



Mémoire de Projet de fin d'étude

Préparé par

EL MAHJOUBY ABDELLAH

Pour l'obtention du diplôme

Master Sciences et Techniques

Electronique, Signaux et Systèmes Automatisés

(E.S.S.A)

Intitulé

Effet de l'intégration des énergies renouvelables sur
les méthodes de localisation des défauts dans
le réseau de distribution

Encadré par :

Pr. HASSANE EL MARKHI

Soutenu le 14 Juin 2016, devant le jury composé de :

Pr. HASSANE EL MARKHI.....: Encadrant

Pr. NAJIBA EL AMRANI EL IDRISSE.....: Examineur

Pr. LAMCHARFI TAJDINE..... : Examineur



REMERCIEMENTS

Avant de commencer la présentation de ce travail, il m'est particulièrement agréable d'exprimer ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à tous ceux qui, par leurs enseignements et leurs conseils, m'ont aidé pour la réalisation de ce projet de fin d'études. Puissent ces lignes être l'expression de notre profonde reconnaissance.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon encadrant Monsieur HASSANE EL MARKHI, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Fès, pour son encadrement exemplaire ainsi que pour son soutien, sa collaboration, ses remarques pertinentes et directives, sa disponibilité, sa rigueur scientifique, son soutien sans faille et son expérience qui m'ont permis d'évoluer dans mon sujet et pour l'intérêt qu'il a porté à mon travail durant cette période de stage au sein du Laboratoire signaux, Systèmes et composants des département génie électrique, à la faculté des sciences et technique Fès.

Je présente aussi mes remerciements les plus chaleureux à Mme Najiba EL Amrani *El Idrissi* et Monsieur Lamcharfi Tajine professeurs à la faculté des sciences et techniques de Fès de m'avoir honoré en acceptant de juger notre modeste travail. Veuillez trouver ici le témoignage de notre respect le plus profond mes remerciements vont aussi à tous mes professeurs, enseignants et à tous les membres du corps professoral de Génie électrique de la Faculté des Sciences et Techniques de Fès.

Je ne peux pas clore mes remerciements sans rendre un grand hommage à Monsieur Youssef Menchafou, doctorant au laboratoire Signaux, Systèmes et composants de sa disponibilité pour répondre à mes questions et à mes attentes et pour l'attention qu'il a bien voulu apporter à ce rapport à divers stades de son élaboration.



DÉDICACE

Aucun travail n'est possible dans l'isolement. Les rencontres, les conseils et les encouragements constituent des aides précieuses souvent décisives. C'est pourquoi je tiens à dédier mon projet de fin d'études à tous ceux qui ont contribué à ce travail parfois sans le savoir ou du moins sans la portée de leur influence.

Je dédie ce travail à:

Mes parents

*Pour les sacrifices déployés à mon égard ; pour leurs patiences
Leur amour et leur confiance en moi
Ils ont tout fait pour mon bonheur et ma réussite.
Nulle dédicace ne peut exprimer ce que je leur dois
Que Dieu leur réserve la bonne santé et une longue vie.*

Mes chers amis

Pour leurs présences et leurs aides et encouragements.

Et enfin à tous les enseignants et les étudiants de la filière génie électrique.

J'espère que ce rapport donnera une satisfaction à toutes ces personnes et à tous ceux qui auront l'occasion de le lire.



RÉSUMÉ

Les études au préalable ont montré que la majorité des méthodes de localisation nécessite l'utilisation d'un calcul approprié pour la classification des défauts, pour cette raison nous intéressons particulièrement d'étudier une nouvelle méthode basée sur le calcul de chute de tension pour calculer la distance de défaut dans un réseau de distribution avec et sans éolienne afin d'optimiser l'efficacité de cette méthode pour les différents types des défauts, et démontrer l'influence de l'insertion des énergies renouvelables sur la localisation des défauts dans le réseau de distribution. Dans ce contexte, la recherche, que nous avons réalisée, a montré que le calcul de distance doit absolument tenir compte de la présence de l'éolienne.

LISTE DES FIGURES

Figure 1: structure générale d'un réseau de distribution	12
Figure 2: alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB	13
Figure 3: alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB	14
Figure 4: alimentation double antenne-double jeu de barres d'un poste de livraison HTB	14
Figure 5: alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA a comptage BT	15
Figure 6: raccordement en coupure d'artere	16
Figure 7: alimentation en coupure d'artere d'un poste de livraison HTA a comptage BT	16
Figure 8: raccordement en double dérivation	17
Figure 9: alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA a comptage BT	17
Figure 10: exemple de poste de livraison HTA a comptage HT	18
Figure 11: défaut monophasé	20
Figure 12: circulation des courants pour un défaut monophasé	21
Figure 13: résultats de calcul de courant de court-circuit d'un défaut	27
Figure 14: résultats des calculs des tensions des phases d'un défaut monophasé-	27
Figure 15: défaut biphasé-terre	30
Figure 16: exemple de surtensions	33
Figure 17: constitution d'un IPD	38
Figure 18: IPD non directionnel	39
Figure 19: IPD directionnel	39
Figure 20: signalisation des IPD non directionnels lors d'un défaut polyphasé	39
Figure 21: signalisation des IPD directionnels lors d'un défaut monophasé-terre	40
Figure 22: modélisation du défaut phase-terre	42
Figure 23: modélisation d'un seul tronçon de la ligne de réseau	46
Figure 24: modélisation d'un seul tronçon de ligne de réseau	47
Figure 25: modélisation de défaut pour les trois phases	47
Figure 26 : modélisation d'un réseau de distribution simplifié au cours de défaut	49
Figure 27: classification des GED par technologie de production	53
Figure 28: connexion au réseau par transformateur	53
Figure 29: schéma de connexions par électronique de puissance	54
Figure 30: schéma de connexions par électronique de puissance	54
Figure 31: modèle équivalent simplifié de la machine synchrone en régime de défaut	55
Figure 32: schémas direct et inverse de la machine asynchrone	56
Figure 33: Schéma équivalent simplifié de la machine asynchrone à cage	56
Figure 35: Réseau de distribution sans GED	57
Figure 34: Réseau de distribution avec GED	57
Figure 36: réseau d'étude utilise pour la mise en évidence des impacts	58
Figure 37: Contribution au courant de court-circuit de plusieurs GED	59
Figure 38: Constitution d'une centrale éolienne	59
Figure 39: Structure de la cascade du redresseur du courant à MLI à deux niveaux -	61
Figure 40: Modèle de l'aérogénérateur utilise dans la simulation	63
Figure 41: l'architecture de réseau de simulation avant l'application de défaut	64
Figure 42: l'architecture de réseau de simulation après l'application de défaut	65
Figure 43: résultats de simulation de défaut monophasé-terre sans éolienne	68
Figure 44: Résultats de simulation de défaut biphasé-terre sans éolienne	70
Figure 45: résultats de simulation de défaut triphasé-terre sans éolienne	72
Figure 46: l'éolienne et le système générateur d'induction à double alimentation	73
Figure 47: réseau de simulation avec éolienne	75
Figure 48: résultats de simulation des défauts monophasé-terre avec éolienne	76
Figure 49: résultats de simulation de défaut biphasé-terre avec éolienne	77
Figure 50: résultats de simulation de défaut triphasé-terre avec éolienne..	77



LISTE DES TABLES

Tableau 1: caractéristiques du poste source	Tableau 2: Caractéristiques du transformateur	26
Tableau 3: caractéristiques des câbles		26
Tableau 4: Caractéristiques des lignes		65
Tableau 5: Paramètres du poste source		66

TABLE DES ABRÉVIATIONS

Indice	Mot clé	Unité
<i>AC</i>	Courant Alternatif	A
<i>DC</i>	Courant continue	A
<i>P</i>	Puissance active	W
<i>Q</i>	Puissance réactive	Var
<i>BT</i>	Basse tension	v
<i>HT</i>	Haute tension	V
<i>MT ou HTA</i>	Moyenne tension	v
<i>Ri, Rd, Ro</i>	Résistance directe, inverse et homopolaire	Ω
<i>Zd, Zi, Zo</i>	impédance directe, inverse et homopolaire	Ω
<i>Li, Ld, Lo</i>	inductance directe, inverse et homopolaire	H
$ZL = RL + j XL$	Impédance de la ligne	Ω
<i>Rt</i>	Résistance de terre	Ω
<i>Rf</i>	Résistance de défaut	Ω
<i>In</i>	Courant nominal	A
<i>Un</i>	Tension composé nominale	v
<i>Imax</i>	Courant maximal	A
<i>Icc</i>	Courant de court-circuit	A
<i>Co</i>	capacité homopolaire des lignes	F
<i>x</i>	distance de défaut	Km
<i>L</i>	longueur totale des conducteurs	Km
<i>Ia, Ib, Ic</i>	courants de ligne des phases a, b, c,	A
<i>Va, Vb, Vc</i>	tensions simples des phases a, b, c	V
<i>Zn</i>	impédance de mise à la terre du neutre	Ohm
<i>Vd, Vi, Vo</i>	tension directe, inverse et homopolaire	v
<i>Id, Ii, Io</i>	Courant directe, inverse et homopolaire	A



TABLE DE MATIÈRE

Remerciement.....	1
Dédicace.....	2
Introduction générale	10
chapitre I: aperçu général sur le réseau de distribution HTA	11
I. Introduction	11
II. l'architecture du réseau de distribution HTA.....	12
1. Les Postes de livraison HTB.....	13
1.1. Simple antenne	13
1.2. double antenne.....	14
1.3. double antenne - double jeu de Barres.....	14
2. Les postes de livraison HTA.....	15
2.1. Les postes de livraison HTA à comptage BT	15
2.1.1. simple dérivation.....	15
2.1.2. coupure d'artère	16
2.1.3. double dérivation.....	17
2.2. Les postes de livraison HTA à comptage HT.....	18
III. les défauts dans les réseaux de distribution	19
1. les types et caractéristiques des défauts	19
1.1. caractéristiques des défauts	19
1.2. les types des défauts	20
1.2.1. Défaut monophasé.....	20
a. Études théoriques.....	22
b. Études pratiques.....	26
1.2.2. Défaut biphasé.....	28
1.2.3. Défaut triphasé	29
1.2.4. Défaut biphasé-terre	30
2. conséquences des défauts.....	31
2.1. Les surintensités	32
2.1.1. La surcharge	32
2.1.2. Le court-circuit.....	32
2.2. Les surtensions	33
IV. Synthèses	34
chapite II : les méthodes de localisation des défauts dans les réseaux de distribution HTA	35
I. Introduction	35
II. Détection et localisation des défauts dans.....	35



les réseaux HTA	35
1. généralité.....	35
2. Méthodes de détection des défauts	36
2.1. Courant de phase	36
2.2. Tension neutre terre	37
2.3. Tension résiduelle et courant résiduel	37
3. Méthodes de localisation des défauts.....	37
3.1. La méthode pratique.....	37
3.1.1. Reconfiguration du réseau.....	37
a. L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD)	37
b. Localisation de défaut à l'aide des IPD	39
3.2. les méthodes théoriques.....	41
3.2.1. État de l'art.....	41
a. calcul de la distance	41
b. Méthodes de localisation.....	42
3.2.2. la méthode itérative classique	42
a. Équations de localisation de défaut.....	42
b. Procédure d'estimation du courant de défaut.....	44
c. Les charges intermédiaires.....	45
3.2.3. Méthode basée sur la chute de tension.....	46
a. Un seul tronçon	46
b. Extension de la méthode pour plusieurs tronçons.....	49
III. Synthèse	51
chapitre III : impact des ged sur les méthodes de localisation des défauts dans le réseau de distribution	52
I. Introduction	52
II. impact des GED sur les méthodes de localisation des Défauts dans les réseaux de distribution HTA ...	53
1. effet de raccordement des GED au réseau HTA	53
1.1. Types des GED raccordées au réseau HTA.....	53
1.2. Raccordement par transformateur de puissance	53
1.3. Raccordement par électronique de puissance	54
2. effet de raccordement des GED sur les méthodes de localisation	55
Des défauts dans les Réseaux HTA.....	55
2.1. Modèles simplifiés des GED utilisés dans les méthodes.....	55
de localisation des Défauts	55
2.1.1. Modèle simplifié du générateur diesel	55
2.1.2. Modèle de l'éolienne	56
2.2. Impact sur les méthodes de localisation	57
2.2.1. Modification du transit de puissance.....	57
2.2.2. Impact sur la tension	57
2.2.3. impact sur les courants de court-circuit.....	58



III. Étude d'un type de GED-éolienne	59
1. principe	59
2. Constitution d'une éolienne	59
3. Différents Types d'éolienne.....	60
4. Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA).....	60
4.1. définition.....	60
4.2. Principe de fonctionnement	61
5. Caractéristiques de l'éolienne	62
IV. synthèses	63
chapitr IV: test et simulation	64
I. Introduction	64
II. simulation sans éolienne.....	64
1. le système simulé	64
2. les paramètres de simulation.....	65
2.1. les Paramètres des lignes	65
2.2. Les paramètres du poste source	66
2.3. Caractéristiques des charges	66
3. résultats de simulation.....	66
3.1. défaut monophasé-terre	66
3.2. défaut biphasé-terre	69
3.3. défaut triphasé-terre	71
III. simulation du modèle de l'éolienne	73
1. définition et Principe de fonctionnement.....	73
2. caractéristiques électriques	74
IV. Simulation avec éolienne.....	75
1. Le raccordement de l'éolienne sur le réseau.....	75
1.1. structure	75
1.2. résultats de simulation	75
1.2.1. défaut monophasé-terre	76
1.2.2. défaut biphasé-terre	77
1.2.3. Défaut triphasé-terre.....	77
V. synthèse.....	78



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Ces dernières années, l'intérêt d'utilisation d'énergie électrique ne cesse d'augmenter pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie, ou sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activité. L'utilisation de l'énergie électrique pour les besoins quotidiens de la société s'est traduite par la mise en place d'un système électrique comprenant la production d'électricité et le transport de celle-ci jusqu'aux consommateurs. Ce développement s'est effectué par le biais d'une structure hiérarchique du système qui consiste à produire l'énergie électrique, en grande quantité grâce aux centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques, transporter ces grandes quantités d'énergie électrique de façon à les répartir sur l'ensemble du territoire en haute tension. Et enfin distribuer l'énergie à l'ensemble des consommateurs. En moyenne tension, puis en basse tension.

Ces modes de production ainsi que les moyens de production associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies. En effet, les modes de production reposant sur la transformation des énergies renouvelables.

Parmi ces énergies, on trouve l'énergie éolienne qui est une forme indirecte de l'énergie solaire. L'absorption du rayonnement solaire dans l'atmosphère engendre des différences de température et de pression qui mettent les masses d'air en mouvement et créent le vent. Le développement de la technologie des aérogénérateurs a permis à celle-ci de devenir une alternative aux sources traditionnelles. Un aérogénérateur est une machine qui utilise l'énergie éolienne pour produire de l'énergie électrique. Le vent est une ressource propre et inépuisable qui peut produire d'électricité pratiquement sans l'émission des gaz polluants.

Ce rapport de projet de fin d'études est organisé de la manière suivante :

☞ Le premier chapitre est consacré à une étude sur le réseau de distribution, concernant les architectures des postes de livraison HTA et HTB et aussi une généralité sur les défauts électriques, à savoir ces caractéristiques, leurs types, leurs effets et ainsi leurs conséquences sur les réseaux de distribution.

☞ Le deuxième chapitre explicite les méthodes de détection et localisation des défauts que nous avons choisis, afin d'avoir une idée plus large sur la précision de chaque méthode.

☞ Le troisième chapitre est dédié à l'impact des GED sur les méthodes de calcul de la distance de défaut, en citons les types des générateurs d'énergie dispersés raccordés au réseau HTA, ainsi une étude détaillée sur un type de GED-éolienne.

☞ Le quatrième chapitre présente les résultats de simulation d'un réseau de distribution souterrain sur le logiciel « Matlab-Simulink » pour les trois types de défauts (monophasé-terre, biphasé-terre, triphasé-terre), l'étude est basée sur le même réseau avec et sans éolienne afin d'avoir l'influence des GED sur les méthodes de localisation des défauts.



CHAPITRE I :

APERÇU GÉNÉRAL SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION HTA

I. INTRODUCTION

Les réseaux de distribution électriques représentent un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels. La fonction des réseaux de distribution est donc de distribuer l'énergie électrique à partir des postes haute tension vers les clients en adaptant si nécessaire le niveau de tension.

Parmi les niveaux des tensions distribuées sur le réseau, on peut parler de trois familles distinctes.

☞ Les réseaux basse tension, dont les valeurs des tensions entre les fils de phases peuvent prendre les valeurs de 230V, 400V, 690V. Il s'agit des distributions classiques vers le particulier, petite entreprise, entrepôt, et exploitation agricole.

☞ Les réseaux moyenne tension dont les valeurs des tensions entre les fils de phases peuvent prendre les valeurs de 1000V à 50.000V pour les liaisons courtes et pour la fourniture à certains utilisateurs importants: grand magasin, usine de moyenne ou grande importance, site universitaire, et cabine de quartier.

☞ Les réseaux haute tension dont les valeurs des tensions entre les fils de phases peuvent prendre les valeurs de plus de 50.000V pour relier entre les centrales et pour les liaisons avec l'étranger.

Pour le réseau de distribution HTA la distribution d'énergie électrique se fait en général en 20KV à partir des postes source HTA jusqu'à la sous-station moyenne tension, qui peut être un poste HTA/BT du réseau public ou un poste client HTA. Les postes clients HTA sont appelés postes de livraison à comptage BT ou à comptage HTA.

II. L'ARCHITECTURE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION HTA

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

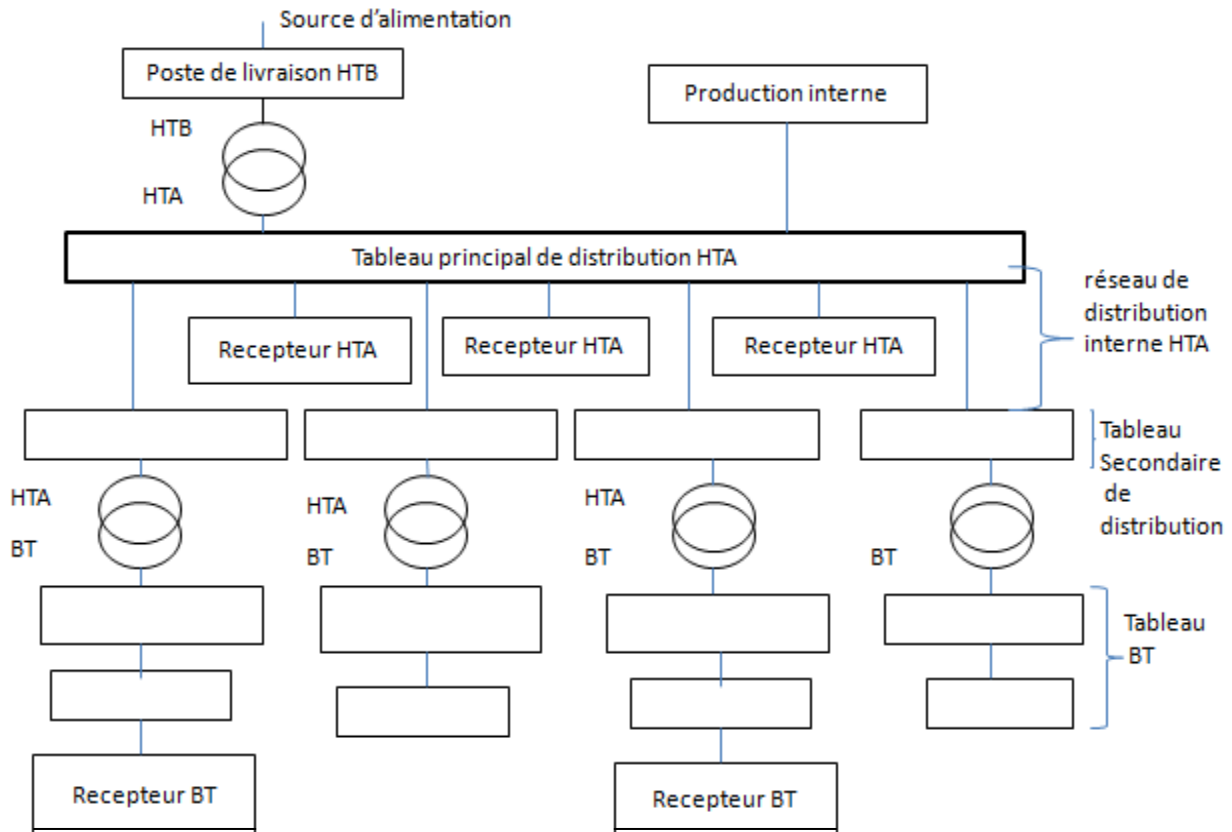


FIGURE 1: structure générale d'un réseau de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau de distribution comporte :

- ☞ Un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé D'un ou plusieurs jeux de barres et des disjoncteurs de protection
- ☞ Une source de production interne.
- ☞ Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA.
- ☞ Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres.
- ☞ Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires.
- ☞ Des récepteurs HTA.
- ☞ Des transformateurs HTA / BT.
- ☞ Des tableaux et des réseaux bas tension.

1. Les Postes de livraison HTB

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA, l'installation du poste de livraison est comprise entre:

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB
- d'autre part, la borne aval des transformateurs HTB / HTA

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

1.1. Simple antenne

☞ Architecture:

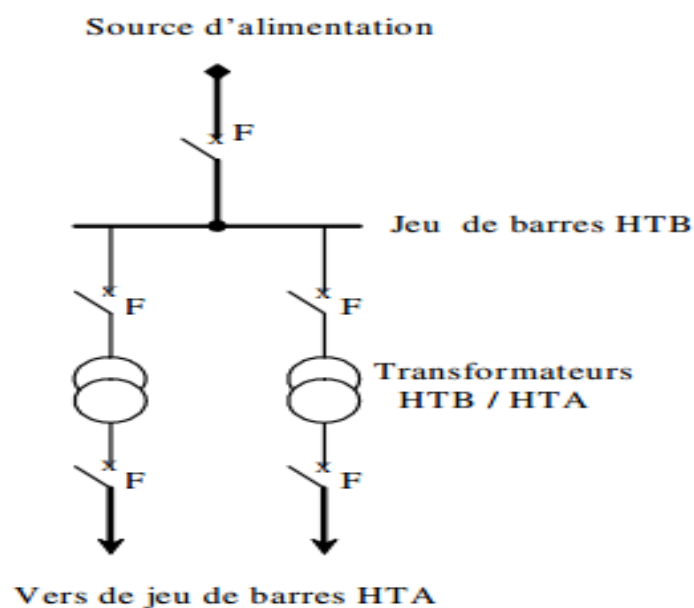


Figure 2: alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB

☞ Mode d'exploitation:

Normal : Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

Perturbé : En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

☞ Avantage : Coût minimal

☞ Inconvénient : Disponibilité faible

1.2. double antenne

Architecture :

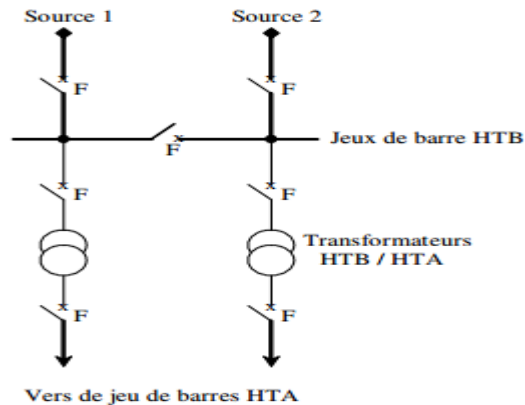


Figure 3: alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB

Mode d'exploitation:

- Normale :**
- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le Sectionneur de couplage.
 - Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

Perturbé : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de L'alimentation.

