

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

## Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

**Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES**

*Présenté par*  
**Merzouk HABI**  
**Toufik BELDI**

Thème

# Protection d'un poste d'interconnexion THT/HT

*Mémoire soutenu publiquement le 25 septembre 2016 devant le jury composé de :*

**M Hamid SEDDIKI**

MCA, UMMTO, Président

**M Tahar OTMANE-CHERIF**

MCA, UMMTO, Rapporteur

**M Ali BECHOUCHE**

MCA, UMMTO, Examineur

**M Koussaila MESBAH**

Docteur, UMMTO, Examineur



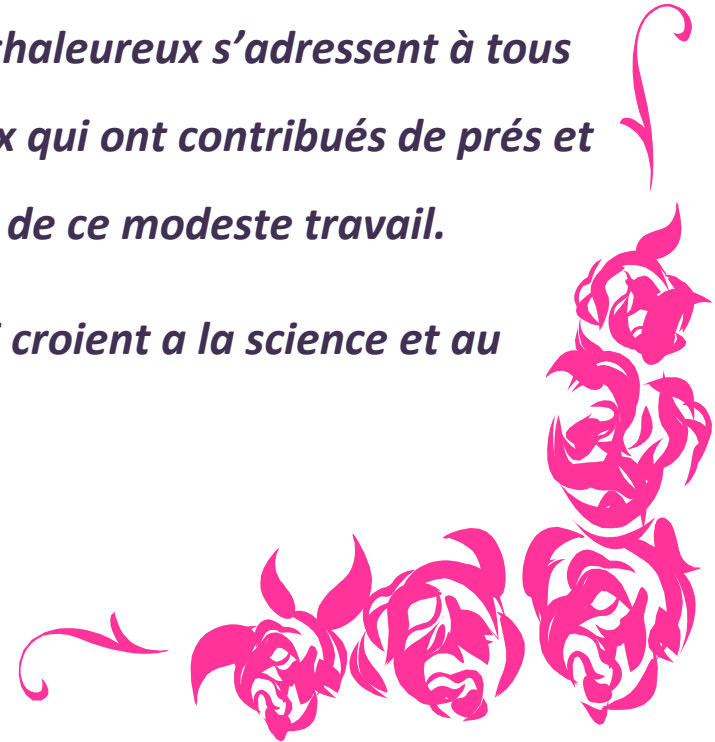
# *Remerciement*

*Nous tenons à remercier vivement notre dévoué promoteur Mr T.OTMANE-CHERIF pour son encadrement et pour sa contribution à travers sa disponibilité, son temps et son expérience.*

*Nous remercions également l'ensemble des enseignants qui ont aidés à notre formation et nos familles, pour leur amour, leur soutien, et leur générosité et leur sacrifice.*

*Nos remerciements les plus chaleureux s'adressent à tous (tes) nos amis (es) et tous ceux qui ont contribués de près et de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

*Nous remercions tous ceux qui croient a la science et au Savoir.*



Introduction générale	1
<b>Chapitre I : Description générale d'un poste d'interconnexion</b>	
I- Introduction	2
II- Description d'un poste d'interconnexion	2
II.1- But d'un poste d'interconnexion	2
II.2- Partie HT	2
II.3- Partie BT	2
III- Schéma d'un poste d'interconnexion	3
IV- Caractéristiques d'un poste d'interconnexion	4
V- Diverses disposition d'un poste d'interconnexion	4
V.1- Jeux de barres	4
V.2- Cellules de lignes	4
V.3- Cellule de raccordement des transformateurs	4
V.4- Bans de transformation	4
VI- appareillage constituants un poste d'interconnexion	5
VI.1- Disjoncteurs	5
VI.1.1- But d'utilisation	5
VI.1.2- Différents types de disjoncteurs	5
VI.1.2-1- Disjoncteurs à coupures multiples	5
VI.1.2-2- Disjoncteur à air comprimé	5
VI.1.2-3- Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre (SF6)	5
VI.1.2-4- Disjoncteur à coupure dans l'huile	6
VI.1.3- Caractéristiques d'un disjoncteur	6
VI.1.4- Organes de commande	6
VI.1.4.1- Commande pneumatique	6
VI.1.4.2- Commande oléopneumatique	6
VI.1.4.3- Commande électromécanique	6
VI.2- Sectionneurs	6
VI.2.1- Role du sectionneur	6
VI.2.2- Caractéristiques du sectionneur	7
VI.2.3- Contrainte d'utilisation	7
VI.3- Isolateurs	7
VI.4- Support	7
VI.5- Organes auxiliaires	7
VI.6- Transformateurs et autotransformateurs	8
VI.6.1- Principe de base	8
VI.6.2- Couplages	8
VI.6.3- Niveau d'isolement	10
VI.6.4- Tension de court circuit	10
VI.6.5- Puissances	10
VI.6.5.1- Puissance assignée	10
VI.6.5.2- Puissance effective au secondaire du transformateur sous cosφ donné	10
VI.6.6- Mode de refroidissement	11
VI.6.7- Transformateurs de mesure	11
VI.6.7.1- Constitution et types	12
VI.6.8- Transformateur de courant à doubles enroulements	12
VI.6.8.1- Double enroulements primaires	12
VI.6.8.2- Double enroulements secondaires	12
VI.7- Les transformateurs de tension (TT ou TP)	12
VI.7.1- Constitution et type	12
VI.8- Circuit bouchant	12
VI.9- Condensateur de couplage	13
VII- appareillage de protection	13
VII.1- Eclateurs	13
VII.1.1- Forme d'électrodes	13

VII.1.2- Avantage des éclateurs	13
VII.1.3- Inconvénient des éclateurs	13
VII.2- Parafoudre	14
VII.2.1- Constitution et fonctionnement d'un parafoudre	14
VII.2.2- Grandeurs caractéristiques des parafoudres	15
VII.3- Les relais	16
VII.3.1- Les types de relais	16
VII.4- Câble de garde	16
VII.5- Appareils de contrôle et de surveillance	16
VII.5.1- Les EMS : (Enregistreurs de manœuvre et de signalisation)	16
VII.5.2- Les équipements HT/BT	17
VII.5.3- Les bus	17
VII.5.4- Les oscillographes (Enregistreurs de perturbations)	18
VII.6- Les services auxiliaires dans les postes	18
VII.6.1- Les auxiliaires alternatifs	18
VII.6.2- Les auxiliaires courant continu	18
VIII- Organisation fonctionnelle	19
VIII.1- Système de conduite et surveillance	19
IX- Système de protection	19
X- Conclusion	19
	20

## **Chapitre II : Calcul des courants de défauts**

I- Introduction	21
II- définition d'un défaut	21
III- Les différents types de défauts	21
III-1- court-circuit	21
a- Les causes	21
b- Conséquence	21
III-2- Surcharge	21
a- Les causes	21
b- Conséquence	21
III-3- Surtensions	21
1-Surtensions d'origine externe	21
2-Surtension d'origine interne	22
a- Cause	22
b- Conséquences	22
III-4- Déséquilibre	22
a- Cause	22
b- Conséquences	22
III-5- Origines des défauts	22
III-4-1- Défauts d'origine externe	22
III-4-2- Défauts d'origine interne	22
III-6- Caractères des défauts	22
III-6-1- Durées des défauts	22
➤ Les défauts auto-extincteurs	22
➤ Défauts fugitifs	22
➤ Défauts semi- permanents	23
➤ Défauts permanents	23
➤ Intermittents	23
III-6-2- Formes de défauts	23
III-6-3 Courant de court-circuit	23
III-7- Conséquences des défauts	23
III-7-1- Le fonctionnement des réseaux	23
III-7-2- La tenue du matériel	23
III-7-3- Les chutes de tension	23
III-7-4- Les explosions de disjoncteurs	23

III-7-5- Les circuits de télécommunications	24
III-7-6- La sécurité des personnes	24
III-8- Intensité des courants de court-circuit	24
III-8-1- Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit $I_{cc}$	24
III-9- Utilisation des composantes symétriques pour le calcul de $I_{cc}$	24
III-9-1- Principe de décomposition d'un système sinusoïdale	24
III-10- Méthode de calcul de $I_{cc}$	25
III-11- Calcul des défauts	26
III-11-1 Défaut monophasé-terre	26
III-11-2 Défauts biphasé	29
III-11-2-1 Défaut biphasé isolé	29
III-11-2-2 Défaut biphasé à la terre	32
III-11-3 Défaut triphasé	34
III-12- Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit	37
III-12-1- Définition	37
III-12-2 Réactance des éléments du réseau	37
III-12-2-1 Impédance ramené un seul niveau de tension $U_x$	37
III-12-2-2 Réactance réduites des éléments constituant le réseau	38
III-13-Conclusion	40

## **Chapitre III : protection d'un poste d'interconnexion**

I. Introduction	41
II. Définition d'un système de protection	41
III. Rôle d'un système de protection	41
IV. Plan d'un système de protection	41
V. Nécessité de protéger un réseau de transport	41
VI. conditions d'exploitation	41
VII. Rôle et qualité exigées d'un système de protection	42
VII.1. Rôle des dispositifs de protection	42
VII.2. Qualités exigées d'un bon système de protection	42
VII.2.1. Sélectif	42
VII.2.2. Rapide	42
VII.2.3. Fiable	42
VII.2.4. Indépendant	42
VII.2.5. Insensible	42
VII.2.6. Sensible	42
VII.2.7. Avoir une faible consommation	42
VIII. Constitution d'un dispositif de protection	42
IX. Le calcul des réglages dépend de plusieurs paramètres :	43
IX.1. Le type de réseau	43
IX.2. La topologie du réseau	43
IX.3. Le type de protection	43
IX.4. La technologie des protection	43
X. Protection d'un poste d'interconnexion	44
X.1 Caractéristiques générales des plans de protections	44
X.1.1. Principe de base	44
X.1.2. Alimentation à courant continu	44
X.1.3. Réducteurs de mesures	45
X.1.4. Technologie des équipements	45
X.2. Protection des câbles	45
X.3. Protection des transformateurs	46
X.3.1. Protections internes	46
X.3.1.1. Protection masse cuve	46
X.3.1.2. Prise de terre	46
X.3.1.3. Relais de protection (BUCHHOLZ)	46
X.3.1.4: Indicateurs du niveau d'huile	46

X.3.1.5. Image thermique	46
X.3.1.6. Thermostats	46
X.3.2. Protection externe	46
X.3.3. Protection par parafoudre	47
X.4. Protection contre les défaillances de disjoncteurs	47
X.5. Réseau de terre	47
X.5.1. Définition	47
X.5.2. Rôles des réseaux de terre	48
X.5.2.1. La sécurité des personnes et des animaux	48
X.5.2.2. Protection des installations de puissance	48
X.5.2.3. Protection des équipements fonctionnant à bas niveau	48
X.5.2.4. Potentiel de référence	48
X.5.3. Caractéristiques des conducteurs de terre	48
X.6. Protection des jeux de barres	49
X.6.1. Protection différentielle ampérométrique	49
X.6.1.1. Inconvénients	49
X.6.1.2. Avantages	49
X.6.2. Protection directionnelle	49
X.6.2.1. Avantages	50
X.6.2.2. Inconvénients	50
X.6.3. Protection contre les «Faux défauts» jeux de barres	50
X.7. Protection avec paratonnerre	50
X.7.1. Définition	50
X.7.2. Procédé de protection	50
XI. Régime de neutre	51
XI.1- Critère de choix du régime de neutre	52
XI.2- Les différents régimes de neutre	52
XI.2.1- Neutre mis directement à la terre	52
XI.2.2- Neutre mis à la terre par une résistance	53
a) Avantages	53
b) Inconvénients	53
XI.2.3- Neutre isolé	53
a) Avantages	54
b) Inconvénients	54
XI.2.4- Neutre mis à la terre par une réactance	54
XII-Conclusion	55
Application : exemple de calculs des courants de courts-circuits	56-61
Conclusion générale	62
Bibliographie	63

# Introduction générale

L'électricité est une énergie non stockable, elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée.

« L'énergie électrique consommée correspond toujours à l'énergie produite »

Elle est produite dans des usines génératrices appelées 'Centrales électriques'.

Une Centrale comporte un ou plusieurs groupes constitués chacun d'un alternateur entraîné par une machine motrice (moteur Diesel, turbine à vapeur, turbine à gaz, turbine hydraulique ... ) [1]

On trouve des postes de transformation de l'énergie aux bords des villes, ces postes sont construits pour baisser la Haute tension et la rendre moyenne tension MT. [1]

Après, on trouve des lignes électriques qui sortent de ces postes et qui se dispersent dans les villes, les villages, les zones rurales, et les zones industrielles. On trouve des protections installées au niveau de la cellule de chaque départ (Ligne sortante du poste de transformation), ces protections assurent l'élimination des défauts et protègent les clients en cas de présence d'anomalies dans le fonctionnement du départ qui les alimente. Les valeurs de réglages de ces protections doivent être calculées et affichées sur ces protections d'une manière correcte et rigoureuse afin d'éviter toute anomalie dans le fonctionnement des lignes électriques. [2]

Notre problématique est la suivante : **Comment protéger un poste d'interconnexion ?**

Pour répondre à cette problématique, nous avons organisé notre travail comme suit :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté des généralités sur les postes d'interconnexion et appareillages qui les constituent. [6]

Dans le deuxième chapitre, on a illustrés les différentes formules de calcul des courants de défauts qui peuvent surgir dans un poste d'interconnexion.

Le troisième chapitre est consacré à la protection d'un poste d'interconnexion, suivi d'une application pour le calcul des différents courants de défauts.

# Chapitre I : Généralités sur les postes d'interconnexion

## **I- Introduction :**

Nous allons présenter dans ce chapitre, des notions générales sur un poste d'interconnexion THT/HT, son but, son schéma général et on va expliquer les différents types d'appareillage qui le constitue et le rôle de chaque appareil pour le bon fonctionnement du poste. [1]  
Cela va nous permettre, de connaître les parties essentielles à prendre en considération.

## **II- Description d'un poste d'interconnexion :**

### **II.1- But d'un poste d'interconnexion :**

- Un poste d'interconnexion regroupe tous les équipements permettant le raccordement et l'exploitation des lignes aériennes et des canalisations souterraines.
- Suivant les besoins de transport, le poste d'interconnexion permet de réaliser un ou plusieurs nœuds dans un réseau maillé.
- La multiplication des postes d'interconnexion permet une meilleure gestion du réseau de transport et une meilleure qualité de service aux consommateurs, en garantissant une élimination rapide des défauts. [1]

Un poste d'interconnexion peut-être divisé en deux parties :

### **II.2- Partie haute tension :**

La partie haute tension d'un poste d'interconnexion renferme les éléments suivants :

- Les transformateurs de puissance qui permettent d'interconnecter les réseaux à tensions différentes.
- Les disjoncteurs haute tension qui permet de couper des circuits en charge traversés par des courants nominaux et des courants de défaut.
- Des transformateurs de mesure utilisés pour obtenir une image des courants et des tensions aussi bien en régime permanent et en régime troublé.
- Les sectionneurs qui constituent les éléments de sécurité lors des travaux (coupures visibles) et permettant de réunir une canalisation (HT) ou un transformateur à un jeu de barres déterminé.
- Des jeux de barre HT : un poste peut comporter jusqu'à 3 jeux de barres par niveau de tension, et, s'il est sectionnable, un jeu de barres ou un tronçon de jeu de barres peut constituer un nœud séparé du réseau maillé. [1]

### **II.3- Partie basse tension :**

Le poste d'interconnexion présente aussi une partie basse tension comprenant :

- Les services auxiliaires à courant alternatif.
- Les services auxiliaires à courant continu.
- Les ensembles de protections permettant d'éliminer les défauts en préservant au maximum les possibilités d'exploitation du réseau sain.
- Les tableaux synoptiques nécessaires pour contrôler la manœuvre à distance dans une salle de commande située dans l'enceinte du poste.
- Les équipements de télé-informations destinées au dispatching. [1]

### III- Schéma d'un poste d'interconnexion :

Un poste d'interconnexion est caractérisé par son schéma et par la disposition qui en découle une représentation schématique est en générale unifilaire, c'est pour cela par exemple, qu'un jeu de barres comportant 3 barres est représenté par une seule, et qu'un disjoncteur triphasé et un ensemble de trois pôles.

