

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Filière Électronique
Spécialité Machine Electrique

présenté par

KERRI Youcef

&

BENKHETTAR Abd-errahim

Les applications des PMU dans la détection et localisation des défauts dans un réseau électrique

Proposé par : Dr. BELAZZOUG Messoud & Mr. TARIF Tarek

Année Universitaire 2018-2019

Remercîment

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

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre co-promoteur **Monsieur T.TARIF**, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de **Houari Boumediene Bab Zouar**, pour son encadrement exemplaire ainsi que pour son soutien, sa collaboration, ses remarques pertinentes et directives, sa disponibilité, sa rigueur scientifique, son soutien sans faille et son expérience qui nous ont permis d'évoluer dans notre sujet et aussi à notre promoteur **Monsieur BELAZZOUG**, Enseignant au département d'électronique à la faculté de Technologie de l'université **Blida 1**, pour son encadrement exemplaire, sa disponibilité, son soutien et son expérience qui nous a aidés dans notre sujet

Nous présentant aussi nos remerciements les plus chaleureux à **DR A.ADJICI** professeurs à la faculté des sciences et techniques de **Houari Boumediene à Bab Zouar** qui nous a proposé ce sujet et aussi qui nous a aidés

Remerciement des jurés de nous avoir honoré en acceptant de juger notre modeste travail. Veuillez trouver ici le témoignage de notre respect le plus profond mes remerciements vont aussi à tous mes professeurs, enseignants et à tous les membres du corps professoral de Génie électrique de la Faculté de technologie de l'université **Blida1**.

Dédicaces

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

Je dédie ce travail à:

Mes parents

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

Ma femme

Pour son soutien, amour et confiance en moi

Mon frère, Ma sœur

Mes chers amis

Pour leurs présences et leurs aides et encouragements.

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

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

KERRI Youcef

Dédicaces

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

Je dédie ce travail à:

Mes parents

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

Mes sœurs

Mes chers amis

Pour leurs présences et leurs aides et encouragements.

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

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

BENKHETTAR Abd-Errahim

ملخص:

تحتل وحدات قياس طور مكانة كبيرة في عالم الكهرباء و أنظمة الطاقة مما جعل استخدامها ضروريا في نظام المراقبة و الحماية و التحكم لشبكة الكهربائية و ذلك لأنها تتمتع بميزة تميزها عن جميع الأجهزة الأخرى ، تتمثل هذه الميزة في قياس طور، زاوية، الجهد و التيار بتزامن مع الوقت . في الآونة الأخيرة تقوم شركة وحدة قياس طور بالبحث عن افضل الحلول لمشكلة تموضع هذه الوحدات في شبكات الطاقة مما جذب إليها اهتمام شركات الطاقة الكهربائية و المؤسسات البحثية. في هذا المشروع قمنا بدراسة تفصيلية من أجل إيجاد حلول انسب لهذه المشكلة حيث قمنا باختلاق عيوب في الشبكة الكهربائية المعروفة ب الانجليزي الجديد صنفناها باستعمال ، وايضا قمنا بدراسة قابلية ملاحظتها حيث تعتمد هذي الأخيرة على الموقع الأمثل لوحدة قياس طور مما يؤدي إلى إمكانية ملاحظة شبكتنا و ايضا التقليل من عدد وحدات القياس فتنخفض تكلفتهم الاقتصادية.

Résumé :

Récemment, l'utilisation des PMUs dans un système de surveillance, de protection et de contrôle en temps réel du réseau électrique est devenue très importante. Une unité de mesure de phaseur (PMU) a la capacité unique de fournir des mesures synchronisées de phaseur de tension et de courant. Cette capacité le distingue de tous les autres appareils de mesure. Aujourd'hui, Les PMU's attirent davantage l'attention des transporteurs d'énergie électrique et les institutions de recherche. Ils cherchent des meilleures solutions au problème de l'OPP dans les réseaux électriques. Dans ce projet, nous étudions en détail les meilleurs solutions concernent la localisation des défauts dans un nouveau réseau électrique nommé par IEEE39 New-England par la méthode de la classification par SVM, et aussi on a étudié l'observabilité. Ce dernier consiste à l'emplacement optimal des PMU pour rendre notre réseau observable en minimisant les nombres de PMU afin de réduire leur coût économique.

Abstract:

Recently, the use of PMUs in a real-time monitoring, protection and control system of the electricity grid has become very important. A Phasor Measurement Unit (PMU) has the unique ability to provide synchronized voltage and current phasor measurements. This ability distinguishes it from all other measuring devices. Today, PMU's are attracting more attention from electric power carriers and research institutions. They are searching for better solutions to the OPP problem in power grids. In this project, we study in detail the best solutions concern the localization of the defects in a new electrical network named by IEEE39 New England by the method of the classification SVM, and also we studie the observability. This

Résumé

last one consists of the optimal location of the PMUs to make our network observable by minimizing the PMU numbers to minimize the economic cost.

Listes des acronymes et abréviations

Listes des acronymes et abréviations

HTA : Haute Tension A.

HTB : Haute Tension B.

BT : Base Tension

WAMS : Wide Area Management Systèmes.

PMU : phasor measurement units

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

GPS : Global Positionning system of Satellite

PDC : Phaseurs Concentrateur de données

C.E.I : Commission Electrotechnique Internationale

RNA : Réseau Neurone Artificielle

LF : Logique Floue

AG : Algorithmes Génétiques

SPMS : Système de Mesure de Phaseur Synchronisé

SVM : Support Vector Machine

K-ppv : K le Plus Proche Voisin

OPP : Optimal Placement de PMU

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

RMS : Root Mean Square

FACTS : Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif

VILS : Instability Voltage Load Shedding

VSA : Voltage Stability Assessment

SE : Etat Estimation

EMS : Energy Management System

Listes des acronymes et abréviations

GSM : Generator Status Monitoring

DA : Automatisation de Distribution

ZIB : Zéro Injection Buses

PSAT : Power System Analysis Toolbox

Sommaire

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralité sur les défauts dans les réseaux de transport	
1. Introduction	3
2. Architecture et exploitation des réseaux HTA	3
3. Défauts dans les lignes de transport	4
3.1 Origines des défauts	4
3.2 Type de défaut	5
3.3 Conséquence des défauts	5
3.3.1 Les surintensité.....	6
3.3.2 Les surtensions	6
3.4 Effet des défauts	6
3.4.1 Le bon fonctionnement du réseau.....	6
3.4.2 La tenue diélectrique des matériels.....	7
3.4.3 La qualité de la tension.....	7
3.4.4 Les circuits de télécommunication.....	7
3.4.5 La sécurité des personnes.....	7
4. Mesure et Protection des réseaux électrique	8
4.1 WAMS (Wide Area Measurement Systems).....	8
4.2 Protection des réseaux électrique	9
4.2.1 Définition	9
4.2.2 Eléments constitutifs d'un système de protection.....	9
4.2.3 Qualités fondamentales d'une protection électrique.....	10
5. Détection, classification et localisation des défauts	11
5.1 Les méthodes de détections des défauts	11
5.2 Classification.....	12
5.2.1 Les méthodes d'apprentissage.....	12

Sommaire

5.2.1.a) Calcul des indicateurs	12
5.2.1.b) Algorithme intelligents	12
5.2.1.c) Algorithme intelligents combiné.....	13
5.2.1.d) Méthode des ondelettes	13
5.3 Localisation	13
5.3.a) Approche des phaseurs	14
5.3.b) Méthode des équations différentielles.....	17
5.3.c) Approche de la propagation des ondes.....	18
5.3.d) Approche basée sur l'intelligence artificielle.....	18
6. Conclusion	19
Chapitre 2 : Synchro-phaseur (PMU)	
1. Introduction	20
2. Historique.....	20
3. PMU.....	21
3.1 Définition.....	21
3.2 La technique de mesure des PMU.....	23
3.3 phaseurs Concentrateur de données (PDC).....	24
4. GPS (Global Position System)	25
5. WAMS.....	26
5.1 Définition.....	26
5.2 Le processus de WAMS.....	26
5.3 Ressource des données de WAMS.....	26
5.3.1 Contrôle de surveillance et acquisition de données (SCADA).....	27
5.3.2 Système de mesure de phaseur synchronisé (SPMS).....	27
6. Application des PMU et WAMS.....	28
6.1 Application du PMU	28
6.1.1 La détection de pannes / la localisation de systèmes électriques	28

Sommaire

6.1.2	Surveillance de la tension et le contrôle de stabilité	28
6.1.3	Estimation d'état.....	29
6.2	Applications de WAMS.....	30
6.2.1	Applications générales.....	30
6.2.2	Transmission et applications de transmission secondaire.....	30
6.2.3	Applications de distribution.....	31
7.	Observabilité.....	31
7.1	Introduction	31
7.2	Méthodes d'observabilités.....	32
7.3	Problème de l'emplacement de PMU.....	32
7.4	Zéro Injection Buses (ZIB).....	33
7.5	Concept d'observabilité complet et incomplet	34
7.6	Les règles d'observabilité.....	35
7.7	IEEE 39 bus.....	36
8.	Conclusion.....	39

Chapitre 3 : Les méthodes d'apprentissage

1.	Introduction	40
2.	Séparateurs à Vaste Marge (SVM)	40
2.1	Principe de la technique SVM	41
2.2	Classifieur linéaire	41
2.3	Marge maximale de l'hyperplan.....	42
2.4	Minimisation quadratique sous contraintes	44
2.5	SVM non-linéaires	46
2.6	Relaxation des contraintes	47
2.7	SVM pour le cas multiclassés	48
3.	K Plus Proches Voisins (KPPV)	48
3.1	La méthode d'un plus proche voisin	48

Sommaire

3.2 La méthode de K les plus proches voisins	49
3.2.1 Le choix de K.....	50
3.3 Méthode des k proches voisins pondérés et classification ordinale	51
3.3.1 Similarité entre voisins	51
3.3.2 Standardisation des co-variables	51
3.3.3 Système de pondération pour le voisinage (la fonction noyau).....	51
3.3.4 Règle de classification d'une nouvelle observation	53
3.3.5 Les étapes de la classification de K-ppv	53
3.3.6 Taux d'erreur de mauvaise classification	54
4. Etude comparatif	54
5. Conclusion.....	55
Chapitre 4 : Simulation	
1. Introduction	56
2. Organigramme de travail	56
3. L'observabilité	57
3.1 Choix du réseau.....	57
3.2 L'emplacement optimal de PMU.....	57
4. Base de donné	58
4.1 Créations du défaut.....	58
4.2 La taille des données	61
5. Calcul d'énergie.....	61
6. Normalisation	62
7. Localisation	63
7.1 Étude comparative des bases de données	64
7.2 Réglage des paramètres	66
7.3 Résultat de classifier.....	66

Sommaire

7.4 Test de résultat	70
8. Conclusion	71
Conclusion Générale	72
Annexe	73
Bibliographie	87

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre 1 : Généralité sur les défauts des lignes de transport d'énergie électrique

Figure 1.1 : Architecture de reseaux HTA	3
Figure 1.2 : Défauts dans les lignes de transport	5
Figure 1.3 : Structure générale de WAMS	8
Figure 1.4 : Schéma fonctionnel d'une protection électrique	9
Figure 1.5 : Fiabilité d'une protection électrique	11
Figure 1.6 : Organigramme de détection, classification et localisation des défauts	11
Figure 1.7 : Le schéma équivalent de défaut dans la ligne électrique	14
Figure 1.8 : Schéma équivalent de défaut de ligne triphasé	17

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

Figure 2.1 : Le premier prototype de PMU	21
Figure 2.2 : Schéma synoptique de l'appareil de mesures de phaseurs PMU	22
Figure 2.3 : Phasor Measurement Unit (PMU)	22
Figure 2.4 : Forme d'onde sinusoïdale et sa représentation de phaseurs	23
Figure 2.5 : Les signaux reçus par PMU	24
Figure 2.6 : La structure de PDC	25
Figure 2.7 : WAMS Processus dans les systèmes d'énergies	26
Figure 2.8 : Sous-Système SCADA	27
Figure 2.9 : Observabilité topologique du système d'alimentation à l'aide de l'emplacement du PMU	33
Figure 2.10 : l'observabilité complète	34
Figure 2.11 : l'observabilité incomplète	35
Figure 2.12 : les règles d'observabilité	36
Figure 2.13 : IEEE39 bus système	36
Figure 2.14 : L'emplacement des PMU sur IEEE39 nœud	38

Liste des figures

Chapitre 3 : Les Méthodes D'apprentissage

Figure 3.2 : hyperplan séparateur $\langle w, x \rangle + b = 0$ 42

Figure 3.3 : hyperplans canoniques et marge maximale43

Figure 3.3 : Le choix de K50

Chapitre 4 : Simulation

Figure 4.1 : L'organigramme de travail...57

Figure 4.2 : Nœud n15 R=0.159

Figure 4.3 : Nœud n15 R=3.560

Figure 4.4 : Nœud n15 R=1060

Figure 4.5 : Nœud n15 R=2561

Figure 4.6 : La base de données de la localisation63

Figure 4.7 : les résultats de la localisation sur SVM66

Figure 4.8: La matrice de confusion pour la classification SVM67

Figure 4.9: La matrice de confusion pour la classification K-ppv68

Figure 4.10: La localisation de 31em nœud pour le 1^{er} scenario69

Figure 4.11: La localisation de 31em bus pour le 7^{em} scenario69

Liste des tableaux

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : représentation de comparaison entre les deux systèmes SCADA et PMU	8
Tableau 2.1 : Radial et zéro injection buses sur notre système	37
Tableau 2.2 : Emplacements PMU pré affectés	37
Tableau 2.3 : les méthodes du l'emplacement optimal des PMU	37
Tableau 3.1 : Résultat d'entraînement	54
Tableau 4.1 : L'observabilité.	58
Tableau 4.2 : Format de données de défaut (Fault.con)	58
Tableau 4.3 : étude pour 5 scénarios	64
Tableau 4.4 : étude pour 7 scénarios	64
Tableau 4.5 : étude pour 9 scénarios	65
Tableau 4.6 : étude pour 13 scénarios	65
Tableau 4.7 : Les paramétrés de SVM quadratic	66
Tableau 4.8 : Résultat de test	70

Introduction

Générale

Introduction Générale

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production, transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Les lignes de transport d'énergie électrique constituent une partie essentielle d'un réseau électrique. La sécurité de celles-ci deviendra un des grands enjeux du futur considérant les impacts économiques et sociétaux des grands incidents.

La détection et la localisation de défauts sont dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion. Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs types de défauts (polyphasés ou monophasés). Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et localisation de défauts dans les réseaux électriques.

Le diagnostic c'est à dire la détection, la classification et la localisation avec l'élimination rapide des défauts sont les principaux facteurs pour une exploitation satisfaisante d'un réseau électrique. Lorsqu'un défaut se produit sur le réseau de transport d'énergie, il est très important de détecter et identifier le types et le lieu exacte de défauts. Ceci permettra de réduire le temps requis pour réparer les dommages provoqués par ce défaut et améliorer la fiabilité et la continuité de service.

Notre travail est devise en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre, nous présentons des généralités sur les défauts des lignes de transport d'énergie électrique, les types de défauts qui peuvent apparaitre dans les réseaux et les méthodes de détection, classification et localisation des défauts
- Dans le deuxième chapitre, on a parlé des synchro-phaseurs. Des appareils qui peuvent mesurer la tension et les courants dans un nœud du réseau, l'emplacement optimal de cet appareil et sur les WAMS, ce dernier permet l'acquisition, la transmission et de traitement de données.

Introduction Générale

- Dans le troisième chapitre, nous présentons les deux méthodes d'apprentissage K-PPV k le plus proche voisin et celle de SVM support vecteur machine
- Dans le quatrième chapitre, on a fait la simulation des méthodes d'apprentissage sur un réseau IEEE39 nœud

Enfin, on termine par une conclusion.

Chapitre 1

Généralité sur les défauts des lignes de transport d'énergie électrique

1. Introduction

Les lignes de très haute tension (HTA) sont des lignes importantes dans les réseaux électriques qui assurent le transport d'énergie électrique. Chaque système d'énergie électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients. La gestion de ce dernier est devenue plus compliquée avec la croissance de ces éléments soit pour la production ou pour le transport d'énergie électrique.

L'installation de la technologie numérique dans la protection des lignes de transport a créé de nouvelles solutions qui permettent d'améliorer l'analyse de ces défauts grâce à leurs capacités de calcul des valeurs des signaux mesurés, d'opérations arithmétiques et le fonctionnement logique.

2. Architecture et exploitation des réseaux HTA

La structure d'un système électrique est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques (figure 1.1), ce dernier est structuré en trois niveaux assurant des fonctions spécifiques et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions (basse tension 'BT', moyenne tension 'HTA', haute tension 'HTB' et très haute Tension (HTB)). [1]

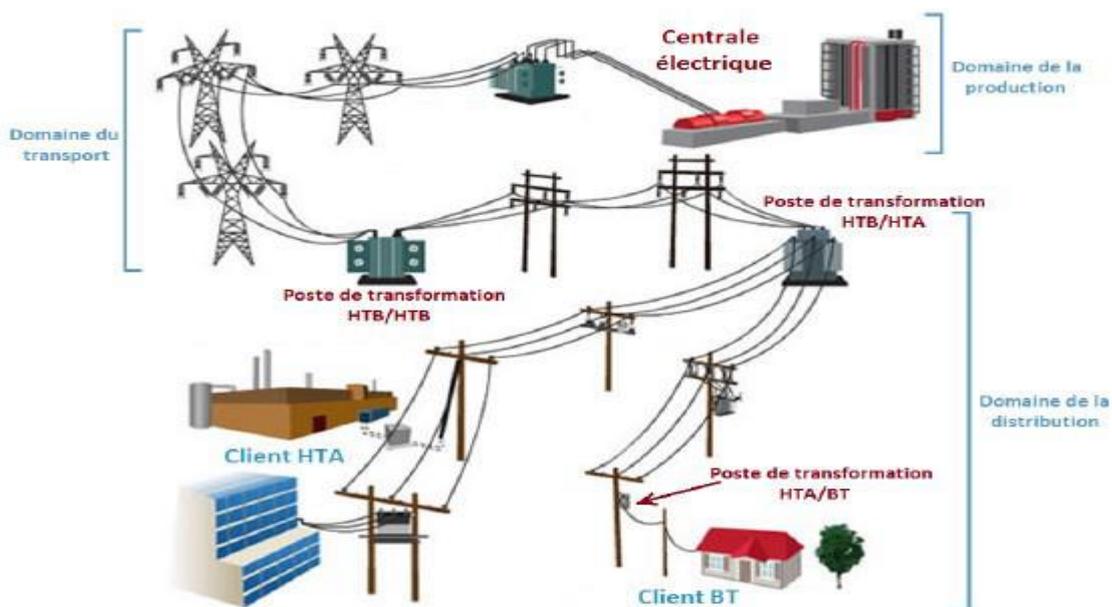


Figure 1.1 : Architecture de réseaux HTA

Parmi les niveaux des tensions distribués sur les réseaux, on peut parler de trois familles distinctes :

- Les réseaux de transport à très haute tension (HTB) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (400 et 225 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs.
- Les réseaux de répartition à haute tension (HTB) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (90 et 63 kV).
- Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux HTB. On distingue deux sous niveaux: les réseaux à moyenne tension (HTA: 30 kV) et les réseaux à basse tension (BT : 400 V). [2]

3. Défauts dans les lignes de transport

Les lignes de transport sont construites avec des conducteurs nus, ces conducteurs sont installés dans des structures métalliques spéciales "des pylônes" dans lesquels ces conducteurs sont séparés du pylône lui-même par des composants isolants et séparés entre eux par des espaces suffisants permettant à l'air d'agir comme isolant. [2]

3.1. Origines des défauts

Ces défauts se décomposent en quatre parties :

Electriques : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits. [3]

Atmosphériques : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre. [3]

Mécaniques : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple. [3]

Humaines : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'une sectionneur en charge par exemple. [3]

3.2. Type de défaut

Défauts triphasés : Ce sont les courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre,

Les défauts biphasés : Ce sont les courts-circuits entre deux phases ou une phase et le neutre avec ou sans mise à la terre,

Défauts biphasés avec terre : Ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport et la terre

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

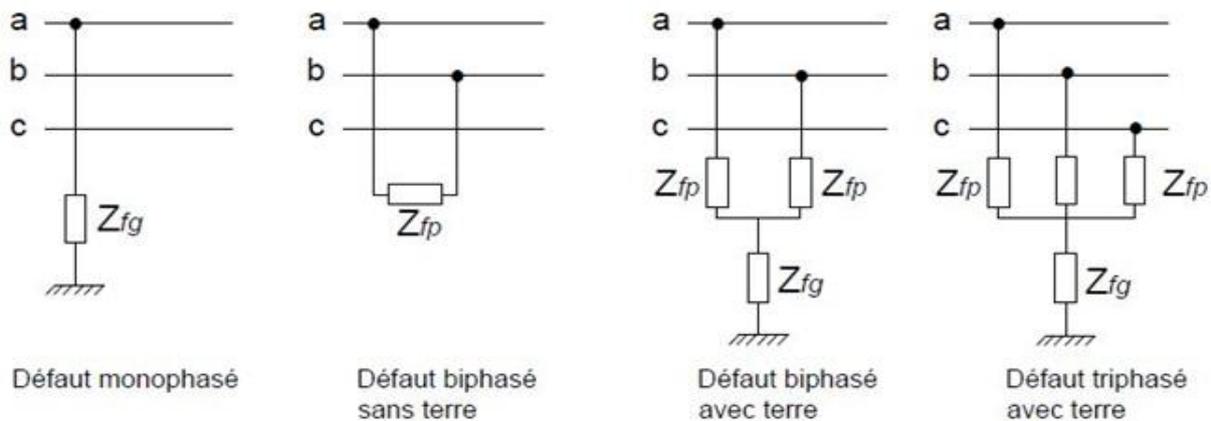


Figure 1.2 : Défauts dans les lignes de transport

3.3. Conséquence des défauts

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations. [4]

3.3.1 Les surintensités

Dans un circuit électrique, la surintensité est atteinte lorsque l'intensité du courant dépasse une limite jugée supérieure à la normale. Les causes et les valeurs des surintensités sont multiples. On distingue habituellement dans les surintensités, les surcharges et les courts-circuits. [4]

a) La surcharge

Élévation de l'intensité de 1 à 10 I_n d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs.

- Conséquences : Échauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques isolants.

b) Le court-circuit

Élévation brutale de l'intensité de 10 à 1000 I_n dans un circuit due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (PH et N).

- Conséquences: Arc électrique, échauffement important pouvant entraîner la fusion des parties actives.

3.3.2 Les surtensions

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

- entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel.
- entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre.[4]

3.4. Effet des défauts

Les défauts ont des effets sur les réseaux électriques, comme suit :

3.4.1 Le bon fonctionnement du réseau

Lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique. [2]

3.4.2 La tenue diélectrique des matériels

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

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

3.4.3 La qualité de la tension

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature du défaut, la structure du réseau. Affecte, mode De la protection d'exploitation du réseau, mode de mise a la terre du neutre et les performances. [2]

Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'a l'interruption complète de tension.

3.4.4 Les circuits de télécommunication

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraine la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule a la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle a la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication. [2]

3.4.5 La sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses entraine l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défaut à la terre. Les conducteurs tombés au sol présentent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques. [2]

4. Mesure et Protection des réseaux électrique

4.1 WAMS (Wide Area Measurement Systems)

Les systèmes de surveillance à grande surface (WAMS) représentent une technologie moderne. Cette technologie représente un outil avancé pour le contrôle, la sécurité améliorée et la fiabilité des réseaux de transmission et de distribution. La qualité des données obtenues par ces systèmes permet une utilisation dans le fonctionnement réel et la création de systèmes experts pour l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques [5]

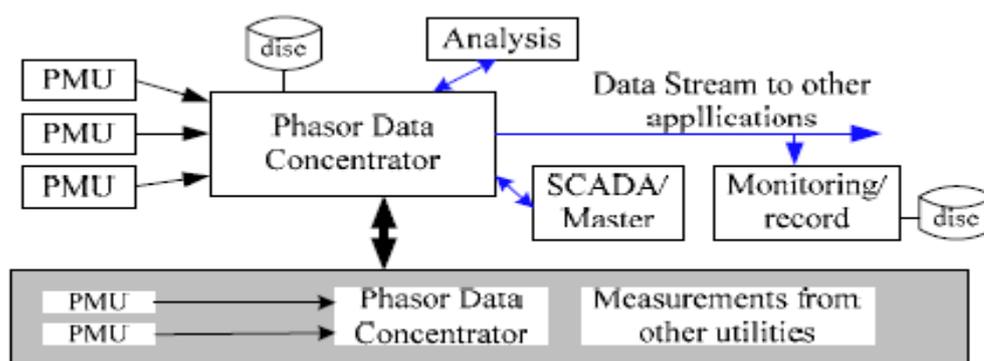


Figure 1.3 : Structure générale de WAMS

Les systèmes WAM sont conçus pour la surveillance de réseaux étendus grâce à une mesure étendue de phaseurs synchrones à des points de réseau cruciaux. Dans le même temps, les systèmes WAM peuvent coopérer avec les systèmes SCADA existants et représentent un ajout important. Le système WAMS comprend un réseau d'unités de mesure de phase (PMU) synchronisées par GPS, un système de transfert et de collecte de données utilisant divers types de communication similaires à ceux des systèmes SCADA, [5]

On a fait une étude comparative entre le système SCADA et le PMU pour voir qui est le plus précis, fiable et plus rapide pour l'obtention des données : [6]

Attribut	SCADA	PMU
Mesure	Analogique	Numérique
Résolution	2-4 échantillons par cycle	Jusqu'à 60 échantillons par cycle
Observabilité	Régime permanent	Dynamique / Transitoire
Surveillance	Locale	Large zone
Angle	Non	Oui

Tableau 1.1 : Représentation de comparaison entre les deux systèmes SCADA et PMU

Depuis le résultat obtenu, le WAMS pourrait complètement remplacer le SCADA, mais il n'est pas pratique avec la technique de nos jours, en raison de certaines difficultés dans le WAMS avec la communication, le stockage et la gestion. Par conséquent, nous pouvons prévoir que les deux SCADA et WAMS existent dans les réseaux du système d'alimentation. Dans un tel système dans lequel SCADA et WAMS se complètent les uns les autres et peuvent être intégrés ensemble, ils peuvent fournir une garantie pour le fonctionnement stable et sûr du système d'alimentation [6].

4.2 Protection des réseaux électrique

4.2.1 Définition

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de protection. [7]

4.2.2 Eléments constitutifs d'un système de protection

Quel que soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- ✓ Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller (courant, tension...) à des niveaux utilisables par les protections ;
- ✓ Des relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement.
- ✓ Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs). [9]

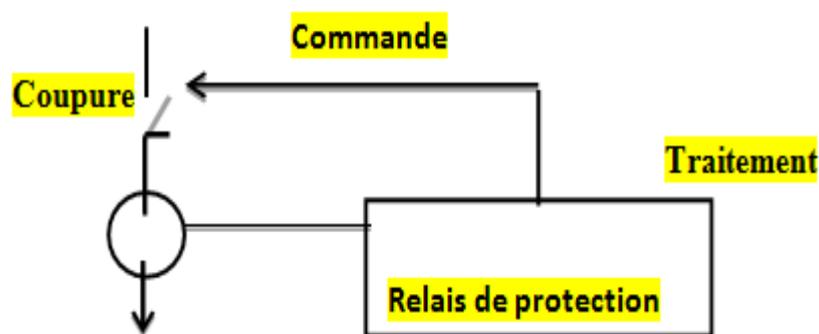


Figure 1.4 : Schéma fonctionnel d'une protection électrique.

