et j où l'admittance de compensation Y_s est relié. L'auxiliaire inconnu $A_i = Y_s(E_i - E_j)$. Dans ce cas (Figure 3-15), en éliminant les nœuds de source de tension fixe, et en ajoutant la condition :(3-49)

les équations suivantes sont obtenues:

$$\begin{bmatrix} I_4 \\ \dots \\ I_r \\ I_s \\ \dots \\ I_i \\ I_j \\ \dots \\ I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{44} & \dots & Y_{4r} & Y_{4s} & \dots & Y_{4i} & Y_{4j} & \dots & Y_{4n} & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{r4} & \dots & Y_{rr} & Y_{rs} & \dots & Y_{ri} & Y_{rj} & \dots & Y_{rn} & 0 \\ Y_{s4} & \dots & Y_{sr} & Y_{ss} & \dots & Y_{si} & Y_{sj} & \dots & Y_{sn} & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{i4} & \dots & Y_{ir} & Y_{is} & \dots & Y_{ii} & Y_{ij} & \dots & Y_{in} & 1 \\ Y_{j4} & \dots & Y_{jr} & Y_{js} & \dots & Y_{ji} & Y_{jj} & \dots & Y_{jn} & -1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ Y_{n4} & \dots & Y_{nr} & Y_{ns} & \dots & Y_{ni} & Y_{nj} & \dots & Y_{nn} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -e^{\pm j60^\circ} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_4 \\ \dots \\ E_r \\ E_s \\ \dots \\ E_i \\ E_j \\ \dots \\ E_n \\ Y_s(E_i - E_j) \end{bmatrix} \quad (3-52)$$

Où toutes les inconnues sont des tensions de nœud de charge et $A_i = Y_s(E_i - E_j)$

On obtient donc l'équation suivante pour le calcul de Y_s :

$$Y_s = \frac{[Y_s(E_i - E_j)]}{E_i - E_j} \quad (3-53)$$

Si le transformateur de distribution MT / BT a une borne reliée à la terre par une impédance Z_{C1} , l'équation (3-49) doit être remplacé par (3-48).

3.4.2-Calcul de l'impédance de compensation Z_c

L'impédance de compensation Z_c qui relie la borne du transformateur d'isolement MT et annule la tension de séquence négative au niveau des nœuds r-s et sol du CDGI peut être calculée par l'introduction de l'auxiliaire inconnu $A_1 = E_k/Z_c$ et en fixant les mêmes conditions que (3-47) ou (3-48). On obtient donc l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} I_4 \\ \dots \\ I_r \\ I_s \\ \dots \\ I_k \\ \dots \\ I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{44} & \dots & Y_{4r} & Y_{4s} & \dots & Y_{4k} & \dots & \dots & Y_{4n} & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{r4} & \dots & Y_{rr} & Y_{rs} & \dots & Y_{rk} & \dots & \dots & Y_{rn} & 0 \\ Y_{s4} & \dots & Y_{sr} & Y_{ss} & \dots & Y_{sk} & \dots & \dots & Y_{sn} & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{k4} & \dots & Y_{kr} & Y_{ks} & \dots & Y_{kk} & \dots & \dots & Y_{kn} & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ Y_{n4} & \dots & Y_{nr} & Y_{ns} & \dots & Y_{nk} & \dots & \dots & Y_{nn} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -e^{\pm j60^\circ} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_4 \\ \dots \\ E_r \\ E_s \\ \dots \\ E_i \\ E_j \\ \dots \\ E_n \\ E_k/Z_c \end{bmatrix} \quad (3-54)$$

Z_c peut être facilement calculé avec la formule suivante:

$$Z_c = \frac{E_k}{\{E_k/Z_c\}} \quad (3-55)$$

Dans certains cas de longues lignes CDGI alimentant de nombreuses charges intermédiaires, pour réduire les tensions négatives le long de la ligne en plus de l'impédance de mise à la terre Z_c du transformateur d'isolement MT, on peut utiliser une impédance Z_{c1} approprié (R, L) reliée à la terre et à une borne d'un transformateur MT/BT de distribution. Dans ce cas Z_{c1} est calculé pour la tension de séquence négative à son installation. En imposant une autre condition (3-48) et en utilisant $\frac{E_p}{Z_{c1}}$ comme inconnue auxiliaire. La solution

des équations permet de calculer simultanément Z_c et Z_{c1} . Il est à noter que l'impédance Z_{c1} ne réduit que la tension négative au point sur lequel il est installé.

3.5-Procédure générale de compensation

Afin de compenser le déséquilibre sur un réseau CDGI avec une impédance de mise à la terre Z_c (R, L) et la capacité de shunt entre les câbles de garde C_{sw_1,sw_2} , la procédure suivante peut être appliquée:

- a) Choisir le point de connexion de la capacité de compensation de l'installation. En bout de ligne ou au centre des charges le long de la ligne CDGI.
- b) En tenant compte du réseau CDGI à vide calculer conformément au paragraphe 3.4.1 la capacité C_{sw_1,sw_2} , c'est à dire la partie imaginaire de Y_c .
- c) Après avoir connecté C_{sw_1,sw_2} calculée à l'étape b), évaluer l'impédance de compensation Z_c (paragraphe 3.4.2).
- d) Raccorder la borne à la terre qui est placé à l'aide du calcul de Z_c dans l'étape c. Répéter l'étape b pour avoir une autre fois C_{sw} .
- e) Avec les valeurs finales de Z_c et C_{sw_1,sw_2} , effectuer l'étude du comportement du réseau CDGI sous des charges variables et avec différentes conditions de la ligne HT afin de vérifier que la séquence des tensions négatives aux bornes des transformateurs MT/BT sont généralement inférieurs à 1 % en aucun cas supérieur à 2 %. Si cette limite est dépassée à un transformateur MT/BT quelconque pour une charge spécifique, l'addition d'une impédance locale R, L de mise à la terre peut être envisagée.

3.6-Conclusion

Ce chapitre nous a permis de faire un tour d'horizon sur quelques méthodes utilisées pour réduire les déséquilibres sur les réseaux CDGI et les procédures de calcul des impédances complémentaires. Par la suite nous traiterons de quelques caractéristiques contractuelles d'un réseau électrique et nous étudierons les caractéristiques de déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions sur le réseau CDGI du Burkina Faso suite à des variations d'impédance (Z_c) et de charge. Les valeurs des impédances de terre et les capacités installées ont été calculées à l'aide des théories mathématiques précédentes.

Chapitre 4 - Caractéristiques contractuelles des réseaux électriques et études du déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions sur un réseau CDGI

Un système d'alimentation électrique a pour objectif principal la fourniture efficace et fiable de l'électricité aux consommateurs. Ce chapitre traite en première partie des caractéristiques contractuelles d'un réseau électrique entre le consommateur et le distributeur qui sont la combinaison de la qualité de la tension et de la fréquence. Dans une seconde partie quelques-uns de ces caractéristiques à savoir le déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions sont étudiés sur le réseau à CDGI du Burkina Faso soumis à une variation des impédances de la troisième phase reliée à la terre et de charge.

4.1-Caractéristiques contractuelles d'un réseau électrique conventionnel

4.1.1-Fréquence

La fréquence du système électrique est l'indicateur de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité [16]. Si la consommation est supérieure à la production, la fréquence diminue, inversement la fréquence augmente si la production est plus importante que la consommation. La fréquence du système électrique est partagée par l'ensemble des utilisateurs connectés au réseau et présente les caractéristiques d'un bien public (non-exclusion d'un utilisateur et non-concurrence dans la consommation). Sa valeur doit être constante 50 ou 60 hertz (Hz) selon les pays. Cependant, l'obtention de l'équilibre est presque impossible entre la génération et la demande dans un système d'alimentation électrique. Comme la capacité des générateurs est généralement limitée dans un système

d'alimentation électrique en comparaison de la charge demandée. On observe des décalages de fréquence résultant des déséquilibres entre les générateurs et la demande pouvant entraîner :

- a) Une mauvaise rotation des moteurs devant tourner à une vitesse constante.
- b) Une défaillance de certaines applications électroniques utilisant la fréquence du secteur comme base pour déterminer les processus de fonctionnement.
- c) Une surcharge des transformateurs
- d) Une mauvaise performance des moteurs électriques auxiliaires des centrales électriques, qui peut se traduire par une dégradation du rendement de la centrale électrique. Ce phénomène pourrait mener à une perte du contrôle avec des fermetures en cascade des stations électriques et des blackouts.

4.1.2-Amplitude de la tension

L'amplitude est l'une des caractéristiques nominales des appareils électriques. Ceux-ci sont fabriqués pour un fonctionnement à une certaine tension nominale pour réaliser leur meilleure performance et se conformer aux normes de sécurité. Par exemple en France l'arrêté technique interministériel du 17 mai 2001 fixe la tension MT à $\pm 5\%$ de la tension contractuelle ou par défaut de la tension nominale du réseau, et la tension BT entre $+6$ et -10% de la tension nominale qui est de 230 V (400 V en triphasé).

En fonction de la variation de l'amplitude, on distingue les creux de tension, les surtensions et les coupures qui résultent d'une variation importante et qui ont pour origine les courts circuits [17]. Ces variations sont causées par des charges fluctuantes ou une reconfiguration du réseau. Tout réseau électrique est de ce fait obligé légalement de fournir de l'électricité

aux consommateurs à des niveaux de tension règlementaires. Quand des appareils fonctionnent en dehors de la plage de niveau de tension spécifiée cela peut mener à une surchauffe, à des dysfonctionnements, à des réductions de la durée de vie attendue de l'équipement, etc. Les équipements électriques les plus affectés sont les moteurs électriques. Quand les moteurs électriques sont soumis à des tensions inférieures à la nominale le courant doit augmenter pour fournir la même quantité de puissance, d'où une accumulation de chaleur dans le moteur et une réduction du couple mécanique. Contrairement à ce qui est attendu, une surtension aux bornes d'un moteur a tendance à saturer le circuit magnétique du moteur. Cela provoque un appel de courant élevé pour magnétiser le fer au-delà du point où il peut aisément être magnétisé.

Pour garantir une tension stable aux différents points du réseau les impédances de ligne de transport doivent être prises en compte. Les matériaux constituant les conducteurs présentent une résistance faible, mais non négligeable au flux de courant électrique quand on tient compte des longues distances parcourues.

Le courant transporté par les conducteurs crée un champ magnétique autour de lui-même. Quand le courant change, le flux magnétique change également. Par conséquent, une tension est générée dans le conducteur lui-même ainsi que dans les conducteurs autour.

4.1.3-Forme d'onde

La forme d'onde idéale d'une tension de ligne définie pour chaque phase de 415 V et 50 Hz fournissant une puissance électrique à une charge peut être représentée par la Figure 4-1.