Ce schéma est reproduit fidèlement sur le tableau synoptique du poste. [1]

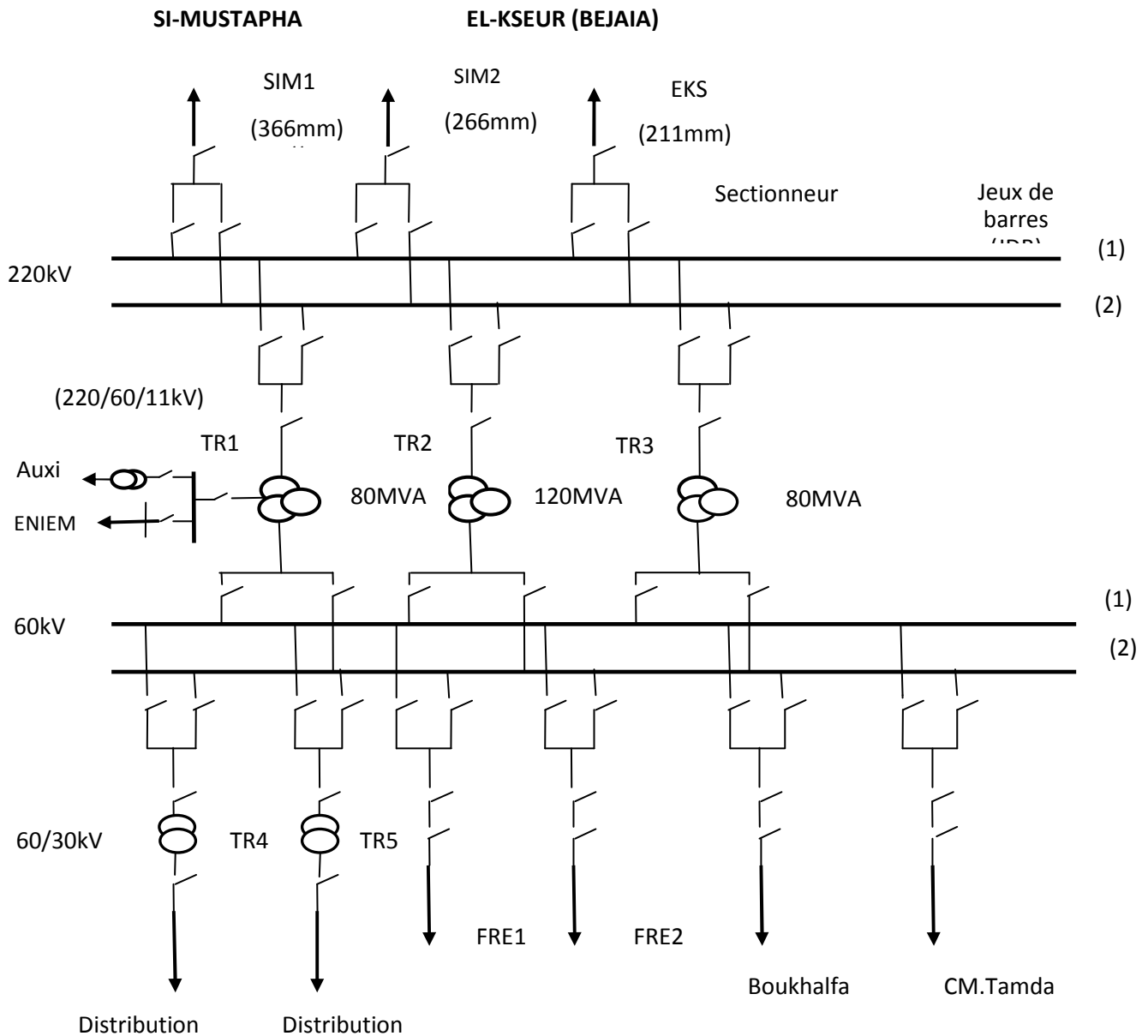


Fig N°1 : Schéma unifilaire d'un poste d'interconnexion 220/60 kV (Tizi Ouzou) [1]

## **IV- Caractéristiques d'un poste d'interconnexion :**

Le poste d'interconnexion est caractérisé par :

- Sa sécurité d'exploitation qui se traduit par l'élimination rapide des défauts.
- Le nombre de disjoncteurs à ouvrir :

En général, un défaut sur une canalisation peut-être éliminé par les deux disjoncteurs qui l'encadrent.

- La souplesse d'exploitation.
- La simplicité de manœuvre, sachant que le risque de fausses manœuvres est d'autant plus réduit que le schéma du poste est plus simple.
- Son cout et sa fiabilité, c'est pour cela que le choix d'un schéma pour un poste est un compromis entre le cout de sa mise en œuvre et sa fiabilité. [1]

## **V- Divers dispositions pour un poste d'interconnexion :**

La plupart des postes d'interconnexion sont de type extérieur, seuls les dispositifs de commande, de protections et des services auxiliaires (à courant continu, à courant alternatif, compresseurs, etc...) sont abrités.

La disposition d'un poste est la conséquence technologique du schéma retenu, elle peut varier en même temps que le matériel évolue. [1]

### **V.1- Jeux de barres :**

Chaque jeu de barres forme un ensemble triphasé disposé sur la longueur du poste et peut-être tronçonné au moyen d'un ou plusieurs sectionnements.

Chaque tronçon peut-être équipé d'un ou plusieurs réducteurs de tension qui permettent le contrôle et servent de référence dans les manœuvres de synchronisation (entre deux réseaux séparés ou entre un groupe et le réseau général). [1]

### **V.2- Cellule de ligne :**

Chaque cellule de ligne comporte une tête de travée qui regroupe les équipements de protection et d'isolement de la ligne (transformateurs de mesure, disjoncteurs, sectionneur d'isolement et de mise à la terre de la ligne) et des aiguillages qui permettent de connecter la tête de travée sur l'un ou l'autre des jeux de barres. Cette manœuvre est faite à l'aide des sectionneurs. [1]

### **V.3- Cellules de raccordement des transformateurs de puissance :**

La coupure visible permettant les travaux sur les transformateurs est obtenue par la condamnation des sectionneurs d'aiguillage l'encadrant. [1]

### **V.4- Bancs de transformation :**

Les équipements prévus pour le banc de transformation dépendent du niveau de transformation et du niveau de tension, dans le cas général ils comprennent :

- Des transformateurs et auto transformateurs de puissance.

- Les parafoudres de phases.
- Les interrupteurs rapides de mise à la terre du neutre, associés à des réducteurs de mesures.
- Les transformateurs de protection de cuve.
- Les transformateurs de soutirage éventuel (alimentation des aéro-réfrigérants, et éventuellement des auxiliaires).

Ils sont tous raccordés à un enroulement MT du transformateur principal.

- Bobines de réactance (absorption du courant réactif).
- Les transformateurs d'injection pour la télécommande centralisée. [1]

## **VI- Appareillage constituant le poste d'interconnexion :**

### **VI.1- Disjoncteurs :**

#### **VI.1.1 - But d'utilisation :**

Les disjoncteurs sont utilisés pour les manœuvres courantes, permettant la bonne exploitation du réseau de transport d'énergie (mise hors tension de lignes ou de transformateurs, ouverture ou fermeture de boucle d'interconnexion, etc...), et pour éliminer le plus rapidement possible des tronçons en défaut de manière à sauvegarder, tout à la fois, la stabilité de l'exploitation et le bon état des matériels et disposition non directement affectés par ces tronçons de défaut. [3]

#### **VI.1.2- Différent types de disjoncteurs :**

##### **VI.1.2.1- Disjoncteurs à coupures multiples :**

L'arc électrique subit un soufflage en plusieurs étapes. La succession des arcs est obtenue grâce à un ressort qui plaque le contact flottant sur le contact mobile pendant les premiers instants. [3]

##### **VI.1.2.2- Disjoncteur à air comprimé :**

Dans ces appareils, la désionisation du milieu séparant les contacts est obtenue par un balayage des gaz ionisés à l'aide d'un jet d'air comprimé.

Ces appareils sont dits auto-pneumatiques ou à réserve comprimé. [3]

##### **VI.1.2.3- Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre : (SF6)**

Le SF6 gaz inerte, de très grande densité (sensiblement 5 fois celle de l'air), présente une très grande rigidité diélectrique. Il se décompose sous l'effet de l'arc électrique, mais les éléments dissociés se recombinent pratiquement dès la disparition de l'arc électrique.

Le SF6 est utilisé, non seulement comme moyen d'isolement et d'extinction dans les disjoncteurs, mais aussi comme moyen d'isolement des jeux de barres et des sectionneurs dans les portes de transformation. [3]

## **VI.1.2.4- Disjoncteur à coupure dans l'huile :**

Dans les disjoncteurs à l'huile, le milieu diélectrique qui se trouve sur le trajet de l'arc est porté à une température élevée (environ 3000°C) et il se forme une poche de gaz entre les contacts. L'action de l'huile (refroidissement de l'arc) permet la coupure définitive de l'arc électrique. [3]

## **VI.1.3- Caractéristiques d'un disjoncteur :** [3]

Un disjoncteur est caractérisé par :

- Sa tension nominale  $U_n$ .
- Son intensité nominale  $I_n$ .
- Son pouvoir de coupure.

## **VI.1.4 - Organes de commande :**

### **VI.1.4.1- Commande pneumatique :**

Un jet d'air comprimé est envoyé sur l'arc, d'où expulsion des gaz ionisés, et remplacement par l'air sous pression non ionisé. Simultanément, il y a bien entendu allongement et refroidissement de l'arc électrique.

L'air comprimé est fourni par une source extérieure d'air comprimé (groupe moto-compresseur) et le contact mobile du disjoncteur est lié à la tige d'un piston. [3]

### **VI.1.4.2- Commande oléopneumatique :**

L'énergie nécessaire à l'enclenchement est emmagasinée dans un accumulateur constitué par un cylindre rempli d'azote sous pression (300bars).

Cette énergie est transmise hydrauliquement à un vérin qui actionne le mécanisme du disjoncteur. Les manœuvres d'enclenchement et de déclenchement sont commandées par des électrovalves. [3]

### **VI.1.4.3- Commande électromécanique :**

Un moteur électrique est utilisé pour bander un ressort, lorsque l'énergie emmagasinée est suffisante, le contact mobile est déplacé et le disjoncteur est enclenché brusquement. De la même façon, le dispositif de déclenchement est armé et le disjoncteur reste enclenché grâce à un dispositif mécanique. [3]

## **VI.2- Sectionneur :**

### **VI.2.1- Rôle du sectionneur :**

La configuration d'un réseau électrique se modifie en permanence en fonction des besoins d'exploitation. Le sectionneur est l'appareil qui permet ce changement de configuration, en

reliant ou en isolant du réseau. Certains éléments (sources de production, consommateurs), ou en modifiant les itinéraires de transit de l'énergie électrique. [4]

Le sectionneur doit donc, qu'il soit fermé ou ouvert :

- Assurer l'isolement entre les deux parties du réseau auquel il est relié.
- Assurer l'indépendance totale des deux parties du réseau quels que soient les potentiels appliqués à leurs bornes, normaux ou accidentels

A ce titre le sectionneur joue un rôle primordial d'appareil de sécurité. [4]

## **VI.2.2- Caractéristiques du sectionneur :**

Le sectionneur est caractérisé par :

- Son intensité nominale
- Sa tenue en court-circuit
- Sa tension nominale
- Sa tenue aux surtensions (choc de manœuvre ou foudre) [4]

## **VI.2.3- Contraintes d'utilisation :**

Le sectionneur subit de nombreuses contraintes auxquels il doit résister :

- Les contraintes d'environnement généralement générées par la pollution atmosphérique, et les perturbations climatiques (température, pluie givre)
- Les contraintes mécanique traction des connexions, vent, manœuvres répétées, etc...)[4]

## **VI.3- Isolateurs :**

Les isolateurs servent à amortir les conducteurs et les isoler des supports. On les emploie sous forme de cloches simples ou multiples, et de chaînes d'isolateurs. Les isolateurs sont en porcelaine ou en verre. [8]

## **VI.4- Support :**

Les supports sont souvent appelés pylônes à cause de leur forme.

Ils ont pour rôle de maintenir les conducteurs à une certaine hauteur de la surface du sol et ils doivent résister aux divers efforts auxquels ils sont soumis. [8]

## **VI.5- Organes auxiliaires :**

Les exigences d'exploitation nécessitent des organes auxiliaires divers et fiables, on distingue des commandes mécaniques ou électriques, des systèmes de signalisation de position, et des verrouillages. Des sollicitations et condition nombreuses et sévères réclament du sectionneur une parfaite adaptation à son rôle. [1]

**VI.6- Transformateurs et autotransformateurs :**

**VI.6.1- Principe de base : [1]**

Dans un transformateur les enroulements primaires et secondaires de tension  $U_1$  et  $U_2$  sont galvaniquement séparés et sont parcourus par les courants  $I_1$  et  $I_2$  de sens inverse.

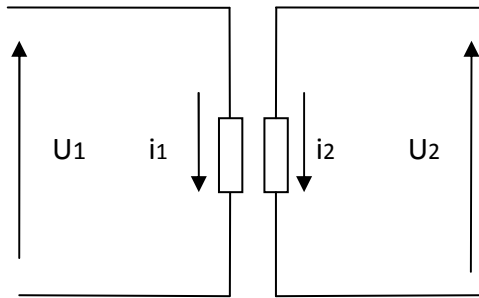


Fig.I.1: transformateur [1]

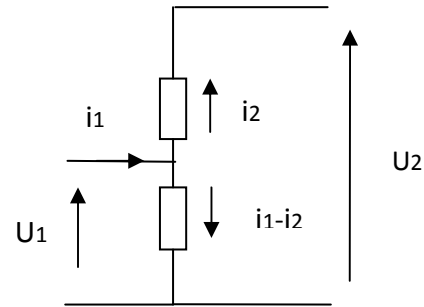


Fig.I.2: autotransformateur [1]

- La disposition autotransformateur permet d'utiliser l'enroulement primaire lui-même pour élever la tension secondaire jusqu'à  $U_1$ . L'enroulement secondaire (enroulement commun) est alors à la portion  $(U_2-U_1)$ .
- Le courant circulant dans le primaire (enroulement commun) est alors  $i_1-i_2$ , il en résulte un gain évident sur la qualité de matière active nécessaire et donc sur les dimensions.

Les autotransformateurs présentent l'inconvénient d'avoir un faible domaine d'utilisation pour leurs enroulements non découplés, faible tension de court-circuit et schémas de réglage etc. ...) [4]

**VI.6.2- Couplages :** les couplages usuels sont :

- **Couplage étoile :** Courant en ligne égale au courant de phase. Tension composée égale à  $\sqrt{3}$  fois la tension simple  $I=i$  et  $U = \sqrt{3} V$

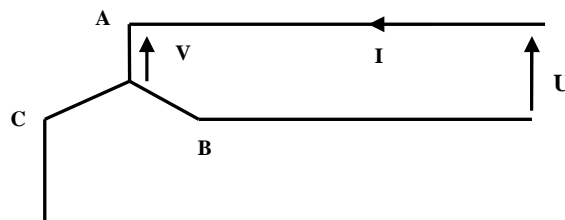


Fig.I.3 : couplage étoile du transformateur [1]

- **Couplage triangle** : Tension composée égale a la tension simple. Courant de ligne égale  $\sqrt{3}$  fois courant de phase.  $U = V$  et  $I = \sqrt{3} i$

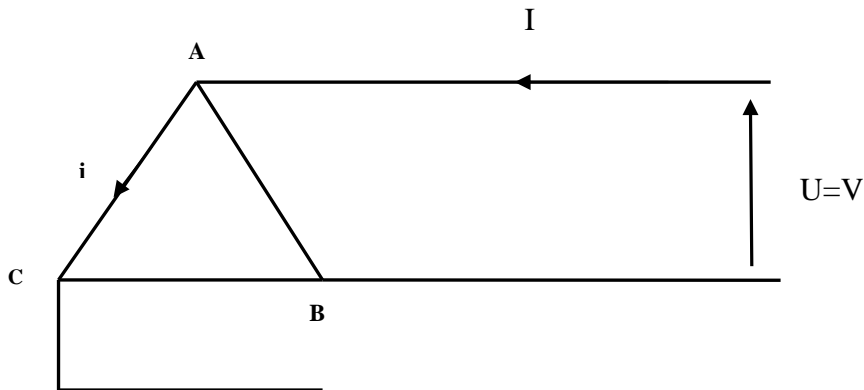


Fig.I.4: couplage triangle du transformateur [1]

- **Couplage zig-zag** : Le couplage zig-zag permet de conserver le décalage introduit par connexion  $\frac{\lambda}{4}$  tout en conservant la possibilité d'un point neutre.

Nous pouvons écrire :  $U_2 = u_1 \cos 30^\circ$ .

Soit  $U_1 = \frac{2}{\sqrt{3}} U_2 \approx 1.15 U_2$

$U_1$  : tension de chaque demi-bobine zig-zag.

$U_2$  : tension simple de chaque demi bobine étoile correspondante.

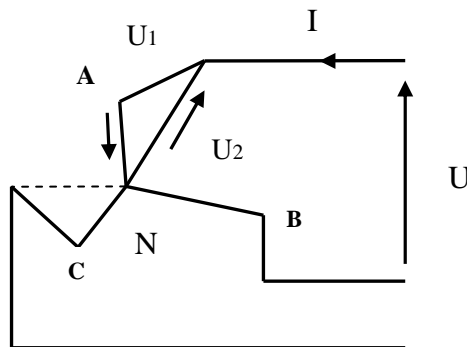


Fig.I.5 : couplage zig-zag du transformateur

Le couplage zig-zag exige environ 15% de plus de spires qu'un enroulement étoile de même tension.

Il est donc utilisé au dessus de 50 kVA.

**VI.6.3- Niveaux d'isolement :**

Les niveaux d'isolement sont établis dans un but de coordination des isolements. On entend par coordination des isolements, l'ensemble des dispositions que l'on prend afin d'éviter les incidents sur la matériels causés par les surtensions.

Pour chaque enroulement du transformateur sont définis des niveaux d'isolement :

- Tension d'essai de tenue au choc (valeur de crête).
- Tension d'essai de tenue à fréquence industrielle (valeur efficace). [1]

**VI.6.4- Tension de court-circuit :**

C'est la tension qu'il faut appliquer au primaire d'un transformateur, son secondaire étant court-circuité, pour que circulent les courants assignés primaire et secondaire  $I_{1A}$  et  $I_{2A}$ .

Elle s'exprime en % de la tension assignée  $U_{1A}$ . [1]

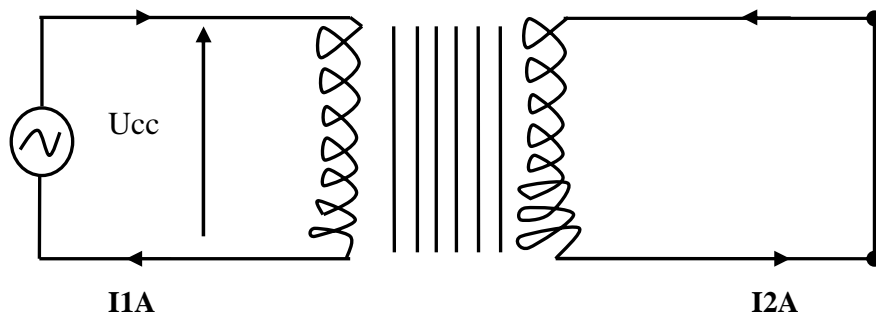


Fig.I.6 :Tension de court-circuit[1]

**VI.6.5- Puissances :**

**VI.6.5.1- Puissance assignée :**

C'est la puissance conventionnelle de la puissance apparente en kVA destinée à servir de base à la construction du transformateur aux garanties du constructeur et aux essais. [1]

**VI.6.5.2- Puissance effective au secondaire du transformateur sous  $\cos\phi$  donné :**

Le courant secondaire  $I_2$  se déduit du courant  $I_1$  assigné par le rapport de transformateur

$$I_2 = nI_1. \tag{1}$$

$n$  = rapport de transformation.