4.2.3 Qualités fondamentales d'une protection électrique

Une protection électrique se doit de posséder les qualités suivantes :

Rapidité

Les défauts sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Donc, La rapidité est le temps de réaction d'une protection électrique [2]

Sélectivité

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre [2]. Elle consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. [8]

Les différents types de systèmes qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

- ✓ La sélectivité ampérométrique (par les courants).
- ✓ La Sélectivité chronométrique (par le temps).
- ✓ La Sélectivité par change d'information (Sélectivité logique).
- ✓ La Sélectivité par utilisation de protections directionnelles ou différentielles. [2,8]

Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre:

Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations est donc parfaitement connu,

Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles. [1, 2, 8]

Fiabilité

L'efficacité est la fiabilité d'un système de protection est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect « éviter les déclenchements intempestifs », elle est combinée de [2,8]:

- ✓ La sûreté: qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
- ✓ La sécurité: qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

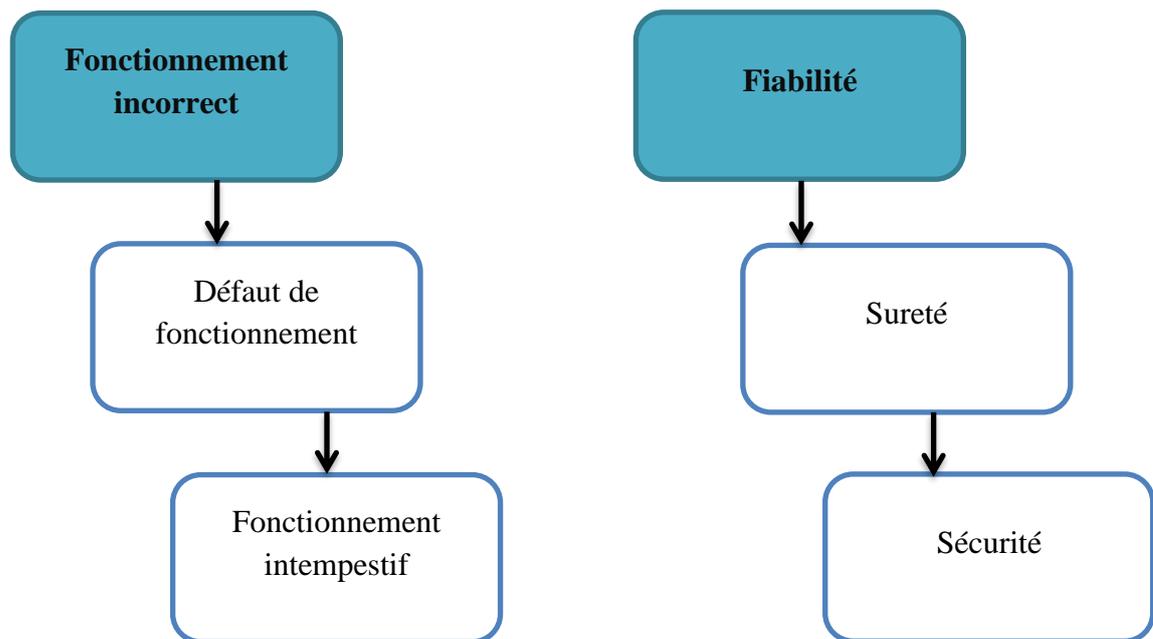


Figure 1.5 : Fiabilité d'une protection électrique.

Simplicité le cout

Deux qualités essentielles pour le succès et la continuité d'un système de protection.

5. Détection, classification et localisation des défauts

L'analyse des défauts qui apparaissent dans les lignes de transport d'énergie électrique comporte des étapes essentielles (détection classification et localisation).

La détection, classification et localisation rapide et précise d'un défaut ayant provoqué le fonctionnement d'une protection est un élément de la qualité de service du réseau (maintenance rapide, restauration rapide de l'alimentation, sécurité et fiabilité du réseau).



Figure 1.6 : Organigramme de détection, classification et localisation des défauts

5.1 Les méthodes de détection des défauts

Parmi les techniques proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les techniques suivantes : [9]

- La méthode est basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs d'un même signal (courant ou tension). Lorsque la différence entre eux atteint

un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.

- Le défaut peut être détecté en utilisant l'indicateur nT (T : période du signal, 20 ms) calculé à partir des échantillons du courant issu de la ligne. Les valeurs de nT sont comparées à la valeur prédéterminée pour le système à l'état sain. Si la valeur de l'amplitude à nT est supérieure à celle de T , donc la ligne est en défaut.
- Détection des défauts dans les réseaux électriques par réseau neurone artificielle (RNA).

5.2 Classification

Dans un problème de classification, la tâche est d'affecter une observation à une classe ou une catégorie prédéfinie. Les méthodes de classification trouvent leur application particulièrement dans la reconnaissance des formes. [10]

5.2.1 Les méthodes d'apprentissage

5.2.1.a) Calcul des indicateurs

Plusieurs méthodes ont été utilisées pour classifier ou identifier le type de défauts « monophasé, biphasé ou triphasé ». Parmi ces méthodes nous citons une méthode est basée sur le calcul des indicateurs $J_{n,m}$ ($m=a, b, c, g$) à l'état sain avant défaut et après défaut. Selon cette méthode, la classification des défauts peut être faite par une comparaison effectuée entre les nouvelles valeurs et des valeurs prédéterminées [17].

5.2.1.b) Algorithme intelligents

Réseau de neurone artificiel (RNA)

Les réseaux de neurones artificiels sont des réseaux fortement connectés de processeurs élémentaires fonctionnant en parallèle. Chaque processeur élémentaire calcule une sortie unique sur la base des informations qu'il reçoit. Toute structure hiérarchique de réseaux est évidemment un réseau. Toute est motionné sur [12,13]

Logique floue (LF)

La logique floue est une extension de la logique booléenne créée par Lotfi Zadeh en 1965 en basant sur sa théorie mathématique des ensembles flous, la logique floué confère une flexibilité très appréciable au raisonnement qui l'utilisent, ce qui rend possible la prise en compte des imprécisions et des incertitudes. Voir [11]

5.2.1.c) *Algorithme intelligents combiné*

RNA-LF

De nombreux auteurs ont donc tout naturellement cherché à combiner ces deux approches depuis le début des années 90. Cette combinaison diffère d'un travail à un autre : la logique floue est utilisée pour optimiser les paramètres d'apprentissage des RNA et améliorer la sortie représentant le type de défaut. Une autre approche consiste à utiliser les neurones flous. Toute est mentionné sur [14]

RNA-AG

Les algorithmes génétiques (AG) sont aussi appliqués pour l'optimisation des entrées du réseau neuronal et à l'optimisation des poids synaptiques des ANN. [15]

RNA-AG-LF

D'autres méthodes hybrides qui consistent à combiner les trois systèmes intelligents (LF, RNA, AG) ont été appliquées avec toutefois des résultats mitigés. [15.14]

5.2.1.d) *Méthode des ondelettes*

Basé sur la comparaison des différents niveaux d'énergies des défauts on peut différencier facilement les types des défauts qui sont produits sur la ligne de transmission.[16]

5.3 Localisation

Localiser ou trouver le lieu exact du défaut permettra de réduire le temps requis pour réparer les dommages provoqués par le défaut et améliorer les performances imposées par les réseaux électriques [17,18]

La localisation des défauts sur les lignes de transmission a toujours été un sujet bien connu depuis longtemps, à nos jours, plusieurs algorithmes proposés servent à localiser les défauts apparents dans les réseaux électriques. On peut distinguer les approches suivantes :

Première approche: Ces algorithmes sont les plus répandus et sont basés sur l'utilisation des phaseurs en régime permanent, calculés à partir des données issues d'une ou des deux extrémités de la ligne.

Deuxième approche: Ces algorithmes basés principalement sur l'utilisation des équations différentielles dans le modèle du réseau de transport.

Troisième approche: Ces algorithmes utilisent le principe de propagation des ondes offrant des avantages considérables, surtout pour les longues lignes.

Quatrième approche: Ces algorithmes sont basés sur l'utilisation des méthodes d'intelligence artificielle.

5.3.a) Approche des phaseurs

❖ Calcul numérique

Cette méthode très utilisée, est basée sur l'estimation des phaseurs d'état en régime permanent, moyennant les données d'une ou de deux extrémités. Le phaseur est un nombre complexe qui caractérise une période d'un signal donné et qui peut être estimé par plusieurs méthodes : [18]

- Analyse de Fourier.
- Méthode de moindres carrés.
- Méthode de Prony.
- Méthode du filtre de Kalman

❖ Algorithmes de localisation basés sur les données d'une extrémité

Le défaut de ligne électrique est schématisé dans la figure suivant :

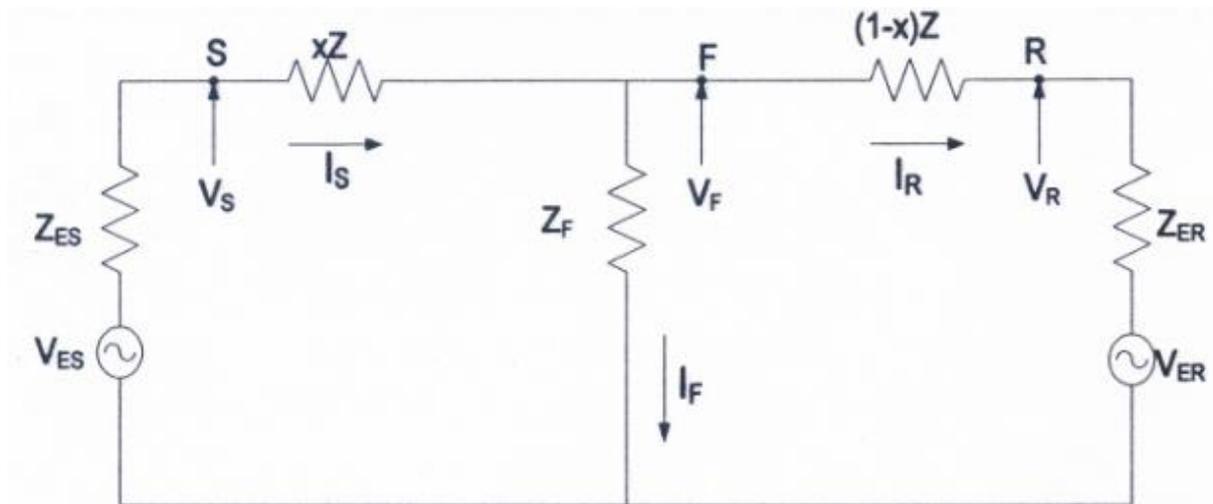


Figure 1.7 : Le schéma équivalent de défaut dans la ligne électrique

Avec :

S,R et F désignent respectivement la source, le récepteur et le défaut de la ligne.

V_s , V_r et V_f sont les tensions de la sources, du récepteur et du défaut de la ligne.

I_s , I_r et I_f sont les tensions de la sources, du récepteur et du défaut de la ligne.

x est la distance de défaut.

Z est l'impédance de la ligne.

Chapitre 1: Généralité sur les défauts des lignes de transport d'énergie électrique

Z_{ES} , Z_{ER} sont les impédances équivalentes de Thévenin.

V_{ES} , V_{ER} sont les tensions équivalentes de Thévenin.

Parmi les algorithmes basés sur une seule extrémité, la technique développée dans la référence [17] par Takagi et al supposent que les impédances et les résistances mutuelles entre les phases sont négligeables, et l'impédance de défaut est une résistance égale à R_F . La distance de défaut x est donnée par l'équation suivante :

$$X = \frac{\text{Im}(V_S I_S^{n*})}{\text{Im}(Z I_S I_S^{n*})}$$

Sachant que : I_S^{n*} est le conjugué de courant de défaut superposé donné dans [17].

D'autres algorithmes de localisation de défaut sont basés sur les données d'une extrémité utilisant comme principe les composantes symétriques comme l'algorithme présenté dans la référence [17]. L'avantage principal de l'application des composantes symétriques est dans le découplage de notre système qui permet d'obtenir trois équations découplées et de déduire la valeur de x .

Il y a un autre algorithme basé aussi sur les composantes symétriques présenté dans la référence [17], et qui définit la distance x par la relation suivante :

$$x = \frac{s_1 \cdot V_{s1} + s_2 \cdot V_{s2} + s_0 \cdot V_{s0}}{s_1 (V_{rs1} + V'_{rs1}) + s_2 \cdot V_{rs2} + s_0 V_{rs0}} - e_r$$

Tel que : e_r est le terme d'erreur due à la résistance du défaut donné dans la référence [17].

$$\begin{cases} V_{rs1} = I_1 \cdot Z_1 \\ V_{rs2} = I_2 \cdot Z_{1s} \\ V_{rs0} = I_0 \cdot Z_{0s} + I_{02} \cdot Z_{0m} \end{cases}$$

$$V'_{rs1} = I'_{1s} \cdot Z_{1s}$$

$$\begin{cases} I_1 = I_{1s} - I'_1 \\ I_2 = I_{2s} \\ I_0 = I_{0s} \end{cases}$$

Sachant que:

V_{s1}, V_{s2}, V_{s0} sont les tensions de phase des séquences au relais.

I_{1s}, I_{2s}, I_{0s} sont les courants de phase des séquences au relais.

I'_1 est le courant pré-défaut.

Z_{1s} , Z_{0s} sont les impédances de la ligne.

s_0 , s_1 et s_2 sont les coefficients qui prennent les valeurs : 0, 1, -1, a, -a, -a² et a².

Avec : $a = -0.5 + j0.866$

N.B : Les modes 0, 1 et 2 correspondent respectivement aux séquences homopolaire, directe et inverse.

❖ Algorithmes de localisation basés sur les données de deux extrémités

Ces algorithmes peuvent être classés en deux catégories :

- Algorithmes basés sur les données non synchronisées issues de deux extrémités de la ligne.
- Algorithmes basés sur les données synchronisées issues de deux extrémités de la ligne.

Nous supposons que la ligne en défaut a le même schéma équivalent de la figure 1.7 précédente. Dans la première catégorie, la tension de défaut a deux valeurs : V_F et V'_F qui ont la même amplitude avec un déphasage δ tel que : $V_F = V'_F e^{j\delta}$

Plusieurs algorithmes sont proposés, parmi lesquels nous citons :

- L'algorithme présenté dans la référence [17] utilisant les données non synchronisées des deux extrémités de la ligne et leur schéma équivalent inverse. L'application de la loi de Kirchhoff sur les tensions inverses permet de calculer la valeur de x.
- L'algorithme présenté dans la référence [17], utilise aussi les données non synchronisées des deux extrémités de la ligne. La valeur de x est donnée par la relation suivante :

$$x = \frac{Re(V_s) \cdot \sin\delta + Im(V_s) \cdot \cos\delta - Im(V_R) + C_4}{C_1 \cdot \sin\delta + C_2 \cdot \cos\delta + C_4}$$

Les valeurs des coefficients C_1 , C_2 et C_4 sont des données dans la référence [17].

Pour la deuxième catégorie, plusieurs algorithmes proposés sont basés sur l'utilisation des échantillons synchronisés par 'GPS' (Global Positioning system of Satellite) et sur les paramètres distribués de la ligne où est négligé l'effet de la capacité shunt et de la conductance. La ligne est considérée homogène pour simplifier le modèle utilisé.

Soit le schéma suivant qui représente un défaut sur une ligne triphasée :

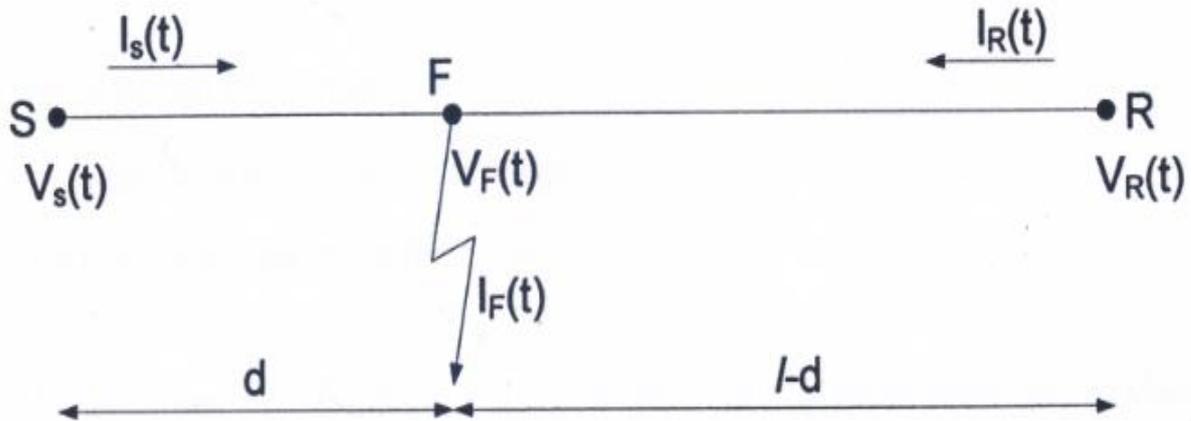


Figure 1.8 : Schéma équivalent de défaut de ligne triphasé

Les algorithmes les plus importants sont :

- Le travail proposé dans la référence [17] permet de déterminer la valeur de la distance x donnée par la formule suivante :

$$x = \frac{\sum_{n=2}^{N+1} (\Delta V_n, \varphi_n)}{\sum_{n=2}^{N+1} (\varphi_n, \varphi_n)}$$

Avec :

ΔV_n : Vecteur représentant les écarts des tensions échantillonnés.

φ_n : Vecteur qui est en fonction des écarts des courants échantillonnés.

$\{, \}$: Dénote le produit scalaire entre ces deux vecteurs.

- L'étude présentée dans la référence [17] basée sur la méthode des moindres carrés, nous donne l'expression suivante permettant d'estimer la distance x :

$$x = -(A^T A)^{-1} (A^T B)$$

Tels que : A et B sont des matrices des tensions et courants définis dans la référence [17]. L'exposant T dénote la matrice transposée.

5.3.b) Méthode des équations différentielles

On peut appliquer cette méthode sur deux modèles différents de la ligne de transport :

- Modèle à paramètres concentrés (lumped parameter model). Toute est détaillé sur la référence [19,20]

- Modèle à paramètres distribués (distributed parameter model). Toute est détaillé sur la référence [21]

5.3.c) Approche de la propagation des ondes

Cette méthode ne nécessite pas la résolution des équations aux dérivées partielles. Dans cette approche, lorsqu'on considère la propagation d'ondes le long d'une ligne parfaite sans pertes.

On peut négliger la résistance r et la conductance g . Une telle simplification est appropriée pour les longues lignes à haute tension. En utilisant les ondes incidentes S_f et les ondes réfléchies, S_b des ondes électromagnétiques, les expressions de la tension et de courant sont données par :

$$V(x, t) = \frac{1}{2}(S_F(t - Xx) + S_B(t + Xx))$$
$$i(x, t) = \frac{1}{2Z_0}(S_F(t - Xx) - S_B(t + Xx))$$

Où :

$$Z_0 = \sqrt{l/c}: \text{ est l'impédance caractéristique de la ligne, } x = \eta^{-1} \text{ et } \eta^2 = l.c.$$

D'après les conditions aux limites à l'extrémité source de la ligne $V(0, t) = V_s(t)$ et $i(0, t) = i_s(t)$, on trouve :

$$S_F = V(t) + Z_0 i(t)$$

$$S_B = V(t) - Z_0 i(t)$$

La relation reliant la distance de défaut x à la vitesse de propagation est :

$$\Delta t = 2\eta^{-1} \cdot x$$

Malgré que cette méthode soit indépendante de la structure du réseau et des équipements de protection, son utilisation dans le domaine de localisation des défauts est limitée à cause de :

- La présence des réflexions multiples qui peuvent donner des résultats erronés.
- La fréquence d'échantillonnage est très élevée, ce qui augmente le temps de calcul [21].

5.3.d) Approche basée sur l'intelligence artificielle

Nous citons ici les méthodes suivantes [22] :

- Techniques des systèmes experts (SXP).
- La logique floue (LF).

- Les réseaux neurologiques artificiels (RNA) [23].

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité les différents types de protection des systèmes électriques aussi nous décrivons les différentes étapes d'analyse des défauts qui apparaissent sur les lignes de transport d'énergie électrique ainsi que les techniques utilisées dans la détection, classification et localisation des défauts.

Chapitre 2

Synchro-Phaseur (PMU)

1. Introduction

La technologie des synchrophaseurs peut être utilisée dans l'horizon des opérations en temps réel pour déterminer l'origine, la nature et la gravité des perturbations sur le système électrique.

En particulier, ce chapitre examine la manière dont les données de synchrophaseur et leur application peuvent être utilisées par le personnel des opérations système pour analyser les perturbations du système électrique en temps quasi réel et identifier les actions pouvant être entreprises pour isoler les équipements défectueux afin de rétablir le fonctionnement du système électrique.

Le chapitre identifie aussi les avantages potentiels pour le service public dans les domaines de la performance opérationnelle, de la sécurité, de la fiabilité et des coûts.

Un certain nombre de PMU sont déjà installées dans plusieurs utilitaires du monde entier pour diverses applications telles que l'analyse post-mortem, l'adaptation protection, systèmes de protection du système et estimation d'état. L'un des problèmes les plus importants qu'on a traités dans notre chapitre. [24]

2. Historique

En 1893, Charles Proteus Steinmetz a présenté un article sur la description mathématique simplifiée des formes d'onde de l'électricité en courant alternatif. Steinmetz a qualifié sa représentation de phaseur. [25]

Au début de 1980, l'accent était mis sur la recherche et le développement d'appareils de mesure - PMU et PDC.

Avec l'invention des unités de mesure du phaseur (PMU) en 1988 par les docteurs Arun G. Phadke et James S. Thorp chez Virginia Tech, la technique de calcul du phaseur de Steinmetz a évolué vers le calcul des mesures de phaseur en temps réel synchronisées. Référence de temps absolue fournie par le système de positionnement global. Nous appelons donc les mesures de phaseur synchronisées des synchrophaseurs. [26,27,28]

Les premiers prototypes du PMU ont été construits à Virginia Tech. Macrodyne construit la première PMU en 1992. Avec la croissance croissante des ressources énergétiques réparties sur le réseau électrique, il faudra davantage de systèmes d'observabilité et de contrôle pour surveiller le flux d'énergie. Auparavant, l'énergie était fournie de manière unidirectionnelle

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

par le biais de composants passifs aux clients. Avec un réseau de production et de charges de plus en plus complexe, il est impératif que les conditions électriques des réseaux de transport et de distribution soient constamment surveillées par le biais d'une technologie de détection avancée, à savoir les PMU et les uPMU. [24]

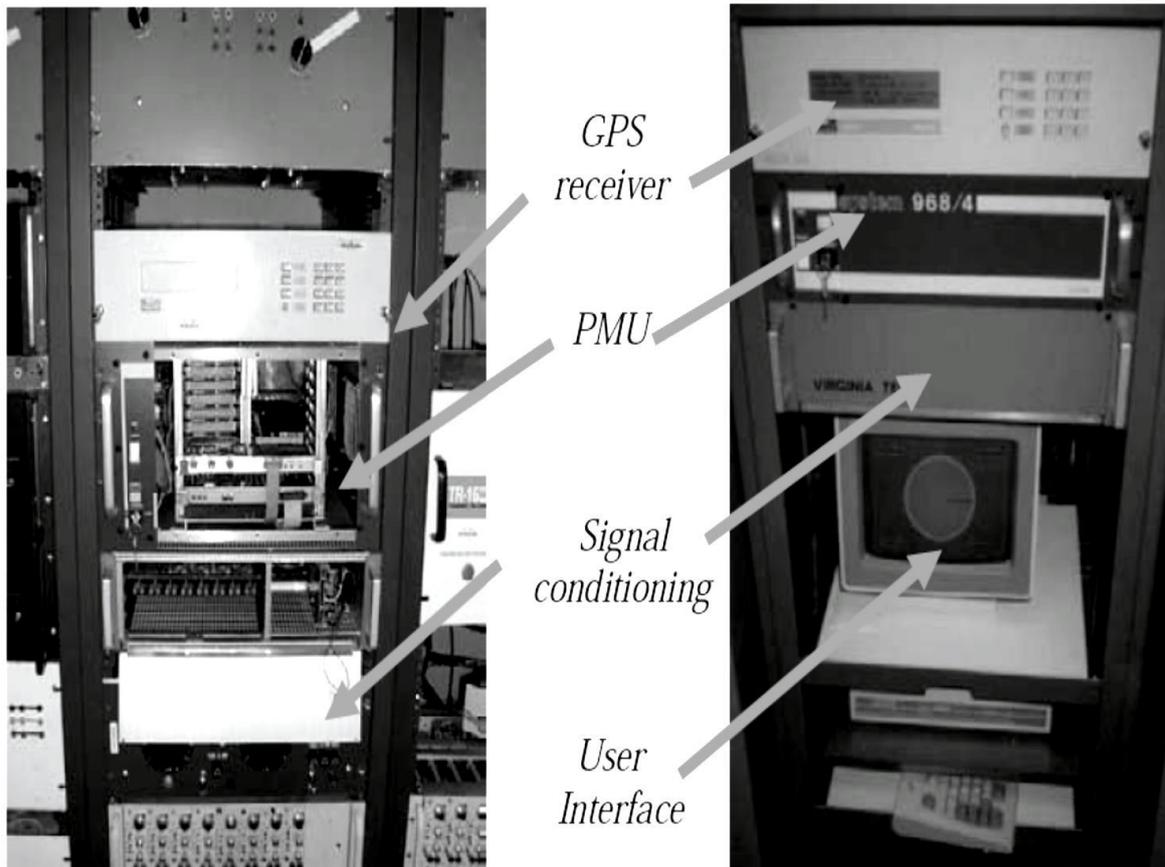


Figure 2.1 : Le premier prototype de PMU

3. PMU

3.1 Définition

Le PMU est une fonction ou un dispositif logique qui fournit au synchrophaseur une mesure synchronisée dans le temps d'une quantité décrite par un phaseur. Comme un vecteur, un phaseur a des informations de magnitude et de phase.

Un PMU mesure les valeurs de phaseur du courant et de la tension. Ces valeurs ont une précision élevée, et sont combinées avec les valeurs de fréquence d'alimentation, de taux de changement de fréquence d'alimentation et de données binaires optionnelles également horodatées à une station d'analyse centrale.

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

Ces appareils utilisent un signal horaire GPS pour un horodatage extrêmement précis des informations sur le réseau électrique. Un récepteur GPS fournit une impulsion de temps précise, qui est en corrélation avec des signaux échantillonnés de tension et de courant.