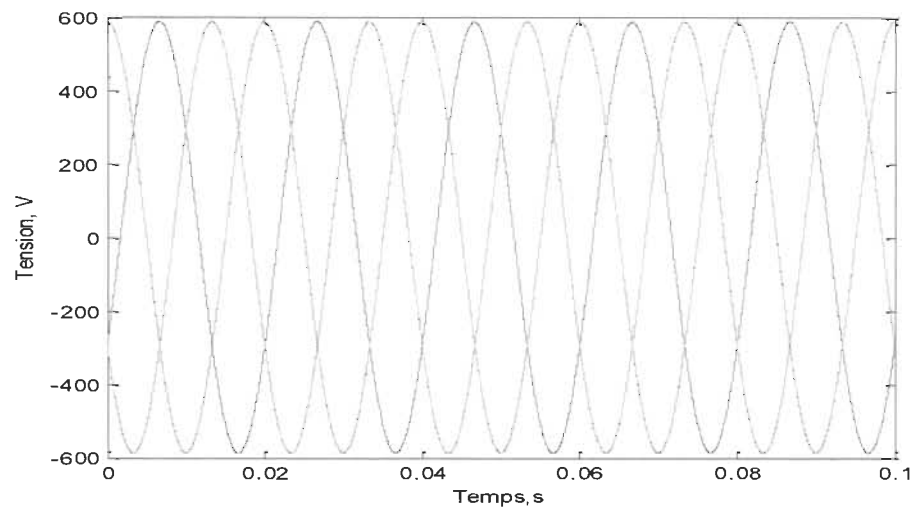


Figure 4-1 Forme d'onde idéale d'une tension de 415V-50Hz triphasé

La forme d'onde peut être déformée par des perturbations. La tension est considérée alors comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes (harmonique) de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz [17]. Des signaux permanents mais non-périodiques appelés bruits peuvent apparaître. Les principales distorsions que l'instabilité de la fréquence et de la tension peuvent provoquer sont les suivants :

- Variation de la fréquence de la normale à une valeur plus grande, qui peut être causée par un déséquilibre entre la demande et l'approvisionnement.
- Variation de l'amplitude d'une ou de plusieurs phases, qui est généralement causée par un déséquilibre des charges électriques dans les phases (Figure 4-2) :

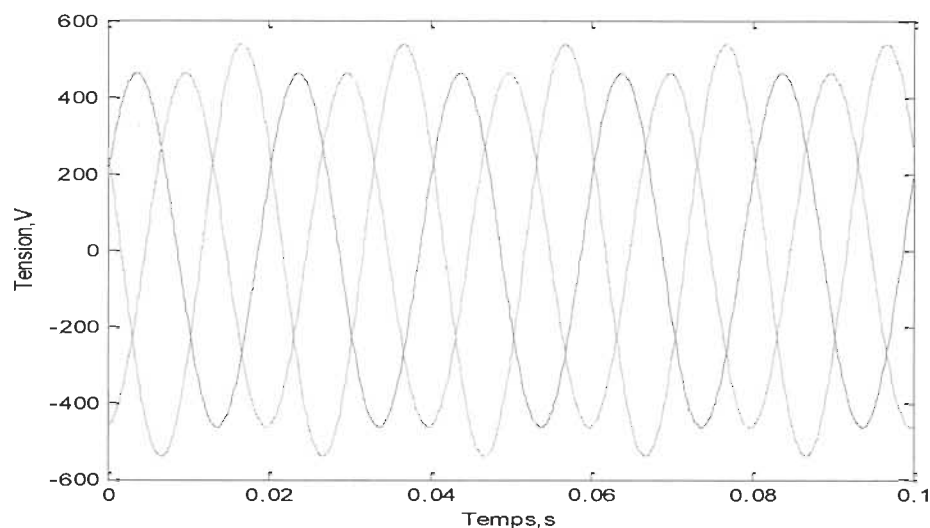


Figure 4-2 Forme d'onde d'une tension de 415V-50 Hz suite à des différences d'amplitude

-Variation ou fluctuation répétée de l'amplitude de la tension, soit positive ou négative pendant différents cycles. La cause peut être une variation soudaine des charges électriques, défaut de mise à la terre.

4.1.4-Symétrie

Lorsque dans un réseau triphasé il y a égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs, on dit que le système est symétrique. Dans le cas contraire on parle de dissymétrie ou de déséquilibre (Figure 4-3).

Lorsque les trois tensions n'ont pas la même valeur efficace, il s'agit d'un déséquilibre d'amplitude [18]. Il y a déséquilibre de phase lorsque le déphasage entre deux phases successives n'est pas de 120 degrés.

Les déséquilibres de tension engendrent des composantes inverses de courant, qui provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements dans les moteurs à courant

alternatif [19]. Ils peuvent également perturber le fonctionnement des dispositifs à thyristors à commande de phase. Selon l'arrêté technique interministériel français du 17 mai 2001 il doit être limité à 2%.

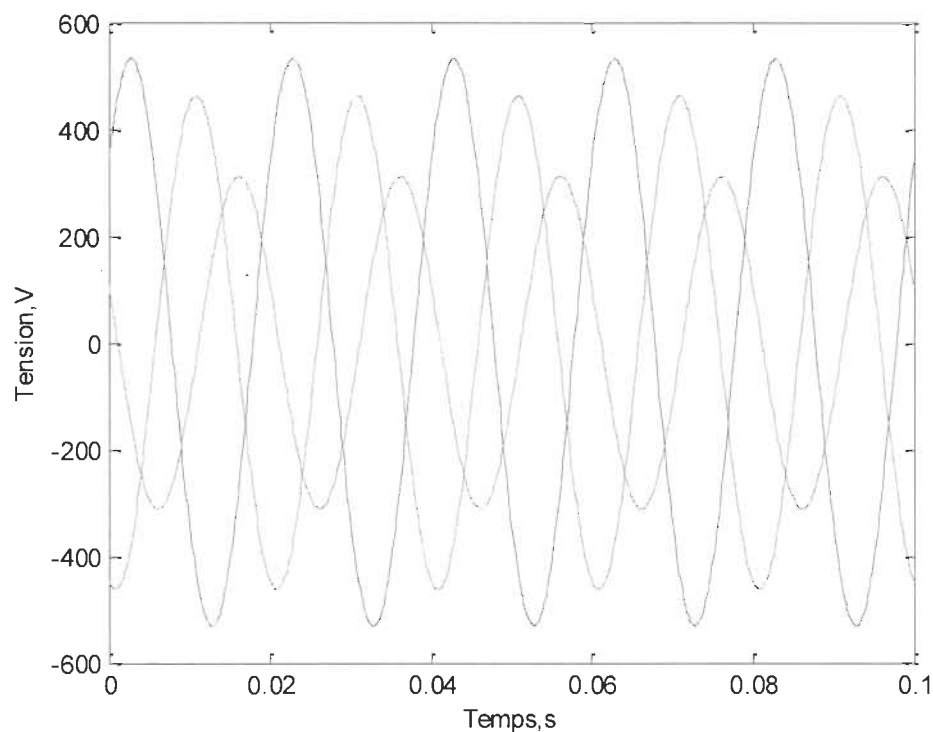


Figure 4-3 Forme d'onde d'une tension de 415 V-50 Hz dû à une différence d'amplitude et de phasage

4.2-Étude du déséquilibre d'amplitude et de phase des tensions sur un réseau à câble de garde isolé

4.2.1- Caractéristiques du réseau CDGI à étudier

4.2.1.1-Réseau de transport HT

Le réseau à étudier est situé en Afrique de l'Ouest au Burkina Faso. La ligne de transport (Figure 4-4) alimentant le réseau à CDGI est de 225 kV - 50Hz-338 km avec un poste

de transformation HT/MT à mi-chemin d'environ 134 km. La ligne 225kV est équipée de conducteurs en aluminium AAC de = 31.04 mm, de résistance linéique à 20 degrés de 0.0583ohm / km disposé sur les pylônes comme l'indique Figure 4-5. L'impédance du réseau est de $\frac{X_0}{X_d} = 3$.

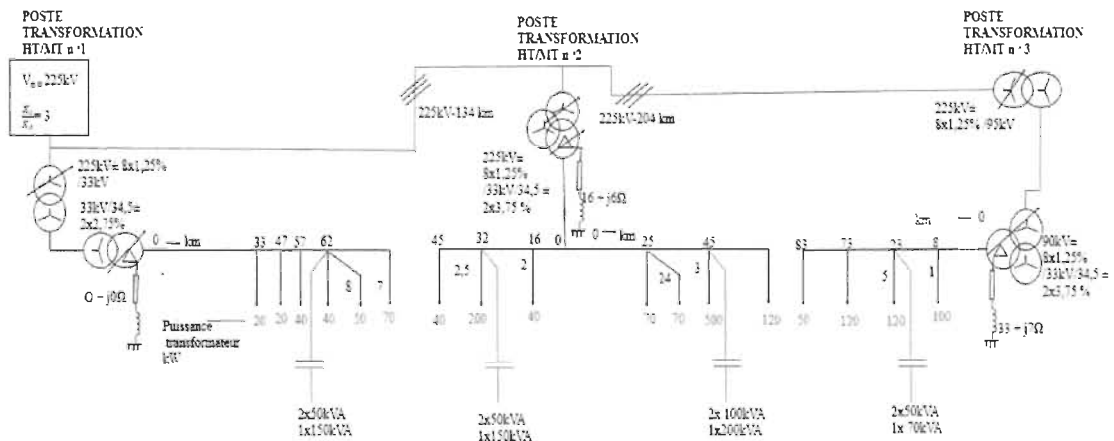


Figure 4-4 Réseau HT alimentant le réseau CDG

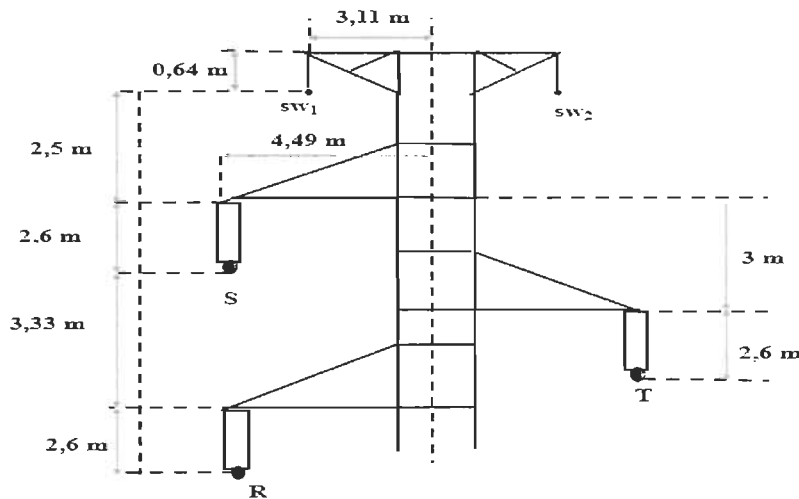


Figure 4-5 Disposition des conducteurs du réseau

4.2.1.2-Le Réseau à CDGI MT/BT

Le réseau à CDGI est construit avec des conducteurs ACSR de diamètre = 10.02 mm et de résistance linéique $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0.58\text{ohm} / \text{km}$. Sur le long de la ligne HT quatre réseaux à CDGI de 34.5kV électriquement distincts sont construits à partir des postes de transformation HT/MT pour alimenter 17 villages / villes comme l'indique la Figure 4-4. La basse tension est de 400/230V. L'analyse du déséquilibre d'amplitude et de phase s'est faite sur l'un des transformateurs raccordé sur le réseau CDGI de la Figure 4-6 issue du poste de transformation HT n°3. Le transformateur est situé à 83 km du poste de transformation HT/MT et est de 34.5/0.415 kV -120 kVA. Ce transformateur en bout de ligne est plus soumis aux contraintes de chute de tension que les autres plus proches de la source.

