

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par

**MOKRANE NEHAL
KAMEL CHERIFI**

Thème

Etude et Protection d'un Départ Aérien MT BOUHINOUNE issu du Poste Source BOUKHALFA 60/30 kV

Mémoire soutenu publiquement le septembre 2014 devant le jury composé de :

M^r R. KHALDI

MA-A, UMMTO, Président

M^r A. MIOUAT

MA-A, UMMTO, Rapporteur

M^{elle} H. ABTOUCHE

Chef de subdivision / service scada SONELGAZ

M^r H. DJOUDI

MA-A, UMMTO, Examineur

M^r A. KIMOUCHE

MA-A, UMMTO, Examineur

Remerciement

Nous tenons à remercier particulièrement notre promoteur Mr MIOUAT AZZOUZ pour son encadrement, et ces précieux conseils durant la réalisation de ce modeste mémoire.

Egalement, Nous tenons à remercier M^{elle} ABTOUCHE de SONELGAZ qui nous à aidé et orienté pour l'élaboration de notre travail.

Nous tenons aussi à remercier les membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Enfin, nos remerciement les plus distingués vont également à tout ceux et toute celle qui nous ont porté d'aide de près et de loin.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

- Mes chers parents pour leur soutien et leur encouragement durant tout mon cycle d'étude.
 - Mes frères et mes sœurs.
- Toute la famille, homme et femme, garçon et fille,
 - Toute la promo ETH professionnelle.
 - Mes chères amis (es) Sans exception.

Mokrane

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes très chers parents ;

Mes très chers frères et sœurs ;

Toute ma famille ;

Tous mes amis (es) ;

Toute la promo Eth professionnelle

Kamel

Sommaire

| | |
|----------------------------|---|
| Introduction générale..... | 1 |
|----------------------------|---|

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

| | |
|--|---|
| I : Introduction..... | 1 |
| II : Organisation des réseaux électriques..... | 1 |
| II.1 : Réseaux de transport..... | 1 |
| II.2 : Réseaux d'interconnexions..... | 1 |
| II.3 : Réseaux de répartition..... | 2 |
| II.4 : Réseaux de distribution..... | 2 |
| III : Structure topologique des réseaux de transport | 2 |
| III.1 : Réseau maillé..... | 2 |
| III.2 : Réseau bouclé | 3 |
| III.3 : Réseaux radiaux | 4 |
| IV. Les types d'exploitation des réseaux moyenne tension..... | 5 |
| IV.1 : Réseaux aériens moyenne tension..... | 5 |
| IV.2 : Les types d'exploitation des réseaux moyenne tension..... | 5 |
| V : Les lignes électriques | 5 |
| V.1. Lignes de distribution basse tension (BT)..... | 5 |
| V.2 : Lignes de distribution moyenne tension (MT)..... | 5 |
| V.3 : Lignes de transport haut tension (HT) | 5 |
| V.4 : Lignes de transport très haut tension (THT)..... | 5 |
| VI : Propriété des lignes de transport | 6 |
| VII : Les postes de transformation | 6 |

| | |
|--|---|
| VII.1 : Le poste HT/MT | 6 |
| VII.2 : le poste MT/BT..... | 6 |
| VIII : Les éléments constitutifs d'un poste de transformation..... | 7 |
| VIII.1 : Transformateur électrique | 7 |
| VIII.2 : Transformateurs de mesure | 8 |
| VIII.3 : Les jeux de barres | 8 |
| IX : Les réseaux BT..... | 8 |
| IX.1 : Constitution des réseaux BT..... | 8 |
| IX.2 : Réseaux aériens | 8 |
| IX.3 : Réseaux souterrains | 9 |
| Conclusion..... | 9 |

Chapitre II : Méthodes de calcul des courants de défauts

| | |
|--|----|
| II.1 : Introduction : | 11 |
| II.2 : Définition d'un défaut | 11 |
| II.3 : Les différentes perturbations touchant les réseaux électriques..... | 11 |
| II.3.1 : Les courts-circuits | 11 |
| II.3.2 : Les surtensions | 12 |
| II.3.3 : Les surcharges | 12 |
| II.3.4 : Creux de tension | 13 |
| II.3.5 : Le déséquilibre | 13 |
| II.4 : Origine des défauts..... | 13 |
| II.4.1 : Origine externe..... | 13 |
| II.4.2 : Origine interne | 13 |
| II.5 : Caractères des défauts :..... | 14 |
| II.6 : Durées des défauts : | 14 |

| | |
|--|----|
| II.7 : Différents formes de court-circuit | 14 |
| II.8 : Conséquences des courts-circuits..... | 16 |
| II.9 : Intensité des courants de court-circuit..... | 16 |
| II.10 : Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit..... | 17 |
| II.11 : Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de court-circuit..... | 17 |
| II.12 : Principe de décomposition d'un système sinusoïdale..... | 18 |
| II.13 : Construction des composantes symétriques..... | 18 |
| II.14 : Principe de superposition..... | 18 |
| II.15 : Calcul des courants de court-circuit..... | 19 |
| II.15.1 : Calcul de I_{cc} triphasé..... | 19 |
| II.15.2 : Calcul de I_{CC} biphasé isolé..... | 20 |
| Défaut biphasé à la terre | 22 |
| II.15.3 : Calcul de I_{CC} monophasé | 23 |
| II.15.4 : Calcul de I_{cc} monophasé-terre (résistant)..... | 24 |
| II.16 : Utilisation de la méthode des valeurs réduites pour le calcul des courants de court-circuit..... | 25 |
| II.17 : Réactance des éléments du réseau..... | 26 |
| II.17.1 : Impédance ramené un seul niveau de tension U_x | 26 |
| II.18 : Réactance réduites des éléments constituant le réseau..... | 26 |
| II.18.1 : Composantes direct et inverse | 26 |
| II.19 : Transformateur à deux enroulements | 26 |
| II.20 : Transformateur à trois enroulements | 27 |
| II.21 : Réseaux amont | 27 |
| II.21.1 : Composantes homopolaire..... | 27 |

| | |
|------------------------------|----|
| II.21.2 : Réseau amont | 28 |
| Conclusion..... | 28 |

Chapitre III : Protection d'un départ moyen tension

| | |
|---|----|
| III.1 : Introduction | 29 |
| III.2 : Plan de protection | 29 |
| III.2.1 : Définition d'un système de protection..... | 29 |
| III.2.2 : Constitution d'un système de protection | 29 |
| III.2.3 : Rôle d'un système de protection..... | 30 |
| III.2.4 : Qualité d'un système de protection | 30 |
| III.3 : Régime du neutre..... | 30 |
| III.3.1 : Critère de choix du régime de neutre | 30 |
| III.3.2 : Les différents régimes de neutre | 31 |
| III.3.3 : Fonction du dispositif de protection | 35 |
| III.4 : Notion de sélectivité..... | 36 |
| III.4.1 : Principe de la sélectivité :..... | 36 |
| III.4.2 : Différents types de sélectivité..... | 36 |
| III.4.3 : Degré de sélectivité..... | 37 |
| III.5 : Appareillage de protection..... | 37 |
| III.5.1 : Matériels de protection contre les surintensités..... | 37 |
| III.5.2 : Matériel de protection contre les surtensions..... | 44 |
| III.6 : Protection d'un départ MT..... | 47 |
| III.6.1 : Protection contre les défauts entre phases | 47 |
| III.6.2 : Protection contre les défauts entre phase et terre..... | 48 |
| III.7 : Système de protection | 49 |

| | |
|--|----|
| III.7.1 : Système de protection à un seul seuil..... | 49 |
| III.7.2 : Système de protection à deux seuils..... | 49 |
| III.8 : Les Automates Associés aux Protections des Départs MT..... | 50 |
| III.8.1 : Dispositif de réenclenchement rapide (DRR)..... | 50 |
| III.8.2 : Dispositif de réenclenchement lent (DRL) | 50 |
| III.8.3 : Réenclenchement rapide + lent | 50 |
| III.9 : Protection des jeux de barres..... | 51 |
| III.9.1 : Protection de masse | 51 |
| III.9.2. Protection différentielle | 51 |
| III.9.3 : Protection des liaisons (lignes et câble)..... | 51 |
| III.9.4 : Protection des transformateurs | 52 |
| Conclusion | 53 |

Chapitre IV : application

| | |
|--|----|
| IV.1 : Introduction..... | 57 |
| IV.2. Présentation de poste source 60/30 kV BOUKHALFA..... | 57 |
| IV.3. Caractéristiques techniques des départs 30kV..... | 59 |
| IV.4. Calcul des courants de court-circuit | 59 |
| IV.4.1. Courant de court- circuit triphasé | 59 |
| IV.4.2. Application..... | 59 |
| IV.4.3. Méthode de calcul | 60 |
| IV.4.4. Choix de valeur de base..... | 60 |
| IV.5. Valeurs des impédances réduites | 60 |
| IV.5.1. Composantes directes | 60 |
| IV.5.2. Composantes homopolaires | 61 |
| IV.6. Valeur des courants de court-circuit | 62 |
| IV.6.1. Court circuit triphasé (I_{cct})..... | 62 |

| | |
|--|----|
| IV.6.2. Court circuit biphasé (I_{ccb}) | 64 |
| IV.6.3. Court-circuit monophasé (I_{ccm})..... | 65 |
| IV.7. Interprétation..... | 66 |
| Conclusion..... | 67 |
| Conclusion générale | 68 |
| Référence bibliographie | 69 |

Départ Bouhinoune

Protection d'un départ

Réseau moyen tension

Calcul des courants de court-circuit

Appareillages de protection

Introduction

Le but premier d'un réseau électrique est de pouvoir alimenter en permanence l'ensemble des consommateurs avec une puissance suffisante afin de satisfaire la demande actuelle et Prévisionnelle d'une zone donnée, pour l'acheminer vers différentes régions et la distribuer d'une manière permanente.

Cependant, les réseaux électriques sont exposés à des perturbations externes ou internes qui peuvent influencer le bon fonctionnement de ces derniers. L'interruption de service de quelques minutes peut engendrer des dommages considérables, sur le plan économique et sociale, d'où la nécessité d'utiliser des dispositifs de protection destinés à limiter ces dommages et a isoler rapidement la partie avariée du réseau afin d'éviter la propagation du défaut qui privera d'énergie d'autres utilisateurs; c'est le rôle des protections.

Notre objectif est d'étudier la protection du départ moyen tension (MT) de BOUHINOUNE issu du poste source BOUKHALFA à travers le calcul des différents courants de court-circuit utilisés pour dimensionner les appareils de protection. Pour ce faire on a subdivisé notre travail en quatre chapitres:

Dans le premier chapitre nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques. Le deuxième chapitre consiste à l'étude des défauts électriques. Dans le troisième chapitre nous allons étudier la protection des réseaux électriques, et le dernier chapitre est une application sur le départ (MT) de BOUHINOUNE.

Enfin, nous terminerons par une conclusion générale.

I. Introduction

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

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

II. Organisation des réseaux électriques

La liaison entre la production et la consommation est assuré par l'établissement des lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes, qui comportent habituellement des transformateurs avec dispositif de contrôle, de réglage et de protection. [3]

Les réseaux électriques sont divisés en quatre catégories :

- réseaux de transports
- réseaux d'interconnexions
- réseaux de répartitions
- réseaux de distributions

II.1. Réseaux de transport

Ces réseaux de transport lient les grands centres de production aux centres de consommation, cette liaison est assurée par des lignes à très haute tension (ligne THT de 225kV à 400kV). [1]

II.2. Réseaux d'interconnexions

Les réseaux d'interconnexions assurent la liaison entre les centres de productions, et permettent des échanges entre différentes régions et même avec des pays voisins.

Ces réseaux sont organisés de façon que toutes les lignes à THT soient reliées par des postes de transformations assurant la continuité entre les lignes de différents niveaux de tension. [1] [3]

II.3. Réseaux de répartition

Ces réseaux comportent des lignes à haute tension entre (45kV et 90kV) jouent le rôle d'intermédiaire entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Ils doivent être en mesure de transiter plusieurs dizaines de MW sur quelques dizaines de kilomètres, leurs but est d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. [1]

II.4. Réseaux de distribution

Ils comportent les lignes et les postes de transformations servant à alimenter les clients. Ces réseaux sont composés de deux parties :

- Les lignes moyennes tension alimentées par des postes HT/MT, fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants, soit aux différents postes MT/BT.
- Les lignes basse tension qui alimentent les usagers, soit en monophasé (220 V), soit en triphasé (380V). [3]

III. Structure topologique des réseaux de transport

L'architecture d'un réseau électrique est définie suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté requise. A partir de ces trois paramètres, on définit trois types de structure pour un réseau électrique sont : [2]

III.1. Réseau maillé

Le réseau est complètement maillé et tout les nœuds sont alimentés au moins de deux coté, les lignes jouent le rôle d'interconnexion entre les centrales.

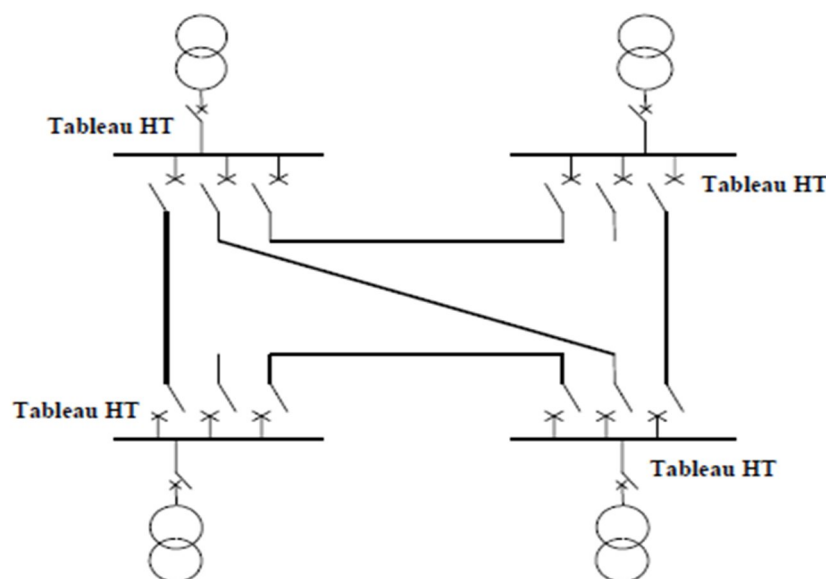


Figure I.1: La structure des réseaux maillés

❖ Avantages

- ✓ Une sécurité d'exploitation.
- ✓ Une chute de tension réduite.
- ✓ Une meilleure continuité de service.

❖ Inconvénients

- ✓ Forts courant de court-circuit car l'impédance est faible.
- ✓ Etude très complexe.
- ✓ Les dépenses pour la réalisation sont énormes et nécessitent des protections sophistiquées.

III.2. Réseau bouclé

C'est un réseau maillé simplifié présentant un certain nombre de boucles fermées, chacune de ces boucles contient un nombre limité de source.

Les réseaux bouclés sont généralement utilisés pour les réseaux de répartitions. [2]

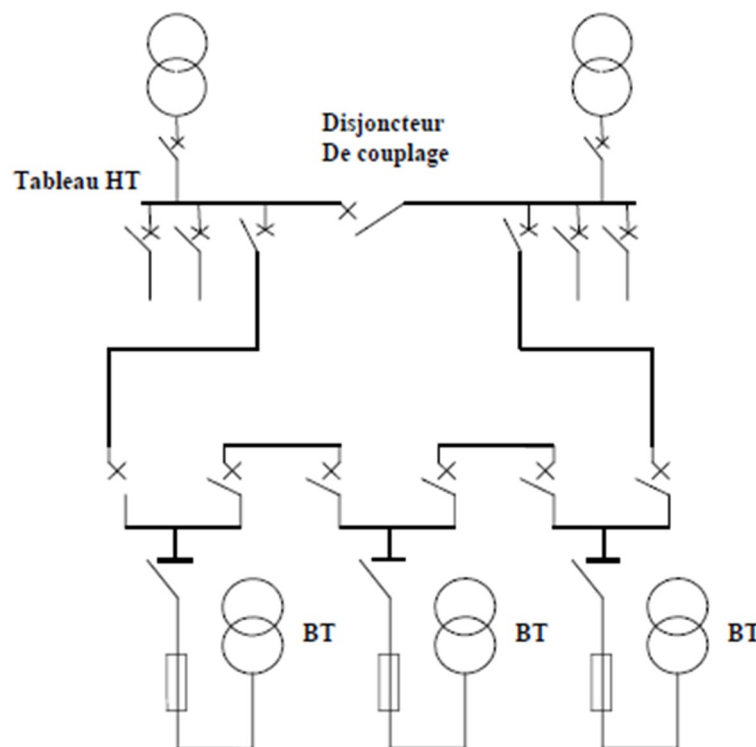


Figure I.2: La structure des réseaux bouclés ou en coupure d'artère

❖ Avantage

- ✓ Une meilleure continuité de service.
- ✓ Faible chute de tension par rapport au réseau radial.

❖ **Inconvénients**

- ✓ Fort courant de court-circuit car l'impédance de court-circuit est faible.
- ✓ Difficulté d'exploitation.
- ✓ Coût de réalisation et de suivi très élevé.

