الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique

Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme de Master en Génie Électrique

***Option* : Réseaux Électriques**

THEME

Détection des défauts sur les lignes électrique De haute tension dans réseau électrique

Proposé et dirigé par :

Dr. HENINI Noureddine

Pr. TLEMCANI Abdelhalim

Préparé et présenté par :

✍ **Mr. Chahboub samir.**

✍ **Mr. Meharzi ahmed.**

Promotion 2019

Dédicaces

Je dédie ce modeste mémoire de master à:

A ma mère et mon père et mes sœurs et mes frères a tous mes proches de la famille et a tous mes chers amis et a mes collègues

De l'université

Et a tous ce qui ont enseigné moi au Lang de ma vie scolaire

Chahboub sami

Dédicaces

Je dédie ce modeste mémoire de master à:

A ma mère et mon père et mes sœurs et mes frères a tous mes proches de la famille et a tous mes chers amis et a mes collègues

De l’université

Et a tous ce qui ont enseigné moi au Lang de ma vie scolaire

Meharzi ahmed

Remerciement

Nous remercions ALLAH de nous avoir prêté vie, santé
Et volonté pour achever ce travail.
Nous remercions vivement, Dr. Henini Noureddine
notre Encadreur et Pr. TLEMCANI Abdelhalim

qui nous avons aidé
Dans ce modeste travail.
Nous remercions profondément touts professeur qui
Nous avons enseigné durant tout le cycle de nos études.
Nos sincères remerciements accompagnés de vive
Reconnaissance vante aux nos amis de l'université
Dr. YAHIA FARES de Médéa, pour leurs encouragement et
Leur soutien moral.
Nous remercions pareillement tous les membres de jury
Qui nous ont fait l'honneur d'examiner notre travail.
Nous adressons les plus chaleureux remerciements et
Tout gratitude à tous nos amis chacun de son nom.
Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de
Prés ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Ahmed. Samir

Remerciement……
Dédicace……

Liste des figures……

Liste des tableaux……

Résume……..……...

L'objectif……

Introduction générale……..1

Chapitre I : Généralité sur les lignes hautes tension

I.1. Introduction .....2.

I.2. Types de lignes haute tension.....3.

I.2.1. Lignes aérienne ..... 3.

I.2.2.Lignes souterraine.....9

I.2.2.1. Les caractéristiques du câble conducteur……...9

I.2.3. Ligne aérienne ou souterraine.....10

I.2.4. Comparaison ligne aérienne et câble souterrain.....10

I.3. Conclusion.. 11

Chapitre II Défaut sur les lignes électriques

II.1. Introduction 12

II.2. Origine et nature des défauts 12

II.3. Caractéristiques des défauts.....12

II.3.1. Forme ou types des défauts 13

II.3.2. Durée des courts circuits 14

II.3.3. Intensité du courant de court- circuit 14

Sommaire

II.4. Les effets des défauts 14

II.4.1. Le bon fonctionnement des réseaux 15

II.4.2. La tenue diélectrique des matériels 15

II.4.3. La qualité de la tension 15

II.4.4. Les circuits de télécommunication 15

II.4.5. La sécurité des personnes 15

II.5. Elimination des défauts 16

II.6. Nature d'un défaut 16

II.7. Conséquence des défauts sur les réseaux électriques 17

II.8. Calcul du courant de court-circuit 18

II.8.1. Méthode pour le calcul des courants de court-circuit 18

II.8.1.1. Théorie des composantes symétriques 18

II.1.1.1. Circuit équivalent des séquences……..…….21

II.1.1.2. Valeurs des impédances des éléments du réseau ……..21

II.9. Défaut triphasé symétrique 22

II.10. Architecture des réseaux électriques 23

II.11. Conclusion 25

Chapitre III Protections Des Lignes HT

III.1. Introduction …….……26

III.2. Conception générale du système de protection……...26

III.3. La protection de ligne HTB ……....27

III.3.1. La protection principale de distance ……27

III.3.1.1. Réglage de démarrage……..……..…....28

III.3.1.2Technique de réglage des zones de mesure……..…….29

III.3.1.3. La vérification de synchronisation…….…32

III.3.2. Dispositif de réenclenchèrent automatique…….....32

III.3.3. Protection de secoure des lignes....…….……...33

III.3.4. Protection défaillance disjoncteur …….....33

III.3.5. Dispositif de localisation de défaut …….……..34

Chapitre IV simulation

IV – intreduction……35

IV-1-réseau d'étude…….…….……..35

IV-2 les cas avec défaut……...…….....36

IV -3- Résultat de simulation……...41

IV -4- la somme des courants et des tensions des défauts …….....52

IV- conclusion…….....62

Bibliographie…**.....**

Annexe……..

Liste des figures

Chapitre I : ligne de transport HT

Figure I.1.parties du pylône (support pour ligne électrique)…….....4
Figure I.2.Pylône d'alignement……...5
Figure I.3. Pylône d'ancrage…….....5
Figure I.4.éliment isolant…….....5
Figure I.5. chaines en composites…….....7
Figure I.6. Câble conducteur en Alu-acier…….….....8
Figure I.7.Câble électrique souterrain…….....…..9
Figure I.8. Parties d'un câble électrique souterrain.....……9

Chapitre II : Défauts sur les lignes HT

Figure II.1. Différents types de défauts…….....14
Figure II.2. Système déséquilibré triphasé ……...……18
Figure II .3. Circuit équivalent des séquences……..…….....21
Figure II.4. Défaut triphasé symétrique……...….....22
Figure II.5. Architecture des réseaux électriques…….....25

Chapitre III : Protection des lignes HT

Figure III.1.Principe de base du fonctionnement….....27
Figure III.11.Schéma du principe de la sélection des zones de mesure….. ….28
Figure III.12.Les zones de réglage de protection. .....…...29
Figure III.13.Les zones de réglage de protection…….....29
Figure III.14.Les zones de réglage de protection…….....30
Figure III.15. Les zones de réglage de protection…….....30
Figure III.16.Les zones de réglage de protection…….....30
Figure III.17. Les zones de réglage de protection…….....31
Figure III.18. Les zones de réglage de protection…….....31

Chapitre IV : simulation

Figure. IV-1- : Réseau simulé sur Simulink-Matlab……..……..…….35

Figure IV-2- signaux des courants et des tensions abc sans défaut.....36
Figure IV -2-1-scope 1 des courants et des tensions triphasé ……..36
Figure IV -2-2-scope 1 des courants et des tensions biphasé…..……37
Figure IV -2-3-scope 1 des courants et des tensions monophasé.……....37
Figure IV -2-4-scope 2 des courants et des tensions triphasé……..37
Figure IV -2-5-scope 2 des courants et des tensions biphasé……..38
Figure IV -2-6-scope 2 des courants et des tensions monophasé……..….38
Figure IV -2-7-scope 4 des courants et des tensions triphasé……..…38
Figure IV -2-8-scope 2 des courants et des tensions biphasé..……...…39
Figure IV -2-9-scope 2 des courants et des tensions monophasé.……..39
Figure IV -2-10-scope3 des courants et des tensions triphasé ……..…...40
Figure IV -2-11-scope 3 des courants et des tensions biphasé ……...….40
Figure IV -2-12-scope 3 des courants et des tensions monophasé……..41
Figure IV -3-1- les signaux des courants triphasé par ligne…….41
Figure IV-3-2- les signaux des courants biphasé par ligne ……....42
Figure IV -3-3- les signaux des courants monophasé par ligne……..…42
Figure IV -3-4- les signaux des courants triphasé par ligne ……43
Figure IV -3-5- les signaux des courants biphasé par ligne ….……....44
Figure IV -3-6- les signaux des courants monophasé par ligne…… ….44
Figure IV -3-7- les signaux des courants triphasé par ligne ……....45
Figure IV -3-8- les signaux des courants biphasé par ligne ……....46
Figure IV -3-9- les signaux des courants monophasé par ligne …….46
Figure IV -3-10- les signaux des tensions triphasé par ligne…….47
Figure IV -3-11- les signaux des tensions biphasé par ligne ……....47
Figure IV -3-12- les signaux des tensions monophasé par ligne…….....48
Figure IV -3-13- les signaux des tensions triphasé par ligne……...49
Figure IV -3-14- les signaux des tensions biphasé par ligne……...49
Figure IV -3-15- les signaux des tensions monophasé par ligne …….50
Figure IV -3-16- les signaux des tensions triphasé par ligne……..51
Figure IV -3-17- les signaux des tensions biphasé par ligne ……..51

Liste des figures

Figure IV -3-18- les signaux des tensions monophasé par ligne …….52
Figure IV -4-1- la somme des courants triphasés de 50 km…….……...53
Figure IV -4-2- la somme des courants biphasés de 50 km …….……...53

Figure IV -4-3- la somme des courants monophasés de 50 km……...54
Figure IV -4-4- la somme des courants triphasés de 100 km…….……54
Figure IV -4-5- la somme des courants biphasés de 100 km…….…55
Figure IV -4-6- la somme des courants monophasés de 100 km……55
Figure IV -4-7- la somme des courants triphasés de 150 km …….56
Figure IV -4-8- la somme des courants biphasés de 150 km…….....56
Figure IV -4-9- la somme des courants monophasés de 150 km……...57
Figure IV -4-10- la somme des tensions triphasées de 50 km……...57
Figure IV -4-11- la somme des tensions biphasées de 50 km……58
Figure IV -4-12- la somme des tensions monophasées de 50 km……..…58
Figure IV -4-13- la somme des tensions triphasées de 100 km……..…59
Figure IV -4-14- la somme des tensions biphasées de 100 km……..…59
Figure IV -4-15- la somme des tensions monophasées de 100 km...60
Figure IV -4-116- la somme des tensions triphasées de 150 km …..60
Figure IV -4-17- la somme des tensions biphasées de 150 km ……61
Figure IV -4-18- la somme des tensions monophasées de 150 km……..…61

Chapitre I

Tableau I.1. Distance ligne aérienne.....3

Tableau I.3.charge mécanique chaine d'isolateurs.....6

Tableau. I.4.comparaison entre les deux technologies.....8

Chapitre II

Tableau II.1 : Types de défauts.....13

ملخص

إن شبكات النقل الجهد العالي مهمة الاستمرار تغذية الطاقة الكهربائية لمختلف المستهلكين الضغط العالي والمتوسط والمنخفض
هذه الخطوط تخضع لعدة أنواع من العيوب التي تنتج عن العواصف الرعدية والبرق، ماس كهربائي التي تسببه الكائنات الخارجية الأخرى في معظم الحالات، تحدث أخطاء الكهربائية عن طريق الأضرار الميكانيكية، والتي يجب إصلاح قبل أن تعود الخدمة عبر الإنترنت
الحساب الصحيح لقيم وضع يضمن حسن سير العمل في خطوط المتضرر ين من هذه التعديلات، فإنه يؤدي إلى ضمان جودة واستمرارية الخدمة

Résumé :

Le Les réseaux de transport sont indispensables pour assurer l'alimentation en énergie électrique des différents Consommateurs HTB, HTA et BT. Ce développement est représenté par la création de nouveaux systèmes de transport d'énergie assurés par des lignes à haute tension HT.
Ces lignes sont soumises à plusieurs types de défaut qui sont provoqués par les orages, la foudre, les courts-circuits provoqués par d'autres objets externes. Dans la plupart des cas, les défauts électriques se manifestent par des dégâts mécaniques, qui doivent être réparés avant de renvoyer la ligne au service.
Le bon calcul des valeurs des réglages assure le bon fonctionnement des lignes concernées par ces réglages, cela Se traduit par l'assurance de la qualité et la continuité de service.
Mots clé **:** Défaut, protection, réseaux de transporte, haut tension, Protection de distance, Relais de distance numérique.

Abstract:

The Transport networks are essential to ensure the supply of electrical power to different consumers HV, MV and LV. This development is represented by the creation of new energy transport systems provided by high voltage HV lines.
These lines are subject to several types of faults that are caused by thunderstorms, lightning, short circuits caused by other external objects. In most cases, electrical defects result in mechanical damage, which must be repaired before returning the line to service.
The correct calculation of the values of the settings ensures the correct operation of the lines concerned by these results in quality assurance and continuity of service.
Key words**:** Fault, protection, the transports network, high voltage, distance protection, numerical distance relays.

L’Objectif et plan de la mémoire

L’objectif de cette mémoire est de trouver de nouvelles méthodes appropriées de classification
Et de localisation des défauts dans les lignes de transport d’énergie a très haut tension (HT)
Afin de résoudre les problèmes qui affectent la stabilité des réseaux électriques et la qualité de Service fourni aux clients.

Cette mémoire est divisée en trois parties, la première partie est consacrée a l’étude
Théorique nécessaire à la compréhension et à la justification des travaux qui vont suivre, on
Commence par des généralités sur les lignes de haute tension dans les lignes de transport.
La deuxième partie sera commence par les type des défauts.
La troisième partie présente une étude sur protections des lignes HT
Dans le chapitre quatre présente une simulation sur le logiciel
« Matlab-Simulink ≫

Introduction générale

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

Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir la connaissance de L'endroit de défaut pour réparer plus rapidement possible ces défauts et rendre le service
D'alimentation aux clients

La responsabilité du gestionnaire de réseau électrique envers la clientèle que ce soit industrielle privé ou étatique, secteur public ou secteur militaire... même les autorités est très difficile, le but de cette tâche est de maintenir la continuité de service, donc une région de paye si ce n'est pas tout le paye ne doit pas avoir de rupture électriques, donc la société est responsable de la fiabilisation du réseau électrique ; SONELGAZ en Algérie où GRTE (Le Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité) ; va agir par deux méthodes dans le but de maintenir la continuité et la stabilité du réseau électrique.
La première est d'utiliser un réseau maillé : une zone alimentée par plusieurs sources,
Le deuxième est par la maitrise du défaut et de mettre des automates qui servent à isoler ce dernier, et ce, par la commande d'ouverture des organes de coupures disjoncteurs au moment propice (instantané).
Le but de ce travail est d'étudier les défauts directionnels sur les lignes HT par la mise en ouvre d'une philosophie pour localisé ces défauts voir le principe de fonctionnement du relais de protection contre ces défauts et précisément directionnels,
Ce travail est considéré comme la suite de travail qu'a débuté le binôme de l'année 2019.

CHAPITRE I

Généralité sur les lignes hautes tension

I.1. Introduction

La tension d'une ligne électrique haute tension doit être supérieure à un niveau bien déterminé, chez SONELGAZ le niveau minimal est déterminé par 50kV et le niveau maximal existant est de 400kV

Voici les différents niveaux de tension existent sur le réseau de l'électricité algérien.

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

Le choix du niveau de tension d'un réseau électrique se fait en fonction de :

Tensions normalisées du pays : [1]

- Puissance transitée (ordre de grandeur max = 2 MW/kV) ;
- Distance de transit (ordre de grandeur max = 1 kV/km) ;

Les lignes hautes tension sont classées selon la longueur en trois types qui sont [2]:

- Ligne courte longueur <80km ;
- Ligne moyenne longueur de 80 km à 220km ;
- Ligne longue >220km.

Dans le tableau ci-dessous un exemple de distance de lignes aériennes haute tension (SONELGAZ/FILIALE GRTE/REGION MEDEA) [2]

Lignes	**Gamme De tension**	**Nombre Pylône**	**Distance** Portée (m)	**Long de Ligne (km)**
BER/MED1	60	122	4.11	29.65
BER/MED2	60	123	3.97	30.97
MED/SAIDAL1	60	23		
MED/SAIDAL2	60	22		

Tableau I.1.Distance ligne aérienne

I.2. Types de lignes haute tension

I.2.1. Lignes aérienne

Ont pour lier les postes de transformation, et de transporte l'énergie électrique vers de lieu très loin au centrale électriques.

Constitution des lignes aériennes
a. Pylône :

Ce sont des supports en charpente métallique, dit pylône ou Tour leurs but est d'éloigner le conducteurs du sol, d'une hauteur optimum, appelé garde au sol, une hauteur de 7 mètres et écarter les trois phases, il supporte le poids des conducteurs plus les conditions climatiques tels que le vent et la température…etc.

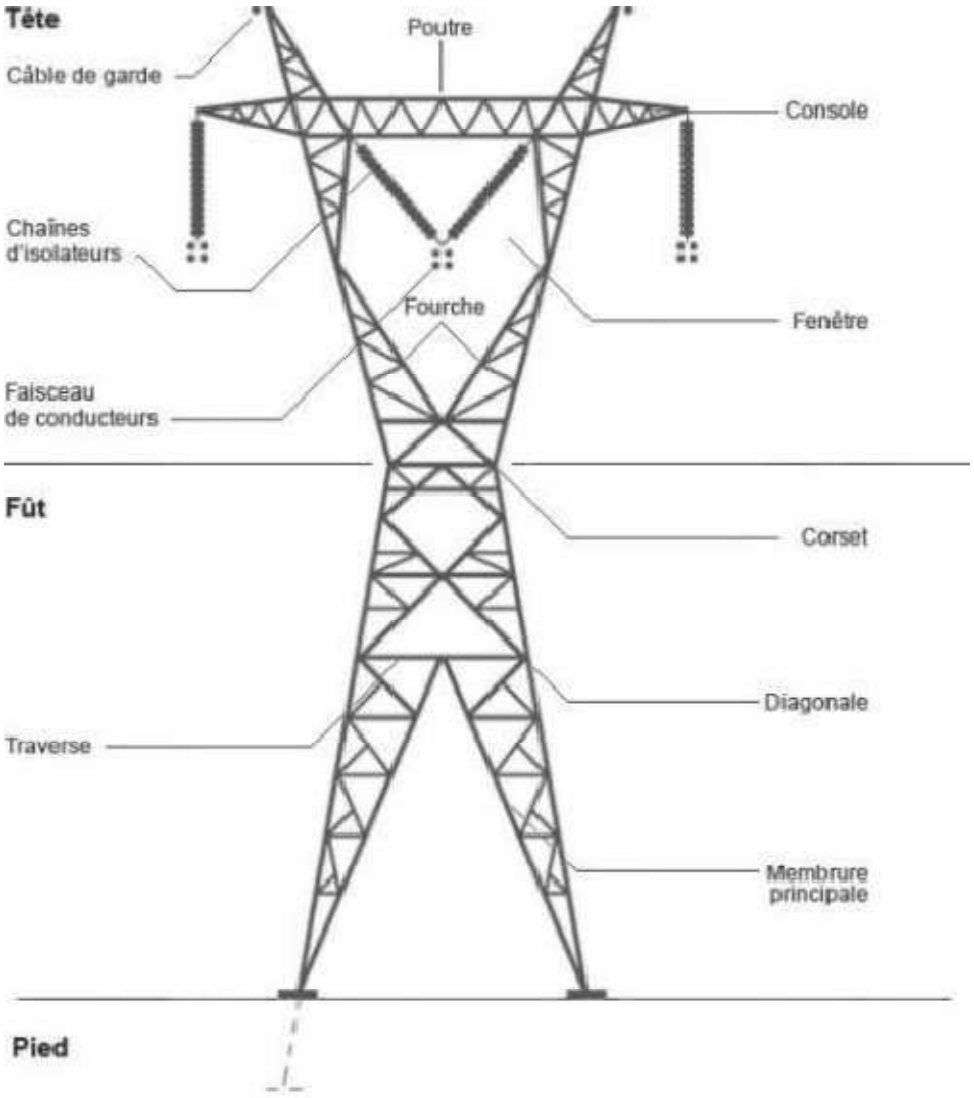


Figure I.1.Parties du pylône (support pour ligne électrique). [3]

L'architecture des pylônes peut varier selon le relief ou l'activité économique et humaine des lieux. Certains sont étroits et hauts pour diminuer la largeur d'impact de la ligne, comme en forêt. [4]

D'autres sont plus larges que hauts, lorsqu'il faut diminuer la hauteur de la ligne, par exemple près d'un aérodrome ou pour limiter l'impact visuel de loin.
Le tableau suivant résume les différents types de pylônes ainsi que leurs caractéristiques déjà spécifiées. [5]



Figure I.2. Pylône d'ancrage



Figure I.3. Pylône d'alignement.

b. Support isolant

Ce sont des chaines avec des éléments en verre trempé ou composite dans le but d'isoler le conducteur par rapport à la charpente (la terre) ;

- **Chaine en verre**

L'avantage du verre trempé est de rendre visible tout isolateur perforé, ce qui n'est pas le cas des isolateurs à capot et tige en céramique. Sous les effets d'une contrainte électrique trop forte, ou même lors d'une défectuosité de l'isolant, la jupe de l'isolateur en verre trempé explose [7], mais le capot et la tige restent solidaires, ce qui évite la chute du conducteur

La chaine contient un nombre des éléments isolateur varie selon la gamme de tension de 4 à 6 pour 60kV pour 400kV jusqu'à 36 éléments donc un éliment pour 10kV.

