

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR- ANNABA
BADJI MOKHTAR –ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار- عنابة

Faculté :Sciences de l'Ingéniorat

Département : Électrotechnique

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de MASTER

Thème :

Etude de la Protection des réseaux électriques

Présentées Par:

- Maslhi Aicha
- Ahcene Djaballah Chahrazed

Encadrant : AZZAG El-Bahi

Grade : Pr

Université : UBMA

Jury de Soutenance:

Adjabi Mohamed	Prof	UBMA	Président
Azzag El-Bahi	Prof	UBMA	Encadrant
Tourab wafa	MCB	UBMA	Examineur

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au département d'Electrotechnique de l'université Badji Mokhtar Annaba

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères, tout d'abord au «Bon Dieu» pour la patience et la santé qu'il nous a offre tout au long de nos études.

Nous tenons à exprimer nos profondes gratitude à notre encadreur

Mr : EL BAHY AZZAG, pour avoir accepté de diriger ce travail.

Nous lui témoignons toute notre reconnaissance pour ses conseils, ses orientations et sa patience.

Nous offrons notre gratitude à Mr : ABD EL GHANI CHINE pour son aide, et d'avoir mis toute la documentation nécessaire, à notre disposition.

Nous remercions également tous les membres du jury qui nous ont fait l'honneur en acceptant d'examiner ce travail.

Nous remercions tous les enseignants du département Electrotechnique.

A cette occasion, Nous remercions également tous ceux qui nous ont soutenus de près ou de loin durant ces dernières années.

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes chers parents, qui m'ont guidé et soutenu tout au long des étapes de ma vie. Sans vous je ne serai pas là aujourd'hui.

A mes frères : Alla, Zino. Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je vous porte.

A Mr chine qui m'a vraiment aidé et soutenu pendant la réalisation de mon travail.

A mon bonheur Aymen

A mes amis sans exception, (Bouchra, Nabihah, Salsabil, Manou, Ibtissem, Imen, Aya, Rania, khouloud, Sara, Jihen, Islam), je vous aime.

A Mon chère binôme Aicha et sa famille.

Chahrazed

Dédicace

Je dédie ce modeste travaux aux êtres qui me sont les plus chères, je cite :

L'homme, mon précieux offre du dieu, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, à toi mon père que j'aime.

La femme qui souffert sans me laisser souffrir, La lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman que j'adore.

Mon frère Aymen, ma sœur Asma, pour leurs encouragements permanents, leur soutien moral, leur amour et leur tendresse, que dieu les protégé et leur offre la chance et le bonheur.

A tous les amis sans exception (Aya, Djenat, Roumaissa, Radia, Daryne...), les cousines et tout la famille, qui j'ai connu jusqu'à maintenant

Merci pour leur amour et leur encouragement.

Sans oublier ma binôme Phahrazed et sa famille pour ses soutiens moral, et ses patience.

Aicha

Sommaire

Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralité sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction	3
I.2 STRUCTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE :	4
I.2.1 Classification des réseaux électriques :	4
I.2.1.1 Classification suivant la tension :	4
I.2.1.2 Classification selon la fonction du réseau :	5
I.2.1.3 Classification suivant la structure topologique :	6
I.3 TECHNOLOGIE DES LIGNES ELECTRIQUES :	9
I.3.1 Lignes aériennes :	9
I.3.1.1 Les lignes aériennes HTA :	9
I.3.2 Constitution d'une ligne aérienne :	10
I.3.2.1 Les supports ou les poteaux électriques	10
I.3.2.2 Les isolateurs :	12
I.3.2.3 Les conducteurs de phase :	13
I.3.2.4 Les Eclateurs :	14
I.3.2.5 Câbles de garde :	14
I.3.2.6 Prises de terre des pylônes :	14
I.3.3 Accessoires pour lignes	14
I.3.3.1 Stock bridge	14
I.3.3.2 Bretelle anti vibratoire	15
I.3.3.3 Entretoises	15
I.3.3.4 Dispositifs de balisage	16
I.3.3.5 Dispositifs de liaison	16
I.4 Les postes électriques	16
I.4.1 Types de postes	16
I.4.1.1 Les postes à fonction d'interconnexion,	16
I.4.1.2 Les postes de transformation,	17
I.4.1.3 Les postes mixtes,	17
I.4.2 Les différents éléments de poste électrique :	17
I.5 Le centre de contrôle ou dispatching :	18
I.6 Conclusion	19

Chapitre II : Les défauts électriques

II.1	Introduction :	20
II.2	Définition :	20
II.3	Origines des défauts :	20
II.4	Les défauts dans les réseaux électriques :	20
II.5	Classifications de défauts	21
II.6	Analyse des défauts :	22
a.	Défaut double :	22
b.	Rupture de conducteur à la terre :	23
c.	Rupture de conducteur sans contact à la terre (ligne aérienne) :	23
II.7	Nature des défauts :	23
➤	Défauts auto-extincteurs.....	23
➤	Défauts fugitifs.....	24
➤	Défauts semi-permanents :	24
➤	Défauts permanents :	24
➤	Défauts évolutifs :	25
➤	Défauts intermittents :	25
II.8	Types de défauts :	25
➤	Défauts de surcharge :	25
➤	Le court-circuit.....	25
•	Leur origine.....	26
•	Leur localisation.....	26
•	Leur durée.....	26
❖	Causes.....	27
❖	Caractérisation des courts-circuits.....	27
❖	Probabilité de court-circuit.....	30
❖	Les conséquences des courts-circuits.....	30
➤	Surtension :	32
❖	Classification des surtensions :	32
❖	Type des surtensions :	33
❖	Conséquences des surtensions :	37
II.9	Conséquences des défauts sur le réseau électrique :	39
II.10	Défauts terre :	40
II.11	Méthode du calcul des courants de court-circuit :	41
➤	Théorie des composantes symétriques :	41
➤	Circuit équivalent des séquences.....	43

II.12	Calcul des niveaux de défaut [19].....	44
➤	Défaut triphasé symétrique	44
➤	Défaut biphasé isolé	45
➤	Défaut biphasé terre	46
➤	Défaut entre phase et la terre [20]	48
➤	Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ($Z_n \neq 0$).....	49
II.13	Conclusion	50

Chapitre III : Simulation

III.1	Définition de la modélisation et de la simulation	51
III.2	Simulation, résultats et interprétation	54
a)	Une phase BT à la terre.....	55
b)	Deux phases BT à la terre.....	57
c)	Trois phases à la terre.....	59
III.3	Interprétation des résultats et conclusion.....	61

Chapitre IV : la protection des réseaux électriques

IV.1	Introduction	63
IV.2	Définition	63
IV.3	Le système de protection	63
•	Rôle d'une protection.....	63
IV.4	Zones de protection	63
IV.5	La Position du système de protection.....	64
IV.6	Le signal de défauts (Relaying Signal)	65
IV.7	Elément du système de protection :.....	66
IV.7.1	Le disjoncteur de haute tension	66
IV.7.2	Disjoncteur en utilisant l'huile.....	66
IV.7.3	Disjoncteur en utilisant L'air	66
IV.7.4	Disjoncteurs avec ampoules à vide.....	67
IV.7.5	Disjoncteur gaz sf6.....	67
IV.8	Relais.....	67
IV.8.1	Relais électromécaniques	68
IV.8.2	Relais statiques (à semi-conducteur).....	69
IV.8.3	Relais numériques	70
IV.9	Principes de fonctionnement des relais de protection.....	72
IV.9.1	Relais de mesure de tension :	73
IV.9.2	Relais de mesure d'impédance :.....	73
IV.9.3	Relais de mesure de puissance :.....	73

IV.9.4	Relais directionnel	74
IV.9.5	Relais différentiel.....	74
IV.10	La relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur :.....	74
IV.11	Les Appareils de mesures	75
IV.11.1	Transformateur de mesure	75
IV.11.2.1	Les transformateurs de courants « TC » de mesure	76
IV.11.2.2	Les transformateurs de tension (TT ou TP) :	77
IV.12	Qualités principales d'un système de protection : [29].....	78
IV.12.1	Rapidité :	78
IV.12.2	Sélectivité :	78
IV.12.3	Sensibilité :	78
IV.12.4	Fiabilité :	78
IV.13	Techniques de protection des lignes de transport :.....	79
IV.13.1	Protection par relais à maximum de courant :.....	79
IV.13.2	Protection par relais à maximum de courant non directionnel :	80
IV.13.3	Protection par relais à maximum de courant directionnel :	81
IV.13.4	Protection différentielle :.....	81
IV.13.5	Protection par relais de distance :	83
IV.14	Conclusion :	85
	Conclusion générale	83

Liste des Figures

Chapitre I

Figure I: 1 Structure générale du réseau électrique [2]	3
Figure I: 2 Réseau radial	7
Figure I: 3 Réseau maillé	8
Figure I: 4 Réseau bouclé	8
Figure I: 5 différentes parties d'un pylône	12
Figure I: 6 Les types des chaînes isolateurs	13
Figure I: 7 Câble conducteur en Alu-acier [5]	13
Figure I: 8 Les Eclateurs	14
Figure I: 9 Stock bridge	15
Figure I: 10 Entretoises vibratoires	15
Figure I: 11 Balises diurnes	16
Figure I: 12 Schéma unifilaire de poste de transformation [4]	17
Figure I: 13 Différents éléments de poste électrique	18
Figure I: 14 Centre de dispatching	19

Chapitre II

Figure II: 1 Types de défauts	22
Figure II: 2 Schéma d'un défaut double	22
Figure II: 3 Court-circuit triphasé	27
Figure II: 4 Court-circuit monophasé	28
Figure II: 5 Court-circuit biphasé	28
Figure II: 6 Courbe de type d'un courant de court-circuit	29
Figure II: 7 Probabilité de court-circuit	30
Figure II: 8 Surtension temporaire sur un réseau à neutre isolé de la terre, en présence d'un défaut d'isolement	34
Figure II: 9 Formes des ondes normalisées représentant les surtensions de manœuvre	36
Figure II: 10 Perturbation oscillatoire	39
Figure II: 11 Défaut à la terre	40
Figure II: 12 Déplacement du point neutre	41
Figure II: 13 Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés	42
Figure II: 14 Equivalent des séquences	43
Figure II: 15 Défaut triphasé symétrique	45
Figure II: 16 Défaut biphasé isolé	46
Figure II: 17 Défaut biphasé terre	47
Figure II: 18 Défaut entre phase et la terre	49
Figure II: 19 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance	50

Chapitre III

Figure III: 1 Réseau à simulé	54
Figure III: 2 tensions et courants au jeu de barre 1	55
Figure III: 3 tensions et courants au jeu de barre 2	56

Figure III: 4 tensions et courants au jeu de barre 1	56
Figure III: 5 amplitude des composantes directe, inverse et homopolaires de tensions (a) et de courant (b).....	57
Figure III: 6 tensions et courants au jeu de barre 1	57
Figure III: 7 tensions et courants jeu de barre 2	58
Figure III: 8 tensions et courants jeu de barre 3	58
Figure III: 9 amplitude des composantes directe, inverse et homopolaires de tensions (a) et de courant (b).....	59
Figure III: 10 tensions et courants jeu de barre 1	59
Figure III: 11 tensions et courants jeu de barre 2	60
Figure III: 12 tensions et courants jeu de barre 3	60
Figure III: 13 amplitude des composantes directe, inverse et homopolaires de courant	61

Chapitre IV

Figure IV: 1 Zone de protection	64
Figure IV: 2 les éléments de protection des postes blindés	65
Figure IV: 3 Schéma de principe de la protection.....	66
Figure IV: 4 Schéma de principaux relais de protection	68
Figure IV: 5 relai électromécanique marque cdc type Rww1-1940.....	68
Figure IV: 6 relai électromécanique marque CDC type PSAD-1957.....	69
Figure IV: 7 relai statique marque Enertec-Type PSWS-1975	70
Figure IV: 8 relai statique marque ICE-Type PCDP11-1983.....	70
Figure IV: 9 Le relai SIPROTEC 7SA63 de SIEMENS	72
Figure IV: 10 Le relai EPAC model Alstom	72
Figure IV: 11 relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur	75
Figure IV: 12 Exemple de l'utilisation de transformateur de mesure dans une chaîne de protection. [28].....	76
Figure IV: 13 Transformateur de courant.....	76
Figure IV: 14 transformateur de tension.....	77
Figure IV: 15 Fiabilité d'une protection.....	79
Figure IV: 16 Graduation du temps dans les systèmes radiaux.....	80
Figure IV: 17 Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.....	81
Figure IV: 18 Protection différentiels pendant un défaut.....	82
Figure IV: 19 Protection différentielle pendant un défaut interne.....	83
Figure IV: 20 Principe de la protection de distance.	84

Introduction

Générale

Introduction Générale

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production -Transport-Distribution.

Les études de court-circuit sont les études des niveaux de courant de court-circuit, la puissance de court-circuit (tension avant court-circuit que multiplie le courant de court-circuit) et les tensions après court-circuit sont calculées. D'autres quantités, comme les courants de ligne et les phases de tension pendant le court-circuit, peuvent également être calculées. [1]

Dans ce travail, nous nous proposons d'utiliser le logiciel MATLAB (MATRIX LABORATORY) outil mathématique orienté essentiellement sur les calculs matriciels, et qui connaît un succès sans cesse grandissant auprès des étudiants, des chercheurs et des ingénieurs grâce à des aspects tels que son mode interactif, ses capacités graphiques, sa multitude de fonctions intégrées dans des boîtes à outils ou Toolbox, avec son langage de programmation simple. Ce qui permet la résolution des problèmes numériques complexes en moins de temps.

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections des personnes et des biens, nécessitent l'étude et le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

Afin de répondre aux objectifs cités ci-dessus, ce mémoire est organisé en quatre chapitres de la manière suivante :

Le premier chapitre : Nous avons abordé une approche en ce qui concerne les réseaux électriques et des généralités.

Le deuxième chapitre : Etudie Les défauts (surtension et court-circuit) dans le réseau électrique.

Le troisième chapitre : Expose un exemple d'application de simulation d'un réseau électrique lors d'un court-circuit sous MATLAB/ SIMULINK.

Le quatrième chapitre : Etudie techniques de protection des lignes.

Chapitre I

Généralité sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

A notre époque sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu construire des centrales électriques capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'au consommateur.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production, avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) et minimiser la chute de tension puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.

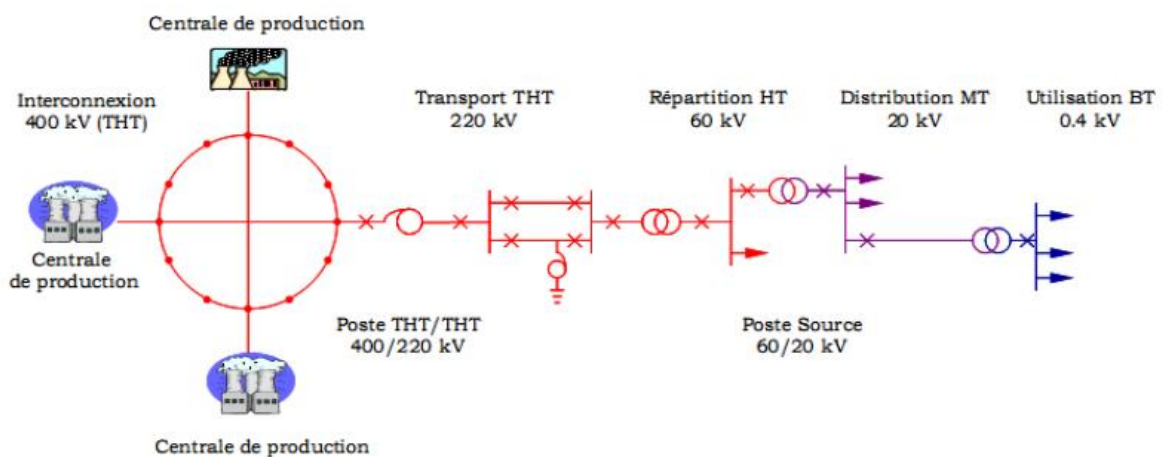


Figure I : 1 Structure générale du réseau électrique [2]

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

1. La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. En effet, celle-ci est un enjeu à la fois financier et de sécurité pour les biens matériels et des personnes. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leurs propagations. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs.

2. L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale.

3. Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité.

I.2 STRUCTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE :

I.2.1 Classification des réseaux électriques :

La classification des réseaux dans une étude permet d'éviter la redite. Parmi les multiples critères permettant de différencier ou de regrouper les réseaux, nous en retiendrons trois dont l'intérêt est évident.

I.2.1.1 Classification suivant la tension :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension comme suit :

Tableau 1: les niveaux de tension[3]

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTB	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\ 000$	$1500 < U_n \leq 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

I.2.1.2 Classification selon la fonction du réseau :

Les réseaux sont construits pour acheminer l'énergie de l'usine génératrice à l'appareil d'utilisation. Les conditions de ce transit ne sont cependant pas rigoureusement les mêmes d'un bout à l'autre de la chaîne des installations nécessaires. Les puissances en jeu et les répercussions de tout incident présentent des différences qui permettent de délimiter des fonctions spécifiques.

- **Les réseaux industriels :**

Ces réseaux sont des réseaux d'utilisation nécessitant des puissances relativement élevées. Ils sont généralement à l'intérieur de l'usine.

- **Réseaux de transport et d'interconnexion :**

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement les caractéristiques :

- ◆ De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- ◆ De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- ◆ La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- ◆ Neutre directement mis à la terre,
- ◆ Réseau maillé.

- **Réseaux de répartition :**

Les réseaux de répartition ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels.

- ◆ La tension est 90 kV ou 63 kV,
- ◆ Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
 1. Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90kV,
 2. Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- ◆ Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

- **La distribution et l'utilisation : [4]**

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

* Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.

* Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. Les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution. La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

Le réseau BT permet de distribuer au consommateur :

Le 230 V (1 phase + neutre) -2 fils.

Ou le 400 V (3 phases + neutre) -4 fils.

I.2.1.3 Classification suivant la structure topologique :

Si les réseaux doivent assurer le transit d'une certaine puissance, ils doivent le faire avec une sécurité suffisante. Or, les appareils qui les composent sont sujets à des avaries, et les lignes et postes sont soumis à toute sorte d'agressions externes, telles que la pluie, la pollution, la foudre, le choc d'engins divers. On augmente la sécurité d'alimentation :

- Soit par des lignes ou appareillages plus solides ;
- Soit par des circuits plus nombreux.

De toute façon, augmenter la sécurité est très onéreux. Il y a donc un compromis entre le coût d'investissement supplémentaire et la valeur de ceux qu'il permet de sauver. Ce compromis n'est certainement pas le même suivant les types de réseaux et d'utilisateurs. Il conduira donc à des topologies de réseaux différentes

- **Les réseaux radiaux :**

Ces réseaux sont, à partir d'un poste d'alimentation, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver de point commun. Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. (Figure2).

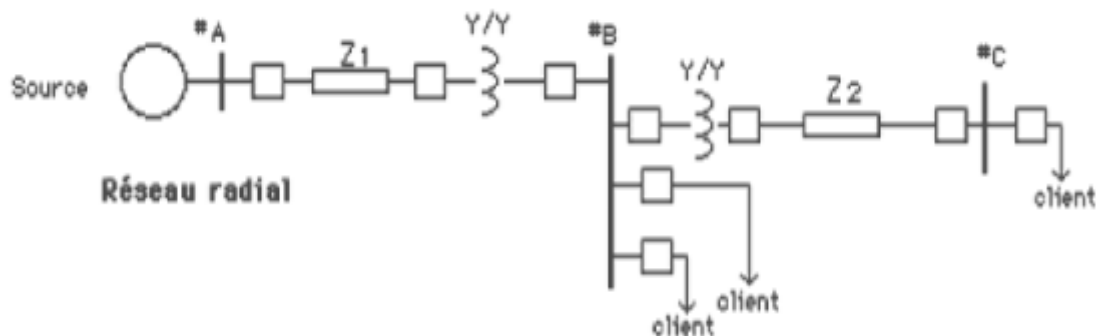


Figure I : 2 Réseau radial

- **Les réseaux maillés :**

Les réseaux maillés (Figure3) sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet.

On obtient la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé

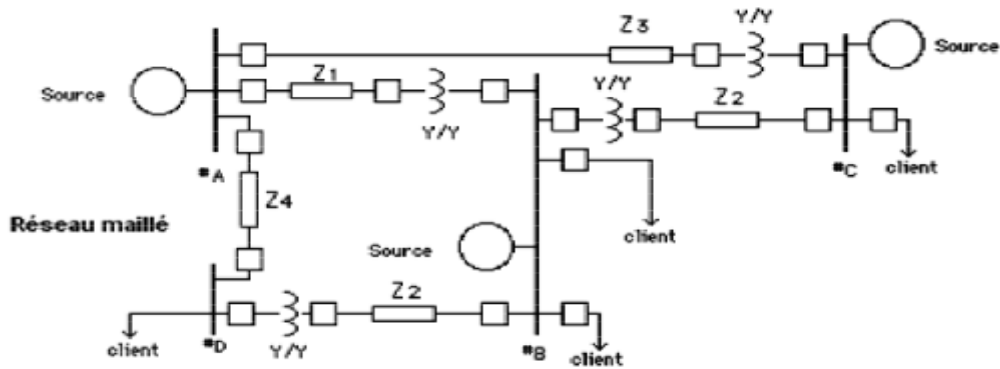


Figure I : 3 Réseau maillé

- **Les réseaux bouclés :**

Les réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources .Les lignes les reliant appelées «boucles» (Figure4) n’ont pas de discontinuité, de sorte que ces sources débitent en parallèle. Le contrôle et la protection de ces réseaux nécessitent des dispositifs plus complexes donc plus chers que pour les réseaux radiaux.

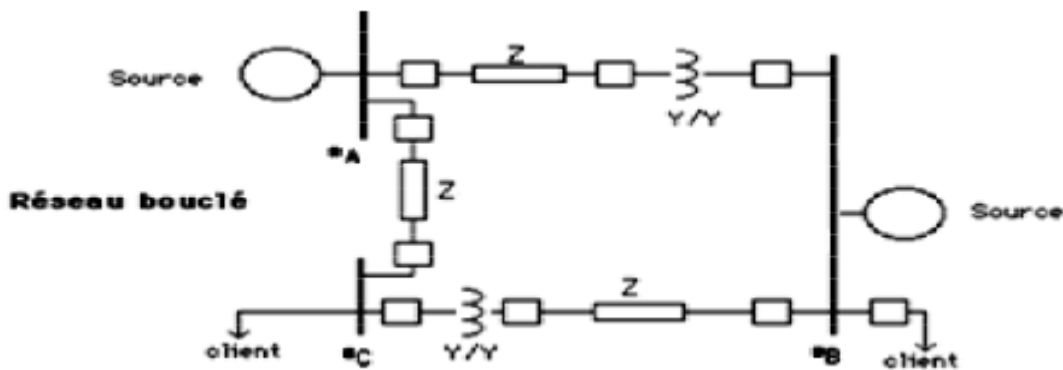


Figure I : 4 Réseau bouclé

Le choix entre les différentes structures ne peut se faire qu’après une étude technico-économique tenant compte non seulement du prix de revient du réseau, mais aussi de la qualité du service qui pourra être assurée, comme il faut aussi tenir compte des possibilités d’extension du réseau.

