

REPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ MOULOUD MAAMMÈRI DE TIZI OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE

DEPARTEMENT D'ÉLECTROTECHNIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme:

D'INGENIEUR D'ETAT EN ELECTROTECHNIQUE

Option: Réseaux Electriques

THEME

***ETUDE DE LA PROTECTION DU RESEAU
MOYENNE TENSION DE L'ENEL***

Proposé par:

M: D. BOUBEKER (ENEL)
M^{me}: DJ. TABET (ENEL)

Dirigé par:

M: BESSAI HAMZA

Étudié par:

M^c CHIBAH AREZKI

Promotion 2008

Remerciements

Au terme de ce modeste travail, Je tiens à exprimer mes vifs remerciements et ma gratitude, tout d'abord, à mon promoteur **M^r BESSAI HAMZA** pour son encadrement, sa rigueur et ses précieux conseils durant la réalisation de ce projet.

Mes remerciements s'adressent aussi à **M^{me} TABET DJAMILA** ,
M^r BOUBEKEUR DAHMANE et **M^r AICHIB HAMID** de l'ENEL pour leurs aides et leurs précieux conseils.

Je remercie également les membres du jury qui ont bien voulu juger ce travail.

*L'*exprime aussi ma reconnaissance à **M^r HAMOUDI MOKRANE** (ENEL) pour sa disponibilité et son aide .

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué ,de près ou de loin,à l'élaboration de ce mémoire; qu'ils trouvent ici ma profonde reconnaissance.

SOMMAIRE

Introduction	1
Chapitre1 : Topologie des réseaux électriques	
Introduction	2
1- Définition et rôle des réseaux électriques	2
2- Hiérarchisation des réseaux électriques par niveau de tension	2
a) Réseau de transport.....	2
b) Réseau de répartition.....	2
c) Réseau de distribution.....	2
3- Les différentes structures des réseaux électriques	4
a) Réseau radial ou en antenne.....	4
b) Réseau bouclé.....	5
c) Réseau maillé.....	5
4- Réseau de distribution moyenne tension	6
4-1-Différentes structures des réseaux MT.....	6
4-1-1-Réseau en simple dérivation.....	6
4-1-2-Réseau en coupure d'artère.....	7
4-1-3-Réseau en double dérivation.....	8
4-2-Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension.....	8
4-2-1-Réseaux aériens.....	8
4-2-2-Réseaux souterrains.....	9
Chapitre2 : Défautes et calculs des courts-circuits	
Introduction	10
1- Les différentes perturbations touchant les réseaux électriques	10
1-1-Les courts-circuits.....	10
1-2-Les surtension.....	12
1-3-Les surcharges.....	13
1-4- Le déséquilibre	13
1-5- Les creux de tension.....	13
1-6-Les harmoniques.....	14
2- Calcul des courants de courts-circuits	15
2-1- Introduction	15
2-2- Calcul des courants de courts-circuits	15
2-2-1-Méthode des impédances.....	15
2-2-2-Méthode des composantes symétriques.....	19
3- Régime du neutre	27
3-1- Introduction	27
3-2- Les différents régimes du neutre	27
3-2-1-Neutre isolé.....	27
3-2-2-Neutre mis à la terre à travers une impédance.....	28
3-2-2- Neutre mis directement à la terre.....	31
Chapitre 3 : Protection et appareillage	33
Introduction	33
1-Plan de protection	33
1-1-Définition du dispositif de protection.....	33
1-2-Fonction et rôle du dispositif de protection.....	36
1-3-Propriétés du dispositif de protection.....	36

1-4-Constitution d'un système de protection.....	36
1-5-Données de base des plans de protection.....	37
1-6-Grandeurs d'action.....	37
1-7-Notion de sélectivité.....	37
2- Appareillage de protection contre les surintensités.....	39
2-1-Sectionneur.....	39
2-2-Fusible.....	39
2-3-Disjoncteur.....	41
3- Protection des transformateurs.....	46
3-1-Protection thermométriques de cuve.....	46
3-2-Protection par relais thermique.....	46
3-3-Protection par image thermique.....	46
3-4-Protection par relais de BUCHHOLZ.....	46
3-5-Protection masse-cuve.....	47
3-6-Protection différentielle.....	48
4- Protection des jeux de barres.....	48
4-1-Protection de masse.....	48
4-2-Protection différentielle.....	48
5- Protection du réseau moyenne tension.....	48
5-1-Protection des transformateurs HT/MT.....	48
5-2-Protection des départs MT.....	49
5-2-1-Protection contre les défauts entre phases.....	49
5-2-2-Protection contre les défauts entre phase et terre.....	49
6- Autres protections des départs MT.....	50
7- Réglage des protections.....	51
7-1- Réglage des protections des départs MT.....	51
7-2- Réglage des protections à maximum de courant du transformateur HT/MT.....	52
Chapitre 4 : Application au réseau MT de l'ENEL	
Introduction.....	53
1- Description du réseau de distribution MT de l'ENEL.....	53
1-1- Caractéristiques techniques des câbles MT.....	54
1-2- Calcul des différentes impédances des éléments du réseau.....	55
1-3- Système de protection de l'ENEL.....	57
2- Calcul des courants de court-circuit.....	59
3- Réglage des protections.....	64
3-1-Réglage des protections des travées 7 et 8, travées d'alimentation.....	64
3-1-1- Dimensionnement du disjoncteur principal.....	64
3-1-2- Réglage du relais 7SJ8003-3PB51.....	64
3-1-3- Réglage de la protection différentielle.....	65
3-2- Réglage des protections des travées 5 et 6 d'alimentation du jeu de barres K1-C.....	66
3-2-1-Dimensionnement du disjoncteur après les transformateurs de 13.5MVA.....	66
3-2-2- Réglage de la protection des fuites de tension à la terre.....	66
3-3- Réglage des protections des travées 15 et 16 du jeu de barres K1-C.....	66
3-3-1-Dimensionnement du disjoncteur.....	66
3-3-2-Réglage du relais temporisé à maximum de courant 3SJ7703-031KB00.....	66
3-4- Réglage des protections des travées 17 et 18 du jeu de barres K1-C.....	66

3-4-1- Dimensionnement du disjoncteur.....	66
3-4-2-Réglage du relais temporisé à maximum de courant 3SJ7703-1KB00.....	67
3-4-3-Réglage de la protection différentielle demi onde.....	67
3-5- Réglage des protections de la travée 7 du jeu de barres K2-5.....	67
4- Interprétation des résultats.....	68
Conclusion générale.....	69
Annexe1	
Annexe2	
Annexe3	

INTRODUCTION

Les réseaux électriques représentent des investissements importants consentis par les distributeurs pour garantir la qualité et la continuité de l'alimentation des clients en énergie.

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

- Quelles sont ces perturbations qui affectent les réseaux électriques ?
- Quelles sont les différentes protections utilisées pour y faire face ?
- Quelle est la place de ces protections au niveau de l'ENEL ?

C'est à ces questions que tentera de répondre notre modeste travail réparti en quatre chapitres :

- Le premier chapitre portera sur des généralités sur les réseaux électriques et sera axé, surtout, sur la configuration des réseaux moyenne tension.
- Le deuxième chapitre sera consacré aux différentes perturbations touchant les réseaux électriques (leurs origines et leurs conséquences), ainsi que sur les méthodes de calcul des courants de court-circuit.
- Le troisième chapitre sera axé sur l'étude des différentes protections des réseaux moyenne tension et leurs réglages.
- Enfin, le quatrième, représentant une application sur le réseau MT de L'ENEL, portera sur le calcul des courants de court-circuit dans les différentes parties du réseau et sur le dimensionnement des protections et leurs réglages.

Nous terminerons notre travail par une conclusion générale.



CHAPITRE 1

TOPOLOGIE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Introduction :

L'énergie électrique est l'un des éléments les plus vitaux dans notre vie. Cette énergie produite dans les différents sites de production (centrale thermique, centrale hydroélectrique, centrale nucléaire.....etc) est acheminée aux différents consommateurs par l'intermédiaire de réseaux électriques.

1- Définition et rôle des réseaux électriques

Le réseau électrique est l'ensemble d'infrastructures permettant l'acheminement de l'énergie électrique des points de production vers les points de consommation. Ce réseau vise, essentiellement, à assurer la continuité et la qualité d'alimentation électrique des consommateurs.

Le réseau électrique est constitué de lignes à basse, moyenne, haute et très haute tension. Cette différence de tension est due à la nécessité de limiter les pertes sur le réseau pour permettre le transport d'énergie sur des distances relativement longues. En effet, pour une même puissance à alimenter, plus on élève la tension moins les pertes en lignes (échauffement du câble) sont importantes. En revanche, plus la tension est élevée plus la technique requise (notamment en termes d'isolement) est coûteuse. Alors, on élève la tension de façon importante à la sortie des centrales, puis on la diminue, graduellement, au fur et à mesure que l'on se rapproche du consommateur final.

2-Hiérarchisation par niveau de tension [1][Réseau Français]

D'après le niveau de tension, on distingue trois types de réseaux :

a)-Réseaux de transport : utilisant des lignes à très haute tension (225/400kV), leur rôle est d'assurer le mouvement d'énergie au niveau national (entre les principales centrales de production et les grands centres consommateurs) et international (interconnexion avec les pays voisins).

b)-Réseaux de répartition : à haute tension (60/90/137kV), ils ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité.

c)-Réseaux de distribution : Ils ont pour rôle l'acheminement de l'énergie à l'ensemble des consommateurs et ils sont à :

-Moyenne tension : entre 3-33kV.

-Basse tension : 220/380V.

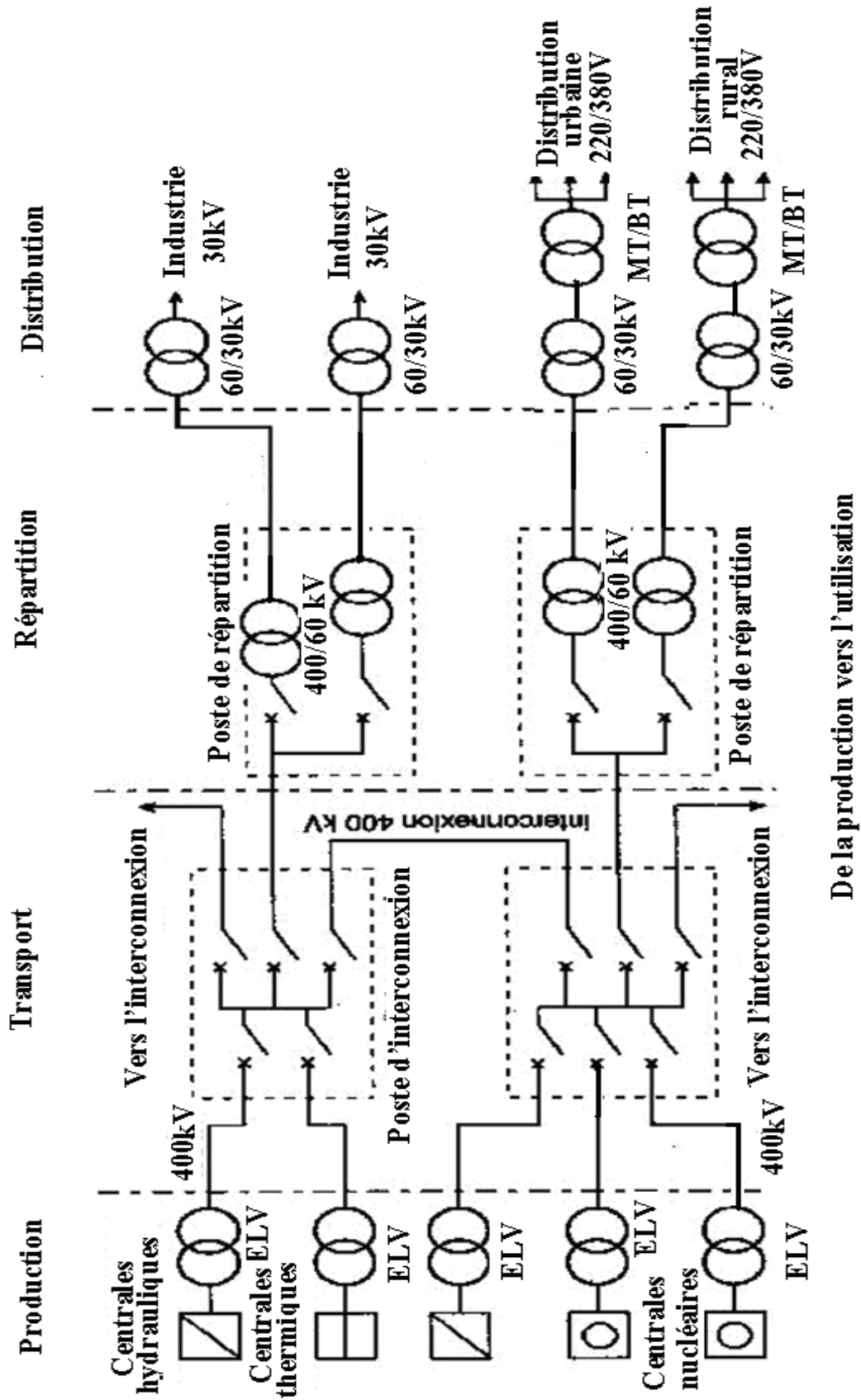


Figure I-1- Schéma général des réseaux électriques
Hiérarchisation par niveau de tension

3-Les différentes structures des réseaux électriques [1]

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

a) Réseau radial ou en antenne [1]

C'est le réseau le plus simple du point de vue conception. Il est disposé de façon à ce qu'en partant du point d'alimentation, toutes les lignes sont développées en antennes et alimentées par une seule ligne principale.

- **avantages**

Les avantages d'un réseau radial sont :

- Facilité de construction et d'exploitation.
- Les dépenses pour la réalisation et la protection d'un tel réseau sont minimales.

- **inconvénient**

Ce réseau possède un inconvénient majeur qui est le déclenchement du disjoncteur principal qui entraîne une interruption du service pour tous les usagers en aval, en cas d'avarie sur une ligne

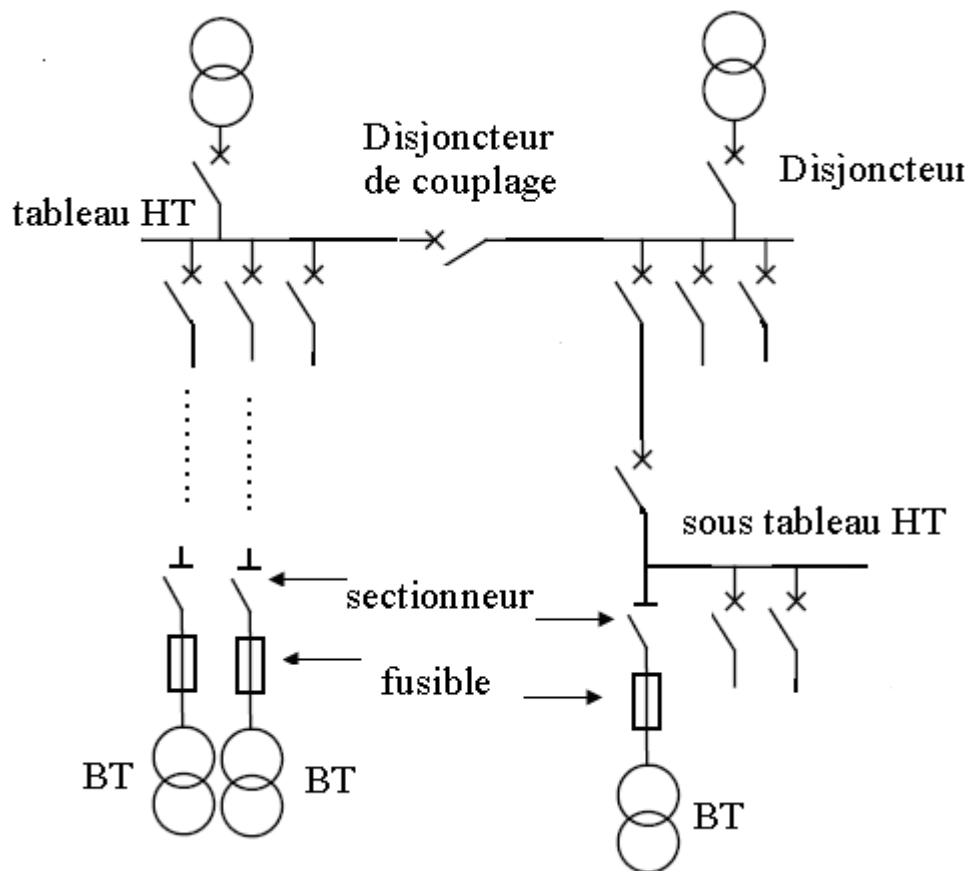


Figure-I-2- La structure des réseaux en antenne-[2]

b) Réseau bouclé ou en coupure d'artère [1]

Dans ce cas, on tend vers un maillage partiel par la formation de boucles. Ainsi, tous les accès de la boucle sont alimentés par deux lignes (figureI-3).

- **avantages**

Ce type de réseau possède l'avantage:

- D'avoir une meilleure continuité de service.
- D'être facile à construire et à étudier.

- **inconvénient**

La construction d'un tel réseau est plus coûteuse que celle d'un réseau radial et il est plus difficile à exploiter.

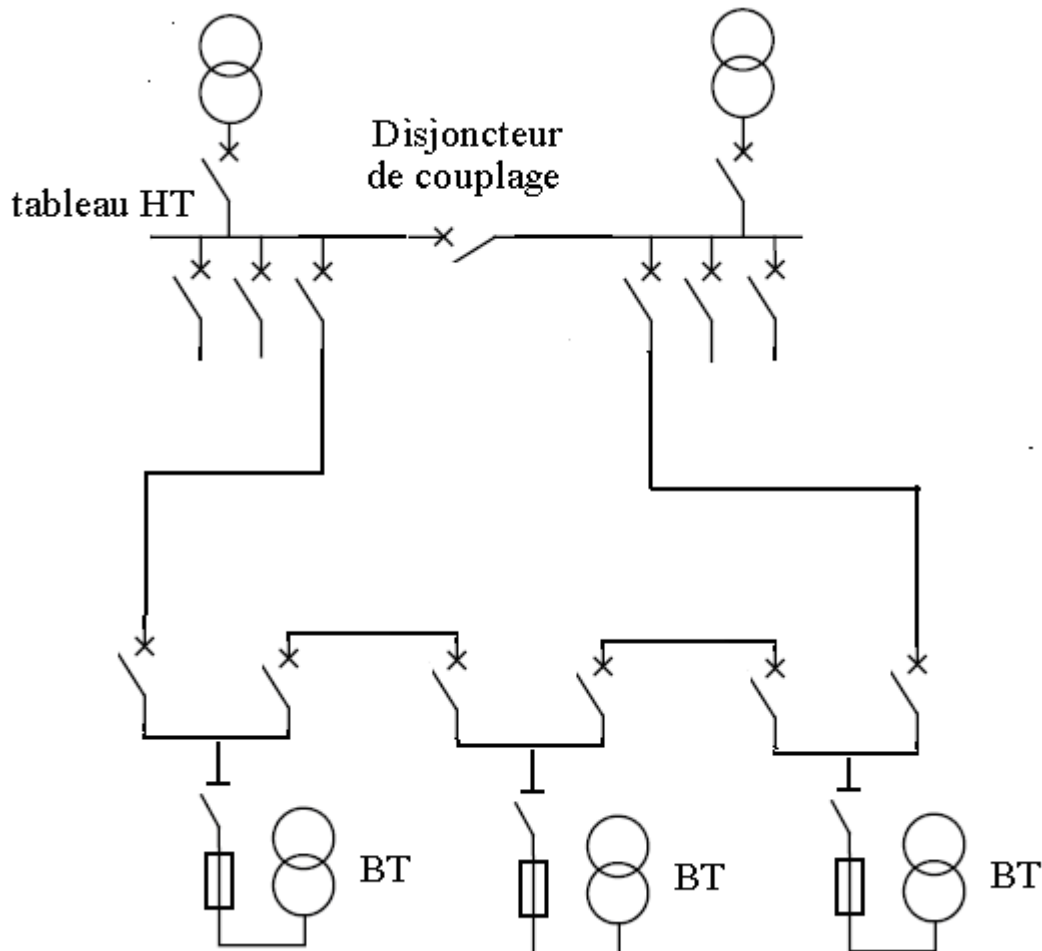


Figure-I-3-La structure des réseaux bouclés ou en coupure d'artère [2]

c) Réseau maillé [1]

Le réseau est complètement maillé et tous les nœuds sont alimentés au moins de deux côtés (figureI-4).

- **avantages**

Le réseau maillé est caractérisé par :

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

- **inconvénients**

Les dépenses pour la réalisation d'un tel réseau sont énormes et nécessitent des protections sophistiquées.

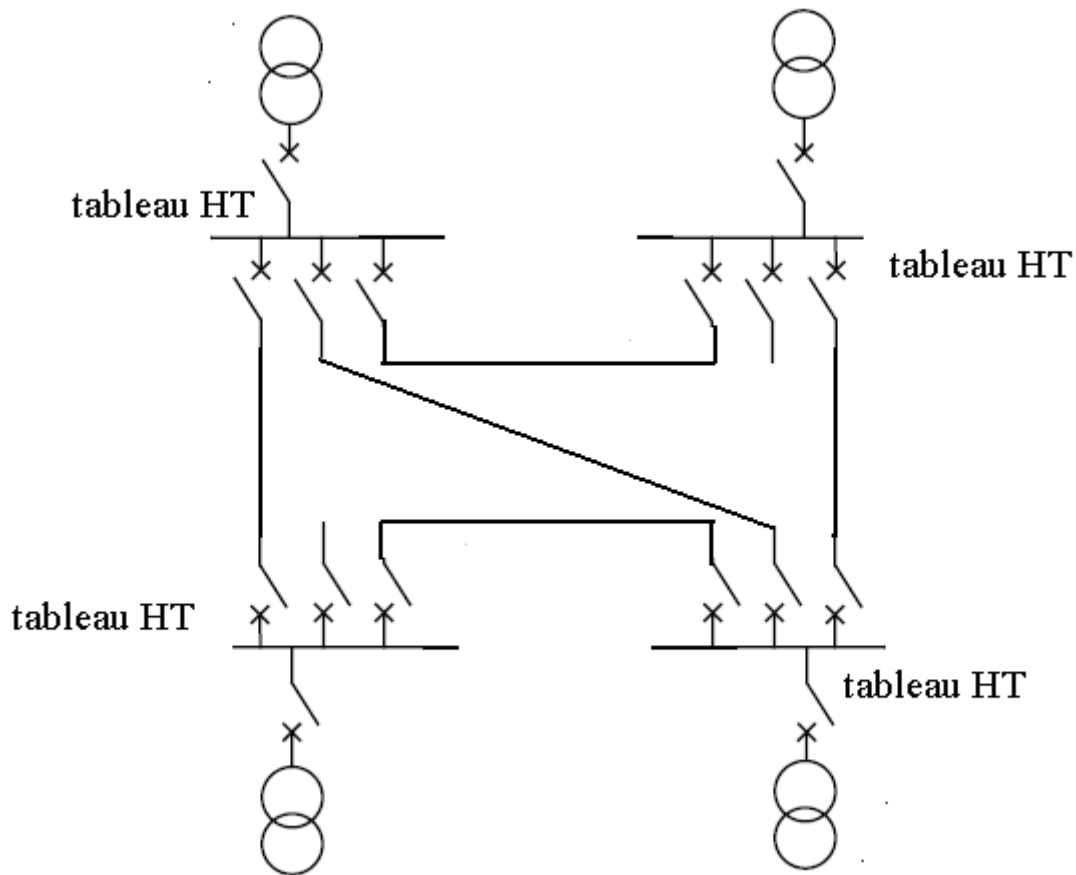


Figure-I-4- La structure des réseaux maillés [2]

4- Réseau de distribution moyenne tension

Les réseaux moyenne tension s'étendent des postes sources constitués de transformateurs HT/MT jusqu'aux abonnés MT ou BT, suivant la puissance demandée, en passant par des lignes aériennes ou souterraines.

4-1- Différentes structures des réseaux moyenne tension

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

4-1-1-Configuration en simple dérivation [3]

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation ; tous les points de consommation sont alimentés par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent (voir figure I-5). Cette arborescente se déroule à partir du point d'alimentation constitué de postes de distribution HT/MT et s'étale jusqu'aux consommateurs MT ou BT.

Cette disposition est particulièrement utilisée pour la distribution de moyenne tension en milieu rural.

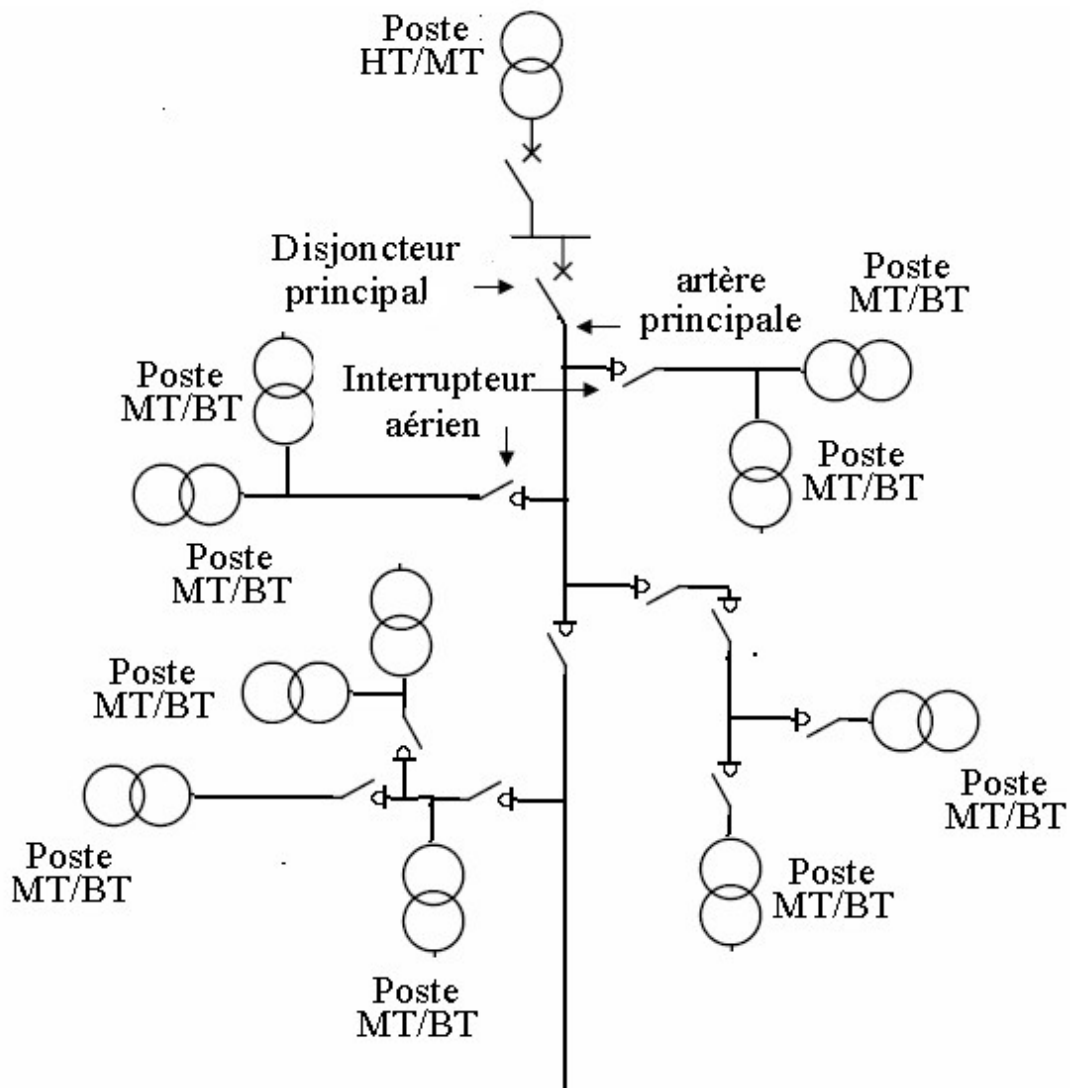


Figure I-5- Réseau moyenne tension en simple dérivation [3]

4-1-2-Réseau en coupure d'artère [3]

Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Tous les points de consommation sont alimentés par deux chemins électriques dont seulement un est effectif (figure I-3). Cette disposition est souvent utilisée en zone urbaine à forte densité.