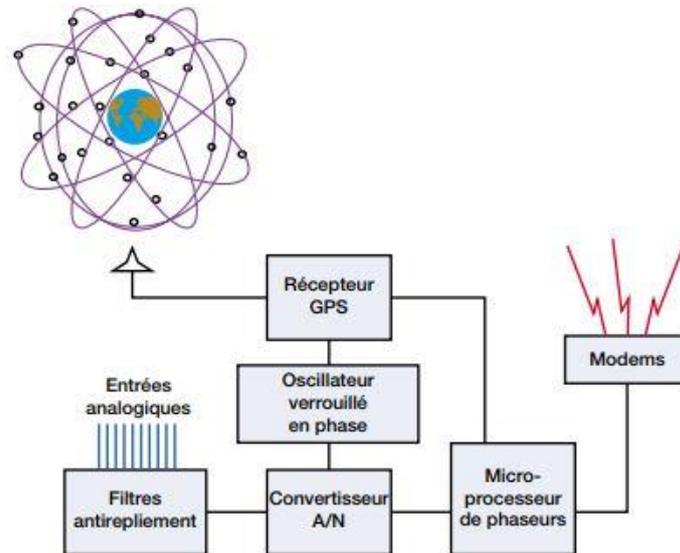


Figure 2.2 : Schéma synoptique de l'appareil de mesures de phaseurs PMU

Le protocole de transmission normalisé IEEE C 37.118 est utilisé à cet effet. Les taux de signalement des données sont généralement de 30 à 60 enregistrements par seconde, l'unité de mesure du phaseur est illustrée à la figure 2. [26]



Figure 2.3: Phasor Measurement Unit (PMU)

L'échantillonnage des synchrophaseurs est de 30 à 60 observations par seconde, comparé aux technologies, comme SCADA, qui mesure une fois toutes les deux à quatre secondes. Les opérations de base nécessaires pour le fonctionnement des synchrophaseurs,

3.2 La technique de mesure des PMU

Le phaseur est un concept fondamental en génie électrique qui représente un signal sinusoïdal son ampleur et sa phase par rapport à une référence.

Dans la figure de forme d'onde sinusoïdale comme représenté sur la figure 2.4, la distance entre la crête sinusoïdale du signal et la référence temporelle (GPS) (par exemple le temps= 0) est défini comme étant un angle de phase et il est transféré à une mesure angulaire de la représentation de phaseurs. [29]

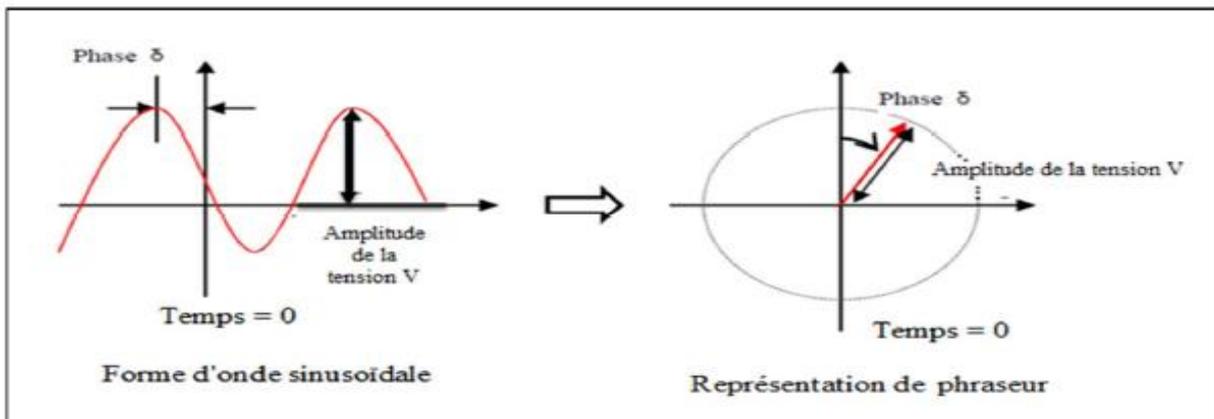


Figure 2.4 : Forme d'onde sinusoïdale et sa représentation de phaseurs

Un signal sinusoïdal peut être défini par la formule suivante:

$$x(t) = X_m * \cos(2\pi f t + \varphi) \quad (2.1)$$

Où X_m est l'amplitude et f la fréquence. Un tel signal est généralement représenté par le phaseur complexe:

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} * (\cos\varphi + j \sin\varphi) = X_r + j X_i \quad (2.2)$$

Où la magnitude $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$ est la valeur quadratique moyenne (RMS), et les X_r et X_i sont les parties réelles et imaginaires de la valeur complexe (ses composantes rectangulaires). La valeur de l'angle de phase φ dépend de la référence de temps. En particulier, lorsque $t = 0$ est supposé, pour le standard.

Le synchrophaseur peut être défini comme:

La représentation synchrophaseuse du signal $x(t)$ dans l'équation (2.1) est la valeur X dans l'équation (2.2) où φ est l'angle de phase instantané par rapport à une fonction cosinus à la fréquence nominale du système synchronisée sur UTC. [29,30]

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

La technologie de synchrophaseur (PMU) est une technologie de mesure de valeur dans le système d'alimentation pour surveiller l'état des réseaux de transport et de distribution. Comme représenté sur la figure (2.4), le phaseur de la composante 50 Hz est obtenue en se basant sur la forme d'onde de tension analogique en numérique échantillonné qui est synchronisé avec le signal d'horloge à partir du récepteur GPS dans des emplacements distribués (bus1 et bus 2). La référence de temps est intitulé comme un signal « de référence commun» et il permet de synchroniser les différentes formes d'onde à tous les différents sites. La différence d'amplitude entre le signal 1 et le signal 2 sur la figure 2.5 est due à l'atténuation du signal sur la ligne de transmission aérienne.

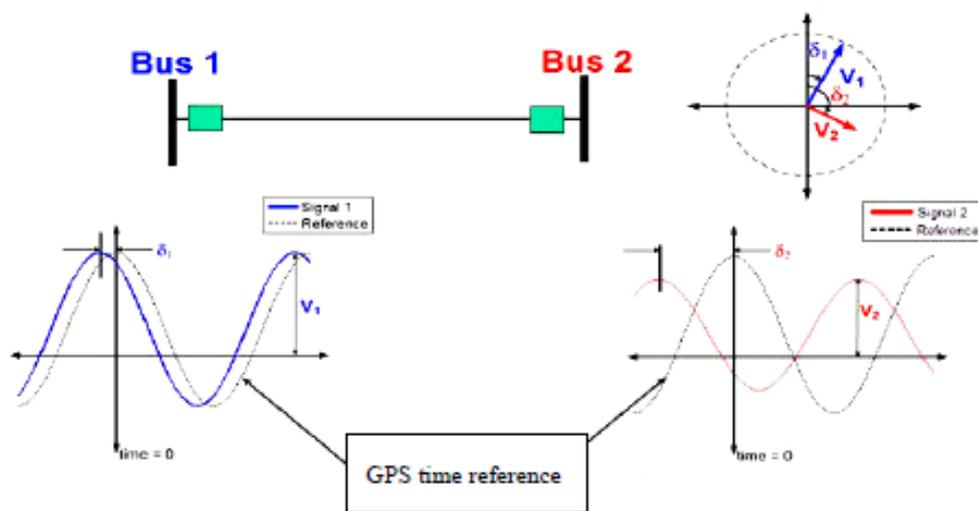


Figure 2.5 : Les signaux reçus par PMU

3.3 Phaseurs Concentrateur de données (PDC)

Un PDC (Phasor Data Concentrator) est un dispositif de collecte de données PMU qui synchronise les mesures prises à chaque instant indépendamment du moment où les données ont été reçues [31], L'heure du PDC doit être synchronisée. Ensuite, les données synchronisées dans le temps sont transmises à un niveau supérieur de PDC (Super PDC) ou au logiciel d'application supérieur pour l'analyse du système d'alimentation, comme illustré à la figure 2.6 Sur la base de cette analyse, la surveillance, le contrôle, la protection et divers autres les fonctions sont lancées.

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

Le PDC surveille également les indices de qualité de l'énergie tels que l'affaissement de la tension, la fréquence, la puissance active et la puissance réactive. Le PDC peut également avoir d'autres fonctionnalités, telles que le rejet des données incorrectes, la vérification des erreurs et la création d'un enregistrement cohérent des données enregistrées simultanément.

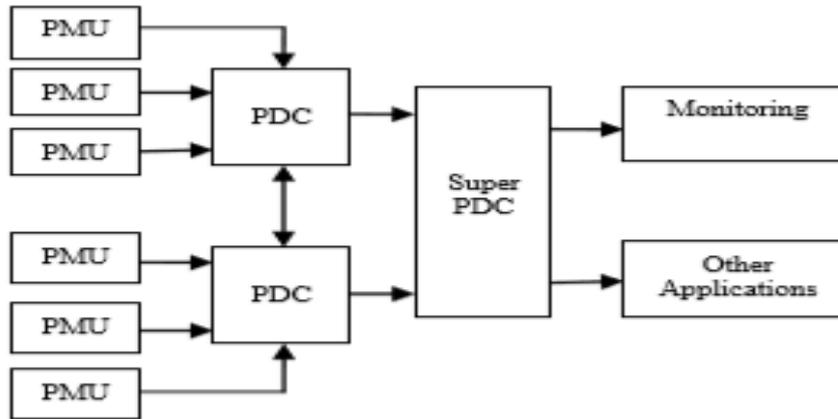


Figure 2.6 : La structure de PDC

4. GPS (Global Position System)

Le système GPS comprend 24 satellites répartis sur six orbites à une altitude approximative de 10 000 milles au-dessus de la surface de la Terre. Ils sont donc approximativement à la moitié des altitudes correspondant à une orbite géosynchrone. Le positionnement du plan orbital et celui des satellites sur les orbites sont tels qu'à tout moment, au moins quatre satellites sont visibles depuis n'importe quel point de la surface de la Terre. Souvent, plus de six satellites sont visibles.[31]

Le temps synchronisé est donné par GPS utilise l'horloge de haute précision de la technologie par satellite. Le premier système GPS a été mis au point par le département de la Défense des États-Unis. Sans GPS fournissant l'heure synchronisée, il est difficile de surveiller l'ensemble de la grille en même temps. [31]

5. WAMS

5.1 Définition

SmartWAMS est un système de surveillance à grande échelle qui collecte, traite et affiche les données du synchrophaseur sur la base de la technologie de l'unité de mesure du phasor afin de surveiller de manière fiable et en temps voulu les systèmes d'alimentation à grande échelle. SmartWAMS peut être déployé indépendamment du système SCADA pour assister le système SCADA dans la surveillance, l'exploitation, le calcul et l'analyse hors ligne. [37]

5.2 Le processus de WAMS

Un processus WAMS comprend trois sous-processus reliés entre eux [38]: acquisition, transmission et traitement de données. Les systèmes de mesure (SPMS) et des systèmes de communication (SCADA) ainsi que des systèmes de gestion de l'énergie effectuent ces sous processus, respectivement.

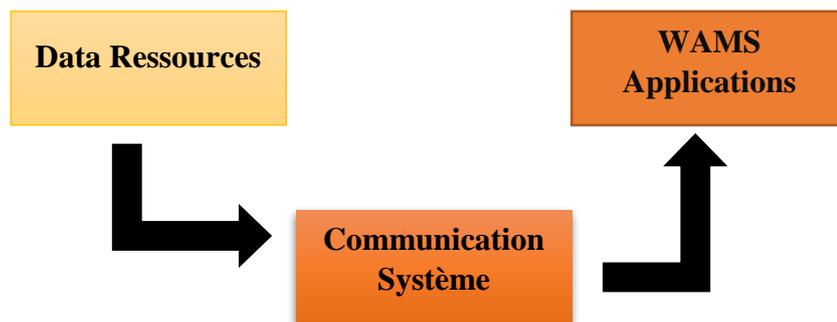


Figure 2.7 : WAMS Processus dans les systèmes d'énergies

Une inspection des faits mentionnés dans la Figure 2.7 indique que les données elles-mêmes sont l'exigence fondamentale pour exécuter des fonctions WAMS. Il peut également être conclu que chaque sous-processus a des responsabilités et des tâches différentes qui doivent être effectuées sur les données du système. Par conséquent, les sous-processus principaux WAMS devraient être étudiés du point de vue des données. [38]

5.3 Ressources des données de WAMS

Les données opérationnelles incluent les mesures instantanées des tensions, des courants, des phaseurs et des états de disjoncteur mesurés par des dispositifs intelligents. Ces données sont transmises en permanence au centre de contrôle via des systèmes de communication. Parfois, ils peuvent être utilisés localement pour la prise de décision locale.

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

Les données opérationnelles ont deux des ressources : Contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA) et Synchronise phaseurs Système de mesure (SPMS).

5.3.1 Contrôle de surveillance et acquisition de données (SCADA)

SCADA est un nom générique pour un système informatisé, qui est capable de recueillir des données, traitement et l'application des contrôles opérationnels sur de longues distances. Les utilisations typiques de SCADA comprennent la transmission et distribution d'énergie et des systèmes de pipelines [38].

Dans un système d'alimentation électrique, un système SCADA fournit trois fonctions critiques dans le fonctionnement d'un tel système [38]:

- L'acquisition des données
- Contrôle de supervision
- Affichage d'alarme et de contrôle

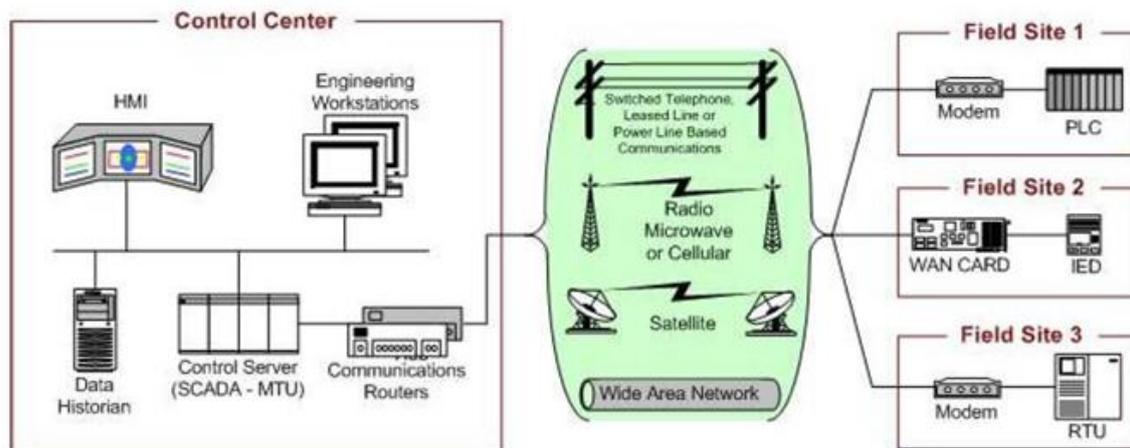


Figure 2.8 : Sous-Système SCADA

5.3.2 Système de mesure de phaseur synchronisé (SPMS)

Le système de mesure de phaseur synchronisé (SPMS) a été développé et introduit dans le système d'alimentation au milieu des années 1980. 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) [38]

SPMS utilise l'heure reçue du GPS comme horloge d'échantillonnage. En plus de mesurer les angles de tensions et de courants, ces systèmes peuvent également mesurer la fréquence locale et les taux de changement de fréquence, et peuvent être personnalisés pour mesurer des

harmoniques, des quantités homopolaires et négatives, Un SPMS se compose de trois parties principales : Unité de mesure de phaseurs (PMU), phaseurs Concentrateur de données (PDC) et le système de communication [38]

6. Application des PMU et WAMS

6.1 Application du PMU

Le PMU a permis à un certain nombre de fonctions la possibilité aujourd'hui de jouer des rôles dans le champ du système d'alimentation. Ci-dessous quelques-unes des principales applications du PMU.

6.1.1 *La détection de pannes / la localisation de systèmes électriques*

Un nouveau algorithme numérique présenté pour l'estimation de la localisation des erreurs et la reconnaissance des erreurs basée sur les phaseurs synchronisés. L'algorithme proposé dans cette littérature est basé sur le phaseur synchronisé mesuré à partir des PMU synchronisées installées à deux terminaux des lignes de transmission. [24] Ont suggéré un nouveau algorithme de localisation des défauts basé sur les PMU pour les lignes compensées en série. Traditionnellement, la chute de tension d'un dispositif en série est calculée par le modèle d'appareil dans le localisateur de défauts de lignes en série compensées, mais, dans cette approche, les erreurs sont induites par l'inexactitude du modèle d'appareil en série ou le mode de fonctionnement de l'incertitude du dispositif FACTS en série. L'algorithme proposé n'utilise pas le modèle d'appareil en série et la connaissance du mode de fonctionnement de l'appareil en série pour calculer la chute de tension pendant la période de défaut. Au lieu de cela, l'algorithme proposé utilise un algorithme en deux étapes, une étape de pré-localisation et une étape de correction, pour calculer la chute de tension et la localisation du défaut. [17]

6.1.2 *Surveillance de la tension et le contrôle de stabilité*

Des changements dans les conditions sévères du système est suffisant pour changer le système d'exploitation d'une puissance d'un système dynamique [17]. Ces changements affectent les phaseurs de tension, phaseur courant et système la fréquence.

La stabilité de tension a été connue pour être lié à la capacité de charge d'une transmission réseau [17]. Différentes recherches ont montré que magnitude de tension et des angles de phase sont les meilleurs indicateurs de marge de stabilité de la tension.

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

L'utilisation d'unités de mesures de phaseurs synchronisées (PMUs) pour améliorer la stabilité de la tension, le suivi et le contrôle sont devenus très efficaces. Ceci est possible grâce à ce qui suit ces applications :

- Instabilité tension délestage de charge (VILS)
- Surveillance et contrôle large zone de tension de stabilité

Selon l'approche VILS, les PMUs sont utilisés pour surveiller le réseau électrique pour suivre la proximité du système de transmission à sa limite de capacité de charge. Si le système est très proche de cette limite. Le système VILS est ensuite déployé comme la dernière option de sécurité pour éviter l'effondrement du système. Le délestage de la charge se fait dans des blocs prédéfinis qui sont généralement déclenchés par étapes en raison de l'entretien programmé, et des perturbations inattendues [17,24]. PMUs fournissent une mesure basée sur la tension en ligne et le contrôle de la stabilité de surveillance qui a la capacité d'améliorer les limites de transfert de puissance et d'accroître la sécurité du fonctionnement du système [17]. Sous la surveillance large zone de tension de stabilité et de système de contrôle informatique sont les outils de simulation utilisés pour aider les opérateurs à surveiller et contrôler la stabilité de la tension du système. Un bon outil utilisé est un programme d'évaluation de la stabilité de tension (VSA) qui repose sur l'état estimateurs pour fournir une solution à l'état stable

6.1.3 Estimation d'état

Les PMUs sont devenues particulièrement utiles et vitales dans l'estimation de l'état du système d'alimentation (SE). Des injections de puissance actives, réactives et des flux sont utilisés dans l'estimation d'état conventionnel des algorithmes pour l'estimation des états du système (amplitude de la tension et l'angle de phase) [17,24]. L'estimation d'état est très importante dans la surveillance en temps réel et le contrôle du système d'alimentation parce qu'il traite des mesures redondantes et fournit l'état de fonctionnement en régime permanent d'avance du système de gestion d'énergie (EMS) programmes d'application [17,24]. L'estimation traditionnelle de l'état a certaines limites qui sont les suivantes :

- Il est techniquement difficile et informatiquement plus cher d'estimer l'état probable du système d'alimentation basé sur les paramètres mesurés, tels que la tension, courant, puissance réelle et la puissance réactive.
- L'estimation d'état Traditionnel est généralement résolue en une minute d'intervalle, ce qui signifie que le résultat fourni par l'approche peut être vieux.

Pour surmonter ces difficultés techniques, l'amélioration de la capacité de calcul en même temps que la mesure de phaseur synchronisée unités (PMU) sont déployés pour fournir des mesures de phaseurs synchronisé avec le temps globale de précision d'une microseconde pour des tensions de bus et des courants de ligne [17,24].

Les PMUs ont la capacité d'améliorer la précision en mesurant les angles de tension directement qui sont les variables d'état à estimer. L'addition de mesures d'angle de phase de tension d'un traditionnelle SE est capable d'augmenter considérablement la précision de SE.

6.2 Applications de WAMS

En général, les informations sur toute application du WAMS peuvent être extraites de ses données brutes, qui sont mesurées par ses ressources de données. , les applications WAMS traitent les données brutes mesurées par des ressources de données et extraire des informations utilisables pour l'opérateur du système, les consommateurs et les clients ont classé les applications WAMS dans les trois groupes principaux: la production, la transmission et les applications de distribution. Trois sous-sections suivantes vont décrire ces trois groupes d'applications. [17]

6.2.1 Applications générales

Ces applications sont exécutées dans le niveau de génération de la manière dont elles acquièrent et traitent les données des générateurs dans le centre de contrôle. Comme conséquence, des informations de générateur peuvent être obtenues dans le centre de contrôle à la fois.

Dans les applications mentionnées ci-dessus, la surveillance de l'état du générateur (GSM) est l'application GEN plus importante car elle fournit tout une partie de l'information en temps réel des générateurs dans le centre de contrôle. Si les données enregistrées sont transmises au centre de contrôle en temps réel, l'état du générateur peut être contrôlé dans le centre de contrôle. Après avoir introduit les unités de gestion des systèmes d'alimentation, les informations fournies par ces unités peut également être utilisé pour l'application GSM [17]. Ceci a été provoqué par le fait que CGP fournir des données de phaseur en temps réel avec une très grande fréquence d'échantillonnage (jusqu'à 60 échantillons par seconde).

6.2.2 Transmission et applications de transmission secondaire

Les applications WAMS modernes dans les systèmes d'alimentation. Certaines de ces applications utilisent uniquement les données phaseurs (par exemple, la plate-forme de

données intégrée phaseurs) et quelques peut utiliser les phaseurs et les données classiques, par exemple hybrides SEs.

Certaines applications WAMS modernes sont les suivantes [17]: Plate-forme de données intégrée phaseurs, surveillance large zone dynamique et analyse, Perturbation Synchronized Enregistrement et relecture, analyse Oscillation en ligne de basse fréquence, prédiction Power Angle de stabilité et de Inquiétante, et PMU basées sur un état d'estimation. La combinaison de ces applications modernes avec celles conventionnelles forme un EMS moderne dans le centre de contrôle.

6.2.3 Applications de distribution

Applications de distribution (DIS): Dans les systèmes de distribution, les applications WAMS sont connues comme des applications d'automatisation. Selon la définition IEEE [17], les systèmes ont été définis comme des systèmes d'automatisation de distribution (DA) qui permettent à une société de distribution de surveiller, coordonner et utiliser des composants de distribution et des équipements à partir d'emplacements à distance en temps réel. Les DA's visent à réduire les coûts, d'améliorer la disponibilité des services et de fournir de meilleurs services aux consommateurs. En général, DA peuvent être classés en trois groupes principaux : l'automatisation des sous-stations, l'automatisation d'alimentation, et l'automatisation côté des consommateurs [17].

7. Observabilité

7.1 Introduction

Le déploiement de PMU sur chaque bus faciliterait la mesure directe de tous les états du système. Toutefois, cela n'est ni rentable ni faisable en raison du coût d'installation plus élevé des PMUs et des installations de communication limitées disponibles. Il est donc nécessaire de placer les PMUs de façon stratégique sur le réseau électrique. [32]

L'emplacement optimal des PMU est déterminé en minimisant le nombre de PMU nécessaires pour observer pleinement le système.

La méthode proposée a été testée sur l'IEEE39 bus que nous avons choisi afin d'avoir d'emplacement optimal des PMU.

7.2 Méthodes d'observabilités

Dans le réseau électrique, si la tension nodale d'un seul bus est souvent mesurée ou calculée directement en exploitant les différentes tensions et courants de dérivation connus, le bus est mis en évidence comme étant observable. Si toutes les zones de bus sont observables dans le réseau, le système de capacité sera défini comme une observabilité totale [33]. Il existe deux stratégies pour évaluer l'observabilité d'un système d'alimentation:

- Méthodes Numériques : L'observabilité numérique impliquerait peut-être une quantité de calcul démesurée et pourrait simplement être influencée par l'erreur additive. Les méthodes sont Recherche tabou, algorithme génétique et recuit simulé [32]
- Méthodes Topologique : la méthodologie d'observabilité topologique est rapide et raisonnable [33]. Le système d'impact minimum avec au moins un arbre de mesure couvrant l'ensemble du rang est souvent décrit comme observable topologiquement [34].