Avantages:

- Bonne disponibilité.
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel De celui-ci.

Inconvénients:

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne.
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de Maintenance de celui-ci.

1.3. double antenne - double jeu de Barres

Architecture :

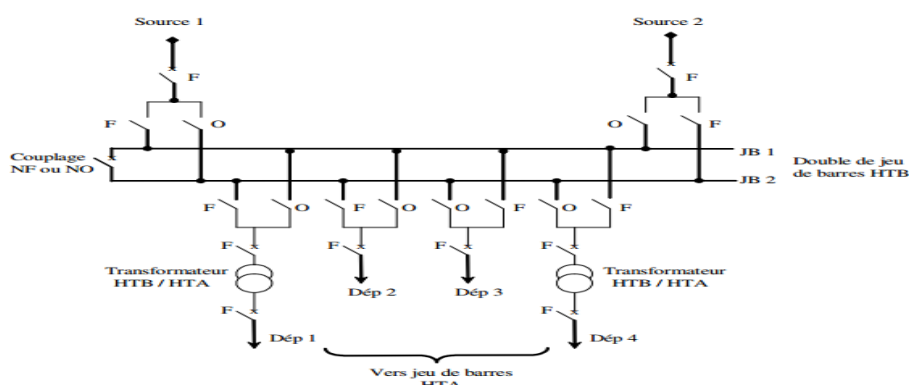


Figure 4: alimentation double antenne-double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

☞ Mode d'exploitation:

La source 1 alimente, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.

La source 2 alimente, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres, le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de Barre alimente la totalité des départs.

☞ Avantages

- bonne disponibilité d'alimentation.
- très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres.
- possibilité de transfert de jeux de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

☞ Inconvénient

- coût important par rapport à la solution simple jeu de barres [1]

2. Les postes de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVA et 10 MVA.

2.1. Les postes de livraison HTA à comptage BT

ils ne comportent qu'un seul transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V.

2.1.1. simple dérivation

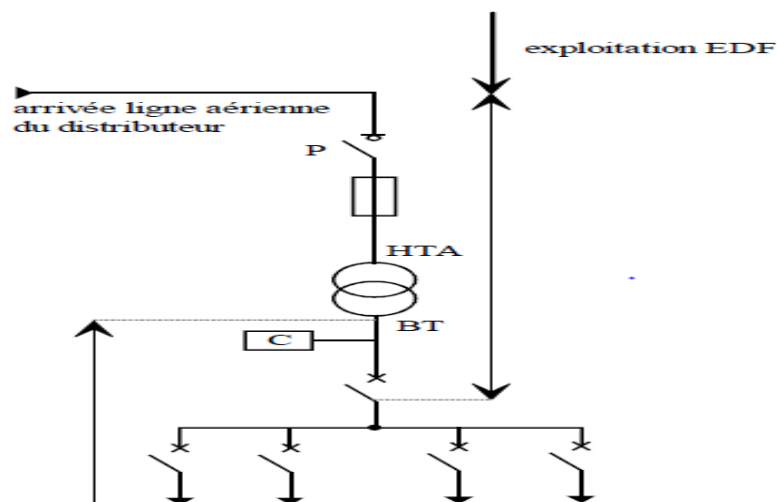


Figure 5: alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A. Ce type de poste est utilisé en général pour la distribution publique HTA en lignes aériennes, il comporte une seule source d'alimentation possible par le distributeur.

En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, les utilisateurs sont privés d'alimentation le temps de la réparation.

2.1.2. coupure d'artère

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau en coupure d'artère permettant la desserte des points de charge à partir d'une canalisation principale. Chaque point de charge est inséré en série sur l'ossature par l'intermédiaire de deux canalisations. L'ossature est exploitée en permanence ouverte à l'un des points de charge pour éviter un bouclage entre deux départs HTA issus du même poste source ou de postes sources différents. Des bouclages ne sont réalisés que pendant des durées très courtes pour permettre des reports de charge sans coupure des utilisateurs. Le raccordement en coupure d'artère correspond ainsi à faire passer la liaison par le jeu de barres de l'installation.

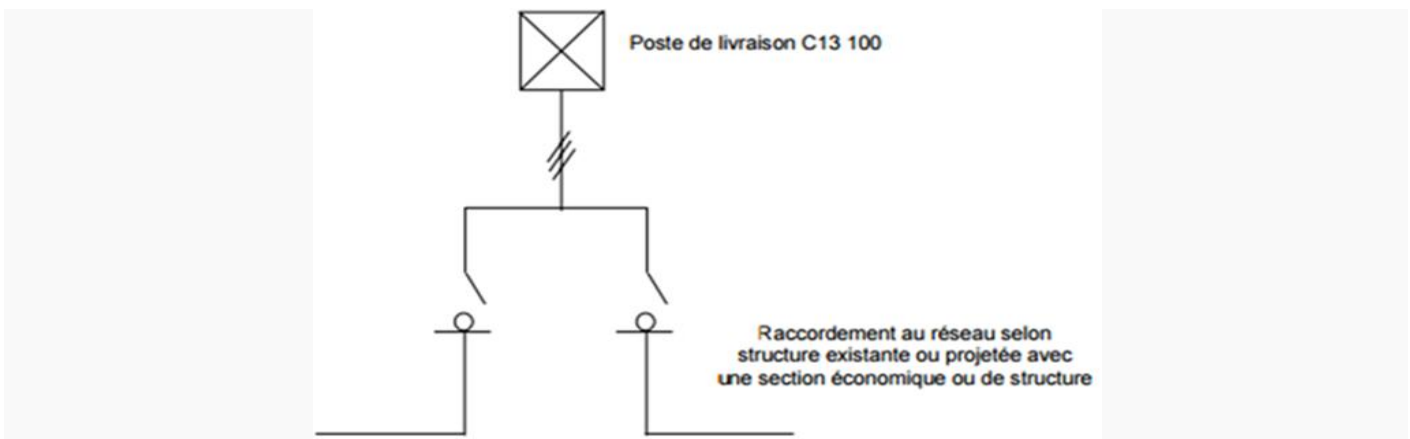


Figure 6: raccordement en coupure d'artère

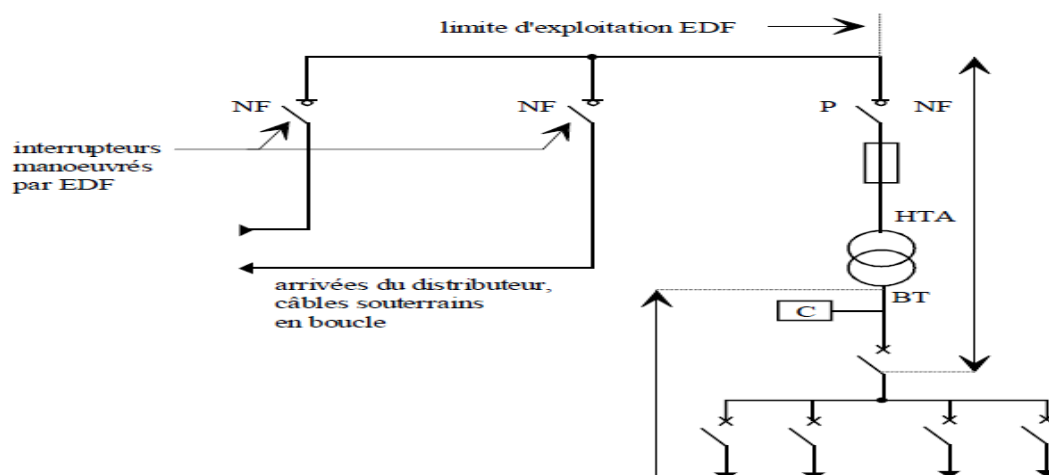


Figure 7: alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45A, ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation faible à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de pan.

2.1.3. double dérivation

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau en double dérivation permettant la desserte des points de charge à partir de deux canalisations distinctes issues du même Poste-Source ou de deux Postes Sources différentes. En principe, une des deux canalisations alimente en permanence le point de charge, l'autre canalisation assurant la reprise de charge en cas d'indisponibilité de la première. Un verrouillage est réalisé au niveau de chaque point de charge pour empêcher une alimentation simultanée par les deux canalisations.

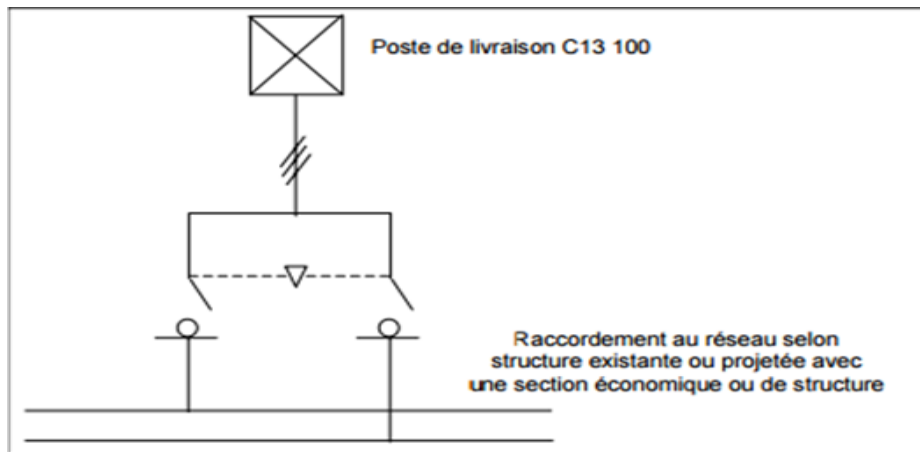


Figure 8: raccordement en double dérivation

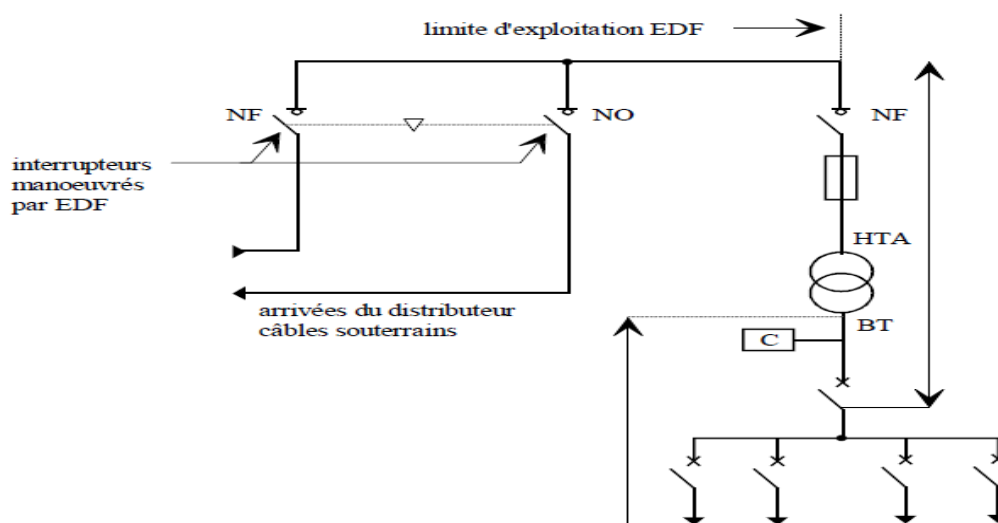


Figure 9: alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45A. Lorsque le réseau public HTA comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivations.

La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement. Ce schéma très coûteux pour le distributeur, il est utilisé lorsque les exigences de disponibilité sont importantes.

2.2. Les postes de livraison HTA à comptage HT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2000 A et peuvent comporter des départs HTA.

La partie de l'installation allant du point de raccordement au réseau HTA jusqu'au sectionneur d'isolement situé en aval du disjoncteur général est régie par la norme NF C 13-100 ; les jeux de barres, le réseau HTA et les transformateurs sont régis par la norme NF C 13-200. De façon identique aux postes de livraison à comptage BT, l'alimentation par le distributeur peut être en simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation [1].

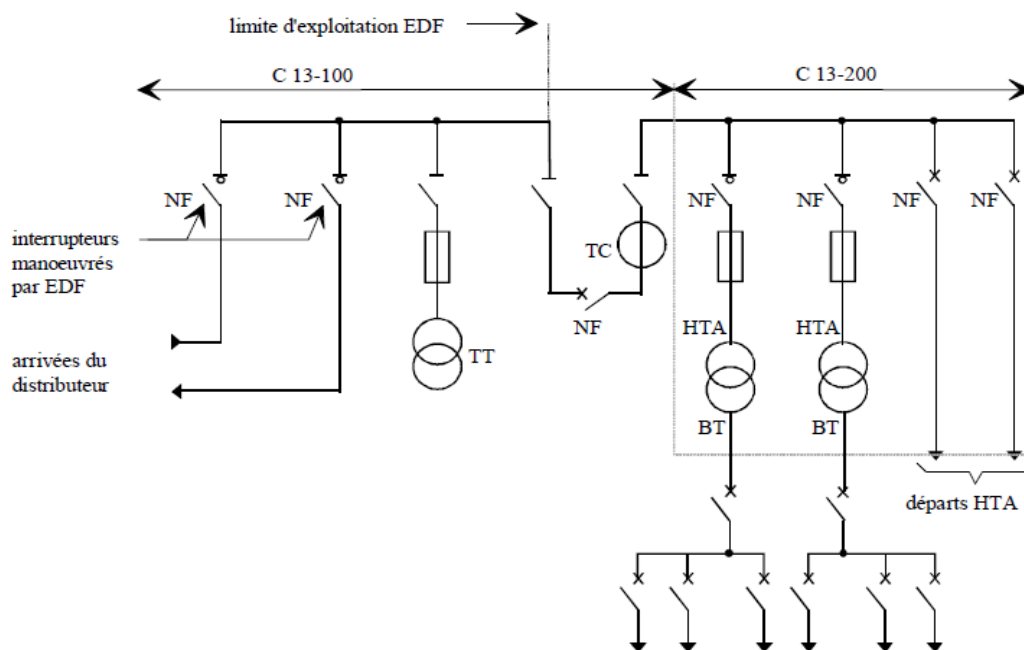


Figure 10: exemple de poste de livraison HTA à comptage HT



III. LES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul, car il est lié de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines.

- **Atmosphériques:** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- **Mécaniques:** C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique des conducteurs consécutifs à des agressions extérieures par des engins de terrassement.
- **Humaines:** Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

1. les types et caractéristiques des défauts

1.1. caractéristiques des défauts

Dans les réseaux de distribution, nous pouvons distinguer deux classes de défaut:

☞ **Les défauts non permanents** (défauts auto-extincteurs ou fugitifs)

Un Défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou la fermeture du disjoncteur shunt.

Un Défaut fugitif : c'est un défaut éliminé par un cycle rapide.

☞ **Les défauts permanents**

Ce sont les défauts qui n'ont pas être éliminé par les différents cycles de ré enclenchement.

Les défauts provoquant un arc électrique sont souvent auto-extincteurs lorsqu'il s'agit d'un réseau à neutre compensé. Par contre ils peuvent être réamorçant, c'est-à-dire constitués d'une suite de défauts fugitifs.

Les défauts polyphasés sont la plupart du temps des défauts en régime établi 50Hz. Ils sont éliminés par l'ouverture d'un disjoncteur en réseau. Ils entraînent toujours un creux de tension, plus ou moins important en fonction de la puissance de court circuit. Les défauts polyphasés peuvent être dans tous les cas, des défauts auto-extincteur [2].

1.2. les types des défauts

Parmi les types des défauts, on peut distinguer :

- ☞ défauts monophasés ;
- ☞ défauts biphasés-isolé ;
- ☞ défauts biphasés-terre ;
- ☞ défauts triphasés ;
- ☞ défauts triphasés-terre ;

1.2.1. Défaut monophasé

Ce sont les défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire, son intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre.

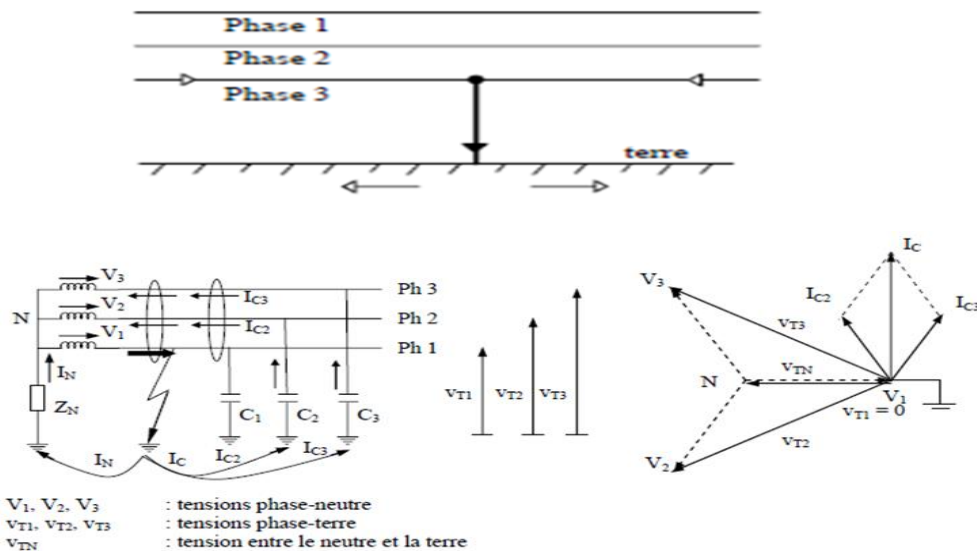


Figure 11: défaut monophasé

Les tensions par rapport à la terre sont:

$$V_{T1} = 0$$

$$V_{TN} = -V_1$$

$$V_{T2} = V_2 + V_{TN} = V_2 - V_1$$

$$V_{T3} = V_{TN} + V_3 = V_3 - V_1$$

$$V_{rsd} = V_{T1} + V_{T2} + V_{T3} = V_2 - V_1 + V_3 - V_1 = V_1 + V_2 + V_3 - 3V_1 = -3V_1$$

Le module de la tension du point neutre par rapport à la terre est donc égal à la tension simple :

$$|V_{TN}| = V_n$$

V_n : la tension simple nominale

Le courant I_N qui circule dans la mise à la terre:

$$I_N = -\frac{V_{TN}}{Z_N} = \frac{V_1}{Z_N} = -\frac{V_{rsd}}{3Z_N}$$

Le courant capacitif en aval du défaut est:

$$I_C = I_{C2} + I_{C3}$$

Avec $I_{C2} = -jC\omega V_{T2} = jC\omega (V_1 - V_2)$

Et $I_{C3} = -jC\omega V_{T3} = jC\omega (V_1 - V_3)$

D'où : $I_C = jC\omega (V_1 - V_2 + V_1 - V_3) = 3jC\omega V_1 = -jC\omega V_{rsd}$

$$|I_C| = 3C\omega V_n$$

La valeur du courant de défaut est donc :

$$I_f = I_N + I_C = \frac{V_1}{Z_N} + j3C\omega V_1 = -\frac{V_{rsd}}{3Z_N} - jC\omega V_{rsd} \quad (1)$$

Le courant résiduel en amont du défaut est : $I_{rsd} = I_f - I_C$

Le courant résiduel en aval du défaut est : $I_{rsd} = -I_C$

Nous allons considérer un réseau de distribution avec plusieurs départs et chaque départ comprend des branches. Les courants traversant des positions possibles d'installation des IPD (positions de mesure signalées dans le dessin) sont analysés.

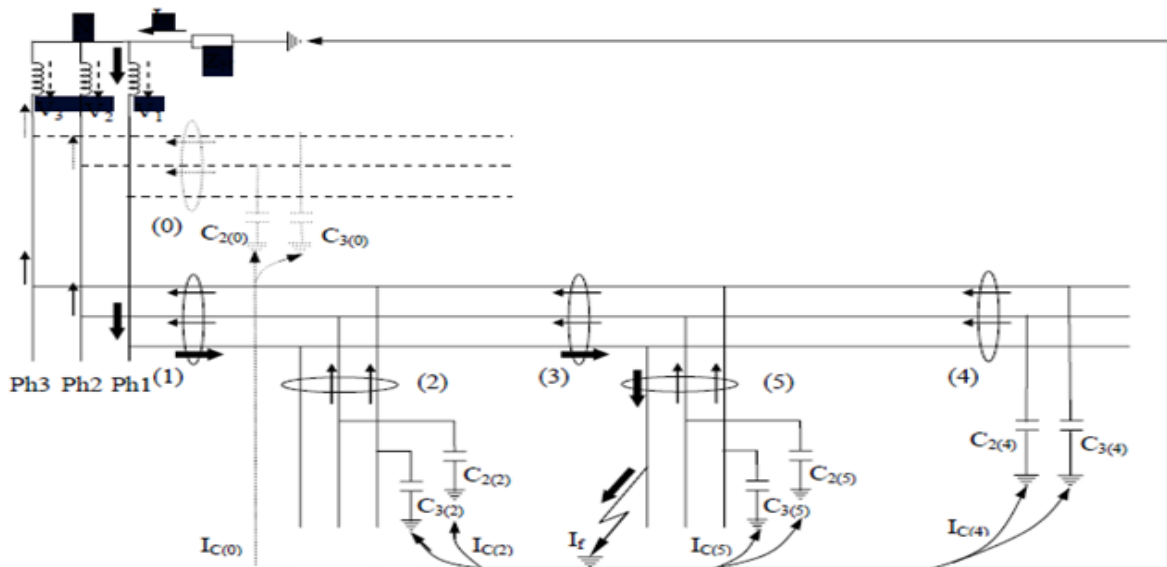


Figure 12: circulation des courants pour un défaut monophasé

On a : $I_f = I_N + I_C = -\frac{V_{rsd}}{3Z_N} - jC\omega V_{rsd}$

Avec : $I_C = I_{C(1)} + I_{C(0)}$

I_C : courant capacitif total du réseau.

$I_{C(1)}$: courant capacitif total du départ considéré.

$I_{C(0)}$: courant capacitif total des autres départs dans le réseau.



Le courant capacitif fourni par la partie du départ en aval du point (i) est:

$$\begin{aligned} IC(i) &= IC2(i) + IC3(i) = -jC(i) \omega VT2 - jC(i) \omega VT3 \\ &= jC(i)\omega(V_1 - V_2 + V_1 - V3) \\ &= j3C(i)\omega V_1 \\ &= -jC(i)\omega V_{rsd} \end{aligned}$$

Le courant capacitif total est :

$$IC = I_{C(0)} + I_{C(1)} = -j(C(0) + C(1)) \omega V_{rsd} = -jC\omega V_{rsd}$$

Les courants résiduels aux points de la Figure 14 sont :

$$I_{rsd}(0) = -IC(0) = jC(0) \omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(2) = -IC(2) = jC(2) \omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(4) = -IC(4) = jC(4) \omega V_{rsd}$$

$$\begin{aligned} I_{rsd}(1) &= I_f - I_{C(1)} = (IN - jC\omega V_{rsd}) + jC(1) \omega V_{rsd} = IN - j(C - C(1)) \omega V_{rsd} \\ &= IN - jC(0) \omega V_{rsd} \end{aligned}$$

$$I_{rsd}(3) = I_f - IC(3) = (IN - jC\omega V_{rsd}) + jC(3) \omega V_{rsd} = IN - j(C - C(3)) \omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(5) = I_f - IC(5) = (IN - jC\omega V_{rsd}) + jC(5) \omega V_{rsd} = IN - j(C - C(5)) \omega V_{rsd}$$

$C \geq C(i) \forall i$, donc la partie capacitive du courant $I_{rsd}(1)$, $I_{rsd}(3)$ et $I_{rsd}(5)$ est négative.

