

I.1. Introduction

La fonction d'un réseau de transport d'énergie électrique consiste à assurer le mouvement de l'énergie en la transitant par des lignes HT ou THT entre les différentes sources de production et les postes de distribution. Tandis que la fonction d'un réseau BT consiste à distribuer cette énergie aux clients. Dans cette première partie, on va étudier les réseaux électriques, les différents types des réseaux, les défauts ainsi que les différentes fonctions de protection.

La protection des lignes de transport contre les défauts est faite d'une manière régulière à l'aide d'une chaîne de protection que nous allons présenter. Et dans les mesures d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections, on est amené à associer une sélectivité appropriée.

I.2. Différents types de réseaux électriques

Les réseaux électriques sont partagés en trois types (Figure I.1) :

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement les caractéristiques [1] :

- ◆ De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- ◆ De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- ◆ La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- ◆ Neutre directement mis à la terre,
- ◆ Réseau maillé.

I.2.2. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [1].

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels.

- ◆ La tension est 90 kV ou 63 kV,
- ◆ Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
 1. Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
 2. Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- ◆ Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.2.3. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA [2]. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique. Les caractéristiques de ces réseaux sont :

Pour les réseaux de distribution à moyenne tension HTA:

- ◆ 10 et 30 kV le plus répandu,
- ◆ Neutre à la terre par une résistance,
- ◆ Limitation du courant neutre à 300 A pour les réseaux aériens,
- ◆ Limitation du courant neutre à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- ◆ Réseaux souterrains en boucle ouverte.

Pour les réseaux de distribution à basse tension BTA:

- ◆ 230 / 400 V,
- ◆ Neutre directement à la terre,
- ◆ Réseaux de type radial, maillé et bouclé.

