

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mouloud MAMMERY de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et de l'Informatique
Département d'Electrotechnique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master professionnel

Spécialité : Électrotechnique Industrielle

Thème

**ETUDE DES PROTECTIONS D'UN DEPART
MOYENNE TENSION
APPLICATION POSTE 60kV / 30 kV DE TIZI-MEDEN**

Proposé par :

M^{me} : H.BELMAHDI
(SONELGAZ)

Dirigé par :

M^r : M.MOUDOUD

Etudié par :

M^r : SOUTOU YACINE

M^r : CHABANE MADJID

M^r : GUEZOU I FARID

Promotion 2013

REMERCIEMENTS

Au terme de ce modeste travail; nous tenons à remercier :

Notre promoteur *M^r M.MOUDOUD*, pour son encadrement, et ses précieux conseils durant la réalisation de ce projet.

Nous remercions aussi *M^r K.HADJ-SAID*, pour son aide qui nous a été très précieuse.

Nous tenons à exprimer également nos remerciements à notre copromotrice *M^{me} BELMAHDI* et *M^r K.SOULTANI* pour leur aide et leurs conseils durant notre stage au sein de la SONELGAZ.

Nos remerciements les plus distingués vont également à tous ceux et toutes celles qui nous ont porté d'aide de près et de loin.

Nous tenons enfin à remercier les enseignants qui ont contribué à notre formation, ainsi que les membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.



Sommaire

Sommaire

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

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I-1) Introduction.....	2
I-2) Organisation des réseaux électriques	2
I-2-1) Réseaux de transport	3
I-2-2) Réseaux d'interconnexion	4
I-2-3) Réseaux de répartition	4
I-2-4) Réseaux de distribution	4
I-3) Architecture des réseaux électriques	4
I-3-1) Réseaux maillés	5
I-3-2) Réseaux bouclés.....	5
I-3-3) Réseaux radiaux	6
I-4) Réseaux moyenne tension	7
I-4-1) Différentes structures des réseaux moyenne tension	7
I-4-1-1) Configuration en simple dérivation	7
I-4-1-2) Réseau en coupure d'artère	8
I-4-1-3) Réseau en double dérivation	9
I-4-2) Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension	9
I-4-2-1) Réseaux aériens moyenne tension (MTA)	9
I-4-2-2) Réseaux souterrains moyenne tension (MTS)	10
I-4-2-2-1) Structures utilisables en réseaux souterrain.....	11
I-5) les lignes électriques	13
I-5-1) Lignes de distribution BT.....	14
I-5-2) Lignes de distribution MT.....	14
I-5-3) Lignes de transport HT.....	14
I-5-4) Les lignes de transport THT.....	15
I-6) Schéma unifilaire d'un réseau moyenne tension	15
I-7) Les postes de transformation	16
I-7-1) différents type de postes électriques	17
I-7-1-1) Poste MT/BT en haut de poteau	17

I-7-1-2) Postes préfabriqués monobloc.....	18
I-7-1-3) Postes d'intérieur	18
I-7-1-4) Postes avec cellules fonctionnelles.....	19
I-7-2) Les éléments constitutifs d'un poste de transformation	20
I-7-2-1) Transformateur de puissance.....	20
I-7-2-2) Transformateurs de mesure	20
I-7-2-3) Transformateurs d'isolement	21
I-7-2-4) les jeux de barres	21
I-7-2-5) Les dispositifs de protection	21
I-7-2-6) Les services auxiliaires	21
I-7-2-6-1) Différents services auxiliaires	22
I-7-2-6-2) Alimentation des services auxiliaires	22
I-7-2-6-3) Installation des sources des services auxiliaires	22
I-8) Conclusion	23

Chapitre II : Protection d'un réseau MT

II-1) Introduction.....	24
II-2) Généralité.....	24
II-2-1) Système de protection.....	24
II-2-1-1) Définition et rôle des protections.....	24
II-2-1-2) Constitution d'un système de protection.....	24
II-2-1-3) Qualité d'un système de protection.....	25
II-2-2) Plan de protection.....	25
II-2-2-1) Définition	25
II-2-2-2) Réglementation.....	25
II-2-2-3) Structure des réseaux à protégé.....	26
II-2-2-4) Choix du régime du neutre.....	26
II-3) La sélectivité des protections.....	29
II-3-1) Définition.....	29
II-3-2) Différent types de Sélectivité.....	30
II-4) Appareillage de protection.....	33
II-4-1) Protection contre les surtensions.....	33
II-4-1-1) Les parafoudres.....	34

II-4-1-2) Les éclateurs	35
II-4-2) Protection contre les surintensités	36
II-4-2-1) Les sectionneurs	36
II-4-2-2) Les disjoncteurs	37
II-4-2-3) Les fusibles	38
II-5) Relais de protection.....	39
II-5-1) Définition.....	39
II-5-2) Différents types des relais.....	39
II-6) Protection d'un réseau MT.....	42
II-6-1) Protection des transformateurs HT/MT	42
II-6-2) Protection des jeux de barres	42
II-6-3) Protection d'un départ MT.....	44
II-6-3-1) Protection contre les défauts entre phase.....	44
II-6-3-1-1) Système de protection à un seul seuil	45
II-6-3-1-2) Système de protection à deux seuils	45
II-6-3-2) Protection contre les défauts entre phase et terre.....	46
II-7) Les automates associés aux protections des départs MT.....	46
II-7-1) Dispositif de réenclenchement rapide (DRR).....	47
II-7-2) Dispositif de réenclenchement lent (DRL).....	47
II-7-3) Dispositif de réenclenchement rapide et lent.....	47
II-8) Protection des liaisons (lignes et câbles).....	47
II-8-1) Surcharge thermique	47
II-8-2) Court-circuit entre phase	48
II-8-3) Court-circuit entre phase-terre	48
II-8-4) Protection de distance.....	49
II-9) Protection des transformateurs.....	51
II-10) Conclusion.....	55

Chapitre III : Calcul des courants de défauts

III-1) Introduction	56
III-2) Définition d'un défaut.....	56
III-3) Origines des défauts.....	56

III-3-1) Défauts d'origine externe	56
III-3-2) Défauts d'origine interne	57
III-4) Différents types de défauts	57
III-4-1) Surintensité	57
III-4-2) Surtension	57
III-4-3) Le déséquilibre	58
III-5) Caractéristique de défauts.....	58
III-5-1) Leurs emplacement.....	58
III-5-2) Leurs durées.....	58
III-6) Conséquence de défauts	59
III-6-1) Fonctionnement des réseaux	59
III-6-2) Tenue des matériels	59
III-6-3) Qualité de la fourniture	60
III-6-4) Circuits de télécommunication	60
III-6-5) Explosion du disjoncteur.....	60
III-6-6) La sécurité des personnes.....	60
III-7) Utilité de calcul de courant de court-circuit	61
III-8) Facteur influençant la valeur de l'intensité du courant de court-circuit.....	61
III-9) Méthodes de calcul du courant de court-circuit.....	62
III-9-1) Méthodes des composantes symétriques	62
III-9-2) Méthode des valeurs réduites	69
III-10) Calcul du courant de défauts dans les réseaux MT.....	72
III-10-1) Défauts monophasés.....	72
III-10-2) Défauts biphasés	74
III-10-3) Défaut biphasé-terre	75
III-10-4) Défauts triphasés	77
III-11) Conclusion	78

Chapitre IV : Application

IV-1) Description du poste simplifié de Tizi Meden « 60 kV / 30 kV ».....	79
IV-2) Données techniques.....	80
IV-3) Méthode de calcul.....	80
IV-4) Calcul des courants de défauts.....	80

IV-4-1) Valeurs des impédances.....	80
IV-4-2) Calculs des courants de court-circuit.....	83
IV-5) caractéristiques des disjoncteurs MT sur le poste de Tizi Meden.....	88
IV-6) Valeurs obtenues.....	89
IV-7) Conclusion.....	91
Conclusion générale.....	92



Introduction générale

Introduction générale

Actuellement, la très grande majorité de l'énergie électrique consommée dans le monde est acheminée par l'ensemble des réseaux électriques existants. En un peu plus d'un siècle, ce que représente le terme « réseau électrique » est passé de la mutualisation de quelques unités de production à une interconnexion généralisée au niveau des continents tout entiers.

Un réseau est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique des points de production aux points de consommation et de garantir la qualité et la continuité de l'alimentation des clients en énergie. Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des générateurs, des moteurs, des éléments de chauffage, des réactances, des condensateurs, des moyens de mesure et de contrôle des protections contre la foudre et les courts-circuits, ...etc.

Ces réseaux, malgré tous les efforts déployés, sont souvent touchés par des perturbations qui peuvent mettre en danger le matériel, le personnel et affectent la qualité de service. D'où, la nécessité d'utiliser des dispositifs destinés à limiter les dommages et à isoler rapidement la partie avariée du réseau afin d'éviter la propagation du défaut qui privera d'énergie d'autres utilisateurs.

Notre objectif est d'étudier la protection d'un départ moyenne tension (MT) situé à TIZI-MEDEN, pour se faire, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres, le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques. Le deuxième chapitre consiste à la représentation des moyens de protection d'un départ MT. Le troisième chapitre est consacré au calcul des courants de défauts. Le dernier chapitre est une application qui consiste à calculer les courants de court-circuit sur le jeu de barre 30kV, sur le départ d'ISSER à 20m du jeu de barre et à 39km (extrémité) du départ.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.



Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I-1) Introduction

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable. [4]

Un réseau électrique est constitué de lignes électriques exploitées à 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.[1]

I-2) Organisation des réseaux électriques

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir des lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces postes, particulièrement importants, comportent les transformateurs et les dispositifs de contrôle, de réglage et de protection.

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en quatre grandes catégories : [6]

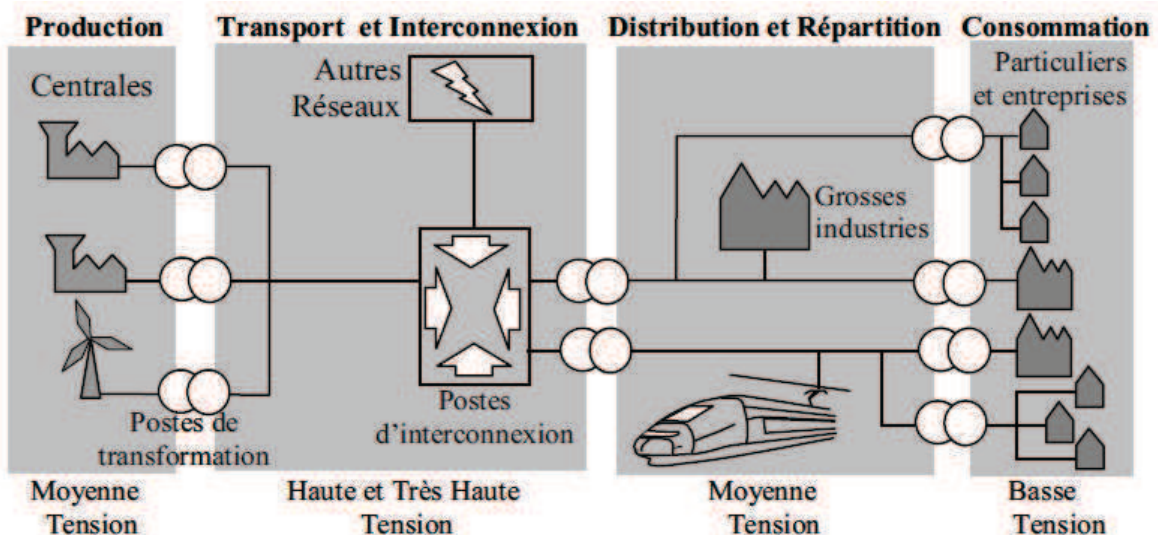


Fig (I.1) : Organisation d'un réseau électrique. [13]

I-2-1) Réseaux de transport

Les réseaux de transport sont constitués de lignes à haute tension ou très haute tension. La fonction de ces réseaux est de transporter l'énergie des grands centres de production vers les zones de consommation.

Le transport d'énergie électrique est réalisé avec des liaisons à courant continu (DC) ou à courant alternatif (AC). Les lignes AC pour les longues distances ont des inconvénients liés aux problèmes de stabilité et de compensation de l'énergie réactive pour conserver un bon niveau de tension. Les liaisons à courant continu n'ont pas ces problèmes et ont même un coût plus bas sur des distances suffisamment longues. Par contre, ils nécessitent l'utilisation de convertisseurs AC/DC et DC/AC.

De façon tout à fait naturelle, il est possible de comparer les avantages et inconvénients des régimes alternatif et continu, ceux-ci sont énoncés dans le tableau 1 suivant :

	Régime alternatif	Régime continu
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> -Permet l'utilisation de transformateur pour élever ou baisser la tension. -Facilite la coupure des courants par le passage naturel par zéro 2 fois par période c'est-à-dire 100 fois par seconde. - Production directe par alternateurs. 	<ul style="list-style-type: none"> -Pas d'effets réactifs, le facteur de puissance est unitaire (en dehors de déformations). -Facilite l'interconnexion des réseaux, il suffit d'avoir partout la même tension. -Pas d'effet de peau, les câbles et les lignes sont plus simple et moins cher.
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> -Implique des effets inductifs et capacitifs pénalisants pour un certain nombre de raisons (facteur de puissance < 1 principalement). -Difficulté d'interconnexion de plusieurs réseaux (il faut garantir l'identité de la tension, de la fréquence et de la phase). -Implique un effet de peau d'où la nécessité des lignes et des câbles adaptés est donc plus cher. 	<ul style="list-style-type: none"> - Difficulté de couper les courants continus, d'où des dispositifs de coupure plus performants et plus chers. -Terminaisons très coûteuses.

Tableau 1 : Comparaison des courants alternatifs et continus dans le transport de l'énergie électrique [13].

I-2-2) Réseaux d'interconnexion

Les réseaux d'interconnexions assurent la liaison entre les centres de production, et permettent des échanges entre différentes régions et même avec des pays voisins pour favoriser la solidarité des systèmes en cas d'urgence.

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.

I-2-3) Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension, leurs but est d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais aussi par des centrales électriques de moyennes puissances.

Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région et leurs structure est essentiellement aérienne. Par contre, lorsqu'ils sont proches des villes, les lignes deviennent des câbles enterrés.

I-2-4) Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente c'est-à-dire à partir d'un poste source, l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation MT/BT.

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs tout en réalisant le moins de pertes possibles. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV).
- les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

I-3) Architecture des réseaux électriques

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût de l'investissement.

Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

I-3-1) Réseaux maillés

Un réseau maillé est un réseau où des liaisons qui forment des boucles, réalisant une structure aux mailles d'un filet. La figure 2 montre l'exemple d'un réseau maillé.

- **Avantages**

Le réseau maillé est caractérisé par :

- ❖ Une grande sécurité d'exploitation ;
- ❖ Une chute de tension réduite.

- **Inconvénients**

- ❖ Le coût de réalisation est énorme ;
- ❖ Nécessité des protections sophistiquées.

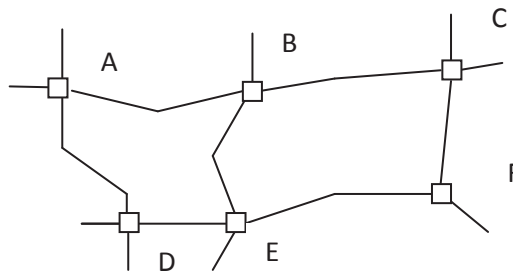


Fig (I.2) : structure maillée

□ Poste d'interconnexion.

I-3-2) Réseaux bouclés

Les réseaux bouclés sont des réseaux maillés simplifiés, présentant un certain nombre de boucles fermées. Chacune de ces boucles contient un nombre limité de sources. L'énergie peut transiter alors par des chemins différents, et la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas de surcharges inadmissibles pour les autres tronçons. Les réseaux bouclés sont généralement utilisés pour les réseaux de répartitions. La figure (I.3) montre un exemple d'un réseau bouclé.

- **Avantages**

- ❖ Grande continuité de service ;
- ❖ Un bon rendement ;
- ❖ Faible chute de tension.

- **Inconvénients**
 - ❖ Forts courants de court-circuit ;
 - ❖ Plus onéreux et plus difficile à exploiter que les précédents.

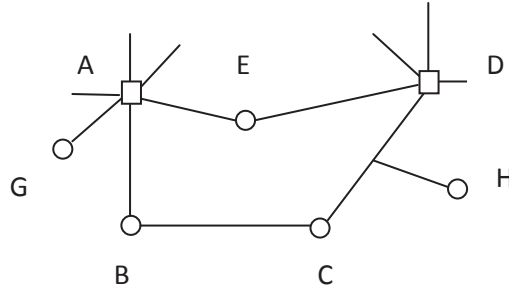


Fig (I.3) : structure bouclée

- ▣ Poste d'interconnexion.
- Poste de répartition.

I-3-3) Réseaux radiaux

Les réseaux radiaux sont exploités débouclés. La sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillés, reste élevée.

On rencontre deux structures principales :

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

La figures (I.4) et la figures (I.5) montrent un exemple d'un réseau radial.

- **Avantages**
 - ❖ Facile à étudier et à construire ;
 - ❖ Pour effectuer des travaux, il suffit d'ouvrir l'appareil (sectionneur, interrupteur ...) placé au début du réseau.
- **Inconvénients**
 - ❖ Des grandes chutes de tension pour les longueurs dépassant 500m ;
 - ❖ La mise hors tension des consommateurs en cas d'une panne en tête de ligne.



Fig (I.4) : structure en coupure d'artère.

- Poste de distribution
- Poste de répartition

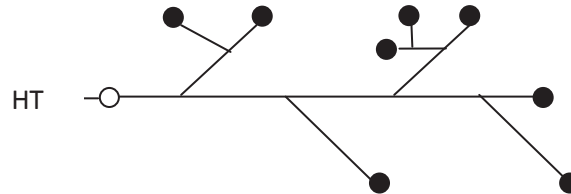


Fig (I.5) : structure arborescente.

I-4) Réseaux moyenne tension

Les réseaux à moyenne tension, ont généralement, une protection simple et peu coûteuse.

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.

I-4-1) Différentes structures des réseaux moyenne tension

Ces réseaux sont exploités selon différentes configurations : en simple dérivation, en coupure d'artère ou bien en double dérivation.

I-4-1-1) Configuration en simple dérivation

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation, tous les points de consommation sont alimentés par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir du point d'alimentation constitué de poste de distribution HT/MT et s'étale jusqu'aux consommateurs MT ou BT.

Cette disposition est particulièrement utilisée pour la distribution de la moyenne tension en milieu rural. La figure(I.6) illustre la configuration simple dérivation.

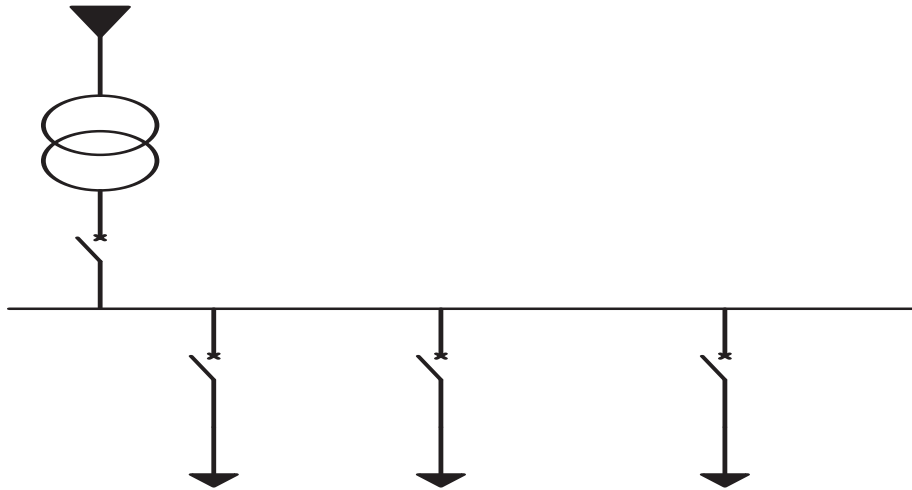


Fig (I.6) : Réseau moyenne tension en simple dérivation.[8]

I-4-1-2) Réseau en coupure d'artère

Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Tous les points de consommation sont alimentés par deux chemins électriques dont seulement un est effectif. Cette disposition est souvent utilisée en zone urbaine à forte densité.

La figure(I.7) illustre la configuration en coupure d'artère.

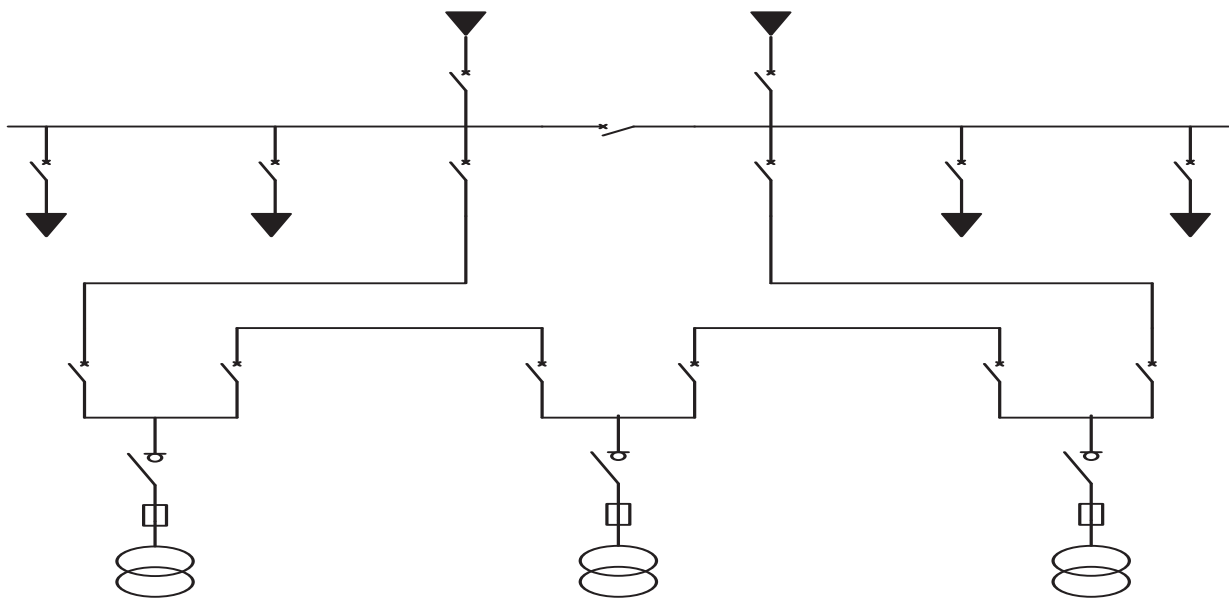


Fig (I.7) : Réseau moyenne tension en coupure d'artère.[8]

I-4-1-3) Réseau en double dérivation

Le principe de cette disposition est basé sur le fait que le réseau moyenne tension est doublé.

Il est constitué de deux circuits (a) et (b). Chaque poste MT/BT est alimenté par ces deux circuits, mais seul un est effectif. Ces réseaux à double dérivation sont équipés d'un automatisme qui permet la permutation automatique en cas de manque de tension dans l'une des arrivées.

