



**FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES**  
**DÉPARTEMENT de GÉNIE ÉLECTRIQUE**



**Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master**

Spécialité : Génie Electrique

Option : réseaux électrique et haute tension

**Présenté par :**

OTMANE Seif eddine

*Sujet du mémoire*

**PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUE**  
**(APPROCHE GLOBALE)**

*Soutenu publiquement devant le jury composé de :*

M <sup>r</sup> ,	B.BEKKI	Président
M <sup>r</sup> ,	A.BENAYADA	Rapporteur
M <sup>em</sup> ,	Z.TEZTAZ	Examineur

PROMOTION : 2015

# Remerciements

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur -Mr BEN AYADA, A- Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les enseignants, qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à me rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches.

Je remercie tous les responsables de labo au département de génie électrique qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail

Je remercie mes très chers parents, qui ont toujours été là pour moi.

Enfin, je remercie tous mes Amis pour leur sincère amitié et confiance

# Sommaire

## Chapitre I : introduction à la protection

I. INTRODUCTION .....	1
I.1. Défauts et conditions anormales d'exploitation .....	1
I.1.1. Défauts shunt (court-circuit).....	1
I.1.1.1. Classification des défauts shunt .....	2
I.1.1.1.a. Défauts de phase et défaut à la terre .....	2
I.1.1.1.b. Tensions et courants au cours de divers défauts .....	3
I.1.2. Défauts série .....	6
I.1.3. Conditions d'exploitation anormales .....	6
I.1.3.1. Les système de protection déclenchent Pendant les conditions d'exploitation anormales ?.....	6
I.2. Ce que le système de protection faire ? .....	6
I.2.1. Un système de production et ses attributs .....	7
I.2.2. Sensibilité .....	8
I.2.3. Sélectivité .....	8
I.2.4. La Vitesse .....	8
I.2.5. Fiabilité .....	8
I.3. Conclusion .....	8

## Chapitre II : la protection contre les surintensités

II. Introduction .....	10
II.1. Protection contre les surintensités .....	10

II.1.1. Fusible .....	10
II.1.2. Relais thermique .....	11
II.1.3. Relais de surintensité .....	12
II.1.3.1. Relais instantané de surintensité .....	13
II.1.3.1.a. Le relais de surintensité à temps défini ( <i>Definite Time Over-current Relay</i> ) DTOC .....	14
II.1.3.2. Relais de surintensité à temps inverse .....	15
II.1.3.2.a. Relais à temps inverse à minimum défini ( <i>Inverse definite minimum time</i> ) (IDMT).....	15
II.1.3.2.b. Relais de surintensité à temps très inverse .....	16
II.1.3.2.c. Relais de surintensité à temps extrêmement inverse .....	16
II.2. Application de relais de surintensité à temps défini (DTOC) dans la protection d'un système radial .....	17
II.2.1. Comment sélectionner la valeur de déclenchement du relais .....	18
II.2.2. Comment régler le temps de fonctionnement du relais .....	19
Fig.II.9 : le réglage de temps du relais DTOC .....	20
II.3. Application de Relais à temps inverse à minimum défini ( <i>Inverse definite minimum time</i> ) (IDMT) dans la protection d'un système RADIAL.....	22
II.4. Protection d'un départ triphasé .....	26
II.5. La protection directionnelle .....	29
II.5.1. La protection directionnelle d'un système mono-alimenté par une extrémité avec départs en parallèle .....	31
II.6. Conclusion .....	32

## **Chapitre III : la protection différentielle**

III. Introduction .....	33
III.1. Protection différentielle simple .....	33
III.1.1. Comportement En cas de charge .....	33
III.1.2. Comportement Pendant défaut externe .....	34
III.1.3. Comportement Pendant défaut interne .....	34
III.1.4. Protection différentielle Simple, alimentation par les deux extrémités: Comportement Pendant défaut interne .....	35
III.2. Zone de protection du relais différentiel .....	36
III.3. Comportement réelle d'un Système différentiel simple .....	37
III.3.1. Le rapport de stabilité .....	38
III.4. Le relais différentiel de pourcentage .....	40
III.5. CONCLUSION .....	44

## **Chapitre IV : la protection de transformateur**

IV. INTRODUCTION .....	45
IV.1 Schémas d'un transformateur triphasé.....	45
IV.2. Circuit équivalent du transformateur .....	48
IV.3. Types de défauts dans les transformateurs .....	49
IV.4. Protection contre les surintensités .....	51
IV.5. Protection différentiel de pourcentage de Transformateur .....	52
IV.5.1. Développement des connexions .....	52
IV.5.2. Phase C-à-la terre (C-T) Défaut externe .....	56
IV.5.3. Phase C-à-la terre (C-T) Défaut interne .....	58

IV.6. Défauts entre spires dans les transformateurs .....	60
IV.7. Relais Buchholz .....	61
IV.8. CONCLUSION .....	62

## **Chapitre V : le relais de distance**

V. INTRODUCTION .....	63
V.1. Le relais d'impédance .....	63
V.1.2. Performance de relais d'impédance simple pendant la circulation normal de puissance .....	68
V.1.3. Effet de la Résistance Arc sur la limite de fonctionnement (la portée) de relais d'impédance simple .....	69
V.1.4. Propriété directionnelle exposée par relais d'impédance simple .....	70
V.2. Le relais de réactance .....	71
V.2.1. Performance de relais de réactance pendant une circulation de puissance normal .....	72
V.2.2. Effet de la résistance de l'arc sur la limite de fonctionnement de relais de réactance (la portée) .....	73
V.2.3. Propriété directionnelle Exposée par le relais de réactance .....	74
V.3. Comparaison entre la distance Relais .....	76
V.4. Protection de distance d'une ligne triphasée .....	76
V.4.1. Défauts de phase .....	78
V.4.2. Défaut à la terre .....	81
V.4.3. Protection complète d'une ligne triphasée .....	83
V.5. Raisons de l'inexactitude de la limite de fonctionnement du Relais de distance .....	85

V.6. Trois étapes pour la protection de distance .....	85
V.6.1. Première étape .....	85
V.6.2. Deuxième étape .....	86
V.6.3. Troisième étape .....	86
V.7. Trois-étapes de protection d'une ligne alimenté par les deux extrémités .....	89
V.9. Conclusion .....	90

## **Chapitre VI : la protection des générateurs**

VI. Introduction .....	91
VI.1. Circuit électrique du générateur .....	92
VI.2. Différents défauts et conditions anormales d'exploitation .....	95
VI.2.1. Défauts de stator .....	96
VI.2.1.1. Stator et défaut à la terre .....	96
VI.2.1.2. Protection différentielle transversale .....	98
VI.2.2. Défauts de rotor .....	99
VI.3. Conditions d'exploitation anormales .....	100
VI.3.1. Charge déséquilibrée .....	101
VI.3.2. Survitesse .....	103
VI.3.3. Perte d'excitation .....	104
VI.3.3.1. Protection contre la perte d'excitation par (Offset Mho Relay).....	106
VI.3.4. Perte de la source d'entraînement .....	107
VI.4. CONCLUSION .....	109

## La liste des figures

<b>FigI.1.</b> Les défauts de phase et de terre .....	3
<b>Fig.I.2</b> La chute de tension à l'emplacement de système de protection dans un système triphasé représenté par un schéma unifilaire .....	4
<b>Fig.I.3</b> La tension à l'emplacement de système de protection pendant les différents défauts.....	5
<b>Fig.I.4.</b> le système de protection .....	7
<b>Fig.I.5 :</b> schéma conceptuel du relais .....	7
<b>Fig. II.1 :</b> fusible à haut pouvoir de coupure.....	11
<b>Fig.II.2 :</b> relais thermique .....	12
<b>Fig. II.3</b> .diagramme block d'un relais de surintensité .....	13
<b>Fig.II.4 :</b> La caractéristique du relais instantané de surintensité .....	14
<b>Fig.II.5 :</b> La caractéristique du relais de surintensité à temps défini .....	14
<b>Fig.II.6 :</b> La caractéristique du relais à temps inverse à minimum défini .....	16
<b>Fig.II.7 :</b> l'application du relais DTOC dans la protection d'une ligne .....	17
<b>Fig.II.8. :</b> le réglage de courant du relais DTOC .....	19
<b>Fig.II.9 :</b> le réglage de temps du relais DTOC .....	20
<b>Fig.II.10. :</b> le réglage du relais DTOC pour la protection d'une ligne .....	22
<b>Fig.II.11 :</b> le réglage du relais IDMT pour la protection d'une ligne .....	23
<b>Fig.II.12. :</b> le temps de fonctionnement des relais $R_A$ et $R_B$ en cas d'un défaut maximal .....	26
<b>Fig.II.13 :</b> protection contre les surintensités d'une ligne triphasée .....	27
<b>Fig.II.14 :</b> deux relais pour les défauts de phase et un relais pour les défauts de terre pour la protection d'une ligne triphasée .....	28



<b>Fig.II.15 :</b> illustration du rôle des protections directionnelle .....	29
<b>Fig.II.16 :</b> la protection directionnelle du courant résiduel ne déclenche pas car le sens du courant est inversé .....	31
<b>Fig.II.17 :</b> La protection directionnelle d'un système mono-alimenté par une extrémité avec départs en parallèle .....	32
<b>Fig. III.1 :</b> la protection différentielle simple .....	33
<b>Fig. III.2 :</b> système de protection différentielle reste stable en défaut externe .....	34
<b>Fig. III.3 :</b> système de protection différentielle simple fonctionne en cas d'un défaut interne.....	35
<b>Fig. III.4 :</b> système de protection différentielle simple fonctionne en cas d'un défaut interne dans un système alimenté par les deux extrémités .....	36
<b>Fig. III.5 :</b> la zone de protection du relais différentielle .....	37
<b>Fig. III.6 :</b> courant différentielle due aux erreurs des TC .....	38
<b>Fig. III.7 :</b> caractéristiques du relais différentiel simple .....	39
<b>Fig. III.8 :</b> relais différentielle de pourcentage .....	41
<b>Fig. III.9 :</b> les caractéristiques du relais différentiel de pourcentage .....	42
<b>Fig. IV.1 :</b> la constitution d'un transformateur triphasé .....	46
<b>Fig. IV.2 :</b> (a) schémas d'un transformateur Y- $\Delta$ (b) diagramme représentant l'angle entre les courant primaire et les courant secondaire .....	47
<b>Fig. IV.3 :</b> transformateur monophasé .....	48
<b>Fig. IV.4 :</b> la variation de courant de défaut en fonction de la distance dans un transformateur.....	49
<b>Fig. IV.5 :</b> la variation de courant de défaut en fonction de la distance (cotée triangle).....	50
<b>Fig. IV.6 :</b> la protection contre les surintensités d'un transformateur .....	52

<b>Fig. IV.7</b> : développement de la connexion des TC pour la protection différentielle d'un transformateur .....	53
<b>Fig. IV.8</b> : détermination des courants de ligne pour les deux cotées d'un transformateur ....	54
<b>Fig. IV.9</b> : la connexion finale d'un relais différentielle de pourcentage .....	55
<b>Fig. IV.10</b> : défaut de la phase c à la terre .....	57
<b>Fig. IV.11</b> : défaut de la phase c à la terre (défaut interne) .....	59
<b>Fig. IV.12</b> : défaut entre spire .....	60
<b>Fig. IV.13</b> : l'emplacement du relais buchholz .....	61
<b>Fig. IV.14</b> : les composantes du relais buchholz .....	62
<b>Fig. V.1</b> : introduction au relais de distance .....	64
<b>Fig. V.2</b> : caractéristique du relais d'impudence simple sur le plan V-I .....	65
<b>Fig. V.3</b> : caractéristique du relais d'impudence simple sur le plan R-X .....	67
<b>Fig. V.4</b> : caractéristique de la ligne en défaut en présence d'une résistance d'arc .....	68
<b>Fig. V.5</b> : Performance de relais d'impédance pendant la circulation de puissance normal .....	69
<b>Fig. V.6</b> : Effet de la Résistance Arc sur la limite de fonctionnement de relais d'impédance simple .....	70
<b>Fig. V.7</b> : la propriété directionnelle du relais d'impédance simple .....	71
<b>Fig. V.8</b> : caractéristique du relais de réactance .....	72
<b>Fig. V.9</b> : Performance de relais de réactance pendant une circulation de puissance normal .....	73
<b>Fig. V.10</b> : l'effet de la résistance de défaut sue le relais de réactance .....	74
<b>Fig. V.11</b> : la propriété directionnelle du relais de réactance .....	75

<b>Fig. V.12</b> : le problème de fournir une protection de distance pour une ligne triphasé .....	77
<b>Fig. V.13</b> : le raccordement des circuits (direct – inverse – homopolaire) en cas de défaut biphasé (B-C) .....	79
<b>Fig. V.14</b> : le raccordement des circuits (direct – inverse – homopolaire) en cas de défaut monophasé (A-T) .....	81
<b>Fig. V.15</b> : la protection complète d'une ligne triphasée .....	84
<b>Fig. V.16 (a)</b> : les trois étapes de protection .....	87
<b>Fig. V.16 (b)</b> : les trois étapes de protection (représentation simplifié) .....	87
<b>Fig. V.16 (c)</b> : la perte de la sélectivité de la dixième zone de relais $R_A$ et la deuxième zone de relais $R_B$ .....	88
<b>Fig. V.17</b> : la partie de la ligne sous la protection instantané (60%de la ligne) .....	89
<b>Fig. VI.1</b> : la complexité de la protection de générateur .....	91
<b>Fig. VI.2</b> : la complexité de la protection d'un turbo alternateur .....	93
<b>Fig. VI.3 (a)</b> : générateur – transformateur des unités auxiliaire et le disjoncteur principal .....	94
<b>Fig. VI.3 (b)</b> : générateur et le transformateur de mise à la terre .....	94
<b>Fig. VI.3 (c)</b> : le circuit électrique de l'excitateur .....	95
<b>Fig. VI.4 (a)</b> : déférant défaut de générateur .....	95
<b>Fig. VI.4 (b)</b> : déférant condition d'exploitation anormale de générateur .....	96
<b>Fig. VI.5</b> : protection différentielle de pourcentage longitudinal .....	97
<b>Fig. VI.6</b> : protection différentielle transversal d'enroulement de stator .....	98
<b>Fig. VI.7</b> : la protection contre les défauts du rotor .....	100
<b>Fig. VI.8</b> : le déséquilibre cause un sur-échauffement de générateur .....	102

<b>Fig. VI.9</b> : la logique de la protection contre le déséquilibre .....	103
<b>Fig. VI.10</b> : la protection contre la survitesse .....	104
<b>Fig. VI.11</b> : la perte d'excitation .....	105
<b>Fig. VI.12</b> : protection contre la perte d'excitation par (offset Mho relay) .....	106
<b>Fig. VI.13</b> : la perte d'excitation .....	108
<b>Fig. VI.14</b> : la protection contre la perte de la source d'entraînement par l'utilisation d'un relais directionnel .....	109

## La liste des tableaux

<b>Tableau I.1:</b> les statistiques des défauts .....	2
<b>Tableau I.2:</b> les statistiques des défauts pour les différents éléments du réseau .....	2
<b>Tableau II.1 :</b> le réglage et le but des relais .....	21
<b>Tableau II.2 :</b> protection d'une ligne triphasée .....	28
<b>Tableau. V.1 :</b> la situation du relais d'impédance en fonction de l'emplacement de défaut .....	64
<b>Tableau. V.2 :</b> comparaison entre les relais de distance .....	76
<b>Tableau. V.3 :</b> la présence des composantes symétrique pendant différents défauts .....	78
<b>Tableau V.4 :</b> résumé des trois étapes de protection de distance .....	88
<b>Tableau. VI.1 :</b> la différence entre la protection différentielle de transformateur et de générateur .....	97

## Introduction général

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique, cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue, elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations, la plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections.

Elles doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres : courant de court-circuit, quels sont les capteurs de mesure en place, sélectivité, une étude réseau est donc nécessaire. La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, pour la protection on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs, chaque zone doit être correctement protégée, les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection, les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs, elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes, chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques.

Les défauts électriques et en particuliers les court-circuits font courir un danger, aux personnes, aux équipements électriques présent sur le réseau et à la fourniture d'électricité en termes de stabilité et de continuité, en effet, en cas de court-circuit, un courant très important circule dans le réseau : nettement plus grand que celui nominal, tandis que la tension chute fortement, s'il n'est pas rapidement éliminé, les pertes joules causées par le courant peuvent provoquer des dommages importants sur les équipements électriques par échauffement des conducteurs, par ailleurs la baisse de tension influe sur la qualité de l'électricité.

Ce travail est un approche globale sur la protection des réseaux électrique, dans ce travail il y a six chapitre chaque chapitre illustre la protection d'un élément dans le réseau ou une technique de protection, bonne lecture.

# **CHAPITRE 01**

## **I. INTRODUCTION :**

La société moderne est venue à dépendre fortement de la disponibilité continue et fiable de l'électricité, et une haute qualité de l'électricité aussi.

Les réseaux informatiques et de télécommunications, réseaux bancaires et postaux, les industries et les systèmes de soutien de la vie sont que quelques applications qui ne peuvent tout simplement pas fonctionner sans une source très fiable d'énergie électrique, et ajouter à cela, le nombre d'utilisateurs domestiques qui veulent l'électricité sans interruptions.

Aucun réseau électrique ne peut être conçu de telle manière qu'il ne serait jamais échoué, dans le langage des ingénieurs de protection, ces échecs sont appelés défauts, ce qui est plus important, c'est, comment prévenir les défauts et comment atténuer les conséquences des défauts.

Les effets néfastes de défauts sont minimisés en isolant rapidement l'élément défectueux du reste du système sain, limitant ainsi la perturbation.

### **I.1. DEFAUTS ET CONDITIONS ANORMALES D'EXPLOITATION :**

#### **I.1.1.DÉFAUTS SHUNT (COURT-CIRCUIT):**

Défauts shunt sont essentiellement dus à une défaillance de l'isolation, l'isolation peut échouer à cause de son propre affaiblissement, ou il peut échouer à cause d'une surtension, l'affaiblissement de l'isolation peut être dû à une ou plusieurs des facteurs suivants:

- Vieillessement
- La Température
- Pluie, grêle, neige
- La pollution chimique
- Objets étrangères

La surtension peut être soit internes (en raison de commutation) ou externe (foudre).



### I.1.1.1. Classification des défauts shunt :

#### I.1.1.1.a. Défauts de phase et défaut à la terre :

Les défauts qui comprennent un seul des conducteurs de phase et la masse (la terre) sont appelées **défauts à la terre (monophasé)**, défauts impliquant deux ou plusieurs conducteurs de phase, avec ou sans terre, sont appelés défauts de phase.

Les réseaux électriques ont été en activité depuis plus de cent ans maintenant, l'expérience accumulée montre que tous les défauts ne sont pas la même probabilité.

Le tableau suivant présente la probabilité de chaque type de défaut. [1]

**Tableau I.1:** les statistiques des défauts

défaut	Probabilité d'occurrence	sévérité
Phase-Terre	85 %	Moins sévère
Ph-Ph	8%	
Ph-Ph-Terre	5%	
Ph-Ph-Ph	2%	Plus sévère
Total	100%	

En outre, la probabilité de défauts sur les différents éléments du réseau est différente, les lignes de transmission qui sont exposés à l'atmosphère sont les plus susceptibles d'être soumis à des situations de défaut, les équipements intérieurs sont moins susceptibles d'être soumis à des situations de défaut, les statistiques de défaut est affichée dans le tableau 1.2. [1]

**Tableau I.2:** les statistiques des défauts pour les différents éléments du réseau

Eléments de réseau	La probabilité de défaut (%)
Lignes aériennes	50%
Câbles sauterait	9%
transformateurs	10%
Générateurs	7%
Les appareillages de coupure	12%
TC-TP-relais-équipements de contrôle	12%
<b>Total</b>	100%

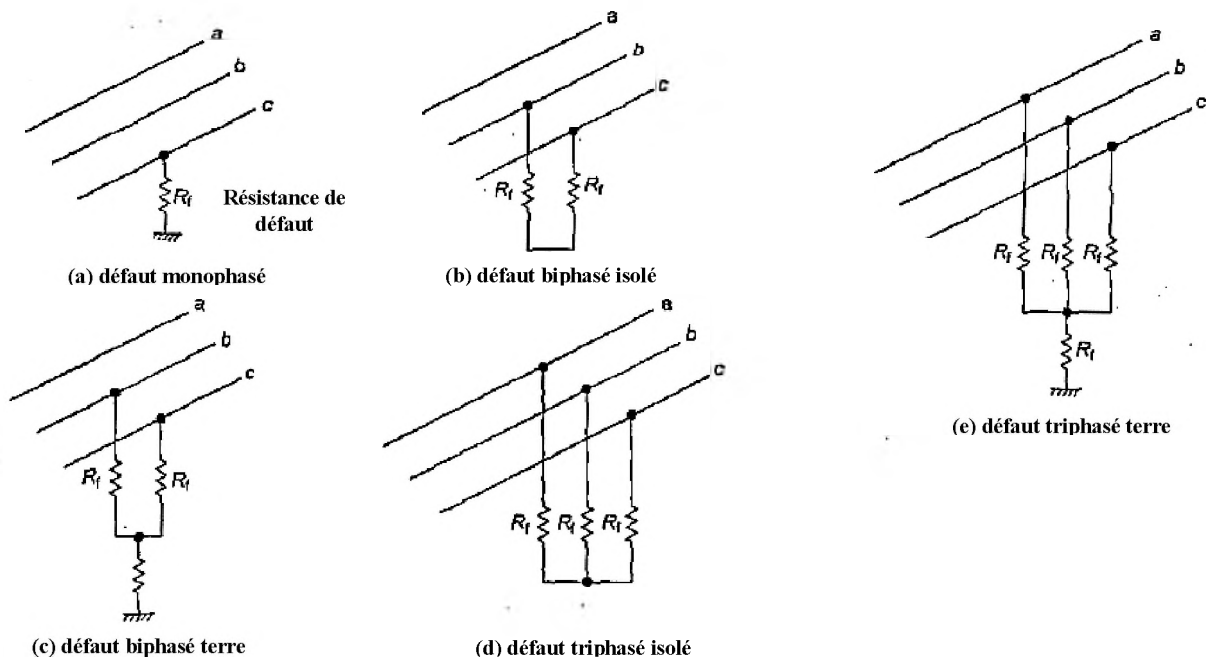
La gravité du défaut peut être exprimée en termes de l'amplitude du courant de défaut et donc son potentiel de causer des dommages, dans le réseau électrique, le défaut triphasé est le plus grave que le défaut monophasé qui est le moins sévère.

