

Sommaire

Introduction générale	1
Légende	

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I-1 Introduction	2
I-2 Organisation des réseaux électriques	2
I-2-1 Réseau de transport	3
I-2-2 Réseau d'interconnexion	3
I-2-3 Réseau de répartition	3
I-2-4 Réseau de distribution	3
I-3 Structures topologiques des réseaux de transport	3
I-3-1 Réseaux maillés	3
I-3-2 Réseaux bouclés	3
I-3-3 Réseaux radiaux	4
I-4 Réseau moyenne tension	5
I-4-1 Structure des réseaux MT aériens (MTA)	5
I-4-2 Structure des réseaux MT souterrains (MTS)	6
I-4-3 Structures utilisables en réseaux souterrains	7
I-5 Schéma unifilaire d'un réseau MT	8
I-6 Généralités sur les postes de transformation	8
I-6-1 Définition	8
I-6-2 Différents types de postes électriques	8
I-6-3 Les différents emplacements d'un poste de transformation	8
I-6-4 Choix d'un poste de transformation	16
I-6-5 Les éléments constitutifs d'un poste de transformation	17
I-6-5-1 Transformateur électrique	17
I-6-5-2 Transformateur de mesure	17
I-6-5-3 Jeux de barres	18
I-6-5-4 Les dispositifs de protection	18
I-6-5-5 Les services auxiliaires	18
I-7 Conclusion	19

Chapitre II : Protection d'un réseau MT

II-1 Introduction	26
II-2 Généralités	26
II-2-1 Organisation d'un système de protection	26
II-2-1-1 Définition d'un système de protection	26
II-2-1-2 Objectif du système de protection	26
II-2-1-3 Qualités d'un système de protection	27
II-2-1-4 Organisation des protections	28
II-2-2 définition d'un plan de protection	28
II-2-2-1 Réglementation	29
II-2-2-2 Structure des réseaux à protéger	29
II-2-2-3 Choix du régime du neutre	29

II-3 Appareillage de protection	32
II-3-1 Appareillage de protection contre les surtensions	32
II-3-1-1 Les éclateurs	32
II-3-1-2 Les parafoudres	33
II-3-2 Appareillage de protection contre les surintensités	34
II-3-2-1 Les sectionneurs	34
II-3-2-2 Les disjoncteurs	35
II-3-2-3 Les relais	35
II-4 Protection d'un réseau MT	37
II-4-1 Réseau à une arrivée	38
II-4-2 Réseau à deux arrivées	41
II-4-3 Réseau en boucle ouverte	45
II-4-4 Réseau en boucle fermée	46
II-5 Protection des jeux de barres	47
II-5-1 Défauts entre phases et entre phase et terre	47
II-5-2 Fonction de délestage	49
II-5-3 Défaillance de disjoncteurs	49
II-6 Protection des liaisons (lignes et câbles)	50
II-6-1 Surcharges thermiques	50
II-6-2 Court-circuit entre phases	50
II-6-3 Court-circuit phase-terre	51
II-6-4 Protection de distance	51
II-6-5 Réenclencheur	54
II-7 Protection des transformateurs	54
II-7-1 Dispositifs de protection	54
II-8 conclusion	58

Chapitre III : Calcul de courant de défaut

III-1 Introduction	59
III-2 Définition d'un défaut	59
III-3 Origines des défauts	59
III-3-1 Défauts d'origine externe	60
III-3-2 Défauts d'origine interne	60
III-4 Caractères des défauts	60
III-5 Conséquences des défauts	61
III-6 Intensité de courant de court-circuit	63
III-6-1 Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit	63
III-7 Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de court-circuit	64
III-8 Défaut triphasé	65
III-9 Défaut biphasé	68
III-9-1 Défaut biphasé isolé	68
III-9-2 Défaut biphasé à la terre	70
III-10 Défaut monophasé dans les réseaux MT	72
III-10-1 Grandeurs électriques liées à l'existence des défauts	73
III-10-2 Défaut monophasé dans les réseaux MT ayant leur neutre isolé	78
III-10-3 Défaut monophasé dans les réseaux MT ayant leur neutre relié à la terre	82
III-11 Conclusion	86

Chapitre IV : Application

IV-1 Méthode des valeurs réduites pour le calcul des courants de court-circuit	87
IV-2 Réactances des éléments du réseau	88
IV-2-1 Impédance ramenée à un seul niveau de tension U_x	88
IV-2-2 Réactances réduites des éléments constituant le réseau	88
IV-3 Calcul des courants de court-circuit	91
IV-3-1 Courant de court-circuit triphasé	91
IV-3-2 Courant de court-circuit monophasé (entre une phase et la terre)	91
IV-4 Application	91
IV-4-1 Données techniques.....	92
IV-4-2 Méthode de calcul	92
IV-4-3 Choix de valeurs de base	93
IV-5 Valeurs des impédances réduites	93
IV-5-1 Composantes directes et inverses.....	93
IV-5-2 Composantes homopolaires	94
IV-6 Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 60 kV.....	94
IV-7 Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 30 kV.....	96
IV-8 Choix des disjoncteurs.....	98
IV-8-1 Valeurs normalisées pour le choix des disjoncteurs	100
IV-9 Conclusion	100

Introduction

Générale

Introduction générale

L'énergie électrique est produite en transformant d'autres formes d'énergie à savoir : mécanique, hydraulique, thermique, nucléaire, éolienne, solaire...etc. Cette production prend lieu dans des centrales de génération électrique, qui sont, généralement situés dans des régions éloignées des grands centres de consommation. L'électricité ainsi produite est amenée près des centres de consommation industriels, au moyen de réseaux électriques, ou elle sera distribuée.

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service.

Des dispositions sont prises afin qu'un incident ou une avarie sur une unité de production ou une ligne de transport n'entraîne en général pas de répercussion au niveau des utilisateurs.

Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté séparé du réseau sans délai, c'est l'objet de la protection des réseaux.

La commission électrotechnique international (C.E.I) définit la protection comme des dispositions destinées à permettre la détection des défauts et des situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres ou signalisations.

Notre objectif est d'étudier la protection d'un réseau de distribution MT. Pour ce faire, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres comme suite :

Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques.

Le deuxième consiste à la représentation des moyens de protection d'un réseau 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 qui peuvent exister dans un réseau de distribution MT.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I-1 Introduction

On appelle réseau électrique, l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de productions vers les consommateurs d'électricité.

Le réseau est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tensions, connectées entre elles dans des postes électriques, qui 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.

I-2 Organisation des réseaux électriques [1].

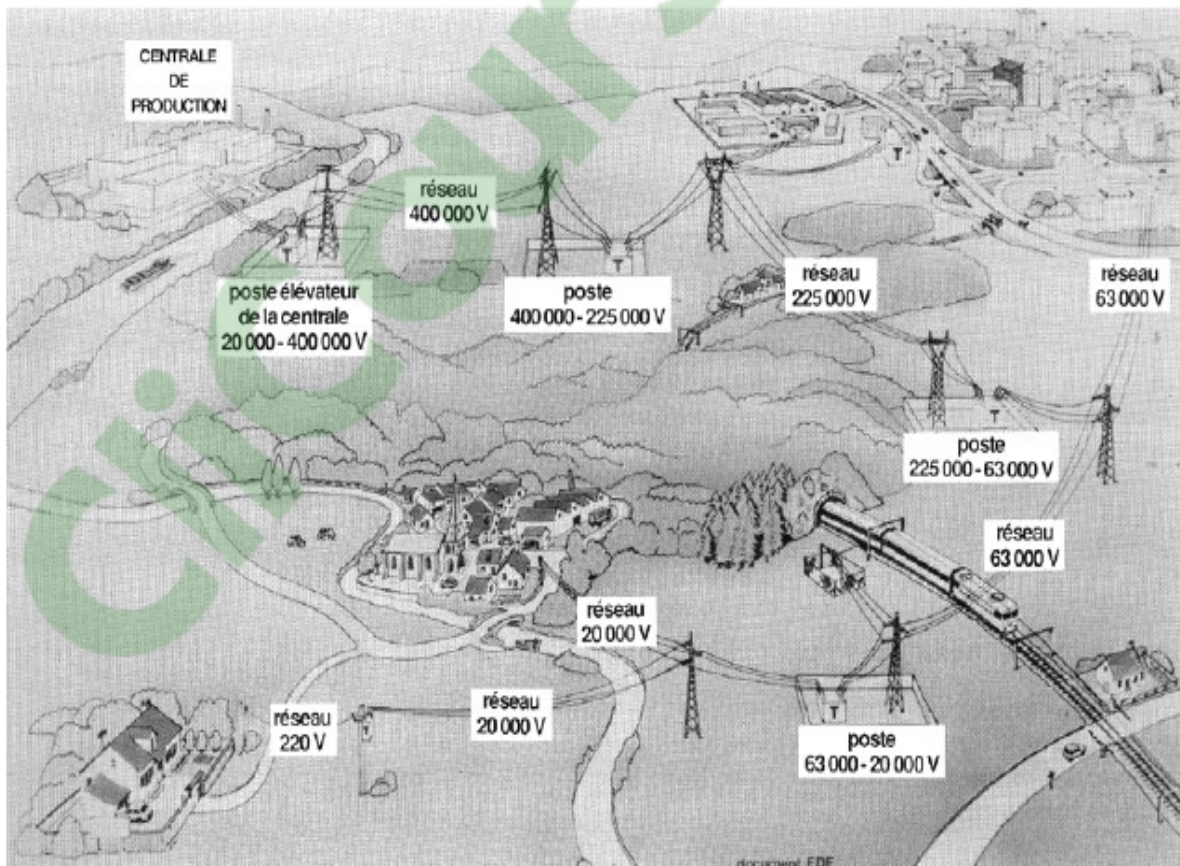


Figure I-1 : Schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents. [5]

I-2-1 Réseau de transport

Les réseaux de transport sont constitués de lignes à très haute tension (THT) et haute tension (HT).

La fonction de ces réseaux est de collecter la puissance produite par les centrales importantes et de l'acheminer vers les zones de consommation.

I-2-2 Réseau d'interconnexion

Les réseaux d'interconnexion assurent la liaison entre les centres de production et permettent des échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les autres pays voisins.

I-2-3 Réseau de répartition

Les réseaux de répartitions sont à haute tension jouent le rôle d'intermédiaire entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution

L'énergie est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyenne tension.

I-2-4 Réseau de distribution

Ces réseaux alimentent un grand nombre d'utilisateurs, soit directement pour des puissances allant jusqu'à quelques MW, soit après transformation en basse tension

I-3 Structures topologiques des réseaux électriques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures, chaque type possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. On utilise la structure maillée : c'est le réseau de transport. Dans les niveaux de tension inférieure, la structure bouclée est utilisée en parallèle de la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, la structure arborescente est quasiment exclusivement utilisée : c'est le réseau de distribution.

I-3-1 Réseaux maillés [2]

Les réseaux maillés sont exploités bouclés, les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques apportant une grande sécurité d'alimentation.

I-3-2 Réseaux bouclés [3]

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

L'énergie donc peut transiter par des chemins différents, ainsi la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas de surcharges inadmissibles pour les autres tronçons.

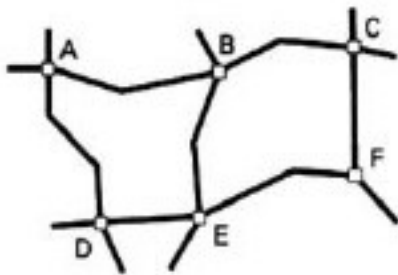
Les réseaux bouclés sont généralement utilisés pour les réseaux de répartition.

I-3-3 Réseaux radiaux [1]

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

On rencontre deux types principaux de structures :

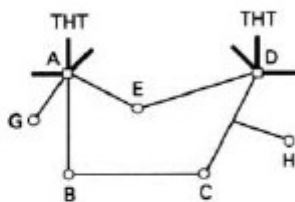
- En coupure d'artère : typique des réseaux souterrains, ces réseaux sont conçus pour un éventuel fonctionnement en bouclé.
- A structure arborescente, typique des réseaux ruraux aériens, ces réseaux comportent des points de bouclage pour assurer un secours par la moyenne tension.



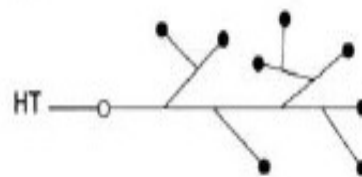
A) Exemple de structure maillée.



C) Exemple de structure radiale.



B) Exemple de structure bouclée.



D) Exemple de structure arborescente.

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

Fig. I-2 : Les différentes structures topologiques d'un réseau électrique. [11]



I-4 Réseau moyenne tension [3]

Les réseaux moyenne tension sont généralement exploités en antenne :

- En structure radiale pour les réseaux souterrains.
- En structure arborescente pour les réseaux aériens.

Il sont toujours issus de source triphasée et se caractérise comme indique ci après :

I-4-1 Réseaux moyenne tension aérienne (M T A) :

La structure du réseau MT aérien est arborescente à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation.

Des sous dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour regrouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes MT/BT. (Fig. I-3)

Cette structure destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées.

Les réseaux 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
Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, la probabilité d'incident sur la dérivation.

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous

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

Tableau I-1 : Nature et section des conducteurs

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

I- 4-3 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 présente l'inconvénient 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.

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 où 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. (Fig.I-5)

Cette structure peut se développer dès que la charge croît 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.

c. Structure en épi

Où chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Le point de connexion est en général 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. (Fig.I-6)

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 qui permet de secourir chacun de ses derniers et contribuer à une reprise rapide du service par la diminution des durées d'interruption. Elle s'intègre bien dans les réseaux existants et permet une pose progressive des câbles, en particulier celle des câbles de secours. (Fig.I-7)

I-5 Schéma unifilaire d'un réseau [5]

Le schéma unifilaire du réseau MT est donné par la (Fig. I-9)

I-6 Généralités sur les postes de transformation**I-6-1 Définition**

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs. Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution.

Les postes électriques ont trois fonctions principales :

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

I-6-2 Différentes types de postes électriques [2]

Il existe plusieurs types de postes :

- Postes d'interconnexion : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques.
- Postes éleveurs : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- Postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industrie.

I-6-3 Les différents emplacements d'un poste électrique [4]

L'aspect des postes électriques varie fortement suivant leurs fonctions. Les postes peuvent être en surface à l'intérieur d'une enceinte, souterrains, dans des bâtiments.

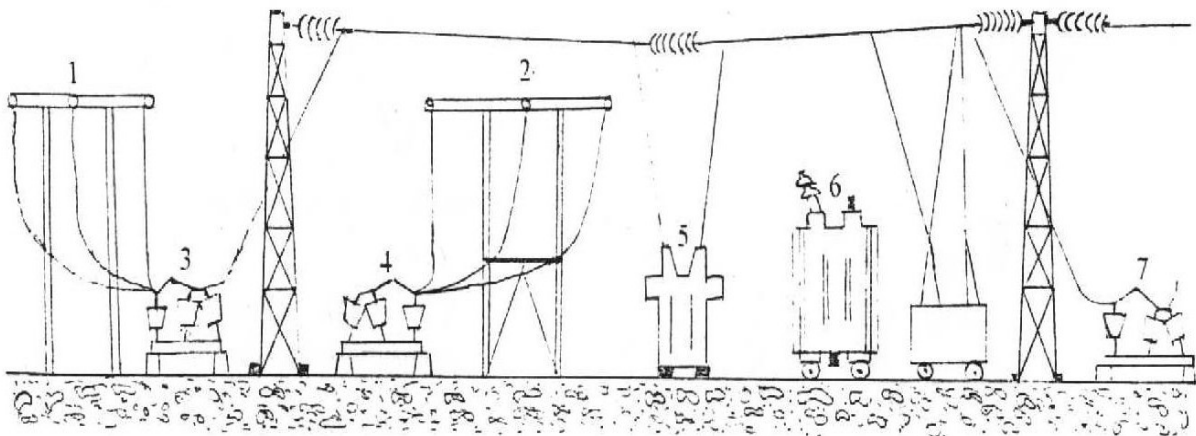
I-6-3-1 Poste de transformation en plein air

Ce type de poste est représenté sur la figure I-10. Les fils de lignes (dont un seul est représenté) sont arrêtés à la charpente du poste par des chaînes d'isolateurs et connecté à l'appareillage par l'intermédiaire du sectionneur de ligne auquel fait suite le réducteur combiné d'intensité et tension, le disjoncteur, enfin les deux sectionneurs permettent de brancher la ligne sur les barres.

Le transformateur peut lui aussi être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres.

Ces postes sont caractérisés par :

- La simplicité, la facilité qu'ils procurent à la disposition du matériel électrique ;
- L'entraînement en général du moindre frais de premier établissement que les postes intérieurs puisque l'on fait l'économie du bâtiment ;
- Il occupent plus d'espace vue qu'il est nécessaire d'augmenter les écartements entre les éléments constitutifs qui devraient être prévu plus largement puisqu'ils sont exposés aux effets adverses des intempéries ;
- Le montage, la surveillance et l'entretien seront parfois un peu plus difficiles.



1 et 2 - Jeux de barres

3 et 4- Sectionneurs

5- Disjoncteur

6- Transformateur

7- Sectionneurs de ligne

Fig. I-10 : Exemple de poste de transformation en plain air

a-Postes de transformation HT/MT

Le poste de transformation HT/MT est le point d'alimentation d'un réseau MT par un réseau HT (Fig.I-11).Il comprend essentiellement une ou plusieurs arrivées HT, un ou plusieurs transformateurs et plusieurs départs MT regroupés par rame.

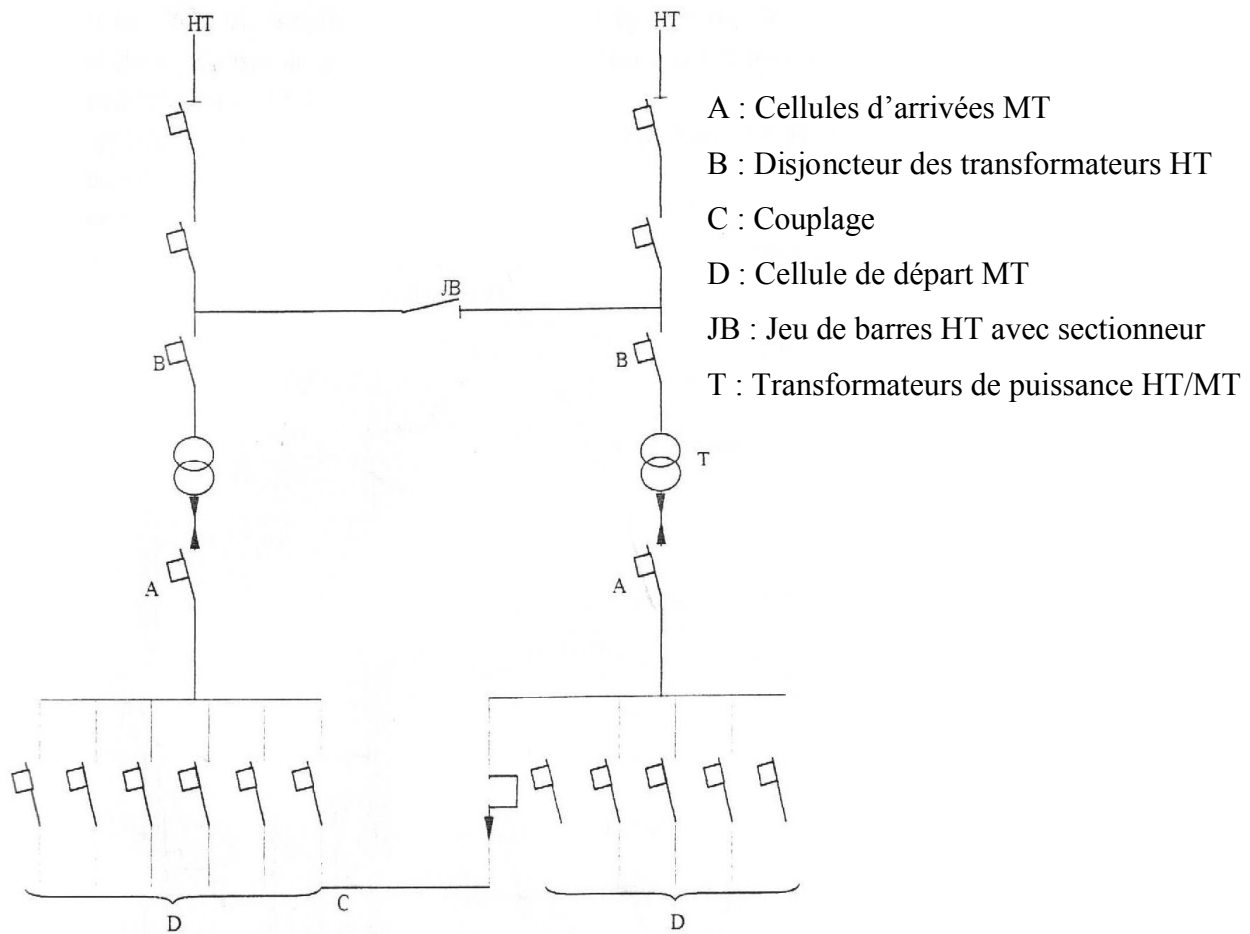


Fig. I -11 : Schéma de principe d'un poste HT/MT en plain air

I-6-3-2 Poste de transformation en cabine

Ces postes alimentent les réseaux basse tension urbains, ils ont en générale une puissance de quelque centaines de KVA. Les cabines doivent être en matériaux incombustibles.

a-Poste de transformation en cabine haute

Les postes en cabines hautes sont utilisés normalement pour des transformateurs de puissance 160 ou 250 KVA, lorsqu'il est possible d'arriver en ligne aérienne MT jusqu'à l'emplacement choisi. Ce type de poste peut être également retenu pour des puissances de transformateurs inférieurs à 160 KVA.

- Lorsqu'il est nécessaire de raccorder un poste à proximité immédiate d'une ligne principal et que l'utilisation d'un poste simplifié n'est pas possible
- Lorsqu'une augmentation de puissance est prévisible à courte échéance.

L'alimentation en antenne est plus réponde pour ce type de poste (Fig. I-12) et peut être alimentée éventuellement en coupure d'artère (Fig.I-13).

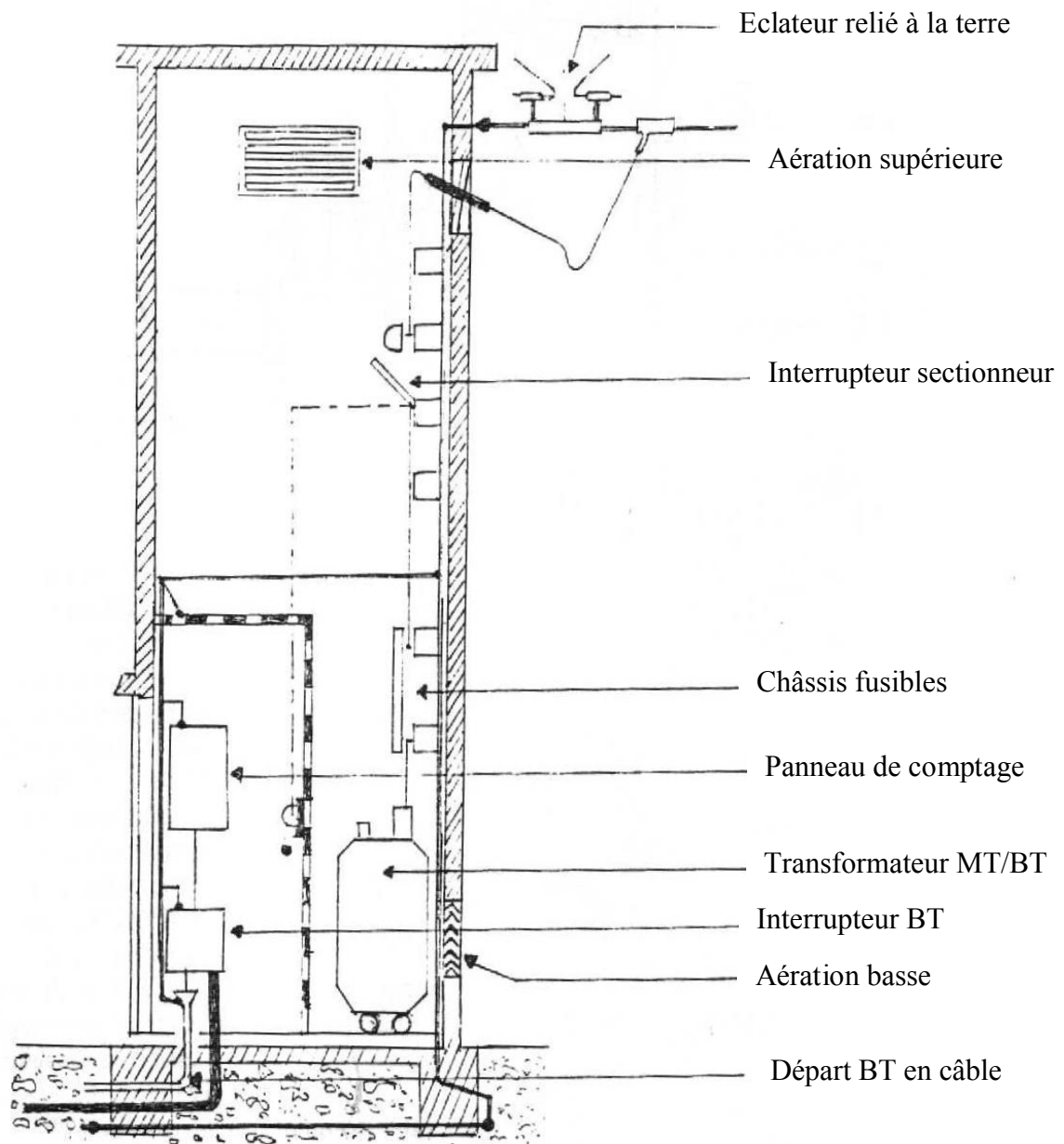


Fig. I-12 : Poste de transformation MT/BT en cabine alimentée en antenne

- 1- Aération basse
- 2- Transformateur MT/BT
- 3- Bâtiment en maçonnerie
- 4- Châssis fusibles
- 5- Sélectionneur à ouverture interrupteur
- 6- Sélectionneur de ligne
- 7- Follembrys avec tubes isolant
- 8- Arrivée avec MT en câble
- 9- Isolateur avec éclateur parafoudre
- 10- Aération supérieure
- 11- Arrivée HT en câble
- 12- Jeux de barres
- 13- Tringelerie de commande des sélectionneurs
- 14- Manette de commande de sélectionneur
- 15- Grillage avec porte
- 16- Porte d'entrée type coup de poing
- 17- Marche empêchant la pénétration de l'eau

