

M/621.768

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

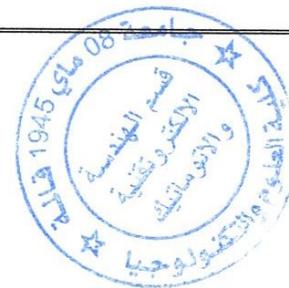


**Mémoire de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Génie Electrique
Spécialité : Protection et contrôle des réseaux électriques

**Caractéristiques de la protection directionnelle dans un réseau
électrique**

Présenté par :
Zirem Tarik
Yahiaoui Haroun
Sous la direction de :
Dr. Bounaya. K



JUIN 2012

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 : Bounaya . K d'avoir dirigé ce travail.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur d'avoir assisté à notre soutenance et juger ce travail.

Sans omettre bien sûr de remercier profondément à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation du travail



Sommaire

Chapitre 01 : Notion et définition des protection

1.1. Définition et description des régimes perturbés.....	1
1.2. Le courant de court-circuit.....	1
1.3. Définition et objectif de protection	2
1.4. Les protections directionnelles.....	3
1.5. Destination de la protection directionnelle.....	9

Chapitre 02 : Protection directionnelle

2.1. Définition de modèle étudié.....	1
2.2. Calcul des paramètres réduits.....	2
2.3. Calcul des courants de court –circuit.....	3
2.3.1. Court-circuit k1.....	3
2.3.2. Court- circuit K2.....	6
2.3.3. Court- circuit k3.....	6
2.3.4. Court -circuit k4.....	8
2.4. Comparaison des courants de court-circuit	10
2.5. Distribution des courants des courants de ligne.....	11

Chapitre 03 : Type de perturbation dans un réseau électrique

3.1. Courts circuits	1
3.2. Méthode de calcul des courants de court- circuit	2
3.3. courant de court- circuit triphasé symétrique	4
3.4. Analyse des courants de court circuit dans un système électrique.....	12

Introduction

L'énergie électrique s'avère un besoin vital dans tous les domaines socio-économique les pays. Son impact est d'autant plus déterminant que sa consommation est de plus en plus croissante.

La Conduite du traitement de la gestion et de consommation de l'énergie électrique nécessite un support physique bien approprié.

-Ce dernier est défini par le système d'énergie électrique(SEE).

Le (SEE) est composé par l'ensemble des centres de conversion de ayant relation avec l'énergie électrique en fait les centres de production (centrales) et les centres, de consommation et l'ensemble des réseaux électrique interconnectés constitué par les réseaux de transport, d'alimentation et de distribution.

Le caractère aléatoire du graphique de charge des SEE impliqué en règle générale des fonctionnements dont les régimes peuvent être plus ou moins normaux voire inadmissibles. De même, les éventuelles perturbations, telles ; les ruptures d'alimentation, les défauts en production les divers surcharges les courts-circuits les ruptures de phase et autres surcharges, les courts circuits, les ruptures de phase et autres peuvent, en l'absence des préventifs, de surveillance, de protection..., conduire à des états de régime de qualité très dégradée, voire graves.

SEE sont des circuits de forme qui ont pour objet de produire et transmettre l'énergie électrique aux consommateurs conformément à des critères de qualité et des contraintes données.

Pour atteindre un niveau de qualité de l'énergie requis, les SEE sont accompagnés parallèlement par des systèmes de contrôle et de protection, sans lesquels la mise en fonctionnement des SEE et leur gestion sont lesquelles la mise en fonction, des SEE et leur gestion sont inconcevables.

Dans grand nombre de cas les SEE sont le siège d'un changement d'état de régime du à diverses causes et acquièrent un état de fonctionnement perturbé.

Parmi la diverse cause, des perturbations, des régimes, on peut citer le différent court-circuit.

Le sont des perturbations fortes dont l'impact sur les équipements électriques peut être très nocif.

Pour cette raison, on octroie une attention très particulière au calcul, et aux analyses des régimes de court-circuit, à tout les niveaux hiérarchique de SEE.

On peut distinguer également, la perturbation faible, relative essentiellement, aux variations ordinaires des graphiques de charge ou à des manœuvre quelconque correspondance.

L'impact de ces perturbations, en règle générale, ne va pas ou de la d'une jeune plus ou moins admissible pour les systèmes, moins admissible pour les systèmes, moins n'y porte pas préjudice impact.

Chapitre 01.

Notion et définition
des protections

1.1. Définition et description des régimes perturbés

Les perturbations importantes sont généralement, représentées pour les courts-circuits.

C'est la mise en connexion de deux points, ou plus d'un circuit électrique entre lesquels existe une différence de potentiel, par un conducteur de faible résistance.

Ils provoquent généralement l'apparition d'un arc. Les courts-circuits peuvent être classés :

- * **par leur durée:** auto extincteurs, fugitifs, semi permanents, permanents,
- * **Par leur origine:** mécanique, surtension électrique, dégradation de l'isolement
- * **Par leur localisation:** interne ou externe à une machine, sur une ligne souterraine ou aérienne,
- * **Par la nature de connexion:** court-circuit franc si deux points mis en court-circuit se touchent directement.

1.2. Le courant de court-circuit.

Il prend naissance dans les lignes de transmission, lorsqu'un défaut apparaît entre les conducteurs. Le courant qui passe dans le défaut d'isolation est la somme vectorielle des courants de court-circuit provenant des alternateurs, et des courants de court circuit provenant des consommateurs, notamment les moteurs qui se comportent en génératrice au moment du court circuit. Le courant de court circuit comporte une composante aperiodique et autre composante sinusoïdale.

Les effets de courant de court-circuit sont variables selon la nature, la durée de défaut, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant. Au point de défaut l'échauffement est considérable. La circulation du courant de court circuit dans le réseau déployé depuis la source jusqu'au point de défaut, engendre des pertes, par effet joule considérable et implique un affaissement du plan du potentiel, lequel peut atteindre une valeur nulle au point de défaut. L'intensité du courant de court-circuit et, par conséquent, son impact dépendent de la nature des éléments qui se trouvent entre les sources et le point de défaut, de leurs nombre et de leur structure. Le processus transitoire engendré par l'apparition du court-circuit est caractérisé par deux composantes du courant : la composante périodique forcée par la source qui est sinusoïdale et la composante aperiodique libre qui est de forme exponentiel et qui s'amortit après une certaine durée (temps transitoire) pour devenir nulle grâce à la présence, dans le circuit en défaut, des résistances actives.

Les courts- circuit peuvent être de type;

- Monophasés:80% des cas :
- Biphases:15%
- Triphasés:5% seulement

1.3. Définition et objectif de protection

La protection est l'ensemble d'organes destinés à protéger les équipements ou les personnes. Le Principe de protection est basé sur le fonctionnement des organes de mesure de comparaison, décision....

Pour qu'un système de protection accomplisse sa tâche convenablement il doit présenter: fiabilité, sensibilité, rapidité d'action sélectionné, disponibilité.

Un système de protection se compose d'un ensemble en chaîne de capteurs de mesure «courants, tensions», de relais, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique pour la commande, d'organes de coupure (disjoncteurs...) pour éliminer le défaut... le système de protection doit détecter les fonctionnements électriques anormaux dus au défaut d'isolement, aux surcharge.et autres....

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter le défaut électrique et de mettre hors tension la portion concernée du réseau.

La protection directionnelle permet d'isoler la partie en défaut en utilisant comme Principe de fonctionnement les sens de circulation des puissances .

Elle est nécessaire en cas de défaut en présence de plusieurs sources; soit bouclées fermées ou câbles en parallèles;

-En neutre isolé pour les retours de courants capacitifs – et pour détecter le sens anormal d'écoulement D'énergie active ou réactive (machines tournantes).

Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrées (fig1.1) les protections à maximum de courant déclencherait.

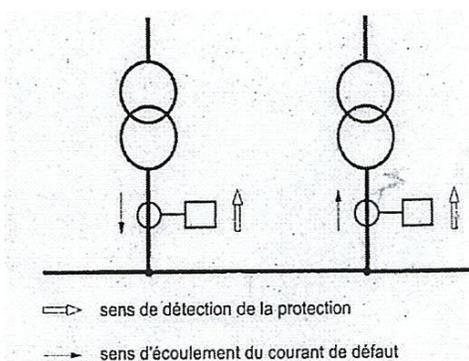


Fig.1.1 Illustration du rôle des protections

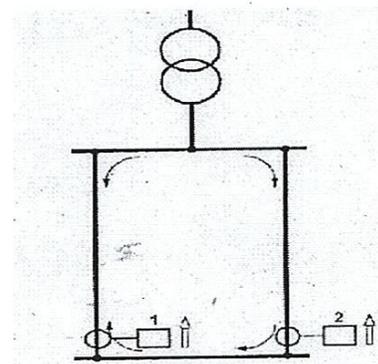
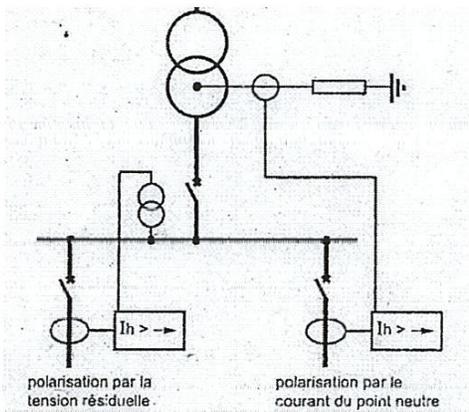


Fig.1.2 la protection directionnelle

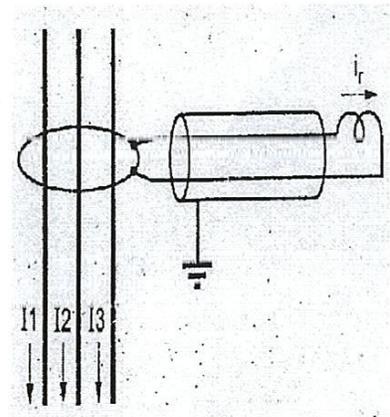
1.4.1. Les protections directionnelles

Le fonctionnement des protections directionnelles de courant est basé sur la mesure du sens d'écoulement du courant, c'est-à-dire la mesure du déphasage entre courant et tension, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut.

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). La protection directionnelle de "phase est installée pour protéger deux liaisons exploitées en parallèle, une boucle ou une portion de réseau reliant Deux sources d'énergie.



Les deux modes polarisation d'une protection Directionnelle de terre



Mesure du courant résiduel par un tor

Fig.1.3

La protection directionnelle de "terre" est sensible au sens d'écoulement du courant à la terre. Dès lors que le courant de défaut phase-terre se répartit entre Plusieurs systèmes de mise à la terre, il est nécessaire d'installer des protections directionnelles de terre. Or, ce courant s'écoule non seulement par la ou les mises à la terre du neutre du réseau, mais aussi par les capacités phase-terre des lignes et des câbles (1 km De câble 20 kV provoque la circulation d'un courant capacitif de l'ordre de 3 à 4 ampères). La protection à maximum de courant résiduel directionnelle, ainsi que la protection Watt métrique homopolaire, sont couramment utilisées pour protéger les départs ayant un courant capacitif du même ordre de grandeur que le courant de défaut à la terre. Sur ces départs, les capacités phase-terre ont une valeur suffisamment importante pour qu'il y circule un courant homopolaire détecté par la protection dès qu'un court-circuit phase-terre apparaît sur le réseau et où qu'il soit situé. fig.1.3.

Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum d'intensité, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne

discrimination de la portion de réseau en défaut. Les protections de puissance active ou réactive sont utilisées pour détecter un fonctionnement anormal du réseau autre qu'un court-circuit ; par exemple, L'absorption d'énergie active ou réactive par un alternateur, chargé habituellement d'en produire.

1.4.3. Paramètre de fonctionnement

- **directionnelle de terre** Cette protection mesure le courant résiduel et utilise le plus souvent comme grandeur de polarisation
- la tension résiduelle qu'il convient de ne pas confondre avec la tension homopolaire. Rappelons que pour tout système triphasé, π_A , π_B , π_C , la théorie des composantes symétriques définit la grandeur **homopolaire** π_0 par :

$$\pi_0 = 1/3 (\pi_A + \pi_B + \pi_C)$$

La grandeur **résiduelle**,

$$\pi_r = \pi_A + \pi_B + \pi_C$$

Est 3 fois plus grande que la grandeur homopolaire. Le courant résiduel est mesuré, soit par trois transformateurs de courant, un par phase, soit par un tore englobant les trois phases : l'utilisation de trois transformateurs de courant a des avantages :

- les TC sont en général disponibles,
- il est possible de mesurer des courants importants, et de les régler à un à une valeur inférieure à 10 % de I_N du TC. La mesure effectuée par un tore englobant

Les trois phases a pour avantage:

Une grande sensibilité et pour inconvénient:

Le tore (isolé basse tension) s'installe autour d'un câble non blindé qui assure l'isolement. La tension résiduelle est mesurée par trois transformateurs de potentiels (TP) ; fréquemment, ce sont les TP à deux secondaires qui sont utilisés: le premier, câblé en étoile, permet la mesure des tensions simples et composées ; le second, câblé en triangle ouvert, permet la mesure de la tension résiduelle. Si les TP principaux n'ont qu'un secondaire et qu'ils sont câblés en étoile, un jeu de TP auxiliaires peut être utilisé pour mesurer la tension résiduelle. Ce cas de figure se rencontre surtout lors de l'amélioration du plan de protection d'installations existantes. A noter que certaines protections ne nécessitent pas de TP auxiliaires et reconstituent elles-mêmes la tension résiduelle à partir des trois tensions simples.

La grandeur de polarisation d'un relais directionnel de terre est le plus souvent la tension résiduelle; mais ce peut aussi être le courant dans la mise à la terre du neutre de l'installation.

En théorie, ces deux façons de polariser la protection sont équivalentes.