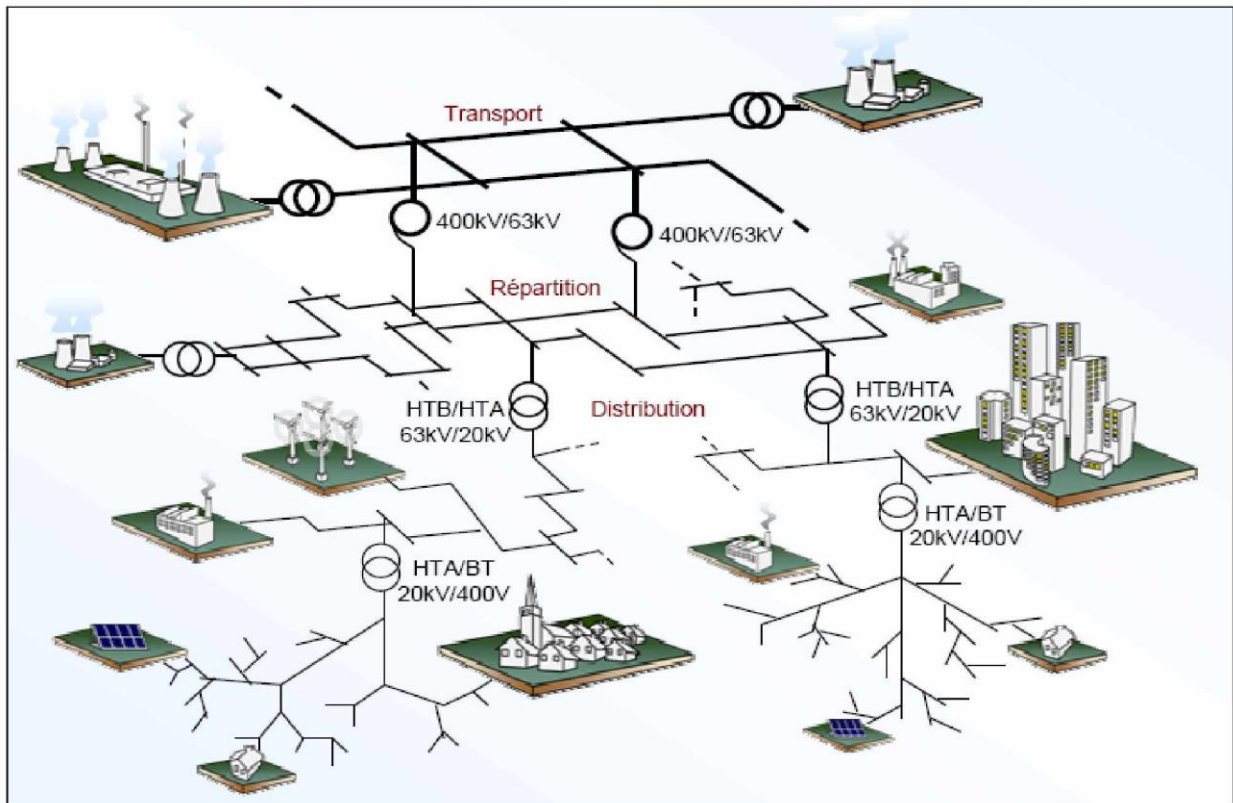


Figure I.1. Architecture générale des réseaux d'énergie électrique [2].

I.3. Les anomalies dans un réseau électrique

I.3.1. Les courts-circuits

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

- ◆ Les courts-circuits monophasés à la terre.
- ◆ Les courts-circuits biphasés à la terre ou isolés.
- ◆ Les courts-circuits triphasés à la terre ou isolés.

Les courts-circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection [3].

I.3.1.1. Origines d'un défaut de courts-circuits

Selon la nature du réseau électrique, on cite les origines des défauts de court-circuit comme suit [1]:

- ◆ Pour les lignes aériennes, sont en particulier les perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes,...etc.) qui peuvent enclencher un défaut de court-circuit. Aussi les défauts d'isolement et les agressions mécaniques peuvent conduire à un CC.
- ◆ Pour les câbles souterrains, sont les agressions extérieures, engins mécaniques de terrassement par exemple, qui entraînent des défauts de CC.
- ◆ Le matériel du réseau et des postes peuvent être aussi le siège d'un défaut de court-circuit. Ce matériel comporte des isolants placés entre pièces sous tensions et masses. Alors, les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts.

I.3.1.2. Caractéristiques

Plusieurs types de court-circuit (Figure I.2) peuvent se produire dans un réseau électrique :

- ◆ **Court-circuit monophasé**

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

- ◆ **Court-circuit triphasé**

Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de CC le plus élevé.

- ◆ **Court-circuit biphasé isolé**

Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.

- ◆ **Court-circuit biphasé terre**

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être [4]:

- ◆ Monophasés : 80 % des cas,
- ◆ Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégènèrent souvent en défauts triphasés,
- ◆ Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