#### I.1.1.1.b. Tensions et courants au cours de divers défauts :

Un défaut s'accompagne avec une accumulation de courant, ce qui est évident, en même temps, il existe une chute de tension dans tout le réseau, Si le défaut est un défaut franc, la tension au point de défaut égale à zéro, La tension aux bornes du générateur sera également baisser, mais pas radicalement.

Normalement, le système de protection à leur emplacement vue le défaut, par une l'accumulation de courant.

Figure I.1 représente divers défauts à la terre ainsi que des défauts de phase.



FigI.1. Les défauts de phase et de terre

La figure I.2 représente un système d'alimentation radial avec un défaut près de l'extrémité de la ligne de transmission, on peut voir à partir du diagramme que la tension à l'emplacement du relais au cours de défauts est inférieure en amplitude à la tension avant le défaut. [1]

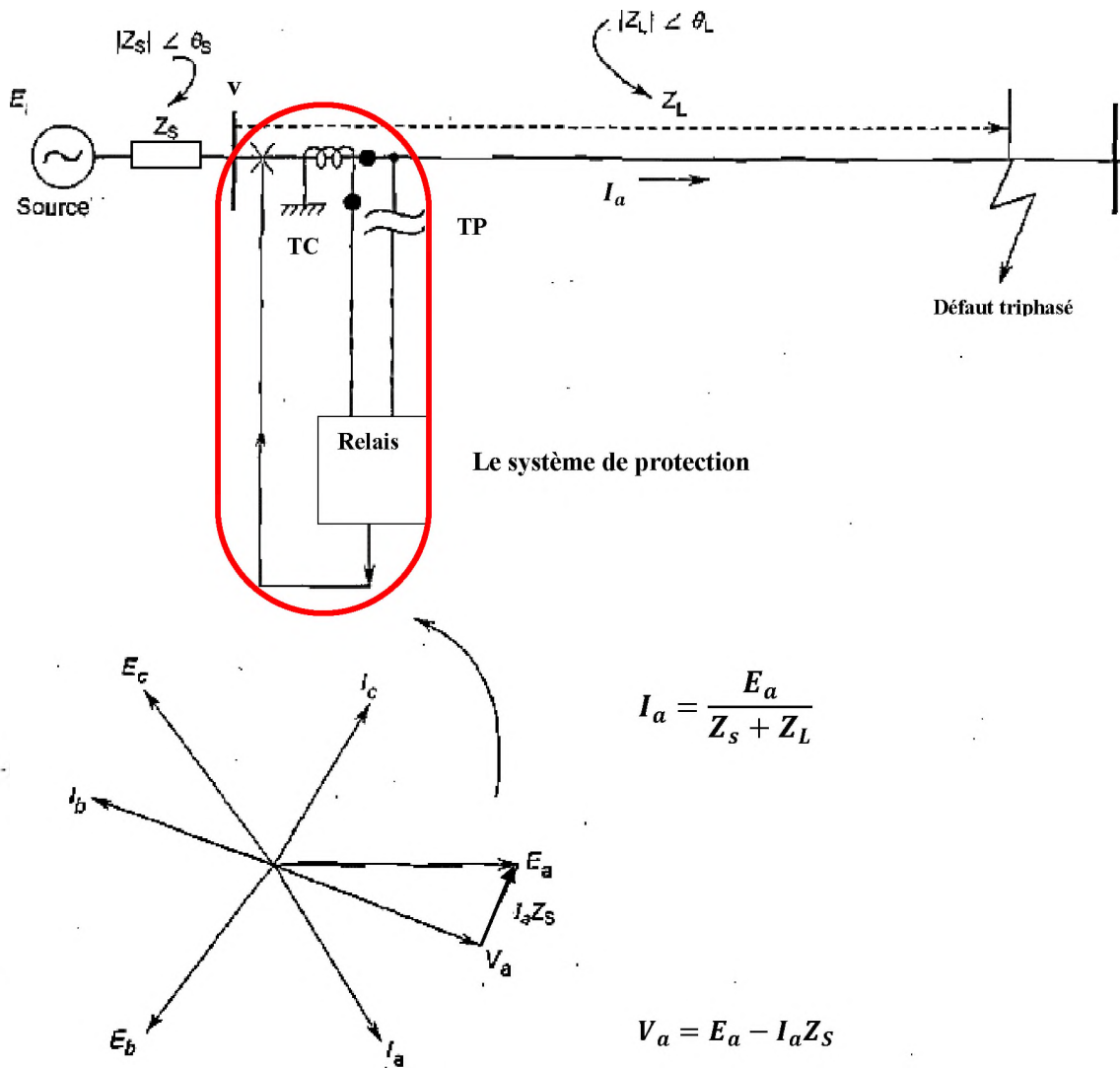
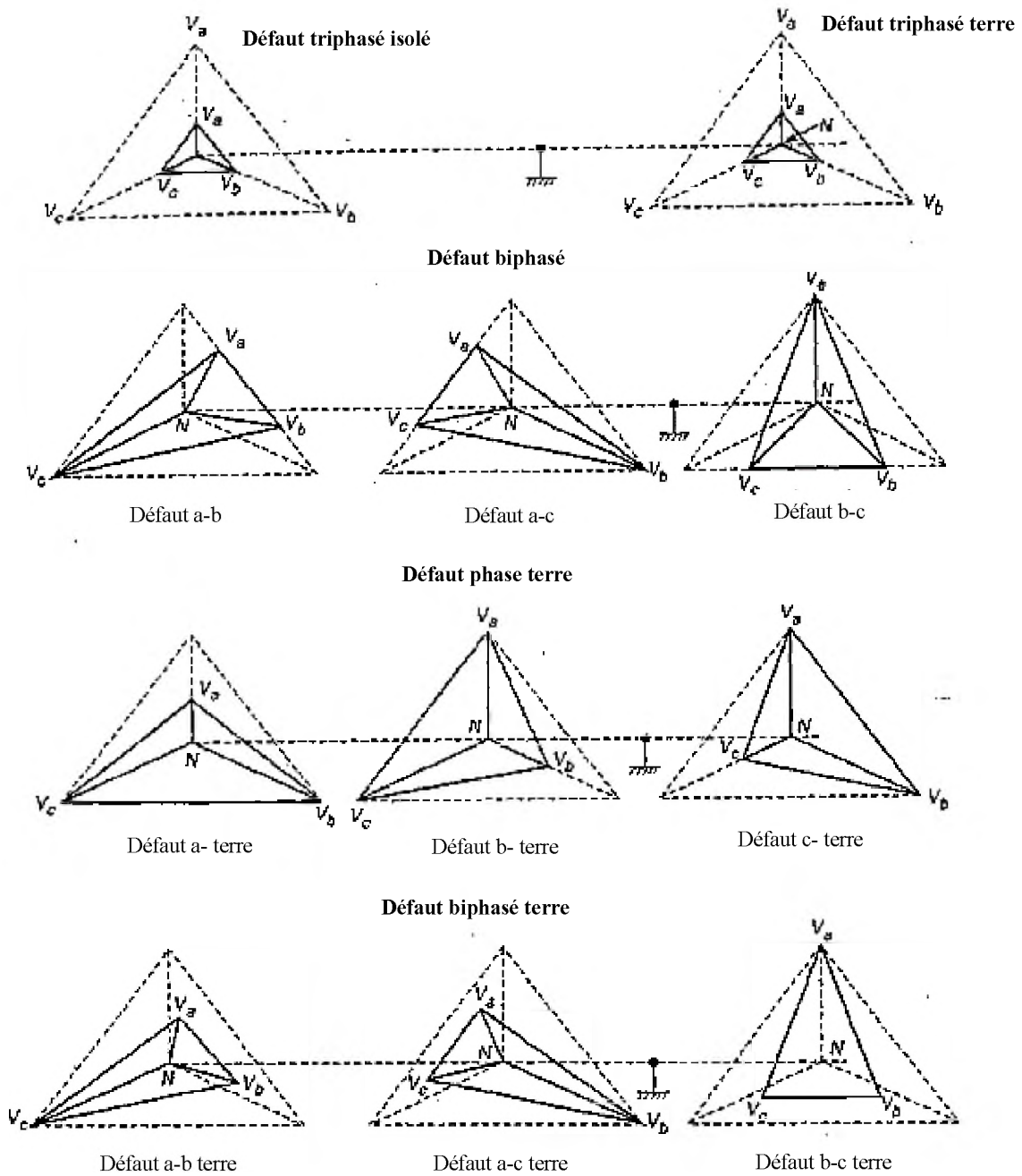


Fig.I.2 La chute de tension à l'emplacement du système de protection dans un système triphasé représenté par un schéma unifilaire

Dans la figure I.3, la déformation de la tension durant tous les 11 défauts.[1]



**Fig.I.3** La tension à l'emplacement de système de protection pendant les différents défauts

**I.1.2.DEFAUTS SERIE :**

Ces défauts sont une rupture dans le chemin de courant, normalement de tels défauts ne résultent pas en catastrophes sauf lorsque le conducteur coupé touche autre conducteur ou une partie mis à la terre.

Il est observé dans la pratique que la plupart des défauts série tôt ou tard, se transforment en court-circuit.[1]

**I.1.3. CONDITIONS D'EXPLOITATION ANORMALES :**

Il existe certaines conditions de fonctionnement du système qui ne sont certainement pas normal, mais ce ne sont pas des défauts électriques, quelques exemples sont le courant d'enclenchement d'un transformateur, le courant de démarrage d'un moteur à induction, et les conditions de l'oscillation de puissance.[1]

**I.1.3.1. Les système de protection déclenchent Pendant les conditions d'exploitation anormales ? :**

Comment le système de protection devrait répondre aux conditions de fonctionnement anormales exige une considération attentive, il n'est pas nécessaire d'assurer une protection contre ces conditions, par conséquent le système de protection doit établir une discrimination entre les conditions normal de fonctionnement et les conditions anormales et les situations de défaut.[1][2]

**I.2. CE QUE LE SYSTEME DE PROTECTION FAIRE ? :**

Les systèmes de protection sont supposés détecter le défaut avec l'aide de transformateurs de courant et de tension, et éliminer sélectivement seule la partie défectueuse du reste du système en déclenchant un nombre approprié de disjoncteurs, dans un réseau, les défauts ne sont pas tous les jours.

Un système de protection peut passer tout sa vie de fonctionnement en surveillance de système, il doit par conséquent être prêt tout le temps, il est dit qu'un système de protection fonctionne un nombre beaucoup plus de fois au cours des essais et l'entretien que pendant les défauts réelle!

Ainsi, le système de protection est comme une assurance contre les dommages dus à des défauts.[1]

### I.2.1. UN SYSTEME DE PRODUCTION ET SES ATTRIBUTS :

La figure I.4 montre un système de protection pour la protection à distance d'une ligne de transmission, constitué d'un TC et un TP un relais et son disjoncteur associé, tout système de protection aura ces composants de base.

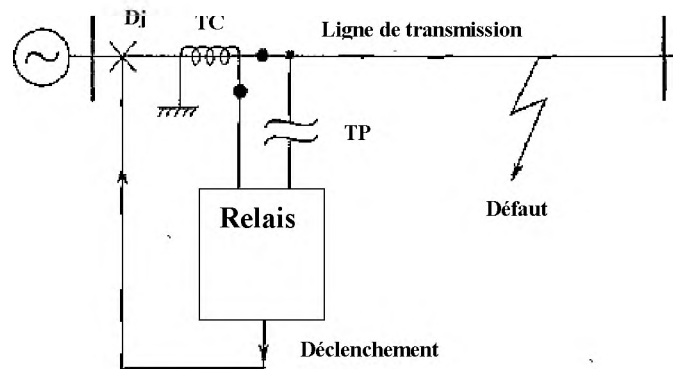


Fig.I.4. le système de protection

Nous pouvons considérer le relais comme une boîte noire ayant une entrée de courant et tension et une sortie sous la forme d'un contact normalement ouvert, cette sortie du relais est câblée avec le circuit de déclenchement du disjoncteur(s) associé, le relais a une autre entrée réglable qui est le réglage du relais.

Le relais effectue le traitement des informations fournies par le TC et le TP en conformité avec une certaine logique prédéterminée et la compare avec le réglage pour prendre une décision de non-déclenchement ou de déclenchement, le schéma conceptuel d'un relais généralisé est représenté sur la figure I.5.[1]

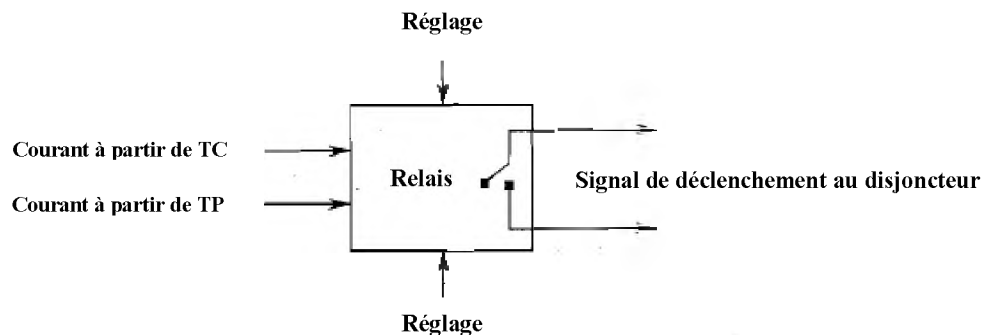


Fig.I.5 : schéma conceptuel du relais

Chaque system de protection doit avoir certaines propriétés générales sont :

### **I.2.2. Sensibilité :**

Le système de protection doit être en vie à la présence du courant de défaut le plus petit, plus il peut détecter le plus petit courant de défaut, plus le relais est sensible.[1]

### **I.2.3. Sélectivité :**

Dans la détection du défaut et l'isolement de l'élément défectueux, le système de protection doit être très sélectif, Idéalement, le système de protection doit concentrer sur l'élément défectueux et l'isoler, ce qui provoque un minimum de perturbations dans le système.[1][2]

### **I.2.4. La Vitesse :**

Le plus le défaut persiste sur le système, le plus grand est l'endommagement du système et plus est la possibilité que le système perdra stabilité, ainsi il aide beaucoup si l'ensemble du processus de détection de défaut et l'enlèvement de la partie défectueuse est accompli en un temps aussi court que possible.[1][2]

### **I.2.5. Fiabilité :**

Un système de protection est d'aucune utilité si elle n'est pas fiable, il y a beaucoup de façons dont la fiabilité peut être intégrée dans le système, une bonne appréciation technique joue un grand rôle dans l'amélioration de la fiabilité du système de protection, en général, il se avère que les systèmes simples sont plus fiables, les systèmes qui dépendent des informations disponibles localement, ont tendance à être plus fiable que ceux qui dépendent de l'information à une extrémité distante, cependant, malgré les efforts pour rendre le système fiable, nous ne pouvons pas exclure la possibilité d'un échec de la protection primaire du système, par conséquent, nous ajoutons des fonctionnalités telles que la protection de back-up (secondaire) pour améliorer la fiabilité du système de protection.[1]

## **I.3. CONCLUSION :**

À la fin de ce premier chapitre, on a vu les défèrent défaut qui peuvent être dans un réseau ainsi les causes et les conséquences de ces défauts avec des statistique pour donner une vue générale

sur le risque qui entoure le réseau, on a vue aussi le principe de la protection avec les relais et les déférant exigences qui doit être dans un système de protection.



# **CHAPITRE 02**

## **II. INTRODUCTION :**

dans un réseaux électrique tous les défauts soit les défauts de phase soit les défauts de terre provoque une élévation dans l'intensité du courant, cette élévation est appeler la surintensité, la surintensité provoque des dégâts très grave en cas où cette surintensité été pas éliminé par un moyen de protection, elle provoque la destruction des matériels (générateur-transformateur-ligne-câble...etc.) pas l'élévation de sa température, dans ce chapitre en vas voir les déférents types de protection contre la surintensité at ses attribut.

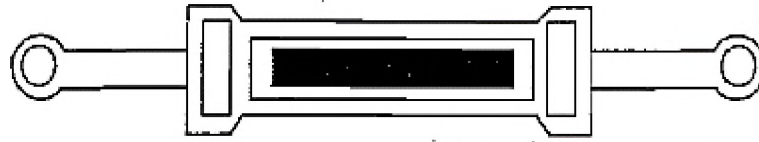
### **II.1. PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES :**

#### **II.1.1. FUSIBLE :**

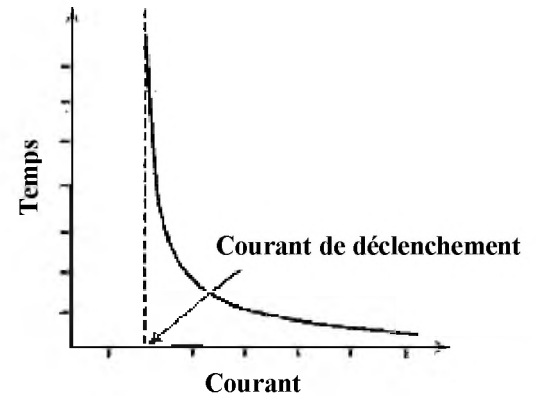
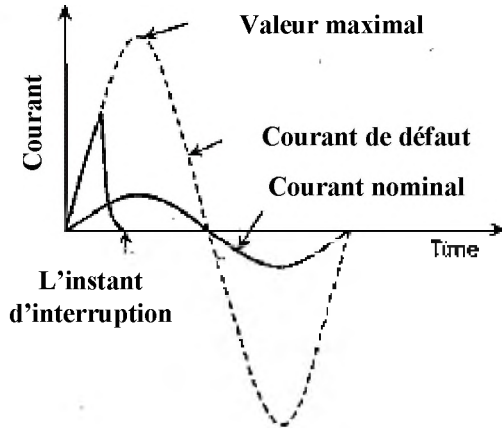
Les fusibles sont les plus anciens dispositifs de protection qui ont survécu depuis l'aube de l'âge de l'électricité à l'époque actuelle, cela peut être attribué à leur simplicité intuitive.

Le fusible permet au courant de circuler normale mais se fonde lorsque le courant dépasse une certaine valeur pour une certaine quantité de temps, il combine les fonctions de détection, de comparaison et interrompre du courant, .figure II.1 (a) représente l'aspect extérieur d'un fusible à haut pouvoir de coupure.

La caractéristique de courant en fonction du temps d'un fusible est représentée sur la figure II.1 (b), la forme d'onde du courant de court-circuit interrompu par un fusible est représentée sur la figure II.1 (c), où on peut voir que le fusible interrompt le courant avant même qu'il n'atteigne sa valeur de crête.[1]



(a) aspect extérieur d'un fusible



(b) Caractéristique temps-courant d'un fusible

(c) Courant de court-circuit interrompu par un fusible

**Fig. II.1** : fusible à haut pouvoir de coupure

### II.1.2. RELAIS THERMIQUE :

Relais thermique, du type bilame, fonctionnent sur le principe de la déformation générée due à la dilatation linéaire inégal de deux métaux différents en raison de la chaleur générée par le passage du courant de défaut figure II.2 (a) montre un relais à bilame constitué de bandes AB et CD de deux matériaux différents, les deux bandes s'échauffent par la même quantité mais sont déformés par des quantités différentes, figure II.2 (b) montre le fonctionnement du relais, étant donné que l'effet thermique est proportionnel au carré du courant, l'énergie dissipée est donnée par  $(RI^2)t$ ,  $t$  est ici le temps pendant lequel le courant circule dans le relais.

Puisque l'accumulation de quantité suffisante de chaleur dépend de l'inertie thermique du relais qui tend à être assez grand, ces relais sont utilisés lorsque le fonctionnement très rapide n'est pas appelé, une application typique du relais thermique est de fournir une protection

contre la surcharge prolongée des moteurs, le relais thermique laisser ainsi la surcharge de l'alimentation du moteur pour un montant de temps prédéfini avant déclenchement.[1]

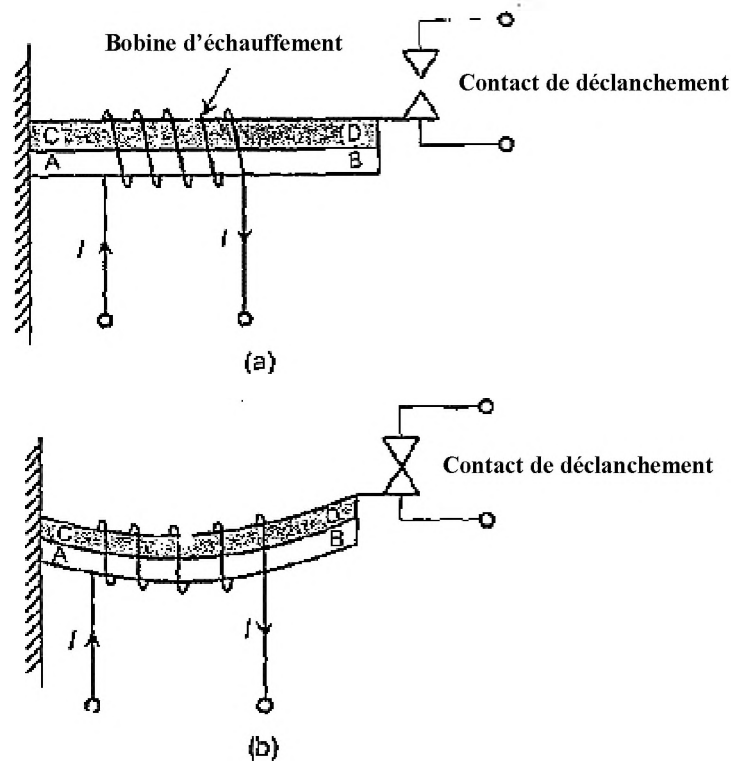


Fig.II.2 : relais thermique

### II.1.3. RELAIS DE SURINTENSITE :

Un relais de surintensité a une seule entrée sous forme de courant alternatif, la sortie du relais est un contact normalement ouvert, qui passe en état fermé lorsque le relais se déclenche, le relais dispose de deux paramètres, ceux-ci sont le réglage du temps et le réglage de courant, le réglage du temps décide la durée de fonctionnement du relais tandis que le réglage de courant décide le courant nécessaire pour que le relais déclenche.