4-1-3-Réseau en Double dérivation [3]

Le principe de cette disposition est basé sur le fait que le réseau moyenne tension est doublé. Il est constitué de deux circuits « A », « B » (voir figure I-6) et chaque poste MT/BT est alimenté par ces deux circuits, mais, seul un est effectif. Ces réseaux à double dérivation sont équipés d'un automatisme qui permet la permutation automatique en cas de manque de tension dans l'une des arrivées.

Cette disposition est, aussi, souvent utilisée en zone urbaine à forte densité.

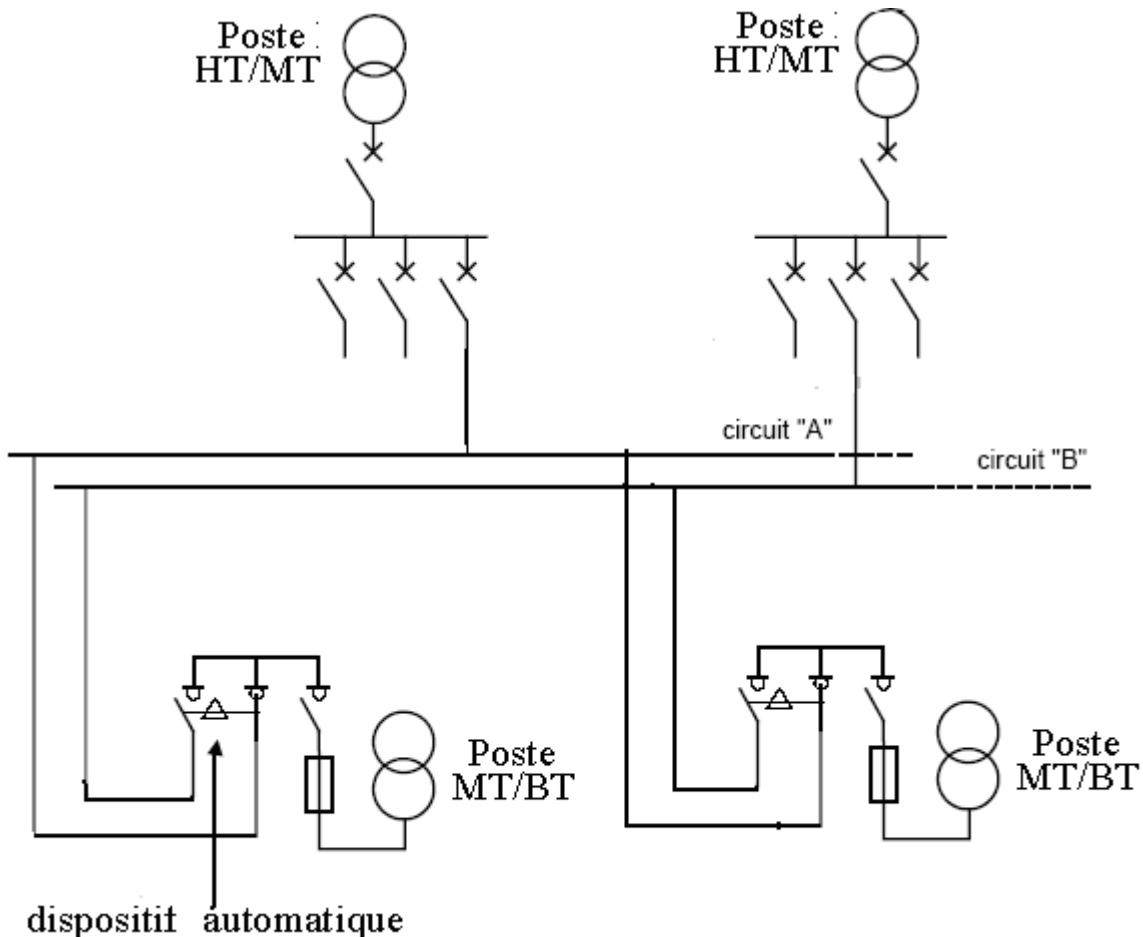


Figure I-6- Réseau moyenne tension en double dérivation [3]

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

Les réseaux moyenne tension sont utilisés suivant deux techniques ; celle des réseaux aériens et celle des réseaux souterrains :

4-2-1- Réseaux aériens [4]

Ils existent généralement dans les zones rurales et ils sont exploités, essentiellement, en antenne ou en simple dérivation (figure I-5).

Ils sont constitués de conducteurs en aluminium ou en cuivre. Ces conducteurs sont supportés, à l'aide d'isolateurs rigides ou suspendus réalisés en verre ou en porcelaine, par des poteaux ou des pylônes en béton d'une hauteur de 10 à 12 mètres [4].

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

4-2-2- Réseaux souterrains [4]

On les trouve, généralement, dans les zones urbaines et ils sont exploités soit en coupure d'artère (figure I-3), soit en double dérivation (figure I-6).

En moyenne tension les câbles sont tripolaires, ils peuvent être à champ radial (figure I-7-1) dont chaque conducteur est entouré d'un écran, ou à champ non radial (figure I-7-2) dont un écran unique entoure tous les conducteurs. Tous les câbles sont entourés d'une gaine armée ou non qui les protège contre les contraintes mécaniques et les actions chimiques.

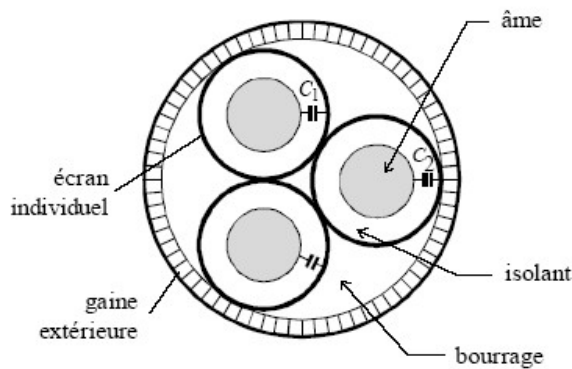


Figure I-7-1 [3]

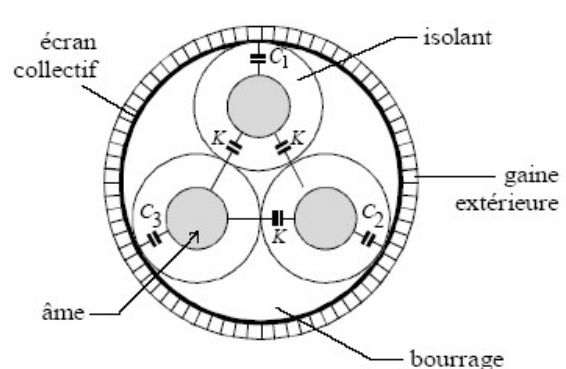


Figure I-7-2 [3]

Dans les câbles moyenne tension, les conducteurs peuvent être en cuivre ou en aluminium avec différentes sections justifiées par leurs aptitudes à alimenter les charges de ce réseau en vue des différentes contraintes (chute de tension, tenue en court-circuit et tenue mécanique).

En moyenne tension, l'isolation des câbles est faite, soit en papier imprégné (PI), soit en matière synthétique tels que ; le polyéthylène (PE), le polyéthylène réticulé (PER), le polyvinyle (PVC) et la gomme synthétique (EPR). L'utilisation de ces isolants dépend de chaque pays, par exemple en Allemagne, l'isolation en PER est dominante comme le montre la figure I-8.

Les câbles sont plus chers que les lignes mais ils ont moins de défaillances causées par les intempéries car étant enterrés à environ 1 mètre de profondeur [4].

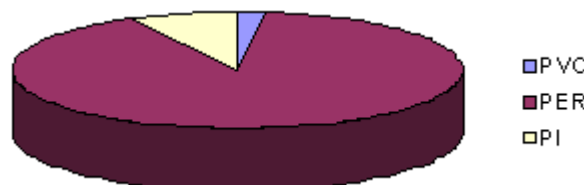


Figure I-8- Type de câbles en Allemagne en 1996- [4]

CHAPITRE 2

DEFAUTS ET CALCULS DES COURTS-CIRCUITS

Introduction

Les réseaux électriques peuvent être le siège de nombreux incidents dus à l'apparition de différentes perturbations liées soit au réseau lui-même, soit à des phénomènes extérieurs.

1-Différentes perturbations touchant les réseaux électriques**1-1-Les court-circuits**

Le court-circuit se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre la phase et la terre à zéro ou à une petite valeur, ce qui engendre, ainsi, une augmentation importante de l'intensité du courant.

Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature externe tels que les coups de foudres, les orages, les animaux, la croissance des plantes, ou de nature interne : fausses manœuvres, défauts dans les machines.

1-1-1- Classifications des court-circuits [5]

Les courts-circuits électriques peuvent être classés suivant leurs durées, leurs origines et leurs natures :

➤ **Suivant leurs durées**

a- Les court-circuits auto-extincteurs

Ils sont caractérisés par leur disparition spontanée en des temps très courts (environ 50ms) sans provoquer de déclenchement sur le réseau.

b- Les court-circuits fugitifs

Ce sont des défauts qui nécessitent une brève coupure du réseau d'alimentation d'environ 0.3secondes. Ils sont de l'ordre de 70-90% des défauts.

c- Les court-circuits semi-permanents

Afin de disparaître, ils nécessitent une ou plusieurs coupures assez longues du réseau d'alimentation (environ une dizaine de secondes), mais sans intervention du personnel d'exploitation. Ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts.

d- Les court-circuits permanents

Ce sont des défauts qui provoquent une coupure définitive du réseau d'alimentation ; ce qui nécessite l'intervention du personnel pour la remise en service. Ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts.

➤ **Suivant leurs origines**

a- D'origine externe

Ils rassemblent toutes les causes indépendantes du réseau telles que : les coups de foudres, les orages, les animaux...etc.

b- D'origine interne

Ils caractérisent les différentes avaries liées aux matériels du réseau telles que la dégradation de l'isolement liée à la chaleur, à l'humidité ou à une ambiance corrosive, ainsi que les fausses manœuvres dans le réseau...etc.

➤ **Suivant leurs natures**

D'après l'ordre de fréquence, on distingue quatre types de courts-circuits

a) Court-circuits monophasés

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre (comme le montre la figure ci-dessous)

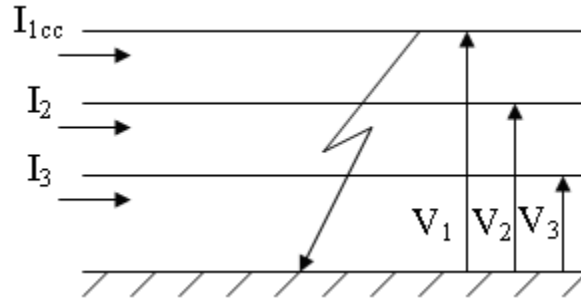


Figure II-1 Schéma d'un défaut monophasé-

b) Court-circuits biphasés

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à différents potentiels, comme le montre la figure ci-après :

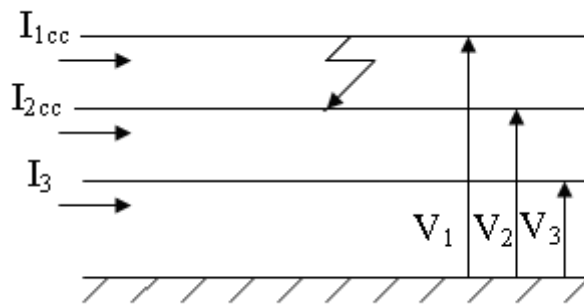


Figure II-2- Schéma d'un défaut biphasé-

c) Court-circuits biphasés- terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à différents potentiels à la terre (figure ci-dessous) :

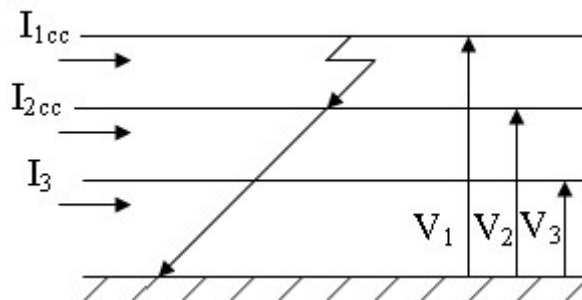


Figure II-3-Schéma d'un défaut biphasé- terre-

d) Court-circuits triphasés

C'est la mise en contact de trois phases se trouvant à différents potentiels.

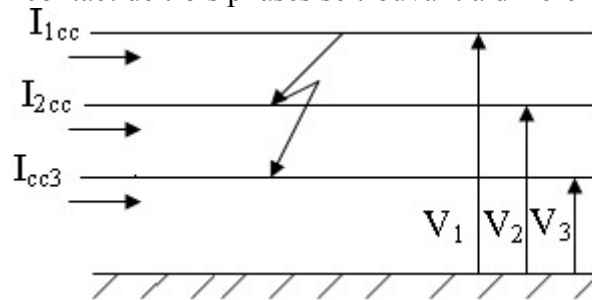


Figure II-4- Schéma d'un défaut triphasé-

1-1-2-Conséquences des court-circuits [2]

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

- A l'endroit du court-circuit, un arc électrique apparaît et entraîne l'échauffement des conducteurs créant, ainsi, la détérioration des isolants ; ce qui provoque à la longue leur claquage.
- Apparition d'une surintensité.
- Apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles.
- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines
- Déséquilibre du réseau.
- Pertes de synchronisme.
- Influence sur les lignes de télécommunication.

1-2-Les surtensions**1-2-1-Définition**

On appelle surtension toute tension fonction du temps qui dépasse la tension de crête de régime permanent.

1-2-2- Les causes des surtensions

Les surtensions sont dues à différentes causes :

➤ Causes internes

- Déclenchement ou extinction des courants inductifs ou capacitifs ;
- arrachage d'un arc électrique.
- commutation de l'électronique de puissance.
- apparition ou disparition d'un défaut.
- perte de charge.

➤ Causes externes

Une foudre touchant directement ou indirectement une ligne électrique.

1-2-3-Classification des surtensions

On distingue quatre types de surtension :

➤ Surtension permanente

D'une durée de plusieurs heures.

- **Surtension temporaire**
D'une durée d'une ou plusieurs secondes. Par exemple, le court-circuit d'une des phases d'un réseau à la terre peut introduire une surtension temporaire dans les autres phases.
- **Surtension de manœuvre**
Elle est liée à une manœuvre dans le réseau considéré. Sa durée est de quelques dizaines de microsecondes ou millisecondes.
- **Surtension de foudre**
Elle est due à la décharge d'une foudre sur une ligne électrique.

1-2-4-Conséquences des surtensions

Une surtension élevée peut provoquer un claquage des isolants de l'installation ; ce qui engendre des courts-circuits.

1-3- Les surcharges [2]

1-3-1-Définition

La surcharge est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, ainsi que celle du courant appelé sur la ligne d'alimentation au delà de la valeur nominale.

1-3-2-Conséquences

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts.

Remarque :

La surcharge est d'autant plus grande ou importante que le courant appelé dépasse fortement les limites définies pour l'installation.

1-4-Le déséquilibre [14]

]

1-4-1- Définition

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitudes et/ou ne sont pas déphasés les unes par rapport aux autres de 120°.

1-4-2- Les causes du déséquilibre

Le déséquilibre est causé par :

- Le courant de court-circuit.
- La rupture de phase.
- Le mauvais fonctionnement du disjoncteur.

1-4-3-Conséquences

Les conséquences du déséquilibre sont :

- Echauffement des conducteurs.
- Vibration des moteurs.

1-5-Les creux de tension [6]

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

Ces creux engendrent :

- Une perte de synchronisme des moteurs synchrones et une instabilité des moteurs asynchrones.
- Une perturbation de l'éclairage par la baisse de son intensité.

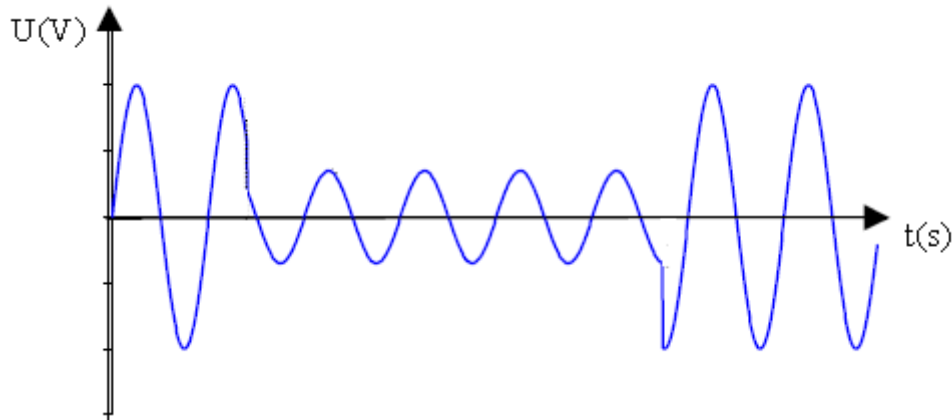


Figure-III-5-Creux de tension-[6]

1-6-Les harmoniques [6]

1-6-1-Définition

Les courants et tensions harmoniques sont des courants ou tensions parasites du réseau électrique. Ils déforment l'onde de courant ou de tension. Ils sont caractérisés par leurs fréquences qui sont des multiples de la fréquence du réseau (50Hz).

Les courants harmoniques sont dus aux transformateurs d'intensité, aux arcs électriques (four à arc) et surtout aux redresseurs et convertisseurs statiques (électronique de puissance).

Les tensions harmoniques sont dues à la circulation des courants harmoniques dans les impédances du réseau.

1-6-2- Conséquences

Les conséquences engendrées par les harmoniques sont :

- L'augmentation de la valeur efficace du courant.
- La circulation d'un courant dans le neutre pouvant être supérieur au courant de phase.
- La saturation des transformateurs.
- Le déclenchement intempestif des appareils de protection.
- Des mesures fausses.

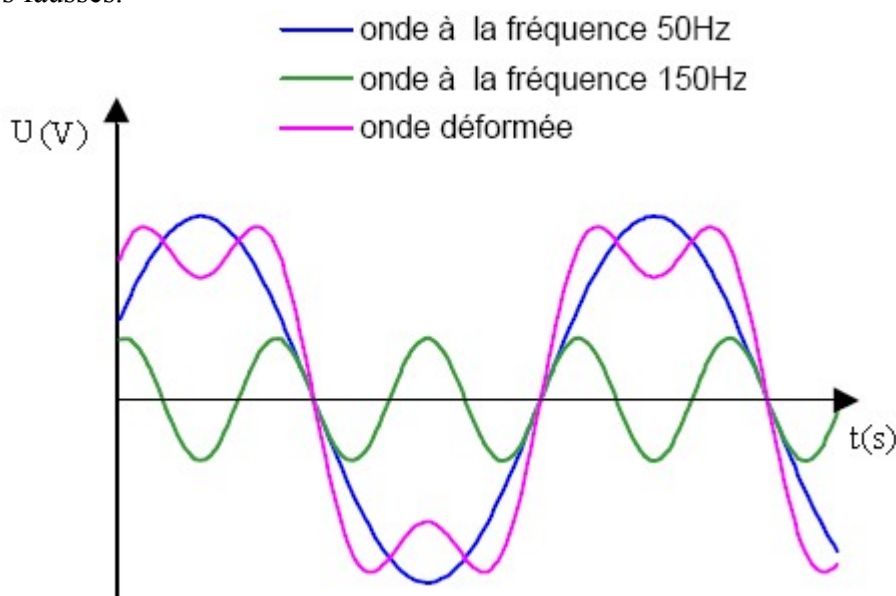


Figure III-6-Représentation temporelle d'une onde déformée- [6]

2- Calcul des courants de courts-circuits

2-1-Introduction

Les ouvrages ou les installations électriques, comme annoncé auparavant, font l'objet de toutes sortes de perturbations qui engendrent une multitude de courts-circuits dangereux pour l'homme comme pour le matériel. La connaissance de l'intensité de ces courts-circuits est indispensable pour un fonctionnement correct de ces ouvrages d'une part, et pour le dimensionnement des éléments le constituant, d'autre part.

Dans le calcul des courts-circuits, il y a lieu de déterminer deux courants ; le courant maximum présumé à l'origine ou à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection et le courant minimum présumé à l'extrémité de la liaison protégée [7].

Le calcul de ces courants nous permet de déterminer :

- a- Pour le courant de court-circuit maximum :
 - Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection.
 - La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.
- b- Pour le courant de court-circuit minimum :
 - Le choix de la courbe de déclenchement ou les conditions de coupure des disjoncteurs et fusibles en cas de défauts.

2-2-Calcul des courants de courts-circuits

Un réseau électrique touché par un défaut se réduit à une source de tension et une impédance Z_{cc} qui caractérise toutes les impédances situées en amont du point de défaut (figure II-7).

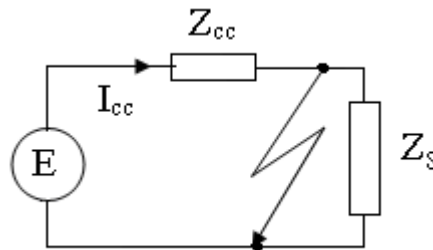


Figure II-7- Schéma simplifié d'un réseau en court-circuit

Afin de déterminer les courants de courts-circuits, on dispose de plusieurs méthodes et le choix de la méthode dépend :

- Du courant recherché (monophasé, biphasé, triphasé...)
- Du degré de précision recherchée.
- Des caractéristiques connues de l'alimentation et des différents paramètres.
- De l'importance de l'installation.
- Des moyens de calcul dont l'installateur dispose.

Parmi ces méthodes, nous citerons la méthode des impédances et la méthode des composantes symétriques que nous développerons ci-dessous.

2-2-1-Méthode des impédances [7]

2-2-1-1- Principe

Elle permet de faire des calculs de courant de courts-circuits avec une très bonne précision. Elle est utilisable lorsque toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défauts sont connues.

Cette méthode consiste à déterminer les courants de courts-circuits à partir de l'impédance équivalente du circuit parcouru par ces courants. Cette impédance se calcule en totalisant séparément les différentes résistances et réactances du circuit de défaut y compris celle de la source.

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{R_t^2 + X_t^2}} \quad (\text{II-2-1})$$

Avec :

U : Tension au point du défaut.

$R_t = \sum R$: Résistance totale (du circuit de défaut)

$X_t = \sum X$: Réactance totale (du circuit de défaut)

2-2-1-2-Détermination des différentes impédances

Les réseaux électriques sont constitués d'une façon générale : d'un réseau amont (réseau d'alimentation), de transformateurs, d'alternateurs, de moteurs, de disjoncteurs, de câbles, de lignes et jeux de barres. La connaissance de l'impédance de court-circuit dépend de la connaissance des impédances de ces différents éléments le constituant..

a- Impédance du réseau amont [7]

Afin de déterminer l'impédance du réseau amont, on se base sur les indications fournies par le distributeur et qui sont, uniquement, la puissance de court-circuit en MVA (S_{cc}).

L'impédance du réseau amont est :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad (\text{II-2-2})$$

Avec :

S_{cc} : puissance de court-circuit fournie par le distributeur.

U : tension composée du réseau ramené du côté moyenne tension.

La résistance amont se déduit à partir du rapport R_a / Z_a (normes CEI60909) donné dans le tableau ci-dessous :

U (KV)	6	20	150
R_a / Z_a	0.3	0.2	0.1

Tableau II-1-[7]

Ainsi, la valeur de la réactance est donnée comme suit :

$$X_a = \sqrt{(Z_a^2 - R_a^2)} \Rightarrow \frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2} \quad (\text{II-2-3})$$

b- Impédance des transformateurs [7]

Elle est déterminée d'après la tension de court-circuit en % ($U_{cc}\%$), de la tension à vide du transformateur (U_0) et de la puissance apparente de ce dernier (S_n). Elle est donnée par la relation suivante :

$$Z_T = \frac{(U_{cc\%} * U_0^2)}{(100 * S_n)} \quad (\text{II-2-4})$$

La résistance est déterminée d'après la puissance de court-circuit (P_{cc}), la tension à vide et la puissance apparente du transformateur.

$$R_T = \frac{(P_{cc} * U^2)}{S_n^2} \quad (\text{II-2-5})$$

Alors, la réactance du transformateur est déterminée comme suit :

$$X_T = \sqrt{(Z_T^2 - R_T^2)} \quad (\text{II-2-6})$$

c- Impédance des liaisons

Cette impédance dépend de leurs résistances, de leurs réactances linéiques ainsi que de leurs longueurs.

c-1-Résistance linéique [7]

La résistance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres est déterminée par la formule suivante :

$$R_L = \left(\frac{\rho}{S}\right) * l \quad (\text{II-2-7})$$

Avec :

ρ : Résistivité

S : Section du conducteur

l: Longueur

Remarques :

1) La résistivité n'est pas la même, elle diffère selon le courant de court-circuit à calculer ; maximum ou minimum [comme le montre le tableau ci-dessous (normes CEI)] :

Règle	Résistivité	Valeur de la résistivité ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)	
		Cuivre	Aluminium
Courant de court-circuit maximal	ρ_0	0.01851	0.02941
Courant de court-circuit minimal :			
-avec fusible	$\rho_1=1.5 \rho_0$	0.028	0.044
-avec disjoncteur	$\rho_1=1.25 \rho_0$	0.023	0.037

Tableau- II-2-[7]

2) Dans le calcul des courants de court-circuit maximum, on tient compte du facteur de tension $c=1.1$ correspondant à la tension maximum autorisée par le réseau. Pour les courants de court-circuit minimum, on applique le facteur de tension $c=1$ correspondant à la tension minimum autorisée par le réseau.

3) Dans le calcul des courants de court-circuit maximum, on prend dans les câbles la résistance à 20°C . Par contre, dans les courants de court-circuit minimum, on prend la résistance à la température la plus élevée [7] :

$$R_L = [1 + \alpha * (\theta_d - 20^\circ\text{C})] * R_{L20} \quad (\text{II-2-8})$$

Avec :

R_{L20} : Résistance spécifique à 20°C .

