

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

702



**Mémoire de fin d'étude
pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

Domaine : **Sciences et Techniques**
Filière : **Electrotechnique**
Spécialité : **Protection et contrôle des réseaux
électriques**



Les relais électromagnétiques de protection constitution et application

Présenté par : - Benkirat Abdel karim.
- Sellami Chérif .

Sous la direction de : M. Beloucif Faycal.

JUIN 2011

Remerciement

Je remercie dieu qui m'a donnée le courage et la volonté pour terminer ce mémoire.

Je présente mes remerciements pour tous mes enseignants pour leurs contributions scientifiques durant ma formation, et à mon encadreur

M' BELOUCIF FAYCEL

Qui m'a dirigé avec volante et qui n'a pas cessé de m'encourager.

Enfin je tiens à remercier tous ceux qui ma aidés de prés ou de loin à réaliser ce modeste travail.



Table des matières

<i>Introduction générale.....</i>	<i>01</i>
<i>Chapitre 1 : défaut dans les réseaux électriques</i>	
1 Introduction.....	03
1.1 Les perturbations dans les réseaux électriques.....	04
1.1.1 Généralités.....	04
1.1.2 Des causes de dérangements affectent les lignes.....	04
1.2 Caractères et conséquences des défauts.....	05
1.3 Défauts.....	06
1.3.1 Conséquences.....	06
1.4 Type des perturbations.....	08
1.4.1 Creux de tensions et coupure.....	08
1.4.2 Variations et fluctuations de tension.....	08
1.4.3 Déséquilibre du système triphasé.....	09
1.4.4 Les surtensions.....	09
1.4.4.1 Origine des surtensions.....	09
1.4.4.2 Protection contre les surtensions.....	10
1.4.4.2.1 Protection contre les défauts d'isolement.....	10
1.4.4.2.2 Protection contre les surtensions d'origine atmosphériques.....	10
1.4.4.2.3 Protection contre les surtensions de manœuvre.....	10
1.4.5 Les surintensités.....	10
1.4.5.1 Origine des surintensités.....	11
1.4.5.1.1 Courant de surcharge.....	11

1.4.5.1.2 Courant de court-circuit.....	11
1.4.5.1.3 Courant de défaut d'isolement.....	11
1.4.5.1.4 Protection contre les surintensités.....	13

Chapitre 2 : Appareillages électrique de protection

2. définition.....	14
2.1 Classifications.....	14
2.1.1 Classification par fonction.....	15
2.1.1.1 Coupe-circuit à fusibles.....	15
2.1.1.3 Disjoncteurs.....	15
2.2 Classification par technique d'isolement.....	16
2.3 Technique utilisées pour l'isolement et la coupure.....	17
2.3.1 Disjoncteur à huile.....	19
2.3.2 Disjoncteur à air comprimé.....	20
2.3.3 Disjoncteur à pression de SF ₆	21
2.3.5 Caractéristique assignée.....	21
2.4 Classification par tension	21
2.5. Relais.....	22
2.5.1. Définition.....	22
2.5.2. Type de relais (organigramme).....	23
2.5.2.1. Relais électromagnétique.....	23
2.5.2.2. Relais statique	24
2.5.2.3. Relais digital et numérique.....	25

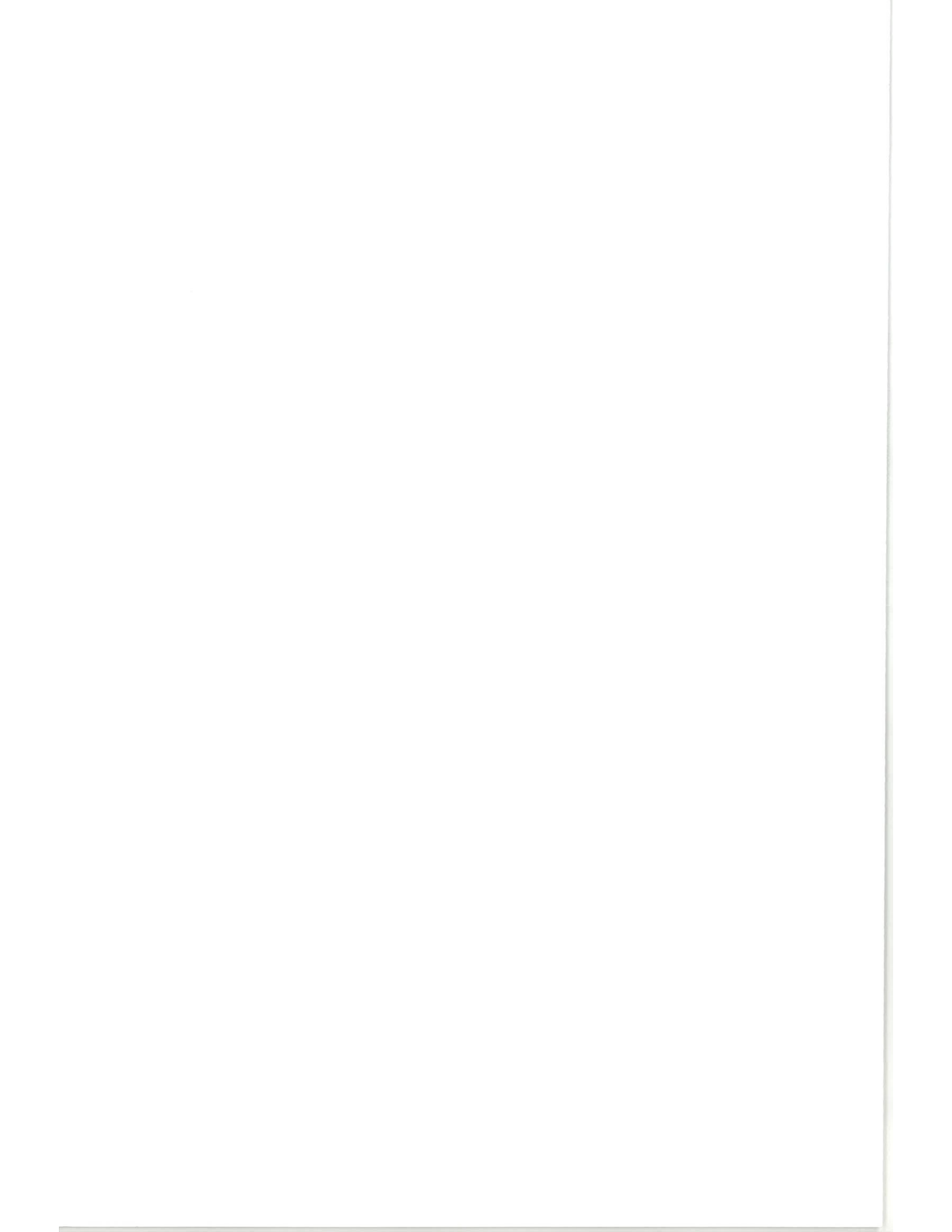
2.6 Principes de fonctionnement des relais de protection.....	26
2.6.1 Relais de mesure.....	26
2.6.1.1 Relais de mesure de courant.....	27
2.6.1.2 Relais de mesure d'impédance	27
2.6.1.3 Relais de mesure de puissance.....	27
2.6.2 Relais directionnels.....	28
2.6.3 Relais différentiel.....	28

Chapitre 3 : Relais électromagnétiques constitution et fonctionnement

3 1 Définition de relais.....	30
3.2. Classification et fonction des relais.....	31
3.2.1. Construction.....	32
3.2.2. Signal effarant.....	32
3.2.3. Fonction.....	32
3.3. Relais électromécanique.....	33
3.3.1. Relais d'attraction.....	33
3.3.1.1. Relais d'armature.....	33
3.3.1.2 Relais de noyau plongeur.....	35
3.3.2. Relais d'enroulements mobiles.....	36
3.3.3. Relais d'induction.....	37
3.3.3.1. Relais de disque.....	39
3.3.3.2. Relais de cylindre.....	41
3.4. Evolution des relais de protection.....	42

Chapitre 4 : Protection à maximum de courant et coordination des relais.

4.1. Critère de coordination des relais de protection	43
4.2. Relais à maximum de courant	43
4.2.1. Protection à temps indépendant.....	45
4.2.2. Protection à temps dépendant.....	46
4.3. I D M T relais standard de surintensité	49
4.3.1. Caractéristique Standard Inverse (SI).....	50
4.3.2. Caractéristique Très Inverse (VI)	50
4.3.3. Caractéristique Extrêmement Inverse (EI).....	51
4.4 Détermination des paramètres des relais.....	52
4.4.1. Méthode des impédances	52
4.4.2. Calcule des impédances équivalentes.....	54
4.4.3. Calcule courant nominal.....	55
4.4.4. Calcul du courant de défaut	56
4.5. Sélection des transformateurs de courant.....	57
4.6. Détermination des arrangements instantanés et de temps de cadran	58
4.7. Le calcule de l'arrangement instantané et de temps de cadran	60
Conclusion générale	64



1. Introduction générale :

1.1. Importance des systèmes de protection :

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale.

En général les systèmes de protection ne peuvent pas empêcher les endommages des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection de quelques endommages qui sont déjà produits.

Le but est d'empêcher le mal au personnel et de minimiser les dommages pour

L'équipement après le maintien de la stabilité du reste du réseau.

En plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection doit priver d'énergie un nombre minimal possible de consommateurs.

Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivités, dont le résultat est une continuité de service maximale avec le minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible. Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection doivent être ajustés en coordination entre eux.

1.2. Coordination des relais :

La coordination des relais de protection est la détermination des paramètres de

Fonctionnement (Relay Setting) du système de protection pour avoir un fonctionnement coordonné des protections. Si un défaut se produit sur une ligne de transmission, il doit être

détecté par les relais situés aux extrémités de cette ligne (connus comme relais primaires), ces relais à leurs tours commandent leurs disjoncteurs associés pour éliminer le défaut.

Si le relais primaire ou le disjoncteur associé ne fonctionne pas, le défaut doit être éliminé par les relais secours (Relais Backup) et les disjoncteurs des lignes adjacentes.

Puisque, généralement les relais secours éliminent et mettent hors service une plus grande partie du réseau, ils doivent fonctionner plus lentement pour garder la priorité à la protection primaire.

Durant le processus de coordination, la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau doivent être prises en compte.

Les paramètres de réglage ont besoin d'être recalculés fréquemment pour faire face aux changements des conditions de fonctionnement du réseau.

En effet, après chaque variation dans le réseau, les calculs ont besoin d'être fait rapidement pour rajuster les paramètres de réglage des relais aux nouvelles conditions, d'où le besoin d'un outil efficace pour le calcul de ces paramètres.

A chaque étape le relais placé doit être coordonné avec tous ses relais primaires. Quand ce processus est réalisé sur les boucles ou mailles multiples du réseau, le même relais peut servir comme relais primaire pour certains relais et comme relais secours pour d'autres relais.

Ce problème ne fait que la procédure de coordination est itérative pour les mailles multiples du réseau.

Chapitre 1 :

Défauts dans les réseaux électriques.

1. Introduction :

Les défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle. Le système de protection protège les réseaux contre les effets de ces défauts.

Un défaut est une situation anormale, dans la majorité des cas c'est un court circuit. En général, le système de protection ne peut pas éviter.

Les endommages au réseau, il fonctionne après que quelques dégâts ont déjà été produits.

Le but du système de protection est de protéger les personnes et de limiter les dégâts d'équipements en isolant l'ouvrage en défaut du reste du réseau avec un grand degré de fiabilité et de rapidité.

Quand un défaut a lieu, le système de protection doit détecter le défaut et l'éliminer le plus vite possible en isolant uniquement si c'est possible l'élément en défaut ou un ensemble minimal d'éléments, c'est la propriété de sélectivité d'un système de protection.

Ce chapitre est consacré pour la définition des défauts dans les réseaux électriques ainsi que leurs conséquences, les relais de protections et leurs rôles, les concepts de bases d'un système de protection et les critères de coordination des relais à maximum de courant et des relais à distance.

1.1. Les perturbations dans les réseaux électriques :

1.1.1. Généralités :

Les défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle.

Le système de protection protège les réseaux contre les effets de ces défauts.

Un défaut est une situation anormale, dans la majorité des cas c'est un court circuit. En général, le système de protection ne peut pas éviter les endommagements au réseau, il fonctionne après que quelques dégâts ont déjà été produits.