III.3. Réseaux radiaux

Les réseaux radiaux sont exploités débouclés, chaque départ MT issu généralement d'un poste HT/MT, alimente un certain nombre de poste MT/BT, d'où partent des lignes BT qui alimentent à leurs tours les usagers. [2]

On rencontre deux types principaux de structures :

- En coupure d'artère : typique des réseaux souterrains, ces réseaux sont conçus pour un éventuel fonctionnement en bouclé.
- En structure arborescente : typique des réseaux ruraux aériens, ces réseaux comportent des points de bouclage pour assurer un secours par la moyenne tension.

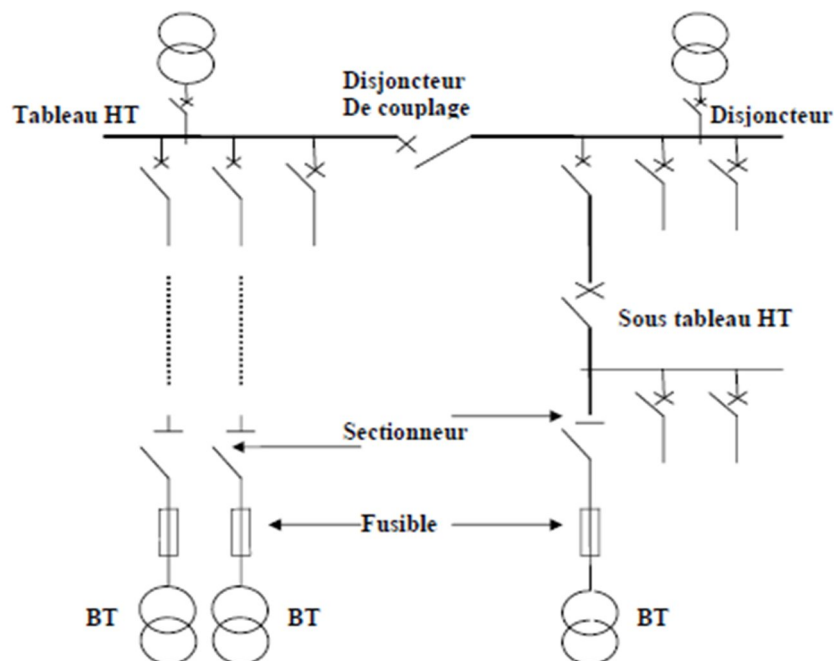


Figure I.3 : La structure des réseaux radiaux

❖ **Avantage**

- ✓ Faible courant de court-circuit car l'impédance de court-circuit est élevée.
- ✓ Fiabilité d'étude et d'exploitation.
- ✓ Coût et réalisation non élevé.

❖ Inconvénients

- ✓ Grande chute de tension.
- ✓ Mauvaise continuité de service.
- ✓ Un défaut au niveau d'un départ principal affecte tous les départs au niveau secondaire et de distributions terminales issues de départ principal.

IV. Les types d'exploitation des réseaux moyenne tension

Dans les réseaux moyenne tension on trouve deux types de réseaux; les réseaux aériens et souterrains. [3]

IV.1. Réseaux aériens moyenne tension (MTA)

Les réseaux à moyenne tension (MT) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses à partir d'un poste source (lui même alimenté par le réseau de répartition), le courant parcourt une artère sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les consommateurs.

IV.2. Réseaux souterrains moyenne tension (MTS)

Leurs structures à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en boucle ouverte permettant la reprise éventuelle en cas d'incident ; réalisés avec des câbles en cuivre de section de 70 mm².

Le réseau souterrain est à neutre non distribué celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine, limitant ainsi le courant de défaut à 1000A.

V. Les lignes électriques [6]

On distingue quatre types de lignes sont :

- Ligne de distribution à basse tension (BT).
- Ligne de distribution à moyenne tension (MT).
- Ligne de transport à haute tension (HT).
- Ligne de transport à très haute tension (THT).

V.1. Lignes de distribution basse tension (BT)

Ce sont des lignes pour l'usage domestique, elles sont installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter des lampes, cuisinières, moteurs, etc.

Les lignes sont habituellement des câbles fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.

V.2. Lignes de distribution moyenne tension (MT)

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformations principaux de la compagnie de l'électricité, leur tension est comprise entre 2.4 kV et 69 kV.

V.3. Lignes de transport haute tension (HT)

Ce sont des lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération d'énergie. Leurs tensions est généralement inférieure à 230 kV.

V.4. Lignes de transport très haute tension (THT)

Ce sont des lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation ou d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765 kV.

VI. Propriété des lignes de transport

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active. [6]

En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

- La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges entre zéro et la charge nominale.
- Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- Les pertes joules ne doivent pas faire surchauffer les conducteurs.

VII. Les postes de transformation

Les postes de transformation se trouvent à la sortie des centrales génératrices pour élever la moyenne tension produite à la haute tension pour assurer un transport économique de l'énergie. Il y'a aussi d'autre poste qui sont installer près des grandes centres de consommation font abaisser la haute tension transporter en vue de sa consommation par les utilisateurs. [6]

VII.1. Le poste HT/MT

Ils sont appelés « source de moyenne tension » il se situe entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT, son rôle est d'assurer le passage de la HT à la MT. [4]

VII.2. Le poste MT/BT

Ils sont l'interface entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT. Leur fonction est d'assurer le passage de la MT à la BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation MT/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation MT (point de coupure) et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir.

Le poste MT/BT est un organe très répandu sur le réseau, qui se présente sous des formes extrêmement variées, suivant l'environnement et la puissance à desservir, une des caractéristiques essentielles des postes MT/BT est leur puissance nominale. [4]

Les postes MT/BT assurent l'alimentation et la protection du réseau BT. On rencontre deux types principaux :

- Les postes MT/BT sur réseau aériens sont très majoritairement représentés par les transformateurs sur poteau sans appareil de coupure sur la MT.
- Les postes MT/BT sur réseau souterrains sont majoritairement représentés par postes de cabine avec deux interrupteurs sectionneurs MT pour manœuvrer sur l'artère et un interrupteur fusible en protection du transformateur.

VIII. Les éléments constitutifs d'un poste de transformation

On distingue plusieurs éléments qui constituent un poste de transformation.

VIII.1. Transformateur électrique

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de la tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeur différentes. [4]

VIII.2. Transformateurs de mesure

a) Transformateurs de courant (TC)

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions, il est utilisé pour mesurer de forts courants électriques. Il sert à faire l'adaptation entre le courant élevé circulant dans un circuit électrique (jusqu'à quelques milliers d'ampères) et l'instrument de mesure (ampèremètre ou wattmètre) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer les courants de l'ordre d'Ampère. [4]

b) Transformateur de tension (TT)

Un transformateur de tension est un transformateur de mesure dans laquelle la tension secondaire et dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié de connexion. [4]

c) Transformateurs d'isolement

Le transformateur d'isolement est uniquement destiné à créer un isolement électrique entre plusieurs circuits pour des raisons bien souvent de sécurité ou de résolution des problèmes techniques. Tout transformateur à enroulement primaire isolé du secondaire devrait être considéré comme un transformateur d'isolement ; toute fois, en pratique ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie à la même valeur efficace que celle de l'entrée.

Le transformateur d'isolement comporte deux enroulements dont le primaire presque identiques au secondaire. [4]

- Le nombre de spire du secondaire est souvent très légèrement supérieur au nombre de spires du primaire pour compenser la faible chute de tension en fonctionnement.
- Les sections des fils au primaire et au secondaire sont identiques car l'intensité des courants est la même.

VIII.3. Les jeux de barres

Il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés.

La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barre.

Les jeux de barres sont soit des rectangles, soit des tubes creux. En effet ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes grâce à un bon rapport entre leur surface dissipatrices et leur surface conductrices.

En MT, on utilise des barres rectangulaires. Soit les appareillages sont connectés directement sur les barres soit les appareillages sont raccordés au moyen de conducteurs électrique (câble ou fil isolé). Pour effectuer le raccordement à l'appareillage ou au câble, les barres sont munies de dispositifs de connexion. [7]

IX. Les réseaux BT [4]

Les réseaux basse tension ($BT < 1kV$) sont en grande majorité exploités en antenne et généralement en structure arborescente. Certains réseaux de grandes villes, sont exploités en maillés pour assurer une meilleure qualité de service.

IX.1. Constitution des réseaux BT

Les réseaux BT sont généralement issus de sources (4 fils, 3phases et neutre), mais dans de nombreux pays, les réseaux BT sont en monophasés (2fils, phase et neutre).

Suivant les contraintes d'environnement, les ouvrages peuvent être réalisés par deux techniques soit en lignes aériens, soit en câble enterré.

IX.2. Réseaux aériens

Ils existent généralement dans les zones rurales et sont constitués par :

- Des conducteurs isolés torsadés assemblés en faisceau comprennent un neutre porteur, autour duquel sont torsadés les trois conducteurs de phase en cuivre ou en aluminium et éventuellement les conducteurs d'éclairages public.
- Des conducteurs nus en cuivre ou en alliage d'aluminium. Des conducteurs nus, présente de nombreux avantages : meilleure fiabilité, meilleure qualité de service, amélioration de la sécurité des tiers et des intervenants, l'exploitation plus aisée. [9]

IX.3. Réseaux souterrains

Ils sont constitués de câble isolés comprenant les conducteurs de phase et le conducteur neutre.

Cette structure est plus couteuse, mais c'est la seule qui puisse être employée en zone urbaine dense ; les câbles sont en général de forte section (150 ou 240 mm^2) en prévision des aléas d'évolution des charges. [9]

Conclusion

Ce premier chapitre est consacré aux généralités sur les réseaux électriques; nous avons fait des rappels sur les différentes architectures et les différents éléments constituant les différents réseaux électriques (postes, lignes aériennes, câbles souterraines).

II.1. Introduction

Un réseau électrique doit être protégé de toute sorte de défauts qui peuvent apparaître d'un instant à l'autre, suite à des perturbations liées soit au réseau lui-même, soit à des phénomènes extérieurs.

Cependant, pour choisir convenablement les matériels de protection, il est nécessaire de déterminer les valeurs du courant de défaut et ceci se fait à l'aide des méthodes d'analyse qui seront expliquées dans la suite de ce chapitre.

II.2. Définition d'un défaut

On appelle un défaut toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un circuit. Il peut apparaître sur une phase (défaut monophasé) ou sur plusieurs phases (défaut polyphasé) d'une ligne (départs, arrivées, liaisons) ou d'un demi-jeu de barres.

Un défaut est caractérisé par la modification de la valeur du courant sur une ligne et /ou de la tension (entre le demi-jeu de barre et le neutre) par rapport à une valeur nominale (dépassement d'un seuil). [4]

II.3. Les différentes perturbations touchant les réseaux électriques [4]

Les différents défauts qu'on rencontre dans un réseau électrique sont :

- Les courts circuits
- Les surtensions
- Les surcharges
- Le déséquilibre
- Les creux de tension

II.3.1. Les courts-circuits

Un court-circuit est un contact entre conducteurs, il se caractérise par une diminution de l'impédance entre les Phases ou entre la phase et la terre à une faible valeur, ce qui engendre une augmentation importante de l'intensité du courant.

Un court-circuit se produit généralement lors de la fermeture d'un circuit électrique quelconque sur une impédance nulle ou de faible valeur, c'est une mise à la terre accidentelle d'une ou de plusieurs phases d'un réseau ou d'un matériel électrique, menant à un fonctionnement anormal du système et de ces équipements.

Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature extérieure ou de nature intérieure.

II.3.2. Les surtensions

On qualifie de surtension tout passage de tension à une valeur supérieure à la valeur nominale. Les surtensions peuvent être d'origine externe ou interne.

❖ Surtensions d'origine externe

Elles sont causées par des phénomènes atmosphériques, dues à des coups de foudres directes sur une ligne, sur un pylône ou bien à des coups de foudre indirect (électromagnétique, électrostatique).

❖ Surtension d'origine interne

Toute perturbation dans un circuit provoquée par induction d'une variation rapide et momentanée de la tension. Par exemple ouverture et fermeture d'un circuit, claquage d'un isolant.

a) Cause

- ✓ Coupure ou enclenchement des circuits, dites surtensions de manœuvre ou surtensions de commutations.
- ✓ Arcs à la terre
- ✓ Défaillance du régulateur de tension.
- ✓ Amorçage entre canalisations qui se croisent ou sont fixées sur les mêmes supports, alimentées par des tensions différentes.

b) Conséquences

- ✓ Vieillissement des isolants et claquage.
- ✓ Amorçage de court-circuit en cas de claquage des isolants.
- ✓ Apparition ou disparition d'un défaut.
- ✓ Pertes de charge.

II.3.3. Les surcharges

La surcharge est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, elles se produisent lorsque les appareils d'utilisations demandent un courant très puissant pour la ligne d'alimentation.

a- Les causes

- ✓ Court-circuit
- ✓ Appareil utilisé au-delà de sa puissance nominale (volontaire ou accidentelle)

b- Conséquences

La surcharge s'accompagne par une augmentation de la valeur du courant, ce qui engendre un échauffement de circuit, ceci peut détruire l'installation (l'usure des isolants, baisse de rendement).

II.3.4. Creux de tension

On appelle creux de tension toute baisse ou diminution de l'amplitude de la tension pendant un temps compris entre 10 ms et 1s. Ils sont souvent dus aux déséquilibres dans le réseau triphasé.

II.3.5. Le déséquilibre

Le déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions ou les trois courants ne sont pas égaux en amplitude et ou ne sont pas déphasés les uns par rapport aux autres de 120° .

a) Les causes

- ✓ Le courant de court-circuit
- ✓ La rupture de phase

b- Conséquences

- ✓ Vibration des moteurs
- ✓ Echauffements des conducteurs

II.4. Origine des défauts [3]

II.4.1. Origine externe

Le réseau électrique peut être perturbé à cause des événements extérieurs, on cite par exemple les phénomènes atmosphériques qui est le cas des coups de foudre; qui sont des phénomènes naturels, apparaissant le plus souvent en cas d'orage. C'est l'une des principales origines de court-circuit dans les réseaux.

Il y a aussi Les variations importantes de température ; occasionnant des vagues de chaleur ou de froid exceptionnelles et qui peut causer de consommation importante d'énergie électrique, contraignant ainsi les ouvrages de production et de transport à fonctionner au-delà de leurs limites constructives.

Le système peut aussi subir des agressions mécaniques ; la neige, la glace et le givre, dont l'accumulation sur les lignes de transport conjuguée à des vents violents cause un phénomène d'oscillations des lignes (lignes galopantes), ou pire entrainer la rupture des pylônes, cependant même si la cause est mécanique le résultat est toujours électrique (court-circuit).

II.4.2. Origine interne

Ce sont des défauts causé par les fausses manœuvres dans la maintenance et l'exploitation du réseau qui peuvent engendrer des pertes des circuits de transport ou de production, aussi les défauts d'isolation et le vieillissement de certains éléments du réseau, qui peuvent engendrer des ruptures ou des défaillances locales causant par la suite des court-circuit, on peut citer aussi les

cas des surtensions dues à des phénomènes de résonance, perforation d'une isolation interne de transformateur d'un poste par fatigue diélectrique.

II.5. Caractères des défauts [3]

Les défauts peuvent être classés en plusieurs catégories suivant :

II.6. Durées des défauts

Les défauts peuvent être classés en fonction de leur persistance. De ce point de vue on groupe les défauts en quatre catégories :

❖ Auto-extincteurs

De très faible durée, ils disparaissent d'eux même sans qu'il soit nécessaire de couper le départ.

❖ Défauts fugitifs

Disparaissent après une coupure très brève de l'ordre de 0,3 seconde (amorçage avec arc).

❖ Défauts semi - permanents

Ne disparaissent que si le départ est coupé pendant plusieurs secondes (branchette entre conducteurs par exemple).

❖ Défauts permanent

Nécessitent l'intervention humaine. Leur durée ne dépend que de la rapidité de cette intervention.

Ces défauts ne se produisent pas à la même fréquence, car les statistiques donnent la répartition suivante :

- Auto-extincteurs : **5 % à 15 %**
- Fugitifs : **70 % à 80 %** (cycle rapide).
- Semi- permanents : **05 % à 15 %** (cycle rapide + 1^{er} lent ou 2^{eme} lent)
- Permanents : **05 %** (cycle rapide + 1^{er} lent + 2^{eme} lent) puis définitif R+2L

II.7. Différents formes de court-circuit [3]

Les courts-circuits peuvent être de plusieurs formes dans un réseau triphasé dont:

✓ court-circuit triphasé

Les trois phases sont réunies ensemble; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés (5% des cas).

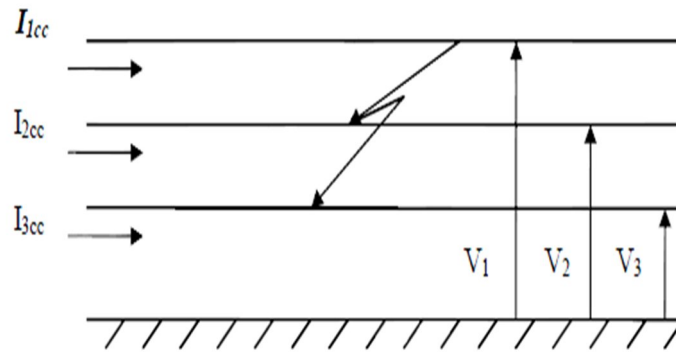


Figure II.1 : Schéma d'un défaut triphasé

✓ Court-circuit biphasé

Il correspond à un défaut entre deux phases (il représente 15% des cas). On distingue entre défaut biphasé terre et biphasé isolé. Le premier c'est le contact entre deux phases et la terre le deuxième correspond entre deux phases sous tension, causé généralement par un vent violent qui provoque le contact entre deux phases.

