الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Yahia Farés de Médéa
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Mémoire de Projet de Fin D'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme
de Master en électrotechnique
Spécialité : **Réseaux électriques**

Thème

Identification et Localisation défaut dans les lignes du Transport électrique HTB par l'utilisation des synchrophaseurs PMU's

Proposé et dirigé par **:**

Dr : **TAMI Youcef**

Co encadreur **:**

Mr : **ABBACI Mohamed**

Préparé et présenté :

M.: **SAIDOUNE Abd Elmalek**

Mlle.: **MOSBAH souad**

Année Universitaire 2017-2018

" تعلّموا العلم، وعلّموه النّاس، وتعلّموا له الوَقَار والسّكينة،

وتواضعوا لمن يعلّمكم عند العلم، وتواضعوا لمن تعلّموه العلم،

ولا تكونوا جبابرة العلماء، فلا يقوم علمكم بجهلكم "

-عمر ابن الخطاب –

Remercîment

Nous remercions, en premier lieu, notre Dieu le plus
Puissant qui a bien
Voulu nous donner la force et le courage Pour effectuer
Le présent travail.

Nous exprimons nos profondes gratitudes à nos parents pour leurs
Encouragements, leur soutien et pour les sacrifices
Qu'ils ont enduré.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur
'Mr. Tami ' et semi encadreur 'Mr. Abbaci ' pour ses sérieux, ses
compétences et ses orientations.

Nos sincères remerciements aux messieurs les membres du jury pour
L'honneur qu'ils nous font en participant
Au jugement de ce travail.

Nous remercions vont aussi à tous les enseignants du département de
Génie

Electrique qui a contribué à notre formation.
Enfin nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et
Collèges pour tout le soutien moral et matériel…

Dédicace

A Cœur vaillant rien d'impossible

A conscience tranquille tout est accessible

Quand il y a la soif d'apprendre

Tout vient à point à qui sait attendre

Quand il y a le souci de réaliser un dessein

Tout devient facile pour arriver à nos fins

Malgré les obstacles qui s'opposent

En dépit des difficultés qui s'interposent

Les études sont avant tout

Notre unique et seul atout

Ils représentent la lumière de notre existence

L'étoile brillante de notre réjouissance

Comme un vol de gerfauts hors du charnier natal

Nous partons ivres d'un rêve héroïque et brutal

Espérant des lendemains épiques

Un avenir glorieux et magique

Souhaitant que le fruit de nos efforts fournis

Jour et nuit, nous mènera vers le bonheur fleuri

Aujourd'hui, ici rassemblés auprès des jurys,

Nous prions dieu que cette soutenance

Fera signe de persévérance

Et que nous serions enchantés

Par notre travail honoré

Je dédié ce modeste travail

À mon père qui a souhaité vivre pour longtemps pour nous voir

Qu'est-ce que nous allons devenir.

A celle qui m'a transmis la vie, l'amour, le courage,

À toi chère maman

Toutes mes joies et ma reconnaissance.

Ames chères sœurs Rafia, Amina, mes chers frères Mohamed, Moussa,

Abd erraouf, Okba, Mourad et Imad Eddine .

A mes chers amis YASMINE, AMIRA, WAFA, Wasnaa,

Chourouk, Naziha, Youcef et Loussif.

A monsieur l'encadreur Mr Y.Tami pour son aide et ses orientation

Et notre cher et dynamique professeur assistant

Mr abbaci.

A mes chers collègues

Faiza, Iman, Mouna, Houria, Hayat, Sara, Mounira,Hadda,

Kaouther, Achraf, Mahfoud, Hamza ET Mohamed.

Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour vous exprimer

Mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des frères,

sœurs et des amis sur qui je peux compter.

En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

***M.** Souad*

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

Premièrement à ma chère Mère qui me donne le sens de vie

Et mon Père bien-aimé qui a consenti

Beaucoup de sacrifices pour me

Permettre de réaliser mes objectifs

Qu'ils trouvent ici Toute ma

Reconnaissance et ma gratitude.

A ma chère sœur, mes chers frères
A mes chers amis.
A monsieur l'encadreur Mr ***Y.Tami***
Pour son aide et ses orientations dans mon domaine.
Et notre cher et dynamique professeur assistant
Mr ***M.Abbaci***
Sans oublier DR. ***Houassine Hamza*** *pour leur aide et leur encouragement.*

A mes chers collègues, Hamza, Mohamed, Nabil, Mahfoud, Achraf, Yacine, Youcef, Amine, Bachir, Ahmed.F, Rahmoun.M Aboubaker…

Et je fais à tous m'a donné

Encouragement et

A tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à maintenant.

Et dans le paiement final et de demander à Dieu de Réconcilier tant que nous desservons dans le pays et ses habitants.

S. Abd Elmalek

Table des matières

Liste des figures i
Liste des tableaux iv
Liste des Abréviations vi
Liste des Symboles ix
Résumé : x
Introduction générale 1

CHAPITRE I: Généralités sur les défauts et les protections de réseau électrique

I.1 Introduction : 4
I.2 Architecture et exploitation des réseaux : 4
I.3 Les différents types de défaut du Réseaux Electrique : 6
I.3.1 Les Courts-circuits : 6
I.3.1.1Origines :. 6
I.3.1.2 Caractéristiques : 7
I.3.1.3. Les effets des Courts-circuits : 8
I.3.1.4. Analyse des statistiques des défauts : 10
I.3.2. Les Surtension : 10
I.3.3. Les surcharge : 10
I.3.4. Les oscillations : 11
I.3.5. Les déséquilibre : 11
I.4 Protection des lignes de transport d'énergie électrique : 11
I.5 Qualités d'une protection : 12
I.6 Définition de la zone de protection : 12
I.7 Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport : 13
I.8 Protection par relais à maximum de courant : 13
I.8.1 Protection par relais à maximum de courant non directionnel : 14
I.8.2. Protection par relais à maximum de courant directionnel : 15
I.9 Protection différentielle : 16
I.9.1 Protection différentielle longitudinale : 18
I.9.2 Protection différentielle transversale équilibrée : 18
I.10 Protection par relais de distance : 19
I.11 L'application de la zone de protection dans la protection de distance : 21
I.12 Types de relais : 23
I.12.1 Relais électromécaniques : 23

Table des matières

I.12.2 Relais statiques (à semi-conducteur) : 23
I.12.3 Relais numériques : 24
I.13 Schéma bloc d'un relais numérique : 25
I.13.1 Transformateurs de courant 26
I.13.2 Transformateurs de tension : 26
I.13.3 Filtre anti-repliement : 27
I.13.4 Filtre Butterworth : 28
I.13.5 Multiplexage : 29
I.13.6 Conversion analogique / numérique : 29
I.13.7 Algorithmes d'évaluation des quantités des phases : 30
I.13.8 Microprocesseur : 30
I.14 Conclusion : 31

CHAPITRE II: PMU et leur application

II.1 Introduction : 33
II.2 Synchrophaseurs et unité de mesure des Phaseurs (PMU) : 33
II.2.1 La norme des synchrophaseurs IEEE C37.118.1-2011 : 33
II.2.2 Le PMU (Phasor Measurement Unit) : 34
II.3 Réseau de communication et placement des PMU's : 36
II.4 Applications des mesures synchrophasées dans les réseaux électriques : 37
II.4.1 : Surveillance des réseaux électriques : 37
II.4.2 : Contrôle des réseaux électriques : 38
II.4.3 Protection des réseaux électriques : 39
II.5 Définition du Synchrophaseur, fréquences et ROCOF : 40
II.5.1 Définition du Synchrophaseur : 40
II.5.2 Convention du Synchrophaseurs : 41
II.5.3 Définition de la Fréquence et ROCOF : 43
II.6 Évaluation de mesure : 43
II.6.1 Total Vector Error TVE: 43
II.6.2 Erreur de fréquence et erreur ROCOF : 45
II.6.3 Algorithmes d'estimation du Synchrophaseur : 45
II.7 PMU vs SCADA : 46
II.8 Conclusion : 48

Table des matières

CHAPITRE III: Simulation de la Localisation de Défaut par des PMUs

III.1 : Introduction :..... 50
III.2 Principe de la localisation de défaut : 50
III.3 Les avantage de l'estimation de la localisation de défaut : 52
III.3.1 Économie de temps et d'efforts Après le défaut :..... 52
III.3.2 Améliorer la disponibilité du système : 52
III.3.3 Assistance aux futurs plans de maintenance :..... 53
III.3.4 Facteur économique :..... 53
III.4 Localisation défaut avec PMU :..... 53
III.5 simulation de la localisation de défaut :..... 54
III.5.1 Logiciel de simulation : 54
III.5.2 Caractérisation des composent PSCAD utilisé : 55
III.5.3 Modélisation d'une ligne de transport : 60
III.5.4 Etape de traitement des signaux d'entrés :..... 62
III.6 Simulation de la localisation défaut avec PMU :..... 64
III.6.1 Mesure de l'impédance de défaut 64
III.6.2. Model de simulation : 67
II.6.3Simulation, Résultats et Interprétation :..... 67
III.7 Interprétation des résultats :..... 85
III.8 Conclusion :..... 85
Conclusion général : 88
Bibliographie 91

Liste des figures

Liste des figures Chapitre I

Figure I.1: Hiérarchisation d'un réseau électrique. 5
Figure I.2: différents formes des Courts-circuits. 7
Figure I.3: Les zones de protection du réseau électrique 13
Figure I.4: Graduation du temps dans les systèmes radiaux. 14
Figure I.5: Protection à maximum de courant à temps inverse et instantané. 15
Figure I.6: Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé. 16
Figure I.7: Protection différentiels pendant un défaut externe. 17
Figure I.8: Protection différentielle pendant un défaut interne. 18
Figure I.9: Principe de la protection de distance 20
Figure I.10 : Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance 22
Figure I.11 : Eléments de base d'un relais numérique. 25
Figure I.12: Filtre anti-repliement analogique 27

Liste des figures Chapitre II

FigureII.1 : Représentation générale d'un PMU 34
Figure II.2 : Les principales composantes du PMU. 35
Figure II.3 : Diagramme conceptuel d'un système de mesures de phaseurs synchronisées 36
Figure II.4 : Applications des PMU's dans les réseaux électriques 37
Figure II.5 : Représentation géométrique d'un phaseur 41
Figure II.6: Représentation de la Convention du Synchrophaseur. 42
Figure II.7 : Sinusoïde avec une fréquence f>f0 observée à des instants qui sont des multiples de T0 42
Figure II.8 : Représentation de la TVE. 44
Figure II.9 : Représentation de la structure d'un EMS/SCADA et d'un WAMS 47

Liste des figures Chapitre III

Figure III.1: Système équivalent pour localisation de défaut. 51
Figure III.2: Système équivalent pour localisation de défaut. 54
Figure III.3: Interface utilisateur PSCAD 55
Figure III.4: Source de Tension Triphasée avec contrôle externe. 55
Figure III.5: Disjoncteur triphasé. 56
Figure III.6: Ligne de transport électrique. 57
Figure III.7: Contrôleur de Défaut Triphasé. 57
Figure III.8: Contrôle de la temporisation de défaut. 58
Figure III.9: Module de mesure. 59
Figure III.10: Configuration du Bloc FFT 60
Figure III.11: Filtre de séquence. 60
Figure III.12: Circuit du réseau électrique. 61
Figure III.13: Contrôle des types des défauts. 61
Figure III.14.a : Etape de traitement des signaux d'entrés 64
Figure III.14.b : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre. 64
Figure III.14.c : Formes des signaux à la sortie du module FFT. 64
Figure III.14.d : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence. 65
Figure III.15: Schéma de Mesure de l'impédance de défaut. 65
Figure III.16.a : Mesure de l'impédance de défaut Phase-Terre. 67
Figure III.16.b : Mesure de l'impédance de défaut Phase -Phase. 67
Figure III.17.a : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Monophasé (RF=0.01Ω) 69
Figure III.17.b : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un Biphasé à la Terre (RF=0.01Ω) 70
Figure III.17.c : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Biphasé sans Terre (RF=0.01Ω) 70
Figure III.18.a : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Monophasé (RF=50 Ω) 71
Figure III.18.b : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un Biphasé à la Terre (RF=50 Ω) 72

Liste des figures

Figure III.18 .c : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Biphasé sans Terre (RF=50 Ω) 72
Figure III.19 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Monophasé et Rf=0.01 Ω) 73
Figure III.20 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Monophasé et Rf=50 Ω) 74
Figure III.21 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé à la Terre et Rf=0.01 Ω) 75
Figure III.22 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé à la Terre et Rf=50 Ω) 75
Figure III.23 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé sans Terre et Rf=0.01 Ω) 77
Figure III.24 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé sans Terre et Rf=50 Ω) 77
Figure III .25 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Monophasé, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =25%). 79
Figure III.26:Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Monophasé, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =50%). 79
Figure III.27 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Monophasé, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =75%) 80
Figure III.28 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé sans terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =25%). 81
Figure III.29 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé sans terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =50%). 81
Figure III. 30 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé sans terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =75%). 82
Figure III.31 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé à la terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =25%). 83
Figure III.32 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé à la terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =50%). 84
Figure III. 33 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé à la terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =75%). 84

Liste des tableaux

Liste des tableaux Chapitre I

Tableau I.1 : Définition des niveaux de tension……...6
Tableau I.2 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013)…….....10

Liste des tableaux Chapitre II

Tableau II.1: Comparaison entre l'EMS/SCADA et les PMU's.....48

Liste des tableaux Chapitre III

Tableau III.1: calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts. 66
Tableau III.2: Paramètre de la ligne.....67
Tableau III.3: l'erreur de localisation en (%) en fonction de différents types de défaut RF=0.01Ω 68
Tableau III.4: l'erreur de localisation en (%) en fonction de différents types de défaut RF=50 Ω 70
Tableau III.5: l'erreur de localisation en (%) en fonction de des différents endroits pour un défaut Phase-Terre (Rf=0.01Ω).....73
Tableau III.6: Erreurs de localisation en (%) en fonction de différents endroits pour un défaut Phase-Terre (Rf=50 Ω).....73
Tableau III.7: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé à la terre (Rf=0.01 Ω).....74
Tableau III.8: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé à la terre (Rf=50 Ω).....74
Tableau III.9: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé sans terre (Rf=0.01 Ω). 76
Tableau III.10: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé sans terre (Rf=50 Ω). 76
Tableau III.11: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un défaut monophasé (D=25 %). 78
Tableau III.12: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un défaut monophasé (D=50 %). 78
Tableau III.13: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un défaut monophasé (D=75 %). 78
Tableau III.14: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=25 %). 80
Tableau III.15: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=50 %). 80

Liste des tableaux

Tableau III.16: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=75 %). 81
Tableau III.17: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé à la terre (D=25 %). 82
Tableau III.18: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé à la terre (D=50 %). 82
Tableau III.19: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=75 %). 83

Liste des Abréviations

$HT, HTA\ ou\ HTB$:	Haute Tension.
$BT, BTA\ ou\ BTB$:	Basse Tension.
TBT :	Très Basse Tension.
I_N :	Courant Nominal.
U_N :	Tension Composée Nominale.
kV :	Kilo Volt.
TC :	Transformateur de Courant.
TT :	Transformateur de Tension.
JB :	Jeu de Barre.
$TR.$:	Transformateur.
$C.E.I$:	Commission Electrotechnique Internationale.
I_A :	Courant Phase A.
I_B :	Courant Phase B.
I_C :	Courant Phase C.
I_{CC} :	Courant de Court Circuit.
I_{CC_min} :	Courant de Court Circuit Maximum.
I_{CC_max} :	Courant de Court Circuit Minimum.
I_S :	Seuil de Fonctionnement.
T :	Retard de Fonctionnement (Temporisation).
I_{Diff} :	Courant différentiel.
I_{Ret} :	Courant de retenue.
V_A :	Tension Simple Phase A.
V_B :	Tension Simple Phase B.
V_C :	Tension Simple Phase C.
V_{AB} :	Tension Simple Phase AB.
V_{BC} :	Tension Simple Phase BC.
V_{CA} :	Tension Simple Phase CA.
U_{CC} :	Tension de Court Circuit.
Z_{Source} :	Impédance de la Source.

Liste des Abréviations

Z_{Ligne} :	Impédance de la ligne.
Z_{Charge} :	Impédance de Charge.
Z_{CC} :	Impédance de Court Circuit.
$R_{Défaut}$:	Résistance de Défaut.
φ_{Charge}:	Angle de Charge.
P :	Puissance Active.
Q :	Puissance Réactive.
X_1, X_2 et X_0 :	Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.
R_1, R_2 et R_0 :	Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.
Z_1, Z_2 et Z_0 :	Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.
Z_{0M} :	Impédance Mutuelle Homopolaire.
$\omega = 2\pi f$:	Pulsation angulaire.
$\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$:	Profondeur de pénétration.
ρ :	Résistance spécifique de la terre.
R_E :	Résistance de terre.
A_L :	Distance entre les conducteurs.
δ_U :	Erreur angulaires des transformateurs de tension.
δ_I :	Erreur angulaires des transformateurs de Courant.
f_{max} :	La fréquence maximum.
f_0 :	La fréquence de coupure.
V_{Source} :	La tension de la source.
R_{Source} :	La résistance de la source.
L_{Source} :	L'inductance de la source.
C_{Source} :	La capacitance de la source.
Vam, Vap :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase A.
Vbm, Vbp :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase B.
Vcm, Vcp :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase C.
Vpm, Vpp :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Directe (+).
Vnm, Vnp :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Inverse (-).
Vzm, Vzp :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Homopolaire (0).
Iam, Iap :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase A.
Ibm, Ibp :	Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase B.

Liste des Abréviations

Icm, Icp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase C.

Ipm, Ipp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Directe (+).

Inm, Inp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Inverse (-).

Izm, Izp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Homopolaire (0).

K_0 : Coefficient de terre.

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff}).

K_1 : La 1ère pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias}).

K_2 : La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

I : Courant de Défaut.

I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

A, B, K, p : Constants de la caractéristique.

PMU : Phase Measurement Units // Unités de mesure de phase

TVE : Total Vector Error // vecteur totale d'Erreur

ROCOF : Rate Of Change Of Fréquence // (Taux de changement de fréquence)

GPS : Global Positioning System // Système de positionnement global

TP : Transformateur de Potentiel ;

TC : Transformateur de Courant ;

CI : Câbles d'instrumentation ;

CAN : Convertisseur Analogique-Numérique

PDC : Phasor Data Concentrator // Concentrateur de données Phaseur

WAMS : Wide Area Measurement System // Système de mesure de zone étendue

PIDAS: Parameter Identification Data Acquisition System

EPRI: Electric Power Research Institute

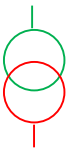
EMS: Energy Management System,

FFT: Fast Fourier Transform

DFT : Discret Fourier Transform

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition (système d'acquisition et de contrôle de données)

Liste des Symboles

Symbole	Description
	Centrale de Production
	Transformateur
	Autotransformateur
	Arrivée HTB ou HTA
	Départ HTB ou HTA
	Court-Circuit
	Disjoncteur
	Sectionneur
	Mise à la Terre
	Transformateur de Courant
	Transformateur de Tension

ملخص :

تقدم هاته المذكرة دراسة تحديد الهوية والموقع لمختلف الأعطال في خطوط نقل الكهرباء ذات التوتر العالي HTB من خلال استخدام وحدات المزامنة. PMU

تصف هذه الرسالة تقنية تزامن الطور(synchrophasor) فضلا عن تطبيقاتها الرئيسية، ثم محاكاة الأنواع المختلفة للأعطال على نموذج خط نقل كهربائي عالي الجهد HTB في أماكن مختلفة من الخط ومع مقاومات مختلفة للأعطال باستخدام البرنامج المسمى PSCAD/EMTDC (تصميم أنظمة الطاقة بمساعدة الكمبيوتر)

وأظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن تحديد الهوية والموقع لمختلف الأعطال مع وحدات قياس التزامن موثوقة وفعالة مع أخطاء مقبولة جدا.

كلمات مفتاحية:

تحديد موقع لأعطال، تحديد نوع الأعطال، وحدات المزامنة PMU، برامج PSCAD / EMTDC.

Résumé :

Ce projet porte sur l'étude de l'identification et Localisation défaut dans les lignes du Transport électrique HTB par l'utilisation des synchrophaseurs PMU's.

Cette thèse décrit la technologie des synchrophaseurs ainsi que ses principales applications avec une modélisation et simulation basée sur l'utilisation du logiciel PSCAD/EMTDC avec différents types des défauts sur un modèle d'une ligne de transport électrique HTB et différentes endroits de la ligne avec des différentes résistances de défaut.

Les résultats obtenus montrent que la localisation de défaut avec PMU et fiable et performante avec des erreurs très acceptable.

Mots clés :

Localisation défaut, Identification défaut, Synchrophaseurs PMU's, Logiciel PSCAD/EMTDC.

Abstract:

This project deals with the study of fault identification and localization in HTB transmission lines by the use of PMU's synchrophasors.

This thesis describes the synchrophasor technology as well as its main applications with modeling and simulation based on the use of the PSCAD / EMTDC software with different types of fault on a model of an HTB electric transmission line and different locations of the line with different fault resistances.

The results obtained show that fault localization with PMU and reliable and efficient with very acceptable errors.

Keywords:

Fault Locating, Fault Identification, PMU Synchrophasers, PSCAD / EMTDC Software.

Introduction générale

Introduction générale

Les systèmes d'énergie électrique se sont développés avec une grande rapidité au cours de la deuxième partie du XX siècle, ces systèmes sont devenus importants dans tout les branches de l'économie moderne. Comme la demande en énergie électrique a augmenté le système d'alimentation est devenu très complexe et difficile à contrôler. La propriété essentielle de ces systèmes complexes est qu'ils doivent assurer la fourniture d'électricité aux consommateurs et continus à fonctionner d'une manière satisfaisante même lorsqu'une perturbation aléatoire est produite. [4] [5] [16]

Le transport d'énergie électrique est assuré par des lignes à très haute tension, ces lignes sont soumises à plusieurs perturbations (des défauts polyphasés ou monophasés) dues à des phénomènes différents. Afin de maintenir la continuité de fourniture de ce service aux clients il faut chercher un moyen rapide qui assure la détection, l'identification, l'isolation et la localisation de ces défauts avec une exactitude raisonnable. [1] [3]

La localisation des défauts dans les lignes de transmission a été étudiée pendant longtemps. La localisation précise des défauts a une grande importance pour le fonctionnement économique des systèmes électriques dans les marchés d'électricité compétitifs de nos jours. Il fournit une réparation rapide du système qui améliore la disponibilité et la performance du système, et permet d'économiser du temps et des efforts de maintenance. Par conséquent, il augmente la fiabilité du système. [4] [2] [3]

Depuis l'invention du premier PMU (Phasor Measurement Units) basé sur le système de positionnement global (GPS) en 1988, la technologie des synchrophaseurs s'est développée pendant plus d'une décennie. Au cours de cette période, de nombreux concepts prometteurs ont été proposés et mis en œuvre tels que le système de mesure et la surveillance à grande échelle (WAMS) qui offre un potentiel important pour améliorer la supervision, l'exploitation, la protection et le contrôle des systèmes électriques modernes. Au cours des dernières années, des mesures synchronisées PMU ont été utilisées pour la détection et la localisation des défauts. [1]

Après une analyse bibliographique des travaux portant sur des PMU. Ce travail s'articule autour d'identification et localisation défaut dans les lignes du Transport électrique HTB par l'utilisation des Synchrophaseurs PMU, alors, on va étudier comme premier chapitre une présentation générale du réseau électrique.

Il dresse tout d'abord une liste des problèmes survenant sur le réseau sont décrits de façon précise, les types de protection qui sont nécessaire pour protéger le réseau électrique.

Ensuite, nous présentons dans le deuxième chapitre, une description générale sur les PMU's, configuration de base d'un phaseur, L'unité de mesure et les algorithmes d'estimation de fréquence avec des déférentes applications.

Au dernier chapitre, nous présentons un aperçu détaillé sur la localisation des défauts avec l'utilisation de l'algorithme FFT (Transformée de Fourier Rapide) pour l'estimation des phaseurs et l'algorithme de réactance pour estimer la distance de défaut, présentation du principe de la localisation de défaut, par l'utilisation des synchrophaseurs (PMU), et du logiciel de simulation utilisé PSCAD avec ces composants.

Ensuite, la simulation des différentes types des défauts sur un modèle d'une ligne de transport électrique Haute Tension sur différents endroits de la ligne et avec des différentes résistances de défaut afin de tester la performance de la localisation de défaut et les influences des différents paramètres (type de défaut, Emplacement de défaut et résistance de défaut) avec l'utilisation des synchrophaseurs.

Enfin nous terminons par une conclusion générale permettant de faire le point sur ce que nous avons accompli dans cette thèse. Ainsi, nous résumons ce que notre travail a apporté identification et la localisation des défauts des lignes Haute Tension (HTB) par l'utilisation des Synchrophaseurs (PMU).

Chapitre I

Généralités sur les défauts et les protections de réseau électrique

I.1 Introduction : [2]

Chaque système d'énergie électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients. Les lignes de très haute tension (THT) sont des éléments très importants dans les réseaux électriques qui assurent le transport d'énergie électrique. Ces lignes sont soumises à plusieurs types de défauts polyphasés ou monophasés qui peuvent se produire entre conducteurs ou entre conducteurs et la terre, dus à la détérioration du milieu isolant, qu'il soit détruit par une contrainte exagérée ou une action physique ou qu'il soit traversé accidentellement par des objets métalliques ou conducteurs externes.

Les défauts perturbent l'environnement du réseau électrique autour du point du défaut par la non-symétrie des tensions et peut donc être éliminé par le fonctionnement de la protection .A ce propos il est nécessaire de mettre un moyen de protection fiable qui assure la sélectivité, l'élimination et l'isolation de la zone en défaut plus rapidement possible et rendre le service d'alimentation aux clients.

I.2 Architecture et exploitation des réseaux : [2] [3]

La structure d'un système électrique est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques (figure I.1), ce dernier est structuré en trois niveaux assurant des fonctions spécifiques et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions (basse tension 'BT', moyenne tension 'MT', haute tension' HT', très haut tension 'THT') [2].

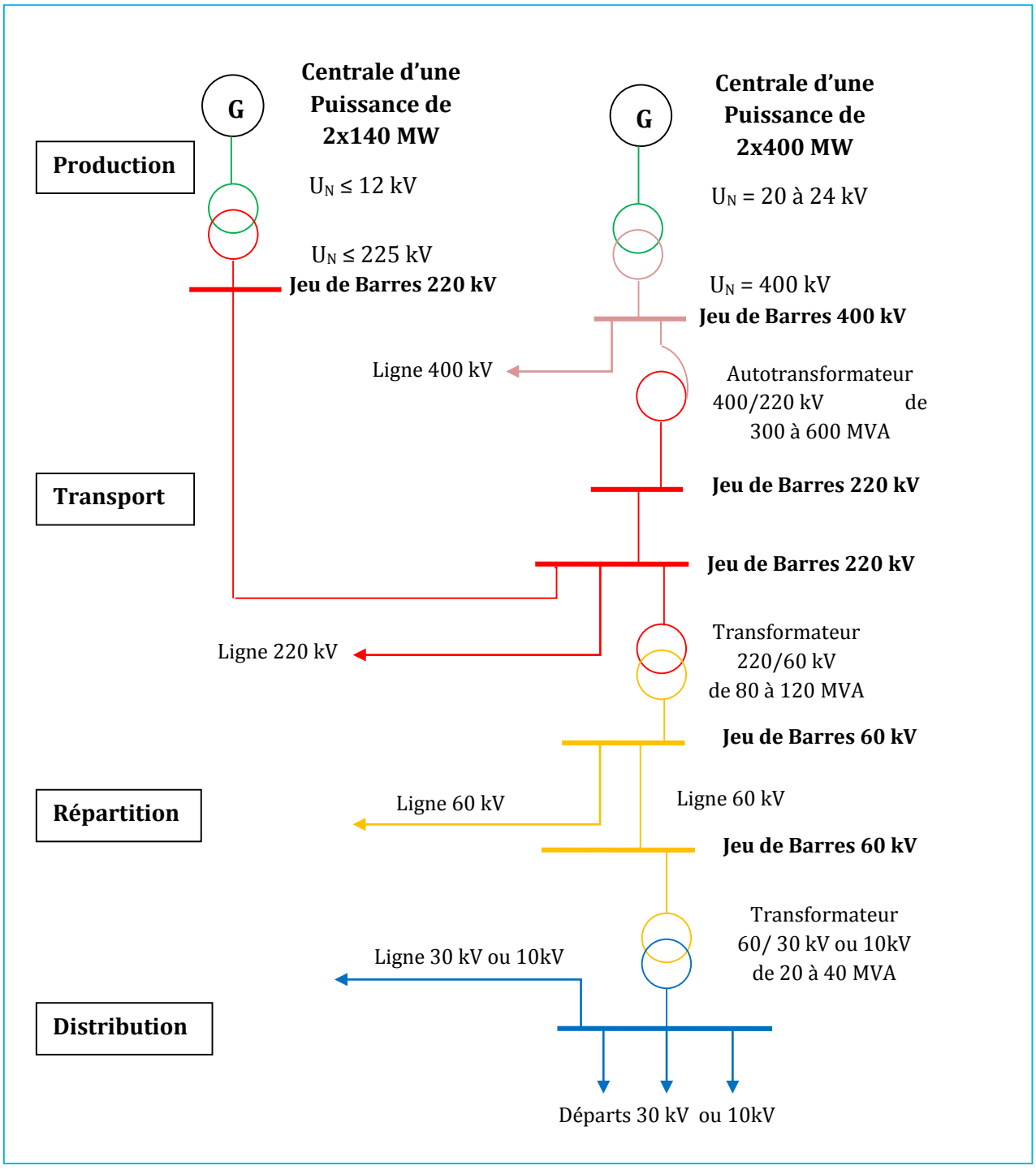


Figure I.1: Hiérarchisation d'un réseau électrique.

Les réseaux de transport à très haute tension (THT) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (400 et 225 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs. Les réseaux de répartition à haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (90 et 63 kV).

Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. On distingue deux sous niveaux: les réseaux à moyenne tension (MT: 30 kV) et les réseaux à basse tension (BT : 400 V).

La norme UTE C 18-510 relative à la sécurité sur les ouvrages électriques, applicable depuis janvier 1989, définit de nouveaux domaines de tension [4].

En courant alternatif, ces domaines sont présentés dans le Tableau I.1 (« Un » est la tension nominale, en volts) :

Tableau I.1 : Définition des niveaux de tension.

Domaine haute tension (HT)	**Domaine basse tension (BT)**
THT : 250 KV<Un<400 KV	BTB : 500 < Un 1000 (V)
HTB : Un> 50 KV	BTA : 50 < Un 500 (V)
HTA : 1000 < Un < 50.000 (V)	TBT : Un 50 (V) – très basse tension

I.3 Les différents types de défaut du Réseaux Electrique : [4]

I.3.1 Les Courts-circuits :

I.3.1.1Origines : [4] [5].

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques
Les origines des Courts-circuits sont :

- **Mécanique :** C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple ;

- **Humaines :** Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple ;
- **Atmosphériques :** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre ;
- **Electriques :** C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

I.3.1.2 Caractéristiques :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur **forme**, leur **durée** et **l'intensité du courant**.