I.3 TECHNOLOGIE DES LIGNES ELECTRIQUES :**I.3.1 Lignes aériennes :****I.3.1.1 Les lignes aériennes HTA :**

Une ligne aérienne HTA est un ensemble de conducteurs normalement construite en triphasés assurant le transport d'une puissance électrique. Elle est l'une des principales formes d'infrastructures énergétiques, et est principalement composée de :

*Supports(en acier ou en béton)

*Armements (isolateurs, accessoires etc...)

*Conducteurs (câbles)

*Autres accessoires (manchons de jonction, pinces d'ancrages, pinces d'alignements etc...)

Elle possède les caractéristiques suivantes :

- La tension reste constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro est la charge nominale.
- Un bon rendement.
- Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs.

Parmi les avantages des lignes aériennes sont :

- ❖ Sont moins coûteuses que les lignes souterraines du point de vue des frais d'installation et de réparation.
- ❖ Elles permettent une surveillance aisée de leur état et un repérage facile des accidents et des défauts.
- ❖ Elles peuvent être réparées très rapidement en cas d'accident ou de défaut.
- ❖ Elles peuvent être surchargées en intensité de courant sans trop de danger.

Parmi les inconvénients, on distingue :

- ❖ L'exposition aux surtensions d'origine atmosphérique.
- ❖ Leur installation donne lieu à des oppositions des propriétaires des terrains surplombés.
- ❖ Elles soulèvent des problèmes d'esthétique et de respect des sites.
- ❖ Elles sont susceptibles d'induire des forces électromotrices perturbatrices ou dangereuses dans les circuits de télécommunication.
- ❖ Elles sont susceptibles de produire des perturbations radioélectriques gênant les réceptions de radiodiffusion et de télévision.

- ❖ La rupture de leurs conducteurs est susceptible de présenter des dangers pour les personnes, les animaux.
- ❖ Selon certains, les champs électriques et magnétiques peuvent exercer une influence néfaste sur la santé.

I.3.2 Constitution d'une ligne aérienne :

I.3.2.1 Les supports ou les poteaux électriques

Le rôle des supports est de maintenir les câbles électriques nus à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.

Les supports sont classés en deux groupes : les supports d'alignement et les supports d'ancrages (supports d'arrêt et d'angle). Ils sont caractérisés par leur hauteur ; leur effort nominal ; et l'effort de déformation permanente.

En fonction de leur nature, les supports possèdent des avantages et des inconvénients :

Poteau bois :

- ♣ Avantages : léger, flexible, faible coût.
- ♣ Inconvénients : effort disponible en tête faible (305 daN).
- ♣ Utilisation : réseaux BT et HTA, régions givrées etc.

Poteau béton :

Ils sont le plus utilisés au Niger par la NIGELEC

- ♣ Avantages : grande gamme de caractéristique, pas d'entretien.
- ♣ Inconvénients : fragile, lourd (0,7 à 2 tonnes), peu flexible.
- ♣ Utilisation : réseau MT, BT.

Poteau HEA métalliques :

- ♣ Avantages : facilité de mise en œuvre et d'ascension.
- ♣ Inconvénients : coût, entretien périodique (peinture).
- ♣ Utilisation : éclairage public (supports tubulaires), ligne MT, BT.

- **Type de pylônes :**

Il y a trois grandes familles d'armement : triangle, nappe et drapeau.

- ❖ **Triangle :**

Les trois conducteurs sont repartis aux sommets d'un triangle équilatéral. Il y a une répartition régulière des conducteurs de phase et de leurs caractéristiques électriques (inductances et capacités) mais une dissymétrie par rapport au sol.

- ❖ **Nappe :**

Les conducteurs sont tous dans un même plan horizontal. Les caractéristiques par rapport au sol sont identiques mais la répartition entre phases est dissymétrique.

- ❖ **Drapeau :**

Dans cette répartition les conducteurs sont dans un même plan vertical. Il n'y plus aucune symétrie dans le calcul des caractéristiques électriques.

- **Les différentes parties d'un pylône**

Tous les pylônes de façon générale peuvent être décomposés en trois parties à savoir : la tête, le fut et les pieds. La figure ci-dessous nous permettra de mieux comprendre le rôle des différentes parties (Figure5) ;

- ❖ La tête est constituée des consoles et du chevalet de câble de garde Les consoles ont pour rôle de :

- Supporter conducteurs
- Assurer les distances électriques entre câbles
- assurer les distances à la masse entre câbles et pylône.

Le chevalet de câble de garde a 2 fonctions :

- Assurer l'angle de protection du câble de garde
- supporter le câble de garde.

- ❖ Le fût composé du tronc, des extensions et des pieds, sa fonction est de :

- maintenir la tête (et donc les câbles) à une certaine distance du sol
- transmettre au sol les efforts dus aux charges appliquées sur les câbles.

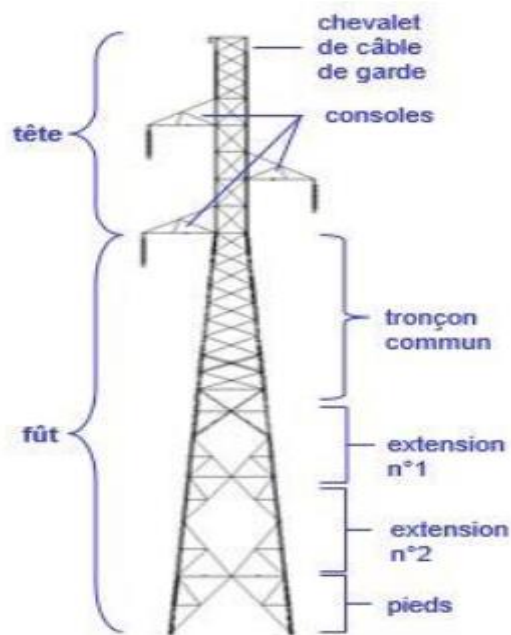


Figure I : 5 différentes parties d'un pylône

I.3.2.2 Les isolateurs :

Les isolateurs sont des composants indispensables au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Leur fonction est de réaliser une liaison entre des conducteurs HT et la terre.

- Ils maintiennent les conducteurs dans la position spécifiée (isolateurs d'alignement et d'ancrage) ;
- Ils assurent la transition entre l'isolation interne (huile, SF6) et l'isolation externe (air atmosphérique),
- ils permettent de raccorder les matériels électriques au réseau (traversées de transformateur, extrémités de câbles) et ils constituent, également, l'enveloppe de certains appareils (disjoncteurs, parafoudres, réducteurs de mesure.

- **Chaînes d'ancrage :**

Les chaînes d'ancrage sont utilisées dans le cas de pylône d'ancrage. Ce type de chaîne se distingue par sa position quasi horizontale.

- **Chaînes V :**

Les chaînes d'isolateurs en V sont utilisées pour les pylônes de suspension lorsque que l'on souhaite limiter le balancement latéral des conducteurs.

- **Chaînes droite :**

Les chaînes de suspension droite sont la solution de base pour les pylônes de suspension. Ce type d'isolation est le plus fréquemment utilisé.

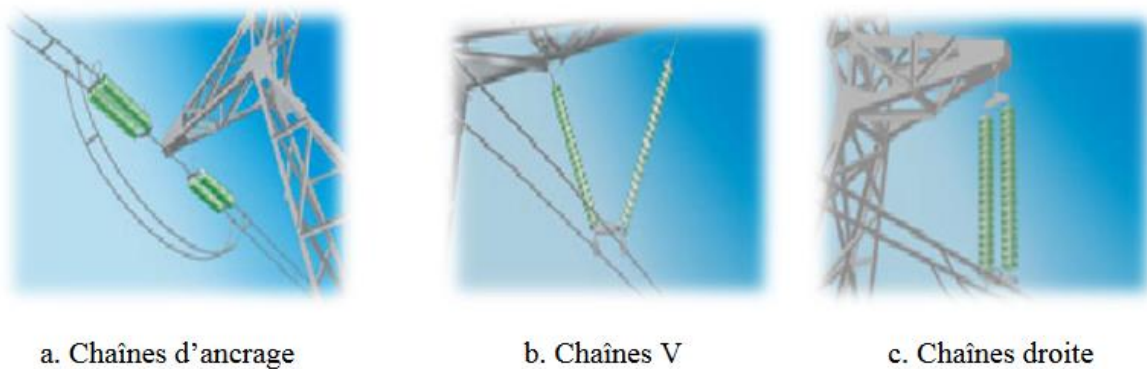


Figure I : 6 Les types des chaînes isolateurs

I.3.2.3 Les conducteurs de phase :

Les conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec l'augmentation du niveau de tension. 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 de ce dernier. [4.5]

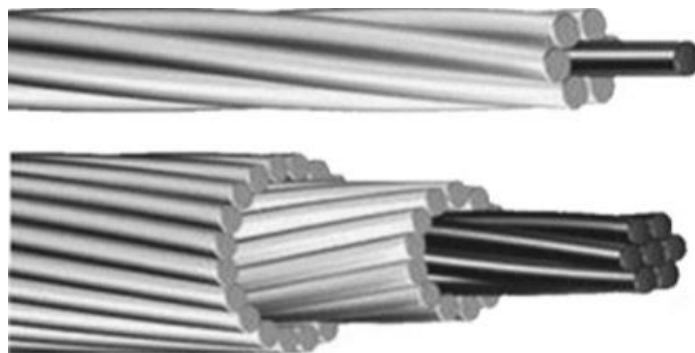


Figure I : 7 Câble conducteur en Alu-acier [5]

I.3.2.4 Les Eclateurs :

L'éclateur est généralement constitué de deux électrodes, l'une reliée à l'élément à protéger et l'autre à la terre. Leur distance est généralement réglable de façon à ajuster la tension d'amorçage. Son écartement est réglé pour provoquer l'amorçage si les surtensions des réseaux sont importantes.



Figure I : 8 Les Eclateurs

I.3.2.5 Câbles de garde :

Les câbles de gardes ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs de phase. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitent le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.

I.3.2.6 Prises de terre des pylônes :

Les pylônes des lignes de transport d'énergie sont reliés à des prises de terre conçues avec grande précaution afin de leur assurer une faible résistance effectivement. Il ne faut pas que la chute de tension dans la prise de terre provoquée par un courant de foudre qui frappe le pylône dépasse la tension de contournement des isolateurs. Sinon les trois phases de la ligne se mettent en court-circuit entre elles et à la terre.

I.3.3 Accessoires pour lignes

I.3.3.1 Stock bridge

C'est l'un des dispositifs amortisseur le plus commercialisé. Il est constitué d'une pince de fixation sur le conducteur, un câble "Messenger" et des contrepoids. Le principe de base d'un tel amortisseur réside en l'absorption de l'énergie vibratoire emmagasinée dans le

conducteur de la ligne et sa dissipation, sous forme calorifique par friction inter-brins du câble "Messenger" reliant les contrepoids à la pince de fixation. Vous trouverez ci –dessous l’image d’un Stock bridge. (Figure 9).

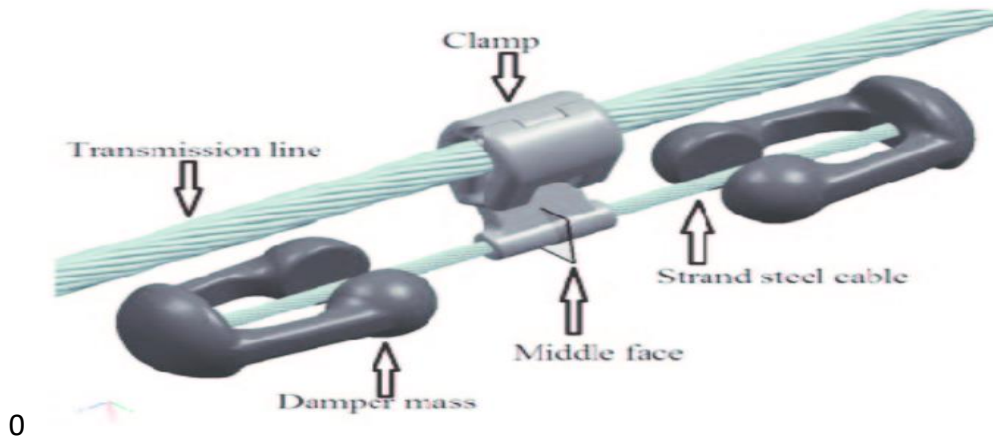


Figure I : 9 Stock bridge

I.3.3.2 Bretelle anti vibratoire

Elle est constituée d'une longueur de conducteur identique à celui utilisé pour la ligne fixée sur celui-ci de part et d'autre de la pince de suspension.

I.3.3.3 Entretoises

La géométrie de l'entretoise doit être en accord avec la configuration du faisceau pour un maintien de l'écartement des sous-conducteurs pour limiter les vibrations de câble et maintenir l'équipotent alité aussi bien dans les conditions normales qu'après court-circuit.



Figure I : 10 Entretoises vibratoires

I.3.3.4 Dispositifs de balisage

Ces dispositifs appelés balises sont utilisés pour une reconnaissance de la ligne par les avions et hélicoptères afin d'éviter un incident. Les images ci-dessous représentent les balises existantes de nos jours.



Figure I : 11 Balises diurnes

I.3.3.5 Dispositifs de liaison

Ils sont généralement appelés manchons ; il existe les manchons de jonction, d'ancrage et d'extrémité. Le manchonnage consiste à insérer les bouts des conducteurs à relier au niveau des extrémités du manchon et après de maintenir la liaison par compression à l'aide d'une presse et d'une pompe hydraulique.

Les manchons étant destinés à assurer :

- la liaison mécanique du conducteur au support ;
- la jonction mécanique (continuité électrique) de deux conducteurs identiques ;
- la dérivation entre deux conducteurs ou l'extrémité d'un conducteur.

I.4 Les postes électriques**I.4.1 Types de postes**

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

I.4.1.1 Les postes à fonction d'interconnexion,

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

I.4.1.2 Les postes de transformation,

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs. (Figure 12).

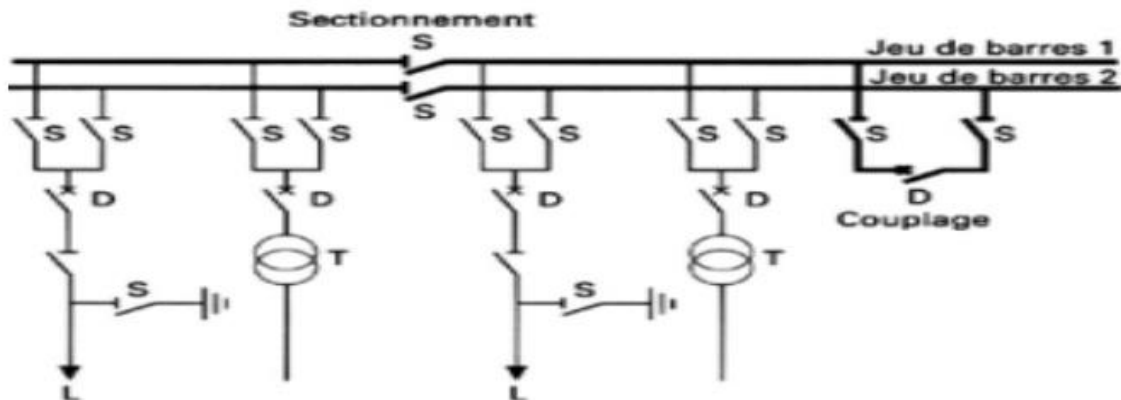


Figure I : 12 Schéma unifilaire de poste de transformation [4]

I.4.1.3 Les postes mixtes,

Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation. Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- ✚ D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs.
- ✚ D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs.
- ✚ De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

I.4.2 Les différents éléments de poste électrique :

- A : côté primaires du transformateur de puissance
- B : côté secondaire du transformateur de puissance

1. lignes électriques
2. Câble de garde
3. lignes aériennes (arrivée)
4. Transformateur de mesure de la tension électrique
5. Sectionneur
6. Disjoncteur

7. Transformateur de courant
8. Parafoudre
9. Transformateur principal
10. Compartiment de contrôle
11. clôture de sécurité.
12. Ligne de transmission (Départ)

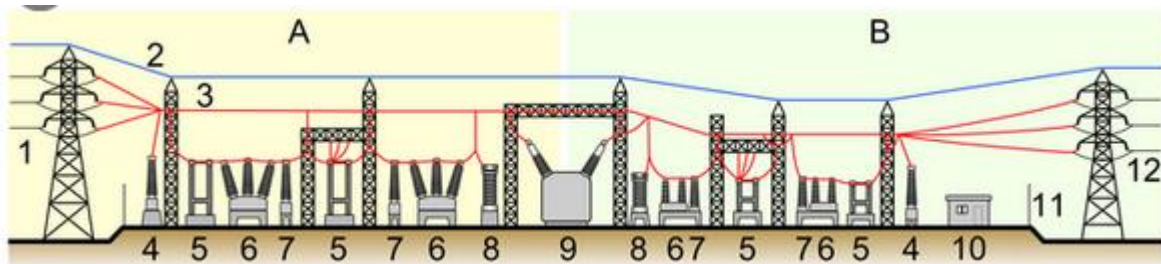


Figure I : 13 Différents éléments de poste électrique

Les lignes aériennes et les postes des réseaux de transport d'énergie électrique sont exposés à diverses contraintes. Parmi celles-ci, la pollution des isolateurs constitue l'un des facteurs de première importance dans la qualité et la fiabilité du transport d'énergie. En effet par temps de pluie ou de brouillard, les dépôts polluants se fixant sur les surfaces isolantes réduisent considérablement la résistivité superficielle et le contournement peut alors survenir. L'humidification des couches polluantes facilite en fait, la circulation d'un courant de fuite sur les surfaces isolantes provoquant des échauffements locaux et par la suite l'assèchement de la couche de pollution. Ainsi, la répartition du potentiel est modifiée d'une façon significative et des arcs partiels peuvent apparaître. Ces derniers peuvent évoluer jusqu'au contournement total de l'isolateur. Les conséquences du contournement vont de la détérioration de la surface de l'isolateur à la mise hors service de la ligne haute tension. Ainsi, une des caractéristiques principale d'un isolateur haute tension sera donc sa tenue au contournement en fonction de l'environnement dans lequel il est utilisé.

I.5 Le centre de contrôle ou dispatching :

Les dispatchings modernes sont dits centres de contrôle de l'énergie. Ces derniers sont équipés d'ordinateurs traitant en temps réel les signaux provenant d'un dispositif d'acquisition de données (SCADA)

.Ces ordinateurs effectuent leurs traitements de données selon une structure hiérarchique, permettant de coordonner et de répondre aux différentes exigences, liées aussi bien au fonctionnement normal du réseau, qu'aux situations d'urgences. Ils contrôlent les niveaux de réglages de tension et de fréquence et ils alertent les opérateurs, dès que toute situation anormale de fonctionnement est décelée, leur permettant ainsi, d'apprécier l'événement, et de prendre les mesures adéquates, en agissant par l'intermédiaire de leur console sur les éléments du réseau et ainsi remédier aux situations contraignantes pour le système électrique. [7]



Figure I : 14 Centre de dispatching

I.6 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre le système d'énergie électrique sous forme générale et on essaye d'illustrer les principaux éléments du réseau d'énergie électrique notamment le réseau de transport représenté essentiellement par les lignes aériennes. Ces dernières sont le cœur du réseau de transport et peuvent affecter par plusieurs défauts qui influent souvent sur la qualité d'énergie, la stabilité du réseau global et sur la continuité de service. Ces défauts sont le sujet du chapitre suivant

Chapitre II

Les défauts électriques

II.1 Introduction :

Chaque système d'énergie électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients.

Ce chapitre, va être consacré à l'étude des différents types de défauts électrique, leurs pourcentages réels, leurs causes et leurs conséquences et conclure par la méthode du calcul des courants de court-circuit

II.2 Définition :

Les défauts sont définis comme étant des évènements qui contribuent à la violation des limites de conception des composants du réseau électrique du point de vue isolants, isolation galvanique, niveau de tension et de courant etc. [8]

II.3 Origines des défauts :

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines :

- Mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger).
- Électrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions à cause de manœuvre sous coups de foudre).
- Humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture accidentelle d'un appareil de coupure.

II.4 Les défauts dans les réseaux électriques :

Elles sont une gêne pour les utilisateurs et les fournisseurs de l'énergie électrique sans qu'il y ait de véritable coupure du réseau électrique. D'une façon générale, quelle que soit la perturbation, les effets peuvent être classés de deux façons différentes :

- **Effets instantanés** : Manœuvres intempestives de contacteurs ou d'organes de protection, mauvais fonctionnement ou arrêt d'une machine. L'impact de la perturbation est alors directement remarquable sur le plan financier et technique.
- **Effets différés** : Pertes énergétiques, vieillissement accéléré du matériel dû aux échauffements et aux efforts électrodynamiques supplémentaires engendrés par les perturbations. L'impact financier est difficilement quantifiable.