Cette disposition est souvent utilisée en zone urbaine à forte densité. Voir la figure (I.8)

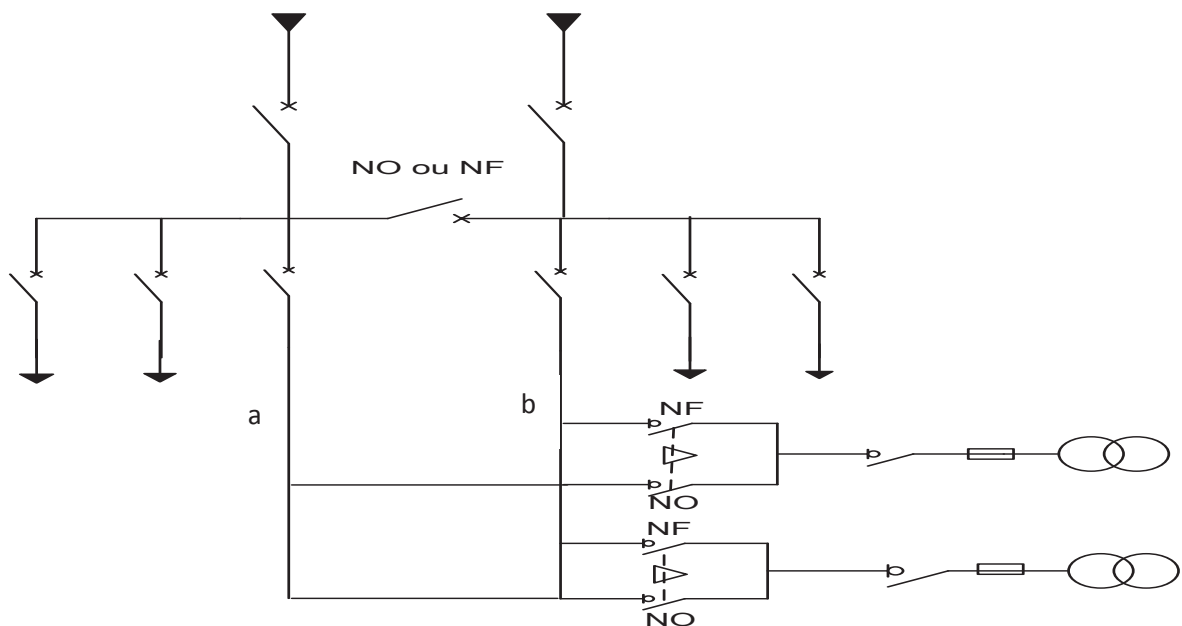


Fig (I.8) : Réseau moyenne tension en double dérivation.[8]

I-4-2) Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension

Les réseaux moyenne tension sont exploités suivant deux configurations, celle des réseaux aériens et celle des réseaux souterrains :

I-4-2-1) Réseaux aériens moyenne tension (MTA)

Les réseaux MT aériens sont majoritaires en zones rurales, leurs structure est arborescente à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation.

Les lignes MTA sont protégées par des disjoncteurs placés en tête des départs, au niveau des postes sources. Le rôle de ces équipements est le pouvoir de coupure en cas de défaut sur la ligne.

Les réseaux MTA (les lignes aériennes), malgré leur vulnérabilité aux intempéries sont économiques et accessibles, ce qui limite, en cas de défaillance, le temps de réparation.

Le réseau MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant le courant de défaut à 300A.

➤ Nature et sections des conducteurs

Généralement ces conducteurs sont en aluminium ou en alliage d'aluminium. Ils sont supportés, par des isolateurs en verre ou en porcelaine rigides et suspendus, accrochés aux pylônes d'une hauteur de 10 à 12mètres.

Ces sections se justifient par leur aptitude à alimenter les charges de ce type de réseau en regard des différentes contraintes (tenue au court-circuit, capacité, chute de tension et tenue mécanique).

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau 1.

Lignes	Nature	Sections (mm ²)	Limite thermique ⁽¹⁾ (A)
Dorsale	Alliage AL	93.3	270
Dérivation	Alliage AL	34.4	140

Tableau 1: Nature et sections des conducteurs.[14]

(1) valeurs rapportées à la température ambiante de 40°C et température du conducteur de phase de 70°C.

I-4-2-2) Réseaux souterrains moyenne tension (MTS)

La structure des réseaux MTS est à un seul type de ligne, la dorsale est exploitée en radiale. La constitution de ces réseaux MTS (faible longueur et forte section des conducteurs) réduit les chutes de tension. De ce fait, et en tenant compte de l'importance des incidents (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien), une réalimentation est donc prévue soit par les réseaux voisins ou par des câbles de secours.

➤ Nature et sections des conducteurs

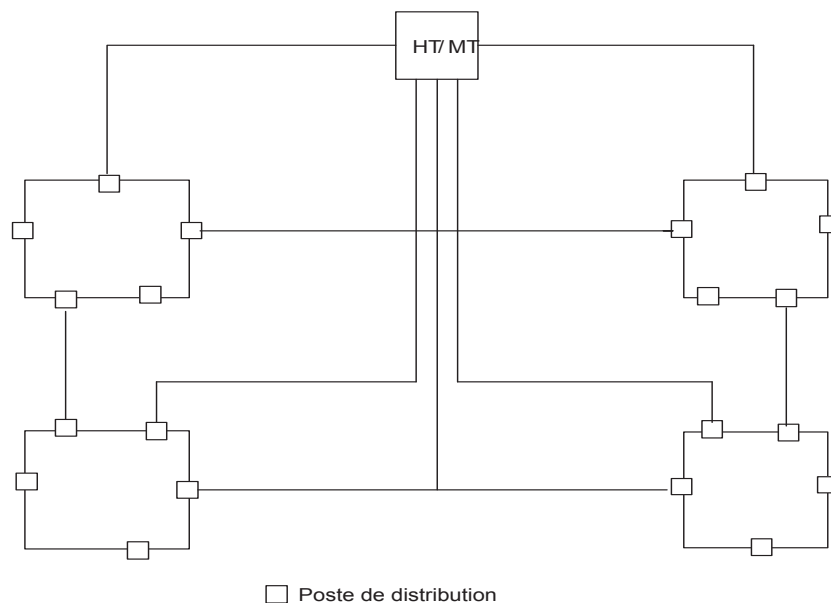
Réseau (kV)	Conducteur	Section (mm ²)	Limite thermique ⁽¹⁾ (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

Tableau 2: Nature et sections des conducteurs.[14]

I-4-2-2-1) Structures utilisables en réseaux souterrains

a-Structure maillée

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste MT/BT, l'élimination de l'élément défectueux. Mais son inconvénient est de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité. Elle exige, de plus, un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge. Cette structure est à abandonner compte tenu de ces inconvénients. Voir figure (I.9)



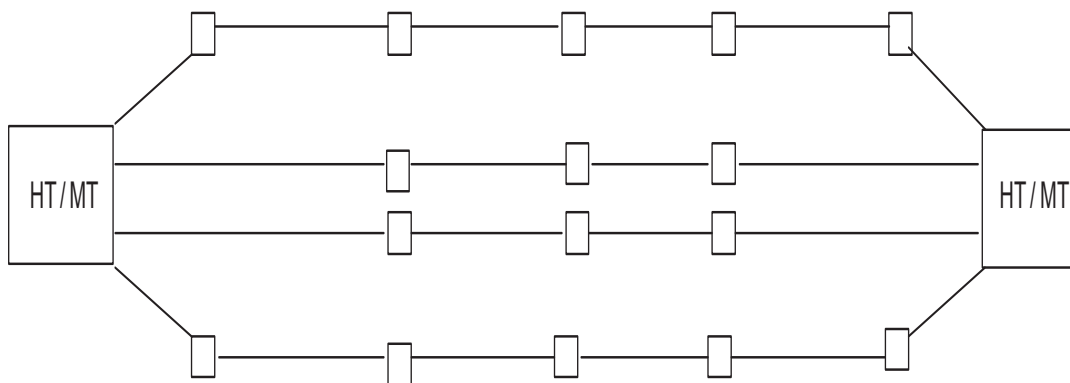
Fig(I.9) : Schéma de structure maillée

b- Structure à artère source à source

les câbles sont issus de deux sources distinctes .Cette structure est cependant utilisée dans le cas des postes HT/MT ou la puissance ne peut être garantie .Cette solution limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution .Le secours dans cette structure est assuré par les câbles contigus durant leur première exploitation.

Cette structure peut se développer dès que la charge croit vers un cas particulier de la structure fuseau avec un câble de secours et une liaison par un câble entre les différents points d'ouverture. Ce câble est installé pour éviter la limitation des courants à des seuils très inférieurs aux capacités thermiques des conducteurs.

L'utilisation d'un deuxième câble de secours n'est pas justifiée même en cas d'incident affectant simultanément les deux câbles. Le gain en énergie non distribuée qu'il procure est minime par rapport au coût d'un deuxième câble de secours. Voir figure (I.10)



Fig(I.10) : Schéma de structure source à source

C -Structure en épi

Chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Le point de connexion, en générale, est un poste de distribution publique alimenté soit par le câble de distribution, soit par un câble de secours. Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles par rapport aux deux structures précédentes. Voir figure (I.11)

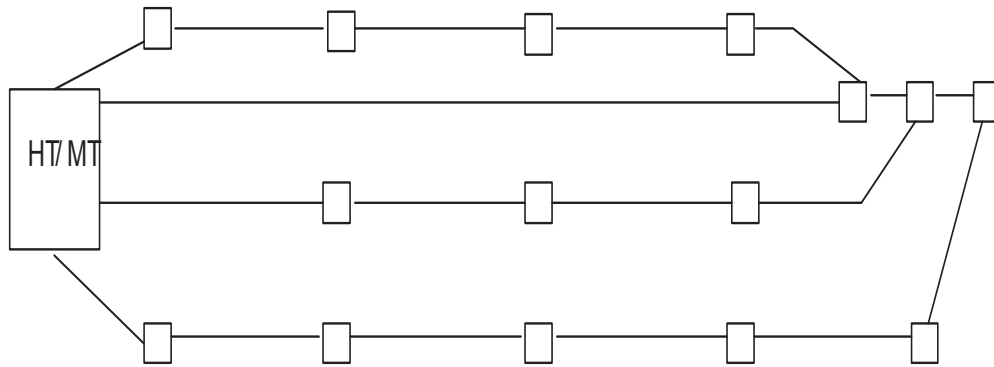
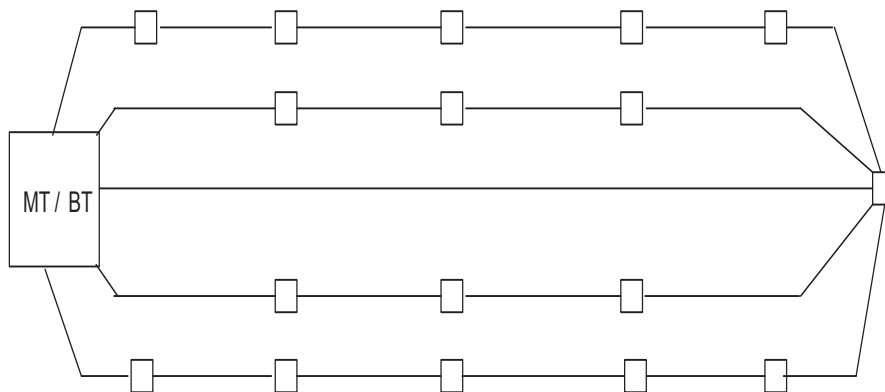


Fig (I.11) : Schéma de structure en épi

d- Structure en fuseau

Elle est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle tous les câbles de distribution aboutissent à un point unique permettant de secourir chacun des derniers et contribuer à une reprise rapide du service par la diminution des durées d'interruption. Elle s'intègre bien dans les réseaux existant et permet une pose progressive des câbles, en particulier celle des câbles de secours. Voir figure (I.12)



Fig(I.12) : Schéma de structure en fuseau

I-5) les lignes électriques

Une ligne de transport se compose de conducteurs, d'isolateurs et de supports. Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter l'énergie électrique. Elle 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 surchauffer les conducteurs.

Le genre de ligne utilisé est imposé par les facteurs suivants :

- puissance à transporter, distance de transport et le coût ;
- esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension ;
- Ligne de distribution à moyenne tension ;
- Ligne de transport à haute tension ;
- Ligne de transport à très haute tension.

I-5-1) Lignes de distribution BT

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

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

I-5-2) Lignes de distribution MT

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4 kV et 69 kV.

I-5-3) Lignes de transport HT

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de production d'énergie. Les lignes fonctionnent généralement à des tensions inférieures à 230 kV.

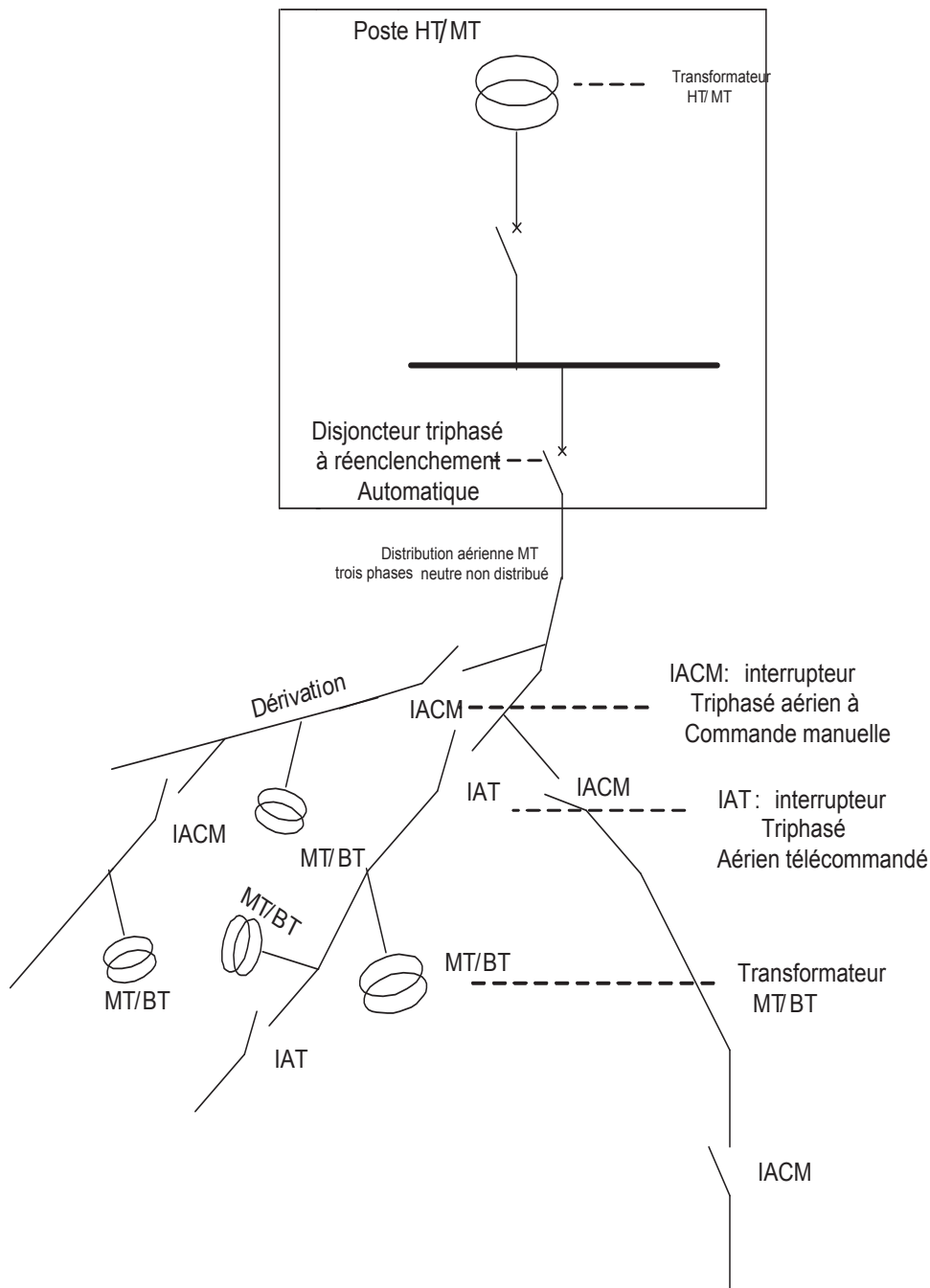
Dans cette catégorie, on trouve aussi des lignes servant à échanger de l'énergie entre deux grands réseaux et à augmenter la stabilité de l'ensemble.

I-5-4) Les lignes de transport 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 1000km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750 kV.

I-6) Schéma unifilaire d'un réseau moyenne tension

La figure (I.13) montre un schéma unifilaire d'un réseau moyenne tension.



Fig(I.13) : Structure unifilaire d'un réseau moyenne tension.[12]

I-7) Les postes de transformation

Un poste électrique (poste de transformations) est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la rabaisser en vue de sa consommation par les utilisateurs.

Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. Et les trois fonctions principales des postes électriques sont :

- Le raccordement d'un tiers au réseau électrique.
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques.
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tensions.

La figure(I.14) montre la structure générale d'un poste électrique.

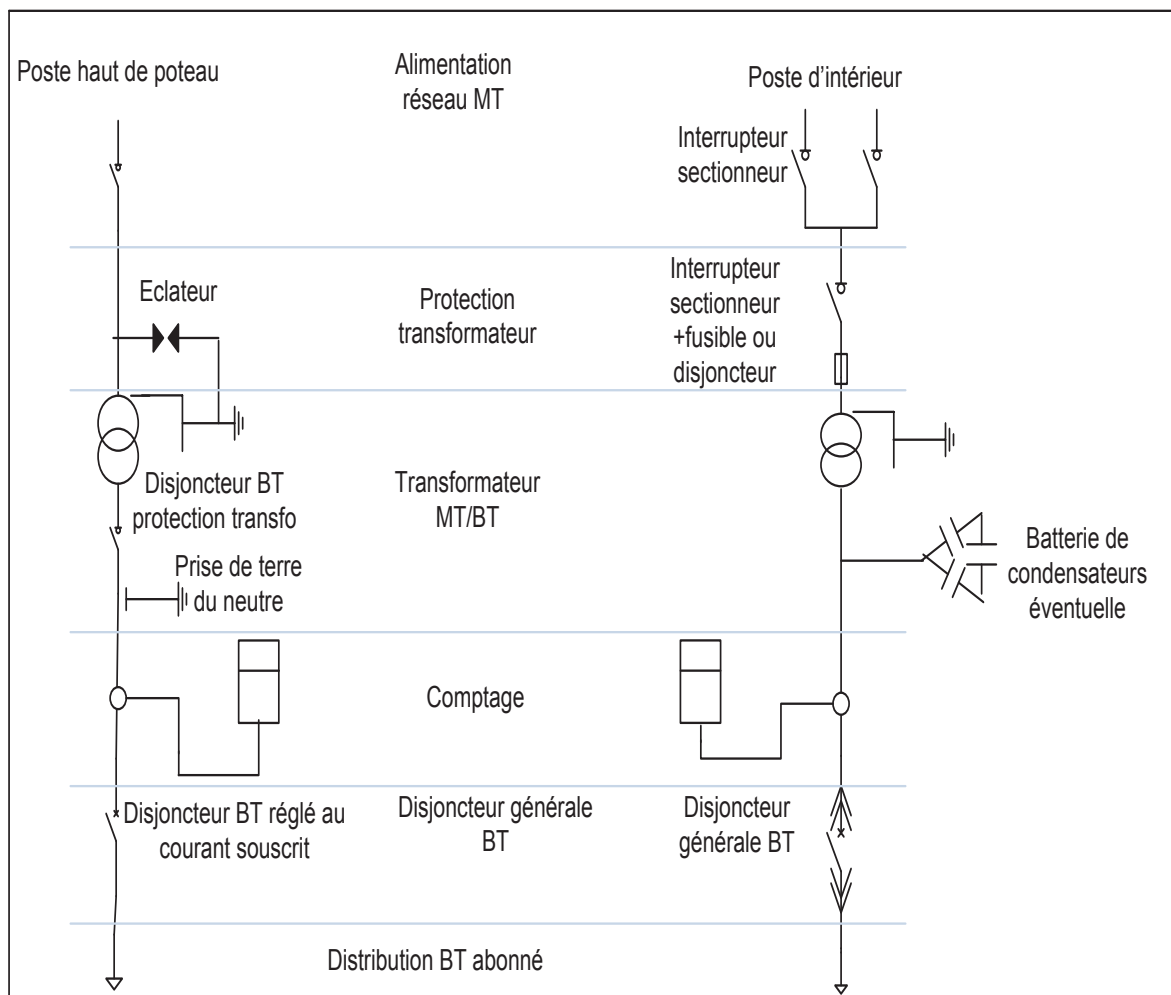


Fig (I.14) : Structure générale d'un poste MT/BT.[11]

I-7-1) différents type de postes électriques**a. Les postes d'extérieur**

- Poste sur poteau : puissances 25 – 50 – 100 kVA.
- Postes préfabriqués :
 - en bas de poteau : de 100 à 250 kVA ;
 - poste compact : de 160 à 1 250 kVA.
- Poste maçonné traditionnel : de 160 à 1 250 kVA.

b. Les postes d'intérieur

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.

Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA. Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs.

I-7-1-1) Poste MT/BT en haut de poteau

Le transformateur et l'appareillage sont fixés sur le poteau, l'alimentation est aérienne, le départ s'effectue en aérien ou en souterrain comme le montre la figure(I.15) .

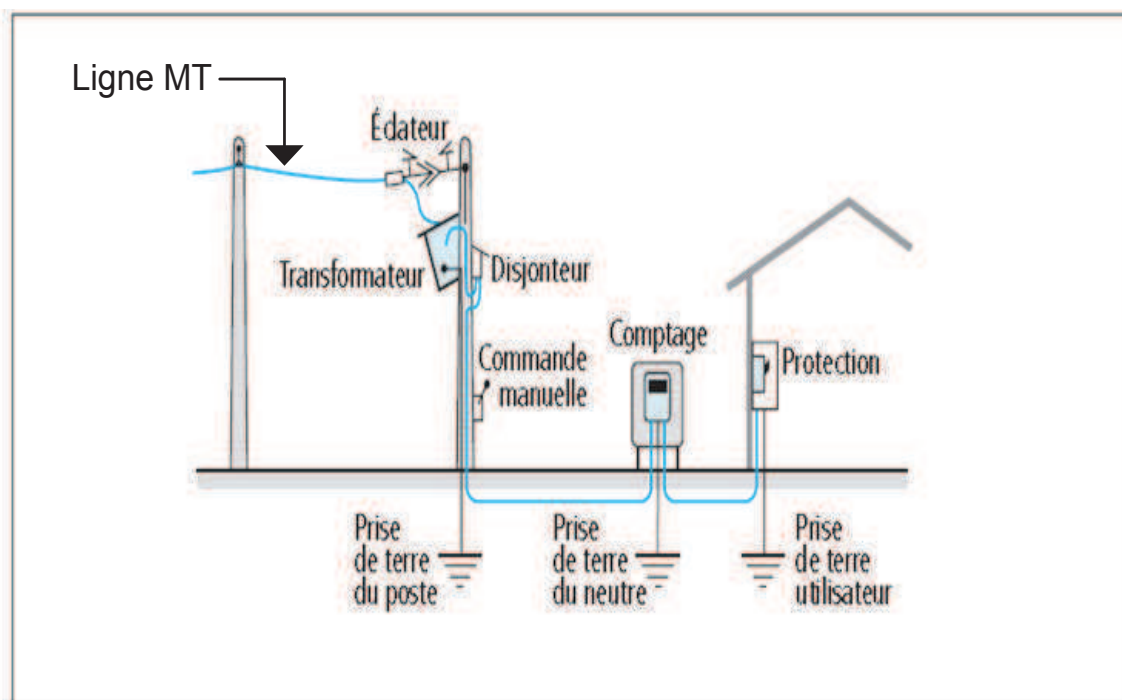


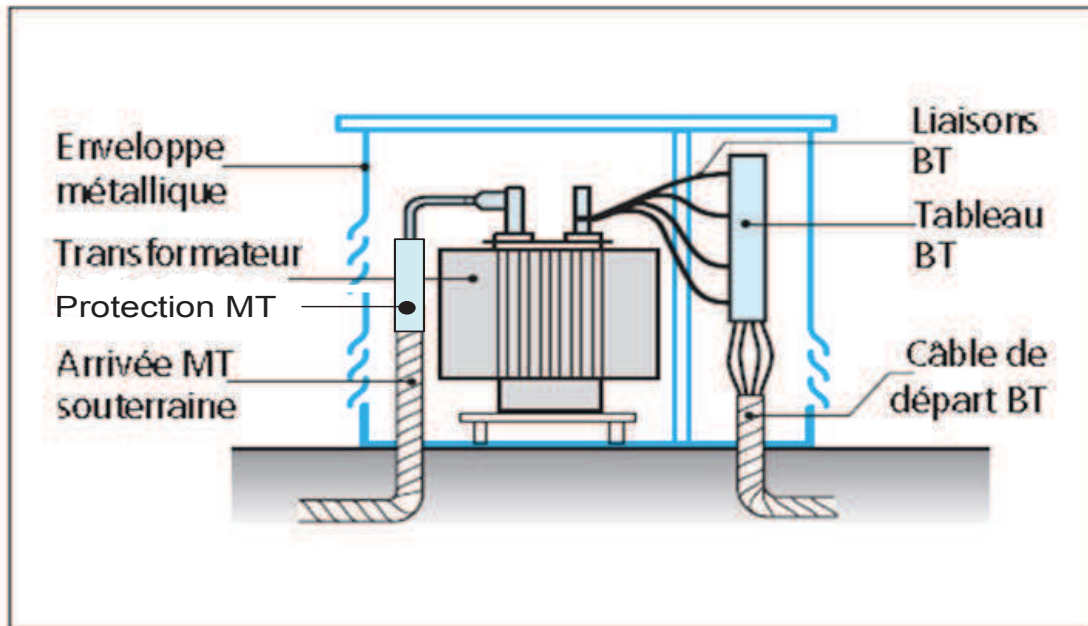
Fig (I.15) : Structure d'installation d'un poste sur poteau.[11]

I-7-1-2) Postes préfabriqués monobloc

Les postes préfabriqués monobloc peuvent être soit en bas de poteau, soit sur une plate-forme extérieure. Le raccordement s'effectue par câble, soit au réseau aérien, soit au réseau souterrain.