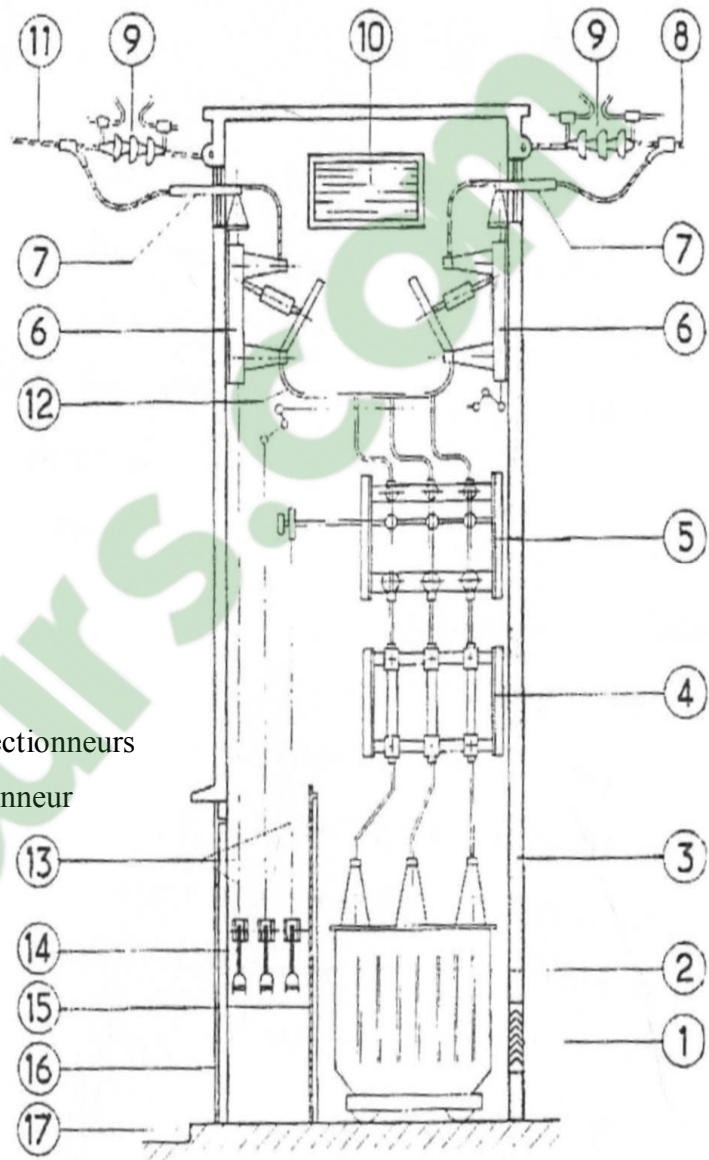


Fig. I-13 : Poste de transformation HT/MT en cabine haute alimenté en coupure d'artère

b- Poste de transformation en cabine basse

Ces postes sont utilisés pour des puissances 630 KVA et plus

I-6-3-3 Poste de transformation sur poteaux

C'est un ensemble poteau, disjoncteur et transformateur (Fig. I-14). Il est plus économique et plus simplifié que les postes en cabines. Ils sont implantés dans les zones rurales (petits villages, fermes, aricales, station de pompage). Ces postes sont alimentés à partir des réseaux MT en antenne. Chaque transformateur sur poteau doit pouvoir être séparé du réseau par un appareil de sectionnement, placé à côté de son alimentation sur un support distinct, manœuvrable du sol. Si l'appareil de sectionnement ne se trouve pas au voisinage du transformateur, celui-ci doit porter une inscription très visible du sol désignant son ambiguïté, le ou les appareils dont l'ouverture est nécessaire pour le mettre hors tension.

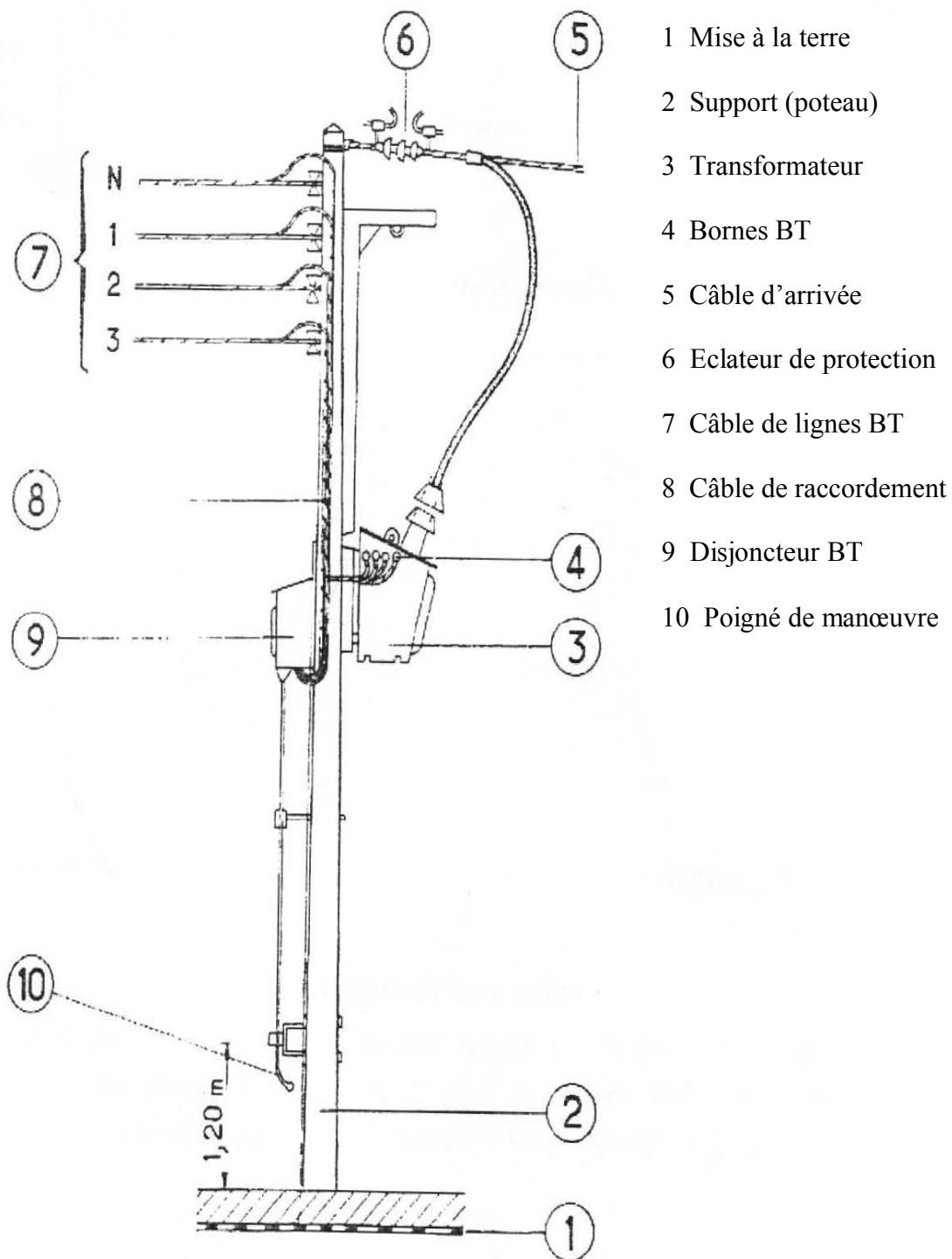
Il est constitué de (Fig.I-15) :

- D'un interrupteur aérien : son installation n'est pas toujours obligatoire, selon le réseau existant, on peut introduire un support intermédiaire entre l'interrupteur et le transformateur suivant la situation géographique de l'abonné et la nature du réseau.
- D'un support (poteau).
- D'un point de livraison (limite de la conversion), il est au point de raccordement des conducteurs MT sur le support du transformateur.
- Des éclateurs ou parafoudres, ils sont recommandés en zones foudroyées, lorsque la résistance des masses des postes est supérieure ou égale à 30 Ohms.

Dans le cas des postes implantés dans des zones très fréquentées (voisinage d'école, d'une borne, fontaines, place publique etc...).

- D'un transformateur accroché sur le support. IL doit être conforme à la spécification technique :

Puissance : 25 et 50 KVA (231 ou 400 v au primaire) ou 100KVA (400A au secondaire), d'une mise à la terre permettant l'écoulement du courant de défaut vers le sol.



- 1 Mise à la terre
- 2 Support (poteau)
- 3 Transformateur
- 4 Bornes BT
- 5 Câble d'arrivée
- 6 Eclateur de protection
- 7 Câble de lignes BT
- 8 Câble de raccordement
- 9 Disjoncteur BT
- 10 Poigné de manœuvre

Fig. I-14 : Poste de transformation sur poteau



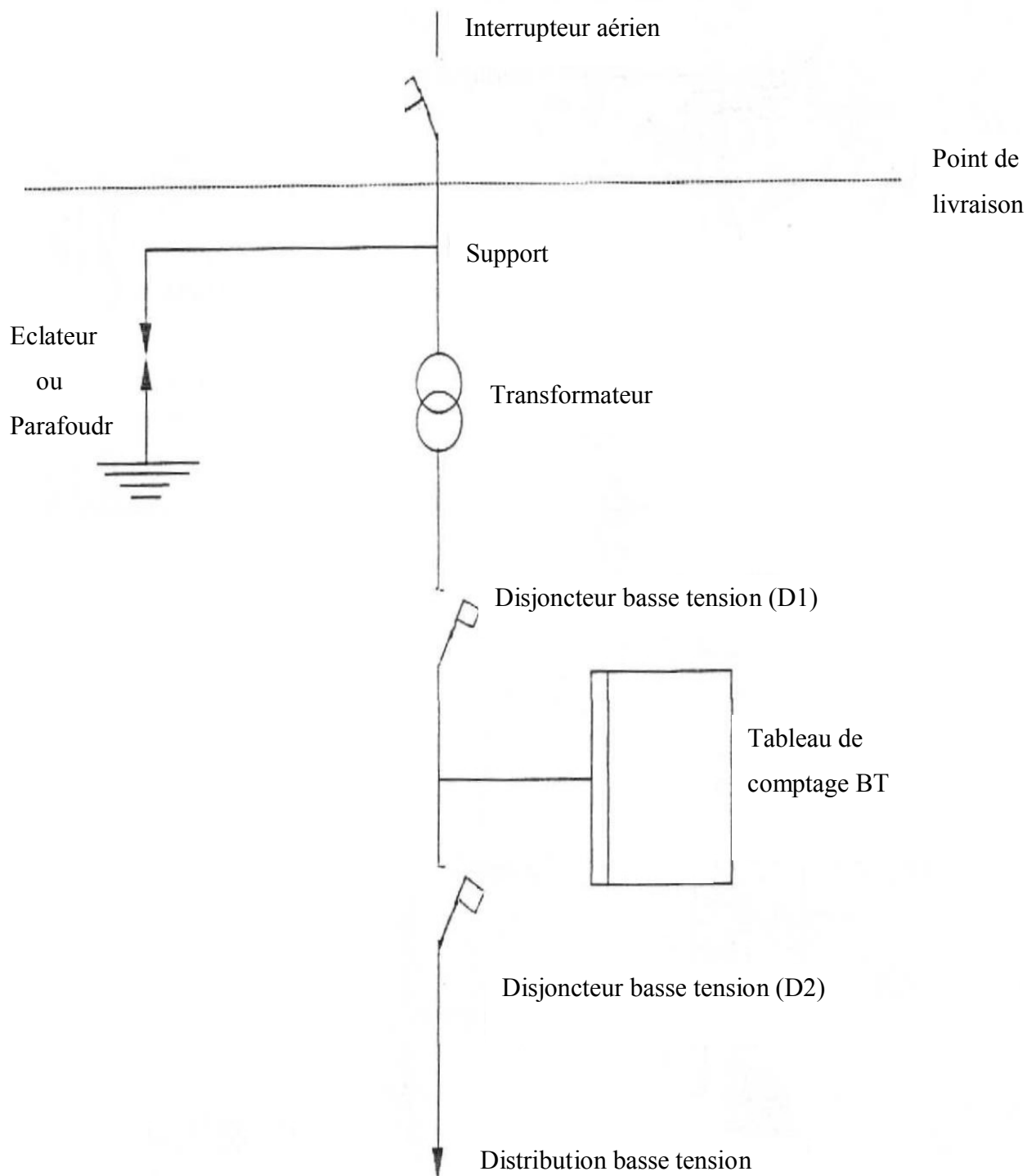


Fig. I-15 : Schéma d'un principe d'un poste de transformation sur poteau

I-6-3-4 Poste de transformation en enclos et sous capot

Au dessus d'une certaine puissance, les transformateurs deviennent trop lourds pour pouvoir être placés sur poteau et il faut les installer au sol en enclos ou sous capot (Fig.I-16), en les alimentent par un câble désignant le long d'un support.

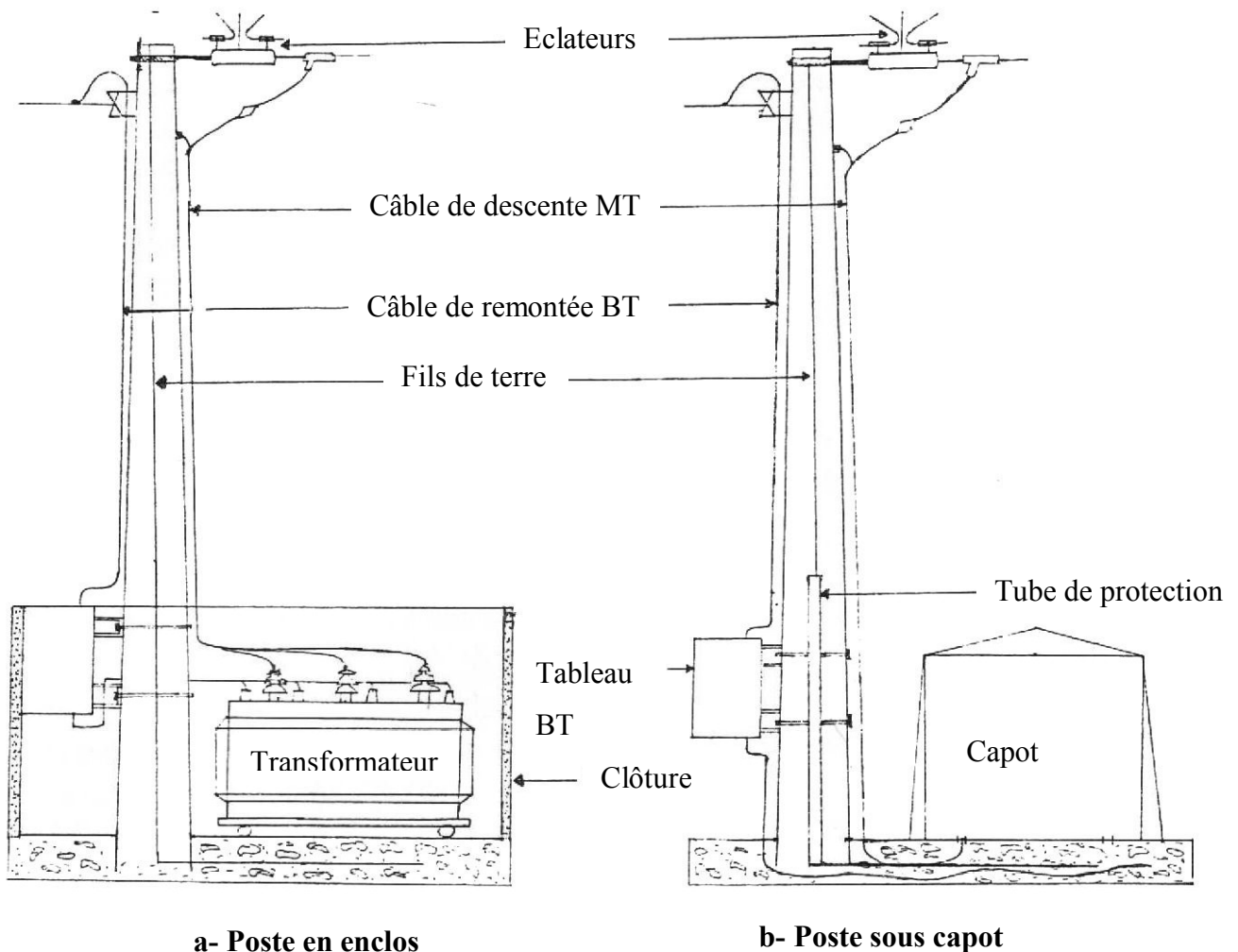


Fig. I-16 : Postes de transformation avec transformateur en enclos et sous Capot.

I-6-4 Choix d'un poste de transformation [4]

Les critères de choix d'un poste de transformation sont les suivants

- L'emplacement et l'implantation du poste ;
- Le poids et la puissance admissible du transformateur à utiliser ;
- Les dimensions du poste.

I-6-5 Les éléments constitutifs d'un poste de transformation**I-6-5-1 Transformateur électrique [2]**

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

On trouve sur les réseaux électriques 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 chargé si l'autotransformateur est mis hors service.
- Les transformateurs avec régulateurs en charge sont capables de changer leur rapport 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 assurés par différents mécanismes redoutant.

I-6-5-2 Transformateurs de mesure [2]**a- Transformateur de courant**

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle 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 la mesure 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 par exp.) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer les courants de l'ordre de l'ampère.

b- Transformateur de tension

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 des connexions.

Il s'agit donc 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 (jusqu'à quelques centaines de Kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre ou wattmètre) ou relais de protection qui eux sont prévus pour des tensions de l'ordre de centaines de volts

I-6-5-3 Les jeux de barres [4]

Les jeux de barres sont des rectangles de cuivre ou d'aluminium sur lesquels sont branchées les lignes soit de départ, soit d'arrivée. Ils servent au raccordement de toutes les lignes et de tous les tronçons. Le nombre de jeux de barres est défini par le schéma électrique du poste. Un poste peut comporter jusqu'à trois jeux de barres par niveaux de tension.

I-6-5-4 Les dispositifs de protection [4]

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

I-6-5-5 Les services auxiliaires [4]

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

I-6-5-6-1 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.
- Service relatifs à l'alimentation des équipements annexes : station de compression (moteur, commande, signalisation), force motrice, chauffage des locaux, éclairage des installations intérieures et extérieures, équipements de télécommande.

I-6-5-6-2 Alimentation des services auxiliaires

Les services auxiliaires ne le sont pas tous avec un égal degré de sécurité, c'est pourquoi le mode d'alimentation diffère. En conséquence, les postes HT/MT doivent comporter deux sources destinées à l'alimentation des services auxiliaires.

a- Source alternative 220 V et 380 V

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

b- Source continue 127 V et 48 V

La source 48V est destinée à l'alimentation des équipements de transmission (téléalarme par exp). Les deux sources (127 V et 48 V) 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-6-5-6-3 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-7 Conclusion

Ce premier chapitre a été consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques ou nous avons fait des rappels sur les différentes structures topologiques et les différents éléments constitutifs des réseaux électriques (lignes aériennes, câbles souterrains et les postes de transformations).

Vu l'objectif de notre travail, nous avons beaucoup insisté sur le réseau de distribution MT et des éléments qui le forme, afin de faciliter la compréhension de la suite du travail.

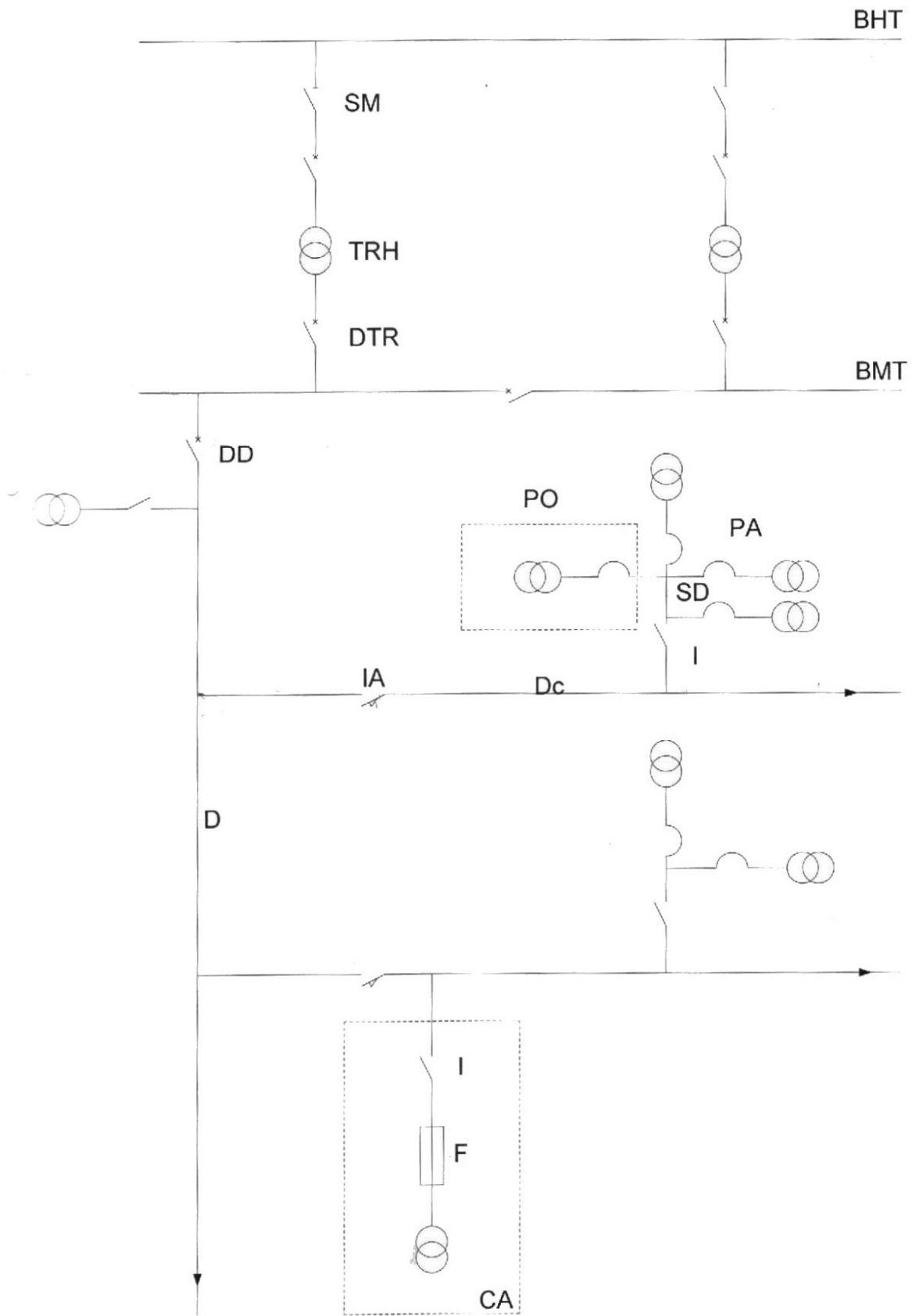


Fig. I-3 : Structure générale des réseaux aériens moyenne tension.

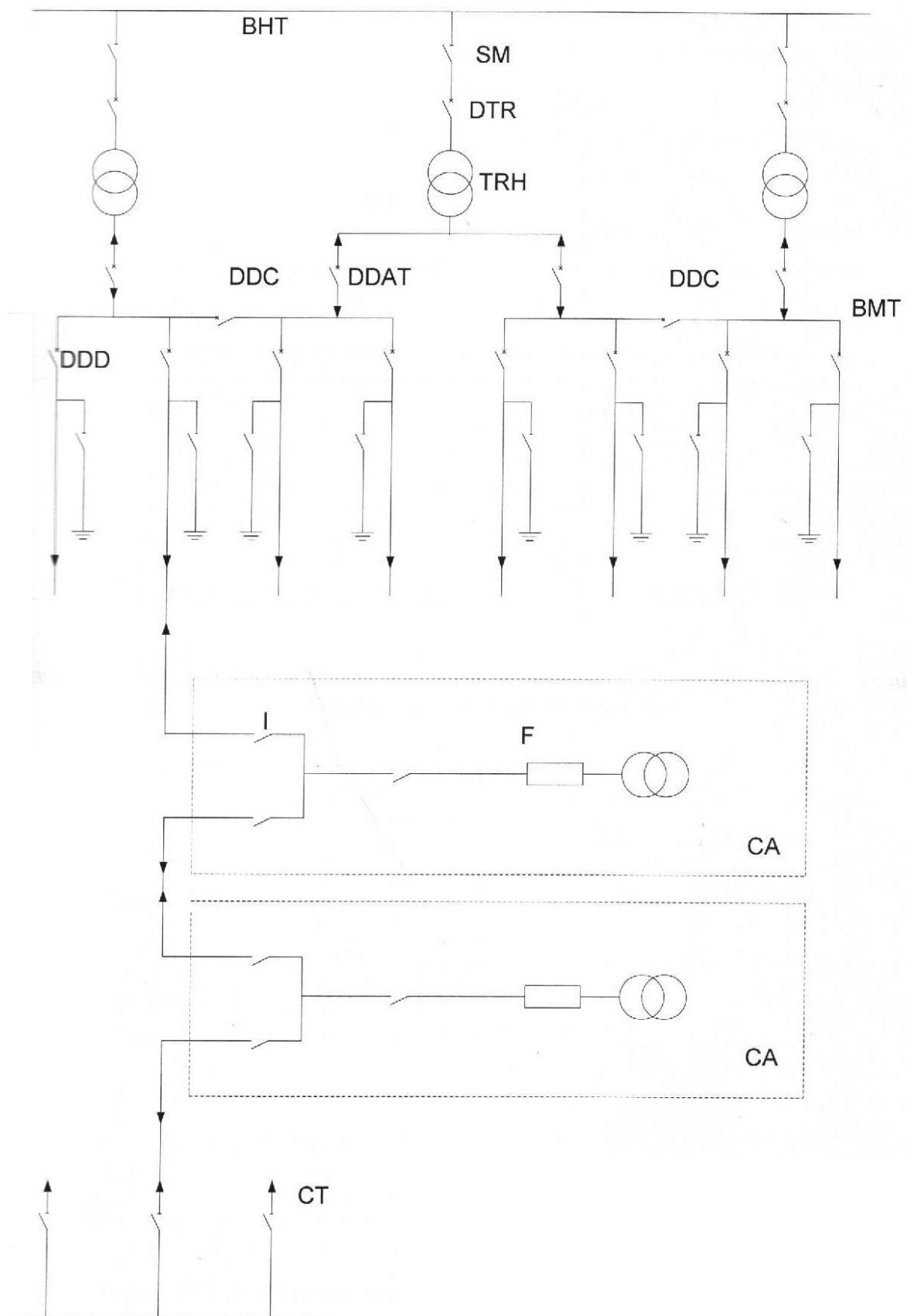


Fig.I-4 : Structure générale des réseaux souterrains moyenne tension.