II.5 Classifications de défauts

a) En fonction du nombre de conducteur affectés on distingue

- ✚ Le défaut monophasé entre une phase et la terre.
- ✚ Le défaut biphasé entre deux phases par l'intermédiaire de la terre ou non.
- ✚ Le défaut triphasé entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

b) En fonction de la localisation du défaut on distingue :

1. Défaut simple localisé en un seul point.
 - ✚ Le courant de retour passe toujours dans l'impédance de mise à la terre du neutre quand elle existe.
 - ✚ Le courant de défaut biphasé ou triphasé reste circonscrit aux conducteurs actifs au siège du défaut.
2. Défaut double à la terre résultant généralement d'une évolution des tensions du réseau suite à un premier défaut monophasé simple :
 - ✚ Ce second défaut n'a pas lieu au même endroit que le premier.

c) Exemple de défaut

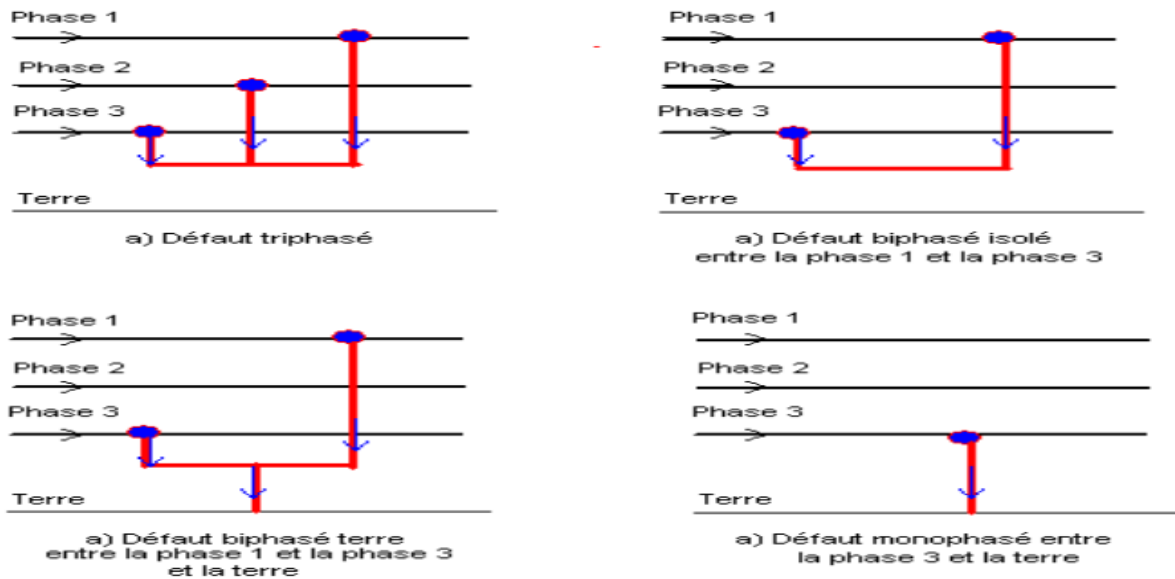


Figure II : 1 Types de défauts

II.6 Analyse des défauts :

a. Défaut double :

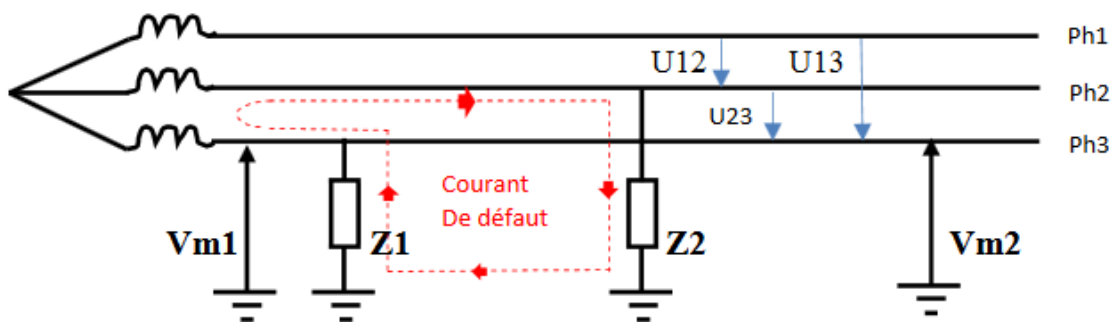


Figure II : 2 Schéma d'un défaut double.

Lorsqu'un défaut à la terre apparaît sur une phase du réseau HTA, il s'accompagne d'une élévation du potentiel des deux autres phases par rapport à la terre. Cette montée de potentiel peut atteindre la tension composée du réseau. Elle est de plus susceptible de s'accompagner de phénomènes transitoires à fréquences élevées. Lorsqu'un point faible existe en réseau sur ces deux phases saines, un second défaut peut alors apparaître. Un courant de court-circuit biphasé apparaît et transite par les terres locales des défauts.

b. Rupture de conducteur à la terre :

Ces défauts (estimés actuellement à 20 % des défauts "aériens") peuvent présenter un risque pour les tiers dans le cas où le conducteur tombe à terre et lorsqu'il n'est pas détecté à cause de la faible valeur du courant de défaut.

Le courant de défaut engendré au côté source diffère de celui du côté charge :

➤ Rupture côté poste source

Le courant de défaut engendré dépend de la résistivité du sol : clôture, terrain sableux...

➤ Rupture côté charge

Le courant de défaut engendré côté HTA est extrêmement faible quelle que soit la résistance de défaut. Le courant de défaut côté BT est proportionnel à la charge aval du transformateur HTA/BT

c. Rupture de conducteur sans contact à la terre (ligne aérienne) :

Ces défauts se produisent lors d'une rupture d'un pont entre deux éléments de réseau. Il n'y a aucun risque pour les tiers du fait de l'absence de contact avec la masse.

II.7 Nature des défauts :

Le classement actuel des défauts se fait en fonction de la façon dont ils sont traités par les réenclencheurs ou encore appelé les automatismes de reprise de service.

➤ Défauts auto-extincteurs

C'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

- Principe de fonctionnement :

Pour éviter tout déclenchement inutile sur défaut auto-extincteur, la protection par construction est inhibée, c'est-à-dire que :

- Si le défaut dure moins de 60 ms, la protection ne doit pas réagir.
- Si le défaut dure plus de 100 ms, la protection réagit.
- Si le défaut entre 60 et 100 ms, la protection réagit en fonction de la forme d'onde du courant de défaut (temps de passage à zéro du courant).

Le temps qui s'écoule entre l'établissement du courant de défaut et l'ouverture du disjoncteur est de l'ordre de 150 ms environ.

➤ Défauts fugitifs

Ils nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

➤ Défauts semi-permanents :

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les réenclencheurs à l'issue du 1er ou 2^{ème} réenclenchement lent.

- Principe de fonctionnement :

Si le défaut réapparaît à la remise sous tension, les réenclencheurs réagissent de la manière suivante :

- Un deuxième déclenchement à lieu 0.5 s environ après la réapparition du défaut, la coupure aura alors une durée de 15 à 30 s, ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue.
- La temporisation de 0.5 s permet de laisser passer les courants transitoires qui s'établissent à la reprise de la charge du départ, elle permet également d'assurer la sélectivité avec les protections des clients HTA dont la temporisation est limitée à 200 ms (NF C 13 100), la durée de 15 à 30 s permet l'extinction des défauts dus à autre chose qu'un arc (contact avec une branche d'arbre).

➤ Défauts permanents :

Ils provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et la remise en service de la partie saine.

- Principe de fonctionnement :

Si après cela le défaut persiste encore, le disjoncteur déclenche définitivement. Ce dernier déclenchement ayant lieu aussi 0.5 s environ après la réapparition du défaut, la ligne reste alors hors tension jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

➤ Défauts évolutifs :

Défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients.

➤ Défauts intermittents :

Ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains et surtout sur les réseaux compensés.

II.8 Types de défauts :

➤ Défauts de surcharge :

Le courant de surcharge est une surintensité de nature progressive qui se produit dans un circuit sain suite à une augmentation de la charge.

Les dispositifs de détection réservés à cette perturbation sont :

- ✓ Relais thermiques.
- ✓ Fusibles.

Les causes susceptibles de produire un courant de surcharge sont :

- ✓ Appareil utilisé au-delà de sa puissance nominale (volontaire ou accidentelle).
- ✓ Mauvais fonctionnement.

Les conséquences occasionnées par un courant de surcharge sont :

- ✓ Surintensité.
- ✓ Echauffement.
- ✓ Déséquilibre.
- ✓ chute de fréquence

➤ Le court-circuit

Un court-circuit c'est la disparition intempestive de l'isolement de 2 corps conducteurs soumis à des potentiels différents et reliés à la même source.

Les courts-circuits : On peut définir les courts-circuits d'après 3 caractéristiques principales :

- Leur origine

Les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

- ✓ Electriques : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux)

Constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

- ✓ Atmosphériques : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- ✓ Mécaniques : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- ✓ Humaines : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple. [9.10]

- Leur localisation

Interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique. [11]

1. Le court-circuit peut être interne à un matériel (câble, transfo, tableau ...), il entraîne généralement des détériorations de l'isolation.
2. Le court-circuit peut être externe à un matériel (câble, transfo, moteur, tableau ...) les conséquences sont limitées à des perturbations pouvant entraîner à plus au moins longue échéance des détériorations dans le matériel considéré, et conduire ainsi à un défaut interne.

- Leur durée

- ✓ Auto extincteurs : le défaut disparaît de lui-même.
- ✓ Fugitifs : le défaut disparaît sous l'action des protections et ne réapparaît pas lors de la remise en service (le défaut est "brûlé" après le ré enclenchement.

- ✓ Permanents : Ils nécessitent la mise hors tension d'un câble, d'une machine ... et l'intervention du personnel d'exploitation.

❖ Causes

Un court-circuit peut apparaître de 2 manières différentes :

➤ Par contact direct :

- ✓ Contact entre 2 conducteurs lors des balancements (Vents violents).
- ✓ Chute d'un corps étranger sur la ligne aérienne.

➤ Par contact indirect :

- ✓ Casse d'un isolateur.
- ✓ Claquage de l'huile isolante d'un transformateur.

❖ Caractérisation des courts-circuits

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

• **Court-circuit triphasé** : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés.

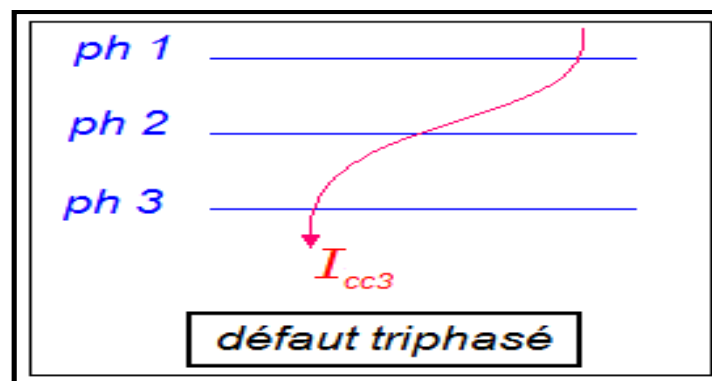


Figure II : 3 Court-circuit triphasé

• **Court-circuit monophasé terre** : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent.

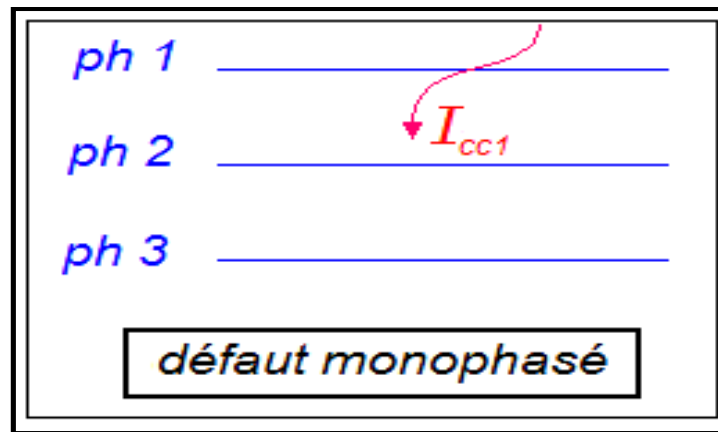


Figure II : 4 Court-circuit monophasé

•**Court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.

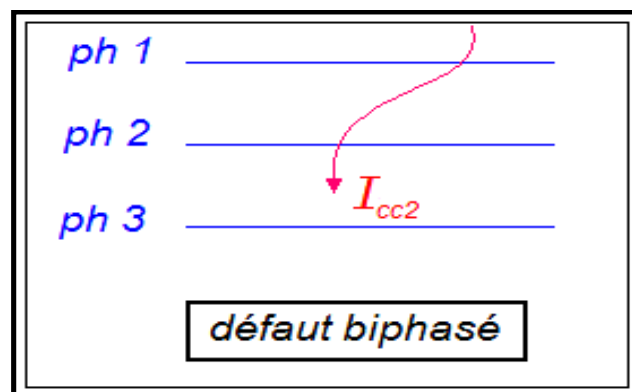


Figure II : 5 Court-circuit biphasé

•**Court-circuit biphasé terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

Le courant de court-circuit en un point d'un réseau s'exprime par la valeur efficace I_k (en kA) de sa composante alternative.

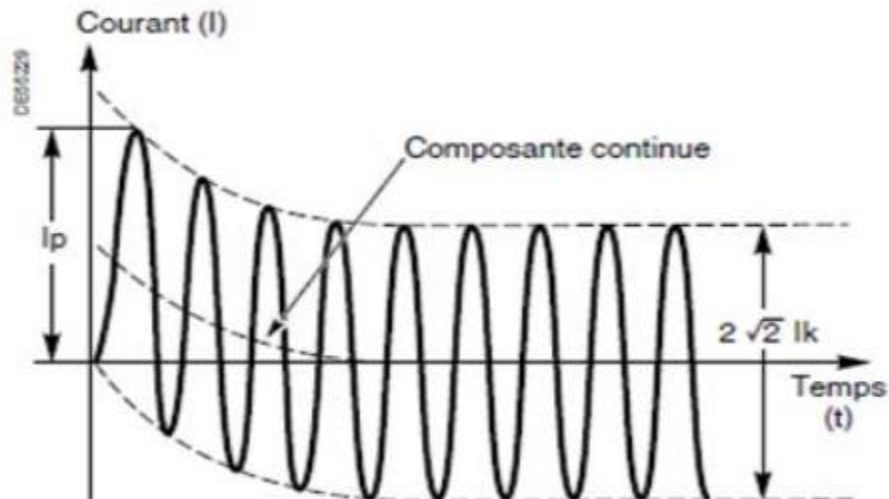


Figure II : 6 Courbe de type d'un courant de court-circuit

La valeur instantanée maximale que peut atteindre le courant de court-circuit est la valeur de crête I_p de la première demi-alternance. Cette valeur de crête peut être beaucoup plus élevée que $\sqrt{2} \cdot I_k$ en raison de la composante continue IDC amortie qui peut se superposer à la composante alternative.

Cette composante continue dépend de la valeur instantanée de la tension à l'instant initial du court-circuit, et des caractéristiques du réseau. Ce dernier est défini par la puissance de court-circuit, selon l'expression :

$$S_{cc} = \sqrt{U_n} * I_k \quad [MVA] \quad (1)$$

Cette valeur fictive n'a aucune réalité physique ; c'est une grandeur conventionnelle pratique assimilable à une puissance apparente.

❖ Probabilité de court-circuit

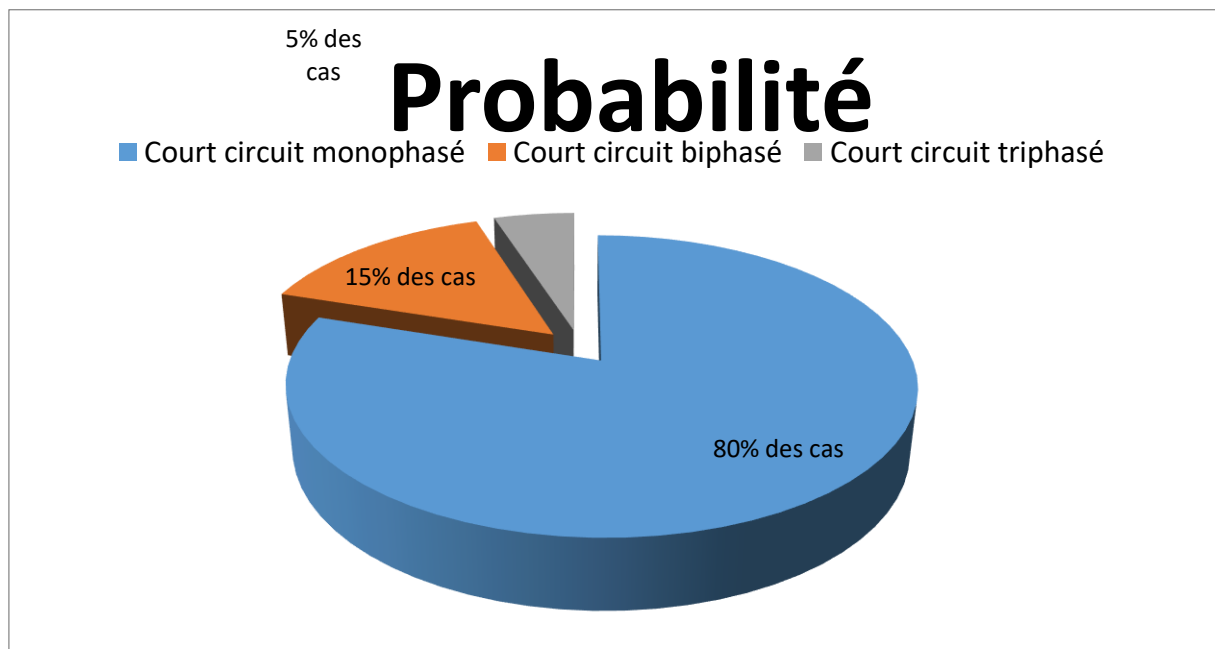


Figure II : 7 Probabilité de court-circuit

Origines d'un défaut de court-circuit

Selon la nature du réseau électrique, on cite les origines des défauts de court-circuit comme suit :

- Pour les lignes aériennes, sont en particulier les perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes,...etc.) qui peuvent enclencher un défaut de court-circuit. Aussi les défauts d'isolement et les agressions mécaniques peuvent conduire à un CC.
- Pour les câbles souterrains, sont les agressions extérieures, engins mécaniques de terrassement par exemple, qui entraînent des défauts de CC.

Le matériel du réseau et des postes peuvent être aussi le siège d'un défaut de court-circuit. Ce matériel comporte des isolants placés entre pièces sous tensions et masses. Alors, les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts.

❖ Les conséquences des courts-circuits

Les défauts dans les réseaux électriques ont des effets néfastes [12] :

Fonctionnement des réseaux électriques

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques HTB sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une diminution du couple résistant (C_r) des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur (C_m), s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciables aux matériels. [13]

Des temps d'élimination des courts -circuits de l'ordre de 100 à 150ms sont en générale considérée comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques HTB.

Tenue des matériels

Les courts-circuits provoquent des surintensités, dans le cas un défaut triphasés le courant de court-circuit peut être dépasse 20 à 30 fois le courant nominale (I_n), Ces surintensité amènent deux types de contraintes : [14]

- ♣ Contraintes Thermiques : dues au dégagement de chaleur par effet Joule (RI^2) dans les conducteurs.

- ♣ Contraintes Mécaniques : dues aux efforts électrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs, ces efforts s'ils dépassent les limites admises lors de la construction sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer un important dégât au matériel et être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

Qualité de la fourniture

Dans la plut part des cas, les courts-circuits se traduisent pour les utilisateurs par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature du court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre, performances des protection etc... ; Ces perturbations peuvent aller du creux ; de tension ou de la coupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture.

Circuits de télécommunications

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie électrique et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres des réseaux. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunication qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie électrique. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication [14], [15].

Sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courant de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol etc. ... ; Sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes, Le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel [14].

➤ Surtension :

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme CEI 71-1.

Elles peuvent apparaître entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel (U_{mV2}), ou bien entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre et sont dites de mode commun ($U_{mV2/\sqrt{3}}$). [15]

❖ Classification des surtensions :

La norme CEI 71-1 donne la classification des surtensions selon leur durée et leur forme.

Selon la durée, on distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires :

- **Surtension temporaire** : surtension à fréquence industrielle de durée relative ment longue (de quelques périodes à quelques secondes).
- **Surtension transitoire** : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques milli secondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- ∞ Surtension à front lent
- ∞ Surtension à front rapide
- ∞ Surtension à front très rapide [14]

Formes de tensions normalisées

La norme CEI 71-1 donne les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériaux.

- **Tension de courte durée à fréquence industrielle** : c'est une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz et de durée égale à 60s.
- **Tension de choc de manœuvre** : c'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μ s.
- **Tension de choc de foudre** : c'est une tension de choc ayant une durée de front montant de 1,2 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 50 μ s.

❖ Type des surtensions :

Les surtensions sont de quatre natures :

- D'origine atmosphérique.
- Par décharge électrostatique.
- De manœuvre.
- A fréquence industrielle

- Les surtensions à fréquence industrielle

Les surtensions à la fréquence industrielle ou temporaires sont celles qui ont les mêmes fréquences que le réseau (50, 60 ou 400 Hz).

Ces surtensions sont normalement de longue durée (quelques secondes à quelques minutes) et ne sont pas bien amorties.

Les surtensions à fréquence industrielle ont généralement pour origine :

- ✓ Un défaut à la terre.
- ✓ Une résonance ou une Ferro-résonance.
- ✓ Un défaut d'un régulateur de tension d'un alternateur ou d'un règleur en charge de transformateur.

- ✓ Une surcompensation de l'énergie réactive suite à un défaut d'un régulateur variométrique.
- ✓ Un délestage de charge, notamment lorsque la source d'alimentation est un alternateur.

- Les surtensions causées par un défaut d'isolement :

Une surtension due à un défaut d'isolement apparaît sur un réseau triphasé, lorsque le neutre est isolé ou impédant.

En effet, lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la masse ou la terre (blessure d'un câble souterrain, mise à la terre d'un conducteur aérien par des branchages, défaut dans un équipement...), la phase concernée est mise au potentiel de la terre et les deux autres sont alors soumises, par rapport à la terre, à la tension composée.

$$U = \sqrt{3}V \quad (2)$$

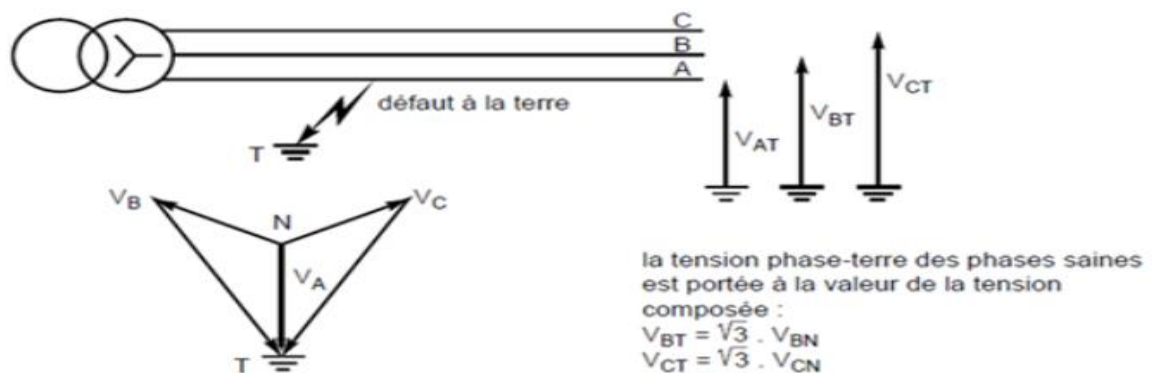


Figure II : 8 Surtension temporaire sur un réseau à neutre isolé de la terre, en présence d'un défaut d'isolement

- Les surtensions sur une ligne à vide (Effet de Ferranti) :

Une surtension peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre. Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne. Le facteur de surtension dans ce cas est calculé par la relation suivante :

$$\frac{Vs}{Ve} = \frac{1}{1-1.L.C.W^2} \quad (3)$$

Avec :

- ∞ L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne.
- ∞ Us et Ue étant les tensions à l'extrémité ouverte et à l'entrée de la ligne.

