

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA
FACULTE DES HYDROCARBURES ET
DE LA CHIMIE



LABORATOIRE DE RECHERCHE SUR L'ELECTRIFICATION
DES ENTREPRISES INDUSTRIELLES
(*LRFEI*)

MEMOIRE

PRÉSENTE PAR :

Mr. LADJEROUD RAFIK

EN VUE DE L'OBTENTION DU TITRE DE
MAGISTER EN GÉNIE ELECTRIQUE
OPTION : *Equipements Electriques Industriels*

THEME

**PROTECTION ADAPTATIVE PAR RELAIS À MINIMUM
D'IMPEDANCE**

Soutenu publiquement le

devant le jury composé de :

M^r. M. Zelmat

Professeur à Univ. Boumerdes

Président

M^r. D. Ouahdi

Maître de Conférence à Univ. Boumerdes

Rapporteur

M^r. R. Azouaou

Chargé de Cours à Univ. Tizi Ouzou

Examineur

M^r. I. Habi

Chargé de Cours à Univ. Boumerdes

Examineur

M^r. E.M. Berkouk

Maître de Conférence à ENP.

Examineur

BOUMERDES 2005

Thème :

**PROTECTION ADAPTATIVE PAR RELAIS
À MINIMUM D'IMPEDANCE**

Remerciements

Au terme de ce modeste travail, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à mon encadreur **Dr. D. OUAHDI** qui m'a apporté l'aide nécessaire et les conseils bénéfiques en vue du bon déroulement du travail durant la réalisation de ce mémoire.

Je remercie aussi tous les membres de Jury pour avoir accepté de juger ce travail.

Mes remerciements vont aussi à tous les enseignants de poste graduation et ceux de la graduation qui ont contribué énormément à notre formation.

Je tiens à remercier également toutes les personnes qui m'ont aidé à finaliser ce mémoire.

Je ne peut, hélas, citer les noms de toutes personnes qui m'ont aidé et soutenu. Que toutes ces personnes trouvent en ces lignes toute ma gratitude.

Rafik Ladjeroud



The networks are in perpetual evolution because of the increase in the fed loads and the necessary variations of the texture of the network itself. These networks can undergo many disturbances, most known are: the overload and currents of short circuit, thus causing important voltage drops accompanied by an excessive heating of the conductors. These cases, require the cut of this current as quickly as possible, in order to ensure the correct operation to the other healthy parts of the network, and to avoid the disaster which can be caused by these currents. This can be carried out only if the network is equipped with an adequate protection system. To satisfy this condition, various types of relay of protection are used: differential, over currents and distance relays. The transmission network is mainly equipped by the last type which is divided itself into several categories, the first which was used is generally the minimum impedance relay. The fundamental principle of the distance relays is based on the local measure of the tensions and the currents, where the relay responds to the impedance between the relay site and that of the fault, by sending the signal of disconnection when the measurement of the impedance is inside the characteristic of the relay, but this type of relay can have awkward disadvantages such as:

- Nondirectional relay.
- Insensitive to the resistant faults.
- Faulty malfunctioning at the time of the large overloads.

Formerly, it is very difficult to cure these disadvantages mainly due to the design which depends largely on electromechanical technology, and with the evolution of the electronic circuits and microprocessors, during the last decade, a new range of relay of protection was carried out, they are the numerical relays.

Numerical technology evolved very appreciably during these decades in terms of tools, hardware and software. It is now applied intensively in most fields in particular the protection relays for the electrical networks. In order that, the protection system responds to the faults or the abnormal incidents in a predetermined continuous way, it is necessary to incorporate in the relays characteristics, the algorithms which allow him to change the threshold of tuning and to distinguish all types of disturbance.

Indeed, the significant overloads cause voltage drops in the lines, and as the apparent impedance measured by the relay is the relationship between the voltage and the current, their impedance measured might be much smaller than that of the real value, and consequently, the relay operates without there being fault, the fact which can contribute to the collapse of the system. To bring solution to this problem, we proposed a test of the measured value of the voltage drop which falls interior to the relays characteristic, this fall has a significant value if the disturbance is caused by a short circuit, and it's less significant in the case of an overload.

In the resistant short circuits, the relay measures the line impedance increased by the fault resistance, the ordinary relay cannot detect this type of fault. If the fault is fed by two sources, the error of measurement will be worsened because of the line impedance reactive component, and phase angle between the currents feeding the fault. This error can be reduced by the introduction of the fault current conjugate which therefore can eliminate the part containing resistance of the fault and the current from the other source. The balanced short circuits are less frequent; the theory of the symmetrical components is the best solution to detect any type of unbalanced fault (containing the negative component), which will avoid us the knowledge of the pre-fault current. To ensure selectivity, we introduced an algorithm which takes the role of directional element; it has as object to indicate the direction of the power flow during the disturbances, using the negative quantities. It's necessary to know the fault type and the faulted phase, generally employed to allow a single pole tripping, this classification is based on the measure of the impedance and of the reactance of each line phase.

Sommaire

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Etude de l'écoulement de puissance

I. Introduction	3
II. Considération de base	3
III. Position du problème de l'écoulement de puissance	4
IV. Classification des nœuds	5
IV.1. Nœud consommateur	5
IV.2. Nœud producteur ou de contrôle	5
IV.3. Nœud bilan (de référence)	5
V. Matrice admittance nodale	6
VI. Méthodes de calcul	8
VII. La méthode de Newton - Raphson	9
VIII. La méthode de Newton - Raphson appliqué au problème de l'écoulement de puissance	13
IX. Algorithme de calcul du flux de la charge par la méthode de Newton - Raphson	15
X. Calcul du transit des puissances dans les différents éléments du réseau	18
XI. L'instabilité de la tension en fonction de la charge	19
XII. Conclusion	20

Chapitre II: Calcul du courant de court-circuit

I. Introduction	21
II. Généralités sur les courants de court-circuit	21
II.1 Définitions	21
II.2 Effets des courants de court-circuit	22
II.3. Nécessite d'évaluer les courants de court-circuit	22
II.4. Différents types de court-circuit	22
III. Analyse des courts-circuits	23
IV. Calcul systématiques des courants de court-circuit	25
IV. 1. Cas d'un court-circuit équilibré	26
IV. 2. Cas d'un court-circuit déséquilibré	27
V. Les matrices du défaut	33
V. 1. Cas 1 : les impédances de phase sont égales	36
V. 2. Cas 2 : Court-circuit monophasé	37
V. 3. Cas 3 : court-circuit biphasé	37
VI. Conclusion ...	38

Chapitre III:

Généralité sur la protection des lignes

I.	Introduction	39
II.	Rôle de la protection électrique	39
III.	Qualités que doit présenter un système de protection	39
III.1.	Rapidité de fonctionnement	39
III.2.	Sélectivité	40
III.3.	Stabilité	40
III.4.	Sûreté de fonctionnement	40
IV.	Grandeurs utilisables pour détection des défauts	40
V.	Protection des lignes	41
V. 1.	Relais différentiel	41
V. 1. 1.	Protections ampèremétriques différentielles longitudinales	41
V. 1. 2.	Protections ampèremétriques différentielles transversales.....	42
V. 2.	Relais de comparaison de phase	43
V. 3.	Relais Ampèremétriques	43
V.3.1.	Protection contre les courts circuits	44
V.3.2.	Protection contre les défauts à la terre	45
V.3.3.	Protection contre les surcharges	46
V.4.	Protection de distance	48
V.4.1.	Généralités	48
V.4.2.	Principe de fonctionnement	48
VI.	Conclusion	50

Chapitre IV

Protection de distance

I.	Introduction	51
II.	Relation Distance – Impédance.....	51
III.	Causes perturbatrices.....	52
III. 1.	Erreurs de mesure	52
III. 1.1.	Insuffisance de transposition des conducteurs de ligne.....	52
III. 1.2.	Variation des impédances le long de la ligne.....	52
III. 1.3.	Erreurs des réducteurs de courant.....	52
III. 1.4.	Erreurs dues à l'influence de la température.....	53
III. 2.	Influence de la résistance de défaut	53
III. 3.	Variations de l'impédance en fonction de la forme du défaut	54
IV.	Conditions du choix d'une caractéristique	55
IV. 1.	Zone des défauts	55
IV. 2.	Ligne homogène	55
IV. 3.	Ligne mixte, aérienne et souterraine	56
IV. 4.	Longue ligne aérienne compensée	56
IV. 5.	Impédance de service	57
IV. 6.	Diagramme I, Z	57
IV. 7.	Diagramme R, X	58
V.	Caractéristiques des relais couramment utilisés	59
V. 1.	Relais à minimum d'impédance ordinaires	59

V.2. Relais à minimum d'impédance décalés	60
V.3. Relais à caractéristique elliptique décalée	62
V.4. Relais d'impédance d'angle θ (ou relais Ohm)	63
V.5. Relais à minimum de réactance	64
V.6. Relais d'admittance (ou relais Mho)	65
V.7. Relais d'admittance décalé	67
VI. Conclusion	69..

Chapitre V

Protection Adaptative par relais à minimum d'impédance

I. Introduction	70
II. Protection adaptative	70
III. Conception du relais de distance	70
IV. Structuration d'une protection adaptative	72
V. Analyse d'un système triphasé par les composantes symétriques	72
VI. Connexion des séquences pour les différents types de défaut	73
VII. Détection des défauts	75
VIII. L'effet de la résistance du défaut et des surcharges sur la mesure de Z	75
VIII. 1. La résistance du défaut	75
VIII. 2. L'effet des surcharges	78
IX. L'élément directionnel	80
X. Classification et sélection de la phase en défaut	82
XI. Conclusion	86
Conclusion générale	87

Introduction Générale

Introduction générale.

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement; ils sont, en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre, la neige et le vent. Les réseaux sont donc affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu et dont il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau le plus vite possible; c'est l'objet de la protection des réseaux.

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme ensemble des dispositions destinées à permettre la détection des défauts et des situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres ou signalisations. Le critère commun à toutes les protections des différents réseaux (transport, distribution) est le maintien de la stabilité de fonctionnement de l'ensemble du système de production, transport et de consommation, d'éviter les répercussions des incidents, tels que les surcharges, la perte de synchronisme, l'écroulement de tension et la baisse de fréquence.

En effet, le choix d'une protection adéquate doit répondre à certains critères; risquer de ne pas pouvoir les respecter, c'est de mettre en danger la stabilité de tout le système, car un mauvais fonctionnement ou le non fonctionnement d'une protection peut contribuer à l'écroulement du système. Pour cela, différents types de protection ont été conçus, les plus répandus sont : la protection différentielle, ampérométrie ou de surintensité et de distance.

Pour des raisons techniques et économiques, la protection de distance est favorisée, elle est généralement utilisée pour la protection des longues lignes (lignes de transport) contre les courants de court-circuit.

Malgré les avantages qu'elle possède par rapport aux autres protections, la protection de distance a aussi des inconvénients qui sont généralement liés à la conception dépendante de la technologie électromagnétique et mécanique. C'est avec l'apparition de la technologie numérique que la protection électrique a connue un nouveau sort, elle a été considérablement développée, en améliorant ces performances et limitant des problèmes longtemps discutés. Elle est conçue pour qu'elle puisse répondre aux défauts et aux incidents anormaux d'une façon continue prédéterminée, c'est ce qu'on appelle : « Protection Adaptative » qui est en fait l'objet de ce mémoire.

Ce mémoire présente au premier chapitre l'étude de l'écoulement de puissance qui est une étape très importante lors de la conception des réseaux électriques du point de vue dimensionnement des lignes en terme de tenue thermique des conducteurs aux surintensités et aux surcharges, ainsi que pour le choix rationnel et du dimensionnement de tous les équipements électriques y compris les équipements de protection, comme elle permet aussi de fournir des données nécessaires à l'analyse du régime de défaut, étape qui sera considérée en deuxième chapitre.

En effet, le réseau électrique est exposé à de nombreuses perturbations qui peuvent troubler ou même interrompre le fonctionnement de système de puissance, parmi lesquelles, se révèle le défaut de court-circuit, objet du deuxième chapitre, car c'est le défaut le plus dangereux du point de vue effets thermiques et électrodynamiques sur tout équipement électrique.

Un équipement électrique soumis à ces effets s' il n'est pas doté d'une protection très adéquate risque des détériorations plus au moins importantes ou même une destruction complète si le temps de sa mise hors tension dépasse le temps maximum admissible.

Le chapitre 3, et consacré en général à l'étude des moyens de protection permettant de remédier à ces défauts, différents critères de choix d'une protection ont été développés ainsi que les différentes protections utilisées pour les lignes électriques.

L'étude des divers types de protection des lignes de transport au chapitre 3, a prouvé que la protection de distance est le meilleur moyen d'éviter les répercussions des courants de court circuit, ce qui a mené à une étude détaillée des relais de distance dans le quatrième chapitre.

Le premier relais de distance utilisé est le relais à minimum d'impédance ayant une caractéristique circulaire, son principal avantage réside dans sa simplicité, mais il présente beaucoup d'inconvénients. Le cinquième chapitre est une contribution à la recherche des méthodes permettant de réduire ces inconvénients en développant un algorithme qui se base surtout sur l'analyse des différents types de défauts en introduisant les composantes symétriques.

Les objectifs de ce travail ont été assignés et pris en charge à travers ces cinq chapitres constituant ce mémoire:

- 1- Etude de l'écoulement de puissance.
- 2- Calcul du courant de court- circuit.
- 3- Généralité sur la protection des lignes.
- 4- Protection de distance.
- 5- Protection Adaptative par relais à minimum d'impédance.

Chapitre I

L'Ecoulement de Puissance

I. Introduction:

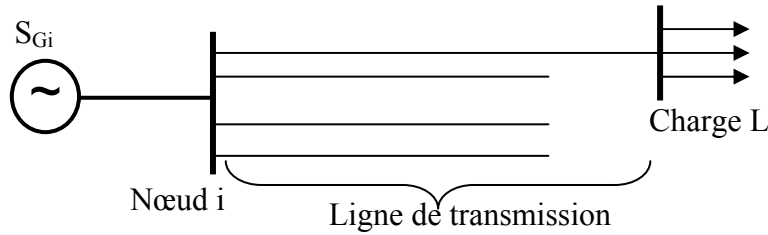
L'exploitation d'un réseau de production, de transport et de distribution d'énergie électrique est soumise à de nombreuses contraintes; la première d'entre elles, consiste à assurer l'équilibre entre la production et la consommation; c'est une contrainte technique. Risquer de ne pouvoir la respecter c'est mettre en danger la stabilité du réseau. C'est aussi une contrainte économique : assurer un niveau de production fixé à chaque instant par la demande est une chose, assurer cette production au moindre coût en est une autre.

En général, les charges de réseau sont imposées par le consommateur. Elles se traduisent par une consommation ou une fourniture de puissance active ou réactive. Toutes les puissances consommées doivent être produites et acheminées via le réseau de transport et de distribution.

Fixer les niveaux de production des centrales ne permet pas de savoir comment la puissance transite dans le réseau, alors que la connaissance des transites de puissance est nécessaire pour s'assurer que les lignes ne sont pas surchargées, d'où l'objectif du calcul de répartition des charges.

II. Considération de base:

Considérons le système représenté par la figure ci dessous :



$$\bar{I}_{Gi} = \bar{I}_{Li} + \bar{I}_{Ti} \quad (I.1.a)$$

$$\bar{I}_{Gi}^* = \bar{I}_{Li}^* + \bar{I}_{Ti}^* \quad (I.1.b)$$

Multipliant par $\bar{V}_i$:

$$\bar{V}_i \bar{I}_{Gi}^* = \bar{V}_i \bar{I}_{Li}^* + \bar{V}_i \bar{I}_{Ti}^* \quad (I.1.c)$$

Où:

$$\bar{S}_{Gi} = \bar{S}_{Li} + \bar{S}_{Ti} \quad (I.1.d)$$

Où:

$\bar{S}_{Gi}$: la puissance apparente générée par la source.

$\bar{S}_{Li}$: la puissance apparente consommée par la charge L.

$\bar{S}_{Ti}$: les pertes dues au transit de puissance depuis le $i^{\text{ème}}$ nœud.

Donc :

$$\bar{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} \quad (I.2.a)$$

$$\bar{S}_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li} \quad (I.2.b)$$

$$\bar{S}_{Ti} = P_{Ti} + jQ_{Ti} \quad (I.2.c)$$

On a :

$$P_{Gi} = P_{Li} + P_{Ti} \quad (I.3.a)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Li} + Q_{Ti} \quad (I.3.b)$$

P et Q représentent, respectivement, les puissances active et réactive.

Pour un système de n nœuds, on a 2n équations à 6n variables, et étant donné que P_{Li} et Q_{Li} sont préalablement connues, il reste à déterminer quatre variables par nœud; P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Ti} et Q_{Ti} . Les composantes générées sont faciles à déterminer, par contre, les composantes de la transmission sont à calculer, ce qui nous ramène à se concentrer sur la puissance complexe transmise $\bar{S}_{Ti}$.

III. Position du problème de l'écoulement de puissance :

La puissance complexe transmise à pour expression :

$$\begin{aligned} \bar{S}_{Ti} &= P_{Ti} + jQ_{Ti} \\ &= \bar{V}_i \bar{I}_{Ti}^* \end{aligned} \quad (I.2.c)$$

Le courant $\bar{I}$ peut être éliminé en utilisant la matrice d'admittance nodale $[Y]$.

$$\bar{I}_T = [Y] \bar{V} \quad (I.4)$$

Où :

$$\bar{I}_{Ti} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (I.5.a)$$

Et :

$$\bar{I}_{Ti}^* = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \angle -\alpha_{ij} - \delta_j \quad (I.5.b)$$

Donc :

$$\bar{S}_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} / \delta_i - \delta_j - \alpha_{ij} \quad (I.6.a)$$

$\bar{S}_{Ti}$ peut être décomposé en composantes trigonométriques :

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.6.b)$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.6.c)$$

Les équations (I.6) illustrent la complexité du problème de l'écoulement de puissance. Ils montrent que les puissances active et réactive transmises à un nœud donné sont, en général, une fonction de l'amplitude et du déphasage de la tension de tous les autres nœuds du système.

Remplaçant les $2n$ variables (P_{Ti} , Q_{Ti}) des équations (I.6) dans les équations (I.3) :

$$P_{Gi} = P_{Li} + \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.7.a)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Li} + \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.7.b)$$

Chaque nœud, étant défini par six variables (P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Li} , Q_{Li} , V_i et δ_i) dont deux sont préalablement données (P_{Li} et Q_{Li}), deux autres variables doivent être spécifiées pour satisfaire les équations (I.7). Mathématiquement, n'importe quelle variable peut être spécifiée [1].

Cependant, lorsque un système physique est considéré, on réalise qu'il est mieux de spécifier des variables qui s'approprient mieux à un contrôle physique [2], donc, ce choix est influencé par le type du nœud à considérer.

IV. Classification des nœuds: [2]

Dans un système de puissance, chaque nœud est caractérisé par quatre grandeurs; puissances active et réactive, l'amplitude de la tension et l'angle de déphasage. Dans la solution de l'écoulement de puissance, deux d'entre elles sont spécifiées et les deux autres grandeurs sont à déterminer à partir de la solution des équations. Et d'après la dépendance entre ces grandeurs, les nœuds sont classifiés en trois catégories:

1- Nœud consommateur:

Dans ce type de nœud, les composantes active et réactive de la puissance sont spécifiées, et il y a lieu de déterminer l'amplitude et l'angle de déphasage de la tension à partir de la solution de l'écoulement de puissance.

2- Nœud producteur ou de contrôle:

Dans ce type de nœud, on spécifie l'amplitude de tension qui correspond à la tension générée, et la puissance active P_{Gi} qui correspond à la valeur nominale. La résolution des équations de l'écoulement de puissance à l'état stable donnera la puissance réactive générée Q_{Gi} et l'angle de déphasage δ_i .

3- Nœud bilan (ou de référence):

Chaque système d'énergie électrique, contient deux types essentiels de nœuds; consommateur et producteur, pour ces nœuds on a spécifié la puissance active P tel que :

$$\sum_{i=1}^n P_i = \text{les pertes en puissance active.}$$

Où P_i est la puissance injectée aux nœuds, elle est supposée positive pour les nœuds producteurs, et négative pour les nœuds consommateurs. Ces pertes restent inconnues jusqu'à la résolution des équations de l'écoulement de puissance. De ce fait, l'un des nœuds producteurs est utilisé pour compenser les puissances additionnelles et les pertes de transmission, il est, aussi, appelé Nœud Bilan.

Pour ce troisième type, l'amplitude de la tension $|V|$ et l'angle de déphasage δ sont spécifiés, par contre, les puissances active et réactive P_G et Q_G sont obtenues à travers la résolution des équations de l'écoulement de puissance.

Le tableau suivant résume les définitions précédentes :

Type de nœud	Grandeurs spécifiées	Grandeurs recherchées
Nœud consommateur	P, Q	$ V $, δ
Nœud producteur	P, $ V $	Q, δ
Nœud bilan	$ V $, δ	P, Q

L'angle de déphasage de la tension au nœud bilan est toujours choisi comme référence, dans l'analyse qui suit, les composantes active et réactive de la tension au nœud sont considérées comme étant des variables indépendantes.

V. Matrice d'admittance nodale :

Les équations de l'écoulement de puissance, utilisant la formulation des admittances nodales pour un système à trois nœuds, sont d'abord développées, puis elles sont généralisées pour un système à n nœuds.

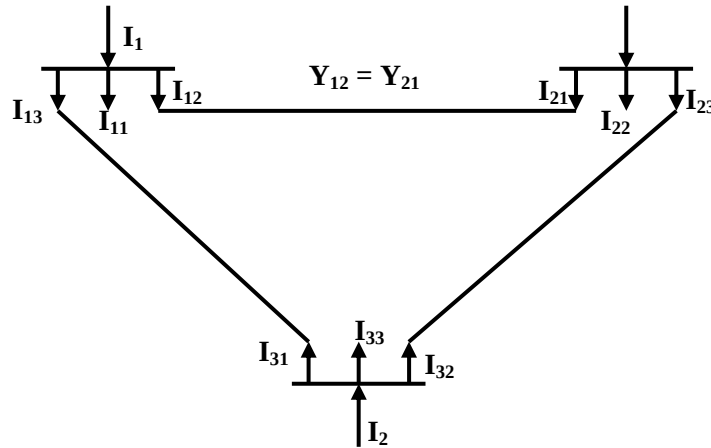


Fig.I.1 : Système à 3 nœuds

Au nœud 1 :

$$\begin{aligned}
 I_1 &= I_{11} + I_{12} + I_{13} \\
 I_1 &= V_1 y_{11} + (V_1 - V_2) y_{12} + (V_1 - V_3) y_{13} \\
 I_1 &= V_1 (y_{11} + y_{12} + y_{13}) - V_2 y_{12} - V_3 y_{13} \\
 I_1 &= V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12} + V_3 Y_{13}
 \end{aligned} \tag{I.8.a}$$

Où :

Y_{11} : admittance de charge shunt au nœud 1 et :

$$\begin{aligned}
 Y_{12} &= y_{11} + y_{12} + y_{13} \\
 Y_{12} &= -y_{12} \\
 Y_{13} &= -y_{13}
 \end{aligned}$$

Par une procédure similaire on trouve les équations des courants nodaux pour les autres noeuds et on peut écrire :

$$I_2 = V_1 Y_{21} + V_2 Y_{22} + V_3 Y_{23} \quad (\text{I.8.b})$$

$$I_3 = V_1 Y_{31} + V_2 Y_{32} + V_3 Y_{33} \quad (\text{I.8.c})$$

Ces équations peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{I.9.a})$$

$$I_p = \sum_{q=1}^3 Y_{pq} V_q, \quad p=1 \text{ à } 3. \quad (\text{I.9.b})$$

Cette dernière équation, qui traite un système à trois noeuds, peut être généralisée pour un système à n noeuds :

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q, \quad p=1,2,\dots, n. \quad (\text{I.10.a})$$

Ou sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}. \quad (\text{I.10.b})$$

Considérons le système représenté sur la figure I.2 :

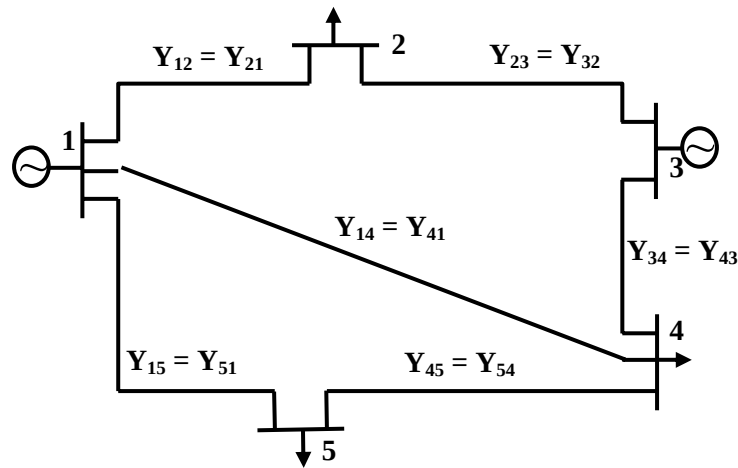


Fig.I.2. Systèmes à 05 noeuds.

La matrice nodale pour le système ci- dessus est :

$$Y_{pq} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & .0 & Y_{14} & Y_{15} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & 0. & 0 \\ 0 & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} & 0 \\ Y_{41} & 0 & Y_{43} & Y_{44} & Y_{45} \\ Y_{51} & 0 & 0 & Y_{54} & Y_{55} \end{bmatrix} \quad (I.11)$$

On peut constater que parmi les 25 éléments de cette matrice, 8 éléments sont des zéro. Dans un grand système de 100 nœuds, les éléments différents de zéro peuvent être inférieurs de 2% de l'ensemble des éléments de la matrice d'admittance nodale [2]. C'est pourquoi, le besoin en mémoire lors de l'utilisation de l'outil informatique pour enregistrer la matrice d'admittance nodale est insignifiant. Il n'a pas à enregistrer les zéro de la matrice, de plus, la matrice d'admittance nodale est une matrice symétrique le long de la diagonale principale [2], donc, l'ordinateur n'enregistre que la matrice d'admittance nodale triangulaire supérieure. Par conséquent, le besoin en mémoire pour enregistrer la matrice d'admittance nodale est de plus en plus réduit.

En considérant l'interconnexion entre les différents nœuds pour un système donné, et si la valeur de l'admittance pour chaque circuit d'interconnexion est connue, la matrice d'admittance peut être construite comme suit [3]:

- 1- Les éléments diagonaux pour chaque nœud sont la somme des admittances connectées en ce nœud.
- 2- Les éléments non diagonaux sont la négation de l'admittance entre les nœuds.

Cependant, il peut être remarqué que la somme des éléments dans chaque colonne de la matrice d'admittance est égale à zéro, ceci signifie que la matrice est singulière et par suite, les rangées de la matrice sont linéairement dépendantes [4].

Vu la nécessité de sélectionner un nœuds de référence pour assurer l'équilibre en puissance et compenser les pertes dans le système, on peut éliminer la ligne et la colonne correspondante, la matrice devient non singulière, et on se basant sur la matrice d'admittance approchée, le système peut être résolu facilement [3].

VI. Méthodes de calcul :

Les équations (I.10) sont celles de l'écoulement de puissance où les tensions aux nœuds sont les variables. Il peut être remarqué que les équations de l'écoulement de puissance sont non linéaires et leur résolution se fait par une méthode itérative.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature portant sur les techniques numériques dont les plus utilisées sont les suivantes [1] [2] [4] [5]:

- 1- La méthode itérative de GAUSS.
- 2- La méthode de GAUSS-SEIDEL.
- 3- La méthode de NEWTON-RAPHSON.

Historiquement, la méthode de GAUSS-SEIDEL utilisant la matrice d'admittance nodale Y_{Bus} est la première méthode développée; car Y_{Bus} est facile à générer et l'effort de sa programmation est modeste. A ce jour cette méthode est utilisée quand la taille du

système n'est pas très grande. Simultanément, la méthode de NEWTON qui utilise une simplification de GAUSS est proposée, son avantage est sa rapidité de convergence. L'évolution des techniques de programmation a rendu la méthode de NEWTON-RAPHSON très simple et très populaire.

La méthode de G-S a un temps de calcul d'une itération relativement réduit par rapport à la méthode de NEWTON-RAPHSON, par contre, elle a un grand nombre d'itération, il est proportionnel à la taille du système à résoudre. En effet, le nombre d'itérations dans la méthode de NEWTON-RAPHSON, est presque indépendant de la taille du système, il varie entre 3 à 5 itérations. De plus, le choix du nœud bilan affecte les caractéristiques de convergence de la méthode de GAUSS-SEIDEL, mais pas celles de NEWTON-RAPHSON.

Aujourd'hui, pour les systèmes de très grande taille allant jusqu'à 500 nœuds ou plus, la méthode de NEWTON-RAPHSON est inévitable.

VII. La méthode de NEWTON-RAPHSON [1]:

Pour comprendre cette méthode, on considère l'équation générale :

$$F(x) = 0 \quad (\text{I.12.a})$$

Dont le développement en série de Taylor à une valeur inconnue x^m est :

$$F(x) = f(x^m) + \frac{1}{1!} \frac{df}{dx}(x^m) (x - x^m) + \frac{1}{2!} \frac{d^2f}{dx^2}(x^m) (x - x^m)^2 + \dots \quad (\text{I.12.b})$$

L'approximation de ce développement s'obtient après l'élimination des termes supérieurs à la première dérivée :

$$F(x) \cong f(x^m) + \frac{df}{dx}(x^m) (x - x^m) \quad (\text{I.12.c})$$

Sachant que : $F(x)=0$.

Donc,

$$x - x^m \cong 0 - \frac{f(x^m)}{\frac{df}{dx}(x^m)} \quad (\text{I.13.a})$$

x n'est pas une racine de $F(x)=0$, à cause de l'erreur introduite en négligeant les termes d'ordre supérieur; cependant, x représente une meilleure estimation de la racine réelle de $F(x)=0$.

On peut donc définir:

$$\Delta x = \frac{-f(x^m)}{\frac{df}{dx}(x^m)} \quad (\text{I.13.b})$$

et l'utiliser pour estimer une meilleure racine, sachant que :

$$x^{m+1} = x^m + \Delta x \quad (\text{I.14})$$

La méthode a besoin de sélectionner une valeur initiale x^0 , sur laquelle Δx est calculée en utilisant la relation (I.13.c). Si $\Delta x > \varepsilon$, où ε est une valeur de la plus petite erreur tolérée, x^1 est calculée depuis l'équation (I.14). Par suit Δx est calculé et le processus continu tant que l'une des trois conditions suivantes n'est pas satisfaite :

$$(1) \quad \Delta x \leq \varepsilon . \quad \text{ou} \quad (2) \quad m \geq m_{\max} . \quad (\text{I.15})$$

Cette méthode peut être étendue pour deux équations à deux inconnus.

On considère :

$$\begin{aligned} F(x, y) &= 0 \\ G(x, y) &= 0 \end{aligned} \quad (\text{I.16.a})$$

Par le développement en série de Taylor,

$$F(x, y) = f(x^m, y^m) + \frac{df}{dx}(x^m, y^m)(x - x^m) + \frac{1}{1!} \frac{df}{dy}(x^m, y^m)(y - y^m) + \dots \quad (\text{I.16.b})$$

$$G(x, y) = g(x^m, y^m) + \frac{1}{1!} \frac{dg}{dx}(x^m, y^m)(x - x^m) + \frac{1}{1!} \frac{dg}{dy}(x^m, y^m)(y - y^m) + \dots$$

En notation simplifiée:

$$\begin{aligned} f(x^m, y^m) &= f^m & \frac{df}{dx}(x^m, y^m) &= \frac{df^m}{dx} \\ g(x^m, y^m) &= g^m & \frac{df}{dy}(x^m, y^m) &= \frac{df^m}{dy} \end{aligned} \quad (\text{I.16.c})$$

$$\begin{aligned} x - x^m &= \Delta x & \frac{dg}{dx}(x^m, y^m) &= \frac{dg^m}{dx} \\ y - y^m &= \Delta y & \frac{dg}{dy}(x^m, y^m) &= \frac{dg^m}{dy} \end{aligned}$$

Sachant que $F(x, y) = G(x, y) = 0$, ces équations se simplifient :

$$\frac{df^m}{dx} \Delta x + \frac{df^m}{dy} \Delta y = -f^m \quad (\text{I.17})$$

$$\frac{dg^m}{dx} \Delta x + \frac{dg^m}{dy} \Delta y = -g^m$$

L'équation (I.17) dans la forme matricielle est :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f^m}{\partial x} & \frac{\partial f^m}{\partial y} \\ \frac{\partial g^m}{\partial x} & \frac{\partial g^m}{\partial y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f^m \\ g^m \end{bmatrix} \quad (\text{I.18})$$

La matrice coefficient est appelée « le Jacobien » et elle est symbolisée par $[J^m]$

$$[J^m] = \text{la matrice Jacobienne} = \begin{bmatrix} \frac{\delta f^m}{\delta x} & \frac{\delta f^m}{\delta y} \\ \frac{\delta g^m}{\delta x} & \frac{\delta g^m}{\delta y} \end{bmatrix} \quad (\text{I.19})$$

et par suite en aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = - [J^m]^{-1} \begin{bmatrix} f^m \\ g^m \end{bmatrix} \quad (\text{I.20})$$

Les variables x et y doivent être actualisées tel que:

$$\begin{aligned} x^{m+1} &= x^m + \Delta x \\ y^{m+1} &= y^m + \Delta y \end{aligned} \quad (\text{I.21})$$

On incrémente x et y tant que $|\Delta x| \leq \varepsilon_x$, et $|\Delta y| \leq \varepsilon_y$.