Le schéma de principe d'un relais de surintensité est représenté sur la figure II.3.[1][2]

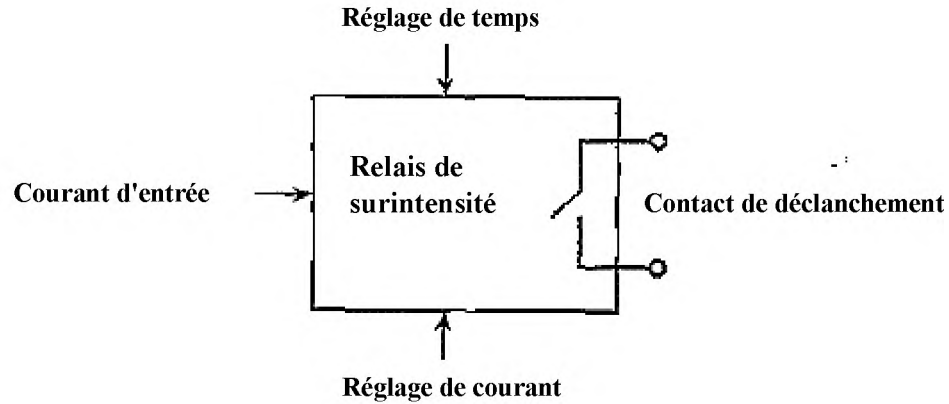


Fig. II.3 .diagramme block d'un relais de surintensité

Le PSM (*plug-setting multiplier*) est définie comme:

$$PSM = \frac{I_{relais}}{PS}$$

Où  $I_{relais}$  est le courant traversant la bobine de commande du relais et PS est le courant de réglage de relais (*plug-setting*), la valeur de PSM nous parle de la gravité de courant vue par le relais, un PSM inférieur à 1 signifie que le courant est de valeur normale, et un PSM > 1, le relais vue un courant de défaut, plus le PSM augment plus il indique que le défaut est grave.

### II.1.3.1. Relais instantané de surintensité :

Dans le domaine de la protection des systèmes électriques, instantanée signifie réellement aucune temporisation intentionnelle, toutefois rapide nous voulons que le relais fonctionne, il a besoin d'une certaine quantité minimum de temps, la durée de fonctionnement d'un relais instantané est de l'ordre de quelques millisecondes, un tel relais a seulement le réglage de courant et n'a aucun réglage du temps, la caractéristique de ce relais est montré sur la figure II.4.[1]

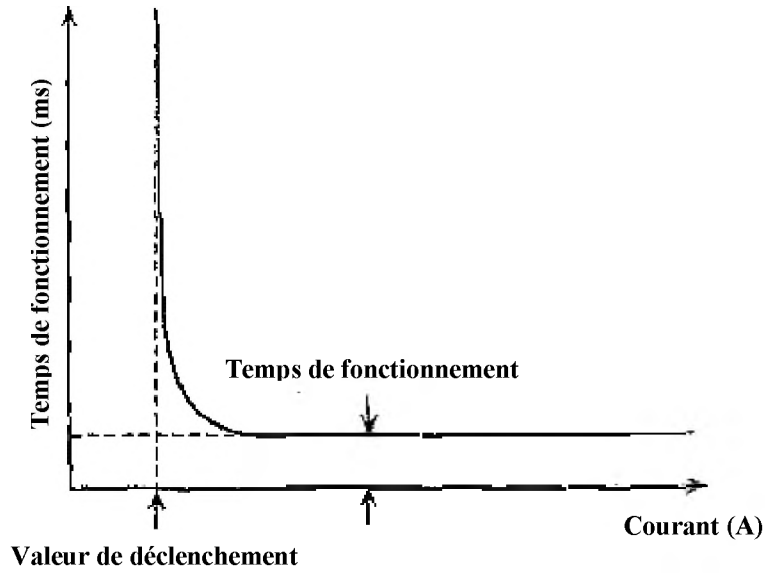


Fig.II.4 : La caractéristique du relais instantané de surintensité

**II.1.3.1.a. Le relais de surintensité à temps défini (*Definite Time Over-current Relay*)**

**DTOC:**

Il peut être réglé pour émettre un ordre de déclenchement à une quantité définie (et réglable) de temps, la caractéristique et le diagramme sont représentées sur la figure II.5.[1]

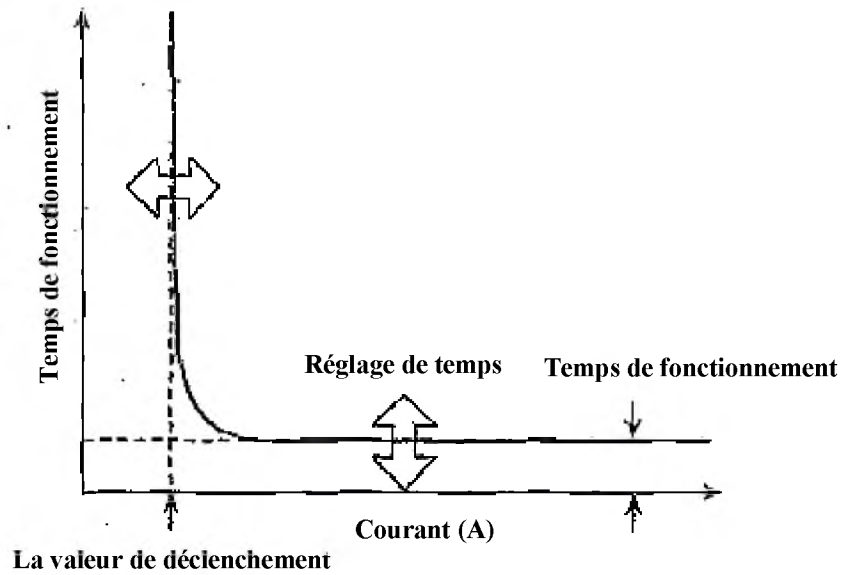


Fig.II.5 : La caractéristique du relais de surintensité à temps défini

### II.1.3.2. Relais de surintensité à temps inverse :

La caractéristique de temps inverse s'intègre très bien, avec l'exigence que plus le défaut est grave, plus il doit être éliminé pour éviter d'endommager l'appareil, ce type de caractéristique est naturellement obtenu à partir d'un relais électromécanique, avec l'avènement de relais à base de microprocesseur (relais numérique), il est maintenant possible de produire n'importe quelle caractéristique temps-courant imaginables.[1]

#### II.1.3.2.a. Relais à temps inverse à minimum défini (*Inverse definite minimum time*) (IDMT):

C'est probablement la caractéristique la plus largement utilisée, la raison que la durée de fonctionnement devient un minimum défini, à des valeurs élevées de courant est que dans les relais électromécaniques les flux sature à des valeurs élevées de courant et le couple de fonctionnement de relais, n'augmente pas substantiellement après la saturation, une telle caractéristique est née en raison de la limitation de la technologie électromécanique, idéalement, nous pouvons exiger que la durée de fonctionnement être inverser dans toute la plage de fonctionnement.

La relation mathématique entre le courant et le temps de fonctionnement de (IDMT) s'écrit :

$$t_{op} = \frac{0.14(TMS)}{(PSM)^{0.02} - 1}$$

Où le PSM est (*plug-setting multiplier*) et TMS est le (*time-multiplier setting*) du relais.

TMS : le temps de fonctionnement des parties mécaniques il est dépend de la distance traversé par les partie mobile du relais et ça vitesse de déplacement [3]

Ainsi, le temps de fonctionnement est directement proportionnelle à la TMS et inversement proportionnelle à la PSM, les caractéristiques du relais à temps inverse (IDMT) sont présentées dans la figure II.6.[1] [4]

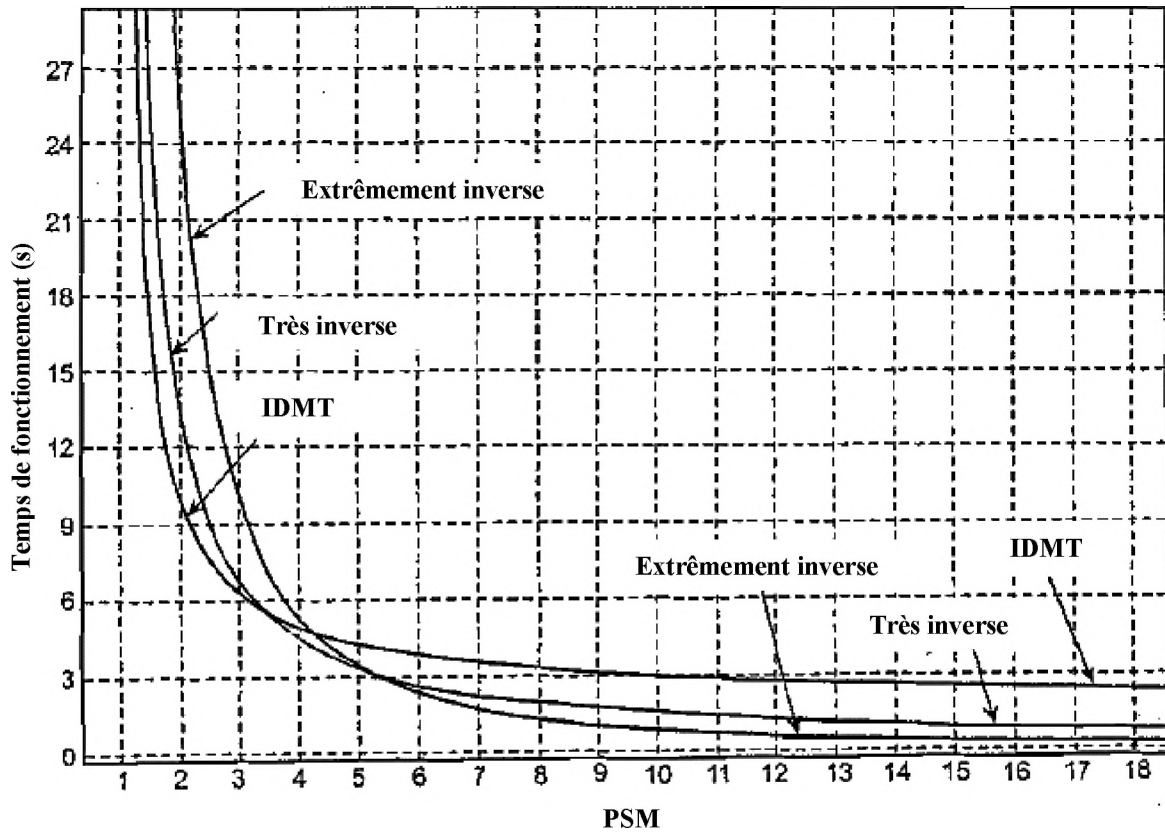


Fig.II.6 : La caractéristique du relais à temps inverse à minimum défini

### II.1.3.2.b. Relais de surintensité à temps très inverse :

L'inversées de cette caractéristique est supérieure à celle de (IDMT). La relation mathématique entre le courant et le temps de fonctionnement de cette caractéristique s'écrit.[1]

$$t_{op} = \frac{13.5(TMS)}{(PSM) - 1}$$

La caractéristique de relais est représentée sur la figure II.6.

### II.1.3.2.c. Relais de surintensité à temps extrêmement inverse :

L'inversées de cette caractéristique est supérieure à celle de Relais de surintensité à temps très inverse, la relation mathématique entre le courant et le temps de fonctionnement de cette caractéristique s'écrit.[1]



$$t_{op} = \frac{80.0(TMS)}{(PSM)^2 - 1}$$

La caractéristique de relais est représentée sur la figure II.6.

## II.2. APPLICATION DE RELAIS DE SURINTENSITE A TEMPS DEFINI (DTOC) DANS LA PROTECTION D'UN SYSTEME RADIAL:

Considérons un départ triphasé comme indiqué dans le schéma unifilaire de la figure II.7, avec deux sections de ligne AB et BC, supposons que les relais (DTOC) sont utilisés au nœud A et B. Il y a des charges à tous les trois nœuds.

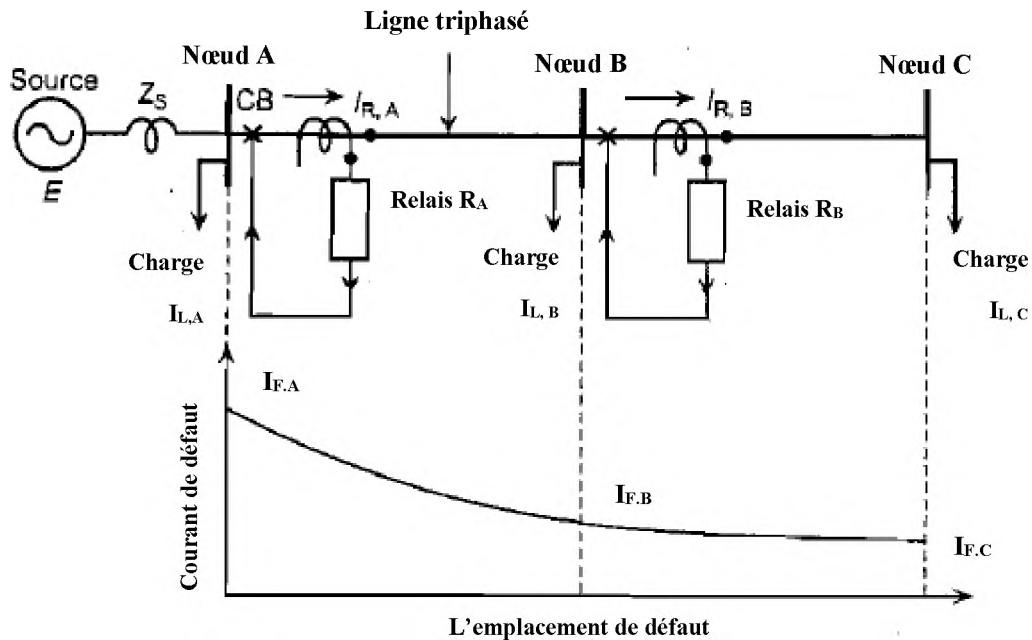


Fig.II.7 : l'application du relais DTOC dans la protection d'une ligne

Le problème de la protection peut s'énoncer comme suit:

Compte tenu des grandeurs de toutes les charges et les courants de défaut à tous les nœuds, comment régler les relais au nœud A et B de sorte que l'ensemble du dispositif d'alimentation obtient une protection contre les surintensités disposées comme protection primaire et de back-up (secondaire).

La première étape dans la conception de la protection de surintensité est de sélectionner les rapports de transformation pour tous les TC, le courant secondaire du TC est déterminé par

l'estimation de la bobine de courant de relais, le courant primaire du TC est décidée par le courant de charge maximum qui peut être porté par le primaire du TC, ensuite, nous devons faire le réglage de relais, on notera que le réglage de relais où les relais de DTOC sont impliqués, désigne:[1]

1. Comment sélectionner la valeur de déclenchement du relais?
2. Comment régler le temps de fonctionnement du relais?

### **II.2.1. COMMENT SÉLECTIONNER LA VALEUR DE DÉCLENCHEMENT DU RELAIS :**

Le problème de réglage a été présenté dans la figure II.8, nous pouvons définir la valeur de déclenchement du relais, en gardant à l'esprit, que le relais devrait permettre l'écoulement du courant normale ainsi que d'un certain degré de surcharge, ainsi la valeur de déclenchement en charge du relais doit être supérieure à la charge maximale admissible, en même temps, le relais doit être suffisamment sensible pour réagir au plus petit défaut, ainsi la valeur de déclenchement en charge doit être inférieure au plus petit défaut, par conséquent, nous pouvons écrire la règle suivante, dont le réglage de la valeur de déclenchement du relais est concerné:[1]

$$I_{L.max} < I_{pu} < I_{f.min}$$

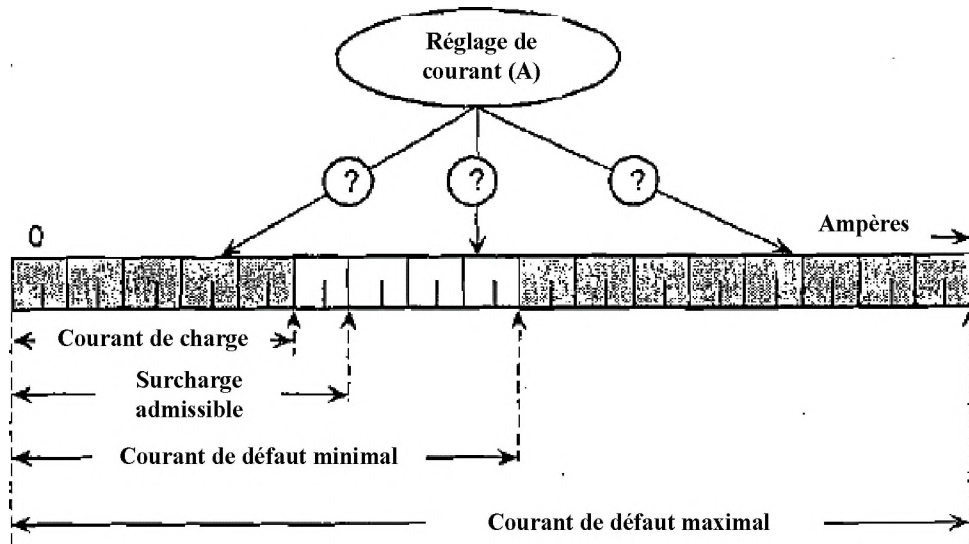


Fig.II.8. : le réglage de courant du relais DTOC

Avec :

$I_{L,max}$  : Le courant de charge maximale

$I_{pu}$  : Le courant de déclenchement

$I_{f,min}$  : Le courant de défaut minimal

### II.2.2. COMMENT REGLER LE TEMPS DE FONCTIONNEMENT DU RELAIS :

Ici, nous sommes guidés par le principe selon lequel un relais doit obtenir une chance suffisante pour protéger la zone sous sa protection primaire, seulement si la protection primaire n'élimine pas le défaut, la protection de back-up (secondaire) devrait lancer le déclenchement, ainsi, dès que le défaut se produit, il est détecté par la protection primaire et de back-up à la fois, naturellement la protection primaire est la première qui réagit à un défaut, la durée de fonctionnement étant inférieure à celle de l'équipement de back-up, la figure II.9 illustre la relation entre le temps de fonctionnement du relais primaire et du relais de back-up,

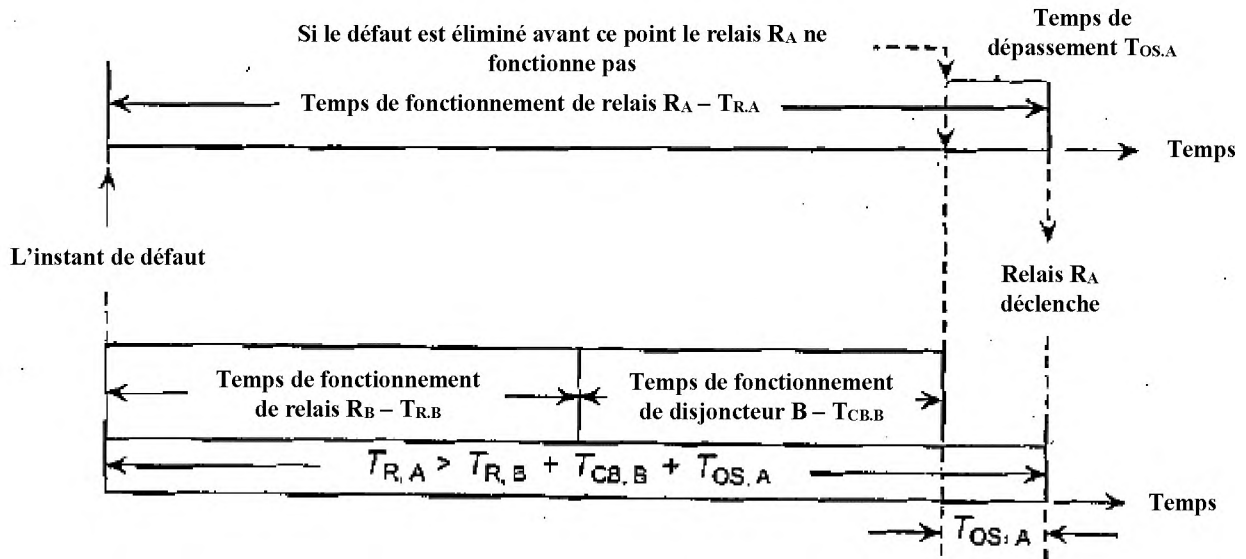


Fig.II.9 : le réglage de temps du relais DTOC

Temps de dépassement (*overshoot time*) est définie comme la durée pendant laquelle le mécanisme de relais continu à se déplacer même après la désexcitation de la bobine de fonctionnement, le temps de dépassement est causé par l'inertie du système mobile, la procédure correcte serait de commencer le réglage de l'extrémité de système, le relais, qui est à la fin de l'alimentation radiale, peut être fait pour fonctionner sans aucun retard.

Dans l'exemple donné de la figure II.7, supposons que le temps de fonctionnement du  $R_B$  est mis à 0.1s, ainsi le relais  $R_A$  devrait attendre 0,1s ainsi, un temps égal à la durée de fonctionnement du circuit (disjoncteur) en nœud B ( $T_{CB,B}$ ), plus le temps de dépassement de relais A ( $T_{OS,A}$ ). Ainsi, nous pouvons écrire :

$$T_{R,B} = 0.1s \text{ (le plus rapide)}$$

$$T_{R,A} = T_{R,B} + T_{CB,B} + T_{OS,A}$$

En supposant que le temps de fonctionnement du disjoncteur = 0,5 s et le temps de dépassement = 0,2 s, nous avons :

$$T_{R,A} = 0.1 + 0.5 + 0.2 = 0.8 \text{ s}$$

L'intervalle de temps entre les temps de fonctionnement des deux relais, qui est égale à la somme de la durée de fonctionnement du disjoncteur au point B et le temps dépassement du relais A, est essentielle pour maintenir la sélectivité entre les relais en A et B, Ainsi cet

intervalle est dénommé l'intervalle de temps sélective (*selective time interval*) (STI), les réglages des relais peut donc être écrite comme indiqué dans le tableau II.1.