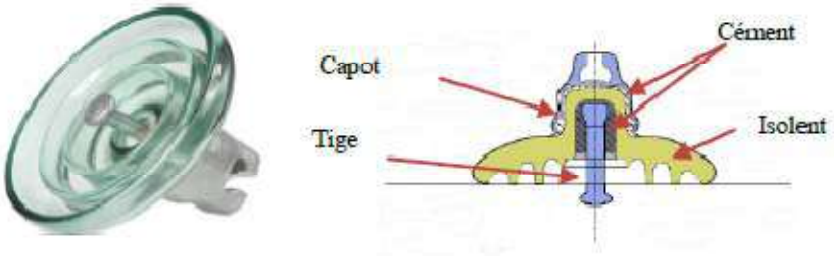


Figure I.4.éliment isolant. [8]. [9]

Les efforts maximaux sur une chaîne de suspension et une chaîne d'ancrage équipées d'isolateurs U100 sont les suivants [5] :

Type	Charges maximum (daN)
Suspension simple	3000
Suspension double	6000
Ancrage simple	3000
Ancrage double	6000

Tableau I.3.Charge mécanique chaines d'isolateurs

- **Chaine en composite** [9] **:**

On donne les caractéristiques principales de ce type des chaines

- Légèreté alliée à une résistance mécanique très élevé ;
- Poids réduit (jusqu'à 80% par rapport aux types traditionnels) ;
- Non-fragilité et résistance aux chocs ;
- Gaine en silicone monolithique : bonne protection de l'axe ;
- Stabilité à la pollution ambiante, chimique ou naturelle ;
- Résistance au vieillissement et donc bonne durée de vie ;
- Propriété clé : hydrophobicité de la silicone ;
- Émission et toxicité des fumées extrêmement basse ;
- Faible coût d'emballage, de transport et d'installation.

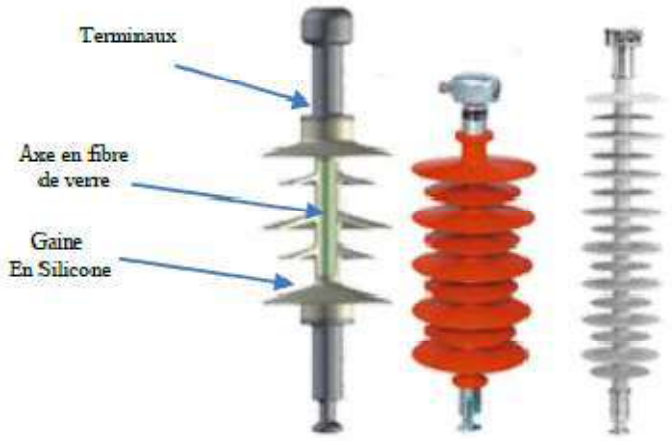


Figure I.5. Chaines en composites

Les terminaux métalliques sont normalement en acier estampé et zingué à chaud, ou en acier inoxydable, en fonte sphéroïdale à cœur noir, en alliage d'aluminium, en alliage de cuivre. Le degré élevé de standardisation des terminaux assure une interchangeabilité aisée avec les isolateurs traditionnels, avec la possibilité de solutions spéciales répondant à toutes les exigences spécifiques [10].

L'axe est en résine époxy renforcée avec fibres de verre afin d'assurer les caractéristiques mécaniques « de projet » (traction, compression, flexion et torsion de l'isolateur). Les axes étant fabriqués en interne, nous sommes en mesure de respecter toutes les contraintes et de personnaliser les caractéristiques aux exigences particulières.

La gaine en silicone est la responsable de toutes les caractéristiques électriques, d'isolation et de résistance au cheminement et à l'érosion qui assurent à l'isolateur une vie utile de longue durée [10].

Comparaison entre les deux technologies

Type d'isolateurs	Verre	Composite
Propriétés hydrofuge	Non	Oui
Légèreté	Non	Oui
Résistance à la Contamination	Non	Oui
Résistance aux Changements climatiques	Oui	Oui
Résistance aux UV	Oui	Oui
Prix réduit d'installation	Non	Oui
Prix réduit d'entretien	Non	Oui

Tableau I.4.Comparaison entre les deux technologies [6]

c. Conducteurs

Trois conducteurs transmettent l'énergie électrique. La plupart des conducteurs à haute tension sont en aluminium ou aluminium allié avec noyau en acier, lequel assure la résistance mécanique du câble, pour éviter l'oxydation ce dernier, les constructeurs utilisent la graisse comme lubrifiant et pour d'autre raison.

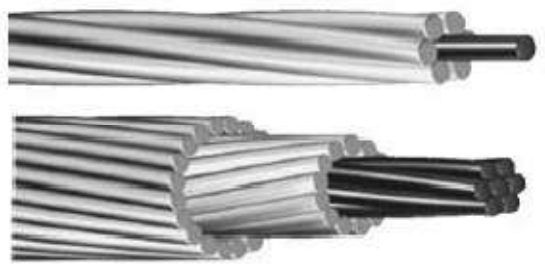


Figure I.6: Câble conducteur en Alu-acier [11]

I.2.2. Lignes souterraine

Consiste à trois phases séparées, dit câble électrique monophasé, ou intégrées dans une seule enveloppe insolente, dit câble souterrain triphasé.



Figure I.7.Câble électrique souterrain [12].

I.2.2.1. Les caractéristiques du câble conducteur

Le câble souterrain en lui-même est composé des éléments suivants :

- Une âme en cuivre ou aluminium ;
- Une isolation de haute qualité en polyéthylène capable de résister aux contraintes électriques liées à la haute tension ;
- Un écran servant à éliminer le champ électrique et les courants en cas de défaut ;
- Une gaine extérieure de protection mécanique ;

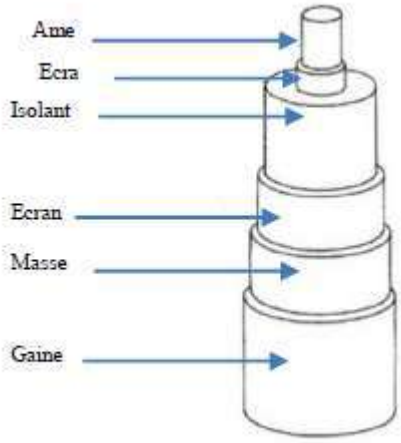


Figure I.8 : parties d'un câble électrique souterrain [15]

I.2.3. Ligne aérienne ou souterraine

Les réseaux souterrains en Algérie sont limités à des tensions au plus de 220 000 Volts, car en 400 000 Volts, la technique souterraine est difficile à mettre en oeuvre (emprise au sol, refroidissement du câble), elle est mal adaptée aux contraintes d'exploitation du réseau interconnecté. Aujourd'hui [13], comme exemple deux liaisons souterraine de 17 km de lignes en 60 000 volts sont enterrées entre poste de KHENCHELA bet le village de N'SIGHA, réalisés et entrent dans la phase d'essais d'isolement et de diélectrique pour la réception.

I.2.4. Comparaison ligne aérienne et câble souterrain

- Les lignes aériennes sont soumises plus fréquemment que les câbles à des interruptions de courte durée (orage, brouillard, givre, branches d'arbres, oiseaux, grues, engins de terrassement, matériels de construction de la ligne…) ;
- Les câbles nécessitent une durée de réparation plus longue que les lignes aériennes ;
- Des surcharges de longue durée sont plus critiques en souterrain qu'en aérien ;
- Le vieillissement des câbles risque d'être fortement affecté. Par contre les surcharges de courte durée sont plus facilement supportées par les câbles ;
- Les câbles souterrains ont une impédance plus faible que leur équivalent aérien, ce qui donne des courants de défaut plus élevés et une rétrogradation de la sélectivité des protections. La répartition de charge est également fortement modifiée ;
- Les contraintes environnementales et de coûts, ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'alimentation doivent être parallèlement envisagées lors d'une comparaison souterrain-aérien ;

Les avantages et les inconvénients

1-les avantages

Réseaux aériens

- Plus économique pour desservir de faible densités de charge sur de grandes distance
- Les défauts sont souvenait fugitifs (80%)

Réseaux souterrains

- Justifiés par de fortes concentrations de charges (centre ville par exemple)
- pour raisons d'esthétiques

2-les Inconvénients

Réseaux aériens

- Plus exposé au défaut : vent branches d'arbres, animaux foudre, verglas, pollution, accidents, etc.
- Les défauts sont souvenait fugitifs (80%)

Réseaux souterrains

- Temps d'intervention assez long
- Outillage de réparation et pièces de rechange coûteux (boites jonctions et extrémités)

I.3. Conclusion :

Cette transformation du réseau de l'aérien vers le souterrain représente des investissements importants qui ne seraient pas totalement justifiés, notamment si l'on s'intéresse à leur empreinte environnementale.
De plus, les arguments classiques sur la fragilité de la solution aérienne traditionnelle en cas de tempête sont loin d'être toujours pertinents.
Les réseaux aériens ont une longue durée de vie, surtout s'ils font l'objet d'un suivi et d'une mise aux normes régulières. Nombreuses sont les lignes aériennes qui ont plus de cinquante ans et sont toujours en service.
Les lignes aériennes sont constituées essentiellement de matériaux d'origine minérale : sable, gravier et acier pour les supports en béton, acier galvanisé, verre, alliages d'aluminium pour les accessoires. Les besoins en matériaux synthétiques issus du pétrole sont limités.
Les coûts d'installation, d'entretien et d'intervention d'une ligne aérienne sont très inférieurs à ceux d'un réseau souterrain. L'aérien permet notamment de réaliser des travaux sous tension et donc sans coupure.
L'utilisation des lignes aériennes comme support des réseaux numériques est une solution simple et économique. Il est aujourd'hui possible de dérouler un câble de fibres optiques en utilisant les supports des réseaux aériens.

CHAPITRE II

Défaut sur les lignes électriques

II.1. Introduction

Les sociétés qui gèrent les réseaux de transport de l'électricité, leur rôle est la continuité de service, éviter les coupures suite les défauts, et la qualité par maintenir la tension à Un et la fréquence à 50Hz.
Le présent chapitre donne une idée sur l'origine et les types de défauts affectant les réseaux électriques surtout les lignes hautes tension.

II.2. Origine et nature des défauts

L'ouvrage de transport d'électricité (lignes, câbles, postes) peuvent être affectés au cours de leur fonctionnement d'un certain nombre de défauts d'isolement. On classe habituellement les causes de défauts en deux catégories : origine externe et origine interne.
Dans le premier cas, il s'agit des causes naturelles ou accidentelles indépendantes du réseau. On distingue deux grands types de causes externes :
Les perturbations météorologiques : orage, brouillard, givre, vent, …, qui sont la principale cause de défaut sur les lignes aériennes ;
Les causes diverses et accidentelles : amorçages avec des corps étrangers (branches, oiseaux…), amorçages avec divers engins (grues, engins de terrassement, …), pollution.
Dans le second cas, au contraire, les défauts ont pour origine le réseau lui-même. Les causes internes sont principalement les avaries de matériels (lignes, câbles, transformateurs, réducteurs de mesures, disjoncteurs, ...) engendrées par des ruptures mécaniques ou le vieillissement des isolants, et les manoeuvres inopportunes qui peuvent être liées à une défaillance humaine ou matérielle.
Un défaut a pour conséquence, dans la très grande majorité des cas, l'apparition d'un courant de court-circuit qui doit être éliminé par la mise hors tension de l'ouvrage en défaut. De ce fait, les défauts qui affectent les différents composants du réseau constituent, vis-à-vis de la clientèle, la principale cause d'interruption de fourniture d'énergie électrique. [17]
Quelle qu'en soit la cause, un défaut peut être de deux natures différentes : il est dit fugitif si, après un isolement de courte durée, l'ouvrage concerné peut être remis sous tension (Contournement d'une chaîne d'isolateurs dû à une surtension atmosphérique, par exemple).
Il est dit permanent lorsqu'il s'accompagne d'une avarie (ou d'une présomption d'avarie) de matériel nécessitant une intervention pour réparation ou contrôle avant remise en service de l'ouvrage [17].

II.3. Caractéristiques des défauts

Les défauts sont caractérisés par leurs formes, leur durée et l'intensité du courant.
On utilise souvent, comme l'Electrotechnicien des réseaux, le terme de défaut pour les désigner [18].

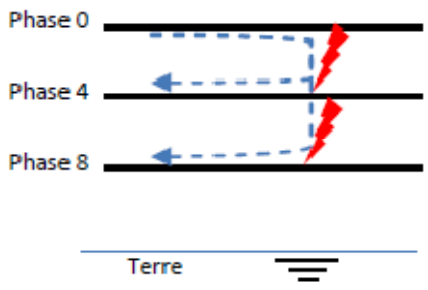
II.3.1. Forme ou types des défauts

Le tableau suivant résume les types de défauts

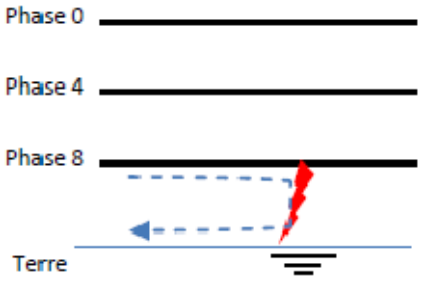
Les défauts triphasés PPP	Les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la Terre
Les défauts biphasés PP	Entre deux phases du réseau
Les défauts biphasés à la terre PPT	Entre deux phases du réseau et la terre
Les défauts monophasés PT	Entre une phase du réseau et la terre

Tableau II.1 : Types de défauts.

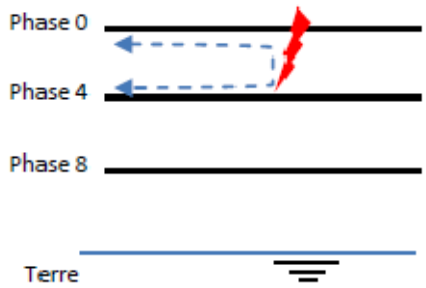
Le premier type, appelé aussi triphasés symétriques, est peu fréquent, mais la connaissance de sa valeur est très utile afin d'assurer une protection adéquate des réseaux électriques ; car l'élément de base chargé de cette fonction protection est le disjoncteur ; pour qu'un disjoncteur fonctionne correctement, il faut que son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant maximum d'un court-circuit PDC >*Icc* triphasées les trois derniers types sont plus fréquents t peuvent donner lieu à des courants de court-circuit élevés [19].



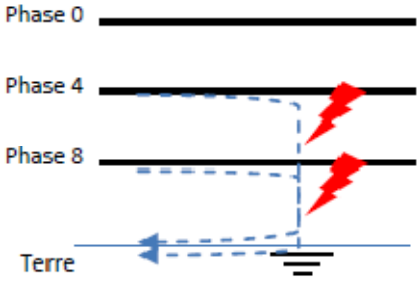
a) Défaut triphasé



b) Défaut monophasé



c) Défaut biphasé



d) Défaut biphasé terre

Figure II.1 - Différents types de défauts

Statistique de défauts par un an [26] :

- Monophasés : 80% des cas ;
- Biphasés : 15% des cas ;
- Triphasés : 5% des cas, ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés.

II.3.2. Durée des courts circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; si ce manque d'isolement est durable, le court-circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif [20].

II.3.3. Intensité du courant de court- circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres [20].

II.4. Les effets des défauts

Les effets des défauts sont surtout à redouter sur les réseaux à haute (H T). Les défauts ont des effets sur :

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

II.4.1. Le bon fonctionnement des réseaux

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.

II.4.2. La tenue diélectrique des matériels

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des sur intensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal.

Ces sur intensités 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 limité par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.
- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.

II.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 fonctions de différents facteurs tels que nature du défaut, la structure du réseau affecte, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre et les performances de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption Complète de la tension.

II.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 à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie.
Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

II.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.

II.5. Elimination des défauts

Le court-circuit est un incident qu'il faut éliminer le plus rapidement possible. C'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires [25].
On n'oubliera pas que le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes) ;
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs.

La protection d'un réseau électrique consiste à détecter tout défaut (défaut à la terre ou entre phases) qui surviendrait sur le réseau afin de protéger les éléments du réseau contre des surintensités destructrices. Une fois le défaut est détecté, il faut pouvoir le localiser au mieux afin de ne mettre hors tension que la partie du réseau la plus proche du défaut.
Les protections doivent :
Cette tâche fait appel à un processus comprenant plusieurs opérations tel que la mesure des tensions et des courants ainsi le filtrage et l'échantillonnage pour terminer avec un traitement numérique qui résulte par la localisation de défaut et la possibilité de l'élimination rapide par les organes de commande.

II.6. Nature d'un défaut

➢ Défaut fugitif

Ce défaut nécessite une coupure très brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de seconde [24].

➢ Défaut permanent

Ce défaut provoque un déclenchement définitif de l'élément de protection. Il nécessite l'intervention du personnel d'exploitation.

➢ Défaut auto- extincteur

C'est le défaut qui disparait spontanément en des temps très courts sans qu'il provoque le fonctionnement de la protection.

- Défauts semi- permanentent

Ce défaut exige une ou plusieurs coupures relativement longues de l'ordre de quelques dizaines de secondes. Il ne nécessite plus l'intervention du personnel d'exploitation. Comme exemple les statistiques sur les réseaux aériens de transport de SONELGAZ, les défauts sont [26]:

-De 70 à 90% fugitifs ;

- De 5 à 15% semi permanents ;

- De 5 à 15% permanents.

II.7. Conséquence des défauts sur les réseaux électriques

Les effets néfastes des court-circuites sont surtout à craindre sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les court-circuites, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une rupture de l'équilibre entre

le couple moteur et le couple résistant de la machine, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme [24].

Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT. Les défauts de court-circuit amènent à deux types de contraintes :

➢ Contraintes thermiques

Sont dues aux dégagements de chaleur par effet Joule dans les conducteurs électriques.

➢ Contraintes mécaniques

Sont dues aux efforts électrodynamiques entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces efforts s'ils dépassent les limites admises sont souvent à l'origine d'avaries graves.
De plus l'arc électrique consécutif à un défaut met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer d'important dégât au matériel.