La méthode peut être étendue pour 2n équations a 2n inconnus. Les équations sont :

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n) &= 0 \\ g_1(x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n) &= 0 \\ g_2(x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n) &= 0 \\ &\vdots \\ g_n(x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n) &= 0 \end{aligned} \quad (\text{I.22})$$

En notation matricielle:

$$\tilde{x}^m = \begin{bmatrix} x_1^m \\ x_2^m \\ \vdots \\ x_n^m \end{bmatrix} \quad \tilde{y}^m = \begin{bmatrix} y_1^m \\ y_2^m \\ \vdots \\ y_n^m \end{bmatrix} \quad \tilde{f}^m = \begin{bmatrix} f_1^m \\ f_2^m \\ \vdots \\ f_n^m \end{bmatrix} \quad \tilde{g}^m = \begin{bmatrix} g_1^m \\ g_2^m \\ \vdots \\ g_n^m \end{bmatrix} \quad (\text{I.23})$$

Où :

$$f_i^m = f_i(\tilde{x}^m, \tilde{y}^m) = 0$$

$$g_i^m = g_i(\tilde{x}^m, \tilde{y}^m) = 0$$

La matrice Jacobienne du système général est définie comme:

$$[J^m] = \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial f^m}{\partial x} \right] & \left[\frac{\partial f^m}{\partial y} \right] \\ \left[\frac{\partial g^m}{\partial x} \right] & \left[\frac{\partial g^m}{\partial y} \right] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & II \\ III & IV \end{bmatrix} (2n \times 2n) \quad (I.24)$$

Les quatre sous matrices sont de taille $(n \times n)$ et elles sont définies par :

$$\begin{aligned} \text{I} \quad & \left[\frac{\partial f^m}{\partial x} \right] \rightarrow \frac{\partial f_i}{\partial x_k}(\tilde{x}^m, \tilde{y}^m). \\ \text{II} \quad & \left[\frac{\partial f^m}{\partial y} \right] \rightarrow \frac{\partial f_i}{\partial y_k}(\tilde{x}^m, \tilde{y}^m). \\ \text{III} \quad & \left[\frac{\partial g^m}{\partial x} \right] \rightarrow \frac{\partial g_i}{\partial x_k}(\tilde{x}^m, \tilde{y}^m). \\ \text{IV} \quad & \left[\frac{\partial g^m}{\partial y} \right] \rightarrow \frac{\partial g_i}{\partial y_k}(\tilde{x}^m, \tilde{y}^m). \end{aligned} \quad (I.25)$$

Le Jacobien peut être partagé en quatre quadrants (I - IV). Chaque quadrant est une fonction temporaire de $2n$ variables, elle doit être évaluée à la $n^{\text{ième}}$ itération.

$$\tilde{\Delta x} = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \tilde{\Delta y} = \begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_n \end{bmatrix} \quad (I.26)$$

alors :

$$\begin{bmatrix} \tilde{\Delta x} \\ \tilde{\Delta y} \end{bmatrix} = - [J^m]^{-1} \begin{bmatrix} \tilde{f}^m \\ \tilde{g}^m \end{bmatrix} \quad (I.27)$$

Et

$$\begin{aligned} \tilde{x}^{m+1} &= \tilde{x}^m + \tilde{\Delta x} \\ \tilde{y}^{m+1} &= \tilde{y}^m + \tilde{\Delta y} \end{aligned}$$

La convergence est obtenue lorsque :

$$\Delta x_i \leq \varepsilon_x \quad \text{et} \quad \Delta y_i \leq \varepsilon_y \quad \text{pour} \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

VIII. La méthode de Newton - Raphson appliquée au problème de l'écoulement de puissance: [5]

On a:

$$P_i = -P_{Gi} + P_{Li} + P_{Ti} = 0. \quad (I.28.a)$$

$$Q_i = -Q_{Gi} + Q_{Li} + Q_{Ti} = 0. \quad (I.28.b)$$

Où :

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.6.b)$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.6.c)$$

Les fonctions P_i et Q_i sont introduites seulement pour convenir avec la formulation de Newton-raphson. Il existe quatre fonctions de P (P_i , P_{Gi} , P_{Ti} et P_{Li}) et quatre fonctions de Q .

Les liaisons entre les variables générales de Newton-raphson sont les suivantes :

$$\begin{array}{llll} f_i & \rightarrow & P_i & y_i \rightarrow V_i \\ g_i & \rightarrow & Q_i & \Delta x_i \rightarrow \Delta \delta_i \\ x_i & \rightarrow & \delta_i & \Delta y_i \rightarrow \Delta V_i \end{array}$$

En appliquant cela, le système général du Jacobien apparaît sous la forme:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & II \\ III & IV \end{bmatrix}$$

On procédant à la dérivée de ces équations :

1. **Quadrant I** $\frac{\partial P}{\partial \delta}$:

$$\frac{\partial P}{\partial \delta_k} = \frac{\partial}{\partial \delta_k} [-P_{Gi} + P_{Li} + P_{Ti}] = -0 + 0 + \frac{\partial P_{Ti}}{\partial \delta_k} \quad (I.28.a)$$

P_{Gi} et P_{Li} ne changent pas avec δ_k ou V_k .

$$\frac{\partial P}{\partial \delta_i} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i V_j Y_{ij} \sin (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.28.b)$$

$$\frac{\partial P}{\partial \delta_k} = V_i V_k Y_{ik} \sin (\delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}) \quad i \neq k \quad (I.28.c)$$

2. **Quadrant II** $\frac{\partial P}{\partial V}$:

$$\frac{\partial P}{\partial V_k} = V_i Y_{ii} \cos \alpha_{ii} + \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.28.c)$$

$$\frac{\partial P}{\partial V_k} = V_j Y_{ik} \cos (\delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}) \quad (I.28.d)$$

3. **Quadrant III** $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = \frac{\partial}{\partial \delta_k} [-Q_{Gi} + Q_{Li} + Q_{Ti}] = -0 + 0 + \frac{\partial Q_{Ti}}{\partial \delta_k} \quad (I.28.e)$$

Q_{Gi} et Q_{Li} ne changent pas avec δ_k ou V_k .

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i V_j Y_{ij} \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.28.f)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -V_i V_k Y_{ik} \cos (\delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}) \quad i \neq k \quad (I.28.g)$$

4. **Quadrant IV** $\frac{\partial Q}{\partial V}$:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = -V_i Y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \quad (I.28.c)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = V_j Y_{ik} \sin (\delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}) \quad i \neq k \quad (I.28.d)$$

Les équations déjà citées sont utilisées pour calculer tous les éléments $[J]$.

$$\begin{bmatrix} \Delta \tilde{\delta} \\ \Delta \tilde{V} \end{bmatrix} = - [J^m]^{-1} \begin{bmatrix} \tilde{P}^m \\ \tilde{Q}^m \end{bmatrix} \quad (I.29)$$

$$\tilde{\Delta \delta} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix} \quad \tilde{\Delta V} = \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad \tilde{P} = \begin{bmatrix} P_1^m \\ P_2^m \\ \vdots \\ P_n^m \end{bmatrix} \quad \tilde{Q} = \begin{bmatrix} Q_1^m \\ Q_2^m \\ \vdots \\ Q_n^m \end{bmatrix}$$

Et

$$\delta_i^{m+1} = \delta_i^m + \Delta \delta_i$$

$$V_i^{m+1} = V_i^m + \Delta V_i$$

IX. Algorithme de calcul du flux de la charge par la méthode de Newton-Raphson : [4]

- 1- On suppose une solution convenable pour tous les nœuds excepté le nœud bilan
 $V_p = 1+j0.0$ pour $p=1,2,\dots,n$, $p \neq s$, $V_s = a+j0.0$
- 2- Le critère de convergence est égal à ε , c a d, si la plus grande valeur absolue des résidus dépasse ε , le processus sera répété, sinon, il est terminé.
- 3- contre d'itération $k=0$.
- 4- contre des nœuds $p=1$.
- 5- vérifié si p est le nœud bilan, si oui ; allez à l'étape 10.
- 6- Calculer les puissances actives et réactives P_p et Q_p respectivement en utilisant les équations :

$$P_p = \sum_{q=1}^n \{e_p (e_p G_{pq} + f_q B_{pq}) - f_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})\}$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n \{f_p (e_p G_{pq} + f_q B_{pq}) - e_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})\}$$

- 7- Evaluer :

$$\Delta P_p^k = P_{SP} - P_p^k.$$

- 8- Déterminer si le nœud considéré est un nœud producteur, si oui, comparer la puissance Q_p^k avec les limites, si elle dépasse les limites, alors fixer la puissance réactive générée à la limite correspondante et traiter le nœud comme étant un nœud consommateur pour cette itération et aller à l'étape suivante. sinon on évalue le résidu de la tension :

$$|\Delta V_p|^2 = |V_p|_{\text{spec}}^2 - |V_p^k|^2.$$

Et aller à l'étape 10.

- 9- Evaluer :

$$\Delta Q_p^k = Q_{SP} - Q_p^k$$

- 10- Incrémenter le contre des nœuds par 1, c a d : $p = p + 1$ et vérifier si tous les nœuds ont été mentionnés, si non, aller à l'étape 5.

- 11- Déterminer la plus grande des valeurs absolues des résidus.

- 12- Si la plus grande des valeurs absolues des résidus est inférieure à ε , aller à l'étape 17.

- 13- Evaluer les éléments pour la matrice Jacobienne.

- 14- Calculer l'incrément de la tension Δe_p^k et Δf_p^k .

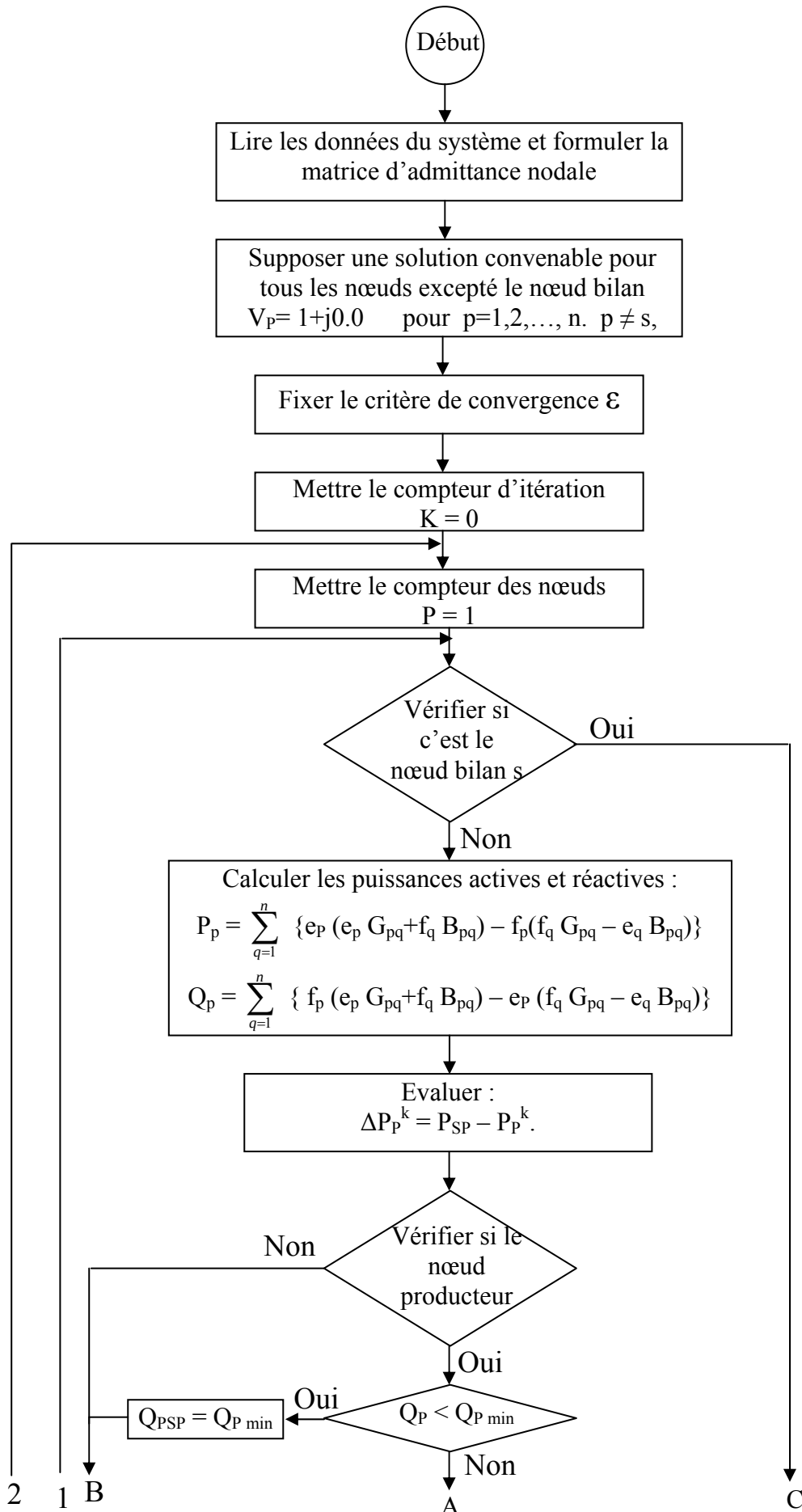
- 15- Calculer les nouvelles tensions des nœuds:

$$e_p^{k+1} = e_p^k + \Delta e_p^k \text{ et } f_p^{k+1} = f_p^k + \Delta f_p^k.$$

Évaluer $\cos \delta$ et $\sin \delta$ de toutes les tensions.

- 16- Incrémenter le contre d'itération $k=k+1$ et aller à l'étape 4.

- 17- évaluer les puissances des nœuds et des lignes et imprimer les résultats.



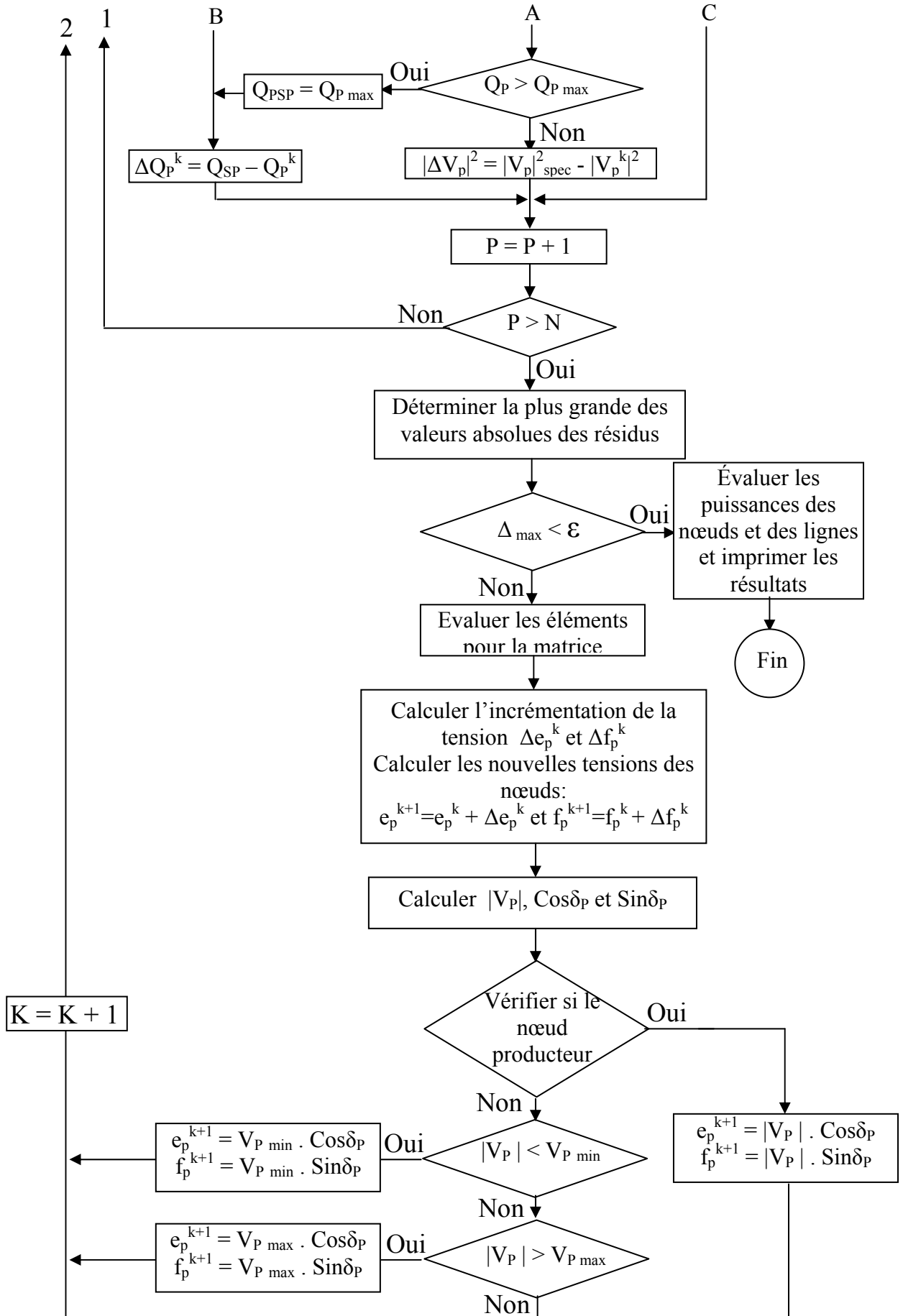


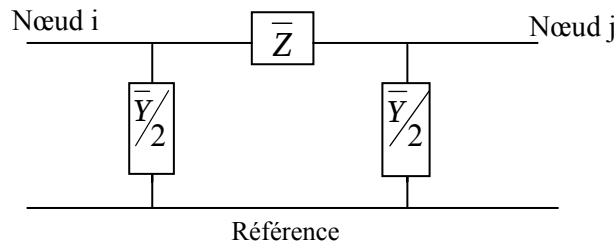
Fig. I.3. Organigramme pour le calcul des équations du flux de la charge à l'état stable ainsi que toutes les puissances de lignes par l'utilisation de la méthode de Newton - Raphson

X. Calcul du transit des puissances dans les différents éléments du réseau:[2] [4]

Après la formulation mathématique de base, et la résolution des équations du l'écoulement de puissance, on peut calculer les autres paramètres liés au système de transmission, puisque les éléments du circuit équivalent de toutes les lignes et les transformateurs doivent être donnés. Sur cette information, on construit la matrice $[Y]$ tel que :

$$\overline{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \gamma_{ij} = g_{ij} + j b_{ij}$$

Après la convergence, le flux dans les lignes peut être calculé directement à partir du circuit équivalent d'une ligne (circuit en π).



$\overline{S}_{ij}$: Puissance complexe transitée depuis le nœud i vers le nœud j mesurée au nœud i.

$$\begin{aligned} \overline{S}_{ij} &= \overline{V}_i \overline{I}_i^* \\ &= \overline{V}_i \left[\frac{\overline{Y}}{2} \overline{V}_i + \frac{\overline{V}_i - \overline{V}_j}{z} \right]^* \end{aligned} \quad (I.30.a)$$

Les transits de puissance dans les transformateurs sont calculés de la même manière :

$$\overline{S}_{ij} = \overline{V}_i \overline{I}_i^* = \overline{V}_i \left[\overline{Y}_e \overline{V}_i - c \overline{Y}_e \overline{V}_j \right]^* \quad (I.30.b)$$

La tension et / ou les régulateurs de puissance des transformateurs ont aussi besoin d'une considération spécifique.

$$\overline{c} = c \angle \alpha \quad \text{tel que :} \quad c_{\min} \leq c \leq c_{\max} \quad \text{et} \quad \alpha_{\min} \leq \alpha \leq \alpha_{\max}$$

$$c = 1.000 \pm n_c \Delta c. \quad \text{Et} \quad \alpha = 0 \pm n_\alpha \Delta \alpha.$$

Les valeurs typiques sont : [5]

$$\begin{array}{ll} c_{\min} &= 0.900 & \alpha_{\min} &= -10^\circ \quad (0.1745 \text{ rad}). \\ c_{\max} &= 1.1000 & \alpha_{\max} &= +10^\circ \quad (-0.1745 \text{ rad}). \\ \Delta c &= 0.0125 & \Delta \alpha &= 1.25 \quad (0.0218 \text{ rad}). \end{array}$$

Supposons que le nœud i est le nœud de réglage de tension. Si V_i est faible, elle sera élevée en incrémentant c et vice-versa. C'est une complication introduite par le fait que c peut être changé seulement par incrémentation de Δc .

Après la convergence, on calcul :

$$n_c = \text{valeur entière de } \left[\frac{V_{ispec} - V_i}{V_i \Delta c} \right] \quad (I.30.c)$$

Ajustant c a:

$$c_{new} = c_{old} + n_c \Delta c.$$

Avec:

$$c_{min} \leq c_{new} \leq c_{max} \quad (\text{sinon, on met } c \text{ à la limite proche}).$$

La régulation de puissance est terminée en variant le paramètre α .

Supposons qu'on contrôle le flux de puissance active transité du i vers j (P_{ij}).

$$\begin{aligned} P_{ij} &= \text{Re}[\overline{S_{ij}}] \\ &= V_i^2 Y_e \cos(\gamma_e) - V_i V_j c Y_e \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha - \gamma_e). \end{aligned}$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \alpha} = - V_i V_j c Y_e \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha - \gamma_e).$$

Pour augmenter P_{ij} , il faut décrémente α (et vice-versa). Une fois la condition de convergence est faite, on procède à l'évaluation de P_{ij} et $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \alpha}$ en déterminant n_α :

$$n_\alpha = \text{valeur entière de } \left[\frac{P_{ispec} - P_{ij}}{(\partial P_{ij} / \partial \alpha)(\Delta \alpha)} \right] \quad (I.30.d)$$

et on a:

$$\alpha_{new} = \alpha_{old} + n_\alpha \Delta \alpha.$$

Avec: $\alpha_{min} \leq \alpha_{new} \leq \alpha_{max}$. (Sinon, on doit mettre α à la limite proche).

XI. L'instabilité de la tension en fonction de la charge :

Pour illustrer la variation de tension en fonction des deux puissances; active et réactive, on considère un simple exemple d'une source reliée à une charge par l'intermédiaire d'une ligne (figure I.4). On varie la consommation en puissance active tout en gardant la puissance réactive constante, puis, on varie la consommation en puissance réactive avec puissance active constante. On trace les courbes $V = f(P)$ et $V = f(Q)$.

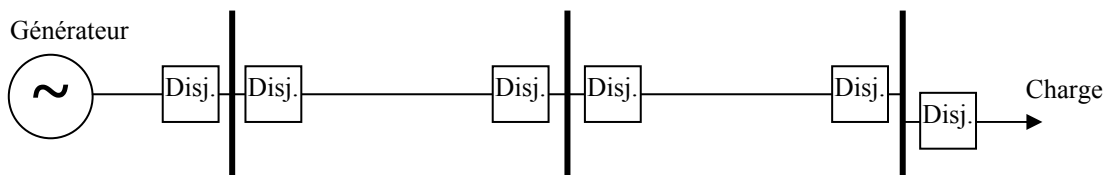


Figure I.4. Alimentation d'une charge à travers des lignes de transmission

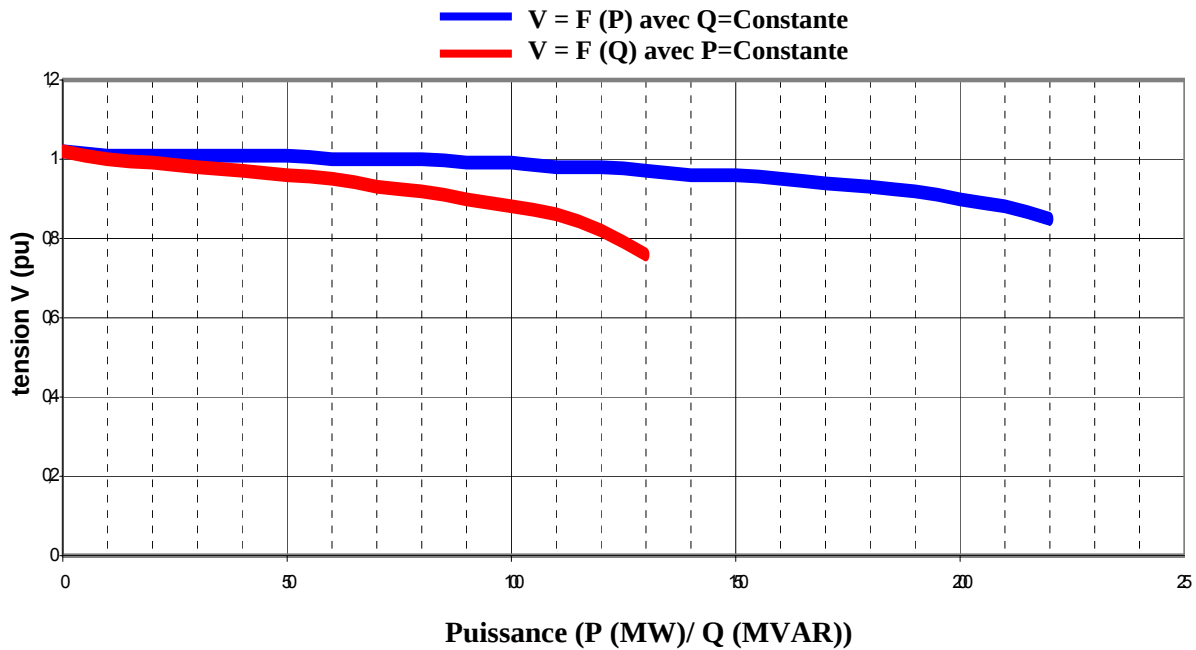


Figure I. 5. Variation de la tension en fonction de la puissance

D'après la courbe (fig.I.5), on constate que la tension baisse considérablement avec l'augmentation de la puissance, elle est plus significative en cas de surcharge réactive, donc, on peut l'utiliser comme paramètre de contrôle des surcharges.

XII. Conclusion:

La solution du problème de l'écoulement de puissance fournit des informations de base utiles au sujet des performances électriques du système de puissance. Le planificateur de ce système peut facilement évaluer l'impact des différentes configurations de transmission et de génération pour n'importe quel niveau de charge désiré. L'opérateur de système de l'écoulement de puissance peut évaluer l'effet de modifier le système (comme commuter une ligne, changeant un résultat de générateur, etc.) sur un logiciel d'exploitation avant qu'une telle mesure soit prise réellement.

En raison de ses nombreuses applications, le flux de puissance est d'importance fondamentale pour l'analyse de système de puissance et représente un outil de base pour l'ingénieur de ce système.

Une surcharge est généralement caractérisée par des chutes de tension plus ou moins importantes que la surcharge est grande, et par des surintensités qu'il faut limiter pour qu'il ne soit pas cause de l'effondrement de tout le système.

L'étude de la répartition de flux de charge faite dans ce chapitre, ne se limite pas à l'état stable équilibré du réseau électrique, car il est le siège de plusieurs défauts qui peuvent perturber ou même interrompre son fonctionnement, parmi ces défauts, on peut citer les courts-circuits, qui seront l'objet de chapitre suivant.

Chapitre II

Calcul des Courants de Court-Circuit

I. Introduction :

L'étude des courts-circuits signifie le calcul des courants et tensions dans un réseau de puissance dans des conditions anormales ou de défaut. Cette tâche fournit l'information nécessaire pour prévoir un système de protection adéquat et de déterminer :

- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs.
- La tenue thermique des conducteurs aux surintensités.
- La tenue électrodynamique des points critiques de l'installation.
- Le temps d'ouverture des contacts de disjoncteur.

Un système de protection doit déceler l'existence des défauts et initier les disjoncteurs pour déconnecter la partie en défaut. Cette action est nécessaire pour minimiser la discontinuité du service et limiter les dégâts.

Les courants et tensions résultants des différents types de défauts et en différents points du réseau doivent être calculés afin d'acquérir les informations nécessaires pour le développement d'un système de protection efficace.

II. Généralités sur les courants de court-circuit

II.1 Définitions :

Les courants de court-circuit prennent naissance dans les lignes d'un système de transmission d'énergie électrique, lorsqu'un défaut d'isolation apparaît entre deux ou plusieurs conducteurs. Le courant qui passe dans le défaut d'isolation est en général 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 en général une composante apériodique dont l'amplitude s'annule avec le temps et une composante sinusoïdale dont l'amplitude décroît avec le temps et se stabilise à sa valeur permanente. On distingue les valeurs subtransitoires, transitoires, et permanentes.

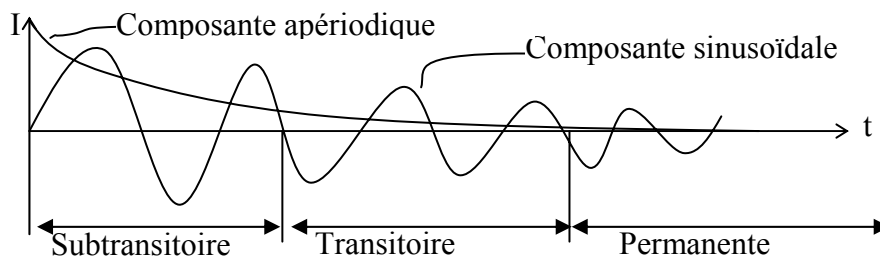


Figure. II.1. Composantes du courant de court circuit

Les effets dynamiques et thermiques peuvent être destructifs. Il convient de supprimer aussi rapidement que possible les courants de court-circuit en mettant hors service une partie aussi petite que possible du système.

Un court-circuit franc est tel que la tension entre deux conducteurs à l'endroit de défaut est nulle ou pratiquement nulle. Dans le cas contraire il faut tenir compte de

l'éventuelle impédance de défaut, qui peut être assimilée à une résistance de défaut (branche mouillée entre deux conducteurs ou entre un conducteur et la terre).

Il arrive également que la nature du court-circuit change rapidement à cause des mouvements désordonnés des conducteurs provoqués par les forces électrodynamiques dues au courant de court-circuit. On parle alors de défauts évolutifs. C'est ainsi que dans l'espace de quelques secondes, le défaut évolue de PT à PPT, PPPT et finalement à PP. une évaluation correcte des phénomènes successifs lors d'un défaut évolutif est difficile. [6]

II.2 Effets des courants de court-circuit : [3] [6]

On distingue les effets suivants :

- Effets électrodynamiques ;
- Mouvements violents des conducteurs ;
- Echauffement excessif des conducteurs ;
- Ramollissement ou carbonisation de matière isolante ;
- Recuit du métal conducteur initialement dur ;
- Allongement et déformation des conducteurs ;
- Perturbations électromagnétiques gênantes ;
- Tensions et courants dangereux dans le sol.

II.3. Nécessite d'évaluer les courants de court-circuit :

On constate qu'il est nécessaire de disposer des méthodes spécifiques de calcul pour évaluer correctement les courants qui prennent naissance dans le réseau pour tous les types de court-circuit qui risquent de se présenter. Une évaluation approximative est en général suffisante pour évaluer les mesures de protection à prendre, et pour choisir l'appareillage de sécurité nécessaire pour éliminer la zone défectueuse sans mettre en danger tout le système. Une évaluation plus précise est illusoire, car la configuration exacte de l'ensemble du système lors d'un hypothétique court-circuit est difficile à prévoir.