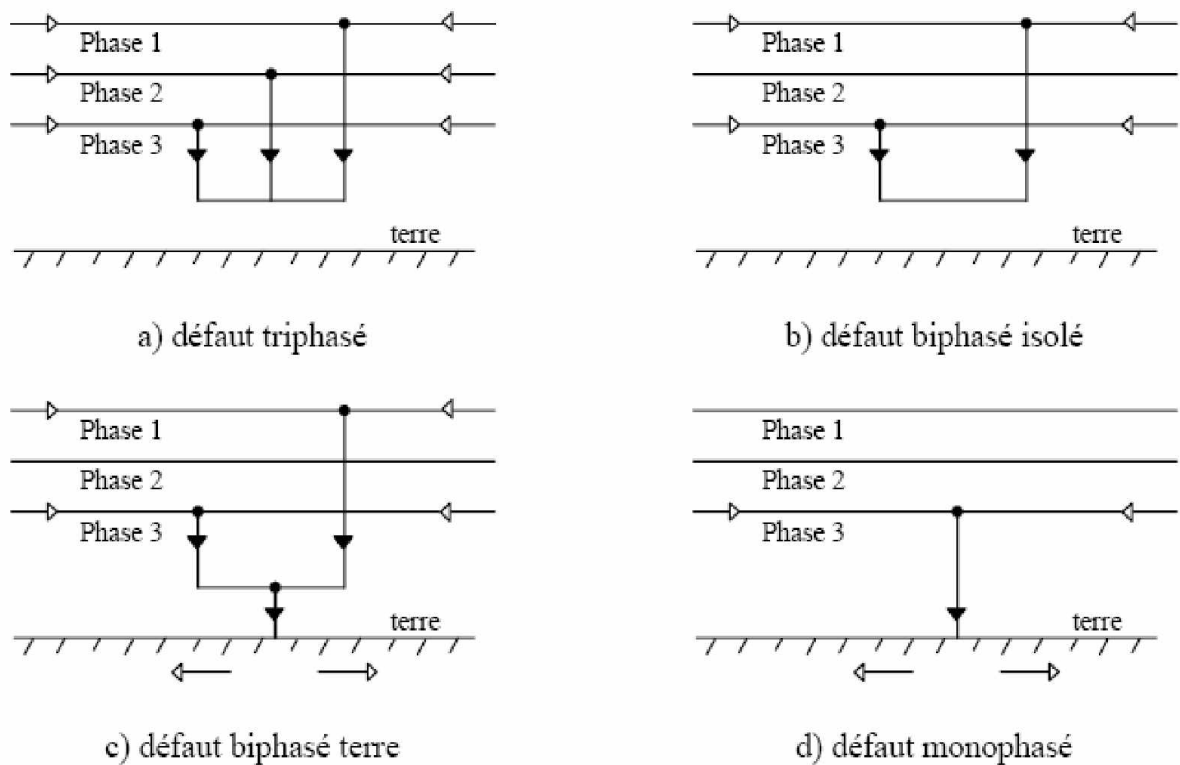


Figure I.2. Différents types de court-circuit.

I.3.2. Les surtensions

Il existe deux classes des surtensions :

- ◆ Surtensions par décharges électriques atmosphériques :

Les orages sont des événements très habituels, et aussi très dangereux. On estime que sur notre planète se produisent simultanément quelques 2000 orages et qu'environ 100 coups de foudre se déchargent sur la terre chaque seconde. Au total, cela représente environ 4000 orages quotidiens et 9 millions de décharges atmosphériques chaque jour.

Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies et la destruction des équipements électriques.

- ◆ Surtensions de commutation :

Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des commutations de machines de grande puissance. Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions. Il existe de même d'autres processus capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

I.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 reports de charge.
- ◆ Les pointes de consommation.
- ◆ L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes dans le réseau et accélère le vieillissement des équipements [3].

I.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.

I.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.

I.3.6. Nature d'un défaut

◆ Défaut fugitif

Ce défaut nécessite une coupure très brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de seconde [5].

◆ Défaut permanent

Ce défaut provoque un déclenchement définitif de l'élément de protection. Il nécessite l'intervention du personnel d'exploitation.

◆ Défaut auto- extincteur

C'est le défaut qui disparaît spontanément en des temps très courts sans qu'il provoque le fonctionnement de la protection.

◆ Défauts semi- permanentent

Ce défaut exige une ou plusieurs coupures relativement longues de l'ordre de quelques dizaines de secondes. Il ne nécessite plus l'intervention du personnel d'exploitation.

Au niveau des réseaux aériens de transport de SONELGAZ, les défauts sont [5]:

- ◆ De 70 à 90% fugitifs.
- ◆ De 5 à 15% semi permanents.
- ◆ De 5 à 15% permanents.

I.3.7. Conséquences des défauts sur le réseau électrique

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à craindre sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une rupture de l'équilibre entre le couple moteur et le couple résistant de la machine, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme [5].

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

Les défauts de court-circuit amènent à deux types de contraintes :

◆ Contraintes thermiques :

Sont dues aux dégagements de chaleur par effet Joule dans les conducteurs électriques.

◆ Contraintes mécaniques :

Sont dues aux efforts électrodynamiques entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces efforts s'ils dépassent les limites admises sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique consécutif à un défaut met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer d'important dégât au matériel.

I.4. Le système de protection

Un système de protection consiste d'un ensemble de dispositifs destinés à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de coupures [6].

I.4.1. Rôle d'une protection

Lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension la partie en défaut à l'aide d'un système de protection. Ce dernier aura pour rôle de limiter les dégâts qui peuvent être causés par le défaut.

I.4.2. Schéma synoptique d'un système de protection

Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- ◆ Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller (courant, tension...) à des niveaux utilisables par les protections ;
- ◆ Des relais de protection ;
- ◆ Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est montré sur la Figure I.3. L'autre extrémité de la ligne possède un système de protection similaire. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service [6].