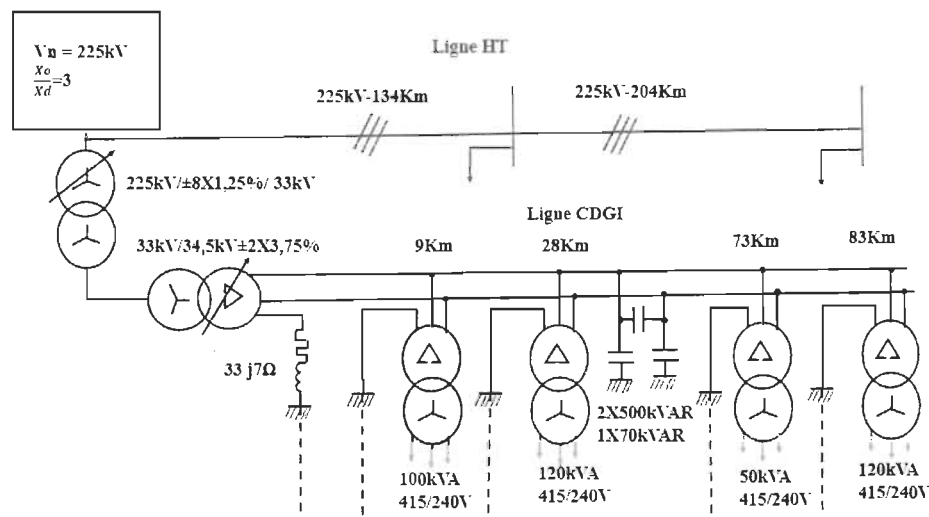


Figure 4-6 Réseau CDGI à étudier

4.2.2- Étude du déséquilibre d'amplitude et de phase en fonction de la charge

4.2.2.1-Matériel et méthodes

L'étude du déséquilibre d'amplitude et de phase est effectuée sur le transformateur 120 kVA 34.5/0.415kV situé à 83 km raccordé sur le réseau CDGI de la Figure 4-6. Ce réseau CDGI a été dimensionné selon les théories mathématiques développées au paragraphe 3.2. Le choix de ce transformateur est justifié par sa position extrême, donc soumis aux contraintes les plus élevées. Le réseau étant rural, le facteur de puissance qui convient aux équipements électriques ruraux est de 0,9. Nous avons donc raccordé une charge de facteur de puissance 0,9 variable de 0 à 80 % de la puissance du transformateur dans Matlab/ Simulink/ Simpower Systems 7.5. Nous avons mis le réseau sous tension pour prendre les formes d'onde à 0 % de charge, les valeurs des tensions composées, le déphasage des phases consécutives pour chaque niveau de charge donnée. Par la suite nous avons calculé le facteur de déséquilibre. Les tensions MT et BT ont ainsi été prises. Les résultats obtenus ont servis à l'élaboration d'un programme dans Matlab pour tracer les différents graphes.

4.2.2.2-Résultat et analyse

Les Figure 4-7 et Figure 4-8 illustrent respectivement les formes d'onde de la tension MT et BT du transformateur à vide. Il apparaît sur ces figures que les amplitudes des trois tensions composées V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) sont différentes. Autrement dit la valeur maximale de ces trois tensions sont très différentes les unes des autres ce qui conduit à une différence des valeurs efficace. Il y a donc déséquilibre d'amplitude.

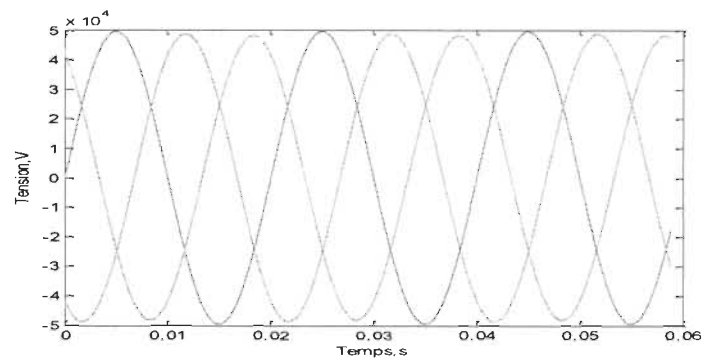


Figure 4-7 Forme d'onde de la tension MT à 0%

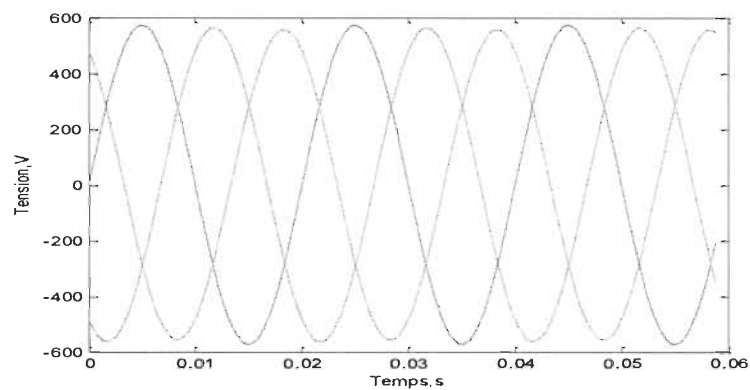


Figure 4-8 Forme d'onde de la tension BT à 0%

Les Figure 4-9 et Figure 4-10 illustrent respectivement la variation des amplitudes des tensions composées MT et BT en fonction de la puissance de charge que le transformateur alimente. Sur ces deux figures l'allure des tensions V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) y sont représentées par puissance de charge. Il apparaît que quel que soit le niveau de tension MT ou BT, cette variation est différente sur les trois tensions composées (V_{ab} , V_{bc} et V_{ca}) malgré que la charge soit équilibrée.

Ainsi pour une valeur de tension MT de sortie attendue de 34.5kV, la tension V_{ca} (rouge) varie de 34 kV à 31.5 kV ; la tension V_{bc} (vert) de 34.43 kV à 33.25 kV et V_{ab} (bleu) de 35kV à 33.4kV

Quant à la tension BT pour une valeur de tension de 400V attendue, la V_{ca} (rouge) varie de 395 V à 355 V ; la tension V_{bc} (vert) de 398 V à 375 V et V_{ab} (bleu) de 405 V à 377 V.

La tension composée V_{ca} (rouge) en MT et BT subit plus de variation que les deux autres. Cette variation plus grande est provoquée par le retour par la terre de la phase c, qui est la cause des différences d'impédance entre les conducteurs. D'où un déséquilibre d'amplitude des valeurs de tension composées ressentit plus sur cette phase c.

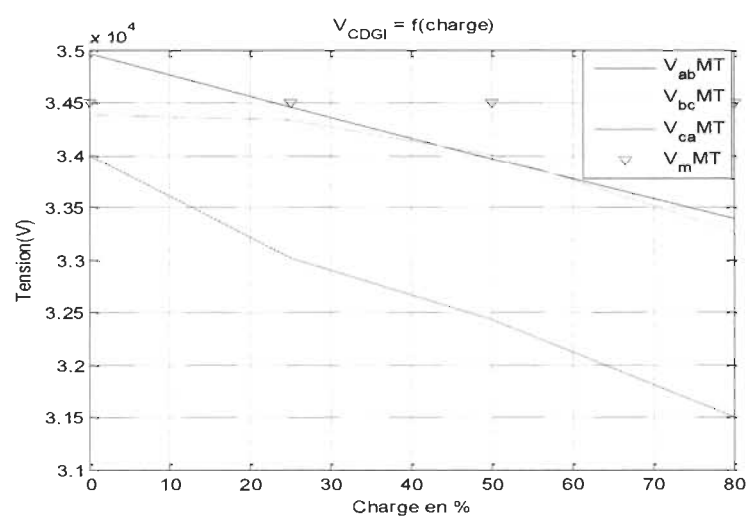


Figure 4-9 Illustration de la variation de tension MT par phase en fonction de la charge

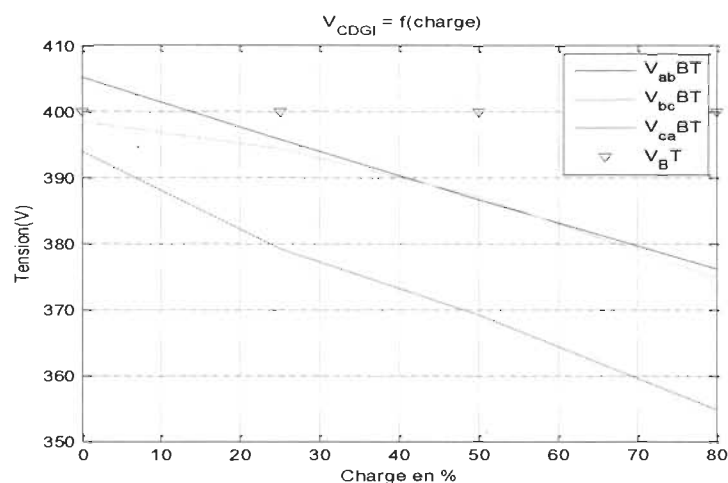


Figure 4-10 Illustration de la variation de tension BT par phase en fonction de la charge

Ce déséquilibre d'amplitude est perceptible sur les Figure 4-11 et Figure 4-12 qui représentent les facteurs de déséquilibre MT et BT. On constate que ces deux facteurs de déséquilibre ont les mêmes allures et varient en fonction de la charge. Pour une charge comprise entre 0 et 25 %, le facteur de déséquilibre se situe entre 2.5 et 4.25 %. De plus de 25 % de charge à 50 % de charge le facteur de déséquilibre varie entre 4.25 et 4.75 %. Et enfin pour une charge de plus de 50 % à 80 %, le facteur de déséquilibre est compris entre 4.75 et 5.8 %. Rappelons qu'en distribution conventionnelle la limite du facteur de déséquilibre admissible est de 2 %.