II.8. Calcul du courant de court-circuit

II.8.1. Méthode pour le calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909[21], retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

II.8.1.1. Théorie des composantes symétriques

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire figure.II.2. [22]

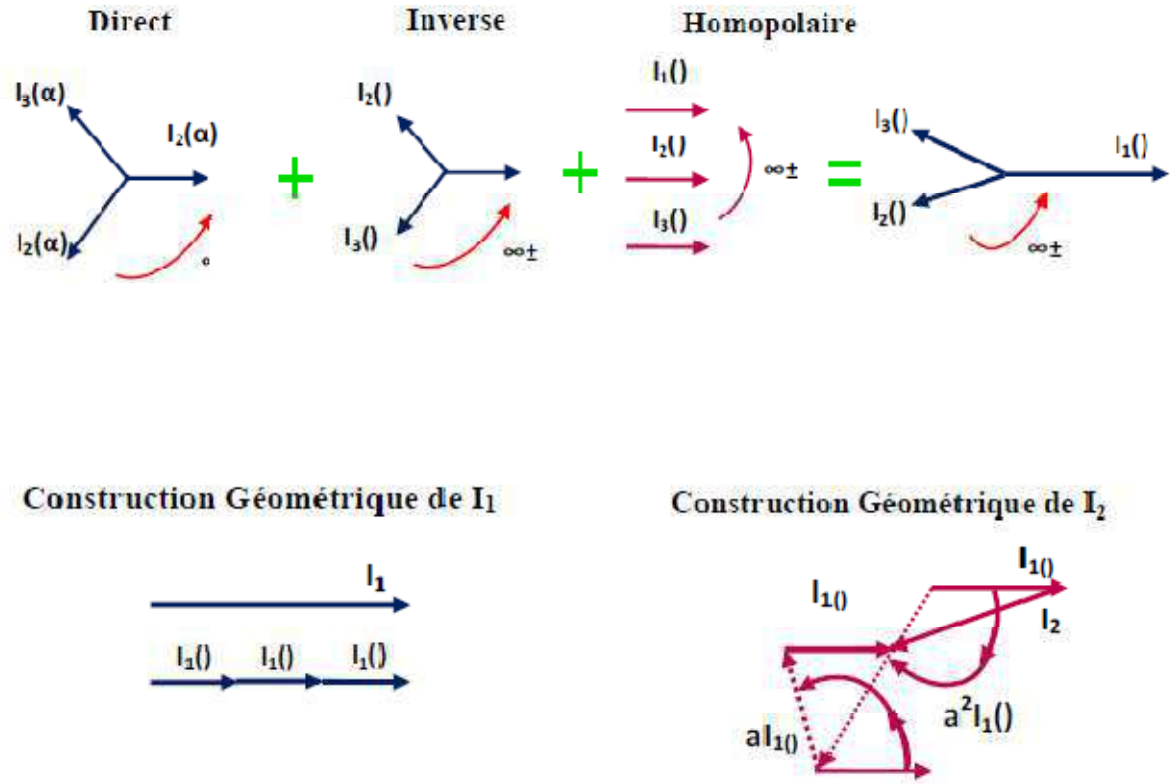
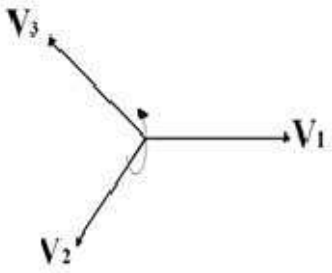


Figure II.2 - Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés

- **Le système Direct** (Positif ou de séquence d'ordre 1) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120°et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur Va comme référence et sachant que l'opérateur **(**a**):**

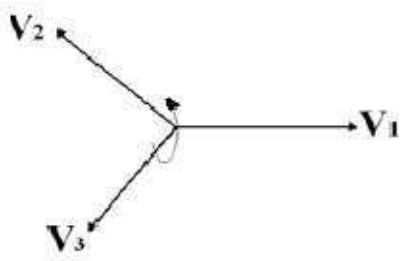
a=-0.5+j0.866=1L+120°



Il vient alors : $V_{a1}=V_1$

$Vb1=V1L240°=\alpha 2.V1$**(II.1)**
$Vc1=V1L120°$**=a.**$V1$

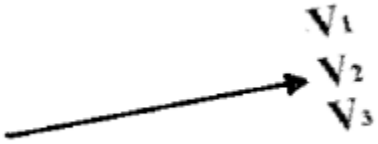
- **Système inverse** (Négatif ou de séquence d'ordre 2) **:** consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine



$$V_{a2}=V_2$$
$$V_{b2}=V_2^{L120°}=\text{a}.V_2 \qquad \text{(II.2)}$$
$$V_{c2}=V_2^{L240°}=a^2.V_2$$

- **Le système homopolaire** (Zéro ou de séquence d'ordre 0) **:** ce système est

Formé de trois vecteurs a ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 » [22]



$$V\ \alpha_0 = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \qquad \textbf{(II.3)}$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V ,b ,Vc Peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

Va=V1+V2+V0
Vb=α2V1+aV2+V0 (II.4)
VC=aV1+ α2V2+V0

Pour déterminerV1, V2 et V0 en fonction de V , Vb , et Vc on a deux méthodes:

- 1er méthode : utiliser la matrice inverse **[T]-1**
- 2éme méthode : utiliser 1 + a +a2 = 0

On aura :
V1= 1/3[Va+ α Vb+ α2Vc]
V2= 1/3[Va+ α2Vb+ αVc] **(II.5)**
V0= 1/3[Va+Vb+ Vc]

II.1.1.1. Circuit équivalent des séquences

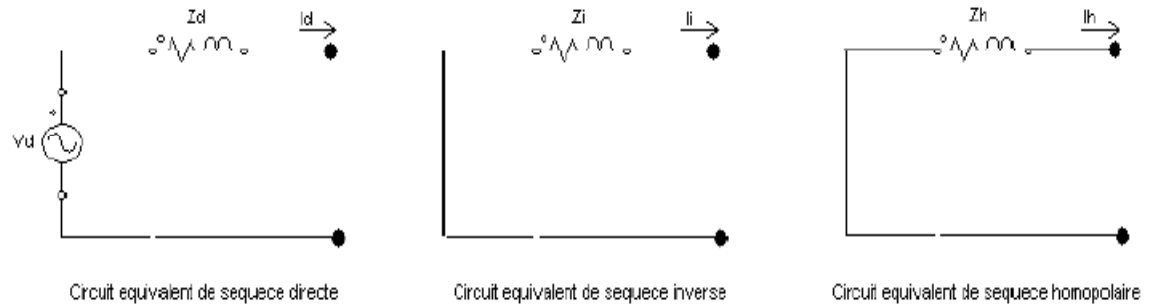


Figure II .3 - Circuit équivalent des séquence

Vd=Vpd-Zd×Id
VI=0-Zi× Ii (II.6)
Vh=0-Zh×Ih

Où

- **V P d** la tension préexistante au point de défaut ;
- **Zd, Zi , Zh** l'impédance équivalente au réseau dans les trois systèmes ***es***

II.1.1.2. Valeurs des impédances des éléments du réseau

Remarques générales concernant les impédances directes
Zd est l'impédance directe d'un élément, elle correspond à l'impédance mesurée lorsqu'on lui applique un système de tensions triphasées aux bornes de trois phases. Elle est identique à l'impédance Zcc utilisée pour le calcul des courants de court-circuit triphasé symétrique. En effet, lors d'un court-circuit triphasé symétrique, le système direct de tensions de l'alimentation est appliqué aux éléments du réseau parcourus par le courant de court-circuit. On a donc la relation Zd= Zcc pour tous les éléments du réseau [22].
Remarques générales concernant les impédances inverses Le caractère symétrique des câbles, des lignes et des transformateurs entraîne que l'impédance directe est égale à l'impédance inverse pour ces éléments.
On a donc la relation Zi=Zd=Zcc pour tous les éléments du réseau autres que les machines Tournantes.

Remarques générales concernant les impédances homopolaires
Elle est directement liée au régime du neutre du distributeur :

- Si le neutre est mis à la terre par une bobine de Petersen, l'impédance homopolaire est considérée comme infinie, car le courant de défaut à la terre est nul ;

- Si le neutre est mis directement à la terre, l'impédance homopolaire est à peu près égale à l'impédance directe ;
- Si le neutre est mis à la terre par résistance, l'impédance homopolaire est à peu près égale à 3 fois cette résistance, car les impédances du transformateur et des liaisons sont négligeables devant la résistance de limitation [23].

$$\mathbf{Z0=3Zn \text{ avec } Zn=}\boldsymbol{Un}/\sqrt{3}\boldsymbol{IL}$$

IL **:** Courant de limitation

II.9. Défaut triphasé symétrique

- Expression du défaut

Va=Vb=Vh=0 (Phases en défaut)

- Traduction en grandeurs symétriques

$Vd=Vi=Vh=0$

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

$Ii=Ih=0$

-Valeur du courant de défaut triphasé :

$$I_c=I_d=\frac{V_d^p}{Z_d}$$

-Retour aux grandeurs de phase :

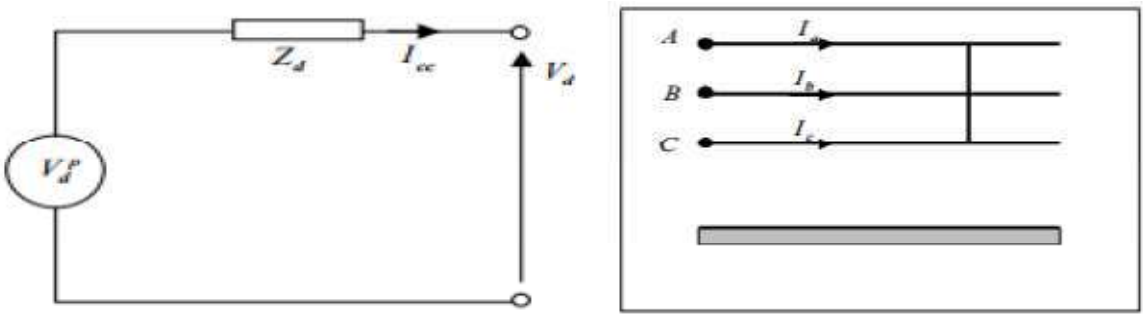


Figure II.4. Défaut triphasé symétrique

Va=Vb=Vc=0 **(II.7)**

$$I_a=\frac{V_d^p}{Z_d} \quad \textbf{(II.8)}$$

$$I_b=\alpha^2\frac{V_d^p}{Z_d} \quad \textbf{(II.9)}$$

$$I_c=\alpha\frac{V_d^p}{Z_d} \quad \textbf{(II.10)}$$

II.10. Architecture des réseaux électriques

Il y a des solutions utilisées pour éviter les coupures d'électricité et maintenir la connexion au réseau de l'électrique, et ce, par la modification de l'architecture du réseau qui améliore et diminue l'impact de défaut.
La solution de protection d'un système électrique va dépendre de son architecture et de son mode d'exploitation.
On donne une description comparative des structures typiques de réseaux électriques.
L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement.
On distingue essentiellement les types suivants :

- Les réseaux à architecture radiale

  -En simple antenne ;

  -En double antenne ;

  - En double dérivation ;

  -En double alimentation avec double jeu de barres.

- Les réseaux bouclés

  - En boucle ouverte ;

  - En boucle fermée.

- Les réseaux incluant une production interne d'énergie

  -Avec groupes de production locale ;

  - Avec groupes de remplacement.

Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques principales de ces structures et leur comparaison.

Différents exemples d'architectures sont illustrés page suivante :

Architecture	**Utilisation**	**Avantages**	**Inconvénients**
Simple antenne	Procès non exigeants en continuité d'alimentation Ex. : cimenterie	Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut éventuellement long Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
Double antenne	Procès continu : sidérurgie, Pétrochimie	Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de Barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres En cas de maintenance
Double dérivation	Réseaux étendus Extensions futures limitées	Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
Double jeu de barres	Procès à grande continuité de service Procès avec forte variation des charges	Bonne continuité d'alimentation Souplesse d'utilisation : transferts sans coupure Souplesse de maintenance	Solution coûteuse Nécessité de fonctions d'automatisme

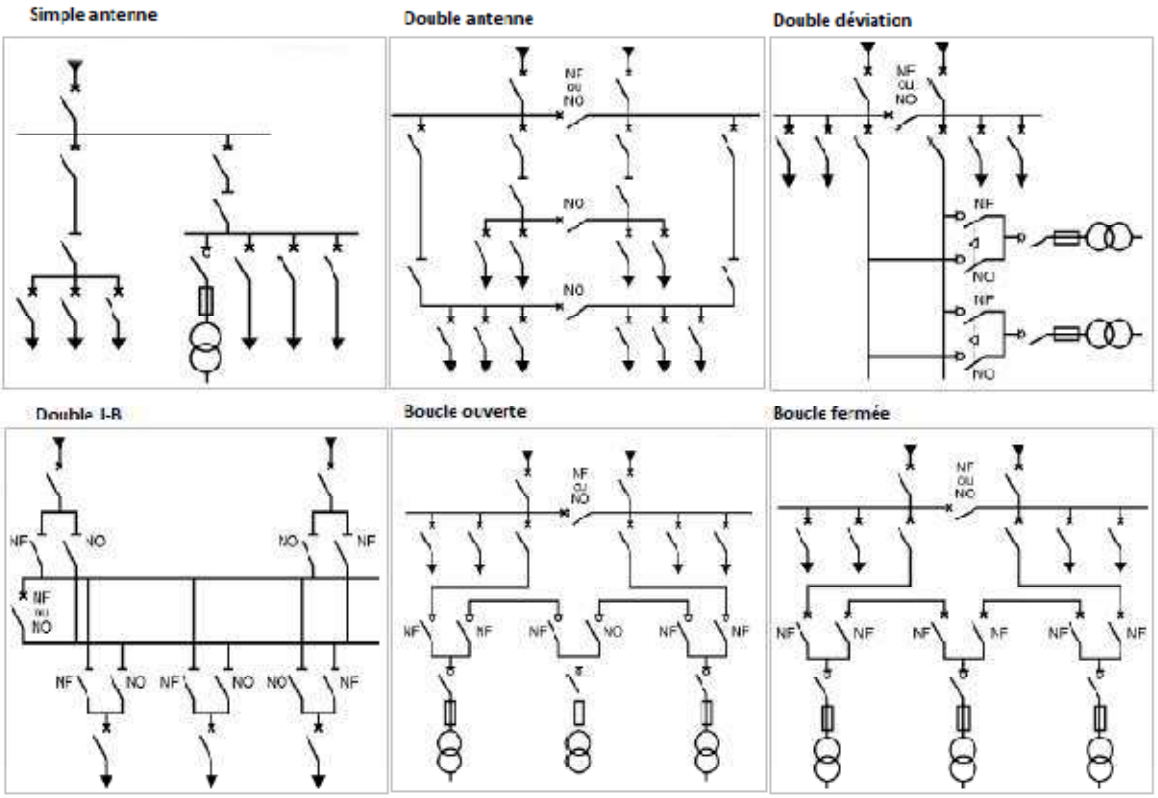


Figure II.5. Architecture des réseaux électriques [25]

II.11. Conclusion

Le maitrise de défaut électrique nous aide à utiliser les protections adéquates, le chapitre N° III, donne une image sur les protections contre les défauts électriques ; les modes et les principes de fonctionnements.

CHAPITRE III

Protections Des Lignes HT

III.1. Introduction

L'utilisation des protections contre les défauts suscités dans le chapitre II, sont indispensable, cette dernière doit être :

- Sélective : n'éliminer que la partie en défaut ;
- Sensible : notamment détecter les défauts très résistants ;
- Rapide : décision en 20 ms, coupure après 70 à 100 ms ;
- Fiable : éviter les déclenchements intempestifs ;
- Autonome ; ne pas changer les réglages fréquemment ;

Traçabilité ; doté d'un Enregistreur des évènements. [27]

La protection nécessite un disjoncteur pour pouvoir faire apparaître ces caractéristiques.

- L'organe de coupure se distingue par des catégories qui sont :

Catégorie des disjoncteurs lents pour t >100 ms et de max 120 ms,

- Catégorie des disjoncteurs semi rapides pour t compris entre 80 et100 ms,
- Catégorie des disjoncteurs rapides pour t < 80 ms.

III.2. Conception générale du système de protection

La conception générale du système de protection découle des principes de base suivants :

- chacun des ouvrages du réseau (lignes, transformateurs, jeux de barres ...) possède son propre système de protection indépendant de celui des autres ouvrages du réseau 2 ; dans la mesure du possible le système de protection d'un ouvrage peut agir en secours en cas de défaillance du système de protection d'un autre ouvrage ;

- les différentes protections d'un même ouvrage sont aussi indépendantes que possible les unes des autres ; en particulier lorsque deux protections sont utilisées l'une en secours de l'autre, il n'y a pas de circuit de verrouillage donnant la priorité à l'une des deux protections ; dans ce cas en effet un défaut de ce circuit de verrouillage pourrait conduire à une défaillance simultanée des deux protections.

Outre l'amélioration de la fiabilité, cette décomposition du système de protection en éléments autonomes a pour avantages :

- De faciliter notablement la maintenance et de permettre une évolution facile du système par adjonction ou remplacement d'un élément ;
- D'éviter les contraintes de réglage qui apparaissent lorsqu'une même protection assure deux fonctions différentes.

III.3. La protection de ligne HTB

La protection de ligne HTB peut être divisée en deux types principaux

- Protection principale de distance (relais de distance): Il se compose de plusieurs étapes pour faire fonctionner ;

- Protection différentielle (relais différentielle) : Utilisé dans le cas d'un des câbles souterrains ou avec des lignes courtes.

III.3.1. La protection principale de distance

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique à une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction ; ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm [31]

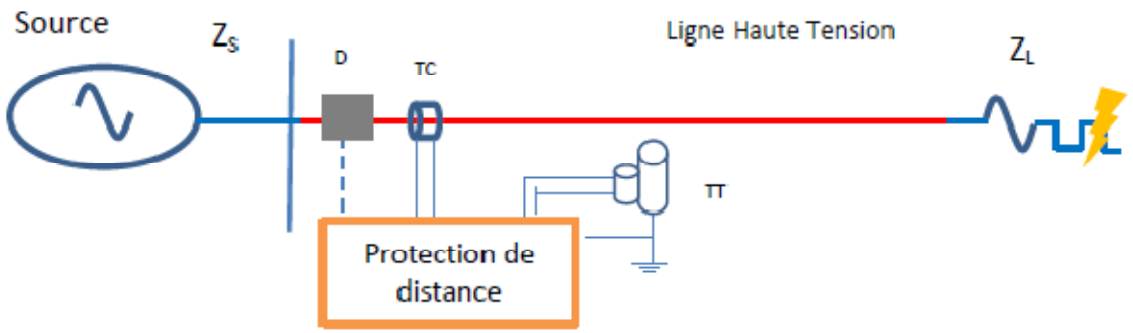


Figure III.1 - Principe de base du fonctionnement

Le principe de la protection de distance est basé sur la loi d'Ohm :

U = Z×I **(III.1)**

Sachant que **ZL=RL+XL** **(III.2)**

Au cas de défaut ; le courant *I* augmente, la tension *U* diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne *ZL* varie ; On remarque que l'impédance de la ligne*ZL* est proportionnelle à la longueur (L), donc pour déterminer la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d. L'image du tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC. La ligne à protégée doit être partagée par trois zones avale et une zone amont (Figure III.11) Le schéma conventionnel de la protection à distance est illustré à la figure suivante :

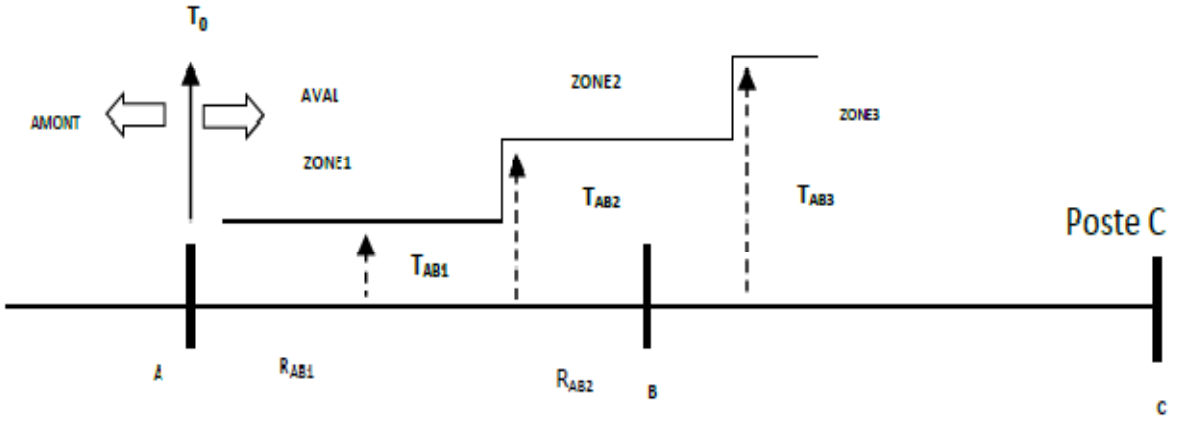


Figure III.11 - Schéma du principe de la sélection des zones de mesure (A-B-C : Les postes).

