

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'enseignement Supérieur  
et de la Recherche scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar-  
El-Oued  
Faculté des Sciences et de Technologies



Mémoire de Fin d'Etude  
En vue de l'obtention du diplôme de

## MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et de Technologies  
Filière: Génie Électrique  
Spécialité: Réseaux Électriques

### Thème

**CALCUL DES PROTECTIONS  
D'UNE LIGNE DE TRANSPORT  
ELECTRIQUE THT-220KV**

**Dirige par :**

Mr.Allal Abderrahim

**Réaliser par :**

Noghagh El-Hachmi

Zitouna Messaoud Omar

**Soutenu en Juin 2016**

## **Remerciements**

*Avant tout, nous remercions Allah Le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience, et la santé durant toutes ces longues années d'étude.*

*Nous adressons mes plus sincères remerciements à tous mes proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire, et tous mes enseignants de département d'électrotechnique de L'université d' EL OUED , notamment à notre encadreur Dr.Allal d'avoir proposé le sujet sur lequel nous avons travaillé, et qui a assuré la direction et l'encadrement du travail présenté dans ce*

*Enfin, mes remerciements vont à tous ceux qui m'ont soutenu de près ou de loin à réussir ce travail.*

**Mes vives salutations.**

# DEDICACES

**Je dédie ce modeste mémoire de master à:**

**A ma mère et mon père pour leur soutien m'a soutenue**

**Mes soeurs, A mes frères Salah, Youcef, Ayman**

**Ma femme, pour leur soutien moral.**

**À tous mes proches de la famille, et plus à tous mes chers amis et mes collègues de l'Université de EI-oued**

**Et à tous ce qui ont enseigné moi au long de ma vie scolaire**

## Résumé :

Les réseaux de transport sont indispensables pour assurer l'alimentation en énergie électrique des différents consommateurs HTB, HTA et BT. Afin d'assurer la protection des biens et des personnes, le fonctionnement des lignes électriques de distribution est gouverné par des protections installées au niveau du réseau de transport. Ces protections assurent la détection de la présence des éventuels défauts et procèdent à l'élimination de leurs effets.

Les protections existent dans le marché sous plusieurs marques, pour cela, et avant de procéder au calcul des valeurs de réglage des lignes électriques, on doit toujours savoir les marques des équipements de protection déjà installés, aussi on doit rassembler les différentes caractéristiques techniques des lignes électriques, cela nous permet de calculer les différentes valeurs de réglage des protections.

Le bon calcul des valeurs des réglages assure le bon fonctionnement des lignes concernées par ces réglages, cela se traduit par l'assurance de la qualité et la continuité de service.

**Mots clé :** Défaut, protection, réseaux de transport, haut tension, Protection de distance, Relais de distance numérique

## Abstract :

The Transport networks are essential to ensure the supply of electrical power to different consumers HV , MV and LV . To ensure the protection of property and persons, the operation of electric distribution lines is ruled by installed protections at the transport network. These protections ensure the detection of the presence of faults and proceed to eliminate their effects. Protections exist in the market under various brands for this, and before proceeding to the calculation of setting values of power lines, we must always know the brands of the protective equipment already installed , so we must bring together the different technical characteristics of the power lines , this allows us to calculate the different values of protection settings .

the Good calculation of the value settings ensures the proper functioning of the lines affected by these settings, this means ensuring the quality and continuity of service.

**Key words:** Fault, protection, the transports network, high voltage, distance protection, numerical distance relays.

## ملخص

إن شبكات نقل التوتر العالي مهمة لإستمرار التغذية بالطاقة الكهربائية لمختلف مستهلكي التوتر العالي و المتوسط والمنخفض و لضمان الحماية للأشخاص والممتلكات يتم عمل خطوط توزيع للطاقة الكهربائية يتم تحكم به عن طريق الحماية المتواجدة على مستوى شبكة النقل الكهربائية .

هذه الحمائيات توفر القدرة على إكتشاف الأخطاء والقيام بإلغاء تأثيرها .

تتوفر أجهزة الحماية في الأسواق بماركات مختلفة، ولهذا قبل الانتقال إلى حساب إعدادات حماية خطوط النقل الكهربائية يجب دائماً أن نعرف نوع جهاز الحماية المتواجد في الشبكة، كذلك الخصائص التقنية لخطوط النقل و هذا يسمح لنا بحساب جميع قيم إعدادات الحماية. الحساب الجيد لقيم الإعدادات يوفر الإستغلال الجيد للخطوط المتأثرة بهذه الإعدادات ، وهذا يعني ضمان جودة وإستمرارية الخدمة.

**الكلمات المفتاحية:** الأعطال، الحماية، شبكة النقل، التوتر العالي، الحماية المسافية، مرحل الحماية المسافية.



*Introduction générale*

## **INTRODUCTION GENERALE**

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentiels : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes de transport et les poste d'énergie électrique haute tension HTB constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces quinze dernières années, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Notre travail consiste à une étude complète sur le réseau de transport 220 kV au réseaux électrique haut tension de Hassi Messaoud, en injectant plusieurs types des défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protections.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre traite de l'architecture des réseaux électrique de transport HT,
- Le deuxième chapitre étudie les systèmes de protection dans les réseaux nationaux,
- Le troisième chapitre les défauts dans les réseaux électriques (le court-circuit)
- Dans le quatrième chapitre, il est question des techniques de réglage de protection
- Dans le dernier chapitre, on présente les discussions des réglages de protection principale et les résultats des essais réalisés.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

# *Chapitre I :*

## *Généralités sur les réseaux électriques*

## I.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques (Production, transport et distribution), les catégories des tensions, topologie des réseaux et les différentes classes des postes électriques.

## I.2. Généralités sur les réseaux électriques

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs éleveurs « TE » installés à la sortie des générateurs.

La totalité de l'énergie produite ou la plus disponible sera transportée par un ensemble de lignes électriques « L » sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation ; Elle sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs « TA » et distribuée sous une moyenne tension (30kV ; 10 kV.....) pour la mettre à la disposition des usagers [1].

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [2].

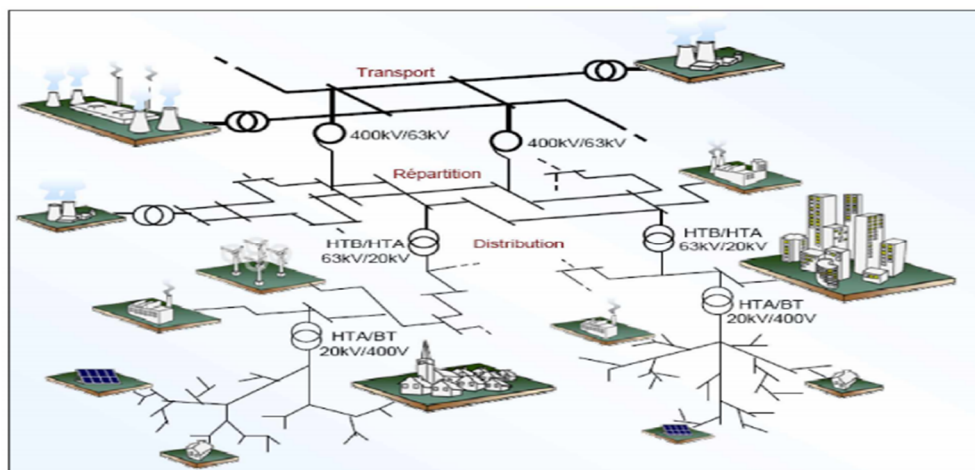


Figure.I.1- Le réseau électrique

### I.3. Les niveaux de tensions des réseaux

- **Les tensions normalisées selon la CEI :**

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figures I.2) :

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

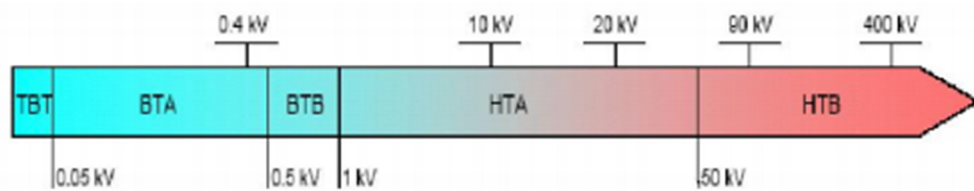


Figure I.2 – Niveaux de tension normalisés

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.

### I.4. Topologie des réseaux

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (fig. I.3a).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (fig. I.3b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne (poste G, fig. I.3b) ou encore en piquage

en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, fig. I.3b) [3].

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (fig.I.3d) ou des réseaux à structure arborescente (fig.I.3c). D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux [3].

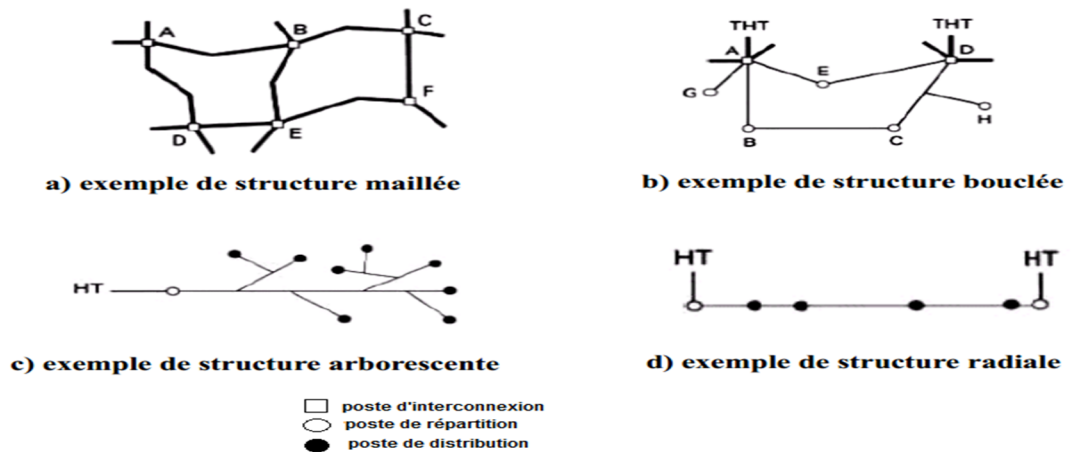


Figure.I.3 - Topologie des réseaux

## I.5. Description des réseaux électriques

### I.5.1.Le réseau de transport THT

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau THT qui sont, en principe, branchés les centrales de grandes puissances (> 300 MW).

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (Fig. I.4) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [3].

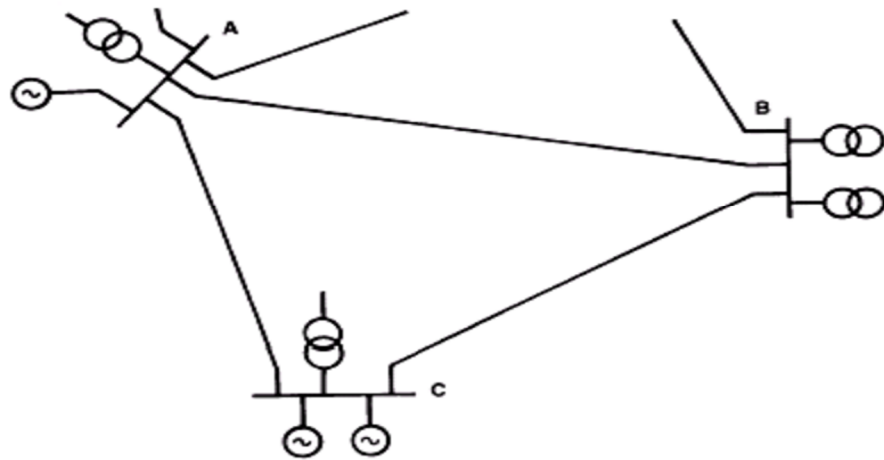


Figure.I.4 - Exemple d'une partie d'un réseau de transport

### I.5.2. Le réseau de répartition HT

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers Les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MV A) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,... [4]

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [3].

### I.5.3. Le réseau de distribution MT

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant des centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport.

Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements [3].

### I.5.4. Le réseau de livraison BT

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique [4].

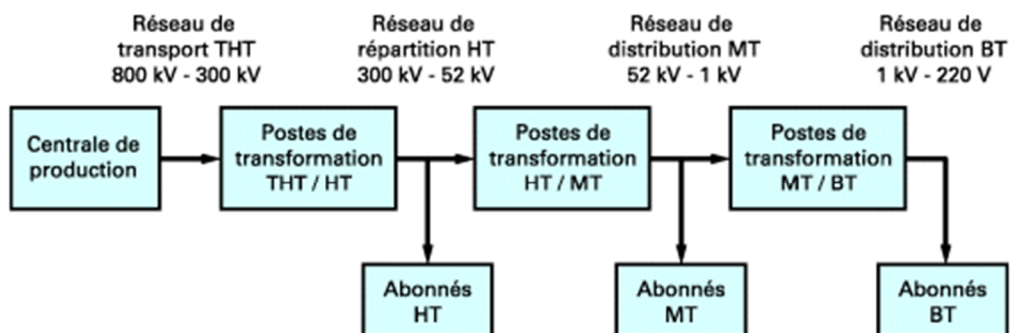


Figure I.5- Schéma de description des réseaux électriques

## I.6. Les postes électriques

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

- **Les postes à fonction d'interconnexion**, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés ;
- **Les postes de transformation**, dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs;
- **Les postes mixtes**, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs ;
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs ;
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule. Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques [5].

**I.7. Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a énuméré les différents architecteurs du réseau électriques. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les court-circuit, les surtensions, les surintensités, ...etc.

## *Chapitre II :*

# *Généralités sur les systèmes de protection*

## II .1 Introduction

Ce chapitre sera consacré au déploiement des éléments indispensables pour la constitution du système global de protection. On va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux de transport de l'énergie électrique, les différents appareils de protection (relais de protection), les disjoncteurs et les transformateurs (TC et TP).

## II.2 Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection :

Le système de protection électrique est un grand système compliqué, donc on ne peut pas conçu un seul appareil pour protéger tout le système.

### II.2 .1 Zone de protection :

Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protection [6].

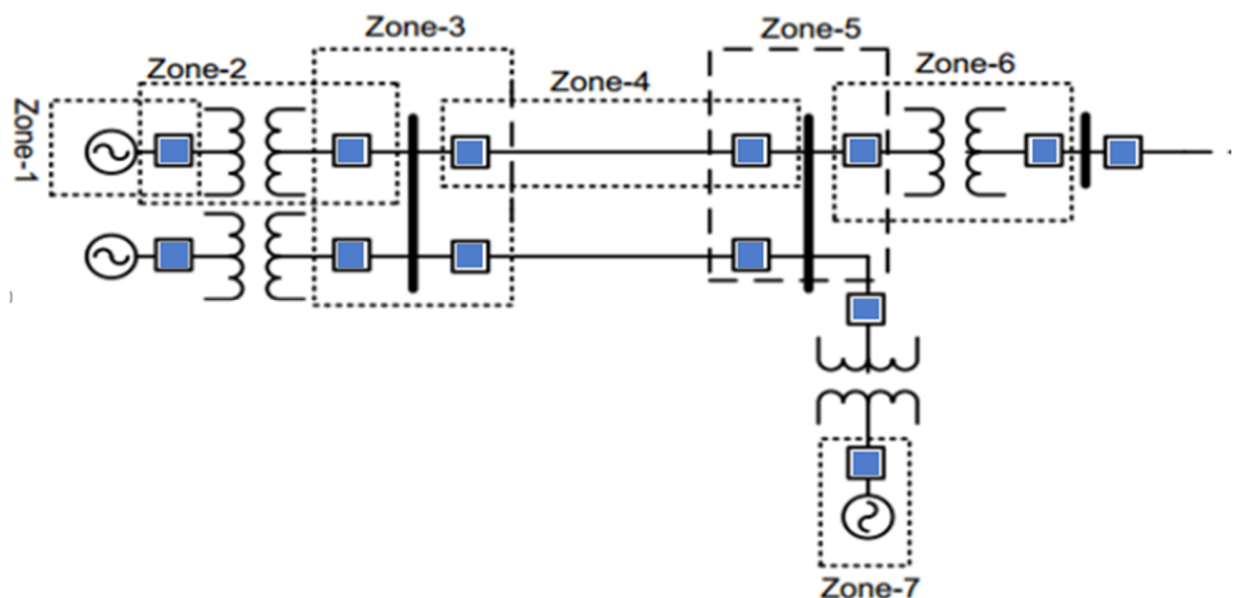


Figure II.1- Zone de protection

- Pour les relais de la zone 1 : Responsables de défaut qui est situé à l'intérieur du générateur.
- Pour les relais de la zone 2 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le transformateur.
- Pour les relais de la zone 3 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux de bars (Bus bars).
- Pour les relais de zone 4 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes de transport d'énergie (Transmission Lines).

**Note :** La protection dans chaque zone est ,en fait, composée de plusieurs équipements de protection et il n'existe pas un seul appareil pour détecter tous les types de défauts. Il y a un chevauchement entre les différentes zones de protection pour assurer qu'il n'y a pas de zones non protégées, en particulier la zone de jeux de bars (Bus bars).

### II.2.2 Position du système de protection

Le système de protection se trouve dans tous les systèmes électriques (réseaux électrique), car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur.

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent soit dans la cour (postes extérieures), soit inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation) dans les postes isolés par le gaz (poste blindé).

Fig. II.2 montre la vraie forme d'un ensemble d'éléments de protection des postes isolés par gaz SF 6.

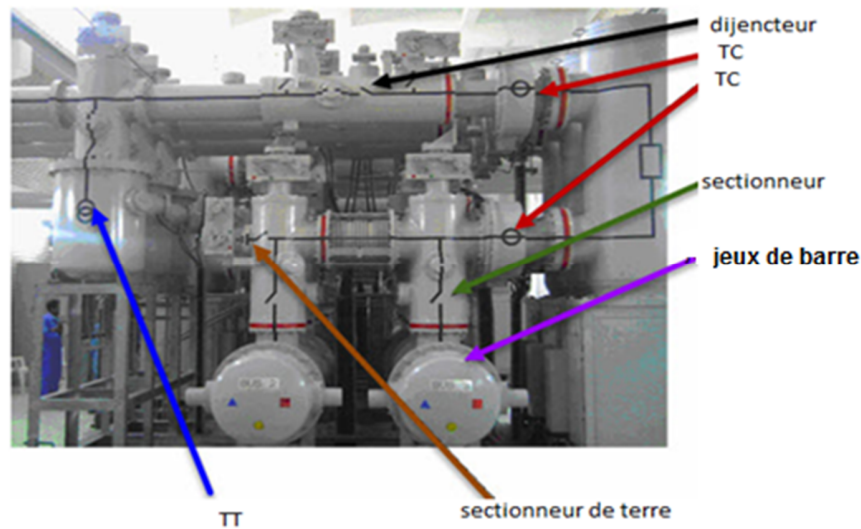


Figure II.2 :Eléments de protection des postes blindés

### II.2.3 Signal de défauts (Relaying Signal) :

Quand il existe un défaut de fonctionnement, la valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de Relais (Relaying Signal).

#### Par exemple :

- **La fréquence** (peut augmenter ou diminuer)
- **La direction** du courant électrique (peut inverser le sens du courant, en particulier dans le cas des générateurs)
- **La valeur** d'impédance  $Z$  (peut se changer au changement des zones de défaut, cela peut aider à détecter la position de ce dernier)
- La différence entre la valeur du courant entré et le courant sorti à un élément (la grande variation entre eux est à cause d'un défaut)

Un changement dans l'un de ces signaux (ou dans les valeurs de tension et du courant) supérieure des limites permises signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau et doit être découverte et étudiée, et on doit ensuite isoler le défaut du réseau [7].

### II.2.4 Protection principale et protection de secours:

Le système de protection principal d'une zone peut également devenir un système de protection de secours à d'autres zones, à condition d'avoir des règles de coordination entre les différents systèmes de protection qui fait fonctionner la protection de secours après quelque temps, après confirmation de l'échec de la protection principale pour détecter les défauts [6].

### II.2.5 Protection directionnelle

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective. La protection directionnelle agit lorsque le courant ou la puissance ; simultanément , dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale [6].

Sa simplicité est un avantage. Elle nécessite ,cependant ,d'employer des transformateurs de courant et de tension afin de mesurer le déphasage entre les deux. Ce principe est utilisé pour protéger des arrivées en parallèle, des réseaux en boucle fermée.