I.3.1.2.1 Formes des Courts-circuits *:*

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé :** entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé :** entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

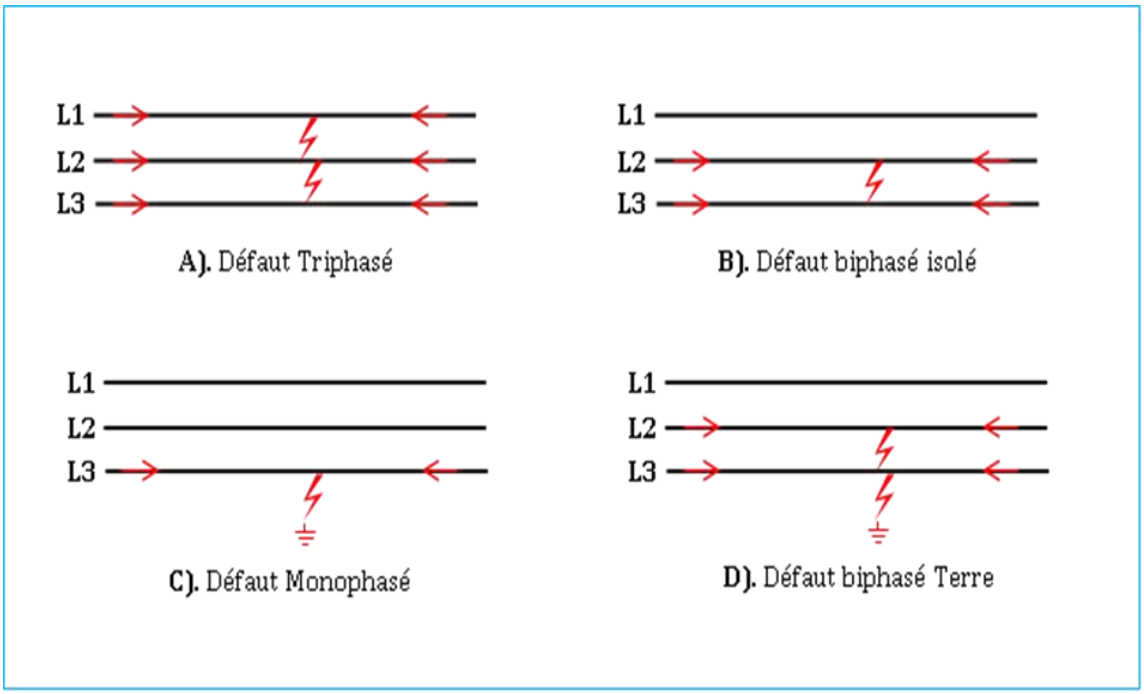


Figure I.2: différents formes des Courts-circuits.

I.3.1.2.2 Durée des Court-circuit [4] *:*

- **Court- circuits fugitifs :** Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **Courts-circuits permanents :** Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Courts-circuits auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Court -circuit semi permanents :** Ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

I.3.1.2.3.Courant de Court-circuit [4] :

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante ; elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres.

I.3.1.3. Les effets des Courts-circuits :

Les courts-circuits ont des effets sur :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

- **Le bon fonctionnement des réseaux :**

Lorsqu'ils sont polyphasés et proche des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement ils peuvent conduire à la perte de stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique.

- **La tenue diélectrique des matériels :**

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal, ces surintensités amènent à deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.
- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phase qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre, parce que le courant de défaut à la terre est limité par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.

- **La qualité de fourniture d'énergie** :

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de déférents facteurs telle que la nature du défaut, la structure du réseau affecté, le mode d'exploitation du réseau, le mode de mise à la terre du neutre et la performance de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

- **Les circuits de télécommunication :**

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

- **La sécurité des personnes :**

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défauts à la terre. Les conducteurs tombés au sol présent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques.

I.3.1.4. Analyse des statistiques des défauts :

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien de l'année 2013 sont résumées dans le Tableau I.1

Étendus aux longueurs réelles de lignes, ces résultats signifient que les réseaux THT et HT dans leur ensemble subissent de l'ordre de 1526 défauts par an (Bilan 2013).

Tableau I.2 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013).

Caractéristique	**400kV**	**220kV**	**150kV**	**90kV**	**60kV**
Longueur des Lignes et Câbles (**km**)	2546.85	12903.70	68.78	564.96	9192.88
Nombre par 100km et par an	2.23 (100 %)	5.14 (100 %)	24.71 (100 %)	8.31 (100 %)	7.97 (100 %)
Fugitifs (**%**)	17.50	59.60	/	48.90	40.50
Permanents (**%**)	77.20	27.90	58.80	36.20	39.70
Semi-permanents (**%**)	5.30	12.50	41.20	14.90	19.80

I.3.2. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

I.3.3. Les surcharge :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.

- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

I.3.4. Les oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

I.3.5. Les déséquilibre :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

I.4 Protection des lignes de transport d'énergie électrique : [2] [5]

La gestion des réseaux électriques est devenue très complexe et difficile à gérer avec la croissance de ces éléments soit pour la production ou pour le transport d'énergie électrique. Ce dernier est assuré par des lignes à très haute tension (THT), ces lignes sont menacées à des perturbations (défauts monophasés ou polyphasés) d'origine diverses qui affectent la qualité et la stabilité économique de fourniture d'énergie aux clients.

Le développement et l'installation de la technologie numérique dans la protection des lignes de transport a créé de nouvelles solutions qui permettent d'améliorer l'analyse de ces des défauts grâce à leurs capacité de calcul des valeurs des signaux mesurés, d'opérations arithmétiques et le fonctionnement logique. Ce développement est présenté par l'introduction des relais numériques qui constituent un avantage considérable sur les relais analogiques statiques.

A cela, s'ajoutent des avantages supplémentaires tels que :

- La possibilité d'auto surveillance.
- L'enregistrement des données pour le diagnostic des défauts.
- Le choix des caractéristiques de déclenchement.
- Une faible consommation de courant.

I.5 Qualités d'une protection :

Une protection doit être :

- **Sélective** : élimine que la partie en défaut « ligne, transformateur, appareillage, jeu de barres ».
- **Sensible** : notamment détecter les défauts très résistants.
- **Rapide** : pour réduire les conséquences des courts-circuits, notamment la stabilité du réseau et les efforts électrodynamiques.
- **Autonome** : ne pas devoir changer les réglages fréquemment. Consommer peu d'énergie. Etre insensible aux composantes apériodiques. Facile à mettre en œuvre et à maintenir.

I.6 Définition de la zone de protection : [4]

La philosophie générale de l'application des relais est de diviser le réseau d'énergie en plusieurs zones, chaque zone exige son propre groupe de relais. La figure I.3 montre un système d'alimentation typique divisé en des zones de protection. Chaque zone se compose d'un ou plusieurs équipements principaux du système d'alimentation tel que le générateur, le transformateur, le moteur, le jeu de barre et la ligne de transport. Les zones adjacentes sont faites de telle sorte qu'aucune partie du système ne soit laissée non protégée. Chaque zone est protégée par un système se composant d'un ou plusieurs relais protecteurs. Le recouvrement est accompli en recouvrant le raccordement des transformateurs de courant des zones adjacentes. Si un défaut est produit, le relais déclenchera tous les disjoncteurs qui se trouvent dans la zone recouverte afin d'isoler le défaut. Dans cette recherche, le centre sera sur la protection de la ligne de transport.

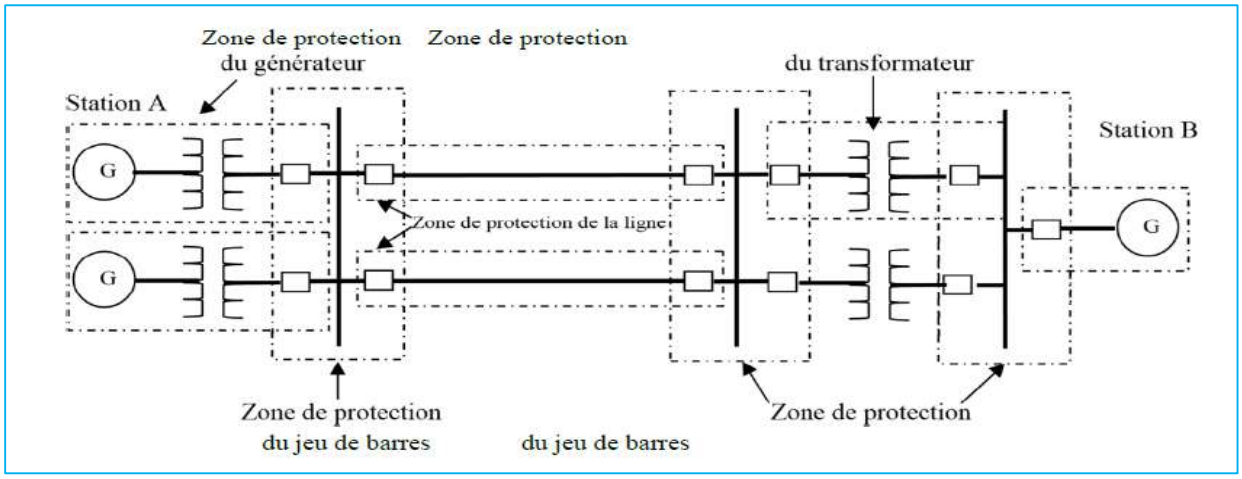


Figure I.3: Les zones de protection du réseau électrique

I.7 Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport :

Quatre types des relais sont utilisés dans les arrangements de protection des lignes de transport:

• Les relais à maximum de courant temporisés et instantanés.

• Les relais différentiels.

• Les relais de distance.

• Les relais à liens de communications.

Chacun des quatre arrangements est utilisé individuellement ou dans diverses combinaisons pour la protection des lignes de transport.

I.8 Protection par relais à maximum de courant :

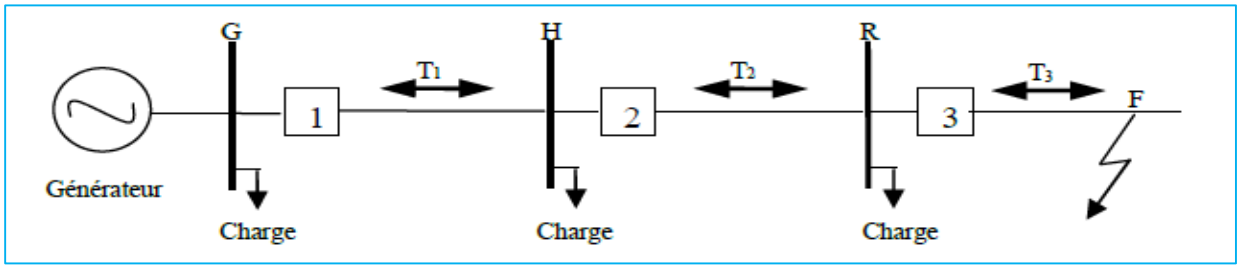
Les relais à maximum de courant offrent une plus simple forme de protection pour les lignes de transport. Ces relais mesurent le courant qui circule dans la ligne à protéger et compare ce courant à un courant de réglage appelé le courant de seuil, si ce courant mesuré dépasse la valeur seuil, le relais donne l'ordre au disjoncteur local pour ouvrir le circuit et isole la section en défaut. La protection à maximum de courant dans les lignes de transport peut être divisée en deux catégories : protection à maximum de courant non directionnelle et protection à maximum de courant directionnelle. [4] [5]

I.8.1 Protection par relais à maximum de courant non directionnel :

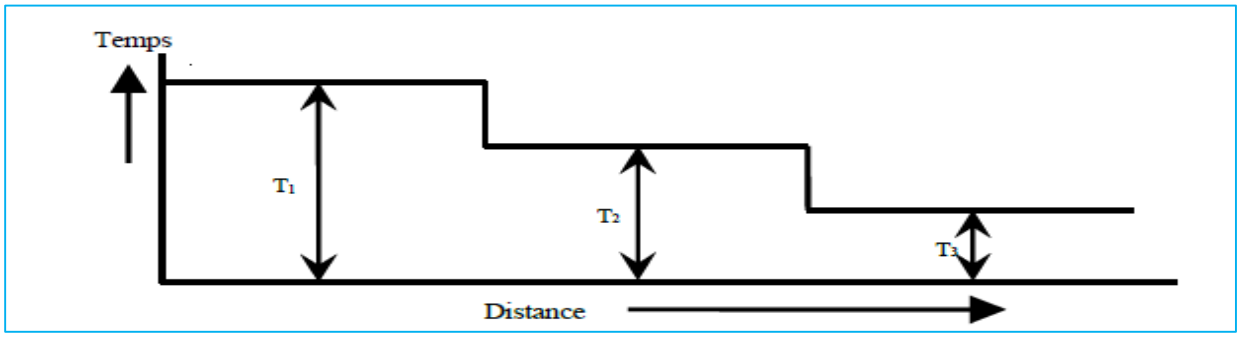
Les relais à maximum de courant non-directionnels sont normalement utilisés pour protéger les lignes de transport radiales. Trois versions du relais généralement utilisé sont : à temps constantes, à temps inverse et instantanés.

La figure I.4(a) représente le schéma d'un système radial qui est protégé avec des relais à maximum de courant. Pour un défaut à l'endroit 'F' aucun des relais ne peut déterminer si le défaut est sur sa zone de protection ou sur une autre ligne au-delà de lui. La sélectivité est réalisée par un temps de retard entre les relais (relais à maximum de courant à temps constant), permettant au relais et au disjoncteur les plus proches de défaut la première possibilité d'élimination de défaut. La caractéristique d'un tel système est présentée dans la Figure I.4 (b). Cette figure montre que le délai (T1) d'élimination d'un défaut près du générateur peut être très dangereux.

C'est évidemment indésirable parce que des tels défauts près du générateur impliquent de grands courants et sont très destructives si le système de protection ne réagit pas rapidement [4].



(a)



(b)

Figure I.4: Graduation du temps dans les systèmes radiaux.

Les relais à maximum de courant à temps inverse surmontent partiellement le problème des grands courants rencontré dans les relais à maximum de courant à temps constant .Ces relais fonctionnent plus rapidement pour les défauts près de la source d'alimentation, le temps de déclenchement dépend de la valeur du courant de défaut, plus le courant de défaut est grand plus le temps de déclenchement est petit. Ces relais sont parfois complétés avec des unités instantanées (relais à maximum de courant instantanés). Pour que les relais à maximum de courant instantanés soient sélectifs, il faut que chaque relais soit réglé à une valeur de temps plus élevée. La figure I.5 montre les caractéristiques réalisées en utilisant des relais de surintensité à temps 'inverse et instantanés. Cette figure prouve que le délai de fonctionnement pour un défaut rapproché est encore réduit quand les relais à maximum de courant instantanés sont utilisés au lieu des relais à maximum de courant à temps inverse [4].

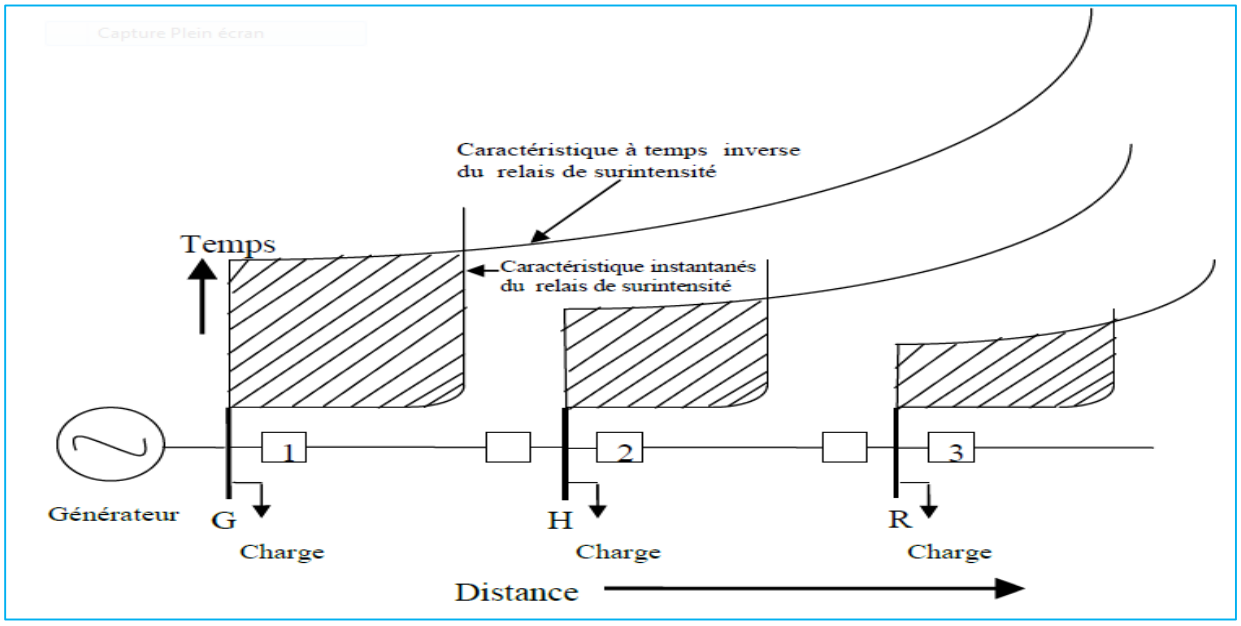


Figure I.5: Protection à maximum de courant à temps inverse et instantané.

I.8.2. Protection par relais à maximum de courant directionnel :

Dans un réseau bouclé ou radial avec des sources multiples et de courant de défaut identique, l'écoulement du courant de défaut par rapport à l'emplacement du relais peut être soit sur la ligne ou au jeu de barres à côté du relais. Dans ces circonstances, il est impossible de réaliser la sélectivité en utilisant des relais de surintensité seulement. La sélectivité peut être réalisée en utilisant les relais à maximum de courant directionnels.

La figure I.6 représente un réseau bouclé qui est protégé avec des relais à maximum de courant directionnel**.** Les flèches asymétriques se dirigent dans la direction de l'écoulement du courant de défaut pour laquelle les relais devraient fonctionner. Seulement à l'endroit 1 et 10 le courant de défaut peut circuler vers la ligne dans la direction pour laquelle le déclenchement est désiré ou dans le sens inverse. Les relais à ces endroits pourraient, donc, être non-directionnels comme est indiqué par les flèches à la tête double [4].

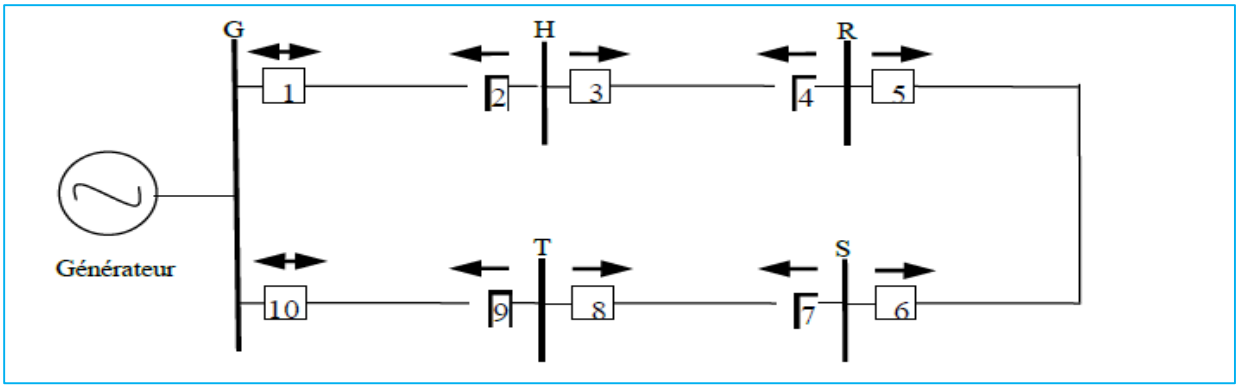


Figure I.6: Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.

I.9 Protection différentielle :

La protection différentielle est l'une des techniques les plus fiables et les plus populaires dans la protection des systèmes d'énergie. La protection différentielle compare les courants qui entrent avec les courants qui quittent la zone de protection. Si la somme des courants qui entrent et les courants qui quittent la zone de protection est égale à zéro, on conclut qu'il n'y a aucun défaut. Cependant, si cette somme n'est pas égale à zéro, la protection différentielle conclut qu'un défaut existe dans la zone et prend des mesures pour isoler la zone en défaut du reste du système [4] [5].

La Figure I.7 représente une phase d'un système de protection différentiel triphasé. Des circuits multiples peuvent exister, mais l'exemple est suffisant pour expliquer le principe de base de la protection différentielle. On peut observer à partir de la Figure I.7 que la zone de protection est éliminée par deux ou trois transformateurs de courant. Les conducteurs apportant le courant des transformateurs de courant au relais différentiel sont dans quelques situations appelées les fils pilotes.

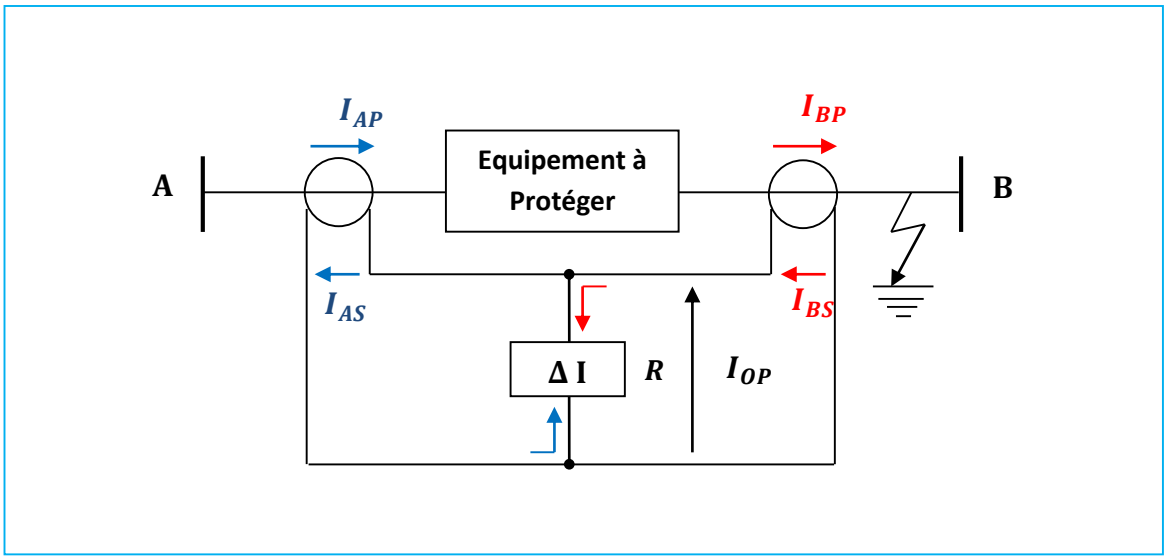


Figure I.7: Protection différentiels pendant un défaut externe.

Dans les conditions normales, le courant Ip à l'entrée de l'unité protégée serait égal au courant sortant à chaque instant. Le courant secondaire dans le fil pilote du transformateur de courant A est égal à :

$$\mathbf{I_{AS} = \alpha_A I_P - I_{Ae}} \quad \text{(I.1)}$$

Où :

$\boldsymbol{\alpha_A}$: est le rapport de transformation du transformateur de courant A.

$\mathbf{I_{Ae}}$: est le courant d'excitation du transformateur de courant A dans le secondaire.

Pour le transformateur de courant B, l'équation est semblable et est comme suit :

$$\mathbf{IBs = \alpha_B I_P - I_{Be}} \quad \text{(I.2)}$$

En assumant que les rapports de transformation sont égaux, $\alpha_A = \alpha_B = \alpha$, le courant d'opération Ip du relais est donné par :

$$\mathbf{I_{op} = I_{Ae} - I_{Be}} \quad \text{(I.3)}$$

Pendant le régime normal ou pendant les défauts externes, le courant d'opération du relais est très faible, mais j'aimais égale à zéro.

En cas d'un défaut dans la zone de protection (Figure I.8), le courant d'entrée n'est plus égal au courant de sortie. Le courant d'opération du relais différentiel est maintenant la somme des courants d'entrée alimentant le défaut suivant les indications de la Figure I.8.

$$\mathbf{I_{op} = a(I_{F1} + I_{F2}) - I_{Ae} - I_{Be}} \quad \text{(I.4)}$$

Ce courant actionne le relais pour isoler la zone en défaut.

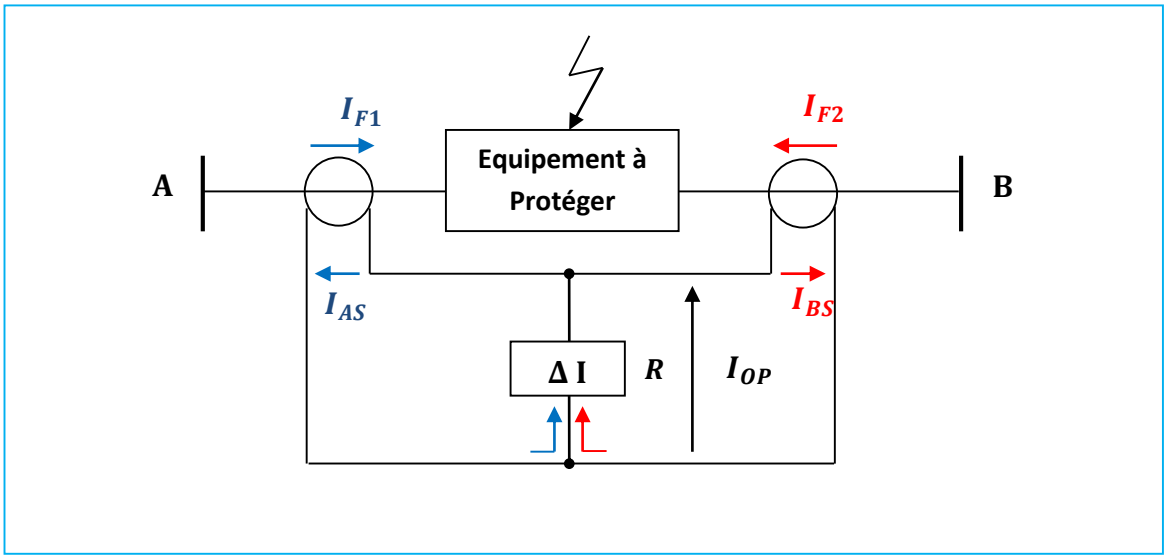


Figure I.8: Protection différentielle pendant un défaut interne.

I.9.1 Protection différentielle longitudinale :

Ce type de protection est utilisé dans des sections de petite longueur (jusqu'à 5km dans les réseaux 35kV et jusqu'à 10km dans les réseaux 110kV) dans le cas où la protection de distance ne répond pas aux exigences de la vitesse, la sélectivité et de la sensibilité. Les fils pilotes le long de la voie de la ligne de transport effectuent la comparaison courante à l'extrémité de la section protégée [4].

I.9.2 Protection différentielle transversale équilibrée :

La protection équilibrée est un type de protection différentielle transversale qui est utilisée dans les lignes en parallèles. Elle est basée sur une comparaison des amplitudes des courants passant par les lignes. Pour des lignes en parallèles avec la même impédance et dans des conditions normales, ou en présence d'un court-circuit externe, les relais ne fonctionneront pas en raison de la répartition équilibrée des courants. Par contre si un court-circuit est signalé sur

une des lignes en parallèles, la plus grande partie du courant de la source passe à travers la ligne défectueuse, alors que la partie la plus petite passe à travers le long de la ligne saine.

Dans cette circonstance, le relais déclenchera la ligne défectueuse. A l'autre extrémité des lignes en parallèles et sans source additionnelle d'alimentation, les courants en présence du court-circuit sur une de ces lignes sont égaux en grandeur mais opposé dans la direction. Un relais équilibré qui a réagi au rapport des intensités de courant et pas à leur direction ne réagit pas. [5]

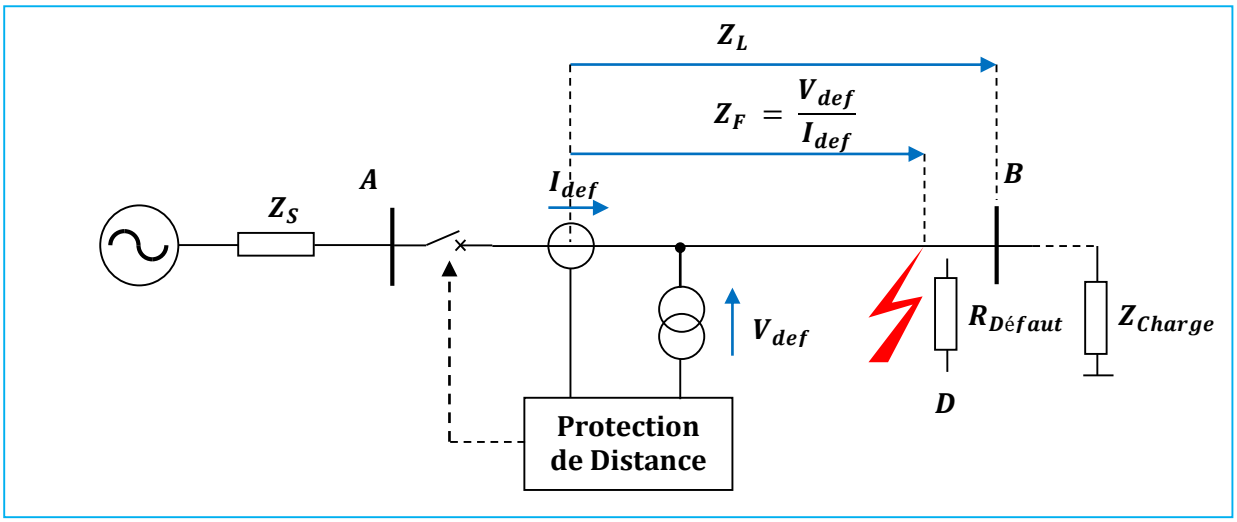
I.10 Protection par relais de distance :

On considère la protection de distance le type le plus populaire du principe de protection appliqué généralement pour protéger les lignes de transport dû à leur capacité de remplir les exigences de fiabilité et la vitesse nécessaire pour protéger ces lignes. Le principe de base du relais de distance se fonde sur le fait que l'impédance de la ligne est assez constante suivant le long de la ligne et proportionnelle à la longueur de la ligne. Cette particularité est pratiquement vraie et indépendante des amplitudes de la tension et du courant. Donc, l'impédance vue à partir de l'endroit du relais à n'importe quel point de défaut suivant le long de la ligne est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut et l'endroit de défaut peut être déterminé s'il fait partie de la ligne protégée. En conséquence, le relais protecteur, qui fonctionne en basant sur la mesure de distance, est désigné sous le nom du relais de distance. Bien que les techniques qui sont utilisés pour traités et calculés les signaux soient différentes d'un fabricant à l'autre, tous les relais de distance fonctionnent de la même manière en calculant l'impédance à partir des tensions et des courants des trois phases de la ligne.

Le principe de base de fonctionnement des relais de distance est que si l'impédance mesurée par le relais est moins que l'impédance d'arrangement (normalement sa valeur est un pourcentage de la valeur de l'impédance de la ligne de transport à protégée), alors le relais conclurait qu'il y a un défaut dans la ligne de transport à protégée. Parfois les relais de distance sont aussi appelés comme relais à minimum d'impédance pour cette raison.

Les relais de protection de distance déterminent l'impédance de défaut (ZF) à partir de la tension (Vdef) et le courant (Idef) de court-circuit mesurée à l'endroit de relais suivant les indications de la figure (I.9). Le relais compare l'impédance de défaut mesurée à une valeur de référence (Zref) correspondant à la limite de la zone de fonctionnement dans le diagramme (R, jX) définie par le réglage du relais. Si l'impédance mesurée de défaut est plus petite que la valeur de référence (Zref), un défaut interne soit déclaré et une commande est envoyée au disjoncteur

pour ouvrir le circuit. Selon ce principe de fonctionnement de base, la décision de commande est prise en utilisant seulement les tensions et les courants mesurés à l'endroit de relais. Il n'y a aucune autre information exigée et la protection ne dépend d'aucun équipement supplémentaire ou des liens de communication de signaux qui sont essentielles pour la protection différentielle. [4]



ZS: l'impédance de la source. $\mathbf{Z_{ref}}$: l'impédance de référence $\mathbf{Z_F}$: l'impédance de défaut

$\mathbf{Z_L}$: l'impédance de la ligne **Idef** : le courant de défaut.

Figure I.9: Principe de la protection de distance

.