$I_2$  est donc la valeur en ampère du courant pris en compte pour déterminer la section du cuivre au secondaire, c'est-à-dire le courant secondaire maximum admissible par le transformateur. La puissance assignée au secondaire du transformateur peut donc s'écrire :

$$Pa_2=U_2 I_2 \sqrt{3}. \tag{2}$$

C'est le produit de la tension à vide par le courant en charge

En fait, lorsque l'appareil débite au secondaire son courant nominale  $I_2$  en charge, la tension secondaire n'a plus la valeur  $U_2$  à vide mais une valeur  $U'_2$  en charge sous le  $\cos\phi$  fixé. [1]

Cette chute de tension est, en %, égale à :

$$\Delta U = \frac{U_2 - U'_2}{U_2 \times 100} \quad (3)$$

Donc 
$$U'_2 = (U_2 - \Delta U) U_2$$

La puissance effective  $P_e$  est donc :

$$P_e = U'_2 I_2 \sqrt{3} = (1 - \Delta U) U_2 I_2 \sqrt{3} \quad (4)$$

$$P_e = (1 - \Delta U) P_a \quad (5)$$

La puissance effectivement utilisable au secondaire du transformateur sous un  $\cos\phi$  donné se déduit donc de la puissance assignée par la chute de tension et non par le rendement.

$$P_a = U_1 I_1 \sqrt{3} \quad (4)$$

$U_1$  : tension composée exprimée en volt

$I_1$  : courant de ligne exprimée en Ampère.

### **VI.6.6- Mode de refroidissement : [1]**

Les différents types de refroidissements les plus courants sont :

- Circulation naturelle d'huile et d'air (symbole ONAN).
- Circulation naturelle d'huile et ventilation forcée d'air (symbole ONAF).
- Circulation forcée d'huile et d'air (OFAF).
- Circulation forcée d'air et circulation dirigée d'huile (ODAF).
- Circulation forée d'huile et d'eau (OFWF).
- Circulation forcée d'eau et circulation dirigée d'eau (ODWF)
- Transformateurs secs à refroidissement naturel dans l'air (AN).
- Transformateurs secs à ventilation forcée d'air (AF) (très peu utilisée).

### **VI.6.7- Transformateurs de mesure :**

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

- des appareils analogiques, utilisant directement le signal fourni.
- des unités de traitements numériques à microprocesseur, après conversion analogique/digitale du signal en entrée (ex : Sepam ou Power Logic System).

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux «relais » de protection et/ou de mesure et les protéger. Pour cela, ils doivent délivrer un courant

secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau: tension, fréquence et courant [1].

## **VI.6.7.1- Constitution et types :**

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

L'appareil est de type :

- Bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique.
- Traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation.
- Tore : primaire constitué par un câble isolé. [1]

## **VI.6.8- Transformateur de courant à doubles enroulements :**

### **VI.6.8.1- Double enroulements primaires :**

Il est obtenu par couplage série ou parallèle des enroulements primaires.

### **VI.6.8.2- Double enroulements secondaires :**

Ils sont montés sur deux circuits magnétiques indépendants. L'un d'eux est utilisé pour l'alimentation du comptage et mesure, et a toujours une puissance d'au moins 10 VA.

Son circuit magnétique doit se saturer à  $2.In$  pour la protection des appareils de comptage et mesure.

L'autre est utilisé pour l'alimentation des circuits de protection et a une puissance de 10 VA. Son circuit magnétique ne doit pas avoir de saturation avant au moins 15 fois le courant nominal. [1]

## **VI.7- Les transformateurs de tension (TT ou TP) :**

Branchés au primaire sur le réseau HTA, ils délivrent au secondaire une valeur de tension réduite proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés. [1]

### **VI.7.1- Constitution et type :**

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

- phase/phase : Primaire raccordé entre deux phases.
- phase/terre : Primaire raccordé entre une phase et la terre [1].

## **VI.8- Circuit bouchant :**

C'est des circuits à haute fréquence ayant pour rôle de recevoir ou émettre une information (télécommunication)

Ils sont montés en trois positions :

- verticalement
- suspendus
- posés

Ils sont plus souvent montés sur la partie supérieure des condensateurs de couplage ou des transformateurs de tension [1].

## **VI.9- Condensateur de couplage :**

Ils sont employés pour les liaisons à haute fréquence, utilisant les lignes de transport comme support.

Lorsque l'isolation ne comporte pas de transformateurs de tension, ils sont montés sur des charpentes métalliques fixés sur des massifs. [1]

## **VII - Appareillage de protection :**

### **VII.1- Eclateurs :**

Ils sont constitués essentiellement de deux électrodes dans l'air, l'une reliée au conducteur à protéger et l'autre reliée à la terre, l'intervalle étant réglé pour amorcer si les surtensions de réseau dépassent le niveau de protection. [5]

#### **VII.1.1- Forme d'électrodes :**

- Il peut s'agir simplement de deux tiges placées l'une en face de l'autre. C'est le cas particulier des éclateurs de protection montés sur les traversés des transformatrices hautes tensions, ces derniers, simplifiés ne sont prévus qu'en ultime secours, pour le cas où des protections plus élaborées n'auraient pas joué leur rôle.

- Il peut s'agir d'éclateurs à cornes tels que ceux utilisés sur les réseaux 20 kV.

Les éclateurs dits anti-oiseaux sont constitués de deux cornes destinés à provoquer un allongement de l'arc, entre lesquelles est placée une tige verticale empêchant un oiseau de court-circuiter les deux cornes.

- Il peut s'agir, pour les lignes de transport à haute tension de dispositifs plus élaborés, les électrodes d'amorçage étant complétées par des anneaux destinés à éliminer l'effet couronne. [5]

#### **VII.1.2- Avantage des éclateurs :**

Le principal intérêt des éclateurs est leur faible prix.

Les éclateurs sont facilement réglables, de sorte que leurs caractéristiques peuvent être ajustées selon l'altitude et la fonction qu'ils ont à assumer : éclateurs de coordination d'un poste, ou éclateur d'ultime protection d'un transformateur par exemple. [5]

#### **VII.1.3- Inconvénient des éclateurs :**

- Les éclateurs ne peuvent pas être prévus pour protéger contre les surtensions de manœuvre, car en général, ils ne se désamorcent pas d'eux-mêmes :

Ils provoquent donc une mise hors tension de réseau après chaque fonctionnement.

- Le temps entre le moment où la tension atteint le niveau de protection et le moment où l'éclateur amorce n'est en général pas négligeable.

Cependant, on peut toujours craindre que le réglage n'ait pas la précision désirable, d'où une protection défectueuse. [5]

## **VII.2- Les parafoudres :**

Afin d'éviter les inconvénients inhérents au principe de l'éclateur, une nouvelle catégorie d'appareils de protection a été développée : Les parafoudres.

Ceux sont des appareils qui écoulent, comme les éclateurs une onde de courant lorsqu'une surtension arrive à leur bornes, maintenant ainsi la surtension dans certaines limites. En outre, ils limitent eux-mêmes l'amplitude et la durée du courant que le réseau continue de débiter à travers eux, après le passage de l'onde due à la surtension, sans, que, généralement, Les disjoncteurs de ce réseau aient à fonctionner.

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre pour éviter une éventuelle surtension au niveau des conducteurs. Ils sont en général réalisés en almélec-acier. Au centre du câble de garde on place parfois un câble en fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant; on parle alors de DPGW. Si on décide d'installer la fibre optique sur un câble de garde déjà existant, on utilise alors un robot qui viendra enrouler en spirale la fibre optique autour du câble de garde. [5]

### **VII.2.1- Constitution et fonctionnement d'un parafoudre :**

Ces appareils sont essentiellement constitués, d'un ou plusieurs éclateurs connectés en série avec une ou plusieurs résistances à caractéristiques non linéaires. L'ensemble étant placé à l'intérieur d'une enveloppe isolante étanche.

Des diviseurs résistifs ou capacitifs de tension sont, le plus souvent, incorporés au parafoudre, principalement en haute tension, afin d'assurer une répartition correcte de la tension appliquée entre les divers éléments de l'appareil.

Dans les conditions normales de service, les éclateurs ne sont pas conducteurs et le parafoudre, placé généralement entre une phase et la terre n'est parcouru que par le faible courant consommé par les dispositifs répartiteurs de tension.

Lorsque la tension dépasse un certain seuil (niveau d'amorçage), les éclateurs s'amorcent, et provoquent l'écoulement du courant de décharge à travers les résistances de parafoudre.

Les valeurs de ces résistances diminuent rapidement lorsque la tension augmente.

L'intensité du courant accroît donc plus vite que la tension et celle-ci ne peut atteindre la valeur qu'elle aurait eue en l'absence du parafoudre.

Après passage de l'onde de courant de décharge, la tension aux bornes du parafoudre décroît, mais la non linéarité des caractéristiques des résistances entraîne une décroissance plus rapide du courant.

Une fois la tension revenue à la valeur normale du réseau, le courant se trouve donc limité à une intensité assez faible (courant de suite) et peut être facilement interrompu par les éclateurs à son premier passage par zéro, et même avant. [5]

## **VII.2.2- Grandeurs caractéristiques des parafoudres :**

- a) Les tensions d'amorçages : on considère généralement la tension 0% d'amorçage et la tension 100% d'amorçage en choc de foudre ou en choc de manœuvre ainsi que la tension d'amorçage à fréquence industrielle.
- b) La tension d'extinction :

C'est la tension alternative maximale, pour laquelle le parafoudre est capable de couper spontanément le courant à fréquence industrielle, après amortissement de la surtension, ce courant est dit (courant de suite).

La tension d'extinction sert à la définition de la tension nominale du parafoudre, avec laquelle elle se confond généralement.

Le rapport caractéristique de la performance d'un parafoudre est :

$$\frac{U_a}{U_b} = \frac{\text{Tension 100 \% d'amorçage}}{\text{Tension d'extinction instentannée}}$$

$U_a$  : Valeur crête de la tension d'amorçage.

$U_e$  : Valeur efficace de la tension d'extinction.

- c) La tension résiduelle : C'est la tension maximale qui apparaît aux bornes du parafoudre, lorsque celui-ci écoule le courant nominal de décharge.
- d) Le courant nominal de décharge : C'est le courant de choc, de forme 8/20  $\mu$ s, que l'on utilise pour vérifier les performances d'un parafoudre, Se courant d'amplitude 2.5kV, 5kV ou 10kV sert aussi à définir la tension résiduelle du parafoudre.
- e) Le niveau de protection : C'est par définition le plus élevé des quatre niveaux de tension suivants :
  - Tension 100% d'amorçage au choc de foudre normale (onde 1,2/50  $\mu$ s).
  - Tension d'amorçage au choc sur front d'onde divisée par 1,2.
  - Tension résiduelle au courant nominal de décharge.
  - Valeur crête la plus élevée de la tension d'amorçage à fréquence industrielle, parfois divisée par 0,9. [5]

## **VII.3- Les relais :**

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température,...etc.) et les transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement. [6]

### **VII.3.1- Les types de relais :** [6]

- Les relais de protection électrique sont classés en 4 types :
- Les relais électromécaniques ;
- Les relais statique ;
- Les relais thermique ;
- Les relais numériques.

## **VII.4 - Câble de garde :**

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre pour éviter une éventuelle surtension au niveau des conducteurs. Ils sont en général réalisés en almelec-acier. Au centre du câble de garde, on place parfois un câble en fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.

## **VII.5- Appareils de contrôle et de surveillance :**

### **VII.5.1- Les EMS : (Enregistreurs de manœuvre et de signalisation) :**

Les signalisations de défauts et de fonctionnement d'appareils tels que les disjoncteurs sont pointées sur des enregistreurs, ils permettent ;

- De marquer dès son apparition toute signalisation.
- De mettre en route le dispositif d'alarme du poste.

Ils ont un dispositif de marquage de l'heure et sont constitués de 60 pistes.

Exploitation :

- La mise en route de l'appareil provoque l'allumage d'un voyant blanc qui s'efface lorsque l'exploitant provoque le déroulement.
- Dès l'apparition d'une signalisation qui alerte le personnel d'exploitation, l'EMS met en route l'alarme sonore du poste.

- Allumage permettant d'un voyant rouge « anomalie » en cas de signalisation permanente. [6]

## **VII.5.2- Les équipements HT/BT :**

Les appareils HT subissent une évolution lente. Ils sont sans doute plus fiables que par le passé parce que plus simples et profitant en général des progrès de la technologie.

Le monitoring est devenu cependant plus sophistiqué et permet une meilleure maintenance préventive.

La télésurveillance favorise la maintenance préventive et devrait de ce fait réduire les coûts de maintenance car ils induisent moins de déplacement et de personnel.

Une évolution majeure dans les prochaines années concernant les appareils HT devrait être l'usage des réducteurs de mesure optique.

L'essor du monitoring, de télémaintenance ainsi que des combinés optiques dépend pour une large part de la maîtrise par les constructeurs et des performances des bus dit de terrain (bus à temps critique).

## **VII.5.3- Les bus :**

La classification des bus n'est pas à ce jour totalement stabilisée bien que la technologie existe et soit au point.

On distingue sommairement dans un contrôle de procédé énergie, 3 niveaux mettant en jeu des propriétés spécifiques de communications et de ce fait des bus spéciaux. Certains bus sont capables de couvrir 1, 2 ou 3 niveaux simultanément :

- **Niveau 0** : les bus dits de terrain (field bus) dont l'objectif est d'interconnecter les capteurs intelligents, ces capteurs sont installés sur les appareils haute tension. Ces bus à haute performance doivent avoir une très bonne immunité aux perturbations électromagnétiques.
- **Niveau 1** : les bus qui permettent l'interconnexion des calculateurs de travées, protection. Ces bus assurent des trafics horizontaux nécessitant des performances, garantissant le temps de transfert et l'intégrité des données.
- **Niveau 2** : c'est le niveau des postes opérateurs. Les bus transportent un lot important d'information (dit trafic vertical) qui ne sont pas forcément à temps critiques, par exemple des fichiers. Ces bus peuvent être de type informatique par exemple Ethernet

Certains bus de par leur principe permettent de couvrir les niveaux 1 et 2 par exemple, c'est le cas par exemple de WorldFip normalisé par le CENELEC sous la référence En 50170. WorldFip peut aussi dans une certaine mesure couvrir le niveau 0 avec le concept Device Fip. Ce concept est moins coûteux que le concept utilisé pour les niveaux 1 et 2.

## **VII.5.4- Les oscilloperturbographes : (Enregistreurs de perturbations) :**

Ils sont destinés à enregistrer les variations de courant et de tension, ainsi que les ordres donnés aux différents appareils de protection et sont mis en route par les protections principales en cas d'incidents sur le réseau.

La constitution de l'oscilloperturbographe permet au moment de son fonctionnement de restituer l'image du réseau quelques instants avant l'apparition du défaut.

Il fait un contrôle permettant des courants et des tensions du réseau et, est alimenté par un T.C de protection. [1]

## **VII.6- Les services auxiliaires dans les postes :**

### **VII.6.1- Les auxiliaires alternatifs :**

Ils servent à alimenter l'ensemble des utilités dans un poste et particulièrement les redresseurs – chargeurs, de batterie, les aéroréfrigérants, les compresseurs, le chauffage, l'éclairage, le pont roulant, etc. ...

Ils sont fournis à partir de deux transformateurs MT/BT lesquels sont pris chacun, soit sur le tertiaire des transformateurs 220kV, soit directement à la sortie MT des transformateurs HT/MT. Quand il s'agit des postes de distribution. La puissance de ces transformateurs est de 300kVA.

Ce sur-dimensionnement est justifié par la possibilité d'alimenter l'appareil de traitement d'huile.

Il est aussi prévu un groupe de secours diesel destiné à alimenter le jeu de barres secouru et dont le démarrage automatique est obtenu dès qu'il y'a manque de tension. Sa puissance est de l'ordre de 60 kVA. Afin d'éviter la réalimentation des transformateurs principaux par la basse tension, le fonctionnement simultanées de deux transformateurs auxiliaires est rendu impossible au moyen de verrouillages appropriés. [1]

### **VII.6.2- Les auxiliaires courant continu :**

Le secours continu a une importance capitale dans un poste de transport.

A ce titre, dès que la protection de réserve a été introduite sur le réseau 220kV, il a été également retenu l'adoption d'une deuxième batterie 123 volts dans les postes d'interconnexion ou dans les postes 60kV jugés importants.

Une batterie alimente les protections principales, la commande et la signalisation et l'autre batterie alimente les protections de secours, la protection des barres etc...

Afin de les faire travailler partiellement, ces batteries sont permutées périodiquement d'une charge à l'autre. Leur autonomie est de 8 heures.

Leur charge est assurée par trois redresseurs-chargeurs.

Le chargeur de secours a la possibilité de secourir indifféremment le premier ou le deuxième redresseur au moyen d'une commutation manuelle.

Pour les postes HT/MT, une seule batterie est requise, il a été quand même envisagé deux redresseurs, l'un des deux fonctionne en secours. [1]

## **VIII - Organisation fonctionnelle : [7]**

Les fonctions d'un poste peuvent être classées et étudiées de différentes manières, selon que l'on est un homme d'exploitation, de maintenance, de conception ...etc.

On retiendra cependant les deux grandes familles (ou systèmes) :

- le système de conduite et de surveillance
- le système de protection

### **VIII.1- Système de conduite et surveillance :**

Sous le terme de conduite et surveillance il faut entendre la possibilité qu'à l'opérateur (l'exploitant), localement (dans le poste lui-même), ou à distance (depuis un centre éloigné, dispatching...) :

- de mettre en/hors service les différents équipements HT et BT
- d'affecter à telle ou telle barre les différents feeders, ce qui revient à constituer éventuellement un ou deux ou plusieurs nœuds (fonctions de configuration).

Cela suppose que l'exploitant connaisse sans erreur ni ambiguïté possible l'état des différents équipements, sectionneurs, disjoncteurs, auxiliaires divers...etc.

C'est la fonction de surveillance (monitoring en anglais) qui indique à tout instant :

- Les états :
  - positions ouvertes/fermées
  - disponibilité / indisponibilité / anormalité, indiquées par les divers alarmes, enregistrement...etc.
- Les valeurs des tensions, courants et valeurs associées (puissances, facteur de puissance, fréquence, énergies). [7]

## **IX - Système de protection :**

Un poste est un système dormant, dans lequel il ne se passe presque rien (de temps en temps une manœuvre...) au contraire d'une centrale où le contrôle régule en permanence la tension et la fréquence en fonction des charges appelées et les points de consigne.

