République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Yahia Farès de Médéa
Faculté de Technologie
Département de Génie Électrique

THÈSE

En vue de l'obtention du diplôme de

Doctorat 3ème Cycle (LMD)

Spécialité : Réseaux électriques et haute tension

THÈME :

Contribution à l'Amélioration des Performances des Synchrophaseurs (PMU's)

Présentée par :

ABBACI Mohamed

Soutenue le : 26/06/2023

Devant le jury composé de :

M. BOUHEDDA Mounir	Professeur	Université de Médéa	Président
M. HOUASSINE Hamza	Professeur	Université de Bouira	Examinateur
M. BENGHERBIA Billel	MCA	Université de Médéa	Examinateur
M. OULD ZMIRLI Mohamed	Professeur	Université de Médéa	Directeur de Thèse

Année universitaire 2022/2023

Dédicaces

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

La mémoire de ma chère Mère défunte.

Mon cher père et sa femme.

Ma chère femme et mes chers enfants.

Mon cher frère, sa femme et leurs enfants.

Mes chères sœurs et leurs enfants.

Toute ma famille de près ou de loin.

Mes chers amis sans exception.

Mes amis (ies) de l'INSFPG de Blida.

Toute la promotion 2002 (DEUA Electrotechnique) sans exception surtout mes chers amis.

Toute la promotion 2006 (Electrotechnique) sans exception et surtout mes meilleurs amis.

Toute la promotion 2013/2014 (Master Réseaux Electrique) sans exception et surtout mes meilleurs amis.

Mes amis (ies) de l'université de Médéa.

Tous mes ex-collègues de travail (Sonelgaz, GRTE).

*Tous mes collègues de travail du **CRAPC**.*

Remerciements

Remerciements

Il est toujours délicat de remercier l'ensemble des personnes qui ont contribué à l'aboutissement de ce travail, que ceux qui ne sont pas mentionnés ne nous en tiennent pas rigueur.

Je tiens en ces quelques lignes à exprimer mes reconnaissances envers tous ceux qui de près ou de loin y ont contribué.

Mes remerciements vont vers tous ceux qui nous ont accordé leur soutien de finaliser ce travail. Nous voudrons tout d'abord remercier mon directeur de thèse le Professeur Monsieur ***OULD ZMIRLI Mohamed****, qui a bien voulu prendre en charge la direction scientifique de mon travail. Ses conseils judicieux, sa disponibilité et ses encouragements m'ont beaucoup aidé pour l'aboutissement de ces travaux. Qu'il trouve ici, l'expression de ma profonde gratitude.*

Je tiens tout particulièrement à remercier les enseignants du département génie électrique pour leur disponibilité et encouragement, ainsi que tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Je veux adresser tous mes remerciements à tout le personnel du CRAPC direction, corps technique et chercheurs.

Je remercie tous les membres du jury qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.

Enfin, un grand merci à tous ceux qui m'ont moralement ou pratiquement soutenue et dont ces lignes ont accidentellement oublié de mentionner.

Table des Matières

Table des Matières :

Résumé ii
Liste des Figures iv
Liste des Tableaux viii
Liste des Abréviations x
Introduction Générale 1

CHAPITRE I : SYSTEME DE MESURE A GRANDE ECHELLE (WAMS)

I.1. Introduction 4
I.2 Historique et définition 4
I.3 Processus du WAMS 5
I.4 Ressources de données du WAMS 6
I.4.1 Système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) 7
I.4.1.1 Unité terminale maîtresse (MTU) 9
I.4.1.2 Unité de terminal à distance (RTU) 10
I.4.1.3 Contrôleur logique programmable (PLC) 11
I.4.1.4 Dispositif électroniques intelligent (IED) 12
I.4.1.5 Système de Communication SCADA 13
I.4.2 Système de mesure synchronisé des phaseurs (SPMS) 13
I.4.2.1 Unité de Mesure du Phaseur (PMU) 14
I.4.2.2 Concentrateur de données de phase (PDC) 17
I.4.2.3 Système de Communication SPMS 18
I.4.3 Enregistreur numérique de défauts (DFR) 18
I.4.4 Relais de protection numérique (DPR) 19
I.4.5 Équipement de surveillance de disjoncteur (CBM) 21
I.5 Architecture hiérarchique du WAMS 21
I.6 Application du WAMS 24
I.6.1 Système de production électrique 24
I.6.2 Système de transport et répartition du réseau électrique 24
I.6.3 Système de distribution électrique 25
I.7 Infrastructure de communication du WAMS 26
I.8 Conclusion 27

CHAPITRE II : LE STANDARD DES SYNCHROPHASEURS (PMU) : IEEE C37.118

II.1. Introduction 29
II.2 Définition du PMU 30
II.2.1 Synchrophaseur 30
II.2.2 Fréquence et taux de changement de fréquence (ROCOF) 33
II.3 Standard IEEE C37.118 34
II.3.1 Indices de performance 35
II.3.1.1 TVE 35
II.3.1.2 Erreur de Fréquence (FE) et erreur de ROCOF (RFE) 36
II.3.2 Exigences en en régime permanent 37
II.3.3 Exigences en régime dynamique 38
II.3.3.1 Performance pendant les Oscillations 38
II.3.3.2 Performance pendant la montée en fréquence 39
II.3.3.3 Performance lors des changements d'échelon 41
II.3.4 Performance des Classes de PMU 42
II.4 Revue de la littérature des synchrophaseurs 43
II.4.1 Estimation du synchrophaseur 43
II.4.2 Détection de la qualité du synchrophaseur 43
II.4.3 Échantillonnage compressif 43
II.4.4 Applications des synchrophaseurs 45
II.4.4.1 Applications dans les réseaux de transport de l'électricité 45
II.4.4.2 Applications dans les réseaux de distribution 47
II.5 Conclusion 50

CHAPITRE III : ALGORITHMES D'ESTIMATION DES SYNCHROPHASEURS

III.1 Introduction 51
III.2 Algorithme d'estimation des Synchrophaseurs 51
III.2.1 L'Algorithme DFT 52
III.2.2 L'Algorithme proposé 55
III.3 Méthode d'estimation de la fréquence 57
III.4 Evaluation des performances 59
III.4.1 Condition du régime permanant 59
III.4.1.1 Performance aux fréquences fondamentales 60
III.4.1.2 Performance aux variations d'amplitude du signal d'entrée 62

III.4.1.3 Performance aux variations d'angle du signal d'entré 64
III.4.1.4 Performance en présence de diverses harmoniques 67
III.4.1.5 Effet des fréquences hors bande 71
III.4.2 Performances pendant le régime dynamique 72
III.4.2.1 Performances lors de modulations d'amplitude et de fréquence 72
III.4.2.2 Performance pendant la rampe de fréquence 74
III.4.2.3 Performances lors d'un changement d'amplitude et d'angle de phase 78
III.4.3 Performances pendant les défauts 83
III.4.3.1 Performance en présence des composantes DC décroissantes 84
III.4.3.2 Performance lors d'un changement important de l'amplitude 87
III.4.3.3 Performance lors d'un changement important de l'angle de phase 89
III.4.3.4 Performance lors des oscillations bruyantes 92
III.5 Conclusion 95

CHAPITRE IV : APPLICATION DES PMU'S A LA LOCALISATION DES DEFAUTS

IV.1 Introduction 97
IV.2 Avantage de la Localisation des défauts 97
IV.2.1 Amélioration de la qualité de l'alimentation électrique 98
IV.2.2 Économies de coûts 98
IV.2.3 Amélioration de la sécurité 98
IV.2.4 Optimisation de la performance du système 98
IV.3 Classification des techniques de la localisation des défauts 98
IV.3.1 Localisation de défauts basés sur la mesure d'impédance 99
IV.3.1.1 Principe de base de la méthode d'impédance 99
IV.3.1.2 Techniques de localisation à base de mesure d'impédance 100
IV.3.2 Localisation de défauts à base d'ondes progressives 103
IV.3.2.1 Principes de base des ondes progressives 103
IV.3.2.2 Techniques de localisation à base des ondes progressives 106
IV.4 Localisation défaut en utilisant les PMU 110
IV.5 Simulation de la localisation de défaut en utilisant les PMU 111
IV.5.1 Logiciel de simulation 111
IV.5.2 Modélisation d'une ligne de transport électrique 112
IV.5.3 Méthodes de mesure des deux techniques 113
IV.5.3.1 Méthode de mesure d'impédances 113

IV.5.3.2 Méthode d'onde progressive 115
IV.5.4 Simulations et interprétations des résultats 118
IV.5.4.1 Effet de type de défaut 119
IV.5.4.2 Effet de distance de défaut 120
IV.5.4.3 Effet de la résistance de défaut 124
IV.5.4.4 Interprétation des résultats 135
IV.6 Conclusion 136
Conclusion Générale 137
Bibliographie 139

ANNEXE

Annexe A 149
Annexe B 153
Annexe C 159

Résumé

ملخــص

أصبح تشغيل وصيانة الشبكات الكهربائية أكثر تعقيدًا بسبب النمو العالي للحمل والضغط المتزايد من السوق. أبرزت الانقطاعات الكبرى في العديد من شبكات الكهرباء حول العالم حاجة لمراقبة وتحكم الشبكات الكهربائية على نطاق واسع باستخدام أنظمة قياس متزامنة تعتمد على وحدات قياس فازر من الجيل الجديد(PMU). وحدات قياس الفازر ومجمعات بيانات المرحلة (PDC) هي أنظمة جديدة للمحطات الفرعية ومراكز التحكم. ومع ذلك، تواجه أنظمة WAMS العديد من التحديات.

تهدف هذه الأطروحة إلى المساهمة في تحسين أداء وحدات قياس فازر في تقدير، وكشف، وتطبيق الفازر المتزامن. تقترح هذه الأطروحة خوارزمية تقدير الفازر المتزامن تستند إلى تقنية Cooley-Tukey المعدلة بناءً على GDFT.هذه الخوارزمية بسيطة وتلبي جميع معايير الأداء في الحالة الثابتة والحالة الديناميكية وفقًا لمعيار IEEE C37.118.1-2011، بالإضافة إلى كونها مناسبة أيضًا لتطبيقات الحماية. تعمل الخوارزمية المقترحة بشكل مرضٍ جدًا في حالة فشل النظام.

تصف هذه الأطروحة أيضًا تقنية وحدات قياس الفازر وتطبيقاتها الرئيسية في تقدير موقع الأعطال في خطوط نقل الكهرباء باستخدام طريقة الموجات التدريجية وطريقة المقاومة للخطوط ذات النهايتين الفردية والمزدوجة.

أخيرًا، تقدم هذه الأطروحة نمذجة ومحاكاة لأنواع مختلفة من الأعطال على نموذج لخط نقل كهربائي HTB، في مواقع مختلفة على طول الخط ومع مقاومات عيوب مختلفة، باستخدام منصة برامج PSCAD/EMTDC تظهر النتائج المتحصل عليها أن تحديد موقع الأعطال باستخدام وحدات قياس الفيزر (PMU) فعال للغاية.

الكلمات الرئيسية: وحدة قياس الفيزر(PMU) ، نظام قياس المساحات الكهربائية الواسعة(WAMS) ، IEEE C37.118.1-2011، DFT، Cooley-Tukey FFT، GDFT، DWT، تحديد موقع الأعطال، PSCAD/EMTDC.

Résumé

En raison de la forte croissance de la charge et de la pression croissante du marché l'exploitation et la maintenance des réseaux électriques sont devenues de plus en plus complexes. Les pannes majeures dans de nombreux réseaux électriques à travers le monde ont souligné la nécessité de surveiller et de contrôler les réseaux électriques à grande échelle à l'aide de systèmes de mesure basés sur des mesures synchronisées réalisées par des synchrophaseurs (PMU) de nouvelle génération. Les PMU et les concentrateurs de données de phase (PDC) sont des nouveaux systèmes pour les sous-stations et les centres de contrôle. Cependant, les systèmes WAMS sont confrontés à de nombreux défis.

Le but de cette thèse de doctorat est de contribuer à l'amélioration des performances des PMU en matière d'estimation du synchrophaseur, de détection de la qualité du synchrophaseur et d'application du synchrophaseur. Cette thèse propose un algorithme d'estimation du synchrophaseur basé sur la technique Cooley-Tukey modifiée basée sur la GDFT. Cet algorithme est simple et répond à tous les critères de performance en régime permanent et dynamique de la norme IEEE C37.118.1-2011, tout en étant également adapté aux applications de protection. L'algorithme proposé fonctionne de manière très satisfaisante en cas de défaillance du système.

Cette thèse décrit également la technologie des synchrophaseurs ainsi que ses principales applications dans l'estimation de la localisation des défauts dans les lignes de transport électrique, en utilisant la méthode des ondes progressives et la méthode des impédances pour une ligne à simple et à double extrémités.

Enfin, cette thèse présente une modélisation et une simulation de différents types de défauts sur un modèle d'une ligne de transport électrique HTB, à différents endroits de la ligne et avec différentes résistances de défaut, en utilisant la plateforme du logiciel PSCAD/EMTDC. Les résultats obtenus montrent que la localisation des défauts en utilisant les PMU est très performante.

Mots clés : Mesure Unité de mesure des phaseurs (PMU), système de mesure à grande échelle (WAMS), IEEE C37.118.1-2011, DFT, Cooley-Tukey FFT, GDFT, DWT, Localisation Défaut, PSCAD/EMTDC.

Abstract

Due to the high growth of load and increasing market pressure, the operation and maintenance of electrical networks have become increasingly complex. Major blackouts in many electrical networks worldwide have highlighted the need for monitoring and controlling wide area electrical networks using synchronized measurement systems based on new-generation phasor measurement units (PMUs). PMUs and phase data concentrators (PDCs) are new systems for substations and control centers. However, WAMS systems face many challenges.

The purpose of this doctoral thesis is to contribute to the improvement of PMU performance in synchrophasor estimation, synchrophasor quality detection, and synchrophasor application. This thesis proposes a synchrophasor estimation algorithm based on the modified Cooley-Tukey technique based on GDFT. This algorithm is simple and meets all the performance criteria in steady state and dynamic operation according to IEEE C37.118.1-2011 standard, while also being suitable for protection applications. The proposed algorithm works very satisfactorily in case of system failure.

This thesis also describes synchrophasor technology and its main applications in estimating the location of faults in electric transmission lines using the progressive wave method and the impedance method for single and double-ended lines.

Finally, this thesis presents modeling and simulation of different types of faults on a model of an HTB electric transmission line, at different locations along the line and with different fault resistances, using the PSCAD/EMTDC software platform. The results obtained show that fault location using PMUs is highly effective.

Keywords: Phasor Measurement Unit (PMU), Wide Area Measurement System (WAMS), IEEE C37.118.1-2011, DFT, Cooley-Tukey FFT, GDFT, DWT, Fault Location, PSCAD/EMTDC.

Liste des Figures

Liste des Figures

Figure I. 1 : Processus du WAMS dans les systèmes électriques. 6
Figure I. 2 : Sous-Système SCADA. 9
Figure I. 3 : Configuration typique d'une RTU. 11
Figure I. 4 : Configuration typique d'un PLC. 12
Figure I. 5 : Connexion des IED au RTU en utilisant le port série RS485. 13
Figure I. 6 : Hiérarchie du SPMS. 14
Figure I. 7 : Schéma fonctionnel d'un PMU 15
Figure I. 8 : Système de mesure des signaux analogique Courant et Tension. 16
Figure I. 9 : Un concentrateur de données de phase (PDC) utilisé dans les systèmes de mesure synchronisées. 17
Figure I. 10 : Architecture d'un DFR autonome. 19
Figure I. 11 : Éléments de base d'un relais numérique. 20
Figure I. 12 : Schéma bloc d'un CBM. 21
Figure I. 13 : Une architecture hiérarchique de WAMS. 22
Figure I. 14 : L'architecture et le flux de traitement dans le PDC 23
Figure I. 15 : Couches du WAMS basées sur le modèle de référence OSI [18]. 27

Figure II. 1 : Représentation en phaseur d'un signal sinusoïdal. 31
Figure II. 2 : Représentation de la Convention du synchrophaseur. 32
Figure II. 3 : Sinusoïde dont la fréquence $f > f0$ est observée à des instants de T_0. 33
Figure II. 4 : Calcule de la TVE. 36
Figure II. 5 : Diagramme de bloc de CS. 45

Figure III. 1 : DFT d'un signal sinusoïdal avec échantillon cohérent. 54
Figure III. 2 : Processus de la DFT itérative en un cycle. 58
Figure III. 3 : Processus d'itération de la DFT itérative à trois couches. 59
Figure III. 4 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une fréquence de 45 Hz. 61
Figure III. 5 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une amplitude de 10% du signal d'entrée 63
Figure III. 6 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une amplitude de 200% du signal d'entrée. 64
Figure III. 7 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un angle de phase du signal d'entrée de - π/6. 66
Figure III. 8 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un angle de phase du signal d'entrée de + π/6. 67
Figure III. 9 : Performance en présence de diverses harmoniques. 68
Figure III. 10 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un signal d'entrée avec 3ième Harmonique. 69
Figure III. 11 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un signal d'entrée avec 7ième Harmonique. 70

Figure III. 12 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une fréquence de modulation de 1Hz. 74
Figure III. 13 : Performance pour différents taux de rampe de fréquence. 76
Figure III. 14 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un taux de rampe de -1Hz/s. 77
Figure III. 15 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un taux de rampe de +1Hz/s. 78
Figure III. 16 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'amplitude de +10%. 79
Figure III. 17 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'amplitude de -10%. 80
Figure III. 18 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'angle de phase de +10°. 82
Figure III. 19 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'angle de phase de -10°. 83
Figure III. 20 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE en présence d'une composante DC décroissante avec une fréquence de 45Hz. 85
Figure III. 21 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE en présence d'une composante DC décroissante avec une fréquence de 55Hz. 86
Figure III. 22 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE pour une variation d'amplitude de 1000%. 88
Figure III. 23 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE pour une variation d'amplitude de 2000%. 89
Figure III. 24 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'angle de phase estimée et de la TVE pour une variation d'angle de -90°. 90
Figure III. 25 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'angle de phase estimée et de la TVE pour une variation d'angle de +90°. 91
Figure III. 26 : Performance lors d'oscillations bruyantes. 93
Figure III. 27 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une valeur de SNR de 20 dB. 94
Figure III. 28 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une valeur de SNR de 20 dB. 95

Figure IV. 1 : Classification des méthodes de la localisation des défauts. 99
Figure IV. 2 : Système équivalent pour localisation de défaut. 100
Figure IV. 3 : Localisation des défauts basée sur l'impédance avec la source à une extrémité. 100
Figure IV. 4 : Localisation des défauts basée sur l'impédance avec la source en deux extrémités 102
Figure IV. 5 : Principe de base de la propagation d'une onde progressive. 103
Figure IV. 6 : Diagramme en treillis de Bewley montrant la propagation d'ondes progressives dans le temps. 105
Figure IV. 7 : Localisation d'un défaut à une extrémité sur la base de la différence de temps entre la première onde d'arrivée et la première onde réfléchie. 106

Figure IV. 8 : Diagramme en treillis de Bewley à une extrémité pour un défaut dans la première moitié de la ligne. 107
Figure IV. 9 : Diagramme en treillis de Bewley à une extrémité pour un défaut dans la deuxième moitié de la ligne. 108
Figure IV. 10 : Localisation de défauts à deux extrémités sur la base de la différence entre les premiers temps d'arrivée. 109
Figure IV. 11 : Schéma de principe de la localisation des défauts basé sur le PMU. 111
Figure IV. 12 : Interface utilisateur PSCAD. 112
Figure IV. 13 : Schéma unifilaire du modèle de simulation d'une ligne à double extrémités. 113
Figure IV. 14 : Localisation d'un défaut Phase-Terre pour une ligne à simple extrémité (Défaut à 50km de l'extrémité A). 114
Figure IV. 15 : Localisation d'un défaut Phase-Phase pour une ligne à simple extrémité (Défaut à 50km de l'extrémité A). 114
Figure IV. 16 : Localisation d'un défaut situé à 50km de l'extrémité A pour la méthode d'impédance à double extrémités. 115
Figure IV. 17 : Décomposition à plusieurs niveaux du signal en utilisant de la DWT. 116
Figure IV. 18 : Coefficient d'approximation du 1er niveau (A1-db4) pour un défaut à 50km de l'extrémité A. 117
Figure IV. 19 : Coefficient de détail du 1er niveau (D1-db4) pour un défaut à 50km de l'extrémité A. 117
Figure IV. 20 : Histogrammes pour l'effet de type et de distance de défaut. 120
Figure IV. 21 : Effet de Distance de Défaut (Défaut Phase-Terre et R_Déf = 0.0001 Ω). 122
Figure IV. 22 : Effet de Distance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Déf = 0.0001 Ω). 123
Figure IV. 23 : Effet de Distance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Déf = 0.0001 Ω). 124
Figure IV. 24 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =10km). 125
Figure IV. 25 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =70km). 126
Figure IV. 26 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =140km). 126
Figure IV. 27 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =10km). 127
Figure IV. 28 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =70km). 127
Figure IV. 29 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =140km). 128
Figure IV. 30 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et Distance =10km). 129
Figure IV. 31 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et Distance =70km). 129
Figure IV. 32 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et Distance =140km). 130

Figure IV. 33 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Défaut =1Ω). 130
Figure IV. 34 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Défaut =10Ω). 131
Figure IV. 35 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Défaut =50Ω). 131
Figure IV. 36 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et Distance =10km)..... 132
Figure IV. 37 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et Distance =70km)..... 133
Figure IV. 38 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et Distance =140km). 133
Figure IV. 39 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Défaut =1Ω)..... 134
Figure IV. 40 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Défaut =10Ω). 134
Figure IV. 41 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Défaut =50Ω). 135

Figure A. 1 : Fréquence et ROCOF pour une fréquence d'entrée de 45 Hz. 149
Figure A. 2 : Fréquence et ROCOF pour une amplitude de 10% du signal d'entrée..... 149
Figure A. 3 : Fréquence et ROCOF pour un angle de phase du signal d'entrée de - π/6..... 149
Figure A. 4 : Fréquence et ROCOF pour un signal d'entrée avec 3ième Harmonique. 150
Figure A. 5 : Fréquence et ROCOF pour une fréquence de modulation de 1Hz. 150
Figure A. 6 : Fréquence et ROCOF pour un taux de rampe de -1Hz/s. 150
Figure A. 7 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'amplitude de +10%. 151
Figure A. 8 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'angle de phase de +10°. 151
Figure A. 9 : Fréquence et ROCOF (DC décroissante avec une fréquence de 45Hz). 151
Figure A. 10 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'amplitude de 1000%..... 152
Figure A. 11 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'angle de -90°..... 152
Figure A. 12 : Fréquence et ROCOF pour une valeur de SNR de 20 dB. 152

Figure C. 1 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe. 159
Figure C. 2 : Disjoncteur triphasé..... 159
Figure C. 3 : Ligne de transport électrique. 160
Figure C. 4 : Contrôleur de Défaut Triphasé. 161
Figure C. 5 : Contrôle de la temporisation de défaut. 161
Figure C. 6 : Contrôle des types des défauts. 161
Figure C. 7 : Module de mesure. 162
Figure C. 8 : Configuration du Bloc FFT. 163
Figure C. 9 : Filtre de séquence. 163
Figure C. 10 : Etape de traitement des signaux d'entrés. 164
Figure C. 11 : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre. 164
Figure C. 12 : Formes des signaux à la sortie du module FFT. 164
Figure C. 13 : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence..... 165
Figure C. 14 : Modules de mesure des impédances (Résistances et Réactances). 166
Figure C. 15 : Modules de la Transformée en Ondelette (DWT). 167

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Tableau II. 1 : Limites de la TVE pour un signal modulé en amplitude et en fréquence.....39
Tableau II. 2 : Limites de fréquence et de ROCOF dans des conditions de modulation. 39
Tableau II. 3 : Limites de la TVE pour la rampe de fréquence du système. 40
Tableau II. 4 : Limites de fréquence et de ROCOF pour une rampe de fréquence.....41
Tableau II. 5 : Limites de la TVE durant les changements d'échelons. 42
Tableau II. 6 : Temps de réponse maximum pour les PMU de classe M.....42

Tableau III. 1 : Performance aux fréquences fondamentales. 60
Tableau III. 2 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une fréquence de 45Hz et 55 Hz. 61
Tableau III. 3 : Performance aux variations d'amplitude du signal d'entrée. 62
Tableau III. 4 : Fréquence estimée, FE et RFE pour de 10% et 200% du signal d'entrée. ...64
Tableau III. 5 : Performance aux variations d'angle de phase du signal d'entrée. 65
Tableau III. 6 : Fréquence estimée, FE et RFE pour un angle de phase de - π/6 et + π/6....67
Tableau III. 7 : Performance en présence des harmoniques. 68
Tableau III. 8 : Fréquence estimée, FE et RFE pour un THD de 35% du 3ième et 7ième Harmonique.....71
Tableau III. 9 : Effet des fréquences hors-bande. 71
Tableau III. 10 : Performance durant la modulation d'amplitude. 73
Tableau III. 11 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une fréquence de modulation 0.2Hz et 1Hz. 74
Tableau III. 12 : Performance durant la rampe de fréquence. 75
Tableau III. 13 : Fréquence estimée, FE et RFE pour un taux de rampe de fréquence de -1Hz/s et +1Hz/s. 76
Tableau III. 14 : Performances lors d'une variation d'amplitude de ±10 %. 78
Tableau III. 15 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'amplitude de ±10 %. 80
Tableau III. 16 : Performances lors d'une variation d'angle de phase de ±10°.....81
Tableau III. 17 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'angle de phase de ±10°. 83
Tableau III. 18 : Performance en cas de présence de la composante DC décroissante avec des fréquences non-nominale. 84
Tableau III. 19 : Fréquence estimée, FE et RFE en présence de la composante DC décroissante avec des fréquences de 45Hz et 55Hz. 87
Tableau III. 20 : Performance aux changements importants d'amplitude. 87
Tableau III. 21 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'amplitude de 1000% et 2000%.....89
Tableau III. 22 : Performance aux changements importants d'angle de phase. 90
Tableau III. 23 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'angle de phase de ±90°. 92
Tableau III. 24 : Performance lors d'oscillations bruyantes.....92
Tableau III. 25 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une valeur de SNR de 20 dB et 80 dB. 95

Tableau IV. 1 : Paramètres des sources du modèle de simulation. 113
Tableau IV. 2 : Calcul de l'impédance de défaut sur les différentes boucles de mesure. ... 113
Tableau IV. 3 : Paramètres de la ligne du modèle de simulation. 118
Tableau IV. 4 : Résultats d'estimation de la localisation pour différents types de défaut. 119
Tableau IV. 5 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation du défaut Phase-Terre pour différents emplacement. 121
Tableau IV. 6 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation du défaut Biphasé-Terre pour différents emplacement. 122
Tableau IV. 7 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation du défaut Biphasé pour différents emplacement. 123
Tableau IV. 8 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut Phase-Terre pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω. 125
Tableau IV. 9 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut Biphasé-Terre pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω. 128
Tableau IV. 10 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut Biphasée pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω. 132

Tableau B. 1 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 0.0001Ω). 153
Tableau B. 2 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 1 Ω). 153
Tableau B. 3 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 10 Ω). 154
Tableau B. 4 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 50 Ω). 154
Tableau B. 5 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 0.0001 Ω). 155
Tableau B. 6 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 1 Ω)..... 155
Tableau B. 7 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 10 Ω)... 156
Tableau B. 8 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 50 Ω)... 156
Tableau B. 9 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 0.0001Ω). 157
Tableau B. 10 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 1Ω). 157
Tableau B. 11 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 10Ω). 158
Tableau B. 12 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 50Ω). 158

Liste des Abréviations

Liste des Abréviations

CAN Convertisseur Analogique Numérique ;

CBM Moniteur de Disjoncteur (Circuit Breaker Monitor) ;

COMTRADE Format Commun pour l'Échange de Données Transitoires (COMmon format for TRAnsient Data Exchange) ;

CS Echantillonnage Compressive (Compressive Sampling) ;

CTGDFT Cooley-Tukey FFT basée sur la GDFT (Cooley-Tukey FFT based on GDFT) ;

DFR Enregistreur Numérique De Défauts (Digital Fault Recorder) ;

DFT Transformée de Fourier Discrète (Discrete Fourier Transform) ;

DPR Relais De Protection Numérique (Digital Protection Relay) ;

DWT Transformée en Ondelette Discrète (Discrete Wavelet Transform) ;

DWT_D_Ext Méthode DWT pour une Ligne à Méthode d'Impédance Extrémité ;

DWT_S_Ext Méthode DWT pour une Ligne à Simple Extrémité ;

FE Erreur de Fréquence (Frequency Error) ;

FFT Transformée de Fourier Rapide (Fast Fourier Transform) ;

GDFT Transformée de Fourier Discrète Généraliser (Generalized DFT) ;

GPS Système de Positionnement Global (Global Positioning System) ;

HMI Interface Homme-Machine (Human-Machine Interface) ;

IED Dispositif Electroniques Intelligent (Intelligent Electronic Devices) ;

IMP_D_Ext Méthode d'Impédance pour une Ligne à Méthode d'Impédance Extrémités ;

IMP_S_Ext Méthode d'Impédance pour une Ligne à Simple Extrémité ;

MTU Unités Terminales Maîtresse (Master Terminal Unit) ;

PDC Concentrateur de Données de Phaseur (Phasor Data Concentrator) ;

PLC Contrôleur Logique Programmable (Programmable Logic Controllers) ;

PMU Unité de Mesure de Phaseur (Phasor Measurment Unit) ;

pps Impulsion Par Seconde (Pulse Per Second) ;

PSCAD Conception Assistée par Ordinateur des Systèmes Electriques (Power Systems Computer Aided Design) ;

RFE Erreur ROCOF (ROCOF Error) ;

ROCOF Taux de Changement de Fréquence (Rate of Change of Frequency) ;

RTU Unité De Terminal A Distance (Remote Terminal Unit) ;

SCADA Système de Contrôle et d'Acquisition de Données (Supervisory Control And Data Acquisition) ;

SPMS Système de mesure synchronisé des phaseurs (Synchronized Phasor Measurement System) ;

TCP Protocole de Contrôle de Transmission (Transmission Control Protocol) ;

TVE Erreur Vectorielle Totale (Total Vector Error) ;

UDP Protocole de Datagramme Utilisateur (User Datagram Protocol) ;

UTC Temps Universel Coordonné (Universal Time Coordinated) ;

WAMS Systèmes de Mesure à Grande Echelle (Wide Area Measurement System) ;

Introduction Générale

Introduction Générale

Le système du réseau électrique est une infrastructure vitale et stratégique. Aujourd'hui l'exploitation et la maintenance de ce système est devenue de plus en plus complexe et difficile à maîtriser en raison de la forte croissance de la consommation, de la pression croissante du marché, de l'augmentation des interconnexions des lignes de transport et de la pénétration des sources d'énergie renouvelables variables. Les systèmes électriques fonctionnent souvent près de leur limite de stabilité, ce qui signifie que toute perturbation ou tout défaut peut provoquer des oscillations de puissance et conduire les systèmes électriques à une panne en cascade. Il est donc nécessaire de prendre des décisions correctes sur la façon de prendre des mesures pour le stabiliser.

L'apparition de pannes majeures dans de nombreux réseaux électriques du monde entier a rendu nécessaire l'utilisation de meilleures méthodologies de surveillance et de contrôle des systèmes [1]. Les récents événements d'effondrement dans le monde entier montrent le besoin urgent de stabiliser les systèmes électriques au-delà des technologies classiques telles que le système de contrôle et d'acquisition de données traditionnel (SCADA) [2]. Les limites de la surveillance du réseau basée sur le SCADA peuvent être résumées comme suit :

- Les taux de mesure SCADA sont inférieurs aux taux requis pour la surveillance de la dynamique du réseau.
- Les mesures SCADA ne sont pas synchronisées dans le temps. Ainsi, les angles de phase des phaseurs du système électrique ne peuvent pas être mesurés directement.
- Les mesures SCADA peuvent être incohérentes et ne fournir qu'une connaissance limitée de la situation aux opérateurs du réseau lorsque les systèmes électriques subissent des changements rapides.

En conséquence, les opérateurs de systèmes sont contraints d'exploiter les réseaux électriques à proximité de leurs limites de fonctionnement. Une meilleure surveillance du système n'est possible que si l'opérateur a une meilleure connaissance du réseau. L'une des recommandations du groupe de travail États-Unis-Canada sur le black-out était d'utiliser des mesures synchronisées (synchrophaseurs) [1, 3] pour la surveillance du réseau. Une solution prometteuse consiste à fournir une protection et un contrôle à l'échelle du système en complément de l'équipement local conventionnel, que l'on pourrait appeler système de mesure à grande échelle (WAMS) [2, 4]. Le système de mesure à grande échelle (WAMS) basé

sur une unité de mesure des phaseurs (PMU) peut mesurer les phaseurs du système électrique de manière synchrone et précise. Le WAMS fournit une meilleure connaissance de la situation aux opérateurs du système. Les taux de mesure des PMU sont beaucoup plus élevés que ceux du SCADA et qui donne un potentiel important pour améliorer la surveillance, l'exploitation, la protection et le contrôle des systèmes électriques modernes grâce aux unités de mesure synchronisées PMU. Au cours des dernières années, ces dernières ont été utilisées pour la détection et la localisation des défauts [6].

Les principales contributions de notre thèse peuvent être énumérées comme suit :

- Cette thèse propose un algorithme d'estimation du synchrophaseur en tenant compte le régime permanant du système électrique, des conditions de régime dynamique et des exigences de protection. La méthode d'estimation proposée est basée sur l'algorithme Cooley-Tukey FFT basé sur le GDFT. L'algorithme proposé satisfait aux exigences de la norme IEEE C37.118.1-2011 [1, 5], possède une bonne propriété de rejet des harmoniques et fonctionne bien en régime dynamique et en présence des composants DC décroissants. L'algorithme proposé et performant même dans le cas des importantes perturbations.
- Application des PMU pour la localisation des défauts dans les lignes de transport électrique, deux algorithmes sont proposés pour l'estimation de la localisation, la méthode d'onde progressive et la méthode de mesure d'impédance pour un système à simple et à double extrémités.

Le contenu de cette thèse est structuré en quatre chapitres présentés comme suit :

Le Premier chapitre : est consacré à une présentation approfondie sur la WAMS. Le système WAMS est d'abord défini et classé en trois principaux sous-systèmes interconnectés, à savoir l'acquisition des données, la transmission des données et le traitement des données. Ces sous-systèmes sont respectivement réalisés par les systèmes de mesure, les systèmes de communication et les applications WAMS. Ce chapitre présente en premier lieu le contexte de base, l'historique et la définition du WAMS. Ensuite, en passent à la présentation des sous-systèmes susmentionnés, un par un. Enfin, ce chapitre se termine par une conclusion.

Le Deuxième chapitre : ce chapitre fait rappelle à la définition théorique d'un phaseur et dérive les concepts de synchrophaseur. Ensuite, nous présentons les indices de

performances et d'évaluation de mesure de phaseur ainsi que les exigences de précision spécifie par la norme IEEE C37.118.1-2011 dans les différents régimes permanant, dynamique et de protection. Enfin une étude de la littérature des synchrophaseurs est présentée.

Le Troisième chapitre : une présentation théorique des deux algorithmes étudiés (DFT et l'algorithme proposé CTGDFT). Des résultats de simulation sont également présentés pour montrer l'efficacité de l'algorithme proposé en comparant avec l'algorithme existant DFT en respectant les exigences de la norme IEEE C37.118.1-2011.

Le Quatrième chapitre : Dans ce chapitre, nous proposons une analyse approfondie de la localisation des défauts en utilisant deux méthodes différentes : l'estimation basée sur la mesure d'impédance et la méthode basée sur les ondes progressives (DWT), ainsi que l'utilisation de synchrophaseurs (PMU) pour la détection et la localisation des défauts. Nous présentons les principes de ces méthodes de localisation de défauts, suivis d'une simulation de différents types de défauts sur un modèle de ligne de transport électrique haute tension, en prenant en compte les effets de différents paramètres tels que le type, l'emplacement et la résistance de défaut, et en évaluant les performances des méthodes de localisation utilisées.

La dernière partie contient une conclusion générale et des remarques finales.

Chapitre I :

SYSTEME DE MESURE A GRANDE ECHELLE (WAMS)

I.1. Introduction

Le Système de Mesure à Grande Échelle (WAMS) recueille des informations en temps réel sur l'état du réseau à des endroits stratégiques, avec un horodatage précis par les satellites GPS. WAMS améliore l'analyse du réseau, en intégrant des PMU's pour détecter toute instabilité et utilise des données de mesure synchronisées et des systèmes de communication modernes pour superviser, contrôler et analyser l'état actuel du réseau électrique étendu et des réseaux de distribution et sert à l'exploitation, au contrôle et à la protection du système électrique en temps réel [7, 8].

Dans ce premier chapitre nous avons présenté l'historique, la définition et le processus de WAMS. Ensuite, nous avons étudié les ressources de données et son architecture dans le système du réseau électrique, les applications du WAMS ainsi ces infrastructures de communication. Enfin, ce chapitre se termine par un bref résumé et une conclusion.

I.2 Historique et définition

Le Système de Mesure à Grande Échelle (WAMS) a été introduit pour la première fois par la Bonneville Power Administration (BPA) à la fin des années 1980 [9, 10]. Ceci est dû au fait que le Western System Coordinating Council (WSCC) a été confronté à un manque critique d'informations dynamiques tout au long des années 1980. De cette raison, un plan général visant à résoudre ce problème a été élaboré en 1990 [9, 11]. Par conséquent, l'Interconnexion occidentale du réseau électrique nord-américain a été le premier banc d'essai pour la mise en œuvre du WAMS.

En 1995, le ministère américain de l'énergie (DOE) et l'Electric Power Research Institute (EPRI) ont lancé le projet Système de Mesure du Réseau Étendu (WAMS). L'objectif de ce projet était de renforcer le réseau d'information dynamique du système occidental appelé WesDINet. Les informations dynamiques fournies par le WAMS de WesDINet ont été très importantes et utiles pour comprendre les ruptures et les contraintes du réseau électrique. Ces informations dynamiques peuvent également être utilisées dans le but d'éviter de futures perturbations. En outre, pendant le processus de déréglementation et de restructuration, les ressources d'information fournies par ce WAMS ont été utilisées pour maintenir la fiabilité du système et améliore la visibilité et la compréhension du réseau électrique [9, 12].

Depuis 1994, des unités de mesure du phaseur (PMU) ont été utilisées dans le WAMS et ont fourni des mesures de synchrophaseur [9, 11]. Les mesures du synchrophaseur peuvent contribuer aux fonctions précédentes ou introduire de nouvelles fonctions WAMS, qui n'ont jamais été réalisées auparavant par des mesures conventionnelles. Lorsque les mesures du synchrophaseur sont utilisées comme ressources de données d'un WAMS, ce WAMS sera appelé WAMS basé sur les PMU.

Le système de mesure à Grande Échelle (WAMS) est une technologie collective permettant de surveiller le réseau électrique en temps réel, d'identifier les faiblesses liées à la stabilité du système et d'aider à concevoir et à mettre en œuvre des contre-mesures. Il utilise un signal satellite du système de positionnement global (GPS) pour synchroniser les unités de mesure de phaseur (PMU) situées aux nœuds importants du réseau électrique et envoie des données de phase en temps réel (angle et magnitude) à un centre de contrôle [13, 14]. Les données acquises fournissent des informations dynamiques sur les réseaux électriques, qui aident les opérateurs à prendre des mesures correctives pour améliorer la fiabilité du réseau électrique. Les objectifs du WAMS sont la surveillance en temps réel, l'analyse après perturbation, la protection adaptative et la restauration du système électrique. Les principaux composants du WAMS sont l'unité de mesure de phase (PMU), le concentrateur de données de phase (PDC), le système de positionnement global (GPS pour la synchronisation temporelle des phaseurs), les liaisons de communication, les outils de visualisation et d'analyse, la protection et le contrôle à Grande Echelle [15, 16].

I.3 Processus du WAMS

Un processus WAMS comprend trois différents sous-processus interconnectés [9, 17], l'acquisition des données, la transmission des données et le traitement des données. Les systèmes et les équipements de mesure et les systèmes et les liaisons de communication ainsi que les systèmes et les centre de gestion de l'énergie exécutent ces sous-processus, respectivement.

En général, un WAMS acquiert les données du système à partir de ressources de données traditionnelles et nouvelles, les transmet par le biais du système de communication au(x) centre(s) de contrôle et les traite. Après avoir extrait les informations appropriées des données du système, des décisions sur le fonctionnement du système électrique sont prises. Occasionnellement, le WAMS peut commander certaines actions qui sont exécutées par les actionneurs du système sur des sites distants [18]. Tous ces faits indiquent que le WAMS

dénote une utilisation efficace des données et du flux de données afin de parvenir à une stratégie plus sûre et meilleure pour le flux d'énergie électrique. Le processus WAMS est présenté à la Figure I.1.

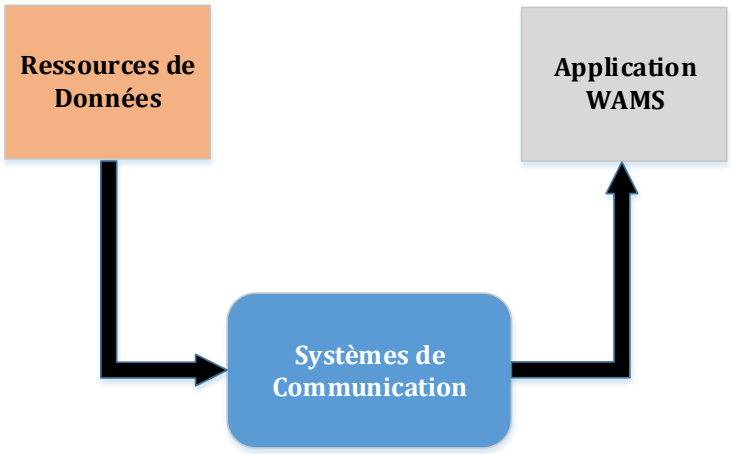


Figure I. 1 : Processus du WAMS dans les systèmes électriques.

Une inspection des faits mentionnés ci-dessus et de la Figure I.1 indique que les données elles-mêmes sont la condition fondamentale pour exécuter les fonctions WAMS. On peut également conclure que chaque sous-processus a des responsabilités et des tâches différentes qui doivent être exécutées sur les données du système.

I.4 Ressources de données du WAMS

Les données et les informations en ligne provenant de l'ensemble du système sont essentielles au fonctionnement et au contrôle sécurisé des systèmes interconnectés des réseaux électriques. En général, les données et les informations du système fourni par les dispositifs de mesure sont très différentes en termes d'importance, de format et de volume, et peuvent être classées en tant que données opérationnelles et non opérationnelles [19].

Les données opérationnelles comprennent les mesures instantanées des tensions, des courants, des phaseurs et des états des disjoncteurs qui sont mesurés par des dispositifs intelligents. Ces données sont transmises en continu au(x) centre(s) de contrôle par des systèmes de communication. Occasionnellement, elles peuvent être utilisées localement pour la prise de décision locale.

D'autre part, les données non opérationnelles consistent essentiellement en des enregistrements ou des journaux d'événements multiples, par exemple des séries de défauts, des fluctuations de puissance, des perturbations et des coups de foudre. En général, les

données non opérationnelles sont des données hors ligne. Cela signifie qu'elles sont transmises au(x) centre(s) de contrôle soit dans les intervalles de temps spécifiés (par exemple, plusieurs heures), soit lorsqu'elles sont demandées par l'opérateur du système.

Il existe deux différences principales entre les données opérationnelles et non opérationnelles. La première est leur taux d'interrogation. Les données opérationnelles sont normalement interrogées en mode régulier, c'est-à-dire par un flux continu de données. D'autre part, la plupart des données non opérationnelles sont interrogées dans des conditions définies ou périodiquement à des intervalles de temps spécifiés.

Une autre différence majeure est leur format de données. Les données opérationnelles sont généralement transmises sous la forme d'un flux, c'est-à-dire un flux de variables numériques. Alors que les données non opérationnelles peuvent apparaître sous différents formats, par exemple des formes d'onde, des valeurs numériques, le format COMTRADE (COMmon format for TRAnsient Data Exchange), etc. [9, 18].

Dans cette section, ces deux classes de ressources de données, c'est-à-dire les ressources de données opérationnelles et non opérationnelles, sont résumées dans des sous-sections séparées :

- Le système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et le SPMS (Synchronized Phasor Measurement System) sont deux ressources de données opérationnelles.
- L'enregistreur numérique de défauts (DFR), le relais de protection numérique (DPR) et le moniteur de disjoncteurs (CBM) seront étudiés seront étudiés en tant que ressources de données non opérationnelles.

I.4.1 Système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA)

Le système SCADA est un nom générique pour un système informatisé capable de recueillir et de traiter des données et d'appliquer des contrôles opérationnels sur de longues distances. Les utilisations typiques du SCADA comprennent les systèmes de production, de transport et de distribution d'électricité et d'autres systèmes industriels [9, 20]. Les systèmes (SCADA) fournissent des informations régulières et non synchronisées sur le système électrique avec une résolution temporelle comprise entre 1 et 10 secondes [1, 21]. Les systèmes SCADA conventionnels sont limités à des mesures en régime permanent et ne peuvent pas être utilisés pour observer la dynamique du système [21].

Un système SCADA assure trois fonctions essentielles au fonctionnement dans un système électrique tel que [9] :

- L'acquisition de données ;
- Contrôle et surveillance ;
- Affichage et contrôle des alarmes.

La forme la plus simple de matériel SCADA comprend : un RTU qui se trouve dans le centre de contrôle, un site distant composé d'un RTU, d'un PLC ou d'un IED, et un système de communication qui fournit une liaison de communication entre les sites distants et le centre de contrôle. Un système SCADA comprend généralement un serveur de contrôle (également connu sous le nom de Master Terminal Unit (MTU)), des SUB-MTU, des liaisons de communication (par exemple, liaisons par satellite, radio ou micro-ondes, réseau cellulaire, lignes commutées ou louées et lignes électriques), et des dispositifs de contrôle dans les sous-stations, à savoir , les automates programmables (PLC), les unités de terminal à distance (RTU), et les dispositifs électroniques intelligents (IED) [22, 23]. La Figure I.2 montre les sous-systèmes SCADA.

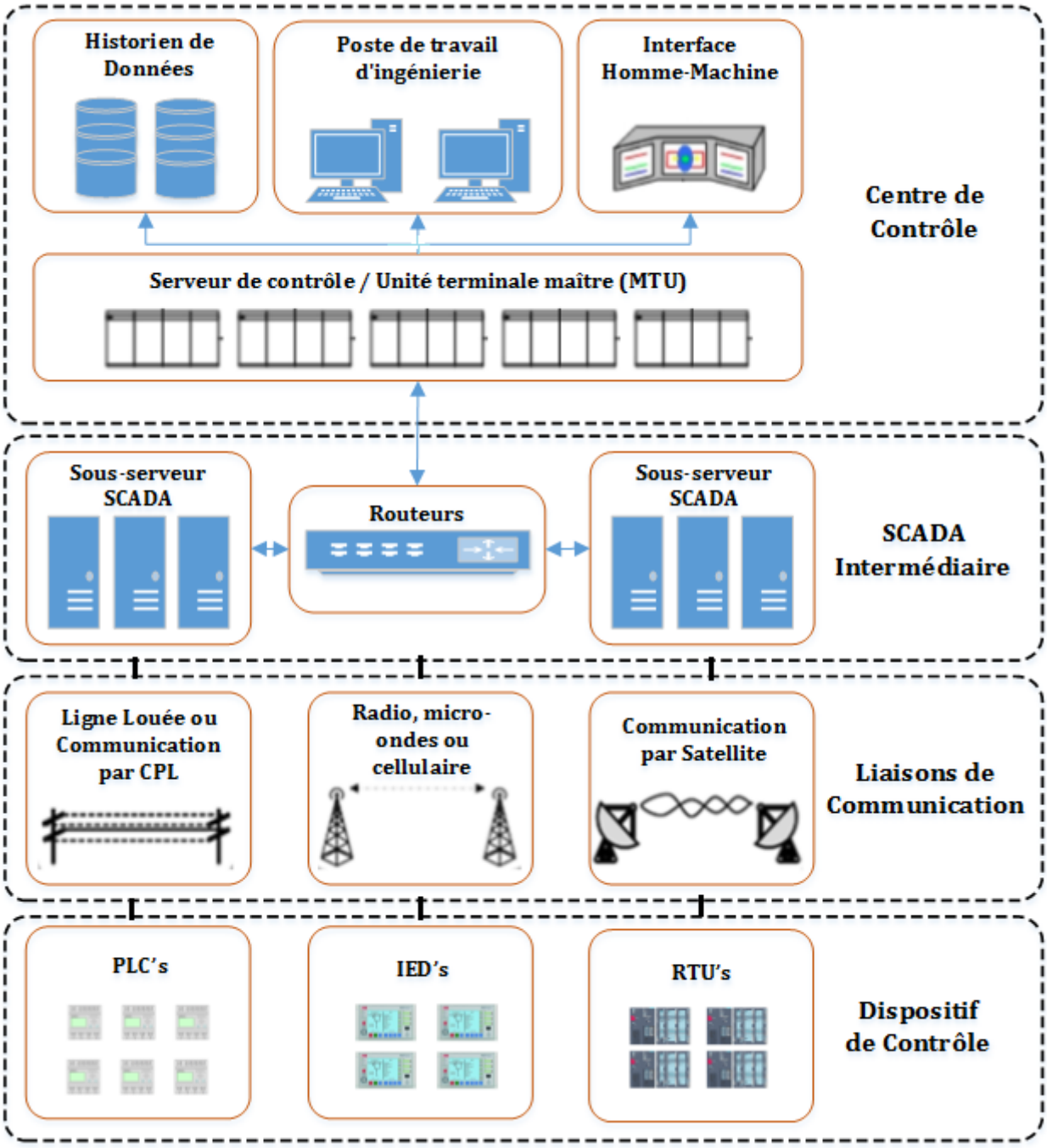


Figure I. 2 : Sous-Système SCADA.

I.4.1.1 Unité terminale maîtresse (MTU)

Les unités terminales maîtresse (MTU) dans le système SCADA sont des dispositifs qui envoient des commandes aux unités terminales distantes (RTU) qui sont situées à des endroits éloignés du contrôle, rassemblent les données requises, stockent les informations, traitent l'information et l'affichent sous forme d'images, de courbes et de tableaux à l'interface home machine (HMI) et aident à prendre des décisions de contrôle.

La communication entre la MTU et la RTU est bidirectionnelle, cependant, la différence majeure est que la RTU ne peut pas initier la conversation, une RTU collecte simplement les

données et les stocke. La communication entre la MTU et les RTU's est initiée par les programmes de la MTU qui sont déclenchés soit par les instructions de l'opérateur, soit automatiquement. 99% des instructions et des messages envoyés aux RTU's par la MTU sont déclenchés automatiquement [24].

En effet, la MTU est un dispositif situé dans le centre de contrôle et agit en tant que maître, tandis que les RTU's sont placées dans des sites distants et agissent comme des esclaves [9]. Ainsi, dans un système SCADA, l'unité terminale maîtresse (MTU) agit comme le cœur du système.

I.4.1.2 Unité de terminal à distance (RTU)

L'unité de terminal à distance (RTU) est un dispositif de contrôle autonome d'acquisition et de contrôle des données. Les RTU's sont généralement équipées par des microprocesseurs et sont destinées pour la surveillance et le contrôlent des équipements sur des sites distants dans un système électrique à grand échelle [25, 26].

Les RTU sont des composants essentiels des systèmes de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA), établissant des interfaces entre le contrôle SCADA et les processus physiques. Il est utile de mentionner que les RTU's traditionnels communiquaient uniquement avec une MTU. Mais aujourd'hui, les RTU modernes peuvent également communiquer entre eux [9, 25].

La Figure I.3 présente une configuration typique d'une RTU, qui comprend les modules matériels tels que le microprocesseur de commande et la mémoire associée, les entrées analogiques, les sorties analogiques, les entrées de compteur, les entrées numériques, les sorties numériques, les interfaces de communication et d'E/S, l'alimentation électrique, ainsi qu'un rack et un boîtier RTU [26].

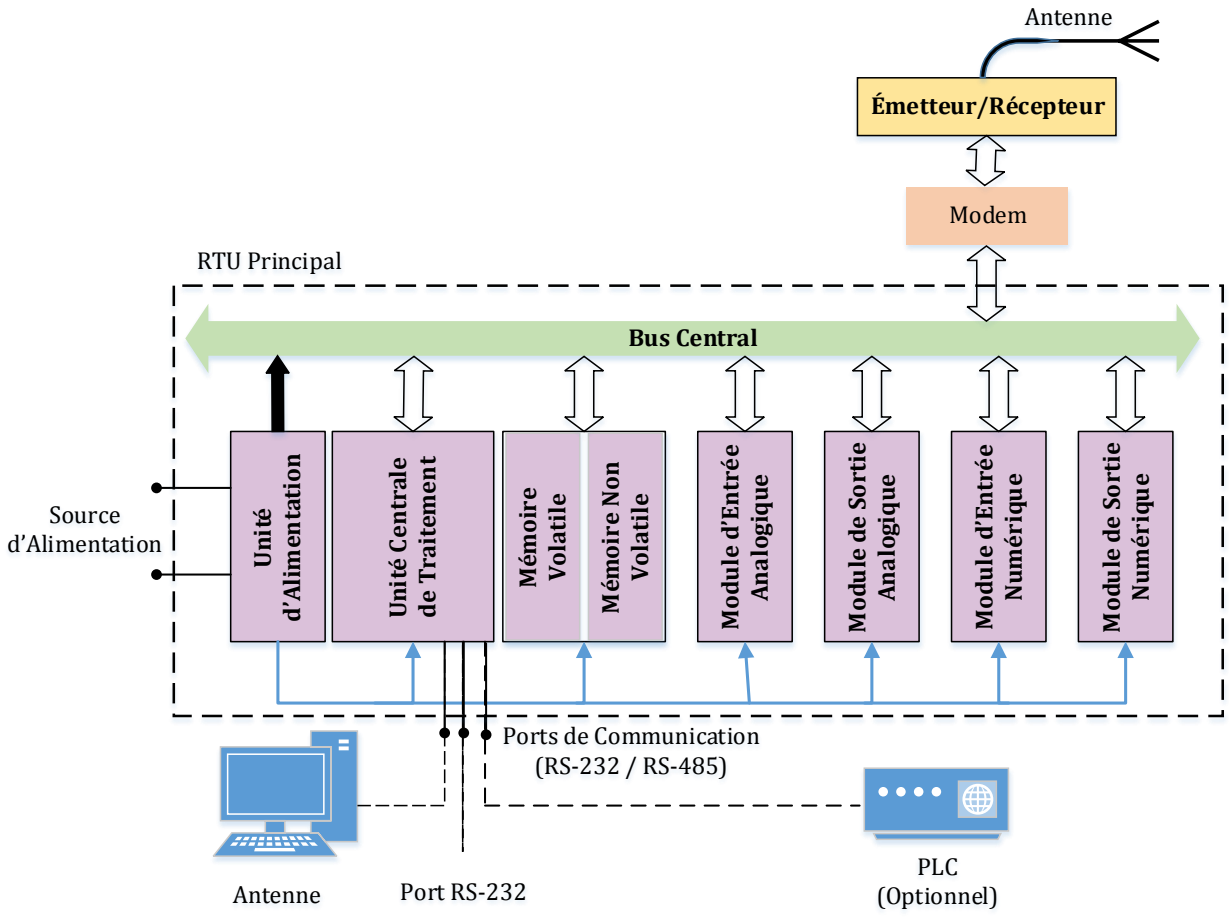


Figure I. 3 : Configuration typique d'une RTU.

En général, les RTU de petite taille comprennent moins de 10 à 20 signaux analogiques et numériques ; les RTU de taille moyenne ont 100 entrées numériques et 30 à 40 entrées analogiques. Autres RTU's avec plus de entrées sont connus sous le nom de RTU de grande taille [26, 9].

I.4.1.3 Contrôleur logique programmable (PLC)

Les contrôleurs logiques programmables (PLC) est parmi les principaux composants du système d'automatisation de la distribution, qui répondent à des exigences spécifiques en matière de fonctionnement et de collecte de données. Le PLC est initialement conçu pour exécuter les fonctions logiques qui sont réalisées par des équipements et composants électriques [9]. Son invention visait à remplacer les grands circuits de relais séquentiels pour le contrôle des machines. Les PLC ont été introduits pour la première fois à la fin des années 1960 [27].

En général, les PLC sont des dispositifs modulaires par nature avec des dizaines d'entrées et de sorties (I/O) [28]. Ils peuvent être étendus pour surveiller et contrôler des

appareils sur des sites distants. Puisque les PLC ont un microprocesseur intégré, ils peuvent être programmés pour fonctionner localement même si la communication avec la station maîtresse est perdue.

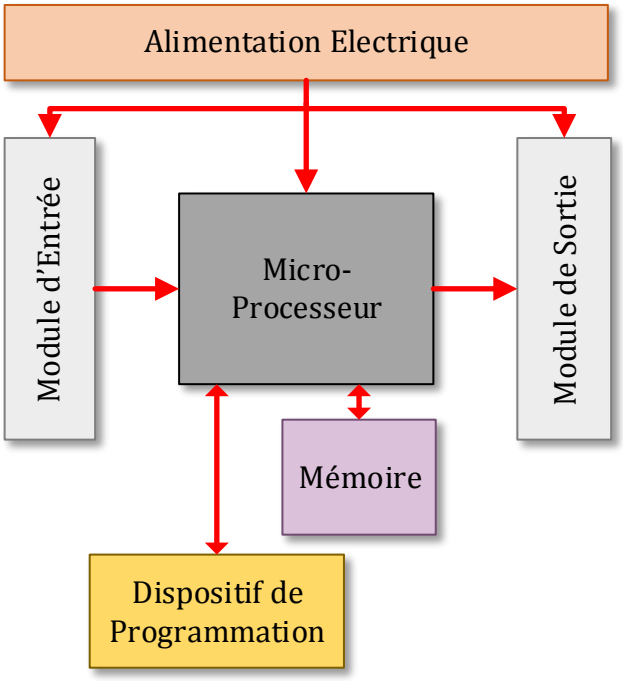


Figure I. 4 : Configuration typique d'un PLC.

Les PLC présentent deux avantages principaux par rapport aux RTU commerciaux. Premièrement, ce sont des appareils à usage général appareils polyvalents et peuvent facilement réaliser différentes fonctions. Deuxièmement, PLC sont physiquement compacts et nécessitent moins d'espace.

I.4.1.4 Dispositif électroniques intelligent (IED)

Les dispositifs électroniques intelligents (IED) comprennent les relais numériques, les compteurs numériques et les dispositifs de commutation sur des équipements spécifiques des sous-stations électrique, tels que les disjoncteurs, les interrupteurs et les appareilles de commutation, les régulateurs et les changeurs de prises de charge sur les transformateurs de puissance.

Les IED ont la capacité de communiquer avec un serveur SCADA par l'intermédiaire de ports série ou Ethernet, les IED communiquent généralement avec la RTU moderne par l'intermédiaire d'une interface RS-485 ou via des points de contact de sortie d'état (Figure I.5). Récemment, les IED sont devenus attrayants dans le processus d'automatisation en raison de l'amélioration des capacités de communication.

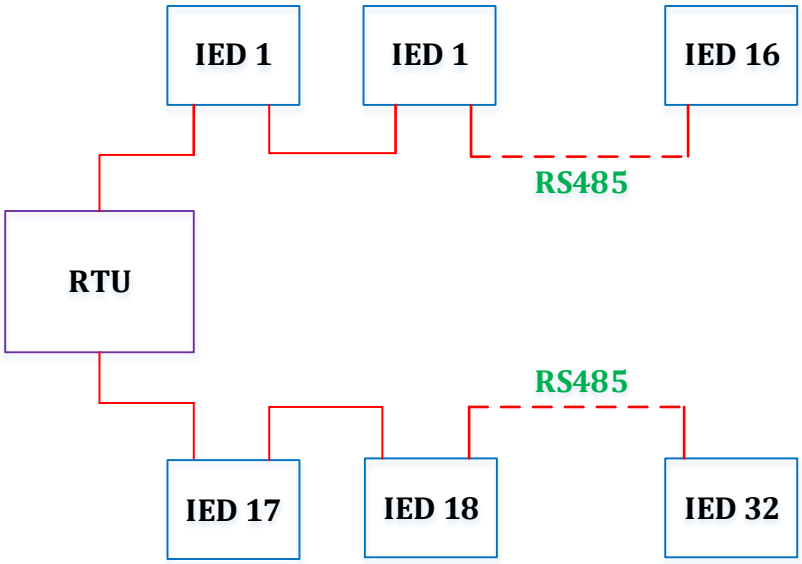


Figure I. 5 : Connexion des IED au RTU en utilisant le port série RS485.

I.4.1.5 Système de Communication SCADA

Comme dans de nombreux réseaux de communication de données traditionnels, de nombreux types et méthodes de communication sont pris en charge et fournissent des liaisons de communication entre la station maîtresse et les sites distants par des moyens de transmission câblés (Fibre Optique ou Courant Porteur en Ligne) ou des moyens atmosphériques (Sans Fil ou Satellite), via des réseaux locaux et étendus. Un réseau local est inclus dans une petite zone géographique. Un réseau étendu, en revanche, intègre de nombreux réseaux locaux répartis dans différentes endroits distants d'au moins 100 km (67 miles) [25]. Ces types de réseaux étendus sont les suivants :

- Les réseaux analogiques point à point et multipoints par mode ;
- Réseaux à relais de trames de type point à point et multipoint ;
- Réseaux de communication sans fil par radio/satellite ;
- Réseaux de communication par fibre optique.

Un réseau SCADA peut actuellement être construit autour de plusieurs des réseaux et protocoles de transmission possibles. Les solutions de communication pour une plate-forme SCADA, comprennent le câblage physique, le réseau et les protocoles de communication des réseaux locaux et étendus tels que l'Ethernet et le relais de trame.

I.4.2 Système de mesure synchronisé des phaseurs (SPMS)

Le système de mesure synchronisée des phaseurs (SPMS) a été développé et introduit dans le système électrique au milieu des années 1980 [9, 29]. Ces systèmes ont la capacité

de mesurer des courants et des tensions, et de calculer l'angle entre eux. Cette capacité a été rendue possible par la disponibilité du système de positionnement global (GPS), d'une part, et par les techniques de traitement des données échantillonnées, d'autre part. Afin de synchroniser les angles mesurés, le SPMS utilise le temps reçu du GPS comme horloge d'échantillonnage. Ces systèmes peuvent également mesurer la fréquence locale et les taux de changement de fréquence (ROCOF), et peuvent être personnalisés pour mesurer les harmoniques et les séquences positive, négative et nulle [9, 30].