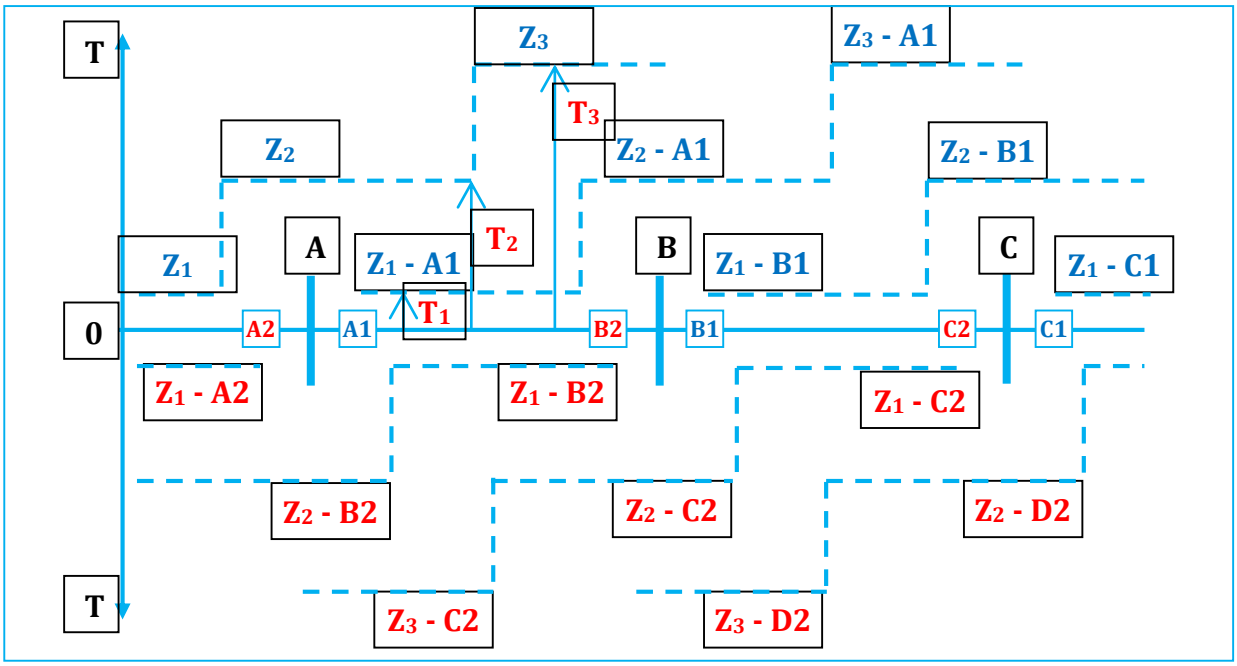
Il convient de noter que la valeur de l'impédance de référence (Zref) du relais ne couvre pas la longueur totale de la ligne pour des raisons de sécurité. En pratique, il n'est pas possible de mettre la portée du relais pour couvrir 100% de la longueur de la ligne due à plusieurs facteurs. Parmi ces facteurs les inexactitudes dans la mesure de distance par le relais qui peut résulter dans l'algorithme utilisée par le relais, les erreurs de mesure dans le transformateur de courant « TC » et l'inexactitude dans la valeur réelle de l'impédance de la ligne, qui est habituellement basée sur un calcul et pas sur la mesure des paramètres de la ligne. En conséquence, des zones additionnelles de protection sont nécessaires afin de couvrir la longueur totale de la ligne comme sera expliqué dans la section suivante. Selon le type « TC » et les exactitudes de mesure du relais, une marge de sécurité de 10% à 15% de l'autre extrémité de la ligne doit être choisie pour la première zone de la protection pour assurer la sélection de protection sécurisée entre les défauts internes et externes [4].

I.11 L'application de la zone de protection dans la protection de distance :

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport suivant les indications de la figure (I.10). La première zone, désignée comme zone 1, est mise pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, la zone 1 est mise pour couvrir approximativement 80-90% (varié selon le type de relais, électromécanique, statique ou numérique) de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au-delà de l'autre extrémité. La deuxième zone (zone2) est mise pour couvrir le reste de la ligne plus une marge adéquate (environ 20% de la ligne adjacente). Les arrangements de la zone 2 devraient ne jamais surmonter n'importe quelle zone 1 du relais aux lignes adjacentes ; autrement le déclenchement inutile des lignes peut se produire au cas où un défaut se trouverait simultanément en dessous de la portée de la zone 2 des deux relais situés à la station A et B suivant les indications de la figure (I.10). Par conséquent, l'arrangement minimum pour la zone 2 qui assure la couverture totale de la ligne, avec une marge de sûreté, est habituellement 120% de la ligne protégée, à condition que ceci ne dépasse pas 50% de la prochaine ligne la plus courte.

Pour assurer la sélectivité, la zone 2 doit être retardée par un temps (gradué) relative à la protection de la ligne adjacente. Le retard de temps typique de la zone 2 est 300ms à 400ms pour les relais électromécaniques et à 250ms à 300ms pour la protection statique et numérique. Ce temps d'évaluation est un résultat de la somme du temps de fonctionnement de la zone 1 et le temps de fonctionnement de disjoncteur de la ligne adjacente, la période de remise de relais de distance, des erreurs des temporisateurs internes de relais de distance, et une marge de sûreté **[3]**.

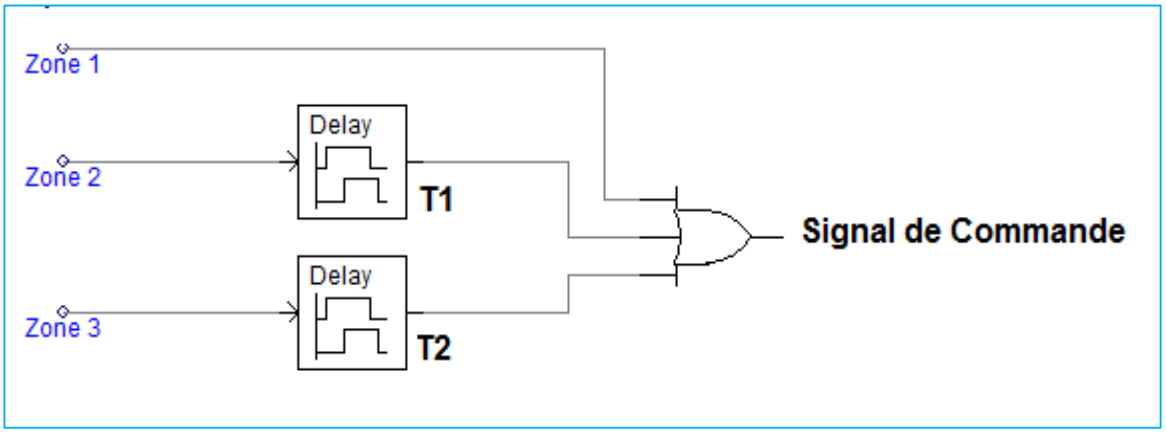
Pour quelques applications, la zone 3 est employée pour assurer la protection de plein support pour les lignes adjacentes. L'arrangement de la zone 3 couvre (avec une marge adéquate) la ligne protégée plus 100% de la plus longue ligne adjacente. Le temps de retard intentionnel utilisé pour la zone 3 est environ 0.6 à 1 sec. La figure (I.10b) montre le circuit logique de commande des zones de protection.



(a) Zone de protection pour relais de distance

R1, R2, R3 : des relais de distance

Δt : Temps de retard



Zone 1, Zone 2, Zone 3 : Signaux d'Entrés **-T1, T2 :** Temps de retard

(b) circuit logique de commande

Figure I.10 : Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance

I.12 Types de relais :

L'application des relais de protection dans les systèmes d'alimentation remonte il y a presque 100 ans. Depuis lors, la technologie utilisée pour construire les relais a amélioré spectaculairement la taille, le poids, le coût et la fonctionnalité. Basé sur la technologie utilisée pour leur construction, les relais peuvent être chronologiquement classifiés comme électromécaniques, statiques ou à semi-conducteur et numérique [4].

I.12.1 Relais électromécaniques :

Les premiers relais utilisés dans l'industrie électrique étaient des dispositifs électromécaniques. Leur principe de fonctionnement est basé sur la création d'une force mécanique pour actionner les contacts de relais en réponse à une situation de défaut. La force mécanique a été établie par l'écoulement d'un courant qui a reflété le courant de défaut à travers les enroulements montés dans des noyaux magnétiques. En raison de la nature de son principe de fonctionnement, les relais électromécaniques sont relativement plus lourds et plus volumineux que des relais construits avec d'autres technologies. En plus, la charge de ces relais peut être extrêmement haute, affectant le but de la protection. Cependant, les relais électromécaniques ont été tellement utilisés en grande partie, que même les relais modernes utilisent leur principe de fonctionnement, et représentent toujours un bon choix pour certaines conditions d'application. [5]

I.12.2 Relais statiques (à semi-conducteur) :

Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur composés de composants électroniques comme les résistances, les diodes, les transistors etc. Ces relais n'ont pas des pièces mobiles qui les rendent plus légers et plus petit que les relais électromagnétiques. Les relais à semi-conducteur exécutent les mêmes fonctions que les relais électromagnétiques sauf qu'elles ont besoin de moins de tension pour fonctionner et la commutation peut être exécutée en très brèves durées. Les relais statiques sont fiables mais les composants électroniques peuvent dériver en raison de la température ambiante et du vieillissement élevés.

Les relais à semi-conducteur activent le déclenchement des circuits utilisant des dispositifs électroniques tels que les redresseurs à silicium et, en conséquence, il n'y a aucun arc pendant la commutation. Les commutateurs dans les relais à semi-conducteur ont toujours des courants de fuite indépendamment du fait que les commutateurs sont ouverts ou fermés. [5]

I.12.3 Relais numériques :

La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce.

La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont étaient employé par les relais électromécaniques et statiques [5]. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages tels que [4] :

- **Économique :** La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.

- **Rapide :** Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; un, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.

- **Autocontrôle :** les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.

- **Fonctions multiples :** Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégré dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.

- **Temps mise en marche réduit :** la mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.

- **Economie de temps et d'effort :** la localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduisent le temps de coupure électrique considérablement.

- **Flexibilité :** les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.

- **Petite taille :** Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.

- **Remplacement facile :** si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations.

I.13 Schéma bloc d'un relais numérique :

Le relais numérique est un dispositif à base de microprocesseur qui utilise un logiciel pour le traitement des signaux échantillonnés et mettre en application la logique du relais. La majeure partie de la recherche dans le secteur de la protection à relais numériques est liée au développement des algorithmes pour des applications spécifiques. Les éléments de base d'un relais numérique sont résumés sur la Figure I.11 [4].

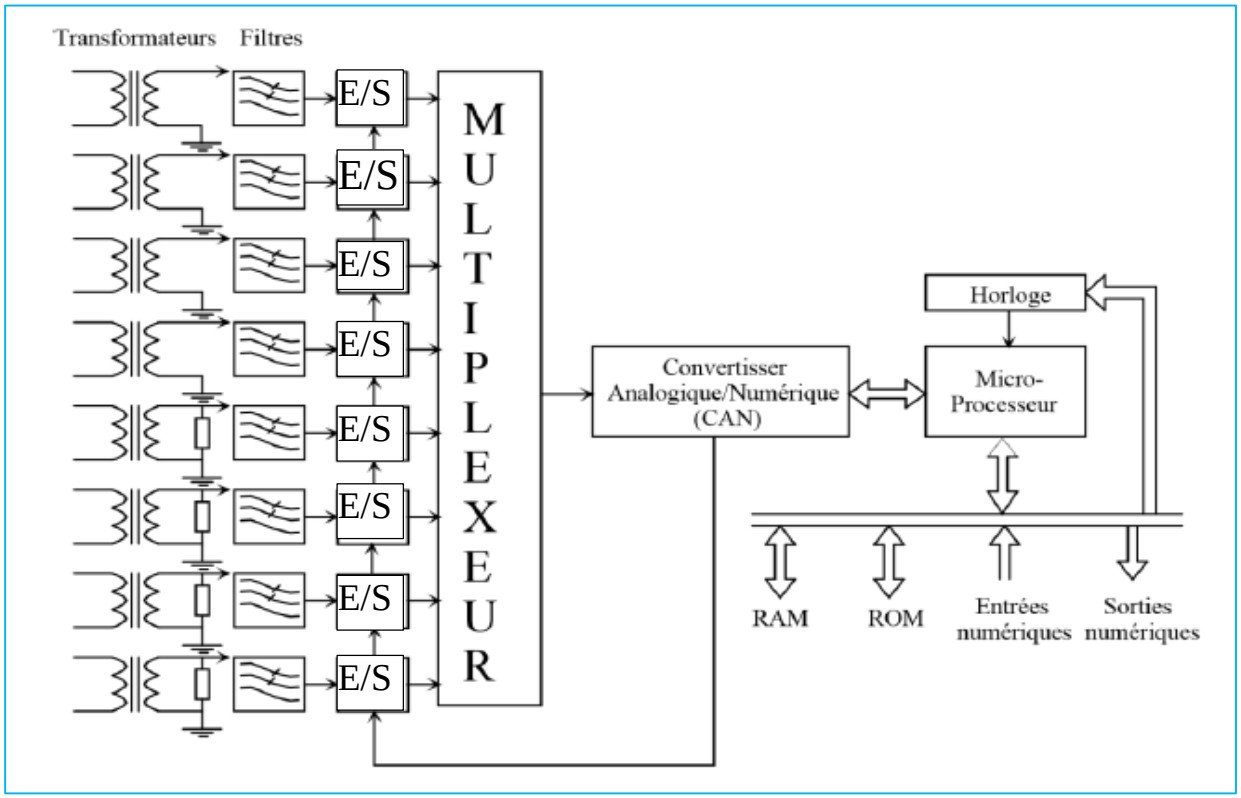


Figure I.11 : Eléments de base d'un relais numérique.

I.13.1 Transformateurs de courant

Le comportement du circuit magnétique des transformateurs de courant (TC) joue un rôle essentiel. Ce circuit est soumis au flux magnétique crée par le courant primaire et en particulier par la composante apériodique du régime transitoire du court-circuit. Selon les amplitudes et les polarités respectives de ces flux le risque de saturation du circuit magnétique est plus ou moins grand. Lorsque la saturation se produit le courant secondaire est déformé et n'est plus l'image du courant primaire, en d'autres termes une information incorrecte est présentée à l'entrée des différentes fonctions des protections peuvent en être affectées :

Fonction directionnelle, mesure de distance, fonction différentielle...etc. Ces phénomènes sont à prendre en compte non seulement à l'établissement du court-circuit mais également lors d'un ré-enclenchement automatique sur défaut. [5]

I.13.2 Transformateurs de tension :

Il existe deux types de transformateur de tension : les transformateurs de tension bobinée (TT) et les transformateurs condensateurs de tension (TCT) dont la partie capacitive est utilisée comme système de couplage pour la transmission par courants porteurs haute fréquence sur ligne.

Les régimes transitoires qui affectent le plus le fonctionnement des transformateurs de tension est l'apparition de court-circuit sur le réseau. La mise hors tension et l'accroissement brutal de la fréquence varie de quelques centaines d'hertz à quelques kilohertz. Dans le cas des transformateurs de tension ses oscillations s'amortissent rapidement : l'erreur qui en résulte est négligeable après 10 à 20 ms.

Ces phénomènes sont beaucoup plus difficiles à amortir dans le cas des transformateurs condensateurs de tension et plus gênant surtout avec les protections de distance, ils entraînent souvent une erreur de mesure de distance importante. Sur les lignes courtes la précision nécessaire pour un fonctionnement en zone réduite risque de ne plus être assurée, il faut alors choisir un schéma de protection du type à zone étendue et à verrouillage.

L'accroissement brutal de la tension appliquée se rencontre sur les phases saines d'un réseau dont une phase est affectée d'un défaut à la terre. Les conséquences sont de même nature que celles consécutives à la mise sous tension. Il faut souligner que les transformateurs de tension sont en générale plus coûteux que les transformateurs condensateurs de tension [4] [5].

I.13.3 Filtre anti-repliement :

Dû aux limites pratiques des taux d'échantillonnage dans un relais numérique, le convertisseur analogique/numérique (CAN) est '*aveugle'* en dehors des moments où il fait sa conversion. A la réception du top (impulsion) de l'horloge, le CAN effectue sa conversion quasi instantanément. Il y a donc perte de l'information contenue entre les impulsions. Le repliement (aliasing) spectral, est un phénomène qui change l'identité d'un signal lorsqu'il est échantillonné à une fréquence trop faible.

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de *Shannon* disant qu'il faut au moins (c'est-à-dire plus que) 2 échantillons sur une période pour décrire un signal. Pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins 2fmax, fmax : étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude. Pour ce faire les relais sont équipés de filtre anti-repliement (un filtre par signal) qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale (Figure I.12).

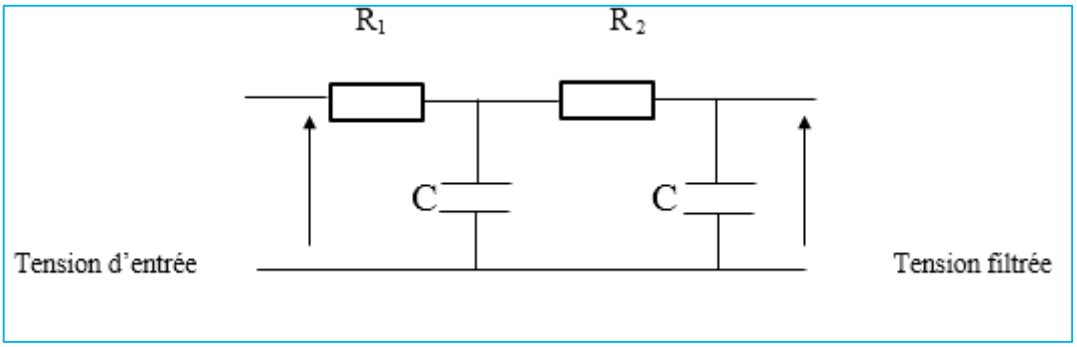


Figure I.12: Filtre anti-repliement analogique.

Les fréquences supérieures à la moitié de la fréquence d'échantillonnage doivent être supprimées. La présence d'un filtre anti-repliement analogique relié à la fréquence d'échantillonnage est donc indispensable à une mesure correcte. La fréquence de coupure du filtre anti-repliement doit être au plus égale à la moitié de la fréquence d'échantillonnage. En simulation, le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Chebyshev ou Bessel [4].

I.13.4 Filtre Butterworth : [4]

La réponse de l'amplitude │H(ω) │d'un filtre passe-bas de Butterworth d'ordre N[ème] est donnée par :

$$\mathbf{H(\omega)} = \frac{\mathbf{1}}{\sqrt{\mathbf{1+(\omega/\omega_0)^{2N}}}} \tag{I.5}$$

Ou :

N : est l'ordre du filtre.

ω_0 : est la fréquence de coupure.

La procédure pour concevoir des filtres de Butterworth commence par le calcul de l'ordre du filtre (N) en utilisant l'expression suivante :

$$\mathbf{N \geq \frac{\log(10^{-Gs/10}-1)-\log(10^{-Gp/10}-1)}{2\log(\omega_s/\omega_p)}} \tag{I.6}$$

Où:

Gp : est le gain de la bande passante on dB.

GS : est le gain de la bande bloqué on dB.

ω_p : la fréquence de la bande passante on radians.

ω_s : la fréquence de la bande bloquée on radians.

Connaissant l'ordre du filtre N, la fréquence de la bande passante ω_p de bande de passage et la fréquence de la bande bloquée ω_s, la fréquence de coupure ω_c peut être calculée en utilisant l'une des équations suivantes :

$$\mathbf{\omega_c = \frac{\omega_p}{(10^{-Gp/10}-1)^{1/2N}}} \tag{I.7}$$

$$\mathbf{\omega_s = \frac{\omega_p}{(10^{-Gs/10}-1)^{1/2N}}} \tag{I.8}$$

Les fréquences de coupure fournies par les équations I.7 et I.8 sont différentes ; le choix d'une valeur est influencé par la nécessité de remplir les conditions dans la bande passante ou la bande bloquée.

Les pôles normalisés de la fonction de transfert sont déterminés par l'équation suivante :

$$\mathbf{S_k = 2^{\frac{j\pi}{e^{2n}}(2K+n-1)}} \qquad K = 1,2,\dots,n \qquad \text{(I.9)}$$

La fonction de transfert normale est déterminée par les valeurs des pôles en employant l'équation suivante.

$$\hat{H}(\mathbf{S}) = \frac{\mathbf{1}}{(\mathbf{S-S_1})(\mathbf{S-S_2})\dots(\mathbf{S-S_n})} \qquad \text{(I.10)}$$

La fonction de transfert finale du filtre est obtenue par le remplacement :

$$\mathbf{H(S)} = \hat{H}(\mathbf{S/\omega_c}) \qquad \text{(I.11)}$$

I.13.5 Multiplexage :

Les CAN sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on fera appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à diviser le temps, par exemple chaque seconde, en petits intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issu de chacune des voies avec le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, chargeant chacune des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur. [4]

I.13.6 Conversion analogique / numérique :

La conversion numérique d'un signal analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif. Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop

importante. Le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signale est encore analogique et continu en amplitude. II s'agit encore d'une tension (en volts) qui peut prendre des valeurs quelconques. Le signal est ensuite numérisé par le Convertisseur Analogique/ Numérique (CAN). A sa sortie, le signal est quantifié en temps et en amplitude. La quantification consiste à associer une suite binaire à chaque échantillon.

Le signal n'est défini qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous-échantillonnage détériora trop le signal d'entrée, alors qu'un sur-échantillonnage va augmenter le volume de données à traiter. La condition de *Shannon* fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal. En général, pour s'assure de cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal. [4]

I.13.7 Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons des tensions et de courants pour produire des paramètres d'intérêt. La plupart des algorithmes existants proposés pour l'usage dans des relais numériques peuvent être groupées en deux catégories. Le premier type est basé sur le modèle de la forme d'onde lui-même. Le deuxième type implique le modèle de l'élément étant protégé, telle que les lignes de transport ou les transformateurs de puissance [4].

I.13.8 Microprocesseur :

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts. Un microprocesseur est un composant électronique minuscule, fabriqué le plus souvent en silicium, qui regroupe un certain nombre de transistors élémentaires interconnectés. Le microprocesseur exécute les fonctions de l'unité centrale d'ordinateur (CPU). Il interprète les instructions et traite les données du programme. [4]

I.14 Conclusion :

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez des informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Chapitre II

PMU

Et Leur Application

II.1 Introduction :

En 1893, Charles Proteus Steinmetz a présenté un document sur la description mathématique simplifiée des formes d'onde d'électricité en courant alternatif. Steinmetz a appelé sa représentation un phaseur. En s'inspirant des travaux de Steinmetz, Arun G. Phadke et James S. Thorp à Virginia Tech ont utilisé en 1988 la technique de calculs des phaseurs pour introduire la notion des PMU's sur les réseaux électriques.

Les PMU's sont des dispositifs qui mesurent en temps réel les ondes électriques sur un réseau électrique. Ils sont synchronisés à une référence de temps absolu provenant du système de positionnement global (GPS, *Global Positioning System*).

Les PMU's sont considérés comme l'un des appareils de mesure les plus importants dans l'avenir des réseaux électriques. Dans l'ingénierie de puissance, les mesures obtenues des PMU's sont communément appelées des « synchrophaseurs ».

II.2 Synchrophaseurs et unité de mesure des Phaseurs (PMU) :

II.2.1 La norme des synchrophaseurs IEEE C37.118.1-2011 :

La norme originale des synchrophaseurs était IEEE 1344-1995 qui a été formée en 1995. Après près d'une décennie, Cette norme a été révisée et remplacée par la norme IEEEC37.118-2005 puis à la norme IEEE C37.118-2011. [6] [7]

La norme IEEE C37.118 définit les mesures des phaseurs synchronisés utilisés dans les réseaux électriques et les méthodes permettant de vérifier la conformité au standard et les formats des messages pour la communication avec les appareils de mesure utilisées pour mesures les Synchrophaseur (PMU). [8]

L'ancienne norme IEEE C37.118-2005 introduit uniquement des rescriptions pour la performance de l'état stable de PMU. Les exigences relatives à la performance dynamique a été révisé et incorporé dans la norme C37.118-2011 ultérieurement.

Dans les deux normes, la qualité de mesure des PMU est évaluée sur la base de vecteur d'erreur total (TVE) concept et tests d'évaluation, y compris l'étape des essais sur l'amplitude, la phase et la fréquence. Le TVE est défini comme la mesure de l'erreur entre les valeurs théoriques du signal de valeur vectorielle étant mesuré et la valeur du phaseur estimé.
La norme impose TVE pour être inférieure à 1 % dans toutes les conditions. [9]

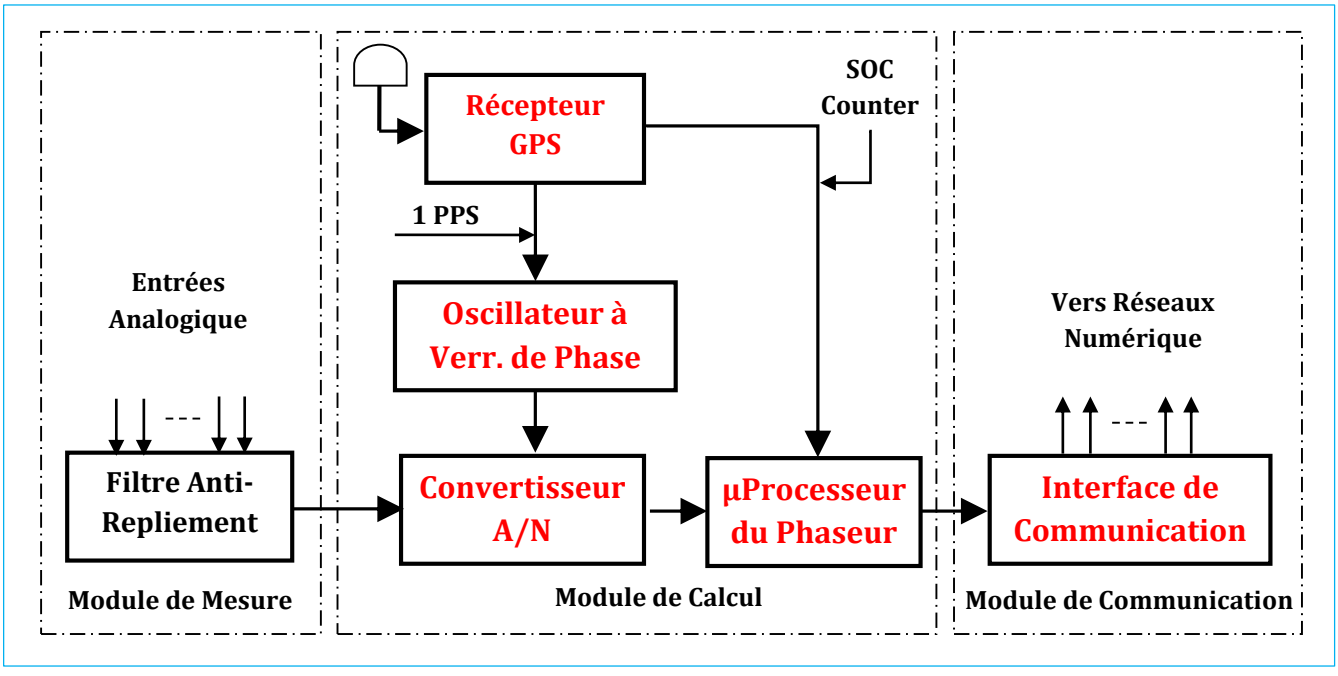
La version actuelle du protocole met aussi l'accent sur la capacité et les performances d'un PMU en conditions dynamiques. Des précisions supplémentaires sur les définitions du Synchrophaseur et phaseur sont été faites.

Les concepts de vecteur d'erreur total (TVE) et des tests de conformité ont été étendus avec plus de clarté. Des essais liés à des variations de température ont été ajoutés. Dans l'ensemble, les exigences pour les essais dynamiques ont été détaillées et les limites théoriques de la fréquence et du taux de variation de la fréquence ROCOF ont été expliqués. [7]

II.2.2 Le PMU (Phasor Measurement Unit) :

Les PMU sont utilisés pour surveiller des grands réseaux de transport de l'électricité. Le Phaseur de la tension, du courant et de la fréquence du réseau est calculés de manière précise et dotés d'un marquage temporel, les données calculées sont envoyées en continu via un canal de communication **GPS** (Global Positionning System) à un ordinateur appelé **PDC** (*Phasor Data concentrator*). Les données de plusieurs PMU's sont traités et évaluées dans le PDC afin de détecter des impasses dans le réseau de transport, des surcharges des lignes, etc. [10]

Un système généralisé de PMU est représenté dans la figure suivante :



FigureII.1 : Représentation générale d'un PMU

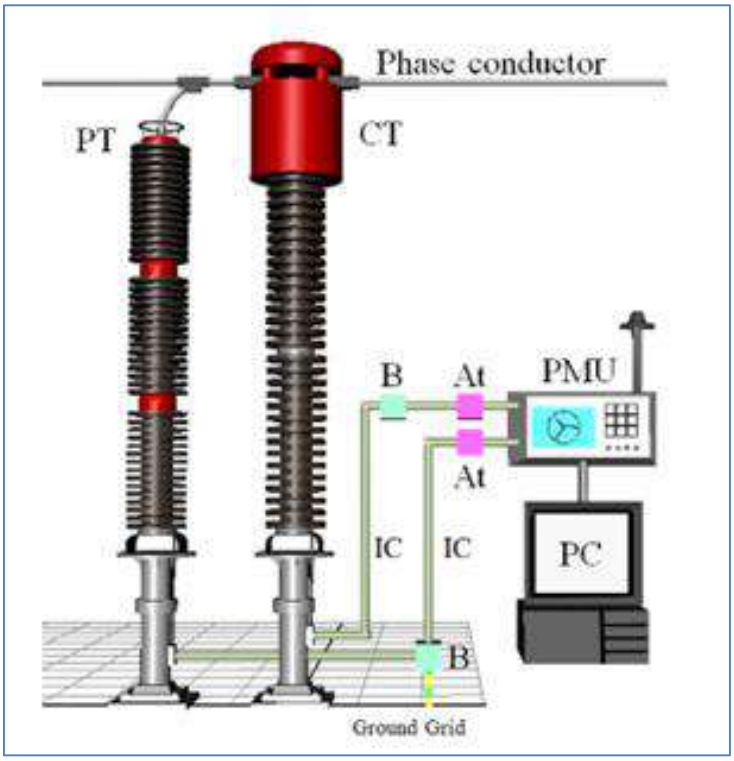


Figure II.2 : Les principales composantes du PMU.

PT : Transformateur de Potentiel **CT :** Transformateur de Courant

IC : Câbles d'instrumentation **B :** Burden

At.: atténuateur

Les PMU's reçoivent des signaux analogiques (03) phase de Tension, trois (03) phase de courant. Les signaux d'entrée analogiques sont obtenus à partir du secondaire des transformateurs de tension (TT ou TP) et de transformateurs de courant (TC ou TI).

Les signaux d'entrée analogiques sont ensuite filtrés par un filtre anti-repliement afin d'éviter le repliement des erreurs. Les filtres anti-repliement limite de la bande des signaux de courant et de tension en dessous de la moitié de la fréquence d'échantillonnage pour éviter le repliement.

Les signaux de tension et de courant analogique sont converties en valeurs numériques par un convertisseur analogique-numérique (CAN). Les Convertisseurs Analogique-Numérique (CAN) 16 bits sont les plus utilisées dans les PMU. L'horloge d'échantillonnage de convertisseurs CAN est à verrouillage de phase à un signal 1pps de GPS. [11]

Oscillateur à verrouillage de phase convertit le signal 1pps en une séquence d'impulsions de synchronisation à grande vitesse [11] pour le Convertisseur d'échantillonnage.

Le Microprocesseur calcule les séquences positives et trois (03) phases de tension et de courant du Synchrophaseur à l'aide des échantillons numériques. Le microprocesseur calcule aussi la fréquence, taux de change de la fréquence (ROCOF), l'état du disjoncteur et d'autres informations connexes.

Les signaux calculés et d'autres informations sont transmis au PDC's par le module de communication des PMU.