θ_d : Température admissible par le conducteur à la fin du court-circuit en $^\circ\text{C}$.

α : Coefficient de température pris égal à $\frac{0.004}{^\circ\text{C}}$.

c-2-Réactance linéique [7]

La réactance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres est déterminée par la formule suivante :

$$X_L = L * \omega = \left[15.7 + 144.44 \log\left(\frac{d}{r}\right) \right] = X_0 * l \quad \text{(II-2-9)}$$

Avec :

- L : Inductance de la ligne
- d : Distance moyenne entre conducteurs.
- r : Rayon des âmes conductrices.
- l: Longueur

Dans les câbles, la réactance dépend du mode de pose. Le tableau ci-dessous récapitule les différentes valeurs de réactance d’après leurs modes de pose.

Mode de pose	Jeux de barres	Câbles triphasés	Câbles unipolaires espacés	Câbles unipolaires serrés en triangle	Trois câbles en nappe serrée	Trois câbles en nappe espacée de « d » d=2r,d=4r	
Schéma							
Réactance linéique valeur recommandée dans UTE C15-105(en mΩ/m)		0.08	0.13	0.08	0.09	0.13	0.13
Réactance linéique valeur moyenne en mΩ/m)	0.15	0.08	0.15	0.085	0.095	0.145	0.19

Tableau II-3 -Valeur de la réactance des câbles selon le mode de pose-[7]

d- Impédance des disjoncteurs et des fusibles [7]

Les résistances des disjoncteurs et des fusibles sont, généralement, négligeables. Par contre, leurs réactances sont prises égales à 0.15mΩ et 0.125mΩ respectivement.

2-2-2-Méthode des composantes symétriques

2-2-2-1- Principe [8]

Les courts-circuits provoquent le déséquilibre du réseau électrique, ce qui le rend désymétrique et les calculs à l'aide des lois de KIRSCHHOFF deviennent très compliqués et longs. Afin d'éviter un tel problème, on utilise la méthode des composantes symétriques qui consiste à considérer un système déséquilibré comme la somme de deux à trois systèmes symétriques :

Système direct, inverse, homopolaire tel que :

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

$$\bar{A}_2 = \bar{A}_d + a^2 \bar{A}_i + a \bar{A}_o \quad \text{Avec : } a = e^{j120^\circ} = -0.5 + j0.866$$

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

Dans le calcul des régimes déséquilibrés, on utilise le principe de superposition qui consiste à remplacer la charge déséquilibrée par une source de tension, puis on applique la méthode des composantes symétriques. Par exemple, en prenant le schéma ci-dessous (figure II-8) qui est un réseau avec deux charges l'une équilibrée et l'autre déséquilibrée, on obtient un schéma électrique équilibré avec deux sources différentes (figure II-9)

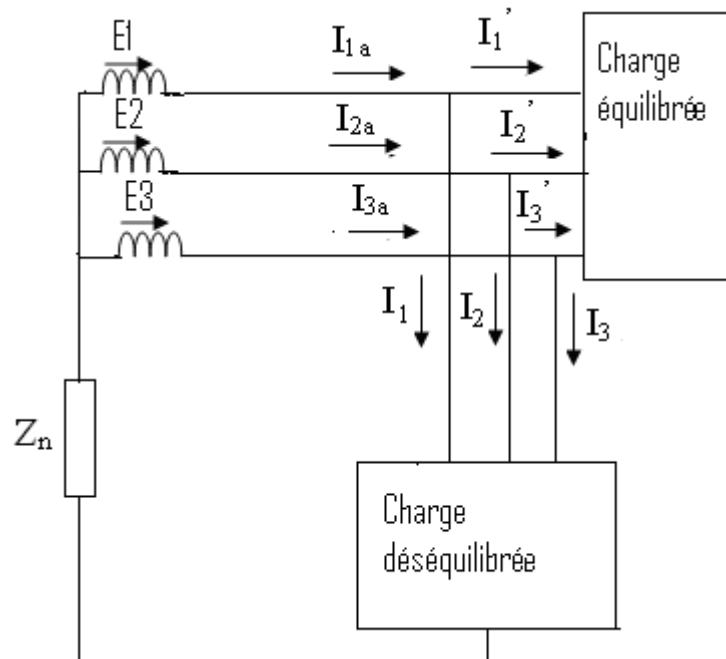


Figure II-8-

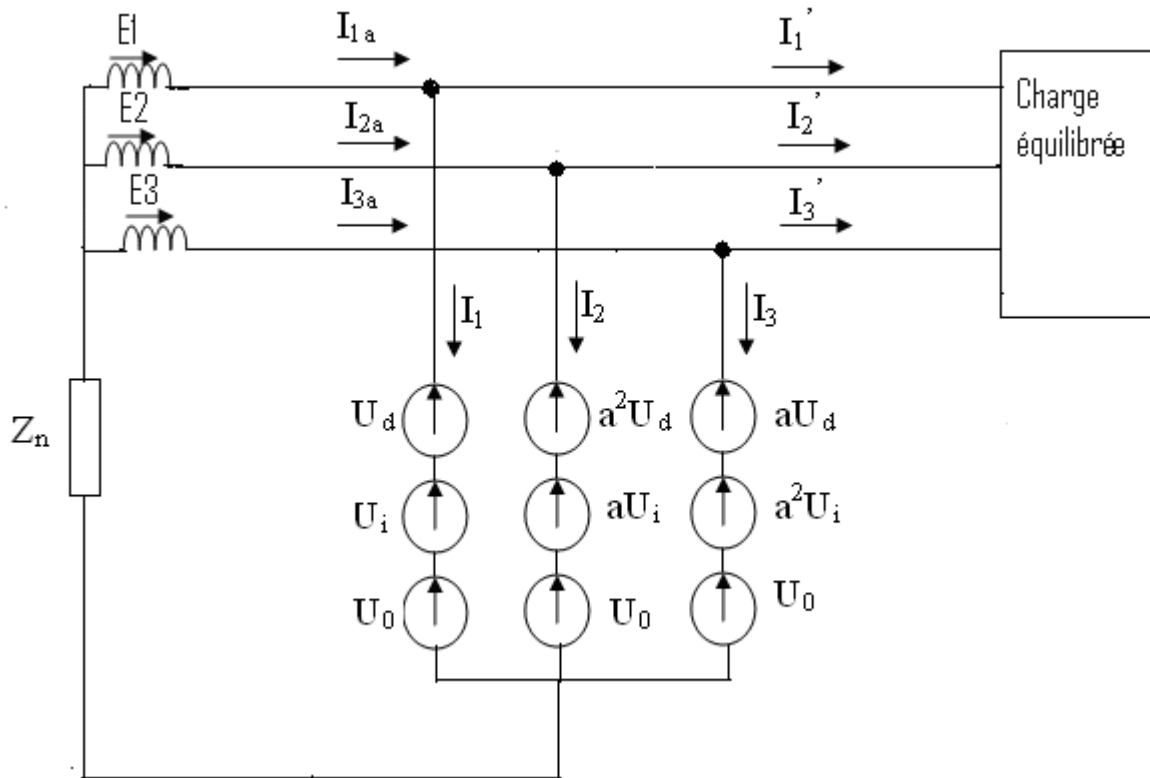


Figure II-9-

Dans le calcul du schéma équilibré, il suffit de considérer ce qui se passe dans une seule phase et de considérer que la f.e.m E constitue un système direct. Ceci nous donne les trois schémas équivalents direct, inverse, homopolaire respectivement :

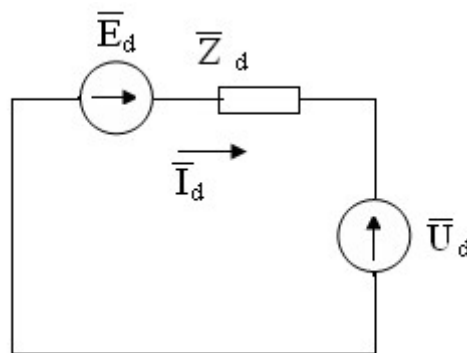


Figure-II-10- Schéma équivalent direct

Avec : $\bar{Z}_d = \bar{Z}_{ad} + \bar{Z}_{ld}$

Tel que : \bar{Z}_{ad} : C'est l'impédance direct du transformateur

\bar{Z}_{ld} : C'est l'impédance directe de la ligne.

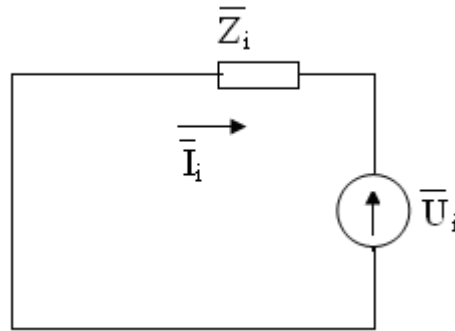


Figure-II-11- Schéma équivalent inverse

Avec : $\bar{Z}_i = \bar{Z}_{ai} + \bar{Z}_{li}$

Tel que : \bar{Z}_{ai} : C'est l'impédance inverse du transformateur

\bar{Z}_{li} : C'est l'impédance inverse de la ligne.

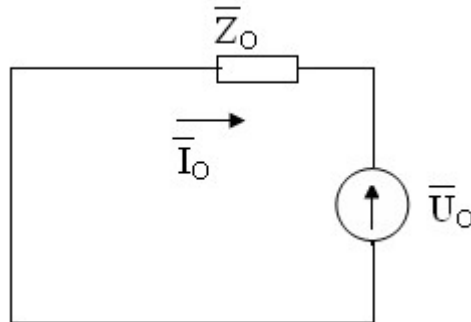


Figure-II-12- Schéma équivalent homopolaire

Avec : $\bar{Z}_o = \bar{Z}_{ao} + \bar{Z}_{lo}$

Tel que : \bar{Z}_{ao} : C'est l'impédance homopolaire du transformateur

\bar{Z}_{lo} : C'est l'impédance homopolaire de la ligne

A partir de ces trois schémas, on tire les trois équations suivantes :

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

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

(II-2-10)

$$0 = \bar{Z}_o \bar{I}_o + \bar{U}_o$$

On remarque que ces trois équations sont à six inconnues. Pour les résoudre, il faut écrire trois autres équations qui seront déduites d'après la forme des défauts.

2-2-2-2- Détermination des impédances directes, inverses et homopolaires

Les réseaux électriques sont constitués d'un ensemble d'éléments possédant chacun ses propres caractéristiques. La connaissance du courant de court-circuit dans un point quelconque du réseau impose la connaissance des impédances directes, inverses et homopolaires du réseau considéré.

1- Impédance directe du réseau amont

L'impédance directe du réseau amont est donnée par la formule (II-2-2).

2- Impédance des transformateurs à deux enroulements

2-1- Impédance directe et inverse [1]

L'impédance directe d'un transformateur est :

$$Z_d = \frac{U_{CC} \% U_n^2}{100 S_n} \quad (\text{II-2-11-})$$

Dans les réseaux moyenne tension, les impédances des lignes et des transformateurs sont plus prépondérantes que celles des alternateurs. Alors, on peut dire que les impédances directes des lignes et des transformateurs sont égales aux impédances inverses de ces dernières ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$) [1].

2-2- Impédance homopolaire [1]

Pour la mesure de l'impédance homopolaire des transformateurs à deux enroulements, on relie les trois bornes de l'un des enroulements et on applique entre ces bornes et la terre une tension simple V (figure II-13), puis on mesure l'intensité du courant circulant dans le circuit du transformateur ($I=3I_0$).

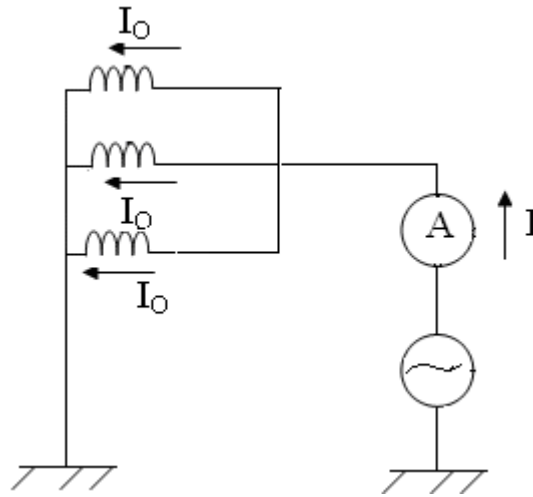


Figure-II-13-

L'impédance homopolaire est définie comme étant le rapport entre la tension appliquée et le courant passant dans le circuit du transformateur :

$$Z_o = \frac{3V}{3I_o} = \frac{3V}{I} \quad (\text{II-2-12-}).$$

Avec :

V : tension simple.

I_o : courant dans chaque phase

I : courant qui circule dans le transformateur.

L'impédance homopolaire des transformateurs dépend du mode de liaison du point neutre à la terre et du conducteur de retour, ainsi que du couplage de ses enroulements et de la nature du circuit magnétique [1]. Par exemple, pour les transformateurs étoile- triangle, étoile-étoile dont les deux points neutres sont reliés à la terre, l'impédance homopolaire est égale à l'impédance directe ($Z_o=Z_d$). Par contre, dans un transformateur étoile-étoile où un seul neutre est relié à la terre, l'impédance homopolaire est égale à 10 fois l'impédance directe ($Z_o=10Z_d$). [1]

3-Impédances et capacités des lignes aériennes

Les lignes sont caractérisées par leurs résistances, leurs réactances et leurs capacités.

3-1-Impédances et capacités directes et inverses

L'impédance et la capacité directe ou inverse des lignes dépendent de la géométrie de ces lignes (position relative de ses conducteurs dans l'espace et du rayon de ses conducteurs).

a- Impédance directe et inverse

L'impédance directe d'une ligne aérienne est donnée par la formule suivante :

$$\bar{Z}_d = R + j[0.5\mu + 4.6 \log_{10} \left(\frac{D}{r} \right)] \omega \cdot 10^{-4} \Omega / km \quad (\text{II-2-13-}).$$

Avec :

r: Rayon du conducteur

D : Distance moyenne entre les conducteurs des différentes phases.

ω : Pulsation.

μ : Perméabilité de la matière du conducteur.

R : Résistance de la ligne.

b- Capacités directes et inverses [1]

La capacité directe est la capacité entre les trois conducteurs d'une ligne pris deux à deux. Sa valeur est :

$$C_d = \frac{\epsilon_r}{18 \log_{10} \left(\frac{D}{r} \right)} (\mu F / km) \quad (\text{II-2-14-}).$$

Avec :

r: Rayon du conducteur.

D : Distance géométrique entre les trois conducteurs.

3-3-Impédance et capacité homopolaire

a- Impédance homopolaire [9] :

L'impédance homopolaire d'une ligne aérienne est donnée par la formule de Carson :

$$\bar{Z}_o = R + 3\omega \left[\frac{\pi}{2} + j4.6 \log_{10} \left(\frac{d''}{\sqrt[3]{r \cdot D^2}} \right) \right] \cdot 10^{-4} \Omega / km \quad (\text{II-2-15-}).$$

Tel que :

$$d'' = \frac{0.522}{\sqrt{\sigma \omega}} \text{ cm} \quad \text{et} \quad D = \sqrt[3]{(d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13})}$$

Avec :

r' : Rayon géométrique équivalent du conducteur.

σ : Conductibilité du sol.

d'' : Il correspond à la profondeur dans le sol d'un conducteur fictif assurant le retour du courant.

Pour une conductibilité moyenne du sol voisine de 10^{-3} CGS, on a une valeur de d'' égale à 925m. Alors, la formule de Carson se simplifie comme suit :

$$\bar{Z}_o = (R + 0.15) + 3jL\omega \quad (\text{II-2-16-}).$$

D'après cette formule, on peut dire que l'impédance homopolaire est égale à trois fois l'impédance directe ($\bar{Z}_o = 3\bar{Z}_d$).

b- capacité homopolaire [9]

Entre chaque conducteur et la terre, il existe une capacité C_0 qu'on appelle capacité homopolaire dont la valeur correspond à :

$$C_0 = \frac{1}{124.2 \log_{10} \left(\frac{2h}{\sqrt[3]{rD^2}} \right)} \mu F / km \quad (\text{II-2-17-}).$$

Avec :

D : Distance moyenne géométrique entre conducteurs.

h : Hauteur moyenne géométrique des conducteurs au dessus du sol.

4- Impédance et capacité des câbles**4-1-Impédance directe et inverse des câbles [1]**

L'impédance directe d'un câble, déterminée à partir de sa résistance en courant continu R_C et de son facteur d'impédance f_1 donné par les fabricants de câbles, est égale à :

$$Z_d = R_C f_1 \quad (\text{II-2-18-}).$$

4-2-Capacité homopolaire des câbles

La valeur des capacités homopolaire dépend de la nature des câbles employés et des isolants entrant dans leurs compositions. On distingue deux types de câbles :

➤ Câble à champ radial [9]

Dans ce type de câble, chaque conducteur est entouré d'un écran et la capacité à prendre en compte est celle mesurée entre chaque conducteur et son écran mis à la terre. Sa valeur est donnée par la formule suivante :

$$C_0 = \frac{\xi_r}{41.4 \log_{10} \left(\frac{R_{ip}}{r} \right)} \mu F / km \quad (\text{II-2-19-}).$$

Avec :

ξ_r : La constante diélectrique de l'isolant.

R_{ip} : Rayon de la gaine de plomb ou de l'écran.

r : Rayon du conducteur.

➤ Câble à champ non radial [2]

Dans ce type de câble, tous les conducteurs sont entourés d'un seul et unique écran. La capacité homopolaire pour ce type de câbles est :

$$C_0 = \frac{\xi_r}{41.4 \log_{10} \left(\frac{R_{ip}^6 - a^6}{3a^2 R_{ip}^3 r} \right)} \mu F / km \quad (\text{II-2-20-}).$$

Avec :

a : Distance entre l'axe du conducteur à l'axe du câble.

ξ_r : La constante diélectrique de l'isolant.

R_{ip} : Rayon de la gaine de plomb ou de l'écran.

r : Rayon du conducteur.

2-2-2-3- Formule de calcul des différents défauts

Comme vu précédemment, on a trois types de courts-circuits :

➤ Court-circuit triphasé

Dans le défaut triphasé, le réseau n'est pas déséquilibré. Donc, pour le calcul des paramètres de défaut, il suffit d'utiliser les lois de KIRSCHHOFF et les valeurs des courants de défaut dans les trois phases sont égales mais déphasées les unes des autres de 120° .

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$\bar{I}_{3CC} = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d} \quad (\text{II-2-21}).$$

➤ Court-circuit biphasé

Les équations caractéristiques de ce défaut sont:

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

$$\bar{U}_2 = \bar{U}_3$$

En utilisant la méthode des composantes symétriques, on a :

$\bar{I}_1 = 0 \Rightarrow \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$, Puisque nous n'avons pas de contact avec la terre, alors : $\bar{I}_o = 0$

Donc, nous aurons : $\bar{I}_d = -\bar{I}_i$

On a aussi :

$$\bar{U}_2 = \bar{U}_3 \Rightarrow a^2 \bar{U}_d + a \bar{U}_i + \bar{U}_o = a \bar{U}_d + a^2 \bar{U}_i + \bar{U}_o \Rightarrow \bar{U}_d = \bar{U}_i$$

En prenant la première équation du système (II-2-10) on trouve :

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

On a aussi :

$$\bar{U}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i \text{ et } \bar{I}_d = -\bar{I}_i$$

Alors:

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

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \text{ et } \bar{I}_i = \frac{-\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Donc, la valeur du courant de court-circuit dans les phases touchées par le défaut est :

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i = (a^2 - a) \bar{I}_d = -\frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{I}_3 = -\bar{I}_2 = \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

La valeur du courant de court-circuit biphasé est :

$$\bar{I}_{2CC} = \left| \bar{I}_3 \right| = \left| -\bar{I}_2 \right| = \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \quad (\text{II-2-22}).$$

Comme nous travaillons dans des circuits passifs (lignes, transformateurs), l'impédance directe et l'impédance inverse sont égales. Ce qui nous donne une valeur de court-circuit égale à :

$$\bar{I}_{2CC} = |\bar{I}_3| = |-\bar{I}_2| = \frac{\sqrt{3}\bar{E}_d}{2\bar{Z}_d} = 0.86 \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = 0.86\bar{I}_{3CC}$$

➤ **Court-circuit monophasé**

Les équations caractéristiques de ce défaut sont:

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

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

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

En utilisant la méthode des composantes symétriques, on a :

$$\bar{I}_d = \left(\frac{1}{3}\right)(\bar{I}_1 + a\bar{I}_2 + a^2\bar{I}_3) = \frac{\bar{I}_1}{3}$$

$$\bar{I}_i = \left(\frac{1}{3}\right)(\bar{I}_1 + a^2\bar{I}_2 + a\bar{I}_3) = \frac{\bar{I}_1}{3}$$

$$\bar{I}_o = \left(\frac{1}{3}\right)(\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3) = \frac{\bar{I}_1}{3}$$

On a aussi:

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

En remplaçant dans cette équation les formules des tensions directes, inverses et homopolaires données par l'équation (II-2-11), on trouve :

$$\bar{U}_1 = \bar{E}_d - (\bar{Z}_d\bar{I}_d) - (\bar{Z}_i\bar{I}_i) - (\bar{Z}_o\bar{I}_o) = 0$$

$$\Rightarrow \bar{E}_d - (\bar{Z}_d\bar{I}_d) - (\bar{Z}_i\bar{I}_i) - (\bar{Z}_o\bar{I}_o) = 0$$

$$\Rightarrow \bar{I}_1 = \bar{I}_{1CC} = \frac{3\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad \text{(II-2-23)}$$

D'après la formule (II-2-23) donnant la valeur du courant de court-circuit monophasé, on remarque que ce courant dépend de l'impédance homopolaire et cette dernière dépend du mode de liaison à la terre.

3- Régime du neutre [8], [9]

3-1-Introduction

Le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non.

La connexion du neutre peut être réalisée directement ou par l'intermédiaire d'une impédance. Dans le 1^{er} cas, on dit que l'on a un neutre directe à la terre et dans le second, que le neutre est impédant. Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Dans les réseaux électriques, le régime du neutre joue un rôle très important. En cas de défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre, la continuité de service, les valeurs prises par les courants de défaut et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

3-2- Les différents régimes du neutre

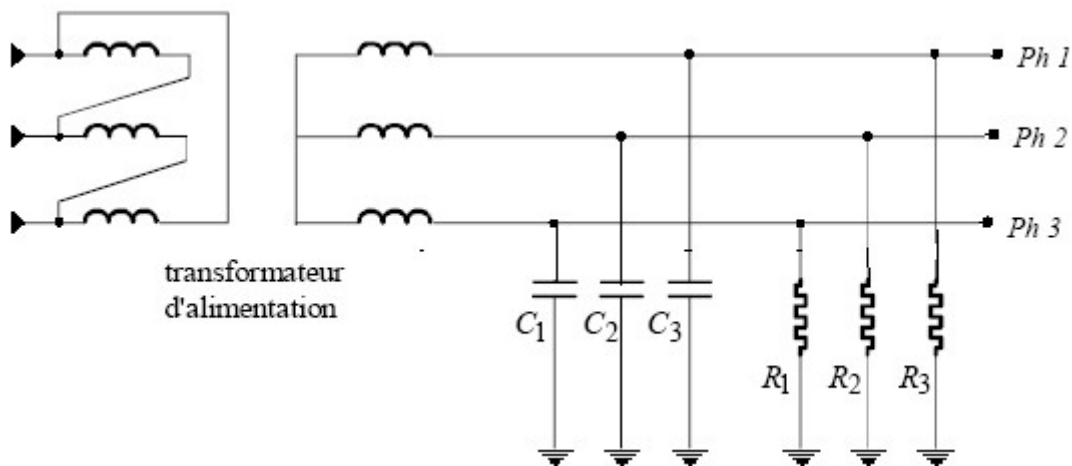
Le choix du régime du neutre dans les installations électriques dépend de deux considérations techniques importantes contradictoires ; la première consiste à la réduction du niveau des surtensions et la seconde à la réduction des courants de défaut à la terre. Malheureusement, l'optimisation de l'une de ces exigences entraîne automatiquement la dégradation de l'autre. Afin d'optimiser les deux critères, on a souvent recours à une mise à la terre par impédance.

Les différents modes de raccordement du point neutre à la terre sont donnés comme suit :

- le neutre isolé,
- le neutre directement mis à la terre,
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une impédance.

3-2-1- Neutre isolé:

Dans ce cas, il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre (figureII-14-).



(Figure II-14-)

Pour un réseau ayant un tel mode de raccordement, les surtensions prennent des valeurs très importantes. Par contre, les courants de court-circuit sont limités à des valeurs faibles ; ce qui permet la continuité de service pourvu que les isolements sont prévus pour des tensions composées et non pour des tensions simples.

Dans de tels réseaux, en cas de défaut monophasé, le courant de court-circuit s'établit entre la phase en défaut et la terre et se referme par les capacités et résistances de fuite des phases saines (figure-II-15-).

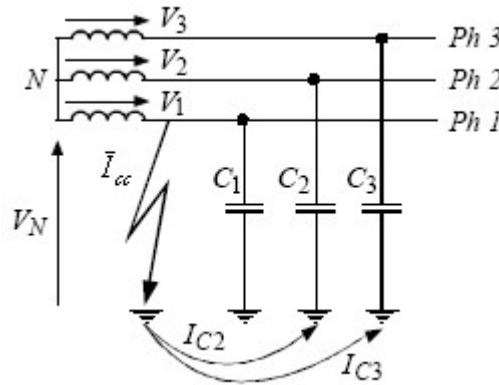


Figure- II-15-

Les résistances de fuite sont généralement négligeables (très faibles). Donc, le courant de court-circuit a un seul chemin de circulation qui comprend la somme des capacités de fuite des phases saines d'impédance globale égale à $\frac{1}{jC\omega}$ et l'impédance homopolaire du transformateur et du câble ($\bar{Z}_{OIT} = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{Ol}$).

Par conséquent, l'impédance homopolaire résultante ou globale est constituée par la mise en série de ($\frac{1}{jC\omega}$) et (\bar{Z}_{OIT}), D'où :

$$\bar{Z}_O = \bar{Z}_{OIT} + \frac{1}{jC\omega}.$$

Alors, le courant de court-circuit monophasé pour un réseau à neutre isolé est :

$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_O} = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{Ol} + \bar{Z}_{OT} + \frac{1}{jC\omega} + 3R} \quad (\text{II-2-24})$$

Avec :

$\bar{Z}_d = \bar{Z}_{dT} + \bar{Z}_{dl}$: Impédance directe globale.

$\bar{Z}_i = \bar{Z}_{iT} + \bar{Z}_{il}$: Impédance inverse globale.

$\bar{Z}_O = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{Ol} + \bar{Z}_{Oc}$: Impédance homopolaire globale.

R : Résistance du câble en défaut.