Mais si dans le poste où sur les parties du réseau supervisées par le poste intervient un défaut, alors la protection doit agir automatiquement et rapidement selon des critères de sûreté :

- sécurité (pas d'ordre intempestif)
- disponibilité (être opérationnelle à tout instant)
- sélectivité (provoquer le déclenchement de la zone affectée et pas une autre)
- stabilité (ne pas déclencher sur des défauts qui ne concernent pas la protection)

La disponibilité est liée au taux de fiabilité des équipements et au temps moyen de réparation de l'équipement concerné. [7]

## **X- Conclusion :**

L'objectif de notre travail étant l'étude du poste d'interconnexion THT/HT, nous avons présenté dans ce chapitre, le but du poste électrique destiné au transport de l'énergie, les éléments qui les composent, leurs utilités, le principe de fonctionnement de chaque élément a fin de rendre plus facile la compréhension des chapitres ultérieurs. [1]

## Chapitre II : Calculs des courants de courts-circuits

## **I- Introduction :**

Les postes d'interconnexion peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en générale, à l'apparition de défauts.

Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit, soit entre conducteurs soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol. [7]

## **II- Définition d'un défaut :**

On appelle défaut toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage. Les réseaux sont donc exposés à certaines anomalies qui agissent sur son bon fonctionnement, malgré les dispositions prises pour améliorer la qualité et minimiser leurs conséquences. [7]

## **III- Les différents types de défauts :**

Les différents types de défauts qu'on rencontre sont : [7]

### **III-1- Court - circuit:**

Suppression d'isolement entre deux ou trois conducteurs ou entre phase et la terre.

#### **a- Les causes :**

- Rupture de conducteur
- Coup de foudre
- Contact intempestif entre contact
- Claquage d'isolement
- Fausse manœuvre

#### **b- Conséquence :**

- Mêmes conséquences que le court – circuit.

### **III-2- Surcharge :**

Installation traversée par un courant supérieur à celui pour lequel a été construite.

#### **a- Les causes :**

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

#### **b- conséquence :**

- Mêmes conséquences que le court – circuit.

### **III-3- Surtensions :**

Passage de tension à une valeur supérieur à la valeur nominale. Les surtensions peuvent être d'origine externe ou interne.

#### **1- Surtensions d'origine externe :**

Elles sont produites par l'électricité atmosphérique, dues à des coups de foudres directes sur une ligne, sur un pylône ou bien à des coups de foudre indirect (électromagnétique, électrostatique).

#### **2- Surtension d'origine interne :**

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

**a- Cause :**

- Manœuvre d'organe de coupure
- Arcs à la terre
- Défaillance du régulateur de tension
- Coups de foudre.

**b- Conséquences :**

- Contraintes sur les isolants amorçages (court-circuit)
- Surcharge

**III-4- Déséquilibre :**

Valeurs différentes entre les trois tensions et les trois courants.

**a- Cause :**

- Court-circuit
- Rupture des phases (mauvais fonctionnement di disjoncteur)
- Rupture des conducteurs sans court-circuit.

**b- Conséquences :**

- Echauffement
- Induction dans les lignes PTT proches.

**III-5- Origines des défauts :**

Ils existent de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent avoir pour origine: [7]

**III-5-1- Défauts d'origine externe :**

Ce sont des événements indépendant du réseau, dont les causes sont soit d'origine mécanique, ce qui est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, et l'amorçage due aux contacts de branche, de brindille ou même des oiseaux avec les conducteurs. Ou bien d'origine atmosphérique qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou d'un poste, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent de dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs et les travaux de terrassement de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanents sur les câbles souterrains.

**III-5-2- Défauts d'origine interne :**

Ce sont des phénomènes propres au réseau, car ils prennent naissance dans les réseaux eux même sans être justifiés par aucune cause extérieure, c'est par exemple, le cas des surtensions dus à des phénomènes de résonance , les surdensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement et l'ouverture de circuit électrique en charge.

**III-6- Caractères des défauts :**

Les défauts peuvent être classés en plusieurs catégories suivant :

**III-6-1 Durées des défauts:**

• **Les défauts auto-extincteurs :**

Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts ( $t=50\text{ms}$ ) sans provoquer de déclenchement sur le réseau.

• **Défauts fugitifs :**

Pour disparaître, ils nécessitent une coupure brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de secondes (0,25s à 0.30s).

- **Défauts semi-permanents :**

Pour disparaître, ils exigent une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre quelques dizaines de secondes, mais nécessitent aucune intervention au personnel d'exploitation pour la reprise du service. [7]

- **Défauts permanents :**

Après avoir provoqué un déclenchement définitif nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service. [7]

- **Intermittents :**

Ils se répètent à des temps rapprochés, c'est le cas par exemple d'un court-circuit dû balancement de conducteur ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent. [7]

### **III-6-2- Formes de 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. [7]

### **III-6-3- 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. [8]

### **III-7- Conséquences des défauts :**

Les court circuits ont des effets néfastes sur :

#### **III-7-1- Le fonctionnement des réseaux :**

Les courts-circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et ce couple moteur, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité de groupe générateur et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciable aux matériels. [8]

#### **III-7-2- La tenue du matériel :**

Les courts – circuits provoquent des surdensités violentes qui amènent deux types de contraintes. Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs, et des contraintes mécanique consécutif à un court-circuit met en jeu un important d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants au matériel et même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité. [8]

#### **III-7-3- Les chutes de tension :**

Les courants de court –circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes. [8]

#### **III-7-4- Les explosions de disjoncteurs :**

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteurs, particulièrement s'ils sont d'un type ancien et sont placés sur les réseaux MT alimentés par des transformateurs HT/MT de grande puissance. [8]

**III-7-5- Les circuits de télécommunications :**

La présence d'un court – circuit dissymétrique entre une ou deux phases, ligne d'énergie et la terre entraine 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. [8]

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

**III-7-6- La sécurité des personnes :**

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol, etc...., sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes, le mode de la mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel. [8]

**III-8- Intensité des courants de court-circuit**

L'intensité I d'un courant de court-circuit d'un réseau monophasé se définit simplement par application de la loi d'ohm. [8]

$$I_{CC} = \frac{V_n}{Z_{cc}} \tag{II-1}$$

Avec

**V<sub>n</sub>** : Tension simple de la source [kV]

**Z<sub>cc</sub>**: Impédance transitoire pendant le défaut [ $\Omega$ ]

L'intensité I<sub>cc</sub> dans un réseau triphasé se définit comme suit :

$$I_{CC} = \frac{V_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} \tag{II-2}$$

**III-8-1- Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit I<sub>cc</sub> :**

La valeur de I<sub>cc</sub> en un point donné d'un réseau est fonction :

- De la nature des éléments constituant le réseau (alternateur, transformateur, lignes, câbles ...).
- De la structure de réseau (réseau en antenne, lignes en parallèle...).
- Du mode d'exploitation du réseau (neutre isolé ou neutre à la terre)
- De la résistance du défaut
- Du type de défaut (triphasé, biphasé ou monophasé). [8]

**III-9- Utilisation des composantes symétriques pour le calcul de I<sub>cc</sub> :**

Hormis le défaut triphasé symétrique qui n'introduit aucun déséquilibre entre phases du réseau, les autres types de défaut ne nécessitent le recours aux composantes symétriques pour le calcul de courant de court - circuit. [8]

**III-9-1- Principe de décomposition d'un système sinusoïdale :** [8]

Soit un système de trois grandeurs sinusoïdales de même pulsation mais d'amplitude et de phases quelconques, caractérisé par les nombres complexes

$\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$  On peut remplacer un système équilibré, direct, inverse et homopolaire.

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 &= a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 &= \bar{V}_d + a^2\bar{V}_2 + \bar{V}_3 \end{aligned} \tag{II-3}$$

Avec  $a$  : un opérateur qui est égale à  $e^{\frac{j2\pi}{3}} = \cos \frac{j2\pi}{3} + j \sin \frac{j2\pi}{3}$

Les valeurs  $\bar{V}_d, \bar{V}_1, \bar{V}_0$  sont appelées composantes ou coordonnées symétriques du système réel.

Ces composantes symétriques de système sont définies par la transformation de FORTESCUE.

$$\begin{aligned}\bar{V}_d &= \frac{1}{3}[\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3] \\ \bar{V}_1 &= \frac{1}{3}[\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + \bar{V}_3] \\ \bar{V}_0 &= \frac{1}{3}[\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3]\end{aligned}\tag{II-4}$$

### III-10- Méthode de calcul de $I_{cc}$ : [8]

Chacun des défauts :

- Triphasé avec ou sans mise à la terre
- Biphasé avec ou sans mise à la terre
- Monophasé

Est caractérisé par deux types d'équations ; le 1er type met en jeu les tensions existant entre chaque phase et le sol ; le 2ème type fait intervenir les courants de chaque phase. [8]

Pour étudier l'un de ces cas de défauts (sauf pour le défaut triphasé symétrique), il faut :

- Ecrire les équations caractérisant le défaut
- Ecrire les équations traduisant le principe de superposition :

$$\begin{aligned}\bar{E} &= \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d \\ 0 &= \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i \\ 0 &= \bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \cdot \bar{J}_0\end{aligned}\tag{II-5}$$

Résoudre le système des équations ainsi obtenu par rapport à  $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \bar{J}_0, \bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_0$  en tenant compte d'un phare, entre les courant de défauts à  $\bar{J}_1, \bar{J}_2, \bar{J}_3$  et leurs composantes symétriques à  $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \bar{J}_0$  et d'autre part, entre les tensions  $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$  et leurs composantes symétriques  $\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_0$

$$\begin{aligned}\bar{J}_1 &= \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 \\ \bar{J}_2 &= a\bar{J}_d + a^2\bar{J}_i + \bar{J}_0 \\ \bar{J}_3 &= a^2\bar{J}_d + a\bar{J}_i + \bar{J}_0\end{aligned}\tag{II-6}$$

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_2 &= a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_3 &= a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i + \bar{V}_0\end{aligned}\tag{II-7}$$

- Calculer les valeurs de  $\bar{J}_1, \bar{J}_2, \bar{J}_3$  et  $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$ .

**III-11- Calcul des défauts :**

**III-11-1- Défaut monophasé-terre :**

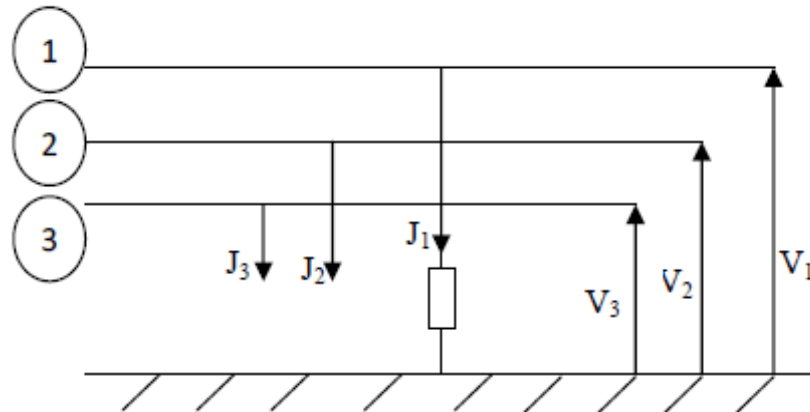


Fig II.1: court-circuit monophasé. [8]

➤ **Equation de défaut** : [8]

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

$$\bar{V}_1 = R \cdot \bar{J}_1$$

Sachant que les formules donnant les tensions et courants par les, composants symétriques sont les suivantes :

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_2 &= a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{V}_3 &= a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \end{aligned} \quad \text{(II-8)}$$

$$\begin{aligned} \bar{J}_1 &= \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_o \\ \bar{J}_2 &= a^2 \bar{J}_d + a \bar{J}_i + \bar{J}_o \\ \bar{J}_3 &= a \bar{J}_d + a^2 \bar{J}_i + \bar{J}_o \end{aligned} \quad \text{(II-9)}$$

➤ **Principe de superposition** :

$$\begin{aligned} \bar{E} &= \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d \\ 0 &= \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i \\ 0 &= \bar{V}_o + \bar{Z}_o \cdot \bar{J}_o \end{aligned} \quad \text{(II-10)}$$

La résolution de ces quatre systèmes d'équations nous donne les valeurs des courants et tension direct, inverse et homopolaire.

• Les courants :

$$\bar{E}d = \bar{J}i + \bar{J}o + \frac{\bar{E}}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R}$$

• Les tensions :

$$\bar{V}d = \frac{\bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R} \bar{E}$$

$$\bar{V}o = -\frac{\bar{Z}o}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R} \bar{E}d$$

$$\bar{V}i = -\frac{\bar{Z}i}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R} \bar{E}o$$

D'où les expressions des courants et tensions de phases.

• Les courants :

$$\bar{I}1 = \bar{I}i + \bar{I}o + \bar{I}d = \frac{3\bar{E}o}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R}$$

(11)

$$\bar{I}2 = \bar{I}3 = 0$$

• Les tensions :

$$\bar{V}d = R\bar{I}1 = \frac{3R}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R} \bar{E}$$

$$\bar{V}d = \frac{(a^2 - a)\bar{Z}i + (a^2 - 1)\bar{Z}o + 3a^2R}{\bar{Z}d + \bar{Z}i + \bar{Z}o + 3R} \bar{E}$$

$$\bar{V}_d = \frac{(a - a^2)\bar{Z}_i + (a - 1)\bar{Z}_0 + 3a^2R}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R} \bar{E}$$

**Remarque :**

Lors d'un défaut à la terre, le court-circuit s'accompagne d'un arc électrique qui se crée entre le point de défaut et la terre, cet arc introduit dans le circuit une résistance. Ce défaut est dit alors « défaut résistant » alors que pour des raisons de commodité (calcul des courants de défaut maximaux), cette résistance est souvent négligée ; un tel défaut est dit « défaut franc ».

Le calcul des défauts francs présente beaucoup de simplifications, mais pour leurs déterminations, on doit tenir compte de la tension avant défaut et l'impédance équivalente vue du point de défaut.

En négligeant la résistance de défaut  $R=0$ , nous aurons pour un court-circuit 1p-T les valeurs des courants et tension suivant : [8]

• **Les courants :**

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0 = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0}$$

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

• **Les tensions directes, inverses et homopolaires :**

$$\bar{V}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E}$$

$$\bar{V}_i = -\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E}_d$$

$$\bar{V}_0 = -\frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E}_0$$

• **Les tensions de phases :**

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

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

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

**III-11-2- Défauts biphasé :**

**III-11-2-1- Défaut biphasé isolé :**

Les défauts biphasés provoquent un déséquilibre dans les réseaux de distribution, leur étude fait appel aux composantes symétriques qui permet de préciser :

- La valeur du courant de défaut biphasé.
- La valeur de la tension de chacune des phases par rapport au sol en un point particulier du réseau. [8]

**Détermination de la valeur du courant de défaut biphasé :**

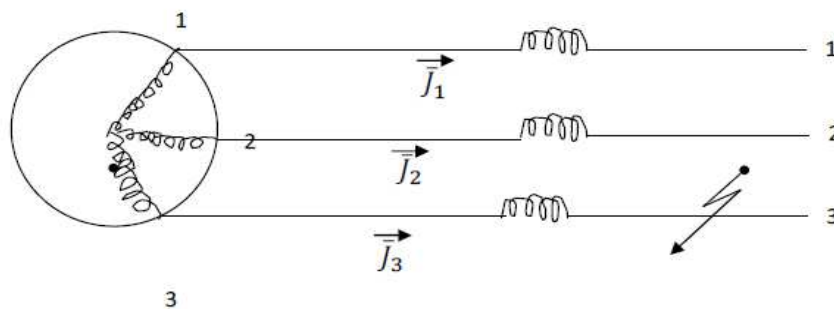


Fig II-2 : court-circuit biphasé isolé. [8]

Soient  $\bar{J}_1, \bar{J}_2, \bar{J}_3$  les courants de défauts correspondant à chaque phase et  $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \bar{J}_0$  leurs composantes symétriques.

On désigne par  $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$  les tensions simples au lieu du défaut et  $\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_0$  leurs composantes symétriques.

➤ **Equation du défaut :**

Phase 1 non touchée par le défaut donc  $\bar{J}_1 = 0$

Les phases 2 et 3 sont en court-circuit donc  $\bar{J}_2 = -\bar{J}_3$

Les phases 2 et 3 sont au même potentiel donc  $\bar{V}_2 = \bar{V}_3$

➤ **Application du principe de superposition :**

L'alternateur fournit une f.e.m direct  $\bar{E}$

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d$$

$\bar{Z}_d$  Étant l'impédance directe totale de l'alternateur et de la partie de ligne comprise entre la source et le point P.

A l'endroit du défaut prend naissance une tension inverse.

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i$$

$\bar{Z}_i$  étant l'impédance inverse de l'alternateur et de la partie de ligne comprise entre la source et le point P.

Le régime homopolaire n'existe pas puisque les phases en défauts sont isolées du sol :

$$\bar{J}_i = 0 \quad \bar{V}_o = 0$$

Donc

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d \dots \dots \dots (1)$$

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i \dots \dots \dots (2)$$

$$\bar{Z}_o = 0 \text{ et } \bar{J}_o = 0 \dots \dots \dots (3)$$

**Calcul des composants symétriques :**

$$\bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i$$

$$\bar{J}_2 = a^2 \bar{J}_d + a \bar{J}_i \quad \bar{J}_1 = 0 \quad \bar{J}_d + \bar{J}_i = 0 \dots \dots \dots (4)$$

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

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

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

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

$$\text{On a } \bar{V}_2 = \bar{V}_3 \longrightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i = \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i$$

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

$$\text{D'où } \bar{V}_d = \bar{V}_i \dots \dots \dots (5)$$

De l'équation 1 on peut écrire

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d$$

Car

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

D'autre part :

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i * \bar{J}_i \quad \bar{V}_i = -\bar{Z}_i * \bar{J}_i = \bar{Z}_i * (-\bar{J}_i)$$

$$\bar{J}_d = -\bar{J}_i \text{ Donc } \bar{V}_i = -\bar{Z}_i * \bar{J}_i = \bar{V}_d$$

Donc on peut écrire

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

D'où

$$\bar{J}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} = -\bar{J}_i \dots \dots \dots (6)$$

De 5 on a

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{Z}_i.\bar{J}_d = \bar{Z}_i.\frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{E}.\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \dots \dots \dots (7)$$

**Les courants dans les phases en défaut :**

$$\bar{J}_1 = \bar{J}_d + \bar{J}_i$$

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

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

On sait que  $\bar{J}_d = -\bar{J}_i$

Ce qui donne  $\bar{J}_1 = 0$

$$\bar{J}_2 = -\bar{J}_3 = (a^2 - a)\bar{J}_d = \frac{(a^2 - a)\bar{E}}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_d}$$

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

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

**Les tensions dans les phases en défaut :**

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

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

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

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i \text{ or } \bar{V}_1 = 2 \bar{V}_d$$

En tenant compte de

$$\bar{V}_1 = \frac{2\bar{Z}_i}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_d} \cdot \bar{E}$$

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

En tenant compte de (7)

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 = (a^2 - a) \bar{V}_d = \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_d} \bar{E}$$

Or

$$a^2 + a + 1 = 0 \text{ donc } 0 = - \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_d}$$

On retiendra que, en cas de défaut biphasé isolé

- Il y a apparition de composant inverse 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  $\sqrt{\frac{3}{2}}$  fois le courants de court-circuit triphasé.