Remarque:

Si le défaut se produit dans l'autre départ, les courants résiduels dans le départ considéré sont capacitifs. Les formules sont alors identiques au cas $I_{rsd}(2)$ ou bien $I_{rsd}(4)$ [2].

Des études sur la nature et les types de défauts dans les réseaux de distribution ont montré que 80 % des défauts permanents ou non permanents sont des défauts monophasés, pour cette raison nous sommes fixé de faire la simulation d'un réseau de distribution sur MATLAB, afin de comparer les résultats obtenus avec les résultats théoriques.

a. Études théoriques

i- calcul du courant de court-circuit par la méthode des impédances

Cette méthode permet d'obtenir une bonne précision. Elle consiste à calculer toutes les impédances se trouvant sur le parcours du courant de court-circuit.

$$I_{cc} = \frac{V_{20}}{Z_{totale}} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} \quad (2)$$

- **pour la source**

on trouve :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad (3)$$

$$\Rightarrow Z_a = \frac{(20 \times 10^3)^2}{(712 \times 10^6)} \times (20 \times 10^3)$$

$$\Rightarrow Z_a = 0.56$$

Pour (U=20kv) on a:

$$\frac{R_a}{Z_a} = 0.2 \quad (4)$$

$$\Rightarrow R_a = 0.11 \Omega$$

Puisque :

$$Z_a = R_a + jX_a \quad (5)$$

$$\Rightarrow X_a = 0.54 \Omega$$

- **pour le transformateur**

$$S_t = 36 \times 10^6 \text{ VA}$$

$$U_{cc,x} = 17\%$$

$$P_{cu} = 220 \times 10^3 \text{ W}$$

$$S = 36 \times 10^6 \text{ VA}$$

puisque:

$$s = \sqrt{3} \times U_{20} \times I_N \quad (6)$$

$$\Rightarrow I_N = \frac{36 \times 10^6}{\sqrt{3} \times [20 \times 10^3]} = 1039 \text{ A}$$

On a:

$$P_{cu} = 3 \times R_{tr} \times I_N^2 \quad (7)$$

$$\Rightarrow R_{tr} = \frac{220 \times 10^3}{3 \times (1039)^2} = 0.067 \Omega$$

La tension réduite de court-circuit U_{cc} est la valeur de « U20 » qui donne le courant nominal I_N lorsque la sortie est en court-circuit, elle s'exprime en % de « U20 ».

$$X_t = U_{cc,x} \times \frac{U_n^2}{S_t} \quad (8)$$

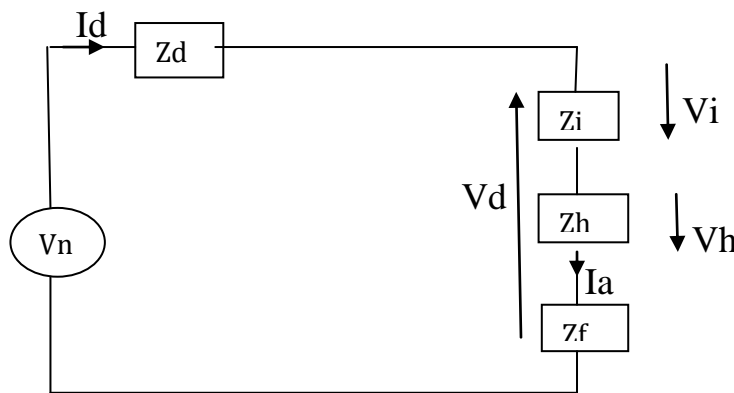
$$\Rightarrow X_t = \frac{17 \times (20 \times 10^3)^2}{100 \times (36 \times 10^6)} = 1.88 \Omega$$

Donc $Z_{totale} = \sqrt{(0.11 + 0.067 + 10)^2 + (0.54 + 1.88)^2}$
 $\Rightarrow Z_{totale} = 10.46\Omega$

Finalement, on peut obtenir le courant de court-circuit :

$$I_{cc} = \frac{(20 \times 10^3)}{\sqrt{3} \times 10.46} = 1103.92 \text{ A}$$

ii- calcul de la tension de défaut et les tensions des phases saines par la méthode des Impédances symétrique



$$I_d = I_i = I_h = \frac{I_a}{3}$$

$$V_a = V_d + V_i + V_h = Z_f \cdot I_a$$

$$\Rightarrow V_d = - (V_i + V_h) + Z_f \cdot I_a$$

$$V_n - Z_d \times I_d = \frac{1}{3} Z_h \times I_a + \frac{1}{3} Z_i I_a + Z_f I_a$$

D'ou:

$$I_a = \frac{3 \times V_n}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \quad (9)$$

$$V_a = \frac{3 \times V_n}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} Z_f \quad (10)$$

$$V_b = a^2 \cdot V_d + a \cdot V_i + V_h$$

Avec a est l'opérateur qui représente le décalage de phase complexe des quantités triphasées par rapport à l'autre.

$$a = e^{j2\pi/3} = \cos(2\pi/3) + j \sin(2\pi/3)$$

On remplace V_d, V_i, V_h par ses expressions :

$$V_b = a^2 \cdot \left(E_a - Z_d \cdot \frac{I_a}{3} \right) + a \cdot \left(-Z_i \frac{I_a}{3} \right) + \left(-Z_h \cdot \frac{I_a}{3} \right) \quad (11)$$

On remplace I_a par son expression :

$$V_b = \frac{(a^2 - a)Z_i + (a^2 - 1)Z_h + 3a^2Z_f}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \times V_n \quad (12)$$

De la même manière, on trouve V_c

$$V_c = \frac{(a - a^2)Z_i + (a - 1)Z_h + 3aZ_f}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \times V_n \quad (13)$$

Application numérique :

- **Pour la source**

$$U_n = 20 \text{ KV}$$

$$S_{cc} = 712 \text{ MVA}$$

$$Z_d = Z_i = \frac{Z_h}{3}$$

Donc

$$|Z_d| = |Z_i| = |Z_{cc}| = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = 0.56 \Omega$$

$$\frac{R_a}{Z_a} = 0.2 \text{ (Pour } U=20\text{kv)}$$

$$\Rightarrow R_a = 0.11$$

Puisque $Z_a = R_a + jX_a$

$$|Z_a| = \sqrt{(R_a)^2 + (X_a)^2} = 0.56 \Omega$$

$$\Rightarrow X_a = 0.54 \Omega$$

$$\text{Donc } Z_d = 0.11 + j0.54$$

$$Z_h = 0.33 + j1.62$$

- **pour le transformateur**

$$jX_{cc} = U_{cc,x} \times \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{17}{100} \times \frac{(20 \times 10^3)^2}{36 \times 10^6} = 1.88 \Omega$$

$$\text{Donc } Z_d = 0.067 + j1.88$$

$$Z_h = 0.201 + j5.64$$

Enfin :

$$I_a = \frac{3 \times (11.54 \times 10^3)}{2 \times (1.88 + 0.55) + (5.64 + 1.65) + 30} = 821.35 \text{ A}$$

Et

$$V_a = 821.35 \times 10 = 8213 \text{ V}$$

$$V_b = \frac{3 \times (1.88 + 0.55) + 1.73 \times (5.64 + 1.65) + 30}{2 \times (1.88 + 0.55) + (5.64 + 1.65) + 3 \times 10} \times (11.54 \times 10^3)$$

Donc :

$$V_b = 13662.3 \text{ V}$$

et

$$V_c = 13662.3 \text{ V}$$

b. Études pratiques

i- les paramètres de simulation

Le réseau étudié est un réseau aérien de type urbain, contenant 6 départs modélisés par des charges équivalentes et alimenté par un poste source, le neutre du transformateur HTB/HTA est mis à la terre par une résistance de 40 Ohms.

◆ Les paramètres du transformateur HTB/HTA

63/20 KV, Yg/Yn	
S(MVA)	36
Up (kV)	63
Us (kV)	20
Ucc(%)	17
I0 (%)	0.5
Pfer (kw)	26
Pcu (kW)	220

◆ les paramètres du poste source

Pcc (MVA)	712
R (ohm)	0.788
L (mH)	17.56
U (KV)	63
R/X	0.05
U (KV)	20
Q (MAR)	3

Tableau 1: caractéristiques du poste source

Tableau 2: Caractéristiques du transformateur

◆ Les paramètres des câbles

Paramètres de câble		Types 2
		Al. 240 mm ²
Rd	Ohms/km	160×10^{-3}
R0	Ohms/km	480×10^{-3}
Xd	Ohms/km	1.21×10^{-3}
X0	Ohms/km	3.63×10^{-3}
Cd	nF/km	20×10^{-9}
C0	nF/km	20×10^{-9}

Tableau 3: caractéristiques des câbles

◆ Les caractéristiques des charges

Toutes les charges sont modélisées par un circuit RL parallèle. il ont une puissance active totale de 4.372 MW et une puissance réactive totale de 0.974 MVAR [3].

ii- les résultats de simulation

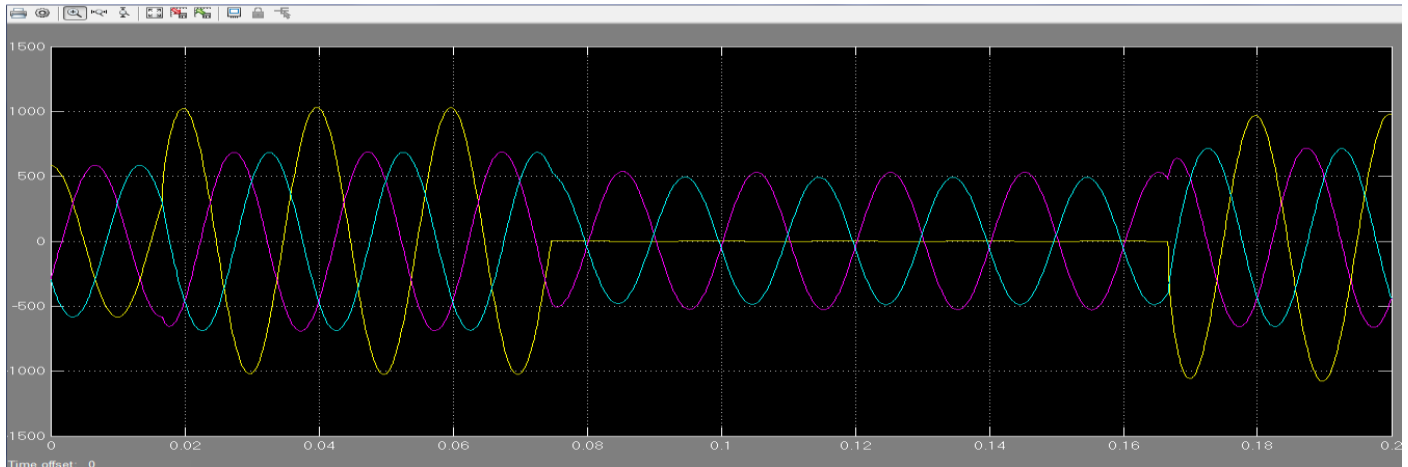


Figure 13: résultats de calcul de courant de court-circuit d'un défaut monophasé-terre pour un réseau de distribution

À partir de la figure on remarque que le courant de court-circuit est :

$$I_{cc}=1025A$$

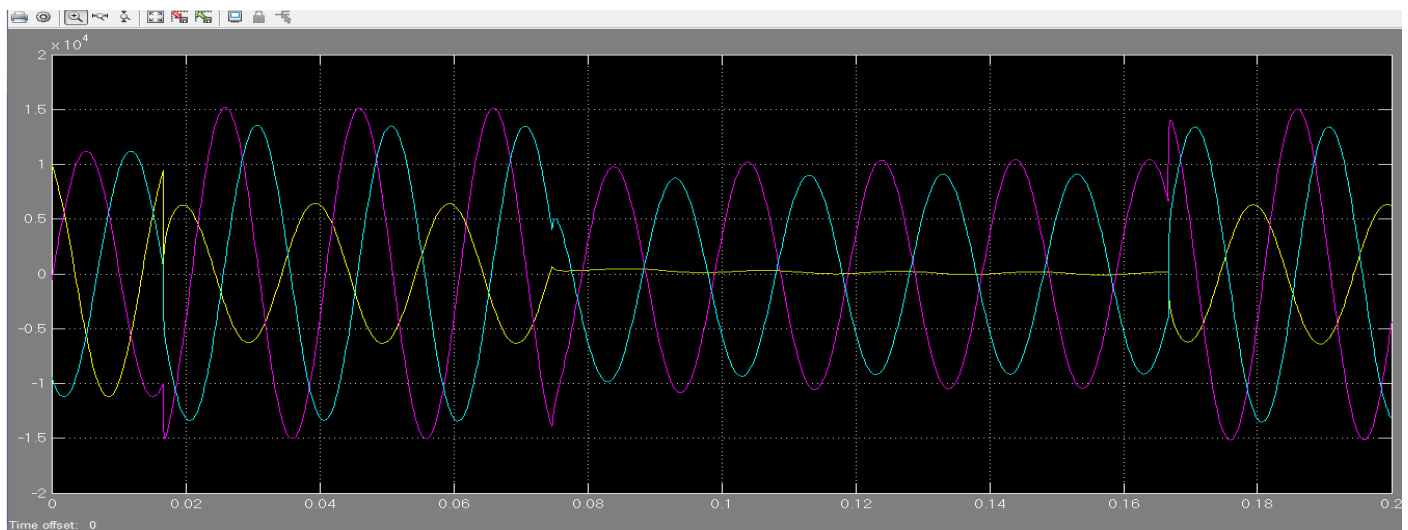


Figure 14: résultats des calculs des tensions des phases d'un défaut monophasé-terre pour un réseau de distribution

- La tension de phase de défaut est :

$$V_a=6300V$$

- les tensions de phases saines sont :

$$V_b =15200V$$

$$V_c=13550V$$

Remarque :

On remarque que les résultats théoriques sont plus proches que les résultats de simulation.

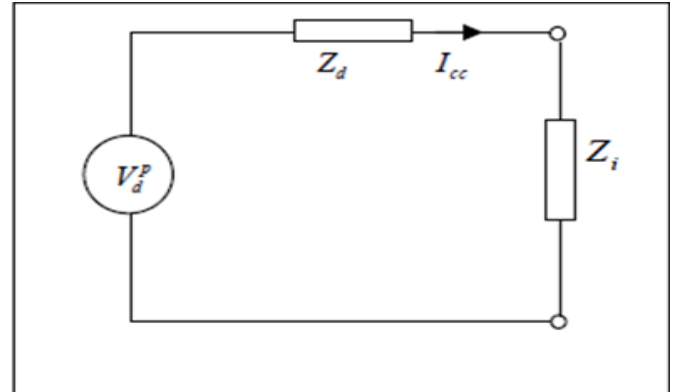
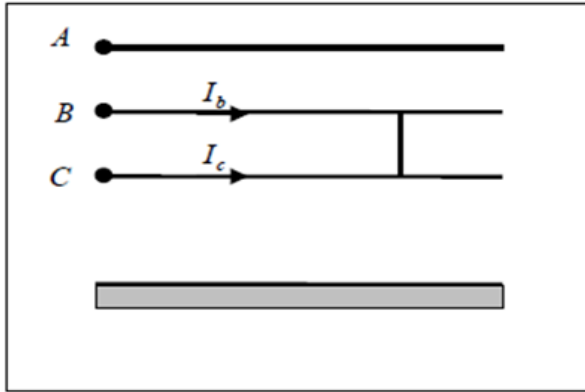
1.2.2. Défaut biphasé

$$V_B = V_C, V_{bc} = 0$$

$$I_b = -I_c \text{ (phases en défaut)}$$

$$I_a = 0 \text{ (phase saine)}$$

-Traduction en grandeurs symétriques :



$$V_{bc} = V_{bn} + V_{nc}$$

$$V_{bc} = (a^2 \cdot V_d + a \cdot V_i + V_h) - (a \cdot V_d + a^2 V_i + V_h) = 0$$

$$V_{bc} = V_d(a^2 - a) + V_i(a - a^2) + V_h(1 - 1) = 0$$

$$\Leftrightarrow V_d(a^2 - a) = V_i(a^2 - a)$$

$$\Leftrightarrow V_d = V_i$$

$$\text{D'ou } V_d^p - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i$$

$$I_d = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c) = \frac{1}{3}(a - a^2)I_b = j\frac{1}{\sqrt{3}}I_b$$

$$I_i = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c) = -\frac{1}{3}(a - a^2)I_b = -j\frac{1}{\sqrt{3}}I_b$$

$$I_h = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0$$

Donc

$$I_d = -I_i$$

Et

$$I_d = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i}$$

Retour aux grandeurs de phase :

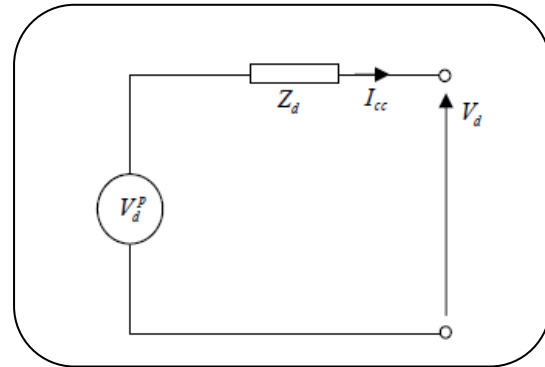
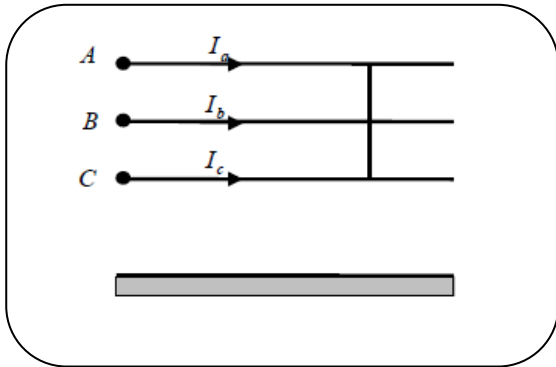
$$I_a = 0 \quad I_b = -j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \quad I_c = j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i}$$

1.2.3. Défaut triphasé

Expression du défaut

$$V_a = V_B = V_c = 0$$

Traduction en grandeurs symétriques :



$$V_d = \frac{1}{3} (V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_i = \frac{1}{3} (V_a + a^2V_b + aV_c)$$

$$V_h = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c)$$

Puisque $V_a = V_B = V_c = 0$

$$V_d = V_i = V_h = 0$$

En appliquant le théorème de Thévenin aux composantes symétriques liées à chaque Schéma. On obtient les équations suivant :

$$V_d = V_d^p - Z_d \times I_d \quad (14)$$

$$V_i = -Z_i \times I_i \quad (15)$$

$$V_h = -Z_h \times I_h \quad (16)$$

Avec V_d^p la tension préexistante au point de défaut et Z_d, Z_i, Z_h les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes.

D'après les équations 14, 15 et 16:

$$I_d = \frac{V_d^p}{Z_d}, \quad I_i = I_h = 0$$

Retour aux grandeurs de phase.

$$I_a = I_d + a^2 I_i + a I_h$$

$$I_b = a^2 I_d + a I_i + I_h$$

$$I_c = a I_d + a I_i + a^2 I_h$$

En remplaçant les courants I_d , I_i , I_h par leurs expressions :

$$I_a = \frac{V_d^p}{Z_d}$$

$$I_b = a^2 \times \frac{V_d^p}{Z_d}$$

$$I_c = a \times \frac{V_d^p}{Z_d}$$

1.2.4. Défaut biphasé-terre

Considérons le schéma de la Figure 15 dont le défaut se situe entre la phase 2, la phase 3 et la terre.

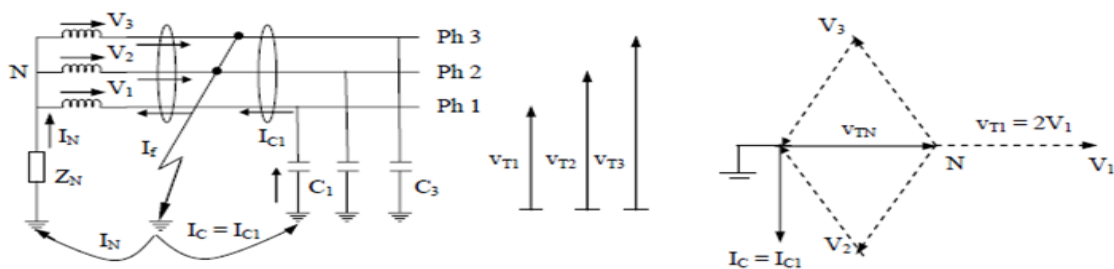


FIGURE 15: défaut biphasé-terre

Les tensions par rapport à la terre sont :

$$V_{T2} = 0$$

$$V_{T3} = 0$$

$$V_{TN} = -(V_2 + V_3) = -(V_1 + V_2 + V_3) + V_1 = V_1$$

$$V_{T1} = V_{TN} + V_1 = 2V_1$$

$$V_{rsd} = V_{T1} + V_{T2} + V_{T3} = 2V_1$$

Le module de la tension du point neutre par rapport à la terre est donc égal à la tension simple: $|V_{TN}| = V_n$

Le courant I_N qui circule dans la mise à la terre est :

$$I_N = -\frac{V_{TN}}{Z_N} = \frac{V_1}{Z_N} = -\frac{V_{rsd}}{2Z_N}$$

Le courant capacitif en aval du défaut est :

$$I_C = I_{C1} = -jC\omega V_{T1} = -jC\omega 2V_1 = -jC\omega V_{rsd}$$

$$|I_C| = 2C\omega V_n$$



La valeur du courant de défaut est donc :

$$I_f = I_N + I_C = -\frac{V_1}{Z_N} - j2C\omega V_1 = -\frac{V_{rsd}}{2Z_N} - jC\omega V_{rsd}$$

Le courant résiduel en amont du défaut est : $I_{rsd} = I_f - I_C$

Le courant résiduel en aval du défaut est : $I_{rsd} = -I_C$

En appliquant la même analyse au réseau de distribution considéré au paragraphe précédent, nous obtenons dans le cas du défaut biphasé-terre les résultats suivants :

$$I_f = I_N + I_C = -\frac{V_{rsd}}{2Z_N} - jC \quad (17)$$

Avec $I_C = I_{C(1)} + I_{C(0)}$

Où I_C : courant capacitif total du réseau.

$I_{C(1)}$: courant capacitif total du départ considéré.

$I_{C(0)}$: courant capacitif total des autres départs dans le réseau.

Le courant capacitif fourni par la partie du départ en aval du point (i) est:

$$I_C(i) = I_{C1}(i) = -jC(i)\omega V_{T1} = -jC(i)\omega 2v_1 = -jC(i)\omega V_{rsd}$$

Le courant capacitif total :

$$I_C = I_{C(1)} + I_{C(0)}$$

$$I_C = -j(C(0) + C(1))\omega V_{rsd} = -jC\omega V_{rsd}$$

Les courants résiduels aux points repérés sur la Figure 15 sont :

$$I_{rsd}(0) = -I_C(0) = jC(0)\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(2) = -I_C(2) = jC(2)\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(4) = -I_C(4) = jC(4)\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(1) = I_f - I_C(1) = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC(1)\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C(1))\omega V_{rsd} = I_N - jC(0)\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(3) = I_f - I_C(3) = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC(3)\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C(3))\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd}(5) = I_f - I_C(5) = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC(5)\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C(5))\omega V_{rsd} \quad [2].$$

2. conséquences des défauts

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit Électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations.

2.1. Les surintensités

Dans un circuit électrique, la surintensité est atteinte lorsque l'intensité du courant dépasse une limite jugée supérieure à la normale. Les causes et les valeurs des surintensités sont multiples. On distingue habituellement dans les surintensités, les surcharges et les courts-circuits.