Le tableau BT comporte un interrupteur avec fusibles ou un disjoncteur avec coupure visible. La puissance du transformateur est comprise entre 100 kVA et 1 000 kVA

Le montage consiste à raccorder les câbles d'arrivée et de départ. Voir figure (I.16) .

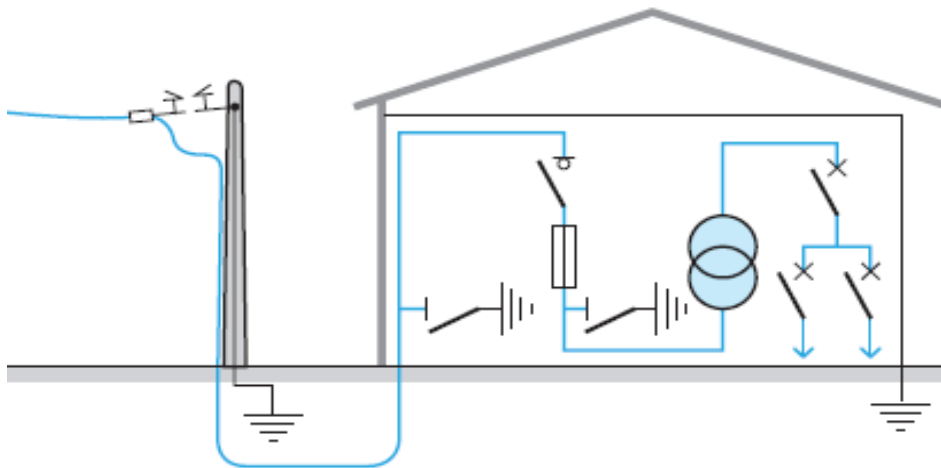


Fig(I.16) : Structure d'un poste préfabriqué compact.[11]

I-7-1-3) Postes d'intérieur

L'installation d'un poste de livraison en intérieur se justifie lorsqu'on doit protéger l'appareillage HT et BT du poste contre les fortes variations de température, ou dans le cas de puissances importantes. On distingue les postes dont l'appareillage HT est sous enveloppe métallique et les postes équipés d'appareillage HT sans enveloppe.

Le matériel, dans ce dernier cas, est dit « ouvert ». Ces postes maçonnés sont de plus en plus remplacés par des cellules préfabriquées. Les postes avec cellules préfabriquées métalliques ont pratiquement remplacé tous les postes maçonnés avec appareillage ouvert. Ils présentent l'avantage d'offrir une meilleure sécurité et une mise en place plus rapide. Voir figure (I.17).



Fig(I.17) : Schéma général d'un poste ouvert.[11]

I-7-1-4) Postes avec cellules fonctionnelles

Les postes avec cellules préfabriquées métalliques sont réalisés avec des cellules remplissant chacune une fonction.

Il existe une multitude de cellules différentes:

- cellule d'arrivée ;
- cellule de protection HT;
- cellule de protection BT (fusible + interrupteur ou disjoncteur). Voir figure (I.18).



Fig(I.18) : Postes avec cellules fonctionnelles.[11]

I-7-2) Les éléments constitutifs d'un poste de transformation

On distingue plusieurs éléments qui constituent un poste de transformation.

I-7-2-1) Transformateur de puissance

Un transformateur de puissance est un convertisseur qui permet de modifier les valeurs de la tension et de l'intensité du courant, délivrées par une source d'énergie électrique alternative en un système de tension et du courant de valeurs différentes, mais de même forme et de même fréquence.

Il existe deux types de transformateur de puissance :

- Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.
- Les transformateurs avec les régulateurs en charge sont capables de changer leurs rapports de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

Les transformateurs étant des matériels particulièrement coûteux, leurs protections sont assurées par différents mécanismes redoutant.

I-7-2-2) 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.

C'est un appareil 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, etc.), ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer les courants de l'ordre d'ampère.

b) Transformateurs de tension (TT)

Un transformateur de tension est un transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, 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.

Il s'agit d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique (de l'ordre du kV) et celle des appareils de mesure (voltmètre ou wattmètre) ou relais de protection qui est de l'ordre de centaine de volt seulement.

I-7-2-3) 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 devraient être considérés comme un transformateur d'isolement; toutefois, en pratique ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie a la même valeur efficaces que celle de l'entrée.

I-7-2-4) 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 barres.

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 ratio entre leur surface dissipatrice et leur surface conductrice.

I-7-2-5) Les dispositifs de protection

C'est l'ensemble relais, disjoncteurs, sectionneurs et fusibles destinés à détecter la présence de défauts et d'isoler et protéger l'installation affectée.

I-7-2-6) Les services auxiliaires

L'exploitation d'un poste HT/MT nécessite de disposer de source auxiliaire d'énergie électrique à basse tension en vue d'assurer des fonctions diverses telles que commande, signalisation, protection, force motrice éclairage, transmission, etc.

I-7-2-6-1) Différents services auxiliaires

Les services auxiliaires sont nombreux, on peut les classer comme suit :

- Services relatifs à l'alimentation des équipements de commande et de contrôle de la partie BT du poste : équipement de protection et équipement d'automatisme.
- Services relatifs à l'alimentation de l'appareillage du matériel MT ou HT : moteurs des disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs, circuit de chauffage du matériel extérieur, circuit et matériel d'alimentation en air comprimé et huile sous pression.
- Services relatifs à l'alimentation des équipements annexes : station de compression (moteur, commande, signalisation), force motrice, chauffage des locaux, éclairage des installations intérieurs et extérieurs, équipements de télécommande.

I-7-2-6-2) Alimentation des services auxiliaires

Les services auxiliaires n'ont pas un seul degré de sécurité, c'est pourquoi le mode d'alimentation est différent. En conséquence, les poste HT/MT doivent comporter deux sources destinée à l'alimentation des services auxiliaires.

✓ Source alternative 220 V et 380 V

Cette source est constituée par un ou deux transformateurs MT/BT.

✓ Source continue 127 V et 48 V

La source 48V est destinée à l'alimentation de l'équipement de transmission (téléalarme). Les deux sources (127V et 48V) sont constituées par une batterie d'accumulateur associée à un redresseur. Cette batterie doit pouvoir débiter le courant en cas de défaillance de l'alimentation du poste.

I-7-2-6-3) Installation des sources des services auxiliaires

Les transformateurs des services auxiliaires sont installés auprès des transformateurs de puissance, les autres équipements (batterie d'accumulateur, redresseur) sont placés dans un bâtiment conçu à cet effet.

I-8) Conclusion

Le premier chapitre a fait l'objet de l'étude des généralités sur les réseaux électrique, on a énuméré les différentes architectures et postes de transformation. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que le court-circuit, les surtensions, les surintensités,...etc.

Vu l'objet de notre travail nous avons insisté beaucoup plus sur les réseaux électrique à moyenne tension, et donc le chapitre suivant sera consacré à la protection d'un réseau électrique à moyenne tension.

Chapitre II

Protection d'un réseau MT

II-1) Introduction

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique engendre des effets néfastes sur ce dernier. Lorsqu'un défaut apparaît sur un réseau électrique, plusieurs organes de protection situés dans différentes zones du réseau peuvent détecter simultanément cette anomalie. Leur système sélectif vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affecté par le défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension les parties saines de ce réseau.

II-2) Généralités

II-2-1) Système de protection

II-2-1-1) Définition et rôle de la protection

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

Le système de protection électrique désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Ces systèmes de protection permettent d'éviter les conséquences des incidents qui peuvent être dangereuses pour les personnes et pour le matériel. Pour cela, ils doivent :

- Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique.
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles est soumis le matériel. [3]

II-2-1-2) 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 de la surveillance permanente 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 dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs, fusibles. [5]

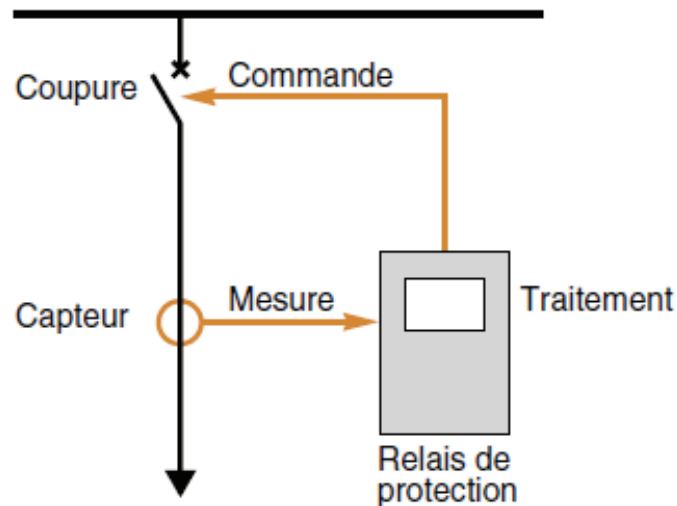


Fig (II.1) Chaîne de protection [8]

II-2-1-3) Qualité d'un système de protection

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

- **Fiabilité** : un système de protection doit être précis dans ces décisions.
- **Sélectivité** : isoler seulement l'élément en défaut.
- **Rapidité** : pour éviter l'augmentation de la zone perturbée.
- **Sensibilité** : doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.
- **Simplicité** : pour faciliter les mises en œuvre et la maintenance. [3]

II-2-2) Plan de protection

II-2-2-1) Définition

Un plan de protection doit tenir compte de la réglementation, de la structure des réseaux à protéger et du choix du régime du neutre. [2]

II-2-2-2) Réglementation

- Les textes réglementaires définissent les dispositions à adapter pour protéger les personnes des dangers du courant électrique.
- Les défauts doivent être éliminés dans des temps déterminés en fonction des tensions de pas ou de contact. [2]

II-2-2-3) Structure des réseaux à protéger

La structure des réseaux MT agit sur trois paramètres important :

- La typologie des défauts qui est différente, au réseau aérien (95% de défauts fugitifs et semi-permanents) et en réseau souterrain (100% de défauts permanents).
- Les risques pour les tiers (câbles tombés à terre).
- Les capacités homopolaires qui sont 100 fois plus grande en réseau souterrain qu'en réseau aérien. [2]

II-2-2-4) Choix du régime du neutre

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important sur le plan de protection. 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.

Un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition des surtensions. Par contre, un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions mais engendre des courants de défaut très importants. [2]

Entre ces deux extrêmes, d'autres solutions peuvent être mises en œuvre :

a) Neutre mis directement à la terre

Une liaison électrique d'impédance nulle est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de limitation, le courant de défaut I_{k1} entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée (fig. 1).

La coupure se fait au premier défaut d'isolement. [2]

- **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'y a pas de protections spécifiques : les protections normales de surintensités de phases peuvent être sollicitées pour éliminer les défauts phase-terre francs. [2]

- **Inconvénients**

- ❖ Ce schéma entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre : dégâts et perturbations sont maximaux.

- ❖ Il n'y a 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. Voir figure (II.2). [2]

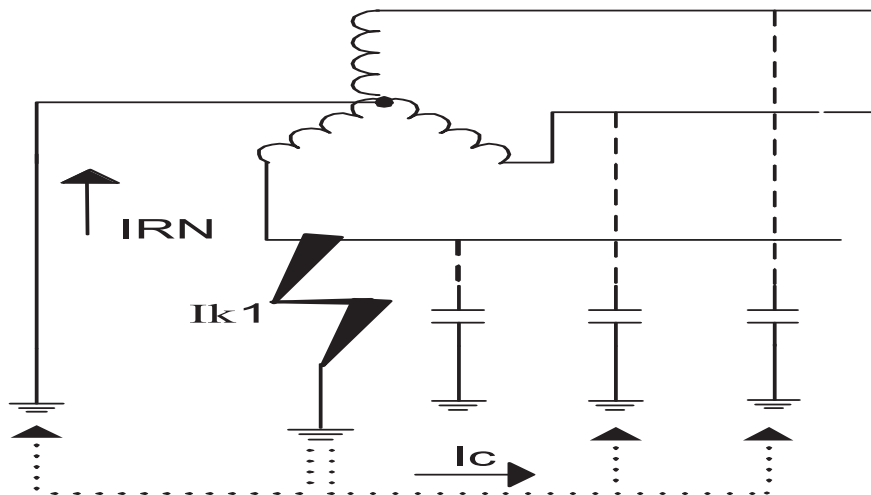


Fig (II.2) : Neutre mis directement à la terre [2]

b) Neutre mis à la terre par une résistance

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre. Voir figure (II.3)

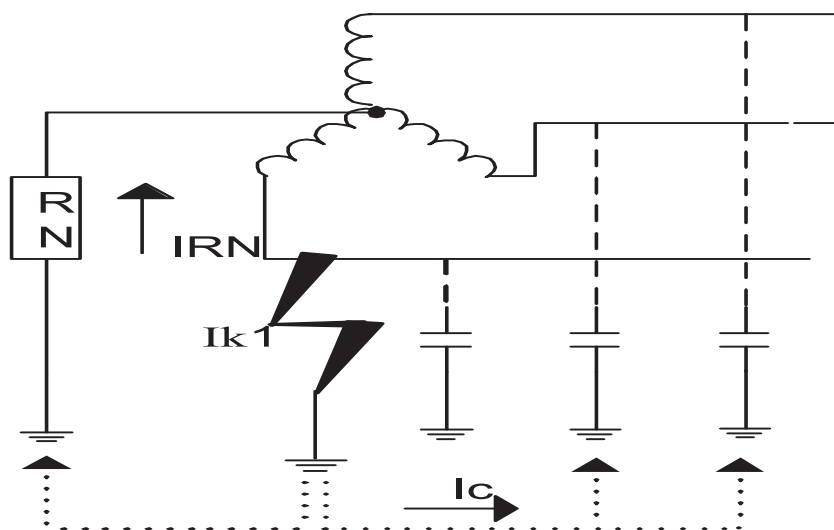


Fig (II.3) : Neutre mis à la terre par une résistance [2]

- **Avantages**

- ❖ Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.

- ❖ Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

- **Inconvénients**

- ❖ La continuité de service du départ en défaut est dégradée, en effet, en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).

- ❖ Le cout de la résistance de mise à la terre croit avec la tension et le courant limité.

c) Neutre mis à la terre par une réactance faible

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40kV, on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut. Voir figure (II.4). [2]

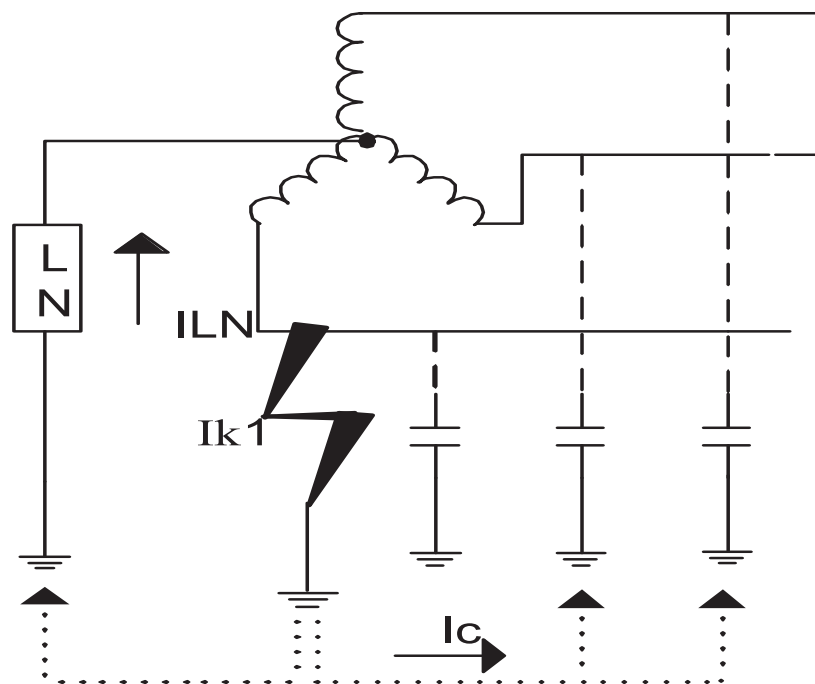


Fig (II.4) : Neutre mis à la terre par une réactance faible [2]

- **Avantages**

- ❖ Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défauts.

- ❖ Il permet la mise en œuvre de protections, sélectives simple si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau. [2]

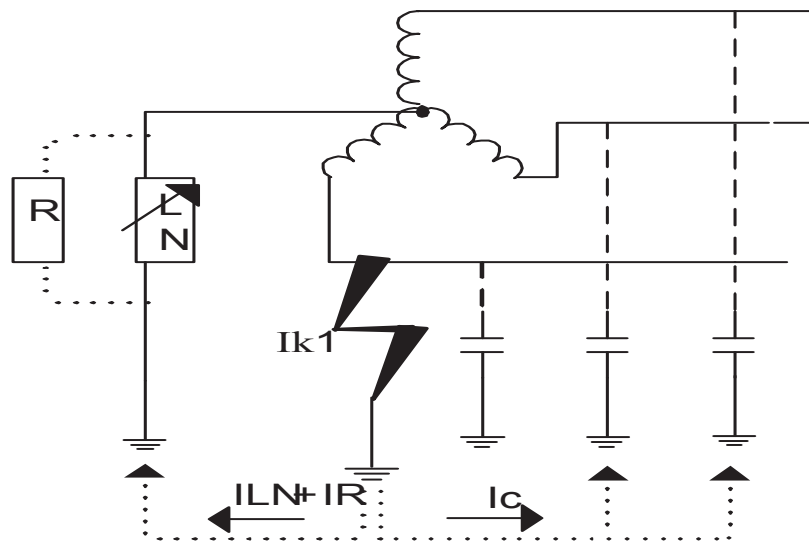
- **Inconvénients**

- ❖ Lors de l'élimination des défauts terre, des surtensions importantes peuvent apparaître, dues à des résonnances entre la réactance et la capacité du réseau.

- ❖ La continuité de service du départ en défaut est dégradée : en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut) [2]

c) Neutre Mis à la terre par réactance de compensation

Une réactance raccordée sur la capacité phase-terre totale du réseau et 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 voisin de zéro. Voir figure (II.5). [2]



Fig(II.5) : Neutre Mis à la terre par réactance de compensation [2]

- **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.

- ❖ Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine. [2]

- **Inconvénients**

- ❖ 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. [2]

II-3) La sélectivité des protections

II-3-1) Définition

C'est la coordination des dispositifs de coupure automatique de telle sorte qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut, et par lui seul. [8]

II-3-2) Différents types de Sélectivité

II-3-2-1) Sélectivité totale

Pour toutes les valeurs du défaut, depuis la surcharge jusqu'au court-circuit franc, la distribution est totalement sélective si D2 s'ouvre et si D1 reste fermé. Voir figure (II.6).[8]

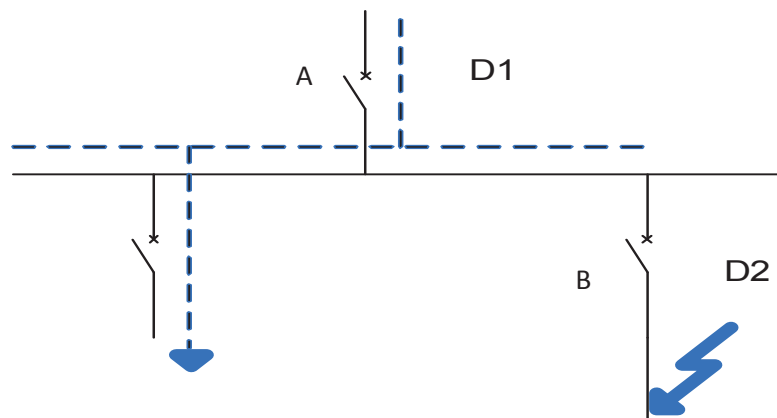


Fig (II.6) : Sélectivité des appareils [8]

II-3-2-2) Sélectivité partielle

La sélectivité est partielle si la condition ci-dessus n'est pas respectée jusqu'au plein courant de court-circuit, mais seulement jusqu'à une valeur inférieure. Cette valeur est appelée limite de sélectivité.

Dans l'éventualité d'un défaut les disjoncteurs D1 et D2 s'ouvrent. [8]

II-3-2-3) Sélectivité ampèremétrique

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon; son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la

section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). [8]

- **Avantages**

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà.

Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide. [8]

- **Inconvénients**

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B).