### III-11-2-2- Défaut biphasé à la terre : [8]

On suppose un défaut biphasé, terre entre les phases 2 et 3

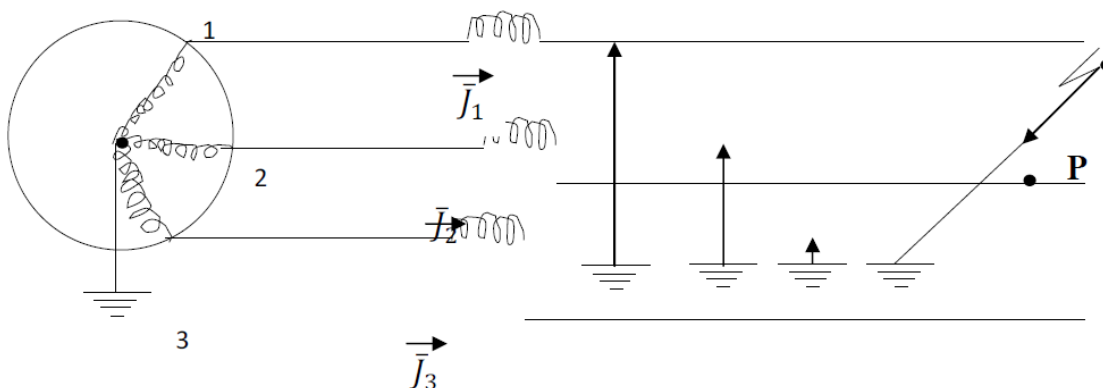


Fig. II-3 : court-circuit biphasé à la terre.[8]

Soit  $Z_d$  et  $Z_i$  les impédances directe et inverse de l'alternateur et de la ligne comprise entre la source et le point du défaut P. Est l'impédance homopolaire de l'ensemble alternateur et tronçon de ligne en défaut. Elle répond du circuit de retour sol-réseau. La loi d'ohm permet d'écrire.

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d$$

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i$$

$$0 = \bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \cdot \bar{J}_0$$

**Calcul des composantes symétriques**

$$\bar{J}_i = 0 \rightarrow \bar{J}_2 + \bar{J}_2 + \bar{J}_2 = 0$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \rightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

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

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

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 = 0 \rightarrow a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 = 0$$

$$\text{Or } a^2 + a + 1 = 0 \rightarrow a^2 + a = -1$$

$$2\bar{V}_0 = \bar{V}_d + \bar{V}_i \rightarrow \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0$$

**En appliquant la superposition on obtient**

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \cdot \bar{J}_d \rightarrow \bar{J}_d = \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{-\bar{Z}_d}$$

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \cdot \bar{J}_i \rightarrow \bar{J}_i = \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i}$$

$$0 = \bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \cdot \bar{J}_0 \rightarrow \bar{J}_0 = \frac{\bar{V}_0}{\bar{Z}_0}$$

On sait que :  $\bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_0 = 0 \rightarrow \frac{\bar{E} - \bar{V}_d}{-\bar{Z}_d} - \frac{\bar{V}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{V}_0}{\bar{Z}_0} = 0$

On obtient :

$$\bar{J}_d = \frac{(\bar{Z}_i + \bar{Z}_0) \bar{E}}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 \cdot \bar{Z}_i}$$

$$\bar{J}_i = - \frac{-\bar{Z}_0 \bar{E}}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 \cdot \bar{Z}_i}$$

$$\bar{J}_0 = -\frac{-\bar{Z}_i \bar{E}}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i}$$

**Courant de défaut :**

Soit que :

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

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

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

➤ **Calcul des tensions au lieu du défaut :**

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 = 3\bar{V}_d \quad \text{Car } \bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_i = 3 \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \bar{E}$$

**III-11-3- Défaut triphasé :** [8]

**Court – circuit triphasé entre conducteur de phase :**

La valeur du courant de court – circuit triphasé en un point du réseau ;

$$I_{CC} = \frac{V}{Z_{CC} \sqrt{3}}$$

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

**Z<sub>CC</sub> :** 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<sub>CC</sub>, 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.

$$Z_{CC} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit S<sub>CC</sub> au point du raccordement du réseau de distributeur; on en déduit l'impédance Z<sub>a</sub> équivalente en amont de ce point.

$$Z_a = \frac{V^2}{S_{cc}} \quad ; \quad I_{cc} = \frac{V}{Z_a \sqrt{3}}$$

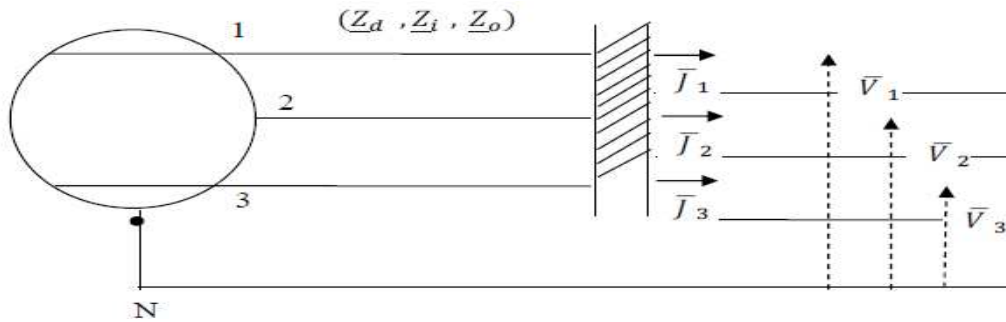
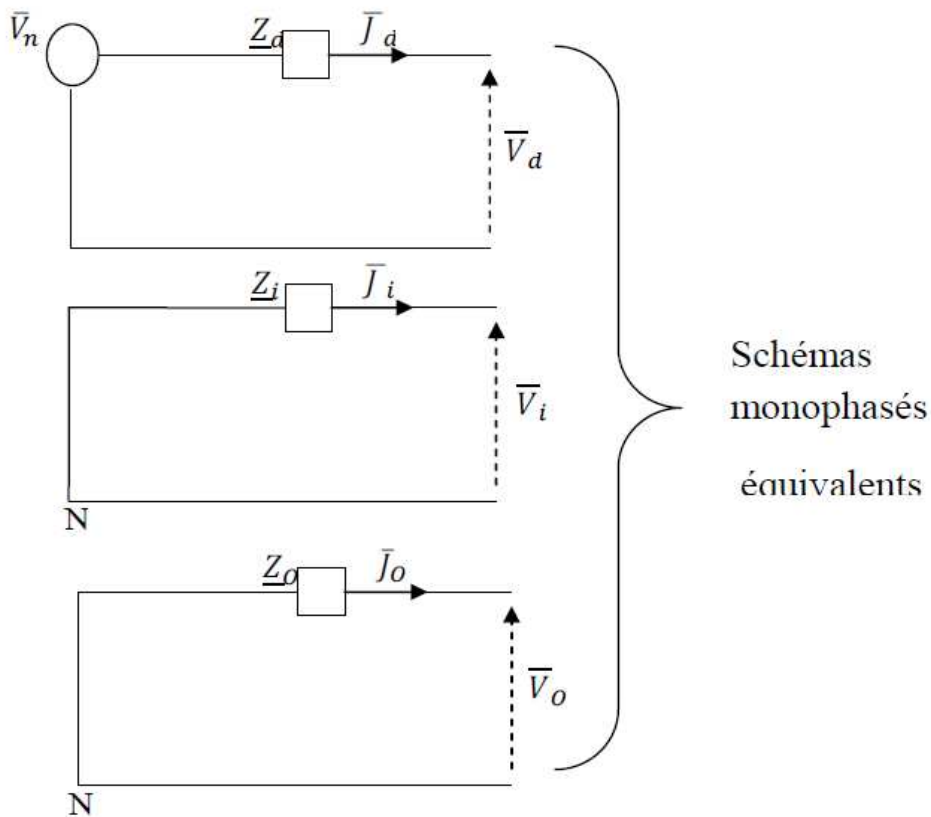


Fig. II-3 : défaut triphasé[8]

N : conducteur neutre

F : Frontière de la zone dissymétrique

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



On déduit

Donc

$$\bar{E} = \bar{V}d + \bar{Z}d \cdot \bar{J}d$$

$$0 = \bar{V}d + \bar{Z}d \cdot \bar{J}d$$

$$0 = \bar{V}d + \bar{Z}o \cdot \bar{J}o$$

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 :

$$\bar{V}1 = \bar{V}d + \bar{V}i + \bar{V}o = 0$$

$$\bar{V}2 = a^2 \bar{V}d + a \bar{V}i + \bar{V}o = 0$$

$$\bar{V}3 = \bar{V}d + a^2 \bar{V}i + \bar{V}o = 0$$

On déduit :

$$\bar{V}d = \bar{V}i = \bar{V}o = 0$$

Donc :

$$\bar{I}o = \bar{I}i = 0$$

$$\bar{I}o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}d}$$

Ce qui donne :

$$\bar{I}1 = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}d}$$

$$\bar{I}2 = a^2 \frac{\bar{E}}{\bar{Z}d} = a^2 \bar{I}1$$

$$\bar{I}3 = a \frac{\bar{E}}{\bar{Z}d} = a \bar{I}1$$

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 :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}$$

**Puissance de court-circuit** : [8]

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

$$P_{cc} = 3 \cdot E \cdot I_{cc} = \frac{E^2}{Z_d}$$

Ou encore :

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

### **III-12- Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit** : [8]

#### **III-12-1- Définition** :

La grandeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière par une autre grandeur physique de même nature, qui à été choisie arbitrairement.

On choisie généralement comme grandeur de base Sb et Ub et on réduit alors :

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

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

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

#### **III-12-2- Réactance des éléments du réseau**

##### **III-12-2-1- Impédance ramené un seul niveau de tension Ux** :

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

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  $U_x$

**II-12-2-2- Réactance réduites des éléments constituant le réseau**

**A-Composantes direct et inverse**

**A - Ligne :**

$$X_{i^*} = X \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

Avec :

X : réaction de ligne

L : longueur de la ligne.

$S_b, U_b$  Puissance et tension de base.

**b- Alternateur :**

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

Avec  $X_d''$  : réactance subtransitoire.

**c- Transformateur à trois enroulements.**

Le calcul se fait en deux étapes :

➤ **Première étape :**

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

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

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

➤ **Deuxième étape :**

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

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

$$X_{3^*} = \frac{1}{2} (X^*_{23} + X^*_{31} + X^*_{12})$$

**Remarque :** toutes les réactances sont ramenées au primaire.

**a-Réseaux amont :**

$$Xa^* = \frac{U^2}{Pcc} \cdot \frac{1}{Xb}$$

**Avec :** Pcc : puissance de court circuit

U : Tension entre phases.

**B-Composantes homopolaire :** [8]

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

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

**a)Ligne :**

$$Xo^* = Xd^*$$

**b) Transformateur :**

$$Xo^* = Xd^* (Y/Y) \text{ Flux libre}$$

$$Xo^* = 10 \times Xd^* (Y/Y) \text{ Flux forcé}$$

$$Xo^* = Xd^* (Y/\Delta/Y)$$

**Méthode de calcul :**

- On établit le schéma équivalent au réseau en utilisant les réactances des différents éléments. [8]
- On ramène toutes les réactances à la tension au point de défaut.
- On simplifie le schéma :
- En appliquant les transformateurs  $\Delta$ -Y et Y- $\Delta$
- En associant les réactances série parallèle.

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

$$Icc = \frac{\bar{U}}{\bar{X}\sqrt{3}}$$

Généralement, on prend  $\bar{U}=1,1\bar{U}_n$  du fait que la tension de court circuit peut être supérieure à la tension nominale.

Finalement on aura :

$$I_{cc} = \bar{I}_{cc} \cdot I_b \cdot \left(\frac{U_n}{U_x}\right)$$

### **III-13- Conclusion :**

Pour que cela permette de bien dimensionner les protections, en nous renseignant sur l'ordre des grandeurs des différents types de court – circuit, dans ce chapitre nous concluons que l'étude mathématique prévue à cet effet est très importante.[8]

Car si le fonctionnement des réseaux est opérationnel, le tenu du matériel et surtout la sécurité des personnes dépend de la bonne gestion des courants de court – circuit, qui est considérés comme des incidents qu'il faut éliminer dans un laps de temps court, pour éviter les effets néfastes sur les réseaux.[8]

L'élimination des défauts ne peut être obtenue que par les appareils de protection qui ont un rôle primordiale dont la fonction est la protection des réseaux de distribution. Ces appareils de protection qui doivent être réglés de façon judicieuse feront l'objet du prochain chapitre. [8]

## Chapitre III : Protection d'un poste d'interconnexion

**I. Introduction :**

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement, ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre. [1]

Le plan de protection dans un poste d'interconnexion est conçu de façon à prévoir tous les équipements basse tension nécessaire qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre tous les types de défauts. [6]

Aussi, il est élaboré une philosophie qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation. [6]

**II. Définition d'un système de protection :**

C'est un ensemble de dispositifs plus ou moins complexe, qui se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteur 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.
- Organe de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteur, interrupteur, fusible. [1]

**III. Rôle d'un système de protection :**

Le système de protection électrique a pour but de déceler l'existence des défauts et de mettre automatiquement hors tension l'élément ou la portion du réseau défectueux [1]

**IV. Plan de protection :**

A chaque fois que le défaut prend du temps et de l'espace par sa propagation vers les points sensibles du réseau, il engendre un désagrément et des conséquences néfastes. Il y a lieu de les limiter en procédant à l'isolement par degré d'importance et de priorité : dérivation, départ, poste, source, ligne HT, alternateur.

On utilise au moins trois protections qui surveillent le même défaut pour un transformateur HT/MT et les lignes HT, qui sont :

- Protection principale
- Protection réserve
- Protection secours. [1]

**V. Nécessité de protéger un réseau de transport :**

Etant donné la fonction d'un réseau de transport et compte tenu de son coût, l'exploitant doit:

- Assurer le plus économiquement possible, la continuité et la qualité de service aux consommateurs.
- Rentabiliser le matériel d'exploitation en lui assurant une durée raisonnable de vie.

**VI. conditions d'exploitation :**

Cette tâche suppose un ensemble de conditions d'exploitation étroitement imbriquées, mais qui peuvent être affectées par un certain nombre de perturbations

- Situations anormales de fonctionnement d'éléments du réseau (surcharge des lignes-des transformateurs).
- Pour que malgré ces difficultés, l'exploitant puisse mener à bien sa tâche, des moyens sont à sa disposition :

- Dispositifs de protections.
- Dispositifs d'automatismes et de surveillance. [1]

## **VII. Rôle et qualité exigées d'un système de protection :**

### **VII.1- Rôle des dispositifs de protection :**

Le but des dispositifs de protections est de surveiller en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau, et de provoquer leur mise hors tension (par l'ouverture des disjoncteurs) lors que ces éléments sont le siège d'un fonctionnement anormal ou d'un court circuit ou d'un défaut d'isolement. [1]

### **VII.2- Qualités exigées d'un bon système de protection :** [1]

Un bon système de protection doit être:

#### **VII.2.1- Sélectif :**

Il doit éliminer du réseau, par l'intermédiaire du ou des disjoncteurs associés l'élément affecté d'un défaut, et seulement celui-ci.

En d'autres termes, le dispositif de protection ne doit donner d'ordres que si le défaut est dans sa zone de surveillance et ces ordres doivent être spécifiques de la nature du défaut.

#### **VII.2.2- Rapide :**

Il doit limiter au mieux les effets des perturbations de manière à éviter les détériorations du matériel et à sauvegarder la continuité de service du réseau.

#### **VII.2.3- Fiable :**

Il doit être en mesure de remplir son rôle à tout instant sans défaillance.

Cette fiabilité est liée à :

- Sa robustesse.
- La qualité des composants électromécaniques (picotage, contacts, etc...) ou électroniques.

#### **VII.2.4- Indépendant :**

Le système de protection doit être aussi indépendant au point de vue comportement de la configuration du réseau cela reviendra à dire que la protection ne doit pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau.

#### **VII.2.5- Insensible :**

La protection doit être insensible aux anomalies de fonctionnement du réseau qui ne seraient pas celles pour les quelles la protection doit agir.

Par exemple, une protection contre les courts-circuits ou les défauts d'isolement doit rester insensible aux surcharges, aux oscillations (marche hors synchronisme) afin que les équipements spéciaux pour remédier à ces cas puissent assurer leur fonction.

#### **VII.2.6- Sensible :**

Le système de protection doit fonctionner même si les circonstances sont telles que les courants de défaut sont réduits (défauts résistants).