Un SMPS se compose de trois parties principales, à savoir l'unité de mesure des phaseurs (PMU), le concentrateur de données des phaseurs (PDC) et le système de communication. Les PMU's mesurent précisément les amplitudes et les angles de phase des formes d'onde du réseau électrique (courant, tension et fréquence) en différents points [31, 32] en utilisant l'horodatage. Les données mesurées et calculées sont transmises à un PDC via un support de transmission synchronisé [33]. Les informations provenant de plusieurs PMU's situées dans le réseau électrique sont analysées et traitées au PDC pour détecter les perturbations électriques [34] et améliorer les fonctions de protection et de contrôle d'un réseau électrique [35]. La Figure I.6 montre la hiérarchie du SPMS.

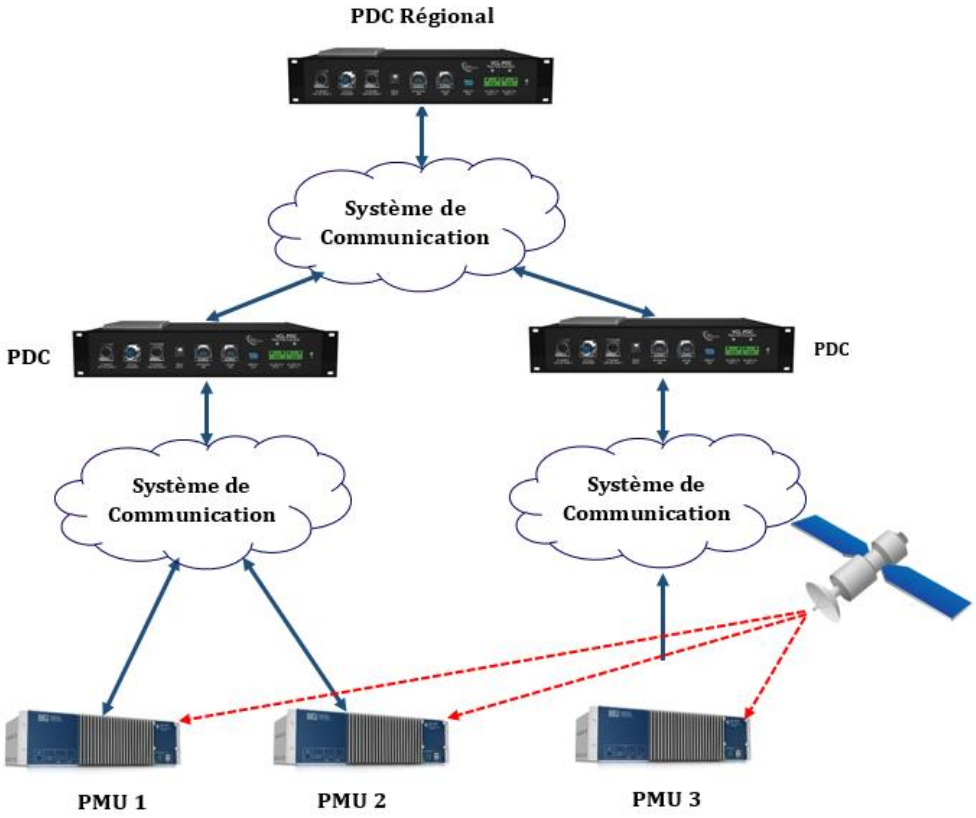


Figure I. 6 : Hiérarchie du SPMS.

I.4.2.1 Unité de Mesure du Phaseur (PMU)

Les Unités de Mesure du Phaseur (PMU) ont été introduites en réponse au besoin de dispositifs de surveillance dans les réseaux électriques pour un mesure plus efficaces et plus sûrs. Depuis les développements de la technologie de mesure synchronisée, les systèmes de mesure à grande échelle sont adaptés pour suivre le comportement dynamique des réseaux électriques en utilisant le système hiérarchique qui comporte les PMU's et les PDC's [35, 36]. Le PMU est un dispositif basé sur un microprocesseur qui utilise la capacité des processeurs de signaux numériques afin de mesurer les formes d'onde (tensions et courants) à un taux typique d'échantillonnage [29].

Les schémas fonctionnels des PMU's peuvent différer d'un fabricant à un autre. La Figure I.7 montre le schéma fonctionnel de base d'un PMU [1]. Les PMU's se composent généralement de trois parties principales qui sont : le bloc de mesure, le bloc de calcul et le bloc de communication [37].

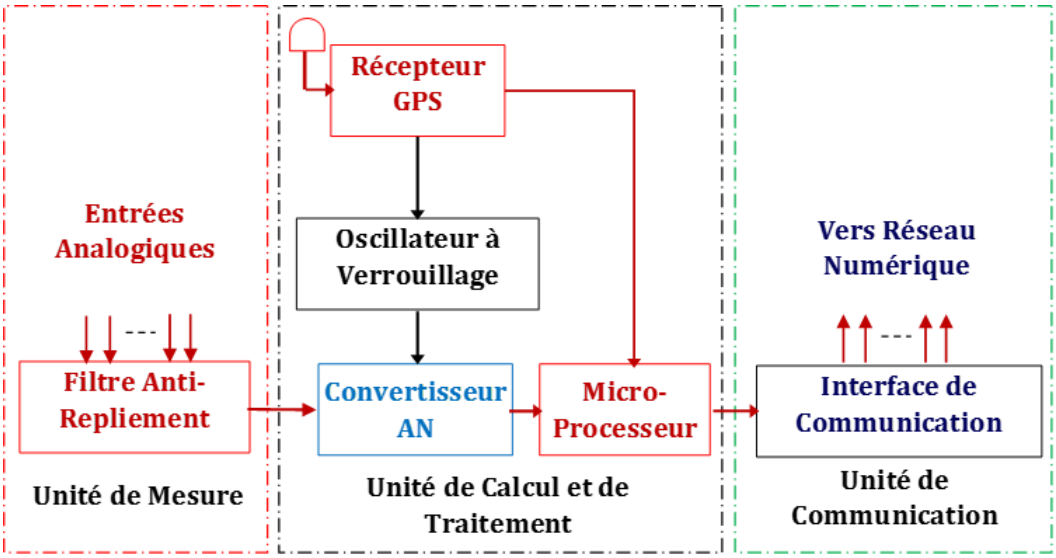
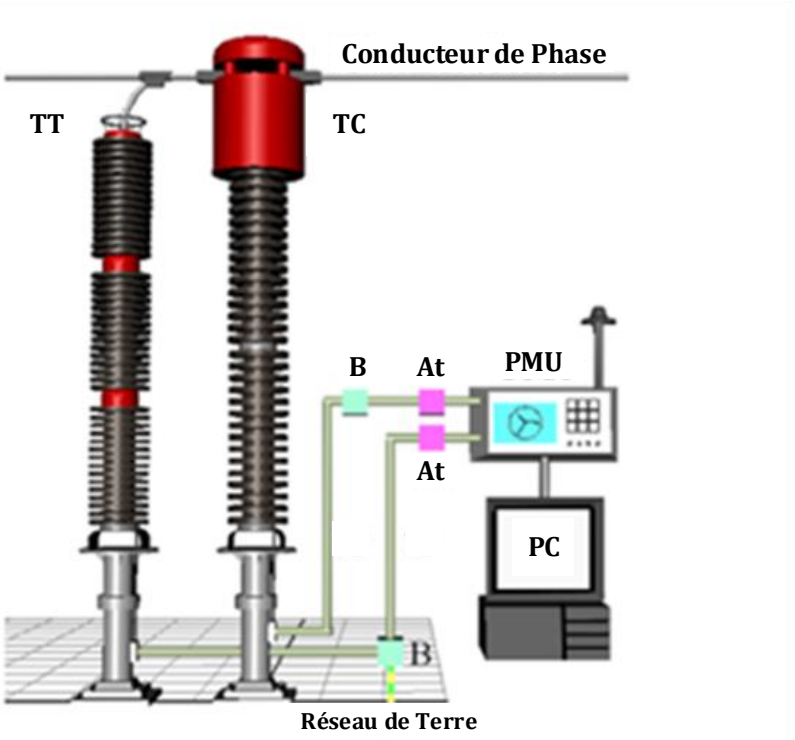


Figure I. 7 : Schéma fonctionnel d'un PMU.

L'unité de mesure reçoit des entrées de données analogiques telles que les tensions, les courants du secondaire des transformateurs de mesure (TT et TC dans la Figure I.8), qui sont ensuite filtrées pour éliminer et prévenir les erreurs de repliement par un filtre anti-repliement [34, 38].



TT : Transformateur de Tension **– TC :** Transformateur de Courant
B : Burden **- At :** Atténuateur

Figure I. 8 : Système de mesure des signaux analogique Courant et Tension.

L'unité de calcul comprend un convertisseur analogique-numérique (A/D) qui convertit les signaux d'entrée analogiques (courants et tensions) en valeurs numériques (les convertisseurs A/D 16 bits sont généralement utilisés dans les PMU). L'oscillateur à verrouillage de phase convertit le signal 1 pps reçu du récepteur GPS en une série d'impulsions de synchronisation à haute vitesse pour le signal d'horloge d'échantillonnage des convertisseurs A/N [39, 40]. Le microprocesseur calcule la tension triphasée, le courant triphasé et les séquences de phaseur en utilisant des échantillons numériques et calcule également la fréquence, le ROCOF et d'autres informations connexes (état du disjoncteur, état des sectionneurs,...) [39, 41].

Le synchrophaseur calculé et d'autres informations sont transmis au PDC qui peut être échangé entre d'autres PMU's pour la surveillance, les applications de contrôle et la protection du système par l'utilisation d'unités de communication [34, 38].

I.4.2.2 Concentrateur de données de phase (PDC)

Les concentrateurs de données de phase (PDC) sont des dispositifs qui regroupent et synchronisent (ou alignent) les données de phase provenant des unités de mesure de phase (PMU) du réseau électrique [42]. Ces principales fonctions sont les suivants : rassembler les données de plusieurs PMU's, rejeter les mauvaises données, aligner les horodatages et créer un enregistrement cohérent des données enregistrées simultanément [9, 30].

Les PDC collectent les données des phaseurs et les données d'événements discrets à partir des PMU's et éventuellement d'autres PDC's, et les transmettent à d'autres applications qui utilisent ces données. Les PDC peuvent mettre les données en mémoire tampon pendant une courte période, mais ne stockent pas les données [43].

Dans certains cas, un PDC central peut concentrer les données de surface reçues des autres PDC et fournir les phaseurs de toute la zone mesurée et peut fournir les vecteurs de phase de l'ensemble du système. Une étude des tâches des PDC dans un système SCADA indique que les tâches et les fonctions des PDC dans les systèmes SPMS sont presque les mêmes.

La Figure I.9 montre la mise en œuvre des PDC's dans un système de mesure à grande échelle. Le PDC collecte les événements discrets et les données de phasage des PMU's, et probablement d'autres PDC's, et les transmet à d'autres applications via un protocole de communication [34, 44]. Selon l'emplacement de la PMU, le lien de communication entre la PMU et le PDC peut être une connexion câblée, un câble série ou Ethernet, ou une liaison sans fil.

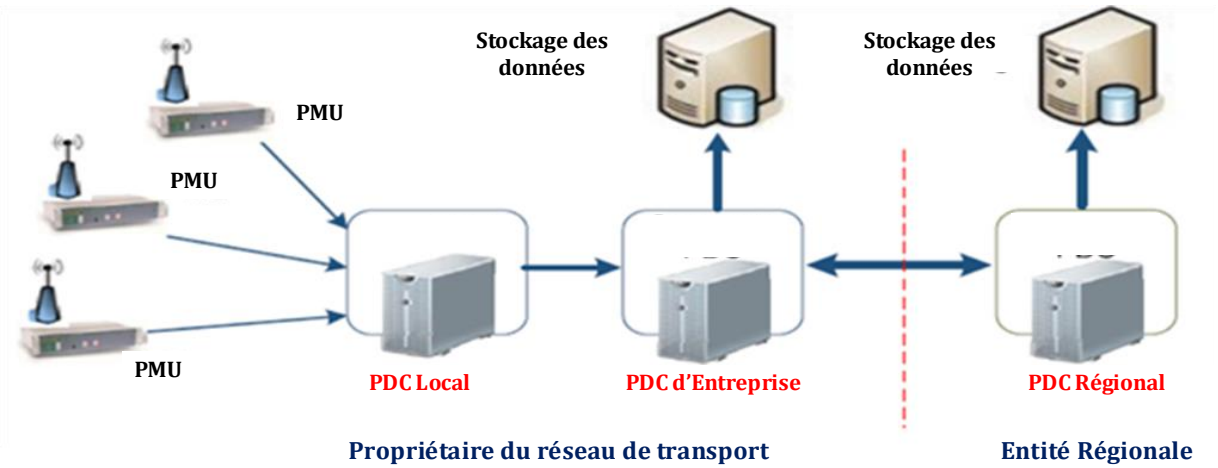


Figure I. 9 : Un concentrateur de données de phase (PDC) utilisé dans les systèmes de mesure synchronisées.

I.4.2.3 Système de Communication SPMS

Les systèmes de communication du SPMS peuvent être similaires à ceux du SCADA en termes de technologie, d'architecture et de support utilisé. Bien que ces systèmes de communication soient les mêmes, les données qu'ils transmettent sont différentes. Les données qui sont fournies par les PMU's, ont une nature différente, sont des données continue et transmises en continu, tandis que les données RTU sont transmises à la station maîtresse soit dans des intervalles de temps spécifiés, soit lorsque la station maîtresse le demande. Une autre différence entre les données PMU et RTU est leur volume. En général, les données d'une PMU ont plus de valeur que celles fournies par une RTU.

En conséquence des faits ci-dessus, deux aspects sont d'une importance majeure dans les communications SPMS : la largeur de bande de communication et la latence de communication [9, 30]. Les communications à large bande passante garantissent que toutes les données de phaseur peuvent être transmises aux PDC's sans aucune perte de paquets. D'autre part, les communications à faible latence fournissent un flux en temps réel entre les PMU's et les PDC's.

Chaque PMU dispose de deux interfaces de communication : Une interface pour la communication des PMU's via IEEE C37.118 et une autre pour communiquer avec le système de contrôle numérique (CCN).

Le système d'évaluation central collecte les données, les archive, et les affiche sur une interface utilisateur graphique. Ce système peut également être utilisé pour surveiller automatiquement le système électrique et redistribuer les informations à d'autres PDC's ou à un système de commande numérique [34]. La communication des PMU's avec les PDC's, selon la norme IEEE C37.118, est une communication client-serveur dans laquelle le PDC fonctionne comme un client et le PMU comme un serveur [34, 45].

I.4.3 Enregistreur numérique de défauts (DFR)

Un enregistreur numérique de défauts (DFR) est un système d'enregistrement numérique des défauts et des perturbations qui utilise les communications pour récupérer les enregistrements de défauts, de perturbations et de séquences d'événements enregistrés par les relais de protection répartis dans une sous-station électrique [46]. Le DFR stocke les données dans un format numérique lorsqu'il est déclenché par des conditions détectées sur le réseau électrique. Les données enregistrées sont une énorme quantité de données analogiques et de données d'état pour les conditions avant, pendant et après le défaut [9].

Ces données peuvent inclure les défauts transitoires, les séquences d'événements, les perturbations et les séquences de fonctionnement des disjoncteurs [9, 46].

Le DFR est un système d'archivage des enregistrements de défauts transitoires, de séquences d'événements et de perturbations qui rendra disponible toutes les informations enregistrées sur le réseau électrique nécessaires à l'analyser de manière transparente et permanentes [46]. La fréquence d'échantillonnage du DFR est très élevée et supposée être de 64 à 356 échantillons par cycle. Les données du DFR sont en format COMTRADE [9].

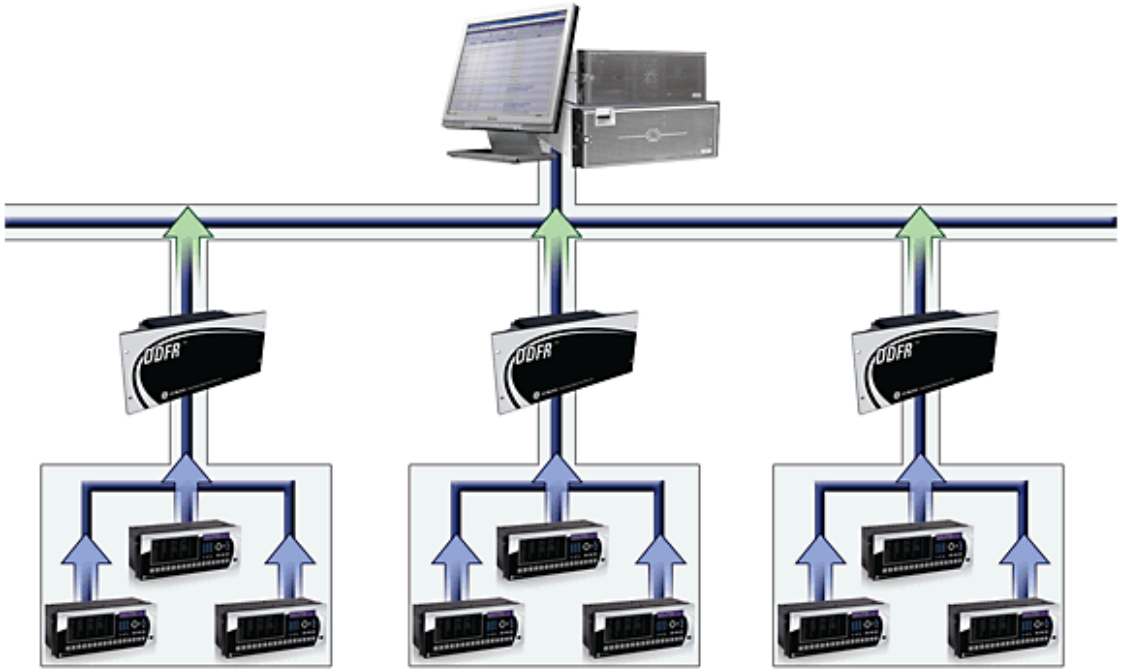


Figure I. 10 : Architecture d'un DFR autonome.

I.4.4 Relais de protection numérique (DPR)

Historiquement, différents types de relais de protection ont été conçus pour isoler la zone des défauts et réduire les impacts des défauts sur les autres parties du système électrique [9]. Le premier type de relais de protection était électromécanique. Avec l'introduction des dispositifs électroniques, par exemple le transistor dans les années 1950, les relais de protection électroniques ont été introduits dans les années 1960 et 1970. Récemment, des relais de protection numériques (basés sur des microprocesseurs) ont été introduits dans les réseaux électriques. Un DPR assisté par des microprocesseurs fournit en outre une plus grande souplesse, ainsi que des nouvelles fonctions complémentaires, avec une extension standard réduit de matériels, de sorte que la fiabilité augmente de manière correspondante.

Le DPR est équipé d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par ce relais, telles que l'acquisition des valeurs de mesure analogique et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs aux autres appareillages sont traitées de façon complètement numérique. Les modules et les fonctions constituent le relais numérique sont les suivants :

- Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique) ;
- Filtre anti-repliement analogique ;
- Multiplexeur ;
- Conversion analogique-numérique (CAN) ;
- Algorithmes d'évaluation des quantités des phases ;
- Microprocesseur ;
- Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

Donc, le relais numérique est un ensemble de composants électroniques (filtre, CAN, microprocesseur, mémoire, interface…), la Figure I.11 ci-dessous montre le schéma bloc d'un relais numérique.

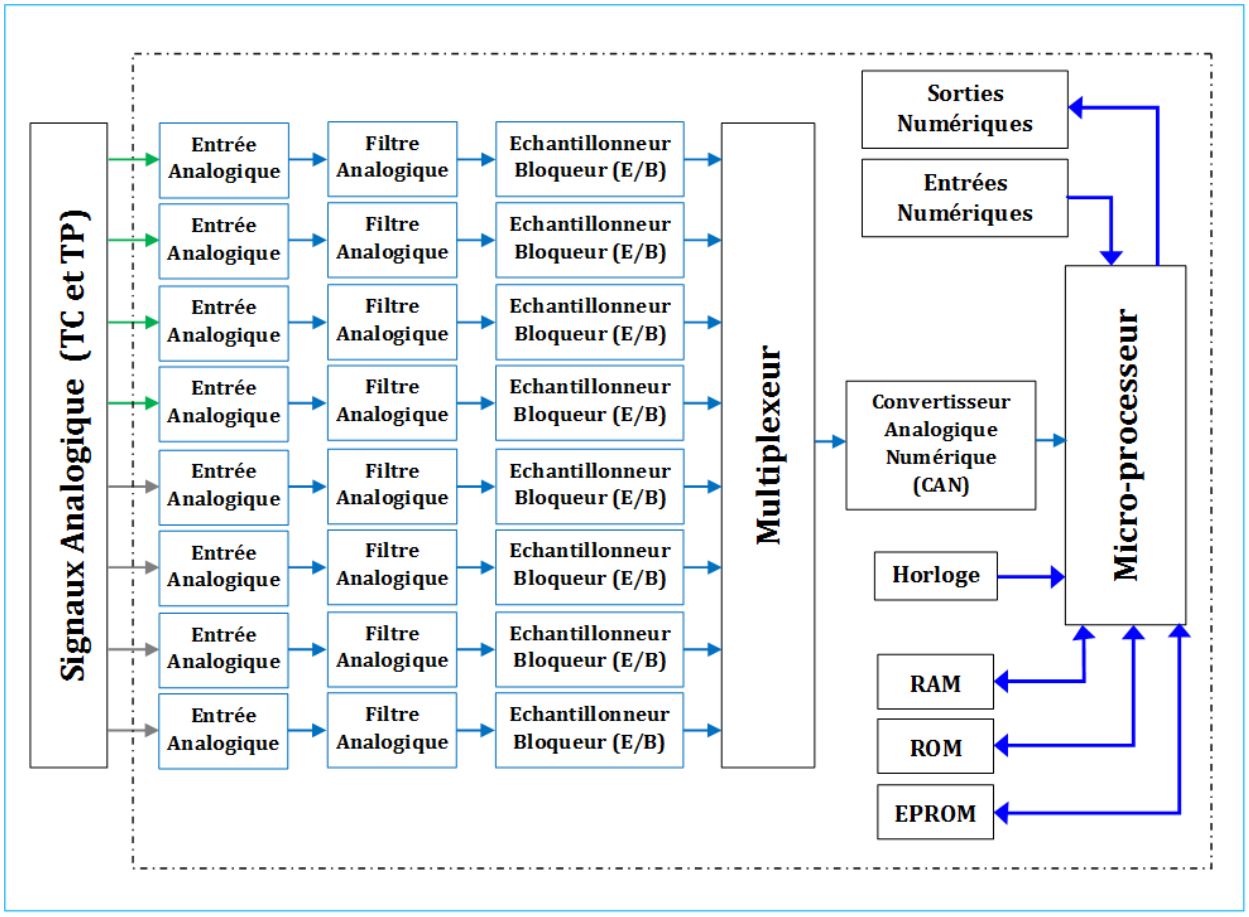


Figure I. 11 : Éléments de base d'un relais numérique.

I.4.5 Équipement de surveillance de disjoncteur (CBM)

L'équipement de surveillance de disjoncteur (CBM) est un dispositif électronique qui surveille les disjoncteurs. Il saisit des informations détaillées sur chaque opération de disjoncteur en temps réel ; les informations les plus importants sont le signal de déclenchement et le signal d'enclenchement. Ces signaux, initiés automatiquement par les relais de protection ou manuellement par l'opérateur [9, 47].

L'équipement de surveillance de disjoncteur (CBM) a trois tâches principales [47] :

- Effectuer l'acquisition de données des signaux provenant du circuit de commande du disjoncteur et enregistrer les séquences de déclenchement et de fermeture ;
- Convertir les signaux capturés en fichiers selon les spécifications de fichiers COMTRADE ;
- Transmettre les fichiers sans fil au dispositif concentrateur.

La Figure I.12 présente un schéma fonctionnel du CBM. Le système se compose des modules suivants :

1. Cartes de conditionnement du signal : Le module de conditionnement et d'isolation des signaux fournit des niveaux de tension appropriés pour l'acquisition de données.

2. Convertisseur analogique-numérique : Le convertisseur A/N utilisé possède 16 canaux et une résolution de 16 bits. Il prend l'entrée de la carte de conditionnement du signal et le convertit en format numérique.

3. Microprocesseur : Un microprocesseur est utilisé pour contrôler l'acquisition des données et exécuter les protocoles de communication.

4. Transmetteur sans fil : Un système sans fil capable de transmettre des données à des distances de plus de 200 m est utilisé pour la transmission des données.

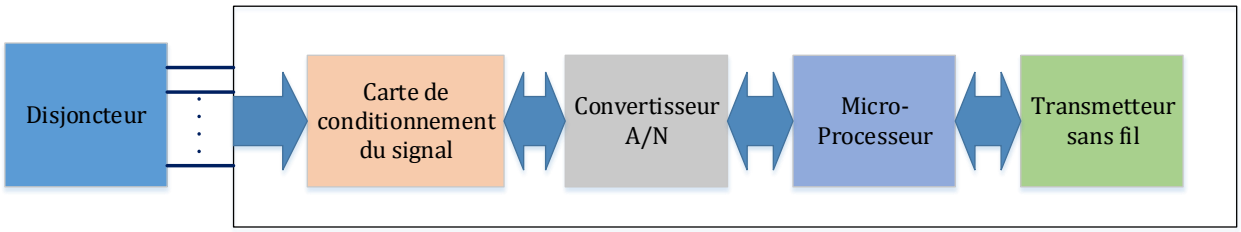


Figure I. 12 : Schéma bloc d'un CBM.

I.5 Architecture hiérarchique du WAMS

Les estimateurs d'état de toutes les PMU's sont généralement construits sur le WAMS qui se compose principalement de PMU et de PDC interconnectés dans une architecture

hiérarchique en couches comme le montre la Figure I.13. Les mesures des PMU sont synchronisées par des signaux GPS de haute précision dans les sous-stations locales et envoyées périodiquement à un PDC proche via des routeurs passerelles et des réseaux de données à commutation de paquets. Le format de transmission des mesures suit la norme IEEE C37.118 et TCP ou UDP qui peut être utilisé comme un protocole de transmission. Les PDC collectent les mesures de phaseurs étiquetées dans le temps provenant de plusieurs PMU et réorganisent les données dans l'ordre chronologique. Lorsque les PDC's ont collecté toutes les données avec la même étiquette temporelle, ces données seront emballées et téléchargées vers un PDC de niveau supérieur (le Super PDC) qui représente la destination finale des mesures des PMU's où l'estimation d'état est faite [48].

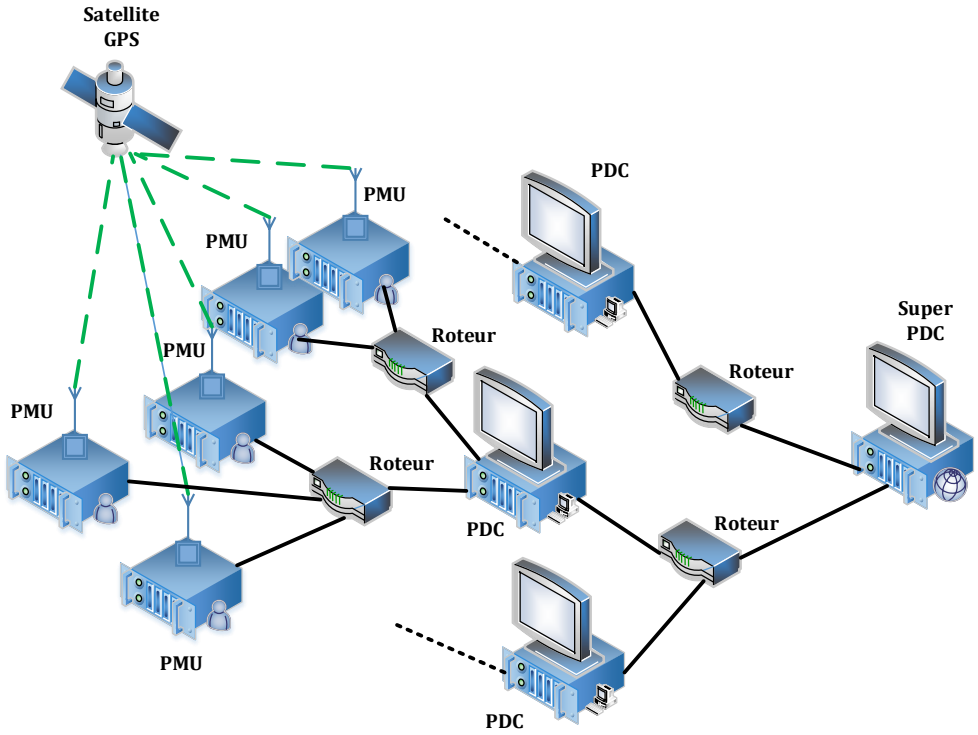


Figure I. 13 : Une architecture hiérarchique de WAMS.

La Figure I.14 montre en détail comment les PDC collectent, réorganisent et envoient les mesures de phaseurs. En général, il se compose de quatre modules principaux :

1. Le module de prétraitement : reçoit les mesures de phaseurs des PMU's et extrait les données du flux de données brutes et les met en mémoire tampon dans une base de données.
2. Le module de traitement des données : est chargé de réaligner les données reçues par des balises temporelles.
3. Le module d'interface de sortie : télécharge les données vers le Super PDC.

4. Le module de traitement des exceptions et de diagnostic : maintient une horloge, surveille l'état des autres modules et fournit des informations d'état au module de traitement des données.

L'architecture du Super PDC est très similaire, sauf que le module d'interface de sortie prépare les mesures collectées pour l'estimateur d'état.

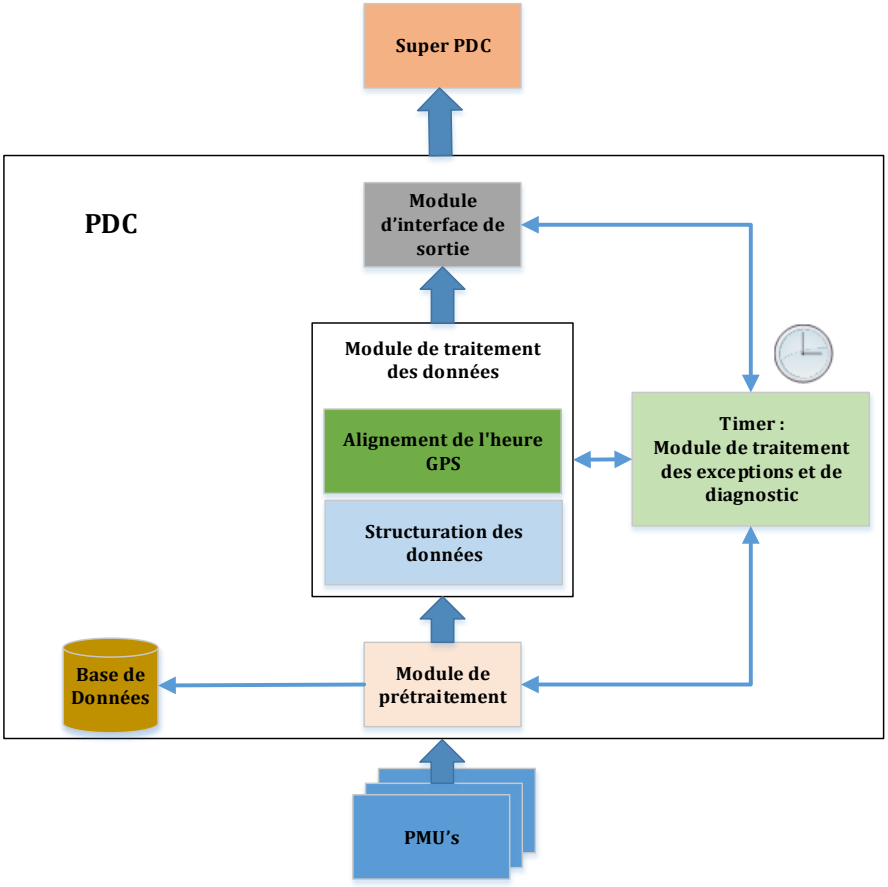


Figure I. 14 : L'architecture et le flux de traitement dans le PDC.

La temporisation dans les PDC's et le Super PDC est très cruciale pour l'ensemble du processus d'estimation d'état du point de vue du cyber sécurité. Le PDC démarre une temporisation lorsqu'il reçoit le premier paquet avec une certaine étiquette temporelle. Les mesures avec la même étiquette temporelle partagent la même horloge. Si le PDC peut collecter toutes les mesures nécessaires avec cette balise temporelle avant l'expiration des mesures et les télécharger sur le Super PDC. Sinon, seules les mesures collectées seront téléchargées et les autres mesures manquantes seront rejetées.

De la même manière, le Super PDC lancera l'estimateur d'état sur un sous-ensemble de mesures si la temporisation a expiré avant que le Super PDC ne reçoive toutes les mesures.

Dans cette situation, la précision de l'estimation de l'état peut être entravée et le système peut être inobservable.

I.6 Application du WAMS

La technologie des WAMS vise à mettre à disposition des mesures de haute qualité à l'échelle du système pour améliorer les applications de surveillance, de contrôle et de protection dans un grand réseau électrique. En général, les applications WAMS traitent les données brutes mesurées par les ressources de données et extraient des informations utilisables par l'opérateur du système, les consommateurs et les clients.

Les applications WAMS ont classé en trois groupes principaux : les applications de système de production, de transport et de distribution électrique [9, 18].

I.6.1 Système de production électrique

Applications de génération : Ces applications sont exécutées au niveau des centrales de production de l'énergie électrique de manière qu'elles acquièrent et traitent les données des générateurs dans le(s) centre(s) de contrôle.

Dans les applications mentionnées ci-dessus, la surveillance de l'état des générateurs (GSM) est l'application la plus importante car elle fournit tout ou partie des informations en temps réel des générateurs au centre de contrôle [9]. Le GSM surveille le générateur d'énergie placé dans les zones éloignées et augmente son efficacité en surveillant les différents paramètres du générateur, en signalant les problèmes critiques, en minimisant les temps d'arrêt et en maximisant la disponibilité en envoyant si une défaillance du générateur par des messages instantanément au diagnostic et à l'expédition du service d'urgence si nécessaire. [49].

I.6.2 Système de transport et répartition du réseau électrique

Applications de transmission et de sous-transmission : Dans les industries de l'énergie électrique, certaines applications sont exécutées au niveau du transport de l'électricité (ou parfois de la répartition) par un opérateur de système indépendant (ISO) [9].

Les opérateurs de systèmes indépendants (ISO) coordonnent la production et le transport sur une vaste zone géographique, en adaptant instantanément la production à la demande d'électricité du marché. Pour maintenir un réseau de transport optimal, il faut gérer le flux d'énergie sur le réseau électrique, comprendre les capacités du système et gérer

les paiements entre les producteurs, les négociants, les propriétaires du réseau de transport et les fournisseurs de service [50].

Historiquement, ces fonctions sont exécutées par un groupe d'outils assistés par ordinateur appelés systèmes de gestion de l'énergie (EMS). L'EMS permet aux opérateurs de transport d'avoir un meilleur aperçu des réseaux de transport et de répartition, avec la possibilité de fonctionner soit comme un système autonome, soit comme un système entièrement intégré. Avec des applications pour l'estimation de l'état (SE), flux de charge (LF), flux de puissance optimal (OPF), prévision de la charge (LF) et répartition économique (ED), le système de gestion de l'énergie (EMS) permet aux services publics de mieux visualiser, exploiter, optimiser et maintenir les réseaux de transmission et de répartition [51].

I.6.3 Système de distribution électrique

Applications de distribution : Dans les systèmes de distribution, les applications WAMS sont connues sous le nom de système d'automatisation de la distribution (DAS). Selon le comité de l'IEEE, le DAS est défini comme un ensemble de technologies qui permettent à une société de distribution de surveiller, de faire coordonner et d'exploiter des composants et des équipements de distribution à distance et en temps réel [52]. Les DAS visent à réduire les coûts, à améliorer la disponibilité du service et à fournir de meilleurs services aux consommateurs.

Le système d'automatisation de la distribution est la réponse à de nombreux défis auxquels sont confrontés les réseaux de distribution électrique. Les avantages du DAS apparaissent principalement au niveau des investissements, des interruptions et du service à la clientèle, ainsi que des économies de coûts opérationnels. Environ 80 % des interruptions de service pour les clients sont attribuées à la défaillance d'un composant ou d'un équipement de distribution au niveau des lignes de distribution et d'alimentation électrique [52].

La réduction des pertes en ligne, le maintien de la qualité de l'énergie, l'optimisation de l'utilisation des équipements, l'allongement de la durée de vie des équipements, la réduction des coûts énergétiques grâce à la surveillance en temps réel de la puissance, l'utilisation optimale de l'énergie, la compatibilité du système et l'amélioration de la fiabilité sont les résultats attendus de l'application du DAS au réseau de distribution. Une grande partie des efforts dépend de la modernisation du réseau de distribution et de nombreux

services publics dans le monde ont lancé des projets d'automatisation de la distribution. L'évolution liée aux nouvelles applications et aux techniques développées pour les DAS facilitera la mise en œuvre d'applications de prise de décision en temps réel [52]. En général, les DAS peuvent être classées en trois groupes principaux : l'automatisation des sous-stations, l'automatisation des lignes de distribution et d'alimentation et l'automatisation du côté du consommateur [9].

I.7 Infrastructure de communication du WAMS

Le système de communication du WAMS est responsable de la transmission des données à partir des ressources de données aux centres de contrôle et aux actionneurs du système. En effet, une défaillance du réseau de communication peut causer d'énormes problèmes dans le fonctionnement et le contrôle du système, en particulier dans le fonctionnement des applications WAMS. Par conséquent, une attention particulière doit être l'infrastructure de communication, qui est aussi importante que l'infrastructure électrique elle-même. Ces deux infrastructures (communication et électricité) sont devenues de plus en plus interdépendantes, si bien qu'en cas de défaillance de l'une d'entre elles, une autre peut également être hors service [53].

Les nouveaux systèmes de communication sont conçus sur la base du modèle de couche OSI (Open System Interconnection). Dans cette architecture, les couches supérieures relaient les données, en supposant que les couches inférieures fonctionnent parfaitement. En fait, ce modèle est une architecture efficace pour l'explication, la conception, la mise en œuvre, la normalisation et l'utilisation des réseaux de communication. Le modèle de référence OSI se compose de sept couches : physique, liaison de données, réseau, transport, session, présentation et application [18].

Dans les WAMS, les ressources de données et les applications WAMS fonctionnent normalement dans les couches supérieures des modèles de réseau. La Figure I.15 montre la correspondance entre les couches OSI et les trois principaux blocs du WAMS, à savoir les ressources de données, les applications WAMS et le système de communication [18].

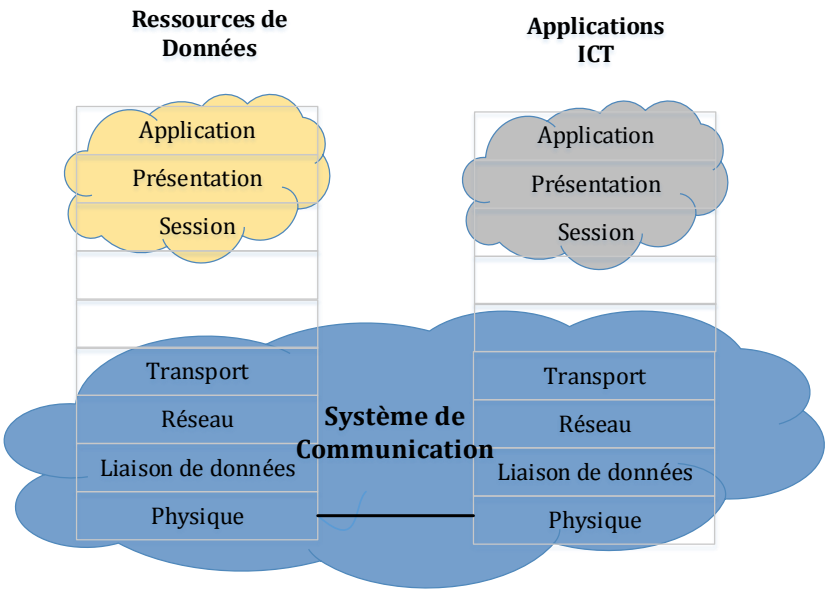


Figure I. 15 : Couches du WAMS basées sur le modèle de référence OSI [18].

La première couche du modèle OSI, appelée couche physique, est un type de support qui établit la connexion physique entre l'émetteur et le récepteur. Les caractéristiques des systèmes de communication seront sérieusement influencées par les caractéristiques de leurs supports. On peut donc en conclure que les caractéristiques des supports de transmission jouent un rôle important dans l'infrastructure de communication du WAMS. Les principales caractéristiques d'un support sont les suivantes : coût, largeur de bande, délai de propagation, sécurité et fiabilité.

I.8 Conclusion

Les systèmes de mesure à grande échelle (WAMS) offrent aux opérateurs de systèmes une nouvelle possibilité de surveiller, d'exploiter, de contrôler et de protéger les systèmes électriques dans une zone géographique étendue. Le WAMS combine les données fournies par les synchrophaseurs et les mesures conventionnelles avec les capacités des nouveaux systèmes de communication afin d'obtenir des informations dynamiques sur l'ensemble du système. Le processus WAMS peut être divisé en trois sous-processus interconnectés :

- L'acquisition des données (PMU, RTU, IED, ….) ;
- La livraison et la transmission des données (Système de communication, Support, Liaison, …) ;
- Le traitement des données (Super-PDC, PDC, …).

Ces sous-processus sont respectivement réalisés par les sous-systèmes de mesure, de communication et de gestion de l'énergie. Chaque sous-système a des tâches différentes à effectuer sur les données du système.

Ce chapitre a examiné en détail les équipements et les fonctions de chaque sous-système, séparément. Il a été montré que WAMS contribue à faire passer les systèmes de surveillance des systèmes d'acquisition des données aux systèmes d'informations dynamique. Les informations dynamiques sur les réseaux électriques aident les opérateurs de réseaux électriques à surmonter les problèmes de production, d'exploitation et de planification qui peuvent résulter de la restructuration des réseaux.

En outre, il a également été démontré que les systèmes WAMS sont capables de surveiller et de contrôler diverses fonctions en temps réel dans les différentes ouvrages et équipements électriques.

En conclusion, on peut bien affirmer que, dans les systèmes électriques modernes, le WAMS est un élément essentiel de l'exploitation et du contrôle des systèmes afin d'obtenir des informations dynamiques sur ces systèmes, il peut également être bien établi dans d'autres infrastructures critiques (par exemple, le gaz naturel, le pétrole, l'approvisionnement en eau, les services d'urgence, les télécommunications, etc.).

Chapitre II :

Le Standard des Synchrophaseurs (PMU) : IEEE C37.118

II.1. Introduction

C'est vers 1893 que Charles Proteus Steinnmetz a présenté un article décrivant les formes d'onde alternatives du courant électrique avec des mathématiques simplifiées. Proteus a appelé cette représentation un phaseur. Cette représentation était vraiment simple car elle représentait tout type de forme d'onde alternative (tension ou courant) avec deux valeurs : l'amplitude et la phase. Malgré leur simplicité, ils n'ont pas reçu une réponse énorme sur les installations réelles sur le terrain car ils n'avaient pas de base commune à laquelle se comparer et représenter l'état des réseaux étendus.

Les premiers prototypes des "unités de mesure de phase" (PMU) synchronisées modernes, utilisant le GPS, ont été construits à Virginia Tech au début des années 1980 et étaient basés sur la technique de Steinmetz. La première fabrication commerciale de PMU avec la collaboration de Virginia Tech a été lancée par Macrodyne au début des années 1990 [54].

Parallèlement au développement des PMU's en tant qu'équipement de mesure, la recherche se poursuit pour d'autres applications utilisant les PMU's, comme dans l'exécution des commandes, pour un réseau plus sûr et plus fiable. L'IEEE a publié en 1991 la première norme pour les PMU's régissant le format des fichiers de données créés et transmis par le PMU.

En 1995, la norme IEEE-Std.1344 a publié les conventions de mesures originales des PMU's [55, 56]. Une norme révisée a été publiée en 2005, donnant la norme IEEE C37.118 [56]. En 2011, une nouvelle norme a été publiée comme IEEE C37.118 qui est divisée en deux normes : IEEE C37.118.1, couvrant les dispositions de mesure, et IEEE C37.118.2, couvrant le transfert de données [55, 57].

Actuellement, un certain nombre de fabricants proposent des PMU's comme produit commercial, et le déploiement des PMU's sur les réseaux électriques (principalement dans le transport électrique) est effectué sérieusement dans de nombreux pays à travers le monde. Cette évolution ouvre la voie au déploiement des PMU's dans les réseaux de distribution, et c'est aujourd'hui l'un des sujets les plus chauds du monde scientifique pour les réseaux électriques [58].

Ce chapitre fait rappelle à la définition théorique d'un phaseur et dérive les concepts du synchrophaseur. Ensuite, les indices de performances de mesure de phaseur sont

présentés ainsi que les exigences de précision de la norme IEEE C37.118.1-2011 en régime permanant et dynamique. Enfin une étude de la littérature des synchrophaseurs est présentée [1, 59].

II.2 Définition du PMU

Les PMU sont des dispositifs de mesure pour les systèmes d'énergie électrique, capables d'effectuer des mesures de phase des tensions, des courants et de fréquence dans les systèmes des réseaux électriques.

II.2.1 Synchrophaseur

Tout signal sinusoïdal, ou forme d'onde électrique, peut être représenté par la formule suivante :

$$x(t) = X_m \cos(2\pi ft + \varphi) \tag{II.1}$$

Où $\boldsymbol{X_m}$ l'amplitude, $\boldsymbol{f}$ est la fréquence, $\boldsymbol{\varphi}$ est l'angle et $\boldsymbol{t}$ est le temps. La représentation du vecteur de phase dans le plan complexe est la suivante :

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} \tag{II.2}$$

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos\varphi + j\sin\varphi) = X_r + jX_i \tag{II.3}$$

$\boldsymbol{X_r}$ et $\boldsymbol{X_i}$ sont la composante réelle et la composante imaginaire de la forme complexe et $\boldsymbol{X_m/\sqrt{2}}$ est la valeur efficace.

La valeur de l'angle de phase φ dépend de la référence temporelle. En particulier, lorsque l'on suppose que t = 0, le standard du synchrophaseur peut être défini comme suit [55] :

La valeur X dans l'équation (II.2) est déterminée par La représentation du synchrophaseur du signal x(t) dans l'équation (II.1), où φ est l'angle de phase instantané qui se rapporte à une fonction cosinus à la fréquence nominale du système synchronisé à l'UTC (temps universel coordonné) [55].

En d'autres termes, l'UTC fournit une base de temps commune pour toutes les PMU's. Par conséquent, toutes les mesures d'angle de phase des PMU's sont directement

comparables. Cela fournit des informations précieuses pour la surveillance, la protection et le contrôle des réseaux électriques sur une large zone [60].

La Figure II.1 montre la représentation en phaseur d'un signal d'entrée sinusoïdal à la fréquence angulaire dans le plan complexe [34, 38]. Dans le cas d'un courant ou d'une tension de phase, la projection du vecteur de phase sur l'axe réel donne la valeur du courant ou de la tension à cet instant.

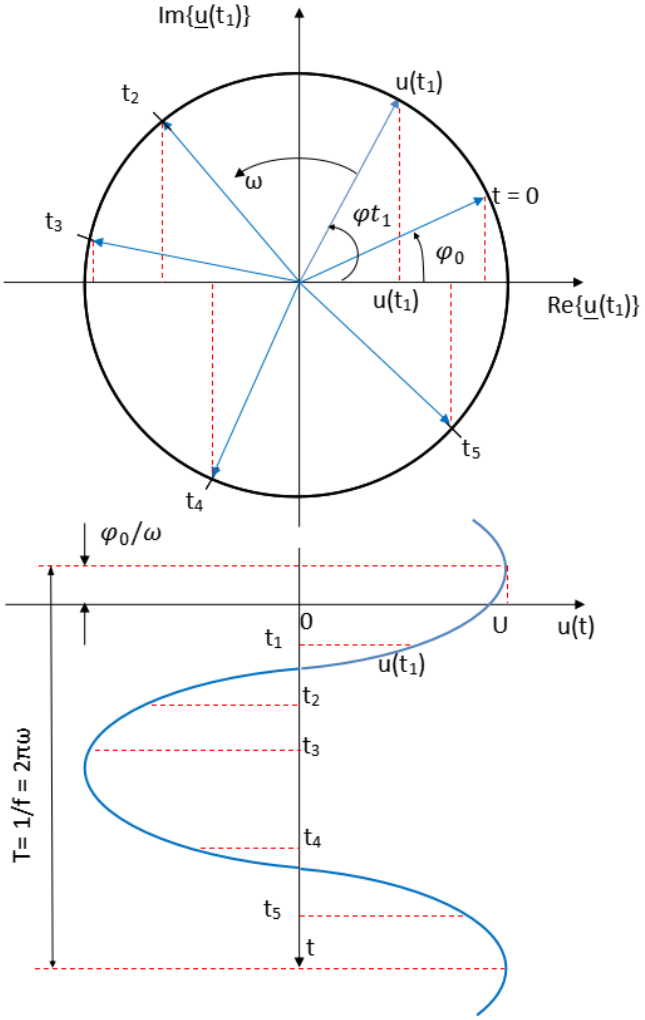


Figure II. 1 : Représentation en phaseur d'un signal sinusoïdal.

La mesure du vecteur de phase est effectuée à un instant particulier du temps représenté par l'étiquette temporel du vecteur de phase. Les PMU's recevront un signal GPS d'une impulsion par seconde (1 pps) ou une seconde rotation UTC avec ce repère temporel. Si le repère temporel coïncide avec le pic du signal cosinusoïdal, l'angle de phase sera de 0° [60]. Le repère temporel se produisant au pic du signal cosinusoïdal conduit à un synchrophaseur avec un angle de phase nul.

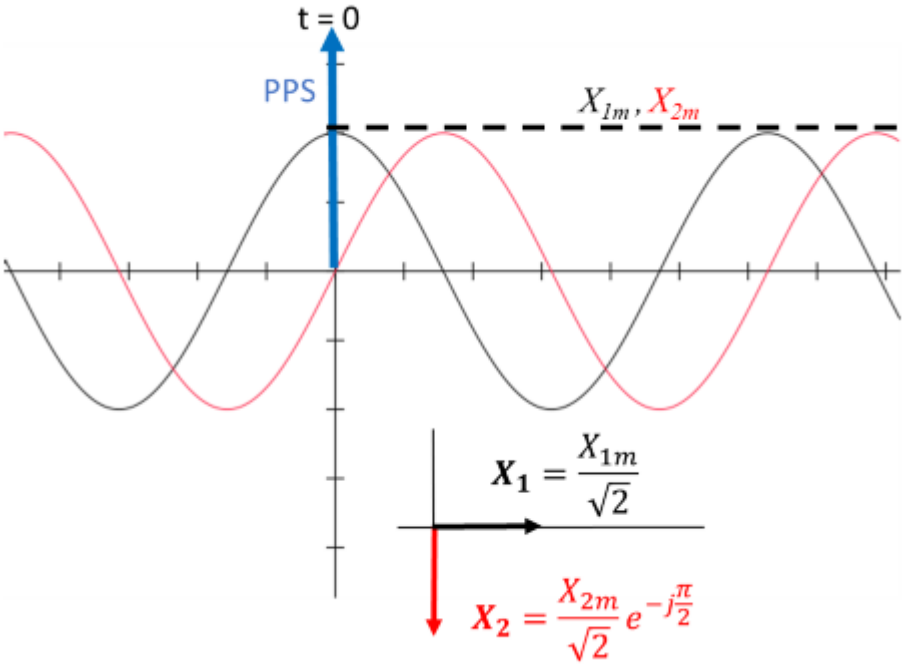


Figure II. 2 : Représentation de la Convention du synchrophaseur.

Tandis qu'un repère temporel se produisant au passage à zéro positif du signal se traduira par un angle de phase de -90°. Le repère temporel situé au passage à zéro positif du signal cosinusoïdal donne lieu à un synchrophaseur avec un angle de phase de -90°.

Dans le cas où la fréquence *f(t)* est une fonction du temps, il est possible de définir la fonction $g(t) = f(t)-f_0$ où f_0 est la fréquence nominale et $g(t)$ est la déviation instantanée de la fréquence par rapport à la nominale. La représentation de la forme d'onde devient la suivante :

$$x(t) = X_m(t) \cdot cos\left(2\pi \cdot \int f(t)dt + \varphi\right) \quad \text{(II.4)}$$

$$x(t) = X_m(t) \cdot cos\left(2\pi f_0 + \left(2\pi \int g(t)dt + \varphi\right)\right) \quad \text{(II.5)}$$

Où l'amplitude $X_m(t)$ est également une fonction du temps. Le synchrophaseur dynamique, où l'amplitude et l'angle de phase sont des fonctions du temps, est représenté par :

$$x(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j\left(2\pi \int g(t)dt + \varphi\right)} \quad \text{(II.6)}$$

Un cas particulier où X_m est constant et $g = \Delta f = f - f_0$ est un décalage constant par rapport à la fréquence nominale f_0, est :

$$x(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi\Delta f t + \varphi)} \qquad \text{(II.7)}$$

Où le phaseur tourne à la vitesse uniforme Δf, la différence entre la fréquence réelle et la fréquence nominale du système, qui produit l'effet de la Figure II.4.

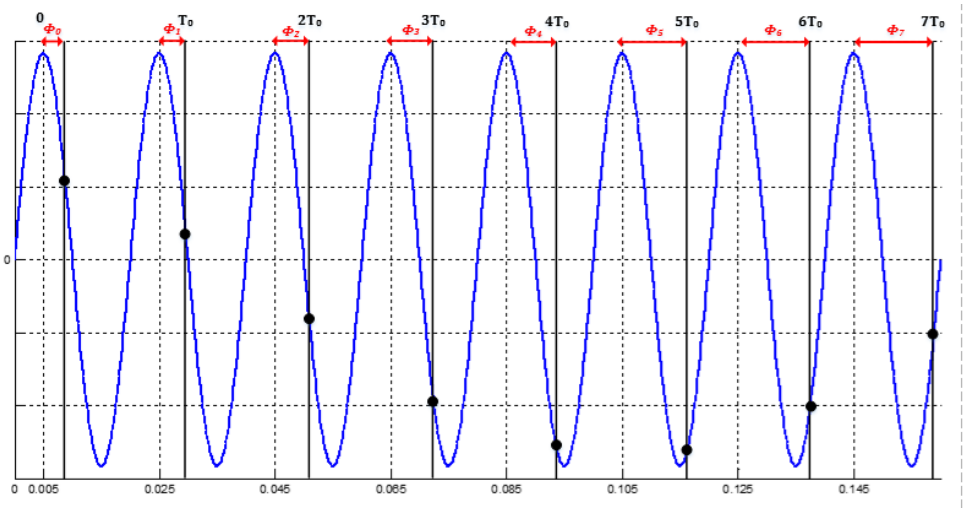


Figure II. 3 : Sinusoïde dont la fréquence $f > f0$ est observée à des instants de T_0.

Si la fréquence sinusoïdale f est différente de f_0 mais $f < 2f_0$, le déphaseur calculé à partir de la forme d'onde aura une amplitude constante, mais les angles de phase de la séquence de déphaseurs calculés tous les T_0 changeront uniformément à un taux $2(f-f_0)$ [55].

II.2.2 Fréquence et taux de changement de fréquence (ROCOF)

La norme définit également une manière de mesurer la fréquence et le ROCOF, avec un signal sinusoïdal donné par la formule :

$$x(t) = X_m \cdot \cos\left(\theta(t)\right) \qquad \text{(II.8)}$$

La fréquence est définie à partir de la dérivée de premier ordre de la phase instantanée $\theta(t)$:

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \frac{d}{dt}\left[2\pi f(t) + \varphi\right] \qquad \text{(II.9)}$$

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = 2\pi\left[f(t) + \frac{df}{dt}t \right] \tag{II.10}$$

Avec l'hypothèse de l'état quasi stationnaire, le deuxième terme peut être négligé et la fréquence peut être définie comme suit :

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\theta(t)}{dt} \tag{II.11}$$

De même, le ROCOF est défini dans la norme IEEE C37.118 comme la dérivée de premier ordre de la fréquence :

$$ROCOF(t) = \frac{d\left(\frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\theta(t)}{dt} \right)}{dt} = \frac{df(t)}{dt} \tag{II.12}$$

Si l'argument du cosinus dans le (II.8) est représenté par :

$$\theta(t) = 2\pi f_0 t + \varphi(t) = 2\pi \cdot \left[f_0 t + \varphi(t)/2\pi \right] \tag{II.13}$$

La formule de la fréquence devient :

$$f(t) = f_0 + \frac{d\left(\frac{\varphi(t)}{2\pi} \right)}{dt} = f_0 + \Delta f(t) \tag{II.14}$$

Avec $\Delta f(t)$ comme un écart par rapport à la fréquence nominale du système et le ROCOF devient :

$$ROCOF(t) = \frac{d^2\left(\frac{\varphi(t)}{2\pi} \right)}{dt^2} = \frac{d\Delta f(t)}{dt} \tag{II.15}$$

II.3 Standard IEEE C37.118

La norme IEEE C37.118.1-2011 spécifie deux classes (classe P et classe M) d'exigences de performance. Les mesures de classe M nécessitent une plus grande précision que les mesures de classe P. Dans les sections suivantes, les indices de performance des algorithmes

d'estimation du synchrophaseur, les exigences de précision en régime permanent et les exigences de précision pendant le régime dynamique sont présentés.

II.3.1 Indices de performance

Dans la norme IEEE C37.118-2005, le seul indice pour évaluer la performance de PMU était l'erreur vectorielle totale (TVE), mais de nombreux travaux ont démontré que l'information agrégée de la TVE n'est pas suffisante pour décrire complètement la performance de la mesure. En 2011, avec la nouvelle norme IEEE C37.118-2011, d'autres indices sont présentés pour évaluer la performance des mesures du synchrophaseur, de la fréquence et du ROCOF, dans des conditions particulières [55].

II.3.1.1 TVE

La TVE est un indice important pour évaluer la performance de l'estimation du synchrophaseur. Pendant de nombreuses années, il a été le seul paramètre permettant d'évaluer la précision d'une mesure en régime permanent et en conditions dynamiques. La TVE représente l'erreur vectorielle qui compare la valeur théorique d'un signal d'entrée avec sa valeur estimée donner par l'unité testée au même instant [34]. Pour le dire plus simplement, la TVE est la différence relative entre un phaseur mesuré à la sortie de la PMU et un phaseur de référence. La TVE à l'instant *n* est définie comme suit :

$$TVE(n)=\sqrt{\frac{\left(\hat{X}_r(n)-X_r(n)\right)^2+\left(\hat{X}_i(n)-X_i(n)\right)^2}{\left(X_r(n)\right)^2+\left(X_i(n)\right)^2}} \qquad \text{(II.16)}$$

Où $\hat{X}_r(n)$ et $\hat{X}_i(n)$ sont les composantes réelles et imaginaires du vecteur de phase estimé, $X_r(n)$ et $X_i(n)$ sont les valeurs théoriques à l'instant *(n)*.

La représentation de la TVE est illustrée à la Figure II.4 :

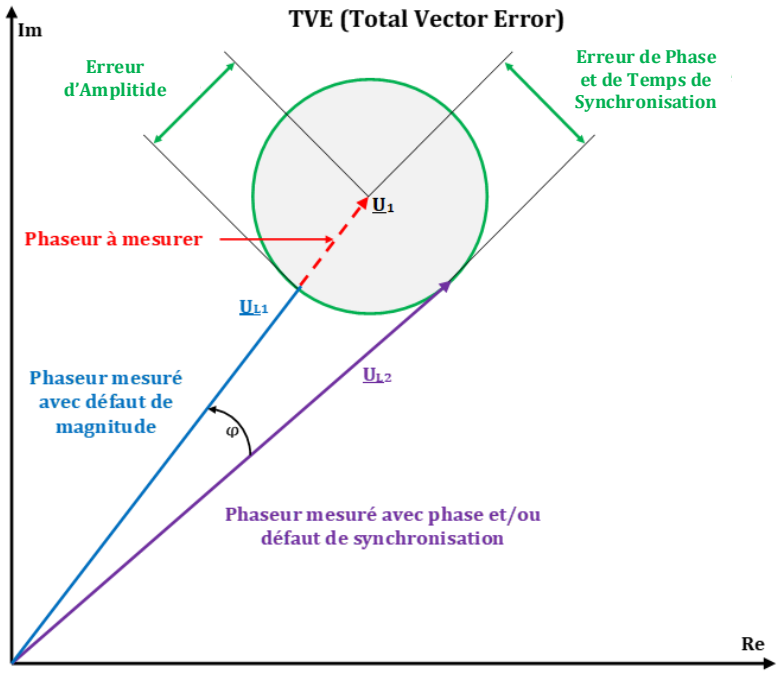


Figure II. 4 : Calcule de la TVE.

Les variables qui influencent la TVE sont : L'erreur d'amplitude, l'erreur de phase et la précision de la synchronisation (écart par rapport à l'UTC). La précision de la synchronisation est influencée par une minuterie GPS et la correction précise du délai de fonctionnement à l'intérieur du module du récepteur GPS, ainsi que par le positionnement optimal de l'antenne GPS [34].

II.3.1.2 Erreur de Fréquence (FE) et erreur de ROCOF (RFE)

La précision de la mesure de la fréquence et du taux de variation de la fréquence (ROCOF) est également spécifiée dans la norme. L'erreur de fréquence (FE) et l'erreur de ROCOF (RFE) sont définies dans la norme comme la valeur absolue de la différence entre les valeurs théoriques et les valeurs estimées au même instant, données respectivement en Hz et Hz/s :

Erreur de mesure de fréquence :

$$FE = \left| f_{Théorique} - f_{Estimée} \right| = \left| \Delta f_{Théorique} - \Delta f_{Estimée} \right| \quad \text{(II.17)}$$

Erreur de mesure ROCOF :

$$RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{Théorique} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{Estimée} \right| \quad \text{(II.18)}$$

Une erreur de fréquence de la source temporelle de 0,1 mHz dans un système de 50 Hz entraînera une erreur de 0,005 Hz de ROCOF. La norme exige que les valeurs de FE et RFE maximales autorisées dans des conditions d'essai en régime permanent soient de 5 mHz et de 0,01 Hz/s respectivement. Dans des conditions de test dynamiques, ces valeurs sont plus élevées en fonction de chaque essai spécifique. L'expérience a montré que les PMU's sont parmi les meilleurs transducteurs de fréquence disponibles, offrant une précision de fréquence de quelques mHz (typiquement 1-3 mHz) avec une fenêtre de mesure de quelques cycles [61].

II.3.2 Exigences en en régime permanent

La norme C37.118.1-2011 fournit des limites de précision pour les scénarios de régime permanent suivants des réseaux électriques :

- Fréquences hors-nominales
- Harmoniques
- Interférences hors bande.