1.1.2. Des causes de dérangements affectent les lignes :

- Les perforations des isolants causées par leur vieillissement inévitable
- Les influences telles que coupe de foudre, surtension lors de manœuvres de couplage, rebondissements des conducteurs brusquement, délestés de leur charge de givre et de glace.
- La destruction mécanique des lignes aériennes et des câbles.
- La rupture d'un conducteur avec ou sans mise à la terre.
- Les défaillances humaines telles que l'ouverture d'un sectionneur sous charge ou d'un enclenchement en opposition de phase.

1.2. Caractères et conséquences des défauts :

Les défauts qui se manifestent sur les réseaux sont classés suivant leurs lieux d'apparition dans le réseau, leurs durées et la difficulté de leur élimination.

On distingue :

- Par leur emplacement ; les défauts qui affectent, en aval, les disjoncteurs protégeant les départ MT et les défauts qui affectent la partie HT/MT en amont des disjoncteurs.
- Suivent leur durée et la difficulté de leur élimination ; les défauts fugitifs qui nécessitent, pour disparaître une coupure très brève de l'ordre de 0.1 sec ; les défauts auto extincteurs, qui sont des défauts qui disparaissent en des temps très courtes généralement inférieur à 50 ms, sans provoquer le déclenchement du disjoncteur ; les défauts semi permanents, (quelque dizaines de seconde) du réseau d'alimentation et les défauts permanents qui provoquent le déclenchement définitif du disjoncteur et nécessitent l'intervention du personnel.

D'une manière générale, les défauts peuvent avoir plusieurs sortes de conséquences.

- **Echauffement** : les courants de court-circuit provoquent des variations brusques de la tension ; non seulement sur l'élément avarié mais aussi sur les lignes du réseau avoisinant.
- **Efforts électrodynamiques** : le matériel qui supporte de courant de court-circuit très intense est soumis à des efforts électrodynamiques importants ; en particulier les jeux de barres, les supports d'isolateurs et les enroulements des transformateurs, pouvant

être déformés si leur rigidité mécanique ne présente pas la garantie nécessaire, est en fin de compte carbonisés ou endommagés.

- **Destructions provoquées par les arcs :** le contournement par les arcs des chaînes d'isolateurs peuvent entraîner la destruction de celle-ci, l'arc peut fondre les de contact qui sont constituée de cuivre et plomb.

1.3 Défauts :

Les défauts sont définis comme étant des évènements qui contribuent à la violation des limites de conception des composants du réseau électrique du point de vue isolants, isolation galvanique, niveau de tension et de courant etc.

Le court circuit est défini comme étant une connexion anormale (relativement de basse impédance) entre deux points de potentiels différents, produite accidentellement

Ou intentionnellement. Le terme défaut ou court circuit est souvent utilisé pour décrire un court circuit.

1.3.1. Conséquences :

Les conséquences d'un défaut peuvent être divisées en deux parties, une partie

Provoquée par le déclenchement du défaut (par exemple panne d'isolation) et une partie qui dépend de la durée du défaut.

Les conséquences initiales (de la première partie) ne peuvent pas être réduites par une détection rapide de défaut, tandis que celles dues à la durée du défaut

Peuvent l'être. Ces conséquences sont généralement :

— Au point de défaut

- Détérioration des isolants ;
- Fusion des conducteurs ;
- Incendie et danger pour les personnes ;

— Pour le circuit défectueux :

Les efforts électrodynamiques :

- Déformation des jeux de barres,
- Arrachement des câbles.
- Sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;

- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou des réseaux situés à Proximité :

Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes, la mise hors service d'une partie du réseau plus ou moins grande, suivant son schéma et la sélectivité de ses protections, l'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines.

Les perturbations dans les circuits de contrôle-commande.

Les échauffements et les efforts électrodynamiques affectent plus la tenue et la durée de vie du matériel lorsqu'ils sont importants et maintenus, les interrompre rapidement évite le vieillissement rapide du matériel.

Donc, plus le défaut ne peut être éliminé rapidement, moins sont les conséquences.

1.4. Type des perturbations :

On distingue quelques types principaux de perturbations, pouvant induire dans les équipements. Ces perturbations ont pour effet l'apparition, sur les réseaux, selon leur nature.

1.4.1. Creux de tension et coupure :

Un creux de tension est une baisse de tension en un point d'un réseau d'énergie électrique à une valeur comprise par convention entre 90% et 10% d'une tension de référence suivie d'un rétablissement de la tension après un court cap de temps. Mais les coupures sont un cas particulier de creux de tension, elles sont caractérisées par une profondeur supérieure 90%, pendant une durée aussi inférieure à 3 minutes

Ces creux de tension et coupures sont principalement causés par les phénomènes conduisant à des courant élevés des défauts sur le réseau de transport haute tension, ou sur l'installation elle-même, et aussi commutation de charges de puissance importante.

1.4.2. Variations et fluctuations de tension :

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace autour d'une valeur dite tension nominale.

Les variations lentes de tension sont causées par la variation lente des charges connectées au réseau.

Les variations rapides dites aussi fluctuation de tension sont principalement dues à des charges généralement industrielles rapidement variables (fours à arc, machine à souder....etc.).

1.4.3. Déséquilibre du système triphasé :

Les déséquilibres du système triphasé s'observent lorsque les trois tensions ne sont égales en amplitude et/ou déphasées de 120° les unes par rapport aux autres.

Le déséquilibre du système triphasé de tension est essentiellement dû aux charges monophasées ou déséquilibrées raccordées sur le réseau. Les conséquences sont l'augmentation de l'échauffement des machines asynchrones, l'existence de couple inverse conduit à la dégradation prématurée des machines.

1.4.4. Les surtensions :

On qualifie de surtension toute tension fonction du temps entre un conducteur de phase et la terre ou entre deux conducteurs de phase. Dans la ou les valeurs de crête dépassant la valeur de crête admissible à la plus élevée pour le matériel.

1.4.4.1. Origine des surtensions :

On distingue d'abord :

- Les surtensions d'origine externe, dont la cause est extérieure au réseau, essentiellement dues à la foudre.
- Les surtensions d'origine interne, dont la cause réside dans le fonctionnement (correct ou défectueux) de l'un des appareils constituant le réseau.

1.4.4.2. Protection contre les surtensions :

1.4.4.2.1. Protection contre les défauts d'isolement :

Les mesures de protection au niveau du poste de transformation dépend du neutre choisi et peuvent se résumer ainsi ;

- Limitation de la résistance de la prise de neutre.
- Dans les installations IT, on utilise un limiteur de surtension par transformateur MT/BT placé entre le neutre et la prise de terre du neutre.

1.4.4.2.2. Protection contre les surtensions d'origine atmosphériques :

Les surtensions atmosphériques ont pou origine des coups de foudre, soit des lignes aériennes du réseau, soit sur les battements.

Les lignes aériennes sont protégées par des éclateurs ou des parafoudres par contre les battements sont protégés par des paratonnerres.

1.4.4.2.3. Protection contre les surtensions de manœuvre :

D'origine très diverses, selon les appareils de coupure employés, les surtensions de manœuvre sont limitées par l'emploi de matériels modernes.

1.4.5. Les surintensités :

1.4.5.1. Origine des surintensités :

Les surintensités peuvent être produites par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement.

1.4.5.1.1. Courant de surcharge :

Toute augmentation de la puissance absorbée par les appareils d'utilisation au de la puissance nominale, conduit à un courant de surcharge qui peut provoquées par :

- Le branchement sur une canalisation électrique de récepteurs dont la puissance absorbée supérieure à la capacité normale de ses conducteurs.
- Le calage ou la surcharge d'un moteur.

1.4.5.1.2. Courant de défaut d'isolement :

Le courant de défaut peut provenir du passage d'un courant à travers les isolants devenus mauvais. Suivant l'impédance du circuit concerné, ces courants ontrent dans la gamme des surcharges ou des court-circuités.

1.4.5.1.3. Courant de court-circuit :

Le courant de court-circuit est du à une liaison accidentelle entre deux point présentant une différence de potentiel. Il peut endommager le matériel électrique, causé un incident, provoquer brulures aux personnes. A l'origine des court-circuités, on peut citer la rupture d'un conducteur, la chute ou l'isolement d'un outil non isolé dans un circuit à conducteur nu, la détérioration des isolants.

Les courts circuits sont principalement caractérisés par :

— Leurs durées :

- Auto-extincteurs : lorsqu'ils disparaissent d'eux-mêmes ;
- Fugitifs : ils disparaissent après l'ouverture des disjoncteurs de protection et ne reparaissent pas lors de la remise en service ;

De telles composantes peuvent comprendre le courant dérivé d'un condensateur ou capacités parasites dans les câbles et des douilles.

1.4.5.1.4. Protection contre les surintensités :

La protection contre les surintensités consiste à installer un dispositif de protection, à l'origine de l'installation destiné à interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse une valeur donnée :

Cette protection peut agir soit d'une manière instantanée, soit d'une manière temporisée selon la nature de la charge et le degré de défaut.

Chapitre 2

*Appareillages électrique de
protection*

. Introduction :

L'appellation (haute tension) regroupe l'ancienne moyenne tension (HTA) et l'ancienne haute tension (HTB), elle concerne donc les appareils de tension assignée supérieure à 1000 V, en courant alternatif, et supérieure à 1500 V dans le cas de courant continu.

L'appareillage électrique à haut est l'ensemble des appareils électrique qui permettent la mise sous ou hors tension de protections d'un réseau électrique.

L'appareillage électrique est un élément essentiel qui permet d'obtenir la protection et une exploitation sûre et sans interruption d'un réseau. Ce type de matériel est très important dans la mesure où de multiples activités nécessitent de disposer d'une alimentation en électricité qui soit permanente et de qualité.

L'appareillage électrique à haute tension a été créé au début pour la manœuvre de motrices et autres machines électriques. Il n'a cessé de se développer, l'appareillage est actuellement utilisé dans toute gamme des hautes tensions, jusqu'à 1 100KV.

1. Classifications :

L'appareillage électrique peut être classé en plusieurs catégories selon sa fonction, sa tension, sa destination, son installation et son type d'isolement.

2.1 Classification par fonction :

2.1.1. Coupe-circuit à fusibles :

Les fusibles permettent d'interrompre automatiquement un circuit parcouru par une surintensité pendant un intervalle de temps donné. L'interruption du courant est obtenue par la fusion d'un conducteur métallique calibré.

Ils sont surtout utilisés pour la protection contre les court-circuit dont ils limitent la valeur crête du courant de défaut.

En régime triphasé, ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut, ce qui peut présenter un danger pour le matériel et le personnel. Pour pallier cet inconvénient, les fusibles peuvent être associés à des interrupteurs ou à des contacteurs avec lesquels ils constituent des combinés capables d'assurer la protection en cas de surcharge du réseau ou de court-circuit. On les rencontre en HTA uniquement.

2.1.2 Disjoncteurs :

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa Tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

Un disjoncteur à haut tension est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protégé) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter
Ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un
court-circuit.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel d'un réseau à haute tension, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc d'éviter que le matériel connecté sur le réseau soit endommagé par ce court-circuit.

Dans leur configuration actuelle, les disjoncteurs peuvent être équipés d'appareils électroniques permettant à tout moment de connaître leur état (usure, pression de gaz pour la coupure, etc.) et éventuellement de détecter des défauts par des dérives de caractéristiques, ce qui permet à l'exploitant de programmer les opérations de maintenance et de prévenir les risques de défaillance.

Pour la manœuvre des longues lignes, les disjoncteurs sont généralement équipés de résistances de fermeture pour la limitation des surtensions. Ils peuvent aussi être équipés de dispositifs de synchronisation à la fermeture et/ou à l'ouverture pour limiter les surtensions ou les courants d'appels à la manœuvre de lignes, de transformateurs à vide, de réactances shunt et batteries de condensateurs.

2.2. Classification par technique d'isolement :

Selon la technique d'isolement retenue, trois types de matériels sont distinguée :

- Le matériel à isolement dans l'air, ou conventionnel, dont l'isolement externe est fait dans l'air.
- Le matériel sous enveloppe métallique ou blindé, dont l'isolement est fait dans le SF6.
Il est muni d'une enveloppe métallique, reliée à la terre, ce qui permet d'éviter tout contact accidentel avec les pièces sous tension. Une cellule isolée au SF6 comprend les différents organes nécessaires au fonctionnement du poste : disjoncteur, jeu de barres, sectionneur de jeu de barres, sectionneur de terre, transformateur de courant, transformateur de tension(ou transformateur de potentiel) et parfois parafoudre.
- Le matériel hybride qui comprend de l'appareillage à isolement dans l'air et à isolement dans le SF6. Un exemple typique est une cellule comprenant un disjoncteur et des sectionneurs sous enveloppes métalliques, combinées avec une mise à la terre extérieure et des traversées aériennes pour le raccordement aux lignes. Ces appareils seront appelés : ensembles d'appareillages compacts.