#### **VII.2.7- Avoir une faible consommation :**

Les puissances demandées aux réducteurs de courant et de tension ne doivent pas être trop importantes, car le coût de ces réducteurs serait élevé. [1]

## **VIII- Constitution d'un dispositif de protection :**

Un système de protection est constitué :

- D'un organe de mesure ou d'une chaîne de mesure

- D'un organe de comparaison
- D'un organe d'élaboration d'ordre des manœuvres
- D'un organe de signalisation et d'exécution d'ordre des manœuvres. [6]

**IX - Le calcul des réglages des protections dépend de plusieurs paramètres :**

**IX.1- Le type de réseau :**

- Réseau d'interconnexion.
- Réseau de transport.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution. [6]

**IX.2- La topologie du réseau :**

- Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition.
- Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.
- Ligne en antenne.
- Ligne en piquage.
- Transformateur d'interconnexion THT/HT.
- Transformateur HT/MT. [6]

**IX.3- Le type de protection :**

- Protection de distance.
- Protection différentielle
- Protection à maximum de courant.
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc. [6]

**IX.4- La technologie des protections :**

- Electromécanique.
- Statique.
- Numérique. [6]

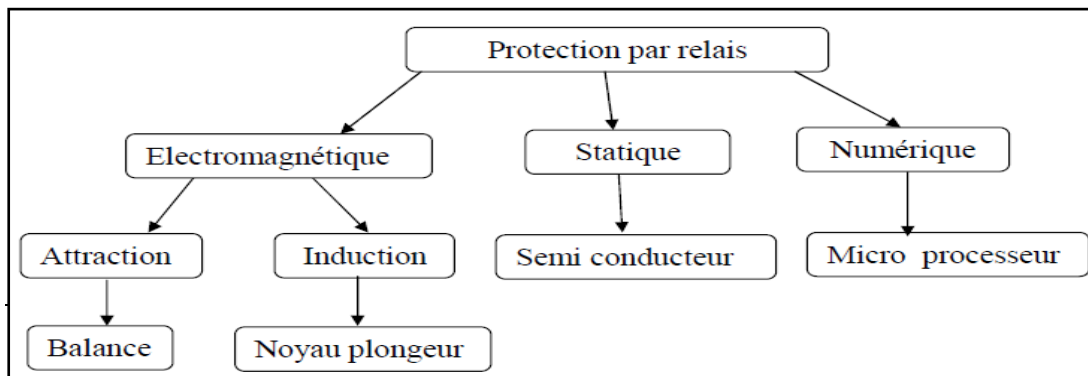


Fig.III.1: protections par relais.

**X- Protection d'un poste d'interconnexion :****X.1- Caractéristiques générales des plans de protections :****X.1.1- Principe de base :**

Chaque ouvrage du réseau possède son propre système de protection indépendant de celui des autres. Dans la mesure du possible, le système de protection d'un ouvrage doit agir en secours en cas de défaillance du système de protection d'un autre ouvrage (secours éloigné).

Le système de protection de chaque ouvrage est constitué de plusieurs protections indépendantes, choisies de telle sorte qu'en cas de défaillance de l'une ou de l'autre le secours local soit assuré. Cette règle est impérative lorsque le secours éloigné est incertain (cas des lignes et transformateurs).

Les différentes protections émettent leurs ordres en parallèles, lorsque pour des raisons de sélectivité la priorité doit être donnée à une protection, celle-ci est obtenue par un échelonnement dans le temps des ordres de déclenchement et non par un verrouillage inter-protections.

Outre l'amélioration de la fiabilité, cette décomposition du système de protection en éléments autonomes a pour avantages de faciliter la maintenance, de permettre une évolution facile du système par remplacement ou adjonction d'un élément, et d'éviter les contraintes de réglage qui apparaissent lorsqu'une même protection assure deux fonctions différentes. [9]

**X.1.2- Alimentation à courant continu :**

L'alimentation des tranches à courant continu doit présenter une sécurité au moins égale à celle que l'on attend des équipements de protection.

Les dispositions adoptées sont les suivantes:

- Les protections et, automatismes d'une cellule sont alimentés sous 48V courant continu par deux sous tranches protégées par des disjoncteurs distinctes.

Les protections sont réparties entre les deux sous-tranches, de telle sorte qu'en cas de perte de l'une d'elle, l'élimination du défaut soit assurée par les protections de l'autre sous-tranche (éventuellement avec une moins bonne sélectivité).

- Les polarités de commande et de signalisation du disjoncteur et des sectionneurs font l'objet d'une sous tranche indépendante des sous tranches protections. C'est-à-dire que les équipements de commande et de signalisation qui agissent sur le disjoncteur et les sectionneurs destinés à la tranche à protéger, sont alimentés indépendamment des équipements de protection.

Le nombre de batterie et la répartition dessous-tranches est fonction de la disposition géographique des équipements de protection:

- Postes équipés d'un bâtiment de relaying pour deux départs :

Une batterie 48V par bâtiment de relaying alimente les trois sous-tranches de chacun des deux départs.

- Postes à relaying centralisé : ces postes sont équipés de trois batteries, une batterie 48v pour les sous tranches protection n°01, une autre batterie 48V pour l'alimentation des sous tranches protection n°02 et enfin une batterie 125V pour l'alimentation dessous-tranches disjoncteurs et sectionneurs (le 125V doit être utilisé pour des raisons de chutes de tension). [9]

**X.1.3- Réducteurs de mesures :**

Les caractéristiques des réducteurs de mesure doivent être adaptées aux besoins des protections de manière à obtenir les performances souhaitées pour un coût minimal.

Actuellement, les transformateurs de courant comportent en 400kV, 225kV ainsi que pour les postes H.T. blindés; un noyau supplémentaire destiné à la protection différentielle des barres. Ceci permet d'une part, de rendre la protection des barres totalement indépendante des autres protections et d'autre part, d'employer des protections du type à haute impédance qui nécessitent une alimentation propre à elle.

Notons que, sous certaines conditions (pas de protection de jeux de barres, puissance de court-circuit réduite) les T.C ne sont pas aussi complexes.

En ce qui concerne les réducteurs de tension on distingue deux types de transformateurs de tension, les diviseurs de tension capacitifs (TCT) et les

Transformateurs de tension magnétique, et ceux-ci respectivement destinés aux postes 225kV et HT. [9]

**X.1.4- Technologie des équipements :**

Les équipements de protection sont de construction électronique (analogique ou numérique).

Par rapport à la technologie analogique, la technologie numérique permet une plus grande rapidité et un traitement plus complexe des grandeurs d'entrée.

Avant d'adopter définitivement ce type d'équipement, il y'aura lieu, bien entendu, de s'assurer de leur qualité par une expérimentation de durée suffisante sur le réseau.

Les équipements de protection numériques permettent une plus grande rapidité et un traitement plus complexe des grandeurs d'entrée, ils permettent en outre, de réduire la fréquence des maintenances. [9]

**X.2- Protection des câbles :**

Le système de protection d'un câble souterrain comprend :

- Une protection différentielle longitudinale instantanée à fils pilote.
- Une protection de secours temporisé, dont la temporisation est fonction du type de protection utilisée.

Il n'a pas été, jugé nécessaire de prévoir une protection complémentaire contre les défauts résistants vue la rareté de ce type de défaut.

En 225kV, la protection de secours est une protection de distance à verrouillage dont les temporisations du deuxième et du troisième stade sont réglées aux mêmes valeurs que celles des protections de lignes, mais, contrairement à ces dernières, le déclenchement du premier stade est temporisé d'un intervalle temps sélectif. Cette option résulte des considérations suivantes :

- Le risque de défaut sur un câble est beaucoup plus faible que sur une ligne, par conséquent le risque de déclenchement intempestif dû à l'absence de verrouillage en cas de défaut extérieur est, en valeur relative, plus grand que pour une ligne.
- Un déclenchement intempestif sur un câble est plus gênant que sur une ligne puisqu'il n'ya pas de réenclenchement automatique. [9]

En HT, il est admis, comme pour les lignes, que le secours n'est pas sélectif, ce secours est assuré par une protection ampérométrique (3 relais de courant par phase et un relais homopolaire temporisé à la même valeur que le troisième stade des protections de distance des lignes).

## **X.3- Protection des transformateurs : [1]**

### **X.3.1- Protections internes :**

Chaque transformateur de puissance possède ses propres protections internes confectionnées par le constructeur. Ainsi on distingue :

#### **X.3.1.1- Protection masse cuve :**

Dans le cas de réseaux à neutre à la terre un défaut «terre» se traduit par la circulation d'un courant intense de la cuve vers la terre.

Il est possible d'isoler de la terre, le transformateur, ce qui permet la mise en place d'un transformateur de courant entre cuve et terre, alimentant un relais ampérométrique donnant l'ordre de déclenchement du disjoncteur de protection en cas de défaut.

#### **X.3.1.2- Prise de terre :**

Tous les transformateurs sont équipés de prise de terre. Le raccordement au circuit de terre du poste se fait directement ou éventuellement avec interposition d'un T.I pour la protection masse-cuve.

#### **X.3.1.3- Relais de protection (BUCHHOLZ) :**

Il est utilisé pour la mise hors tension du transformateur en cas de dégagement important gazeux sous l'effet de l'arc électrique.

Ainsi, en cas de défaut, deux contacts peuvent fonctionner. Alarme et déclenchement du disjoncteur amont [].

#### **X.3.1.4- Indicateurs du niveau d'huile :**

Ils indiquent la hauteur de l'huile dans le conservateur des transformateurs de puissance, on trouve aussi les indicateurs de circulation d'huile.

#### **X.3.1.5- Image thermique :**

C'est un équipement d'indication de température d'enroulement qui permet la mesure de la température la plus élevée de l'enroulement.

#### **X.3.1.6- Thermostats :**

Ils sont montés directement sur les transformateurs et sont utilisés pour :

- La mise en marche de la ventilation des radiateurs ou des aéro-réfrigérants des transformateurs de puissance.
- La signalisation (alarme et déclenchement).

### **X.3.2- Protection externe :**

Les autres protections, qui doivent éliminer les défauts sur la liaison secondaire et assurer le secours pour les défauts extérieurs sont alimentées soit par des Brushings (TC tore) placé sur les bornes secondaires du transformateur et autotransformateur, soit par les réducteurs de mesure associés au disjoncteur secondaire; on peut utiliser :

- Une protection ampérométrique qui doit être réglée à une valeur suffisamment élevée pour être insensible aux surcharges et être largement temporisée.
- Une protection de distance alimentée par les réducteurs de mesure de la cellule secondaire; cette protection orientée vers le transformateur permet l'élimination rapide (1<sup>er</sup> stade) des défauts sur la liaison, et l'élimination en secours des défauts extérieurs; cette protection ne peut fonctionner que si le réseau coté secondaire présente une puissance de court-circuit suffisante; en particulier, elle ne fonctionne pas si le disjoncteur secondaire est ouvert [5].

- Une protection différentielle de la liaison secondaire qui élimine rapidement les défauts sur la liaison en toutes circonstances, mais ne permet pas l'élimination en secours des défauts extérieurs.

### **III.3.3- Protection par parafoudre : [1]**

Les parafoudres à résistance non linéaires ont destinés à être connectés entre conducteur de chaque phase du transformateur et la terre, et ceci pour protéger le transformateur contre les surtensions dues aux coupures et fermetures des circuits et contre les surtensions d'origine atmosphériques.

### **X.4- Protection contre les défaillances de disjoncteurs : [1]**

Une protection contre les défaillances de disjoncteurs est associée à chaque disjoncteur ligne, câble, (auto) transformateurs et, lorsque le poste est équipé d'une protection différentielle de barres, aux disjoncteurs de couplage et de tronçonnement.

Cette protection est initialisée par l'ordre de déclenchement des protections contre les courts-circuits et les défauts d'isolement de la cellule considérée, sauf les couplages et tronçonnement pour les quels cette protection est initialisée seulement par la protection différentielle de barres.

Elle donne un ordre de déclenchement si, après un temps donné suivant son initialisation, le défaut n'a pas été éliminé; la temporisation doit couvrir le temps d'ouverture du disjoncteur et le temps de retour au repos du capteur détectant

L'élimination du défaut. Le critère d'élimination du défaut retenu est :

- La retombée du relais amperométrique sauf, en ce qui concerne la (auto) transformatrice, lors que le courant de défaut risque d'être très faible (défaut détecté par le relais Bucholz par exemple).
- Un contact répéteur de la position du disjoncteur dans le cas ou le critère ampéremétrique n'est pas applicable (certaines protections des (Auto) transformateurs.

La logique de la protection est réalisée soit phase par phase, soit globalement selon que le disjoncteur est susceptible de faire ou non des cycles de déclenchement et réenclenchement monophasé.

La logique de la protection est réalisée soit phase par phase, soit globalement selon que le disjoncteur est susceptible de faire ou non des cycles de déclenchement et réenclenchement monophasé.

Dans les postes équipés d'une protection différentielle de barres, les protections contre les défaillances de disjoncteurs commandent le déclenchement des disjoncteurs appropriés par l'intermédiaire des relais d'aiguillage de la protection différentielle de barres. Dans les postes à plusieurs jeux de barres non équipés de protection différentielle de barres, elle commande le déclenchement du disjoncteur de couplage.

Si le poste n'a qu'un jeu de barres, chaque protection contre les défaillances disjoncteurs commande le déclenchement de tous les autres disjoncteurs du poste.

Enfin, dans le cas des (auto) transformateurs, la protection contre les défaillances, du disjoncteur primaire commande en outre le déclenchement du disjoncteur secondaire et vice-versa.

### **X.5- Réseau de terre :**

#### **X.5.1- Définition :**

Un réseau de terre est constitué d'un ensemble de conducteurs nus reliés électriquement entre eux.

Pour une installation ou une structure de faible étendue on emploie souvent l'expression «prise de terre», en réservant le terme «réseaux de terre» pour les installations importantes telles que les postes ou les centrales. [1]

## **X.5.2- Rôles des réseaux de terre :**

Le rôle des réseaux de terre d'une installation électrique est de permettre l'écoulement à l'intérieur du sol des courants de toute origine, qu'il s'agisse par exemple : de courants de choc dus à des coups de foudre ou bien de courants de défauts à 50HZ. Lors de l'écoulement de tels courants par une prise ou réseau de terre, des différences de potentiel peuvent apparaître entre certains points, par exemple entre la prise de terre et le sol qui l'entoure ou entre deux points du sol. [1]

La conception des prises et réseaux de terre doit permettre, même dans ces conditions d'assurer le maintien :

- De la sécurité des personnes.
- De la protection des installations de puissance.
- De la protection des équipements sensibles.
- D'un potentiel de référence.

### **X.5.2.1- La sécurité des personnes et des animaux :**

Limitation de la tension de pas et de la tension de contact à des valeurs non dangereuses pour le corps humain et les animaux. Ceci, grâce à la connaissance et au contrôle de la répartition du potentiel à la surface du sol. [1]

### **X.5.2.2- Protection des installations de puissance :**

Le réseau de terre limite la création et la propagation des surtensions provoquées par des défauts à la fréquence industrielle (50HZ), les manœuvres d'appareils dans les postes et centrales, la foudre...

Cette limitation est d'autant plus efficace que ces réseaux de terre présentent une impédance de terre faible. [1]

### **X.5.2.3- Protection des équipements fonctionnant à bas niveau :**

A côté des installations de puissance, on trouve souvent des équipements fonctionnant à des niveaux relativement bas: câbles P.T.T. [1]

### **X.5.2.4- Potentiel de référence :**

Dans les réseaux, à neutre directement à la terre, le réseau de terre des postes contribue à fixer le potentiel des phases saines pendant un défaut, mais les courants de défauts peuvent alors atteindre des valeurs importantes. [1]

## **X.5.3- Caractéristiques des conducteurs de terre :**

La réalisation du circuit de terre, est telle que, tout contact, même accidentel avec un métal différent susceptible de provoquer une corrosion électrolytique soit impossible.

On utilise des câbles nus en cuivre recuit. Le choix de ce métal est justifié pour les raisons suivantes :

- Bon comportement à la corrosion dans une variété de sols.
- Une tenue mécanique correcte.
- Faible résistivité, même aux fréquences élevées.
- Bonne qualité des contacts électriques.

L'usage de câbles constitués de brins d'acier enrobés de cuivre est meilleur compte tenu de leur bonne résistivité et leur résistance mécanique.

Les sections des câbles sont calculées pour résister aux courants maximaux de court-circuit. [1]

#### **X.6- Protection des jeux de barres :**

Dans un réseau de transport, les jeux de barres constituent des centres de répartition de puissance d'où arrivent et repartent de nombreuses lignes.

Tous défauts entre phases ou à la terre sur ces jeux de barres entraînent leur indisponibilité, donc, celle des lignes qui leur sont raccordées.

Ils ont par conséquent de graves répercussions sur la stabilité du réseau

Pour réduire la fréquence de ces défauts et/ou en limiter leurs effets, des précautions sont prises et des exigences techniques sont imposées dans les postes HT et THT.

La constitution du poste et des jeux de barres qui le composent doit répondre à des exigences techniques basées sur des critères de sécurité et de souplesse d'exploitation :

- Il faut éliminer rapidement les défauts internes au poste (Vrais défauts jeux de barres) et, en secours, les défauts en ligne non éliminés normalement «faux défaut barres» en ne mettant hors service qu'un nombre aussi limité que possible de lignes ou de transformateurs de puissance sains.
- Il faut pouvoir scinder le réseau et raccorder chaque ligne ou transformateur de puissance à n'importe quelle partie de jeux de barres.

Ces exigences conduisent à des structures de «jeux de barres» variables selon le pays et selon l'importance accordée à l'un ou à l'autre de ces critères. [1]

#### **X.6.1- Protection différentielle ampéremétrique :** [1]

Cette protection est basée sur la loi de Kirchhoff: La somme vectorielle des courants entrants et sortants d'un nœud est nulle.

Une des grandes difficultés de réalisation de cette protection est sa stabilité, elle ne doit pas donner d'ordres intempestifs de déclenchement (très grave de conséquences), lorsque les réducteurs de courants ou mis à des courts-circuits violents seaturent différemment. Cette difficulté est accrue par la rapidité de réponse des relais qui reçoivent leurs informations pendant le régime transitoire des réducteurs et par les différences possibles de leur rapport de transformateur Pour remédier à cette difficulté, les constructeurs utilisent différents procédés s'accommodant d'un fonctionnement de la protection avec des réducteurs plus ou moins saturés. Un des procédés est l'utilisation de relais à haute impédance.

##### **X.6.1.1- Avantages :**

La protection différentielle de barres présente l'avantage d'avoir une grande rapidité d'élimination des défauts, temps de fonctionnement de la protection 10 à 40ms.

##### **X.6.1.2- Inconvénients :**

- Nécessité des réducteurs ayant un circuit magnétique spécialisé, des rapports égaux ou l'utilisation de TC de rattrapage d'erreurs de rapport.
- Son utilisation est tributaire de problèmes technologiques de commutation des circuits courants lorsque les départs sont susceptibles d'être connectés à tout moment sur un jeu de barres quelconque.

#### **X.6.2- Protection directionnelle :** [1]

Cette protection est basée sur la comparaison du sens d'écoulement des puissances de chaque départ mesurées par les relais directionnels des protections de distance équipant ceux-ci.