III.3.1.1. Réglage de démarrage

Pour que le relais de distance commence son travail il fait avoir un signal d'avertissement qu'il y a une panne, et ce technique est utilisé dans les appareils de protection de type électromécanique mai les appareils de type numériques, elle ne dépend pas, mais elle mesuré l'impédance sur une base continue tout au long du temps jusqu'à la valeur de réglage (z3) [32].

.Type de démarrage

a) Le démarrage ampérométrique dont le courant de réglage est choisi entre la Valeur du courant de court-circuit minimal (biphasé) et le courant de surcharge maximal.

ICH.MAX<IR<ICC.MIN **(III.3)**

ICH.MAX : le courant de surcharge maximal.
ICC.MIN : courant de court-circuit minimal
IR: le courant de réglage
Ce type de démarrage est adopté sur les protections des réseaux HT et THT dont les puissances de court-circuit sont élevées et assurent à tous les coups le fonctionnement des éléments de démarrage ampérométriques.

b) Le démarrage impédance métrique est d'application très répandue ;
Il est généralement réglé à 140 % de la longueur de la ligne pour assurer une protection de secours aux différents stades de mesure des protections du poste local et du poste en vis-à-vis.
Dans le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à 140 % de la longueur de la ligne longue n'est pas conseillé de peur de dépasser la zone de protection et d'engendrer des fonctionnements non sélectifs.
On préconise à cet effet le réglage suivant pour la protection installée en A :

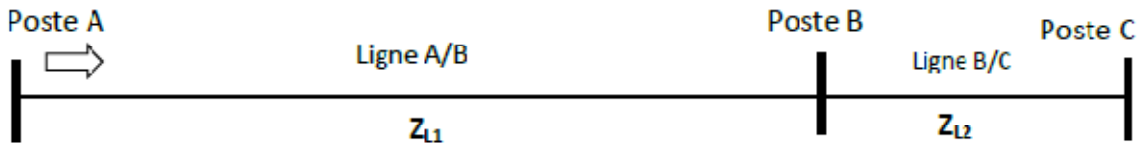


Figure III.12. Les zones de réglage de protection.

Zd=ZL1+40%ZL2 **(III.4)**

43***Zd*** : L'impédance de démarrage selon GRTE

Le démarrage des protections installées sur les liaisons en antenne est choisi de façon à sensibiliser la protection même pour les défauts internes au transformateur:

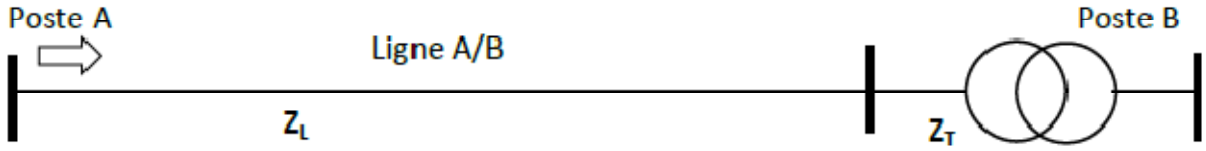


Figure III.13-Les zones de réglage de protection

Zd=ZL+ZT **(III.5)**

Zd **:** L'impédance de démarrage

ZL **:** L'impédance de ligne

ZT **:** L'impédance de transformateur

On notera que même si l'on démarre pour un défaut au secondaire du transformateur, les protections de ce dernier ont toujours le temps d'éliminer le défaut avant l'action du troisième stade de la protection de distance.

III.3.1.2Technique de réglage des zones de mesure

Les zones doivent être réglées correctement afin de garantir la sélectivité et la robustesse. En l'absence de dispositif complémentaire [32].

a-Première zone de mesure

Les réglages peuvent être choisis, pour le cas d'une ligne ordinaire, entre 80 % et 90 % de la longueur de la ligne, avec un déclenchement instantané



Figure III.14- Les zones de réglage de protection

Particulièrement pour une ligne en antenne alimentant un transformateur THT/HT ou HT/MT, la première zone est réglée de façon à couvrir toute la ligne jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur.

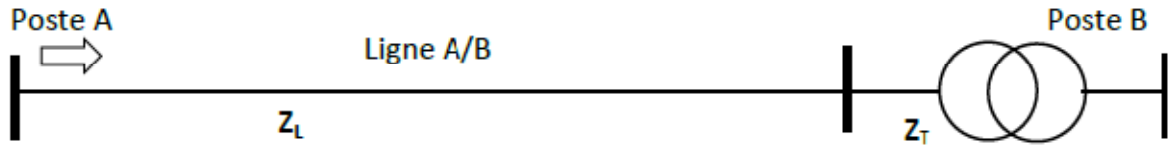


Figure III.15- Les zones de réglage de protection.

$$Z_1 = Z_L + 20\% Z_T \qquad \text{(III.6)}$$

$Z1$: Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 1
ZL : Impédance de ligne de protéger
ZT : Impédance de transformateur

REM : L'action des protections, en première zone de mesure est instantanée.

b- Deuxième zone de mesure:

Celle-ci se métrise selon différents moyens elle dépond de la longueur de la ligne suivant qui doit être protégée, et la forme du réseau liée à lui (surtout quand il y a plus d'une ligne sortant du même poste). Mais dans tous les cas la zone 2 doit couvrir la partie qui n'est pas touchée par la zone 1.

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120% de la longueur de la ligne.

Dans des situations exceptionnelles comme le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:

Le réglage adopté en deuxième stade pour le cas d'une ligne en antenne:

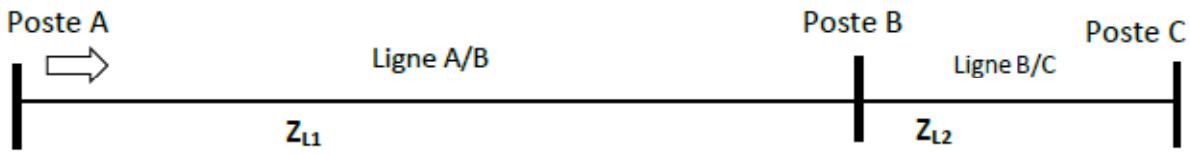


Figure III.16-Les zones de réglage de protection.

Z2=ZL1+20%ZL2 (III.7)

***Z*2 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 2**

***ZL*1 : Impédance de ligne à protéger**

***ZL*2 : Impédance longue suivie**

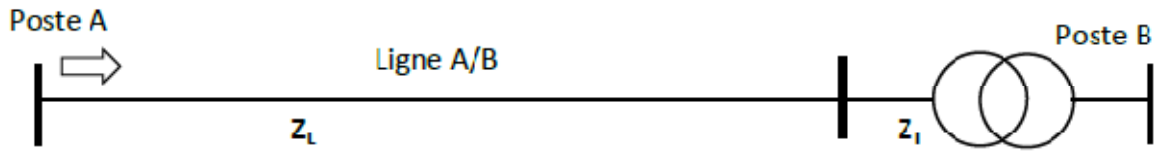


Figure III.17- Les zones de réglage de protection.

Z2=ZL+50%ZT (III.8)

Le fonctionnement en deuxième zone est un secours qui élimine les défauts situés dans la zone morte de la ligne et au-delà du poste opposé pour le cas des réseaux maillés.

Il permet par ailleurs la détection des défauts internes au transformateur dans le cas des alimentations en antenne.

L'action de déclenchement en deuxième zone est temporisée:

- Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques on adopte :

T2 = 0.5 Sec

- Lorsque le matériel est numérique que dans le poste local et dans le poste opposé on adopte:

T2 = 0. 3 Sec

c- Troisième zone de mesure

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée égale à la portée de l'élément de démarrage. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger toute la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur**.**

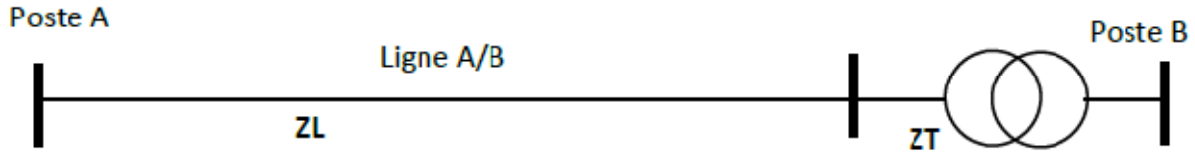


Figure III.18- Les zones de réglage de protection.

Z3=ZL+80%ZT (III.9)

Les actions des déclenchements en troisième zone se font en:

T3 = 1.2 Sec

d- Zone de protection non directionnelle

Dans quelque appareils de protection numérique la zone non directionnelle est ajoutée comme quatrième zone, et cette nouvelle zone se caractérise par portée renverser de 10-15%de la zone 1, ceci signifie qu'elle est zone non directionnelle.
Le but de cette arrière couverture est fonctionner comme une protection secoure pour les pannes qui s'effectuent sur les jeux de barre, ainsi il est considéré comme protection défiance des disjoncteurs.
Les actions des déclenchements en quatrième zone se font en:

2 Sec≤ T4 ≤ 2,5 Sec

III.3.1.2. La vérification de synchronisation

Pour compléter le processus de connexion pour n'importe quel circuit, on suppose qu'il est branché complètement de l'autre côté et on branché le sectionneur de la ligne et jeux de barre à l'intérieur de poste[33].alors qu'il y a deux tensions différentes sur les deux bornes de disjoncteur, l'une c'est la tension des jeux de barre et l'autre c'est celle qui existe sur le circuit d'autre part, pour faire le branchement il faut avoir compatibilité (synchronisation) entre les deux tension qui se trouvent sur les deux bornes et pour avoir cette compatibilité il faut que :

- La différence de la tension entre les deux bornes soit moins que la valeur de réglage ;

-Différent de déphasage soit moins que la valeur de réglage ;

- La différence de fréquence soit moins que la valeur de réglage ;
Cet avantage se fait soit par un appareil spécial ou par le relais de distance automatiquement.

III.3.2. Dispositif de réenclenchèrent automatique

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défauts sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs [32].
A cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation, il est associé aux protections principales un dispositif de réenclenchement automatique du disjoncteur qui assure:

- **En monophasé**

- Un réenclenchement pour les défauts fugitifs (DR),

-Un réenclenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est permanent (DRD).

- **En triphasé**

- Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé,

En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réenclenchement triphasé, quel que soit le type de défaut.
Réglage du réenclencheur:

- **Lignes en antenne**

- Mode de réenclenchement : Triphasé.

- Temps de réenclenchement : 3 Sec.

- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

- **Lignes du réseau maillé**

- Mode de réenclenchement : Monophasé

- Temps de réenclenchement : 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT électromécanique où il faut adopter 1,5 Sec).

- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.

- La fonction réenclencheur : Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2.

III.3.3. Protection de secoure des lignes

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours48des protections principales et complémentaires contre les court-circuités de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne [32].
Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal $Isur\ ch$(défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé).
Le temps d'action de cette protection est choisi compte tenu des temporisations des protections à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.
Cette temporisation (TR) est généralement choisie entre le troisième (T3) et quatrième (T4) stade des protections de distance.

$$I_{sur\ ch} < I_R < I_{CC\ min} \qquad \text{(III.10)}$$

$$T_3 < TR < T_4$$

III.3.4. Protection défaillance disjoncteur

'Installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service.
Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée.
Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la

position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut [32].

Les réglages sont:

T=0.3Sec ***IR=1.5xIN*** **(III.11)**

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée du transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.

III.3.5. Dispositif de localisation de défaut

Les lignes longues sont généralement équipées à une extrémité par un dispositif de localisation de défaut. Cet automate permet de situer le lieu de défaut pour faciliter la tâche des agents de la maintenance chargés de la réparation de la ligne [32].

Le fonctionnement de cet appareil est provoqué par les déclenchements monophasés de la protection principale et consiste à mesurer l'impédance de court-circuit qui est directement proportionnelle à la longueur de la ligne.

Dans les protections de distance, numériques, cette fonction est intégrée dans la base pour certaine protection et en option sur d'autres.

$$\boldsymbol{D = \frac{X_{CC}}{X_{OL}}}\text{Km} \qquad \textbf{(III.12)}$$

Avec :

$\boldsymbol{XCC}$ **:** La réactance de court-circuit.

$\boldsymbol{LXO}$: La réactance linéique de la ligne.

La mesure du localisateur de défaut est effectuée au moment du passage du courant par zéro. Cet artifice permet d'éliminer l'influence de la résistance de défaut et de la résistance de la ligne sur la mesure de distance.

$$\mathbf{U} = (\boldsymbol{R_L + R_d}) \times \boldsymbol{i} + \boldsymbol{L_L}\frac{\boldsymbol{di}}{\boldsymbol{dt}} \qquad \textbf{(III.13)}$$

Avec

RL : Résistance de la ligne.
Rd : Résistance de défaut.
LL : Inductance de la ligne.
Pour i = 0⇒ U=$LL*di/dt$

CHAPITRE IV

Simulation

IV - intreduction

Le programme de simulation MATLAB a été appliqué pour évaluer les performances de l'algorithme de localisation de défauts développé. Différents model des réseaux alimentés des deux extrémités ont été modélisés pour la génération de données de défaut utilisées dans le développement de l'algorithme de localisation de défauts présenté. En particulier, le model Représentée dans la figure IV. 1. Ce modèle est composé de deux sources de 400 kV, trois lignes de transmission de 150 km

IV-1-réseau d'étude

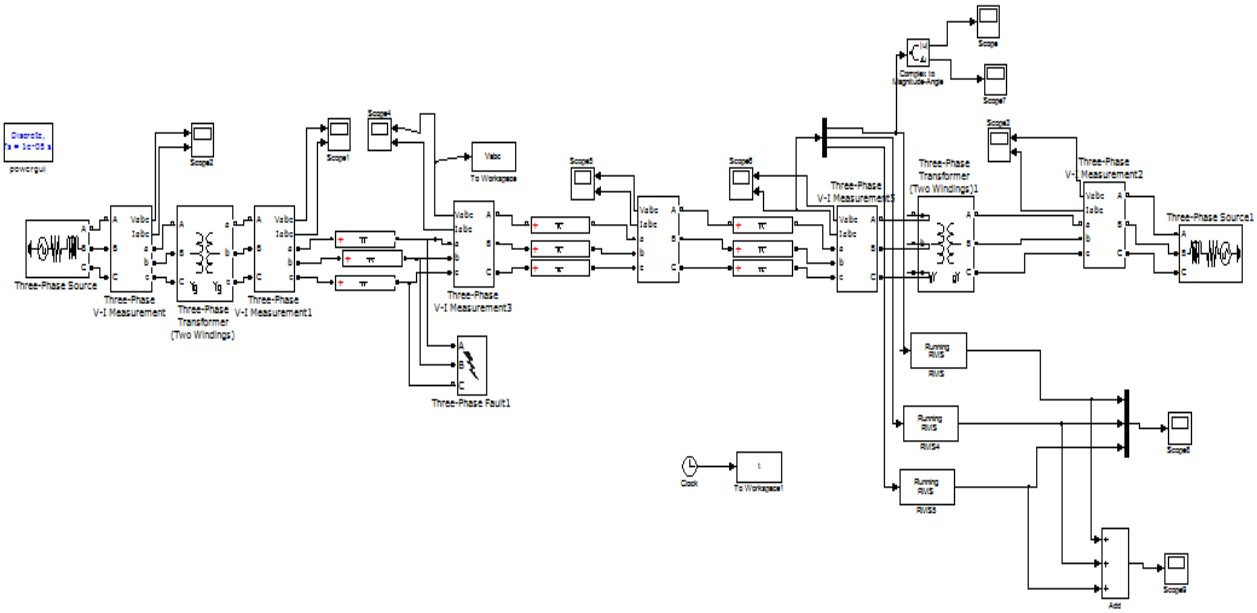


Figure. IV-1- : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.

D,A, B et C : jeux de barres
T.C : transformateur de courant.
T.T : transformateur de tension.

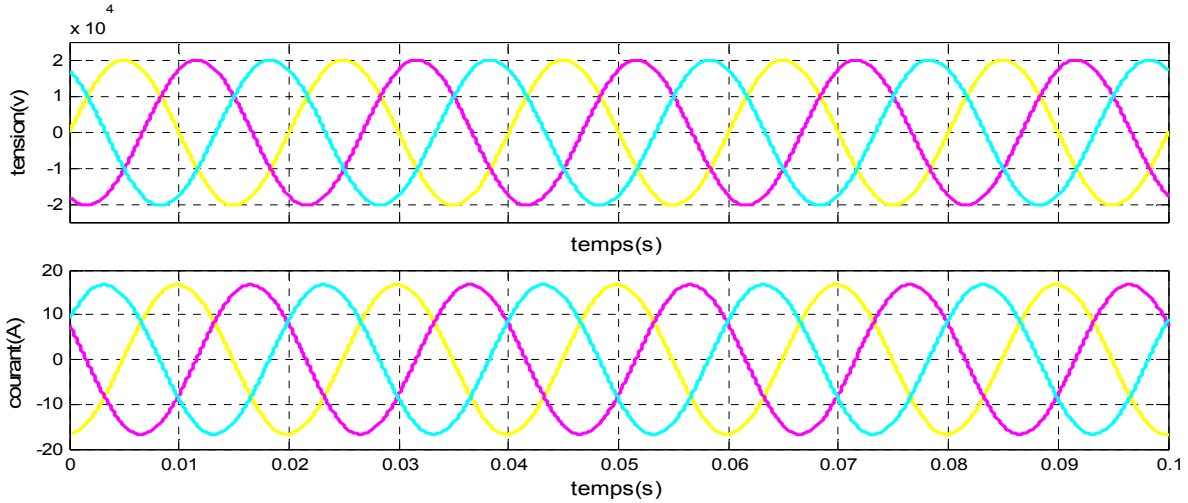


Figure IV-2- signaux des courants et des tensions abc sans défaut

IV-2 les cas avec défaut

Les signaux des tensions et les courants pour un défaut triphasé pure temps égale 0.04 s décroit pour temps égale 0.06 s augmenté

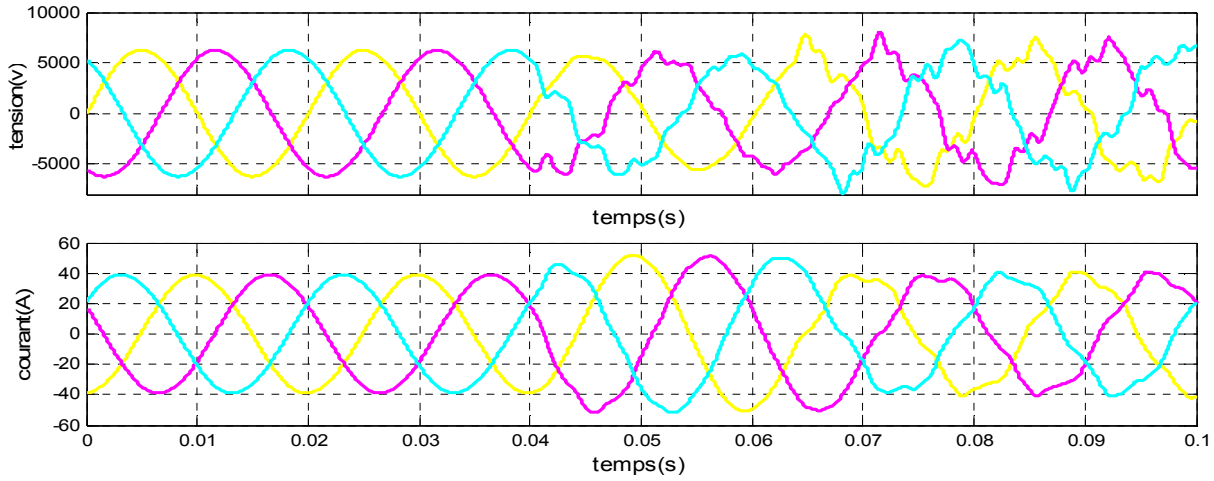


Figure IV -2-1-scope 1 des courants et des tensions triphasé

Avec 50 km

Les signaux des tensions et les courants pour un défaut biphasé pure temps égale 0.04 s décroit pour temps égale 0.06 s augmenté