On rappelle, qu'un poste électrique se compose d'appareillages électriques mais aussi éventuellement d'autres équipements à haute tension : le(s) transformateur(s),

Des parafoudres (au départ vers une ligne, et en protection du transformateur), des câbles haute tension, des dispositifs FACTS, etc., le raccordement aux lignes aériennes des appareillages blindés ou compissent cette fonction.

2.3. Techniques utilisées pour l'isolement et la coupure :

Pour remplir ses fonctions d'isolement et de coupure, plusieurs techniques ont été développées depuis la création des appareils à appareils à haute tension.

Alors que l'isolement des pièces sous tension par rapport à la terre est fait dans l'air et/ou dans le SF6, plusieurs techniques ont été utilisées pour l'isolement entre contacts et pour la coupure par des appareils de connexion (par exemple les disjoncteurs).

Historiquement les milieux utilisés pour la coupure et l'isolement sont :

- L'air à pression atmosphérique (en moyenne tension).
- L'huile.
- L'air comprimé.
- Le SF₆.
- Le vide (on moyonna loncion).

Les appareils électriques à haute tension doivent avoir un niveau d'isolement suffisant afin d'assurer qu'ils soient capables de supporter les surtensions exigées en service, que ce soit par rapport à la terre ou entre les bornes d'entrée et de sortie de l'appareil.

Par ailleurs, les appareils de connexion (par exemple sectionneurs et disjoncteurs) doivent être capables d'établir et d'interrompre le courant dans des conditions fixées par les normes internationales. La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur.

En haute tension est obtenue en séparant des contacts dans un gaz (air, SF₆, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple l'huile ou le vide).

2.3.1. Disjoncteur à huile :

L'huile a été utilisée comme fluide pour la coupure et l'isolement des appareils, notamment pour les disjoncteurs à huile tension.

Lorsqu'un arc est amorcé dans l'huile, plusieurs types de gaz sont produits tels que l'hydrogène et l'acétylène. L'évaporation de l'huile permet de générer un soufflage de l'arc qui va le refroidir et provoquer la coupure du courant.

Les premiers disjoncteurs à huile avaient de gros volumes d'huile avec deux éléments de coupure en série dans une cuve métallique.

Ils ont été remplacés par des appareils à faible volume d'huile qui sont plus économiques et présentent moins de risques d'explosion en cas d'échec de la coupure.

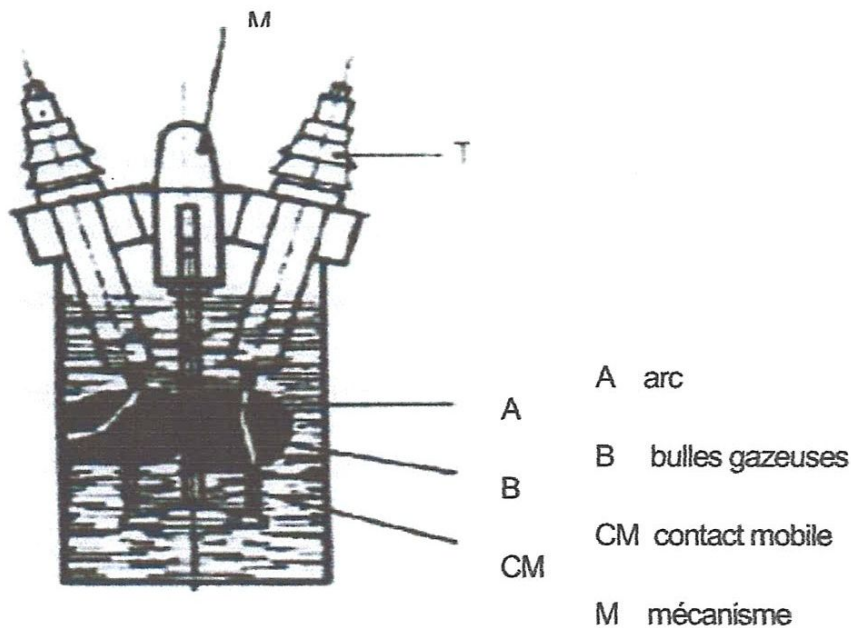


Figure 2.1 : Disjoncteur à huile.

2.3.2. Disjoncteur à air comprimé :



Figure 2.2. Disjoncteur schématique de divers types d'appareils à air comprimé .

Les disjoncteurs à air comprimé ont supplanté les disjoncteurs à l'huile dans le domaine des hautes performances grâce à la haute rigidité diélectrique et aux bonnes propriétés thermiques du fluide utilisé. L'air comprimé sous une pression de 20 à 35 bars est évacué à l'intérieur de buses pour permettre d'obtenir un refroidissement efficace de l'arc.

Les disjoncteurs à air comprimé ont eu pendant longtemps le monopole des très hautes performances : pouvoir de coupure jusqu'à 100 KA, durée de coupure réduite, faible niveau de surtension grâce à l'utilisation de résistances pour la fermeture. Ces disjoncteurs nécessitent cependant une maintenance périodique, en particulier celle des compresseurs.

La technique à air comprimé est toujours la seule utilisée pour les disjoncteurs de générateurs à pouvoir de coupure très élevée (275 KA sous 36 KA).

2.3.3. Disjoncteur à pression de SF6 :

La technique de coupure dans SF6 a été développée en haute tension, elle a donné lieu aux premières applications en 245 KV, puis elle s'est imposée et devenue la technique utilisée pour tous les nouveaux développements en haute tension.

2.3.4. Caractéristique assignées :

Les caractéristiques applicables à l'appareillage de protection. Elle liste les caractéristiques auxquelles une valeur doit être assignée, généralement par le constructeur, pour des conditions spécifiées de fonctionnement de l'appareillage. Les caractéristiques assignées sont principalement :

- La tension.
- Le niveau d'isolement.
- La fréquence.
- Le courant en service continu.
- Le courant de courte durée et la valeur de crête du courant admissible.

2.4. Classification par tension :

La haute tension est, pour les courants alternatifs, toute tension supérieure à 1 KV. Bien que les termes suivants ne soient pas normalisés, ils sont utilisés dans le langage courant :

- La moyenne tension pour la tension supérieure à 1 KV et inférieure ou Égale à 52 KV.
- La haute tension pour les tensions supérieures à 52 KV et inférieures à 362 KV.

- L'extra haute tension pour les tensions supérieures ou égales à 362 KV et inférieures ou égales à 800 KV.
- L'ultra haute tension pour les tensions supérieures à 800 KV.

La tension assignée d'un appareil est la valeur maximale du réseau dans lequel il peut fonctionner. Les valeurs de tension assignées ont été harmonisées entre les normes :

- Moyenne tension : 3,6 _ 4,76 / 7,2 _ 8,25 / 12 _ 15 / 17,5 _ 24 _ 25,8 / 36 _ 38 / 48,3 / 52 KV.

l haute tension : 72,5 _ 100 _ 123 _ 145 _ 170 _ 245 _ 300 _ 362 _ 420 _ 550 _ 800 KV.

2.5. Relais :

2.5.1. Définitions :

Relais :

Un des équipements les plus importants utilisés dans la protection des réseaux

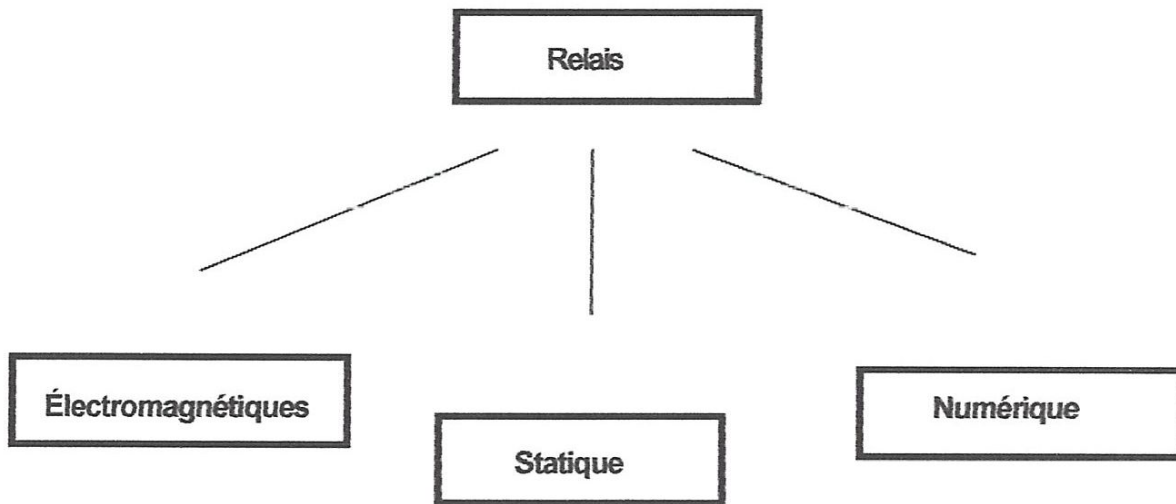
Électriques est le relais de protection. Le relais de protection mesure des grandeurs

D'entrée et les comparent aux seuils de réglage du relais qui définissent à leur tours les caractéristiques de fonctionnement. Il assure donc une opération logique entre

Une information d'entrée et l'information de sortie correspondante. Ces caractéristiques sont différentes suivant le principe du relais utilisé.

2.5.2. Types des relais :

La structure d'un relais de protection dépend largement de la technologie de Réalisation. Ainsi, ils peuvent être de type électromagnétique, statique, digital ou numérique. Selon l'organigramme suivant.



2.5.2.1. Relais électromagnétiques :

Pendant longtemps, les relais ont été exclusivement du type électromécanique, basés sur deux principes simples :

- L'attraction magnétique provoquée par un courant parcourant un solénoïde à noyau de fer.
- Le couple fourni par la réaction des courants induits dans un rotor massif. Les relais électromagnétiques sont simples et spécialisés (contrôle du courant, tension, fréquence, etc.) et ils ont une bonne durée de vie (plus de 25 ans). Mais ils ont une faible précision et exigent

malheureusement une puissance importante pour Fonctionner (plusieurs kVA) ce qui exige un dimensionnement très large des transformateurs de courant.

Ainsi, à l'heure actuelle la technologie électromagnétique tend à disparaître à cause de son coût de fabrication élevé et de ses performances insuffisantes.

Cependant, les relais électromagnétiques ont été largement utilisés et testés que les Relais modernes utilisent leur principe de fonctionnement. D'un autre coté, cette technologie robuste représente un bon choix pour certaines applications et elle est encore utilisée par un grand nombre de réseaux électriques (essentiellement en HT).

2.5.2.2. Relais statique :

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs :

— Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides.

— Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté,

Transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu

Proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil.

— Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un

Relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sure les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs

Circuits analogiques sont affecté par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais.

2.5.2.3. Relais digital et numérique :

Enfin, dans les années 80, la technologie numérique a permis grâce aux progrès

Considérables des microprocesseurs, de réaliser des unités de protection entièrement numériques. Elles sont composées :

- D'un bloc d'adaptation et de filtrage, comparable à celui des relais analogiques ;
- D'un convertisseur analogique numérique qui numérise le signal par échantillonnage ;
- D'un système de traitement comportant un microprocesseur et ses annexes et des Mémoires conservant les logiciels d'exploitation et de traitement ainsi que les données ;
- D'un système de sortie et de communication avec un automate ou un calculateur, les actionneurs placés dans les disjoncteurs sont commandés directement par le système de sortie.

La différence entre un relais digital et numérique réside dans le type de Microprocesseur utilisé. Les relais numériques présentent les mêmes avantages que les relais analogiques. De plus, ils peuvent assurer des fonctions multiples parfois très complexes

et ils sont capables de s'autocontrôler. Mais ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire également. Ces unités à vocation étendue sont :

- Flexibles (le choix des protections se fait par une simple programmation) ;
- Paramétrables (choix de réglages étendu) ;
- Fiables (elles sont équipées d'auto surveillance) ;
- Economiques (leur câblage et leur temps de mise en œuvre sont réduits).

Elles permettent ainsi de réaliser, grâce à des algorithmes performants et à leurs Communications numériques, une véritable conduite des réseaux électriques.

2.6. Principes de fonctionnement des relais de protection :

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesures du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut se produit le courant augmente et la tension baisse.

2.6.1. Relais de mesure :

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions

Élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires

Perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court circuit.

2.6.1.1. Relais de mesure de courant :

Ces relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courant direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

- Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace.

- Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc.