La norme C37.118.1-2011 précise que la TVE maximale doit être inférieure à 1 % pour les PMU de classe P lorsque la fréquence du système varie de ± 2 Hz. Pour les PMU de classe M, la TVE maximale doit être inférieure à 1 % lorsque la fréquence du système varie de ± 2 Hz.

Pour les PMU de classe P, la TVE maximale doit être inférieure à 1% lorsque la distorsion harmonique (THD) est de 1%. La présente norme spécifie que la TVE maximale doit être inférieure à 1% pour les PMU de classe M lorsque la distorsion harmonique est de 10%.

Le test d'interférence hors bande vérifie l'efficacité du filtre anti-repliement d'une PMU. Pour un taux d'échantillonnage de synchrophaseur F_s, la bande passante est définie comme suit [5] :

$$|f - f_0| < F_s/2 \tag{II.19}$$

Où f est la fréquence du signal et f_0 la fréquence nominale. Un signal brouilleur hors bande est un signal de fréquence f pour lequel :

$$|f - f_0| \geq F_s/2 \tag{II.20}$$

Selon la norme C37.118.1-2011, le test d'interférence hors bande d'une PMU est effectué en utilisant une sinusoïde à fréquence unique ajoutée au signal fondamental. La norme ne spécifie aucune exigence en matière de brouillage hors bande pour les PMU de classe P. Cependant, la TVE maximal doit être inférieur à 1,3 % pour les PMU de classe M.

La norme C37.118.1-2011 spécifie la limite d'erreur de fréquence (FE) de 0,005 Hz pour les PMU de classe P et la classe M, et spécifie également une limite de 0,01 Hz/s pour l'erreur ROCOF (RFE) pour les PMU's de classe P et de classe M.

II.3.3 Exigences en régime dynamique

II.3.3.1 Performance pendant les Oscillations

Les oscillations du réseau électrique sont modélisées comme une forme d'onde modulée en amplitude et en fréquence dans la norme IEEE C37.118.1-2011. Dans cette norme, les formes d'onde oscillantes du système électrique triphasé sont mathématiquement représentées comme suit :

$$\begin{aligned} X_a &= X_m\left[1+k_x\cos(\omega_m t)\right]\cos\left(\omega_0 t + k_a\cos(\omega_m t-\pi)\right) \\ X_b &= X_m\left[1+k_x\cos(\omega_m t)\right]\cos\left(\omega_0 t - 2\pi/3 + k_a\cos(\omega_m t-\pi)\right) \\ X_c &= X_m\left[1+k_x\cos(\omega_m t)\right]\cos\left(\omega_0 t + 2\pi/3 + k_a\cos(\omega_m t-\pi)\right) \end{aligned} \quad \text{(II.21)}$$

Le signal de la séquence positive correspondant aux (II.21) est :

$$X_1 = X_m\left[1+k_x\cos(\omega_m t)\right]\cos\left(\omega_0 t + k_a\cos(\omega_m t-\pi)\right) \quad \text{(II.22)}$$

Où, X_1 est la séquence de la composante positive.

A l'instant t, le synchrophaseur correspondant à (II.22) devrait être :

$$X(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}}\left[1+k_x\cos(\omega_m t)\right]\angle k_a\cos(\omega_m t-\pi) \quad \text{(II.23)}$$

Donc dans ce cas :

$$\begin{aligned} f(t) &= \frac{\omega_0}{2\pi} - k_a\left(\frac{\omega_m}{2\pi}\right)\sin(\omega_m t-\pi) \\ ROCOF(t) &= -k_a\left(\frac{\omega_m^2}{2\pi}\right)\cos(\omega_m t-\pi) \end{aligned} \quad \text{(II.24)}$$

La norme C37.118.1-2011 spécifie les limites de précision pour le signal modulé en amplitude et en fréquence. Les limites de la TVE pour les signaux modulés sont présentées dans le Tableau II.1 [5].

Tableau II. 1 : Limites de la TVE pour un signal modulé en amplitude et en fréquence.

Niveau de Modulation	**Plage minimale de la quantité d'influence sur laquelle la PMU doit se situer dans la limite donnée de la TVE**			
	Classe P		**Classe M**	
	Plage	**TVE MAX**	**Plage**	**TVE MAX**
k_x = 0.1 ; k_a = 0.1	Fréquence de modulation 0.1 à moins de $F_s/2$ ou 2 Hz	3 %	Fréquence de modulation 0.1 à moins de $F_s/5$ ou 5 Hz	3 %
k_x = 0.0 ; k_a = 0.1		3 %		3 %

Dans le Tableau II.2, les limites pour la fréquence et le ROCOF sont présentées pour les signaux modulés.

Tableau II. 2 : Limites de fréquence et de ROCOF dans des conditions de modulation.

Niveau de Modulation	**Exigences d'erreur en matière de conformité**			
	Classe P		**Classe M**	
	FE MAX	**RFE MAX**	**FE MAX**	**RFE MAX**
F_s > 20	0.06 Hz	3 Hz/s	0.3 Hz	30 Hz/s
$F_s \leq 20$	0.01 Hz	0.2 Hz/s	0.06 Hz	2 Hz/s

II.3.3.2 Performance pendant la montée en fréquence

Le déséquilibre entre la charge et la production entraîne une variation de la fréquence du système. La norme C37.118.1-2011 présente les modèles mathématiques et les limites de précision pour la rampe de fréquence.

Dans cette norme, les formes d'onde oscillantes triphasées sont représentées mathématiquement comme suit :

$$X_a = X_m \cos\left(\omega_0 t + \pi R_f t^2\right)$$
$$X_b = X_m \cos\left(\omega_0 t - 2\pi/3 + \pi R_f t^2\right) \quad \text{(II.25)}$$
$$X_c = X_m \cos\left(\omega_0 t + 2\pi/3 + \pi R_f t^2\right)$$

Le signal de séquence positive correspondant à (II.25) est :

$$X_1 = X_m \cos\left(\omega_0 t + \pi R_f t^2\right) \quad \text{(II.26)}$$

Où, X_1 est la composante de séquence positive.

A l'instant *t*, le synchrophaseur correspondant à (II.26) doit être :

$$X(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \pi R_f t^2 \quad \text{(II.27)}$$

Ainsi, la fréquence et le ROCOF peuvent être définis comme suit :

$$f(t) = \frac{\omega_0}{2\pi} + R_f t$$
$$ROCOF(t) = R_f \quad \text{(II.28)}$$

La norme C37.118.1-2011 spécifie les limites de précision pour la rampe de fréquence du système. Les limites de la TVE pour le signal de rampe de fréquence sont présentées dans le Tableau II.3 [14]. Dans le Tableau II.4, les limites pour la fréquence et le ROCOF sont présentées pour les signaux de rampe.

Tableau II. 3 : Limites de la TVE pour la rampe de fréquence du système.

Signal de test	**Plage minimale de la quantité d'influence sur laquelle la PMU doit se situer dans la limite donnée de la TVE**			
	Taux de Rampe	**Classe de Performance**	**Plage de la Rampe**	**TVE MAX**
Rampe de fréquence linéaire	± 1.0 Hz/s	Classe P	± 2.0 Hz	1 %
		Classe M	Moins de ± (Fs/5) ou ± 5Hz	1 %

Tableau II. 4 : Limites de fréquence et de ROCOF pour une rampe de fréquence.

Exigence d'erreur pour la conformité			
Classe P		**Classe M**	
FE MAX	**RFE MAX**	**FE MAX**	**RFE MAX**
0.01 Hz	0.1 Hz/s	0.005 Hz	0.1 Hz/s

II.3.3.3 Performance lors des changements d'échelon

La norme C37.118.1-2011 spécifie les exigences de performance lors de changement d'échelon d'amplitude et d'angles de phase. Les changements de pas dans les signaux de tension ou de courant triphasés peuvent être mathématiquement écrits comme suit :

$$\begin{aligned} X_a &= X_m\left[1+k_{ss}u(t-t_s)\right]cos\left(\omega_0 t + k_{sa}u(t-t_s)\right) \\ X_b &= X_m\left[1+k_{ss}u(t-t_s)\right]cos\left(\omega_0 t - 2\pi/3 + k_{sa}u(t-t_s)\right) \\ X_c &= X_m\left[1+k_{ss}u(t-t_s)\right]cos\left(\omega_0 t + 2\pi/3 + k_{sa}u(t-t_s)\right) \end{aligned} \quad \text{(II.29)}$$

Où $u(t-t_s)$ est la fonction de pas unitaire, t_s est le moment où le changement de pas se produit, k_{sx} est la taille du pas d'amplitude et k_{sa} est la taille du pas d'angle de phase. La norme C37.118.12011 spécifie les valeurs de variation (dépassement de seuil) maximum et le temps de réponse pour les changements d'échelon. Les exigences de performance des synchrophaseurs pendant les changements de phase sont présentés dans le Tableau II.5.

Le temps de réponse du synchrophaseur de classe P est de $1,7/f_o$ pour tous les taux d'échantillonnages. Les temps de réponse et les valeurs maximales de dépassement sont plus stricts pour les synchrophaseurs de classe P que pour les synchrophaseurs de classe M.

Tableau II. 5 : Limites de la TVE durant les changements d'échelons.

Spécification du Changement d'Echelon	**Plage minimale de la quantité d'influence sur laquelle la PMU doit se situer dans la limite donnée de la TVE**			
	Classe P		**Classe M**	
	Temps de Réponse (s)	**Dépassement MAX**	**Temps de Réponse (s)**	**Dépassement MAX**
Amplitude = ± 10 % K_{sx} = ±0.1 ; k_{sa} = 0	$1.7/f_0$	5 % de pas d'Amplitude	Voir Tableau II.6	10 % de pas d'Amplitude
Amplitude = ± 10 ° K_{sx} = 0 ; k_{sa} = ± pi/18	$1.7/f_0$	5 % de pas d'Angle	Voir Tableau II.6	10 % de pas d'Amplitude

Tableau II. 6 : Temps de réponse maximum pour les PMU de classe M.

	Temps de réponse maximum pour les PMU de classe M, en secondes.									
Taux d'échantillonnage	10	12	15	20	25	30	50	60	100	120
Temps de réponse	0.595	0.493	0.394	0.282	0.231	0.182	0.199	0.079	0.050	0.050

II.3.4 Performance des Classes de PMU

Les PMU's doivent être testées par rapport aux conditions de fonctionnement prévues et aux applications du système électrique ciblées. En ce qui concerne ces dernières, la norme IEEE C37.118.2011 [5] a définies deux classes de performance, correspondant à deux applications distinctes des PMU et à des exigences de conformité différentes :

- PMU de classe P est destinée aux applications de protection ou à toute application exigeant des temps de réponse rapides et ne requiert aucun filtrage explicite.

- PMU de classe M est destinée aux applications de mesure où l'on accorde plus d'importance à la précision des estimations du PMU, et en particulier à sa bonne atténuation des signaux d'interférence, y compris les inter-harmoniques.

Il convient de noter que les classes de performance définies dans la norme C37.118.2011 [5] ne font pas de distinction entre l'utilisation des PMU's dans les réseaux de transport ou de distribution d'électricité et les différents types de tests et les exigences de

conformité ont été dérivés en supposant les conditions de fonctionnement des réseaux de transport. Ceci est dû au fait que les PMU's ont été initialement déployées à ce niveau, principalement en raison des coûts d'investissement plus élevés et de la fiabilité critique de cette infrastructure [59].

Cependant, il revenue à l'utilisateur de choisir une classe de performance qui correspond aux exigences de chaque application, et si un fournisseur propose des performances de classe P et M elles doivent pouvoir être sélectionnées [58].

II.4 Revue de la littérature des synchrophaseurs

II.4.1 Estimation du synchrophaseur

Les algorithmes traditionnels d'estimation du synchrophaseur sont basés sur le concept de phaseur en régime permanent, défini par les équations (II.1) et (II.2). Le concept d'état stable du vecteur de phase suppose que l'amplitude et l'angle de phase d'un vecteur de phase restent constants dans la fenêtre de calcul. Il existe de nombreux algorithmes dans cette catégorie. Parmi eux, les algorithmes basés sur la transformée de Fourier discrète (DFT) sont populaires et les plus utilisés en raison de leur bonne propriété de rejet des harmoniques. Les performances des algorithmes basés sur la DFT se détériorent aux fréquences non nominales et en présence de la composante du courant continu décroissant [62, 63].

II.4.2 Détection de la qualité du synchrophaseur

Les algorithmes existants d'estimation du synchrophaseur ne donnent aucune information sur la nature/qualité du synchrophaseur calculé. La connaissance de la nature/qualité du synchrophaseur aide à comprendre l'applicabilité des synchrophaseurs dans les applications de surveillance. Les messages de données envoyés par les PMU's aux concentrateurs de données de phase (PDC's) contiennent principalement des informations sur la "qualité du temps" des synchrophaseurs. Actuellement, les services publics testent diverses techniques de validation des synchrophaseurs dans les PDC [1].

II.4.3 Échantillonnage compressif

L'échantillonnage compressif (CS) a été utilisé dans de nombreux domaines, notamment la détection du spectre pour la radio cognitive, la transmission vidéo, la télédétection, la communication, l'IRM, l'imagerie médicale, l'imagerie radar, etc. [64]. Parmi eux, la communication et l'imagerie restent les principaux domaines d'application. Le CS est

un sujet relativement nouveau dans le domaine des systèmes des réseaux électriques. Le CS a été utilisé pour la lecture sans fil d'un grand nombre de compteurs intelligents installés dans un système de distribution [65]. Ces compteurs envoient occasionnellement des rapports de charge. Les délais de communication sont principalement étudiés pour la communication CS sans fil [65]. La théorie du CS a été utilisée pour l'identification des pannes de lignes de transport d'électricité [66].

Les performances de l'échantillonnage compressif (CS) sont analysées pour les zones de données des PMU's du réseau électrique [67]. Des scénarios stables et dynamiques de systèmes électriques sont étudiés. L'échantillonnage compressif donne des résultats satisfaisants en régime permanent par rapport à la présence de bruit. Le taux de compression (CR) est compris entre 6 et 11, et que la technique proposée dans [68] réduit les données de communication d'environ 75 % avec une grande précision en temps réel pour les états stables et dynamiques.

Le théorème d'échantillonnage de Nyquist de Shannon a toujours joué un rôle important dans tous les types d'acquisition de signaux dans le monde réel. Le traitement traditionnel des signaux des systèmes d'alimentation électrique dépend fortement du théorème d'échantillonnage de Nyquist. Selon ce théorème, la fréquence d'échantillonnage d'un signal doit être au moins deux fois la bande passante du signal pour éviter le repliement. La largeur de la bande passante du signal est définie comme la différence entre les fréquences les plus élevées et les plus basses d'un signal.

Récemment, la théorie de l'échantillonnage compressif (CS) [69, 70] a montré que les signaux peuvent être reconstruits à partir d'échantillons obtenus à une fréquence inférieure à la fréquence de Nyquist. Cela signifie qu'une reconstruction précise du signal est également possible à partir de données alaisées à l'aide de l'échantillonnage compressif. Le CS va à l'encontre des politiques traditionnelles d'acquisition de données.

Le schéma fonctionnel de base de la CS est présenté à la Figure II.5. Le CS se compose principalement de deux grandes étapes. Ces étapes sont les suivantes [64] :

- Échantillonnage : le signal est échantillonné de manière aléatoire au niveau de l'émetteur. Un signal de longueur N est échantillonné au hasard dans un vecteur de dimension m ($m \ll N$). Les échantillons aléatoires sont ensuite transmis au récepteur.

- Reconstruction : le récepteur reconstruit le signal à des taux plus élevés en utilisant des algorithmes de reconstruction et la récupération du signal original à partir du vecteur de dimension m.

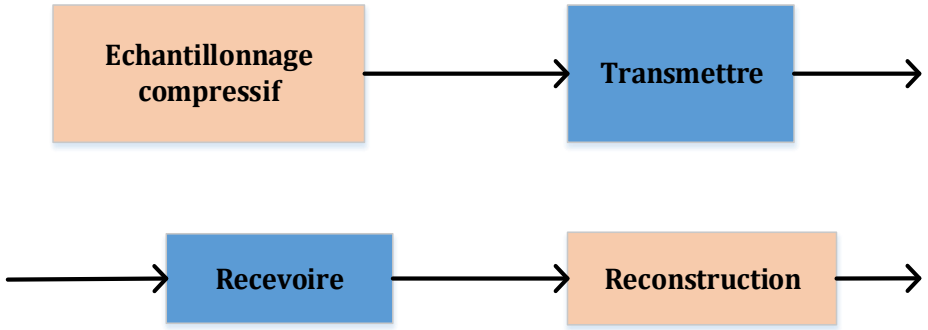


Figure II. 5 : Diagramme de bloc de CS.

II.4.4 Applications des synchrophaseurs

Jusqu'à présent, de nombreuses applications WAMS ont été développées à partir des données du synchrophaseur.

Cependant, il s'agit d'un domaine relativement nouveau. Au départ, l'analyse post-événement était la principale application des synchrophaseurs. À ce stade, les PMU's servaient principalement d'enregistreurs de perturbations du système [71]. Les données des synchrophaseurs ont été extrêmement utiles dans l'analyse post mortem des événements de la panne d'électricité de 2003 dans le nord-est des États-Unis. Tout en fonctionnant comme des enregistreurs de perturbations [71], les PMU ont collecté des informations intéressantes qui ont conduit au développement de nouvelles applications du synchrophaseur.

II.4.4.1 Applications dans les réseaux de transport de l'électricité

A. Surveillance et connaissance de la situation dans une zone étendue

L'une des principales applications en ligne des PMU's est la surveillance et la connaissance de la situation dans une zone étendue. Après plusieurs pannes en cascade dans les interconnexions des lignes de transport électrique, de nombreux services publics ont développé des outils internes pour fournir une visualisation à grande échelle afin de surveiller la dynamique du réseau en temps réel. L'un d'outils appliqués est le système de surveillance dynamique en temps réel des phaseurs (RTDMS) de l'Electric Power Group, qui est une application logicielle de synchrophaseur permettant aux opérateurs système d'avoir une connaissance de la situation en temps réel dans une zone étendue [73]. Il permet de surveiller la stabilité des petits signaux, la stabilité de la tension, les différences d'angle de

phase et de la fréquence, et peut également déclencher des alarmes en cas de conditions anormales du réseau électrique.

B. Stabilité et surveillance de la tension

Les données des PMU's sont utilisées pour calculer les indices de stabilité de la tension (VSI) qui indiquent la proximité relative de l'instabilité en produisant des indices numériques et permettent également de prédire en temps réel la stabilité de la tension en cas de petites perturbations et de longues perturbations (à court terme et à long terme) [72].

C. Contrôle de la fréquence dans les zones étendues

Les applications de surveillance des fréquences dans les zones étendues peuvent être divisées en applications en temps réel et en applications en temps non réel en fonction de leur délai de transmission. Les applications en temps non réel sont flexibles en termes de délai de rapport après réception des données, alors que les applications en temps réel exigent un temps de réponse de l'ordre de la milliseconde. Les applications telles que le déclenchement d'alarmes après réception de perturbations provenant d'un enregistreur de perturbations de fréquence (FDR), le déclenchement d'oscillations entre zones et en mode local et la visualisation d'événements sont examinées dans [74]. Un outil de visualisation du même type est développé et présenté par [75], qui montrent la localisation en temps réel, la magnitude et le message d'événement correspondant sur l'affichage de la fréquence.

D. Surveillance et détection des oscillations

Les oscillations forcées sont généralement causées par une entrée malveillante dans le système, plutôt que par une propriété du système lui-même. Les oscillations de mode intra-usine, les oscillations de mode local de l'usine, les oscillations de mode interzones, les oscillations de mode de contrôle sont tous des types d'oscillations de mode électromécaniques. Les données des PMU sont très utiles pour détecter les oscillations électromécaniques non amorties en raison de leur taux d'échantillonnage élevé. Ce type d'oscillations peut entraîner une défaillance du générateur. Ainsi, la gestion des actifs peut également être réalisée en mettant en œuvre un contrôle à l'aide de stabilisateurs du système électrique et d'un système de transmission en CA flexible (FACTS) en utilisant des modes de contrôle locaux [76].

E. Estimation de l'état dans le réseau de transport

Un estimateur d'état triphasé de suivi basé sur les composants modaux d'un système triphasé est développé et utilise la méthode robuste d'estimation de la valeur absolue la plus

faible (LAV) contre les mauvaises données introduites intentionnellement ou aléatoires. Avec l'aide des PMU, la méthode LAV devient compétitive en termes de calcul par rapport à la méthode des moindres carrés pondérés (WLS) et élimine les mesures de levier par une simple mise à l'échelle stratégique [77].

Un estimateur d'état à phase unique (PSE) est développé sur un grand réseau public à l'aide de données PMU. Un schéma est proposé pour détecter et isoler les événements transitoires à l'aide d'une analyse de la fluctuation tendancielle qui indique la nécessité de ré-exécuter l'estimation de l'état du réseau si de mauvaises données ou des transitoires sont présents dans les mesures [78].

F. Identification et localisation des défauts et relais de protection

Les mesures synchronisées basées sur les PMU sont également utilisées pour les relais de protection et l'identification et la localisation des défauts. La protection contre les dépassements d'échelon est importante pour les grands systèmes comportant un grand nombre de machines afin d'éviter un effondrement du système électrique. Les schémas conventionnels de protection hors échelon sont généralement basés sur l'impédance de séquence positive à l'emplacement du relais. Les PMU offrent l'avantage supplémentaire de mesurer l'angle de phase, ce qui peut être utile dans la conception de la protection contre le dépassement de seuil en ajoutant des systèmes de communication rapides. De même, la détection et l'identification d'événements à l'aide des données des PMU's peuvent jouer un rôle important dans la vérification du fonctionnement d'un relais de protection, ce qui est le principe de la protection de supervision [73].

II.4.4.2 Applications dans les réseaux de distribution

Par rapport aux réseaux de transport d'électricité, les réseaux de distribution ont des longueurs de lignes réduites et des flux de puissance limités. Cela se traduit par de très faibles déphasages entre les entre les phaseurs de tension des différents bus. Les PMU's peuvent donc jouer un rôle important dans la surveillance, le contrôle et la protection des réseaux de distribution. Auparavant, les opérateurs de système s'intéressaient uniquement à l'amplitude des tensions en raison de leur faible valeur, mais aujourd'hui, en raison de l'évolution dynamique des dues aux ressources énergétiques distribuées (DER), l'angle de phase joue également un rôle important dans l'analyse et la gestion des réseaux de distribution. Par conséquent, la technologie des PMU's gagne en importance dans les

systèmes de distribution et cela ne fera qu'augmenter avec l'ajout des ressources énergétiques distribuées (DER) [73].

A. Détection de délestage

Le délestage consiste à isoler une partie du réseau électrique, en y créant un micro-réseau autonome et indépendant, qui peut être alimenté par une source locale d'énergie, telle qu'un générateur électrique de secours ou des panneaux solaires. De cette manière, les consommateurs de cette zone peuvent continuer à être alimentés en électricité, même en cas de panne généralisée dans le reste du réseau. Le délestage peut être soit volontaire, soit involontaire (Automatique), en fonction des circonstances de la coupure de l'électricité [73].

Le délestage volontaire est déclenché intentionnellement par l'opérateur du réseau de distribution d'électricité, en utilisant des équipements de coupure spécifiques. Cela peut être nécessaire pour réaliser des travaux de maintenance ou pour isoler une section du réseau électrique qui présente un risque de surcharge ou de surtension.

Le délestage involontaire est déclenché automatiquement en cas de coupure de courant généralisée ou de défaut dans le réseau électrique. Les équipements de protection du réseau électrique détectent alors la coupure et faire déclenchent et isolent les sections défectueuses du réseau. Cela permet de limiter l'étendue de la panne et d'assurer une alimentation électrique continue pour les consommateurs.

Les PMU's peuvent être très utiles pour détecter les conditions de délestage et, avec l'aide d'une communication rapide et sécurisée, de meilleures actions de contrôle peuvent être effectuées pour faire une sauvegarde du réseau électrique.

B. Localisation des défauts dans le réseau de distribution

La pénétration des ressources énergétiques distribuées (DER) dans les réseaux de distribution les rend plus complexes, déséquilibrés et vulnérables aux défauts. Traditionnellement, la localisation de défaut dans le réseau de distribution a été réalisée par des méthodes basées sur le courant de défaut, sur l'impédance, sur les ondes progressives et des techniques d'injection de signaux, mais elles ont toutes des limitations [79]. Les PMU peuvent être très utiles pour localiser et détecter les défauts dans le réseau de distribution en raison de leur vitesse élevée et de leurs mesures de phase synchronisées dans le temps.

C. Estimation de l'état des réseaux de distribution

Dans les réseaux électriques modernes, les systèmes de distribution sont exploités par le biais de systèmes de gestion de la distribution (DMS) qui appliquent des stratégies de contrôle en utilisant une connaissance précise de l'état du réseau. Dans les réseaux de transport, la connaissance précise des états peut être obtenue par un grand nombre d'appareils de mesure, mais dans un réseau de distribution, les appareils de mesure ne sont pas nombreux.

L'estimation de l'état des systèmes de distribution (DSSE) est très sensible car, dans un environnement de micro-réseau, la fenêtre de communication entre les différents composants est très réduite ; des données rapides, fiables et sûres doivent donc être collectées afin d'effectuer des actions correctes en aval. Les données des PMU's peuvent fournir ces informations [80].

L'utilisation des PMU's pour estimer l'état des réseaux de distribution est une technique importante qui peut aider les opérateurs de réseau à améliorer la fiabilité, la sécurité et l'efficacité de la distribution d'énergie électrique.

D. Estimation des harmoniques

La forte pénétration de l'énergie photovoltaïque (PV) dans le réseau de distribution entraîne des problèmes de qualité de l'énergie tels que les harmoniques provenant de différents onduleurs photovoltaïques. Ces harmoniques doivent correctement identifiées afin de maintenir la qualité de l'énergie pour les clients résidentiels et industriels [81].

Pour estimer les harmoniques dans le réseau, les opérateurs peuvent utiliser des techniques de traitement de signal, telles que la transformée de Fourier ou la transformée en ondelettes. Ces techniques permettent de décomposer les signaux mesurés par les synchrophaseurs en différentes fréquences, ce qui permet de détecter les harmoniques présents dans le réseau. Les données collectées par les synchrophaseurs peuvent être utilisées en combinaison avec d'autres techniques pour estimer les harmoniques présents dans le réseau de distribution.

L'estimation des harmoniques dans le réseau de distribution d'énergie électrique est importante pour garantir une alimentation électrique stable et de haute qualité pour les consommateurs. Les perturbations causées par les harmoniques peuvent avoir des effets négatifs sur les équipements électriques, tels que des surchauffes, des surtensions, des

interférences électromagnétiques, etc. Par conséquent, la surveillance et la gestion des harmoniques dans les réseaux de distribution sont essentielles pour assurer une alimentation électrique de qualité et éviter les problèmes de sécurité.

E. Modélisation et caractérisation de la charge

L'une des principales préoccupations liées à la production décentralisée est l'impact sur la stabilité du système en raison de l'interaction entre les générateurs et les caractéristiques de la charge. En outre, la dynamique de la charge évolue également en raison de l'augmentation du nombre des charges non-linéaires basées sur des onduleurs. Une modélisation précise de la charge est donc nécessaire pour l'exploitation et l'analyse du système.

Les données des PMU's sont très utiles pour l'estimation du modèle de charge du réseau de distribution. Différents algorithmes pour la modélisation précise de la charge à l'aide de la technologie des PMU's dans un réseau de distribution sont présentés dans plusieurs recherches [82, 83].

La caractérisation de la charge électrique consiste à déterminer les propriétés électriques des charges connectées au réseau, telles que leur puissance active, leur puissance réactive, leur facteur de puissance, leur taux de distorsion harmonique, etc. Les synchrophaseurs peuvent être utilisés pour mesurer ces propriétés électriques avec précision, ce qui permet de mieux comprendre l'impact des charges sur le réseau électrique et de mettre en place des stratégies de gestion de la charge plus efficaces.

L'utilisation des PMU's pour modéliser et caractériser la charge électrique dans les réseaux de distribution est une technique importante qui peut aider les opérateurs de réseau à mieux gérer l'énergie électrique, en optimisant la consommation d'énergie et en évitant les surcharges potentielles.

II.5 Conclusion

Ce chapitre présente des informations qui seront utiles à la compréhension des chapitres suivants de cette thèse. Tout d'abord, les exigences de précision de la norme C37.118.1-2011 ont été présentées dans ce chapitre. Les exigences de performance en régime permanent et dynamique sont présentées. Ensuite, les performances de classe de PMU sont discutées. Enfin, une revue de la littérature des PMU est présentée.

Chapitre III :

ALGORITHMES D'ESTIMATION DES SYNCHROPHASEURS

III.1 Introduction

Les synchrophaseurs sont principalement utilisés dans des applications de surveillance à grande échelle. De plus en plus, les synchrophaseurs sont envisagés pour des applications de protection du système électrique. Ces dernières requièrent des temps de réponse plus courts et des valeurs de dépassement et de déséquilibre plus faibles lors de perturbations importantes dans le réseau électrique. Dans ce chapitre, un algorithme d'estimation du synchrophaseur a été proposé en tenant compte des exigences du système électrique en régime permanent, dynamique et de protection.

Le reste de ce chapitre est consacré sur les tests d'évaluation ainsi les résultats de simulation des performances de l'algorithme proposé en comparant avec un algorithme existant (DFT).

III.2 Algorithme d'estimation des Synchrophaseurs

Étant donné que les normes ne suggèrent pas d'un algorithme spécifique, mais spécifient uniquement les limites de précision des mesures avec différents tests, il existe plusieurs algorithmes qui sont conformes à la norme.

Ces dernières années, de nombreux algorithmes numériques ont été appliqués à l'estimation des synchrophaseurs tels que :

- Techniques " LMS Error " ;
- Méthode de Newton ;
- Le filtre de Kalman ;
- Méthode de Prony ;
- Transformée de Fourier discrète (DFT) ;
- Technique NLMS ;
- Techniques de FFT ;
- Technique de SDFT ;
- … etc.

Tous ces algorithmes présentent des avantages et des inconvénients, mais les plus utilisés sont basés sur la transformée de Fourier discrète (DFT) qui est aussi l'outil le plus puissant utilisé pour l'analyse harmonique.

Dans la section suivante, nous nous concentrerons sur l'algorithme DFT et l'algorithme Cooley-Tukey modifié basé sur la DFT Généralisée.

III.2.1 L'Algorithme DFT

La transformée de Fourier discrète (DFT) est un outil mathématique utilisé pour déterminer le contenu harmonique, ou fréquentiel, d'une séquence de signaux discrets. Une séquence de signaux discrets est un ensemble de valeurs obtenues par échantillonnage périodique d'un signal continu dans le domaine temporel.

Une propriété unique de la DFT est qu'elle peut analyser toute séquence discrète, indépendamment de ce que cette séquence représente réellement. La DFT, qui est utilisée pour les signaux périodiques échantillonnés, implique que le signal est immuable pendant tout le temps [58].

Un signal $\boldsymbol{x(t)}$ avec une fréquence $\boldsymbol{kf_0}$ en séries de Fourier est représenté sous la forme :

$$\begin{aligned} x(t) &= a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \sin(2\pi k f_0 t) \\ x(t) &= \left\{\sqrt{a_k{}^2 + b_k{}^2}\right\} \cos(2\pi k f_0 t + \varphi) \end{aligned} \qquad \text{(III.1)}$$

Où :

$$\varphi = tan^{-1}\left(\frac{b_k}{a}\right) \qquad \text{(III.2)}$$

A une représentation vectorielle :

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}}\left\{\sqrt{\left(a_k{}^2 + b_k{}^2\right)}\right\} e^{J\varphi} \qquad \text{(III.3)}$$

Où la racine carrée dans le dénominateur est la valeur efficace de la sinusoïde. Le phaseur est représenté sous la forme complexe suivante :

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}}\left(a_k - jb_k\right) \qquad \text{(III.4)}$$

En utilisant de la relation des coefficients des séries de Fourier avec la DFT, la représentation du phaseur est donnée par :

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) e^{-\frac{j2\pi kn}{N}} \quad \text{(III.5)}$$

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) \left\{ cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j\, sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right\} \quad \text{(III.6)}$$

En utilisant la notation $\boldsymbol{x(n\Delta t) = x_n}$, et $\boldsymbol{2\pi/N = \theta}$ ($\boldsymbol{\theta}$ est l'angle d'échantillonnage mesuré en fonction de la période de la composante de fréquence fondamentale)

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \left\{ cos(kn\theta) - j\, sin(kn\theta) \right\} \quad \text{(III.8)}$$

Si nous définissons le cosinus et sinus sommes comme suit :

$$X_{kc} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n\, cos(kn\theta) \quad \text{(III.9)}$$

$$X_{ks} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n\, sin(kn\theta) \quad \text{(III.10)}$$

Puis le phaseur X_k est donnée par :

$$X_k = X_{kc} - jX_{ks} \quad \text{(III.11)}$$

L'amplitude du phaseur est donnée par :

$$|X_k| = \sqrt{X_{kc}^2 + X_{ks}^2} \quad \text{(III.12)}$$

L'angle de phase du déphaseur est défini par la formule suivante :

$$\phi = tan^{-1} \frac{X_{kc}}{X_{ks}} \quad \text{(III.13)}$$

En représentant les coefficients de la DFT avec l'amplitude et la phase, nous pouvons représenter deux diagrammes différents appelés respectivement réponse en fréquence et réponse en phase. Dans la **Figure III.1**, nous on peut voir un signal sinusoïdal analysé par DFT.

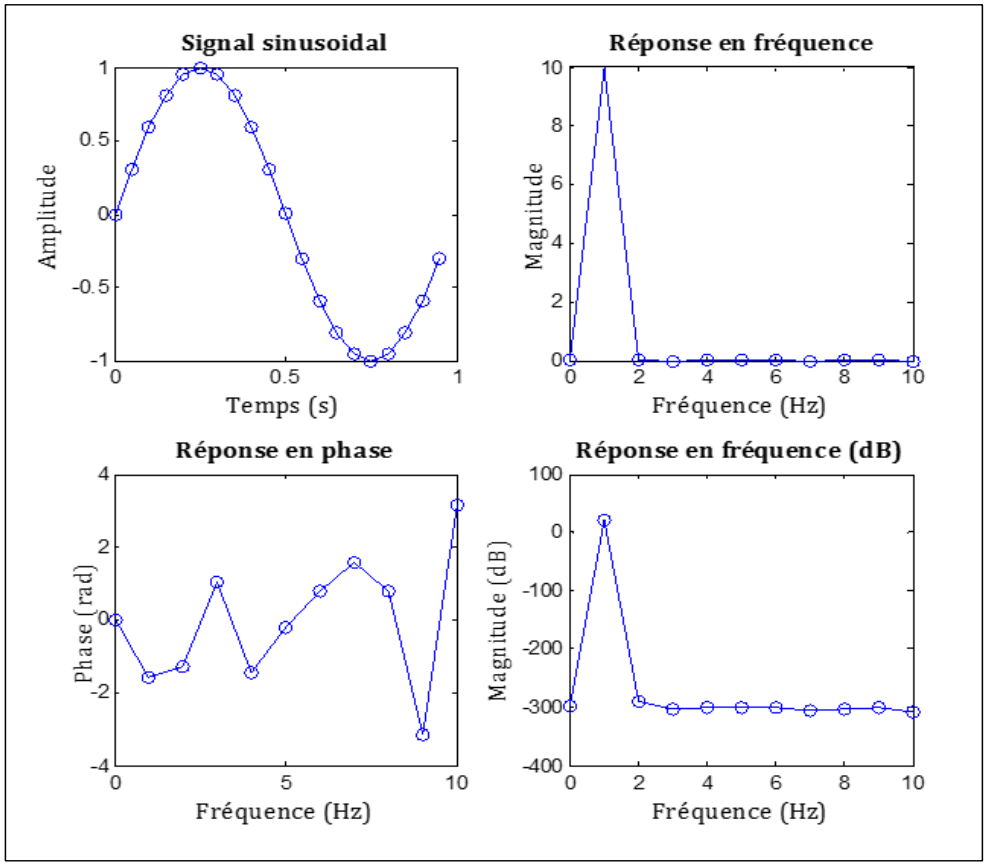


Figure III. 1 : DFT d'un signal sinusoïdal avec échantillon cohérent.

Une autre propriété de la DFT est que lorsque la séquence d'entrée *x(n)* est réelle, les sorties complexes de la DFT pour $m = 1$ à $m = (N/2) - 1$ sont redondantes avec les valeurs de sortie de fréquence pour $m > N/2$. La $m^{ième}$ sortie de la DFT aura la même magnitude que la $(N-m)^{ième}$ sortie de la DFT.

L'angle de phase de la m^{th} sortie de la DFT est le négatif de l'angle de phase de la $(N-m)^{ième}$ sortie de la DFT. Ainsi, les m^{th} et $(N-m)^{ième}$ sont liées par la relation suivante :

$$X(N-m) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{-j2\pi n(N-m)/N} = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{-j2\pi n} e^{j2\pi nm/N} \qquad \text{(III.14)}$$

Et parce que $e^{-j2\pi n} = cos(2\pi n) - j\, sin(2\pi n) = 1$ pour toutes les valeurs entières de n :

$$X(N-m) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{j2\pi nm/N} \qquad \text{(III.15)}$$

Résumons :

- Chaque terme de sortie de la DFT est la somme des produits terme à terme d'une séquence d'entrée dans le domaine temporel avec des séquences représentant une onde sinusoïdale et une onde cosinusoïdale.
- Pour des entrées réelles, la sortie d'une DFT à N points ne fournit que *N/2+1* terme indépendant.
- La DFT est une opération linéaire.
- L'amplitude des résultats de la DFT est directement proportionnelle à N.
- La résolution en fréquence de la DFT est F_s/N.
- Lorsque $m = N/2$, correspond à la moitié de la fréquence d'échantillonnage, c'est-à-dire la fréquence de repliement (Nyquist) fréquence $F_s/2$.

III.2.2 L'Algorithme proposé

La méthode proposé est d'utiliser l'algorithme FFT (Fast Fourier Transform) de Cooley-Tukey modifié, basé sur la transformée de Fourier discrète généralisée (GDFT) pour l'estimation du phaseur des PMU's. L'algorithme conventionnel de Cooley-Tukey accélère et simplifie le calcul de la DFT. Cependant, cet algorithme présente des inconvénients tels qu'une dynamique lente et une sensibilité aux variations de fréquence. Pour surmonter ces inconvénients, les auteurs de [84] proposent l'utilisation de l'algorithme FFT de Cooley-Tukey basé sur la GDFT.

La GDFT est décrit par :

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} \omega_N^{(n+a)(k+b)} x_n \qquad \text{(III.16)}$$

Où $\omega_N = e^{-\frac{j2\pi}{N}}$, a et b sont deux nombres complexes arbitraires (a = b = 0 donne la DFT ordinaire) [86].

La deuxième transformation est présentée par l'algorithme FFT de Cooley-Tukey ; elle est utilisée pour accélérer et simplifier le calcul des DFT [85, 86], elle est basée sur la factorisation de *N*, la longueur de la DFT, comme produit d'un nombre inférieur à *N*. Supposons que *N* ne soit pas un nombre premier, il est donc possible de l'écrire sous la forme $N=N_1N_2$, où les deux facteurs sont supérieurs à *1*.

On nous donne la formule DFT :

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-\frac{j2\pi kn}{N}} \tag{III.17}$$

Nous commençons par diviser l'intervalle des nombres entiers de *0* à *N-1* de deux manières différentes. Pour l'indice de temps *n*, la division est en N_2 intervalles de longueur N_1 chacun. Pour l'indice de fréquence *k*, la division est en N_1 intervalles de longueur N_2 chacun. On exprime alors les variables n et k sous la forme :

$$\begin{cases} n = n_1 + n_2 N_1 ; 0 \le n_1 \le N_1 - 1 ; 0 \le n_2 \le N_2 - 1 \\ k = k_1 N_2 + k_2 ; 0 \le k_1 \le N_1 - 1 ; 0 \le k_2 \le N_2 - 1 \end{cases} \tag{III.18}$$

La formule DFT peut être écrite en termes de n_1, n_2, k_1, k_2 comme suit :

$$X_{k_1 N_2 + k_2} = \sum_{n_1=0}^{N_1-1} \sum_{n_2=0}^{N_2-1} x_{n_1 + n_2 N_1} e^{-\frac{j2\pi (n_1 + n_2 N_1)(k_1 N_2 + k_2)}{N}} \tag{III.19}$$

Notez donc que n_1 et k_1 vont de *0* à N_1*-1*, tandis que n_2 et k_2 vont de *0* à N_2*-1*.

$$X_{k_1 N_2 + k_2} = \sum_{n_1=0}^{N_1-1} e^{-\frac{j2\pi n_1 k_1}{N_1}} e^{-\frac{j2\pi n_1 k_2}{N}} \sum_{n_2=0}^{N_2-1} x_{n_1 + n_2 N_1} e^{-\frac{j2\pi n_2 k_2}{N_2}} \tag{III.20}$$

Donc aussi :

$$X_{k_1 N_2 + k_2} = \sum_{n_1=0}^{N_1-1} \omega_{N_1}^{n_1 k_1} \omega_N^{n_1 k_2} \sum_{n_2=0}^{N_2-1} x_{n_1 + n_2 N_1} \omega_{N_2}^{n_2 k_2} \tag{III.21}$$

D'où $\omega_N = e^{-\frac{j2\pi}{N}}$, $\omega_{N_1} = e^{-\frac{j2\pi}{N_1}}$ et $\omega_{N_2} = e^{-\frac{j2\pi}{N_2}}$.

Où la sommation interne a été réduite à une DFT standard de taille N_2. De plus, la division de la première exponentielle en deux facteurs révèle que la sommation externe est aussi une DFT standard, celle-ci de taille N_1, du produit de la DFT de taille N_2 multipliée par les facteurs de torsion (twiddle factors).

Par l'application de la composition $N=N_1N_2$, les ré-indexations de Cooley-Tukey $n_1+n_2N_1$ et $k_1N_2+k_2$ sont utilisées sur l'équation (III.16). Ensuite, la formule utilisée dans l'algorithme FFT de Cooley-Tukey modifié basé sur GDFT est donnée par :

$$X_k = \omega_N^{ka} \sum_{n_1=0}^{N_1-1} \omega_{N_1}^{n_1k_1} \omega_N^{n_1k_2} \left(\sum_{n_2=0}^{N_2-1} x_n \omega_{N_2}^{n_2k_2} \omega_N^{nb} \right) \quad \text{(III.22)}$$

D'où $k = k_1N_2 + k_2$ *et* $n = n_1 + n_2N_1$

III.3 Méthode d'estimation de la fréquence

La fréquence est estimée selon la formule de l'équation (II.11) et le suivi par DFT itératif avec ré-échantillonnage présenté dans [87], la fréquence mesurée f_{mes} s'approcherait de plus en plus de $f_0+ \Delta f$ si nous modifions consécutivement la fréquence d'échantillonnage $F_s = N f_{mes}$. En particulier, lorsque la fréquence d'échantillonnage devient suffisamment proche de la valeur de $N(f_0+ \Delta f)$, la DFT calculée de manière itérative donne une fréquence mesurée f_{mes} comme entrée et une fréquence non nominale $f_0+ \Delta f$ exactement. Cela signifie qu'il y a à nouveau des échantillons intégraux en 1 cycle de la fréquence d'entrée. Le processus de l'algorithme DFT itératif dans un cycle (c'est-à-dire l'itération en couches internes) est illustré à la Figure III.2.

Dans le premier cycle de calcul de la DFT, la fréquence d'échantillonnage F_s est fixée à Nf_0 et deux vecteurs de phase sont calculés pour obtenir la fréquence f_{mes}. Ensuite, dans le cycle suivant, une nouvelle f_{mes} est obtenue selon la fréquence d'échantillonnage de $F_s=Nf_{mes}$, jusqu'à ce que la différence entre deux fréquences successives f'_{mes} et f_{mes} soit inférieure à un seuil δ.

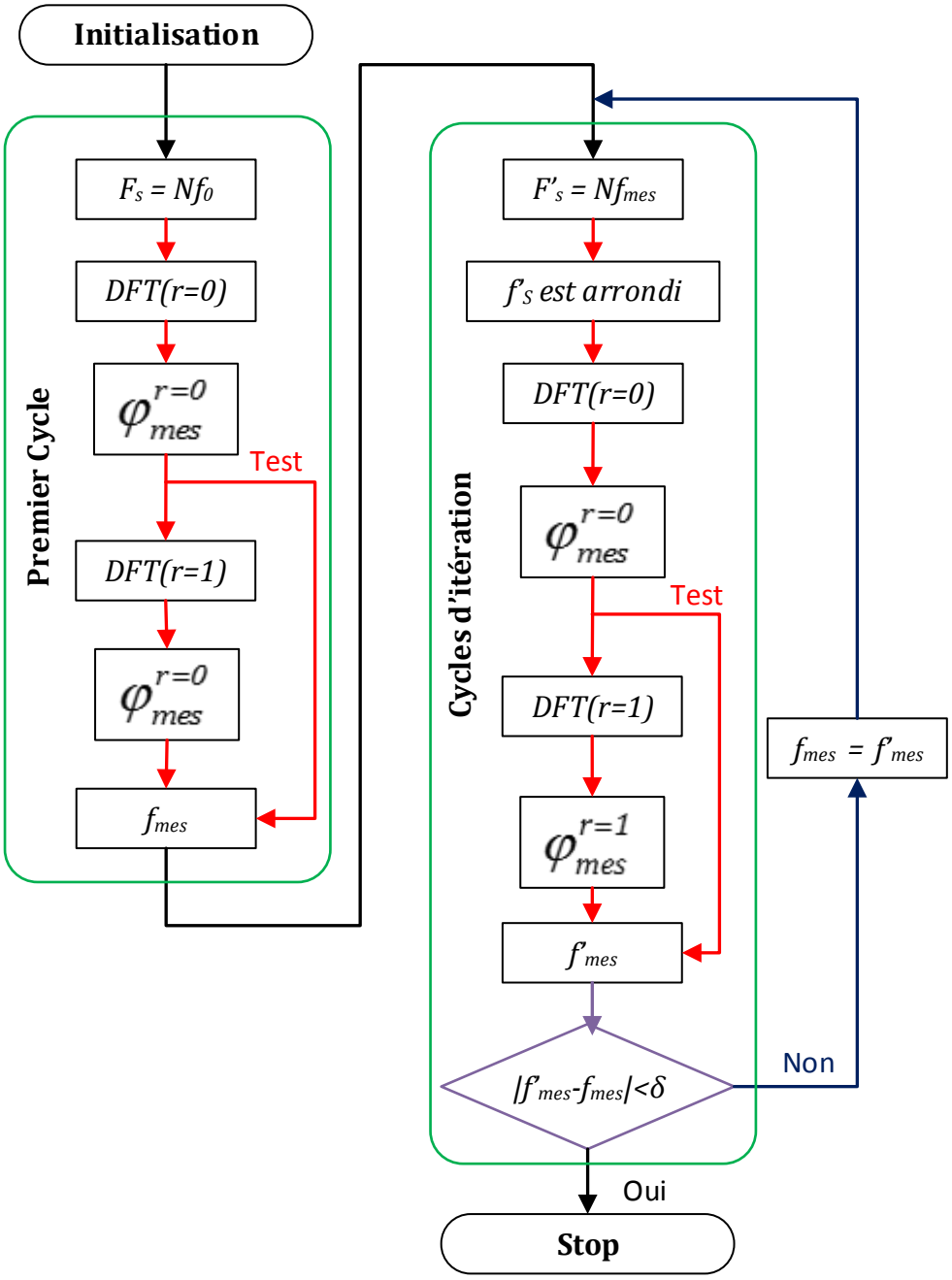


Figure III. 2 : Processus de la DFT itérative en un cycle.

L'organigramme de l'itération DFT pour l'estimation de la fréquence dans notre travail est présenté à la Figure III.3, où L est le nombre total de cycles à générer et $f_{mes}^{n} = 1,2,...,N$ sont les fréquences mesurées dans le $n^{ième}$ cycle par le calcul en couches internes. Dans la Figure III.3, les processus d'itération en couches internes sont mis en œuvre par la DFT itérative en un cycle, comme le montre la Figure III.2.

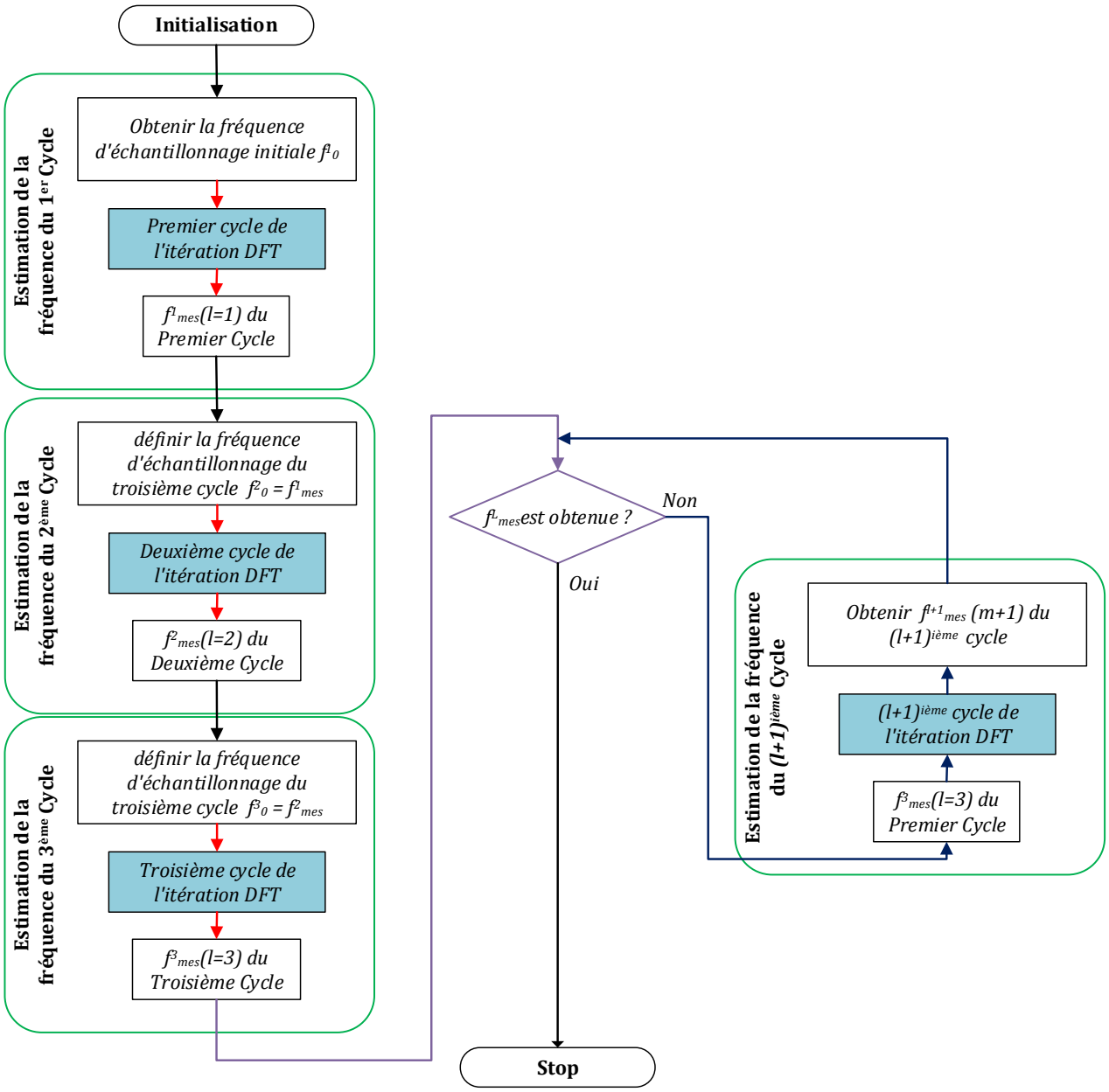


Figure III. 3 : Processus d'itération de la DFT itérative à trois couches.

III.4 Evaluation des performances

III.4.1 Condition du régime permanant

La conformité en régime permanent doit être confirmée en comparant les estimations du synchrophaseur, de la fréquence et du ROCOF obtenues en régime permanent aux valeurs théoriques correspondantes de X_r, X_i, F et $ROCOF$. Les conditions d'équilibre sont celles où X_m, ω, et φ du signal d'essai, et toutes les autres quantités d'influence sont fixes pour la période de la mesure. (Notez que pour les fréquences hors-nominales, l'angle de phase mesuré changera même si la phase φ du signal d'essai est constante).

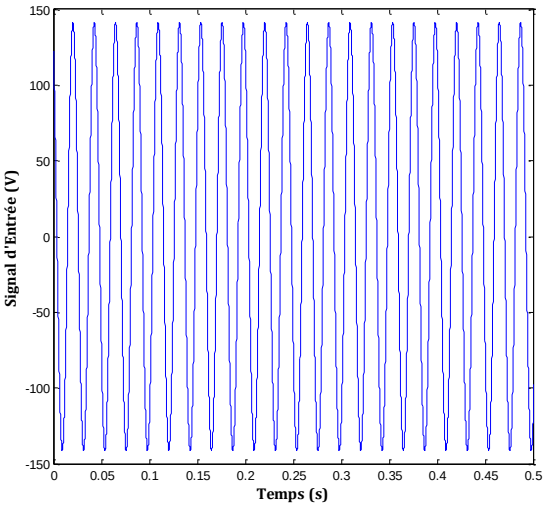
III.4.1.1 Performance aux fréquences fondamentales

La norme relative aux synchrophaseurs [5] spécifie que la valeur maximale de la TVE doit rester dans les limites de 1 % lorsque la fréquence du système varie à ± 5 Hz de la fréquence nominale. Dans le Tableau III.1, les performances de l'algorithme proposé et l'algorithme DFT sont présentées pour des fréquences de 50, 45 et 55 Hz. À 50 Hz, la TVE maximale est presque de 0 % pour les deux méthodes. À 45 et 55 Hz, la TVE reste inférieure à 1 % pour les deux méthodes étudiées. La méthode proposée est comparativement plus performante à 45, 50 et 55 Hz.

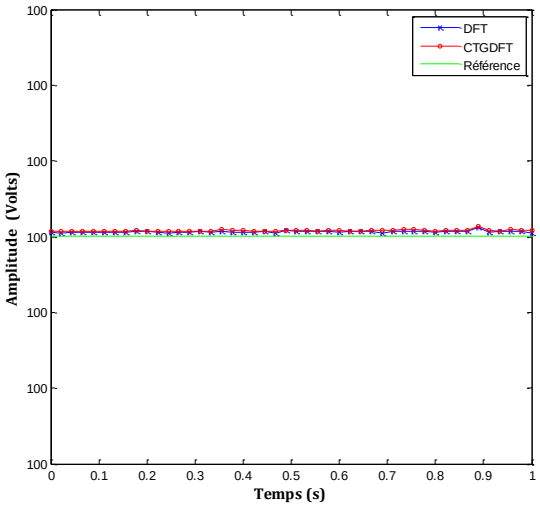
Tableau III. 1 : Performance aux fréquences fondamentales.

Fréquence (Hz)	**Maximum TVE (%)**	
	TVE DFT (%)	**TVE CTGDFT (%)**
45	7.7984e-12	6.2748e-12
50	8.1494e-12	6.5843e-12
55	8.4869e-12	6.9077e-12

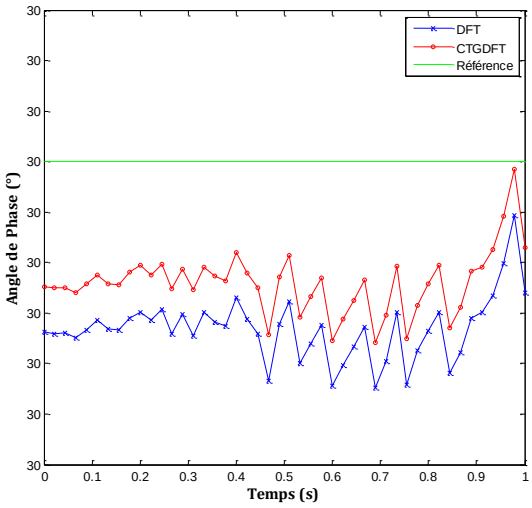
La Figure III.4 représente les résultats des valeurs mesurées du signal d'entée, d'amplitude, d'angle de phase ainsi que la TVE pour une fréquence de 45 Hz.



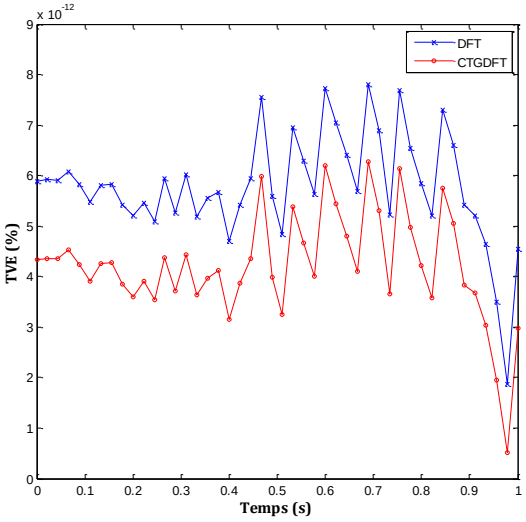
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) Angle de Phase



(d) TVE

Figure III. 4 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une fréquence de 45 Hz.

Dans le Tableau III.2 l'erreur de fréquence maximale (FE) et l'erreur du taux de changement de la fréquence maximale (RFE) sont presque 0 Hz et 0 Hz/s respectivement.

Tableau III. 2 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une fréquence de 45Hz et 55 Hz.

Méthode	Pour **F=45 Hz**			Pour **F=55 Hz**		
	Fréquence (Hz)	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**	**Fréquence (Hz)**	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**
DFT	45.0000	2.15e-05	2.04e-05	55.0000	1.56e-05	1.29e-05
CTGDFT	44.9999	3.53e-04	3.42e-04	54.9999	2.28e-04	2.06e-04

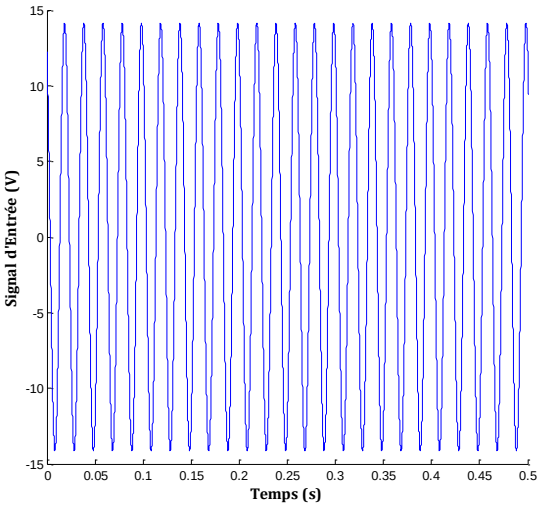
III.4.1.2 Performance aux variations d'amplitude du signal d'entrée

Selon la norme du synchrophaseur [5] la plage minimale des grandeurs d'entrées en amplitude qui influence sur laquelle la PMU doit se situer dans une limite de moins de 1% de la TVE est de 10% à 120% d'amplitude pour un signal d'entré en tension et de 10% à 200% pour un signal d'entré en courant, le Tableau III.3 représente les résultats obtenus lors de la variation du signal d'entré dans une plage de 10% à 200%.

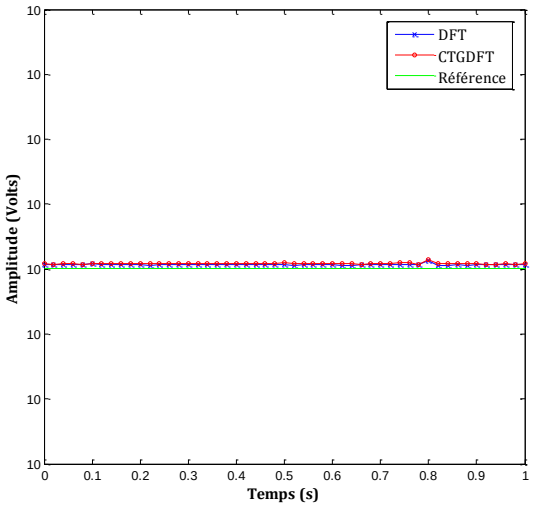
Tableau III. 3 : Performance aux variations d'amplitude du signal d'entrée.

Amplitude du signal d'entré (%)	**Maximum TVE (%)**	
	TVE DFT (%)	**TVE CTGDFT (%)**
10	8.1554e-12	6.6167e-12
20	8.1554e-12	6.6167e-12
40	8.1554e-12	6.6167e-12
80	8.1180e-12	6.6104e-12
100	8.1494e-12	6.5843e-12
120	8.1180e-12	6.6104e-12
140	8.1635e-12	6.6328e-12
180	8.1628e-12	6.6282e-12
200	8.1494e-12	6.5843e-12

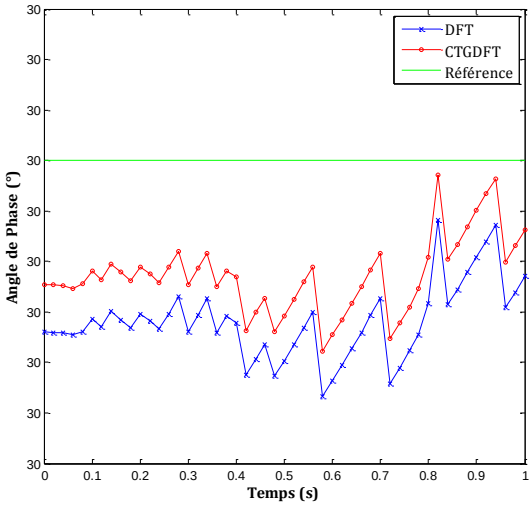
Les Figure III.5 et Figure III.6 représentent les résultats des valeurs mesurées du signal d'entrée, d'amplitude et d'angle de phase ainsi que la TVE pour une amplitude de 10% et 200% du signal d'entrée respectivement.