Si Z_0 est l'impédance homopolaire du transformateur et Z_N l'impédance du point neutre, la tension résiduelle V_r et le courant du point neutre I_n sont reliés par la relation de proportionnalité suivante (écrite en nombres complexes !) :

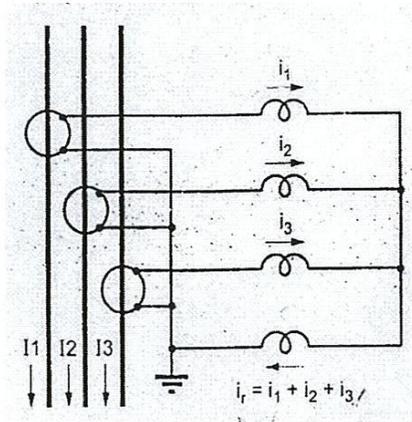


Fig .1.4 mesure du courant par 3 Tc

$$V_r = (Z_0 + 3Z_n) I_n$$

En pratique, la polarisation par le courant du point neutre est réservée aux réseaux ayant un courant de défaut à la terre important (plusieurs centaines d'Ampères), et largement supérieure au courant dû aux capacités parasites du réseau.

La mesure du courant est alors plus précise que celle de la tension résiduelle, dont le niveau est faible. Elle ne peut être mise en œuvre que dans les postes, à proximité de la liaison de mise à la terre du neutre.

. **Angle caractéristique** Pour déterminer la direction du défaut, la protection mesure le déphasage entre le courant et la grandeur polarisation. Si cette dernière n'est pas dans l'axe de symétrie d'action du relais (axe caractéristique), il est nécessaire de rephaser le relais ; ceci se fait par le réglage de l'angle caractéristique. Lors de l'étude du plan de protection, l'angle caractéristique des protections directionnelles doit être déterminé de façon à ce que tout défaut dans la direction de détection choisie provoque un courant situé dans la zone de déclenchement et que tout défaut dans l'autre direction provoque un courant situé en dehors de cette zone.

L'angle caractéristique dépend de la grandeur de polarisation choisie et du régime de neutre du réseau (pour les directionnelles de courant résiduel). L'angle caractéristique est donc le plus souvent réglable.

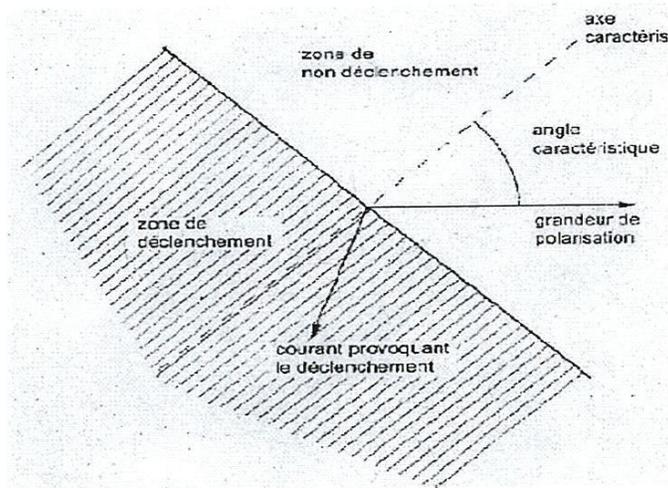


Fig 1.5 angle caractéristique d'une protection

Pour permettre la mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation, il est indispensable que cette dernière ait une amplitude suffisante (en général ≥ 0.5 à 2% de la valeur nominale de la grandeur) si la grandeur de polarisation est inférieure à ce seuil, alors la protection ne fonctionne pas, quelle que soit la valeur du courant mesurée

Principes de détection

Trois types de détection coexistent;

Ils correspondent à des besoins différents, parfois aussi à des habitudes différentes:

- mesure de la projection du courant;
- Mesure de la puissance active résiduelle. Les deux premiers correspondent à des protections directionnelles de courant "phase" ou "Terre", le troisième à un régime du neutre particulier.
- Fonctionnement à maximum de courant directionnel.

Fonctionnement à maximum de courant directionnel (fig. 1.5)

Ce type de relais directionnel est constitué par l'association d'une protection à maximum de courant avec un élément de mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation. Le déclenchement est soumis aux deux conditions suivantes: le courant est supérieur au seuil et, le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation recalée par l'angle caractéristique, est compris dans la zone: $+90^\circ$; -90° . Mesure de la projection du courant.

Ces protections calculent la projection du courant sur la droite caractéristique. La valeur obtenue est ensuite comparée à un seuil pour décider du déclenchement.

Mesure de la puissance active résiduelle. Ces protections mesurent effectivement une puissance active résiduelle et leur seuil s'exprime en Watts. Elles doivent être conçues pour éviter un fonctionnement intempestif dû aux imprécisions de mesure en cas de fort courant résiduel capacitif (forte puissance résiduelle réactive) ; la zone de fonctionnement est réduite, comme le montre la (figure 1.5)

Pour détecter les défauts à la terre, le Principe le plus universel est la mesure de la projection du courant. L'utilisation de relais à maximum de courante direction alises ne convient pas à tous les régimes de neutre.

L'usage de la protection mesurant la puissance active résiduelle est limité aux réseaux à neutre compensé, en concurrence avec le relais à projection de courant. La coordination avec des protections à maximum de courant est beaucoup plus aisée car le seuil de détection est indépendant de la phase du courant. La mesure de la puissance n'est pas utilisée pour la détection des court-circuits.

La puissance n'est pas un bon critère de détection du défaut parce que, lors d'un défaut entre phases, sa valeur est d'autant plus faible que le défaut est plus proche.

- **directionnelle de phase**

Angle de branchement, angle Caractéristique.

Ces protections sont, le plus souvent, biphasées et composées de deux éléments monophasés indépendants. Il est parfois nécessaire d'utiliser une protection triphasée (fig. 1.6)

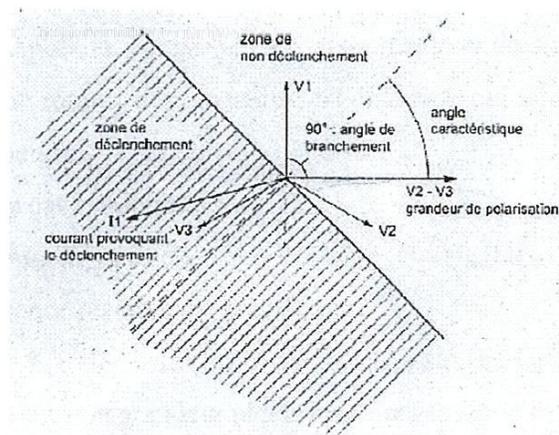


Fig. 1.6 relais que mesurent le courant et la tension $v_2.v_3$ 90°

Pour chaque phase surveillée, le relais mesure le courant dans la phase et utilise comme grandeur de polarisation une tension composée.

La tension simple n'est pas utilisée, parce qu'elle varie beaucoup si le défaut est à la terre, par l'effet du déplacement du point neutre (tension résiduelle).

Lorsque le relais mesure le courant dans la phase 1, la tension de polarisation la plus universellement utilisée est $V_2 - V_3$. On dit alors que l'angle de branchement de la protection est de

d'améliorer la sécurité des personnes - en limitant la montée en potentiel des masses à l'endroit du défaut - et des matériels -en limitant l'énergie dégagée par l'arc électrique de court-circuit. La limitation du courant de défaut rend la détection du défaut plus délicate et l'emploi de la protection directionnelle de terre indispensable. Si le courant de défaut est suffisamment faible, l'interruption immédiate de l'alimentation n'est plus obligatoire, ce qui permet une amélioration notable de la continuité de service. Dans le défaut, le courant capacitif se superpose au courant limité par l'impédance de mise à la terre du neutre. Par conséquent, dans les réseaux de courant capacitif important, la seule façon d'obtenir un courant de défaut faible est de choisir une impédance de mise à la terre inductive, dont le courant compense le courant capacitif. Lorsque cette inductance de point neutre est réglée pour atteindre en permanence l'accord ($3L.c.\omega^2 = 1$), elle est appelée bobine de Petersen ; Dans ce cas le courant de défaut est théoriquement nul. Les protections directionnelles de terre sont utilisées sur les réseaux radiaux dans deux situations : -lorsque le courant capacitif d'un départ est du même ordre de grandeur que le courant de seuil de la protection (qui doit être assez faible pour détecter cas défauts impudents),- lorsque le neutre est mis à la terre en plusieurs endroits ;

- réseaux avec départs de grande longueur :

Lorsqu'un départ a un courant capacitif important - en pratique supérieur à 10% du courant limité par l'impédance de mise à la terre du neutre - un simple relais à maximum d'intensité résiduelle ne permet plus d'assurer une protection sensible et sélective. Si son seuil est réglé en dessous du courant capacitif du départ protégé, elle déclenchera intempestivement pour tous les défauts phase-terre du réseau. Dans ce cas, une protection satisfaisante du départ sera réalisée par un relais directionnel de terre dont le seuil pourra être réglé en dessous du courant capacitif.

L'angle caractéristique sera réglé en fonction du régime de neutre de l'installation;

Réseaux à neutre isolé :

- la protection générale du réseau est assurée par un contrôleur permanent d'isolement ou une protection à maximum de tension résiduelle (déplacement de point neutre), - les directionnelles de terre assurent la détection du départ en défaut,

- choix de l'angle caractéristique :

$$*\theta = 90^\circ$$

1.5.2. Protection contre les défauts entre phases

Les protections directionnelles de phase sont utilisées sur un réseau radial dans le cas d'un poste alimenté par plusieurs sources simultanément.

Pour obtenir une bonne continuité de service, il est important qu'un défaut affectant une des sources n'entraîne pas le déclenchement de toutes les sources.

L'installation d'une protection directionnelle de phase sur l'arrivée de chacune des sources permet d'obtenir cette sélectivité. Les protections directionnelles des phases sont en général biphasées.

Les temporisations des protections sont indiquées. Les angles caractéristiques sont réglés en tenant compte de l'angle de branchement choisi. Pour un angle de branchement de 90°, le réglage le plus universel de l'angle caractéristique est de 45°.

1.5.3. Protection des réseaux bouclés

Un réseau bouclé est un réseau comportant une ou des boucles fermées en exploitation normale. L'avantage d'une telle structure de réseau est qu'elle assure une excellente disponibilité de l'énergie à tous les consommateurs situés sur la boucle ; en effet, une liaison en défaut peut être séparée du réseau sans interrompre l'alimentation des consommateurs.

L'inconvénient de cette solution est son coût : il est nécessaire d'installer un disjoncteur à chaque extrémité de chaque liaison et les protections sont complexes.

Deux Principes de protection peuvent être utilisés: protection différentielle, protection

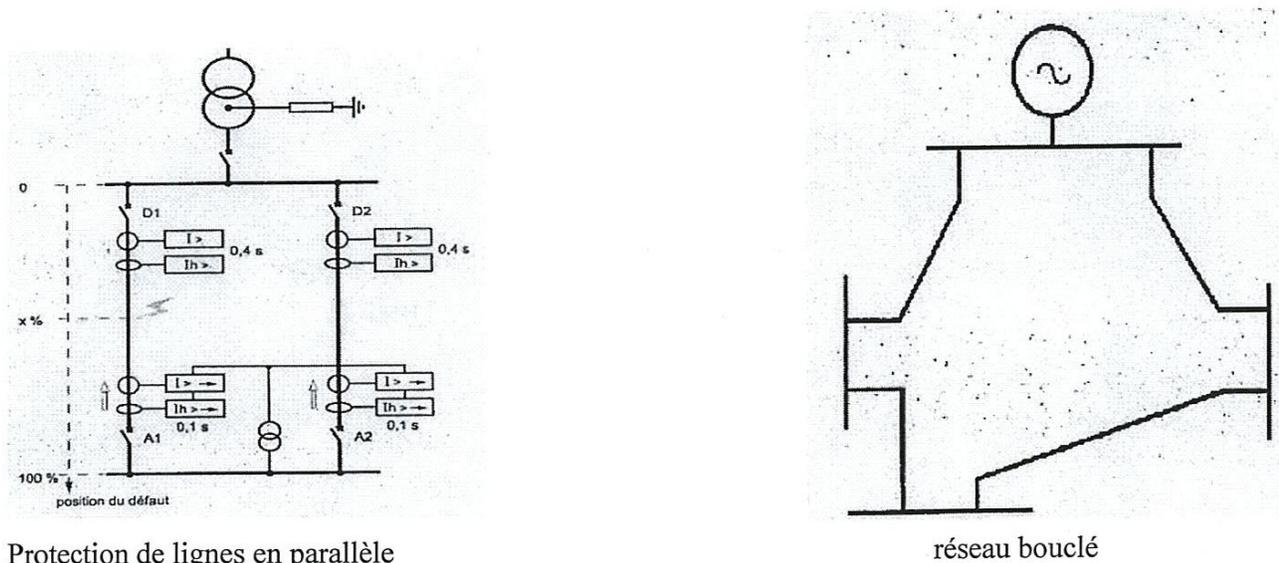


Fig.1.8

Directionnelle. Ce dernier principe fonctionne si, sur la boucle, un seul poste comporte une ou des sources et assure la mise à la terre du neutre. Dans la pratique, la sélectivité des protections directionnelles est assurée par des liaisons logiques. Comparée à la protection différentielle qui a l'avantage d'être rapide, la protection directionnelle est moins onéreuse et plus aisée à mettre en

œuvre. Notons que la détection des défauts à la terre peut être assurée quel que soit le régime de neutre de l'installation, alors que les protections différentielles de ligne ont une sensibilité limitée.

- **Lignes en parallèles**

Deux lignes en parallèle constituent le cas le plus simple et le plus fréquent de réseau bouclé. Le schéma des protections doit être réalisé de telle sorte qu'un défaut sur une liaison ne provoque pas le déclenchement de l'autre ligne. Un arrangement typique des protections est représenté où la flèche indique le sens de détection des protections directionnelles.

Les protections directionnelles de phase sont biphasées. Leur angle caractéristique est réglé en tenant compte de l'angle de branchement choisi (45° pour un angle de branchement de 90°). L'angle caractéristique des protections directionnelles de terre est réglé en fonction du régime de neutre, comme indiqué dans les paragraphes précédents. Les temporisations des protections sont indiquées sur la figure.

Les protections non directionnelles qui équipent les départs du poste amont sont temporisées pour être sélectives avec les protections directionnelles des arrivées du poste aval.