Si \bar{Z}_d , \bar{Z}_i et \bar{Z}_{OIT} sont négligeables devant $\frac{1}{jC\omega}$ et le défaut est franc ($R=0$), l'expression du courant de défaut prend la forme suivante :

$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{3\bar{V}_n}{\frac{1}{jC\omega}} = j3C\omega\bar{V}_n \quad (\text{II-2-25})$$

3-2-2- Neutre mis à la terre à travers une impédance

a- Neutre mis à la terre à travers une résistance

Dans ce type de réseau, une impédance résistive est insérée entre le neutre et la terre ; ce qui permet de limiter le courant de défaut à la terre tout en permettant un bon écoulement des surtensions. La valeur de la résistance insérée est déterminée de façon à optimiser les deux contraintes (réduction des surtensions et des courants de défaut), tel que pour des réseaux alimentant des machines tournantes, on choisit une résistance qui nous permet d'avoir un courant de défaut de 10 à 50A et pour des réseaux de distribution, on choisit une résistance de façon à avoir un courant de défaut de 100 à 1000A [8].

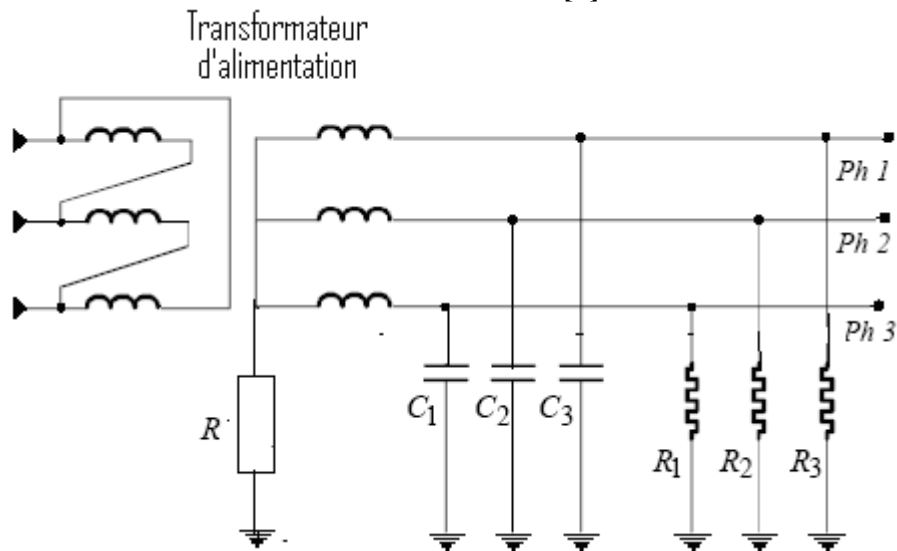


Figure- II-16-

b- Neutre mis à la terre à travers une réactance

Dans les réseaux possédant une telle disposition, le courant capacitif est compensé. En effet, le courant de défaut est la somme des courants qui circulent à travers la mise à la terre par réactance (courant inductif) et les capacités des phases saines par rapport à la terre (courant capacitif) ; ainsi, on obtient la somme de deux courants de signe différents correspondant à un faible courant de défaut.

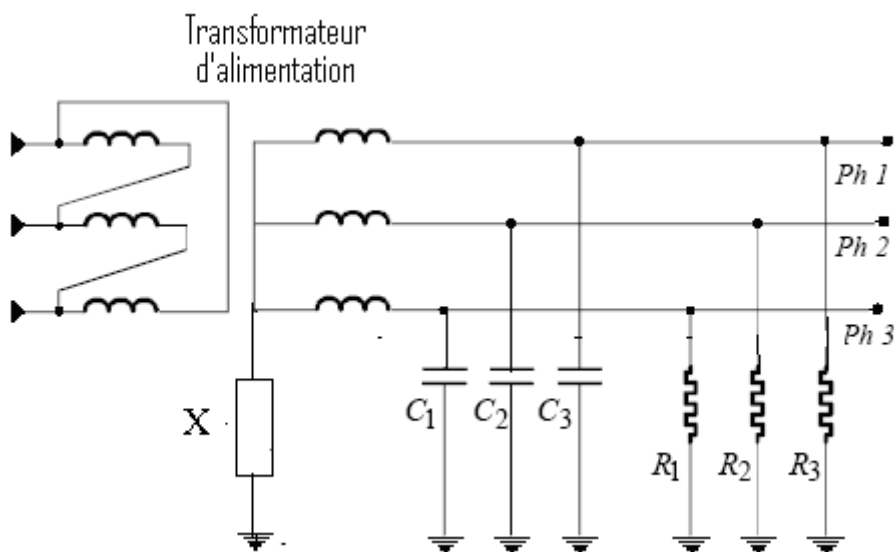


Figure- II-17-

c- Calcul du courant de défaut à la terre

En cas de défaut monophasé, le courant de court-circuit s'établit entre la phase en défaut et la terre et se referme par le neutre du transformateur ainsi que par les capacités et les résistances de fuite (figure II-18)

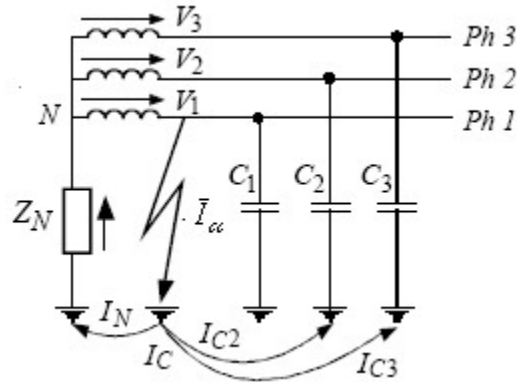


Figure- II-18-

Pour un neutre mis à la terre à travers une impédance (\bar{Z}_N) et pour des résistances de fuite négligeables, le courant de court-circuit circule à travers deux chemins :

-Premier chemin : Il comprend l'impédance du neutre qui est équivalente à trois impédances identiques placées chacune sur une phase du réseau et ayant pour valeur unitaire ($3\bar{Z}_N$), l'impédance homopolaire du transformateur (\bar{Z}_{OT}) et l'impédance du tronçon compris entre le transformateur et le point de défaut (\bar{Z}_{OI}).

L'impédance globale ou résultante de ce premier chemin a pour valeur :

$$3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OT}$$

Tel que : $\bar{Z}_{OIT} = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{OI}$.

- Deuxième chemin : Il comprend les capacités de fuite des phases saines d'impédance globale égale à $\frac{1}{jC\omega}$ et l'impédance homopolaire du transformateur et du câble

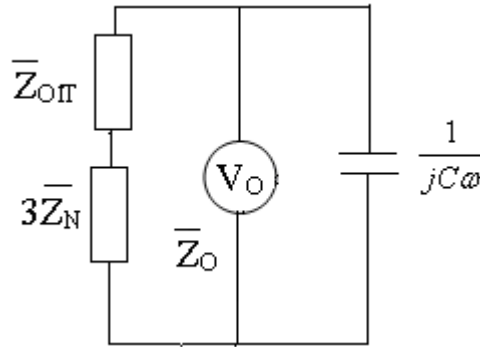
$$(\bar{Z}_{OIT} = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{OI}).$$

On constate que l'impédance globale des capacités de fuite est prépondérante par rapport à l'impédance homopolaire du transformateur et de la liaison. Par conséquent, on peut les négliger devant ($\frac{1}{jC\omega}$).

Alors, l'impédance résultante de ce deuxième chemin a pour valeur :

$$\frac{1}{jC\omega}$$

L'impédance homopolaire équivalente est la mise en parallèle du premier et deuxième chemin.



D'où :

$$\bar{Z}_O = \frac{(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI}) \left(\frac{-j}{C\omega} \right)}{3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI} - \frac{j}{C\omega}} = \frac{3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI}}{1 + j(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI})C\omega}$$

En conséquence, le courant de défaut est égal à :

$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_O} = \frac{3\bar{V}_n [1 + j(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI})C\omega]}{[\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + 3R][1 + j(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI})C\omega] + 3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OI}} \quad \text{(II-2-26-).}$$

Si \bar{Z}_d , \bar{Z}_i et \bar{Z}_{OI} sont négligeables devant $3\bar{Z}_N$ et le défaut est franc ($R=0$), l'expression du courant de défaut prend la forme suivante :

- Dans le cas où le circuit de mise à la terre du neutre est résistant :

$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{\bar{V}_n}{R_N} + j3C\omega\bar{V}_n \quad \text{(II-2-27-).}$$

- Dans le cas où le circuit de mise à la terre du neutre est inductif :

$$\bar{I}_{cc1ph} = -j \frac{\bar{V}_n}{X_N} + j3C\omega\bar{V}_n \quad \text{(II-2-28-).}$$

3-2-3- Neutre mis directement à la terre

Dans ce cas, une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre. Le neutre est raccordé directement à la terre (figureII-19-)

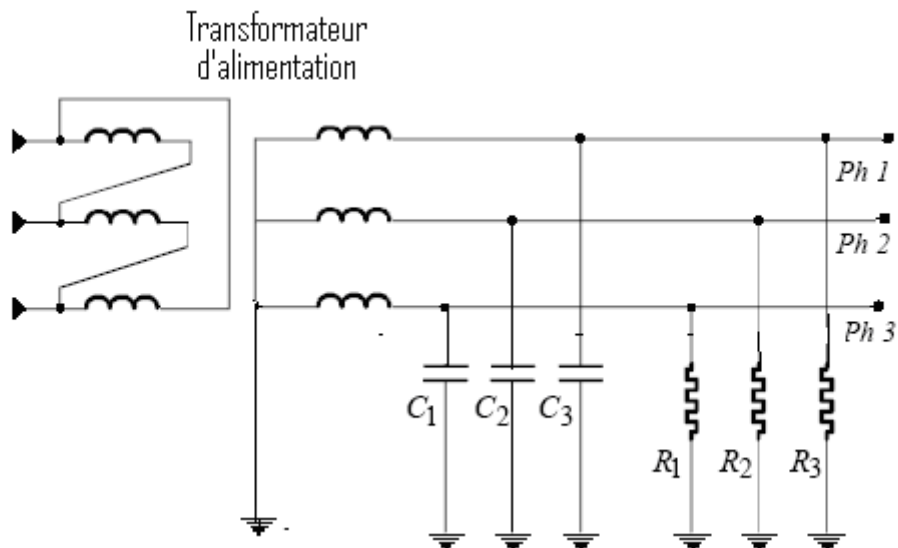


Figure- II-19-

Dans de tels réseaux, en cas de défaut à la terre, un fort courant de court-circuit survient ; ce qui implique le déclenchement des protections. Ainsi, la continuité de service n'est pas assurée. Par contre, les surtensions sont limitées par leurs écoulements à la terre à travers le conducteur du neutre.



CHAPITRE 3

PROTECTION ET APPAREILLAGE

Introduction

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

1-Plan de protection

1-1) Définition du dispositif de protection

C'est un ensemble d'organes destinés à protéger soit les équipements, soit le personnel.

1-2) Fonction du dispositif de protection

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

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

- Soit directement à partir d'éléments incorporés aux dispositifs de coupure (par exemple le relais magnétothermique dans les disjoncteurs).
- Soit indirectement à partir d'ensembles extérieurs au dispositif de coupure comprenant les éléments suivants :

a) Réducteurs de mesure [10]

Ce sont des transformateurs, soit de courant soit de tension, utilisés pour l'alimentation des dispositifs de comptage et de protection. Leur but est d'isoler du réseau les dispositifs de protection, qui ont un niveau d'isolement inférieur, en leur délivrant des courants de 1 à 5A et des tensions de 100V ou de $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V.

b) Relais de protection [10]

b-1-Définition :

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

b-2- Mode d'exploitation [6]

Ils sont exploités suivant leur constitution:

b-2-1- Relais électromagnétique

Il est constitué d'une armature mobile sur laquelle agissent des bobines ou des aimants ou des conducteurs.

La bobine parcourue par un courant provoque l'aimantation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace. La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entrefer plus faible.

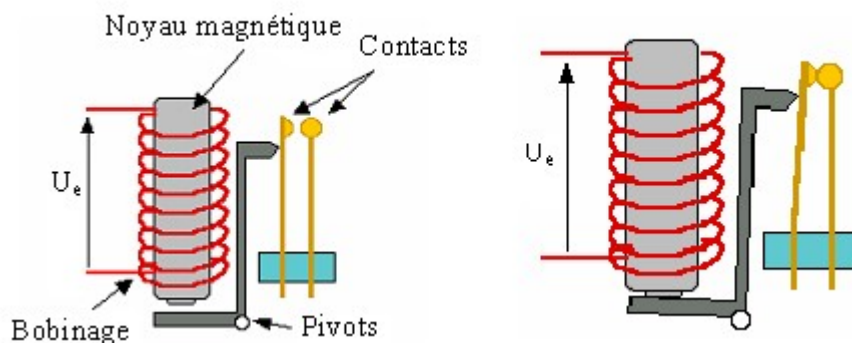


Figure III-1-Relais électromagnétique-[6]

b-2-2-Relais thermique

Il est composé d'un bilame métallique à coefficient de température différent (figure III-2-). Le courant parcourant ce relais, s'il est supérieur à la valeur de réglage du relais, engendre l'échauffement et la déformation du bilame qui entraîne à l'aide d'un contact électrique associé à ce bilame le déclenchement du circuit de commande.

Le relais thermique protège le système contre les courants de surcharge.

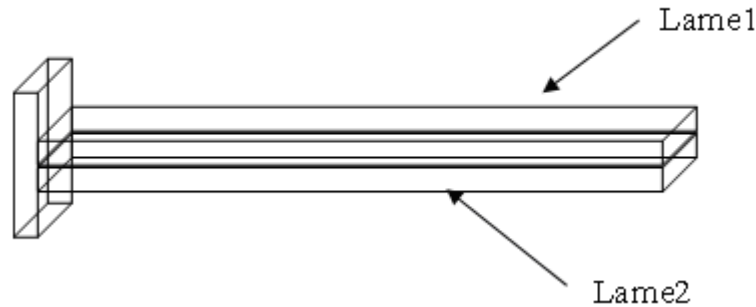


Figure III-2- Schéma d'un bilame-[6]

b-2-3-Relais statique

Les relais statiques remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivants : Plus précis, plus sensibles, plus rapides, plus sélectifs, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation, moins encombrants.

b-3-Types de relais

Il existe différents types de relais :

b-3-1- Relais de tension

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

Dans ce type, on distingue :

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

b-3-2- Relais de courant

Ces relais réagissent pour toutes variations de courant dans l'installation considérée. Il existe plusieurs types de relais d'après le mode de temporisation :

➤ Relais instantané de courant de phase

Ces relais sont caractérisés à la fois par leur rapidité d'action (temps de fonctionnement ≤ 40 à 100 ms) et leur insensibilité aux régimes transitoires imposés par le réseau.

➤ Relais instantané de courant de pourcentage

Ce relais de mesure compare la valeur instantanée de courant à une autre valeur de courant au lieu d'une valeur fixe comme pour les autres relais. Ce deuxième courant est souvent lié au premier. Cette méthode de mesure réduit le risque de fonctionnement intempestif lié aux erreurs de mesure lors d'un régime transitoire.

➤ Relais de courant temporisé

Dans ce type de relais, le détecteur de seuil est suivi d'une temporisation et cette temporisation peut être :

- **A temps indépendant (Figure III-3)**

Dans ce cas, la temporisation est indépendante de la valeur du courant mesuré. La temporisation est constante.

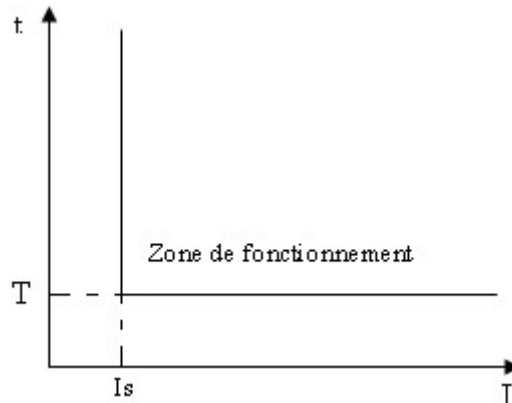


Figure III-3-a- Courbe de fonctionnement d'un relais à temps indépendant-

- **A temps dépendant (Figure III-4)**

Dans ce cas, la temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le Seuil de fonctionnement (I_s). Plus le courant mesuré est élevé, plus la temporisation est faible.

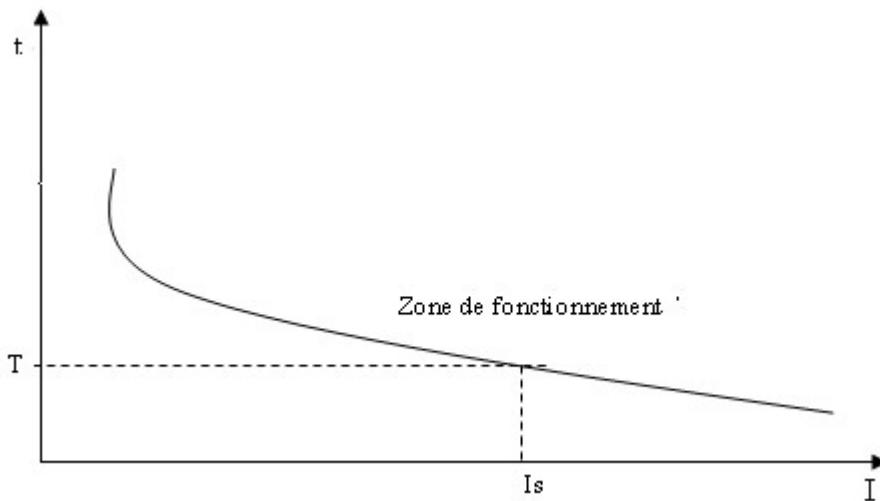


Figure III-3-b- Courbe de fonctionnement d'un relais à temps dépendant-

b-3-3- Relais différentiels

Ils sont sensibles à la différence de deux grandeurs électriques. Leur principe repose sur la comparaison de deux grandeurs (voire figureIII-4) ; l'une d'entrée et l'autre de sortie. Ils sont utilisés dans la protection des machines (alternateurs, transformateurs) ou des lignes de distribution.

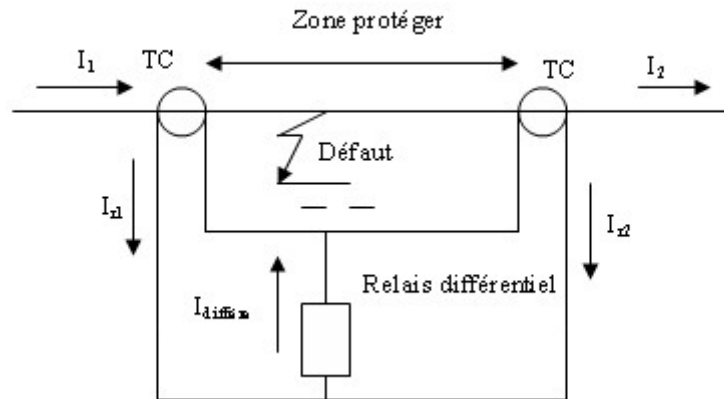


Figure-III-4-Schéma de principe d'un relais différentiel-

Avec :

$$I_{diff} = |I_{r1} - I_{r2}|$$

TC : transformateur de courant

c- Circuit de déclenchement

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

1-3) Propriétés du dispositif de protection

On dit qu'un système de protection est adéquat ou bon si et seulement si il présente les qualités suivantes :

- Fiabilité : Déclenchement suite à un défaut réel, éviter les déclenchements intempestifs.
- Disponibilité : C'est la capacité de fonctionnement lors de l'apparition d'un défaut.
- Rapidité d'action : Afin de limiter les effets néfastes du défaut.
- Sensibilité : Détecter la moindre variation de la grandeur à surveiller et l'aptitude à détecter les défauts très résistants ; c'est-à-dire un courant de défaut le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.
- Consommation : elle doit être réduite au maximum.
- Sélectivité : Déclenchement seulement des appareils encadrant le défaut de manière à maintenir sous tension les parties saines.

1-4) Constitution d'un système de protection

Un système de protection est constitué de deux organes principaux (figure-III-5) :

a- Organe de détection et de décision

Il comprend :

- l'organe ou chaîne de mesure.
- l'organe de comparaison.
- l'organe de décision.

b- Organe d'intervention

Il est constitué de l'organe de signalisation et de déclenchement.

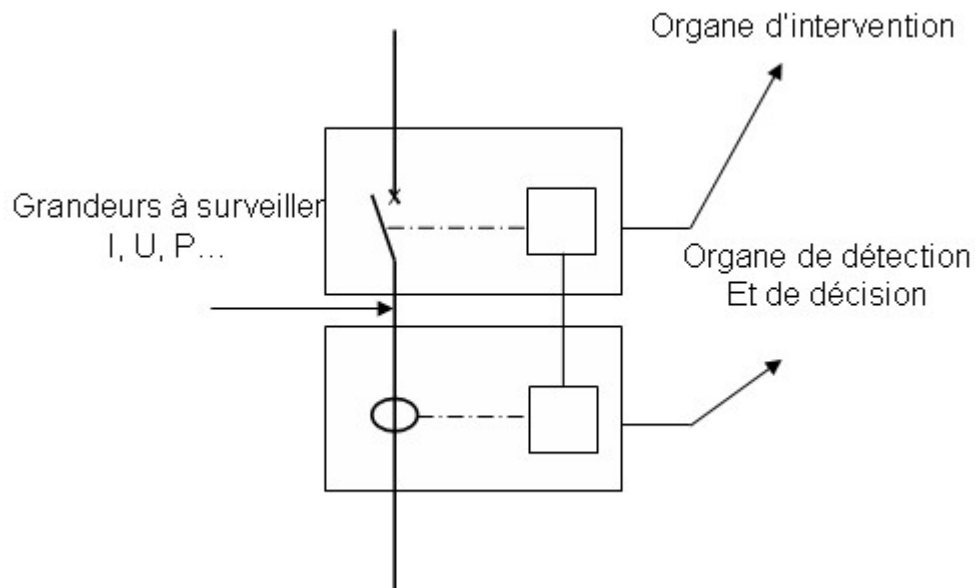


Figure-III-5-Constitution d'une protection-

1-5)-Données de base des plans de protection [11]

Dans l'étude des plans de protection d'un réseau électrique, il est nécessaire de connaître plusieurs informations le concernant et qui sont :

- La structure de l'installation (schéma unifilaire).
- Les caractéristiques générales de ce réseau (puissance, tension, fréquence, régime du neutre...).
- Les caractéristiques particulières des organes à protéger (type, section, longueur...) tels que les moteurs et les transformateurs.
- Les caractéristiques particulières des organes de coupure (fusible, disjoncteur, etc.).
- Les données recueillies au niveau du poste de livraison du distributeur (puissance de court-circuit).

1-6) Grandeurs d'action

Une protection est destinée à la surveillance d'une grandeur électrique et toute variation de celle-ci est considérée comme un défaut. On distingue six protections selon la grandeur surveillée :

- Protection ampérométrique.
- Protection voltmétrique.
- Protection de fréquence.
- Protection à minimum de réactance.
- Protection directionnelle de puissance.
- Protection thermique.

1-7) Notion de sélectivité [11]

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

On distingue trois types de sélectivité :

➤ **sélectivité ampèremétrique**

Elle résulte de l'écart entre les seuils des déclencheurs des appareils de protection en série dans le circuit. La sélectivité est assurée si le seuil de déclenchement du dispositif de protection aval B est inférieur au seuil de déclenchement du dispositif de protection amont A (Figure III-6-). Le réglage du courant de déclenchement est décroissant vers l'aval du réseau ; plus on est près du consommateur, plus le courant réglé sera faible.

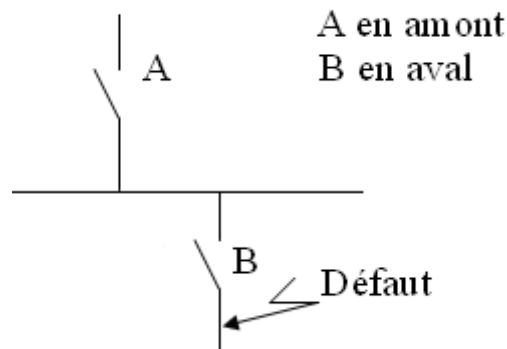


Figure-III-6-

➤ **sélectivité chronométrique**

Elle repose sur la temporisation du déclenchement des appareils de protection, ainsi on attend à chaque niveau que les protections en aval aient le temps de couper le défaut avant de couper une plus grande partie du réseau.

➤ **sélectivité logique**

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

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

2-Appareillage de protection contre les surintensités

2-1- Sectionneur

2-1-1) Définition

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion capable d'ouvrir et de mettre hors tension l'installation en aval pour d'éventuels travaux. Il est pourvu en général d'une condamnation. La coupure doit être visible soit directement par observation de la séparation des contacts, soit par un indicateur de position si les contacts ne sont pas visibles.

2-1-2) Symbole

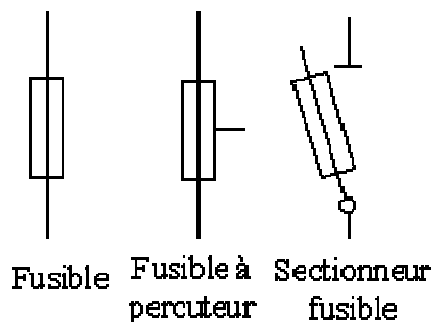


2-2- Fusible

2-2-1) Définition

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

2-2-2) Symbole



2-2-3) Constitution [3]

Il est constitué de :

- Socle : qui permet le raccordement à l'installation.
- Un porte fusible : support de l'élément de remplacement.
- Une cartouche fusible cylindrique (utilisée dans le domaine domestique ou industriel) ou à couteaux (utilisée dans le domaine industriel seulement).