II.3 Réseau de communication et placement des PMU's :

Un système de mesure de zone étendue (Wide Area Measurement System, WAMS) est une infrastructure basée sur les nouvelles technologies de pointe qui permet d'exploiter les réseaux électriques dans leur capacité optimale .En fournissant des données de mesure de phaseur en temps réel, le WAMS facilite la surveillance, la compréhension et la gestion de grands réseaux électriques. Les PMU's constituent la composante principale d'un WAMS. Ils ont l'avantage de fournir de 30 jusqu'à 120 mesures de phaseurs par seconde [12] avec une précision d'une microseconde ; ce qui permet une bonne observabilité et une vue globale du réseau. [13]

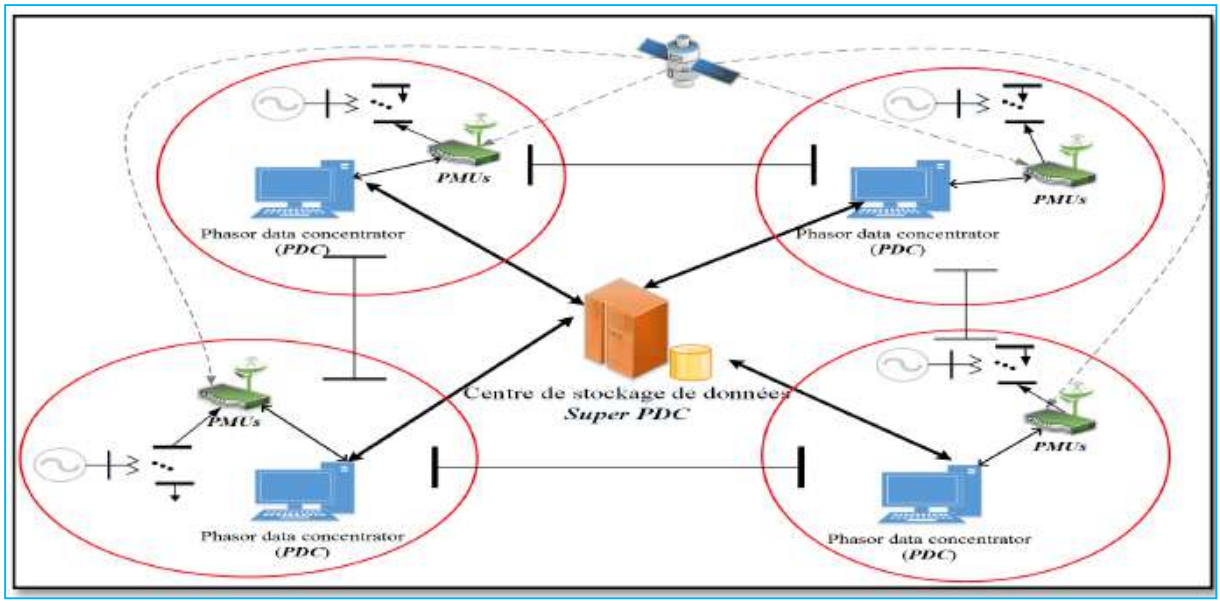


Figure II.3 : Diagramme conceptuel d'un système de mesures de phaseurs synchronisées

Comme montré à la **Figure II.3**, les données de phaseurs synchronisées de courant, de tension et de fréquence prises par les PMU's branchés à des jeux de barres du réseau sont envoyées dans un concentrateur de données de phaseur (Phasor Data Concentrator, PDC), situé dans des sous stations ou des centres de contrôle en utilisant un réseau de communication en

fibre optique dédiée. Toutes les informations sont stockées dans un centre principal (Super PDC) où on les traite et les interprète afin de détecter d'éventuelles anomalies sur le réseau.

II.4 Applications des mesures synchrophasées dans les réseaux électriques :

En 2005, le *North American Synchro Phasor Initiative* (NASPI) est lancé, qui a pour vision d'améliorer la surveillance, le contrôle et la fiabilité des réseaux électriques à travers les WAMS. Sa mission est de créer une infrastructure de PMU's robuste, sécurisée et très facile d'accès pour le réseau électrique interconnecté nord-américain. Ainsi, les opérateurs de réseaux seront dotés d'outils d'analyse et de planification puissants dans la réalisation de leurs tâches.

En s'appuyant sur la mission et la vision de NASPI, les mesures synchrophasées peuvent être utilisées pour réaliser des tâches en temps réel (*online*) ou hors-ligne (*offline*).

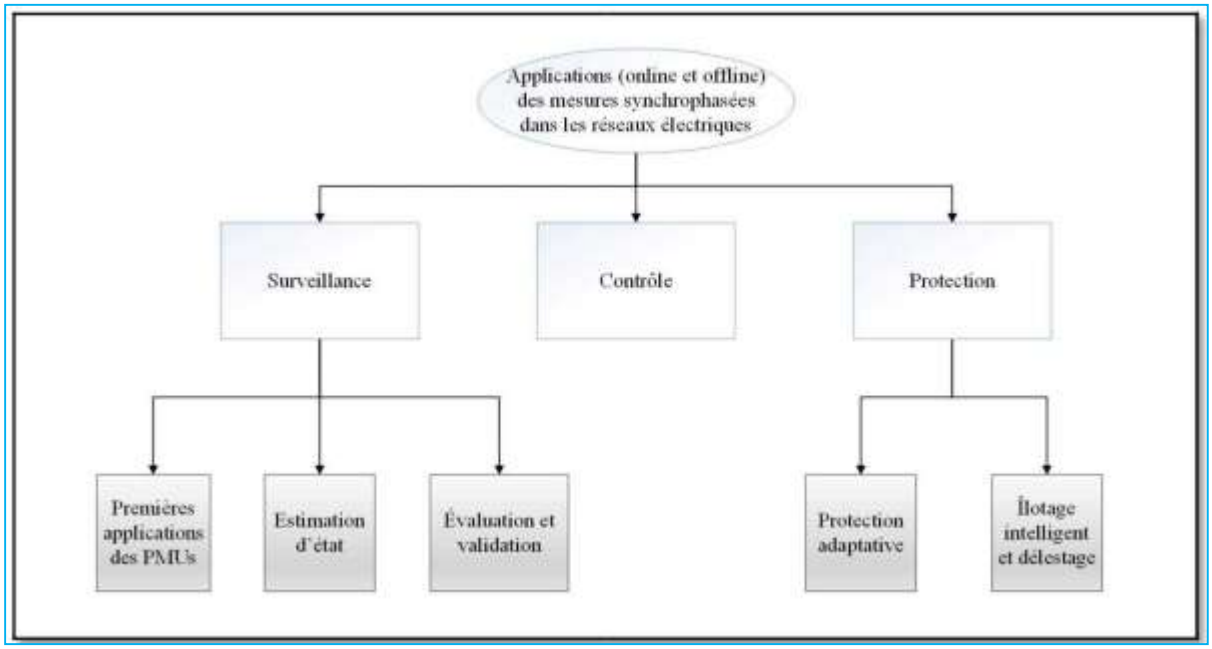


Figure II.4 : Applications des PMU's dans les réseaux électriques

Comme le montre la **Figure II.3**, on divise en trois grandes classes les différentes applications des PMU's : la surveillance, le contrôle et la protection. On soumet également une liste non exhaustive d'applications pour la prise de décision opérationnelle sur les réseaux électriques.

II.4.1 : Surveillance des réseaux électriques :

a) **Premières applications des PMU's :**

Avec la première génération de PMU's commercialisée, il était possible de faire uniquement des analyses post-défauts, vu qu'un nombre très restreint était installé sur le

réseau. Les premières mesures enregistrées par des PMU's ont été réalisées en 1992 dans le cadre du projet ***Parameter Identification Data Acquisition System***(PIDAS) lancé par **l'*Electric Power Research Institute*** (EPRI). Les tests consistaient en l'ouverture et la fermeture des lignes de 500 kV de Klondike et Bonaire dans la station Scherer en Géorgie. Des résultats positifs ont permis de valider le modèle du système en comparant les valeurs mesurées par les PMU's aux valeurs estimées. Ces derniers fonctionnaient comme un enregistreur digital de perturbations.

b) **Estimation d'état :**

L'estimation d'état est une fonction d'application très courante dans les centres de contrôle et de conduite des réseaux électriques (Energy Management System, EMS). Avant les PMU's, on avait des mesures non synchronisées qui ne relataient pas forcément l'état actuel et réel du réseau.

De manière générale, l'estimation d'état est un problème itératif non linéaire résolu en utilisant la technique des moindres carrés pondérés. Les PMU's ont donc permis à améliorer la qualité des mesures et la performance des estimateurs d'état. Toutefois, la problématique de la certitude (confiance vs fiabilité) des données, des PMU's est toujours posée dans la littérature [14] [15]

c) Évaluation et validation :

L'implémentation des PMU's donne la possibilité d'identifier les erreurs dans les paramètres de modélisation du réseau et de calculer des estimations améliorées .Les données des PMU's étant réputées plus précises, on peut s'en servir pour déterminer par exemple les matrices d'admittance, d'impédances et les données de prises exactes des transformateurs.

II.4.2 : Contrôle des réseaux électriques :

Avant l'introduction des PMU's, le contrôle se faisait localement sur les réseaux. Les générateurs, par exemple, étaient contrôlés uniquement par des signaux locaux.

Grâce aux PMU's, la prise de décision opérationnelle se fait instantanément et de manière globale en intégrant des données complètes. On peut plus facilement s'attaquer à des problèmes de stabilité transitoire [16] d'oscillations électromécaniques et à certains phénomènes de surcharge. Par exemple :

Dans le cadre du système de contrôle et de surveillance de la stabilité de la tension à grande distance, des outils de simulation informatique sont utilisés pour aider les opérateurs à

surveiller et contrôler la stabilité de la tension du système. Un bon outil utilisé est un programme d'évaluation de la stabilité de la tension (VSA) qui repose sur des estimateurs d'état pour fournir une solution en régime permanent **[4].**

II.4.3 Protection des réseaux électriques : [4]

a) Protection adaptative :

Évidemment, certaines pannes d'électricité sont inévitables ; il faut élaborer des stratégies pour rétablir le courant le plus rapidement possible et à coût minimal après de tels évènements.

Même si des stratégies de restauration pré-calculées obtenues à partir des études de simulation existent, elles sont souvent inadéquates parce que l'état réel du système est tout à fait différent de celui supposé dans les études de planification. En temps réel, les PMU's offrent une excellente occasion de déterminer une stratégie de restauration qui prend en compte l'état actuel et réel du WAMS [17]. Une application concrète des PMU's a été faite dans la restauration du réseau lors de la méga panne européenne du 4 novembre 2006. [18] [19]

Il est aussi admis dans la littérature qu'un groupe de générateurs, appelé générateurs critiques [20], peut causer l'effondrement complet du réseau. Les mesures synchrophasées peuvent être utilisées pour suivre leur comportement et ipso facto alimenter des algorithmes précis en données afin d'alerter de potentielles anomalies.

b) Îlotage intelligent et délestage :

L'îlotage est réalisé en utilisant les SIPS. De manière générale, il est conçu sur la base des données de simulation. Par conséquent, la performance peut ne pas être optimale pour l'état réel du réseau. Pour pallier à ce manque de précision dans les données, on peut faire appel aux PMU's pour déterminer plus nettement si le réseau se dirige vers un état instable (détection et localisation de défaut) et si une séparation de réseau est nécessaire

pour éviter une panne d'électricité. On peut aussi déterminer les limites optimales de l'îlotage en fonction des conditions actuelles du réseau. Par exemple, établir quels groupes de générateurs seront séparés en raison de la perte de synchronisme et la façon d'équilibrer de manière optimale la charge et la production dans chaque île formée par des groupes et des charges de générateurs cohérents.

De même, il est possible de formuler une stratégie qui traiterait la question de délestage avant que la fréquence commence à se dégrader, ou avant que la tension commence une plongée vers l'instabilité. [21]

II.5 Définition du Synchrophaseur, fréquences et ROCOF :

II.5.1 Définition du Synchrophaseur : [6] [10]

Un signal sinusoïdal peut être défini par la formule suivante :

$$x(t) = X_m \cdot \cos(2\pi f t + \varphi) \qquad \textbf{(II.1)}$$

Où : X_m est l'amplitude et f la fréquence.

Un phaseur est représenté aussi en signal complexe comme suit :

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos\varphi + j \sin\varphi) = X_r + jX_i \qquad \textbf{(II.2)}$$

Où l'amplitude est la valeur efficace (RMS)**, Xm/√2,** et **Xr** et **Xi** sont les parties réelles et imaginaires de la valeur complexe (ses composantes rectangulaires). La valeur de l'angle de phase **φ** dépend de la référence temporelle.

La représentation du Synchrophaseur du signal **x(t)** dans l'équation **(II.1)** est la valeur **X** de l'équation **(II.2)** où φ est l'angle de phase instantanée par rapport à une fonction cosinus à la fréquence nominale du réseau synchronisé au temps UTC.

Un phaseur $u(t) = Ue^{j\omega t}$ est représenté comme vecteur qui tourne dans le plan complexe avec la vitesse angulaire **ω** dans le sens antihoraire. La fonction de la tension $u(t) = Re\{u(t)\}$ se déduit comme projection du phaseur $u(t)$ sur l'axe réelle.

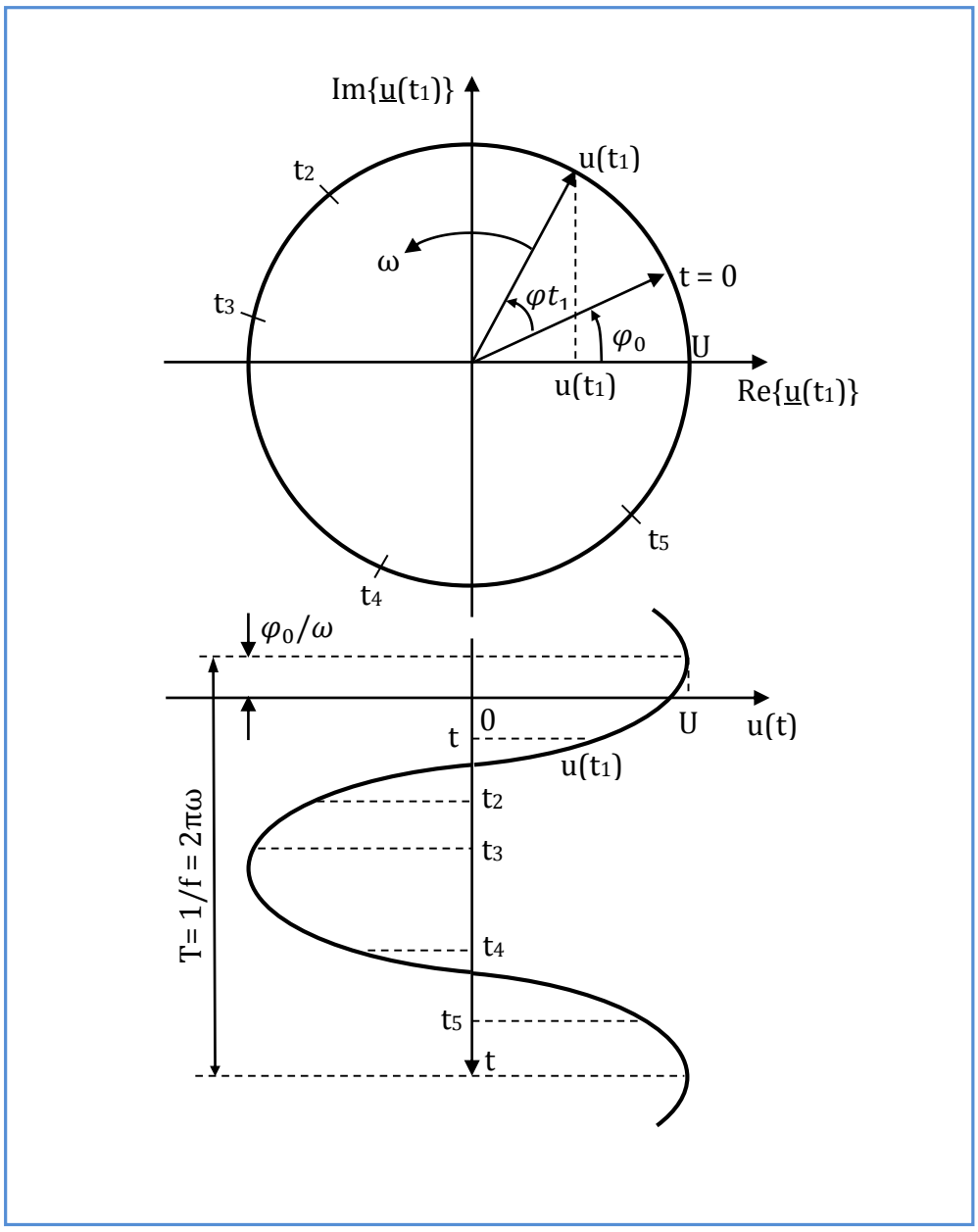


Figure II.5 : Représentation géométrique d'un phaseur [10].

II.5.2 Convention du Synchrophaseurs : [4]

La Figure II.6 montre la convention du Synchrophaseur : les fonctions Cosinus $\mathbf{X_{1m}}$ à un maximum à t = 0, de sort que l'angle est défini comme étant de 0 ° lorsque le maximum de la fonction $\mathbf{X_{1m}}$ coïncide avec le deuxième front descendant de l'UTC de signal d'horloge (le signal de 1 PPS).

Au lieu de cela, l'angl.e du sinus de la fonction $\mathbf{X_{2m}}$ est de 90° lors du passage à niveau zéro positif coïncide avec le deuxième front descendant de l'UTC de signal d'horloge.

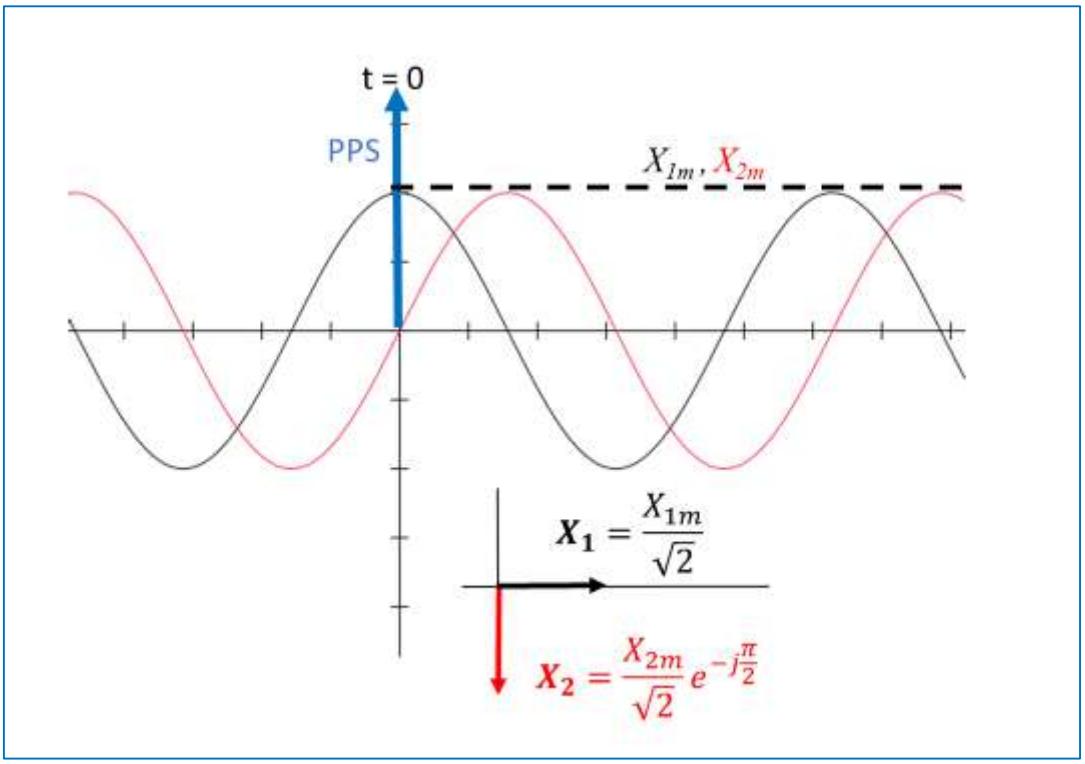


Figure II.6: Représentation de la Convention du Synchrophaseur.

Le phaseur tourne au taux uniforme **Δ*f*,** la différence entre la fréquence réelle et la fréquence nominale du system, est représentée dans la **Figure II.7**.

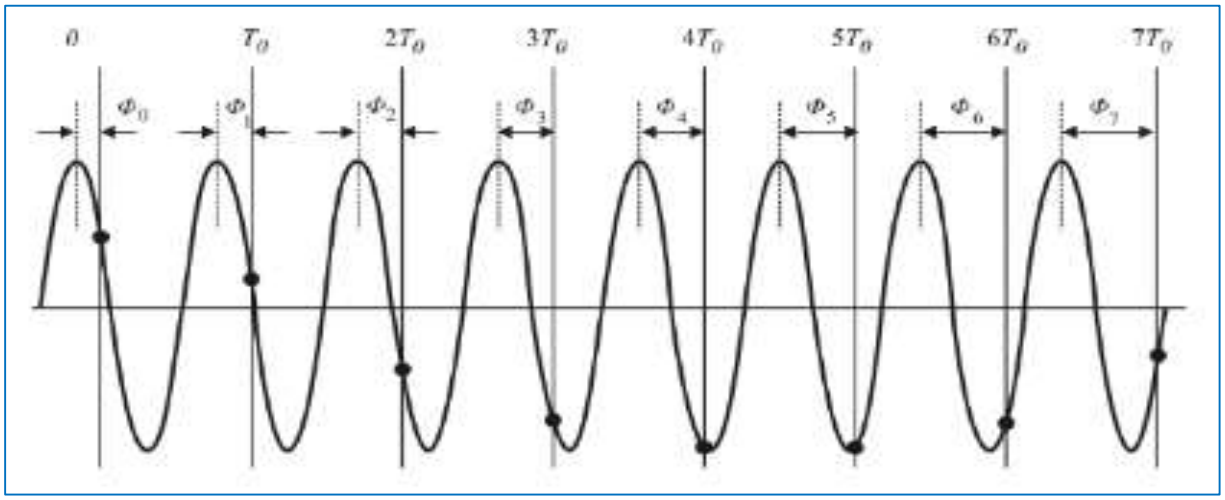


Figure II.7 : Sinusoïde avec une fréquence f>f0 observée à des instants qui sont des multiples de T0.

Si la sinusoïde de la fréquence ***f*** est différent de f_0 mais f < $2f_0$, le phaseur Calculé à partir de la forme d'onde aura une grandeur constante, mais les angles de phase de la séquence de phaseurs calculés chaque T_0 va changer uniformément à un taux $2\pi (f-f_0) T0$

II.5.3 Définition de la Fréquence et ROCOF :

La norme définit également un moyen de mesurer la fréquence et ROCOF, avec un signal sinusoïdal donnée par la formule :

$$\boldsymbol{x(t) = X_m \cdot \cos\big(\theta(t)\big)} \quad \textbf{(II.3)}$$

La fréquence est définie comme :

$$\boldsymbol{f(t) = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\theta(t)}{dt}} \quad \textbf{(II.4)}$$

Et ROCOF :

$$\boldsymbol{ROCOF(t) = \frac{d\left(\frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\theta(t)}{dt}\right)}{dt} = \frac{df(t)}{dt}} \quad \textbf{(II.5)}$$

II.6 Évaluation de mesure : [17]

Dans la norme C37.118-2005 le seul indice pour évaluer la performance du PMU était le TVE (Total Vector Error), mais de nombreux travaux ont démontré que les informations agrégées du TVE n'est pas suffisant pour décrire complètement la performance de mesure.

En 2011, avec la nouvelle norme, d'autres indices sont présentées pour évaluer la performance de la mesure du Synchrophaseur, la fréquence et ROCOF, dans des conditions particulières, comme en présence de l'étape des essais.

II.6.1 Total Vector Error TVE: [4] [10]

La TVE décrit l'erreur entre la valeur efficace et la valeur mesurée d'un signal d'entrée. La norme des PMU IEEE C37.118 détermine entre autre la valeur limite supérieure de 120 % U_N et 200 % I_N. Jusqu'à cette valeur limite, la TVE de 1 % ne doit pas être dépassée pour des signaux stationnaires. La norme prévoit les 2 classes de performance Classe P et Classe M dans lesquelles se situent les grandeurs d'influence et où la TVE de 1 % doit être respectée.

La **Figure II.8** représente graphiquement la TVE. En plus de l'amplitude, le défaut d'angle est compris dans la TVE.

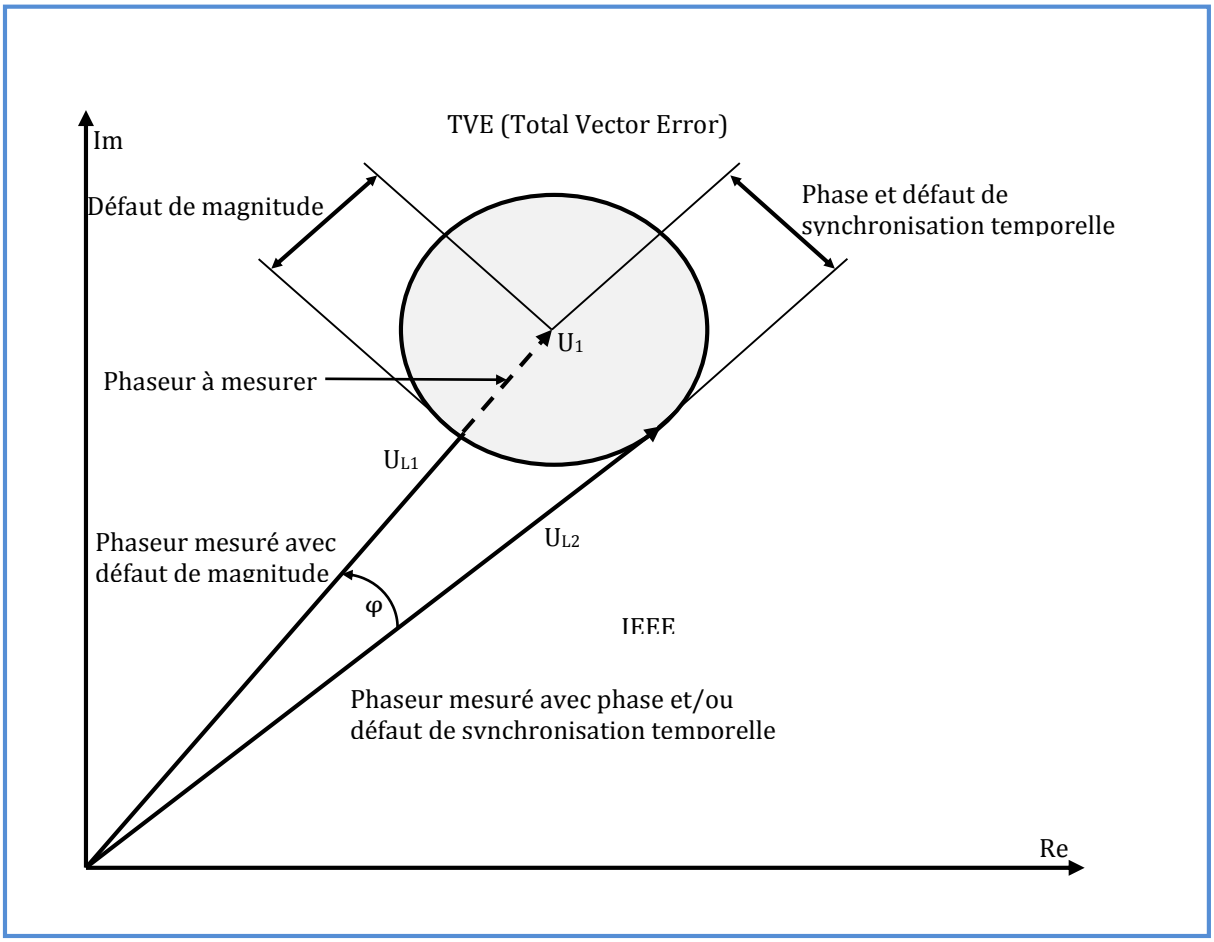


Figure II.8 : Représentation de la TVE.

Le TVE est définie comme suit :

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_{r(n)}-X_r)^2+(X_{i(n)}-X_i)^2}{X_r^2+X_i^2}} \quad \textbf{(II.6)}$$

Avec :

- Xr(n) = Partie réelle du signal mesuré ;
- Xi(n) = partie imaginaire du signal mesuré ;
- Xr = Partie réelle du signal d'entré ;
- Xr = partie imaginaire du signal d'entré ;

Les grandeurs qui influencent le TVE sont :

- Erreurs d'amplitude ;

- Erreurs de phase ;
- Précision de la synchronisation (écart de l'UTC).

La précision de la synchronisation est influencée par un temporisateur précis GPS et la correction de la temporisation de fonctionnement à l'intérieur du module de réception GPS ainsi que par le positionnement optimal de l'antenne GPS.

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{\left(\hat{X}_r(n)-X_r(n)\right)^2+\left(\hat{X}_i(n)-X_i(n)\right)^2}{\left(X_r(n)\right)^2+\left(X_i(n)\right)^2}} \quad \textbf{(II.7)}$$

II.6.2 Erreur de fréquence et erreur ROCOF :

Fréquence et ROCOF sont les nouvelles quantités d'intérêt dans la norme du Synchrophaseur. L'indice pour évaluer l'exactitude de la mesure de fréquence est l'erreur de mesure de fréquence (FE) qui est définie comme suit :

$$FE = |f_{Réelle} - f_{Mesurée}| = |\Delta f_{Réelle} - \Delta f_{Mesuée}| \quad \textbf{(II.11)}$$

C'est la valeur absolue de la différence entre la fréquence théorique (Réelle) et la fréquence estimée (Mesurée) dans un même instant.

$$RFE = \left|\left(\frac{df}{dt}\right)_{Réelle} - \left(\frac{df}{ft}\right)_{Mesurée}\right| \quad \textbf{(II.12)}$$

L'erreur de mesure ROCOF (RFE) est la valeur absolue de la différence entre le ROCOF théorique et le ROCOF estimé dans un même instant.

II.6.3 Algorithmes d'estimation du Synchrophaseur : [22]

Parce que les normes ne suggèrent pas un algorithme spécifique, mais indique seulement les limites de précision des mesures avec des tests différents, il existe plusieurs algorithmes conformes à la norme.

Au cours des dernières années, il y a eu de nombreux algorithmes numériques appliquées à l'estimation de la composante de fréquence d'une onde telles que :

- Technique "Zero Crossing ".
- Technique "Level Crossing ".

- Techniques "LMS Error ".
- Méthode de Newton.
- Le filtre de Kalman.
- Méthode de Prony.
- Transformée de Fourier discrète (DFT).
- Technique NLMS.
- Technique "Adaptive Combine Filtering.
- Finite Impulse Response Filtering.
- Techniques de FFT.
- Technique de SDFT.

Ces algorithmes ont des avantages et des inconvénients, mais les plus largement utilisés sont fondés sur transformée de Fourier discrète (DFT) qui est aussi l'outil le plus puissant utilisé pour l'analyse des harmoniques.

Dans la section suivante, nous allons nous concentrer sur la classe d'algorithmes basés sur la théorie DFT.

II.7. PMU vs SCADA :

Afin d'aider les opérateurs de réseau de transport à surveiller, contrôler et optimiser les performances des systèmes de production et de transport, on utilise une suite d'applications collectées dans un système de gestion de l'énergie (EMS). Les fonctions de surveillance et de contrôle pour les EMS sont souvent fournies par le SCADA. Les données PMU des WAMS coexistent en parallèle avec les données de l'EMS/SCADA comme le montre la **Figure II.9**.

Les données PMU's peuvent être utilisées dans les applications EMS pour améliorer la surveillance du réseau.

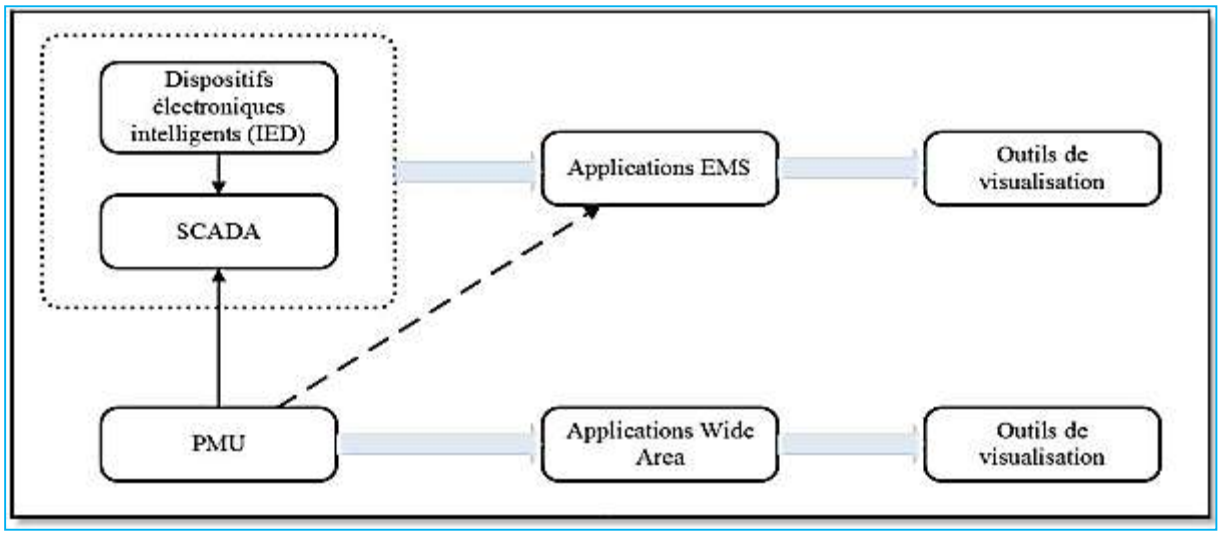


Figure II.9 : Représentation de la structure d'un EMS/SCADA et d'un WAMS [4]

Le SCADA mesure l'amplitude des tensions mais ne tient pas compte des angles de phase correspondants [23]. Pour les courants alternatifs, ces angles sont importants à connaître dans la mesure où ils permettent de faire des calculs d'écoulement de puissance et de limites de stabilité. L'EMS/SCADA se base sur l'analyse d'écoulement de puissance quasi constant, ce qui ne correspond pas fidèlement à la réalité ; et de ce fait, ne favorise pas la surveillance de phénomènes transitoires. En outre, l'un des principaux problèmes avec l'estimation de l'état actuel de l'EMS/SCADA et des fonctions connexes telles que l'analyse de contingence est la nécessité d'un modèle pour les mesures non locales. Ceci est encore un problème non résolu, même avec un grand centre de communication.