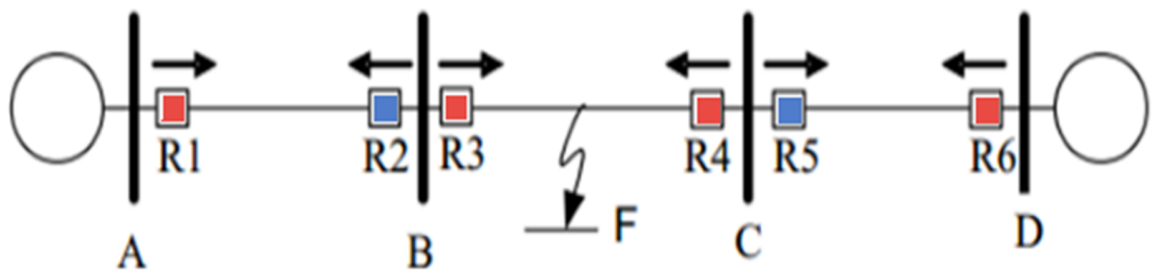


Figure II.3 : Protection directionnelle

Quand un défaut se produit au point f, R2 et R5 ne détecte pas le défaut, par contre R3, R1, R4, R6 le détecte et ils deviennent responsables à le couper suivant les règles de la coordination entre eux (sélectivité).

On peut distinguer deux types de défauts :

- Défaut en aval ;
- Défaut en amont.

Le défaut F dans la figure II.3 est un défaut en aval pour les R3, R1, R4, R6, et en amont pour R2 et R5, on peut aussi le classer comme:

- défaut interne ;
- défaut externe.

### II.3 Elément du système de protection

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection :

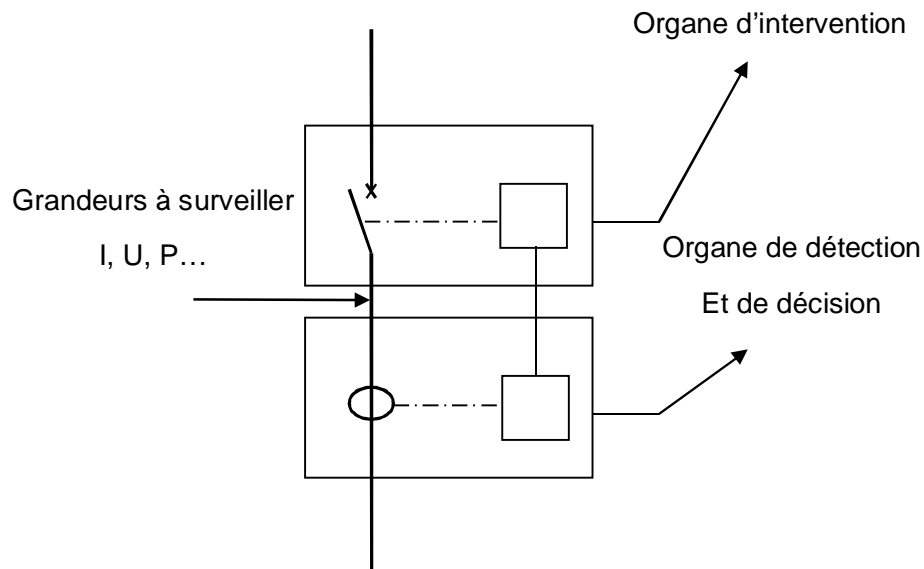


Figure.II.4 Schéma de principe de la protection

#### II.3.1 Disjoncteur de haute tension

Quand un défaut se produit dans une zone, les disjoncteurs ouvrent le départ et l'extrémité de la ligne de cette zone à base du signal de l'appareil de protection (relais), pour arrêter le passage du courant de défaut [9].

Le plus dangereux phénomène face aux disjoncteurs est l'arc électrique qui est créé entre leurs pôles, et ça permet la continuité d'un courant électrique entre les pôles (les disjoncteurs ne

fonctionnent pas). C'est pourquoi les constructeurs ont développé de nombreux types de disjoncteurs ont le même objectif, mais se diffèrent dans le mode de fonctionnement.

- **Disjoncteur en utilisant l'huile**

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été développée en moyenne tension (ou haute tension). Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition. L'énergie de l'arc est utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant à son passage par zéro [10].

- **Disjoncteur en utilisant L'air**

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure [6].

Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut.

Un défaut des disjoncteurs à air comprimé est leur bruit très important à l'ouverture. De plus, ils nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ceci explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une autre génération de disjoncteurs, celle des disjoncteurs à SF6 (ou hexafluorure de soufre) [11].



Figure II.5 : Disjoncteur à air comprimé

- **Disjoncteurs avec ampoules à vide**

Dans un disjoncteur à vide, l'arc est alimenté par les particules issues des contacts. La haute tenue diélectrique obtenue dans un vide poussé permet de tenir la tension transitoire de rétablissement entre contacts après interruption du courant. Le passage du courant dans des contacts de forme appropriée génère un champ magnétique qui entraîne la rotation de l'arc et évite que ce dernier reste attaché sur la même surface de contact. Il est ainsi possible d'éviter la fusion des contacts d'arc et une production excessive de particules métalliques qui aurait limité la tenue de la tension après l'interruption du courant [10].



Figure II.6- Ampoule à vide pour disjoncteur à moyenne tension

- **Disjoncteur gaz sf6 :**

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV.

Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès [12]:

- La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure.
- L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz),
- La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA,
- Le nombre de chambres de coupure est réduit (01 chambre en 245 kV, 02 chambres en 420 kV, 03 chambres pour la ligne de 550 kV et 04 en 800 kV),
- Une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau THT,
- La durée de vie d'au moins de 25 ans,
- Faible niveau de bruit,
- Zéro maintenance (régénération du gaz SF6 après coupure),
- Eteint l'arc dix fois mieux que l'air.

- L'un des inconvénients de ce type d'appareil est son prix élevé.



Figure II.7- Disjoncteur gaz sf6

### II.3.2 Relais

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....) [7].

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

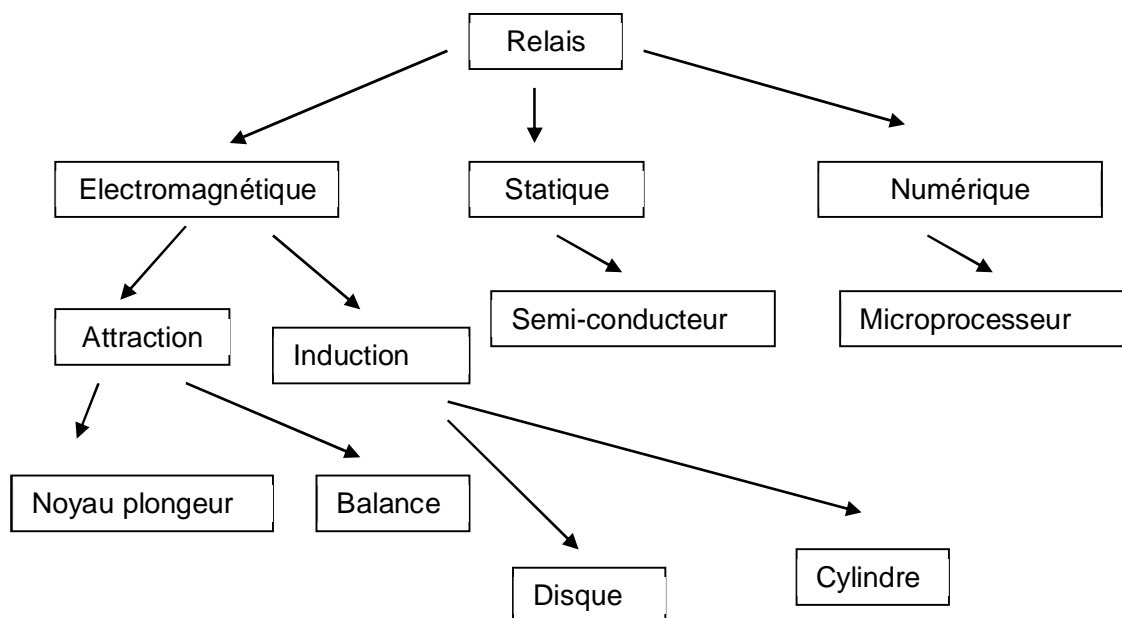


Figure II .8 - Schéma de principe de la protection

### II.3.3 Réducteurs de mesure (TC et TT)

Généralement la fonction des transformateurs TC et TP rassemble, chacun d'entre eux fait les fonctions suivantes :

- 1) La diminution de valeur de tension ou de courant aux valeurs convenables qu'on peut mesurer par des appareils de mesure ou de protection.
- 2) Isolement des circuits existants dans le côté secondaire (appareil de protection et mesure) de côté primaire (coté HT).

#### II.3.3.1 Transformateurs de tension :

Ils permettent de mesurer une tension du domaine de la H.T avec une bonne précision et sans intervention sur l'installation haute tension. L'isolation galvanique réalisée par le transformateur isole et sécurise l'utilisateur et le matériel car la tension recueillie aux bornes du secondaire appartient au domaine B.T : 100 à 110V en général.



Figure II .9 Transformateurs de tension

#### II.3.3.2 Transformateur du courant (CT) :

Le rôle du transformateur de courant c'est alimenter l'appareil de mesure ou de protection par petit courant ou son intensité convient avec le courant original passé dans le circuit, on préfère toujours que l'intensité du courant secondaire soit environ de 5 ampère dans les conditions naturelles par le choix d'un taux de transformation particulier nommé rapport de transformateur.

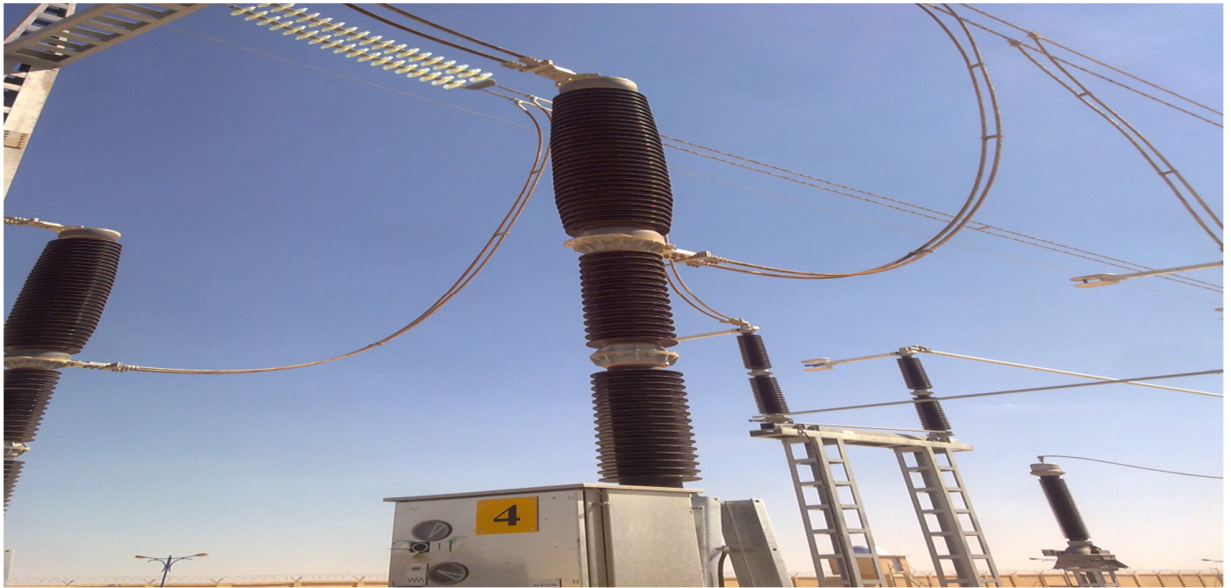


Figure II.10- Transformateur de courant

### II.3.4 Place de construction transformatrice du courant:

Pour la place de tranchement de TC dans le réseaux en général pour les ligne par exemple on branche TC qui concerne la protection des lignes entre JB (jeux de barre ) et Dj (disjoncteur) comme dans la figure II.11.A tandis que on constitue le TC qui concerne la protection JB après DJ comme dans la figure II.11.B précédente cet ordre assure le plus haut degré de chevauchement entre les différentes places de protection c'est-à-dire il n'existe pas dans cet ordre aucun point non protégé dans cette zone [6].

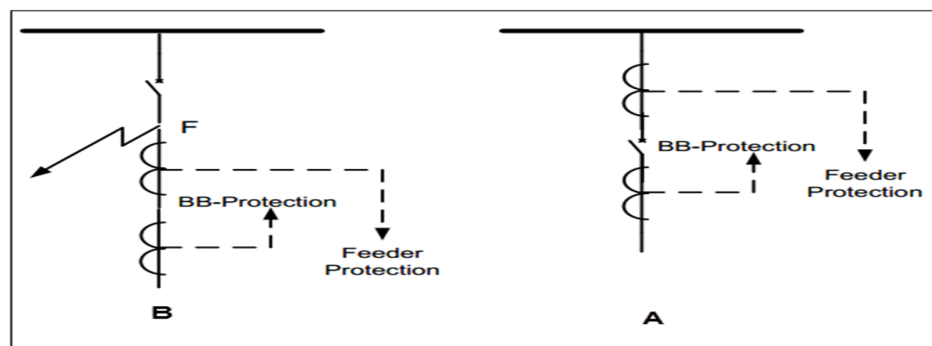


Figure II .11- Différentes situations pour connecter le TC avec le réseau.

#### II.4 Relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur

L'objectif principal dans le système de protection est la vitesse de séparation des défauts par le relais, le processus commence par l'entrée du signal de défaut (signal de Relais) dans le Relais de protection par le TC et TT, le relai étudie ce signal et envoie un signal de déclenchement vers la bobine de déclenchement du disjoncteur.

Cette relation est montrée sur la Figure II .12 suivante [6] :

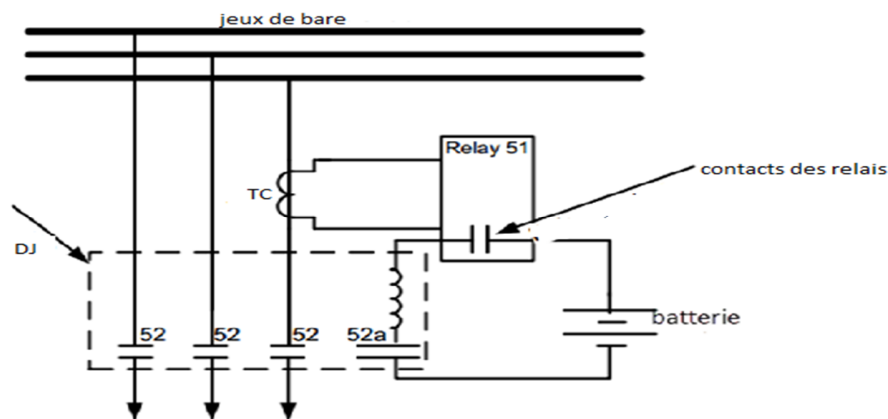


Figure II .12- Relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur

À partir de la figure, quand un défaut se produit :

- le relais ferme son contact, le courant de batterie passe vers la bobine de déclenchement du disjoncteur qui ouvre ses pôles.

**Note:**

- Le relais qui apparaît dans la figure II .12 est un Relais Max de Courant
- Le temps nécessaire d'envoyer le signal de déclenchement est au moins 20 ms, bien que le temps nécessaire ,pour l'ouverture du circuit , soit entre 50 à 100 ms, la somme des deux temps est un temps réel pour éliminer le défaut.

### II.5 Cas de défaillance du disjoncteur

Il y a parfois une panne mécanique dans le disjoncteur et ne répond pas au signal de déclenchement (trip signal), pour résoudre ce problème, on utilise un appareil de protection spécial que l'on appelle disjoncteur de défaillance (breaker failure) [13].

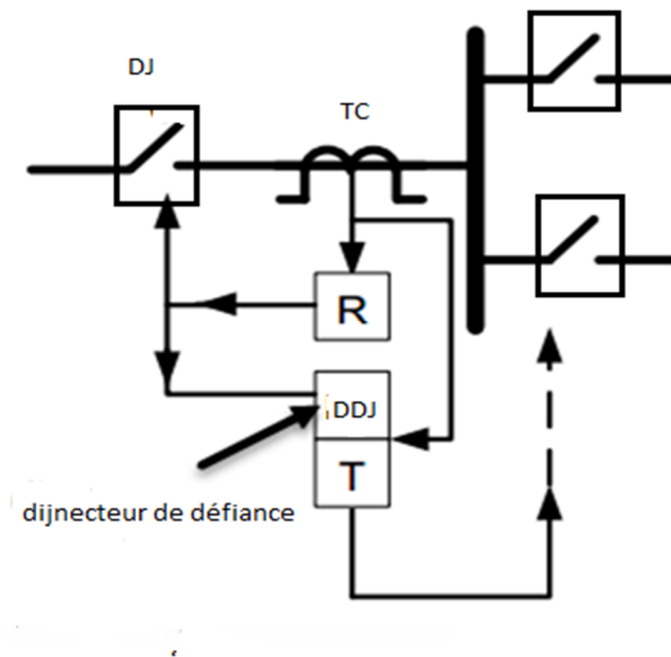


Figure II.13 - Principe de disjoncteur de défaillance

### II.6- Conditions imposées aux systèmes de protection :

Une protection doit être :

- Sélective pour assurer la discrimination de l'élément en défaut.
- Sûre pour fonctionner dans tous les cas requis.
- Autonomes pour fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorable.
- Rapide pour devoir fonctionner dans un temps aussi court que possible.
- Indépendante de la configuration du réseau.

- Insensible aux variations de la topologie du réseau.
- Sensible pour devoir fonctionner quel que soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut.
- Insensibles aux surcharges admissibles et aux oscillations de U et I lors d'une marche hors synchronisme pour éviter une reprise longue et pénible du service [14].

### **II.7 Conclusion :**

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

# *Chapitre III :*

## *Les défauts dans les réseaux électriques*

### III.1 Introduction

Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de systèmes connectés sur un réseau électrique. Alors le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car il est lié à de nombreux paramètres aléatoires.

Pour cela, nous étudierons dans ce chapitre : les caractéristiques des courts-circuits, la méthode pour le calcul de courant de court-circuit et le calcul des niveaux des défauts.

### III.2 Caractéristiques des défauts

Les défauts sont caractérisés par leurs formes, leur durée et l'intensité du courant. On utilise souvent, comme l'Electrotechnicien des réseaux, le terme de défaut pour les désigner [15].

#### III.2.1 Forme ou types des défauts

- ✓ Les défauts triphasés PPP : entre les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la terre
- ✓ Les défauts biphasés PP: entre deux phases du réseau.
- ✓ Les défauts biphasés à la terre PPT : entre deux phases du réseau et la terre.
- ✓ Les défauts monophasés PT: entre une phase du réseau et la terre

Le premier type, appelé aussi triphasés symétriques, est peu fréquent, mais la connaissance de sa valeur est très utile afin d'assurer une protection adéquate des réseaux électriques ; car l'élément de base chargé de cette fonction protection est le disjoncteur ; pour qu'un disjoncteur fonctionne correctement, il faut que son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant maximum d'un court-circuit PDC  $> I_{cc \text{ triphasées}}$

Les trois derniers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de court-circuit élevés [16].

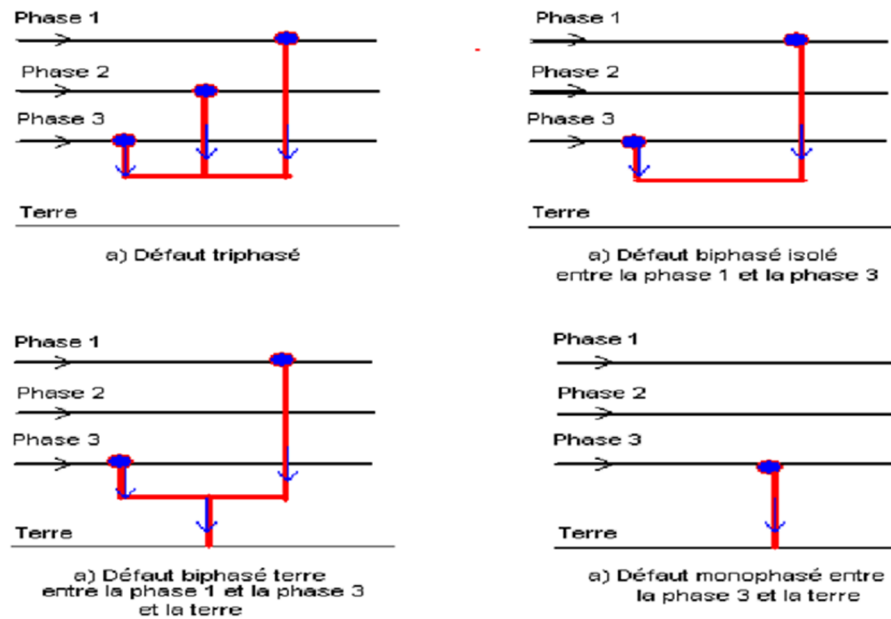


Figure III.1 - Différents types de défauts

### III.2.2 Durée des courts-circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; Si ce manque d'isolement est durable , le court-circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif [17] .

### III.2.3 Intensité du courant de court- circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des court-circuits et, pour les défaut à terre, du mode de mise à la terre des points neutres [17].

## III.3 Calcul du courant de court-circuit

### III.3.1 Méthode pour le calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909 [18], retenue pour sa précision et pour son aspect analytique.

Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

### III.3.1.1 Théorie des composantes symétriques

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire(Figure III.2) [19].

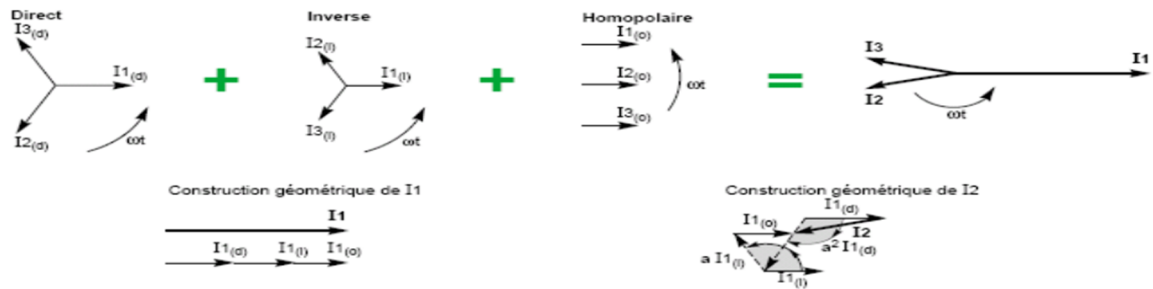


Figure III.2 - Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés

- **Le système Direct** (Positif ou de séquence d'ordre 1) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur  $V_a$  comme référence et sachant que l'opérateur ( $a$ ):

$$a = -0,5 + j0,866 = 1^{L+120^\circ}$$

il vient alors :

$$V_{a1} = V_1$$

$$V_{b1} = V_1^{L240^\circ} = a^2 \cdot V_1 \tag{III.1}$$

$$V_{c1} = V_1^{L120^\circ} = a \cdot V_1$$

- **Le système Inverse** (Négatif ou de séquence d'ordre 2) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  mais de séquence opposée au système d'origine

$$V_{a2} = V_2$$

$$V_{b2} = V_2 \angle 120^\circ = a \cdot V_2 \quad (\text{III.2})$$

$$V_{c2} = V_2 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_2$$

- **Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) :** ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 » [19].

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \quad (\text{III.3})$$

Autrement dit, un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0$$

$$V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \quad (\text{III.4})$$

$$V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0$$

Pour déterminer  $V_1$ ,  $V_2$  et  $V_0$  en fonction de  $V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$  on a deux méthodes :

- 1<sup>er</sup> méthode : utiliser la matrice inverse  $[T]^{-1}$
- 2<sup>ème</sup> méthode : utiliser  $1 + a + a^2 = 0$

on aura :

$$V_1 = \frac{1}{3} [V_a + a V_b + a^2 V_c]$$

$$V_2 = \frac{1}{3} [V_a + a^2 V_b + a V_c] \quad (\text{III.5})$$

$$V_3 = \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c]$$

### III.3.1.2 Circuit équivalent des séquences

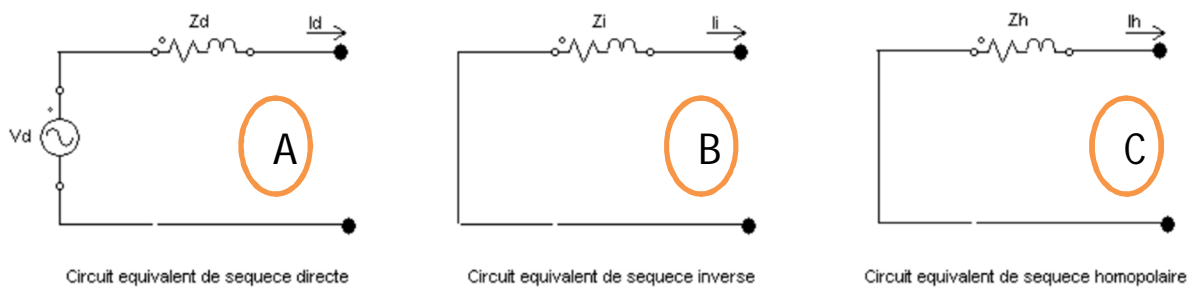


Figure III .3 - Circuit équivalent des séquences

$$V_d = V_d^p - Z_d \times I_d$$

$$V_i = 0 - Z_i \times I_i \quad (\text{III.6})$$

$$V_h = 0 - Z_h \times I_h$$

Ou

- $V_d^p$  la tension préexistante au point de défaut
- $Z_d, Z_i, Z_h$  les impédances équivalents au réseau dans les trois systèmes.

### III.3.1.3 Valeurs des impédances des éléments du réseau

#### Remarques générales concernant les impédances directes

$Z_d$  est l'impédance directe d'un élément, elle correspond à l'impédance mesurée lorsqu'on lui applique un système de tensions triphasées aux bornes de trois phases. Elle est identique à l'impédance  $Z_{cc}$  utilisée pour le calcul des courants de court-circuit triphasé symétrique. En effet, lors d'un court-circuit triphasé symétrique, le système direct de tensions de l'alimentation est appliqué aux éléments du réseau parcourus par le courant de court-circuit. On a donc la relation  $Z_d = Z_{cc}$  pour tous les éléments du réseau [20].

#### Remarques générales concernant les impédances inverses

Le caractère symétrique des câbles, des lignes et des transformateurs entraîne que l'impédance directe est égale à l'impédance inverse pour ces éléments.

On a donc la relation  $Z_i=Z_d=Z_{cc}$  pour tous les éléments du réseau autres que les machines tournantes.

### Remarques générales concernant les impédances homopolaires

Elle est directement liée au régime du neutre du distributeur :

- si le neutre est mis à la terre par une bobine de Petersen, l'impédance homopolaire est considérée comme infinie, car le courant de défaut à la terre est nul.
- Si le neutre est mis directement à la terre, l'impédance homopolaire est à peu près égale à l'impédance directe ;
- Si le neutre est mis à la terre par résistance, l'impédance homopolaire est à peu près égale à 3 fois cette résistance, car les impédances du transformateur et des liaisons sont négligeables devant la résistance de limitation [21].

$$Z_0=3Z_n \text{ avec } Z_n=U_n/\sqrt{3} I_L$$

$I_L$ : courant de limitation

- **Impédance des alternateurs**

Pour les alternateurs, au lieu de donner les valeurs des impédances caractéristiques


( $X_d, X'_d, X''_d, X_i, X_0$ ) en ohms, les constructeurs donnent celles-ci en %.

$X_d$  est la valeur du moment de défaut et continuer brièvement ;

$X'_d, X''_d$  est la valeur prise par le générateur après le défaut [22].

- **Impédance des transformateurs**

Les valeurs pour les trois  $X_d, X_i, X_0$  Sont souvent égale.

-  Impédance homopolaire

Pour les transformateurs, l'impédance homopolaire dépend des possibilités de rebouclage des courants de défauts à la terre.

La figure III .4 indique l'impédance homopolaire des transformateurs en fonction des modes de couplage. [23]

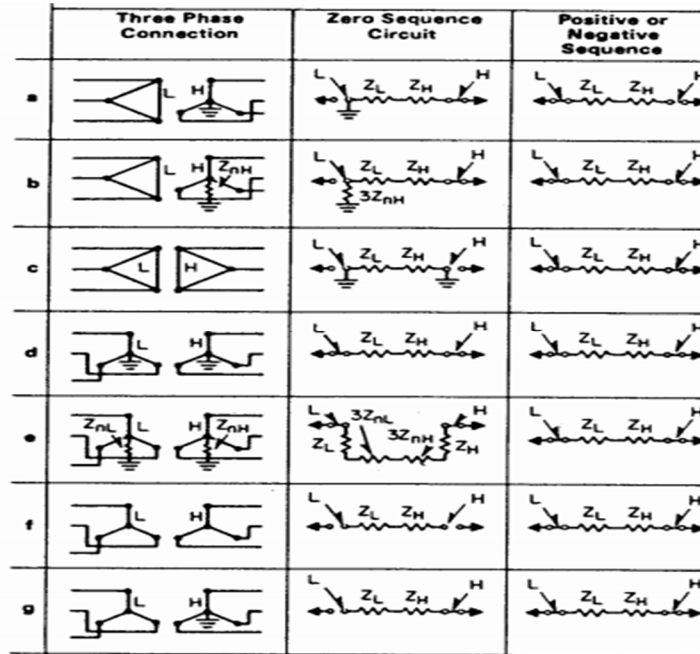


Figure III .4- Impédance homopolaire des transformateurs

- **Impédance des ligne**

**La réactance directe** des câbles se calcule par la formule suivante :

$$X=[0.0157+0.144\log(\frac{d}{r})] \text{ en } \Omega/\text{km}$$

d : distance moyenne entre les conducteurs

r : rayon des âmes conductrices

Log : logarithme décimal

$X_d=X_i=0.8$  ohm par mile pour seul conducteur LT.

$X_d=X_i=0.6$  ohm par mile pour bundle LT

**La réactance homopolaire**  $X_0$  des lignes aériennes est à peu près égale à 3 fois la réactance directe :  $X_0=3X_d$

### III. 4 Calcul des niveaux de défaut [24] [25]

#### III.4.1 Défaut triphasé symétrique (Figure III.5)

- Expression du défaut  
 $V_a = V_b = V_c = 0$  (Phases en défaut)
- Traduction en grandeurs symétriques  
 $V_d = V_i = V_h = 0$   
 $I_d = \frac{V^p_d}{Z_d}$   
 $I_i = I_h = 0$
- Valeur du courant de défaut triphasé :  
 $I_{mcc} = I_{3\phi cc} = I_d = \frac{V^p_d}{Z_d}$
- Retour aux grandeurs de phase

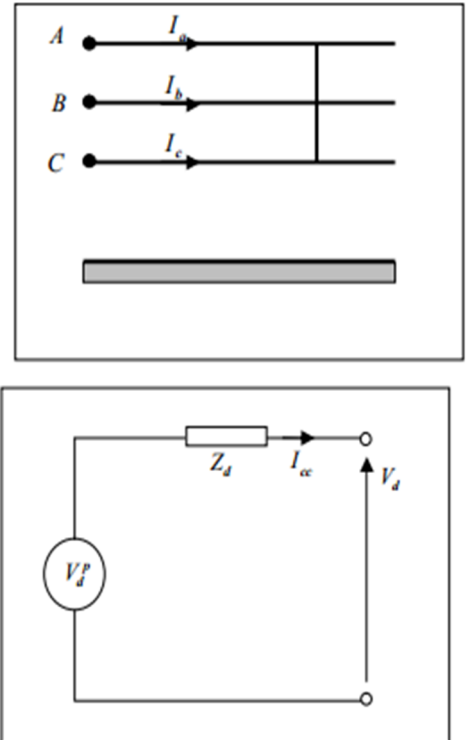


Figure III .5-Défaut triphasé symétrique

$$V_a = V_b = V_c = 0 \tag{III.7}$$

$$I_a = \frac{V^p_d}{Z_d} \tag{III.8}$$

$$I_b = a^2 \cdot \frac{V^p_d}{Z_d} \tag{III.9}$$

$$I_c = a \cdot \frac{V^p_d}{Z_d} \tag{III.10}$$

#### III.4.2 Défaut biphasé isolé (Figure III.6)

- Expression du défaut  
 $V_b = V_c \quad V_{bc} = 0 \quad I_b = -I_c$  (Phases en défaut)  
 $I_a = 0$  (phase saine)

- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_{bc} = V_{bn} + V_{nc} = (a^2 V_d + a \cdot V_i + V_h) - (a \cdot V_d + a^2 \cdot V_i + V_h) = 0$$

$$V_{bc} = V_d (a^2 - a) + V_i (a - a^2) + V_h (1 - 1) = 0$$

$$\rightarrow V_d (a^2 - a) = V_i (a - a^2) \rightarrow V_d = V_i$$

$$\text{Implique que } V^p_d - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i$$

$$I_d = \frac{1}{3} (I_a + a \cdot I_b + a^2 \cdot I_c) = \frac{1}{3} (a - a^2) \cdot I_b = j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

$$I_i = \frac{1}{3} (I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c) = \frac{1}{3} (a^2 - a) \cdot I_b = -j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

$$I_h = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = 0$$

$$\text{Donc : } I_d = -I_i$$

- Soit d'après (IV.6)

$$V^p_d - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i \rightarrow I_d = \frac{V^p_d}{Z_d + Z_i}$$

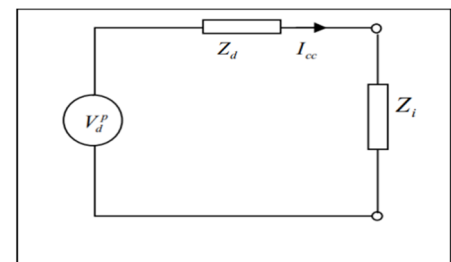
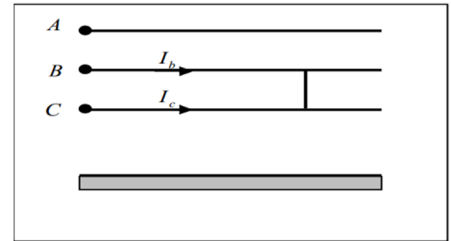


Figure III .6-Défaut biphasé isolé

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_a = 0 \tag{III.11}$$

$$I_b = -j\sqrt{3} \frac{V^p_d}{Z_d + Z_i} \tag{III.12}$$

$$I_c = j\sqrt{3} \frac{V^p_d}{Z_d + Z_i} \tag{III.13}$$

### III.4.3 Défaut biphasé terre (Figure III. 7)

- Expression du défaut

$$V_b = V_c = 0 \quad I_b = -I_c \text{ (phases en défaut)}$$

$$I_a = 0 \text{ (phase saine)}$$

- Traduction en grandeurs symétriques

$$\begin{cases} V_d = \frac{1}{3} (V_a + a \cdot V_b + a^2 \cdot V_c) = \frac{1}{3} V_a \\ V_i = \frac{1}{3} (V_a + a^2 \cdot V_b + a \cdot V_c) = \frac{1}{3} V_a \\ V_h = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) = \frac{1}{3} V_a \end{cases}$$

$$\rightarrow V_d = V_i = V_h$$

- Soit d'après (III.6)

$$\rightarrow I_i = -\frac{V_i}{Z_i} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_h}{Z_h}$$

$$I_h = -\frac{V_h}{Z_h} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_i}{Z_i}$$

$$\text{Donc } I_i = -\frac{(V^p_d - Z_d \cdot I_d)}{Z_i}$$

$$I_h = -\frac{(V^p_d - Z_d \cdot I_d)}{Z_h}$$

$$I_a = I_d + I_i + I_h = 0$$

$$\rightarrow I_a = I_d - \frac{(V^p_d - Z_d \cdot I_d)}{Z_i} - \frac{(V^p_d - Z_d \cdot I_d)}{Z_h} = 0$$

$$\begin{cases} I_d = \frac{V^p_d (Z_i + Z_h)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_i = \frac{V^p_d \cdot Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_h = \frac{V^p_d \cdot Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \end{cases}$$

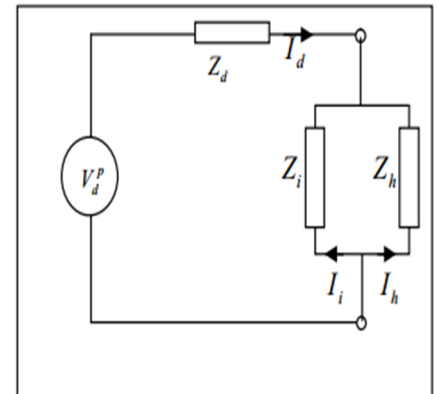
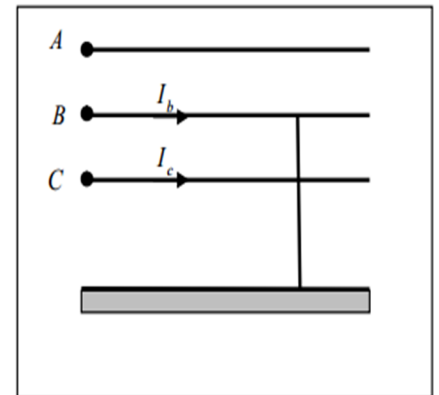


Figure III .7-Défaut biphasé terre

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_c = a I_d + a^2 I_i + I_0 \rightarrow I_c = \frac{\sqrt{3} \cdot V^p_d (Z_h \angle +90^\circ + Z_i \angle +150^\circ)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (\text{III.14})$$

$$I_b = a^2 I_d + a I_i + I_0 \rightarrow I_b = \frac{\sqrt{3} \cdot V^p_d (Z_h \angle -90^\circ + Z_i \angle -150^\circ)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (\text{III.15})$$

$$\text{Le courant dans le neutre est : } I_n = I_b + I_c = \left| \frac{3 \cdot V^p_d}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \right| \quad (\text{III.16})$$

### III.4.4 Défaut entre phase et la terre (Figure III.8)

- Expression du défaut

$$V_a = 0 \text{ (phase en défaut)}$$

$$I_a = I_b = 0 \text{ (phase saines)}$$

- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_d = V_i = V_h \quad I_d = I_i = I_h$$

Soit d'après (IV.6)

$$I_d = I_i = I_h = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h}$$

$$V_d = \frac{Z_i + Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

$$V_i = \frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

$$V_h = -\frac{Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

- Retour aux grandeurs de phase

$$V_a = 0$$

$$V_b = \frac{(a^2 - a)Z_i + (a^2 - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_d^p$$

$$V_c = \frac{(a - a^2)Z_i + (a - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_d^p$$

$$I_a = \frac{3 \cdot V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h} \quad I_b = I_c = 0$$

Figure III .8- Défaut entre phase et la terre

(III.17)

### III.4.5 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ( $Z_h \neq 0$ ) (Figure III.9)

Dans ce cas la tension au point du défaut n'est pas nulle.

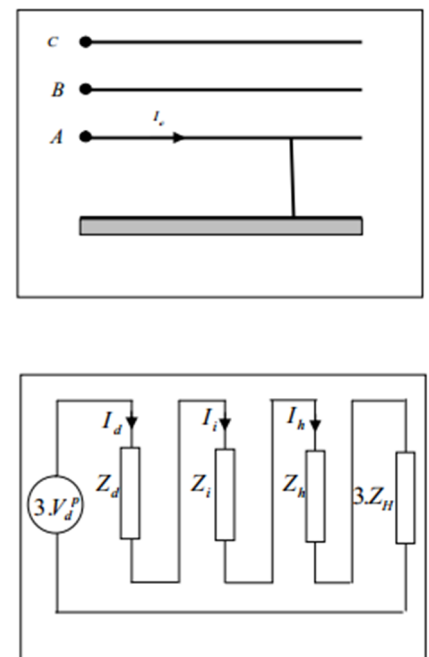
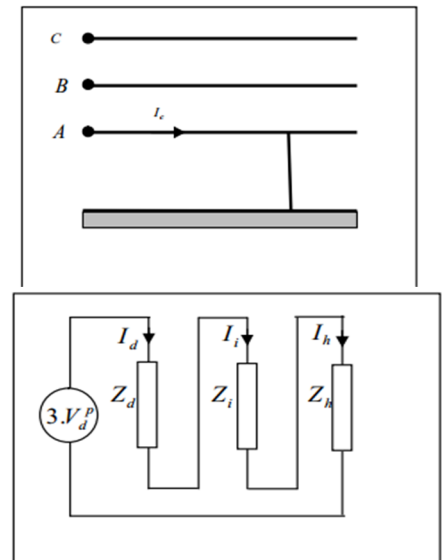
- Expression du défaut
  - $V_a \neq 0$  (phase en défaut)
  - $I_b = I_c = 0$  (phases saines)
- Traduction en grandeurs symétriques

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) = \frac{1}{3} I_a \\ I_i = \frac{1}{3} (I_a + a^2I_b + aI_c) = \frac{1}{3} I_a \\ I_h = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) = \frac{1}{3} I_a \end{cases}$$

Figure III .9- Défaut entre phase et la terre à travers une impédance

$$\rightarrow I_d = I_i = I_h$$

- Soit d'après (IV.6)



$$V_d^p - Z_d \cdot I_a = \frac{1}{3} Z_h \cdot I_a + \frac{1}{3} Z_i \cdot I_a + \frac{1}{3} Z_H \cdot I_a$$

- Retour aux grandeurs de phase

$$I_a = \frac{3 \cdot V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_H} \quad (\text{III.18})$$

**Remarque** : toutes les grandeurs utilisées sont en valeur complexe

### III.5 conclusion

Nous avons vu, au cours de ce chapitre, les caractéristiques, les conséquences des défauts et la méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB, ainsi le principe des composantes symétriques. Pour cela nous avons mis la base de notre étude sous la lumière afin de bien choisir le réglage nécessaires des protections.

# *Chapitre IV :*

## *Protection des lignes de transport*

## IV. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes éventuelles anomalies dans les réseaux de transport de l'énergie électrique, la philosophie des protections, les protections des lignes de transport et les réglages des dispositifs de protection.