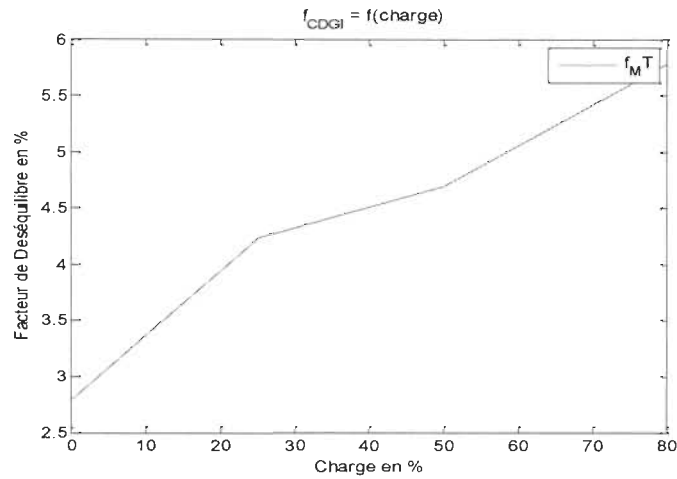


Figure 4-11 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre MT en fonction de la charge

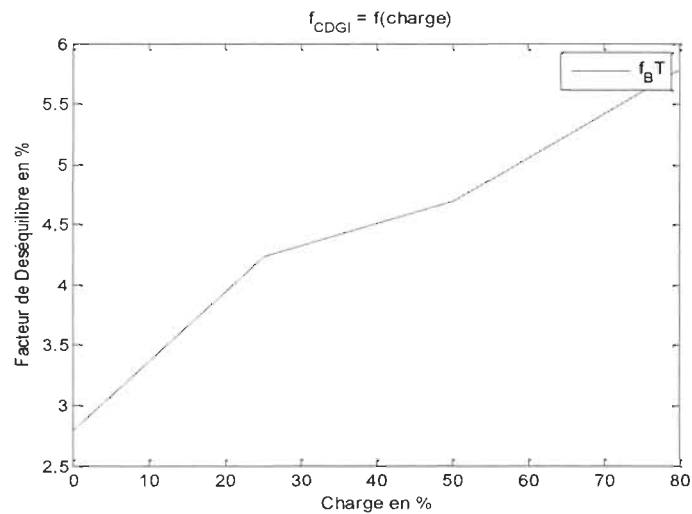


Figure 4-12 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre BT en fonction de la charge

La Figure 4-13 et la Figure 4-14 illustrent les déphasages existant entre deux phases consécutives MT et BT. Sur ces deux figures l'évolution des déphasages V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) y sont représentées en fonction de la puissance de la charge. Il apparaît que quel que soit le niveau de tension MT ou BT, on remarque une différence de déphasage sur les

trois phasages (V_{ab} , V_{bc} et V_{ca}) par rapport à une référence de -120° , 0° et 120° représentés en triangle bleu dans les deux figures, malgré que la charge soit équilibrée.

Ainsi pour la tension MT, en lieu et place d'une valeur angulaire idéale de -120° pour la phase V_{ca} (rouge) l'angle varie de -115.26 à -119° ; la phase V_{bc} (vert) de 126.32 à 121.58° au lieu de 120° et la phase V_{ab} (bleu) de 0.28 à 3.13° contre 0° .

Quant à la tension BT les variations de phasage sont de -114.56 à 119.89° pour la phase V_{ca} (rouge) ; 127.44 à 121.60° pour la phase V_{bc} (vert) et 0.31 à 3.83° pour la phase V_{ab} (bleu).

Ces écarts angulaires indiquent des déphasages non idéaux. Pour les deux niveaux de tension MT et BT. Ils sont plus sensibles pour une quelque des phases (a et b) et la phase c reliée à la terre. Il existe donc un déséquilibre de phase.

Ces résultats signifient qu'un déséquilibre d'amplitude et de phase sont présents. La liaison de la troisième phase à la terre contribue à augmenter ces deux déséquilibres. Plus le transformateur est chargé plus les déséquilibres d'amplitude et de phase sont élevés.

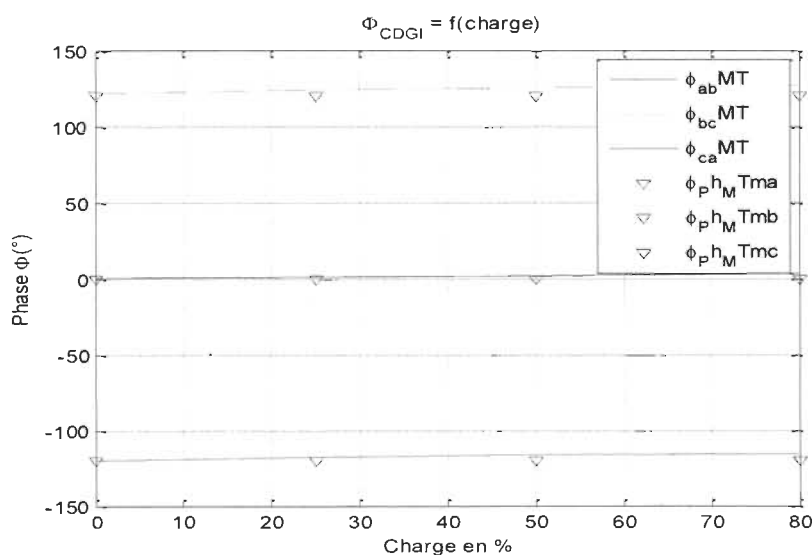


Figure 4-13 Illustration de la variation du phasage MT en fonction de la charge

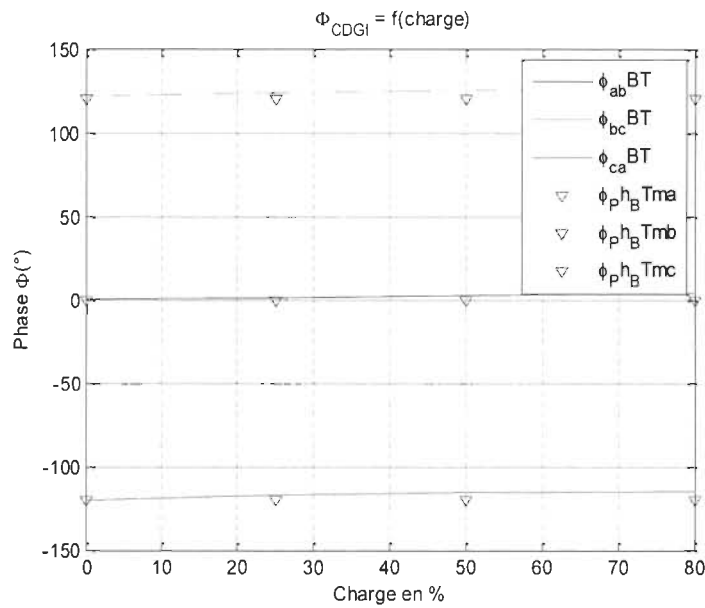


Figure 4-14 Illustration de la variation du phasage BT en fonction de la charge

4.2.3-Etude du déséquilibre d'amplitude et de phase en fonction de la valeur de la résistance de l'impédance

4.2.3.1-Matériels et méthodes

La troisième phase est raccordée à une électrode et enfouit au sol. L'assèchement de la terre au voisinage de l'électrode peut entraîner une augmentation exagérée de la résistance et une dissipation thermique. Il est important d'évaluer l'équilibre d'amplitude et de phase soumis à une instabilité d'impédance. Cette étude est effectuée sur le transformateur 120 kVA-34.5/0.415 kV situé à 83 km raccordé sur le réseau CDGI de la Figure 4-6. A vide, nous avons fait varier la valeur de la résistance de l'impédance de 33 jusqu'à environ 8000 ohms. Rappelons que l'équilibre des tensions sur ce réseau est obtenu pour une résistance égale à 33 ohms selon la littérature d'ingénierie de construction de ce réseau existant. En cas de rupture totale de la résistance, elle pourrait atteindre une valeur infinie. Dans Matlab/ Simu-

link/ Simpower Systems 7.5. nous avons mis le réseau sous tension et pour chaque valeur de résistance les valeurs des tensions composées, les déphasages des phases consécutives ont été mesurées. Par la suite le facteur de déséquilibre a été calculé. Les résultats obtenus ont servis l'élaboration d'un programme dans Matlab qui nous a permis de tracer les différents graphes.

4.2.3.2-Résultats et analyse

Les Figure 4-15 et Figure 4-16 illustrent respectivement la variation des amplitudes des tensions composées MT et BT en fonction de la valeur de la résistance. Sur ces deux figures l'allure des tensions V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) y sont représentées pour chaque valeur de résistance atteinte. Il apparaît que quel que soit le niveau de tension MT ou BT, la variation diffère sur les trois tensions composées (V_{ab} , V_{bc} et V_{ca}).

Ainsi pour une valeur de tension MT de sortie attendue de 34.5kV, la tension V_{ca} (rouge) varie de 34 kV à 33.3 kV ; la tension V_{bc} (vert) de 34.4 kV à 32.25 kV et V_{ab} (bleu) reste sensiblement constante à 35kV.

Quant à la tension BT pour une valeur de tension de 400V attendu, la V_{ca} (rouge) varie de 393 V à 386 V ; la tension V_{bc} (vert) de 398 V à 373 V et V_{ab} (bleu) sensiblement constante à 405 V.

Les tensions composées V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert) en MT et BT subissent plus de variation que la tension V_{ab} (bleu), et cela en fonction de la grandeur de la résistance. Cette variation accentuée des deux tensions composée V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert) est provoquée par la connexion de la phase c à la terre, d'où un déséquilibre d'amplitude des valeurs de tension composées V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert).