II.4. Différents types de court-circuit :

On distingue plusieurs types de court-circuit: [7]

- Le court-circuit PT entre une phase du réseau et la terre ;
- Le court-circuit PP entre deux phases du réseau ;
- Le court-circuit PPT entre deux phases du réseau et la terre ;
- Le court-circuit PPP entre les trois phases du réseau ;
- Le court-circuit PPPT entre les trois phases du réseau et la terre.

Ces deux derniers types appelés aussi triphasés symétriques, sont peu fréquents, mais simples à calculer. Les trois premiers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de court-circuit plus élevés que ceux d'un court-circuit triphasé symétrique.

Le tableau ci-dessous montre la probabilité d'apparition de chaque type de court-circuit [6].

Type de court-circuit	Symbole	Probabilité d'apparition
Equilibré	PPP et PPPT	5%
Biphasé	PP	15%
Biphasé à la terre	PPT	20%
Monophasé	PT	60%

III. Analyse des courts-circuits:

Pour analyser les défauts de court-circuit, on va considérer que le système fonctionne initialement à l'état stable, on suppose connaître : la génération et la demande en puissances active et réactive. Le flux de la charge et les tensions sont supposés connus.

Pour prévoir la protection requise (disjoncteurs et relais) on doit déterminer les paramètres suivants :

- 1- Le courant de court-circuit au nœud en défaut i ,
- 2- La puissance de court-circuit au nœud i ,
- 3- La répartition des courants de défaut dans tout le réseau,
- 4- Les tensions de défaut aux autres nœuds.

L'amplitude de ces courants est en fonction de la stabilité des nœuds et des impédances des lignes adjacentes. Généralement les amplitudes de ces courants peuvent atteindre des valeurs très élevées qui peuvent être très destructives. Pour cette raison les deux disjoncteurs concernés recevant les signaux de coupure par l'intermédiaire des relais vont ouvrir leurs contacts afin d'isoler la partie défectueuse et d'assurer le bon fonctionnement aux autres parties saines.

Les chutes de tension au niveau des autres nœuds donneraient une bonne indication sur la stabilité du réseau. On a besoin de connaître cette stabilité, ainsi que les effets du courant de court-circuit. Ce qui nous mène à définir une puissance, on se référant à elle comme étant la "puissance de court-circuit" au nœud en question. La puissance de court-circuit est définie comme étant le produit de la tension nominale et le courant de court-circuit.

L'analyse d'un simple système nécessite impérativement la considération des étapes suivantes: [3]

Etape 1 : Assemblage du diagramme équivalent au réseau à l'état stable.

Etape 2 : À partir de l'analyse du flux de la charge, on doit déterminer toutes les tensions, et tous les courants à travers tout le système.

Etape 3 : Déterminer les changements des courants et des tensions, causés par le court-circuit.

Etape 4 : Superposer les changements des tensions et des courants calculés à l'étape (3) sur les courants et les tensions originaux calculés à l'étape (2) pour déterminer le courant de court circuit et les tensions.

Ces 4 étapes qui aboutissent à la formulation du défaut, ne sont qu'une simple application du principe de superposition. La première et la deuxième étape sont considérées au chapitre précédant (l'étude de l'écoulement de puissance) qui permet de représenter le réseau équivalent du système et de déterminer les courants et les tensions en régime stable. Dans la troisième étape, qui est l'objet de ce chapitre, on calcule les changements qui peuvent avoir lieu dans le réseau suite à l'apparition d'un court-circuit au nœud i .

Le courant I_{jeu}^0 (courant de charge avant le défaut) est négligeable devant la variation de courant de défaut ΔI_{jeu} .

Dans une situation réelle, on aurait probablement fait l'étude des courts-circuits pour les autres nœuds, et même pour les autres points du réseau, mais, elle nécessite beaucoup de calculs. De plus, il est très difficile d'utiliser la méthode de réduction étape par étape pour des grands systèmes contenant plusieurs nœuds, ce qui rend le cas plus consistant pour une application numérique sur ordinateur.

IV. Calcul systématique des courants de court-circuit :

En effet, la technique de réduction des réseaux utilisée précédemment est limitée aux calculs manuels des petits systèmes. Il faut, donc, développer une méthode générale, c'est-à-dire applicable pour un système contenant (n) noeuds.

Les formules qu'on doit développer, doivent permettre de calculer les tensions du régime de défaut au niveau de tous les nœuds. Si on connaît ces tensions, on peut directement déterminer les courants de court-circuit.

On se basant sur le théorème de THEVENIN et de superposition, on peut calculer les tensions de défaut aux nœuds par l'équation (II.2): [3]

$$V_{jeu}^f = V_{jeu}^0 + V_T$$

Le vecteur des tensions du régime stable a été déjà défini par le vecteur :

$$V_{jeu}^0 = \begin{bmatrix} V_1^0 \\ V_2^0 \\ \vdots \\ V_n^0 \end{bmatrix} \quad (II.4)$$

Le vecteur des tensions du régime de défaut est défini comme suit :

$$V_{jeu}^f = \begin{bmatrix} V_1^f \\ V_2^f \\ \vdots \\ V_n^f \end{bmatrix} \quad (II.5)$$

On peut écrire :

$$V_T = Z_{jeu} \cdot I^f \quad (II.6)$$

Où : Z_{jeu} est la matrice d'impédance du réseau.

Par substitution de l'expression de V_T dans l'équation (II.2) on obtient :

$$V_{jeu}^f = V_{jeu}^0 + Z_{jeu} \cdot I^f \quad (II.7)$$

V. 1. Cas d'un court-circuit équilibré :

Pour un cas général, le vecteur du courant de court-circuit au noeud (q) s'écrit :

$$\mathbf{I}^f = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I^f \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{q}^{\text{ème}} \text{ composante} \quad (\text{II.8})$$

Comme on a procédé dans l'analyse précédente, on doit écrire l'équation (II.7) sous forme de composantes :

$$\begin{aligned} V_1^f &= V_1^0 + Z_{1q} \cdot I^f \\ &\dots\dots\dots \\ V_q^f &= V_q^0 + Z_{qq} \cdot I^f \\ &\dots\dots\dots \\ V_{n^2}^f &= V_{n^2}^0 + Z_{nq} \cdot I^f \end{aligned} \quad (\text{II.9})$$

Jusqu'ici on ne connaît pas encore le courant de défaut I^f . Par contre on connaît la tension du noeud sujet au défaut, V_q^f est reliée au courant I^f par la relation :

$$V_q^f = Z^f \cdot I^f \quad (\text{II.10})$$

Où Z^f est l'impédance du défaut.

Par substitution de l'expression de V_q^f dans la $q^{\text{ème}}$ équation (II.9), on obtient :

$$I^f = \frac{V_q^0}{Z^f + Z_{qq}} \quad (\text{II.11})$$

Qui, une fois remplacée dans l'équation (II.9), permet l'obtention des expressions :

$$\begin{aligned} V_i^f &= V_i^0 - \frac{Z_{iq}}{Z^f + Z_{qq}} \cdot V_q^0 \quad \text{pour } i \neq q \\ V_q^f &= \frac{Z^f}{Z^f + Z_{qq}} \cdot V_q^0 \end{aligned} \quad (\text{II.12})$$

Ces expressions prennent encore une forme plus simple dans le cas d'un court-circuit franc:

$$\begin{aligned}
I^f &= \frac{V_q^0}{Z_{qq}} \\
V_q^f &= 0 \\
V_i^f &= V_i^0 - \frac{Z_{iq}}{Z_{qq}} \cdot V_q^0
\end{aligned} \tag{II.13}$$

Cette analyse nous permet de connaître les tensions aux noeuds V_i^f et le courant de court-circuit, mais il est encore nécessaire de connaître les valeurs des courants de court-circuit qui circulent dans toutes les lignes du réseau, ainsi pour une ligne de transmission connectant deux noeuds (a) et (b) et dont l'impédance est Z_{ab} , le courant de court-circuit I_{ab}^f (défini positif dans le sens a $\rightarrow$ b) est :

$$I_{ab}^f = \frac{V_a^f - V_b^f}{Z_{ab}} \tag{II.14}$$

IV. 2. Cas d'un court-circuit déséquilibré :

Avant le défaut, l'état du nœud considéré est :

$$\begin{bmatrix} V_p^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} V_a \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} I_p^0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (\text{État équilibré}) \tag{II.15}$$

Les courants et les tensions de phase seront indiqués collectivement par l'indice (p) et individuellement par les indices (a), (b) et (c). Dès que le défaut se produit, l'état du nœud subit des variations remarquables $[\Delta V_{ip}]$ et $[\Delta I_{ip}]$. D'après le théorème de Thévenin, on peut écrire :

$$[V_i^f] = [V_i^0] + [\Delta V_i^p]. \tag{II.16}$$

$$\text{Et: } [I_i^f] = [I_i^0] + [\Delta I_i^p] = [\Delta I_i^p].$$

Par définition des composantes symétriques, Si I_a , I_b , et I_c représentent les trois courants des phases déséquilibrées dans un certain point du réseau, on peut les décomposer pour obtenir les équations suivantes:

$$\alpha = e^{-j120^\circ}$$

$$\begin{aligned}
I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\
I_b &= \alpha^2 I_{a1} + \alpha I_{a2} + I_{a0} \\
I_c &= \alpha I_{a1} + \alpha^2 I_{a2} + I_{a0}
\end{aligned} \tag{II.17}$$

Cette équation peut s'écrire sous la forme matricielle :

$$I_p = T \cdot I_s \tag{II.18}$$

Tel que:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \text{ Représente la matrice de transformation en composantes symétriques.}$$

$$I_p = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} ; \quad I_s = \begin{bmatrix} I_{a+} \\ I_{a-} \\ I_{a0} \end{bmatrix} \quad \text{Ou} \quad I_s = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix}$$

Représentent les courants de phase réels et les composantes symétriques des courants.

Par inversion de l'équation (II.6), on obtient :

$$I_s = T^{-1} \cdot I_p \quad (\text{II.19})$$

Ou:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Par la même procédure on obtient :

$$V_p = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} ; \quad V_s = \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} \quad \text{Ou} \quad V_s = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix}$$

$$V_p = T \cdot V_s \quad \text{d'ou} \quad V_s = T^{-1} \cdot V_p \quad (\text{II.20})$$

$$V_p = Z I_p \quad (\text{II.21})$$

$$I_p = Y V_p \quad (\text{II.22})$$

Par substitution des équations (II.18) et (II.20) dans les équations (II.21) et (II.22), on obtient les transformations :

$$V_s = T^{-1} Z T I_s = Z_s I_s \quad (\text{II.23})$$

$$\text{et} \quad I_s = T^{-1} Y T V_s = Y_s V_s \quad (\text{II.24})$$

$$Z_s = T^{-1} Z T \quad (\text{II.25.a})$$

$$Y_s = T^{-1} Y T \quad (\text{II.25.b})$$

Z_s et Y_s sont les Matrices d'impédance et d'admittance en composantes symétriques.

Il n'existe pas de couplage entre les systèmes de composantes directes, inverses, et homopolaires, par conséquent elles seront traitées séparément.

Considérant l'élément passif représenté par la figure suivante : (cas d'une ligne par exemple)

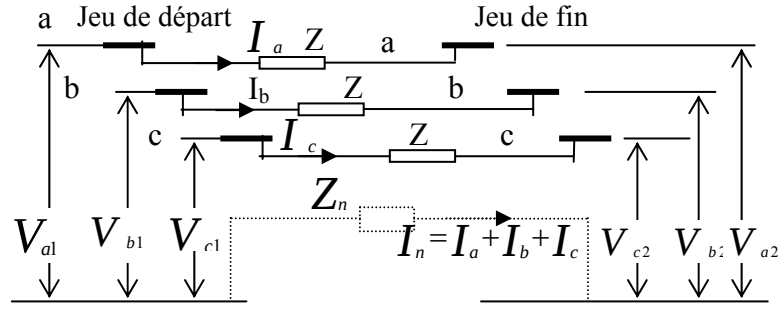


Figure II.3. Ligne de transmission en régime de charge déséquilibré

En régime déséquilibré :

$$I_n = I_a + I_b + I_c$$

Se qui provoque une chute de tension à travers l'impédance du fil neutre Z_n .

$$\begin{aligned} V_{a1} - V_{a2} &= Z_L I_a + (I_a + I_b + I_c) Z_n \\ V_{b1} - V_{b2} &= Z_L I_b + (I_a + I_b + I_c) Z_n \\ V_{c1} - V_{c2} &= Z_L I_c + (I_a + I_b + I_c) Z_n \end{aligned} \quad (II.26)$$

Ou sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{a2} \\ V_{b2} \\ V_{c2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_L + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_L + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_L + Z_n \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (II.27)$$

Ou encore sous la forme vectorielle :

$$\Delta \mathbf{V}_p = \mathbf{Z} \cdot \mathbf{I}_p \quad (II.28)$$

Représente la chute de tension au long de la ligne.

L'équation (II.28) est de la même forme que l'équation (II.21) et par conséquent on peut utiliser l'équation (II.25.a) pour déterminer l'impédance $\mathbf{Z}_s$. On obtient :

$$\begin{aligned} \mathbf{Z}_s &= \mathbf{T}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} Z_L + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_L + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_L + Z_n \end{bmatrix} \cdot \mathbf{T} \\ \mathbf{Z}_s &= \begin{bmatrix} Z_L & 0 & 0 \\ 0 & Z_L & 0 \\ 0 & 0 & Z_L + 3Z_n \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (II.29)$$

A ce moment, on définit les ensembles d'impédance suivants :

$$\begin{aligned}
Z_1 &= Z_L && \text{impédance de l'ensemble direct} \\
Z_2 &= Z_L && \text{impédance de l'ensemble inverse} \\
Z_0 &= Z_L + 3Z_n && \text{impédance de l'ensemble homopolair}
\end{aligned} \quad (\text{II.30})$$

Considérons maintenant le cas d'une machine synchrone :

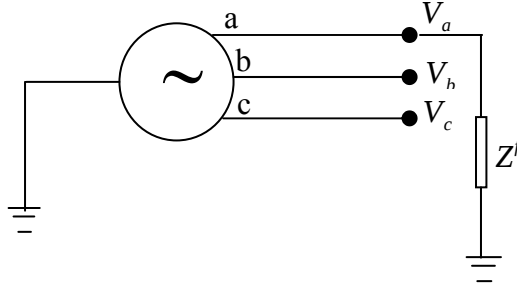


Figure II.4. Générateur synchrone sujet d'un court-circuit monophasé

$$V_p = E_p - Z I_p \quad (\text{II.31})$$

La matrice d'impédance Z n'est pas diagonale, mais de la forme :

$$Z = \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_c \\ Z_c & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_c & Z_a \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

Où Z_a, Z_b , et Z_c sont fonctions des inductances des enroulements.

Si on utilise les équations de transformation (II.26) et (II.20), l'équation (II.31) sera de la forme :

$$TV_s = E_p - ZT I_s$$

La multiplication de cette équation par T^{-1} donne :

$$V_s = T^{-1} E_p - T^{-1} ZT I_s = T^{-1} E_p - Z_s I_s \quad (\text{II.33})$$

D'autre part on a :

$$T^{-1} E_p = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a \\ \alpha^2 E_a \\ \alpha E_a \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} E_a(1 + \alpha^3 + \alpha^3) \\ E_a(1 + \alpha^4 + \alpha^2) \\ E_a(1 + \alpha^2 + \alpha) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

et :

$$Z_s = T^{-1} \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_c \\ Z_c & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_c & Z_a \end{bmatrix} \cdot T = \begin{bmatrix} Z_a + \alpha^2 Z_b + \alpha Z_c & 0 & 0 \\ 0 & Z_a + \alpha Z_b + \alpha^2 Z_c & 0 \\ 0 & 0 & Z_a + Z_b + Z_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.35})$$

De nouveau, la matrice Z_S est de type diagonal. On introduit les impédances des ensembles de composantes du générateur :

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_a + \alpha^2 Z_b + \alpha Z_c && \text{impédance de l'ensemble direct} \\ Z_2 &= Z_a + \alpha Z_b + \alpha^2 Z_c && \text{impédance de l'ensemble inverse} \\ Z_0 &= Z_a + Z_b + Z_c && \text{impédance de l'ensemble homopolair} \end{aligned} \quad (\text{II.36})$$

On peut à partir des résultats des équations (II.34) et (II.35) écrire l'équation (II.33) sous forme de composantes :

$$\begin{aligned} V_1 &= E_a - Z_1 I_1 \\ V_2 &= 0 - Z_2 I_2 \\ V_0 &= 0 - Z_0 I_0 \end{aligned} \quad (\text{II.37})$$

On remarque encore le découplage entre les systèmes des ensembles de composantes. On remarque aussi que le générateur à l'état stable ne génère aucune composante inverse ou homopolaire.

Ces sous matrices sont de type diagonal, alors on peut les écrire comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{S1} \\ V_{S2} \\ \vdots \\ V_{Sn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{S11} & Z_{S12} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{S1n} \\ Z_{S21} & Z_{S22} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{S2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{Sn1} & Z_{Sn2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{Snn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{S1} \\ J_{S2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ J_{Sn} \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

Considérons maintenant le cas d'un court-circuit déséquilibré au noeud (q).

On peut écrire les courants de défaut comme suit :

$$I_{pq}^f = \begin{bmatrix} I_{aq}^f \\ I_{bq}^f \\ I_{cq}^f \end{bmatrix} \quad (\text{II.39})$$

Les tensions de phase du noeud sujet au défaut prennent les valeurs de défaut $V_{aq}^f, V_{bq}^f, V_{cq}^f$ et de la même manière que pour les courants, on peut les représenter sous forme de vecteur :

$$V_{pq}^f = \begin{bmatrix} V_{aq}^f \\ V_{bq}^f \\ V_{cq}^f \end{bmatrix} \quad (\text{II.40})$$

Les vecteurs I_{pq}^f et V_{pq}^f sont reliés par les relations :

$$V_{pq}^f = Z^f \cdot I_{pq}^f \quad (\text{II.41})$$

et

$$\mathbf{I}_{pq}^f = \mathbf{Y}^f \cdot \mathbf{V}_{pq}^f \quad (\text{II.42})$$

En utilisant les équations (II.23) et (II.24), les équations (II.41) et (II.42) deviennent ;

$$\mathbf{V}_{sq}^f = \mathbf{Z}_s^f \cdot \mathbf{I}_{sq}^f \quad (\text{II.43})$$

$$\mathbf{I}_{sq}^f = \mathbf{Y}_s^f \cdot \mathbf{V}_{sq}^f \quad (\text{II.44})$$

Les matrices $\mathbf{Z}_s^f$ et $\mathbf{Y}_s^f$ sont reliées aux matrices de défaut par :

$$\mathbf{Z}_s^f = \mathbf{T}^{-1} \mathbf{Z}^f \mathbf{T} \quad (\text{II.45})$$

$$\mathbf{Y}_s^f = \mathbf{T}^{-1} \mathbf{Y}^f \mathbf{T} \quad (\text{II.46})$$

A ce stade, on fait appel au théorème de THEVENIN qui permet de déterminer les tensions de défaut au nœud en question par la formule :

$$\mathbf{V}_{sjeu}^f = \mathbf{V}_{sjeu}^0 + \mathbf{Z}_{sjeu} \mathbf{I}_{sjeu}^f \quad (\text{II.47})$$

On peut écrire le vecteur du courant sous la forme :

$$\mathbf{I}_{sjeu}^f = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ -I_{sq}^f \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{q}^{\text{ème}} \text{ composante} \quad (\text{II.48})$$

On remarque que jusqu'à ce stade, on ne connaît pas encore le courant de défaut $\mathbf{I}_{sq}^f$, et par conséquent l'équation (II.47) ne permet pas de déterminer les tensions des nœuds défaillants malgré que $\mathbf{V}_{sjeu}^0$ et $\mathbf{Z}_{sjeu}$ soient connues. On peut cependant calculer $\mathbf{I}_{sq}^f$ de la manière suivante, en écrivant l'équation (II.47) sous forme de composantes :

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{s1}^f &= \mathbf{V}_{s1}^0 - \mathbf{Z}_{s1q} \mathbf{I}_{sq}^f \\ \dots\dots\dots \\ \mathbf{V}_{sq}^f &= \mathbf{V}_{sq}^0 - \mathbf{Z}_{sqq} \mathbf{I}_{sq}^f \\ \dots\dots\dots \\ \mathbf{V}_{sn}^f &= \mathbf{V}_{sn}^0 - \mathbf{Z}_{snq} \mathbf{I}_{sq}^f \end{aligned} \quad (\text{II.49})$$

Cet ensemble de (n) équations correspond à l'ensemble de n équations (II.9). Entre la q^{ème} équation (II.49) et l'équation (II.43), on peut éliminer la tension de défaut $\mathbf{V}_{sq}^f$. On obtient :

$$\mathbf{Z}_s^f \mathbf{I}_{sq}^f = \mathbf{V}_{sq}^0 - \mathbf{Z}_{sqq} \mathbf{I}_{sq}^f \quad (\text{II.50})$$

Dans ces équations tous les éléments sont connus à l'exception de I_{sq}^f , qui est peut être déterminé comme :

$$I_{sq}^f = (Z_s^f + Z_{sq})^{-1} V_{sq}^0 \quad (\text{II.51})$$

Ce vecteur d'équation (3 dimensions) correspond aux équations scalaires (II.11).

Comme à ce stade les courants de défaut sont connus, on peut substituer le courant I_{sq}^f dans l'équation (II.49) et on obtient les tensions de défaut aux noeuds :

$$V_{si}^f = V_{si}^0 - Z_{siq} (Z_s^f + Z_{sq})^{-1} V_{sq}^0 \quad \text{Pour } i \neq q \quad (\text{II.52})$$

Pour le noeud sujet au défaut, on obtient :

$$V_{sq}^f = Z_s^f (Z_s^f + Z_{sq})^{-1} V_{sq}^0 \quad (\text{II.53})$$

Les vecteurs d'équations (II.52) et (II.53) correspondent aux équations scalaires (II.12).

Dans certains cas Z_s^f n'est pas définie, alors que Y_s^f l'est. Dans un tel cas, on doit développer de nouvelles équations en utilisant Y_s^f au lieu de Z_s^f . Ceci est simplement réalisé par l'élimination de I_{sq}^f en introduisant V_{sq}^f dans l'équation (II.50).

On aura :

$$V_{sq}^f = V_{sq}^0 - Z_{sq} Y_s^f V_{sq}^f \quad (\text{II.54})$$

À partir de cette équation, on peut déterminer le vecteur de tension du défaut au noeud (q) :

$$V_{sq}^f = (I + Z_{sq} Y_s^f)^{-1} V_{sq}^0 \quad (\text{II.55})$$

Où I est la matrice identité.

Les équations (II.44) permettent de déterminer les courants de défaut :

$$I_{sq}^f = Y_s^f V_{sq}^f = Y_s^f (I + Z_{sq} Y_s^f)^{-1} V_{sq}^0 \quad (\text{II.56})$$

Les tensions aux noeuds outre que celui sujet au défaut, seront obtenus par substitution de l'équation (II.56) dans l'équation (II.49):

$$\begin{aligned} V_{si}^f &= V_{si}^0 - Z_{siq} I_{sq}^f \\ V_{si}^f &= V_{si}^0 - Z_{siq} Y_s^f (I + Z_{sq} Y_s^f)^{-1} V_{sq}^0 \end{aligned} \quad \text{Pour } i \neq q \quad (\text{II.57})$$

VI. Les matrices du défaut :

D'après les analyses précédentes, il devrait être clair que la clé de la chronique des analyses des courts-circuits est la disponibilité des matrices d'impédance et d'admittance de défaut Z_s^f et Y_s^f , comme on en déduit aussi que l'introduction de l'impédance de

défaut Z^f (scalaire), qui permet l'analyse des défauts équilibrés reste insuffisante pour le cas des défauts déséquilibrés ce qui rend l'analyse de ce type de défauts compliquée .

Bien que dans le cas des défauts équilibrés et dans les situations extrêmes qui correspondent au court-circuit franc où l'impédance étant égale à zéro $Z^f = 0$, ce qui facilite d'avantage l'étude analytique, et le deuxième cas extrême, c'est-à-dire où $Z^f = \infty$, correspond au régime sain, La situation est complètement différente dans le cas des défauts déséquilibrés: Chaque fois qu'on aurait les cas extrêmes (zéro ou l'infinie), les matrices d'admittance et d'impédance seront indéfinies et seront par conséquent inutiles dans les formules générales. Ces cas extrêmes constitueront plus de règles que d'exceptions, et il sera nécessaire qu'on apprenne comment les utiliser dans l'analyse.

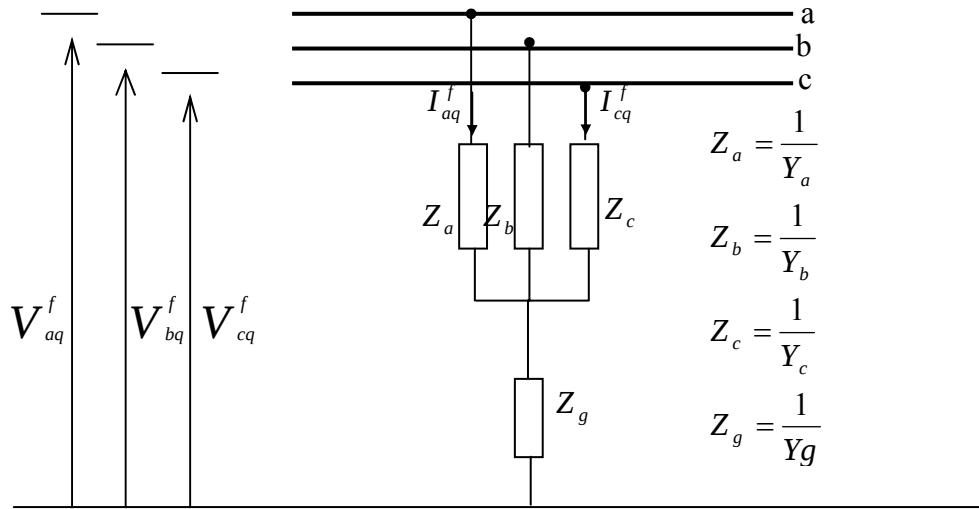


Figure II.5. Cas général des défauts déséquilibrés $Z_a \neq Z_b \neq Z_c \neq Z_g$

Considérons le cas déséquilibré le plus général décrit sur la figure (II.5). En donnant des valeurs aux impédances Z_a, Z_b, Z_c et Z_g on peut définir les différents types de défauts. Par exemple, par la configuration de $Z_a = Z_g = 0$ et $Z_b = Z_c = \infty$, on a en effet créé un court-circuit monophasé dans la phase a. Et par la configuration : $Z_a = \infty$ et $Z_b = Z_c = Z_g = 0$ on a simulé un court circuit biphasé à la terre. Donc, si on cherche les expressions générales de Z_s^f et Y_s^f pour le cas général, on peut obtenir les cas plus simples et spéciaux (mais importants) en donnant des valeurs appropriées aux quatre (4) impédances.

Pour le circuit de la figure (II.5), on a les relations suivantes entre les tensions et les courants :

$$\begin{aligned} V_{aq}^f &= I_{aq}^f Z_a + (I_{aq}^f + I_{bq}^f + I_{cq}^f) Z_g \\ V_{bq}^f &= I_{bq}^f Z_b + (I_{aq}^f + I_{bq}^f + I_{cq}^f) Z_g \\ V_{cq}^f &= I_{cq}^f Z_c + (I_{aq}^f + I_{bq}^f + I_{cq}^f) Z_g \end{aligned} \quad (II.58)$$

Ou sous forme de vecteur :

$$\begin{bmatrix} V_{aq}^f \\ V_{bq}^f \\ V_{cq}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a + Z_g & Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_b + Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_g & Z_c + Z_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{aq}^f \\ I_{bq}^f \\ I_{cq}^f \end{bmatrix} \quad (\text{II.59})$$

Par identification avec l'équation (II.41) on obtient la matrice d'impédance de défaut :

$$\mathbf{Z}^f = \begin{bmatrix} Z_a + Z_g & Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_b + Z_g & Z_g \\ Z_g & Z_g & Z_c + Z_g \end{bmatrix} \quad (\text{II.60})$$

Si on décompose cette matrice en composantes symétriques en utilisant l'équation (II.45), on obtient :

$$\mathbf{Z}_s^f = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a + Z_b + Z_c & Z_a + \alpha^2 Z_b + \alpha Z_c & Z_a + \alpha Z_b + \alpha^2 Z_c \\ Z_a + \alpha Z_b + \alpha^2 Z_c & Z_a + Z_b + Z_c & Z_a + \alpha^2 Z_b + \alpha Z_c \\ Z_a + \alpha^2 Z_b + \alpha Z_c & Z_a + \alpha Z_b + \alpha^2 Z_c & Z_a + Z_b + Z_c + 9Z_g \end{bmatrix} \quad (\text{II.61})$$

Si on exprime la relation entre courant et tension par l'admittance, on obtient :

$$\begin{bmatrix} I_{aq}^f \\ I_{bq}^f \\ I_{cq}^f \end{bmatrix} = \frac{1}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_g} \begin{bmatrix} Y_a(Y_g + Y_b + Y_c) & -Y_a Y_b & -Y_a Y_c \\ -Y_a Y_b & Y_b(Y_g + Y_a + Y_c) & -Y_b Y_c \\ -Y_a Y_c & -Y_b Y_c & Y_c(Y_g + Y_a + Y_b) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{aq}^f \\ V_{bq}^f \\ V_{cq}^f \end{bmatrix} \quad (\text{II.62})$$

on décomposant cette matrice en composantes symétriques en utilisant l'équation (II.46), on obtient :

$$\mathbf{Y}_s^f = \frac{1}{Y_a + Y_b + Y_c + Y_g} \begin{bmatrix} \frac{1}{3} Y_g(Y_a + Y_b + Y_c) & \frac{1}{3} Y_g(Y_a + \alpha^2 Y_b + \alpha Y_c) & \frac{1}{3} Y_g(Y_a + \alpha Y_b + \alpha^2 Y_c) \\ + (Y_a Y_b + Y_b Y_c + Y_c Y_a) & -(Y_b Y_c + \alpha Y_a Y_b + \alpha^2 Y_a Y_c) & \\ \frac{1}{3} Y_g(Y_a + \alpha Y_b + \alpha^2 Y_c) & \frac{1}{3} Y_g(Y_a + Y_b + Y_c) & \frac{1}{3} Y_g(Y_a + \alpha^2 Y_b + \alpha Y_c) \\ -(Y_b Y_c + \alpha^2 Y_a Y_b + \alpha Y_a Y_c) & + (Y_a Y_b + Y_b Y_c + Y_c Y_a) & \\ \frac{1}{3} Y_g(Y_a + \alpha^2 Y_b + \alpha Y_c) & \frac{1}{3} Y_g(Y_a + \alpha Y_b + \alpha^2 Y_c) & \frac{1}{3} Y_g(Y_a + Y_b + Y_c) \end{bmatrix} \quad (\text{II.63})$$

On remarque que ni $\mathbf{Z}_s^f$, ni $\mathbf{Y}_s^f$ ne sont nécessairement diagonales.

Analysons maintenant les cas spéciaux les plus répandus.

Cas 1 : les impédances de phase sont égales :

$$Z_a = Z_b = Z_c = Z = \frac{1}{Y}$$

À partir des équations (II.61) et (II.63), on obtient les expressions simples suivantes:

$$\mathbf{Z}_s^f = \begin{bmatrix} Z & 0 & 0 \\ 0 & Z & 0 \\ 0 & 0 & Z + 3Z_g \end{bmatrix} \quad (\text{II.64})$$

$$\mathbf{Y}_s^f = \begin{bmatrix} Y & 0 & 0 \\ 0 & Y & 0 \\ 0 & 0 & \frac{YY_g}{Y_g + 3Y} \end{bmatrix} \quad (\text{II.65})$$

On voit que dans ce cas, les matrices de défaut sont diagonales. On va mettre au point les conséquences de ce fait. Considérons par exemple le courant $\mathbf{I}_{sq}^f$ de l'équation (II.51). Comme $\mathbf{Z}_s^f$ est diagonale la même chose est valable pour $\mathbf{Z}_{sq}$, il suit que l'inverse de la matrice $(\mathbf{Z}_s^f + \mathbf{Z}_{sq})^{-1}$ est aussi diagonale. Comme le vecteur $\mathbf{V}_{sq}^0$ contient seulement l'ensemble des composantes directes, alors le vecteur des courants de défaut ne contient lui aussi que la composante directe ; c'est-à-dire les trois phases sont symétriques. En effet, toutes les composantes inverses et homopolaires seront nulles. Comme la composante homopolaire des courants est nulle, le potentiel du point neutre de la figure (II.6) serait égale à zéro, il n'y aura pas de courant qui traversera Z_g , donc l'impédance de la terre ne va pas entrer dans l'analyse. Ce cas est identique au cas d'un court-circuit triphasé symétrique (PPP).