### IV.2 Généralités sur la détection des défauts

Le but essentiel de la protection est de non seulement détecter les défauts, mais aussi commander automatiquement les appareils de coupure nécessaires pour éliminer le défaut [26].

Les grandeurs utilisées pour détecter un défaut sont :

- La vitesse.
- La pression.
- La température.
- L'apparition de fumée.
- La tension  $U$ .
- La fréquence  $F$ .
- L'intensité  $I$ .
- La vitesse de variation (la dérivée) de  $U$ ,  $I$  ou  $F$ .
- La puissance apparente  $S = UI$ .
- La puissance active  $P = UI \cos \psi$ .
- La puissance réactive  $Q = UI \sin \psi$ .
- L'impédance  $Z = U/I$ .

### IV.3 Les anomalies dans un réseau électrique:

#### IV.3.1 Les courts-circuits:

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique.

#### **IV.3.2 Les surtensions:**

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

#### **IV.3.3 Les surcharges:**

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

#### **IV.3.4 Les oscillations:**

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

#### **IV.3.5 Les déséquilibres:**

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

Contre toutes les anomalies précédemment citées, on élabore donc un Philosophie de protection de tout le système électrique [28].

#### IV.4 Philosophie de protection dans les réseaux nationaux

Le plan de protection **GRTE** (**G**estion de **R**éseau du **T**ransport de **E**lectricité) est conçu de façon à prévoir tous les équipements basse tension nécessaire qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre tous les types de défauts .Aussi, il est élaboré une philosophie qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation. Le calcul des réglages dépend de plusieurs paramètres à savoir:

1- Le type de réseau:

- Réseau d'interconnexion.
- Réseau de transport.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

2- La topologie du réseau:

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

### 3- Le type de protection:

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

### 4- La technologie des protections:

- Electromécanique.
- Statique.
- Numérique.

## IV.5 La protection de ligne HTB

La protection de ligne HTB peut être divisée en deux types principaux

- protection principale de distance (relais de distance):Il se compose de plusieurs étapes pour faire fonctionner
- protection différentielle (relais différentielle): Utilisé dans le cas d'un des câbles souterrain ou avec des lignes courtes.

### IV.5.1 la protection principale de distance [29]

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique à une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction ; ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm.

Le principe de la protection de distance est schématisé ci-dessous :

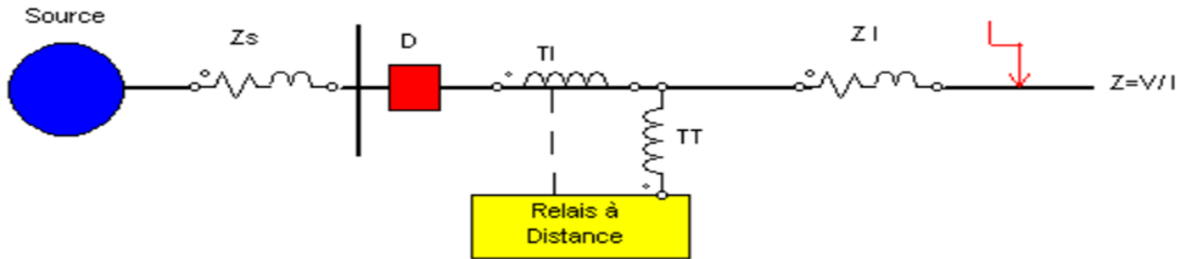


Figure IV.1 - Principe de base du fonctionnement

Le principe de la protection de distance est basé sur la loi d'Ohm :

$$U = Z \times I \quad (V.1)$$

$$\text{Sachant que } Z_L = R_L + X_L \quad (IV.2)$$

Au cas de défaut ; le courant  $I$  augmente, la tension  $U$  diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne  $Z_L$  varie ; On remarque que l'impédance de la ligne  $Z_L$  est proportionnelle à la longueur ( $L$ ), donc pour déterminer la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d. L'image du tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC. La ligne à protégée doit être partagée par trois zones avale et une zone amont (Figure IV.2)

Le schéma conventionnel de la protection à distance est illustré à la figure suivante :

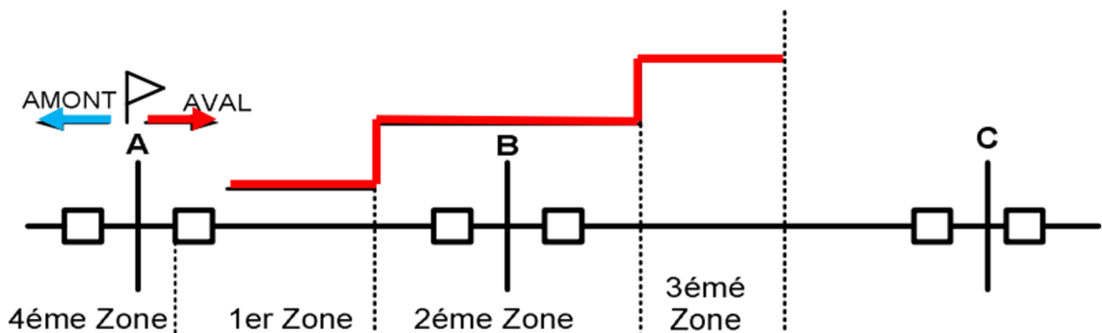


Figure IV.2 - Schéma du principe de la sélection des zones de mesure.

### IV.5.1.1 Réglage de démarrage [30]

Pour que le relais de distance commence son travail il faut avoir un signal d'avertissement qui 'il y a un panne, et ce technique est utilisé dans les appareils de protection de type électromécanique mai les appareils de type numériques, elle ne dépend pas, mais elle mesuré l'impédance sur une base continue tout au long du temps jusqu'à la valeur de réglage ( $z3$ ).

#### ❖ Type de démarrage

a- Le démarrage ampérométrique dont le courant de réglage est choisi entre la Valeur du courant de court-circuit minimal (biphasé) et le courant de surcharge maximal.

$$ICH.MAX < IR < ICC.MIN \quad (IV.3)$$

ICH.MAX : le courant de surcharge maximal.

ICC.MIN : courant de court-circuit minimal

IR : le courant de réglage

Ce type de démarrage est adopté sur les protections des réseaux HT et THT dont les Puissances de court-circuit sont élevées et assurent à tous les coups le fonctionnement des éléments de démarrage ampérométriques.

b- Le démarrage impédancemétrique est d'application très répandue.

Il est généralement réglé à 140 % de la longueur de la ligne pour assurer une protection de secours aux différents stades de mesure des protections du poste local et du poste en vis-à-vis. Dans le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à 140 % de la longueur de la ligne longue n'est pas conseillé de peur de dépasser la zone de protection et d'engendrer des fonctionnements non sélectifs.

On préconise à cet effet le réglage suivant pour la protection installée en A :

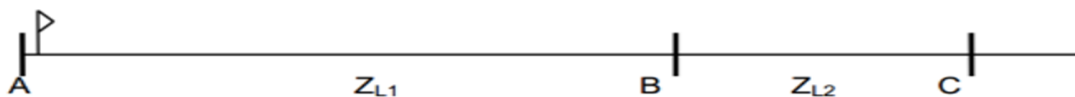


Figure IV.3. Les zones de réglage de protection.

$$Zd = Z_{L1} + 40\%Z_{L2} \quad (IV.4)$$

$Z_d$ : L'impédance de démarrage selon GRTE

Le démarrage des protections installées sur les liaisons en antenne est choisi de façon à sensibiliser la protection même pour les défauts internes au transformateur:

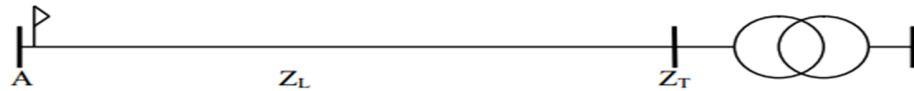


Figure IV.4 Les zones de réglage de protection

$$Z_d = Z_L + Z_T \quad (IV.5)$$

$Z_d$  : L'impédance de démarrage

$Z_L$  : L'impédance de ligne

$Z_T$  : L'impédance de transformateur

On notera que même si l'on démarre pour un défaut au secondaire du transformateur, les protections de ce dernier ont toujours le temps d'éliminer le défaut avant l'action du troisième stade de la protection de distance.

#### IV.5.1.2 Technique de réglage des zones de mesure [30]

Les zones doivent être réglées correctement afin de garantir la sélectivité et la robustesse. En l'absence de dispositif complémentaire.

##### a-Première zone de mesure

Les réglages peuvent être choisis, pour le cas d'une ligne ordinaire, entre 80 % et 90 % de la longueur de la ligne, avec un déclenchement instantané



Figure IV.5- Les zones de réglage de protection.

- particulièrement pour une ligne en antenne alimentant un transformateur THT/HT ou HT/MT, la première zone est réglée de façon à couvrir toute la ligne Jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur.

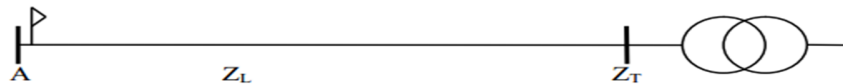


Figure IV.6- Les zones de réglage de protection.

$$Z1 = Z_L + 20\%Z_T \quad (IV.6)$$

$Z1$ : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 1

$Z_L$ : Impédance de ligne à protéger

$Z_T$ : Impédance de transformateur

- L'action des protections, en première zone de mesure est instantanée.

#### b- Deuxième zone de mesure:

Celle-ci se métrise selon différents moyens elle dépend de la longueur du ligne suivant qui doit être protégé, et la forme du réseaux liée à lui (surtout quand il y a plus d'une ligne sortant de le même poste). Mais dans tous les cas la zone 2 doit couvrir la partie qui n'est pas touchée par la zone-1.

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120% de la longueur de la ligne.

Dans des situations exceptionnelles comme le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:

Le réglage adopté en deuxième stade pour le cas d'une ligne en antenne:



Figure IV.7- Les zones de réglage de protection.

$$Z_2 = Z_{L1} + 20\%Z_{L2} \quad (IV.7)$$

$Z_2$ : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 2

$Z_{L1}$ : Impédance de ligne à protéger

$Z_{L2}$ : Ligne longue suivie

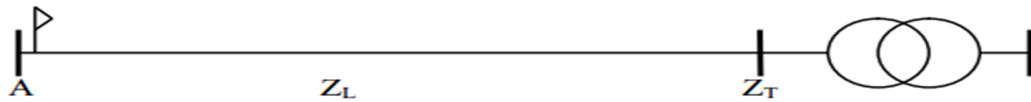


Figure IV.8- Les zones de réglage de protection.

$$Z_2 = Z_L + 50\%Z_T \quad (IV.8)$$

Le fonctionnement en deuxième zone est un secours qui élimine les défauts situés dans la zone morte de la ligne et au-delà du poste opposé pour le cas des réseaux maillés.

Il permet par ailleurs la détection des défauts internes au transformateur dans le cas des alimentations en antenne.

L'action de déclenchement en deuxième zone est temporisée:

- Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques on adopte :

$$T_2 = 0.5 \text{ Sec}$$

- Lorsque le matériel est numérique que dans le poste local et dans le poste opposé on adopte:

$$T_2 = 0.3 \text{ Sec}$$

### c- Troisième zone de mesure

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée égale à la portée de l'élément de démarrage. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger tout la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur.

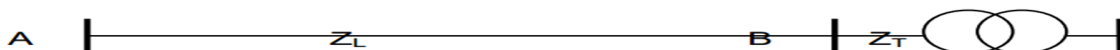


Figure IV.9- Les zones de réglage de protection.

$$Z3 = ZL + 80 \% ZT \quad (IV.9)$$

Les actions des déclenchements en troisième zone se font en:

$$T3 = 1.2 \text{ Sec}$$

#### d- Zone de protection non directionnelle

Dans quelque appareil de protection numérique la zone non directionnelle est ajoutée comme quatrième zone, et cette nouvelle zone se caractérise par portée renverser de 10-15% de la zone-1, ceci signifie qu'elle est zone non directionnelle.

Le but de cette arrière couverture est fonctionner comme une protection secoure pour les pannes qui s'effectuent sur les jeux de barre, ainsi il est considéré comme protection défiance des disjoncteurs.

Les actions des déclenchements en quatrième zone se font en:

$$2 \text{ Sec} \leq T4 \leq 2,5 \text{ Sec}$$

#### IV.5.1.3 La vérification de synchronisation

Pour compléter le processus de connexion pour n'importe quel circuit, on suppose qu'il est branché complètement de l'autre côté et on branché le sectionneur de la ligne et jeux de barre à l'intérieur de poste [31] .alors qu'il y a deux tensions différentes sur les deux bornes de disjoncteur, l'une c'est la tension des jeux de barre et l'autre c'est celle qui existe sur le circuit d'autre part, pour faire le branchement il faut avoir compatibilité (synchronisation )entre les deux tension qui se trouvent sur les deux bornes et pour avoir cette compatibilité il faut que :

- La différence de la tension entre les deux bornes soit moins que la valeur de réglage
- différent de fréquence soit moins que la valeur de réglage
- la différence de de fréquence soit mois que la valeur de réglage

Cet avantage se fait soit par un appareil spécial ou par le relais de distance automatiquement.

### IV.5.2 dispositif de reencenchement automatique [30]

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défauts sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs.

A cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation, il est associé aux protections principales un dispositif de réencenchement automatique du disjoncteur qui assure:

- **En monophasé:**
  - Un réencenchement pour les défauts fugitifs (DR),
  - Un réencenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est permanent (DRD).
- **En triphasé:**
  - Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé,

En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réencenchement triphasé, quel que soit le type de défaut.

Réglage du réencancheur:

- **Lignes en antenne:**
  - Mode de réencenchement : Triphasé.
  - Temps de réencenchement : 3 Sec.
  - Temps de discrimination : 0.8 Sec.
- **Lignes du réseau maillé:**
  - Mode de réencenchement : Monophasé
  - Temps de réencenchement : 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT électromécanique où il faut adopter 1,5 Sec).
  - Temps de discrimination : 0.8 Sec.

La fonction de réencenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.

 La fonction réencancheur: Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2.

### IV.5.3 .protection de secours des lignes [30]

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours

des protections principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne.

Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal ISURCH (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé). Le temps d'action de cette protection est choisi compte tenu des temporisations des protections à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.

Cette temporisation (TR) est généralement choisie entre le troisième (T3) et quatrième (T4) stade des protections de distance.

$$ISURCH. < IR < ICC \text{ min} \quad (IV.10)$$

$$T3 < TR < T4$$

#### IV.5.4 protection défaillance disjoncteur [30]

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service.

Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée.

Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut.

Les réglages sont:

$$T = 0.3 \text{ Sec} \quad I_R = 1.5 \times IN \quad (IV.11)$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.

#### IV.5.5 dispositif de localisation de défaut [30]

Les lignes longues sont généralement équipées à une extrémité par un dispositif de localisation de défaut. Cet automate permet de situer le lieu de défaut pour faciliter la tâche des agents de la maintenance chargés de la réparation de la ligne.

Le fonctionnement de cet appareil est provoqué par les déclenchements monophasés de la protection principale et consiste à mesurer l'impédance de court-circuit qui est directement proportionnelle à la longueur de la ligne.

Dans les protections de distance, numériques, cette fonction est intégrée dans la base pour certaine protection et en option sur d'autres. .

$$D = \frac{X_{CC}}{X_{0L}} km \quad (IV.12)$$

Avec:  $X_{CC}$  La réactance de court-circuit.

$X_{0L}$  La réactance linéique de la ligne.

La mesure du localisateur de défaut est effectuée au moment du passage du courant par zéro. Cet artifice permet d'éliminer l'influence de la résistance de défaut et de la résistance de la ligne sur la mesure de distance.

$$U = (R_L + R_d) \times i + L_L \frac{di}{dt} \quad (IV.13)$$

Avec :  $R_L$  : Résistance de la ligne.

$R_d$  : Résistance de défaut.

$L_L$ : Inductance de la ligne.

$$\text{Pour } i = 0 \Rightarrow u = L_L \frac{di}{dt}$$

#### IV.5.6 La protection différentielle des lignes

L'idée de fonctionnement du relais différentiels des lignes s'appuie sur la loi de Kirchhoff du courant et elle n'a pas besoin de circuits secondaire dans son fonctionnement et cela on le nomme protection du courant.

Le système de protection des lignes contient un appareil sur chaque côté de la ligne qu'on veut le protéger à condition qu'il ait un moyen pour transmettre le signal entre les deux appareils comme

câble pilote - « pilote wires » ou les fibres optique « optical fibers » ou n'importe quel autre moyen de communication [31][32].

Dans le cas de défaut le relais va transmettre signal de déclenchement du disjoncteur de deux côtés.

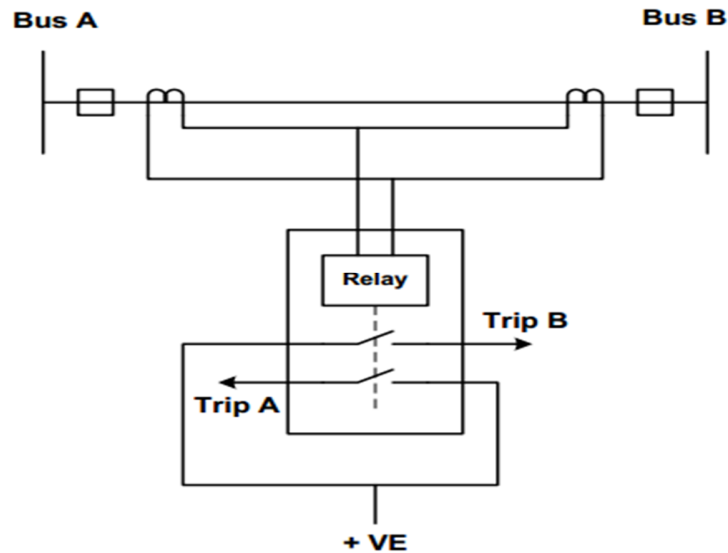


Figure IV.10.le dispositif de protection différentielle de la ligne

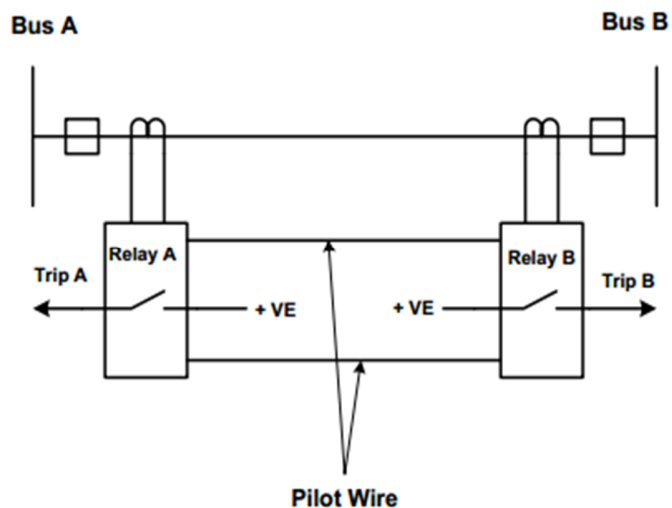


Figure IV.11.le protection différentielle avec file de pilote

**IV.6 Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a fait l'état de l'art de la protection qui existe au niveau du ligne de transporte électrique haut tension HTB (utilisé aussi par la société algérienne SONELGAZ) tout en donnant un aperçu sur les technique de réglage de cette dernière .

# *Chapitre V :*

*Calcule du paln  
de preotection ligne 220 kv  
Hassi Messaoud*

## V.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter, les types de protection de travée ligne, la protection principale de ligne et la description générale de la protection de distance.

Ainsi , on va étudier le réglage des relais de distance avec des essais réels au réseau de direction du transport de Hassi Messaoud. (Centrale el Oued, travée ligne Touggourt)

## V.2 Protection de travée ligne HTB

Pour les lignes du réseau de transport, On distingue deux types de protections de travée ligne dans réseaux algérien :

- **Travée ligne 60 KV** : ayant une seule protection principale et une protection de secours (voire le figure V.1 [32])
- **Travée ligne 220 et 400 KV** : nécessitant l'installation de deux équipements de protection principale en redondance et de technologies différentes (figure V.2 [32]) .