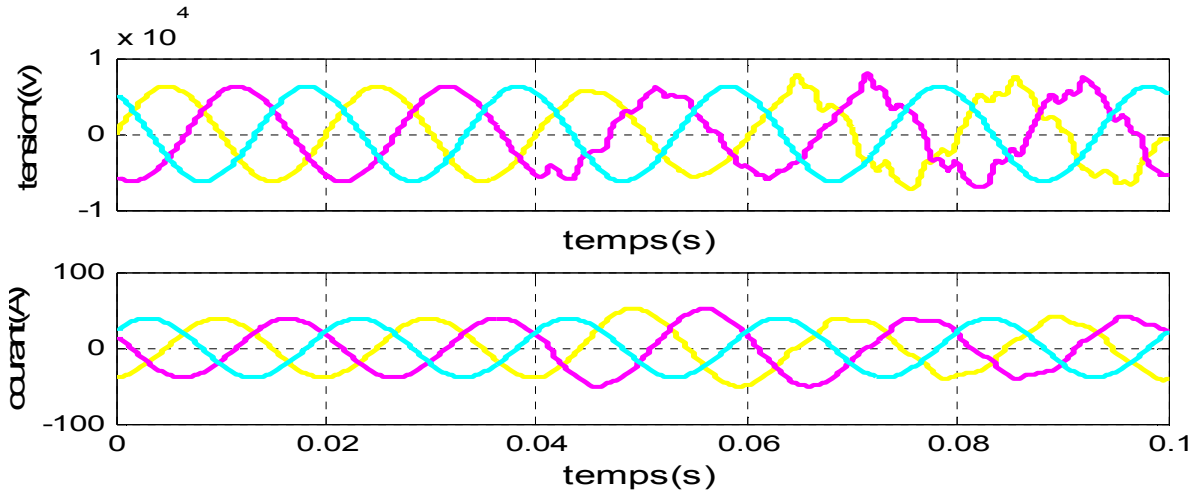


Figure IV -2-2-scope 1 des courants et des tensions biphasé

Avec 50 km

Les signaux des tensions et les courants pour un défaut monophasé pure temps égale 0.04 s décroit pour temps égale 0.06 s augmenté

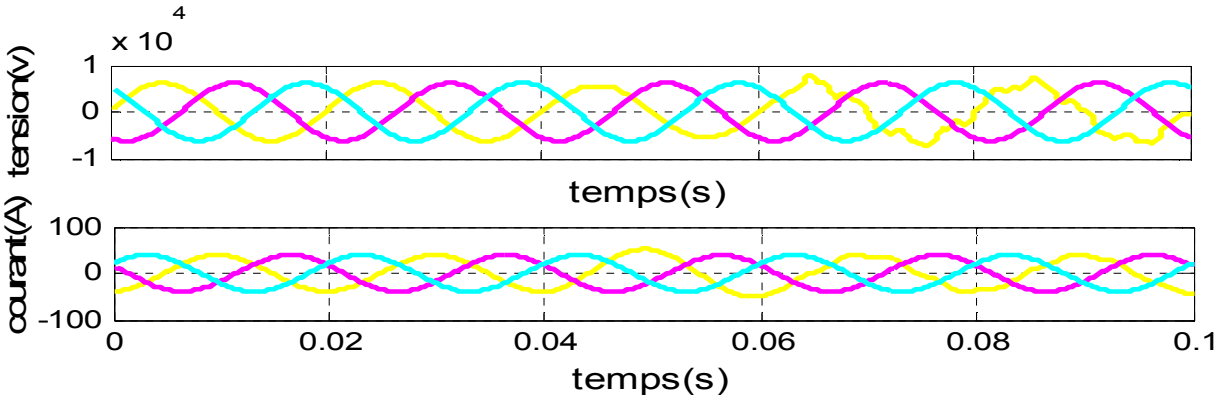


Figure IV -2-3-scope 1 des courants et des tensions monophasé

Avec 50 km

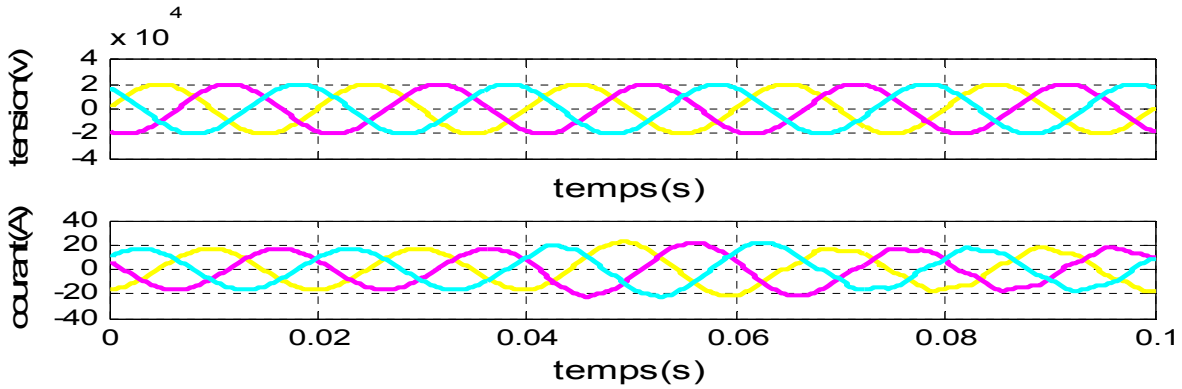


Figure IV -2-4-scope 2 des courants et des tensions triphasé de 50 km

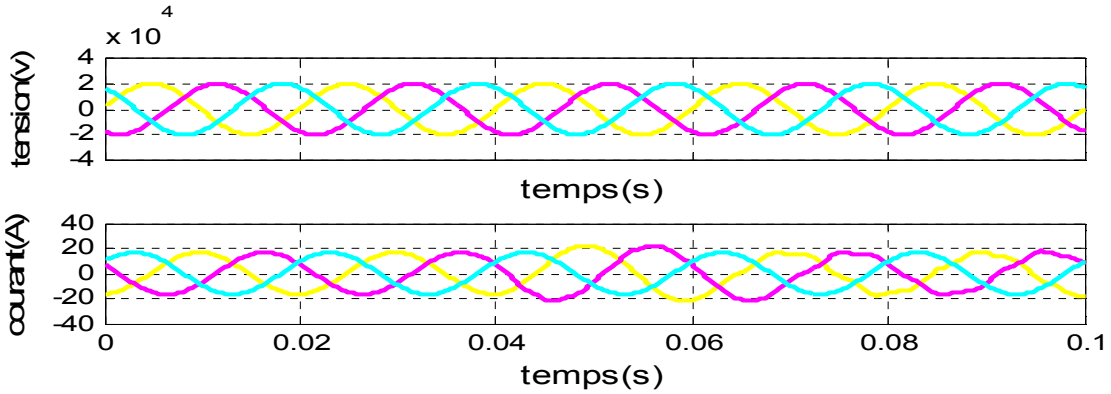


Figure IV -2-5-scope 2 des courants et des tensions biphasé de 50 km

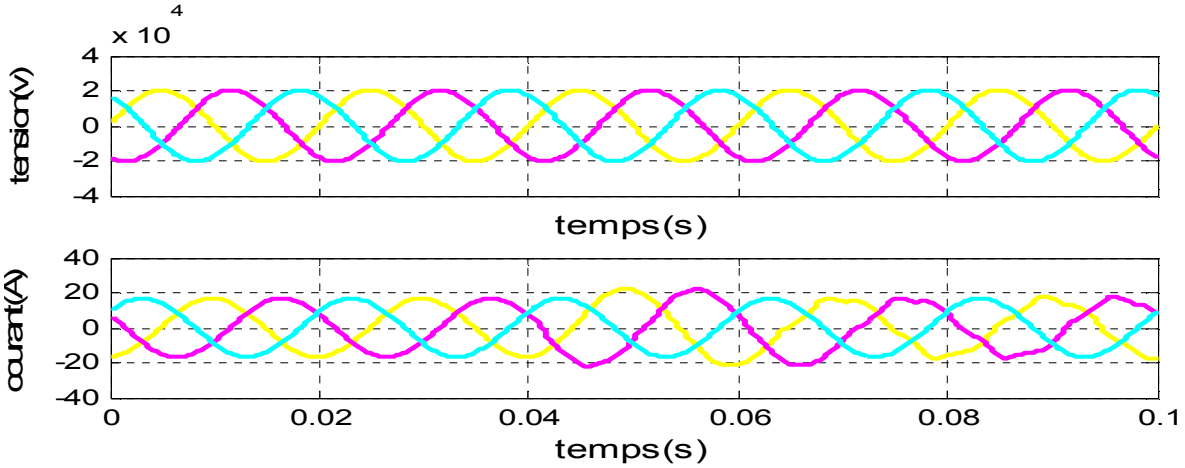


Figure IV -2-6-scope 2 des courants et des tensions monophasé

De 50 km

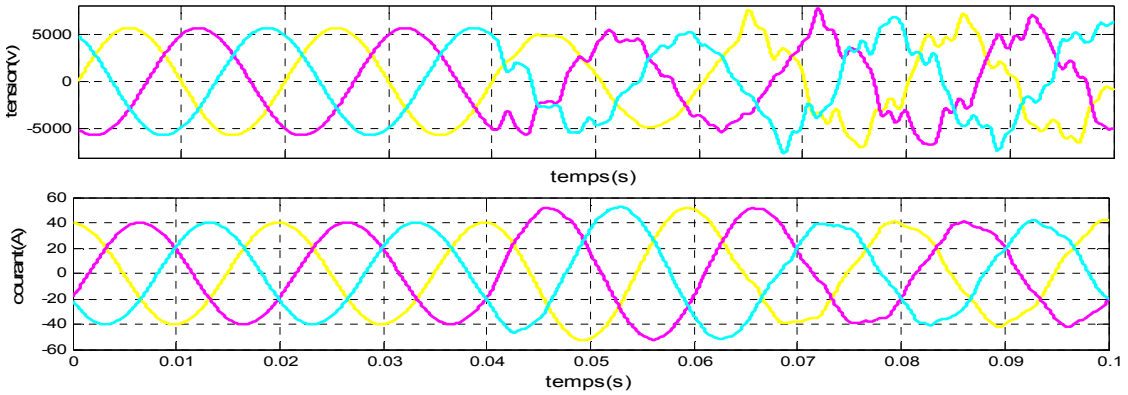


Figure IV -2-7-scope 4 des courants et des tensions triphasé de 100 km

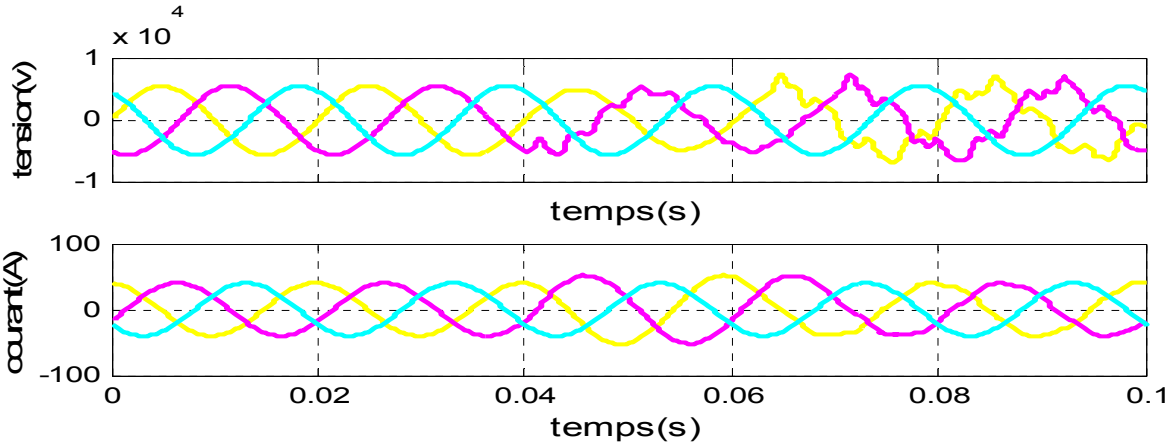


Figure IV -2-8-scope 2 des courants et des tensions biphasé de 100 km

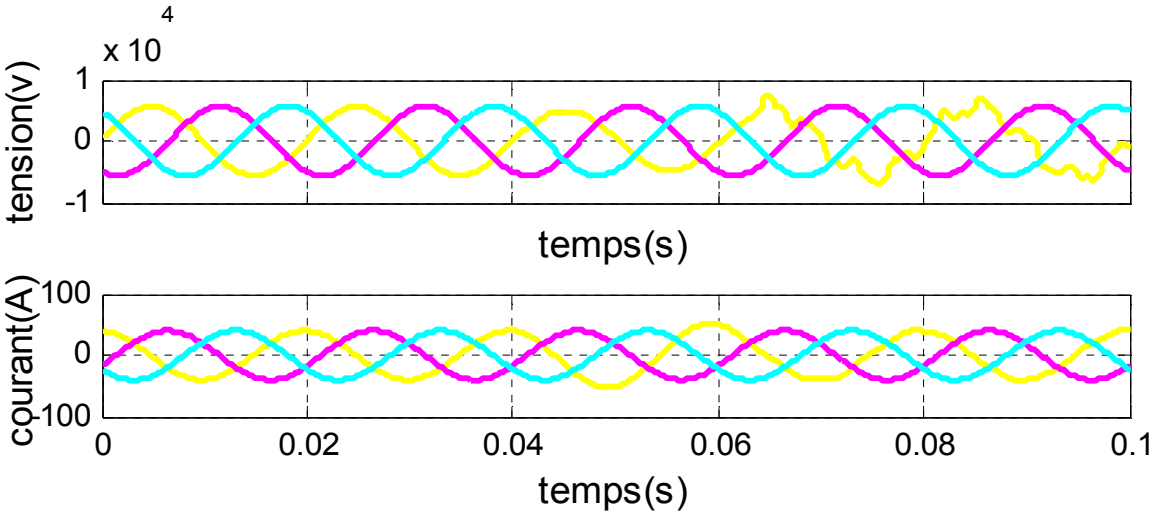


Figure IV -2-9-scope 2 des courants et des tensions monophasé de 100 km

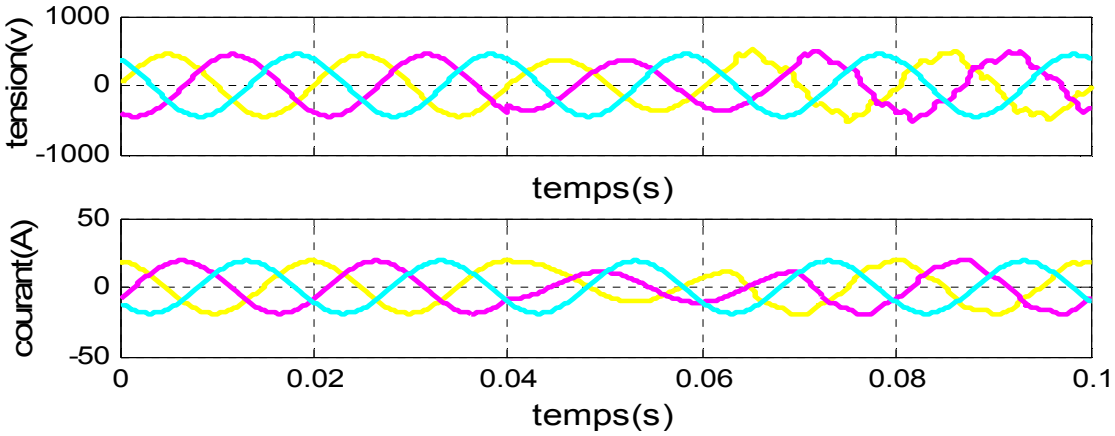


figure IV -2-10-scope3 des courants et des tensions triphasé 150km

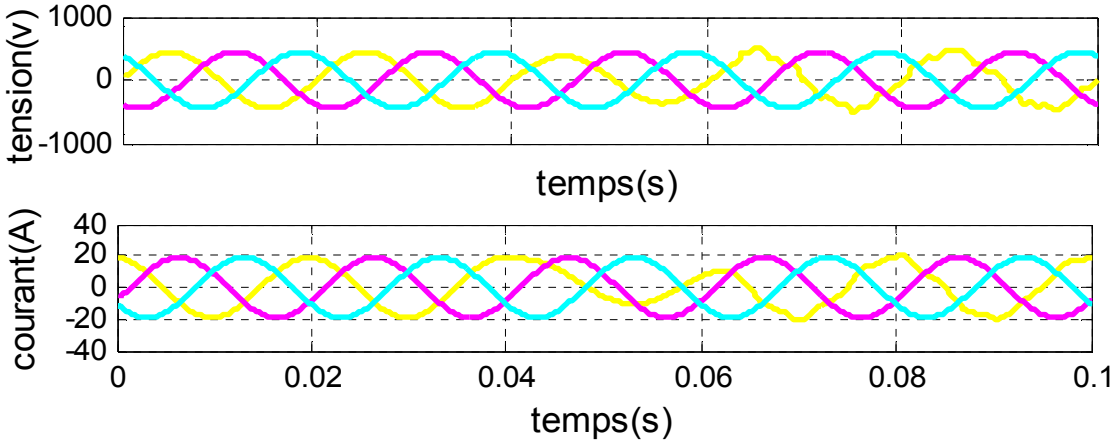


Figure IV -2-11-scope 3 des courants et des tensions biphasé de 150 km

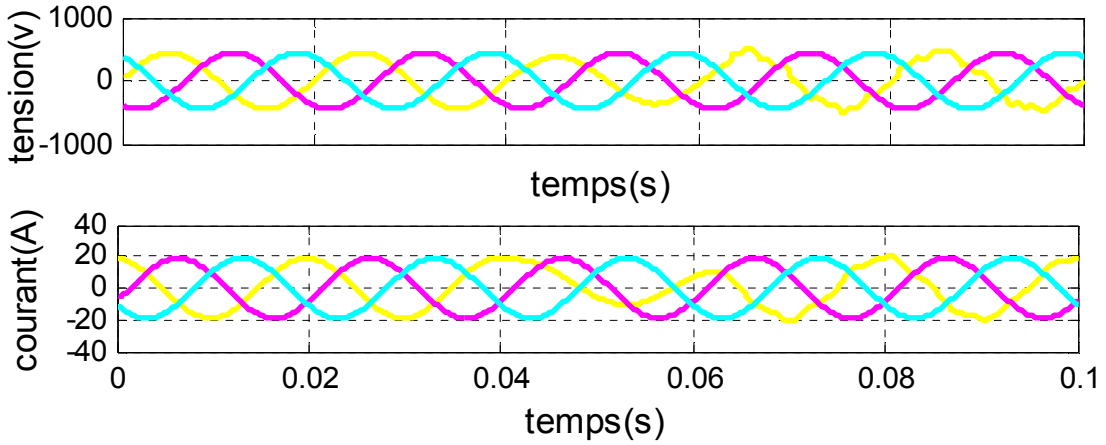


Figure IV -2-12-scope 3 des courants et des tensions monophasé de 150 km

IV -3- Résultat de simulation

Résultat simulation de courant (triphasé, biphasé, monophasé) de distance 50km

Pour une distance de 50km a partir de défaut de jeu de barres on prend les visualisons des signaux des courants pour les différents types de défaut.

