



Mémoire de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master Académique

Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Génie Electrique
Option : Protection et control des réseaux électriques

Analyse comparative de type de protection

Présenté par :

✚ DJEBABLIA YUCEF

Sous la direction de :

✚ Ph. D. : KAMEL BOUNAYA

Année universitaire :





بسم الله الرحمن الرحيم
 الحمد لله رب العالمين
 والصلاة والسلام على
 سيدنا محمد وآله
 الطيبين الطاهرين
 أجمعين





Remerciement

Au terme de ce travail nous voudrions adresser nos vifs remerciements à tous nos enseignants et personnels de département de génie électrique qui ont contribué à notre formation. Nous exprimons notre profonde gratitude à notre encadreur Dr : **KAMEL BOUNAYA** d'avoir dirigé ce travail. Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur d'avoir assister à notre soutenance et juger ce travail . Sans omettre bien sur de remercier profondément à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin a la réalisation du travail

Introduction

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répandue car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un cout raisonnable. Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures dont le but est d'acheminer de l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité (charge).

Le transport d'énergie électrique sur de très grandes distances, est devenu plus avantageux en courant continu qu'en alternatif et ce, grâce au développement de l'électronique de puissance. Ainsi, il est plus économique de convertir la THT ou UHT de l'alternateur au continu, de transporter l'énergie électrique à l'aide de deux lignes et de la reconverter à l'autre extrémité. Des études ont montré qu'il était avantageux de recourir au courant continu lorsqu'il s'agissait de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures ou égales à 500 km.

Les lignes à courant continu n'ayant pas de reactance, sont donc capable de faire transiter plus de puissance que des lignes à courant alternatif avec des conducteur de même section. L'utilisation du courant continu est particulièrement avantageuse, l'orsqu'il s'agit d'interconnecter deux grands réseaux distant l'un des l'autre ou de traverse des cours d'eau ou mer (entrs iles). La liaison en courant continu, agit alors, comme un lien asynchrone entre deux systèmes rigides, éliminant ainsi, les problems d'instabilité inhérent aux interconnexions réalisées an courant alternatif.

. Généralités sur les réseaux électriques:

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Un réseau est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

On appelle réseau électrique l'ensemble des infrastructures et ouvrages, permettant d'acheminer l'énergie électrique des centrales électriques (centres de production], vers les consommateurs d'électricité (charge).

Le réseau de transport électrique est divisé en lignes très haute, haute, moyenne et basse tension (distribution). La structure des réseaux varie d'un pays à un autre, mais on peut la représenter de la façon générale suivante:

Chapitre 1

.1.1. Les lignes électriques :

Le genre de ligne utilisée est imposé par les facteurs suivants :

- > Puissance active à transporter.
- > Distance de transport.
- > Coût.
- > Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

Nous distinguons quatre types de ligne :

Ligne de distribution à basse tension.

- > Ligne de distribution à moyenne tension.
- > Ligne de transport à haute tension.
- > Ligne de transport à très haute tension.

- Lignes de distribution B'I' :

Ce sont les lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter les moteurs, cuisinières, lampes, etc.

- Lignes de distribution MT :

Ce sont les lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie d'électricité.

- Lignes de transport HT :

Ce sont les lignes qui relient les postes de transformation principaux aux centrales de génération.

- Lignes de transport THT :

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs de 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765 KV.

1.1.2. Type de ligne :**- Ligne souterraine :**

Les lignes souterraines sont utilisées dans quelques cas particuliers : transport sous-marin, franchissement de sites protégés, alimentation de grandes villes, de métropoles ou autres zones à forte densité de population. Les lignes souterraines sont plus répandues en basse et moyenne tension, moins en haute tension du fait des coûts prohibitifs.

- Ligne aérienne :

La notion de ligne, comme prédéfini, renferme en soit un ensemble d'aspects relatifs aux éléments constitutifs, aux grandeurs descriptives et aux effets interactifs impliqués. En effet, on distingue les aspects:

- Mécanique, relatif à la construction de la ligne;
- Electrodynamique, relatif aux interactions entre parties conductrices de la ligne;
- électrique (électromagnétique), relatif aux processus de transmission de l'énergie pour lequel le conducteur (phase) est l'élément essentiel,
- D'échange mutuel, relatif aux interactions avec l'environnement...

Pour analyser le processus de transfert de l'énergie électrique la ligne est considérée dans son aspect électromagnétique et peut être représentée par le schéma unifilaire électrique puisque, par construction, les phases sont considérées symétriques et équilibrées.

1.1.3. Composants des lignes aériennes :

Une ligne aérienne est un élément du réseau électrique destiné à transporter l'énergie électrique entre deux ou plusieurs de ses nœuds. La notion de ligne est générale, aussi bien dans son utilisation que dans sa construction. Elle est utilisée pour le transport, l'alimentation et la distribution de l'énergie électrique ; ainsi que pour l'interconnexion des réseaux régionaux et inter territoriaux. Par ligne aérienne (ou en câble) on sous-entend une installation qui intègre dans sa construction un ensemble de composants.

En effet, une ligne aérienne est composée essentiellement par les élément suivants:

- Le conducteur,
- L'isolateur (sous forme de guirlande),
- Fil de garde (protection contre la foudre),
- Les pylônes et leur fondation,
- Autres éléments comme poteaux intermédiaires, moyens de fixation et de suspension, installation de protection contre la foudre...

Le fonctionnement de la ligne est conditionné par des interactions électromagnétiques diverses, qui se trouvent à l'origine de tous les changements de son comportement et de ses paramètres. De ce fait, l'impact de ces interactions détermine, de manière fondamentale, aussi bien les caractéristiques du régime que ceux de construction. La détermination des paramètres de construction doit obéir à des considérations non seulement d'ordre technique et

économique mais aussi à des considérations de sécurité préventive ; ayant trait à l'être humain et à l'environnement en général. Le niveau nominal de la tension utilisée est un facteur important dans le choix du dimensionnement de la ligne.

Les paramètres essentiels de dimensionnement sont (fig. 1.1)

La hauteur H du pylône,

Les distances D et d entre l'axe du pylône et le conducteur et entre conducteurs,

La longueur de la guirlande d'isolation,

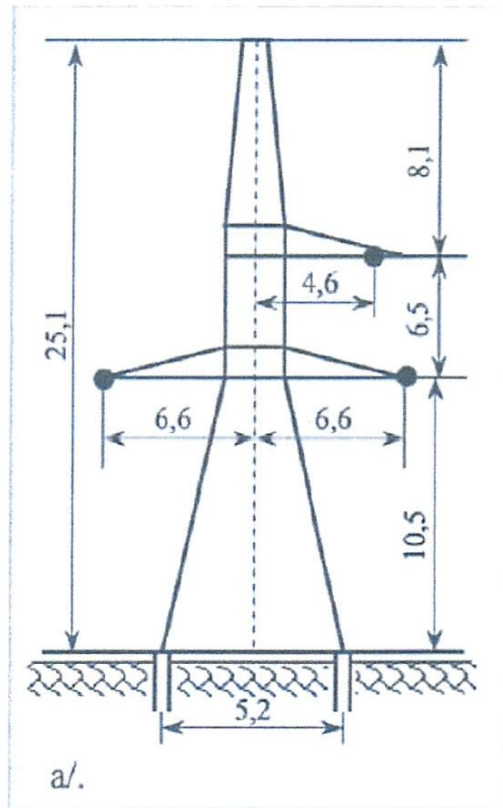
La portée p entre l'axe du pylône et celui de la guirlande d'isolation,

La hauteur h entre le point le plus bas du conducteur et la terre,

Distances L et l entre pylône et entre poteaux intermédiaires,

La flèche de flexion du conducteur.

Les effets interactifs électrodynamiques et électrostatique, engendrés par la propagation du champ électromagnétique le long de la ligne font que ces grandeurs sont normalisées en fonction du niveau de tension, Tab.1. à titre d'exemple. Les grandeurs telles que portée entre pylônes et poteaux intermédiaires, gabarits, consoles de suspension... sont déterminées à partir du traitement des questions relatives à la construction et la résistance mécaniques des lignes.



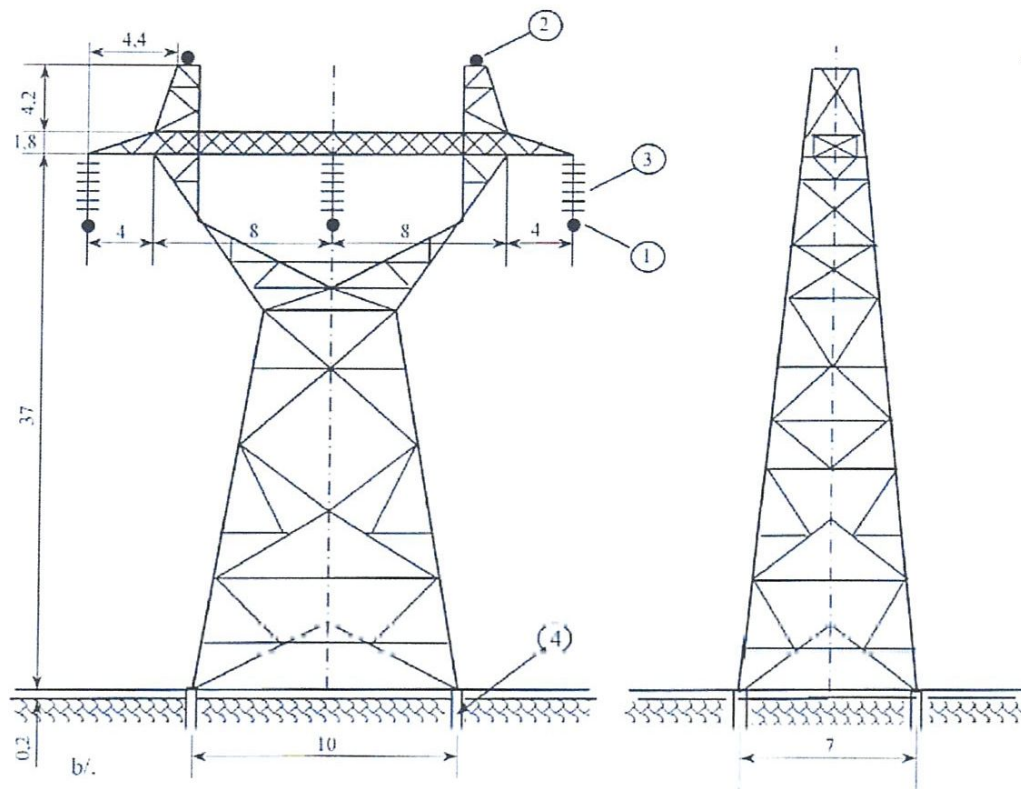


Figure 1.1 Modèles de pylône de dimensions (m) réelles ;a. - $U_N = 220$ kV, h-Vu-500 kV, l.-Conducteur (phase), 2. - Fil de garde, 3. - Isolateur, 4. -Fondations (mise à la terre

Tab.01

U, kV	6/10	35	110	220
h, m	6 / 7	6 / 7	6 / 7	7 / 8
a, m	0, 8 / 1	3 / 3, 5	4 / 4, 5	5 / 7

Les lignes aériennes, dont la somme des longueurs pour un réseau donné se compte par centaines et milliers de kilomètres, subissent des efforts énormes de forces diverses; auxquelles elles doivent nécessairement résister. Les poids énormes, qui se comptent également par centaines et milliers de tonnes, suspendus et soutenus par les pylônes et poteaux, posent un vrai problème pour l'analyse des comportements mécaniques des lignes. En effet, on distingue les efforts suivants :

- > Le poids de la matière suspendue engendre le long du tracé de la ligne des effets de flexion, de flambage, de cisaillement, d'étirage, de fatigue...

- > Le gèle et la neige ajoutent un poids supplémentaire et amplifient les effets sus cités,
- > Les vibrations engendrées par la présence du vent soumettent les conducteurs à des effets de fatigue qui peuvent se cautionner par des ruptures,
 - > La variation de la température engendre des contraintes internes dont l'effet se répercute aussi bien sur les paramètres du régime que sur ceux de construction-Ces aspects sont d'une importance capitale et leur prise en charge, pendant les projets, doit conduire à la fiabilité mécanique requise de fonctionnement de la ligne (du réseau),

La variation de la température, la composition de l'atmosphère ainsi que la pollution environnante (humidité, sel, agent chimique, électrochimique...) introduisent, pendant les études, d'autres contraintes quant au choix des conducteurs. Ainsi, à partir de ces considérations et pour une fiabilité requise, le conducteur à utiliser doit répondre aux quatre propriétés essentielles suivantes :

- Une bonne conductibilité électrique,
- Une grande résistance mécanique,
- Une grande résistance aux effets chimiques et électrochimiques,
- Une disponibilité suffisante de la matière première.

Le conducteur est un élément principal de la ligne. Il est destiné à canaliser le champ électromagnétique, donc l'énergie électrique, suivant un tracé déterminé. Il découle qu'un plus grande capacité de transmettre de l'énergie électrique nécessite une plus grande conductibilité. Cette propriété est d'autant plus importante que les distances de transport sont plus grandes. Conformément à ces exigences, les matériaux généralement utilisés pour la réalisation des conducteurs aériens ;

- L'aluminium et ses alliages,
- Le cuivre et ses alliages,
- L'acier.

Les questions relatives à la technologie de traitement et de fabrication des conducteurs sortent des limites de ce travail, mais on peut dire que les fils conducteurs sont obtenus par étirage à froid et doivent présenter une résistance mécanique suffisante.

a). Aluminium :

On sait que l'aluminium a une bonne conductibilité électrique, mais présente une faible résistance mécanique à la fatigue (voir Tab. 2), ce que le rend, particulièrement, non convenable dans le cas d'apparition des vibrations dues au vent.

b). Cuivre :

Il a une conductibilité et une résistance mécanique relativement meilleures ; il est moins fragile et observe une bonne résistance à la corrosion. Sa résistance mécanique reste, encore, insuffisante comparativement aux efforts actifs appliqués aux lignes aériennes. En plus, le cuivre est un matériau relativement plus rare ; ce qui rend son utilisation limitée.

c). Acier :

Il présente, en même temps, l'avantage capital d'être un matériau de grande résistance mécanique (60 à 70 Kg/mm²] et l'inconvénient d'être un mauvais conducteur. Il est d'une disponibilité suffisante et est moins cher par rapport aux autres matériaux.

En raison de sa grande résistance mécanique, il trouve une large application dans la conception et la réalisation des conducteurs des lignes aériennes. En effet, il est utilisé en mélange avec l'aluminium ou le cuivre pour former un conducteur, en même temps, de conductibilité élevée [assurée par la présence de l'un de ces derniers) et de grande résistance mécanique (de l'ordre de 120 Kg/mm², assurée par l'acier).

Du point de vue construction, on distingue différents types de conducteurs :

Tab.02

MATERIAU	ALUMINIUM	CUIVRE	ACIER
Résistivité*, $\rho \Omega \text{ mm}^2 / \text{km}$	29,5*31,5	17,8* 18,5	
Résistance mécanique, $R_m, \text{kg/mm}^2$	15-16	39	60 70

Les valeurs de la résistivité sont données pour les conducteurs réels utilisés

- A un fil,
- A plusieurs fils (fibres),
- A fibres avec combinaison de deux matériaux,
- Tubulaires...

Les conducteurs à un fil sont généralement utilisés dans les réseaux de basse tension ($U < 1$ kV). Ceux à fibres présentent de grands avantages, tels que fiabilité, souplesse et flexibilité, d'où une meilleure interaction avec différentes perturbations mécaniques pendant l'exploitation des lignes. La combinaison de l'acier avec l'aluminium ou le cuivre permet d'atteindre les propriétés sus citées, exigées d'un conducteur pour une meilleure fiabilité dans le sens général. L'acier est installé justement dans la partie centrale du conducteur pour une raison déduite et dictée par les propriétés fondamentales du champ électromagnétique ; en fait, pour les «réseaux à courant alternatif, la partie centrale du conducteur n'est pas vraiment conductrice et le matériau y inséré, non chargé alors par la conductibilité, doit assurer la résistance mécanique requise.

Les phénomènes électriques dans les réseaux :

Un réseau électrique est un système composé de différents éléments constituant un support physique d'interaction mutuelle et de transmission de l'énergie électrique. Le fonctionnement de système dans le temps et dans l'espace est le résultat de toutes les interactions, conformément aux lois de l'électricité. Celles-ci sont décrites par des équations qui mettent en relations des paramètres fondamentaux descriptifs et quantitatifs des processus énergétiques, tels primaires comme les tensions, les impédances, le temps et secondaires comme les différents d'onde et autres caractéristiques....

1.2. Les différents systèmes de protection :

1.2.1 Terres et masse :

Dans le cas de l'écoulement des courants de foudre, les caractéristiques des réseaux de terre doivent être déterminées pour des courants pouvant atteindre la centaine de kilo ampères et pour des fréquences allant jusqu'au mégahertz.