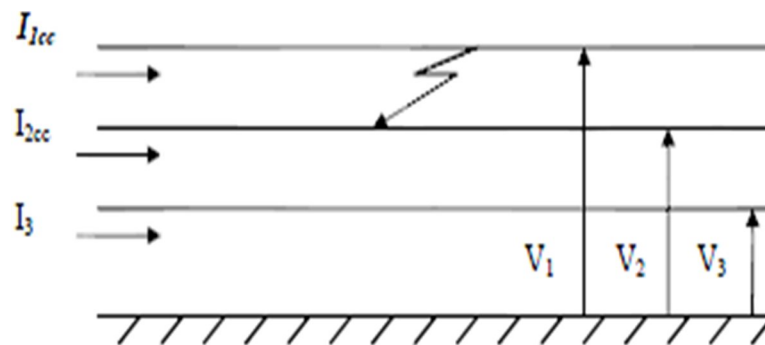


Figure II.2 : Schéma d'un défaut biphasé

✓ Courts-circuits biphasés –terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à différents potentiels à la terre.

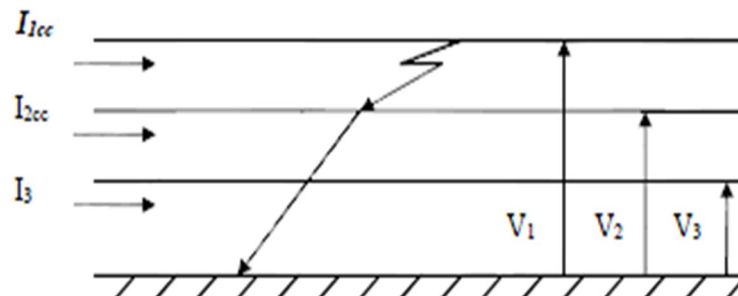


Figure II.3 : Schéma d'un défaut biphasé-terre

✓ Court-circuit monophasé terre

C'est un défaut entre une phase et la terre, (le plus fréquent 80% des cas). coup de foudre.

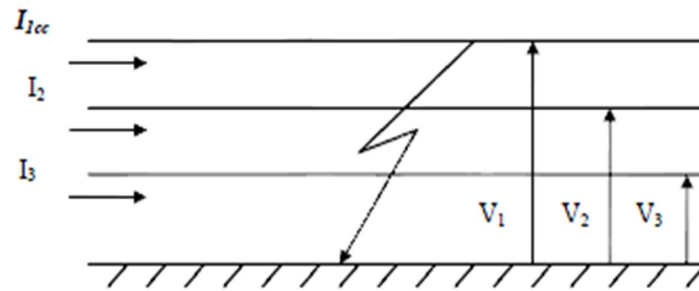


Figure II.4 : Schéma d'un défaut monophasé

II.8. Conséquences des courts-circuits

Parmi les effets des courts-circuits, on peut citer :

- ✓ Détérioration des isolants et des appareils utilisés.
- ✓ Fusion des conducteurs.
- ✓ Incendie et danger pour les personnes.
- ✓ Perte de synchronisme
- ✓ Apparition d'effort électrodynamique avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles.

II.9. Intensité des courants de court-circuit [1]

L'intensité d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé est défini comme suit :

$$I_{cc} = \frac{V_n}{Z_{cc}}$$

Avec : V_n : tension simple de la source [kV]

Z_{cc} : impédance transitoire pendant le défaut [Ω]

I_{cc} : courant de court circuit [kA]

L'intensité I_{cc} dans un circuit triphasé se définit comme suit :

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

II.10. Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit [1]

La valeur de l'intensité du courant de court-circuit en un point donné d'un réseau est fonction :

- ✓ De la nature des éléments constituant le réseau (alternateur, transformateur, lignes, câbles,...).
- ✓ De la structure du réseau (réseau en antenne, ligne en parallèle,...).
- ✓ Du mode d'exploitation du réseau (neutre isolé ou neutre à la terre).
- ✓ Du type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé.
- ✓ De la résistance du défaut.

II.11. Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de court-circuit [4]

L'apparition d'un défaut asymétrique dans un réseau triphasé rend tout le système instable et déséquilibrés, et les calculs de courant I_{cc} deviennent assez compliqués. La méthode des composantes symétriques permet de réduire le système en schéma équivalent, elle consiste à ramener un système triphasé quelconque à la superposition de trois systèmes de vecteurs symétriques :

$$\begin{aligned} \vec{I}_1 &= \vec{I}_{d1} + \vec{I}_{i1} + \vec{I}_{o1} \\ \vec{I}_2 &= \vec{I}_{d2} + \vec{I}_{i2} + \vec{I}_{o2} \\ \vec{I}_3 &= \vec{I}_{d3} + \vec{I}_{i3} + \vec{I}_{o3} \end{aligned} \quad \text{II.3}$$

Et on peut écrire :

$$\begin{aligned} \vec{I}_1 &= \vec{I}_{d1} + \vec{I}_{i1} + \vec{I}_{o1} = \vec{I}_d + \vec{I}_i + \vec{I}_o \\ \vec{I}_2 &= \vec{I}_{d2} + \vec{I}_{i2} + \vec{I}_{o2} = a^2 \vec{I}_d + a \vec{I}_i + \vec{I}_o \\ \vec{I}_3 &= \vec{I}_{d3} + \vec{I}_{i3} + \vec{I}_{o3} = a \vec{I}_d + a^2 \vec{I}_i + \vec{I}_o \end{aligned} \quad \text{II.4}$$

Avec:

$\vec{I}_{d1}, \vec{I}_{d2}, \vec{I}_{d3}$: vecteurs constituant le système direct.

$\vec{I}_{i1}, \vec{I}_{i2}, \vec{I}_{i3}$: vecteurs constituant le système inverse.

$\vec{I}_{o1}, \vec{I}_{o2}, \vec{I}_{o3}$: vecteurs constituant le système homopolaire.

II.12. Principe de décomposition d'un système sinusoïdale [4]

Par définition, chaque vecteur de chaque phase est la somme des trois vecteurs appartenant chacun à l'un des systèmes, directe, inverse et homopolaire.

Et on peut écrire :

$$\begin{aligned}\bar{1} &= \bar{d}_1 + \bar{i}_1 + \bar{o}_1 = \bar{d} + \bar{i} + \bar{o} \\ \bar{2} &= \bar{d}_2 + \bar{i}_2 + \bar{o}_2 = a^2 \bar{d} + a \bar{i} + \bar{o} \\ \bar{3} &= \bar{d}_3 + \bar{i}_3 + \bar{o}_3 = a \bar{d} + a^2 \bar{i} + \bar{o}\end{aligned}\quad \text{II.5}$$

II.13. Construction des composantes symétriques [4]

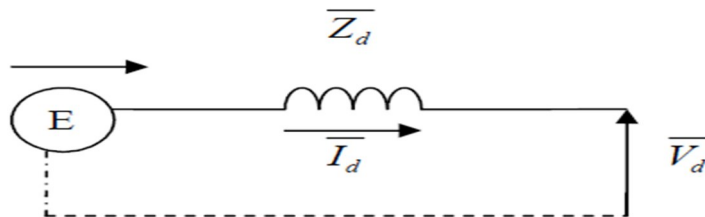
$$\begin{aligned}\bar{o} &= -[\bar{1} + \bar{2} + \bar{3}] \\ \bar{d} &= -[\bar{1} + a \bar{2} + a^2 \bar{3}] \\ \bar{i} &= -[\bar{1} + a^2 \bar{2} + a \bar{3}]\end{aligned}\quad \text{II.6}$$

II.14. Principe de superposition [1]

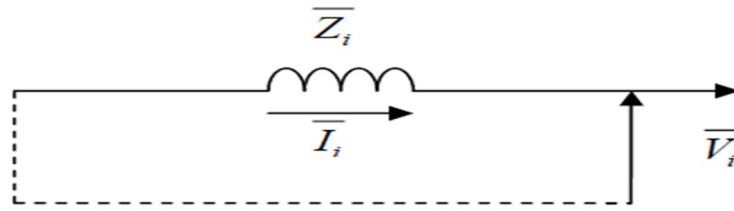
Soit une f.é.m. équilibrée E , les courants et les tensions peuvent être déséquilibrés suite à un court-circuit. Par convention, E constitue un système direct, c'est-à-dire ses composantes inverse et homopolaire sont nulles.

L'impédance du réseau entre la source et le point du défaut prend les valeurs Z_d , Z_i et Z_o , les composantes symétriques des tensions et des courants au lieu du défaut sont successivement V_d , V_i , V_o et I_d , I_i , I_o . Les trois régimes superposés sont les suivants :

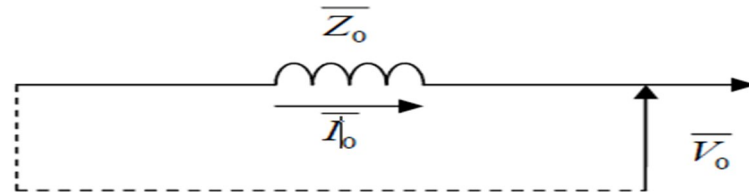
Régime direct: $\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d$



Régime inverse: $0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i$



Régime homopolaire : $0 = \bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \bar{I}_0$



II.15. Calcul des courants de court-circuit [3]

II.15.1. Calcul de I_{cc} triphasé

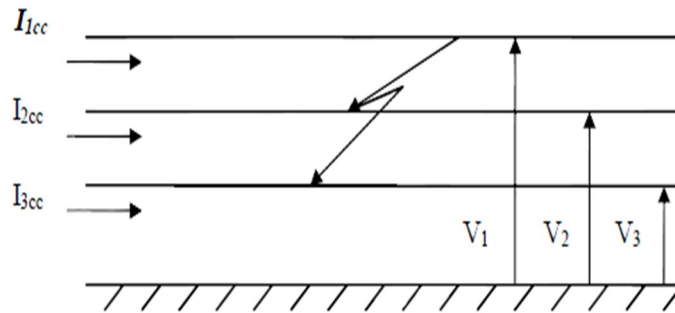


Figure II.1 : Schéma d'un défaut triphasé

On a :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$$

II.7

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$$

On déduit: $\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = 0$

On appliquant les équations qui correspondent au trois systèmes direct, inverse et homopolaire avec la f.é.m. et l'impédance, on peut écrire :

$$\bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d = \bar{E}_d$$

$$\bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i = 0$$

$$\bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 = 0$$

Ce qui implique:

$$\bar{I}_d = \bar{I}$$

$$\bar{I}_i = 0$$

II.8

$$\bar{I}_0 = 0$$

On a:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

II.9

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

Ce qui donne :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d$$

II.10

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d$$

D'où le courant de court-circuit triphasé:

$$\bar{I}_{cc} = \bar{I}_d = \bar{I}$$

II.15.2. Calcul de I_{CC} biphasé isolé [3]

Considérons le système triphasé suivant :

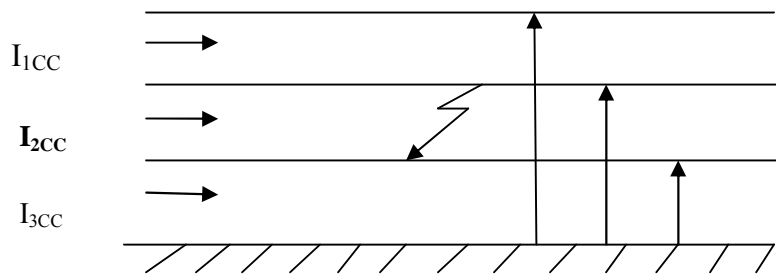


Figure II.5 : Schéma d'un défaut biphasé isolé

$\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$: courants de défaut des trois phases

Au point de défaut :

$$\bar{I}_1 = 0$$

$\bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$, les phases 2 et 3 sont liées.

$\bar{V}_2 = \bar{V}_3$, même potentiel.

$$\bar{I}_0 = 0, \quad \bar{V}_0 = \bar{Z}_0 \bar{I}_0 = 0$$

La loi d'Ohm permet d'écrire :

$$\begin{aligned}\bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d &= \bar{E}_d \\ \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i &= 0\end{aligned}$$

On sait que :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$$

Donc :

$$\bar{I}_d = -\bar{I}_i$$

On a les équations suivantes :

$$\bar{E}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

$$\bar{E}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

On déduit:

$$(a^2 - a) \bar{V}_d = (a^2 - a) \bar{V}_i \quad \text{implique } \bar{V}_d = \bar{V}_i$$

$$\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d = -\bar{Z}_i \bar{I}_i = \bar{Z}_i \bar{I}_d$$

Donc: $\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$

Sachant les composantes de courant \bar{I}_d on calcule les courants dans les Phases de défaut.

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i = 0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i = (a^2 - a) \bar{I}_d \quad \text{II.11}$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_d = \frac{\bar{I}_2}{a^2 - a}$$

Avec : $(a^2 + a) = 1$

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i = - (a^2 - a) \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_3 = -\bar{I}_d = \frac{\bar{I}_3}{a - a^2}$$

Alors le courant de défaut biphasé sera :

$$\bar{I}_{ccB} = \bar{I}_2 = -\bar{I}_3 = \frac{\bar{I}_2}{a^2 - a}$$

Les tensions dans les phases en défaut

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i = 2\bar{V}_d \quad \text{II.12}$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i$$

Défaut biphasé à la terre [1]

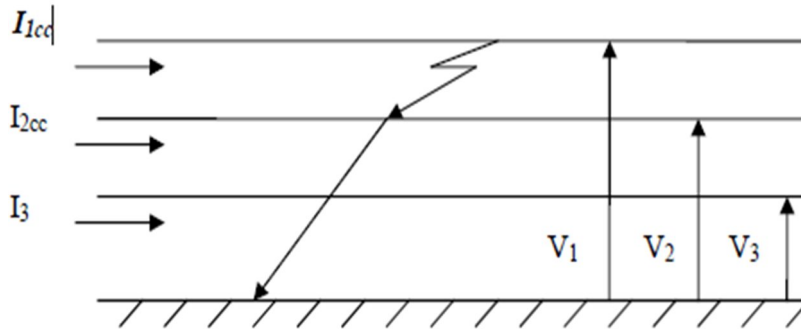


Figure II.6 : Schéma d'un défaut biphasé à la terre

D'après la loi d'Ohm on écrit :

$$\bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d = \bar{E}_d \quad \text{II.13}$$

$$\bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i = 0$$

$$\bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 = 0$$

Équation de défaut :

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{I}_2 + \bar{I}_3 = \bar{I}$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0$$

Les composantes symétriques

$$\bar{I}_1 = 0 \quad \text{donc} \quad \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0,$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \quad \text{implique} \quad \bar{V}_d = \bar{V}_i$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 = 0$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0 = 0$$

$$\bar{V}_2 + \bar{V}_3 = 0 \quad \text{implique} \quad \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0$$

On applique le principe de superposition, on obtient :

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{V}_d}{\bar{Z}_d}$$

$$\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$$

$$\bar{I}_0 = -\bar{I}_2$$

On sait que : $\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0$ **II.14**

Donc : $\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0$

On a : $\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0$

On obtient :

$$\bar{V}_d = \bar{E} \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2 + 3Z_0} \quad \text{II.15}$$

On déduit :

$$\bar{I}_d = \frac{(\bar{E} - \bar{V}_d)}{Z_1}$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{V}_d}{Z_2}$$

$$\bar{I}_0 = \frac{\bar{V}_d}{3Z_0}$$

Courant de défaut

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

On remplace \bar{I}_d , \bar{I}_i et \bar{I}_0 par leurs valeurs, on obtient :

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{Z}_1 a^2 - 1}{\bar{Z}_1 + 3\bar{Z}_0} \bar{E}$$

$$\bar{I}_3 = \frac{\bar{Z}_1 a^2 - 1}{\bar{Z}_1 + 3\bar{Z}_0} \bar{E}$$

Calcul des tensions au lieu du défaut

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 = 3 \bar{V}_d = 3 \frac{\bar{E} Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2 + 3Z_0} \quad \text{II.16}$$

II.15.3. Calcul de I_{CC} monophasé [7]

C'est le plus fréquent, il présente 80% des défauts qui affectent un réseau électrique, donc leur étude est importante pour l'éliminer et assurer la continuité de service.

On peut distinguer deux types de défaut, selon la liaison de neutre :

- Réseaux ayant leur neutre isolé.
- Réseaux ayant leur neutre relié à la terre.

Dans le cas ou le neutre est mis à la terre, le courant de court-circuit se referme par le circuit du neutre.