Les PMU's peuvent aider à surmonter en grande partie ce problème puisque la disponibilité de mesures de phaseurs synchronisées à partir des zones globales peut faire la modélisation du réseau global de manière plus précise et plus simple en adoptant un modèle d'ordre réduit. De plus, étant donné que les mesures de phaseurs donnent des informations sur un laps de temps de l'ordre des millisecondes, ils peuvent aider à la détection rapide de la séparation du système et les pannes possibles [24]. Le Tableau II.1 résume la comparaison entre l'EMS/SCADA et les PMU's.

Tableau II.1 : Comparaison entre l'EMS/SCADA et les PMU's

Attributs	EMS/SCADA	PMU
Mesures	Analogiques	Digitales
Résolution	2 – 4 échantillons par cycle	Plus de 60 échantillons par cycle
Observabilité	Régime permanent	Régime dynamique et transitoire
Surveillance	Local	*Wide-Area*
Mesures des angles de phase	Non	Oui

.

Les données des PMU's sont archivées et peuvent également être envoyées à la base de données EMS/SCADA. Malgré les nombreux avantages des PMU's par rapport au SCADA, par mesure de précaution, la sauvegarde des données SCADA est fortement recommandée (Patel, 2010). En effet, une diversité de sources de données aide à préserver la continuité du service au cas où l'une d'entre elles serait endommagée.

II.8. Conclusion :

Une des solutions pour rendre le réseau plus fiable est l'ajout de synchrophaseurs appelés également *Phase Measurement Units* (PMU). Placés à l'intersection des lignes de transmissions et sur une partie du réseau de distribution, les PMU permettent de mesurer la phase du courant 30 fois par seconde, soit une fréquence 120 fois supérieure aux systèmes actuels. A l'aide d'un système GPS, les informations récoltées sont alors comparées entre elles, permettant de tracer une carte en temps réel des phases du réseau électrique. Grâce à ces données, il est possible d'estimer le stress sur le réseau et de synchroniser les lignes de transmissions entre elles.

Ce système devrait également permettre d'estimer les risques de panne et d'éviter les coupures de courant à grande échelle, de parvenir à une meilleure optimisation des lignes de transmission, de faciliter l'intégration des sources d'énergie intermittentes et enfin, d'améliorer la sécurité sur le réseau.

Chapitre III

Simulation de la Localisation de Défaut par des PMU.

III.1 : Introduction : [25]

La gestion des réseaux électriques est devenue très complexe par suite la croissance de leurs tailles, le transport d'énergie électrique est assuré par des lignes aériennes à très haut tension, ces lignes sont exposées à des perturbations provoqué par des objets externes, ces perturbations peuvent être des défauts polyphasés ou monophasés.

La localisation de défaut est devenue de plus en plus importante pour connaitre l'endroit de défaut et le réparer afin de réduit le temps de l'entretien et de la restauration du réseau électrique. Afin de réalisé ce but des différents algorithmes et techniques de localisation ont été développées jusqu'à présent pour obtenir une meilleur évaluation de l'endroit de défaut selon les données des lignes électriques.

L'utilisation des synchrophaseurs (PMU) est une nouvelle technique dans le domaine de la localisation des défauts qui est récemment évolue. Reconnaissant l'importance de la fonction de localisation des défauts, plusieurs algorithmes de localisation de défauts basés sur le PMU ont été proposés dans les littératures.

Ce chapitre traite la modélisation et la simulation de la localisation de défaut par l'utilisation des PMU's basé sur l'algorithme FFT (Fast Fourier Transformer), et on utilisant un logiciel de simulation appelée **PSCAD/EMTDC.** (Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transient and DC).

III.2 Principe de la localisation de défaut : [25] [26]

La méthode de localisation de défaut dans une ligne électrique simple assume que les composantes de défaut des courants fournis des systèmes local (A) et à distance (B) sont en phase. La **Figure III.1**montre un système équivalent pour localisation de défaut qui représenté par une ligne électrique interconnectée entre deux sections d'un système d'alimentation, avec $\mathbf{E_A}$ et $\mathbf{E_B}$ représentant les sources équivalentes à ces sections.

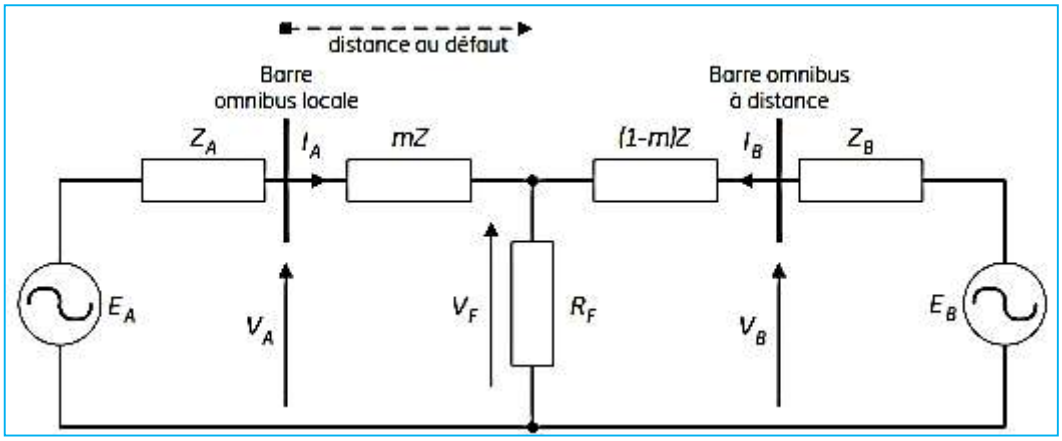


Figure III.1: Système équivalent pour localisation de défaut.

Pour un défaut à une distance **m**, la tension sur la barre omnibus locale peut être exprimée comme suit :

$$\boldsymbol{V_A = m \cdot Z \cdot I_A + V_F} \qquad \textbf{(II1.1)}$$

Où :

m : distance au défaut ;

Z : Composante directe de l'impédance de la ligne ;

$\boldsymbol{I_A}$ **:** Courant de la barre omnibus locale durant le défaut ;

$\boldsymbol{V_F}$ **:** Tension de défaut due à la présence d'une résistance de défauts ;

L'équation **(III.1)** pourrait être réécrite comme :

$$\boldsymbol{V_A = m \cdot Z \cdot I_A + R_F \cdot I_F} \qquad \textbf{(III.2)}$$

Où $\boldsymbol{R_F}$ est la résistance de défaut et $\mathbf{I_f}$ est le courant de défaut total. L'équation **(III.2)** peut être réorganisée sous la forme :

$$\boldsymbol{m = \frac{im\left(\frac{V_A}{I_A}\right) - im\left(\frac{R_F I_F}{I_A}\right)}{im(Z)}} \qquad \textbf{(III.3)}$$

"***im***" représente la composante imaginaire de l'expression. Si la différence de phase entre $\boldsymbol{I_F}$ et $\mathbf{I_A}$ est faible alors :

$$m = \frac{im\left(\frac{V_A}{I_A}\right)}{im(Z)} = \frac{im(Z_A)}{im(Z)} \quad \textbf{(III.4)}$$

Z_A **:** est l'impédance de la barre locale au point de défaut.

Les techniques d'estimation de distance de défaut basées sur **(III.4)** sont connues sous le nom d'algorithmes de réactance. Dans la plupart des cas, la différence de phase entre I_F et I_A est appréciable et, par conséquent, l'estimation de l'emplacement de défaut contiendra des erreurs. Les facteurs qui influencent les erreurs dans cette technique sont la résistance aux défauts.

III.3 Les avantage de l'estimation de la localisation de défaut : [25] [26] [27]

Pour améliorer la performance de réseaux électrique et pour assurer la continuité de service au client doit réparer les défauts et rétablir la tension au minimum temps possible, pour cela la localisation de défaut est très importante et essentiel. Parmi les avantages de la localisation de défaut nous avons :

- Economie de temps et d'efforts après le défaut ;
- Améliorez la disponibilité de systèmes ;
- Assistance aux futurs plans de maintenance ;
- Facteur économique.

III.3.1 Économie de temps et d'efforts Après le défaut : [25]

La détermination rapide et précise de l'endroit du défaut sur la ligne de transport est très importante pour l'opération de stabilité, sécurité et économique des réseaux en détectant une anomalie. Le service peut être rétabli rapidement, ce qui réduira des plaintes des clients et la perte économique. Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs types de défauts (polyphasés ou monophasés), lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et la localisation de défaut dans les réseaux électriques.

III.3.2 Améliorer la disponibilité du système : [26]

Il ne fait aucun doute que des processus de maintenance rapides et efficaces conduisent directement à améliorer la disponibilité de la puissance pour les consommateurs. Ceci améliore par conséquent l'efficacité globale des réseaux électriques. Ces concepts de (disponibilité,

efficacité, qualité ... etc.) prennent de plus en plus d'importance aujourd'hui en raison des nouvelles politiques de commercialisation résultant de la déréglementation et de la libéralisation des marchés de l'électricité et de l'énergie.

III.3.3 Assistance aux futurs plans de maintenance : [25] [26]

Il est tout à fait normal que les défauts temporaires (défaut le plus dominant sur les lignes aériennes) soient auto-nettoyés et que la continuité du système ne soit pas affectée de manière permanente. Cependant, l'analyse de la localisation de ces failles peut aider à localiser efficacement les points de sillage sur l'ensemble des réseaux de transmission. Cela aidera, espérons-le, les futurs plans d'entretien et, par conséquent, permettra d'éviter d'autres problèmes à l'avenir. Ces stratégies de maintenance préventive permettent d'éviter ces gros problèmes tels que les coupures de courant et contribuent à augmenter l'efficacité du système d'alimentation global.

III.3.4 Facteur économique : [27]

Tous les avantages mentionnés peuvent être revus d'un point de vue économique. Il ne fait aucun doute que le gain de temps et d'efforts, l'augmentation de la disponibilité de l'énergie et la prévention des accidents futurs peuvent être directement interprétés comme une réduction des coûts ou une augmentation des bénéfices. C'est un concept essentiel pour le marketing compétitif. Ainsi, l'importance des schémas de localisation de défauts appropriés pour les utilités du système d'alimentation est évidente.

III.4 Localisation défaut avec PMU : [28]

Cette méthode de localisation utilise le système de positionnement global (GPS) conjointement avec l'unité de mesure de phase (PMU) pour la localisation des défauts.

L'utilisation du GPS permet d'assurer la synchronisation précise entre les deux extrémités de la ligne, tandis que la PMU est utilisé à des fins d’estimation du phaseur comme décrit dans la Figure III.2.

Cependant, le facteur économique apparaît ici comme un inconvénient fondamental en raison du coût requis pour les systèmes de synchronisation GPS ainsi que pour les exigences de communication.

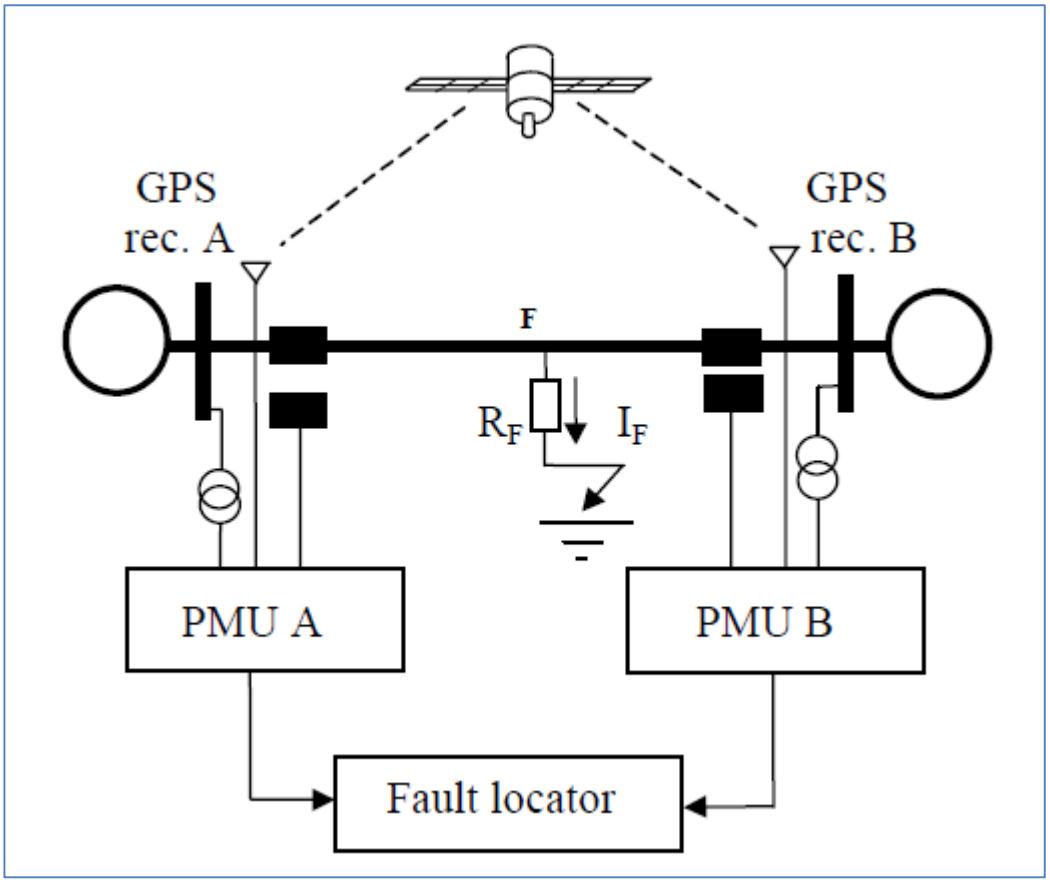


Figure III.2 Système équivalent pour localisation de défaut.

III.5 simulation de la localisation de défaut :

III.5.1 Logiciel de simulation : [4]

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électrique, d'exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré.

Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats [31] [32].

Dans le PSCAD on trouve une bibliothèque complète des modèles des systèmes allant de simples éléments passifs et des fonctions de contrôle, des machines électriques et autres appareils complexes.

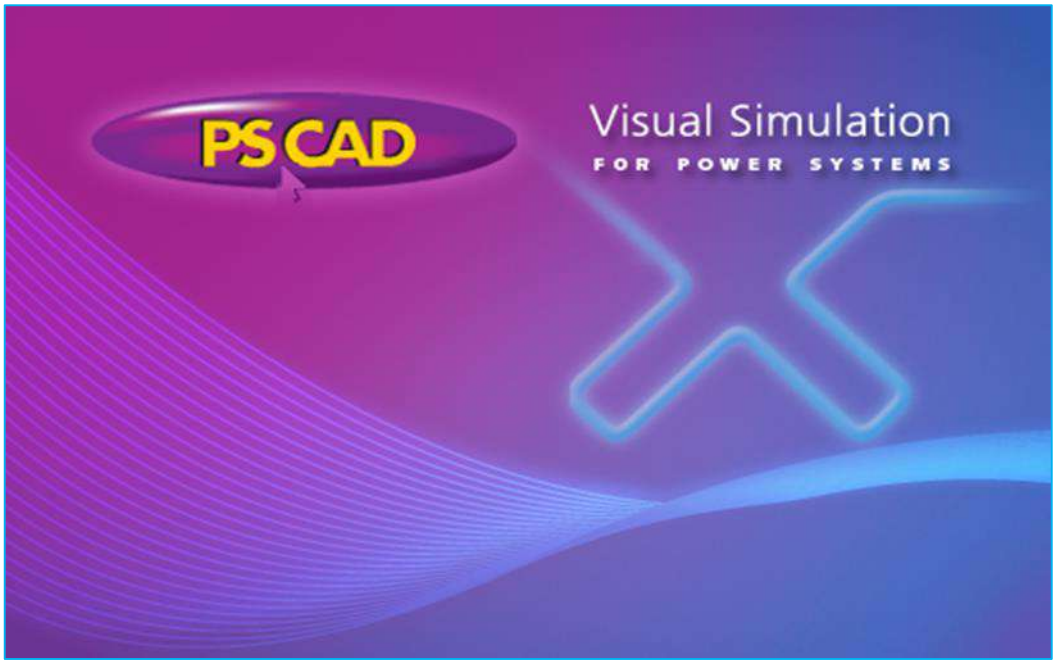


Figure III.3: Interface utilisateur PSCAD

III.5.2 Caractérisation des composent PSCAD utilisé : [4]

Tout d'abord, il y a certains éléments ont été utilisés dans la construction d'un réseau de système électrique dans ce projet. Les composants utilisés doivent être mis en place complètement. Ainsi, la compréhension de la caractéristique et les réglages est essentiel dans la construction de ce circuit.

a. Source de Tension Triphasée :

La Figure III.4 montre une source de tension triphasée avec un contrôle externe de la tension et de fréquence. En utilisant ce modèle de source de tension triphasée, l'impédance de source peut être choisis comme idéale ou de spécifier ces paramètres (R-L-C).

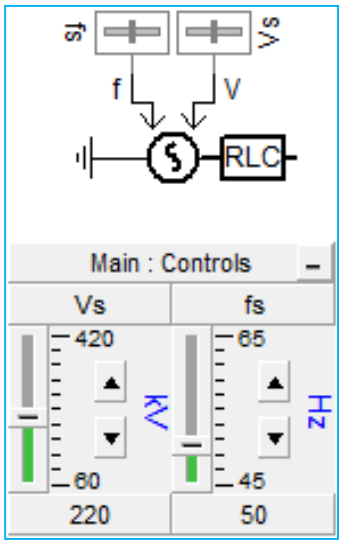


Figure III.4: Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

Disjoncteur triphasé : [31] [32] [33]

La fonction d'un disjoncteur est de séparer la partie en défaut du système électrique en cas de circonstances anormales. A l'état normal, le disjoncteur est en position « FERMER » laquelle le disjoncteur est à l'état « 0 ». D'autre part, si le disjoncteur reçoit un signal déclenchement du système de protection lors d'un défaut, il sépare le circuit est devenu en position « OUVERT » dont l'état logique de disjoncteur est « 1 ». En outre, la résistance de l'interruption pour les deux conditions doit être spécifiée avec son état initial. (Figure III.5)

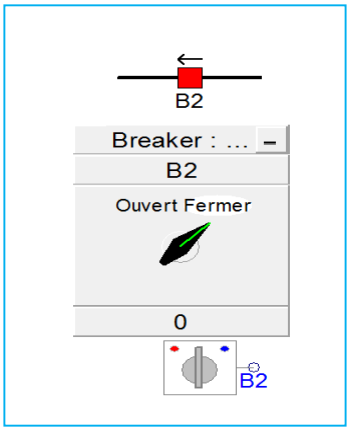


Figure III.5: Disjoncteur triphasé.

b. Ligne de Transport électrique : [31] [32]

Une ligne de transport est un support physique ou une structure qui forme un trajet pour la transmission de l'énergie électrique à partir d'un endroit à un autre le long de grandes distances. Dans notre projet, la ligne de transport est une composante importante qui sera utilisée pour effectuer la simulation. Tout d'abord, la connexion directe a été sélectionnée pour le style de terminaison ou le type de connexion dans la configuration de la ligne de transport. En outre, on a choisis pour notre projet une ligne de transport de trois (03) conducteurs et de 350 km de longueur avec une fréquence de 50Hz. (Figure III.6)

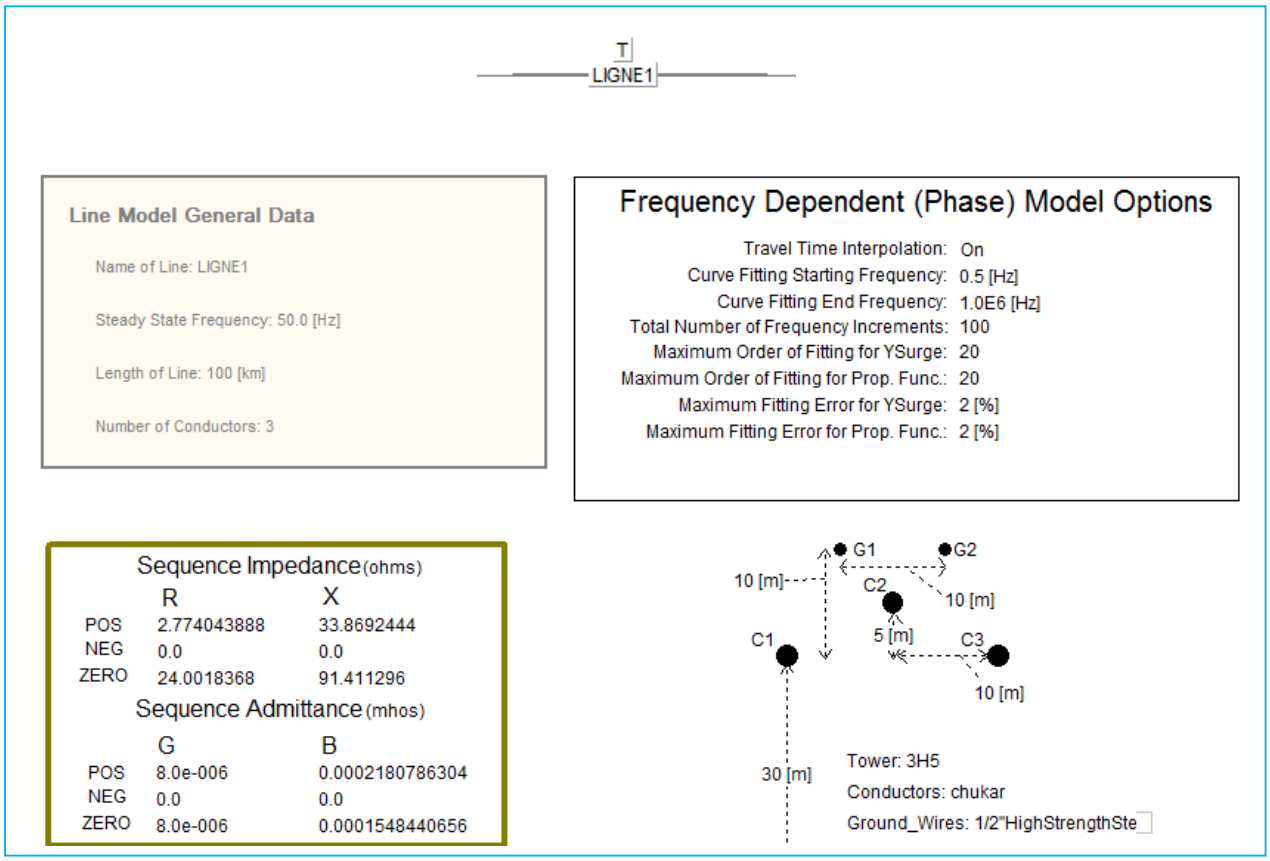


Figure III.6: Ligne de transport électrique.

c. **Contrôleur de Défaut Triphasé :**

Le dispositif de commande de défaut triphasé est un composant en PSCAD qui permet de contrôler ou générer n'importe quel type de défaut désiré sur la ligne de transport.

Il existe deux types de contrôle de défaut soit un contrôle interne ou externe. Dans notre projet, il est commandé de l'extérieur. Par conséquent, une connexion externe est fournie au dispositif de commande de défaut triphasé de sorte que l'utilisateur peut se connecter n'importe quel type de défaut externe directement au point commun de défaut [31] [32]. (Figure III.7)

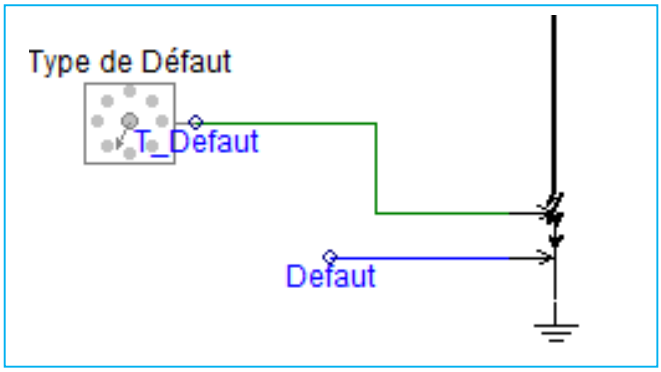


Figure III.7: Contrôleur de Défaut Triphasé.

d. Logique du temps de Défaut :

La logique du temps de défaut (Figure III.8) est un composant qui est utilisé pour démarrer et arrêter un défaut dans des moments spécifiés. Dans ce système, le temps pour le début de défaut appliquée est à 0.2s et durée de défaut est de 0.5s.

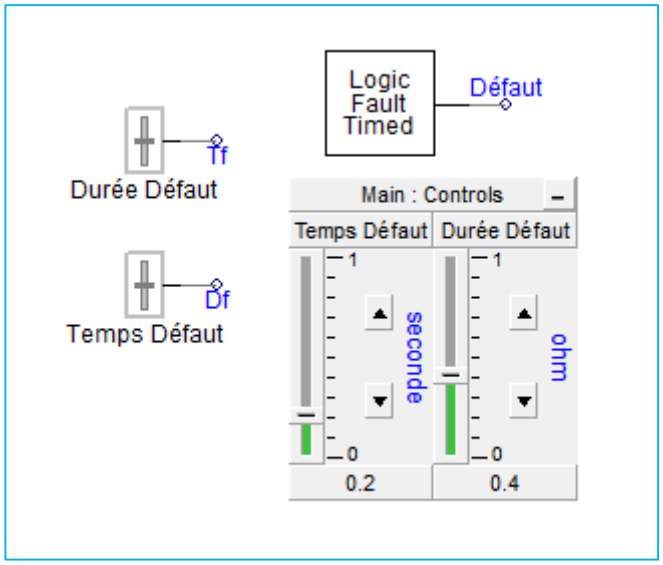


Figure III.8: Contrôle de la temporisation de défaut.

e. Module de mesures :

Le module de mesure (Figure III.9) est un multimètre qui est utilisé pour effectuer pratiquement toutes les mesures possibles du système, tous sont regroupés dans un seul bloc, il est inséré en série dans le circuit, ce module est capable de mesurer :

1. Tension instantanée.
2. Courant instantané.
3. Puissance active.
4. Puissance réactive.
5. Tension efficace.
6. Angle de phase.

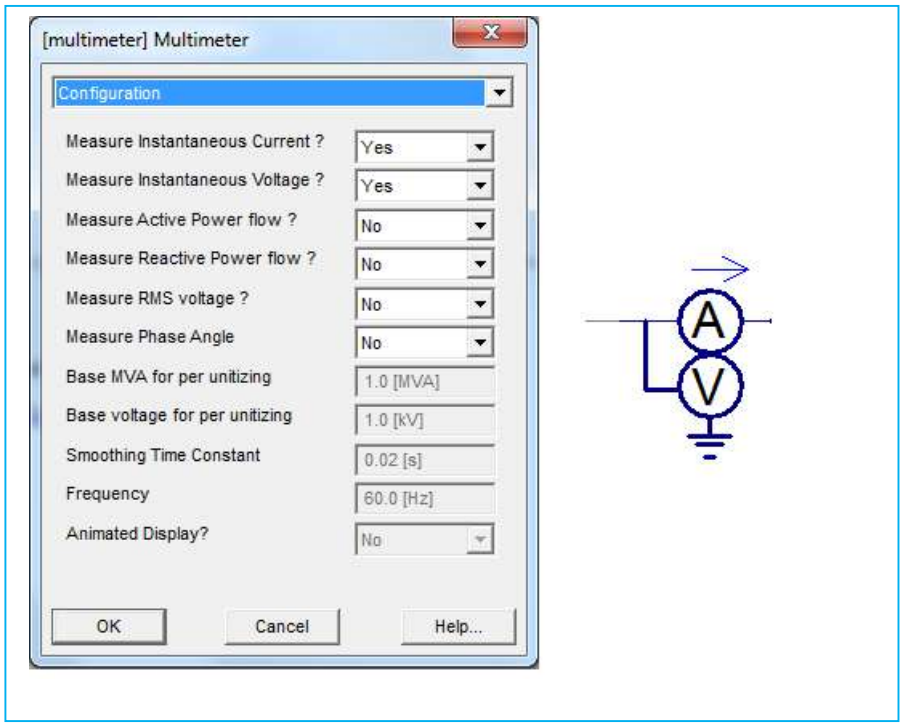


Figure III.9: Module de mesure.

f. Module FFT (Fast Fourier Transform) :

Le module FFT est un composant qui permet de déterminer l'amplitude et la phase d'un signal d'entrée en fonction du temps (Figure III.10). Tout d'abord, les signaux d'entrée sont échantillonnés avant d'être décomposés en composantes harmoniques.

On peut sélectionner l'un des trois types de blocs FFT suivants :

- **1 phase :** Il s'agit d'une FFT d'une phase, l'entrée est traité pour fournir des grandeurs d'amplitude **Mag** et angle de phase **Ph** de la fréquence fondamentale et ses harmoniques (y compris la composante en courant continu DC).
- **2 phases :** c'est un module à deux FFT d'une phase dans un seul bloc.
- **3 phases :** c'est simplement trois FFT d'une phase réunis en un seul bloc.
- **Composantes + / - / 0 :** Cela prend une entrée triphasée XA, XB et XC et calcule la sortie préliminaire FFT grâce à un séquenceur, qui fournis en sortie des composantes positive (+), négatif (-), et homopolaire en amplitude et phase de la fondamental et ces harmoniques. Les composantes de courant continu de chaque phase sont également fournies en sortie.

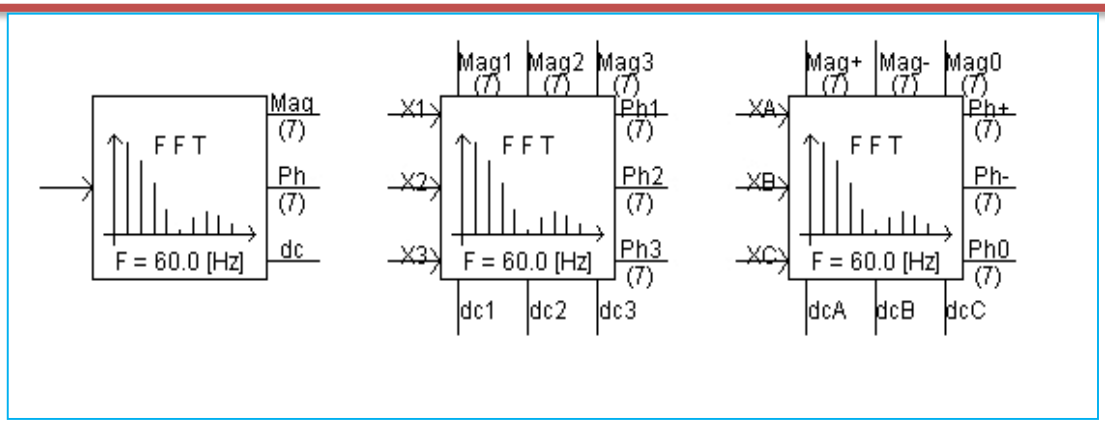


Figure III.10: Configuration du Bloc FFT

g. **Filtre de séquence** :

Le filtre de séquence de la Figure III.11est un composant qui permet de calculer les amplitudes et les angles de phase des composantes de séquences.