Défaut triphasé

Les signaux des courants pour un défaut triphasé sont montrés sur le figure IV -3-1

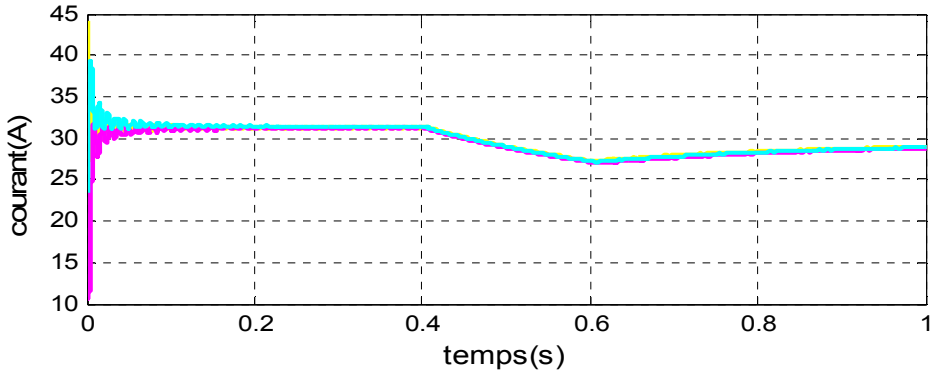


Figure IV -3-1- les signaux des courants triphasé par ligne

Avec M=50km

Défaut biphasé

Les signaux des courants pour un défaut biphasé sont montrés sur le figure IV -3-2

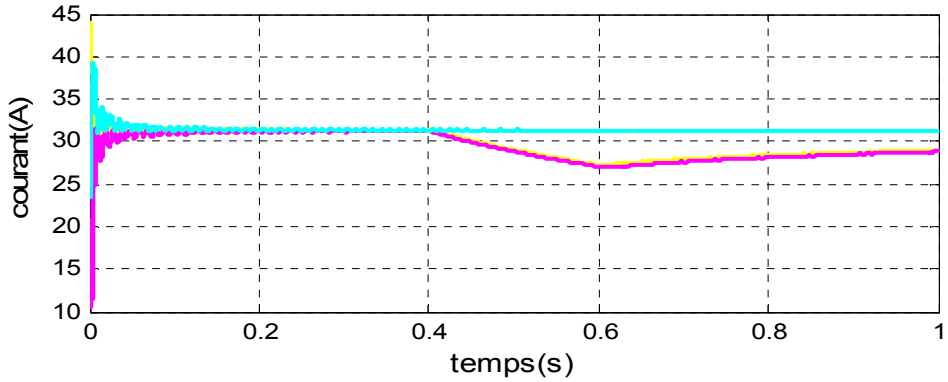


Figure IV -3-2- les signaux des courants biphasé par ligne

Avec M=50km

Défaut monophasé

Les signaux des courants pour un défaut monophasé sont montrés sur le figure - IV -3-3

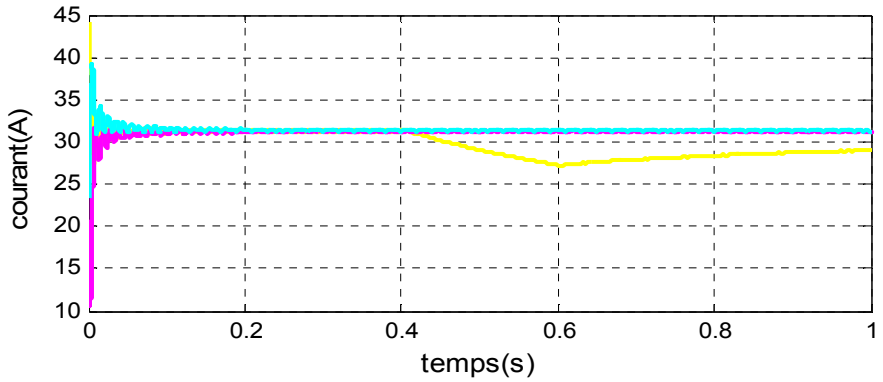


Figure - le IV -3-3- les signaux des courants monophasé par ligne

Avec =50km

Résultat simulation de courant (triphasé, biphasé monophasé) De distance 100 **km**

Pour une distance de 100km a partir de défaut de jeu de barres on prend les visulations des signaux des courants pour les différents types de défaut.

Défaut triphasé

Les signaux des courants pour un défaut triphasé sont montrés sur le figure IV -3-4

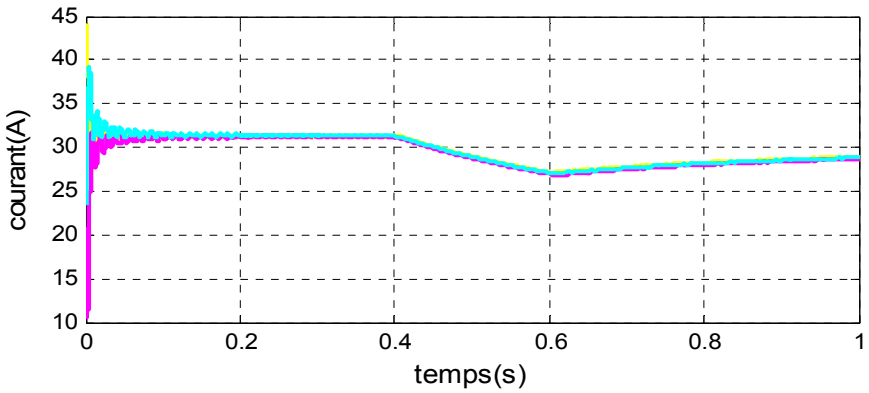


Figure IV -3-4- les signaux des courants triphasé par ligne

Avec M=100km

Défaut biphasé

Les signaux des courants pour un défaut biphasé sont montrés sur le figure IV -3-5-

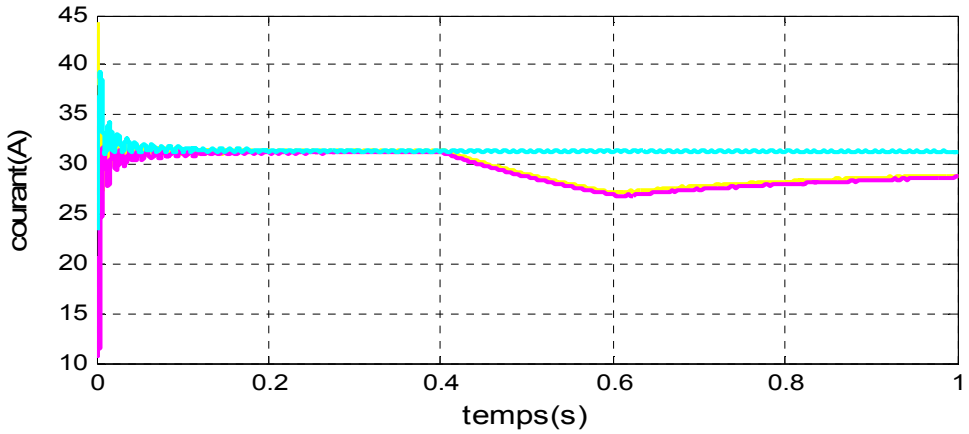


Figure IV -3-5- les signaux des courants biphasé par ligne

Avec M=100km

Défaut monophasé

Les signaux des courants pour un défaut monophasé sont montrés sur le figure IV -3-6-

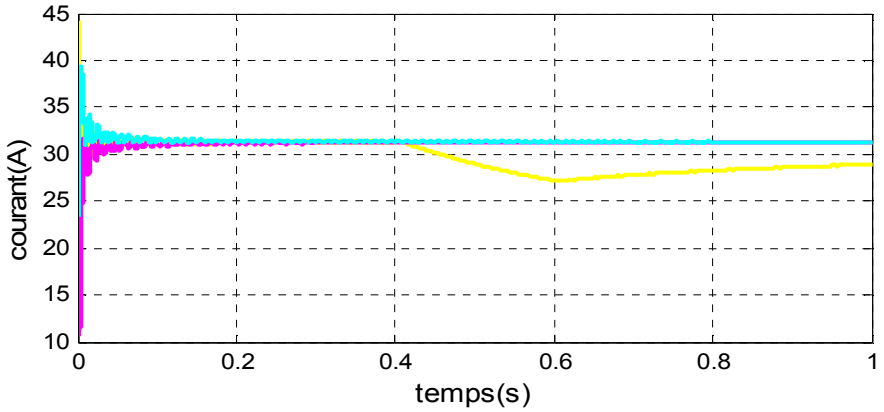


Figure IV -3-6- les signaux des courants monophasé par ligne

Avec M=100km

Résultat simulation de courant (triphasé, biphasé, monophasé) de distance 150km

Pour une distance de 150km a partir de défaut de jeu de barres on prend les visualisons des signaux des courants pour les différents types de défaut.

Défaut triphasé

Les signaux des courants pour un défaut triphasé sont montrés sur le figure IV -3-7

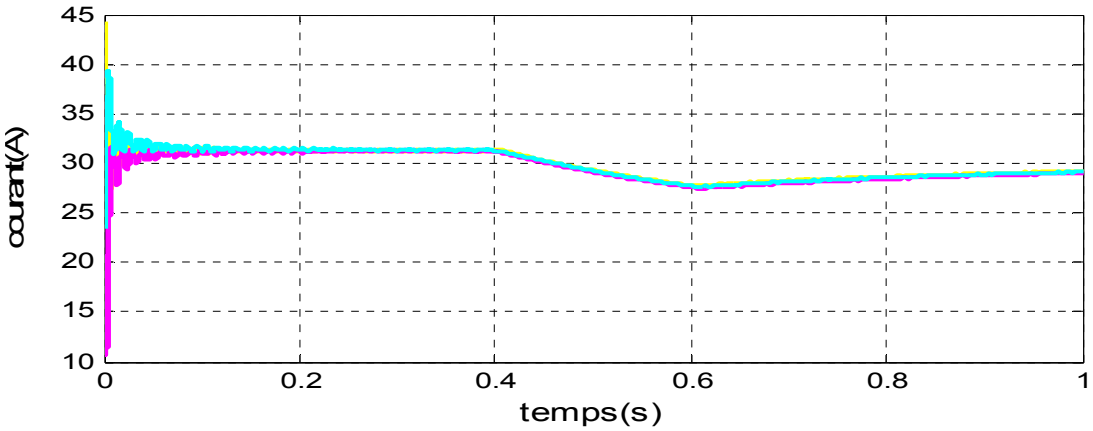


Figure IV -3-7- les signaux des courants triphasé par ligne

Avec M=150km

Défaut biphasé

Les signaux des courants pour un défaut biphasé sont montrés sur le figure IV -3-8-

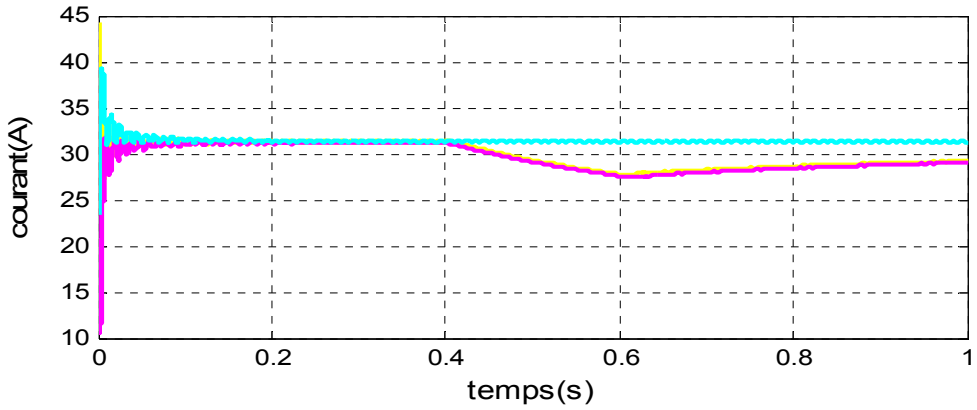


Figure IV -3-8- les signaux des courants biphasé par ligne

Avec M=150km

Défaut monophasé

Les signaux des courants pour un défaut monophasé sont montrés sur le figure IV -3-9-

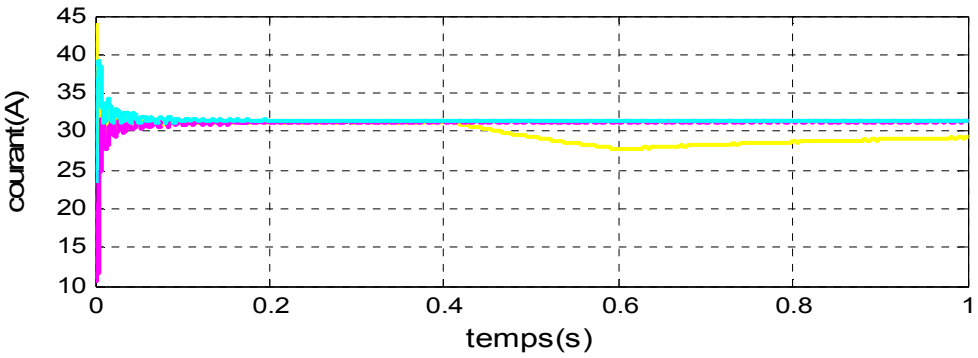


Figure IV -3-9- les signaux des courants monophasé par ligne

Avec M=150km

Pour une distance de 150km a partir de défaut de jeu de barres on prend les visulations des signaux des tension pour les différents types de défaut.

Défaut triphasé

Les signaux des tensions pour un défaut triphasé sont montrés sur le figure IV -3-10

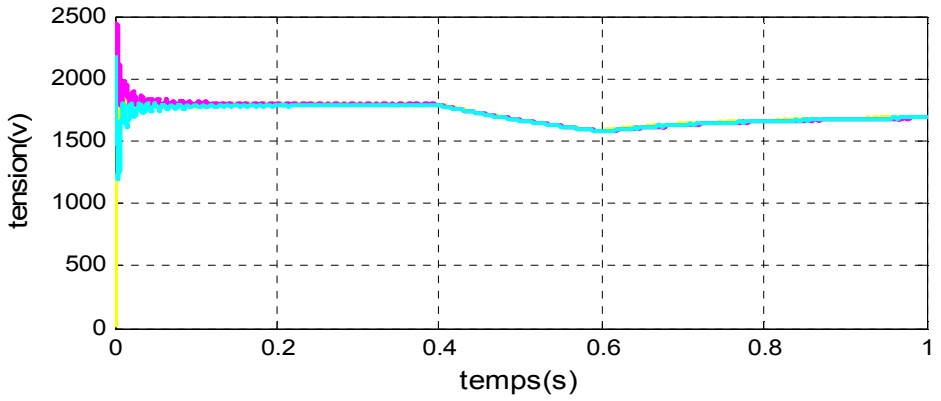


Figure IV -3-10- les signaux des tensions triphasé par ligne

Avec M=150km

Défaut biphasé

Les signaux des courants pour un défaut biphasé sont montrés sur le figure IV -3-11-

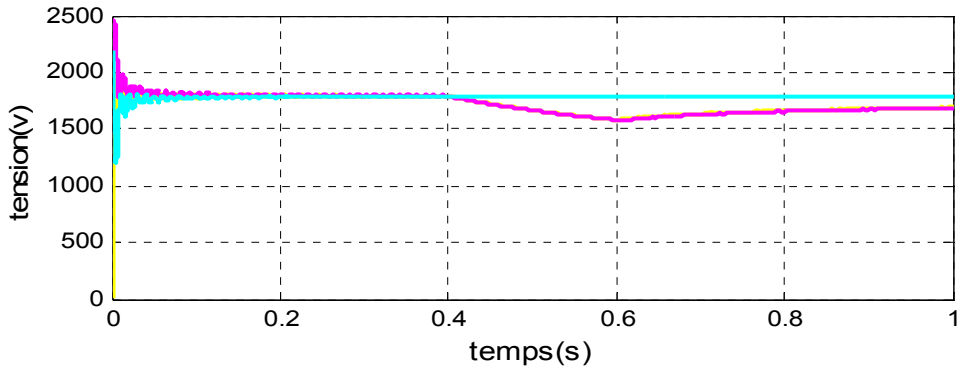


Figure IV -3-11- les signaux des tensions biphasé par ligne

Avec M=150km

Défaut monophasé

Les signaux des tensions pour un défaut monophasé sont montrés sur le figure IV -3-12-

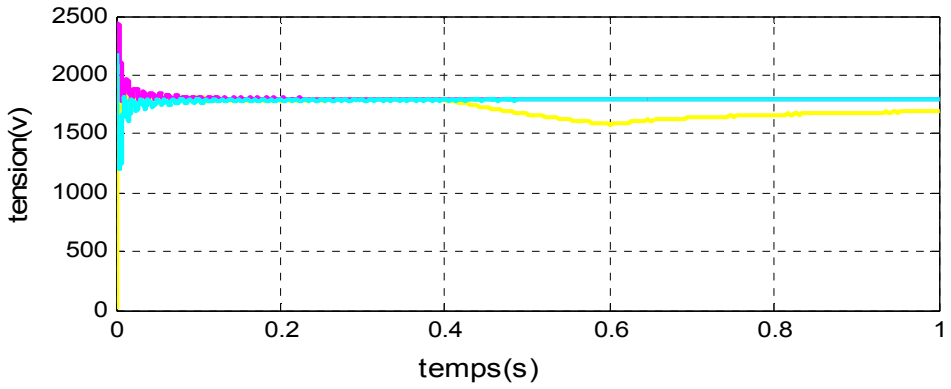


Figure IV -3-12- les signaux des tensions monophasé par ligne

Avec M=150km

Pour une distance de 100km a partir de défaut de jeu de barres on prend les visulations des signaux des tension pour les différents types de défaut.

Défaut triphasé

Les signaux des tensions pour un défaut triphasé sont montrés sur le figure IV -3-13

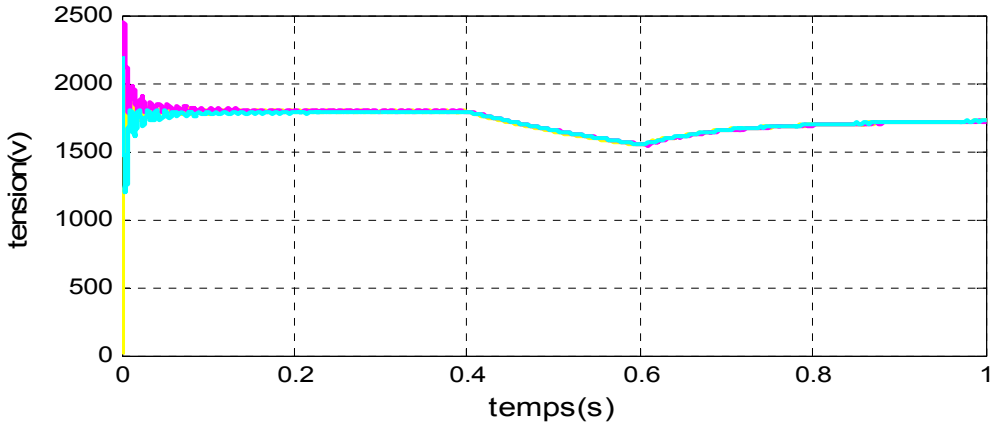


Figure IV -3-13- les signaux des tensions triphasé par ligne

Avec M=100km

Défaut biphasé

Les signaux des tensions pour un défaut biphasé sont montrés sur le figure IV -3-14

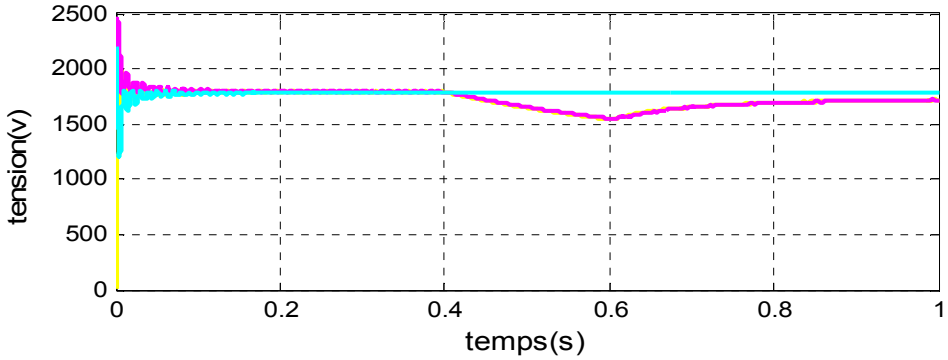


Figure IV -3-14- les signaux des tensions biphasé par ligne

Avec M=100km

Défaut monophasé

Les signaux des tensions pour un défaut monophasé sont montrés sur le figure IV -3-15

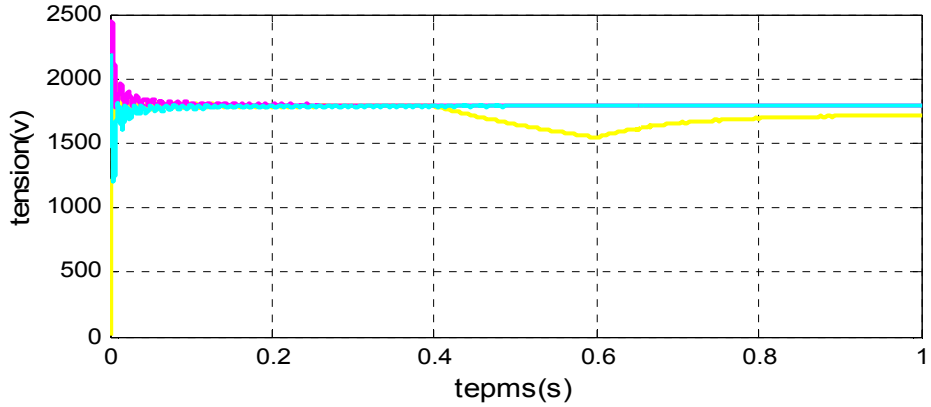


Figure IV -3-15- les signaux des tensions monophasé par ligne

Avec M=100km

Pour une distance de 50km a partir de défaut de jeu de barres on prend les visulations des signaux des tension pour les différents types de défaut.