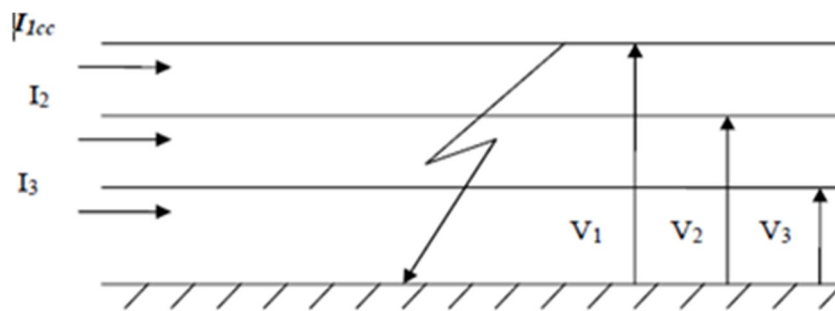


Figure II.7 : Schéma d'un défaut monophasé

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 = n I_1$$

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 3 \bar{I}_d \Rightarrow \bar{I}_d = \bar{I} / 3$$

D'ou: $\bar{V}_1 = \bar{Z}_n 3 \bar{I}_d$

Et on a : $\bar{E}_d = \bar{V}_1 + \bar{I}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$

$$= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 + \bar{I}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$$

$$= 3 \bar{Z}_n \bar{I}_d + \bar{I}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$$

$$= \bar{I}_d (3 \bar{Z}_n + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$$

$$\Rightarrow \bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{(3 \bar{Z}_n + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)}$$

D'ou: $\bar{I}_{ccm} = 3 \bar{I}_d = 3 \frac{\bar{E}_d}{(3 \bar{Z}_n + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)}$

II.15.4. Calcul de I_{cc} monophasé-terre (résistant) [3]

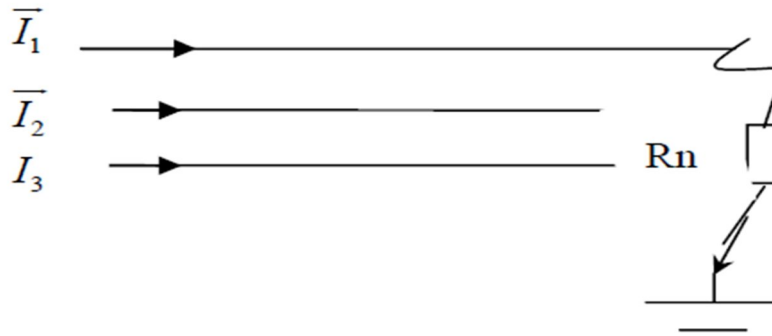


Figure II.8 : Schéma d'un défaut monophasé-terre (résistant)

Les équations au point de défaut

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0 \text{ (non concernés par le défaut)}$$

$$\bar{I}_1 = 3 R_n \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 \implies \bar{I}_d = \bar{I}_i$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_o + \bar{I}_d + \bar{I}_i = 3 R_n \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_2 = 0 \implies \bar{I}_o = \bar{I}_i = \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_o = \bar{I}_d = \bar{I}_i$$

Courant de défaut

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 3 \bar{I}_o = 3 \bar{I}_d = 3 \bar{I}_i$$

II.16. Utilisation de la méthode des valeurs réduites pour le calcul des courants de court-circuit

Pour ne pas utiliser des valeurs importantes dans le calcul des grandeurs électrique (courant, tension, impédance...), on est amené à introduire les valeurs des unités réduites.

a) Définition

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière sur une autre grandeur physique de même nature, choisit arbitrairement comme référence appelée grandeur de base.

$$\text{Grandeur réduite} = \frac{\text{Grandeur physique}}{\text{Grandeur de base}}$$

Elles sont généralement choisies égales aux tensions nominales des transformateurs afin d'avoir les valeurs en unités réduites ou égale à un.

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_b}, \quad Z_b = X_b = \frac{U_b^2}{S_b} \quad (R_b=0)$$

I_b : courant de base ;

U_b : tension de base ;

S_b : puissance de base ;

Z_b : impédance de base ;

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$Z^* = \frac{Z}{Z_b}, \quad X^* = \frac{X}{Z_b}, \quad R^* = \frac{R}{Z_b}, \quad I^* = \frac{I}{I_b}$$

II.17. Réactance des éléments du réseau

II.17.1. Impédance ramené un seul niveau de tension U_x

Pour calculer le courant de court-circuit à un endroit bien déterminé du réseau, il est indispensable de ramener toutes les impédances à une certaine tension de référence U_x pour pouvoir utiliser les notions impédances séries et parallèle.

Pour cela on utilise: $\bar{U} = U \frac{U_x}{U}$, $\bar{Z} = Z \frac{U_x^2}{U^2}$, $\bar{I} = I \frac{U}{U_x}$

$\bar{U}, \bar{Z}, \bar{I}$: Valeurs ramenées à U_x

II.18. Réactance réduites des éléments constituant le réseau

II.18.1. Composantes direct et inverse

a) Ligne

$$Z_{dl} = (R_L + jX_L) \cdot \frac{U_x^2}{U^2} \quad \text{II.17}$$

Avec :

X_L : réactance de ligne ;

R : Résistance de la ligne ;

Z_b : Impédance de base ;

b) Alternateur

$$X^* = X \cdot \frac{U_x^2}{U^2} \quad \text{II.18}$$

Avec :

X : Réactance subtransitoire

II.19. Transformateur à deux enroulements

$$Z_{dT}^* = \frac{U_n^2}{S_n} \left(\frac{U_{cc}}{U_n} \right)^2 \quad \text{II.19}$$

Avec :

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur ;

S_n : puissance nominale ;

U_n : tension nominale ;

II.20. Transformateur à trois enroulements

Le calcul se fait en deux étapes :

a) Première étape

$$X^* = U_n \cdot \frac{S_n}{U_{cc}} \quad \text{II.20}$$

$$X^* = U_n \cdot \frac{S_n}{U_{cc}}$$

$$X^* = U_n \cdot \frac{S_n}{U_{cc}} \cdot \frac{U_{cc}}{U_n}$$

b) Deuxième étape

$$X^* = - (X^* + X^* - X^*) \quad \text{II.21}$$

$$X^* = - (X^* - X^* + X^*)$$

$$X^* = - (-X^* + X^* + X^*)$$

Remarque : toutes les réactances sont ramenées au primaire.

II.21. Réseaux amont

$$Z_{da}^* = \frac{S_b}{S_{cc}} \quad \text{II.22}$$

Avec :

S_{cc} : puissance de court circuit.

S_b ; puissance de base.

II.21.1 Composantes homopolaire

On utilise les valeurs pratiques à savoir, la réactance homopolaire dépend :

- ✓ Du mode de liaison couplage des enroulements

- ✓ Du mode de couplage des enroulements
- ✓ De la nature du circuit magnétique.

b) Ligne

$$Z^* = 3 \cdot Z^* \quad \text{II.23}$$

c) Transformateur à deux enroulements (étoile-étoile)

Le transformateur utilisé est à couplage étoile-étoile dont le neutre primaire est à la terre au moins de deux et on déduit la valeur de Z_{oT}

$$Z_{oT}^* = Z_{dT}^*$$

II.21.2.Réseau amont

$$Z_{oa}^* = 3Z_{da}^* \quad \text{II.24}$$

Méthode de calcul

- On établit le schéma équivalent au réseau en utilisant les réactances des différents éléments
- On ramène toutes les réactances à la tension au point de défaut.
- On simplifie le schéma :
- En appliquant les transformateurs triangle/étoile ou étoile/triangle
- En associant les réactances série parallèle.

Conclusion

Des perturbations électriques peuvent apparaître dans un réseau électrique, celle-ci engendre des dégâts sur le matériel d'utilisation, des coupures d'électricité, voir même la mise en danger des personnes. La recherche des solutions nous amène à faire des calculs sur les différents paramètres du réseau dans le cas où un défaut se produit.

Dans cette courte synthèse on a étudié les différents défauts qui peuvent toucher les réseaux (les surtensions, surcharges, déséquilibres et les courts-circuits); ainsi que l'origine et la durée de ces défauts. On a cité aussi les méthodes mathématiques de calcul des courants de court-circuit, afin de bien dimensionner les matériels de protection (disjoncteurs, fusibles,...etc.).

III.1. Introduction

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique engendre des effets néfastes sur ce dernier. C'est pour cette raison qu'il faut l'éliminer le plus rapidement possible, et cela en utilisant des dispositifs de protection.

III.2. Plan de protection [1]

III.2.1. Définition d'un système de protection

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau.

III.2.2. Constitution d'un système de protection

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteurs de mesure de courant et de tension fournissant les informations de mesure nécessaire à la détection des défauts.
- Relais de protection, chargé des surveillances permanentes de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses et leur commande par le circuit de déclenchement.
- Organes de coupure dont leur fonction est l'élimination de défaut: disjoncteurs, interrupteurs, fusibles.

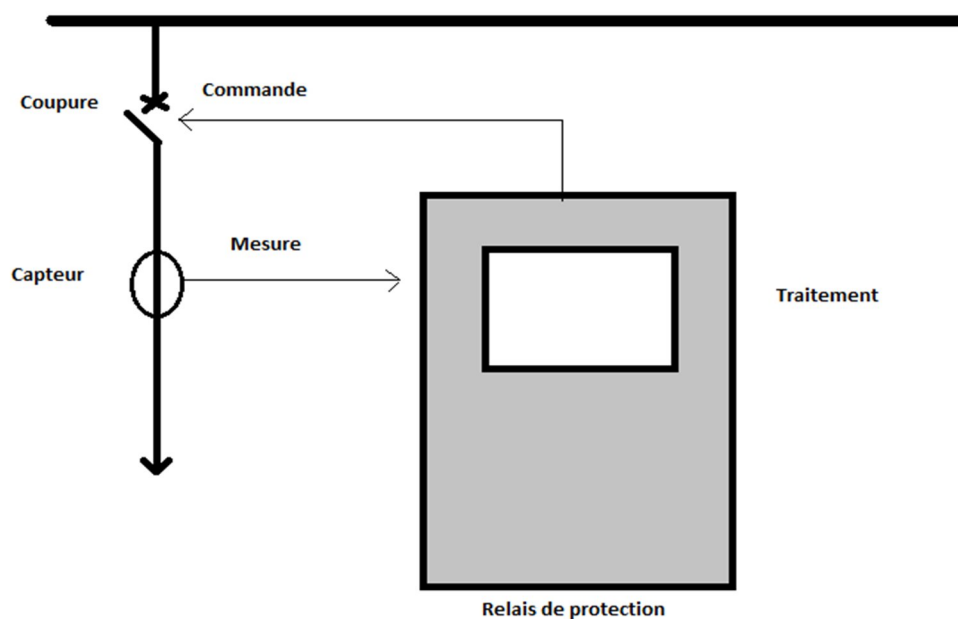


Figure III.1: chaîne de protection

III.2.3. Rôle d'un système de protection [1]

Le système de protection électrique a pour but de déceler l'existence des défauts et de mettre automatiquement hors tension l'élément ou la portion du réseau défectueux.

III.2.4. Qualité d'un système de protection [3]

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes :

- a-Fiabilité** : un dispositif de protection doit être sûr de ses décisions.
- b- Sélectivité** : seuls les appareils de coupure encadrant le défaut doivent s'ouvrir.
- c- rapidité d'action** : pour éviter l'augmentation de la zone perturbée.
- d- sensibilité** : doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.
- e- consommation** : doit avoir une consommation réduite.

III.3. Régime du neutre [4]

Dans un réseau, le régime de neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre.

Le choix du régime de neutre doit tenir compte de :

- La sécurité du personnel et des équipements
- La volonté de limiter les surtensions

On distingue cinq régimes de neutre qui sont :

- Neutre isolé, Z_n est infini
- Neutre relié à la terre par une résistance
- Neutre relié à la terre par une réactance
- Neutre relié à la terre par une impédance
- Neutre relié directement à la terre ($Z=0$)
- En Algérie, on adopte le cas de mise du neutre directement à la terre.

III.3.1. Critère de choix du régime de neutre

Le choix du régime de neutre s'analyse en fonction des critères suivants :

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.

- Coordination des isolements, les courants de défauts à la terre des ouvrages, des montées en tension locales compatibles avec les isolements des matériels a basse et moyenne tension.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tension de masse, la sensibilité de détection.

III.3.2. Les différents régimes de neutre [5]

1. Neutre mis directement à la terre

Dans ce cas de réseau, un défaut entre la phase et la terre est un court-circuit monophasé, ce qui provoque un courant très élevé. Cette mise à la terre est idéale pour l'écoulement des courants vers la terre.

L'inconvénient de cette mise à la terre est le non continuité de service (déclenchement au premier défaut).

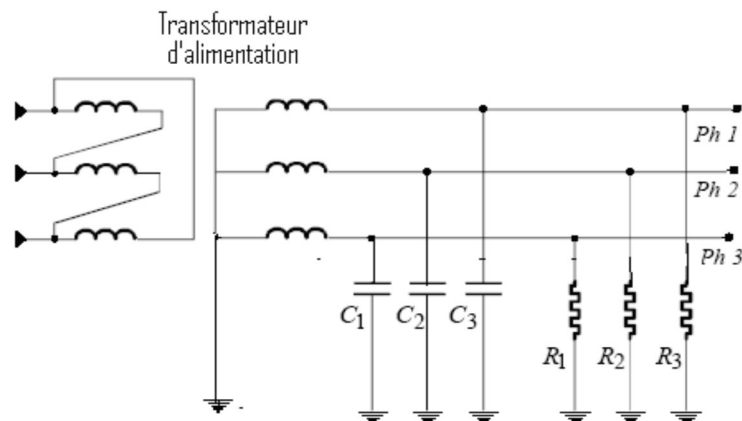


Figure III.2 : Neutre mis directement à la terre.

❖ Avantages

- ✓ Ce schéma est idéal pour l'écoulement des surtensions.
- ✓ Il permet l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement dimensionné pour la tension simple.
- ✓ Il n'ya pas de protection spécifiques : les protections normales de surintensités de phase peuvent être sollicitées pour éliminer les défauts phase-terre francs.

❖ Inconvénients

- ✓ Ce schéma entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre : dégâts et perturbations maximaux.
- ✓ Il n'ya pas de continuité de service du départ en défaut.
- ✓ Le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut car les tensions de contact qui se développent sont élevées.

2. Neutre mis à la terre à travers une résistance

Dans ce type de réseau, une impédance Z_n résistive limite le courant de défaut à la terre, tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Les protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut.

Cette mise à la terre a ses avantages et ses inconvénients qui sont :

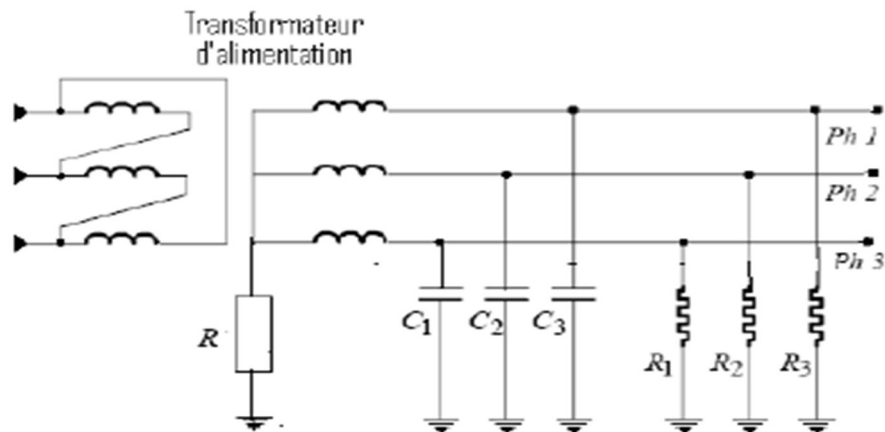


Figure III.3 : Neutre mis à la terre à travers une résistance

❖ Avantages

- ✓ Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- ✓ Il n'exige pas l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionné pour la tension composée.
- ✓ Les protections sont assez simples et sélectives et le courant est limité.

❖ Inconvénients

- ✓ Pas de continuité de service en cas de défaut à la terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt, avant l'apparition d'un deuxième défaut.
- ✓ Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

3. Neutre isolé

Dans ce type de réseau, le défaut phase/ terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase / terre des phases saines. Ce qui donne à cette solution l'avantage essentiel de maintenir la continuité de service, mais ceci entraîne des conséquences.

Le défaut d'isolement s'il n'est pas éliminé, il doit être obligatoirement signalé par un contrôleur permanent d'isolement, ou par une protection à maximum de tension résiduelle

La recherche ultérieure du défaut exige un appareillage d'autant plus complexe, pour permettre une identification rapide du départ défectueux et un service d'entretien qualifié pour l'exploiter.

Si le premier défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphasé par la terre, lequel sera éliminé par les protections de phase.