7.3 Problème de l'emplacement de PMU

La méthode d'observabilité topologique basée sur la formulation de l'emplacement optimal du PMU (OPP) détecte un ensemble minimal de PMU, de sorte qu'un bus doit être atteint au moins une fois par les PMU. Le placement optimal des PMU pour un système de N bus est formulé comme suit :

$$\text{Min } \sum_{k=1}^N W_k X_k \quad (2.1)$$

$$\text{Sujet à } , AX \geq b$$

$$X=[x_1 x_2 \dots \dots x_n]^T \quad (2.2)$$

$$x_i \in \{0,1\} \quad (2.3)$$

Où, N est le nombre total de bus système W_k , le facteur de pondération étant lié au coût de la PMU installée sur le bus k, X est un vecteur de variable binaire dont les entrées sont définies comme étant Eq (2.4) et AX est une fonction vectorielle dont les entrées sont non nulles si la tension de bus correspondante est observable à l'aide du jeu de mesures donné et en fonction de l'observabilité règles mentionnées ci-dessus, il garantit une observabilité totale tout en minimisant le coût total d'installation des PMU, sinon ses entrées sont nulles. [40]

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

$$X_k = \begin{cases} 1 & \text{si un PMU est installé au bus } i \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad (2.4)$$

Les entrées en A sont définies comme suit:

$$a_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \text{ ou si } i \text{ et } j \text{ sont connectés} \\ 0 & \text{si non} \end{cases}$$

Et b est un vecteur dont les entrées sont toutes des unités, comme indiqué dans l'équation. (2.5).

$$b=[11 \dots \dots 1]^T \quad (2.5)$$

La procédure de construction des équations de contrainte sera décrite dans deux cas possibles où il n'existe (1) aucune mesure conventionnelle, (2) des bus à injection nulle. Après avoir obtenu le nombre optimal de PMU, l'expression de la mesure de la redondance est donnée par: [40]

$$\text{Redondance (R)} = \sum_{k=1}^P \text{Sum}(A_{L(k)}) \quad (2.6)$$

Où, **P** est le nombre total optimal de PMU, **A** la matrice de connectivité et **L** l'emplacement des PMU sur les bus du système d'alimentation. L'équation (2.6) donne la mesure de la redondance pour tous les résultats possibles de la localisation optimale des PMU. [40]

7.4 Zéro Injection Buses (ZIB)

Les systèmes d'alimentation contiennent toujours certains bus auxquels ni génération ni charge ne sont connectés sont appelés bus à zéro injection (ZIB) [39]

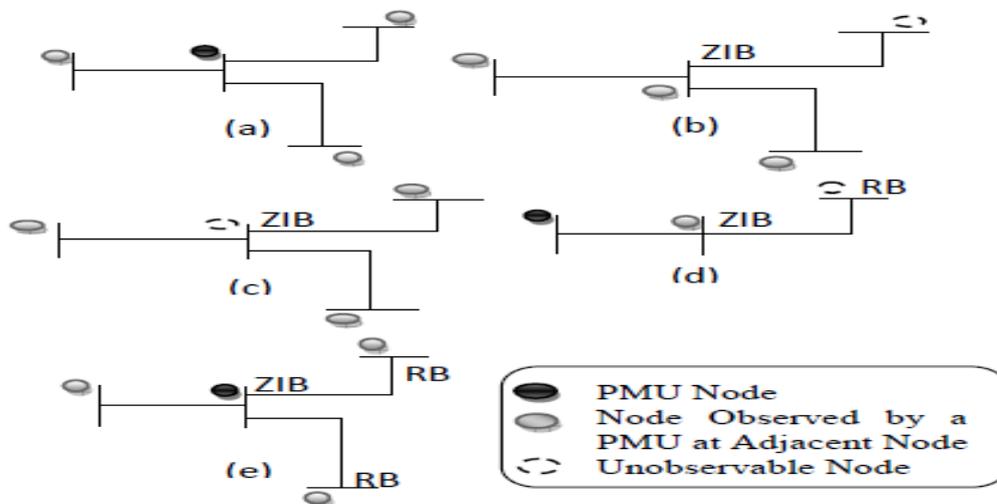


Figure 2.9 : Observabilité topologique du système d'alimentation à l'aide de l'emplacement du PMU

- ✚ L'emplacement d'une PMU sur un bus observe ce bus ainsi que tous les autres bus qui y sont directement connectés, comme le montre la Fig. 2.9 (a).
- ✚ Si un ZIB observable est entouré de tous les bus observables sauf un, le bus non observable peut être observé en appliquant le KCL à ce ZIB. Fig. 2.9 (b)
- ✚ Si une ZIB non observée est entourée de tous les bus observables, elle peut être rendue observable en appliquant KCL à ZIB. Fig. 2.9(c)
- ✚ Si un bus radial est connecté à un ZIB, il n'est pas nécessaire de placer une PMU sur le ZIB adjacent à ce bus. Fig. 2.9 (d)
- ✚ Si deux bus radiaux ou plus sont connectés au même ZIB, comme indiqué à la Fig. 2.9 (e), une PMU doit être placée sur le ZIB pour observer tous les bus radiaux qui lui sont connectés. [39]

7.5 Concept d'observabilité complet et incomplet

Un réseau électrique est tout à fait observable si le nombre et l'emplacement des PMU sont suffisants pour déterminer les tensions de tous les bus de système [25]. Un exemple de scénario complet d'observabilité est illustré sur la figure 2.10

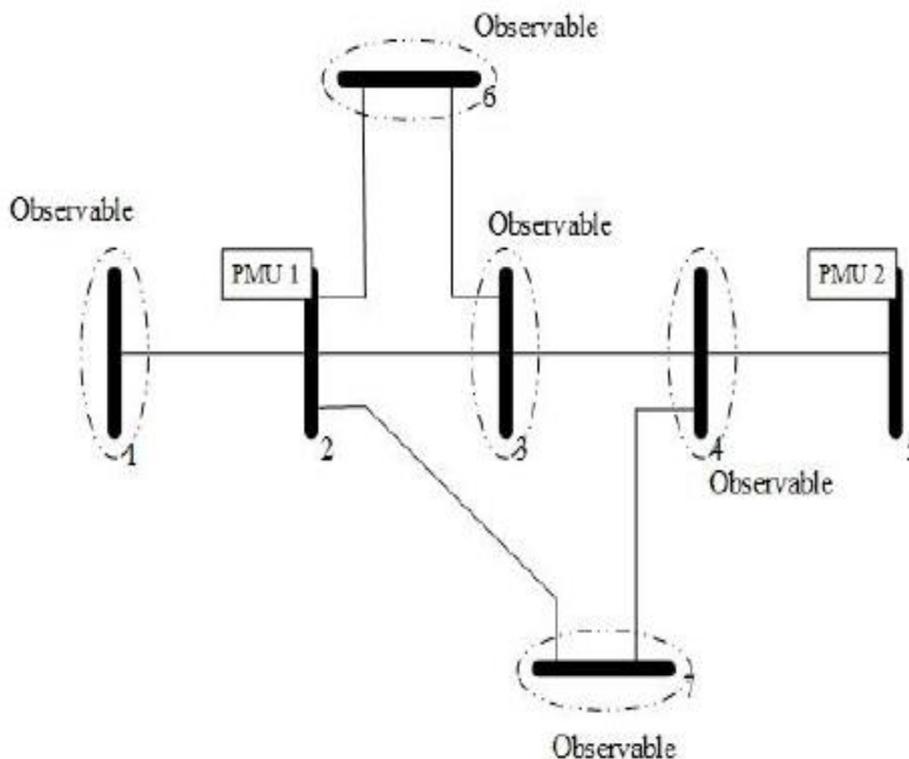


Figure 2.10 : L'observabilité complète

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

Un bus est observable si la tension du nœud peut être directement calculé en fonctions des tensions et courants des nœuds connues de dérivation d'autre bus [25] comme on peut le voir à partir de la figure 2.10, les tensions de nœuds et les courants de dérivation du bus 2 et 5 peuvent être mesuré par le PMU 1 et 2 respectivement. Ainsi le bus 2 rend les bus 1, 3, 6 et 7 observable, tandis que le bus 4 est observable grâce à sa connexion directe au bus 5.

Le PMU 1 observe le bus 1,2 et 3 a cause de la connexion direct aux PMU, le PMU2 qui est placé sur le bus 4 observe 3,5 et 4 a cause de la connexion directe aux PMU mais les bus 6 et 7 ne sont pas observés car il n'y a pas de connexion avec les PMU [25] figure 2.11

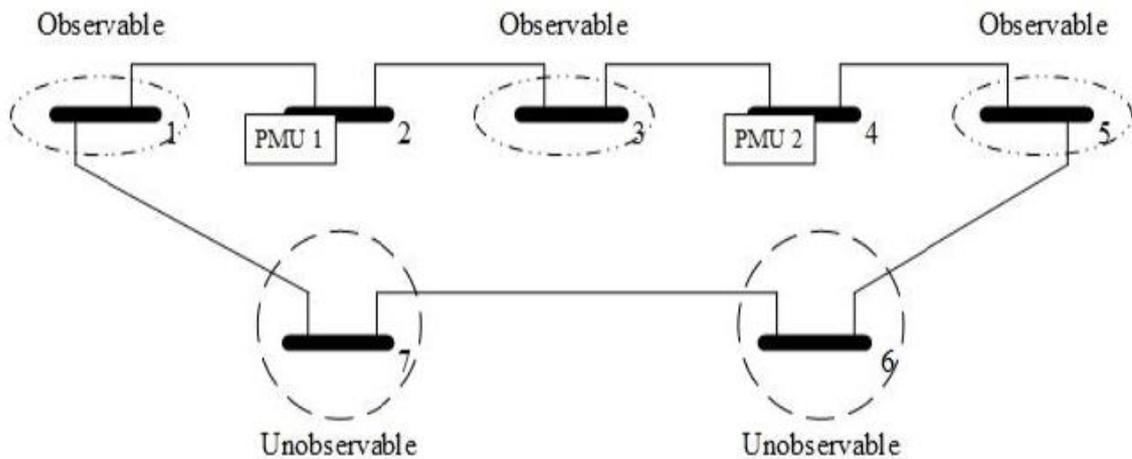


Figure 2.11 : L'observabilité incomplète

7.6 Les règles d'observabilité

Pour les PMU connectées dans des bus, le phaseur de tension et le phaseur de courant de toutes ses branches incidentes sont connus. Celles-ci sont appelées «mesures directes» [36].

La figure 2.12 montre que l'PMU placée dans le bus 02 est appelée processus mesuré directement. Pendant ce temps, les courants de branche connectés au nœud sont également mesurés par le PMU. Dans le premier cas, les paramètres bien connus mesurés par PMU sont V_2 , $I_{1,2}$, $I_{2,3}$ et $I_{2,4}$ et donc les caractéristiques du conducteur sont :

$$\opl� V_3 = V_2 - I_{2,3} (R_{23} + j X_{23})$$

$$\opl� V_4 = V_2 - I_{2,4} (R_{24} + j X_{24})$$

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

$$V_1 = V_2 + I_{12} (R_{12} + j X_{12})$$

La zone observée par la PMU sur un bus est décrite à la figure 2.12.

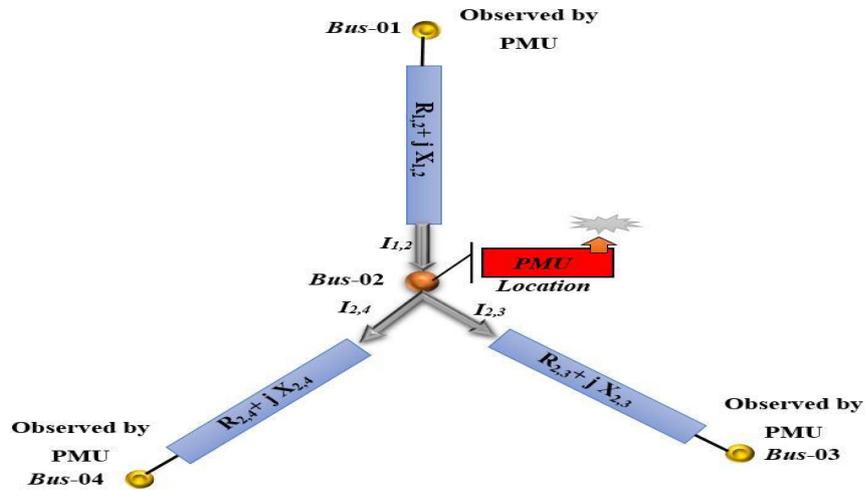


Figure 2.12 : Les règles d'observabilités

7.7 IEEE 39 bus

Ce système de bus IEEE 39 est bien connu sous le nom de système d'alimentation de la Nouvelle-Angleterre à 10 machines. Le générateur 1 représente l'agrégation d'un grand nombre de générateurs. Tous les paramètres présentés ci-dessous proviennent du livre intitulé "Analyse de la fonction énergétique pour la stabilité du système électrique" [41]. Figure 2.13

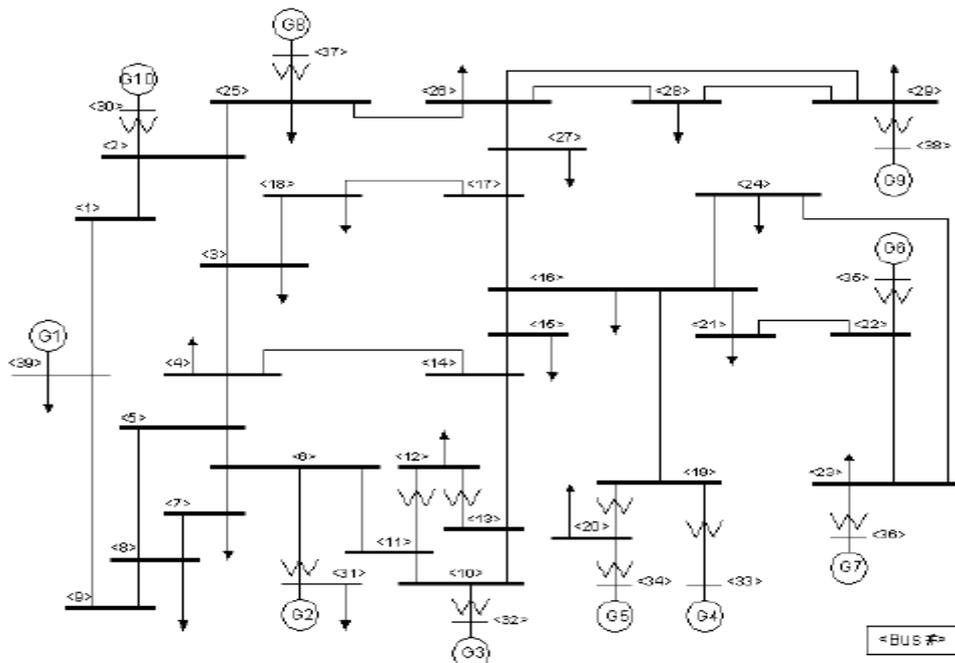


Figure 2.13 : IEEE39 bus système

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

Ce système, comprend 10 générateurs, 19 charges, 36 lignes de transmission et 46 branches, ce qui représente un modèle réduit du système d'alimentation NE. Le placement initial a pour résultat l'installation de 11 PMU et la sortie minimale des algorithmes introduits est de 9 PMU. [41,25]

Ce système de test de puissance contient dix zéro injection bus (ZIB) situés sur les bus 2, 5, 6, 10, 11, 13, 14, 17, 19 et 22. [41]

	Radial Buse	Zéro injection bus
Nombre de Bus	9	10

Tableau 2.1 : Radial et zéro injection buses sur notre système

Le tableau 2.2 nous montre où on doit placer les PMU sur les bus de notre système pour l'observabilité des bus radiaux [41]

	L'emplacement obligatoire des PMU
N° de bus	20, 23, 25, 29

Tableau 2.2 : Emplacements PMU pré-affectés

Dans le tableau suivant on montre les différentes méthodes pour l'emplacement optimal des PMU [41]

Méthodes	Nombre des PMU	Numéro de Bus
GOW	7	2, 3, 6, 15, 22, 29 and 37
SSA	8	2, 4, 11, 17, 22, 26, 34 and 38
SCA	7	2, 8, 10, 16, 25, 32 and 38
GA	8	1, 5, 10, 10, 15, 17, 29, 32, and 36

Tableau 2.3 : Les méthodes du l'emplacement optimal des PMU

Chapitre 2 : Synchro-Phaseur (PMU)

On a pris les emplacements des pmu de notre travaille par **Mr Tarif** professeur de l'université Houari Boumedienne bab zouar, on a choisi 18 pmu placer sur 18 nœud pour avoir une bonne lecture à notre réseaux comme un l'emplacement optimal des PMU

Les nœud sont : 1,5,9,10,14,16,18,20,21,23,25,26,29,34,36,37,38 et 39

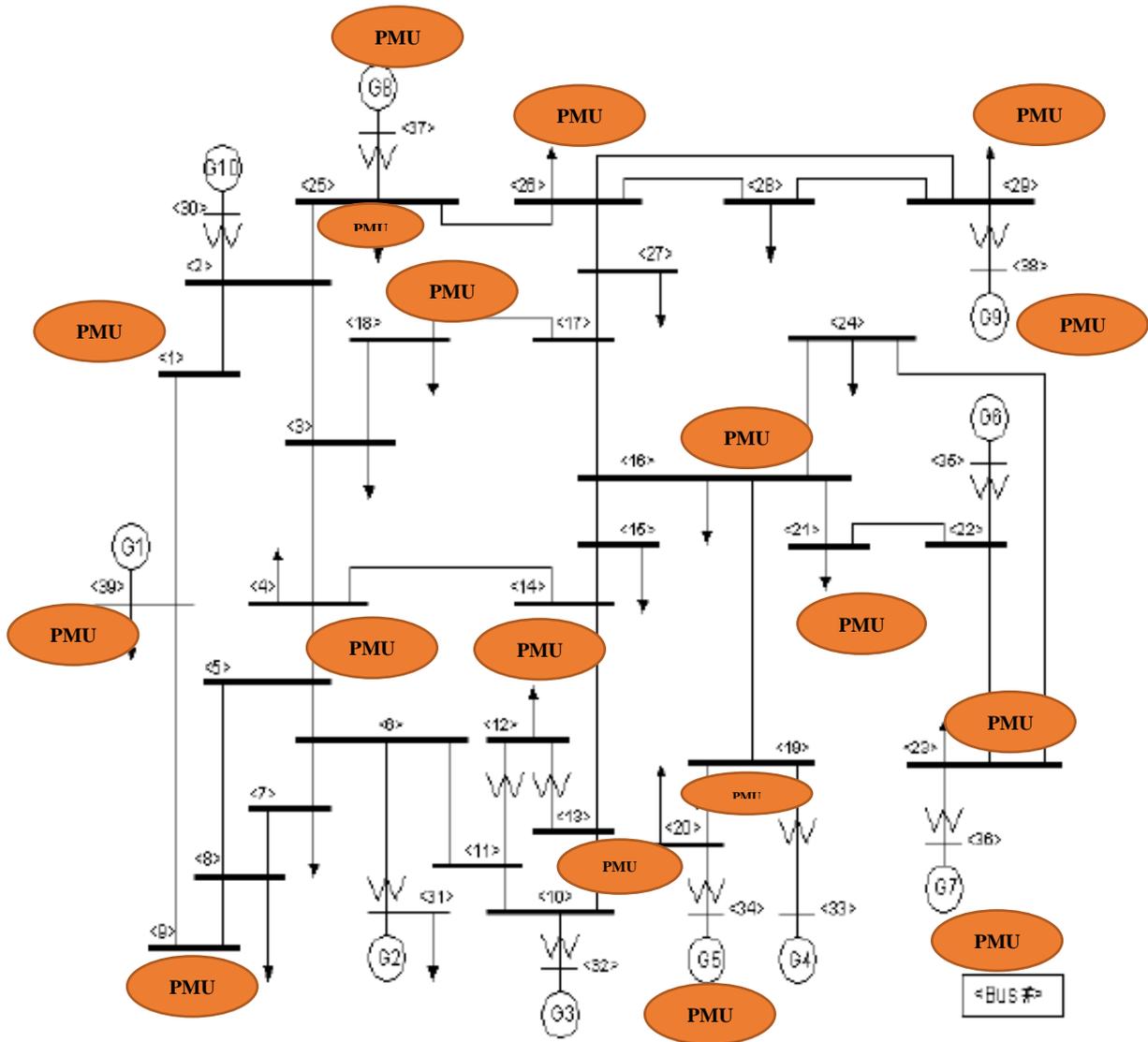


Figure 2.14 : L'emplacement des PMU sur IEEE39 nœud

8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fourni un aperçu détaillé de l'évolution et du développement d'un dispositif de PMU. Un aperçu historique de la technologie PMU est présenté et son application, tant pour l'estimation de l'état que pour la détection des pannes, est discutée en détail.

On peut en conclure que dans les systèmes électriques modernes, WAMS est une partie essentielle du fonctionnement de système d'alimentation et de contrôle.

On a aussi détaillé sur l'emplacement optimal des PMU sur un réseau d'IEEE39 bus. On a détaillé les méthodes de l'emplacement optimal afin d'avoir une bonne lecture a notre réseaux avec un minimums de PMU pour minimisé le cout élevé de cette appareille

Chapitre 3

Les Méthodes D'apprentissages

1. Introduction

L'objectif de la classification supervisée est principalement de définir des règles permettant de classer des objets dans des classes à partir de variables qualitatives ou quantitatives caractérisant ces objets. Les méthodes s'étendent souvent à des variables Y quantitatives (régression).

On dispose au départ d'un échantillon dit d'apprentissage dont le classement est connu. Cet échantillon est utilisé pour l'apprentissage des règles de classement.

Il est nécessaire d'étudier la fiabilité de ces règles pour les comparer et les appliquer, évaluer les cas de sous apprentissage ou de sur apprentissage (complexité du modèle). On utilise souvent un deuxième échantillon indépendant, dit de validation ou de test.

Les méthodes utilisées pour la classification sont nombreuses, citons : la méthode des Séparateurs à Vastes Marges (SVM) et k plus proches voisins, etc. Nous présentons dans la suite de ce chapitre une étude détaillée des deux techniques SVM et K-PPV

2. Séparateurs à Vaste Marge (SVM)

Les Support Vector Machines souvent traduit par l'appellation de Séparateur à Vaste Marge (SVM) sont une classe d'algorithmes d'apprentissage supervisées destinées à résoudre des problèmes de classification. Les machines à vecteurs supports exploitent les concepts relatifs à la théorie de l'apprentissage statistique et à la théorie des bornes de Vapnik et Chervonenkis. [42]

La justification intuitive de cette méthode d'apprentissage est la suivante : si l'échantillon d'apprentissage est linéairement séparable, il semble naturel de séparer parfaitement les éléments des deux classes de telle sorte qu'ils soient le plus loin possibles de la frontière choisie. Ces fameuses machines ont été inventées en 1992 par Boser, mais leur dénomination par SVM n'est apparue qu'en 1995 avec Cortes. Depuis lors, de nombreux développements ont été réalisés pour proposer des variantes traitant le cas non-linéaire. Le succès de cette méthode est justifié par les solides bases théoriques qui la soutiennent. Elles permettent d'aborder des problèmes très divers dont la classification. [42]

SVM est une méthode particulièrement bien adaptée pour traiter des données de très haute dimension.

2.1 Principe de la technique SVM

Le principe de base des SVM consiste de ramener le problème de la discrimination à celui, linéaire, de la recherche d'un hyperplan optimal. Deux idées ou astuces permettent d'atteindre cet objectif.

La première consiste à définir l'hyperplan comme solution d'un problème d'optimisation sous contraintes dont la fonction objectif ne s'exprime qu'à l'aide de produits scalaires entre vecteurs et dans lequel le nombre de contraintes "actives" ou vecteurs supports contrôle la complexité du modèle [42]. La méthode cherche alors à séparer les exemples positifs des exemples négatifs, en garantissant que la marge entre le plus proche des positifs et des négatifs soit maximal [43]

Le passage à la recherche de surfaces séparatrices non linéaires est obtenu par l'introduction d'une fonction noyau (KERNEL) dans le produit scalaire induisant implicitement d'une transformation non linéaire des données vers un espace intermédiaire (feature space) de plus grande dimension. [42]

2.2 Classifieur linéaire

Un classifieur est dit linéaire lorsqu'il est possible d'exprimer sa fonction de décision par une fonction linéaire en \mathbf{x} . On peut exprimer une telle fonction par :

$$H(\mathbf{x}) = \langle \mathbf{w}, \mathbf{x} \rangle + b = \sum_{i=1}^n w_i x_i + b \quad (3.1)$$

Ou $w \in \mathbb{R}^n$ est le vecteur de poids et $b \in \mathbb{R}^0$ le biais, alors que x est la variable du problème. X est l'espace d'entrée et qui correspond à \mathbb{R}^n , où 'n' est le nombre de composantes des vecteurs contenant les données. Notons que l'opérateur $\langle \mathbf{w}, \mathbf{x} \rangle$ désigne le produit scalaire usuel dans ' \mathbb{R}^n '. w Et b sont les paramètres à estimer de la fonction de décision $h(\mathbf{x})$.

Pour décider à quelle catégorie un exemple estimé x' appartient, il suffit de prendre le signe de la fonction de décision : $\mathbf{y} = \text{sign}(h(\mathbf{x}'))$. La fonction $\text{sign}()$ est appelée classifieur.

Géométriquement (voir figure 3.1), cela revient à considérer un hyperplan qui est le lieu des points x satisfaisant $\langle \mathbf{w}, \mathbf{x} \rangle + b = 0$. En orientant l'hyperplan, la règle de décision correspond à observer de quel côté de l'hyperplan se trouve l'exemple x . On voit que le vecteur w définit la pente de l'hyperplan (w est perpendiculaire à l'hyperplan). Le terme b quant à lui permet de translater l'hyperplan parallèlement à lui-même. [42]

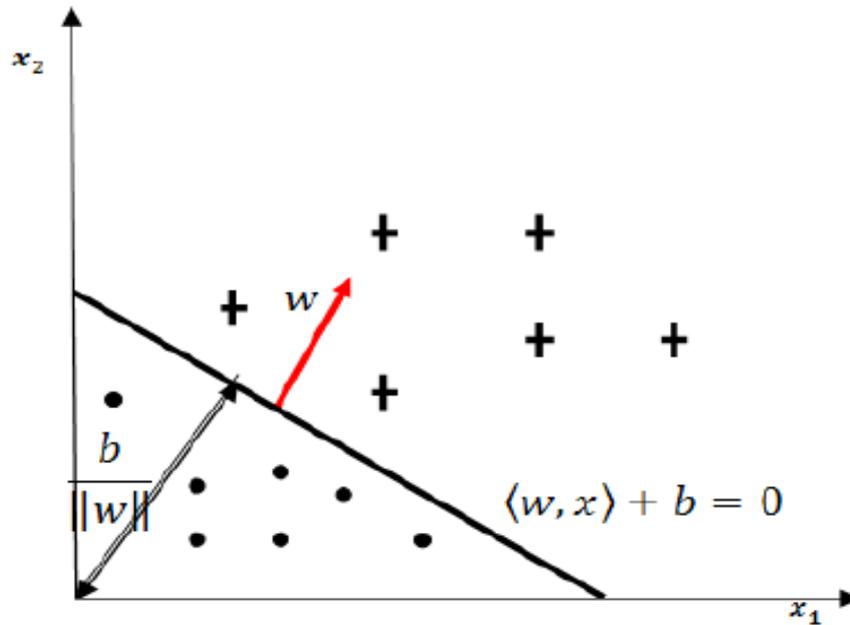


Figure 3.1 : Hyperplan séparateur $\langle w, x \rangle + b = 0$

L'objectif de la discrimination linéaire est de trouver la bonne fonction de décision $h(x)$.