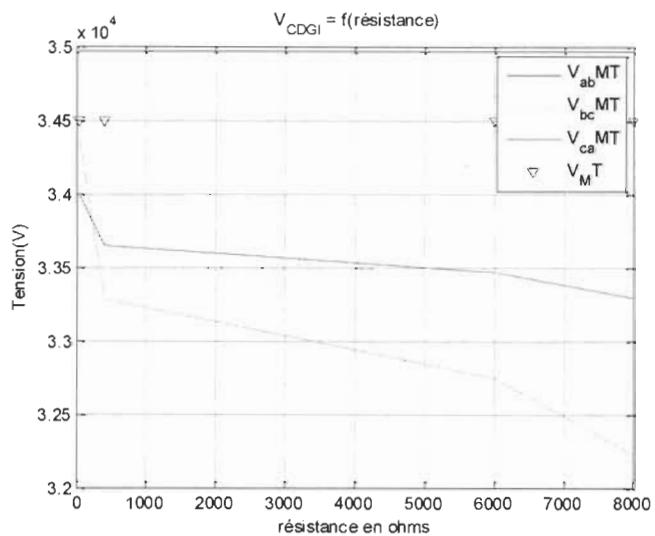


Figure 4-15 Illustration de la variation de tension MT par phase en fonction de la résistance de terre

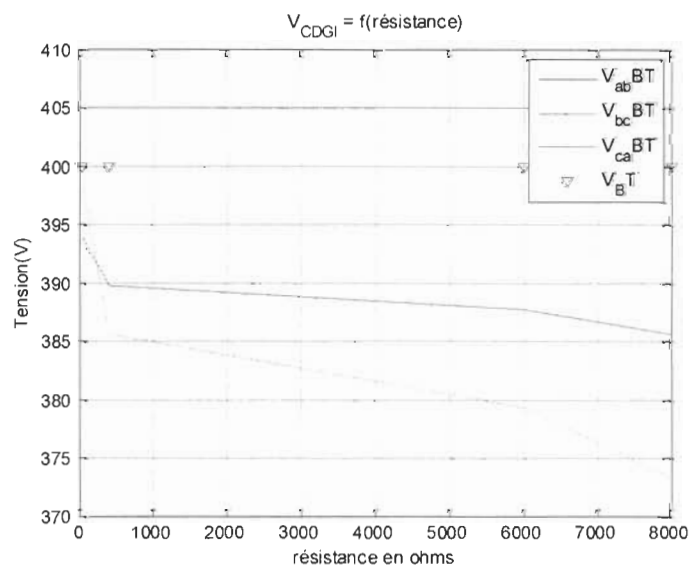


Figure 4-16 Illustration de la variation de tension BT par phase en fonction de la résistance de terre

Ce déséquilibre d'amplitude est perceptible sur la Figure 4-17 et la Figure 4-18 qui représentent les facteurs de déséquilibre MT et BT. On constate que ces deux facteurs de déséquilibre ont les mêmes allures et varient en fonction de la valeur de la résistance. Pour une valeur de résistance comprise entre 0 et 500 ohms le facteur de déséquilibre se situe entre 2.8 et 4.9 %. De plus de 500 ohms à 6 000 ohms de résistance le facteur de déséquilibre varie entre 4.9 et 6.9 %. Et enfin pour une résistance de plus de 6 000 à 8000 ohms, le facteur de déséquilibre est compris entre 4.9 et 8.18 %.

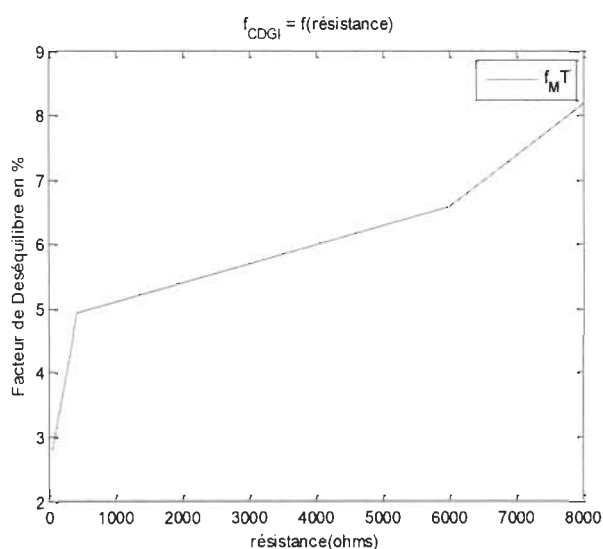


Figure 4-17 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre MT en fonction de la résistance de terre

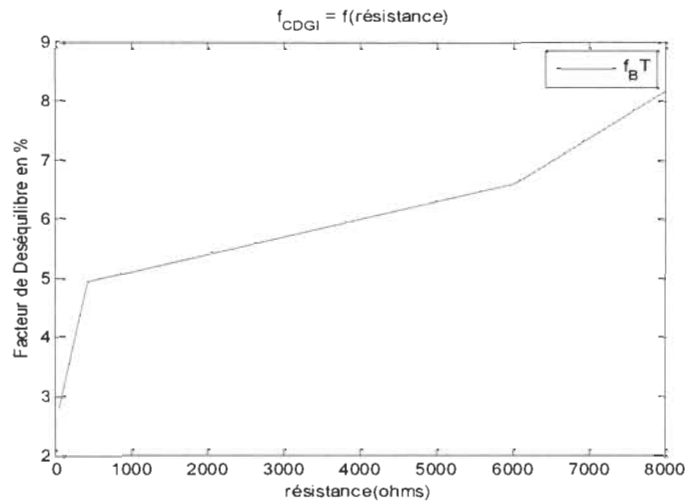


Figure 4-18 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre BT en fonction de la résistance de terre

La Figure 4-19 et la Figure 4-20 illustrent les différents déphasages existant entre deux phases consécutives. Sur ces deux figures l'allure des valeurs angulaires V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) y sont représentées pour différentes valeurs de résistance. Il apparaît que quel que soit le niveau de tension MT ou BT, on remarque une différence de valeurs d'angle sur les trois phasages (V_{ab} , V_{bc} et V_{ca}) par rapport à une référence de -120° , 0° et 120° représentés en triangle bleu dans les deux figures.

Ainsi pour la tension MT, en lieu et place d'un phasage idéal de -120° pour la phase V_{ca} (rouge) l'angle varie de -119.9 à -123.4° ; la phase V_{bc} (vert) de 121.5 à 121.0° au lieu de 120° et la phase V_{ab} (bleu) sensiblement constante à $0,28$ contre 0° .

Quant à la tension BT, les variations de phasage sont de -119.89 à 123.41° pour la phase V_{ca} (rouge) ; 121.6 à 121.70° pour la phase V_{bc} (vert) et 0.31 pour la phase V_{ab} (bleu).

Ces écarts de valeurs angulaires indiquent des phasages non idéaux. Pour les deux niveaux de tension MT et BT ces écarts sont plus sensibles pour les tensions composées V_{ca} (rouge)

et V_{bc} (vert) pour lesquelles la phase c est reliée à la terre. Il existe donc un déséquilibre de phase.

Ces résultats signifient qu'une augmentation de la valeur de la résistance dans le circuit de la troisième phase reliée à la terre provoque un déséquilibre d'amplitude et de phase. Contrairement à la variation d'amplitude qui prend des proportions grandes quand la résistance grandit, l'écart angulaire varie peu avec la résistance.

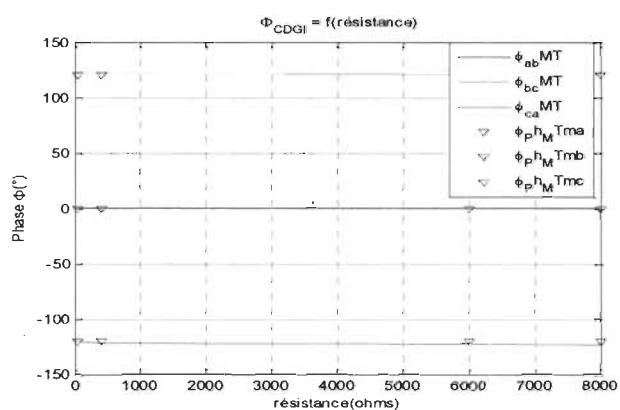


Figure 4-19 Illustration de la variation du phasage MT en fonction de la résistance de terre

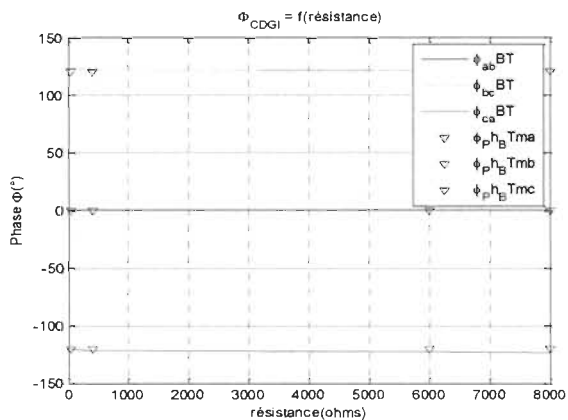


Figure 4-20 Illustration de la variation du phasage BT en fonction de la résistance de terre

4.2.4-Analyse de la qualité de tension en fonction de la variation de l'inductance de terre

4.2.4.1-Matériels et méthodes

Dans cette partie nous étudions les effets de l'augmentation de la valeur de l'inductance sur le déséquilibre d'amplitude et de phase. Cette étude est toujours effectuée sur le transformateur 120 kVA- 34.5/0.415kV situé à 83 km raccordé sur le réseau CDGI de la Figure 4-6. A vide nous faisons varier la valeur de l'inductance de l'impédance de 10 à 110 ohms. Rappelons que le réseau CDGI a été dimensionné pour une inductance de 7 ohms en condition normal de fonctionnement. Pour les matériaux ferromagnétiques, il existe une température caractéristique dite température de Curie T_c , au-dessus de laquelle ils perdent leur propriété ferromagnétique pour redevenir paramagnétiques. La variation de la température pourrait donc provoquer une variation de l'inductance. Dans Matlab/ Simulink/Simpower Systems 7.5. , le réseau étant sous tension pour chaque valeur de l'inductance nous avons mesuré les valeurs des tensions composées, les déphasages entre deux phases consécutives. Par la suite nous avons calculé le facteur de déséquilibre. Les résultats obtenus ont servi à l'élaboration d'un programme dans Matlab pour tracer les différents graphes.

4.2.4.2-Résultats et analyse

Les Figure 4-21 et Figure 4-22 illustrent la variation des amplitudes des tensions composées MT et BT en fonction de la valeur de l'inductance. Sur ces deux figures l'allure des tensions V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) y sont représentées pour chaque valeur de l'inductance. Il apparait que quel que soit le niveau de tension MT ou BT, cette variation est différente sur les trois tensions composées (V_{ab} , V_{bc} et V_{ca}).

Ainsi pour une valeur de tension MT de sortie attendue de 34,5kV, la tension V_{ca} (rouge) varie de 33.7 kV à 26.4 kV ; la tension V_{bc} (vert) de 34.3 kV à 32.3 kV et V_{ab} (bleu) reste sensiblement constante à 34.9 kV.

Quant à la tension BT pour une valeur de tension de 400V attendu, la tension V_{ca} (rouge) varie de 390 V à 306 V ; la tension V_{bc} (vert) de 397 V à 374 V et V_{ab} (bleu) sensiblement constante à 405.

Les tensions composées V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert) en MT et BT subissent plus de variation que la tension V_{ab} (bleu), et cela en fonction de la grandeur de l'inductance. Cette variation est plus accentuée sur les tensions composées V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert) provoquée par la connexion de la phase c à la terre, d'où un déséquilibre d'amplitude des valeurs de tension composées V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert).