2.1.1. La surcharge

- + **Définition:** Elévation de l'intensité de 1 à 10 In d'un circuit due par exemple à une Surabondances des récepteurs.
- + **Conséquences:** Échauffement lent et progressif des parties actives, des masses Métalliques isolants.
- + **Moyens de protection:** Relais thermiques fusibles déclencheurs thermiques, Disjoncteur.
- + **Caractéristiques :**

Les surcharges sont en général inférieur à 10 fois le courant nominal du circuit. Et ne sont pas beaucoup plus élevées que le courant maximum permanent d'une installation, mais si elles se maintiennent trop longtemps elles peuvent faire des dégâts. La protection contre une surcharge est réalisée par un dispositif de protection capable de diminuer la durée de la surcharge.

<i>Causes habituelles des surcharges</i>	Exemples
Manqué de maintenance	Accumulation de poussières, salissures, particules étrangères
La Vieillessement des équipements	Pièces usées, lubrification insuffisante
Qualité de l'énergie	Surtensions et sous-tensions transitoires
Défauts de terre de faible amplitude	Particules métalliques, dégâts des eaux

2.1.2. Le court-circuit

- + **Définition:** Elévation brutale de l'intensité de 10 à 1000 In dans un circuit due à une Liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (PH et N).
- + **Conséquences:** Arc électrique, échauffement important pouvant entraîner la fusion Des parties actives.
- + **Moyens de protection:** Déclencheur magnétique du disjoncteur, fusible.

✚ **Caractéristiques** : Le court circuit est souvent dû à une défaillance électrique
 Comme la rupture d'un isolant, la chute d'un objet métallique sur
 Des barres ou la défaillance d'un semi-conducteur. Il en résulte
 Courant de défaut dont la valeur efficace est très élevée.

<i>Causes habituelles des courts-circuits</i>	<i>Exemples</i>
<i>Élément étranger</i>	<i>Boulons, tournevis autres objet conducteurs</i>
<i>Défaillances de composants surtension</i>	<i>Claquage de semi-conducteur Foudre, commutations, interruptions</i>
<i>Influences externes</i>	<i>Inondations, incendies, vibrations</i>

2.2. Les surtensions

Ce sont des perturbations qui se superposent à la tension nominale d'un circuit.

Elles peuvent apparaître:

- entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel.
- entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre.

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau.

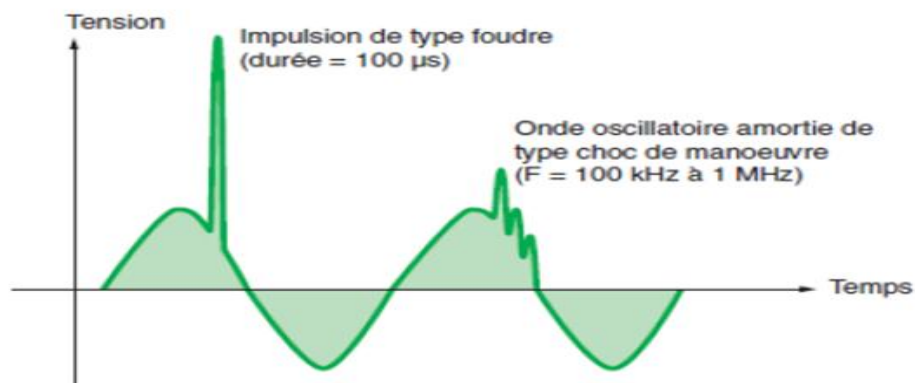


Figure 16: exemple de surtensions

Elle désigne le fait pour un élément particulier d'un dipôle électrique d'avoir à ses bornes une tension supérieure à celle aux bornes du dipôle complet. C'est le cas par exemple de la tension aux bornes d'un condensateur dans un dipôle RLC série en résonances.



IV. SYNTHÈSES

Les réseaux de distribution électriques sont des parties essentielles pour l'alimentation en énergie électrique pour les différents consommateurs moyenne tension et basse tension, ils sont considérés comme des infrastructures pour le développement industriel et économique du pays, pour cette raison nous sommes fixé d'étudier l'architecture de réseau de distribution ce qui concerne les différents postes de livraisons. La deuxième partie de ce chapitre est destiné à une modélisation des différents types de défaut de réseau et une étude pratique concernant les défauts monophasé-terre afin de calculer le courant de court-circuit et la tension de phase de défaut. Ainsi, les tensions des phases saines.



CHAPITE II :

LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION HTA

I. INTRODUCTION

La fonction principale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie des centres de Production jusqu'aux consommateurs. La fourniture d'électricité, en ce qui concerne la sûreté et la disponibilité, constitue un point clef de la gestion des réseaux électriques. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution de l'énergie électrique qui sont soumis à des défauts provoqués par diverses sources telles que les conditions météorologiques défavorables, la défaillance des équipements et les contacts avec des objets externes. Donc la détection et la localisation des défauts sont dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion.

Actuellement la seule technique utilisée pour la localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique est l'inspection visuelle des DDR qui impose un temps de restauration très important.

Au cours des dernières années, de nombreuses techniques ont été proposées pour la localisation de défaut dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique.

Ce chapitre explicite les méthodes de détection des défauts dans les réseaux de distribution, et ensuite présente les méthodes de localisation qui ont été choisies pour cette étude, afin d'avoir une idée plus large sur la précision de chaque méthode.

II. DÉTECTION ET LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX HTA

1. généralité

On distingue trois niveaux de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de distribution.

- ☞ La détection du défaut
- ☞ La sélection du départ en défaut
- ☞ La localisation du défaut ou du tronçon du réseau en défaut



La détection il doit être très rapide, car elle entraîne l'ouverture des disjoncteurs qui mettront hors tension la partie défectueuse du réseau. Elle est réalisée à partir des informations localement disponibles à l'endroit des indicateurs de passage de défaut (IPD) et des relais de protection.

Lors du défaut polyphasé, le courant de défaut est très grand par rapport au celui de charge, la détection de ce type de défaut est donc simplement effectuée par le franchissement d'un seuil de courant. Par contre, lors du défaut monophasé, le courant de défaut est faible, la détection de défaut est beaucoup plus compliquée.

La sélection du départ en défaut pour déterminer le départ qui subit le défaut. Cette étape permet la localisation du défaut plus rapide.

La localisation précise du défaut sur un départ n'est utile que dans une deuxième phase : la reconfiguration du réseau, la localisation peut donc être plus lente que la détection. En revanche, elle doit être plus précise afin de pouvoir manœuvrer les interrupteurs de réseau de façon optimale. Cependant, il ne faut pas négliger le fait qu'une localisation trop lente peut retarder la réalimentation d'un certain nombre de clients, et nuire à la qualité de fourniture en augmentant l'énergie non distribuée.

La localisation peut permettre :

- ☞ Soit de réaliser une localisation de la zone en défaut.
- ☞ Soit de calculer de façon la plus précise possible, la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barre en sortie du poste source.

On distingue les méthodes de détection de défaut actuellement en service suivant les paramètres électriques utilisés [4].

2. Méthodes de détection des défauts

Les défauts dans les réseaux électriques reposent sur le franchissement d'un seuil prévu des grandeurs électriques. Ce seuil peut porter sur le courant, la tension, les dérivées de ces grandeurs, les composants harmoniques.

2.1. Courant de phase

Quand le défaut se produit, le courant de phase augmente très vite et il devient très élevé. On utilise ces caractéristiques pour détecter le défaut (méthode Ampérométrique).

Si le seuil de courant est franchi ou si l'augmentation du courant durant une durée spécifique dépasse une valeur prévue, le défaut est déterminé. Cette méthode est utilisée pour détecter le défaut triphasé, biphasé ou monophasé.

2.2. Tension neutre terre

La tension neutre terre, relativement faible en service normal, augmente immédiatement avec l'apparition d'un défaut monophasé. Dans le cas d'un défaut franc, elle atteint même la tension nominale simple du réseau. Ce phénomène peut être exploité pour la détection de défauts en définissant des valeurs seuils pour la tension neutre-terre ou pour sa variation.

2.3. Tension résiduelle et courant résiduel

La tension résiduelle et le courant résiduel sont les sommes vectorielles des tensions simples et des courants de phases des trois phases. En l'absence de défaut à la terre, leurs valeurs sont égales à zéro. Quand le défaut se produit, elles deviennent non nulles. On profite de cette caractéristique pour détecter le défaut en comparant la tension résiduelle avec un seuil prévu [4].

3. Méthodes de localisation des défauts

3.1. La méthode pratique.

3.1.1. Reconfiguration du réseau

Cette méthode est utilisée pour localiser la zone en défaut. Les réseaux de distribution disposent d'organes de coupure en réseau en des points stratégiques qui permettent, après la détection d'un défaut permanent, de reconfigurer le réseau afin de réalimenter la majorité des consommateurs. Seul le tronçon en défaut n'est alors plus alimenté afin de réparer les Matériels endommagés et éliminer la cause du défaut .de plus, ils ne peuvent pas localisés les défauts auto-extincteurs. Elle ne permet donc de localiser que les défauts fugitifs Réamorçant ou des défauts permanents.

La décision de manœuvre des organes de coupure est effectuée en recoupant les indications des Indicateurs de Présence de Défauts.

a. L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD)

i- définition

L'IPD est un appareil qui est installé tout au long des départs HTA et qui, par l'analyse des signaux locaux courant et tension, est capable de signaler en local ou à distance à l'exploitant du réseau la présence du défaut.

C'est informations permet soit :

☞ la localisation des défauts permanents

☞ la localisation des origines des défauts non permanents s'ils sont comptabilisés et leurs caractéristiques mémorisées par les IPD.

ii- Constitution des IPD

Un IPD peut présenter l'architecture suivante:

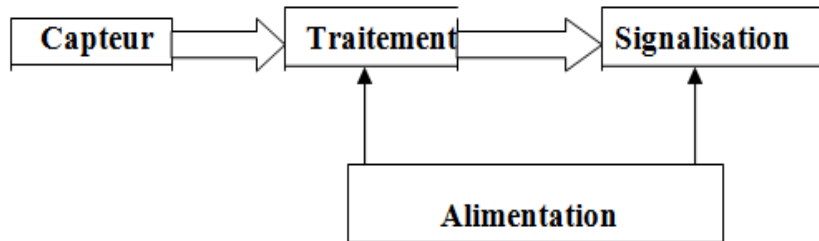


Figure 17: constitution d'un IPD

- Capteurs

Ils récupèrent des informations comme les courants de phase ou les courants résiduels et les différentes tensions. Pour les IPD dans les parties aériennes du réseau HTA, ils sont accrochés sur un poteau et n'ont aucune liaison électrique avec la ligne. Ils font donc l'acquisition des signaux courant et tension par l'analyse des champs magnétiques et électriques mesurés à une distance de 8 à 10m des conducteurs. Pour les IPD dans les parties souterraines, ils sont généralement installés dans des postes HTA/BT ou des ouvrages équipés d'interrupteurs HTA.

- Traitement

Ce bloc joue le rôle de traitement des données d'entrée (courant, tension), afin de savoir si le réseau fonctionne normalement ou anormalement. Le principe de détection de défaut consiste à effectuer des comparaisons entre les données et des seuils spécifiques.

- Signalisation

Après le traitement des paramètres d'entrées, l'IPD va émettre des signaux pour indiquer l'état de la partie de réseau surveillé. Ces signaux se présentent sous formes visuelles ou peuvent être envoyés au centre de gestion pour la localisation de défauts.

- Alimentation

C'est un module supplémentaire qui alimente l'appareil composé de piles ou de batteries rechargeables ou de panneaux solaires.

iii- Types des Indicateurs de Passage de Défauts

Il existe de nombreux types d'IPD dans les réseaux de distribution classifiés selon:

- ☞ Le type du réseau surveillé.
- ☞ Les variables électriques utilisées (courants de phase et résiduels...)
- ☞ La méthode de détection (directionnelle ou non directionnelle).

Parmi ces types des IPD, on peut citer:

ND1: IPD Non Directionnel détectant des défauts par les courants de phase.

ND0 : IPD Non Directionnel détectant des défauts par le courant résiduel (I_r).

D1 : IPD Directionnel détectant des défauts par les courants et tensions de phase.

D0 : IPD Directionnel détectant des défauts par le courant et la tension résiduelle.

- **IPD non directionnel**

Ils permettent de savoir s'il y a un courant de défaut qui circule, mais ne peuvent pas déterminer la direction du défaut. La méthode de détection dans ce type d'appareil repose sur un critère de détection Ampère métrique, Ces IPD sont utilisés pour détecter les défauts polyphasés et les défauts monophasés-terre, ils ne peuvent pas détecter les défauts de type auto-extincteurs.

- **IPD directionnel**

Ils peuvent voir la présence du défaut et déterminer la direction du défaut par rapport à leur position. Ils conservent le même principe de détection pour les défauts polyphasés (dépassement d'un seuil de courant), mais ils utilisent l'analyse des sens de variation relative du courant et de tension résiduelle à l'apparition d'un défaut monophasé terre pour indiquer son position [4].

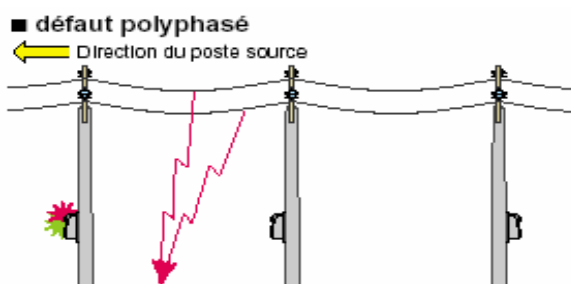


Figure 18: [IPD non directionnel](#)

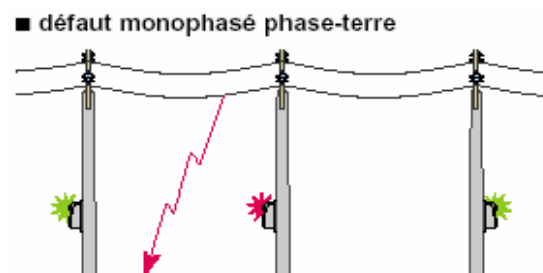


Figure 19: [IPD directionnel](#)

b. Localisation de défaut à l'aide des IPD

i- les défauts polyphasés

L'IPD utilisé est non directionnel, il indique, quelle que soit sa génération, si le défaut est en aval de sa position par rapport au poste source qui «alimente» le défaut.

La figure suivante illustre ce principe.

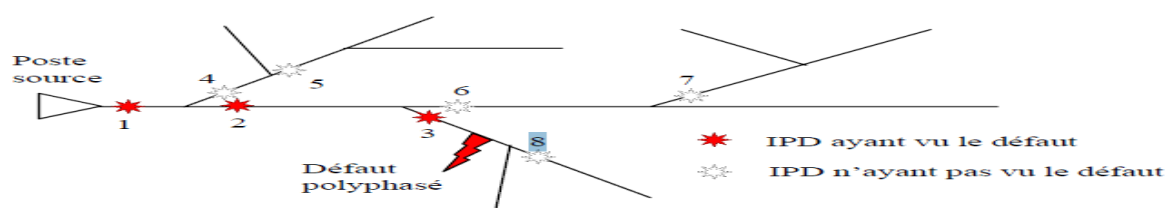


Figure 20: [signalisation des IPD non directionnels lors d'un défaut polyphasé](#)

Les IPD 1,2 et 3 signaleront que le défaut est en aval de leur position par rapport au poste source. L'exploitant saura que le défaut se situe entre le dernier IPD ayant vu le défaut c'est-à-dire celui qui allumé (IPD 3) et les premiers n'ayant pas vu le défaut c'est-à-dire celui qui est éteint (IPD 8).

ii- les défauts monophasés

Avec l'IPD non directionnel, le principe de signalisation est strictement identique à celui décrit pour les défauts polyphasés ci-dessus.

IPD directionnel indiquera la position du défaut à droite ou à gauche de sa position et ceci indépendamment de la position du poste source.

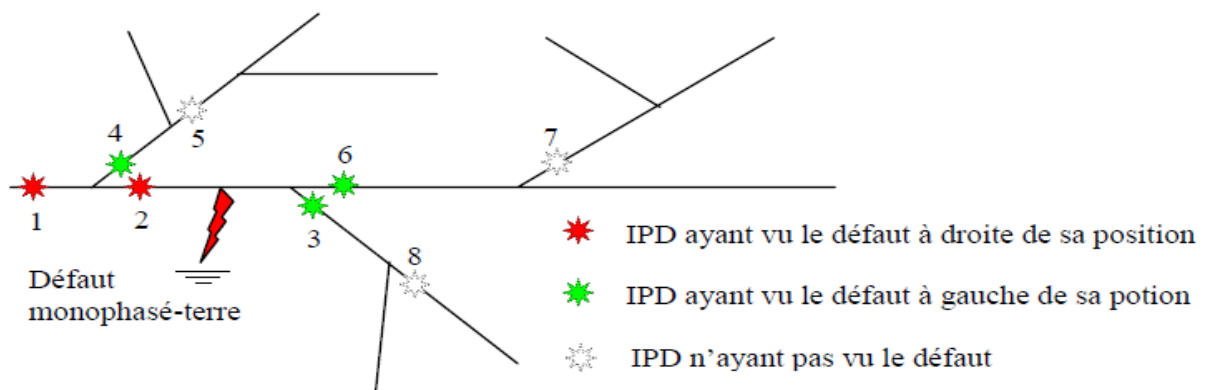


Figure 21: signalisation des IPD directionnels lors d'un défaut monophasé-terre

Pour ces IPD, les signalisations seront identiques, quelle que soit la position du poste source sur ce schéma. Les IPD 1, 2, 3, 4 et 6 signaleront par exemple la direction dans lequel se trouve le défaut. Dans ce cas, l'exploitant saura que le défaut se situe entre les IPD 2,3 et 6. Il est possible que les IPD 7 et 8 ne fournissent aucune signalisation : ils signaleront la position du défaut si le courant capacitif

Pour chaque type d'IPD, la détection repose sur le franchissement d'un seuil de la variable surveillée. Nous allons considérer les deux modes de franchissement de seuil suivants:

- ☞ **Seuil sur l'amplitude:** Le Bloc <<Franchissement de seuil>> est validé si la variable surveillée est supérieure à une valeur prédéterminée.
- ☞ **Seuil adaptatif :** Le Bloc <<Franchissement de seuil>> est validé si l'écart entre deux valeurs consécutives de la variable surveillée dépasse une valeur prédéterminée. Il y a donc deux paramètres à fixer dans ce cas (dI et dt).

3.2. les méthodes théoriques

3.2.1. État de l'art

Nous allons maintenant essayer de montrer la situation actuelle de localisation dans les réseaux HTA, soit au niveau de localiser l'endroit de défaut dans le réseau ou de calculer la distance de défaut, le Résultat est une distance, à laquelle est supposé être le défaut depuis le poste source. Dans ce cas, il n'y a pas d'indication d'un endroit.

a. calcul de la distance

Plusieurs méthodes de calcul de distance sont actuellement proposées dans la littérature. Elles reposent sur des formulations classiques : les schémas symétriques, ou plus avancés les ondes de propagation.

Il existe deux approches principales pour le calcul de la distance de défaut :

Les méthodes déterministes, issues du calcul électrotechnique et traitement des signaux.

Pour ce premier axe, on distingue trois types de localisation des défauts :

☞ Les méthodes fondées sur un calcul d'impédance pour lesquelles la distance de défaut est la solution d'un système d'équations, obtenu par séparation des parties réelles et imaginaires d'une équation électrotechnique. Ce type de calcul est parmi les plus anciens, il a été conçu initialement pour les réseaux de transport [5]. Des exemples pour ces méthodes, adaptées aux réseaux de distribution, sont disponibles dans [6], [7].

☞ Une technique en plein essor est le calcul de la distance en utilisant des signaux à haute fréquence, qui prennent place immédiatement après l'apparition du défaut. Ce type de méthode nécessite une très bonne connaissance du réseau et demande des appareils de mesures assez chers. Cette technique est appliquée dans le cas de défauts monophasés à faible courant de défaut tels que les réseaux à neutre isolé ou compensé [8], [9].

☞ La comparaison des courbes en régime de défaut est aussi une technique de localisation, utilisée dans [10]. Elle consiste à modéliser le réseau et faire varier le point de défaut systématiquement en comparant les résultats de calcul des grandeurs électriques avec celles réellement mesurées.

Les méthodes heuristiques, provenant d'une application de raisonnement "expert" pour le calcul de la Distance de défaut.

☞ Les réseaux de neurones, imitant en termes de fonctionnement celui du cerveau humain. L'inconvénient majeur de ces méthodes est le temps d'apprentissage et le nombre de données d'apprentissage qui incluent aussi la distance de défaut. Un problème est aussi lié au développement du réseau électrique, lequel est difficilement pris en compte par les réseaux. Une technique similaire en avantages et inconvénients réside dans l'utilisation d'algorithmes Génétiques. Des exemples de ces techniques sont disponibles dans [11].

b. Méthodes de localisation

L'information de distance peut ne pas être très précise selon les cas et la distance calculée peut être retrouvée sur plusieurs branches du réseau. Ainsi, il est nécessaire de disposer d'un système de surveillance du réseau, chargé de déterminer l'endroit de défaut. L'endroit de défaut y est retrouvé en supposant des mesures disponibles sur une ou deux extrémités dans un réseau très peu ramifié. C'est en général le principe de fonctionnement que l'on retrouve pour les réseaux de transport. Pour les réseaux de distribution, cette technique existe en combinant ces informations avec d'autres, issues de bases de données statistiques sur les défauts pour un réseau donné [12]. Une alternative est l'utilisation de signaux logiques provenant d'appareils appelés indicateurs de passage de défaut, à partir desquels une zone de défaut est déterminée [13], [14]. Tout ceci montre une grande variété de solutions pour les systèmes de localisation dans les réseaux de distribution [15].

3.2.2. la méthode itérative classique

La méthode est basée sur le calcul de l'impédance apparente, et des grandeurs fondamentales. En outre, il tient compte des caractéristiques spécifiques des systèmes de distribution, étant capable de localiser les défauts dans les systèmes avec des charges intermédiaires.

a. Équations de localisation de défaut.

Après la détection et la classification de défaut, le processus de localisation est initialisé. Premièrement, le système est divisé en n branches, où n est le nombre de chemins possibles. Pour chaque branche, la résistance de défaut est estimée. Après l'estimation de la résistance du défaut et de la réactance apparente, la procédure de détermination du tronçon en défaut est entamée.

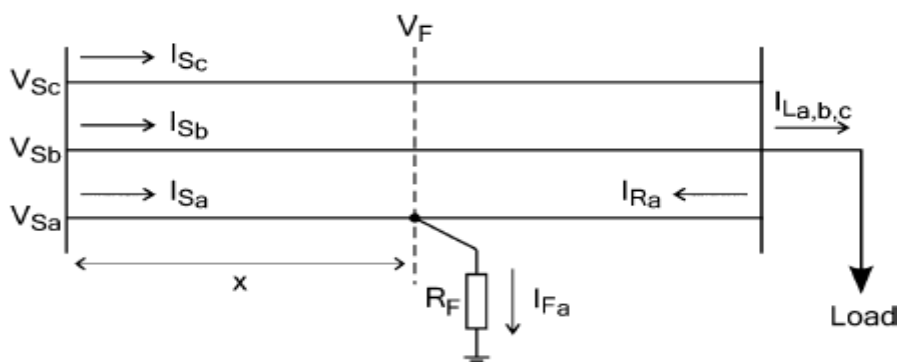


Figure 22: modélisation du défaut phase-terre

Considérons le système illustré dans Fig22, le système comporte un tronçon de ligne local, une ligne de distribution défectueuse avec résistance de défaut constante (R_F), et une charge équivalente. On peut montrer que pour un défaut phase-terre dans la phase m la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} x \\ R_F \end{bmatrix} = \frac{1}{M_{1m}I_{Fmi} - M_{2m}I_{Fmr}} \begin{bmatrix} I_{Fmi} & -I_{Fmr} \\ -M_{2m} & M_{1m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{smr} \\ V_{smi} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Où l'indice r et i représentent, respectivement, les parties réelles et imaginaires des variables.