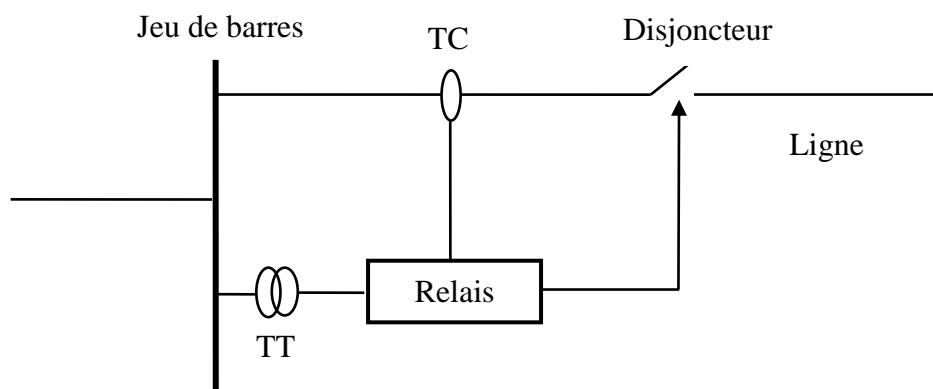


Figure I.3. Eléments constitutifs d'un système de protection.

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs de mesure (TC et TT) pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture.

Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur consiste à éliminer le défaut tandis que la tâche du de relais de protection est de détecter ce défaut. En HT, les relais sont situés dans des sous stations [7]. Le temps d'élimination de défauts comprend :

- ◆ Le temps de fonctionnement des protections (détection du défaut).
- ◆ Le temps d'ouverture des disjoncteurs (élimination du défaut).

I.4.3. Eléments constitutifs d'un système de protection

I.4.3.1. Réducteurs de mesure

Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Afin d'assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision.

I.4.3.1.1. Transformateur de courant

Du point de vue électrique, les TC (Figure I.4) ont plusieurs rôles :

- ◆ Délivrer à leur secondaire une image fidèle de l'intensité qui circule dans la ligne concernée.
- ◆ Assurer l'isolement galvanique entre la ligne et les circuits de mesure et de protection.
- ◆ Protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsqu'un défaut survient sur la ligne.



Figure. I.4. Transformateur de courant type tore.

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau des courant de milliers d'Ampères vers des sorties standards de 5A ou 1A. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente qui rendre leur choix critique pour un fonctionnement correct du relais.

Avec cette image de l'intensité, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil, temporisation). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur,

contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être isolés ou intégrés dans le disjoncteur [6].

I.4.3.1.2. Transformateur de tension

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image (Figure I.5). Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phases).

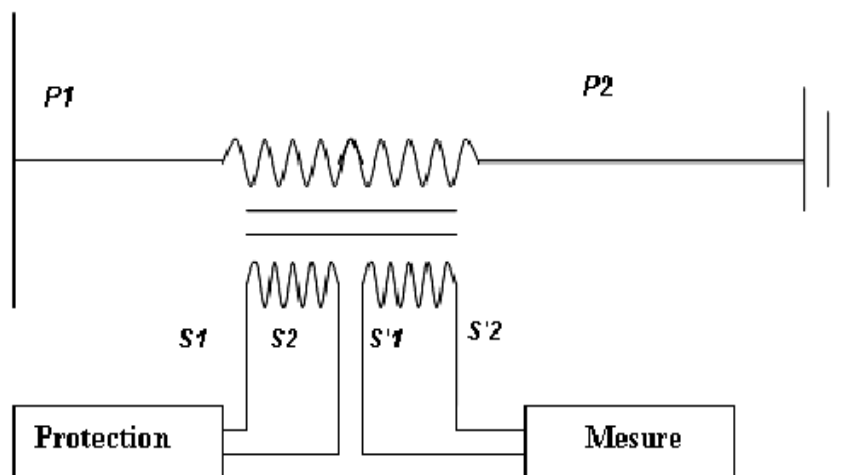


Figure. I.5. Transformateur de tension à double secondaire.

I.4.3.2. Relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations à caractère analogique (courant, tension, puissance, ... etc.) et le transmettent à un ordre de fermeture ou ouverture d'un circuit de commande lorsque ces informations reçues atteignent des valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées d'avance. En effet, le rôle des relais de protection consiste à détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que les défauts de court-circuit. Les relais peuvent être classés en trois familles (Figure I.6).