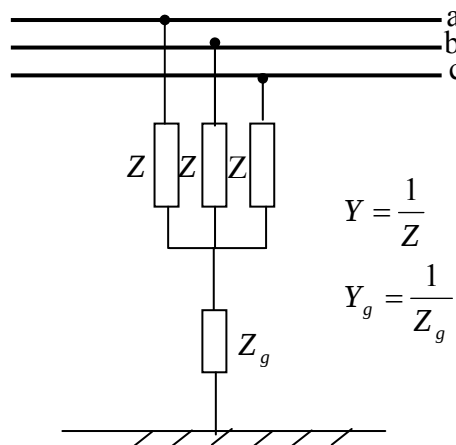
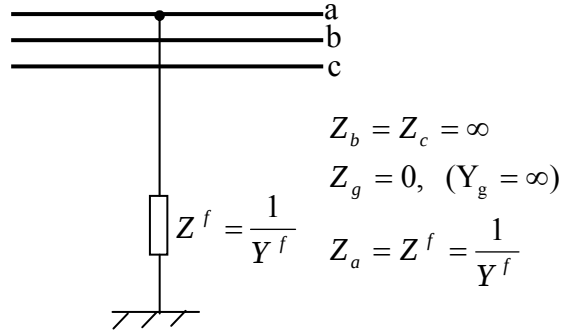


Figure II.6. Court-circuit PPPT

Cas 2 : Court-circuit monophasé (PT) :**Figure II.7. Court-circuit monophasé (PT).**

À partir des équations (II.61) et (II.63), on obtient :

$$\mathbf{Z}_s^f = \begin{bmatrix} \infty & \infty & \infty \\ \infty & \infty & \infty \\ \infty & \infty & \infty \end{bmatrix} \quad (\text{II.66})$$

$$\mathbf{Y}_s^f = \frac{Y^f}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II.67})$$

Dans ce cas $\mathbf{Z}_s^f$ sera non défini, alors on doit utiliser $\mathbf{Y}_s^f$ et les équations (II.55) à (II.58) pour analyser ce type de court-circuit. Notons que si le court-circuit est franc, la matrice $\mathbf{Y}_s^f$ sera aussi non définie. Dans un tel cas, on peut tous de même performer l'analyse au moyen des Théories des limites.

Cas 3 : court-circuit biphasé (PP) :

$$Z_a = \infty, \quad (Y_a = 0) \quad Z_g = \infty \quad (Y_g = 0) \quad \text{et} \quad Y_b = Y_c = 2Y^f$$

Pour les matrices de défauts on a :

$$\mathbf{Z}_s^f = \begin{bmatrix} \infty & \infty & \infty \\ \infty & \infty & \infty \\ \infty & \infty & \infty \end{bmatrix} \quad (\text{II.68})$$

$$\mathbf{Y}_s^f = Y^f \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.69})$$

De nouveau la matrice d'impédance est indéfinie, et on doit encore travailler avec la matrice des admittances.

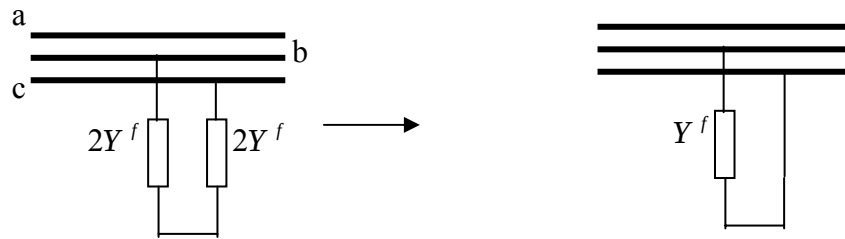


Figure II.8. Court-circuit biphasé sans contact à la terre.

VII. Conclusion :

Le calcul du courant de court circuit est une étape obligatoire lors de la construction d'un réseau, il permet de prévoir tout changement intempestif dans la configuration et de calculer la section optimale des lignes et d'envisager les protections adéquates.

Le courant de court circuit a aussi une influence considérable sur le bon fonctionnement du réseau, il peut causer des dégâts considérables sur tous les éléments alimentés par ce réseau. Il est généralement caractérisé par des chutes de tension importantes et des surintensités destructives.

L'étude des courants de court-circuit faite dans ce chapitre fournit une bonne indication sur le fonctionnement du réseau, permettant de détecter tout type de défaut, et de lui mettre terme dès son apparition dans n'importe quel point du réseau, comme elle facilite aussi le choix du meilleur paramètre de détection des défauts dans les réseaux électriques, notamment les lignes de transport afin de prévoir une protection efficace.

Chapitre III

Généralité sur la Protection Electrique

I. Introduction :

Vu le capital investi dans la réalisation des centrales et des réseaux électriques, et de leur importance pour le consommateur, un tel système doit répondre aux exigences des trois concernés par l'énergie électrique (consommateur, opérateur, société gérante).

1- Pour le consommateur, le réseau énergétique doit lui assurer une alimentation continue.

2- Pour les opérateurs, le réseau énergétique doit satisfaire les conditions technico-économiques.

3- Pour la société gérante, il faut éviter toute forme de dépenses supplémentaires.

Et dont la finalité est d'arriver à assurer le maintien de la continuité d'alimentation ; ce qui ne peut se concrétiser que si le réseau électrique est:

a) Il est fiable : ce qui dépend de la structure du réseau électrique ainsi que du schéma d'alimentation des consommateurs (radial, boucle ouverte ou fermé, connecté ou interconnecté).

b) Il est doté d'une protection très adéquate.

II. Rôle de la protection électrique :

Lorsqu'un défaut se produit sur un des éléments du réseau, il est indispensable de mettre hors circuit cet élément pour limiter les dégâts que le courant de défaut peut causer, et éviter les répercussions que le maintien du défaut aurait sur le fonctionnement général de tout le réseau. La protection électrique peut être ainsi considérée comme une sentinelle permanente dont le rôle est de déceler l'existence de tout défaut électrique et mettre automatiquement hors circuit l'élément ou l'équipement devenu défectueux.

III. Qualités que doit présenter un système de protection :

Pour que la protection électrique soit adéquate, il faut qu'elle remplisse les conditions suivantes :

- a- Action rapide.
- b- Sélectivité.
- c- Sûreté de fonctionnement.
- d- Insensibilité aux :
 - Surintensité transitoire (courant de démarrage).
 - Surtension transitoire (surtension de commutation).
 - Surcharge (sauf où son rôle est justement de contrôler ces surcharges).
- e- L'autonomie.

III.1. Rapidité de fonctionnement :

L'action rapide est l'une des caractéristiques les plus importantes pour un système de protection surtout au niveau des centrales. La rapidité de fonctionnement permet un débranchement rapide de l'élément défectueux, évitant ainsi les conséquences suivantes :

- Surcharge des centrales électriques, transformateurs et lignes.
- Réduire le temps de la chute de tension, ce qui est nécessaire pour le fonctionnement normal des récepteurs électriques.
- Limiter les dégâts dans les parties affectées.

- Eviter le risque de détérioration dans les parties non affectées.
- Maintenir la stabilité du système.

On évitant ces conséquences (minimiser les dommages qui peuvent résulter suite à un défaut électrique) on arrive à :

- Réduire la possibilité de remplacements des équipements affectés.
- Réduire le temps de réparation.
- Réduire le temps d'arrêt.
- Evité l'utilisation des équipements de réserve.

III.2. Sélectivité :

La sélectivité est la coordination entre les dispositifs de protection électrique, afin qu'un défaut survenant en un point quelconque soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul.

III.3. Stabilité :

La stabilité est une caractéristique qui définit la qualité de la protection qui sous des conditions bien spécifiques ne doit pas réagir. Une protection est dite stable si elle transmet le signal de débranchement au disjoncteur qu'en cas d'un défaut interne à sa zone c-a-d : Qu'elle est insensible pour tout défaut externe à sa zone, ainsi que pour les surintensités et les surtensions provoquées par un régime transitoire fugitif.

III.4. Sûreté de fonctionnement :

Le but de la protection est le débranchement de tout élément présentant un défaut, donc le fonctionnement correct de la protection reste un facteur vital. Comme la protection est un ensemble d'éléments, la défaillance d'un élément est probable.

Ce pendant, pour répondre au critère de sûreté de fonctionnement le dispositif de protection doit se composer de :

- Protection principale.
- Protection de réserve ou de secours (back up).

La protection principale est la protection qui doit déceler tout défaut électrique au niveau de l'élément à protéger, et le débrancher en assurant une sélectivité totale. La protection de réserve, est la protection qui couvre la protection principale en cas de défaillance de celle-ci.

IV. Grandeurs utilisables pour la détection des défauts:

De l'endroit où ils sont placés, les dispositifs de protection doivent déceler la présence des défauts. Pour cela, ils sont rendus sensibles à la variation de l'une au moins des caractéristiques physiques du réseau dans son état normal, ou à l'apparition de caractéristiques nouvelles.

Les caractéristiques électriques essentiellement utilisées sont:

- la tension
- l'intensité
- la fréquence
- la vitesse de variation de l'une de ces quantités,

Relative à l'endroit où l'on effectue la mesure; ou toute combinaison, jugée utile, de ces caractéristiques; généralement, le type de relais de protection est lié directement à ces paramètres de mesure, il est basé sur le principe de comparaison. Parmi les relais de protection les plus répondus, on peut citer :

- a- Relais ampèremétriques ou de surintensités,
- b- Relais voltmétriques ou de tension,
- c- Relais Wattmétriques,
- d- Relais de distance,
- e- Relais de fréquence,
- f- Relais de temps (temporisé),

V. Protection des lignes:

Puisqu'une ligne est répartie sur une superficie géographique significative, elle est exposée à une variété de risque. Les causes des défauts de ligne incluent: la foudre, le vent, la glace, la neige, le jet de sel, les oiseaux, les avions, et les automobiles. Par conséquent, puisque les lignes éprouvent beaucoup plus de défauts que les autres composants du réseau, donc le maintien du fonctionnement normal de tout le réseau dépend des dispositifs de protection mis en œuvre pour la protection des lignes.

En effet, l'un des objectifs de la protection du système est de garder autant que possible le système interconnecté en éliminant le défaut ou la plus petite partie en défaut. Une considération de base est nécessaire pour mieux choisir la protection appropriée.

V.1. Relais différentiel:

Ce type de relais est, généralement, basé sur la mesure de la différence géométrique de deux courants (ou deux tensions): d'après le principe de mesure, on peut distinguer deux types de protection:

V.1.1. Protection ampèremétrique différentielle longitudinale:

Appeler aussi; Protection différentielle à courant circulaire. Elle utilise le principe de comparaison des courants d'entrée et de sortie de l'élément à protéger; dans notre cas la ligne de transport.

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courants secondaires i_a et i_b soient égaux et coïncident en phase (figure III.1.a).

Lors du régime normal et des courts-circuits extérieurs, le courant déséquilibré $I_{dés}$ circulera à travers l'enroulement du relais est:

$$I_{dés} = i_a - i_b = I_{relais} \quad (III.1)$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement (I_f) est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduel I_r .

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux cotés, donc, l'un des deux courants mesurer par les transformateurs du courant a changé de direction, et par conséquent, le relais sera traversé par la somme vectorielle des deux courants.

$$I_{\text{relais}} = i_a + i_b > I_f \quad (\text{III.2})$$

La protection fonctionne en envoyant le signal de débranchement aux disjoncteurs.

V.1.2. Protection ampèremétrique différentielle transversale:

Afin d'assurer la continuité de service, et de permettre un transit des puissances élevées, on utilise des lignes en parallèle. Elles sont, le plus souvent, protégées par la protection différentielle transversale.

On y relève que le relais R_A ou R_B de la protection transversale (figure III.1.b) est bien traversé par la différence géométrique $i_1 - i_2$ des courant des lignes 1 et 2.

L'existence de ce courant différentiel constitue le critère de l'existence d'un court circuit sur la phase correspondante de l'une des deux lignes protégées mais il n'indique pas la quelle. Afin de profiter de la présence des disjoncteurs généralement placés à chaque extrémité de ligne, et pour n'éliminer que la ligne qui est le siège du défaut, il est nécessaire de compléter la protection par un canal de communication.

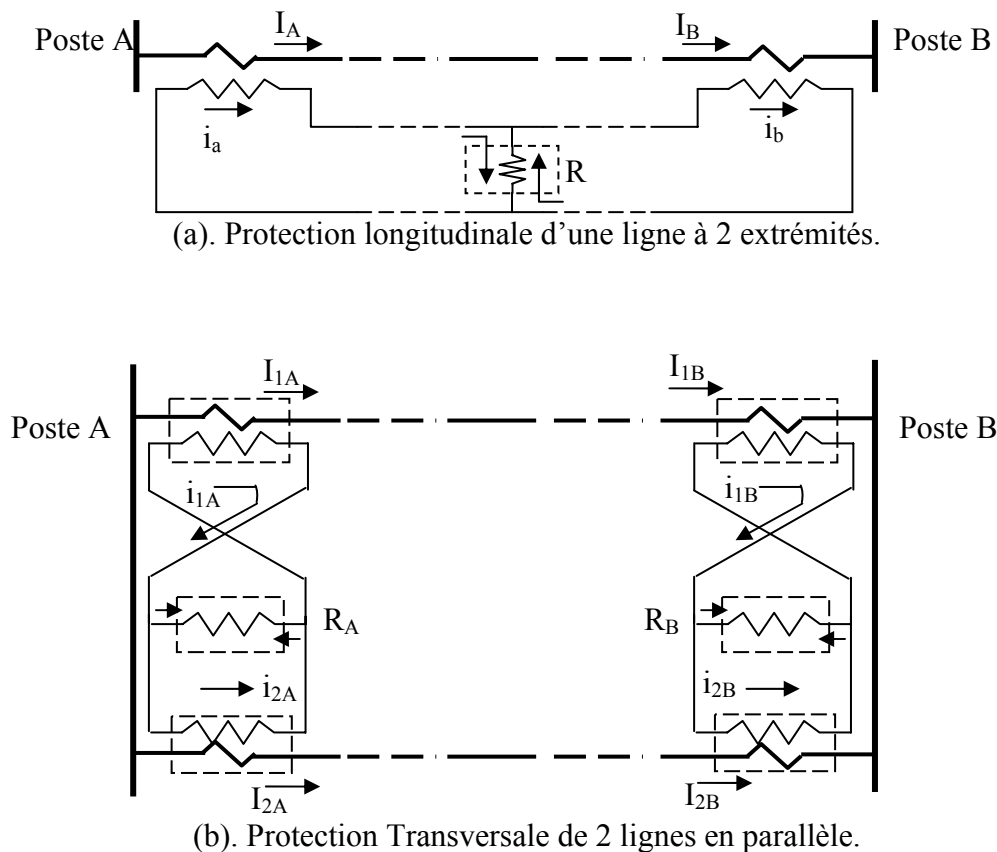


Figure III.1. Protections différentielles de lignes (schéma unifilaire)

Pour disposer à l'endroit où l'on effectue la comparaison, des deux grandeurs représentant les courants, une liaison pilote est nécessaire ; c'est la raison pour laquelle ce système de protection n'est guère utilisé que pour des câbles reliant deux postes d'une même ville ou d'une même zone industrielle, C'est un inconvénient de cette protection car les émetteurs d'envoi et de réception sont relativement chers; toutefois, il n'y a pas d'inconvénient de l'appliquer à des postes aériennes, à condition qu'elles soient courtes.

La protection différentielle est caractérisée par le fonctionnement rapide et la haute sensibilité aux défauts internes sans qu'elle soit sensible à l'instabilité de la tension et les oscillations de puissance. Elle est, essentiellement, utilisée pour la protection des transformateurs de puissance, des moteurs industriels et des générateurs.

V. 2. Relais de comparaison de phase:

Comme son nom l'indique, ce type de relais est basé sur la comparaison des phases de deux courants, l'angle de phase du courant entrant et celui du courant sortant de l'élément à protéger [9]. Pour le système sur la figure III.2, les courants sont donnés par (III.3) et (III.4) pendant le fonctionnement normal tandis qu'ils sont donnés par (III.5) et (III.6) en cas de défaut interne.

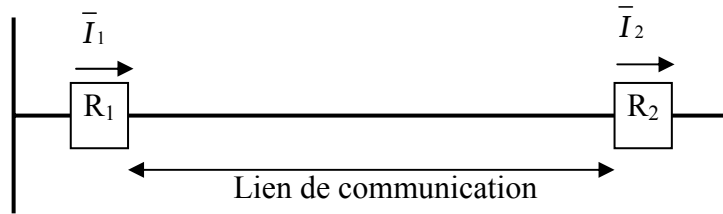


Figure III.2. Emplacement des relais de protection dans une simple ligne.

$$\vec{I_1} = I_1 \angle \delta \quad (III.3)$$

$$\vec{I_2} = I_2 \angle \delta \quad (III.4)$$

$$\vec{I_1} = I_{1\text{ défaut}} \angle \theta \quad (III.5)$$

$$\vec{I_2} = I_{2\text{ défaut}} \angle (\theta + 180^\circ) \quad (III.6)$$

Par conséquent pendant le fonctionnement normal, les angles de phase du courant injecté à \$R_1\$ et celui extrait de \$R_2\$ sont semblables (bien que la différence peut être jusqu'à 30 degrés pour une vraie ligne) [10]. Par conséquent, la protection reste inactive. Cependant en cas de défaut interne, \$I_2\$ change de direction, ainsi \$I_1\$ et \$I_2\$ seront décalés approximativement de \$180^\circ\$ [10]. En conséquence, quand les deux courants sont déphasés d'environ \$180^\circ\$, la protection fonctionne.

En outre, pour mieux effectuer cette opération, le seuil pré-réglé doit être excédé par la différence de l'angle de phase des courants dans le régime de fonctionnement initial du relais. Ce même seuil est donné pour assurer le fonctionnement bien que la différence d'angle de phase ne soit pas exactement \$180^\circ\$. Semblable au relais de protection différentielle, le relais de comparaison de phase se fonde sur des dispositifs de communication. En conséquence, il est peu sensible aux conditions de fonctionnement anormales telles que l'instabilité de tension et l'instabilité transitoire.

V.3. Relais ampèremétrique (ou de surintensité):

Les relais ampèremétriques fonctionnent tous quand l'intensité qui les traverse dépasse la valeur du régime de fonctionnement normal. Ils peuvent être alimentés, soit par l'intensité d'une phase, soit par une composante symétrique de l'intensité, inverse ou homopolaire: il sont alors appelés respectivement :

- à maximum d'intensité (ou de courant PMC)
- à courant inverse, (en régime normal équilibré, le courant inverse est nul, il n'est donc pas nécessaire d'utiliser le terme « à maximum »).
- ampèremétrique de terre (ou à courant résiduel).

Les deux variables qui conditionnent le fonctionnement de ces relais sont :

- l'intensité i du courant qui parcourt le relais
- la temporisation.

Généralement, on utilise trois types différents de relais de protection de surintensité pour protéger les lignes de transport; contre les courts-circuits, les défauts à la terre et les surcharges.

V.3.1. Protection contre les courts circuits :

Dès l'apparition d'un défaut, le courant augmente considérablement. Cette variation de courant est utilisée pour distinguer entre les conditions de défaut et celle du régime de fonctionnement normal.

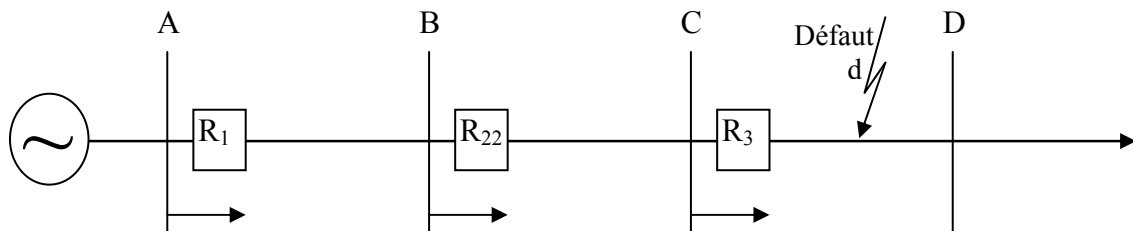


Figure III.3. Représentation unifilaire d'un réseau électrique radial

Sur la figure III.3 est représenté un système radial où chaque section de ligne est équipée d'un relais de surintensité non directionnel. Pour réaliser le fonctionnement approprié, chaque relais doit être mené d'un courant de fonctionnement supérieur au courant de surcharge et inférieur au plus petit courant de défaut possible. (Le calcul de la plus petite valeur du courant de défaut est habituellement appliqué sur le nœud le plus loin ayant la plus petite source.)

En effet, l'intensité d'un courant de défaut dépend de l'impédance du circuit qu'il parcourt entre la source d'énergie et l'emplacement du défaut. On constate donc, d'une façon générale, que les courants de court-circuit I_{CC} sont plus intenses lorsqu'on se rapproche de la source [11].

$$I_A > I_B > I_C \quad (\text{III.7.a})$$

Il est alors naturel et légitime de régler les seuils de déclenchement (courants de réglage I_r) des protections selon des valeurs croissantes de l'aval vers l'amont.

$$I_{rA} > I_{rB} > I_{rC} \quad (\text{III.7.b})$$

Dans ces conditions, une protection suffisamment éloignée du défaut, par exemple la protection A pour un défaut d sur le tronçon CD, peut ne pas être affectée si son réglage I_{rA} est supérieur à la valeur maximale $I_{C \max}$ du courant de court-circuit I_C au point de défaut.

La sélectivité est totale entre les protections A et C si:

$$I_{rA} > I_{C \max} \quad (\text{III.8})$$

Mais, le plus souvent, les impédances des circuits sont trop faibles pour que les écarts entre niveaux de courant de court-circuit soient suffisamment écartés. On n'obtient alors qu'une sélectivité partielle, c'est-à-dire que la sélectivité n'est assurée que jusqu'à une valeur du courant de défaut inférieure à sa valeur maximale possible. La probabilité de déclencher sur un défaut éloigné n'est plus nulle.

Pour assurer une sélectivité satisfaisant, les relais doivent être doter d'une temporisation (sélectivité chronométrique), elle décroît on s'approchant du défaut. Mais, si un défaut se produit à un point proche de la source (au nœud A par exemple), la protection prend plus de temps pour éliminer ce défaut, c'est un inconvénient de la sélectivité chronométrique. De plus, dans le cas des réseaux maillés, il est difficile de fixer les seuils de fonctionnement afin d'obtenir un système de protection sélectif. Alors, il est commode d'équiper cette protection par un élément directionnel ; appelée " protection à maximum de courant dirigée" [9.12.13.14].

Pour améliorer la sélectivité du système de protection, on utilise un réglage combiné entre l'amplitude du courant et le temps de fonctionnement, en déduisons une caractéristique à temps inverse. Par conséquent un grand courant de défaut sera déclenché plus rapidement qu'un faible courant de défaut.

Un inconvénient de la protection à maximum de courant contre les courts-circuits est que leur réglage doit être recalculé à chaque fois que le système change ces caractéristiques; la grande différence entre le courant de charge pendant les heures de pointe et les heures creuses, changements topologiques, sont quelques raisons qui influent sur leurs réglages.

Dans certaines conditions, telles que l'instabilité de tension et l'instabilité transitoire, la protection à maximum de courant contre les courts circuits a un risque d'un mauvais fonctionnement généralement réduit, car le courant de fonctionnement de cette protection est beaucoup plus grande que celui mesuré pendant les conditions de fonctionnements troublés. Cela est applicable particulièrement pour les systèmes à neutre directement mis à la terre tel qu'il est le cas au niveau des réseaux de transmission.

Aux endroits où se présente une basse puissance de court circuit, le relais à maximum de courant doit être muni d'un faible courant de fonctionnement. Par conséquent, le fonctionnement indésirable de relais peut se produire lors des grands flux de puissance réactive, l'instabilité de tension ou lors des grandes oscillations de puissance liées à l'instabilité transitoire.

Cependant, les relais à maximum de courant contre les courts circuits sont rarement utilisés au niveau des réseaux de transmission, ils sont seulement employés dans quelques dispositifs pour diriger les éléments de protection de distance [10].

V.3.2. Protection contre les défauts à la terre :

Pendant le fonctionnement normal, le système de puissance est équilibré et les courants résiduels sont petits. Cependant, quand un défaut à la terre se produit, les courants résiduels augmentent considérablement et le courant homopolaire peut être employé ainsi pour détecter ce type de défaut. Les défauts à la terre peuvent être également détectés par la protection conventionnelle contre les courts-circuits (PMC) ou la protection de distance. Cependant, l'avantage principal du dispositif ampèremétrique basé sur les courants homopolaires est son insensibilité au courant de charge. Particulièrement dans les systèmes à neutre isolés, ce type de protection est le mieux adapté que les relais conventionnels du point de vue sélectivité et fiabilité [15].

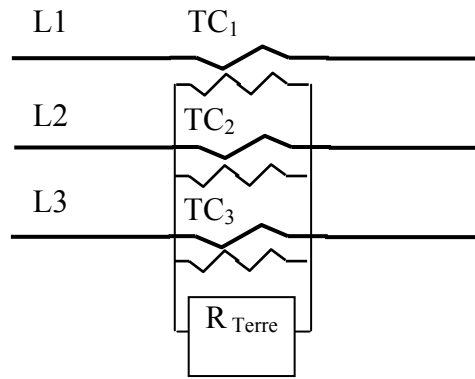


Figure III.4. Principe de mesure du courant résiduel

Indépendamment de l'effet direct des défauts à la terre sur les systèmes de puissance, un autre inconvénient avec les courants résiduels associés est qu'ils induisent des courants dans les lignes parallèles lorsqu'ils retournent à la source par l'intermédiaire de la terre.

Les exemples des circuits qui peuvent être affectés sont les lignes aériennes, les lignes de basse tension et les lignes de télécommunication. Particulièrement, les équipements de télécommunication exigent l'élimination rapide et fiable de ce type de défauts. Même les plus petits courants résiduels sont nuisibles.

La présence d'un courant homopolaire est caractéristique d'un défaut à la terre dans un réseau triphasé équilibré [11], il peut être mesuré par différents méthodes, la plus utilisée se fait par sommation des courants fournis par les capteurs de chaque phase (figure III.4); le courant homopolaire est égal au tiers de la somme des courants de phases, cette solution, commode lorsque les capteurs sont déjà prévus pour une autre utilisation, présente l'inconvénient d'additionner les erreurs des mesures de courant. Pour éviter les déclenchements intempestifs dus, par exemple, à la saturation des transformateurs de courant (TC) sur défaut triphasé, il ne faut pas chercher à détecter des courants inférieurs à 6 à 12 % du calibre des TC [11].

De plus, il y a risque d'activation intempestive de la protection due à une erreur de mesure du courant en présence de courant transitoire. La protection doit être insensible aux harmoniques d'ordre trois et multiple de trois qui proviennent du réseau ou de la saturation des transformateurs de courant lors d'appels de courant importants, ou au cours de régime transitoire comprenant des composantes apériodiques. En effet, les harmoniques d'ordre trois et multiple de trois sont vus par la protection comme un courant résiduel, car il sont en phase [16].

La difficulté liée à l'utilisation d'une telle protection, pousse les opérateurs des réseaux électriques à favoriser l'emploi des protections basées sur les méthodes de mesure d'impédance.

V.3.3. Protection contre les surcharges :

On dit qu'un appareil est surchargé, lorsqu'il est traversé par un courant supérieur à celui pour le quel il a été construit, les surcharges se traduisent donc par des surintensités, durables ou très brèves, suivant les cas.

Les causes principales de surcharge sont les suivantes :

- Les courts-circuits.
- Les couplages difficiles et la fermeture de longue boucle du réseau d'interconnexion à très haute tension, qui entraînent des surintensités. Celles-ci ne durent guère en général, plus d'un ou deux dixièmes de seconde.

- Les pointes de consommation ou de transit (sur une ligne d'interconnexion). La surintensité correspondante est, en général, relativement faible (20 à 30 % au maximum) mais peut durer longtemps quelquefois plusieurs heures).
- Le report de charge sur une artère lorsque la ligne ou l'appareil qui était en parallèle viennent d'être coupés. Il peut en résulter une surintensité importante sur l'installation restée en service, et cela peut durer jusqu'au rétablissement des liaisons coupées.

Les effets d'une surcharge violente et de très courte durée sont identiques à ceux des courts-circuits, tandis que les effets d'une faible surcharge (jusqu'à deux fois la charge normale) sont uniquement d'ordre calorifique, donc, les surcharges ayant pour effet d'élever la température des lignes ou des appareils.

La méthode la plus simple pour protéger les lignes contre les surcharges est d'utiliser un relais à maximum de courant. Cette protection est semblable à la protection contre les courts circuits. Bien que la valeur de son fonctionnement est beaucoup plus inférieure avec une grande temporisation. Les relais à maximum de courant sont, généralement, réglés pour des valeurs de courants allons de 10 à 50 % au-dessus de la limite évaluée [17] avec une temporisation de l'ordre des secondes.

En effet, si le courant dépasse largement le courant nominal, il en résulte un échauffement des câbles ou des lignes pouvant les endommager. La ligne doit être donc débranchée en un temps t_C suffisamment faible, afin que sa température n'atteigne pas une valeur critique. [15]

La puissance d'échauffement par unité de longueur est proportionnelle au carré du courant :

$$P(t) = R_L I^2(t) \quad (\text{en monophasé}) \quad (\text{III.9})$$

R_L : résistance linéique du câble (ligne).

Si le courant est sinusoïdal, l'énergie emmagasinée par la ligne est :

$$E = R_L I^2 t_C \quad (\text{III.10})$$

t_C : temps de coupure du courant

I : valeur efficace du courant.

L'énergie maximale que peut emmagasiner la ligne dépend de la section du conducteur, du matériau et de la température maximale admissible dans l'isolant. Dans la pratique, on définit un coefficient k , fonction du matériau et de la nature de l'isolant. Afin de ne pas détériorer le conducteur, la relation suivante doit être considérée :

$$K^2 S^2 \geq I^2 t_C \quad (\text{III.11})$$

Et donc :

$$S \geq \sqrt{t_C} \frac{I}{k} \quad \text{Où} \quad t_C \leq \frac{k^2 S^2}{I^2} \quad (\text{III.12})$$

S : section du conducteur en mm^2 .

V.4. Protection de distance :

V.4.1. Généralités :

Comme toute protection électrique, la protection de distance est basée sur le principe de mesure de la distance entre l'emplacement du relais et le point de défaut. Quand celle-ci est inférieure à la longueur de la ligne; valeur prééglée, la protection fonctionne.

En effet, la mesure de la distance se fait par la mesure de l'impédance apparente du réseau depuis l'emplacement des éléments de mesure, car l'impédance de la ligne est fonction de sa longueur.

Chaque ligne électrique est caractérisée par une impédance Z , cette impédance est proportionnelle à sa longueur, sa mesure est liée à la tension qui l'alimente et au courant qui la traverse, c'est le rapport entre eux.

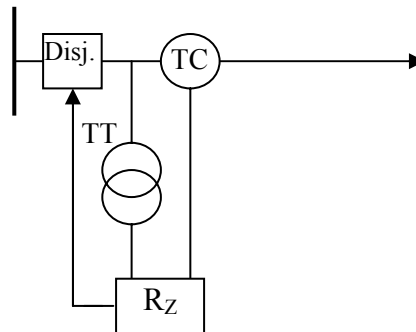


Figure III.5. Principe d'installation de la protection de distance

V.4.2. Principe de fonctionnement :

Pendant le régime de fonctionnement normal, l'impédance apparente mesurée par le relais de distance est grande, elle est moins importante au régime du défaut. Afin de distinguer entre les conditions du régime normal et celles du régime d'avarie une zone de sensibilité (zone de détection de défaut) est utilisée. Si l'impédance apparente mesurée par le relais est en dehors de cette zone, le relais ne va pas fonctionner, par contre, si elle est à l'intérieur, le relais fonctionne.