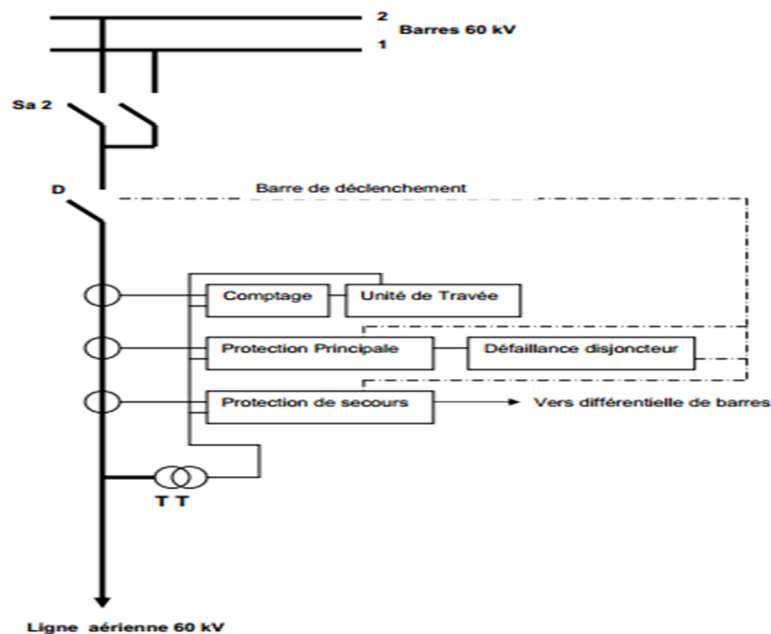


Figure V.1 : Schéma bloc de travée ligne 60 kV

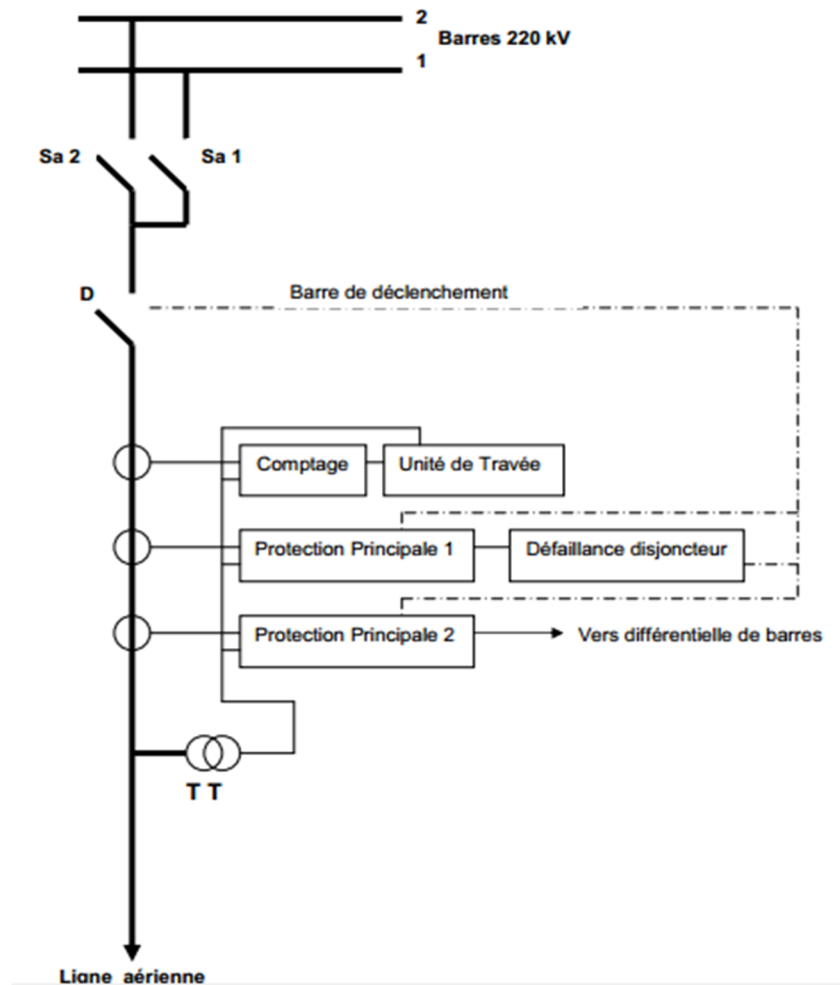


Figure V.2- Schéma bloc de travée ligne longue 220 kV

### V. 3. Protection principale de ligne HTB

#### V. 3. 1 protection de distance

Cette section traite le calcul des paramètres des relais de la protection de distance associés à chaque travée ligne « Dans l'exemple étudié, protection de travée ligne Touggourt-El-Oued », En règle générale, les lignes 220 kV sont pourvus des protections, les relais et les fonctions suivantes [33]:

- ✓ protection principale de distance (2\_ (**symbole**)) voir la figure V.5 page 56) avec blocage d'oscillation de puissance (PSB\_(**symbole**)), protection SOTF, protection de défaillance d'un fusible (VTS)

- ✓ Réenclenchement automatique (79) avec contrôle de synchronisme (25)
- ✓ protection secours directionnelle max/i et E/F (67/67N)
- ✓ protection contre les défaillances de disjoncteur (50BF).

### V. 3. .2 Description générale de la protection de distance

#### V. 3. 2 .1 Types de relais

La protection principale de distance des lignes (21) mesure la distance du défaut en termes d'impédance ou la réactance, selon le type de relais de la protection de distance prévue à chaque extrémité de la ligne.

✚ Nous allons étudier ,dans le présent travail, la protection de distance constructeur siemens 7SA6

#### V. 3. 2 .2 Protection de distance 7SA6

##### ❖ Description des caractéristiques [34] :

L'appareil SIPROTEC 7SA522 est un relais de protection à distance pour les lignes de transmission d'énergie. Le présent relais assure toute la gamme de protection de distance et dispose de l'ensemble des fonctions de protection normalement nécessaires à la protection d'une ligne électrique. Le relais est utilisé pour le déclenchement rapide et sélectif de défauts dans les câbles de transmission et de travées et les lignes aériennes avec ou sans lignes de compensation de condensateurs séries.

Il comprend plusieurs fonctions de protection normalement nécessaires à la protection des lignes de transmission:

- Temps de déclenchement rapide
- Approprié pour les câbles et lignes aériennes avec ou sans compensation de condensateurs série
- Réenclenchement automatique en cas de présence de détection de pompage des fréquences jusqu'à 7 Hz
- Communication numérique entre relais pour un système de deux ou trois postes
- Réenclencheur automatique ajustable (ADT).



Figure V.3- SIPROTEC 4 7SA522 protection de relais de distance

❖ **Commande locale :**

Toutes les actions de l'opérateur peuvent être exécutés et les informations affichées par l'interface utilisateur.

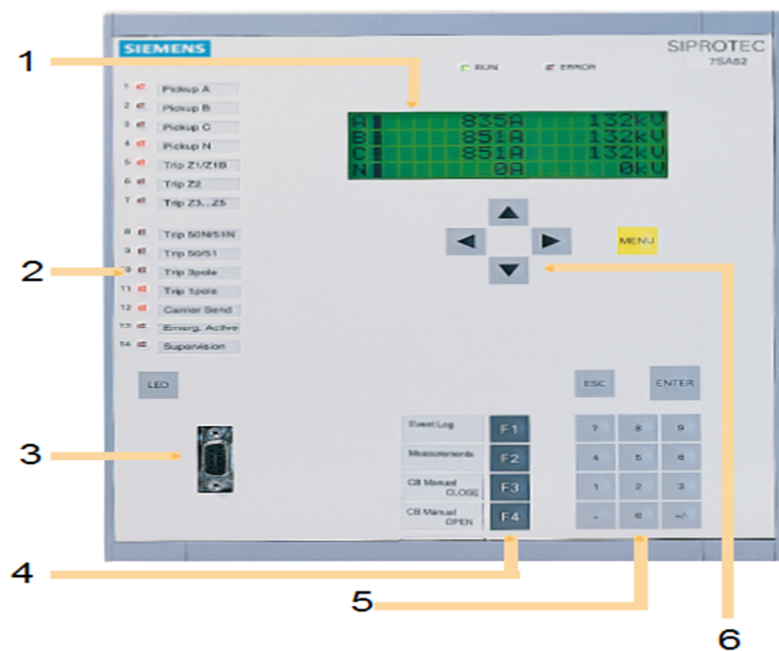


Figure V.4- 'interface de SIPROTEC 4 7SA522

**1-** Sur l'écran LCD, station et le dispositif d'information peut être affichée sous forme de texte dans différentes listes.

Fréquemment informations affichées comprennent des valeurs analogiques mesurées, l'information binaire sur l'état de l'appareillage de commutation et le dispositif, protection d'informations, des indications générales et les alarmes.

**2-** 14 LED programmables (configurables) sont utilisés pour afficher l'état ou informations sur le périphérique.

Les LED peuvent être étiquetés conformément aux exigences de l'utilisateur. Une LED réinitialisation et clés de réinitialisation des LED.

**3-** RS232 Interface opérateur.

**4-** 4 touches de fonction configurables permettent l'utilisateur d'exécuter des actions fréquemment utilisées simplement et rapidement.

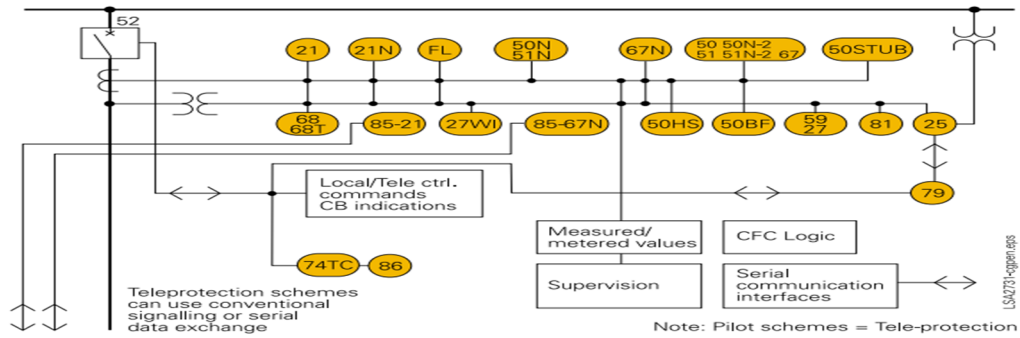
Les applications typiques incluent des sauts à certains points dans l'arborescence du menu pour afficher les valeurs mesurées opérationnels, ou à l'exécution de fonctions automatiques telles que: "Utiliser le disjoncteur".

**5-** Touches numériques pour la saisie de données facile

**6-** Touches de navigation Fonction

❖ **Présentation du SIPROTEC 7SA522:**

Cette protection numérique comporte généralement les fonctions suivantes [35] :



ANSI code	Fonction de protection
21/21N	Distance protection
50N/51N 67N	Protection directionnelle de défaut de terre
50/51/67	protection de surintensité
50 STUB	STUB-bus surintensité
68/68T	La détection d'oscillation de puissance / déclenchement
85/21	Téléprotection pour la protection de distance
27WI	Protection Weak-infeed
50HS	Protection SOTF
50BF	Protection contre les défaillances de disjoncteur
59/27	Protection Surtension / sous-tension
81O/U	Protection Over/under fréquence
25	Fonction synchro-check
79	Auto- Réenclencheur
74TC	Supervision du circuit de déclenchement (Trip circuit supervision)
86	Verrouillage Lockout (CLOSE command interlocking)

Figure V.5 - Le schéma unifilaire de fonction

❖ **Fonctions de commande**

L'appareil est équipé de fonctions de commande qui permettent d'enclencher ou de déclencher les différents organes de manœuvre via : des touches du clavier, l'interface système, des entrées binaires et au moyen d'un ordinateur et du logiciel DIGSI 4.7. Pour pouvoir programmer et communiquer avec la protection 7SA6, on doit utiliser le logiciel DIGSI 4.7 de SIEMENS [36] qui est un outil graphique pour gérer des composantes au sein des systèmes de protection SIEMENS.

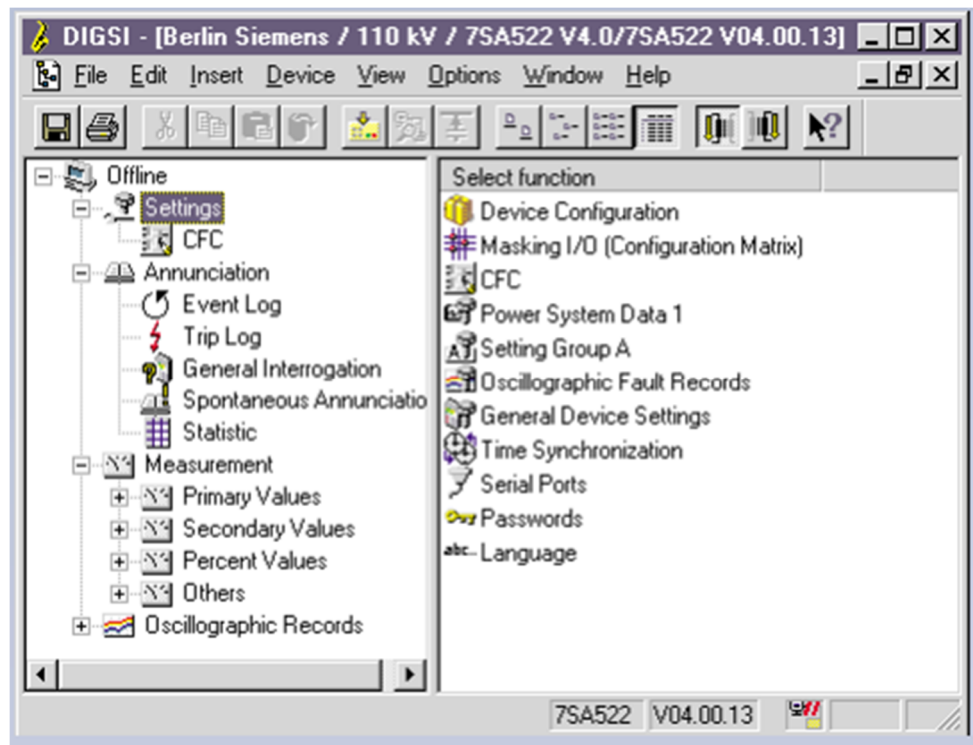


Figure V.6- Menu principal de DIGSI

### ❖ Téléprotection

Les données nécessaires à la téléprotection peuvent être transmises via un système de communication numérique. La communication via ces interfaces de téléprotection peut être utilisée afin de transmettre d'autres informations. En plus des grandeurs de mesure, il est aussi possible de transmettre des commandes binaires et d'autres informations.

✚ téléprotection est une technique utilisée pour accélérer le processus de séparation.

### V. 3. 3 Principes de base des paramètres de protection de distance

Dans notre étude, nous avons calculé les valeurs de réglage pour deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes.

Les équipements réglés étant une 7SA612 du constructeur siemens et une REL 670 du constructeur ABB (Principal 1 et 2) pour protéger travée ligne qui arrive central EOD (figV.9), avec Caractéristiques de la ligne suivent :

Z directe de la ligne =  $0,130+j0,400 \Omega/\text{km}$

Z homopolaire de la ligne =  $0,380+j1,150 \Omega/\text{km}$

Longueur de la ligne =  $86,50 \text{ km}$

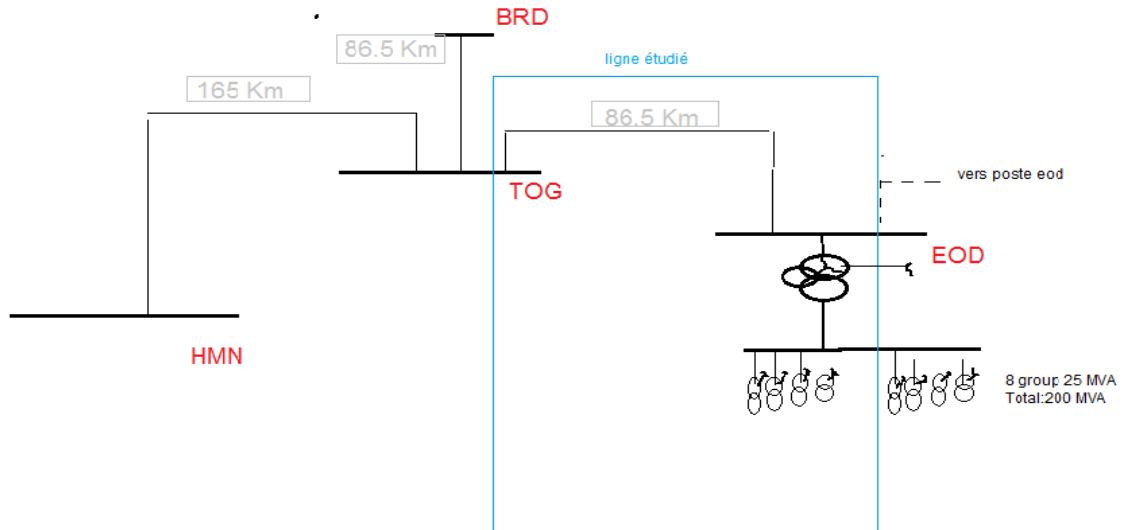


Figure V.7- schéma unifilaire des lignes Hassi Messaoud

### V.3.3.1 Critères de réglage pour la protection principal PP1 et PP2

#### a- Caractéristiques de la ligne:

❖ Ligne à protéger : ligne 220 kV EOD-TOG:

Les valeurs des impédances retenues pour les réglages sont:

- Impédance directe ligne:

$$z_d = r_d + jx_d = 0,130 + j0,400 \Omega/\text{km}$$

- Impédance homopolaire ligne:

$$z_0 = r_0 + jx_0 = 0,380 + j1,150 \Omega/\text{km}$$

- Le coefficient de terre ligne :

$$K_t = \frac{(z_0 - z_d)}{3z_d} = 3,667$$

- Type et section du conducteur ALMELEC  $S = 256 \text{ mm}^2$

Note : Ces valeurs ( $z_d, z_0$ ) sont généralement données

- Impédance directe totale de ligne :

$$Z_{d-HT} = R_{d-HT} + jX_{d-HT} \quad (V.1)$$

$$R_{d-HT} = L \times r_d \quad (\Omega /km) \quad (V.2)$$

$$X_d = L \times x_d \quad (\Omega /km) \quad (V.3)$$

$Z_{d-HT} = 11,25 + j34,60 \quad \Omega$	(V.4)
--	-------

$K_t$  : Facteur de terre (pour couvrir les défauts de terre)

$R_{d-HT}$  : Résistance direct total (HT) au primaire

$X_{d-HT}$  : Réactance direct total (HT) au primaire

$Z_{d-HT}$  : L'impédance directe totale (HT) au primaire

L : Longueur de la ligne.

- Impédance homopolaire(HT):

$$Z_{0-HT} = R_{0-HT} + jX_{0-HT} \quad (V.5)$$

$$R_{0-HT} = L \times R_o \quad (\Omega /km) \quad (V.6)$$

$$X_{0-HT} = L \times X_o \quad (\Omega /km) \quad (V.7)$$

$Z_{0-HT} = 32,87 + j99,48 \quad \Omega$	(V.8)
--	-------

$R_{d-HT}$  : Réactance homopolaire total (HT)

$R_{d-HT}$  : Réactance homopolaire total (HT)

$Z_{0-HT}$  : L'impédance homopolaire directe totale (HT)

L : Longueur de la ligne.

- Résistance Arc et Résistance pylône :

$$R_{arc-ph-ph} = 2.73 \quad \Omega$$

$$R_{arc-ph-T} = 4.09 \quad \Omega$$

$$R_{pylône} = 8.18 \quad \Omega$$

✚ Les valeurs de résistance Arc et pylône sont des valeurs expérimentales)

## ❖ données technique de la ligne courte adjacente : ligne 220 kv TOG-BRD

- Longueur de la ligne = 86.5 km

$$Z_{d-LC} = 11,25 + j34,60 \Omega \quad (V.9)$$

$$Z_{0-LC} = 32,87 + j99,48 \Omega \quad (V.10)$$

$Z_{d-HT-LC}$  : Impédance directe de ligne TOG-BRD

$Z_{0-LC}$  : Impédances homopolaire de ligne TOG-BRD

## ❖ données technique de la ligne longue adjacente : ligne 220 kv TOG-HMN

- Longueur de la ligne = 165 km

$$Z_{d-HT-LC} = 21.32 + j 65.60 \quad (V.11)$$

$$Z_{0-LC} = 62.82 + j65.60 \Omega \quad (V.12)$$

$Z_{d-HT-LC}$  : Impédance directe de ligne TOG-HMN

$Z_{0-LC}$  : Impédances homopolaire de ligne TOG-HMN

**b- Paramètres de configuration de la Protection de distance :**

Tous les paramètres permettant l'affichage des valeurs sur la protection suivent le déroulement du menu de la protection telle qu'ils sont indiqués dans la documentation du constructeur.