De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur. [8]

Elle repose sur le décalage en intensité des courbes figure (II.7)

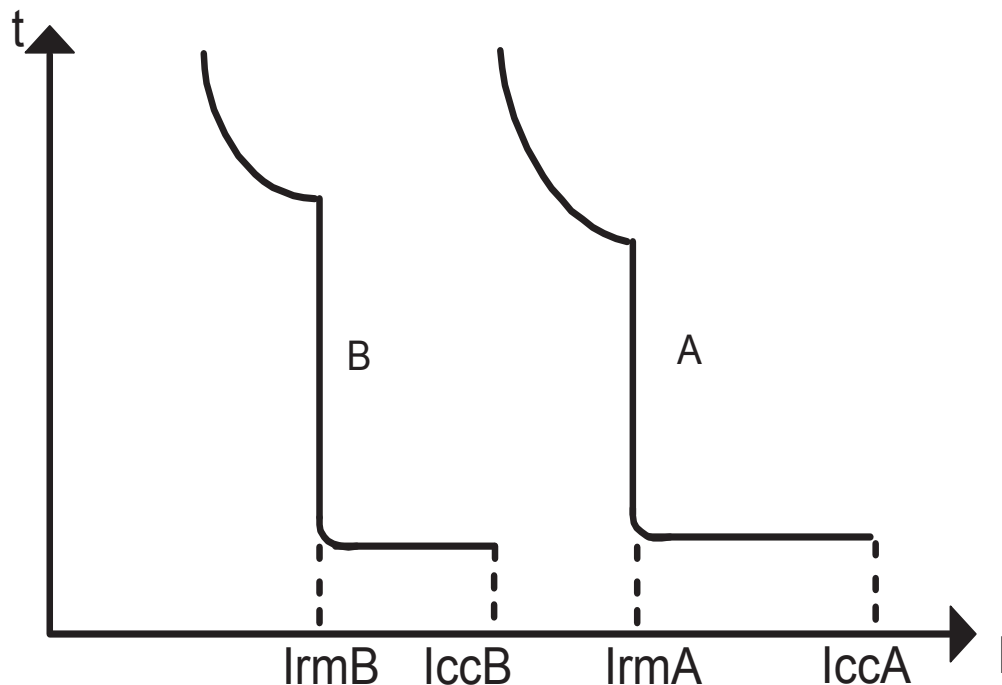


Fig (II.7) : Sélectivité ampèremétrique [8]

II-3-2-4) sélectivité chronométrique

Consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source. [8]

Elle repose sur le décalage temporel des courbes comme le montre la figure (II.8)

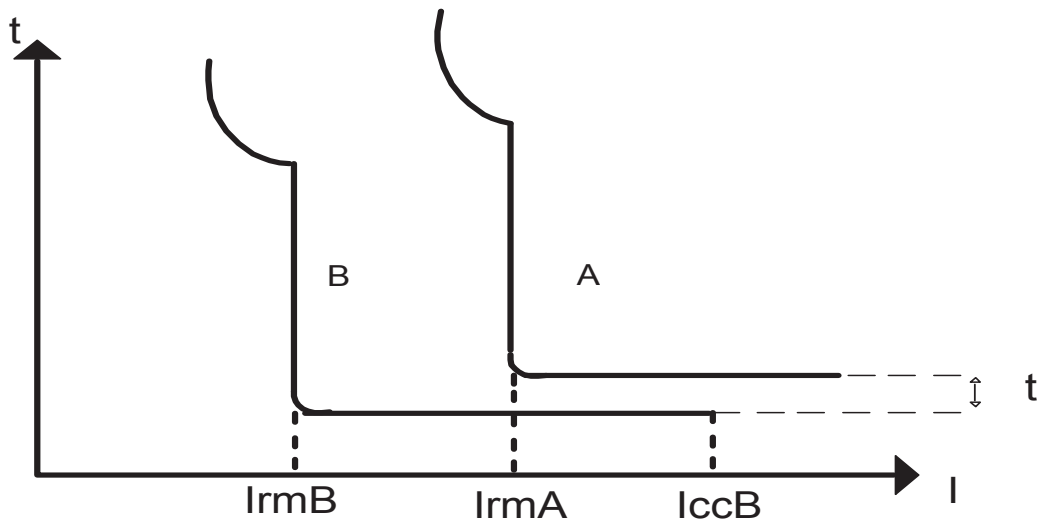


Fig (II.8) sélectivité chronométrique [8]

II-3-2-5) Sélectivité logique

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut.

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source. [8]

Ce principe est souvent utilisé pour protéger des réseaux MT comportant des antennes avec de nombreux étages de sélectivité.

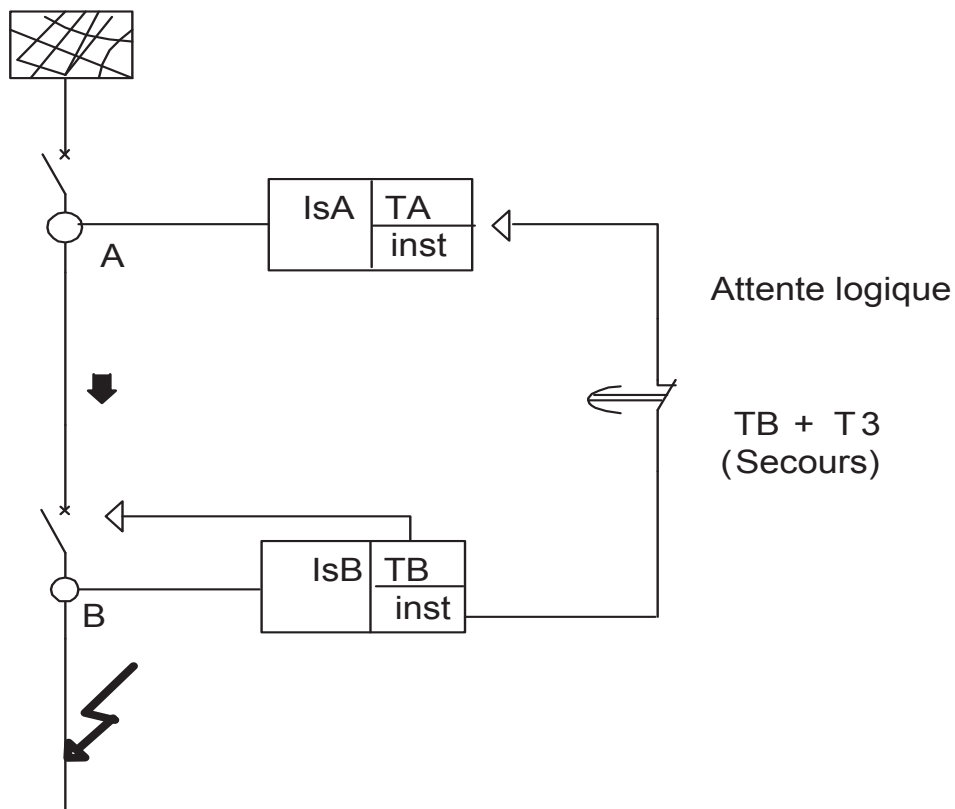
- **Avantages**

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade.

Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée ; on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs. [8]

- **Inconvénients**

Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées. Voir figure (II.9). [8]



Fig(II.9) : Fonctionnement d'une Sélectivité logique.[8]

II-4) Appareillage de protection

Les systèmes de protection des réseaux électriques sont équipés de plusieurs appareils selon les défauts.

II-4-1) Appareillage de protection contre les surtensions

Les dispositifs de protection contre les surtensions sont groupés en deux classes :

les parafoudres et les éclateurs. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de la foudre. [3]

II-4-1-1) les parafoudres

Les parafoudres sont conçus dans le but d'assurer une meilleure protection des installations contre les coups de foudre ou certains équipements industriels et une bonne continuité de service. Pour une tension élevée, à résistance faible, le courant passe à la terre (équivalent d'un interrupteur fermé). Lorsque la tension est voisine de la tension de service, la résistance est élevée, le courant est coupé (équivalent d'un interrupteur ouvert) sans déclencher le départ.

Les parafoudres à résistance variable avec éclateur sont les plus répandus dans les installations HT et MT en exploitation de puis quelques années. La tendance actuelle est vers les parafoudres à oxyde de zinc qui possèdent les meilleures performances. [8]

a) Parafoudres à résistance variable avec éclateur

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistance) capable de limiter le courant après le passage de l'onde de choc. Après l'écoulement de l'onde du courant de décharge, le parafoudre n'est plus soumis qu'à la tension de réseau. Celui-ci maintient un arc sur l'éclateur, mais le courant correspondant dit (courant de suite), traverse la résistance dont la valeur est maintenant élevée. Il est donc assez faible, pour ne pas endommager l'éclateur, et être interrompu lors du premier passage à zéro du courant (extinction naturelle de l'arc). [8]

b) Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistance variables et éclateurs. L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur mais sous la tension nominale du réseau protégé avec un courant de fuite à la terre très faible (inférieur à 10 mA). Voir figure (II.10) [8]

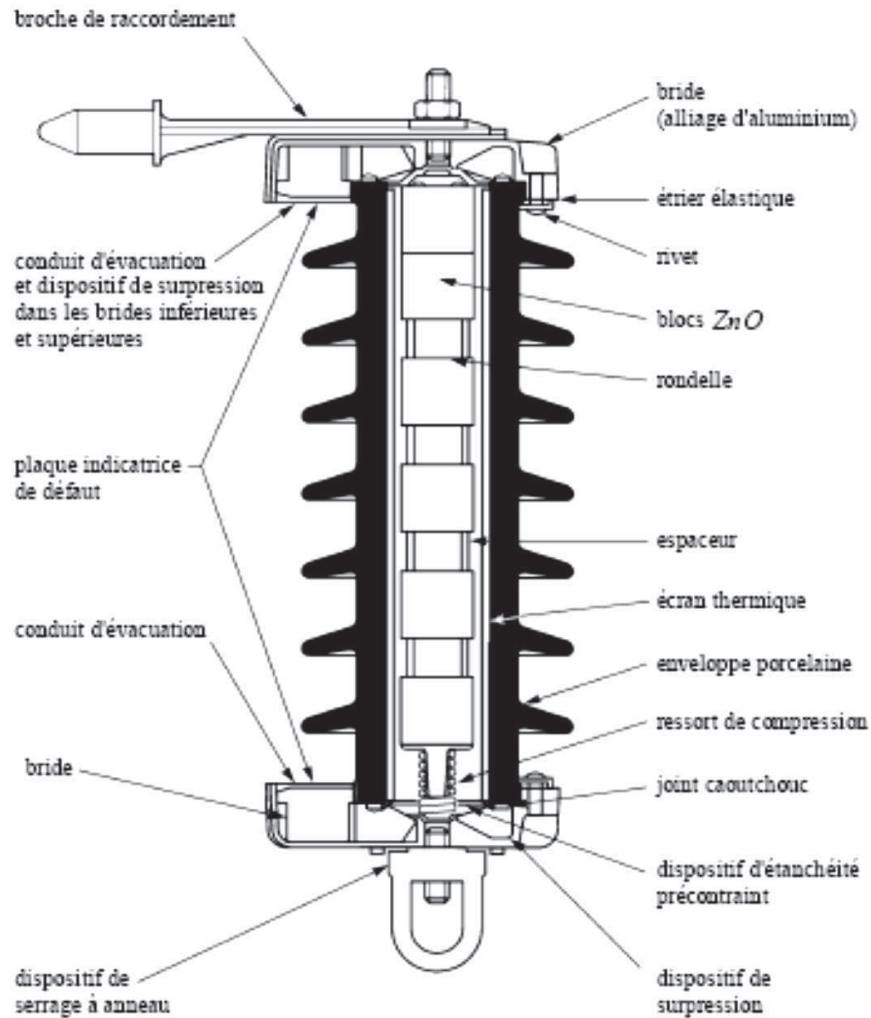


Fig (II.10) : structure d'un parafoudre ZnO [5]

II-4-1-2) Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger et la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible (effet pointe) pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège 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 de matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur. Voir figure (II.11). [8]

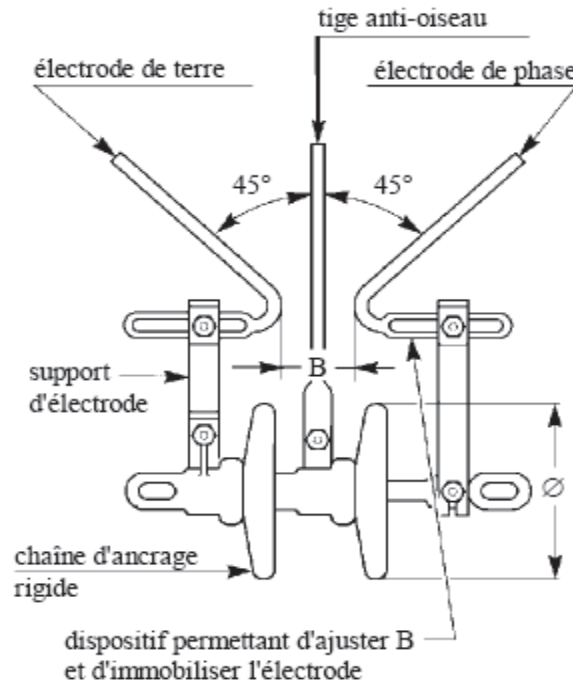


Fig (II.11) : Eclateur MT avec une tige anti-oiseaux [5]

II-4-2) Appareillage de protection contre les surintensités

La surintensité est tout courant supérieur à la valeur assignée.

II-4-2-1) Les Sectionneurs

a) Définition :

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif est d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique, et d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

Le sectionneur ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique (n'a aucun pouvoir de coupure), c'est pour quoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel et pour le matériel. Voir figure (II.12). [3]

b) Différents types de Sectionneurs :

On distingue selon leurs rôles deux types de sectionneurs :

- Sectionneur de ligne, reliant deux parties de réseau ;

- Sectionneur de terre, permettant de relier galvaniquement à la terre des parties flottantes du réseau. [3]

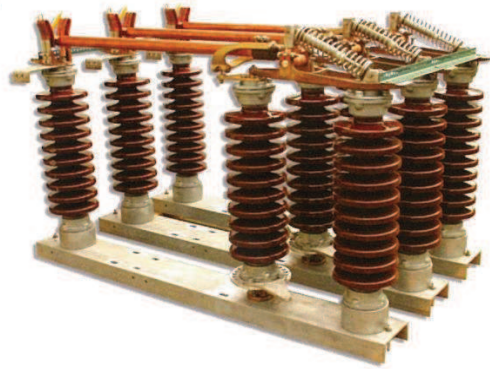


Fig (II.12) : Exemple d'un sectionneur MT [16]

II-4-2-2) Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil de protection électrique dont le rôle est d'établir ou d'interrompre des courants normaux ou anormaux.

Le disjoncteur est destiné à la protection des réseaux de distribution et des postes de transformation. Il est doté d'un pouvoir de coupure important, il peut interrompre des courants de court-circuit de 4 à 5 fois le courant nominal sous une tension élevée, en quelques millièmes de secondes. Voir figure (II.13).

Il est composé de deux éléments principaux :

- Un système de détection.
- Un système de coupure.

Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, les disjoncteurs MT et HT peuvent être :

- Disjoncteur à l'huile.
- Disjoncteur à air comprimé.
- Disjoncteur sous vide.
- Disjoncteur à soufflage magnétique.[3]

➤ Choix du disjoncteur :

Ce choix est fonction des caractéristiques électriques du réseau sur lequel il est installé (tension nominale, courant nominal, pouvoir de coupure, fréquence, nombre de pôles), des

impératifs d'exploitation (continuité de service, sélectivité, ...) et de l'environnement dans le quel il est supposé de s'y trouver (température ambiante, installation, ...). [3]



Fig (II.13) : Exemple d'un disjoncteur MT [16]

II-4-2-3) Les fusibles

C'est l'appareil de protection le plus répandu dans les réseaux de distribution son 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.

Un des avantages de l'utilisation est son cout et sa simplicité d'opération, cependant il nécessite une intervention humaine pour être remplacé. Voire figure (II.14)

➤ Caractéristiques du fusible :

Les fusibles sont caractérisés par leur :

1. Tension nominale, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime nominal.
2. Courant nominal, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime normal.

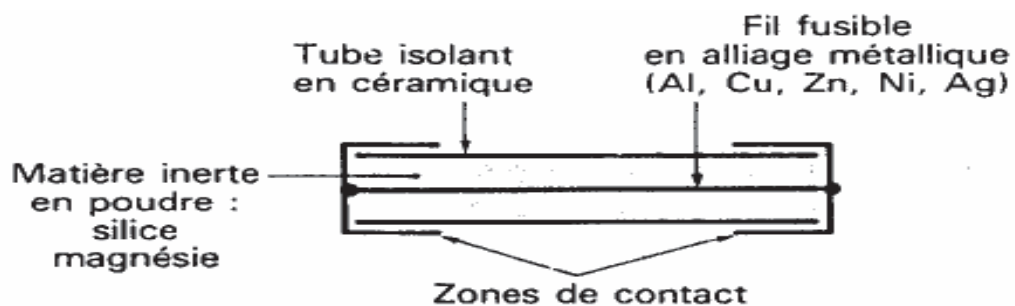


Fig (II.14) :constituants d'un fusible MT. [16]

II-4-2-4) Les relais de protection

a-Définition

Un relais de protection est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, sièges d'un fonctionnement anormal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent (courant, tension, température...) franchissent un seuil prédéterminé. [6]

b- Différents types des relais

On distingue plusieurs types de relais :

1-Relais électromagnétique

Un relais électromagnétique, dans son principe de commutation, s'apparente à un interrupteur mécanique dont la manœuvre ne s'effectue pas manuellement, mais en faisant circuler un courant dans le circuit d'excitation du relais. Ce circuit est constitué par une bobine appelée bobine d'excitation ou bobine de commande. Le passage d'un courant de quelques dizaines de milliampères dans le circuit d'excitation suffit pour commander un relais. Lorsque le relais est commandé, le contact initialement en position repos passe en position travail et reste dans cette position tant qu'un courant circule dans le circuit d'excitation. Lorsque le courant dans le circuit d'excitation disparaît, le contact revient en position repos. Voir figure (II.15). [6]

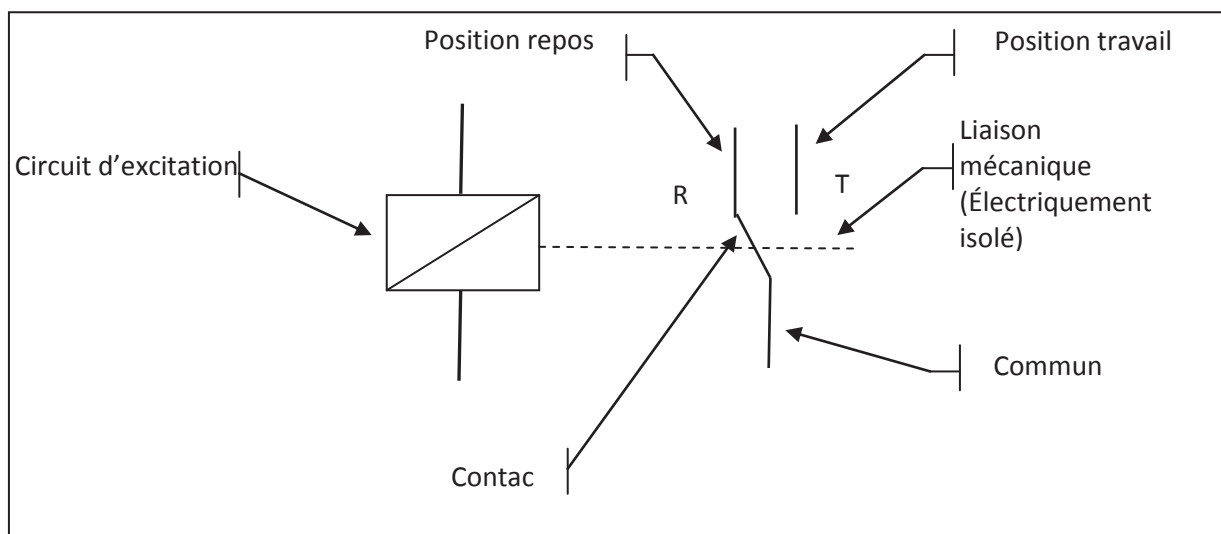


Fig (II.15): Constitution d'un relais électromagnétique [6]

2-Relais statique

Il comporte des circuits intégrés linéaires au silicium composé de portes et circuit logique, et plus récemment, le relais statique comporte des mémoires et des microprocesseurs.

L'utilisation de ces composants a permis la mise au point des caractéristiques plus sophistiquées.

Les relais statiques remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivant :

- Plus précis ;
- Plus sensible ;
- Plus rapide ;
- Longue durée de vie, faible consommation et moins encombrant.

Malgré tous ces avantages, les relais statiques possèdent des manques tels que la limitation des fonctions.[2]

3-Relais thermique

Il comporte un élément actif chauffé par le passage de l'intensité du courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est une lame bimétallique qui se déforme sous l'effet de l'augmentation de la température engendrée par la surintensité. Le relais thermique est donné par la figure (II.16). [5]

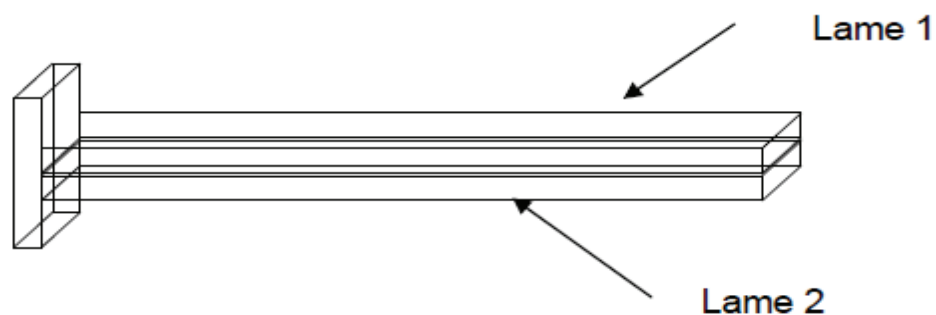


Fig (II.16) : Relais thermique. [5]

4-Relais numérique

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local. [3]

- **Exemple d'un relais numérique de protection**

Parmi ces relais numériques on trouve le SEPAM qui est constitué d'unité numérique de protections et de contrôle et de commande des réseaux de distribution électrique moyenne tension et basse tension. Il assure l'ensemble des fonctions suivantes :

- Protection
- Commande et surveillance
- Mesure et diagnostic du réseau électrique MT
- Communication
- Auto surveillance

Le SEPAM fournit une gamme de protection complète avec affichage numérique répondant aux exigences suivantes :

- Grande dynamique de réglage ;
- Protection des réglages par mot de passe ;
- Facilité d'utilisation des courants de déclenchement sur chaque phase et l'affichage des valeurs réelles des mesures ;
- Sûreté de fonctionnement avec les contrôles permanents et un haut niveau d'immunité aux perturbations électromagnétiques.

Dans la gamme SEPAM on trouve plusieurs types selon leur capacité et fonctions souhaitées : SEPAM (1000+, 1000, 2000, 80,...).

Chaque SEPAM est une réponse optimale en terme de fonctionnalité et de performance. De plus, il comprend l'ensemble des fonctions de protection, de mesure, de commande, de surveillance et de signalisation nécessaires à l'application pour laquelle il est destiné.

Le SEPAM est réalisé d'une façon à s'adapter à plusieurs applications :

- Applications aux sous-stations (arrivées et départs) ;
- Applications aux transformateurs ;

- Applications aux moteurs ;
- Applications aux générateurs. [3]

II-6) Protection d'un réseau MT

Les réseaux moyenne tension s'étendent des postes sources (transformateurs HT/MT) jusqu'aux abonnés MT ou BT en passant par des jeux de barres et des lignes aériennes ou souterraines.

La protection du réseau MT consiste à la protection des différents équipements qui le constituent. [9]

II-6-1) Protection des transformateurs HT/MT

Les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par des protections à maximum de courant.

- **La première, côté HT :** est une protection à maximum de courant à deux seuils.
 - Le premier seuil temporisé.
 - Le deuxième seuil instantané pour les courts-circuits sur le primaire du transformateur.
- **La deuxième, côté MT :** est une protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue aussi une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT.

Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche MT. [9]

II-6-2) Protection des jeux de barres

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts à cause de leurs petites longueurs et leurs petits diamètres, mais il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possibles 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. [9]

1- Protection différentielle de jeu de barres

C'est la protection la plus utilisée pour protéger les jeux de barres car elle est très rapide et sélective. Elle est la plus efficace pour garantir l'élimination sûre de tout défaut sur le jeu de

barres. Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. On dit que le jeu de barres est sain si la différence des courants est nulle, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche. Voir figure (II.17). [9]

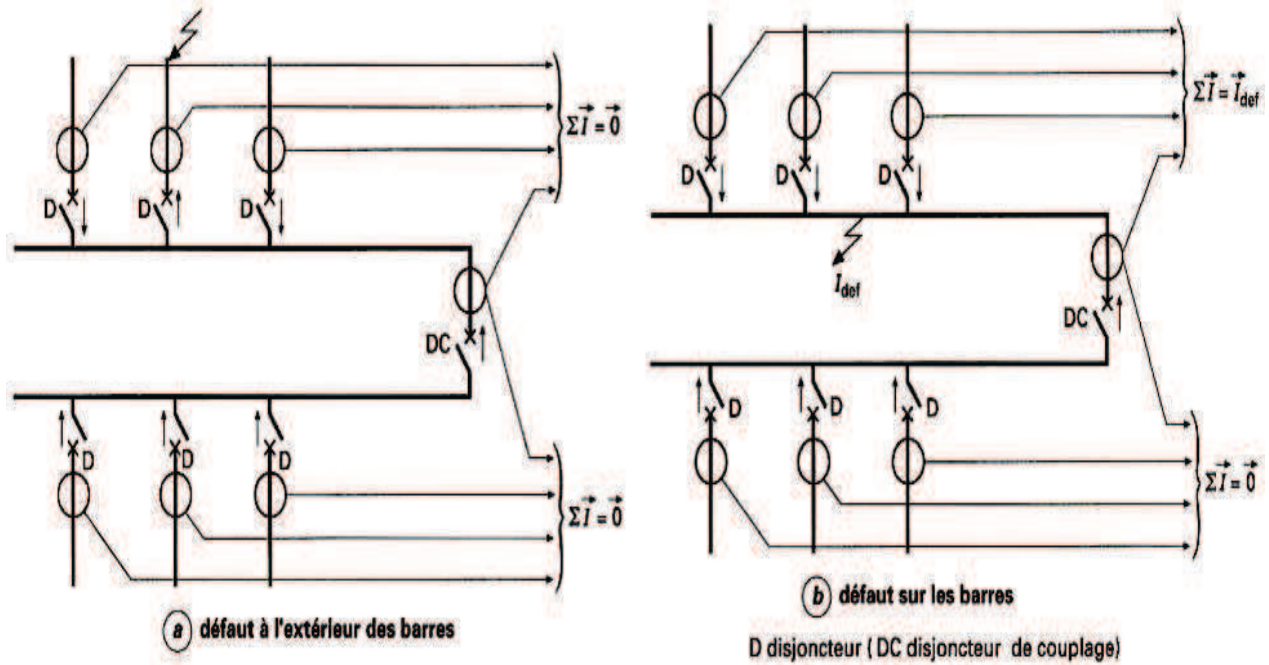


Fig (II.17): Principe de fonctionnement d'une protection différentielle de Barres [5]

2- 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 inséré 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. Voir figure (II.18). [9]

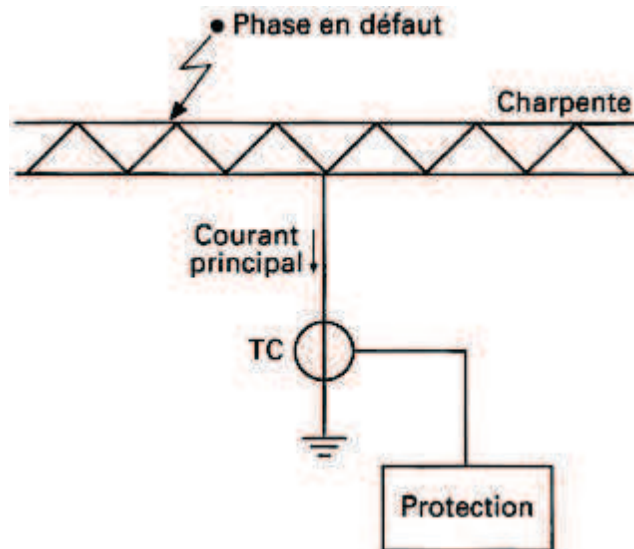


Fig (II.18) : Principe de fonctionnement d'une Protection de masse [5]

II-6-3) Protection d'un départ MT

Les protections sont installées en tête des départ dans le poste HT/MT et dans les postes MT/BT. 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 phases ou entre phase et terre) et 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.[9]

II-6-3-1) Protection contre les défauts entre phases

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. Voir figure (II.19). [5]

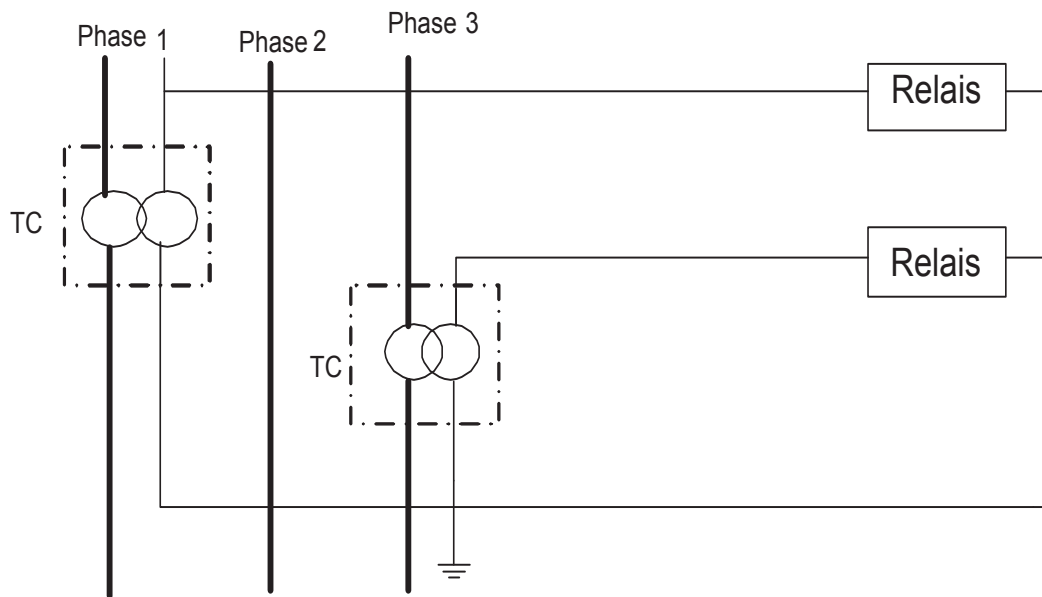


Fig (II.19) : Schéma de protection contre les défauts entre phases [5]

II-6-3-1-1) Système de protection à un seul seuil

Cette protection agit vis-à-vis des défauts polyphasés. Le réglage tient compte du cas le plus favorable entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à la plus grande impédance du réseau et le courant qui définit la limite thermique du conducteur.

Le réglage doit répondre aux conditions suivantes :

- Détecter les courts-circuits polyphasés sur la ligne
- Eviter la limite thermique des conducteurs
- Eviter les déclenchements intempestifs
- Eviter le claquage des TC [9]

II-6-3-1-2) Système de protection à deux seuils

Ces protections sont à deux seuils d'intervention, le premier seuil joue le même rôle que celui à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc au secondaire d'un transformateur). [9]

II-6-3-2) Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC comme le montre la figure (II.20)

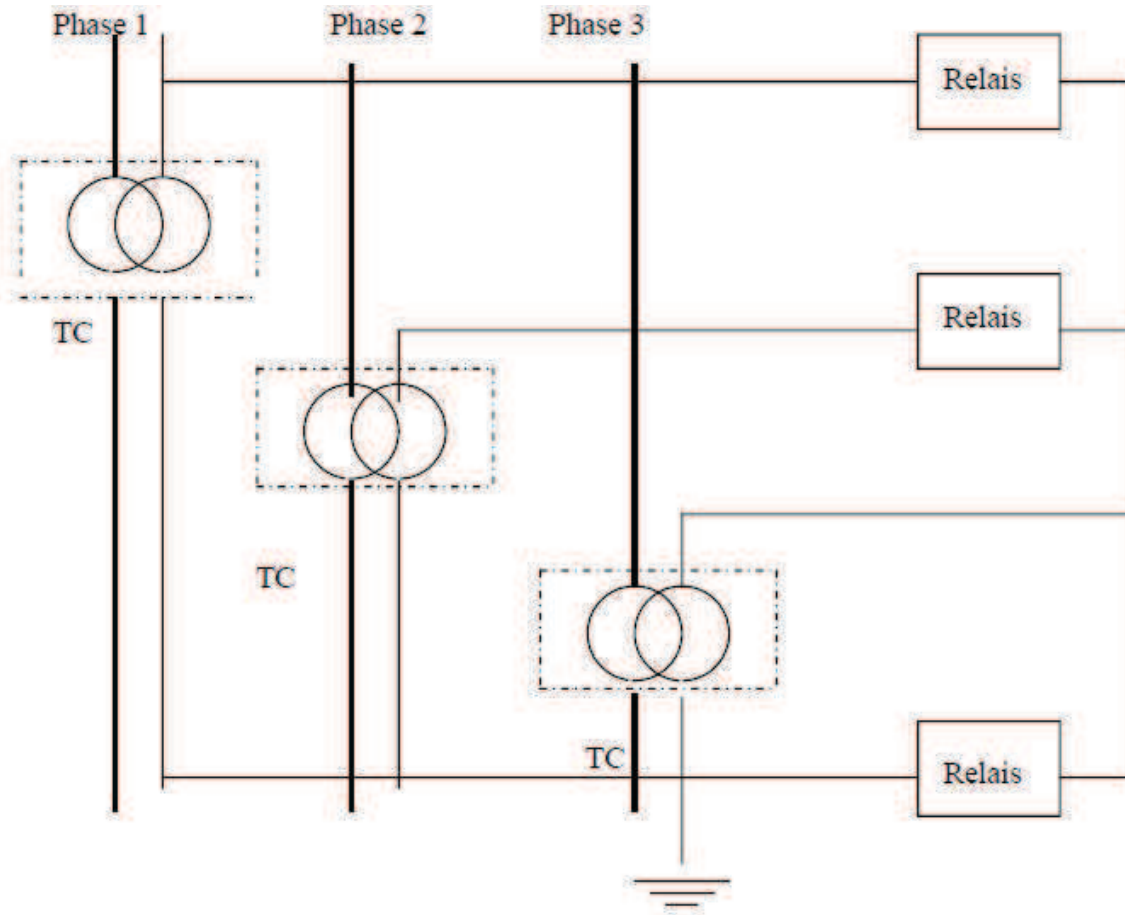


Fig (II.20) : Protection contre les défauts entre phase et terre [5]

Le relais du courant homopolaire doit être réglé à une valeur qui dépend :

- du courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie du courant du défaut à la terre à travers la capacité homopolaire du conducteur.
- du courant résiduel I_n au secondaire des TC calculé en absence de tout défaut à la terre. [5]

II-7) Les automates associés aux protections des départs MT

Les dispositifs d'exploitation automatique 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 tels 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-permanent et permanent. [3]

II-7-1) 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 de seconde et quelques secondes. 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 réarmer. [10]

II-7-2) 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 30s.

Il doit effectuer les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur après l'isolement du départ en défaut.
- Envoyer l'ordre de réenclenchement après un temps de 15 à 30s. [3]

II-7-3) Dispositif de réenclenchement rapide et lent

Avec le regroupement des différentes techniques de réenclenchement (rapide et lent).Les défauts fugitifs seront éliminés par un cycle rapide, les défauts semi-permanents entraînant un cycle de réenclenchement rapide et suivi d'un cycle long. [3]

II-8) protection des liaisons (lignes et câbles)

II-8-1) 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. [8]

II-8-2) court-circuit entre phases

La protection à maximum de courant phase (51) permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté 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. Voire figure (II.21)

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. Voire figure (II.22). [8]

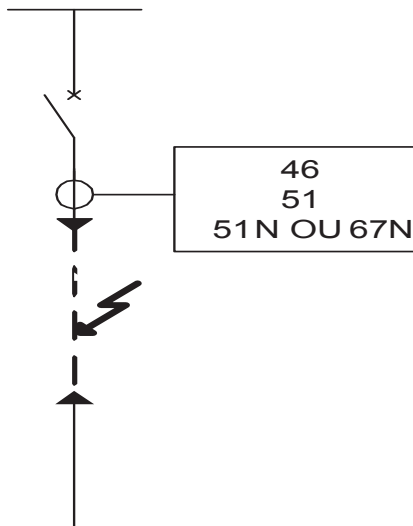


Fig (II.21): Protection de liaison par relais à maximum du courant [8]

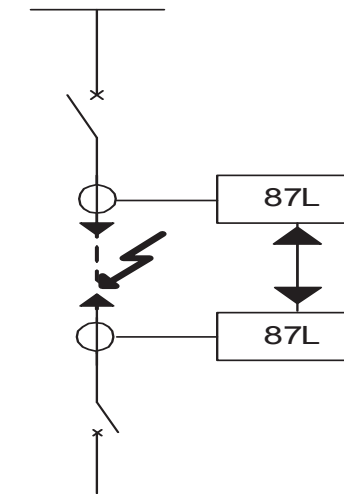


Fig (II.22): Protection de liaison par relais différentiels [8]

II-8-3) 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. Voire figure (II.21)

II-8-4) Protection de distance

La protection de distance (21) contre les défauts affectant des tronçons de ligne ou de câble est utilisée dans le cas des réseaux maillés (liaisons en parallèle, plusieurs sources).

Elle est sélective, rapide et sans nécessité de sélectivité chronométrique. Sa sensibilité est dépendante de la puissance de court-circuit et de la charge et sa mise en œuvre est difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (ligne aérienne + câble). Sa fonction est de :

- mesurer une impédance proportionnelle à la distance du point de mesure au défaut ;
- délimiter des zones d'impédance correspondant à des tronçons de ligne de différentes longueurs ;
- déclencher par zone avec temporisation. Voir figure (II.23)

L'exemple de la figure (II-24) fait apparaître pour la protection en A du tronçon AB :

- un cercle d'impédance à 80 % de la longueur de ligne (zone 1), à l'intérieur duquel est associé un déclenchement instantané.
- une couronne d'impédance comprise entre 80 % et 120 % de la longueur de ligne (zone 2), à laquelle est associé un déclenchement temporisé (200 ms).
- un cercle d'impédance à 120 % de la longueur de ligne (zone 3), à l'extérieur duquel est associé un déclenchement temporisé long de secours de la protection B à l'extérieur de AB.
- un cercle d'impédance à 120 % en aval pour assurer le secours de la protection en aval.
- Lorsqu'il y a communication entre les protections aux extrémités, on peut déclencher instantanément entre 0 et 100 %. [8]

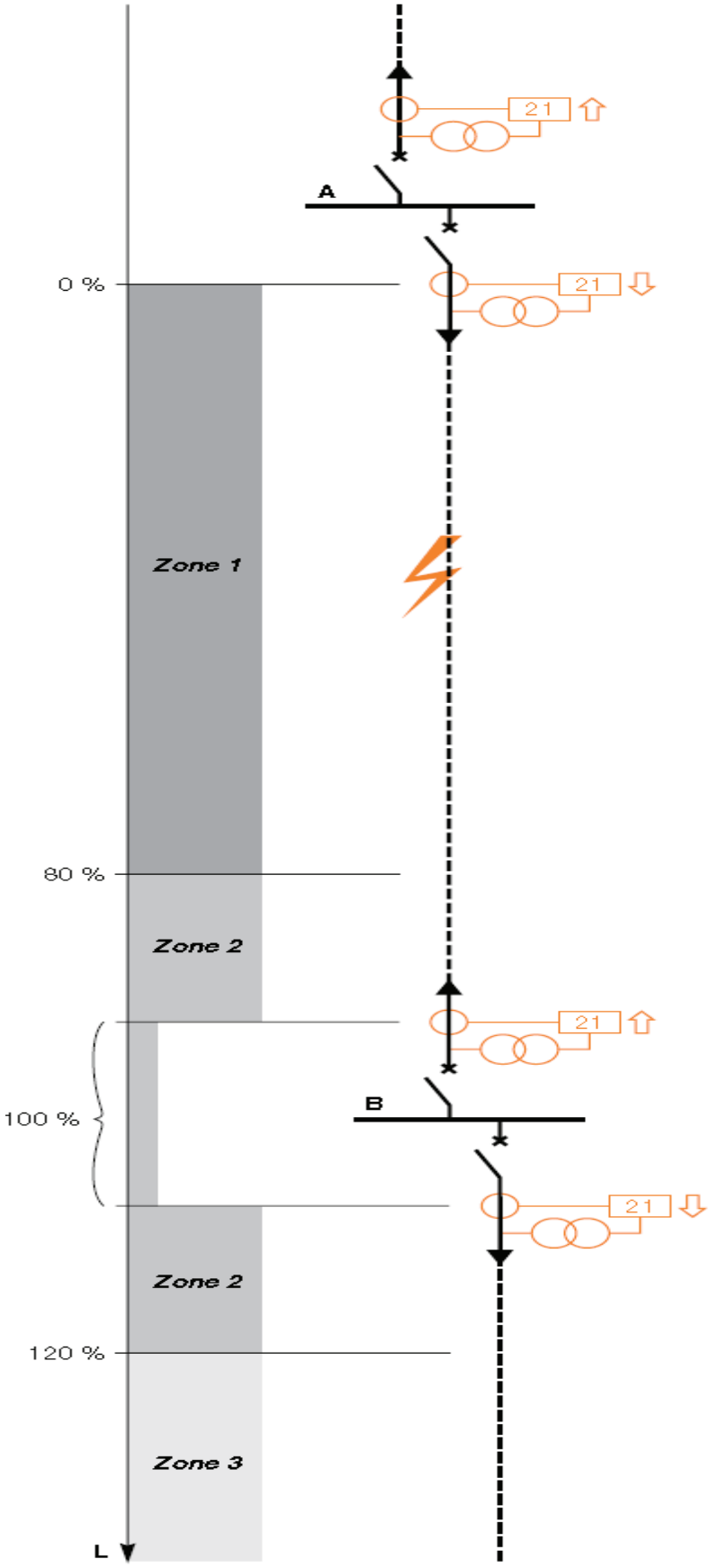
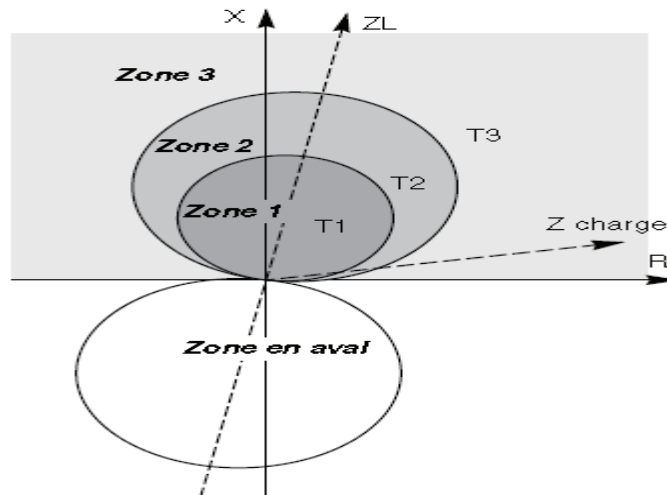


Fig (II.23) : principe de la protection de distance [8]



fig(II-24) : Cercle d'impédance [8]

II-9) Protection des transformateurs

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager. Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- la surcharge ;
- le court-circuit ;
- le défaut à la masse. [8]

1-Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées 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 du transformateur.

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse (51), 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 à image thermique 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. [8]

2-Court-circuit

Le court-circuit peut être interne au transformateur ou externe. Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre :

- Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile (63) provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :

- relais Buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant ;
- détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.

- La protection différentielle de transformateur (87T), qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance. Pour éviter le déclenchement intempestif, on procède à la mesure de l'harmonique du courant différentiel qui détecte l'enclenchement de l'appareil (retenue H2), ainsi qu'à la mesure de l'harmonique 5 qui détecte le surfluxage (retenue H5). On notera que la mise en œuvre de cette protection en technologie numérique à réseau de neurones procure des avantages : simplicité de réglage et stabilité. Voir figure (II.25).

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (50), associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les courts-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampèremétrique est ainsi assurée. Voir figure (II.26)

- Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance. [8]

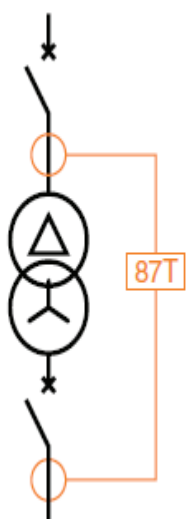


Fig (II.25) : Protection différentielle de transformateur [8]

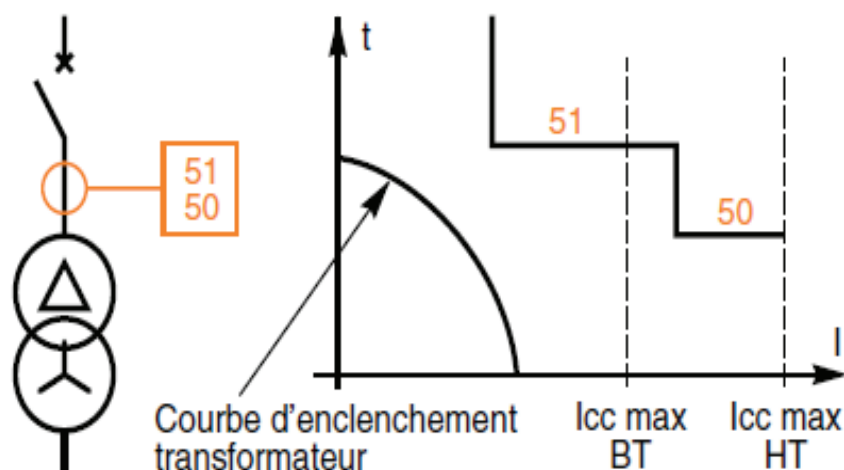


Fig (II.26) : Protection de transformateur à maximum de courant [8]

3-Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique.

Masse cuve, cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite l'isolement du transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire. Voir figure (II.27)

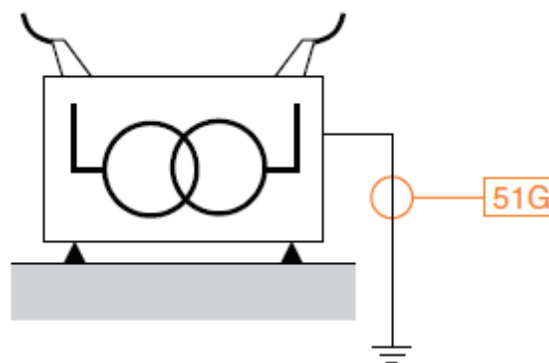


Fig (II.27) : Protection de masse cuve transformateur

Une autre solution consiste à assurer la protection contre les défauts à la terre :

- Par la protection de terre (51N) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur.
- par la protection de terre (51N) située sur l'arrivée du tableau alimenté, si la mise à la terre du neutre du réseau aval est réalisée sur le jeu de barres. Voir figure (II.28).

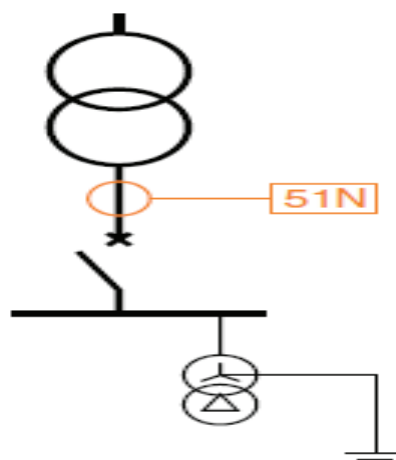


Fig (II.28) : Protection de terre

Ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase-terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval.