Défaut triphasé

Les signaux des tensions pour un défaut triphasé sont montrés sur le figure IV -3-16

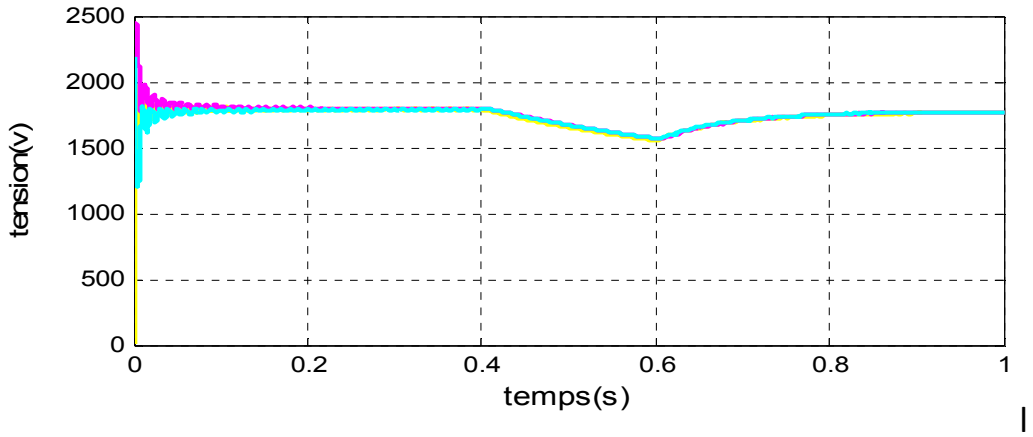


Figure IV -3-16- les signaux des tension triphasé par ligne

Avec M=50km

Défaut biphasé

Les signaux des tensions pour un défaut biphasé sont montrés sur le figure IV -3-17

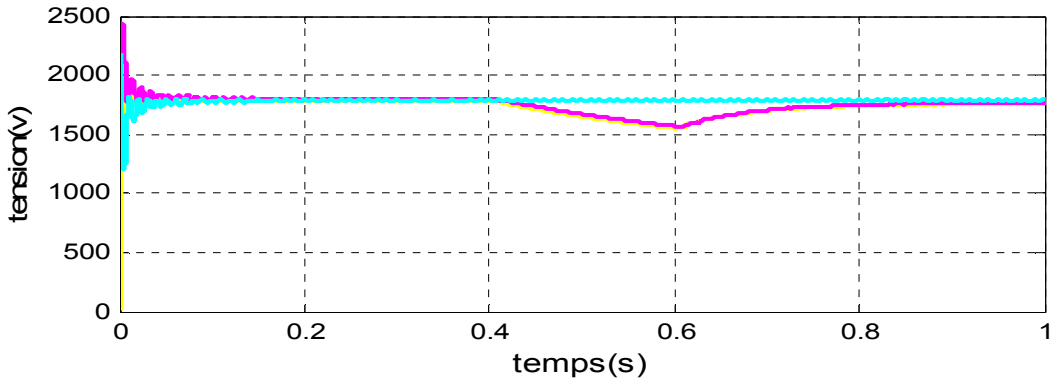


Figure IV -3-17- les signaux des tensions biphasé par ligne

Avec M=50km

Défaut monophasé

Les signaux des tensions pour un défaut monophasé sont montrés sur le figure IV -3-18

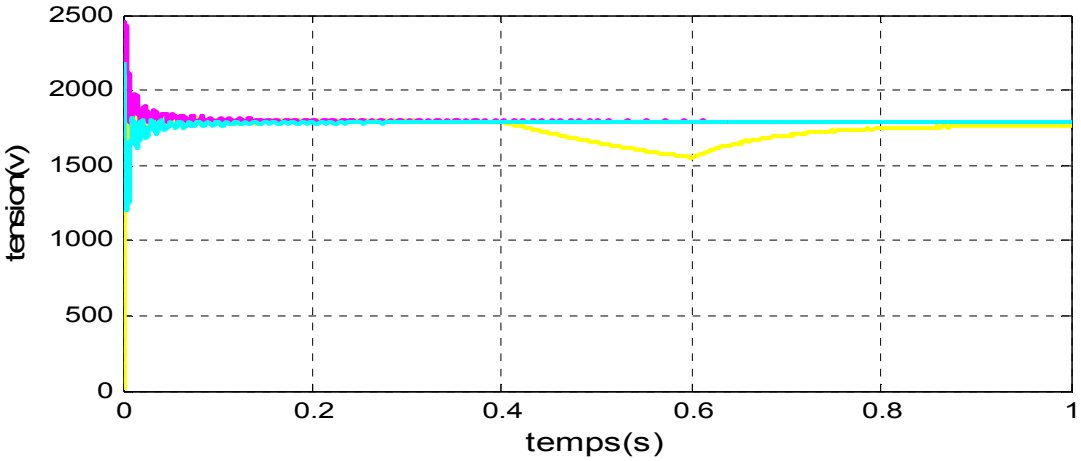


Figure IV -3-18- les signaux des tensions monophasé par ligne

Avec M=50km

IV -4- la somme des courants et des tensions des défauts

IV -4- Les figures IV-4-représentent la somme des simulations des défauts de la ligne haut tension (triphasé, biphasé, monophasé)

Avec un distance m=50 km, m=100km, m=150km

Représentent Les signaux des tensions et des courants

Défaut triphasé

La somme des signaux des courants triphasé de 50 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

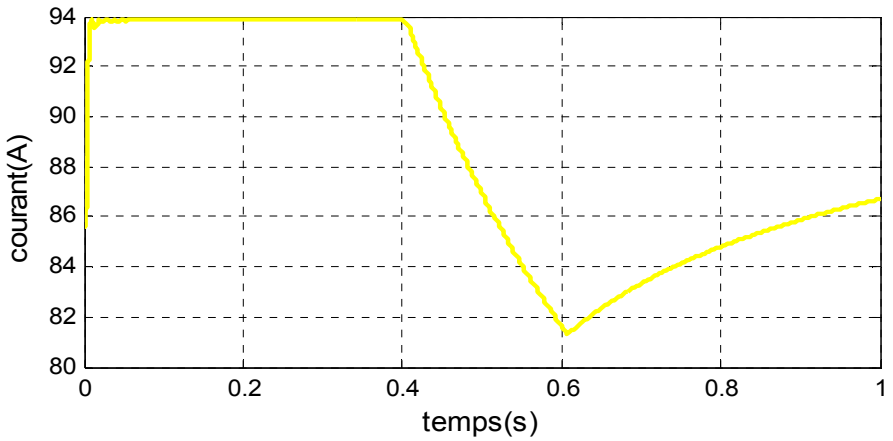


Figure IV -4-1- la somme des courants triphasés de 50 km

Défaut biphasé

La somme des signaux des courants biphasé de 50 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 50 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

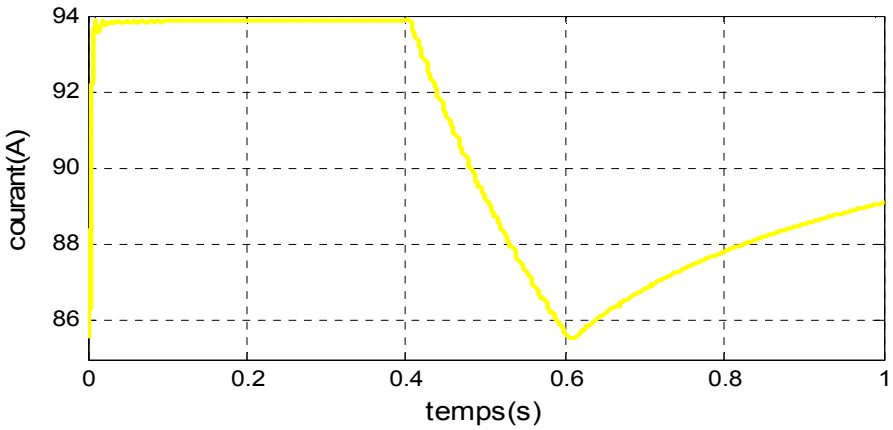


Figure IV -4-2- la somme des courants biphasés de 50 km

Défaut monophasé

La somme des signaux des courants monophasé de 50 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 50 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

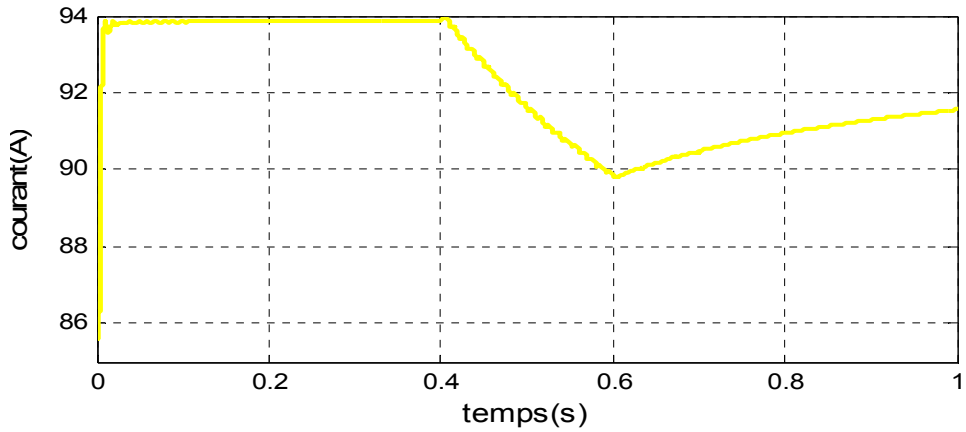


Figure IV -4-3- la somme des courants monophasés de 50 km

Défaut triphasé

La somme des signaux des courants triphasé de 100 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

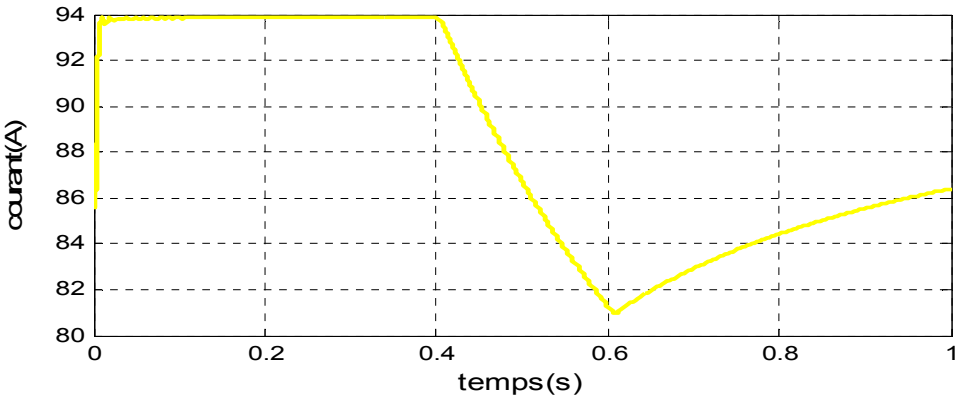


Figure IV -4-4- la somme des courants triphasés de 100 km

Défaut biphasé

La somme des signaux des courants biphasé de 100 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

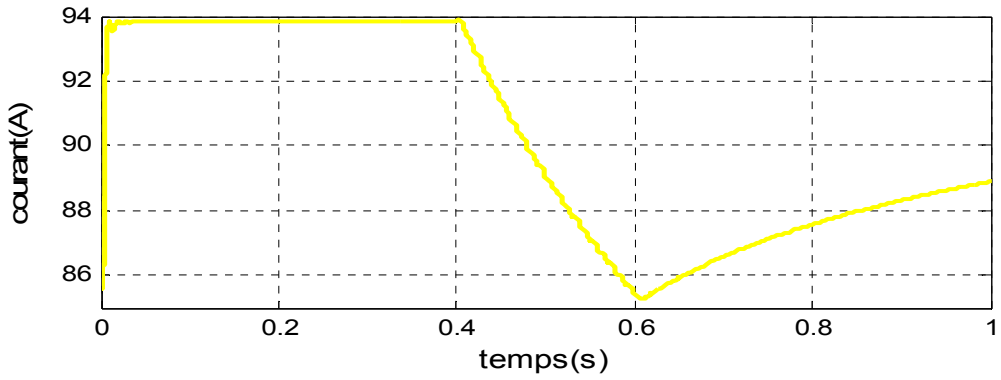


Figure IV -4-5- la somme des courants biphasés de 100 km

Défaut monophasé

La somme des signaux des courants monophasé de 100 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

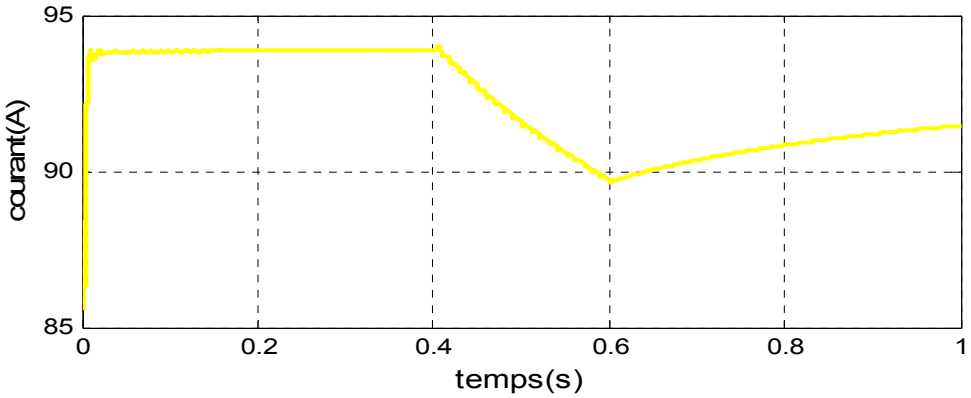


Figure IV -4-6- la somme des courants monophasés de 100 km

Défaut triphasé

La somme des signaux des courants triphasé de 150 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 150 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

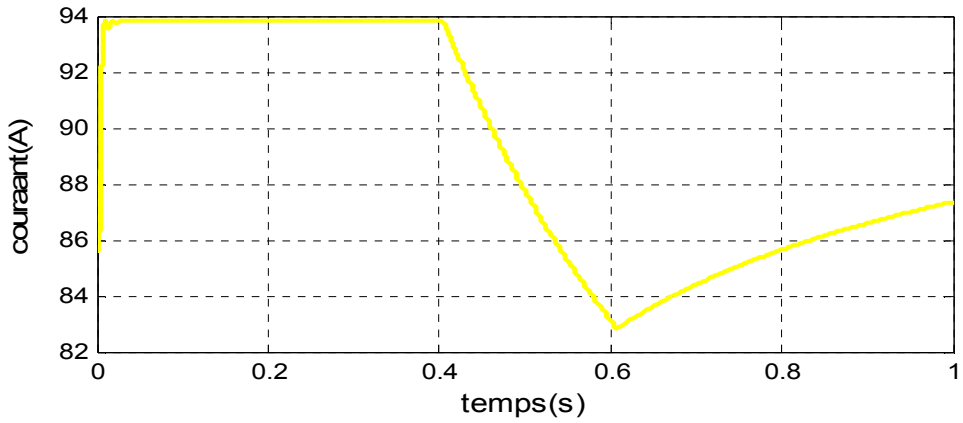


Figure IV -4-7- la somme des courants triphasés de 150 km

Défaut biphasé

La somme des signaux des courants biphasé de 150 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 150 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augmente

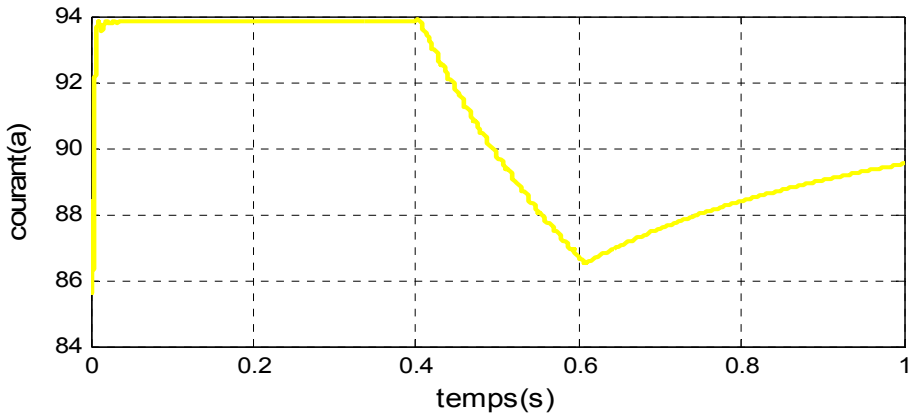


Figure IV -4-8- la somme des courants biphasés de 150 km

Défaut monophasé

La somme des signaux des courants monophasé de 150 km Avant le défaut le courant elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 150 km le courant diminue après le défaut le courant elle est augment

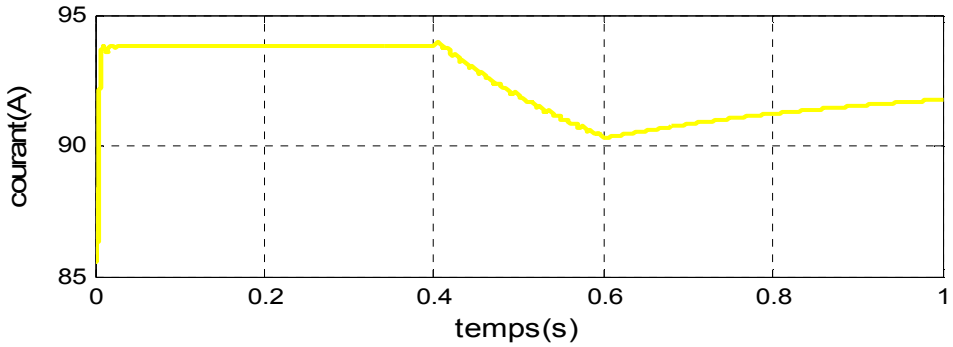


Figure IV -4-9- la somme des courants monophasés de 150 km

Défaut triphasé

La somme des signaux des tensions triphasé de 50 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 50 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