2.3 Marge maximale de l'hyperplan

La marge est la distance entre la frontière de séparation et les échantillons les plus proches. Dans les SVM, la frontière de séparation est choisie comme celle qui maximise la marge [43]

La marge géométrique représente la distance euclidienne prise perpendiculairement entre l'hyperplan et l'exemple x_i . En prenant un point quelconque x_p se trouvant sur l'hyperplan, la marge géométrique peut s'exprimer par :

$$\frac{w}{\|w\|} \cdot (x_i - x_p) \quad (3.2)$$

L'hyperplan à marge maximale est le modèle le plus utilisé dans les machines à vecteurs supports. L'estimation des paramètres (w^*, b^*) de l'hyperplan qui maximise la marge se fait en résolvant le problème d'optimisation suivante :

$$\langle w^*, b^* \rangle = \operatorname{argmax}_{(w,b)} \{ \min_j (y_i (w x_i + b)), \|w\| = 1 \} \quad (3.3)$$

Chapitre 3 : Les Méthodes D'apprentissages

On dit que les deux classes de l'échantillon d'apprentissage S sont linéairement séparables est équivalent à dire qu'il existe des paramètres $\langle w^*, b^* \rangle$ tels que l'on a pour tous $i (= 1, 2, \dots, n)$: [43]

$$w^*x_i + b^* > 0 \text{ si } y_i = 1 \quad (3.4)$$

$$w^*x_i + b^* < 0 \text{ si } y_i = -1 \quad (3.5)$$

Ce qui est équivalent à :

$$y_i(w^*x_i + b^*) > 0 ; \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.6)$$

La définition consiste à dire qu'il doit exister un hyperplan laissant d'un côté toutes les données positives et de l'autre, toutes les données négatives. Dès lors, on peut définir deux plans se trouvant de part et d'autre de l'hyperplan et parallèles à celui-ci, sur lesquels reposent les exemples les plus proches. La figure (3.2) illustre cette situation. [43]

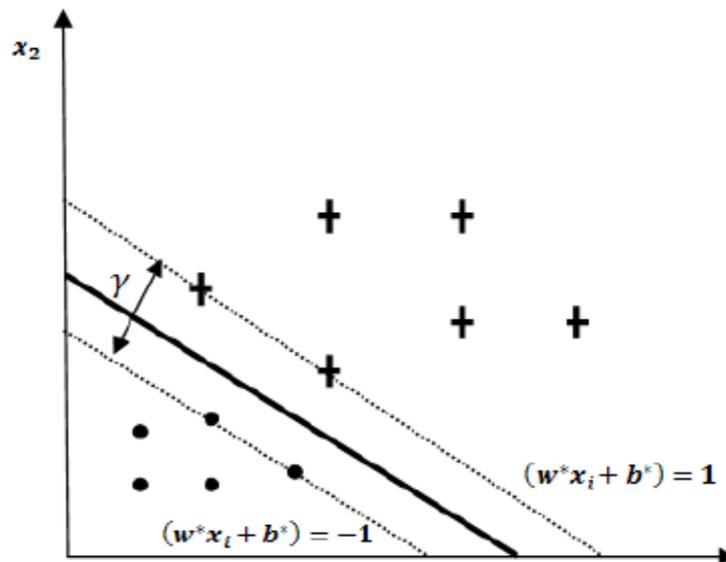


Figure 3.2 : Hyperplans canoniques et marge maximale

Dans notre définition de l'hyperplan, il est possible que différentes équations correspondent au même plan géométrique :

$$a(\langle w, x \rangle + b) = 0 \quad (3.7)$$

' a ' Est une constante quelconque.

$$(w^*x_i + b^*) = 1 \quad (3.8)$$

$$(w^*x_i + b^*) = -1 \quad (3.9)$$

Ces deux hyperplans sont appelés hyperplans canoniques. Ainsi la marge γ entre ces deux plans est égale à :

$$\text{La marge :} \quad \gamma = \frac{2}{\|w^*\|} \quad (3.10)$$

2.4 Minimisation quadratique sous contraintes

Maintenant que nous avons défini les notions de marges et d'hyperplans canoniques, nous pouvons formuler un problème d'optimisation mathématique tel que sa solution nous fournisse l'hyperplan optimal qui permet de maximiser la marge :

$$\text{Minimiser " } \frac{1}{2} \|w\|^2 \text{ " } \quad (3.11)$$

$$\text{Tel que} \quad " y_i (\langle w, x_i \rangle + b) \geq 1 \text{ " } \quad (3.12)$$

Il s'agit d'un problème quadratique convexe sous contraintes linéaires de forme primal dont la fonction objective est à minimiser. Cette fonction objective est le carré de l'inverse de la double marge. L'unique contrainte stipule que les exemples doivent être bien classés et qu'ils ne dépassent pas les hyperplans canoniques. [43]

Dans cette formulation, les variables à fixer sont les composantes w_i et b . Le vecteur w possède un nombre de composantes égal à la dimension de l'espace d'entrée. Généralement dans ce type de cas on résout la forme duale du problème. Nous devons former ce que l'on appelle le Lagrangien. Il s'agit de faire rentrer les contraintes dans la fonction objective et de pondérer chacune d'entre elles par une variable dual. [42,43]

$$L(w, b, \alpha) = \frac{1}{2} \|w\|^2 - \sum_{i=1}^n \alpha_i (y_i (\langle w, x_i \rangle + b) - 1) \quad (3.13)$$

Les variables duales α_j intervenant dans le Lagrangien sont appelées multiplicateurs de Lagrange. Notons que L doit être minimisé par rapport aux variables primales w_i et b est maximisé par rapport aux variables duales α_j .

Le point selle (minimal par rapport à une variable, maximal par rapport à l'autre) doit donc satisfaire les conditions nécessaires de stationnarité qui correspondent aux conditions Karush Kuhn et Tucker (KKT), nous trouvons :

$$\frac{\partial L(w,b,\alpha)}{\partial w} = 0 \quad (3.14)$$

Chapitre 3 : Les Méthodes D'apprentissages

$$\frac{\partial L(w,b,\alpha)}{\partial b} = 0 \quad (3.15)$$

Ce qui nous permet d'obtenir :

$$\text{d'ou(3.14) on obtien} \Rightarrow w = \sum_{i=1}^n \alpha_i y_i x_i \quad (3.16)$$

$$\text{d'ou(3.15) on obtien} \Rightarrow \sum_{i=1}^n \alpha_i y_i = 0 \quad (3.17)$$

Remarquons qu'avec cette formulation, on peut calculer w en fixant seulement n paramètres. L'idée va donc être de formuler un problème dual dans lequel w est remplacé par sa nouvelle formulation. De cette façon, le nombre de paramètres à fixer est relatif au nombre d'exemples de l'échantillon d'apprentissage et non plus à la dimension de l'espace d'entrée. Pour se faire, nous substituons (3.16) et (3.17) dans le Lagrangien, nous obtenons le problème dual équivalent suivant : [43]

$$\text{Maximiser}_{\alpha} W(\alpha) = \sum_{i=1}^n \alpha_i - \frac{1}{2} \sum_{i,j=1}^n y_i y_j \alpha_i \alpha_j \langle x_i, x_j \rangle \quad (3.18)$$

$$\text{Tel que} \quad \sum_{i=1}^n \alpha_i y_i = 0 \quad (3.19)$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad (3.20)$$

Ce dernier problème peut être résolu en utilisant des méthodes standards de programmation quadratique. Une fois la solution optimale ' $\alpha^* = (\alpha_1^*, \alpha_2^*, \dots, \alpha_n^*)$ ' du problème (3.18) obtenue, le vecteur de poids de l'hyperplan à marge maximale recherché s'écrit :

$$w^* = \sum_{i=1}^n \alpha_i^* y_i x_i \quad (3.21)$$

Comme le paramètre b ne figure pas dans le problème dual, sa valeur optimale b^* peut être dérivée à partir des contraintes primales, soit donc :

$$b^* = \frac{\max_{y_i=-1} \langle w^*, x_i \rangle + \min_{y_i=1} \langle w^*, x_i \rangle}{2} \quad (3.22)$$

Une fois les paramètres α^* et b^* calculés, la règle de classification d'une nouvelle observation x basée sur l'hyperplan à marge maximale est donnée par :

$$h(x) = \text{sign} \left(\sum_{i=1}^n y_i \alpha_i^* (\langle x_i, x \rangle + b^*) \right) \quad (3.23)$$

Notons qu'un grand nombre de termes de cette somme est nul. En effet, seuls les α_j^* correspondants aux exemples se trouvant sur les hyperplans canoniques (la contrainte) sont non nuls. Ces exemples sont appelés Supports Vecteurs (SV). On peut les voir comme les représentants de leurs catégories car si l'échantillon d'apprentissage n'était constitué que des SV, l'hyperplan optimal que l'on trouverait serait identique.

2.5 SVM non-linéaires

Dans le cas général, la frontière optimale est non linéaire. Dans le cadre des SVM, la prise en compte de non linéarités dans le modèle s'effectue par l'introduction de noyaux non linéaires. De manière inattendue, l'utilisation de noyaux ne modifier pas fondamentalement la nature des SVM (pourvu que l'on travaille dans le dual)

Ce noyau est une fonction k qui associe à tout couple d'observations (x_i, x_j) une mesure de leur « influence réciproque » calculée à travers leur corrélation ou leur distance. [42]

Dans ce but et selon, l'idée est de projeter les points d'apprentissage x_i dans un espace T de dimension q , plus élevée que 'n' grâce à une fonction non-linéaire Φ qu'on appelle fonction noyau, choisie a priori et d'appliquer la même méthode d'optimisation de la marge dans l'espace T .

Tout ce qu'il nous reste à faire c'est de résoudre le problème (3.18) dans l'espace, en remplaçant ' $\langle x_i, x_j \rangle$ ' par ' $\langle \Phi(x_i), \Phi(x_j) \rangle$ '. L'hyperplan séparateur obtenu dans l'espace T est appelé hyperplan optimal généralisé. Le produit scalaire ' $\langle \Phi(x_i), \Phi(x_j) \rangle$ ' peut se calculer facilement à l'aide d'une fonction symétrique K , dite noyau, définie par :

$$K(x_i, x_j) = \langle \Phi(x_i), \Phi(x_j) \rangle \quad (3.24)$$

Le noyau $K(x, y)$ est une fonction de deux variables, symétrique et positive. Dans ce cas, la frontière de décision devient :

$$h(x) = \text{sign} \left(\sum_{i=1}^n y_i \alpha_i^* K(x_i, x_j) + b^* \right) \quad (3.25)$$

Dans la pratique on choisit un noyau K qui satisfait les conditions de « Mercer » afin de garantir la décomposition (3.24). Une famille de ces fonctions noyaux qui sont très appropriées aux besoins des SVM peut être définie, voici les plus utilisés :

➤ *Noyau polynomial d'ordre p :*

$$K(x_i, x_j) = (\langle x_i, x_j \rangle + 1)^d \quad (3.26)$$

La dimension de l'espace transformé induit par un noyau polynomial est de l'ordre « $\frac{(p+d)!}{p! d!}$ », où p est la dimension de l'espace de départ

➤ *Noyau linéaire :*

$$K(x_i, x_j) = x_i \cdot x_j \quad (3.27)$$

➤ *Noyau gaussien de largeur de bande 'σ' :*

$$K(x_i, x_j) = \exp\left(-\frac{\|x_i - x_j\|^2}{2\sigma}\right) \quad (3.28)$$

Le paramètre σ permet de régler la largeur de la gaussienne. En prenant un σ grand, la similarité d'un exemple par rapport à ceux qui l'entourent sera assez élevée, alors qu'on prenant un σ tendant vers 0, l'exemple ne sera similaire à aucun autre. [43]

2.6 Relaxation des contraintes

Quand le domaine du problème d'optimisation est vide et il n'admet donc pas de solution, dans ce cas les données sont non linéairement séparables. Pour tenter de résoudre ce problème, on relâche les contraintes (2.12) dans le but d'autoriser quelques erreurs de classification.

Cette généralisation de l'hyperplan à marge maximale a été proposée par Cortes. [43] en introduisant les variables d'écart à la marge $(\xi_i)_{1 \leq i \leq n}$. L'hyperplan optimal est celui qui satisfait les conditions suivantes :

- La distance entre les vecteurs bien classés et l'hyperplan optimal doit être maximale.
- La distance entre les vecteurs mal classés et l'hyperplan optimal doit être minimale.

Le problème (2.11) devient alors :

$$\text{Minimiser } \frac{1}{2} \|w\|^2 + C \sum_{i=1}^n \xi_i \quad (3.29)$$

$$\text{Tel que } y_i(\langle w, x_i \rangle + b) \geq 1 - \xi_i, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.30)$$

$$\xi_i \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.31)$$

Autrement dit, on cherche à maximiser la marge en s'autorisant pour chaque contrainte une erreur positive ξ_i , la plus petite possible. Le paramètre supplémentaire C est appelé paramètre de pénalisation du relâchement, c'est une constante positive fixée à l'avance qui permet de contrôler l'importance de l'erreur que l'on s'autorise par rapport à la taille de la marge. Plus ' C ' est important, moins d'erreurs sont autorisées. [43]

2.7 SVM pour le cas multiclassés

La plupart des problèmes ne se contentent pas de deux classes de données. Il existe plusieurs méthodes pour faire la classification multi classes. Citons les plus utilisées :

- La première méthode « Un-contre-Un ». Au lieu d'apprendre N fonctions de décisions, ici chaque classe est discriminée d'une autre. [43]
- La deuxième méthode est appelé Un-Contre-Tous. C'est une approche étendant la notion de marge aux cas multi classes. Cette formulation intéressante permet de poser un problème d'optimisation unique. Le problème fait intervenir N fonctions de décision. [43]

3. K Plus Proches Voisins (K-PPV)

L'algorithme K-PPV figure parmi les plus simples algorithmes d'apprentissage artificiel. Dans un contexte de classification d'une nouvelle observation x , l'idée fondatrice simple est de faire voter les plus proches voisins de cette observation. La classe de x est déterminée en fonction de la classe majoritaire parmi les k plus proches voisins de l'observation x . [44]

La méthode K-PPV est donc une méthode à base de voisinage, non-paramétrique. Ceci signifiant que l'algorithme permet de faire une classification sans faire d'hypothèse sur la fonction $y=f(x_1, x_2, \dots, x_p)$, qui relie la variable dépendante aux variables indépendantes. [44]

3.1 La méthode d'un plus proche voisin

La méthode du plus proche voisin est une méthode non paramétrique où une nouvelle observation est classée dans la classe d'appartenance de l'observation de l'échantillon d'apprentissage qui lui est la plus proche, au regard des Co-variables utilisées. [44]

La détermination de leur similarité est basée sur des mesures de distance. Formellement, soit L l'ensemble de données à disposition ou échantillon d'apprentissage :

$$L = \{(y_i, x_i), i = 1, \dots, n_L\} \quad (3.32)$$

Où $y_i \in \{1, \dots, c\}$ dénote la classe de l'individu i et le vecteur $x_i = (x_{i1}, \dots, x_{ip})$ représente les variables prédictives de l'individu i . La détermination du plus proche voisin est basée sur un fonction distance arbitraire $d(.,.)$.

Chapitre 3 : Les Méthodes D'apprentissages

La distance euclidienne ou dissimilarité entre deux individus caractérisés par p co-variables est définie par:

$$d((x_1, x_2, \dots, x_p), (u_1, u_2, \dots, u_p)) = \sqrt{(x_1 - u_1)^2 + (x_2 - u_2)^2 + \dots + (x_p - u_p)^2} \quad (3.33)$$

Ainsi, pour une nouvelle observation (y, \mathbf{x}) le plus proche voisin $(y(1), x(1))$ dans l'échantillon d'apprentissage est déterminé par : [44]

$$d(x, x_{(1)}) = \min_i (d(x, x_i)) \quad (3.34)$$

Et $\hat{y} = y_{(1)}$ la classe du plus proche voisin, est sélectionnée pour la prédiction de y . Les notations $x(j)$ et $y(j)$ représentent respectivement le j^{eme} plus proche voisin de x et sa classe d'appartenance.

Parmi les fonctions distance types, la distance euclidienne est définie comme suit :

$$d(x_i, x_j) = \left[\sum_{s=1}^p (x_{is} - x_{js})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.35)$$

Et plus généralement la distance de Minkowski :

$$d(x_i, x_j) = \left[\sum_{s=1}^p |x_{is} - x_{js}|^q \right]^{\frac{1}{q}} \quad (3.36)$$

La méthode est justifiée par l'occurrence aléatoire de l'échantillon d'apprentissage. La classe $Y(1)$ du voisin le plus proche $x(1)$ d'un nouveau cas x est une variable aléatoire. Ainsi la probabilité de classification de x dans la classe $y(1)$ est $P [Y(1) / x(1)]$. Pour de grands échantillons d'apprentissage, les individus x et $x(1)$ coïncident de très près, si bien que $P[Y(1)/x(1)] \cong P[y/x]$ Ainsi, la nouvelle observation (individu) x est prédite comme appartenant à la vraie classe y avec une probabilité égale approximativement à $P[y/x]$. [44,45]

3.2 La méthode de K les plus proches voisins

Une première extension de cette idée, qui est largement et communément utilisée en pratique, est la méthode des k plus proches voisins. La plus proche observation n'est plus la seule observation utilisée pour la classification. Nous utilisons désormais les k plus proches observations. Ainsi la décision est en faveur de la classe majoritairement représentée par les k voisins. Soit k_r le nombre d'observations issues du groupe des plus proches voisins appartenant à la classe r [44,45,46]

$$\sum_{r=1}^c k_r = k \quad (3.37)$$

Ainsi une nouvelle observation est prédite dans la classe l avec :

$$l = \max_r(k_r) \quad (3.38)$$

Ceci évite que la classe prédite ne soit déterminée seulement à partir d'une seule observation. Le degré de localité de cette technique est déterminé par le paramètre k :

- pour $k=1$, on utilise la méthode du seul plus proche voisin comme technique locale maximale,
- pour $k \rightarrow n$ on utilise la classe majoritaire sur l'ensemble intégral des observations (ceci impliquant une prédiction constante pour chaque nouvelle observation à classifier).

3.2.1 Le choix de K

Le paramètre k doit être déterminé par l'utilisateur : $k \in N$. En classification binaire, il est utile de choisir k impair pour éviter les votes égalitaires. Le meilleur choix de k dépend du jeu de donnée. En général, les grandes valeurs de k réduisent l'effet du bruit sur la classification et donc le risque de sur-apprentissage, mais rendent les frontières entre classes moins distinctes. Il convient donc de faire un choix de compromis entre la variabilité associée à une faible valeur de k contre un 'oversmoothing' ou sur-lissage (i.e gommage des détails) pour une forte valeur de k . [44]

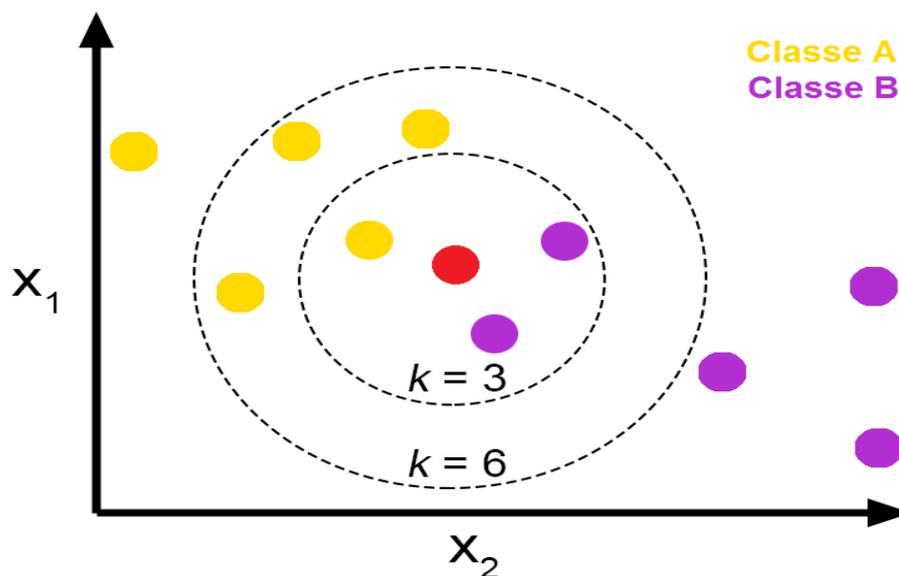


Figure 3.3 : Le choix de K

Un bon k peut être sélectionné par diverses techniques heuristiques, par exemple, de validation-croisée. Nous choisirons la valeur de k qui minimise l'erreur de classification.

3.3 Méthode des k proches voisins pondérés et classification ordinale

3.3.1 *Similarité entre voisins*

Cette technique étend la méthode des k plus proches voisins selon deux voies :

- Tout d'abord, un schéma de pondération des plus proches voisins est introduit en fonction de leur similarité avec la nouvelle observation à classer
- Basé sur le fait que le vote des plus proches voisins est équivalent au mode de la distribution de la classe, la seconde extension utilise la médiane ou la moyenne de cette distribution, si la variable cible est relative à une échelle ordinale ou de niveau plus élevé.

Cette extension est fondée sur l'idée que les observations de l'échantillon d'apprentissage, qui sont particulièrement proches de la nouvelle observation (y, \mathbf{x}) , doivent avoir un poids plus élevé dans la décision que les voisins qui sont plus éloignés du couple (y, \mathbf{x}) . [44,45]

Ce n'est pas le cas avec la méthode K-PPV : en effet seuls les k plus proches voisins influencent la prédiction, mais l'influence est identique pour chacun des voisins, indépendamment de leur degré de similarité avec (y, \mathbf{x}) . Pour atteindre ce but, les distances, sur lesquelles la recherche des voisins est fondée dans une première étape, sont transformées en mesures de similarité, qui peuvent être utilisées comme poids.

3.3.2 *Standardisation des co-variables*

Dans une première étape, les k plus proches voisins sont sélectionnés selon la distance de Minkowski, en supposant que les deux paramètres k et q aient été fixés par l'utilisateur. Afin de pondérer de façon équitable chacune des co-variables pour le calcul des distances, les valeurs doivent être standardisées. Dans un contexte de ratio ou de différence, cet objectif est atteint en divisant simplement les variables par leur déviation standard. [44]

3.3.3 *Système de pondération pour le voisinage (la fonction noyau)*

La transition de distances en poids se fait dans une deuxième étape selon une fonction noyau arbitraire. Les noyaux sont des fonctions $K(\cdot)$ maximales en $d=0$ et décroissantes avec des valeurs de d grandissantes en valeur absolue. La fonction noyau $K(x)$ est généralement symétrique et doit être telle que.

$$\int_{-\infty}^{+\infty} K(x)dx = 1 \quad (3.39)$$

Chapitre 3 : Les Méthodes D'apprentissages

Elle doit vérifier les propriétés suivantes :

- $K(d) \geq 0$ Pour tout $d \in \mathfrak{R}$
- $K(d)$ atteint son maximum pour $d = 0$
- $K(d)$ décroissante pour $d \rightarrow \pm\infty$

Suivante des exemples typiques de fonctions noyaux :

- Rectangulaire (loi uniforme) : $\frac{1}{2} I(|d| \leq 1)$
- Epanechnikov : $\frac{3}{4} (1 - d^2) I(|d| \leq 1)$
- Bi-poids : $\frac{15}{16} (1 - d^2)^2 I(|d| \leq 1)$
- Cosine : $\frac{\pi}{4} \cos\left(\frac{\pi}{2} d\right) I(|d| \leq 1)$
- tri-poids : $\frac{35}{32} (1 - d^2)^3 I(|d| \leq 1)$
- Inverse : $\frac{1}{|d|}$
- Barlett – Epanechnikov : $\frac{3}{4} \frac{(1-d^2)}{\sqrt{5}}$ si $|d| < \sqrt{5}$, 0 sinon
- Gaussien : $\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} d^2\right)$

Dans le cas de distances, qui sont définies comme fonctions positives, bien sûr seul le domaine positif de K peut être utilisé. En ce sens, le choix du noyau est le troisième paramètre de cette technique. Mais, le choix de ce noyau (excepté pour le cas rectangulaire, où tous les poids sont égaux) ne se révèle pas être crucial dans l'obtention des résultats.

Le but de la fonction noyau est de pondérer les observations par rapport à un point de référence de sorte que plus une observation n'est proche de la référence, plus son poids ne sera important. On donne ainsi plus de poids aux observations proches de celle qu'on cherche à estimer qu'aux autres observations. [44,45,46]

Chaque fonction noyau nécessite soit une largeur de fenêtre, si les valeurs deviennent nulles à partir d'une certaine distance de la valeur maximale, soit un paramètre de dispersion si les valeurs sont strictement positives pour tout $d \in \mathfrak{R}$. Dans la procédure K-PPV, les deux sont sélectionnés automatiquement en fonction de la distance du premier voisin $x(k+1)$ qui n'est plus pris en considération. Ceci est fait implicitement en standardisant tous les autres distances par la distance du $(k + 1)^{ème}$ voisin :

$$D(x, x_{(i)}) = \frac{d(x, x_{(i)})}{d(x, x_{(k+1)})} \text{ Pour } i = 1, \dots, k \quad (3.40)$$

Ces distances standardisées prennent ainsi toujours des valeurs dans l'intervalle [0,1]. Dans notre implémentation, nous ajoutons une constante $\varepsilon > 0$ à $d(x, x_{(k+1)})$ pour éviter des poids de 0 pour certaines des plus proches voisins.

3.3.4 Règle de classification d'une nouvelle observation

Après détermination des mesures de similarités entre observations, chaque nouveau cas (y, x) est attribué à la classe l de poids maximal, dans son voisinage à k voisins :

$$l = \max_r \left[\sum_{i=1}^k K(D(x, x_{(i)})) I(y_{(i)} = r) \right] \quad (3.41)$$

$K(D(x, x_{(i)})) \rightarrow$ Poids cumulé des voisins parmi les K -ppv qui appartiennent à la classe r

Les algorithmes K -PPV et 1 -PPV peuvent être vus comme cas particuliers : noyau rectangulaire pour K -PPV, et $k=1$ indépendamment du noyau choisi pour 1 -PPV

Le principal objectif de cette extension de méthode est d'obtenir une méthode qui jusqu'à un certain degré est indépendante d'un mauvais choix de k générant un taux élevé d'erreur de classification. Si k est choisi trop grand, les poids réduisent l'influence des voisins qui sont trop éloignés de la nouvelle observation. [46,47]

3.3.5 Les étapes de la classification de K -ppv

- 1- Soit L un échantillon d'apprentissage constitué des observations \mathbf{x}_i relatives à un classe y_i :

$$L = \{(y_i, \mathbf{x}_i), i = 1, \dots, n_L\}$$

Soit x une nouvelle observation, dont la classe y doit être prédite : $\hat{y} = ?$

- 2- sélection des $(k+1)$ plus proches voisins de \mathbf{x} selon une fonction distance $d(\cdot, \cdot)$ préalablement choisie : $d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_i)$
- 3- Standardisation des k plus petites distances via le $(k + 1)$ ^{ème} voisin :

$$D_{(i)} = D(x, x_{(i)}) = \frac{d(x, x_{(i)})}{d(x, x_{(k+1)})}$$

- 4- Transformation des distances normalisées $D(i)$ en poids $w(i)$ à partir d'une fonction noyau $K(\cdot)$:
- 5- La classe de x est choisie d'après la majorité pondérée des k plus proches voisins :

$$\hat{y} = \max_r \left(\sum_{i=1}^k w_{(i)} I(y_{(i)} = r) \right)$$

3.3.6 Taux d'erreur de mauvaise classification

L'évaluation de la méthode KNN est basée sur le taux d'erreur de classification :

$$\tau = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I(y_i \neq \hat{y}_i) \quad (3.42)$$

Nous pourrions montrer que si on disposait d'un très gros volume de données d'apprentissage et en utilisant une règle de classification arbitrairement sophistiquée, nous ne diminuerions l'erreur de mauvaise classification que d'un facteur 2 par rapport à une méthode 1-PPV [44,46]

$$\tau_{\text{erreur-1PPV}} \leq 2 * \tau_{\text{erreur-bayes}}$$

4. Etude comparatif

Dans ce chapitre on a fait l'étude complète de deux méthodes d'apprentissage SVM et K-PPV, on a pu avoir les résultats dans le tableau suivant pour les mêmes scénarios

Scénario	Apprentissage	
	SVM	K-PPV
05	79.5%	71.3%
07	85.7%	79.9%
09	91.5%	84%
13	94.1%	85%

Tableau 3.1 : Résultat d'entraînement.

Pour la même base de données d'entrée on a eu un bon pourcentage pour les 4 méthodes d'apprentissage et des résultats précieux pour le SVM par rapport au K-PPV.