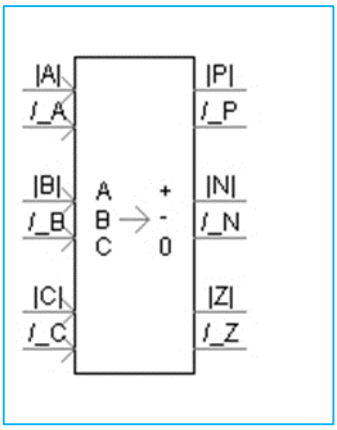


Figure III.11 Filtre de séquence.

III.5.3 Modélisation d'une ligne de transport : [4]

Le système de protection électrique à étudier, est constitué de deux parties : l'étape de traitement de signal (échantillonnage et filtrage) et le dispositif de protection (Protection de distance, Protection différentielle ligne ou protection à maximum de courant).

Le circuit de la Figure III.13 est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres suivants :

- La tension de la source : V_{Source} = 400.00 kV,
- La résistance de la source : R_{Source} = 17.171 Ω,
- L'inductance de la source L_{Source} = 144mH.
- La capacitance de la source : C_{Source} = 0 µF.

En ce qui concerne la ligne de transport, on a choisis une ligne triphasée suite le modèle de ligne Bergeron du logiciel PSCAD, car il est le modèle le plus précis qui existe dans ce logiciel et la résistance varie avec la longueur du conducteur.

Les types de défaut sont contrôlés par un commutateur rotatif qui est fixées à des valeurs spécifiées. La Figure III.13 montre le sélecteur de commande des types de défaut.

Le contrôle de disjoncteur (B2) se fait par un commutateur (Figure III.5). Le schéma de déclenchement et réenclenchèrent automatique de disjoncteur (B1) est définie sur la logique de la protection. Dans notre simulation, le temps et la durée de défaut sont contrôlées par des boutons coulissant (Figure III.8).

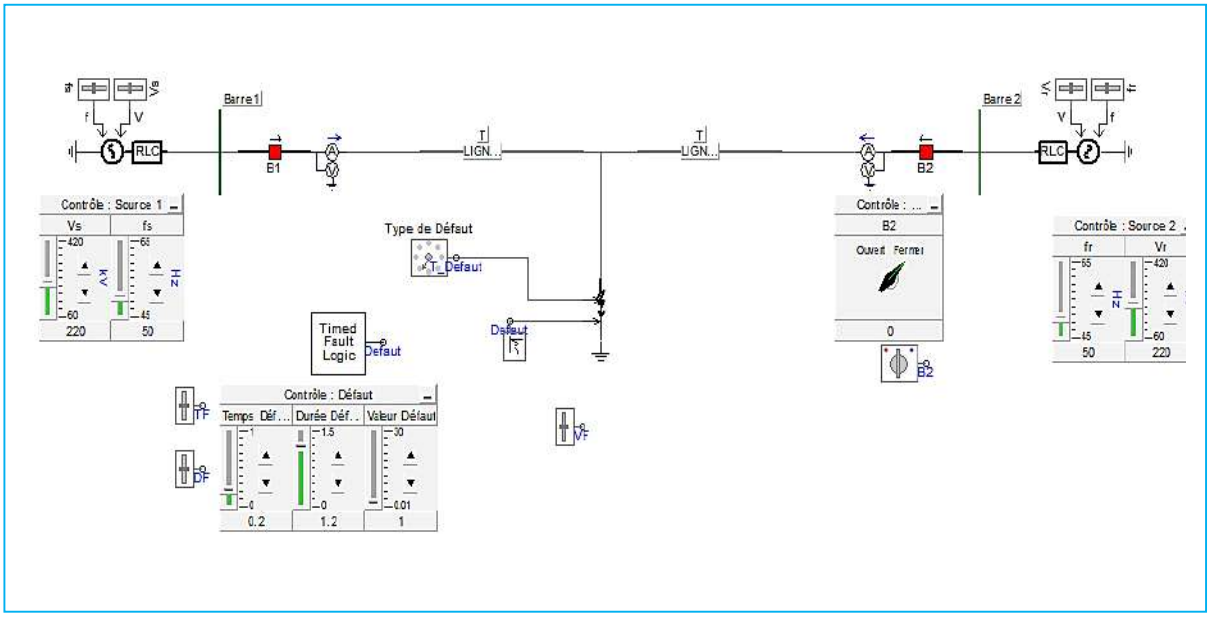


Figure III.12: Circuit du réseau électrique.

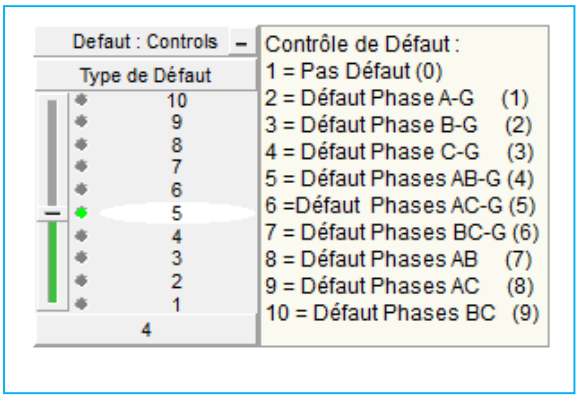


Figure III.13: Contrôle des types des défauts.

III.5.4 Etape de traitement des signaux d'entrés :

C'est l'étape initial pour le traitement de signal d'entré. La Figure III.14.a montré plusieurs composants qui sont nécessaires pour le système de protection. La méthode utilisée pour le traitement de signal d'entrée est la Transformée de Fourier Rapide (FFT) à la place de la Transformée de Fourier Discrète (DFT). Ce FFT fournir une solution plus rapide et de meilleure qualité pour le traitement des données au lieu de DFT. Quand une ligne de transport électrique est soumise à un défaut, le signal de tension et de courant (Figure III.14.b), haute et basse fréquence. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale en amplitude et phase du signal de source (Figure III.14.c).

Ensuite, les données fournis par le FFT seront convertis en séquence positive, négative et zéro à l'aide du "Filtre de séquence" (Figure III.14.d). Les données converties seront ensuite fusionner à nouveau selon leur phase pour les utilisés pour le bloc de fonctionnement de relais de protection.

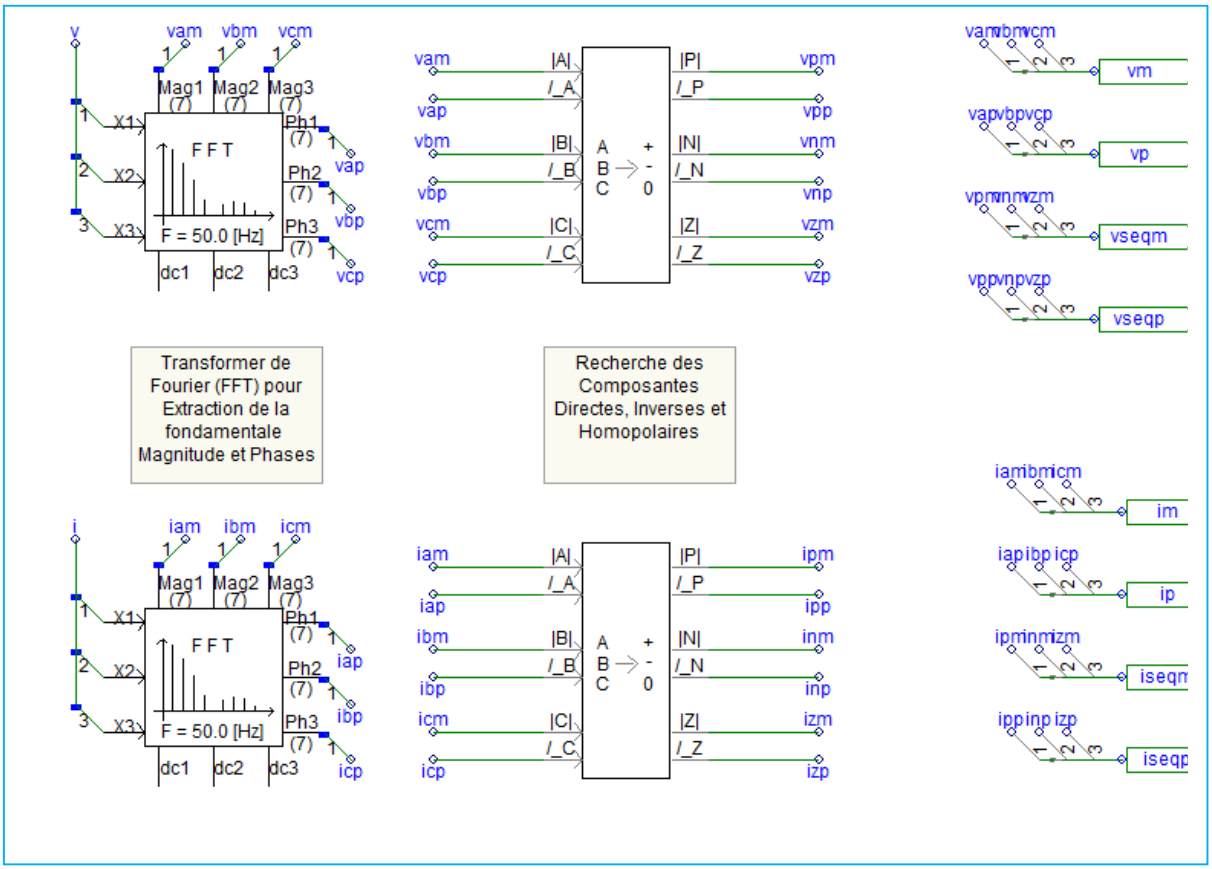
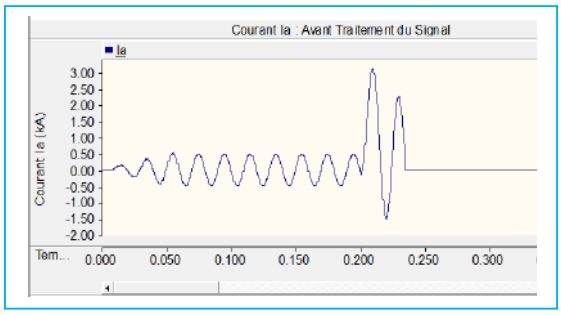
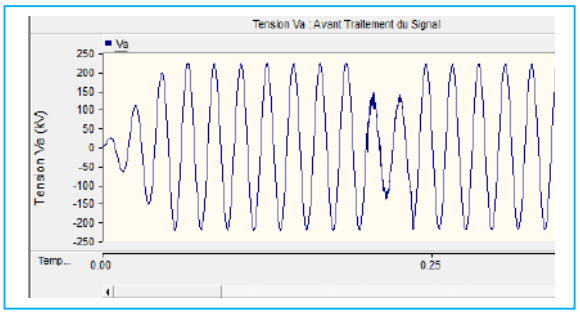


Figure III.14.a : Etape de traitement des signaux d'entrés.

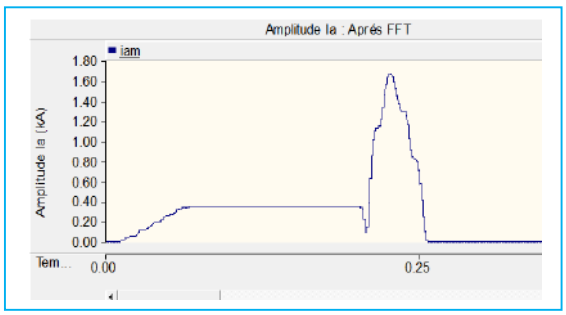


1/. Courant Ia (kA).

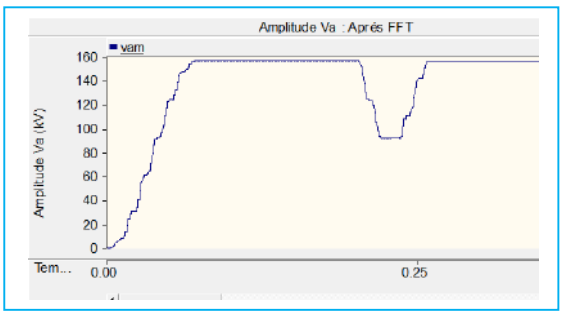


2/. Tension Va (kV).

Figure III.14.b : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre.

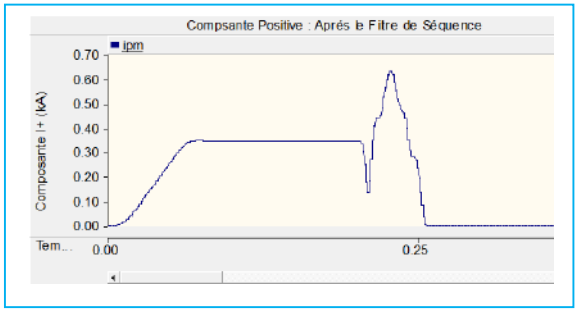


1/. Amplitude du courant Ia (kA).

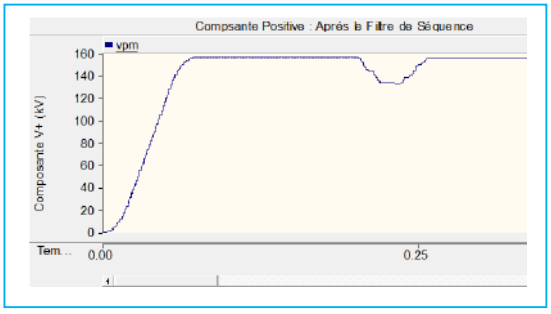


2/. Amplitude de la tension Va (kV).

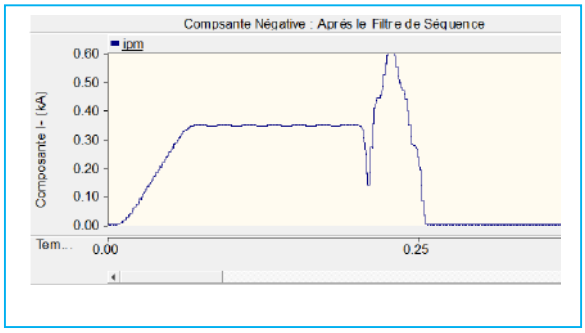
Figure III.14.c : Formes des signaux à la sortie du module FFT.



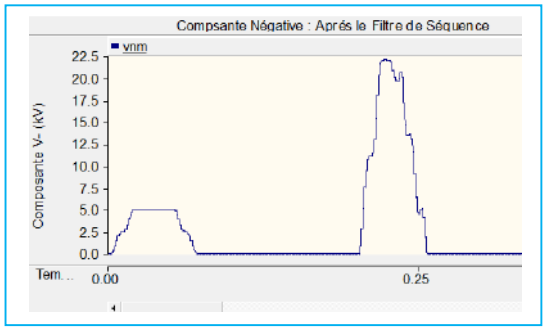
1/. Composante I+ (kA).



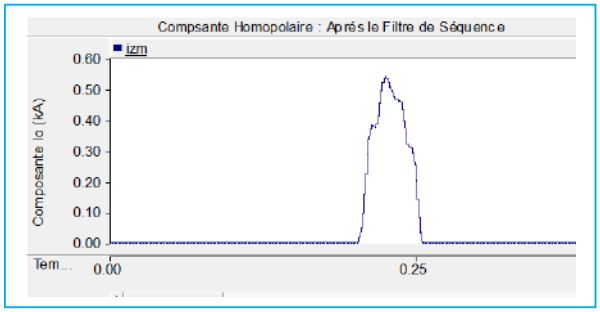
2/. Composante V+ (kV).



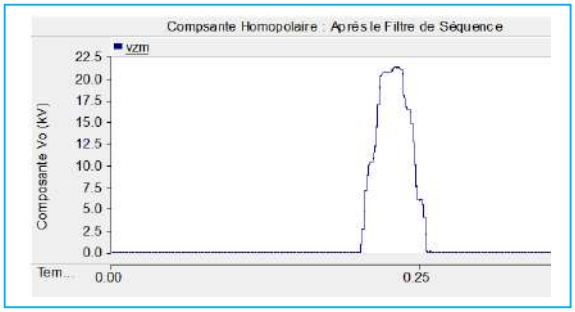
3/. Composante I- (kA).



4/. Composante V- (kV).



5/. Composante Io (kA).



6/. Composante Vo (kV).

Figure III.14.d : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence.

III.6 Simulation de la localisation défaut avec PMU :

III.6.1 Mesure de l'impédance de défaut

Afin de détecter tous les types de défauts tels que Phase-Terre, Double Phase-Terre, Phase-Phase et défaut triphasé, il y a six unité de protection nécessaire pour le calcul de l'impédance de défaut (Figure III.15), trois pour le calcul de l'impédance de la ligne Phase-Terre et trois autres pour le calcul de l'impédance Phase-Phase (Tableau III.1). La sortie de chacun de ces unités est alors connectée au module des zones de l'impédance.

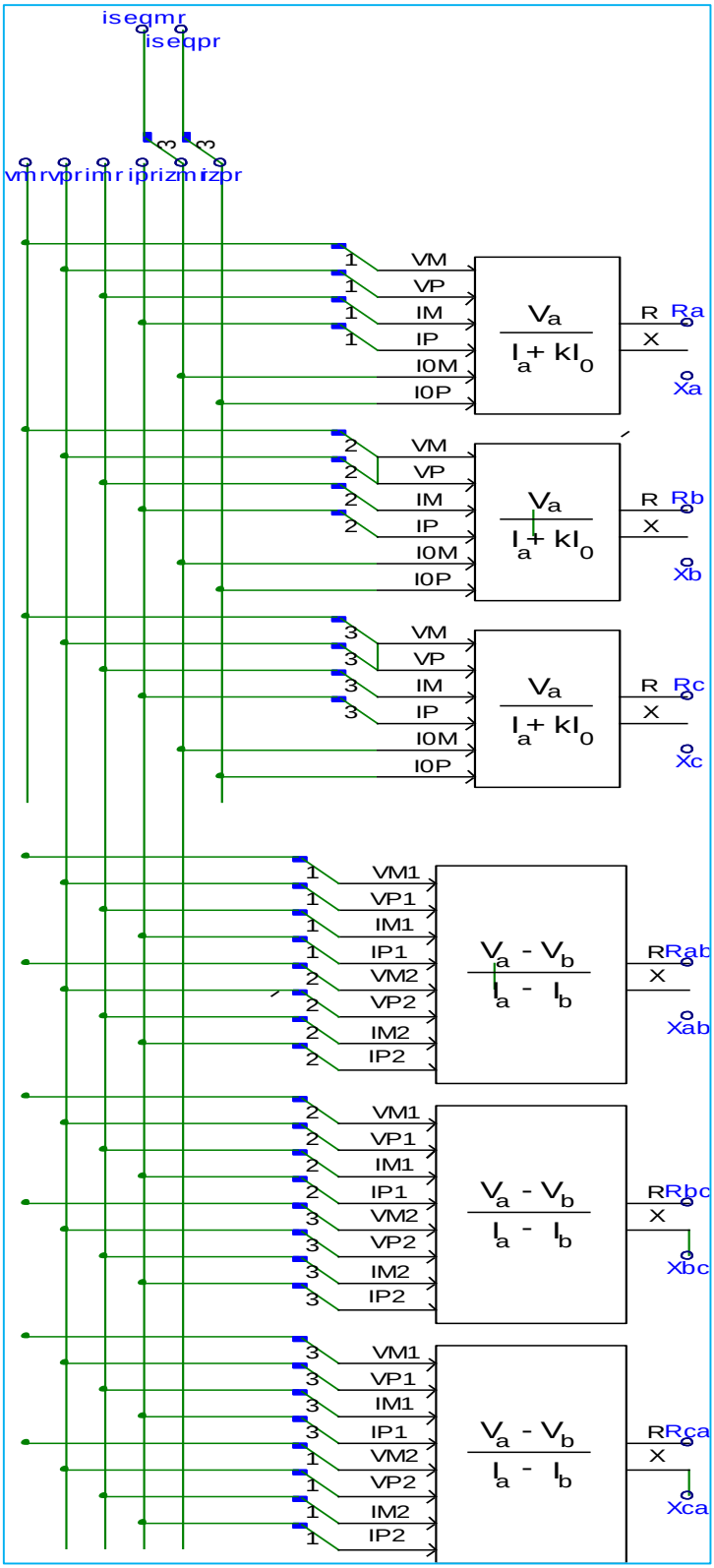


Figure III.15: Schéma de Mesure de l'impédance de défaut.

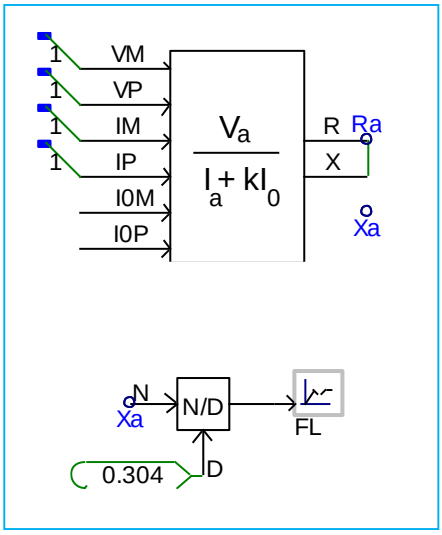


Figure III.16.a : Mesure de l'impédance de défaut Phase-Terre.

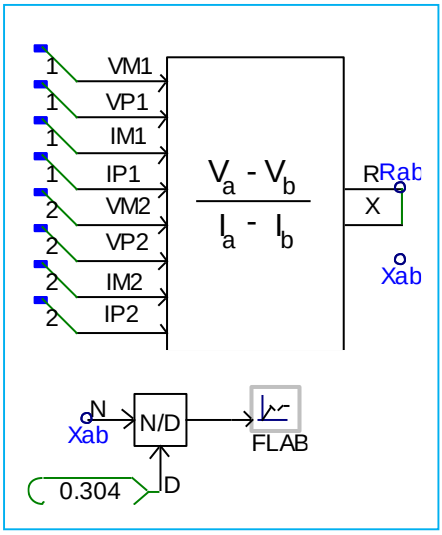


Figure III.16.b : Mesure de l'impédance de défaut Phase - Phase.

Tableau III.1: calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.

Elément de Distance	Formule	
Phase A	$Z_A = V_A /(I_A + 3k_0I_0)$	(III.5)
Phase B	$Z_B = V_B /(I_B + 3k_0I_0)$	(III.6)
Phase C	$Z_C = V_C /(I_C + 3k_0I_0)$	(III.7)
Phase A – Phase B	$Z_{AB} = V_{AB} /(I_A - I_B)$	(III.8)
Phase B – Phase C	$Z_{BC} = V_{BC} /(I_B - I_C)$	(III.9)
Phase C – Phase A	$Z_{CA} = V_{CA} /(I_C - I_A)$	(III.10)

Avec :

$$\boldsymbol{k_0 = (Z_0 - Z_1) / Z_1} \qquad \textbf{(III.11)}$$

$\boldsymbol{Z_0}$: Séquence homopolaire ;

$\boldsymbol{Z_1}$: Séquence positive.

III.6.2. Model de simulation :

Longueur de la ligne =**350** km

Tableau III.2: Paramètre de la ligne.

Paramètres de la Composent Direct	**R1**=0.1557412 Ω/km **L1**=0.00097673 H/km **C1**=12.168x10-9 F/km
Paramètres de la Composent Homopolaire	**Ro**=0.376506 Ω/km **Lo**=0.00301893 H/km **Co**=7.5417x10-9 F/km
L'impudence de la Source Barre 1 « S »	**Zs1**=17.177+j45.5285 Ω **Zso**=2.5904+j14.7328 Ω
L'impudence de la Source Barre 2 « R »	**Zr1**=15.31+j45.9245 Ω **Zro**=0.7229 +j15.1288 Ω

II.6.3Simulation, Résultats et Interprétation :

Pour tester la précision du modèle de simulation, des différents types des défauts et différents emplacements de défauts ont été simulés.

On a divisé la simulation en trois grandes parties par type d'influence :

- Influence de type de défaut
- Influence de l'emplacement de défaut
- Influence de résistance de défaut

L'erreur d'estimation est calculé par :

$$\boldsymbol{erreur}\ (\%) = \frac{|\textbf{Localisation Rélle –Localisation Estimée}|}{\textbf{Longeur de la Ligne}} \times \mathbf{100} \qquad \textbf{(III.12)}$$

a. Influence de type de défaut :

Le tableau III.3 représente les valeurs de l'erreur de localisation en (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour des différents types de défaut pour une résistance de défaut RF=0.01Ω, et les Figure III.17.a, III.17.b et III.17.c représentent les histogrammes de ces erreurs.

Tableau III.3: l'erreur de localisation en (%) en fonction de différents types de défaut RF=0.01Ω

Type de Défaut	Erreur d'estimation à D=70 km	Erreur d'estimation à D=140 km	Erreur d'estimation à D=175 km	Erreur d'estimation à D=210 km	Erreur d'estimation à D=280 km
AG	1,02	1,365	1,09	1,347	1,788
BG	1,149	1,889	1,58	2,11	2,431
CG	0,796	1,664	0,987	1,417	1,891
AB	0,0011	0,014	0,0095	0,052	0,123
BC	0,0012	0,023	0,01	0,0526	0,126
CA	0,0011	0,015	0,0097	0,059	0,121
ABG	0,0012	0,014	0,030	0,053	0,127
BCG	0,0018	0,021	0,032	0,057	0,126
CAG	0,003	0,013	0,031	0,051	0,125

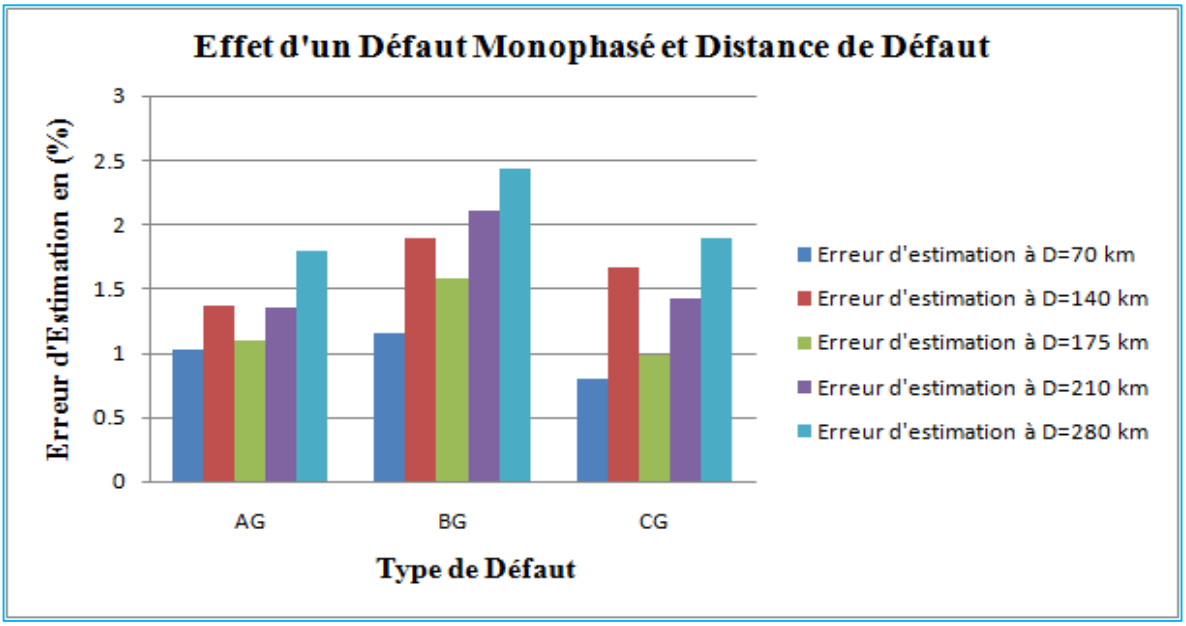


Figure III.17.a : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Monophasé (RF=0.01Ω)

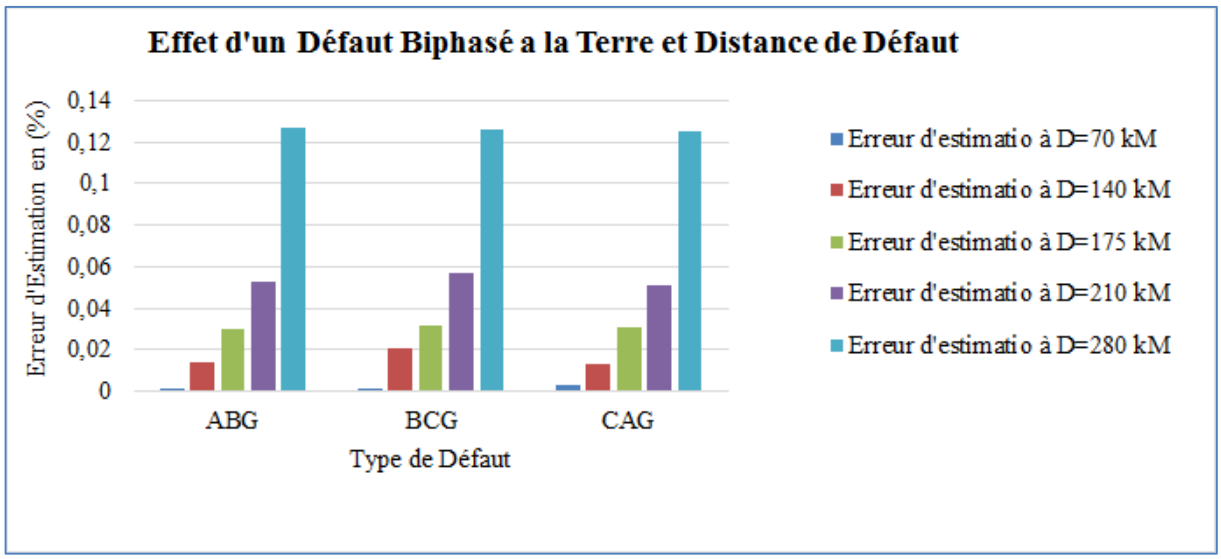


Figure III.17.b : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un Biphasé à la Terre (RF=0.01Ω)

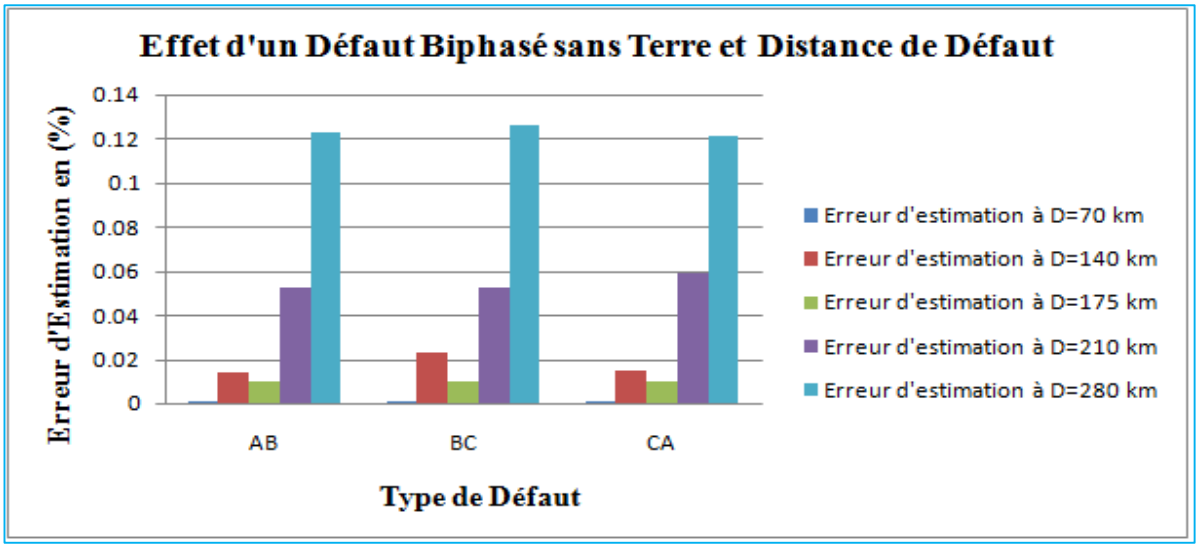


Figure III.17.c : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Biphasé sans Terre (RF=0.01Ω)

Le tableau III.4 représente les valeurs de l'erreur de localisation en (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour des différents types de défaut pour une résistance de défaut RF=50Ω, et les Figure III.18 représentent l'histogramme des erreurs.