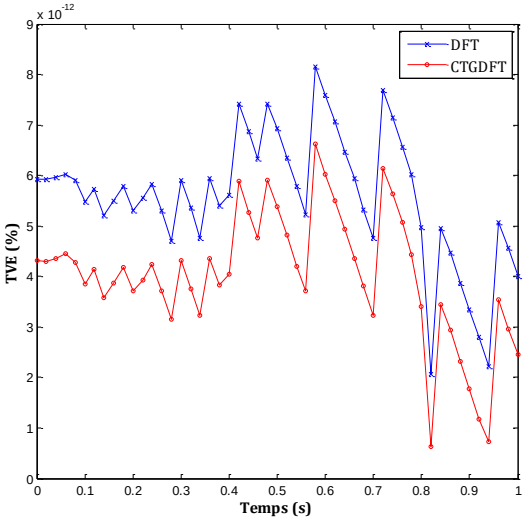
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude

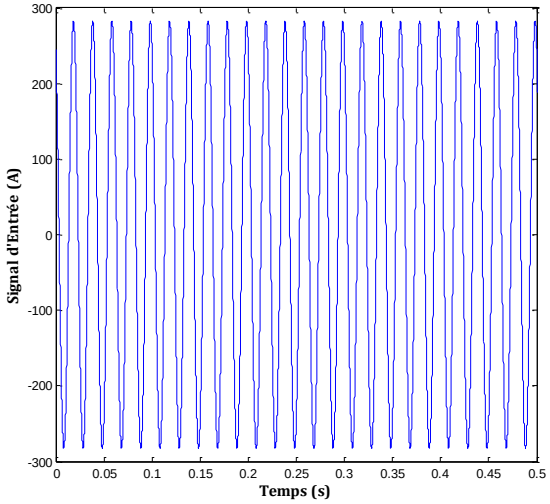


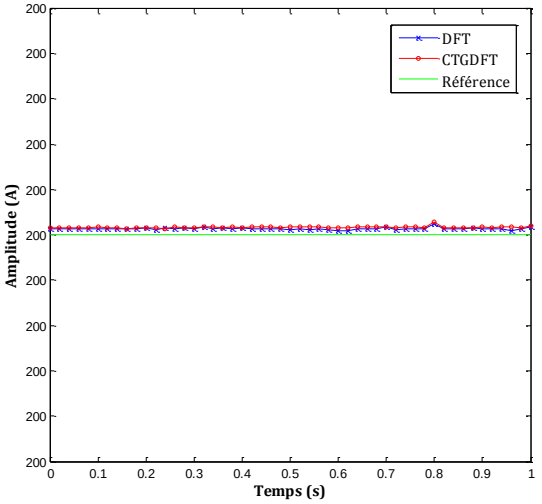
(c) Angle de Phase



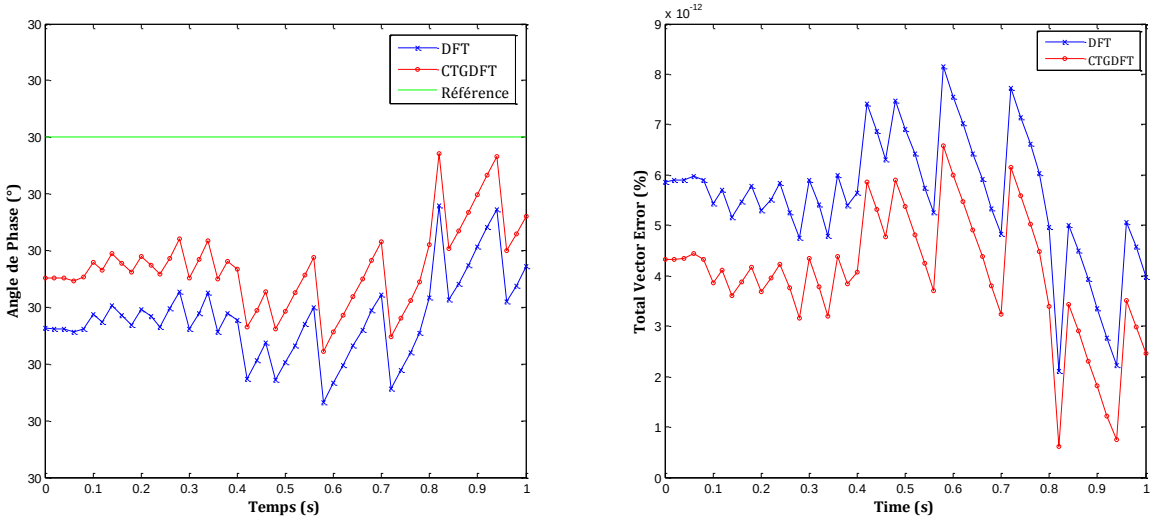
(d) TVE

Figure III. 5 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une amplitude de 10% du signal d'entrée.





(a) Signal d'Entrée **(b) Amplitude**



(c) Angle de Phase **(d) TVE**

Figure III. 6 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une amplitude de 200% du signal d'entrée.

Dans le Tableau III.4 l'erreur de fréquence maximale (FE) et l'erreur du taux de changement de la fréquence maximale (RFE) sont presque 0 Hz et 0 Hz/s respectivement.

Tableau III. 4 : Fréquence estimée, FE et RFE pour de 10% et 200% du signal d'entrée.

Méthode	Pour **10%** du signal d'entré			Pour **200%** du signal d'entré		
	Fréquence (Hz)	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**	**Fréquence (Hz)**	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**
DFT	50.0000	1.59e-05	1.59e-05	50.0000	1.65e-05	1.62e-05
CTGDFT	49.9999	2.83e-04	3.05e-04	49.9999	2.86e-04	3.10e-04

III.4.1.3 Performance aux variations d'angle du signal d'entré

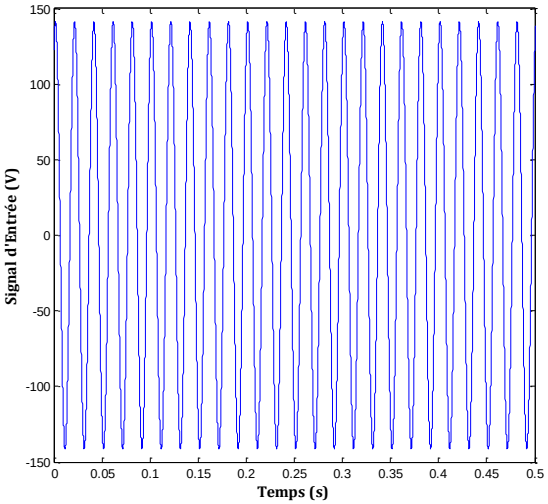
Pour tester la performance de l'algorithme proposé aux variations de la valeur d'angle du signal d'entré, nous avons varié l'angle du signal dans une plage de - π à +π [5].

Le Tableau III.5 représente les résultats obtenus pour des différentes valeurs d'angle du signal d'entrée (0 à 2π).

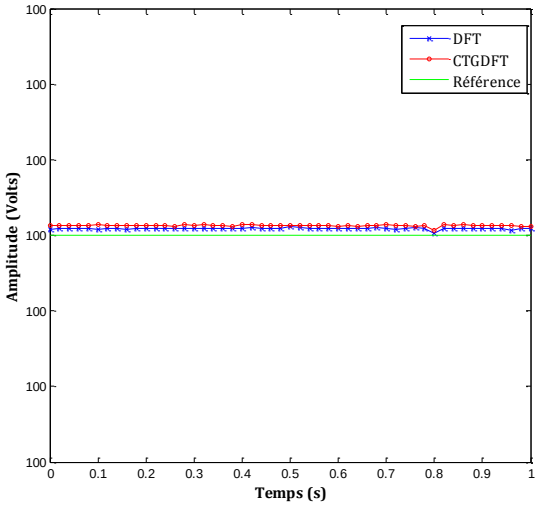
Tableau III. 5 : Performance aux variations d'angle de phase du signal d'entrée.

Angle du signal d'entré (radians)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
-π	6.0019e-12	4.2980e-12
-5π/6	7.0618e-12	5.5266e-12
-2π/3	2.3047e-12	2.3568e-12
-π/2	2.7543e-12	2.7539e-12
-π/3	4.3905e-12	4.4589e-12
-π/6	7.3157e-12	5.1968e-12
0	6.4535e-12	4.7256e-12
π/6	8.1494e-12	6.5843e-12
π/3	3.1756e-12	3.1261e-12
π/2	1.6885e-12	1.6885e-12
2π/3	3.4268e-12	3.4575e-12
5π/6	8.3135e-12	6.3409e-12
π	7.5400e-12	5.7887e-12

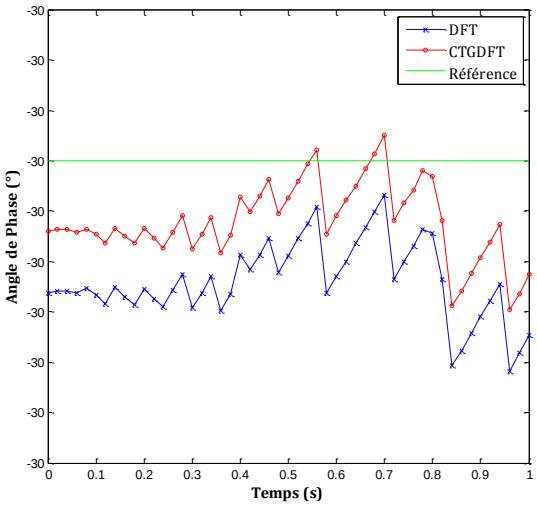
Les Figure III.7 et Figure III.8 représentent les résultats des valeurs mesurées du signal d'entrée, d'amplitude et d'angle de phase ainsi que la TVE pour un angle de phase du signal d'entrée de - π/6 et + π/6 respectivement.



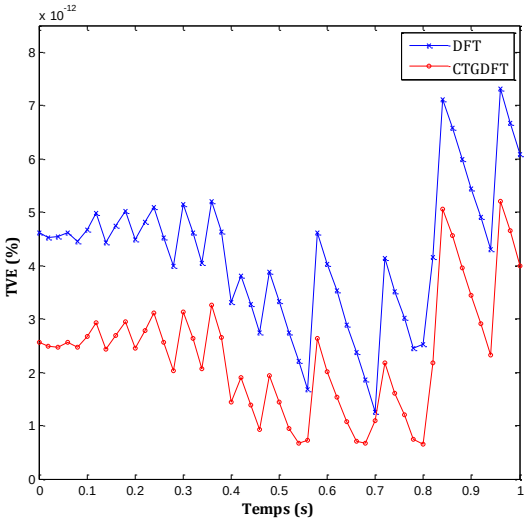
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude

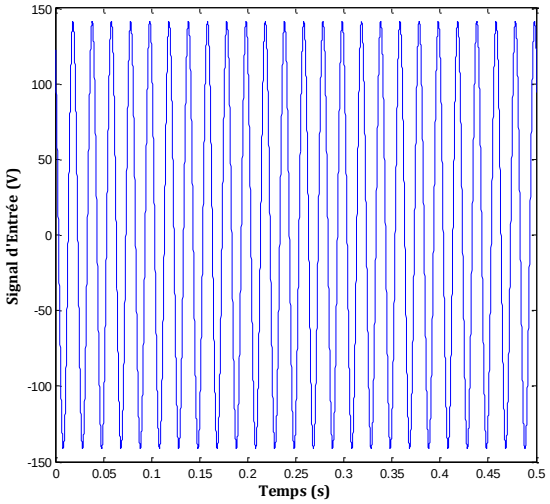


(c) Angle de Phase

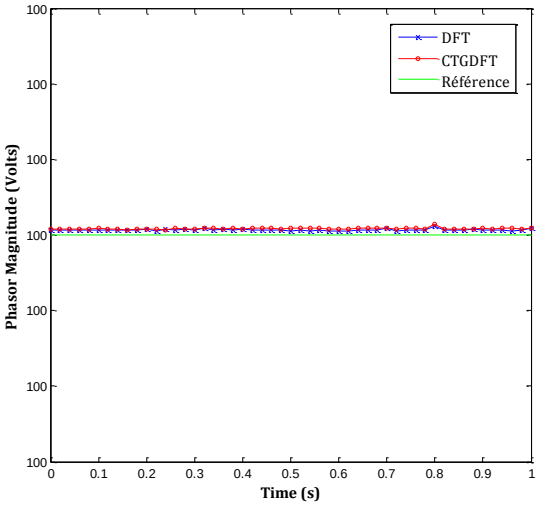


(d) TVE

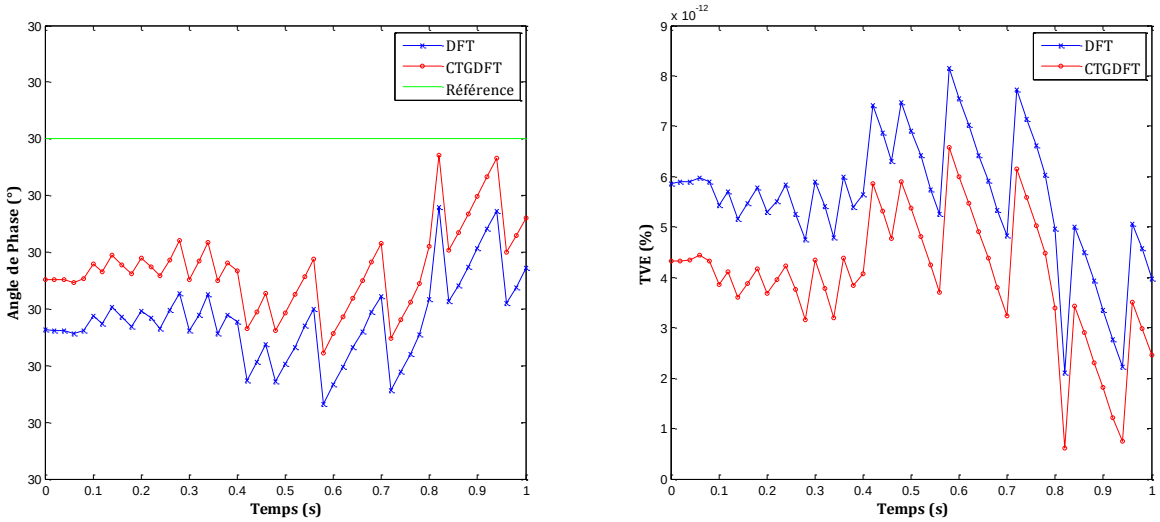
Figure III. 7 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un angle de phase du signal d'entrée de - π/6.



(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) Angle de Phase **(d) TVE**

Figure III. 8 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un angle de phase du signal d'entrée de + π/6.

Dans le Tableau III.6 l'erreur de fréquence maximale (FE) et le taux de variation maximal de l'erreur de fréquence (RFE) sont presque 0 Hz et 0 Hz/s respectivement.

Tableau III. 6 : Fréquence estimée, FE et RFE pour un angle de phase de - π/6 et + π/6.

Méthode	Pour un Angle de **- π/6**			Pour un Angle de **+ π/6**		
	Fréquence (Hz)	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**	**Fréquence (Hz)**	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**
DFT	50.0000	3.46e-05	2.76e-05	50.0000	1.41e-05	1.38e-05
CTGDFT	50.0000	2.88e-04	4.26e-04	49.9999	5.68e-04	5.41e-04

III.4.1.4 Performance en présence de diverses harmoniques

La Figure III.9 montre les performances de l'algorithme proposé pour des différents harmoniques 2ième à 12ième puis 20ième, 30ième, 40ième et 50ième en considérant un THD de 10% dans chaque cas selon le standard des synchrophaseurs [5]. D'après la Figure III.9, il est évident que les erreurs de la TVE de l'algorithme proposé sont très performants et sont très faibles pour les harmoniques étudiées.

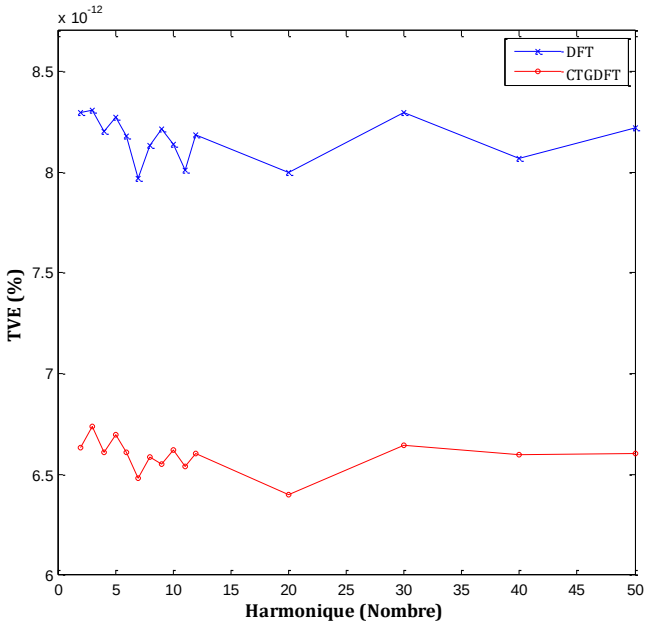


Figure III. 9 : Performance en présence de diverses harmoniques.

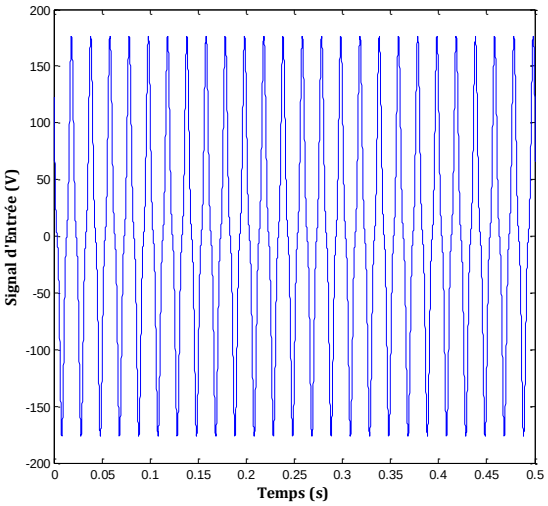
Dans le Tableau III.7, les performances de la méthode proposée sont comparées à celles de la DFT pour les 3ème, 4ème, 5ème, 6ème et 7ème harmoniques.

Tableau III. 7 : Performance en présence des harmoniques.

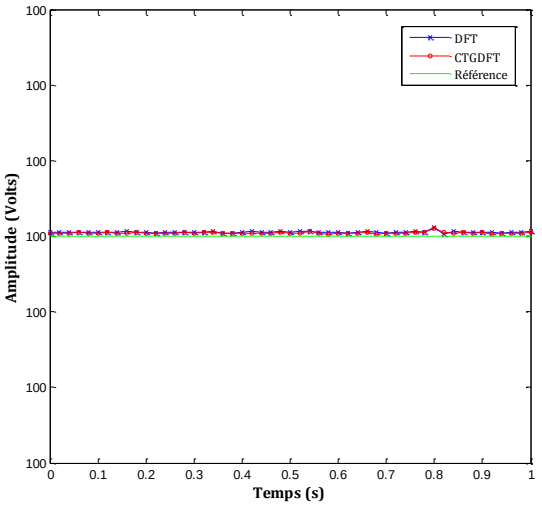
Harmonique (10% THD)	**Maximum TVE (%)**	
	TVE DFT (%)	**TVE CTGDFT (%)**
3ième	8.3060e-12	6.7386e-12
4ième	8.2036e-12	6.6118e-12
5ième	8.2715e-12	6.6946e-12
6ième	8.1766e-12	6.6097e-12
7ième	7.9670e-12	6.4834e-12

La performance de la méthode proposée est comparativement la plus performante que celle de la méthode DFT.

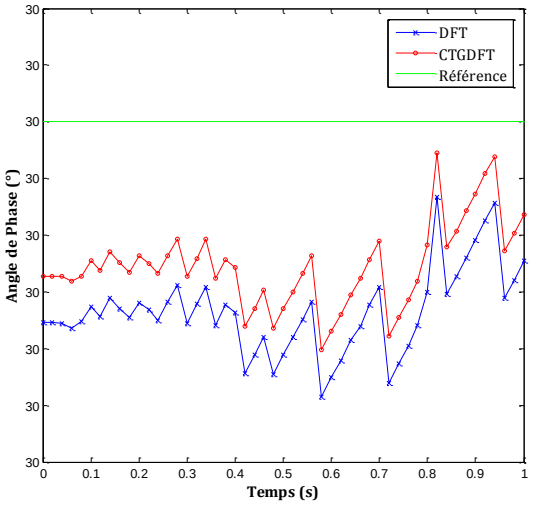
Les Figure III.10 et Figure III.11 représentent les résultats des valeurs mesurées du le signal d'entrée, d'amplitude et d'angle de phase ainsi que la TVE pour le 3ième et le 7ième harmonique avec un THD de 35% respectivement.



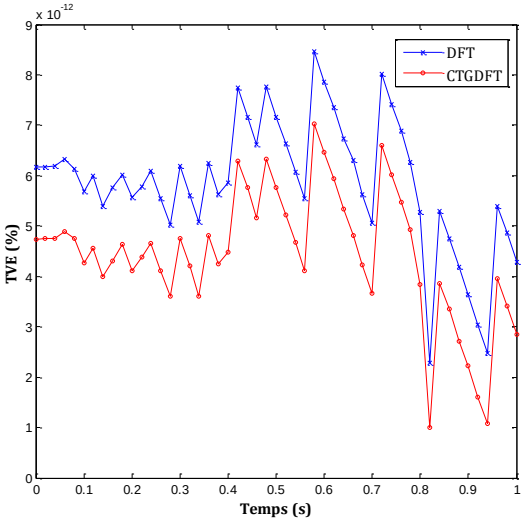
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude

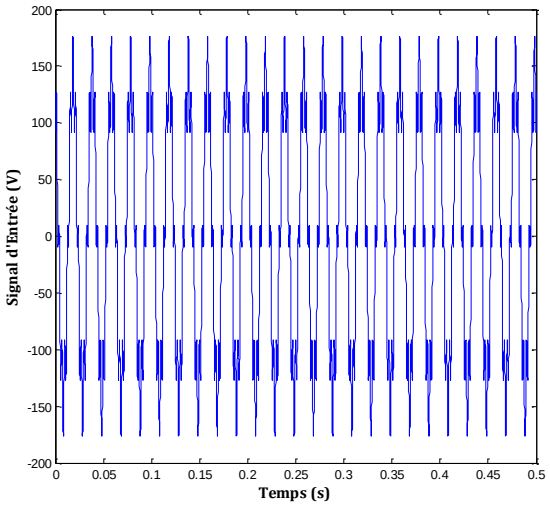


(c) Angle de Phase

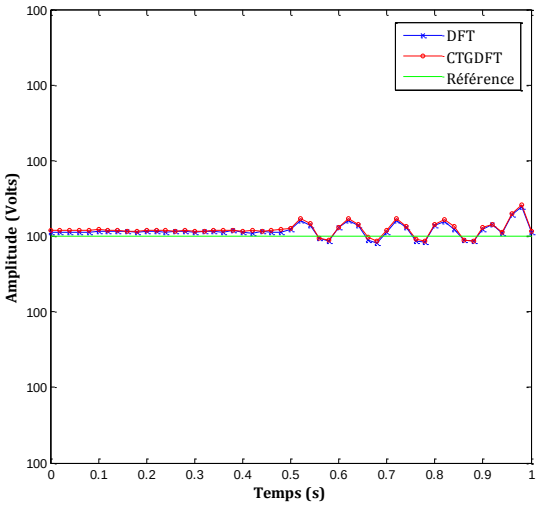


(d) TVE

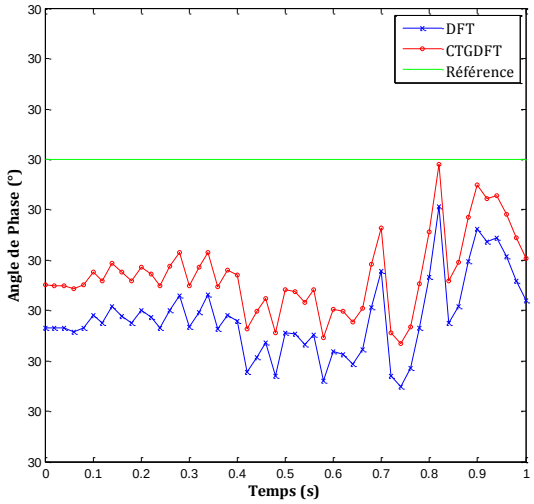
Figure III. 10 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un signal d'entrée avec 3ième Harmonique.



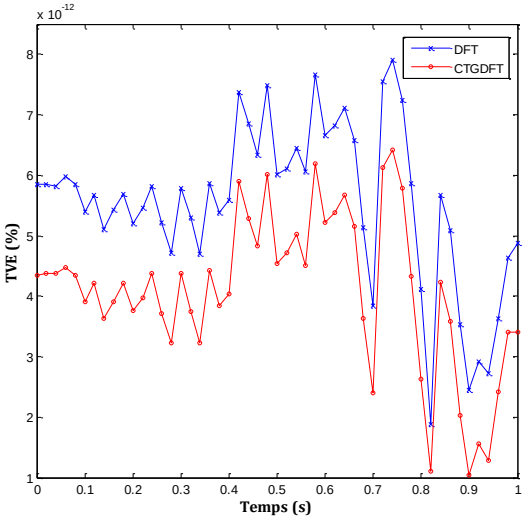
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) Angle de Phase



(d) TVE

Figure III. 11 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un signal d'entrée avec 7ième Harmonique.

Dans le Tableau III.8, nous remarquons que l'erreur de fréquence maximale (FE) et l'erreur maximale du taux de changement de la fréquence (RFE) sont presque nulles.

Tableau III. 8 : Fréquence estimée, FE et RFE pour un THD de 35% du 3ième et 7ième Harmonique.

Méthode	3ième Harmonique avec **35% THD**			7ième Harmonique avec **35% THD**		
	Fréquence (Hz)	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**	**Fréquence (Hz)**	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**
DFT	50.0000	1.62e-05	1.70e-05	50.0000	2.06e-05	1.59e-05
CTGDFT	49.9999	4.32e-04	5.26e-04	49.9999	5.56e-04	6.23e-04

III.4.1.5 Effet des fréquences hors bande

Les filtres d'estimation de synchrophaseurs basés sur la DFT n'ont généralement pas de bonnes propriétés de rejet hors bande (y compris les inter-harmoniques). Les fréquences d'interférence hors bande provoquent un repliement dans les valeurs estimées du synchrophaseur. Les PMU utilisent des filtres passe-bas supplémentaires pour éliminer les effets indésirables des fréquences hors bande des synchrophaseurs estimés. Les performances de ce filtre passe-bas anti-repliement supplémentaire déterminent principalement les performances de la PMU en cas de parasite hors bande. La norme [5] précise que "l'essai de parasite hors bande vérifie l'efficacité du filtrage anti-repliement du PMU". Dans le Tableau III.9 les performances des algorithmes d'estimation du synchrophaseur sont présentées pour 6 fréquences hors-bande.

Tableau III. 9 : Effet des fréquences hors-bande.

Fréquence hors bande avec 10% d'amplitude (Hz)	**Maximum TVE (%)**	
	TVE DFT (%)	**TVE CTGDFT (%)**
10	0.3717	0.3717
20	0.6919	0.6919
40	1.0221	1.0221
60	1.0205	1.0205
80	0.6210	0.6210
110	0.2144	0.2144

Les 6 fréquences hors bande du Tableau III.9 ont été choisies conformément à la directive de la norme [5]. La fréquence du signal hors bande doit varier "sur une plage allant du dessous de la bande passante (au moins jusqu'à 10 Hz) et du dessus de la bande passante jusqu'à 2 x f_0". Selon les résultats obtenus de la TVE du Tableau III.9, nous observons que les

deux algorithmes étudiés répondent à l'exigence de la norme [5] « TVE <1,3% pour les PMU de classe M ».

III.4.2 Performances pendant le régime dynamique

Les réseaux électriques sont souvent exposés aux divers types de perturbations et des défauts. Il est donc très important d'évaluer les performances de l'algorithme d'estimation du synchrophaseur proposé dans plusieurs situations dynamiques du réseau électrique.

III.4.2.1 Performances lors de modulations d'amplitude et de fréquence

Les oscillations de petits signaux sont très courantes dans les réseaux électriques. Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2, les oscillations de petits signaux peuvent être représentées mathématiquement comme des oscillations d'amplitude et de fréquence [5] :

$$X = X_m\left[1 + k_x \cos(\omega t)\right]\cos\left(\omega_0 + k_a \cos(\omega t - \pi)\right) \quad \text{(III.23)}$$

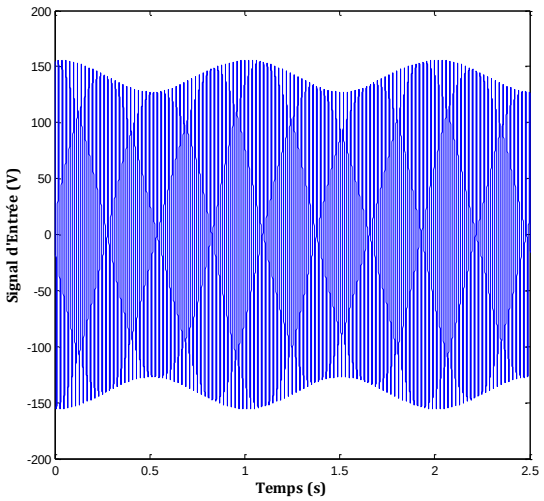
Où X_m est l'amplitude du signal d'entrée, ω_0 est la pulsation nominale du système électrique, ω est la pulsation de modulation en radians/s, $f = \omega/2\pi$ est la fréquence de modulation en Hz, k_x est le facteur de modulation d'amplitude, et k_a est le facteur de modulation d'angle de phase.

La norme [5] autorise une TVE maximale de 3% pour des fréquences de modulation allant jusqu'à 5 Hz. Dans le Tableau III.10, les performances des algorithmes étudiés sont présentées pour des fréquences de modulation variant de 0,1 à 5 Hz avec k_x=0,1, k_a=0,1. D'après le Tableau III.9, il est évident de dire que l'algorithme proposé, satisfit aux critères de TVE de 3%. La TVE maximale pour la méthode d'estimation du synchrophaseur proposée est de $2.33e^{-11}$ %.

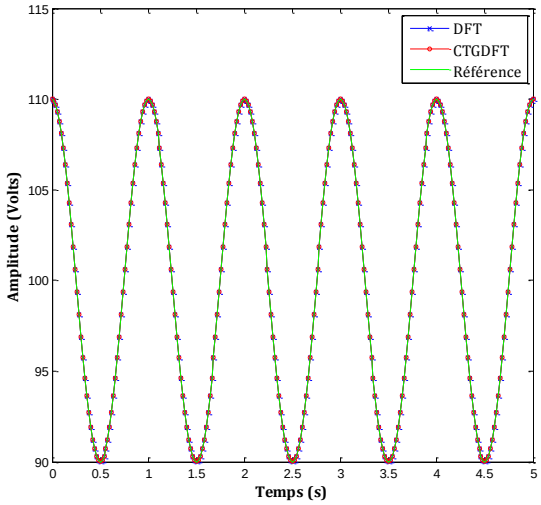
Tableau III. 10 : Performance durant la modulation d'amplitude.

Fréquence de Modulation en Hz	**Facteur de modulation** $k_x = 0.1$ et $k_a = 0.1$	
	Fréquence Nominale est de 50Hz	
	TVE DFT (%)	**TVE CTGDFT (%)**
0.1	2.1694e-11	2.3441e-11
0.2	2.3486e-11	2.1776e-11
0.5	2.6487e-11	2.4776e-11
1	2.6381e-11	2.4665e-11
2	2.2057e-11	2.3803e-11
3	2.3751e-11	2.2017e-11
4	2.6243e-11	2.4515e-11
5	2.5077e-11	2.3378e-11

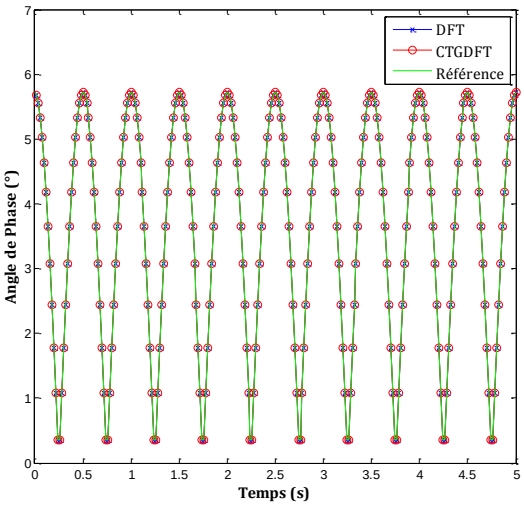
La Figure III.12 représente les résultats des valeurs mesurées du le signal d'entrée, d'amplitude et d'angle de phase ainsi que la TVE pour une fréquence de modulation de 1Hz avec facteurs de modulations k_x et k_a sont de 0.1.



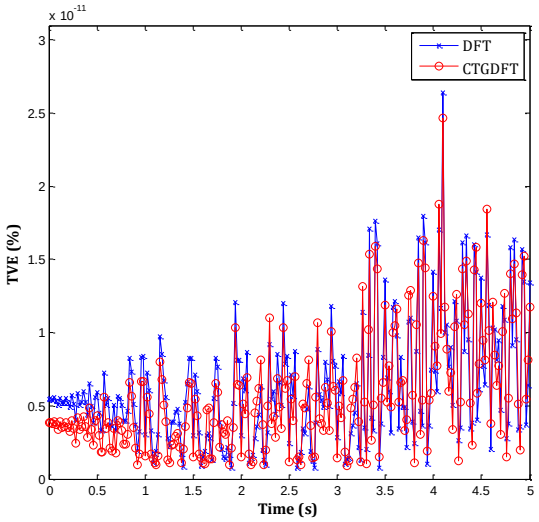
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) Angle de Phase



(d) TVE

Figure III. 12 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une fréquence de modulation de 1Hz.

Les résultats obtenues sont également identiques aux valeurs théoriques, et les paramètres d'évaluation sont dans les normes, la TVE est presque 0%.

La valeur maximale de l'erreur de fréquence FE de l'algorithme proposé présentée dans le Tableau III.11 est de l'ordre de 0,0003 Hz.

Tableau III. 11 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une fréquence de modulation 0.2Hz et 1Hz.

Méthode	Pour **Fm=0.2 Hz**			Pour **Fm=1 Hz**		
	Fréquence (Hz)	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**	**Fréquence (Hz)**	**FE (Hz)**	**RFE (Hz/s)**
DFT	50.0000	3.31e-05	3.11e-05	50.0000	3.30e-05	3.05e-05
CTGDFT	49.9999	3.92e-04	3.79e-04	49.9999	3.91e-04	3.80e-04

III.4.2.2 Performance pendant la rampe de fréquence :

La rampe de fréquence est un événement important du point de vue de la sécurité du système électrique. Le déséquilibre entre la charge et la production conduit souvent à une variation de la fréquence du système. Il est donc nécessaire d'évaluer la performance de l'algorithme proposé pendant une rampe de fréquence. Comme mentionné au chapitre II, la rampe de fréquence peut être mathématiquement exprimée dans le domaine du synchrophaseur par l'équation (II.26). La norme [5] spécifie un TVE maximal de 1% pour un

taux de rampe de ±1 Hz/s. Dans le Tableau III.12, les valeurs maximales de la TVE sont présentées pour des taux de rampe de ± 0.5 Hz/s.

Tableau III. 12 : Performance durant la rampe de fréquence.

Taux de Rampe de Fréquence (Hz/s)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
-1	7.9392e-12	6.2814e-12
-0.5	7.4321e-12	5.4252e-12
0	6.4535e-12	4.7256e-12
+0.5	7.0890e-12	5.5906e-12
+1	7.5948e-12	5.8606e-12

Les deux méthodes satisfont aux limites de la norme [5] pendant la rampe de fréquence. La valeur TVE de la méthode proposée est plus performante, ce qui est meilleur.

Dans la Figure III.13, les performances de l'algorithme proposé sont présentées pour des taux de rampe compris entre -1 et +1 Hz/s.

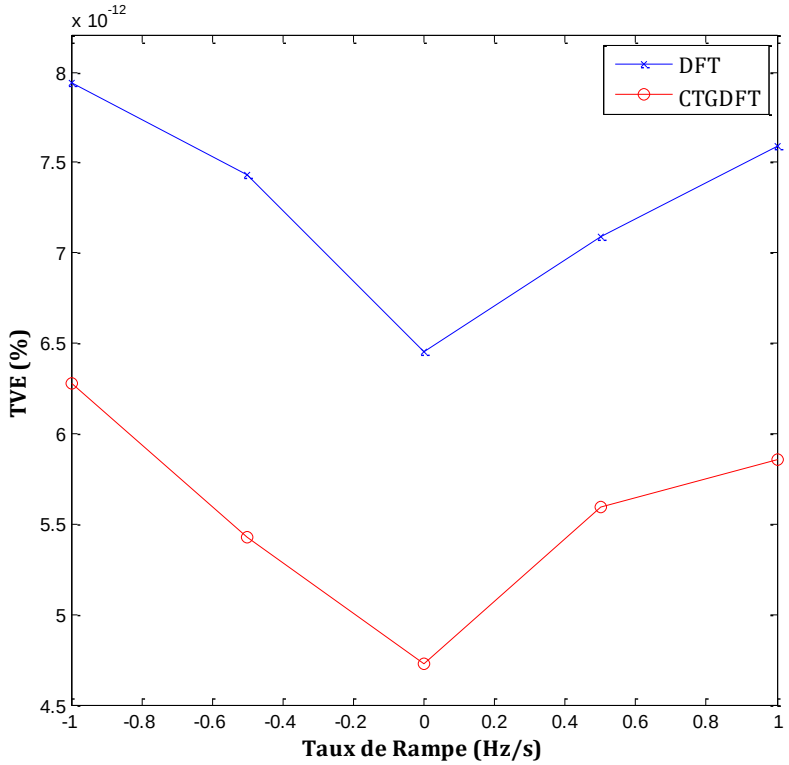


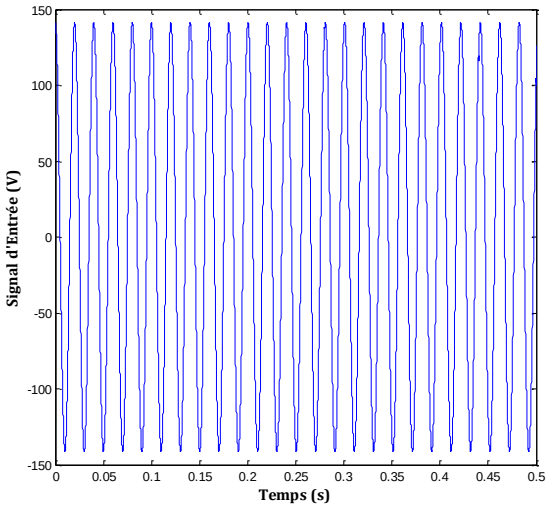
Figure III. 13 : Performance pour différents taux de rampe de fréquence.

Les valeurs maximales de l'erreur de fréquence FE et l'erreur maximale du taux de changement de la fréquence (RFE) de l'algorithme proposé présentée dans le Tableau III.13 sont presque nulles.

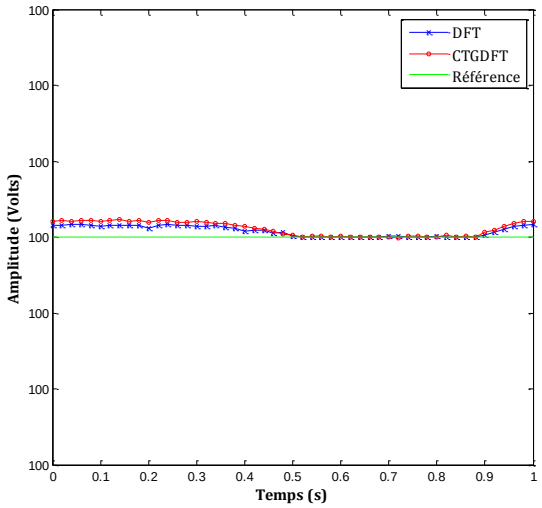
Tableau III. 13 : Fréquence estimée, FE et RFE pour un taux de rampe de fréquence de -1Hz/s et +1Hz/s.

Méthode	Taux de Rampe = -1 Hz/s			Taux de Rampe = +1 Hz/s		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	50.0000	3.07e-05	1.84e-05	50.0000	3.32e-05	2.91e-05
CTGDFT	49.9999	4.02e-04	3.20e-04	49.9999	4.02e-04	3.23e-04

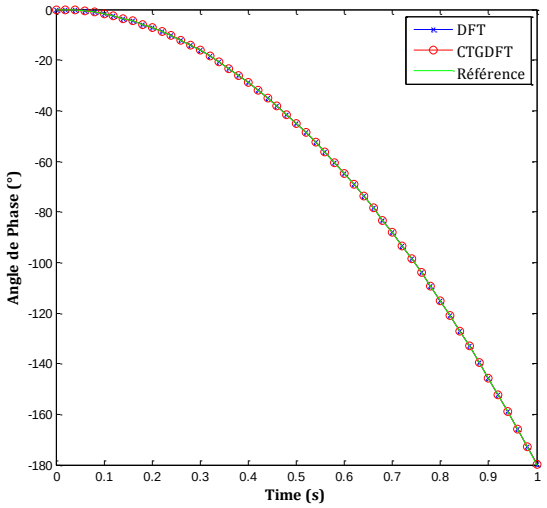
Les Figures III.14 et Figure III.15 représentent les résultats des valeurs mesurées du signal d'entrée, l'amplitude, l'angle de phase et de la TVE pour un taux de rampe de -1Hz/s et +1Hz/s respectivement.

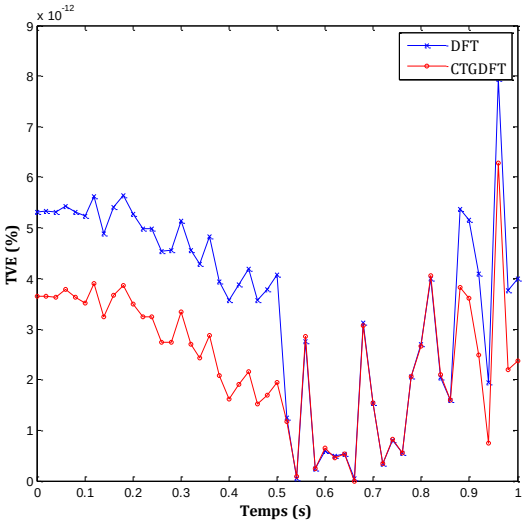


(a) Signal d'Entrée



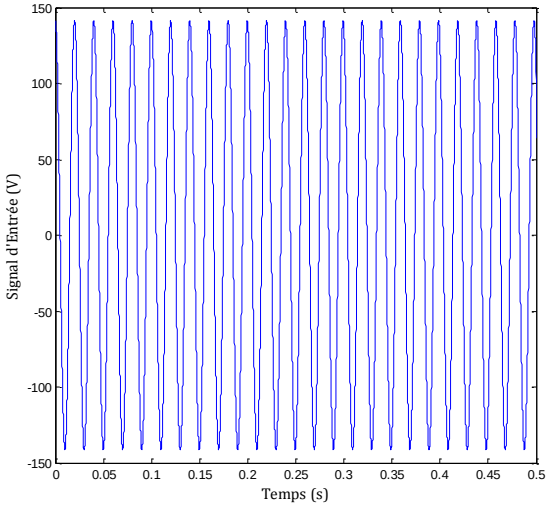
(b) Amplitude

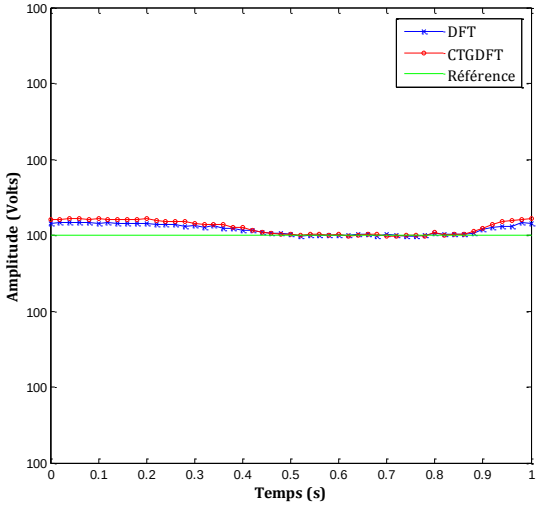




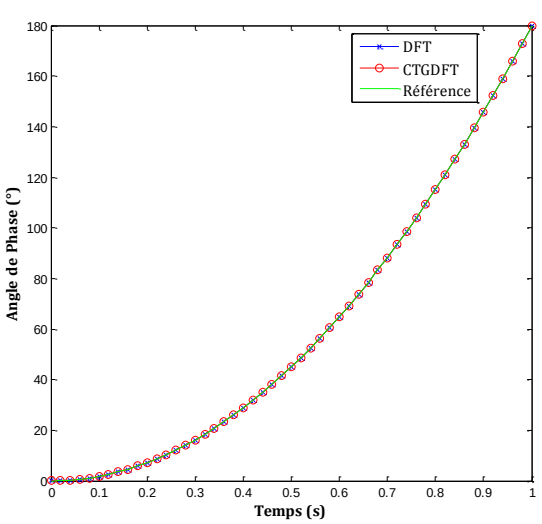
(c) Angle de Phase **(d) TVE**

Figure III. 14 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un taux de rampe de -1Hz/s.

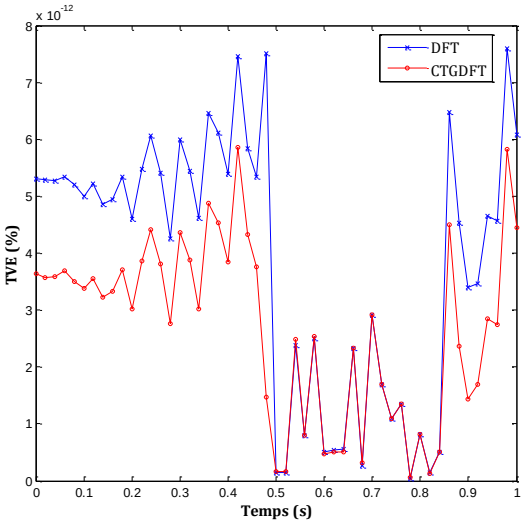




(a) Signal d'Entrée **(b) Amplitude**



(c) Angle de Phase



(d) TVE

Figure III. 15 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour un taux de rampe de +1Hz/s.

III.4.2.3 Performances lors d'un changement d'amplitude et d'angle de phase

Dans un système électrique réel, les événements de commutation (la prise et coupure de charge) peuvent provoquer une transition vers un nouvel état stable à partir d'un état existant. La norme [5] spécifie des limites pour le temps de réponse et les dépassements lorsque des changements de pas équilibrés se produisent. Dans [5], des changements d'amplitude et d'angle de phase de ±10% sont considérés.

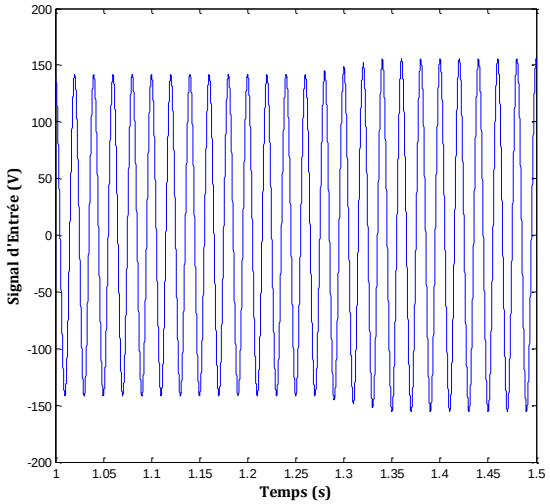
A. Changement graduel d'amplitude

Les TVE maximales correspondant à une variation de ±10% de l'amplitude du synchrophaseur sont présentés dans le Tableau III.14. La TVE de l'algorithme proposé est très satisfaisant.

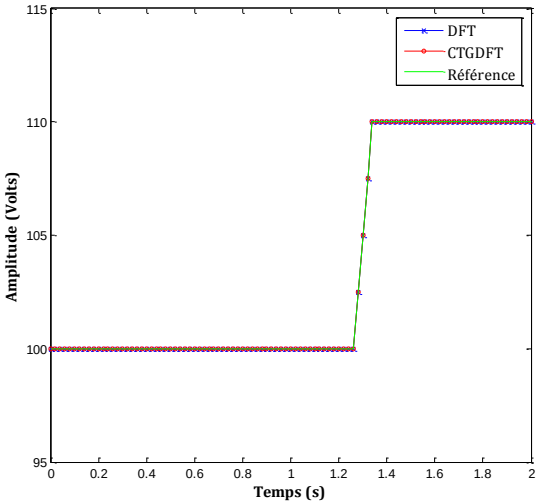
Tableau III. 14 : Performances lors d'une variation d'amplitude de ±10 %.

Variation de l'amplitude (%)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
-10	7.5603e-12	5.8685e-12
+10	7.5603e-12	5.8685e-12

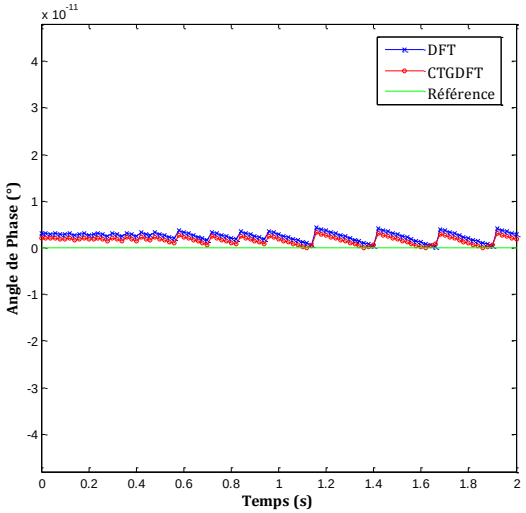
Les Figures III.16 et Figure III.17 montrent le signal d'entrée, l'amplitude, l'angle de phase et la TVE du synchrophaseur estimée avec les deux méthodes pour une variation d'amplitude de ±10% d'amplitude.



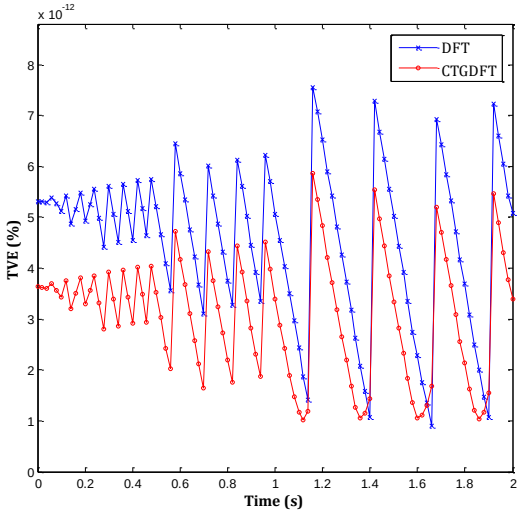
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude

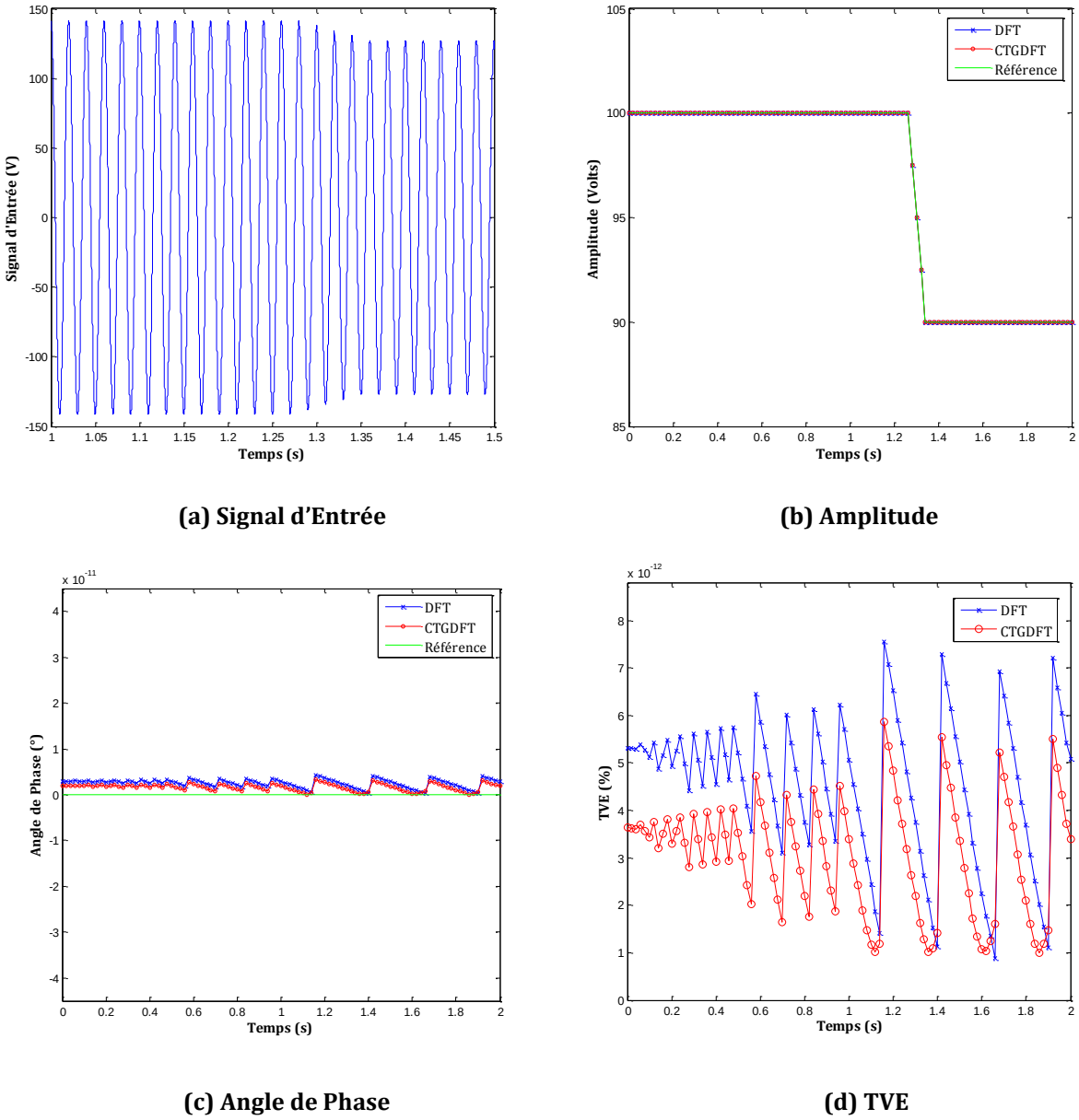


(c) Angle de Phase



(d) TVE

Figure III. 16 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'amplitude de +10%.



(a) Signal d'Entrée **(b) Amplitude**

(c) Angle de Phase **(d) TVE**

Figure III. 17 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'amplitude de -10%.

Le Tableau III.15 montre les valeurs maximales de l'erreur de fréquence (FE) et l'erreur maximale du taux de changement de la fréquence (RFE).

Tableau III. 15 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'amplitude de ±10 %.

Méthode	Variation d'Amplitude : -10 %			Variation d'Amplitude : +10 %		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	50.0000	2.53e-05	7.41e-06	50.0000	2.53e-05	7.41e-06
CTGDFT	49.9999	4.02e-04	3.48e-04	49.9999	4.02e-04	3.48e-04

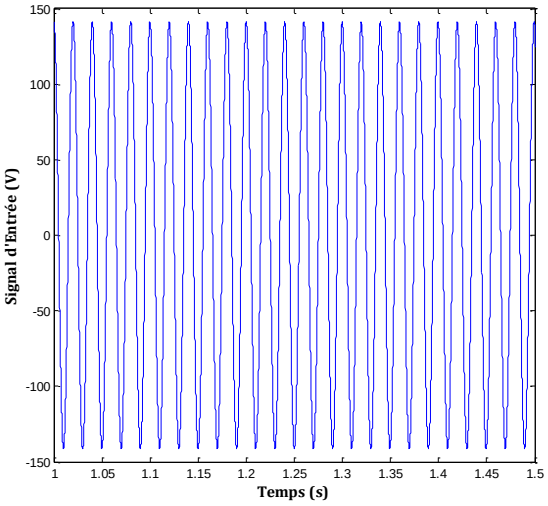
B. Changement graduel d'angle de phase

Le Tableau III.16 présente la TVE maximale correspondant à une variation par paliers de ±10° de l'angle du synchrophaseur.

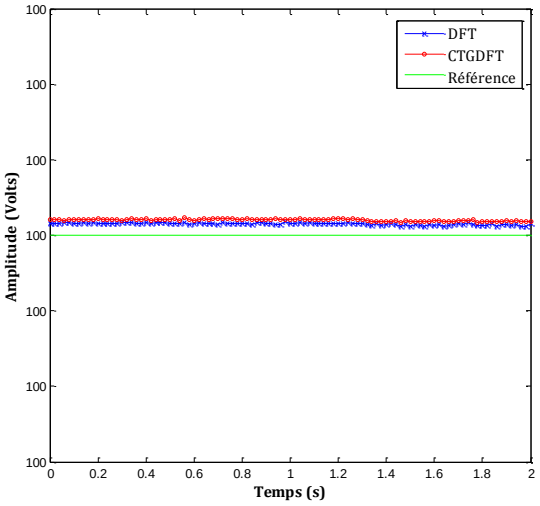
Tableau III. 16 : Performances lors d'une variation d'angle de phase de ±10°.

Variation de l'angle de phase (°)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
-10	7.5603e-12	5.8685e-12
+10	7.5603e-12	5.8685e-12

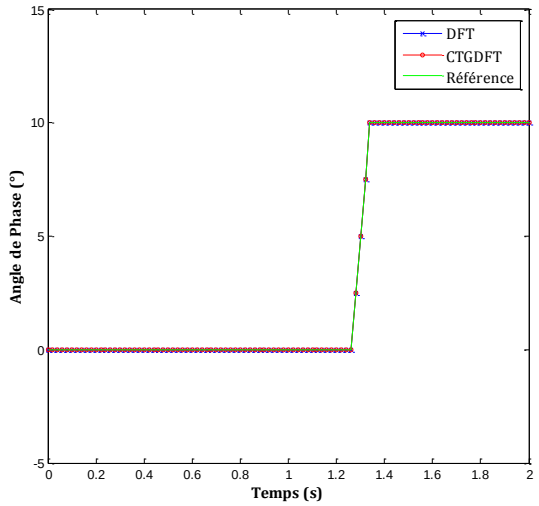
Les Figures III.18 et Figure III.19 représentent le signal d'entrée, l'amplitude, l'angle de phase et la TVE du synchrophaseur estimée avec les deux méthodes pour une variation d'angle de phase de ±10° du signal d'entré.



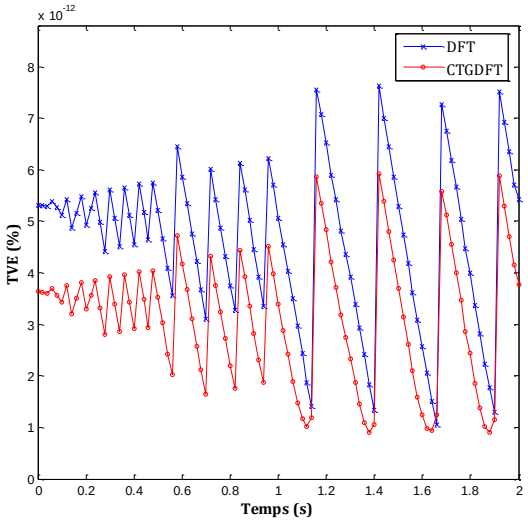
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude

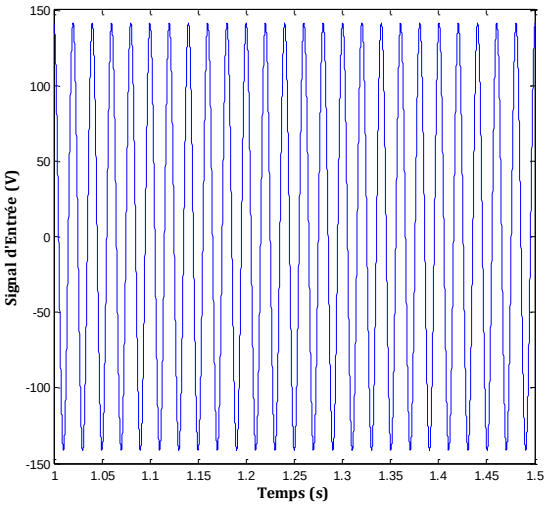


(c) Angle de Phase

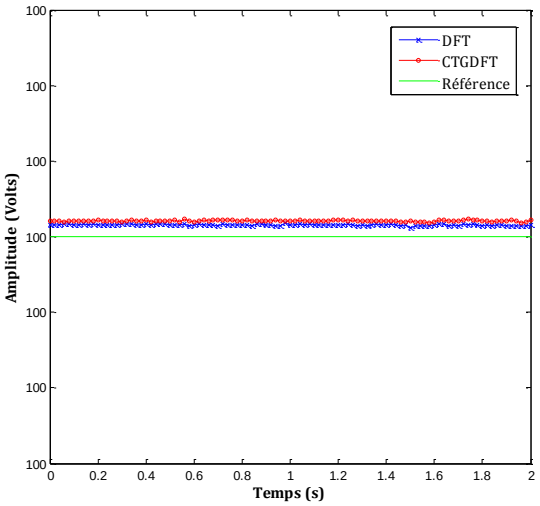


(d) TVE

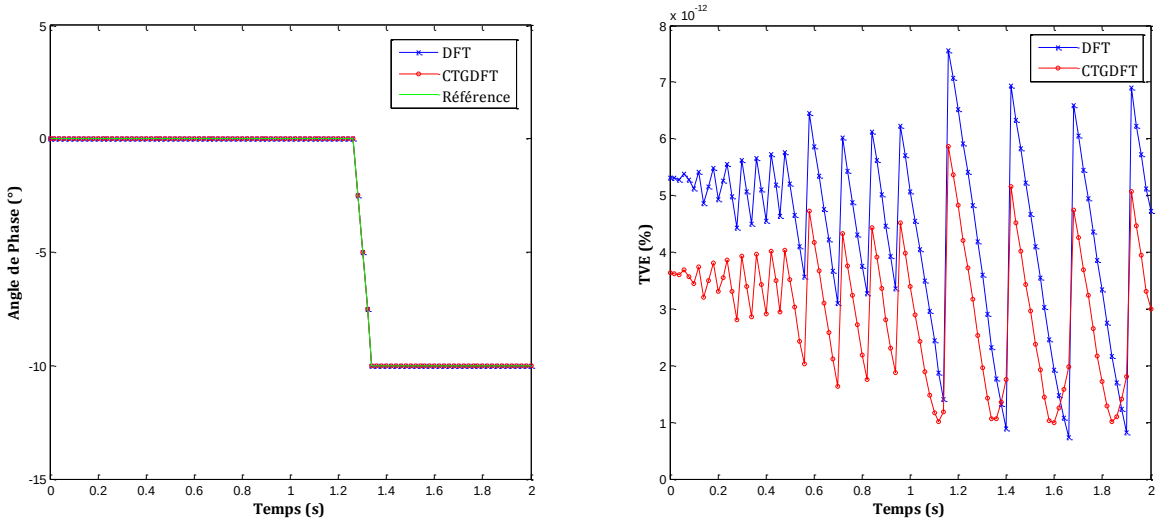
Figure III. 18 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'angle de phase de +10°.



(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) Angle de Phase **(d) TVE**

Figure III. 19 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une variation d'angle de phase de -10°.

Le Tableau III.17 montre les valeurs maximales de l'erreur de fréquence (FE) et l'erreur maximale du taux de changement de la fréquence (RFE).