La méthode K-ppv travaille avec plus de scénario par rapport aux SVM

5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons effectué une étude approfondie sur les K-PPV et SVM, le principe d'apprentissage de chaque méthode, les variantes architectures existante, les différents types et leurs caractéristiques. Cette étude nous a permis de connaître les avantages et les inconvénients de chaque méthode :

➤ **Avantages SVM**

- Les SVM possèdent des fondements mathématiques solides.
- Les exemples de test sont comparés juste avec les supports vecteurs.
- Décision rapide. La classification d'un nouvel exemple consiste à voir le signe de la fonction de décision $f(x)$

➤ **Inconvénients SVM**

- Classification binaire d'où la nécessité d'utiliser l'approche un-contre-un.
- Grande quantité d'exemples en entrées implique un calcul matriciel important.
- Temps de calcul élevé lors d'une régularisation des paramètres de la fonction noyau. [42,43]

➤ **Avantages K-PPV**

- Simplicité, pas d'apprentissage d'un modèle
- Incrémentalité (garder à disposition les individus de la base)
- Bonnes performances en général
- $Err(1-ppv) < 2 \times Err(\text{Modèle bayésien idéal})$ [46,47]

➤ **Inconvénients K-PPV**

- Paramétrage difficile (choix de la taille du voisinage)
- possibilité d'interprétation d'un classement proposé
- Nécessité de garder sous la main la base de données
- Lenteur en classement (passage en revue de tous les individus de la base)
- Sensibilité à la dimensionnalité (et aux variables non pertinentes) [46,47]

Chapitre 4

Simulation

1. Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons parlé sur des généralités sur les défauts des lignes de transport d'énergie électriques, les systèmes de surveillance a grande surface (WAMS), l'appareille de mesure PMU et aussi comment obtenir l'emplacement optimale des PMU pour une bon détection de défauts dans le réseaux choisi et les méthodes d'apprentissage pour avoir une bonne lecture a notre base de données

Pour se faire, nous avons simulé le réseau 39 nœuds dans PSAT, nous avons pu obtenir les signaux de tension dans les nœuds contenant des PMU et issue de la simulation dynamique de nos base de données pour un défaut de court-circuit avec le changement de résistance de défaut pour chaque scénario

- Classification : dans cette étude, nous avons utilisé SVM pour classer le défaut de ligne de type Court-Circuit
- Localisation de défaut : dans cette étude, nous avons utilisé la base de données de court-circuit pour localiser le nœud ou a eu lieu le défaut à travers le classifieur SVM

Le classifieur SVM utilisé dans notre travail fait partie de toolbox **Classification learner** de MATLAB 2015a

2. Organigramme de travail

L'organigramme suivant représentant les différentes étapes à suivre pour la réalisation de la détection et localisation des défauts dans les réseaux électrique

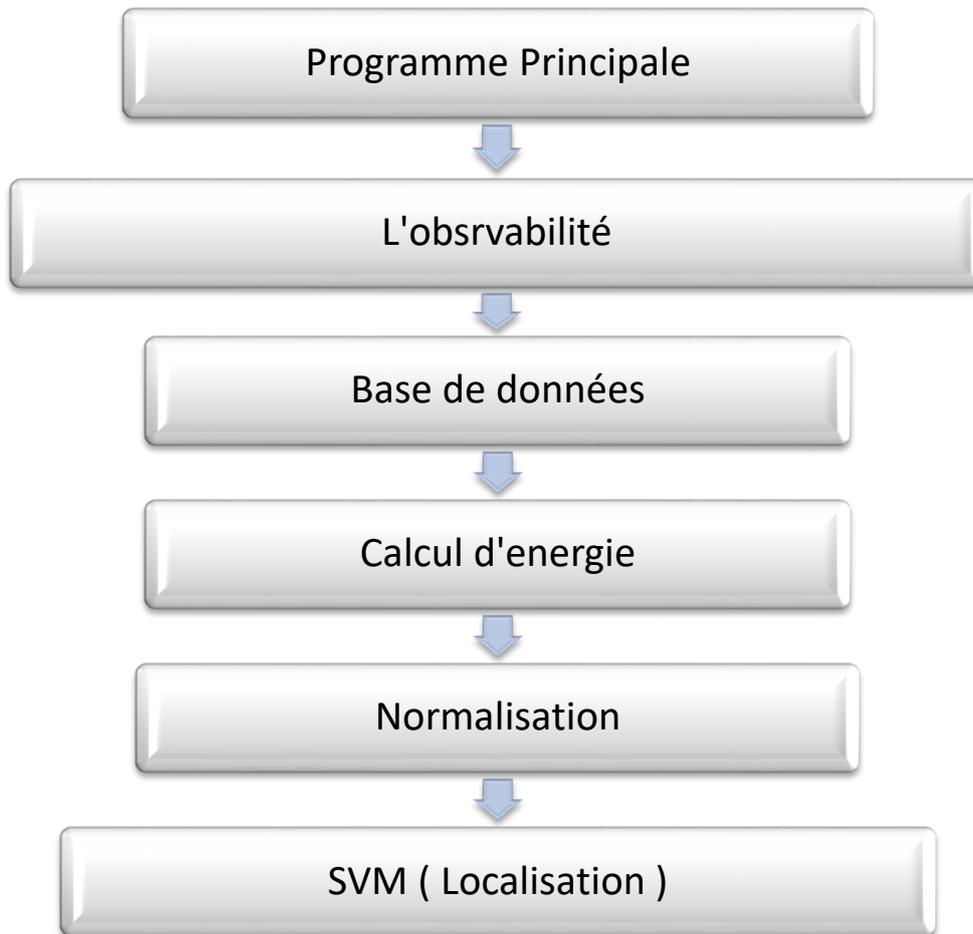


Figure 4.1 : L'organigramme de travail

3. L'observabilité

3.1 Choix du réseau

Dans notre travail, nous avons choisi un nouveau réseau. Il est connu sous le nom de New-England Power System.

Ce system comprend 10 générateurs, 19 charges, 36 lignes de transmission et 46 branches, ce qui représente un modèle réduit du système d'alimentation NE Voir figure (2.13) [48]

3.2 L'emplacement optimal de PMU

Dans le chapitre 2, nous avons fait l'étude complète de l'emplacement optimal des PMU sur le réseau choisi précédemment. Nous avons travaillé avec la méthode de ZIB qui prend en considération leur emplacement

Chapitre 4 : Simulation

Zéro injection buse son des nœuds qui ont ni charge ni alimentation, tout est cité dans le chapitre 2

Réseau	Nombre de ZIB	L'emplacement de ZIB	L'emplacement obligatoire de PMU	L'emplacement des PMU
39	10	5,6,10,11,13,14,17,19,22	20,23,25,29	1,5,9,10,14,16,18,20,21,23,25,26,29,34,36,37,38,39,

Tableau 4.1 : L'observabilité

4. Base de données

Nous avons obtenu notre base de données a partir de PSAT.

4.1 Créations du défaut

Nous avons créé différents scénarios de défaut de court-circuit. (Pour chaque scénario on doit varier sur la résistance du défaut)

Sur notre programme principale la fonction de création de défaut et nommé sur Fault.con

Colonne	Variable	Description	Unité
1	-	Nombre de bus	Int
2	Sn	Puissance apparente	MVA
3	Vn	Voltage	Kv
4	Fn	Fréquence	Hz
5	t_f	Temps de défaut	s
6	t_e	Temps d'échantillonnage	s
7	r_f	Résistance de défaut	p.u
8	x_f	Réactance de défaut	p.u

Tableau 4.2 : Format de données de défaut (Fault.con)

Chapitre 4 : Simulation

```
Fault.con = [1    1000    100    60    5    5.1    1    1]
             [... ↓ ...           ...           ... ]
             [39   1000    100    60    5    5.1    1    1]
```

Pour l'obtention d'un seul scénario, il faut tout d'abord de fixé sur Fault.con la résistance du défaut. Après nous avons changé la valeur de nœud pour chaque simulation

```
Fault.con = [ (n)    1000    100    60    5    5.1    (R)    1]
```

Le temps de simulation est de $t=20s$, le temps de défaut sur notre ligne est de $t_f=0.1s$. Les figures suivantes ont été simulées sur PSAT. Nous allons représenter les signaux défauts, d'un seul scénario

Nous avons fait 13 différents scénarios pour 13 résistances différentes, voici quelque figure pour 4 différentes résistances de défaut sur un seul nœud

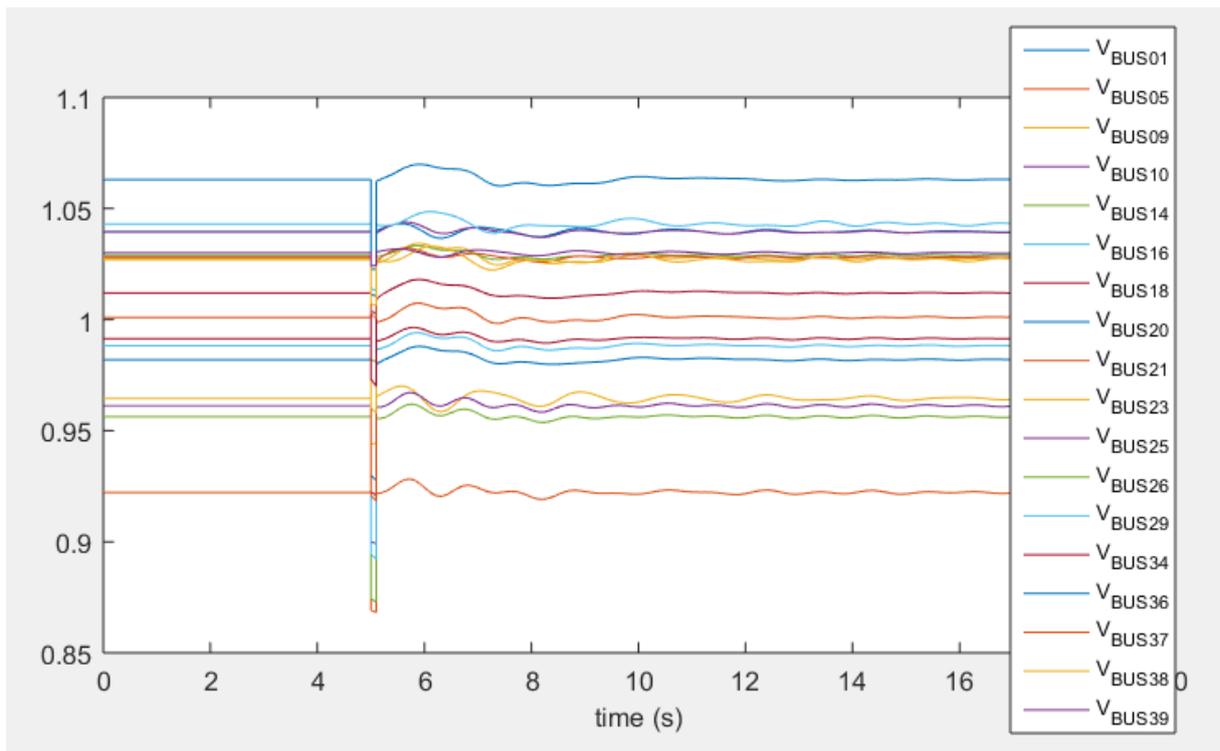


Figure 4.2 : Nœud n15 $R=0.1 \Omega$

Chapitre 4 : Simulation

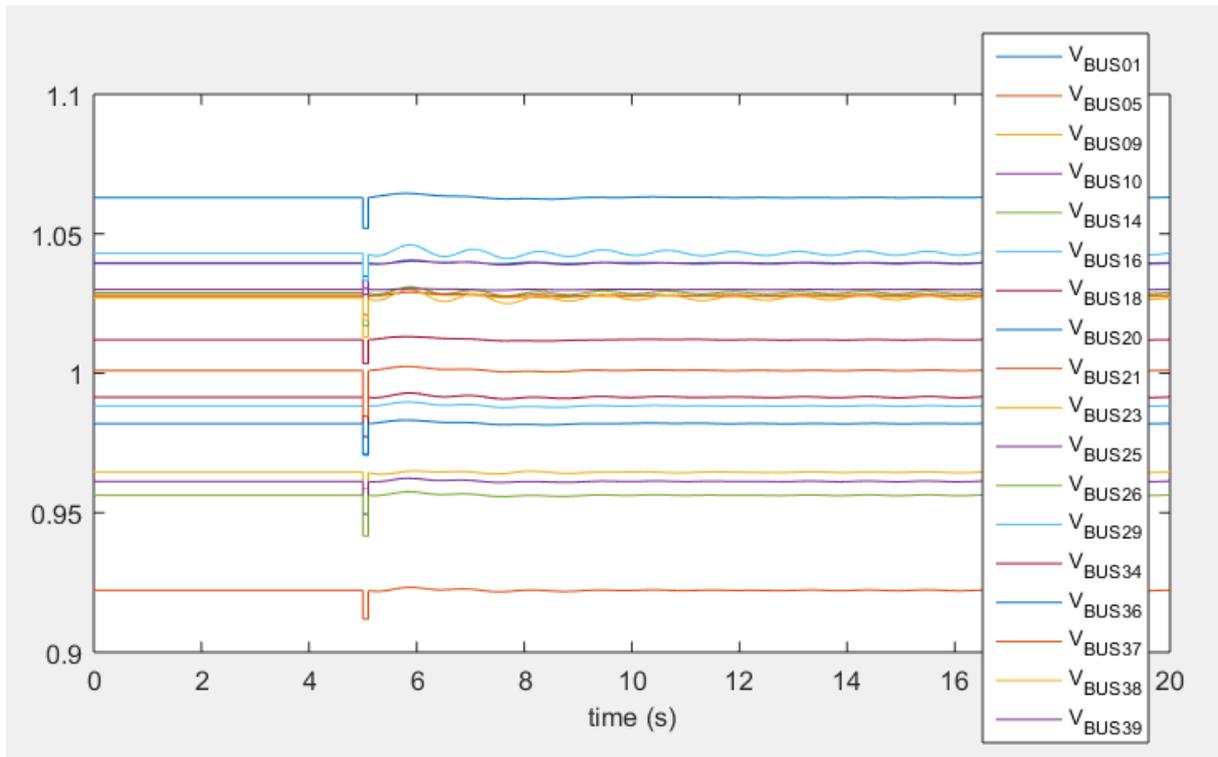


Figure 4.3 : Nœud n15 R=3.5 Ω

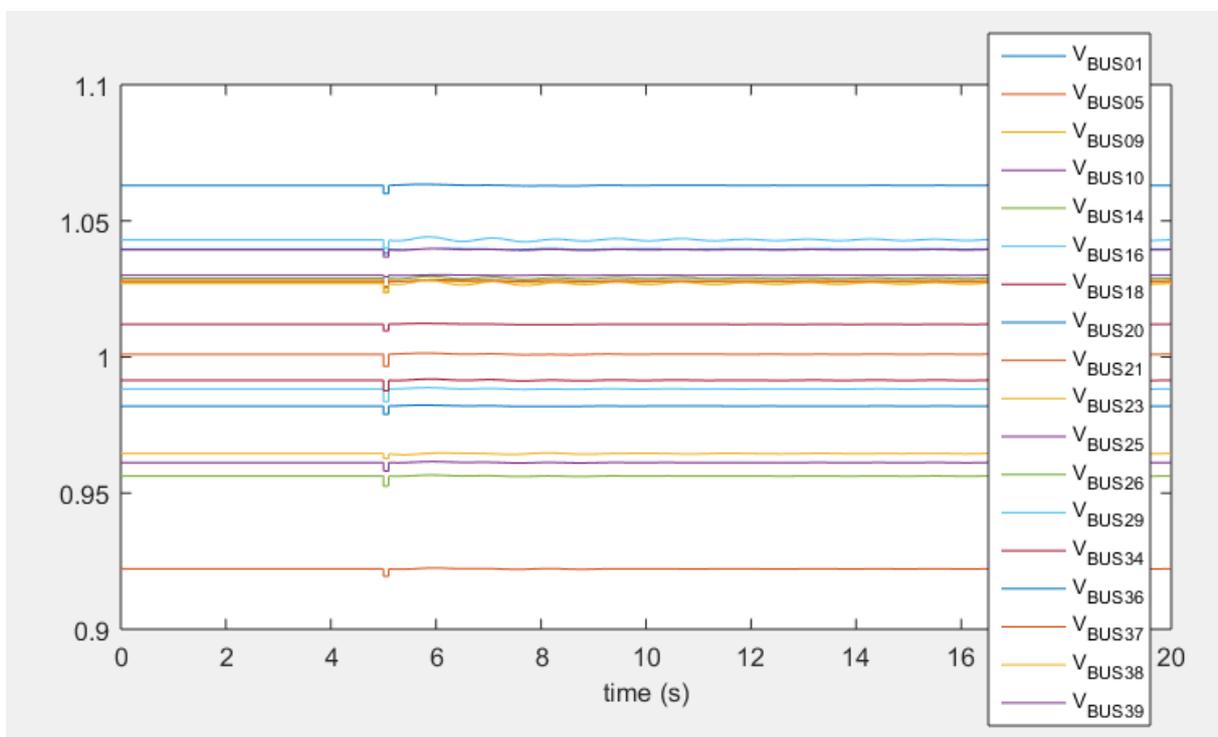


Figure 4.4 : Nœud n15 R=10 Ω

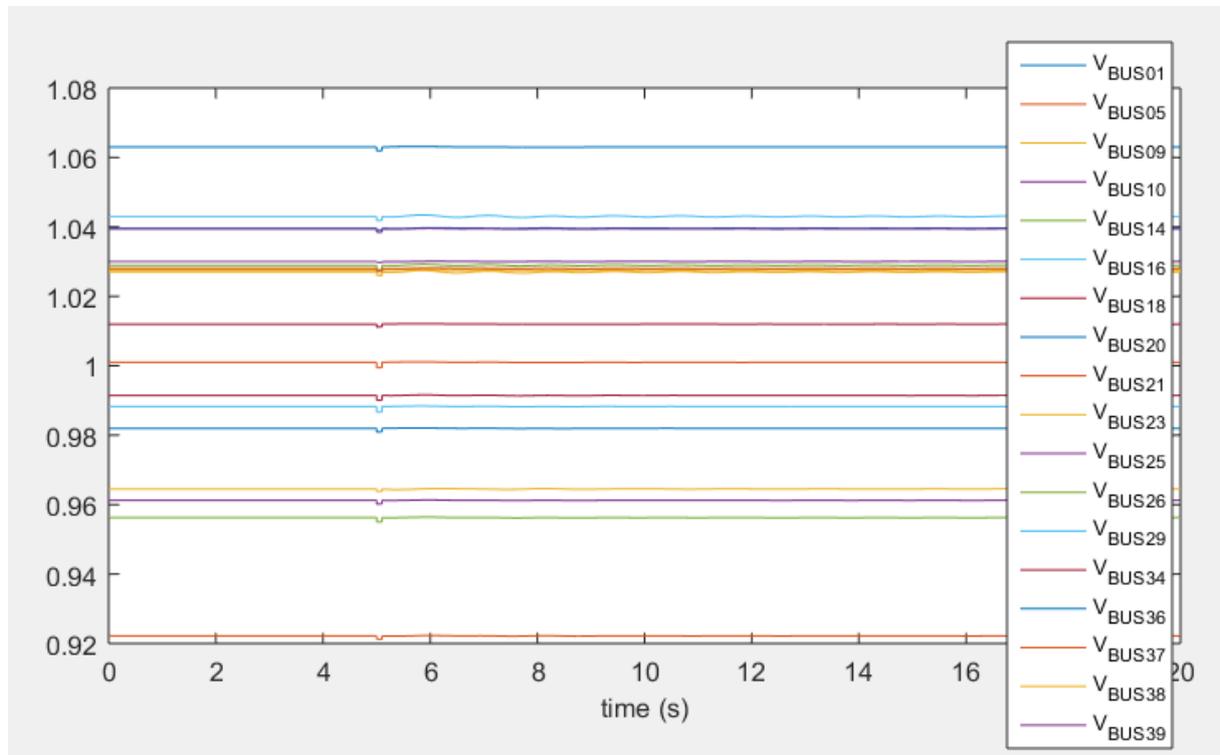


Figure 4.5 : Nœud n15 R=25 Ω

Remarque :

Nous avons remarqué pour chaque scénario que le pique de défaut changent. Ceci est dû à la consommation de courant par la résistance

4.2 La taille des données

Nous avons extrait notre base de données à partir de PSAT, elle présente le tableau suivant :

- Une table pour la localisation (507 x 19) détails :
 - Entrées = l'énergie pour les différents scénarios de défaut de court-circuit
 - Sortie = numéro du nœud en défaut

5. Calcul d'énergie

Après avoir récupéré les signaux de tensions et fait la conversion numérique-analogique, la prochaine étape est le calcul l'énergie de ces signaux.

L'équation utilisée :

$$Ve_{PMUi} = \sum_{i=1}^K V_{PMUi} (t) \quad (4.1)$$

Avec :

V : représente le signal de tension au nœud PMUi.

K : nombre d'échantillon.

T : période d'échantillon.

i : l'emplacement du PMU.

6. Normalisation

Après la récupération de la base des données et le calcul d'énergie des signaux, la prochaine étape est la normalisation de ces derniers.

Normaliser les données dans un vecteur et une matrice en calculant le z-score. Créez un vecteur v et calculez le z-score, en normalisant les données pour obtenir une moyenne de 0 et un écart-type de 1.

z-score : avec moyenne 0 et écart type 1

La normalisation des valeurs de la base de données, nous avons utilisé les équations suivantes :

$$V(i,j) = \frac{V(i,j) - \text{mean}(V(i,j))}{\sqrt{\text{std}(V(i,j))}} \quad (4.2)$$

Avec :

V(i,j) i est la i_{eme} entrée dans le tableaux, j est l'ordre de PMU

mean est la moyenne, comme elle est présenté dans l'équation (4.3)

$$\text{mean} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4.3)$$

std : Standard deviation

Une fonction sur matlab, $S = \text{std}(A)$ renvoie l'écart-type des éléments de A le long de la première dimension du tableau dont la taille n'est pas égale à 1. La représentation mathématique est l'équation suivante (4.4)

$$\text{std} = \sqrt{\left(\frac{1}{n-1} * \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\right)} \quad (4.4)$$

7. Localisation

La prochaine étape est la localisation des défauts sur notre système. En effet, nous avons utilisé notre base de données en variant à chaque fois la résistance de court-circuit

Le but de la classification dans cette étude est d'identifier les classes auxquelles appartiennent des objets à partir de certains paramètres descriptifs. Il s'agit en effet d'extraire une règle générale à partir des données observées. La procédure générée devra classer correctement les exemples de l'échantillon et avoir un bon pouvoir prédictif pour classer correctement de nouvelles descriptions. Dans le cas de notre étude, nous avons utilisé la classification pour avoir le meilleur pourcentage d'observabilité

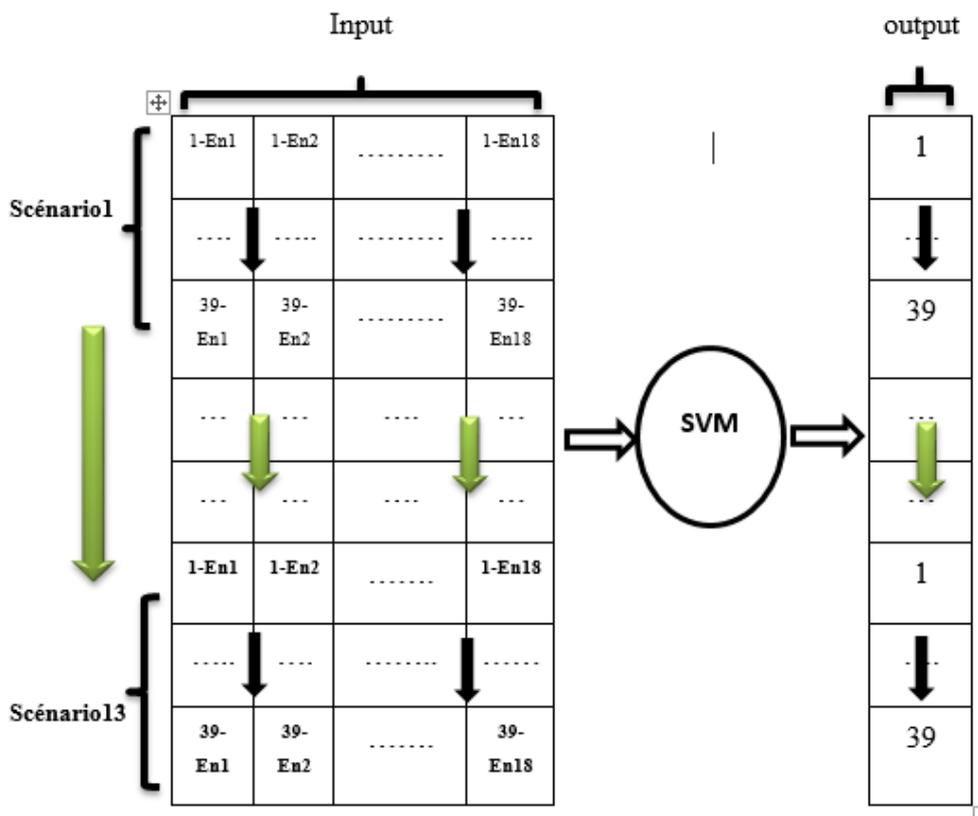


Figure 4.6 : La base de données de la localisation

7.1 étude comparative des bases de données

Dans cette étude, on va comparer les résultats des types de SVM pour chaque choix du scénario afin de connaître combien il nous faut de scénario pour la localisation

Type de SVM	Pourcentage
Linear	74.9%
Quadratic	79.5%
Cubic	76.9%
Fine Gaussian	65.6%
Medium Gaussian	64.1%

Tableau 4.3 : étude pour 5 scénarios

Type de SVM	Pourcentage
Linear	81%
Quadratic	85.7%
Cubic	82.8%
Fine Gaussian	74.7%
Medium Gaussian	74.7%

Tableau 4.4 : étude pour 7 scénarios

Chapitre 4 : Simulation

Type de SVM	Pourcentage
Linear	82.1%
Quadratic	91.5%
Cubic	87.2%
Fine Gaussian	74.4%
Medium Gaussian	79.8%

Tableau 4.5 : étude pour 9 scénarios

Type de SVM	Pourcentage
Linear	84%
Quadratic	94.1%
Cubic	92.3%
Fine Gaussian	82.1%
Medium Gaussian	82.1%

Tableau 4.6 : étude pour 13 scénarios

D'après ces tableaux, nous remarquons que le pourcentage des types de SVM augmente lorsque nous avons ajouté plus de scénarios et cela revient à la technique de SVM qui travaille avec une grande base de données pour une bonne classification.

7.2 Réglage des paramètres

D'après ces résultats, le meilleur choix des bases de données pour une bonne localisation des défauts sur les nœuds est de 13 scénarios. Car, on remarque que le SVM **Quadratic** donne le meilleur pourcentage pour la localisation de ce dernier et c'est lui qu'on va utiliser pour effectuer les différentes simulations concernent la localisation.