Tableau III.4: l'erreur de localisation en (%) en fonction de différents types de défaut RF=50Ω.

Type de Défaut	Erreur d'estimation à D=70 km	Erreur d'estimation à D=140 km	Erreur d'estimation à D=175 km	Erreur d'estimation à D=210 km	Erreur d'estimation à D=280 km
AG	1.647	2.281	1.852	1.714	2.144
BG	1.576	2.450	1.924	1.729	2.224
CG	1.635	1.251	1.782	1.709	2.154
AB	0.334	0.085	0.48	0.228	1.240
BC	0,381	0,091	0,52	0,477	1,95
CA	0,31	0,081	0,518	0,5	1,98
ABG	0,545	0,023	0,136	1,282	3,11
BCG	0,555	0,025	0,142	1,314	2,98
CAG	0,565	0,019	0,131	1,279	3,077

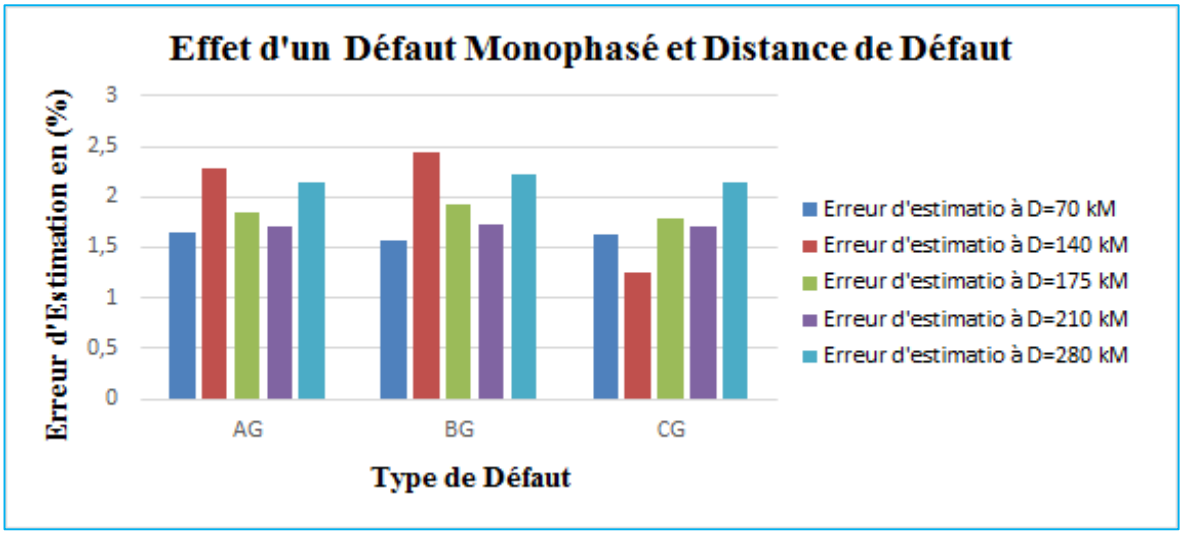


Figure III.18.a : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Monophasé (RF=50 Ω).

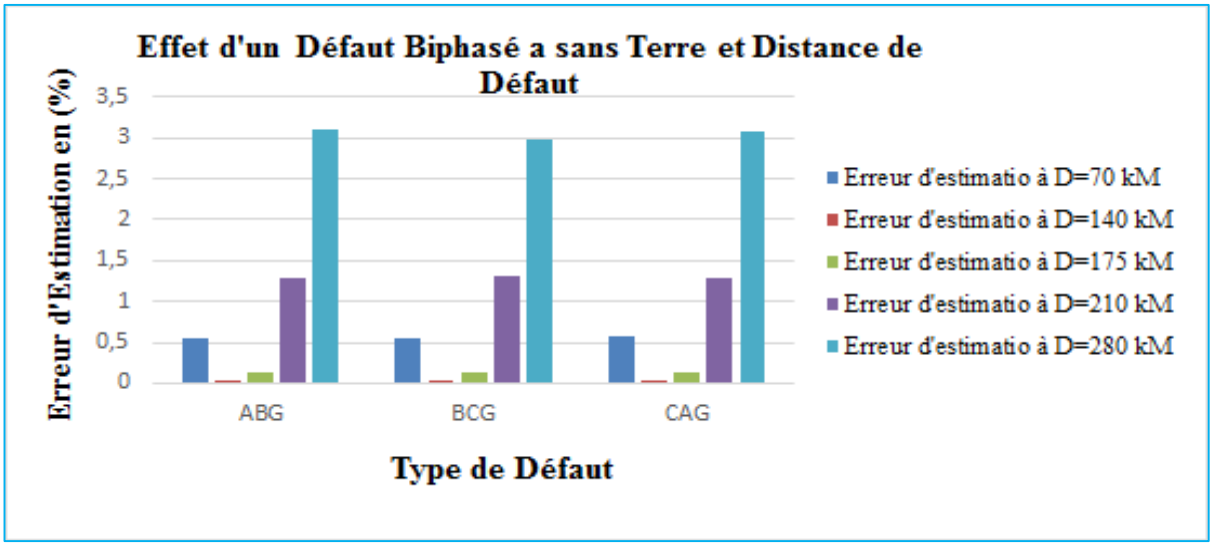


Figure III.18.b : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un Biphasé à la Terre (RF=50Ω).

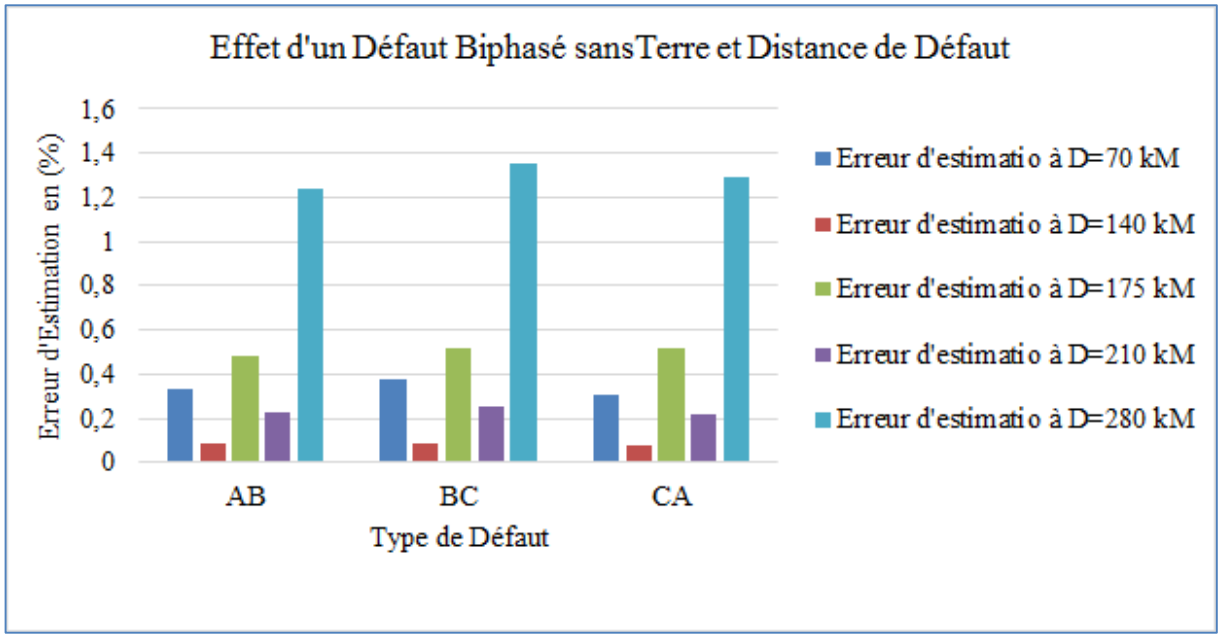


Figure III.18 .c : Erreurs de localisation en (%), en fonction d'un défaut Biphasé sans Terre (RF=50 Ω).

Synthèse :

Le type de défaut a une influence sur la détermination de l'endroit du défaut, on remarque que l'erreur de localisation est différente pour chaque type de défaut, pour un défaut biphasé et un défaut biphasé à la terre, on a enregistré des erreurs dans la localisation très faible (**0.127 % à280 km**) par rapport aux défauts monophasés à la terre (**2.431% à 280 Km**).Donc, le défaut monophasé à la terre a une très grande influence sur la localisation de défaut.

a. Influence de l'emplacement de défaut :

- **Défaut monophasé à la terre :**

Le Tableaux III.5 représente les valeurs de l'erreur de localisation en (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour une résistance de défaut Rf = 0.01 Ω, et la Figure III.19 montre la courbe des erreurs en fonction de l'endroit.

Tableau III.5: l'erreur de localisation en (%) en fonction de des différents endroits pour un défaut Phase-Terre (Rf=0.01Ω)

Distance de Défaut (km)	**70**	**140**	**175**	**210**	**280**
AG	1,02	1,365	1,09	1,347	1,788

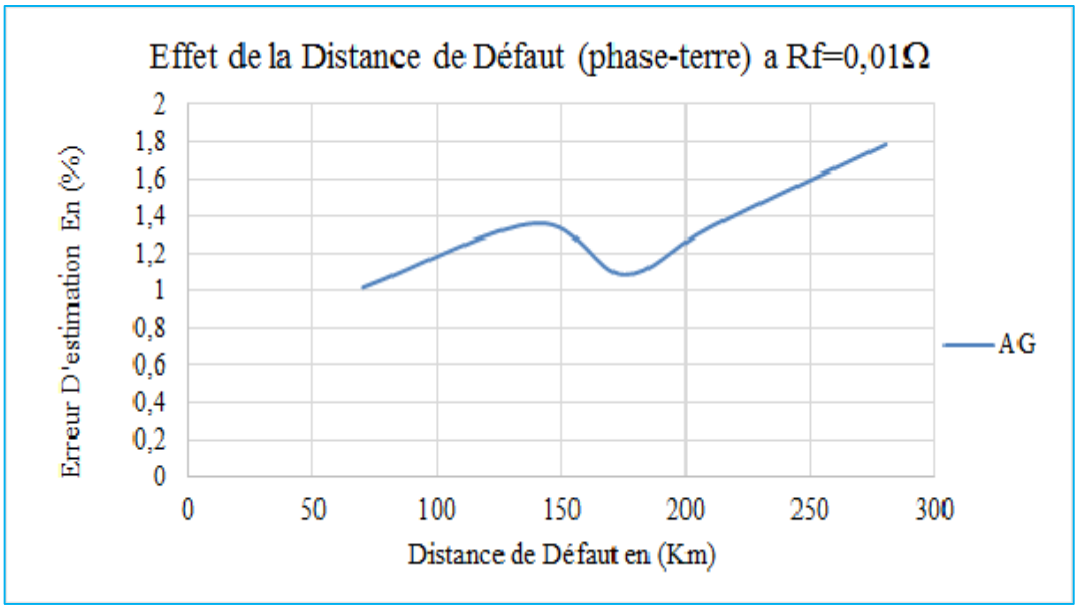


Figure III.19 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Monophasé et Rf=0.01 Ω)

Le Tableaux III.6 représente les valeurs de l'erreur de localisation en (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour une résistance de défaut Rf = 50 Ω, et la Figure III.20 montre la courbe des erreurs en fonction de l'endroit.

Tableau III.6: Erreurs de localisation en (%) en fonction de différents endroits pour un défaut Phase-Terre (Rf=50 Ω)

Distance de Défaut (km)	**70**	**140**	**175**	**210**	**280**
AG	1,647	2,28	1,85	1,714	2,14

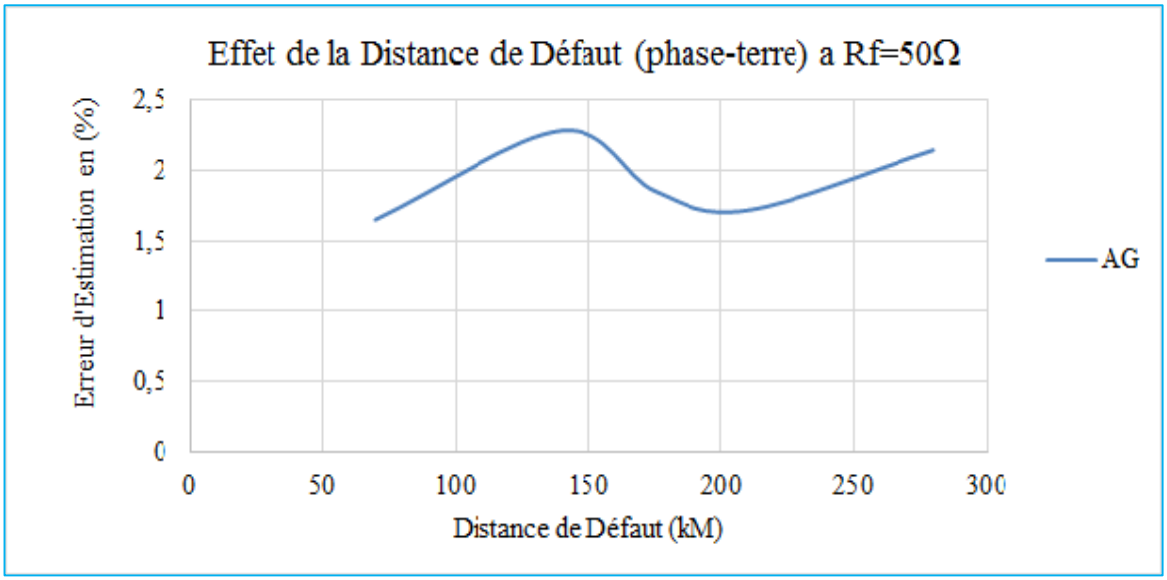


Figure III.20 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Monophasé et Rf=50 Ω)

- **Défaut biphasé à la terre :**

Les erreurs de localisation en (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour un défaut biphasé à la terre sont représentées dans les Tableaux III.7 et III.8 respectivement avec des résistances de défauts Rf=0.01 Ω et Rf=50 Ω.

Tableau III.7: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé à la terre (Rf=0.01 Ω).

Distance de Défaut (km)	**70**	**140**	**175**	**210**	**280**
ABG	0,0012	0,014	0,030	0,0526	0,126

Tableau III.8: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé à la terre (Rf=50 Ω).

Distance de Défaut (km)	**70**	**140**	**175**	**210**	**280**
ABG	0,545	0,023	0,136	1,282	3,11

Les FiguresIII.21 et III.22 montrent la courbe des erreurs de localisation en (%) en fonction de l'emplacement de défaut pour un défaut biphasé à la terre respectivement avec des résistances de défauts Rf=0.01 Ω et Rf=50 Ω.

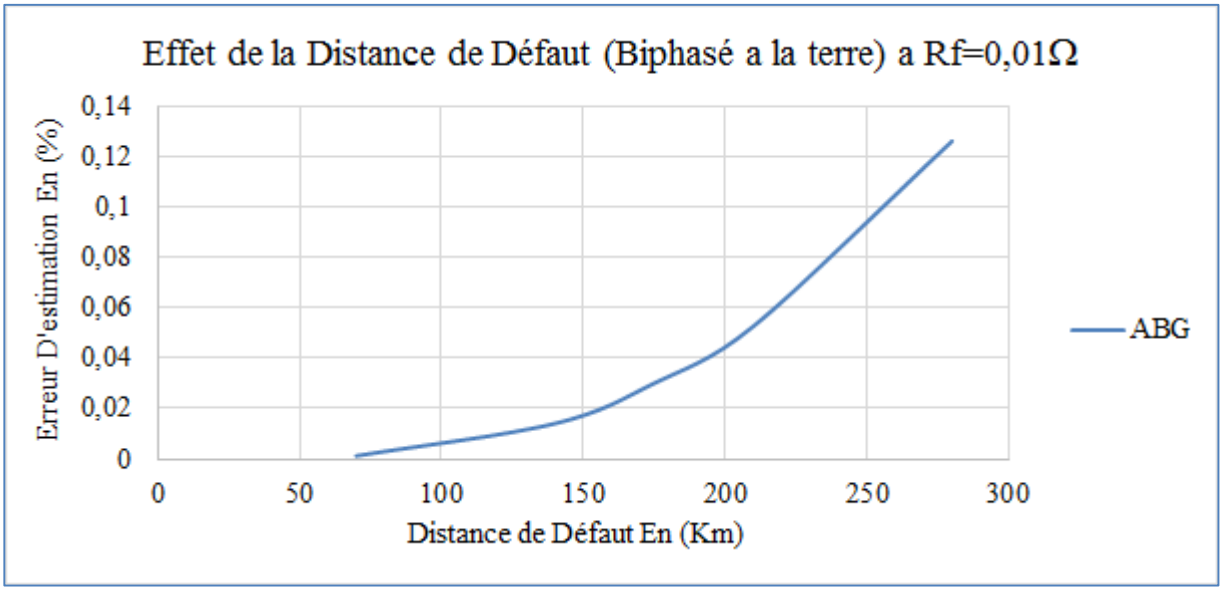


Figure III.21 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé à la Terre et Rf=0.01 Ω).

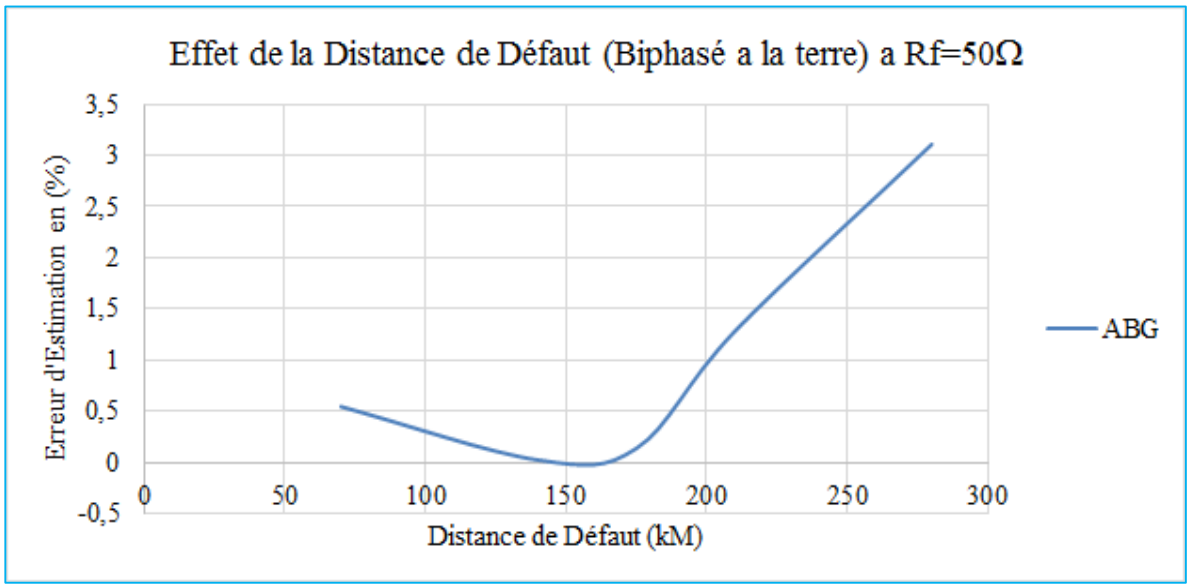


Figure III.22 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé à la Terre et Rf=50 Ω).

- **Défaut biphasé sans terre :**

Les erreurs de localisation en (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour un défaut biphasé sans sont représentées dans les Tableaux III.9 et III.10 respectivement avec des résistances de défauts Rf=0.01 Ω et Rf=50 Ω.

Tableau III.9: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé sans terre (Rf=0.01 Ω).

Distance de Défaut (km)	**70**	**140**	**175**	**210**	**280**
AB	0,0011	0,014	0,0095	0,0526	0,126

Tableau III.10: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes endroits pour un défaut biphasé sans terre (Rf=50 Ω).

Distance de Défaut (km)	**70**	**140**	**175**	**210**	**280**
AB	0,334	0,085	0	0,2298	0,2298

Les FiguresIII.23 et III.24 montrent la courbe des erreurs de localisation en (%) en fonction de l'emplacement de défaut pour un défaut biphasé sans terre respectivement avec des résistances de défauts Rf=0.01 Ω et Rf=50 Ω.

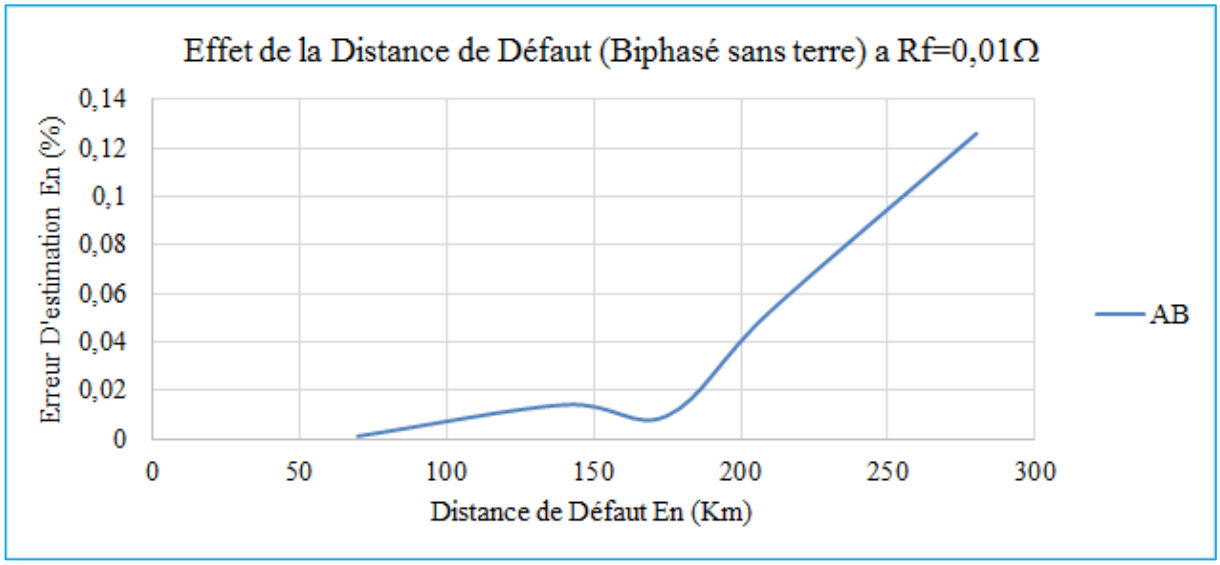


Figure III.23 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé sans Terre et Rf=0.01 Ω).

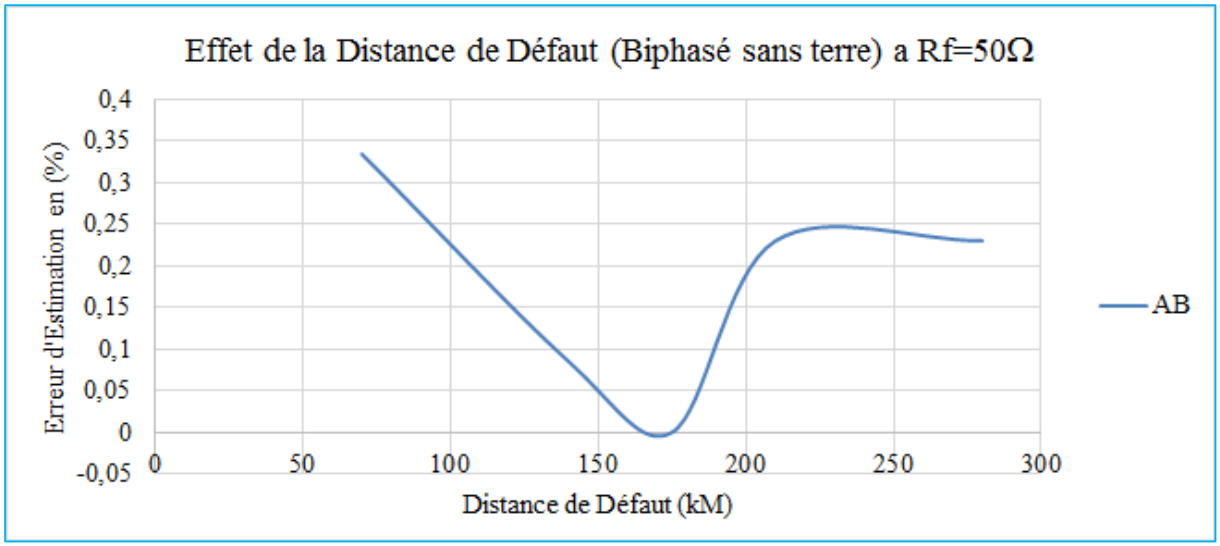


Figure III.24 : Courbe des erreurs de localisation en (%), en fonction de l'emplacement de défaut (Défaut Biphasé sans Terre et Rf=50 Ω).

Synthés

D'après les résultats obtenus, nous avons remarqué que l'endroit de défaut joue un rôle très important dans l'estimation de lieu du défaut, l'éloignement du défaut par rapport au jeu de barre augmente l'erreur d'estimation de la localisation de défaut.

En remarque aussi avec l'augmentation de la résistance de défaut, l'erreur d'estimation est augmenté pour un endroit situé à 280km par rapport au jeu de barre de mesure avec une résistance de défaut de 50Ω on a enregistré une erreur de 3.11%.

a. Influence de la résistance de défaut :

- **Défaut monophasé :**

L'effet de la variation de la résistance de défauts pour un défaut monophasé est représenté dans les Tableau III.11, III.12 et III.13respectivement sur différentes emplacements de défauts 25%, 50% et 75%. (Voir Figure III.25, III.26 et III.27)

Tableau III.11: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un défaut monophasé (D=25 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
AG/ Distance Défaut = 25%	0.145	0.864	1.203	1.52	1.67

Tableau III.12: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un défaut monophasé (D=50 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
AG/ Distance Défaut = 50%	1.09	1.914	2.316	2.169	2.094

Tableau III.13: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un défaut monophasé (D=75 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
AG/ Distance Défaut = 75%	1.692	2.366	2.093	0.365	5.657

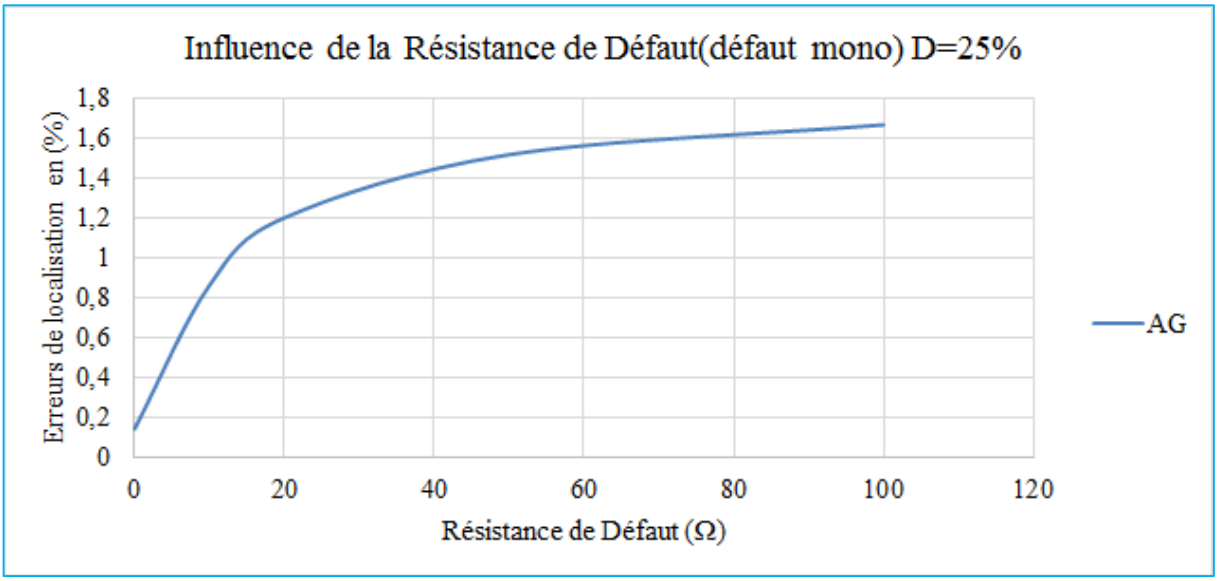


Figure III .25 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Monophasé, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =25%).

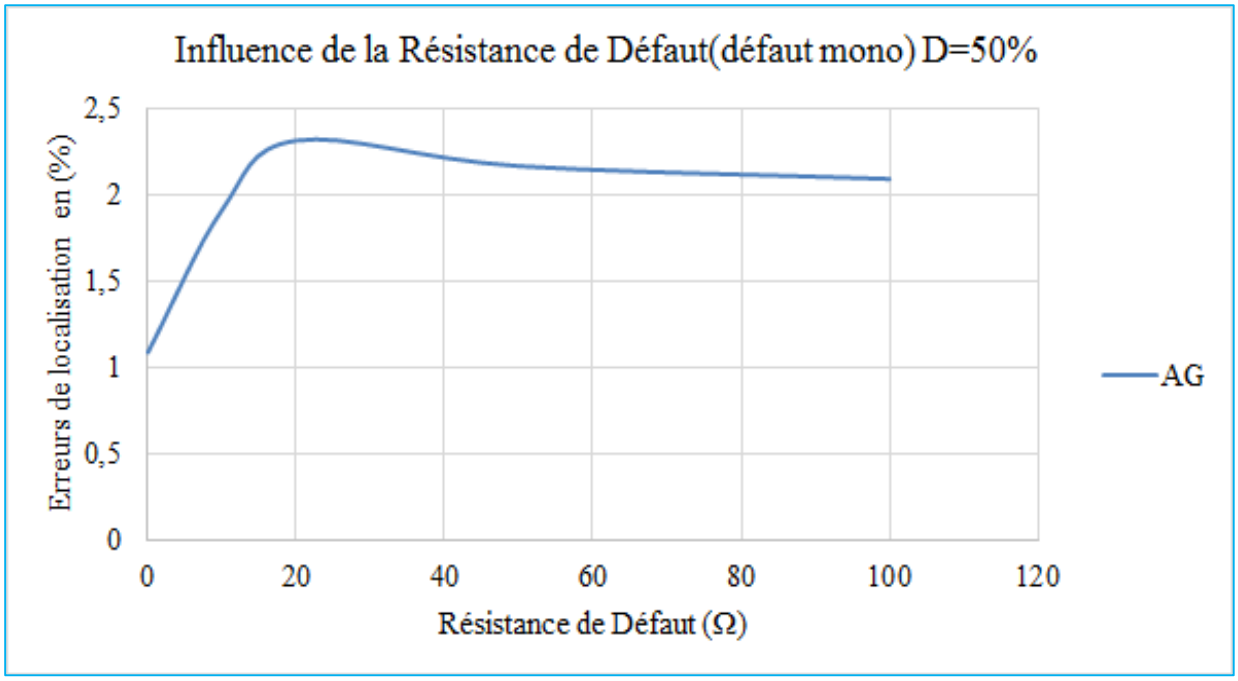


Figure III.26: Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Monophasé, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =50%).