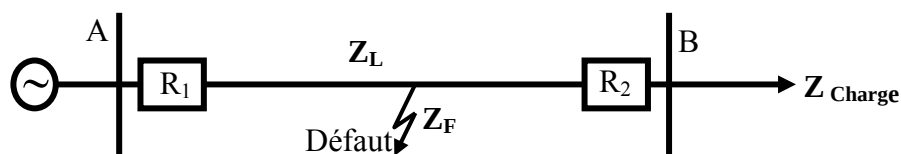


Fig. III.6. Système de protection d'une seule ligne par les relais de distance R_1 et R_2 .

Dans la figure III.6, le générateur et la charge sont reliés à travers une ligne de transmission où la ligne est protégée par les deux relais de distance R_1 et R_2 . La figure III.7, montre le principe de fonctionnement d'une protection de distance. Pendant le régime normal, l'impédance apparente mesurée par R_1 est approximativement l'impédance de charge, elle est située loin de la zone de fonctionnement de relais, dans ce cas au point 1. Lorsque un court-circuit en F se produit, l'impédance apparente rebondit dans la zone de fonctionnement et le relais fonctionne (point 2). La nouvelle impédance mesurée par R_1 est l'impédance entre l'emplacement du relais et le point de défaut, augmentée par l'impédance du défaut Z_F qui est inférieure à la valeur de l'impédance de réglage.

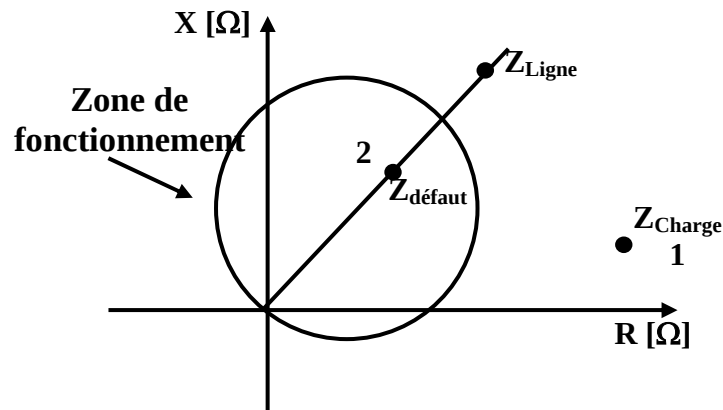


Fig. III.7. Diagramme R -X du relais de distance R1

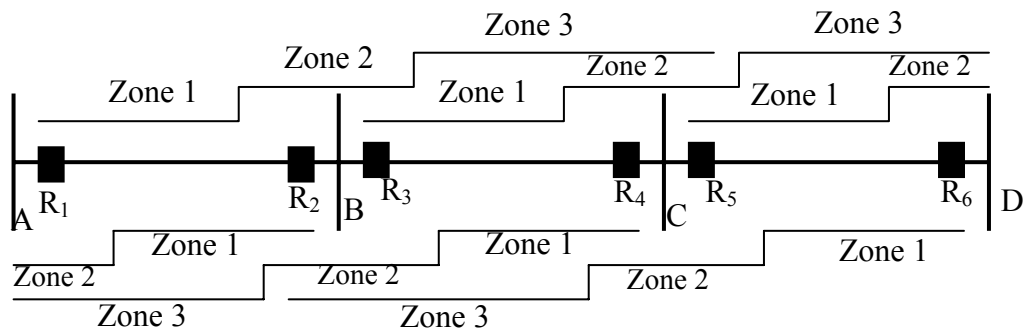


Figure III.8. La portée des différentes zones de fonctionnement

Il y a toujours une incertitude dans les paramètres de mesure intervenant dans le système de protection, par exemple, l'impédance de la ligne peut varier à cause de la température extérieure ou / et la tension de polarisation peut être distorsionnée. Ils peuvent réduire la portée de la ligne à protéger, ce qui peut mener à des opérations indésirables du relais pour des défauts situés juste après le point B. Usuellement, environ 80-85% de la ligne est protégée, cependant, pour assurer l'élimination des défauts à travers la ligne entière, une seconde zone est utilisée.

Considérons le schéma représenté sur la figure III.8. La zone 1 associée à R_1 fonctionne instantanément pour les défauts situés entre le point A et le point qui décrit 80% de la longueur de la ligne entre A et B. Pour couvrir les 20% restantes, une seconde zone est utilisée. En effet, pour assurer la protection de la ligne entière, la deuxième zone est réglée pour couvrir 120% de la ligne AB. Cependant, pour un défaut proche du point B sur la ligne BC, chacune des zones 1 du relais R_3 et zone 2 du relais R_1 vont repérer le défaut. Pour éviter le débranchement inutile de la ligne AB et assurer la sélectivité, la zone 2 doit être munie d'une temporisation. En cas d'une défaillance de la protection primaire, il est nécessaire de concevoir une troisième zone qui prend le rôle de la protection de secours, elle est, le plus souvent, réglée pour couvrir environ 120% de la ligne adjacente [13].

Ainsi, lorsque un défaut se produit au milieu de la ligne entre B et C, chacune des zones 1 et 2 de R_2 et la zone 3 de R_1 vont détecter le défaut. Par ailleurs, si R_3 est défaillant, alors R_1 va fonctionner comme une protection de secours. Pour assurer le temps de sélectivité entre les différents relais et les zones de fonctionnement, la zone 3 est dotée d'une temporisation double. La zone 2 et 3 ont en générale, une temporisation de 0.4s et 1.2s respectivement [16].

Les mêmes performances et interaction vont prendre part pour les relais R_2 , R_4 et R_6 que pour R_1 , R_3 et R_5 , avec une portée des relais R_2 , R_4 et R_6 directement inversée.

V. Conclusion :

La protection des lignes de transport d'énergie électrique est d'une importance primordiale, elle doit satisfaire aux critères cités précédemment. Pour cela, différents types de protections ont été utilisés, la plus convenable, du point de vue technique et économique, est la protection de distance, elle a, généralement, les meilleures performances et elle permet d'obtenir une sélectivité satisfaisante. Afin de mieux comprendre le fonctionnement et les circonstances d'utilisation de cette protection, il est indispensable d'en faire une étude globale et de connaître ces différents types ainsi que leurs emplacements. Cela est l'objet du chapitre suivant.

Chapitre IV

La Protection de Distance

I. Introduction:

La protection de distance est la méthode la plus utilisée pour protéger les lignes de transmission. Le principe fondamental du relais de distance est basé sur la mesure locale des tensions et des courants, où le relais répond à l'impédance entre l'emplacement du relais et celui du défaut. Comparé à la protection différentielle, la protection de distance peut détecter les défauts d'une façon autonome. Cet aspect est très important de point de vue économique et sûreté de fonctionnement. Un relais de distance est beaucoup plus cher qu'un relais de surintensité, son fonctionnement est certain dans les configurations des systèmes maillés.

II. Relation Distance – Impédance:

La détection d'un défaut éloigné ne pouvant être faite de façon autonome qu'à partir du courant et de la tension de réseau, il est donc nécessaire de transposer cette notion de distance en une grandeur électrique. Celle-ci doit être caractéristique de la distance, donc être aussi indépendante à la fois des conditions d'exploitation du réseau et de la forme du défaut. Si la tension et le courant en un poste P dépendent bien des conditions d'exploitation, la chute de tension entre un poste P et l'emplacement D du défaut (Fig.IV.1) peut s'exprimer par:

$$V_P - V_D = z I \quad (IV.1)$$

Z étant l'impédance de chacun des conducteurs P₁ D₁ et P₂ D₂.

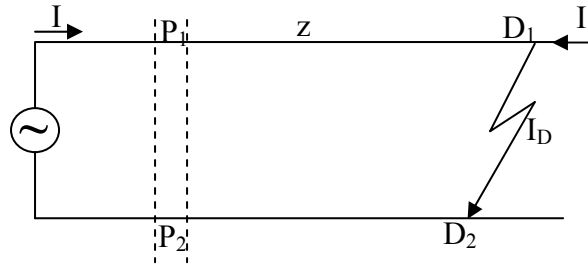


Fig. IV.1. représentation simplifier d'un court circuit monophasé

Si le court circuit est franc en D, la tension de D₁ et celle de D₂ sont égales à la tension V au point P est :

$$\begin{aligned} V_P &= V_{P1} - V_{P2} = (V_{P1} - V_{D1}) + (V_{D1} - V_{D2}) + (V_{D2} - V_{P2}) \\ V_P &= \quad \quad = \quad z I \quad + \quad 0 \quad + \quad z I \quad = 2 z I. \end{aligned}$$

Cette tension en P dépend du courant, qui peut être très variable, et de l'impédance supposée fixe quelle que soient les conditions d'exploitation ou le schéma du réseau à l'extérieur du tronçon PD.

En divisant la tension du poste P par le courant, on obtient l'impédance apparente du réseau au poste P:

$$\frac{V_P}{I} = \frac{2zI}{I} = 2z \quad (IV.2)$$

Il apparaît ainsi que, dans le cas d'un court circuit franc en D, l'impédance apparente au poste P est égale à l'impédance de la boucle P₁ D₁ D₂ P₂ d'alimentation du défaut à partir du poste P lui-même. Si cette boucle est seulement constituée par une ligne homogène, cette impédance est proportionnelle à la longueur de la ligne intéressée, donc a

la distance du défaut. La raison pour laquelle les relais "de distance" sont sensibles à l'impédance apparente du réseau mesuré au point d'installation du relais.

III. Causes perturbatrices :

La correspondance, indiquée ci-dessus, entre l'impédance apparente en un poste et la distance d'un éventuel court-circuit n'est pas si simple. Des erreurs de mesure peuvent se produire, des chutes de tension autres que celles des conducteurs peuvent intervenir dans la tension au poste P, et enfin l'impédance z , à prendre en considération pour les conducteurs eux-mêmes, peut varier dans de notables limites.

Ce sont toutes ces raisons qui compliquent la méthode de la protection de distance et qui ont entraîné la multiplicité des types de relais de distance que nous devons étudier dans ce chapitre.

III.1. Erreurs de mesure :

Les erreurs de mesure proviennent de tout le matériel qui intervient dans la détermination de la distance au moyen de l'impédance qui devrait y correspondre. Parmi ces erreurs on trouve :

III.1.1. Insuffisance de transposition des conducteurs de ligne :

Nous avons supposé dans l'exemple ci-dessus (fig.IV.1) que tous les conducteurs ont la même impédance sur une distance donnée. Cette hypothèse ne se vérifie que si les conducteurs de ligne ont subi un nombre de transpositions multiple de 3 sur la distance PD qui sépare le défaut du poste où l'on fait la mesure [18].

Il n'en est généralement pas ainsi. Souvent même, par économie, on ne fait aucune transposition sur les lignes à très haute tension de longueur inférieure à 60 Km. Il peut en résulter une différence d'impédance pouvant atteindre 5 à 10% d'un conducteur à l'autre de la même ligne [10] [18].

III.1.2. Variation des impédances le long de la ligne :

Il est assez fréquent que des lignes soient constituées par la réunion, bout à bout, de deux ou plusieurs lignes d'armements différents. Les impédances directe, inverse et surtout homopolaire peuvent être différentes sur les divers tronçons.

De même, l'hétérogénéité du sol le long d'une ligne peut entraîner des variations locales en surface ou en profondeur de sa conductibilité électrique (sans compter la présence éventuelle de voies ferrées ou de conducteurs enterrés longeant la ligne sur tout ou partie de son parcours). Il peut en résulter des variations non négligeables de l'impédance homopolaire kilométrique. [10]

Les valeurs à retenir sont les valeurs globales, jusqu'aux points qui doivent correspondre à des limites de contrôle des relais, car c'est en ces points seulement que la précision est requise pour les relais de protection.

III.1.3. Erreurs des réducteurs de courant :

Si les réducteurs de mesure ont en général une bonne précision dans les conditions normales d'exploitation, les réducteurs de courant surtout sont susceptibles de fausser la mesure d'impédance lors des défauts qui produisent de très fortes intensités. Dans ce cas,

en effet, les circuits magnétiques se saturent et les courants qui alimentent le relais peuvent être réduits de 3% au moins [19].

III. 1.4. Erreurs dues à l'influence de la température :

La température des conducteurs de ligne varie sous l'effet du courant de charge et, à la fois, en fonction :

- de la température ambiante,
- de la situation locale des conducteurs,
- de leurs conditions de refroidissement : (leur orientation par rapport au vent, la vitesse de celui-ci, etc....)

La température du relais dépend, elle, principalement :

- de la tension du réseau avant le défaut (chaleur dégagée par les enroulements tension),
- de la température ambiante.

Les variations correspondantes sont:

- une augmentation de la résistance de la ligne d'environ 4 % pour une élévation de température de 10 °C, ce qui est en général une faible valeur par rapport à la réactance [10].
- une augmentation de la sensibilité du relais qui peut atteindre 5 % pour une élévation de température de 10 °C. [16]

III. 2. Influence de la résistance de défaut :

Reportons-nous à l'exemple de la figure IV.1, si le défaut est résistif (à travers une impédance entre les points D₁ et D₂) constitué par un arc d'une certaine longueur, ou par un mauvais conducteur (branche ou arbuste, etc....) il peut avoir une résistance propre qui ne peut être négligée par rapport à Z (1 à 5 ohms pour un arc, 10 à 10 000 Ohms au moins pour une arbre [18]) sa réactance est, au contraire, négligeable par rapport à Z.

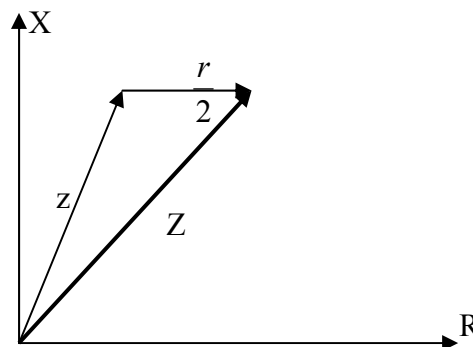


Fig. IV.2. Effet de la résistance du défaut sur la mesure de l'impédance

Dans un tel cas, la tension de défaut ($V_{D1} - V_{D2}$) n'est pas nulle (elle vaut $r I_D$ si r est la résistance de défaut, et I_D le courant qui la traverse):

$$V_p = 2 Z \cdot I + r I_D \quad (\text{IV.3})$$

Lorsque I_D et I sont semblables (figure IV.2), et on divisant par I , on obtient alors :

$$Z = \frac{V_P}{I} = 2z + r \frac{I_D}{I} = 2 \left(z + \frac{r}{2} \right) \quad (IV.4)$$

Si la ligne est alimentée par les deux extrémités, le défaut sera parcouru par la résultante des courants:

$$I_D = I + I' \quad (IV.5)$$

La chute de tension dans le défaut:

$$r I_D = r (I + I') \quad (IV.6)$$

La tension en P est:

$$V_P = 2zI + r(I + I') \quad (IV.7)$$

Et l'impédance apparente au poste P devient :

$$Z_P = \frac{V_P}{I} = 2z + r \left(1 + \frac{I'}{I} \right) \quad (IV.8)$$

Le terme correctif peut alors être très important, tant à cause de r que du facteur $\frac{I'}{I}$.

Ainsi quand les courants I et I' sont égaux, l'influence de la résistance r est doublée. Elle serait quintuplée si I n'était que le quart de I' [20].

III. 3. Variations de l'impédance en fonction de type du défaut :

L'exemple de la figure IV.1 se rapporte à un réseau monophasé. En réalité, les réseaux sont en général triphasés et la valeur de l'impédance Z qu'il faut considérer dépend, en cas de défaut, du type de celui-ci. La relation entre la distance et l'impédance devient variable. Le réglage en impédance du relais utilisé ne saurait donc être unique pour une distance de contrôle fixée à l'avance.

L'impédance mesurée par un relais alimenté d'une tension et d'un courant d'une phase en défaut est:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (IV.9)$$

Si l'on cherche à résoudre le problème au moyen de la superposition des composantes symétriques, on constate que la seule composante symétrique qui se retrouve dans tous les défauts est la composante directe des tensions et des courants. C'est seulement elle qu'il faut faire intervenir dans la mesure, afin d'avoir une correspondance unique entre la distance du défaut et l'impédance directe de la partie contrôlée du réseau. Pour alimenter les relais d'impédance de façon qu'ils puissent détecter un défaut de forme quelconque, affectant n'importe quels conducteurs de phases du tronçon du réseau contrôlé, il faut en installer sur les 3 phases et les rendrent sensibles exclusivement à l'impédance directe de la liaison.

IV. Conditions du choix d'une caractéristique :

IV. 1. Zone des défauts :

Les relais de distance sont généralement utilisés pour la protection des lignes contre les courts-circuits. Leur zone de sensibilité (caractéristique d'impédance) doit inclure les extrémités de tous les vecteurs d'impédance directe apparente au point d'installation du relais, et qu'il soit capable d'apercevoir tous les types de court-circuit dans la ligne (franc ou résistant).

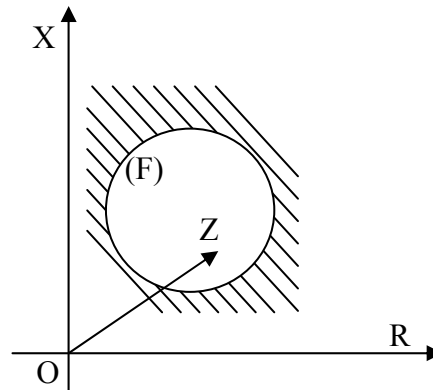


Fig. IV.3. Caractéristique d'impédance

Par exemple, considérons un court-circuit produisant au poste O l'impédance apparente Z (fig.IV.3). Supposons qu'on ait installé en O un relais de distance dont la courbe caractéristique dans le diagramme (R, X) délimite une zone de fonctionnement (F) intérieure à la courbe. Le fonctionnement du relais est assuré à condition que l'extrémité du vecteur Z soit à l'intérieur de zone (F). Si l'extrémité de Z était sur la courbe, le couple résultant dans le relais serait nul et son fonctionnement ne serait pas assuré. Si l'extrémité Z était à l'extérieur de (F), le relais se bloquerait en position de repos.

L'impédance apparente mesurée par le relais de distance en cas de court-circuit, est la résultante des impédances directes des ouvrages situés entre le relais et l'endroit du court-circuit et de la résistance de ce court-circuit (multipliée par un facteur qui dépend de la forme du court-circuit et de son genre d'alimentation : unilatérale, bilatérale ou même multilatérale, comme dans les nœuds). Si l'on connaît la résistance maximale possible d'un défaut en un point donné, (le plus souvent en cas de défaut à la terre), on doit fixer le relais à cette résistance pour qu'il soit plus sensible, par suite, on trace sur le diagramme (R, X) la zone des défauts que le relais doit éliminer.

Nous allons passer brièvement en revue les zones de défauts des ouvrages les plus couramment susceptibles d'être protégés par relais de distance.

IV.2. Ligne homogène (Fig.IV.4.a.) :

Une ligne aérienne (AB) possède une réactance inductive de l'ordre de 3 à 5 fois plus grande que sa résistance [2], si elle est longue et alimentée par les deux extrémités, une variation de la position du défaut par rapport aux sources conduit à une répartition variable du courant entre les deux extrémités A et B. pour un défaut lointain de A, la participation de ce poste diminue et la résistance apparente, toujours mesurée en A, augmente. C'est pour cela que la zone ABB'A' a une forme de trapèze (hachuré) dont $BB' > AA'$.

Si la ligne est souterraine le câble possède une réactance inductive qui peut être du même ordre de grandeur que sa résistance : dans ce cas, la droite AB fait un angle voisin de 45 degrés avec l'axe des résistances [10].

IV.3. Ligne mixte, aérienne et souterraine : (Fig.IV.4.b et c) :

Il arrive qu'au départ des centres urbains importants, un départ de ligne aérienne sur la plus grande partie de son parcours (BC), doit être réalisé en câble souterrain sur quelques kilomètres (AB). La zone des défauts prend alors, successivement pour chacune des extrémités, l'un des aspects représentés sur des figures IV.4.b et c (zones hachurées) [10].

IV.4. Longue ligne aérienne compensée (fig.IV.4.d et e) :

On peut accroître sensiblement la capacité et la stabilité du transport d'énergie sur une longue distance en compensant partiellement, la réactance inductive de la ligne au moyen de condensateurs montés en série dans la ligne. La figure IV.4 représente le cas des condensateurs séries montés au point M de la ligne et compensant 40% de sa réactance totale [10].

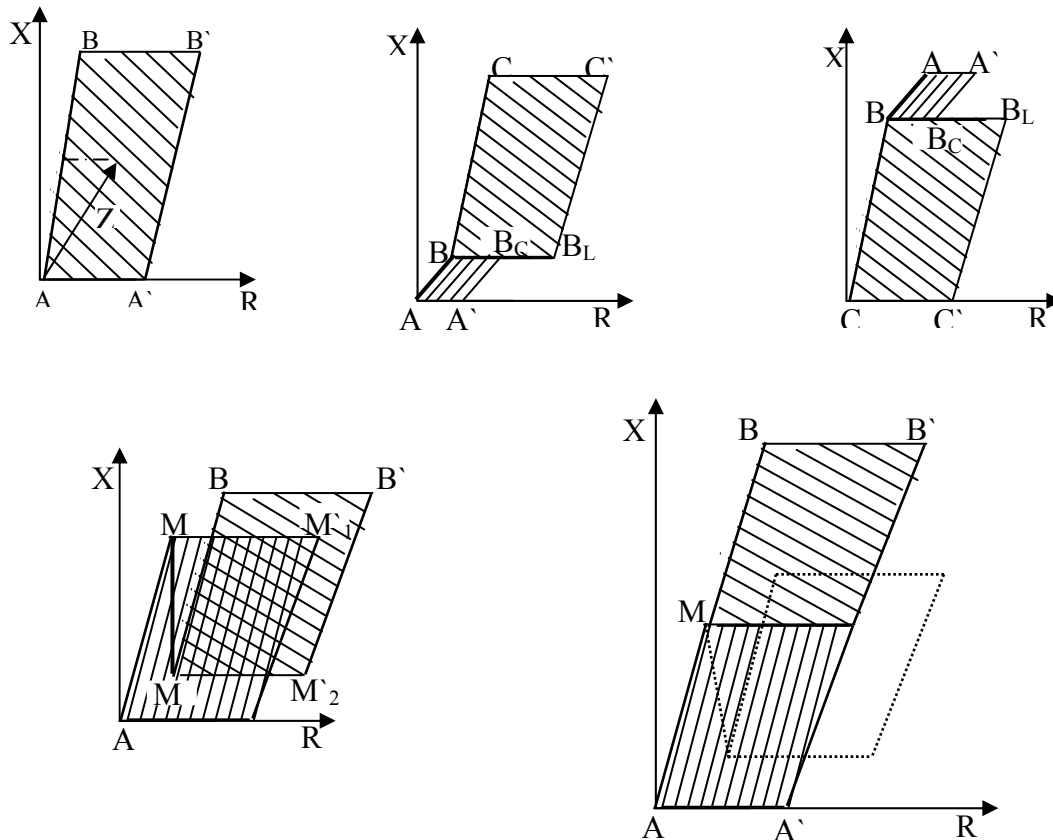


Fig. IV.4. Effet de compensation sur la zone de fonctionnement

Pour un défaut situé entre A et M, la zone des défauts est AMM'_1A' .

Pour un défaut situé au-delà de M, deux cas se présentent :

- Ou bien la contribution de A à l'alimentation du défaut est suffisamment faible pour que la tension aux bornes des condensateurs série ($V = I_{CC} / C\omega$) n'atteigne pas la limite de fonctionnement de l'éclateur de pontage qui les protège. Alors la zone de défauts correspondante est $M_2BB'M'_2$ (Fig.IV.4.d).

- Ou bien la contribution de A à l'alimentation du défaut est suffisamment élevée pour que les condensateurs soient pontés. La ligne n'est alors plus compensée et la zone de défauts correspondante, vue de A mais situés entre M et B, est MBB'M' (fig.IV.4.e).

Remarque :

La caractéristique choisie pour les relais doit évidemment englober toute la zone des défauts (zone hachurée dans le diagramme d'impédance) et la partie du réseau qui doit être protégée. Si les relais considérés doivent fonctionner exclusivement en cas de défauts entre phases, la largeur de la zone hachurée peut être faible car ces défauts sont peu résistants en général (résistance d'arc surtout: 1 à 5Ω) [20]. Cette zone est au contraire souvent très large si les relais doivent fonctionner en cas de défaut à la terre, surtout si la partie à protéger comprend des lignes aériennes implantées en terrain résistant et non équipées de câbles de terre.

IV.5. Impédance de service :

Nous avons déjà défini l'impédance de service comme l'impédance apparente du réseau, au poste considéré, dans les conditions normales de service :

$$Z_s = \frac{V}{I}.$$

Il a une valeur minimale quand la tension est à sa plus faible valeur admissible en exploitation (en général $0.9V_n$) et que le réseau est surchargé à une valeur maximale admissible afin de garder la stabilité du réseau et la conservation du matériel. Il y correspond une intensité qui peut atteindre $2 I_n$ pendant une durée supérieure au temps normal de fonctionnement des dispositifs de protection contre les courts-circuits. Il est donc essentiel que les relais de distance restent au repos pendant un tel régime.

IV.6. Diagramme I, Z :

A titre d'exemple, la figure IV.5 porte un diagramme I, Z dans lequel on a tracé la courbe des impédances de service pour $V = 0.9 V_n$ et sur lequel on a reporté les caractéristiques de deux relais d'impédance ordinaires. Il est nécessaire que ces caractéristiques soient tout entières au-dessous de la courbe des impédances de service, au moins lorsque le courant est compris entre 0 et $2 I_n$. Le fonctionnement en surcharge (en l'absence de défaut) se fait en général avec un déphasage φ , du courant sur la tension, inférieur à 30 degrés, aussi doit-on tracer la caractéristique des relais reportée sur ce diagramme, pour un déphasage φ voisin de zéro degré et non pour $\varphi = 60^\circ$ comme on le fait généralement quand on étudie l'élimination des défauts [11].

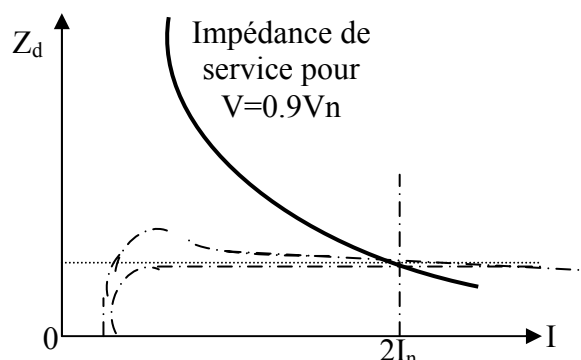


Fig. IV.5. Impédance de service pour $V = 0.9 V_n$

Dans la pratique, le relais doit aussi revenir au repos après un fonctionnement de courte durée sur un court-circuit extérieur au tronçon protégé, même si à ce moment, la ligne devient surchargée (suite au déclenchement d'une ligne voisine). Pour cela, c'est la caractéristique de retour au repos du relais, pour φ voisin de zéro degré, qui doit être au-dessous de la courbe des impédances de service au moins jusqu'à $2 I_n$.

IV.7. Diagramme R, X :

Cette vérification se fait plus aisément et avec plus de précision sur le diagramme d'impédance, surtout lorsqu'on a affaire à des relais dont la caractéristique est plus complexe que celle des relais d'impédance ordinaires.

Soit S_M la puissance apparente maximale qui peut circuler sur la ligne protégée (par exemple le produit de $2 I_n$, surcharge maximale, par la tension maximale sous la quelle elle peut circuler, par exemple $0.9 V_n$).

Le diagramme (P, Q) de la figure IV.6.a, est tracé pour le cas où le déphasage φ du courant sur la tension ne dépasse pas 30° dans ces conditions. Il porte, hachurée, la zone des puissances apparentes dans laquelle, si sa caractéristique P, Q y pénétrait, le relais de distance fonctionnerait par surcharge, en l'absence de court-circuit.

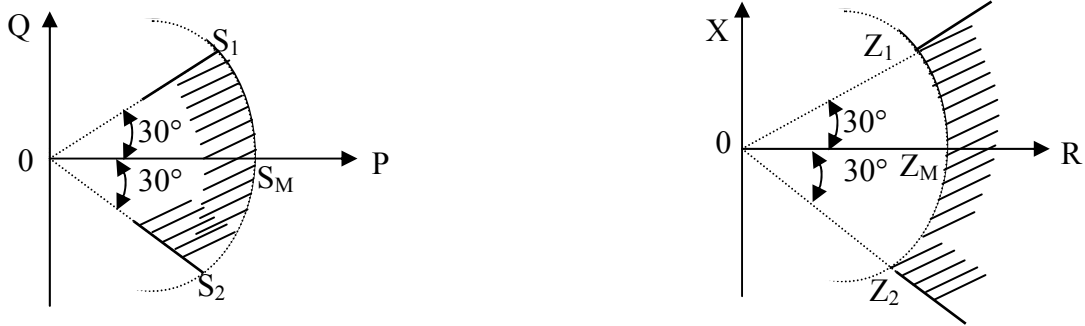


Fig. IV.6. Diagramme de (P, Q) et (R, X) pour $\varphi \leq 30^\circ$.

On peut transposer cette figure IV.6.a dans le diagramme habituel d'impédance (R, X), figure IV.6.b en effectuant une inversion de facteur V^2 ($v = 0.9 V_n$). Sachant que, un arc de circonférence S_1S_2 , centré en O pôle d'inversion, se transforme en un autre arc de circonférence Z_1Z_2 , de même centre et de même ouverture (S_1 et Z_1 sont sur la même droite passant par le pôle d'inversion). Le rayon de la nouvelle circonférence est :

$$Z_m = \frac{V^2}{S_m} \quad (\text{IV.10})$$

Et c'est la partie extérieure du cercle d'impédance qui correspond à l'intérieur du cercle de puissance. Pour que le relais de distance ne puisse pas fonctionner intempestivement dans le cas de la surcharge maximale admissible, sa caractéristique dans le diagramme d'impédance (R, X) ne doit pas pénétrer dans la zone hachurée de la figure IV.6.b.

V. Caractéristiques des relais couramment utilisés :

V. 1. Relais à minimum d'impédance ordinaires :

Les relais de distance les plus simples, ne sont sensibles qu'au module de l'impédance qui les influence. Alimentés par le courant I et la tension U et réglés pour l'impédance Z_R , leur caractéristique propre se définit par :

$$\left| \frac{V}{I} \right| = |Z_R| = \text{constante}$$

Leur caractéristique d'impédance fig.IV.7.a est donc une circonférence dont l'intérieur est la zone de fonctionnement. On voit que si ce relais peut agir en cas de défaut franc sur toute la ligne AB, il ne peut éliminer les défauts qui comportent une résistance maximale représentée par PP que jusqu'au point P situé très en delà de B. La distance contrôlée est très variable en fonction de la résistance du défaut. Ce phénomène est d'autant plus accusé que l'importance relative de la résistance est plus grande : c'est le cas sur les lignes courtes. Les résistances de défaut dépendent, en effet, peu de la longueur de la ligne protégée.

La puissance apparente maximale qui peut circuler sur la ligne sans entraîner de déclenchement intempestif est définie par :

$$S_M = \frac{V^2}{Z_R} \quad (\text{IV.11})$$

Cette équation peut être vérifiée en traçant la caractéristique (P, Q) du relais ; c'est l'inverse de la première circonférence, par rapport au point A (centre du cercle R X), avec le facteur V^2 . Elle est aussi une circonférence centrée en A et de rayon :

$$S_M = \frac{V^2}{Z_R} \quad (\text{fig.IV.7.b}).$$

La caractéristique d'impédance (Fig. IV.7) montre que, pour une petite résistance de défaut, la zone des défauts est loin d'être chevauchée par l'impédance de service. On ne peut pas donc protéger des lignes aussi longues qu'il serait désirable, pour une surcharge donnée, avec ce relais. Inversement, pour une longueur de ligne donnée, on ne peut tolérer des surcharges aussi grandes qu'il pourrait être désirable.