**Tableau II.1** : le réglage et le but des relais

relais	but	Valeur de déclenchement	Réglage de temps
<b>R<sub>B</sub></b>	Protection primaire de la section BC	$I_{L.C.max} < I_{pu.R.B} < I_{f.C.min}$	$T_{R.B} = 0.1s(\text{le plus rapide})$
<b>R<sub>A</sub></b>	Protection de back-up (secondaire) de la section BC Protection primaire de la section AB	$(I_{L.B.max} + I_{L.C.max}) < I_{pu.R.A} < I_{f.C.min}$	$T_{R.A} = T_{R.B} + T_{CB.B} + T_{O.S.A}$ $= 0.1 + 0.5 + 0.2 = 0.8s$

$I_{L.C.max}$  : Courant de charge max au nœud C

$I_{pu.R.B}$  : Courant de déclenchement du relais R<sub>B</sub>

$I_{f.C.min}$  : Courant de défaut minimal au nœud C

$I_{L.B.max}$  : Courant de charge max au nœud B

$I_{pu.R.A}$  : Courant de déclenchement du relais R<sub>A</sub>

Le résultat de ce processus de réglage est représenté sur la figure II.10, on voit sur cette figure que tant que le défaut se déplace vers la source, les courants de défaut deviennent plus grands et le temps d'élimination du défaut devient également plus long, le relais le plus proche de la source est le plus lent, [1]

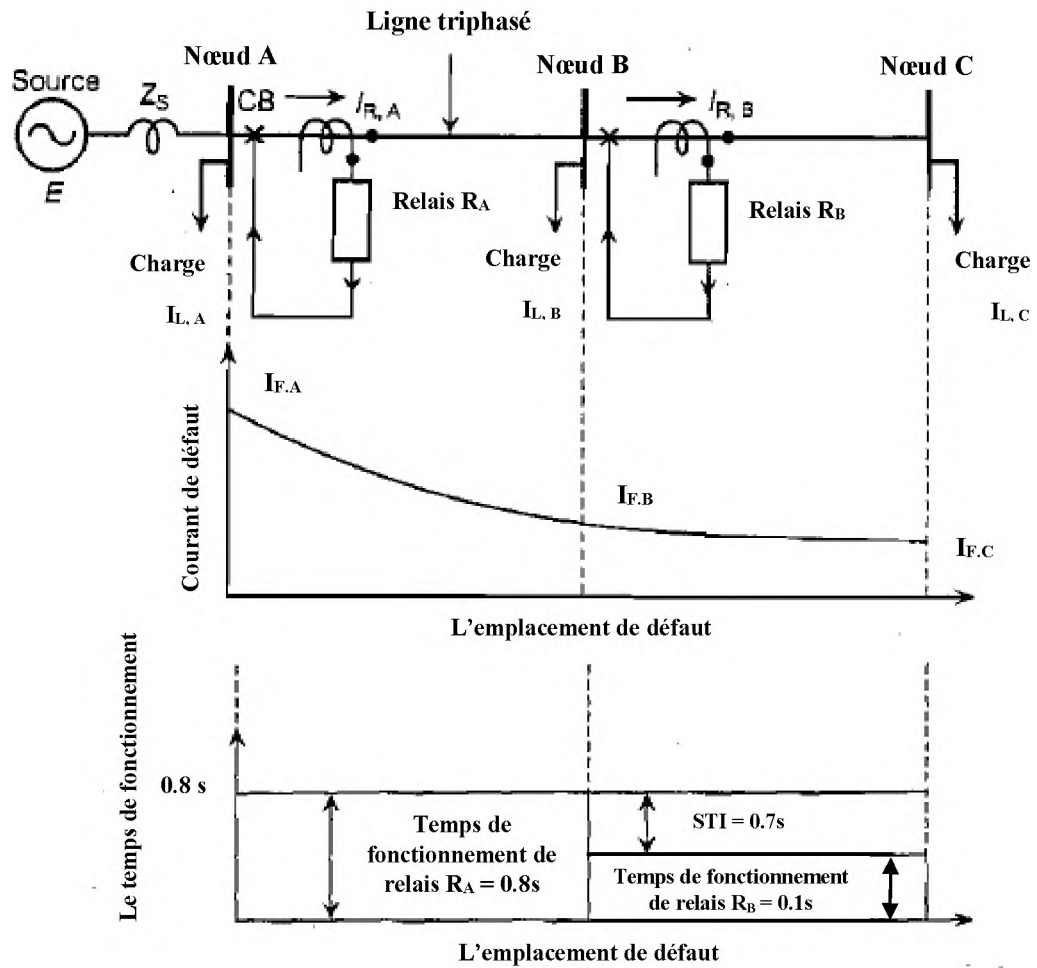
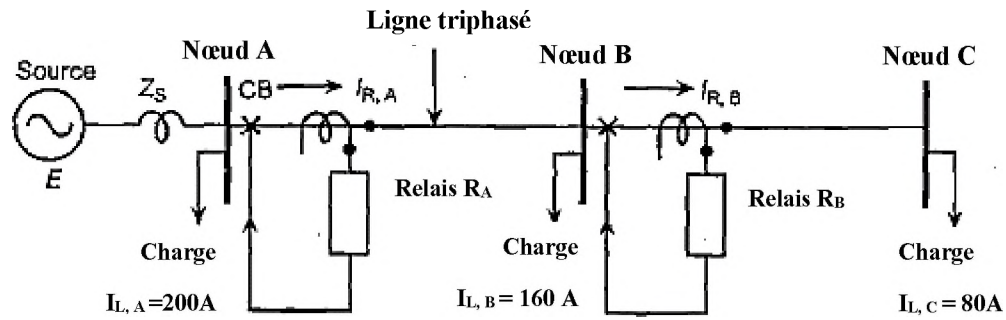


Fig.II.10. : le réglage du relais DTOC pour la protection d'une ligne

### II.3. APPLICATION DE RELAIS A TEMPS INVERSE A MINIMUM DEFINI (*INVERSE DEFINITE MINIMUM TIME*) (IDMT) DANS LA PROTECTION D'UN SYSTEME RADIAL:

Considérons une distribution radiale avec deux nœuds A et B où les relais IDMT sont utilisés (figure II.11). Il convient de noter que:



Nœud A	Nœud B	Nœud C
$I_{f.min} = 3500A$	$I_{f.min} = 2000A$	$I_{f.min} = 1000A$
$I_{f.max} = 4000A$	$I_{f.max} = 3000A$	$I_{f.max} = 1500A$

Fig.II.11 : le réglage du relais IDMT pour la protection d'une ligne

- Le but de relais  $R_B$  est de fournir une protection primaire à la ligne BC.
- Le but de relais  $R_A$  est de fournir une protection primaire à la ligne AB et une protection de back-up de la ligne BC

Nous commençons le processus de réglage de l'extrémité de système.

a) Choix du rapport des TC et les paramètres de déclenchement

1. Au relais B, le courant de surcharge est supposé 125% du courant de charge

$$80 A + (0.25 \times 80 A) = 100 A$$

En supposant un rapport de transformation de TC 100 : 1 c à d si le courant primaire et de 100A le secondaire donne 1A

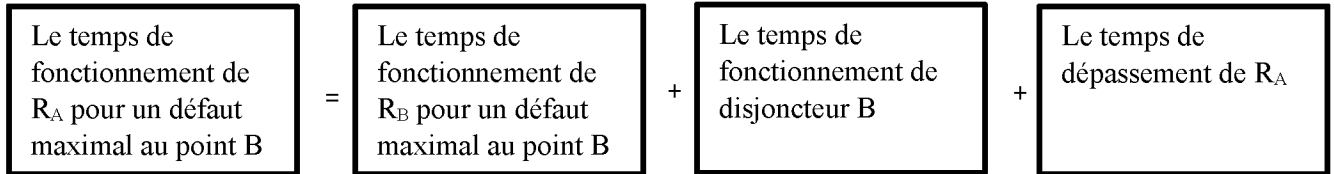
2. Au relais A, le courant de surcharge est supposé 125% du courant de charge

$$(160 + 80) + 0.25 (160 + 80) = 300A$$

En supposant un rapport de transformation de TC 300 : 1 c à d si le courant primaire et de 300A le secondaire donne 1A

b) Choix de temps de déclenchement des relais

1. Le relais  $R_B$  vas déclencher plus rapidement que le relais  $R_A$  on prendre le TMS du relais  $R_B = 0.1s$
2. Maintenant, pour maintenir la sélectivité entre  $R_A$  et  $R_B$ , la contrainte suivante doit être satisfaite



Le temps de fonctionnement de la  $R_B$  pour un défaut maximal juste au-delà de nœud B peut être trouvée à partir :

$$t_{RB} = \frac{0.14(TMS)}{(PSM)^{0.02} - 1}$$

Pour défaut maximal en B, un courant de défaut = 3000A le courant secondaire de TC = 30A (le courant de déclenchement = 1A)

$$PSM = \frac{I_{relais}}{PS} = \frac{30}{1} = 30$$

Le TMS de RB a déjà été fixé à 0,1. En substituant ces valeurs, nous obtenons :

$$t_{RB} = \frac{0.14(0.1)}{(30)^{0.02} - 1} = 0.1988 \text{ s}$$

En suppose que le temps le fonctionnement de disjoncteur  $T_{CB,B} = 0.5s$

$$T_{R,B} + T_{CB,B} = 0.7 \text{ s}$$

Cette valeur de 0,7s est le temps de fonctionnement souhaité du relais  $R_A$ , en supposant que le temps de dépassement de  $R_A$  à 10% de 0,7 s,  $T_{OS,A} = 0,07 \text{ s}$ .

Ainsi, nous obtenons le temps de fonctionnement requis de  $R_A$  pour un défaut maximal au bus B:

$$T_{R,A,defaut \ max, B} = 0.2 + 0.5 + 0.07 = 0.77 \text{ s}$$



Le TMS de  $R_A$  peut être trouvées à partir de l'expression suivante :

$$0.77 = \frac{0.14(TMS)}{(PSM)^{0.02} - 1}$$

Nous avons, pour  $R_A$ ,  $PSM = I_{relais} / PS = (3000/300)/1 = 10A$

$$TMS = 0.77 \frac{(10^{0.02} - 1)}{0.14} = 0.26s$$

Ce, termine le réglage des deux relais.

Nous pouvons vérifier que la sélectivité pour un défaut minimum au nœud B est automatiquement maintenue.

Courant de défaut minimum pour défaut au nœud B = 2000 A, le courant dans le relais B est  $2000/100 = 20A$ , alors  $PSM = 20$  et on a fixé le TSM = 0.1, ainsi le temps de fonctionnement de relais RB pour un défaut minimal est donné par :

$$T_{RB \text{ défaut min,B}} = T_{RB} = \frac{0.14(0.1)}{20^{0.02} - 1} = 0.226$$

Et

$$T_{CB,B} = 0.5 \text{ s}$$

La durée de fonctionnement prévue de  $R_A$  doit être supérieure à :

$$0.226 + 0.5 + 0.1 (0.226 + 0.5) = 0.726 + 0.0726 = 0.7986 = 0.8 \text{ s (approx.)}$$

Maintenant, laissez-nous savoir le temps de fonctionnement réel de  $R_A$  pour un défaut minimal au nœud B.

Courant de défaut minimum = 2000A

Le courant dans le relais  $R_A$  est  $2000/300 = 6.66A$ , le  $PSM = 6.66$  et le  $TMS = 0.26$ , ainsi le temps de fonctionnement du relais  $R_A$  est :

$$T_{RA \text{ défaut min,B}} = T_{RA} = \frac{0.14(0.26)}{6.66^{0.02} - 1} = 0.94$$

Cette valeur de 0,94s est supérieure à la durée de fonctionnement minimale de 0,8s, qui est nécessaire pour maintenir la sélectivité entre  $R_A$  et  $R_B$ .

Le schéma de temps d'élimination de défaut en fonction de la distance est représenté dans la figure II.12.[1]

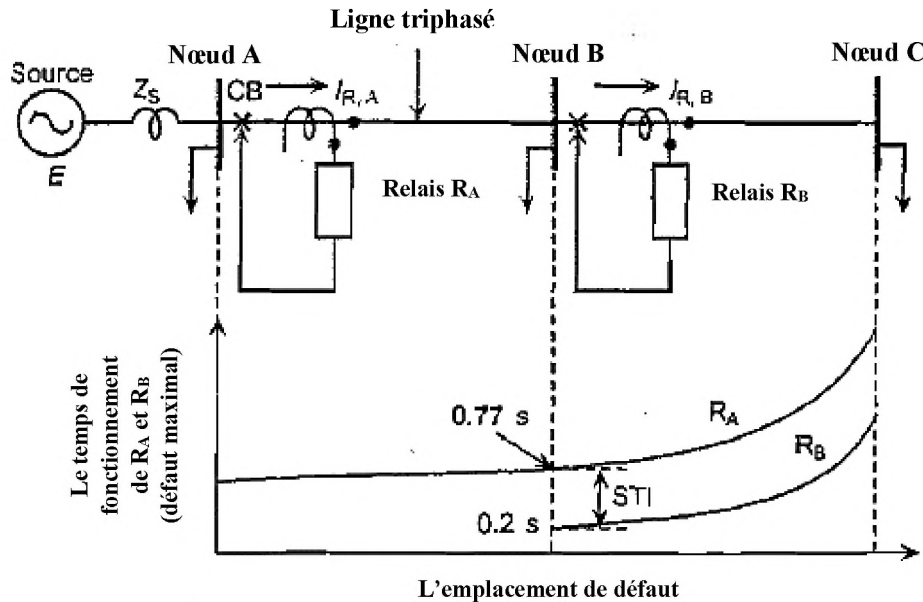


Fig.II.12. : le temps de fonctionnement des relais  $R_A$  et  $R_B$  en cas d'un défaut maximal

#### II.4. PROTECTION D'UN DEPART TRIPHASE :

Jusqu'à ce point, nous avons montré le départ triphasés avec l'aide d'un schéma unifilaire, le schéma unifilaire cache la complexité du système triphasé, le système triphasé est soumis aux défauts de phase ainsi que les défauts à la terre, pour assurer une protection complète à un départ triphasé, nous pouvons commencer avec trois relais connectés à trois TC comme indiqué sur la Figure II.13, comme on peut le voir dans le tableau II.2, tous les défauts sont pris en charge par les trois relais, les relais au nœud A seront coordonnés avec celles du nœud B en utilisant la procédure illustrée précédemment.

Il peut arriver que le courant de défaut pour une seule ligne à la terre soit inférieur au courant de charge, dans de tels cas, il ne sera pas possible de répondre à ces défauts si l'on utilise le système représenté sur la Figure II.13.

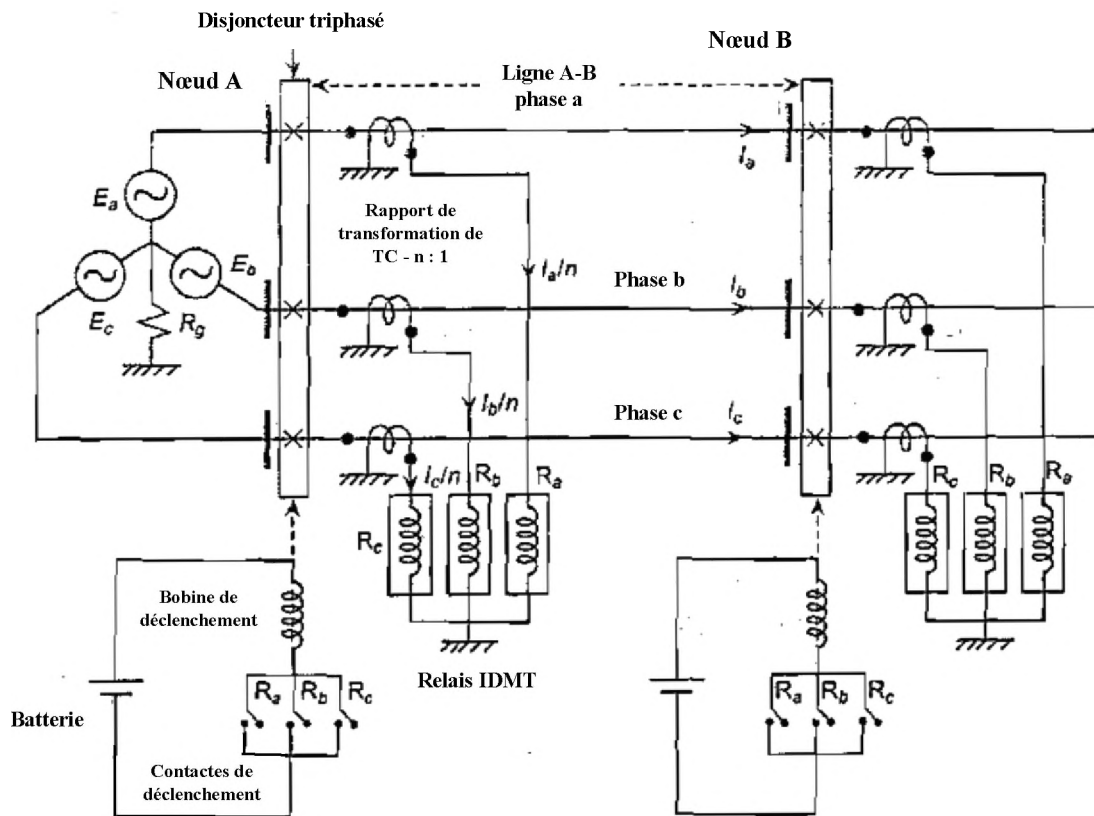


Fig.II.13 : protection contre les surintensités d'une ligne triphasée

Un peu de réflexion montrera que si nous connectons un relais de surintensité dans le chemin de courant résiduel comme le montre la figure II.14, il sera aveugle au courant de charge (les trois courants sont équilibrés) et voit les courants de défaut à la terre, le courant dans cette voie sera nul ou proche de zéro lors de conditions de charge normales équilibrées aussi bien que lors d'un défaut triphasé, ainsi, le réglage de ce relais, qui se trouve dans le trajet de courant résiduel, peut être rendu indépendant du courant de charge et peut être plus petit que le courant de charge, en outre, comme illustré sur la figure II.14, il n'est pas nécessaire d'utiliser tous les trois relais pour la détection et la protection contre les défauts de phase, nous pouvons débarrasser toute les défauts monophasé sans affecter les performances du système. Sur la figure II.14, le relais dans la phase (b) a été supprimé.[1]

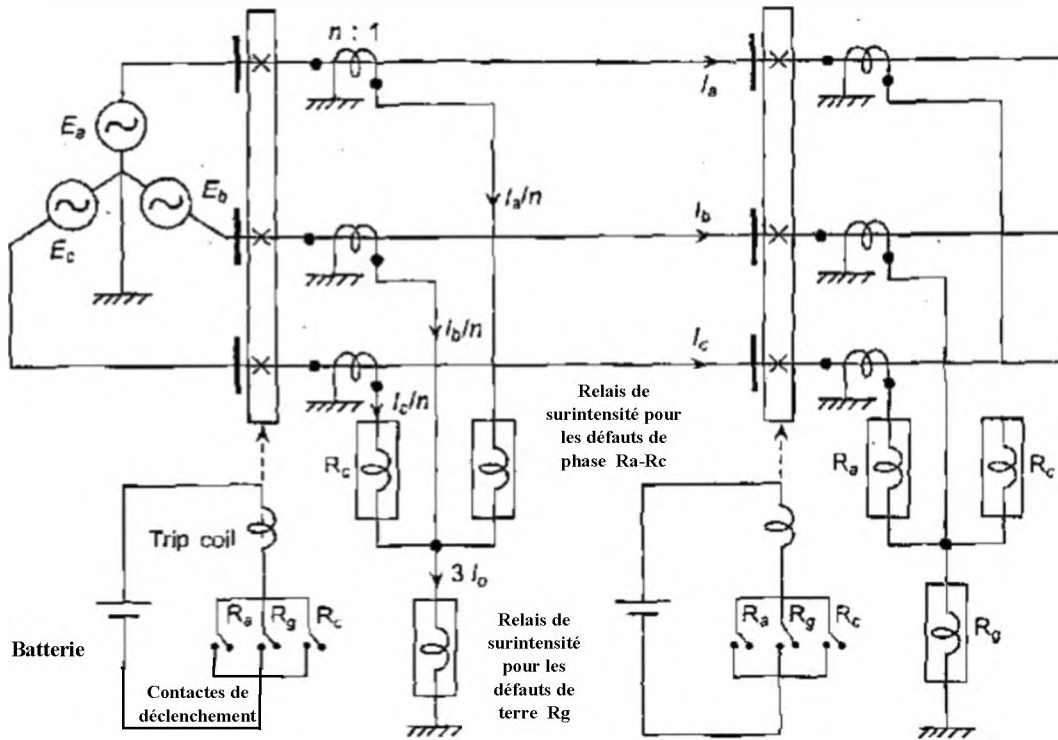


Fig.II.14 : deux relais pour les défauts de phase et un relais pour les défauts de terre pour la protection d'une ligne triphasée

Tableau II.2 : protection d'une ligne triphasée

Défauts	Le relais qui fonctionne	
	Figure 2.17	Figure 2.18
a-t	Ra	Ra, Rg
b-t	Rb	Rg
c-t	Rc	Rc, Rg
a-b	Ra, Rb	Ra
b-c	Rb, Rc	Rc
c-a	Rc, Ra	Rc, Ra
a-b-t	Ra, Rb	Ra, Rg
b-c-t	Rb, Rc	Rc, Rg
c-a-t	Ra, Rc	Ra, Rc, Rg
a-b-c	Ra, Rb, Rc	Ra, Rc
a-b-c-t	Ra, Rb, Rc	Ra, Rc

## II.5. LA PROTECTION DIRECTIONNELLE :

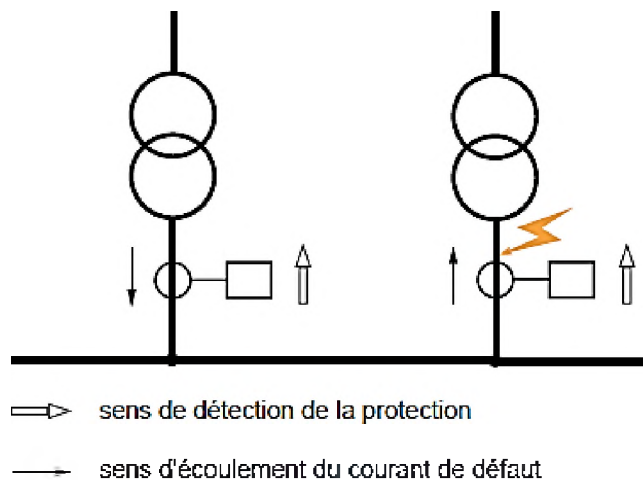
Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut - portion la plus limitée possible.