- par une protection de terre restreinte (64REF) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. Il s'agit d'une protection différentielle qui détecte la différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part. Voir figure (II.29)

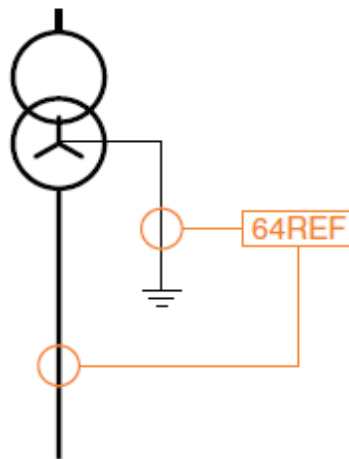


Fig (II.29) : Protection de terre restreinte.

- par une protection de terre point neutre (51G) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. Voir figure (II.30)

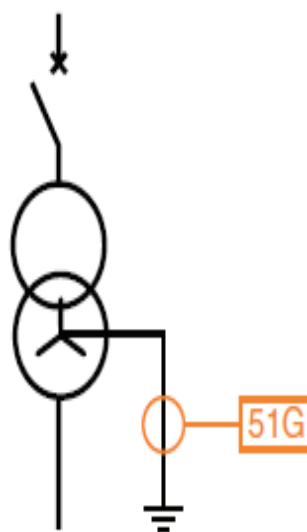


Fig (II.30) : Protection à maximum de tension

- par une protection à maximum de tension résiduelle (59N) si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre. Voir figure (II.31)

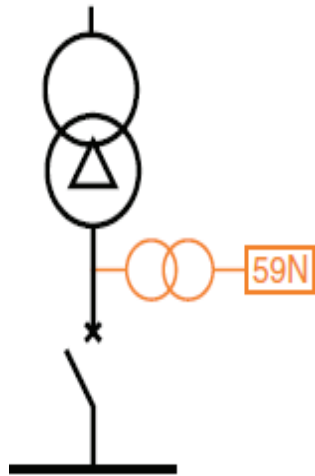


Fig (II.31) : Protection de terre point neutre

II-10) Conclusion

Dans ce chapitre nous avons énuméré les différentes protections, comment concevoir et réaliser un système de protection capable d'éliminer les risques d'accidents 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.

Chapitre III

Calcul des courants de défauts

III-1) Introduction

Les réseaux de distribution d'énergie peuvent être le siège d'un certains nombres d'incidents qui sont dus, en général à l'apparition de défauts. Ces défauts sont les courts-circuits ou les surtensions.

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

III-2) Définition d'un défaut électrique

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre une modification de la valeur de Courant et de la tension par rapport à une valeur nominale (dépassement de seuil). Un contact involontaire entre deux conducteurs, par exemple provoque une augmentation de l'intensité électrique et peut mettre en péril l'ensemble du circuit électrique en provoquer des incendies ou des accidents. Dans certains cas, un défaut peut conduire à l'effondrement électrique du réseau et la mise en danger de son environnement. [16]

III-3) Origines des défauts

Il existe de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent avoir pour origine : [15]

III-3-1) Défauts d'origine externe

Ceux sont des événements indépendants du réseau, dont l'origine est :

- a-** Mécanique : rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, et l'amorçage dû aux contacts de branches, de brindille ou même d'oiseaux avec les conducteurs.
- b-** Atmosphérique : qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou d'un poste. On peut aussi inclure les amorçages qui résultent de dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs et les travaux de terrassement de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanents sur les câbles souterrains. [15]

III-3-2) Défauts d'origine interne

Ceux sont des phénomènes propres au réseau car ils prennent naissance à l'intérieur même du réseau sans être justifiés par aucune autre cause extérieure. On peut citer le cas des surtensions dus à des phénomènes de résonance, les surintensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement et l'ouverture d'un circuit électrique en charge. [15]

III-4) Différents types de défauts

Les différents types de défauts qu'on rencontre sont les surintensités, surtensions et les déséquilibres. [15]

III-4-1) Surintensité

L'origine des surintensités sont les surcharges et les courts-circuits.

1-Surcharges : elles peuvent se produire de deux façons

- **Surcharges normales** : Elles produisent en particulier lors de la mise sous tension des transformateurs et appareils électriques divers.

- **Surcharges anormales** : Elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour la ligne d'alimentation ou le travail demandé aux machines est exagéré d'où l'échauffement lent mais pouvant entraîner la détérioration des installations.

2- Court-circuits : ils sont dus à un contact accidentel entre phases ou entre une phase et la terre, soit à un défaut d'isolement, soit à une fausse manœuvre. L'augmentation de l'intensité maximale peut être très élevée d'où les risques d'accidents.

III-4-2) Surtensions

On qualifie de surtension toute tension fonction du temps entre un conducteur de phase et la terre ou entre deux conducteurs de phase, dont la ou les valeurs des crêtes dépassent la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel. Les surtensions sont d'origine interne ou externe.

1- Surtensions d'origine externe : elles sont produites par l'électricité atmosphérique dues à des coups de foudres directs sur une ligne, ou un pylône ou bien à des coups de foudres indirectes (électrostatique, électromagnétique).

2- Surtensions 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 ou claquage d'un isolant.

III-4-3) Le déséquilibre

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitudes et / ou ne sont pas déphasés les unes par rapport aux autres de 120° . Le déséquilibre est causé par le courant de court-circuit, la rupture de phase ou un mauvais fonctionnement de disjoncteur.

Les conséquences de déséquilibre sont :

- Echauffement des conducteurs ;
- Vibration des moteurs. [16]

III-5) Caractéristique de défauts

Les défauts affectant les réseaux à moyenne tension peuvent être classés suivant leur emplacement dans le réseau, leurs durées et la difficulté de leur élimination. [15]

III-5-1) Leurs emplacements

On peut distinguer :

- Les défauts qui affectent, en aval des disjoncteurs protégeant les départs MT, les réseaux proprement dits, c'est-à-dire les lignes aériennes et les câbles isolés, qui constituent les antennes principales et les dérivation, ainsi que la partie MT des postes MT/BT
- Les défauts qui affectent la partie MT des poste HT/MT , en amont de ces disjoncteurs. [16]

III-5-2) Leurs durées

Il y a plusieurs sortes de défauts selon la durée de la mise hors tension de la partie défectueuse qui dépend de la valeur atteinte de la tension et celle de l'intensité du courant, alors les défauts sont dits :

- **Permanents** : après avoir provoqué un déclenchement définitif, nécessitant l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service. Ces défauts résultent des défauts qu'on peut constater en réseau tels que rupture de conducteur, claquage d'isolateurs, ...
- **Semi-permanents** : ils exigent, pour disparaître, une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes), mais qui ne nécessitent aucune intervention du personnel d'exploitation pour la reprise de service.
- **Fugitifs** : ils nécessitent, pour disparaître, une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de secondes).

- **Auto extincteurs** : ils disparaissent spontanément, en des temps très court sans provoquer de déclenchement sur le réseau. On rencontre ce type de défauts sur le réseau MT en cas de défaut monophasé.

- **Intermittents** : ils se répètent à des temps proches et ils s'éliminent d'eux même (cas de balancement d'un conducteur sous l'effet d'un vent violent). [16]

III-6) Conséquence de défauts

Les courts-circuits ont des effets néfastes :

- sur le fonctionnement des réseaux ;
- sur la tenue des matériels ;
- sur la qualité de la fourniture ;
- sur les circuits de télécommunications ;
- sur la sécurité des personnes. [17]

III-6-1) Fonctionnement des réseaux

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

III-6-2) Tenue des matériels

Les courts-circuits provoquent des surintensités violentes qui, dans le cas de défauts triphasés, peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet Joule dans les conducteurs ;
- des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques ; ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs ; ces efforts, s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants aux matériels et même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité. C'est le cas, par exemple, des matériels sous enveloppe métallique sur lesquels les Courts-circuits internes sont susceptibles d'entraîner le percement des enveloppes.

III-6-3) Qualité de la fourniture

Dans la plupart des cas, les Courts-circuits se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature du court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre, performances des protections. Ces perturbations peuvent aller du creux de tension ou de la microcoupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture.

III-6-4) Circuits de télécommunication

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie.

Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

III-6-5) Explosion du disjoncteur

La valeur importante du courant de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteur, particulièrement si ceux-ci sont d'un type ancien et sont placés sur les réseaux MT alimenté par des transformateurs HT/MT de grande puissance. [15]

III-6-6) La sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol, etc. sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes ; le mode de mise à la terre des points neutres joue un rôle essentiel. Certains défauts sont difficiles à identifier et présentent d'autant plus de risques ; en MT, on cite un chiffre de l'ordre de 15 % pour le nombre de défauts permanents qui ne sont pas détectés.

III-7) Utilité de calcul du courant de court-circuit

Il est impératif de connaître la valeur du courant de court-circuit I_{cc} à tous les endroits d'une installation, où l'on veut placer un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) chargé d'interrompre ce court-circuit. Il faut en effet s'assurer que le pouvoir de coupure du fusible ou du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit.

L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire à des résultats catastrophiques. En effet deux valeurs du courant de court-circuit doivent être déterminées :

- Sa valeur maximale, quand le court-circuit se produit aux bornes même de l'organe de protection, et dans le cas le plus défavorable (défaut triphasé)
- Sa valeur minimale, quand le court-circuit se produit à l'extrémité de la liaison protégée, c'est-à-dire à l'entrée du prochain organe de protection, et dans le cas le plus favorable (défaut biphasé).

La valeur maximale définit :

- Le pouvoir de coupure nécessaire du fusible ou du disjoncteur chargé de la protection à cet endroit ;
- Le pouvoir de fermeture nécessaire de ce même disjoncteur (en cas de fermeture sur un court-circuit) ;
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage électrique.

La valeur minimale définit le choix de la courbe de déclenchement du disjoncteur ou du fusible, assurant la sélectivité des déclenchements. [15]

III-8) Facteur influençant la valeur de l'intensité d'un courant du court-circuit

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

- De la nature des éléments qui constituent le réseau : alternateurs, transformateurs, lignes et câbles ;
- De la structure du réseau : le schéma, au lieu d'être réduit à un simple circuit en anneau, peut par exemple comporter des lignes en parallèles ;
- Du mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à terre ;
- De la résistance de défaut ;
- Du type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé. [15]

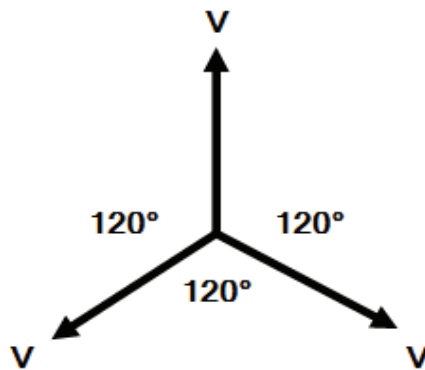
III-9) Méthodes de calcul des courants des courts-circuits

III-9-1) Méthodes des composantes symétriques

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés constituent des ensembles équilibrés. Mais dans le cas où ils sont le siège de défauts, cet équilibre fait place à une dissymétrie importante. [18]

1-Définition des Composantes Symétriques

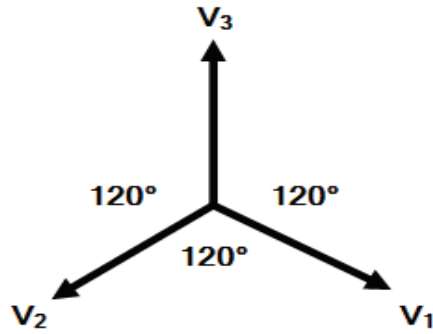
Un système triphasé sinusoïdal équilibré est formé par trois grandeurs Sinusoïdales ayant même amplitude et même pulsation, mais présentant deux à deux un déphasage de 120° (ou égal à un multiple de 120°). Voir figure (III.1).



Fig(III.1) : système triphasé

A partir des trois vecteurs V , on va chercher à déterminer le nombre de systèmes triphasés équilibrés distincts qu'il est possible de réaliser. Un élément essentiel de la discrimination réside dans le sens du déphasage des vecteurs V ; ce sens peut être en effet, le sens horaire ou le sens inverse. Pour plus de commodité, numérotions les trois vecteurs V_1 , V_2 , et V_3 .

Si les numéros croissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage arriéré de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est direct. Voir figure (III-2).



Fig(III.2) : système direct

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est inverse. Voir figure (III.3).

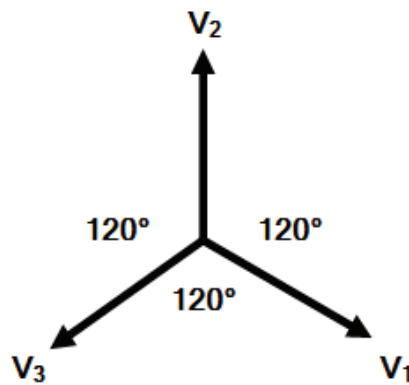


Fig (III.3) : système inverse

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant le système sont en phase : le système est homopolaire. Voir figure (III.4).

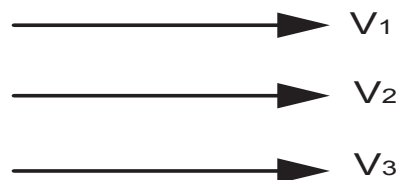


Fig (III.4) : système homopolaire

Les trois systèmes définis précédemment, ont reçu le nom de Composantes Symétriques car ce sont les éléments les plus simples auxquels on puisse ramener un système triphasé déséquilibré quelconque.

Remarque : Les systèmes direct et inverse ne diffèrent que par la numérotation des grandeurs qui les constituent.

2- Définition et propriété de l'opérateur " a "

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconques à trois systèmes de vecteurs symétriques. Pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé " a ".

Un vecteur V affecté de l'opérateur " a " est un vecteur aV qui est déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur V , le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou anti-horaire.

Un vecteur V affecté de l'expression a^2 est un vecteur a^2V qui est déphasé de 240° en avant par rapport au vecteur V , le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou anti-horaire.

La figure (III.5) explique la disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

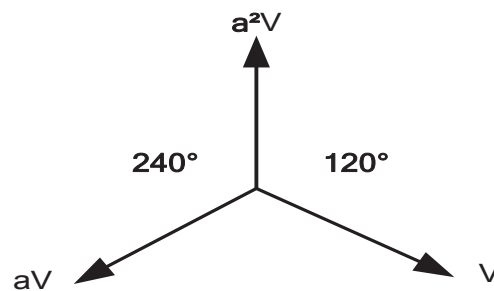


Fig (III.5) : disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

Un déphasage avant ou arrière de 360° fait coïncider le vecteur a^3V avec le vecteur V , ce qui permet d'écrire :

$$\begin{aligned}
 a^3 V &= V \quad \Leftrightarrow \quad a^3 = 1 \\
 a^0 &= a^3 = a = \dots = 1 \\
 a &= a = a = \dots = a \\
 a &= a = a = \dots = a^2 \\
 1/a^2 &= a^2 = a \\
 1/a &= a^1 = a^2
 \end{aligned}$$

Si on fait l'addition, on constate que :

$$V + aV + a^2V = 0 \quad \text{avec} \quad V \neq 0$$

$$1 + a + a^2 = 0 \quad \text{"a" est appelé "Opérateur de Rotation Triphasé".}$$

3. Décomposition d'un système de vecteurs en ses composantes symétriques

Soit un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs V_1, V_2, V_3 . Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des 3 systèmes direct, inverse et homopolaire. Voir figure (III.6).

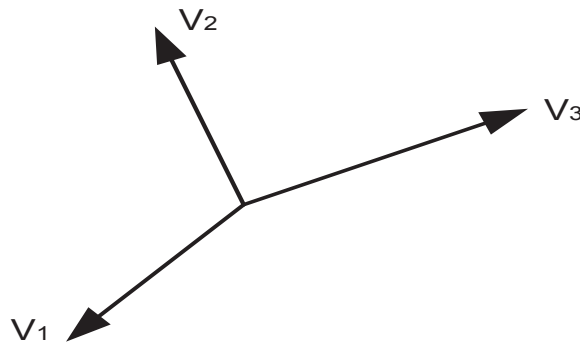


Fig (III.6) : Système du vecteurs

V_{d1}, V_{d2}, V_{d3} sont les vecteurs constituant le système direct.

V_{i1}, V_{i2}, V_{i3} sont les vecteurs constituant le système inverse.

V_{01}, V_{02}, V_{03} sont les vecteurs constituant le système homopolaire.

On peut écrire :

$$V_1 = V_{d1} + V_{i1} + V_{01} \dots (1)$$

$$V_2 = V_{d2} + V_{i2} + V_{02} \dots (2)$$

$$V_3 = V_{d3} + V_{i3} + V_{03} \dots (3)$$

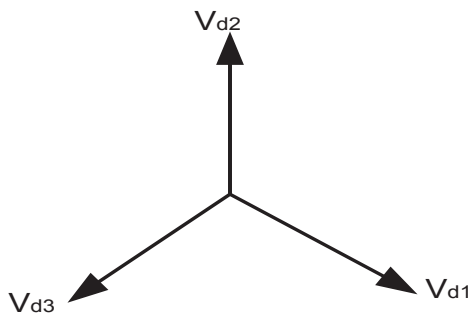


Fig (III.7) système direct

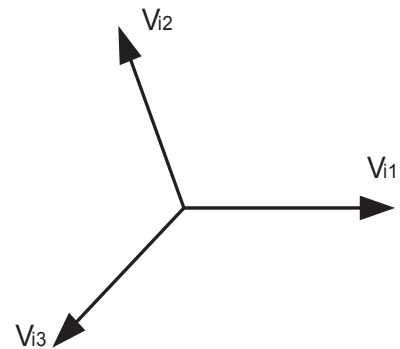


Fig (III.8) système inverse

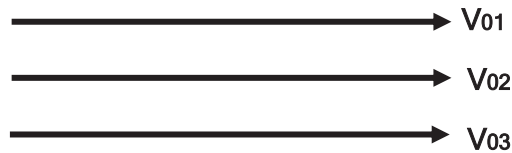


Fig (III.9) système homopolaire

V_{d1} , V_{i1} et V_{01} sont choisis comme vecteurs origines, c'est à dire que :

$$V_{d1} = V_d$$

$$V_{i1} = V_i$$

$$V_{01} = V_0$$

On peut écrire :

$$V_{d2} = a^2 V_d$$

$$V_{i2} = a V_i$$

$$V_{02} = V_{03} = V_0$$

$$V_{d3} = a V_d$$

$$V_{i3} = a^2 V_i$$

Les expressions des vecteurs V_1 , V_2 et V_3 deviennent alors :

$$V_1 = V_d + V_i + V_0 \quad (1)$$

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_0 \quad (2)$$

$$V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_0 \quad (3)$$

$$V_1 + V_2 + V_3 = V_d \underbrace{(1 + a^2 + a)}_0 + V_i \underbrace{(1 + a + a^2)}_0 + 3V_0$$

Ce qui permet d'écrire :

$$V_0 = \frac{1}{3} (V_1 + V_2 + V_3)$$

Si on multiplie (2) par a et (3) par a^2 , on obtient :

$$V_1 = V_d + V_i + V_0$$

$$aV_2 = a^3 V_d + a^2 V_i + aV_0 = V_d + a^2 V_i + aV_0$$

$$a^2 V_3 = a^3 V_d + a^4 V_i + a^2 V_0 = V_d + aV_i + a^2 V_0$$

$$V_1 + aV_2 + a^2 V_3 = 3V_d + V_i \underbrace{(1 + a^2 + a)}_0 + V_0 \underbrace{(1 + a + a^2)}_0$$

Ce qui permet d'écrire :

$$V_d = \frac{1}{3} (V_1 + aV_2 + a^2 V_3)$$

Si on multiplie (2) par a^2 et (3) par a , on obtient :

$$V_1 = V_d + V_i + V_0$$

$$a^2 V_2 = a^4 V_d + a^3 V_i + a^2 V_0 = aV_d + V_i + a^2 V_0$$

$$aV_3 = a^2 V_d + a^3 V_i + aV_0 = a^2 V_d + V_i + aV_0$$

$$V_1 + a^2 V_2 + aV_3 = V_d \underbrace{(1 + a + a^2)}_0 + 3V_i + V_0 \underbrace{(1 + a^2 + a)}_0$$

Ce qui permet d'écrire :

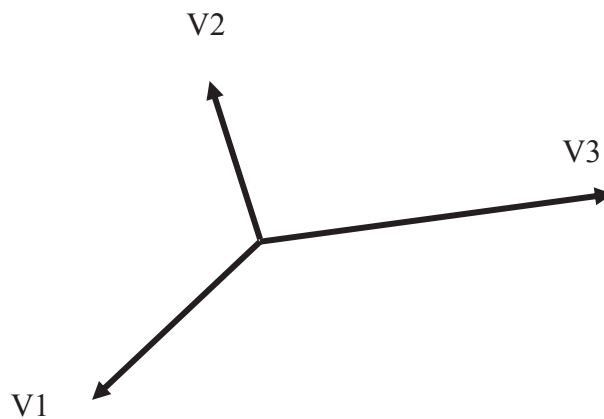
$$V_i = \frac{1}{3} (V_1 + a^2V_2 + aV_3)$$

4- Constructions des composantes symétriques

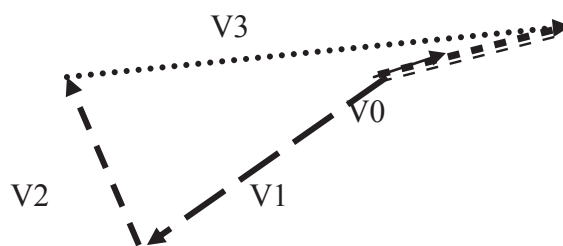
Soit un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs V_1, V_2, V_3 . Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des 3 systèmes direct, inverse et homopolaire.

$$\left\{ \begin{array}{l} V_0 = \frac{1}{3} (V_1 + V_2 + V_3) \dots\dots (b) \\ V_d = \frac{1}{3} (V_1 + aV_2 + a^2V_3) \dots\dots (c) \\ V_i = \frac{1}{3} (V_1 + a^2V_2 + aV_3) \dots\dots (d) \end{array} \right.$$

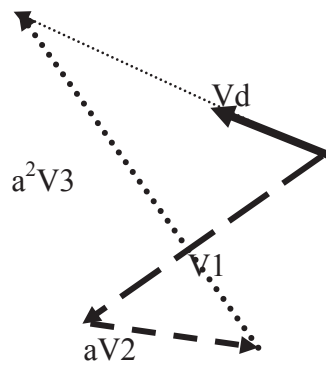
Soit le système donné :



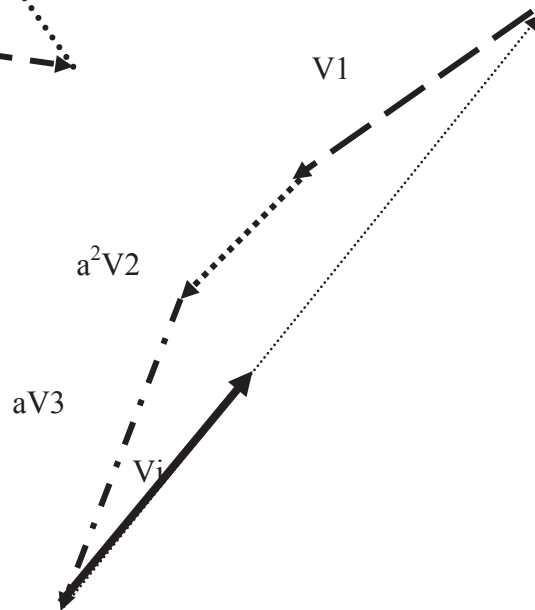
a-Composante Homopolaire (V0)



b-Composante Directe (Vd)



c- Composante Inverse (Vi)



III-9-2) Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit

1- Définition :

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière par une autre grandeur physique de même nature, qui a été choisi arbitrairement comme référence est appelée « grandeur de base ».[15]

On choisi généralement comme grandeur de base S_b et U_b et on déduit alors :

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

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$\bar{S} = \frac{S}{S_b} \quad , \quad \bar{U} = \frac{U}{U_b} \quad , \quad \bar{I} = \frac{I}{I_b} \quad , \quad \bar{X} = \frac{X}{X_b}$$

- **Changement de base :**

Comme toutes les impédances doivent s'exprimer par rapport à une même impédance de base, il est nécessaire de trouver un moyen de passer d'un système de base à un autre.

$$Z_2^* = Z_1^* \left(\frac{U_{b1}}{U_{b2}} \right)^2 \left(\frac{S_{b2}}{S_{b1}} \right) \quad \text{Par Unité (PU)}$$

U_{b1}, S_{b1} : Tension et puissance respectives dans l'ancienne base

U_{b2}, S_{b2} : Tension et puissance respectives dans la nouvelle base

III-9-2-1) Réactance des éléments du réseau

a) Impédance ramenée à 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 d'impédances série et parallèle.

$$\text{Pour cela on utilise : } \bar{U} = U \left(\frac{U_x}{U} \right) ; \quad \bar{Z} = Z \left(\frac{U_x}{U} \right) \quad ; \quad \bar{I} = I \left(\frac{U_x}{U} \right)$$

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

b) Réactance réduite des éléments constituant le réseau

➤ **composante direct et inverse :**

- **Ligne :**

$$\bar{X} = X \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b^2} ; \quad \text{avec :}$$

X : réactance de la ligne ;

L : longueur de la ligne ;

S_b et U_b : Puissance et tension de base.