Lors d'un court-circuit sur une des lignes, le courant se partage en deux en fonction des impédances des circuits: une partie s'écoule directement du poste amont dans la ligne en défaut, l'autre passe par le poste aval. L'ordre de fonctionnement des protections est le suivant : A1, D1 et D2 détectent le défaut ; A1 déclenche (temporisation : 0,1s) ; D2 " retombe " avant que sa temporisation ne soit écoulée ; D1 défaut ; A1 déclenche (temporisation : 0,1 s) ; D2 " retombe " avant que sa temporisation ne soit écoulée ; D1 déclenche (temporisation : 0,4 s).

Lorsqu'un court-circuit se produit à proximité du jeu de barres du poste amont, la proportion du courant qui passe par le poste aval est très faible inférieure au seuil de la protection directionnelle de phase. Ce cas se produit lorsque la position x du défaut est comprise entre 0 et 2 fois le rapport I_s/I_{cc} (entre le courant de seuil de la protection directionnelle et le courant de court-circuit).

Dans ce cas, la protection à maximum d'intensité du départ de la ligne en défaut (D1) déclenche en premier (temporisation: 0,4 s) A1 déclenche ensuite. Le temps total d'élimination du défaut est donc allongé. Cet inconvénient peut être supprimé en installant sur les départs D1 et D2 un second relais de surintensité avec un seuil élevé (déclenchement pour un I_{cc} correspondant à moins de 90 % de la longueur de la ligne) et temporisation à 0,1 s.

- **Boucle fermée**

Chaque disjoncteur est équipé de deux ensembles de protections directionnelles, chacun détectant le défaut dans des directions opposées (sauf les disjoncteurs de tête de boucle, équipés d'un seul ensemble de protections, non directionnelles). Chaque ensemble de protections est composé d'une directionnelle de phase biphasée et d'une directionnelle de terre. Le sens de détection de chaque

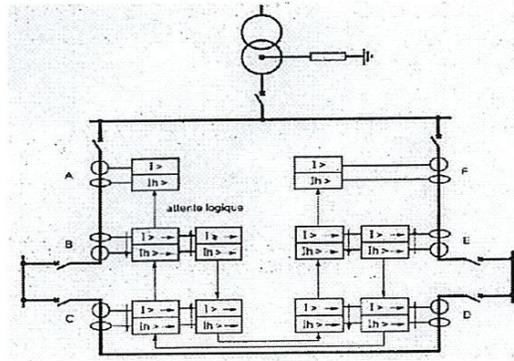


fig.1.9 protection d'une bucle fermée par relais directionnels Chronométrique

Ou ensemble de protections est figuré par une flèche. On établit deux chaînes de sélectivité,

Une pour chaque sens de circulation du courant de défaut

Si la sélectivité est chronométrique, les temps de déclenchement deviennent rapidement prohibitifs.

Dans la pratique, cette solution est mise en œuvre avec sélectivité logique, qui permet des temps de déclenchement très courts (0,1s) en utilisant des liaisons filaires entre chaque poste.

1.5.4. Protection des alternateurs

• **Détection de la perte d'excitation**

La rupture ou la mise en court-circuit de l'enroulement d'excitation d'un alternateur est un défaut majeur. Il provoque, soit le fonctionnement de l'alternateur en génératrice asynchrone, soit l'arrêt de la conversion d'énergie et augmentation de vitesse. Le premier cas se produit si le circuit d'excitation est en court-circuit ou si le rotor est muni directionnels

D'enroulements amortisseurs; le régime est stable mais la machine n'est pas dimensionnée pour l'accepter très longtemps.

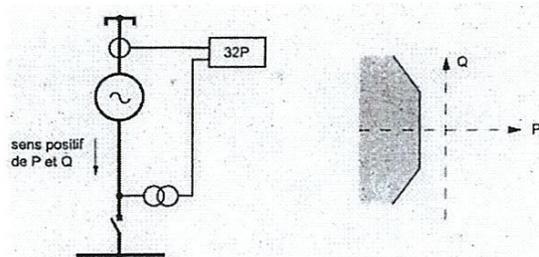


Fig.1.10.protection contre les pertes d'excitation

Dans le second cas, le régime est instable et l'arrêt de la machine entraînant doit être

Commandé au plus vite. IL est donc nécessaire de surveiller le circuit d'excitation. Malheureusement, celui-ci est assez souvent inaccessible, totalement situé au rotor (alternateur sans bague ni balais). On

utilise alors la mesure de la puissance réactive absorbée par la machine ou la mesure de l'impédance à ses bornes.

La mesure de puissance réactive est la plus simple et la plus utilisée pour protéger les machines de faible et moyenne puissance. Elle permet de détecter toute absorption de puissance réactive, donc un fonctionnement de l'alternateur en génératrice asynchrone. Le seuil de détection doit pouvoir être réglé à une valeur inférieure à S_n (puissance apparente nominale de la machine) ; typiquement, $0,4 S_n$.

Détection de la marche en moteur

Un groupe relié à un réseau puissant continue à tourner au synchronisme même si la machine entraînée (diesel ou turbine) n'est plus alimentée en énergie. L'alternateur fonctionne alors en moteur synchrone. Ce fonctionnement peut être préjudiciable à la machine entraînée.

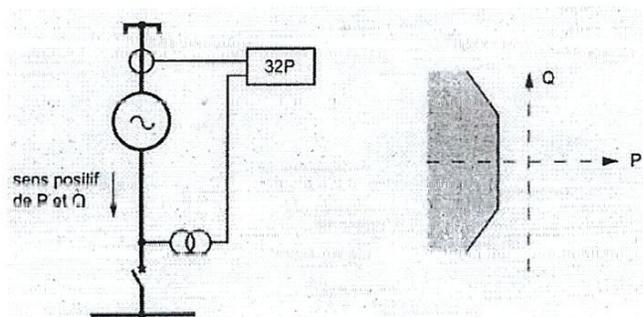


Fig. 1.11 détection du fonctionnement en moteur d'un alternateur

Pour détecter un tel fonctionnement, on utilise obligatoirement un relais directionnel de puissance active. Le seuil de cette protection est réglé à une valeur faible devant la puissance apparente nominale de l'alternateur, typiquement 5 à 20 %, parfois moins pour les turbo-alternateurs.

Une attention toute particulière doit être portée à la conception de ce relais, très sensible, afin d'assurer la stabilité dans tous les cas de fonctionnement normal de l'alternateur.

- **Protection de découplage**

Lorsqu'une installation industrielle comporte un ou plusieurs alternateurs de production conçus pour fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur d'énergie électrique, il convient de prévoir un ensemble de «protections de découplage». Ces protections ont deux objectifs complémentaires assurer la sécurité de la centrale de production ; assurer la sécurité du Réseau extérieur, qui peut être alimenté par la centrale de l'industriel.

Ces protections sont en général installées sur le disjoncteur d'arrivée de l'installation industrielle et commandent l'ouverture de celui-ci.

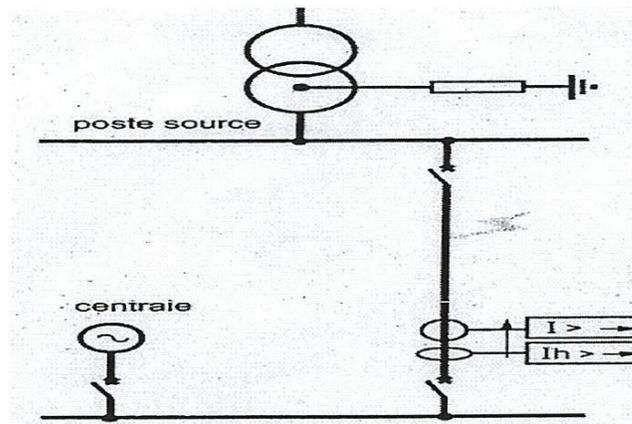


Fig1.12 protection de découplage

Ces protections peuvent aussi commander l'ouverture d'un disjoncteur de couplage entre deux parties de l'installation.

Un des rôles des protections de découplage est d'assurer la détection du défaut situé en amont de l'installation industrielle, (Fig .1.12)

Et ce dans un double but :

- sécurité de ce réseau ;
- ne plus alimenter le défaut ;

Sécurité de l'alternateur: éviter que le ré-enclenchement du départ au poste source, effectué sans souci des conditions de synchronisme, ne provoque un couplage dangereux.

La détection du défaut est assurée par des protections directionnelles de phase et de terre : la protection directionnelle de terre détecte le courant résiduel créé par les capacités phase-terre de l'installation et/ou généré par la mise à la terre de la Centrale ;

* la protection directionnelle de phase détecte un défaut amont entre phases.

Parce qu'elles sont directionnelles, ces protections sont insensibles à un défaut situé à l'intérieur de l'installation industrielle. Outre des protections directionnelles, un ensemble de protections de découplage comprend souvent un relais à variation de fréquence (df/dt) : l'augmentation intempestive de la puissance demandée à la centrale, en cas de perte de la source principale, provoque une variation de la fréquence du groupe. Des protections de tension et de fréquence peuvent être demandées par le distributeur pour garantir la qualité de l'énergie fournie par la centrale.

Enfin, une protection à maximum de puissance active peut aussi être installée pour signaler un sens anormal du transit de l'énergie.

1.1.5. Mise en fonctionnement

Le choix des TT (transformateurs de tension) ne pose pas de problème particulier.

Les TT habituellement installés sur les réseaux de distribution sont de classe 0,5 ou 1 ; ils conviennent parfaitement pour alimenter des protections directionnelles, à condition que la somme des charges qui leur sont raccordées ne soit ni supérieure à leur puissance de précision, ni trop faible, ceci pour éviter les risques de ferrorésonance.

Le dimensionnement des TC est plus délicat.

En cas de dimensionnement insuffisant et lorsque le courant de court-circuit comporte une composante aperiodique de forte constante de temps, les TC saturent. Ce phénomène provoque une erreur dans la mesure de la phase du courant pendant le régime transitoire. Le courant mesuré au secondaire de TC saturés est toujours en avance de phase par rapport au courant primaire. Le mauvais dimensionnement des TC peut avoir deux conséquences :

- Provoquer le déclenchement intempestif, -risque d'autant plus faible que la temporisation de la protection est plus longue,
- provoquer un déclenchement retardé -risque indépendant de la temporisation choisie. L'élément principal qui influence sur le comportement de la protection est le déphasage entre le courant de court-circuit et la limite de la zone de déclenchement de la protection, directionnelle

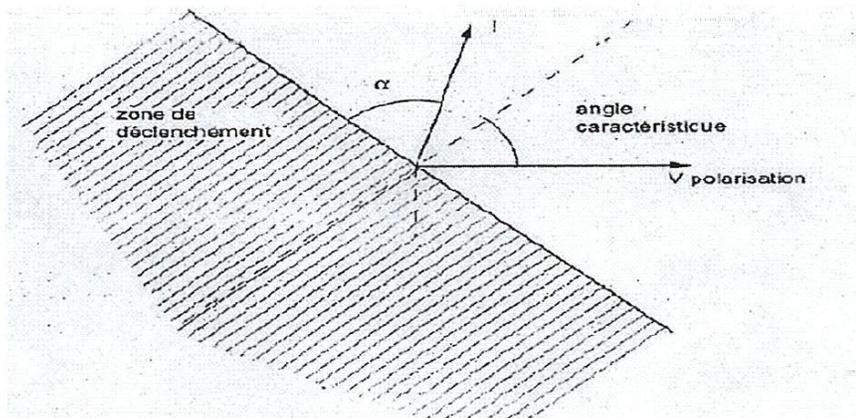


Fig.1.13 : définition de l'angle α

Dans la pratique, si cet angle est supérieur à 45° (ce qui est très souvent le cas avec les réglages préconisés), les exigences de dimensionnement du TC sont peu contraignantes: choisir le facteur limite de précision du TC (FLP) supérieur ou égal à 0,3 fois la valeur du courant de court-circuit maximum vu par la protection directionnelle.

-En technologie numérique, plusieurs fonctions de protections sont intégrées dans un même appareil; la directionnelle de phase est le plus souvent biphasée, parfois triphasée. En règle générale, quand il s'agit

de détecter un transfert de puissance anormal (protection des machines), le phénomène est équilibré sur les 3 phases et un relais monophasé suffit. Quand il s'agit de détecter un court-circuit entre 2 phases, une protection directionnelle biphasée suffit: une au moins des deux phases protégées sera concernée par le défaut. Pour détecter un défaut phase-terre, il faut, soit une protection directionnelle de phase triphasée, soit une protection directionnelle de terre. Si le neutre de l'installation est mis directement à la terre, la première solution est souvent préférable. Dans tous les autres régimes de neutre, choisir la seconde. La protection directionnelle en -technologie analogique, est souvent monophasée. Il est possible d'équiper une, deux ou les trois phases d'un relais. Selon Les deux méthodes on peut choisie la protection (bi ou triphasée).