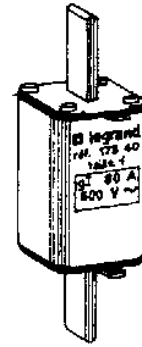
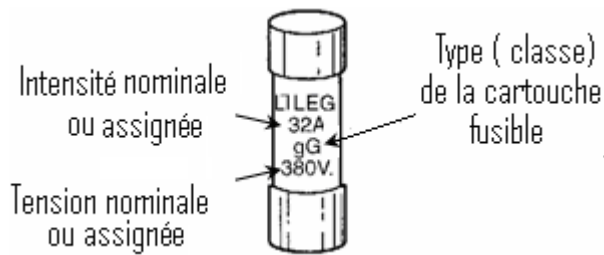


Figure III-7-a-Cartouche cylindrique-

Figure III-7-b-Cartouche à couteau-

2-2-4) Fonctionnement

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

2-2-5) Différentes classes de fusibles

Il existe trois types de fusibles :

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

2-2-6) Caractéristiques des fusibles

Les caractéristiques des fusibles sont :

- Tension nominale (U_n): 250, 400, 500, 660V.
- Courant nominal (I_n) : c'est le calibre du fusible ou de la cartouche de remplacement.
- Courant de non fusion (I_{nf}) : c'est la valeur du courant qui peut être supportée par l'élément fusible pendant un temps conventionnel sans fondre.
- Courant de fusion (I_f) : c'est la valeur du courant qui provoque la fusion du fusible avant la fin du temps conventionnel.
- Durée de coupure : c'est le temps qui s'écoule entre le moment où commence à circuler un courant suffisant pour provoquer la fusion et la fin de fusion.
- Pouvoir de coupure : C'est le courant maximal qu'un fusible peut couper en évitant la formation d'un arc électrique qui pourrait retarder dangereusement la coupure du courant ; Les fusibles possèdent toujours des pouvoirs de coupure élevés (PdC en kA).
- Courbe de fonctionnement d'un fusible : on exprime le temps de fusion en fonction de l'intensité, ce qui se traduit par les deux courbes suivantes :

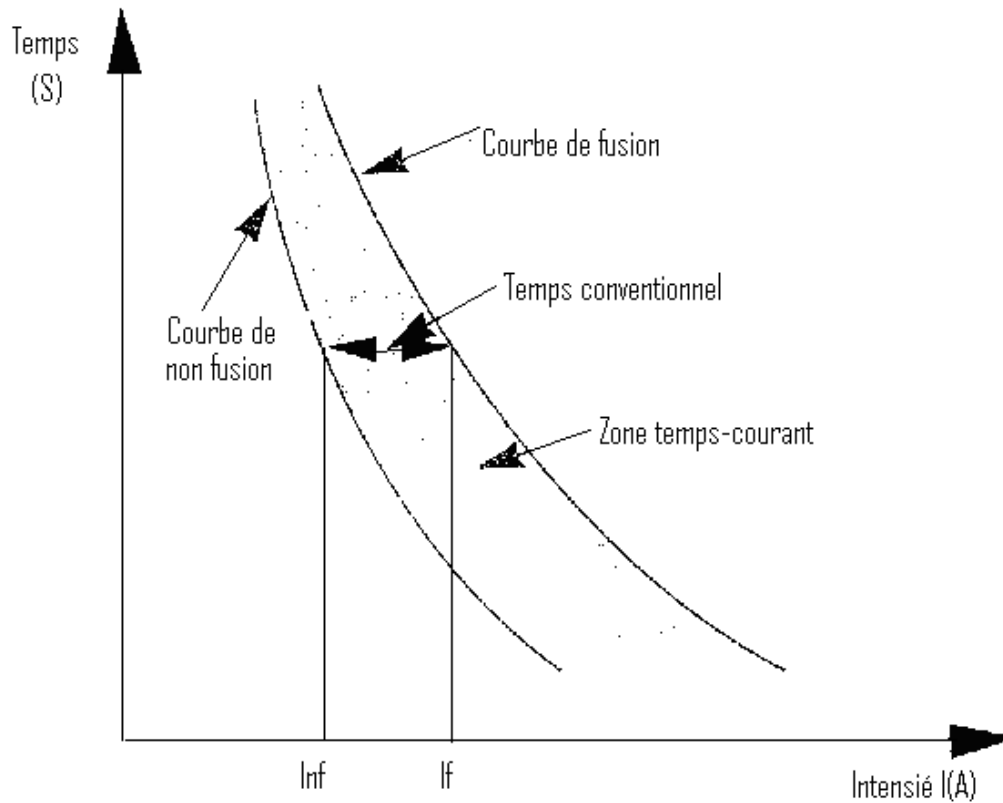


Figure-III-8-Courbe caractéristique d'un fusible-

2-2-7) Choix des fusibles

Le choix d'un fusible est déterminé selon plusieurs paramètres :

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

2-3) Disjoncteur [2]

2-3-1) Définition

Le disjoncteur est un organe électromécanique, voir électronique, de protection capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales, mais aussi dans les conditions dites anormales : surcharge, court-circuit.

Les disjoncteurs se composent de deux éléments principaux :

- Un système de détection, qui commande le déclenchement des pôles de coupure, constitué d'un détecteur de surintensités et d'un détecteur de courts-circuits.
- Un système de coupure destiné à la coupure du circuit affecté par le défaut.

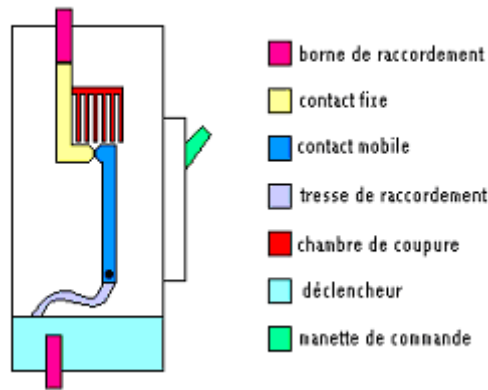


Figure-III-9-Schéma simplifié d'un disjoncteur-

2-3-2) Différents types des disjoncteurs [12]

Les disjoncteurs fonctionnent suivant différentes techniques :

a- thermique

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

Les disjoncteurs thermiques sont assez simples et robustes. Par contre, ils ne sont pas très précis et leurs temps de réaction sont relativement longs.

Ce type de disjoncteur est utilisé pour la protection des conducteurs contre les échauffements dus aux surcharges.

b- Magnétique

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

Les disjoncteurs magnétiques ont un temps de réaction rapide (instantané). La protection contre les courts-circuits est assurée par le magnétisme des disjoncteurs.

c- Magnétothermique

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

- Surcharge ; effet thermique.
- Court-circuit ; effet magnétique

2-3-3) Les caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur [12]

Les disjoncteurs sont caractérisés par différents paramètres résumés comme suit :

- Courant assigné (I_n) : c'est le courant maximal permanent que peut supporter le disjoncteur dans le fonctionnement normal. Il est déterminé en fonction de l'intensité du courant admissible passant dans la section du conducteur à protéger.
- Tension assigné (U_n) : C'est la tension nominale d'utilisation et c'est, également, la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure et de fermeture du disjoncteur. Un disjoncteur peut avoir plusieurs tensions nominales et chacune d'elles correspond à un pouvoir de coupure différent.

- Courant de réglage (I_r) : c'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur sans déclenchement. Il peut être réglable de $0.7I_n$ à I_n pour les déclencheurs thermiques et de $0.4I_n$ à I_n pour les déclencheurs électroniques.
- Courant de fonctionnement : c'est le courant qui provoque le déclenchement du disjoncteur, il peut être fixe ou réglable et peut varier entre $1.5I_n$ et $20I_n$
- Pouvoir de coupure : c'est la plus grande intensité de courant de court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sans se détériorer et sans mettre en danger l'entourage. Le pouvoir de coupure doit être égal au moins au courant de court-circuit maximum ($P_{dc} \geq I_{ccmax}$).
- Pouvoir de limitation : C'est la capacité d'un disjoncteur de ne laisser passer qu'un courant inférieur au courant de court-circuit présumé.

2-3-4) Courbes de fonctionnement

La courbe de fonctionnement des disjoncteurs est définie comme étant l'association de la courbe de déclenchement du relais thermique avec celle du relais magnétique. Elle représente la variation du temps de déclenchement en fonction du rapport I/I_n .

Tel que :

I : intensité réelle traversant le disjoncteur.

I_n : Calibre du disjoncteur.

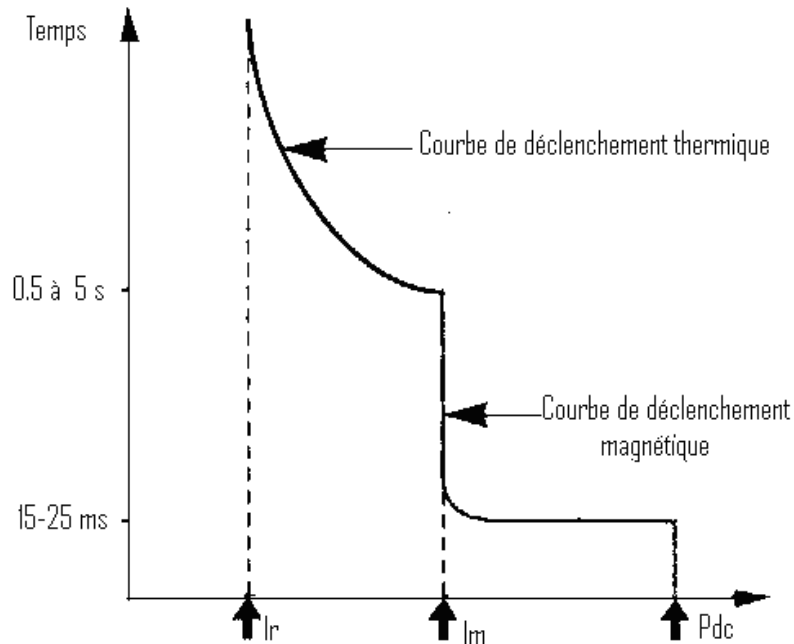


Figure-III-10- Courbe caractéristique d'un disjoncteur-

Le choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs dépend du type de récepteurs (résistifs, inductifs) et de la ligne à protéger. Ces différentes courbes de déclenchement et leurs caractéristiques sont résumées ci-après :

Type	Réglage du déclencheur	Protection	Exemple de protection
Courbe B	thermique standard Surcharge : Courts-circuits : 3 à 5In	-Elle permet d'éliminer des courts-circuits de très faible amplitude.	Application générale.
Courbe C	thermique standard Surcharge : Courts-circuits : 5 à 10In	-Des câbles de très grandes longueurs.	
Courbe D ou K	thermique standard Surcharge : Courts-circuits : 10 à 14In	-Des circuits à fort appel de courant (très fortes pointes de courant).	- Transformateur. - Moteur.
Courbe MA	Pas de protection thermique. Surcharge : Courts-circuits : 12 In	-Des moteurs	-Démarrage de moteurs.
Courbe Z	thermique standard Surcharge : Courts-circuits : 2.4 à 3.6In	-Des circuits électroniques.	- Diodes. - Thyristors.

Tableau-III-1-

*Les courbes :

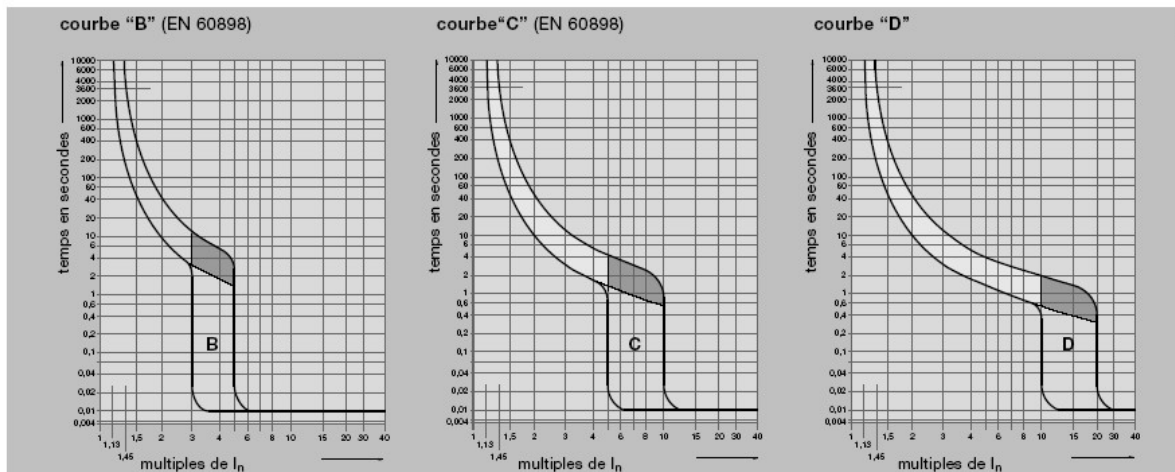


Figure-III-11-Courbes caractéristiques de déclenchement B-C-D-

2-3-5) Classification des disjoncteurs [12]

Les disjoncteurs sont classés suivant le mode d'extinction de l'arc électrique qui s'établit lors de leur fonctionnement.

➤ Disjoncteur à l'huile

Dans ces disjoncteurs, le contact mobile et le contact fixe sont séparés par un milieu diélectrique qui est l'huile. Au cours d'un défaut, le disjoncteur se déclenche, un arc

électrique s'établit entre les deux contacts et l'huile sous l'effet de la température se décompose créant des gaz qui montent en pression et augmentent la résistance.

➤ **Disjoncteur pneumatique**

Dans ce type de disjoncteur, l'extinction de l'arc s'effectue par un très puissant jet d'air comprimé. L'écoulement de ce dernier provoque le refroidissement de l'arc ainsi que son extinction.

➤ **Disjoncteur à l'héxafluorure de soufre SF6**

Ces disjoncteurs ont le même principe que les disjoncteurs à air comprimé à la seule différence que pour ces disjoncteurs, on utilise l'héxafluorure de soufre pour l'extinction de l'arc.

3-Protection des transformateurs [13]

Les transformateurs sont les équipements les plus importants dans un réseau électrique. Ils peuvent être affectés par plusieurs défauts : mal refroidis, surchargés ou affectés par des courts-circuits. Il faut, donc, les protéger à l'aide de différentes protections.

3-1- Protection thermométrique de cuve

Son principe repose sur la mesure de la température de l'huile contenue dans la cuve du transformateur. A une certaine température, la protection réagit par la fermeture d'un contact d'alarme puis, si la température continue à augmenter au-delà d'une température prédéterminée, la protection se déclenche (ces températures sont fixées à l'avance et elles sont généralement de 70°C pour l'alarme et de 80°C pour le déclenchement).

Cette protection est destinée à déceler les anomalies de refroidissement de la cuve dans les transformateurs (arrêt du dispositif de ventilation ou de circulation de l'huile).

3-2- Protection par relais thermique

Dès que la température dans la cuve du transformateur dépasse une valeur prédéterminée, le bilame composant le relais se déforme sous l'effet de la chaleur provoquant ainsi le déclenchement de la protection. Ce relais est placé sur chaque phase du transformateur.

3-3- Protection par image thermique

Elle permet la relève et le contrôle de la température des enroulements du transformateur par la mesure du point le plus chaud de ces enroulements.

Elle est constituée d'une sonde à résistance. La sonde mesure la température de la résistance qui est parcourue par le courant traversant les enroulements du transformateur à protéger. Dès que la température dépasse la valeur spécifique, la protection signale cette anomalie. Cette protection est utilisée pour la signalisation.

3-4- Protection de BUCHHOLZ

Cette protection est destinée à détecter les défauts pour tout appareil immergé dans un isolant liquide. Pour les transformateurs, lors d'un défaut interne, un dégagement de gaz dû à la décomposition de l'huile ou à la dégradation des isolants par l'arc électrique survient. Ce gaz remonte vers le relais de BUCHHOLZ et entraîne le basculement des flotteurs soit en position de déclenchement dans le cas d'un défaut sévère, soit en position d'alarme dans le cas d'un défaut moins sévère. Le gaz qui s'accumule dans le conservateur ou dans l'accumulateur nous renseigne par sa couleur sur l'origine du défaut :

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

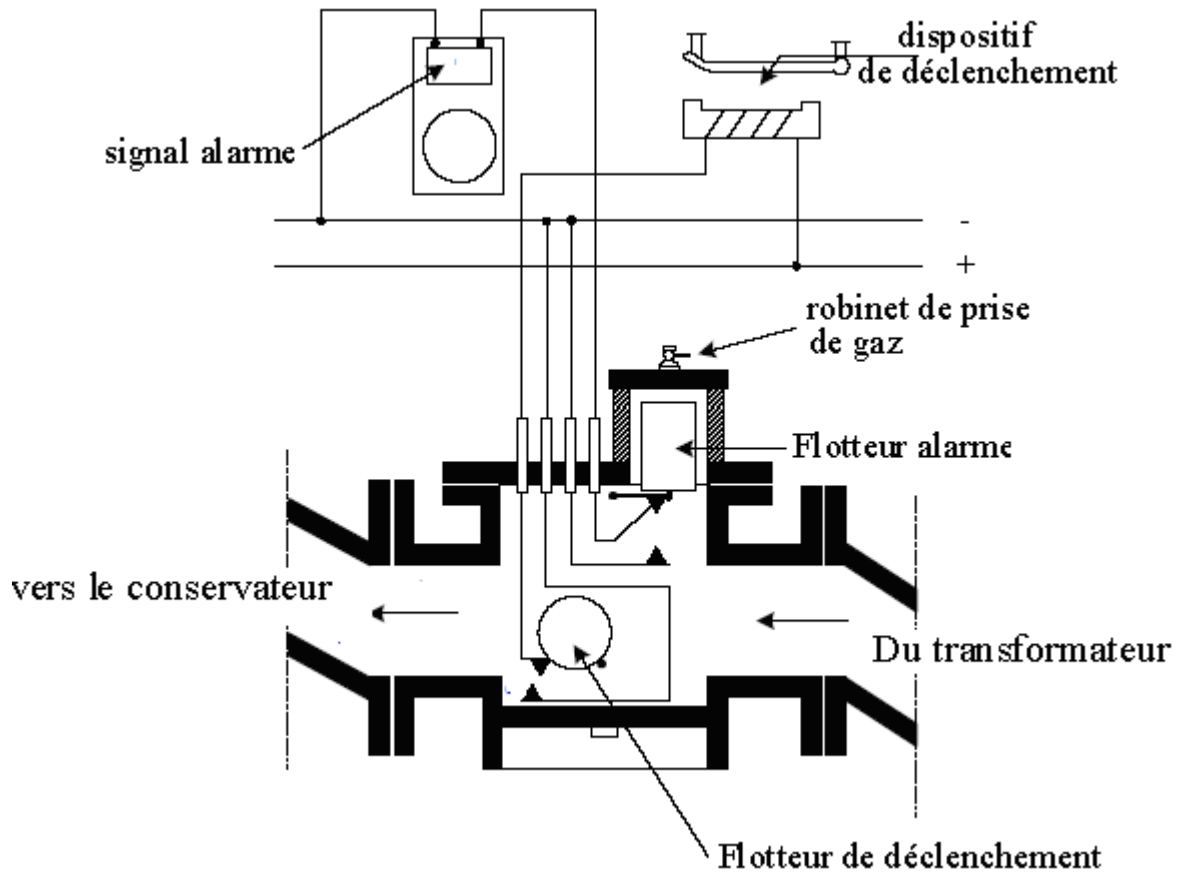


Figure III-12- Schéma de principe du relais BUCHHOLZ-

3-5-Protection de masse-cuve

Cette protection est utilisée dans la détection des défauts d'isolement ou de courts-circuits à la masse. Pour cela, on utilise un relais à maximum de courant instantané alimenté par un transformateur de courant dont le primaire est monté en série avec la connexion de la mise à la terre de la cuve. Ce relais permet de détecter la circulation du courant entre la cuve et la terre. Quand le courant circulant dépasse la valeur de consigne, le relais bascule et ordonne l'ouverture du disjoncteur.

Cette protection est utilisée seulement pour les transformateurs dont le neutre est relié à la terre.

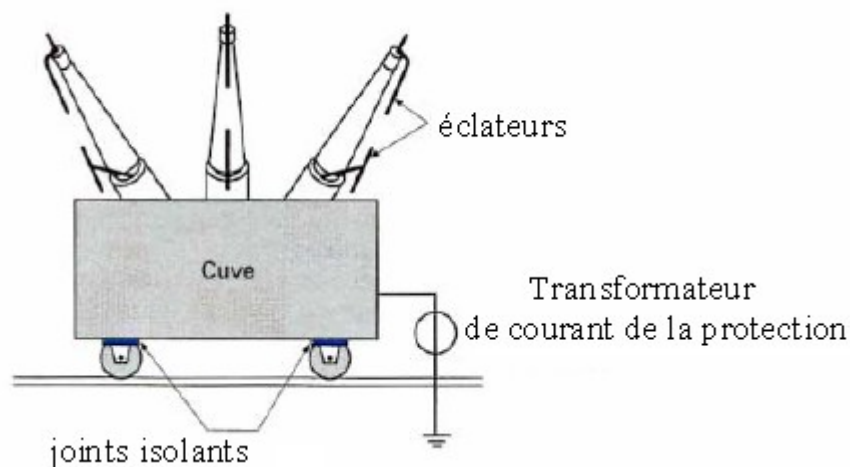


Figure III- 13 -Protection masse-cuve

3-6-Protection différentielle

Son principe est basé sur le fait que tout courant entrant dans un organe électrique est égal à celui qui en sort et toute inégalité indique un défaut. Toutefois, cette inégalité n'entraîne pas essentiellement un déséquilibre, elle peut être due à l'incertitude des transformateurs de mesure ou encore au courant magnétisant du transformateur protégé. Ces sources de déséquilibre sont inévitables et c'est pour cette raison que le relais différentiel est à pourcentage et ne fonctionne que si le déséquilibre dépasse un certain pourcentage de courant de charge (20 à 40%).

4- Protection des jeux de barre

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts du fait de leurs petites longueurs et petits diamètres, mais, il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possible car ils peuvent engendrer des dégâts importants, comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau.

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

4-1- Protection de masse

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

4-2- Protection différentielle

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

5-Protection du réseau moyenne tension

Comme vu précédemment, les réseaux moyenne tension s'étendent des postes sources, constitués de transformateurs HT/MT, jusqu'aux abonnés MT ou BT en passant par des lignes aériennes ou souterraines. La protection du réseau consiste à la protection des différents équipements le constituant.

5-1-Protection des transformateurs HT/MT

En plus des protections principales (Buchholz, température, masse cuve et différentielle), les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par deux protections à maximum de courant.

-La première, côté MT : est une protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue, aussi, une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT.

-La deuxième, côté HT : est une protection à maximum de courant à deux seuils.

- Le premier seuil temporisé.
- Le deuxième seuil instantané pour les courts-circuits sur le primaire du transformateur. Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche MT.

Vis-à-vis des défauts monophasés, une protection à maximum de courant est prévue dans la connexion du neutre

5-2- Protection des départs moyenne tension

Les protections sont installées en tête de départ. La protection est réalisée par trois relais ; deux relais de phase qui assurent la protection contre les défauts entre phases (polyphasé) et un relais homopolaire qui assure la protection contre les défauts entre phase et terre (monophasé). Ces relais sont alimentés par des transformateurs de courant insérés dans les phases.

5-2-1- Protection contre les défauts entre phases

Elle est réalisée par deux relais à maximum de courant à deux seuils alimentés par deux transformateurs insérés dans deux phases (figure III-14-). La phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par les relais des deux autres phases car tout défaut entre phases intéresse au moins deux de ces dernières.

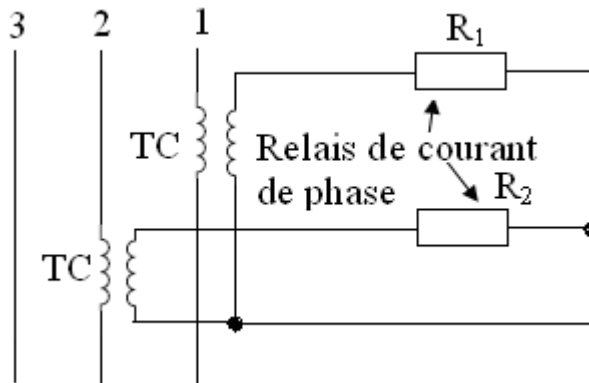


Figure-III-14- Schéma de montage des relais de phases

5-2-2- Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle est effectuée par un relais, à maximum de courant résiduel, placé sur le neutre de l'étoile formée par les secondaires des transformateurs de mesure (comme la figure III-15- l'indique).

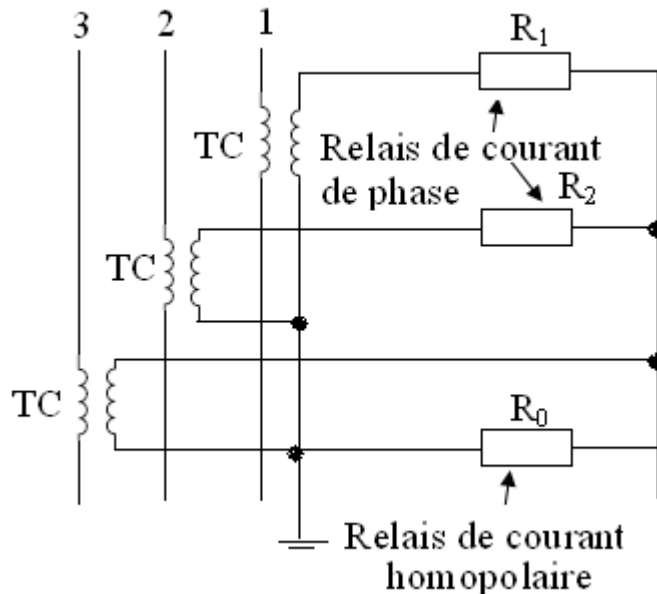


Figure-III-15 -Raccordement d'une protection à maximum de courant-

6- Autres protections des départs moyenne tension

La grande majorité des défauts sont fugitives. Afin d'éviter les longues coupures et l'intervention humaine, on utilise le réenclenchement automatique. Les différents modes de réenclenchement se distinguent par :

a- Le nombre de phase déclenchées et réenclenchées**a-1- Réenclenchement triphasé**

Dans ce cas, les trois phases sont déclenchées et réenclenchées quelle que soit la forme du défaut. Ce mode a l'avantage d'être simple. Mais, il présente l'inconvénient de mettre hors tension tous les interconnectés de la ligne en défaut.

a-2- Réenclenchement monophasé

Seule la phase en défaut est déclenchée et réenclenchée. Ce mode possède l'avantage d'assurer quelque peu la stabilité du réseau par une certaine capacité de transit des phases saines. Cependant, il possède l'inconvénient qu'après le déclenchement monophasé, l'extinction de l'arc engendré par ce déclenchement est difficile en raison du couplage inductif et capacitif qui existe entre la phase en défaut et les phases saines. Il arrive, notamment sur les lignes longues, que le défaut soit retrouvé au réenclenchement.

b-Le délai d'attente avant le réenclenchement**b-1- Réenclenchement rapide**

C'est un réenclenchement toujours triphasé commandé sans autre délai que celui strictement nécessaire à la désionisation du trajet de l'arc du défaut. Une mise hors tension complète de l'ordre de 300ms est généralement suffisante.

b-2- Réenclenchement différé

Le réenclenchement est triphasé ou monophasé, il est commandé après une temporisation qui peut varier de quelques secondes à quelques dizaines de secondes.

7- Réglage des protections [13]

7-1- Réglage des protections des départs MT

7-1-1-Réglage des protections contre les défauts entre phases

a) Réglage en courant

Comme vu précédemment, la protection des phases est assurée par deux relais à maximum de courant à deux seuils et alimentés par deux transformateurs placés sur deux phases :

-Le premier seuil temporisé protège la ligne contre les surcharges et contre les défauts en bout de ligne. Le réglage de ce seuil tient compte de la limite thermique de la ligne (tenue thermique du conducteur) et des défauts biphasés en bout de ligne.

Le réglage est fait comme suit :

On prend :

$$I_{R1} \leq KI_{LT} \quad \text{si} \quad 0.8I_{ccbi} > KI_{LT}$$

ou

$$I_{R1} \leq 0.8I_{ccbi} \quad \text{si} \quad 0.8I_{ccbi} < KI_{LT}$$

Avec :

I_{R1} : Courant de réglage du premier seuil.

I_{LT} : Courant limite du câble.

K : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs $K=1.2$.

I_{ccbi} : Courant biphasé à l'extrémité de la ligne.

-Le deuxième seuil est le seuil violent. Il doit éliminer rapidement les courts-circuits qui se produisent. Son réglage doit être suffisamment élevé. Généralement on prend :

$$2I_{R1} \leq I_{R2} \leq 1.3I_{cc}$$

Tel que :

$$I_{cc} = \frac{S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{cc}}$$

Avec :

I_{R2} : Réglage du deuxième seuil.