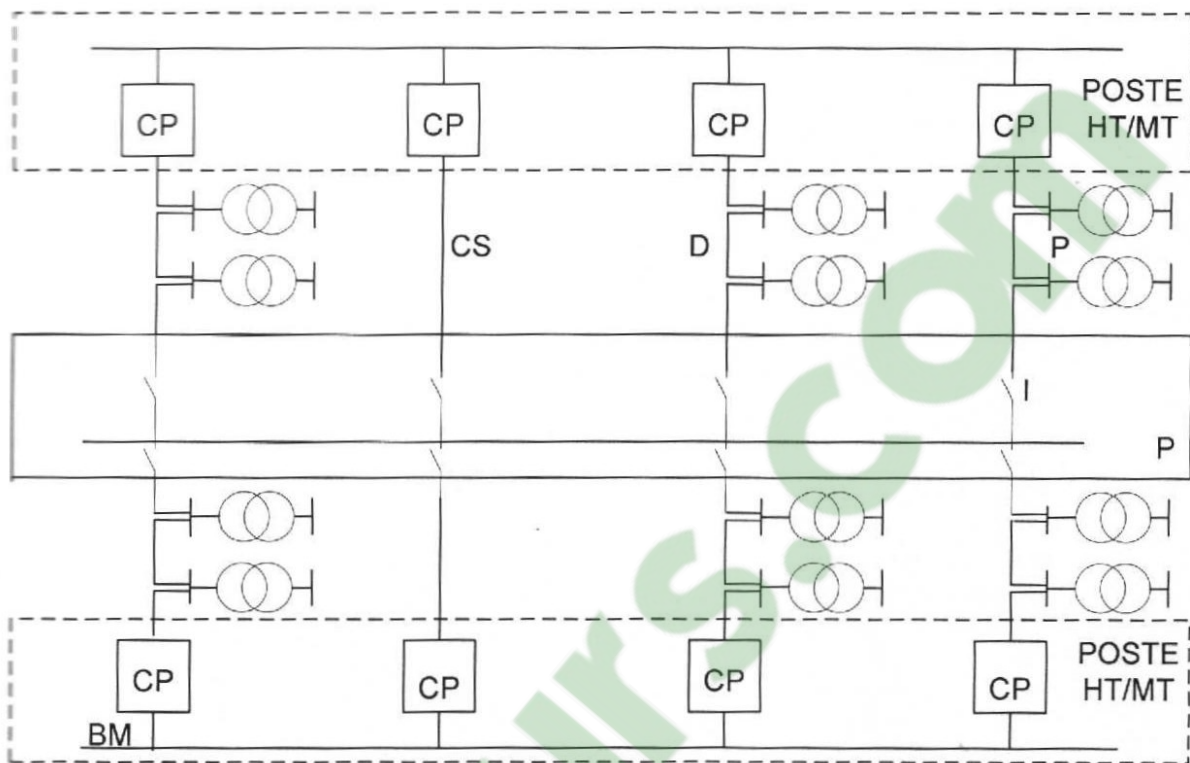


Fig.I-5 : Structure des réseaux souterrains moyenne tension de types artère source à source développée vers structure fuseau.

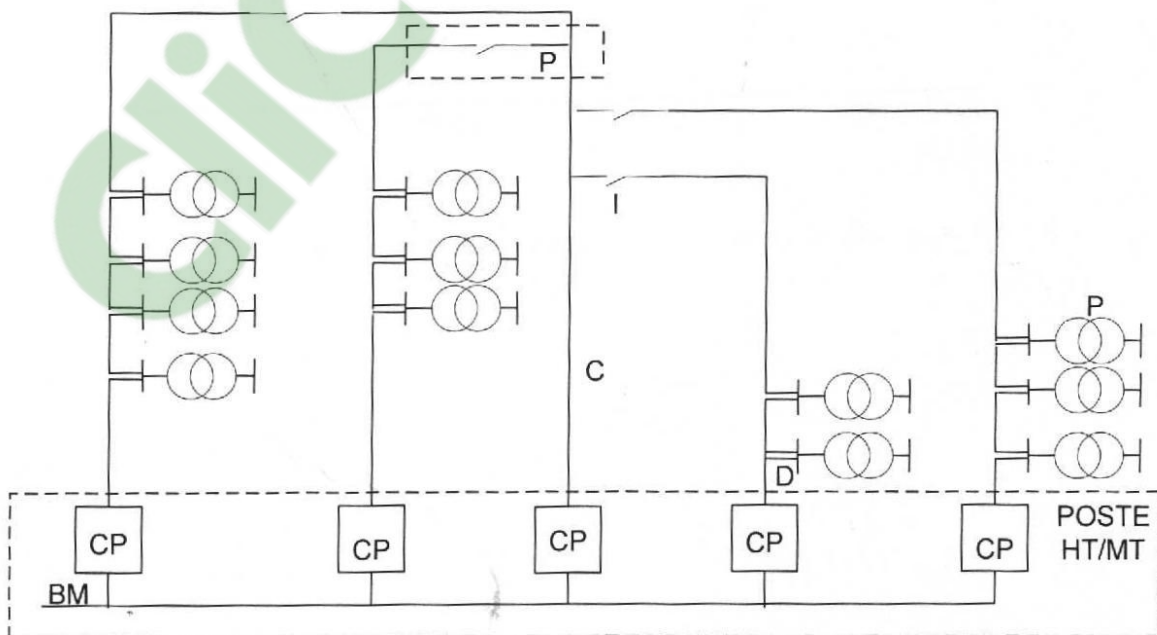


Fig.I-6 : Structure des réseaux souterrains moyenne tension de types EPI.

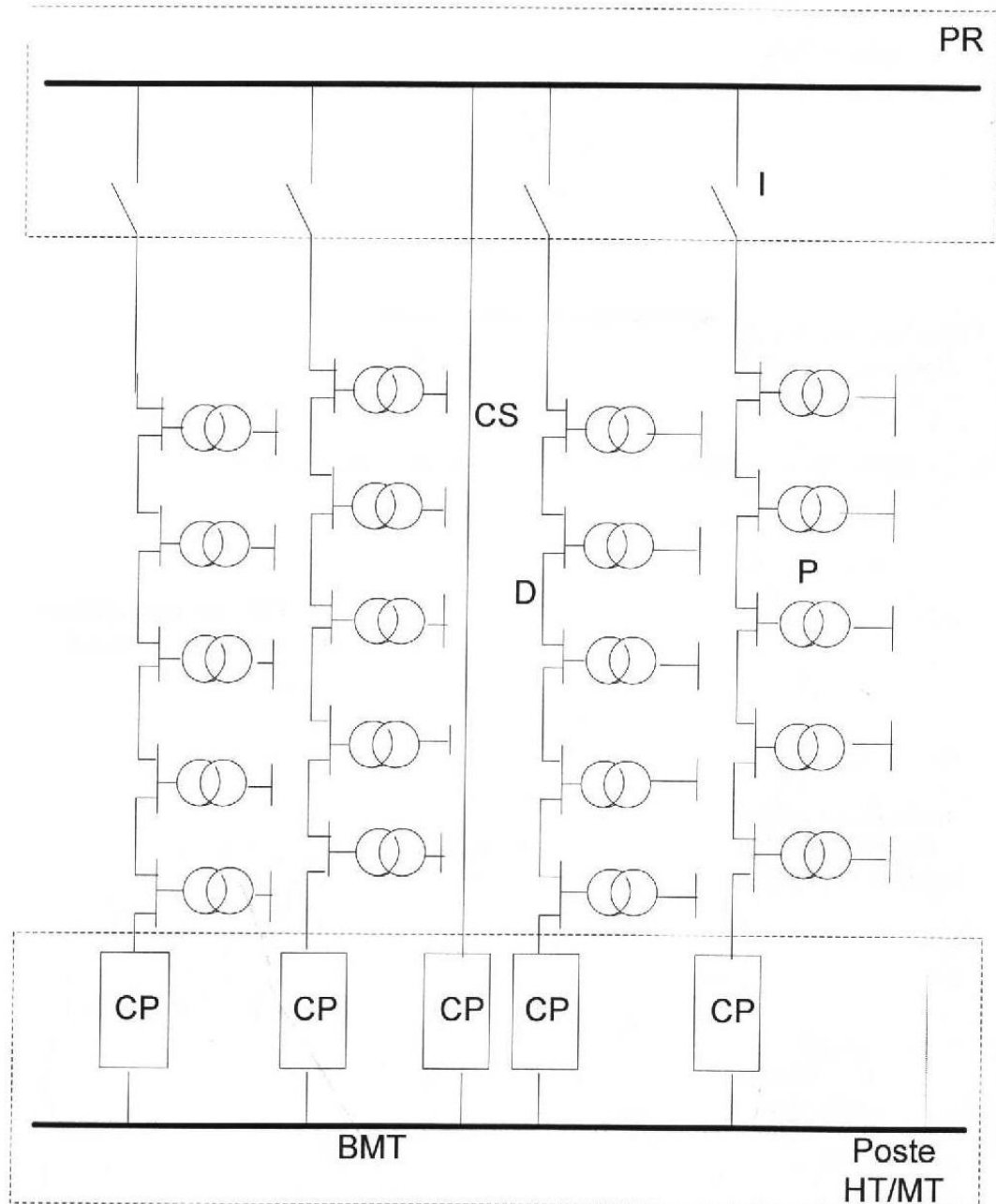


Fig.I-7 : Structure des réseaux souterrains moyenne tension de types fuseau.

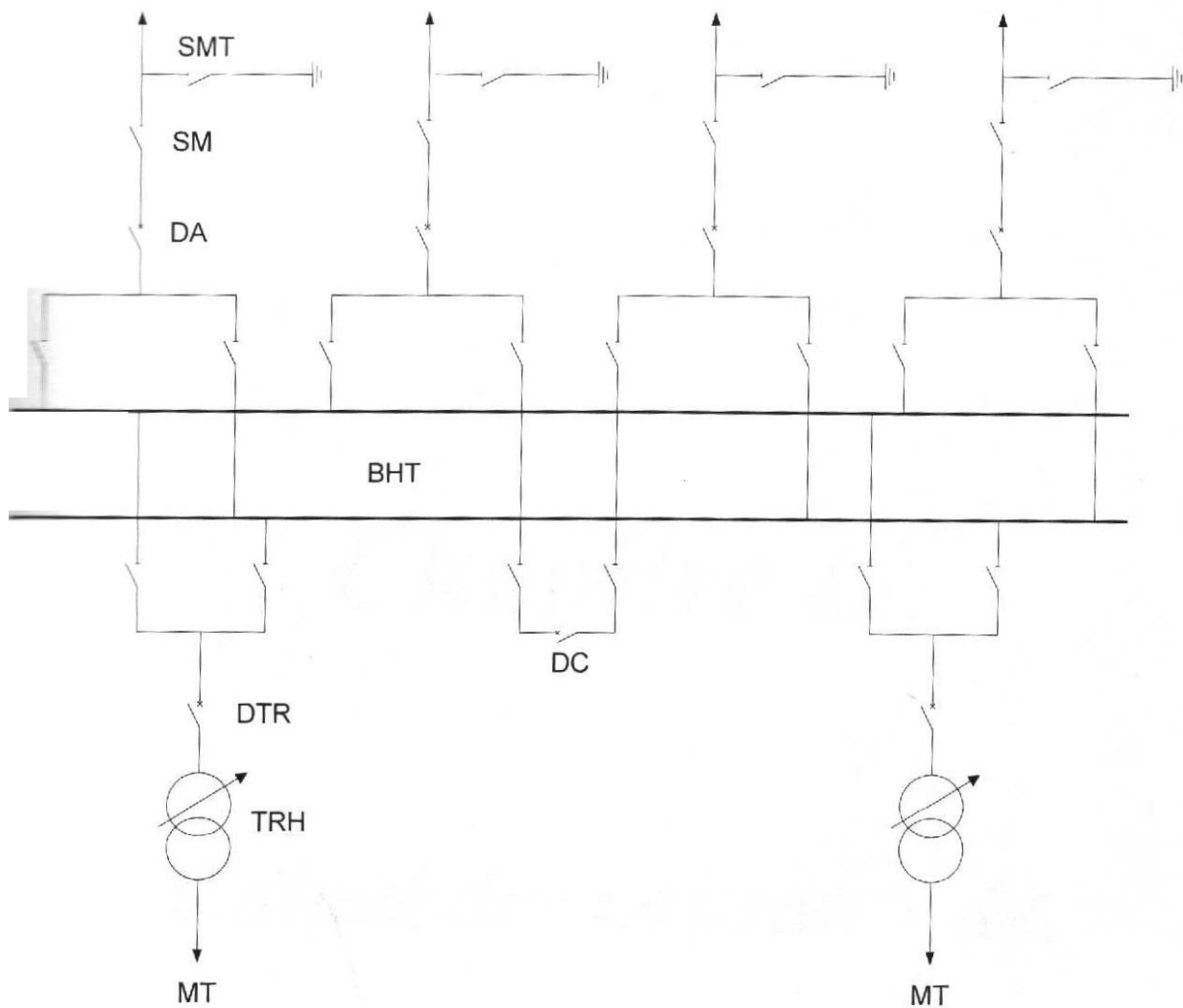


Fig. I-8 : Partie haute tension du poste source HT/MT avec deux transformateurs pour réseaux souterrain ou aérien



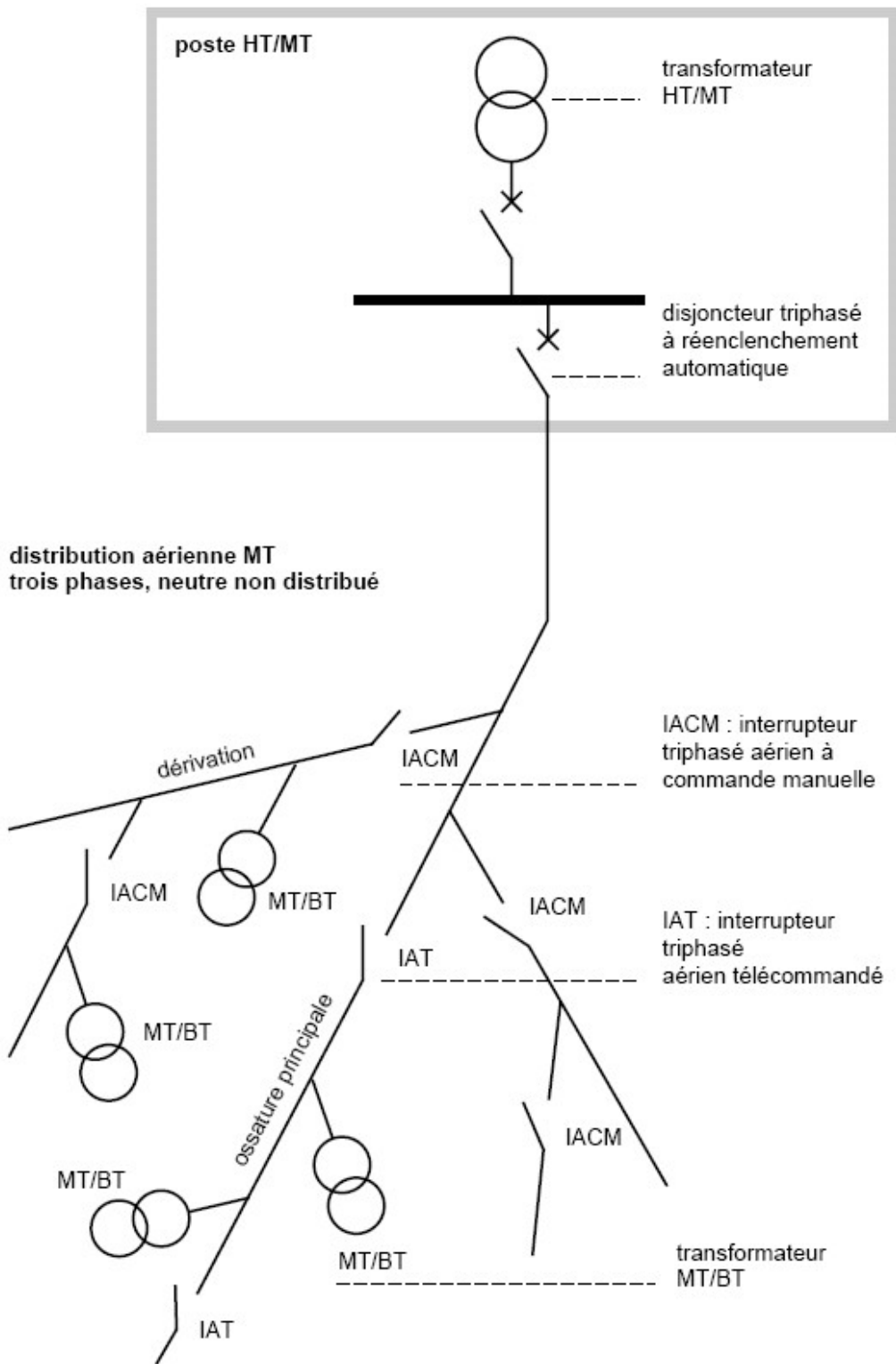


Fig. I-9 : Schéma unifilaire d'un réseau MT [5]

Chapitre II

Protection d'un réseau moyenne tension

Chapitre II

Protection d'un réseau moyenne tension

II-1 Introduction

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement, ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles.

Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité de service rendu et dont il faut chercher à minimiser les conséquences.

Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté séparé du réseau sans délai, c'est l'objet des protections des réseaux.

II-2 Généralités

II-2-1 Organisation d'un système de protection [6]

II-2-1-1 Définition d'un système de protection

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

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

- Capteurs de mesure -courant et 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.

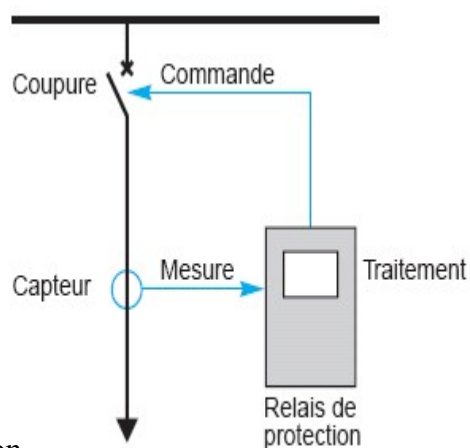


Fig. II-1 : Chaîne de protection. [7]

II-2-1-2 Objectifs du système de protection

Compte tenu de la typologie des défauts affectant les réseaux moyenne tension (court-circuit, coupure d'une phase, câble tombé à terre...) le système de protection MT doit répondre aux objectifs suivants :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens (danger d'électrocution par élévation de potentiel)

- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels de réseau par élévation dangereuse des températures, incendie ou explosion dus à l'amorçage d'un arc entre phases.
- Assurer la continuité de fourniture en éliminant rapidement l'élément de réseau défectueux.

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

On cherche dans tout système de protection à obtenir le meilleur compromis entre :

La sensibilité : qui est l'aptitude des protections à détecter les défauts très résistants, qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers.

La rapidité : pour réduire les conséquences néfastes des courts-circuits du moins lorsque ceux-ci ne sont pas des défauts auto extincteurs.

La fiabilité : qui est l'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs (sécurité) et à assurer le bon fonctionnement en cas de défaut (sûreté).

La simplicité : pour faciliter les mises en oeuvre et la maintenance.

La sélectivité : la sélectivité du plan de protection permet de faire fonctionner en priorité l'organe qui est situé le plus près en amont du défaut, ainsi la coupure d'alimentation est limitée à une zone minimale de réseau.

Les différentes techniques : [5]

Pour assurer cette sélectivité dans un plan de protection MT cinq principes techniques peuvent être utilisés :

- La sélectivité ampérométrique : elle est assurée par les réglages en valeur de courant des seuils de déclenchement.
- La sélectivité différentielle : elle est assurée par un découplage du réseau en zones indépendantes, et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants sortants. Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée.
- La sélectivité de distance : elle est assurée par un découplage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance « aval », peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.
- La sélectivité chronométrique : elle est assurée par les réglages en de temps des seuils de déclenchement.

■ La sélectivité logique : cette sélectivité est assurée par un ordre « d'attente logique » d'une durée limitée, émis par la première unité de protection située juste en amont du défaut et devant couper le circuit, vers les autres unités de protection situées plus en amont. Elle permet d'augmenter le nombre d'étages de sélectivité sans allonger les temps de déclenchement en amont. Des fils pilotes sont nécessaires entre les unités de protections.

* Certaines de ces exigences sont contradictoires, telles la sélectivité et la rapidité, la sécurité et la sûreté. Donc il y a lieu de trouver un compromis, tout en tenant compte des coûts des ouvrages à protéger et des enjeux de qualité de service.

II-2-1-4 Organisation des protections

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- Eliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par l'organe de coupure aval (disjoncteur, fusible...) le plus proche.
- Eliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval sont défaillants.
- Prévoir éventuellement des protections de secours (redondance des protections).
- Prévoir des protections spécifiques pour certains matériels : transformateurs, tableaux MT, condensateurs...
- Permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité, ... etc.), pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs.

L'ensemble de ces dispositions est appelé : plan de protection.

Il doit permettre la réalisation des objectifs du système de protection (sécurité des biens et des personnes, continuité de fourniture) au meilleur coût.

II-2-2 Définition d'un plan de protection

La définition d'un plan de protection doit tenir compte de la réglementation, de la structure des réseaux à protéger et du choix du régime de neutre.

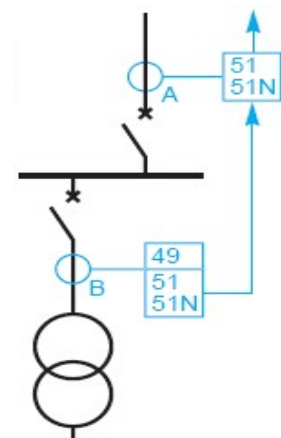


Fig. II-2 : Plan de protection. [7]

II-2-2-1 Réglementation

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

■ On rappelle qu'au voisinage d'une prise de terre :

* **La tension de pas** : est la différence de potentiel entre deux points à la surface du sol, séparés par une distance de un pas, que l'on assimile à 1m, dans la direction du gradient de potentiel maximal.

* **La tension de toucher (ou tension de contact)** : est la différence de potentiel entre une structure métallique mise à la terre et un point situé à la surface du sol à une distance égale environ 1m.

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

La structure des réseaux MT agit sur trois paramètres importants :

- La typologie des défauts qui est différente en 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 grandes en réseau souterrain qu'en réseau aérien.

II-2-2-3 Choix du régime de neutre [7]

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

Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défauts très importants au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

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

a- Mise à la terre par une résistance

*** Schéma de principe**

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre :

*** Avantages**

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- Il n'existe pas l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionnée pour la tension composée.
- Les protections sont simples, sélectivité 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 coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

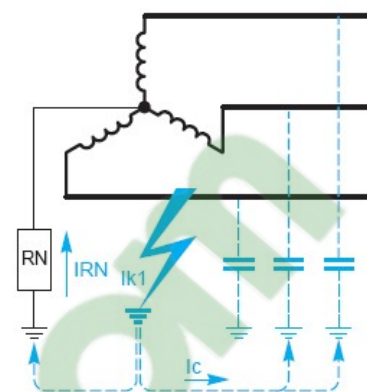


Fig. II-3 : Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible : résistance entre neutre et terre.

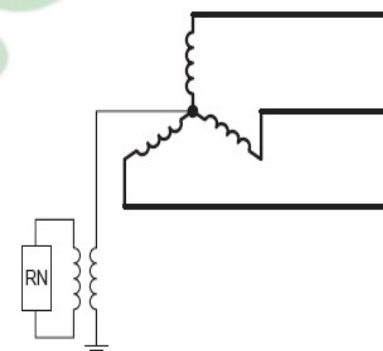


Fig. II-4 : Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible : résistance au secondaire d'un transformateur 1~

b- Mise à la terre par une réactance faible

*** Schéma de principe**

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40 KV, 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.

*** 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.
- La bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.

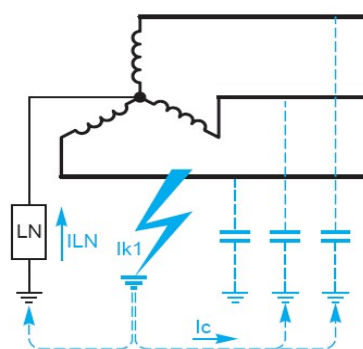


Fig. II-5 : Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible.

- En haute tension, le coût de cette solution est plus avantageux qu'avec une résistance.

*** Inconvénients**

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

c- Mise à la terre par réactance de compensation

*** Schéma de principe**

Une réactance raccordée sur la capacité phase-terre totale du réseau est 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.

*** Avantages**

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

*** Inconvénients**

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

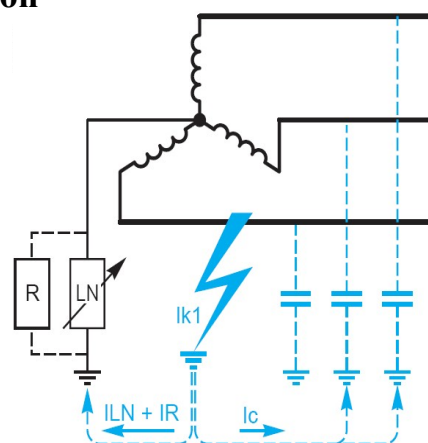


Fig. II-6 : Défaut à la terre dans un réseau avec réactance de compensation à la terre.