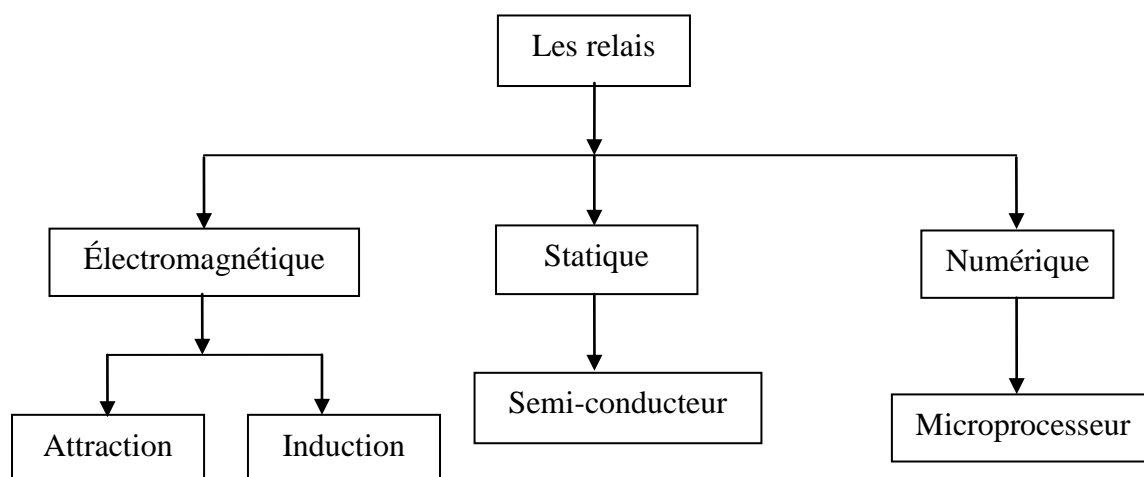


Figure I.6. Type des relais [8].

◆ Relais électromécaniques

Sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension (Figure I.7). Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats.

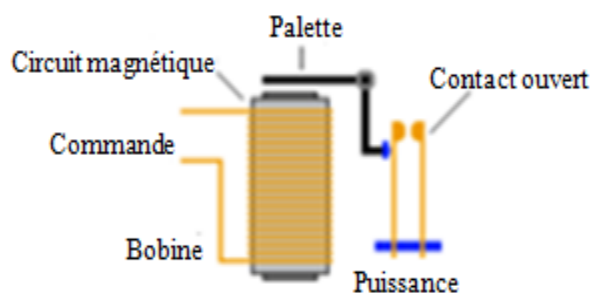


Figure I.7. Relais électromécanique

◆ Relais statiques

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 sur 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 affectés par les interférences électromagnétiques.

◆ Relais numériques

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension. Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme l'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, le traitement et le stockage de données et l'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe). Cette génération intègre des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance [6].

I.4.3.3. 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 mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- ◆ Déphasage par comparaison des phases ;
- ◆ Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension ;
- ◆ Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage ;

- ◆ Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant ;
- ◆ Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci dessous.

◆ Relais de mesure de courant

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.

Les 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.

◆ Relais de mesure de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaire. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension composée U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

◆ 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. Cette évaluation d'impédance est réalisée en

général sur les trois 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.

◆ Relais de mesure de puissance

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

- ◆ Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée ;
- ◆ Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ 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).

◆ Relais directionnel

Ce type de relais apparaît 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. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction prédéfinie. Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant d'assurer une bonne isolation de la portion du réseau en défaut.

◆ 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.

I.4.4 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 [6].

I.4.4.1 Relais à maximum de courant

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant de augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. 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. Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons la Figure I.8. 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 de la protection. 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.