**1- Paramètres de la ligne:**

Fréquence nominale = 50 Hz

Longueur de la ligne = 86.5 Km

Tension nominale  $U_n = 100$  V

Courant nominale  $I_n = 1$  A

- Rapport tension

$$K_u = 220000/100 = 2200$$

- Rapport Transformateur de courant :

$$K_i = 600/1=600 \text{ A}$$

- ✚ Les résultat à programmer sur la protection ramenées en basse tension en divisant les grandeurs haute tension par le coefficient  $K_Z$

- Rapport de transformation:

$$K_Z = K_U / K_i \tag{V.13}$$

Avec :

$K_U$  : Rapport de TP (TT)

$K_i$  : Rapport de TC

**2- Impédances cartésiennes(BT):**

$$R_{d-BT} = R_{d-HT} / K_Z \tag{V.14}$$

$$X_{d-BT} = X_{d-HT} / K_Z \tag{V.15}$$

$$R_{0-BT} = R_{0-HT} / K_Z \tag{V.16}$$

$$X_{0-BT} = X_{0-HT} / K_Z \tag{V.17}$$

$$Z_{BT} = \frac{Z_{HT}}{K_Z} \tag{V.18}$$

$$Z_{d-BT} = 3,07 + j9,44 \ \Omega \tag{V.19}$$

$$Z_{0-BT} = 8,96 + j27,13 \ \Omega \tag{V.20}$$

Avec :

$R_{d-BT}$  : La résistance directe au secondaire

$X_{d-BT}$  : La réactance directe au secondaire

$R_{0-BT}$  : La résistance homopolaire au secondaire

$X_{0-BT}$  : La réactance homopolaire au secondaire

**d- Paramètres de surveillance pour la protection de distance:**

❖ **Réglage des zones de mesure:**

➤ **Réglage de zone 1 :**

Pour la zone 1, le réglage adopté selon GRTE est :

**Zone1 : 80% de Z Ligne**

$$Z(1) = R(1)_{BT} + j X(1)_{BT} \quad (V.21)$$

$$R(1)_{BT} = 80\% \times R_{d-BT} \quad (V.22)$$

$$X(1)_{BT} \times 80\% = X_{d-BT} \quad (V.23)$$

$$Z(1) = (80\% \times R_{d-BT}) + j (\%80 X_{d-BT}) \quad (V.24)$$

- **Résistance pour les défauts à la terre**

La valeur de résistance (RRE) de la découverte des défauts à la terre située dans la relation V.26 (pour relais type ABB), V27 (pour relais type siemens), Cette relation placée par le constructeur du relais.

$$RRE1 : (0.8 \times Z_{d-BT}) + 0.5 \times R_{arc-ph-ph} + R_{arc-ph-T} + R_{pylone} \quad (V.25)$$

$$RRE1 = R(1) + R_{arc-ph-T} + R_{pylone} \quad (V.26)$$

:avec

$R(1)_{BT}$ : Portée résistance direct pour la zone 1

$X(1)_{BT}$ : Portée réactance direct pour la zone 1

$Z(1)_{BT}$ : L'impédance directe pour la zone 1 (recouvrez les défauts dans la zone 1)

RRE1 : Portée résistance secondaire pour la zone 1 en présence d'un défaut à la terre

➤ **Réglage de zone 2**

Pour la zone 2, le réglage adopté selon GRTE est :

**ZONE 2 : 100% de Z Ligne +50% de Z Ligne Courte Adjacente**

$$Z(2) = R(2) + j X(2) \quad (V.27)$$

$$R(2) = (100\% \times R_{d-BT} + 0.5 \times R_{d BT-LC}) \quad (V.28)$$

$$X(2) = (100\% \times X_{d-BT} + 0.5 \times X_{d BT-LC}) \quad (V.29)$$

$$Z(2) = (100\% \times R_{d-BT} + 0.5 \times R_{d BT-LC}) + j (1 \times X_{d-BT} + 0.5 \times X_{d BT-LC}) \quad (V.30)$$

- **Résistance pour les défauts à la terre**

$$RRE2 = (100 \times Z_{d-BT}) + (50 \times Z_{d BT-LC}) + 0.5 \times R_{arc-ph-ph} + R_{arc-ph-T} + R_{pylone} \quad (V.31)$$

$$RRE2 = R(2) + R_{arc-ph-ph} + R_{arc-ph-T} \quad (V.32)$$

$R(2)_{BT}$ : Portée résistance secondaire direct pour la zone 2

$X(2)_{BT}$ : Portée réactance secondaire direct pour la zone 2

$Z(2)_{BT}$ : L'impédance secondaire directe pour la zone 2 (recouvrez les défauts dans la zone 1)

RRE2 : Portée résistance secondaire pour la zone 2 en présence d'un défaut à la terre

### Réglage de la zone 3:

Pour la zone 3, le réglage adopté selon GRTE est

**Zone 3 : 100%de Z Ligne +100%de Z Ligne Longue Adjacente**

$$Z(3) = R(3) + j X (3) \quad (V.33)$$

$$R(3) = (100\% \times R_{d-BT} + 100\% \times R_{d BT -Ll}) \quad (V.34)$$

$$X (3) = (1 \times X_{d-BT} + 1 \times X_{d BT -Ll}) \quad (V.35)$$

$$Z(3) = (1 \times R_{d-BT} + 1 \times R_{d BT -Ll}) + j (1 \times X_{d-BT} + 1 \times X_{d BT -Ll}) \quad (V.36)$$

#### - Résistance pour les défauts à la terre

$$RRE3 = (100 \times Z_{d-BT}) + (100 \times Z_{d BT Ll}) + 0.5 \times R_{arc-ph-ph} + R_{arc-ph-T} + R_{pylone} \quad (V.37)$$

$$RRE3 = R(3) + R_{arc ph-T} + R_{pylone} \quad (V.38)$$

$R(3)_{BT}$ : Portée résistance secondaire direct pour la zone 3

$X(3)_{BT}$ : Portée réactance secondaire direct pour la zone 3

$Z(3)_{BT}$ : Impédance secondaire directe pour la zone 3 (recouvrez les défauts dans la zone 3)

RRE3 : Portée résistance secondaire pour la zone 3 en présence d'un défaut à la terre

#### ➤ Réglage de la zone 4

$$Z(4) = R(4) + j X(4) \quad (V.39)$$

$$R(4) = \left(\frac{80\%}{30\%} \times R_{d-BT} + \frac{80\%}{30\%} \times R_{d BT -LC}\right) \quad (V.40)$$

$$X(4) = \left(\frac{80\%}{30\%} \times X_{d-BT} + \frac{80\%}{30\%} \times X_{d BT -LC}\right) \quad (V.41)$$

$$Z(4) = \left(\frac{80\%}{30\%} \times R_{d-BT} + \frac{80\%}{30\%} \times R_{d BT -LC}\right) + j \left(\frac{80\%}{30\%} \times X_{d-BT} + \frac{80\%}{30\%} \times X_{d BT -LC}\right) \quad (V.42)$$

- **Résistance pour les défauts à la terre**

$$RRE4 = RRE4 = \frac{30\%}{80\%} \times RRE1 \text{ (Tous les types de relais)} \quad (V.43)$$

$R(4)_{BT}$ : Portée résistance secondaire direct pour la zone 4

$X(4)_{BT}$ : Portée réactance secondaire direct pour la zone 4

$Z(4)_{BT}$ : L'impédance secondaire directe pour la zone 4 (recouvrez les défauts dans la zone 1)

$RRE4$  : Portée résistance secondaire pour la zone 4 en présence d'un défaut à la terre

➤ **Réglage de la mise en route (zone de démarrage):**

Réactance de démarrage en aval :

$$X-A = X(3) \quad (V.44)$$

Résistance de démarrage en aval :

$$RA = RRE3 \quad (V.45)$$

Réactance de démarrage en amont :

$$X - A : X(4) \quad (V.46)$$

Résistance de démarrage en amont :

$$RA = RRE4 \quad (V.47)$$

➤ **Réglages des Temporisations pour la protection de distance:**

Temporisation du 1<sup>er</sup> stade:

Selon GRTE, les premiers stades des protections distance sont instantanés

$$T1 = 0 \text{ s}$$

Temporisation du 2<sup>ème</sup> stade:

Selon GRTE, nous allons adopter :

$$T2 = 0,35 \text{ s}$$

Temporisation du 3<sup>ème</sup> stade:

Selon GRTE, le troisième échelon de temporisation T3 sera choisi égale à 1.5 secondes soit:

$$T3 = 1,5 \text{ s}$$

Temporisation de la mise en route:

Selon GRTE, l'échelon de temporisation de mise en route est égale à 2 secondes soit:

$$TMR = 2 \text{ s}$$

### V.3.3.2 Calcul numérique pour PP1 et PP2

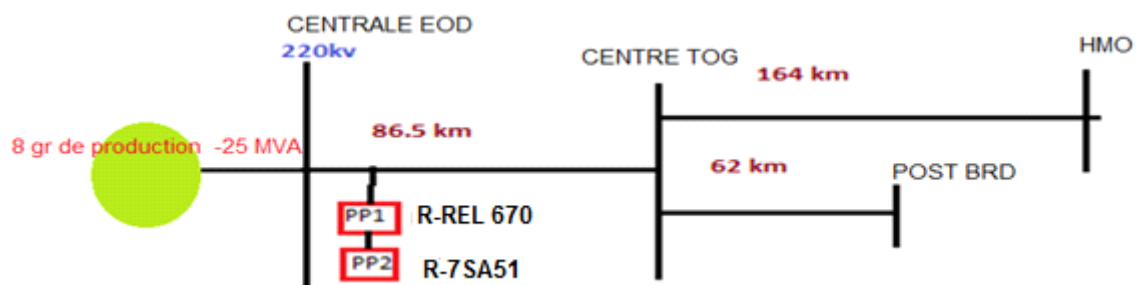


Figure V.8- Schéma unifilaire des lignes EOD-TOG

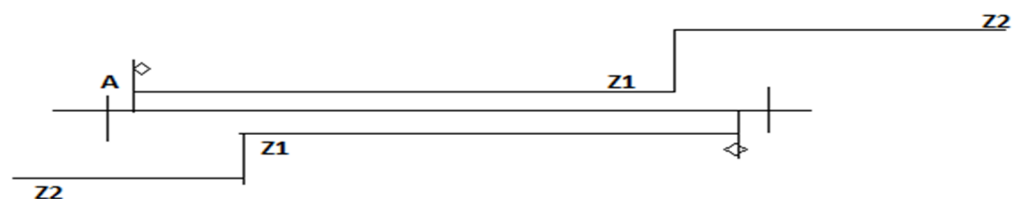
Poste : EOD

Ligne vers : TOG

Longueur de la ligne 86.50 Km

#### V.3.3.2.1 Calcul numérique pour relais REL 670

- ✓ **Mode de téléprotection** : accélération de deuxième stade



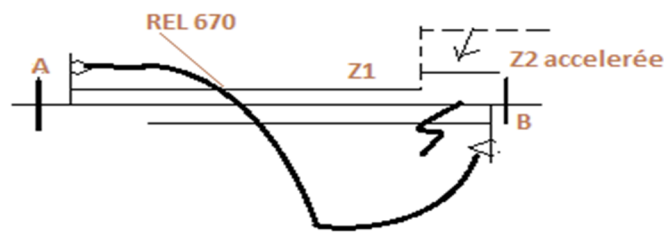


Figure V.9- protection principal 1 et accélération de deuxième stade

✓ **Réglage des zones (impédance)**

Zone 1 : 80% de Z de ligne

Zone2 : 100 % de Z de ligne + 50 % de Z de ligne courte adjacente

Zone3 : 100 % de Z de ligne + 50 % de Z de ligne longue adjacente

✓ **Calculs numériques pour les zones de mesure**

➤ **1<sup>ère</sup> zone de mesure en aval (80% de la ligne à protégée)**

- $X1=7.55 \Omega$  (voire l'équation V.23)
- $R1=2.45 \Omega$  (voire l'équation V.22)
- $Z1 =80\% \times Z_d = 7.55+j2.45 \Omega$  (voire l'équation V.24)
- $RRE1=12.68\Omega$  (voire l'équation V.25)
- **Temporisation du 1<sup>er</sup> stade: T= 0 sec**

➤ **2<sup>ème</sup> zone de mesure en aval**

- $X2=14.15 \Omega$  (voire l'équation V.29)
- $R2=4.60 \Omega$  (voire l'équation V.28)
- $Z2=14.15+j4.60 \Omega$  (voire l'équation V.30)
- $RRE2=14.83 \Omega$  (voire l'équation V.31)
- **Temporisation du 2<sup>ème</sup> stade: T = 0.3 sec**

- **3ème zone de mesure en aval**
  - $X3 = 18.38 \Omega$  (voire l'équation V.35)
  - $R3 = 5.97 \Omega$  (voire l'équation V.34)
  - $Z3 = 18.38 + j5.97 \Omega$  (voire l'équation V.36)
  - $RRE3 = 16.20 \Omega$  (voire l'équation V.37)
  - **Temporisation du 3ième stade:  $T = 1.5 \text{ sec}$**
  
- **4<sup>ème</sup> zone de mesure en amont**
  - $X4 = 2.83 \Omega$  (voire l'équation V.41)
  - $R4 = 0.92 \Omega$  (voire l'équation V.40)
  - $Z4 = 2.83 + j0.92 \Omega$  (voire l'équation V.42)
  - $RRE4 = 4.76 \Omega$  (voire l'équation V.43)
  - **Temporisation du 4ième stade:  $T = 2.5 \text{ sec}$**

➤ **Détermination de la zone de démarrage (mise en route)**

À partir de de constructeur ABB La zone de démarrage est réglé automatiquement.

**V.3.3.2.2 Le calcul numérique pour relais 7SA612 (PP2):**

✓ **Mode téléprotection :**

- Fonctionnement en 2 stades naturels

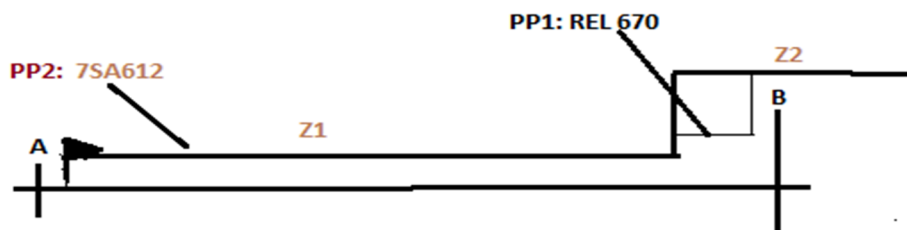


Figure V.10- protection principal 2

✓ **Réglage des zones (impédance)**

Zone 1 : 80% de Z de ligne

Zone2 : 100 % de Z de ligne + 50 % de Z de ligne courte adjacente

Zone3 : 100% de Z de ligne + 50 % de Z de ligne longue adjacente

✓ **Les calculs numériques pour les zones de mesure :**

➤ **1<sup>ère</sup> zone de mesure en aval**

- $X1=7.55 \Omega$  (voire l'équation V.23)
- $R1=2.45 \Omega$  (voire l'équation V.22)
- $Z1 = 7.55+j2.45 \Omega$  (voire l'équation V.24)
- $RRE1=14.73 \Omega$  (voire l'équation V.26)
- Temporisation du 1<sup>er</sup> stade:  $T=0 \text{ sec}$

➤ **2<sup>ème</sup> zone de mesure en aval**

- $X2=12.82 \Omega$  (voire l'équation V.29)
- $R2=4.17 \Omega$  (voire l'équation V.28)
- $Z2 =80\% \times Z_d = 7.55+j2.45 \Omega$  (voire l'équation V.30)
- $RRE2=16.44 \Omega$  (voire l'équation V.32)
- Temporisation du 2<sup>ème</sup> stade:  $T=0.5 \text{ sec}$

➤ **3<sup>ème</sup> zone de mesure en aval**

- $X3=27.33 \Omega$  (voire l'équation V.35)
- $R3= 8.88 \Omega$  (voire l'équation V.34)
- $Z3= = 27.33+j8.88 \Omega$  (voire l'équation V.36)
- $RRE3=21.15\Omega$  (voire l'équation V.38)
- Temporisation du 3<sup>ème</sup> stade:  $T=1.5 \text{ sec}$

➤ **4<sup>ème</sup> zone de mesure en amont**

- $X4=2.83 \Omega$  (voir l'équation 41)
- $R4=10.38 \Omega$  (voir l'équation V.40)
- $Z4 =2.83+j10.38 \Omega$  (voire l'équation V.42)
- $RRE4=12.68\Omega$  (voir l'équation V.43)
- Temporisation du 4<sup>ème</sup> stade:  $T= 2.5 \text{ sec}$

➤ **Détermination de la zone de démarrage**

- $X+A$  (Côté Aval)=  $19.30 \Omega$  (voir l'équation V.44)
- $R_A$  (Côté Aval)=  $15.06 \Omega$  (voir l'équation V.45)
- $X-A$  (Côté Amont) =  $0.62 \Omega$  (voir l'équation V.46)
- $R_A$  (Côté Amont) =  $3.55 \Omega$  (voir l'équation V.47)

- ✚ Toutes les valeurs précédentes devront être programmées dans les relais de la centrale, afin de les rendre en mesure de répondre à toutes sortes de défauts.

Pour cela, nous allons examiner l'essai suivant pour vérifier l'efficacité des protections connectées en antenne à une ligne HTB (ligne qui arrive à la centrale EOD, figure V.9)

### V. 3. 4 Essais de relais de la protection de distance sur une travée ligne 220 kV:

#### V. 3. 4 .1 Essai N°1

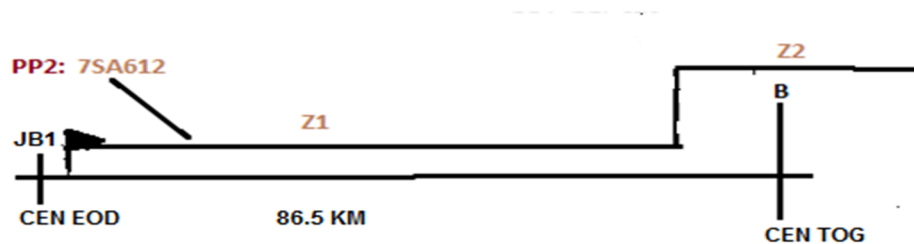


Figure V.11- Schémas de réalisation des protections du premier essai

Cet essai (Figure V.11) est basé sur la protection de distance de constructeur Siemens 7SA612.

Le but de l'essai est de voir, la rapidité de déclenchement et la différence entre le temps réel de déclenchement et le temps théorique. Les simulations suivantes ont été réalisées sur deux types de défaut dans la zone N°1 à partir du jeu de barre JB1 (Ligne de longueur 85 km);

- Défaut triphasé symétrique
- Défaut biphasé à la terre sans  $Z_n = 0$

#### V. 3.4.1.1 Caisse d'injection numérique CMC 256 OMICRON

##### ❖ Matériels utilisés

Les simulations sont faites à l'aide (Figure V11):

- § La caisse d'injection numérique CMC256 (constructeur OMICRON).
- § Microordinateur (PC).
- § Protection de distance numérique Siemens 7SA612.

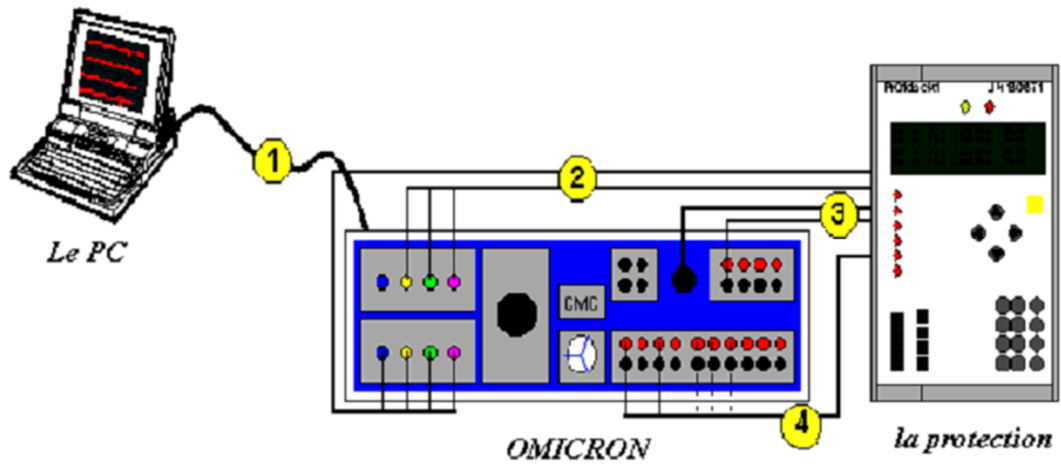


Figure V.12- Matériels utilisés

### V. 3. 4.1.2 Simulation de l'essai

#### V. 3. 4.1.2.1 Simulation N°1 : On injecte un défaut triphasé symétrique

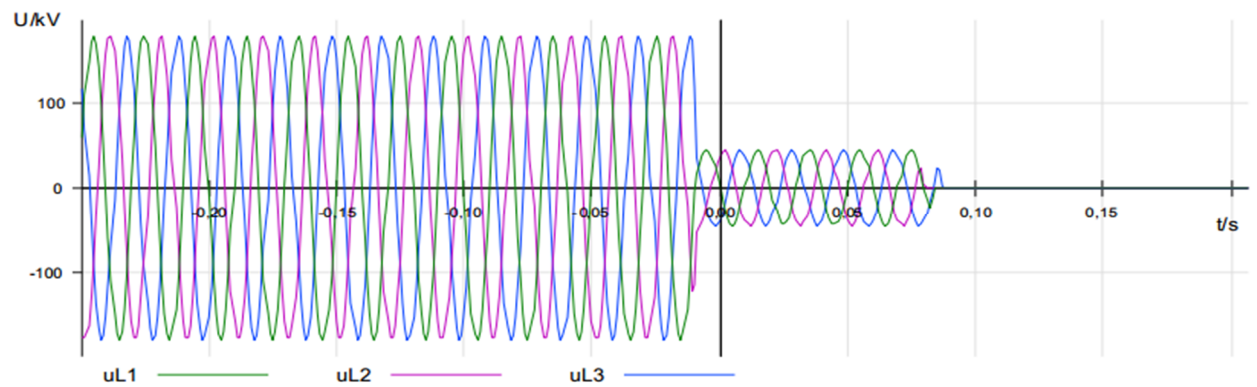


Figure V.13-Tensions simples des trois phases de la ligne.