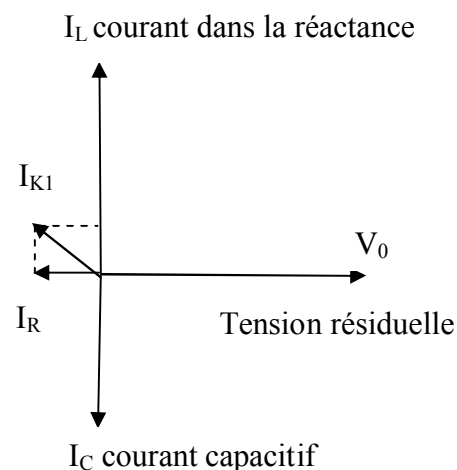


Fig. II-7 : Diagramme vectoriel des courants lors du défaut terre.

- La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.

II-3 Appareillage de protection

II-3-1 Appareillage de protection contre les surtensions

Eclateurs et parafoudres sont les dispositifs utilisés pour écrêter, limiter les surtensions transitoires de forte amplitude. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de foudre.

II-3-1-1 Les éclateurs [8]

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

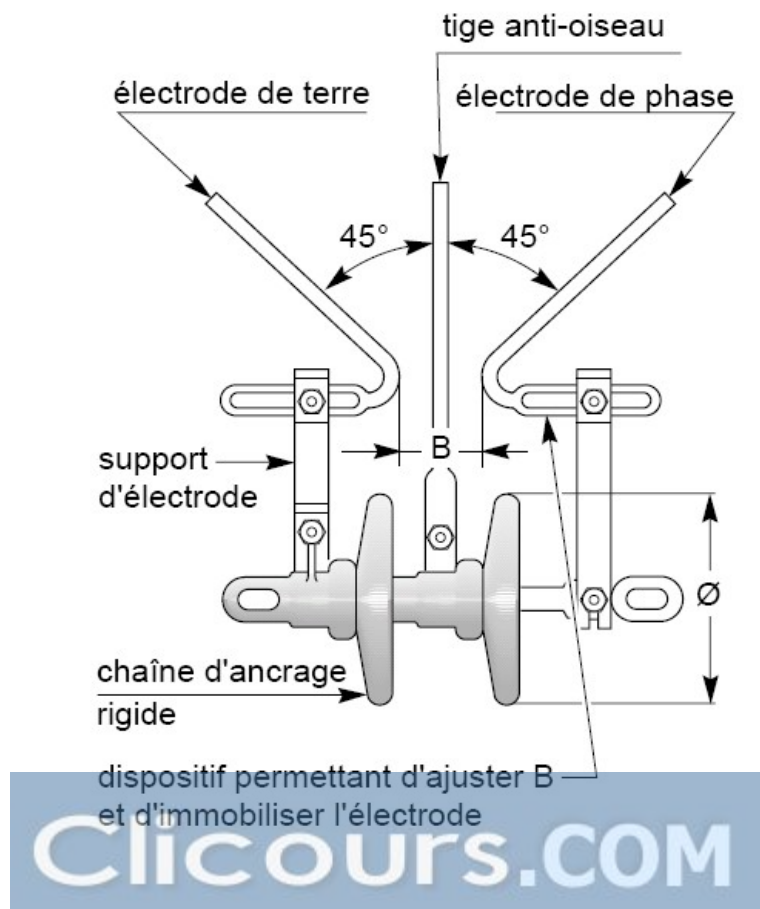


Fig. II-8 : Un éclateur MT avec tige anti-oiseaux.

II-3-1-2 Les parafoudres [5]

Pour pallier aux inconvénients des éclateurs, différents modèles de parafoudre ont été conçus dans le but d'assurer une meilleure protection des installations et une bonne continuité de service.

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

1- Parafoudre à résistance variable avec éclateur

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistances) capables de limiter le courant après le passage de l'onde de choc. Après l'écoulement de l'onde de courant de décharge, le parafoudre n'est plus soumis qu'à la tension du réseau. Celle-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).

2- Parafoudre à oxyde de zinc (Zno)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistances 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). (Fig. II-9)

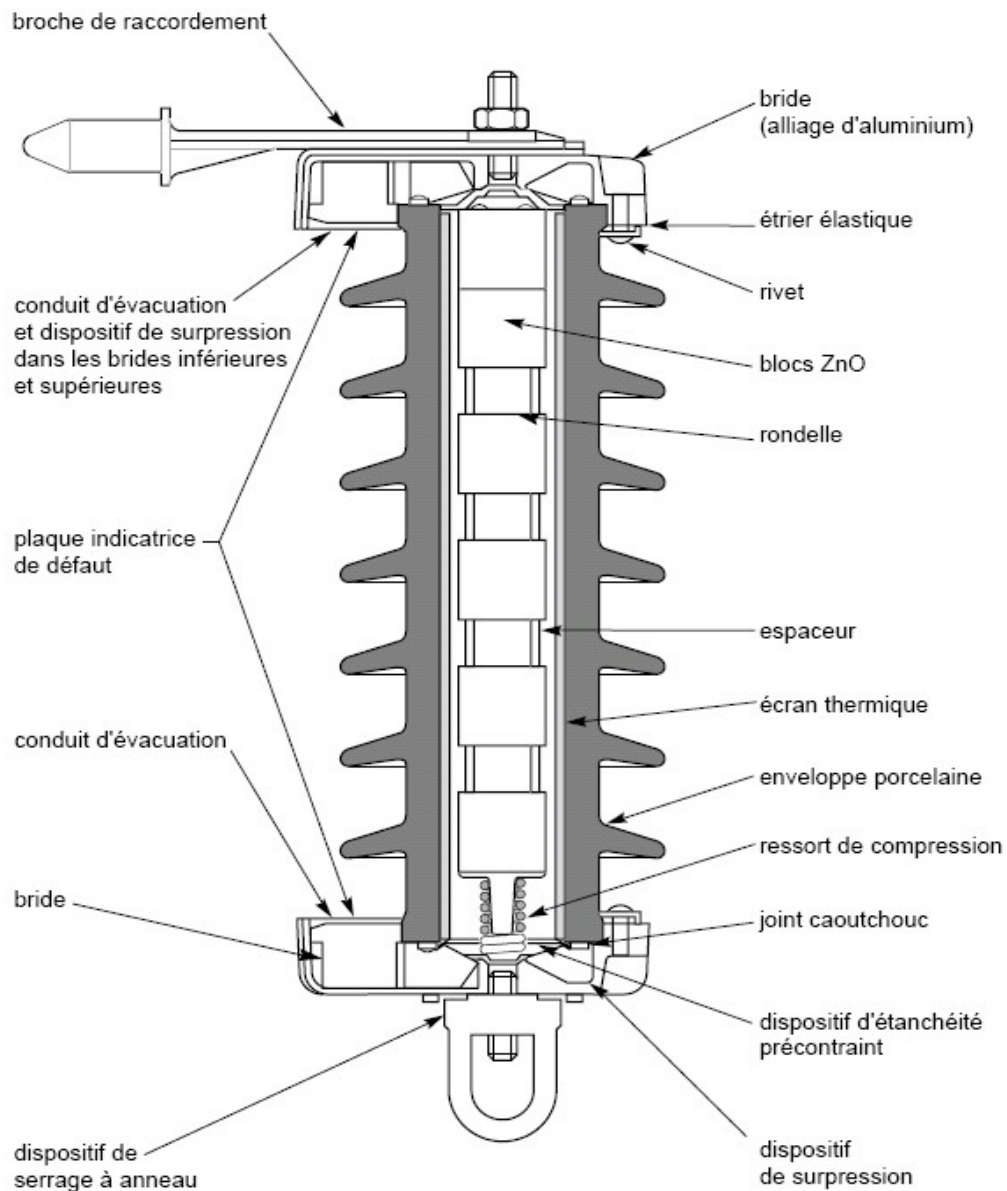
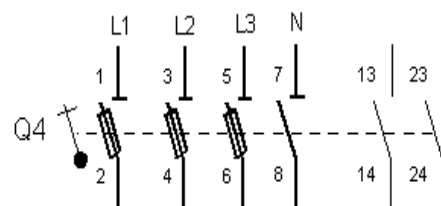


Figure II-9 : exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 KV.

II-3-2 Appareillage de protection contre les surintensités

II-3-2-1 Les sectionneurs [2]

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et sont alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisant électriquement.



L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique, d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

Le sectionneur, à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur, n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture.

II-3-2-2 Les disjoncteurs [2]

Un disjoncteur est un organe électromécanique, voir électronique, de protection, dont la fonction est d'interrompre le courant électrique en cas d'incident sur un circuit électrique. Il est capable d'interrompre un courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique. Sa principale caractéristique par rapport au fusible est qu'il est réarmable (il est prévu pour ne subir aucune avarie lors de son fonctionnement).

II-3-2-3 les relais de protection [9]

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

II-3-2-3-1 Désignation d'un relais

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

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

II-3-2-3-2 Différents types de relais

Il existe essentiellement trois classes de relais (Fig. II-10) :

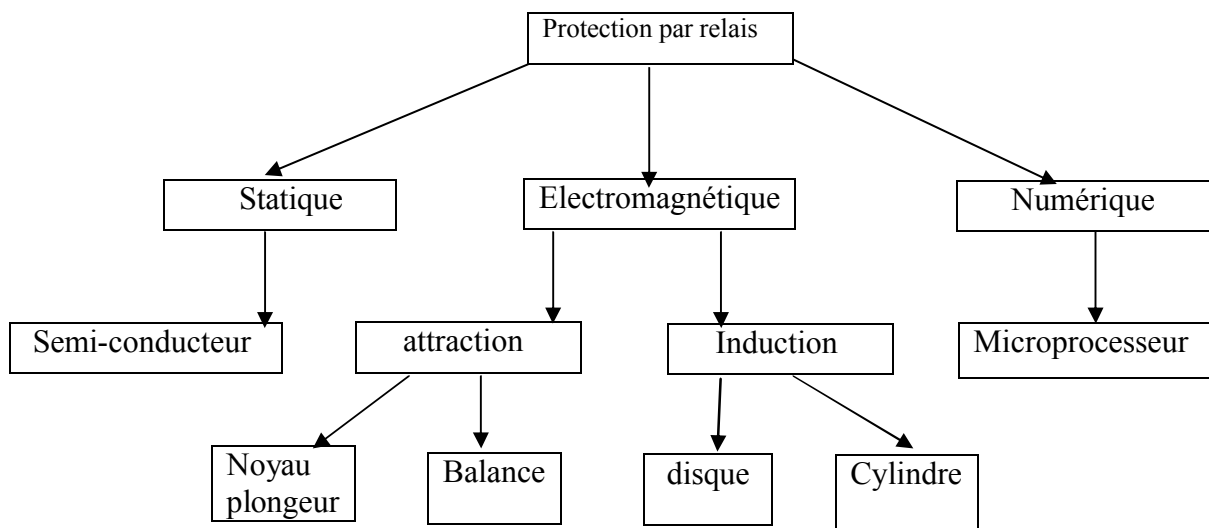


Fig. II-10 : Différents types des relais.

a) Relais électromagnétiques

Un relais électromagnétique comporte une armature ou un équipement mobile sur lequel agissent des bobines ou des aimants ou des conducteurs.

On distingue les différents types de relais électromagnétiques suivants :

- **Relais a noyau plongeur**

Le relais est basé sur l'action qui s'exerce entre les éléments de fer aimanté.

Une bobine fixe, parcourue par courant, provoque l'aimantation d'un circuit magnétique dont une partie mobile se déplace.

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

- **Relais a balance**

C'est un relais dont l'équipage est constitué par un fléau de balance soumis à l'action de deux forces antagonistes.

Deux forces magnétiques s'opposent l'une à l'autre par l'extrémité du fléau.

Tant que le champ magnétique dans les deux bobines B1 et B2 demeure dans un rapport approprié, les contacts du relais restent ouverts.

Lorsque le champ magnétique devient plus grand dans la bobine de fonctionnement B1 dans la bobine B2 de retenue assez forte pour annuler la tension du ressort, les contacts du relais se ferment.

- **Relais a induction**

Un courant alimentant les bobines fixes de l'électro-aimant produit des champs magnétiques créent des courants induits qui font tourner le disque.

- b) Relais statique**

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

Plus précis, plus sensibles, plus rapides, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation et moins encombrants.

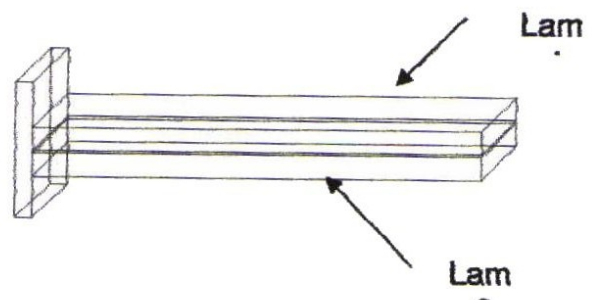
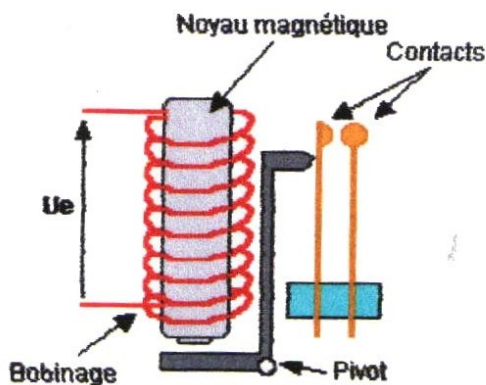


Fig.II-11: Relais électromagnétique.

Fig. II-12 : Relais thermique.

II-4 Protection d'un réseau MT [7]

Les protections de réseaux doivent permettre :

- de détecter les défauts.
- d'éliminer les parties du réseau qui sont défectueuses en sauvegardant les parties saines.

Le choix des protections doit être effectué en fonction de la configuration du réseau (marche en parallèle de générateurs ou transformateurs, réseau bouclé ou en antenne, mode de mise à la terre du neutre...)

Il faut envisager indépendamment :

- les protections contre les défauts entre phases.

- les protections contre les défauts à la terre, liées au régime du neutre du réseau.

Seront examinés successivement les cas d'une arrivée, de deux arrivées et de boucles ouvertes ou fermées.

Dans ce qui suit les numéros et lettres entre () sont des codes ANSI.

II-4-1 Réseau à une arrivée

Défauts entre phases (Fig. II-13)

L'arrivée et les départs sont équipés de protection à maximum de courant phase (5I).

La sélectivité entre la protection de l'arrivée A et les protections des départs D est de type chronométrique.

La protection au niveau D détecte le défaut 1 sur le départ, et déclenche le disjoncteur D avec un retard TD.

La protection au niveau A, détecte les défauts 2 sur le jeu de barres, et déclenche avec un retard TA.

Elle agit également en secours, en cas de défaillance de la protection D.

On choisit : $I_{sA} \geq I_{sD}$ et $T_A \geq T_D + \Delta T$

ΔT : intervalle de sélectivité (en général 0,3 s).

La protection en D doit être sélective avec les protections situées en aval : si la temporisation demandée à la protection A est trop importante, il faut alors utiliser une sélectivité logique ou mixte (logique + chronométrique).

Défaut phase-terre

Neutre à la terre par résistance au niveau du transformateur (fig.II-14)

Les départs, l'arrivée, ainsi que la connexion de mise à la terre du neutre, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre (5I_G).

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique. Ces protections sont nécessairement différentes des protections contre les défauts phases car les ordres de grandeur des courants de défauts sont différents.

Les protections des départs sont réglées sélectivement par rapport à la protection de l'arrivée, elle-même réglée sélectivement par rapport à la protection équipant la connexion de mise à la terre (respect des intervalles de sélectivité).

Le courant de défaut se referme par les capacités des départs sains et la résistance de mise à la terre.

Les capteurs des départs sains détectent tous un courant capacitif.

Pour éviter les déclenchements intempestifs, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre du départ :

- Défaut en 3 : le disjoncteur D1 s'ouvre sur action de la protection qui lui associée.
- Défaut en 4 : le disjoncteur A s'ouvre sur action de la protection de l'arrivée.
- Défaut en 5 : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur H au primaire du transformateur.

La protection en D doit être sélective avec les protections situées en aval : si la temporisation demandé à la protection A est trop importante, il faut alors utiliser la sélectivité logique.

La protection en H de la mise à la terre du neutre agit en secours sur défaillance d'une protection d'un départ en D.

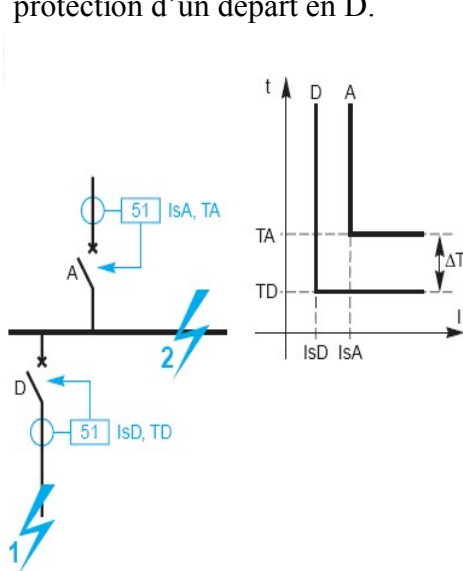


Fig.II-13 : Protection sur défaut entre phase.

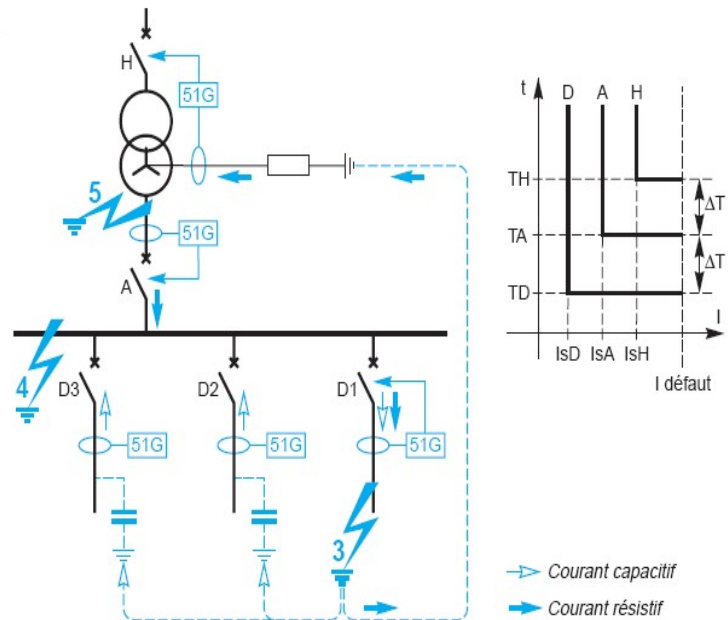


Fig.II-14 : Protection sur défaut phase-terre (neutre résistif transformateur).

Neutre à la terre par résistance au niveau du jeu de barres (fig. II-15)

La mise à la terre par résistance est réalisée par un générateur homopolaire.

Les départs, l'arrivée, et le générateur homopolaire, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre (51G).

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Les protections des départs et celle de l'arrivée sont réglés sélectivement par rapport à la protection équipant l'impédance de mise à la terre. De même que dans le cas précédent, la

protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre au départ.

En cas de défaut sur un départ 1, seul le disjoncteur du départ D1 s'ouvre.

En cas de défaut sur le jeu de barres 2, seul la protection équipant la connexion de mise à la terre détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur A.

Enfin, en cas de défaut au secondaire du transformateur 3, la protection de l'arrivée détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur H.

Neutre à la terre par réactance

On procède comme pour les systèmes de mise à la terre par résistance au niveau du transformateur ou au niveau du jeu de barres.

Neutre isolé (fig.II-16)

Un défaut, quelle que soit sa localisation, provoque un courant qui se referme par les capacités des départs sains.

Dans le cas général des réseau industriels, ce courant est faible (quelques ampères) ; il permet de continuer l'exploitation, tout en cherchant à localiser le défaut.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Le défaut est détecté par un contrôleur permanent d'isolement ou une protection à maximum de tension résiduelle (59N).

Dans le cas où le courant capacitif total du réseau est important (une dizaine d'ampères), il y a lieu de prendre des dispositions supplémentaires pour éliminer rapidement le défaut.

Pour déclencher sélectivement le départ en défaut, on peut utiliser une protection directionnelle de terre.

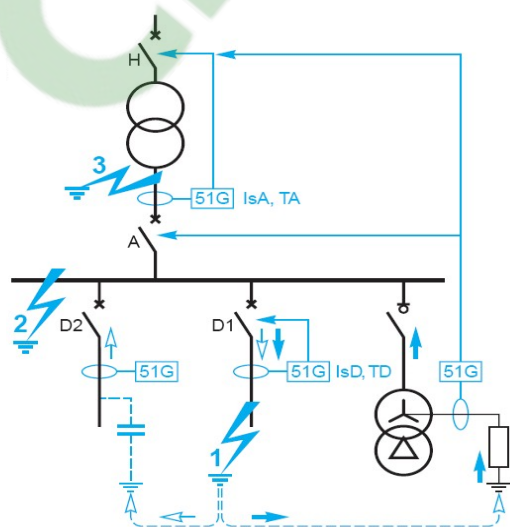


Fig.II-15 : Protection sur défaut phase-terre (neutre résistif sur jeu de barres).

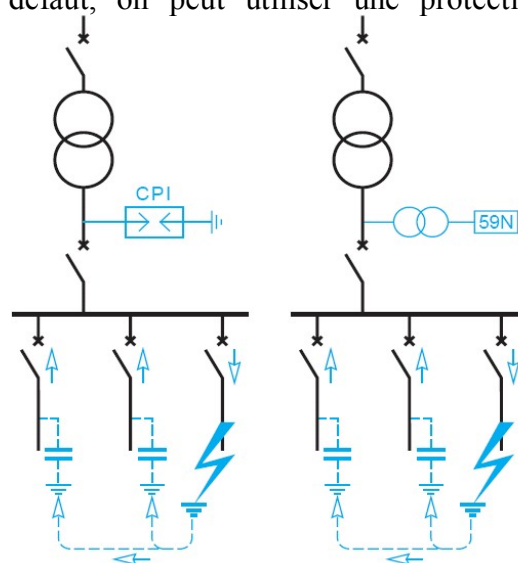


Fig.II-16 : Protection sur défaut phase-terre (neutre isolé).

Neutre direct à la terre

On retrouve le cas d'une mise à la terre par résistance au niveau du transformateur, mais avec des courants capacitifs négligeables relativement au courant dans le défaut, donc une protection plus simple à mettre en œuvre.

Neutre compensé

La mise à la terre est assurée au niveau du transformateur. Le défaut est détecté par une protection à maximum de courant terre directionnelle spécifique (67NC) qui surveille le courant résiduel actif et reconnaît le défaut pendant sa phase transitoire d'apparition.

II-4-2 Réseau à deux arrivées**Defauts entre phases (fig.II-17)****Réseau à deux arrivées transformateurs ou à deux arrivées lignes**

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant phase dont la temporisation est réglée à la valeur TD.

Les deux arrivées A1 et A2 sont équipées de protections à maximum de courant phase (51) réglées sélectivement avec les départs, soit à une valeur $TA \geq TD + \Delta T$.

De plus, elles sont équipées de protections directionnelles (67) dont la temporisation est réglée à $TR < TA - \Delta T$.

La sélectivité entre les protections des arrivées A et les protections des départs D est de type chronométrique.

Ainsi, un défaut en 1 est éliminé par l'ouverture de D2 avec un retard TD.

Un défaut en 2 est éliminé par l'ouverture de A1 et A2 avec un retard TA (les protections directionnelles ne voyant pas le défaut).

Enfin, un défaut en 3 est vu par la protection directionnelle de A1 qui s'ouvre à l'instant TR, permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau. Ce pendant le défaut 3 est toujours alimenté par T1. A l'instant $TH \geq TD + \Delta T$, H1 s'ouvre sous l'action de la protection à maximum de courant phase qui l'équipe.

Defauts phase-terre (fig.II-18)**Neutre à la terre par résistance au niveau des transformateurs d'arrivées**

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant terre (51G) réglées à un seuil supérieur au courant capacitif correspondant et dont la temporisation est TD.

Les arrivées A1 et A2 sont équipées de protections directionnelles de terre (67N) dont la temporisation est TR.

Les connexions de mise à la terre du neutre sont équipées de protections à maximum de courant terre (51G) dont le seuil est supérieur aux réglages des protections des arrivées et des départs et dont la temporisation est $TN \geq TD + \Delta T$.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Ainsi, un défaut en 4 est éliminé par l'ouverture de D1.

Un défaut en 5 est éliminé par les ouvertures de A1, A2, H1 et H2 provoquées par les protections situées sur les connexions de mise à la terre du neutre des deux transformateurs.

Un défaut en 6 est vu par la protection directionnelle terre de A1 qui s'ouvre à l'instant TR permettant de continuer l'exploitation de la partie saine de réseau. Cependant, le défaut 6 est encore alimenté jusqu'à l'instant TN ou la protection située sur la connexion de mise à la terre du transformateur correspondant provoque l'ouverture du disjoncteur H1.