Les systèmes de mise à la terre permettent de fixer une référence de potentiel. En haute fréquence, toute liaison devient impédance en raison, en particulier, de sa composante selfique. La notion de référence de potentiel longitudinale n'existe plus et la fonction d'un réseau de terre est alors d'un part de maîtriser les différences de potentiel longitudinales de façon à réduire les tensions de pas et de toucher (sécurité des personnes) et d'autre part de limiter les différences de potentiel transversales entre deux points contigus de l'installation, de façon à contribuer à la diminution des perturbations électromagnétiques.

En basse fréquence, la terre peut être considérée comme résistive et il est alors possible de calculer la résistance des prises de terre en tenant compte de la forme de l'électrode de terre, des conditions d'installation et de la résistivité du sol.

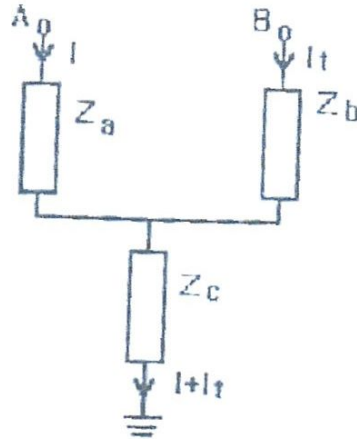
En haute fréquence, cette approximation n'est plus vraie car il faut tenir compte des composantes selfiques et capacitives de la mise à la terre et des circuits afférents, ainsi que de la caractérisation des sols qui est beaucoup plus délicate qu'en basse fréquence. A cette caractérisation électrique s'ajoute le fait qu'une représentation localisée des prises de terre n'est plus satisfaisante et il faut alors faire appel pour les modéliser aux théories des lignes de transmission ou des antennes.

On définit en premier lieu la notion très théorique de "terre de référence" ou terre parfaite qui est placée "loin du point d'entrée dans le sol du courant de foudre et dont le potentiel est nul par définition.

L'écoulement du courant qui fait suite à un coup de foudre par le sol va provoquer des montées en potentiel des terres locales, liées au fait que ces dernières ne sont pas parfaites.

On modélise cette montée en potentiel par des impédances placées entre le point de mesure de référence et le point de mise ou des mises à la terre de l'installation. La question du raccordement des masses d'une ou de plusieurs de l'installations, à la terre, peut alors être schématisée comme suit.

Considérons une installation possédant deux mises à la terre distinctes. L'une, appelée A, est affectée à la mise à la terre des dispositifs de protection contre la foudre et est parcourue par le courant de foudre I . L'autre, appelée B, est dédiée par exemple à la mise à la terre de systèmes électroniques et est parcourue par un courant résiduel I_t . Il est en général très faible devant I . Si on appelle respectivement Z_A et Z_B les impédances de ces deux mises à la terre par rapport à la terre locale, et si on appelle Z_c l'impédance existant entre la terre locale et la terre de référence, on peut calculer la montée en potentiel de la terre B par rapport à la terre A en cas de coup de foudre d'intensité I . On a :



$$V_A = Z_A I + Z_C (I + I_t)$$

$$V_B = Z_B I_t + Z_C (I + I_t)$$

$$\text{D'où } V_{AB} = Z_A I - Z_B I_t$$

Figure : 1.2

Cette tension peut devenir élevée, et elle ne dépend en aucun cas de la qualité de la mise à la terre représentée par Z_c . Si les deux réseaux de masses A et B sont proches, il peut exister une différence de potentiel suffisante pour occasionner un amorçage entre les deux réseaux.

La diminution des montées de potentiel locales des réseaux de masses est obtenue en interconnectant au maximum tout ce qui peut servir de conducteur de retour aux courants de terre. Cela permet d'une part de diminuer les impédances de réseaux masses ; d'autre part, de répartir les courants de terre entre plusieurs conducteurs (diminution globale de Z_A)

On appellera "réseau de masses" ou "terre locale" d'une installation, l'ensemble des réseaux permettant d'assurer la référence de potentiel transversale d'une ou d'un ensemble d'installations.

La condition essentielle et fondamentale de la qualité d'une protection contre les effets électromagnétiques de la foudre consiste à limiter les différences de potentiel transversales entre deux points de circuits de masses adjacents, de façon à supprimer les causes d'amorçages.

Du même coup, ces dispositions limiteront les différences de potentiel longitudinales, sources de courant de circulation.

Ce qui vient d'être dit conduit tout naturellement à **préconiser des réseaux de masses maillés** par rapport aux traditionnels réseaux de masses en étoile.

1.2.2 . Les réseaux de masses :

Le réseau de masses type est constitué de l'ensemble des masses métalliques du site à protéger et en particulier :

- les masses des bâtis et des baies,
 - les chemins de câbles formés de goulottes métalliques, fermés par un couvercle métallique, et dont tout les éléments sont assemblés entre eux par boulonnages ou par tresses soudées,
 - la structure métallique des faux planchers,
 - toutes les structures métalliques des bâtiments, pylônes, antennes,
 - les conducteurs de descente des pointes captrices,
- structures à protéger, et réalisé par exemple en plat de cuivre.

Chacun de ces éléments participent au maillage des réseaux de masses, et a un effet réducteur important contre les champs électromagnétiques rayonnés par les éclairs et les courants de circulation conséquents.

La difficulté majeure réside dans l'application de ces principes, aussi bien en ce qui concerne la réalisation de nouveaux équipements qu'en ce qui concerne la conservation ultérieure de leurs caractéristiques. En particulier, il est nécessaire d'assurer la coordination des raccordements des masses entre services ou unités ayant des fonctions et des besoins différents. En effet, la réalisation successive d'installations tend à favoriser de fait la mise en place de réseaux de masses en étoile qui vont à rencontre de l'objectif recherché du maillage des masses.

1.2.3 La protection des réseaux de distribution d'énergie électrique :

Il serait illusoire de croire qu'il existe un dispositif idéal ou des méthodes de protection absolues. Les principes de la protection s'appuient sur une cascade de protections de plus en plus sensibles, en fonction de la nature et du type d'installations

à protéger : on ne protège pas un réseau électrique comme on protège un système informatique.



Figure :1.3.

Z_n : impédance de mise à la terre du neutre

P_s : limiteur de surtension

.1.2. Mise a la terre du neutre

Le point neutre est relié directement à la terre.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit toutes ensemble, soit par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre. La protection est assurée au moyen de dispositifs différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la même prise de terre.

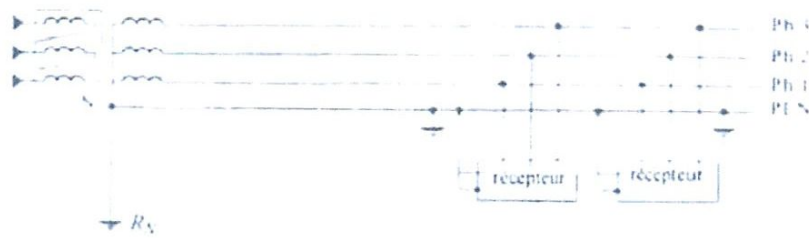


Figure : 1.4

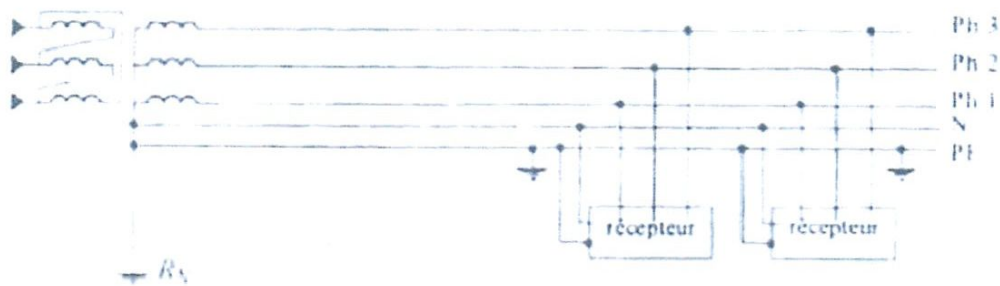


Figure : 1.5

1.3. diverses caractéristique

. schéma des réseaux MT

La plupart des réseaux aériens MT comportent (fig.1.6)

- > des antennes principales issues d'un poste HT/MT ;
- > des dérivations plus ou moins ramifiées alimentant les divers postes MT/BT.
- > éventuellement des postes d'étoilement MT (1).

Ces réseaux sont normalement exploités suivant un schéma radial. Toutefois, il peut exister des possibilités de « bouclage » avec un réseau voisin, soit sur une antenne principale, soit sur une dérivation importante ; ces bouclages ne sont réalisés que pour permettre des manœuvres exceptionnelles (notamment report d'alimentation en secours après incident); les dispositifs de protection qui vont être décrits ne sont pas adaptés au fonctionnement en boucle fermée, mais il n'y a pas lieu de prévoir de dispositions spéciales pour ces fonctionnements lorsqu'ils sont exceptionnels et de courte durée.

- Les défauts.

Les défauts affectant les réseaux aériens à M.T. peuvent être classés de deux façons différentes :

- soit suivant leur emplacement,
- soit suivant leur durée et la difficulté de leur élimination. Suivant l'emplacement, on peut distinguer les défauts affectant :
 - la partie « moyenne tension » des postes HT/MT, en amont des disjoncteurs protégeant chaque départ MT ;
 - les réseaux proprement dits, en aval de ces disjoncteurs (lignes aériennes et câbles isolés constituant les antennes principales et les dérivations, y compris la partie MT des postes MT/BT).

Les postes d'étoilement MT existants sont, en fait, soit des futurs postes de transformation HT/MT, soit des postes réunissant dans une même enceinte un transformateur MT/BT et un ou plusieurs départs en dérivation.

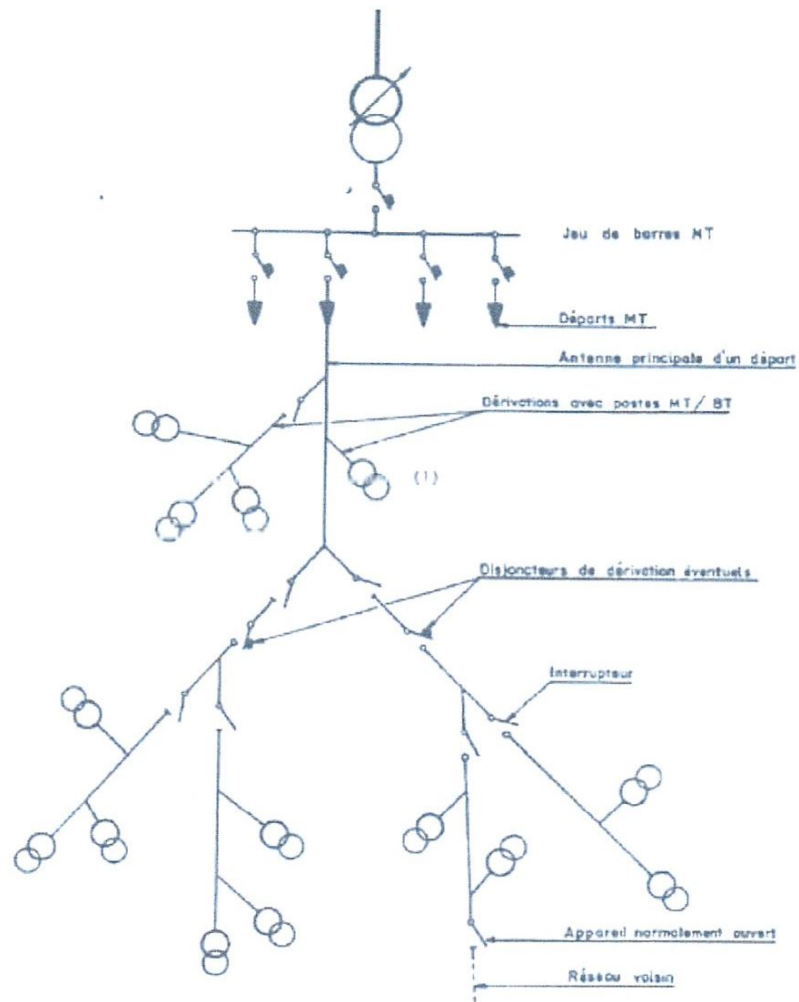


Figure :1.6

Compte non tenu des défauts auto extincteurs, la répartition des défauts suivant leurs formes est la suivante :

Tab :03

Pourcentage des défauts suivant leurs formes	Fugitifs	Semi-permanents	Permanents	Total
Monophasés.....	72%	54%	40%	68%
Biphasés-isolés.....	7%	11%	9%	8%
Biphasés-terre.....	7%	7%	3%	7%
Triphasés.....	9%	10%	6%	9%
Evolutifs.....	5%	18%	42%	8%

Si l'on écarte de la statistique les défauts évolutifs, on trouve que 74 % des défauts n'ont atteint qu'une phase, les 26 % restants ayant atteint deux ou trois phases.

En outre, il a paru intéressant de mesurer les intensités des différents défauts monophasés et d'en déduire les résistances de ceux-ci. Les calculs effectués dans,

6 000 défauts monophasés de toutes causes , il montrent que ;

82 % des défauts ont une résistance inférieure à 100 Ohms

15 % des défauts ont une résistance comprise entre 100 et 200 Ohms

2 % des défauts ont une résistance comprise entre 200 et 300 Ohms

1 % des défauts ont une résistance supérieure à 300 Ohms

compte non tenu des terres résistantes dont la valeur dépasse généralement 600Ω .

1.4. position du neutre par rapport a la terre

Le neutre d'un réseau aérien à MT peut :

- être isolé de la terre ;
- être réuni à la terre par l'intermédiaire d'une bobine d'extinction (dite de Petersen) ;
- être réuni à la terre par l'intermédiaire d'une impédance limitatrice.

Plusieurs faits permettent de prendre une position nette en faveur de la mise à la terre du neutre par l'intermédiaire d'une impédance limitatrice :

En premier lieu, les risques de surtension encourus sur un réseau dont le neutre est mis à la terre par l'intermédiaire d'une impédance limitatrice sont moindres que sur un réseau à neutre isolé ou relié à la terre par l'intermédiaire d'une bobine d'extinction.

Il n'est plus fondé de reprocher à la mise à la terre du neutre l'évolution en défauts fugitifs de tous les défauts entre une phase et la terre qui auraient été auto-extincteurs dans le cas du neutre isolé ou de la bobine d'extinction; en effet, l'emploi de disjoncteurs série munis de réenclencher rapides, ou de disjoncteurs shunt, permet de résoudre ce problème.

La protection des départs et des dérivations contre les défauts monophasés est facilement réalisée dans le cas où le neutre est mis à la terre, en utilisant des relais à maximum d'intensité résiduelle simples et robustes.

Pour le moment, un certain nombre de réseaux ont encore leur neutre isolé ou réuni à la terre par bobine d'extinction ; il est souhaitable que la mise à la terre de ces différents réseaux soit effectuée comme indiqué ci-dessus, progressivement et en tout cas obligatoirement lors du passage des réseaux à 20 kV ou lors de l'installation d'un dispositif automatique destiné à l'élimination des défauts fugitifs et des protections de dérivation.

- défauts auto-extincteurs : ce sont ceux qui disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts, sans provoquer de déclenchement sur le réseau ;
- défauts fugitifs : ce sont ceux qui nécessitent, pour disparaître, une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde), ou encore, et seulement s'ils sont monophasés, une très brève mise à la terre franche de la phase avariée (1) (un à deux dixièmes de seconde) ;
- défauts semi-permanents : ce sont ceux qui exigent, pour disparaître, une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre de quelques dizaines de secondes, mais ne nécessitent cependant, pour la reprise du
- service, aucune intervention, sur le réseau, du personnel d'exploitation (2) ;
- défauts permanents: ce sont ceux qui, après avoir provoqué un déclenchement définitif, nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service ; ces défauts impliquent en général, soit des avaries de matériel (rupture de conducteurs, claquage d'isolateur, etc.), soit la présence sur les conducteurs de branches d'arbre, d'oiseaux, etc..

Pour répartir les défauts suivant leurs formes et leurs natures, des relevés statistiques ont été établis qui sont les résultats de plusieurs années d'expérimentation (2 à 10 ans) sur une dizaine de réseaux 15 kV et 20 kV. Ces réseaux d'essai, d'une étendue totale avoisinant 3 000 km, choisis à dessein dans des contrées géographiquement différentes (Bretagne, Picardie, Jura, Alsace, Alpes), ont été surveillés par des oscilloscopes perturbés.

Le neutre de chacun de ces réseaux est réuni à la terre le plus souvent par une résistance limitant le courant de défaut franc monophasé à 300 A. Sur les 3 000 km de lignes aériennes surveillées, on relève :

- > 2 000 km bénéficiant de réenclenchement rapide et lent ;
- > 1 000 km bénéficiant d'un disjoncteur shunt et d'un réenclenchement lent.

Les statistiques propres à chacun de ces deux modes de protection se ressemblent beaucoup et il n'y a pas lieu d'en exposer les résultats séparément.

Pendant la durée des observations, on a relevé sur l'ensemble des réseaux d'essai 20 000 défauts qui correspondent à une moyenne variant selon les réseaux de 100 à 200 défauts par an et par 100 km, avec une moyenne générale de 150 défauts par an et par 100 km.