Par ailleurs, il apparaît que la circonférence (R, X) couvre non seulement la zone des défauts qui nous intéresse, mais aussi une vaste partie du plan des impédances autour de A et notamment la zone des défauts d'une ligne qui partirait en sens inverse (en pointillé sur la figure IV.7.a). Les relais à minimum d'impédance ordinaires ne sont pas directionnels.

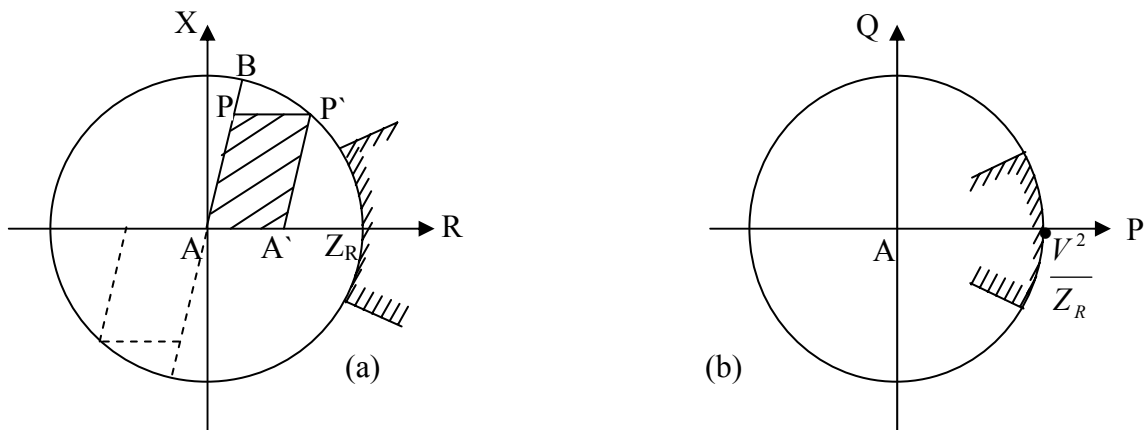


Fig. IV.7. Caractéristique d'un relais à minimum d'impédance ordinaire

V.2. Relais à minimum d'impédance décalés :

On peut chercher à pallier les inconvénients qui viennent d'être cités, en décalant le centre de la circonférence (R, X) de façon convenable.

On peut, par exemple, décaler le centre du cercle sur l'axe des résistances (fig.IV.8.a). Si on le situe en C, la variation de la distance en fonction de la résistance du défaut est réduite à PB (au lieu de PP'), mais le risque de fonctionnement est plus grand en cas de surcharge et le relais n'est toujours pas directionnel puisqu'il passe largement dans la zone des défauts de sens opposé (en pointillé).

On peut voir de façon plus précise les possibilités de surcharge dans le diagramme (P, Q) (fig.IV.8), où, si ρ est le décalage du cercle (R, X) et R son rayon, on obtient :

$$d = \frac{\rho}{\rho^2 - R^2} \frac{V^2}{R^2} \quad \text{et} \quad r = \frac{R}{\rho^2 - R^2} \frac{V^2}{R^2} \quad (\text{IV.12})$$

Pour le décalage d (négatif puisque ρ est plus petit que R) et le rayon r de la circonférence (P, Q), on y retrouve, bien entendu la perte de puissance transitée par rapport au cercle du relais ordinaire, de rayon :

$$s = \frac{V^2}{y}$$

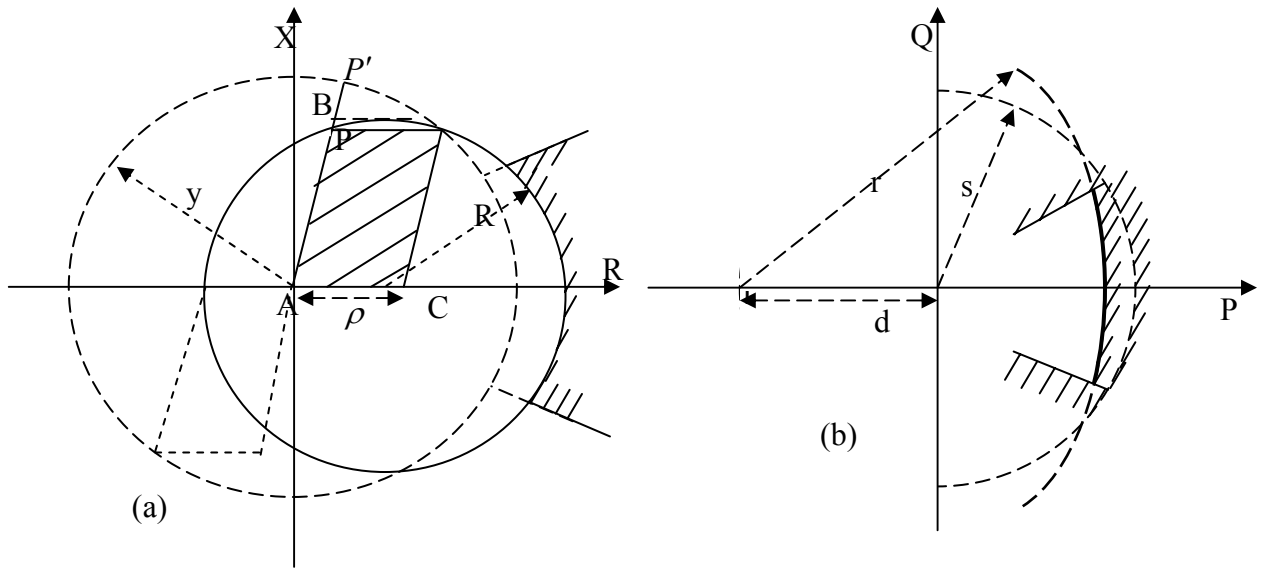


Fig. IV.8. Caractéristique d'un relais à minimum d'impédance décalé vers l'axe R

On peut aussi décaler le centre de la circonférence caractéristique (R, X) vers le milieu de la ligne AB. On obtient alors la caractéristique de la figure IV.9. Il apparaît une perte de précision aux limites (PB est augmenté par rapport au relais ordinaire), mais aussi un gain sur la puissance qu'on peut transporter (fig. IV.9).

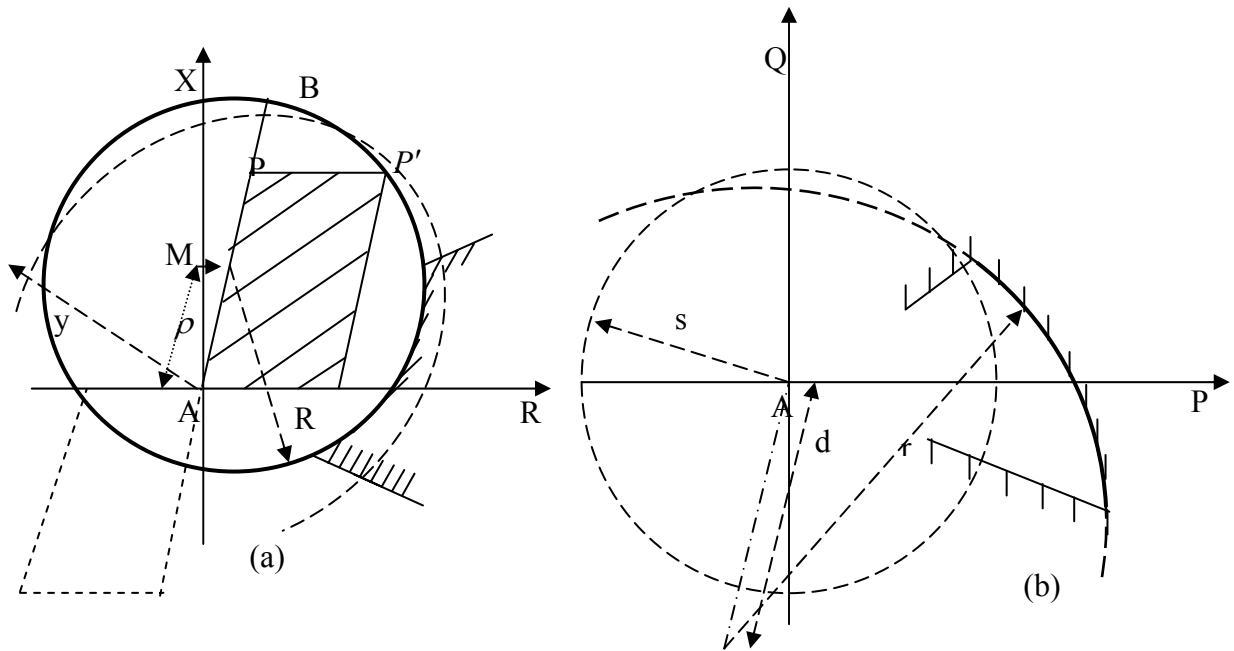


Fig.IV.9. Caractéristique d'un relais à minimum d'impédance décalé par (r, x)

Le gain est faible dans le cas de la figure IV.9, mais il serait relativement plus important :

- Si l'on admettait une résistance de défaut relativement plus faible ($\frac{PP'}{AP}$ plus petit que sur la figure). Cela correspondrait à une plus longue ligne ou à des défauts moins résistants.
- Si l'on admettait, en cas de surcharge, que des déphasages ϕ inférieur à 30 degrés.

Ces relais ne sont pas non plus directionnels. Il est en effet essentiel que, compte tenu des erreurs mentionnées précédemment, la circonférence caractéristique (R, X) ne passe jamais au-dessus de A. Il faut donc déterminer systématiquement un réglage théorique qui fait passer la circonférence au-dessous de A. En effet ce sont deux dispositifs différents qui fixent l'un le centre de la circonférence (impédances images) et l'autre le rayon (réglage du relais). Les erreurs relatives à ces deux grandeurs peuvent varier en sens inverse.

On pourrait bien entendu, décaler le centre de la circonférence caractéristique jusqu'à ce qu'elle soit tout entière située au-dessus de A (fig. IV.10) rendant ainsi le relais directionnel. On voit que, dans ce cas, la zone des défauts ne serait pas entièrement couverte et donc qu'un tel relais ne peut servir que protection complémentaire, par exemple à un relais ordinaire (caractéristique en trait fin sur la figure). Les figures IV.10. (a) et (b) montrent qu'une telle association sur une ligne longue (dont les résistances de défaut sont relativement faibles par rapport à l'impédance propre) permet des transits de puissance en surcharge nettement supérieurs à ceux qu'autoriserait, par exemple, un seul relais décalé (en pointillé sur les figures IV.10. (a) et (b)).

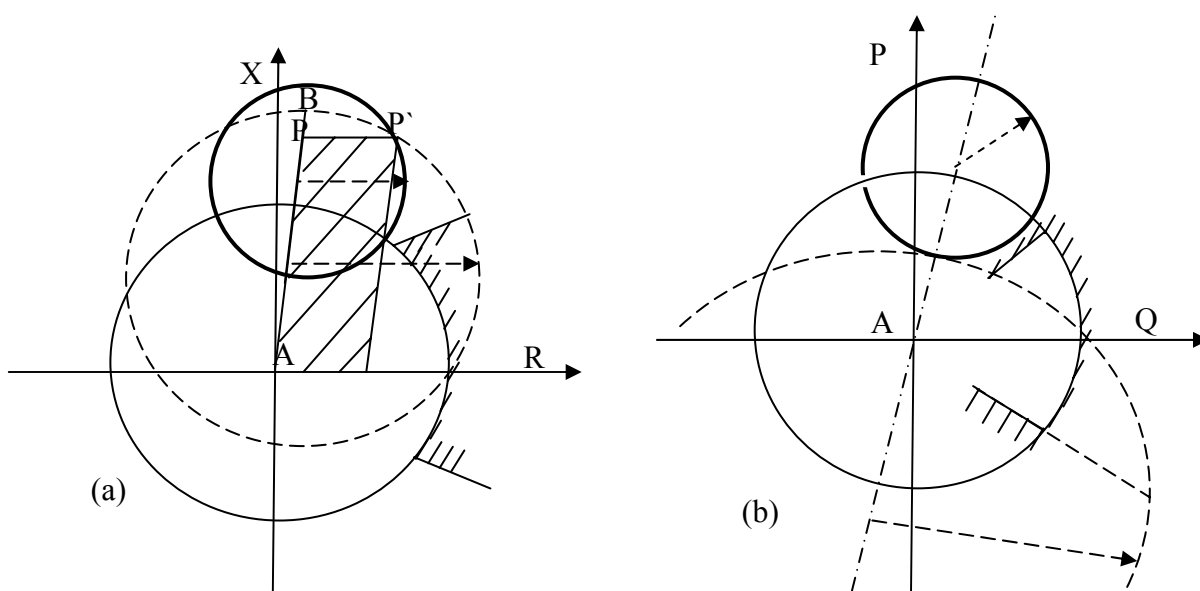


Fig.IV.10. Caractéristique d'un relais à minimum d'impédance très décalé

V.3. Relais à caractéristique elliptique décalée :

Toujours en vue de la protection des lignes longues, on peut utiliser des relais dont la caractéristique est une ellipse dans le diagramme (R, X). C'est ainsi que la figure IV.11, montre une ellipse qui couvre une zone de défauts APPA de longueur double de la zone APPA couverte par un relais à minimum d'impédance à caractéristique circulaire décalée. Bien que sa zone de protection soit double de celle de la circonférence, l'ellipse dessinée tolère le même transit de puissance active que la circonférence décalée.

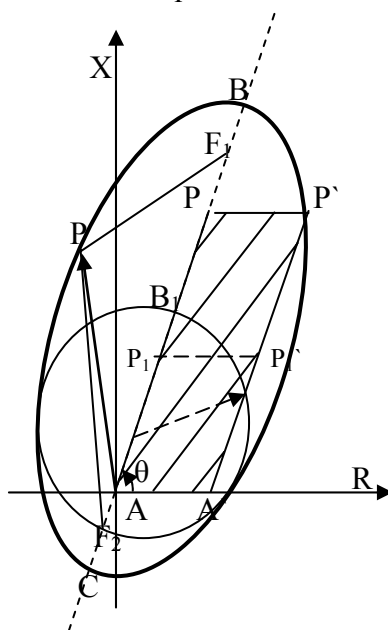


Fig.IV.11. Relais à caractéristique elliptique décalée

Il faut noter toutefois que l'ellipse de grand axe BC et de foyers F_1 et F_2 est décalée elle aussi.

La définition même de l'ellipse permet d'écrire :

$$|PF_1| + |PF_2| = |BC| = K \quad (\text{IV. 13})$$

Si $\overline{AF_1} = \overline{Z_1}$ et $\overline{AF_2} = \overline{Z_2}$, toute extrémité P d'un vecteur Z située sur l'ellipse permet d'écrire :

$$|\overline{Z} - \overline{Z_1}| + |\overline{Z} - \overline{Z_2}| = K \quad (\text{IV. 14})$$

Qui est l'équation de la caractéristique elliptique décalée.

Le grand axe de cette ellipse fait avec l'axe des résistances, l'angle θ qui est l'argument commun des impédances $\overline{Z_1}$ et $\overline{Z_2}$.

V. 4. Relais d'impédance d'angle θ (ou relais Ohm) :

De même que les relais de puissance ont un couple moteur :

$$C = S \cos(\varphi - \theta) = V I \cos(\varphi - \theta) \quad (\text{IV. 15})$$

Opposé à un ressort de force constante K, les relais d'impédance d'angle θ , ou relais Ohm, ont un couple moteur égal à :

$$C = Z \cos(\varphi - \theta) = \frac{V}{I} \cos(\varphi - \theta) \quad (\text{IV. 16})$$

Opposé à un couple antagoniste constant d.

Ce sont les véritables relais d'impédance. Leur nom a été choisi pour éviter toute confusion avec les relais d'impédance ordinaire qui sont sensibles au déphasage φ du courant sur la tension.

Leur caractéristique d'impédance est une droite :

$$Z \cos(\varphi - \theta) = d \quad (\text{fig. IV.12.a})$$

dont la distance $AH=d$ fait un angle θ avec l'axe des résistances. En effet, si Z est un vecteur quelconque AZ dont l'extrémité est sur la caractéristique, on a bien :

$$Z \cos(\varphi - \theta) = AH = d = \text{constante} \quad (\text{IV. 17})$$

Par inversion de facteur V^2 on obtient la caractéristique de puissance (fig. IV.12.b).

C'est une circonférence passant par le point A et dont le centre, situé sur AH, est à une distance de A :

$$AM = \frac{V^2}{2d}$$

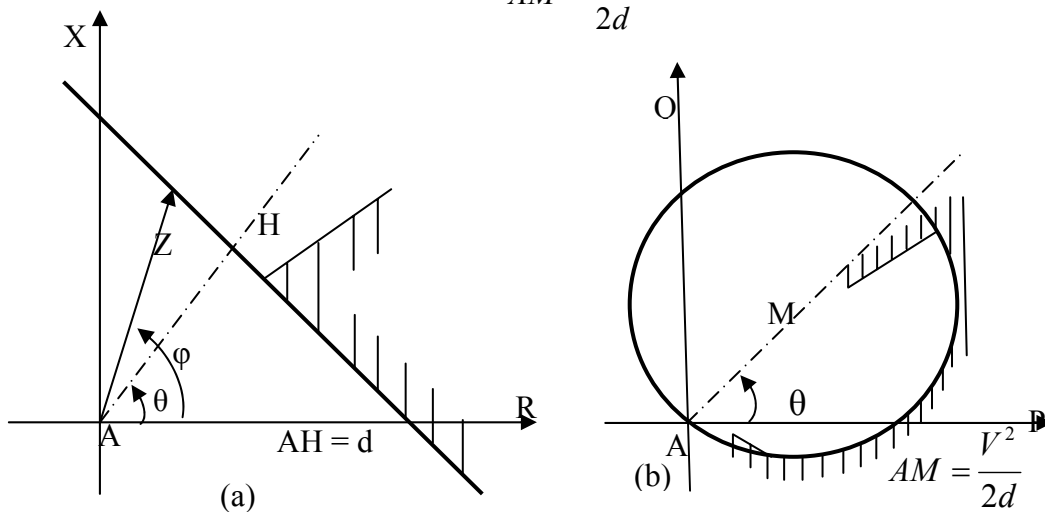


Fig.IV.12. Caractéristique d'un relais d'impédance d'angle θ (Ohm)

Les relais Ohm utilisés dans les dispositifs de protection ont en général leur caractéristique verticale ou mieux parallèle à l'un des côtés de la zone des défauts. La figure IV.13 en montre l'utilisation optimum si l'on connaît bien les résistances maximales de défaut. Le diagramme (b) de cette figure, tracé à la même échelle que tous les précédents diagrammes (P, Q) montre bien le gain de surcharge admissible.

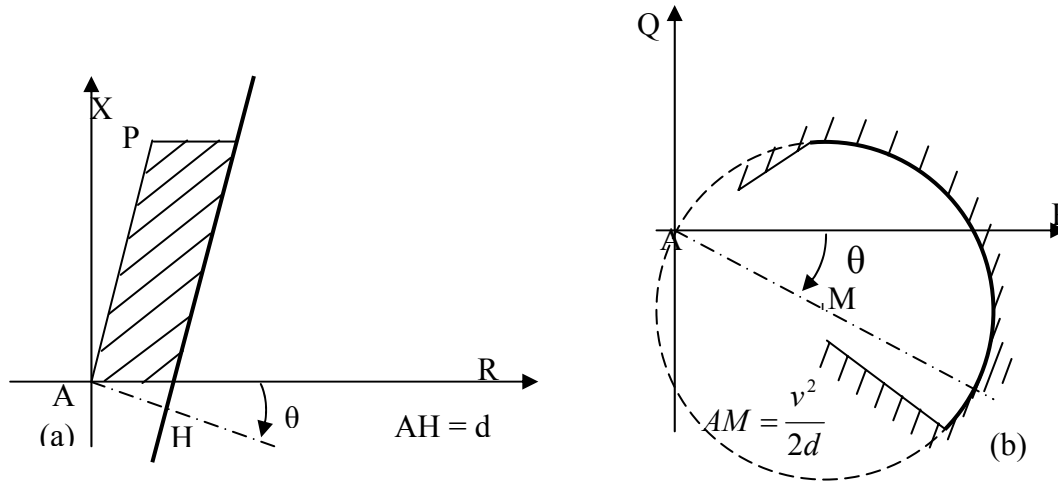


Fig.IV.13. Caractéristique d'un relais Ohm avec $R_{\max}$ connue

Les relais ohm sont toutefois peu utilisés sous cette forme dans les protections de distance parce qu'ils n'entourent pas la zone des défauts et nécessitent la superposition d'un autre relais (de réactance par exemple) pour délimiter la distance protégée.

V.5. Relais à minimum de réactance :

Le relais à minimum de réactance n'est qu'un cas particulier des relais Ohm : c'est un relais Ohm dont l'angle θ est égal à 90 degrés. Toutefois, son emploi est assez intéressant et assez répandu pour qu'on en fasse une classe spéciale de relais.

Puisque $\theta = 90^\circ$, l'expression de sa caractéristique d'impédance est :

$$Z \sin \varphi = X_R = \text{constante}$$

On dit que X_R est la réactance de réglage du relais. Sa caractéristique d'impédance est donnée à la figure IV.14.a. On voit que le point P délimite avec précision la distance protégée AP, quelle que soit la résistance de défaut. Le relais de réactance est, à ce point de vue, le plus parfait des relais de distance.

Toutefois ce relais n'est pas du tout directionnel. Pour tout défaut en sens opposé de la direction de contrôle, si loin qu'il soit de A, le relais fonctionne. Par contre il a l'avantage d'être sensible à tous les défauts sur la ligne protégée AP, même s'ils sont très résistants (dans la limite de sensibilité mécanique du relais).

Le diagramme de puissance du relais à minimum de réactance (fig. IV.14.b) montre que la zone des puissances de transit permises est extrêmement réduite et limitée à de petites puissances.

Toutes les puissances purement actives (à $\cos \varphi = 1$), en particulier, actionnent le relais. Les relais de réactance ne peuvent donc être utilisés seuls. Ils doivent être contrôlés par autre relais dont la caractéristique propre autorise le transit d'énergie maximum admissible en ligne en l'absence de défaut.

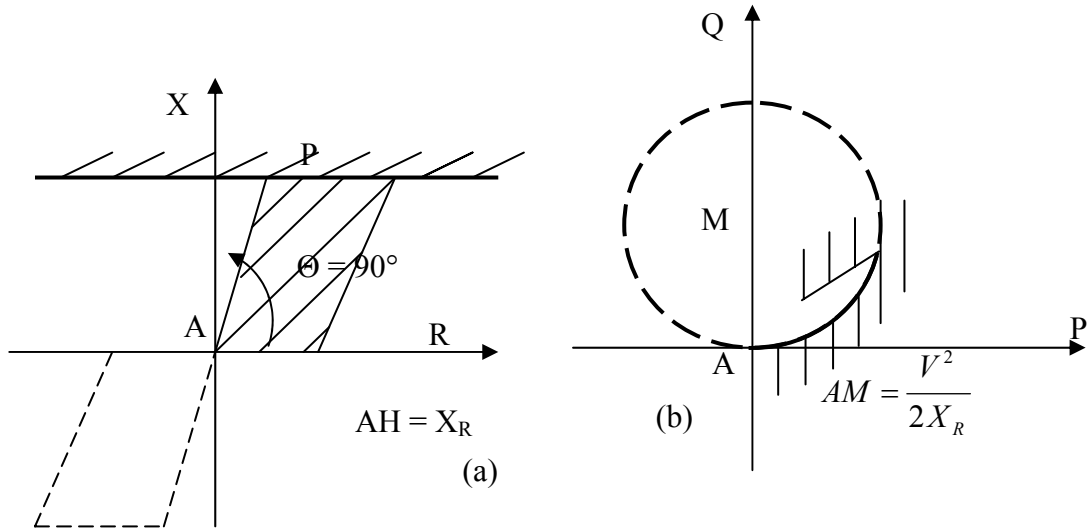


Fig.IV.14. caractéristique d'un relais à minimum de réactance

V.6. Relais d'admittance (ou relais Mho):

Nous avons vu (fig.IV.9) que les relais à minimum d'impédance décalés peuvent être intéressants pour la protection des lignes longues, car ils permettent dans ce cas des transits d'énergie plus importants. Nous avons cependant montré que de tels relais ne peuvent être directionnels s'ils doivent couvrir toute la zone des défauts, car on ne peut jamais être sûr que leur caractéristique d'impédance passe par le point A, origine du tronçon protégé, où sont installés les relais.

La théorie de l'inversion nous a cependant appris que l'inverse d'une droite par rapport à un point A est une circonférence passant nécessairement par le point A lui-même. Il suffit donc de trouver un relais dont la caractéristique, dans un diagramme inverse du diagramme d'impédance, serait une droite qui ne passe pas par le point A, origine des coordonnées. Ce relais aurait, d'emblée, une caractéristique d'impédance circulaire, passant par A. il aurait toutes les qualités qu'on peut donner à un relais d'impédance décalé et, par surcroît, il serait directionnel.

Nous savons qu'il y a des relais de puissance dont la caractéristique dans le diagramme (P, Q) est rectiligne et ne passe pas par l'origine des coordonnées. Nous avons bien entre la puissance apparente et l'impédance, la relation :

$$S Z = V^2$$

Sachant que V^2 ne reste pas constant, surtout pendant la durée d'un défaut. On ne peut donc déduire de cette façon une caractéristique d'impédance utilisable en toute circonstance.

On peut, par contre, prendre le diagramme d'admittance comme diagramme inverse du diagramme d'impédance. En effet, l'admittance Y étant l'inverse de l'impédance :

$$Z = \frac{\bar{V}}{I} \quad \text{et} \quad \bar{Y} = \frac{1}{Z} = \frac{\bar{I}}{\bar{V}} \quad (\text{IV. 18})$$

Le facteur d'inversion est $Z Y = 1 = \text{constante}$.

Le diagramme d'admittance a pour coordonnées :

$$\frac{1}{R} \text{ et } \frac{1}{X}$$

Par analogie avec ce que nous avons vu pour le relais Ohm, nous pouvons écrire la formule :

$$Y \cos(\varphi - \theta) = d = \text{constante} = AH \quad (\text{IV. 19})$$

Ce qui présente bien la caractéristique rectiligne de la figure IV.15.a.

Son inverse, dans le diagramme (R, X) avec le facteur 1 est la circonférence passant automatiquement par A, telle que $AM = \frac{1}{2d}$ et fait l'angle θ avec l'axe des résistances (fig. IV.15.b).

Sa formule peut s'écrire, puisque $Y = \frac{1}{Z}$:

$$\frac{\cos(\varphi - \theta)}{Z} = d \quad (\text{IV. 20})$$

Si l'on appelle r le rayon de la circonférence caractéristique, on a :

$$r = AM = \frac{1}{2d} \text{ ou } d = \frac{1}{2r} \quad (\text{IV.21})$$

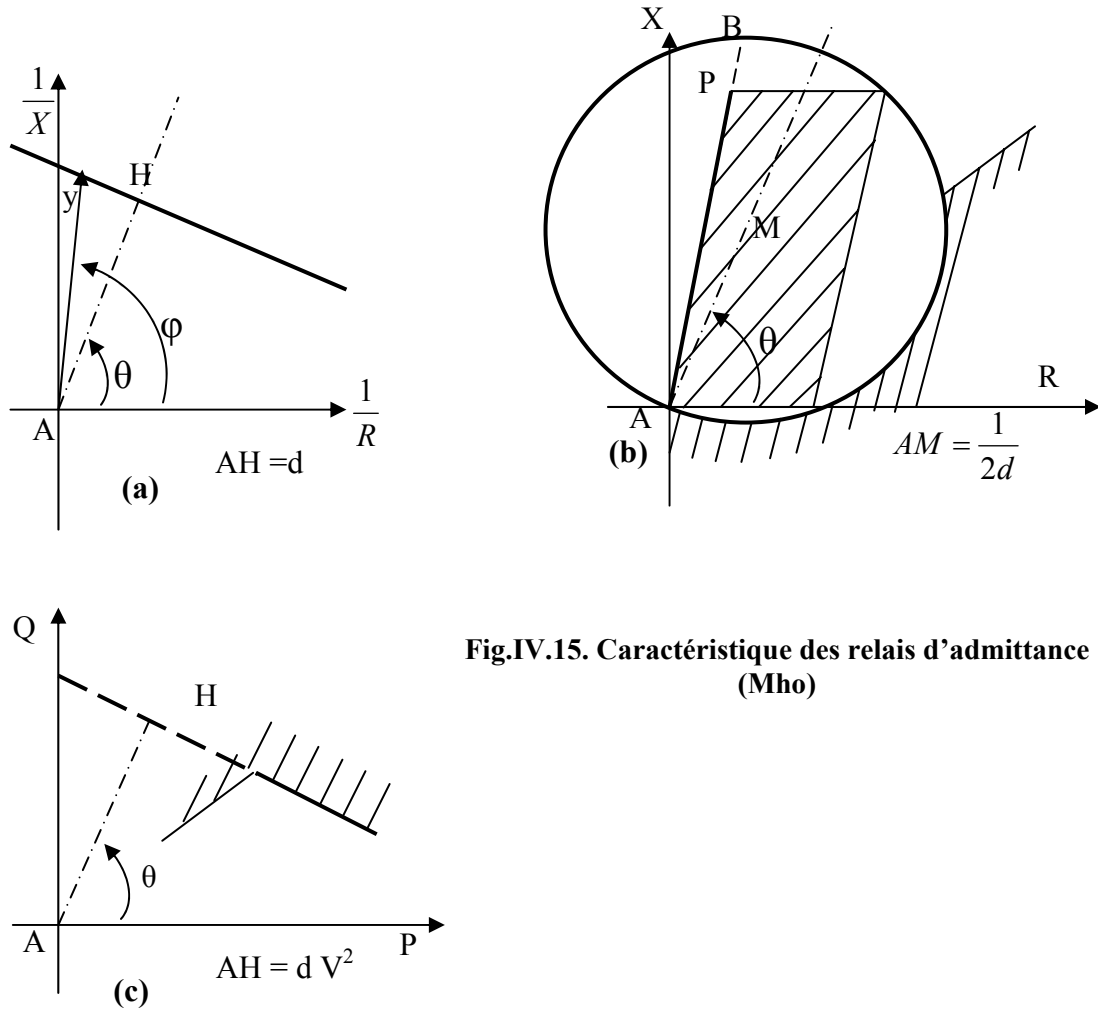


Fig.IV.15. Caractéristique des relais d'admittance (Mho)

La formule de la caractéristique du relais Mho est donc :

$$\frac{\cos(\varphi - \theta)}{Z} = \frac{1}{2r} \quad (\text{IV. 22})$$

r et θ étant respectivement le module et l'argument de la circonférence caractéristique de centre M passant par le centre a des coordonnées.

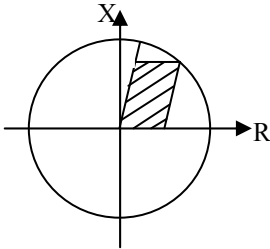
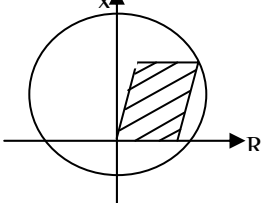
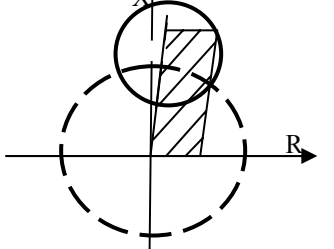
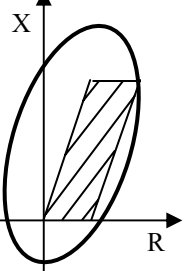
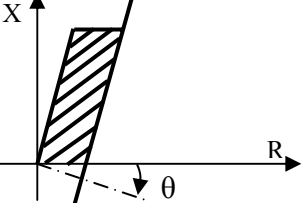
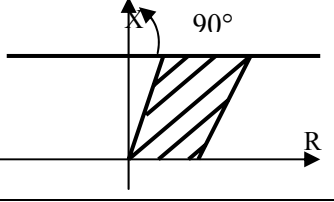
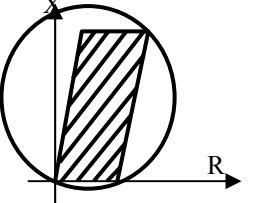
C'est la caractéristique d'impédance du relais Mho. Si l'on choisit au mieux l'angle θ , elle peut entourer de près la zone des défauts et tolérer des transits de puissance importants lorsque la tension est normale (fig.IV.15.c).