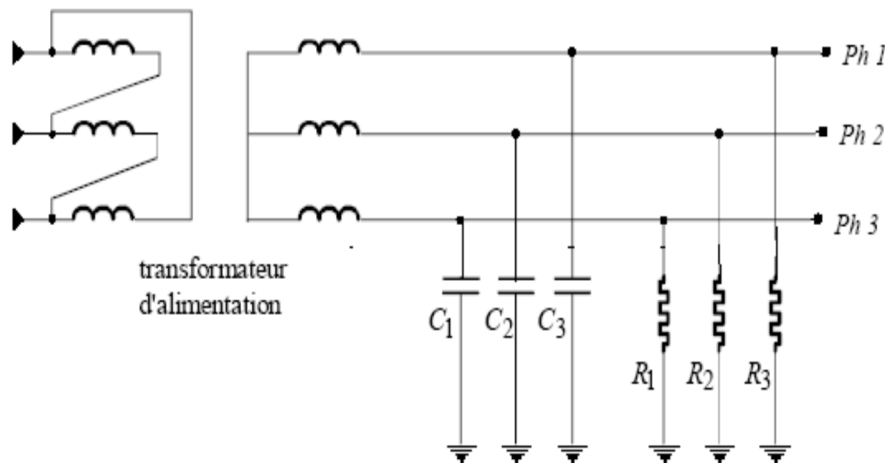


Figure III.4 : Neutre isolé

❖ **Avantage**

L'avantage essentiel de neutre isolé est la continuité de service du départ en défaut parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas déclencher automatiquement au premier défaut ; c'est le deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

❖ **Inconvénients**

- ✓ Pas d'élimination des surtensions transitoire par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées.
- ✓ En cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée à fréquence industrielle ($U=\sqrt{3}.V$) par rapport à la terre, ce qui renforce la probabilité d'un second défaut. le cout d'isolement est plus élevé car la tension compose reste appliquée entre phase et terre pendant une durée qui peut être longue puisque il n'ya pas de déclenchement automatique.
- ✓ La nécessité d'avoir un service d'entretien équipé du matériel adéquat pour la recherche rapide au premier défaut d'isolement est nécessaire.
- ✓ La surveillance de l'isolement est obligatoire, avec signalisation du premier défaut.

4. Neutre mis à la terre par une réactance

Pour des tensions plus de 20kV, le cout de la résistance de limitation s'accroît, alors on préfère utiliser une réactance pour réduire les risques de surtensions accrues par la réactance, le courant de défaut limité doit être supérieur de 10 à 20% du courant de court-circuit.

Ce type de mise à la terre, on l'applique dans les réseaux de répartition HT (36 à 150kV).

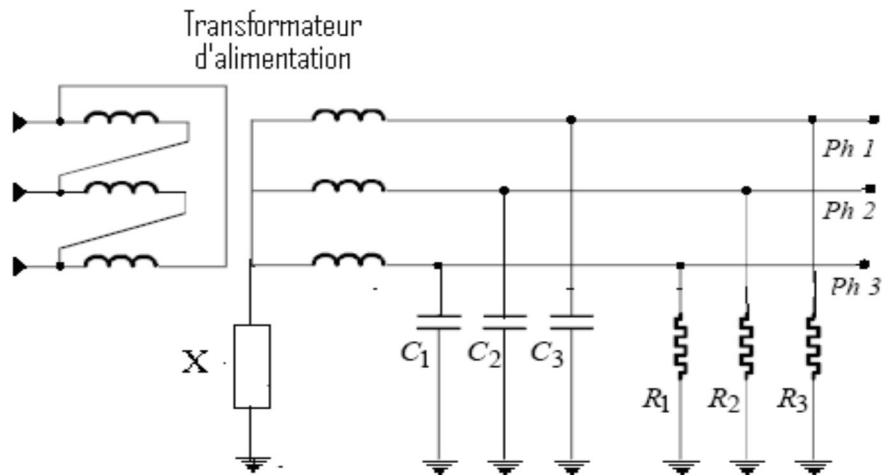


Figure III.5 : Neutre mis à la terre à travers une réactance.

❖ Avantages

- ✓ Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défaut.
- ✓ Il permet la mise en œuvre de protection sélective simple si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.
- ✓ La bobine de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.

❖ Inconvénients

- ✓ La continuité de service du départ en défaut est dégradée : en cas de défaut à la terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- ✓ Lors de l'élimination des défauts terres, des surtensions importantes peuvent apparaître, dues à des résonances entre la réactance et la capacité du réseau.

5. Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen

Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul.

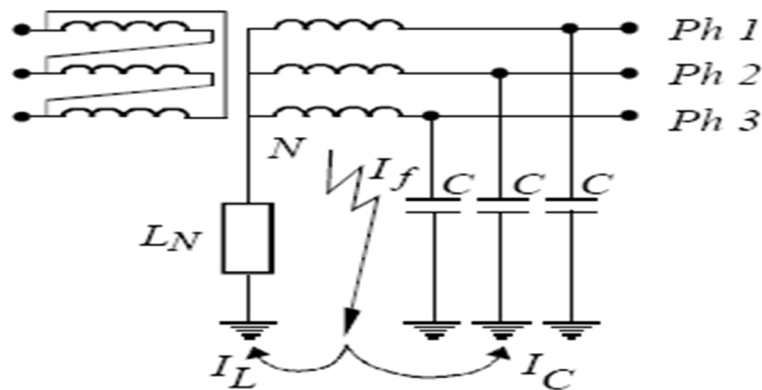


Figure III.6 : Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen

❖ Avantages

- ✓ Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase terre est grande : extinction spontanée des défauts à la terre non permanents.
- ✓ A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées.
- ✓ Le maintien en service de l'installation est assuré malgré un défaut permanent.
- ✓ Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine

❖ Inconvénient

- ✓ Le coût de la réactance de mise à la terre peut être élevé en raison de la nécessité de modifier la valeur de la réactance pour adapter la compensation.
- ✓ Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens.
- ✓ Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants.
- ✓ La présence d'un personnel de surveillance est nécessaire.
- ✓ La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.

III.3.3. Fonction du dispositif de protection [3]

Le dispositif de protection a pour rôle de détecter, d'élaborer les données, de couper et d'informer.

Le rôle d'un système de protection peut être assuré :

-soit directement à partir d'éléments incorporés aux dispositifs de coupure (par exemple le relais magnétothermique dans les disjoncteurs).

-soit indirectement à partir d'ensemble extérieurs au dispositif de coupure comprenant les éléments suivants :

a) Réducteurs de mesure

Ce sont des transformateurs, soit de courant soit de tension, utilisés pour l'alimentation des dispositifs de comptage et de protection. Leur but est d'isoler du réseau les dispositifs de protection, qui ont un niveau d'isolement inférieur, en leur délivrant des courants de 1 à 5A et des tensions de 110 V ou de $\sqrt{3}$ V

b) Relais de protection

Ce sont des dispositifs de surveillance des grandeurs électriques du réseau.

Ils sont destinés à donner des ordres de coupure ou de mise hors tension du circuit de ce réseau lorsque les grandeurs qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

c) Circuit de déclenchement

Il sert à transmettre à l'organe de coupure l'ordre issu du relais.

III.4. Notion de sélectivité []

III.4.1. Principe de la sélectivité

Une protection est dite sélective si un défaut apparaissant en un point quelconque du circuit est éliminé par l'appareil de protection situé immédiatement en amont du défaut et par lui seul.

III.4.2. Différents types de sélectivité

On distingue trois types de sélectivité :

➤ Sélectivité ampermétrique

Elle résulte de l'écart entre les seuils des déclencheurs des appareils de protection en série dans le circuit. La sélectivité est assurée si le seuil de déclenchement du dispositif de protection aval B est inférieur au seuil de déclenchement est décroissant vers l'aval du réseau, plus on est près du consommateur, plus le courant réglé sera faible.

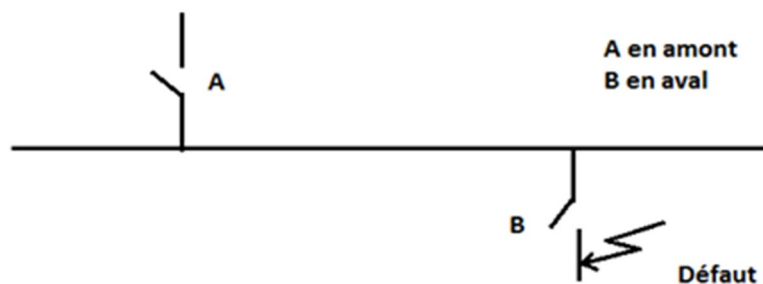


Figure III.7 Sélectivité ampermétrique

➤ Sélectivité chronométrique

Son principe est de retarder le déclenchement du disjoncteur sélectif (amont) par rapport celui du disjoncteur aval. Pour réaliser cette sélectivité, le disjoncteur sélectif est muni d'une temporisation réglable.

➤ Sélectivité logique

Cette sélectivité requiert un transfert ou échange d'informations entre les différents organes de protection. En effet, la première protection détectant un défaut envoie un ordre de blocage aux autres protections empêchant, ainsi, leurs déclenchements.

En général, on utilise au moins deux à trois types de sélectivité sur les réseaux de distribution afin d'avoir un système de protection sûre, efficace et fiable.

III.4.3. Degré de sélectivité

Dans le domaine de la protection à maximum d'intensité, on peut distinguer deux degrés de sélectivité :

- **Sélectivité totale** : il y a sélectivité totale entre deux appareils de protection si, un défaut est éliminé par l'appareil de protection en amont du défaut pour toute valeur du courant de défaut présumé.
- **Sélectivité partielle** : l'appareil en amont fonctionne seul lors d'un défaut jusqu'à une certaine valeur de courant de défaut.

III.5. Appareillage de protection [5]

III.5.1. Matériels de protection contre les surintensités

Les surintensités peuvent être considérées comme la conséquence de courant de surcharge et courant de court-circuit.

III.5.1.1. Fusible

a) Définition

Le fusible est un organe de sécurité dont le rôle est d'ouvrir, par fusion, le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse pendant un temps déterminé une valeur donnée. Son nom découle du fait qu'il fonctionne par fusion d'un filament.



Figure III.8 : Fusible MT

b) Différentes classes des fusibles

Il existe trois types de fusibles :

- Fusible à usage général (fusible gG) offrant une protection contre les surcharges et les courts-circuits.
- Fusible accompagnement moteur (aM) : il est utilisé pour la protection contre les courts-circuits uniquement.
- Fusible à fusion ultra rapide (uR) : Ce type de fusible est utilisé en électronique pour la protection des semi-conducteurs. Il protège contre les courts-circuits.

c) Fonctionnement

Le courant circulant dans le circuit traverse entièrement le fusible. Lorsque le courant dépasse le calibre (valeur spécifiée pendant un temps précis). La partie conductrice du fusible fond et ouvre le circuit.

d) Caractéristique des fusibles

Les caractéristiques du fusible sont :

- Tension nominale (U_n) : 250, 400, 500, 660V.
- Courant nominal (I_n) : C'est le calibre du fusible ou de la cartouche de remplacement.

- Courant de non fusion (I_{nf}) : C'est la valeur du courant qui peut être supportée par l'élément fusible pendant un temps conventionnel sans fondre.
- Durée de coupure : C'est le temps qui s'écoule entre le moment où commence à circuler un courant suffisant pour provoquer la fusion et à la fin de fusion.
- Pouvoir de coupure : c'est le courant maximal qu'un fusible peut couper en évitant la formation d'un arc électrique qui pourrait retarder dangereusement la coupure du courant. les fusibles possèdent toujours des pouvoirs de coupure élevés (PDC en kA).
- Courbe de fonctionnement d'un fusible : on exprime le temps de fusion en fonction de l'intensité.

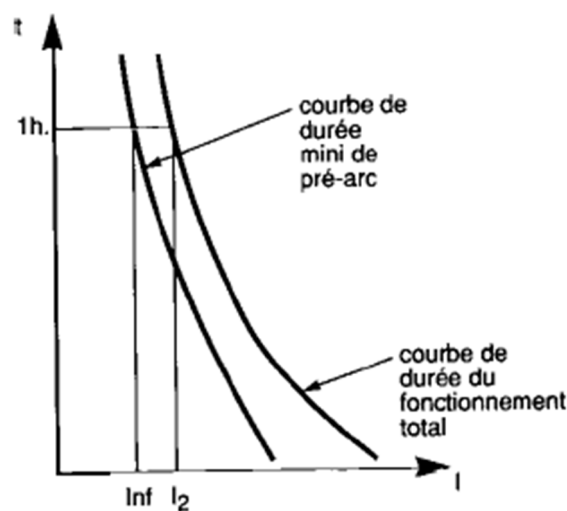


Figure III.9 : Zone de fusion et de non fusion pour fusible gG

e) Choix des fusibles

Le choix d'un fusible s'effectue selon plusieurs paramètres:

- ✓ L'emploi: on détermine la classe du fusible gG ou aM
- ✓ Le calibre du fusible I_n : déterminé à partir du courant d'emploi de la partie protégée (I_b)

III.5.1.2. Disjoncteur [6]

a) Définition

Un disjoncteur est un appareil mécanique de connexions capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions anormales du circuit.

Les disjoncteurs les plus répons sont :

- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à air comprimé.

- Les disjoncteurs au SF₆.
- Les disjoncteurs à vide.

La fonction principale d'un disjoncteur est d'assurer la protection du circuit qu'il alimente.

❖ Disjoncteur au SF₆ [6]

Le SF₆ est un gaz lourd, inodore, incolore, non toxique, inflammable et ayant de très bonnes caractéristique diélectriques.

Sont utilisés lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur comme, par exemple, dans les postes intérieur des centres-villes.

Ces disjoncteurs blindés permettent une grande économie d'espace tout en étant plus silencieux.

❖ Disjoncteurs à air comprimé [6]

Ils provoquent l'extinction de l'arc en soufflant de l'air à vitesse supersonique entre les contacts qui se séparent. L'air est conservé dans des réservoirs à une pression de l'ordre de 3 MPa, grâce à un compresseur situé dans le poste de transformation. L'ouverture de ces disjoncteurs peut se faire dans un délai compris entre 3 et 6 cycles sous une tension de 362 Kv et un courant de court-circuit de 40 KA. Le bruit lors de l'ouverture nécessite parfois des mesures d'insonorisation dans les régions résidentielles.

❖ Disjoncteurs à l'huile [6]

Les premiers disjoncteurs à haute tension furent des disjoncteurs à gros volume d'huile. Dans un disjoncteur à l'huile, l'arc décompose cette dernière en formant des gaz inflammables constitués principalement de 70% d'hydrogène et de 20% d'acétylène, en libérant des particules de carbone.

❖ Disjoncteur à vide [6]

Le principe de fonctionnement de ce disjoncteur est différent de celui des autres, car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ce disjoncteur est scellé hermétiquement de sorte qu'il n'occasionne aucun problème de contamination, ni de bruit.

Sa tension de rupture est limitée à environ 30kV, et pour une tension plus grande. On met plusieurs modules en série

b) Critères de choix des disjoncteurs :

Les critères pour le choix d'un disjoncteur sont tels que :

- Caractéristiques électriques de l'installation sur laquelle il est installé.
- Environnement dans lequel il se trouve (température, installation en armoire, conditions climatiques).

- Impératifs d'exploitation (sélectivité, auxiliaires, accessoires).
- Règles d'installation en particulier pour la protection des personnes.
- Caractéristiques des récepteurs.



Figure III.10 : Disjoncteur MT

c) Filiation entre disjoncteurs

C'est l'utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs Compact, lequel permet d'installer en aval des disjoncteurs moins performants. Ils jouent un rôle de barrière pour les forts courants de court-circuit. Ils permettent ainsi l'installation en aval de disjoncteurs ayant un pouvoir de coupure très inférieur au courant de court-circuit présumé.

❖ Avantages de la filiation

- ✓ Simplification des calculs de courant de court-circuit en aval, ces courants étant fortement limités.
- ✓ Simplification du choix des appareils.
- ✓ Economie sur ces appareils puisque la limitation des courants de court-circuit permet d'utiliser des appareils moins performants donc moins chers.
- ✓ Economie sur les enveloppes, puisque les appareils moins performants sont en général moins encombrants.

d) Les caractéristiques principales d'un disjoncteur

Les caractéristiques principales d'un disjoncteur sont:

- La tension assignée (U_e) : C'est la tension du réseau sur lequel l'appareil peut être connecté.
- Le courant assigné (I_n) : C'est le courant que peut supporter indéfiniment le disjoncteur sans subir un échauffement anormal. C'est aussi le calibre du disjoncteur

- Le courant de réglage(I_r) : C'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur sans déclenchement. Ce courant est lié au réglage du déclencheur magnétique (on peut en générale, le régler, quand il est réglable, entre $0.7I_n$ et $1I_n$).
- Le courant de fonctionnement(I_m) : C'est le courant de fonctionnement du déclencheur magnétique en cas de court-circuit. I_m est compris entre $2.8I_n$ et $15I_n$.
- Le pouvoir de coupure(P_{dc}) : C'est la plus grande intensité de court-circuit que peut interrompre le disjoncteur, il est indiqué pour une tension donnée. il s'exprime en kA.
- Pouvoir de fermeture : C'est l'intensité du disjoncteur à fermer le circuit à protéger dans les conditions de fonctionnement.

e) Différents types des disjoncteurs [8]

Les disjoncteurs fonctionnent suivant différentes techniques :

➤ Thermique

Le disjoncteur est muni d'un bilame. Le passage du courant engendre un effet joule sur les fils des spires ce qui entraîne l'échauffement de ce bilame. A une certaine température, ce dernier se déforme et à l'aide d'un contact électrique associé, le circuit de commande se déclenche, ouvrant le contact et interrompant le courant.