La protection directionnelle permet de discriminer la partie du réseau en défaut mieux que ne le fasse une protection à maximum de courant.

Elle est nécessaire en cas de défaut :

- en présence de plusieurs sources ;
- si boucles fermées ou câbles en parallèles ;
- en neutre isolé pour les retours de courants capacitifs ;
- et pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive (machines tournantes).

Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la figure II.15, les protections à maximum de courant déclencheraient.



**Fig.II.15** : illustration du rôle des protections directionnelle

**Les protections directionnelles de courant** sont capables de ne déclencher que l'arrivée en défaut.

C'est la mesure du sens d'écoulement du courant, c'est-à-dire la mesure du déphasage entre courant et tension, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut.

**Les protections à maximum de puissance** mesurent soit la puissance active, soit la puissance réactive qui s'écoule dans la liaison où sont placés ses capteurs de courant.

La protection fonctionne si la puissance est supérieure à un seuil et si elle s'écoule dans le sens normal, elle peut également être utilisée pour détecter un sens anormal d'écoulement de l'énergie.

Les protections directionnelles de puissance et de courant nécessitent la mesure du courant et de la tension.

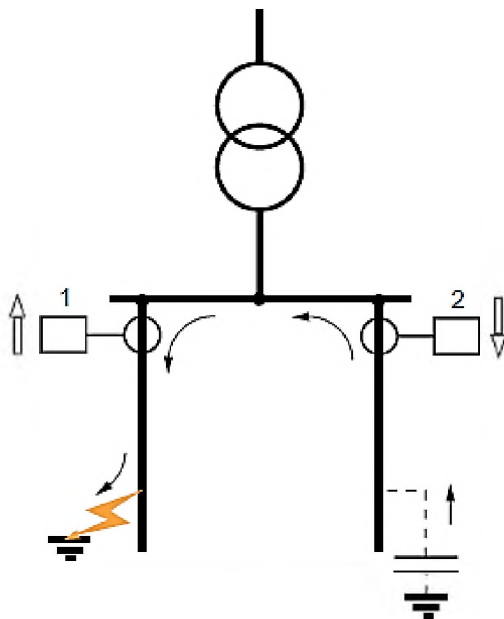
#### Applications :

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé).

- la protection directionnelle de "phase" est installée pour protéger deux liaisons exploitées en parallèle, une boucle ou une portion de réseau reliant deux sources d'énergie.
- la protection directionnelle de "terre" est sensible au sens d'écoulement du courant à la terre, dès lors que le courant de défaut phase-terre se répartit entre plusieurs systèmes de mise à la terre, il est nécessaire d'installer des protections directionnelles de terre.

Or, ce courant s'écoule non seulement par la ou les mises à la terre du neutre du réseau, mais aussi par les capacités phase-terre des lignes et des câbles.

La protection à maximum de courant résiduel directionnelle, est couramment utilisée pour protéger les départs ayant un courant capacitif du même ordre de grandeur que le courant de défaut à la terre.[5]



**Fig.II.16** : la protection directionnelle du courant résiduel ne déclenche pas car le sens du courant est inversé

### II.5.1. LA PROTECTION DIRECTIONNELLE D'UN SYSTEME MONO-ALIMENTE PAR UNE EXTREMITE AVEC DEPARTS EN PARALLELE

un système mono-alimenté par une extrémité avec départs en parallèle, figure II.17, où un défaut sur l'une des lignes parallèles est alimentée non seulement à partir de la ligne en défaut, mais à partir de la ligne saine ainsi, si les relais directionnels ne sont pas utilisés, en conjonction avec des relais de surintensité, les zones désirées ne seront pas générés, cela se traduira que les deux lignes étant déclenchés même si le défaut est dans une ligne, on peut noter que les relais directionnels seront tenus à des endroits «2» et «3» dans la figure II.17, cependant, à des endroits «1» et «4», les relais non directionnel suffiront.[1]

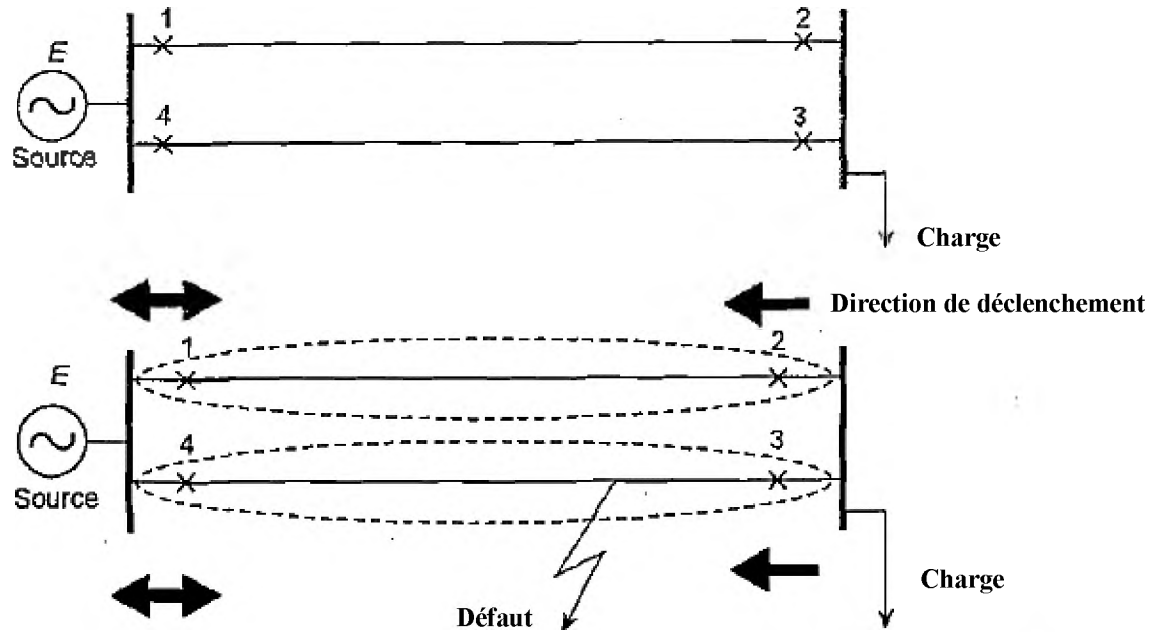


Fig.II.17 : La protection directionnelle d'un système mono-alimenté par une extrémité avec départs en parallèle

## II.6. CONCLUSION :

Dans ce chapitre on a vu la protection contre les surintensités ainsi que la protection directionnelle, il y a plusieurs dispositifs de protection contre la surintensité donc pour protéger un système il faut une étude bien définie avant la réalisation du système de protection, pour assurer la protection des équipements dans un temps minimal et la sélectivité pour assurer la continuité de service.



# **CHAPITRE 03**

### III. INTRODUCTION :

La protection différentielle est basée sur le fait que toute défaut dans un équipement électrique provoquerait le courant entrant différent de celui sortant, ainsi, nous pouvons comparer les deux courants soit en grandeur ou en phase ou les deux et émettre une sortie de déclenchement si la différence dépasse une valeur prédéterminant fixé, cette méthode de détection des défauts est très attractive lorsque les deux extrémités de l'appareil sont physiquement situées à proximité les uns des autres, une situation typique, est dans le cas d'un transformateur, un générateur ou un jeu de barres,

#### III.1. PROTECTION DIFFERENTIELLE SIMPLE :

##### III.1.1. COMPORTEMENT EN CAS DE CHARGE :

Figure III.1 montre un schéma de relais différentiel simple (également connu sous le système de Merz-Price), les courants entrant et sortant de l'équipement à protéger sont mesurés avec l'aide de TC de chaque côté.[1]

Pour la condition de fonctionnement normale représentée sur la figure III.1, le courant transformé par les deux TC, étant égale en amplitude ainsi que dans la phase, il n'y a aucune tendance pour que le courant circule dans le relais de surintensité.

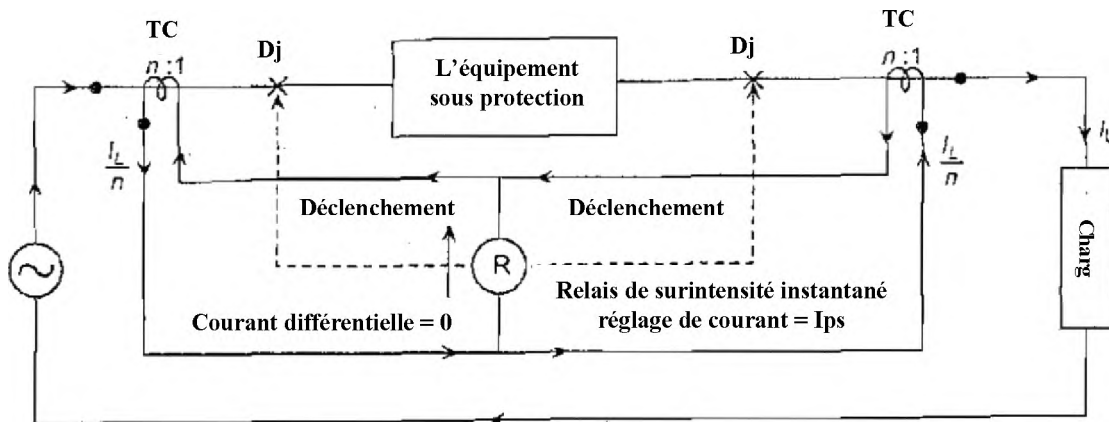


Fig. III.1 : la protection différentielle simple

Le relais de surintensité est relié à déclencher les deux disjoncteurs de chaque côté de l'équipement à protéger.

En supposant que l'équipement protégé a un rapport de transformation égal à -1-, les deux courants sur le côté primaire et secondaire seront égaux, par conséquent, les rapports des deux TC de protection seront également identiques.

Ces conditions ne provoquent pas le relais à donner l'ordre de coupure aux disjoncteurs.[1]

### III.1.2. COMPORTEMENT PENDANT DÉFAUT EXTERNE :

Ensuite, le système de protection différentielle devrait également rester stable pendant toute défaut qui est en dehors de sa zone de protection, ces défauts sont appelés défauts externes, la figure III.2 montre que durant les défauts externes, le courant sortant de la zone protégée est le même que celui entrant, en supposant que les TC transforment les deux courants avec la même fidélité, il n'y aura pas de courant dans le chemin de déversement et le système reste stable. [1] [4]

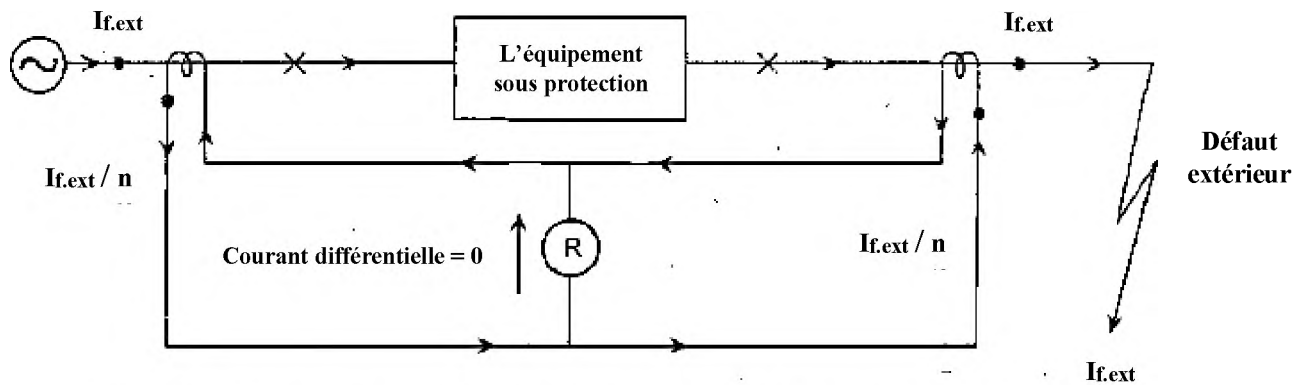


Fig. III.2 : système de protection différentielle reste stable en défaut externe

### III.1.3. COMPORTEMENT PENDANT DÉFAUT INTERNE :

Figure III.3 montre un défaut interne de grandeur  $I_{f,int}$ , le courant sortant de la zone protégée, est maintenant  $I_2$  alors que  $I_1$  est le courant entrant, telle que,  $I_1 = I_2 + I_{f,int}$ . Comme on le voit, à partir de la figure, le courant dans le relais est  $(I_{f,int}/n)$ , où  $n$  est le rapport des TC.

En supposant que le courant dans le relais est supérieur à la valeur prise comme seuil, les deux disjoncteurs sont actionnés, donc le système reprend sur les défauts internes.

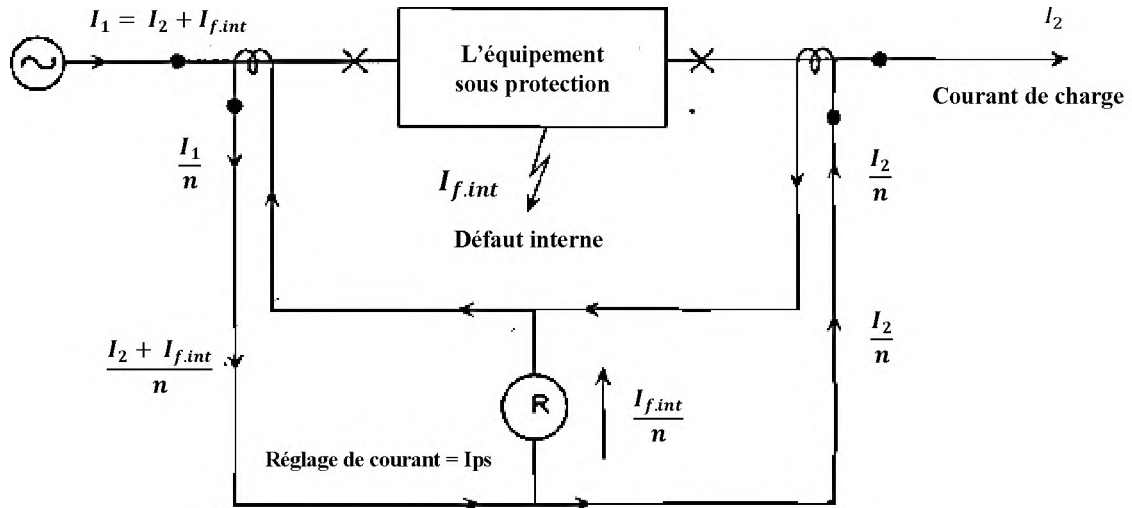


Fig. III.3 : système de protection différentielle simple fonctionne en cas d'un défaut interne

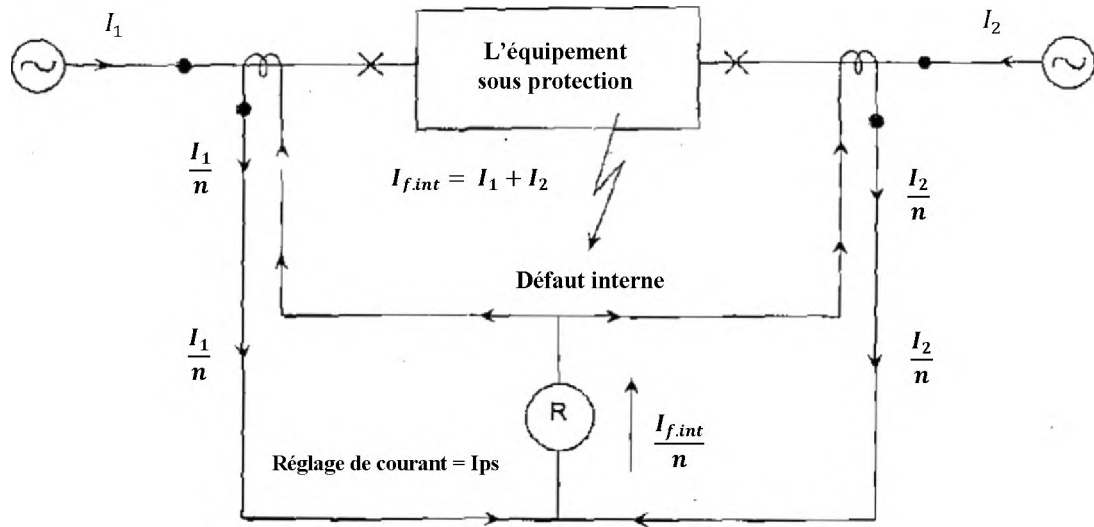
Le courant de défaut interne minimum qui va provoquer le déclenchement, est donnée par : [1]  
[4]

$$I_{f.min} = (n) * (\text{courant de réglage de relais}) = n * I_{ps}$$

#### III.1.4. PROTECTION DIFFERENTIELLE SIMPLE, ALIMENTATION PAR LES DEUX EXTREMITES: COMPORTEMENT PENDANT DEFAUT INTERNE :

Dans l'analyse qui précède, nous avons supposé un système mono-alimentée à une extrémité, Comment le régime différentiel se comporter en cas d'un système alimenté par les deux extrémités ?

Un système à double alimentation est illustré dans la figure III.4, le défaut interne est maintenant alimenté des deux côtés, le courant de défaut interne,  $I_{f.int}$ , est maintenant égal à  $(I_1 + I_2)$  Encore une fois, nous voyons que le courant de fuite est égal à  $(I_{f.int}/n)$ .



**Fig. III.4 :** système de protection différentielle simple fonctionne en cas d'un défaut interne dans un système alimenté par les deux extrémités

En supposant que le courant qui circule dans le relais est supérieur à  $I_{ps}$  (le courant de réglage de relais), le relais fonctionne et déclenche les disjoncteurs de chaque côté de l'équipement protégé.[1]

### III.2. ZONE DE PROTECTION DU RELAIS DIFFERENTIEL :

Le système de protection différentielle génère une zone de protection bien définie et fermée, cette zone englobe tout ce qu'entre les deux TC comme indiqué à la figure III.5, Ainsi, nous parlons de tout défaut entre les deux TC comme un «défaut interne», tous les autres défauts sont des «défauts externes», idéalement, par conséquent, un système de protection différentielle est supposée répondre seulement qu'aux défauts internes.

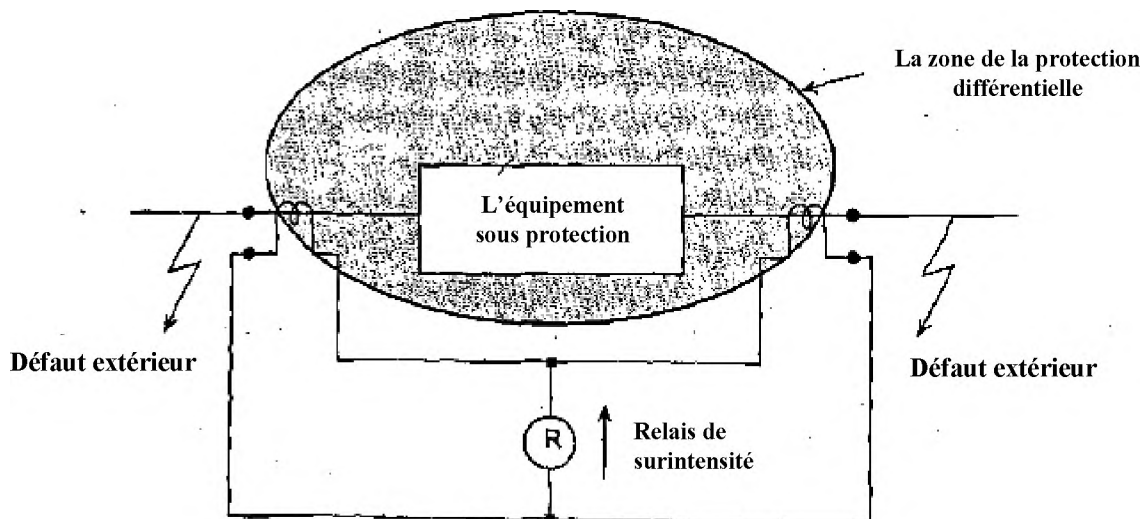


Fig. III.5 : la zone de protection du relais différentielle

Ainsi, un système différentiel idéal devrait être capable de répondre au moindre défaut interne, mais il doit réagir pas sur les défauts externes.

Cet idéal est difficile à atteindre, en particulier pour les défauts externes sévères en raison de la nature non-idéale des différents composants du système de protection, ceci est discuté dans les sections suivantes.[1]

### III.3. COMPORTEMENT REELLE D'UN SYSTEME DIFFERENTIEL SIMPLE :

Dans notre discussion jusqu'à présente, nous avons admis tacitement que les TC sont idéals. Toutefois, dans la pratique, sont soumis à des erreurs d'amplitude et de phase, ces deux erreurs dépendent de la charge sur le TC, qui à son tour dépend de la longueur de câble et l'impédance de la bobine de relais, les erreurs, en général, augmentent lorsque les courant primaire augmente, comme dans le cas de défauts externes.

Figure III.6 montre le courant primaire et secondaire pendant un défaut externe.