Le fonctionnement de la protection directionnelle «jeux de barres» est alors le suivant :

Tous les disjoncteurs des départs raccordés au jeu de barres dont la protection de distance associée se met en route et dont le relais directionnel dévié côté «poste» doivent déclencher si cet ordre n'est pas verrouillé :

- Soit par une information directionnelle en provenance de la protection du disjoncteur de couplage de barres.

**Remarque :**

Cette protection, réalisée à partir des informations directionnelles des protections de distance, n'est possible qu'avec des protections de distance du type «mesure de réactance» où la fonction «Directionnelle», distincte de la fonction «Mesure» est assurée correctement quelque soit le défaut, et en particulier pour les défauts triphasés donnant une tension nulle (Dispositif à mémoire de tension)

**X.6.2.1- Avantages :**

- Protection peu onéreuse utilisant les équipements existants des départs (protection et réducteurs de mesure).
- Pour tenir compte des variations du schéma d'exploitation, les commutations d'informations logiques liées à la position des sectionneurs d'aiguillage des départs, se font sans problème en courant continu.

**X.6.2.2- Inconvénients :**

- Temps de fonctionnement supérieur à celui des protections différentielles, il faut attendre avec une grande marge de sécurité, l'arrivée d'un ordre éventuel de verrouillage en provenance des éléments différentiels des protections de distance équipant les départs et le couplage.
- Nécessité des équipements de protection directionnelle sur tous les départs y compris les départs transformateurs ainsi que sur les disjoncteurs de couplage.
- Nécessité des équipements de reliaage prenant en compte toutes les informations (dialogue entre départs).

**X.6.3- Protection contre les «Faux défauts» jeux de barres : [1]**

Il s'agit des défauts extérieurs au jeu de barres, c'est à dire, situés sur les départs et non éliminés normalement suite à une défaillance de la protection ou du disjoncteur du départ en défaut.

Des protections de secours sont prévues, soit en secours éloigné soit en secours local.

**X.7- Protection avec paratonnerre : [1]**

**X.7.1- Définition:** Le paratonnerre est un dispositif supprimant les surtensions dues à la foudre, en écoulant le courant vers la terre.

Il existe deux types de paratonnerres :

- Paratonnerre à tige.
- Paratonnerre à dispositif d'amorçage.

**X.7.2- Procédé de protection :** Au départ, il y'a l'effet de pointe, qui attire la foudre (phénomène d'ionisation), le paratonnerre devient alors le siège d'une décharge électrique importante, cependant, grâce aux différents éléments le constituant, cette importante, cependant, grâce aux différents éléments le constituant, cette décharge est écoulée vers la terre, protégeant ainsi les installations électriques de plusieurs incidents (claquage d'appareil, incendie,...). [1]

(A) Protection des lignes

(B) Protection des jeux de barre

(C) Protection des câbles

(D) Protection des transformateurs

Protections principale	Protections complémentaire
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Distance</li> <li>- Surcharge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Distance</li> <li>- Directionnelle à temps inverse</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Différentielle</li> <li>- Directionnelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secours éloigné par protection de distance</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Différentielle</li> <li>- Surcharge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Distance</li> <li>- Maximum de courant</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Différentielle</li> <li>- Cuve</li> <li>- Surcharge</li> </ul>	

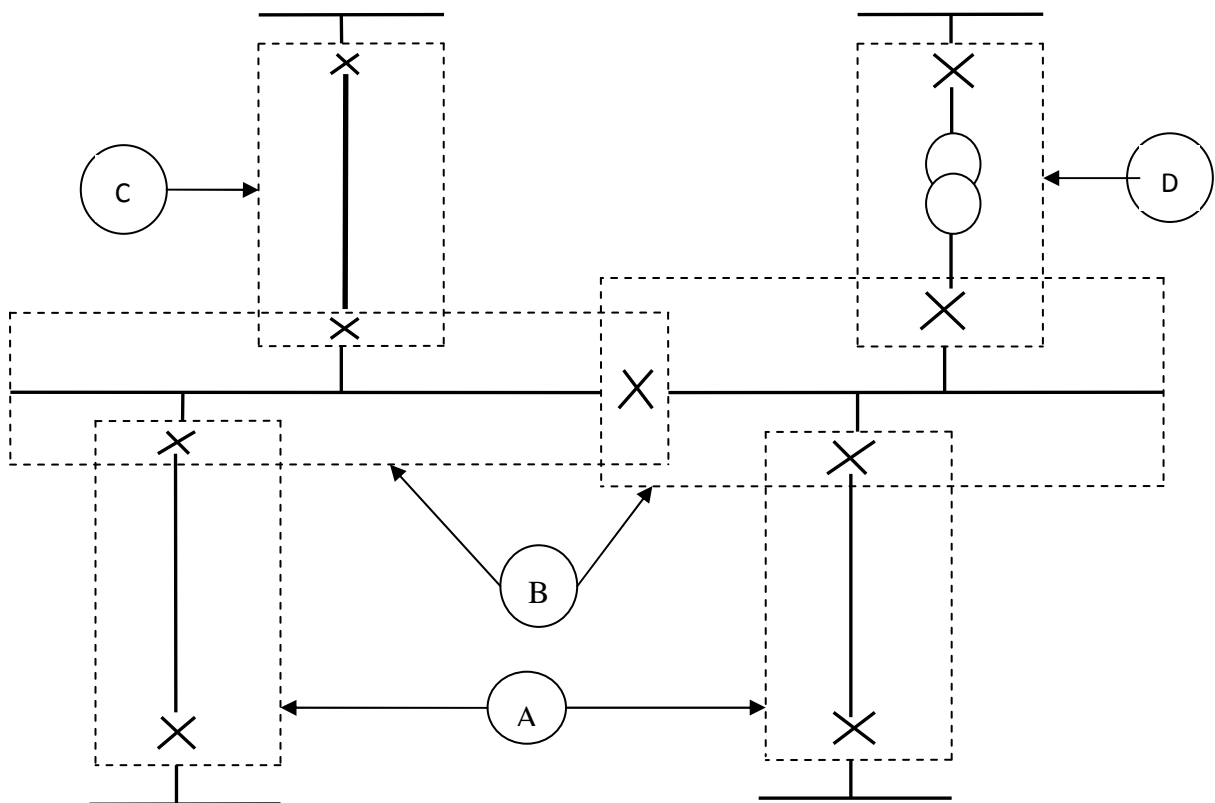


fig.III.2 : schéma général des protections d'un poste d'interconnexion [1]

**XI- Régime de neutre :**

Dans un réseau, le régime de neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les

tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre.

Le choix du régime de neutre doit tenir compte de :

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

On distingue cinq régimes de neutre qui sont :

- Neutre isolé,  $Z_n$  est infini
- Neutre relié à la terre par une résistance
- Neutre relié à la terre par une réactance
- Neutre relié à la terre par une impédance
- Neutre relié directement à la terre ( $Z=0$ )

En Algérie, on adopte le cas de mise du neutre directement à la terre. [2]

### **XI.1-Critère de choix du régime de neutre :**

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

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Coordination des isolements, les courants de défauts à la terre des ouvrages, des montées en tension locales compatibles avec les isolements des matériels a basse et moyenne tension.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tension de masse, la sensibilité de détection [2]

### **XI.2- Les différents régimes de neutre :**

#### **XI.2.1- Neutre mis directement à la terre :**

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

L'inconvénient de cette mise à la terre est le non continuité de service (déclenchement au premier défaut). [2]

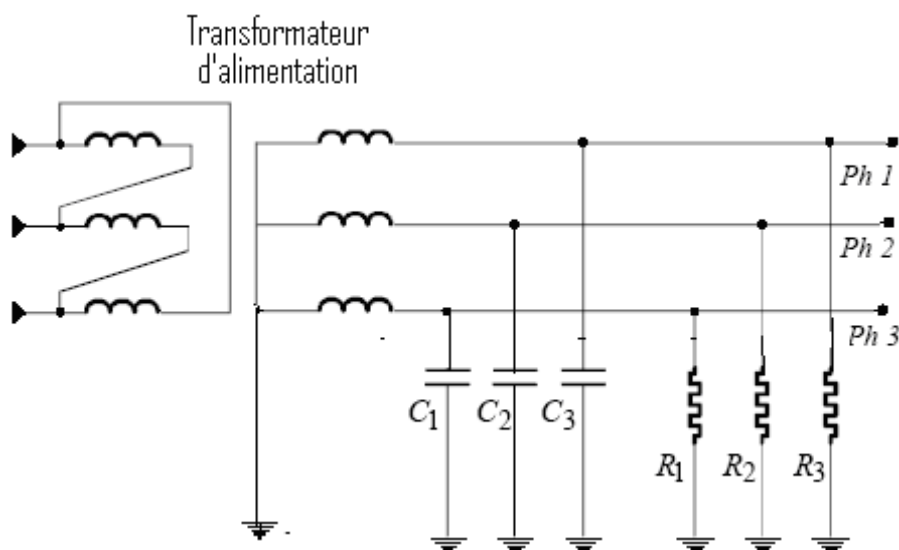


Fig.III.3 : Neutre mis à la terre directement a la terre [2]

### XI.2.2- Neutre mis à la terre par une résistance :

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

Cette mise à la terre fig. () a ses avantages et ses inconvénients qui sont :

#### a) Avantages :

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et un bon amortissement de faibles surtensions.
- Les protections sont assez simples et sélectives.

#### b) Inconvénients :

- Pas de continuité de service. En cas de défaut à la terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt, avant l'apparition d'un deuxième défaut.
- Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension. [2]

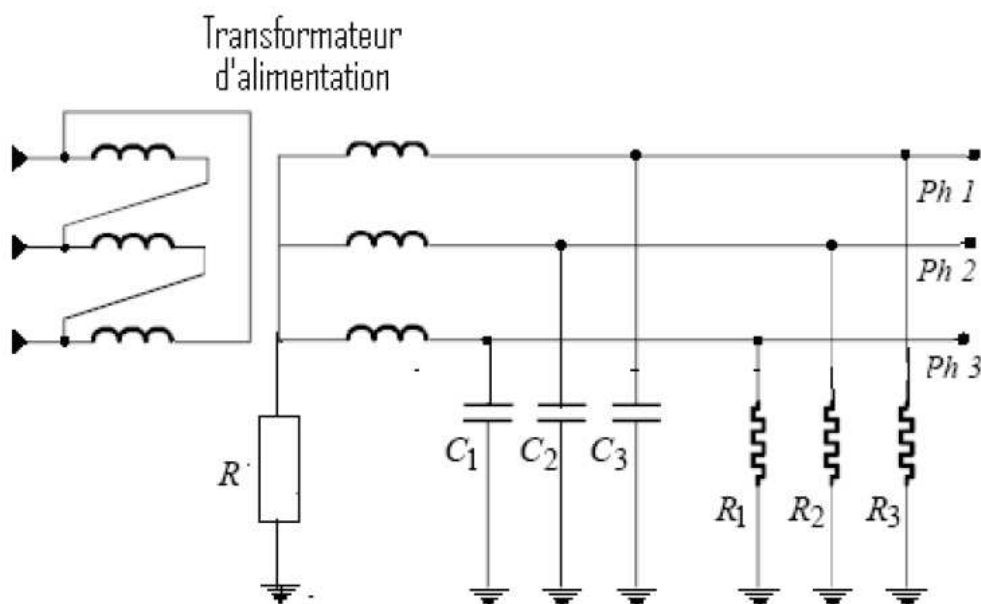


Fig.III.4: Neutre mis à la terre par une résistance [2]

### XI.2.3- Neutre isolé :

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

Le défaut d'isolement s'il n'est pas éliminé, il doit être obligatoirement signalé par un contrôleur permanent d'isolement.

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

l'exploiter. Si le premier défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphasé par la terre. [1]

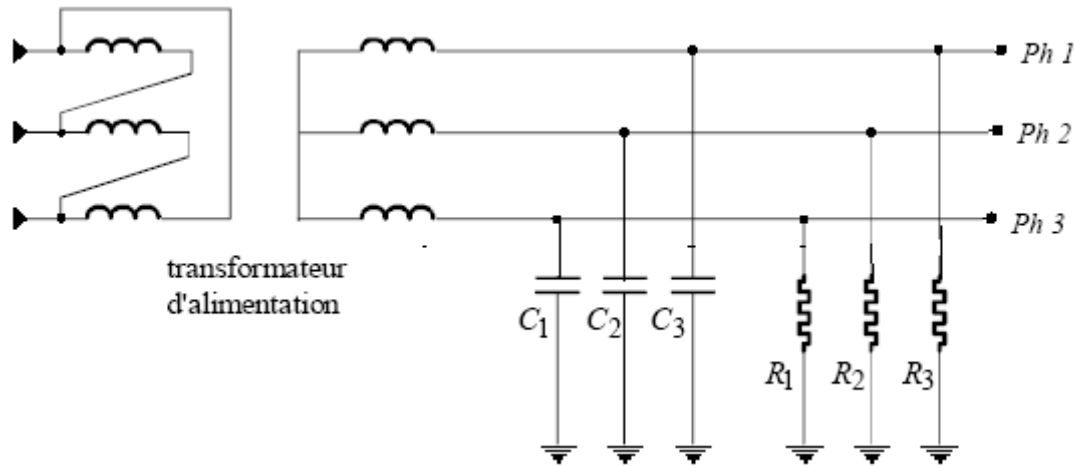


Fig.III.5: Neutre isolé. [1]

**a) Avantages :**

- La continuité de service
- Le courant de défaut est très faible

**b) Inconvénients :**

- La non élimination des surtensions par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées.
- En cas, de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée (U), d'où un coût d'isolement d'autant plus élevés que la tension du réseau est haut.
- La nécessité d'avoir un service d'entretien équipé d'un matériel adéquat pour la recherche rapide au premier défaut d'isolement.

**XI.2.4- Neutre mis à la terre par une réactance :**

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

Ce type de mise à la terre, on l'applique dans les réseaux HT (36 à 150kV). [6]

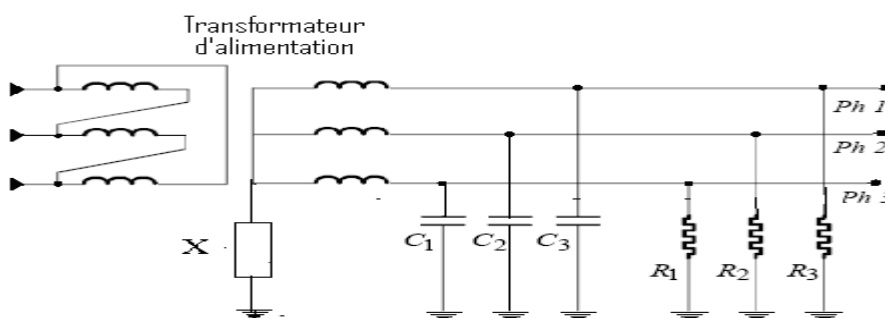


Fig.III.6: Neutre mis à la terre par une réactance [6]

## **Conclusion :**

Après avoir étudié les différents défauts affectant les postes d'interconnexion dans le chapitre précédent, nous avons intéressé à l'étude de leurs moyens de protection.[6]

Pour cela, nous avons bien défini les qualités qu'un système de protection doit satisfaire pour assurer une meilleure protection des différentes parties d'un poste d'interconnexion HT/THT.

[6]

Application

EXEMPLES DE CALCULS  
DES COURANTS DE COURTS-CIRCUITS

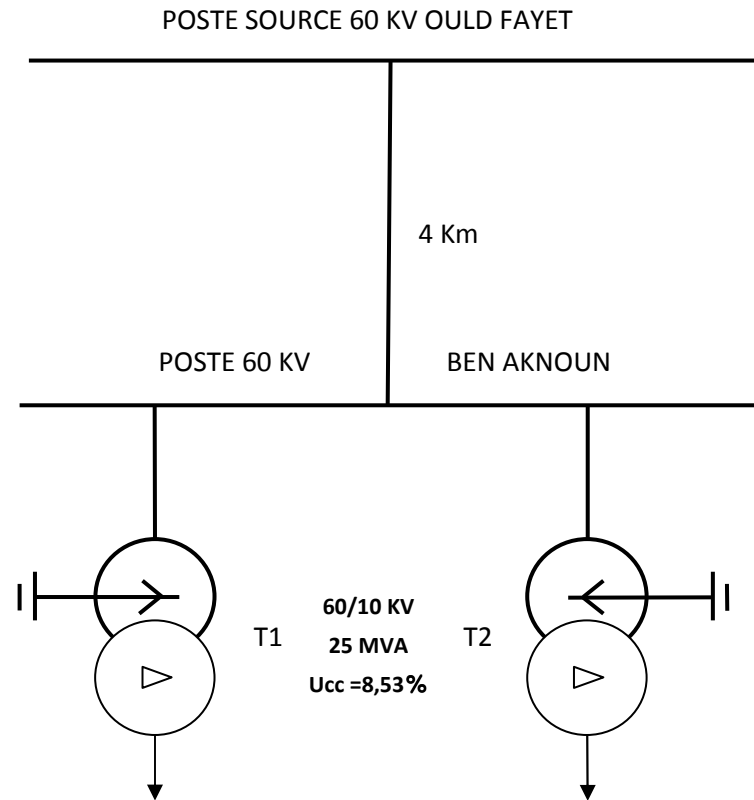


Schéma unifilaire du réseau étudié

Le défaut est situé dans un poste en antenne comportant 2 Transformateurs en parallèle et couplés en Etoile-Triangle.

**Hypothèses:**

- Puissance de Court-circuit Triphasée à Ouled Fayet: 355 MVA-
- Puissance de Court-circuit Monophasée à Ouled Fayet : 266 MVA-
- Longueur de la ligne Ouled Fayet – Ben Aknoun : 4 Km
- Puissance d'un Transformateur 60/10 Kv : 25 MVA-
- Tension de Court-circuit des Transformateurs : 8,53%-
- Réactance Kilométrique de la ligne: 0,42 Q/Km-
- Niveau de Tension : 60 KV

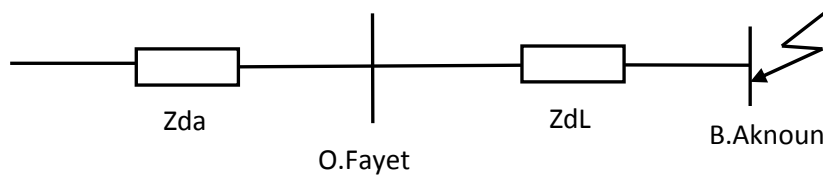
**On demande de calculer :**

- $J_{tri}$  sur le Jeu de Barres 60 KV de Ben Aknoun
- $J_{mono}$  sur le Jeu de Barres 60 KV de Ben Aknoun
- Les Participations en homopaires de Ouled Fayet et Ben Aknoun

- Les Tensions de chacune des phases au lieu de défaut
- Les Tensions de chacune des phases sur le Jeu de Barres de Ouled Fayet
- Faire le Diagramme des Courants et Tensions.