Ces défauts se répartissent suivant leurs natures, de la manière suivante :

- Autoextincteurs 10 % (5 % à 15 %)
- Fugitifs 75 % (70 % à 80 %) : sur cent
fugitifs, 65 à 75 sont monophasés.
- Semi-permanents 10 % (5 % à 15 %)
- Permanents 5 % (3 % à 8 %)

Les défauts semi-permanents peuvent à leur tour se répartir en 3 classes selon qu'ils ont été éliminés après :

- un seul cycle de réenclenchement lent 8,5 %
- deux cycles de réenclenchement lent 1 %
- trois cycles de réenclenchement lent 0,5 %

Les relais à maximum de courant à utiliser doivent être des relais instantanés, temporisés par des relais de temps extérieurs pour réaliser la fonction « déclenchement temporisé » ou des relais à temporisation constante incorporée avec contacts à fermeture instantanée (1).

Le déclenchement est, sauf circonstances particulières, temporisé à 0,60 s (ce qui correspond sensiblement à un réglage du relais de temps de chaque départ de 0,50 s en admettant une durée de coupure du disjoncteur de 0,10 s).

Schéma de principe des détecteurs de courants de défaut Circuit alternatif

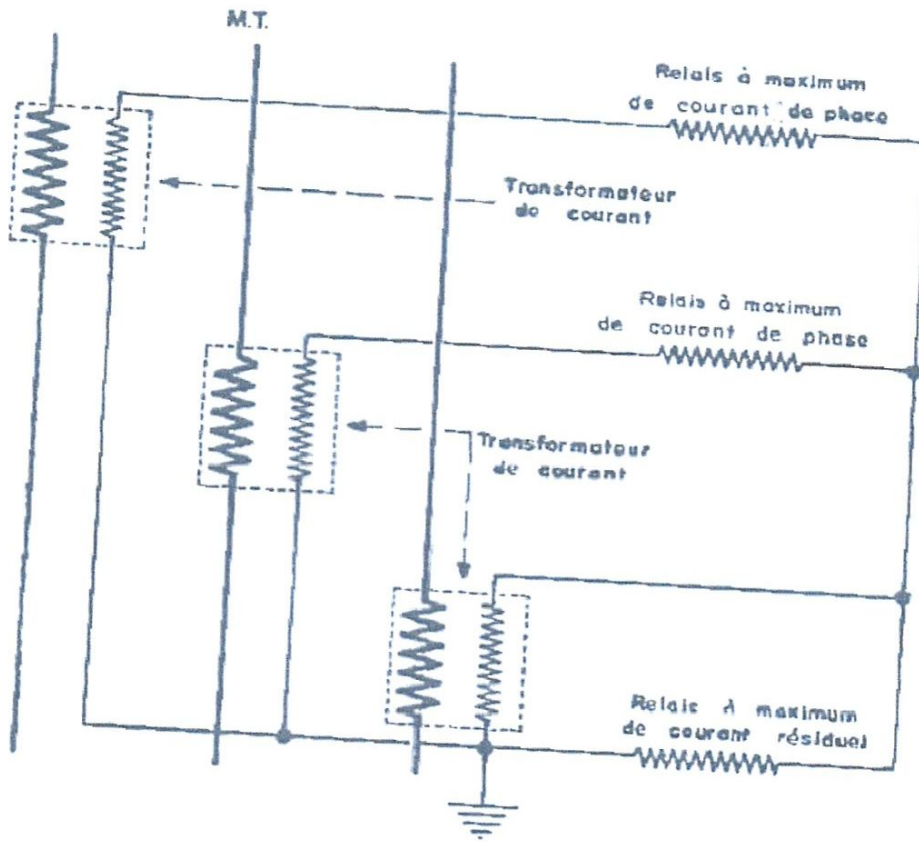
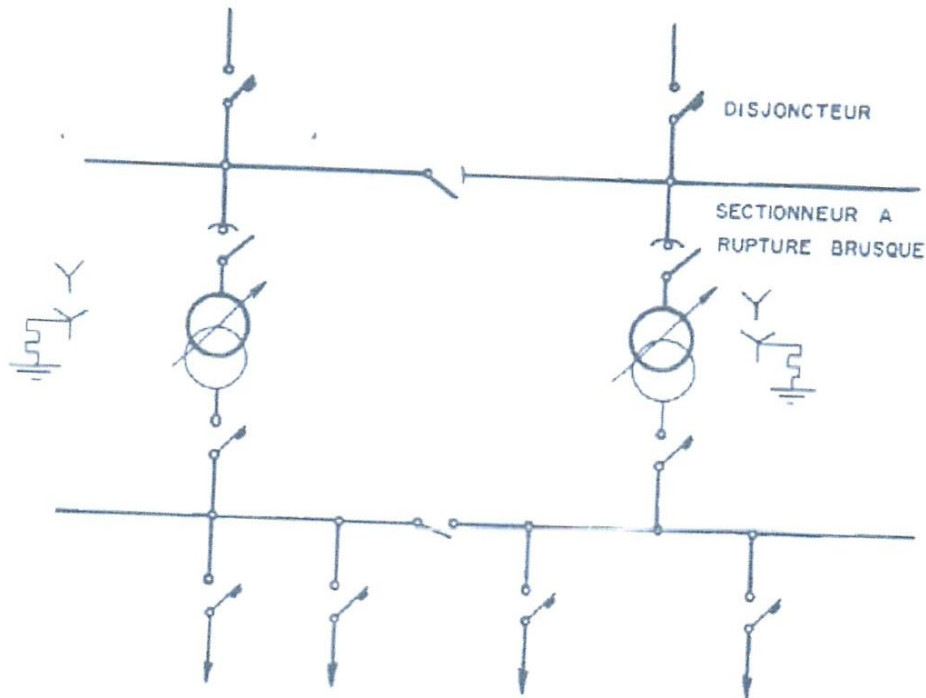


Figure : 1.7

Dans le cas de deux transformateurs HT/MT et de deux lignes HT, on adopte généralement le schéma de la figure 1.8.

Exemple de schéma d'un poste équipé



1.5. Élimination des défauts résistants.

Ce sont pratiquement toujours des défauts entre phase et terre.

♦ Détection des défauts résistants.

On a montré ci-dessus que tout relais à maximum de courant résiduel employé sur un départ pour y réaliser la détection des défauts à la terre possédait nécessairement un certain seuil, ce seuil étant évidemment variable suivant les départs et compris, pour fixer les idées, entre 5 et 15 A.

Or, un certain nombre de défauts peuvent avoir une intensité inférieure à ce seuil: il faut donc utiliser, pour les détecter, un dispositif plus sensible que les protections sélectives de courant résiduel; ce dispositif, évidemment non sélectif, est constitué par

un relais de courant ultra-sensible alimenté par un transformateur de courant spécial dont le primaire est branché en série dans la mise à la terre du neutre du poste

Indicateur de terre: schéma de raccordement

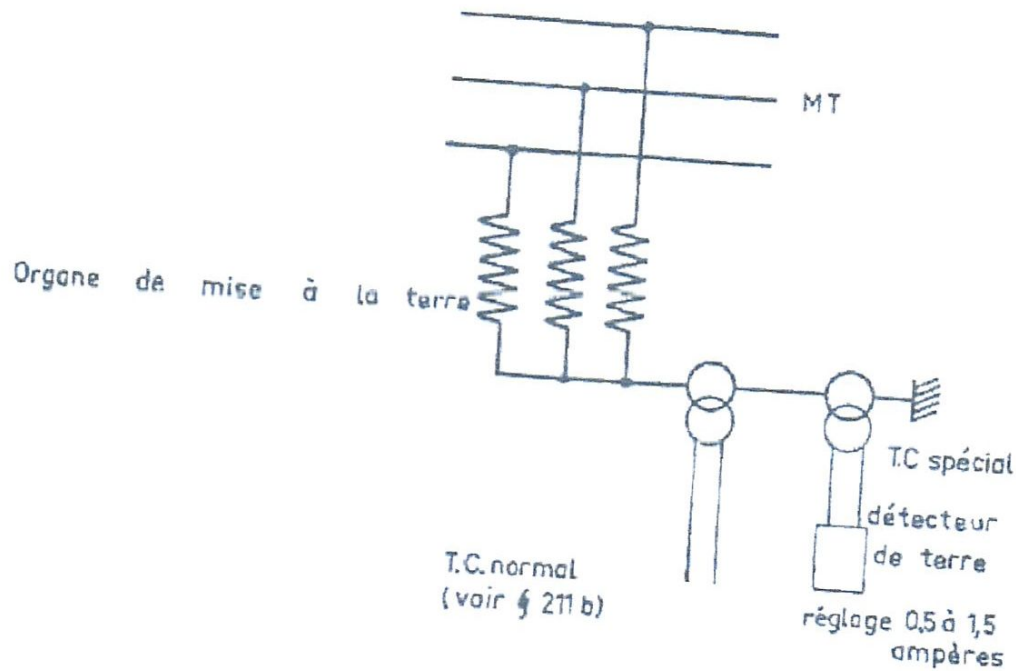


Figure : 1.9

1.6. Expression du courant de défaut

On désigne par J le courant qui circule dans le défaut. Ce courant est donné par l'expression suivante :

$$J = \frac{V_n (1 + 3j\Gamma\omega Z_n)}{Z_n + R (1 + 3j\Gamma\omega Z_n)}$$

Cette expression peut se simplifier dans deux cas particuliers :

Si le $\Gamma\omega Z_n$ produit est faible, ce qui correspond à un réseau de faible étendue ou ayant un circuit de mise à la terre du neutre peu impédant si la résistance R du défaut est négligeable.

Dans le premier cas, l'expression du courant de défaut devient :

$$J = \frac{V_n}{Z_n + R}$$

c'est-à-dire :

$$J = \frac{V_n}{R_n + R} \quad \text{ou} \quad J = \frac{V_n}{jX_n + R}$$

suivant que le circuit de mise à la terre du neutre est résistant ou inductif. Dans le second cas, l'expression du courant de défaut devient :

$$J = \frac{V_n}{Z_n} + 3j\Gamma\omega V_n$$

c'est-à-dire

$$J = \frac{V_n}{R_n} + 3j\Gamma\omega V_n$$

OU

$$J = -j \frac{V_n}{X_n} + 3j\Gamma\omega V_n$$

suivant que le circuit de mise à la terre du neutre est résistant ou inductif. On voit aussi que le courant circulant dans le défaut est augmenté ou diminué par l'existence du courant de capacité homopolaire du réseau suivant que la mise à la terre du neutre est réalisée au moyen d'une résistance ou d'une réac-tance (transformateur des services auxiliaires ou bobine de neutre artificiel par exemple).

expression du courant dans la mise a la terre du neutre

On désigne par I_2 le courant qui circule dans la mise à la terre du neutre. Ce courant est donné par l'expression :

$$I_2 = \frac{V_n}{Z_n + R(1 + 3)\Gamma\omega Z_n}$$

Comme on l'a vu précédemment, l'expression ci-dessus peut se simplifier pour $\Gamma\omega Z_n$

Faibles si $\Gamma\omega Z_n$ est faible, on a : $I_2 = \frac{V_n}{Z_n + R}$

Si R est faible, on : $I_2 = \frac{V_n}{Z_n}$

1.7. Technique de protection des personnes :

- interconnexion et mise à la terre des masses,
- surveillance du premier défaut par un contrôleur permanent d'isolement
- coupure au deuxième défaut par les protections contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles).

Avantages :

- solution assurant la meilleure continuité de service en exploitation,
- lors d'un défaut d'isolement, l'intensité de court-circuit est très faible.

Inconvénients :

- il nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance en exploitation ;
- il nécessite un bon niveau d'isolement du réseau. Cela implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu, et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par des transformateurs de séparation ;
- la vérification des déclenchements pour les doubles défauts doit être effectuée si possible à l'étude du projet de réseau, par des calculs, et obligatoirement à la mise en service par des mesures. Cette vérification doit être effectuée après toute intervention sur le réseau (modification, extension) ;

- il nécessite l'installation de limiteurs de surtension ;
- il nécessite de réaliser une équipotent alité de toutes les masses de l'installation ; sinon il faut installer un dispositif différentiel résiduel sur chaque groupe de masse interconnecté ;il faut éviter de distribuer le conducteur de neutre ; dans le schéma IT, il est en effet recommandé de ne pas distribuer le conducteur de neutre pour les raisons suivantes : si le conducteur de neutre est distribué, lorsqu'il est affecté par un défaut à la masse, les avantages du régime IT sont supprimés car un défaut d'isolement sur une phase provoque un double défaut et donc une coupure,
 - si le neutre est distribué, il est obligatoire de le protéger contre les surcharges et les court-circuit,
 - les longueurs maximales des circuits sont plus faibles lorsque le neutre est distribué
 - la localisation des défauts est difficile sur les réseaux étendus ; lors d'un défaut à la terre, la tension des deux phases saines par rapport à la terre prend la valeur de la tension composée .Les matériels doivent donc être choisis en conséquence.

Chapitre II

Chapitre II : les protections des systèmes électriques .

Introduction:

L'étude des protections d'un réseau se décompose en deux étapes distinctes: La définition du système de protection, appelée plan de protection, la détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée coordination des protections ou sélectivité. Un système de protection, c'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants:

Les capteurs de mesure (courant et tension) fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,

Les relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement, Les organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut: disjoncteurs, interrupteurs, fusibles.

Zone de Protection:

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure. La figure III.1 montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection

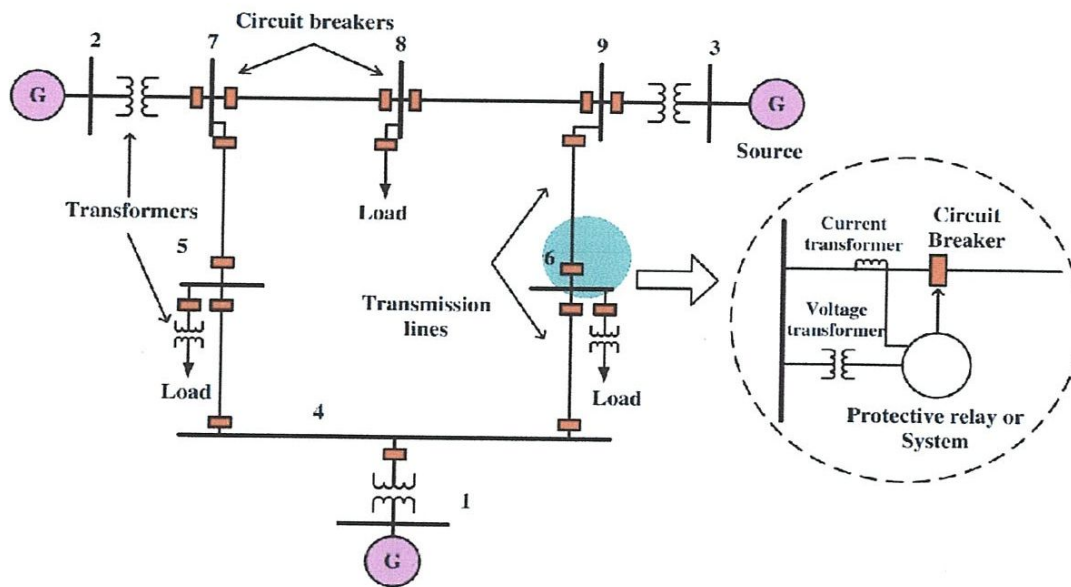


Figure 2.1

2.1. Etude des différents types et principe de protection

2.1.1. Rôles et caractéristiques:

Toute installation électrique qui a été prévue pour une tension et une intensité Déterminées, peut être le siège des perturbations accidentelles due à des causes non prévisibles que l'on ne peut empêcher: coup de foudre, court-Circuit,... etc. Ces perturbations peuvent être dangereuses pour le personnel et pour le matériel ,il y a lieu donc de prévoir des moyens de protections appropriés. On peut définir un système de protection comme suit:

L'ensemble de dispositifs plus au moins complexes dont le fonctionnement est orienté vers les mesures, le contrôle, la signalisation ou l'élimination du défaut électrique par une mise hors tension immédiate de l'élément dont il est le siège. La réalisation de telle fonction de la protection dépend de la nature et l'intensité du défaut. La mise hors tension instantanée a lieu par exemple quand il s'agit d'un défaut de forte intensité dont la persistance peut causer des dommages importants, dans le lieu du défaut et engendre des effets négatifs sur le reste du réseau.

Les systèmes de protection jouent donc, un rôle essentiel et indispensable pour la gestion du fonctionnement des réseaux électriques et pour la sécurité de l'environnement humain et matériel. Références normalisées. Cependant, les contraintes extérieures telle que:

Surtension et coups de foudre.

Chapitre II : les protections des systèmes électriques .

Surcharges.

Fausse manœuvre.

Vieillesse et détérioration des isolants. -Conditions anormales de fonctionnement. Peuvent entraver ces exigences et réduire la performance des éléments.