Les variables sont comme suit:

V_{sm} : Tension d'entrée de la phase m ;

V_{Fm} : Tension en point de défaut de la phase m ;

X : la distance de défaut (en kilomètre);

I_{Fm} : courant de défaut (en ampères) ;

M_{1m} et M_{2m} sont définis dans (2) (3);

$$M_{1m} = \sum_k (Z_{mkr}I_{skr} - Z_{mki}I_{ski}) \quad (19)$$

$$M_{2m} = \sum_k (Z_{mkr}I_{ski} - Z_{mki}I_{skr}) \quad (20)$$

Où

K : phases a , b et c ;

Z_{mk} : impédance entre les phases m et k (Ω/km);

I_{Sk} : courant d'entrée de la phase k (A) ;

La résistance de défaut est donc estimée par (21) ;

$$R_F = \frac{-M_{2m} \times V_{smr} + M_{1m} \times V_{smi}}{M_{1m}I_{Fmi} - M_{2m}I_{Fmr}} \quad (21)$$

À partir de (21), il est possible d'obtenir la résistance de défaut à partir des paramètres du système: le courant de défaut et les tensions de tête de ligne. Les tensions sont déjà connues, une procédure itérative qui met à jour le courant de défaut est utilisée pour estimer la résistance de défaut.

b. Procédure d'estimation du courant de défaut

À partir de la relation (21) le seul inconnu est le courant de défaut $I_{Fmr,i}$. Toutes les autres variables sont des variables mesurées. En se basant sur la Fig19, le courant de défaut peut être obtenu par l'équation (22).

$$I_{Fa} = I_{Sa} + I_{Ra} = I_{Sa} + I_{La} \quad (22)$$

Avec I_{La} est le courant de charge de la phase a. cependant, le courant de charge pendant la période de défaut est différente du courant de charge avant le défaut, dû à des chutes de tension et de la dynamique des systèmes pendant le défaut. Pour cette raison, une technique itérative est utilisée pour estimer le courant de charge pendant le défaut est décrite comme suit.

- 1) On suppose que le courant de charge au moment du défaut I_{La} est égal au courant de charge avant défaut.
- 2) Le courant de défaut peut être alors calculé par (22).
- 3) la résistance du défaut peut être donc calculée en utilisant une des équations (18), (19) et (20).
- 4) La tension au point du défaut est calculée par (23).

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} - x \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} \quad (23)$$

5) Le courant de charge est mis à jour en utilisant la tension au point du défaut dans les équations suivant :

$$I_{la} = [Y_{aa}, Y_{ab}, Y_{ac}] \cdot [V_{Fa}, V_{Fb}, V_{Fc}]^T \quad (24)$$

$$Y_{pq} = [(1 - x)Z_{pq} + Z_{lpq}]^{-1} \quad (25)$$

Z_{pq} : impédance de la ligne entre les phases p et q;

Z_{lpq} : Impédance de charge entre les phases p et q;

L : est la longueur totale de la ligne;

6) On vérifie si x converge en utilisant

$$|R_F(\alpha) - R_F(\alpha - 1)| < \delta \quad (26)$$

Avec δ est la tolérance sur l'erreur et α est le nombre d'itération.

7) Si x converge, on arrête la procédure; sinon, on revient à l'étape (2).

c. Les charges intermédiaires

L'application de l'algorithme décrit dans les systèmes de distribution avec des charges intermédiaires se fait à travers un processus de recherche itérative. Si la distance du défaut est obtenue au-delà de la longueur de la section analysée, alors le défaut est considéré externe. Dans ce cas, l'algorithme est appliqué à nouveau, mais maintenant en utilisant les tensions et les courants de bus estimé en aval, la tension au niveau du bus en aval peut être estimée par :

$$[V_{t+1}] = [V_t] - [Z_t] \times [I_t] \quad (27)$$

Avec :

$[V_t]$: vecteur de tension triphasé (en volt) ;

$[Z_t]$: matrice d'impédance de la section de ligne ;

$[I_t]$: vecteur de courant triphasé ;

On considère un modèle d'impédance de charge constante, le courant de charge en aval est donné par la relation (28)

$$[I_{t+1}] = [Y_{Lt+1}] \times [V_{t+1}] \quad (28)$$

Avec :

$[I_{t+1}]$: Le courant de charge triphasé;

$[Y_{Lt+1}]$: Le Matrice d'admittance;

Par conséquent, le courant de ligne en aval peut être obtenu en utilisant la relation (29) :

$$[I_{t+1}] = [I_t] - [I_{Lt+1}] \quad (29)$$

Après que les tensions et les courants dans le bus en aval sont estimés, l'algorithme de localisation de défaut proposé est exécuté de nouveau à la section de ligne respective. Le processus est répété jusqu'à ce que l'algorithme de localisation de défaut converge vers une distance à l'intérieur de la section analysée.

Après la convergence, la distance totale entre la poste source et le point de défaut est obtenue par (30), [16].

$$x_{total} = x + x_{sr} \quad (30)$$

La majorité des méthodes de localisation nécessite l'utilisation d'un calcul approprié pour la classification des défauts, ainsi, il montre une inefficacité qui font obstacle à leur mise en œuvre pratique et leur utilisation industrielle.

À cause de la limitation mentionnée précédemment, un nouveau technique basé sur le calcul de la chute de tension est présenté.

3.2.3. Méthode basée sur la chute de tension.

Cette méthode précise le défaut à base de l'emplacement d'impédance. Il est indépendant de la classification de défaut, il permet de calculer la chute de tension entre deux points de mesure choisis à partir des points de mesure stratégique disponible de la ligne. L'efficacité de la technique propose est mise en évidence pour les différents types des défauts de réseau de distribution.

Un Développement mathématique est effectué en utilisant une modélisation simplifiée d'un seul tronçon de réseau de distribution afin de localiser le défaut entre les lignes et la terre et après on généralise la méthode sur plusieurs tronçons.

a. Un seul tronçon

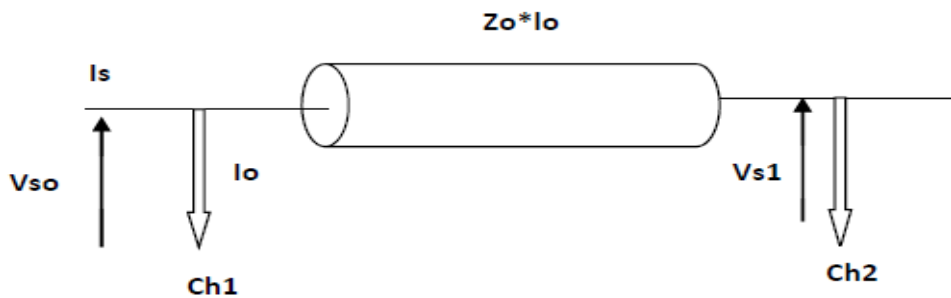


Figure 23: modélisation d'un seul tronçon de la ligne de réseau de distribution avant le défaut

I_s : Vecteur du courant total de tête de ligne avant défaut $I_s = \begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix}$;

I_o : le courant de la première charge avant défaut ;

Z_0 : la matrice d'impédance linéique de la ligne $Z_0 = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}$;

V_{s0} : Vecteur de la tension de tête de ligne avant défaut $V_{s0} = \begin{bmatrix} V_{s0a} \\ V_{s0b} \\ V_{s0c} \end{bmatrix}$;

V_{s1} : Vecteur de la tension aux bornes de la charge avant défaut $V_{s1} = \begin{bmatrix} V_{s1a} \\ V_{s1b} \\ V_{s1c} \end{bmatrix}$.

On a à partir du circuit ci-dessus : $V_{s0} - V_{s1} = Z_0 \cdot I_o \cdot (I_s - I_o)$ (31)

ii - Après défaut

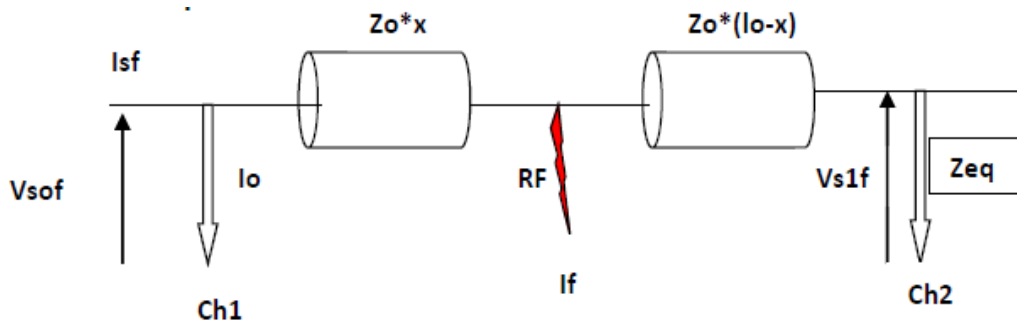


Figure 24: modélisation d'un seul tronçon de ligne de réseau de distribution après le défaut

I_{sf} : Vecteur du courant total de tête de ligne après défaut $I_{sf} = \begin{bmatrix} I_{sfa} \\ I_{sfb} \\ I_{sfc} \end{bmatrix}$;

I_o : le courant de la première charge après défaut ;

Z_o : la matrice d'impédance linéique de la ligne ;

V_{sof} : Vecteur de la tension de tête de ligne après défaut $V_{sof} = \begin{bmatrix} V_{sofa} \\ V_{sofb} \\ V_{sofc} \end{bmatrix}$;

V_{s1f} : Vecteur de la tension aux bornes de la charge 2 après défaut $V_{s1f} = \begin{bmatrix} V_{s1fa} \\ V_{s1fb} \\ V_{s1fc} \end{bmatrix}$;

I_o : le courant de la première charge est généralement égal à 0.

En considérant le cas général des défauts qui peuvent apparaitre illustré dans la figure suivante :

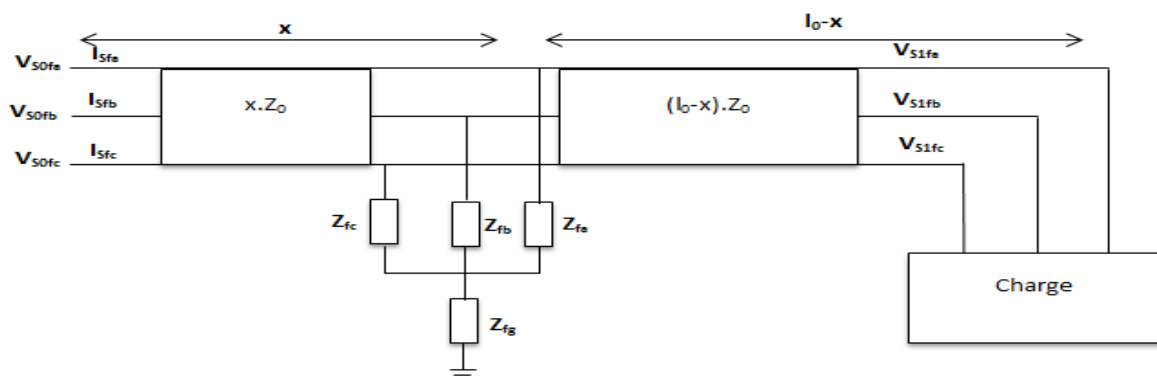


Figure 25: modélisation de défaut pour les trois phases

À partir de la figure, on aura :

$$V_{Sof} - V_{S1f} = x \cdot Z_o \cdot (I_{Sf}) + (l_o - x) \cdot Z_o \cdot (I_{Sf} - I_F) \quad (32)$$

Alors

$$V_{Sof} - V_{S1f} = x \cdot Z_o \cdot I_F + l_o \cdot Z_o \cdot (I_{Sf} - I_F) \quad (33)$$

$$x \cdot Z_o \cdot I_F = V_{Sof} - V_{S1f} - l_o \cdot Z_o \cdot (I_{Sf} - I_F) \quad (34)$$

Pour un cas général de défaut, le courant de défaut est:

$$I_F = \begin{bmatrix} I_{Sfa} \\ I_{Sfb} \\ I_{Sfc} \end{bmatrix}$$

en remplaçant Z_o , I_F , V_{Sof} , I_{Sf} par ses expressions:

$$x \cdot \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} V_{Sofa} \\ V_{Sofb} \\ V_{Sofc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{S1fa} \\ V_{S1fb} \\ V_{S1fc} \end{bmatrix} \right) - l_o \cdot \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \left(\begin{bmatrix} I_{Sfa} \\ I_{Sfb} \\ I_{Sfc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} \right) \quad (35)$$

⇒

$$x \cdot [Z_o \cdot I_F] = [A] \quad (36)$$

Avec :

$$\dot{A} = \left(\begin{bmatrix} V_{Sofa} \\ V_{Sofb} \\ V_{Sofc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{S1fa} \\ V_{S1fb} \\ V_{S1fc} \end{bmatrix} \right) - l_o \cdot \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \left(\begin{bmatrix} I_{Sfa} \\ I_{Sfb} \\ I_{Sfc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} \right) \quad (37)$$

Donc la distance du défaut peut être calculée par :

$$x = [A] \cdot [Z_o \cdot I_F]^T \quad (38)$$

- **Cas particulier « défaut phase à la terre » :**

Dans le cas d'un défaut phase à la terre (phase « a » par exemple), le vecteur du courant de défaut sera :

$$I_F = \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$x \cdot Z_o \cdot \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{S0fa} \\ V_{S0fb} \\ V_{S0fc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{S1fa} \\ V_{S1fb} \\ V_{S1fc} \end{bmatrix} - I_o \cdot Z_o \cdot \left(\begin{bmatrix} I_{Sfa} \\ I_{Sfb} \\ I_{Sfc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right) \quad (39)$$

Donc la distance du défaut peut être calculée par :

$$x = \frac{V_{S0fa} - V_{S1fa} - I_o \cdot Z_{oa} \cdot (I_{Sfa} - I_{Fa})}{Z_{oa} \cdot I_F} \quad (40)$$

b. Extension de la méthode pour plusieurs tronçons

i - Avant défaut

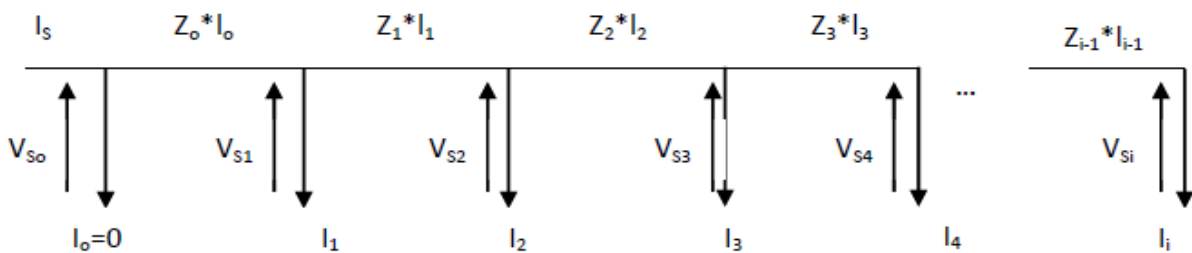


Figure 26 : modélisation d'un réseau de distribution simplifié au cours de défaut

$$V_{S0} - V_{S1} = Z_0 \cdot I_0 \cdot (I_S - I_0) = Z_0 \cdot I_0 \cdot I_S \quad (41)$$

$$V_{S1} - V_{S2} = Z_1 \cdot I_1 \cdot (I_S - I_0 - I_1) = Z_1 \cdot I_1 \cdot (I_S - I_1) \quad (42)$$

$$V_{S2} - V_{S3} = Z_2 \cdot I_2 \cdot (I_S - I_0 - I_1 - I_2) = Z_2 \cdot I_2 \cdot (I_S - I_1 - I_2) \quad (43)$$

⋮ ⋮ ⋮

$$V_{Si-1} - V_{Si} = Z_{i-1} \cdot I_{i-1} \cdot (I_S - I_1 - I_2 - \dots - I_{i-1}) \quad (44)$$

En effectuant, la somme des termes des équations en aura :

$$V_{S0} - V_{Si} = \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot I_k \cdot \left(I_S - \sum_{j=1}^{k-1} I_j \right) \quad (45)$$

Ce qui peut être écrit sous la forme suivante :

$$V_{S0} - V_{Si} = I_S \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j \quad (46)$$

ii - Après défaut :

• défaut dans le premier tronçon

$$V_{S0} - V_{S1} = x \cdot Z_0 \cdot I_F + Z_0 \cdot l_0 \cdot (I_S - I_F) \quad (47)$$

$$V_{S1} - V_{S2} = Z_1 \cdot l_1 \cdot (I_S - I_0 - I_F - I_1) = Z_1 \cdot l_1 \cdot (I_S - I_F - I_1) \quad (48)$$

$$V_{S2} - V_{S3} = Z_2 \cdot l_2 \cdot (I_S - I_0 - I_F - I_1 - I_2) = Z_2 \cdot l_2 \cdot (I_S - I_F - I_1 - I_2) \quad (49)$$

⋮ ⋮ ⋮

$$V_{Si-1} - V_{Si} = Z_{i-1} \cdot l_{i-1} \cdot (I_S - I_F - I_1 - I_2 - \dots - I_{i-1}) \quad (50)$$

En effectuant la somme des termes des équations, on aura :

$$V_{S0} - V_{Si} = I_S \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + x \cdot Z_0 \cdot I_F \quad (51)$$

• défaut dans le deuxième tronçon :

$$V_{S0} - V_{S1} = l_0 \cdot Z_0 \cdot (I_S - I_F) = Z_0 \cdot l_0 \cdot (I_S - I_0 - I_F) + l_0 \cdot Z_0 \cdot I_F \quad (52)$$

$$V_{S1} - V_{S2} = Z_1 \cdot l_1 \cdot (I_S - I_0 - I_1 - I_F) + x \cdot Z_1 \cdot I_F \quad (53)$$

$$V_{S2} - V_{S3} = Z_2 \cdot l_2 \cdot (I_S - I_0 - I_1 - I_F - I_2) \quad (54)$$

⋮ ⋮ ⋮

$$V_{Si-1} - V_{Si} = Z_{i-1} \cdot l_{i-1} \cdot (I_S - I_1 - I_2 - \dots - I_F - I_{i-1}) \quad (55)$$

En effectuant la somme, des termes des équations en auront :

$$V_{S0} - V_{Si} = I_S \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + l_0 \cdot Z_0 \cdot I_F + x \cdot Z_1 \cdot I_F \quad (56)$$

• défaut dans le troisième tronçon :

$$V_{S0} - V_{Si} = I_S \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + l_0 \cdot Z_0 \cdot I_F + l_1 \cdot Z_1 \cdot I_F + x \cdot Z_2 \cdot I_F \quad (57)$$

iii - Algorithme

À partir des relations (51), (56) et (57), il est simple de voir que le terme en gras est une proportion de la distance de défaut pour chaque cas, dans les réseaux réels les lignes sont généralement de même nature, les impédances linéiques sont donc identiques ($Z_0=Z_1=Z_2=Z$), les relations (51), (56) et (57) deviennent [17].

$$V_{S_0} - V_{S_i} = I_s \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + x \cdot Z_0 \cdot I_F \quad (58)$$

$$V_{S_0} - V_{S_i} = I_s \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + (l_0 + x) \cdot Z_0 \cdot I_F \quad (59)$$

$$V_{S_0} - V_{S_i} = I_s \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + (l_0 + l_1 + x) \cdot Z_0 \cdot I_F \quad (60)$$

Si on pose

$$A = I_s \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \quad (61)$$

Et :

$$B = V_{S_0} - V_{S_i} \quad (62)$$

Alors quel que soit l'endroit et le type de défaut x

$$x = (A - B) \cdot (Z_0 \cdot I_F)^T \quad (63)$$

III. SYNTHÈSE

Le deuxième chapitre est subdivisé à deux axes principaux. Le premier axe comporte un aperçu général sur les étapes suivre pendant l'apparition d'un défaut, et ainsi les méthodes de détection de défaut. Le deuxième axe repose sur les méthodes de localisation des défauts à savoir la méthode itérative classique qui consiste à calculer l'impédance apparente et des grandeurs fondamentales afin de localiser le défaut, et la nouvelle technique basée sur le calcul de la chute de tension entre deux points de mesure choisis à partir des points de mesure stratégique disponible de la ligne.

CHAPITRE III :

IMPACT DES GED SUR LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

I. INTRODUCTION

Ces dernières années, l'intérêt d'utilisation d'énergies renouvelables ne cesse d'augmenter, car l'être humain est de plus en plus concerné par les problèmes environnementaux.

Le développement de la production d'électricité par les générateurs des énergies dispersées consiste à augmenter sensiblement le nombre d'autoproduiteurs désireux de se raccorder au réseau électrique. Ce sont principalement les réseaux de distribution à basse ou moyenne tensions qui sont concernés par l'introduction de ces sources de Génération d'Energie Décentralisées.

Le problème de détection et de la localisation des défauts est bien connu et a été déjà largement traité mais l'évolution actuelle complique les conditions de fonctionnement et peut rendre les méthodes actuelles inefficaces. En effet, le développement des GED modifie les transits des puissances et l'amplitude des signaux liés aux défauts.

Dans la première partie de ce chapitre, la question qui se pose concerne la localisation de défauts avec des GED dans les réseaux HTA, l'objectif est l'estimation de leur impact attendu suite à leur connexion sur les réseaux de distribution HTA. La deuxième partie est destinée à une étude détaillée sur un type des générateurs d'énergie dispersée - éolienne.

II. IMPACT DES GED SUR LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION HTA

1. effet de raccordement des GED au réseau HTA

Les Générateurs d'Énergie Dispersés « GED » sont des sources d'énergie électrique raccordées au réseau HTA. Leur puissance nominale varie de manière significative selon les différents pays, mais n'excède pas 15MVA. La valeur maximale la plus souvent rencontrée est de 10MVA [18].

1.1. Types des GED raccordées au réseau HTA

Deux types des générateurs d'énergie dispersés sont connectés au réseau de distribution. Il y a les générateurs synchrones et les générateurs asynchrones qui sont connectés au réseau de distribution par l'intermédiaire d'un transformateur. Les générateurs synchrones connectés au réseau de distribution ont une puissance active de 1 à 4 MW.