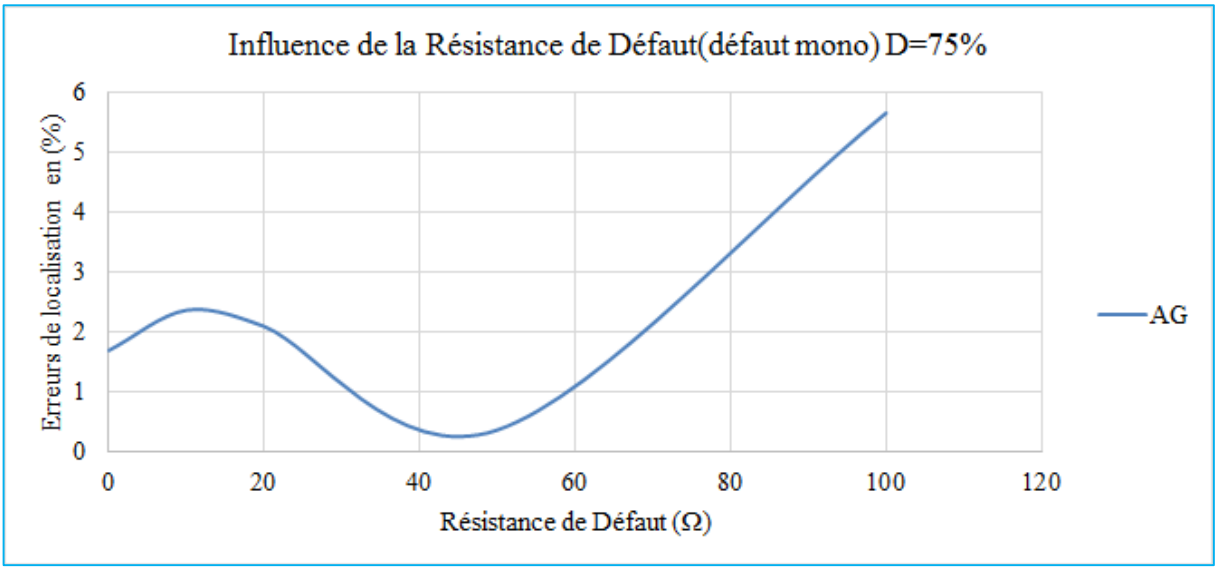


Figure III.27 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Monophasé, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =75%)

- **Défaut biphasé Santerre :**

Les Tableau III.14, III.15 et III.16 montrent l'effet de la variation de la résistance de défauts pour un défaut biphasé sans terre sur différentes emplacements de défauts **25%**, **50%** et **75%**. (Voir Figure III.28, III.29 et III.30)

Tableau III.14: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=25 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
AB / Distance Défaut = 25% :	0.004	0.054	0.1	0.209	0.382

Tableau III.15: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=50 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
AB / Distance Défaut = 50%	0.03	0.48	0.796	0.756	1.656

Tableau III.16: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=75 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
AB / Distance Défaut = 75%	0.104	0.166	0.454	1.416	3.353

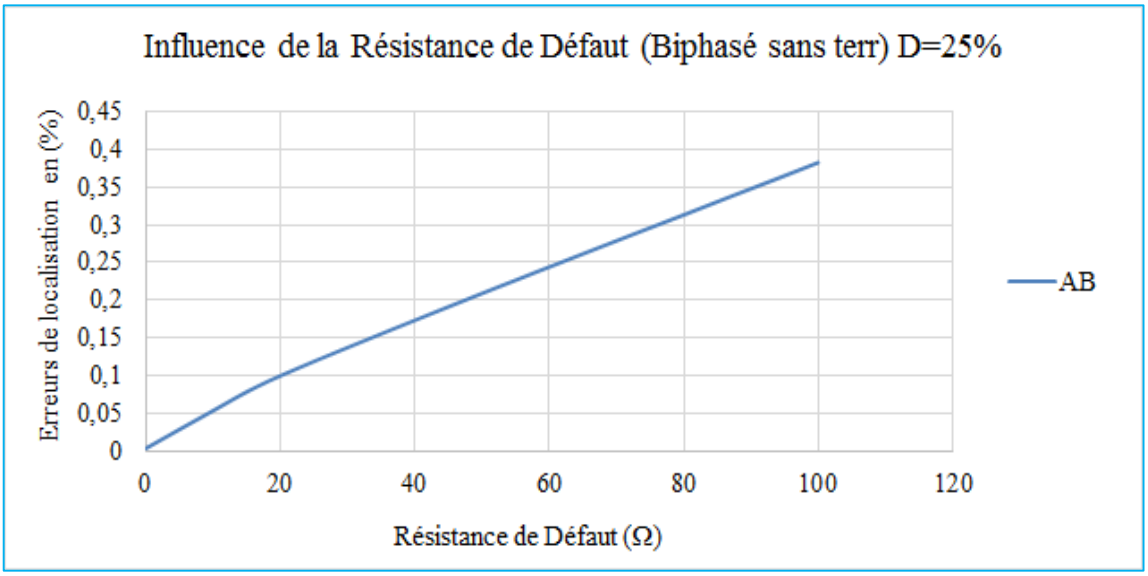


Figure III.28 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé sans terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =25%).

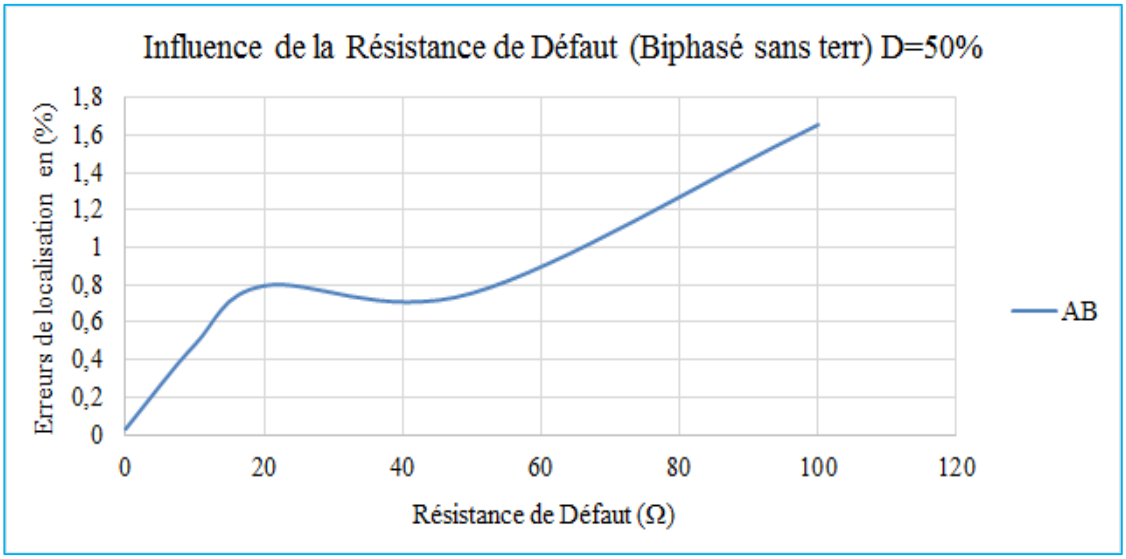


Figure III.29 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé sans terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =50%).

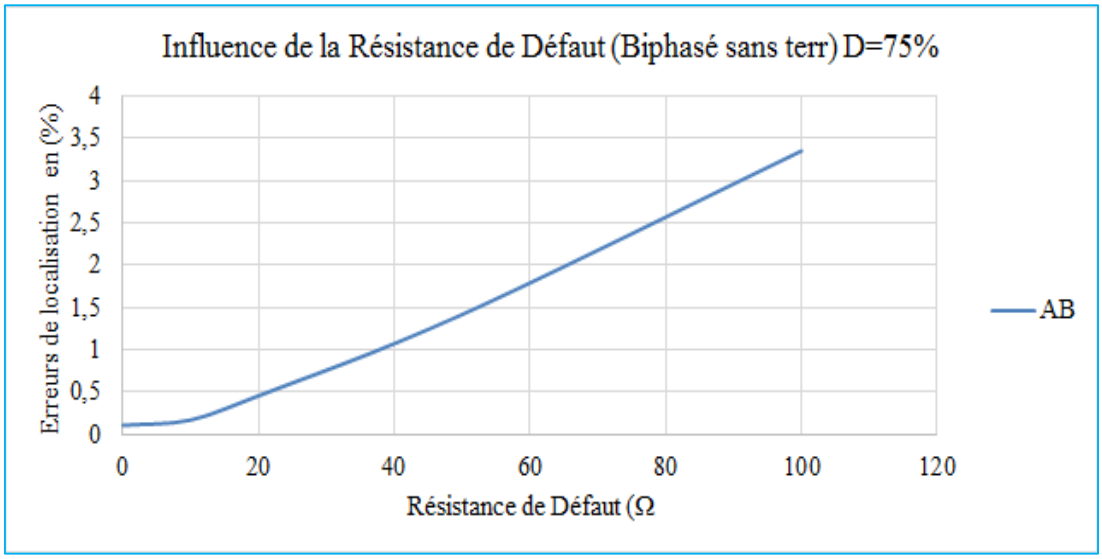


Figure III. 30 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé sans terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =75%).

- **Défaut biphasé à la terre :**

Les Tableau III.17, III.18 et III.19montrentl'effet de la variation de la résistance de défauts pour un défaut biphasé à la terre sur différentes emplacements de défauts **25%**, **50%** et **75%**. (Voir Figure III. 31, III.32 et III.33)

Tableau III.17: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé à la terre (D=25 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
ABG / Distance Défaut = 25% :	0.011	0.1	0.177	0.295	0.311

Tableau III.18: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé à la terre (D=50 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
ABG / Distance Défaut = 50%	0.03	0.25	0.849	1.656	4.01

Tableau III.19: Erreurs de localisation en (%) en fonction des différentes résistances de défauts pour un biphasé (D=75 %).

Résistance de Défaut (Ω)	**0,01**	**10**	**20**	**50**	**100**
ABG / Distance Défaut = 75%	0.104	0.454	1.079	3.352	8.467

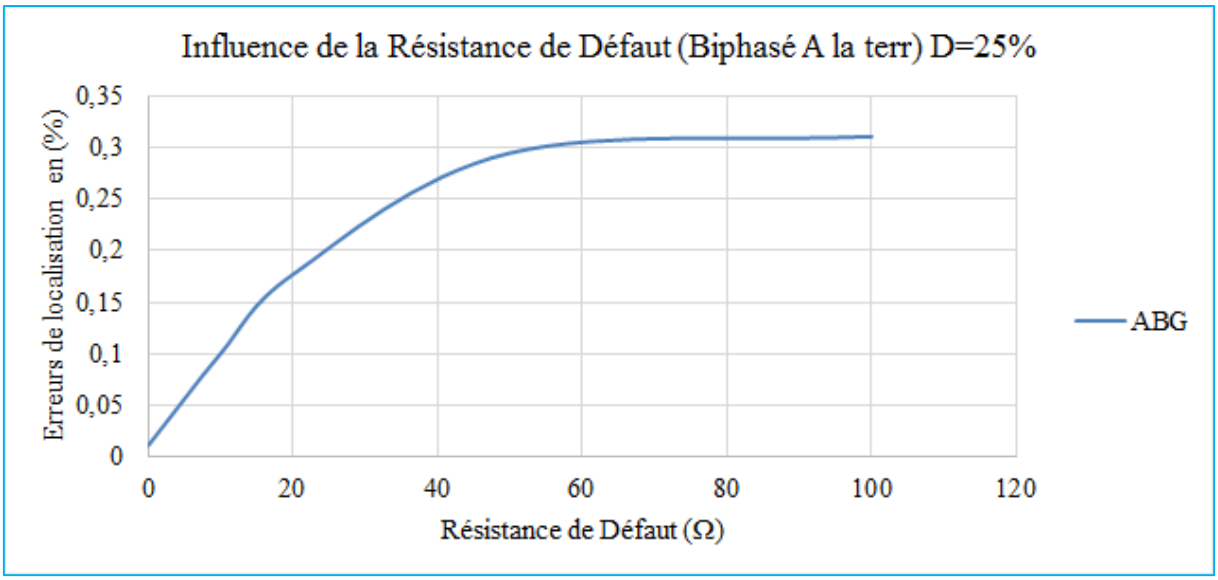


Figure III.31 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé à la terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =25%).

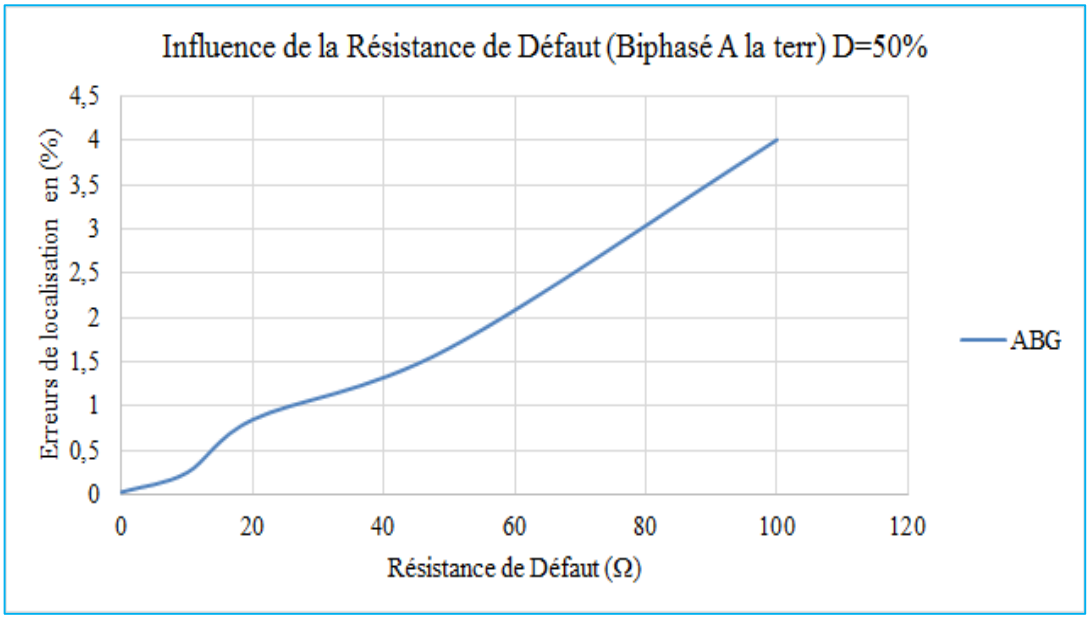


Figure III.32 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé à la terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =50%).

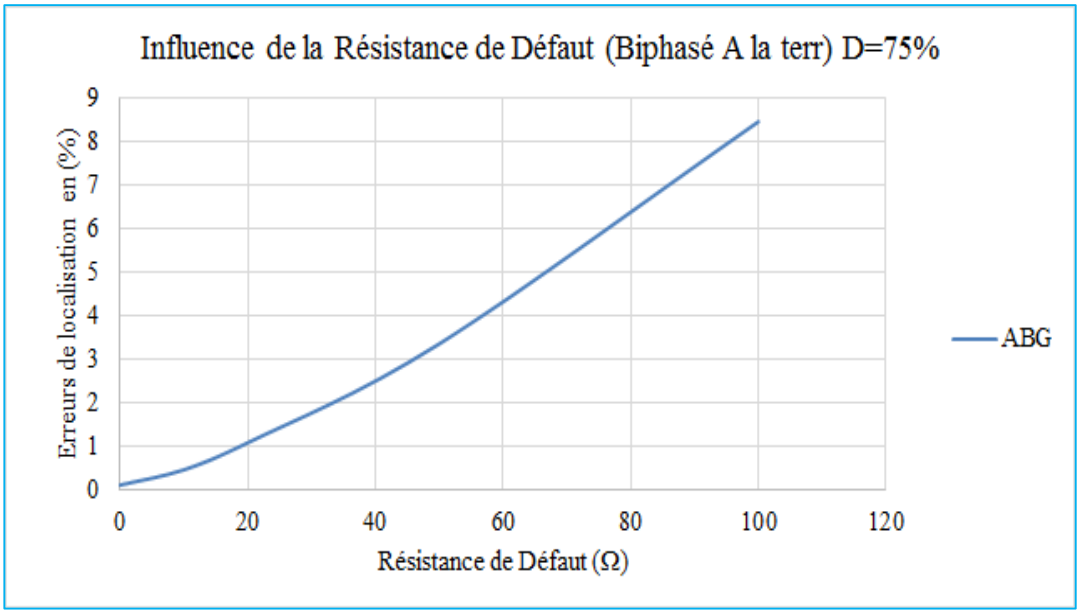


Figure III. 33 : Courbe des erreurs de localisation en (%) d'un défaut Biphasé à la terre, en fonction des différentes résistances de défaut (Distance de Défaut =75%).

Synthèse :

D'après les résultats obtenus on constate que la résistance du défaut a une influence très important pour la détermination de l'endroit de défaut, plus la résistance du défaut est grande plus l'erreur dans la localisation et remarquable.

Pour une résistance de défaut 0.01 Ω et distance 25% de la ligne on a enregistré une erreur de 0.001% et 0.134% pour des défauts biphasé et monophasé respectivement, par contre pour des résistances de défaut plus de 50 Ω on a enregistré des erreurs supérieures à 0.206 % et 0.365% pour des défauts biphasé et monophasé respectivement.

On a remarqué que dans le cas d'un défaut biphasé avec terre, l'erreur attient 8.467% pour un endroit situé à 75% de longueur de la ligne à partir du jeu de barre avec une résistance 100Ω.

III.7 Interprétation des résultats :

Les résultats obtenus montrent bien que la résistance du défaut joue un rôle très important dans la localisation de défaut,

L'endroit du défaut influe aussi sur la détermination de la localisation du défaut, on remarque que plus l'endroit du défaut est loin du jeu de barre plus l'erreur d'estimation de la localisation est remarquable,

Le type de défaut a une influence aussi sur la détermination de la localisation de défaut, on remarque que l'erreur de localisation est différente pour chaque type de défaut, pour les défauts biphasés sans terre et les défauts biphasés avec terre on obtient des bons résultats avec des erreurs qui ne dépassent pas 0.4% à une distance 25% de la ligne.

III.8 Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons élaboré un modèle de simulation d'un PMU dans une ligne de transport de l'électricité, on utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

En premier, nous avons présenté le principe de la localisation de défaut, par l'utilisation des synchrophaseurs (PMU), puis une présentation du logiciel de simulation PSCAD avec ces composants.

Ensuite, la simulation des différentes types des défauts sur un modèle d'une ligne de transport électrique Haute Tension sur différentes endroits de la ligne et avec des différentes résistances de défaut afin de tester la performance de la localisation de défaut et les influences des différents paramètres (type de défaut, Emplacement de défaut et résistance de défaut) avec l'utilisation des synchrophaseurs.

Dans notre simulation nous avons utilisé l'algorithme FFT (Transformée de Fourier Rapide) pour l'estimation des phaseurs et une technique d'estimation de distance de défaut connues sous le nom d'algorithmes de réactance.

Finalement en conclure que la localisation de défaut avec PMU et fiable et performante avec moindre erreur d'estimation de localisation défaut .Ainsi on a remarqué lors d'un défaut biphasé, l'erreur se rapproche de zéro, et elle est négligeable quand le défaut est au milieu de la ligne.

Conclusion générale

Conclusion général :

Ce projet porte sur l'étude de l'identification et localisation défaut dans les lignes du Transport électrique HTB par l'utilisation des Synchrophaseurs PMU.

Les objectifs de ce travail ont été assignés et pris en charge à travers ces trois chapitres constituant ce mémoire :

Dans le premier chapitre nous avons caractérisé la structure, l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, l'étude des différents types des défauts notamment les courts-circuits et leurs origines et leurs conséquences sur le système électrique, afin de préserver le système de ces perturbations, il est nécessaire d'équiper le réseau par un système de protection approprié. En effet, pour assurer la protection du réseau électrique, une étude des différents types de protection a été présentée.

Ensuite dans le deuxième chapitre, On a présenté la technologie des Synchrophaseurs ainsi que ses principales applications, le réseau de communication des PMUs, et la définition de l'erreur admissible de mesures de déférents paramètres du phaseur tell que le ROCOF et TVE.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté le principe de la localisation de défaut, par l'utilisation des Synchrophaseurs (PMU), ainsi une présentation du logiciel de simulation PSCAD/EMTDC.

Dans notre simulation nous avons utilisé l'algorithme FFT (Transformée de Fourier Rapide) pour l'estimation des phaseurs et une technique d'estimation de distance de défaut connues sous le nom d'algorithmes de réactance. Ensuite, la simulation des différentes types des défauts sur un modèle d'une ligne de transport électrique Haute Tension sur différentes endroits de la ligne et avec des différentes résistances de défaut afin de tester la performance de la localisation de défaut et les influences des différents paramètres (type de défaut, Emplacement de défaut et résistance de défaut) avec l'utilisation des Synchrophaseurs.

Conclusion général

Cette thèse présente la technique de la localisation de défaut des lignes de transport d'électricité HTB utilisant une des Synchrophaseurs (PMU) et l'influence des paramètres de défauts tels que le type de défaut, l'emplacement et la résistance de défaut.

Finalement, nous espérons que notre travail sera fort utile pour l'amélioration des connaissances des étudiants et constituera une étape pour aborder une étude plus approfondie sur la simulation de la localisation de défaut par l'utilisation des Synchrophaseurs et avec d'autres algorithmes d'estimation des phaseurs et de l'emplacement de défaut par l'utilisation du logiciel de simulation PSCAD/EMTDC et d'autre logiciel.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

[1] Laboratoire national de métrologie et d'essais LNE «Métrologie pour les réseaux électriques intelligents (et EMRP-2009 ENG04, SmartGrid) »

http://www.smartgrid-metrology.eu/ , Février 2015

[2] Mr. DAAOU Yassine, « Classification Et Localisation Des Défauts Dans Les Lignes De Transport À THT En Temps Réel », MÉMOIRE MAGISTER, Université des Sciences et de Technologie d'Oran, 2011.

[3] BENAISSA Nadia, AIDOUD Fethia, « Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique », Université Yahia Farès De Médéa, Médéa, 2017.

[4] M. ABBACI Mohamed, M. KHOUAS Ahmed, «Etude de déffirents type de protection des lignes HT », Université Yahia Farès De Médéa, Médéa, 2014.

[5] TRIFI Hamza, DJIAR Smail, « application des relais différentiels pour la protection des transformateurs triphasés », Université Yahia Farès De Médéa, Médéa, 2015.

[6] Paolo Castello, « Algorithms for the synchrophasors measurement in steady state and dynamic conditions », University of Cagliari, Italie, March 2014.

[7] SAMARTH DEO, «Implementation of Phasor Measurement Unit Function on an HVDC Control Platform», Stockholm, Sweden, 17 Decembre 2013

[8] Workshop SPF Economie – ULB, « Applications des PMU - Phasor Measurement Units –au réseau électrique belge », rue du Progrès - 1210 Bruxelles, 20 avril 2012.

[9] Nhi Nguyen, « Phasor Measurement Unit Testing », Delft, Pays-Bas.Août 2012.

[10] SIPROTEC 5, « Perturbographe numérique », Manuel 375 C53000-G5077-C018-2, Edition 11.2014

[11] Rodrigo Jos_e Albuquerque Frazao, « PMU based situation awareness for smart distribution Grids », L'université Grenoble Alpes, 7 Août2006.

[12] Ma J, YV Makarov, and ZY Dong. 2010. «Phasor Measurement Unit and Its Application in Modern Power Systems." Chapter 6 in Emerging Techniques in Power System Analysis, ed. ZY Dong and P Zhang, pp. 147-184. Springer, New York, NY.

[13] Borlase, S., «Smart Grids »IEEE Electrical Insulation Magazine, pp. 75 – 79. DOI: 10.1109/MEI.2013.6648760

[14] Emanuel E. Bernabeu, James S. Thorp, Virgilio Centeno, « Methodology for a Security/Dependability Adaptive Protection Scheme Based on Data Mining», IEEE Power & Energy Society, pp. 104 – 111. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2168831, 26 Octobre 2011.

[15] S.H Horowitz; A.G. Phadke; J.S. Thorpe, «Adaptive transmission system relaying», IEEE Power & Energy Society, pp. 1436 – 1445. DOI : 10.1109/61.193942, Oct. 1988.

[16] Hussein SUPRÊME, « Détection En Temps Réel De L'instabilité Transitoire Des Réseaux Électriques Avec Les Mesures Synchronisées De Phaseurs », École De Technologie Supérieure Université Du Québec, Montréal, Le 26 Avril 2017.

[17] A.S. Bretas, A.G. Phadke, «Artificial neural networks in power system restoration», IEEE Power & Energy Society, pp. 1181 – 1186. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.817500, 14 Octobre 2003.

[18] l'ERGEG, « Les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 en Europe », Bruxelles, 6 février 2007

[19] Novosel, Damir, Bill Snyder, Khoi Vu, (KEMA Inc.). 2013. «A Business Case Study on Applying Synchrophasor Measurement Technology and Applications in the California and the Western Electricity Coordinating Council Grid. », California Energy Commission, CEC-500-2013-045

[20] Arun G. Phadke, James S. Thorp, «Synchronized Phasor Measurements and Their Applications», Blacksburg, Virginia, Janvier 2008.

[21] BEGOVIC et al., «Wide-Area Protection and Emergency Control 891», PROCEEDINGS OF THE IEEE, VOL. 93, NO. 5, MAY 2005, page(s): 876-891.

[22] KYRIAKOS tastemiroglou, « Analysis and Development of Enhanced IpDFT Synchrophasor estimation algorithms, capable of meeting IEEE STD C37.118 requirements », École Polytechnique Fédérale De Lausanne, Suisse, 2014.

[23] Jay Giri, « Managing Uncertainties of the Future Grid », IEEE PES DLP, Athens, July 8th 2016.

[24] Savu C. Savulescu, « Overview of key stability concepts applied for real-time operations », Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, Seattle, WA, USA, DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840188, 24 April 2009.

[25] GE Multilin, «Relais de distance de ligne D60 », 215 Anderson Avenue, Markham, Ontario, Canada, 2009.

[26] Thompson Adu, Senior Member, IEEE, «A New Transmission Line Fault Locating System », IEEE Transactions On Power Delivery, October 2001.

[27] Tamer Amin Said Kawady, M. Sc., «Fault Location Estimation in Power Systems with Universal Intelligent Tuning», geboren am 30. Septembre 1972 à El.Menoufia, Egypt, 2005.

[28] A.G. Phadke • J.S. Thorp, «Synchronized Phasor Measurements and Their Applications», Library of Congress Control Number: 2008921736, DOI: 10.1007/978-0-387-76537-2.

[29] Craig Muller, « User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre », Canada, 2005.

[30] LEE KAH CHOON, « Simulation Study And Setting Of Distance Relays On Double Circuit Transmission Lines Using Pscad », Bachelor of Engineering (Electrical), Faculty of Electrical Engineering Université Technology Malaysia, 2003.

[31] Abdullah Asuhaimi bin Mohd. Zin, Md Shah Majid, Ahmad Safawi Mokhtar & Saifulnizam Abd. Khalid, « Power System Engineering », Faculty of Electrical Engineering, 2012

ANNEX

ANNEX 1 : NORME IEEE C37.118-1.2011

The original synchrophasor standard, IEEE Std 1344™-1995 [B5], and its successor, IEEE Std C37.118™- 2005 [B8], provide for reporting of system frequency and rate of change of system frequency. These quantities are not defined, however, and no measurement requirements are mandated. This revision provides definition and measurement requirements for power system frequency and ROCOF under practical power system conditions. A number of issues in the standard have been identified that require clarification or modification. This revision also separates the measurement and communication subclauses of IEEE Std C37.118-2005 [B8] into individual standards. This simplifies widespread adoption and aids deployment by allowing freer use of other standards for synchrophasor communication.

Definitions

anti-aliasing: The process of filtering a signal before sampling to remove components of that signal whose frequency is equal to or greater than the Nyquist frequency (one-half the sample rate). If not removed, these signal components would appear as a lower frequency component (an alias).

Coordinated Universal Time (UTC): (Initials are ordered based on French language.) The time of day at the Earth's prime meridian (0° longitude). It is distributed by various media, including the Global Positioning System (GPS) system.

data concentrator (DC): A device that combines data from several measurement devices. frequency error (FE): The measure of error between the theoretical frequency and the measured frequency for the given instant of time.

Global Positioning System (GPS): A U.S. Department of Defense (DoD) navigation system that uses a constellation of 24 satellites broadcasting a precision signal for location and time synchronization. Basic time synchronization accuracy is ± 0.2 microseconds (μs).

IEEE floating point: A 32-bit representation of a real number. NOTE—This definition is in accordance with IEEE Std 754-1985.5

leap second: A positive or negative one-second adjustment to the Coordinated Universal Time (UTC) that keeps it close to mean solar time.

Nyquist frequency: A frequency that is one-half the sampling frequency of a discrete signal processing system.

Nyquist rate: A sampling rate that is twice the bandwidth of a band-limited signal. It is the minimum sample rate that will result in an alias-free representation of a signal. It must therefore be greater than twice the highest frequency component in the signal.

ANNEX 2: NORME IEEE C37.118-**2.**2011

Normative references:

The following referenced documents are indispensable for the application of this document (i.e., they must be understood and used, so each referenced document is cited in text and its relationship to this document is explained). For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments or corrigenda) applies. IEEE Std 754™-1985, IEEE Standard for Binary Floating-Point Arithmetic.2, 3 IEEE Std C37.118.1™, IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.

3. **Definitions, acronyms, and abbreviations :**

3.1 **Definitions:**

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply. The IEEE Standards Dictionary: Glossary of Terms & Definitions [B1] should be consulted for terms not defined in this clause.

Coordinated Universal Time (UTC): (Initials are ordered based on French language.) The time of day at the Earth's prime meridian (0° longitude). It is distributed by various media, including the Global Positioning System (GPS) system.

CRC-CCITT: 16-bit cyclic redundancy check (CRC) calculated using the generating polynomial X16 + X12 + X5 + 1, seed value 0xFFFF (–1), no final mask.

data concentrator (DC): A device that combines data from several measurement devices.

Global Positioning System (GPS): A U.S. Department of Defense (DoD) navigation system that uses a constellation of 24 satellites broadcasting a precision signal for location and time synchronization. Basic time synchronization accuracy is ± 0.2 microseconds (μs).

IEEE floating point: A 32-bit representation of a real number. NOTE—This definition is in accordance with IEEE Std 754-1985.5, 6

phasor: A complex equivalent of a sinusoidal wave quantity such that the complex modulus is the cosine wave amplitude and the complex angle (in polar form) is the cosine wave phase angle.

phasor data concentrator (PDC): A data concentrator (DC) used in phasor measurement systems.

ANNEX 3 : NORME IEEE C37.244-2013

. Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document (i.e., they must be understood and used, so each referenced document is cited in text and its relationship to this document is explained). For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments or corrigenda) applies. IEEE Std C37.118.1™-2011, IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.1, 2 IEEE Std C37.118.2™-2011, IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. IEC 61850-90-5, Communication networks and systems for power utility automation—Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118, Edition 1.0, May 2012.

Synchrophasor network

A simple structure of a synchrophasor network consists of phasor measurement units (PMUs) and phasor data concentrators (PDCs) as shown in Figure 1, where arrows indicate some possible interfaces. If multiple intelligent electronic devices (IEDs) in a substation provide synchrophasor measurements, a local PDC may be deployed in the substation. Typically, many PMUs located

at various key substations gather data and send it in real time to a PDC at the utility location where the data is aggregated. The data collected by PDCs may be sent to other PDCs/synchrophasor systems and/or be used to support many applications, ranging from visualization of information and alarms for situational awareness, to applications that provide sophisticated analytical, control, or protection functionality. Applications, such as dynamics monitoring, use full-resolution, real-time data along with grid models to support both operating and planning functions. The application(s) locally display measured frequencies, primary voltages, currents, real and reactive power flows, and other quantities for system operators. 5 Copyright © 2013 IEEE. All rights reserved. Authorized licensed use limited to: King Mongkut's University of Technology Thonburi. Downloaded on October 03,2014 at 13:37:17 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply. IEEE Std C37.244-2013 IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring Many PDCs belonging to different utilities can be connected to a common central PDC to aggregate data across the utilities, in order to provide an interconnection-wide snapshot of the power grid measurements.

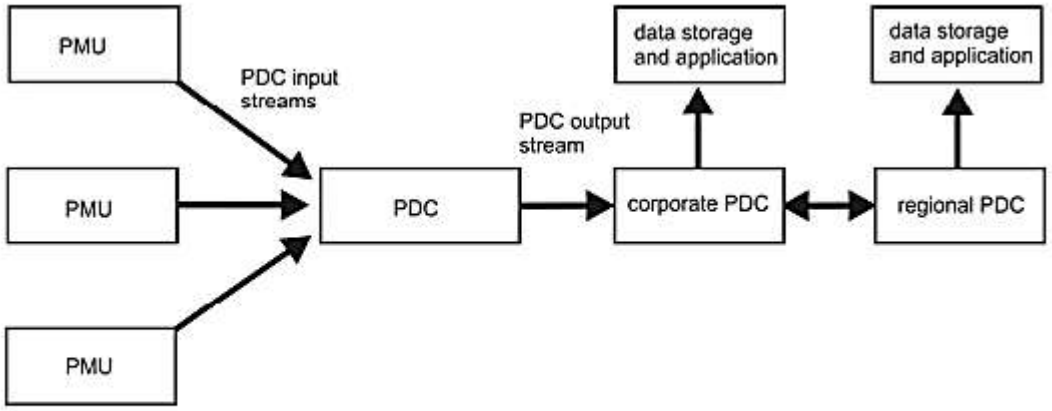


Figure 1—Synchrophasor data collection network