Comparativement à l'augmentation de la résistance, celle de l'inductance provoque plus de déséquilibre d'amplitude des tensions composées de la phase c (reliée à la terre) et une autre quelconque des phases (a ou b).

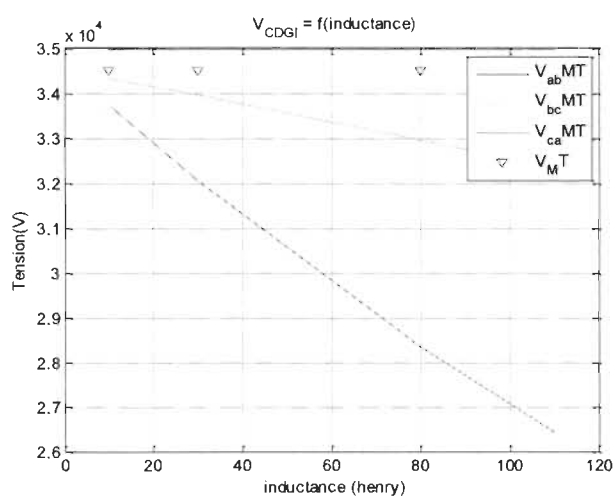


Figure 4-21 Illustration de la variation de tension MT par phase en fonction de l'inductance de terre

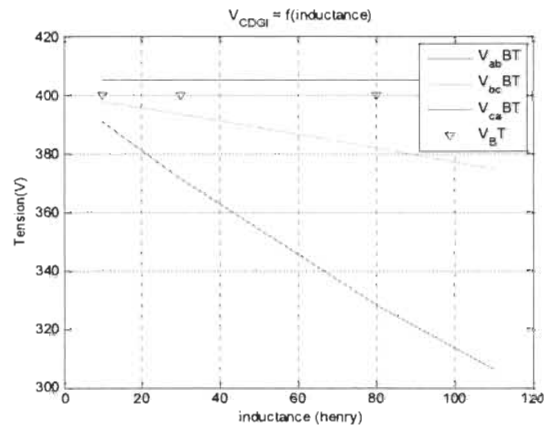


Figure 4-22 Illustration de la variation de tension BT par phase en fonction de l'inductance de terre

Ce déséquilibre d'amplitude est perceptible sur la Figure 4-23 et la Figure 4-24 qui représentent les facteurs de déséquilibre MT et BT. On constate que ces deux facteurs de déséquilibre ont une variation linéaire et à des proportions très grande (3.56% à 27.31%) en fonction de la valeur de l'inductance.

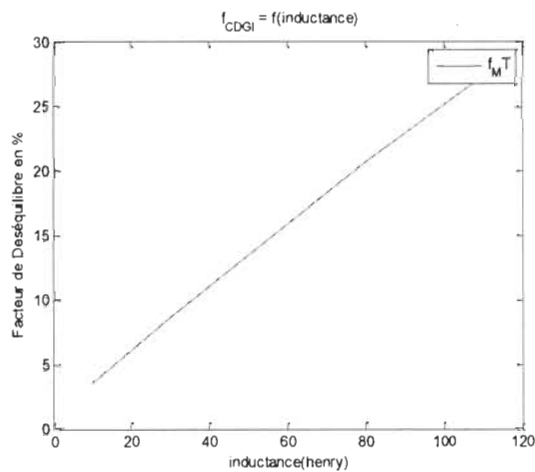


Figure 4-23 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre MT en fonction de l'inductance de terre

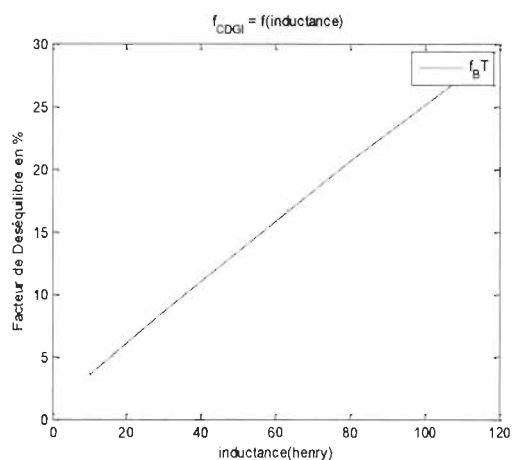


Figure 4-24 Illustration de la variation du facteur de déséquilibre BT en fonction de l'inductance de terre

La Figure 4-25 et la Figure 4-26 illustrent les différents déphasages existant entre deux phases consécutives. Sur ces deux figures l'allure des valeurs angulaires V_{ab} (bleu), V_{bc} (vert) et V_{ca} (rouge) y sont représentées pour différentes valeur d'inductance. Il apparait que quel que soit le niveau de tension MT ou BT, on remarque une différence de valeurs d'angle sur les trois déphasages (V_{ab} , V_{bc} et V_{ca}) par rapport à une référence de -120° , 0° et 120° représentés en triangle bleu dans les deux figures.

Ainsi pour la tension MT, en lieu et place d'un déphasage idéal de -120° pour la phase V_{ca} (rouge) l'angle varie de -119.7 à -118° ; la phase V_{bc} (vert) de 122 à 134.2° au lieu de 120° et la phase V_{ab} (bleu) sensiblement constante à 0.28 contre 0° .

Quant à la tension BT les variations de déphasage sont de -119.7 à 117.9° pour la phase V_{ca} (rouge) ; 122 à 134.2° pour la phase V_{bc} (vert) et 0.31 pour la phase V_{ab} (bleu).

Ces écarts indiquent des déphasages non idéaux pour les deux niveaux de tension MT et BT. Ils sont plus sensibles pour les tensions composées V_{ca} (rouge) et V_{bc} (vert) pour lesquelles la phase c est reliée à la terre. Il existe donc un déséquilibre de phase.

Ces résultats signifient qu'une augmentation de la valeur de l'inductance provoque un déséquilibre d'amplitude et de phase. Contrairement à la variation d'amplitude qui prend des proportions grandes quand l'inductance grandit, le phasage varie peu avec l'inductance. Ces déséquilibres sont beaucoup plus accentués comparativement à ceux obtenus pour l'augmentation de la valeur de la résistance. Plus l'inductance prend des valeurs plus grandes, les déséquilibres d'amplitude et de phase atteignent des proportions très considérables.

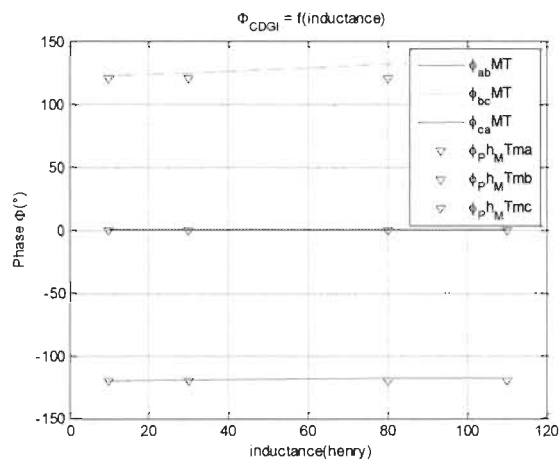


Figure 4-25 Illustration de la variation du phasage MT en fonction de l'inductance de terre

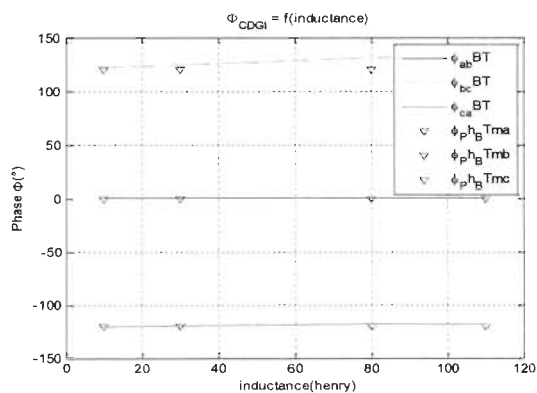


Figure 4-26 Illustration de la variation du phasage BT en fonction de l'inductance de terre

4.3-Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité en première partie des caractéristiques contractuelles d'un réseau électrique entre le consommateur et le distributeur qui sont la combinaison de la qualité de la tension et de la fréquence. Dans une seconde partie nous avons étudié quelques-uns de ces caractéristiques à savoir le déséquilibre d'amplitude et de phase sur le réseau à câble de garde isolé du Burkina Faso soumis à des variations de charge et à l'augmentation de la valeur d'impédance de la troisième phase reliée à la terre. Les résultats montrent que ces deux déséquilibres croissent quand la charge augmente aux bornes du transformateur, ce qui provoque une dégradation de la qualité de la tension. Cette dégradation est accentuée lorsque l'impédance de terre augmente. L'impédance de terre étant constituée d'une résistance et d'une inductance, l'étude montre que l'augmentation de la valeur de l'inductance engendre plus de déséquilibre d'amplitude et de phase que celle de la résistance.

Chapitre 5 - Conclusion générale

L'objectif de ce travail de recherche consistait à évaluer les déséquilibres d'amplitude et de phase des tensions délivrées par un réseau à câble de garde isolé en prenant en compte la variation de la charge et l'instabilité de la valeur de l'impédance raccordée à la troisième phase et enfouit au sol.

Le travail réalisé a consisté dans un premier lieu à l'élaboration d'un état de l'art du point de vue de la topologie de ces types de réseaux et des techniques utilisées pour contenir les déséquilibres à des valeurs admissibles. Nous avons constaté l'existence de deux topologies sur ces réseaux. Une configuration monophasée et biphasée. La topologie monophasée délivre uniquement une basse tension monophasée tandis que celle biphasée en plus de la basse tension monophasée permet d'obtenir du triphasé. Quant aux techniques utilisées pour réduire le déséquilibre, elles consistent à l'installation d'impédance (R L) complémentaire dans le circuit de retour par la terre et de condensateurs pour les phénomènes de résonance.

Dans un deuxième temps, nous avons présenté les résultats de nos travaux basés sur les effets de l'augmentation de l'impédance (R et L) et de la variation de charge sur l'équilibre d'amplitude et de phase des tensions. En utilisant une simulation numérique, nous avons démontré que l'instabilité de la valeur de l'impédance de retour de la troisième phase et la variation de la charge entraînent des déséquilibres d'amplitude et de phase considérables. Cette instabilité qui se traduit par une augmentation de la valeur de la résistance et une dissipation thermique est provoquée par l'assèchement de la terre au voisinage de l'électrode. Ces déséquilibres engendrent une dégradation de la qualité de la tension qui dépasse les

limites admissibles de distribution d'électricité. Les résultats montrent que l'augmentation de la partie inductance de l'impédance provoque plus de déséquilibres que l'augmentation de la partie résistance.