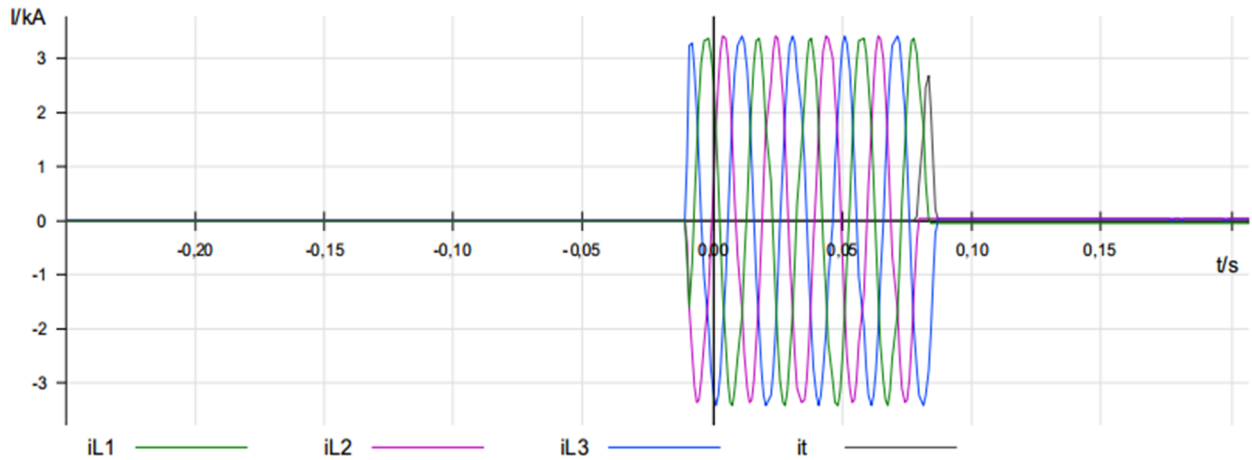


Figure V.14- Courants dans les trois phases de la ligne

La figure représente les tensions simples des trois phases ainsi que les courants de ligne : les tensions et les courants sont nuls à  $t=0,08s$  (le temps théorique est de  $t=0s$ ) c'est le temps d'ouverture du disjoncteur (déclenchement définitif)

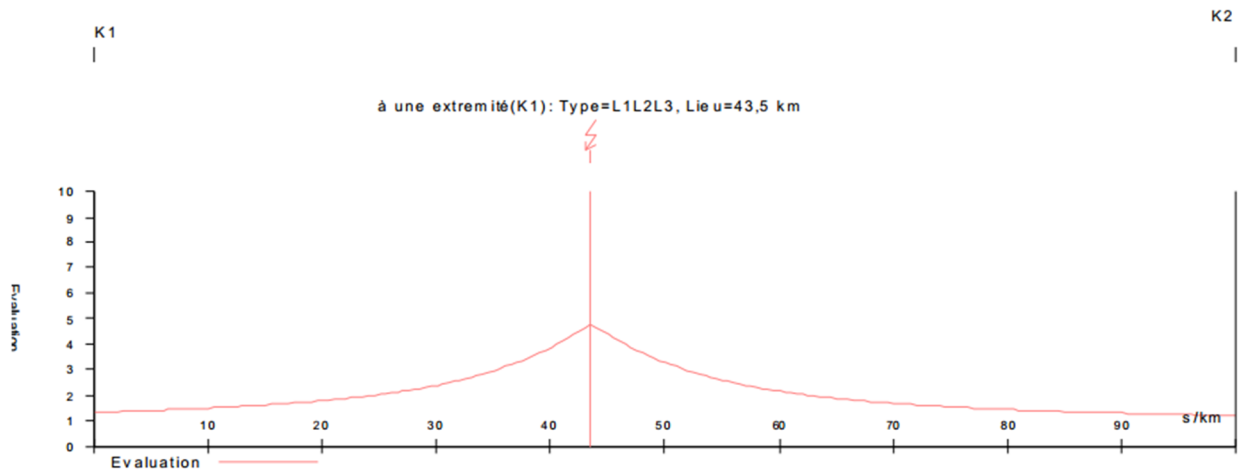


Figure V.15- Localisation de défaut lors d'un court-circuit

La localisation du défaut est une option très importante que peut avoir à partir du logiciel SIGRA 4, qui nous donne l'endroit exact du défaut, pour cette première simulation le défaut est situé à 43,5Km à partir du Jeu de Barre JB1.

**V.3. 4.1.2.2 Simulation N°2 : On injecte un défaut biphasés entre phase 1 et la phase 2 à la terre sans  $Z_n = 0$**

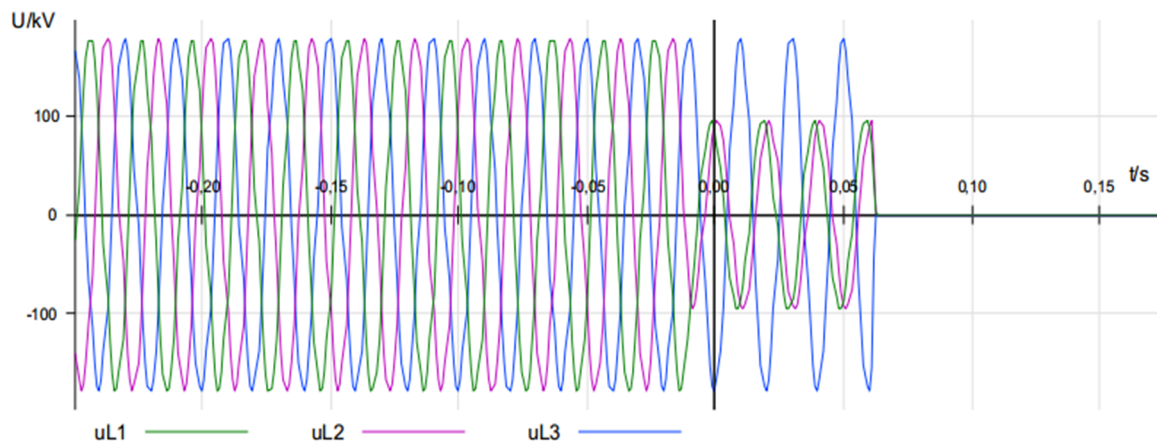


Figure V.16- Tensions simples des trois phases de la ligne.

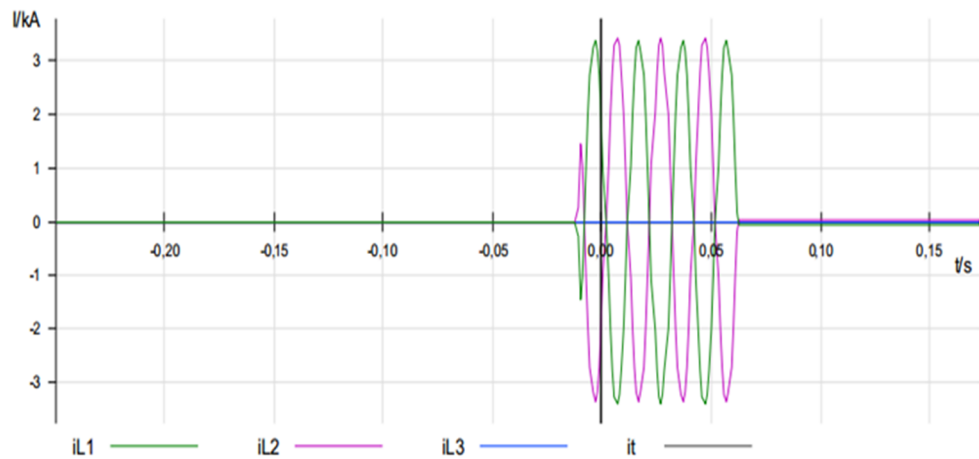


Figure V.17- Courants dans les trois phases de la ligne

La figure représente V.16 et V.17 les tensions simples des trois phases ainsi que les courants de ligne : les tensions et les courants sont nulles à  $t=0.06s$  (le temps théorique est de  $t=0$  s) C'est le temps d'ouverture du disjoncteur triphasé (déclenchement définitif).

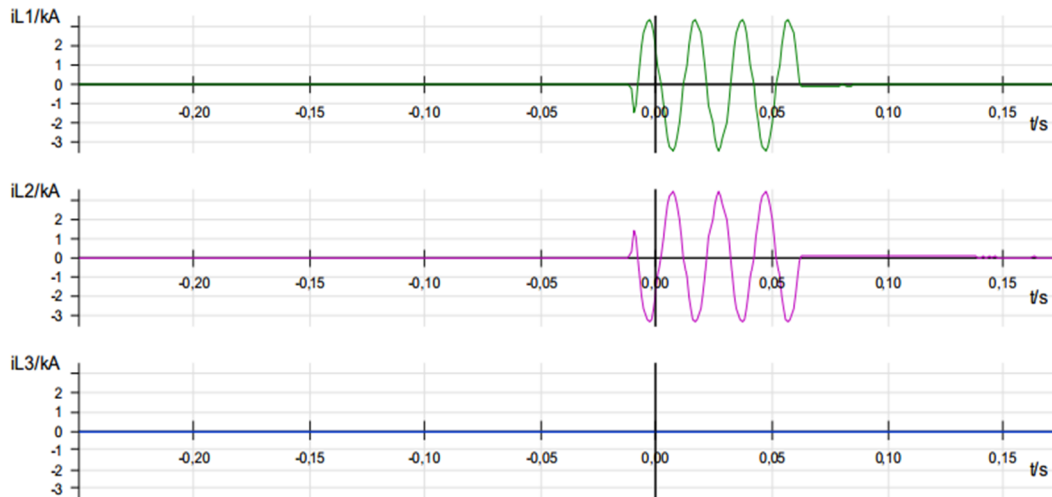


Figure V.18-Courants dans les trois phases de la ligne (séparément).

Par contre la figure nous montre que lors d'un défaut entre les phases 1 et 2, le courant dans la phase saine  $I_3 = 0$

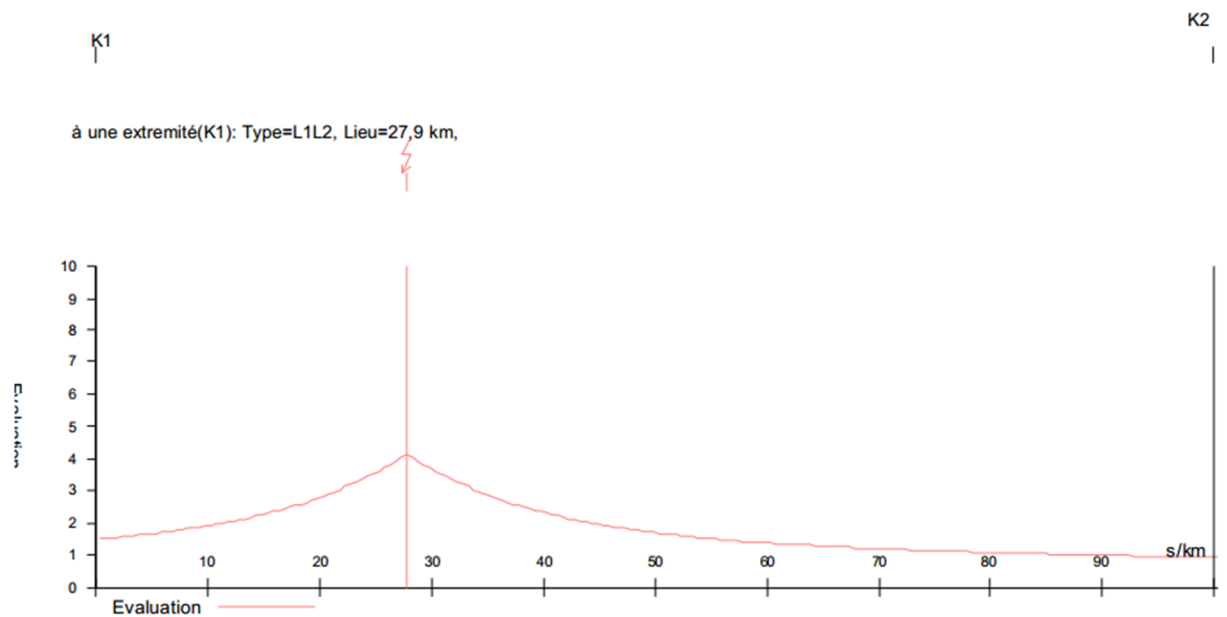


Figure V.19- Localisation de défaut lors du défaut biphasé isolé

Pour cette seconde simulation de l'essai, le défaut est situé à 27,5 km à partir du jeu de barre JB1.

### V. 3. 4 .2 Essai N°2

Ce deuxième essai nécessitant l'installation de deux équipements de protection en redondance (afin d'augmenter la fiabilité) et de technologies différentes. Les équipements testés étant une 7SA612 du constructeur SIEMENS et une REL 670 du constructeur ABB..

En plus du premier essai dont le but est de voir le dialogue inter protection, la rapidité de déclenchement.

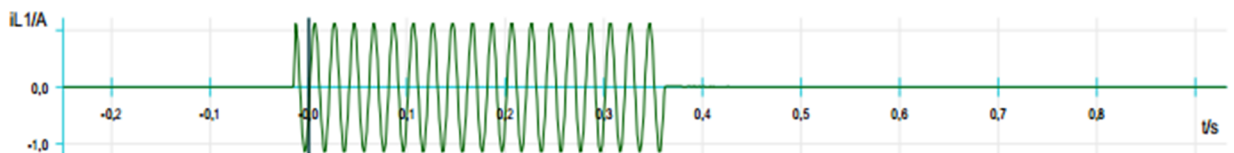
Cet essai nous permet après injection d'un défaut la vérification des fonctions de téléprotection.

#### ◆ Simulation: Accélération de stade

On injecte un défaut biphasé à la terre sur la phase L1 et L2, en Zone 2 ; Puis on injecte le même défaut sur les mêmes phases, et aussi en Zone 2 cette fois en activant l'accélération de stade.

Les courbes obtenues sont les suivantes :

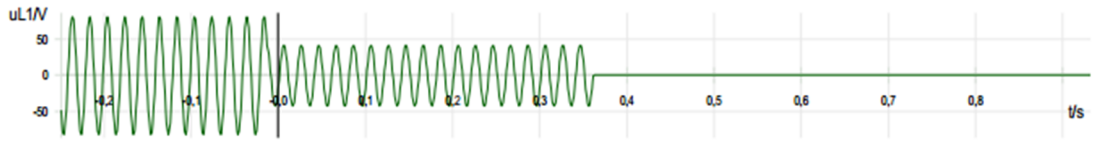
#### 1- Avant l'accélération de stade :



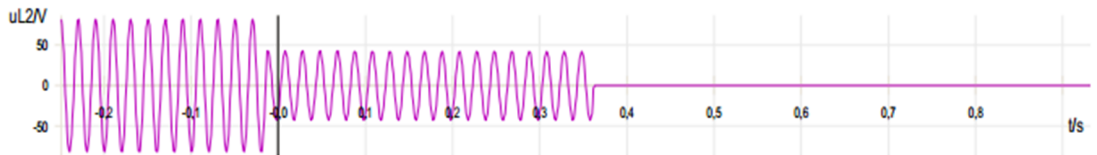
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure V.20 Perturbographie de PP1 '7SA', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant de la phase L2 pendant le défaut, (d) tension de la phase L1, (c) tension de la phase L2.

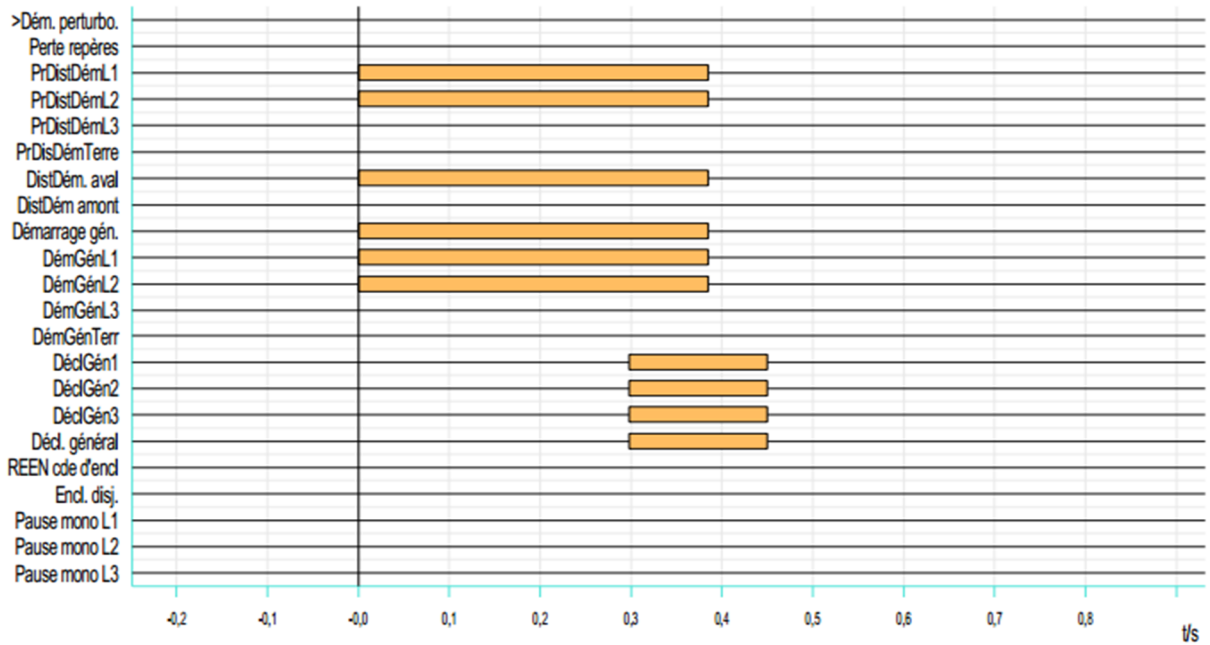


Figure VI.21 - Tops logiques de la 7SA avant l'accélération de stade.

**Commentaire**

**a) Perturbographie**

§ Apparition du courant de défaut biphasé L1-L2 (Figure VI.20 .a).

§ Ecrasement des tensions de deux phases L1 et L2 (Figure VI.20 .c)

**b) Tops logiques (Figure VI.21)**

§ Démarrage instantané de la protection distance aval.

§ Protection de distance démarrage L1, L2.

§ Démarrage général de la protection, et L1, L2.