Ce facteur de surtension est de l'ordre de 1,05 pour une ligne de 300 km et de 1,16 pour une ligne de 500 km. Ces valeurs sont sensiblement les mêmes pour les lignes HT et THT.

Ce phénomène se produit en particulier lorsqu'une ligne longue est brusquement déchargée.

- Les surtensions causées par Ferro-résonance :

La Ferro-résonance est un phénomène de résonance non linéaire qui peut affecter les réseaux de transport et de distribution de l'électricité. Elle désigne tous les phénomènes oscillatoires (surtensions ou surintensités transitoires ou permanentes), le plus souvent périodiques, qui se manifestent dans un circuit électrique composé d'une part d'une ou de plusieurs inductances non linéaires (comportant des matériaux ferromagnétiques saturables) et d'autre part d'un réseau comprenant au moins une capacité alimentée par une ou plusieurs sources de tensions généralement sinusoïdales. [11]

- Les surtensions de manœuvre :

Lors des manœuvres de mise sous tension ou de mise hors tension de récepteurs, des surtensions transitoires apparaissent sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude, la fréquence et la durée d'amortissement de ce régime transitoire dépendent des caractéristiques du réseau considéré et des caractéristiques mécaniques et diélectriques de l'appareil de coupure. Elles se manifestent par des ondes de choc ou des oscillations amorties conventionnellement à l'onde de choc positive ou négative normalisée de la figure :

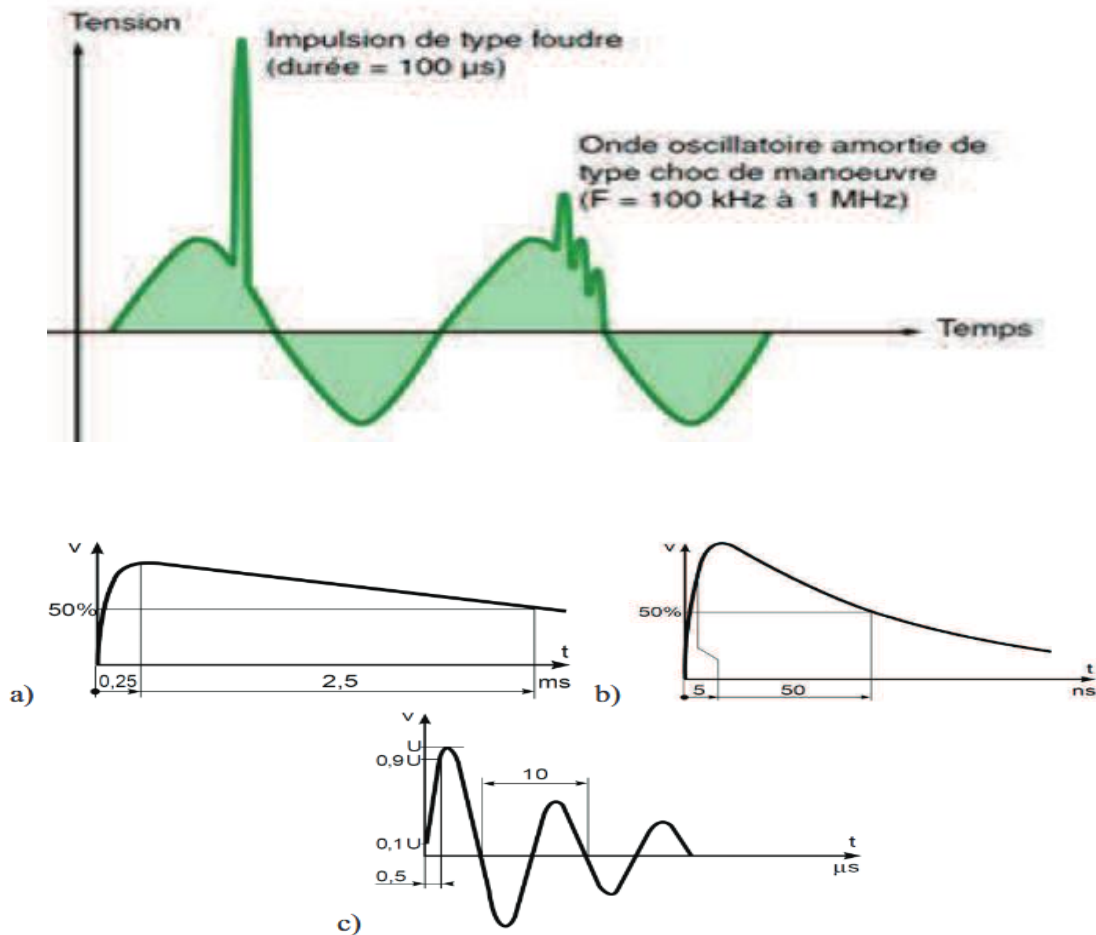


Figure II : 9 Formes des ondes normalisées représentant les surtensions de manœuvre

- ✓ Onde 250/2500 μs dite onde longue amortie,
 - ✓ Onde 5/50ns dite onde impulsional récurrente (simulant par exemple la fusion d'un fusible),
 - ✓ Onde 0,5 μs /100 kHz dite onde sinusoïdale amortie.
- Surtensions atmosphériques :

Elles sont dues à la chute de la foudre sur ou près d'une ligne électrique aérienne, les chocs de foudre influencent la tenue diélectrique de l'isolation selon leur amplitude et leur durée, causant à l'occasion des interruptions du service électrique et des dommages sur les composants du réseau électrique, les chocs d'origine atmosphérique (foudre) peuvent avoir des valeurs de tension de crête jusqu'à trois fois la tension de service et ceci dans une période de temps très courte.

❖ Conséquences des surtensions :

➤ **Claquage**

Le claquage est un phénomène se produit lorsque la tension dépasse la tension d'isolement. Il est souvent produit entre un conducteur actif et des masses métalliques reliées à la terre. Le claquage dans l'air se manifeste par l'amorçage d'un arc et crée un dépassement de la tension d'isolant d'air, c'est le cas pour deux circuit imprimés voisines.

➤ **Vieillessement prématuré**

• Les composants exposés aux surtensions ont une durée de vie réduite.

➤ **Danger pour les personnes :**

Les pics des surtensions de très courtes durées sont assimilables à une décharge d'électricité désagréable mais inoffensive.

L'écoulement des décharges de foudre à la terre peuvent introduire un certain danger pour les personnes (tension de pas, élévation de potentiel de certain masses métalliques).

➤ **Les déséquilibres :**

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de 120°. Le degré de déséquilibre est défini en utilisant la méthode des composantes de Fortescue par le rapport de la composante inverse U_{1i} (ou homopolaire U_{1o}) du fondamental à celui de la composante directe du fondamental U_{1d} .

$$\Delta U_i = \frac{|U_{1i}|}{|U_{1d}|} \quad \text{et} \quad \Delta U_o = \frac{|U_{1o}|}{|U_{1d}|} \quad (4)$$

La tension inverse (ou homopolaire) est provoquée par les chutes de tension le long des impédances du réseau dues aux courants inverses (ou homopolaire) produits par les charges déséquilibrées qui conduisent à des courants non identiques sur les trois phases (charges basse tension BT connectées entre phase et neutre, charges monophasées ou biphasées

moyenne tension MT telles que machines à souder et fours à induction). Les défauts monophasés ou biphasés provoquent des déséquilibres jusqu'au fonctionnement des protections.

Les dispositifs de détection réservés à cette perturbation sont :

- Relais électromagnétiques.

Les causes susceptibles de produire un déséquilibre tension sont :

- ↗ Courant de court-circuit.
- ↗ Rupture de phases.
- ↗ Mauvais fonctionnement du disjoncteur.

Les conséquences occasionnées par un déséquilibre tension sont :

- Echauffement.
- Diminution du flux lumineux.

Vibration des moteurs.

➤ **Oscillatoire :**

Une perturbation oscillatoire est un changement soudain dans la condition d'état stable de la tension ou le courant ou les deux signaux en même temps aux deux limites des composantes positive et négative qui oscillent à la fréquence du système naturel.

En simple terme, la perturbation oscillatoire cause un fort signal de puissance qui disparaît très rapidement. La perturbation oscillatoire se produit à la mise en service ou en hors service des charges inductives ou capacitatives car elles résistent au changement.

• **Conséquences**

Surintensités et baisses de tension périodiques, les lampes clignotent, les moteurs subissent des variations de vitesses :

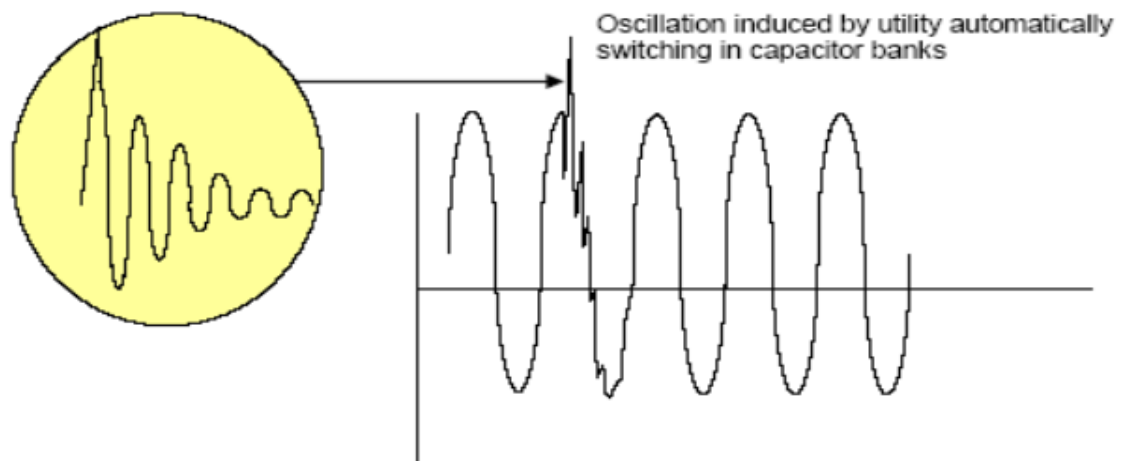


Figure II : 10 Perturbation oscillatoire

II.9 Conséquences des défauts sur le réseau électrique :

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à craindre sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance.

Les courts-circuits, 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.

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.10 Défauts terre :

La figure montre que lors d'un défaut à la terre franc, la tension entre le point neutre et la terre devient égale à la tension simple :

$$|V_{\text{Neutre}}| = V_n$$

V_n : Tension simple nominale.

Pour un défaut sur la phase 1, $V_{\text{Neutre}} = -V_1$

La tension phase-terre des phases saines devient donc égale à la tension composée :

$$V_{2T} = V_{\text{Neutre}} + V_2 = V_2 - V_1$$

$$V_{3T} = V_{\text{Neutre}} + V_3 = V_3 - V_1$$

D'où : $|V_{2T}| = |V_{3T}| = \sqrt{3}V_n$

La figure suivante représente un défaut terre :

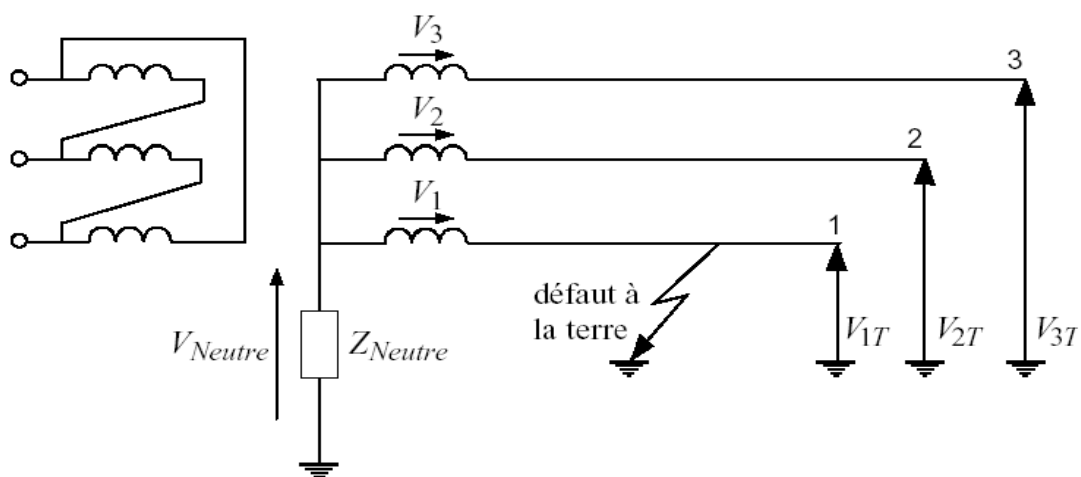


Figure II : 11 Défaut à la terre.

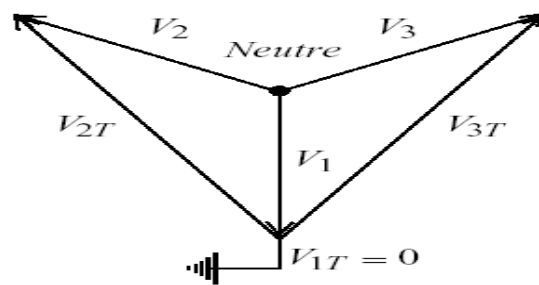


Figure II : 12 Déplacement du point neutre

V_1, V_2, V_3 : tensions phase-neutre.

V_{1T}, V_{2T}, V_{3T} : tensions phase-terre.

Z_{Neutre} : Impédance de mise à la terre ($Z_{\text{neutre}} = \infty$ pour un neutre isolé)

Donc le défaut terre provoqué une surtension (déplacement du point neutre). [17]

II.11 Méthode du 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[18]. Cette dernière, est retenue pour sa précision et pour son aspect analytique, ainsi qu'elle est plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

➤ 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.13). [18]

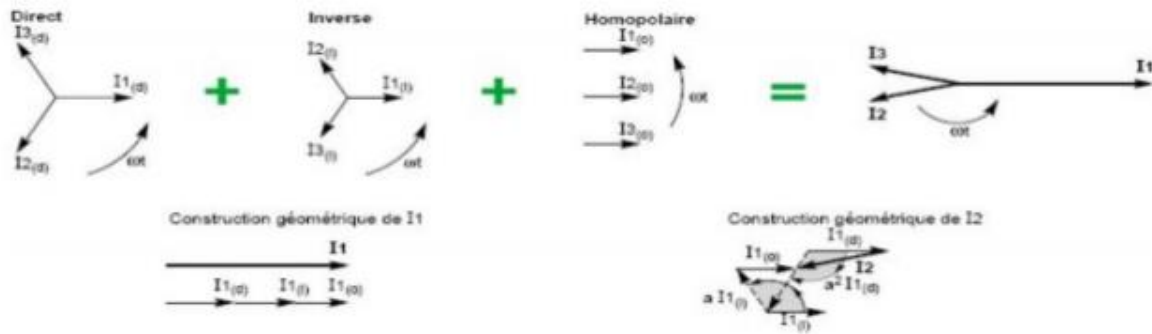


Figure II : 13 Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés

✚ **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 V_a comme référence et sachant que l'opérateur (a) :

$$a = -0.5 + j0.866 = 1^{L+120^\circ}$$

Il vient alors :

$$V_{a1} = V_1$$

$$V_{b1} = V_1^{L240^\circ} = a^2 \cdot V_1 \tag{5}$$

$$V_{c1} = V_1^{L120^\circ} = a \cdot V_1$$

✚ **Le 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.

$$V_{a2} = V_2$$

$$V_{b2} = V_2^{L120^\circ} = a \cdot V_2 \tag{6}$$

$$V_{c2} = V_2^{L240^\circ} = a^2 \cdot V_2$$

✚ **Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0)** : ce système est formé de trois vecteurs 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 ».

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \tag{7}$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V_{a0}, V_{b0}, V_{c0} Peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

$$\begin{aligned} V_a &= V_1 + V_2 + V_0 \\ V_b &= a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\ V_c &= a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \end{aligned} \tag{8}$$

Pour déterminer V_1, V_2 et V_0 en fonction de V_a, V_b et V_c on a deux méthodes :

- 1^{er} méthode : utiliser la matrice inverse $[T]^{-1}$.
- 2^{eme} méthode : utiliser $1 + a + a^2 = 0$.

On aura :

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{1}{3} [V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c] \\ V_2 &= \frac{1}{3} [V_a + \alpha^2 V_b + \alpha V_c] \\ V_3 &= \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c] \end{aligned} \tag{9}$$

➤ Circuit équivalent des séquences

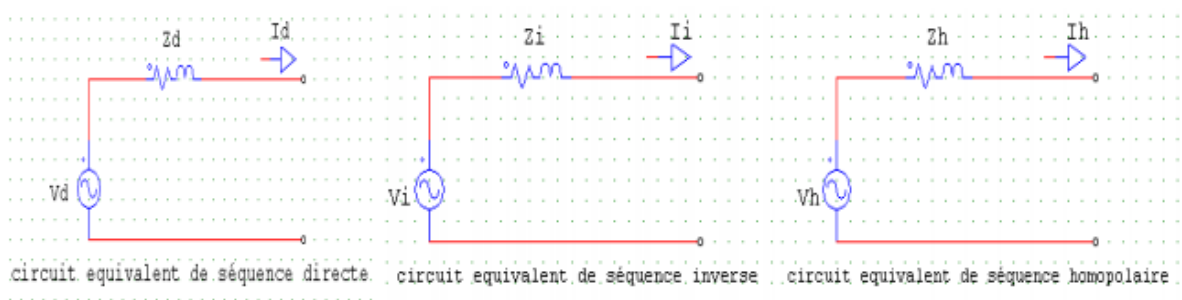


Figure II : 14 Equivalent des séquences

$$\begin{aligned} V_d &= V_d^p - Z_d \times I_d \\ V_i &= 0 - Z_i \times I_i \\ V_h &= 0 - Z_h \times I_h \end{aligned} \tag{10}$$

- V_d^p la tension préexistante au point de défaut.
- Z_d, Z_i, Z_h les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes. [18]

II.12 Calcul des niveaux de défaut [19]

➤ Défaut triphasé symétrique

- Expression du défaut :

$$V_a = V_b = V_c = 0 ; \text{ (Phases en défaut)}$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_d = V_i = V_h = 0$$

$$I_{Id} = \frac{V_{pd}}{Z_d}$$

$$I_i = I_h = 0$$

- Valeur du courant de défaut triphasé :

$$I_{mcc} = I_{3\phi cc} = I_d = \frac{V_{pd}}{Z_d}$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$\mathbf{V_a} = \mathbf{V_b} = \mathbf{V_c} = \mathbf{0} \quad (11)$$

$$\mathbf{I_a} = \frac{V_{pd}}{Z_d} \quad (12)$$

$$\mathbf{I_b} = \mathbf{a}^2 \cdot \frac{V_{pd}}{Z_d} \quad (13)$$

$$\mathbf{I_c} = \mathbf{a} \cdot \frac{V_{pd}}{Z_d} \quad (14)$$

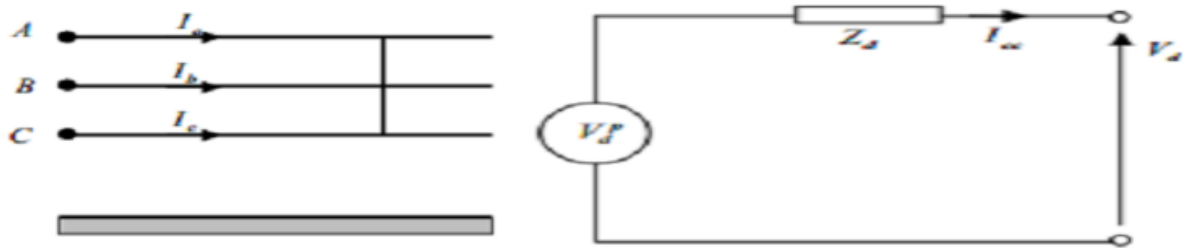


Figure II : 15 Défaut triphasé symétrique

➤ Défaut biphasé isolé

- Expression du défaut

$$V_b = V_c, V_{bc} = 0 \quad I_d = -I_c \text{ (Phases en défaut).}$$

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

- Traduction en grandeurs symétriques :

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

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

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

$$\text{Implique que } Z_d^p - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i$$

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

$$I_i = \frac{1}{3} (I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = \frac{1}{3} (\alpha^2 - \alpha) \cdot I_b = -j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

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

$$\text{Donc : } I_d = -I_i$$

- Retour aux grandeurs de phase

$$I_a = 0 \tag{15}$$

$$I_b = -j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \tag{16}$$

$$I_c = j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \quad (17)$$

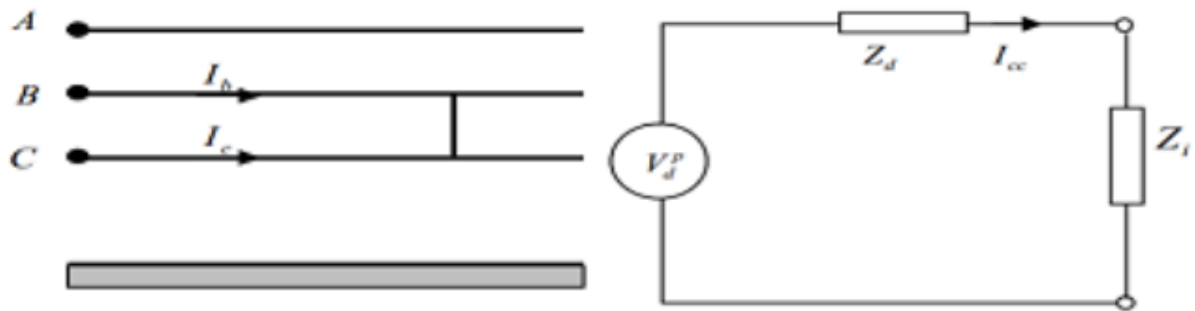


Figure II : 16 Défaut biphasé isolé

➤ Défaut biphasé terre

- Expression du défaut :

$$V_b = V_c = 0 \quad I_b = -I_c \text{ (phases en défaut)}$$

$$I_a = \text{(phases saine)}$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_d = \frac{1}{3}(V_\alpha + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) = \frac{1}{3}V_\alpha$$

$$V_i = \frac{1}{3}(V_\alpha + \alpha^2 V_b + \alpha V_c) = \frac{1}{3}V_\alpha$$