I_{R1} : Réglage du premier seuil.

I_{cc} : Courant de court-circuit maximum coté BT

S_{nT} : Puissance nominale du transformateur MT/BT.

U_n : Tension composée nominale du transformateur MT/BT.

U_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur en%

1.3 : coefficient d'insensibilité aux défauts BT.

b) Réglage en temporisation

Afin d'assurer la sélectivité entre les éléments successifs, l'échelon sélectif est de 1s pour le premier seuil et de 0.3s pour le deuxième seuil.

7-1-2-Réglage des protections contre les défauts entre phases et terre

Le relais homopolaire doit détecter les défauts les plus résistants, l'intensité de réglage doit être la plus petite possible car le courant passant dans le relais homopolaire est inversement proportionnel à la résistance du défaut. Cependant, le réglage doit être fait de façon à ce que la protection ne soit pas sensible au courant capacitif pour éviter les déclenchements intempestifs

Le courant de réglage doit être :

$$I_{R0} = K3I_0 = K3VC_0\omega,$$

Avec : $K=1.5$: coefficient qui tient compte des multiples imprécisions des TC.

C_0 : Capacité de fuite du départ à l'état sain.

Toutefois, pour éviter les fonctionnements intempestifs provoqués par la composante homopolaire due à la dispersion des caractéristiques des transformateurs de courant en l'absence de défaut, le réglage ne doit pas être inférieur à 6% du calibre des transformateurs de courant.

7-2- Réglage des protections à maximum de courant du transformateur HT/MT

7-2-1- Réglage de la protection côté MT

a) Réglage en courant

Le seuil de cette protection est réglé à :

$$I_R = 1.3 * I_{n2}$$

Avec :

I_{n2} : courant nominal du transformateur côté MT.

I_R : Courant de réglage.

b) Réglage en temporisation

La temporisation de cette protection est augmentée de 0.4s par rapport à la protection du départ MT.

$$t_T = t_D + 0.4$$

Avec :

t_T : temporisation du transformateur.

t_D : temporisation du départ MT.

La temporisation de cette protection ne peut pas dépasser 1.4s. Néanmoins, quand la protection côté HT du transformateur est à deux seuils, la temporisation MT sera de 2s quel que soit le réglage des départs MT.

7-2-2- Réglage de la protection côté HT

1- Réglage du premier seuil

a) Réglage en courant

Le réglage de ce seuil est :

$$I_{R1} = 2.5 * I_{n1}$$

Avec :

I_{n1} : courant nominal du transformateur côté HT.

b) Réglage en temporisation

Le réglage de la temporisation dépend des protections des départs MT vis-à-vis desquelles on observe un échelon sélectif.

- La protection MT dispose de deux seuils :
 $t_T = t_2 + 0.5 = 0.8$ s ; avec : $t_2 = 0.3$ s.
- La protection MT dispose d'un seul seuil :
 $t_T = t_D + 0.4$.

2- Réglage du deuxième seuil

Le réglage en courant de ce seuil est choisi de façon à l'empêcher de réagir aux défauts côté MT.

$$I_{R2} \leq \frac{1.3 * S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{cc}}$$

Avec :

S_{nT} : Puissance nominale du transformateur HT/MT.

U_n : Tension composée nominale du transformateur HT/MT.

U_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur en%

1.3 : coefficient d'insensibilité aux défauts MT.

Le réglage en temporisation est instantané.

CHAPITRE 4

APPLICATION AU RESEAU MT DE L'ENEL

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons nous étaler sur l'étude du réseau de distribution moyenne tension au niveau de l'Entreprise Nationale d'Electro-Industrie et cette application consiste à étudier les protections et leurs réglages.

L'étude de la protection d'un réseau électrique est liée à la connaissance de l'intensité du courant de court-circuit dans tout point de l'installation. Notre premier travail doit, donc, porter sur le calcul des différents courants de court-circuit dans l'installation. Pour ce faire, nous déterminerons les différentes valeurs des impédances constituant le réseau, puis nous nous intéresserons au dimensionnement des différents appareils de protection.

1- Description du réseau de distribution MT de l'ENEL

Le réseau de l'ENEL est composé d'un poste de distribution 30kV à dix travées. La disposition de ces travées est comme suit (figure IV-1) :

- Les travées 2 et 3 sont des travées d'alimentation et elles sont alimentées par le pylône d'extrémité de la ligne aérienne venant du poste d'interconnexion de FREHA.
- La travée 4 est une travée utilisée pour la mesure.
- Les travées 5 et 6 sont des travées de couplage longitudinal de barres omnibus.
- Les travées 7 et 8 sont destinées à l'alimentation des transformateurs ; ce sont des départs d'alimentation.
- Les travées 1,9 et 10 sont des travées de réserve.

A partir des travées 7 et 8 du poste 30kV, on alimente, par l'intermédiaire de deux câbles en conducteur cuivre d'une longueur de 10m et d'une section de $S=150\text{mm}^2$, deux transformateurs abaisseurs qui sont caractérisés par :

- Une puissance nominale de 13.5MVA.
- Une tension de court-circuit de 8%.
- Un couplage étoile avec neutre isolé au primaire et triangle au secondaire.

Ces deux transformateurs alimentent un jeu de barres de 10 kV (K1-C) par l'intermédiaire de câbles en cuivre de 150mm^2 de section et qui est organisé en deux demi rames reliées entre elles par un sectionneur . Ce jeu de barres est constitué de 18 cellules ou travées dont :

- Deux sont des travées d'alimentation (5 et 6).
- Treize (1, 3,4 et 7 jusqu'à 16) alimentent des ateliers par l'intermédiaire de câbles de 35mm^2 et de transformateurs de 800kVA avec une tension au secondaire de 0.4kV et une tension de court-circuit de 6%,
- Deux (17et18) alimentent un autre jeu de barres de 10KV (K2 - 5) par deux câbles de section $S=185\text{mm}^2$.
- Une cellule de réserve (2).

Le deuxième jeu de barres (K2 -5) est constitué de 10 cellules dont cinq laissées en réserve et cinq alimentent des ateliers par l'intermédiaire de transformateurs de 800kVA et de câbles de section $S=35\text{mm}^2$.

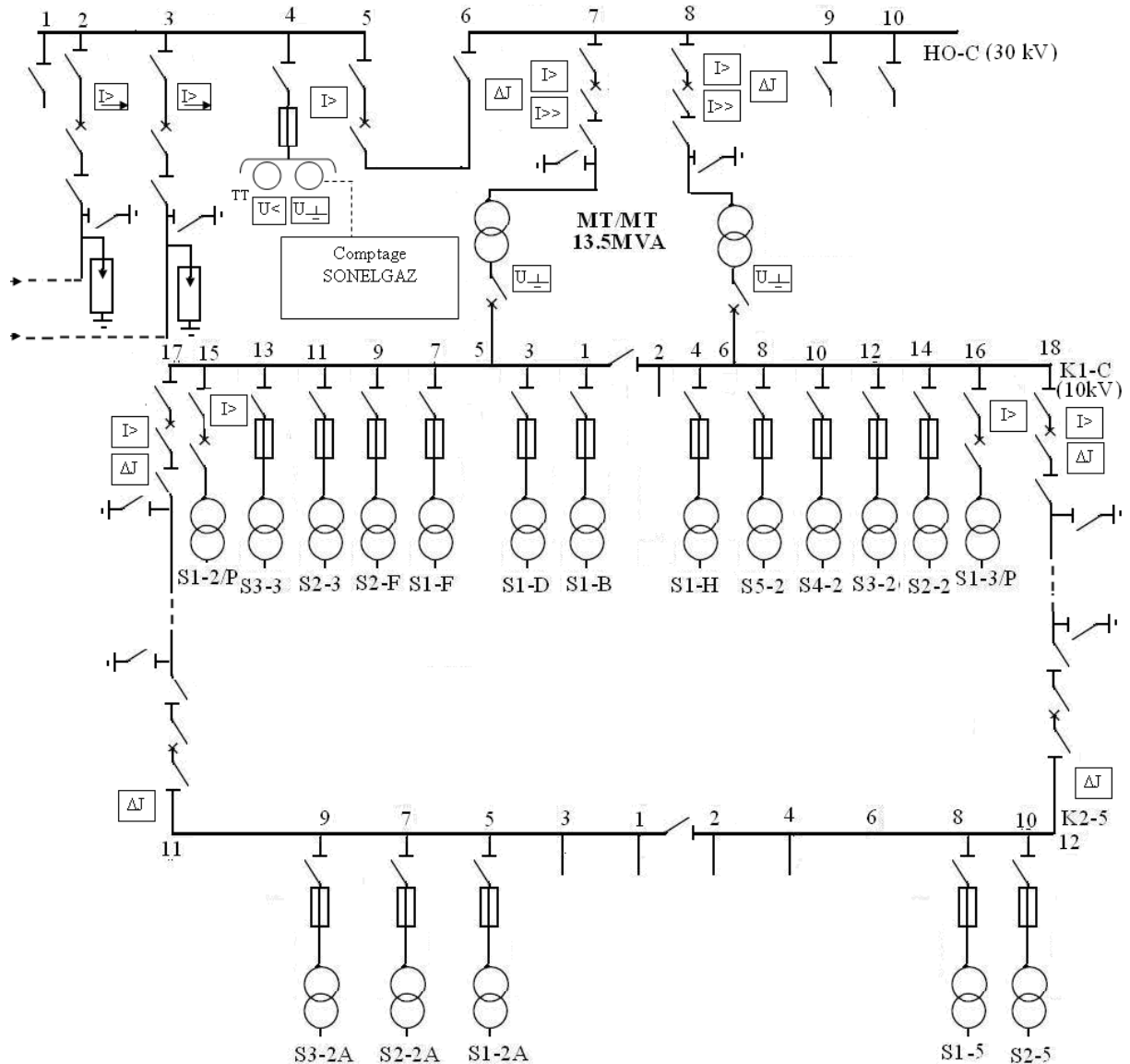


Figure IV-1- Schéma unifilaire du réseau de l'ENEL-

1-1- Caractéristiques techniques des câbles

Le réseau moyenne tension de l'ENEL est constitué de câbles tripolaires en conducteur cuivre avec différentes sections justifiées par leurs aptitudes à alimenter les différentes charges de ce réseau en vue des différentes contraintes.

Les différentes sections des câbles et leurs paramètres (résistance et réactance) sont résumées dans les deux tableaux ci-dessous :

- Caractéristiques techniques des câbles cuivre en protothène 18/30kV :

Section en mm ²	50	70	95	120	150	185	240
R _c	0.379	0.262	0.189	0.150	0.122	0.0972	0.0740
L	0.493	0.465	0.444	0.427	0.412	0.399	0.383

Tableau IV-1-

- Caractéristiques techniques des câbles cuivre en protothène 12/20kV :

Section en mm ²	35	50	70	95	120	150	185
R _c en Ω/Km	0.514	0.379	0.262	0.189	0.150	0.122	0.0972
L	0.484	0.461	0.435	0.415	0.399	0.385	0.373

Tableau IV-2-

1-2- Calcul des différentes réactances et résistances des éléments du réseau

1-2-1-Impédance du réseau amont

L'impédance du réseau amont ramené sous la tension de 10kV est :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(10)^2 * 10^6}{500 * 10^6} = 0.2\Omega$$

La résistance et la réactance du réseau amont sont déterminées à partir du rapport

$$\frac{R_a}{Z_a} ;$$

D'après le tableau II-1, on a :

$$\frac{R_a}{Z_a} = 0.15 \Rightarrow R_a = 0.15 * Z_a = 0.03\Omega, \text{ alors :}$$

$$X_a = \sqrt{\left(1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2\right)} * Z_a = 0.988 * Z_a = 0.197737\Omega$$

1-2-2-Impédance du transformateur de 13.5MVA

L'impédance du transformateur ramenée au secondaire est :

$$Z_T = \frac{(U_{cc\%} * U^2)}{(100 * S_n)} = \frac{0.08 * (10)^2 * 10^6}{13.5 * 10^6} = 0.59259\Omega$$

La résistance du transformateur est :

$$R_T = \frac{(P_{cc} * U^2)}{S_n^2} = \frac{66 * 10^3 * 10^2 * 10^6}{(13.5)^2 * 10^{12}} = 0.036213\Omega$$

Donc, la réactance du transformateur est :

$$X_T = \sqrt{(Z_T^2 - R_T^2)} = \sqrt{(0.59259^2 - 0.036213^2)} = 0.59148\Omega$$

1-2-3-Impédance du transformateur de 800kVA

L'impédance du transformateur ramenée au primaire est :

$$Z_{T800} = \frac{(U_{cc\%} * U^2)}{(100 * S_n)} = \frac{0.06 * (10)^2 * 10^6}{800 * 10^3} = 7.5\Omega$$

La réactance du transformateur est prise égale à son impédance : [7]

$$X_{T800} = Z_{T800} = 7.5\Omega$$

La résistance du transformateur est prise égale à :

$$R_{T800} = 0.2 * Z_{T800} = 1.5\Omega$$

1-2-4-Impédance des câbles

L'impédance des câbles est déduite de leurs résistances (R_l) et de leurs réactances (X_l).

$$Z_l = \sqrt{R_l^2 + X_l^2}$$

Tel que :

$$R_l = R_0 * l$$

$$X_l = X_0 * l$$

Avec :

R_0 : Résistance linéique du câble.

X_0 : Réactance linéique du câble.

Les impédances des différents câbles du réseau moyenne tension de l'ENEL sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Départ	Arrivée	Longueur	Résistance Linéique (mΩ)	Réactance linéique (mΩ)	Capacité de fuite (nF)
HO-C (jeu de barre 30KV)	Transformateur1	10m	1.22	1.29	1.91
HO-C (jeu de barre 30KV)	Transformateur2	10m	1.22	1.29	1.91
Transformateur 1	Travée 5 (K1-5)	32m	3.904	3.86	9.144
Transformateur 2	Travée 6 (K1-5)	36m	4.392	4.35	9.144
Travée1(K1-C)	Sous station S1-B	365m	62.5366	18.49	58.035
Travées 3, 10 et 14 (K1-C)	Sous station S1-D, S4-2 et S2-2	480m	107.95	31.91	76.32
Travée4(K1-C)	Sous station S1-H	210m	35.98	10.63	33.39
Travées 7 et 9 (K1-5)	Sous station S1-F et S2-F	330m	56.54	16.71	52.47
Travée 8 (K1-C)	Sous station S5-2	610m	104.51	30.9	96.99
Travées 15 et 16 (K1-C)	Sous station S1-P/P et S1-3/P	480m	72	60.13	112.8
Travées 17 et 18 (K1-C)	K2-5 (2 ^{eme} jeu de barres de 10KV)	560m	18.144	21.86	152.88
Travée 5 (K2-5)	Sous station S1-2A	275m	47.116	13.93	43.72
Travée 7 (K2-5)	Sous station S2-2A	485m	83.09	24.56	77.11
Travée 8 (K2-5)	Sous station S1-5	12m	2.056	0.60	1.9
Travée 9 (K2-5)	Sous station S3-2A	345m	59.11	17.47	54.85
Travée 10 (K2-5)	Sous station S2-5	15m	2.75	0.75	2.38

Tableau IV-3- Tableau récapitulatif des impédances des câbles du réseau moyenne tension de L'ENEL-

1-3- Système de protection de l'ENEL

Le réseau de l'ENEL comporte plusieurs protections destinées à la surveillance et à l'assurance de la continuité et de la stabilité de son service. Parmi ces protections, on peut citer les protections contre les surtensions, les protections contre les surintensités et les courts-circuits.

I-3-1- Dispositifs de protection du poste 30kV

Chaque travée dispose de plusieurs types de protection énumérés dans le tableau ci-dessous:

Emplacement	Identification de l'appareil	Désignation et type
Travées 2 et 3, travée d'alimentation	F3	Protection directionnelle contre les surintensités. Type 3SP 9310-OG.
		Protection contre les surtensions (parafoudres). Type 3EG 4360-OA
Travée 4, travée de mesure	F11	Relais de tension avec relais temporisé K21 pour la surveillance des fuites à la terre Type 7RE6414-1GBO
	F12	Relais de tension avec relais temporisé K21 pour la signalisation du manque de tension dans le réseau Type 7RE6514-1GBO
Travées 5 et 6 couplage longitudinal de barres omnibus	F11	Relais de protection temporisé contre les surintensités. Type 7SJ 8003-3PB00
Travées 7 et 8, travées de départ de transformateurs	F11	Relais de protection temporisé contre les surintensités avec déclenchement rapide aux courts-circuits. Type 7SJ 8003-3PB51
	F12	Relais de protection différentielle. Type 7UT 9214-OB

Tableau-IV-4- Dispositifs de protection du poste 30kV-

1-3-2- Dispositifs de protection du poste 10KV (K1-C)

Emplacement	Identification de l'appareil	Désignation et type
Travées d'alimentation 5 et 6 (K1-C)	F21	Relais de tension pour la surveillance des fuites à la terre. Type 7RE6414-1GBO
Travées 1, 3, 4 et 7 jusqu'à 14 (K1-C)	F0	Fusibles HT à haut pouvoir de coupure. Type 3GA-2217
Travées de départ 15 et 16 (K1-C)	F1	Relais temporisé à maximum de courant. Type 3SJ7703-1KB00
Travées de départ 17 et 18 (K1-C)	F1	Relais temporisé à maximum de courant. Type 3SJ7703-1KB00
	F2	Relais de protection différentielle Type 7SD-9210-OB

Tableau-IV-5- Dispositifs de protection du poste 10kV (K1-C)-**1-3-3- Dispositifs de protection du poste 10KV (K2-5)**

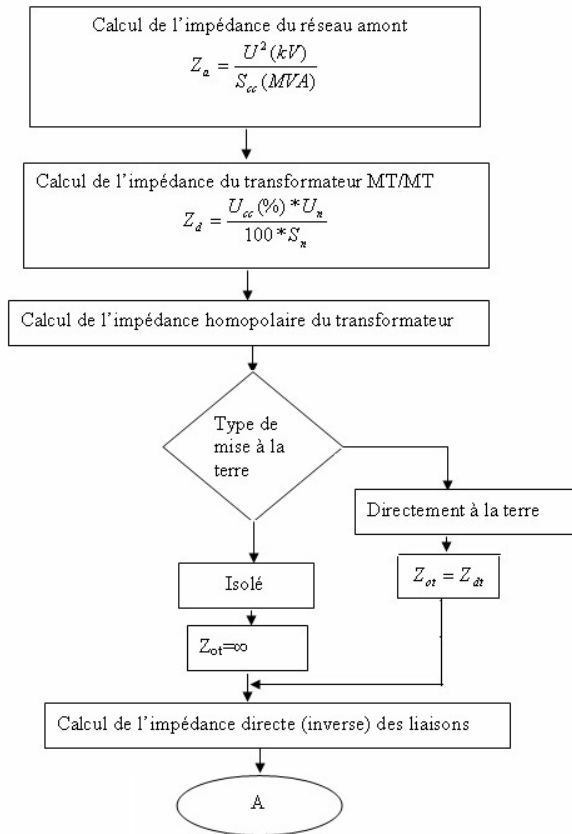
Les travées du deuxième jeu de barres K2-5 sont protégées de la même façon que les travées 1, 3, 4 et 7 jusqu'à 14 du jeu de barres K1-C ; c'est-à-dire, par des fusibles haute tension à haut pouvoir de coupure de type 3GA-2217.

2- Calcul des courants de court-circuit

Un programme écrit sous le langage MATLAB permet le calcul des courants de court-circuit dans différents points du réseau.

Le programme est donné par l'organigramme suivant :

Calcul des impédances



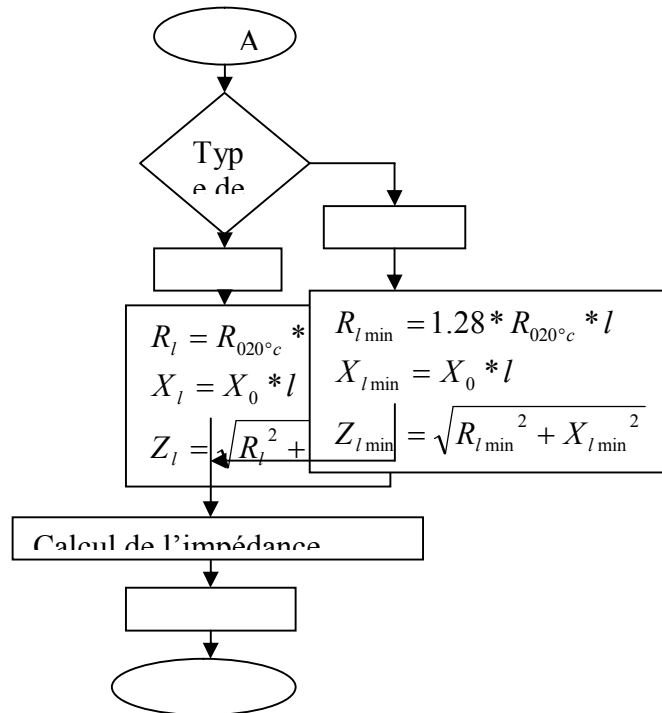


Figure IV-2-Organigramme de calcul des impédances du réseau

Calcul des courants de court-circuit

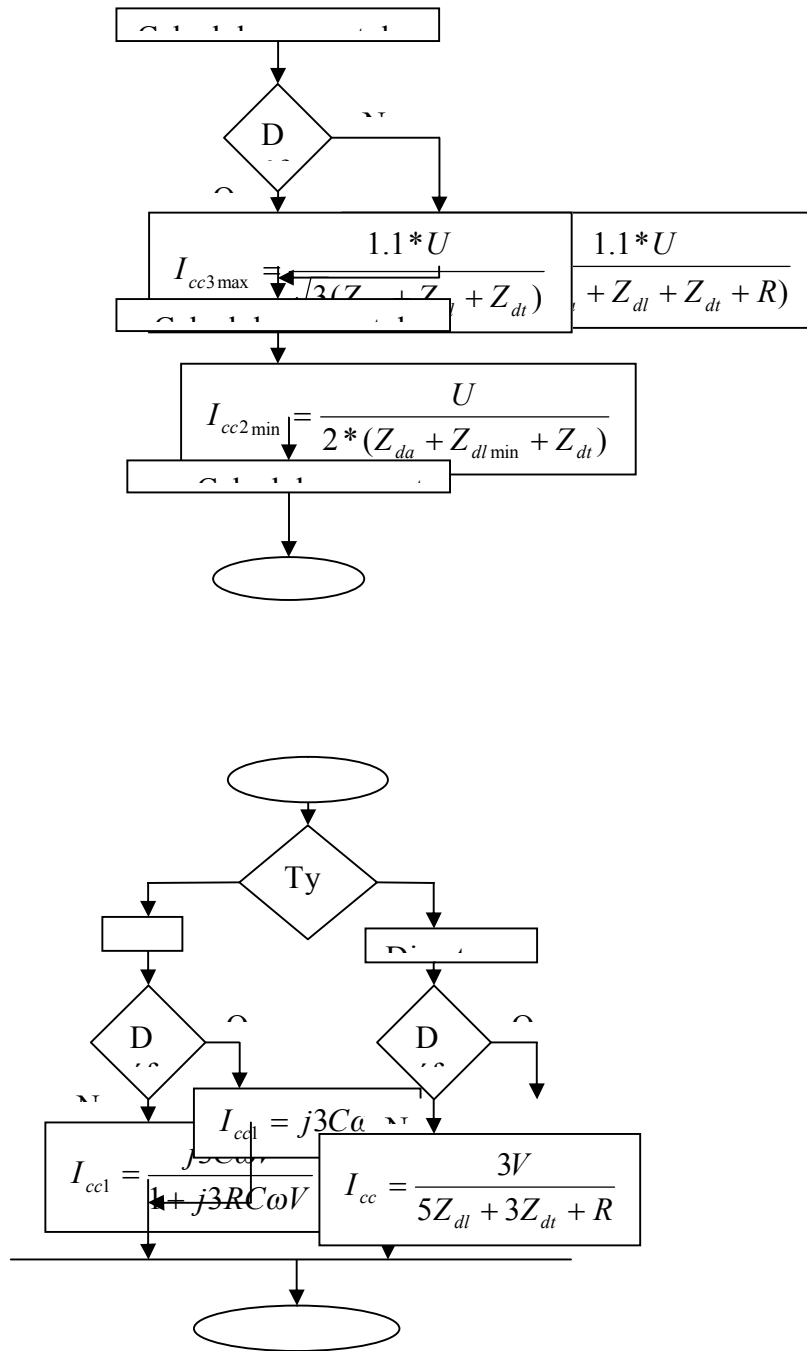


Figure IV-3- Organigramme de calcul des courants de court-circuit-

$$I_{cc} = \frac{3V}{5Z_{dt} + 3Z_{dt} + R}$$

Les résultats obtenus de cette simulation sont résumés comme suit :

Localisation du défaut	Type de défaut	Intensité du courant de défaut (A)
Travée 6 du jeu de barres K1-C	Triphasé maximum	$7.9948.10^3$
	Biphasé minimum	$6.2412.10^3$
	Monophasé avec neutre isolé	$6.0975.10^{-7}$
	Monophasé avec neutre mis directement à la terre	$7.8192. 10^3$
Travée 16 du jeu de barres K1-C	Triphasé maximum	$7.9380. 10^3$
	Biphasé minimum	$5.4874.10^3$
	Monophasé avec neutre isolé	$6.9782.10^{-5}$
	Monophasé avec neutre mis directement à la terre	$6.8642.10^3$
Travée 18 du jeu de barres K1-C	Triphasé maximum	$7.9380. 10^3$
	Biphasé minimum	$6.0022.10^3$
Travée 7 du jeu de barres K2-5	Triphasé maximum	$7.6654. 10^3$
	Biphasé minimum	$5.3068.10^3$
	Monophasé avec neutre isolé	$7.9711.10^{-5}$
	Monophasé avec neutre mis directement à la terre	$6.2072.10^3$

Tableau-IV-6-Tableau récapitulatif des résultats-

3- Réglage des protections

Après le calcul des courants de court-circuit dans les différentes parties du réseau, on procédera au calcul des réglages des protections de ce réseau.

3-1- Réglage des protections des travées 7 et 8, travées d'alimentation

3-1-1- Dimensionnement du disjoncteur principal

➤ **Calcul du courant de court-circuit triphasé maximum juste après le disjoncteur principal**

Le courant de court-circuit maximum est égal à :

$$I_{cc\max} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{500 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3} = 9.6225kA.$$

Donc, le disjoncteur à choisir doit avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à ce courant ($Pdc \geq I_{cc\max} \Rightarrow Pdc \geq 9.6225 \text{ kA}$).

Le temps de réaction du disjoncteur est déterminé d'après la formule suivante :

$$\sqrt{t} \leq \frac{K * S}{I_{cc\max}}$$

Avec :

S : section du câble en mm².

I_{ccmax} : courant de court-circuit triphasé.

K : coefficient en fonction de l'isolant et de la nature du conducteur d'après le tableau ci-dessous :

Nature \ Isolant	PVC	Caoutchouc	PR, EPR
Cuivre	115	135	143
Aluminium	74	87	87

Ainsi, le temps de coupure du disjoncteur est :

$$\sqrt{t} \leq \frac{115 * 150}{9.62 * 10^3} \Rightarrow t \leq 3.21534s$$

🔧 Le disjoncteur adopté au niveau de l'ENEL a un pouvoir de coupure de 12.5kA et un temps de coupure de 3s.