Idéalement, pour un défaut externe, les deux courants secondaires des deux TC sont égaux en, amplitude et en phase, et donc le courant dans le relais est nulle, cependant, comme le montre la figure III.6, TC<sub>1</sub> a un rapport réel de  $n_1$  et un erreur de phase de  $\Theta_1$  tandis que TC<sub>2</sub> a un

rapport réel de  $n_2$  et un erreur de phase de  $\Theta_2$ , la différence entre ces deux courants, par conséquent, est pas nulle comme le montre la figure III.6, tant que le courant primaire augment [1]

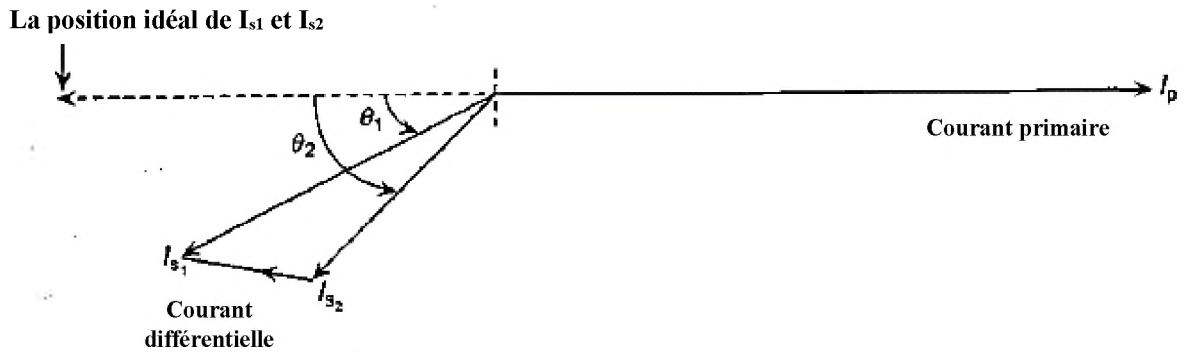
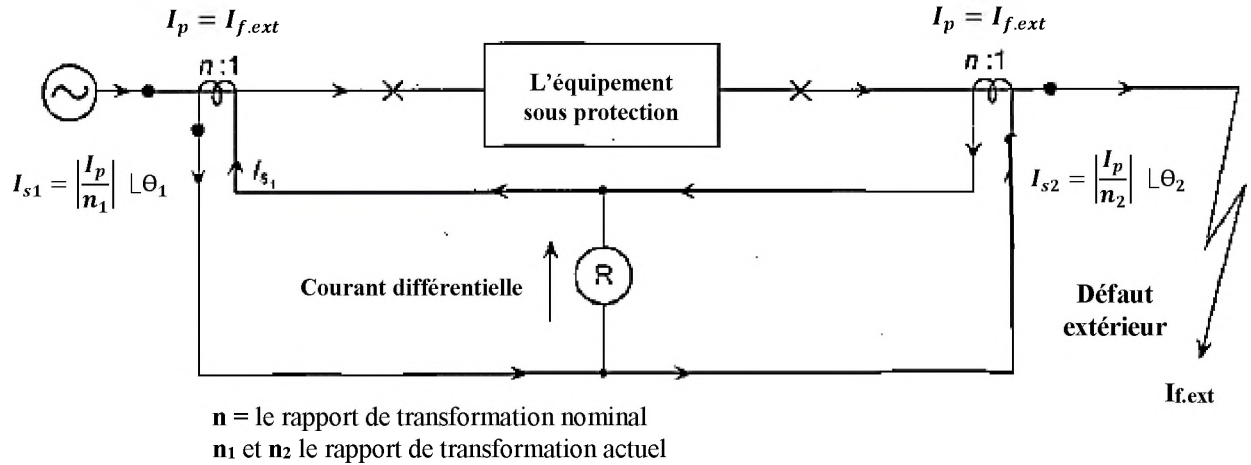


Fig. III.6 : courant différentielle due aux erreurs des TC

Comme les erreurs de l'amplitude et de phase aggravent, le courant différentiel dans le relais s'accumule comme le défaut externe va en augmentant.

**III.3.1. LE RAPPORT DE STABILITE :**

En tant que le défaut externe croit, diverses imperfections apparaitre dans les TC, cela provoque l'augmentation du courant différentielle, par conséquent, si le défaut externe augment, comme le montre la figure III.7, il arrive un moment où le courant différentielle dépasse la valeur seuil dans le relais en raison de la différence entre les courants secondaires

des deux TC, cela entraîne que le relais fonctionne, en déconnectant l'appareil, c'est clairement un cas de mauvais fonctionnement, puisque le relais est déclenché sur défaut externe.

Dans de tels cas, le système de protection différentiel est dit d'avoir la stabilité perdue.

Pour signifier la capacité du système de s'abstenir de déclenchement pour des défauts externes nous définissons «la limite de stabilité à défaut externe» comme le maximum de courant de défaut externe ou laquelle le régime perd la stabilité, dans la figure III.7, « la limite de stabilité à défaut externe » est présentée comme  $I_{stab}$ . [1]

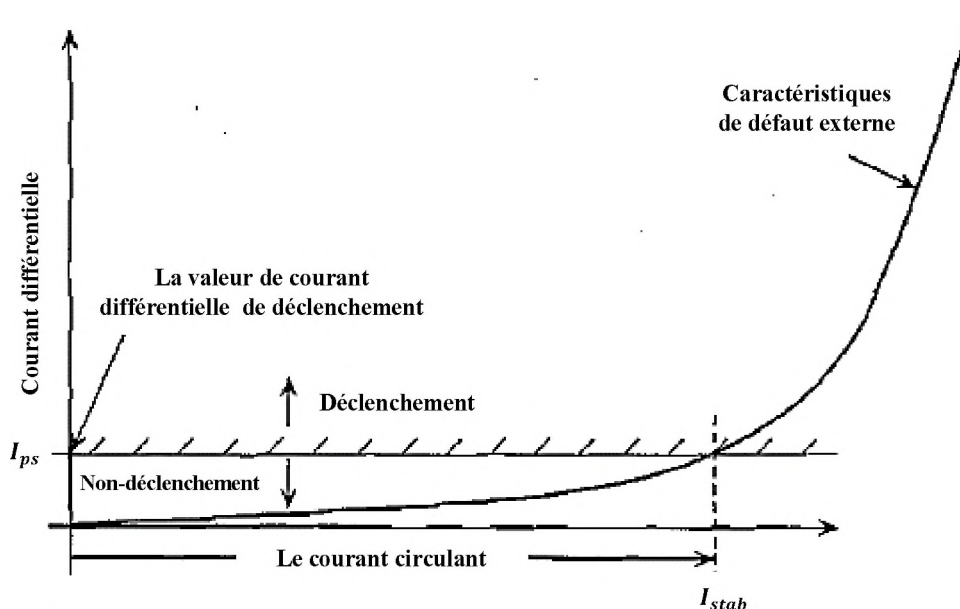


Fig. III.7 : caractéristiques du relais différentiel simple

Comparez cela avec la situation d'un défaut interne, le courant de défaut interne minimale nécessaire pour que le système fonctionne, correctement dans ce cas, est décidé par la valeur de  $I_{ps}$ , pour signifier l'écart entre le courant minimal interne de défaut à laquelle le système fonctionne et le maximum de courant de défaut externe au-delà de laquelle le régime mal fonctionne, nous définissons un terme appelé rapport de stabilité:

$$\text{rapport de stabilité} = \frac{I_{stab}}{I_{ps}}$$



Plus le rapport de la stabilité est grand, plus le système va discriminer entre un défaut interne et externe.

### III.4. LE RELAIS DIFFERENTIEL DE POURCENTAGE :

Le relais différentiel simple peut être rendu plus stable, si en quelque sorte, un couple de retenue proportionnelle au courant de défaut externe pourrait être développé.

Le couple de déclenchement étant toujours proportionnel au courant différentiel.

Cette idée a été mis en œuvre dans le relais différentielle de pourcentage montré dans la figure III.8, ce relais a une bobine de retenue qui est tapé au centre, formant ainsi deux sections avec le même nombre de spire,  $N/2$ , la bobine de retenue est connecté dans le trajet de circulation de courant, recevant ainsi le courant de défaut externe.

La bobine de déclenchement, ayant un nombre de spire  $N_0$ , est reliée dans la voie de circulation de courant différentielle, laissez-nous travailler sur l'équation de couple pour ce relais.

Le couple produit par les deux bobines de retenue est :

$$M \left( N_r \frac{(I_1 + I_2)}{2} \right)^2$$

M : est un constant

Le couple de retenue produit par le ressort est  $T_{spring}$

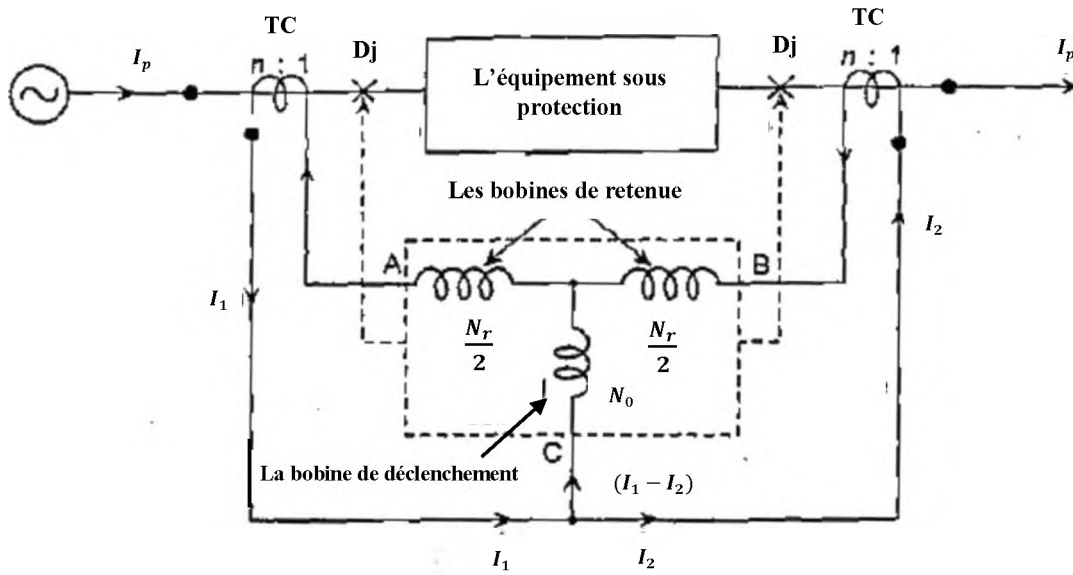


Fig. III.8 : relais différentielle de pourcentage

$$\text{Le couple de retenue total} = M \left[ N_r \frac{(I_1 + I_2)}{2} \right]^2 + T_{spring}$$

De même

$$\text{Le couple de déclenchement} = M [N_0 (I_1 - I_2)]^2$$

Le relais se déclenche si le couple de déclenchement est supérieur au couple de retenue. Le relais sera sur la limite de fonctionnement lorsque le couple de déclenchement équilibre le couple de retenue, c'est à dire lorsque:

$$M [N_0 (I_1 - I_2)]^2 = M \left[ N_r \frac{(I_1 + I_2)}{2} \right]^2 \quad (\text{Le couple de ressort est négligeable})$$

On peut écrire :

$$I_1 - I_2 = K \frac{(I_1 + I_2)}{2}$$

$$K = \frac{N_r}{N_0}$$

Si on prend en considération l'effet du ressort on peut écrire :

$$I_1 - I_2 = K \frac{(I_1 + I_2)}{2} + K_0$$

$K_0$  Est l'effet du ressort

Ainsi, les caractéristiques de fonctionnement de ce relais est une ligne droite avec une pente de  $\frac{N_r}{N_0}$  et une ordonnée à  $K_0$  sur l'axe des y.

Tous les points au-dessus de la ligne droite représenteront la condition où le couple de déclenchement est supérieur au couple de retenue et donc on va tomber dans la région de déclenchement du relais.

Tous les points ci-dessous la ligne droite appartiennent à la région de retenue, les caractéristiques de fonctionnement du relais différentiel de pourcentage sont indiquées dans la Figure III.9.

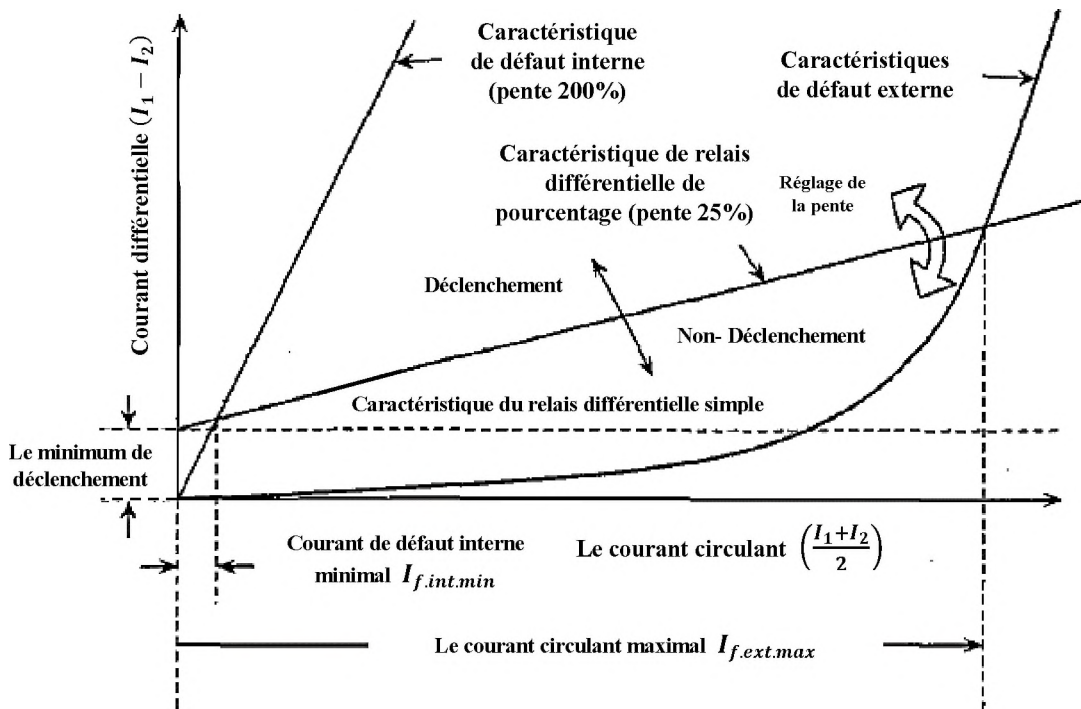


Fig. III.9 : les caractéristiques du relais différentiel de pourcentage

Ainsi, le courant différentiel doit être supérieur à un certain pourcentage de courant de défaut externe pour que le relais fonctionne, d'où le non *relais différentiel de pourcentage*.

La pente du relais est habituellement exprimée en pourcentage, ainsi, une pente de 0,4 est exprimée en pente de 40%.

Le relais différentiel de pourcentage n'a pas de valeur de courant de déclenchement fixe.

Le relais s'adapte automatiquement sa valeur de déclenchement à la valeur de courant de défaut externe.

Quand la valeur de courant de défaut externe augment, nous sommes en effet demander le relais à relax, en introduisant un couple de retenue proportionnelle au courant circulant.

On peut voir d'après la figure III.9, que le rapport de stabilité du relais différentiel de pourcentage est nettement mieux que celui du relais différentiel simple.

La caractéristique du relais différentiel de pourcentage, superposée sur la caractéristique de courant de défaut externe, et la caractéristique de défaut interne sont présentés dans la figure III.9.

La pente de la caractéristique de défaut interne peut être trouvée comme suit:

Considérons un défaut interne dans le cas d'un système mono-alimentée à une extrémité.

Puisque  $TC_2$  ne contribuera pas de courant,  $I_2 = 0$ , le courant différentiel,  $(I_1 - I_2)$ , sera égal à  $I_1$ , le courant circulant qui est  $(I_1 + I_2) / 2$  est égal à  $(I_1 / 2)$ . Ainsi, les courants suivants existeront pendant un défaut interne:

$$\text{Courant différentielle} = I_1 - I_2 = I_1$$

$$\text{Le courant circulant} = \frac{I_1 + I_2}{2} = \frac{I_1}{2}$$

Ainsi, lors de défauts internes le courant différentiel est de deux fois le courant circulant donnant une pente de 2, qui est exprimée comme 200%.

Le courant de défaut interne minimal en dessous de laquelle le système ne répond pas est considéré comme  $I_{f \text{ min int}}$ , et le courant maximal de défaut externe au-dessus de laquelle le système sera de mauvais fonctionnement est considéré comme  $I_{f \text{ max ext}}$ , comme le montre la figure III.9. Ainsi, le rapport de stabilité est donné :

$$\text{rapport de stabilité} = \frac{I_{f \max \text{ ext}}}{I_{f \min \text{ int}}}$$

Le relais différentiel de pourcentage peut être rendu plus immunisé contre le mauvais fonctionnement sur les défauts externes en augmentant la pente de la caractéristique.[1]

### **III.5. CONCLUSION :**

Dans ce chapitre on a vu le principe de la protection différentielle, ainsi que comportement du relais différentielle en cas de défaut interne et externe, on a vu aussi que les choses sont pas idéal et ça provoque des disfonctionnement du relais et pour résoudre ce problème il demande l'intelligence, c'est le cas du relais différentielle de pourcentage.

# **CHAPITRE 04**

## IV. INTRODUCTION :

Transformateurs sont de toutes formes et tailles des petits transformateurs que vous pouvez placer sur la paume de votre main aux transformateurs de puissance (THT) géant qui pèsent plusieurs tonnes et occupent de vastes zones.

Différents types de transformateurs utilisés dans l'industrie sont les suivants:

- Transformateur de puissance
- Transformateur de distribution
- Transformateur d'éclairage sur poteau
- transformateur de soudage
- Les transformateurs de mesure (TC et TP)

Certains des transformateurs ci-dessus pourraient être autotransformateurs.

Toutefois, dans ce travail, nous nous limitons à la protection de transformateur de puissance et de distribution, la protection d'un transformateur est en rapport avec sa tension et la puissance et l'importance de son application, par exemple, protection contre les surintensités par l'utilisation d'un fusible peut être la seule protection accordée à un petit transformateur de distribution 100 kVA, 11kV / 440V, un transformateur de 250MVA, 15KV/400KV, peut être pourvu d'une protection très complexe.

Comme les bornes d'un transformateur sont proches physiquement, alors c'est un candidat idéal pour l'application du principe de la protection différentielle.

### IV.1 SCHEMAS D'UN TRANSFORMATEUR TRIPHASE:

Il existe quatre types de raccordement de base d'un transformateur triphasé, Y-Y, Y- $\Delta$ ,  $\Delta$ -Y et  $\Delta$ - $\Delta$ .

Les transformateurs Y- $\Delta$  et  $\Delta$ -Y introduisent certains déphasages entre les tensions et les courants sur le primaire et le secondaire, ces décalages de phase doivent être soigneusement considérés, lors de conception de la protection différentielle, lors de la connexion des

enroulements secondaires des TC, nous pouvons choisir de telles connexions qui annulent le déphasage, en outre, en raison de rapport de transformation entre le primaire et le secondaire du transformateur de puissance, les courants primaires pour les TC sur les deux côtés seront différentes, les TC doivent, par conséquent, avoir un tel rapport de transformation que les deux courants dans le relais différentiel seront égaux, ainsi, les rapports de transformation du TC sur le côté primaire et secondaire du transformateur, seront en général, être différent, cela permettra d'assurer que pendant l'écoulement de charge normale ainsi que dans des conditions de défauts externes, le système différentiel reste stable.

Figure IV.1 montre un transformateur triphasé. On peut voir que les enroulements sur le côté connecté en étoile portent les courants de ligne  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ , tandis que les enroulements du côté connecté en triangle transportent des courants de phase dont les amplitudes sont :

$$|I_a| = \frac{|I_A - I_C|}{\sqrt{3}} \quad |I_b| = \frac{|I_B - I_A|}{\sqrt{3}} \quad |I_c| = \frac{|I_C - I_B|}{\sqrt{3}}$$

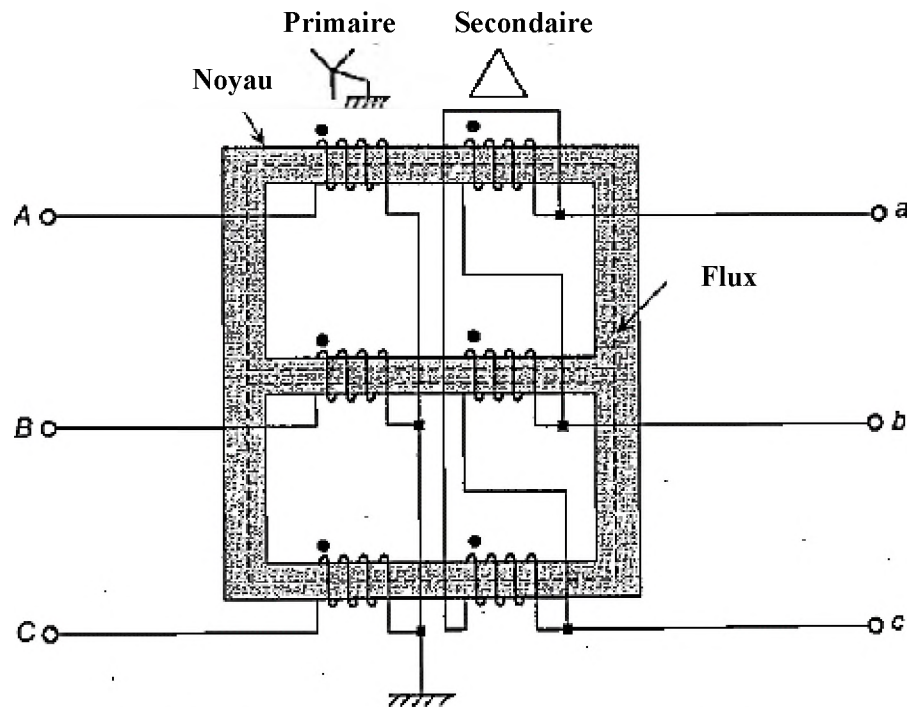


Fig IV.1 : la constitution d'un transformateur triphasé



Comme indiqué dans la figure IV.2, chaque courant de ligne du côté triangle est la somme vectorielle de deux des courants de phase, par conséquent, il existe un décalage de phase de  $30^{\circ}$  entre les courants de ligne sur les deux côtés du transformateur étoile-triangle, la figure IV.2 montre la représentation schématique de la connexion du transformateur avec toutes les tensions et les courants.