Ces résultats ouvrent donc la voie à la recherche de solution de maintien de ces déséquilibres à des valeurs admissibles lors de ces phénomènes d'instabilité de valeur d'impédance inhérents à ces types de réseau.

Références

- [1] Yao A., Brodhag C. "Le concept flexy-energy: une solution durable pour l'indépendance énergétique des zones rurales et périurbaines en Afrique subsaharienne" *Liaison énergie francophonie* A. 2011, n° 87, pp. 27-31
- [2] Bornard P., "Réseau d'interconnexion et de transport : fonctionnement". *Technique de l'Ingénieur*. Août 2005, d4091.
- [3] Iliceto F, Gatta F. M, S. Lauria, G. Dokyi, "Three-Phase and Single- Phase Electrification in Developing Countries Using the Insulated Shield Wires of HV Lines Energized at MV," in *Proc. CIRED 1999*, Nice (France), Paper N° 5/p10.
- [4] Omboua A., *Alimentation de faibles charges directement des lignes à haute tension*, Thèse de doctorat en science appliqués, Université de Liege –Décembre 2002.
- [5] Iliceto F, Cinieri E, Casely-Hayford L, Dokyi G, "New Concepts on MV Distribution from Insulated Shield Wires of HV Lines. Operation Results of an Experimental System and Applications in Ghana", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.4, N°4, October 1989, pp. 2130-44.
- [6] Gain E., "Réseau de distribution- conception et dimensionnement" *Technique de l'Ingénieur*. Décembre 1993. d4220.
- [7] Cinieri E, «A New Lossless Circuit Balancing the MV Distribution Systems From Insulated Shield Wires of HV Lines," in *Proc. IEEE T&D Conf.* 1999.

- [8] Cinieri E, Iliceto F, Dokyi G, "A New Method for the Analysis of Power Distribution Schemes at MV Using the Insulated Shield Wires of HV lines. Operation Results in Ghana," in *Proc. Africon 1992*, Swaziland, Sept. 1992, paper A-054.
- [9] Gatta F. M., Iliceto F., Life F., Lauria S., Masato P., "Balancing methods of the "3-phase" shield wire schemes ". *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, Digital Object Identifier:10.1109/PTC.2005.4524477.
- [10] Chanelière J.L, " Réseau de transport et de répartition-système et plan de protection" *Technique de l'Ingénieur*, Mai 2010.d4804.
- [11] Chanelière J.L "Protection des lignes et des câbles de transport et de répartition" *Technique de l'Ingénieur* Novembre 2009 d4802
- [12] Iliceto F., Gatta F.M., Cinieri E., " Rural Electrification of Developing Countries using the insulated Shield Wires of HV lines. New design criteria and operation experience," in *Proc. CIGRE General Session 1994*, Paper 37/38-03.
- [13] Iliceto F., Gatta F.M., Masato P., Sysoulath H, "Rural Electrification in Developing Countries with the Shield Wire Scheme. Applications in Laos," in *Proc. CIGRE General Session 2004*, Paper C6-301.
- [14] Iliceto F., Gatta F.M., Lauria S., Debebe M., Hussen M., "Rural Electrification in Ethiopia with the Shield Wire scheme", *CIREC paper N° 5/p10, 2005 Session*, Nice (France).
- [15] Archive de la Société Nationale d'Électricité du Burkina.
- [16] Monnot E. "Réglage de la fréquence dans un environnement libéralisé : cas de la France " *Technique de l'Ingénieur* Novembre 2010 d4095

- [17] OTT R., "Qualité de la tension", *Techniques de l'ingénieur*, novembre 2002 d4261
- [18] P. Pillay, M. Manyage, "Definitions of voltage unbalance", *IEEE Power Engineering Review*, vol. 5, May 2001, pp.50-51.
- [19] Vanya Ignatova, *Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique*. Thèse de doctorat en génie électrique, université Joseph Fournier octobre 2006.

Annexe A-Tableau -1 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de la charge

Variation de la charge %	0			25			50			80		
	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}
Tension (V)	34963	34389	34000	34459	34342	33019	33965	34005	32433	33388	33267	31497
Phasage (°)	0,28	121,58	119,91	1,23	123,87	117,63	2,12	125,12	116,32	3,13	126,73	115,26
Facteur de déséquilibre (%)	2,80			4,24			4,70			5,78		

Annexe B-Tableau -2 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de la charge

Variation de la charge %	0			25			50			80		
Paramètres	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}
Tension (V)	405,05	398,41	393,89	395,71	394,36	379,18	386,64	387,09	369,20	376,13	374,77	354,83
Phasage (°)	0,31	121,60	119,89	1,47	124,10	117,39	2,57	125,57	115,87	3,83	127,44	114,56
Facteur de déséquilibre (%)	2,80			4,24			4,70			5,78		

Annexe C-Tableau -3 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de la résistance

Impédance de Terre (Ω)	33+j7			4000 +j7			6000 +j7			8000+ j7		
Paramètres	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}
Tension (V)	34963	34389	34000	34963	33282	33644	34963	32745	33466	34963	32223	33288
Phasage (°)	0,28	121,58	119,91	0,28	121,27	121,72	0,28	121,15	122,59	0,28	121,05	123,44
Facteur de déséquilibre (%)	2,80			4,95			6,58			8,18		

Annexe D-Tableau -4 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de la résistance

Impédance de Terre (Ω)	33+j7			4000 +j7			6000 +j7			8000+ j7		
Paramètres	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}
Tension (V)	405,05	398,41	393,89	405,05	385,58	389,77	405,05	379,36	387,7	405,05	373,30	385,65
Phasage (°)	0.31	121.60	119.89	0.31	121.29	121.69	0.31	121.17	122.57	0.31	121.07	123.41
Facteur de déséquilibre (%)	2,80			4,95			6,58			8,18		

Annexe E- Tableau -5 Paramètres de qualité de tension MT d'un réseau CDGI en fonction de l'inductance

Impédance de Terre (Ω)	33+j10			33 +j30			33 +j80			33 +j110		
Paramètres	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}
Tension (V)	34963	34339	33740	34963	33976	32064	34963	32963	28344	34963	32332	26431
Phasage (°)	0,28	122,02	119,77	0,28	124,87	118,99	0,28	131,07	118,00	0,28	134,24	118,00
Facteur de déséquilibre (%)	3,56			8,61			20,63			27,31		

Annexe F- Tableau -6 Paramètres de qualité de tension BT d'un réseau CDGI en fonction de l'inductance

Impédance de Terre (Ω)	33+j10			33 +j30			33 +j80			33+ 110		
Paramètres	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}
Tension (V)	405,05	397,82	390,88	405,05	393,61	371,47	405,05	381,88	328,37	405,05	374,57	306,21
Phasage (°)	0,31	122,05	119,75	0,31	124,89	118,96	0,31	131,09	117,98	0,31	134,26	117,98
Facteur de déséquilibre (%)	3,56			8,61			20,63			27,31		

Annexe G-Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension MT en fonction de la charge

```

close all;
clc;
clear all;
%paramètre variation de la charge
c = [0 25 50 80];
VMT = 34500;
VMTm = VMT*ones(1,length(c));
plot(c,(VMT)*ones(1,length(c)));
VabMT = [34963 34459 33965 33388];
VbcMT = [34389 34342 34005 33267];
VcaMT = [34000 33019 32433 31497];
DesMT = [2.80 4.24 4.70 5.78];
PhMTa = 0;
PhMTb = 120;
PhMTc = -120;
PhMTma = PhMTa*ones(1,length(c));
PhMTmb = PhMTb*ones(1,length(c));
PhMTmc = PhMTc*ones(1,length(c));
plot(c,(PhMTa)*ones(1,length(c)));
plot(c,(PhMTb)*ones(1,length(c)));
plot(c,(PhMTc)*ones(1,length(c)));
PhabMT =[0.28 1.23 2.12 3.13];
PhbcMT =[121.58 123.87 125.12 126.73];
PhcaMT=[-119.91 -117.63 -116.32 -115.26];
V = {(VabMT),(VbcMT),(VcaMT),(VMTm)};
Ph= {(PhabMT),(PhbcMT),(PhcaMT),(PhMTma),(PhMTmb),(PhMTmc)};
f= {(DesMT)};
colv = ['b','g','r','v'];
colph = ['b','g','r','v','v','v'];
colf = ['b'];

```

```

for i = 1:length(V)
Figure (1)
grid on
plot(c,V{i},colv(i));
title('V_C_D_G_I = f(charge)');
xlabel('Charge en %')
ylabel('Tension(V)')
hold on
legend('V_a_bMT','V_b_cMT','V_c_aMT','V_MT');
end
for i = 1:length(Ph)
figure(2)
grid on
plot(c,Ph{i},colph(i));
xlabel('Charge en %')
ylabel('Phase \Phi(°)')
title('\Phi_C_D_G_I = f(charge)');
hold on
legend('\phi_a_bMT','\phi_b_cMT','\phi_c_aMT','\phi_Ph_MTma','\phi_Ph_MTmb','\phi_Ph_MTmc');
end
for i = 1:length(f)
figure(3)
grid on
plot(c,f{i},colf(i));
xlabel('Charge en %')
ylabel('Facteur de Déséquilibre en %')
title('f_C_D_G_I = f(charge)');
hold on
legend('f_MT');
end

```

Annexe H- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension BT en fonction de la charge

```

close all;
clc;
clear all;
%paramètre variation de la charge
c = [0 25 50 80];
VBT = 400;
VBTm = VBT*ones(1,length(c));
plot(c,(VBT)*ones(1,length(c)));
VabBT = [405.05 395.71 386.64 376.13];
VbcBT = [398.41 394.36 387.09 374.77];
VcaBT = [393.89 379.18 369.20 354.83];
DesBT=[2.80 4.24 4.70 5.78];
PhBTa = 0;
PhBTb = 120;
PhBTc = -120;
PhBTma = PhBTa*ones(1,length(c));
PhBTmb = PhBTb*ones(1,length(c));
PhBTmc = PhBTc*ones(1,length(c));
plot(c,(PhBTa)*ones(1,length(c)));
plot(c,(PhBTb)*ones(1,length(c)));
plot(c,(PhBTc)*ones(1,length(c)));
PhabBT =[0.31 1.47 2.57 3.83];
PhbcBT =[121.60 124.10 125.57 127.44];
PhcaBT =[-119.89 -117.39 -115.87 -114.56];
V = {(VabBT),(VbcBT),(VcaBT),(VBTm)};
Ph= {(PhabBT),(PhbcBT),(PhcaBT),(PhBTma),(PhBTmb),(PhBTmc)};
f= {(DesBT)};
colv = ['b','g','r','v'];
colph = ['b','g','r','v','v','v'];
colf = ['b'];