Tableau III. 17 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'angle de phase de ±10°.

Méthode	Variation d'Angle : -10°			Variation d'Angle : +10°		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	50.0000	2.53e-05	7.41e-06	50.0000	2.53e-05	7.41e-06
CTGDFT	49.9999	4.02e-04	3.48e-04	49.9999	4.02e-04	3.48e-04

III.4.3 Performances pendant les défauts

Dans les systèmes de puissance électrique, les défauts peuvent entraîner un changement significatif des valeurs des paramètres du système et peuvent faire apparaître une composante continue décroissante dans les formes d'onde du courant, des changements importants dans les valeurs d'amplitude et de phase des signaux électriques ainsi l'apparition des oscillations et des bruits. L'application des synchrophaseurs à la protection des réseaux électriques [88] est un concept en pleine évolution. La performance des algorithmes d'estimation des synchrophaseurs pendant les défauts du système électrique est critique pour les applications de protection. Outre la protection, la qualité des valeurs estimées du synchrophaseur pendant les défauts du système affecte également d'autres

applications. Un algorithme de localisation des défauts de lignes de transmission nécessite un temps de réponse plus court et des estimations précises du synchrophaseur pendant les défauts. La norme IEEE [5] ne spécifie aucune exigence en matière de la TVE pour les perturbations importantes. Dans cette section, les performances de l'algorithme proposé sont étudiées pour les perturbations de la composante DC décroissantes, les changements importantes et les oscillations bruyantes.

III.4.3.1 Performance en présence des composantes DC décroissantes

La présence d'une composante continue décroissante dans les courants de défaut peut affecter de manière significative l'estimation du synchrophaseur. La nouvelle norme ne spécifie aucune exigence de la TVE pour l'estimation du synchrophaseur en présence de courant continu décroissant. Dans le Tableau III.18, pour tester les performances de l'algorithme proposé nous avons utilisé le signal suivant [89] :

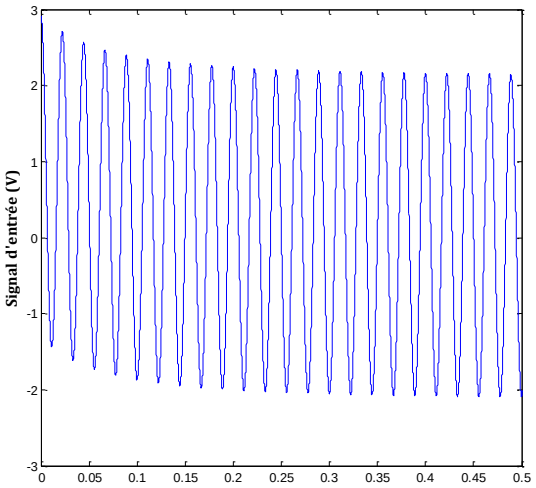
$$x(t) = 1.5\cos(2\pi ft) + 0.5e^{\frac{-t}{0.05}} + 0.3e^{\frac{-t}{0.2}} \qquad \text{(III.24)}$$

Tableau III. 18 : Performance en cas de présence de la composante DC décroissante avec des fréquences non-nominale.

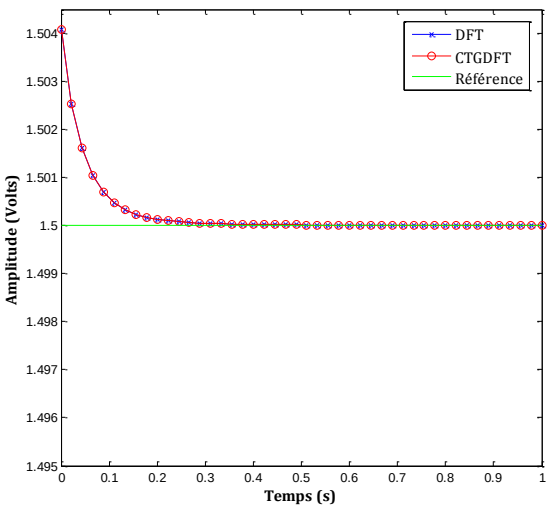
Fréquence Nominale (Hz)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
45	3.1597	3.1597
47.5	3.0231	3.0231
50	2.8977	2.8977
52.5	2.7821	2.7821
55	2.6753	2.6753

Nous avons varié la fréquence nominale de 45 Hz à 55 Hz. Dans l'équation (III.24), deux différentes constantes de temps sont considérées. D'après le Tableau III.18, il est confirmé que la méthode proposée fonctionne de manière satisfaisante en présence de la composante DC décroissante. Les valeurs de la TVE pour les deux méthodes étudiées sont environs 3 %.

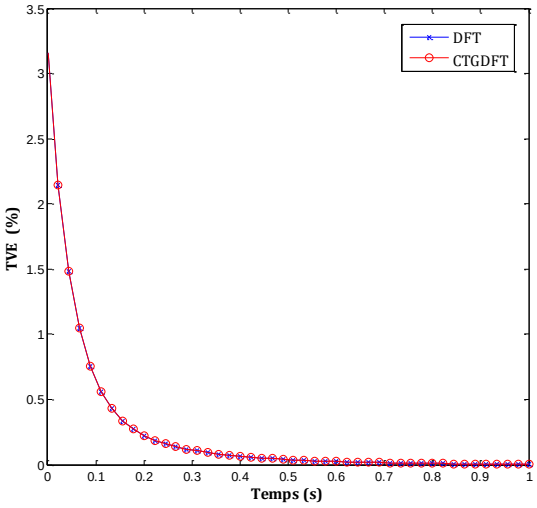
Les Figures III.20 et Figure III.21 montrent le signal d'entrée, l'amplitude et la TVE du synchrophaseur estimée avec les deux méthodes pour une variation de la fréquence nominale de 45Hz et 55Hz avec introduction d'une composante DC à deux constantes de temps différentes.



(a) Signal d'Entrée

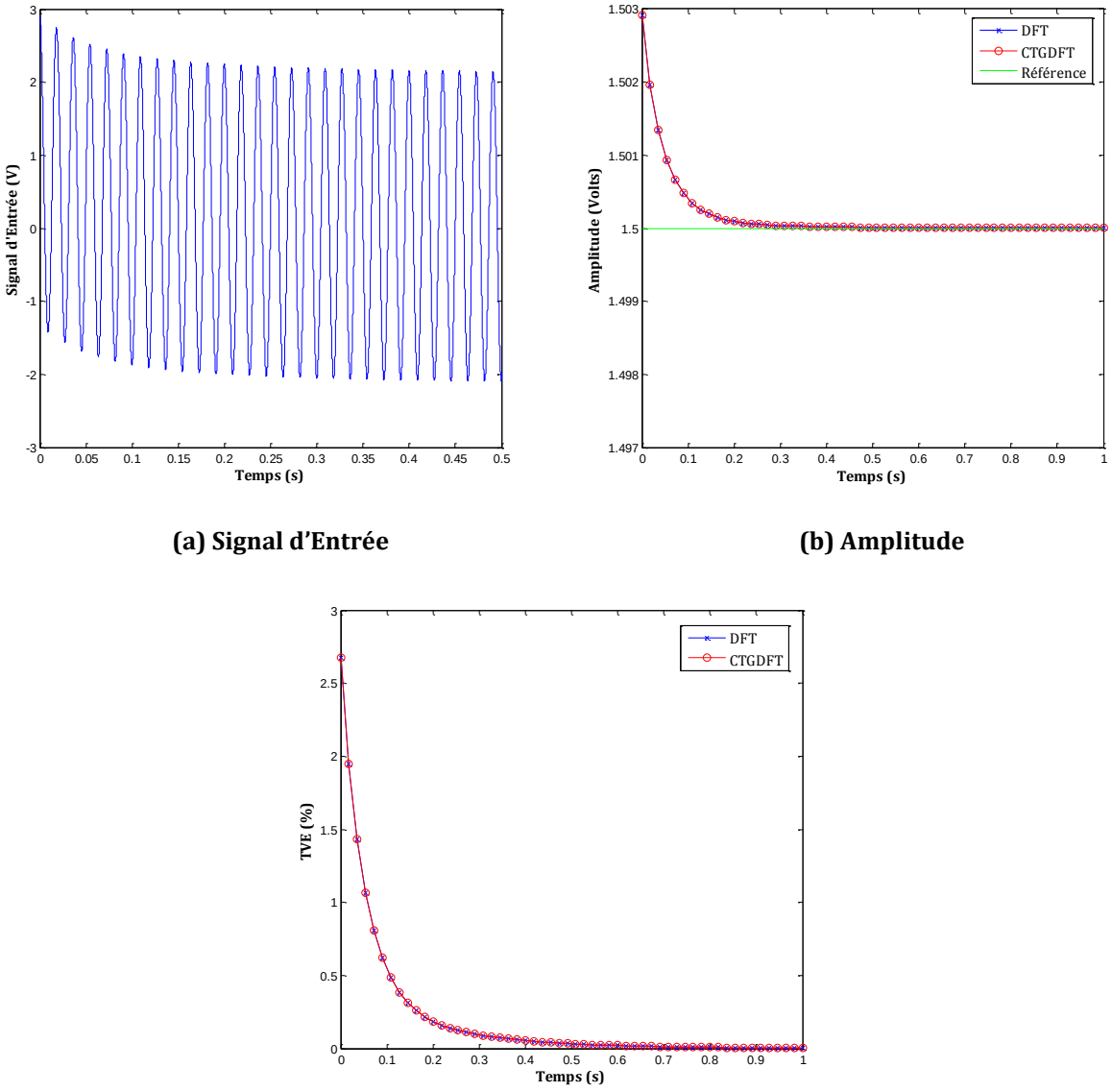


(b) Amplitude



(c) TVE

Figure III. 20 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE en présence d'une composante DC décroissante avec une fréquence de 45Hz.



(a) Signal d'Entrée **(b) Amplitude**

(c) TVE

Figure III. 21 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE en présence d'une composante DC décroissante avec une fréquence de 55Hz.

Nous observons dans le Tableau III.19 que les valeurs maximales de l'erreur de fréquence (FE) et l'erreur maximale du taux de changement de la fréquence (RFE) de la méthode proposée donnent des résultats meilleurs que la méthode DFT.

Tableau III. 19 : Fréquence estimée, FE et RFE en présence de la composante DC décroissante avec des fréquences de 45Hz et 55Hz.

Méthode	Fréquence Nominale : 45 Hz			Fréquence Nominale : 55 Hz		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	44.9998	2.10e-04	2.47e-06	54.9999	1.42e-04	1.18e-06
CTGDFT	44.9998	1.62e-04	1.55e-06	54.9999	1.09e-04	7.43e-07

III.4.3.2 Performance lors d'un changement important de l'amplitude

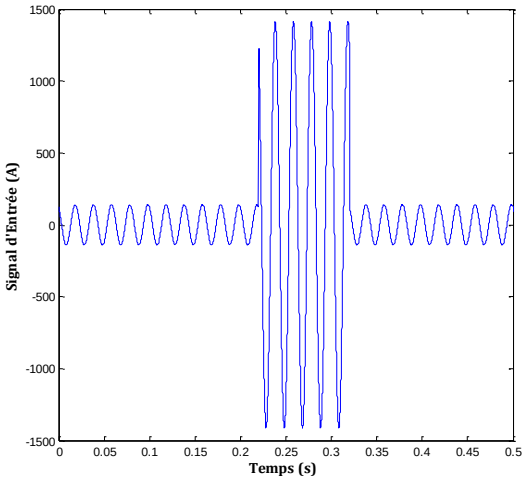
Les tensions et les courants du système électrique subissent à des changements brusques pendant les défauts et les courts circuits qui sont apparaissent dans le réseau électrique. Le courant de défaut varie généralement de 1000% à 2000% du courant nominal et la tension au point de défaut peut se diminuer jusqu'à 10 % de sa valeur nominale. Le Tableau III.20 présente la valeur maximale de la TVE correspondant à des changements de 1000%, 1500% et 2000% des amplitudes du synchrophaseur pour les deux méthodes.

Tableau III. 20 : Performance aux changements importants d'amplitude.

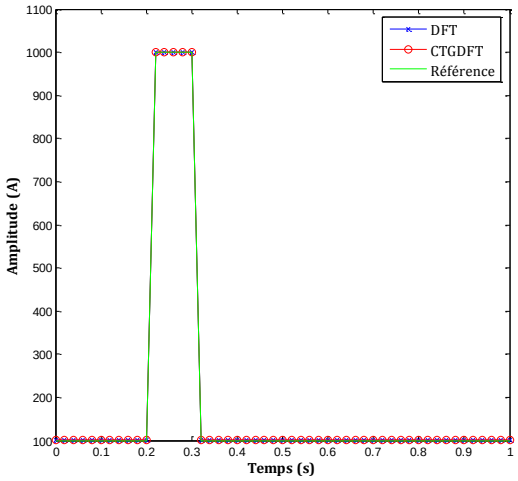
Amplitude du Signal (%)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
1000	8.1494e-12	6.5843e-12
1500	8.1494e-12	6.5843e-12
2000	8.1494e-12	6.5843e-12

Nous avons varié brusquement l'amplitude de signal 1000%, 1500% et 2000% dans l'intervalle du temps entre 0.2s et 0.3s. D'après le Tableau III.20, Les valeurs maximales de la TVE de la méthode proposée sont inférieures à ceux de la méthode existante.

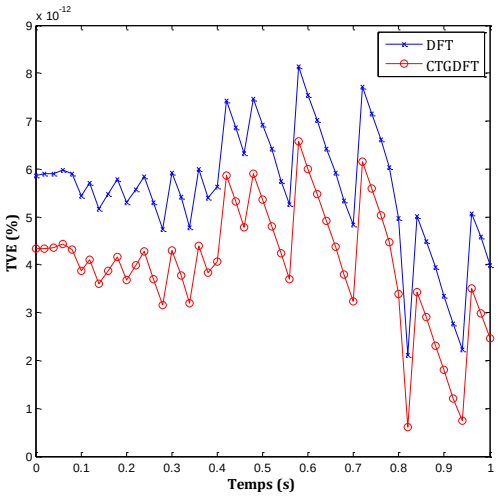
Les Figures III.22 et Figures III.23 montrent le signal d'entée, l'amplitude et la TVE du synchrophaseur pour une variation d'amplitude de 1000% et 2000% respectivement.



(a) Signal d'Entrée

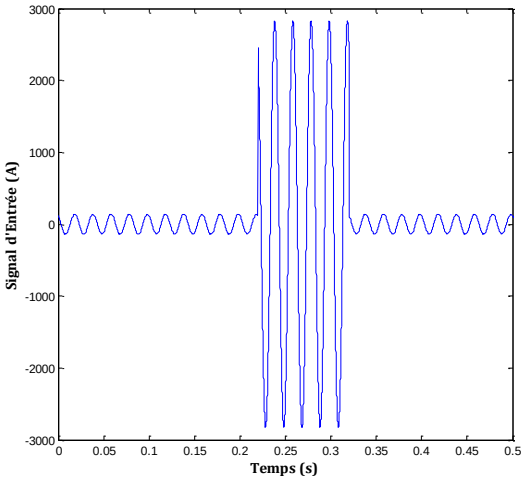


(b) Amplitude

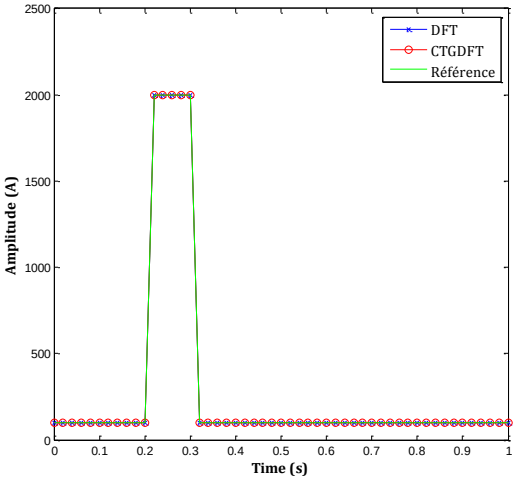


(c) TVE

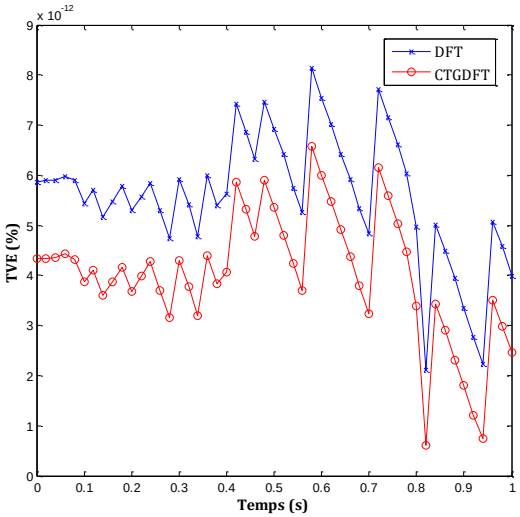
Figure III. 22 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE pour une variation d'amplitude de 1000%.



(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) TVE

Figure III. 23 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée et de la TVE pour une variation d'amplitude de 2000%.

Les valeurs maximales de l'erreur de fréquence (FE) et l'erreur du taux de changement de la fréquence (RFE) sont présentées dans le Tableau III.21 nous remarquons que les résultats de la méthode proposée sont très satisfaisants.

Tableau III. 21 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'amplitude de 1000% et 2000%.

Méthode	Amplitude du signal à 1000%			Amplitude du signal à 2000%		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	50.0000	1.65e-05	1.62e-05	50.0000	1.65e-05	1.62e-05
CTGDFT	49.9999	2.86e-04	3.10e-04	49.9999	2.86e-04	3.10e-04

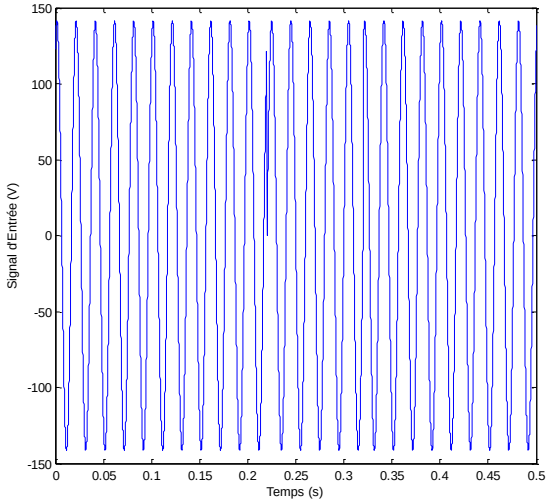
III.4.3.3 Performance lors d'un changement important de l'angle de phase

Les angles de phase des synchrophaseurs de courant et de tension peuvent aussi changer radicalement pendant la défaillance du système électrique. Les valeurs maximales de la TVE correspondant à des variations par paliers de ±90° et ±45° des angles de phase sont présentés dans le Tableau III.22.

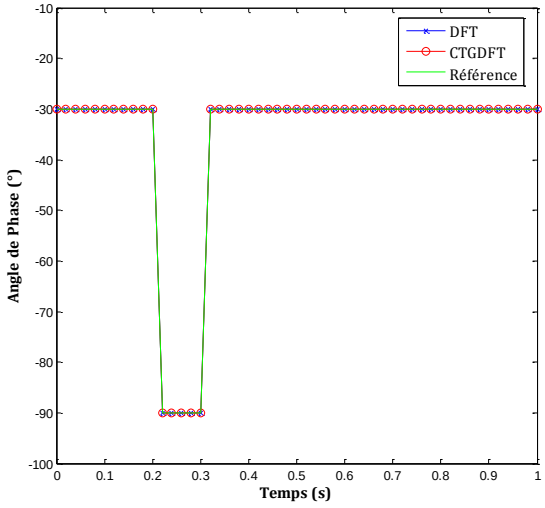
Tableau III. 22 : Performance aux changements importants d'angle de phase.

Angle de Phase (°)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
-90	7.3157e-12	5.1968e-12
-45	7.3157e-12	5.1968e-12
45	8.1494e-12	6.5843e-12
90	8.1494e-12	6.5843e-12

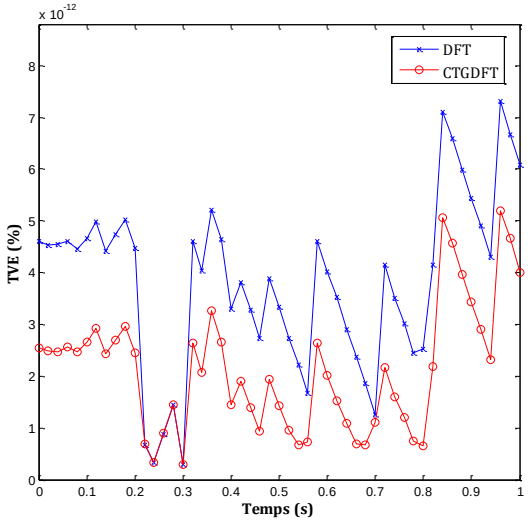
Les Figures III.24 et Figures III.25 montrent le signal d'entrée, l'angle de phase et la TVE du synchrophaseur pour une variation d'angle de -90° et +90°.



(a) Signal d'Entrée

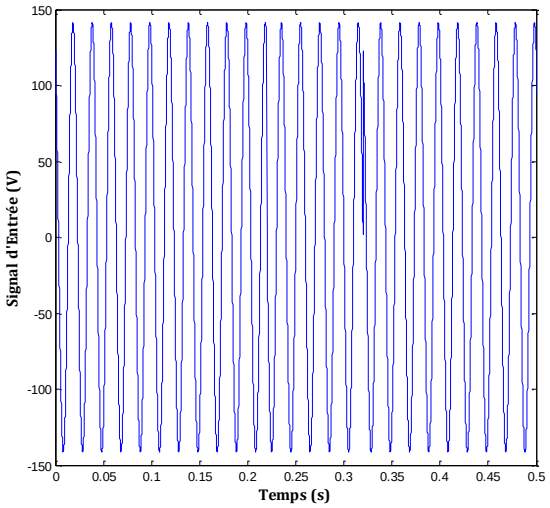


(b) Amplitude

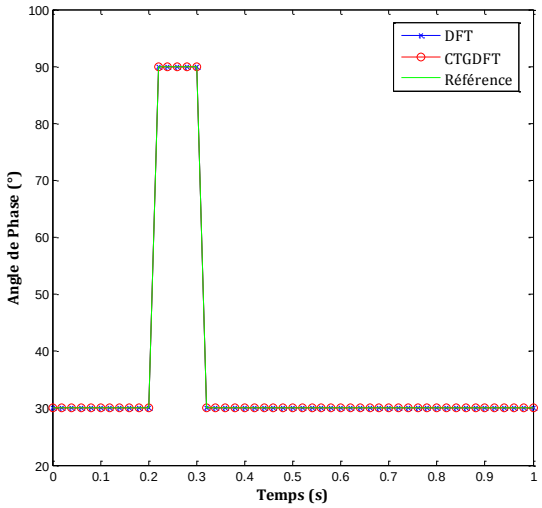


(c) TVE

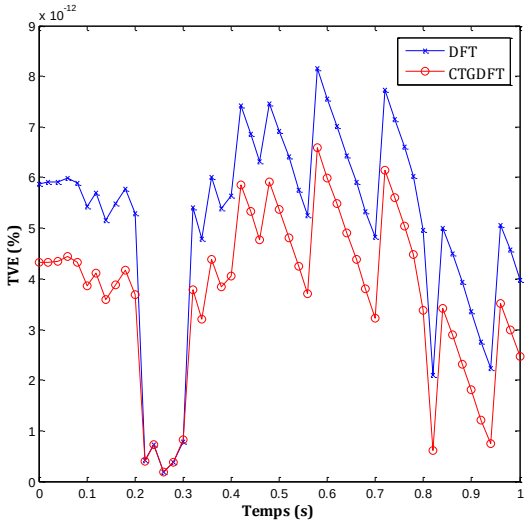
Figure III. 24 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'angle de phase estimée et de la TVE pour une variation d'angle de -90°.



(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) TVE

Figure III. 25 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'angle de phase estimée et de la TVE pour une variation d'angle de +90°.

Les valeurs de FE et RFE pour des angles de phase de -90° et +90° sont présentées dans le suivant.

Tableau III. 23 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une variation d'angle de phase de ±90°.

Méthode	Angle de Phase : -90°			Angle de Phase : +90°		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	50.0000	2.53e-05	3.81e-05	50.0000	1.65e-05	1.62e-05
CTGDFT	49.9999	2.88e-04	2.73e-04	49.9999	2.86e-04	3.10e-04

Les résultats obtenus de la TVE, FE et RFE de la méthode proposée sont très performants.

III.4.3.4 Performance lors des oscillations bruyantes

Les valeurs instantanées des signaux électriques (tension ou courant) sont souvent infectées par le bruit de mesure. L'effet du bruit a été modélisé en ajoutant un signal aléatoire uniformément distribués au signal original. Le Tableau III.24 présente l'effet du bruit sur les performances des algorithmes d'estimation du synchrophaseur étudiés.

Tableau III. 24 : Performance lors d'oscillations bruyantes.

Rapport signal/bruit (dB)	Maximum TVE (%)	
	TVE DFT (%)	TVE CTGDFT (%)
20	1.5072	1.5072
30	0.5177	0.5177
40	0.1433	0.1433
50	0.0409	0.0409
60	0.0143	0.0143
70	0.0039	0.0039
80	0.0013	0.0013

La Figure III.26 présente les valeurs maximales de la TVE correspondant à différents rapports signal/bruit (SNR) pour des oscillations modulées en amplitude. Les valeurs de la TVE sont identiques pour les deux méthodes et sont atteignent la limite de 1.5% lorsque le SNR est d'environ 20 dB.

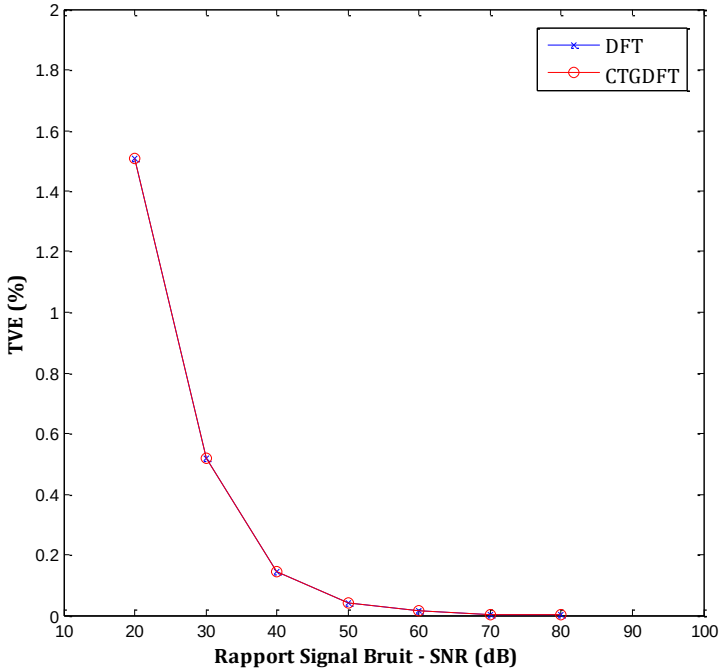
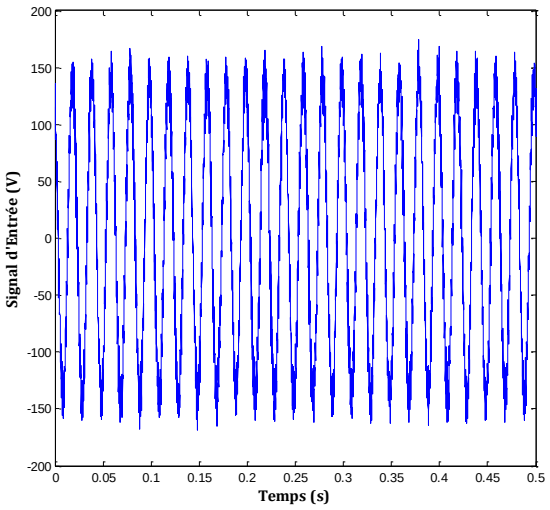
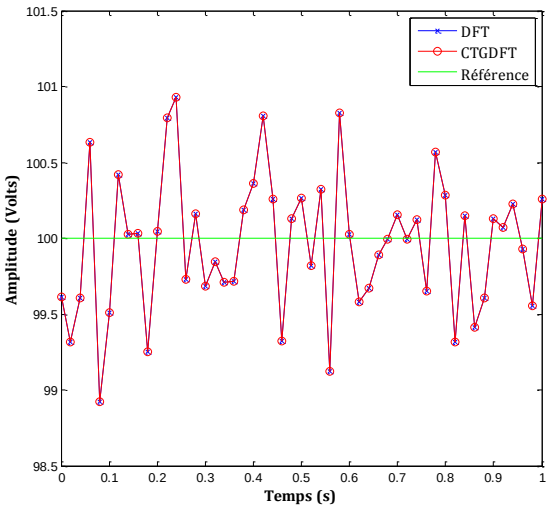


Figure III. 26 : Performance lors d'oscillations bruyantes.

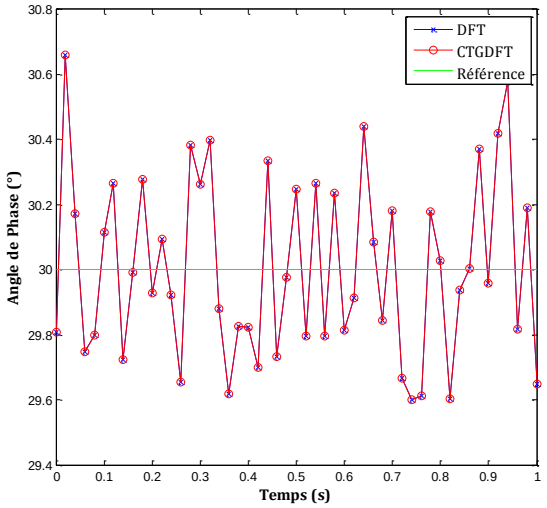
Les Figure III.27 et Figure III.28 montrent le signal d'entrée, l'amplitude, l'angle de phase et la TVE du synchrophaseur pour une valeur de SNR de 20 dB et 80 dB.



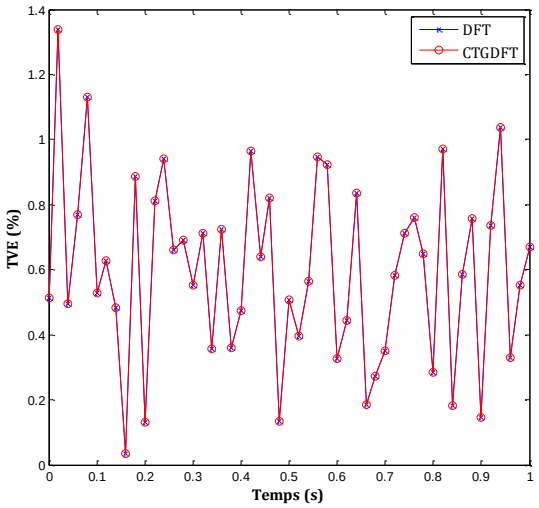
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude

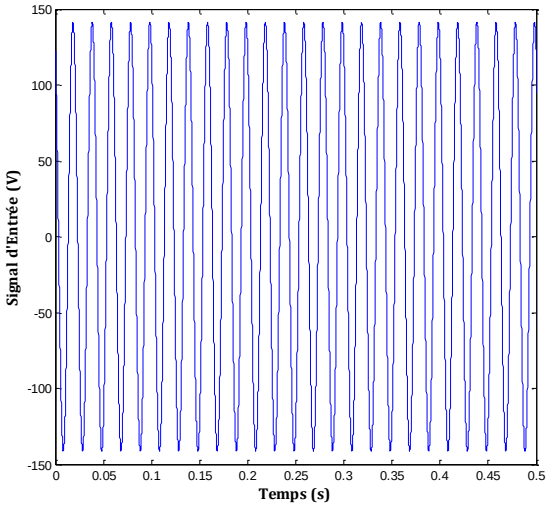


(c) Angle de Phase

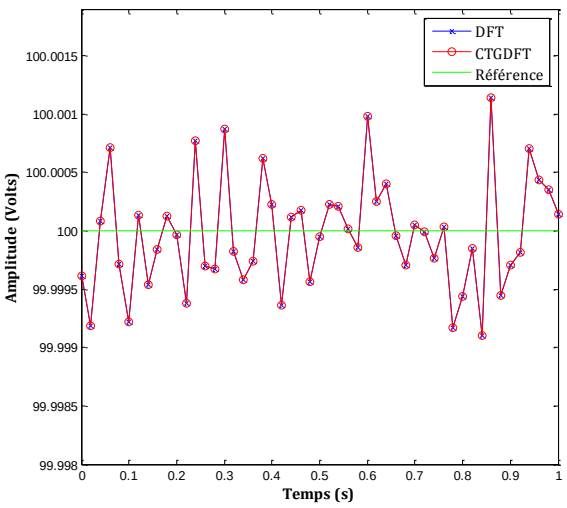


(d) TVE

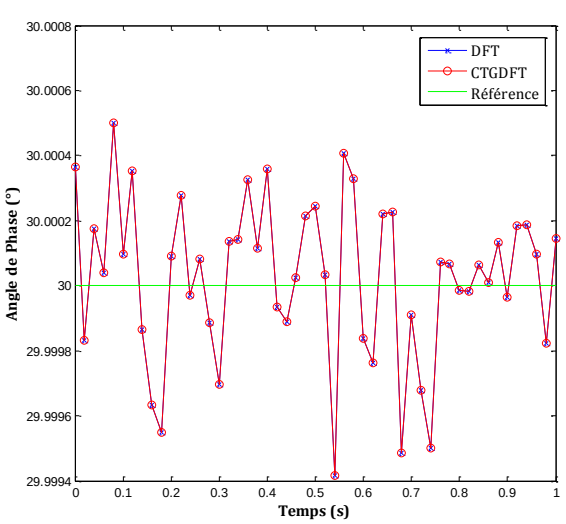
Figure III. 27 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une valeur de SNR de 20 dB.



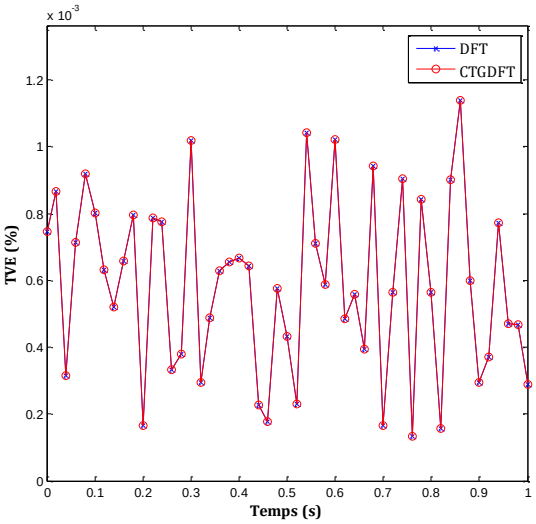
(a) Signal d'Entrée



(b) Amplitude



(c) Angle de Phase



(d) TVE

Figure III. 28 : Valeurs mesurées de signal d'entrée, d'amplitude estimée, d'angle de phase estimé et de la TVE pour une valeur de SNR de 20 dB.

Le Tableau III.25 représente les valeurs de FE et RFE pour un rapport signal/bruit (SNR) de 20 dB et 80 dB.

Tableau III. 25 : Fréquence estimée, FE et RFE pour une valeur de SNR de 20 dB et 80 dB.

Méthode	SNR : 20 dB			SNR : 80 dB		
	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)	Fréquence (Hz)	FE (Hz)	RFE (Hz/s)
DFT	49.9998	4.70e-04	4.95e-04	49.9999	3.88e-04	3.98e-04
CTGDFT	49.9999	2.83e-04	3.11e-04	49.9999	2.44e-04	2.53e-04

Nous observons que les résultats obtenus de la FE et RFE de la méthode proposée sont performants que la méthode DFT.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons proposé une technique d'estimation du synchrophaseur basée sur l'algorithme FFT de Cooley-Tukey modifié, basé sur la transformée de Fourier discrète généralisée (GDFT). Il est démontré que la méthode proposée satisfait aux critères de performance de la norme IEEE C37.118.1-2011. L'algorithme proposé est plus performant que l'algorithme étudié en matière d'estimation d'angle de phase ainsi que la TVE dans plusieurs cas de tests. De plus en plus, les synchrophaseurs sont considérés comme des applications de protection dans les réseaux intelligents. Outre la protection, la qualité

des valeurs estimées du synchrophaseur affecte également d'autres applications comme la localisation des défauts de la ligne de transmission pendant les défauts du système électrique. La nouvelle norme IEEE C37.118.1-2011 ne spécifie aucun critère pour les grandes perturbations, ce qui est essentiel pour les applications de protection. Il est démontré que la méthode proposée fonctionne de manière satisfaisante en présence de la composante DC décroissant, des grandes perturbations et en présence de bruit. La performance de la méthode proposée a également été comparée à une méthode existante.

Chapitre IV :

APPLICATION DES PMU'S A LA LOCALISATION DES DEFAUTS

IV.1 Introduction

L'objectif principal d'un système électrique est le transfert continu d'énergie aux consommateurs. De nos jours, une déconnexion entraîne de lourds dommages économiques pour les industries et des perturbations dans la vie quotidienne des abonnés en raison de la forte dépendance des industries et des consommateurs urbains à l'égard de l'énergie électrique. D'autre part, il peut y avoir une variété de défauts accidentels et imprévisibles dans le réseau électrique [90].

La localisation des défauts dans les lignes de transport de l'électricité haute tension est un processus important pour maintenir la qualité et la sécurité du système électrique. Les défauts tels que les courts-circuits peuvent causer des dommages importants aux lignes de transport et aux équipements associés. En minimisant le temps de détection et la localisation des défauts, la perte de puissance peut être minimisée. Diverses méthodes ont été proposées jusqu'à présent pour la détection et la localisation des défauts afin d'accélérer la réparation et la restitution du réseau électrique et d'améliorer sa fiabilité [90, 91]. Les systèmes de surveillance automatisés et les algorithmes de traitement du signal peuvent également aider à détecter et à localiser les défauts de manière efficace.

L'utilisation de la technique des synchroniseurs (PMU) est une méthode relativement nouvelle pour localiser les défauts dans le domaine de l'énergie électrique. Étant donné l'importance cruciale de la localisation des défauts, de nombreux algorithmes ont été proposés dans les littératures, utilisant des données PMU pour améliorer cette fonctionnalité.

Dans ce chapitre, nous abordons la modélisation et la simulation de la localisation de défauts basée sur la technique des PMU's en utilisant la méthode conventionnelle basée sur l'estimation de l'impédance de défaut et la méthode d'onde progressive (DWT), à l'aide de la plateforme du logiciel de simulation PSCAD/EMTDC.

IV.2 Avantage de la Localisation des défauts

La localisation des défauts est un élément clé pour garantir la qualité, la sécurité et l'efficacité du système de transport de l'électricité haute tension. Afin d'améliorer les performances du réseau électrique et garantir la continuité du service client, il est crucial de réparer les défauts et de rétablir la tension dans les délais les plus brefs. La localisation de défaut revêt donc une grande importance et présente plusieurs avantages tels que :

IV.2.1 Amélioration de la qualité de l'alimentation électrique

En localisant les défauts rapidement, les réparations peuvent être effectuées rapidement pour minimiser les perturbations dans l'alimentation électrique.

IV.2.2 Économies de coûts

La localisation rapide des défauts peut aider à réduire les coûts de réparation en minimisant les dommages causés aux équipements et en réduisant le temps d'indisponibilité.

IV.2.3 Amélioration de la sécurité

Les défauts peuvent causer des incendies et des perturbations graves dans le système électrique. La localisation des défauts peut aider à minimiser les risques pour les personnes et les biens.

IV.2.4 Optimisation de la performance du système

La localisation des défauts peut aider à identifier les causes profondes de la défaillance et à améliorer la performance globale du système en adoptant des mesures préventives.

IV.3 Classification des techniques de la localisation des défauts

D'une manière générale, les méthodes de localisation de défauts peuvent être classées en deux groupes de base : les méthodes basées sur les ondes progressives et celles basées sur la mesure d'impédance, comme le montre la Figure IV.1. Les systèmes à ondes progressives peuvent être utilisés soit en injectant une certaine onde progressive depuis la position du localisateur, soit en analysant les transitoires générés par l'apparition du défaut. Les systèmes de mesure d'impédance sont classés selon qu'ils dépendent des données d'une ou des deux extrémités de la ligne [92]. Chaque catégorie peut ensuite être classée en fonction du modèle de ligne considéré pendant la méthode de dérivation en utilisant soit des modèles plus simples, soit des modèles détaillés (paramètres distribués) [93].

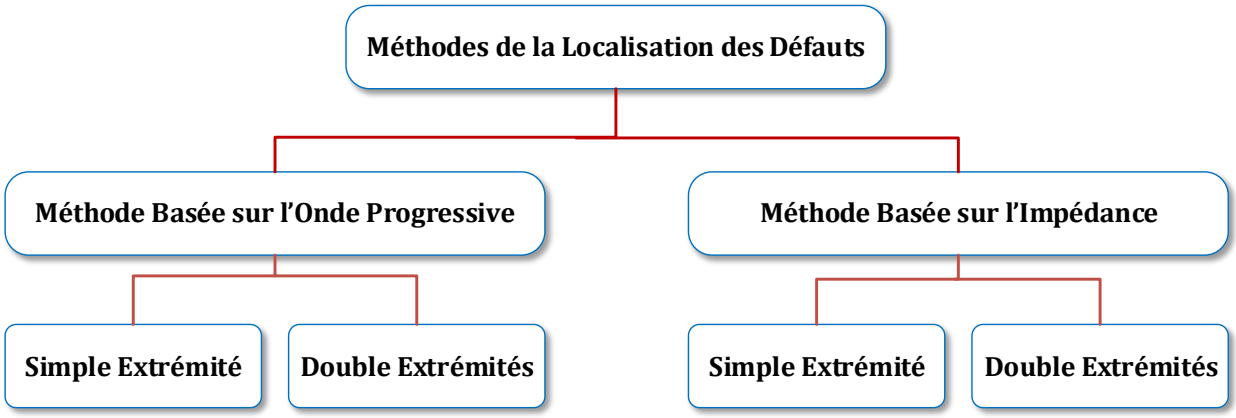


Figure IV. 1 : Classification des méthodes de la localisation des défauts.

IV.3.1 Localisation de défauts basés sur la mesure d'impédance

Les algorithmes de localisation de défauts basés sur l'impédance sont utilisés pour estimer la localisation des défauts sur une ligne de transmission. Ces méthodes sont couramment utilisées par les services publics en raison de leur simplicité. Elles nécessitent des signaux de courant et de tension ainsi qu'une impédance de séquence (positive, négative et nulle) pour estimer la distance jusqu'à l'emplacement du défaut [94]. En fonction de la disponibilité des signaux d'entrée, ces algorithmes peuvent être classés en méthodes à une extrémité et à deux extrémités. Ces deux méthodes sont présentées dans les sous-sections suivantes.

IV.3.1.1 Principe de base de la méthode d'impédance

La méthode de localisation de défaut basée sur la mesure d'impédance. Dans une ligne électrique simple, il est supposé que les composantes de défaut des courants fournies par les systèmes locaux (A) et à distance (B) sont en phase. La figure IV.2 présente un système équivalent utilisé pour la localisation de défaut, qui consiste en une ligne électrique interconnectée entre deux extrémités d'un système électrique. EA et EB représentent les sources équivalentes à ces extrémités.

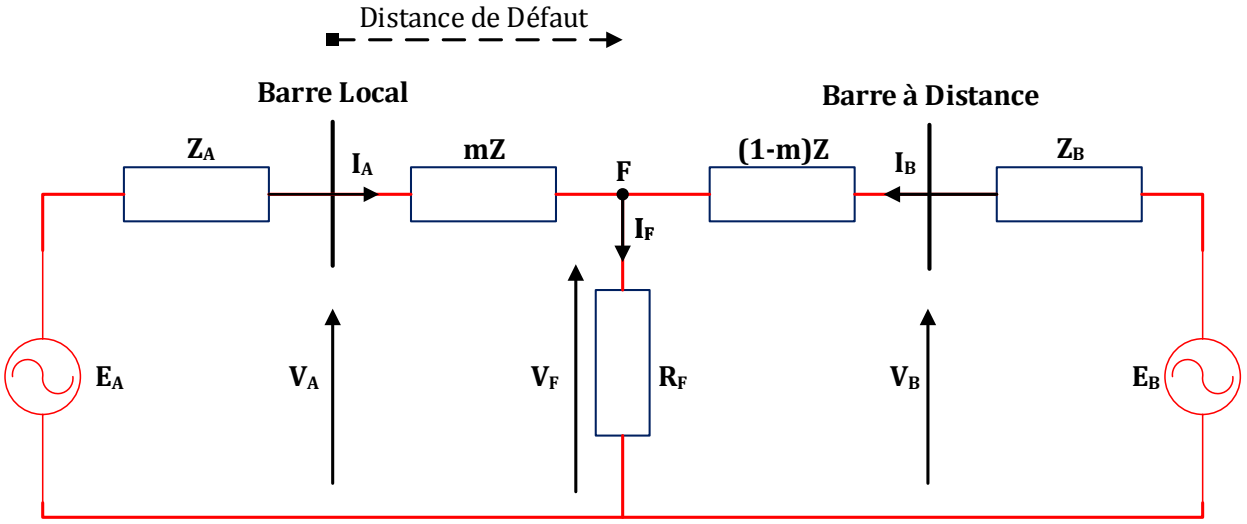


Figure IV. 2 : Système équivalent pour localisation de défaut.

Un défaut Phase-Terre s'est produit sur la phase **A** au point **F** à travers une résistance R_F à une distance **m** de la position du localisateur. Le courant de défaut I_F est composé de deux éléments I_A et I_B provenant respectivement des extrémités émettrices et réceptrices. La tâche essentielle de l'algorithme de localisation de défaut est d'estimer la distance **m** du défaut en fonction de l'impédance totale de la ligne Z_L en utilisant les mesures de l'extrémité émettrice (pour les algorithmes à une extrémité) ou les mesures des deux extrémités (pour les algorithmes à deux extrémités) avec la plus grande précision possible [93].

IV.3.1.2 Techniques de localisation à base de mesure d'impédance

Les deux techniques de la localisation des défauts à base de mesure d'impédance sont les suivants :

A. Technique à une simple extrémité

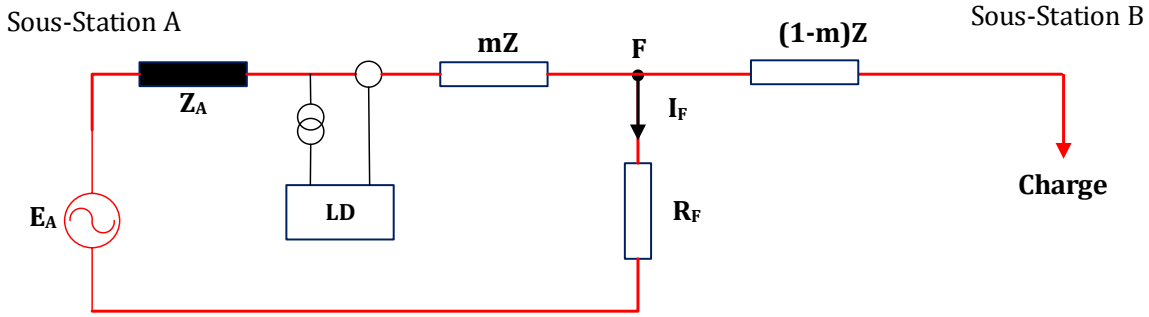


Figure IV. 3 : Localisation des défauts basée sur l'impédance avec la source à une extrémité.

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

$$V_A = m \cdot Z \cdot I_A + V_F \quad \text{(IV.1)}$$

Où :

m : Distance au défaut ;

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

I_A: Courant de la barre omnibus locale durant le défaut ;

V_F : Tension de défaut due à la présence d'une résistance de défauts ;

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

$$V_A = m \cdot Z \cdot I_A + R_F \cdot I_F \quad \text{(IV.2)}$$

Où ***R_F*** est la résistance de défaut et ***I_F*** est le courant de défaut total. L'équation (IV.2) peut être réorganisée sous la forme :

$$m = \frac{im\left(\frac{V_A}{I_A}\right) - im\left(\frac{R_F I_F}{I_A}\right)}{im(Z)} \quad \text{(IV.3)}$$

"***im***" représente la composante imaginaire de l'expression. Afin de résoudre l'équation ci-dessus, la résistance ***R_F*** inconnue doit être exclue en considérant ici quelques hypothèses simplificatrices appropriées. Si les courants de l'extrémité émettrice et du défaut (IA et IF) sont considérés comme étant en phase, le terme contenant ***R_F*** disparaît car sa partie imaginaire est égale à zéro. On obtient ainsi la forme finale de la distance de défaut ***m*** [93, 95] :

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

Z_A : est l'impédance de l'extrémité locale au point de défaut.

Cette dérivation résume la caractéristique de base des algorithmes à une extrémité, dans laquelle la plus petite quantité de données disponibles (par rapport aux autres algorithmes à deux extrémités) conduit à simplifier les équations de localisation des défauts

avec certaines hypothèses. Cela affecte par conséquent la précision globale du processus de calcul de façon remarquable. Les efforts de recherche visent donc à améliorer ces algorithmes afin d'obtenir la plus grande précision possible.

B. Technique à double extrémité

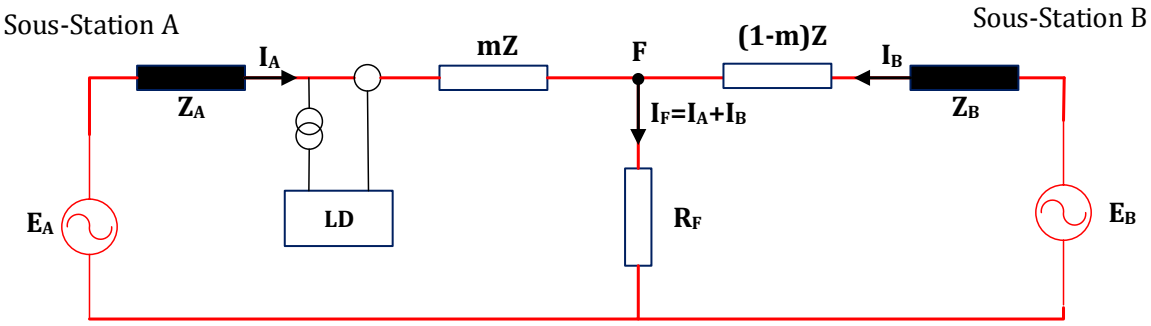


Figure IV. 4 : Localisation des défauts basée sur l'impédance avec la source en deux extrémités.

La manière directe et la plus précise de calculer la distance de défaut est de dépendre des grandeurs de tension et de courant mesurées V_A, I_A et V_B, I_B aux deux extrémités émettrices et réceptrices pour la phase en défaut respectivement. Comme le montre la Figure IV.4, la tension du point de défaut V_F peut être décrite comme une fonction des tensions des extrémités émettrice et réceptrice, comme suit :

$$V_F = V_A - I_A \cdot mZ_L \tag{IV.4}$$

$$V_F = V_B - I_B \cdot (1-m) Z_L \tag{IV.5}$$

En mettant les deux équations en équation et en réarrangeant, on obtient :

$$m = \frac{\frac{V_A - V_B}{Z_L}}{I_A + I_B} \tag{IV.6}$$

À première vue, l'équation (IV.6) semble simple et facile à automatiser car elle ne dépend pas de la charge, du type de défaut ou de la résistance du défaut, et elle fonctionne également pour les défauts temporaires ou intermittents où aucune extrémité ne s'ouvre, ce qui en fait un outil précieux pour la maintenance. La seule question qui reste est de savoir quels composants de séquence nous devons utiliser pour représenter le modèle de circuit équivalent. La norme C37.114 n'indique pas explicitement quels composants utiliser et dans

quels cas les utiliser. Elle indique que "les composants à séquence positive sont utilisés plutôt que ceux à séquence nulle". La norme indique également que l'équation a été testée sur le terrain avec des résultats précis et fournit un certain nombre de bonnes références [96].

IV.3.2 Localisation de défauts à base d'ondes progressives

L'application des ondes progressives pour la localisation précise des défauts sur les lignes de transmission est bien établie et déployée dans de multiples dispositifs sur le terrain depuis des années. Que ce soit en tant qu'appareils dédiés à la localisation des défauts ou en tant que fonction intégrée dans les relais de protection, une estimation plus précise de la localisation d'un défaut est possible par rapport aux principes basés sur l'impédance.

La précision de tous les algorithmes de localisation de défauts basés sur la mesure de l'impédance apparente est limitée en raison d'erreurs de mesure des phases de tension et de courant. Ces erreurs sont influencées par de nombreux facteurs difficiles à éliminer, tels que l'impédance du défaut (résistance d'arc), les conditions d'alimentation à l'extrémité locale et à l'extrémité distante de la ligne, le flux de charge superposé, les conditions de mise à la terre et le couplage mutuel avec une ligne parallèle. En outre, ils dépendent des réglages corrects des impédances de ligne, tant pour la séquence positive que pour la séquence nulle, qui doivent être calculés correctement ou déterminés par une mesure de l'impédance de ligne primaire [97].

IV.3.2.1 Principes de base des ondes progressives

Lorsqu'un défaut survient sur une ligne, une onde progressive est générée et se propage de l'endroit du défaut aux deux extrémités de la ligne à une vitesse proche de celle de la lumière, sauf lorsque la tension traverse le zéro. Ce principe est illustré dans la figure IV.5 pour une ligne de transmission simple lorsqu'un défaut se produit sur la ligne.

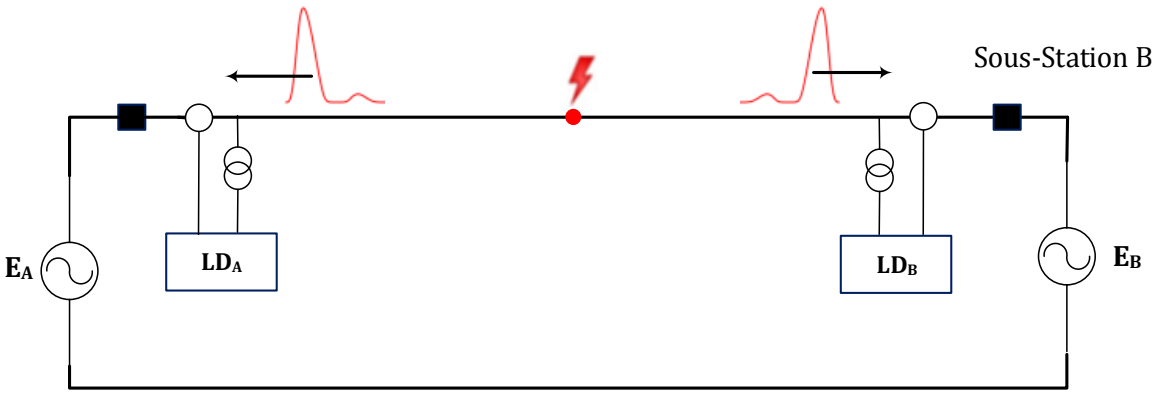


Figure IV. 5 : Principe de base de la propagation d'une onde progressive.

Les ondes progressives peuvent être obtenues en résolvant le système d'équations différentielles linéaires pour les lignes de transmission (équations du télégraphe). Pour une ligne de transmission sans pertes, les équations suivantes décrivent les tensions (x, t) et les courants (x, t) sur la ligne :

$$\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = -L' \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \tag{IV.7}$$

$$\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = -C' \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \tag{IV.8}$$

Alors que L' et C' sont l'inductance et la capacitance de la ligne. Ceci peut être combiné dans les équations d'onde (équation d'Alembert) comme suit :

$$\frac{\partial^2 v(x,t)}{\partial t^2} = L'C' \frac{\partial^2 v(x,t)}{\partial x^2} \tag{IV.9}$$

$$\frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial t^2} = L'C' \frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial x^2} \tag{IV.10}$$

La solution générale pour les équations d'onde peut se formuler comme une somme (superposition) d'une onde progressive f en direction avant et g en direction arrière :

$$v(x,t) = f(x-ct) + g(x+ct) \tag{IV.11}$$

$$i(x,t) = \frac{1}{Z_W}\left(f(x-ut) - g(x+ut)\right) \tag{IV.12}$$

Alors que $c = 1/\sqrt{L'C'}$ est la vitesse de propagation et $ZW = \sqrt{L'/C'}$ l'impédance caractéristique de la ligne. Dans le cas d'une ligne de transmission à pertes, les équations doivent prendre en compte également les pertes par résistance et par conductance [98, 99].

Les ondes progressives, y compris leurs réflexions, sont souvent représentées à l'aide de diagrammes en réseau de Bewley, comme illustré dans la Figure IV.6. Le gradient des lignes de propagation est proportionnel à la vitesse de propagation des ondes. Dans différents milieux, tels que les topologies mixtes de lignes aériennes et de câbles, des vitesses différentes peuvent être représentées dans le même diagramme.

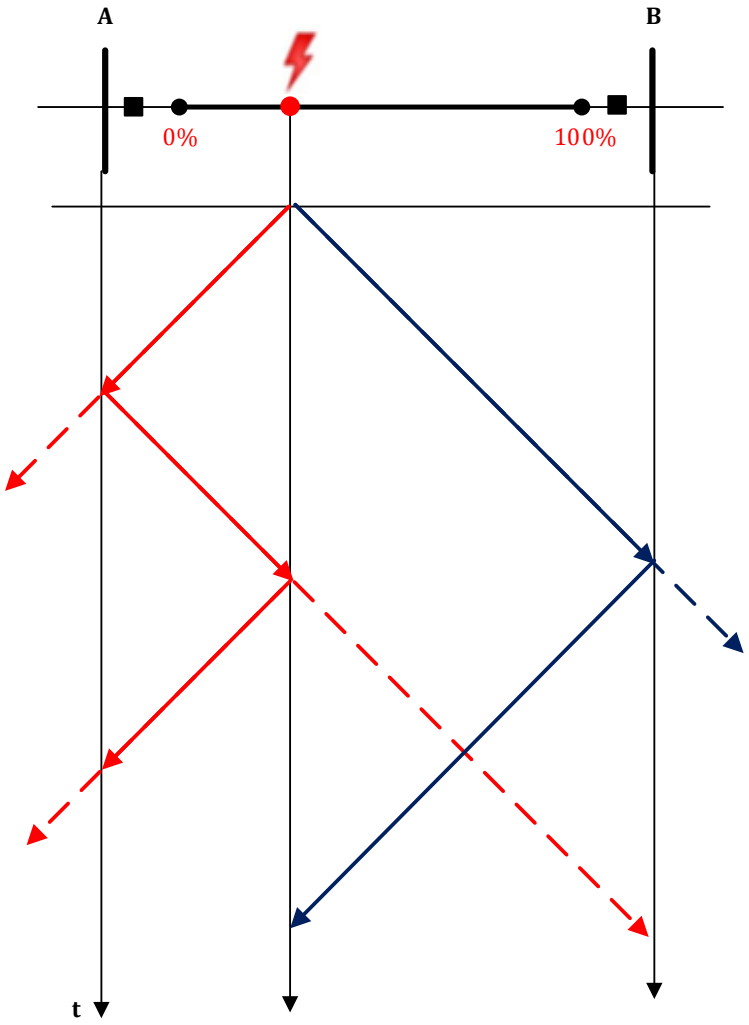


Figure IV. 6 : Diagramme en treillis de Bewley montrant la propagation d'ondes progressives dans le temps.

Les systèmes basés sur les ondes progressives, lorsqu'ils fonctionnent correctement, peuvent fournir des résultats très précis. Cependant, différents facteurs peuvent affecter remarquablement leurs performances. La propagation peut être affectée par les paramètres du système et la configuration du réseau, ce qui entraîne une forte atténuation des ondes. Une autre difficulté se pose pour les défauts proches des bus ou pour les défauts se produisant à des angles d'amorçage de tension proches de zéro. De plus, les ondes de réflexions peuvent être sérieusement affectées par les discontinuités de la ligne telles que les branches, les charges dérivées et les sections de câble. La complexité de leur simulation, en particulier lorsqu'on considère la dépendance en fréquence des paramètres du système, est également une autre difficulté [93, 100]. En outre, le facteur économique est un inconvénient essentiel en raison du matériel supplémentaire requis pour ces systèmes,

notamment les instruments d'émission et de capture d'ondes ainsi que les outils de communication et de synchronisation pour les systèmes à double extrémité.

IV.3.2.2 Techniques de localisation à base des ondes progressives

Il existe deux techniques de la localisation des défauts à base des ondes progressives : la technique à simple extrémité et la technique à double extrémité.

A. Technique à une simple extrémité

La méthode de localisation des défauts à une simple extrémité utilisant les ondes progressives ne nécessite qu'un seul dispositif de localisation des défauts situé à l'extrémité de la ligne. Cette méthode élimine le besoin de communication entre les bus et, par conséquent, son coût est inférieur à celui des méthodes à deux extrémités. La méthode à une extrémité nécessite l'identification de l'arrivée de l'onde progressive initiale générée par un défaut sur la ligne, puis l'identification correcte de la réflexion de l'onde initiale à partir du point de défaut lui-même [101]. La localisation est calculée sur la base des temps d'arrivée de la première onde progressive et de la première onde de réflexion par le défaut, comme le montre la Figure IV.7 [93].

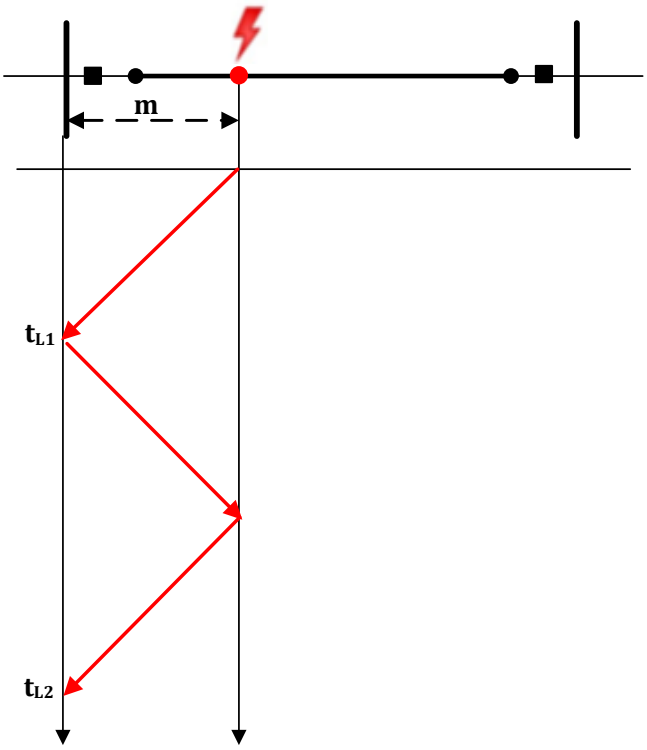


Figure IV. 7 : Localisation d'un défaut à une extrémité sur la base de la différence de temps entre la première onde d'arrivée et la première onde réfléchie.