La continuité de la distribution d'énergie électrique aux consommateurs. Propriété qui caractérise les réseaux électriques, exige un dimensionnement **adéquat des éléments de ce dernier** et la conformité de leurs régimes aux

Le rôle des systèmes de protection est donc d'éviter les conséquences de ces incidents.

- En assurant la protection des personnes contre tout choc électrique.
- En limitant les contraintes thermiques, électriques et mécaniques.
- En réduisant les tensions induites dans les circuits et canalisations voisines.
- En préservant la stabilité du réseau.

Pour assurer toutes ces fonctions, les systèmes de protection pendant leur action, doivent remplir quelques conditions indispensables:

* Sélectivité: Le système de protection ne doit retrancher du réseau que l'organe affecté d'un défaut seulement.

* Rapidité d'action: Pour limiter les dégâts du courant de court-circuit les relais de protection et l'appareillage électrique doivent réagir le plus rapidement que possible en permettant la mise hors circuit de l'élément protégé avant que les limites critiques ne soient dépassées.

* Sensibilité: Le fonctionnement de la protection, doit pouvoir avoir lieu quand les courants de défaut se trouvent réduits; soit par diminution momentanée de la puissance de court-circuit; soit par une résistance de défaut. Cette sensibilité doit être en rapport avec les courants d'essai de transformateur de mesure ou des courants capacitifs du réseau. Les cas limites de fonctionnement doivent être examinés avec soin à partir du schéma d'exploitation

* Fiabilité: La fiabilité exprime le degré de confiance que l'on peut accorder à un matériel; elles doivent fonctionner à coup sûr, quand il survient un défaut à un instant aléatoire. La fiabilité d'un relais est liée à sa robustesse à la qualité de sa construction et les composants s'il s'agit d'un élément électrique.

2.1.2. 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.

Chapitre II : les protections dans les systèmes électrique .

Particulièrement si ceux-ci sont d'un type ancien et sont placés sur le réseau MT alimenté par des transformateurs HT/MT de grande puissance.

-destruction provoquée par les arcs : le contournement par les arcs des isolants.

2.1.3. Les protections dans les réseaux électriques:

Dans les réseaux électriques, on utilise, en fonction du paramètre d'action, trois types globaux de protection:

On distingue:

-Par leur emplacement:

1- Les défauts qui affectent, en aval, les disjoncteurs protégeant les départs MT.

2- Les défauts qui affectent la partie HT/MT en amont des disjoncteurs.

Suivent leur durée et la difficulté de leur élimination;

3-Les défauts fugitifs : qui nécessitent, pour disparaître une coupure très brève de l'ordre de 0,1 sec.

4-Les défauts auto-extincteurs : qui sont des défauts qui disparaissent en des temps très courts généralement inférieurs à 50 ms, sans provoquer le déclenchement du disjoncteur.

k les défauts semi-permanents : qui exigent pour disparaître, un ou plusieurs coupures relativement longues (quelque dizaines de seconde) du réseau d'alimentation -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 le passage 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, peuvent être déformés si leur rigidité mécanique ne présente pas la garantie nécessaire est en fin de compte, carbonisés ou endommagés.

Explosion des disjoncteurs: Les valeurs importantes atteintes par le courant de court-circuit peuvent provoquer l'explosion de disjoncteur,

2.1.4. Protection différentielle:

Ces protections sont utilisées, en général, pour protéger les transformateurs, les lignes , Particulièrement si ceux-ci sont d'un type ancien et sont placés sur le réseau MT alimenté

Chapitre II : les protections des systèmes électriques .

par des transformateurs HT/MT de grande puissance.

Les générateurs, les jeux de barres. Elles se basent sur la comparaison des courants ou des tensions secondaires des TC dans le circuit de relais.

1- Protection ampérométrique : Dispositifs de protection dont les organes de démarrage réagissent aux seuils de l'intensité des courants. Elles peuvent être à maximum ou à minimum de courant.

2- Protection volumétrique : Les organes de démarrage dans ces protections réagissant au paramètre tension et peuvent être également à minimum ou à maximum de tension.

3- Protection à distance: A la différence des deux premiers qui réagissent aux seuils des paramètres du régime (courant tension), cette protection, réagit au paramètre du système ; la résistance. Avec ces types de base, on peut réaliser plusieurs systèmes de protection dont les principaux utilisés dans les réseaux électriques, sont:

-Protection différentielle des éléments du réseau qui peuvent avoir plusieurs orientations selon les objectifs.

-Système de protection directionnelle dans ses différentes configurations.

-Système de protection à distance.

Pour se faire, les transformateurs de courant sont branchés tels que leurs courants secondaires en régime normal circulent en sens inverse dans la bobine (déphasés de 180°). Puisque les courants primaires des TC sont égaux (courant de la charge I_{ch}), les courants secondaires seront égaux et leur différence (courant du relais I_r) est nulle. Même observation pour un court-circuit à l'extérieur de la zone protégée (k_1), puisque $I(I) = I(II) = I_{ch}$ augmentent mais restent égaux. En cas de court-circuit k_2 le courant $I(I)$ s'annule ou change de sens et engendre l'apparition d'un courant non nul de :

relais, la protection fonctionne. Le même principe de protection peut être réalisé en utilisant la comparaison des tensions

Le courant, du relais est déterminé dans ce cas par la F.E.M sommaire appliquée à la sortie du relais.

2-2- Protection des Transformateurs.

Un transformateur est une machine statique destinée à transformer un courant alternatif donné en un autre courant alternatif de même fréquence, mais de tension en général différente. Ces appareils sont très utilisés sur le réseau de transport où ils servent à convertir à des tensions différentes l'énergie électrique transitée.

Chapitre II : les protections des systèmes électriques .

En effet, le transport de cette énergie s'effectue avec des pertes dont l'importance est liée à la tension du réseau, puisque ces pertes sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant (pertes joule). Il est donc nécessaire de transporter cette énergie en haute et très haute tension. Bien entendu, il faudra procéder à la transformation inverse en arrivant dans les centres de consommation afin de délivrer l'énergie électrique et la tension du réseau de distribution

Le transformateur est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue. Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

2.2.1. Principe de fonctionnement de transformateur :

Il existe plusieurs façons de connecter les enroulements, pour les transformateurs triphasés de puissance, on rencontre surtout les couplages étoile-étoile et étoile-triangle. En pratique, on utilise des présentations schématiques telles que celles de la figure III.2.

Les enroulements primaires sont repérés par des grandes lettres A, B, C, N et les enroulements secondaires par des petites lettres a, b, c, n.

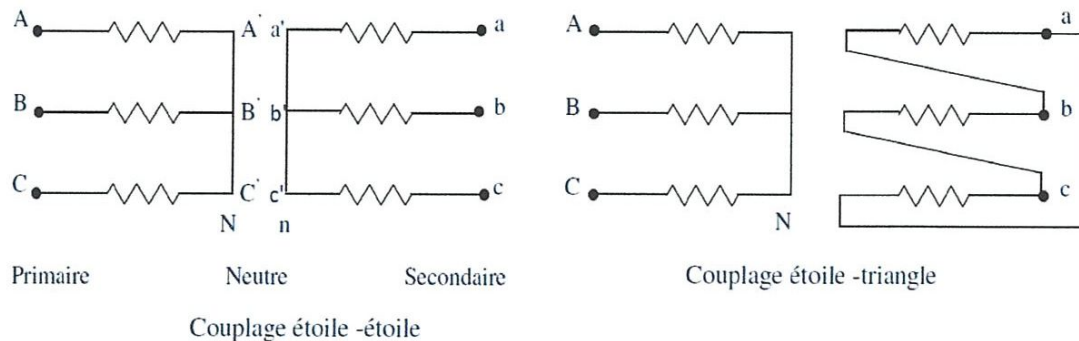


Fig. 2.2.

Couplage des enroulements des transformateurs par ailleurs, pour certains transformateurs de distribution, les enroulements du secondaire sont connectés en « zigzag ». Dans ce cas, chaque bobinage est divisé en deux moitiés sur deux noyaux différents et mise sensé rie en sens inverse. Ce schéma évite les déséquilibres d'ampères-tours des autres montages

2.3. Les transformateurs de puissance.

Le transformateur de puissance est un élément du système électrique destiné à relier des sous-ensembles de réseaux de différents niveaux de tension. Le transfert de l'énergie d'un

niveau de tension à l'autre se fait, en règle générale, magnétiquement grâce au principe d'induction électromagnétique. Vu dans son ensemble, à travers ses paramètres internes et externes (paramètres de construction, de conception ; aspects thermique, mécanique, électrique...), les transformateurs sont considérés comme des machines électriques statiques. Mais, insérés dans les circuits de force des réseaux, le transformateur est considéré par son modèle équivalent entièrement déterminé par des paramètres électriques. Le nombre de transformateurs utilisés dans les systèmes électriques est considérable. Fonctionnant sous le même principe de base, ils peuvent être, en règle générale, différents par leur destination, leur construction, leur type... Mais on peut distinguer, essentiellement, les groupes de transformateurs de puissance de large utilisation ; ce sont les transformateurs à deux et à trois enroulements et les autotransformateurs.

2.3.1. Transformateur à deux enroulements.

La représentation symbolique est donnée par la figure 3.20, a. Le principe de fonctionnement est simple ; il est facilement décrit à partir du schéma (Fig.3.20, b). Les grandeurs N_1 et N_2 représentent les nombres de spires des enroulements primaire et secondaire. Le noyau N sert à créer un circuit magnétique dont la résistance (réductance) doit être la plus faible possible pour que le flux magnétique d'induction qui y circule soit aussi maximal que possible ; en d'autres termes, pour que la dispersion (perte) du flux soit la plus minimale possible. De cette façon, la capacité de transfert du transformateur augmente.

Il importe, à des fins d'analyse et de modélisation, de décrire le processus du transfert magnétique de l'énergie, d'en extraire les propriétés, de saisir les sens physiques et de déterminer les paramètres électriques descriptifs.

Considérons le transformateur idéal (sans dispersion de flux) par son schéma de principe (Fig.2.3, b, c), sous ses deux états de fonctionnement ; le régime à vide et le régime en charge. Quand le contact « k » est ouvert, l'impédance Z du circuit secondaire est égale à l'infini ; le courant I_2 est alors nul. La tension appliquée à l'enroulement primaire force dans ce dernier un courant I_0 ; lequel, par le développement de la force magnétomotrice $FMM = I_0 N_1$, engendre le flux Φ_0 qui va circuler en se refermant dans le circuit magnétique du noyau N . La circulation de Φ_0 implique deux effets simultanés ;

- ✓ Une force électromotrice d'auto-induction dans le primaire, opposée au courant I_0 ,

$$\dot{E}_{10} = -N_1 \frac{d\Phi_0}{dt} \quad (3.34)$$

✓ Une force électromotrice d'induction dans le secondaire, dont l'effet est dirigé dans le même sens que celui de la tension U_1 ,

$$\dot{E}_{20} = -N_2 \frac{d\Phi_0}{dt} \quad (3.35)$$

Où ; toutes les grandeurs sont représentées par leur valeur symbolique (complexe), Φ_0 – Flux d'une spire.

La F.e.m. E_{10} est opposée à la tension de la source U_1 . Par rapport à cette dernière, le transformateur se présente comme une charge ; par contre au secondaire, la F.e.m. E_{20} se présente comme une source, c'est-à-dire que le transformateur, pour toutes les charges avales, est une source.

En posant,

$$\Psi_{10} = N_1 \Phi_0 = L_0 I_0,$$

On peut facilement obtenir,

$$E_{10} = -L_0 \frac{dI_0}{dt} = -j\omega L_0 I_0 = -jx_0 I_0.$$

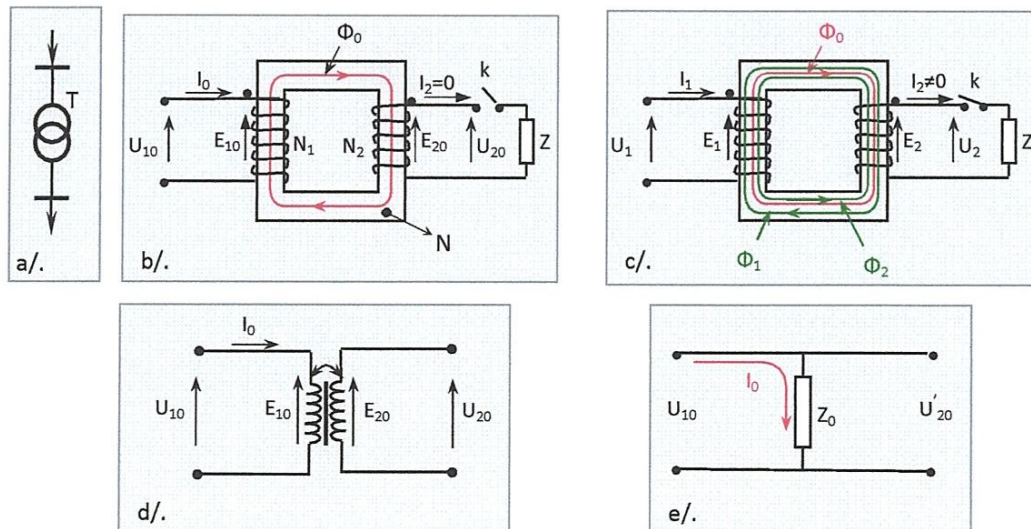


Fig .2.3. Principe de fonctionnement du transformateur (idéal)

Chapitre II : les protections donne les systèmes électrique .

La réactance x_0 correspond au flux utile de transfert de l'énergie (flux d'aimantation), où L_0 représente en fait l'inductance mutuelle des enroulements primaire et secondaire. Pour des raisons objectives d'amélioration de la capacité de transfert, on recherche toujours de réduire les dispersions pour atteindre un flux utile plus grand, donc une forte induction. Dans ces conditions la réactance x_0 du circuit à vide (primaire) augmente considérablement ; ce qui se traduit par une réduction considérable du courant I_0 d'aimantation. La circulation du flux Φ_0 dans le circuit magnétique induit des courants de conduction circulaires dans la section du noyau N dont l'effet Joule engendré est défini comme pertes de puissance active ΔP_0 à vide ; auxquelles on fait correspondre la résistance r_0 à vide.

Pour la protection différentielle du transformateur de puissance, le principe reste le même ; mais on doit tenir compte du déphasage entre les courants primaires et secondaires induits par les couplages des bobines correspondantes. Ce déphasage doit être corrigé par un branchement adéquat des transformateurs de courant. On montre un exemple de principe.

Le diagramme vectoriel de la même figure montre clairement la correction' du déphasage des courants. En effet, au niveau du primaire, (en \sim) la relation entre les courants de ligne (phases) et les bobines du transformateur s'expriment:

$$I_a - I_\alpha + I_\beta = 0$$

$$I_b - I_\beta + I_\gamma = 0$$

$$I_c - I_\gamma + I_\alpha = 0$$

Ou bien :

$$I_a = I_\alpha - I_\beta$$

$$I_b = I_\beta - I_\gamma$$

$$I_c = I_\gamma - I_\alpha$$

Chapitre II : les protections donne les systèmes électrique .

Comme les courants (I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}) secondaires des TC_1 sont en relation étoile, Ils sont donc en phase avec les courant de phases I_A, I_B et I_C .Au niveau du Secondaire du transformateur de puissance, les courant (I_a, I_b, I_c) sont en phase Avec les courants primaires I_a, I_b, I_c .

En même temps les courants dans les bobines TC_2 , au coefficient de Transformation près, sont en phases avec (I_a, I_b, I_c)

Donc, a partir de la relation entre les courants d'entrée et ceux de sortie des ;

TC_2 (I_{2a}, I_{2b} et I_{2c})

$$I_{2a} = I_a - I_b$$

$$I_{2b} = I_b - I_c$$

$$I_{2c} = I_c - I_a$$

On peut définir ;

$$I_{2a} = I_a - I_b$$

$$I_{2b} = I_b - I_c$$

$$I_{2c} = I_c - I_a$$

Ainsi les courants qui circulent dans les relais de courants peuvent être Organisés ,en opposition de phase (180°)

Le même principe de protection différentielle longitudinale peut être utilisé par les générateurs (Figure 2.3)

Les Structures de ces protections différentielles peuvent être diverses, en fonction de la nature des défauts et des objectifs de la protection. Le schéma représenté est destiné pour la protection contre les courts- circuits polyphasés.

Par ce même schéma est représentée la procédure séquentielle de la protection Automatique. Elle est constituée par le groupe des organes de démarrage de la Protection (relais à maximum de courant RC) et le relais de temps (R_t s'il y a besoin De temporisation de fonctionnement); ensuite d'un. Relais intermédiaire RI qui doit Alimenter le relais d'exécution RE (et de signalisation .(Ce dernier en dernière séquence actionne la bobine de débranchement (BD) qui ouvre le disjoncteur O . Le schéma de principe de commande est représenté par la figure(2.4).