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

$$\rightarrow V_d = V_i = V_h$$

Soit d'après

$$I_i = -\frac{V_i}{Z_i} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_h}{Z_h}$$

$$I_h = -\frac{V_h}{Z_h} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_i}{Z_i}$$

Donc :

$$I_i = -\frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_i}$$

$$I_h = -\frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_h}$$

$$I_\alpha = I_d + I_h + I_i = 0$$

$$I_\alpha = I_d - \frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_i} - \frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_h}$$

$$\begin{cases} I_d = \frac{V_d^p(Z_i + Z_h)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_i = \frac{V_d^p \cdot Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_h = \frac{V_d^p \cdot Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \end{cases}$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_c = \alpha I_d + \alpha^2 I_i + I_0 \rightarrow I_0 = \frac{\sqrt{3} V_d^p (Z_h^{<-90^\circ} + Z_i^{<-150^\circ})}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (18)$$

$$I_b = \alpha^2 I_d + \alpha I_i + I_0 \rightarrow I_0 = \frac{\sqrt{3} V_d^p (Z_h^{<-90^\circ} + Z_i^{<-150^\circ})}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (19)$$

Le courant dans le neutre est :

$$I_n = I_b + I_c = \left| \frac{3V_d^p}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \right| \quad (20)$$

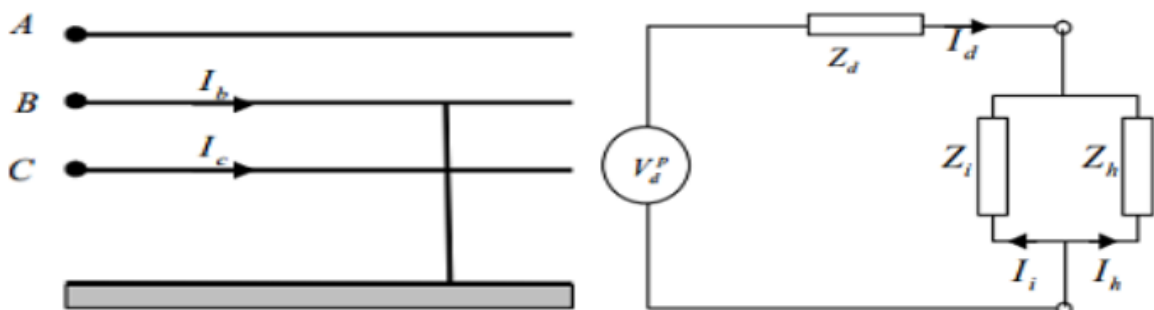


Figure II : 17 Défaut biphasé terrent

➤ Défaut entre phase et la terre [20]

- Expression du défaut :

$$V_a = 0 \text{ (Phase en défaut).}$$

$$I_a = I_b = 0 \text{ (Phase sain).}$$

- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_d = V_i = V_h I_d = I_i = I_h$$

Soit d'après

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

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

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

$$V_h = -\frac{Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$V_a = 0$$

$$V_b = \frac{(\alpha^2 - \alpha)Z_i + (\alpha^2 - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

$$V_c = \frac{(\alpha - \alpha^2)Z_i + (\alpha - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p \quad (21)$$

$$V_a = \frac{3V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h} I_b = I_c = 0$$

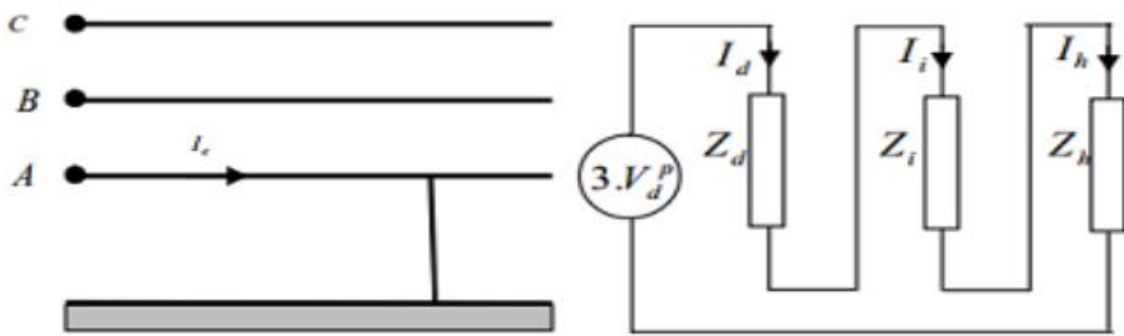


Figure II : 18 Défaut entre phase et la terre

➤ Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ($Z_n \neq 0$)

- Expression du défaut :

$V_a \neq 0$ (Phase en défaut)

$I_b = I_c = 0$ (Phases saines)

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{3}(I_\alpha + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = \frac{1}{3} I_\alpha \\ I_i = \frac{1}{3}(I_\alpha + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = \frac{1}{3} I_\alpha \\ I_h = \frac{1}{3}(I_\alpha + I_b + I_c) = \frac{1}{3} I_\alpha \end{cases}$$

$I_d = I_i = I_h$

Soit d'après

$$V_d^p - Z_d \cdot I_\alpha = \frac{1}{3} Z_h \cdot I_\alpha + \frac{1}{3} Z_i \cdot I_\alpha + \frac{1}{3} Z_n \cdot I_\alpha$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_\alpha = \frac{3V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_n} \tag{22}$$

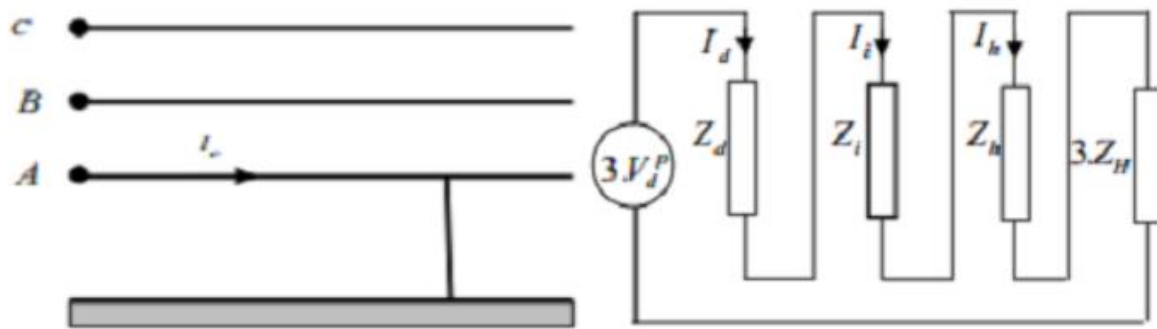


Figure II : 19 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance

Remarque : toutes les grandeurs utilisées sont en valeur complexe.

II.13 Conclusion

Des perturbations électriques peuvent prendre naissance dans le réseau du distributeur, l'installation de l'utilisateur perturbé ou dans l'installation d'un utilisateur voisin. Ces perturbations ont des conséquences différentes selon le contexte économique et le domaine d'application : de l'inconfort à la perte de l'outil de production, voire même à la mise en danger des personnes.

Dans ce chapitre, nous avons évoqué les différents types de défauts (les Courts-circuits, les Surtensions, les Surcharges, les Oscillations, les Déséquilibres, leurs causes et leurs conséquences).

Chapitre III

Simulation

III.1 Définition de la modélisation et de la simulation

La simulation est l'un des outils d'aide à la décision les plus efficaces à la disposition des concepteurs et des gestionnaires des systèmes complexes. Elle consiste à construire un modèle d'un système réel et à conduire des expériences sur ce modèle afin de comprendre le comportement de ce système et d'en améliorer les performances.

L'approche " systémique " des problèmes est aujourd'hui fondamentale ; elle s'attache à évaluer la performance " globale " du système étudié plutôt que celle de chacune de ses composantes.

Une composante réalise une fonction spécifique. La manière dont elle réalise cette fonction et dont elle se comporte vis à vis des autres composantes détermine le comportement global du système et son efficacité d'ensemble. C'est pourquoi, la première étape de la modélisation est de préciser quel(s) critère(s) de performance on cherche à optimiser. Il n'y a pas un seul modèle d'un système réel donné : il peut être représenté de différentes manières, en fonction de l'objectif que l'on s'est fixé (la modélisation de certaines composantes, comme par exemple les sources d'énergie peut être, selon les cas, inutile ou indispensable). Le meilleur modèle est celui qui est à la fois simple et cohérent avec l'objectif.

Il existe différents types de modèles. Les modèles physiques sont ceux dans lesquels le système réel est représenté par une réplique ou maquette, à une échelle différente et éventuellement à l'aide de matériaux différents. Les modèles symboliques sont une abstraction mathématisée de la réalité. Ils sont en général exécutés sur un ordinateur, qu'il soit analogique ou digital. Une troisième dichotomie sépare les modèles statiques et les modèles dynamiques. Dans les premiers, le temps n'intervient pas. Dans les seconds, il est un facteur essentiel du comportement et de l'état du système. Enfin, à l'intérieur des modèles dynamiques, on distingue les modèles discrets, dans lesquels l'état du système ne change qu'à certaines dates, et les modèles continus où ce changement est permanent. Un modèle qui contient à la fois des composantes discrètes et continues est dit mixte. La méthode de construction et d'exploitation du modèle dépend de la nature du système réel et de sa représentation.

Les applications de la simulation sont innombrables. Parmi les domaines dans lesquels elle est le plus utilisée, on peut citer :

- L'informatique : recherche de configurations, réseaux, architecture de bases de données, ...
- La production : gestion des ressources de fabrication, machines, stocks, moyens de manutention, ...
- La gestion : marketing, tarification, prévisions, gestion du personnel, ...
- L'administration : gestion du trafic, du système hospitalier, de la démographie, ...
- L'environnement : pollution et assainissement, météorologie, catastrophes naturelles, ...

Etc. ...

La compétition internationale auxquels se livrent les industriels les conduit à mettre en œuvre des systèmes automatisés de plus en plus onéreux et complexes pour lesquels les méthodes traditionnelles de conception sont limitées à cause de leur incapacité à prendre en compte l'ensemble des composantes d'un outil de production intégré. Par ailleurs, cette phase de conception initiale repose sur des hypothèses de production (types et quantités de produits à fabriquer) qui, avec le temps, peuvent ne plus correspondre à la réalité des commandes à satisfaire. La flexibilité des systèmes de production, c'est-à-dire leur capacité à s'adapter à une demande fluctuante, exige que leur conception soit remise en cause périodiquement.

La simulation trouve tout son intérêt quand il s'agit d'étudier les ateliers flexibles complexes, les goulots d'étranglement, l'organisation des unités de fabrication, les systèmes de manutention et de stockage, les stratégies globales de production. Elle permet alors de dimensionner, décider d'une stratégie de gestion. Elle est le seul outil disponible aujourd'hui dans la mesure où les méthodes analytiques traditionnelles imposent des simplifications abusives.

Les réseaux électriques sont soumis au risque d'apparition de courts circuits en tout point. Ces courts-circuits entraînent la circulation immédiate de courants importants, provenant

des sources d'alimentation mais aussi de certaines charges (réinjection). Ils peuvent être la cause d'accidents grave sur les sites industriels (atteinte des personnes, incendie,...).

Une modification du réseau d'alimentation amont (réseau de transport ou distribution), de l'installation électrique ou des configurations d'exploitation peut conduire à une variation des niveaux de courant de court-circuit.

Il est alors indispensable de calculer les valeurs de courant de court-circuit pouvant apparaître en tout point du réseau et dans toutes les configurations possibles pour pouvoir dimensionner les équipements de distributions (câbles, transformateurs, tableaux...) et établir le réglage des organes de protection.

Néanmoins ce calcul peut être long et fastidieux surtout dans le cas d'un réseau triphasé. La simulation peut réaliser cette tâche d'une manière plus élégante. Il existe pour cela des outils spécifiques à chaque domaine d'activité.

Pour faire la simulation on doit donc disposer d'un modèle, qu'il soit physique ou mathématique, et d'un outil c'est à dire d'un logiciel adapté.

SimPowerSystems étend Simulink de MATLAB avec des outils pour la modélisation et la simulation de systèmes de génération, de transmission, de distribution et de consommation d'énergie électrique. Il fournit des modèles pour la plupart des composants utilisés dans ces systèmes, en particulier les machines triphasées, les entraînements électriques et les bibliothèques de modèles propres aux applications, comme les systèmes de transmission AC souples (FACTS) et la production d'énergie éolienne. Les analyses des systèmes électriques clés sont automatiques ; par exemple analyse harmonique, calcul du taux d'harmoniques (THD) ou débit de puissance.

III.2 Simulation, résultats et interprétation

Le réseau à simuler est présenté sur la figure suivante :

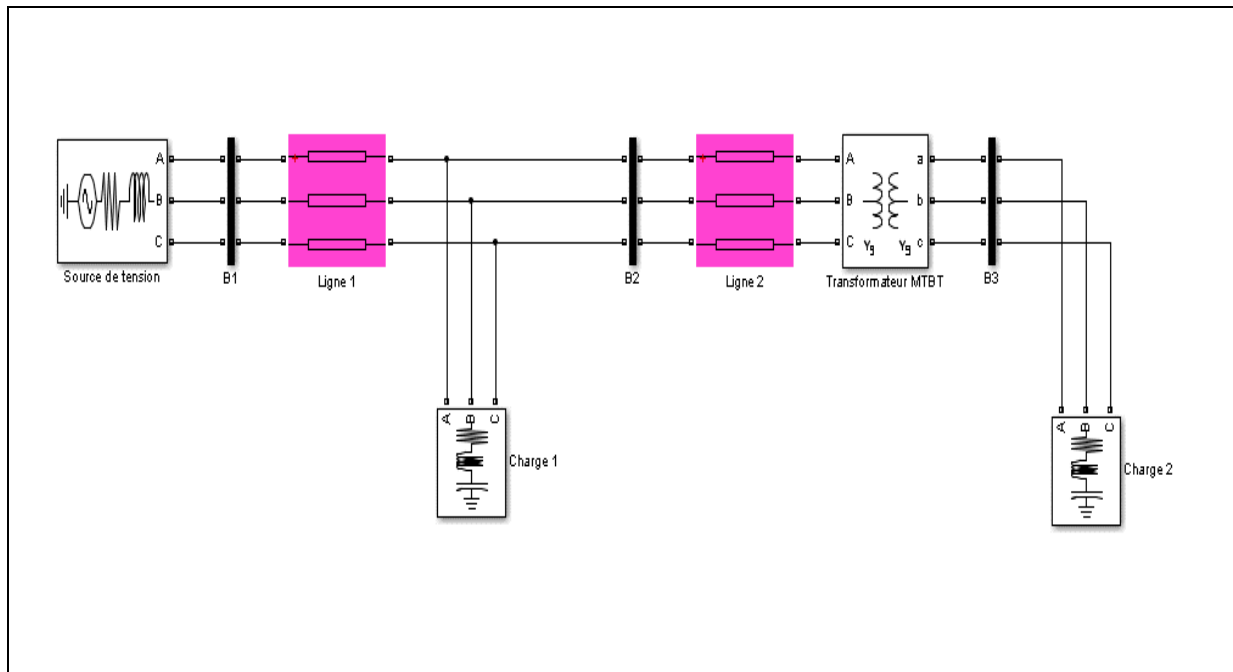


Figure III : 1 Réseau à simulé

Il contient une source triphasée de tension (la centrale), deux lignes de transport de 10 km de longueur chacune, 3 jeux de barres. A la fin de la première ligne on a branché une première charge de moyenne tension (MT). Une deuxième ligne basse tension (BT) est branchée à la fin de la deuxième ligne à travers un transformateur MT étoile-étoile.

On se propose d'étudier l'impact de défauts à la terre du côté de la basse tension (ligne de distribution) sur toutes les parties du réseau.

Les défauts suivants sont considérés :

- Une phase à la terre
- Deux phases à la terre
- Trois phases à la terre

Chaque défaut a une durée de 1,25 s

Afin de voir l'impact de chaque défaut, on visualise les tensions et les courants au niveau de chaque jeu de barre.

Par ailleurs on calcule leurs composantes symétriques. Celle-ci étant des grandeurs complexes, on représente l'amplitude des composantes directes, inverses et homopolaires.