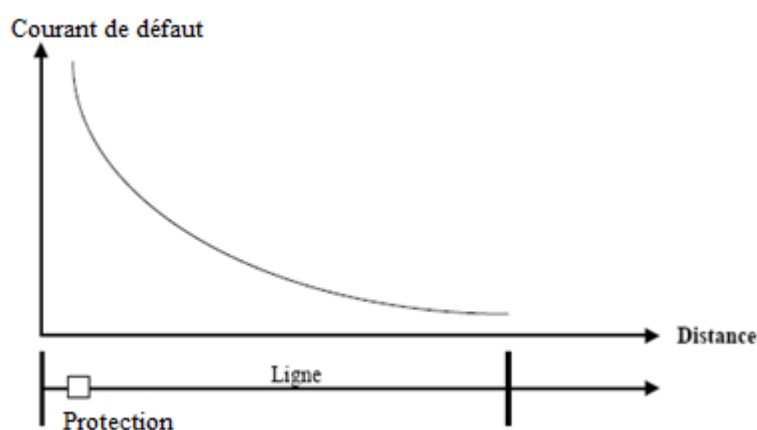


Figure I.8. Courant de défaut en fonction du point de défaut.

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 du relais à max de courant combiné à un temps de retard du fonctionnement (relais temporisé) [6].

Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement (I_r) pendant un temps au moins égal au temps de retard sélectionné (T). Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse. Pour la protection à temps indépendant (Figure I.9), la temporisation T est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

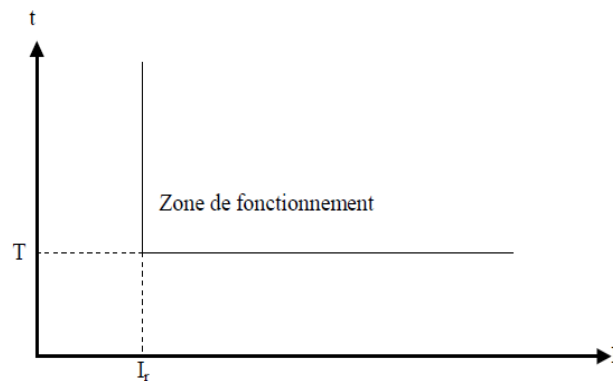


Figure I.9. Caractéristique de déclenchement à temps indépendant.

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (Figure I.10). 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).

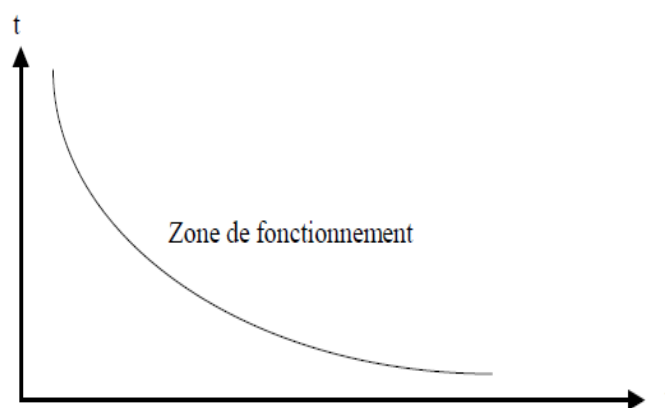


Figure I.10. Caractéristique de déclenchement à temps inverse.

Une protection à max de courant à temps inverse est constituée d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

- ◆ L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané.
- ◆ 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

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 (≈ 1.3) pour éviter que l'unité instantanée dépasse les jeux de barres éloignés;

- ◆ **Le courant de fonctionnement:**

Il doit être en mesure de réaliser les deux fonctions suivantes :

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

- ◆ **La temporisation :**

Le critère de base de coordination à réaliser, est que le temps de fonctionnement du relais secours doit dépasser celui de son relais primaire d'un intervalle de temps de coordination d'environ 0.3s, pour tout défaut où la relation protection primaire/secours existe. Cette condition doit être satisfaite pour tous les types de défauts. L'intervalle de temps de coordination permet au relais primaire d'avoir suffisamment de temps pour fonctionner, si uniquement s'il tombe en panne que le relais secours fonctionne pour éliminer le défaut. Cet intervalle de temps tient compte du temps de fonctionnement du disjoncteur et des autres équipements de protection et d'une marge de sécurité.