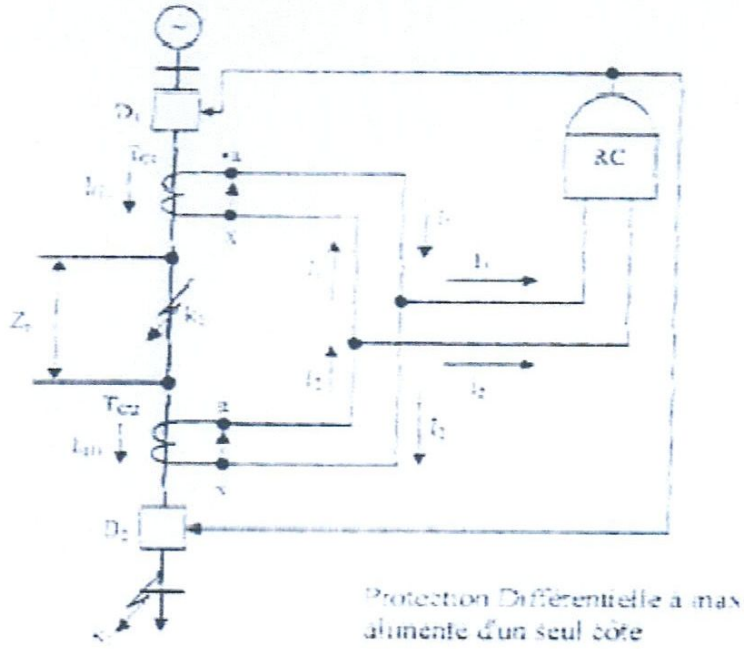
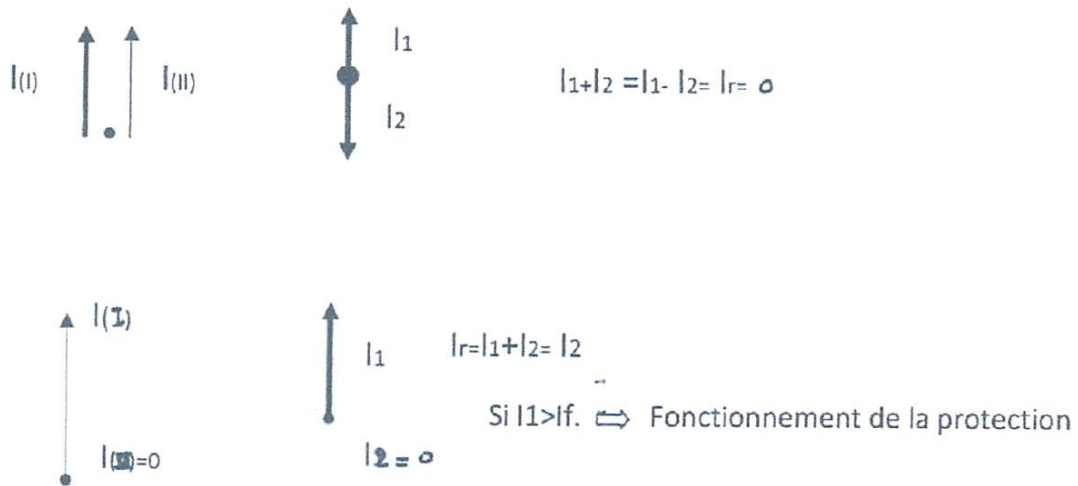


Figure : 2.4



Régime court-circuit K2

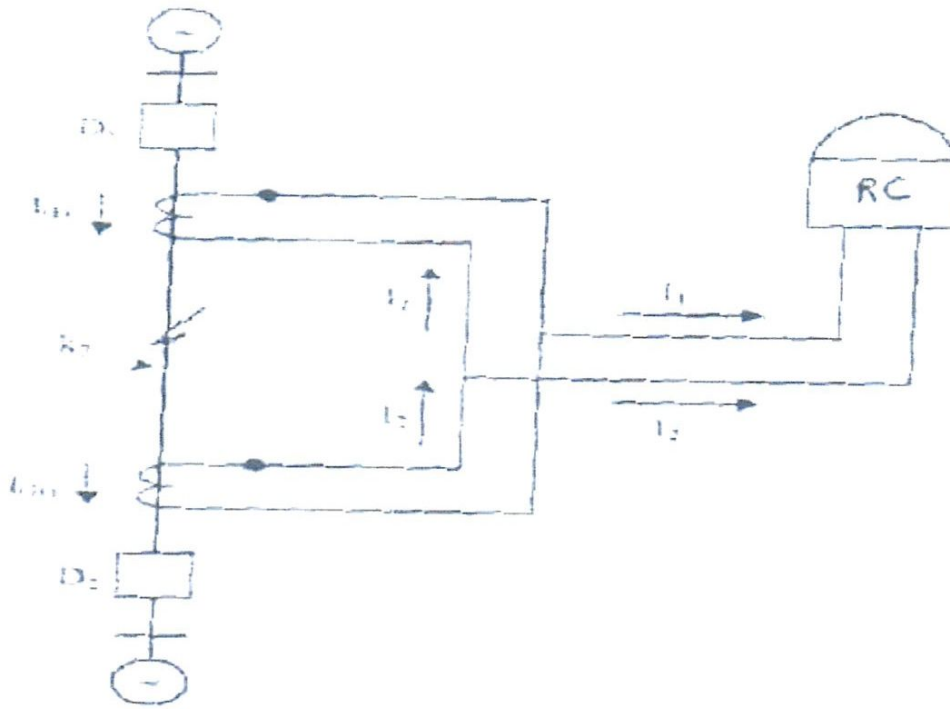
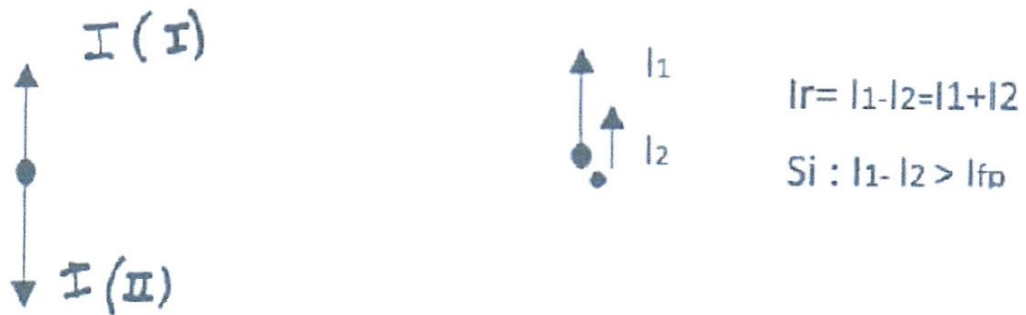


Figure : 2.5

d /alimentation des deux cotés



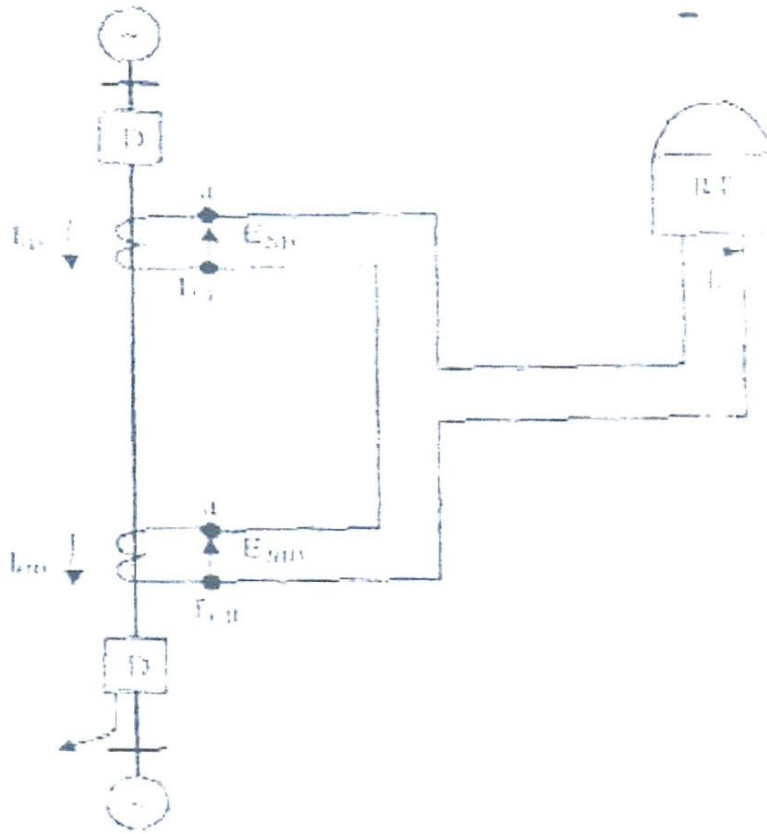
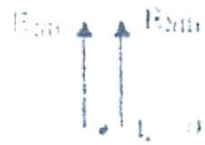


Figure 2.6

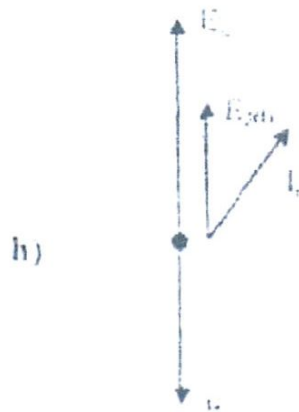
Avant court-circuit



$$I_0 = \frac{E_{g1} - E_{g2}}{Z} = I$$

g)

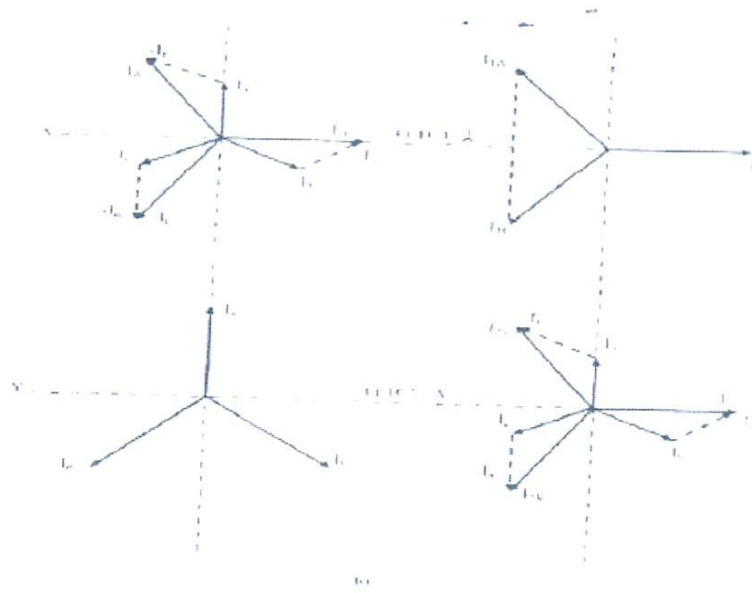
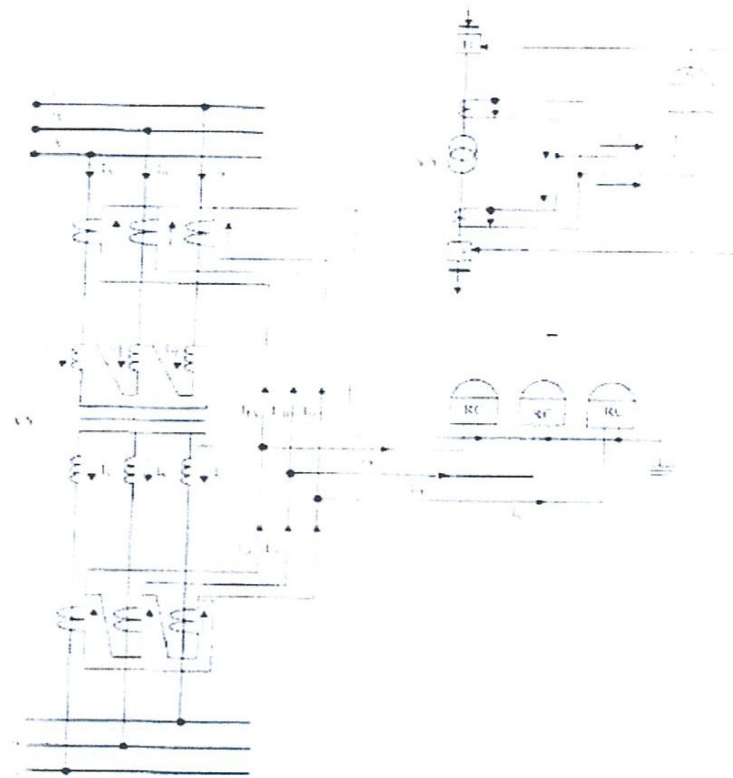
En court-circuit



$$I_f = \frac{E_{g1} - E_{g2}}{Z} = \frac{E_g}{Z} = I$$

h)

Figure 2.7 .protection différentielle à base de comparaison des tensions secondaires



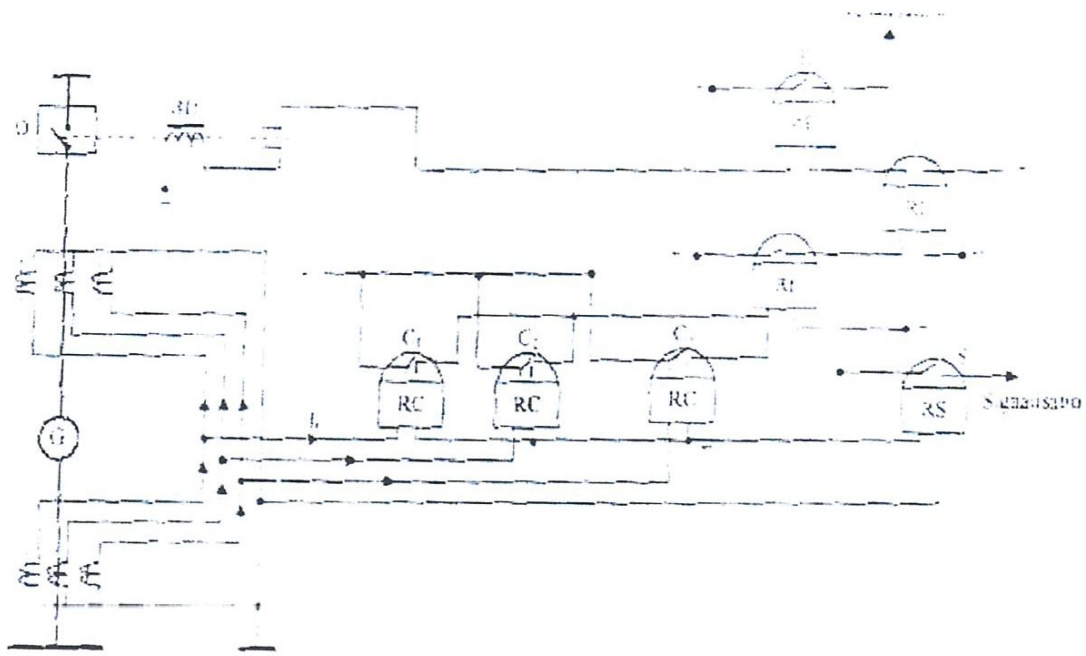


Figure 2.8 :40 Schéma de principe de protection différentielle longitudinale de générateur

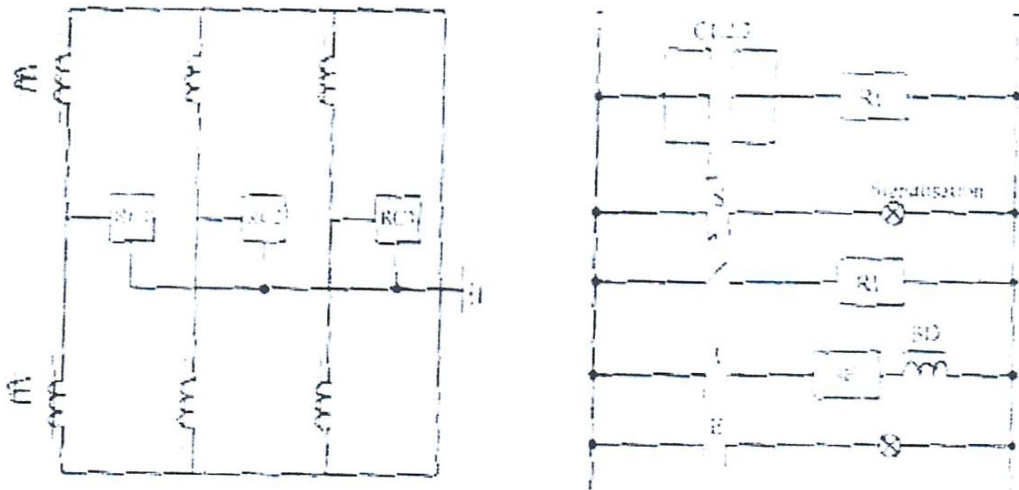


Figure 2.9 : principe de commande

2.3.2. Protection directionnelle

Ces protections sont généralement utilisées dans les réseaux maillés. Elles utilisent comme principe de base la protection à maximum de courant. Du fait que les flux de puissance dans les réseaux mailles peuvent changer de sens en fonction des régimes et des perturbations ; pour réal réaliser cette protection, on introduit dans son système un organe de direction (relais de puissance). Ce relais réagit au sens de circulation de la puissance de ligne par l'intermédiaire de l'angle de déphasage entre courant et tension correspondant à la protection donnée. Les sens initiaux de références des puissances sont choisis, d'habitude tel que si le courant circule du nœud vers la ligne le sens est positif, dans ce cas le déphasage doit correspondre à "1" pour la protection donnée et inversement (Figure IH 4