a) Une phase BT à la terre

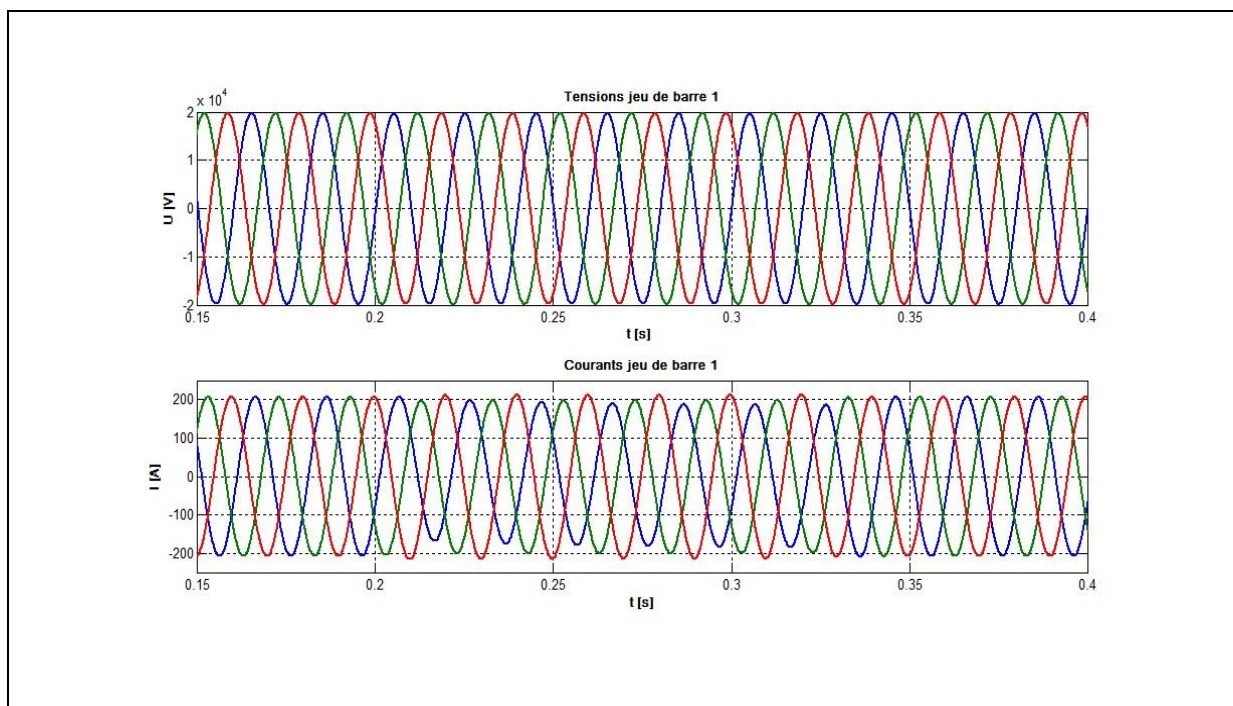


Figure III : 2 tensions et courants au jeu de barre 1

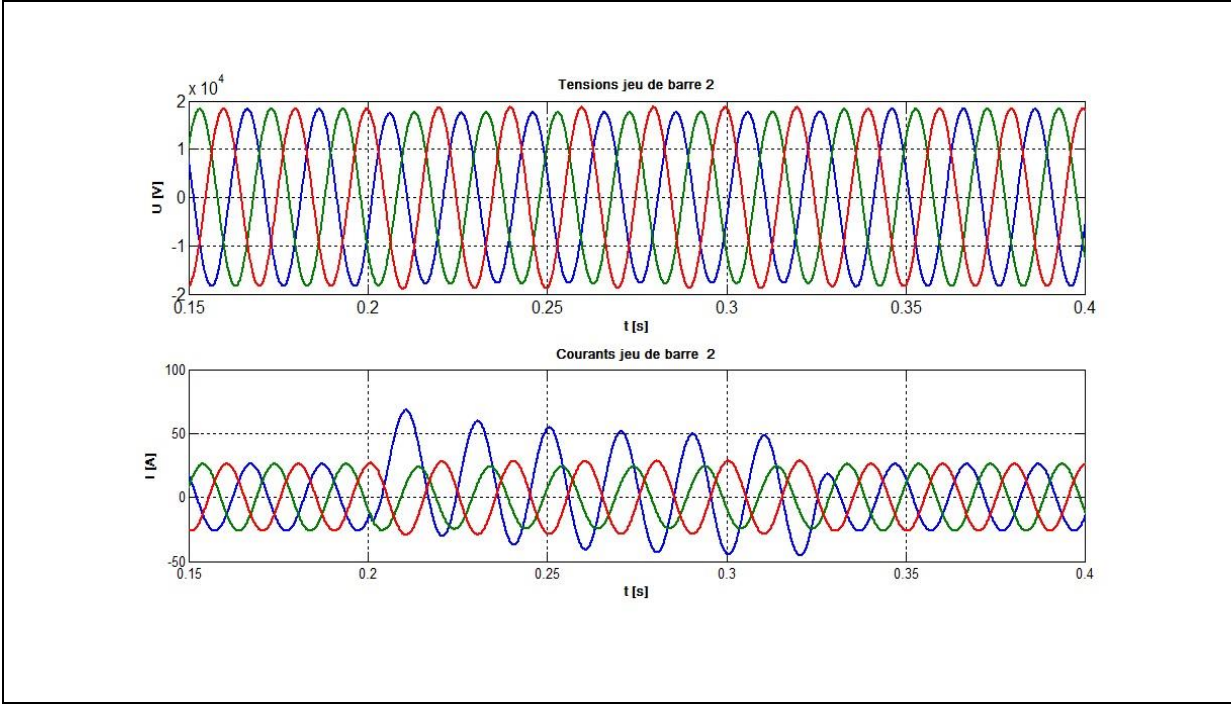


Figure III : 3 tensions et courants au jeu de barre 2

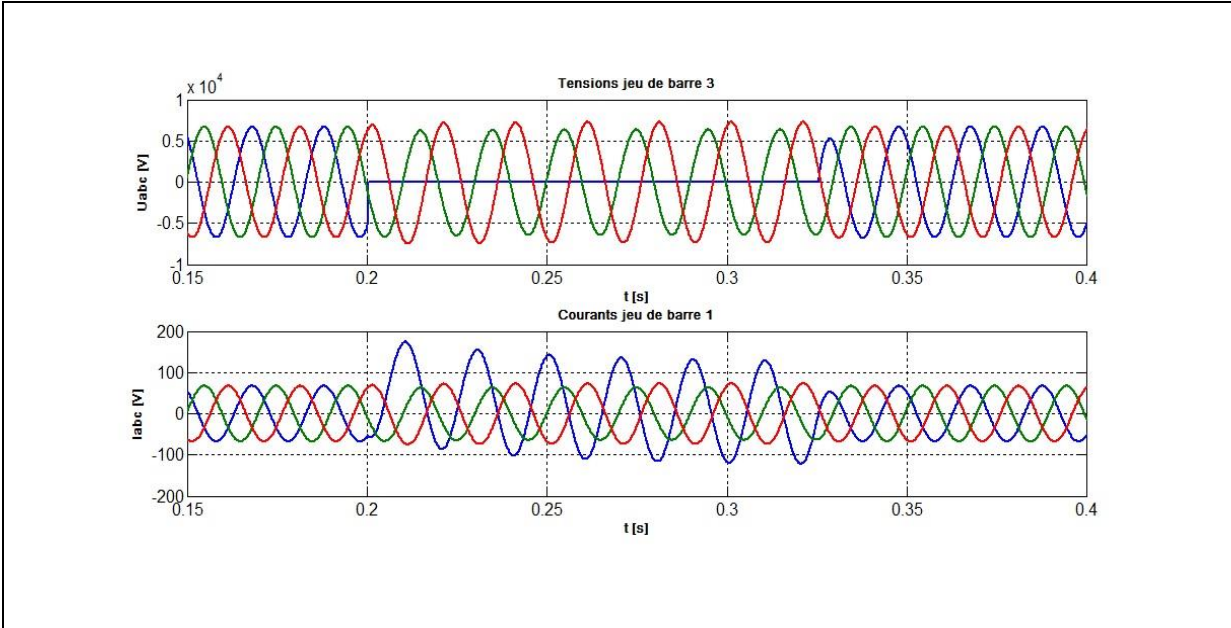


Figure III : 4 tensions et courants au jeu de barre 1

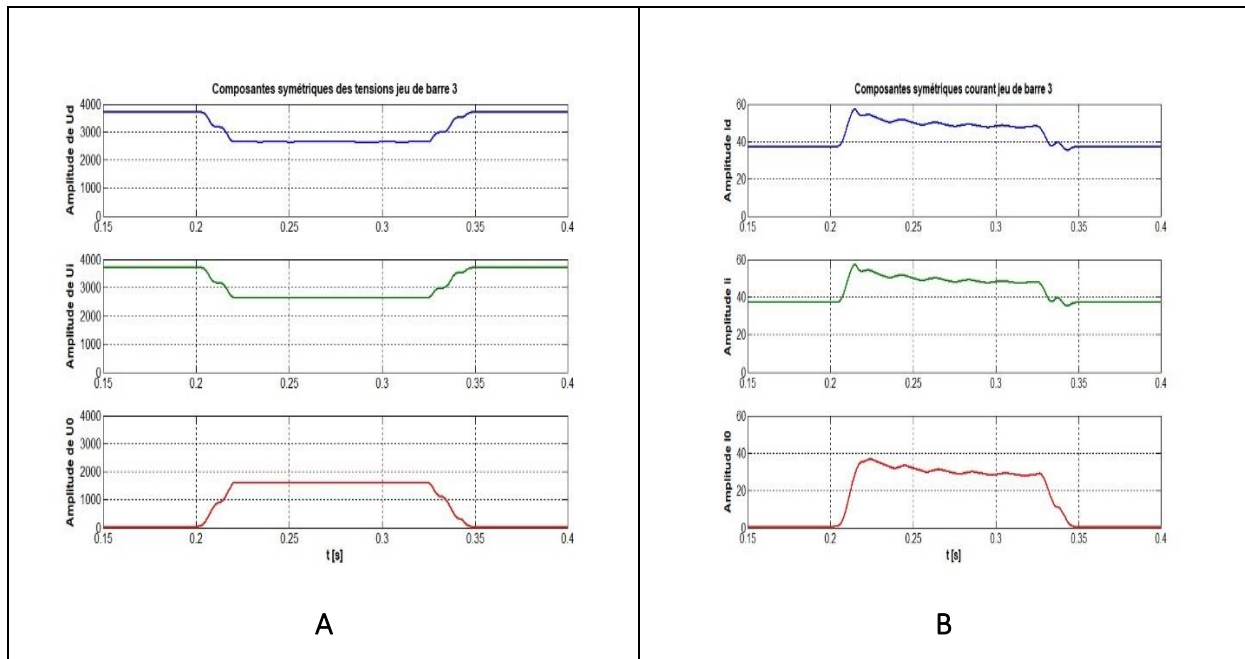


Figure III : 5 amplitudes des composantes directes, inverses et homopolaires de tensions (a) et de courant (b)

b) Deux phases BT à la terre

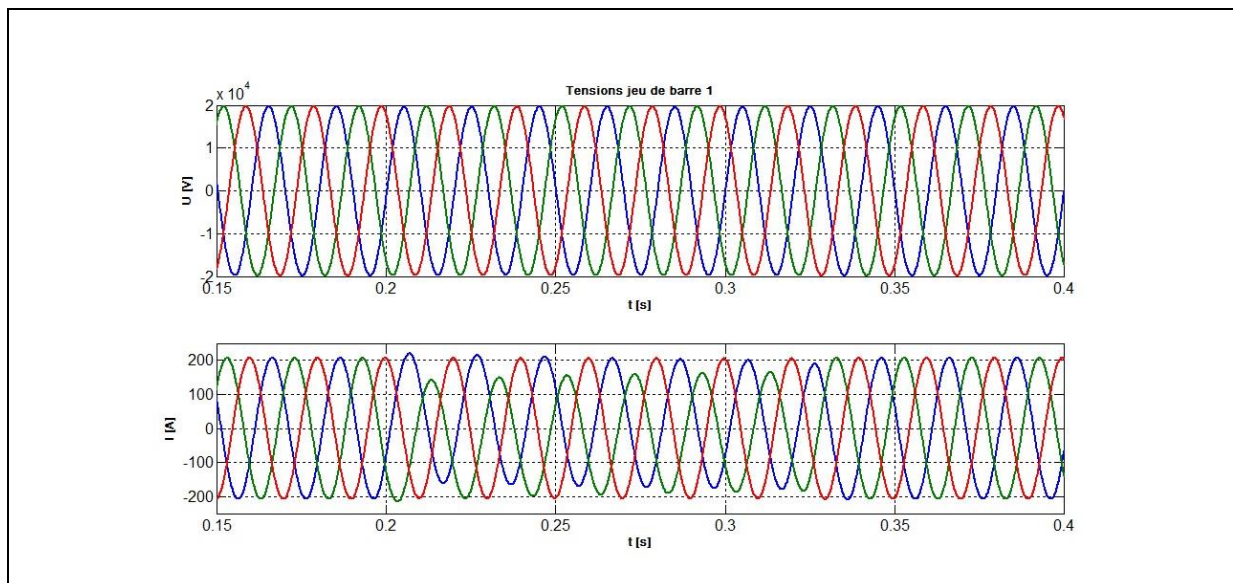


Figure III : 6 tensions et courants au jeu de barre 1

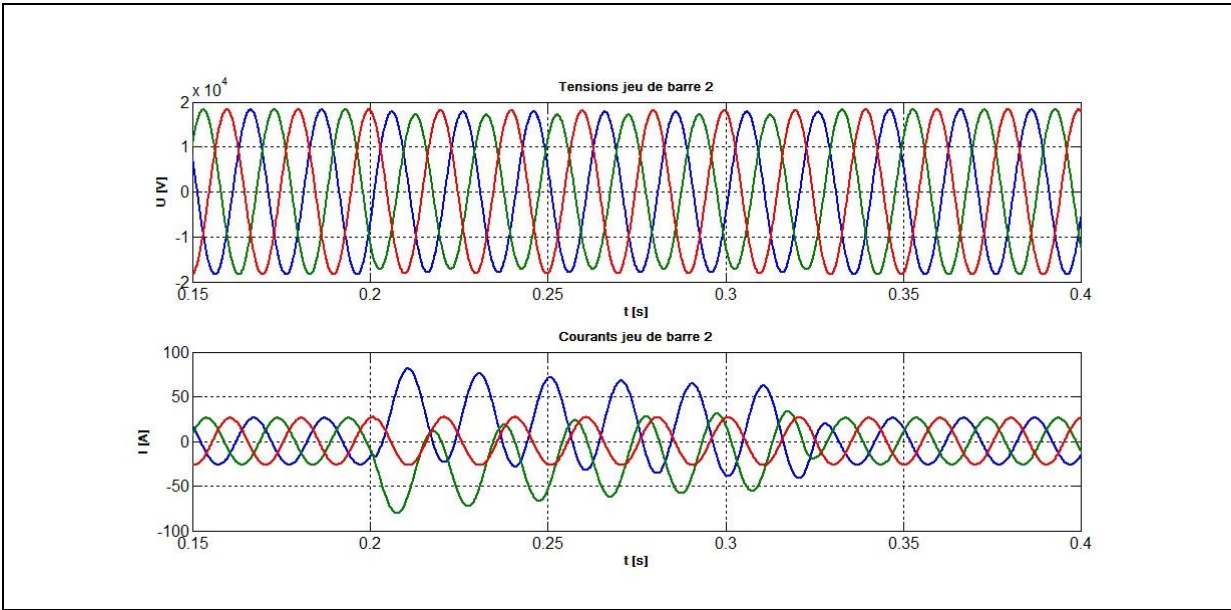


Figure III : 7 tensions et courants jeu de barre 2

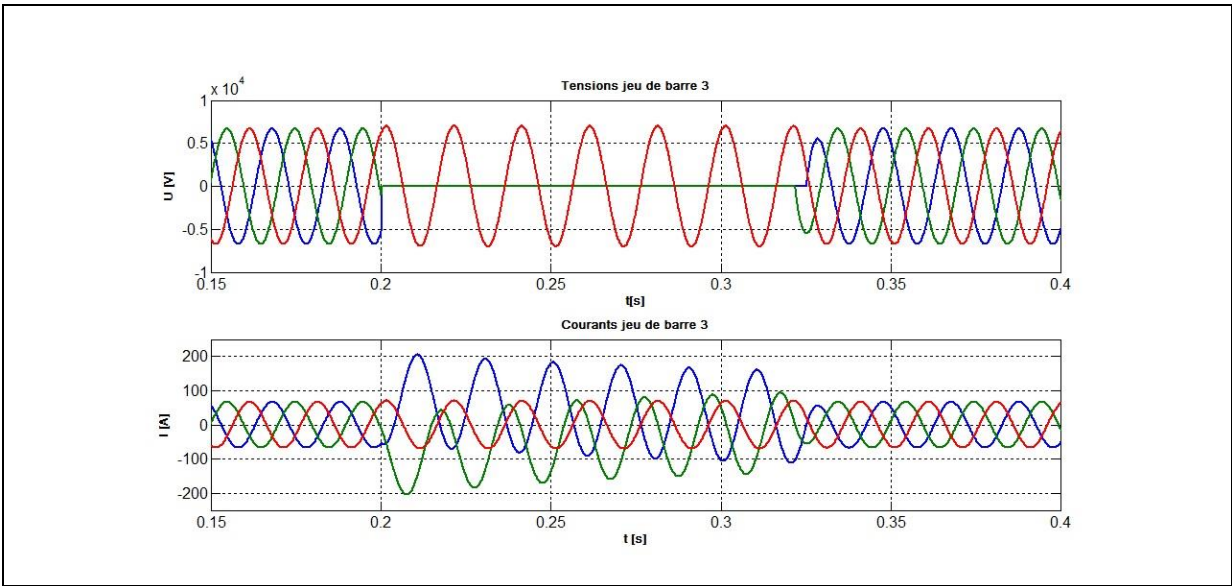


Figure III : 8 tensions et courants jeu de barre 3

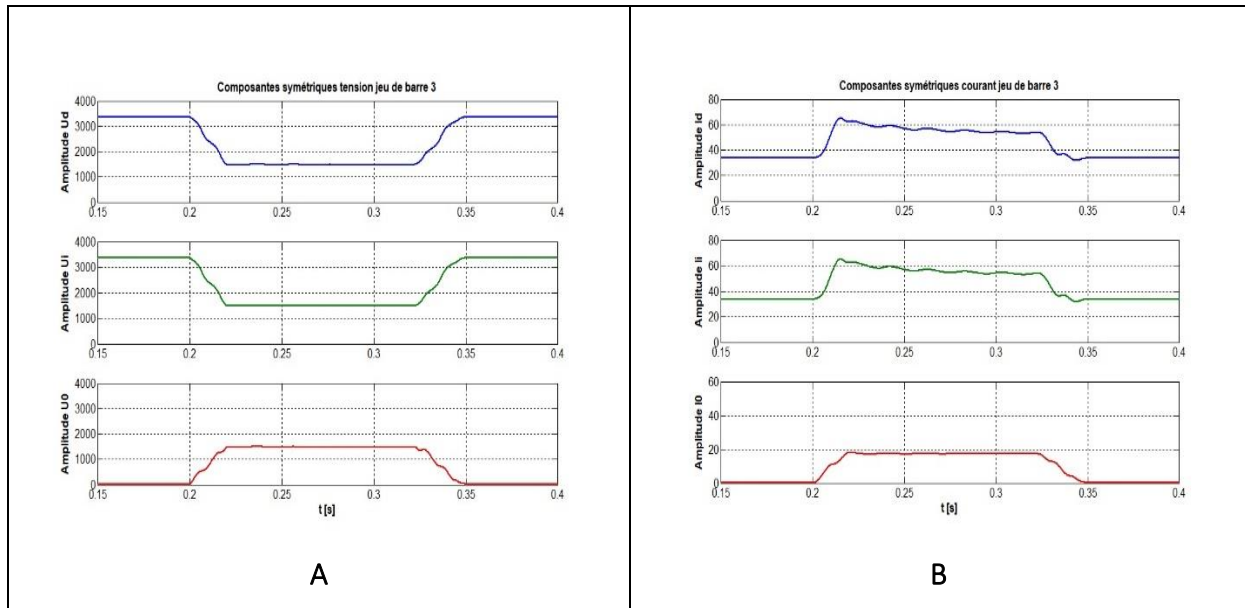


Figure III : 9 amplitudes des composantes directes, inverses et homopolaires de tensions (a) et de courant (b)

c) Trois phases à la terre

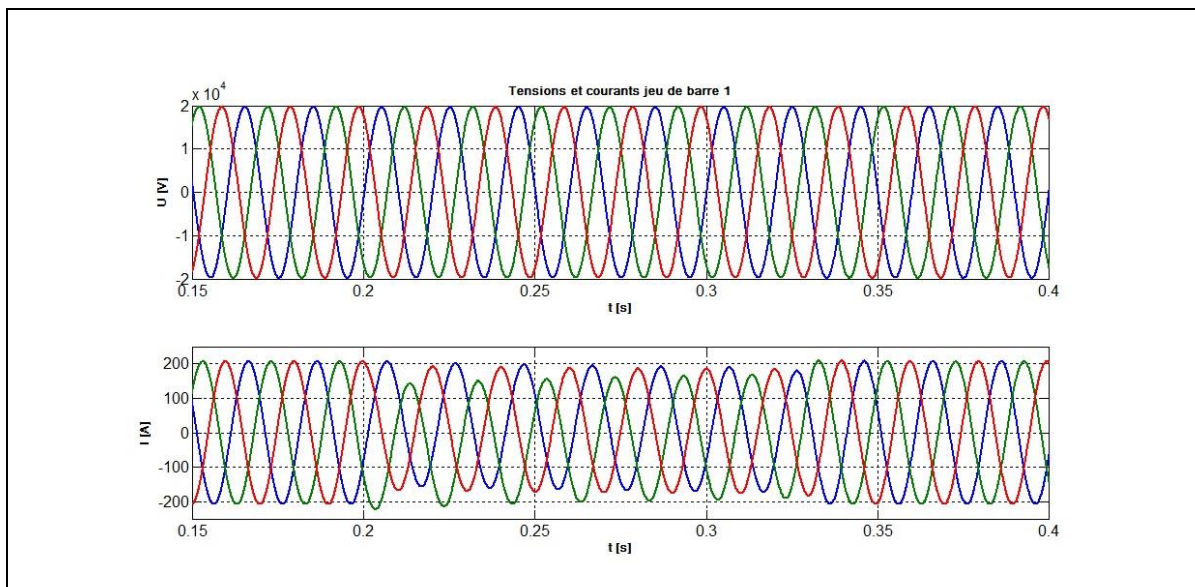


Figure III : 10 tensions et courants jeu de barre 1

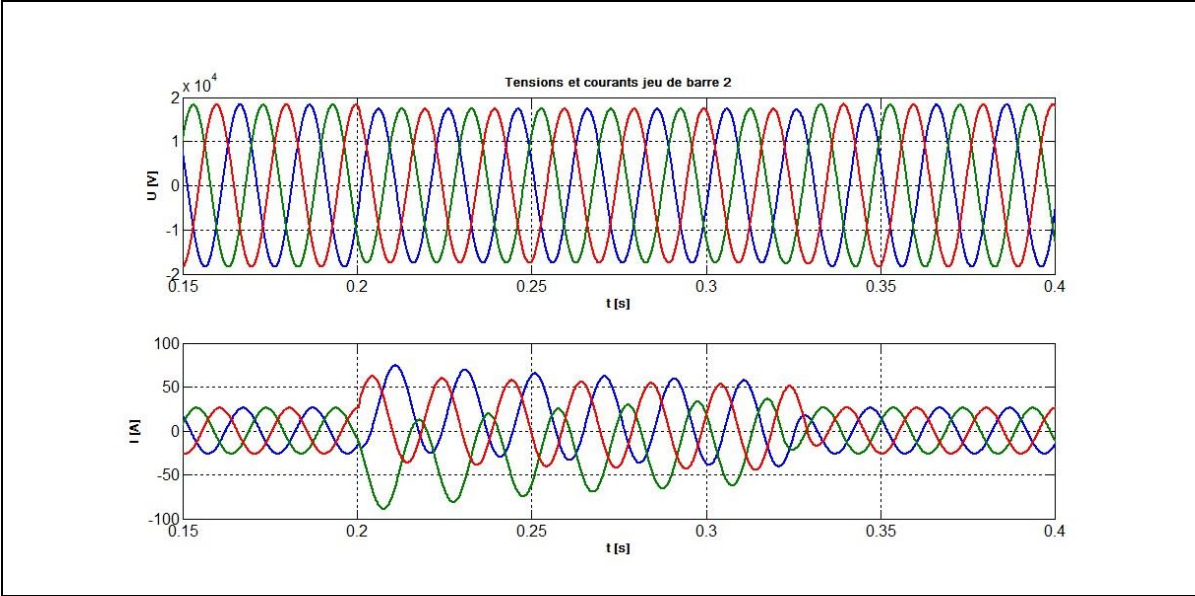


Figure III : 11 tensions et courants jeu de barre 2

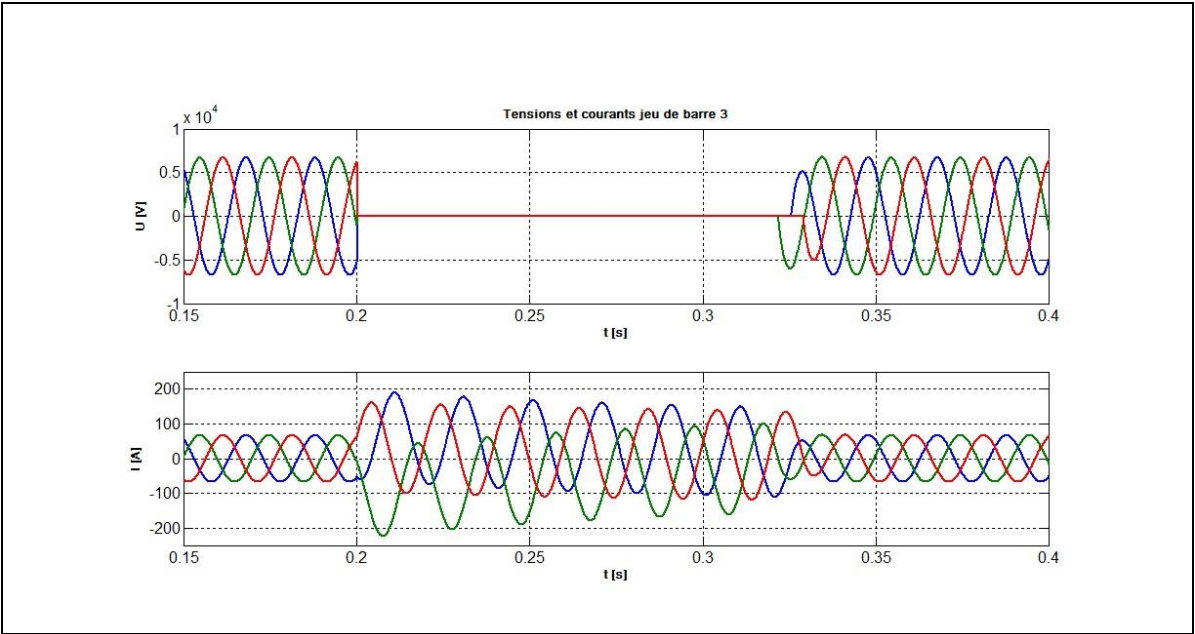


Figure III : 12 tensions et courants jeu de barre 3

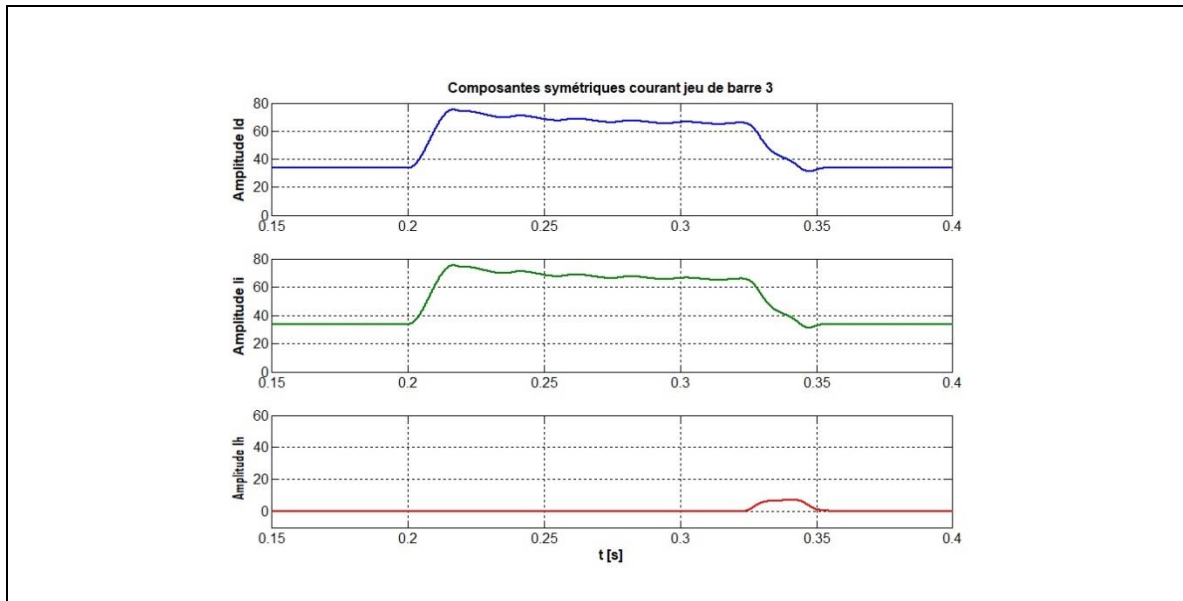


Figure III : 13 amplitudes des composantes directes, inverses et homopolaires de courant

III.3 Interprétation des résultats et conclusion

Au cours de ce chapitre on a montré les résultats de la simulation numérique des défauts à la terre dans réseau électrique de distribution. Trois cas d'étude ont été considérés en l'occurrence : une phase à la terre, deux phases à la terre et trois phases à la terre.