Advanced SVM Options	Valeur
Kernel Fucntion	Quadratic
Box Constraint level	1
Kernel Scale mode	Auto
Manual kernal Scale	1
Multiclass Method	One -vs-All

Tableau 4.7 : Les paramétrés de SVM quadratic

7.3 Résultat de classifier

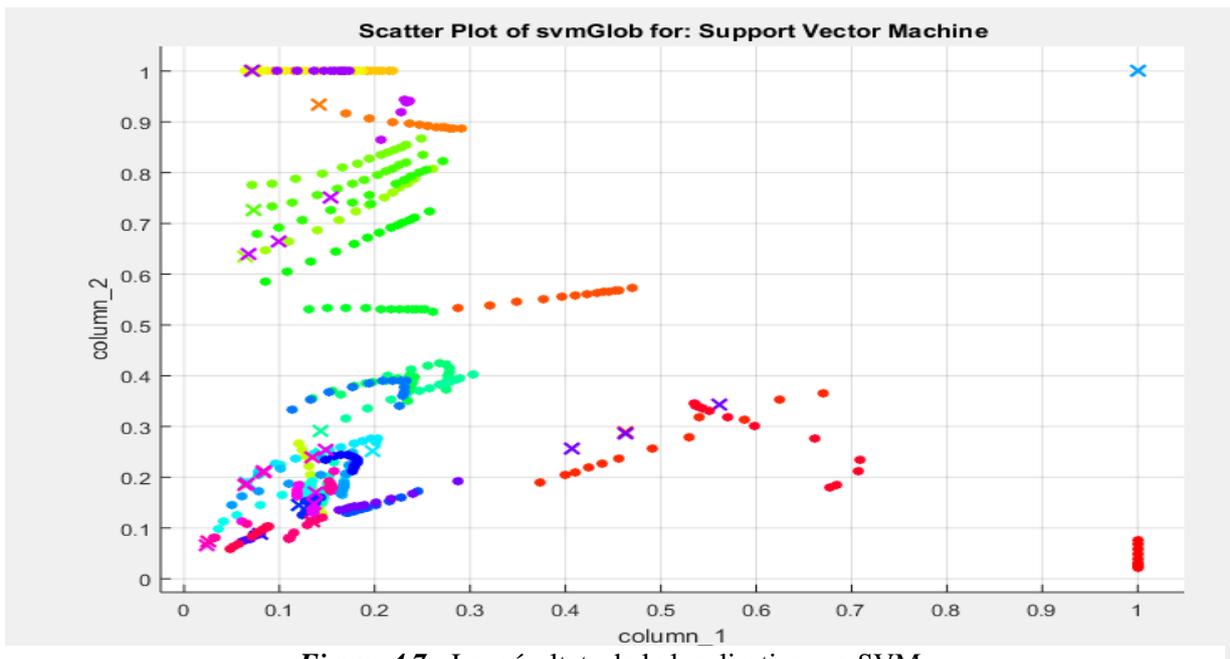


Figure 4.7 : Les résultats de la localisation sur SVM

Chapitre 4 : Simulation

`scatter (x, y)` crée un nuage de points avec des cercles aux emplacements spécifiés par les vecteurs x et y . Ce type de graphique est également appelé graphique à bulles. La figure 4.7 représente l'emplacement de notre base de données sur SVM, les boules en couleur différents représente notre base de données classifié et les X représente la base de données non classifier.

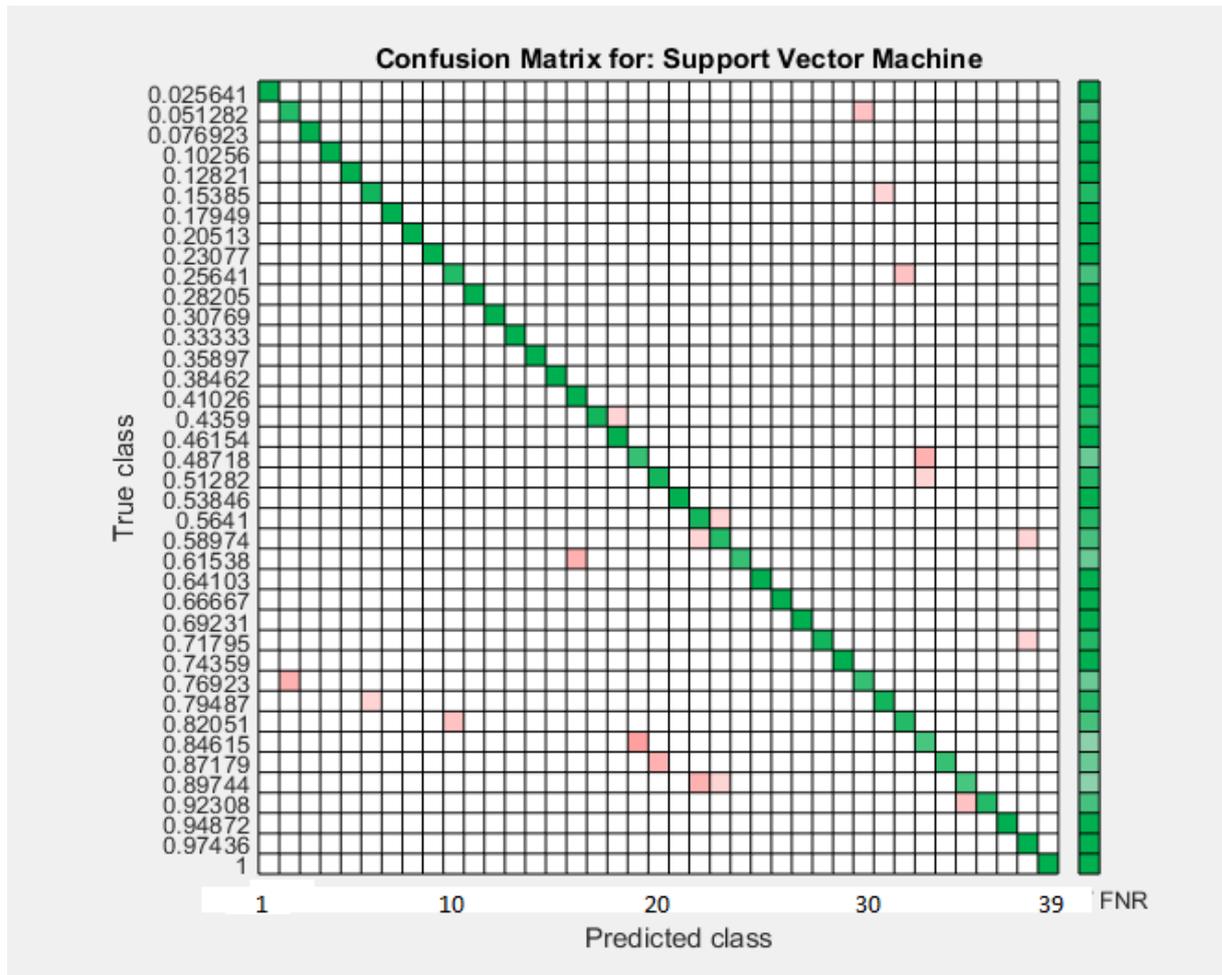


Figure 4.8: La matrice de confusion pour la classification SVM

La figure 4.8 représente une matrice, cette matrice nommée par confusion matrix. Le dernier nous montre la classification de notre base de données. La ligne qui est en diagonal correspond à l'observation de notre base de données qui sont bien classifiées mais les non diagonal représente la base de données non classifiées.

94.1 % : pourcentage de la base de données bien classifiées

5.8 % : pourcentage de la base de données non classifiées

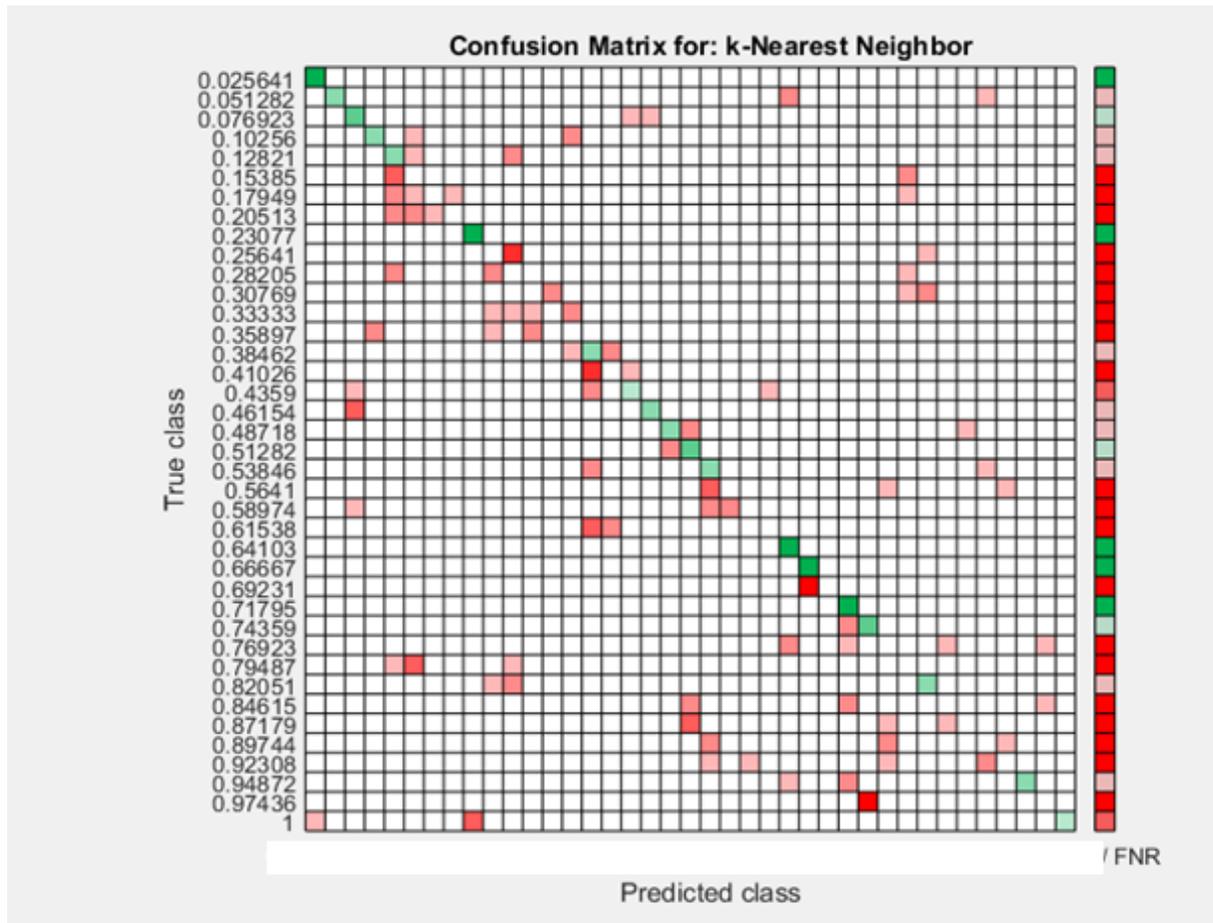


Figure 4.9: La matrice de confusion pour la classification K-ppv

La figure 4.9 nous montre la différence entre la méthode d'apprentissage k-ppv et svm. Cette figure et la matrice de confusion de la base de données de 5 scénario avec le classifieur k-ppv. Nous avons remarqué que il n'y a pas de ligne diagonale et ça revient à une mauvaise classification.

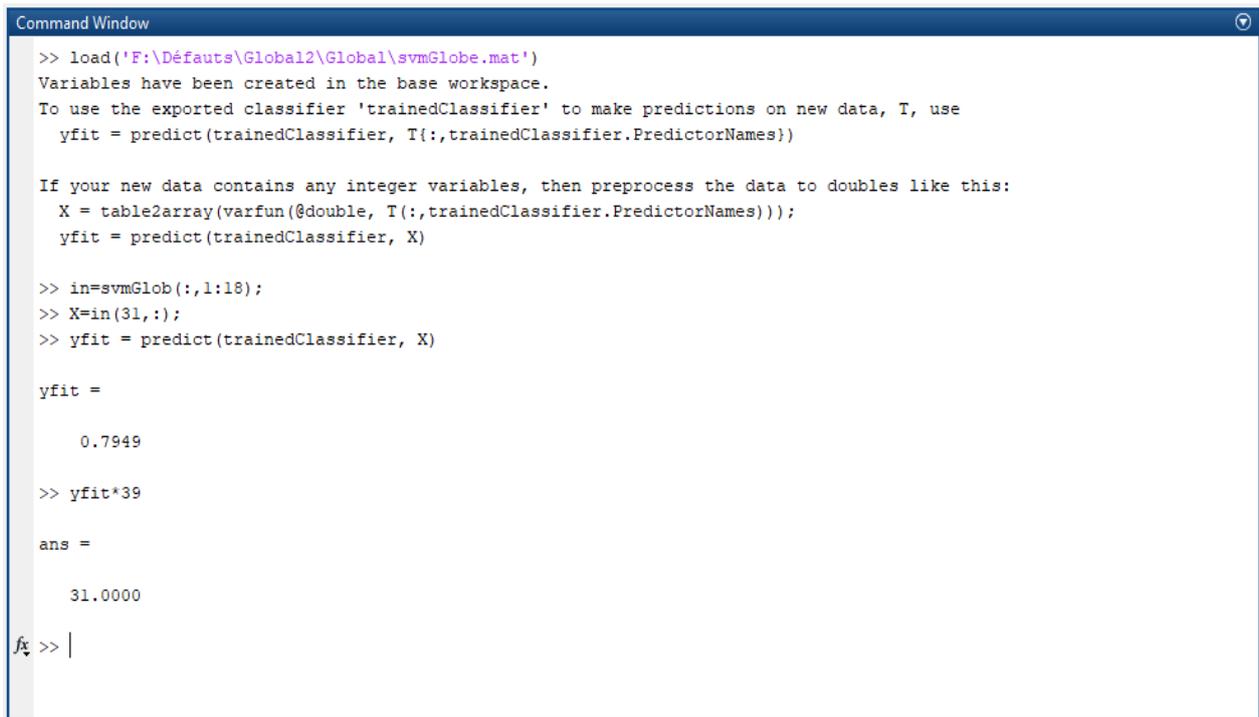
Pour avoir le nombre de nœud où il y a un défaut après que nous avons fait la classification, il faut appuyer sur matlab « **Export model** » ou cette fonction va extraire les résultats de la classification au matlab pour la localisation sur « **command window** »

Exemple :

Tout d'abord, nous avons chargé notre base de données **svmGlob** qui contient un **tableau de (507*18)**. Ensuite, on va choisir une ligne parmi 507 lignes (39 nœuds * 13 scénario = 507),

L'exemple suivant va entamer toute la procédure de notre travail sur matlab

Chapitre 4 : Simulation



```
>> load('F:\Défauts\Global2\Global\svmGlobe.mat')
Variables have been created in the base workspace.
To use the exported classifier 'trainedClassifier' to make predictions on new data, T, use
    yfit = predict(trainedClassifier, T(:,trainedClassifier.PredictorNames))

If your new data contains any integer variables, then preprocess the data to doubles like this:
    X = table2array(varfun(@double, T(:,trainedClassifier.PredictorNames)));
    yfit = predict(trainedClassifier, X)

>> in=svmGlob(:,1:18);
>> X=in(31,:);
>> yfit = predict(trainedClassifier, X)

yfit =

    0.7949

>> yfit*39

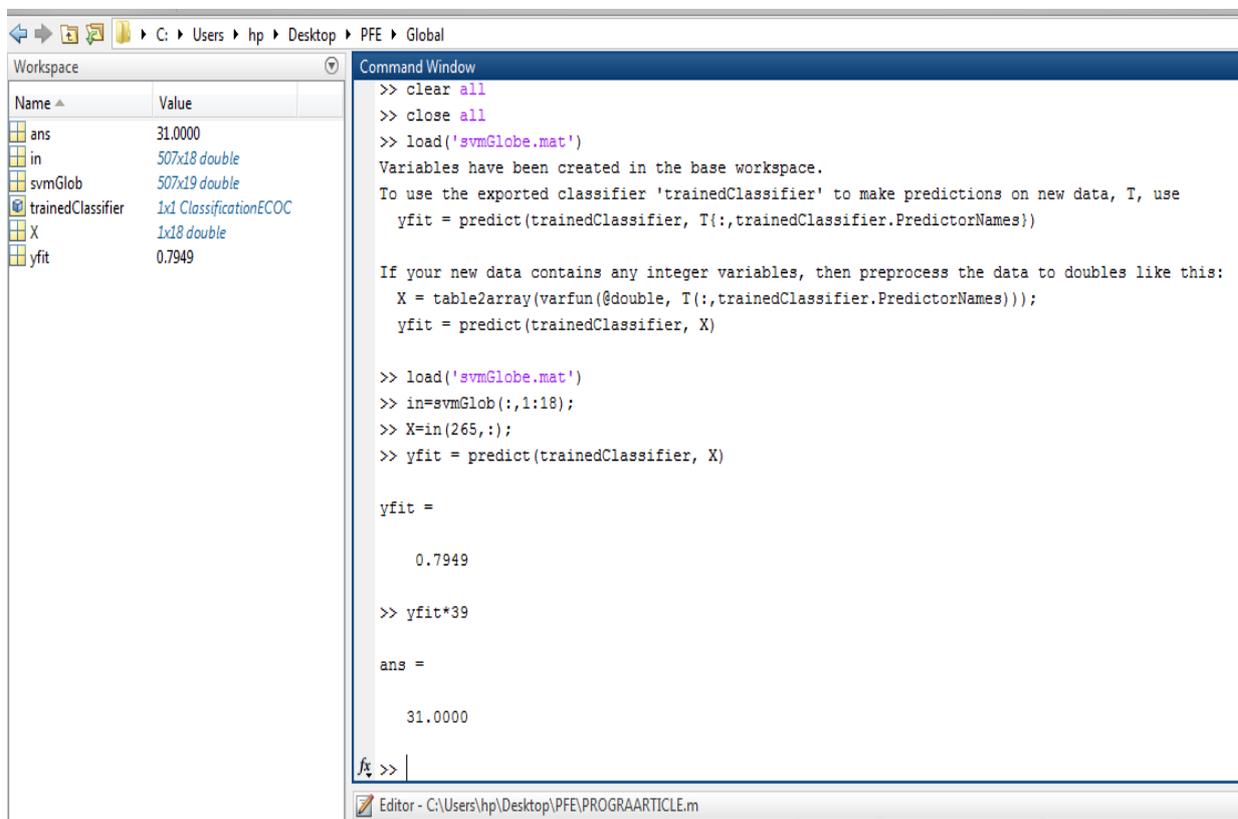
ans =

    31.0000

fx >> |
```

Figure 4.10: La localisation de 31em nœud pour le 1^{er} scenario

Un autre exemple pour mieux comprendre, la localisation de même nœud mais pour un différent scenario



```
Workspace
Name      Value
ans      31.0000
in       507x18 double
svmGlob  507x19 double
trainedClassifier  1x1 ClassificationECOC
X        1x18 double
yfit     0.7949

Command Window
>> clear all
>> close all
>> load('svmGlobe.mat')
Variables have been created in the base workspace.
To use the exported classifier 'trainedClassifier' to make predictions on new data, T, use
    yfit = predict(trainedClassifier, T(:,trainedClassifier.PredictorNames))

If your new data contains any integer variables, then preprocess the data to doubles like this:
    X = table2array(varfun(@double, T(:,trainedClassifier.PredictorNames)));
    yfit = predict(trainedClassifier, X)

>> load('svmGlobe.mat')
>> in=svmGlob(:,1:18);
>> X=in(265,:);
>> yfit = predict(trainedClassifier, X)

yfit =

    0.7949

>> yfit*39

ans =

    31.0000

fx >> |
```

Figure 4.11: La localisation de 31em bus pour le 7^{ème} scenario

7.4 Test de résultat

Nous avons créé des défauts sur différents nœuds avec des valeurs de résistance aléatoire. On va extraire nos signaux de tension du PSAT et on va prendre le même chemin de travail, qu'on va tester avec notre modèle (base de données classifier)

Erreur = N° de nœud – localisation de défaut

Model (Base de données)	Test		Erreur
N° de nœud	Résistance de défaut	Localisation de défaut	
18	6	18	0
19	4.7	19	0
22	19.3	22	0
23	2.7	23	0
27	0.5	27	0
30	7.4	30	0
32	1.8	32	0
37	12.5	37	0

Tableau 4.8 : Résultat de test

➤ **Interprétation**

D'une manière générale, les résultats obtenus de la localisation sont assez intéressants par rapport à une faible base de données

Du côté économique et technique, l'emplacement optimal est celui dans lequel on place les PMU afin d'avoir une bonne observabilité du réseau. Vu le coût excessif de cet appareil, nous avons utilisé 18 pmu pour éviter des incidents qui peuvent survenir par mesure de sécurité et aussi pour que le réseau reste observable

Les résultats de tableau 4.8 sont assez intéressants. Ce dernier revient au pourcentage de la classification de notre base de données.

8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué des simulations sur la méthode de SVM pour obtenir la localisation des défauts sur un réseau de 39 noeuds

En effet, il ne suffit pas seulement d'augmenter le nombre des PMU pour avoir l'observabilité. Il suffit d'effectuer un emplacement optimal des PMU et aussi de choisir le bon type de SVM pour une bonne classification des défauts.

En résumé, dans ce chapitre, nous avons présenté une solution pour la reconnaissance des défauts dans le réseau électrique. Notre solution permet de localiser le défaut avec l'emplacement optimal des PMU.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le but de notre projet est de trouver des méthodes de détection et classification des défauts de court-circuit dans une ligne haute tension (HT) afin de localiser les défauts de court-circuit ce qui permet leur éliminations et une remise en service le plus rapidement possible.

A travers le présent mémoire, on s'est intéressé à développer une nouvelle technique assez fiable permettant la détection, la classification et la localisation des défauts électriques dans les lignes de transport en utilisant le SVM et K-PPV qui consistent à la résolution de problèmes de la classification. Le cas de notre application sur le réseau de IEEE39 bus consiste à utiliser le classifieur SVM car il nous a donné le meilleur pourcentage de classifications pour l'observabilité vu la complexité de notre réseau d'étude. Les résultats obtenus après la simulation de localisation de défauts ont été assez concluant.

La technologie Synchro-phaseur apporte des informations plus détaillées sur les systèmes d'alimentation. Grâce aux PMU installés, les distributeurs sont parvenus à améliorer la compréhension et le contrôle en temps réel de l'état d'un réseau. Cependant, il y'a un problème concernant l'emplacement optimal de ces derniers à cause du coût économique et de la facilité de communication dans certains nœuds. Forcément, il ne faut pas que le nombre de PMU soit égal au nombre de nœuds.

La méthode de l'emplacement optimal des PMU nous a donnés une observabilité totale du réseau avec un nombre minimum de PMU. Mais cela nous a créé un problème lorsqu'il se trouve un défaut dans l'appareil de mesure. Pour notre cas, on a utilisé 18 PMU sur 18 emplacements différents pour éviter la non observabilité.

Comme perspective, on propose l'étude avec d'autres défauts en plus de ce qu'on a utilisé dans ce mémoire par exemple les courts-circuits monophasés, biphasés, défauts dans les générateurs synchrones, dans les transformateurs, étude de la stabilité du réseau,...etc.

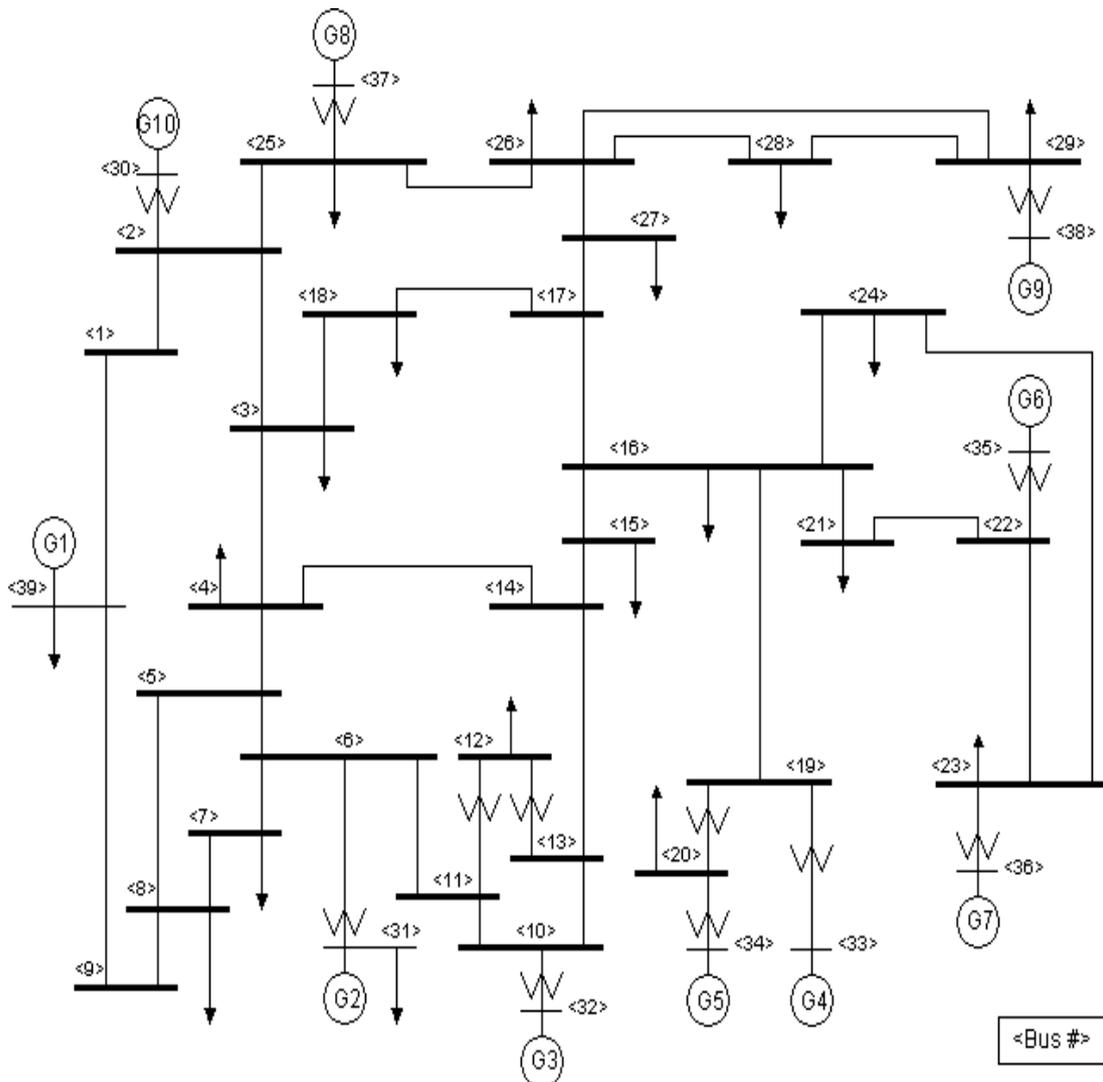
Annexe

I. Les paramétré de réseau 39 nœud

➤ Plan général

Ce système de bus IEEE 39 est bien connu sous le nom de système d'alimentation New England à 10 machines. Le générateur 1 représente l'agrégation d'un grand nombre de générateurs. Tous les paramètres présentés ci-dessous proviennent du livre intitulé "Analyse de la fonction énergétique pour la stabilité du système électrique".

➤ Réseau :



➤ **Données de base et caractéristiques :**

Générateurs

Les paramètres du modèle à deux axes des machines synchrones sont présentés dans le tableau ci-dessous. Toutes les valeurs sont données sur le même système de base MVA.