Selon la technologie de production, les GED sont classifiés en deux grands axes principaux comme montre la figure suivante [19]:

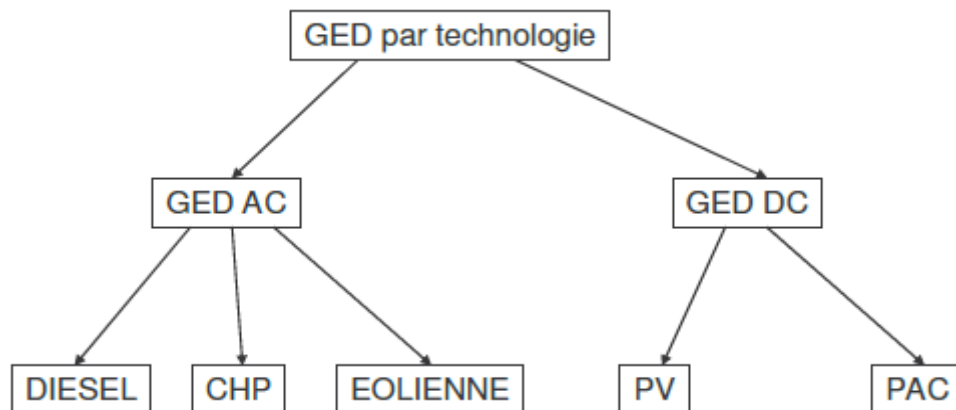


Figure 27: classification des GED par technologie de production

- Les axes reposant sur des sources alternatives – AC
- Les axes reposant sur des sources continues – DC

1.2. Raccordement par transformateur de puissance

La figure suivante présente le schéma de principe de connexion :

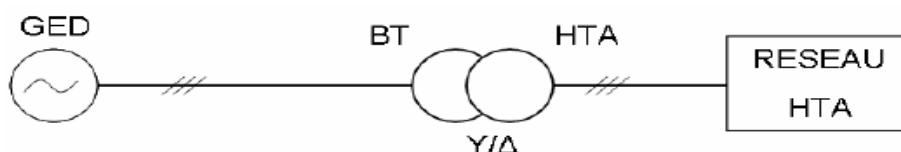


Figure 28: connexion au réseau par transformateur

Le transformateur de puissance est généralement connecté en Y/D avec neutre côté BT mis directement à la terre. Ce type de connexion est destiné à limiter l'impact, c'est-à-dire le courant fourni, lors d'un défaut monophasé. Les sources connectables de cette manière au réseau sont celles qui peuvent directement fournir une tension alternative et une fréquence compatibles avec celle du réseau. En particulier, ces sources sont réalisées soit avec un Générateur synchrone à fréquence nominale égale à celle du réseau, soit avec un générateur asynchrone à cage ou à double alimentation qui fonctionne toujours à la fréquence d'alimentation.

1.3. Raccordement par électronique de puissance

Les schémas de connexions par électronique de puissance, sont représentés sur les figures suivantes :

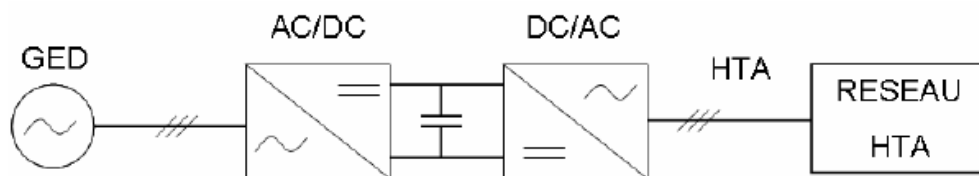


Figure 29: schéma de connexions par électronique de puissance D'un générateur synchrone

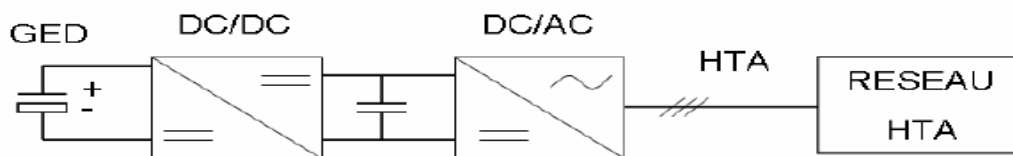


Figure 30: schéma de connexions par électronique de puissance D'une source de tension continue

Ce type de connexion est utilisé dans les cas où la fréquence et/ou la tension à la sortie de la source ne sont pas compatibles avec celles du réseau. Deux cas peuvent être rencontrés :

- la source fournit une tension alternative n'est pas compatibles à la fréquence du réseau: éolienne avec Machine a synchrone.
- la source fournit une tension continue : panneaux photovoltaïques, pile à combustible.

Les grandeurs de sortie sont contrôlées par le système de commande des convertisseurs. L'étage continu dans le cas d'une source de tension continue assure une tension de valeur constante à l'entrée de l'onduleur et pour assurer un niveau de sécurité supplémentaire au niveau continu. L'impact de ce type de connexion est faible, suite au contrôle qui va tenter de réduire le courant dès les premiers instants de défaut, et ceci pour tout type de défaut [20].

2. effet de raccordement des GED sur les méthodes de localisation Des défauts dans les Réseaux HTA

2.1. Modèles simplifiés des GED utilisés dans les méthodes de localisation des Défauts

Pour la localisation de défaut, il est nécessaire de calculer le courant direct ou inverse des GED. Cela demande de représenter ces GED par un modèle analytique suffisamment correct. En réalité, un grand nombre de données sont souvent difficilement accessibles ou insuffisantes.

Les informations nécessaires sont :

- les données sur les machines.
- les données sur les boucles de contrôle de ces machines.
- l'état de fonctionnement avant le défaut du générateur de point de vue du réseau HTA.

Les informations disponibles peuvent être :

- le type de générateur (synchrone, asynchrone ou continu).
- la puissance nominale des générateurs.
- la tension nominale aux bornes de connexion au réseau HTA.

2.1.1. Modèle simplifié du générateur diesel

Ce modèle comporte une source de tension idéale connectée en série avec une impédance. Son schéma équivalent est donc :

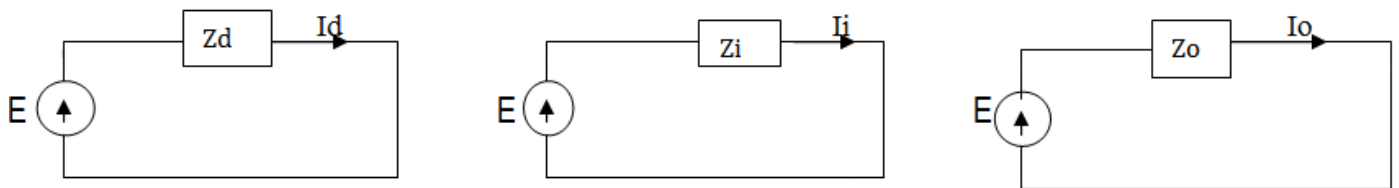


Figure 31: modèle équivalent simplifié de la machine synchrone en régime de défaut

$$E = E_{int} \quad (64)$$

$$Z_d = R_a + jX_d \quad (65)$$

$$Z_i = R_a + j \frac{X_d'' + X_q''}{2} \quad (66)$$

$$Z_o = j[0.15, 0.6] \times X_d'' \quad (67)$$

Avec :

E_{int} : Tension interne du générateur.

R_a : résistance de l'armature de la machine.

Le module de la force électromotrice interne E est souvent pris constant et égal à sa valeur avant l'apparition du défaut pour des études de court-circuit, le fonctionnement de la machine étant représenté par la variation de son impédance interne.

2.1.2. Modèle de l'éolienne

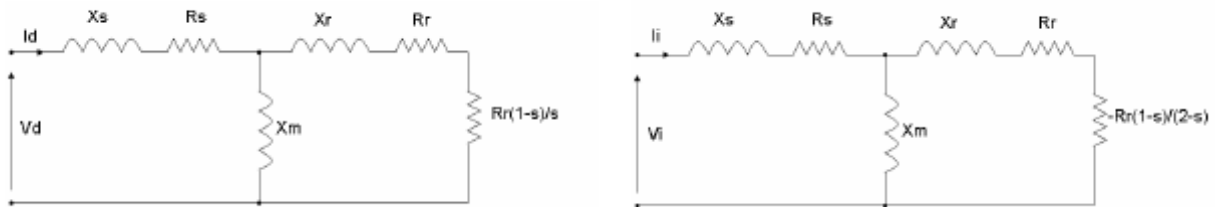


Figure 32: schémas direct et inverse de la machine asynchrone

On remarque l'absence d'un schéma homopolaire. Ceci provient de la construction de ces machines, qui rend les impédances homopolaires infinies. Il faut noter aussi que les impédances équivalentes directe et inverse ne sont pas égales. Ceci provient de la résistance du rotor qui est fonction du glissement "s".

Le schéma simplifié du générateur éolien par la représentation symétrique est:

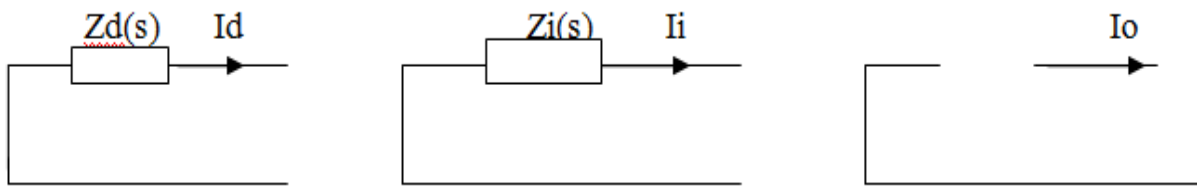


Figure 33: Schéma équivalent simplifié de la machine asynchrone à cage

À partir de la représentation de la machine de la Fig.33 les expressions des impédances directe et inverse sont les suivantes [20] :

$$Z_d(s) = \frac{\left(\frac{R_r}{s} + X_r\right) \times (X_m + R_s + j \cdot X_s)}{\left(\frac{R_r}{s} + X_r\right) + (X_m + R_s + j \cdot X_s)} \quad (68)$$

$$Z_i(s) = \frac{\left(\frac{R_r}{2s} + X_r\right) \times (X_m + R_s + j \cdot X_s)}{\left(\frac{R_r}{2s} + X_r\right) + (X_m + R_s + j \cdot X_s)} \quad (69)$$

2.2. Impact sur les méthodes de localisation

2.2.1. Modification du transit de puissance

L'un des premiers impacts liés à l'introduction de la GED dans un réseau de distribution et la modification des transits de puissance.

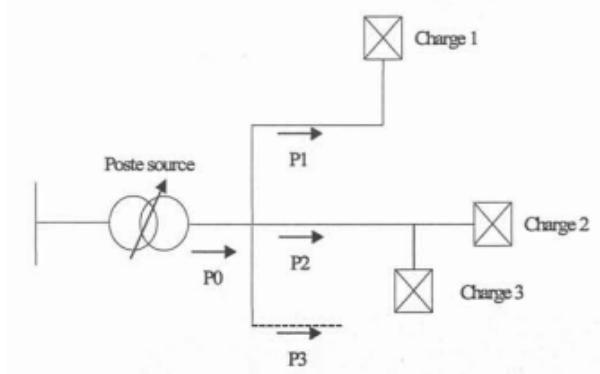


Figure 35: Réseau de distribution sans GED

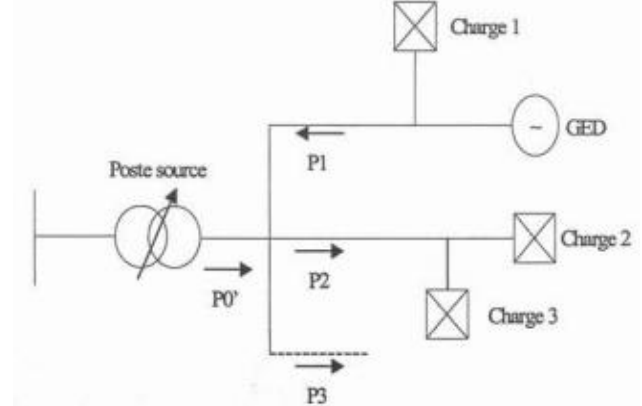


Figure 34: Réseau de distribution avec GED

La figure représente du transit de puissance active pour un réseau de distribution sans GED. Pour ce réseau, la puissance totale consommée est égale à P_0 . Cette puissance provient du réseau de répartition et se répartit sur les différents départs du réseau de distribution. Quand la GED est introduite comme montre la Figure 11, la puissance qui transite au travers du poste source est diminué et devient égale à P_0' . Dans le même temps la puissance P_1 change de sens si la puissance de la GED est supérieure à la puissance de la charge 1. La puissance qui transite dans cette branche ne provient plus du poste source, mais de la GED. Selon l'état de charge du réseau et de la puissance délivrée par la GED, on remarque que la puissance qui transitait dans le poste, source « P_0' » change de signe. Dans ce cas, le transit de puissance se fait du réseau de distribution vers le réseau de répartition.

La modification du transit peut provoquer le changement de l'ensemble des matériels présents sur les réseaux de distribution (appareils de mesure, protections, etc.), notamment les appareils de protection.

2.2.2. Impact sur la tension

Le réseau de distribution fonctionne sous une tension de 20kV. L'utilisation de conducteur pour transporter l'énergie aux consommateurs et responsable d'une chute de tension c'est-à-dire que la tension relevée aux nœuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source. Une tension trop faible provoque le dysfonctionnement du matériel chez le consommateur et une tension trop forte peut endommager les équipements du réseau et ceux du consommateur.

Pour pallier ce problème, il faut s'attarder sur les moyens de réglage de la tension dans les réseaux de distribution.

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution est effectué, soit par la connexion ou la déconnexion de condensateurs au niveau du poste source, soit par les régleurs en charge des transformateurs, qui sont les principaux moyens de réglage de la tension dans les réseaux de distribution. L'impact de la GED sur ce moyen de réglage sera également présenté.

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution est réalisé par le changement de prises des transformateurs c'est-à-dire passer d'une prise à une autre sans déconnecter le transformateur du réseau. Lors du passage d'une prise à une autre, une résistance est insérée. L'insertion de cette résistance permet de limiter le courant lors du changement de prises. En effet, pendant ce changement, un courant important peut circuler dans une partie des spires du transformateur et ceci du fait qu'au moment du changement de la prise il y a un court-circuit.

Le changement de prises intervient lorsque la tension mesurée en un point du réseau dépasse soit la tension minimale U_{min} soit la tension maximale U_{max} et que le dépassement de la tension dure un temps minimum t_{min} .

Pour montrer les effets de la GED sur le plan de tension, prenons l'exemple de la figure

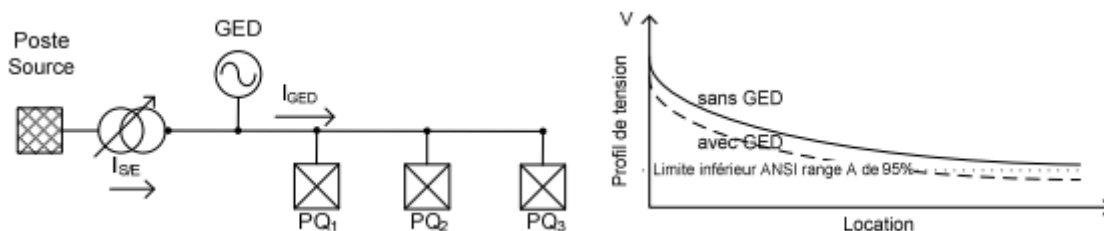


Figure 36: réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts De l'insertion de GED sur la tension

Par contre, si le transformateur est sans compensation, comme c'est le plus souvent le cas, la production décentralisée peut augmenter la tension sur les lignes et causer des surtensions chez les clients. Normalement, sans production décentralisée, il y aurait une chute de tension dans le transformateur du poste source et au niveau des lignes de distribution. En présence de production décentralisée relativement importante, des flux de puissance peuvent remonter vers le poste source et augmenter la tension

2.2.3. impact sur les courants de court-circuit

L'introduction de GED dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. ainsi il est possible que le courant de court-circuit soit modifié et puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection. Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau.

Dans la figure ci-dessous, si plusieurs unités de production décentralisée sont ajoutées au système, le courant de défaut peut devenir relativement important et dépasser les limites thermiques admises pendant un court-circuit, pour des lignes concernées (souvent exprimées en kA pendant une seconde) [21].

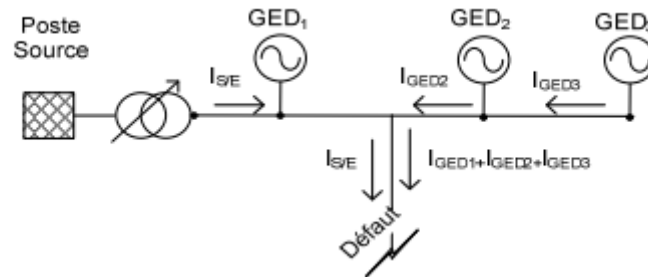


Figure 37: Contribution au courant de court-circuit de plusieurs GED

III. ÉTUDE D'UN TYPE DE GED-ÉOLIENNE

1. principe

Un aérogénérateur est une machine qui utilise l'énergie éolienne (l'énergie cinétique du vent) pour produire de l'énergie électrique.

Cette conversion se fait en deux étapes :

- Au niveau de la turbine, qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent pour la convertir en énergie mécanique. Cette dernière est transmise à la génératrice au moyen d'un arbre de transmission et un éventuel réducteur de vitesse.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie Électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

2. Constitution d'une éolienne

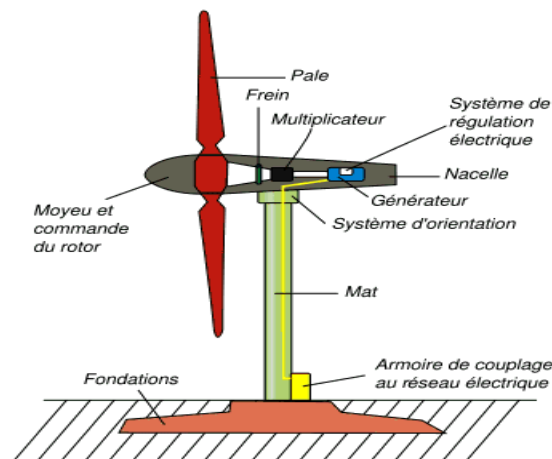


Figure 38: Constitution d'une centrale éolienne



Le mat : qui supporte la nacelle et le rotor de la turbine, il est important que le mat soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent en hauteur

Les pales : qui permettent de capter la puissance du vent et la transférer au rotor, le nombre Des pales peuvent varier suivant les éoliennes, actuellement, le système tripale est la plus utilisé, car il permet de limiter les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor par rapport à un système bipale ou mono pôle.

La nacelle : qui comporte tous les éléments mécaniques remettent de coupler le rotor éolien À la génératrice électrique : arbres, multiplicateur, roulement, le frein à disque qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge.

Les paratonnerres : qui protège l'éolienne contre la foudre.

Les anémomètres : permet de mesure la vitesse du vent.

La girouette : indique la direction du vent et permet a la nacelle de rester orienter face au Vent.

3. Différents Types d'éolienne

Parmi les grandes familles d'éoliennes, on peut citer :

- ☞ L'éolienne à axe vertical
- ☞ L'éolienne à axe horizontal

Actuellement, les éoliennes à axe horizontal sont le plus répandues dans l'industrie des éoliennes à cause du positionnement du capteur éolien à quelques dizaines de mètres au-dessus du sol, ce qui réduit les Contraintes mécaniques et augmente l'efficacité. Parmi les éoliennes à axe horizontal, on distingue celles à vitesse fixe et celles à vitesse variable. Ces dernières sont les plus couramment utilisées pour la production d'énergie électrique sur le réseau électrique.

Dans le cadre de mon projet de fin d'études, l'éolienne utilisée est à vitesse variable avec des génératrices électriques de type machine asynchrone à rotor bobiné, plus habituellement appelé Machine asynchrone à Double Alimentation (MADA).

4. Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

4.1. définition

La machine asynchrone à double alimentation à rotor bobine est compose comme toute machine a courant alternative, d'un stator et d'un rotor, le stator est identique à celui d'une machine asynchrone classique, le rotor est constitué d'enroulement triphasé connecte en étoiles dont les trois phases sont reliées a un système de contacte glissants.

Grâce à sa capacité de fonctionner dans une large gamme de vitesses, la MADA est devenue la solution adaptée pour l'énergie éolienne. L'alimentation du circuit rotorique à fréquence variable permet d'avoir des tensions statoriques à fréquence et amplitude fixes, quelque soit la vitesse de rotation de son arbre. Ce fonctionnement présente la MADA comme une alternative sérieuse aux machines synchrones classiques dans de nombreux systèmes de production d'énergie décentralisée.

4.2. Principe de fonctionnement

Pour la MADA les enroulements statorique sont connectés au réseau triphasé fixe. Tandis que le rotor est relié à son propre onduleur, qui permet de dimensionner le convertisseur côté rotor à 30% de la puissance mécanique maximale.

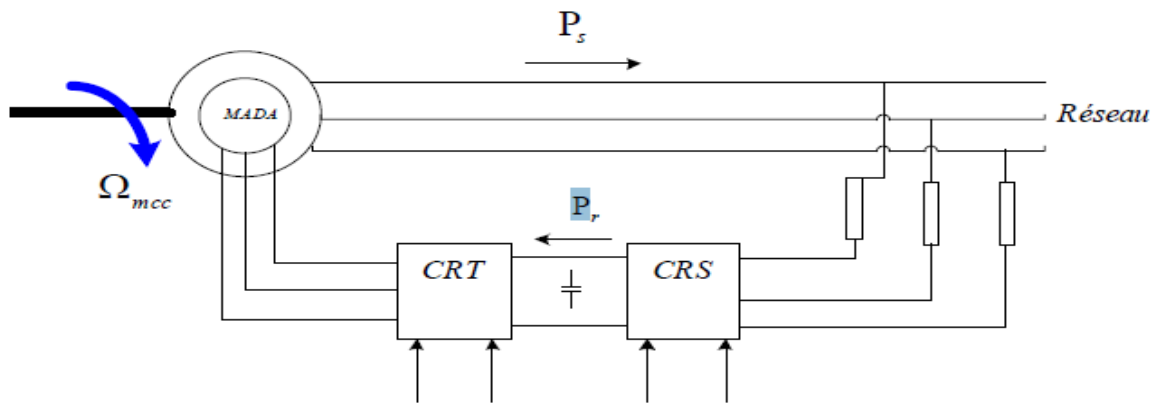


Figure 39: Structure de la cascade du redresseur du courant à MLI à deux niveaux - Onduleurs de tension à deux niveaux - MADA

La puissance qui est fournie au stator traverse l'entrefer, une partie de cette puissance fournie est retrouvée sous forme de puissance mécanique, le reste g_p sort par les balais sous forme des grandeurs alternatives de fréquence g_f . Ces grandeurs de fréquence variable sont transformées en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique, par

L'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance composée de deux convertisseurs statiques séparés par un bus continu. Ce réseau reçoit donc $(1 + g) p$. Une fois le rotor est connecté au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparaît au stator. Pendant la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des forces électromotrices dans le bobinage du rotor. Le rapport entre les fem's créés au rotor (E_r) et au stator (E_s) est donné par la relation suivante :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \times \frac{W_s - W_m}{W_s} \quad (70)$$



Avec

N_r : Nombre de spires rotorique.

N_s : Nombre de spires statorique.

ω_s : Pulsation statorique.

ω_m : Pulsation mécanique.

On remplace le glissement, par son expression :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot g \quad (71)$$

Les courants au stator (I_s) et au rotor (I_r) sont définis comme dans le cas d'un transformateur Parfait

$$\frac{I_r}{I_s} = \frac{N_s}{N_r} \quad (72)$$

Donc, le rapport entre la puissance P_r au rotor et la puissance P_s au stator devient :

$$\frac{P_r}{P_s} = \frac{I_r}{I_s} \times \frac{E_r}{E_s} = g \quad (73)$$

Cette équation montre que pour une puissance constante transmise au stator, plus on transmet de la puissance par le rotor, plus on augmente le glissement. La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse de la génératrice, en agissant simplement sur la puissance transmise au rotor via le glissement g .

En conséquence, la puissance transitant à travers le circuit rotorique est rendue variable et deux fonctionnements peuvent être distingués:

- ❖ **Hyper-synchrone** : Si $g < 0$, la puissance extraite du circuit rotorique est envoyée au réseau à travers les convertisseurs de puissance (Le rotor fourni de la puissance au réseau électrique)
- ❖ **Hypo-synchrone** : Si $g > 0$, la puissance circule alors du réseau vers le circuit rotorique (le rotor absorbe la puissance) [22].