1.5.6. Protection des transformateurs en parallèle

Les protections directionnelles de phase peuvent être préférées aux protections différentielles Pour protéger deux transformateurs en parallèle de phase réglée pour ne détecter que les défauts situés au secondaire du transformateur. En fonction du lieu de la mise à la terre du neutre au secondaire des transformateurs, deux variantes appurissent:

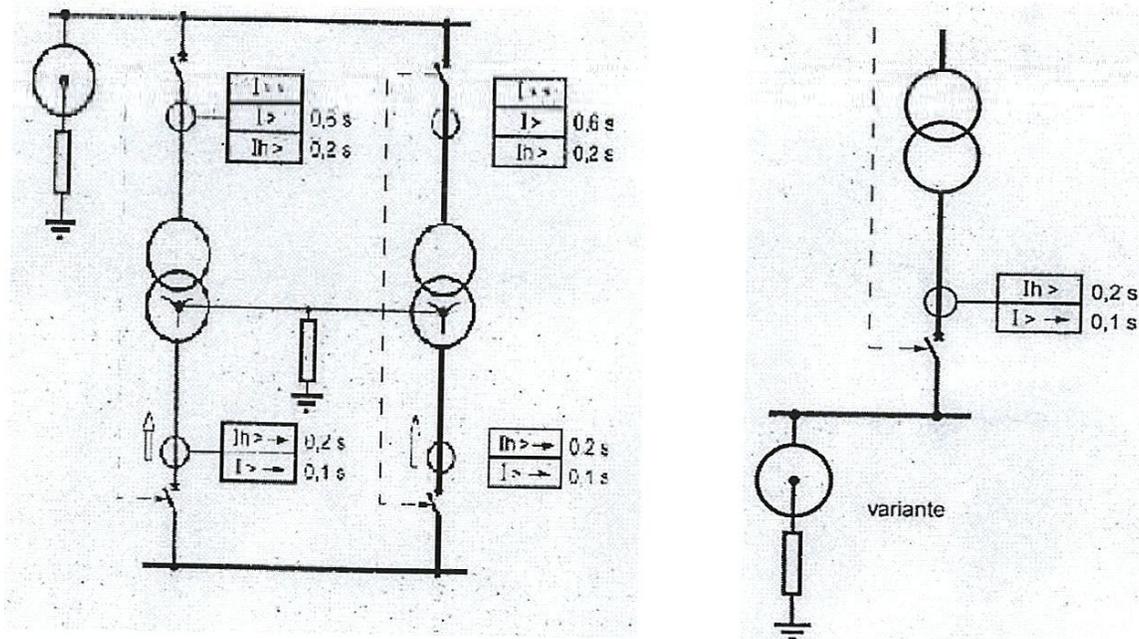


Fig.1.14 Protection de 2 transformateurs en parallèle

si le point neutre secondaire est situé sur le jeu de barres, les protections directionnelles de terre sont remplacées par de simples protections à maximum d'intensité résiduelle; si chaque transformateur possède son propre point neutre et si le jeu de barres secondaire et les transformateurs sont situés dans le même poste, la protection différentielle de terre restreinte peut remplacer la protection directionnelle de terre.

Chapitre 02

Calcul des courants
de court-circuit

2.1. Définition de modèle étudié

Le modèle étudié représente une inter connexion d'un groupe de centre de production à un système de transport en haut tension (HT) à travers lignes et sous stations de transformation. Il s'agit d'étudier et d'analyser ce réseau d'interconnexion du point de vue régime, sous l'effet de court-circuit triphasé symétrique. Pour cerner de manière plus complète l'impact de ces perturbations éventuel, on considère les courts-circuits respectivement, dans les nœuds 1, 2, 3, et 4 du réseau. Pour se faire on donne, dans le tableau (2.1) les caractéristiques nécessaires pour le calcul.

Pendant les calculs des courants de court-circuit, on admet, généralement, les approximations suivantes :

- On néglige les résistances actives devant les réactances,
- Les impédances, transversales des lignes sont très grandes devant celle longitudinales $y=0$
- L'effet des charges (injection de courant dans les premiers instants, du court-circuit) n'est pas pris en considération.

Les paramètres du schéma équivalent de calcul sont réduits a un même niveau potentiel de base est sont évalués par unité de la valeur de base correspondante.

En qualité de puissance de base, on choisit la puissance nominale du système par mesure de l'implicite :

$$S_N = S_b = 10^3 \text{ MVA}$$

Tb.2.1

	G1	G2- G3	G4	T1	T2-T3	T4	T5	T6	T7- T8	L1,2,3	sys
Sn MVA	94	31,3	70	94	31	70	25	54	80		10^3
X*(N)	0,2	0,2	0,195								0,164
Un kv	13,8	10,5	10,5								
ΔU_{cc}^*				0,105	0,1	0,1	0,105	0,1	0,11		
X0 Ω/km										0,4	
L ,km										11	
E*	1,12	1,12	1,12								1

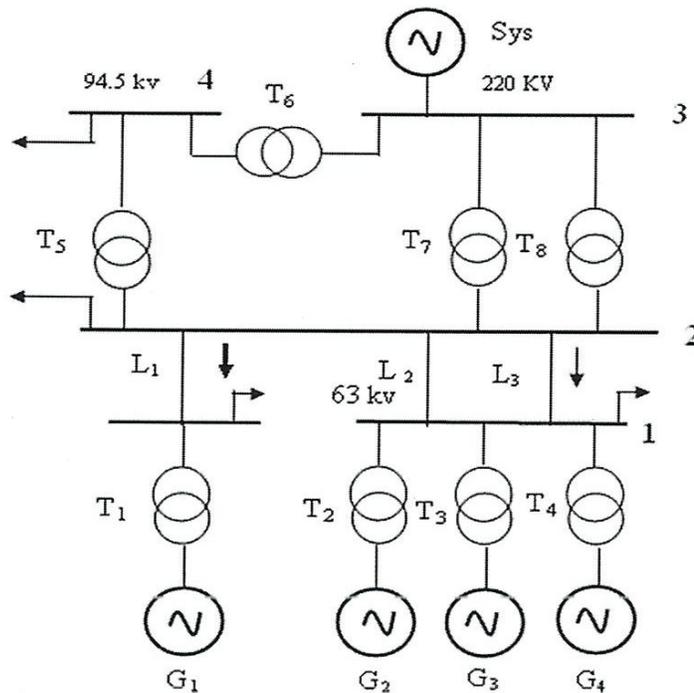


Fig: 2.1

2.2. Calcul des paramètres réduits

La procédure de réduction des paramètres et de leur expression en unité, relatives est largement connue et utilisé dans le traitement et l'analyse des systèmes électriques [].

On reporte dans ce travail uniquement, les formules de calcul comme rappel pour faciliter la lecture des résultats.

Ainsi les paramètres des éléments de force insérés dans le système électrique étudié peuvent être déterminés, par les formules suivantes : Pour les Générateurs, transformateurs, système :

$$E^*_{(b)} = E^*_{(N)}$$

$$X^*_{(b)} = X^*_{(N)} \cdot S_b / S_N$$

Ou, pour les transformateurs :

$$X^*_{(N)} = d_u \cdot c_c ;$$

Pour les lignes,

$$X^*_{(b)} = X_0 \cdot l \cdot S_b / U_m$$

Ou' ; U_m la tension moyenne du niveau potentiel propre de la ligne considérée.

Le schéma de la figure (2.1). Peut être donc réduit à la forme (Fig 2.2)

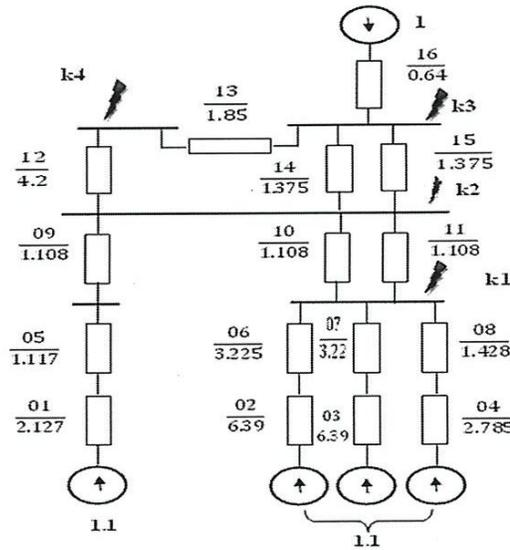


Fig.2.2

Ce dernier schéma peut être réduit progressivement jusqu'à la forme (fig2.3) commune aux quatre courts-circuits. Les résultats de calcul des réactances réduites, sont mis dans Le tableau (2.2)

Tb.2.2

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
X*	2,127	6,389	6,389	2,785	1,117	3,225	3,225	1,428	1,007	1,007
N	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
X*	9,625	4,2	1,85	1,375	0,64	0,687	0,687			
N	21	22	23	24						
		4,213	4,807	2,245						

2.3. Calcul des courants de court -circuit

2.3.1. Court-circuit k1

Relativement au court-circuit k1, on peut établir les schémas de calcul intermédiaire ensuite final de la figure (2.4) .

Les réactances correspondantes sont exprimée, par leurs valeurs mises dans le tableau2.3

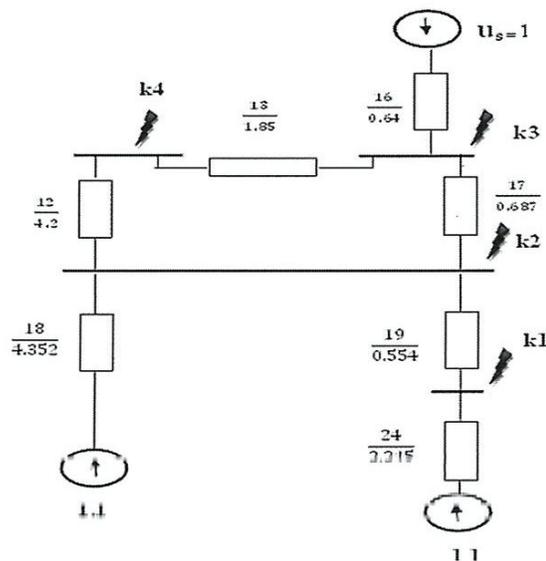


Fig.2.3

Tb .2.3.

	25	26	27	28	29	30
X*K	0,616	0,644	0,793	0,837	0,913	0,942

Les réactances X_{29} et X_{30} sont calculé par les coefficients de distribution

$$C_{18}=X_{27}/X_{18} : C_{26}=X_{27}/X_{26}$$

Avec

$$X_{27}=X_{18} \cdot X_{26} / (X_{18} + X_{26})$$

$$X_{26} = X_{25} + X_{16}$$

$$X_{25} = (X_{12} + X_{13}) // X_{17}$$

A partir du dernier schéma, on définit le courant Périodique sommaire

$$I_p^* = \frac{E \cdot 1}{X_{29}} + \frac{E \cdot (2-4)}{X_{24}} + \frac{U_s}{X_{30}}$$

En choisissant ensuite comme tension de base celle propre au jeu de barre I(k1)

$U_b = U_m = 63$ kv, on peut définir le courant de base

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_m}$$

Ce qui donne en unités naturelle :

$$I_p = (I_{p1}^* + I_{p3}^* + I_{p(2-3)}^*) \cdot I_b = I_p^* I_s$$

Les résultats de calcul des courants dans la branche du schéma sont

Tb.2.4

$I_b = 9.175 \text{ kA}$	G_1	Sys	G_{2-4}	Σ
I_{p1}^*	0.1465	0.5068	0.4988	1.169
$I_{p1} \text{ kA}$	1.505	4.065	4.498	10.725
$S_{cc} \text{ MVA}$				1170.3

On constate que les composantes du courant de court-circuit dans <<1>> prennent des pondérations différentes .elles représentent respectivement :

$$I_{p1} \% = \frac{1.505}{10.725} \cdot 100\% = 14.03\%$$

$$I_{pS} = \frac{4.65}{10.725} \cdot 100\% = 43.35\%$$

$$I_{p(G2-4)} = \frac{4.498}{10.725} \cdot 100 = 41.9 \%$$

Les puissances de court -circuit correspondantes

Prendraient également les mêmes rapports elles sont égales :

$$S_{cc(1)} = \sqrt{3} UI_{cc} = \sqrt{3} \cdot 63 \cdot 10,725 = 1170,3 \text{ MVA}$$

$$S_{cc(1)} = \sqrt{3} \cdot UI_{p(1)} = \sqrt{3} \cdot 63 \cdot 1,505 = 164,22 \text{ MVA}$$

$$S_{cc(S)} = \sqrt{3} \cdot UI_{p(S)} = \sqrt{3} \cdot 63 \cdot 4,65 = 507,4 \text{ MVA}$$

$$S_{cc(G2-4)} = \sqrt{3} \cdot UI_{p(G2-4)} = \sqrt{3} \cdot 63 \cdot 4,498 = 493,23 \text{ MVA}$$

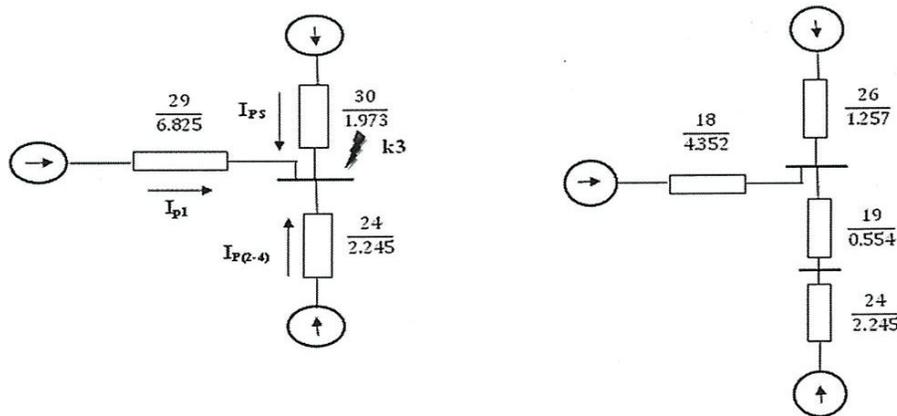


Fig .2.4.

Ces pondérations sont déterminées par le rapport inverse Des impédances des lignes de force jusqu'au point de court-circuit et les impédances des transformateurs y insérés

2.3.2. Court-circuit K2

Le schéma de calcul correspondant se réduit à la forme de la figure (2.5).L'impédance, jusqu'au court -circuit correspondante à la source équivalente $G_{(2-4)}$ est

$$X_{31}=X_{19}+X_{24}=2,8$$

Ainsi, comme précédemment, on calcule le courant de court-circuit sommaire débité par les trois sources en unités, respectivement relatives et naturelles (Tb2.5)

$$I_p^*=I_p^*_{1}+I_p^*(s)+I_p^*(G_{2-4})\cdot p.u$$

$$I_p=I_p^* \cdot I_b$$

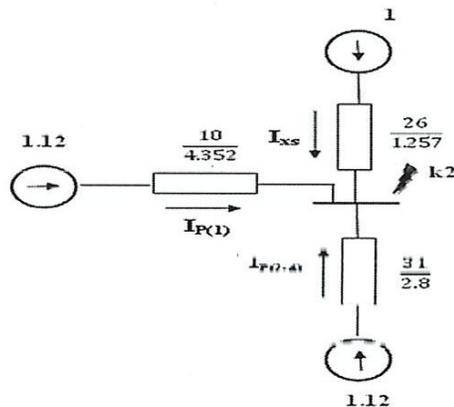


Fig 2.5

Tb.2.5.