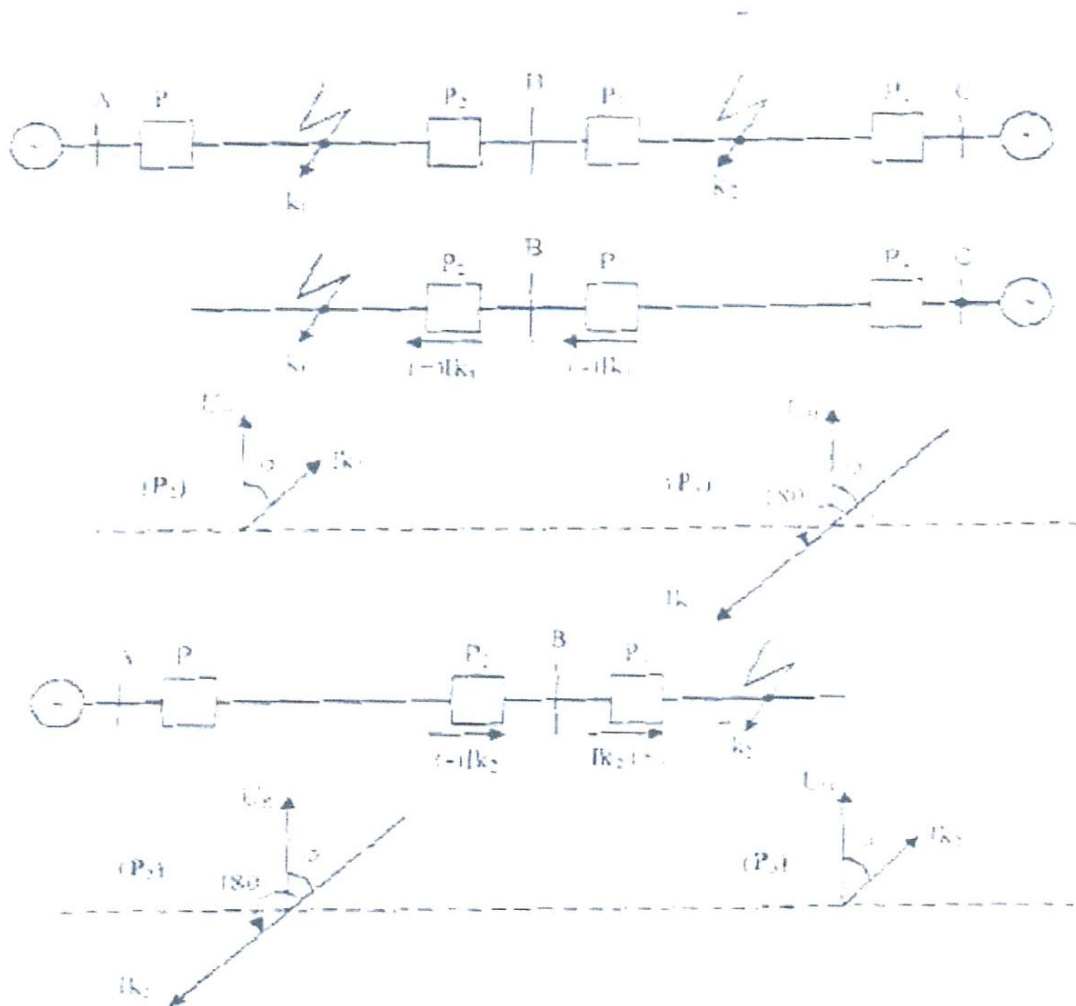


Figure 2.10. Principe d'action de la protection

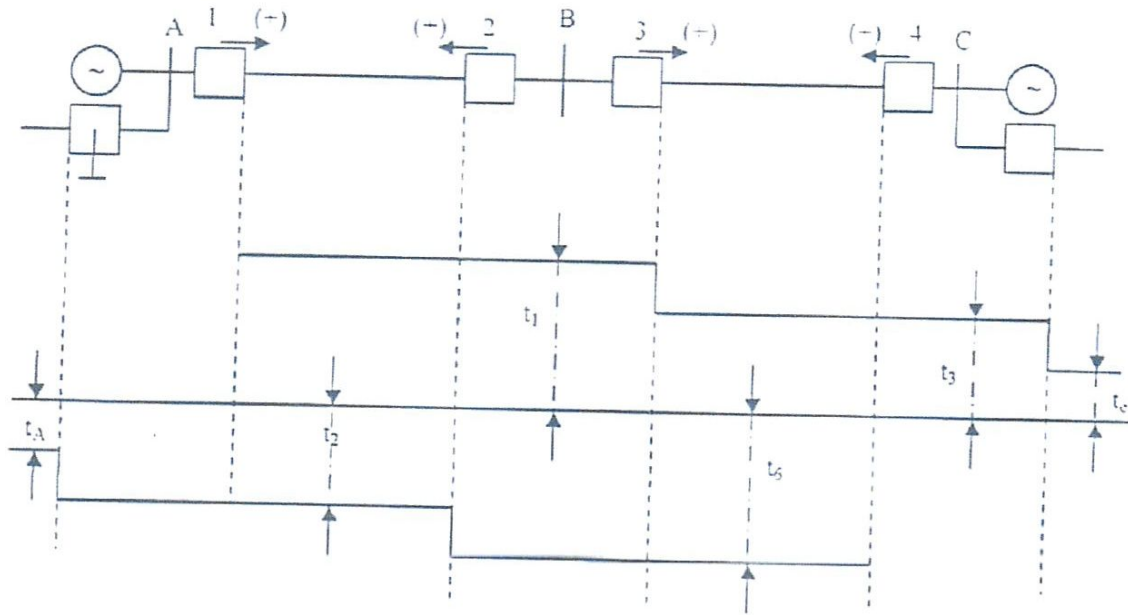


Figure 2.11. Choix des temps de fonctionnement (sélectivité de fonctionnement)

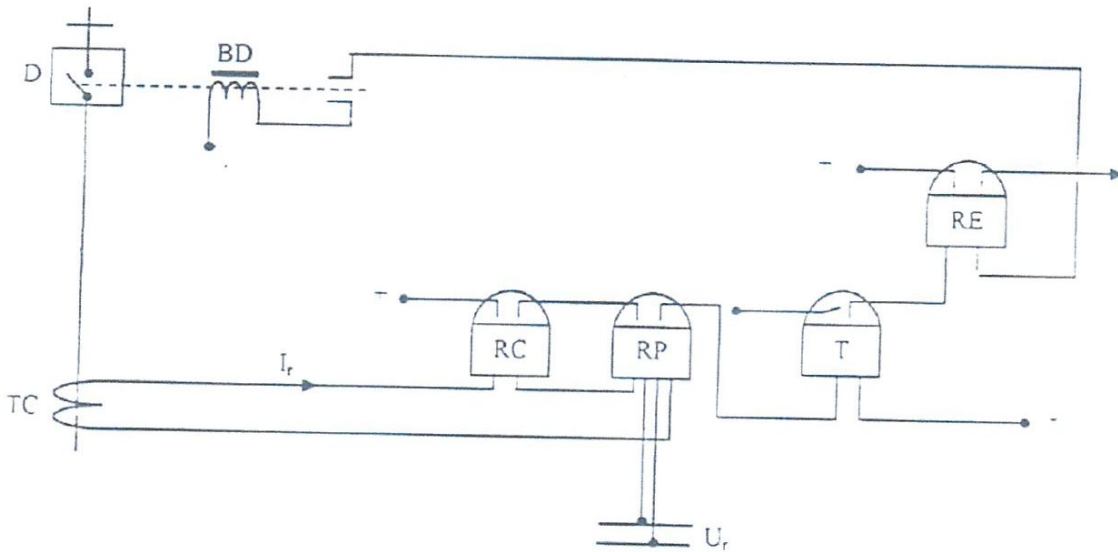


Figure 2.12. schéma de principe de fonctionnement automatique

Chapitre II : les protections donne les systèmes électrique .

Pour assurer la sélectivité de fonctionnement, c'est-à-dire la protection doit débrancher la ligne en défaut correspondant: on doit choisir Convenablement le temps de fonctionnement des protections, ou bien le courant de fonctionnement.

Dans l'exemple considéré ,la temporisation de fonctionnement est réalisée suivant caractéristique en palier (Figure 2.11) et par groupe de protection ,à l'aide du relais de temps » T « Le schéma de principe du dispositif est représenté par la (Figure 2.12.), dans lequel, on peut constater le relais de puissance" RP."

Le relais" RC " représente l'organe de démarrage de la protection ;il alimente le Relais RP pour vu que le courant de défaut dépasse la valeur du seuil de Fonctionnement I_{fr} , (I_{fp}).

Le choix du courant de fonctionnement de la protection se fait par l'expression. $I_{fp} = K_{sur} \cdot K_{de} / K_{ret} \cdot I_{max}$

	$K_{sur} = 1,2 \div 1,8$	coefficient de sûreté.
OU	$K_{dem} = 2 \div 6$	coefficient de démarrage.
	$K_{ret} = 0.85$	coefficient de retour du relais.

I_{max} : Le courant maximum de service.

En tenant compte des paramètres de transformation le courant de fonctionnement du relais est choisi comme.

$$I_{fr} = K_{sch} / K_{TC} \cdot I_{fp}$$

Ou K_{Sch} est le coefficient du schéma. Il dépend du mode de connexion des Transformateurs du courant et des relais.

K_{TC} : est le coefficient de transformation des transformateurs de courant.

Une fois le courant de fonctionnement du relais est choisi. Une vérification de sa sensibilités 'impose. Cette dernière est caractérisée par le coefficient:

$$K_{sens} = I_{r \min} / I_{fr} \geq 1.5 \div 2$$

Ou : Test le courant minimal dans le relais pendant le court-circuit.

.2.4. Choix des disjoncteurs:

Il doit se faire:

a) Selon les paramètres nominaux :La tension de connexion doit être égale à la tension nominale du disjoncteur.

$$U_{dn} = U_n$$

Le courant maximal traversant le disjoncteur pendant le régime normal doit être égal ou inférieur à celui du disjoncteur.

$$I_{max} \leq I_{dn}$$

Chapitre II : les protections des systèmes électriques .

b) Le courant de débranchement :Le courant de débranchement doit être supérieur ou égale à la composante périodique du courant de court - circuit

$$I_{deb} > I_{cc}$$

c) *La tenue thermique* :Lors des courts - circuits le disjoncteur est soumis à L'échauffement ,cet échauffement est limité par le courant thermique I_{th} et le temps correspondant t_n

$$B \leq I_{th}^2 \cdot t_n$$

d) *La tenue électrodynamique*:Pendant le court-circuit, les parties conductrices du disjoncteur se trouvent sous l'action des forces électrodynamiques, pour éviter la détérioration du disjoncteur Le courant de court-circuit maximal ne doit pas dépasser le courant de choc admissible pour le disjoncteur. Comme le courant de choc est égal au courant de court-circuit maximal.

Alors:

$$I_{ch.ad} \geq I_{ch} = I_{cc} \sqrt{2} \cdot K_{ch}$$

$$K_{ch} = 1 + e^{-0.01/T^3}$$

Chapitre III

3.1. traitement des données.

Le s'agit de calculer pour le modèle de réseaux donner les (fig1-4) (courants de court-circuit au niveau des nœuds amont et aval respectivement du poste de transformateur pt(4-5) et de la sous station s/s .T3 (Fig 3.1) ,le transformateur T3 représente en fait un équivalent d'un minimum de deux transformateurs pour assuré une continuité de service requise.

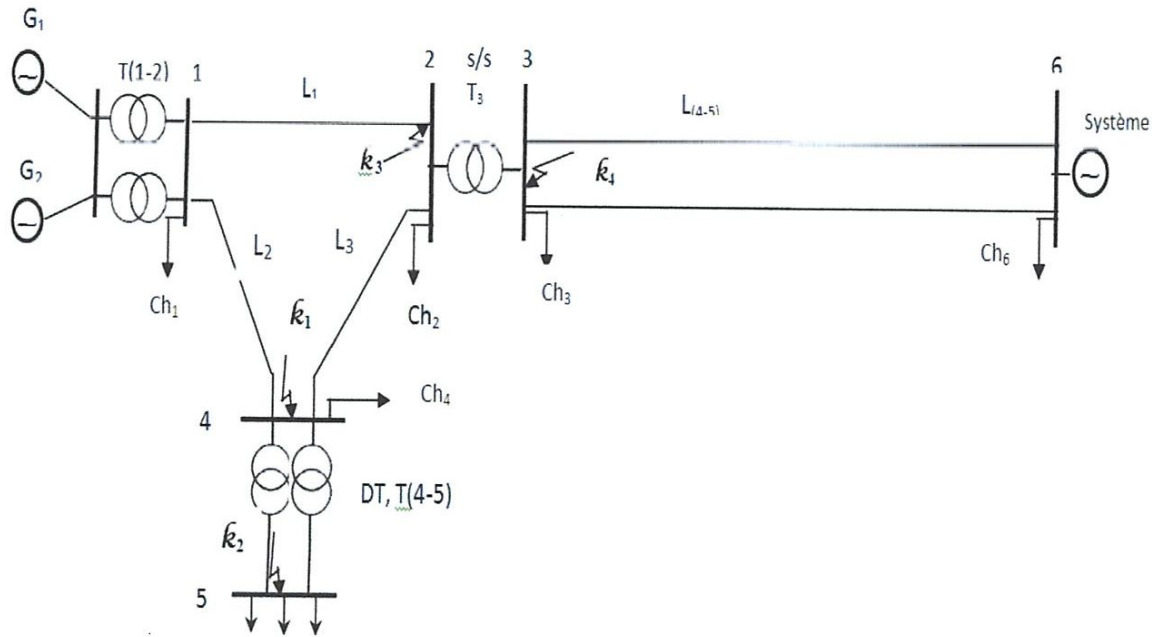


Figure 3.1

Pendant le calcul des courants de court –circuit dans les réseaux électriques de moyenne et haute tension, on peut généralement admettre les suivante approximations suivantes :

- les résistances actives des éléments des réseaux sont négligeables devant leur réactance.
- les courants de fuite par les admittances de ligne sont négligeables devant les courants, de court-circuit c-à-d la susceptance est négligeable, dans l'exemple traité on suppose en plus que les charges (asynchrone, éventuelles) sont pratiquement bien shuntées par le court-circuit ,les caractéristiques électriques du système et du régime de réseau traité sont données par le tableau (01).