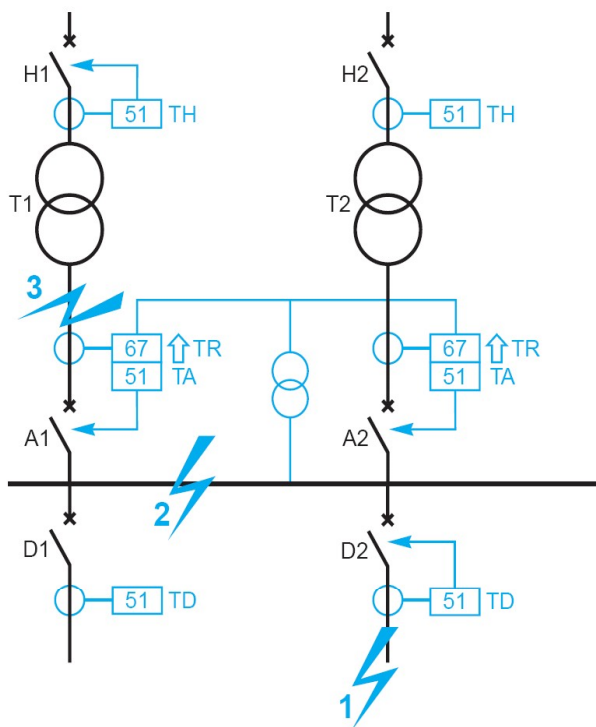


Fig.II-17 : Protection sur défaut Entre phases.

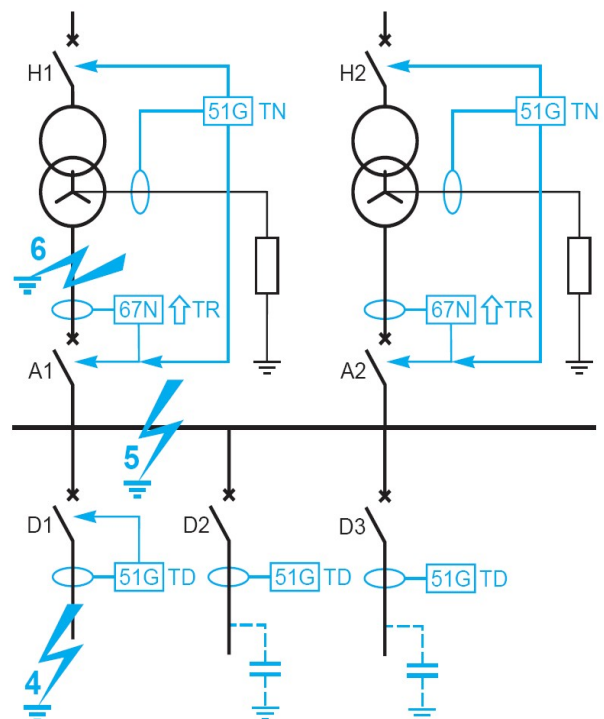


Fig.II-18 : Protection sur défaut phase-terre (neutre résistif transformateur).

Neutre à la terre par résistance au niveau du jeu de barres

La mise à la terre par résistance est réalisée par un générateur homopolaire.

Les départs, les arrivées, et le générateur homopolaire, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Le fonctionnement du système est identique au cas à une arrivée.

Neutre isolé

Le fonctionnement du système est identique au cas à une arrivée.

Neutre direct à la terre

On retrouve les cas du neutre à la terre par résistance, mais le courant phase-terre est augmenté et atteint le niveau du courant entre phases.

Neutre compensé

Une seule bobine de mise à la terre est en service à un instant donné afin d'assurer l'accord à la capacité du réseau ; on se ramène au cas de réseau à une arrivée.

Protection complémentaire**Couplage (fig.II-19)**

La fonction de contrôle de synchronisme, synchro-check (25), permet de vérifier que les circuits à coupler ont entre eux des écarts de tension en amplitude, phase et fréquence, acceptables dans les limites prévues pour autoriser la fermeture du disjoncteur de couplage.

Découplage

Dans le cas d'installation électrique alimentée par le réseau public de distribution et une source d'énergie autonome, on doit éviter la perturbation de ces sources entre elles suite à des événements tels que perte du réseau public ou défaut à la terre ; les conséquences portent sur les variations de tension et de fréquence, les échanges de courant et de puissance entre les différents circuits.

Des protections sont souvent préconisées ou imposées par les guides techniques du distributeur.

Le découplage des deux sources entre elles peut être assuré de plusieurs façons :

- Suivi du sens d'écoulement de la puissance active, et protection par un relais à retour de puissance.
- Suivi des tensions en amplitude et protection par minimum ou maximum de tension.

- Suivi des fréquences et protection contre des valeurs anormales de baisse ou de hausse de fréquence.
- Protection de saut de phase crée par un défaut.
- Suivi de la variation de fréquence et protection par dérivée de fréquence en référence à un seuil, cette protection est plus rapide que les protections de fréquence et plus stable que la protection de saut de phase.

Transfert automatique de sources (fig.II-20)

Le système de la figure II-20 décrit une installation à deux jeux de barres normalement alimentés par deux sources avec couplage ouvert (configuration en 2 sur 3).

Le cas de la perte de la source 1 entraîne la reconfiguration du système par ouverture de la source 1 et fermeture du couplage ; ce transfert automatique de source se fait selon une procédure :

- Initialisation du transfert par détection d'un minimum de tension (27) de la source 1 et son élimination : $U_s = 70 \% U_n$.
- Blocage du transfert par détection d'un défaut en aval de la source 1 par maximum de courant (50 et 50N).
- Autorisation du transfert suite au contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes par minimum de tension rémanente (27R) : $U_s = 25 \% U_n$.
- Autorisation du transfert après vérification d'une présence de tension suffisante (59) sur la source 2 et fermeture du couplage : $U_s = 85 \% U_n$.

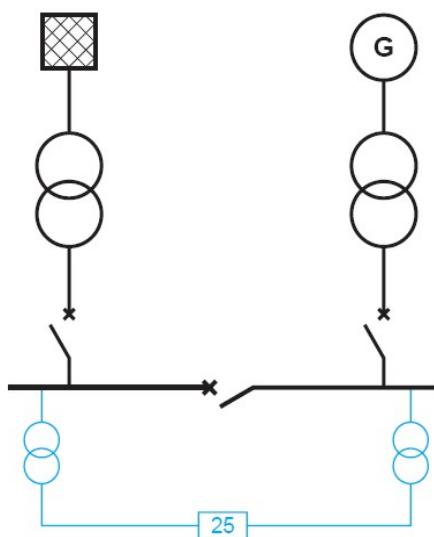


Fig.II-19 : Protection de couplage entre deux réseaux.

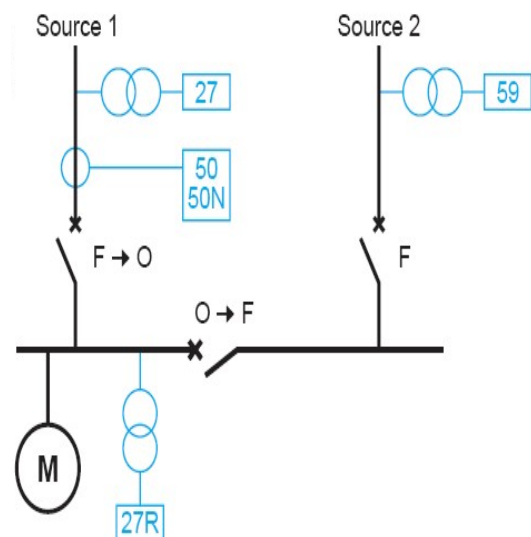


Fig.II-20 : Transfert automatique de sources.

II-4-3 Réseaux en boucle ouverte

Le réseau est exploité en boucle ouverte et la protection est assurée aux extrémités de la boucle, équipées de disjoncteurs (fig.II-21)

Les appareils de coupure des sous- stations sont des interrupteurs.

Les défauts provoquent des coupures d'alimentation.

Une protection à maximum de courant phase et terre (51 et 51N) équipe le disjoncteur de chaque tête de boucle.

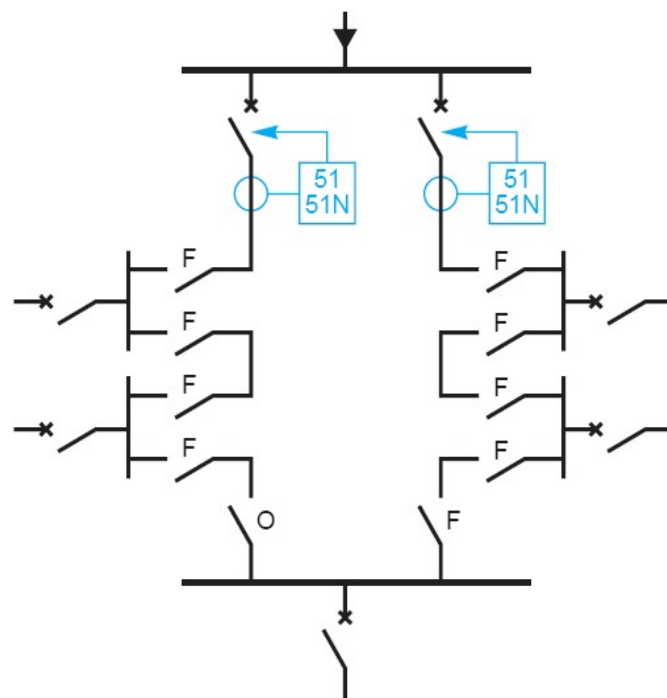
Un défaut sur câble reliant 2 sous-stations provoque l'ouverture de l'un ou l'autre des disjoncteurs de tête selon le lieu d'ouverture de la boucle.

Souvent, la protection est complétée par un automatisme :

- qui élimine le défaut (hors tension) en ouvrant les appareils situés aux extrémités du câble concerné, après localisation du câble en défaut par détecteur de défaut.
- qui referme le disjoncteur de tête qui a déclenché.
- qui ferme l'appareil qui assurait l'ouverture normale de la boucle, dans le but de réalimenter la partie avale saine de la demi-boucle en défaut.

Après réparation de la liaison en défaut, on peut revenir dans l'état initial d'exploitation.

Les temps de coupure d'alimentation durent de quelques secondes à plusieurs minutes selon que le mode de reconfiguration de boucle est automatique ou manuel.



**Fig. II-21 : Principe de la protection
D'une boucle ouverte.**

II-4-4 Réseaux en boucle fermée

Le réseau peut être exploité en boucle fermée et la protection est assurée pour tous les tronçons, chacun étant équipé de disjoncteurs à ses extrémités.

La plupart des défauts ne provoquent pas de coupure d'alimentation.

Plusieurs solutions de protection sont envisageables.

Protection différentielle (fig.II-22)

Chaque câble est équipé d'une protection différentielle de ligne (87L) et chaque sous-station est équipée d'une protection différentielle de jeu de barres (87B).

La protection est très rapide.

Si le neutre est mis à la terre par résistance, il faut s'assurer que la sensibilité des protections différentielles couvre les défauts phase- terre.

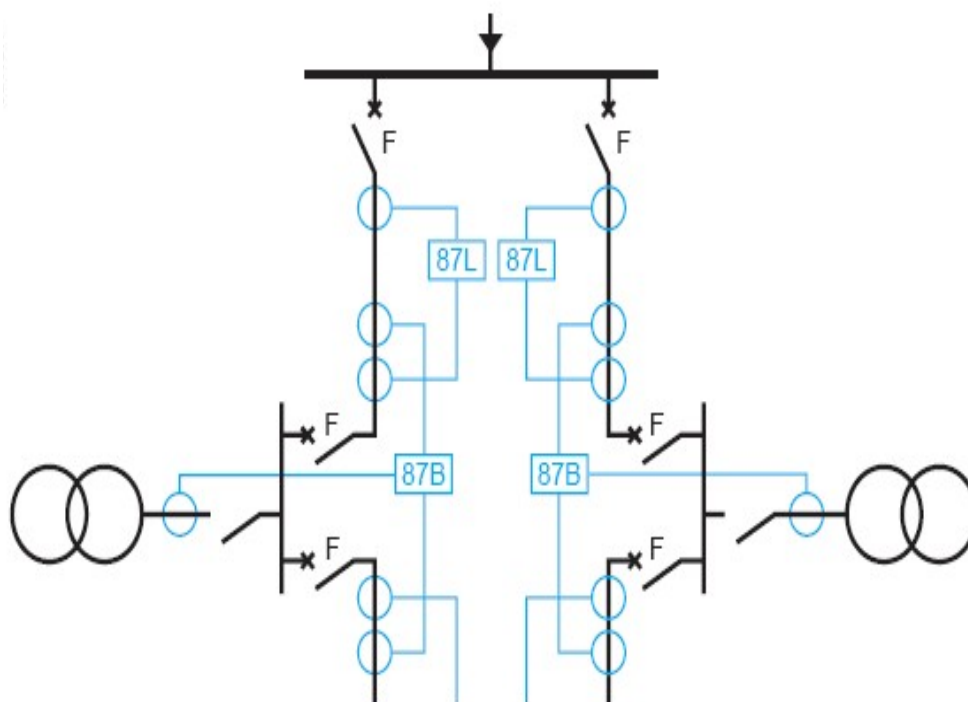


Fig. II-22 : Protection différentielle d'une boucle fermée.

Protection à maximum de courant et sélectivité logique directionnelle

Les disjoncteurs de la boucle sont équipés de protections à maximum de courant et de protections directionnelles ; de plus, le principe de la sélectivité logique est utilisé pour obtenir le temps le plus court pour l'élimination d'un défaut.

Un défaut sur la boucle sollicite :

- Toutes les protections si la boucle est fermée.
- Toutes les protections en amont du défaut lorsque la boucle est ouverte.

Chaque protection adresse un ordre d'attente logique vers l'une ou l'autre des protections adjacentes sur la boucle, en fonction de l'information délivrée par la protection directionnelle.

Les protections qui ne reçoivent pas d'ordre d'attente logique déclenchent avec un retard minimum indépendant de la position du défaut sur la boucle :

- le défaut est éliminé par deux disjoncteurs de part et d'autre du défaut si la boucle est fermée, et tous les tableaux restent alimentés.
- le défaut est éliminé par le disjoncteur amont si la boucle est ouverte.

Cette solution est rapide, sélective et elle inclut la protection en secours.

II-5 Protection des jeux de barres [7]

II-5-1 Défauts entre phases et entre phase et terre

Protection à maximum de courant

Les protections à maximum de courant (51) et à maximum de courant terre (51N) appliquées en sélectivité chronométrique peuvent rapidement donner lieu à un temps d'élimination de défaut trop important tenu du nombre de niveaux de sélectivité.

Sur l'exemple (fig.II-23), la protection B déclenche en 0.4s lors d'un défaut jeu de barres en 1 ; sur un défaut jeu de barres en 2, la protection A déclenche en 0.7s, l'intervalle de sélectivité étant fixé à 0.3s.

Aussi, la sélectivité logique (fig.II-24) appliquée aux protections à maximum de courant apporte une solution simple à la protection des jeux de barres.

Un défaut en 3 est vu par la protection B qui émet un ordre d'attente logique vers la protection A.

La protection B déclenche après 0.4s.

Mais un défaut en 4 n'est pas vu par la protection A qui déclenche après 0.1s ; un secours étant assuré en 0.7s.

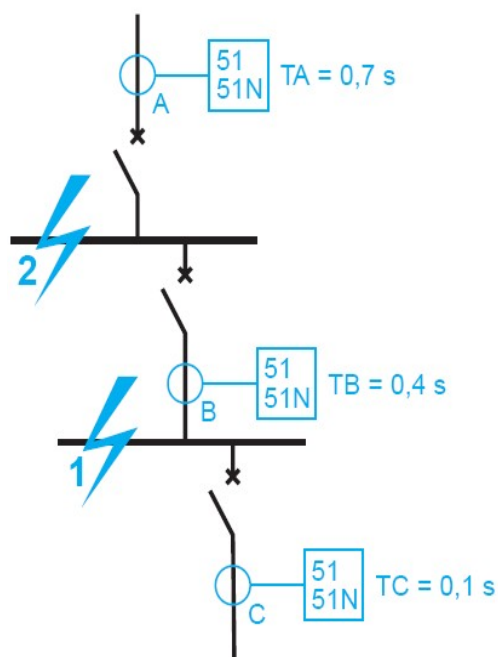


Fig. II-23 : Sélectivité chronométrique.

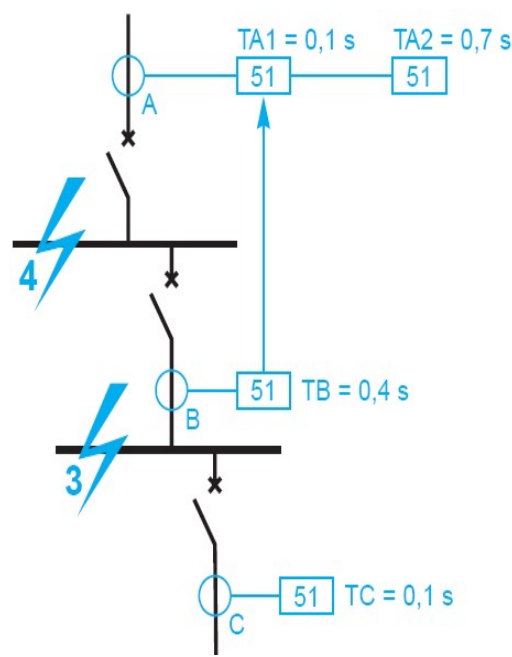


Fig. II-24 : Sélectivité logique.

Protection différentielle

La protection différentielle (87B) fait la somme vectorielle par phase des courants entrant et sortant du jeu de barres ; lorsque le jeu de barres est sain, cette somme est nulle ; lorsque le jeu de barres est en défaut, cette somme n'est pas nulle, et en déclenche les disjoncteurs des alimentations du jeu de barres.

Cette protection est sensible, rapide et sélective.

- La protection différentielle basse impédance à pourcentage consiste à élaborer la différence directement dans le relais, le seuil de réglage est proportionnel au courant traversant, on peut utiliser des TC de rapports différents, par contre le dispositif devient complexe lorsque le nombre d'entrées augmente.

- La protection différentielle haute impédance (fig.II-25) consiste à élaborer la différence au niveau du câblage, une résistance de stabilisation étant insérée dans le circuit différentiel, le dimensionnement des TC se fait en tenant compte de la saturation, suivant une règle donnée par le constructeur des relais de protection : Le seuil de réglage est fixé à environ $0.5 I_n TC$, il est nécessaire d'utiliser des TC de calibres identiques.

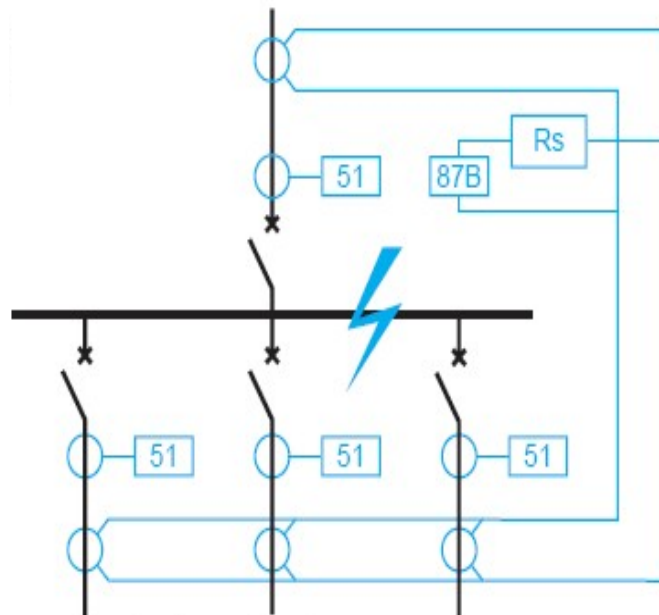


Fig. II-25 : Protection différentielle.

II-5-2 Fonction de délestage

La fonction de délestage est utilisée lorsque le déficit de puissance disponible par rapport à la puissance demandée par les charges provoque une baisse anormale de la tension et de la fréquence : on ouvre alors certains départs consommateurs selon un scénario préétabli appelé plan de délestage, pour retrouver l'équilibre des puissances souhaité ; différents critères de délestage peuvent être choisis :

- Minimum de tension (27),
- Minimum de fréquence (81L),
- Dérivée de fréquence (81R),

II-5-3 Défaillance de disjoncteur

La fonction de défaillance disjoncteur (50BF) permet de pallier la non-ouverture d'un disjoncteur défaillant dont le déclenchement a cependant été commandé :

On déclenche les disjoncteurs adjacents d'arrivées.

L'exemple (fig.II-26) montre que sur défaut en 1 et défaillance du disjoncteur commandé, la protection de défaillance du disjoncteur est plus rapide que l'action par la sélectivité chronométrique amont : 0.6s au lieu de 0.7s.

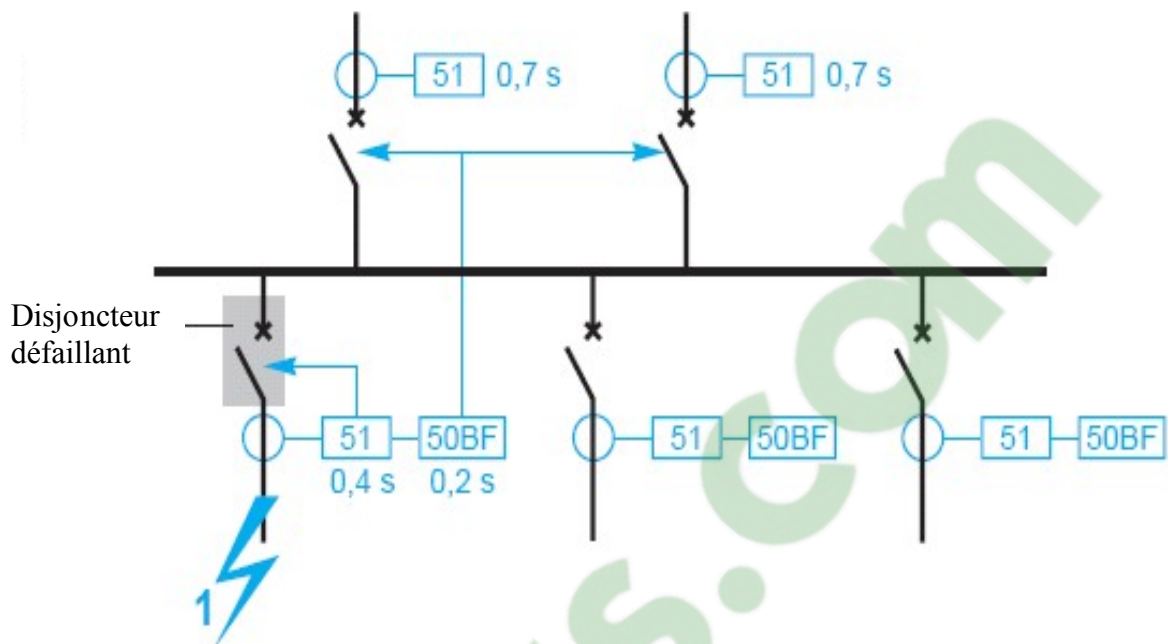


Fig. II-26 : Défaillance de disjoncteur.

II-6 Protection des liaisons (lignes et câbles) [7]

Type de défauts et dispositifs de protection

II-6-1 Surcharge thermique

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

II-6-2 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 (Fig.II-27).

- 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 (Fig.II-28)

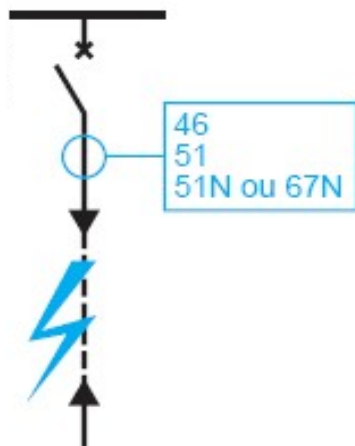


Fig.II-27 : Protection de liaison par relais à maximum de courant.

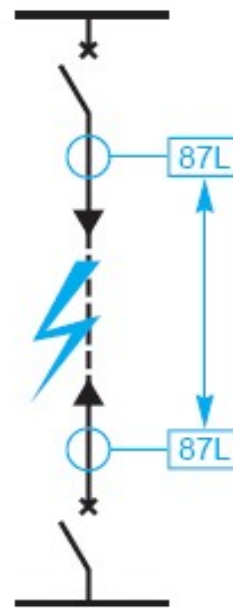


Fig.II-28 : Protection de liaison par Relais différentiels.

II-6-3 Court-circuit phase-terre

La protection à maximum de courant terre (51N) temporisée permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision (Fig.II-27).

Mais pour un départ de grande longueur, donc avec un courant capacitif important, 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.

II-6-4 protection de distance

La protection de distance (21) contre les défauts affectant des tronçons de ligne ou de câble, est utilisée dans le cas de réseau maillé.

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

Son principe de fonctionnement 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 (fig.II-29).
- Déclencher par zone avec temporisation.

L'exemple de la figure II-30 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 %.

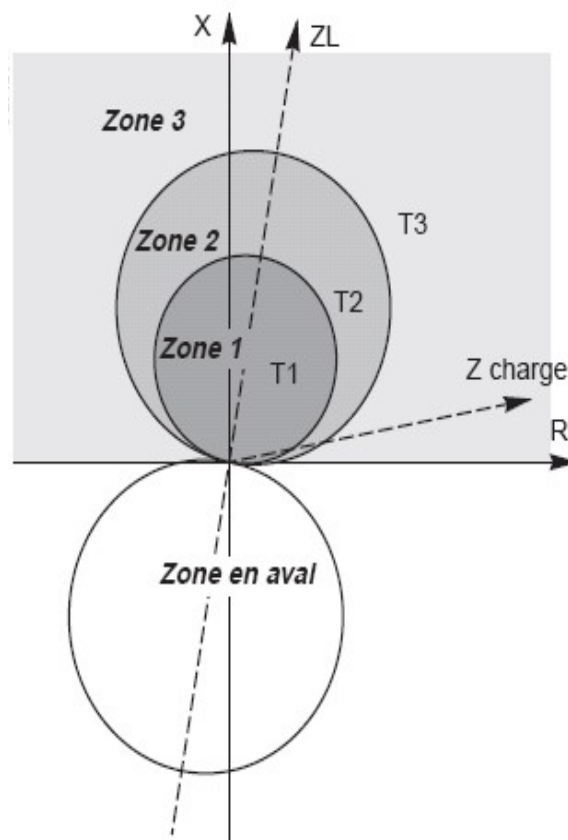


Fig. II-30 : Cercle d'impédance.