	G1	SYS	G(2-4)	Σ
$I^*_{p,i}$	0,2757	0,795	0,4	1,4107
$I_{p,2}$ kA	2,53	7,294	3,67	13,49
Sc _{c,2} MVA				1472,02

Le courant de court-circuit est plus important par rapport au cas précédent.

2.3.3. Court-circuit k3

Par rapport au cas du court-circuit k3 le système se réduit à la forme fig.(2.6).

Dans ceschéma, on détermine,

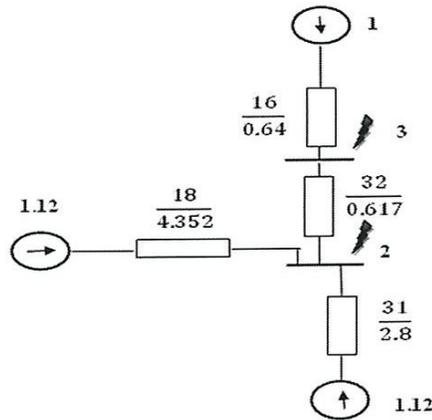


Fig.2.6

$$X_{32} = \frac{X_{12} + X_{13}}{X_{12} + X_{13} + X_{17}} = \frac{(4,2 + 1,85) \cdot 0,687}{4,2 + 1,85 + 0,687} = 0,617$$

$$C'_{18} = \frac{X_{18} \cdot X_{31}}{X_{18} + X_{31}} \cdot \frac{1}{18} = \frac{(4,2 \cdot 1,85)}{4,2 + 1,85} \cdot \frac{1}{4,352} = X_{eq} \cdot \frac{1}{X_{18}} = \frac{1,7038}{4,352} = 0,3915$$

$$C_{31} = \frac{1,7038}{2,8} = 0,6085$$

Vérification;

$$C'_{18} + C_{31} = 1$$

De même, ce dernier schéma peut se réduire à la forme de la fig.(2.7). Cette forme permet de calculer

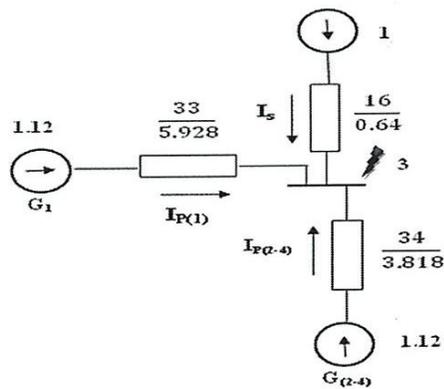


Fig.2.7

Les courants débités séparément par les différentes sources ainsi,

$$X_{33} = \frac{X_{eq} + X_{32}}{C'_{18}} = \frac{1,7038 + 0,617}{0,3915} = 5,928$$

$$X_{34} = \frac{X_{eq} + X_{32}}{C'18} = 3.814$$

Et on peut calculer aisément, alors, les courants comme
Précédemment, .Les résultants sont donné dans le Tb.2.6

Tb2.6

	G1	Sys	G 2-4	Σ
I_{p*i}	0,1889	1,5625	0,2936	2,045
I_{pi}	0,474	3,9218	0,7367	5,133
$S_{cc,i}$				2044,84

Puisque le court-circuit (k3) a lieu au niveau potentiel $U_m=230kv$, il est plus convenable de prendre $U_b= 230kv$; ce qui donne un courant de base :

$$b = \frac{1000}{\sqrt{3} 230} = 2.51 \text{ KA}$$

2.3.4. Court-circuit k4

Le schéma réduit par rapport au nœud -4- est représenté par la figure 2.8.

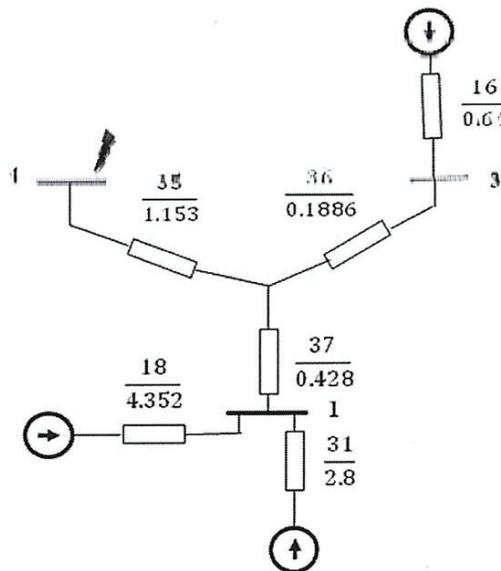


Fig 2.8

Les réactances, s'expriment

$$X_{35} = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13} + X_{17}} = \frac{4,2 \cdot 1,85}{4,2 + 1,85 + 0,687} = 1.53$$

$$X_{36} = \frac{X_{13} \cdot X_{17}}{X_{12} + X_{13} + X_{17}} = \frac{4,2 \cdot 0,687}{6,737} = 0.1886$$

Le schéma de la figure. (2.8) est Encore réductible (fig2.9.)

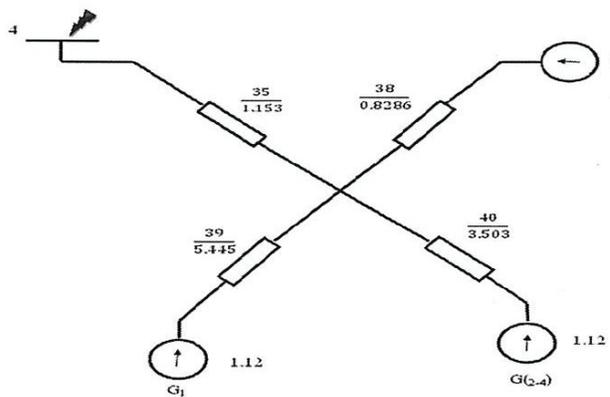


Fig 2.9

On define:

$$X_{38} = X_{16} + X_{36} = 0,64 + 0,1886 = 0,8286$$

$$X_{39} = \frac{X_{eq} + X_{37}}{C'18} = \frac{1,7038 + 0,428}{0,3915} = 5,445$$

$$X_{40} = \frac{X_{eq} + X_{37}}{C31} = \frac{1,7038 + 0,428}{0,6085} = 3,503$$

Pour pouvoir déterminer les courants de toutes les sources, il est nécessaire de réduire le schéma à la forme Fig. (2.10).

Dans ce schéma ;

$$X_{41} = \frac{X_r}{C_{39}}$$

$$X_{42} = \frac{X_r}{C_{40}} \quad X_{43} = \frac{X_r}{C_{38}} \quad \text{avec} \quad C_{39} = \frac{X'_{eq}}{X_{39}} ; \quad C_{40} = \frac{X'_{eq}}{X_{40}} ; \quad C_{38} = \frac{X'_{eq}}{X_{38}}$$

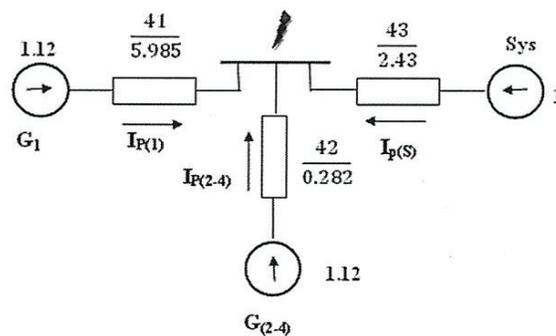


Fig .2.10

$$X_{eq} = \frac{X_{29} \cdot X_{40} \cdot X_{38}}{X_{23} \cdot X_{40} + X_{23} \cdot X_{38} + X_{40} \cdot X_{38}} = \frac{5,445 \cdot 3,503 \cdot 0,828}{5,445 \cdot 3,503 + 5,445 \cdot 0,828 + 3,503 \cdot 0,828} = 0,596$$

Ce qui donne,

$$X_r = X'_{eq} + X_{35} = 0,596 + 1,153 = 1,749$$

$$C_{39} = \frac{0,596}{5,445} = 0,1094 ; C_{40} = \frac{0,596}{3,503} = 0,1701 ; C_{38} = \frac{0,196}{0,826} = 0,7198$$

$$\text{Enfin, } X_{41} = \frac{1,749}{0,1094} = 15,987$$

$$X_{42} = \frac{1,749}{0,1701} = 10,282$$

$$X_{43} = \frac{1,749}{0,7198} = 2,43$$

On peut ainsi déterminer les courants débités dans le nœud de défaut (Tb.2.7) et la puissance correspondante avec comme courant de base :

$$I_b = \frac{1000}{\sqrt{3 \cdot 94,5}} = 6,109 \text{ KA}$$

Tb2.7

	G1	Sys	G 2-4	Σ
I_{p*i}	0,07	0,4115	0,109	0,59
I_{pi}, kA	0,4276	2,5138	0,6658	3,607
S_{cc}, MVA				590,45

2.4. Comparaison des courants de court-circuit :

Pour rendre comparables, les courants de court-circuit dans les nœuds considérés, il est nécessaire de les réduire à la même base potentielle. En choisissant par exemple $U_s = 230 \text{ kv}$ Les valeurs calculées en leur niveau de base suivent être réduites au niveau choisi par le rapport de transformation (Tb 2.8).

Les puissances de court-circuit sont directement comparables puisqu'elles sont indépendantes, du rapport de transformation. Si le rapport est défini comme :

$$K_t = \frac{U_b}{U_m'}$$

Les courants réduits seront alors déterminés

$$I_{p(b)} = \frac{U_m \cdot I_{p(N)}}{U_b} = \frac{1}{K_t} \cdot I_{p(0)}$$

Tb.2.8

		G1	SYS	G(2-4)	Σ
K1(1)	$I_{PI(N) ha}$	1.505	4.65	4.085	10.725
	$I_{PI(b) ha}$	0.4122	1.2736	1.1189	2.9377
K2(2)		2.53	7.294	3.67	13.49
		0.693	1.992	1.005	3.695
K3(3)		0.474	3.9218	0.7367	5.133
		0.474	3.9218	0.7367	5.133
K4(4)		0.4276	2.5138	0.5937	3.535
		0.1756	1.0328	0.244	1.452

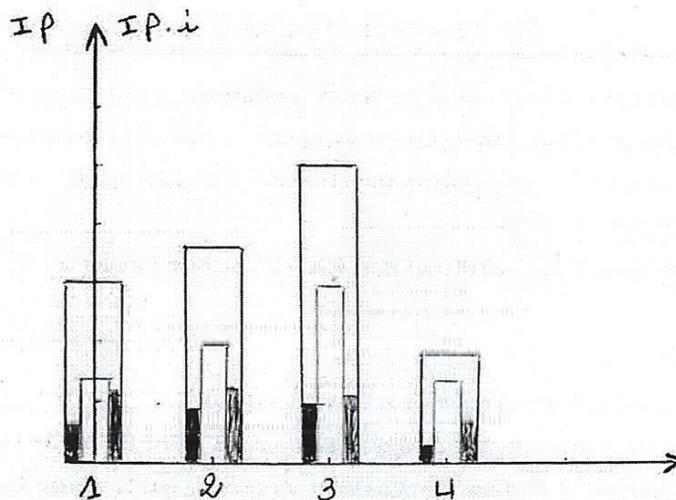


FIG 3.11

- System
- G (2-4)
- G1
- Courant

Le graphique (Fig 2.11) montre clairement les différences entre les valeurs des courants, aussi bien sommaires que composantes, on constate qu'on passant d'un nœud a un autre le courant varie bien dans de larges limites. La valeur de ces courants (périodique efficace) est particulièrement importante quand il s'agit de vérifier les équipements a la tenue thermique, puisque chaque équipement thermique est conçue pour fonctionner dans des limites thermiques (échauffement) définies et normalisées. Un même équipement peut être le siège d'un tel ou tel courant d'intensité plus ou moins grande ; ce qui justifie la détermination et l'analyse des courants de court-circuit dans divers nœuds. Demême, l'information sur les courants de court-circuit dans les nœuds, équivaut celle sur les puissances correspondantes, lesquelles puissances évaluent, en fait les puissances potentiellement installées dans ces nœuds. Le traitement et le calcul des régimes de court-circuit, permettent de déterminer la distribution des courants de ligne dans le réseau considéré ; ce qui permet de déterminer les

tensions dans les nœuds voisins, de vérifier les divers équipements d'organiser faiblement les systèmes de protection.

2.5. Distribution des courants des courants de ligne

Les courants de ligne peuvent être déterminés en allant progressivement dans les sens amont de la série de transformations opérées sur le réseau considéré.