5. Caractéristiques de l'éolienne

L'éolienne produit du courant à une tension d'environ 575 V. Le courant passe ensuite par un transformateur situé à l'intérieur de la base de l'éolienne, et ressort à une tension nominale de 20 kV.

Les transformateurs 690 V/20 KV seront installés au niveau des nacelles.

Le modèle de l'aérogénérateur utilisé est de type MADA dans le sous bloc de la firme éolienne est représenté comme suit :

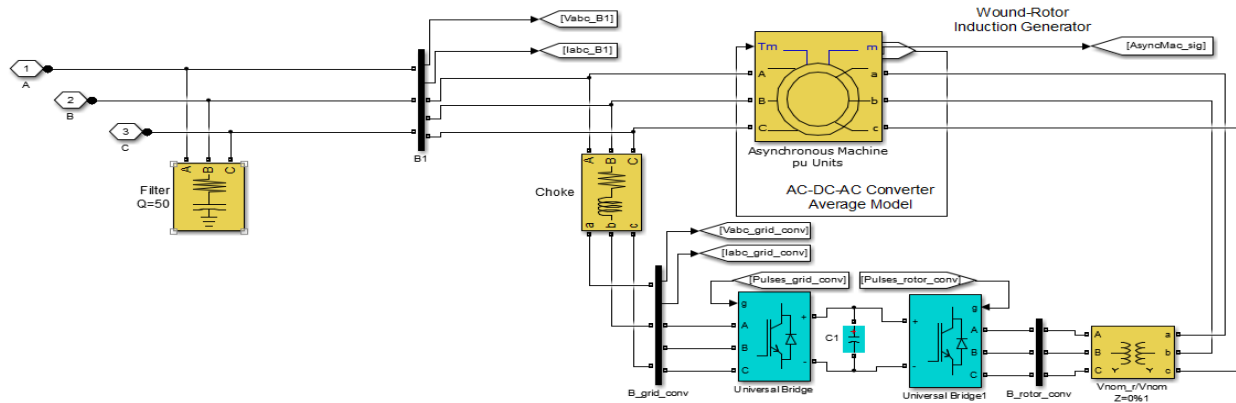


Figure 40: Modèle de l'aérogénérateur utilise dans la simulation

IV. SYNTHÈSES

Dans ce chapitre, nous avons présenté les deux modes de connexion des générateurs des énergies dispersées au réseau de distribution HTA. Et ainsi une étude sur les modèles simplifiés des GED utilisées dans les méthodes de localisation des défauts. Ensuite, nous avons démontré l'effet de raccordement des GED sur les méthodes de localisation des défauts dans les réseaux HTA. À la fin de ce chapitre, nous avons fait une étude précise sur l'éolienne de simulation à savoir ses caractéristiques et son mode de fonctionnement.

CHAPITRE IV: TEST ET SIMULATION

I. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons interpréter les résultats des tests de calcul de la distance de défaut effectué sur un réseau de distribution HTA, en absence et en présence de GED, avec une méthode basée sur le calcul de la chute de tension entre deux points de mesure.

Tout d'abord, le réseau choisi pour ces études sera présenté. Nous allons ensuite décrire la procédure de test qui sera appliquée pour tous les types des défauts étudiés. Le premier bilan des résultats permettra de juger la Précision de la méthode pour la localisation des défauts de réseau de distribution HTA.

II. SIMULATION SANS ÉOLIENNE

Nous allons tout d'abord présenter les résultats de localisation si la seule source active dans le réseau est le poste source. Nous allons considérer les trois types de défaut.

1. le système simulé

Pour nos études, le système simulé est une partie de réseau de distribution HTA comporte une ligne de longueur totale 22,5 km, composé de 6 sections de différentes longueurs, et six départs (charge) ainsi un poste source délivre une tension de 20 KV, C'est un réseau de distribution souterraine qui à été choisi surtout pour sa structure très ramifiée permettant de répondre aux besoins d'amélioration de qualité d'alimentation et ainsi permet la réalisation de certaines études de localisation spécifiques. Sur la figure suivante, nous présentons la structure de ce réseau :

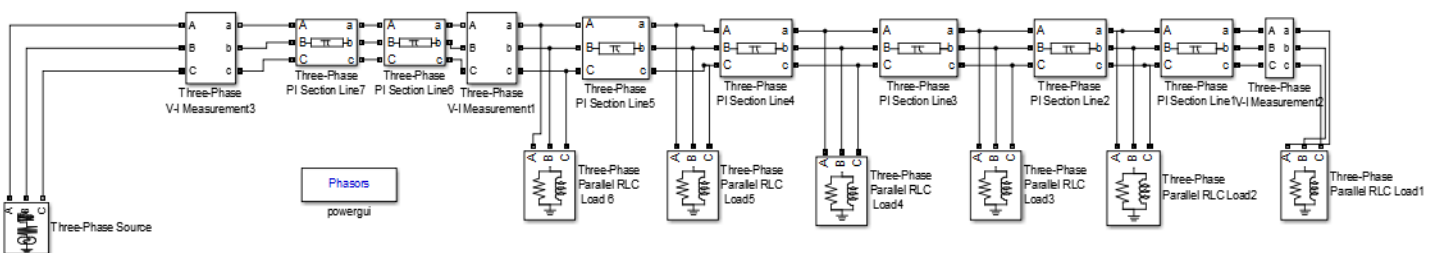


FIGURE 41: l'architecture de réseau de simulation avant l'application de défaut

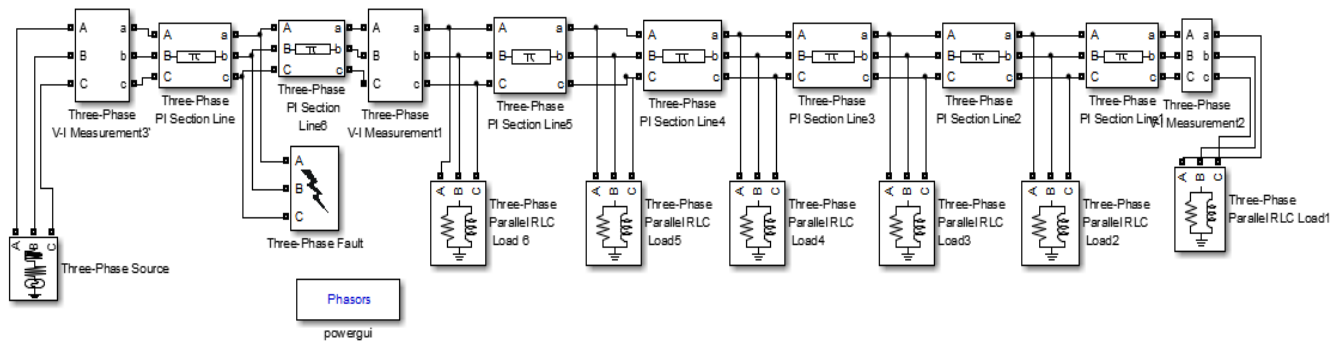


Figure 42: l'architecture de réseau de simulation après l'application de défaut

2. les paramètres de simulation

Il s'agit d'un réseau de type urbain contenant 6 départs modélisés par des charges équivalentes.

2.1. les Paramètres des lignes

Tout le réseau a été modélisé avec les mêmes paramètres de ligne suivants

Caractéristiques Électriques		Unités
Rd	0.2236	Ohms/km
Ro	0.368	Ohms/ km
Ld	1.11e-3	Ohms/km
Lo	5.05 e-3	Ohms/km
Cd	11.13 e-9	nF/km
C0	5 e-9	nF/km

Tableau 4: Caractéristiques des lignes

Les longueurs des sections de ligne sont représentées comme suit :

$$\mathbf{L1 = 2.4 ; L2 = 4 ; L3 = 4 ; L4 = 4 ; L5 = 4.1 ; L5 = 4 ;}$$

2. 2. Les paramètres du poste source

Le réseau est alimenté par une poste source ayant les caractéristiques suivantes :

Pcc (MVA)	712
R (ohm)	0.788
L (mH)	17.56
U(kV)	20
Q(MVAR)	3

Tableau 5: Paramètres du poste source

2. 3. Caractéristiques des charges

Toutes les charges sont modélisées par un circuit RL parallèle. Elles ont une puissance active totale de 2.29 MW et une puissance réactive totale de 0,4577 MVar.

3. résultats de simulation

Nous allons tout d'abord présenter les résultats de localisation de défaut si la seule source active dans le réseau est le poste source.

3. 1. défaut monophasé-terre

Pour calculer la distance de défaut à partir du poste source, on applique un défaut monophasé-terre sur un tronçon de ligne afin d'obtenir les mesures : des courants de charge, les courants et les tensions de tête de ligne ,le courant de défaut, par la suite on fait la simulation de l'algorithme développé dans le chapitre II avec les mesures qu'on a obtenue.

Un exemple sur l'algorithme de simulation:

```
clear all; clc;
Isa = -1.297 - 0.09969*j ; Isb = 0.5623 + 1.173*j ; Isc = 0.7349 - 1.074*j;
Is = [Isa; Isb; Isc];
%tension premier point
Vsaf = 107 + 1460*j ; Vsbf = 1.634e4 - 6.222*j ; Vscf = -8179 - 1.415e4*j;
Vsf = [Vsaf; Vsbf; Vscf];
%courant premier point
```

$$Isaf = 1014 + 889.4*j; Isbf = 0.4108 + 1.045*j; Iscf = 0.5589 - 1.216*j;$$

$$Isf = [Isaf; Isbf; Iscf];$$

%tension deuxième point

$$Vsaf1 = 508.1 + 445.4*j; Vsbf1 = 1.666e4 - 469.2*j; Vscf1 = -7863 - 1.461e4*j;$$

$$Vsf1 = [Vsaf1; Vsbf1; Vscf1];$$

%courant du défaut

$$Ifa = 1015 + 889.5*j; Ifb = 0; Ifc = 0;$$

$$If = [Ifa; Ifb; Ifc]$$

$$If1 = Isf - Is$$

$$If11 = Isaf + Isbf + Iscf$$

$$l1 = 2.4; w = 2 * \pi * 50;$$

$$Rd = 0.2236; Ro = 0.368;$$

$$Ld = 1.11e-3; Lo = 5.05e-3;$$

$$Cd = 11.13e-9; Co = 5e-9;$$

$$Xd = (Ld * w - (1 / Cd * w));$$

$$Xo = (Lo * w - (1 / Co * w));$$

$$Rs = (2 * Rd + Ro) / 3; Ls = (2 * Ld + Lo) / 3;$$

$$Zaa = Rs + j * w * Ls; Zbb = Rs + j * w * Ls; Zcc = Rs + j * w * Ls;$$

$$Zab = 0; Zac = 0; Zba = 0;$$

$$Zbc = 0; Zca = 0; Zcb = 0;$$

$$Z = [Zaa \quad Zab \quad Zac; Zba \quad Zbb \quad Zbc; Zca \quad Zcb \quad Zcc]$$

$$A = (Vsf - Vsf1) - (l1 * Z) * (Isf - If1)$$

$$A1 = (Vsf - Vsf1) - (l1 * Z) * (Isf - If11)$$

$$A11 = (Vsf - Vsf1) - (l1 * Z) * (Isf - If)$$

$$B = Z * If1$$

$$B1 = Z * If11$$

$$B11 = Z * If$$

$$x1 = \text{abs}(A(1)) / \text{abs}(B(1))$$

$$x2 = \text{abs}(A(2)) / \text{abs}(B(2))$$

$$x11 = \text{abs}(A1(1)) / \text{abs}(B1(1))$$

$$x2 = \text{abs}(A11(1)) / \text{abs}(B11(1))$$

Pour chaque tronçon de ligne on applique le défaut sur quatre positions différentes et on généralise cette opération sur les six sections de ligne de réseau afin de prendre les mesures correspondants et estimé l'erreur de calcul de la distance de défaut.

L'erreur de la distance de défaut est obtenue par la relation suivant :

$$err(\%) = \frac{mod(x_{reel} - x_{calcule})}{l_{total}} \times 100(\%) \quad (74)$$

Avec

l_{total} : La longueur totale de ligne ;

x_{reel} : La distance réelle de défaut ;

$x_{calcule}$: La distance estimée de défaut ;

Les résultats de simulation de défaut monophasé-terre est représenté dans la figure ci-dessous :

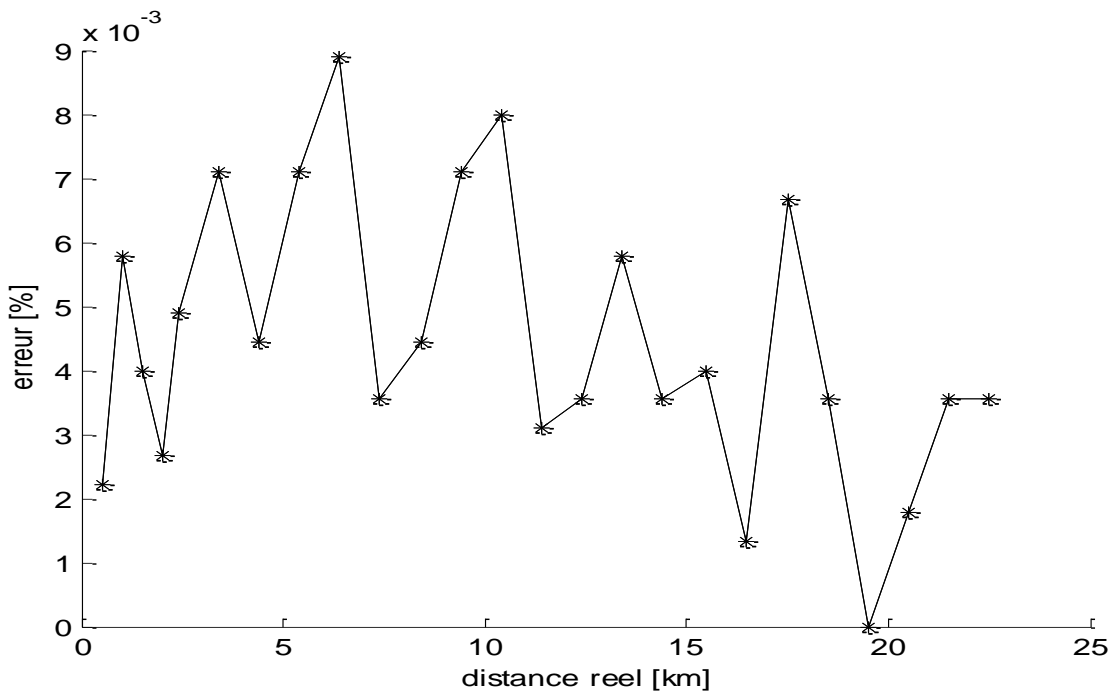


Figure 43: résultats de simulation de défaut monophasé-terre sans éolienne

À partir du graphe ci-dessus qui présente l'erreur en fonction de la distance réelle en utilisant le nouvel algorithme de localisation de défaut, on remarque que la plus grande valeur de l'erreur correspond à une distance de 6400(m) à partir du poste source, il est estimé par 0.0088(%) ce qui signifie que nous avons obtenu des résultats bien précis avec la nouvelle méthode développée.

3. 2. défaut biphasé-terre

Dans ce cas le défaut est effectué entre deux phases et la terre avec les mêmes paramètres utilisés dans le premier cas. Comme pour le défaut monophasé, nous allons commencer par l'algorithme de calcul de la distance de défaut.

En donnant un exemple de l'algorithme développé pour le deuxième tronçon de ligne, pour lequel en modifiant les expressions des longueurs de distance de défaut.

```
clear all; clc;

Isa = -1.298-0.09923*j ;Isb = 0.5631+1.174*j ;Isc=0.7349-1.074*j;

Is=[Isa;Isb;Isc];

%tension premier point

Vsaf = -5750+1.445e4*j ;Vsbf = 1.566e4-2421*j ;Vscf=-8050-1.429e4*j;

Vsf=[Vsaf;Vsbf;Vscf];

%courant premier point

Isaf1 = -69.7+178.8*j ;Isbf1 = 196.3-32.37*j ;Iscf1=0.6591-0.9687*j;

Isf1=[Isaf1;Isbf1;Iscf1];

I1a=-0.01638+0.08933*j;I1b=0.08686-0.03177*j;I1c=-0.06244-0.0726*j;

I1=[I1a;I1b;I1c];

Isf=Isf1+I1;

%tension deuxième point

Vsaf1 = -5486+1.43e4*j ;Vsbf1 = 1.565e4-2663*j ;Vscf1=-7944-1.441e4*j;

Vsf1=[Vsaf1;Vsbf1;Vscf1];

%courant du défaut

Ifa=-68.58+178.8*j;Ifb=195.7-33.28;Ifc=0;

If=[Ifa;Ifb;Ifc]

If1=Isf-Is

If11=Isf(1)+Isf(2)+Isf(3)

l1=2.4;l2=4;w=2*pi*50;

Rd=0.2236; Ro=0.368;

Ld=1.11e-3; Lo=5.05e-3;

Cd=11.13e-9; Co=5e-9;

Xd=(Ld*w-(1/Cd*w));
```

$$X_o=(L_o*w-(1/Co*w));$$

$$R_s=(2*R_d+R_o)/3;L_s=(2*L_d+L_o)/3;$$

$$Z_{aa}=R_s+j*w*L_s;Z_{bb}=R_s+j*w*L_s;Z_{cc}=R_s+j*w*L_s;$$

$$Z_{ab}=0;Z_{ac}=0;Z_{ba}=0;$$

$$Z_{bc}=0;Z_{ca}=0;Z_{cb}=0;$$

$$Z=[Z_{aa} \ Z_{ab} \ Z_{ac};Z_{ba} \ Z_{bb} \ Z_{bc};Z_{ca} \ Z_{cb} \ Z_{cc}]$$

$$A=(V_{sf}-V_{sf1})-(l_2*Z)*(I_{sf}-I_{f1})$$

$$A1=(V_{sf}-V_{sf1})-(l_2*Z)*(I_{sf}-I_{f11})$$

$$B=Z*I_{f1}$$

$$B1=Z*I_{f11}$$

$$A11=(V_{sf}-V_{sf1})-(l_2*Z)*(I_{sf}-I_f)$$

$$B11=Z*I_f$$

$$x1=abs(A(1))/abs(B(1))$$

$$x11=abs(A1(1))/abs(B1(1))$$

$$x=abs(A11(1))/abs(B11(1))$$

$$x_{tt}=l_1+x_1$$

$$x_{tt1}=l_1+x_{11}$$

$$x_t=l_1+x$$

La figure suivante montre les résultats de simulation obtenue pour le défaut biphasé-terre :

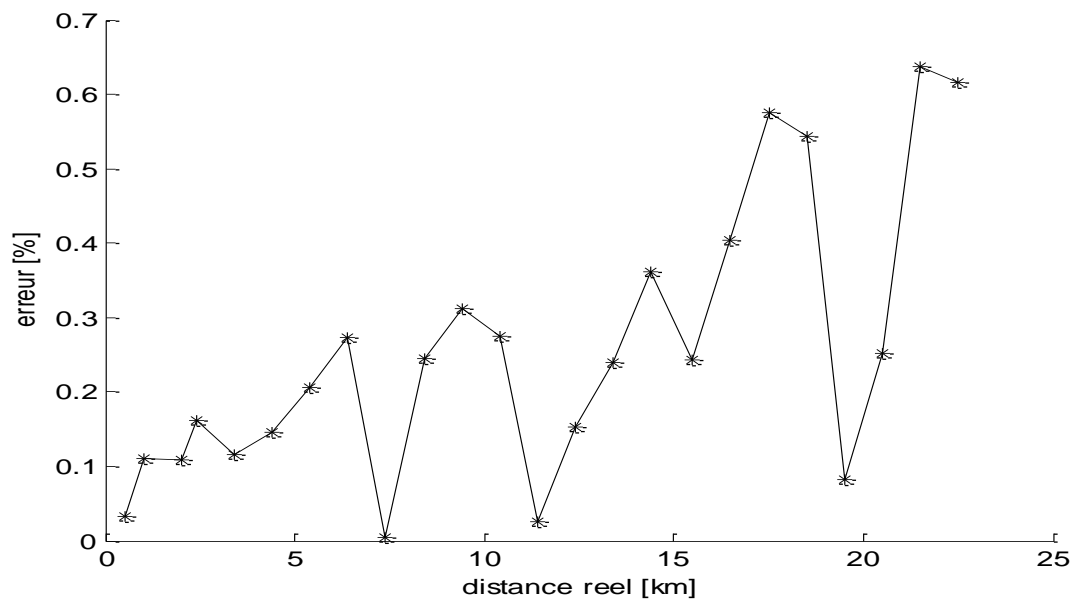


Figure 44: Résultats de simulation de défaut biphasé-terre sans éolienne

À partir des résultats obtenu sur la figure 44 on observe que la grande valeur d'erreur ne dépasse pas 0.63(%) ce qui signifie que la nouvelle méthode reste valable pour la localisation des défauts biphasé-terre et présente une grande précision.