```

```

for i = 1:length(V)
figure(1)
grid on
plot(c,V{i},colv(i));
title('V_C_D_G_I = f(charge)');
xlabel('Charge en %')
ylabel('Tension(V)')
hold on
legend('V_a_bBT','V_b_cBT','V_c_aBT','V_BT');
end
for i = 1:length(Ph)
figure(2)
grid on
plot(c,Ph{i},colph(i));
xlabel('Charge en %')
ylabel('Phase \Phi(°)')
title('\Phi_C_D_G_I = f(charge)');
hold on
legend('\phi_a_bBT','\phi_b_cBT','\phi_c_aBT','\phi_Ph_BTma','\phi_Ph_BTmb','\phi_Ph_BTmc');
end
for i = 1:length(f)
figure(3)
grid on
plot(c,f{i},colf(i));
xlabel('Charge en %')
ylabel('Facteur de Déséquilibre en %')
title('f_C_D_G_I = f(charge)');
hold on
legend('f_BT');
end

```

Annexe I- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension MT en fonction de la valeur de la résistance

```

close all;
clc;
clear all;
%paramètre variation de l'inductance de terre
R = [33 400 6000 8000];
VMT = 34500;
VMTm = VMT*ones(1,length(R));
plot(R,(VMT)*ones(1,length(R)));
VabMT = [34963 34963 34963 34963];
VbcMT = [34389 33282 32745 32223];
VcaMT = [34000 33644 33466 33288];
DesMT = [2.80 4.95 6.58 8.18];
PhMTa = 0;
PhMTb = 120;
PhMTc = -120;
PhMTma = PhMTa*ones(1,length(R));
PhMTmb = PhMTb*ones(1,length(R));
PhMTmc = PhMTc*ones(1,length(R));
plot(R,(PhMTa)*ones(1,length(R)));
plot(R,(PhMTb)*ones(1,length(R)));
plot(R,(PhMTc)*ones(1,length(R)));
PhabMT =[0.28 0.28 0.28 0.28];
PhbcMT =[121.58 121.27 121.15 121.05];
PhcaMT=[-119.91 -121.72 -122.59 -123.44];
V = {(VabMT),(VbcMT),(VcaMT),(VMTm)};
Ph= {(PhabMT),(PhbcMT),(PhcaMT),(PhMTma),(PhMTmb),(PhMTmc)};
f= {(DesMT)};
colv = ['b','g','r','v'];
colph = ['b','g','r','v','v','v'];

```

```

colf = [ 'b'];
for i = 1:length(V)
figure(1)
grid on
plot(R,V{i},colv(i));
title('V_C_D_G_I = f(résistance)');
xlabel('résistance en ohms')
ylabel('Tension(V)')
hold on
legend('V_a_bMT','V_b_cMT','V_c_aMT','V_MT');
end
for i = 1:length(Ph)
figure(2)
grid on
plot(R,Ph{i},colph(i));
xlabel('résistance(ohms)')
ylabel('Phase \Phi(°)')
title('\Phi_C_D_G_I = f(résistance)');
hold on
legend('\phi_a_bMT','\phi_b_cMT','\phi_c_aMT','\phi_Ph_MTma','\phi_Ph_MTmb','\phi_Ph_MTmc');
end
for i = 1:length(f)
figure(3)
grid on
plot(R,f{i},colf(i));
xlabel('résistance(ohms) ')
ylabel('Facteur de Déséquilibre en %')
title('f_C_D_G_I = f(résistance)');
hold on
legend('f_MT');
end

```

Annexe J- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension BT en fonction de la valeur de la résistance

```

close all;
clc;
clear all;
%paramètre variation de l'inductance de terre
R = [33 400 6000 8000];
VBT = 400;
VBTm = VBT*ones(1,length(R));
plot(R,(VBT)*ones(1,length(R)));
VabBT = [405.05 405.05 405.05 405.05];
VbcBT = [398.41 385.58 379.36 373.30];
VcaBT = [393.89 389.77 387.7 385.65];
DesBT=[2.80 4.95 6.58 8.18];
PhabBT=[0.31 0.31 0.31 0.31 ];
PhbcBT=[121.60 121.29 121.17 121.07];
PhcaBT=[-119.89 -121.69 -122.57 -123.41 ];
PhBTa = 0;
PhBTb = 120;
PhBTc = -120;
PhBTma = PhBTa*ones(1,length(R));
PhBTmb = PhBTb*ones(1,length(R));
PhBTmc = PhBTc*ones(1,length(R));
plot(R,(PhBTa)*ones(1,length(R)));
plot(R,(PhBTb)*ones(1,length(R)));
plot(R,(PhBTc)*ones(1,length(R)));
V = {(VabBT),(VbcBT),(VcaBT),(VBTm)};
Ph= {(PhabBT),(PhbcBT),(PhcaBT),(PhBTma),(PhBTmb),(PhBTmc)};
f= {(DesBT)};
colv = ['b','g','r','v'];
colph = ['b','g','r','v','v','v'];

```

```

colf = [ 'b'];
for i = 1:length(V)
figure(1)
grid on
plot(R,V{i},colv(i));
title('V_C_D_G_I = f(résistance)');
xlabel('résistance en ohms')
ylabel('Tension(V)')
hold on
legend('V_a_bBT','V_b_cBT','V_c_aBT','V_BT');
end
for i = 1:length(Ph)
figure(2)
grid on
plot(R,Ph{i},colph(i));
xlabel('résistance(ohms)')
ylabel('Phase \Phi(°)')
title('\Phi_C_D_G_I = f(résistance)');
hold on
legend('\phi_a_bBT','\phi_b_cBT','\phi_c_aBT','\phi_Ph_BTma','\phi_Ph_BTmb','\phi_Ph_BTmc');
end
for i = 1:length(f)
figure(3)
grid on
plot(R,f{i},colf(i));
xlabel('résistance(ohms) ')
ylabel('Facteur de Déséquilibre en %')
title('f_C_D_G_I = f(résistance)');
hold on
legend('f_BT');
end

```


Annexe K- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension MT en fonction de la valeur de l'inductance

```

close all;
clc;
clear all;
%paramètre variation de l'inductance de terre
j = [10 30 80 110];
VMT = 34500;
VMTm = VMT*ones(1,length(j));
plot(j,(VMT)*ones(1,length(j)));
VabMT = [34963 34963 34963 34963];
VbcMT = [34339 33976 32963 32332];
VcaMT = [33740 32064 28344 26431];
DesMT = [ 3.56 8.61 20.63 27.31];
PhabMT =[0.28 0.28 0.28 0.28];
PhbcMT =[122.02 124.87 131.07 134.24];
PhcaMT=[-119.77 -118.99 -118.00 -118.00];
PhMTa = 0;
PhMTb = 120;
PhMTc = -120;
PhMTma = PhMTa*ones(1,length(j));
PhMTmb = PhMTb*ones(1,length(j));
PhMTmc = PhMTc*ones(1,length(j));
plot(j,(PhMTa)*ones(1,length(j)));
plot(j,(PhMTb)*ones(1,length(j)));
plot(j,(PhMTc)*ones(1,length(j)));
V = {(VabMT),(VbcMT),(VcaMT),(VMTm)};
Ph= {(PhabMT),(PhbcMT),(PhcaMT),(PhMTma),(PhMTmb),(PhMTmc)};
f= {(DesMT)};
colv = ['b','g','r','v'];
colph = ['b','g','r','v','v','v'];

```

```

colf = [ 'b'];
for i = 1:length(V)
figure(1)
grid on
plot(j,V{i},colv(i));
title('V_C_D_G_I = f(inductance)');
xlabel('inductance (henry)')
ylabel('Tension(V)')
hold on
legend('V_a_bMT','V_b_cMT','V_c_aMT','V_MT');
end
for i = 1:length(Ph)
figure(2)
grid on
plot(j,Ph{i},colph(i));
xlabel('inductance(henry)')
ylabel('Phase \Phi(°)')
title('\Phi_C_D_G_I = f(inductance)');
hold on
legend('\phi_a_bMT','\phi_b_cMT','\phi_c_aMT','\phi_Ph_MTma','\phi_Ph_MTmb','\phi_Ph_MTmc');
end
for i = 1:length(f)
figure(3)
grid on
plot(j,f{i},colf(i));
xlabel('inductance(henry) ')
ylabel('Facteur de Deséquilibre en %')
title('f_C_D_G_I = f(inductance)');
hold on
legend('f_MT');
end

```

Annexe L- Programme de l'allure des déséquilibres d'amplitude et de phase de tension BT en fonction de la valeur de l'inductance

```

close all;
clc;
clear all;
%paramètre variation de l'inductance de terre
j = [10 30 80 110];
VBT = 400;
VBTm = VBT*ones(1,length(j));
plot(j,(VBT)*ones(1,length(j)));
VabBT = [405.05 405.05 405.05 405.05];
VbcBT = [397.82 393.61 381.88 374.57];
VcaBT = [390.88 371.47 328.37 306.21];
DesBT=[3.56 8.61 20.63 27.31];
PhabBT =[0.31 0.31 0.31 0.31 ];
PhbcBT =[122.05 124.89 131.09 134.26];
PhcaBT =[-119.75 -118.96 -117.98 -117.98 ];
PhBTa = 0;
PhBTb = 120;
PhBTc = -120;
PhBTma = PhBTa*ones(1,length(j));
PhBTmb = PhBTb*ones(1,length(j));
PhBTmc = PhBTc*ones(1,length(j));
plot(j,(PhBTa)*ones(1,length(j)));
plot(j,(PhBTb)*ones(1,length(j)));
plot(j,(PhBTc)*ones(1,length(j)));
V = {(VabBT),(VbcBT),(VcaBT),(VBTm)};
Ph= {(PhabBT),(PhbcBT),(PhcaBT),(PhBTma),(PhBTmb),(PhBTmc)};
f= {(DesBT)};
colv = ['b','g','r','v'];
colph = ['b','g','r','v','v','v'];

```

```

colf = [ 'b'];
for i = 1:length(V)
figure(1)
grid on
plot(j,V{i},colv(i));
title('V_C_D_G_I = f(inductance)');
xlabel('inductance (henry)')
ylabel('Tension(V)')
hold on
legend('V_a_bBT','V_b_cBT','V_c_aBT','V_BT');
end
for i = 1:length(Ph)
figure(2)
grid on
plot(j,Ph{i},colph(i));
xlabel('inductance(henry)')
ylabel('Phase \Phi(°)')
title('\Phi_C_D_G_I = f(inductance)');
hold on
legend('\phi_a_bBT','\phi_b_cBT','\phi_c_aBT','\phi_Ph_BTma','\phi_Ph_BTmb','\phi_Ph_BTmc');
end
for i = 1:length(f)
figure(3)
grid on
plot(j,f{i},colf(i));
xlabel('inductance(henry) ')
ylabel('Facteur de Déséquilibre en %')
title('f_C_D_G_I = f(inductance)');
hold on
legend('f_BT');
end

```