- **Alternateur :**

$$X = X''_d \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} ;$$

Avec X''_d : Réactance subtransitoire.

- **Transformateur à deux enroulements :**

$$\bar{X}_T = U_{cc}^{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} ; \quad \text{Avec :}$$

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

S_n, U_n : Puissance et tension nominale.

- **Transformateur à trois enroulements :**

Le calcul ce fait en deux étapes :

• **Première étape :**

$$\overline{X}_{12} = U_{cc}^{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$\overline{X}_{23} = U_{cc}^{23} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$\overline{X}_{31} = U_{cc}^{31} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

• **Deuxième étape :**

$$\overline{X}_1 = \frac{1}{2} (\overline{X}_{12} + \overline{X}_{31} - \overline{X}_{23})$$

$$\overline{X}_2 = \frac{1}{2} (\overline{X}_{12} + \overline{X}_{32} - \overline{X}_{31})$$

$$\overline{X}_3 = \frac{1}{2} (\overline{X}_{31} + \overline{X}_{23} - \overline{X}_{12})$$

Remarque : Toutes les réactances sont ramenées au primaire.

- **Réseaux amont :**

$$\overline{X}_a = \frac{U^2}{P_{cc}} \cdot \frac{1}{X_b} \quad ; \quad \text{Avec :}$$

P_{cc} : Puissance de court-circuit ;

U : tension entre phase.

➤ **Composantes Homopolaire :**

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

- **Ligne :**

$$\overline{X}_0 = 3 \cdot \overline{X}_d$$

- **Transformateur :**

$$\overline{X}_0 = \overline{X}_d \quad \left(\frac{Y}{Y} \right) \text{ Flux libre}$$

$$\overline{X}_0 = 10 \overline{X}_d \quad \left(\frac{Y}{Y} \right) \text{ Flux forcé}$$

$$\overline{X}_0 = \overline{X}_d$$

Méthodes de calcul :

- En établie 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 transformations Δ -Y et Y- Δ ;
- En associant les réactances série parallèle.

Le courant de court-circuit correspondant est égale à :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{3} X_0}$$

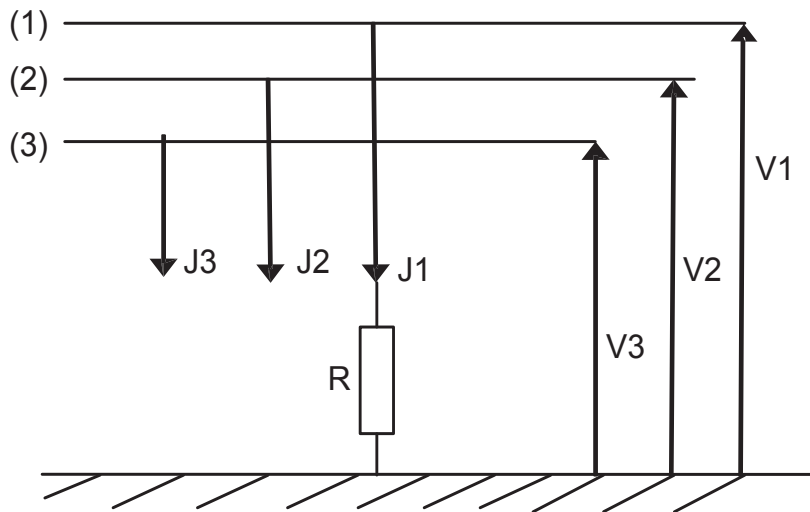
Généralement, on prend $\bar{U} = 1.1 \bar{U}_n$ du fait que la tension du court-circuit peut être supérieure à la tension nominale.

III-10) Calcul du courant de défaut dans les réseaux MT**III-10-1) Défauts monophasés**

Plus de 80 % des défauts qui affectant les réseaux MT sont monophasés, il est donc important de chercher les mesures les plus efficaces pour les éliminer et ainsi maintenir la continuité de service. [2]

- **défaut monophasé-terre**

Ce défaut est constitué par un court-circuit entre une phase et la terre. Il fait intervenir les trois systèmes de composantes : direct, inverse et homopolaire.[6]



fig(III-10): court-circuit monophasé-terre[15]

Equation de courant de défaut :

$$\bar{V}_1 = R\bar{J}_1 \dots\dots(1)$$

$$\bar{J}_2 = \bar{J}_3 = 0 \dots\dots(2)$$

$$(2) \Rightarrow \bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 \Rightarrow \bar{J}_1 = 3\bar{J}_d = 3\bar{J}_i = 3\bar{J}_0$$

$$(1) \Rightarrow \bar{V}_1 = 3R\bar{J}_d = 3R\bar{J}_i = 3R\bar{J}_0$$

$$\bar{J}_d = \bar{J}_i = \bar{J}_0 = \frac{\bar{V}_0 + \bar{V}_i + \bar{V}_d}{3R} \dots\dots\dots(3)$$

D'autre part on a :

$$\bar{V}_0 = -\bar{J}_0 \bar{Z}_0 \Rightarrow \bar{J}_0 = \frac{-\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} \dots\dots\dots(4)$$

$$\bar{V}_i = -\bar{J}_i \bar{Z}_i \Rightarrow \bar{J}_i = \frac{-\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} = \bar{J}_0 \dots\dots\dots(5)$$

$$\bar{V}_n = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{J}_d \Rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{V}_n - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{J}_0 \dots\dots\dots(6)$$

En superposant les équations 3, 4, 5 et 6 on trouve le courant défaut à la terre

$$\bar{J}_0 = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

En remplaçant les valeurs de J_0 dans les équations 4, 5 et 6 on obtiendra les expressions des composantes symétriques de tension :

$$\bar{V}_0 = \frac{-\bar{Z}_0 \cdot \bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

$$\bar{V}_i = \frac{-\bar{Z}_i \cdot \bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

$$\bar{V}_d = \frac{\bar{V}_n (\bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

Le courant des Courts-circuits est tel que :

$$\bar{I}_{cc/ph} = \bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 = 3\bar{J}_0 = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

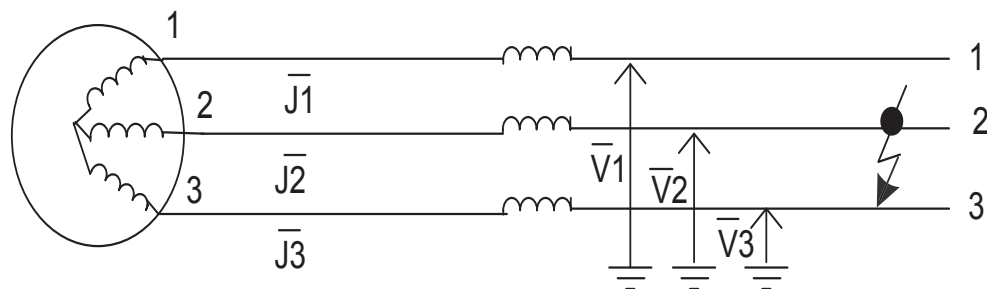
Pour les défauts résistants à la terre, 3R est prépondérant devant les autres impédances

$$\bar{I}_{cc/ph} = \frac{\bar{V}_n}{R}$$

Pour un courant de court-circuit franc à la terre (R=0)

$$\bar{I}_{cc/ph} = \bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 = 3\bar{J}_0 = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0}$$

III-10-2) Défaut biphasé



fig(III-11) Défaut biphasé[15]

$$\bar{J}_1 = 0 \dots \dots \dots (1)$$

$$\bar{J}_2 = \bar{J}_3 \dots \dots \dots (2)$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 \dots \dots \dots (3)$$

Des équations (1) et (2), on tire :

$$\bar{J}_0 = 0 \text{ et } \bar{J}_d = -\bar{J}_i$$

De l'équation (3), on aura :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i$$

$$\bar{J}_d = -\bar{J}_i = \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} \dots \dots \dots (4)$$

Et $\bar{V}_0 = \bar{J}_0 \bar{Z}_0 \Rightarrow \bar{V}_0 = 0$

De (4) $\bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{J}_i = \bar{V}_d$

Donc on peut écrire :

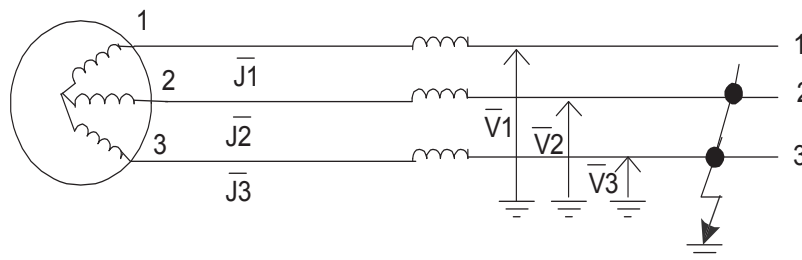
$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{J}_d = \bar{Z}_i \bar{J}_d + \bar{Z}_d \bar{J}_d = \bar{Z}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i)$$

D'où $\bar{J}_{cc2\phi} = \frac{\bar{E} (a^2 - a)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$

Avec $a^2 - a = \sqrt{3}$

$$\bar{J}_{cc2\phi} = \frac{\bar{E} \sqrt{3}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

III-10-3) Défaut biphasé-terre



fig(III-11) Défauts biphasé-terre [15]

$$\bar{J}_l = 0 \dots (1)$$

$$\bar{J}_2 + \bar{J}_3 = \bar{J} \dots (2)$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \dots (3)$$

De l'équation (3), on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_l = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_n$$

D'autre part, on a :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_n - \bar{Z}_d \bar{J}_d \Rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{V}_n - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} \dots (4)$$

$$\bar{V}_l = -\bar{Z}_l \bar{J}_l \Rightarrow \bar{J}_l = -\frac{\bar{V}_l}{\bar{Z}_l} \dots (5)$$

$$\bar{V}_0 = -\bar{Z}_0 \bar{J}_0 \Rightarrow \bar{J}_0 = -\frac{\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} \dots (6)$$

De l'équation (1), on peut écrire :

$$\bar{J}_l = 0 = \bar{J}_d + \bar{J}_l + \bar{J}_0 \dots (7)$$

On remplaçant \bar{J}_0 , \bar{J}_l et \bar{J}_d par leurs expressions dans l'équation (7), on aura :

$$\frac{\bar{V}_n - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{V}_l}{\bar{Z}_l} - \frac{\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} = 0 \dots (8)$$

Comme : $\bar{V}_d = \bar{V}_l = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_n$, alors on aura :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_l = \bar{V}_0 = \bar{V}_n = \frac{3(\bar{Z}_0 \bar{Z}_l \bar{V}_n)}{\bar{Z}_l \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_l + \bar{Z}_0 \bar{Z}_d} \dots (9)$$

En remplaçant l'équation (9) dans les équations (4), (5) et (6), on obtiendra les expressions des composantes symétriques des courants :

$$\bar{J}_0 = \frac{-\bar{Z}_l \bar{V}_n}{\bar{Z}_l \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_l + \bar{Z}_0 \bar{Z}_d}$$

$$\bar{J}_l = \frac{-\bar{Z}_0 \bar{V}_n}{\bar{Z}_l \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_l + \bar{Z}_0 \bar{Z}_d}$$

$$\bar{J}_d = \frac{(\bar{Z}_0 + \bar{Z}_l) \bar{V}_n}{\bar{Z}_l \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_l + \bar{Z}_0 \bar{Z}_d}$$

Alors :

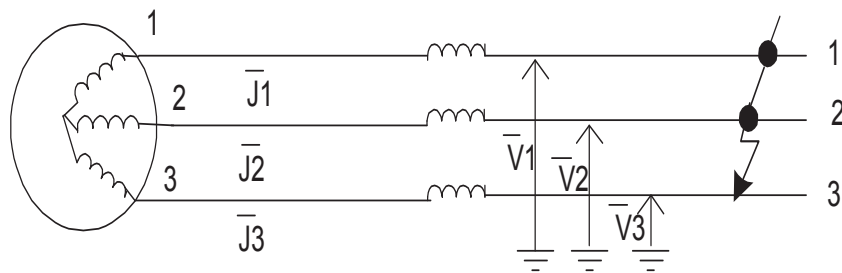
$$\bar{J}_2 = \frac{\bar{Z}_i(a^2-1)+\bar{Z}_0(a^2-a)}{\bar{Z}_i\bar{Z}_0+\bar{Z}_d\bar{Z}_i+\bar{Z}_0\bar{Z}_d} \bar{V}_n$$

$$\bar{J}_3 = \frac{\bar{Z}_i(a-1)+\bar{Z}_0(a-a^2)}{\bar{Z}_i\bar{Z}_0+\bar{Z}_d\bar{Z}_i+\bar{Z}_0\bar{Z}_d} \bar{V}_n$$

L'expression du courant de court-circuit biphasé-terre, sera donner par :

$$\bar{J} = \bar{J}_2 + \bar{J}_3 \Rightarrow \bar{I}_{cc2phT} = \frac{-3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_i\bar{Z}_0+\bar{Z}_d\bar{Z}_i+\bar{Z}_0\bar{Z}_d} \bar{V}_n = 3\bar{J}_0$$

III-10-4) Défaut triphasé :



fig(III-11) Défaut triphasé [15]

Equations du défaut :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 \dots\dots\dots(1)$$

$$\bar{J}_1 + \bar{J}_2 + \bar{J}_3 = 0 \dots\dots\dots(2)$$

$$\bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3) \Rightarrow \frac{1}{3}(1 + a + a^2)\bar{V}_1 = 0$$

$$\bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3) \Rightarrow \frac{1}{3}(1 + a + a^2)\bar{V}_1 = 0$$

$$\bar{V}_0 = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \Rightarrow \frac{1}{3}(1 + 1 + 1)\bar{V}_1 = \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = 0$$

$$\bar{V}_0 = \bar{V}_1$$

On a aussi :

$$\bar{J}_1 + \bar{J}_2 + \bar{J}_3 = 0 \Rightarrow (1 + a + a^2)\bar{J}_d + (1 + a + a^2)\bar{J}_i + 3\bar{J}_0 = 0$$

$$\Rightarrow 3\bar{J}_0 = 0 \Rightarrow \bar{J}_0 = 0$$

D'autre part on a :

$$\bar{V}_0 = -\bar{Z}_0\bar{J}_0 \Rightarrow \bar{V}_0 = 0$$

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = 0 \Rightarrow \bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0$$

$$\bar{V}_n = \bar{V}_d + \bar{Z}_d\bar{J}_d \Rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d}$$

Donc on aura :

$$\bar{I}_{cc3ph} = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d}$$

III-11) Conclusion

Nous concluons que l'étude mathématique des courants de court-circuit est très importante car elle nous renseigne sur l'ordre de grandeurs des différents types de court-circuit, ce qui permet de bien dimensionner les protections.

En effet, les courants de court-circuit sont des incidents qu'il faut éliminer dans un laps de temps pour limiter les conséquences et les effets néfastes sur le fonctionnement des réseaux, la tenue de matériel et surtout la sécurité des personnes.



Chapitre IV

Application

Nous allons traiter un exemple de court-circuit afin de vérifier la fiabilité des protections installées au niveau du poste source Tizi Meden.

Nous prendrons un exemple de court-circuit triphasé et symétrique car il provoque les courants de défaut les plus importants ; son calcul est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter). On utilise une méthode de calcul simple en raison du caractère symétrique du court-circuit.

Le courant de court-circuit a la même valeur dans chaque phase. On peut donc faire un calcul en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit, comme on peut le faire en régime normal.

IV-1) Description du poste simplifié de Tizi Meden « 60 kV / 30 kV »

Le poste 60kV/30kV de Tizi Meden est implanté dans la Commune de Bounouh, Daïra de Boghni, sur un terrain d'une superficie de 0.92 hectares. Ce poste, se trouve à une distance de 08 Km de la ville de Boghni à l'opposé de Bounouh sur la route Boghni – Bounouh.

Le poste de Tizi Meden est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation THT – SI MUSTAPHA (Boumerdes) 220 kV/60 kV/30 kV par deux ligne 60 kV. La distance de cette ligne est de 32 km. Cette ligne est divisée en deux tronçons, le premier de longueur $l_1= 20\text{km}$ de section $S_1= 288\text{mm}^2$ et le deuxième tronçon de longueur $l_2 =12\text{km}$ de section $S_2= 366\text{mm}^2$, les conducteurs sont en Almélec.

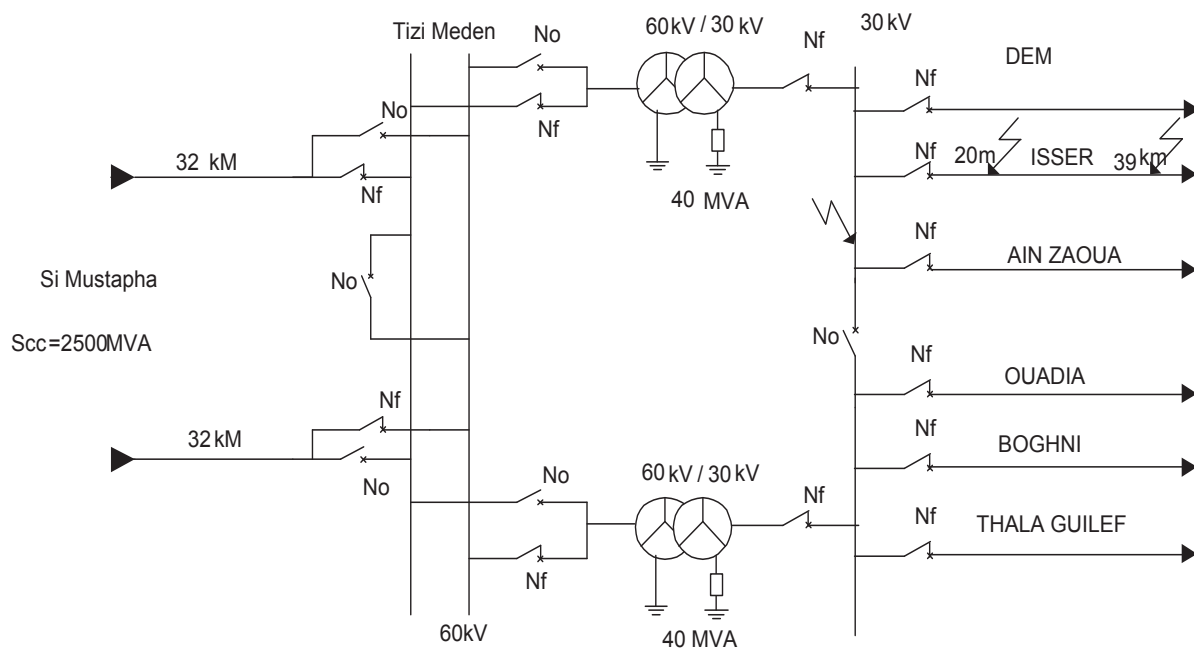


Fig. (IV -1) : Répartition des départs poste simplifié Tizi Meden

IV-2) 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 $L = l_1 + l_2 = 32\text{ km}$ en Almelec de résistivité $\rho = 3.3 \times 10^{-6} \Omega/\text{cm}$.
- Puissance nominale du transformateur $S_n = 40\text{MVA}$.
- Tension de court-circuit du transformateur $U_{cc} = 12.5\%$.
- La réactance linéique de la ligne $X_0 = 0.42 \Omega/\text{km}$.
- La ligne MT est en Almelec de section 93.3 mm^2 .

IV-3) Méthode de calcul

La procédure suivie pour le calcul des courants de courts-circuits est la suivante :

- Ramener toutes les impédances à la même tension aux points de défauts ;
- Simplifier le schéma en associant les impédances série et parallèle ;
- Calculer les courants de court-circuit franc à la terre sur le jeu de barre et sur le départ ISSER à 20m du jeu de barre 30kV et à l'extrémité de départ (à 39 km), en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau.