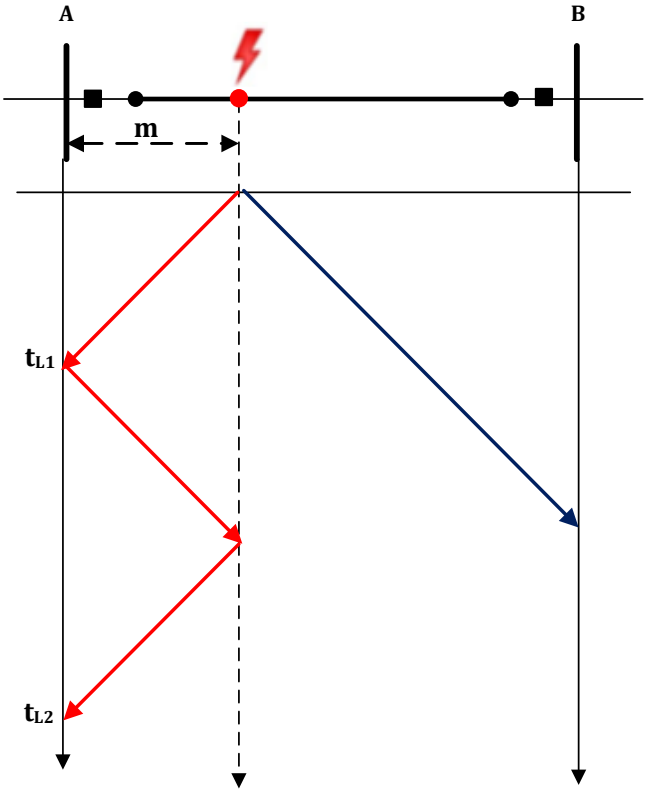


Figure IV. 8 : Diagramme en treillis de Bewley à une extrémité pour un défaut dans la première moitié de la ligne.

La Figure IV.8 montre le diagramme en treillis de Bewley pour un défaut situé dans la première moitié de la ligne. Pour les défauts situés à moins de la moitié de la distance totale de la ligne, l'équation de localisation du défaut est donnée par la formule suivante :

$$m = \frac{t_{L2} - t_{L1}}{2} v \qquad \text{(IV.13)}$$

Où t_{L1} est le temps d'arrivée de la première onde progressive, t_{L2} est le temps de la première onde de réflexion par le défaut et v est la vitesse de propagation.

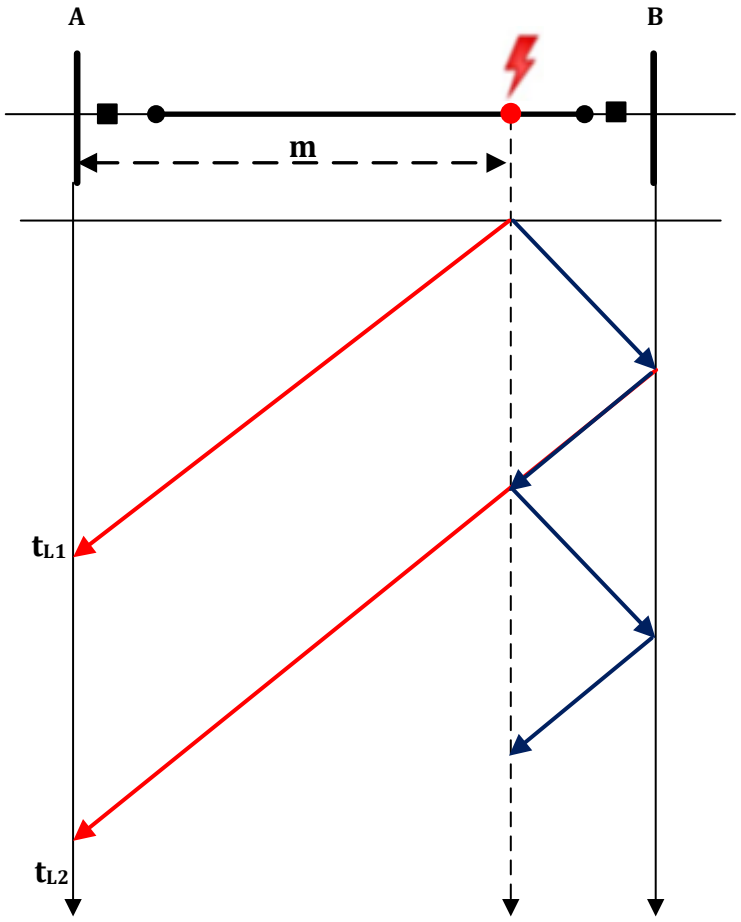


Figure IV. 9 : Diagramme en treillis de Bewley à une extrémité pour un défaut dans la deuxième moitié de la ligne.

La Figure IV.9 montre le diagramme en treillis de Bewley pour un défaut dans la deuxième moitié de la ligne. Pour les défauts supérieurs à la moitié de la distance totale de la ligne, l'équation de localisation du défaut est donnée par :

$$m = L - \left(\frac{t_{L2} - t_{L1}}{2} v \right) \qquad \text{(IV.14)}$$

Où t_{L1} est le temps d'arrivée de la première onde progressive, t_{L2} est le temps de la première de réflexion provenant du bus du côté opposé, v est la vitesse de propagation et L est la longueur totale de la ligne électrique.

B. Technique à double extrémité

La localisation des défauts par ondes progressives la plus évidente et fiable est basée sur un principe à deux extrémités comme le montre la Figure IV.10 et a été mise en œuvre dans divers dispositifs de protection et de localisation des défauts sur le terrain [102, 103].

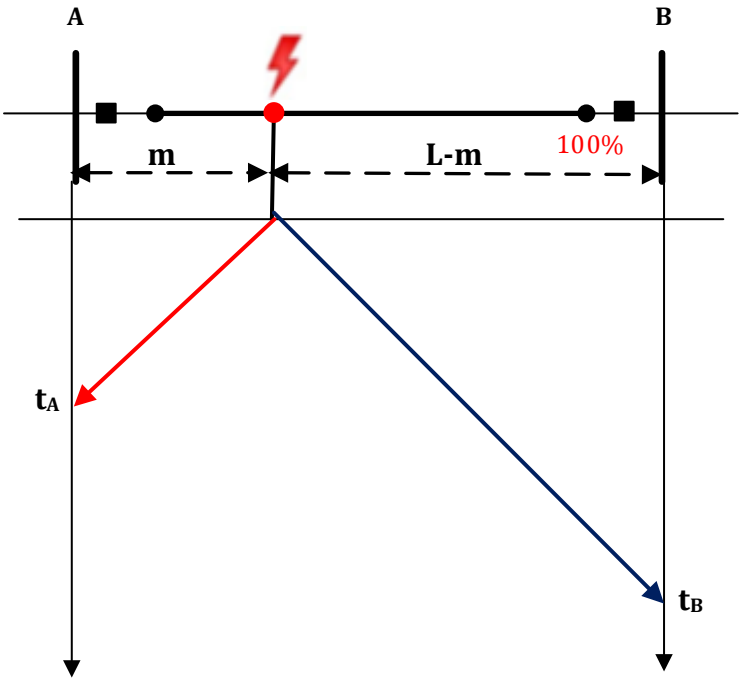


Figure IV. 10 : Localisation de défauts à deux extrémités sur la base de la différence entre les premiers temps d'arrivée.

Les temps d'arrivée des ondes progressives aux deux extrémités de la ligne sont comparés et la localisation du défaut m est calculée selon la formule suivante :

$$m = \frac{L + (t_A - t_B)}{2} v \qquad \text{(IV.15)}$$

Où L est la longueur de la ligne, t_A et t_B sont les temps d'arrivée de l'onde progressive à l'extrémité locale (A) et distante (B) respectivement et v est la vitesse de propagation. La localisation calculée dépend uniquement de l'heure d'arrivée précise des fronts d'ondes progressives détectés et de la longueur correcte de la ligne de transmission.

De nos jours, la synchronisation temporelle précise des dispositifs de protection ou de localisation des défauts est possible en utilisant une référence temporelle basée sur le système de positionnement global (GPS) aux deux extrémités ou une synchronisation utilisant une horloge grand maître basée sur le réseau, qui distribue le temps en utilisant le protocole de temps de précision IEEE 1588 (PTP) sur un réseau Ethernet dans une sous-station.

Pour une localisation de défaut hors ligne, les horodateurs des deux extrémités doivent être collectés pour effectuer le calcul. Les différents temps d'arrivée des ondes progressives

peuvent être alignés dans un diagramme en treillis de Bewley, soit manuellement, soit automatiquement dans un outil logiciel, où la localisation du défaut peut être calculée et vérifiée. Le principe peut même être étendu aux lignes à trois terminaux ou aux topologies à extrémités multiples.

Pour la localisation des défauts en ligne, telle qu'elle est mise en œuvre dans les relais de protection, les horodatages sont transmis immédiatement à l'extrémité distante, le plus souvent en utilisant les canaux de communication existants, qui sont utilisés par exemple pour la protection différentielle des lignes en parallèle. Dans un relais de protection, les informations relatives à la localisation des défauts par ondes progressives peuvent être complétées par des informations supplémentaires provenant d'un algorithme de localisation des défauts basé sur l'impédance, afin qu'une déclaration fiable et précise puisse être émise dans l'enregistrement des défauts ou communiquée au centre de contrôle.

IV.4 Localisation défaut en utilisant les PMU

Cette méthode a été introduite en utilisant le système de positionnement global (GPS) conjointement avec l'unité de mesure de phaseur (PMU) pour la localisation des défauts [104, 105].

L'utilisation du GPS permet d'assurer la synchronisation précise entre les deux extrémités de la ligne, tandis que la PMU est utilisé pour l'estimation du vecteur de phase, comme le montre la Figure IV.11. Le cœur de l'algorithme est fondamentalement similaire aux équations de l'algorithme principal à double extrémité en égalisant la tension du point de défaut des deux extrémités de ligne à l'aide d'une modélisation de ligne à paramètres distribués. Tous les tests d'évaluation de ses performances ont révélé sa plus grande précision, comme indiqué dans les références correspondantes. 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.

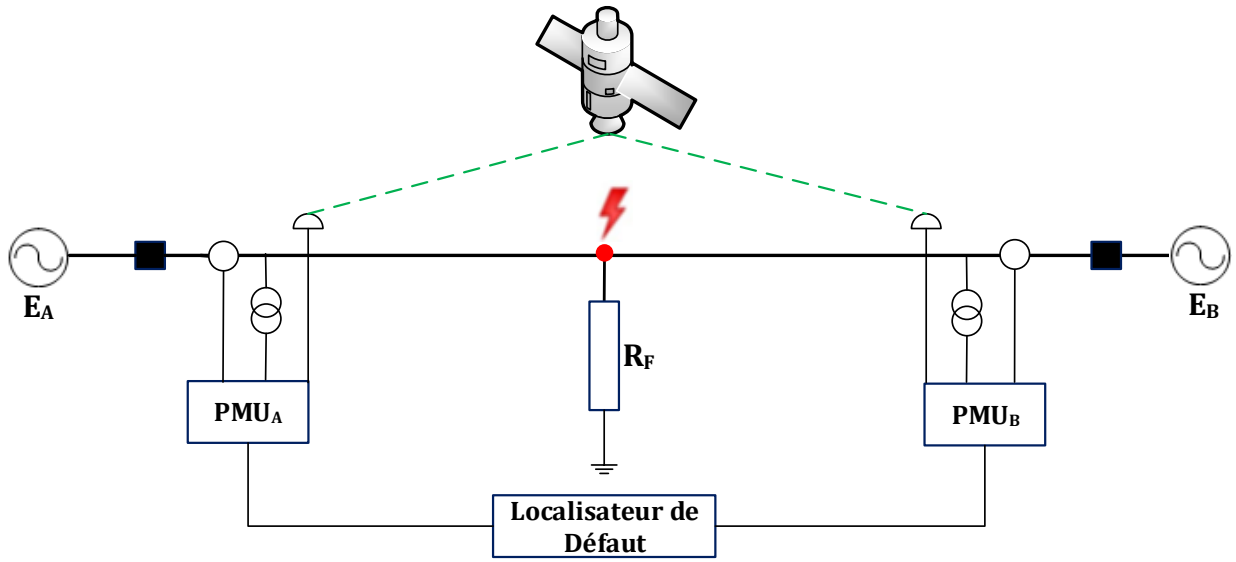


Figure IV. 11 : Schéma de principe de la localisation des défauts basé sur le PMU.

Deux techniques différentes ont été introduites dans notre travail pour la localisation des défauts, la méthode des impédances et la méthode d'onde progressive (DWT).

IV.5 Simulation de la localisation de défaut en utilisant les PMU

IV.5.1 Logiciel de simulation

Dans ce chapitre nous avons utilisés le logiciel PSCAD/EMTDC pour la modélisation et la simulation de la localisation des défauts dans une ligne de transport électrique à deux extrémités, Ce logiciel 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.

Dans le PSCAD/EMTDC 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.

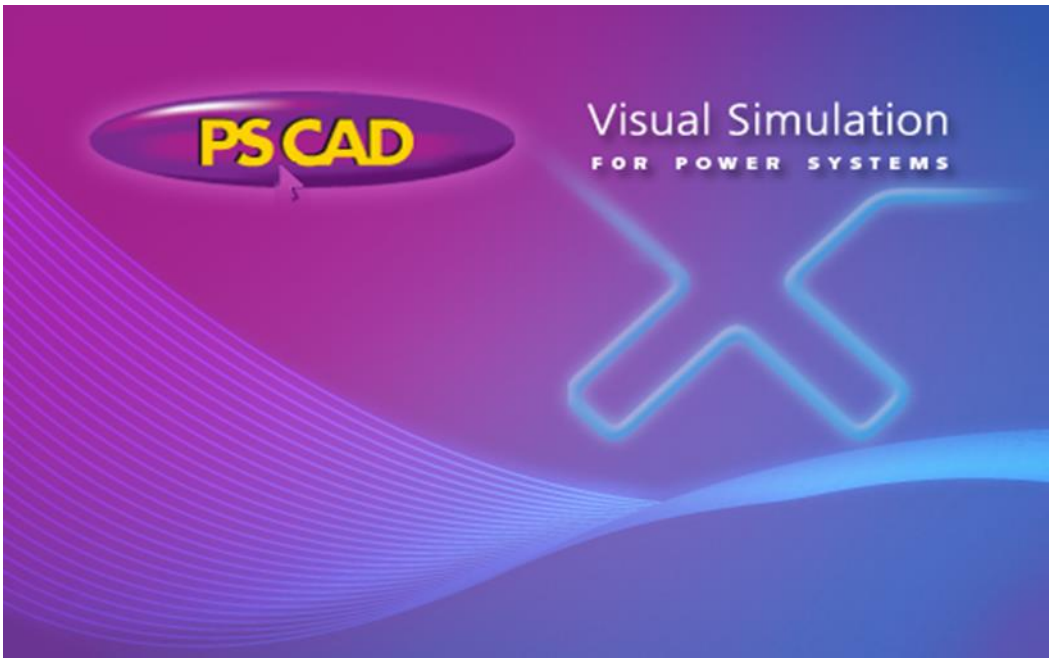


Figure IV. 12 : Interface utilisateur PSCAD.

IV.5.2 Modélisation d'une ligne de transport électrique

Le système de la localisation de défaut dans une ligne de transport électrique à étudier, est constitué de plusieurs parties :

- Modèle de la ligne de transport électrique à deux extrémités.
- Système de traitement de signal (échantillonnage et filtrage) pour faire une mesure des paramètres du réseau électrique (Impédances, Résistances, Réactance, Composantes symétriques de tension et de courant,….) ;
- Partie pour la simulation des types des défauts, la résistance de défaut, temps et durée de défaut ;
- Partie pour les méthodes d'estimation de la distance de défaut (Méthodes des impédances et Méthode DWT).

Pour le modèle de la ligne de transport électrique choisi, une ligne triphasée a été sélectionnée en utilisant le modèle de ligne Bergeron dans le logiciel PSCAD/EMTDC. Ce modèle est considéré comme le plus précis disponible dans ce logiciel, car la résistance varie en fonction de la longueur du conducteur.

Le circuit de la Figure IV.13 est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres des sources mentionnés dans le Tableau IV.1.

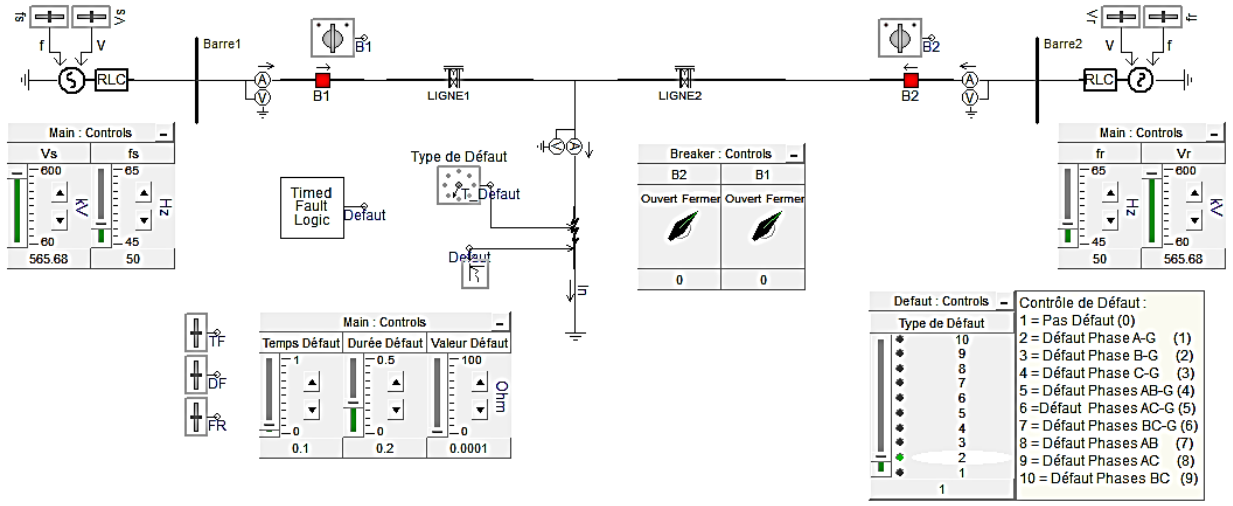


Figure IV. 13 : Schéma unifilaire du modèle de simulation d'une ligne à double extrémités.

Tableau IV. 1 : Paramètres des sources du modèle de simulation.

	Source de la Barre 1	**Source de la Barre 2**
Tension efficace (kV)	400	400
Déphasage (°)	0	20
Résistance (Ω)	2.11	0.816
Inductance (mH)	179.52	75.12
Capacité (µF)	0	0

IV.5.3 Méthodes de mesure des deux techniques

IV.5.3.1 Méthode de mesure d'impédances

Pour la méthode à une simple extrémité, et afin de détecter et localiser tous types de défauts, tels que les défauts Phase à la Terre, Double Phase à la Terre, Phase-Phase et Triphasé, six unités de mesure sont nécessaires pour calculer l'impédance de défaut. Trois unités sont utilisées pour calculer l'impédance de la ligne Phase-Terre, et trois autres sont utilisées pour calculer l'impédance Phase-Phase.

Tableau IV. 2 : Calcul de l'impédance de défaut sur les différentes boucles de mesure.

Elément de Distance	**Formule**	
Phase A	$Z_A = V_A / (I_A + k_0 I_0)$	(IV.16)
Phase B	$Z_B = V_B / (I_B + k_0 I_0)$	(IV.17)
Phase C	$Z_C = V_C / (I_C + k_0 I_0)$	(IV.18)
Phase A – Phase B	$Z_{AB} = V_{AB} / (I_A - I_B)$	(IV.19)
Phase B – Phase C	$Z_{BC} = V_{BC} / (I_B - I_C)$	(IV.20)
Phase C – Phase A	$Z_{CA} = V_{CA} / (I_C - I_A)$	(IV.21)

Avec :

$$I_0 = \frac{1}{3}\left(I_A + I_B + I_C\right) \quad \text{(IV.22)}$$

$$k_0 = \left(Z_0 - Z_1\right)/3Z_1 \quad \text{(IV.23)}$$

Z_0 : Impédance homopolaire mesurer depuis l'emplacement du relais jusqu'à l'extrémité de la zone protégée ;

Z_1 : Impédance de séquence positive mesurer depuis l'emplacement du relais jusqu'à l'extrémité de la zone protégée ;

Les Figure IV.14 et Figure IV.15 représentent les modèles utilisés pour la localisation de défaut Phase-Terre et Phase-Phase respectivement pour une simple extrémité (Défaut à 50km de l'extrémité A).

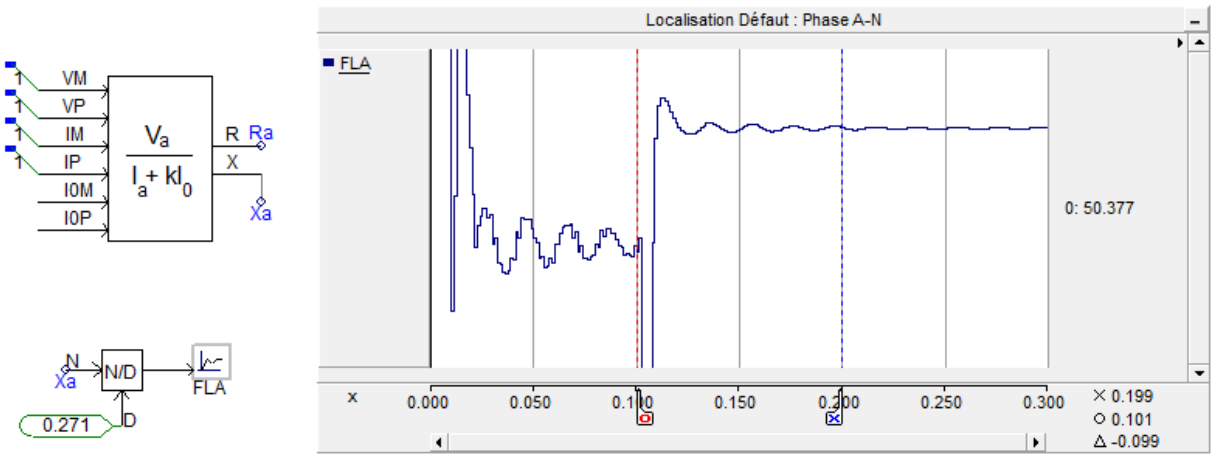


Figure IV. 14 : Localisation d'un défaut Phase-Terre pour une ligne à simple extrémité (Défaut à 50km de l'extrémité A).

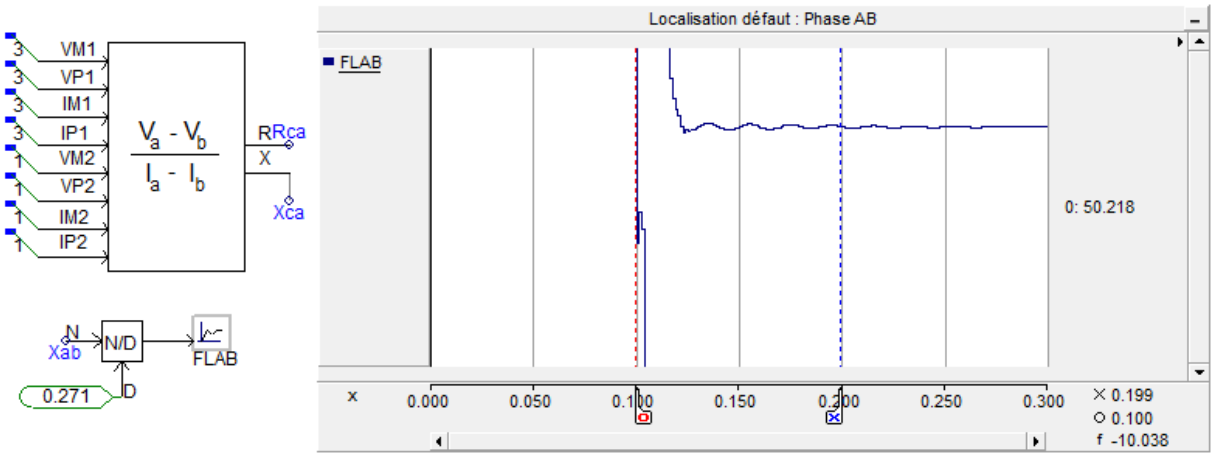


Figure IV. 15 : Localisation d'un défaut Phase-Phase pour une ligne à simple extrémité (Défaut à 50km de l'extrémité A).

Pour la méthode de localisation de défaut à double extrémités, seules les phases de courant et de tension de séquence négative pendant le défaut sont utilisées pour déterminer la distance au défaut [106]. L'utilisation de la composante de séquences négatives du courant et tension dans la localisation des défauts dans les lignes à double extrémités est appropriée [107]. Cette méthode permet d'éliminer de la résistance du défaut et les effets du flux de puissance avant le défaut [108].

La Figure IV.16 représente la localisation d'un défaut situé à 50km de l'extrémité A pour la méthode d'impédance à double extrémités.

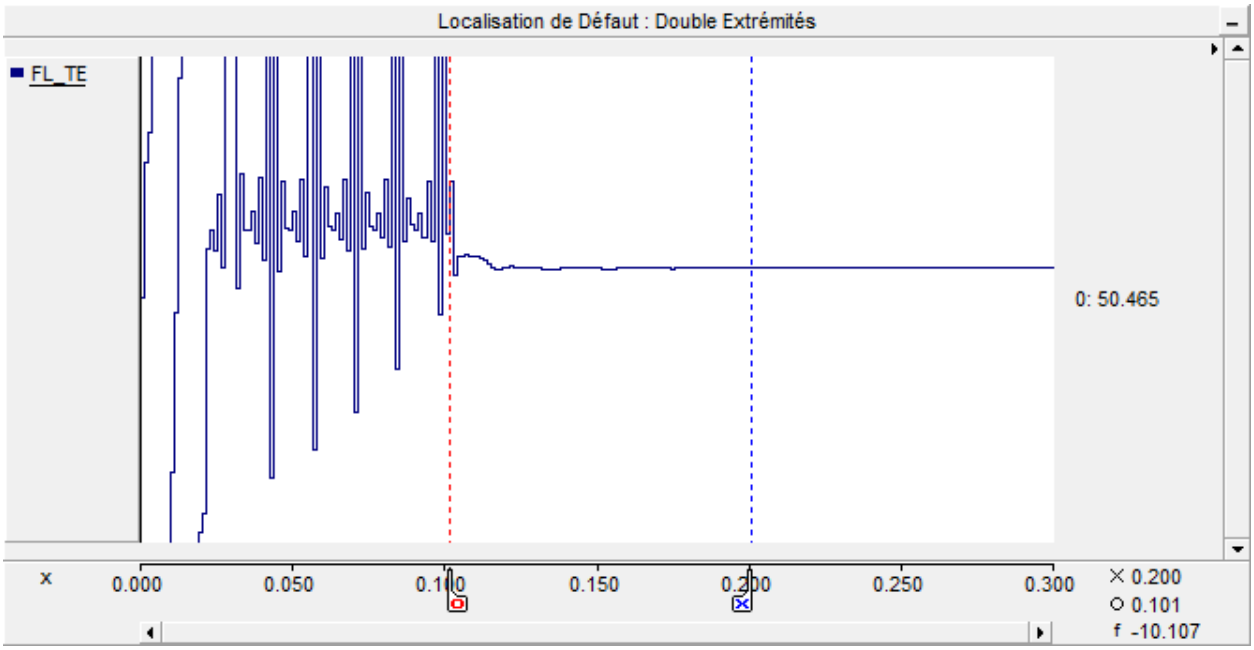


Figure IV. 16 : Localisation d'un défaut situé à 50km de l'extrémité A pour la méthode d'impédance à double extrémités.

IV.5.3.2 Méthode d'onde progressive

Dans cette méthode nous avons utilisés la théorie de la transformée en ondelettes discrètes (DWT) utilisant la transformation de Clarke pour l'estimation de la localisation des défauts dans les lignes de transport électrique. La meilleure ondelette mère pour le schéma de localisation des défauts est la famille Daubechies (dB4) devient le choix commun de nombreux chercheurs pour l'estimation de la localisation des défauts [92, 109].

Cette méthode présente une approche différente, qui est basée sur la transformation de Clarke connue sous le nom de transformation alpha-bêta (Equation IV.24), qui est une transformation d'un système triphasé en un système biphasé [110, 111], où après le résultat, la transformation de Clarke est ensuite transformée en ondelette discrète.

$$i_{\alpha\beta 0} = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_a(n) \\ i_b(n) \\ i_c(n) \end{bmatrix} \quad \text{(IV.24)}$$

Les transformations en ondelettes discrètes (DWT) sont des méthodes utilisées pour décomposer le signal d'entrée, et le signal est analysé en donnant un traitement aux coefficients d'ondelettes. Le processus de décomposition fait intervenir deux filtres, à savoir un filtre passe-bas et un filtre passe-haut. Cette décomposition est réalisée par un filtrage passe-haut et passe-bas successifs du signal du domaine temporel.

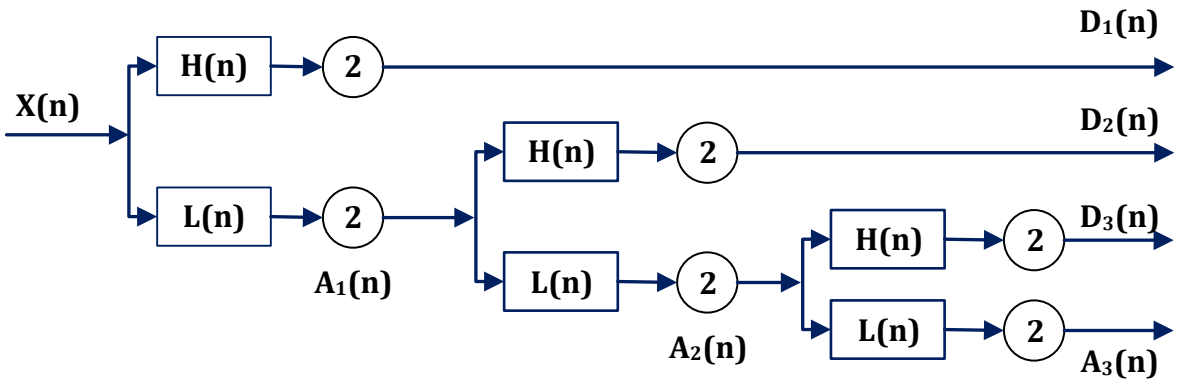


Figure IV. 17 : Décomposition à plusieurs niveaux du signal en utilisant de la DWT.

Comme le montre la Figure IV.17, Premièrement, le signal passe par le filtre passe-haut H(n) et un filtre passe-bas L(n), les sorties des deux filtres sont décimées par 2, ce qui signifie que le taux d'échantillonnage du signal est réduit de moitié, puis les coefficients de détail et les coefficients d'approximation au niveau 1 (A1 et D1) sont obtenus. Après cela, les coefficients d'approximation au niveau 1 (A1) sont envoyés au deuxième étage pour être décomposés comme précédemment. Enfin, le signal est décomposé au niveau requis en répétant cette procédure.

Il existe différents types d'ondelettes mères, comme les Symlets (sym), Daubechies (db), Coiflets (coif), etc. Il est très important de choisir le bon type d'ondelette mère pour localiser et déterminer différents types de transitoires. Dans notre travail nous avons choisi l'ondelette mère Daubechies d'ordre 4 (db4) avec un coefficient de détail du 1er niveau.

Les Figure IV.18 et Figure IV.19 montrent les coefficients d'approximation (A1) et de détail (D1) du 1er niveau qui sont obtenus par le PMU de l'extrémité A pour un défaut situé à 50 km de l'extrémité A.

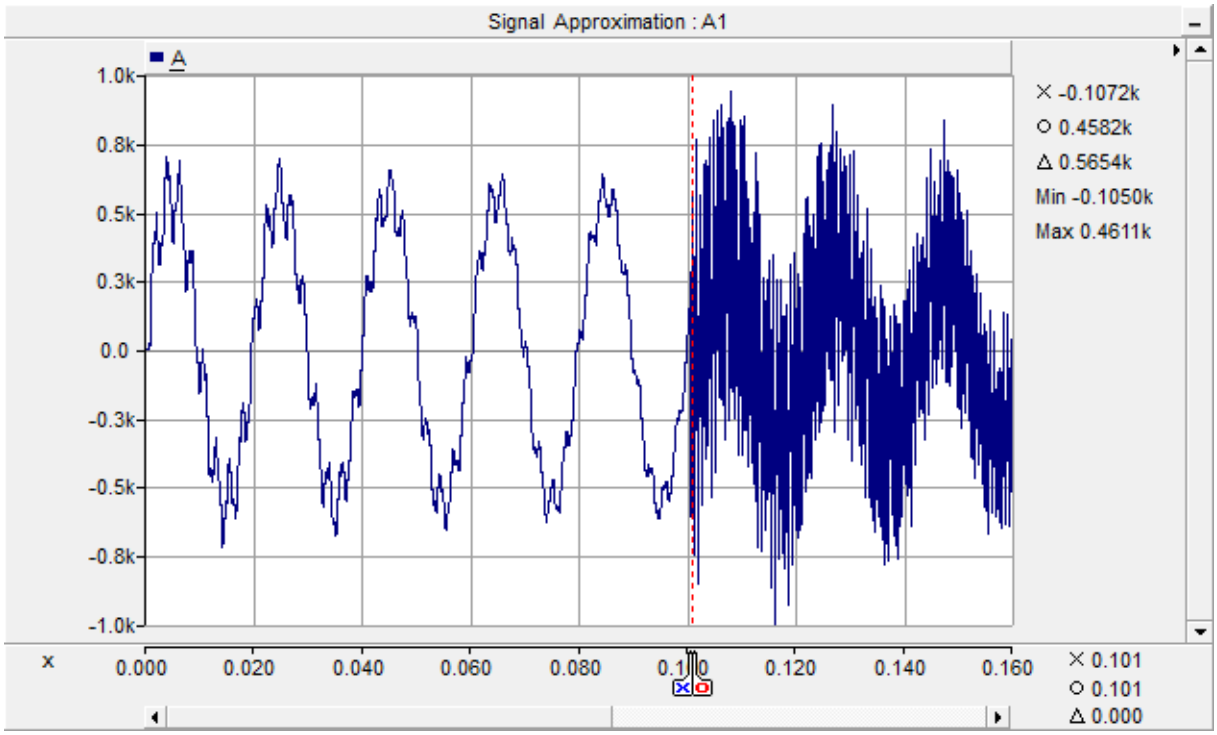


Figure IV. 18 : Coefficient d'approximation du 1er niveau (A1-db4) pour un défaut à 50km de l'extrémité A.

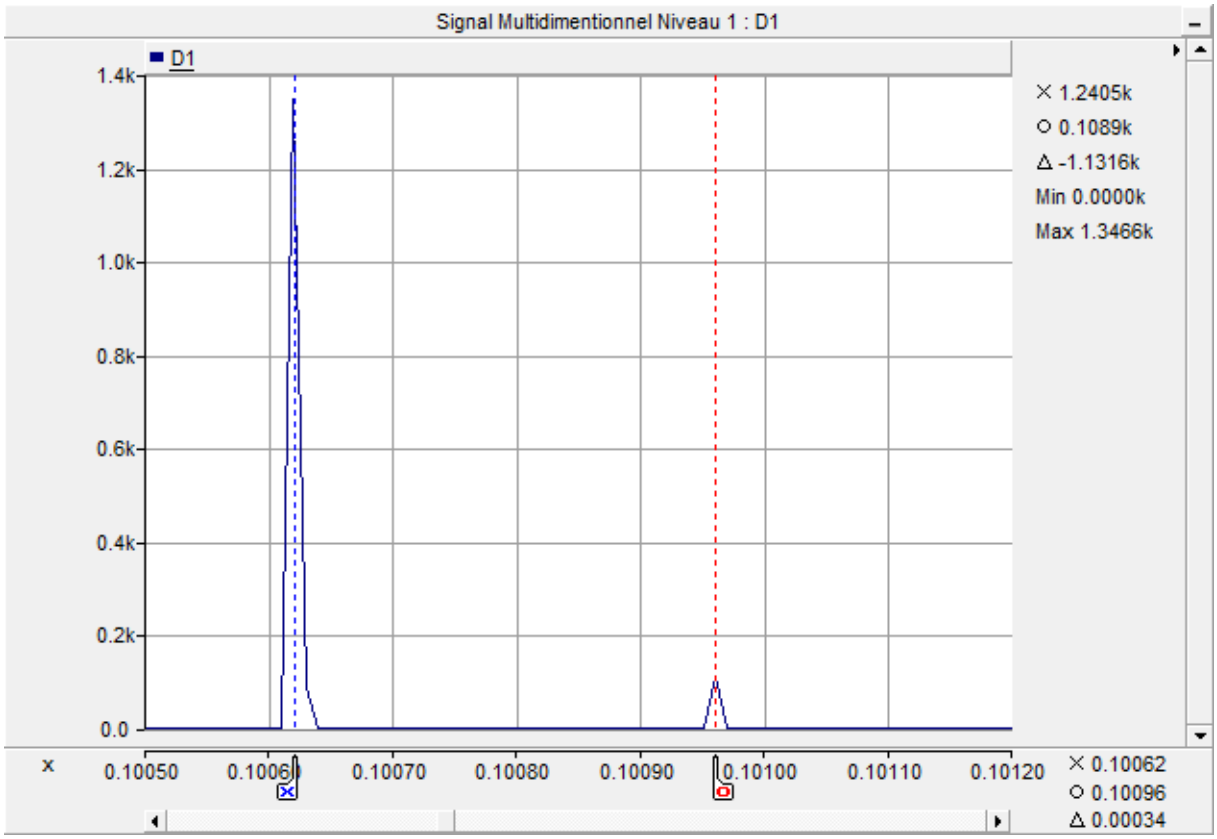


Figure IV. 19 : Coefficient de détail du 1er niveau (D1-db4) pour un défaut à 50km de l'extrémité A.

A partir de la Figure IV.19, on peut calculer :

$t_d = t_{L2} - t_{L1} = 0.10096 - 0.10062 = 0.00034\ s$

Par conséquent, le défaut est situé sur la première moitié de la ligne,

$m = (td \times v)/2 = (0.00034 * 298183{,}19)/2 = 50.6911\ km$

IV.5.4 Simulations et interprétations des résultats

Pour tester la précision des modèles d'estimation de la distance de défauts proposés, des différents types des défauts dans des différents emplacements avec différentes résistances de défaut ont été simulés.

L'erreur d'estimation est calculée par la formule suivante :

$$Erreur(\%) = \frac{\left|Localisation_{Réelle} - Localisation_{Estimée}\right|}{Longeur_{Ligne}} \qquad \text{(IV.25)}$$

Les paramètres de la ligne du modèle de simulation sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 3 : Paramètres de la ligne du modèle de simulation.

Longueur de la Ligne	**L=** 150 km
Paramètres de la Composent Direct	$\mathbf{R_1}$= 0.018 Ω/km $\mathbf{L_1}$= 0.864 mH/km $\mathbf{C_1}$= 0.013 µF/km
Paramètres de la Composent Homopolaire	$\mathbf{R_0}$= 0.161 Ω/km $\mathbf{L_0}$= 7.728 mH/km $\mathbf{C_0}$= 0.010 µF/km
L'impédance de la Source Barre 1 « S »	$\mathbf{Z_{S1}}$= 2.11+j56.4 Ω $\mathbf{Z_{S0}}$= 28.16+j134.46 Ω
L'impédance de la Source Barre 2 « R »	$\mathbf{Z_{R1}}$=0.816+j23.6 Ω $\mathbf{Z_{R0}}$=11.68 +j40.27 Ω

Les parties suivantes traitent l'estimation de la localisation des défauts dans une ligne électrique à deux extrémités (Figure IV.13). Les types de défauts utilisés dans les études d'évaluation comprennent le défaut phase-terre, biphasé-terre et biphasé. En plus d'étudier les différents types de défauts, les différents emplacements de défauts ont été également étudiés afin de tester les méthodes proposés. Des résistances de défaut de 0.0001Ω, 1Ω, 10Ω et 50Ω ont été simulée pour les différents types de défauts afin de tester les performances des méthodes proposées.

IV.5.4.1 Effet de type de défaut

Dans cette section, les résultats de l'erreur de localisation des défauts de la méthode d'onde progressive (DWT-db4) et la méthode d'impédance pour simple et double extrémité sont comparés pour des différents types de défauts dans trois emplacements 10 km, 70 km et 140 km avec une résistance de défaut presque nulle (Résistance de défaut = 0.0001 Ω).

Tableau IV. 4 : Résultats d'estimation de la localisation pour différents types de défaut.

Type de Défaut	Distance de Défaut (km)	Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
			Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
			Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
Phase-Terre	10	0,0001	10,44	0,291	9,40	0,400	10,13	0,086	10,59	0,396
	70		69,88	0,081	70,53	0,352	70,42	0,283	70,18	0,120
	140		139,56	0,291	140,60	0,400	139,51	0,329	139,54	0,310
Biphasé-Terre	10	0,0001	10,44	0,291	9,40	0,400	10,04	0,025	11,47	0,977
	70		69,88	0,081	70,53	0,352	70,36	0,243	70,28	0,189
	140		139,56	0,291	140,60	0,400	141,45	0,965	139,07	0,622
Biphasé	10	0,0001	10,44	0,291	9,40	0,400	10,04	0,025	11,51	1,005
	70		69,88	0,081	70,53	0,352	70,36	0,243	70,29	0,191
	140		139,56	0,291	140,60	0,400	141,45	0,965	139,15	0,565

Le Tableau IV.4 compare les résultats de localisation des défauts des quatre méthodes proposées pour un défaut phase-terre, biphasé-terre et biphasé avec une résistance de défaut de 0.0001 Ohm.

Les quatre méthodes ont des erreurs moyenne presque similaire pour les défauts phase-terre (entre 0.2% et 0.3%), l'erreur la plus faible est de la méthode d'onde progressive à simple extrémité. Pour les défauts biphasé-terre et biphasés les deux méthodes d'ondes

progressives ont les mêmes erreurs que pour le défaut phase-terre, par contre les deux autres méthodes d'impédance ont des erreurs moyennes de 0.41% et de 0.59% pour la méthode de simple extrémité et double extrémité. L'erreur la plus importante ne dépasse jamais 0,59% pour ce test.

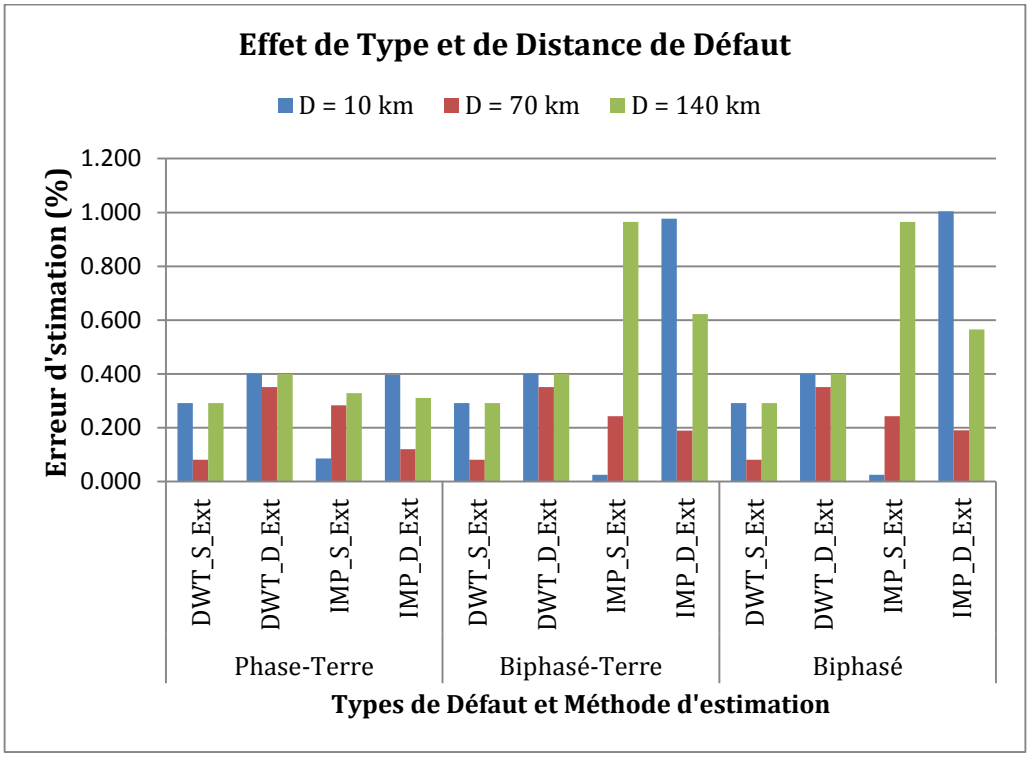


Figure IV. 20 : Histogrammes pour l'effet de type et de distance de défaut.

Les erreurs d'estimation sont représentées dans l'histogramme de la Figure IV.20, nous observons que les valeurs les plus faibles pour les deux méthodes d'ondes progressives (DWT_S_Ext et DWT_D_Ext) et la méthode d'impédance à double extrémité (IMP_D_Ext) sont situées dans la moitié de la ligne, et pour la méthode d'impédance à simple extrémité (IMP_S_Ext) les erreurs d'estimations les plus faibles sont situées dans les distances la plus proches de la source.

IV.5.4.2 Effet de distance de défaut

Les résultats de l'erreur d'estimation de la localisation des défauts des méthodes étudiées sont comparés pour des différents emplacements de défauts de 10 km à 140 km incrémentés par 10 km avec une résistance de défaut presque nulle (Résistance de défaut = 0.0001 Ω).

Les Tableau IV.5, Tableau IV.6 et Tableau IV.7 présentent l'erreur d'estimation de la localisation de défaut en fonction d'emplacement du défaut pour des défauts phase-terre,

biphasé-terre et biphasé sans terre respectivement, et les Figure IV.21, Figure IV.22 et Figure IV.23 représentent les courbes de ces erreurs.

Tableau IV. 5 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation du défaut Phase-Terre pour différents emplacement.

Type de Défaut	Distance de Défaut (km)	Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
			Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
			Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
Phase-Terre	10	0,0001	10,436	0,291	9,400	0,400	10,129	0,086	10,594	0,396
	20		20,873	0,582	19,836	0,109	20,229	0,153	20,560	0,373
	30		29,818	0,121	28,782	0,812	30,316	0,211	30,504	0,336
	40		40,255	0,170	40,709	0,473	40,370	0,247	40,420	0,280
	50		50,691	0,461	49,804	0,131	50,377	0,251	50,368	0,245
	60		59,637	0,242	60,091	0,061	60,363	0,242	59,850	0,100
	70		69,879	0,081	70,527	0,352	70,424	0,283	70,180	0,120
	80		79,927	0,049	79,473	0,352	80,258	0,172	80,041	0,027
	90		90,363	0,242	89,909	0,061	90,145	0,097	89,968	0,021
	100		100,651	0,434	100,196	0,131	100,045	0,030	99,849	0,101
	110		109,745	0,170	109,291	0,473	109,862	0,092	109,775	0,150
	120		120,182	0,121	121,218	0,812	119,785	0,143	119,670	0,220
	130		129,127	0,582	130,164	0,109	129,461	0,359	129,613	0,258
	140		139,564	0,291	140,600	0,400	139,507	0,329	139,535	0,310

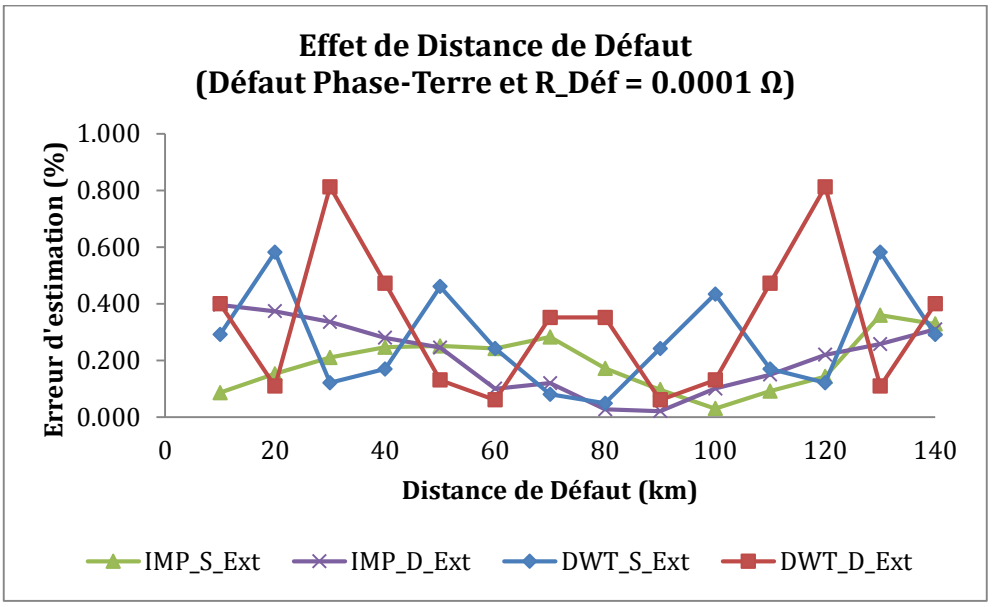


Figure IV. 21 : Effet de Distance de Défaut (Défaut Phase-Terre et R_Déf = 0.0001 Ω).

Tableau IV. 6 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation du défaut Biphasé-Terre pour différents emplacement.

Type de Défaut	Distance de Défaut (km)	Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
			Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
			Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
Biphasé-Terre	10	0,0001	10,436	0,291	9,400	0,400	10,037	0,025	11,465	0,977
	20		20,873	0,582	19,836	0,109	20,076	0,051	21,275	0,850
	30		29,818	0,121	28,782	0,812	30,117	0,078	30,833	0,555
	40		40,255	0,170	40,709	0,473	40,165	0,110	40,769	0,513
	50		50,691	0,461	49,804	0,131	50,218	0,145	50,561	0,374
	60		59,637	0,242	60,091	0,061	60,286	0,191	60,421	0,281
	70		69,879	0,081	70,527	0,352	70,364	0,243	70,284	0,189
	80		79,927	0,049	79,473	0,352	80,457	0,305	80,092	0,061
	90		90,363	0,242	89,909	0,061	90,564	0,376	89,871	0,086
	100		100,651	0,434	100,196	0,131	100,588	0,392	99,701	0,199
	110		109,745	0,170	109,291	0,473	110,860	0,573	109,531	0,313
	120		120,182	0,121	121,218	0,812	120,863	0,575	119,477	0,349
	130		129,127	0,582	130,164	0,109	131,228	0,819	129,254	0,497
	140		139,564	0,291	140,600	0,400	141,447	0,965	139,067	0,622

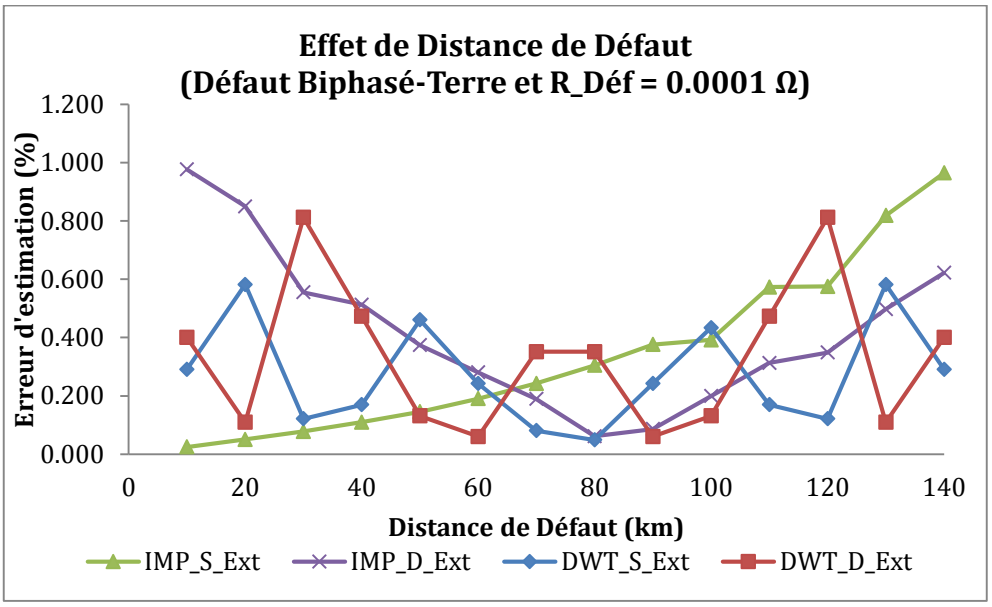


Figure IV. 22 : Effet de Distance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Déf = 0.0001 Ω).

Tableau IV. 7 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation du défaut Biphasé pour différents emplacement.

Type de Défaut	Distance de Défaut (km)	Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
			Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
			Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
Biphasé	10	0,0001	10,436	0,291	9,400	0,400	10,037	0,025	11,507	1,005
	20		20,873	0,582	19,836	0,109	20,076	0,051	21,260	0,840
	30		29,818	0,121	28,782	0,812	30,117	0,078	30,979	0,653
	40		40,255	0,170	40,709	0,473	40,165	0,110	40,849	0,566
	50		50,691	0,461	49,804	0,131	50,218	0,145	50,673	0,449
	60		59,637	0,242	60,091	0,061	60,286	0,191	60,480	0,320
	70		69,879	0,081	70,527	0,352	70,364	0,243	70,286	0,191
	80		79,927	0,049	79,473	0,352	80,457	0,305	80,103	0,069
	90		90,363	0,242	89,909	0,061	90,564	0,376	89,917	0,055
	100		100,651	0,434	100,196	0,131	100,588	0,392	99,699	0,201
	110		109,745	0,170	109,291	0,473	110,860	0,573	109,580	0,280
	120		120,182	0,121	121,218	0,812	120,863	0,575	119,416	0,389
	130		129,127	0,582	130,164	0,109	131,228	0,819	129,276	0,483
	140		139,564	0,291	140,600	0,400	141,447	0,965	139,152	0,565

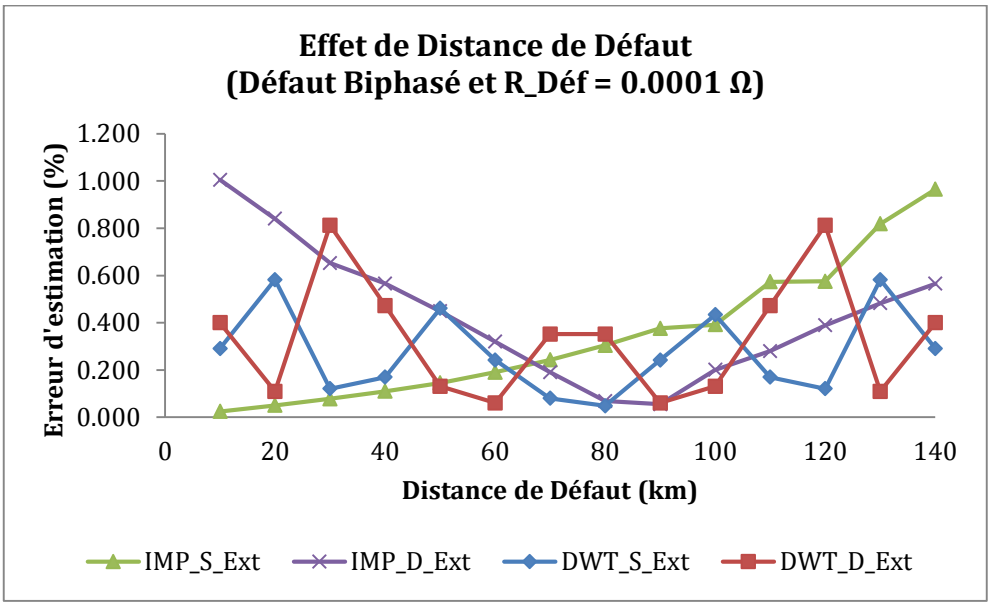


Figure IV. 23 : Effet de Distance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Déf = 0.0001 Ω).

L'erreur la plus faible est de 0.086% de la méthode d'impédance à simple extrémité pour un défaut situé à 10km pour un défaut phase-terre, les valeurs d'erreurs les plus faibles pour les autres méthodes sont enregistrés toujours à la moitié de la ligne.

La valeur d'erreurs d'estimation de la méthode d'impédance à simple extrémité augmente avec la distance de défaut plus que le défaut s'éloigné à la source plus que l'erreur s'augmente. L'erreur moyenne maximale enregistrée est de 0.433% de la méthode d'impédance à double extrémité pour un défaut biphasé.

IV.5.4.3 Effet de la résistance de défaut

Dans cette section, les résultats de l'erreur de localisation des défauts des quatre méthodes proposées sont comparés pour des différents valeurs de résistance 1Ω, 10Ω et 50Ω pour des défauts phase-terre, biphasé-terre et biphasé dans trois emplacements différents 10 km, 70 km et 140 km.

Le Tableau IV.8 montre les résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut phase-terre pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω dans trois emplacements 10 km, 70 km et 140 km. Les Figure IV.24, Figure IV.25 et Figure IV.26 représentent les histogrammes de ces erreurs.

Tableau IV. 8 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut Phase-Terre pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω.

Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
	Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
1	10,436	0,291	9,400	0,400	10,158	0,105	10,688	0,459
	69,879	0,081	70,527	0,352	70,423	0,282	70,192	0,128
	139,564	0,291	140,600	0,400	140,044	0,029	139,506	0,329
10	10,436	0,291	9,400	0,400	10,622	0,415	10,859	0,573
	69,879	0,081	70,527	0,352	71,582	1,055	70,215	0,143
	139,564	0,291	140,600	0,400	151,217	7,478	139,498	0,335
50	10,436	0,291	9,400	0,400	8,550	0,967	10,767	0,511
	69,879	0,081	70,527	0,352	72,094	5,271	70,179	0,119
	139,564	0,291	140,600	0,400	111,485	19,010	139,552	0,299

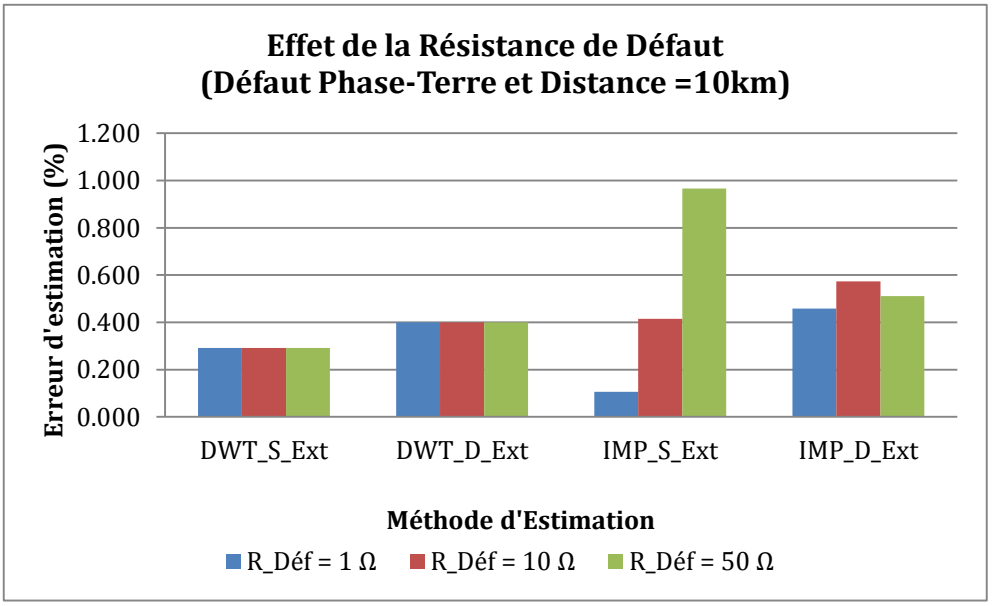


Figure IV. 24 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =10km).

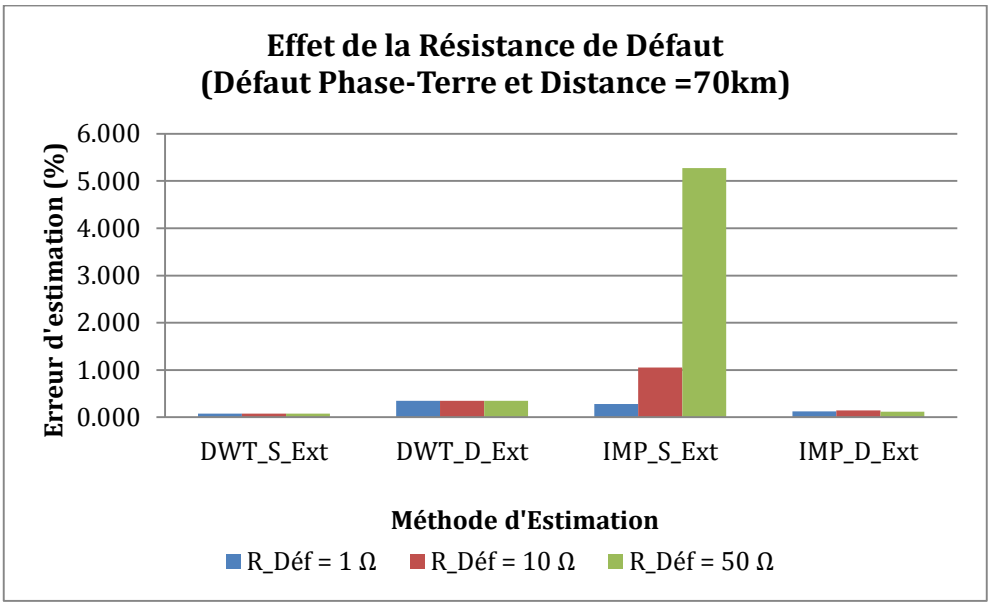


Figure IV. 25 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =70km).