3-1-2-Réglage du relais 7SJ8003-3PB51

a) Réglage des relais de phases

• **Réglage du seuil éloigné (premier seuil)**

-Calcul de 0.8I_{cc2min}

Le courant de court-circuit biphasé minimum (au bout de la liaison) est égal à: I_{cc2 min}=8.333kA.

Donc : 0.8I_{cc2min}=0.8*8.333=7.2213kA.

-Calcul de KI_{LT}

D'après le tableau N°1(annexe 1), le courant limite thermique d'un câble de 150mm² est de 395A.

Donc : KI_{LT}=1.2*395=474A, avec : K=1.2 ; coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs.

On a ainsi :

$$0.8I_{cc2min} > KI_{LT}$$

Alors, le réglage à adopter pour ce seuil est : I_{R1} ≤ KI_{LT}=474A.

Au secondaire du TI, on trouve, donc, un courant de 474*5/250=9.48A

✚ Au niveau de l'ENEL le réglage adopté est de 9A.

• **Réglage du seuil violent (deuxième seuil)**

Son réglage doit être suffisamment élevé mais, il doit être insensible au court-circuit côté secondaire du transformateur. La valeur de réglage est :

$$2I_{R1} \leq I_{R2} \leq 1.3I_{cc}$$

Tel que :

$$I_{cc} = \frac{S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{cc} (\%)}$$

Avec :

I_{cc} : Courant de court-circuit maximum au secondaire du transformateur.

Le courant de court-circuit maximum côté secondaire du transformateur de tension est :

$$I_{cc} = \frac{13.5 * 10^6 * 100}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 8} = 3.2475kA$$

C'est-à-dire un courant de $3.2475 * 5 / 250 = 64.95A$ côté secondaire du transformateur de courant.

Donc le réglage de ce seuil est :

$$2 * 9.48 \leq I_{R2} \leq 1.3 * 64.95 \Rightarrow 18.96 \leq I_{R2} \leq 84.43A$$

✚ Au niveau de l'ENEL, le réglage adopté est de 45A.

b) Réglage du relais homopolaire

Le réglage du relais homopolaire doit être suffisamment petit afin de détecter les défauts les plus résistants. Mais, il ne doit pas être sensible au courant capacitif et il ne doit pas être inférieur à 6% du calibre du transformateur de courant pour éviter les déclenchements intempestifs.

$$I_{R0} > 1.3 * I_c \quad \text{et} \quad I_{R0} > 0.6 I_{nTC}$$

Le courant qui circule dans les capacités de fuite de la liaison considérée lors du fonctionnement normal est de :

$$I_c = 3I_0 = \sqrt{3} C_0 \omega U = \sqrt{3} * 9.144 * 314 * 10 = 0.0497A.$$

Le calibre du transformateur de courant est de 250A. Donc, 6% du calibre du transformateur de courant est égal à : 15A

Comme $3I_0 < 6\% I_n$, alors, le réglage à considérer est :

$$I_{R0} \geq 15 * 5 / 250 = 0.3A \text{ côté secondaire du transformateur de courant.}$$

✚ Au niveau de l'ENEL, le réglage adopté est de 1A.

3-1-3-Réglage de la protection différentielle 7UT 9214-OB

La plage de réglage du seuil de la protection différentielle s'étend entre 20 et 40% du courant nominal.

Le courant nominal est de 250A.

Donc :

20% du courant nominal est égal à : $0.2 * 250 = 50A$ c'est-à-dire : $50 * 5 / 250 = 1A$ côté secondaire du transformateur de mesure.

40% du courant nominal correspond à $0.4 * 250 = 100A$ c'est-à-dire : $100 * 5 / 250 = 2A$ côté secondaire du transformateur de mesure.

Généralement, le réglage est choisi de façon à réagir pour un courant de déséquilibre de l'ordre de 30% du courant nominal ; c'est-à-dire $(0.3 * 250 * 5) / 250 = 1.5A$.

✚ Au niveau de l'ENEL, le réglage adopté est de $\Delta J = 1.8A$.

3-2- Réglage des protections des travées 5 et 6 d'alimentation du jeu de barres K1-C

3-2-1-Dimensionnement du disjoncteur après les transformateurs de 13.5MVA➤ **Calcul du courant de court-circuit triphasé maximum juste après le disjoncteur principal**

D'après le tableau (IV-6), on a : $I_{cc3 \max} = 7.9948 \text{ KA}$.

Donc, le disjoncteur à choisir doit avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à ce courant ($Pdc \geq I_{cc3 \max} \Rightarrow Pdc \geq 7.9948 \text{ KA}$)

Le temps de coupure du disjoncteur est :

$$\sqrt{t} \leq \frac{115 * 150}{7.9948 * 10^3} \Rightarrow t \leq 2.15s$$

3-2-2- Réglage de la protection des fuites de tension à la terre

Cette protection est réglée d'après les normes du CEI qui stipulent que la tension mortelle pour l'homme est de 50V. Ainsi, ce relais est réglé à cette valeur.

3-3- Réglage des protections des travées 15 et 16 du jeu de barres K1-C**3-3-1-Dimensionnement du disjoncteur**

D'après le tableau (IV-6), on a : $I_{cc3 \max} = 7.9380 \text{ KA}$.

Donc, le disjoncteur à choisir doit avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à ce courant ($Pdc \geq I_{cc3 \max} \Rightarrow Pdc \geq 7.9380 \text{ A}$)

Le temps de coupure du disjoncteur est :

$$\sqrt{t} \leq \frac{115 * 35}{7.9380 * 10^3} \Rightarrow t \leq 0.5070546s$$

3-3-2-Réglage du relais temporisé à maximum de courant 3SJ7703-1KB00➤ **Réglage du relais de phase temporisé (réglage du seuil éloigné)**• **Calcul de $0.85I_{cc2\min}$**

D'après le tableau (IV-6), le courant de court-circuit biphasé minimum (au bout de la liaison) est égal à : $I_{cc2 \min} = 5.4874 \text{ KA}$.

Donc : $0.8I_{cc2\min} = 0.8 * 5.4874 = 4.38992 \text{ KA}$.

• **Calcul de KI_{LT}**

D'après le tableau N°1 (annexe 1), le courant limite thermique d'un câble de 120mm^2 est de 126A.

Donc : $KI_{LT} = 1.2 * 126 = 151.2 \text{ A}$, avec : $K = 1.2$; coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs.

On a alors :

$$0.8I_{cc2\min} > KI_{LT}$$

Ainsi, le réglage à adopter pour ce seuil est : $I_{R1} \leq KI_{LT} = 151.2 \text{ A}$.

C'est-à-dire un courant de $151.2 * 5/50 = 15.12 \text{ A}$ côté secondaire du transformateur de courant.

🚧 Au niveau de l'ENEL, le réglage adopté est de 5.5A.

3-4- Réglage des protections des travées 17 et 18 du jeu de barres K1-C**3-4-1- Dimensionnement du disjoncteur**

D'après le tableau (IV-6), on a : $I_{cc3 \max} = 7.9380 \text{ KA}$.

De ce fait, le disjoncteur à choisir doit avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à ce courant ($Pdc \geq I_{cc3 \max} \Rightarrow Pdc \geq 7.9380 \text{ A}$)

Le temps de coupure du disjoncteur est :

$$\sqrt{t} \leq \frac{115 * 35}{7.9380 * 10^3} \Rightarrow t \leq 0.5070546s$$

3-4-2-Réglage du relais temporisé à maximum de courant 3SJ7703-1KB00

➤ **Réglage du relais de phase temporisé (réglage du seuil éloigné)**

• **Calcul de $0.85I_{cc2min}$**

D'après le tableau (IV-6), le courant de court-circuit biphasé minimum (au bout de la liaison) est égal à: $I_{cc2min}=6.0022$ KA.

Donc : $0.8I_{cc2min}=0.8*6.0022=4.80176$ KA.

• **Calcul de KI_{LT}**

D'après le tableau N°1(annexe 1), le courant limite thermique d'un câble de $185mm^2$ est de 392A.

Donc : $KI_{LT}=1.2*392=470.4$ A. avec : $K=1.2$; coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs.

On a alors :

$$0.8I_{cc2min} > KI_{LT}$$

Ainsi, le réglage à adopter pour ce seuil est : $I_{RI} \leq KI_{LT}=470.4$ A.

C'est-à-dire un courant de $470.4*5/500=4.704$ A côté secondaire du transformateur de courant.

🚧 Au niveau de l'ENEL, le réglage adopté est de 4.5A.

3-4-3-Réglage de la protection différentielle demi onde

Le courant de fonctionnement du relais A de déclenchement de la protection différentielle demi onde est de 250mA ; c'est-à-dire deux fois le courant nominal. Ceci correspond, d'après le rapport de transformation du transformateur mélangeur, à un courant nominal de 5A au secondaire du transformateur de mesure. Ce courant $I_n=5$ A est le réglage de la protection.

3-5- Réglage des protections de la travée 7 du jeu de barres K2-5

➤ **Dimensionnement des fusibles**

Le calibre du fusible (I_n) à choisir pour protéger une liaison est déterminé d'après le courant d'emploi de la liaison considérée (I_B), tel que : I_n est pris un peu supérieur au courant d'emploi ($I_n \geq I_B$)

Dans notre cas, le courant d'emploi de liaison de la travée 7 du jeu de barres K2-5 est :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{800 * 10^3}{\sqrt{3} * 10 * 10^3} = 46.188A$$

Avec :

S_n : puissance nominale qui transite dans le câble.

U_n : tension nominale du câble.

Donc :

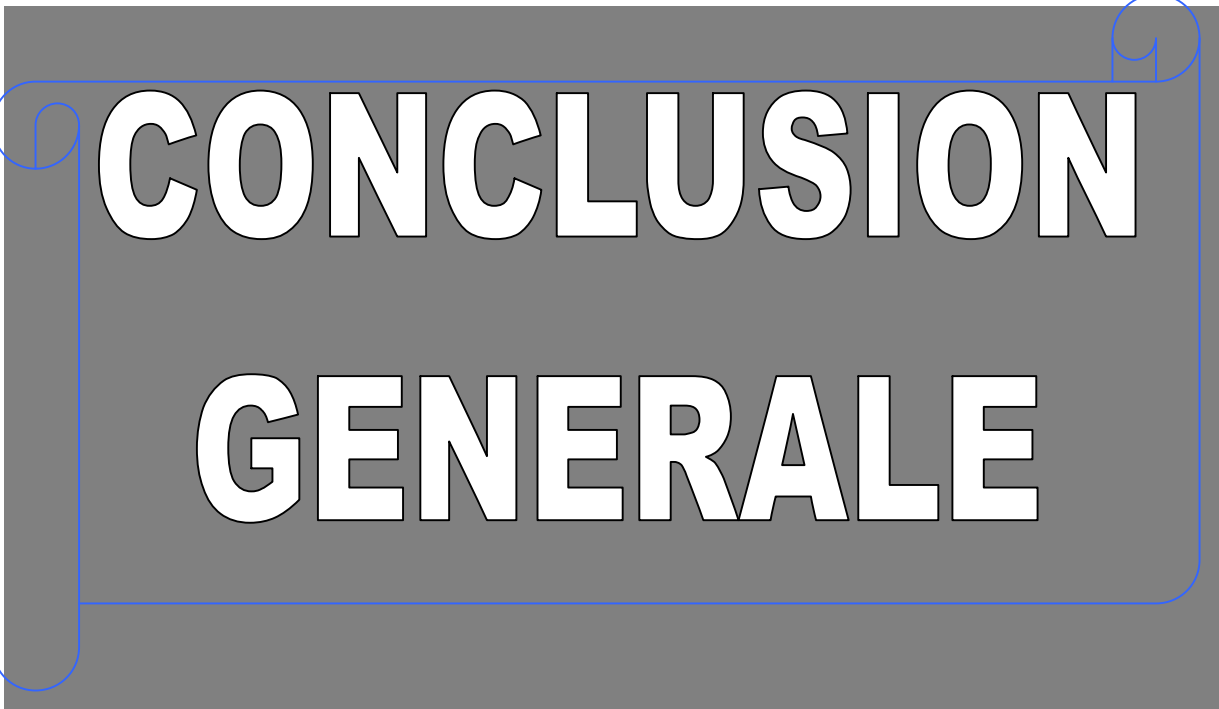
Le calibre du fusible à choisir doit être supérieur à 46.188A ($I_n \geq 46.18A$).

🚧 Le calibre adopté au niveau de l'ENEL est $I_n = 100A$.

4- Interprétation des résultats

Le travail effectué au niveau de l'ENEL, nous a permis de dresser le constat suivant :

- Les valeurs de réglage adoptées correspondent aux valeurs calculées pour les relais de phases et les protections différentielles, sauf pour le relais temporisé (3SJ7703-1KB00) dans les travées 15 et 16 où le réglage est inférieur au réglage calculé ; ceci pourrait provoquer des déclenchements intempestifs de cette protection.
- Le relais homopolaire, prévu pour des réseaux à neutre mis à la terre (il est raccordé dans la connexion du neutre), utilisé pour la détection des défauts d'isolement, n'est pas adapté du fait que le réseau fonctionne à neutre isolé.
- La protection directionnelle 7SP93 utilisée n'est pas adéquate car le réseau fonctionne à neutre isolé, alors que le cahier technique SIEMENS (fonctionnement des appareils de protection de l'ENEL) indique qu'on a besoin, uniquement, de deux transformateurs de courant et si un troisième existe, il ne faut pas le brancher. Ceci n'est, donc, pas le cas sur le réseau actuel où la protection est branchée comme si le réseau est mis directement à la terre. Dans ce contexte, il est souhaitable de remplacer cette protection par la protection directionnelle 7SP92 qui est destinée au réseau à point neutre isolé.
- Les fusibles utilisés sont surcalibrés. Cela est justifié par le souci d'éviter les déclenchements intempestifs dus au courant élevé induit par la mise en service des transformateurs.



**CONCLUSION
GENERALE**

CONCLUSION

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

Le travail que nous avons entrepris nous a permis, tout d'abord, de cerner les différents défauts qui peuvent survenir, puis de mettre en évidence les différentes protections et leurs réglages dans le réseau moyenne tension de l'ENEL ; ceci a contribué à mieux nous familiariser avec les dispositifs de protection et leurs fonctionnements.

Par ailleurs, cette étude a permis de mettre en relief l'influence du régime du neutre dans le choix, le branchement et le réglage des protections. En effet :

- Pour un réseau à neutre isolé, la continuité de service est privilégiée et l'apparition du premier défaut d'isolement ne conduit pas à l'interruption du service. Dans ce cas précis, l'introduction d'appareils de détection du premier défaut (contrôleur permanent d'isolement), au niveau du réseau de l'ENEL, est plus que primordiale afin d'éviter l'apparition d'un deuxième défaut sur la même portion affectée qui pourrait constituer un danger pour le matériel et pour le personnel d'exploitation.
- Pour un réseau à neutre mis directement à la terre, la continuité de service n'est pas assurée et dès qu'un défaut apparaît, le relais homopolaire placé dans le circuit du neutre détecte le défaut et ordonne le déclenchement de l'organe de coupure associé.



ANNEXE 1

1-Courant admissible dans les canalisations :[10]

Courant admissible dans les canalisations en [A]									
Méthode de référence	Isolants et nombre de conducteurs chargés								
B	PVC3	PVC 2		PR3		PR2			
C		PVC 3		PVC2	PR3		PR2		
E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Section en mm ² (cuivre)									
1.5	15.5	17.5	18.5	19.5	22	23	24	26	
2.5	21	24	25	27	30	31	33	36	
4	28	32	34	36	40	42	45	49	
6	36	41	43	48	51	54	58	63	
10	50	57	60	63	70	75	80	86	
16	68	76	80	85	94	100	107	115	
25	89	96	101	112	119	127	138	149	
35	110	119	126	138	147	158	169	185	161
50	134	144	153	168	179	192	207	225	200
70	171	184	196	213	229	246	268	289	242
95	207	223	238	258	278	298	328	352	310
120	239	259	276	299	322	346	382	410	377
150		299	319	344	371	395	441	473	437
185		341	364	392	424	450	506	542	504
240		403	430	461	500	538	599	641	575
300		464	497	530	576	621	693	741	679

Figure N°1-



ANNEXE2

1- Les systèmes de protection de l'ENEL :

Le réseau de l'ENEL est constitué de plusieurs protections destinées à la surveillance et l'assurance de la continuité et la stabilité de son service.

Parmi ces protections, on a :

1-1- La protection différentielle à demi-onde :

a- Description :

La protection différentielle demi onde est une protection très rapide pour des câbles de tension nominale inférieure ou égale à 30kV. Elle est utilisée pour des câbles de faible longueur et aux endroits où des courts-circuits ne doivent pas engendrer d'explosion. Elle est constituée :

- D'un transformateur mélangeur Tr composé de trois primaires et un secondaire.
- D'un relais de déclenchement A (relais auxiliaire 7PA24) composé d'enroulement de courant pour courant alternatif.
- D'un éclateur E en série avec une résistance montée en parallèle sur l'enroulement secondaire du transformateur mélangeur. Ce dispositif permet de limiter les surtensions engendrées par la saturation du transformateur mélangeur dues aux courants élevés le parcourant.
- D'une capacité, montée en parallèle du relais de déclenchement A, découplant les harmoniques dues à la distorsion de l'onde de courant apparaissant à la saturation du transformateur mélangeur.
- De trois fils pilotes.

b- Fonctionnement :

Cette protection a pour principe la comparaison des courants entre les deux extrémités de la ligne à protéger et cela, en utilisant des fils pilotes.

Le transformateur mélangeur est alimenté par l'intermédiaire de trois transformateurs de courant insérés dans les deux extrémités de la ligne à protéger (figure V-1). A partir des courants de phases, on forme un courant monophasé qui circule dans les fils pilotes.

En service normal, dans les fils pilotes 1 et 2 circulent des courants proportionnels au courant de la ligne protégée et sont en opposition de phases dans les deux fils (conformément au rapport de transformation du transformateur mélangeur, ce courant est de 170mA). Dans le fil pilote 3 circule un courant nul qui correspond à la différence des courants des deux extrémité protégées. Par contre, en cas de court-circuit interne à la section protégée, les courants circulant dans les fils pilotes 1 et 2 sont en phases et de ce fait, dans le fil pilote 3 circule la somme des courants des deux fils pilotes 1et2 qui est égale à 250mA correspondant au double du courant nominal (en raison du montage adopté le fil pilote 3 intervient pour les deux transformateurs de courant avec sa double résistance ohmique ; ce qui explique, en cas de défaut, que le courant dans ce fil soit de 250mA au lieu de $2*170=340$ mA). Ce courant de 250mA est le courant de fonctionnement du relais de déclenchement A.

Cette protection est dite à demi onde spécifiquement à son temps de déclenchement car, en cas de courts-circuits triphasés, biphasés ou encore monophasés, le disjoncteur associé à cette protection se déclenche en l'espace d'une demi période (10ms).

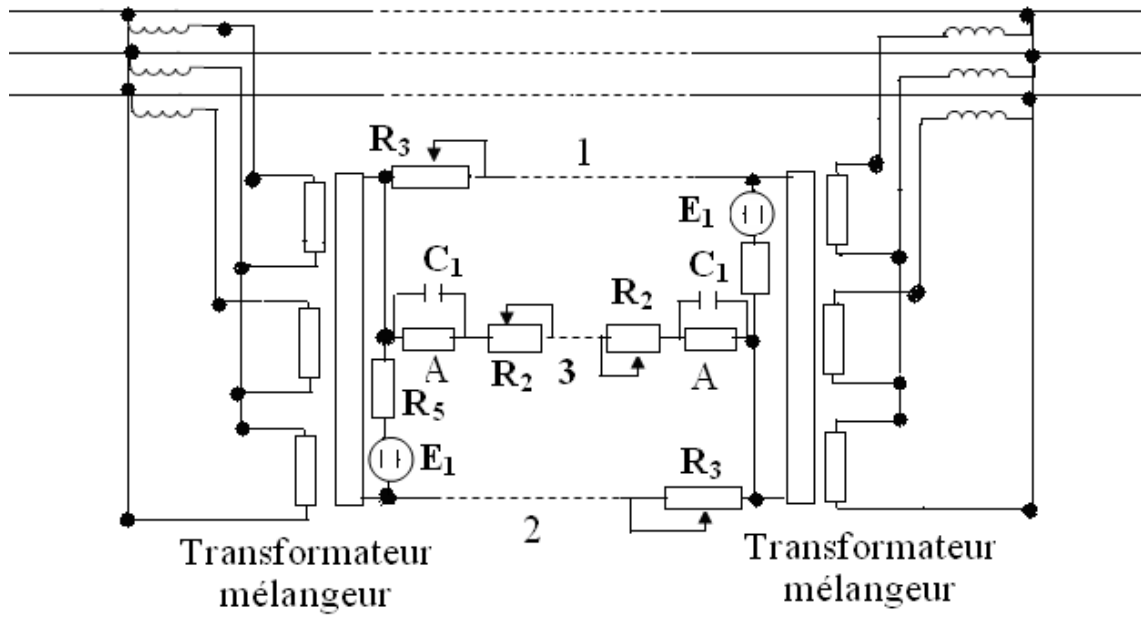


Figure V-1-Schéma de montage de la protection différentielle demi onde-

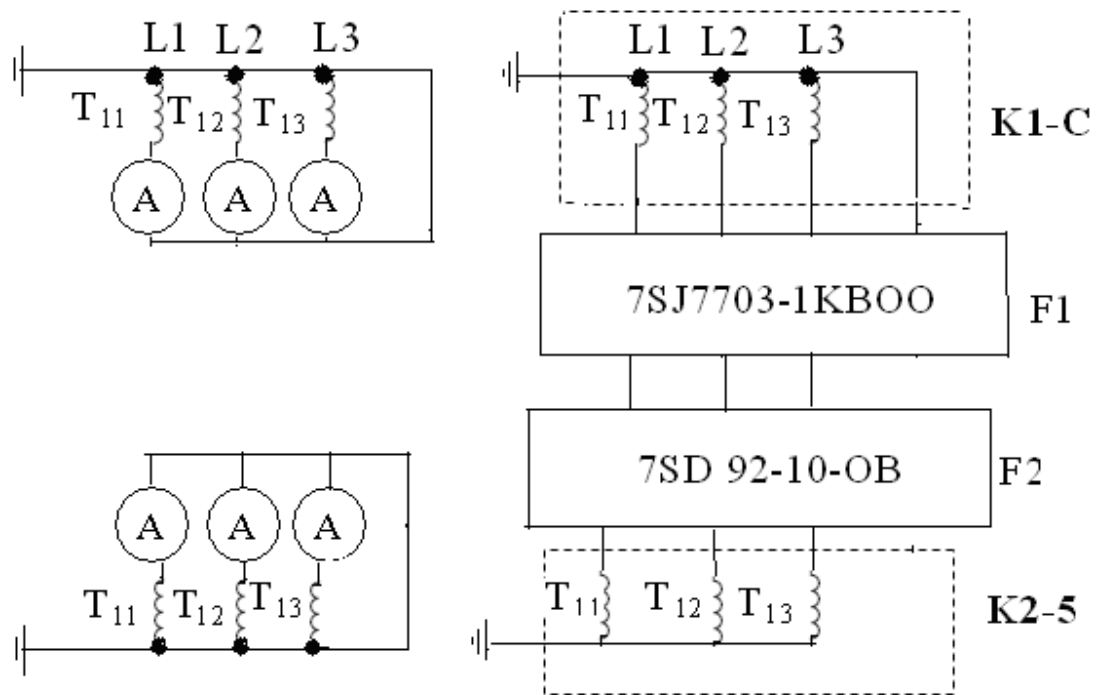


Figure V-2-Schéma de raccordement de la protection différentielle demi onde-

1-2-Bloc de protection directionnelle ultrarapide à max de courant R3AW1 (SP93) et R2AW1 (SP92):

1-2-1- Relais de protection directionnelle R3AW1 (SP93) :

a- Description :

Le relais R3AW1 comporte deux relais de phase à maximum de courant, un relais à maximum de courant homopolaire, trois petits transformateurs de courant saturés et des relais auxiliaires.

Cette protection ou ce bloc est raccordé par l'intermédiaire de trois transformateurs de courant principaux dont deux sont insérés dans deux phases et le troisième dans le circuit du neutre.

b- Fonctionnement :

Par l'intermédiaire des trois transformateurs de courant, on alimente les relais à maximum de courant (de phase et homopolaire) (comme le montre la figure-V-3) qui, à leur tour commandent les relais auxiliaires à l'aide des tensions fournies par les trois petits transformateurs de courant saturés (la saturation de ces transformateurs due au fort courant injecté engendre une tension, dans les secondaires de ces transformateurs, qui correspond à la tension de fonctionnement des relais auxiliaires).

Le sens du défaut est révélé par un montage en pont. Le courant et la tension sont appliqués à deux petits transformateurs de courant à trois enroulements de façon à ce que dans le troisième enroulement, on obtient, dans l'un des transformateurs, un courant induit proportionnel à la somme vectorielle et dans l'autre, un courant induit proportionnel à la différence du courant et de la tension. Après redressement, ces courants sont appliqués à un montage en pont avec un relais à cadre mobile très sensible et ultrarapide. Selon la position vectorielle du courant par rapport à la tension du circuit en défaut, un courant continue circule dans l'enroulement de ce relais dans l'un ou l'autre sens et ce relais indique, ainsi, le sens du courant alternatif par rapport à la tension du poste.

Ce relais peut être aussi utilisé dans les réseaux à neutre isolé à la différence que dans ce cas, le circuit du neutre n'est pas raccordé et deux transformateurs de courant suffisent.

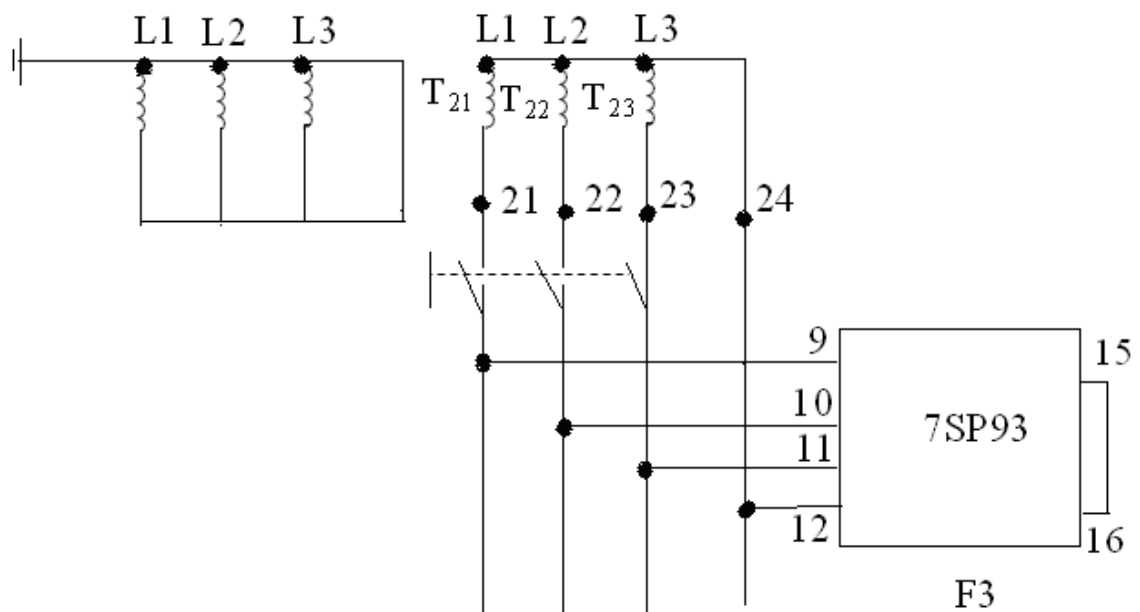


Figure-V-3-Schéma de branchement du bloc directionnel R3AW1-

1-2-2- Relais de protection directionnelle R2AW1 (SP92):

Contrairement au relais R3AW1, le relais R2AW1 est utilisé seulement pour les réseaux à point neutre isolé. Dans ce modèle, les relais à maximum de courant ne sont pas ajustables, ils sont réglés de façon fixe à 10A ; en considération du fait que, dans la plupart des réseaux en câbles fonctionnant à moyenne tension, les courants de défaut sont très élevés.