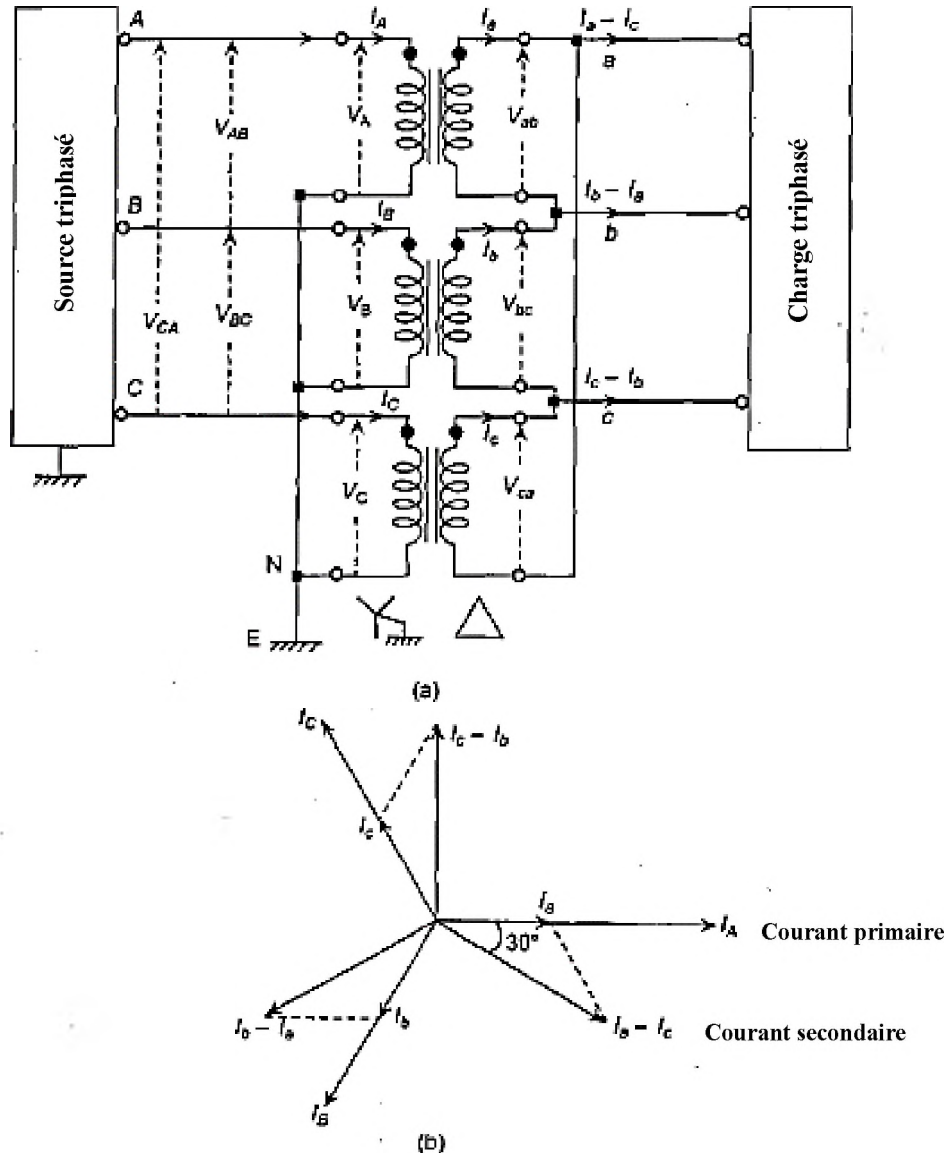


Fig IV.2 : (a) schemas d'un transformateur Y-Δ

(b) diagramme représentant l'angle entre les courant primaire et les courant secondaire

Puisque nous sommes intéressés à des courants sur les deux côtés, pour des raisons de protection différentielle, seuls les courants sont présentés, on peut voir qu'il existe un décalage de phase de  $30^0$  entre les courants de ligne sur les deux côtés du transformateur étoile-triangle.[1]

**IV.2. CIRCUIT EQUIVALENT DU TRANSFORMATEUR :**

Figure IV.3 (a) montre la représentation schématique d'un transformateur monophasé, Le circuit peut être réduite à la forme équivalente montré dans la partie (b) de la figure, il peut être vu que la branche shunt, qui représente l'aimantation et représente la perte de noyau, a une impédance beaucoup plus grande par rapport à la branche série qui représente la résistance et la réactance de l'enroulement, ainsi, dans le cas de court-circuit, c'est la branche série qui décide essentiellement le courant de court-circuit, comme le montre la figure IV.3 (c), si l'impédance série est de 8% (0,08 p.u ) alors le courant de court-circuit pour un défaut sur les terminaux secondaires sera  $(1,0 / 0,08) = 12,5$  pu.

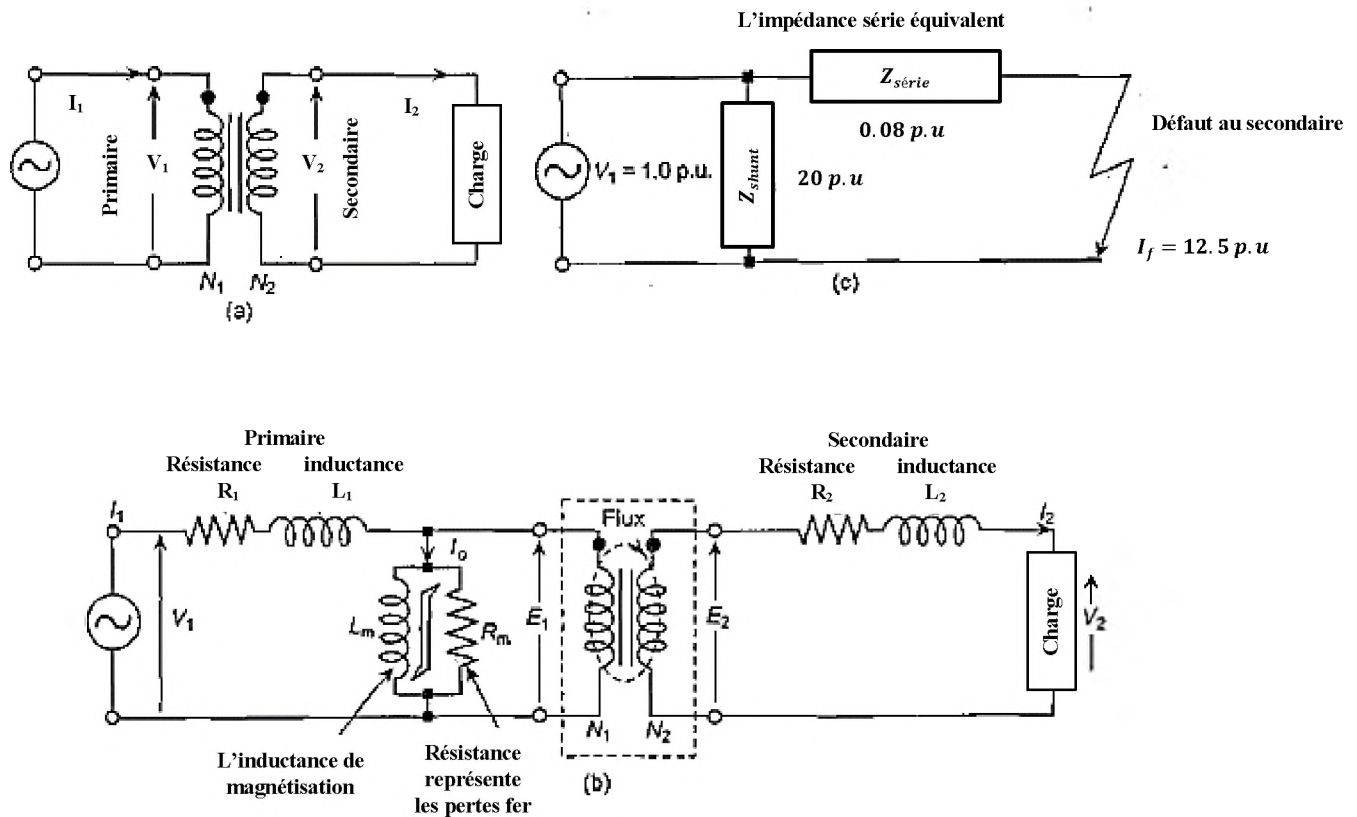


Fig IV.3 : transformateur monophasé

### IV.3. TYPES DE DEFAUTS DANS LES TRANSFORMATEURS :

Les transformateurs sont soumis à une variété de défauts, Le plus courant est le défaut entre les enroulements et le noyau en raison de l'affaiblissement de l'isolation, les défauts de phase à l'intérieur du transformateur sont rares, cependant, ces défauts peuvent avoir lieu en dehors du transformateur aux bornes du transformateur, qui entrent dans la zone de protection du transformateur.

La variation du courant de défaut par rapport à la localisation du défaut dans le transformateur dépend du type de connexion du transformateur et le procédé de mise à la terre du neutre du transformateur et si le défaut est au primaire ou au secondaire du transformateur, figure IV.4 montre la variation de courant de défaut (enroulement – terre) par rapport à leur emplacement d'un transformateur triangle-étoile de résistance à la terre, comme vu à partir du primaire et secondaire.

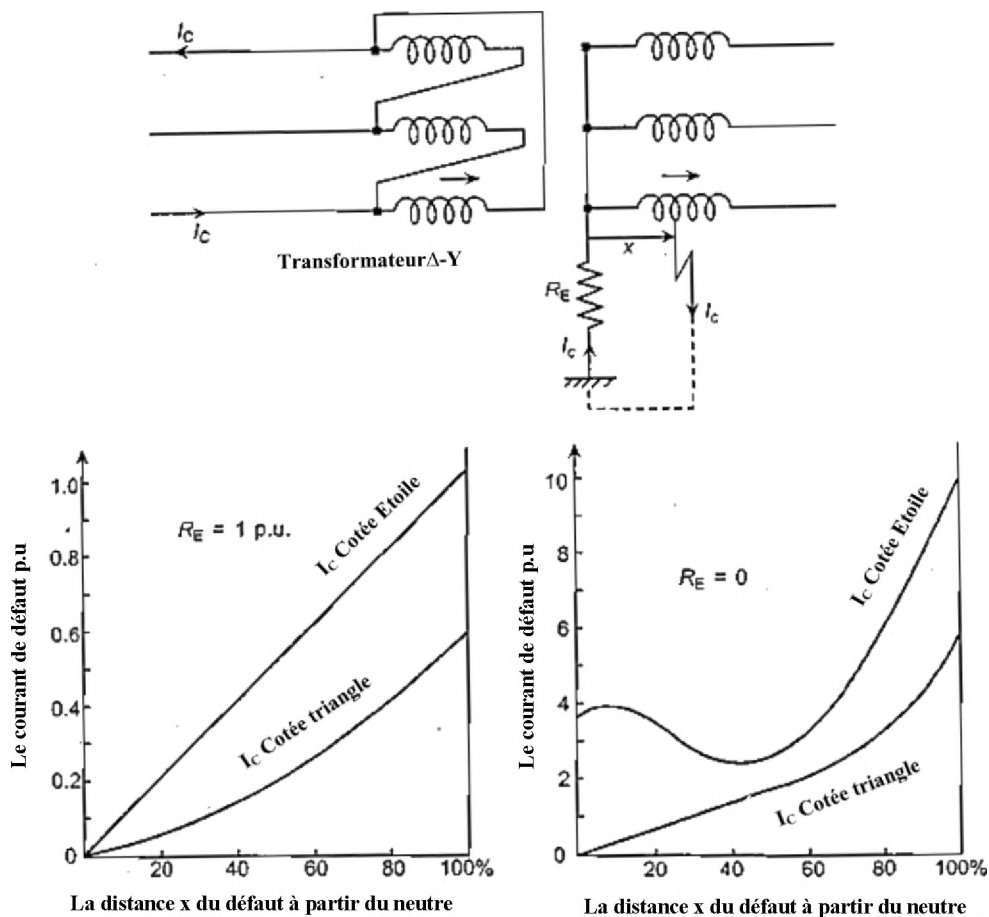


Fig IV.4 : la variation de courant de défaut en fonction de la distance dans un transformateur

Comme le montre la figure IV.4, le courant de défaut dépendant de la valeur de la résistance de mise à la terre et de la distance du défaut à partir de l'extrémité neutre de l'enroulement, Le rapport de transformation effective entre la partie en court-circuit de l'enroulement secondaire et l'enroulement primaire varie en fonction de la position du défaut.

Le courant de défaut n'a pas de relation simple avec la distance du défaut à partir de l'extrémité neutre depuis la réactance effective du trajet de défaut change avec la position du défaut, puisque la réactance effective du trajet de défaut change avec la position du défaut, comme le montre la figure IV.4, la valeur minimale de courant de défaut pour un défaut se produit de 30% à 40% de l'emplacement du défaut à partir de l'extrémité neutre.

Pour un enroulement triangle, la tension minimale sur l'enroulement est au centre d'une phase et est de 50% de la tension normale phase-terre, la plage de valeurs de courant de défaut est inférieure à celle de enroulement étoile, la valeur du courant de défaut dépend du régime de mise à la terre du système, les courbes de la figure IV.5 montrent que la valeur minimale de courant se produit au centre de l'enroulement de phase. [1] [10]

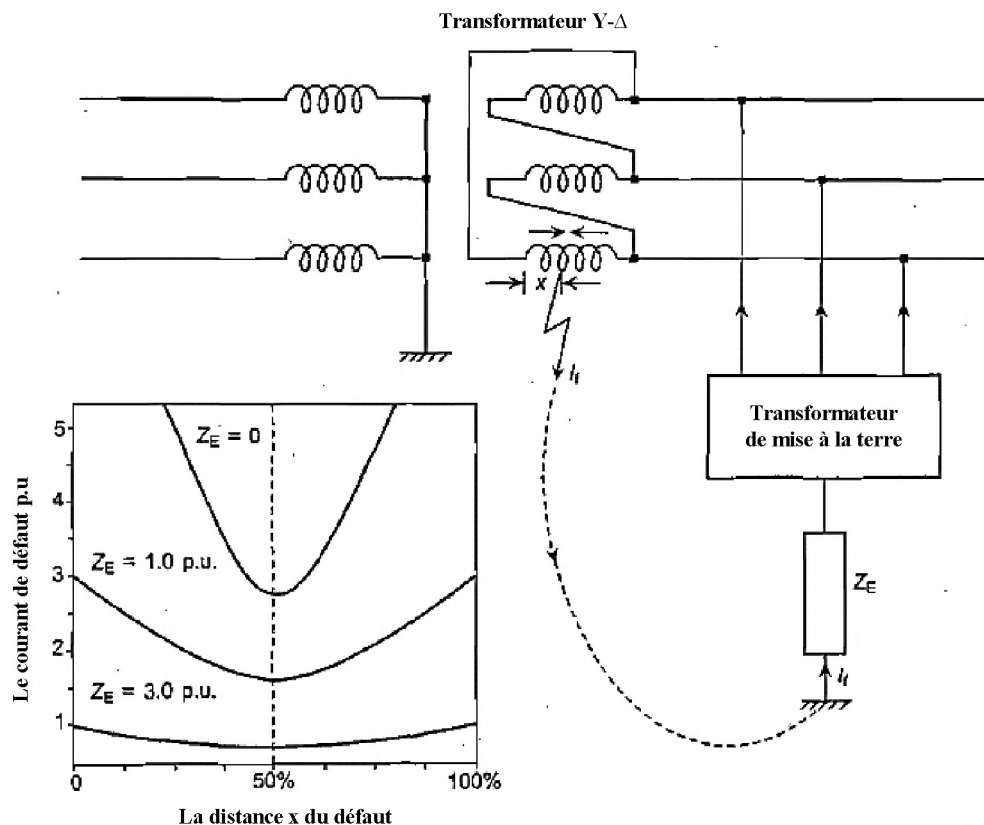


Fig IV.5 : la variation de courant de défaut en fonction de la distance (cotée triangle)

Tous les gros transformateurs sont de type immergé dans l'huile, il est possible que le niveau d'huile va être baissé dû à une fuite, dans de tels cas, une alarme doit être soulevé et le transformateur peut éventuellement être arrêté.

Une autre particularité de transformateurs est qu'ils éprouvent de grandes courants d'appel au moment de la commutation (la mise sous tension), ce n'est ni une condition anormale, ni un défaut dans la mesure où le transformateur est concerné, le courant d'appel nécessite une attention particulière lors de la conception de la protection d'un transformateur.

Un transformateur peut se développer des défauts entre spires donnant lieu à des points chauds dans l'enroulement, ces défauts entre spires ne peuvent pas provoquer des courants appréciables, ainsi, les défauts entre spires sont difficiles à détecter par des moyens électriques, ils sont mieux détectés par des méthodes non électriques.

Transformateurs peuvent souffrir d'un flux excessif (également appelé surexcitation) en raison de conditions de fonctionnement, la surexcitation peut également être provoqué lorsque le transformateur est soumis à une surtension à la fréquence nominale, puisque les gros transformateurs fonctionnent généralement à leurs limites de conception, un flux excessif peut être dangereux et a besoin de protection immédiate.[1] [4]

#### **IV.4. PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES :**

Figure IV.6 montre deux relais de surintensités contre les défauts de phases et un relais de surintensité contre les défauts à la terre pour fournir protection contre les surintensités au transformateur étoile-triangle.

Un tel système peut servir le but de fournir soit la protection principale pour les petits transformateurs ou la protection de back-up pour les grands transformateurs.

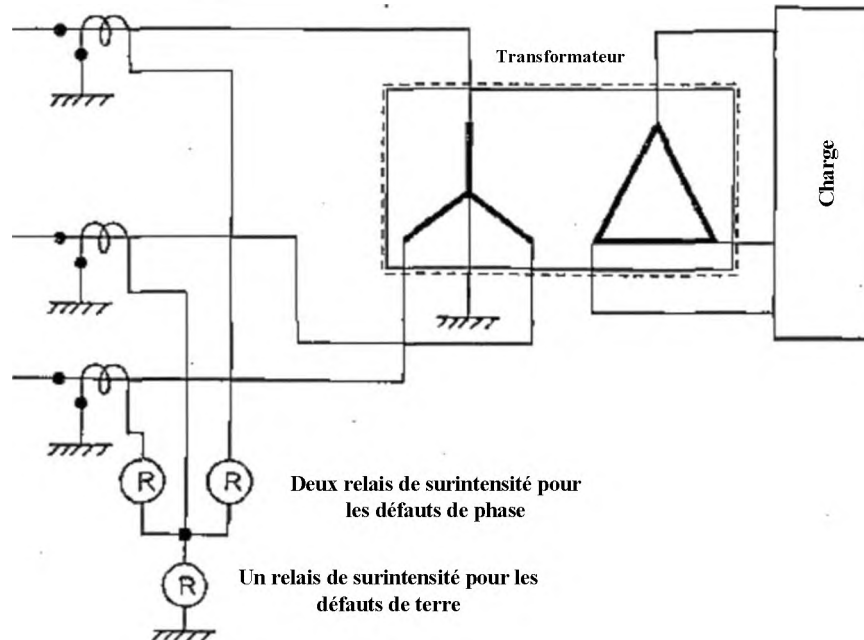


Fig IV.6 : la protection contre les surintensités d'un transformateur

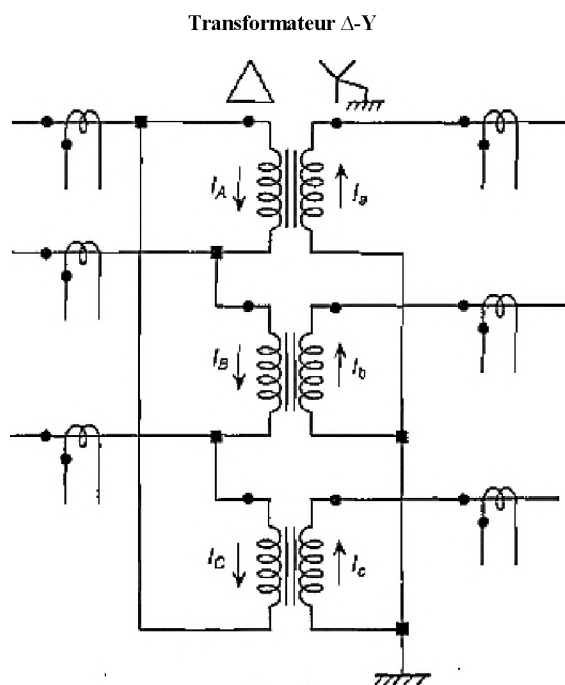
La valeur de déclenchement pour un défaut de phase est réglée de telle sorte qu'il ne déclenche pas sur la surcharge maximale admissible, mais le relais est suffisamment sensible pour le plus moindre défaut de phase.

La valeur de déclenchement pour un défaut à la terre est indépendante de la charge du transformateur.[1]

## IV.5. PROTECTION DIFFERENTIEL DE POURCENTAGE DE TRANSFORMATEUR :

### IV.5.1. DEVELOPPEMENT DES CONNEXIONS :

Figure IV.7 montre un transformateur triangle-étoile. Supposons un rapport de transformation de 1, notez que le point neutre est mis à la terre.