2.5.1. Court-circuit k1

En allant en amont on retrouve un schéma plus déployé (fig.11) pour lequel, on définit,

$$I_{16} = I_{30} = I_p(s)$$

$$I_{12} = I_{13} = C_{13} \cdot I_{16}$$

$$I_{17} = C_{17} \cdot I_{16}$$

$$\text{Avec } C_{13} = C_{12} = X_{25}/(X_{12}+X_{13}) = 0.108$$

$$C_{17} = X_{25}/X_{17} = 0.8966$$

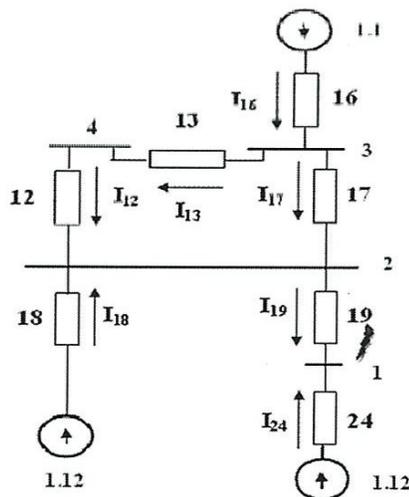


Fig.2.12

En déployant encore ce dernier schéma, on peut également définir (Fig2.13)

$$I_{10} = I_{11} = I_{19}/2$$

$$I_{20} = X_{24} \cdot I_{24} / X_{20} = C_{21} \cdot I_{24}$$

$$I_{22} = C_{22} \cdot I_{24}$$

$$C_{21} = X_{24}/X_{20} = 2,245/9,625 = 0,2332$$

$$C_{22} = X_{24}/X_{22} = 2,245/4,213 = 0,5328$$

Tension des nœuds :

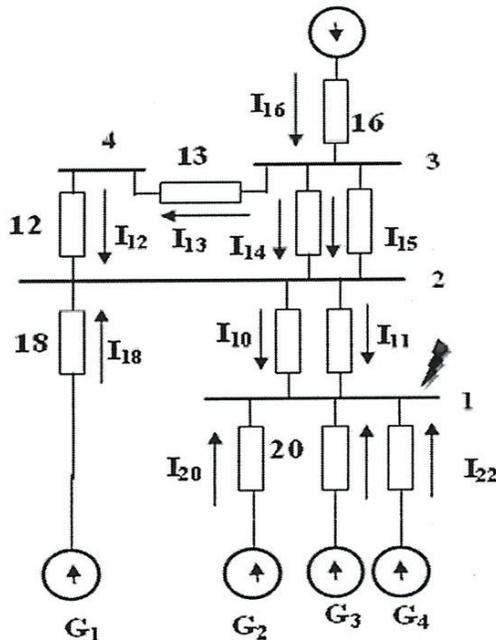
Les tensions des nœuds considérés peuvent être calculées de façon simple. En effet, pour le nœud <<1>>, (fig.2.14) on écrit

$$U^*_1 = E^*_{(2-4)} - I^*_{24} \cdot X_{24}$$

$$U^*_2 = U^*_s - I^*_{26} \cdot X_{26} = E^*_1 - I_{28} \cdot X_{18}$$

$$U^*_3 = U_s - I^*_{16} \cdot X_{16}$$

$$U^*_4 = U_4 - I_{13} \cdot X_{13} = U_2 + I_{12} \cdot X_{12}$$



Les résultants de calcul sont mis dans le tableau 2.9

Tb2.9

K 1	Xk	10	11	12	13	14	15	16 Ip(s)	18 Ip(1)	20	21	
	Ip*i	0,3354	0,3354	0,0516	0,0516	0,2272	0,2272	0,5068	0,1641	0,1165	0,1165	5
	Ipc(b)	3,077	3,077	0,473	0,473	2,084	4,65	1,505	1,0688	1,0688	2,443	

Les valeursdescourants, ainsi calculées sont réduites ou même niveau potentiel

$$U_b = U_m = 63 \text{ kv}$$

$$U^*I = E^*_{(2-4)} \cdot I^*_{p(2-4)} \cdot X^*_{24} = 1,1 \cdot 0,42 \cdot 245 = 0,202$$

$$U^*2 = 0$$

$$U^*3 = U^*s - I_p \cdot s \cdot X_{16} = 1 - 0,795 \cdot 0,64 = 0,4912$$

$$U^*4 = U3 - I_{13} \cdot X_{13} = 0,4192 - 0,081 \cdot 1,85 = 0,341$$

$$U4 = U2 + I_{12} \cdot X_{12} = 0 + 0,081 \cdot 42 = 0,34$$

Par rapport au court-circuit k1, les courants de circulation dans les branches 10 et 11 changent de sens. L'intensité des courants circulatoires dans les branches du schéma original sont donné dans le tableau Tab.2.13

Tb2.13

N	12(1)	13(1)	13(2)	15(1)	16(1)	18(1)	20(1)	21(1)	22(1)
I _{p(N)}	0,497	0,2033	0,4948	1,789	1,995	11,55	5,13	5,13	11,716
I _{N,ka}						3,932	1,721	1,721	3,849
						G1	G2	G3	G4

Ainsi les courants de court-circuit circulants dans les branches des générateurs sont nettement supérieurs aux valeurs nominales.

Dans le tableau 2.14 on donne la valeur des potentiels dans les nœuds considérés (fig3.17)

Tb.2.17

	1	2	3	4
U _n *	0.202	0	0.4912	0.34
U _{u(b)} kv	12.726	0	30.945	21.42
U () kv	12.726	0	113.97	31.96

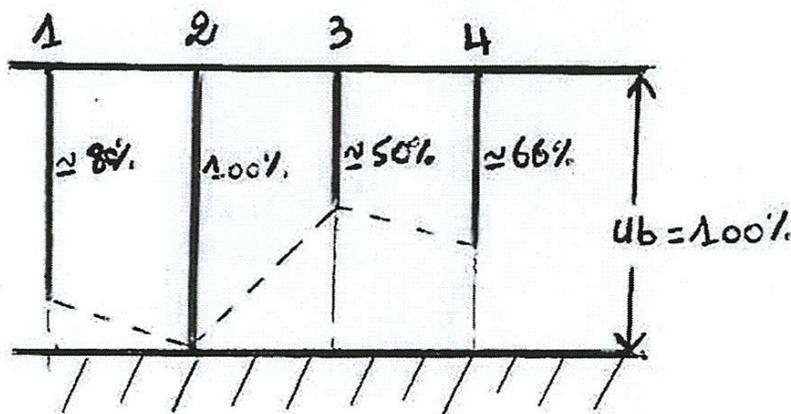


Fig.3.17 chute du potentiel (K2)

2.5.3. Court-circuit k3

De la même manière que précédemment, on définit respectivement le schéma électrique de circulation des courants et on réalise les calculs correspondants (Tb.2.15.16) en prenant, dans une première étape, le courant de base

$$I_b = S_b / \sqrt{3} \cdot U_b$$

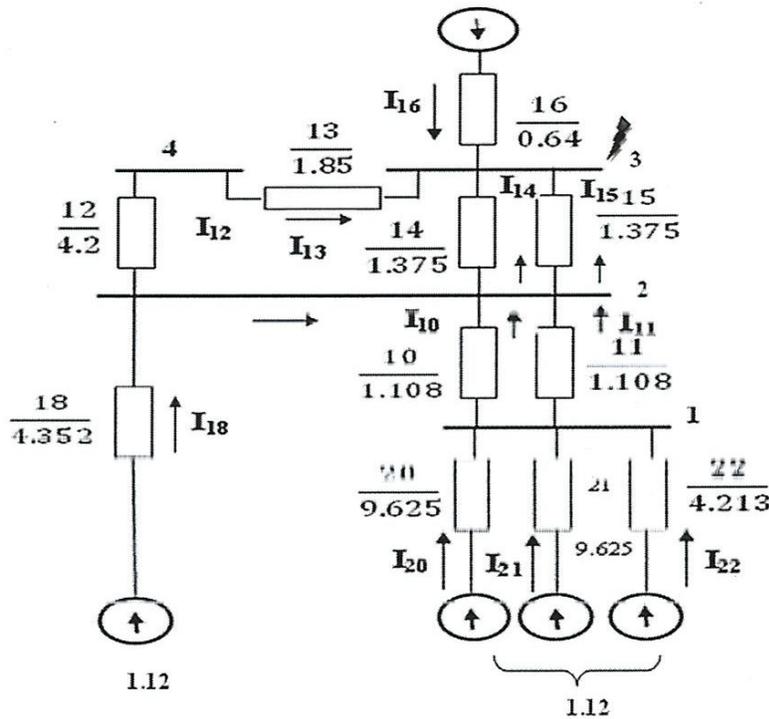


Fig .2.18

Avec

$$U_b = U_m = 230 \text{ kv} \quad \text{et} \quad I_b = 2,51 \text{ KA}$$

Tb2.15

N	10	11	12	13	14	15	16	18	20	21	22
I*pc			0,0492	0,0492	0,216	0,2166	1,5621	0,1889	0,0684	0,0684	0,1564
I*p(b) ka	0,368	0,368	0,1235	0,1235	0,5436	0,5436	3,912	0,474	0,171	0,171	0,392

Tab.2.16

N	10(2)	11(2)	12(1)	12(2)	13(2)	14(2)	15(2)	18(1)	18(2)	20(1/2)	22(1/2)	22(1/2)
Ip(N) ka	1,349	1,343	0,3	0,45	0,3	1,984	1,984	7.8	3,745 0,624	3,745 0,624	3,745 0,624	8,586 1,431

									G1	G2	G3	G4
IW ka									3,932	1,721	1,721	3,843

On constate que dans le cas du court circuit « k3 » les courants de circulation dans les générateurs restent supérieurs à leurs courants nominaux mais dans une moindre mesure par rapport au cas précédant .Les potentiels dans les nœuds du réseau sont calculés et donnés dans le tab 2.17 Et représenter graphiquement Fig.(2.19)

Tb 2.17

	1	2	3	4
Un*	0,4616	0,3	0	0,091
Um(b)	106,17	69	0	20,93
Un(n)	29,08	18,9	0	8,59

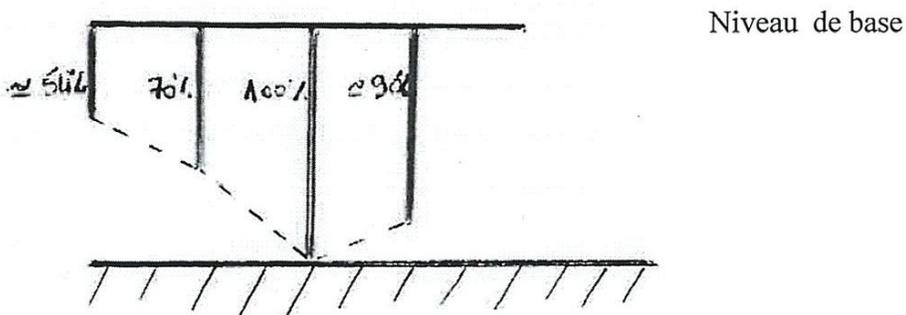


Fig.2.19 chute des potentiel''k3''

2.5.4court-circuit k4

Analogiquement à ce qui précède, on définit immédiatement le schéma électrique de circulation (Fig2.20) on établit le tableau des résultats de calcul (tb2.18.19) et on détermine

$$I_b = S_b / 3U_b$$

Et avec $U_b = 94,5 \text{ kv.}$

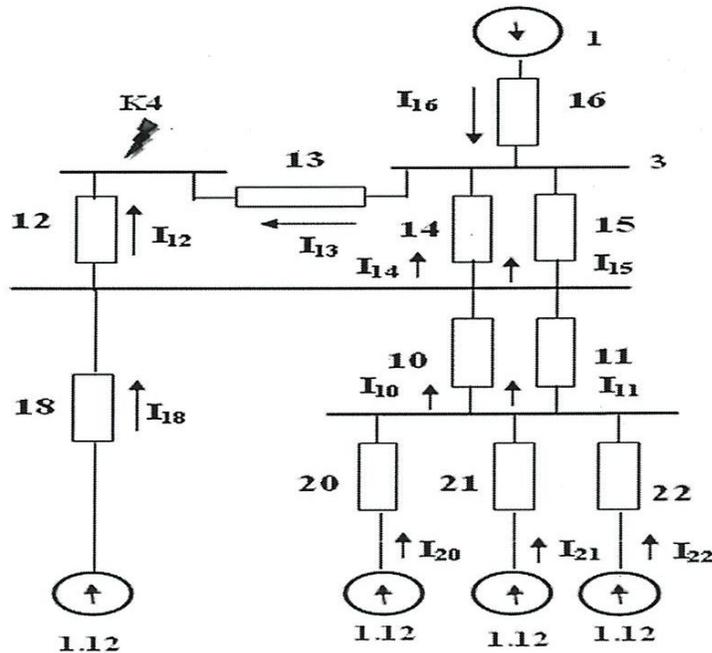


Fig 2.20

$I_b = 6.109$

Tb.2.18

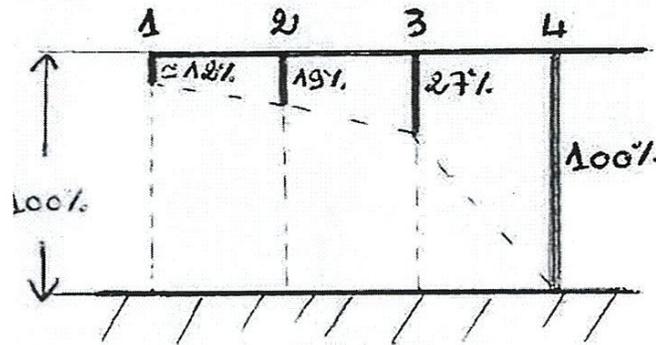
N	10	11	12	13	14	15	16	18	20	22
I_p^{*1}	0,0545	0,0545	0,0652	0,5253	0,0569	0,4115	0,07	0,1234	0,0234	0,038
$I_p(b)$	0,333	0,333	0,3983	3,209	0,3476	2,5138	0,4276	0,155	0,155	0,351

Tb.2.19

N	I10(2)	I11(2)	I12(2)	I13(1)	I14(1/2)	I15(1/2)	I16(1)	I18(1/2)
$I_p(N)$	0,499	0,4995	0,5974	4,8135	0,1428	0,1428	1,0328	2,928
KA	5				0,5214	0,5214		0,6414
$I_N(b)$								G1
KA								3,932
N	I20(1/2)	I21(1/2)	I22(1/2)					
$I_p(N)$	1,395	1,395	3,186					
kA	0,2325	0,2325	0,531					
I_N , KA	G2	G3	G4					
	1,721	1,721	3,843					

Il est intéressant de constater que dans ce cas les courants, de court-circuit circulant dans le stator des générateurs sont nettement inférieurs à leur courant nominal.