- Valeur instantanée ou temporisée.

2.6.1.2. Relais de mesure d'impédance :

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trios phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques :

Tensions et courants directs, inverses ou homopolaires. Pour étudier ce type de

Relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, X) qui permet de

Représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

2.6.1.3. Relais de mesure de puissance :

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée de différentes manières :

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée ;
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

2.6.2. Relais directionnel :

La généralisation de l'ensemble des protections intégrées et numériques rend

L'utilisation des protections directionnelles simple et peu coûteuse. Ce type de protection apparaît donc aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service.

Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de Protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Dans le cas d'une protection directionnelle de courant, l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens. Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut.

2.6.3. Relais différentiel :

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les

Transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie.

Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la Comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

Chapitre : 3

Relais électromagnétiques

Constitution et Fonctionnement.

3.1. Définition :

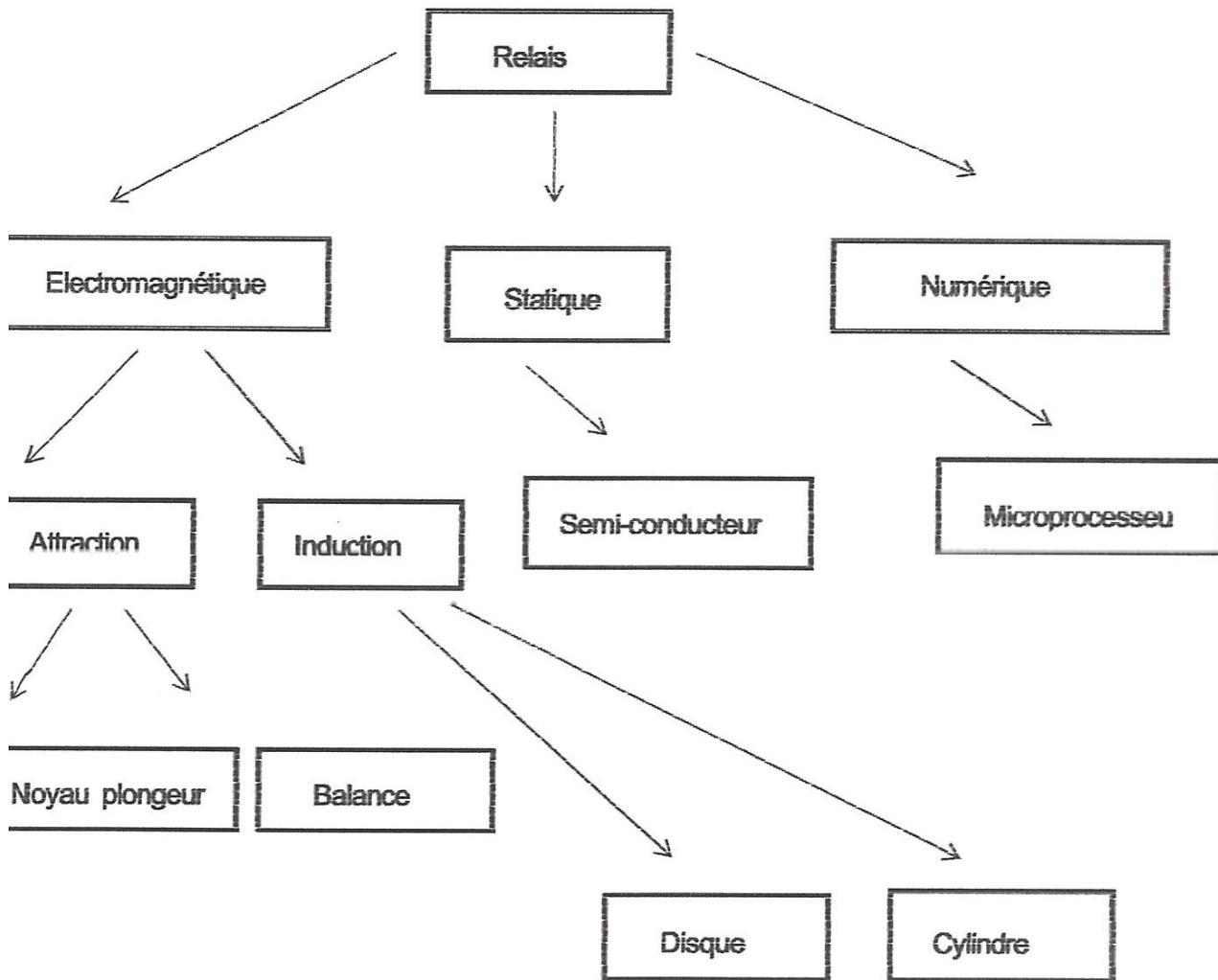
Relais :

L'un d'équipements les plus importants, utilisés dans la protection des réseaux Électriques. Le relais de protection mesure des grandeurs d'entrée et les comparent aux seuils de réglage du relais qui définissent à leur tours les caractéristiques de fonctionnement. Il assure donc une opération logique entre l'information d'entrée et l'information de sortie correspondante. Ces caractéristiques sont différentes suivant le principe du relais utilisé.

Généralement, le fonctionnement du relais est basé sur la comparaison de la grandeur mesurée et la caractéristique de fonctionnement. Quand les seuils de la caractéristique sont dépassés, le relais suppose que ceci est du à des défauts affectant la grandeur mesurée, il délivre alors une commande pour faire fonctionner le disjoncteur associé. Cette opération est souvent dite déclenchement du relais signifiant l'ouverture du disjoncteur.

Comme c'est déjà indiqué, le relais est raccordé à des transformateurs auxiliaires du fait que le signal d'entrée est très faible. Pour couvrir tous les besoins et fournir plusieurs niveaux des grandeurs d'entrée, la majorité des conceptions des relais permettent des connexions multiples aux transformateurs auxiliaires nommées prises de réglage (Tap Setting). Donc derrière le courant ou la tension d'entrée et les valeurs de sorties de déclenchement, le relais possède un nombre de connexions d'entrée/sortie qui sont également très utiles lors de la coordination des relais.

La structure d'un relais de protection dépend largement de la technologie de Réalisation. Ainsi, ils peuvent être de type électromagnétique, statique, digital ou numérique. Selon l'organigramme suivant.



3.2. Classification et fonction des relais :

Un relais de protection est un dispositif qui sent n'importe quel changement du signal qu'il reçoit, habituellement d'une source de courant et ou de tension. Si l'importance du signal entrant est extérieur par valeur préréglée que le relais effectuera une opération spécifique, généralement à fermez vous ou les contacts électriques ouverts pour lancer une certaine autre opération, par exemple déclenchement d'un disjoncteur.

Classification :

Des relais de protection peuvent être classifiés selon leur construction et le signal entrant et fonction.

3.2.1. Construction :

- Électromécanique.
- A semi-conducteurs.
- Microprocesseur.
- Numérique.

3.2.2. Signal :

- Courant.
- Tension.
- Puissance.
- Fréquence.
- La température.
- Pression.
- Vitesse.

3.2.3. Fonction :

- Surintensité directionnelle.
- Distance.
- Surtension.
- Différentiel.
- Puissance renversée.

3.3. Relais électromécanique :

Ces relais sont construits avec les composants électriques, magnétiques et ayant un enroulement fonctionnel et de divers contacts, et sont très fiables ils désignent également sous le nom des relais électromagnétique dus à leurs (composants magnétiques).

Leurs caractéristiques de construction peuvent être classifiées dans trois groupes, comme détaillé ci-dessous.

3.3.1. Relais d'attraction :

Des relais d'attraction peuvent être fournis par courant alternatif et courant continu, et fonctionnent par le mouvement d'un morceau de métal quand il est attiré par le champ magnétique. Produit par un enroulement.

Il ya deux types principaux de relais dans cette classe.

3.3.1.1. Relais d'armature (balance) :

Le relais d'armature, qui est montré sur le schéma (3.1) se compose d'une barre ou d'un plat du métal qui pivote quand il est attiré vers l'enroulement.

L'armature porte la pièce mobile du contact qui est fermée ou ouverte, selon la conception, quand l'armature est attirée à l'enroulement. (Figure : 3.1).

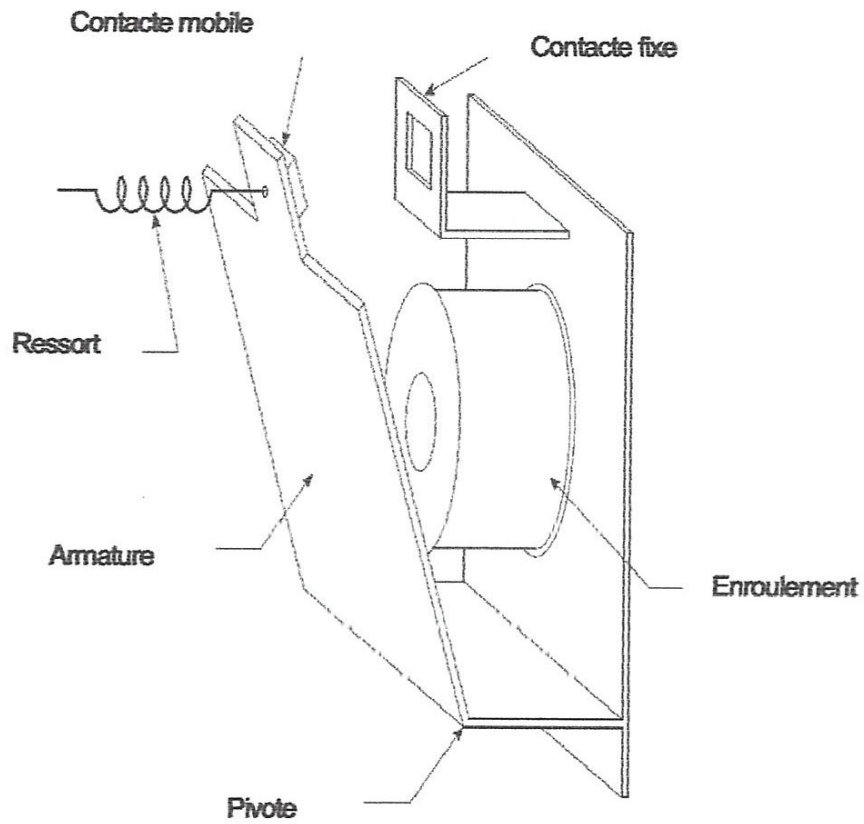


Figure 3.1 : Relais d'attraction de type d'armature.

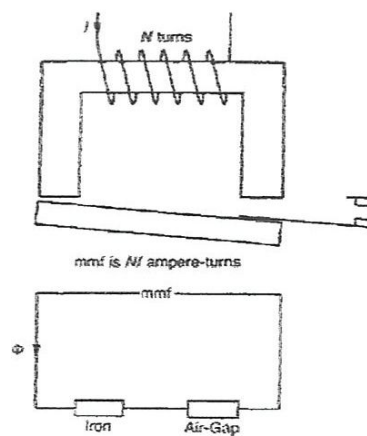


Figure 3.1.1 : Schéma électrique d'un relais d'attraction type d'armature.

3.3.1.2. Relais de noyau plongeur :

Le relais de noyau plongeur ou (solénoïdes) illustré sur le schéma (3.2). Dont lequel une barre est attiré axialement dans le champ du solénoïde. Dans ce cas-ci le piston porte également les contacts fonctionnants.

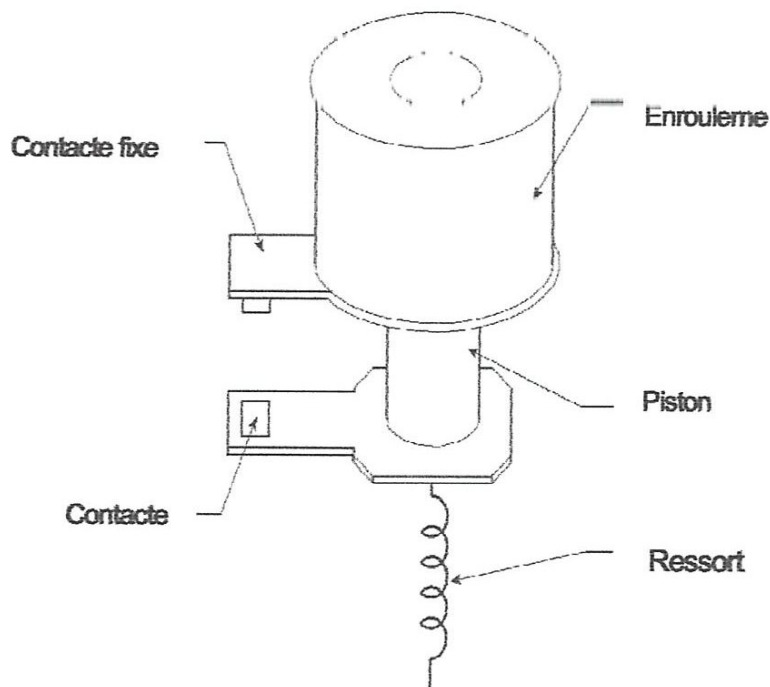


Figure 3.2 : Relais de noyau plongeur (solénoïde).