Pour chaque de défaut on a visualisé les tensions et les courants de phases au niveau des trois jeux de barre que contient le réseau considéré.

D'une manière globale on remarque que la tension de la phase touchée par le défaut s'annule tandis que le courant augmente et ceci d'une manière dangereuse.

Néanmoins cette augmentation ne se propage pas jusqu'au réseau de transport. Son impact n'est donc pas ressentit par la totalité du réseau.

En plus des formes d'onde des tensions et des courants, on a considéré aussi les composantes symétriques des tensions et des courants au niveau du jeu de barre3. Il s'agit de grandeurs complexes dont on a représenté que l'amplitude.

L'apparition de la composante homopolaire confirme l'existence d'un déséquilibre entre les phases pendant la durée du court-circuit.

Il faut donc prévoir une protection au niveau du primaire et du secondaire du transformateur MT-BT d'un côté contre le déséquilibre de phase et d'un autre contre les pics de courant.

La composante homopolaire peut être très dangereuse pour le circuit magnétique (le fer) du transformateur.

Chapitre IV

Protection des réseaux électriques

IV.1 Introduction

Ce chapitre sera consacré au déploiement des éléments indispensables pour la constitution du système global de protection. On va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux électriques, les différents appareils de protection (relais de protection), les disjoncteurs et les transformateurs (TC et TP).

IV.2 Définition

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

IV.3 Le système de protection

Un système de protection consiste d'un ensemble de dispositifs destinés à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de coupures.

- Rôle d'une protection

Lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension la partie en défaut à l'aide d'un système de protection. Ce dernier aura pour rôle de limiter les dégâts qui peuvent être causés par le défaut.

IV.4 Zones de protection

Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protection. [21]

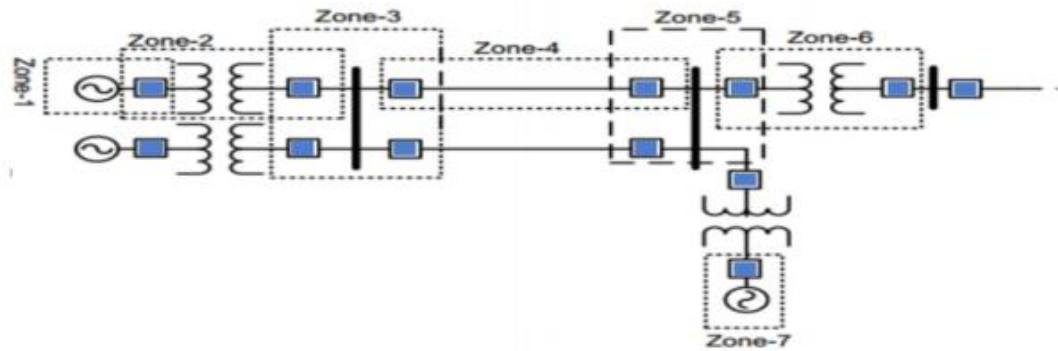


Figure IV : 1 Zone de protection

- **Pour les relais de la zone 1** : Responsables de défaut qui est situé à l'intérieur du générateur.
- **Pour les relais de la zone 2** : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le transformateur.
- **Pour les relais de la zone 3** : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux de bars (Bus bars).
- **Pour les relais de zone 4** : Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes de transport d'énergie (Transmission Lignes). Note : La protection dans chaque zone est en fait composée de plusieurs équipements de protection et pas un seul appareil pour détecter tous les types de défauts. Il y a un chevauchement entre les différentes zones de protection pour assurer qu'il n'y a pas de zones non protégées, en particulier la zone de jeux de bars (Bus bars). [21]

IV.5 La Position du système de protection

Le système de protection se trouve dans tous les systèmes électriques (réseaux électriques), car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur. Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent soit dans la cour (postes extérieures), ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation) dans les postes isolés par le gaz (poste blindé). [22]

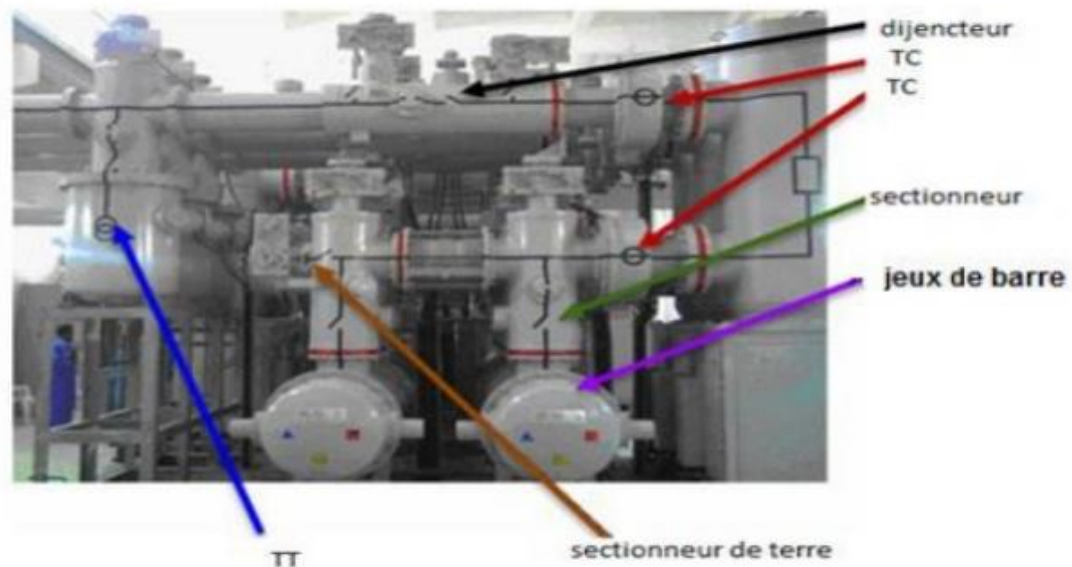


Figure IV : 2 les éléments de protection des postes blindés

IV.6 Le signal de défauts (Relaying Signal)

Quand il existe un défaut de fonctionnement, la valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de Relais (Relaying Signal). Par exemple :

- **La fréquence** (peut augmenter ou diminuer).
- **La direction du courant électrique** (peut inverser le sens du courant, en particulier dans le cas des générateurs).
- **La valeur d'impédance Z** (peut se changer au changement des zones de défaut, cela peut aider à détecter la position de ce dernier).
- **La différence entre la valeur du courant entré et le courant sorti à un élément** (la grande variation entre eux est à cause d'un défaut).

Un changement dans l'un de ces signaux (ou dans les valeurs de tension et du courant) supérieure des limites permises signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau et doit être découverte et étudiée, et en doit ensuite isoler le défaut du réseau. [22]

IV.7 Élément du système de protection :

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection :

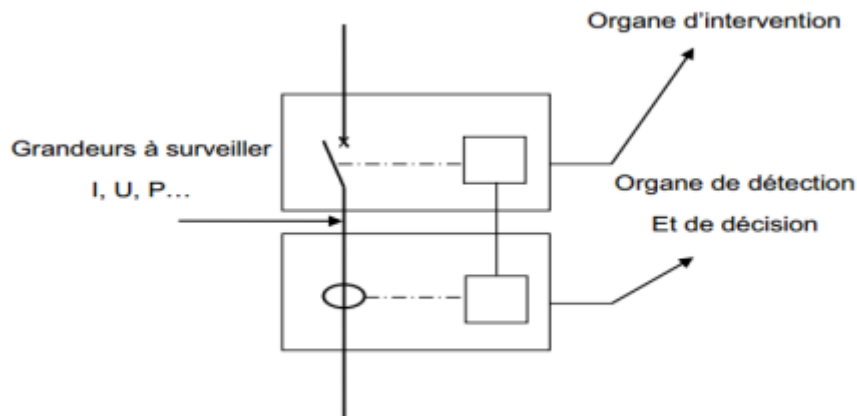


Figure IV : 3 Schéma de principe de la protection

IV.7.1 Le disjoncteur de haute tension

Quand un défaut se produit dans une zone, les disjoncteurs ouvrent le départ et l'extrémité de la ligne de cette zone à base du signal de l'appareil de protection (relais), pour arrêter le passage du courant de défaut. Le plus dangereux phénomène face aux disjoncteurs est l'arc électrique qui est créé entre leurs pôles, et ça permet la continuité d'un courant électrique entre les pôles (les disjoncteurs ne fonctionnent pas). C'est pourquoi les constructeurs ont développé de nombreux types de disjoncteurs ont le même objectif, mais se diffèrent dans le mode de fonctionnement. [23]

IV.7.2 Disjoncteur en utilisant l'huile

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été développée en moyenne tension (ou haute tension). Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition. L'énergie de l'arc est utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant à son passage par zéro. [24]

IV.7.3 Disjoncteur en utilisant L'air

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure. Le soufflage intense

exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut. [21]

IV.7.4 Disjoncteurs avec ampoules à vide

Dans un disjoncteur à vide, l'arc est alimenté par les particules issues des contacts. La haute tenue diélectrique obtenue dans un vide poussé permet de tenir la tension transitoire de rétablissement entre contacts après interruption du courant. Le passage du courant dans des contacts de forme appropriée génère un champ magnétique qui entraîne la rotation de l'arc et évite que ce dernier reste attaché sur la même surface de contact. Il est ainsi possible d'éviter la fusion des contacts d'arc et une production excessive de particules métalliques qui aurait limité la tenue de la tension après l'interruption du courant. [24]

IV.7.5 Disjoncteur gaz sf6

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès. [25]

IV.8 Relais

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....).[22]

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

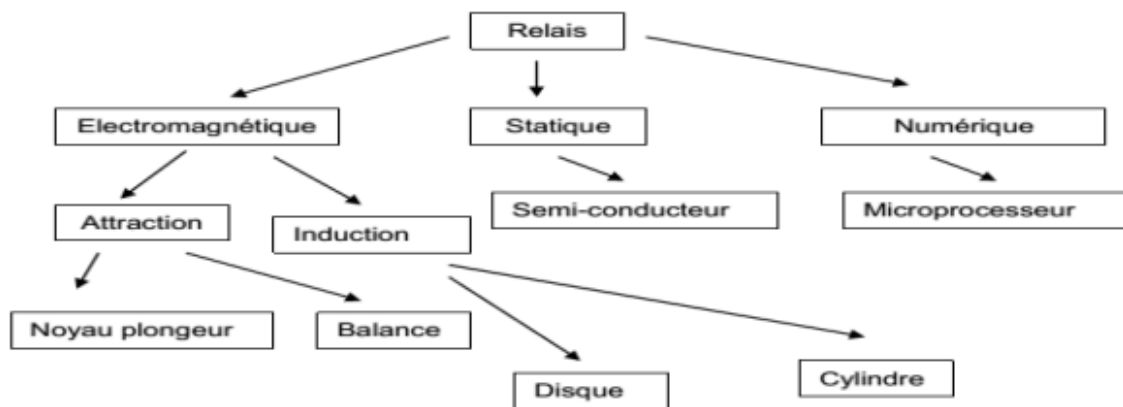


Figure IV : 4 Schéma de principaux relais de protection

IV.8.1 Relais électromécaniques

Les premiers relais utilisés dans l'industrie électrique étaient des dispositifs électromécaniques. Leur principe de fonctionnement est basé sur la création d'une force mécanique pour actionner les contacts de relais en réponse à une situation de défaut. La force mécanique a été établie par l'écoulement d'un courant qui a reflété le courant de défaut à travers les enroulements montés dans des noyaux magnétiques. En raison de la nature de son principe de fonctionnement, les relais électromécaniques sont relativement plus lourds et plus volumineux que des relais construits avec d'autres technologies. En plus, la charge de ces relais peut être extrêmement haute, affectant le but de la protection. Cependant, les relais électromécaniques ont été tellement utilisés en grande partie, que même les relais modernes utilisent leur principe de fonctionnement, et représentent toujours un bon choix pour certaines conditions d'application. [26]



Figure IV : 5 relais électromécaniques marquent cdc type Rvw1-1940



Figure IV : 6 relais électromécaniques marquent CDC type PSAD-1957

IV.8.2 Relais statiques (à semi-conducteur)

Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur composés de composants électroniques comme les résistances, les diodes, les transistors etc. Ces relais n'ont pas des pièces mobiles qui les rendent plus légers et plus petit que les relais électromagnétiques. Les relais à semi-conducteur exécutent les mêmes fonctions que les relais électromagnétiques sauf qu'elles ont besoin de moins de tension pour fonctionner et la commutation peut être exécutée en très brèves durées. Les relais statiques sont fiables mais les composants électroniques peuvent dériver en raison de la température ambiante et du vieillissement élevés. Les relais à semi-conducteur activent le déclenchement des circuits utilisant des dispositifs électroniques tels que les redresseurs à silicium et, en conséquence, il n'y a aucun arc pendant la commutation. Les commutateurs dans les relais à semi-conducteur ont toujours des courants de fuite indépendamment du fait que les commutateurs sont ouverts ou fermés. [26]



Figure IV : 7 relais statiques marquent Enertec-Type PSWS-1975



Figure IV : 8 relais statiques marquent ICE-Type PCDP11-1983

IV.8.3 Relais numériques

La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employés par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages telle que : [26]

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

-
- **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; un, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.
 - **Autocontrôle** : les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.
 - **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégrés dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.
 - **Temps mise en marche réduit** : la mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.
 - **Economie de temps et d'effort** : la localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduisent le temps de coupure électrique considérablement.
 - **Flexibilité** : les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.
 - **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.
 - **Remplacement facile** : si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations.

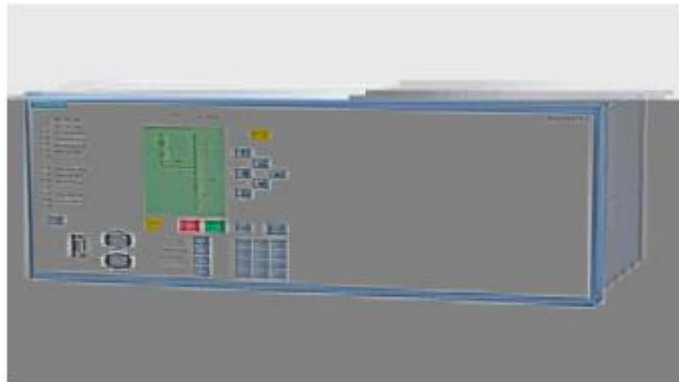


Figure IV : 9 Le relai SIPROTEC 7SA63 de SIEMENS



Figure IV : 10 Le relai EPAC model Alstom

IV.9 Principes de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- ◆ Déphasage par comparaison des phases ;
- ◆ Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension ;
- ◆ Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage ;
- ◆ Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant ;
- ◆ Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci-dessous.

IV.9.1 Relais de mesure de tension :

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension composée U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

IV.9.2 Relais de mesure d'impédance :

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires. Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, X) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

IV.9.3 Relais de mesure de puissance :

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée par différentes manières :

- ◆ Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée.
- ◆ Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

IV.9.4 Relais directionnel

Ce type de relais apparaît aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service. Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction prédéfinie. Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant d'assurer une bonne isolation de la portion du réseau en défaut.

IV.9.5 Relais différentiel

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

IV.10 La relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur :

L'objectif principal dans le système de protection est la vitesse de séparation des défauts par le relais, le processus commence par l'entrée du signal de défaut (signal de Relais) dans le Relais de protection par le transformateur du courant(TC) et transformateur de tension(TT), le relai étudie ce signal et envoie un signal de déclenchement vers la bobine de déclenchement du disjoncteur. Cette relation est montrée sur la figure suivante [21] :

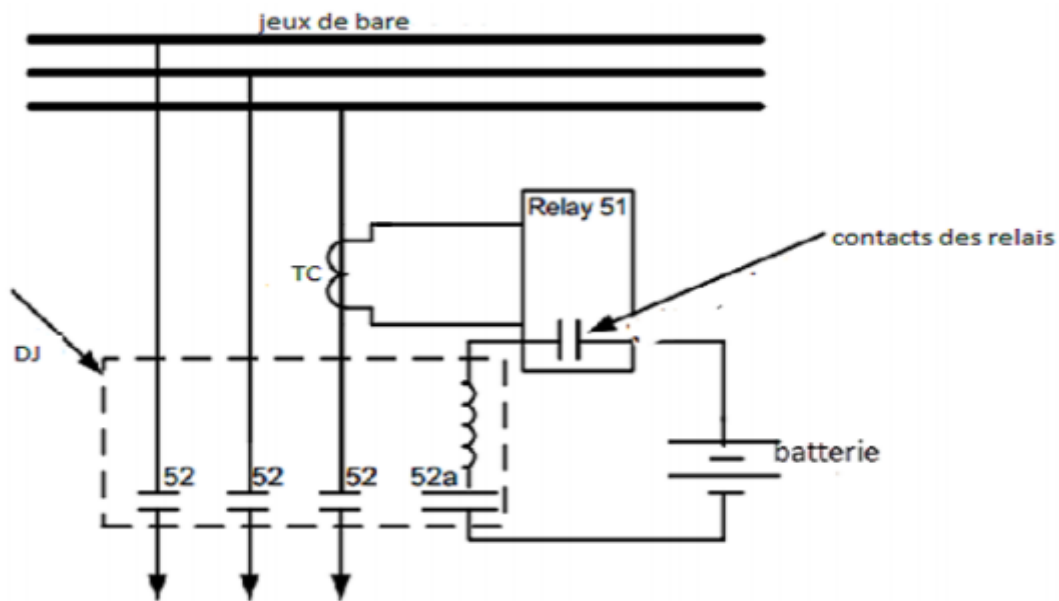


Figure IV : 11 relations entre l'appareil de protection et le disjoncteur

À partir de la figure, quand un défaut se produit :

- le relais ferme son contact, le courant de batterie passe vers la bobine de déclenchement du disjoncteur qui ouvre ses pôles.

Note :

- Le relai qui apparaît dans la figure est Relais Max de Courant.
- Le temps nécessaire d'envoyer le signal de déclenchement est au moins 20 ms, bien que le temps nécessaire pour l'ouverture du circuit soit entre 50 à 100 ms, la somme des deux temps soit un temps réel pour éliminer le défaut.

IV.11 Les Appareils de mesures

IV.11.1 Transformateur de mesure

En distribution électrique HTA les valeurs élevées de courant et de tension ne permettent pas leur utilisation directe par les unités de mesure ou protection.

Des transformateurs de mesure sont nécessaires pour fournir des valeurs utilisables par ces dispositifs qui peuvent être :

- * des appareils analogiques, utilisant directement le signal fourni.

* des unités de traitements numériques à microprocesseur, après conversion analogique/digitale du signal en entrée (ex. : Sepam ou Power Logic System). [27]

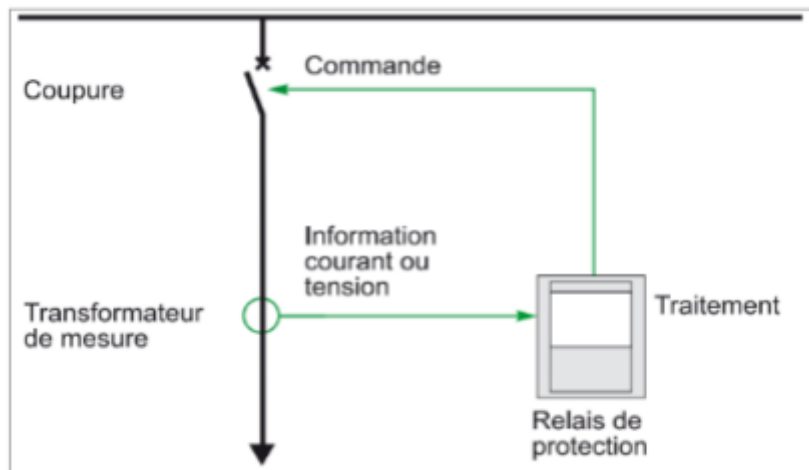


Figure IV : 12 Exemple de l'utilisation de transformateur de mesure dans une chaîne de protection. [28]

IV.11.2.1 Les transformateurs de courants « TC » de mesure

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux «relais» de protection et/ou de mesure et les protéger. Pour cela, ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant.



Figure IV : 13 Transformateur de courant

- **Constitution et types :**

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy-silice dans le cas des transformateurs Schneider Electric. L'appareil est de type :

- ❖ bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique.
- ❖ traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation.
- ❖ tore : primaire constitué par un câble isolé.

IV.11.2.2 Les transformateurs de tension (TT ou TP) :

Branchés au primaire sur le réseau HTA, ils délivrent au secondaire une valeur de tension réduite proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés.



Figure IV : 14 transformateurs de tension

- **Constitution et type :**

Ils sont constitués d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. Ils sont de deux types, selon leur raccordement :

- ❖ phase/phase : primaire raccordé entre deux phases.
- ❖ phase/terre : primaire raccordé entre une phase et la terre. [27]

IV.12 Qualités principales d'un système de protection : [29]

IV.12.1 Rapidité :

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- ❖ Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- ❖ Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes. [29]

IV.12.2 Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner. Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

- ❖ Sélectivité ampère métrique par les courants.
- ❖ Sélectivité chronométrique par le temps.
- ❖ Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

IV.12.3 Sensibilité :

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

- ❖ Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu.
- ❖ Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

IV.12.4 Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- ❖ Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- ❖ A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
 - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné.
 - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.
- ❖ La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
 - La sûreté** : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - La sécurité** : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

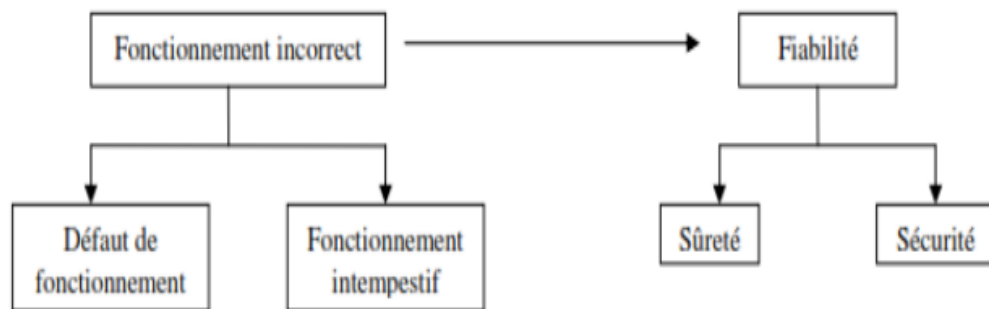


Figure IV : 15 Fiabilité d'une protection.