Unit No.	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
1	500.0	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7.0	0.7	0.003
2	30.3	0	0.0697	0.170	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
5	26.0	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.290	0.280	6.7	0.41	0.028
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298
10	42.0	0	0.031	0.008	0.1	0.069	10.2	0.0	0.0125

Annexe

➤ Lignes / Transformateurs:

Les données réseau de ce système sont présentées dans le tableau ci-dessous. Toutes les valeurs sont données sur le même système de base MVA.

Line Data					Transformer Tap	
From Bus	To Bus	R	X	B	Magnitude	Angle
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0.000	0.00
1	39	0.0010	0.0250	0.7500	0.000	0.00
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0.000	0.00
2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0.000	0.00
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0.000	0.00
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0.000	0.00
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0.000	0.00
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0.000	0.00
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0.000	0.00
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0.000	0.00
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0.000	0.00
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0.000	0.00
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0.000	0.00
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0.000	0.00
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0.000	0.00
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00

Annexe

13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0.000	0.00
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0.000	0.00
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0.000	0.00
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0.000	0.00
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0.000	0.00
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0.000	0.00
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0.000	0.00
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0.000	0.00
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0.000	0.00
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0.000	0.00
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0.000	0.00
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0.000	0.00
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	0.000	0.00
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0.000	0.00
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0.000	0.00
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0.000	0.00
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0.000	0.00
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.070	0.00
10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.070	0.00
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.070	0.00
20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009	0.00

Annexe

22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025	0.00
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.000	0.00
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025	0.00
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025	0.00
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025	0.00
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060	0.00

➤ Points de consigne de puissance et de tension

Toutes les valeurs sont données sur le même système de base MVA. Notez que le générateur 2 est le nœud pivotant.

Bus	Type	Voltage [PU]	Load		Generator		
			MW	MVar	MW	MVar	Unit No.
1	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	PQ	-	322. 0	2.4	0.0	0.0	
4	PQ	-	500. 0	184.0	0.0	0.0	
5	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	PQ	-	233. 8	84.0	0.0	0.0	
8	PQ	-	522. 0	176.0	0.0	0.0	
9	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
10	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
12	PQ	-	7.5	88.0	0.0	0.0	

Annexe

13	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
14	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
15	PQ	-	320.0	153.0	0.0	0.0	
16	PQ	-	329.0	32.3	0.0	0.0	
17	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
18	PQ	-	158.0	30.0	0.0	0.0	
19	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
20	PQ	-	628.0	103.0	0.0	0.0	
21	PQ	-	274.0	115.0	0.0	0.0	
22	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
23	PQ	-	247.5	84.6	0.0	0.0	
24	PQ	-	308.6	-92.0	0.0	0.0	
25	PQ	-	224.0	47.2	0.0	0.0	
26	PQ	-	139.0	17.0	0.0	0.0	
27	PQ	-	281.0	75.5	0.0	0.0	
28	PQ	-	206.0	27.6	0.0	0.0	
29	PQ	-	283.5	26.9	0.0	0.0	
30	PV	1.0475	0.0	0.0	250.0	-	Gen10
31	PV	0.9820	9.2	4.6	-	-	Gen2
32	PV	0.9831	0.0	0.0	650.0	-	Gen3
33	PV	0.9972	0.0	0.0	632.0	-	Gen4
34	PV	1.0123	0.0	0.0	508.0	-	Gen5
35	PV	1.0493	0.0	0.0	650.0	-	Gen6
36	PV	1.0635	0.0	0.0	560.0	-	Gen7
37	PV	1.0278	0.0	0.0	540.0	-	Gen8
38	PV	1.0265	0.0	0.0	830.0	-	Gen9
39	PV	1.0300	1104.0	250.0	1000.0	-	Gen1

➤ **Données d'inertie du générateur:**

Unit No	M=2*H
1	$2 \cdot 500.0/(120\pi)$
2	$2 \cdot 30.3/(120\pi)$
3	$2 \cdot 35.8/(120\pi)$
4	$2 \cdot 28.6/(120\pi)$
5	$2 \cdot 26.0/(120\pi)$
6	$2 \cdot 34.8/(120\pi)$
7	$2 \cdot 26.4/(120\pi)$
8	$2 \cdot 24.3/(120\pi)$
9	$2 \cdot 34.5/(120\pi)$
10	$2 \cdot 42/(120\pi)$

➤ **Paramètres du générateur de données:**

Unit No.	H	R _a	x _d ^j	x _q ^j	x _d	x _q	T _d ^j _o	T _q ^j _o	Xi
1	500	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7	0.7	0.003
2	30.3	0	0.0697	0.17	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
5	26	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.29	0.28	6.7	0.41	0.028
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298
10	42	0	0.031	0.008	0.1	0.069	10.2	0	0.0125

II. Logiciel Utilise

Un toolbox sur matlab, c'est un logiciel de simulation des reseau electrique sur matlab

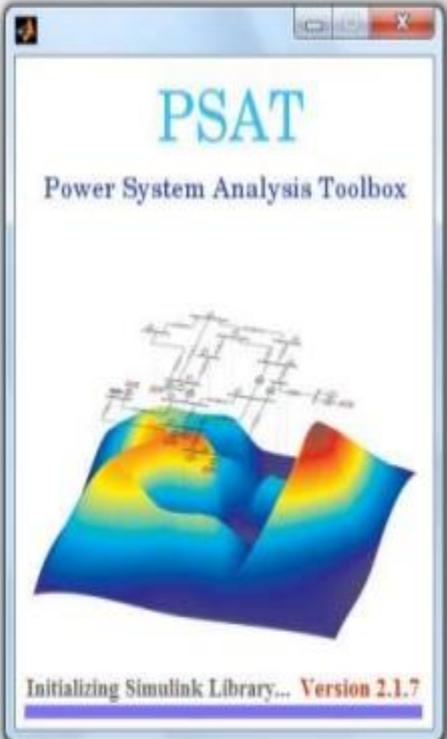
DEMO TO START PSAT

```
>> psat

      < P S A T >
      Copyright (C) 2002-2012 Federico Milano
      Version 2.1.7
      July 30, 2012

      PSAT comes with ABSOLUTELY NO WARRANTY; type 'gnuwarranty'
      for details. This is free software, and you are welcome to
      redistribute it under certain conditions; type 'gnulicense'
      for details.

      Host:      Matlab 7.14.0.739 (R2012a)
      Session:   15-Aug-2014 23:21:23
      Usage:     Graphical User Interface
      Path:      E:\PSATFILE\p\psat
```



K.Kathiravan AP/EEE,TKSCT,THENI 25

Annexe

Les descriptions des paramètres du réseau :

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	V_b	Voltage base	kV
† 3	V_0	Voltage amplitude initial guess	p.u.
† 4	θ_0	Voltage phase initial guess	rad
† 5	A_i	Area number (<i>not used yet...</i>)	int
† 6	R_i	Region number (<i>not used yet...</i>)	int

Figure psat.1 : Bus.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Generator number	int
2	1	Exciter type	int
3	$V_{r\max}$	Maximum regulator voltage	p.u.
4	$V_{r\min}$	Minimum regulator voltage	p.u.
5	μ_0	Regulator gain	p.u./p.u.
6	T_1	1 st pole	s
7	T_2	1 st zero	s
8	T_3	2 nd pole	s
9	T_4	2 nd zero	s
10	T_e	Field circuit time constant	s
11	T_r	Measurement time constant	s
12	A_e	1 st ceiling coefficient	-
13	B_e	2 nd ceiling coefficient	-
14	u	Connection status	{0, 1}

Figure psat.2 : Exc.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	f_n	Frequency rating	Hz
5	t_f	Fault time	s
6	t_c	Clearance time	s
7	r_f	Fault resistance	p.u.
8	x_f	Fault reactance	p.u.

Figure psat.3 : Fault.con

Annexe

Column	Variable	Description	Unit
1	k	From Bus	int
2	m	To Bus	int
3	S_n	Power rating	MVA
4	V_n	Voltage rating	kV
5	f_n	Frequency rating	Hz
6	-	<i>not used</i>	-
7	k_T	Primary and secondary voltage ratio	kV/kV
8	r	Resistance	p.u.
9	x	Reactance	p.u.
10	-	<i>not used</i>	-
† 11	a	Fixed tap ratio	p.u./p.u.
† 12	ϕ	Fixed phase shift	deg
† 13	I_{max}	Current limit	p.u.
† 14	P_{max}	Active power limit	p.u.
† 15	S_{max}	Apparent power limit	p.u.
† 16	u	Connection status	{0, 1}

Figure psat.4 : Line.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	P_L	Active Power	p.u.
5	Q_L	Reactive Power	p.u.
† 6	V_{max}	Maximum voltage	p.u.
† 7	V_{min}	Minimum voltage	p.u.
† 8	z	Allow conversion to impedance	{0, 1}
† 9	u	Connection status	{0, 1}

Figure psat.5 : PQ.con

Annexe

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	P_g	Active Power	p.u.
5	V_0	Voltage Magnitude	p.u.
† 6	Q_{max}	Maximum reactive power	p.u.
† 7	Q_{min}	Minimum reactive power	p.u.
† 8	V_{max}	Maximum voltage	p.u.
† 9	V_{min}	Minimum voltage	p.u.
† 10	γ	Loss participation coefficient	-
† 11	u	Connection status	{0, 1}

Figure psat.6 : PV.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	f_n	Frequency rating	Hz
5	g	Conductance	p.u.
6	b	Susceptance	p.u.
† 7	u	Connection status	{0, 1}

Figure psat.7 : Shunt.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	V_0	Voltage magnitude	p.u.
5	θ_0	Reference Angle	p.u.
† 6	Q_{max}	Maximum reactive power	p.u.
† 7	Q_{min}	Minimum reactive power	p.u.
† 8	V_{max}	Maximum voltage	p.u.
† 9	V_{min}	Minimum voltage	p.u.
† 10	P_{g0}	Active power guess	p.u.
† 11	γ	Loss participation coefficient	-
† 12	z	Reference bus	{0, 1}
† 13	u	Connection status	{0, 1}

Figure psat.8 : Sw.con

Annexe

Table 3.29: Synchronous Machine Data Format (Syn.con)

Column	Variable	Description	Unit	Model
1	-	Bus number	int	all
2	S_n	Power rating	MVA	all
3	V_n	Voltage rating	kV	all
4	f_n	Frequency rating	Hz	all
5	-	Machine model	-	all
6	x_l	Leakage reactance	p.u.	all
7	r_a	Armature resistance	p.u.	all
8	x_d	d -axis synchronous reactance	p.u.	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
9	x'_d	d -axis transient reactance	p.u.	II, III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
10	x''_d	d -axis subtransient reactance	p.u.	V.2, VI, VIII
11	T'_{d0}	d -axis open circuit transient time constant	s	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
12	T''_{d0}	d -axis open circuit subtransient time constant	s	V.2, VI, VIII
13	x_q	q -axis synchronous reactance	p.u.	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
14	x'_q	q -axis transient reactance	p.u.	IV, V.1, VI, VIII
15	x''_q	q -axis subtransient reactance	p.u.	V.2, VI, VIII
16	T'_{q0}	q -axis open circuit transient time constant	s	IV, V.1, VI, VIII
17	T''_{q0}	q -axis open circuit subtransient time constant	s	V.1, V.2, VI, VIII
18	$M = 2H$	Mechanical starting time ($2 \times$ inertia constant)	kWs/kVA	all
19	D	Damping coefficient	-	all
† 20	K_w	Speed feedback gain	gain	III, IV, V.1, V.2, VI
† 21	K_P	Active power feedback gain	gain	III, IV, V.1, V.2, VI
† 22	γ_P	Active power ratio at node	[0,1]	all
† 23	γ_Q	Reactive power ratio at node	[0,1]	all
† 24	T_{AA}	d -axis additional leakage time constant	s	V.2, VI, VIII
† 25	$S(1.0)$	First saturation factor	-	III, IV, V.1, V.2, VI, VIII
† 26	$S(1.2)$	Second saturation factor	-	III, IV, V.1, V.2, VI, VIII
† 27	n_{COI}	Center of inertia number	int	all
† 28	u	Connection status	{0,1}	all

Figure psat.9 : Syn.con

Bus.con : Les informations techniques de nœuds

PV.con : les nœuds du réseau ou le puissance active et voltage son connue

PQ.con : Les nœuds du réseau ou la puissance active et réactive son connue

Fault.con : La description de création d'un défaut de court-circuit triphasé

Sw.con : Le nœud de référence sur le réseau

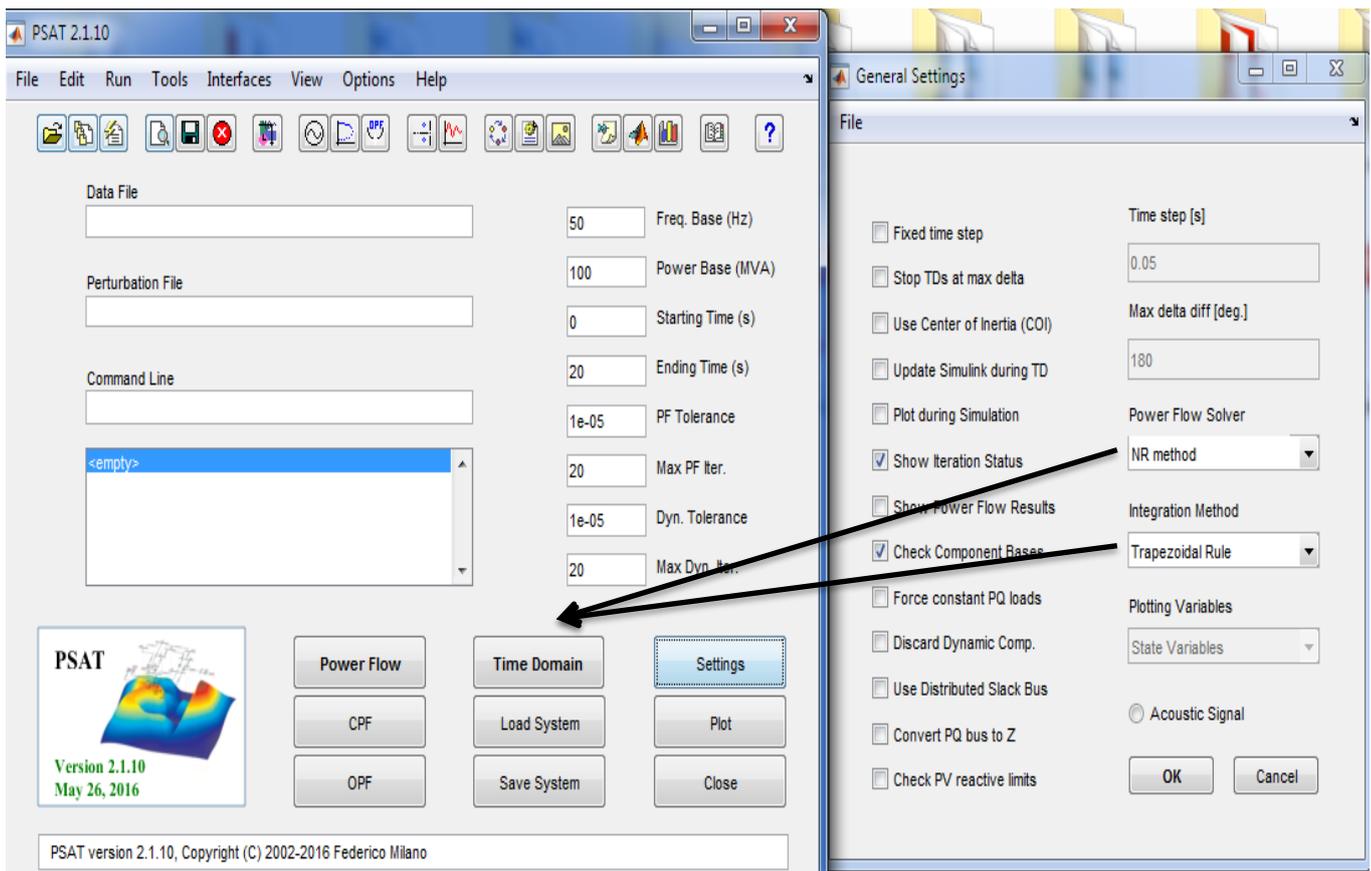
Shunt.con : création d'un condensateur sur les nœuds du système

Syn.con : synchronise machine utilisation de la transformation du park

➤ Time Domain

Cette fonction sur PSAT résout nos équations différentielles du réseau, alors cette fonction décrit les méthodes d'intégration de domaine temporel utilisées dans PSAT et leurs paramètres. Une catégorie particulière de paramètres est les instantanés qui permettent de calculer des points spécifiques pendant les simulations de temps. Comment inclure les perturbations est également. Les défaillances triphasées et les opérations de disjoncteur sont prises en charge au moyen de fonctions et de structures spécifiques, tandis qu'une perturbation générique peut être créée pour écrire une fonction définie par l'utilisateur. Enfin, les utilitaires de traçage pour les simulations dans le domaine temporel sont brièvement décrits au moyen d'exemples simples.

Donc Time Domain utilise des méthodes algébriques pour la résolution de notre système. comme, jacobin, Euler, trapèze, NR,..ect



Après qu'on a simulé sur Psat (Time Domain) notre réseau, on a obtenus sur matlab la figure suivante

```

Command Window
Data file "E:\PFE\PROGRAARTICLE" set
Time step set to 0.1 s
Solve base case power flow...

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
PF solver: Newton-Raphson method
Single slack bus model
Initialization of Synchronous Machines completed.
Initialization of Automatic Voltage Regulators completed.
Power Flow completed in 1.372 s

Time domain simulation
Trapezoidal integration method
Data file "E:\PFE\PROGRAARTICLE"
No perturbation file set.
> Simulation time = 0.8 s (4%)
> Simulation time = 1.8 s (9%)
> Simulation time = 2.8 s (14%)
> Simulation time = 3.8 s (19%)
> Simulation time = 4.8 s (24%)
Applying fault(s) at bus <BUS31> for t = 5 s
Clearing fault(s) at bus <BUS31> for t = 5.1 s
> Simulation time = 5.1187 s (26%)
> Simulation time = 5.423 s (27%)
> Simulation time = 6.4215 s (32%)
fx > Simulation time = 7.4215 s (37%)
    
```

Pour un temps générique t , et supposé un pas de temps, il faut résoudre le problème suivant

Problème:

$$0 = f_n(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t), f(t)) \quad (A.1)$$

$$0 = g(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t)),$$

Où f et g représentent les équations différentielles et algébriques et f_n une fonction qui dépend de la méthode d'intégration. Les équations (A.1) sont non linéaires et leur solution est obtenue au moyen d'une technique de Newton-Raphson consistant à calculer de manière itérative l'incrément Δx_i et Δy_i de l'état et variable algébriques et mise à jour des variables réelles

$$\dot{x} = f(x, y) \quad \text{Équations différentielle}$$

$$|0 = g(x, y)| \quad \text{Equations algébrique}$$

$$\Delta \dot{x} = f_x \Delta x + f_y \Delta y ; |0 = g_x \Delta x + g_y \Delta y|$$

$$\Delta \dot{x} = (f_x - f_y g_y^{-1} g_x) \Delta x$$

f et g sont les équations différentielles et algébriques du système

Reference:

Federico Milano, « Documentation for PSAT version 2.0.0 », Power System Analysis Toolbox, February14, 2008. PDF

Bibliographique

La Référence Bibliographique

- [1] :Y. Daaou, 'Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport a THT en temps réel ', l'Obtention du diplôme de magister, département d'électrotechnique, université Mohamed Boudiaf d'Oran, 2011
- [2] :L. Taleb, S. Ouled Cheikh 'Détection et classification des défauts de court-circuit dans une ligne HT', l'obtention du diplôme master, Département de Génie Electrique, Université Belhadj Bouchaib d'ain-temouchent, 2017
- [3] : Cong Duc PHAM, « détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie disperse »
- [4] : Abdellah EL MAHJOUBY, effet de l'intégration des énergies renouvelables sur les méthodes de locations des défauts dans les réseaux de distribution, université Sidi Mohamed Ben Abdellah, 14 juin 2016
- [5]: WWW.ais-brno.cz/WideAreaMonitoringSystem
- [6]: international journal of advance engineering and research developmentvolume4, Issue3, March 2017
- [7]: Groupe de travail B5.05, Modern techniques for protectiong, controlling and monitoring power transformers, CIGRÉ, coll. « brochure 463 », juin 2011
- [8] : Helmut Ungrad, Wilibald Winkler et Andrzej Wiszniewski, Protection techniques in electrical energy systems, Marcel Dekker, 1995 (lire en ligne [archive]), p. 4
- [9] : S. Bouraghda, A. Boukadoum S. Leulmi, " Détection des Défauts dans les Lignes de Transport par les RNA Utilisant le MATLAB SIMULINK", 1Department of Electrical Engineering, University of August, 1955
- [10]: Mohamed BENTOUMI, ^Outils pour la d'etecion et la classification. Application au diagnostic de d'efauts de surfacede rail^. Centre de Recherche en Automatique de Nancy,le 15/10/2004
- [11] :https://www.researchgate.net/publication/267041176_introduction_a_La_Logique_Floue
- [12]: J. Anderson, E. Rosenfeld, Neurocomputing : Foundations of research, MIT Press, Cambridge, Second printing, ISBN 0-262-01097-6, 1988.
- [13] :http://www.touzet.org/Claude/Web-FacClaude/Les_reseaux_de_neurones_artificiels.pdf

La Référence Bibliographique

- [14] : Ouahib GUENOUNO, 'Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique- application à un bioprocédé', thèse doctorat en système informatique, l'Université Toulouse III - Paul Sabatier, le 22-04-2009
- [15] : Merabti Youcef, 'Optimisation des réseaux de neurones MLP par l'algorithme hybride AG-RT pour le contrôle d'un système non linéaire', mémoire fin d'étude master en informatique industrielle, université LARBI BEN M'HIDI D'OUM EL BOUAGHI, le 09-06-2015
- [16] : Stéphane Mallat, Une exploration des signaux en ondelettes, Éditions de l'École polytechnique, 2000
- [17] : A. Bentouati, A.Rabe Amani, 'detection , classification et localisation des défauts dans un réseau de transport', l'obtention du diplôme de Master en électrotechnique, réseaux électrique , université Houari Boumediene, 2018
- [18] : Yaaquoub LATRECHE, « DIAGNOSTIC DES LIGNES DE TRANSMISSION PAR LAMETHODE DES RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS », Master en électrotechnique, université CONSTANTINE I, promo 2014
- [19] : M M Saied, A S AL-Fuhaid, « A computer relaying algorithm for direct determination of the fault Distance », Computer and Elect Engng, Vol. 14, No.3/4, pp.93-104, 1988.
- [20] : K Guenifi, R Direm « Détection, Classification Et Localisation Des Défauts Dans Les Réseaux Par Les Techniques Intelligentes », Mémoire Ingénieur, Juin 2006.
- [21] : J G Webster, « Fault location», WielyEncyclopaedia of Electrical and Electronics Engineering, copyright by John Wiley and Sons, Inc, pp.276-285, 1999.
- [22]: M Mohan Saha, JI zykowski, E Rosolowski, « Fault Location On Power Networks », Octobre 2009.
- [23]: L Teklic, B Filipovic-Grcic, I Pavicic « Artificial Neural Network Approach For Locating Faults In Power Transmission System », Zagreb, Croatia, Eurocon 2013.
- [24]: Kinjal G.Shah, Priyush J. Parmar, "Application of phasor measurement unit (pmu) in electric power systeme network", International journal of advance engineering ans research development, volume4, march2017
- [25]: Mosbah LAOUAMER,"contribution a l'utilisation des unites de mesure du phaseur PMU pour l'amélioration du comportement dynamique du réseau électrique", thèse doctorat en réseaux électrique, université Dr Yahia Fares de MEDEA, Mars 2019
- [26]: Phadke A.G, Synchronized phasor measurements in power systems, IEEE Comp. Appl. Power Syst., 6,10–15, 1993.

La Référence Bibliographique

- [27] Phadke, A.G, Thorp, J. S, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications Power Electronics and Power Systems, 1st Edition.Springer, 2008.
- [28] Phadke, A.G, Thorp, J. S., Adamiak, M, A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency, IEEE Trans. Power Ap. Syst., 102, 1025 –1038, 1982.
- [29]: PHADKE, Arun G.; THORP, John Samuel. Synchronized phasor measurements and their applications. New York: Springer, 2008.
- [30] LAVERTY, David M., et al. The Open PMU platform for open-source phasor measurements. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2013, 62.4: 701-709.
- [31]: Rohini P. Haridas, GPS Based Phasor Technology in Electrical Power System, International Journal of Electronics and Electrical Engineering Vol. 3, No. 6, Electrical Engineering Department, S.S.G.M.C.E, Shegaon, India, December 2015
- [32] Venkatesh.T, Optimal PMU Placement using Best First Search Algorithm with Pruning, Discipline of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology India, 2014
- [33]: Krumpholz, G. R., Clements, K. A., & Davis, P. W. (1980). Power system observability: a practical algorithm using network topology. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (4), 1534-1542.
- [34]: Manousakis, N. M., Korres, G. N., & Georgilakis, P. S. (2012). Taxonomy of PMU placement methodologies. IEEE Transactions on Power Systems, 27(2), 1070-1077.
- [35]: A. Ahmadi, Y. A. Beromi, M. Moradi (2011), Optimal PMU placement for power system observability using Binary PSO and considering measurement redundancy, Expert Systems with Applications, Vol. 38, pp. 7263–7269.
- [36]: Milosevic, B., & Begovic, M. (2003). Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor measurement placement. IEEE Transactions on Power Systems, 18(1), 69-75.
- [37]: www.ats.com/vn/WAMS
- [38]: Mohammad Shahraeini and Mohammad Hossein Javidi, Wide Area Measurement Systems, Golestan University, Ferdowsi University of Mashhad, Iran, 2012
- [39]: Venkatesh .T and Trapti Jain ,”Optimal PMU Placement using Best First Search Algorithm with Pruning”, Discipline of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology, Indore india, 2014
- [40]: Satyendra Pratap Singh and S.P. Singh, ”Optimal PMU Placement in Power System Considering the Measurement Redundancy”, Electrical Engineering Department, IIT (BHU) Varanasi, Varanasi, India, 2014

La Référence Bibliographique

- [41]: A. Y. Abdelaziz1, Amr M. Ibrahim, Reham H. Salem, "Power system observability with minimum phasor measurement units placement", Electrical Power and Machines Department, Ain Shams University, Cairo, EGYPT, 2013
- [42]: [//www.math.univ-toulouse.fr/~SVM](http://www.math.univ-toulouse.fr/~SVM)
- [43]: dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/322/11/chapitreII.pdf
- [44] : Eve Mathieu-Dupas, 'Algorithme des K plus proches voisins pondérés et application en diagnostic', 42èmes journées de statistique, Marseille France, 2010
- [45] : E.DIDAY, L. LEMAIRE, J.POUGET, F. TESTU – « Éléments d'analyse de données », DUNOD, 1982.
- [46] : L. LEBART, A. MORINEAU, M. PIRON – « Statistique exploratoire multidimensionnelle », DUNOD, 2000 (3ème édition).
- [47] : G. CELEUX, J.P. NAKACHE, « Analyse discriminante sur variables qualitatives », POLYTECHNICA, 1994.
- [48] : http://psdyn.ece.wisc.edu/IEEE_benchmarks/pdf