3.3. défaut triphasé-terre

Les défauts triphasés-terre sont des défauts polyphasés qui produisent sur le contacte des trois phases avec la terre, en donnent un exemple sur l'algorithme utilisé dans le troisième tronçon de ligne.

```
CLEAR ALL; CLC;

ISA = -1.298 - 0.09923 * J ; ISB = 0.5631 + 1.174 * J ; ISC = 0.7349 - 1.074 * J ;

IS = [ISA ; ISB ; ISC] ;

%TENSION PREMIER POINT

VSAF = 180.2 + 1304 * J ; VSBF = 1039 - 808.2 * J ; VSCF = -1220 - 496.1 * J ;

VSF = [VSAF ; VSBF ; VSCF] ;

%COURANT PREMIER POINT

ISAF1 = 780.8 + 802 * J ; ISBF1 = 304.2 - 1077 * J ; ISCF1 = -1085 + 275.2 * J ;

ISF1 = [ISAF1 ; ISBF1 ; ISCF1] ;

I1A = 0.02184 + 0.01808 * J ; I1B = 0.01457 - 0.01093 * J ; I1C = -0.01675 - 0.00715 * J ;

I1 = [I1A ; I1B ; I1C] ;

I2A = 0.002694 + 0.001849 * J ; I2B = 0.0002543 - 0.003258 * J ; I2C = -0.002948 + 0.001409 * J ;

I2 = [I2A ; I2B ; I2C] ;

ISF = ISF1 + I1 + I2 ;

%TENSION DEUXIEME POINT

VSAF1 = 390.4 + 401 * J ; VSBF1 = 152.1 - 538.6 * J ; VSCF1 = -542.5 + 137.6 * J ;

VSF1 = [VSAF1 ; VSBF1 ; VSCF1] ;

%COURANT DU DEFAUT

IFA = 780.8 + 802 * J ; IFB = 304.2 - 1077 * J ; IFC = -1085 + 275.2 * J ;

IF = [IFA ; IFB ; IFC]

IF1 = ISF - IS

IF11 = ISF(1) + ISF(2) + ISF(3)

L1 = 2.4 ; L2 = 4 ; L3 = 4 ; W = 2 * PI * 50 ;

RD = 0.2236 ; RO = 0.368 ;
LD = 1.11E-3 ; LO = 5.05E-3 ;
CD = 11.13E-9 ; CO = 5E-9 ;
XD = (LD * W - (1 / CD * W)) ;
XO = (LO * W - (1 / CO * W)) ;
RS = (2 * RD + RO) / 3 ; LS = (2 * LD + LO) / 3 ;
```


$$ZAA=RS+J*W*LS;ZBB=RS+J*W*LS;ZCC=RS+J*W*LS;$$

$$ZAB=0;ZAC=0;ZBA=0;$$

$$ZBC=0;ZCA=0;ZCB=0;$$

$$Z=[ZAA \ ZAB \ ZAC;ZBA \ ZBB \ ZBC;ZCA \ ZCB \ ZCC]$$

$$A=(VSF-VSF1)-(L3*Z)*(ISF-IF1)$$

$$A1=(VSF-VSF1)-(L3*Z)*(ISF-IF11)$$

$$B=Z*IF1$$

$$B1=Z*IF11$$

$$A11=(VSF-VSF1)-(L3*Z)*(ISF-IF)$$

$$B11=Z*IF$$

$$X1=2*(ABS(A(1))/ABS(B(1)))$$

$$X11=ABS(A1(1))/ABS(B1(1))$$

$$X=2*(ABS(A11(1))/ABS(B11(1)))$$

$$XTT=L1+L2+X1$$

$$XTT1=L1+L2+X11$$

$$XT=L1+L2+X$$

Les résultats de simulation sont représentés sur la figure suivante:

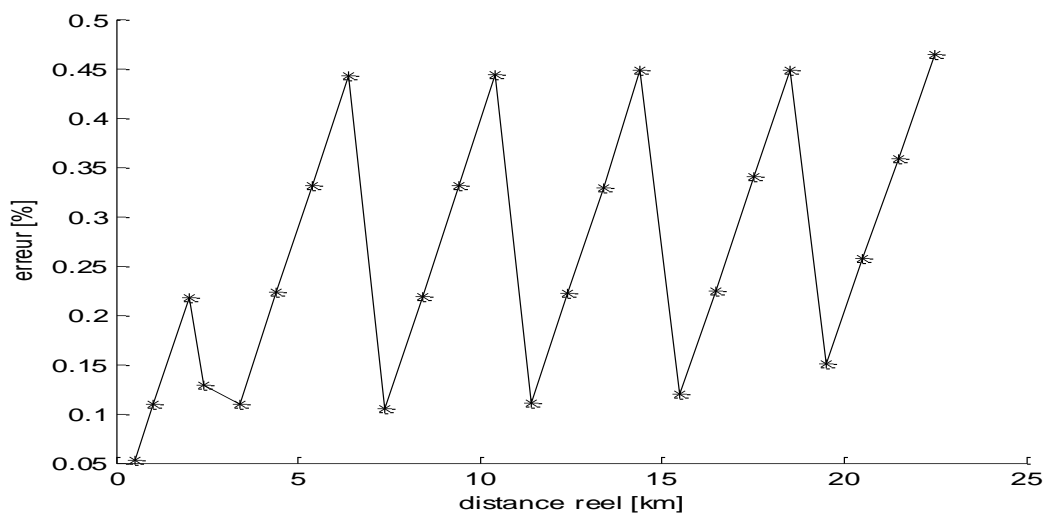


Figure 45: résultats de simulation de défaut triphasé-terre sans éolienne

De façon similaire aux deux autres types de défaut, nous constatons que nous avons obtenue des résultats bien précisés pour la localisation de défaut triphasé-terre.

III. SIMULATION DU MODÈLE DE L'ÉOLIENNE

1. définition et Principe de fonctionnement

L'éolienne et le générateur d'induction à double alimentation (WTDFIG) sont présentés dans la figure suivante :

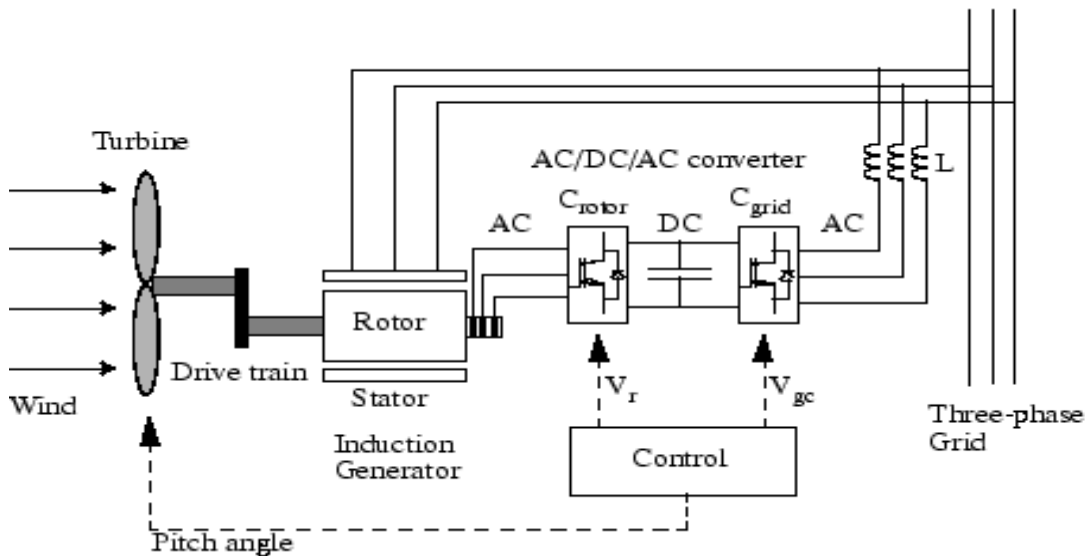


Figure 46: l'éolienne et le système générateur d'induction à double alimentation

Le convertisseur AC / DC / AC est divisé en deux composantes :

Convertisseur côté rotor (Crotor) et le convertisseur côté réseau (Cgrid). Crotor et Cgrid sont des Convertisseurs de tension provenant qui utilisent l'énergie à commutation forcée des dispositifs électroniques (IGBT) pour synthétiser une tension alternative à partir d'une source de tension continue. Un condensateur connecté côté courant continu agit en tant que la source de tension continue. le Raccordement d'inductance L est utilisé pour connecter Cgrid au réseau. Le rotor enroulement triphasé est connecté à Crotor par des bagues et des balais et le stator enroulement triphasé est connecté directement à la grille. La puissance captée par l'éolienne est convertie en énergie électrique par le générateur à induction et il est transmis au réseau par le stator et les enroulements du rotor.

La puissance mécanique et la puissance électrique du stator sont calculées comme suit :

$$P_m = T_m \times W_r \quad (75)$$

$$P_s = T_{em} \times W_s \quad (76)$$

L'équation d'un générateur sans perte mécanique est la suivante:

$$J \frac{d_{wr}}{dt} = T_m - T_{em} \quad (77)$$

Dans l'état d'équilibre à une vitesse fixe pour un générateur sans perte $T_m = T_{em}$ et $P_m = P_s + P_r$.

$$\begin{aligned} P_r &= P_m - P_s = (T_m \times W_r) - (T_{em} \times W_s) \\ &= -T_m \times \frac{W_s - W_r}{W_s} \times W_s \\ &= -S \times T_m \times W_s \\ &= -S \times P_s \end{aligned} \quad (78)$$

Où s est défini comme étant le glissement du générateur :

$$S = \frac{(W_s - W_r)}{W_s} \quad (79)$$

2. caractéristiques électriques

L'éolienne utilisée produit du courant à une tension d'environ 575 V. Le courant passe ensuite par un transformateur situé à l'intérieur de la base de l'éolienne, et ressort à une tension nominale de 20 kV.

Les transformateurs 690 V/20 KV seront installés au niveau des nacelles, ils ont une puissance de 2 MVA.

IV. SIMULATION AVEC ÉOLIENNE

Nous allons maintenant passer à l'analyse de la localisation en présence de l'éolienne afin de tirer quelques conclusions importantes sur l'influence des GED sur la localisation de défauts dans les réseaux HTA.

Nous allons présenter successivement les résultats pour les trois types de défaut avec les mêmes paramètres utilisés pendant les simulations sans éolienne:

1. Le raccordement de l'éolienne sur le réseau

1.1. structure

Pour les trois cas d'études on va raccorder l'éolienne sur la troisième charge afin d'avoir l'impact de l'éolienne sur le calcul de la distance de défaut.

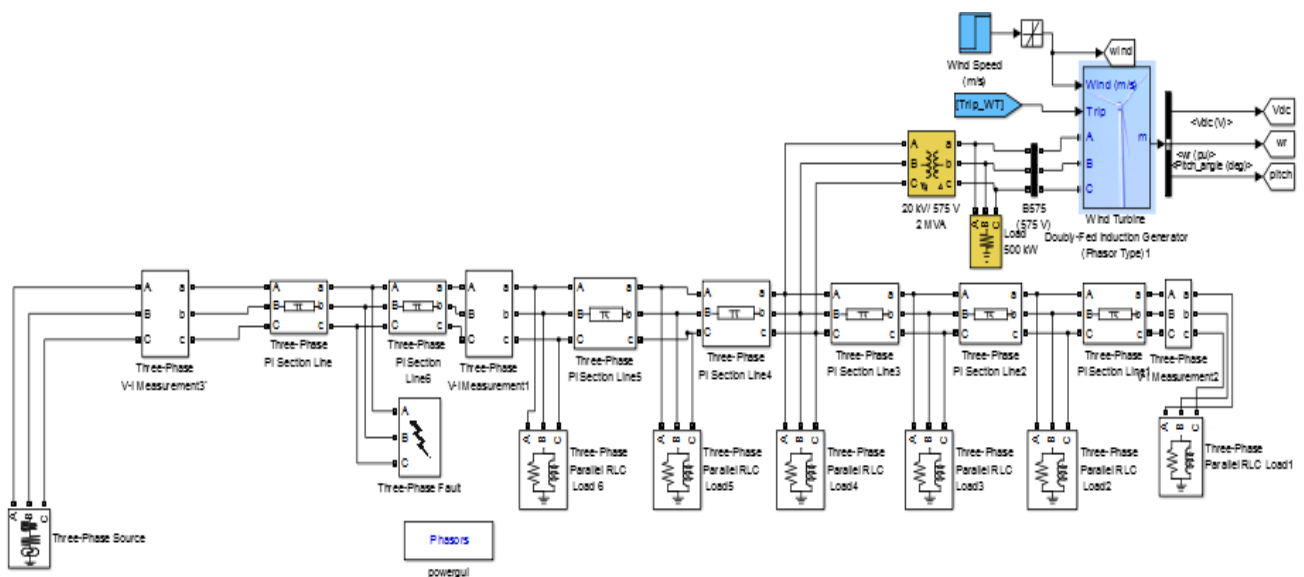


Figure 47: réseau de simulation avec éolienne

1.2. résultats de simulation

Nous allons présenter successivement les résultats pour les trois types de défaut (monophasé-terre, biphasé-terre, triphasé-terre) après le raccordement de l'éolienne sur le réseau d'étude.

1.2.1. défaut monophasé-terre

Les résultats de calcul de l'erreur en fonction de la distance réelle pour la localisation des défauts monophasés-terre à partir du poste source est illustré sur le graphe suivant :

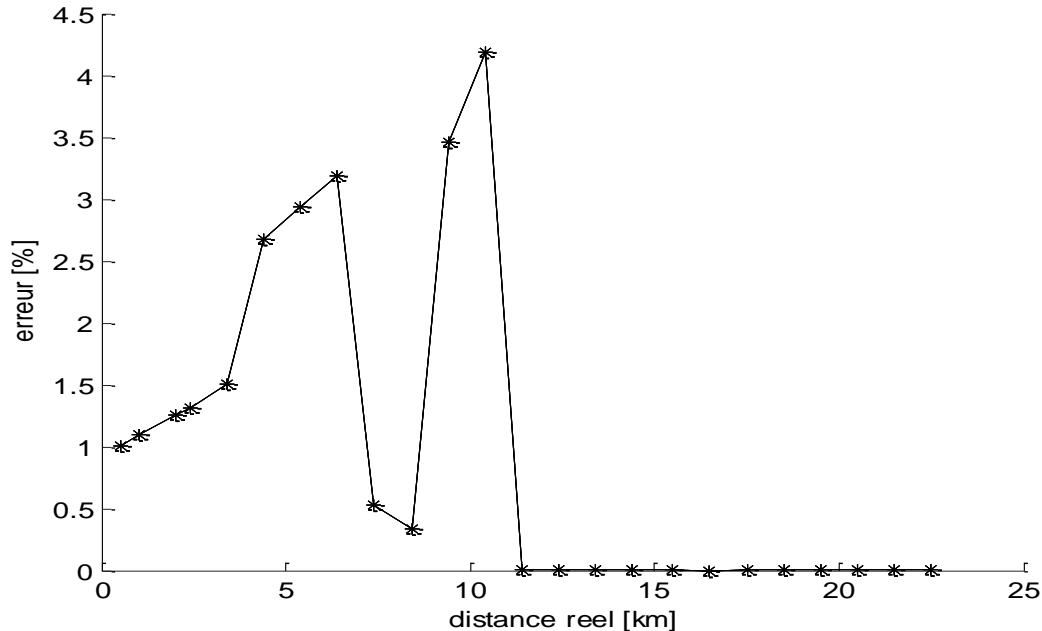


Figure 48: résultats de simulation des défauts monophasé-terre avec éolienne

Nous pouvons remarquer sur le graphe ci-dessus que l'erreur de calcul de la distance de défaut augmente pour les trois premiers tronçons de ligne, car les mesures de courant de charge prennent en considération les courants fournis par l'éolienne, cependant cette erreur devient plus précise si le défaut est appliqué sur un endroit situé après la troisième charge ce qui montre la disparition de l'effet de l'éolienne sur le réseau. Donc la présence de l'éolienne a influencé la localisation de défaut dans le réseau de distribution HTA pour cette méthode de calcul.

1.2.2. défaut biphasé-terre

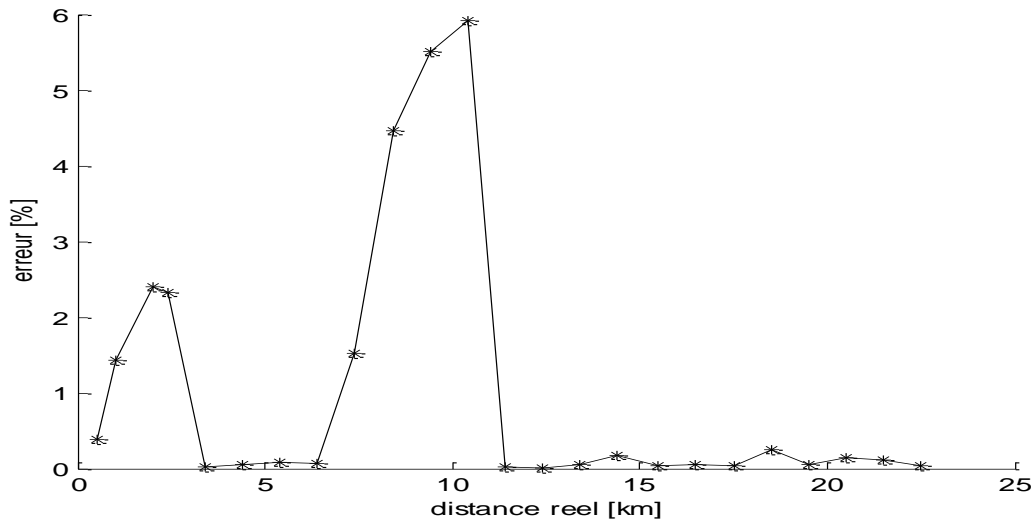


Figure 49: résultats de simulation de défaut biphasé-terre avec éolienne

Les résultats de la localisation pour ce type de défaut sont moins précises que le cas de défaut monophasé-terre : les courants de l'éolienne pour un défaut biphasé-terre influencent considérablement la localisation au niveau du calcul de la distance pour les trois premiers tronçons de ligne. Par contre, on constate que l'erreur est similaire au cas sans éolienne pour les trois derniers tronçons de lignes qui ne prennent pas en considération le courant fourni par l'éolienne.

1.2.3. Défaut triphasé-terre

Nous allons cette fois considérer la localisation pour les défauts triphasés-terre. La figure suivante présente les résultats des calculs.

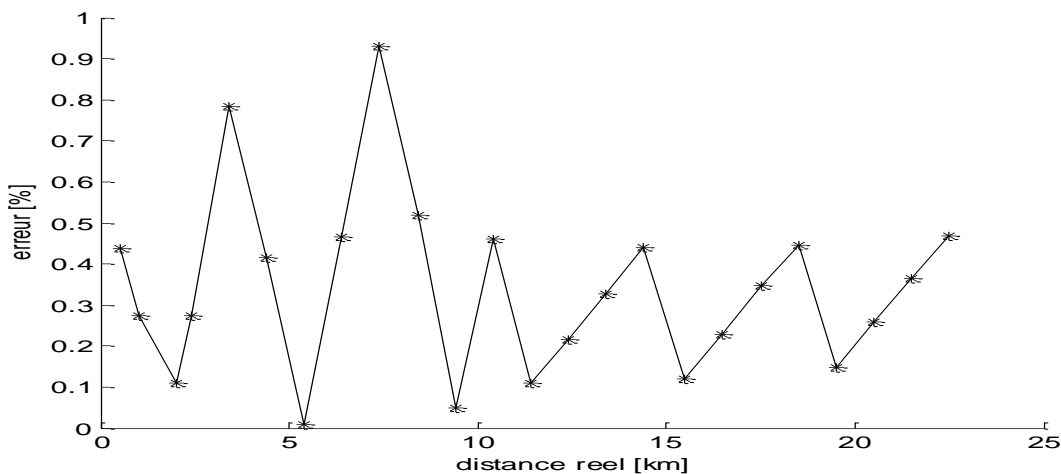


Figure 50: résultats de simulation de défaut triphasé-terre avec éolienne



Pour ce type de défaut, nous pouvons remarquer que l'influence de l'insertion de l'éolienne sur le réseau de distribution est moins importante que les défauts biphasé-terre, tel que la grande valeur d'erreur pour les trois premiers tronçons de ligne ne dépasse pas 1%.

V. SYNTHÈSE

Dans ce chapitre, nous avons démontré l'effet de raccordement d'un type des GED – éolienne sur la méthode de localisation de défaut qui basée sur le calcul de la distance de défaut, pour cela nous avons divisé ce travail en deux axes principaux :

Le premier axe est destiné à démontrer les résultats de simulation que nous avons obtenus pour les trois types de défaut dans un réseau de distribution sans éolienne.

Dans le deuxième axe, nous avons fait les mêmes études précédentes après le raccordement d'une autre source de production-éolienne, afin de tirer quelque conclusion importante sur l'influence de l'éolienne sur la localisation de défaut.

Il est important de noter d'après le critère de précision d'erreur en fonction de la distance de défaut l'influence de l'éolienne seulement sur les trois premiers tronçons de ligne qui prennent en considération les courants de l'éolienne dans les trois charges correspondants.



CONCLUSION GÉNÉRALE

Le travail réalisé dans le cadre de ce projet de fin d'études concerne l'effet de l'intégration des énergies renouvelables sur les méthodes de localisation des défauts dans le réseau de distribution HTA. Ces impacts sont mis en évidence par des simulations d'un nouvel algorithme développé basé sur le calcul de la distance de défauts à partir du poste source, ce travail a été développé suivant 4 étapes séquentielles.

La première partie est consacrée à une étude générale sur le réseau de distribution HTA, concernant les architectures des postes de livraison HTA, ainsi une modélisation des différents types des défauts.

Dans la deuxième partie, nous avons abordé les méthodes de détection et localisation des défauts actuellement utilisées dans ces réseaux de distribution HTA, en nous intéressant plus particulièrement à une méthode pratique qui exploite les informations fournies par les IPD, et une étude sur les méthodes théoriques à savoir la méthode itérative classique et la nouvelle méthode basée sur le calcul de chute de tension.

La troisième partie présente les types des générateurs d'énergie dispersée raccordés au réseau de distribution HTA. Ensuite, nous avons démontré l'effet de l'insertion des GED sur les méthodes de localisation des défauts dans les réseaux HTA. À la fin de ce chapitre, une étude précise sur l'éolienne ses caractéristiques et son mode de fonctionnement.

La dernière partie est destinée à démontrer les résultats de simulation de réseau d'études avec et sans éolienne pour les trois types des défauts (monophasé-terre, biphasé-terre, triphasé-terre).














RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]-Mr. ZELLAGUI Mohamed, " ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV) ".
- [2]- Cong Duc Pham, " Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée ", Énergie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005, français.
- [3] -Thi Minh Chau LE, "Couplage Onduleur photovoltaïque et Réseau, aspect contrôle/commande et rejet de perturbations", pour obtenir le grade de docteur de l'université de Grenoble, Énergie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble- le 25 janvier 2012
- [4]- Cong Duc Pham, " Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée ", Énergie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005, français.
- [5] - T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamamura, R. Kondow, T. Matsushima, "Development of a New Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.8, August, 1982
- [6] - R. Das, M. M. Saha, P. Verho, D. Novosel, "Fault Location Techniques for Distribution Systems", 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2003
- [7] - K. Zimmerman, D. Costello, "Impedance Based Fault Experience", IEEE, 2005
- [8] - T. Welfonder, "Localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution à neutre compensé", Thèse INPG, soutenue le 28 mai 1998
- [9] - V. E. Kachesov, V. Yu. Lavrov, A. B. Cherepanov, "Parametric method of fault location estimation in distribution networks", Power Technology and Engineering, Vol.37, No.4, 2003
- [10] - R.K. Aggarwal, Y. Aslan, A. T. Johns, "New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components", IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., vol.144, No.3, May, 1997
- [11] - M. Zangiabadi, M. Haghifam, A. Khanbanha, M. Attari, "Fault location in distribution systems based on artificial neural networks and application of GIS", 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2003
- [12] - Y. M. Park, G.6W. Kim, J.6M. Sohn, "A logic Based Expert System (LBES) for Fault Diagnosis of Power System", IEEE Trans. Power Systems, Vol.12, No.1, February, 1997
- [13] - R. Apel, C. Jaborowicz, R. Kussel, "Summary: Fault Management in Electrical Distribution Networks", 16th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2001
- [14] - T.T. Ha Pham, Y. Besanger, Ch. Andrieu, N. Hadj-said, M. Fontela, B. Enacheanu, "A new restoration process following a blackout in a power"
- [15]- Delcho penkov, " localisation des défauts dans le réseau de distribution en présence d'énergie dispersée ", pour obtenir le grade de docteur de l'INP Grenoble sous La Direction Jean-Pierre ROGNON, université technique de Sofia, 15 septembre 2006.
- [16]- R. H. Salim, K. R. C. Oliveira, M. Resener, A. D. Filomena, and A. Suman Bretas, "Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems",IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 24, NO. 2, APRIL 2009
- [17]- Youssef Menchafou¹, Mustapha Zahri², Mohamed Habibi², Hassane El Markhi
" Nouvelle méthode de localisation de défaut dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique ", Laboratoire signaux, systèmes et composantes, décembre 26 th – décembre 21th 2013, Fès – morocco



- [18]- R. C. Dugan, S. Santoso, M. F. McGrathan, H.W. Beaty, "Electrical Power Systems Quality", éditions McGraw-Hill, 2003
- [19]- J.-F. Canard, "Impact de la Génération d'Énergie dispersée dans les Réseaux de Distribution", Thèse INPG, soutenue le 12 décembre 2000
- [20]- "Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'une installation de production", p.7005, Journal officiel de la République Française, 19 avril 2003
- [21]- P. Barret, "Régimes transitoires des machines tournantes électriques", les cours de l'École Supérieure d'Électricité, EYROLLES, 1987
- [22]- Mr.TELLI ABDERRAHIM, Étude et Commande D'une Éolienne à Vitesse variable intégrée Au Réseau, Universitaire des sciences et de la technologie D'Oran MOHAMED BONDIAF. Le 2012.

LES SYMBOLES GRAPHIQUES

Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)