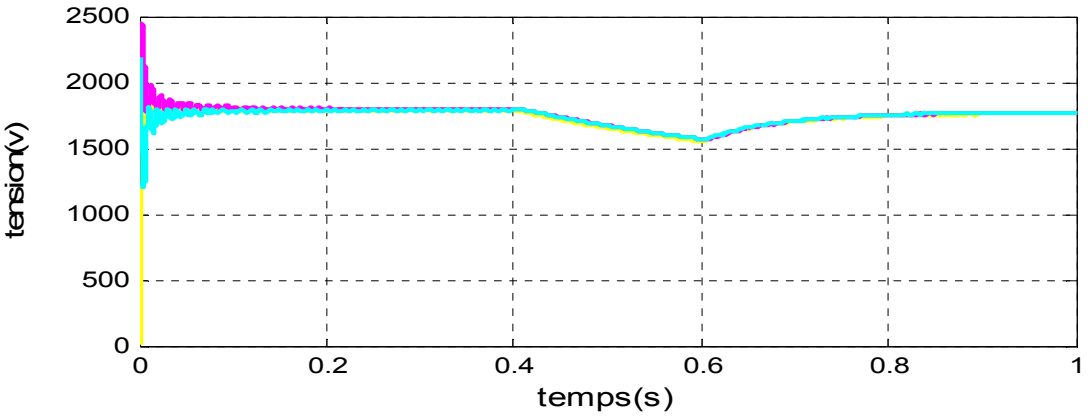


Figure IV -4-10- la somme des tensions triphasées de 50 km

Défaut biphasé

La somme des signaux des tensions biphasé de 50 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 50 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

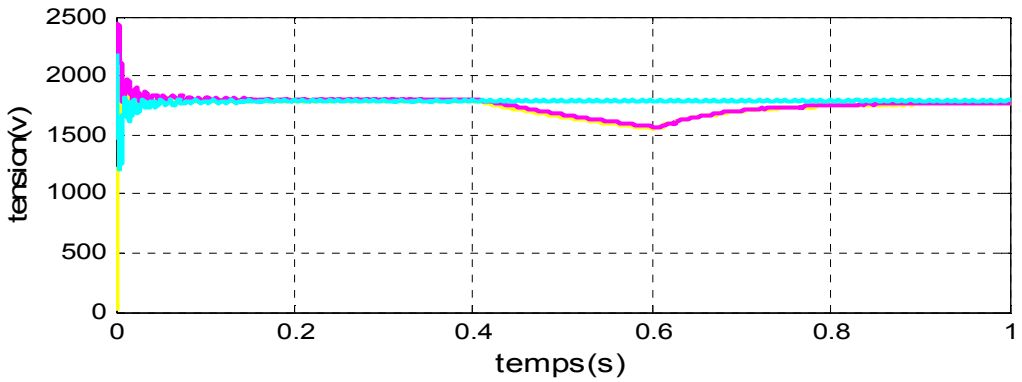


Figure IV -4-11- la somme des tensions biphasées de 50 km

Défaut monophasé

La somme des signaux des tensions monophasé de 50 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 50 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

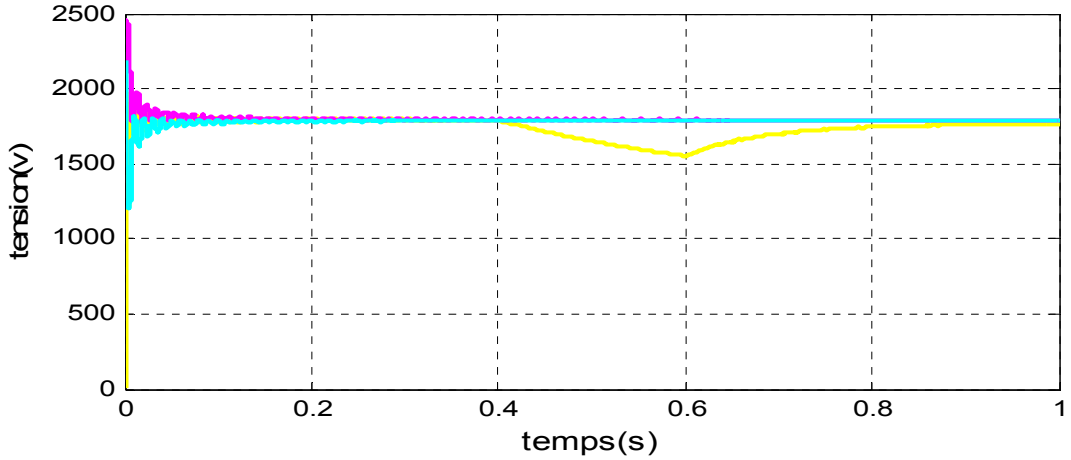


Figure IV -4-12- la somme des tensions monophasées de 50 km

Défaut triphasé

La somme des signaux des tensions triphasé de 100 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

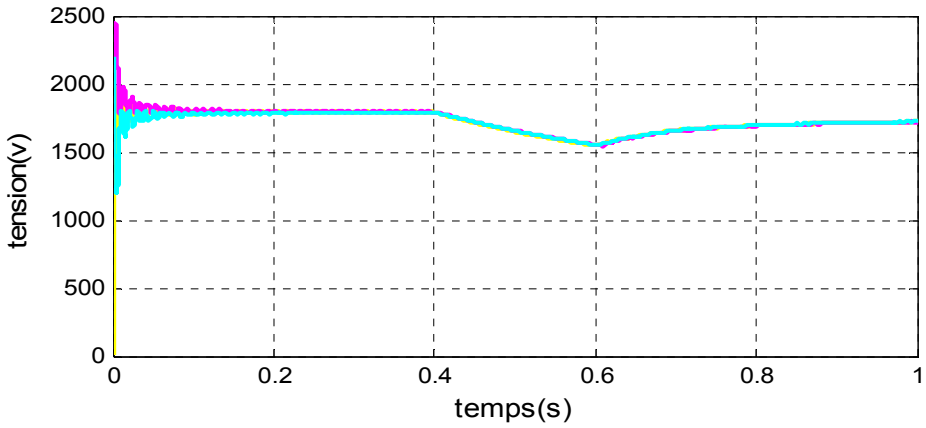


Figure IV -4-13- la somme des tensions triphasées de 100 km

Défaut biphasé

La somme des signaux des tensions biphasé de 100 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

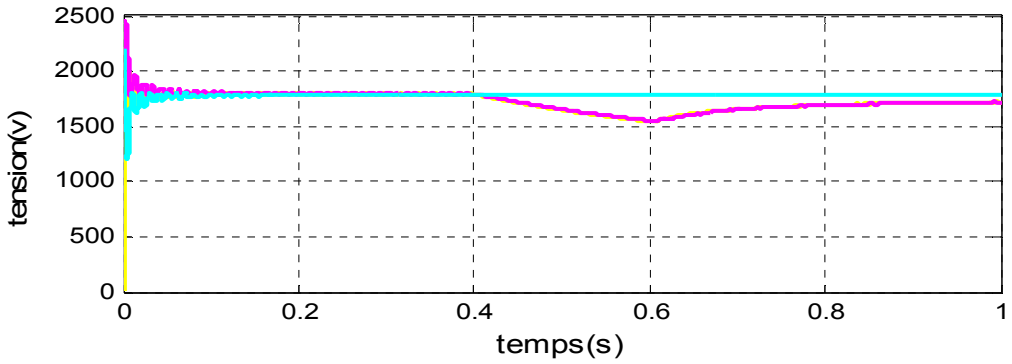


Figure IV -4-14- la somme des tensions biphasées de 100 km

Défaut monophasé

La somme des signaux des tensions monophasé de 100 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 100 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

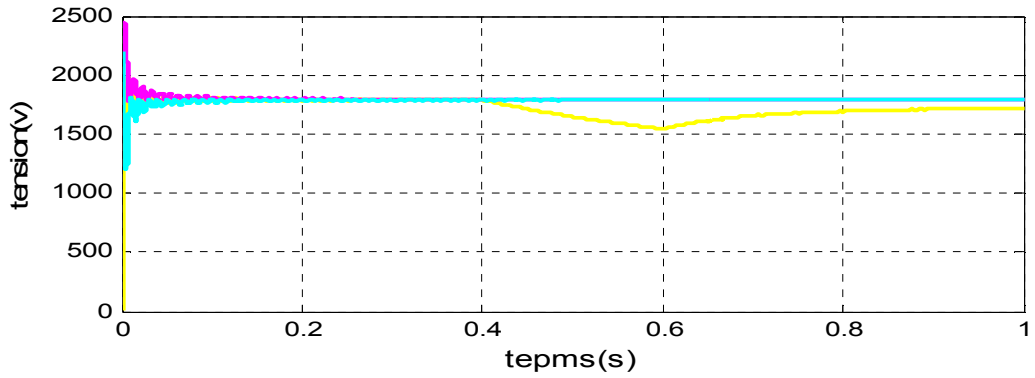


Figure IV -4-15- la somme des tensions monophasées de 100 km

Défaut triphasé

La somme des signaux des tensions triphasé de 150 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 150 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

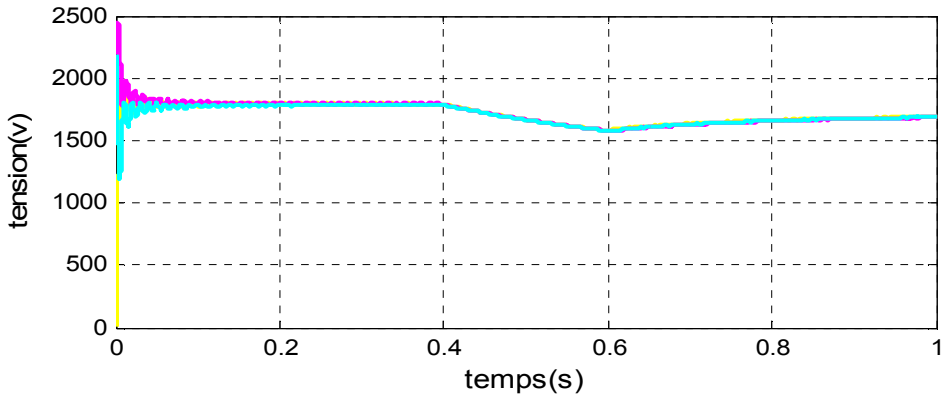


Figure IV -4-16- la somme des tensions triphasées de 150 km

Défaut biphasé

La somme des signaux des tensions biphasé de 150 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 150 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

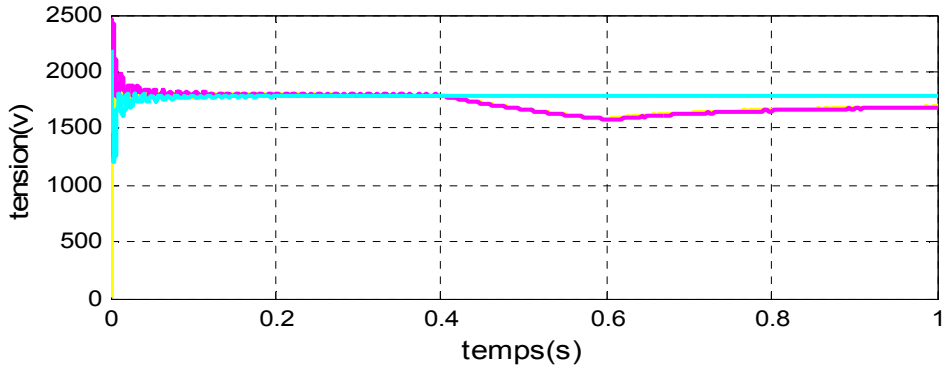


Figure IV -4-17- la somme des tensions biphasées de 150 km

Défaut monophasé

La somme des signaux des tensions monophasé de 150 km Avant le défaut la tension t elle est stable dans la tempe 0.4 s a 0.6 s elle créer un défaut a distance de 150 km la tension diminue après le défaut la tension elle est augmente

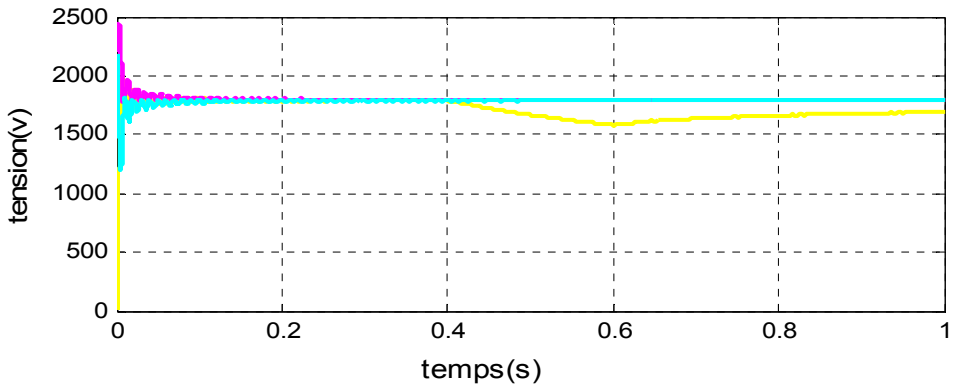


Figure IV -4-18- la somme des tensions monophasées de 150 km

IV-conclusion

Dans cette partie nous avons aussi effectué la simulation est les résultats des défauts court-circuit dans une ligne de haut tension sur un distance égale 50km ,100 km ,150km.il a été constaté que les amplitudes des tensions et des courants.

Conclusion générale

Les lignes électriques haute tension réparties sur de grande distance, traversant des centaines de kilomètres, donc il est nécessaire de les protégées contre tous types de défauts et surtout le court-circuit, et ce, pour ne pas perdre l'énergie produite par les générateurs des centrales électriques, car les défauts de court-circuit n'influencent pas seulement les lignes haute tension mais aussi les alternateurs des centrales, surtout les centrales de type éolienne, le rôle des protections lignes haute tension alors est de localiser le défaut pour l'éliminer afin de minimiser les dégâts matériels et humain le maximum possible.

Dans notre travail nous avons cité une partie sur les consistances des lignes électriques hautes tensions, et ce, Généralité sur les lignes hautes tension dans le chapitre I,

Le chapitre II était consacré pour les différents défauts des lignes électriques ainsi que les formules mathématiques de calcule de défauts.

Nous avons cité les méthodes de détection ainsi que les différentes étapes de localisation d'un défaut sur les lignes haute tension. Puis l'analyse des défauts, et ce, dans les chapitres III et IV, par la suite nous avons pré finalisé notre travail par les résultats de la simulation des défauts avec les courbes de tensions et de courants de la phase en défaut.

La société algérienne SONELGAZ, utilise les protections de distance pour protéger les lignes haute tension contre les défauts surtout de type externes, les protections doivent être paramétrées correctement pour nous donner un fonctionnement fiable, par la suite des entretiens annuels doivent être fait par des spécialistes utilisant des caisses d'injection pour faire des essais et simuler la réaction de la protection (ordre de déclenchement, temps de réponse etc.)

Nous avons terminé notre travail avec évènement des protections de distance suite un défaut sur la ligne 90kV

Bibliographie

[1]. Les Cahiers Techniques de MICROENER, Cahier Technique n°5 Protection des Lignes HTB, pp 4-24.
[2]. Cahiers techniques GRTE.
[3]. Image : hydroquebec.com/comprendre/transport/images/composition-pylone-petit.gif ; 20/03/2017
[4]. JACQUES Le Goff, la découverte de l'architecture des pylônes électriques, 18.08.2015
[5]. Aménagement hydroélectrique de Lom Pangar avant-projet détaille des postes et de la ligne de transport, pp 90,105
[6]. Groupe Sonelgaz, XD « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984
[7]. Image:https:french.alibaba.com/promotion/promotion_glass-insulators-promotion-list.html, 20/03/2017

[8]. Image : Sediver Société Europeenne d'Isolateurs en Verre et Composite, EP2228804A1?cl=fr,20/03/2017
[9]. A00_0710, isolateurs composites en silicone ISOFLON-E, pp 3
[10]. Image: french.alibaba.com/product-detail-img/54-6-mm2-almelec-nu-c-ble-acsr-aac-aaac-conducteur-c-ble-1935607809.html, 20/03/2017
[11]. Image : memoireonline.com/04/10/3286/m_Effet-de-lepaisseur-dun-ecran-pollue-sur-la-rigidite-dielectrique-dun-systeme-del3.html, 20/03/2017
[12]. FORMATIS, liaisons souterraines aériennes HT, posté le 07/09/2014
[13]. Charles AVRIL, Construction des Lignes Aériennes à Hautes Tension, 1974, pp 1-10
[14]. Image : Rte-france.com/webapp/100ansparis/index.html, 20/03/2017
[15]. GRTE, retour d'expérience sur l'introduction progressive des isolateurs en composite sur les lignes HTB en Algérie,23/02/2012.pp 15-18
[16]. Cahier Des Charges General Postes HTB (Domaine Contrôle Commande), RTE, pp 6-8
[17]. LABED Djamel, Production De centralisée Et Couplage Au Réseau, pp, 70-80
[18]. B. de Metz-Noblat Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques. pp 7
[19]. R.C. Dugan and T.E. McDermott, « Distributed generation. IEEE Industry Applications», Magazine, 8(2):19-25, 2002. pp 2-8
[20]. «Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif", CEI 60909. pp 1-10
[21]. Roland Calvas calcul des courants de court-circuit. CT 158 édition septembre1992, pp 1-6
[22]. ND. Mukedkar , « Calcul du courant de court de circuit dans le réseau d'Hydro-Québec » (Cours pour Post graduée destiné à IREQ), Ecole polytechnique de Montréal, Canada

[23]. Zellagui Mohamed, étude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kV) ,2010 pp 23,24
[24]. Protection des réseaux électriques Guide de la protection pp 4-11
[25]. Dispatching national CNC, évènements postes et lignes électriques haute tension, 2016
[26]. Les règles de bonne pratique pour la protection des transformateurs de distribution, C2/120 - 02.2007 pp 8-11
[27]. Cahier des charges général postes HTB - RTE France, pp 43
[28]. Protection des transformateurs de postes MT/BT pp 12-13

[29]. Cong Duc PHAM Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution pp 26-28
[30]. LABED Djamel, Production De centralisée Et Couplage Au Réseau, pp, 106,107.
[31]. M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006.

Annexe

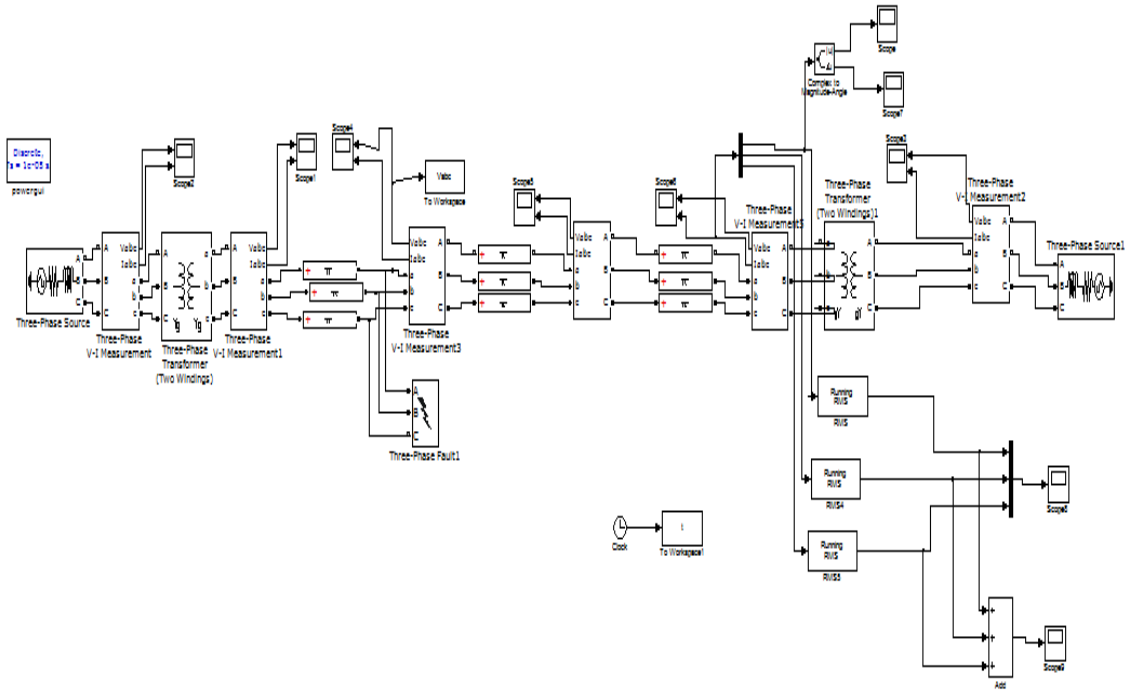


Figure. IV-1- : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.