I.4.4.2. Relais à distance

Pour le relais à maximum de courant, le seuil de fonctionnement doit être compris entre le courant de charge maximal et le courant de défaut minimal expérimenté par le relais. Mais dans les réseaux, ces paramètres ne sont pas toujours bien définis ni suffisamment distincts les uns des autres pour permettre un choix sûr du seuil de fonctionnement. Dans ce cas, le relais à distance constitue un excellent équipement de protection. Le principe du relais à distance est basé sur la mesure du courant et de la tension au point de défaut. A l'aide de ces informations le relais calcule l'impédance de la ligne protégée (ou autre ouvrage). Cette protection exploite

le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court circuit. L'impédance mesurée est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut sur la ligne, c'est pourquoi le mot distance est utilisé. Ce principe est utilisé principalement pour la protection des lignes HT dans les réseaux maillés [6].

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases. De plus la résistance de défaut crée des problèmes pour les mesures de distance du fait qu'il est difficile de prévoir cette résistance. Ce qui contribue à des erreurs de calcul de l'impédance, connue par l'impédance apparente, vue par le relais. Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais. Les caractéristiques de fonctionnement des relais à distance sont toujours des figures géométriques telles que des cercles, des droites ou leurs combinaisons. Cela dépend du principe de fonctionnement interne du relais. Les caractéristiques les plus connues sont des cercles d'impédances ou d'admittances comme c'est indiqué dans la Figure I.11.



Figure I.11. Caractéristiques de fonctionnement du relais à distance.

Le relais à distance directionnel peut être obtenu en utilisant des caractéristiques compensées qui font déplacer le centre des caractéristiques du relais à partir de l'origine du plan (R,X).

I.5. Elimination des défauts

I.5.1. Fusible

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 efficaces pour la protection contre les courts circuits, vis-à-vis desquels ils agissent, le plus souvent, en limiteurs de la valeur crête du courant de défaut. Le fusible est ainsi un excellent dispositif pour l'élimination des défauts mais il présente un certain nombre d'inconvénients qui limitent son utilisation :

Ils exigent malheureusement d'être remplacés après chaque fonctionnement ;

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 ;

Leur calibre doit être bien adapté pour éviter un fonctionnement intempestif en cas de surcharge momentanée.

Les fusibles peuvent être associés à des interrupteurs ou à des contacteurs avec lesquels ils constituent des combinés capables d'assurer automatiquement la coupure des phases saines lors du fonctionnement de l'un d'eux de façon à éviter la marche monophasée dangereuse [8].

I.5.2. Disjoncteur

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée. Dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), qui détecte le défaut et envoi des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé. Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir. De plus pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut a disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service [6].

Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure :

- ◆ Les disjoncteurs à l'huile.
- ◆ Les disjoncteurs à air comprimé.
- ◆ Les disjoncteurs utilisant le gaz SF₆.

- ◆ Les disjoncteurs à vide.

I.6. Qualités principales d'un système de protection

I.6.1. Rapidité

Les défauts sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- ◆ Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- ◆ Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

I.6.2. Sélectivité

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité. Elle consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents modes de sélectivité peuvent être mis en œuvre :

- ◆ La sélectivité ampérométrique par les courants.
- ◆ La sélectivité chronométrique par le temps.
- ◆ La sélectivité logique par échange d'informations.

La sélectivité a pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections [9].

I.6.3. Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre:

- ◆ Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- ◆ Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

I.6.4. Fiabilité

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui attendu. A l'inverse, le fonctionnement incorrect comporte deux aspects qui sont le défaut de fonctionnement et le fonctionnement intempestif. Le défaut de fonctionnement ou non fonctionnement lorsqu'une protection qui aurait de fonctionner n'a pas fonctionné. Le fonctionnement intempestif est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas à fonctionner.

En effet, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c-à-d évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [10].

I.6.5. Contraintes liées à la protection

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

- ◆ Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation : réseaux bouclés, ... etc.
- ◆ Elles doivent rester stables en présence de phénomène autre que les défauts: lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des transformateurs. Egalement, lors de variations admissibles de la tension et des fréquences et en présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques. Elle doit être aussi insensible aux oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs.

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné des généralités sur les différents types des réseaux électriques. Egalement les défauts dans les réseaux électriques et leurs conséquences ont été évoqués. Les systèmes de protections contre ces défauts et leurs concepts généraux ont été présentés ainsi qu'un aperçu sur la technologie des relais utilisés. La qualité d'une protection, la protection secours ainsi que la sélectivité ont été introduites et les grands critères de coordination des relais à maximum de courant et à distance ont également été présentés.