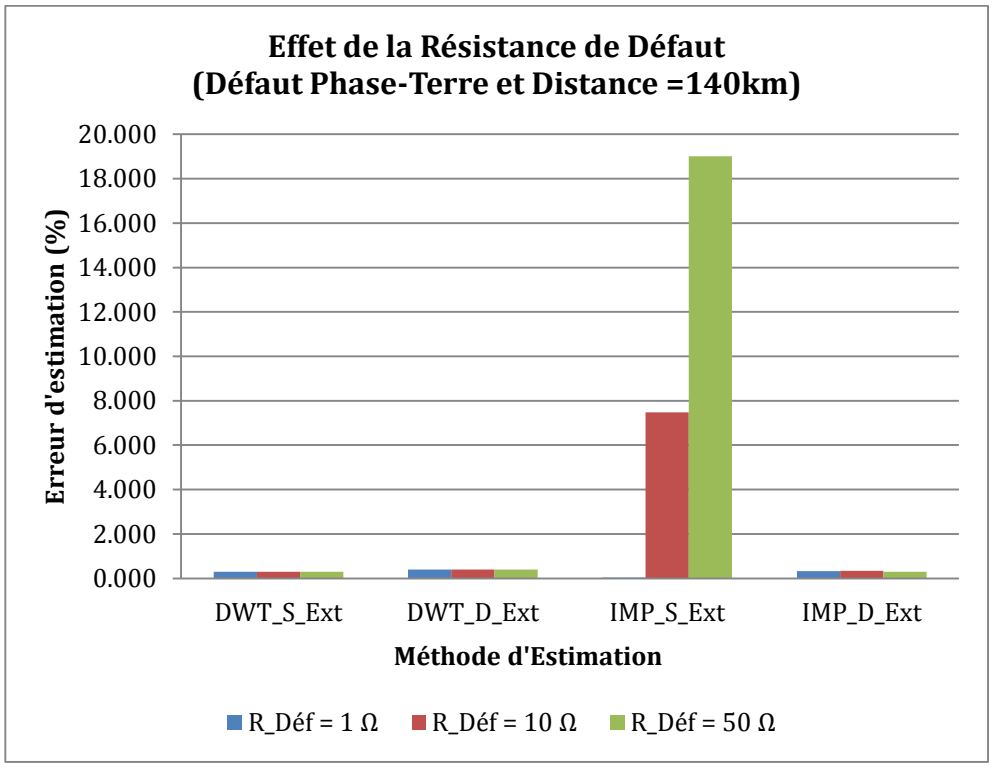


Figure IV. 26 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =140km).

Les Figure IV.27, Figures IV.28 et Figure IV.29 représentent les courbes des erreurs d'estimation d'un défaut phase-terre pour des résistances de défaut de 1 Ω, 10 Ω et 50 Ω respectivement en fonction de la distance de défaut de 10 km à 140 km avec un pas d'incrémentation de 10 km.

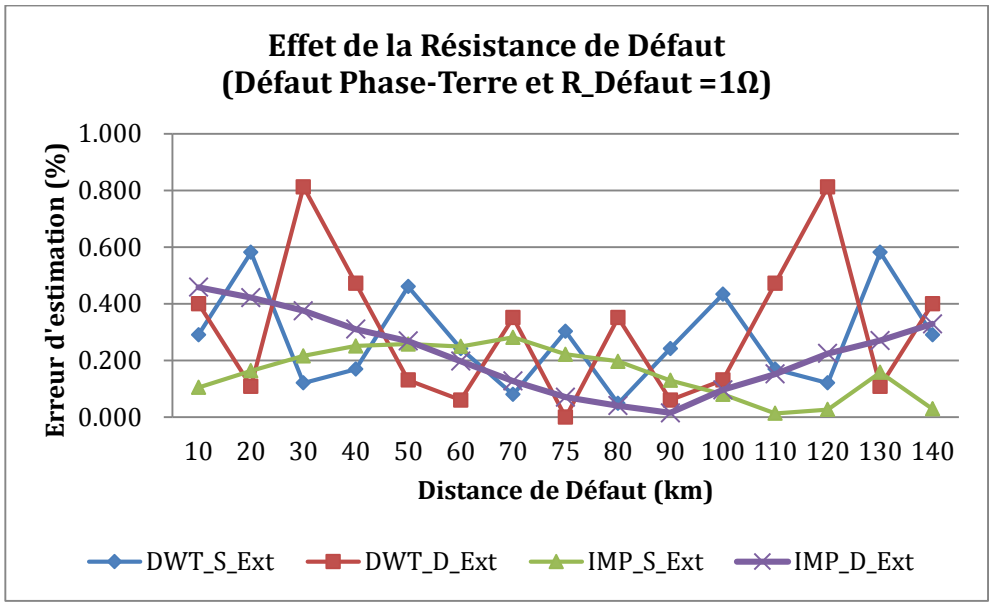


Figure IV. 27 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =10km).

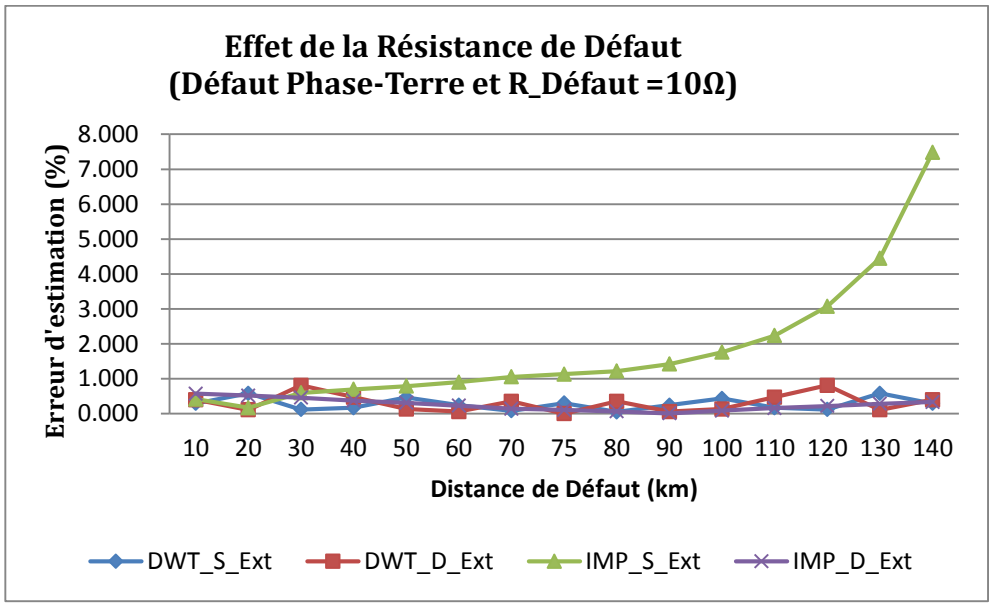


Figure IV. 28 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =70km).

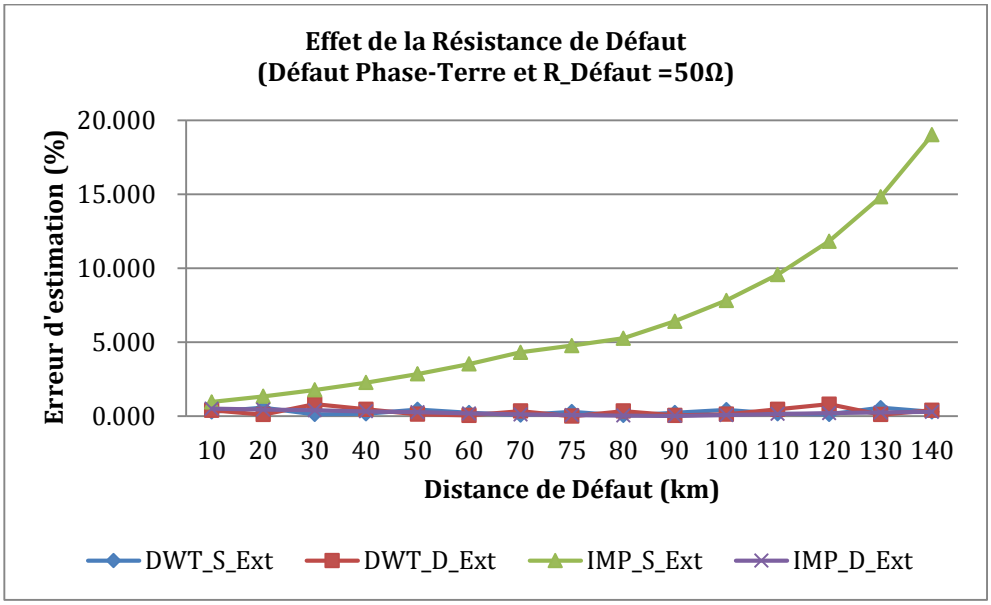


Figure IV. 29 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Phase-Terre et Distance =140km).

Le Tableau IV.9 montre les résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut biphasé-terre pour des résistances de défaut de 1 Ω, 10 Ω et 50 Ω dans trois emplacements 10 km, 70 km et 140 km. Les Figure IV.30, Figure IV.31 et Figure IV.32 représentent les histogrammes de ces erreurs.

Tableau IV. 9 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut Biphasé-Terre pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω.

Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
	Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
1	10,436	0,291	9,400	0,400	11,298	0,865	11,240	0,827
	69,879	0,081	70,527	0,352	72,426	1,617	70,218	0,145
	139,564	0,291	140,600	0,400	145,763	3,842	139,185	0,543
10	10,436	0,291	9,400	0,400	6,648	2,235	10,693	0,462
	69,879	0,081	70,527	0,352	63,421	4,386	70,054	0,036
	139,564	0,291	140,600	0,400	127,920	8,053	139,498	0,335
50	10,436	0,291	9,400	0,400	-4,934	9,956	10,591	0,394
	69,879	0,081	70,527	0,352	41,164	19,224	69,914	0,057
	139,564	0,291	140,600	0,400	87,118	35,255	139,263	0,491

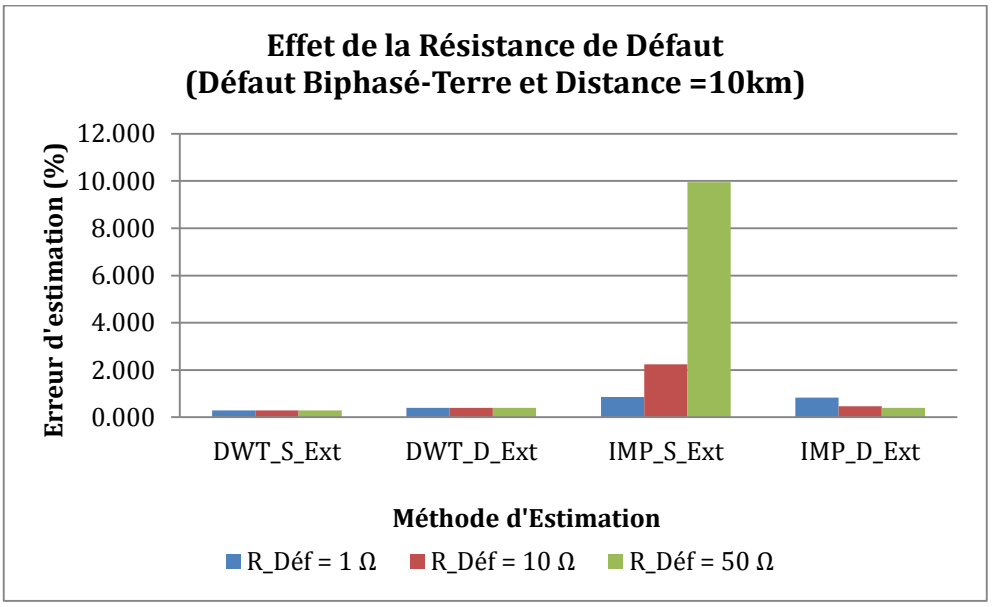


Figure IV. 30 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et Distance =10km).

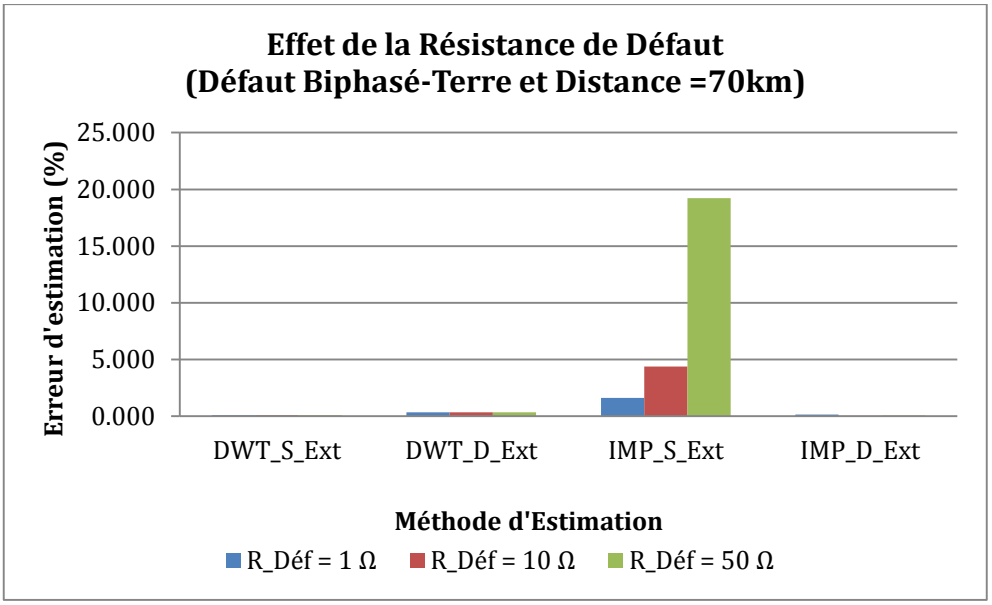


Figure IV. 31 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et Distance =70km).

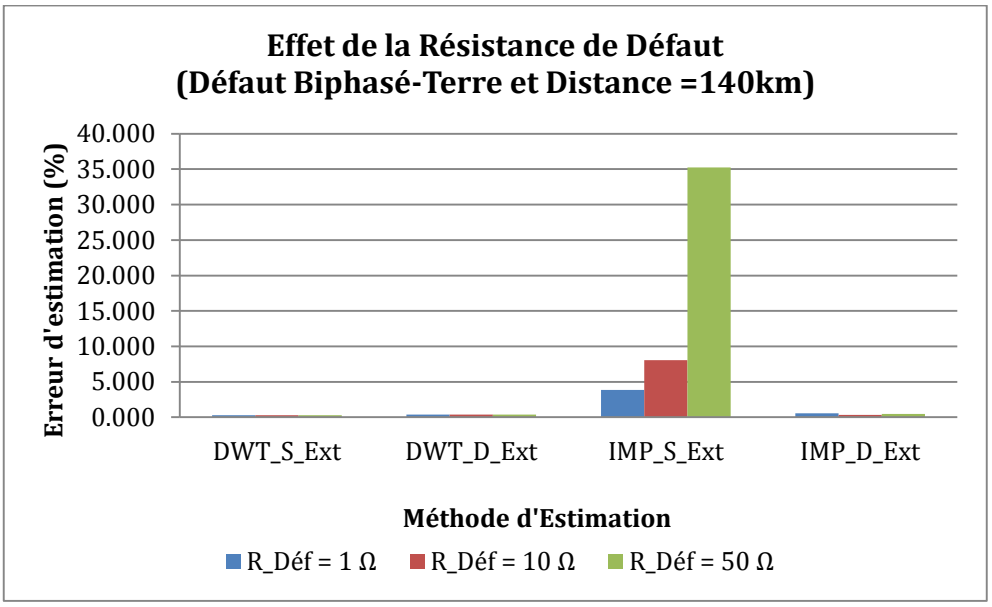


Figure IV. 32 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et Distance =140km).

Les Figure IV.33, Figures IV.34 et Figure IV.35 représentent les courbes des erreurs d'estimation d'un défaut biphasé-terre pour des résistances de défaut de 1 Ω, 10 Ω et 50 Ω respectivement en fonction de la distance de défaut de 10 km à 140 km avec un pas d'incrémentation de 10 km.

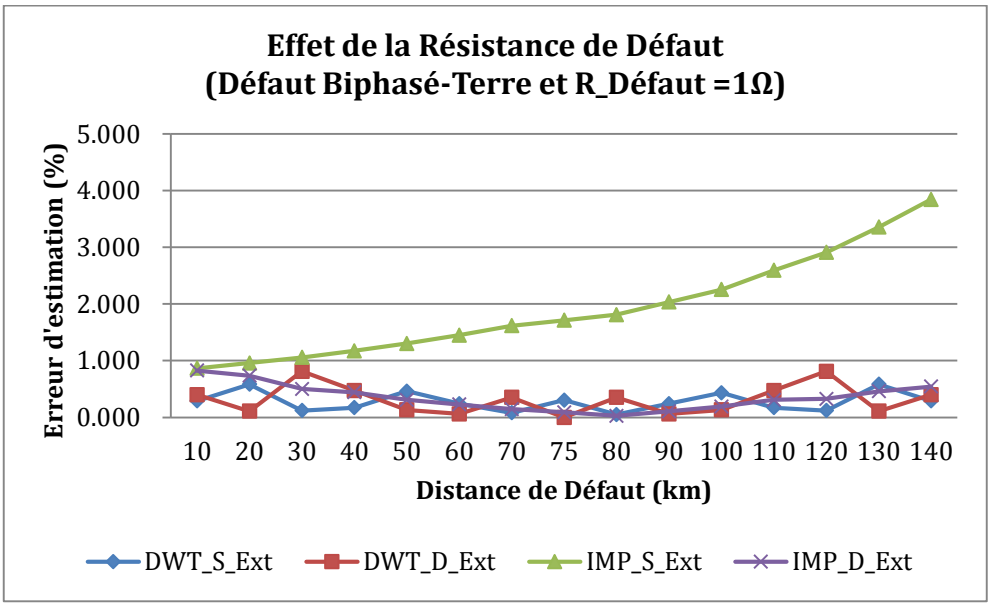


Figure IV. 33 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Défaut =1Ω).

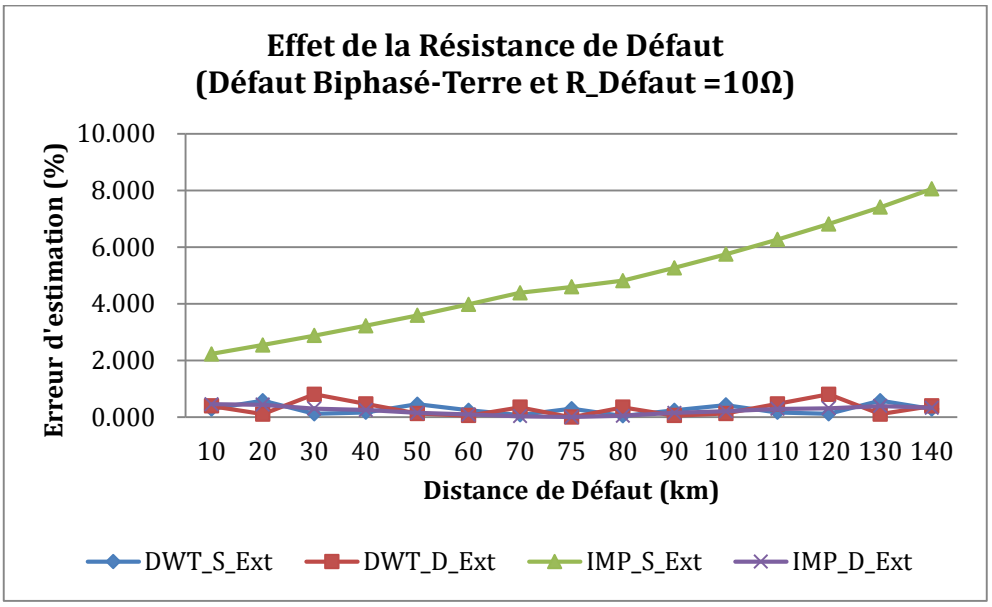


Figure IV. 34 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Défaut =10Ω).

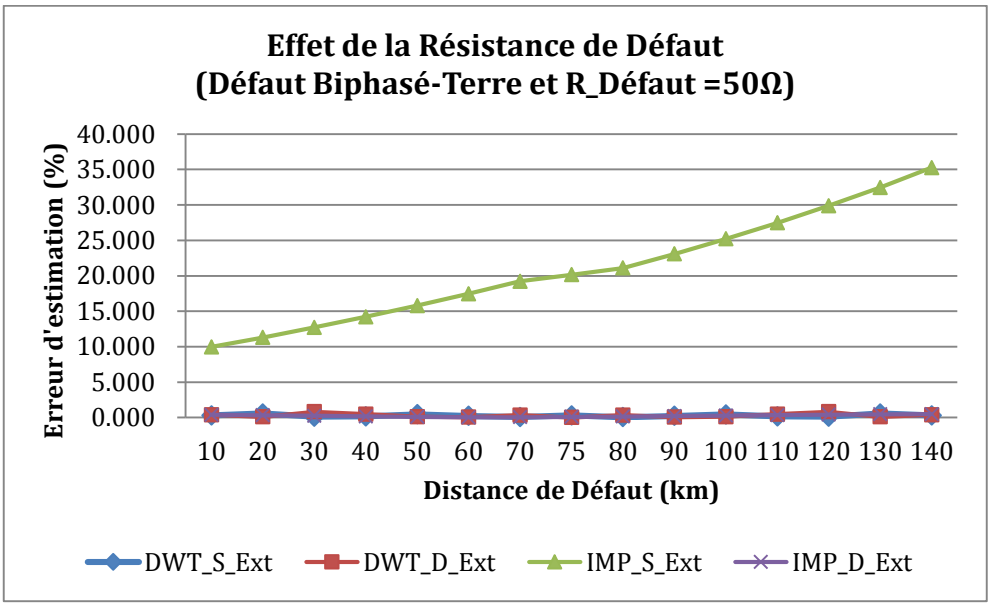


Figure IV. 35 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé-Terre et R_Défaut =50Ω).

Le Tableau IV.10 montre les résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut biphasé pour des résistances de défaut de 1 Ω, 10 Ω et 50 Ω dans trois emplacements 10 km, 70 km et 140 km. Les Figure IV.36, Figure IV.37 et Figure IV.38 représentent les histogrammes de ces erreurs.

Tableau IV. 10 : Résultats d'erreur d'estimation de la localisation d'un défaut Biphasée pour des résistances de défaut de 1Ω, 10Ω et 50Ω.

Résistance de Défaut (Ω)	Méthode d'Onde Progressive DWT				Méthode d'Impédance			
	Simple Extrémité		Double Extrémité		Simple Extrémité		Double Extrémité	
	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)	Localisation (km)	Erreur (%)
1	10,436	0,291	9,400	0,400	10,666	0,444	11,365	0,910
	69,879	0,081	70,527	0,352	71,389	0,926	70,235	0,157
	139,564	0,291	140,600	0,400	143,578	2,385	139,216	0,523
10	10,436	0,291	9,400	0,400	8,297	1,135	10,747	0,498
	69,879	0,081	70,527	0,352	66,702	2,199	70,025	0,017
	139,564	0,291	140,600	0,400	134,278	3,815	139,388	0,408
50	10,436	0,291	9,400	0,400	1,988	5,341	10,700	0,467
	69,879	0,081	70,527	0,352	54,291	10,473	69,966	0,023
	139,564	0,291	140,600	0,400	110,673	19,551	139,312	0,459

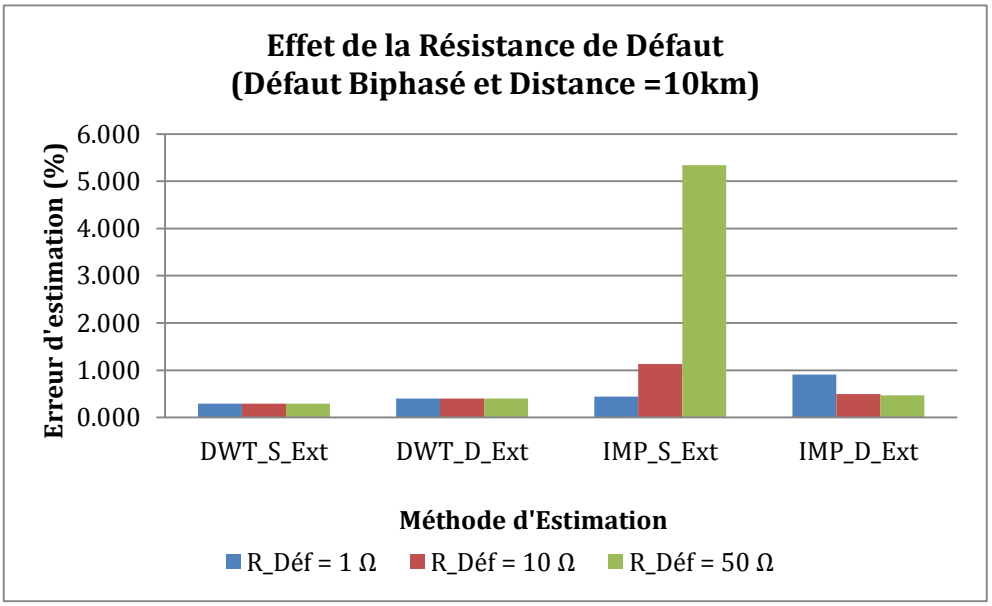


Figure IV. 36 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et Distance =10km).

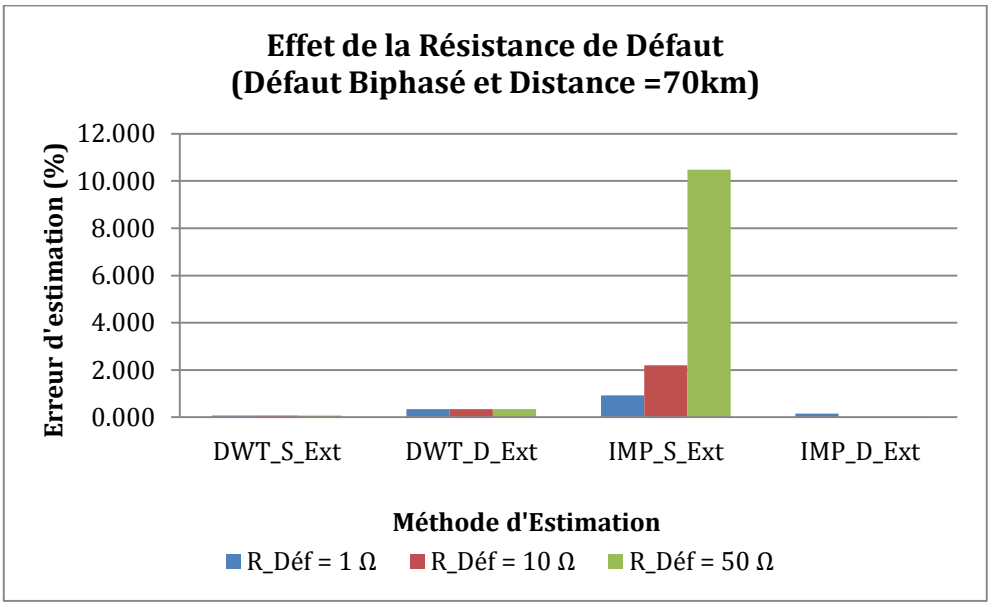


Figure IV. 37 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et Distance =70km).

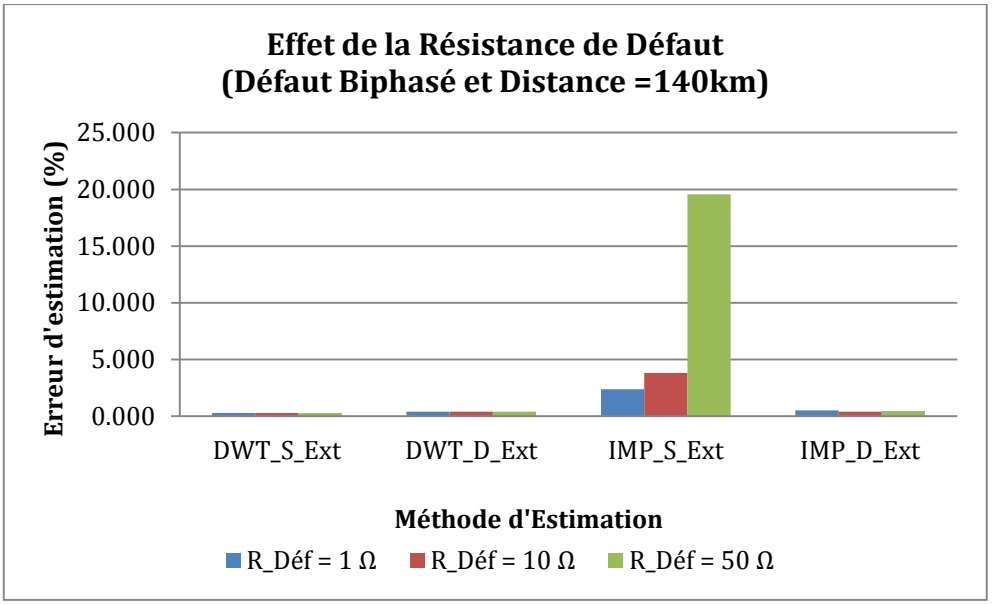


Figure IV. 38 : Histogrammes pour l'effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et Distance =140km).

Les Figure IV.39, Figures IV.40 et Figure IV.41 représentent les courbes des erreurs d'estimation d'un défaut biphasé pour des résistances de défaut de 1 Ω, 10 Ω et 50 Ω respectivement en fonction de la distance de défaut de 10 km à 140 km avec un pas d'incrémentation de 10 km.

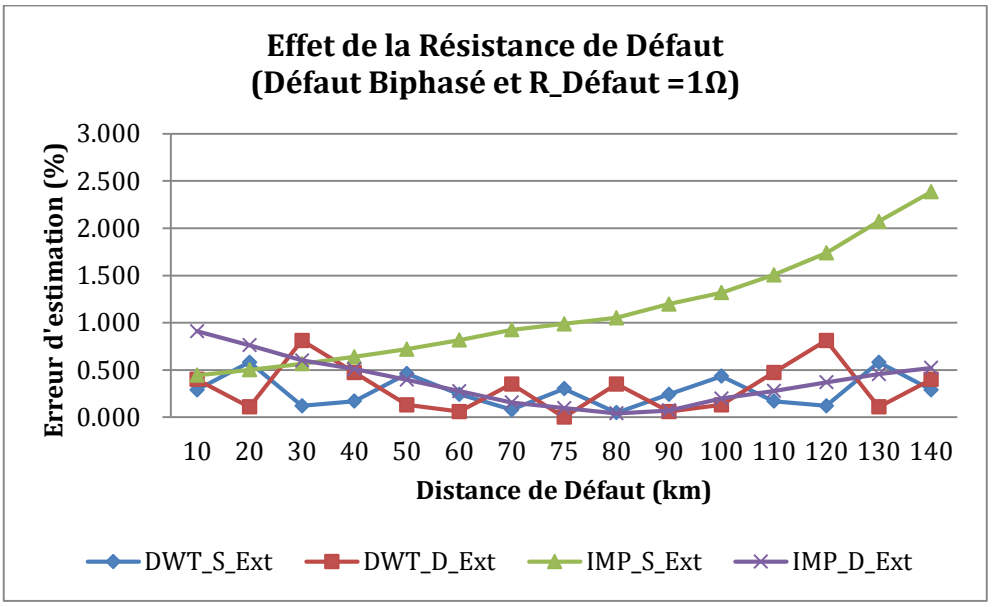


Figure IV. 39 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Défaut =1Ω).

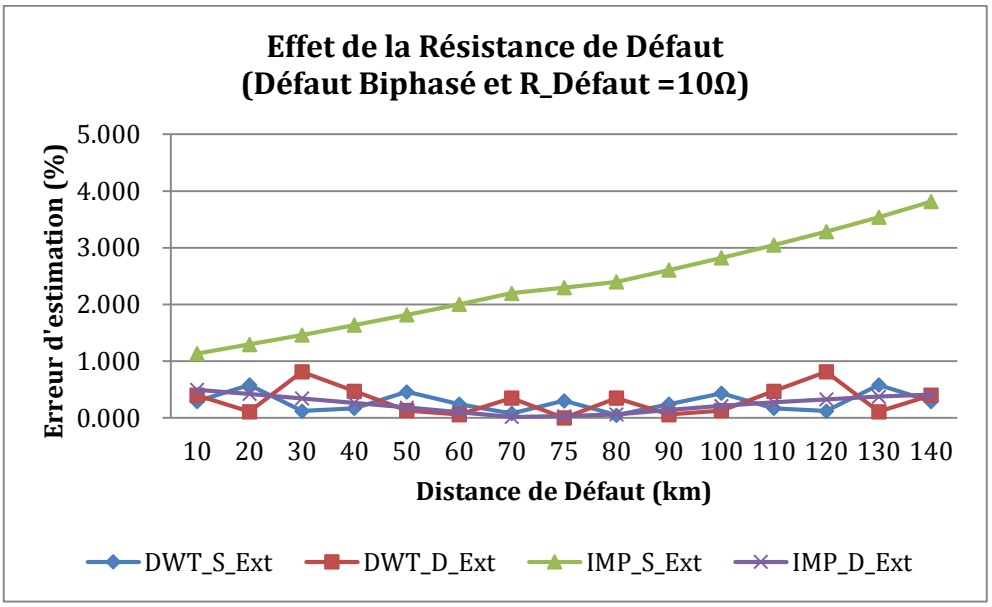


Figure IV. 40 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Défaut =10Ω).

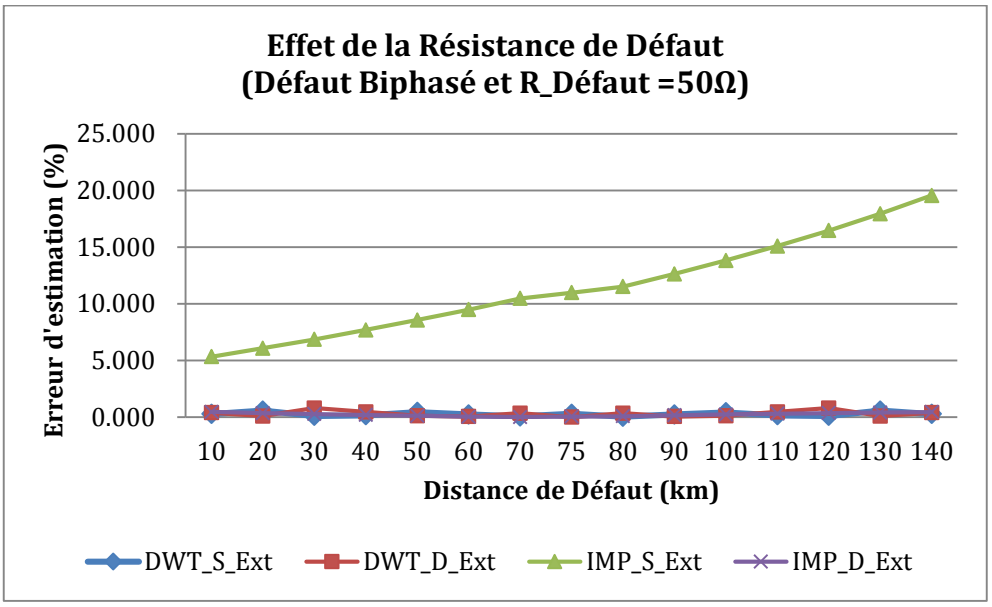


Figure IV. 41 : Effet de la Résistance de Défaut (Défaut Biphasé et R_Défaut =50Ω).

Les résultats de la localisation des défauts avec les deux méthodes d'ondes progressives restent inchangés avec l'augmentation de la résistance du défaut, même pour la méthode d'impédance à double extrémité l'erreur moyenne maximale est de 0.377%. Par contre pour la méthode d'impédance à simple extrémité nous remarquons que l'erreur d'estimation augmente avec l'augmentation de la résistance et l'éloignement de défaut (Erreurs moyennes maximales d'un défaut d'une résistance de 50 Ω à un emplacement de 140 km sont 6.43%, 21% et 11.5% pour des défauts phase-terre, biphasé-terre et biphasé respectivement).

IV.5.4.4 Interprétation des résultats

- La localisation des défauts par la méthode d'impédance à une simple extrémité donne de très bons résultats pour les défauts proches qui ont une résistance de défaut nulle. Cette méthode est très sensible aux variations de la résistance de défaut ainsi que le type et l'emplacement de défaut.

- La méthode d'impédance à double extrémités donne des résultats très satisfaisants, l'erreur moyenne maximale enregistrée pour cette méthode est d'environ 0.41%. Les erreurs les plus faibles sont enregistrées aux défauts qui sont situés à la moitié de la ligne.

- Les résultats d'erreur d'estimation de la localisation par les méthodes d'ondes progressives à simple et doubles extrémités sont les mêmes pour toutes les types des variations de résistance, types et emplacement de défaut, l'erreur moyenne enregistrée est de 0.28 % et 0.31 % pour la méthode DWT à simple et à double extrémité respectivement.

IV.6 Conclusion

La localisation des défauts est un élément clé pour garantir la qualité, la sécurité et l'efficacité du système de transport de l'électricité haute tension. Les synchrophaseurs (PMU) sont capables de mesurer les grandeurs électriques avec une grande précision, ce qui permet de localiser les défauts avec une grande précision.

L'objectif de ce chapitre est de présenter le sujet des techniques de localisation de défauts par les PMU en utilisant de la méthode des ondes progressives (transformée en ondelettes discrètes) et la méthode d'impédance. Les principes des méthodes de localisation des défauts à une et deux extrémités sont explorés.

Les techniques et les méthodes de localisation des différents algorithmes étudiés sont simulées dans l'environnement PSCAD/EMTDC. Une étude d'évaluation sur une ligne 400kV à double extrémités est réalisée et les résultats de la localisation des défauts par les quatre méthodes proposées (DWT et Impédance à simple et double extrémités) sont comparés.

La méthode de localisation des défauts par impédance à simple extrémité est économique et simple par rapport aux autres méthodes de localisation des défauts. Cependant, cette technique est soumise à plusieurs sources d'erreur, comme la résistance de défauts, le type de défaut, l'emplacement de défaut, la précision du modèle de ligne de transmission, et les erreurs de mesure.

La méthode d'impédance à deux extrémités estime la localisation du défaut en utilisant la tension et le courant synchronisés provenant des deux extrémités d'une ligne électrique. Cette méthode présente des résultats très satisfaisants.

Les résultats obtenus par la méthode DWT (db4) sont très performants, sont les mêmes pour tout type de variations. Ceci est cohérent avec la littérature sur la résilience de la méthode des ondes progressives.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

La technologie des PMU's est relativement nouvelle dans le domaine des systèmes électriques. Les PMU's ont révolutionné la mesure et l'estimation des grandeurs électriques en temps réel. Ils offrent une méthode précise et fiable pour estimer les phaseurs de tension et de courant dans les réseaux électriques. Les PMU sont désormais largement utilisés dans les systèmes électriques de nouvelle génération pour la surveillance en temps réel de la stabilité et de la sécurité du réseau, ainsi que pour la détection des perturbations et la localisation des défauts. Les PMU jouent également un rôle clé dans l'intégration des énergies renouvelables et dans la gestion des réseaux intelligents (Smart Grids). En conclusion, l'estimation des phaseurs par les PMU est une technologie essentielle pour la gestion efficace et la fiabilité des réseaux électriques modernes.

Dans notre thèse nous avons commencé par une introduction qui présente nos principales contributions et le continu de notre travail. Le premier chapitre de cette thèse présente une vue d'ensemble des systèmes de mesure à grande échelle (WAMS). Le deuxième chapitre fait appelle à la définition théorique d'un phaseur et dérive les concepts de synchrophaseur et présente aussi les exigences d'évaluation des performances et des précisions de la norme C37.118.1-2011. Le chapitre trois propose un algorithme d'estimation du synchrophaseur qui est la technique de Cooley-Tukey FFT, basé sur la GDFT qui prend en compte les exigences du système électrique en régime permanent, en régime dynamique et en matière de protection. Les performances de l'algorithme proposé sont comparées à celles de l'algorithme d'estimation du synchrophaseur existant basé sur la DFT. Dans le dernier chapitre, une application des PMU's dans la localisation des défauts dans les lignes de transport d'électricité.

Les conclusions de cette thèse sont les suivantes :

Actuellement, il n'existe pas d'algorithme d'estimation du synchrophaseur qui satisfait tous les critères de performance en régime permanent et dynamique de la norme IEEE C37.118.1-2011 et qui soit adapté aux applications de protection. Dans le troisième chapitre, un algorithme simple d'estimation du synchrophaseur a été proposé en tenant compte de l'état stable du système électrique, des conditions dynamiques et des exigences de protection. L'algorithme proposé Cooley-Tukey FFT, basé sur la GDFT est satisfait aux critères de performance de la norme IEEE C37.118.1-2011.

Les performances de la méthode proposée ont également été comparées à celles de méthode existante basée sur la DFT. Les performances de la PMU avec l'algorithme proposé sont testées et simulées dans différentes cas selon la norme [5]. Les performances et l'évaluation des résultats sont analysées conformément à la norme en calculant des indices de performance tels que le TVE, l'erreur de fréquence (FE) et l'erreur ROCOF (RFE).

La norme IEEE C37.118.1-2011 ne spécifie aucun critère pour les grandes perturbations, ce qui est essentiel pour les applications de protection. Les résultats obtenus par la méthode proposée dans cette thèse montrent que les paramètres d'évaluation des mesures et les performances de la PMU dans des conditions statiques, dynamiques et dans les fortes perturbations du réseau électrique, telles que la composante courant continu décroissant, la variation de la fréquence, la variation du signal d'entrée (amplitude et phase), les harmonique, et les conditions de bruit sont dans les critères décrits selon la norme PMU (IEEE C37.118.1-2011). On peut noter que les résultats des tests du PMU avec la méthode proposés sont très satisfaisants et encourageants.

La technologie des PMU’s peut être très utile pour la localisation des défauts dans les réseaux électriques. Les PMU sont capables de mesurer avec précision les grandeurs électriques telles que la tension et le courant en temps réel, ce qui permet de détecter rapidement les anomalies dans le système électrique. En utilisant des algorithmes de traitement de signal et d’ondes progressives, les PMU peuvent localiser les défauts tels que les courts-circuits et les pannes de ligne avec une grande précision. Cela peut aider les opérateurs de réseau à réduire les temps d'arrêt et à rétablir rapidement la fourniture d'énergie.

De plus, les données des PMU peuvent être utilisées pour surveiller l'état du réseau électrique et détecter les problèmes avant qu'ils ne se produisent, ce qui peut aider à prévenir les pannes et à améliorer la fiabilité du réseau.

Enfin, comme perspective de ce travail, nous considérons l'implémentation de l'algorithme proposé Cooley-Tukey FFT basé sur la GDFT dans un système embarqué qui fait partie d'une architecture PMU.

Bibliographie

Bibliographie

[1] D. Sarasij, “Algorithms to Improve Performance of Wide Area Measurement Systems of Electric Power Systems”, Thèse de Doctorat, University of Wastern Ontario, February 2014.

[2] E. Ghahremani, “Contribution to Wide Area Control of Power Systems”, Thèse de Doctorat, Faculté des Sciences et de Génie, Université Laval, Quebec, 2013.

[3] U.S.–Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, April 2004.

[4] E. Ghahremani, & I. Kamwa, “Online State Estimation of a Synchronous Machine Using Unscented Kalman Filter From Phasor Measurements Units,”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 26, No. 4, December 2011, pp. 1099-1108.

[5] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”, IEEE C37.118.1-2011, (Revision of IEEE Std. C37.118-2005).

[6] 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.

[7] M. Shahraeini, M.S. Ghazizadeh & M.H. Javidi, “Co-Optimal Placement of Measurement Devices and Their Related Communication Infrastructure in Wide Area Measurement Systems”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 2, June 2012.

[8] X. Zhao, D.M. Laverty, A. Mckernan, D.J. Morrow, K. Mclaughlin & S. Sezer, “GPS-Disciplined Analog-to-Digital Converter for Phasor Measurement Applications”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 66, Iss. 9, pp. 2349 - 2357, Sept. 2017.

[9] M. Shahraeini and M. Hossein Javidi, “Wide Area Measurement Systems”, Submitted: May 11th, 2011, Published: March 7th, 2012, DOI: 10.5772/35466.

[10] C. W. Taylor, “Wide Area Measurement, Monitoring and Control in Power Systems, Presented at Workshop on Wide Area Measurement, Monitoring and Control in Power Systems”, Imperial College, London, 16–17 Mar. 2006.

[11] J. Y. Cai, Z. Huang, J. Hauer & K. Martin, “Current status and experience of WAMS implementation in North America, Proceeding IEEE/Power Eng. Soc. Transmission and Distribution”, Conference Exhibition, Aug. 2005, pp. 1–7.

[12] J. F. Hauer & C. W. Taylor, “Information, Reliability, and Control in the New Power System”, Proceedings of 1998 American Control Conference, Philadelphia, PA., June 24-26, 1998.

[13] R.B. Sharma & G.M. Dhole, "Wide Area Measurement Technology in Power Systems ", Global Colloquium in Recent Advancement and Effectual Researches in Engineering, Science and Technology, Procedia Technology 25 718–725, 2016.

[14] S. Priyadarshini & C. K. Panigrahi, "Optimal Allocation of Synchrophasor Units in the Distribution Network Considering Maximum Redundancy", Eng. Technol. Appl. Sci. Res., Vol. 10, No. 6, pp. 6494–6499, Dec. 2020.

[15] H. Liu, H. Hu, H. Chen, L. Zhang & Y. Xing, "Fast and Flexible Selective Harmonic Extraction Methods Based on the Generalized Discrete Fourier Transform", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 33, Iss. 4, April 2018.

[16] D.M. Laverty, J. Hastings, D. J. Morrow, R. Khan, K. Mclaughlin & S. Sezer, "A Modular Phasor Measurement Unit Design featuring Open Data Exchange Methods", Proceedings of the Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2017.

[17] D. Yan, "Wide-area Protection and Control System with WAMS Based", 2006 International Conference on Power System Technology (PowerCon2006), China, pp. 1-5, Oct. 2006.

[18] M. Shahraeini, M. H. Javidi, & M. S. Ghazizadeh, "Comparison between Communication Infrastructures of Centralized and Decentralized Wide Area Measurement Systems", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 2, No. 1, pp. 206-211, 2010.

[19] H. Gharavi & B. Hu, "Wireless Infrastructure M2M Network For Distributed Power Grid Monitoring", National Institute of Standards and Technology (NIST), U.S. Department of Commerce, IEEE Network, September/October 2017.

[20] B.R. Mehta & Y.J. Reddy, "SCADA System", in Industrial Process Automation Systems, 2015.

[21] T. Babnik, K. Görner & Bojan Mahkovec, "Wide Area Monitoring System", Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems, Power Systems, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, DOI: 10.1007/978-3-642-53848-3_5.

[22] D. Upadhyay, M. Zaman, R. Joshi & S. Sampalli, "An Efficient Key Management and Multi-Layered Security Framework for SCADA Systems," in IEEE Transactions on Network and Service Management, Vol. 19, No. 1, pp. 642-660, March 2022., doi: 10.1109/TNSM.2021.3104531.

[23] D. Upadhyay & S. Sampalli, "SCADA (supervisory control and data acquisition) systems: Vulnerability assessment and security recommendations," Computers & Security, Vol. 89, p. 101666, 2020.

[24] “Master Terminal Units (MTU) in SCADA Systems”, November 7, 2017 by Electricalvoice.

[25] K. Sayed & HA. Gabbar, “Chapter 18 - SCADA and Smart Energy Grid Control Automation”, Academic Press, 2017, pp. 481–514, https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805343-0.00018-8.

[26] P. Zhang, “Industrial control networks”, in Advanced Industrial Control Technology, Published by Elsevier Inc., 2010, DOI: 10.1016/B978-1-4377-7807-6.10010-5.

[27] M.G. Hudedmani, R.M. Umayal, S. K. Kabberalli & R. Hittalamani, “Programmable Logic Controller (PLC) in Automation”, in Advanced Journal of Graduate Research, ISSN:2456-7108, Volume 2, Issue 1, pp. 37-45, July 2017.

[28] T. S. Phillip, “Programmable Logic Controller (PLC) Tutorial, Siemens Simatic S7-1200”, Publicis MCD Werbeagentur GmbH; 3rd ed., 2018.

[29] N. Anandan, P. Sheeba, S. Sivanesan, S. Rama & T.T. Bhuvaneswari, “Wide area monitoring system for an electrical grid”, 2nd International Conference on Energy and Power, ICEP2018, 13–15 December 2018, Sydney, Australia, Energy Procedia, 160, pp. 381–388, 2019.

[30] A.G. Phadke & J.S. Thorp, “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”, Power electronics and power systems, Softcover reprint of hardcover 1st ed. 2008, Springer.

[31] B.C. Thassiana, O.B. Ryan, C. S. L. Antonio & F.S.D Robson, "Evaluation of a Phase-Locked Loop Phasor Measurement Algorithm on a Harmonic Polluted Environment in Applications Such as PMU ", Journal of Control, Automation and Electrical Systems, volume 30, pp. 424–433, February 2019.

[32] R. Manam & S. R. Rayapudi, “Sensitive Constrained Optimal PMU Allocation with Complete Observability for State Estimation Solution”, Eng. Technol. Appl. Sci. Res., vol. 7, no. 6, pp. 2240–2250, Dec. 2017.

[33] M.U. Usman & M.O. Faruque, "Applications of synchrophasor technologies in power systems ", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Volume 7, Issue 2, pp. 211–226, March 2019.

[34] Siemens AG "SIPROTEC 5 Application, Selection of PMU functionality", Energy Management Division, APN-037, Edition 2, 2021.

[35] A.G. Phadke, P. Wall, L. Ding & V. Terzija, "Improving the performance of power system protection using wide area monitoring systems ", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Vol. 4, Issue 3, pp. 319–331, July 2016.

[36] M. Kiruthika & S. Bindu, "Classification of Electrical Power System Conditions with Convolutional Neural Networks ", Eng. Technol. Appl. Sci. Res., vol. 10, no. 3, pp. 5759–5768, Jun. 2020.

[37] D. M. Laverty, J. Hastings, D. J. Morrow, R. Khan, K. Mclaughlin & S. Sezer, "A Modular Phasor Measurement Unit Design featuring Open Data Exchange Methods", Proceedings of the Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2017.

[38] M. Abbaci & M. Ould Zmirli, "Performance Evaluation of PMU using Modified Cooley-Tukey Algorithm Based on GDFT", 2018 International Conference on Applied Smart Systems (ICASS'2018), 24-25 November 2018, Médéa, ALGERIA.

[39] M. Shahraeini, M. S. Ghazizadeh & M. H. Javidi, "Co-Optimal Placement of Measurement Devices and Their Related Communication Infrastructure in Wide Area Measurement Systems", IEEE Transactions On Smart Grid, Vol. 3, No. 2, June 2012.

[40] X. Zhao, D. M. Laverty, A. Mckernan, D. J. Morrow, K. Mclaughlin & S. Sezer, "GPS-Disciplined Analog-to-Digital Converter for Phasor Measurement Applications", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume: 66, Issue 9, 2349 – 2357, Sept. 2017.

[41] A. L. Kouzou, H. Bentarzi, R. D. Mohammedi & M. Laoumer, "Optimal Placement of Phasor Measurement Unit in Power System using Meta-Heuristic Algorithms", in Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), vol. 67, no. 2, pp. 98-113, ISSN 1582-5175, 2019.

[42] P. Castello, C. Muscas, P. A. Pegoraro & S. Sulis, "Active Phasor Data Concentrator performing adaptive management of Latency", in Sustainable Energy, Grids and Networks, Vol. 16, pp.270–277, Elsevier Ltd., 2352-4677, 2018.

[43] G. S. Antonova, "Phasor Data Concentrator, Definitions, Functions And Standards", Hands On Relay School, March 2018.

[44] L. G. Meegahapola, S. Bu, D. P. Wadduwage, C. Y. Chung & X. Yu, "Review on Oscillatory Stability in Power Grids With Renewable Energy Sources: Monitoring, Analysis, and Control Using Synchrophasor Technology," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 68, no. 1, pp. 519-531, Jan. 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2965455.

[45] R. Khan, K. Mclaughlin, D. Laverty & S. Sezer, "IEEE C37.118-2 Synchrophasor Communication Framework: Overview, Cyber Vulnerabilities Analysis and Performance Evaluation", In Proceedings of the 2nd International Conference on Information Systems Security and Privacy (ICISSP 2016), pages 167-178, January 2016.

[46] GE Automation & Protection, “Legacy Measurement & Fault Recorders, Distributed Digital Fault Recorder”, https://www.gegridsolutions.com/.

[47] A. J. Antony, R. Lingaswaran & N. Balakumar, “Real-Time Monitoring and Assessment of Circuit Breaker Operations for Diagnostics and Control Applications”, In Asian Journal of Applied Science and Technology (AJAST) Volume 1, Issue 2, Pages 103-107, March 2017.

[48] H. Lin, Y. Deng, S. Shukla, J. Thorp & L. Mili, “Cyber Security Impacts on All-PMU State Estimator – A Case Study on Co-Simulation Platform GECO”, in IEEE SmartGridComm 2012 Symposium - Wide Area Protection and Control (WAMPAC), November 2012.

[49] S. Boopathi, M. Jagadeeshraja & L. Manivannan, “GSM Based Generator Monitoring System for Steel Melting Shop”, International Journal of Reconfigurable and Embedded Systems (IJRES) Vol. 5, No. 1, pp. 43-49, ISSN: 2089-4864, March 2016.

[50] M. Greer “Independent System Operators and Regional Transmission Organizations”, in Electricity Marginal Cost Pricing, 2012.

[51] Schneider Electric, “Digital Grid Unleashed”, eBook, 998-20256456, GMA-US, 2018.

[52] M. R. Elkadeem, M. A. Alaam & A. M. Azmy, “Distribution Automation System Implemented for Underground Medium Voltage Networks: Case Study”, 17th International Middle East Power Systems Conference, Mansoura University, Egypt, December 15-17, 2015.

[53] Z. Lukszo, G. Deconinck, & M. P. C. Weijnen, “Securing Electricity Supply in the Cyber Age: Exploring the Risks of Information and Communication Technology in Tomorrow’s Electricity Infrastructure”, Springer, Volume 15, ISBN : 978-90-481-3593-6, 2010.

[54] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements-a historical overview," IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, pp. 476-479 vol.1, 2002, doi: 10.1109/TDC.2002.1178427.

[55] P. Castello, “Algorithms for the synchrophasor measurement in steady-state and dynamic conditions”, Doctoral Thesis, University of Cagliari, 31 March 2014.

[56] P.M. Silva, A.C.B. Delbem & D.V. Coury, “Genetic algorithms applied to phasor estimation and frequency tracking in PMU development”, International Journal of Electrical Power Gand Energy Systems, London,v. 44, n. 1, p. 921-929, Jan. 2013.

[57] A. J. Roscoe, I. F. Abdulhadi & G. M. Burt, “P and M Class Phasor Measurement Unit Algorithms using Adaptive Cascaded Filters”, IEEETrans. on Power Delivery, 28 (3). 1447-459. ISSN 0885-8977, 2013.

[58] K. Tastemiroglou, “Analysis and Development of Enhanced IpDFT Synchrophasor estimation algorithms, capable of meeting IEEE std C37.118 requirements”, thèse de Doctorat, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne, 2014.

[59] P. ROMANO, “DFT-based Synchrophasor Estimation Algorithms and their Integration in Advanced Phasor Measurement Units for the Real-time Monitoring of Active Distribution Networks”, thèse de Doctorat, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne, 2016.

[60] IEEE Draft Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Std C37.118-2011, May 2011.

[61] K.E. Martin, D. Hamai, M.G. Adamiak, S. Anderson, M.Begovic, G. Benmouyal, G. Brunello, J. Burger, J.Y. Cai, B. Dickerson, V. Gharpure, B. Kennedy, D. Karlsson, A.G. Phadke, J. Salj, V. Skendzic, J. Sperr, Y. Song, C. Huntley, B. Kasztenny & E. Price, “Exploring the IEEE Standard C37.118-2005 Synchrophasors for Power Systems, IEEE Transactions on Power Delivery”, Volumn 23, Issue 4, pp. 18051811, October 2008.

[62] G. Benmouyal, “System and algorithm for exact compensation of fundamental phasors,” U.S. Patent 6 934 654, Aug. 23, 2005.

[63] W. S. Premerlani, D. J. Hoeweler, A. A. M. Esser, J. P. Lyons, G. B. Kliman, R. A. A. Koegi & M. G. Adamiak, “Method and apparatus for compensation of phasor estimation,” U.S. Patent 6 141 196, Oct. 31, 2000.

[64] S. Das & T. Sidhu, “Application of Compressive Sampling in Computer Based Monitoring of Power Systems”, Hindawi Publishing Corporation Advances in Computer Engineering, Vol. 2014, Article ID 524740, 8 pages, 2014.

[65] H. Li, R. Mao, L. Lai & R. C. Qiu, “Compressed meter reading for delay-sensitive and secure load report in smart grid,” in Proc. IEEE Int. Conf. Smart Grid Communication, pp. 114–119, 2010.

[66] H. Zhu & G. B. Giannakis “Sparse Overcomplete Representations for Efficient Identification of Power Line Outages,” IEEE transaction on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 2215-2214, Nov 2012.

[67] M. Ballal, A. Kulkarni & H. Suryawanshi, “Data compression techniques for Phasor Measurement Unit (PMU) applications in smart transmission grid”, in International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 21, 2020.

[68] F. Zhang, L. Cheng, X. Li, Y. Sun, W. Gao & W. Zhao, "Application of a Real-Time Data Compression and Adapted Protocol Technique for WAMS," in IEEE Transactions on

Power Systems, vol. 30, no. 2, pp. 653-662, March 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2329092.

[69] E. Candes, “Compressive sampling,” in Proceedings of the International Congress of Mathematicians, 2006.

[70] E. J. Candes & M. B. Wakin, “An introduction to compressive sampling,” IEEE Signal Processing Magazine, vol. 25, no. 2, pp. 21–30, 2008.

[71] D. L. Ree, Jaime, V. Centeno, J. S. Thorp & A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurement applications in power systems", Smart Grid, IEEE Transactions on 1, no. 1, 2010.

[72] M. Pulok & M. Faruque, “Utilization of PMU data to evaluate the effectiveness of voltage stability boundary and indices”, In Proceedings of North American power symposium, Charlotte, USA, 4–6 October 2015.

[73] M. U. Usman & M. O. Faruque, "Applications of synchrophasor technologies in power systems," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 7, no. 2, pp. 211-226, March 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0455-8.

[74] Z. Zhong & C. Xu, B. Billian, “Power system frequency monitoring network (FNET) implementation”, IEEE Trans Power Syst. 20(4):1914–1921, 2005.

[75] Y. Zhang, P. Markham & T. Xia, “Wide-area frequency monitoring network (FNET) architecture and applications”, IEEE Trans Smart Grid 1(2):159–167, 2010.

[76] A. Messina & V. Vittal, “Nonlinear, non-stationary analysis of inter-area oscillations via hilbert spectral analysis”, IEEE Trans Power Syst 21(3):1234–1241, 2006.

[77] M. Gol & A. Abur, “A Robust PMU based three-phase state estimator using modal decoupling”, IEEE Trans Power Syst 29(5):2292–2299, 2014.

[78] P. Ashton, G. Taylor, M. Irving et al, “Novel application of detrended fluctuation analysis for state estimation using synchrophasor measurements”, IEEE Trans Power Syst 28(2):1930–1938, 2013.

[79] J. Cordova, M.O. Faruque, “Fault location identification in smart distribution networks with DG”, In Proceedings of North American power symposium, Charlotte, USA, 4–6 October 2015.

[80] A. Abur A, “Power system state estimation: theory and implementation”, CRC Press, New York, 2004.

[81] J. Enslin & P. Heskes, “Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network”, IEEE Trans Power Electron 19(6):1586–1593, 2004.

[82] B. Alinejad, M. Akbari & H. Kazemi, “PMU-based distribution network load modeling using harmony search algorithm. In: Proceedings of 17th conference on electrical power distribution”, Tehran, Iran, 2–3 May 2012.

[83] Y. Xu, D. Si & Y. Qian, “Research on feasibility of composite load modeling based on WAMS”, In Proceedings of Asia Pacific power and energy engineering conference, Wuhan, China, 25–28 March 2011.

[84] H. Liu, H. Hu, H. Chen, L. Zhang & Y. Xing, “Fast and Flexible Selective Harmonic Extraction Methods Based on the Generalized Discrete Fourier Transform", IEEE Transactions on Power Electronics, Volume: 33, Issue: 4, April 2018.

[85] S.G. Johnson, "Modified Cooley-Tukey algorithms based on a generalized DFT framework", Created October 1, 2003; last updated October 16, 2008

[86] F. Qureshi, "Optimization of Rotations in FFTs", ISBN 978-91-7519-973-3, ISSN 0345-7524, Linköping, Sweden 2012.

[87] H. Li, "Frequency estimation and tracking by twolayered iterative DFT with re-sampling in non-steady states of power system", EURASIP Journal on Wireless Communications and Networking, 2019.

[88] P. V. Navalkar and S. A. Soman, “Secure remote backup protection of transmission lines using synchrophasors," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 1, pp. 87{96, Jan. 2011.

[89] R. K. Mai, L. Fu, Z. Y.Dong, B. Kirby & Z. Qian Bo, “An Adaptive Dynamic Phasor Estimator Considering DC Offset for PMU Applications,” IEEE Trans. Power Del., vol. 26, issue. 3, pp. 1744 - 1754, July. 2011.

[90] M. Dashtdar & M. Dashtdar, “Fault Location in the Transmission Network Using a Discrete Wavelet Transform”, American Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 3, No. 1, pp. 30-37, 2019. doi: 10.11648/j.ajece.20190301.14

[91] D. Andrade, L. De Leäo & T. Ponce., "Impedance based fault location analysis for transmission lines", Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES.

[92] M. N. Hashim, M. K. Osman, M. N. Ibrahim, A. F. Abidin & M. N. Mahmud, “Single-Ended Fault Location for Transmission Lines using Traveling Wave and Multilayer Perceptron Network” , 6th IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering, 25–27 November 2016, Penang, Malaysia.

[93] T. A. Said Kawady, “Fault Location Estimation in Power Systems with Universal Intelligent Tuning”, Doctoral thesis, Technical University of Darmstadt, 2005.

[94] S. Roostaee, M. S. Thomas & S. Mehfuz, “Experimental studies on impedance based fault location for long transmission lines”, in Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, DOI 10.1186/s41601-017-0048-yS41601.

[95] T. Adu, “A new Transmission Line Fault Locating System“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, pp. 498-503, Oct. 2001.

[96] A. Makki, M. Rothweiler, R. Orndorff & J. B. Starling, “Double Ended Fault Location Application using IEEE Standard C37.114”, Prepared for the 2013 Georgia Tech Fault & Disturbance Analysis Conference, Atlanta, Georgia, 2013.

[97] C. Pritchard, H. Lampl & T. Hensler, “New Possibilities for Testing Traveling Wave Fault Location Functions in the Field”, OMICRON electronics GmbH, Austria.

[98] L. V. Bewley, "Traveling Waves on Transmission Systems," in Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. 50, no. 2, pp. 532-550, June 1931, doi: 10.1109/T-AIEE.1931.5055827.

[99] A. Greenwood, “Electrical Transients in Power Systems”, 2nd ed., John Wiley & Sons, 1991.

[100] G.B.Ancell & N.C. Pahalawaththa, “Effects of frequency dependence and line parameters on single ended travelling wave based fault location schemes“, IEE Proceedings C, Vol. 139, pp. 332-342, 1992.

[101] F. Wesley, "Fault Location Techniques Using the Traveling Wave Method and the Discrete Wavelet Transform", Theses and Dissertations--Electrical and Computer Engineering, 2019.