Tableau 01

	G ₁ G ₂	T (1÷2)	T ₃	T (4-5)	L1	L2	L3	L4 ,5
U _N kv	10	10/60	60/220	60/15	63	63	63	230
x'' _{d(n)}	0.25							
S _N mva	60	60	80	16				
ΔU _{cc} %		12	10	11				
l, km					30	20	36	100
x ₀ , Ω/km					0.4	0.4	0.4	0.4

3.2. Calcul des paramètres du schéma équivalent :

. formule de calcul par rapport une base donnée S_b = 100 MVA tensions moyennes:

$$15,75 , 10,5 ; 73 ; 94,5 \text{ KV}$$

- générateur :

$$x''_{a(b)} = x_{d(n)} \times \frac{S_b}{S_N}$$

- transformateur :

$$x_{t(b)} = \Delta U_{cc} \frac{S_b}{S_n}$$

- ligne :

$$x_e = x_0 l \frac{S_b}{U_{m^2}}$$

Pour le schémas donné, en calcule,

$$x_1 = x_2 = 0,416$$

$$x_3 = x_4 = 0,12 \cdot \frac{100}{60} = 0,2$$

$$x_5 = 0,1 \cdot \frac{100}{60} = 0,125$$

$$x_6 = x_7 = 0,11 \cdot \frac{100}{16} = 0,6875$$

$$x_8 = 0,21 \cdot \frac{100}{300} = 0,07$$

$$x_9 = 0,4 \cdot \frac{100}{63^2} = 0,302$$

$$x_{10} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{63^2} = 0,20$$

$$x_{11} = 0,4 \cdot 36 \cdot \frac{100}{63^2} = 0,36$$

$$x_{12} = x_{13} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{100}{90,5^2} = 0,44$$

$$x_{14} = \frac{x_1 + x_2}{x_1 + x_2} = \frac{0,416}{2} = 0,208$$

$$x_{15} = \frac{x_3 + x_4}{x_3 + x_4} = \frac{0,2}{2} = 0,208$$

$$x_{16} = x_{14} + x_{15} = 0,208 + 0,1 = 0,308$$

$$x_{17} = \frac{x_{12} + x_{13}}{x_{12} + x_{13}} = \frac{0,448}{2} = 0,224$$

$$x_{18} = x_5 + x_{17} + x_8 = 0,125 + 0,224 + 0,07 = 0,419$$

$$x_{19} = x_6 x_7 = \frac{0,6875}{2} = 0,34375$$

$$x_{20} = \frac{x_9 + x_{10}}{x_9 + x_{10} + x_{11}} = \frac{0,302 - 0,2}{0,302 + 0,2 + 0,36} = 0,07$$

$$x_{21} = \frac{0,302 \cdot 0,36}{0,862} = 0,126$$

$$x_{22} = \frac{0,2 \cdot 0,36}{0,862} = 0,0835$$

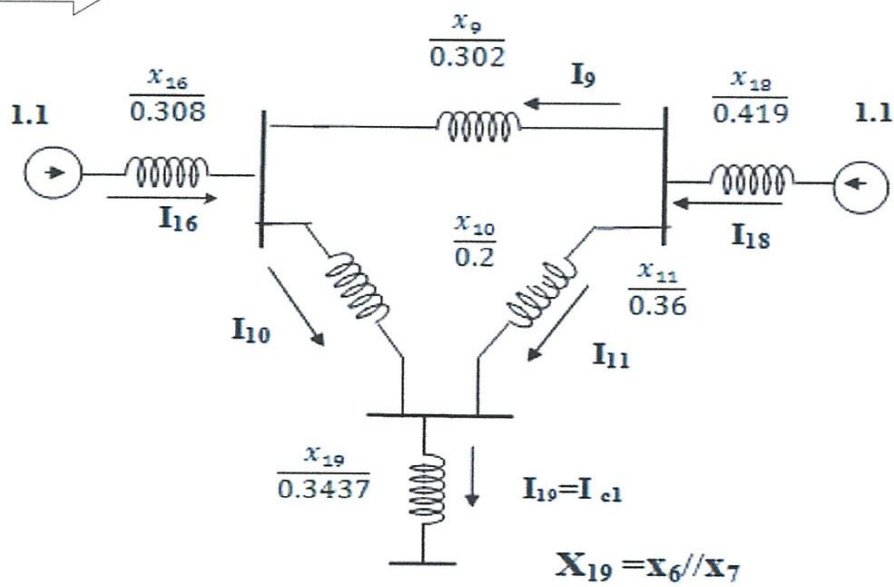
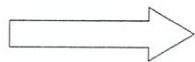
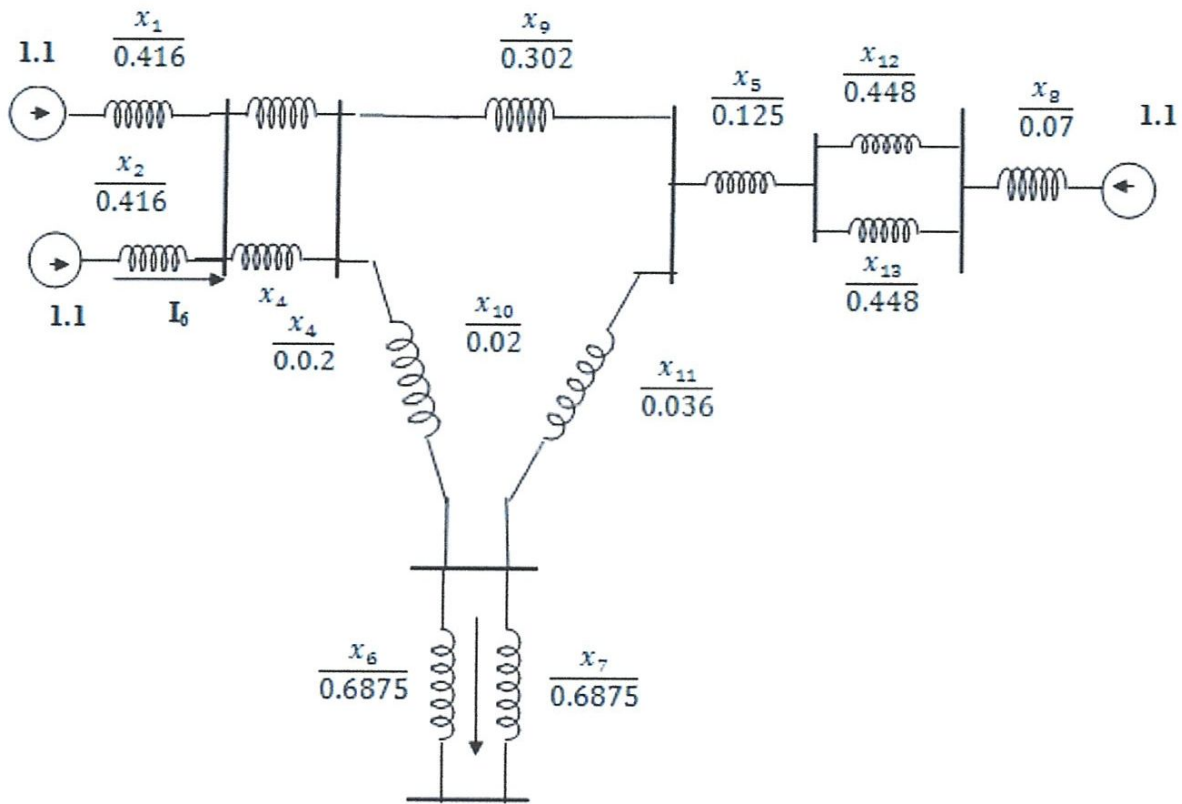
$$x_{23} = x_{16} + x_{20} = 0,308 + 0,07 = 0,378$$

$$x_{24} = x_{18} + x_{21} = 0,419 + 0,126 = 0,545$$

Calcul de meme les courant dans les lign L₄ L₅

$$I_{12} = I_{13} = \frac{I_{18}}{2} = \frac{I_{24}}{2} = \frac{0,692}{2} = 0,346$$

figure 3.1.1



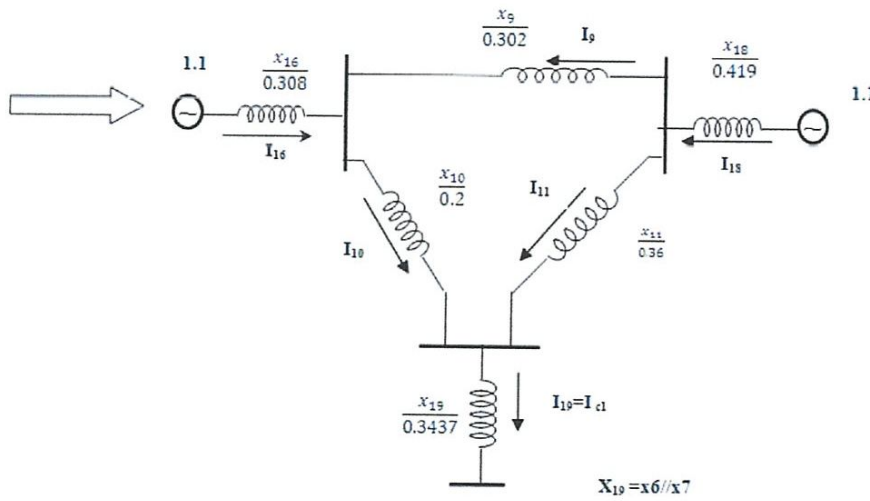
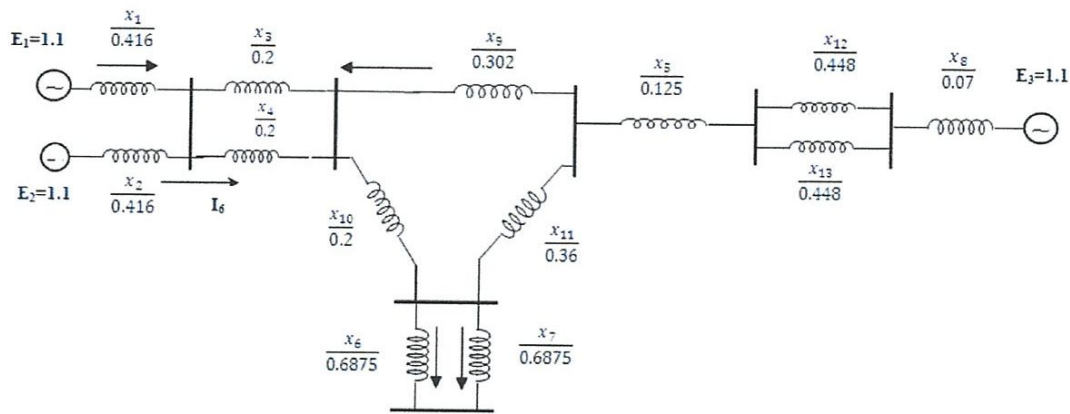


Figure (3.2)

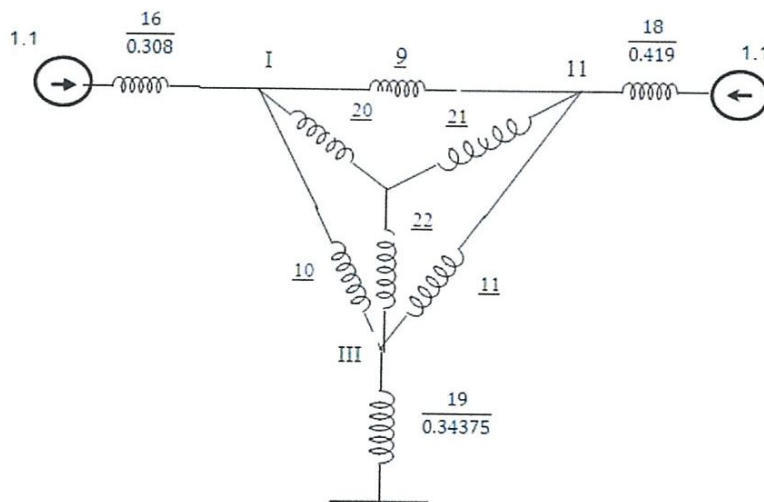


Figure (3.3)

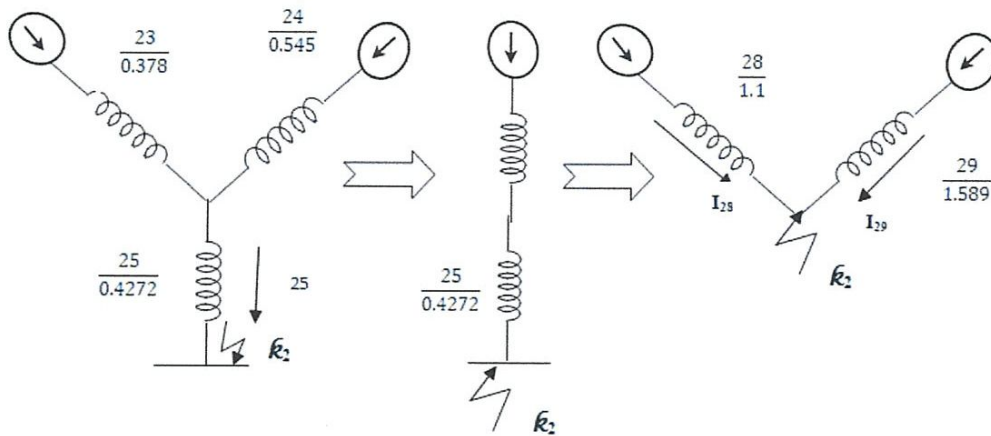


Figure (3.4)

Court –circuit k_2

$$x_{25} = x_{16} + x_{20} = 0,308 + 0,07 = 0,378$$

$$x_{25} = x_{19} + x_{22} = 0,34375 + 0,0835 = 0,42725$$

$$x_{26} = \frac{x_{23}}{x_{24}} = \frac{0,378 \cdot 0,545}{0,378 + 0,545} = 0,223$$

$$C_{23} = \frac{x_{26}}{x_{23}} = \frac{0,223}{0,378} = 0,5899$$

$$C_{24} = \frac{0,223}{0,545} = 0,409$$

$$x_{28} = \frac{x_{26} + x_{25}}{C_{23}} = \frac{x_{27}}{C_{23}} = \frac{0,223 + 0,42725}{0,5899} = \frac{0,65}{0,5899} = 1,1018 = 1,1$$

$$x_{29} = \frac{0,65}{0,409} = 1,589$$

$$I_{28} = \frac{E_1}{x_{28}} = \frac{1,1}{1,1} = 1$$

$$I_{29} = \frac{E_2}{x_{29}} = \frac{1,1}{1,589} = 0,69226$$

$$I_{25} = I_{28} + I_{29} = 1,629 = I_{c2}$$

$$I_{23} = I_{c2} C_{23} = 0,998 = I_{28} = 1$$

$$I_{24} = I_{c2} C_{24} = 1,629 \cdot 0,409 = 0,672 = I_{29}$$

Pour le calcul dans les autres branches on détermine les tensions, dans certains nœuds.

$$U_{III} = I_{19}x_{19} = I_{25}x_{19} = 1,692 \cdot 0,34375 = 0,581$$

Comme

$$I_{18} = I_{24}, \text{ on détermine ;}$$

$$U_{II} = E_2 - I_{18} \cdot x_{18} = 1,1 - 0,692 \cdot 0,419 = 0,81.$$

De même,

$$U_I = 1,1 - I_{16} \cdot x_{16} = 1,1 - I_{23} \cdot x_{16} =$$

$$= 1,1 - 1 \cdot 0,308 = 0,792.$$

Ce qui donne;

$$I_{10} = \frac{U_I - U_{III}}{x_{10}} = \frac{0,792 - 0,5816}{0,2} = 1,052$$

$$I_{11} = \frac{U_{II} - U_{III}}{x_{11}} = \frac{0,81 - 0,181}{0,30} = 0,634$$

$$I_9 = \frac{U_{II} - U_I}{x_9} = \frac{0,81 - 0,792}{0,302} = 0,059$$

Les courants dans les branches des générateurs seront :

$$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = \frac{I_{16}}{2}$$

mais

$$I_{16} = I_{10} - I_9 = 1,052 - 0,059 = 1$$

puisque les générateurs et les transformateurs sont respectivement identiques.

$$I_G = \frac{I_{16}}{2} = \frac{1}{2} = 0,5$$

Les courants dans les TRS T₄ et T₅ sont,

$$I_6 = I_7 = \frac{I_{25}}{2} = \frac{I_{c2}}{2} = \frac{1,692}{2} = 0,846$$

De même les courants dans les lignes, L₄ - L₅ :

$$I_{12} = I_{13} = \frac{I_{18}}{2} = \frac{I_{24}}{2} = \frac{0,692}{2} = 0,346$$

On obtient ainsi la distribution de la fig.3.5

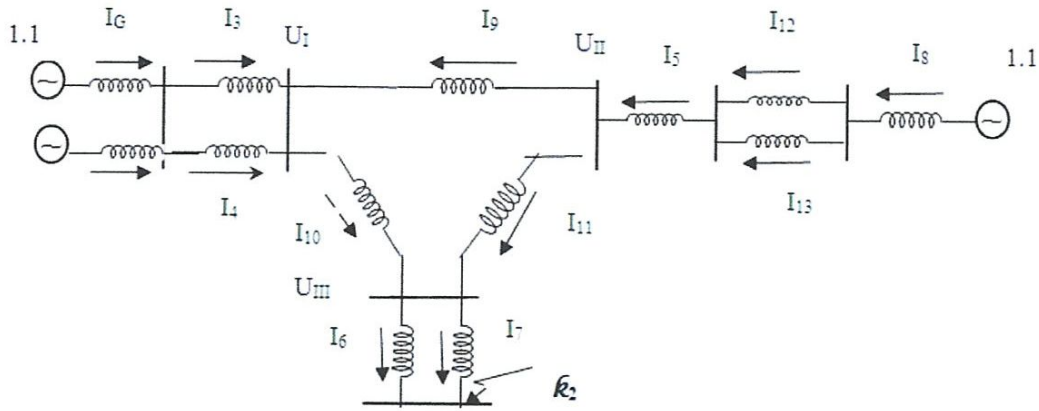


Figure (3.5)

Dans se \square otent les courants sont \square otential \square par \square oten. Pour leur valeur en \square otent naturelle, on doit \square otenti le niveau \square otential de base récuse.