Il peut montrer que la force de l'attraction est égale à $K_1 \cdot I_2 - K_2$ dépend du nombre de marche du fonctionnement de solénoïde. L'espace d'air est l'efficace secteur et l'hésitation du circuit magnétique, entre autres facteurs « K_2 est force retenant habituellement produite

par un ressort, quand le relais est équilibré. La force résultante est nulle et donc $K_1 \cdot l_2 = K_2$ de sorte qu' $l = (k_1 / K_2) = \text{Constante}$.

Afin de commander la valeur à laquelle le relais démarre pour fonctionner, la tension retenant du ressort ou la résistance du circuit de solénoïde peut être changée. Les relais d'attraction n'ont efficacement aucun délai et pour celui la raison, sont largement répandues quand l'opération instantanée est exigée.

3.3.2. Relais d'enroulements mobiles :

Ce type de relais se compose d'un mouvement tournant avec un petit enroulement suspendu ou pivoté avec la liberté pour tourner entre les pôles d'un aimant permanent.

L'enroulement est retenu par deux ressorts qui servent également de raccords pour porter le courant à l'enroulement, le couple produit dans l'enroulement est donné par :

$$T = B \cdot l \cdot a \cdot N \cdot i$$

T = couple.

B = induction magnétique.

L = longueur de l'enroulement.

a = diamètre de l'enroulement.

N = nombre de spire.

i = courant traversant l'enroulement.

De l'équation ci-dessus on voit clairement que le couple développé est proportionnel au courant. La vitesse du mouvement est commandée par l'action d'atténuation qui est proportionnel au couple.

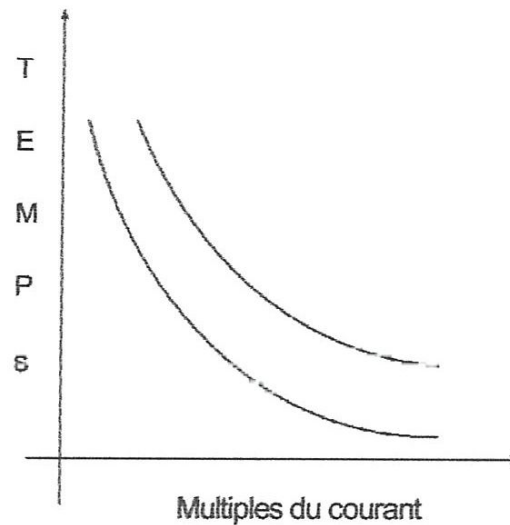


Figure 3.3 : Caractéristique du temps inverse.

3.3.3. Relais d'induction :

Un relais d'induction fonctionne seulement avec le courant alternatif. Il se compose d'un système électromagnétique qui opère un conducteur mobile, généralement sous forme de disque ou tasse, et fonctionne par l'interaction des flux électromagnétiques avec le courant parasite qui sont induits dans le rotor par ces flux.

Ces deux flux ce qui sont mutuellement déplacés dans l'angle et en position produisent un

couple ce la peut être exprimé par $T = K_1 \Phi_1 \Phi_2 \sin \varphi$

ϕ_1 et ϕ_2 sont respectivement les deux flux produit, agir l'un sur l'autre. Et φ est l'angle de phase entre ϕ_1 et ϕ_2 . il est démontré que le flux atteint sont maximum lors qu'ils sont déphasés de 90°

Il peut montrer que $\Phi_1 = \Phi_2 \sin \omega t$, et $\Phi_1 = \Phi_2 \sin(\omega t + \varphi)$.

$$\bullet \quad i_{\phi_1} \propto \frac{d\phi_1}{dt} \propto \Phi_1 \cos \omega t$$

Et

$$\bullet \quad i_{\phi_2} \propto \frac{d\phi_2}{dt} \propto \Phi_2 \cos(\omega t + \varphi).$$

Le schéma 3.4 montre la corrélation entre les courants et les forces d'opposition.

Ainsi:
$$F = (F_2 - F_1) \propto (\Phi_2 i_{\phi_1} - \Phi_1 i_{\phi_2})$$

$$\bullet \quad F \propto \Phi_2 \sin(\omega t + \varphi) \Phi_1 \cos \omega t - \Phi_1 \sin \omega t \Phi_2 \cos(\omega t + \varphi)$$

$$\bullet \quad F \propto \Phi_1 \Phi_2 [\sin(\omega t + \varphi) \cos \omega t - \sin \omega t \cos(\omega t + \varphi)]$$

$$\bullet \quad F \propto \Phi_1 \Phi_2 [\sin\{(\omega t + \varphi) - \omega t\}]$$

$$\bullet \quad F \propto \Phi_1 \Phi_2 \sin \varphi \omega t$$

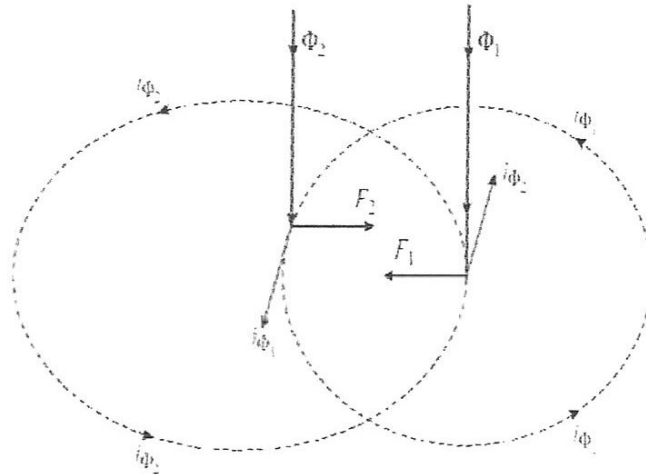


Figure 3.4 : Forces électromagnétique de relais d'induction.

3.3.3.1 Relais de disque :

Dans ce cas-ci une partie de la section électromagnétique est court-circuitée avec un anneau ou un enroulement de cuivre.

Ceci crée un flux dans le secteur influencé par un court-circuit sectionné qui traîne le flux dans la section non-ombragée. (Figure 3.5).

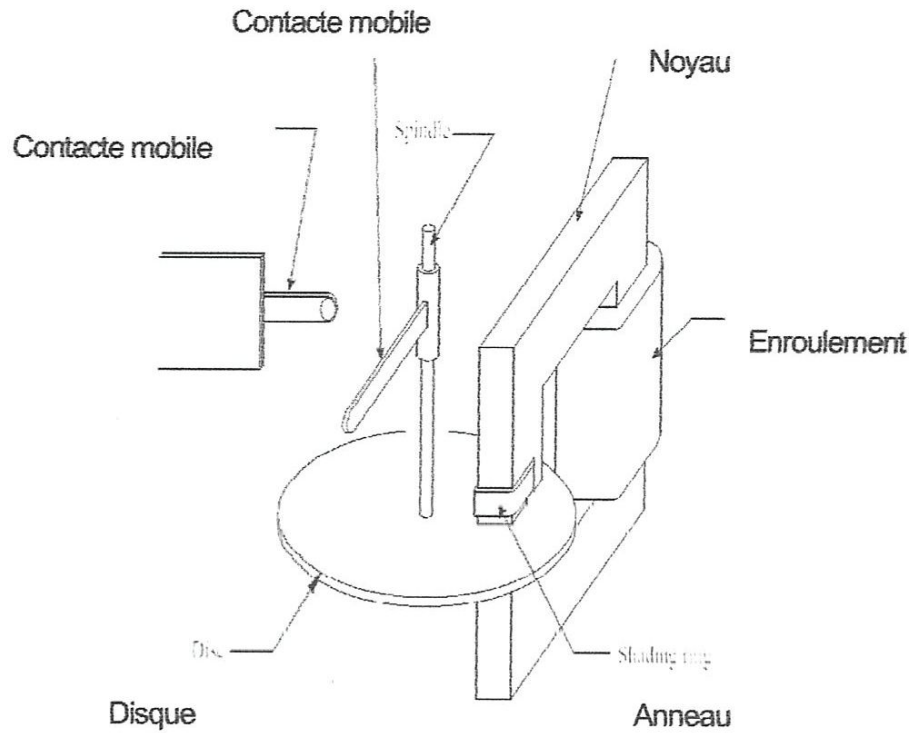


Figure 3.5 : Relais d'induction à disque.

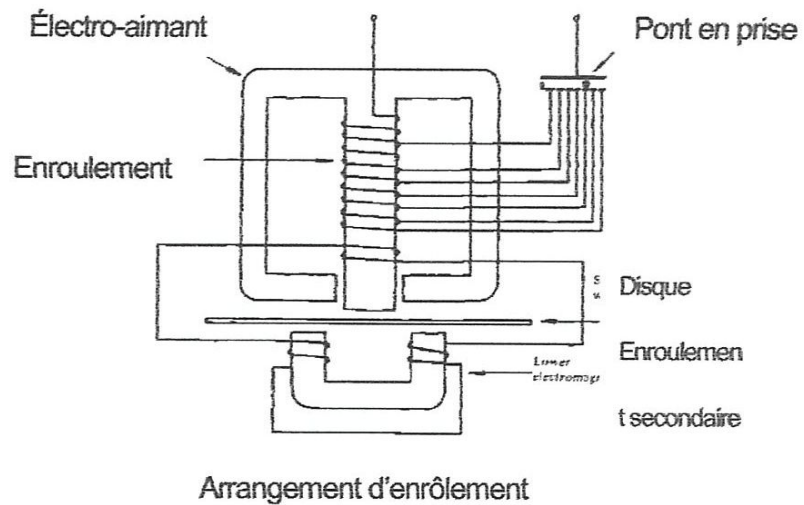


Figure 3.6 : Schéma électrique d'un relais à disque.

❖ **Relais watt métrique :**

Ce type de relais emploie un arrangement des enroulements au-dessus et au-dessous du disque avec le supérieur et le plus bas enroulement alimentés par différentes valeurs ou, dans certains cas, avec juste un approvisionnement pour l'enroulement supérieur, qui induit un flux déclassé dans abaissez l'enroulement en raison de l'espace d'air.

3.3.3.2. Relais de cylindre:

Ce type de relais a un cylindre semblable dans une tasse qui peut tourner dans l'annulaire espace d'air entre les poteaux des enroulements. Et a un noyau central fixe. (Figure 3.7).

Le fonctionnement de ce relais est très semblable à celui d'un moteur à induction avec saillant poteaux pour les enroulements du redresseur. Configurations avec quatre ou huit poteaux espacés symétriquement autour de la circonférence de la tasse sont souvent employées. Le mouvement du cylindre est limité à un peu par le contact et les arrêts. Un ressort spécial fournit le couple retenant. le couple est une fonction du produit des deux courants par les enroulements et le cosinus de l'angle entre eux.

L'équation du couple est
$$T = [K I_1 I_2 \cos(\varphi_{12} - \Phi) - k_s].$$

Le I_1 et I_2 Sont les courants par les deux enroulements et φ_{12} est l'angle entre I_1 et I_2 .