Les disjoncteurs thermiques sont assez simples et robustes. Par contre, ils ne sont pas très précis et leurs temps de réaction sont relativement longs. Ce type de disjoncteur est utilisé pour la protection des conducteurs contre les échauffements dus aux surcharges.

➤ Magnétique

Les disjoncteurs magnétiques ont un temps de réaction rapide (instantané).

La protection contre les courts-circuits est assurée par le magnétisme des disjoncteurs

Le court-circuit provoque une brusque augmentation du courant. Cette forte variation en passant à travers la bobine engendre un fort champ magnétique. Le champ ainsi créé déclenche le déplacement d'un noyau de fer doux qui va faire ouvrir le circuit.

➤ Magnétothermique

Ce type de disjoncteur rassemble les deux techniques décrites précédemment et cela est considéré comme un avantage car il permet de surveiller plusieurs paramètres à la fois :

-Surcharge : effet thermique.

-Court-circuit : effet magnétique

III.5.1.3. Sectionneur [8]

a) Définition

Les sectionneurs sont dépourvus du pouvoir de coupure par conséquent ils doivent être manœuvrés à vide, leur rôle principal est d'opérer une séparation visible sur une branche de l'installation. Ils sont placés à l'origine des installations et coupent tous les conducteurs sauf le conducteur de protection.



Figure III.11 : Sectionneur MT

b) Constitution générale

Le sectionneur peut être décomposé en deux parties :

- Une partie puissance : Ce sont les pôles repérés sur le symbole et l'appareillage par des chiffres allant de 1 à 6 (ou de 1 à 8 pour les sectionneurs tétra polaires).
- Une partie commande : Ce sont les contacts auxiliaires repérés 13-14, 23-24 ; ils permettent de couper le circuit de commande. Lors de l'ouverture, ces contacts s'ouvrent en premier et se ferment en dernier lors de la fermeture.

c) Types de sectionneurs

On distingue selon leurs rôles deux types de sectionneurs :

- Les sectionneurs de ligne, reliant deux parties du réseau.
- Les sectionneurs de terre, permettant de relier galvaniquement à la terre des parties flottantes du réseau.

III.5.1.4. Relais [8]

a) Définition

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,...).

b) Désignation d'un relais

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, fréquence, impédance,...).

- Relais à maximum de courant RMA ou TA
- Relais à minimum de tension RMV ou TV
- Relais à minimum d'impédance RMZ ou TZ
- Relais directionnel de puissance RDW ou TLW
- Relais à minimum de réactance RMX

c) Types de relais

Il existe différents types de relais :

➤ Relais de tension

Ce sont des relais sensibles à toute variation de la tension de l'installation, soit par accroissement soit par diminution.

Dans ce type, on distingue :

- Les relais instantanés : Ils fonctionnent dès qu'on atteint la tension de réglage.
- Les relais temporisés : Ils réagissent si et seulement si la tension dépasse le seuil de réglage pendant un temps égale à la temporisation prédéterminée.

➤ Relais de courant

Ces relais réagissent pour toutes variations de courant dans l'installation considérée.

➤ Relais différentiels

Ils sont sensibles à la différence de deux grandeurs électriques. Leur principe repose sur la comparaison de deux grandeurs, l'une d'entrée et l'autre de sortie. Ils sont utilisés dans la protection des machines (alternateurs, transformateurs) ou des lignes de distribution.

d) Constitution d'un relais**➤ Relais électromagnétique**

Un relais électromagnétique comporte une armature ou un équipage mobile sur lequel agissent les bobines ou des aimants ou des conducteurs. Ils dépendent de la conception du circuit magnétique.

La bobine parcourue par un courant, provoque l'alimentation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace.

La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entre fer plus faible.

Le relais électromagnétique intervient pour protéger le système contre les courants de court-circuit

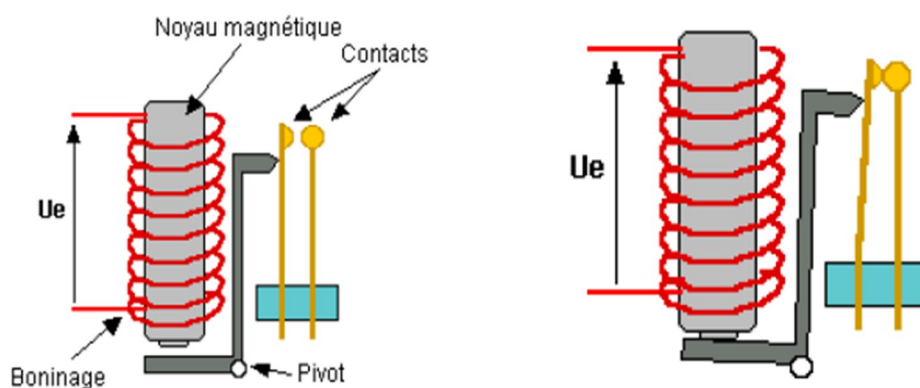


Figure III.12 : Relais électromagnétique

➤ Relais thermique

Le relais thermique protège le système contre les courants de surcharge. Il est constitué par un bilame à action directe ou indirecte.



Figure III.13 : Relais thermique

III.5.2. Matériel de protection contre les surtensions [2]

Les dispositifs de protection contre les surtensions sont groupés en deux classes :
Les éclateurs et les parafoudres.

III.5.2.1. Les parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs de protection destinés à protéger les appareils et les installations contre les coups de foudres directs ou indirects.

On distingue les différents parafoudres suivants :

a) Le parafoudre moyen tension

Il est constitué de plusieurs résistances non linéaires, au carbure de silicium associées en série avec un ou plusieurs éclateurs. L'ensemble est rempli d'un gaz sec (Azote).

Ce type de parafoudre est appelé parafoudre à expulsion.

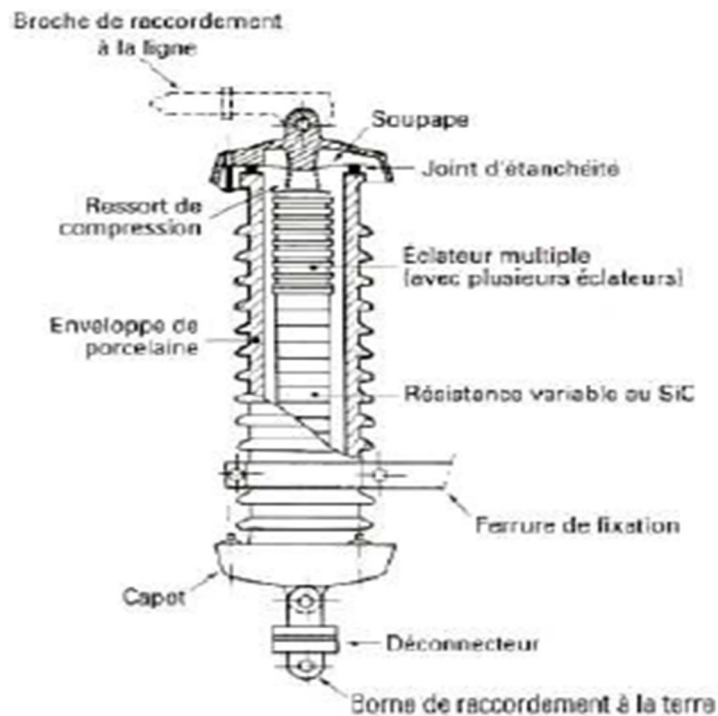


Figure III.14 : Schéma constitutif d'un parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs.

b) Parafoudre haute tension

Il comporte en série des éclateurs et une résistance (R), sa valeur décroît quand la tension augmente. Les condensateurs assurant l'équilibre de la tension entre les éclateurs. Ce dispositif est assez coûteux, il est utilisé en THT.

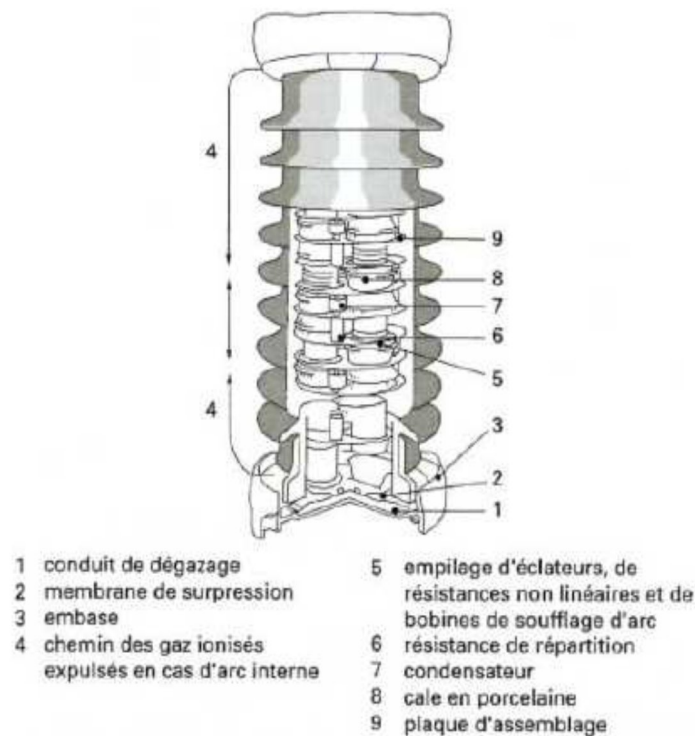


Figure III.15 : Schéma constitutif d'un parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateurs.

III.5.2.2. Les éclateurs

a) Eclateur à corne

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protéger ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel protégé et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur.

Les éclateurs utilisés en MT comportent fréquemment entre leurs électrodes une tige anti-oiseaux.

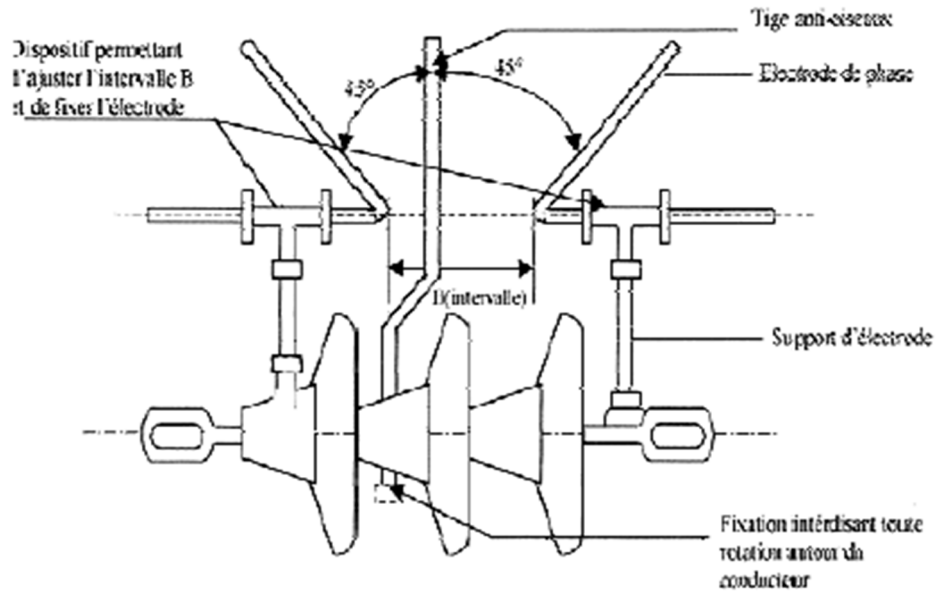


Figure III.16: Eclateur à cornes

b) Eclateur à tige

Les éclateurs à tige sont utilisés à l'intérieur du poste, sur les réseaux à neutre mis à la terre ou le courant de défaut franc à la terre peut atteindre 300A (Fig III.6)

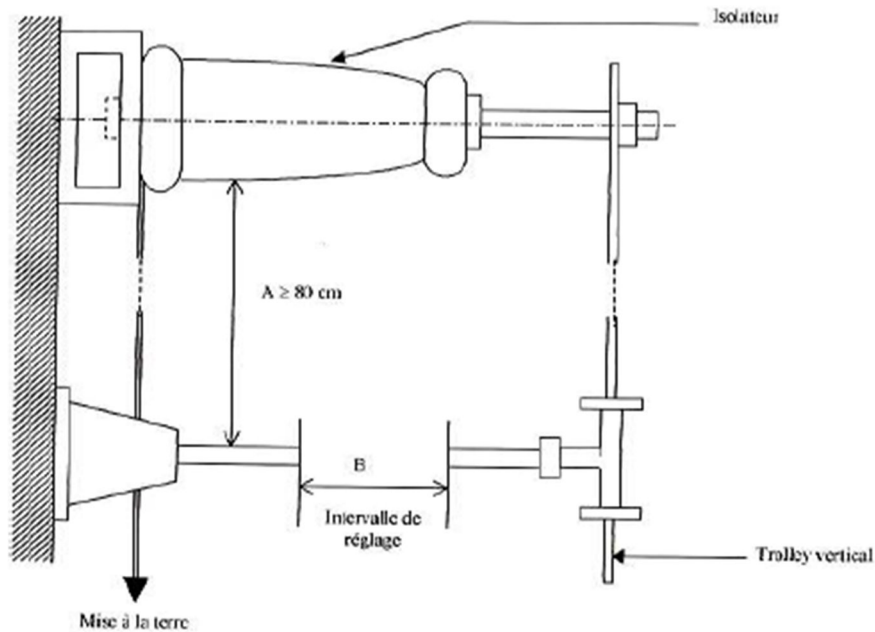


Figure III.17: Eclateur à tige

III.6. Protection d'un départ MT [4]

Les protections sont installées en tête des départs dans les poste HT/MT et dans les postes MT/MT. Le système est réalisé par des TC sur les phases avec deux relais de phase et un

relais homopolaire de départ pour les différents types de courant de court-circuit (entre phase ou entre phase et terre).

On utilise le système de détection ampermétrique à maximum d'intensité et à temps constant qui comprend :

- Deux relais à maximum d'intensité pour les défauts entre phases.
- Un relais homopolaire pour les défauts entre phase et terre.
- Un relais de temps.

Ce système est destiné à mesurer toute surintensité originale d'un court-circuit dépassant le seuil de réglage et par conséquent transmettre l'ordre de déclenchement au disjoncteur.

III.6.1. Protection contre les défauts entre phases [3]

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT à l'aide de deux relais à maximum de courant à temps constant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases. La troisième phase se trouve protégée par ces deux relais car tout défaut polyphasé intéresse au moins deux phases selon le schéma suivant :

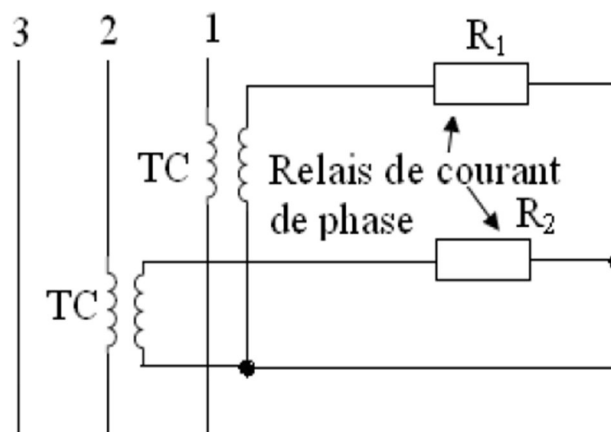


Figure III.18 : Schéma de montage des relais de phases

III.6.2. Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle est effectuée par un relais, à maximum de courant résiduel, placé sur le neutre de l'étoile formée par les secondaires des transformateurs de mesure (comme la Fig III.18 l'indique)

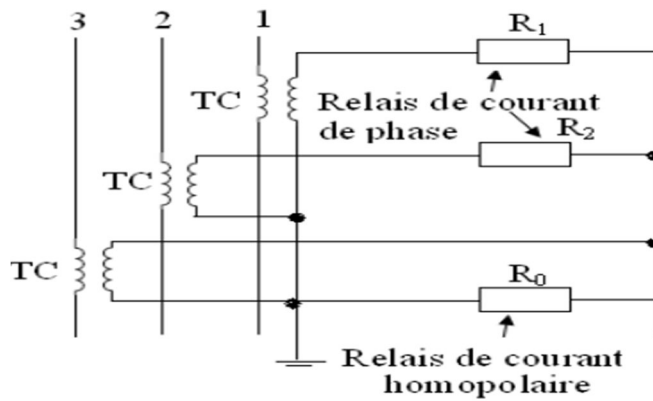


Figure III.19 : Raccordement d'une protection à maximum de courant

III.7. Système de protection [2]

III.7.1. Système de protection à un seul seuil

Cette protection se limite à la détection des courts-circuits.

Le réglage doit répondre aux conditions ci-dessous :

$$I_r \leq K I_{LT} \quad \text{Si} \quad 0,85 I_{CCB} > K_{LT}$$

$$I_r \leq 0,85 I_{CCB} \quad \text{Si} \quad 0,85 < K_{LT}$$

Avec :

I_r : Courant limite de la ligne.

I_{CCB} : Courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne.

K : Coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs ($K=1.2$).