Sachons que grâce à sa caractéristique circulaire, qui est l'inverse de la droite d'admittance, le relais est directionnel quelles que soient les erreurs de mesure :

La circonférence passe toujours par le point A mais la position de son centre (M) peut varier ainsi que son diamètre.

V.7. Relais d'admittance décalé :

On peut par des artifices d'alimentation, décaler le cercle caractéristique d'un relais Mho. On obtient alors des propriétés en tout points identiques à celles que nous avons indiquées pour les relais à minimum d'impédance décalés.

CARACTERISTIQUES DES RELAIS DE DISTANCE		
Relais à minimum d'impédance ordinaire		Mise en route de protections contre les courts-circuits (lignes courtes et moyennes)
Relais à minimum d'impédance	Peu décalé 	- Mise en route (lignes moyennes et longues) - Protections sélectives
	Entièrement décalé 	Relais complémentaire de mise en route (lignes très longues)
	Décalé à caractéristique elliptique 	mise en route (lignes très longues)
Relais d'impédance d'angle θ (relais Ohm)		applications spéciales autres que protections contre les courts-circuits (débouclage sur pompage etc...)
Relais de réactance		protection sélective lignes de toutes longueurs (spécialement lignes courtes)
Relais d'admittance (relais Mho)		protection sélective (lignes moyennes et longues) possède le caractère directionnel

VI. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté différents types de protections de distance utilisées pour la protection des lignes de transport contre les courants de court-circuit. Il est à constater que tous les types présentent des erreurs dues généralement à leurs conceptions.

En effet, le réseau électrique est en perpétuelle évolution, le réglage des appareils de protection est un peu délicat, il faut à chaque fois faire des ajustements pour convenir à l'état de fonctionnement du système de puissance. Cependant, il est nécessaire de concevoir des relais de protection capable de faire les ajustements nécessaires et de distinguer d'une façon autonome entre les différents modes de fonctionnement, il est souhaitable de faire des relais adaptable aux conditions changeantes.

Dans nos jours, plusieurs solutions sont proposées pour la protection des lignes électriques basées sur les technologies modernes, notamment la technologie numérique. Dans le chapitre suivant, une proposition sera étudiée afin de prévenir les éventuels inconvénients discutés dans ce chapitre.

Chapitre V

La Protection Adaptative de Distance

I. Introduction :

La technologie numérique a évolué très sensiblement au cours des années en termes d'outils, de matériels et de logiciels. Elle est actuellement appliquée dans beaucoup de secteur, notamment, les relais de protection dans les réseaux électriques.

En effet, actuellement les relais numériques sont très répandus grâce aux avantages qu'ils possèdent par rapport aux autres relais, ils peuvent faire ce qui est difficile ou même impossible pour les relais analogiques, leurs efficacité réside dans le réglage autonome, et l'adaptation aux conditions de fonctionnement variables du système de puissance, leurs conception est principalement basée sur l'outil informatique et les microprocesseurs afin d'exécuter des algorithmes de détection de défaut, on assurant une certaine optimisation entre la fiabilité, la sécurité et la stabilité du système.

II. Protection adaptative :

D'après son principe, la protection adaptative protégeant une ligne électrique doit changer ces caractéristiques pour convenir aux conditions de fonctionnement du système, elle répond aux défauts et aux incidents anormaux d'une façon continue prédéterminée.

À cette fin, un programme est incorporé pour définir la caractéristique du relais, il est basé sur certaines exigences faites pour le système d'énergie électrique.

La protection adaptative peut être définie par [21]:

«La Protection adaptative est une activité au temps réel qui modifie la réponse choisie de la protection pour un changement des conditions du système ou de ses exigences. Elle est habituellement automatique, mais peut inclure une intervention humaine convenable».

Une autre définition a été donnée par [22]:

« La protection adaptative est une protection qui permet et qui cherche à faire des ajustements dans les différentes fonctions d'une protection automatiquement, afin de les faire adapter davantage aux états prépondérants du système de puissance ».

D'après les critères que doit satisfaire les relais de protection, la rapidité de détection des défauts dans le système est exigée, par ailleurs, d'autres considérations peuvent contrarier ce critère. Cependant, il est nécessaire de concevoir un système de protection qui prévient les niveaux élevés de la vitesse, de la fiabilité, de la sélectivité, de la simplicité, ainsi que le cote économique. Une meilleure définition comprenant ce fait est donnée par [23]:

« La capacité de changer les paramètres du relais au temps réel selon les conditions de fonctionnement actuelles ».

III. Conception du relais de distance:

L'évolution de la réalisation des relais de protection au cours des 80 dernières années a été réduite, et cela à cause de l'insuffisance et les possibilités limitées du matériel qui s'adapte à l'environnement en cours d'évolution du système de puissance. La difficulté est attribuée à la conception qui dépend largement sur les technologies électromécaniques. Ces relais sont basés sur des condensateurs, des inductances et des composants mécaniques. Dès l'apparition de la technologie à semi-conducteurs, des relais de protection à base de transistor, et dans certains cas, des circuits numériques, sont conçus pour

améliorer le système de protection. Dans les dix dernières années, et avec l'apparition des microprocesseurs, une nouvelle gamme de relais de protection a été réalisée, ce sont les relais numériques. La figure V.1 représente un schéma bloc d'un relais numérique [24].

La figure V.2 représente un algorithme expliquant le principe de fonctionnement d'un relais ordinaire à minimum d'impédance ayant une caractéristique circulaire centrée. Cependant, il peut avoir les mêmes avantages et inconvénients que le relais étudié au chapitre précédant, on peut résumer ces inconvénients inopportuns dans:

- Relais non directionnel.
- Insensible aux défauts résistants.
- Mauvais fonctionnement lors des grandes surcharges.

De tels effets, peut troubler le bon fonctionnement du réseau, donc, il faut prévenir a ces inconvénients on utilisant des relais adaptatives.

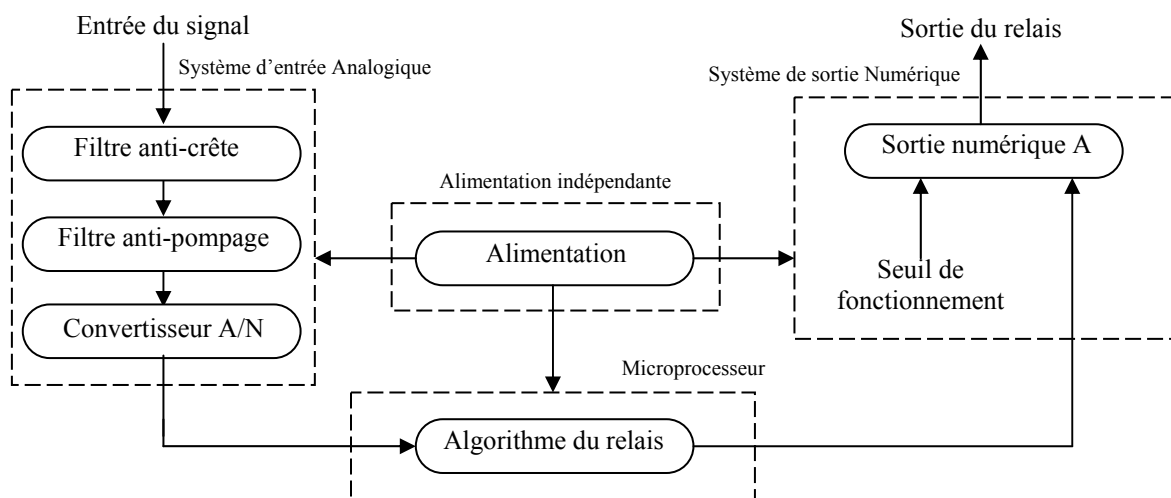


Figure. V.1. Schéma bloc d'un relais numérique

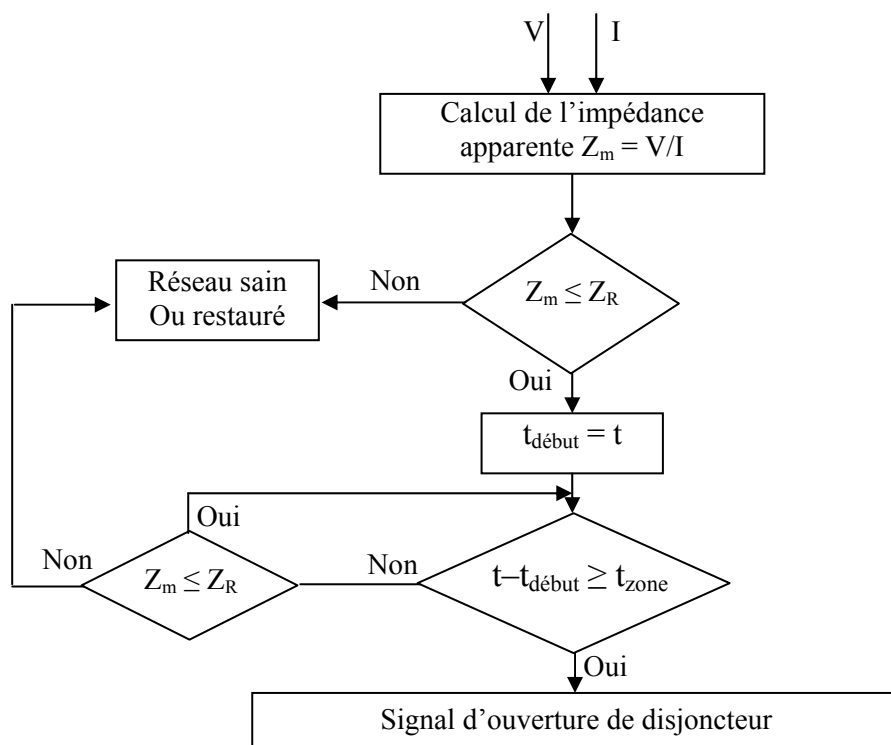


Figure V.2. Organigramme du relais a minimum d'impédance ordinaire

IV. Structuration d'une protection adaptative:

Le but de la protection de distance, est de ne déclencher que pour des défauts internes à leur zone de fonctionnement. Pour réaliser ce but, la protection de distance est souvent structurée dans de complexes algorithmes contenant généralement les fonctions suivantes [25] [26]:

- Détection des défauts.
- Classification des défauts.
- Distinction de la direction.
- Évaluation de la distance.

A fin de construire au mieux ces algorithmes, la méthode des composantes symétriques appliquée à un réseau triphasé est inévitable.

V. Analyse d'un système triphasé par les composantes symétriques :

L'analyse par composantes symétriques est indispensable dans les systèmes déséquilibrés. Afin d'étudier la distribution des courants et des tensions dans un tel système, un simple exemple de court-circuit à la terre, représenté sur la figure V.3.a, montre la connexion des séquences du réseau déséquilibré. [27] [28]

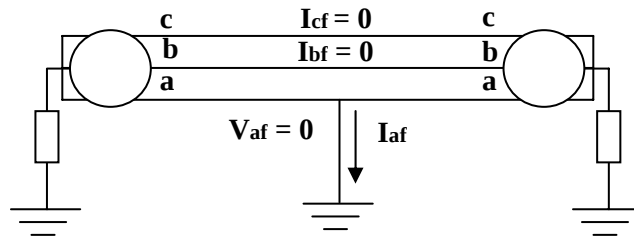


Figure V.3.a. Défaut de la phase A à la terre

Au point du défaut, $V_{af} = 0$. Ceci implique que: $V_{af} = 0 = V_{1f} + V_{2f} + V_{0f}$.

Les composantes symétriques du courant de défaut peuvent être déduites en notant que $I_{bf} = I_{cf} = 0$. Ceci donne:

$$I_{1f} = I_{2f} = I_{0f} = (1/3) I_{af}.$$

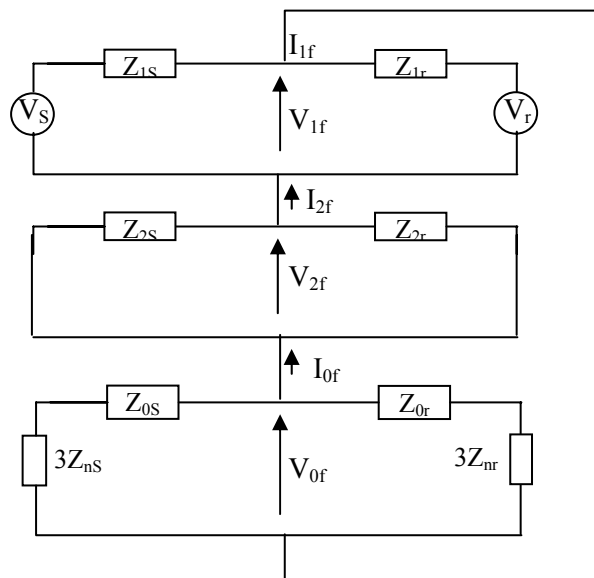


Figure V.3.b. Connexion de réseau de séquences pour un défaut a - terre

D'après la figure V.3.b on peut remarquer que :

- Il y a trois sous réseaux correspondant aux équivalences des séquences directe, inverse, et homopolaire, ils représentent la distribution appropriée des composantes symétriques dans tout le système d'énergie.
- Les réseaux de séquence direct et inverse sont identiques à l'exception des générateurs équivalents qui sont représentés seulement sur le réseau de séquence direct. Car, les sources produisent des composantes directes; les composantes inverses produites par un générateur sont négligeables.

Les impédances inverses sont plus homogènes que les impédances homopolaires; ceci signifie que les angles d'impédance dans le réseau sont très semblables [2]. Mais, dans le réseau de séquence homopolaire, le retour à la terre est toujours considéré, ce ci signifie que les impédances de cette séquence dépend de la résistivité du sol, du type de mise à la terre du système, et des connexions des transformateurs triphasés.

VI. Connexion des séquences pour les différents types de défaut :

Pour illustrer les différentes connexions pour les différents types de défauts, on va suivre la même analyse faite au paragraphe V (défaut PT) on supposant que la phase A est la référence. Pour changer la phase de référence (phase B ou C), on procède à une analyse similaire.

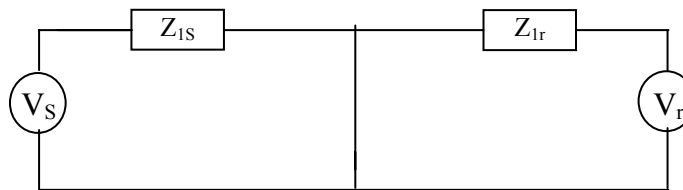


Figure V.4.a. Connexion pour un court circuit triphasé

- Le défaut triphasé ne produit pas vraiment un déséquilibre; cependant, il est représenté que par la séquence directe (figure V.4.a), son analyse est facile. C'est le seul défaut qui ne contient pas des quantités inverses.

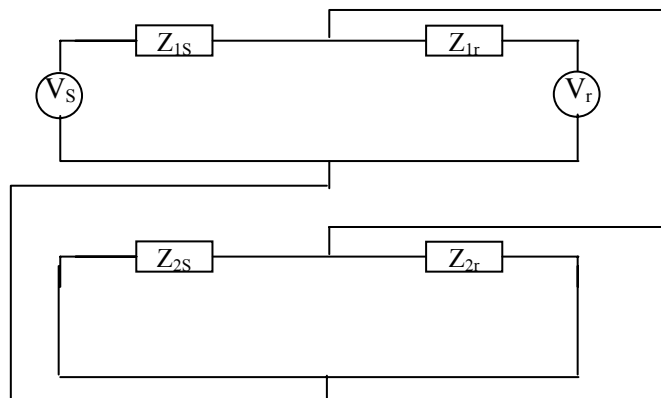


Figure V.4.b. Connexion pour un court-circuit biphasé B-C

- Un défaut biphasé comprend les réseaux de séquence directe et inverse (fig.V.4.b).

- Pour un défaut de la phase A à la terre, la connexion des réseaux est en série, comme représenté sur la figure V.3.b.
- Pour un défaut biphasé à la terre, les trois réseaux sont connectés en parallèle, comme il est représenté sur la figure V.4.c.

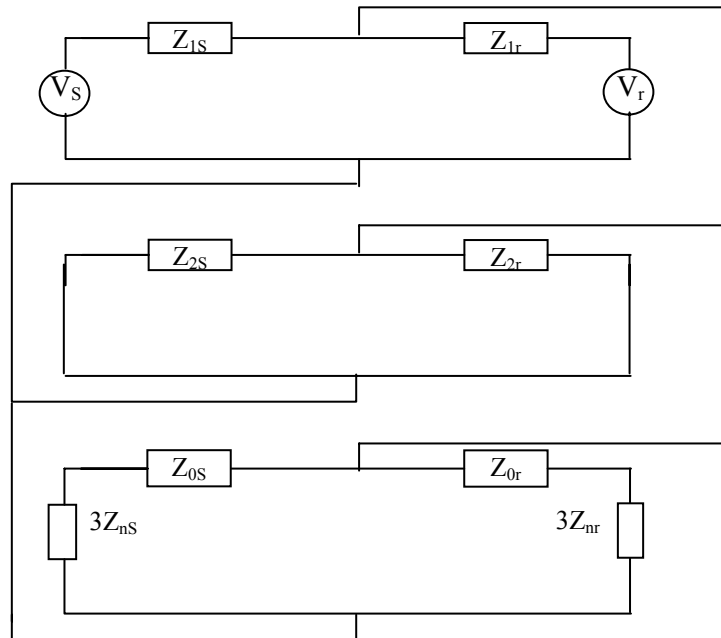


Figure V.4.c. Connexion pour un court-circuit biphasé à la terre (B – C – Terre)

De cette analyse, on peut tirer les remarques suivantes :

- La composante inverse est présente dans tous les types des défauts à l'exception des défauts triphasés.
- La présence de la composante inverse indique un déséquilibre ou un défaut dans le système.
- Les impédances de séquence inverse sont identiques aux impédances de séquence directe (à l'exception des impédances des générateurs), et elles sont plus homogène que celles de séquence homopolaire.
- Le réseau de séquence inverse est identique à celui de séquence directe excepté l'absence des sources (générateurs) et des différents déphasages dans quelques connexions des transformateurs de puissance [2].

Les défauts et les déséquilibres produisent les composantes inverses, par conséquent, les relais de protections peuvent utiliser ces composantes dans une variété de techniques, suivant la théorie des composantes symétriques, pour fournir aux ingénieurs de réseau, des fonctions fiables à la détection de ces déséquilibres et ces défauts.

VII. Détection des défauts :

Un court circuit dans les lignes de transport d'énergie électrique, est essentiellement caractérisé par un changement, au moins, de l'une de ces quatre grandeurs électriques [29]:

1. La diminution de l'impédance de ligne.
2. L'augmentation brusque du courant dans la ligne.
3. La chute de tension au niveau des nœuds.
4. La variation de l'angle de déphasage entre le courant et la tension.

Pour un relais numérique de distance, la mesure principale est l'impédance de la ligne. Pour effectuer cette mesure, il suffit de faire le rapport entre l'amplitude de la tension et celle du courant. Si ce rapport est inférieur à un certain seuil de réglage (impédance de la ligne), le relais doit envoyer le signal de déclenchement au disjoncteur. Dans la majorité des cas, cette mesure peut être affecté par des erreurs liées, surtout, à la résistance du défaut et aux surcharges importantes.

VIII. L'effet de la résistance du défaut et des surcharges sur la mesure de l'impédance Z :

1. La résistance du défaut :

La résistance de défaut se compose essentiellement de la résistance de l'arc et de la résistance du sol ; dans les défauts entre phases, seul l'arc est considéré. La résistance de l'arc dans un défaut est donné par la formule de Warrington [20] :

$$R_{arc} = \frac{8750 \cdot l}{I^{1,4}} \quad (V.1)$$

Où l est la longueur de l'arc en mètres et I est l'intensité dans l'arc en ampères.

Dans les réseaux à très haute tension, la longueur de l'arc varie de 1 à 3 mètres environs et le courant dans l'arc peut varier, suivant la structure du réseau, de plusieurs milliers d'ampères à quelques centaines d'ampères seulement. A la suite d'essais effectués au centre EDF de FONTENAY, sur le réseau 225 kV, on a mesuré des résistances d'arc variant d'un Ohm à six Ohms. [36]

Cependant, la résistance d'arc peut être aggravée considérablement par la résistance de mise à la terre du pylône qui peut atteindre une centaine d'Ohms. Ce qui compte pour la protection c'est la résistance de cet ensemble car c'est ce qui détermine l'existence du défaut. [18]

L'effet de la résistance du défaut sur la mesure de Z , est déjà mentionné au chapitre VI, mais pour plus d'explication et pour mieux comprendre le problème, une simple analyse d'un court circuit monophasé est faite.

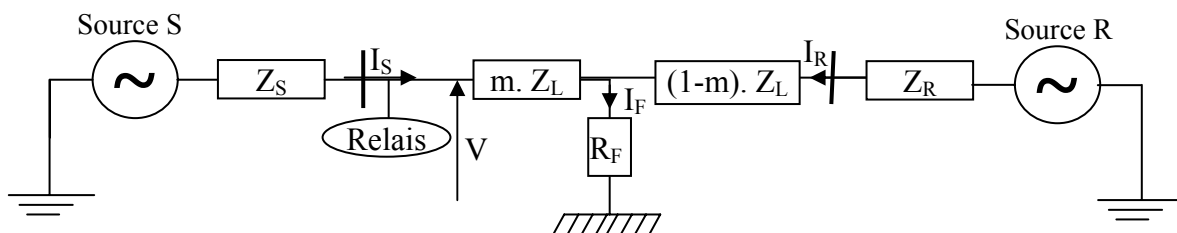


Figure V.5. Représentation d'un court-circuit monophasé résistant alimenté par deux sources

Pour un défaut monophasé alimenté par une seule source (source S par exemple), la tension V mesuré à l'emplacement du relais est :

$$V = m \cdot Z_{1L} \cdot I_S + R_F \cdot I_F \quad (V.2)$$

Tel que :

V : La tension de la phase A mesuré à l'emplacement du relais.

m : la distance au point du défaut en pu.

Z_{1L} : l'impédance d'ordre direct de la ligne.

I_S : le courant de phase A mesuré à l'emplacement du relais.

I_R : courant résiduel mesuré depuis R.

R_F : résistance du défaut.

I_F : le courant total traversant R_F , est la somme vectorielle des deux courant I_S et I_R , tel que $I_S = (I_A + 3 \cdot K_0 \cdot I_0)$ et $K_0 = (Z_{0L} - Z_{1L}) / (3 \cdot Z_{1L})$. et Z_{0L} : impédance d'ordre homopolaire de la ligne.

Par la division des deux termes d'équation (V.3) par I , on obtient la valeur de l'impédance Z égale à :

$$Z = \frac{V}{I} = m \cdot Z_{1L} + R_F \cdot \frac{I_F}{I} \quad (V.3)$$

Z : représente l'impédance de la ligne comprise entre l'emplacement du relais et le point du défaut, augmenté par le terme $R_F \cdot (\frac{I_F}{I})$.

Pour un système radial, $\angle I_S = \angle I_R = \angle I_F$ et Z mesure exactement la réactance de la ligne au défaut [30]. La figure V.6 montre la résistance et la réactance de l'impédance mesurée par le relais pour ce type.

Etant donné que $R_F \cdot (\frac{I_F}{I})$ est une valeur réelle, la valeur imaginaire de $\frac{V}{I}$ est :

$$\text{Im} \left(\frac{V}{I} \right) = m \cdot |X_{1L}|, \text{ quel que soit la valeur de } R_F.$$

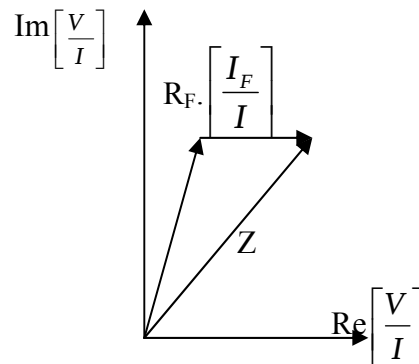


Figure V.6. L'effet de R_F sur la mesure de Z et de X

Donc, l'utilisation de la caractéristique à minimum de réactance, est une solution meilleure pour surpasser le problème lié à la résistance du défaut. Par conséquent, et pour augmenter la sensibilité à la détection des défauts résistifs en fait un double test de mesure, le premier pour l'impédance apparente de la ligne (test principal) et le second test, pour sa réactance.

En effet, le relais de réactance (défini au chapitre IV) est un relais de distance rendu sensible à la composante réactive de l'impédance. Dans le cas d'un défaut alimenté d'un seul côté, le relais mesurant la réactance, ne peut pas induire une erreur liée à la résistance du défaut (figure V.6), ce qui permet de déterminer avec précision la position d'un défaut sur une ligne de transport, puisque la réactance est bien proportionnelle à la distance. Dans ce cas, la caractéristique d'un relais de réactance dans le diagramme des impédances est une droite parallèle à l'axe résistance et qui coupe l'axe des ordonnées à un point X_s .

Par contre, si le défaut est alimenté des deux côtés, une erreur de mesure peut se produire à cause de la composante réactive de l'impédance de la ligne et du courant de défaut mesurés par le relais, ce qui provoque un déphasage entre les courants alimentant le défaut ($\angle I_S \neq \angle I_R \neq \angle I_F$). [20] [30] [31]

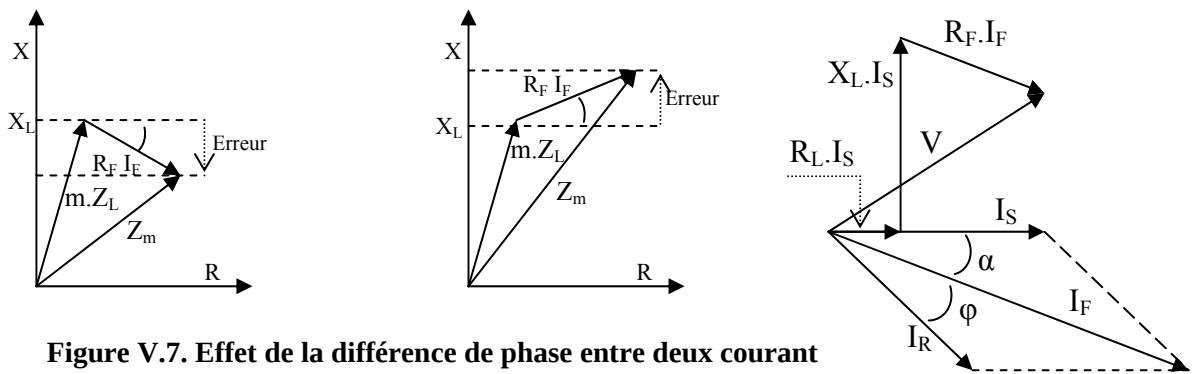


Figure V.7. Effet de la différence de phase entre deux courants alimentant le défaut

La figure (V.7) montre l'influence de ce déphasage. Le relais réduira sa portée pour I_F en avance sur I_S , et la prolonge pour I_F en retard sur I_S .

Pour réduire l'erreur à une valeur admissible, une méthodologie est présentée par Takagi d'une manière à négliger les effets de la résistance élevée du défaut à la terre. [32] suivie par une autre méthode, un algorithme modifié de Takagi, utilisant la composante inverse au lieu de la composante directe [33].

On considère le schéma monophasé des impédances représentées sur la figure v.5. Les composantes de I_F sont les courants de défaut contribués depuis les sources V_S et V_R , où :

$$I_F = I_{FS} + I_{FR}$$

Le courant I_{FS} est facile à déterminer, car il est lié directement au courant I_S mesuré par le relais et le courant de pré défaut (I_{SPF}), par la relation:

$$I_{FS} = I_S - I_{SPF} \quad (V.4)$$

La plus grande source d'erreur dans l'équation (V.3) vient de la résistance du défaut, que nous devons éliminer. Pour cela, les deux côtés de l'équation sont multipliés par le conjugué complexe de I_{FS} pour obtenir l'équation:

$$V I_{FS}^* = m (Z_L I_S I_{FS}^*) + R_F (I_{FS} + I_{FR}) I_{FS}^* \quad (V.5)$$

I_{FS} et I_{FR} sont presque en phase [31], et si nous admettons n'importe quelle petite erreur résultante de cette supposition, alors le terme de l'équation contenant R_F est un nombre réel. Par conséquent, si les composantes imaginaires de l'équation sont isolées, nous pouvons déterminer la distance au défaut (m) par:

$$m = \text{Im} \{V I_{FS}^*\} / \text{Im} \{Z_L I_S I_{FS}^*\} \quad (\text{V.6})$$

L'équation (V.6) nécessite la connaissance du courant de pré défaut, et suite à la difficulté de son obtention, une version modifiée de cet algorithme a été développée utilisant le courant inverse, car il est analogue à I_{FS} (quantités par accroissements), et sa valeur de pré défaut est égale à zéro.

$$m = \text{Im} \{V I_2^*\} / \text{Im} \{Z_L I_S I_2^*\} \quad (\text{V.7})$$

L'utilisation de la composante inverse dans la détermination du point de défaut tient compte d'une certaine réduction des effets mutuels de la composante homopolaire des lignes de transmission.

Le second test se fait en comparant la valeur calculé de m avec la réactance de la ligne.

2. L'effet des surcharges:

La capacité de détecter des défauts de faibles puissances est limitée par la nécessité de ne pas se débrancher pendant les conditions de surcharge. Dans les systèmes de transmission secondaire et de distribution, les relais de surintensité doivent être régler suffisamment au-dessus de la charge admissible et au-dessous des courants de défaut pour tenir compte de la fiabilité et de la sécurité.

Dans les systèmes de haute tension, les relais de distance ne doivent pas englober l'impédance de charge. La solution traditionnelle est d'ajouter la contrainte de tension [10]. Dans un environnement adaptatif, la charge peut être surveillée sans interruption et quand un défaut se produit, comme indiquer par un détecteur de défaut, la charge peut être soustraite du calcul de défaut, il faut, donc, distingué entre le régime de défaut et celui de surcharge.

On peut définir 11 types distincts de défauts de court circuit dans un système triphasé [35]. Afin de calculer la distance correcte du défaut pour tous ces types, différents paramètres tel que la tension et le courant sont employés par le relais de distance. Généralement, deux types d'équations sont appliqués ; l'équation V.8.a pour des défauts triphasés et biphasés où $L1$ et $L2$ sont les phases atteintes et l'équation V.8.b pour les défauts à la terre de la phase $L1$.

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{U}_{L1} - \bar{U}_{L2}}{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L2}} \quad (\text{V.8.a})$$

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{U}_{L1}}{\bar{I}_{L1} + \frac{\bar{Z}_0 - \bar{Z}_1}{\bar{Z}_1} \bar{I}_0} \quad (\text{V.8.b})$$

$\bar{U}_{L1}, \bar{U}_{L2}$: Tensions de phase à l'emplacement du relais.

$\bar{I}_{L1}, \bar{I}_{L2}$: Courants de phase à l'emplacement du relais.

$\bar{I}_0$: Courant résiduel (homopolaire) à l'emplacement du relais.

$\bar{Z}_1$: Impédance directe.

$\bar{Z}_0$: Impédance homopolaire.

$\bar{Z}_r$: Impédance apparente mesurer par le relais de distance.

L'instabilité de tension est un phénomène symétrique. Par conséquent, aucun composant de séquence homopolaire n'est présent, les tensions et les courants de phase sont symétriques. Ainsi l'impédance apparente Z_r , mesurée par un relais de distance pendant l'instabilité de tension peut être écrit par (V.8.c). Ici U est la tension entre phases et P et Q sont les puissances active et réactive mesurée à l'emplacement du relais.

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{U}_{L1}}{\bar{I}_{L1}} = \frac{|\bar{U}|^2 \cdot (P + jQ)}{P^2 + Q^2} \quad (\text{V.8.c})$$

En cas où Z_r serait dans l'une des zones du fonctionnement prédéfinies pendant un moment excédant le réglage du temporisateur associé à cette zone, le relais fonctionnera. Cependant, et d'après l'équation (V.8.c), les basses tensions et les flux de puissance élevés sont des incidents qui peuvent causer le mauvais fonctionnement des relais de distance. Ce comportement est indésirable puisqu'il aggravera la situation du système de puissance qui est déjà dans un état critique. Désormais, ces fonctionnements indésirables des relais dus à l'instabilité de tension, seront principalement décelés par la zone avec la plus longue portée. Normalement, c'est la zone utilisée pour la protection de secours à distance; c-a-d la zone 3. Ainsi, ils ne peuvent pas, déclencher la ligne mais seulement activer les éléments de déclenchement.