Clicours.COM

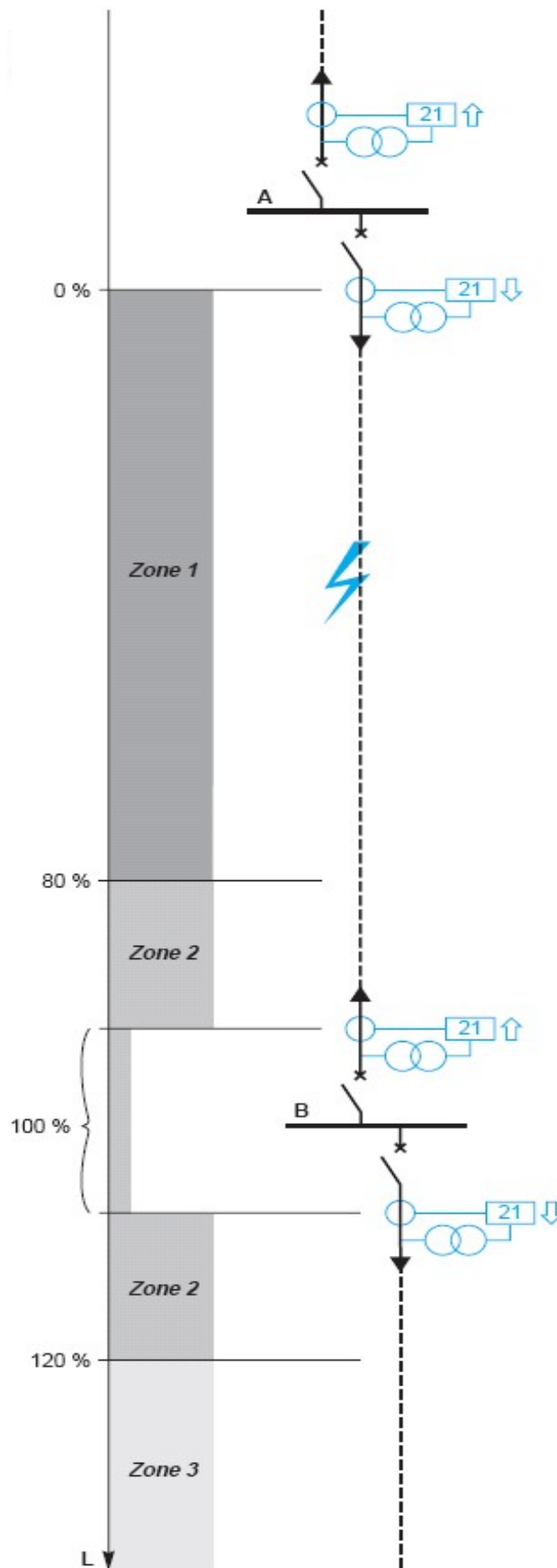


Fig. II-29 : Principe de la protection de distance.

II-6-5 Réenclencheur

La fonction réenclencheur est destinée à l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents de lignes aériennes, en limitant au minimum le temps d'interruption de service. Elle génère automatiquement des ordres de refermeture de disjoncteur pour réalimenter une ligne aérienne après défaut, et procède en plusieurs étapes :

- À l'apparition du défaut, déclenchement pour mise hors tension du circuit.
- Temporisation nécessaire à la reconstitution de l'isolement à l'endroit du défaut.
- Réalimentation du circuit par réenclenchement.

L'activation du réenclenchement est assurée par les protections des liaisons.

Le réenclenchement peut être monophasé et / ou triphasé ; il peut comporter un ou plusieurs cycles successifs de réenclenchement.

II-7 Protection des transformateurs [7]

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- La surcharge.
- Le court-circuit.
- Le défaut à la masse.

II-7-1 Dispositifs de protection**II-7-1-1 Surcharge**

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 (26) pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements (49T) pour les transformateurs secs.

On utilise une protection à image thermique (49MS) pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.

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

II-7-1-2 Court-circuit

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 spire 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) (fig.II-31) 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 2 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.

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (50) (fig.II-32), associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les courts-circuits violents au primaire. Le seuil de courant du à un court-circuit au secondaire. La sélectivité ampèremétrique est ainsi assurée.

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

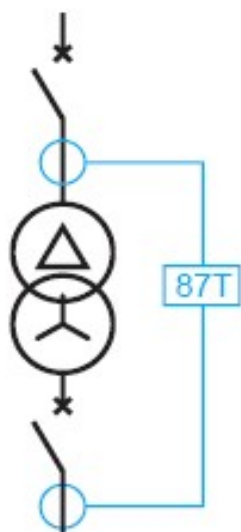


Fig.II-31 : Protection différentielle de transformateur.

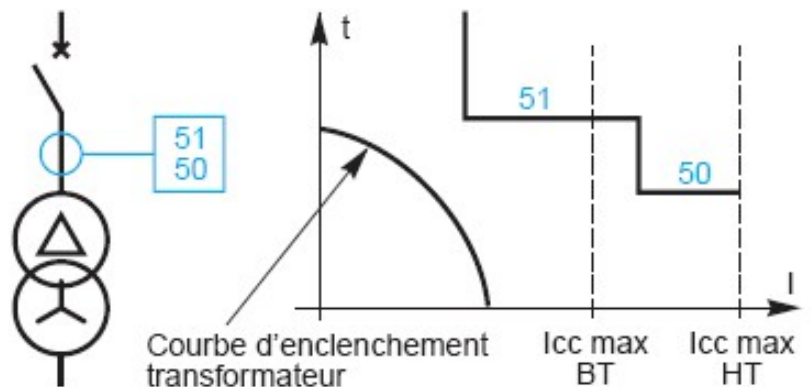


Fig. II-32 : Protection de transformateur à maximum de courant.

II-7-1-3 Défaut à la masse**■ Masse cuve (fig.II-33)**

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 d'isoler le transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des cotés primaire et secondaire.

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 (fig.II-34)

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 la protection de terre restreinte (64REF) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur (fig.II-35). 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.

■ 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 (fig.II-36).

■ Par une protection à maximum de tension résiduelle (59N) si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre (fig.II-37).

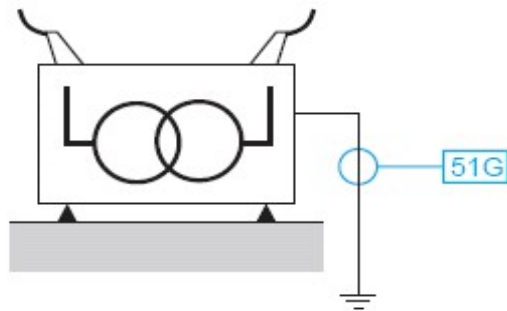


Fig.II-33 : Protection de masse cuve transformateur.

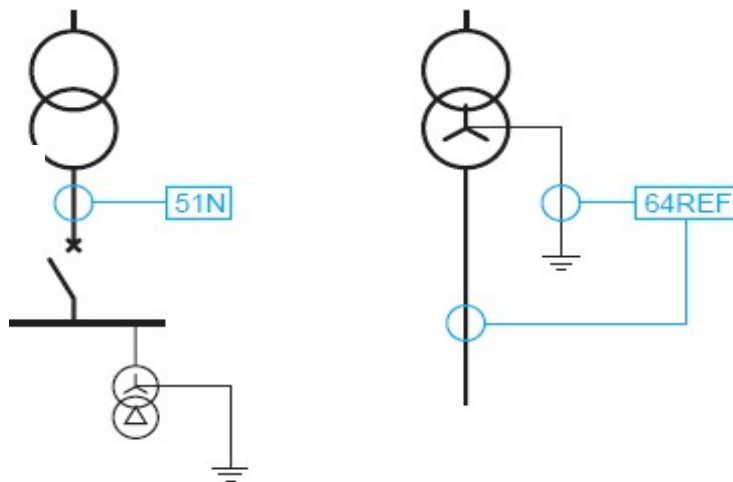


Fig. II-34 : Protection de terre. Fig. II-35 : Protection de terre restreinte.

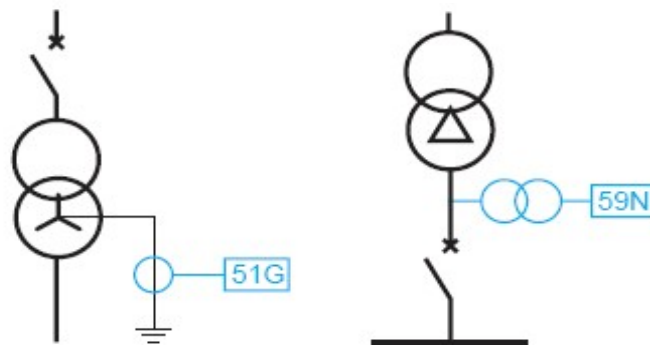


Fig. II-37 : Protection à maximum de tension

Fig. II-36 : Protection de terre point neutre.

II-8 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre nous avons exposé et étudié les différents moyens de protection, contre les avaries ou les défauts affectant un réseau électrique.

Pour cela nous avons bien défini les qualités qu'un système de protection doit satisfaire, pour assurer une meilleure protection du réseau. Comme on a aussi évoqué les différentes protections des différentes parties d'un réseau MT.

Chapitre III

Calcul de courant de défaut

III-1 Introduction

Les réseaux de distributions d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en générale, à l'apparition de défaut. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit, soit entre conducteurs, soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

III-2 Définition d'un défaut [10]

Un défaut est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant, dans certain cas, conduire à un effondrement électrique de celui-ci et à la mise en danger de son environnement.

III-3 Origines des défauts [1]

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations.

- Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, etc.). certaines régions, régions montagneuses par exemple, sont beaucoup plus exposées que d'autres à la foudre, selon les niveaux de tension, celui-ci est responsable de 60 à plus de 80 % des défauts.
- Les câbles souterrains sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des défauts permanents.
- Les matériels de réseaux et de postes comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolement qui se traduisent par des courts-circuits.

Ces défauts peuvent être d'origine externe ou interne [10]

III-3-1 Défauts d'origine externe**➤ Origine mécanique**

C'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, amorçage dus aux contacts de branche, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.

➤ Origine atmosphérique

C'est le cas de la foudre qui frappe les conducteurs d'une ligne, d'un poste ou tombe dans leur voisinage immédiat, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs.

III-3-2 Défauts d'origine interne

Ce sont les défauts qui prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes sans être justifiés par aucune cause extérieure, c'est par exemple, le cas des surtensions dues 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 de circuits électriques en charge.

III-4 Caractères des défauts [1]

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant.

On utilisera souvent, comme l'électrotechnicien de, le terme de défaut pour les désigner.

III-4-1 Forme des défauts

Un court-circuit peut être :

- **Monophasé**, entre une phase et la terre ou la masse ;
- **Biphasé**, entre deux phases avec ou sans mise à la terre ;
- **Triphasé**, entre les trois phases.

III -4-2 Durée des défauts

Un court-circuit est toujours le résultat d'un manque d'isolement. Si ce manque d'isolement est durable, le court-circuit est **permanent**. C'est pratiquement toujours le cas lorsque l'isolant est solide.

A l'inverse, lorsque l'isolant est gazeux, il se reforme très souvent de lui-même autour de la zone atteinte dès la mise hors tension et la disparition de l'arc. Il suffit de

remettre l'installation sous tension pour reprendre le service normal. Dans un tel cas, on a affaire à un court-circuit **fugitif**. C'est le cas de très nombreux incidents de lignes.

Un court-circuit peut être encore :

Intermittent, lorsqu'il se répète à intervalles très rapprochés ; c'est le cas par exemple d'un court-circuit du au balancement de conducteurs ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent.

Semi-permanent, lorsqu'il persiste pendant un certain temps puis disparaît avec sa cause, c'est le cas, par exemple, d'un défaut du à la croissance de la végétation, il disparaît lorsque celle-ci est consommée, un bon élagage permet d'éviter ce type d'incident.

Auto-extincteur, lorsqu'il disparaît de lui-même, on rencontre ce type de court-circuit sur les réseaux MT en cas de défaut monophasé.

III-4-3 Courant de court-circuit

L'intensité de courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut.

Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres.

III-5 Conséquences des courts-circuits [1]

III-5-1 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'il 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 de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciable aux matériels.

Des temps d'éliminations des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont en général considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux THT.

III-5-2 Tenue des matériels

Les courts-circuits provoquent des surintensités violentes qui, dans le cas de défaut triphasé, 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-5-3 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 de court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre, performances des protections, etc. Ces perturbations peuvent aller du creux de tension ou de la microcoupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture.

III-5-4 Circuits de télécommunications

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-5-5 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 de ce fait un rôle essentiel.

Certains défauts sont difficiles à identifier et présentent d'autant plus de risque ; en MT, on cite un chiffre de l'ordre de 15 % pour le nombre de défauts permanents qui ne sont pas détectés.

III-5-6 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.

III-6 Intensité des courants de court-circuit

L'intensité I d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit principalement par l'application de la loi d'ohm.

$$I_{cc} = \frac{V_n}{Z_{cc}} \quad [\text{KA}]$$

Avec :

V_n : tension simple de la source. [KV]

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

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

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad [\text{KA}]$$

III-6-1 Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de 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 : alternateur, transformateur, lignes et câbles.
- De la structure du réseau : le schéma, au lieu d'être réduit à un simple circuit en antenne, peut par exemple comporter des lignes en parallèle.
- Du mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à la terre.
- Du type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé.
- De la résistance du défaut.

III-7 Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de court-circuit [7]

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés constituent des ensembles sensiblement équilibrés, mais dans le cas où ils sont le siège de défauts, cet équilibre fait souvent place à une dissymétrie importante. Le calcul des courants de défauts en régime déséquilibré devient alors assez compliqué. On emploie la méthode des composantes symétriques qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants appelés :

- Système direct (d) ou séquence positive (1).
- Système inverse (i) ou séquence négative (2).
- Système homopolaire (o) ou séquence nulle (0).

Cette méthode s'étend immédiatement à des grandeurs sinusoïdales qu'on l'on sait représenter par des vecteurs fixes, suivant la représentation dites de Fresnel, ou par des nombres complexes.

Soit donc trois grandeurs sinusoïdales de même pulsation, représentées sous leur forme complexe (V_1, V_2, V_3), et $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ l'opérateur qui, appliqué à un vecteur, fait tourner celui-ci d'un angle de $\frac{2\pi}{3}$ dans le sens direct.

On définit trois nouvelles grandeurs par les relations suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 = a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 = a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i + \bar{V}_o \end{cases} \quad \begin{cases} \bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3) \\ \bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3) \\ \bar{V}_o = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \end{cases}$$

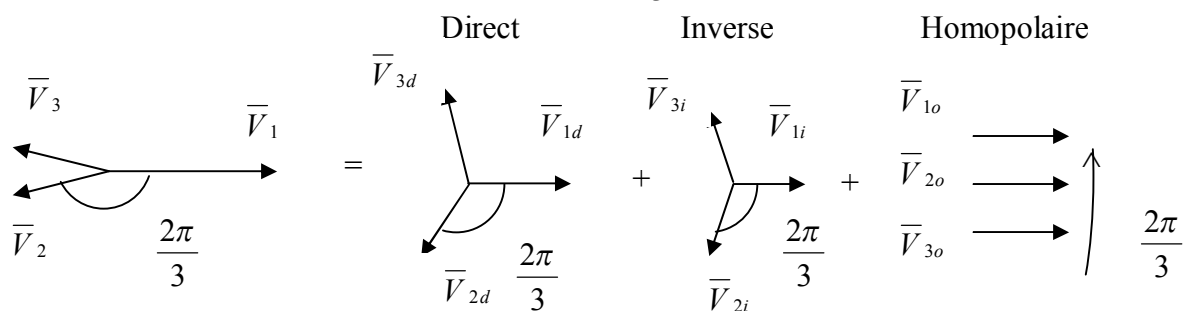


Fig. III-1 : Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques.

Pour chaque système respectivement d, i, o, les tensions : V_d, V_i, V_o et les courants : I_d, I_i, I_o sont liés par les impédances : Z_d, Z_i, Z_o du même système

Les impédances symétriques sont fonction des impédances réelles, notamment des impédances mutuelles.

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{V}_i = \bar{E}_i - \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{V}_o = \bar{E}_o - \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases}$$

En fonctionnement normale le système est réduit à la composante directe ($V_d, a^2 V_d, a V_d$).

En fonctionnement perturbé, on simplifiera les écritures :

- Par application du principe de superposition des états, c'est-à-dire $I=0$ avant le fonctionnement perturbé.
- En admettant que, par construction, les générateurs sont équilibrés, c'est-à-dire $E_d = E$ et $E_i = E_o = 0$

Les équations s'écrivent :

$$\begin{cases} \bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{V}_o = -\bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases}$$

III-8 Défaut triphasé [7] [1]

Court-circuit triphasé entre conducteurs de phase

La valeur du courant de court-circuit triphasé en un point du réseau : $I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3}Z_{cc}}$

V : Tension entre phase en un point avant le défaut.

Z_{cc} : Impédance équivalente du réseau en amont vue du point de défaut.

Ce calcul est donc simple en principe :

Sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants au réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elles mêmes la somme quadratique de réactances et résistances : $Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2}$.

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit S_{cc} au point du raccordement du réseau de distributeur ; on en déduit

l'impédance Z_a équivalente en amont de ce point : $Z_a = \frac{V^2}{S_{cc}}$; $I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3}Z_a}$

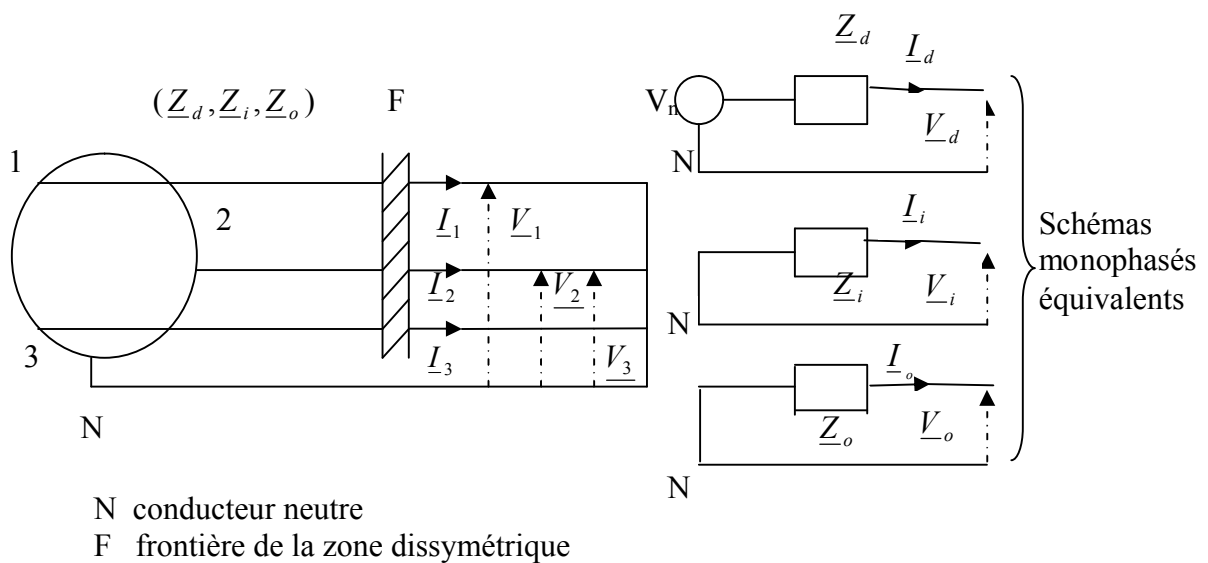


Fig. III-2 : Défaut triphasé.

En considérant les schémas monophasés équivalents dans chacun des trois systèmes direct, inverse et homopolaire, on peut écrire :

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

Les grandeurs caractéristiques du défaut

- Les relations caractérisant le défaut sont les suivantes :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0$$

- Pour calculer les grandeurs symétriques à l'extérieur de la zone contenant le défaut, on écrit

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \\ \bar{V}_2 = a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \\ \bar{V}_3 = a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \end{cases}$$

On déduit :

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

Donc :

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

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{Z_d}$$

On a :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2\bar{I}_d + a\bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a\bar{I}_d + a^2\bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases}$$

Ce qui donne :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{Z_d} \\ \bar{I}_2 = a^2 \frac{\bar{E}}{Z_d} = a^2 \bar{I}_1 \\ \bar{I}_3 = a \frac{\bar{E}}{Z_d} = a \bar{I}_1 \end{cases}$$

En conclusion, on retiendra que, en cas de défaut triphasé :

- ✓ Les tensions au point de défaut sont nulles.
- ✓ Les courants constituent un système triphasé symétrique direct.
- ✓ Le courant de court-circuit au point de défaut est donné par : $\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{E}}{Z_d}$

Puissance de court-circuit

On utilise couramment la notion de puissance de court-circuit triphasé en un point du réseau ; notée P_{cc} , elle a pour expression :

$$P_{cc} = 3 EI_{cc} = 3 \frac{E^2}{R_d}$$

Ou encore :

$$P_{cc} = \frac{V^2}{R_d}$$

III-9 Défauts biphasés

III-9-1 Défaut biphasé isolé [1]

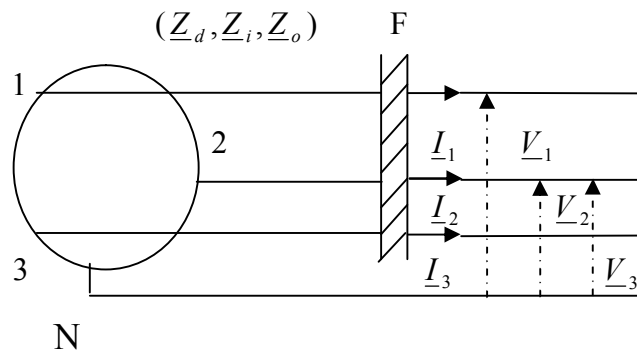


Fig. III-3 : Défaut biphasé isolé.

Application du principe de superposition

L'alternateur fournit une f.e.m directe \bar{E} . Soit \bar{Z}_d et \bar{Z}_i les impédances directe et inverse de l'alternateur et de la ligne comprise entre la source et le point du défaut. \bar{Z}_o est l'impédance homopolaire de l'ensemble alternateur et tronçon de ligne en défaut. Elle dépend du circuit de retour sol-réseau.

La loi d'Ohm permet d'écrire :

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{I}_o = 0 \text{ Et } \bar{V}_o \quad (\text{pas de contact à la terre}). \end{cases}$$

Relations caractérisant le défaut :

$$\begin{aligned} \bar{V}_2 &= \bar{V}_3 \\ \bar{I}_1 &= 0 \end{aligned}$$

Les composantes symétriques des courants et des tensions :

$$\begin{aligned} \bar{I}_o &= 0 \\ \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i = 0 &\Rightarrow \bar{I}_d = -\bar{I}_i = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{V}_o &= 0 \\ \bar{V}_d = \bar{V}_i &= \frac{\bar{Z}_i \bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{aligned}$$

Les courants dans les phases en défaut :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i \end{cases}$$

Ce qui donne :

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= 0 \\ \bar{I}_2 &= \bar{I}_3 = \frac{(a^2 - a)\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{aligned}$$

Si les impédances \bar{Z}_d et \bar{Z}_i ont le même argument, ce qui est vrai la plupart du temps, tout au moins en première approximation, la valeur efficace du courant de défaut est :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\sqrt{3}\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} = \frac{\bar{U}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Les tensions dans les phases en défaut

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 = a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i \\ \bar{V}_3 = a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i \end{cases}$$

Ce qui donne :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = 2\frac{\bar{Z}_i\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = (a^2 + a)\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}\bar{E} \end{cases} \quad \text{Avec : } a^2 + a = -1.$$

On retiendra que, en cas de défaut biphasé isolé :

- ✓ Il y a apparition de composantes inverses des courants et des tensions ;
- ✓ Si \bar{Z}_d et \bar{Z}_i sont égaux en module, le courant de court-circuit dans les phases en défaut est égal à $\sqrt{3}/2$ fois le courant de court-circuit triphasé.

III-9-2 Défaut biphasé à la terre [4]

Application du principe de superposition

L’alternateur fournit une f.e.m directe \bar{E} . Soit \bar{Z}_d et \bar{Z}_i les impédances directe et inverse de l’alternateur et de la ligne comprise entre la source et le point du défaut. \bar{Z}_o est

l'impédance homopolaire de l'ensemble alternateur et tronçon de ligne en défaut. Elle dépend du circuit de retour sol-réseau.

La loi d'Ohm permet d'écrire :

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ 0 = \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{cases} .$$

Equations du défaut

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \\ \bar{I}_3 + \bar{I}_2 = \bar{I} \end{cases}$$

Les composantes symétriques

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 = 0 &\Rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \\ \bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 &\Rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 &= a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o = 0 \\ \bar{V}_3 &= a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 + \bar{V}_3 = 0 &\Rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o \end{aligned}$$

De l'application du principe de superposition, on obtient :

$$\begin{cases} \bar{I}_d = \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} \\ \bar{I}_i = -\frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} \\ \bar{I}_o = -\frac{\bar{V}_o}{\bar{Z}_o} \end{cases}$$

On sait que : $\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0 \Rightarrow \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{V}_o}{\bar{Z}_o} = 0$



Or : $\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_o$

On obtient :
$$\bar{V}_d = \bar{E} \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i}$$

Et on déduit :

$$\begin{cases} \bar{I}_d = \frac{(\bar{Z}_i + \bar{Z}_o) \bar{E}}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_i = \frac{-\bar{Z}_o \bar{E}}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_o = \frac{-\bar{Z}_i \bar{E}}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \end{cases}$$

Courant de défaut

On sait que :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases}$$

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

$$\begin{aligned} \bar{I}_2 &= \frac{\bar{Z}_i(a^2 - 1) + \bar{Z}_o(a^2 - a)}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \bar{E} \\ \bar{I}_3 &= \frac{\bar{Z}_i(a^2 - 1) + \bar{Z}_o(a - a^2)}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \bar{E} \end{aligned}$$

III-10 Défaut monophasé dans les réseaux MT

Plus de 80 % des défauts qui affectent les lignes aériennes sont monophasés, il est donc important de rechercher les mesures les plus efficaces pour les éliminer et ainsi maintenir la continuité de service.