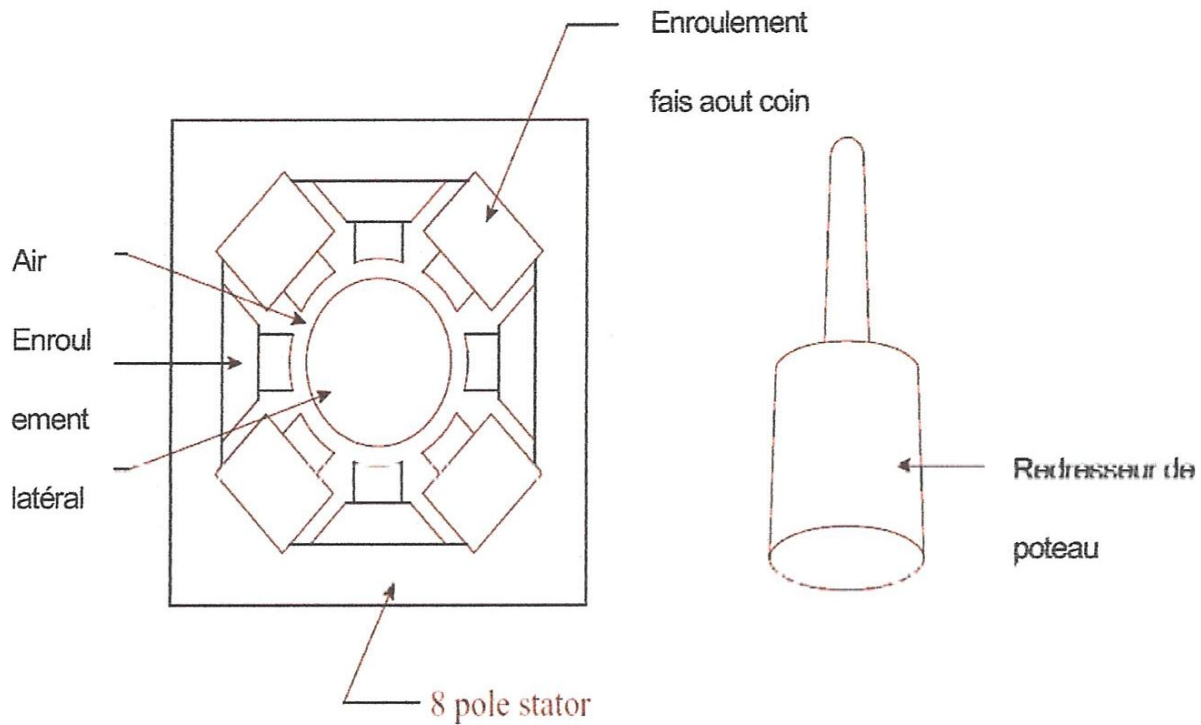


Figure 3.7 : Relais de cylindre.

3.4. Evolution des relais de protection :

L'évolution des relais de protection a commencé par le type de relais d'attraction plus tôt visé. Ce pendant, la conception des relais de protection a changé sensiblement au dessus du après des années avec l'avancement dans le microprocesseur et la technologie de traitement des signaux.

Chapitre 4

*Protection à maximum de courant
et coordination des relais.*

4.1. Critères de coordination des relais de protection :

Dans un réseau de transport, les relais à maximum de courant sont normalement utilisés pour la protection contre les défauts à la terre et les relais à distance sont utilisés pour la protection contre les défauts de phases. Dans les réseaux BT, et spécialement les réseaux de distribution, les relais à maximum de courant sont utilisés pour la protection contre les défauts à la terre et de phases en même temps.

4.2. Relais à maximum de courant (OverCurrentRelay) :

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant de court circuit augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Donc, le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant (Overcurrent Relay).

Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons la figure 1.4. Dans ce réseau, le courant de défaut (vu par ce relais) est d'autant plus faible que le défaut se produit à l'extrémité éloigné de la ligne, il est d'autant plus fort que le défaut se produit à proximité du disjoncteur. On voit clairement la variation du courant de défaut en fonction du point de défaut.

En général, si le courant de défaut minimal, prévu à l'intérieur de la zone de protection, est supérieur au courant de charge maximal prévu, il y a présence d'un défaut dans la zone de protection et le relais doit déclencher.

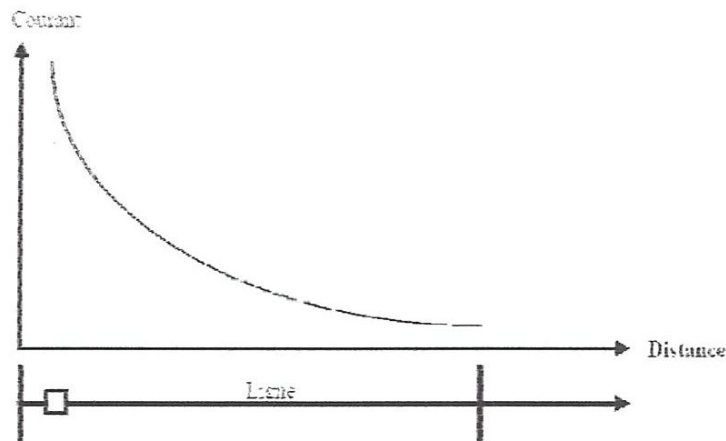


Figure 1.4 : Courant de défaut en fonction de la distance

Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe cité ci-dessus combiné à un temps de retard du fonctionnement du relais (Relais temporisé). Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement pendant un temps au moins égal au temps de retard (temporisation) sélectionné. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse.

4.2.1. Protection à temps indépendant :

Ce type de relais fonctionne instantanément quand le courant atteint valeur prédéterminé. L'arrangement est choisi de sorte que, à la sous station le plus loin de la source.

La protection à temps indépendant (figure 4.1.a), la temporisation (T) est Constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

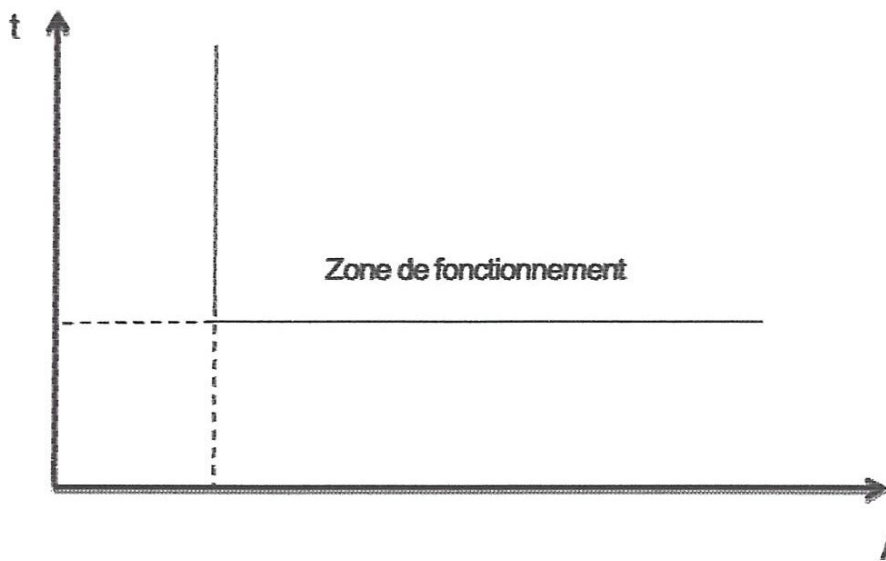


Figure 4.1.a : Caractéristique à temps indépendant.

4.2.2. Protection à temps dépendant :

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (figure 4.1.b). Une telle caractéristique est connue sous le nom de caractéristique à temps inverse. Généralement, la temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement (I/I_r).

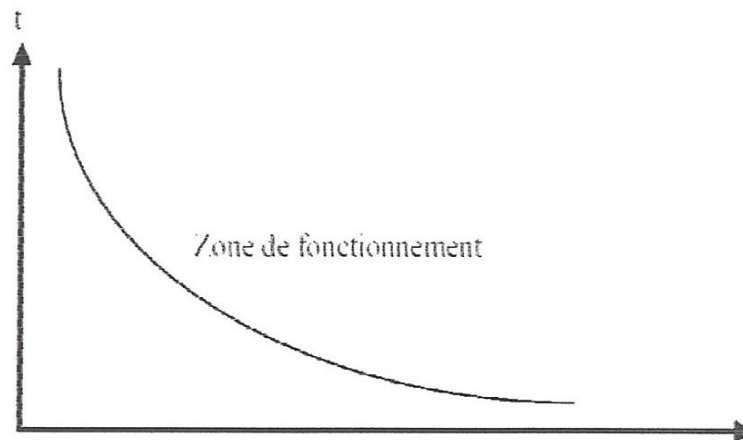


Figure 4.1.b : Caractéristique à temps inverse.

Ce type de relais est constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

— L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément (Sans aucun temps de retard) quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané (Instantaneous Current Setting) ;

— L'unité de temporisation est un relais avec une caractéristique à temps inverse, cette unité est utilisée pour tous les courants de défauts qui sont inférieurs à la valeur du seuil de courant instantané mais supérieurs au courant de charge maximal. Il existe deux paramètres associés à cette unité :

- Le courant de fonctionnement (Pickup Current Setting), c'est le courant

Minimal pour lequel le relais doit être sensible ;

- Le temps de retard (Time Dial Setting : TDS), ou le facteur de temporisation

(Time Multiplier Setting : TMS), il fournit un facteur de graduation pour le temps de fonctionnement du relais. Le temps de fonctionnement de l'unité de temporisation a toujours une relation non linéaire avec le rapport I/I_r (courant détecté divisé par le courant de fonctionnement "Pickup"), et une relation linéaire avec le TDS (ou TMS).

La figure (4.2) décrit une famille de courbes, qui montrent que la variation du Courant de fonctionnement fait déplacer la caractéristique du relais horizontalement, tandis que la variation du TMS fait déplacer la caractéristique verticalement.

Donc, la coordination des relais à maximum de courant est un processus qui fait

Déterminer trois paramètres:

— **Le seuil du courant instantané**, il est choisi pour protéger la plus grande partie

Possible de la ligne. Ce paramètre est déterminé en utilisant le courant de défaut

Maximal pour un défaut au jeu de barres éloigné de la ligne. Ce courant de défaut est multiplié par un facteur de sécurité pour éviter que l'unité instantanée dépasse les jeux de barres éloignés;

— **Le courant de fonctionnement**, il doit être en mesure pour réaliser:

- La sélectivité, de sorte que le relais ne peut pas fonctionner sous les conditions de charges;
- La sensibilité, de sorte que le relais puisse détecter les courants de défauts

Faibles, quand le courant de fonctionnement est faible le relais devient à la fois plus sensible et plus rapide face à ces courants de défauts faibles;(relais très sensible qui reprend d'une manière assurée.

— **La temporisation** (TDS ou TMS).

La sélectivité est atteinte en gardant le courant de fonctionnement au dessus d'une

Valeur limite inférieur qui est la plus grande valeur des :

— Courant de fonctionnement minimal ;

— Courant de charge maximale (multiplié par un facteur de sécurité pour que le relais ne fonctionne pas en cas de surcharge, 1.25 à 1.5 pour les défauts de phases et 0.05 à 0.1 pour les défauts à la terre).

La sensibilité est réalisée en gardant le courant de fonctionnement au dessous d'une Valeur limite supérieur qui est la plus petite valeur des :

— Courant de défaut au jeu de barres éloigné (multiplié par un facteur de sécurité de 0.2);

— Courant minimale à travers le relais pour n'importe quel défaut dans sa zone primaire (multiplié par un facteur de sécurité de 0.6).

4.3. I D M T relais standard de surintensité :

Les caractéristiques de déclanchement de courant et le temps des relais d'I. D. M. T peut devoir être changé selon le temps de déclanchement et les caractéristiques d'autre dispositifs de protection utilisé dans les réseaux.

Dans ces buts, le CEI 60255 définit un certain nombre de caractéristique standard comme suit :

- ✓ Inverse standard (SI)
- ✓ Très inverse (VI)
- ✓ Extrêmement inverse (EI)
- ✓ Temps défini

Caractéristique de relais	équation (CEI 60255)
Inverse standard (SI)	$T = TMS \frac{0.14}{I_R^{0.02-1}}$
Très inverse (VI)	$T = TMS \frac{13.5}{I_R-1}$
Extrêmement inverse (EI)	$T = TMS \frac{180}{I_R^2-1}$
Temps de Long défaut de la terre	$T = TMS \frac{120}{I_R-1}$

4.3.1. Caractéristique Standard Inverse (SI) :

L'équation décrit le modèle de la caractéristique standard inverse (SI).

Généralement l'utilisation de ce modèle SI est largement suffisant pour la majorité des cas qui se présentent mais l'utilisation des caractéristiques VI et EI peuvent résoudre d'autres problèmes.

$$T = TMS \times \frac{0.14}{M^{0.02} - 1}$$

Avec :

✓ T est le temps de fonctionnement du relais.

$$M = \frac{I}{I_r}$$

✓ TMS est le facteur de temporisation.

Les caractéristiques sont souvent données pour des valeurs discrètes du TMS, mais des valeurs continues peuvent être utilisées.

4.3.2. Caractéristique Très Inverse (VI) :

Cette caractéristique est utilisée s'il y a une réduction du courant de défaut quand on

S'éloigne de la source de puissance, c.à.d. il y a une augmentation de l'impédance de défaut.

L'équation décrit le modèle de la caractéristique VI.

$$T = TMS \times \frac{13.5}{M - 1}$$

Pour une réduction du courant de réglage de quatre à sept fois, le temps de fonctionnement de la caractéristique VI est presque doublé comparé à la caractéristique SI.