D'autre part on doit vérifier aussi les conditions suivantes :

➤ Pour éviter les déclenchements intempestifs, on a :

$$I_r > I_{\text{pointe}}$$

Pour éviter le claquage des TC, on a :

$$I_r > 2I_n$$

La temporisation est de :

0.8seconde, si on a un seul disjoncteur en aval.

1seconde, si on a deux disjoncteur en aval.

III.7.2. Système de protection à deux seuils

Cette protection protège la ligne contre les surcharges et contre les courts-circuits éloignés prenant l'aspect de surcharge.

Ce seuil sera réglé à :

$$I_R = 1.3 I_{CC}$$

$$\text{Tel que : } I_{CC} = \frac{\text{---}}{\sqrt{\text{---}}}$$

III.8. Les Automates Associés aux Protections des Départs MT [3]

Les dispositifs d'exploitation automatiques de reprise de service sont des appareils qui ont pour but d'améliorer la qualité de service. Donc il serait très pratique d'utiliser des automates tel que le réenclencheur mixte qui est capable de sélectionner la nature des défauts (fugitif, semi permanent).

Il existe deux sortes d'automates :

- Les réenclencheurs rapides pour les défauts fugitifs.
- Les réenclencheurs lents pour les défauts semi-perméables.

III.8.1. Dispositif de réenclenchement rapide (DRR)

Le disjoncteur à réenclenchement rapide ouvre le circuit lors de l'apparition d'un défaut et le referme de nouveau après un délai compris entre une fraction seconde et quelque seconde. La séquence d'ouverture et de refermeture se répète deux ou trois fois selon l'ajustement des dispositifs de commande interne. Si le court-circuit ne disparaît pas après deux ou trois tentatives de refermeture, le disjoncteur(DRR) ouvre le circuit en permanence et une équipe de réparation doit aller sur les lieux pour le réparer.

III.8.2. Dispositif de réenclenchement lent (DRL)

Il a pour but d'éliminer les défauts semi permanents qui réapparaissent après un cycle de réenclenchement. Il provoque la fermeture du disjoncteur du départ avarié après un temps d'isolement relativement lent compris entre 15 à 30 s.

Il doit effectuer les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur après l'isolement du départ en défaut 15 à 30 s.
- Envoyer l'ordre de réenclenchement après un temps de 15 à 30 s.
- Etre mis en route par un contact temporisé de la protection en même temps que l'ordre de déclenchement du disjoncteur.

III.8.3. Réenclenchement rapide + lent

Avec regroupement des différentes techniques de réenclenchement (Rapide et Lent) des défauts fugitifs seront éliminés par un cycle rapide, les défauts semi permanent entraînant un cycle de réenclenchement rapide suivi d'un cycle long.

Un commutateur permettra manuellement de sélectionner la fonction désirée sur les réenclencheurs.

III.9. Protection des jeux de barres [5]

Les jeux de barre sont rarement le siège de défauts à cause de leurs petite longueurs et leurs petits diamètre, mais il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possible car ils peuvent engendrer des dégâts importants, comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau.

La protection des jeux de barres peut être effectuée par une protection différentielle, comme elle peut être effectuée par une protection de masse.

III.9.1. Protection de masse

Dans le cas d'une installation électrique avec neutre mis à la terre, un relais est utilisé pour la détection des défauts à la terre. Ce dernier est alimenté par un transformateur de courant insérer dans la liaison de terre. Dans le cas d'un défaut d'isolement, le relais le détecte et ordonne le déclenchement de la protection associée.

III.9.2. Protection différentielle

Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortants par les départs. Si la différence est nulle le jeu de barre est sain, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche.

III.9.3. Protection des liaisons (lignes et câble) [4]

III.9.3.1. Surcharge thermique

La protection vis-à-vis de l'échauffement anormal des conducteurs en régime permanent à cause du courant de surcharge est assurée par une image thermique qui calcule une estimation de l'échauffement à partir de la mesure du courant.

III.9.3.2. Court circuit entre phase

La protection à maximum de courant phase (51) permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapter aux protections voisines.

Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre ; une protection de courant à maximum de composante inverse(46) complète alors la protection de base (voir la figure).

Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle (87L) à pourcentage, activée lorsque le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant traversant ; chaque extrémité de la liaison comporte un relais ; les échanges d'information entre relais se font par fil pilote.

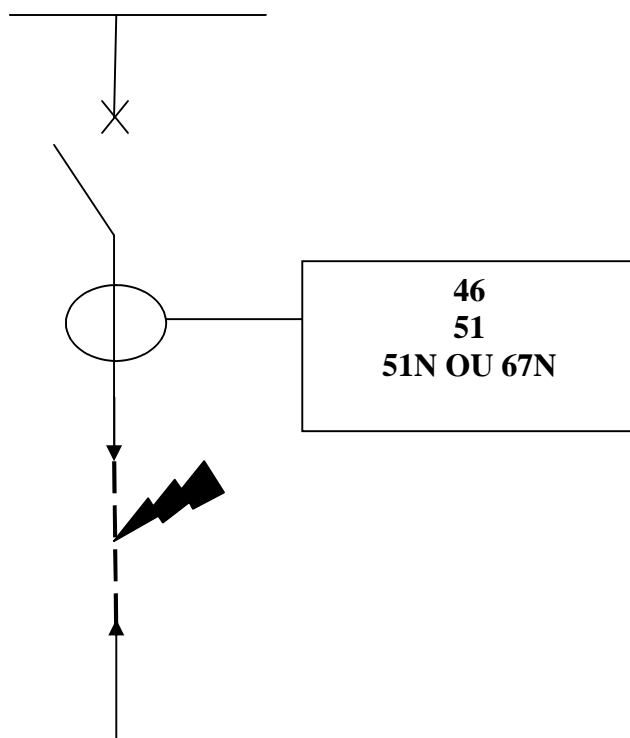


Figure III.20 : Protection de liaison par relais à maximum de courant

III.9.3.3. Court-circuit phase-terre

La protection à maximum de courant terre temporisée (51N) permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision mais, pour un départ de grande longueur, une protection à maximum de courant terre directionnelle (67N) permet un réglage du seuil de courant inférieur au courant capacitif du câble dans le cas d'une liaison à la terre par neutre résistif.

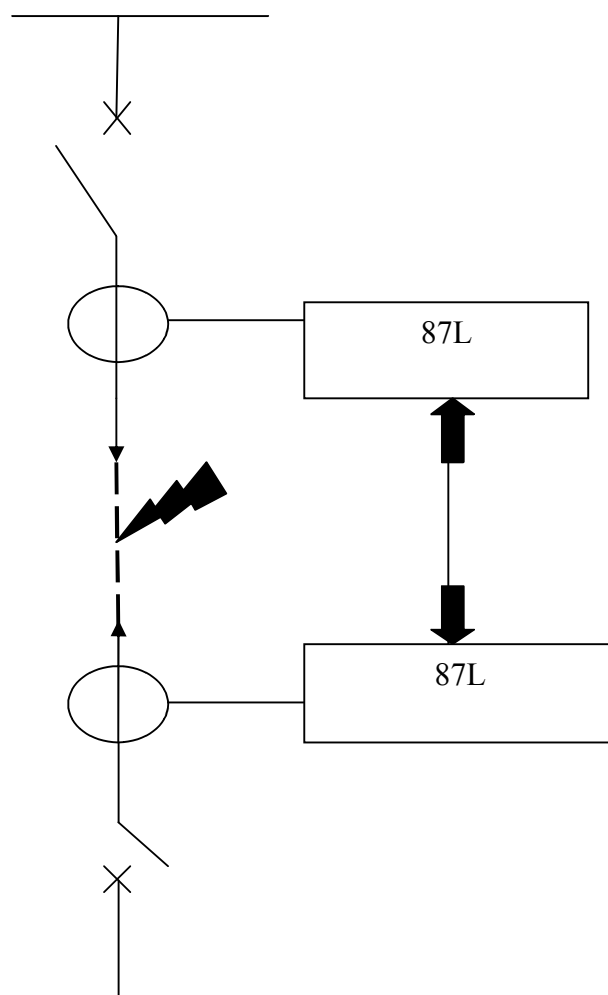


Figure III.21: Protection de liaison par relais différentielle

III.9.4. Protection des transformateurs [8]

Deux principales catégories de défaut peuvent affecter un transformateur :

- Défaut interne dans le transformateur
- Défaut externe endommagé par le réseau

III.9.4.1. Défauts dans les transformateurs

Ils peuvent être de nature très diverses :

- **Diélectriques** : amorçage entre enroulement, entre pièces ou une décharge partielle.
- **Electriques** : mauvais contacts dans les connexions et les chargeurs de prise.
- **Electrodynamiques** : effort dus à un court-circuit interne ou extrême.
- **Electromagnétiques** : courant de Foucault induit dans le circuit magnétique, les pièces de serrage, la cuve.
- **Thermiques** : échauffement anormal, point chaud, vieillissement thermique pollution de l'huile.

- **Mécanique** : vibrations, fuites, fonctionnement défectueux du chargeur de prises.

Pour des mesures de sécurité, il est indispensable d'isoler l'appareil du coté primaire et du coté secondaire avant toute intervention car le transformateurs est un appareil réversible.

Plusieurs incidents peuvent affecter les transformateurs, dont on peut citer :

1- Incidents des réseaux

- Les courts-circuits
- Les surcharges
- Les surtensions

2- Défauts à l'intérieur de la cuve.

3- Défauts à l'extérieur de la cuve.

III.9.4.2. protection internes des transformateurs [4]

III.9.4.2.1 Protection par détection de gaz (protection BUCHHOLZ)

Tout défaut à l'intérieur d'un transformateur s'accompagne d'un arc électrique dans l'huile provoquant un dégagement gazeux provenant de la décomposition du liquide (l'huile), le gaz formé monte à la partie supérieure du liquide. La présence de ces bulles dans le gaz du transformateur est l'indice du défaut interne, lorsque le défaut est peu important, le dégagement de gaz est lent, les bulles de gaz s'accumulent à la partie supérieure du relais BUCHHOLZ

III.9.4.2.2 Description du relais BUCHHOLZ

Le relais BUCHHOLZ est constitué essentiellement de :

- Un corps en acier avec deux brides de raccordement
- Deux flotteurs métalliques étanches indépendants pouvant pivoter autour d'un axe.
- Deux contacts unipolaires à mercure
- Quatre bornes correspondantes à deux circuits électriques indépendants.
- Un voyant constitué par un verre pyrex, permettant d'évaluer le volume de gaz accumulé.
- Un robinet de purge pouvant servir à vérifier le fonctionnement du signal d'alarme
- Un robinet de vidange.

III.9.4.2.3 Principe de fonctionnement

Lorsque le transformateur est affecté d'un défaut interne, les gaz provenant de la décomposition de l'huile ou de la dégradation des isolants par l'arc électrique remonteront vers le relais BUCHHOLZ et entraînent suivant l'importance du défaut, le basculement des flotteurs, soit en position déclenchement soit en position alarme.

Après le fonctionnement du relais BUCHHOLZ, l'accumulateur de gaz situé à la partie supérieure du relais peut renseigner sur l'origine du défaut.

Après examen visuel la couleur des gaz donne une indication sur l'endroit du défaut :

- Gaz blanc proviennent de la destruction de papier
- Gaz jaune proviennent de la destruction des pièces en bois
- Gaz noir ou gris proviennent de la détérioration de l'huile.

Un examen complémentaire renseigne aussi sur la nature du défaut.

Si les gaz ne sont pas inflammables on conclut que c'est de l'air qui provient soit de l'évacuation d'une poche d'air, soit de fuite d'huile.

Si les gaz s'enflamment, il ya une destruction des matières isolantes, donc le transformateur doit être mis hors service.

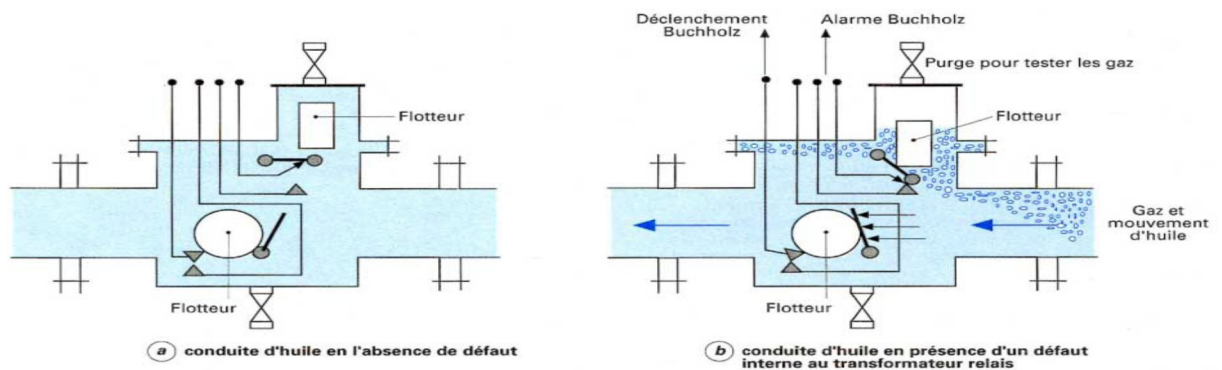


Figure III.22 : Schéma de principe du relais BUCHHOLZ

III.9.4.3. Protection externe des transformateurs [8]

Le transformateur est protégé par l'un des procédés suivants :

- Les dispositions constructives internes
- Des éclateurs généralement placées entre l'entrée des traversées isolantes du transformateur et la cuve aux bornes d'une chaîne d'isolateurs

III.9.4.4. Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charge alimentée simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité des transformateurs.

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse, sélective avec les protections secondaires.

On surveille la température du diélectrique pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements pour les transformateurs secs.

On utilise une protection pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.

Pour les transformateurs MT/BT, une surcharge peut être détectée côté basse tension par le déclencheur long retard du disjoncteur BT principal.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons énumérer les différentes protections, comment concevoir et réaliser un système de protection capable d'éliminer les risques d'accident et de limiter les dégâts dans les matériels, tout en maintenant la continuité de service dans les parties saines de l'installation et leurs principe de fonctionnement et comment les utiliser contre les différents défauts.

IV.1. Introduction

Ce chapitre consiste à calculer les différents courants de court-circuit qui peuvent exister dans un réseau de distribution moyenne tension (MT). Pour se faire, il est nécessaire de déterminer les valeurs numériques des impédances constituant le réseau.

Notre calcul va ce faire sur le départ (MT) **30 kV BOUHINOUNE** issu du poste source **60/30 kV BOUKHALFA** ; On va faire un calcul de courant de court-circuit présumé à l'extrémité de la ligne et sur le jeu de barre MT.

IV.2. Présentation du poste source 60/30 kV BOUKHALFA

Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation 220/60/30 Oued- Aissi par deux lignes. Il possède deux transformateurs de puissances nominales 40 MVA chacun et une tension de court-circuit $U_{cc}=12\%$, connectés sur deux demi-jeux de barres avec un sectionneur de couplage et cinq départs qui sont : (figure IV.1).

- POMPAGE ;
- CFPA ;
- BDL ;
- BOUHINOUNE ;
- ENIEM ;
- ZONE DEPOTS ;
- MAKOUDA ;

IV.3. Caractéristiques techniques des départs 30kV

Le poste contient deux transformateurs de puissance, la puissance apparente de chacun est de $S = 40 \text{ MVA}$, sa tension de court-circuit vaut $U_{cc} = 12\%$.

Le neutre du transformateur HT /MT relié à la terre et le courant de défaut est limité à 300A.

1) Disjoncteur MT :

Le disjoncteur utilisé est de type SF6 à les caractéristiques suivantes :

- Courant nominale $I_n = 1250 \text{ A}$;
- Courant de phase $I_{ph} = 300 \text{ A}$;
- Pouvoir de coupure $PC = 25 \text{ kA}$;
- Courant de violent $I_v = 600\text{A}$, $T = 0.1\text{s}$;

2) Transformateur de courant de rapport : $K = 300 / 1$

3) Relais de protection du départ : MaxI statique (TA5320R)

4) Le réenclencheur T120R : les cycles de fonctionnement sont un cycle rapide et deux cycles lents.

5) Nombre des départs en service : quatre départs.

IV.4. Calcul des courants de court-circuit

IV.4.1. Courant de court- circuit triphasé

Le courant de court-circuit est donné par la formule suivante :

$$I_{CCT} = \frac{E}{\sqrt{3} Z_d} \quad \text{IV.1}$$

E : fém de la source ou tension simple V

Z_d : impédance équivalent dans le système direct

IV.4.2. Application

Données techniques

- Niveau de tension primaire $U = 60 \text{ kV}$ avec une puissance de court-circuit

$S_{cc} = 2500\text{MVA}$;

- Niveau de tension secondaire $U = 30 \text{ kV}$ avec une puissance de court-circuit

$S_{cc}=500 \text{ MVA}$;

- La longueur de la ligne $L = 117.4 \text{ Km}$;

- Puissance nominale d'un transformateur $S_n = 40 \text{ MVA}$;

- Tension de court-circuit des transformateurs $U_{cc} = 12\%$;

- La réactance linéique de la ligne $X_0 = 0,4 \Omega / \text{Km}$;

IV.4.3. Méthode de calcul

Ce schéma (figure IV.1) représente la distribution de l'électricité vers les différentes régions, on va s'intéresser à un seul départ qui est le départ MT 30 kV BOUHINOUNE issu du poste source 60/30 kV BOUKHALFA.