III-10-1 Grandeurs électriques liées à l'existence des défauts

L'étude des défauts monophasés consiste à déterminer les valeurs des courants, des tensions et puissances qui interviennent dans le fonctionnement des réseaux MT, c'est-à-dire :

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

III-10-1-1 Condition d'étude d'un défaut monophasé

On considère le cas d'un transformateur HT / MT alimentant un réseau formé de plusieurs départ MT, l'un de ces départs est affecté d'un défaut à la terre sur sa phase 1 par exemple (Figure III).

On suppose que le réseau fonctionne à vide, ce qui revient à négliger les courants de charge.

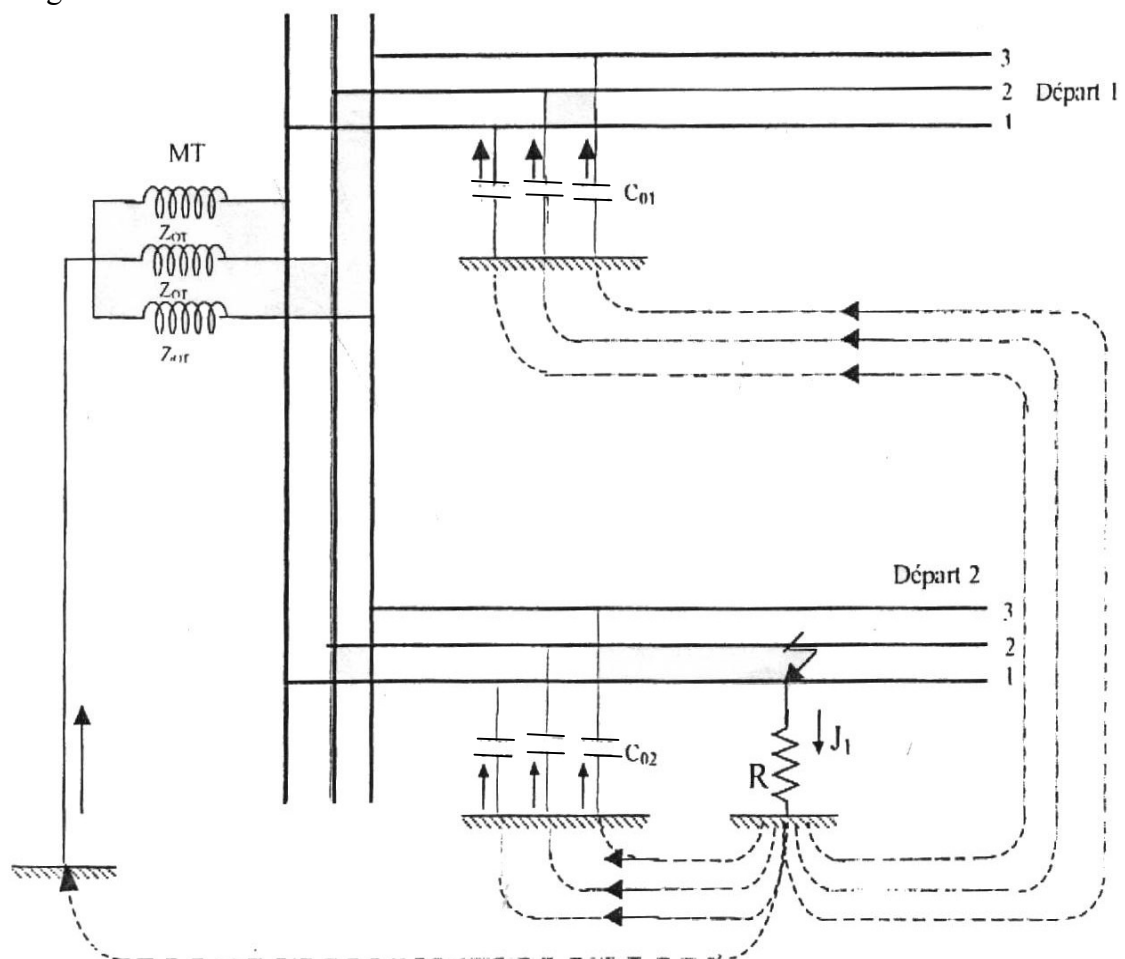


Fig. III-4 : Défaut monophasé sur un départ MT

Si le neutre du réseau est isolé, le courant de défaut à la terre ne peut se refermer que par la capacité homopolaire du réseau. Si le neutre du réseau est à la terre, le courant de défaut peut se refermer par la capacité homopolaire du réseau, mais aussi et surtout par le circuit du neutre.

La valeur de l'impédance \bar{Z}_{oR} du trajet de retour se trouvant liée au mode d'exploitation du réseau, ce dernier conditionne la valeur du courant de défaut à la terre.

Les notions utilisées sont les suivantes :

- \bar{E} est la force électromotrice ou tension simple secondaire à vide du transformateur HT / MT.
- \bar{Z}_d, \bar{Z}_i sont les impédances directe et inverse de l'ensemble, transformateur HT / MT, et tronçon de ligne MT en défaut.
- \bar{Z}_o est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HT / MT, tronçon de ligne MT, en défaut et circuit de retour sol-réseau.

$$\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$$

$\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$: Courants de défaut dans chacune des phases.

$\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_o$: Composantes symétriques du système des courants.

$\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$: Tensions par rapport au sol de chacune des phases au lieu de défaut.

$\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_o$: Composantes symétriques du système des tensions.

III-10-1-2 Valeur du courant de défaut franc à la terre

a- Equations de défaut

Les phases 2 et 3 ne sont pas concernées par le défaut donc on peut écrire :

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

Le défaut est supposé franc, donc la tension de la phase 1 par rapport au sol est nulle :

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

b- Application du principe de superposition

Les équations résultantes de l'application du principe de superposition s'écrivent :

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

c- calcul des composantes symétriques des courants

Les composantes symétriques des courants sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases}$$

Comme : $\bar{I}_2 = \bar{I}_3$, on a : $a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o$

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

D'où : $\bar{I}_d = \bar{I}_i$ (a)

Mais, $\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$ s'écrit aussi : $\bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$

D'où :

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

On sait que : $a^2 + a = -1$

Et $\bar{I}_d + \bar{I}_i = 2\bar{I}_o$ (b)

D'après les relations (a) et (b), on peut écrire :

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

La somme des trois équations du principe de superposition donne :

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

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

Donc : $\bar{E} = (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o) \bar{I}_d$

D'où
$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (c)$$

d- Valeur du courant de défaut

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

Comme :

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

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

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (d)$$

Le courant de défaut vaut trois le courant homopolaire.

III-10-1-3 Calcul des tensions de chacune des phases à l'endroit du défaut a la terre

Les équations du principe de superposition donnent pour les composantes symétriques des tensions les valeurs suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{V}_i = \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{V}_o = \frac{-\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \end{array} \right.$$

Les tensions de chacune des phases sont donc :

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

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

III-10-1-4 Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des courants et tensions homopolaire

On suppose que la phase 1 est le siège d'un défaut de résistance R

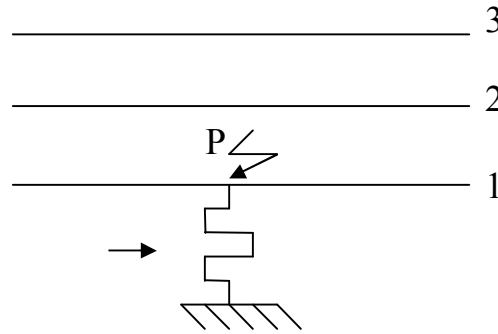


Fig. III-5 : Défaut résistant.

La tension \bar{V}_1 qui était nulle dans le cas d'un défaut franc devient égale à :

$$\bar{V}_1 = R\bar{I}_1$$

Les résultats obtenus pour les composantes symétriques des courants restent valables puisque la relation $\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$ est toujours vraie.

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

Et : $\bar{I}_1 = 3\bar{I}_o$

L'addition des trois équations de principe de superposition donne :

$$\begin{aligned} \bar{E} &= \bar{V}_1 + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o \\ \bar{E} &= R\bar{I}_1 + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o \\ \bar{E} &= R3\bar{I}_o + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o \\ \bar{E} &= \bar{I}_o(\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R) \end{aligned}$$

D'où :

$$\bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \quad \bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R}$$

En ce qui concerne les tensions, seul la composante homopolaire \bar{V}_o présente un réel intérêt, dans le cas d'un défaut résistant, son expression devient :

$$\bar{V}_o = \frac{-\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \bar{E}$$

III-10-2 Défaits monophasés ayant leur neutre isolé

Un défaut à la terre qui affecte un réseau MT (figure III-6) ayant son neutre isolé se caractérise par :

- Un courant dont la valeur maximale est voisine de 10 ampères,
- Une tension homopolaire dont la valeur maximale est égale à la tension simple du réseau.

De plus, si le contact avec la terre de l'une des phases est un contact franc, les deux autres phases sont portées à la tension composée par rapport au sol.

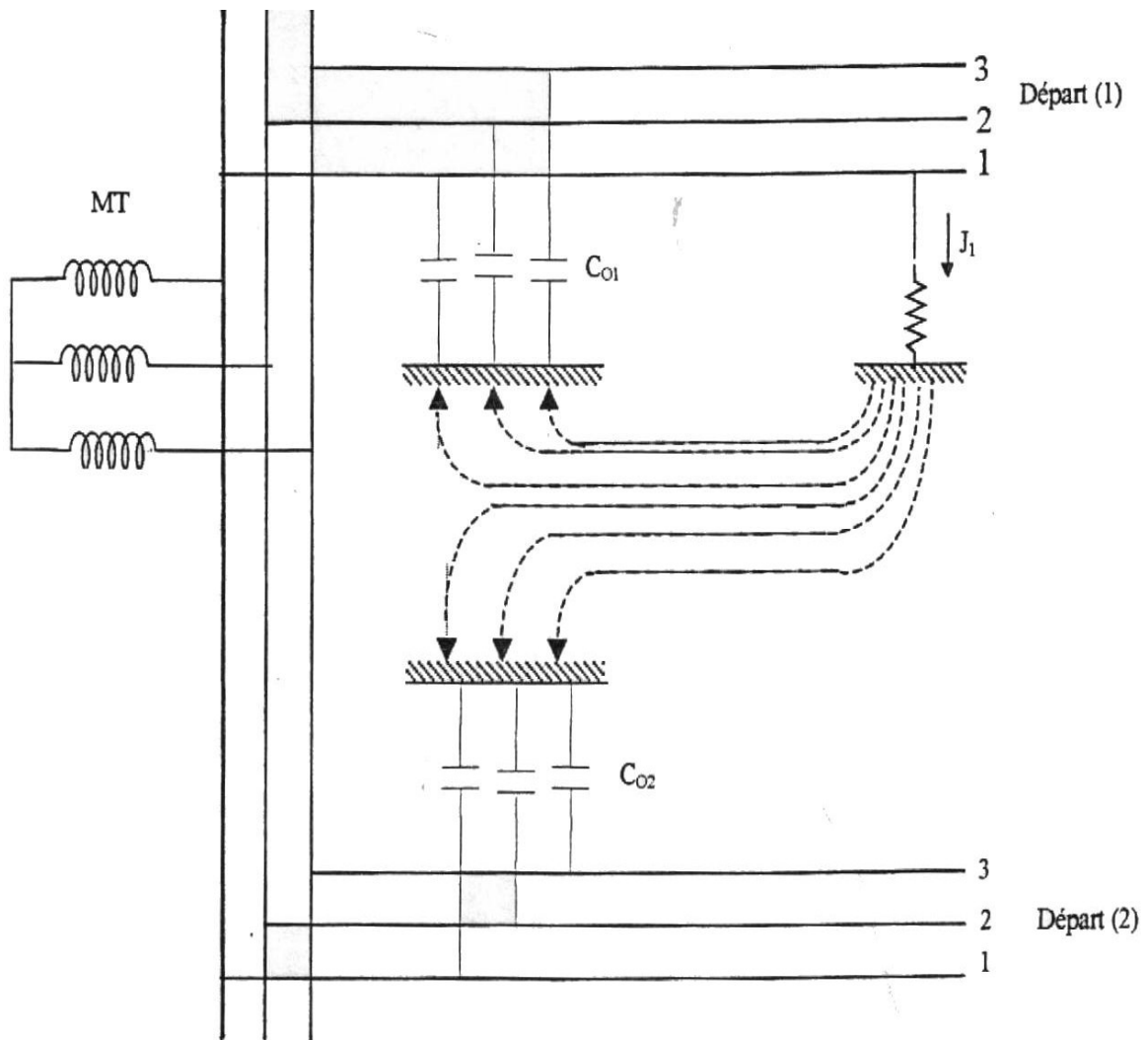


Fig. III-6 : Défaut monophasé dans le réseau MT ayant sans neutre isolé.

III-10-2-1 Valeur du courant de défaut franc à la terre

Le réseau ayant son neutre isolé par rapport au sol, les seuls courants susceptibles de circuler entre le réseau et le sol sont :

- Des courants de capacité provenant de la capacité homopolaire des lignes.
- Des courants de résistance de fuite provenant de l'imperfection des isolants utilisés (Figure III-6).

La formule générale donnant la valeur du courant de défaut franc est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$$

Avec : $\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$

\bar{Z}_{oT} : Impédance du transformateur.

\bar{Z}_{oL} : Impédance de la ligne.

\bar{Z}_{oR} : Impédance due à la capacité homopolaire C_o du réseau considéré.

$$C_o = C_{o1} + C_{o2} + \dots + \sum_{i=1}^n C_{oi}$$

C_o : la capacité homopolaire de chaque départ.

La valeur C_o est voisine de 500 pF / Km pour une ligne aérienne.

$$\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oR}$$

D'où :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{oR}} = j3 C_o \omega \bar{E}$$

Le courant de défaut est déphasé de $\frac{\pi}{2}$ en avant sur la force électromotrice qui lui donne naissance.

III-10-2-2 Valeur du courant de défaut résistant à la terre

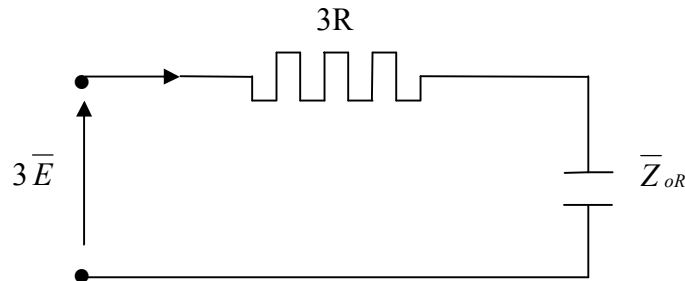
Le défaut présentant une résistance R, la relation qui permet de calculer \bar{I} s'écrit :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R}$$

Si R est grande, le terme $\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL}$ est négligeable devant $\bar{Z}_{oR} + 3R$ ce qui donne :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{oR} + 3R}$$

Cette relation nous permet de réaliser le schéma équivalent suivant :



III-10-2-3 Calcul des tensions au lieu de défaut dans le cas d'un défaut franc

a- Tension homopolaire

Elle s'exprime par la relation :

$$\bar{V}_o = -\bar{Z}_o \bar{I}_o$$

$$\bar{Z}_o = \frac{-j}{C_o \omega} \quad \text{Avec : } \bar{I}_o = \frac{1}{3} \bar{I} = jC_o \omega \bar{E}$$

D'où :

$$\bar{V}_o = -\bar{E}$$

b- Tension direct

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

Or \bar{Z}_d a été négligé dans les calculs, de plus \bar{I}_d est faible d'où $\bar{Z}_d \bar{I}_d$ est négligeable. On a alors :

$$\bar{V}_o \neq \bar{E}$$

c- Tension inverse

Elle s'exprime par la relation :

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

Comme précédemment \bar{Z}_i est négligeable, \bar{I}_i est faible alors $\bar{Z}_i \bar{I}_i$ est négligeable.

D'où :

$$\bar{V}_i \neq 0$$

d- Tension sur les trois phases du réseau

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

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

$$\bar{V}_i = 0 \quad \text{Donc :}$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + \bar{V}_o = a^2 \bar{E} - \bar{E} = (a^2 - 1) \bar{E}$$

On sait que : $|a^2 - 1| = \sqrt{3}$

$$\text{Donc : } \bar{V}_2 = \sqrt{3} \bar{E}$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o = a \bar{E} - \bar{E} = (a - 1) \bar{E}$$

$$\text{D'où : } \bar{V}_3 = \sqrt{3} \bar{E}$$

III-10-2-4 calcul des tensions au lieu du défaut dans le cas d'un défaut résistant

a- Tension homopolaire

$$\bar{V}_o = -\bar{Z}_o \bar{I}_o = \frac{-\bar{E}}{1 + j3RC_o \omega}$$

b- Tension directe

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

Comme précédemment : $\bar{V}_d \neq \bar{E}$

c- Tension inverse

On a aussi :

$$\bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i = 0 \quad \text{et} \quad \bar{V}_i \neq 0$$



d- Tension sur les trois phases du réseau

Elles s'expriment par les relations suivantes :

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_i &= 0 \Rightarrow \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 &= a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_i &= 0 \Rightarrow \bar{V}_2 = a^2\bar{V}_d + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 &= a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_i &= 0 \Rightarrow \bar{V}_3 = a\bar{V}_d + \bar{V}_o\end{aligned}$$

III-10-3 Défaut monophasés dans les réseaux MT ayant leur neutre relié à la terre

Un défaut à la terre qui affecte un réseau MT ayant son neutre relié à la terre se caractérise par :

- Un courant susceptible d'atteindre plusieurs milliers d'ampères en cas d'un défaut franc et quelques ampères en cas de défaut résistant.
- Une tension homopolaire égale à la tension simple du réseau en cas de défaut franc et seulement à quelques volts en cas de défaut résistant.

Le courant de défaut franc atteignant souvent des valeurs trop importantes, il est nécessaire, afin d'éviter la fatigue du matériel de limiter à 300A dans les réseaux aériens et à 1000A dans les réseaux souterrains.

III-10-3-1 Valeur du courant de défaut à la terre

Si l'on suppose une liaison du point neutre à la terre par l'intermédiaire d'une impédance de valeur Z_n qui est équivalent à trois impédances placées chacune sur une phase du réseau et ayant pour valeur unitaire $3 Z_n$

Le défaut à la terre existant en un point M de la phase 1 par exemple, (Figure III-8), peut être considéré comme un générateur de puissance homopolaire. Ce générateur, de résistance interne égale à $3R$, est traversé par un courant I_o . La circulation de courant est assurée par deux voies en parallèle :

- La première comprend l'impédance de neutre $3Z_n$, la réactance homopolaire du transformateur Z_{or} et l'impédance homopolaire du tronçon de la ligne en défaut.

Si on pose : $Z_{oTL} = Z_{oT} + Z_{oL}$

L'impédance globale égale à :

$$3Z_n + Z_{oTL}$$

- La deuxième comprend l'ensemble des circuits capacitifs d'impédance égale à $-\frac{j}{C_o\omega}$, les impédances Z_{oT} et Z_{oL} sont négligeable devant le terme $-\frac{j}{C_o\omega}$.

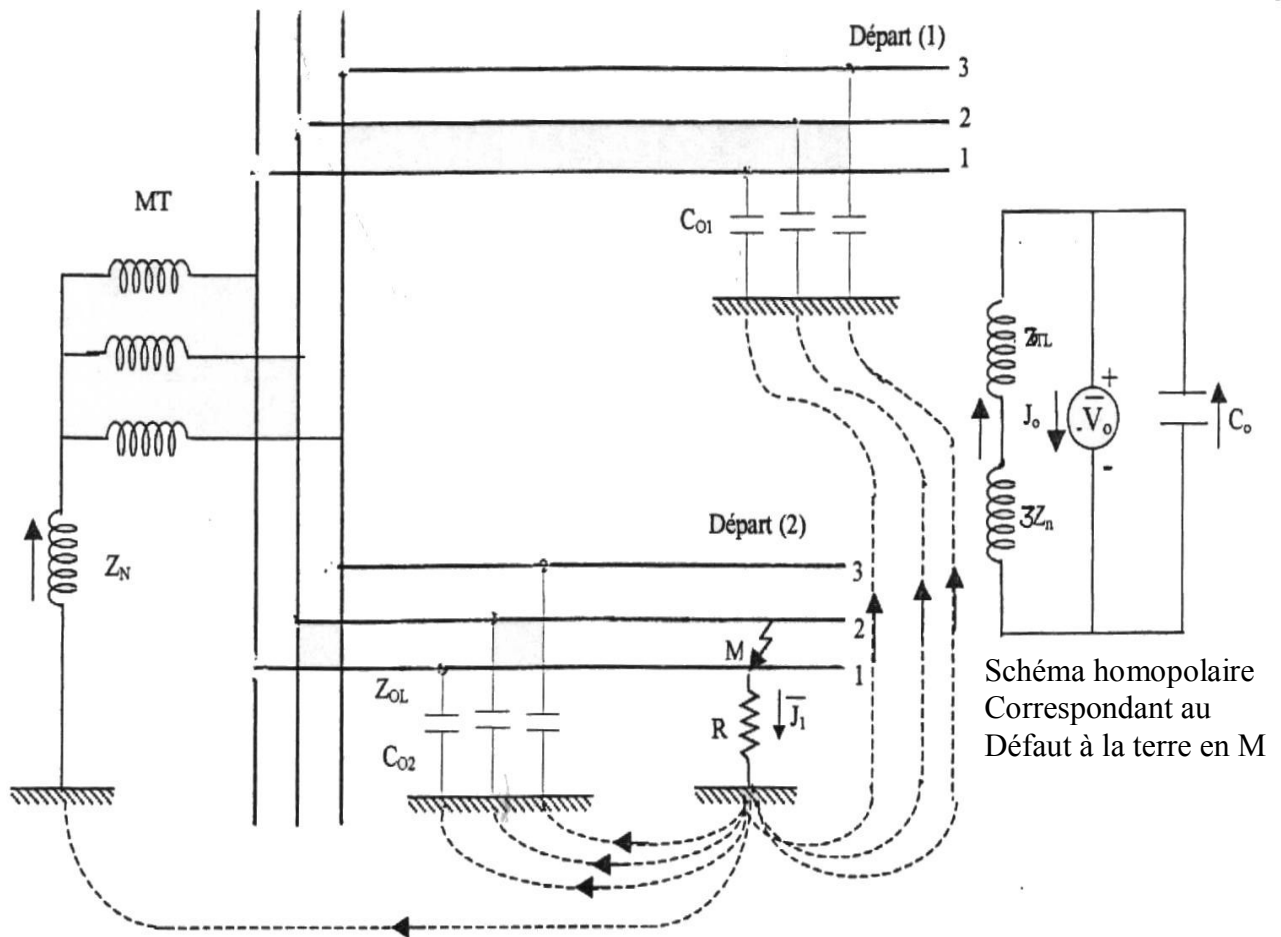


Fig. III-7 : Défaut monophasé sur un départ MT.

L'impédance homopolaire résultante Z_o est constituée par deux impédances en parallèle dont les valeurs respectives sont :

$$3Z_n + Z_{oTL} \text{ et } -\frac{j}{C_o\omega} \text{ donc :}$$

$$\bar{Z}_o = \frac{(3Z_n + Z_{oTL})\left(\frac{-j}{C_o\omega}\right)}{3Z_n + Z_{oTL} - \frac{j}{C_o\omega}} = \frac{3Z_n + Z_{oTL}}{1 + j(3Z_n + Z_{oTL})C_o\omega}$$

La formule générale du courant de défaut est donnée par :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R}$$

Il suffit de remplacer \bar{Z}_o par sa valeur pour obtenir la valeur du courant de défaut.

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}[1 + I(3\bar{Z}_n + \bar{Z}_{oTL})C_o\omega]}{[\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R][1 + I(3\bar{Z}_n + \bar{Z}_{oTL})C_o\omega] + [3\bar{Z}_n + \bar{Z}_{oTL}]}$$

\bar{Z}_d, \bar{Z}_i et \bar{Z}_{oTL} sont négligeables devant $3\bar{Z}_n$ et que plus, si le défaut est franc ($R=0$)

L'expression \bar{I} prend l'une des deux formes approchées suivantes :

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{R_n} + j3\bar{E}C_o\omega$$

Si la mise à la terre du neutre est réalisée par une résistance de valeur R_n .

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{X_n} + j3\bar{E}C_o\omega$$

Si la mise à la terre du neutre est réalisée par une inductance de valeur X_n .

Le courant I est alors la somme de deux termes, le premier terme représente le courant de neutre et le second, le courant capacitif qui joue le rôle essentiel dans les réseaux à neutre isolé.

III-10-3-2 Limitation du courant de défaut a la terre

L'intensité du courant de défaut à la terre sur le jeu de barres d'un poste HT/MT dépend essentiellement :

- De la puissance du transformateur HT/MT ;
- Du couplage de ce transformateur ;
- Du mode de liaison du neutre à la terre.

Pour un transformateur donné, la puissance et le couplage constituent des éléments fixes.

La seule variable sur laquelle on agit pour réduire le courant de défaut est donc l'impédance du circuit de mise à la terre du neutre.

a- Mise à la terre du neutre

- ✓ Il faut que le neutre MT du transformateur HT/MT soit accessible, ce qui suppose un couplage triangle-étoile à neutre sorti ou étoile-étoile à neutre sorti.
- ✓ La réactance du transformateur HT/MT doit être suffisante pour limiter convenablement les courants de défauts, ce qui suppose un appareil de faible puissance.
- ✓ La valeur du courant de défaut franc à la terre sur le jeu de barres MT du transformateur HT/MT est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{dT} + \bar{Z}_{iT} + \bar{Z}_{oT}}$$

b- Mise à la terre du neutre à travers une résistance

Cette solution s'applique lorsque le neutre du transformateur est accessible et lorsque sa réactance propre est insuffisante pour limiter convenablement les courants de défaut. En désignant par R_n la valeur de la résistance intercalée dans le circuit du neutre, la valeur du courant de défaut franc à la terre sur le jeu de barres MT du transformateur HT/MT est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_{dT} + \bar{Z}_{iT} + \bar{Z}_{oT} + 3R_n}$$

\bar{Z}_{dT} , \bar{Z}_{iT} et \bar{Z}_{oT} , peuvent être négligées pour le calcul de I, si le couplage du transformateur est triangle-étoile à la terre $\bar{Z}_{oT} = \bar{Z}_{dT}$

Dans ce mode de couplage : $\bar{I} = \frac{\bar{E}}{R_n}$

III-11 Conclusion

Les défauts qui affectent les réseaux MT peuvent se traduire :

- Par des coupures de l'alimentation de la clientèle (rupture d'un pont sur réseau aérien),
- Par des courts-circuits.