4.3.3. Caractéristique Extrêmement Inverse (EI)

Avec cette caractéristique décrite par l'équation 4.7, le temps de fonctionnement est approximativement inversement proportionnel au carré du courant appliqué au relais. Elle convient mieux à la protection dans les réseaux de *distribution* où des pics de courant se présentent lors de l'ouverture des circuits.

$$T = TMS \times \frac{80}{M^2 - 1}$$

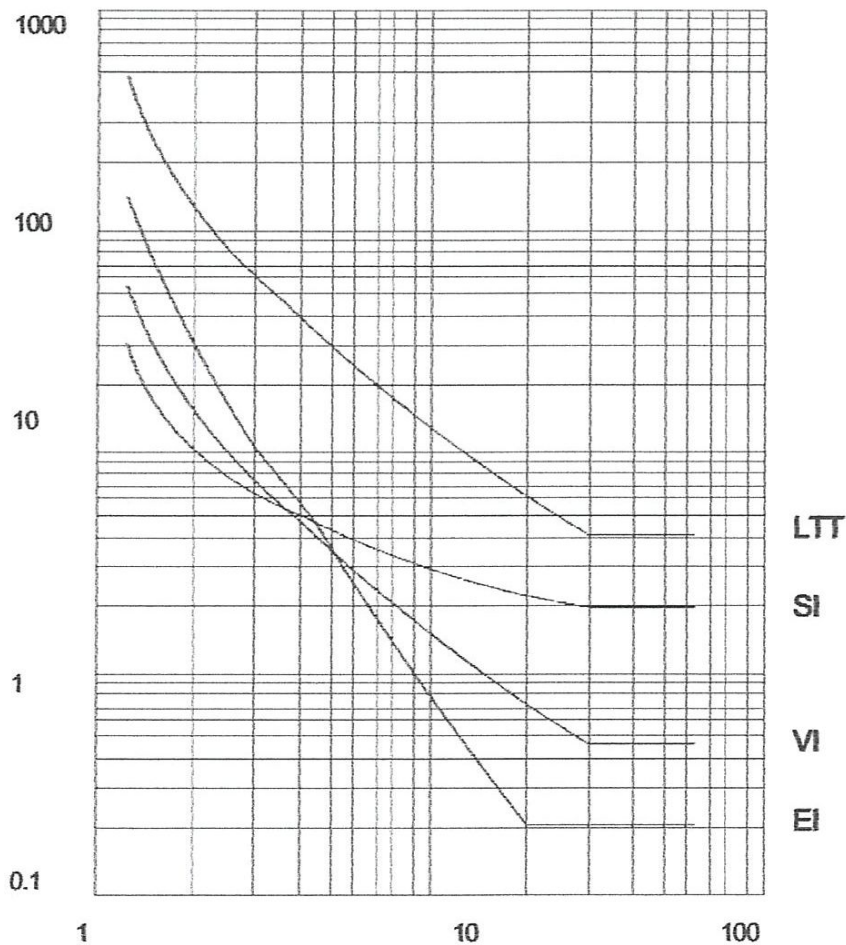


Figure 4.3 : courbes de relai de surintensité de CEI.

4.4. Détermination des paramètres des relais :

En plus des performances que doivent avoir les relais ils faut savoir les placés correctement pour les rendre plus efficace. Pour attendre les objectifs ont des coupe le réseau en zone délimitées par des positions des organes de coupure. Les zones correspondante à des sections de lignes, des jeux de barres, des transformateurs, des machines elles se recouvrent pour ne laisser aucun point de installation sont protection.

Dans ce chapitre on va paramétrer pour assurer une coordination parfaite entre les différents relais installés.

Pour ce fait un plan de protection doit être réalisé et comporte suivants :

- L'impédance directe de chaque phase est déterminée pour chaque élément du réseau.
- La puissance de court-circuit.
- Les courants de défauts.

4.4.1. Méthode des impédances :

Il est nécessaire de connaître les courants de défauts probablement apparaitre dans le système d'énergie, ces demies peuvent être calculés en chaque point par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_T}$$

Avec :

U : tension triphasé.

Z_T : impédance totale par phase du réseau avant du défaut.

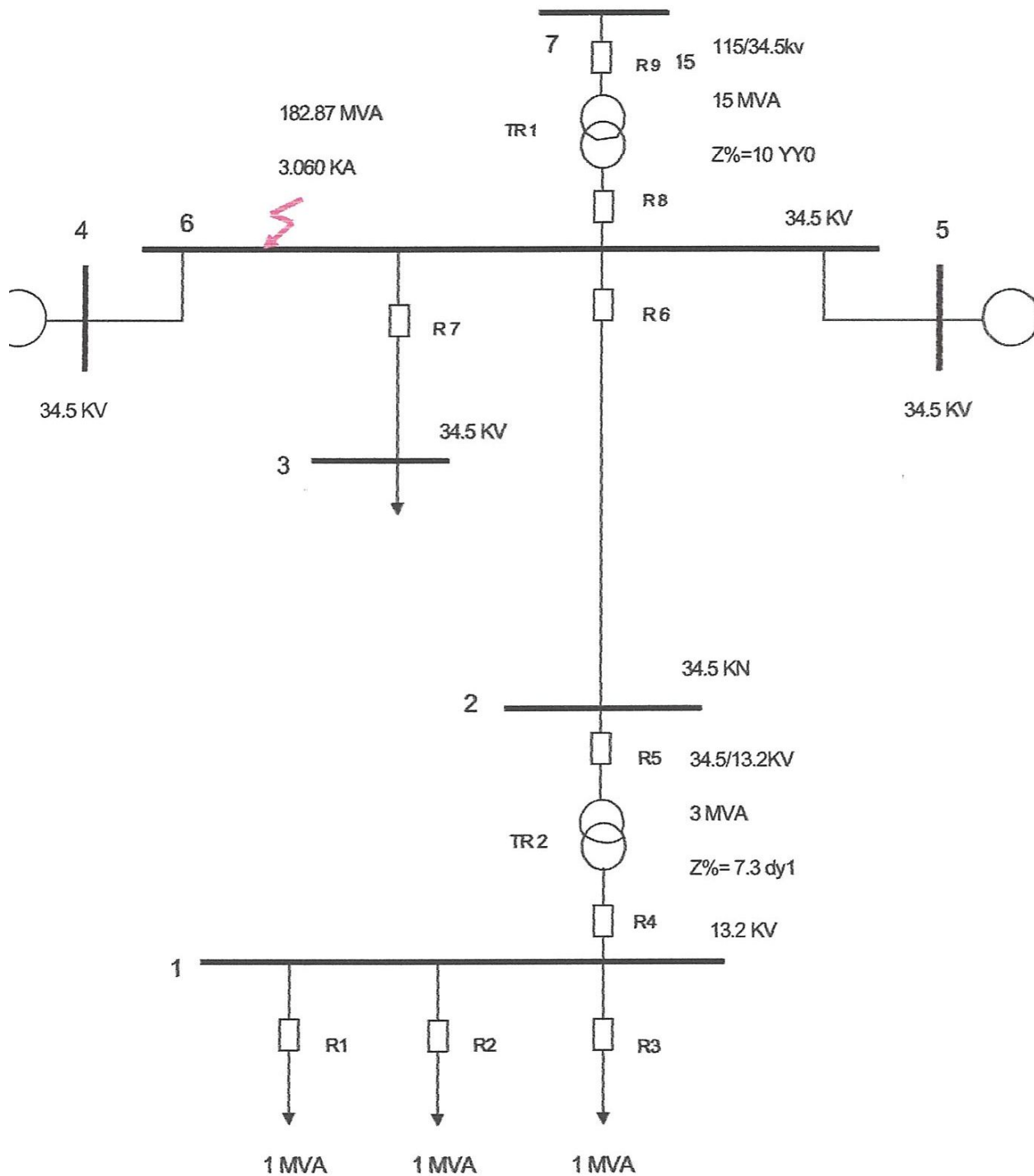


Figure 4.5 : Schéma électrique du réseau étudié :

4.4.2. Calcule des impédances équivalentes :

Le niveau de Curt circuit sur la barre de 34.5 KV à la sous station A peut être obtenu à partir des valeurs sur le schéma (4.5). (183.11 MVA). On Employant ceci, l'équivalent de l'impédance du system est calculé comme suit :

$$\bullet Z_{bas} = \frac{u^2}{ps} \rightarrow \frac{34500^2}{183.11 \cdot 10^6} = 6.5 \Omega \quad \text{r amené à la tension } 34.5 \text{ KV.}$$

$$\bullet Z_{tanf1} = X \frac{u^2}{P_S} \rightarrow 0.1 \frac{34500^2}{15 \cdot 10^6} = 7.93 \Omega \quad \text{ramené à la tension } 34.5 \text{ KV.}$$

$$\bullet Z_{tanf1} = X \frac{U^2}{P_S} = 0.1 \frac{115^2}{15 \cdot 10^6} = 88.17 \Omega \quad \text{ramené à la tension } 115 \text{ KV.}$$

$$\bullet Z_{tanf2} = X \frac{u^2}{P_S} \rightarrow 0.073 \frac{34500^2}{3 \cdot 10^6} = 28.96 \Omega \quad \text{ramené à la tension } 34.5 \text{ KV.}$$

$$\bullet Z_{lig} = Z_{ll} \frac{u^2}{P_S} \rightarrow 1.086 \frac{34500^2}{100 \cdot 10^6} = 12.93 \Omega \quad \text{ramené à la tension } 34.5 \text{ KV.}$$

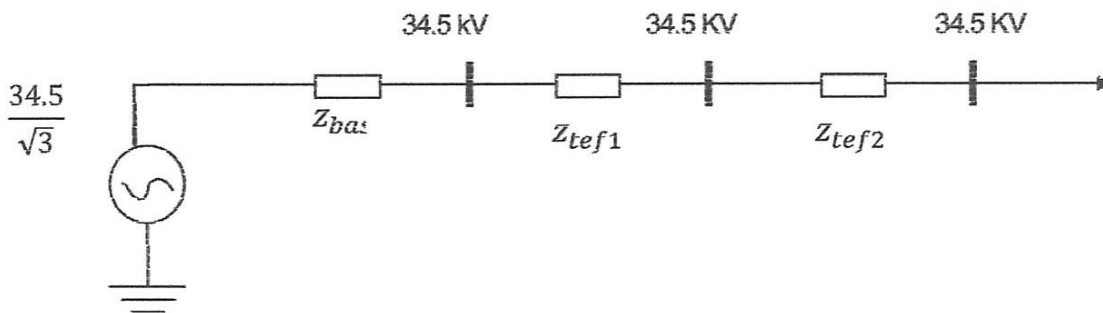


Figure 4.6 : LE réseau positif équivalent d'ordre de 34.5 KV.

4.4.3. Calcule courant nominal :

- $I_{nom 4} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} 13.2 \cdot 10^3} = 43.74 \text{ A}$ et la tension 13.2 KV.
- $I_{nom 4} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} 13.2 \cdot 10^3} = 131.22 \text{ A}$ et la tension 13.2KV.
- $I_{nom 5} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 34.5 \cdot 10^3} = 50.20 \text{ A}$ et la tension 34.5 KV.
- $I_{nom 6} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 34.5 \cdot 10^3} = 50.20 \text{ A}$ et la tension 34.5 KV.
- $I_{nom 7} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 34.5 \cdot 10^3} = 16.73 \text{ A}$ et la tension 34.5 KV.
- $I_{nom 8} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 34.5 \cdot 10^3} = 251.02 \text{ A}$ et la tension 34.5 KV.
- $I_{nom 9} = \frac{P}{\sqrt{3} U} \rightarrow \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 75.31 \text{ A}$ et la tension 115 KV.