IV.13 Techniques de protection des lignes de transport :

IV.13.1 Protection par relais à maximum de courant :

Les relais à maximum de courant offrent une plus simple forme de protection pour les lignes de transport. Ces relais mesurent le courant qui circule dans la ligne à protéger et compare ce courant à un courant de réglage appelé le courant de seuil, si ce courant mesuré dépasse la valeur seuil, le relais donne l'ordre au disjoncteur local pour ouvrir le circuit et isole la section en défaut. La protection à maximum de courant dans les lignes de transport peut être divisée en deux catégories : protection à maximum de courant non directionnelle et protection à maximum de courant directionnelle. [30]

IV.13.2 Protection par relais à maximum de courant non directionnel :

Les relais à maximum de courant non-directionnels sont normalement utilisés pour protéger les lignes de transport radiales. Trois versions du relais généralement utilisés sont : à temps constants, à temps inverse et instantanés. La figure (IV.16 (a)) représente le schéma d'un système radial qui est protégé avec des relais à maximum de courant. Pour un défaut à l'endroit 'F' aucun des relais ne peut déterminer si le défaut est sur sa zone de protection ou sur une autre ligne au-delà de lui. La sélectivité est réalisée par un temps de retard entre les relais (relais à maximum de courant à temps constant), permettant au relais et au disjoncteur les plus proches de défaut la première possibilité d'élimination de défaut. La caractéristique d'un tel système est présentée dans la figure (IV.16 (b)). Cette figure montre que le délai (T_1) d'élimination d'un défaut près du générateur peut être très dangereux. C'est évidemment indésirable parce que des tels défauts près du générateur impliquent de grands courants et sont très destructives si le système de protection ne réagit pas rapidement. [30]

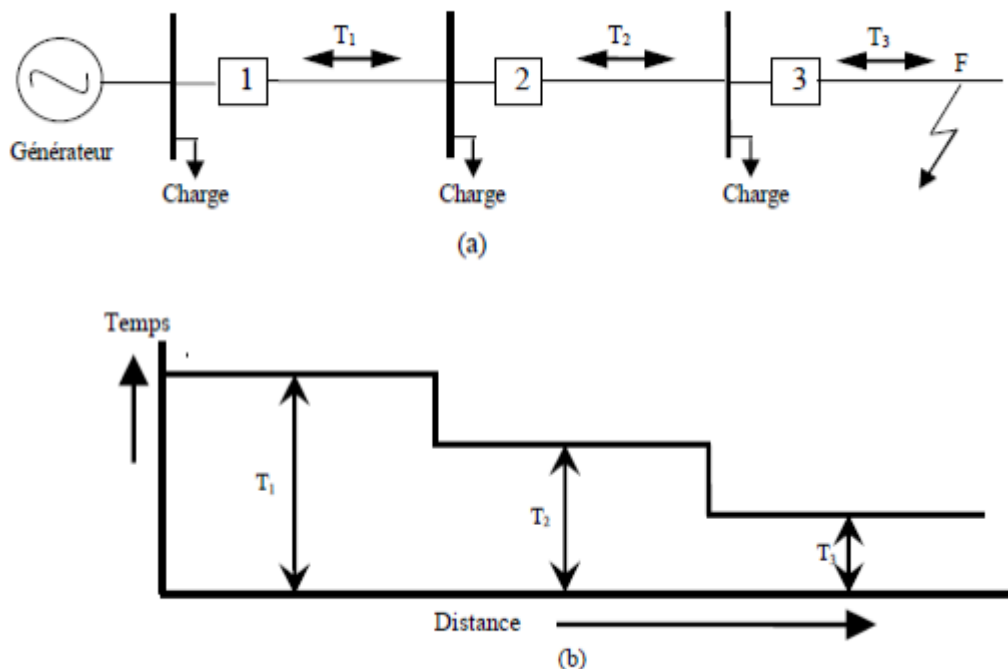


Figure IV : 16 Graduation du temps dans les systèmes radiaux

IV.13.3 Protection par relais à maximum de courant directionnel :

Dans un réseau bouclé ou radial avec des sources multiples et de courant de défaut identique, l'écoulement du courant de défaut par rapport à l'emplacement du relais peut être soit sur la ligne ou au jeu de barres à côté du relais. Dans ces circonstances, il est impossible de réaliser la sélectivité en utilisant des relais de surintensité seulement. La sélectivité peut être réalisée en utilisant les relais à maximum de courant directionnels. La figure (IV.17) représente un réseau bouclé qui est protégé avec des relais à maximum de courant directionnel.

Les flèches asymétriques se dirigent dans la direction de l'écoulement du courant de défaut pour laquelle les relais devraient fonctionner. Seulement à l'endroit 1 et 10 le courant de défaut peut circuler vers la ligne dans la direction pour laquelle le déclenchement est désiré ou dans le sens inverse. Les relais à ces endroits pourraient, donc être non-directionnels comme est indiqué par les flèches à la tête double.

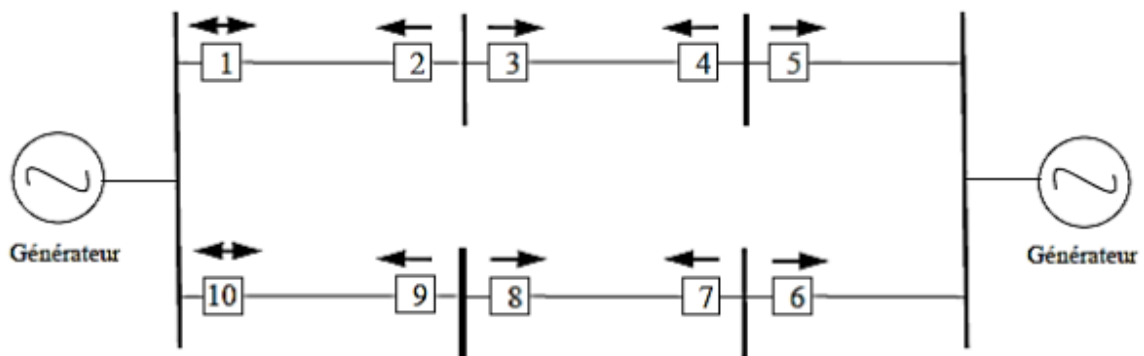


Figure IV : 17 Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.

IV.13.4 Protection différentielle :

La protection différentielle est l'une des techniques les plus fiables et les plus populaires dans la protection des systèmes d'énergie. La protection différentielle compare les courants qui entrent avec les courants qui quittent la zone de protection. Si la somme des courants qui entrent et les courants qui quittent la zone de protection est égale à zéro, on conclut qu'il n'y a aucun défaut.

Cependant, si cette somme n'est pas égale à zéro, la protection différentielle conclut qu'un défaut existe dans la zone et prend des mesures pour isoler la zone en défaut du reste du système. La Figure (IV.18) représente une phase d'un système de protection différentiel

triphase. Des circuits multiples peuvent exister, mais l'exemple est suffisant pour expliquer le principe de base de la protection différentielle. On peut observer à partir de la figure (IV.18) que la zone de protection est éliminée par deux ou trois transformateurs de courant. Les conducteurs apportant le courant des transformateurs de courant au relais différentiel sont dans quelques situations appelées les fils pilotes. [30]

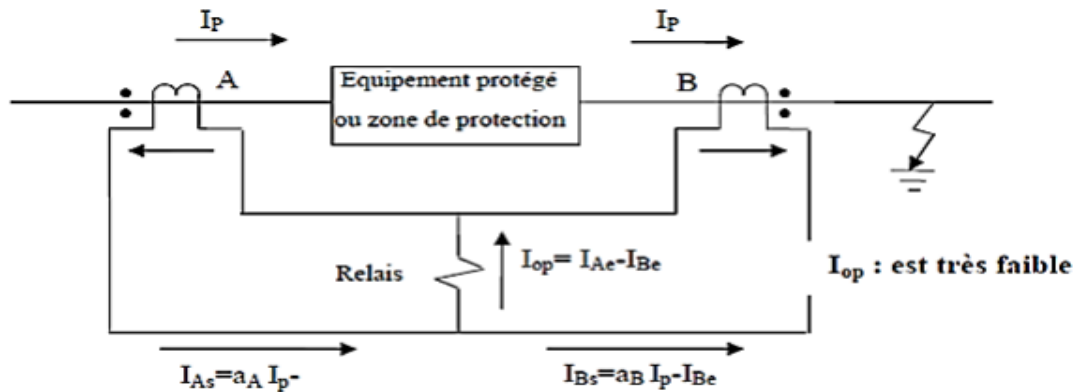


Figure IV : 18 Protection différentiels pendant un défaut

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

$$I_{As} = a_A I_p - I_{Ae} \tag{1}$$

Où :

a_A : Est le rapport de transformation du transformateur de courant A.

I_{Ae} : Est le courant d'excitation du transformateur de courant A dans le secondaire.

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

$$I_{Bs} = a_B I_p - I_{Be} \tag{2}$$

En assumant que les rapports de transformation sont égaux, $a_A = a_B = a$ le courant d'opération du I_p relais est donné par :

$$I_{op} = I_{pe} - I_{Be} \tag{3}$$

Pendant le régime normal ou pendant les défauts externes, le courant d'opération du relais est très faible, mais j'aimais égale à zéro. En cas d'un défaut dans la zone de protection (Figure IV.19), le courant d'entrée n'est plus égal au courant de sortie. Le courant d'opération du relais différentiel est maintenant la somme des courants d'entrée alimentant le défaut suivant les indications de la Figure (IV.19).

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

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

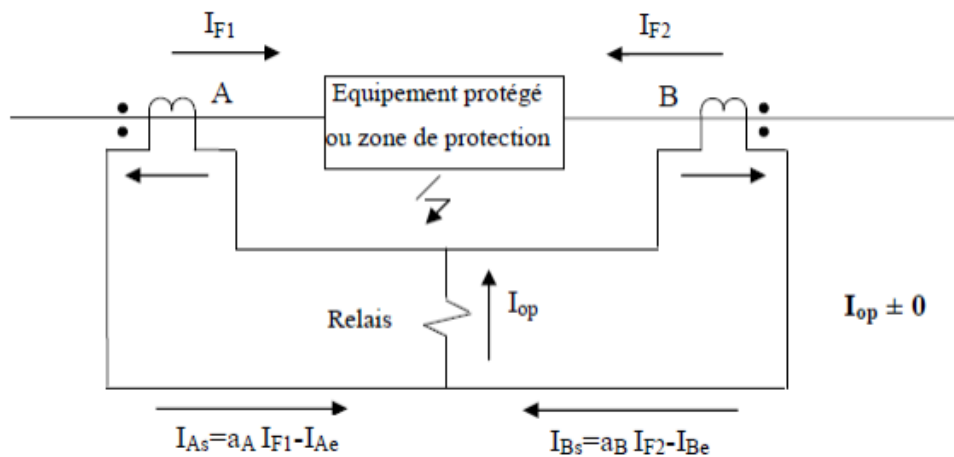


Figure IV : 19 Protection différentielle pendant un défaut interne.

IV.13.5 Protection par relais de distance :

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

les signaux soient différentes d'un fabricant à l'autre, tous les relais de distance fonctionnent de la même manière en calculant l'impédance à partir des tensions et des courants des trois phases de la ligne. Le principe de base de fonctionnement des relais de distance est que si l'impédance mesurée par le relais est moins que l'impédance d'arrangement (normalement sa valeur est un pourcentage de la valeur de l'impédance de la ligne de transport à protégée), alors le relais conclurait qu'il y a un défaut dans la ligne de transport à protégée. Parfois les relais de distance sont aussi appelés comme relais à minimum d'impédance pour cette raison. Les relais de protection de distance déterminent l'impédance de défaut (Z_F) à partir de la tension V_{def} et le courant I_{def} de court-circuit mesuré à l'endroit de relais suivant les indications de la figure (IV.20). Le relais compare l'impédance de défaut mesurée à une valeur de référence Z_{def} correspondant à la limite de la zone de fonctionnement dans le diagramme (R, jX) définie par le réglage du relais. Si l'impédance mesurée de défaut est plus petite que la valeur de référence (Z_{def}), un défaut interne soit déclaré et une commande est envoyée au disjoncteur pour ouvrir le circuit. Selon ce principe de fonctionnement de base, la décision de commande est prise en utilisant seulement les tensions et les courants mesurés à l'endroit de relais. Il n'y a aucune autre information exigée et la protection ne dépend d'aucun équipement supplémentaire ou des liens de communication de signaux qui sont essentielles pour la protection différentielle.

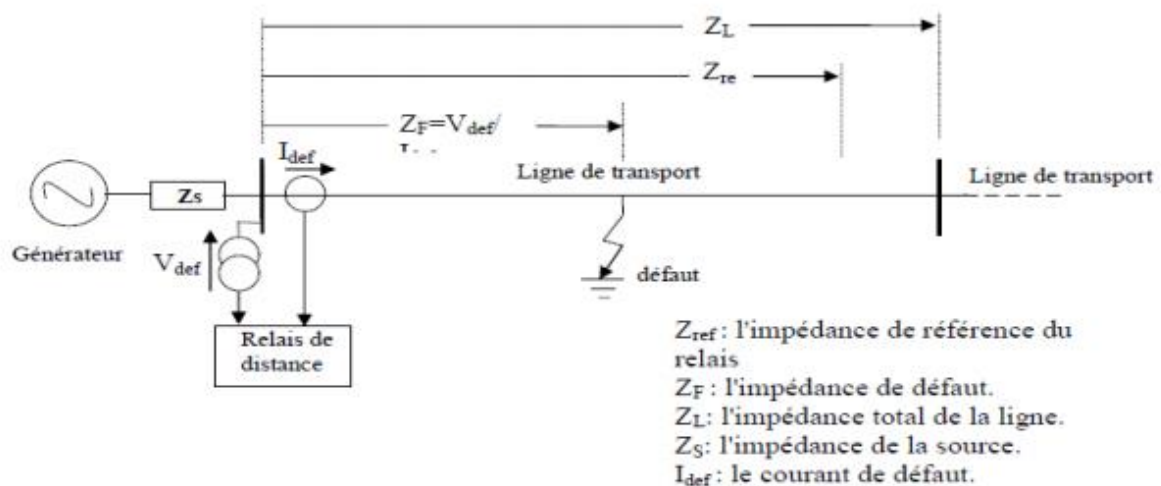


Figure IV : 20 Principe de la protection de distance.

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

IV.14 Conclusion :

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

Conclusion générale

Conclusion générale

La protection des réseaux électriques contre les défauts de différentes égressions (origines) a une grande importance pour garantir une meilleure utilisation et consommation de l'énergie électrique. L'étude de cette dernière fera l'objet de ce travail.

Nous avons exposé une étude générale du réseau électrique, avec l'étude de son différent composant nécessaire à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique. Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs.

Nous avons présenté, les différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences, ainsi le principe des composantes symétriques. Nous avons présenté également les formules concernant le calcul des courants de court-circuit des différents types de défauts.

On Utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK pour but d'exposer les résultats de simulation et l'impact des principaux types de courant de défaut (court-circuit) sur les réseaux électriques, avec ce dernier on peut calculer les courants de courts-circuits dans n'importe quel point du réseau.

Les protections doivent être conçues pour protéger non seulement l'ouvrage mais aussi tout le système électrique dont l'équilibre est fragile.

Références bibliographiques

- [1] M.Boudour ; A.Hellal «Réseaux électrique, fondamentaux et concepts de base»2010
- [2] C. Puret, « les réseaux de distribution publique MT dans le monde», Cahier Technique Merlin Gerin 155, septembre1991
- [3] H. Benchikh El Hocine, « Les étages Moyenne Tension», Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004.
- [4] Merlin Gerin, « Protection des réseaux électriques », PozzoGrosMonti –Italie 2003.
- [5] Rechrach Elhachmi, Mohamed Ethmane, «Détectiondes Défauts Directionnels Sur Les Lignes Electriques Haute Tension », thèse de master académique, université Tebessa, 2016 / 2017.
- [6] BBA, Appareillage Electrique Lignes de distribution et de transport, Université LAVAL, GEL-22230-© Jean Tessier –BBA, 2005-02-16
- [7]Le système de télé conduite du réseau, Groupe SONELGAZ
- [8] Mladen Kezunovic, « Fundamentals of power system protection », Academic Press, 2005.
- [9] A.H Knable, "Electrical Power Systems Engineering : Problems and Solutions", McGraw-Hill, 1967.
- [10] R. Pelissier, « Les réseaux d'énergie électrique (2ème partie) », Dunod, 1974.
- [11] Benoît de Metz-Noblat, Frédéric Dumas & Christophe Poulain, « Calculdes courants de court-circuit », Cahier technique 158, Schneider Electric, 2005.
- [12] D. Beeman, « Industrial power systems handbook », Edition McGraw-Hill, 1999
- [13] C. Russell Mason, « The art and science of protective relaying », New York, 1956.
- [14]Christophe Prévé et Robert Jeannot : Guide de conception des réseaux électriques industriels.
- [15] C. Prévé, « Protection des réseaux électriques », Edition Hermes, Paris, 1998.

- [16] Michel Aguet et Jean- Jacques Morf : Traité d'électricité.
- [17]-Les paramètres perturbateurs dans les réseaux électriques (Centre de Formation Ain Mlila) Mr. Gasmia Djamel
- [18] « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques", Cahier Techniqu en° 18 - B. DE METZ-NOBLAT. Schneider Electric.
- [19] P.M Andersen, «Analysis of Faulted Power Sy stems», 1973 Iowa state University Press USA, 1995).
- [20] A.R. Bergen and V. Vittal, «Power systems analysis», Prentice Hall, 2nd edition, 2000. ISBN 0- 13-691990-1.
- [21] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [22] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- [23] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric. [D] G.F. MOORE, «Évolution des disjoncteurs des réseaux de transport» Revue Générale de l'Électricité, septembre 1971.
- [24] G.F. MOORE, «Évolution des disjoncteurs des réseaux de transport» Revue Générale de l'Électricité, septembre 1971.
- [25] S.Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, « SF6 Generator Circuit Breaker Modeling » International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.
- [26] BENREZZAK BARIZA et MEHIMDA FEYROUZ « détection et classification des défauts de courts-circuits dans une ligne THT par les réseaux de neurones artificiels» Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'AinTemouchent
- [27] Merlin Gerin, « Protection des réseaux électriques », PozzoGrosMonti – Italie 2003.
- [28] Schneider Electric, «Protection des réseaux électriques », cg 0021fr, Guide de la protection, 2008.
- [29] Schneider Electric, «distribution moyenne tension », septembre1999.

[30] DAAOU Yassine« classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel » Université des Sciences et de Technologie d'Oran.

Résumé :

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue.

La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections.

Un réseau électrique comporte trois parties :

- Les unités de production, chargées de fournir l'énergie au réseau ;
- Le réseau de transport à haute tension, chargé de transporter massivement l'énergie sur de grandes distances et d'assurer l'interconnexion entre les centrales de production ;
- Les réseaux de distribution à moyenne et basse tension, chargés de livrer l'énergie aux utilisateurs.

Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents, tels que panne, fonctionnement aberrant, fuite ou court-circuit dû à une cause externe. C'est pourquoi toute une panoplie d'appareils est installée pour éviter que ces incidents ne détruisent l'ouvrage, ou ne compromettent la qualité de fourniture d'énergie. Parmi eux, nous distinguons 3 catégories :

- Les relais de protection (ou simplement *protections*) chargés de mettre hors tension la partie malade de l'ouvrage ou du réseau ;
- Les *automates* chargés d'effectuer les manœuvres automatiquement et surtout sans délais ;
- Les équipements de surveillance chargés de collecter des informations et de les envoyer aux personnes chargées de conduire le système.

La qualité de fonctionnement de ces appareils et plus particulièrement des protections, est toujours primordiale. Elle peut cependant être appréciée de manière différente suivant que l'on s'intéresse à l'une ou l'autre des trois parties du système.

ملخص:

تشير حماية الشبكات الكهربائية إلى جميع أجهزة المراقبة والحماية التي تضمن استقرار الشبكة الكهربائية. هذه الحماية ضرورية لمنع التدمير العرضي للمعدات باهظة الثمن ولضمان إمداد الطاقة غير المنقطع. معظم أنظمة الإمداد بالطاقة الكهربائية مترابطة ويجب أن تستفيد من هذه الحماية. تتكون الشبكة الكهربائية من ثلاثة أجزاء:

- وحدات الإنتاج المسؤولة عن إمداد الشبكة بالطاقة.
 - شبكة النقل ذات الجهد العالي، وهي المسؤولة عن نقل الطاقة على نطاق واسع لمسافات طويلة وضمان الترابط بين مصانع الإنتاج.
 - شبكات توزيع الجهد المتوسط والمنخفض، المسؤولة عن توصيل الطاقة للمستخدمين.
- في أحد هذه الأجزاء أو الأخرى، يمكن أن يكون كل هيكل هدفًا للحوادث، مثل الانهيار أو التشغيل الشاذ أو التسرب أو قصر الدائرة بسبب سبب خارجي. هذا هو السبب في تركيب مجموعة كاملة من الأجهزة لمنع هذه الحوادث من تدمير الهيكل أو المساس بجودة مصدر الطاقة. من بينها، نميز 3 فئات:
- مرحلات الحماية (أو مجرد الحماية) المسؤولة عن إلغاء تنشيط الجزء المصاب من الهيكل أو الشبكة؛
 - PLCs المسؤولة عن أداء المناورات تلقائيًا وقبل كل شيء دون تأخير.
 - معدات المراقبة المسؤولة عن جمع المعلومات وإرسالها إلى المسؤولين عن تشغيل النظام.
- تعد جودة تشغيل هذه الأجهزة، وبشكل خاص وسائل الحماية، ضرورية دائمًا. ومع ذلك، يمكن تقديره بطريقة مختلفة اعتمادًا على ما إذا كان أحدهم مهتمًا بأحد الأجزاء الثلاثة للنظام أم لا.