Si $S_b = 100$ MVA et $U_b = U_m = 63$ KV, on difinit ;

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_m} = 0,9164 \text{ KA}$$

Pour Les courants correspondants au niveau \square otential $U_m = 63$ KV , on obtient ;

Ligne l_1, l_2 et l_3 :

$$I_9 = 0,059 \cdot 0,9164 = 0,054 \text{ KA}$$

$$I_{10} = 1,052 \cdot 0,9164 = 0,964 \text{ KA}$$

$$I_{11} = 0,634 \cdot 0,9164 = 0,58 \text{ KA}$$

Sacondoui de $T_1 \div T_2$

$$I_3 = I_4 = 0,496 \cdot 0,9164 = 0,455 \text{ KA}$$

Primaire : $T_4 \div T_5$

$$I_6 = I_7 = 0,846 \cdot 0,9164 = 0,7752 \text{ KA}$$

$$I_{cc.2} = 0,775 \cdot 2 = 1,55 \text{ KA}$$

Secondaire de T_3 (coté 60 kv)

$$I_5 = I_8^* \cdot I_b = 0,692 \cdot 0,9164 = 0,634 \text{ KA}$$

ou ,

$$I_8^* = I_{18}^* = I_{24}^* = 0,692$$

valeur des courants au niveau potentiel moyen $U_m = 10,5$ KV

generateur et primaire de T₁-T₂

$$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = 0,5 \frac{100}{10,5\sqrt{3}} = 0,5 \cdot \left(\frac{63}{10,5}\right) = 2,75 \text{ KA}$$

Valeurs des courants au niveau moyen $U_m = 15,75$ KV

Secondaire T₄-T₅

$$I_6 = I_7 = 0,846 \frac{100}{15,75\sqrt{3}} = 0,846 \cdot \left(\frac{63}{15,75}\right) = 3,101 \text{ KA}$$

Valeur des courant au niveau potentiel moyen

$$U_m = 94,5 \text{ KV}$$

Secondaire T₃, L₄-L₅ ; systeme :

$$I_5 = 0,692 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 94,5} = 0,692 = \left(\frac{63}{94,5}\right) = 94227 \text{ KA}$$

$$I_8 = I_5 = 0,4227$$

$$I_{12} = I_{13} = \frac{0,4227}{2} = 0,211 \text{ KA}$$

3.3. comparaison du régime nominal ou régime de court-circuit

Transformateur : T₁-T₂

- T₁-T₂

Au niveau secondaire $U_N = 60$ KV, donc

$$I_N = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0,577 \text{ KA}$$

ainsi :

$$= \frac{I_{3,4}}{I_N} = \frac{0,455}{0,577} = 0,7885$$

- T₄-T₅

$$I_N = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0,154 \text{ KA}$$

Donc,

$$\frac{I_{6,7}}{I_N} = \frac{0,7752}{0,154} = 5$$

- I_3 .

$$I_N = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0,7698 \quad \text{KA}$$

Ou bien,

$$\frac{I_5}{I_N} = \frac{0,634}{0,7698} = 0,8236$$

Commentaire :

Le rapport du courant de court-circuit a ce lui nominal devient de plus en plus grand à mesure de se rapprocher de plus en plus des points de court-circuit ,le courant de court-circuit traversant les transformateurs à la sortie desquels à lieu le court-circuit est cinq (5) fois plus grand que le courant nominal .

En cas de d'bsences de disjoncteur de couplage à la sortie des poste T4-T5, le courant de oo dans k2 se départage de manière égale ,entre les deux transformateurs .

En cas de court-circuit à la sortie de l'un des deux TR ,par exemple en k3, le disjoncteur sera traversé par un courant.

$$I_6 = I_{cc} \cdot 3 = 2 \cdot 3,1 = 6,2 \quad \text{kA}$$

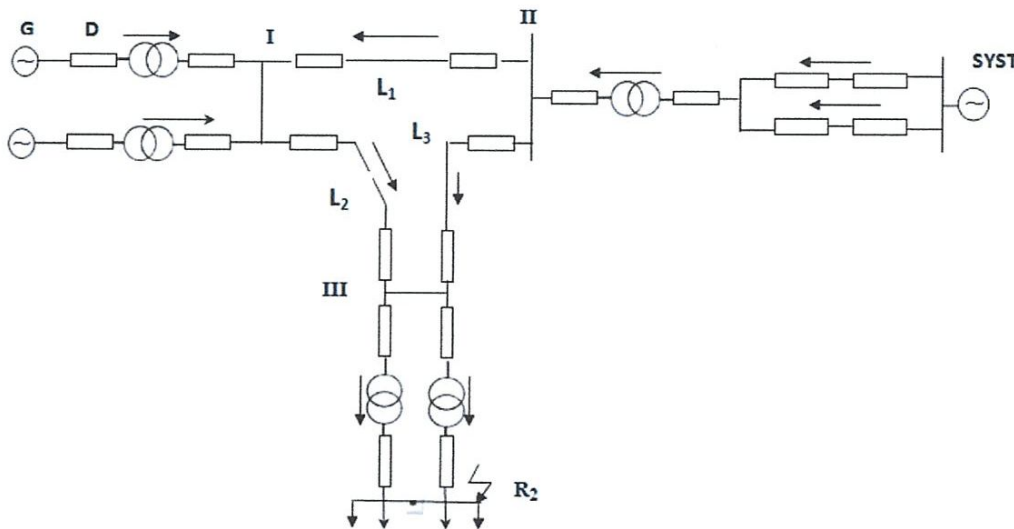


figure (3.6)

Les courants de court-circuit de circulation , ainsi déterminés permettant de vérifier les tenues thermiques et électrodynamiques des équipement électriques ,ainsi que de mieux organiser les systèmes de protection et d'identifier relativement les défauts.

3.4 . court-circuit K1

Par rapport au court-circuit K₁ le schéma de calcul aura la forme fig (3.7)..

$$x_{30} = x_{26} + x_{22} = 0,223 + 0,0835 = 0,3065$$

$$x_{31} = \frac{x_{30}}{C_{23}} = \frac{0,3065}{0,5899} = 0,5195$$

$$x_{32} = \frac{0,3065}{C_{24}} = \frac{0,3065}{0,409} = 0,749$$

$$I_{cc1} = \frac{E_1}{x_{31}} + \frac{E_2}{x_{32}} = 1,1 \left(\frac{1}{0,5195} + \frac{1}{0,749} \right) = 3,586$$

$$I_{31} = \frac{1,1}{0,5195} = 2,117 ; I_{32} = \frac{1,1}{0,749} = 1,468$$

$$I_{23} = I_{c1} C_{23} = 3,586 \cdot 0,5899 - I_{31} = 2,117$$

$$I_{24} = I_{c1} C_{24} = I_{32} = 1,468$$

De même: d'après les schémas de transformation

$$I_{23} = I_{16} = 2,117 = I_3 + I_4$$

$$I_{24} = I_{18} = 1,468 = I_5 = I_8$$

$$I_{12} = I_{13} = \frac{I_{18}}{2} = \frac{1,468}{2} = 0,734$$

$$I_3 = I_4 = \frac{2,117}{2} = 1,0585$$

les tensions U_I et U_{II} sont, respectivement,

$$U_I = E_1 - I_{16} \cdot X_{16} = 1,1 - 2,117 \cdot 0,308 = 0,448.$$

$$U_{II} = 1,1 - I_{18} \cdot X_{18} = 1,1 - 1,468 \cdot 0,419 = 0,485$$

Ce qui donne,

$$I_9 = \frac{U_{II} - U_I}{x_9} = \frac{0,485 - 0,448}{0,30} = 0,1225$$

$$I_{10} = \frac{U_I}{x_{10}} = \frac{0,448}{0,2} = 2,24$$

$$I_{11} = \frac{U_{II}}{x_{11}} = \frac{0,485}{0,30} = 1,617$$

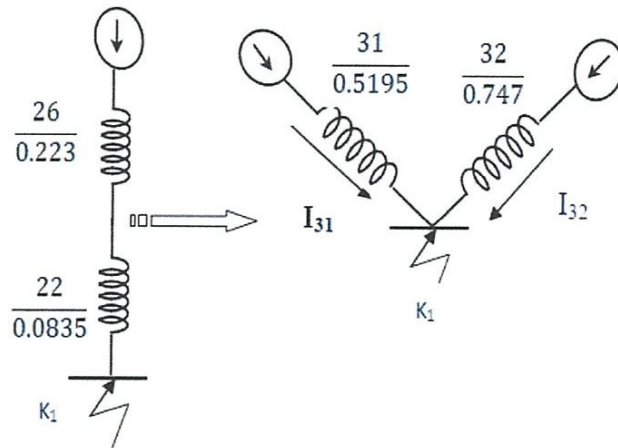


Figure (3.7)

- Verification

$$I_{16} + I_{18} = I_{10} + I_{11} = I_{cc1}$$

$$2.117 + 1.464 = 3.585$$

$$2.24 + 1.347 = 3.585 = I_{cc1}$$

Les courant periodiques en valeurs naturelles $U_b = 63$ KV

- Generateur (Σ)

$$I_{16} = I_{10} I_b = 2.117 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 63} = 1.94 \quad \text{KA}$$

- Systeme

$$I_{18} = 1.468 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 63} = 1.345 \quad \text{KA}$$

$$\underline{L_1-L_3} : I_9 = 1.122 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 63} = 0.1118 \quad \text{KA}$$

$$I_{10} = 2.24 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 63} = 2.05 \quad \text{KA}$$

$$I_{11} = 1.347 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 63} = 1.234 \quad \text{KA}$$

$$I_{cc1} = 3.586 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 63} = 3.286 \quad \text{KA}$$

En supposant que relativement au point du courant-circuit, $K_{cr} = 1,85$

On définit :

$$I_{cr} = \sqrt{2} R_{cr} I_{cc} = \sqrt{2} * 1,85 * 3,286 = 8,597 \approx 8,6 \text{ KA}$$

Composition de deux cas de court-circuit .

Tab 02

	E_1	L_1	L_2	L_3	Sys	T(4÷5)	R
$I_{(k_1)} \text{ KA}$	1,94	0,1118	2,05	1,234	1,345	0	3,286
$L_{(k_2)} \text{ KA}$	0,91	0,054	0,964	0,58	0,634	1,5504	1,5504

Tab:03

	U_1	U_2	U_3
k_1	0,448	0,485	0
k_2	0,792	0,81	0,5816

Les courants de ligne sont considerablement plus grand dans le cas du CC k_1 ceci est du à la reactance du poste T (4-5),

En passant du court-circuit en k_1 à celui en k_2 , les courants de ligne diminuent d'une quantité relative égale à :

$$\frac{I_{(k_2)} - I_{(k_1)}}{I_{(k_1)}} = \Delta I \% = 53,1 \%$$

Les tensions correspondant dans les nœuds consideres augmentent dans les même proportions. Comparaison avec le courant nominal du générateur

Générateur $G_1 - G_2$:

$$I_{NG} = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_N} + \frac{60}{\sqrt{3}10,5} = 3,3 \text{ KA}$$

$$I_{g(k_1)} = \frac{2,117}{2} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}10,5} = 5,8 \text{ KA}$$

$I_g(k_1) \text{ KA}$	$I_g(k_2) \text{ KA}$	$I_{gN} \text{ KA}$
5,8	2,75	3,3

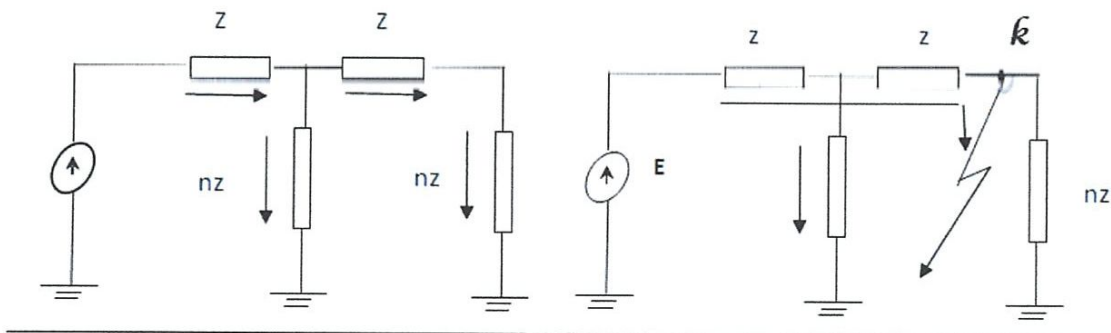
On constate que le courant nominal du générateur est supérieur au courant de court-circuit qui le traverse quand ce dernier a lieu en k_2 , mais il lui est inférieur quand le court-circuit a lieu en k_1 . A mesure que le lieu du c.c. s'éloigne du générateur le courant correspondant qui y circule diminue en devenant de plus en plus comparable, voire inférieur, au courant nominal. c'est ainsi puisque en s'éloignant, c-à-d

En allant en aval du système, on verra s'intégrer progressivement dans sa partie amont les charges parallèles qui feront diminuer l'impédance propre vue de la source, ce qui fera augmenter le courant de charge correspondant. En général, pour les régimes normaux, l'impédance

dominante résultante est telle que le courant se fixe en moyenne à la valeur nominale. Sur cette portée électrique, on peut faire une comparaison entre le courant de court-circuit et le courant nominal de la source (alors de charge) (fig.3.7.).

En effet, pour les deux régimes du même modèle, respectivement, normal et en court-circuit, les impédances propres s'expriment ;

Figure (3.8)



$$Z_{p(n)} = \frac{(z+nz)nz}{z+nz+nz} + z = \frac{n^2+3n+1}{2n+1}$$

$$Z_{p(k)} = 2.Z$$

En posant $Z_{p(n)} = Z_{p(k)}$ on peut définir :

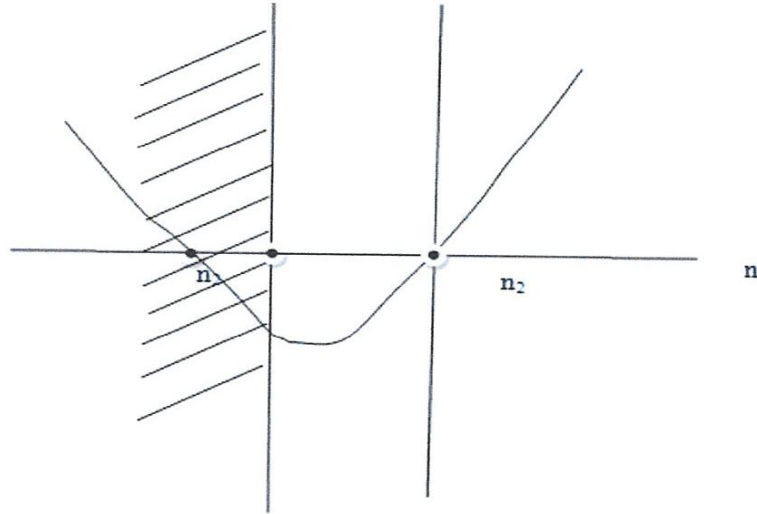
$$n^2 - n - 1 = 0$$

Avec : $Z_{p(k)}^* > Z_{p(n)}^*$ si $n^2 - n - 1 < 0$ et inversement la dernière

expression peut se réduire comme :

$$\left(n + \frac{1-\sqrt{5}}{2}\right)\left(n + \frac{1+\sqrt{5}}{2}\right) = 0$$

$$(n+n_1)(n-n_2) = 0$$



On en déduit que pour, $0 \leq n < n_2$, $Z_{p(k)} > Z_{p(n)}$

Et pour, $n > n_2$;

$$Z_{p(k)} < Z_{p(n)}$$

Ainsi le courant de court-circuit peut être inférieur ou supérieur au courant nominal de la source selon que le lieu du court-circuit est respectivement, plus éloigné ou plus proche de la source.

Conclusion :

Le travail réalisé a permis de nous familiariser avec les problèmes posés dans le domaine des réseaux électriques, en général, et avec ceux liés à leur protection, en particulier. Il nous a permis, également d'avoir des idées plus précises sur l'impact des court-circuits dans les réseaux électriques et des différentes variations impliquées dans leurs régimes.

de même, qu'on peut se rendre compte, après étude, de l'importance que peuvent jouer les systèmes de protection pour le contrôle des régimes.

Sommaire

Introduction

Generalite sur les reseau electrique

CHPITRE I

étude bibliographique

.1.1. Les lignes électriques :.....	1
1.1.2. Type de ligne	1
1.1.3. Composants des lignes aériennes	2
1.2. Les différents systèmes de protection	8
1.2.1 Terres et masse	8
1.2.2 . Les réseaux de masses	11
1.2.3 La protection des réseaux de distribution d'énergie électrique :.....	11
.1.2. Mise a la terre du neutre	12
1.3. diverses caractéristique	13
1.4. position du neutre par rapport a la terre	16
1.5. Élimination des défauts résistants.....	20
1.6. Expression du courant de defaut.....	21
1.7 . Technique de protection des personnes	23

CHAPITRE II :

les protections donne les systèmes électrique

Introduction

2.1. Etude des différents types et principe de protection.....	26
2.1.1 rôle et caractéristiques.....	26
2.1.2. Caractères et conséquences des défauts...:.....	27
2.1.3. Les protections dans les réseaux électriques...:.....	28
2.1.4. Protection différentielle.....:.....	28
2-2- Protection des Transformateurs.....	29
2.2.1. Principe de fonctionnement de transformateur	30

2.3. Les transformateurs de puissance.....	30
2.3.1. Transformateur à deux enroulements.....	31
2.3.2. Protection directionnelle.....	41
2.4. Choix des disjoncteurs...:	43.

CHAPIRE III

Calcul du courant de court-circuit.

3.1. traitement des données.....	45
3.2. Calcul des paramètres du schéma équivalent.....	46
3.3. comparaison du régime nominal ou régime de court-circuit.....	52
3.4 . court-circuit K1.....	54

Verification

Conclusion