Les incidents sur les lignes aériennes sont généralement consécutifs à des courts – circuits dans l'air, ce qui explique leurs caractères temporaires, le défaut étant éliminé dès que les qualités diélectriques de l'air sont reconstituées. Par contre, les ruptures des isolants solides, qui constituent l'essentiel des incidents des câbles souterrains, ne peuvent être éliminé que par l'ouverture définitive d'un appareil de protection.

Chapitre IV

Application

Ce chapitre est une application du chapitre précédent. Il consiste à calculer les courants de court-circuit qui peuvent exister dans un réseau de distribution MT.

IV-1 Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit

Les grandeurs physiques utilisées dans le calcul des courants de court-circuit sont :

- ✓ La puissance ;
- ✓ La tension ;
- ✓ Le courant ;
- ✓ L'impédance.

Elles peuvent être exprimées soit :

- ✓ En grandeurs absolues (avec dimensions) ;
- ✓ En pourcentages (%) ;
- ✓ En valeurs réduites (sans dimensions).

Pour les systèmes complexes, il est préférable de faire le calcul des courant de court-circuit à l'aide des valeurs réduites.

IV-1-1 Définition

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

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

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

I_b : Courant de base.

U_b : Tension de base.

S_b : Puissance de base.

Z_b : Impédance de base.

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

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

IV-2 Réactances des éléments du réseau [12]

IV-2-1 Impédance ramenée à un seul niveau de tension U_x

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

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

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

IV-2-2 Réactances réduites des éléments constituant le réseau

A- Composantes directes et inverses

a- Ligne

$$X_L^* = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b}$$

Avec : X_0 : réactance de la ligne

L : longueur de la ligne

S_b, U_b : puissance et tension de base.

b- Alternateur

$$X^* = X_d'' \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}, \quad \text{Avec : } X_d'' : \text{réactance subtransitoire.}$$

c- Transformateur à deux enroulements

$$X_{Tr}^* = U_{cc}^2 \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}$$

Avec : U_{cc} Tension de court-circuit du transformateur.

S_n, U_n : Puissance et tension nominales.

d- Transformateur à trois enroulements

Le calcul se fait en deux étapes :

- Première étape :

$$X_{12}^* = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$X_{23}^* = U_{cc}^{23} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$X_{31}^* = U_{cc}^{31} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

- Deuxième étape :

$$X_1^* = \frac{1}{2}(X_{12}^* + X_{31}^* - X_{23}^*)$$

$$X_2^* = \frac{1}{2}(X_{12}^* + X_{23}^* - X_{31}^*)$$

$$X_3^* = \frac{1}{2}(X_{31}^* + X_{23}^* - X_{12}^*)$$

Remarque : Toutes les réactances sont ramenées au primaire.

e- Réseaux amont

$$X_r^* = \frac{S_b}{S_{cc}}$$

Avec : S_{cc} : puissance de court-circuit.

S_b : puissance de base.

B- Composantes homopolaires

La réactance homopolaire dépend :

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

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

a- Ligne : $X_o^* = 3X_d^*$ (deux lignes sur le même pylône)

b- Transformateur :

$$X_o^* = X_d^* \quad (\text{Y / Y}) \text{ Flux libre}$$

$$X_o^* = 10X_d^* \quad (\text{Y / Y}) \text{ Flux forcé}$$

$$X_o^* = X_d^* \quad (\text{Y / } \Delta \text{ / Y})$$

Couplage	Z_0	Couplage	Z_0
	∞		F.L. ∞ F.F. 10 Z_d
	∞		Z_d
	∞		∞
	Z_d		2 à 5 %
	F.L. ∞ F.F. 10 Z_d		2 à 5 %

F.L : Flux libre

F.F Flux forcé

Tableau 1. Exprime la valeur de Z_0 impédance homopolaire en fonction du couplage des transformateurs

Méthode de calcul

On établit le schéma équivalent au réseau en utilisant les réactances des différents éléments.

On ramène toutes les réactances à la tension au point du défaut.

On simplifie le schéma :

- En appliquant les transformations $\Delta - Y$ et $Y - \Delta$
- En associant les réactances séries parallèles.

Le courant de court-circuit correspondant est évidemment égal à :

$$I_{cc} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{3}X}$$

IV-3 Calcul des courants de court-circuit

IV-3-1 courant de court-circuit triphasé

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

$$I_{ccT} = \frac{E}{Z_d}$$

E : fem de la source ou tension simple V.

Z_d : impédance équivalente dans le système direct.

IV-3-2 Courant de court-circuit monophasé (entre une phase et la terre)

Le courant dans la phase en défaut est :

$$I_{ccM} = \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_o}$$

Z_i : impédance équivalente dans le système inverse.

Z_o : impédance équivalente dans le système homopolaire.

IV-4 Application

Le but de cette application est de dimensionner les appareils de coupure (disjoncteurs).

IV-4-1 Données techniques

- Niveau de tension primaire $U=60$ kV avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=2500$ MVA.
- Niveau de tension secondaire $U=30$ kV avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=500$ MVA.
- La longueur de la ligne $L=10$ km (avec 2 lignes sur le même pylône).
- Puissance nominale d'un transformateur $S_n=40$ MVA.
- Tension de court-circuit des transformateurs $U_{cc}=12.5\%$.
- La réactance linéique de la ligne $X_0=0.4$ Ω /km.

IV-4-2 Méthode de calcul

On fait une approche à un poste existant afin de concevoir un nouveau poste, dont l'application se résume à un poste type simplifié (P S) et nous supposeront sur ce même schéma deux cas de court-circuit.

Le schéma du (P S) alimenté à partir du poste source (Oued-Aissi) est le suivant :

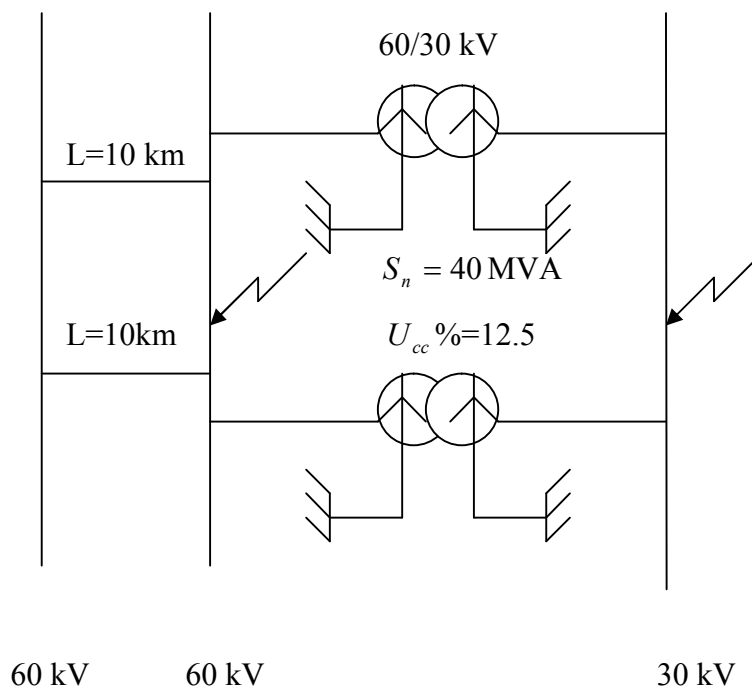


Figure 1

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

On simplifié le schéma en associant les impédance série et parallèles.

Le travail demandé consiste à :

- Calculer les courants de court-circuit triphasé et monophasé franc à la terre.
- Dimensionner les disjoncteurs nécessaire pour la protection.

IV-4-3 Choix de valeurs de base

On choisit les valeurs nominales comme grandeurs de base :

$U_b=60$ kV, $S_b=100$ MVA.

Et on déduit :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$$

$$I_b = \frac{100}{\sqrt{3}.60} = 0,96kA$$

$$Z_b = X_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

$$Z_b^{60} = \frac{(60.10^3)^2}{100.10^6} = 36\Omega \quad Z_b^{30} = \frac{(30.10^3)^2}{100.10^6} = 9\Omega$$

IV-5 Valeurs des impédances réduites

IV-5-1 Composantes directs et inverses

a- Ligne

$$Z_{dl}^* = X_0.L.\frac{S_b}{U_b^2}$$

$$Z_{dl}^* = 0,4.10.\frac{100}{60^2} = 0,11$$

b- Transformateurs à deux enroulements

$$Z_{dtr}^* = \frac{U_{cc}}{100}.\frac{S_b}{S_n}$$

$$Z_{dtr}^* = \frac{12,5}{100}.\frac{100}{40} = 0,3125$$

c- Réseau amont

$$Z_{dr}^* = \frac{S_b}{S_{cc}}$$

$$Z_{dr}^* = \frac{100}{2500} = 0,04$$

IV-5-2 Composantes homopolaires

a- Ligne

$$Z_{oL}^* = 3.Z_{dl}$$

$$Z_{oL}^* = 3.0,11 = 0,33$$

b- Transformateurs à deux enroulements

Le transformateur utilisé est à couplage étoile-étoile dont le neutre primaire est à la terre au moins de deux et on déduit la valeur de Z_{otr} du tableau 1.

$$Z_{otr}^* = Z_{dtr}^*$$

$$Z_{otr}^* = 0,3125$$

c- Réseau amont

$$Z_{or}^* = 3.\frac{S_b}{S_{cc}} - 2.Z_{dr}^*$$

$$Z_{or}^* = 0,04$$

IV-6 Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 60 kV

a- courant de court-circuit triphasé

Le schéma direct correspondant est le suivant :

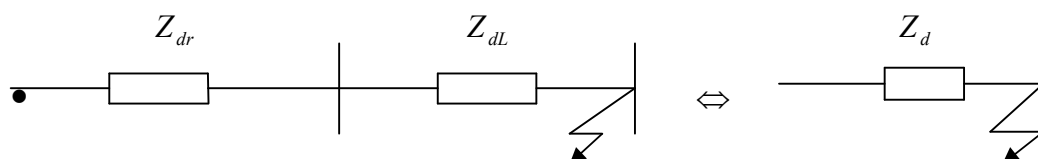


Figure 2

Application numérique :

$$Z_d^* = Z_{dr}^* + Z_{dL}^* = 0.04 + \frac{0.11}{2} = 0.095$$

Z_d réelle :

$$Z_d = Z_d^* \cdot Z_b = 0.095 \times 36 = 3.42 \Omega$$

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$I_{ccT1} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_d} = \frac{60}{\sqrt{3} \times 3.42} = 10.128 \text{ kA}$$

b- court-circuit monophasé

Le schéma homopolaire correspondant est le suivant

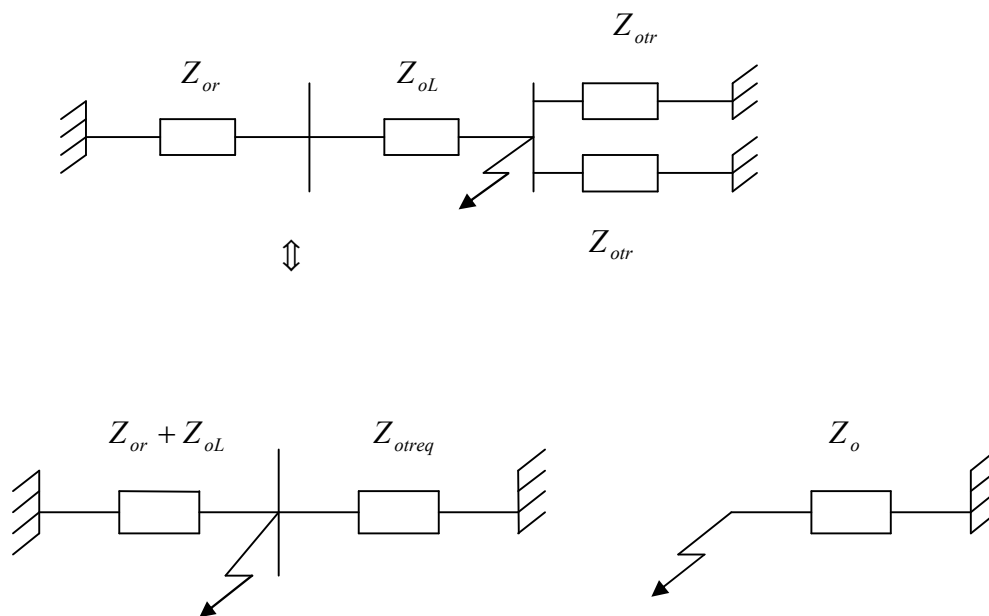


Figure 3

a- Transformateur

$$Z_{otr}^* = Z_{dtr}^* = 0.3125$$

b- Ligne

$$Z_{oL}^* = 3Z_{dL}^* = 3 \times 0.11 = 0.33$$

L'impédance homopolaire réduite Z_o^* s'écrit :

$$Z_o^* = \frac{(Z_{or}^* + Z_{oL}^*) \cdot Z_{otreq}^*}{Z_{or}^* + Z_{oL}^* + Z_{otreq}^*} = \frac{(0.04 + 0.165) \times 0.1563}{0.04 + 0.165 + 0.1563} = 0.0886$$

Z_o réelle :

$$Z_o = Z_o^* \times Z_b = 0.0886 \times 36 = 3.20$$

Le courant de court-circuit monophasé est :

$$I_{ccM1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{2Z_d + Z_o} = \frac{\sqrt{3} \times 60}{2 \times 3.42 + 3.20} = 10.35 \text{ kA}$$

IV-7 Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 30 kV

a- court-circuit triphasé

Le schéma direct correspondant est le suivant :

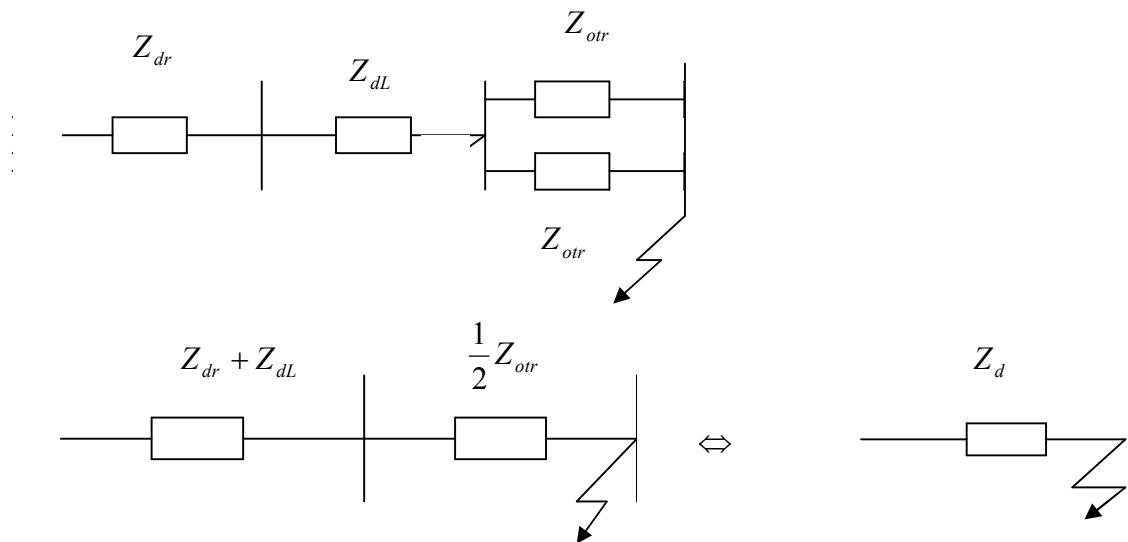


Figure 4

$$Z_d^* = (Z_{dr}^* + Z_{dL}^*) + \frac{1}{2} Z_{otr}^* = (0.04 + \frac{0.11}{2}) + \frac{0.3125}{2} = 0.2513$$

$$Z_d = Z_d^* \times Z_b = 0.2513 \times 9 = 2.26\Omega$$

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$I_{ccT2} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_d} = \frac{30}{\sqrt{3} \times 2.26} = 7.663 \text{ kA}$$

Si on tient pas compte de la ligne on trouve :

$$Z_d^* = (Z_{dr}^* + \frac{1}{2} Z_{otr}^*) = (0.04 + 0.1563) = 0.1963$$

$$Z_d = 0.1963 \times 9 = 1.7667\Omega$$

Le courant de court-circuit triphasé dans ce cas est :

$$I_{ccT2} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_d} = \frac{30}{\sqrt{3} \times 1.7667} = 9.803 \text{ kA}$$

b- court-circuit monophasé

Le schéma homopolaire correspondant est le suivant :

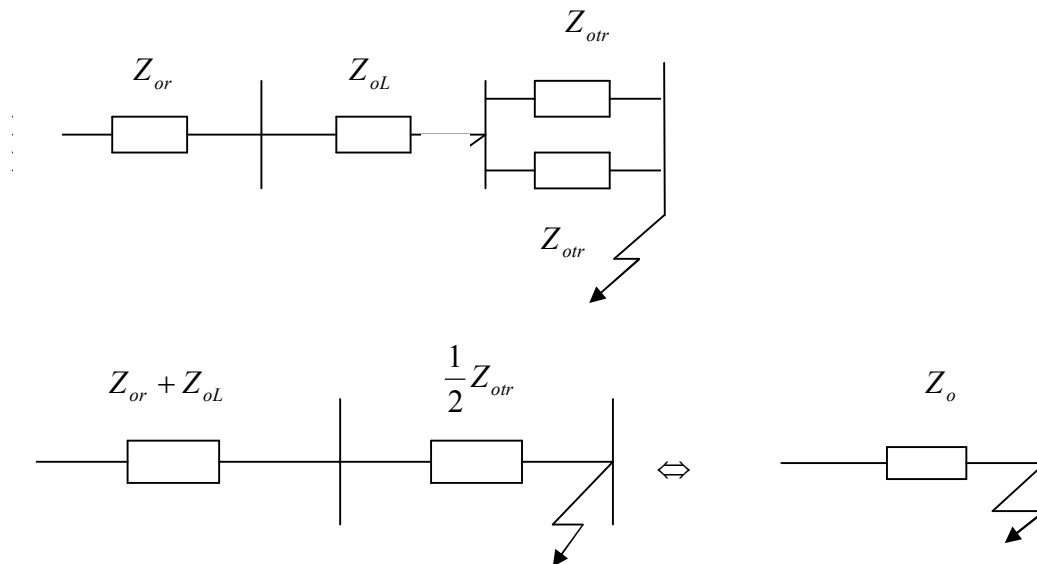


Figure 5

$$Z_o^* = (Z_{or}^* + Z_{ol}^*) + \frac{1}{2} Z_{otr}^*$$

$$Z_o^* = (0,04 + 0,165) + 0,1563 = 0,3616$$

$$Z_o = 9 \cdot 0,3613 = 3,25\Omega$$

$$Z_o = 3,25\Omega$$

Le courant de court-circuit monophasé est :

$$I_{ccM2} = \frac{U \cdot \sqrt{3}}{2 \times Z_d + Z_o}$$

$$I_{ccM2} = \frac{30 \cdot \sqrt{3}}{2 \times 2,26 + 3,25} = 6,687 \text{ kA}$$

$$I_{ccM2} = 6,687 \text{ kA}$$

Si on ne tient pas compte de la ligne, on trouve :

$$Z_o^* = Z_{or}^* + \frac{1}{2} Z_{otr}^*$$

$$Z_o^* = 0,04 + 0,1563 = 0,1963$$

$$Z_o = 9 \times 0,1963 = 1,7667\Omega$$

$$I_{ccM2} = \frac{30 \times \sqrt{3}}{2 \times 1,7667 + 1,7667} = 9,803 \text{ kA}$$

$$I_{ccM2} = 9,803 \text{ kA}$$

Remarque

On remarque que le courant de défaut sur le jeu de barre 60 kV est supérieur au courant de défaut sur le jeu de barre 30 kV.

IV-8 Choix des disjoncteurs

Ils sont choisis suivant :

- La tension nominale : elle correspond à l'endroit où est placé le disjoncteur.
- Le courant nominal : il doit être plus grand que le courant de charge maximum du circuit à l'endroit où est placé le disjoncteur.
- Pouvoir de coupure : c'est le courant maximal que le disjoncteur est capable de couper.

On définit aussi la puissance de coupure qui elle, est une grandeur fictive puisqu'elle est le produit de deux grandeurs n'ayant pas lieu simultanément.

(Puissance de coupure) = $(I_{\text{effmax}} \text{ avant coupure}) \times (U_{\text{effmax}} \text{ après coupure})$.

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times U_n \times I_{\text{coup}}$$

Avec :

$$I_{\text{coup}} = K_{\text{coup}} \times I_{\text{ccmax}} \quad \text{et : } K_{\text{coup}} \text{ est une fonction de } (t_{\text{coup}} \text{ et } \frac{I_{\text{pd}}}{\sum I_n}).$$

I_{coup} : Courant de coupure.

t_{coup} : Temps de coupure du disjoncteur.

I_{pd} : Composante périodique direct.

$\sum I_n$: Somme des courants nominaux de tous les générateurs du réseau.

I_{ccmax} : Courant de court-circuit maximal.

Le coefficient K_{coup} ne peut être déterminé qu'en connaissant les courants nominaux des générateurs du réseau, ces derniers étant inconnus. On considère alors le cas le plus défavorable correspondant à un $K_{\text{coup}}=1$.

Il on découle que :

$$I_{\text{coup}} = I_{\text{ccmax}}$$

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times U_n \times I_{\text{ccmax}}$$

Disjoncteur au niveau de tension 60 kV :

Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{\text{coup}} = I_{\text{ccmax}} = 10350 A$$

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times 60 \times 1000 \times 10350 = 1075 MVA$$

$$S_{\text{coup}} = 1075 MVA$$

Disjoncteur au niveau de tension 30 kV :

Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{\text{coup}} = I_{\text{ccmax}} = 7663 A$$

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times 30 \times 1000 \times 7663 = 398 MVA$$

$$S_{\text{coup}} = 398 MVA$$

IV-8-1 Valeurs normalisées pour le choix des disjoncteurs

Les valeurs sont données dans le tableau suivant :

Valeurs normalisées	Disjoncteur du Jeu de barre 30 kV	Disjoncteur du jeu de barre 60 kV
Tension de service U_n (kV)	36	72.5
Pouvoir de coupure S_{coup} (MVA)	750	3140
Courant nominal I_n (A)	800	2000
Courant de courte durée admissible (3 s) (kA)	30	25

IV-8-2 Valeurs obtenues

Les valeurs sont données dans le tableau suivant :

Valeurs obtenues	Disjoncteur du jeu de barre 30kV	Disjoncteur du jeu de barre 60kV
Tension de service U_n (kV)	30	60
Pouvoir de coupure S_{coup} (MVA)	398	1075
Courant nominal I_n (A)	769	1600



Les disjoncteurs choisis ont les caractéristiques suivantes :

D_{JB} 30 kV :

$$U_n = 36 \text{ kV}$$

$$I_n = 800 \text{ A}$$

$$S_{\text{coup}} = 750 \text{ MVA}$$

D_{JB} 60 kV :

$$U_n = 72.5 \text{ kV}$$

$$I_n = 2000 \text{ A}$$

$$S_{\text{coup}} = 3140 \text{ MVA}$$

IV-9 Conclusion

Pour le choix des disjoncteurs nous avons pris en considération le critère de tension de service, le critère de courant nominal, le critère de pouvoir de coupure et le courant de courte durée admissible.

Ces résultats permettent d'affirmer que la sécurité des personnes et du matériel est assurée.

ClicCours.com



Conclusion générale

Le travail que nous avons effectué nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les protections d'un réseau de distribution MT. Cependant, 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 équipements du poste de transformation et de distribution HT/MT (Oued-Aissi / Tizi Ouzou). Ce qui nous a permis de comprendre la philosophie du choix de protections.

Les valeurs du courant de court-circuit déterminés sur les jeux de barres 60 kV et 30kV du poste, nous ont permis de dimensionner avec exactitude les disjoncteurs nécessaires à la protection de ce dernier. Une bonne protection ne peut être obtenue qu'en réduisant le temps d'élimination de défauts.

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 toutefois assez onéreux.

Ce travail nous a permis d'enrichir les connaissances acquises pendant notre formation universitaire.

Enfin, nous espérons que ce travail apportera un plus aux études à venir.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : CLAUD CORROYER : « Protection des réseaux. Généralités », Technique de l'ingénieur D4800, édition 1991
- [2] : Article WIKIPEDIA : « L'encyclopédie libre ».
- [3] : K. IFERES et N. KACED et R. SELILA : « Dimensionnement et protection d'un départ moyenne tension. Application au départ Issers issus de Tizi-Medden », Mémoire d'ingénieur, université de Tizi Ouzou. Année 2007.
- [4] : Archives sonelgaz (mémoire d'ingénieur, université de Tizi Ouzou).
- [5] : CHRISTIAN PURET: « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Cahier technique N° 155, édition septembre 1991.
- [6] : ALAIN CROGUENOC : « Protection des réseaux à MT de distribution publique », Technique de l'ingénieur D4810, édition 1991.
- [7] : Guide de la protection « CG0021FR2 », Schneider électrique, Merlin Gerin. Édition 2003.
- [8] : Guide de conception des réseaux électriques industriels, T & D 6883 427/A, Schneider électrique
- [9] : D. MOHAMMEDI et DJ. MOHAMMEDI et T. MOHAND OUSSAID : « Détermination des seuils de réglage des relais de protection moyenne tension », mémoire d'ingénieur, université de Tizi Ouzou. Année 2000.
- [10] : J. FAVRAUD, Fonctionnement et protection des réseaux de distribution. EDF centre de perfectionnement électrique de Nanterre, Année 1967.
- [11] : JEAN-MICHEL DELBARRE : « Poste à haute et à très haute tension, Rôle et structure », Technique d'ingénieur D4570, édition 1992.
- [12] : K. IDRIS et F. HAMOUDI : « calculs de protection d'un poste haute tension départs moyenne tension. Application poste Si-Mustapha-Boumerdes », mémoire d'ingénieur, université de Tizi Ouzou. Année 1991.