IV-4) Calcul des courants de défauts

IV-4-1) Valeurs des impédances

a-Réseau amont

$$R_a \approx 0$$

$$Z_a \approx X_a = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

$$\underline{AN} : X_a = \frac{30^2}{2500}$$

$$X_a = 0.360 \Omega$$

b-Ligne HT ramenée en MT

- Le premier tronçon ($l_1=20\text{km}$, $S_1=288\text{mm}^2$)

$$R_{l_1HT} = \rho \frac{l_1}{S_1} \cdot \frac{U_2^2}{U_1^2}$$

$$\underline{\text{AN}} \quad R_{l_1HT} = 3.3 \times 10^{-6} \frac{20 \times 10^5}{288 \times 10^{-2}} \times \frac{30^2}{60^2}$$

$$R_{l_1HT} = 0.573 \Omega$$

$$X_{l_1HT} = X_0 \cdot l_1 \cdot \frac{U_2^2}{U_1^2}$$

$$\underline{\text{AN}} : X_{l_1HT} = 0.42 \times 20 \times \frac{30^2}{60^2}$$

$$X_{l_1HT} = 2.100 \Omega$$

- Le deuxième tronçon ($l_2=12\text{km}$, $S_2=366\text{mm}^2$)

$$R_{l_2HT} = \rho \frac{l_2}{S_2} \cdot \frac{U_2^2}{U_1^2}$$

$$\underline{\text{AN}} : R_{l_2HT} = 3.3 \times 10^{-6} \frac{12 \times 10^5}{366 \times 10^{-2}} \times \frac{30^2}{60^2}$$

$$R_{l_2HT} = 0.270 \Omega$$

$$X_{l_2HT} = X_0 \cdot l_2 \cdot \frac{U_2^2}{U_1^2}$$

$$\underline{\text{AN}} : X_{l_2HT} = 0.42 \times 12 \times \frac{30^2}{60^2}$$

$$X_{l_2HT} = 1.260 \Omega$$

c-Transformateur à deux enroulements

$$X_{\text{tr}} = \frac{U_{\text{cc}}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$\underline{\text{AN}} : X_{\text{tr}} = \frac{12.5}{100} \times \frac{33^2}{40}$$

$$X_{\text{tr}} = 3.400 \Omega$$

$$R_{tr} = 0.2 \times X_{tr}$$

$$\underline{AN}: R_{tr} = 0.2 \times 3.4$$

$$R_{tr} = 0.680 \Omega$$

d-Lignes MT

- Impédance de la ligne MT à 20m de jeu de barre

$$X_{IMT} = X_0 \cdot l$$

$$\underline{AN}: X_{IMT} = 0.42 \times 0.02$$

$$X_{IMT} = 0.008 \Omega$$

$$R_{IMT} = \rho \frac{l}{S}$$

$$\underline{AN}: R_{IMT} = 3.3 \times 10^{-6} \frac{20 \times 10^2}{93.3 \times 10^{-2}}$$

$$R_{IMT} = 0.007 \Omega$$

- Impédance de la ligne MT à 39km de jeu de barre (à l'extrémité)

$$X_{LMT} = X_0 \cdot L$$

$$\underline{AN}: X_{LMT} = 0.42 \times 39$$

$$X_{LMT} = 16.380 \Omega$$

$$R_{LMT} = \rho \frac{L}{S}$$

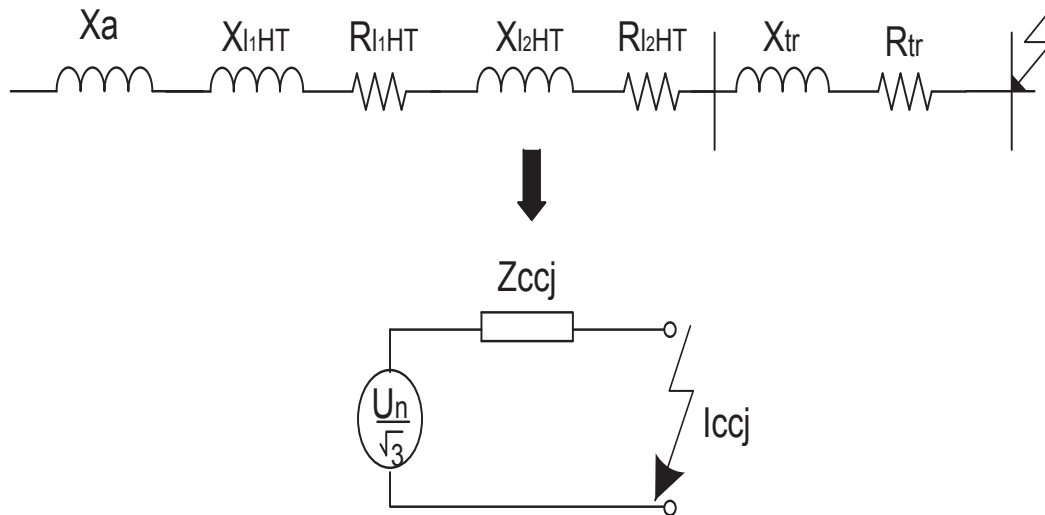
$$\underline{AN}: R_{LMT} = 3.3 \times 10^{-6} \frac{39 \times 10^5}{93.3 \times 10^{-2}}$$

$$R_{LMT} = 13.795 \Omega$$

1- Les transformateurs fonctionnent séparément (fonctionnement normal)

➤ Court-circuit sur le jeu de barre

Le schéma correspondant est le suivant :



$$I_{ccj} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{ccj}}$$

$$Z_{ccj} = \sqrt{(R_{l1HT} + R_{l2HT} + R_{tr})^2 + (X_a + X_{l1HT} + X_{l2HT} + X_{tr})^2}$$

$$\underline{AN}: Z_{ccj} = \sqrt{(0.573 + 0.270 + 0.680)^2 + (0.360 + 2.100 + 1.260 + 3.400)^2}$$

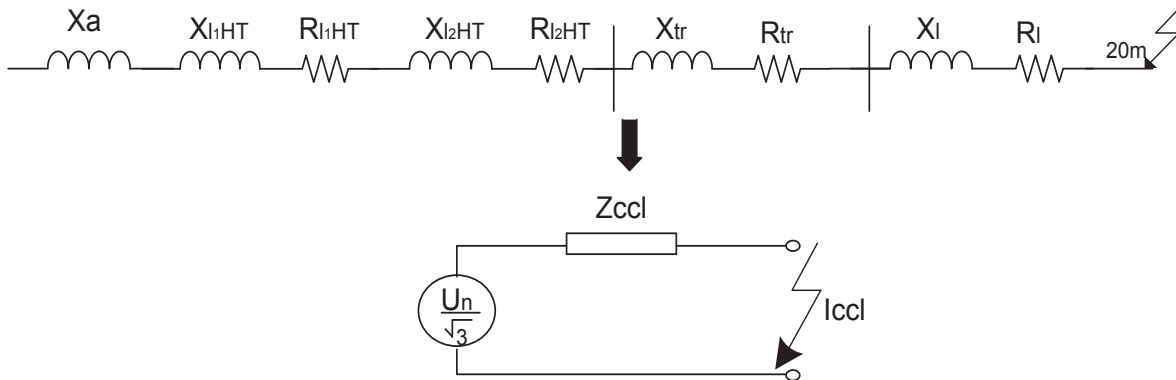
$$Z_{ccj} = 7.280 \Omega$$

$$\underline{AN}: I_{ccj} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 7.280}$$

$$I_{ccj} = 2379 \text{ A}$$

➤ **Court-circuit sur le départ ISSER à 20m de jeu de barre**

Le schéma correspondant est le suivant :



$$I_{ccl} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{ccl}}$$

$$Z_{ccl} = \sqrt{(R_{l1HT} + R_{l2HT} + R_{tr} + R_l)^2 + (X_a + X_{l1HT} + X_{l2HT} + X_{tr} + X_l)^2}$$

AN: $Z_{ccj} = \sqrt{(0.573 + 0.270 + 0.680 + 0.007)^2 + (0.360 + 2.100 + 1.260 + 3.400 + 0.008)^2}$

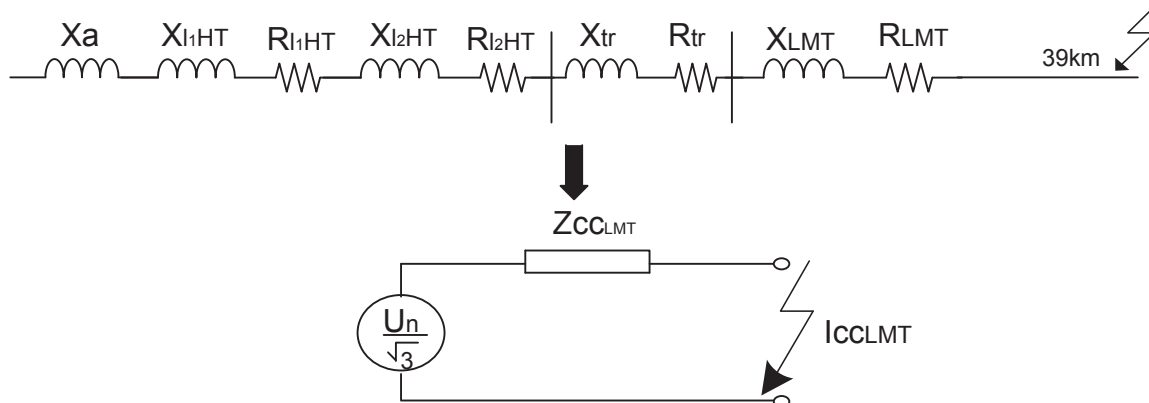
$$Z_{ccj} = 7.290 \Omega$$

AN: $I_{ccl} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 7.290}$

$$I_{ccl} = 2375 A$$

➤ **Court-circuit sur le départ ISSER à 39km de jeu de barre (extrémité)**

Schéma homopolaire correspondant est le suivant :



$$I_{cCLMT} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cCLMT}}$$

$$Z_{cCLMT} = \sqrt{\left(R_{l_1HT} + R_{l_2HT} + R_{tr} + R_{LMT}\right)^2 + \left(X_a + X_{l_1HT} + X_{l_2HT} + X_{tr} + X_{LMT}\right)^2}$$

$$\underline{\text{AN}}: Z_{cCLMT} = \sqrt{(0.573 + 0.2700 + 0.680 + 13.795)^2 + (0.360 + 2.100 + 1.260 + 3.400 + 16.380)^2}$$

$$Z_{cCLMT} = 27.867 \Omega$$

$$I_{cCLMT} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 27.867}$$

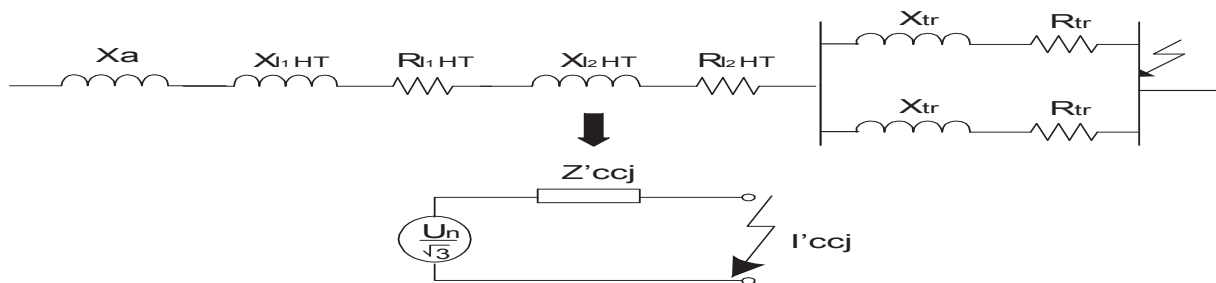
$$I_{cCLMT} = 621 \text{ A}$$

2-Les deux transformateurs fonctionnent en parallèle (cas de secours)

Si une ligne HT tombe en panne l'autre ligne assure l'alimentation des deux transformateurs en parallèle par le couplage des deux jeux de barres HT.

➤ Court-circuit sur le jeu de barre

Schéma correspondant est le suivant :



$$I'_{ccj} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z'_{ccj}}$$

$$Z'_{ccj} = \sqrt{\left(R_{l_1HT} + R_{l_2HT} + \frac{R_{tr}}{2}\right)^2 + \left(X_a + X_{l_1HT} + X_{l_2HT} + \frac{X_{tr}}{2}\right)^2}$$

$$\underline{\text{AN}}: Z'_{ccj} = \sqrt{(0.573 + 0.270 + 0.340)^2 + (0.360 + 2.100 + 1.260 + 1.700)^2}$$

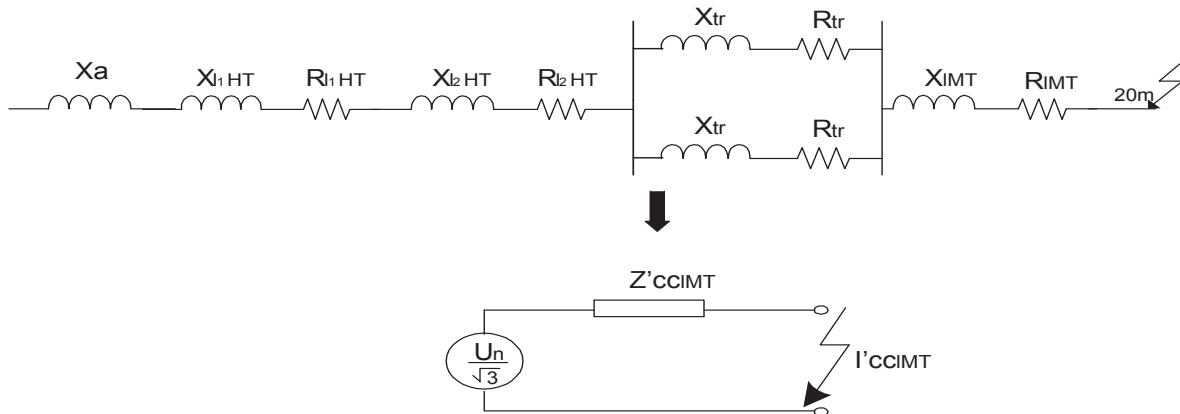
$$Z'_{ccj} = 5.547 \Omega$$

$$\underline{\text{AN}}: I'_{ccj} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 5.547}$$

$$I'_{ccj} = 3122 \text{ A}$$

➤ Court-circuit sur le départ ISSER à 20m de jeu de barre

Schéma correspondant est le suivant :



$$I'_{cclMT} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z'_{cclMT}}$$

$$Z'_{cclMT} = \sqrt{\left(R_{l1HT} + R_{l2HT} + \frac{R_{tr}}{2} + R_{lMT} \right)^2 + \left(X_a + X_{l1HT} + X_{l2HT} + \frac{X_{tr}}{2} + X_{lMT} \right)^2}$$

AN: $Z'_{cclMT} = \sqrt{(0.573 + 0.270 + 0.340 + 0.007)^2 + (0.360 + 2.100 + 1.260 + 1.700 + 0.008)^2}$

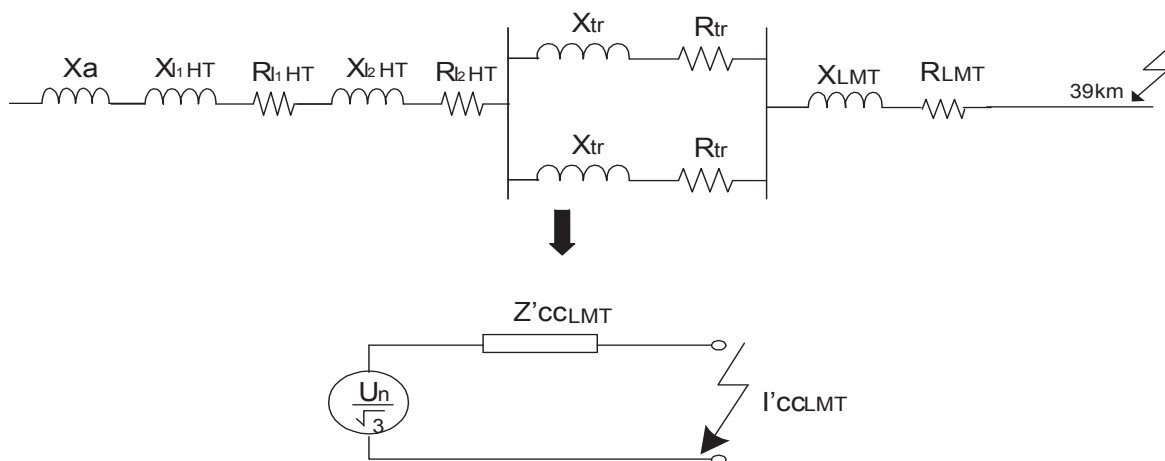
$$Z'_{cclMT} = 5.557 \Omega$$

AN: $I'_{cclMT} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 5.557}$

$$I'_{cclMT} = 3116 A$$

➤ Court-circuit sur le départ ISSER à 39km de jeu de barre (extrémité)

Schéma correspondant est le suivant :



$$I'_{ccLMT} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z'_{ccLMT}}$$

$$Z'_{ccLMT} = \sqrt{\left(R_{l_1HT} + R_{l_2HT} + \frac{R_{tr}}{2} + R_{LMT}\right)^2 + \left(X_a + X_{l_1HT} + X_{l_2HT} + \frac{X_{tr}}{2} + X_{LMT}\right)^2}$$

AN:

$$Z'_{ccLMT} = \sqrt{(0.573 + 0.270 + 0.340 + 13.795)^2 + (0.360 + 2.100 + 1.260 + 1.700 + 16.380)^2}$$

$$Z'_{ccLMT} = 26.450 \Omega$$

$$\text{AN: } I'_{ccLMT} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 26.450}$$

$$I'_{ccLMT} = 655 A$$

Le tableau 1 récapitule les valeurs des résistances et des réactances calculées :

		R (Ω)	X (Ω)
Réseau amont		0	0.360
Ligne HT	Tronçon 1 (l_1)	2.290	2.100
	Tronçon 2 (l_2)	1.080	1.260
Transformateur	Fonctionnement normal	0.680	3.400
	Fonctionnement secours	0.340	1.700
Ligne MT	20m du jeu de barre	0.007	0.008
	39Km du jeu de barre	13.795	16.380

Tableau 1 : les valeurs calculées

Le Tableau 2 récapitule les valeurs des impédances pour les différents points des courts - circuits :

	$\Sigma R (\Omega)$		$\Sigma X (\Omega)$		$Z_{cc} = \sqrt{(\Sigma R)^2 + (\Sigma X)^2} (\Omega)$	
	F ^{ct} Normal	F ^{ct} Secours	F ^{ct} Normal	F ^{ct} Secours	F ^{ct} Normal	F ^{ct} Secours
Sur le jeu de barre	1.523	1.183	7.120	5.420	7.280	7.547
A 20m du jeu de barre	1.530	1.190	7.130	5.430	7.290	5.557
A 39km du jeu de barre	15.350	15.010	23.500	21.800	27.867	26.470

Tableau 2 : valeurs des impédances

3-Calcul du courant nominal

$$S_n = \sqrt{3} U_n \times I_n \Rightarrow I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

$$\underline{AN}: I_n = \frac{40 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 30 \times 10^3}$$

$$I_n = 769A$$

IV-5) caractéristiques des disjoncteurs MT sur le poste de Tizi Meden

Le tableau 3 comporte les caractéristiques des disjoncteurs MT installés sur le poste source :

Valeurs normalisées	Disjoncteur sur le jeu de barre 30kV	Disjoncteur sur le départ ISSER
Tension de service U_n (kV)	36	36
Pouvoir de coupure I_k (kA)	25	25
Courant nominal I_r (A)	2500	1250

Tableau 3 : Caractéristique des disjoncteurs au niveau du poste

IV-6) Valeurs obtenues**1-Fonctionnement normal**

	Sur le jeu de barre 30kV	Sur le départ ISSER
Tension de service U_2 (kV)	30	30
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	2379	2375
Courant nominal I_n (A)	769	769

Tableau 4 : valeurs obtenues en Fonctionnement normal

2-Fonctionnement en secours

	Sur le jeu de barre 30kV	Sur le départ ISSER
Tension de service U_2 (kV)	30	30
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	3122	3116
Courant nominal I_n (A)	769	769

Tableau 5 : valeurs obtenues en Fonctionnement secours

IV-7) Interprétation

Le choix des disjoncteurs se fait à partir des calculs des courants de court-circuit sur des points du réseau bien définis.

Le tableau 4 et le tableau 5 sont les résultats des calculs obtenus. Pour vérifier que la protection est assurée, nous allons comparer les disjoncteurs installés par la SONELGAZ au poste de TIZI MEDEN aux résultats obtenus en fonctionnement secours (tableau 5), car c'est le cas le plus néfaste pour le réseau.

- **Jeu de barre (MT)**

- Le disjoncteur placé sur le jeu de barre MT a un pouvoir de coupure $I_k = 25$ kA, un courant nominal $I_r = 2500$ A et une tension $U_n = 36$ kV.
 - La plus grande valeur du courant de court-circuit est $I'_{ccJ} = 3122$ A, le courant nominal délivré par le transformateur HT/MT est $I_n = 769$ A et la tension $U_2 = 30$ kV.
 - $I_k > I'_{ccJ}$
 - $I_r > I_n$
 - $U_n > U_2$
- } \Rightarrow La protection est assurée.

- **Le départ Isser (MT)**

- Le disjoncteur placé sur le départ Isser (MT) a un pouvoir de coupure $I_k = 25 \text{ kA}$, un courant nominal $I_r = 1250 \text{ A}$ et une tension $U_n = 36 \text{ kV}$.
 - La plus grande valeur du courant de court-circuit est $I'_{\text{ccd1}} = 3116 \text{ A}$, le courant nominal délivré par le transformateur HT/MT est $I_n = 769 \text{ A}$ et la tension $U_2 = 30 \text{ kV}$.
 - $I_k > I'_{\text{ccd1}}$
 - $I_r > I_n$
 - $U_n > U_2$
- } \Rightarrow La protection est assurée.

IV-8) Conclusion

Les valeurs des courants des courts-circuits obtenues par la méthode théorique, sont assez inférieures aux caractéristiques des disjoncteurs installés sur le jeu de barre et sur le départ d'Isser, donc pour le réseau actuel la protection est assurée.



Conclusion générale

Conclusion générale

La protection des réseaux électriques est une nécessité et une condition incontournable pour assurer la continuité et la meilleure qualité de service.

Le travail que nous avons effectué nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les protections d'un réseau de distribution MT. L'étude s'est avérée très vaste, c'est pourquoi nous avons préféré d'étudier de façon détaillée les défauts et les courts-circuits pour ensuite, accentuer sur les systèmes de protection des départs MT sur le poste de transformation de Tizi-Meden. Ce qui nous a permis de comprendre la philosophie de choix des protections.

Les valeurs des courants de courts-circuits déterminées sur le jeu de barre 30 kV et sur le départ d'Isser en fonctionnement secours, nous ont permis de vérifier que la protection est assurée par les disjoncteurs installés au niveau du poste de transformation. Toutefois il faut prévoir un autre plan de protection dans les années avenir, car le réseau est en extension permanente.

La généralisation de la technologie numérique qui est en plein essor permet de nos jours de concevoir des systèmes de protection plus fiables, performants et moins encombrants mais assez onéreux.

Ce travail nous a permis d'approfondir et d'enrichir nos connaissances acquises pendant notre formation universitaire et nous espérons que ce travail apportera un plus à ceux qui le consulteront.



Bibliographie

Bibliographie

- [1] : M-A .FONTELA GARCIA « Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée »Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Institut Polytechnique de Grenoble ; juillet 2008
- [2] : H.BELMAHDI et N.ABDELLI «Etudes d'un réseau de distribution moyenne tension, application Oued-Aissi / Tizi-Ouzou», mémoire d'ingénieur, ummto, année 2008.
- [3] : O.AIT GUENISSAID et O.OUKHOUIA« Protection numérique par SEPAM série 80 d'un départ électrique HTA», mémoire de master, ummto, année2012.
- [4] : N.SAIM, L.BESSEGHIR et S.CHETOUANE « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 KV de la région AZAZGA », mémoire d'ingénieur, ummto, année 2010.
- [5] : F. AMRANI et R. BELKESSA «Etude des protections des départs moyenne tension application poste 60 / 30 kv de Tizi Meden», mémoire d'ingénieur, ummto, année 2009.
- [6] : L.BENARAB «Détermination des seuils de réglage des protections des départs moyenne tension au complexe de l'ENIEM », mémoire d'ingénieur, ummto, année 2010.
- [7] : M. ZELLAGUI «Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 KV)» mémoire de magistère, UM CONSTANTINE, année 2010.
- [8] : Guide de la protection «CG0021FR», Schneider électrique, Merlin Gerin, édition2006.
- [9] : L.BENARAB «Détermination des seuils de réglage des protections des départs moyenne tension au complexe de l'ENIEM», mémoire d'ingénieur, ummto, année 2010.
- [10] : T.WILDI et G.SYBILLE «ÉLECTROTECHNIQUE 4^{ème} ÉDITION».
- [11] : Fichier PDF « distribution de l'énergie " Les postes HTA/BT " ».
- [12] : Fichier PDF « la protection des réseaux aériens à moyenne tension », Electricité de France, direction des études et des recherches, année 1967.
- [13] : LUC Lasne, « Electrotechnique », édition DUNOD 2008.
- [14] : Guide technique, Archives de la SONELGAZ.
- [15] : S.ABBASSEN et N.KACED « Etude des protection des départs MT application poste 60/30 kv FREHA », mémoire d'ingénieur, ummto, année 2008.
- [16] : WIKIPEDIA «Court-circuit, Sectionneurs, Surtension, Eclateurs, Transformateur électrique, Protection des réseaux électrique, Les relais, Appareillages électrique... »
- [17] : Claude CORROYER «Protection des réseaux», Techniques de l'Ingénieur.
- [18] : IFEG – Ecole Technique de Blida

Résumé

Le travail que nous avons fait consiste à étudier la protection d'un départ moyenne tension au niveau du poste de transformation de TIZI-MEDEN, et de vérifier si les disjoncteurs déjà installés sur le poste du côté MT assurent la protection.

Pour cela, nous avons calculé les courants des courts-circuits aux différents points du réseau bien déterminés.

Mots clés

- Protections d'un départ à moyenne tension.
- Réseaux électriques MT.
- Calculs des courants de court-circuit