Le potentiel des nœuds considérés est donné par le tableau et le graphique (fig.2.21)



Chut de potentiel -K4-

Tb2.20

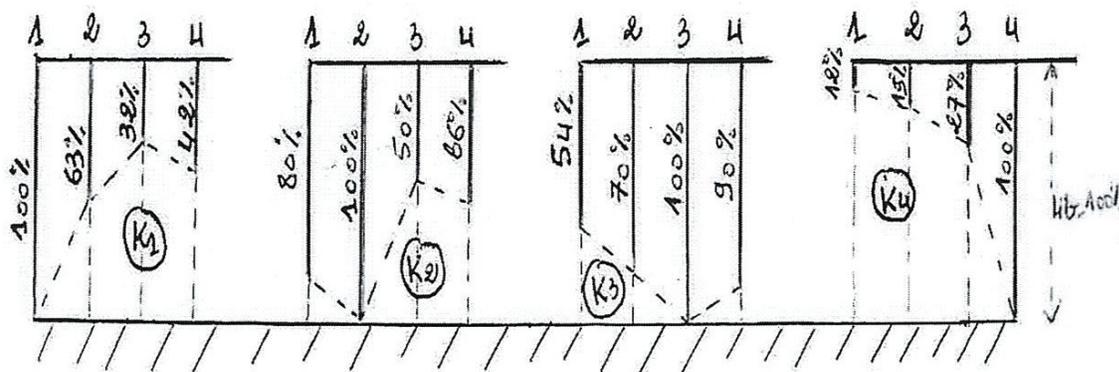
	1	2	3	4
U_{II}''	0.8733	0.8148	0.7366	0
$U_{n(b)}$	82.71	76.99	69.6	0
$U_{II(n)}$	55.144		169.4	0

Récapitulative desrésultants

Tb2.21

	N	10	11	12	13	14	15	16	18	20
K1		+	+	+	+	+	+	+	+	+
		0,3354	0,3354	0,0516	0,0516	0,2272	0,2272	0,5068	0,1641	0,1165
K2	$I_p^*(b)$	0,2	0,2	0,081	0,081	0,7128	0,7128	0,7950	0,2717	0,0933
k3		0,1468	0,1468	0,0492	0,2166	0,2166	1,562	0,1859	0,1859	0,0684
K4		0,0545	0,0545	0,0652	0,5253	0,0569	0,0569	0,4115	0,07	0,0254

	N	21	22
K1		0,1165	0,2663
K2	$I_p^*(b)$	0,0933	0,2131
K3		0,0684	0,1564
K4		0,0254	0,058



Chut de potentiel K1 - K2 - K3 -K4

Chapitre03

Type de perturbation

Dans

Un réseau électrique

3.1. Courts circuits

Définition

Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impudent).

Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons

-la durée d'un court-circuit est variable ; auto extincteur si le défaut est trop court pour déclencher la protection : fugitif lorsque éliminé après déclenchement et réenclenchement de la protection ; permanent s'il ne disparaît pas après le déclenchement de la protection.

Les causes de court-circuit sont d'origines mécanique (coup de pelle, branche, animal), électrique dégradation d'isolant, surtension), humaine (erreur de l'exploitant).

- **Effet des courants de court-circuit**

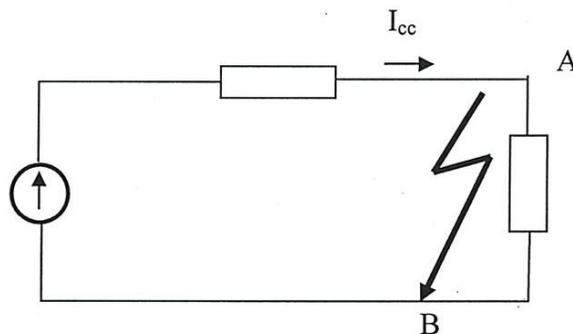
Les conséquences du court-circuit sont souvent graves sinon dramatiques.

Le court circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne, il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants.

Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences ces graves équipement en résulte incitent tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

Fig 3.1



La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points de réseau est un point indispensable pour définir les câbles, jeu de barres et tout matériel d'interruption ainsi que leurs réglages

- **Caractérisation des courts-circuits**

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

- ❖ **court circuit triphasé** ; il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés.

Court-circuit monophasé terre : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est plus fréquent.

- ❖ **court circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phase sous tension composée. 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 phase et la terre.

3.2. Méthode de calcul des courants de court circuit :

Pour le calcul des courants de court circuit il existe plusieurs méthodes la plus couramment utilisée est celle faisant appel aux composantes symétrique des courants et des tensions.

3.2.1. Méthode des composantes symétrique :

Le calcul à l'aide des composantes symétriques est particulièrement utile lorsqu'un réseau triphasé est déséquilibré. Pour le calcul et l'analyse des paramètres du régime de court circuit on se base, en général sur les données caractéristiques de ce dernier sur les schémas équivalents et les diagrammes vectoriels et d'une manière plus générale, on utilise la méthode des composantes symétriques. Cette méthode consiste à remplacer le système réel par une superposition de trois systèmes (direct, inverse, homopolaire) le principe de superposition est alors exploitable pour le calcul des courants de défaut.

La méthode des composantes symétrique est applicable à tous types de réseaux à distribution radiale et quelque soit leur tension.

Pour plus d'explication, le système est défini en prenant le courant I_A réel comme référence de rotation avec ;

$$I_{A1} = I_1 : \text{comme composante directe,}$$

$$I_{A2} = I_2 : \text{Sa composante inverse,}$$

$$I_{A0} = I_0 : \text{Sa composante homopolaire,}$$

De même que le théorème de Blondel dit qu'un champ alternatif rectiligne à amplitude sinusoïdale est équivalent à deux champs tournants en sens inverse, la définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré : direct, indirect et homopolaire ce principe appliqué à un système de courants se vérifie par construction graphique (fig.3.2)

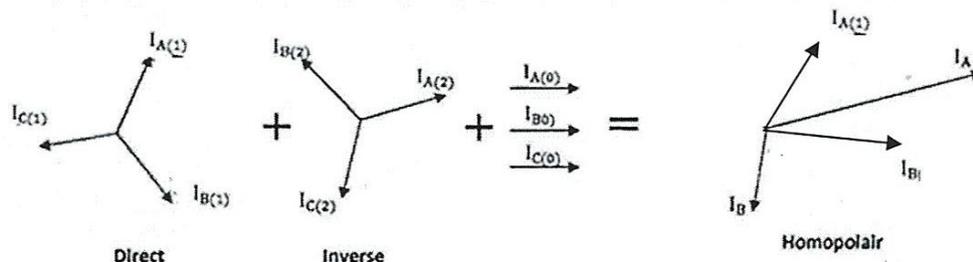


Fig.3.2. construction graphique due la somme de trois systèmes triphasés équilibrés ; Direct, inverse et homopolaire.

En utilisant l'opérateur de phase ; $a = e^{j \cdot 2\pi/3} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$ entre $\vec{I}_A, \vec{I}_B, \vec{I}_C$,

On définit, pour les grandeurs complexes,

$$I_A = I_1 + I_2 + I_0$$

$$I_B = a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0$$

$$I_C = a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 + I_0$$

3.3. Courant de court-circuit triphasé symétrique

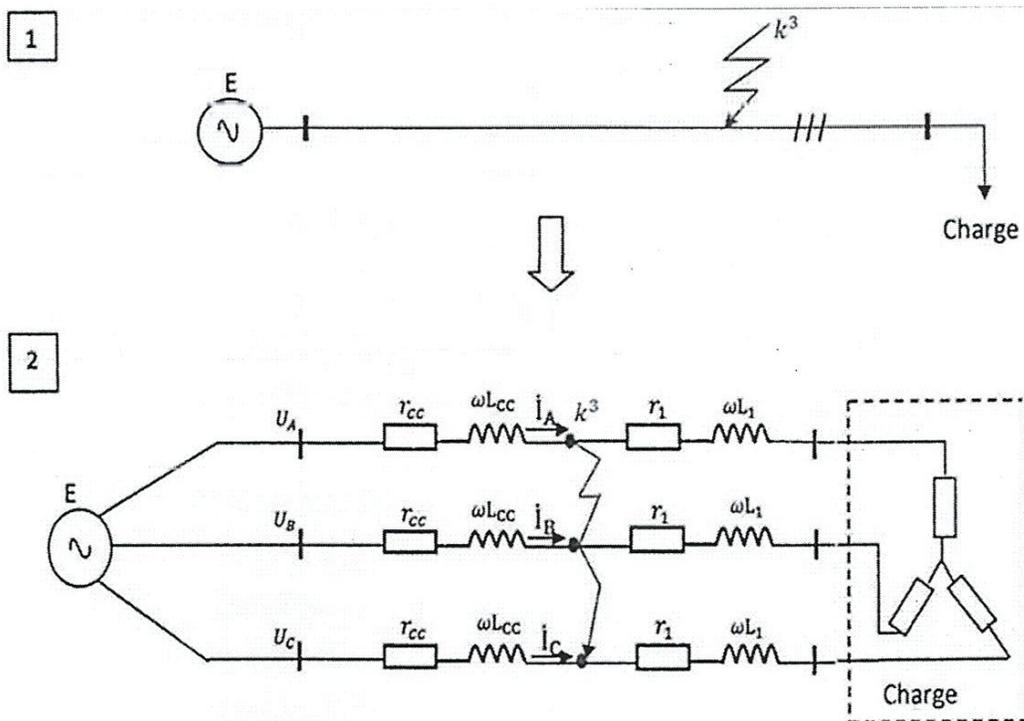


Fig. (3.3) : Circuit triphasé symétrique alimenté par une source infiniment puissante (Tension des jeux de barres constante).

$$U_A = U_m \cdot \sin(\omega t + a)$$

$$U_B = U_m \cdot \sin\left(\omega t + a - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$U_C = U_m \cdot \sin\left(\omega t + a - \frac{4\pi}{3}\right)$$

$$I_A = \frac{U_m}{Z} \cdot \sin(\omega t + a - \varphi)$$

$$I_B = \frac{U_m}{Z} \cdot \sin(\omega t + a - 2\frac{\pi}{3} - \varphi)$$

$$I_C = \frac{U_m}{Z} \cdot \sin(\omega t + a - 4\frac{\pi}{3} - \varphi)$$

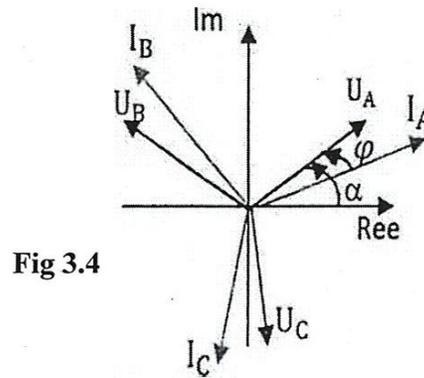


Fig 3.4

U_m : Amplitude de tension phase initiale de la tension de source

α : L'angle de phase de la tension de source pour l'instant $t=0$,

Z : l'impédance résultante du tronçon de circuit branché sur la source ; (Z_{cc}, Z_1, Z_c)

Φ : déphasage entre le courant et la tension

3.3.1. Relation entre les vecteurs des phases et leurs composantes symétrique :

Soit I_A, I_B, I_C trois vecteurs des phases asymétriques ou A, B, C sont les trois phases et on désigne par 1, 2 et 0 les composantes directes, inverse et homopolaire respectivement.

Donc les vecteurs des trois systèmes symétriques seront :

-Pour la composante directe :

$$I_{A1} = I_1$$

$$I_{B1} = a^2 \cdot I_{A1} = a^2 \cdot I_1$$

$$I_{C1} = a \cdot I_{A1} = a \cdot I_1$$

-Même chose Pour la composante inverse :

$$I_{A2} = I_2$$

$$I_{B2} = a^2 \cdot I_{A2} = a^2 \cdot I_2$$

$$I_{C2} = a \cdot I_{A2} = a \cdot I_2$$

Pour la composante homopolaire : $I_{A0} = I_{B0} = I_{C0}$

Ou' a operateur complexe de phase $a = e^{j \cdot 2\pi/3}$

Ce qui permet donc d'écrire par rapport a' la phase de référence(A) ;

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0$$

$$I_b = a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0$$

$$I_c = a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 + I_0$$

Ce qui donne ; également, après résolution par rapport aux grandeurs symétrique

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_a + a \cdot I_b + a^2 \cdot I_c)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c)$$

$$I_3 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

De la même manière que les courants, on peut appliquer les mêmes formules sur les tensions et on aura par rapport a' la phase de référence(a) :

$$\begin{bmatrix} U_A = U_1 + U_2 + U_0 \\ U_B = a^2 U_1 + a \cdot U_2 + U_0 \\ U_C = a U_1 + a^2 \cdot U_2 + U_0 \end{bmatrix}$$

Ce qui donne pour les composantes symétriques :

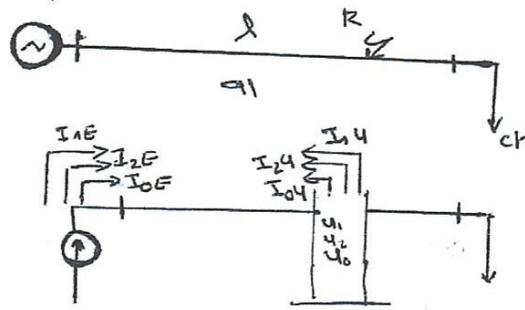
$$\begin{bmatrix} U_1 = \frac{1}{3}(U_A + a \cdot U_B + a^2 \cdot U_C) \\ U_2 = \frac{1}{3}(U_A + a^2 \cdot U_B + a \cdot U_C) \\ U_0 = \frac{1}{3}(U_1 + U_2 + U_0) \end{bmatrix}$$

3.3.2. Schéma de calcul des composantes symétrique

La méthode des composantes symétriques pour l'analyse des régimes asymétrique en générale consiste donc a' substituer aux grandeurs réelles trois composantes formant sur le plan triphasé des systèmes symétriques.

L'asymétrie peut être de divers origine ; mais on peut distinguer l'asymétrie dite ou régime de fonctionnement et celle dite a le structure du système (réseau). Pour mieux saisir le sens de l'application de cette méthode considérons un système simple considère par une source débitante dans un nœud de charge a' travers une ligne (fig, 3.5). On suppose que dans le point k de la ligne a' lieu une perturbation (genre court circuit par exemple) entraînant l'apparition d'une asymétrie.

Dans cet état de perturbation on peut définir un schéma équivalent de principe pour la phase 'A' de référence (fig.3.5)



bt

Figure 3.5

Le lien de perturbation, causée de l'asymétrie, peut être considéré comme source de composantes symétriques, $(U_1, U_2, U_0, I_{1u}, I_{2u}, I_{3u})$.