[102] E. O. Schweitzer, III, A. Guzmàn, M. V. Mynam, V. Skendzic, B. Kasztenny & S. Marx, “Locating Faults by the Traveling Waves They Launch”, 40th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2013.

[103] E. O. Schweitzer, III, A. Guzmàn, M. V. Mynam, V. Skendzic, B. Kasztenny & S. Marx, “A New Traveling Wave Fault Locating Algorithm for Line Current Differential Relays”, 12th International Conference on Developments in Power System Protection, Copenhagen, Denmark, 2014.

[104] J. Jiang, J. Yang, Y. Lin, C. Liu & J. Ma, “An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines. P. I: Theory and algorithms“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 15, No. 2, pp.486-493, Jan. 2000.

[105] J. Jiang, J. Yang, Y. Lin, C. Liu & J. Ma, “An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines. P. I: Theory and algorithms“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 15, No. 4, pp. 1136-146, Oct. 2000.

[106] N. M. Khoa, M. V. Cuong, H. Q. Cuong & N. T. Tan Hieu, “Performance Comparison of Impedance-Based Fault Location Methods for Transmission Line”, in International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications, 2021.

[107] A. Ghorbani & H. Mehrjerdi, "Negative-Sequence Network Based Fault Location Scheme for Double-Circuit Multi-Terminal Transmission Lines," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 34, no. 3, pp. 1109-1117, June 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2906056.

[108] J.-Hun Ryu & S.-Hee Kang, “Extended Fault Location Algorithm Using the Estimated Remote Source Impedance for Parallel Transmission Lines”, Journal of Electrical Engineering and Technology 13(6):2212-2219, November 2018, DOI:10.5370/JEET.2018.13.6.2212.

[109] S. A. Probert & Y. H. Song, “Detection and classification of high frequency transients using wavelet analysis. In IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, volume 2, pages 801–806. IEEE, 2002.

[110] Ashton, M. Phil, G. A. Taylor, A. M. Carter & H. Renner, "Opportunities to exploit Phasor Measurement Units (PMUs) and synchrophasor measurements on the GB Transmission Network", In Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International, pp. 1-6. VDE, 2011.

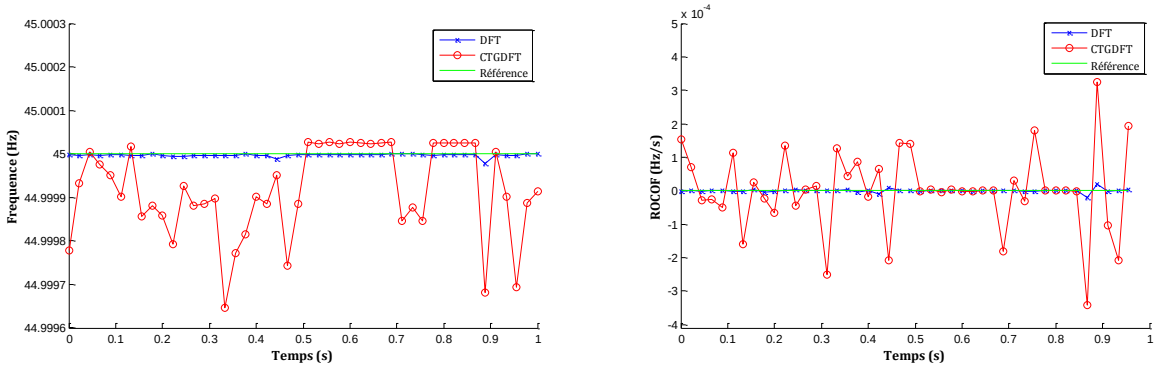
[111] Kim, Jihun, B. Lee, S. Han, J.-Hoon Shin, T. Kim, S. Kim & Y. Moon, "Study of the Effectiveness of a Korean Smart Transmission Grid Based on Synchro-Phasor Data of K-WAMS." IEEE Trans. Smart Grid 4, no. 1 (2013): 411-418.

Annexes

Annexe A

A.1 Condition du régime permanant

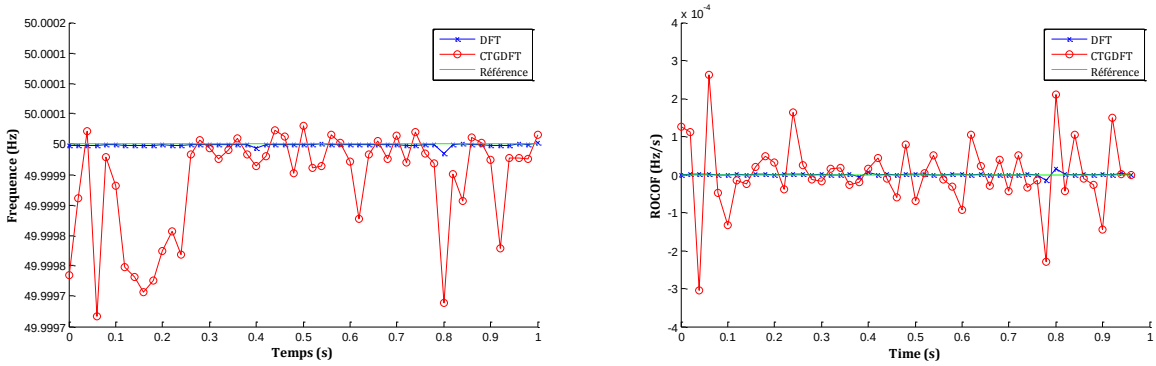
A.1.1 Performance aux fréquences fondamentales



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 1 : Fréquence et ROCOF pour une fréquence d'entrée de 45 Hz.

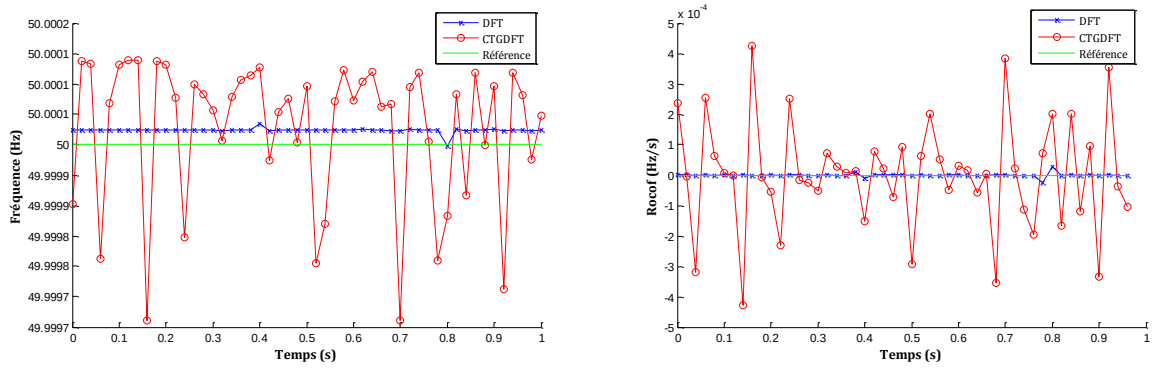
A.1.2 Performance aux variations d'amplitude du signal d'entrée



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 2 : Fréquence et ROCOF pour une amplitude de 10% du signal d'entrée.

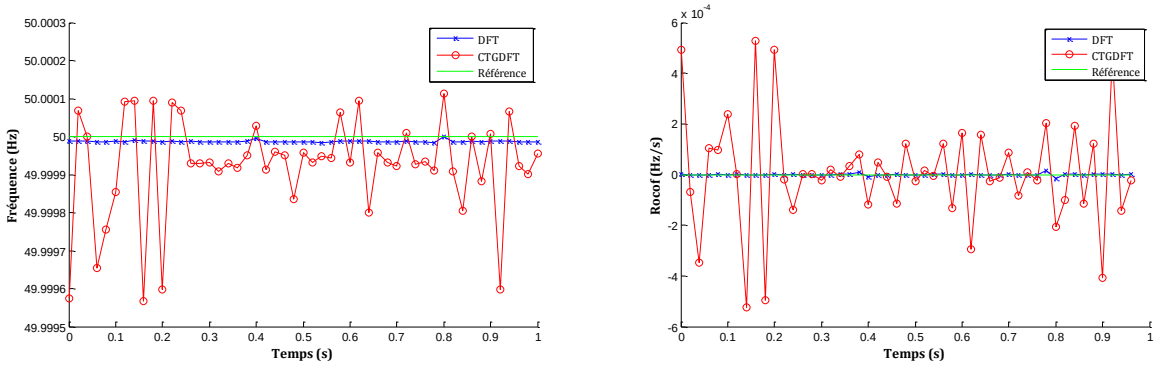
A.1.3 Performance aux variations d'angle du signal d'entré



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 3 : Fréquence et ROCOF pour un angle de phase du signal d'entrée de - π/6.

A.1.4 Performance en présence de diverses harmoniques

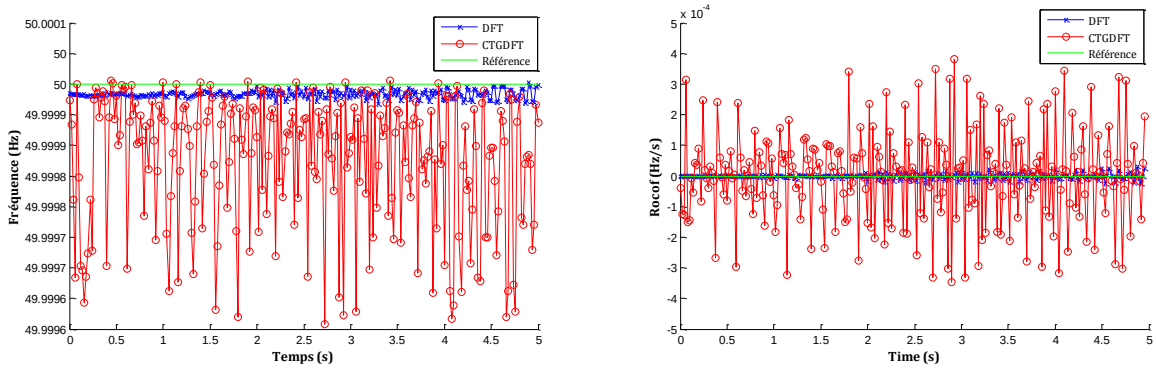


(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 4 : Fréquence et ROCOF pour un signal d'entrée avec 3ième Harmonique.

A.2 Performances pendant le régime dynamique

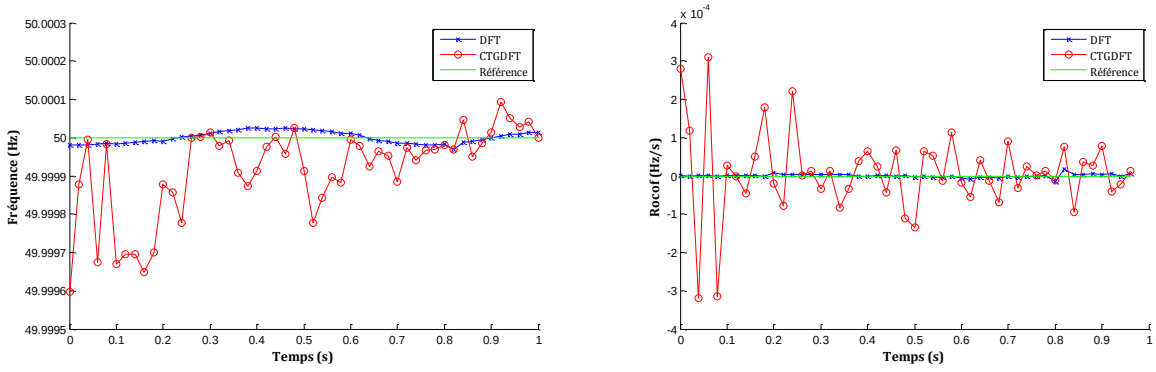
A.2.1 Performances lors de modulations d'amplitude et de fréquence



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 5 : Fréquence et ROCOF pour une fréquence de modulation de 1Hz.

A.2.2 Performances pendant la rampe de fréquence

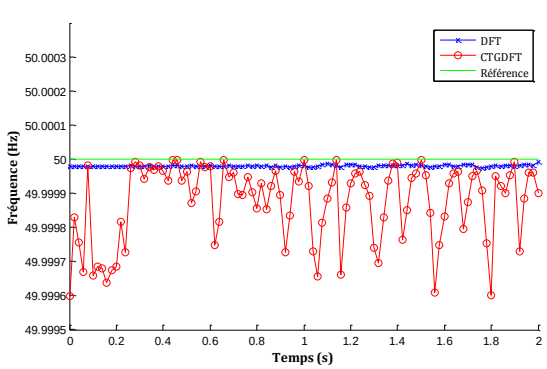


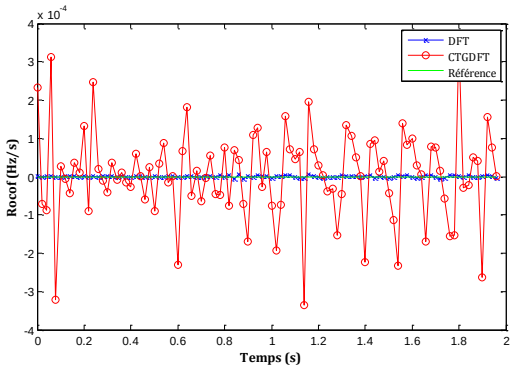
(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 6 : Fréquence et ROCOF pour un taux de rampe de -1Hz/s.

A.2.3 Performances lors d'un changement d'amplitude et d'angle de phase

C. Changement graduel d'amplitude

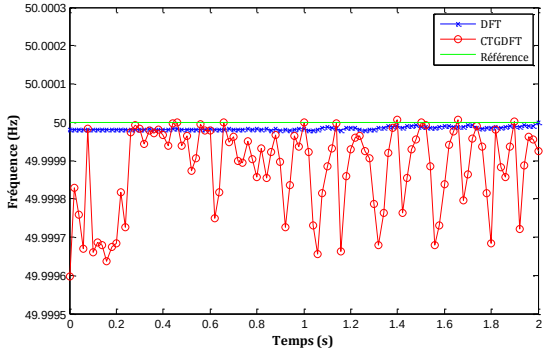


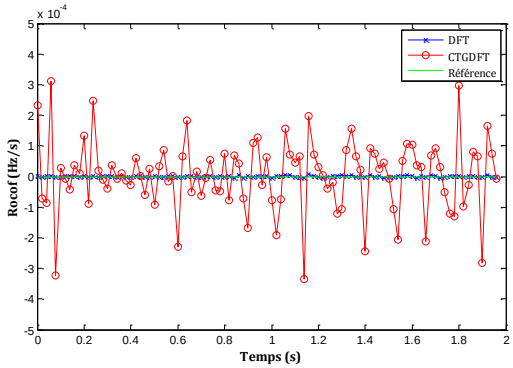


(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 7 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'amplitude de +10%.

D. Changement graduel d'angle de phase



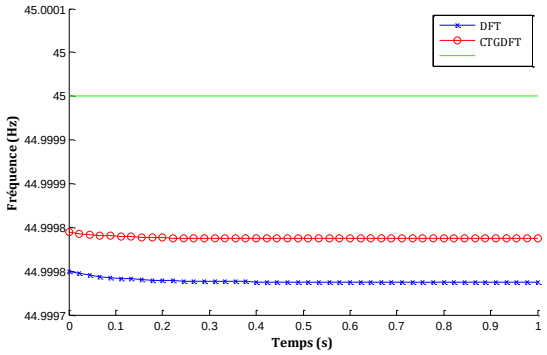


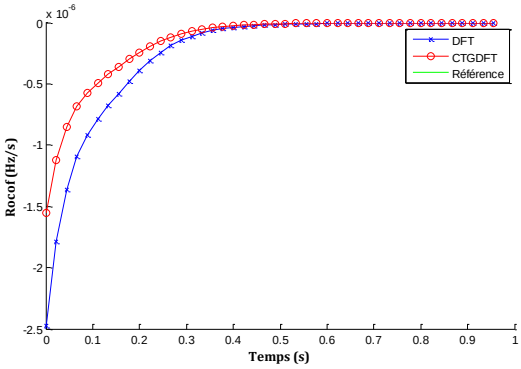
(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 8 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'angle de phase de +10°.

A.3 Performances pendant les défauts

A.3.1 Performance en présence des composantes DC décroissantes

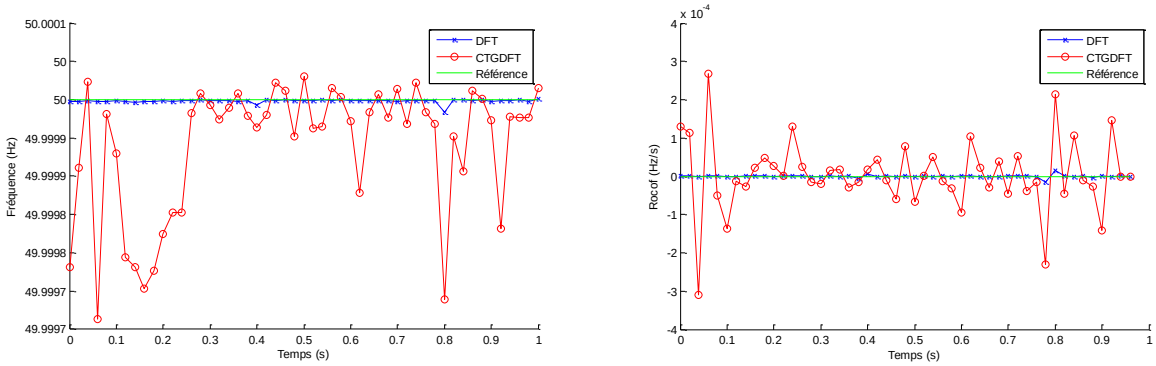




(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 9 : Fréquence et ROCOF (DC décroissante avec une fréquence de 45Hz).

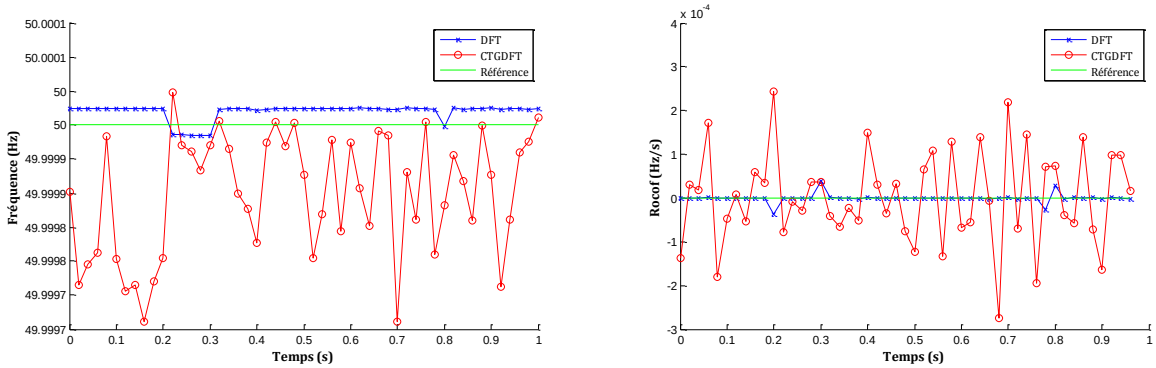
A.3.2 Performance lors d'un changement important de l'amplitude



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 10 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'amplitude de 1000%.

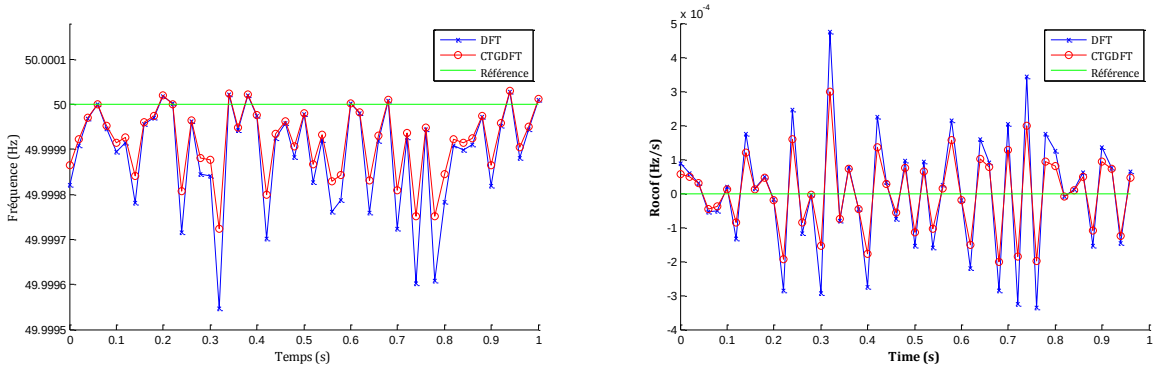
A.3.3 Performance lors d'un changement important de l'angle de phase



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 11 : Fréquence et ROCOF pour une variation d'angle de -90°.

A.3.4 Performance lors des oscillations bruyantes



(a) Fréquence **(b) ROCOF**

Figure A. 12 : Fréquence et ROCOF pour une valeur de SNR de 20 dB.

Annexe B

B.1 Résultats Défauts Phase-Terre

B.1.1 Résistance de Défaut = 0.0001 Ω

Tableau B. 1 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 0.0001Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	10.13	0.09	140.03	0.02	10.59	0.40
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	20.23	0.15	130.02	0.02	20.56	0.37
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	30.32	0.21	120.03	0.02	30.50	0.34
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	40.37	0.25	110.15	0.10	40.42	0.28
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	50.38	0.25	100.15	0.10	50.37	0.25
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	60.36	0.24	90.25	0.16	59.85	0.10
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	70.42	0.28	80.35	0.23	70.18	0.12
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	75.30	0.20	75.32	0.21	75.08	0.05
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	80.26	0.17	70.32	0.22	80.04	0.03
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	90.15	0.10	60.32	0.21	89.97	0.02
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	100.05	0.03	50.34	0.23	99.85	0.10
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	109.86	0.09	40.29	0.19	109.78	0.15
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	119.79	0.14	30.25	0.17	119.67	0.22
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	129.46	0.36	20.18	0.12	129.61	0.26
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	139.51	0.33	10.10	0.07	139.54	0.31
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**0.193**		**0.138**		**0.199**

B.1.2 Résistance de Défaut = 1 Ω

Tableau B. 2 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 1 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	10.16	0.11	139.06	0.63	10.69	0.46
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	20.25	0.16	129.26	0.49	20.63	0.42
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	30.33	0.22	119.41	0.39	30.56	0.38
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	40.38	0.25	109.63	0.24	40.47	0.31
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	50.39	0.26	99.72	0.19	50.40	0.27
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	60.38	0.25	89.88	0.08	60.30	0.20
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	70.42	0.28	80.02	0.02	70.19	0.13
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	75.33	0.22	75.03	0.02	75.11	0.07
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	80.30	0.20	70.06	0.04	80.06	0.04
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	90.20	0.13	60.09	0.06	89.98	0.02
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	100.12	0.08	50.14	0.10	99.86	0.10
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	109.98	0.01	40.13	0.08	109.77	0.15
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	119.96	0.03	30.12	0.08	119.66	0.22
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	129.76	0.16	20.09	0.06	129.59	0.27
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	140.04	0.03	10.03	0.02	139.51	0.33
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**0.159**		**0.166**		**0.224**

B.1.3 Résistance de Défaut = 10 Ω

Tableau B. 3 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 10 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10	140	10.436	0.2909	139.56	0.2909	9.3997	0.4002	10.622	0.4147	132.9	4.736	10.859	0.5727
20	130	20.873	0.5819	129.13	0.5819	19.836	0.1093	20.254	0.1693	124.41	3.7287	20.774	0.516
30	120	29.818	0.1211	120.18	0.1211	28.782	0.8123	30.894	0.596	115.49	3.0053	30.685	0.4567
40	110	40.255	0.1698	109.75	0.1698	40.709	0.4726	41.043	0.6953	106.4	2.4007	40.563	0.3753
50	100	50.691	0.4608	100.65	0.4338	49.804	0.131	51.185	0.79	97.037	1.9753	50.467	0.3113
60	90	59.637	0.2422	90.363	0.2422	60.091	0.0606	61.355	0.9033	87.631	1.5793	60.341	0.2273
70	80	69.879	0.0805	79.927	0.0487	70.527	0.3515	71.582	1.0547	78.11	1.26	70.215	0.1433
75	75	74.546	0.3028	75.454	0.3028	75	0	76.7	1.1333	73.309	1.1273	75.156	0.104
80	70	79.927	0.0487	69.879	0.0805	79.473	0.3515	81.825	1.2167	68.485	1.01	80.097	0.0647
90	60	90.363	0.2422	59.637	0.2422	89.909	0.0606	92.128	1.4187	58.786	0.8093	89.985	0.01
100	50	100.65	0.4338	50.691	0.4608	100.2	0.131	102.64	1.758	49.064	0.624	99.872	0.0853
110	40	109.75	0.1698	40.255	0.1698	109.29	0.4726	113.36	2.238	39.272	0.4853	109.76	0.1593
120	30	120.18	0.1211	29.818	0.1211	121.22	0.8123	124.61	3.0727	29.456	0.3627	119.67	0.222
130	20	129.13	0.5819	20.873	0.5819	130.16	0.1093	136.67	4.4493	19.601	0.266	129.58	0.2833
140	10	139.56	0.2909	10.436	0.2909	140.6	0.4002	151.22	7.478	9.724	0.184	139.5	0.3347
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**1.826**		**1.57**		**0.258**

B.1.4 Résistance de Défaut = 50 Ω

Tableau B. 4 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Phase-Terre/RDéfaut = 50 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10	140	10.436	0.2909	139.56	0.2909	9.3997	0.4002	13.373	2.2487	111.49	19.01	10.767	0.5113
20	130	20.873	0.5819	129.13	0.5819	19.836	0.1093	24.194	2.796	107.78	14.813	20.677	0.4513
30	120	29.818	0.1211	120.18	0.1211	28.782	0.8123	35.122	3.4147	102.27	11.819	30.605	0.4033
40	110	40.255	0.1698	109.75	0.1698	40.709	0.4726	46.192	4.128	95.635	9.5767	40.499	0.3327
50	100	50.691	0.4608	100.65	0.4338	49.804	0.131	57.441	4.9607	88.271	7.8193	50.41	0.2733
60	90	59.637	0.2422	90.363	0.2422	60.091	0.0606	68.947	5.9647	80.381	6.4127	60.28	0.1867
70	80	69.879	0.0805	79.927	0.0487	70.527	0.3515	80.793	7.1953	72.094	5.2707	70.179	0.1193
75	75	74.546	0.3028	75.454	0.3028	75	0	86.888	7.9253	67.836	4.776	75.126	0.084
80	70	79.927	0.0487	69.879	0.0805	79.473	0.3515	93.13	8.7533	63.515	4.3233	80.069	0.046
90	60	90.363	0.2422	59.637	0.2422	89.909	0.0606	106.19	10.794	54.708	3.528	89.964	0.024
100	50	100.65	0.4338	50.691	0.4608	100.2	0.131	120.43	13.617	45.716	2.856	99.877	0.082
110	40	109.75	0.1698	40.255	0.1698	109.29	0.4726	136.62	17.746	36.585	2.2767	109.77	0.152
120	30	120.18	0.1211	29.818	0.1211	121.22	0.8123	156.51	24.339	27.329	1.7807	119.69	0.206
130	20	129.13	0.5819	20.873	0.5819	130.16	0.1093	184.48	36.32	17.979	1.3473	129.62	0.2567
140	10	139.56	0.2909	10.436	0.2909	140.6	0.4002	236.26	64.174	8.55	0.9667	139.55	0.2987
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**14.29**		**6.438**		**0.228**

B.2 Résultats Défauts Biphasé

B.2.1 Résistance de Défaut = 0.0001 Ω

Tableau B. 5 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 0.0001 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	10.04	0.02	140.33	0.22	11.47	0.98
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	20.08	0.05	130.37	0.25	21.28	0.85
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	30.12	0.08	120.39	0.26	30.83	0.56
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	40.17	0.11	110.19	0.13	40.77	0.51
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	50.22	0.15	100.09	0.06	50.56	0.37
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	60.29	0.19	90.02	0.01	60.42	0.28
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	70.36	0.24	79.97	0.02	70.28	0.19
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	75.41	0.27	74.95	0.04	75.19	0.13
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	80.46	0.30	69.93	0.05	80.09	0.06
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	90.56	0.38	59.91	0.06	89.87	0.09
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	100.59	0.39	49.91	0.06	99.70	0.20
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	110.86	0.57	39.91	0.06	109.53	0.31
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	120.86	0.58	29.93	0.05	119.48	0.35
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	131.23	0.82	19.95	0.03	129.25	0.50
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	141.45	0.96	9.97	0.02	139.07	0.62
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**0.341**		**0.087**		**0.400**

B.2.2 Résistance de Défaut = 1 Ω

Tableau B. 6 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 1 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	11.30	0.87	139.20	0.53	11.24	0.83
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	21.44	0.96	129.27	0.49	21.10	0.74
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	31.59	1.06	119.30	0.46	30.75	0.50
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	41.76	1.17	109.25	0.50	40.66	0.44
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	51.95	1.30	99.24	0.51	50.47	0.31
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	62.17	1.45	89.24	0.50	60.34	0.23
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	72.43	1.62	79.26	0.49	70.22	0.15
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	77.57	1.71	74.28	0.48	75.14	0.09
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	82.72	1.81	69.30	0.47	80.04	0.03
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	93.05	2.03	59.34	0.44	89.84	0.11
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	103.38	2.26	49.39	0.41	99.72	0.19
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	113.89	2.59	39.45	0.37	109.54	0.31
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	124.36	2.91	29.51	0.33	119.51	0.33
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	135.03	3.36	19.57	0.29	129.31	0.46
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	145.76	3.84	9.64	0.24	139.19	0.54
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**1.929**		**0.435**		**0.349**

B.2.3 Résistance de Défaut = 10 Ω

Tableau B. 7 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 10 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	24.01	9.34	127.92	8.05	10.69	0.46
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	35.30	10.20	118.89	7.41	20.66	0.44
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	46.74	11.16	109.78	6.82	30.46	0.31
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	58.33	12.22	100.60	6.27	40.38	0.26
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	70.11	13.41	91.37	5.75	50.23	0.16
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	82.13	14.75	82.10	5.27	60.15	0.10
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	94.41	16.28	72.78	4.81	70.05	0.04
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	100.68	17.12	68.10	4.60	74.99	0.01
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	107.03	18.02	63.42	4.39	79.92	0.05
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	120.05	20.03	54.03	3.98	89.77	0.15
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	133.56	22.37	44.61	3.59	99.69	0.21
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	147.70	25.14	35.16	3.23	109.56	0.30
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	162.64	28.43	25.68	2.88	119.52	0.32
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	178.64	32.42	16.18	2.55	129.40	0.40
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	196.04	37.36	6.65	2.23	139.50	0.33
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**19.216**		**4.788**		**0.235**

B.2.4 Résistance de Défaut = 50 Ω

Tableau B. 8 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé/RDéfaut = 50 Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	124.93	76.62	87.12	35.25	10.59	0.39
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	147.84	85.23	81.31	32.46	20.49	0.32
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	172.78	95.18	75.20	29.87	30.37	0.25
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	200.24	106.83	68.82	27.45	40.26	0.18
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	230.92	120.62	62.21	25.20	50.14	0.09
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	265.79	137.19	55.38	23.08	60.04	0.02
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	306.20	157.47	48.36	21.09	69.91	0.06
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	329.08	169.39	44.78	20.14	74.85	0.10
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	354.18	182.78	41.16	19.22	79.79	0.14
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	412.82	215.21	33.81	17.46	89.67	0.22
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	487.00	258.00	26.31	15.79	99.57	0.29
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	585.00	316.67	18.68	14.22	109.47	0.35
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	724.00	402.67	10.92	12.72	119.39	0.41
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	935.00	536.67	3.05	11.30	129.32	0.46
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	1294.00	769.33	-4.93	9.96	139.26	0.49
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**241.99**		**21.02**		**0.251**

B.3 Résultats Défauts Biphasé-Terre

B.3.1 Résistance de Défaut = 0.0001 Ω

Tableau B. 9 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 0.0001Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	10.04	0.02	140.33	0.22	11.51	1.00
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	20.08	0.05	130.37	0.25	21.26	0.84
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	30.12	0.08	120.39	0.26	30.98	0.65
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	40.17	0.11	110.19	0.13	40.85	0.57
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	50.22	0.15	100.09	0.06	50.67	0.45
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	60.29	0.19	90.02	0.01	60.48	0.32
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	70.36	0.24	79.97	0.02	70.29	0.19
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	75.41	0.27	74.95	0.04	75.19	0.13
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	80.46	0.30	69.93	0.05	80.10	0.07
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	90.56	0.38	59.91	0.06	89.92	0.06
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	100.59	0.39	49.91	0.06	99.70	0.20
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	110.86	0.57	39.91	0.06	109.58	0.28
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	120.86	0.58	29.93	0.05	119.42	0.39
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	131.23	0.82	19.95	0.03	129.28	0.48
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	141.45	0.96	9.97	0.02	139.15	0.57
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**0.341**		**0.087**		**0.413**

B.3.2 Résistance de Défaut = 1 Ω

Tableau B. 10 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 1Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	10.67	0.44	139.76	0.16	11.37	0.91
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	20.75	0.50	129.81	0.13	21.14	0.76
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	30.85	0.57	119.83	0.11	30.90	0.60
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	40.96	0.64	109.71	0.19	40.77	0.51
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	51.08	0.72	99.66	0.23	50.60	0.40
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	61.23	0.82	89.62	0.25	60.42	0.28
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	71.39	0.93	79.61	0.26	70.24	0.16
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	76.48	0.99	74.61	0.26	75.15	0.10
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	81.58	1.05	69.61	0.26	80.06	0.04
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	91.80	1.20	59.62	0.25	89.89	0.07
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	101.98	1.32	49.64	0.24	99.70	0.20
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	112.26	1.51	39.68	0.22	109.58	0.28
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	122.61	1.74	29.71	0.19	119.44	0.37
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	133.11	2.07	19.76	0.16	129.32	0.46
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	143.58	2.39	9.80	0.13	139.22	0.52
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**1.125**		**0.203**		**0.377**

B.3.3 Résistance de Défaut = 10 Ω

Tableau B. 11 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 10Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	16.63	4.42	134.28	3.81	10.75	0.50
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	27.24	4.83	124.69	3.54	20.64	0.42
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	37.91	5.27	115.07	3.29	30.52	0.34
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	48.65	5.77	105.43	3.05	40.40	0.26
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	59.49	6.33	95.77	2.82	50.27	0.18
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	70.43	6.95	86.09	2.61	60.15	0.10
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	81.49	7.66	76.40	2.40	70.03	0.02
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	87.08	8.05	71.55	2.30	74.95	0.03
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	92.71	8.47	66.70	2.20	79.91	0.06
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	104.10	9.40	56.99	2.00	89.79	0.14
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	115.72	10.48	47.27	1.82	99.68	0.21
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	127.60	11.73	37.55	1.64	109.59	0.27
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	139.83	13.22	27.81	1.46	119.51	0.33
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	152.48	14.99	18.06	1.30	129.44	0.38
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	165.69	17.13	8.30	1.14	139.39	0.41
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**8.980**		**2.358**		**0.244**

B.3.4 Résistance de Défaut = 50 Ω

Tableau B. 12 : Erreur d'estimation de la localisation défaut (Biphasé-Terre/RDéfaut = 50Ω).

Distance de Défaut (km)		Méthode d'Onde Progressive (DWT)						Méthode d'Impédance					
		Extrémité A		Extrémité B		Double		Extrémité A		Extrémité B		Double	
Barre A	Barre B	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)	LD (km)	Erreur (%)
10.00	140.00	10.44	0.29	139.56	0.29	9.40	0.40	51.56	27.71	110.67	19.55	10.70	0.47
20.00	130.00	20.87	0.58	129.13	0.58	19.84	0.11	65.63	30.42	103.08	17.95	20.53	0.35
30.00	120.00	29.82	0.12	120.18	0.12	28.78	0.81	80.18	33.45	95.30	16.46	30.42	0.28
40.00	110.00	40.25	0.17	109.75	0.17	40.71	0.47	95.32	36.88	87.36	15.09	40.31	0.21
50.00	100.00	50.69	0.46	100.65	0.43	49.80	0.13	111.17	40.78	79.27	13.82	50.20	0.13
60.00	90.00	59.64	0.24	90.36	0.24	60.09	0.06	127.88	45.25	71.06	12.63	60.08	0.05
70.00	80.00	69.88	0.08	79.93	0.05	70.53	0.35	145.65	50.44	62.73	11.52	69.97	0.02
75.00	75.00	74.55	0.30	75.45	0.30	75.00	0.00	155.02	53.35	58.52	10.99	74.91	0.06
80.00	70.00	79.93	0.05	69.88	0.08	79.47	0.35	164.76	56.51	54.29	10.47	79.86	0.10
90.00	60.00	90.36	0.24	59.64	0.24	89.91	0.06	185.56	63.71	45.76	9.49	89.74	0.18
100.00	50.00	100.65	0.43	50.69	0.46	100.20	0.13	208.58	72.39	37.15	8.57	99.63	0.25
110.00	40.00	109.75	0.17	40.25	0.17	109.29	0.47	234.55	83.03	28.46	7.69	109.53	0.32
120.00	30.00	120.18	0.12	29.82	0.12	121.22	0.81	264.59	96.39	19.70	6.86	119.44	0.37
130.00	20.00	129.13	0.58	20.87	0.58	130.16	0.11	300.46	113.64	10.88	6.08	129.37	0.42
140.00	10.00	139.56	0.29	10.44	0.29	140.60	0.40	345.03	136.69	1.99	5.34	139.31	0.46
Erreur Moyenne (%)			**0.276**		**0.276**		**0.312**		**62.709**		**11.501**		**0.245**

Annexe C

C.1. Caractérisation des composants PSCAD utilisés

C.1.1. Source de Tension Triphasée

La **Figure C.1** 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).

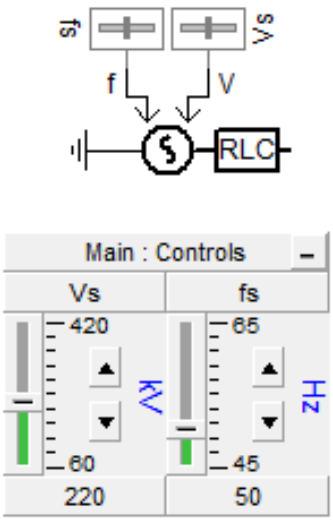


Figure C. 1 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

C.1.2. Disjoncteur triphasé

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 doivent être spécifiés avec son état initial. (**Figure C.2**).

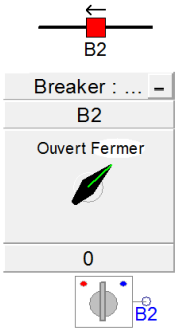


Figure C. 2 : Disjoncteur triphasé.

C.1.3. Ligne de Transport électrique

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 100 km de longueur avec une fréquence de 50Hz. (**Figure C.3**)

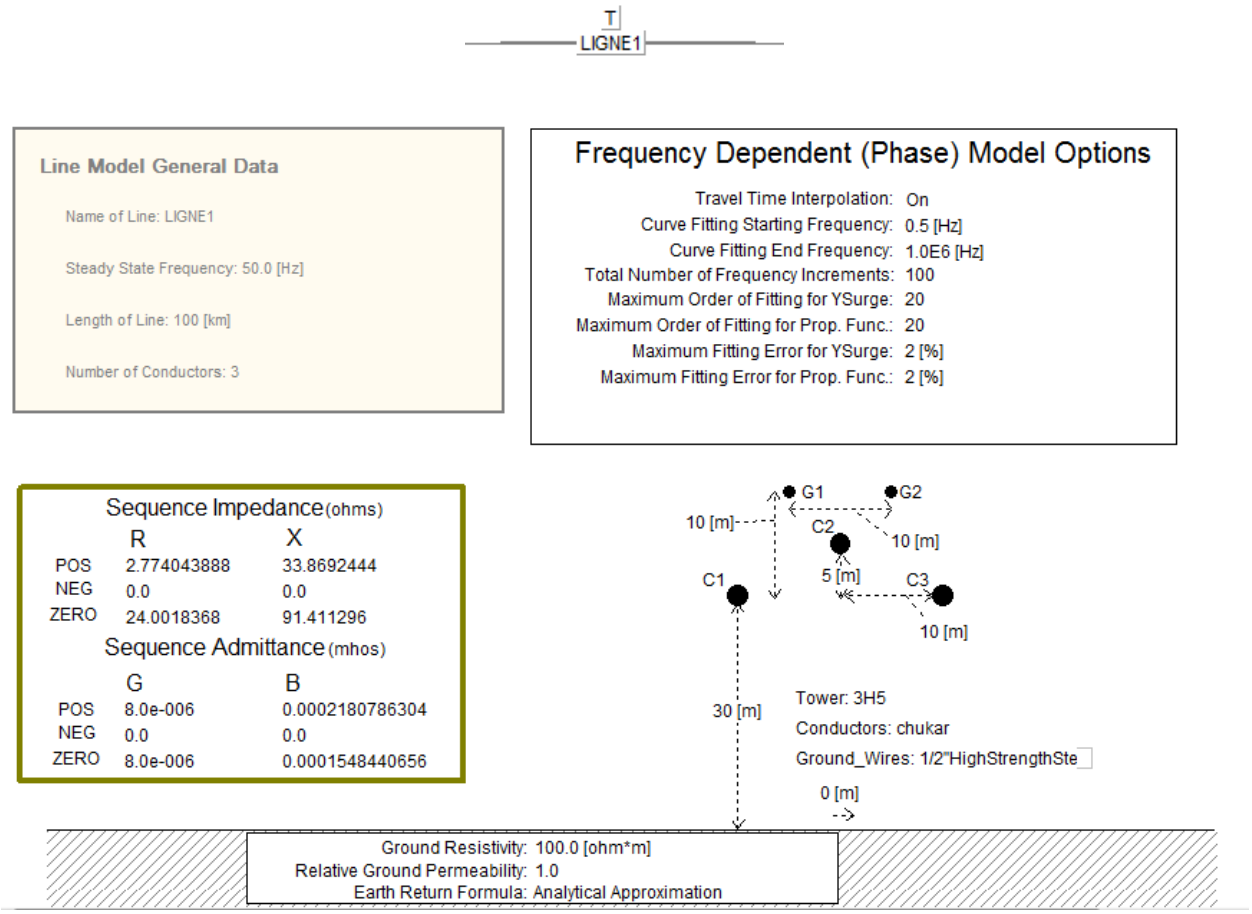


Figure C. 3 : Ligne de transport électrique.

C.1.4. 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. (**Figure C.4**)

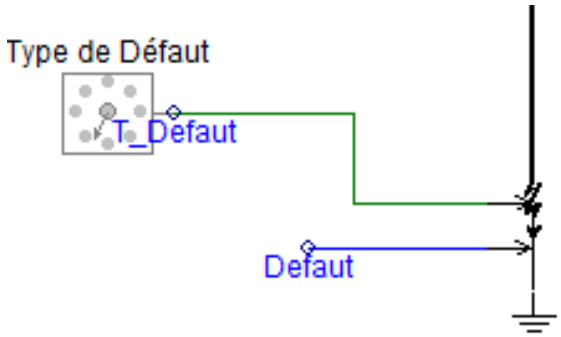


Figure C. 4 : Contrôleur de Défaut Triphasé.

C.1.5. Logique du temps de Défaut

La logique du temps de défaut (**Figure C.5**) 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.

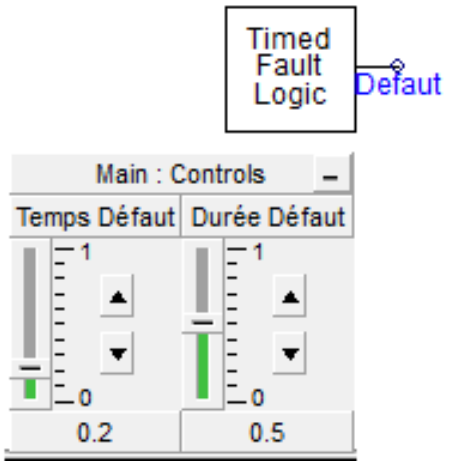


Figure C. 5 : Contrôle de la temporisation de défaut.

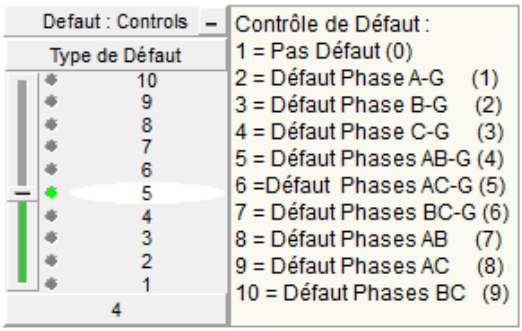


Figure C. 6 : Contrôle des types des défauts.

C.1.6. Module de mesures

Le module de mesure (**Figure C.7**) 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.

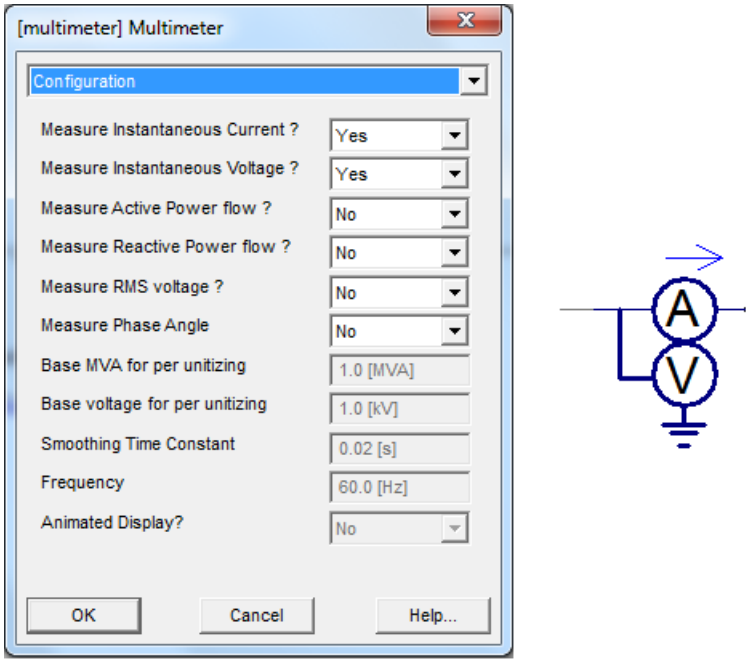


Figure C. 7 : Module de mesure.

C.1.7. 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 C.8**). 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.

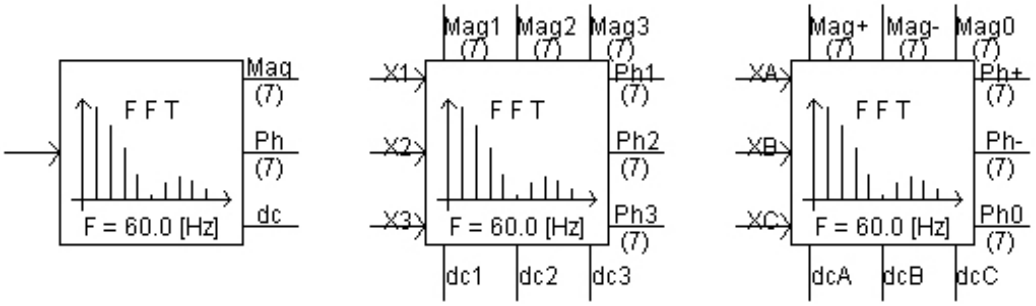


Figure C. 8 : Configuration du Bloc FFT.

C.1.8. Filtre de séquence

Le filtre de séquence de la Figure C.9 est un composant qui permet de calculer les amplitudes et les angles de phase des composantes de séquences.

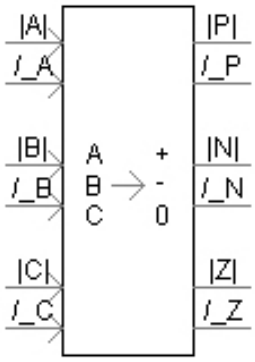


Figure C. 9 : Filtre de séquence.

C.1.9. Etapes de traitement des signaux d'entrés

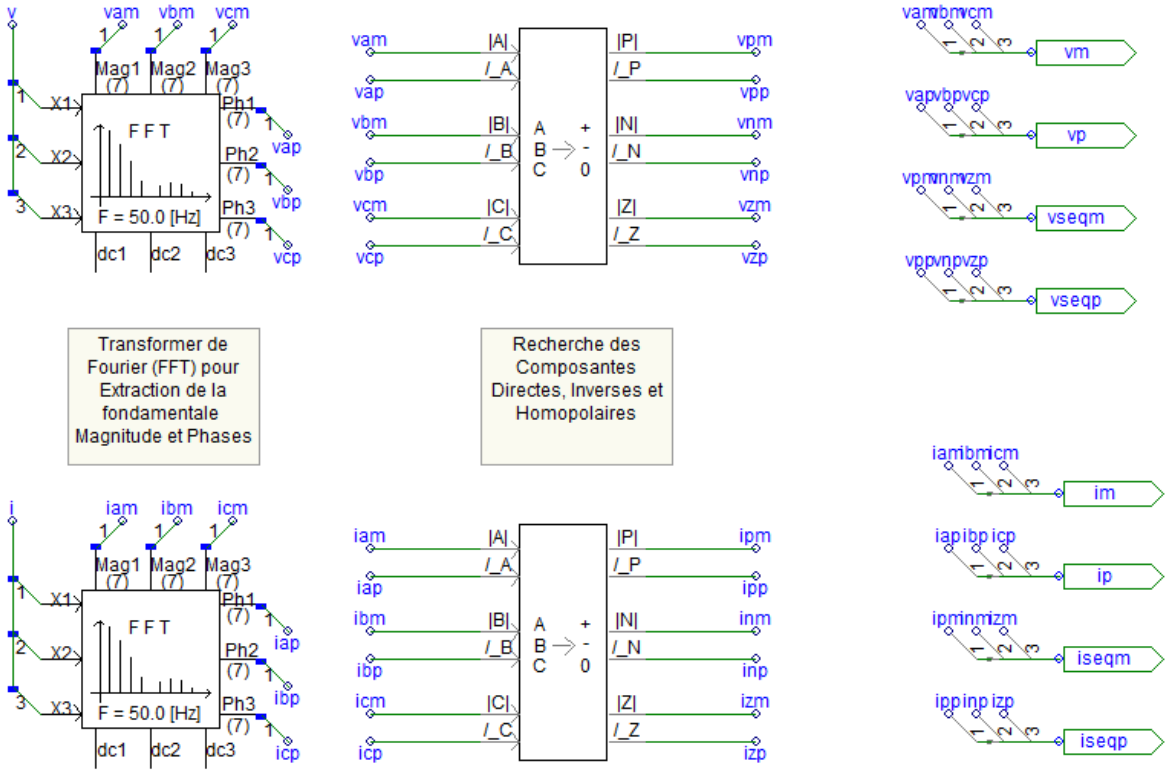
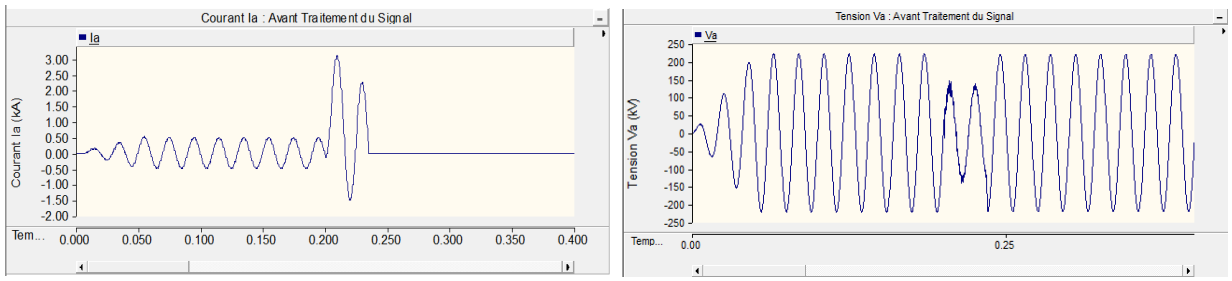
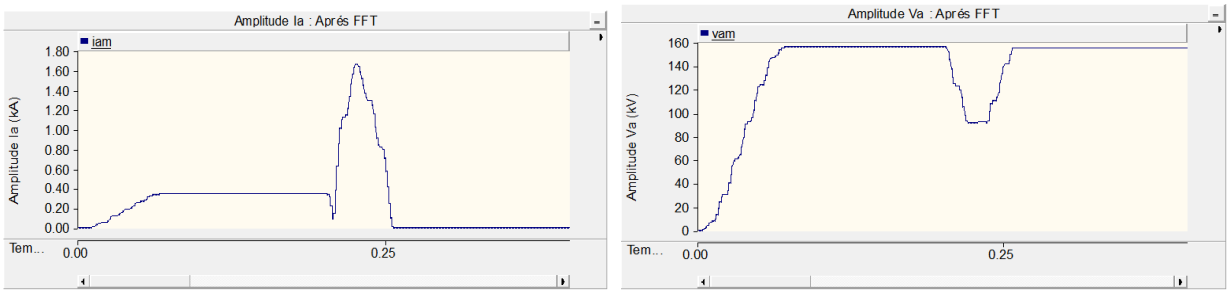


Figure C. 10 : Etape de traitement des signaux d'entrés.



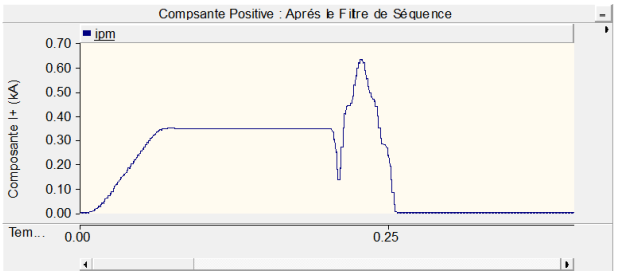
1/. Courant Ia (kA). **2/.** Tension Va (kV).

Figure C. 11 : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre.

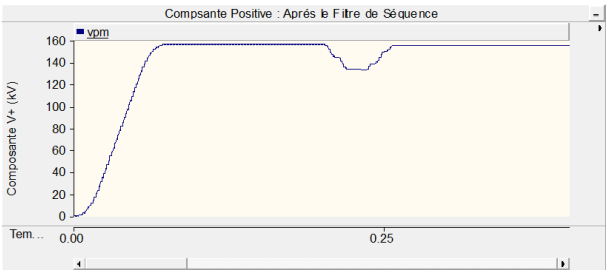


1/. Amplitude du courant Ia (kA). **2/.** Amplitude de la tension Va (kV).

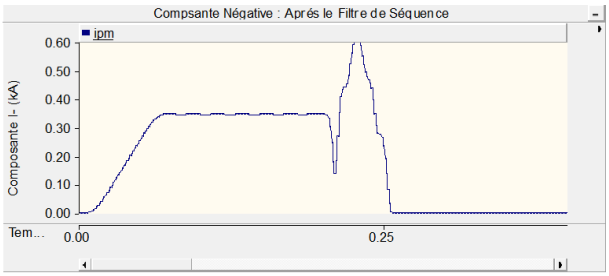
Figure C. 12 : Formes des signaux à la sortie du module FFT.



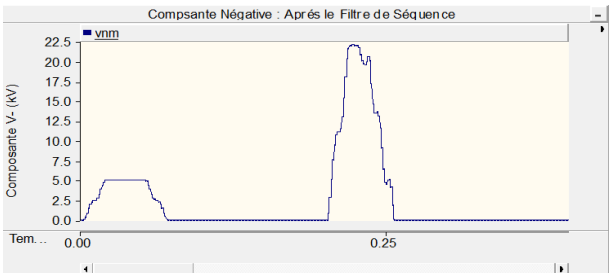
1/. Composante I+ (kA).



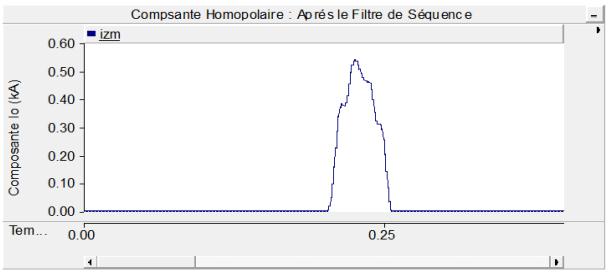
2/. Composante V+ (kV).



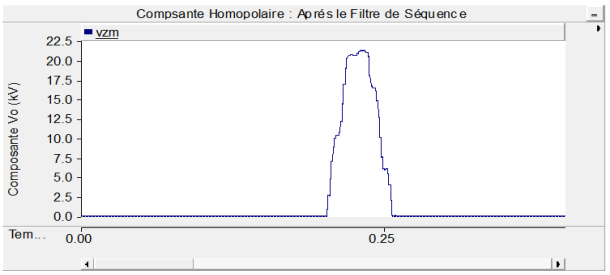
3/. Composante I- (kA).



4/. Composante V- (kV).



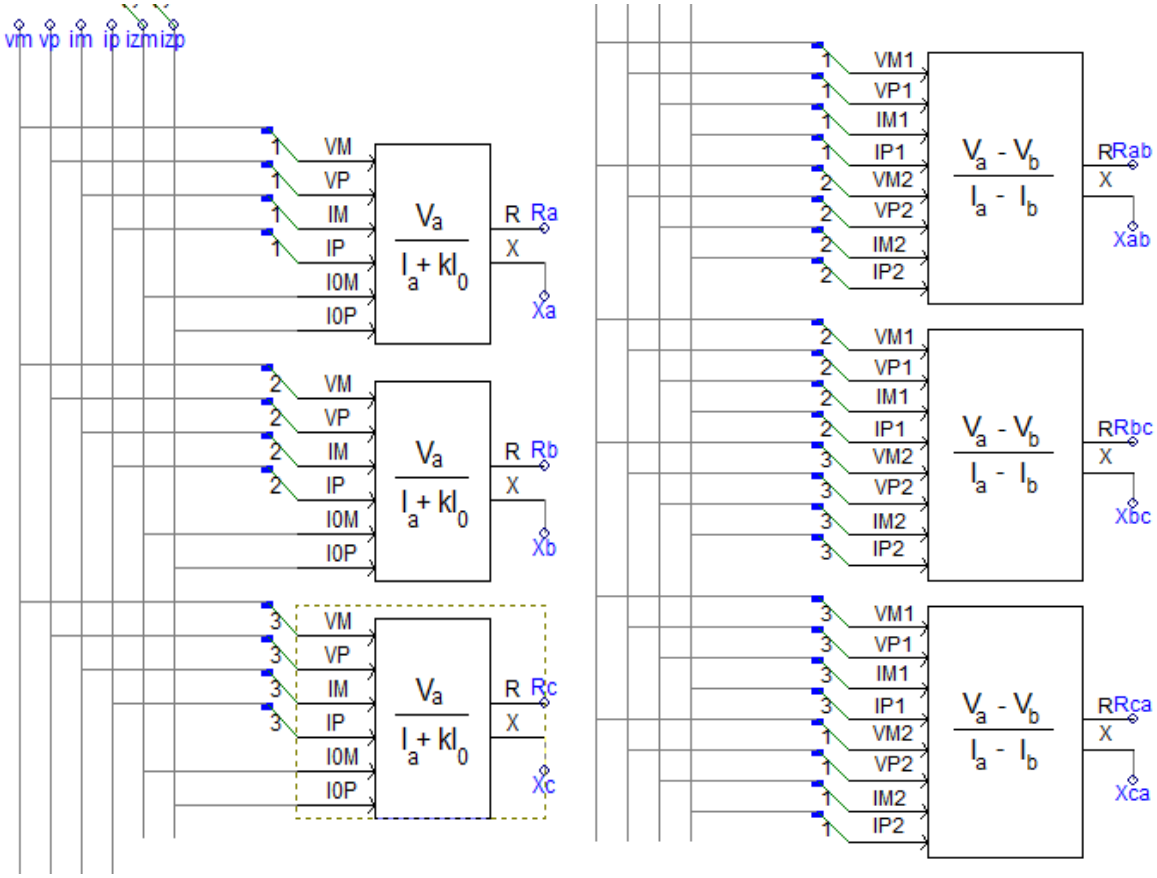
5/. Composante Io (kA).



6/. Composante Vo (kV).

Figure C. 13 : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence.

C.1.10. Module de mesure des impédances



1/. Mesure Phase-Terre. **2/.** Mesure Phase-Phase.

Figure C. 14 : Modules de mesure des impédances (Résistances et Réactances).

C.1.11 Transformée en Ondelettes Discrète (DWT)

Le composant de la Figure C.12 effectue une transformée en ondelettes discrète (DWT) en ligne sur le signal d'entrée. Les sorties A et D sont les coefficients d'ondelettes de reconstruction :

A : La sortie d'approximation, qui est le contenu de basse fréquence de la composante du signal d'entrée.

D : la sortie multidimensionnelle, qui donne les détails, ou les composantes à haute fréquence, du signal d'entrée à différents niveaux (jusqu'au niveau 6).

Avant d'effectuer la DWT proprement dite, le signal d'entrée est échantillonné à un taux, qui est un paramètre d'entrée spécifié par l'utilisateur. Une option permet également d'activer ou de désactiver le filtre anticrénelage interne, et le type d'ondelette mère ainsi que son ordre peuvent être sélectionnés à partir d'une liste.

Ce composant prend en charge plusieurs des types d'ondelettes mères les plus couramment utilisés :

- Harr ;
- Daubechies (ordre 1, 2, 4 et 8) ;
- Symlets (ordre 1, 2, 4 et 8) ;
- Coeiflets (ordre 1 et 2).

L'utilisateur peut spécifier le niveau de détail calculé. Cette sélection modifiera la dimension de la sortie D pour qu'elle soit égale au nombre de niveaux sélectionnés. La sortie A correspondra alors à l'approximation au niveau sélectionné. Par exemple, si le niveau sélectionné est 1, le signal de sortie A correspondra au coefficient d'approximation A1, et la sortie D au coefficient de détail D1. Si le niveau 2 est sélectionné, la sortie A donnera le coefficient d'approximation A2, et la sortie D, qui est maintenant bidimensionnelle, donnera les coefficients de détail D1 et D2. Actuellement, ce composant permet de calculer les détails jusqu'au niveau 6, les niveaux supérieurs représentant les basses fréquences.

Le nombre de pas de temps de simulation nécessaires pour effectuer la transformation en ondelettes dépend de la fréquence d'échantillonnage sélectionnée, du type d'ondelette mère et du nombre de niveaux de détail requis. Par conséquent, les signaux de sortie présenteront un décalage temporel par rapport au signal d'entrée ; l'ampleur du décalage dépendra des paramètres sélectionnés.

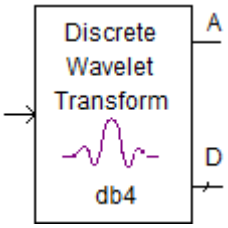


Figure C. 15 : Modules de la Transformée en Ondelette (DWT).