La sensibilité aux mauvais fonctionnements dus à l'instabilité de tension est selon la longueur des lignes protégées, de la caractéristique de relais, des dispositifs utilisés pour empêcher l'empiétement de charge, des marges de sûreté concernant la surcharge et de la robustesse du système.

On devrait noter que le mauvais fonctionnement de la protection de distance en cas de basses tensions du système et les flux de puissance élevés sont les plus susceptibles de se produire quand il y a une chute de tension significative.

L'algorithme proposé ici utilise la chute de tension dans le temps, pour distinguer entre les deux régimes. Pour les relais numériques, il est possible de choisir entre différentes gammes de réglage; c.-à-d. choisir des différents réglages des zones de fonctionnement selon l'état régnant du système de puissance. Ceci peut être fait par le relais lui-même; par exemple basé sur un critère de tension, ou manuellement par l'opérateur de réseau. La partie adaptative de l'algorithme proposé ici est basée sur le même principe mais au lieu de changer seulement la portée des zones de fonctionnement la totalité d'algorithme de relais est changé. Le critère utilisé pour identifier l'anomalie peut être basé sur le niveau de tension, la puissance réactive ou la méthode d'impédance proposés dans [35].

L'algorithme évite le mauvais fonctionnement dû à l'instabilité de la tension. L'idée est non seulement de considérer la relation entre l'impédance apparente et les zones de fonctionnements mais également les différents événements qui se produisent dans le système quand la zone 3 est atteinte. Ces événements peuvent être déterminés par le changement de la tension. Quand un défaut de court circuit se produit le changement de la tension est substantiel dans les phases atteintes [21]. Tandis que lors des surcharges, ce changement est très limité par rapport au premier cas.

IX. L'élément directionnel :

Le but d'un élément directionnel est d'indiquer la direction du flux de puissance pendant le régime du défaut. Cet élément n'est pas employé ni pour le déclenchement ni pour l'alarme, mais il est employé en tant qu'élément de surveillance. Les éléments directionnels sont exigés dans la plupart des applications où les lignes ne sont pas radiales.

Avec les composantes inverses, il est possible de concevoir des éléments directionnels fiables pour tous les types de défauts non équilibrés. Les défauts triphasés ne contiennent pas des composantes inverses, ainsi ils exigent une approche différente. L'étude des composantes symétriques a prouvé que le réseau de séquence inverse est présent dans tous les défauts non équilibrés. Ce type de réseau peut être utilisé pour analyser et concevoir un élément directionnel [28].

Par l'application des composantes symétriques, et on se basant sur l'amplitude et le signe de l'impédance inverse mesurée à l'emplacement du relais, un simple élément directionnel peut être conçu pour déterminer la direction du défaut. Sur la figure V.8, le relais en S, doit envoyé le signal de déclenchement pour un défaut à terre de la ligne en amont du relais (à F1) et se maintenir pour un défaut en aval du relais (à F2). La connexion des réseaux en composantes symétriques pour un défaut monophasé à la terre est représentée sur la figure V.9.

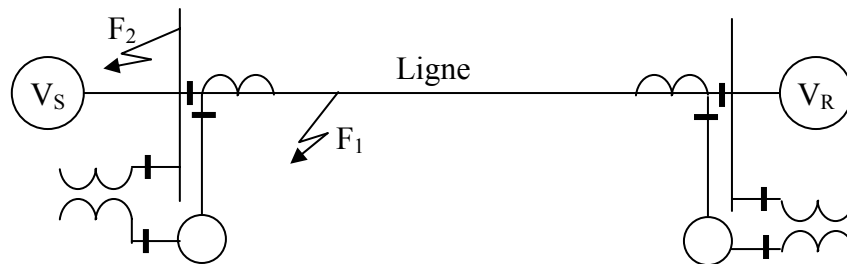


Figure V.8. Défaut avant et en arrière du relais

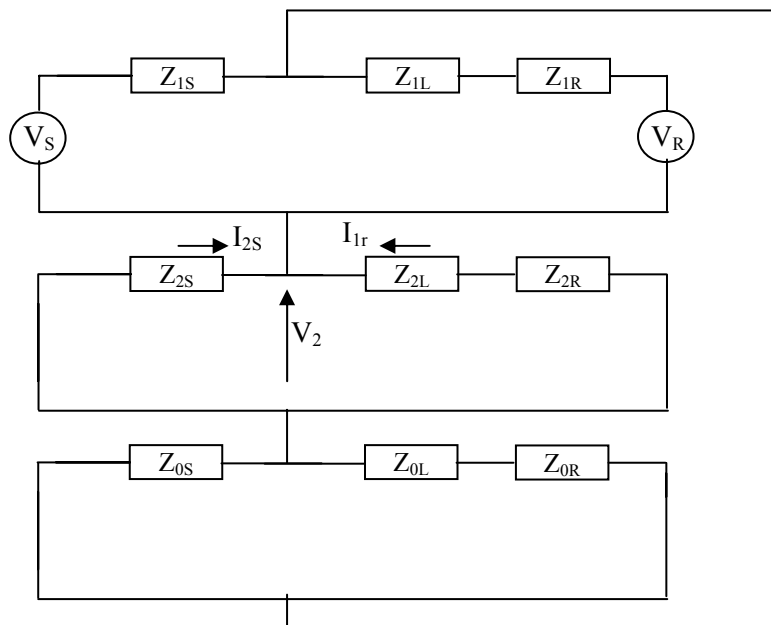


Figure V.9. Connexion des séquences pour un défaut d'une ligne à la terre

Puisqu'il n'y a aucune source dans le réseau d'ordre inverse, la tension d'ordre inverse V_2 est la chute de tension à travers l'impédance inverse Z_{2S} (de la source au nœud S) provoquée par le courant I_{2S} , V_{2S} est également la chute de tension à travers l'impédance $(Z_{2L} + Z_{2R})$ provoquée par le courant I_{2R} . Si le défaut est en amont du relais, sa tension est $-V_{2S}$ et son courant est I_{2S} . Par Conséquent, l'élément directionnel mesure l'impédance:

$$\frac{V_2}{I_2} = -Z_{2S} \quad (\text{V.9.a})$$

Si l'impédance est réactive, la mesure sera tracée sur l'axe réactif négatif (figure V.10).

Cependant, si le défaut est déplacé en aval du relais, le courant change brusquement en $(-I_{2R})$, et l'élément directionnel mesure l'impédance:

$$\frac{V_2}{I_2} = +(Z_{2L} + Z_{2R}) \quad (\text{V.9.b})$$

La mesure est la somme de toutes les impédances devant le relais, et elle a un signe positif. Si l'impédance est réactive, la mesure sera tracée sur l'axe réactif positif (figure V.10).

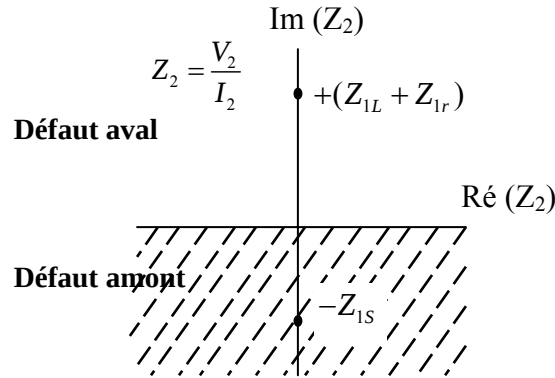


Figure V.10. Représentation de l'impédance inverse pour l'élément directionnel

En effet, le signe de la mesure $\frac{V_2}{I_2}$ peut être utilisé pour concevoir un élément directionnel [28]. Sur la figure V.10 est représenté un élément directionnel avec deux seuils indiquant un défaut en amont et en aval du relais. Le critère pour l'ajustement est basé sur l'impédance connue de la ligne (Z_{1L}). Pour un défaut aval, le relais mesure au moins l'impédance de la ligne. Les deux seuils (amont et aval) peuvent être très près de $\frac{Z_{1L}}{2}$. [28]

Dans le réseau d'ordre inverse, les angles des l'impédances sont très proches; ils sont principalement des réactances. Donc, l'application de ce réseau dans la conception de l'élément directionnel est mieux adaptée que le réseau d'ordre homopolaire qui doit considérer la mise à la terre du système.

X. Classification et sélection de la phase en défaut:

La classification des défauts est lié directement à la détermination du type de défaut, en réalité, et pour une simple ligne, il existe 11 types différents de défauts, d'après le CEI sont symbolisés par: L1N, L2N, L3N, L1L2N, L2L3N, L3L1N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3, L1L2L3N. Tandis que la sélection de phase signifie la détermination de la phase en défaut, pour permettre au système de protection le déclenchement d'un simple pôle, il existe 7 possibilités, à savoir: L1, L2, L3, L1&L2, L2&L3, L3&L1, L1&L2&L3. Par suite, il faut faire distinction entre la sélection de phase en défaut et la classification des défauts. [34]

Plusieurs algorithmes de classification des défauts ont été présentés dans la littérature, la plupart entre eux sont basés sur la variation du courant ou de tension; appelées quantités delta [36], ou l'angle de déphasage entre les composantes inverse et homopolaire du courant [19].

Puisqu'on a développé une méthode de détection des défauts déséquilibrés mesurant l'impédance de chaque phase, cette mesure peut être utilisée pour faire la sélection de la phase en défaut et par l'addition de la composante homopolaire, on peut déterminer le type de défaut.

Cette analyse peut être faite on se basant sur le tableau suivant:

X_R est la réactance de réglage.

I_R courant résiduel admissible.

Combinaison	Phase en défaut	Type de défaut	
$X_A \leq X_R$ et $X_B \leq X_R$ et $X_C \leq X_R$	A – B – C	L1L2L3 ou L1L2L3N	
$X_A \leq X_R$ et $X_B > X_R$ et $X_C > X_R$	A	L1N	
$X_A > X_R$ et $X_B \leq X_R$ et $X_C > X_R$	B	L2N	
$X_A > X_R$ et $X_B > X_R$ et $X_C \leq X_R$	C	L3N	
$X_A \leq X_R$ et $X_B \leq X_R$ et $X_C > X_R$	A-B	$I_h > I_R$	L1L2N
		$I_h \leq I_R$	L1L2
$X_A \leq X_R$ et $X_B > X_R$ et $X_C \leq X_R$	A-C	$I_h > I_R$	L1L3N
		$I_h \leq I_R$	L1L3
$X_A > X_R$ et $X_B \leq X_R$ et $X_C \leq X_R$	B-C	$I_h > I_R$	L2L3N
		$I_h \leq I_R$	L2L3

Tableau de classification des différents types de défaut

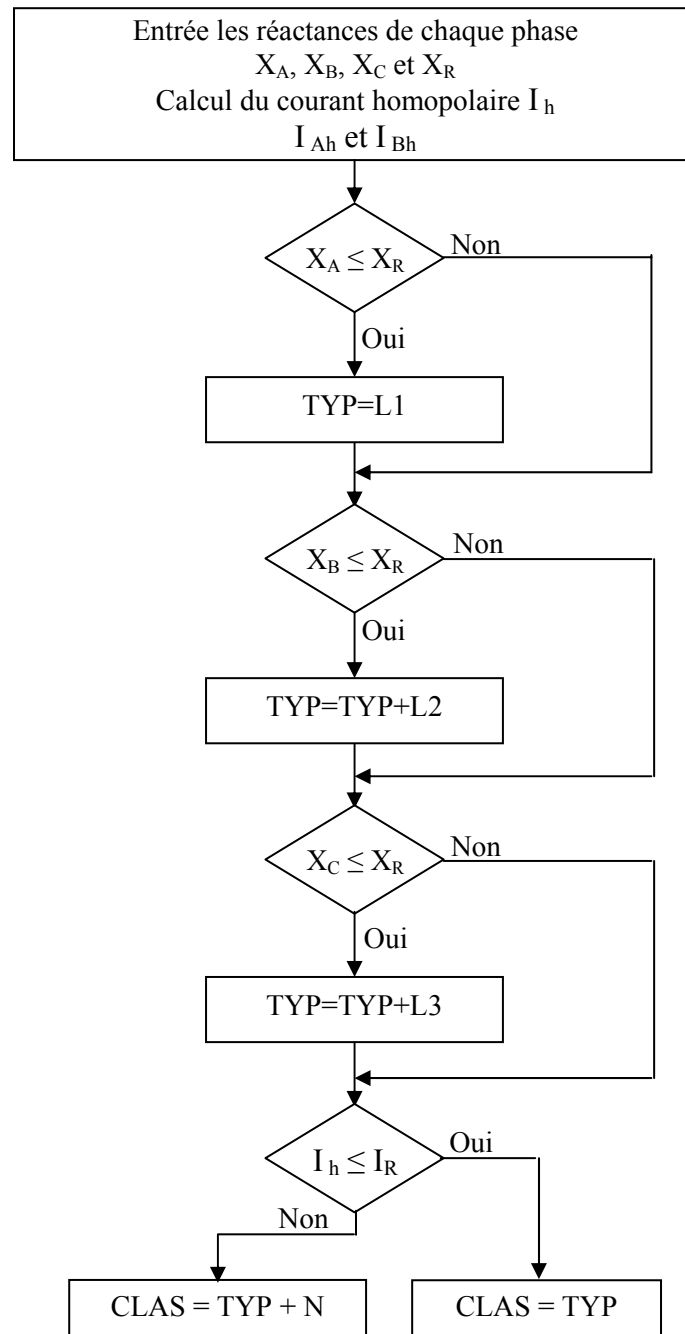


Figure. V.11. Organigramme de classification de défaut

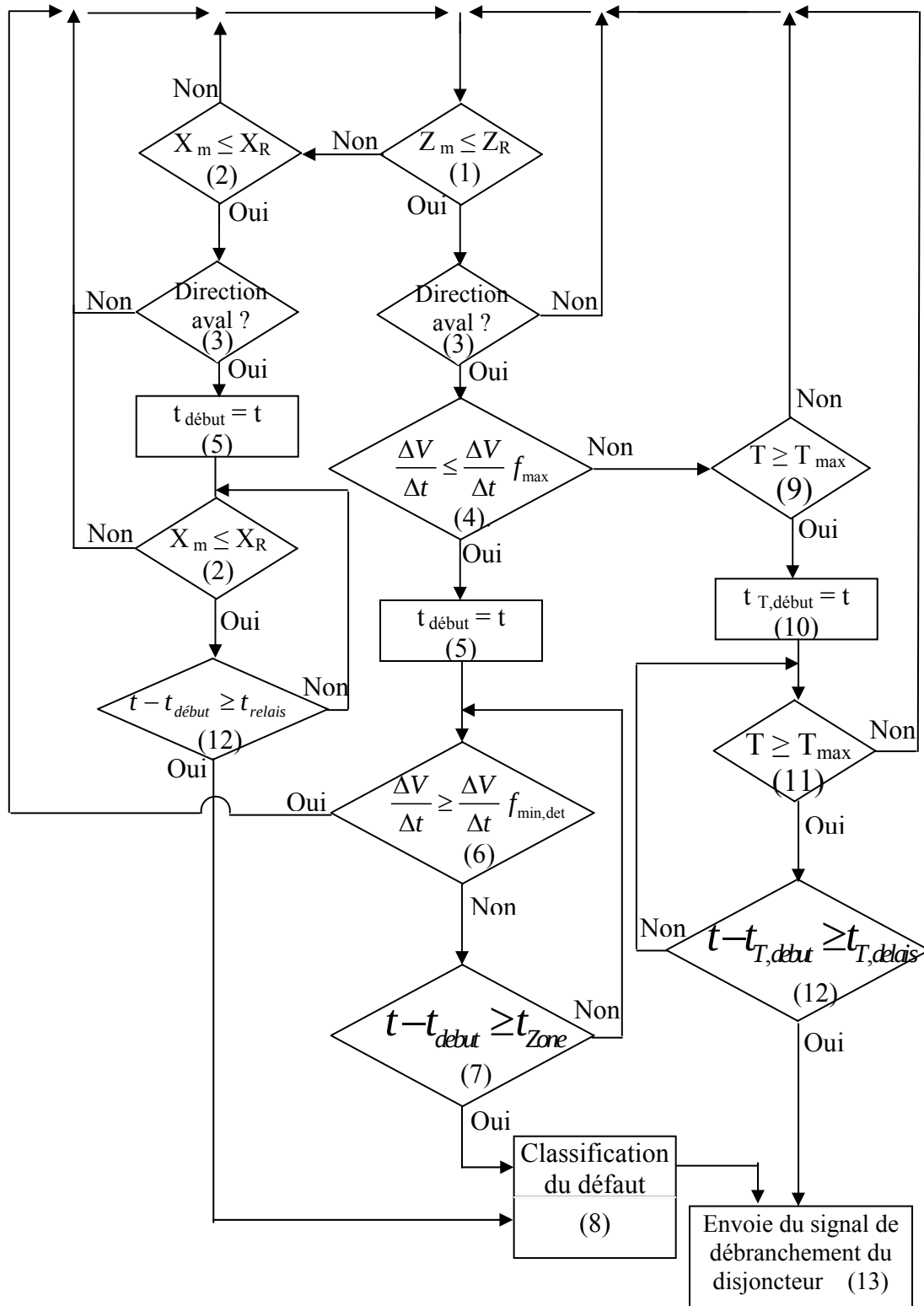


Figure V.12. Organigramme de la protection adaptative par relais d'impédance

Description de la fonction des différents bloques d'organigramme:

(1): Vérifie si l'impédance apparente mesuré Z_m est à l'intérieur de la zone prédéfinie Z_R .

(2): Vérifie s'il n'y a pas de défaut résistant à l'intérieur de la zone prédéfinie par la relation (V.6) :

$$X = m = \text{Im} \{V I_2^*\} / \text{Im} \{Z_L I_s I_2^*\}$$

(3) : Vérifie la direction du défaut d'après les équations :

Si $\frac{V_2}{I_2} = -Z_{2S}$ alors le défaut est en aval;

Si $\frac{V_2}{I_2} = +(Z_{2L} + Z_{2R})$ alors le défaut est en amont;

(4) : Vérifie si un défaut de circuit court s'est produit.

Quand un défaut se produit $\frac{\Delta V}{\Delta t}$ aura une valeur négative avec une grandeur élevée.

$\frac{\Delta V}{\Delta t} \leq \frac{\Delta V}{\Delta t} f_{\max}$: Un défaut s'est produit.

$\frac{\Delta V}{\Delta t} > \frac{\Delta V}{\Delta t} f_{\max}$: Pas de défaut.

Tel que: $\frac{\Delta V}{\Delta t} f_{\max}$ La chute de tension maximale provoquée par un défaut

(5) : Le temporisateur associé à la zone prédéfinie s'est déclenché.

$t_{\text{début}}$ = moment de l'occurrence de la condition.

(6): Vérifie si le défaut est éliminé par la protection primaire.

Quand le défaut est éliminé, $\frac{\Delta V}{\Delta t}$ aura une valeur positive avec une grandeur élevée.

$\frac{\Delta V}{\Delta t} \geq \frac{\Delta V}{\Delta t} f_{\min, \det}$: Le défaut est éliminé.

$\frac{\Delta V}{\Delta t} < \frac{\Delta V}{\Delta t} f_{\min, \det}$: Le défaut n'a pas été éliminé.

Tel que: $\frac{\Delta V}{\Delta t} f_{\min, \det}$ La variation minimale de la tension lors de l'élimination du défaut

(7) : Donne le temps nécessaire pour les protection primaire afin qu'elle puisse éliminé le défaut.

t_{Zone} = temps de fonctionnement de la zone prédéfinie.

(8) : Bloque de classification de défaut (voir organigramme figure V.11).

Les bloques 9 à 12 peuvent être mis en application dans l'algorithme quand la protection de distance est employée pour protéger les lignes aériennes contre les surcharges.

- (9) : Vérifie si la température de la ligne dépasse la limite maximum préréglée.
 $T_{\max}$ = température maximum tolérée pour le fonctionnement de la ligne.
- (10) : Déclenchement du temporisateur pour la protection thermique contre les surcharges.
 $t_{T, \text{début}}$ = moment où la température maximum tolérée de la ligne est atteinte.
- (11) : Identique au bloque (9).
- (12) : Réglage adaptatif du temps de fonctionnement contre les surcharges.
 $t_{T, \text{délais}}$ = temps de fonctionnement de la protection thermique de surcharge.

XI. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons développé un organigramme d'un relais adaptatif à minimum d'impédance destiné à la protection contre les courts-circuits et les grandes surcharges qui se produit dans le réseau électrique, notamment les lignes de transport.

Afin d'éviter les inconvénients posés par les relais à minimum d'impédance ordinaire, nous avons élaboré cet algorithme on se basant sur la théorie des composantes symétriques pour déceler tous les types de court-circuit déséquilibrés (plus de 80% de l'ensemble des défauts), et indiquer, avec une certaine précision, la position du défaut.

Pour éviter le mauvais fonctionnement du relais lors des grandes surcharges, nous avons ajouté à cet organigramme, un second test de vérification de la chute de tension (pour ne pas confondre entre les courts-circuits triphasés et les surcharges), car elle est considérable dans le régime de court-circuit.

La sélectivité dans ce type de relais est assurée par un élément directionnel numérique basé sur la mesure de la valeur et le signe de l'impédance inverse de la ligne, elle a une petite valeur avec un signe négatif pour les défaut interne a la zone de protection et une valeur supérieure avec un signe positif pour les défauts externes.

Pour compléter l'analyse, cet organigramme est doté d'un bloc permettant la classification de défaut et la sélection de la phase en défaut.

Conclusion

Conclusion :

Ce travail porte sur l'étude de la protection appropriée des lignes électriques contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits et les surcharges électriques. La protection de distance, notamment la protection à minimum d'impédance, se révèle la mieux adaptée pour ces types de perturbation, elle est largement appliquée sur les lignes de transport, donc elle nécessite une large étude. L'objectif de concevoir un relais de protection de distance adéquat est de diminuer le nombre des défauts qui peuvent se produire dans le réseau électrique, limiter leurs dégâts, maintenir la stabilité du système afin d'assurer la qualité de l'alimentation électrique.

Pour réaliser ces objectifs, des algorithmes de protection et des méthodes de détection de défaut ont été développés afin de déterminer les éventuels problèmes pouvant mener à des instabilités ou même à l'écroulement du système.

Dans un premier temps, l'étude de l'écoulement de puissance effectuée au cours de ce mémoire a permis de mieux comprendre le fonctionnement et le transit de puissance dans le réseau électrique, elle est nécessaire pour le dimensionnement des lignes et de l'appareillage, elle donne une bonne indication sur les caractéristiques d'une éventuelle surcharge, c'est, aussi, une étape préliminaire lors de l'étude des courants de court-circuit.

L'étude des défauts, notamment les courts-circuits, nous permet de calculer les courants transitant les lignes en tout point du réseau, elle nous donne une bonne indication sur les conséquences qui peuvent se produire; les courts-circuits sont généralement caractérisés par des chutes de tension importantes et des surintensités destructives, afin de préserver le système de ces perturbations, il est nécessaire d'équiper le réseau par un système de protection approprié,

En effet, pour assurer la protection des lignes de transport on utilise, généralement, la protection de distance et la protection différentielle. Pour des raisons techniques et économiques, les ingénieurs favorisent la protection de distance dans les lignes de transport THT et HT malgré les inconvénients qu'elle présente tels que:

- Relais non directionnel.
- Insensibilité aux défauts résistants.
- Mauvais fonctionnement lors des grandes surcharges.

D'une façon générale, il n'est pas possible de prévoir des relais appropriés pour un système qui évolue en temps réel, car le relais devient moins sensible si on cumule toutes les éventualités possibles. Ainsi, la protection adaptative est la plus adéquate puisqu'elle permet de faire des ajustements dans les fonctions d'une protection automatiquement afin de les faire adapter davantage aux états régnants du système de puissance.

En effet, les surcharges importantes provoquent une chute de tension dans les lignes, celle-ci a pour conséquence le fonctionnement du relais sans qu'il y ait court circuit, ce qui peut éventuellement contribuer à l'écroulement de tout le système. De plus, on peut constater l'insensibilité du relais aux courts-circuits résistants ; ce qui évidemment induit le relais en erreur,

Dans ce mémoire, qui n'est qu'une contribution à la résolution de ces problèmes, on a élaboré un algorithme adaptatif qui empêche le mauvais fonctionnement de la protection dû aux surcharges qui prend en considération non seulement la relation entre l'impédance apparente et la zone de fonctionnement mais aussi il tient compte de la chute de tension pour distinguer entre les défauts de courts-circuits et les autres incidents du réseau. Si la chute de tension dans le temps a une valeur importante, la perturbation est un court circuit, par contre, si elle est moins importante, cette perturbation est une surcharge.

Généralement, les courts-circuits qui affectent le réseau électrique sont de nature déséquilibrée, ce qui nous permet de se baser sur les composantes symétriques et plus précisément sur la composante inverse sachant que celle-ci est présente, pratiquement, dans tous les types de court-circuit.

Lors des courts-circuits résistants, le relais mesure l'impédance de la ligne augmentée par la résistance du défaut, et dans ce cas le relais ordinaire ne peut pas détecter ce type de défaut. Si le défaut est alimenté par une seule source, la caractéristique d'un relais de réactance dans le diagramme des impédances est une droite parallèle à l'axe des résistances. Par contre, si le défaut est alimenté des deux sources, une erreur de mesure peut se produire. Cette erreur est due à la composante réactive de l'impédance de la ligne et du défaut qui est mesuré par le relais, ce qui provoque un déphasage entre les courants alimentant le défaut. On utilisant les composantes symétriques, et particulièrement la composante inverse, on a pu éliminer la partie contenant la résistance du défaut et le courant de l'autre source, ainsi que le courant de pré défaut, car il a une valeur nulle.

Avec ces mêmes composantes, on introduit un sous organigramme qui joue le rôle d'un élément directionnel fiable pour tous les types de défauts non équilibrés tout en notant que pour le cas des défauts triphasés qui sont de nature équilibrés ; donc ne présentant pas des composantes inverses, une approche différente est exigée.

Savoir le type de défaut, et la phase en défaut est une nécessité, généralement employé pour permettre un déclenchement d'un simple pôle, cette information est basée sur la mesure de l'impédance et de la réactance de chaque phase de la ligne à protéger, La classification des défauts peut être faite par l'addition d'un élément de mesure du courant homopolaire dans chaque phase.

Enfin, il est très important de préciser que l'étude de la protection adaptative par relais à minimum d'impédance objet de ce mémoire est beaucoup plus vaste surtout lorsqu'il s'agit de l'étude dans le régime de la stabilité transitoire qui est d'une importance particulière et délicate. De plus, on tient à préciser qu'il reste à concrétiser ce travail par l'utilisation d'un logiciel approprié pour la mise en œuvre et la simulation sur ordinateur (protection numérique) afin de prévoir les réglages appropriés au relais numérique constituant la protection. A cet effet, on pense qu'il faut prévoir pour cette protection tous les régimes de fonctionnement dans un réseau réel. Nous espérons qu'il sera un directif essentiel pour d'autres projets d'études.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] M. Boumahrat et A. Gourdin. "Méthodes Numériques Appliquées", Office des Publications Universitaires, Alger. Edition 1991.
- [2] C. L. WADHWA. "Electrical Power System". JOHN WILEY & SONS. Edition 1983.
- [3] Olle I. Elgend. "Electrical Energy system Theory: An Introduction", Mc Graw-Hill Edition 1982.
- [4] J. Arrillaga and C. P. Arnold. "Computer Analysis of Power system", JOHN WILEY & SONS Edition 1990.
- [5] CHARLES. A. GROSS. "Power System Analysis". John Wiley and sons. Edition 1979.
- [6] Michel Aguet et Jean Jaques Morf. "Traité d'Electricité: Energie Electrique". Vol : XII; Presses polytechniques et universitaires romandes, deuxième édition 1987.
- [7] P. M. ANDERSON. "Analysis of Faulted Power Systems", WILEY international Edition 1979
- [8] G. W. STAGG, A. H. EL-ABIAD. "Computer methods in Power System Analysis". Mc Graw-Hill BOOK COMPANY. Edition 1968
- [9] Horowitz S.H, Phadke A.G, "Power System Relaying", ISBN 0-86380-185-4, Research Studies Press Ltd, 1995.
- [10] M. PETARD. "Généralités sur la Protection des réseaux d'énergie Electrique: « Relais de protection », EDF. 1961
- [11] Technique de l'Ingénieur: Traité de Génie Electrique, D4800: "Protection des réseaux".
- [12] Westinghouse Electric Corporation: "Applied Protective Relaying", Relay-Instrument division, Newark, N.J. 07101, USA, 1976.
- [13] "Protective Relays Application Guide", GEC ALSTHOM, ed. 3, 1987.
- [14] Elmore W.A, "Protective Relaying Theory and Applications", Marcel Dekker Inc, 1994.
- [15] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, IEEE-SA Standards Board, Approved 16 September 1999.
- [16] Christophe Prévé, "Protection des réseaux électriques", Editions HERMES, Paris, 1998

- [17] Bollen M, "Power system course compendium, electric power system advanced course", Department of Electrical Power Engineering, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, February 1999.
- [18] M. DELPCH. "Pratique des Protections Wattmétriques et de distance", Centre de perfectionnement électrique de NANTERRE EDF. Réédition 1978
- [19] Guide for Application of Current Transformers: used for Protective Purposes C37.110 IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, N° 1, January 1999.
- [20] A. R. Van C. Warrington. "Protective Relays: their theory and Practice". Vol: 2 Chapman and Hall London. Third edition 1978
- [21] Rockefeller, G.D.; Wagner, C.L; Linders, J.R; Hicks, K.L; Rizey, D.T. "Adaptive transmission relaying concepts for improved performance". Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume: 3 Issues: 4, Oct. 1988, Page(s): 1446 -1458.
- [22] Phadke, A.G.; Horowitz, S.H. "Adaptive relaying". Computer Applications in Power, IEEE, Volume: 3 Issue: 3, July 1990, Page(s): 47 –51.
- [23] Perez L.G, Flechsig A.J, Venkata subramanian V, "Modelling the protective system for power system dynamic analysis". IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 4, November 1994, pp. 1963 - 1973.
- [24] Wang F, "On Power Quality and Protection", Technical Report No. 372L, Chalmers University of Technology, Sweden, 2001.
- [25] Phadke, A. G. and Thorp, J. S., "Computer Relaying for Power Systems". Research Studies Press Ltd., Taunton, Somerset, England, 1994
- [26] Jiang, J-A, et al, "A Composite Index to Adaptively Perform Fault Detection, Classification and Direction Discrimination for Transmission Lines", Paper presented at IEEE Winter Meeting New York, NY, 27-31 January, 2002.
- [27] IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 242-2001, page (s): 20-28.
- [28] C.F. Wagner, R.D. Evans, "Symmetrical Components"; Robert E. Krieger Publishing, Malabar, FL, 1982.
- [29] M. Sanaye – Pasand. H. Khorashadi – Zadeh. "Transmission Line Fault Detection & Phase Selection using ANN"; International Conference on Power Systems Transients. IPST 2003 in New Orleans, USA.
- [30] J. Roberts; A. Guzman; E. O. Schweitzer, III. "Z= V/I does not make a distance relay" Schweitzer engineering laboratories, inc. Pullman, Washington. 20th Annual Western Protective Conference; Spokane, Washington October 19–21, 1993.

- [31] Fernando Calero. "Rebirth of Negative-Sequence Quantities in Protective Relaying With Microprocessor-Based Relays"; Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. La Paz, Bolivia; 30th Annual Western Protective Relay Conference; Spokane, Washington, USA October 2003
- [32] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow, T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No 8, August 1982.
- [33] E.O. Schweitzer III, "Evaluation and Development of Transmission Line Fault Locating Techniques Which Use Sinusoidal Steady-State Information"; Proceedings of the 9th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1982
- [34] Magnus Akke: "Fault Classification for Distance Protection", ABB Automation Technology Products AB. SE-721 59, Sweden.
- [35] Vu K, Begovic M.M, Novosel D, Saha M.M, "Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp. 1029 - 1035.
- [36] Elkateb, M. M., Cheetham W. J., "A New Approach to High Speed Phase Selection" Developments in Power System Protection, IEE, London, UK, 1980; pp., p.171-176.
- [37] Roberts, J. B., and Schweitzer, III, E. O., "Fault identification system for use in protective relays for transmission line", US patent US5515227, issued May 7, 1996