En appliquant la méthode de superposition, on peut définir pour le circuit entre la source 'E' et le point 'k' les courants résultants impliqués par les deux sources ; respectivement direct, inverse et homopolaire,

$$I_1 = I_{1E} - I_{1u} = \frac{E_1 - U_1}{Z_1}$$

$$I_2 = I_{2E} - I_{2u} = \frac{E_2 - U_2}{Z_2}$$

$$I_0 = I_{0E} - I_{0u} = \frac{E_0 - U_0}{Z_0}$$

Mais comme la source principale 'G' ne produit que des grandeurs symétriques directes, on peut poser $E_2 = E_0 = 0$ ce qui permet d'écrire,

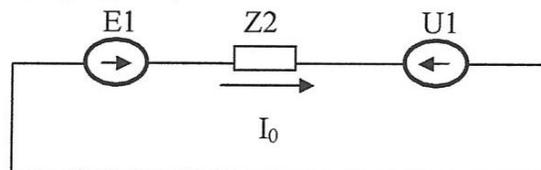
$$E_1 - U_1 = I_1 \cdot Z_1$$

$$U_2 = I_2 \cdot Z_2$$

$$U_0 = I_0 \cdot Z_0$$

Où Z_1, Z_2 et Z_0 impédances respectivement, réduite inverse et homopolaire.

Ainsi le régime asymétrique de la phase 'A' peut être décrit par la superposition de trois régimes symétriques, direct inverse et homopolaire pour lesquelles, on peut en plus, définir trois schémas électrique, équivalents, (fig. 1.6) la superposition, alors de ces trois schéma équivalent complexe de la forme fig. (1.7) ; à partir du quel, on détermine $I = \frac{E}{Z + \Delta Z}$ comme , On détermine, $U = I_1 \cdot \Delta Z$ et $\Delta Z = f(U_2, U_1, Z_1, Z_0)$, on peut alors d déterminer les courants grandeurs I_2, I_0, U_2 et U_0 .



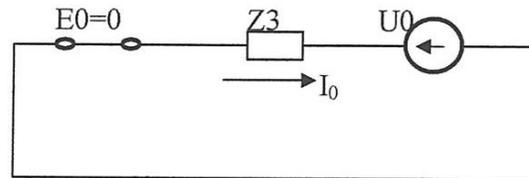
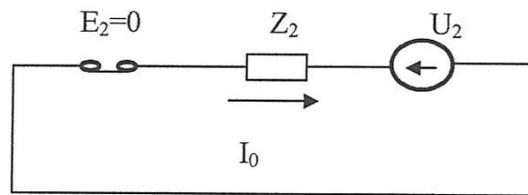


Fig.3.6

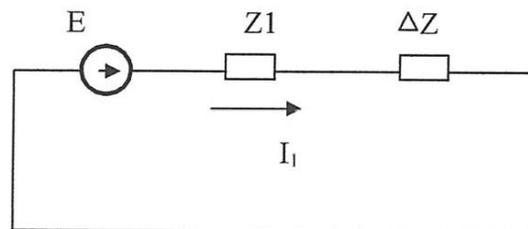


Fig. 3.7

On peut constater que les termines des composantes symétrique (U_1, U_2, U_0), sont en fait mesurés (déterminées) par ces chutes de tension dans les impédances des circuit correspondante

$$U_1 = I_1 \cdot Z_1$$

$$U_2 = -I_2 \cdot Z_2$$

$$U_0 = -I_0 \cdot Z_0$$

Ainsi le courant direct "I¹" est déterminé par les tensions respectivement de la source principale (G) et de la source de la composante directe et par l'impédance Z_1 du circuit correspondant. Le courant inverse est déterminé par la source de tension inverse et par l'impédance Z_2 du circuit correspondant. Le courant homopolaire est déterminé par la source de la composante inverse de la composante inverse de la tension et de l'impédance Z_0 homopolaire du circuit correspondant. Cette procédure adjointe à la caractéristique, spécifique de la perturbation ou du défaut permet d'analyser tout régime asymétrique du réseau électrique.

Cette analyse permet de quantifier les grandeurs descriptives du régime donné. On commence par déterminer les paramètres (courant, tension) ou niveau du point de défaut, ensuite, progressivement aux situés en amont pour caractériser, par exemple l'état de régime ou niveau des portes (nœuds); là où on installe généralement les équipements de mesure de contrôle de protection. En règle générale, le fonctionnement des systèmes électriques s'accompagne par des défauts de divers types.

3.3.3. Type de défaut

- Type monophasé : C'est un défaut d'isoler entre quelconque des phases du réseau et la terre.
- Défaut biphasé : C'est un défaut d'isolement entre chacune des trois phases du réseau simultanément. Un défaut triphasé peut être isolé de la terre ou présenter un défaut d'isolement par rapport à la terre.
- Défaut monophasé double : C'est un défaut d'isolement simultané entre deux phases différentes
- Défaut évolutif : C'est un défaut d'un certain type qui évolue vers un type différent dans un temps qui varie de quelques millisecondes à plusieurs centaines de millisecondes par exemple, ce peut être :

-un défaut monophasé qui évolue en défaut polyphasé

-un défaut monophasé qui évolue en défaut double

- **Défaut auto-extincteur**

Un défaut auto-extincteur est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure pour l'alimentation ou fermeture du disjoncteur. Les défauts auto-extincteurs sont généralement des défauts monophasés à la terre. Ce type de défaut ne comprend généralement pas de courant à composante 50Hz notable et il est plus fréquemment observé sur des réseaux à neutre compensé.

- **Défaut réamorçant**

Un défaut réamorçant est un défaut auto-extincteur qui réapparaît rapidement après son extinction précédente. La période de réamorçage peut varier de quelques milli-secondes à quelques centaines de millisecondes. On considère dans ce cas cette succession de défauts comme le même défaut.

- **Défaut en régime établi à 50 Hz**

Un défaut en régime établi 50Hz comporte un courant ayant essentiellement une composante à 50Hz après son apparition.

- **Cycle rapide**

Cas des postes avec mise à la terre du entre- HTA par impédance de limitation. C'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en réseau. Ce cycle se produit dans les conditions suivantes :

- ❖ Le défaut est défaut monophasé à la terre et un éventuel disjoncteur shunt en service dans le poste source a réalisé son cycle ;
- ❖ Si après ce cycle le défaut réapparaît durant un temps supérieur à 100ms ce cycle s'exécute dès la première apparition du défaut et si les conditions ci-dessous sont remplies
- ❖ Si le défaut est polyphasé,

- ❖ Si le défaut dure un temps supérieur à 100 ms Le disjoncteur (au poste source ou en réseau) coupe l'alimentation du réseau en défaut durant environ 300ms (± 100 ms).

- **Cycle lent**

Ce cycle s'applique de la même manière au défaut polyphasé et monophasé et ceci quel que soit le mode de mise à la terre du neutre HTA c'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en réseau si les conditions ci-dessous sont remplies :

- Après le cycle rapide (si celui-ci existe)

- Et si le défaut dure :

Plus de 500ms (± 200 ms) en cas de défaut polyphasé, plus de 500 ms (± 200 ms) en cas de défaut phase terre, si la mise à la terre, si la mise à la terre du neutre HTA est faite par une impédance de compensation il peut y avoir un ou deux cycles lents.

- **Déclenchement définitif :**

C'est le déclenchement qui intervient à la fin des différents cycles configurés sur le réenclencher. Le disjoncteur reste ouvert jusqu'à l'intervention d'un opérateur.

Les temps de déclenchement des cycles lents.

- **Classification des défauts**

- **Défaut fugitif :** C'est un défaut éliminé grâce au disjoncteur shunt seul on par un cycle rapide.
- **Défaut semi permanent :** C'est un défaut éliminé grâce à un ou deux cycles lents (en général précédé d'un cycle rapide pour un défaut polyphasé, on d'un fonctionnement du disjoncteur shunt suivi d'un cycle rapide pour un défaut monophasé en cas de réseau mis à la terre par une impédance de limitation)
- **Défaut permanent :** c'est un défaut qui n'a pu être éliminé par les différents cycles de réenclenchement.

Il entraîne un déclenchement définitif du disjoncteur

- **Stabilité de fréquence**

La fréquence des grands systèmes électriques interconnectés doit être constamment contrôlée, réglée et maintenue dans les limites $\pm 0,2\%$ de sa valeur nominale $f=50$ hz.

La fréquence est un indice de qualité de l'énergie fondamentale sur les équilibres requis (balance) entre la consommation et la production.

En effet, toute déviation ou changement d'état de cet équilibre se traduit ou changement d'état de cet équilibre se traduit ou s'emprise par une variation de la fréquence.

La fréquence indique, en fait, l'état d'équilibre entre les couples récifs représentant le couple accélérateur rotorique (turbine) et le couple résistant électrique de la matrice exprimant la charge. Ainsi, si Q représente la charge par ses caractéristique, statique $S(u,f)=P(u,f)+j q(u,f)$. toute variation de la charge implique une variation au niveau de la production, tel que

$$\Delta P_G = \Delta P_C(u, f) = \frac{\partial P_C}{\partial U} \cdot \Delta u + \frac{\partial P_C}{\partial f} \cdot \Delta f = Q_u \cdot \Delta u + Q_f \cdot \Delta f$$

$$\Delta Q_G = \Delta Q_C(u, f) = \frac{\partial Q_C}{\partial U} \cdot \Delta u + \frac{\partial Q_C}{\partial f} \cdot \Delta f = b_u \cdot \Delta u + b_f \cdot \Delta f$$

Où Q_u , Q_f , b_u , b_f degré de variation des puissances, respectivement active et réactive en fonction de la tension et de la fréquence. Ces facteurs sont déterminés par la caractéristique, statique des charges. Il se trouve que $Q_u \approx 0$ ce qui permet de dire que la fréquence contrôle façon directe tandis que la puissance est contrôlé par l'équilibre des puissances actives.

Le plan de tension ($b_f < b_u$).

En cas de chute importante de la fréquence, due à une surcharge importante, deux solutions peuvent alors être engagées :

-Si la surcharge ne vient de la perte d'unité de production (suite à la perte d'une interconnexion par exemple), des systèmes automatiques lancent alors le délestage de certain portion du réseau

-Si la charge ne vient pas du réseau ou des unités de production, mais uniquement d'une consommation accrue, des unités de production sont misent en service et connectées au réseau Inversement si la consommation baisse, la fréquence va augmenter, il faut alors réduire la production. La fréquence est donc le facteur de régulation des équilibres dans les réseaux.

3.3.4. Transformateurs :

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- La surcharge
- Le court-circuit
- Le défaut à la masse

- **La surcharge :**

Peut être due à l'augmentation du nombre de charge alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenu des isolants et à la longévité du transformateur.

- **Défaut à la masse :**

Est un défaut interne .il peut se produire entre bobinage et cuve on entre bobinage et noyau magnétique par un transformateur a' huile, il provoque un dégagement gazeux. Comme le court-circuit interne, il peut entraîner la destruction du transformateur et l'incendier .L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval, dépend aussi de la position du défaut dans le bobinage :

- Dans un couplage étoile, le courant a' la masse varie entre 0 et la valeur maximum selon que le défaut est a' l'extrémité neutre ou phase de l'enroulement.
- Dans un couplage triangle, le courant a' la masse varie entre 50% et 100% de la valeur maximum selon que le défaut est au milieu ou a' une extrémité de l'enroulement.
- Remarque sur le fonctionnement des transformateurs: Enclenchement des transformateurs

La mise sous tension d'un transformateur provoque une pointe de courant transitoire d'enclenchement pouvant atteindre jusqu'à 20 fois le courant nominal avec des constantes de temps de 0,1 a' 0,7 seconde ; ce phénomène est du a' la saturation du circuit magnétique qui provoque l'apparition d'un courant magnétique important ;la valeur crête du courant est maximale lors d'un enclenchement effectué au passage à zéro de la tension et avec une induction rémanente est riche en harmonique de rang 2 ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau ; il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections qui devant laisser passer la pointe d'enclenchement

- **Surfluxage**

Une exploitation de transformateur a' tension trop élevée ou a' fréquence trop basse provoque un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique de rang 5.

3.4. Analyse des courants de court-circuit dans un système électrique.

Cas d'une cour circuit symétrique.

Le calcul des courants de courts-circuits se divise en deux partie, calcul des courants de courts circuits asymétrique le calcul des courants des courts-circuits symétriques ,pour les premiers ,il est difficile de calculer directement le courant de court circuit parce que les paramètres (tension, courants) du réseau dans ces condition sont asymétrique, la solution est de décompose, notre système asymétriques en, se basant sur le théorème de superposition qui dit "que tout système asymétrique, on se basant sur le théorème de superposition qui dit 'que tout système asymétrique peut être remplacé par trois systèmes symétriques (directe ,inverse ,homopolaire).

Dans ce qui suit ou il limitera ou calcul et a' l'analyse quelques court circuit ;(k) triphasé symétrique ayant lieu dans différents point d'un système d'énergie électrique .pour

suit essentiel de vérification des divers équipements, au tenues respectivement thermique et électrodynamique

Conclusion

La comparaison des circulations des courants des cas de court-circuit considérés, montre que certains courants de ligne changent de sens en passant d'un cas à un autre.

De même, leur intensité devient plus ou moins grande en fonction du lieu d'apparition du défaut. Le traitement est d'autant plus important que la bonne efficacité de systèmes de protection et leur organisation exigent des données fiables sur les processus et les régimes contre lesquels on s'applique à se protéger.

On constate également que l'apparition du court-circuit s'accompagne par un affaissement du potentiel dans tout le voisinage de lieu de défaut : dans ce juste lieu, le potentiel est nul.

En absence donc des moyens de déconnexion rapide du défaut, l'effet qui en déroule peut s'avérer très nocif pour les sources génératrices, pour la charge, particulièrement asynchrone, installée dans le voisinage.

On doit également tenir compte du fait que la circulation des courants forcés permanents, ainsi que ceux libres aperiodiques implique des effets, respectivement, thermiques et électrodynamiques pour les divers équipements du circuit de force.

Il est donc nécessaire, voire incontournable, de vérifier leurs tenues thermique et électrodynamique.