Son principe de fonctionnement est le même que pour le relais de protection directionnelle R3AW1.

Remarque :

Ces relais peuvent être temporisés au moyen d'un relais temporisé de type 7PN17 (réglable de façon continue).

1-3- Relais de protection temporisé contre les surcharges (SJ77, SJ80): [figure V-4 et figure V-5-]**1-3-1-Description :**

Ces appareils sont utilisés pour la protection des installations simples alimentées d'un seul côté ou comme protection de réserve dans le cas des systèmes de protection par comparaison.

Ces protections peuvent être à déclenchement rapide $I >>$ ou sans déclenchement rapide de surintensité, comme elles peuvent être temporisées ou non.

La constitution et le montage de ces protections dépendent de leurs rôles :

➤ **Relais d'intensité sans déclenchement rapide :**

Il est constitué de deux relais à maximum de courant alimentés par les transformateurs de mesure insérés dans les phases du câble protégé. Si le courant secondaire du transformateur de mesure dépasse la valeur de déclenchement réglée, le relais se déclenche et donne l'ordre au disjoncteur associé de s'ouvrir.

➤ **Relais d'intensité sans déclenchement rapide temporisé:**

On se retrouve dans le même cas que précédemment sauf que cette fois-ci, si le courant de réglage est atteint, on a une temporisation qui est réalisée par un relais temporisé. Après cette temporisation, si le courant dépasse toujours la valeur de réglage, ce relais ordonne le déclenchement du disjoncteur associé.

➤ **Relais d'intensité temporisé avec déclenchement rapide:**

Il est constitué de relais d'intensité $I >$ en série avec les relais de déclenchement rapide $>>$. Si le courant de réglage du relais d'intensité $I >$ est atteint, la temporisation se déclenche. A la fin de la temporisation, si le seuil est toujours atteint le relais $I >$ se déclenche. Par contre, si le courant atteint ou dépasse la valeur de réponse réglée du relais de déclenchement rapide $I >>$, le relais se déclenche directement sans temporisation.

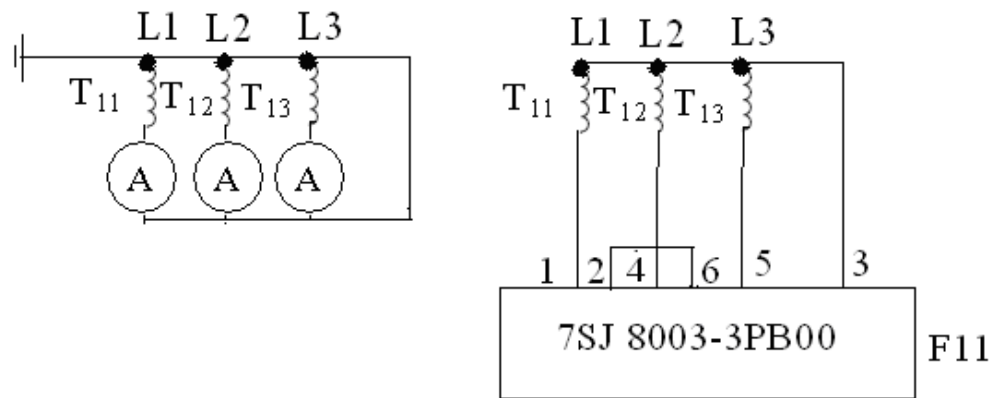


Figure-V-4-Schéma de branchement du 7SJ8003-3PB00

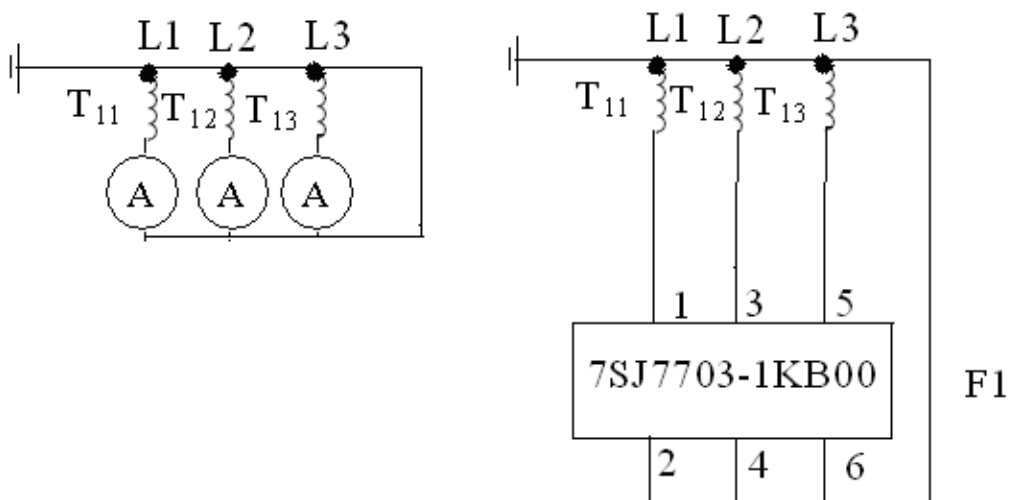


Figure-V-5-Schéma de branchement du 7SJ7703-1KB00-

1-4-Protection différentielle des transformateurs (7UT92) :

1-4-1-Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement de la protection différentielle est basé sur la comparaison des courants aux deux extrémités de la zone protégée c'est-à-dire les courants entrants et les courants sortants du transformateur. Cela est obtenu en utilisant un montage en pont avec transformateur de mesure, redresseur et relais de détection de seuil (comme le montre la figure- V-6).

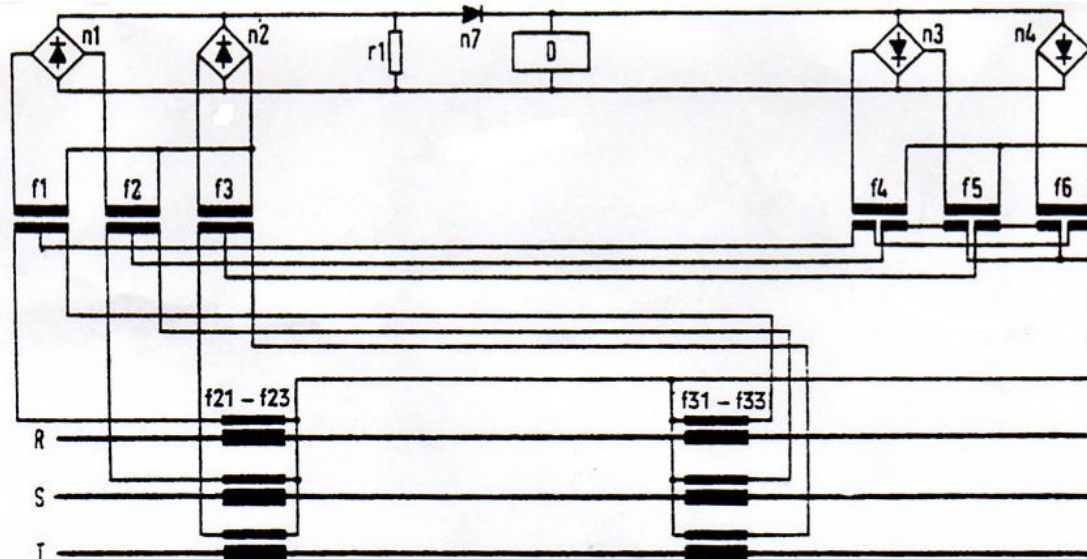
Dans un fonctionnement normal, le relais de mesure n'est traversé par aucun courant ($I_1 + I_2 = 0$). Par contre, en cas de défaut dans la zone de protection encadrée par les transformateurs de courant, le relais de mesure est traversé par un courant de déclenchement différentiel ($i_A = I_1 + I_2 > 0$).

Le courant i_A peut être différent de zéro en l'absence de défaut en raison des erreurs de rapport des transformateurs de courant. Si un courant de court-circuit dû à un défaut externe traverse la zone de protection, les transformateurs de mesure peuvent être traversés par un fort courant qui peut engendrer leur saturation. De ce fait, les courants secondaires peuvent présenter d'importantes erreurs tant en amplitude qu'en phase. Alors, afin d'éviter les déclenchements intempestifs de la protection, ces courants de traversées sont utilisés en tant que grandeurs stabilisatrices ; ils agissent à l'encontre du courant de déclenchement i_A .

Lors de la mise sous tension du transformateur, celui-ci fait appel à un fort courant (il est fonction du flux magnétique rémanent dans le fer) qui peut admettre une valeur multiple du courant nominal et qui présente une forte teneur en harmonique. Ce courant peut être assimilé par le relais différentiel à un courant de défaut, ce qui va engendrer un fonctionnement intempestif. Pour éviter cela, la protection différentielle (7UT92) est équipée d'un filtre harmonique.

Remarque :

Afin d'avoir, au moment de la comparaison, le même rapport de transformation, on utilise des transformateurs d'adaptation côté primaire.



$f_{21}-f_{23}$; transformateur de courant d'entrée de la section protégée.

$f_{31}-f_{33}$; transformateur de courant de sortie de la section protégée.

f_1-f_3 ; transformateur de courant intermédiaire côté stabilisation.

f_4-f_6 ; transformateur de courant intermédiaire côté déclenchement

n_1, n_2 ; redresseur en pont de Graetz côté stabilisation .

n_3, n_4 ; redresseur en pont de Graetz côté déclenchement.

D ; relais de mesure.

n_7 ; redresseur (diode).

r_1 ; résistance.

Figure-V-6-Schéma de principe de la protection différentielle 7UT92

$T_{11}-T_{13}$; Transformateur de courant d'entrée et de sortie de la section protégée.

$T_{31}-T_{33}$; Transformateur d'adaptation.

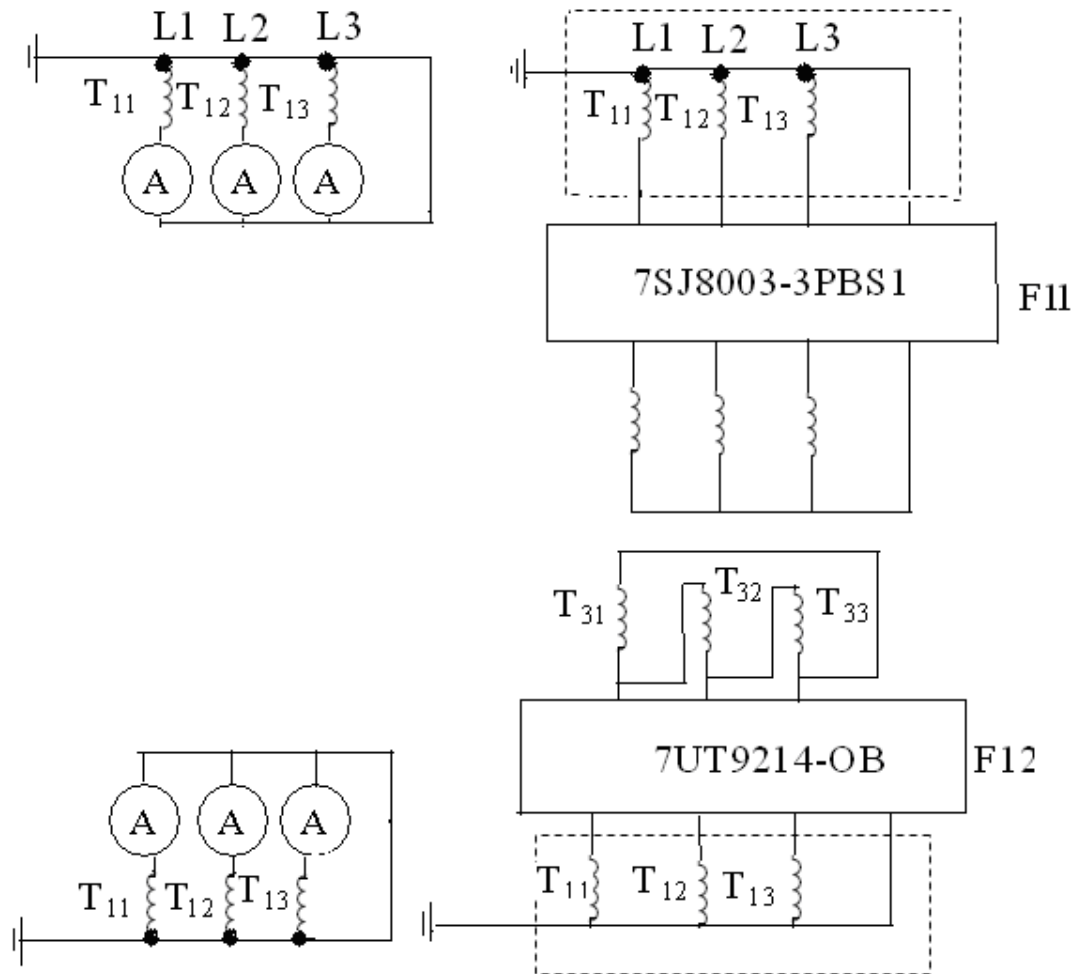


Figure-V-7-Schéma de branchement de la protection différentielle 7UT92 des transformateurs.

1-5- Relais voltampérométrique (7RE 64- 7RE65) :

Ce relais est utilisé pour la surveillance de la tension alternative. Il est utilisé dans les dispositifs de protection où l'on cherche des temps de réponse particulièrement courts.

Ce relais est raccordé par des transformateurs de tension insérés dans les phases de la partie protégée. Le déclenchement de cette protection s'effectue après avoir atteint ou dépasser la valeur de tension prééglée.

Ce relais peut être utilisé comme protection contre les fuites de tension à la terre (figure V-8), comme il peut être aussi utilisé pour la surveillance de la tension dans les phases (figureV-9).

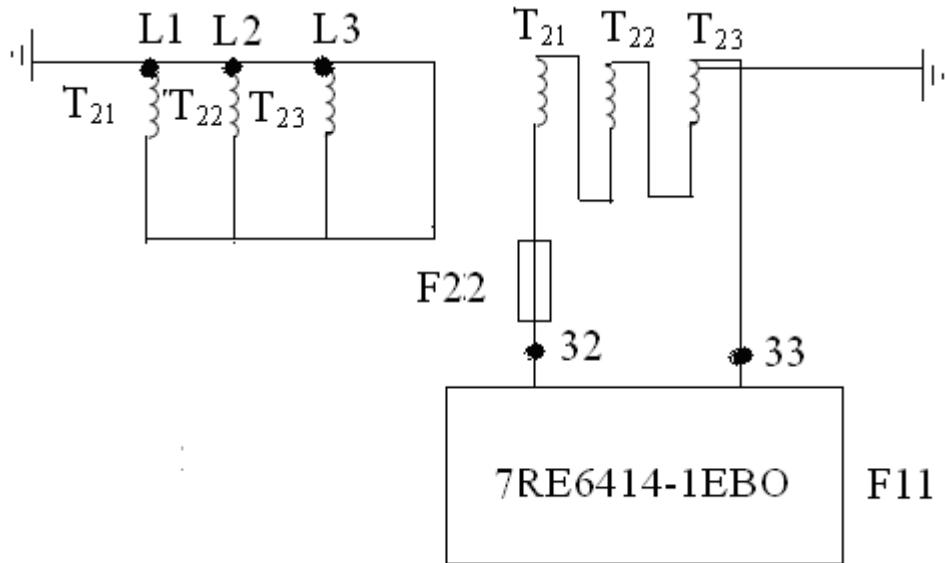


Figure-V-8-Schéma de branchement du 7RE6414-1EBO-

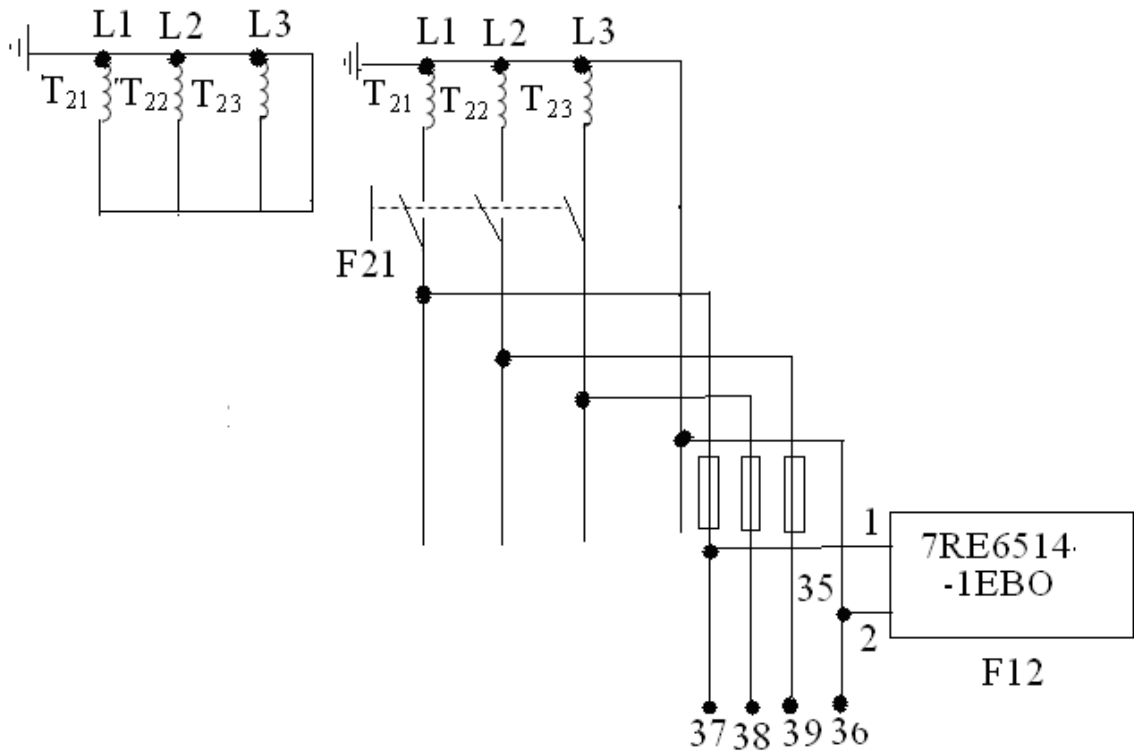


Figure-V-9-Schéma de branchement du 7RE6514-1EBO-



ANNEXE 3

Introduction :

La détection et la localisation puis la réparation du premier défaut d'isolement est à réaliser sans tarder de manière à réduire le risque d'apparition d'un deuxième défaut simultané qui conduirait à l'ouverture des circuits en défaut. Cela peut être réalisé par les contrôleurs permanents d'isolement (CPI).

1-Description des contrôleurs permanents d'isolement :

Les CPI sont des appareils destinés à la surveillance des défauts d'isolement des réseaux électriques. Ils sont constitués d'un générateur de tension continue, d'un cadran de mesure (ohmmètre) et d'un dispositif à seuil.

2-Fonctionnement :

Le CPI, grâce à son générateur, applique une tension continue entre le neutre et la terre ou entre la phase et la terre si le neutre n'est pas accessible. En cas de défaut d'isolement, un courant continu de fuite s'établit et une alarme est générée ou se déclenche.

Le contrôleur est connecté au réseau par l'intermédiaire de transformateur de tension. Dans le cas d'un neutre accessible, il est branché au primaire du transformateur de tension entre le point neutre et la terre (figure VI-1). Par contre, dans le cas d'un neutre non accessible, il est branché au primaire sur le point neutre des trois transformateurs de tension. (figure VI-2).

Une platine standard est branchée en parallèle du CPI, elle comprend :

- Un condensateur permettant de fixer à la terre le potentiel du neutre des transformateurs de tension.
- Un limiteur de surtension permettant d'écouler à la terre les surtensions.
- Une résistance permettant d'abaisser la tension supportée par le contrôleur.

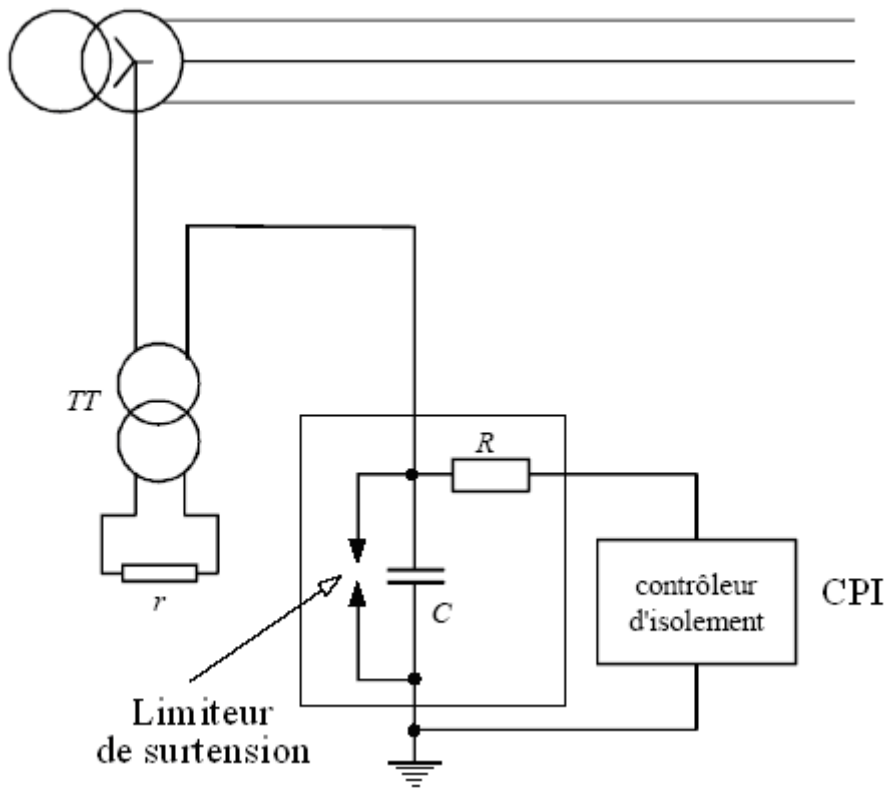


Figure -VI-1-

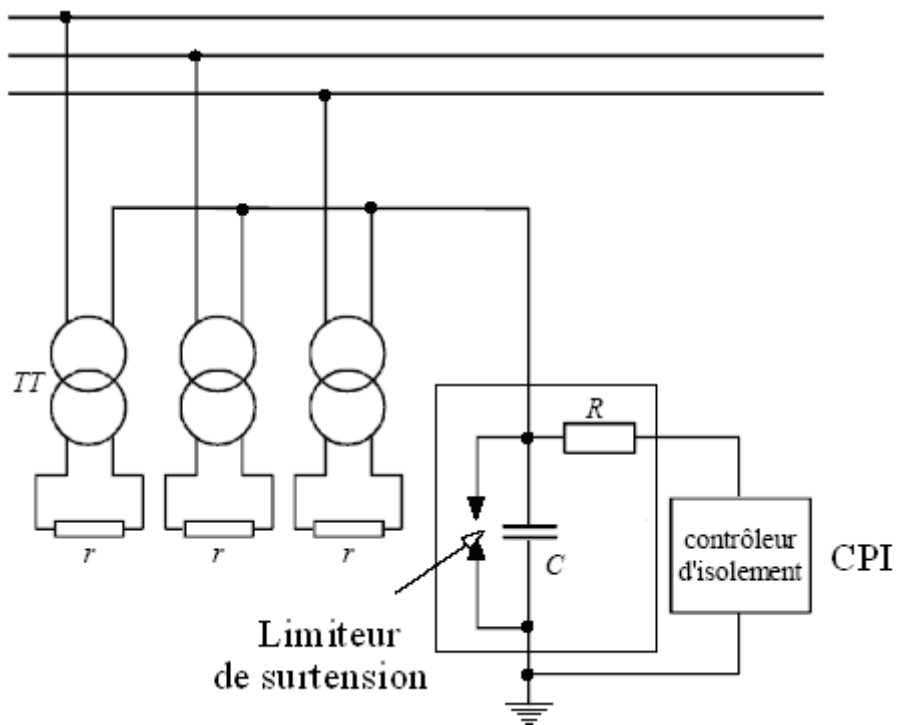


Figure -VI-2-

BIBLIOGRAPHIE

- [1] VALENTIN CRASTAN «Les réseaux d'énergie électrique2»
Edition LAVOISIER. Année2006.
- [2] PATRICK LAGONOTTE «Installations électriques».
Edition HERMES. Année 2000.
- [3] HENRY NEY « Equipements de puissance»
Edition NATHAN. Année 1988.
- [4] VALENTIN CRASTAN «Les réseaux d'énergie électrique1»
Edition LAVOISIER. Année2006.
- [5] «Protection des départs MT»
Service technique et pédagogique SONELGAZ 1999.
- [6] MICHEL LAMI. « Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique» volume1, année 2003, Document interne EDF.
- [7] B. METZ-NOBLAT, F. DUMAS, C. POULAIN «Calcul des courants de court-circuit» Edition schnéider électrique. Année 2005.
- [7] B. METZ-NOBLAT, F. DUMAS, C. POULAIN «Calcul des courants de court-circuit» Edition schnéider électrique. Année 2005.
- [8] ALAIN GROGUENOC «Protection des réseaux à moyenne tension »
Technique de l'ingénieur D4810. Année 1991.
- [9] D. MOHAMMEDI, DJ. MOHAMMEDI, T. MOHAND SAID «Détermination des seuils de réglage des protections moyenne tension »
Projet de fin d'étude. Université de Tizi-Ouzou année 2000.
- [10] M. RAKKAB «Protection des réseaux »
Ecole technique de Blida.
- [11] M.VIAL «Electricité profossionnel»
Edition NATHAN. Année 1997
- [12] HENRY NEY- NOEL MOREL «Installations électriques »
Edition NATHAN. Année 1988.
- [13] MOHAMED BACHIR BENABID «Les protections du réseau électrique à SONELGAZ »
Office des publications universitaires. Année 1988.
- [14] Dr. BENACHAIBA CHELLALI «Protection des réseaux électriques»
www.geea.org