§ Déclenchement générale L1.L2, L3 après 0.3s

§ Déclenchement général de la protection après 0.3s

Le déroulement de l'événement est donné sur le tableau suivant :

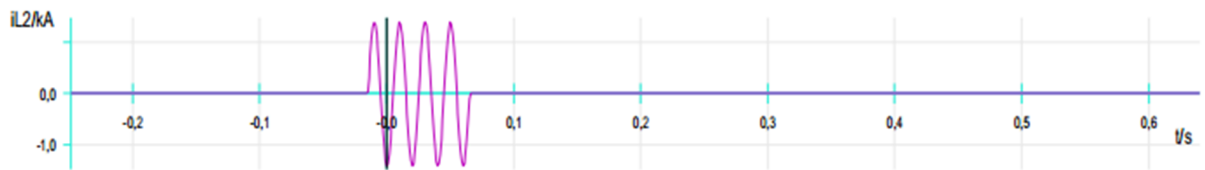
Numéro	Message	Valeur	Date et heure
00301	Défaut réseau	92 - VENANT	15.03.2014 19:30:52:507
00302	Cas de défaut	99 - VENANT	15.03.2014 19:30:52:507
03685	Prot. dist.: démarrage phases L1-L2	VENANT	0 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	VENANT	0 ms
03805	Prot. dist.: décl. triphasé	VENANT	298 ms
00536	Déclenchement définitif	VENANT	299 ms
	DECL TRI	VENANT	299 ms
	DECL DEFIN	VENANT	299 ms
00533	Courant de défaut primaire IL1	0,97 kA	302 ms
00534	Courant de défaut primaire IL2	0,98 kA	302 ms
00535	Courant de défaut primaire IL3	0,01 kA	302 ms
03671	Prot. dist.: démarrage général	PARTANT	385 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	PARTANT	385 ms
01126	Boucle de mesure L1-L2	VENANT	274 ms
01117	Résistance déf. calc. Ohm sec.	2,28 Ohm	274 ms
01118	Réactance déf. calc. Ohm secondaire	8,54 Ohm	274 ms
01114	Résistance déf. calc. Ohm primaire	4,18 Ohm	274 ms
01115	Réactance déf. calc. Ohm primaire	15,65 Ohm	274 ms

Tableau V.1 - Signalisations d'événement avant l'accélération de stade

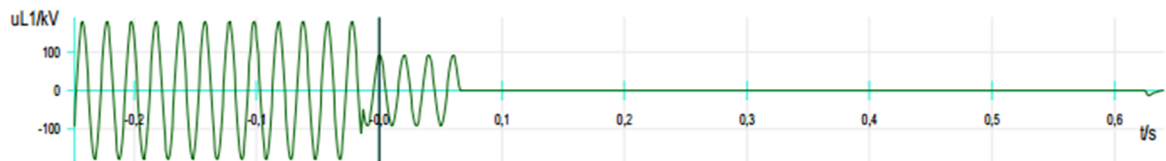
2-Après l'accélération de stade:



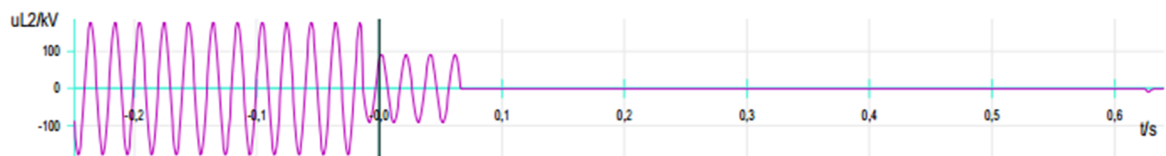
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure V.22 - Perturbographie de PP1 'RL 67', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant de la phase L2 pendant le défaut, (d) tension de la phase L1, (c) tension de la phase L2.

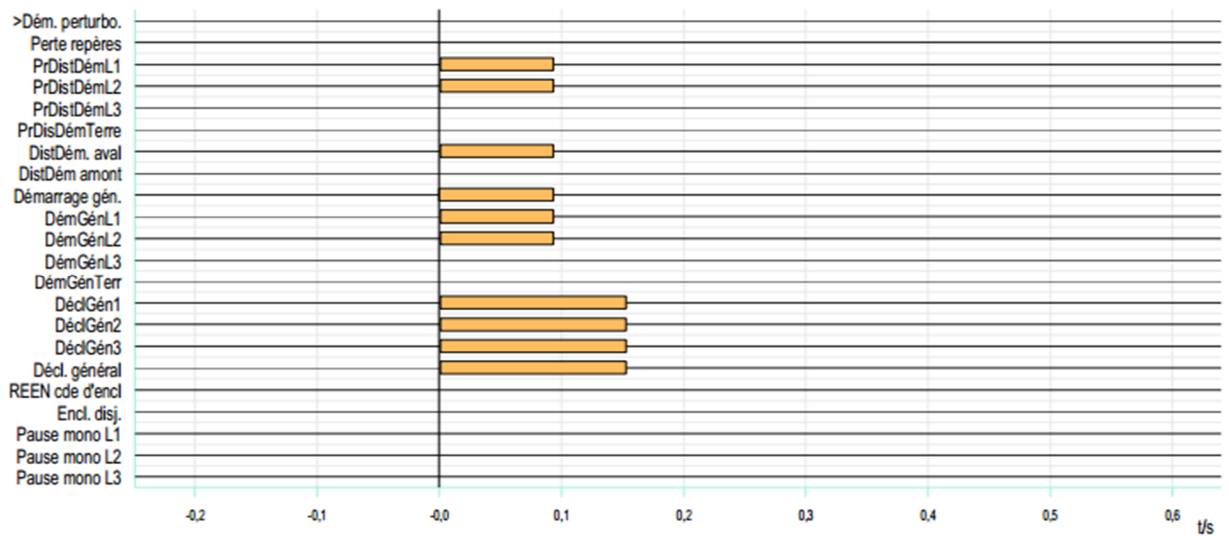


Figure V.23. - Tops logiques de la RL 67 après accélérations de stade.

### Commentaire

#### a) Perturbographie

§ Apparition du courant de défaut biphasé L1-L2 (figure VI.22.a).

§ Chute des tensions de deux phases L1 et L2 (Figure VI.22.c).

#### b) Tops logiques (Figure VI.23) :

§ Démarrage général de la protection de distance et de L1, L2.

§ Démarrage général en avale.

§ Déclenchement instantané générale de L1 et L2.

§ Déclenchement instantané générale de la protection.

Le déroulement de l'événement est donné sur le tableau suivant :

Numéro	Message	Valeur	Date et heure
00301	Défaut réseau	93 - VENANT	15.03.2014 19:31:01.875
00302	Cas de défaut	100 - VENANT	15.03.2014 19:31:01.875
03685	Prot. dist.: démarrage phases L1-L2	VENANT	1 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	VENANT	1 ms
03805	Prot. dist.: décl. triphasé	VENANT	1 ms
00536	Déclenchement définitif	VENANT	1 ms
00533	Courant de défaut primaire IL1	0,97 kA	3 ms
00534	Courant de défaut primaire IL2	0,98 kA	3 ms
00535	Courant de défaut primaire IL3	0,01 kA	3 ms
	DECL TRI	VENANT	5 ms
	DECL DEFIN	VENANT	5 ms
03671	Prot. dist.: démarrage général	PARTANT	93 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	PARTANT	93 ms
01126	Boucle de mesure L1-L2	VENANT	58 ms
01117	Résistance déf. calc. Ohm sec.	2,30 Ohm	58 ms
01118	Réactance déf. calc. Ohm secondaire	8,54 Ohm	58 ms
01114	Résistance déf. calc. Ohm primaire	4,21 Ohm	58 ms
01115	Réactance déf. calc. Ohm primaire	15,64 Ohm	58 ms

Tableau V.2 - Signalisations d'événement après l'accélération de stade.

Par l'activation de l'accélération de stade, le temps de DECL TRI (déclenchement tri) est ramené de 299 ms (Tableau V.1) à 5 ms (Tableau V.2), malgré que le défaut soit situé dans la zone 2 ; Ce qu'est très satisfaisant en comparaison avec le temps théorique (Zone 1 : 0s et Zone 2 : 0,3s)

## V.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages protections activés aux relais de protection des lignes HTB : relais de distance sur un travée ligne EOD-TOG kV et confirmé par la méthode de calcul de GRTE.

Après la réalisation des essais pratique, on constate que l'utilisation de la mise en concurrence de deux protections numériques, dans le système de protection offre plusieurs avantages par rapport à l'utilisation d'une seule technologie. Ces avantages peuvent être résumés comme suit :

1. détection rapide.
2. Fiabilité meilleur.
3. Accès confortable à la programmation



*Conclusion générale*

## CONCLUSION GENERALE

Afin de limiter les dégâts que peuvent causer les défauts survenus sur un réseau électrique et d'éviter les répercussions que le maintien d'un défaut aurait sur le fonctionnement général du réseau (en particulier la stabilité), il est indispensable de mettre hors tension le plus rapidement possible l'élément du réseau (ligne, transformateur ou générateurs...) en défaut. Cette opération est confiée aux systèmes de protection.

Nous avons présenté essentiellement dans notre travail:

a, Les éléments du système de protection qui est constitué de trois principaux composants à savoir: Les appareils de la protection (relais de protection)

Les Disjoncteurs (Circuit Breakers) et Transformateurs de tension et de courant TC, TT.

b, Protections des lignes HTB: Protection principale de distance, Protection défaillance disjoncteur.

c, Le calcul des valeurs des réglages des Protections des lignes HTB, Calcul des réglages pour les différents défauts, Choix des technologies.

Après la réalisation des essais pratiques on a constaté que l'utilisation de deux technologies dans le système de protection offre plusieurs avantages par rapport à l'utilisation d'une seule technologie. Ces avantages peuvent être résumés comme suit :

\* Temps d'éliminations de défaut très courts

\* Détection rapide,

\* Couverture de la totalité des zones d'une manière redondante.

\* Comme perspectives, il est utile de compléter l'étude des protections utilisées dans les installations de transport de l'électricité pour les lignes HTB.

## Liste des figures

### Chapitre I: Généralité sur les réseaux électriques

Figure.I.1- Le réseau électrique .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure I.2 – Niveaux de tension normalisés .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure.I.3 - Topologie des réseaux.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure.I.4 - Exemple d'une partie d'un réseau de transport.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure I.5- schéma de description des réseaux électriques.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

### Chapitre II: Généralité sur les systèmes de protection

Figure II.1-les zone de protection.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II.2 : les éléments de protection des postes blindés .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II.3 : La protection directionnelle .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure.II.4 Schéma de principe de la protection.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II.5 : Disjoncteur à air comprimé .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II.6- Ampoule à vide pour disjoncteur à moyenne tension.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II.7 : Disjoncteur gaz sf6 .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II .8 - Schéma de principe de la protection.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II .9 transformateurs de tension .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II.10- transformateur de courant .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II .11- la différente situation pour connecter le Tc avec le réseau.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II .12- relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

Figure II.13 : principe de disjoncteur de défiance

.....**Erreur ! Signet non défini.**

### **Chapitre III: Les défauts dans les réseaux électriques**

Figure III.1 - Différents ty pes de défauts.....**Erreur ! Signet non défini.**

Figure III.2 - Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés**Erreur ! Signet non défini.**

Figure III .3 - Circuit équivalent des séquences .....**Erreur ! Signet non défini.**

Figure III .4- Impédance homopolaire des transformateurs.....**Erreur ! Signet non défini.**

Figure III .5- Défaut triphasé symétrique Impédance homopolairedestransformateur.....**Erreur ! Signet non défini.1**

Figure III .6- Défaut biphasé isolé .....**Erreur ! Signet non défini.1**

Figure III .7- Défaut biphasé terre .....**Erreur ! Signet non défini.2**

Figure III .8- Défaut entre phase et la terre .....**Erreur ! Signet non défini.3**

Figure III 9- Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ( $Z_h \neq 0$ ) .....**Erreur ! Signet non défini.4**

### **Chapitre IV: Protection des lignes de transporte**

Figure IV.1 - Principe de base du fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.2 - Schéma du principe de la sélection des zones de mesure..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.3. Les zones de réglage de protection..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.4 Les zones de réglage de protection..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.5 Les zones de réglage de protection..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.6 Les zones de réglage de protection..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.7 Les zones de réglage de protection..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV.8 Les zones de réglage de protection.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV.9. Les zones de réglage de protection.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV.10.le dispositif de protection différentielle de la ligne.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV.11.le protection différentielle avec file de pilote .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

## Chapitre V: Calcule du paln de pretection ligne 220 kv Hassi Messaoud

Figure V.1 : Schéma bloc de travée Ligne 60 kV.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.2- Schéma bloc de Travée Ligne longue 220 kV .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.3- SIPROTEC 4 7SA522 protection de relais de distance.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.4- 'interface de SIPROTEC 4 7SA522.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.6- Menu principal de DIGSI .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.7- schéma unifilaire des lignes Hassi Messaoud.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.8- Schéma unifilaire des lignes EOD-TOG .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.9- protection principal 1 et accélération de deuxième stade.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.10- protection principal 2.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.11- Schémas de réalisation des protections du premier essai .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.12- Matériels utilisés .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.14- Les courants dans les trois phases de la ligne .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.15- localisation de défaut lors d'un court-circuit .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.16- Les tensions simples des trois phases de la ligne.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.17- Les courants dans les trois phases de la ligne .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.18- Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément) ..	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.19- Localisation de défaut lors du défaut biphasé isolé.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure VI.21 - Les Tops logiques de la 7SA avant l'accélération de stade.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.22 - Perturbographie de PP1 'RL 67', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut,	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure V.23. - Les Tops logiques de la RL 67 après accélérations de stade .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>





# *Sommaire*

**Sommaire**

Introduction générale .....1

**Chapitre I: Généralité sur les réseaux électriques**

I.1 Introduction.....2  
I.2 Généralités sur les réseaux électriques.....2  
I.3. Les niveaux de tensions des réseaux.....3  
I.4. Topologie des réseaux .....3  
I.5. Description des réseaux électriques.....3  
    I.5.1.Le réseau de transport THT.....3  
    I.5.2.Le réseau de répartition HT.....5  
    I.5.3.Le réseau de distribution MT.....5  
    I.5.4.Le réseau de livraison BT.....6  
I.6. Les postes électriques .....6  
I.7. Conclusion : .....7

**Chapitre II: Généralité sur les systèmes de protection**

II .1 Introduction .....8  
II.2 Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection : .....8  
    II.2 .1 Zone de protection : .....8  
    II.2 .2 La Position du système de protection .....9  
    II.2.3 Le signal de défauts (Relaying Signal) : .....10  
    II.2.5 La protection principale et la protection de secours:.....11  
    II.2.6 La protection directionnelle.....11  
II.3 Elément du système de protection.....12  
    II.3.1 Le disjoncteur de haute tension.....12

**II.3.2 Relais.....16**  
**II.3.3 Réducteurs de mesure (TC et TT) .....17**  
    **II.3.3.1 les transformateurs de tension : .....17**  
    **II.3.3.2 Transformateur du courant (CT) : .....17**  
    **II.3.3.3 place de construction transformatrice du courant: .....18**  
**II.4 relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur .....19**  
**II.5 Cas de défiance du disjoncteur.....20**  
**II.6- Conditions imposées aux systèmes de protection: .....20**  
**II.7 Conclusion : .....21**

**Chapitre III: Les défauts dans les réseaux électriques**

**III.1 Introduction.....22**  
**III.2 Caractéristiques des défauts .....22**  
    **III.2.1 Forme ou types des défauts .....22**  
    **III.2.2 Durée des courts-circuits .....23**  
    **III.2.3 Intensité du courant de court- circuit .....23**  
**III.3 Calcul du courant de court-circuit .....23**  
    **III.3.1 Méthode pour le calcul des courants de court-circuit .....23**  
    **III.3.2 Théorie des composantes symétriques .....24**  
        **III.3.2.1 Circuit équivalent des séquences .....26**  
        **III.3.2.3 Valeurs des impédances des éléments du réseau .....26**  
**III. 4 Calcul des niveaux de défaut.....29**  
    **III.4.1 Défaut triphasé symétrique .....29**  
    **III.4.2 Défaut biphasé isolé .....29**  
    **III.4.3 Défaut biphasé terre .....30**  
    **III.4.4 Défaut entre phase et la terre .....31**  
    **III.4.5 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance.....32**  
**III.5 Conclusion .....33**

## Chapitre IV: Protection des lignes de transporte

IV.1 Introduction.....	34
IV.2 Généralités sur la détection des défauts.....	34
IV.3 Les anomalies dans un réseau électrique:.....	35
IV.3.1 Les courts-circuits:.....	35
IV.3.2 Les surtensions:.....	35
IV.3.3 Les surcharges: .....	35
IV.3.4 Les oscillations: .....	35
IV.3.5 Les déséquilibres:.....	36
IV.4 Philosophie de protection dans les réseaux nationaux .....	36
IV.5. La protection de ligne HTB.....	37
IV.5.1 la protection principale de distance.....	38
▪ Technique de réglage de relais de distance.....	39
IV.5.2 La vérification de synchronisation .....	44
IV.5.3 dispositif de reenclenchement automatique [30]:.....	44
IV.5.4 protection de secoure des lignes.....	45
IV.5.5 protection défaillance disjoncteur .....	46
IV.5.6 dispositif de localisation de défaut :.....	46
IV.5.7 La protection différentielle des lignes.....	47
IV.6 Conclusion : .....	48

## Chapitre V: Calcule du paln de pretection ligne 220 kv Hassi Messaoud

V.1 Introduction .....	51
V.2 Protection de travée ligne HTB .....	51
V.3. Protection principale de ligne HTB.....	52
V.3.1 protection de distance.....	52
V.3.2 Description générale de la protection de distance .....	53

V. 3. 2 .1 Types de relais .....	53
V. 3. 1 .2 Protection de distance 7SA6 .....	53
V. 3. 3 Principes de base des paramètres de protection de distance.....	57
V.3.3.1 Critères de réglage pour la protection principal PP1et PP2 .....	58
V.3.3.2 Le calcule numérique pour PP1 et PP2.....	65
V. 3. 4 Essais de relais de la protection de distance sur une travée ligne 220 kV: .....	69
V. 3. 4 .1 EssaiN°1.....	69
V. 3. 4 .2 Essai N°2.....	74
V.4 Conclusion.....	79
Conclusion générale.....	80



# *Bibliographie*

## Références Bibliographiques

- [1] P. Bornard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement", Techniques de l'Ingénieur, traite Génie Electrique D 4 090, 1993.
- [2] " Description physique du réseau ",Référentiel technique NOPRES\_46E,EDF, 2005.
- [3] M. Eremia, J. Treca, A. Germond, " Réseaux électriques, aspects actuels", Editura Tehnica, Bucarest, Roumanie, 2000.
- [4] J.A Lopes, "Integration of dispersed generation on distribution networks impact studies". In IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, volume 1, pages 323-328, 2002.
- [5] Electric Transmission and Distribution Reference", Westinghouse Electric Corporation, Book, 4th éd. ,East Pittsburgh, Pa., 1964.
- [6] M.MOHMED DJILANI, «Power System Protection» Volume 1, Direction de la Production et du Transport d'Electricité , février 2009
- [7] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [8] « Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique » Volume 1, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [9] B. M Weed y , "Electric Power Sy stems", 3rd éd., John Wile y & Sons Ltd., London, 1979.
- [10] C. CLAUDE & D. PIERRE,« Protection des Réseaux de Transport et de Répartition» Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [11] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.

[12] S. Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, « SF6 Generator Circuit Breaker Modeling » International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.

[13] H. BENCHIKH EL HOCINE, « Protection Etage MT », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Décembre 2009.

[14] S. MEDJMADJ & A. BPUKHALFA, « Surveillance des Transformateurs de Puissance:

Approche de la Redondance Matérielle et Quelques Extensions », 4th International Conference on Electrical Engineering 07 - 08 november 2006.

[15] Z. GAJIC, I. IVANKOVIC & B. FILIPOVIC, « Differential Protection Issues for Combined

Autotransformer - Phase Shifting Transformer », IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, april 2004.

[15] B. Raison, " Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques (Cours pour une formation destiné à l'ADEME) " Serviced'Electrotechnique – Faculté

Poly technique de Mons, 5/7/2001.

[16] M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid,

"Distributed Generation as a means to increase system robustness". Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.

[17] R.C. Dugan and T.E. McDermott, "Distributed generation. IEEE Industry Applications", Magazine, 8(2):19-25, 2002.

[18] "Report on RenewableEnergies" . Rapport ETSO, Bruxelles, Décembre 2003.

[19] G. Koeppel, "Distributed generation", Literature and current state review, Swiss Federal Institute ofTechnologyZurich, EEH - Power Systems Laboratory , 2003.

[20] N.R. "Friedman. Distributed energy resources interconnection systems",Technology review and reserach needs. Technical Report NREL/SR-560-32459, National Renewable Energy Laboratory , 2002.

[21] N. Jenkins et al, "Embedded generation" . IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.

[22] D. Labed, "Production Décentralisée et couplage au réseau",Seconde Conférence Internationale sur le génie électrique CIGE 2006 Bechar.

[23] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas. Dispersed generation impact on distribution networks. IEEE Computer Applications in Power, 12(2):22-28, 1999.

[24] Site Internet d'EDF Distribution : [electricite/Laviedureseau/Lesouvrages.html](http://www.edfdistribution.fr/60013i/LedistributeurEDF/Ladistributiond).

<http://www.edfdistribution.fr/60013i/LedistributeurEDF/Ladistributiond>

[25] P.P. Barker and R.W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems., IEEE Power Engineering Society Summer Meeting,2000, vol.3,pp1645-1656.

[26] D.Labed, "Contraintes Techniques liées au Raccordement de Production Décentralisée au Réseau", CNESOL Bejaia – Algérie 2006.

[27] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects", In IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia Pacific, volume 2, pages 1357{1362, 2002.

[28] S.Varming, C. Gaardestruo, J.E. Nielsen, . "Review of Technical Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks",deliverable D1.1 of ENK5-CT-2001-00557 SUSTELNET Projet Européen.

[29] J.G. Slootweg, W.L. Kling, "Impacts of distributed generation on power system transient stability", 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, US, July 2002.

[30] A.R. Bergen and V. Vittal, "Power systems analysis", Prentice Hall,2<sup>nd</sup> edition, 2000. ISBN 0-13-691990-1.

[31] "Electric Transmission and Distribution Reference", Westinghouse Electric Corporation, Book, 4th éd. ,East Pittsburgh, Pa., 1964.

[32] R. L Sullivan "Power Sy stem Planning",1977, McGraw-Hill;