-On ramène toutes les impédances à la tension aux points de défaut.

-On simplifié le schéma en associant les impédances série et parallèles.

Le travail demandé consiste à Calculer les courants de court- circuit triphasé, biphasé et monophasé franc à la terre.

IV.4.4. Choix de valeur de base

On choisit les valeurs nominales comme grandeurs de base :

$U_b = 30\text{kV}$, $S_b = 40\text{MVA}$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_b} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 30} = 769,80\text{A} \quad \text{IV.2}$$

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{30^2}{40} = 22.5 \Omega \quad \text{IV.3}$$

IV.5. Valeurs des impédances réduites

IV.5.1. Composantes directes

❖ Lignes

$$\bar{Z} = \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 \quad \text{IV.4}$$

$$\begin{aligned} \bar{Z} &= (1.01 \cdot 2.500) + (0.96 \cdot 39.126) + (0.6 \cdot 0.035) + (0.603 \cdot 26.797) + \\ &\quad (0.5 \cdot 0.541) + (0.4 \cdot 1.96) + (0.357 \cdot 43.019) + \\ &\quad (0.4 \cdot 113.97) + [(0.157 \cdot 3.437) + (0.1 \cdot 3.437)] \end{aligned}$$

$$\bar{Z} = (72.67 + 45.58) + (0.54 + 0.3437)$$

$$\begin{aligned} \bar{Z} &= 73.21 + 45.92 \\ &= \overline{(73.21) + (45.92)} \end{aligned}$$

$$= 86.42 \Omega$$

On a : $I^* = \frac{86.42}{22.5} = 3.802$

❖ Transformateur à deux enroulements

$$Z_{dT}^* = \dots \dots \dots \quad \text{IV.5}$$

$$Z_{dT}^* = \dots * \frac{\dots}{\dots} = 0.12$$

$$Z_{dT}^* = 0.12$$

❖ Réseau amont $R_a = 0$

$$Z_{da}^* = \dots * \dots \quad \text{IV.6}$$

$$Z_{da}^* = \dots * \dots = 0.016$$

$$Z_{da}^* = 0.016$$

IV.5.2. Composantes homopolaires

❖ Lignes

$$Z^* = 3 \cdot Z^* \quad \text{IV.7}$$

$$Z^* = 3 * 3.802 = 11.4$$

$$Z_{oL}^* = 11.4$$

❖ Transformateur à deux enroulements (étoile-étoile)

Le transformateur utilisé est à couplage étoile-étoile dont le neutre primaire est à la terre au moins de deux et on déduit la valeur de Z_{oT}

$$Z_{oT}^* = Z_{dT}^* = 0.12$$

❖ Réseau amont

$$Z_{oa}^* = 3Z_{da}^* = 0.016 * 3 = 0.048$$

$$Z_{oa}^* = 0.048$$

IV.6. Valeur des courants de court-circuit

IV.6.1. Court circuit triphasé (I_{ccT})

Dans les calculs suivantes nous supposons que le régime d'exploitation est normal (les deux transformateurs fonctionnent séparément).

❖ 1^{er} cas

Court-circuit à l'extrémité de la ligne.

Schéma équivalent : il est donné dans la figure V.1

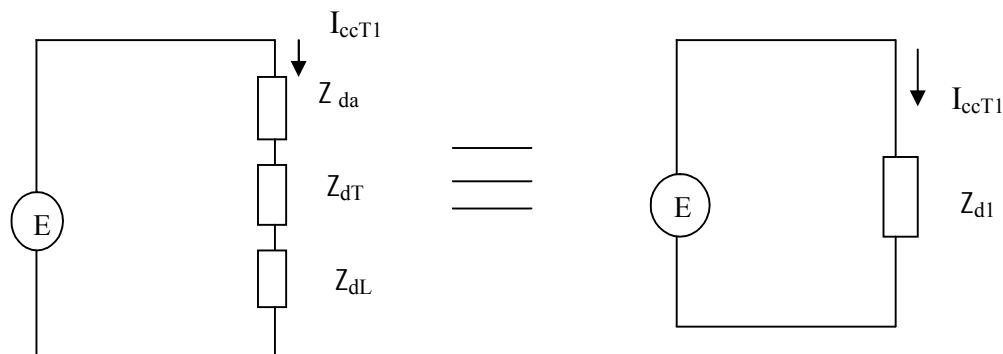


Figure IV.2 : Schéma monophasé équivalent

❖ Calcul de Z_{d1}^* :

$$Z_{d1}^* = Z_{da}^* + Z_{dT}^* + Z_{dL}^* \quad \text{IV.8}$$

$$Z_{d1}^* = 0.016 + 0.12 + 3.802$$

$$Z_{d1}^* = 3.938$$

❖ Valeur de I_{ccT1}^* :

$$I_{ccT1}^* = \frac{\dot{U}^*}{\sqrt{Z_{d1}^*}}, \quad U^* = \frac{U}{U_n} = \frac{10}{10} = 1 \quad \text{IV.9}$$

$$I_{ccT1}^* = \frac{1}{\sqrt{3.938}} = 0.161$$

❖ I_{ccT1}^* réelle :

$$I_{ccT1} = I_{ccT1}^* \cdot I_b \quad \text{IV.10}$$

$$I_{ccT1} = 0.161 \cdot 0.769$$

$$I_{ccT1} = 0.123 \text{ kA}$$

❖ 2^{ème} Cas

Court-circuit sur le jeu de barres MT

Schéma équivalent : Il est représenté à la figure IV.3

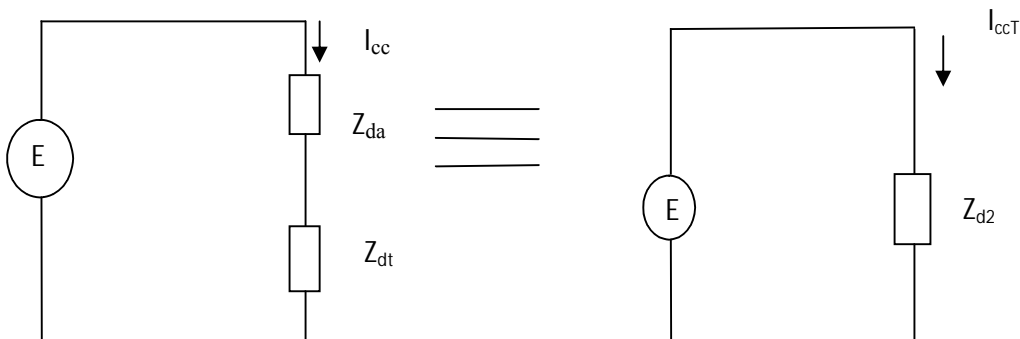


Figure IV.3 : Schéma monophasé équivalent

❖ Calcul de Z_{d2}^*

$$Z_{d2}^* = Z_{da}^* + Z_{dT}^* \quad \text{IV.11}$$

$$Z_{d2}^* = 0.016 + 0.12$$

$$Z_{d2}^* = 0.136$$

❖ calcul de I_{ccT2}^*

$$I_{ccT2}^* = \frac{E}{Z_{d2}^*} = 4.669$$

❖ I_{ccT2} réelle

$$I_{ccT2} = I_{ccT2}^* \cdot I_b$$

$$I_{ccT2} = 4.669 \cdot 0.769$$

$$I_{ccT2} = 3.590 \text{ kA}$$

IV.6.2. Court circuit biphasé (I_{ccb})

❖ 1^{er} Cas

$$I_{ccb1}^* = \frac{1.1}{+} \frac{*}{1} \quad \text{IV.12}$$

$$I_{ccb1}^* = \frac{\cdot}{*} \quad \text{Avec: } =$$

$$I_{ccb1}^* = \frac{\cdot}{*}$$

$$I_{ccb1}^* = \frac{\cdot}{*} = 0.139$$

$$I_{ccb1}^* = 0.139$$

❖ I_{ccb1}^* réelle est

$$I_{ccb1} = I_{ccb1}^* I_b \quad \text{IV.13}$$

$$I_{ccb1} = 0.139 * 0.769 = 0.106$$

$$I_{ccb1} = 0.106 \text{ kA}$$

❖ 2^{eme} Cas

$$I_{ccb2}^* = \frac{\cdot}{*} \quad \text{IV.14}$$

$$I_{ccb2}^* = \frac{\cdot}{*} = 4.044$$

$$I_{ccb2}^* = 4.044$$

❖ La valeur réelle de I_{ccb2}^* est

$$I_{ccb2} = I_{ccb2}^* I_b \quad \text{IV.15}$$

$$I_{ccb2} = 4.044 * 0.769 = 3.109$$

$$I_{ccb2} = 3.109 \text{ kA}$$

IV.6.3. Court-circuit monophasé (I_{ccm})

❖ 1^{er} Cas

Schéma équivalent : Il est représenté dans la figure IV.4 :

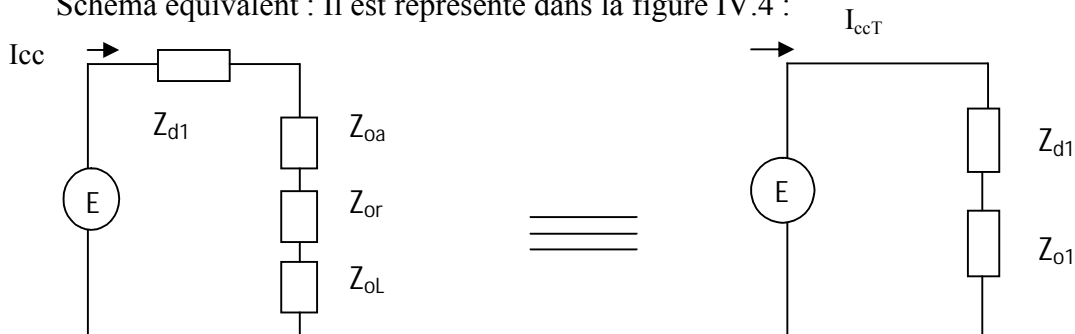


Figure IV.4 : Schéma homopolaire équivalent du premier défaut

Z_{d1} : impédance équivalente directe

Z_{o1} : impédance équivalente homopolaire

❖ La valeur de l'impédance réduite homopolaire Z_{o1}

$$Z_{o1}^* = Z_{oa}^* + Z_{oT}^* + Z_{oL}^* \quad \text{IV.16}$$

$$Z_{o1}^* = 0.048 + 0.12 + 11.4$$

$$Z_{o1}^* = 11.56$$

❖ Valeur de I_{ccm1}^*

$$I_{ccm1}^* = \frac{(\cdot \cdot^*)}{\sqrt{(\cdot^* \cdot^*)}} \quad \text{IV.17}$$

$$I_{ccm1}^* = \frac{\cdot}{\sqrt{(\cdot \cdot \cdot)}} = 0.098$$

$$I_{ccm1}^* = 0.098$$

❖ La valeur réelle de I_{ccm1} est

$$I_{ccm1} = I_{ccm1}^* \cdot I_b$$

$$I_{ccm1} = 0.098 \cdot 0.769$$

$$I_{ccm1} = 0.0753$$

❖ **courant nominal**

$$S_n = \sqrt{3} U_n \cdot I_n \quad \text{IV.18}$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = \frac{S_n^*}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_n = 700 \text{ A}$$

➤ **Récapitulatifs**

Le tableau résume les valeurs des courants de court-circuit pour chaque cas de défaut :

| Cas | Courant de court circuit triphasé (kA) | Courant de court circuit biphasé (kA) | Courant de court circuit monophasé (kA) |
|--|--|---------------------------------------|---|
| 1^{er} Cas Sur l'extrémité de la ligne | 0.123 | 0.106 | 0.0753 |
| 2^{eme} Cas Sur le jeu de barre | 3.590 | 3.109 | / |

IV.7. Interprétation

Le choix des disjoncteurs se fait à partir du calcul des courants des courts-circuits sur différents points du réseau bien définis. Pour vérifier que la protection est assurée, nous allons comparer les caractéristiques des disjoncteurs installés par SONELGAZ au poste source BOUKHALFA et de départ BOUHINOUNE aux résultats obtenus dans cette application.

❖ **Jeu de barre MT**

- Le disjoncteur placé sur le jeu de barre HTA à un pouvoir de coupure $I_{cc} = 25 \text{ kA}$ et un courant nominal $I_n = 1250 \text{ A}$, et une tension $U_n = 33 \text{ kV}$
- La plus grande valeur du courant du court-circuit obtenu $I_{ccT2} = 3.590 \text{ kA}$, le courant nominale délivré par le transformateur $I_n = 700$ et la tension $U_n = 30$.

$> I_{ccT2}$
 $>$ \Rightarrow La protection est assurée
 $>$

❖ Le départ BOUHINOUNE

Le calcul des courants de court-circuit doit être à 20 m du jeu de barre, donc on peut prendre les valeurs des courants trouvés sur ce dernier, on néglige l'impédance de la ligne.

-le disjoncteur placé sur le départ BOUHINOUNE a un pouvoir de coupure $I = 25 \text{ kA}$, un courant nominal $I = 1250 \text{ A}$, et une tension $U = 33 \text{ kV}$

- la plus grande valeur du court-circuit est $I_{ccT1} = 3.590 \text{ kA}$, le courant nominal délivré par le transformateur HT/MT est $I = 700 \text{ A}$ et une tension $U = 30 \text{ kV}$.

$> I$
 $>$ \Rightarrow La protection est assurée
 $>$

Conclusion

Après avoir fait le calcul du courant de court circuit concernant le départ BOUKHALFA, on constate que les valeurs obtenues sont inférieures aux valeurs données par la SONELGAZ. Donc ces résultats permettent d'affirmer que la sécurité des personnes et des matériels est assurée.

Conclusion générale

L'installation d'un dispositif de protection est indispensable dans un système électrique, afin d'assurer la continuité et la meilleure qualité de service.

Dans ce travail consacré à l'étude et protection d'un départ moyenne tension, nous avons vu qu'un réseau électrique utilise, en plus des lignes de transport et de distribution, différents équipements regroupés dans les postes de transformations et d'interconnexions qui sont constitué des transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs, appareils de mesure, etc.

Dans notre application, nous avons étudié le régime d'exploitation normal (les deux transformateurs fonctionnent séparément), puisque c'est celui qu'on utilise souvent sauf en cas de secours. Donc le calcul des courants de court-circuit est nécessaire afin de bien choisir le réglage du matériel de protection.

Après avoir calculé les courants de court-circuit, nous avons constaté que les valeurs trouvés sont inférieures aux valeurs données par la SONELGAZ. Donc la sécurité du départ étudié est assurée.

Enfin, nous espérons que ce modeste travail sera bénéfique pour les promotions à venir.

- [1] : I. TSABIT, N.MOKRANI « Etude de la protection d'un réseau de distribution MT » Application : réglage des relais de deux départs du poste HT/MT Oued Aissi. 2009/2010
- [2] : «Schneider Electric Industries, 2008 » Protection des réseaux électriques « Guide de la protection»
- [3] : F. AMRANI, R. BELKESSA MEMOIRE, « Etude des protections des départs moyenne tension application poste 60/30kV de TIZI MEDEN». De fin d'études d'ingénieur d'état en Electrotechnique Option : Réseaux Electriques, UMMTO, 2009
- [4] : OUGUENOUNE Zahia, MAMOU Nawel, « Etude des Protections du Départ MT Boukhalfa Issu du Poste 60/30kV Dra Ben Khedaa ».Mémoire de fin d'études d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique Option : Réseaux Electriques; UMMTO, 2009
- [5] : Guide de la Protection « protection des réseaux électriques »
- [6] : THEODOR WILDI électrotechnique. Édition 2000
- [7] : KHEMRLIS MAOUEL.B « dimensionnement, Protection numérique et mise en service d'une installation électrique et de son réseau de distribution » promotion 2008/2009
- [8] : Protection des départs MT (SONELGAZ).
- [9] : K. IFERES , N. KACED ET R. SELILA : « Dimensionnement et protection d'un départ moyen tension » Application au départ ISSER issus de TIZI-MEDDEN mémoire d'ingénieur université de TIZI-OUZOU. Année 2007.

Résumé

Les réseaux électriques sont exposés à des perturbations externes ou internes qui peuvent influencer le bon fonctionnement de ces derniers. L'interruption de service de quelques minutes peut engendrer des dommages considérables, sur le plan économique et sociale, d'où la nécessité d'utiliser des dispositifs de protection destinés à limiter ces dommages et à isoler rapidement la partie avariée du réseau afin d'éviter la propagation du défaut qui privera d'énergie d'autres utilisateurs; c'est le rôle des protections.

Notre objectif est d'étudier la protection du départ moyen tension (MT) de BOUHINOUNE issu du poste source BOUKHALFA à travers le calcul des différents courants de court-circuit utilisés pour dimensionner les appareils de protection. Pour ce faire on a subdivisé notre travail en quatre chapitres:

Dans le premier chapitre nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques. Le deuxième chapitre consiste à l'étude des défauts électriques. Dans le troisième chapitre nous allons étudier la protection des réseaux électriques, et le dernier chapitre est une application sur le départ (MT) de BOUHINOUNE.

Enfin, nous terminerons par une conclusion générale.