## 1/ Calcul de Jtri sur le Jeu de Barres 60KV de Ben Aknoun

### a) Schéma électrique



### b) Calcul de l'impédance amont Zda de O.Fayet

$$Z_{da} = j U^2 / S_{cc} \text{ tri} = j 60^2 / 355 = j 10,14 \Omega$$

### c) Calcul de l'impédance de la ligne O.Fayet - B.Aknoun

$$Z_{dL} = j 0,42 \times 4 = j 1,68 \Omega$$

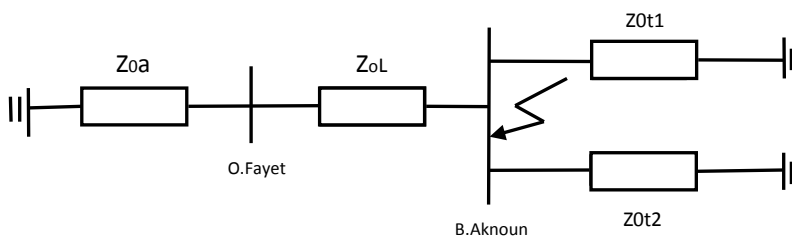
### d) Calcul de Jtri

$$Z_d = Z_{da} + Z_{dL} = j 10,14 + j 1,68 = j 11,82 \Omega$$

$$J_{tri} = E / Z_d = (60\,000 / \sqrt{3}) / 11,82 = 2930 \text{ A}$$

## 2/ Calcul de Jmono sur le Jeu de Barres 60KV de Ben Aknoun

### a) Schéma homopolaire



### b) Calcul de l'impédance homopolaire amont Zd0a de O.Fayet :

$$P_{cc\text{mono}} = U\sqrt{3} J_{\text{mono}}$$

$$J_{\text{mono}} = 3E / (Z_d + Z_i + Z_0)$$

$$Z_d = Z_i \quad \longrightarrow \quad J_{\text{mono}} = 3E / (2Z_d + Z_0)$$

$$P_{ccmono} = U\sqrt{3} J_{mono} = U\sqrt{3} * 3E / (2Z_d + Z_0)$$

Or  $E\sqrt{3} = U \longrightarrow P_{cc} = 3U^2 / (2Z_d + Z_0)$

D'où :  $Z_0 = (3U^2 / P_{ccmono}) - 2Z_d$

$$Z_{0a} = j [ (3U^2 / P_{ccmono}) - 2Z_{da} ] = j [ (3 * 60^2) / 266 - 2 * 10.14 ] = j 20.32 \Omega$$

**c) Calcul de l'impédance homopolaire de la ligne :**

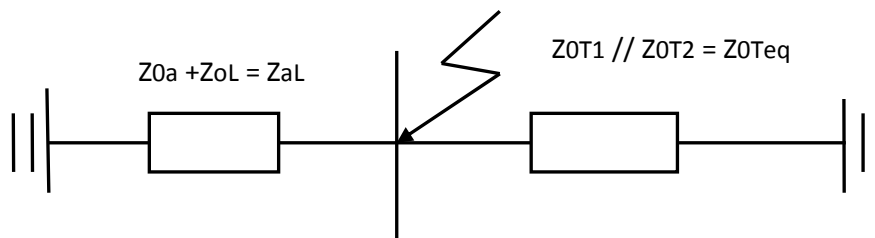
L'impédance homopolaire de la ligne aérienne équivaut toujours à 3 fois son impédance directe.

$$Z_{OL} = 3 Z_{dL} = 3 * j1,68 = j5,04 \Omega$$

**d) Calcul de l'impédance homopolaire des Transformateurs :**

$$Z_{OT1} = Z_{OT2} = j ( P / 100 ) * ( U^2 / S_n ) = j ( 8,53 / 100 ) * ( 60^2 / 25 ) = j 12,28 \Omega$$

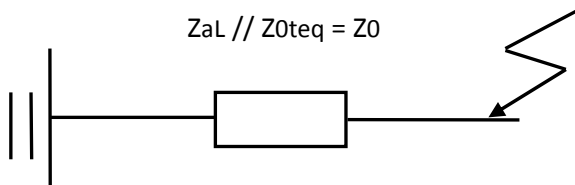
**e) Transformation du schéma**



B.Aknoun

$$Z_{aL} = Z_{0a} + Z_{OL} = j 20,32 + j5,04 = j25,36 \Omega$$

$$Z_{OTeq} = Z_{OT1} // Z_{OT2} = ( j12,28 * j12,28 ) / ( j12,28 + j12,28 ) = j6,14 \Omega$$



$$Z_o = Z_{aL} // Z_{OTeq} = ( j25,36 * j6,14 ) / ( j25,36 + j6,14 ) = j 4,94 \Omega$$

**f) Calcul de Jmono**

$$J_{mono} = 3E / (2Z_d + Z_o) = ( 3 * 60000 / \sqrt{3} ) / ( 2 * 11,82 + 4,94 )$$

$$J_{\text{mono}} = 3636 \text{ A}$$

### 3/ Calcul des participations en homopolaire de O. Favet et B. Aknoun :

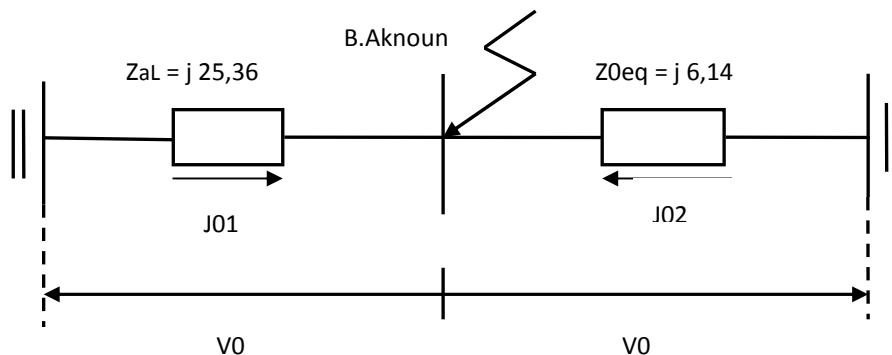
#### a) Calcul du courant homopolaire total :

$$J_0 = J_1 / 3 = 3636 / 3 = 1212 \text{ A}$$

#### b) Calcul de la tension homopolaire au point de défaut :

$$V_0 = -Z_0 J_0 = -4,94 \times 1212 = -5987 \text{ V}$$

#### c) Calcul des courants homopolaires J01 et J02 :



Soient J01 et J02 les courants homopolaires provenant respectivement de O.Fayet et B.Aknoun et se dirigeant vers le défaut.

$$V_0 = Z_{0aL} \times J_{01} \quad J_{01} = V_0 / Z_{0aL}$$

$$J_{01} = 5987 / 25,36 = 236 \text{ A}$$

$$V_0 = Z_{0Teq} \times J_{02} \quad J_{02} = V_0 / Z_{0Teq}$$

$$J_{02} = 5987 / 6,14 = 976 \text{ A}$$

Le courant J02 est le courant homopolaire provenant des 2 Transformateurs identiques installés à Ben Aknoun.

Chacun de ces Transformateurs participe avec un courant homopolaire J0T égal à :

$$J_{0T1} = J_{0T2} = 976 / 2 = 488 \text{ A}$$

### 4/Calcul des Tensions de chacune des phases au lieu du défaut

#### a) Calcul des composantes symétriques des Tensions :

##### a.1.) Tension directe Vd

$$E = V_d + Z_d \cdot J_d \quad V_d = E - Z_d J_d$$

Or  $J_d = J_i = J_0$  d'où  $V_d = E - Z_d J_0$

$$V_d = (60000 / \sqrt{3}) - 11,82 \times 1212 = \mathbf{20315 \text{ V}}$$

##### a.2.) Tension inverse Vi

$$0 = V_i + Z_i \cdot J_i \quad V_i = -Z_i J_i = -Z_d J_0$$

$$V_i = -11,82 \times 1212 = \mathbf{-14326 \text{ V}}$$

##### a.3.) Tension homopolaire V0 (calculée précédemment)

$$V_0 = -Z_0 J_0 = -4,94 \times 1212 = \mathbf{-5987 \text{ V}}$$

**b) Calcul des Tensions V1, V2 et V3 au lieu du défaut**

**b.1.) Tension V1 de la phase 1 :**

$$V_1 = V_d + V_i + V_o = 20315 - 14326 - 5987 = 0V$$

Ce résultat confirme que le défaut pris comme exemple, se situe sur la phase 1 . Il est donc logique que la tension de cette phase soit nulle, le défaut étant franc.

**b.2.) Tension V2 de la phase 2 :**

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o$$

$$a^2 = -1/2 - j\sqrt{3}/2 \text{ et } a = -1/2 + j\sqrt{3}/2$$

$$V_2 = (-1/2 - j\sqrt{3}/2) \times 20315 + (-1/2 + j\sqrt{3}/2) \times (-14326) + (-5987)$$

$$V_2 = 10157,5 - j\sqrt{3} \times 10157,5 + 7163 - j\sqrt{3} \times 7163 - 5987$$

$$V_2 = 8981,5 - j\sqrt{3} \times 17320,5 = -8981,5 - j30000$$

$$V_2 = \sqrt{(8981,5)^2 + (30000)^2} = 31315 \text{ V}$$

$$\text{tg } \theta_2 = (30000) / (-8981,5) = +73^\circ$$

**b.3) Tension V3 de la phase 3 :**

$$V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o$$

$$a^2 = -1/2 - j\sqrt{3}/2 \text{ et } a = -1/2 + j\sqrt{3}/2$$

$$V_3 = (-1/2 - j\sqrt{3}/2) \times 20315 + (-1/2 + j\sqrt{3}/2) \times (-14326) + (-5987)$$

$$V_3 = -10157 + j\sqrt{3} \times 10157,5 + 7163 + j\sqrt{3} \times 7163 - 5987$$

$$V_3 = -8981,5 + j\sqrt{3} \times 17320 = -8981,5 + j30000$$

$$V_3 = \sqrt{(8981,5)^2 + (30000)^2} = \underline{\underline{31315V}}$$

$$\text{tg } \alpha = (+30000) / (-8981,5) = \underline{\underline{-73^\circ}}$$

**5/calcul des tensions de chacune des phases sur le jeu de barres O. Fayet :**

**a) calcul des composantes symétriques des tensions**

**a.1.) tension direct :**

$$V'd = V_d + Z_d L J_d$$

$$V'd = 20315 + 1.68 \times 1212 = \underline{\underline{22351 \text{ V}}}$$

**a.2) tension inverse V'i:**

$$V'i = V_i + Z_i L$$

$$V'i = -14326 + 1.68 \times 1212 = \underline{\underline{-12290V}}$$

**a.3) Tension homopolaire V'0:**

$$V'0 = V_o + Z_o L J_o = -5987 + 5.04 \times 236 = \underline{\underline{-4798 \text{ V}}}$$

**b) calculs des tensions V'1, V'2 et V'3 sur le jeu de barres O. Fayet :**

**b.1.) tension V'1 de la phase 1 :**

$$V'1 = V'd + V'i + V'0 = 22351 - 12290 - 4798 = \underline{\underline{5263 \text{ V}}}$$

**b.2.) tension  $V'_2$  de la phase :**

$$V'_2 = a^2 V_i + a V_d + V_0$$

$$V'_2 = (-1/2 - j\sqrt{3}/2) * 22351 + (-1/2 - j\sqrt{3}/2) * (-12290) + (-4798)$$

$$V'_2 = 9830 - j30000$$

$$V'_2 = \sqrt{(9830)^2 + (30000)^2} = \underline{\underline{31570 \text{ V}}}$$

$$\text{tg}\alpha_2 = (-30000) / (-9830) = \underline{\underline{+72^\circ}}$$

**b.3) Tension  $V'_3$  de la phase 3:**

$$V'_3 = a V_i + a^2 V_d + V_0$$

$$V'_3 = (-1/2 - j\sqrt{3}/2) * 22351 + (-1/2 - j\sqrt{3}/2) * (-12290) + (-4798)$$

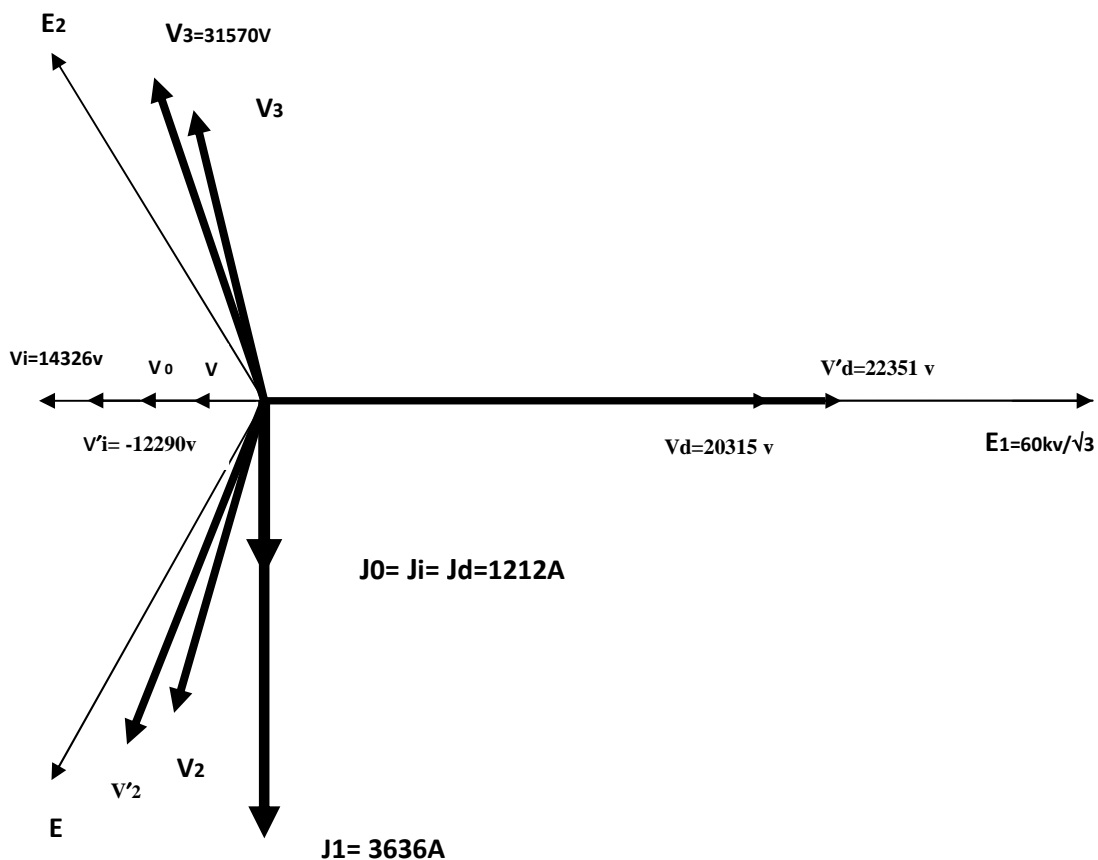
$$V'_3 = (-1/2 - j\sqrt{3}/2) * 22351 + (-1/2 - j\sqrt{3}/2) * (-12290) + (-4798)$$

$$V'_3 = 9830 - j30000$$

$$V'_3 = \sqrt{(9830)^2 + (30000)^2} = \underline{\underline{31570 \text{ V}}}$$

$$\text{tg}\alpha_3 = (+30000) / (-9830) = \underline{\underline{-72^\circ}}$$

**6/ diagramme des courants et tensions :**



Conclusion générale

Dans le cadre de notre travail, nous avons constaté que les protections jouent un rôle important dans le fonctionnement des réseaux, à savoir la sécurité de l'ensemble du réseau et la continuité de service. [2]

Vu l'importance des postes d'interconnexion THT /HT, les différentes protections qui leur sont associées doivent présenter certaines caractéristiques telles que la fiabilité, la sélectivité et la rapidité. [6]

En effet, les protections doivent répondre à tout moment et seront prêtes à isoler la partie en défaut.

En plus, il faut une bonne sélectivité des protections c'est-à-dire éliminé seulement la partie concernée par le défaut.

Enfin un fonctionnement des protections aussi rapide que possible est nécessaire afin d'éliminer tout risque de détérioration du matériel. [6]

# Bibliographie

- [1] : A.MELLAL, M HADIM « Présentation d'un poste d'interconnexion » Mémoire de fin d'études DEUA en électrotechnique. UMMTO, 1997.
- [2] : K. AKSSOUM, S. CHALLALI « Calculs des courants de court-circuit dans un réseau MT de 60 kV » mémoire de fin d'étude master, 2015
- [3] : H.LALDJI, B.IRENE ET H.BENSELAMA : « Diagnostique du départ A.E.H Moyenne Tension 30KV issu de la centrale Souk el Djemaa »Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2003.
- [4] : M.GERIN : Appareillage THT. Sectionneur Egic 72.5 à 765 kV, 2012.
- [5] : C. GARY, La technique des hautes tensions, choix et coordination des isolements, 2013
- [6] : H.BELMAHDI et N.ABDELLI : « Etude de la protection d'un réseau de distribution moyenne tension. Application au poste de transformation et de distribution HT/MT Oued Aissi/Tizi-Ouzou »2008
- [7] : Système d'énergie électrique guide de référence, titre : les postes THT /HT. Edition 1998 ALSTOM
- [8] : Z.OUGUENOUNE, N.MAMOU « Etude des Protection du Départ MT BOUKHALFA issu du poste 60/30 KV Draa Ben Khedaa » mémoire de fin d'étude ingénieur. 2009
- [9] : Séminaire plan de protection Alger 26/27 janvier 1987.SONELGAZ