Niveaux de court circuit :

Le court circuit (P_{cc}) MVA de transformateur à :

$$\text{On a: } Z_{cc} = \frac{U_{nom}^2}{P_{cc}} \quad \text{Donc } P_{cc} = I_f \cdot U^2$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} I_{f8} U_{nom}^2 = \sqrt{3} 2170.34 (34.5 \cdot 10^3) = 129.69 \text{ MVA.}$$

$$\circ Z_{tr1} + Z_{bas} = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(34.5)^2}{129.69} = 9.18 \Omega \quad \text{avec tension de } 35.5 \text{ KV}$$

$$\text{Et } \frac{(115)^2}{129.69} = 101.97 \Omega \quad \text{avec tension de } 115 \text{ KV}$$

$$\circ Z_{sys} = 101.97 - 88.17 = 13.80 \Omega.$$

4.4.4 Calcul du courant de défaut :

$$\triangleright I_{f1,2,3,4} = \frac{U_{cc}}{\sqrt{3}(Z_{bas} + Z_{tef2} + Z_{lig})} = \frac{34.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(6.5 + 12.93 + 28.96)} = 411.63 \text{ A.}$$

$$\triangleright I_{f5} = \frac{U_{cc}}{\sqrt{3} Z_{bas} + Z_{lig}} = \frac{34.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(6.5 + 12.93)} = 1025.15 \text{ A.}$$

$$\triangleright I_{f6,7} = \frac{U_{cc}}{\sqrt{3} Z_{bas}} = \frac{34.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(6.5)} = 3064.40 \text{ A.}$$

$$\triangleright I_{f8} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U_{cc}} = \frac{129.69 \cdot 10^6}{34.5 \cdot 10^3} = 2710.34 \text{ A.}$$

$$\triangleright I_{f9} = \frac{U_{cc}}{\sqrt{3} Z_{syst}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13.80} = 4811.25 \text{ A.}$$

4.5. Sélection des transformateurs de courant:

Le tableau donne les valeurs principales pour déterminer le rapport de transformation du transformateur de courant (TCR). Ce qui est pris en tant que plus grand des deux valeurs suivantes:

- Courant nominal :
- Courant maximum de court-circuit pour lequel aucune saturation n'est présente, par conséquent ; $(I_{cc} * \frac{5}{X}) \leq 100 \Rightarrow X \geq (I_{cc} * 5/100)$.

Détermination des valeurs : (unité centrale)

$$I_{nom\ 1.2.3} = 43.74 \text{ A}; \quad Pu_{1.2.3} = (1.5)(43.74) \left(\frac{5}{100}\right) = 3.28 \text{ A} \Rightarrow 4 \text{ A.}$$

$$I_{nom\ 4} = 131.22 \text{ A}; \quad Pu_4 = (1.5)(131.22) \left(\frac{5}{100}\right) = 4.92 \text{ A} \Rightarrow 5 \text{ A.}$$

$$I_{nom\ 5} = 50.20 \text{ A}; \quad Pu_5 = (1.5)(50.20) \left(\frac{5}{100}\right) = 3.76 \text{ A} \Rightarrow 4 \text{ A.}$$

$$I_{nom\ 6} = 50.20 \text{ A}; \quad Pu_6 = (1.5)(50.20) \left(\frac{5}{200}\right) = 1.88 \text{ A} \Rightarrow 2 \text{ A.}$$

$$I_{nom7} = 4 \text{ A}; \quad (\text{Comme donné dans les données d'exemple}).$$

$$I_{nom8} = 251.02 \text{ A}; \quad Pu_8 = (1.5)(251.02) \left(\frac{5}{200}\right) = 6.28 \text{ A} \Rightarrow 7 \text{ A.}$$

$$I_{nom9} = 75.31 A; \quad Pu_8 = (1.5)(75.31) \left(\frac{5}{250} \right) = 2.26 A \Rightarrow 3 A.$$

PU: la valeur minimal de fonctionnement de relais.

Relais	P_{nom} (MVA)	I_{nom} (A)	I_{cc} (A)	$\frac{5}{100} I_{cc}$	TC
9	15	75.31	4797.35	239.87	250/5
8	15	251.02	2170.40	108.51	300/5
7	1	16.73	3060.34	153.01	200/5
6	3	50.20	3060.34	153.01	200/5
5	3	50.20	1025.67	51.28	100/5
4	3	131.22	1076.06	53.80	200/5
1.2.3	1	43.74	1076.06	53.80	100/5

Tableau 4.6 : Sélection des transformateurs de courant.

4.6. Détermination des arrangements instantanés et de temps de cadran :

Pour déterminée ci arrangements instantanés et de temps de cadran on utilise la formule suivent :

$$T = \frac{K \beta}{(I/I_s)^{\alpha-1}} + L$$

T : délai de fonctionnement de relais en second.

K : multiplicateur de temps.

I : niveau de courant de défaut en ampères secondaire.

I_g : Courant de ramassage choisi.

L : Constant.

Les constant α et β détermine les caractéristiques de relais.

Les constant α , β et L Pour différents types standard de relais de surintensité construit dessous ANSI / IEC des tenders sont donné dans le tableau.

Et

TC : transformateur de courant.

Description de courbe	Standard	α	β	L
Inverse	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Très inverse	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extrêmement inverse	IEEE	2.0	28.8	0.1217
Inverse	CO8	2.0	5.93	0.18
Court temps inverse	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Inverse standard	IEC	0.02	0.14	0
Très inverse	IEC	1.0	13.5	0
Extrêmement inverse	IEC	2.0	80	0

Tableau 4.7 : les constantes du relais de surintensité standard.

4.7. Le calcul de l'arrangement instantané et de temps de cadran :

✓ Relais 1,2 et 3 :

Quand on calcule les arrangements pour le relais situé à la fin du circuit. Le temps

Minimum du cadran est choisi de 0.05. De l'information fournie l'arrangement de l'élément instantané est basé sur dix fois le courant de charge maximum vu par le relais. Ainsi

$$I_{inst1.2.3} = (10 * I_{nom} * 10/TC) = (10 * 43.74 * 100/5) = 21.87 \Rightarrow 22 A$$

$$I_{prim1.2.3} = I_{inst} * TC = 22 * 100/5 = 440 A$$

Les constantes données pour le relais très inverse de surintensité de CEI sont :

$$\varphi = 1, \quad \beta = 13.5, \quad L = 0$$

Les délais de fonctionnement de relais « t » est [temps de cadran * β] / (PSM - 1)

$$(0.05 * 13.5) / (5.5 - 1) = 0.15s \quad \text{et} \quad PSM = \frac{22}{4} = 5.5$$

✓ Relais 4 :

Pour distinguer avec le relais 3 à 440 A exige l'opération dans le $t_{4a} = 0.15 + 0.4 = 0.55$ s.

$$PSM_{4a} = \left(440 * \frac{5}{200}\right) \left(\frac{1}{5}\right) = 2.2 \text{ temps.}$$

$$\text{Temps de cadran} = 0.55 \frac{(2.2-1)}{13.5} = 0.049 \Rightarrow 0.05 \text{ s.}$$

Ce relais n'a aucun arrangement pour l'élément instantané, les délais de fonctionnement pour un défaut entre phase le courant de défaut triphasé.

$$PSM_{4b} = (0.86) \left(1075.84 \frac{5}{200}\right) \left(\frac{1}{5}\right) = 4.63s$$

Par les calculs semblables à ceux pour les relais 1.2 et 3 $I_{4b} = 0.19s$.

✓ **Relais 5 :**

Le support pour transmettre par relais 4 est obtenu en considérant le délai de fonctionnement pour un entre phase.

$$t_{5a} = 0.19 + 0.4 = 0.59s$$

$$PSM_{5a} = 1075.84 (13.2/34.5) (5/100) (1/4) = 5.15_s$$

Ceci donne un arrangement exigé de cadran de temps de 0.20s.

L'arrangement de l'élément instantané est :

$$I = (1.25 (1075.84 \frac{13.2}{34.5}) (\frac{5}{100})) = 25.73 A \Rightarrow 26 A$$

$$I_{prim1.2.3} = 26 (\frac{100}{5}) = 520 A.$$

Le délai de fonctionnement est calculé à partir :

$$PSM_{5b} = \frac{1}{4} 26 = 6.5s \text{ et } t_{5b} = 0.5s$$

✓ **Relais 6 :**

à 520 A. ce relais doit fonctionner dedans $t_{6a} = 0.5 + 0.4 = 0.9s$

$$PSM_{6a} = 520 (\frac{5}{200}) (\frac{1}{2}) = 6.5s.$$

6.5s et $t_{6a} = 0.9s$ le temps d'arrangement de cadran = 0.37 \Rightarrow 0.40s

L'arrangement instantané = 1.25 (1025.15) (5/200) = 32.04 \Rightarrow 32A

$$I_{prim} = 32 (200/5) = 1280 A$$

✓ **Relais 7 :** comme donné dans l'exemple précédent.

✓ Relais 8 :

Le relais 7 a un arrangement de courant primaire instantané de 1100A, équivalent à 27.5A courant secondaire qui est moins que l'arrangement du relais 6, et ainsi l'opération de la période des deux relais est déterminée par cette valeur.

Pour le relais 7 : $PSM = 1100 (5/200) (1/4) = 6.87s$ et l'arrangement de cadran du temps de 0.3s après $t_{op} = 0.69s$

Pour relais 6 : $PSM = 1100 (5/200) (1/2) = 13.75s$ à 13.75s et avec l'arrangement de cadran du temps de 0.4s, $t_{op} = 0.42s$.

$$t_{8a} = 0.69 * 0.4 = 1.09s$$

$$PSM_{8a} = 1100 \left(\frac{2170.34}{3060.40} \right) \left(\frac{5}{300} \right) \left(\frac{1}{7} \right) = 1.86s$$

$$PSM_{8b} = 2170.34 \left(\frac{5}{300} \right) \left(\frac{1}{7} \right) = 5.17s$$

$$t_{8b} = 0.32s$$

✓ Relais 9 :

$$t_{9a} = 0.4 + 0.32 = 0.72s$$

$$PSM_{9a} = 2170.34 (34.5/115) (5/250) (1/3) = 4.34s \text{ à } 4.34s \text{ et } t_{9a} = 0.72s,$$

L'arrangement de cadran du temps = 0.18 \Rightarrow 0.20

$$\text{L'arrangement instantané} = 1.25 * 2170.39 \left(\frac{34.5}{115} \right) \left(\frac{5}{250} \right) = 16.28A = I \Rightarrow 17A.$$

$$I_{prim1.2.3} = 17 (250/5) = 850A \text{ référé à } 115 \text{ kv.}$$

Le pourcentage de la ligne de 34.5 KV protégé par l'élément instantané de la surintensité relais liée au briseur 6

Donné :

$$\% = \frac{K_s(1-K_i)}{K_i}$$

La ou :

$$K_i = \frac{I_{cc\ pickup}}{I_{cc\ end}} = \frac{1280}{1205.15} = 1.25$$

et

$$K_s = \frac{Z_{source}}{Z_{element}}$$

○ $I_{CC\ PICKUP}$ = Valeur minimal de fonctionnement de relais.

Relais	rapport TC	$I_{min\ de\ fonc}\ (A)$	T_{ef}	I_{cc}
1.2.3	100 / 5	4	0.05	20.0
4	200 / 5	5	0.05	-
4	100 / 5	4	3	26.0
6	200 / 5	2	6	32.0
7	200 / 5	4	5	27.0
8	300 / 5	7	1	-
9	250 / 5	3	2	17.0

Tableau 4.8 : de coordination de relais pour exemple 4.7.

Conclusion générale :

Le rôle des réseaux électrique dans la société moderne est très important.

Ce pendant les réseaux électriques subissent de temps en temps des pannes dues essentiellement aux équipements.

Quand les pannes se produisent, la protection des réseaux a une signification vitale pour minimiser les dégâts et garder le fonctionnement du réseau en sûreté.

Ce travail nous a permis de les connaître profondément la structure et le principe de fonctionnement des relais, les plus réutilisés en énergie électrique qui n'ont les relais électromagnétiques.

Ces dispositifs assurent une surveillance continue de l'état électrique du réseau. Ces n'ont destinés à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau siège d'un fonctionnement anormal lorsque les grandeurs électriques qui l'éliminent franchissent un seuil prédéterminé.

Nous avons basé dans ce travail sur les constitutions de ces relais et aussi une approche est faite pour éclairer et pousser les recherches vers la réalisation nouvelles techniques pour déterminer toute coordination entre les différents organes de protection tel que relais, disjoncteur et fusible, afin d'assurer un plan de protection plus efficace précis et fonctionnant plus fiable.

Bibliographie.

- Présenté par TOLBA AMRAN «coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques».

Année 11/07/2010.

- Juan M. Gers and Edward J. Holmes. «Protection of electricity distribution networks 2nd edition». Année 2004.
- Taylor and Francis Group, LLC. «Protective Relaying Principles and Applications 3rd edition».
- T. Davies. «Protection of Industrial Power Systems 2nd edition».
- J.W.Hodgkiss. «Relay chapter 6».
- Haddad yacine «Etude et dimensionnement des appareils de protection en haute tension». Année 2008.
- Beloucif .F.module : organes de protection électrique. «Chapitre 2 : organes de démarrage de la protection "relais"»
- Site internet. « Wikipedia .appareillage électrique».