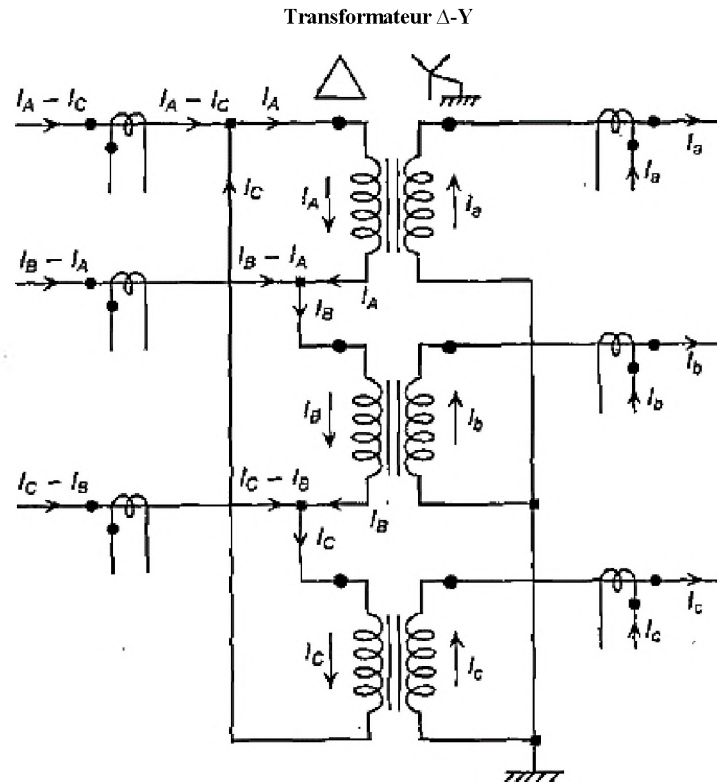


**Fig IV.7 :** développement de la connexion des TC pour la protection différentielle d'un transformateur

Pour pouvoir créer les raccordements de TC, nous suivons la séquence des étapes suivantes:

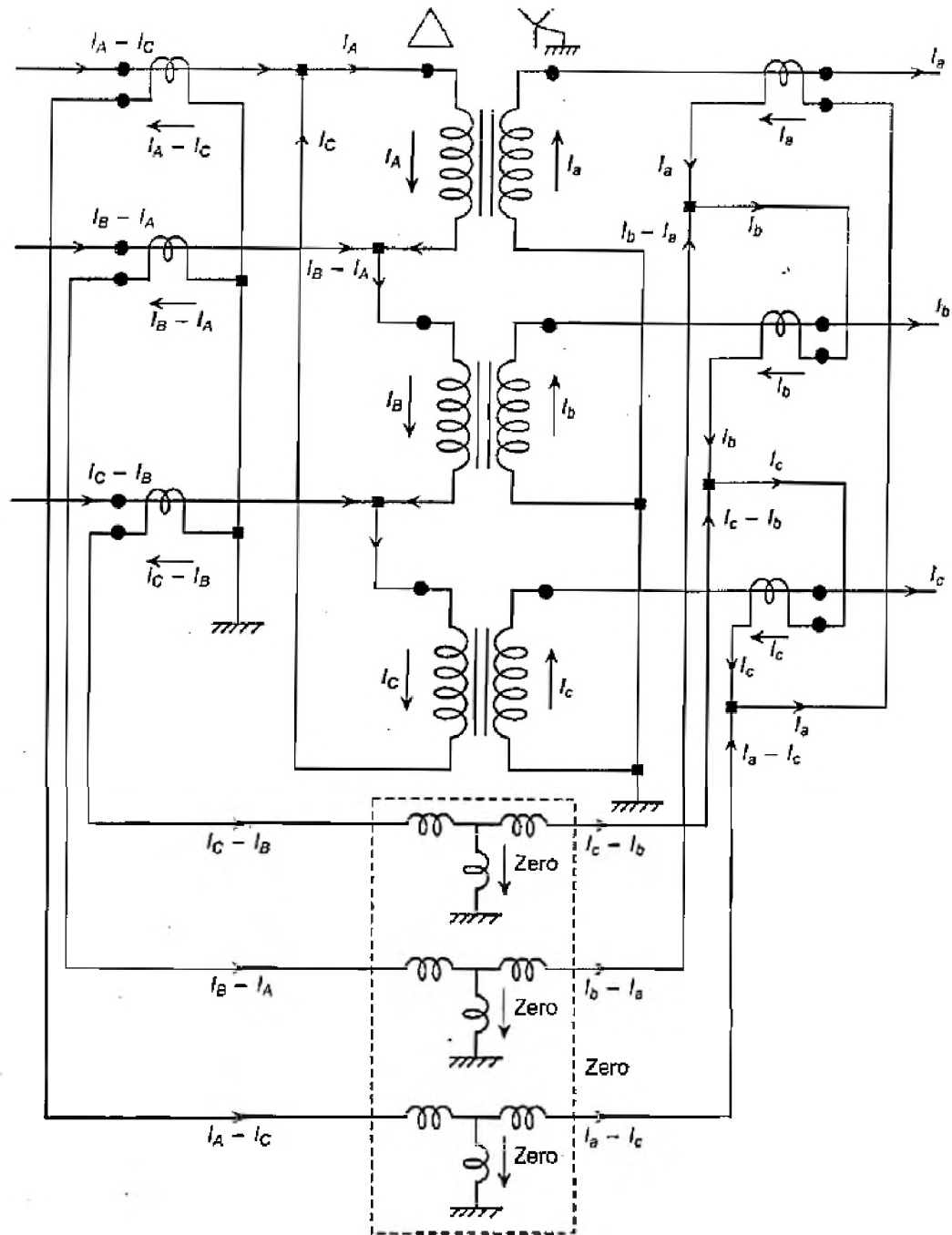
1. Déterminer les directions instantanées des courants  $I_a$ ,  $I_b$  et  $I_c$  à travers les enroulements secondaires (voir Figure IV.7)
2. Les courants de l'enroulement primaire  $I_A$ ,  $I_B$  et  $I_C$  sont ensuite déterminées, notez qu'en raison de rapport de transformation,  $I_A = I_a$ ,  $I_B = I_b$ ,  $I_C = I_c$  (voir Figure IV.8)
3. Courants de ligne sur le côté étoile sont déterminés, ce sont les mêmes que les courants de phase
4. Courants de ligne sur le côté du triangle sont ensuite déterminées, ce sont  $(I_C - I_A)$ ,  $(I_A - I_B)$  et  $(I_B - I_C)$ , comme illustré à la figure IV.8
5. Par conséquent, si nous nous connectons les enroulements secondaires des TC sur les deux côtés en étoile, les courants ne seraient pas égaux et un courant différentiel entraînerait, nous observons, cependant, que si les enroulements secondaires de TC sur le côté étoile sont connectés en triangle, alors les courants secondaire des TC seraient correspondre exactement avec les courants secondaires des TC sur le côté du

triangle, à condition que ceux-ci sont connectés en étoile, ceci est représenté sur la figure IV.9.[1] [4]



**Fig IV.8** : détermination des courants de ligne pour les deux cotées d'un transformateur





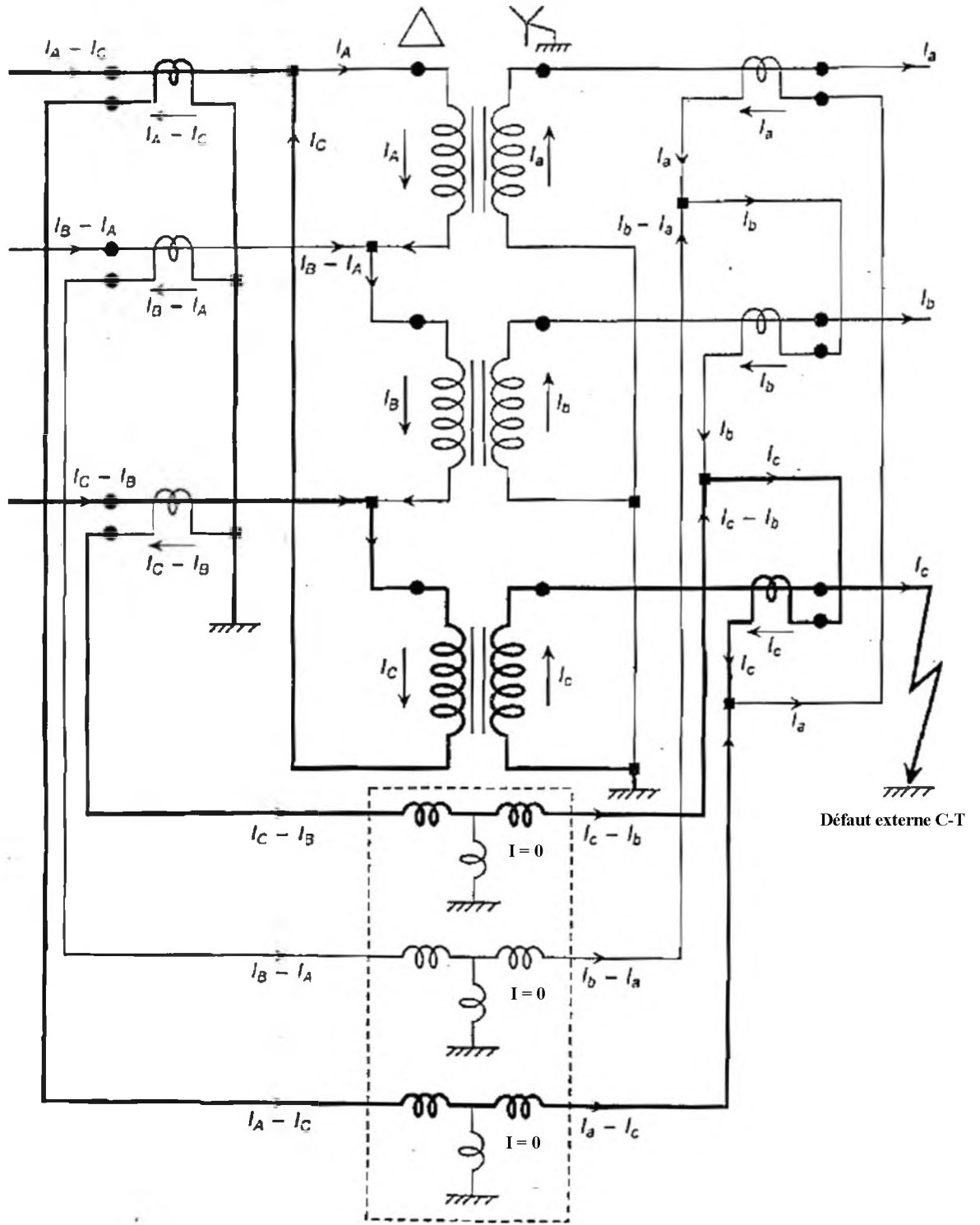
Relais différentielle de pourcentage

Fig IV.9 : la connexion finale d'un relai différentielle de pourcentage

**IV.5.2. PHASE C-A-LA TERRE (C-T) DEFAUT EXTERNE :**

Considérez un défaut externe phase - terre comme le montre la figure IV.10.

On peut voir que, en raison d'un défaut sur la phase C, il existe une surintensité dans la phase C, ce courant est fourni par deux lignes du côté de triangle, de même, en raison des connexions triangle des TC sur le côté étoile, deux fils transportent le courant de défaut, de sorte que le courant circule dans deux des unités de relais différentiel et il n'y a pas de courant différentiel, le système reste stable.[1]



Relais différentielle de pourcentage

Fig IV.10 : défaut de la phase c à la terre

**IV.5.3. PHASE C-A-LA TERRE (C-T) DEFAUT INTERNE :**

Un défaut interne C-T est illustré sur la figure IV.11, les courants du côté triangle sont exactement les mêmes que ceux dans le cas de défaut externe C-T, Toutefois, depuis le défaut est interne il n'y a pas de courant de défaut à travers les primaires des TC sur le côté étoile, on voit sur la figure que le courant différentiel s'écoule à travers deux unités de relais provoquant leur fonctionnement, ainsi le déclenchement transformateur.[1]

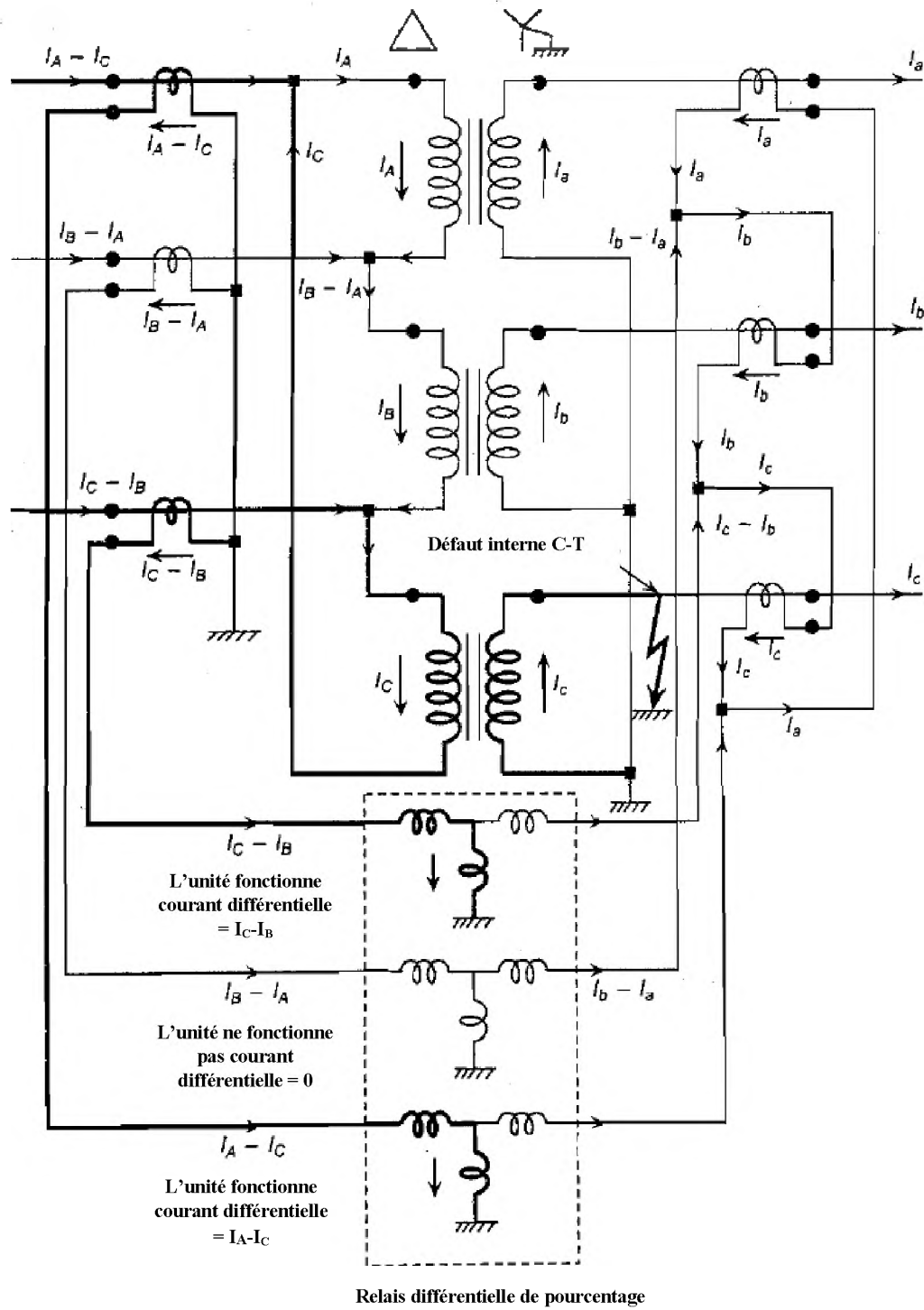


Fig IV.11 : défaut de la phase c à la terre (defaut interne)

#### IV.6. DEFAUTS ENTRE SPIRES DANS LES TRANSFORMATEURS :

Défauts entre spires causent un courant fort dans la spire en court-circuit, cependant, vu depuis les bornes du transformateur, le courant peut être assez faible, ceci peut être vu à partir de l'analyse simplifiée de la figure IV.12.[1] [10]

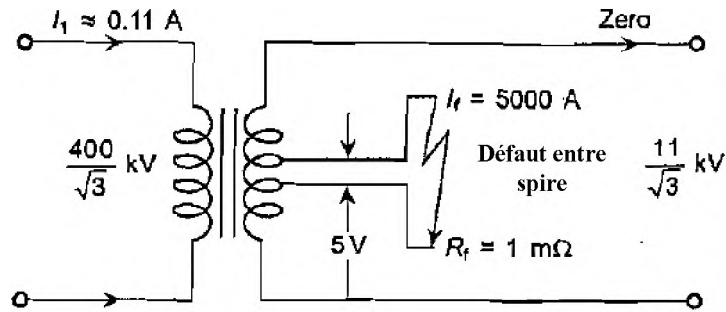


Fig IV.12 : défaut entre spire

$$\text{Puissance dissipée} = I_f^2 R_f = (5 * 10^3)^2 (1 * 10^{-3}) = 25 \text{KW}$$

$$\left(\frac{400}{\sqrt{3}} \text{KV}\right) (I_1) = (5\text{V})(5000\text{A})$$

$$I_1 = 0.11\text{A}$$

Le courant qui circule dans les spires en court-circuit est 5000 A, alors aux bornes de 400 kV, le courant est seulement 0,11 A, ainsi défauts entre spires sont difficiles à détecter en utilisant des protections contre la surintensité ou différentielles, cependant ils peuvent causer des points chauds graves résultant la détérioration de l'isolation.

Pour protéger le transformateur contre ce type de défaut en utilise des protections de type non-électrique comme le relais buchholz.

### IV.7. RELAIS BUCHHOLZ :

La figure IV.13 illustre la position du relais Buchholz par rapport à la cuve du transformateur et le conservateur.

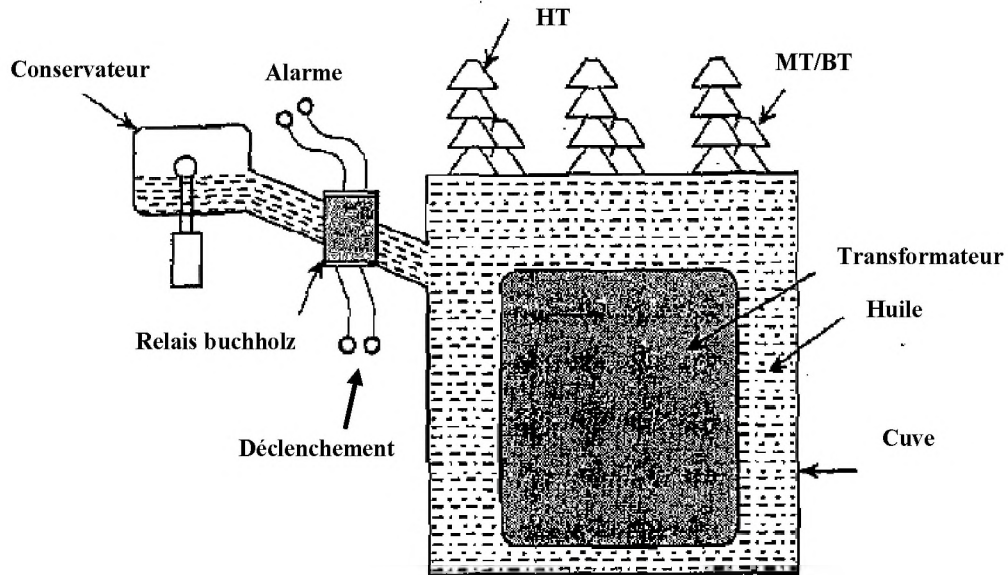


Fig IV.13 : l'emplacement du relais buchholz

Le schéma du fonctionnement interne du relais Buchholz est montré dans Figure IV.14, lorsqu'un défaut comme un défaut d'enroulement avec le noyau ou un défaut entre spires, il aura un échauffement sévère de l'huile, cela provoque des gaz à être libéré de l'huile autour de  $350^{\circ}\text{C}$ , il y a une accumulation de pression d'huile provoquant l'huile de se précipiter dans le conservateur, une vanne est placée dans le trajet de l'huile entre le transformateur et le conservateur, un jeu de contacts, actionné par cette vanne est utilisé comme un contacte de déclenchement du relais Buchholz, cette sortie de relais Buchholz peut être utilisé pour déclencher le transformateur.

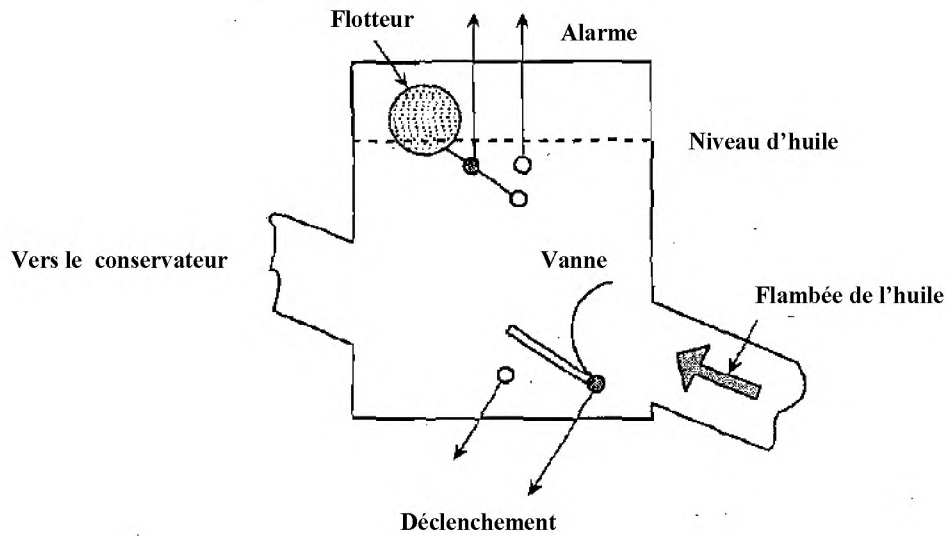


Fig IV.14 : les composantes du relais buchholz

Le relais Buchholz a aussi un autre contact actionné par un flotteur, ces contacts restent ouverts lorsque la cuve du transformateur est remplie d'huile, cependant, en cas de fuite ou de décomposition (évaporation) de l'huile, le flotteur provoque la fermeture des contacts, perte d'huile sera sans aucun doute provoquer la température du transformateur d'augmenter, mais ne garantit pas le déclenchement immédiat, ainsi, normalement ces contacts sont câblés à une alarme qui alerte l'opérateur.[1] [4]

#### IV.8. CONCLUSION :

On a vu dans ce chapitre les défauts qui peuvent être arrivés dans un transformateur de puissance et les techniques de protection, à partir de ce chapitre on peut dire que les protections qui est basé sur la surveillance du courant parfois est insuffisante et ça explique l'existence des protections non-électrique comme relais buchholz.



# CHAPITRE 05

## V. INTRODUCTION :

Dans le relais de distance, il existe un équilibre entre la tension et le courant, dont le rapport peut être exprimé en termes d'impédance, l'impédance est une mesure électrique de la distance électrique le long d'une ligne de transmission, ce qui explique le nom donné à ce groupe de relais [6]

Puisque ce type de relais implique des unités de type d'impédance, laissez-nous d'abord se familiariser avec eux, d'une manière générale, le terme impédance peut être appliqué à la résistance seule, réactance seule, ou une combinaison des deux, dans la terminologie de protection-relais, toutefois, le terme relais d'impédance est très spécifique. [6]

### V.1. LE RELAIS D'IMPEDANCE:

Un relais d'impédance est un dispositif de détection de défaut dans une ligne ou un câble dont la mise en œuvre est basée sur des mesures d'impédance, si l'impédance vue par le relais est assimilable – avec un risque d'erreur suffisamment faible – à celle d'un défaut dans le secteur protégé par ce relais, un ordre de déclenchement est envoyé au disjoncteur concerné sinon, le relais suppose un fonctionnement normal. [7]

Considérons une ligne de transmission AB comme le montre la figure V.1 (a), supposons qu'il y a une seule source à la fin de A, nous voulons générer une zone de protection qui s'étend de A à B, supposons que le relais proposé est situé à l'extrémité A, où le courant et la tension local est disponibles à travers un TC et un TP, dont les rapports ont été pris comme (1) pour des raisons de simplicité, la portée (l'impédance de réglage ou la limite de fonctionnement) du relais de distance est ainsi rendu égal à  $Z_{set}$  La ligne est modélisée comme un circuit R-L en série en vue de relayer sans trop de perte de précision, comme le montre la figure V.1 (b)

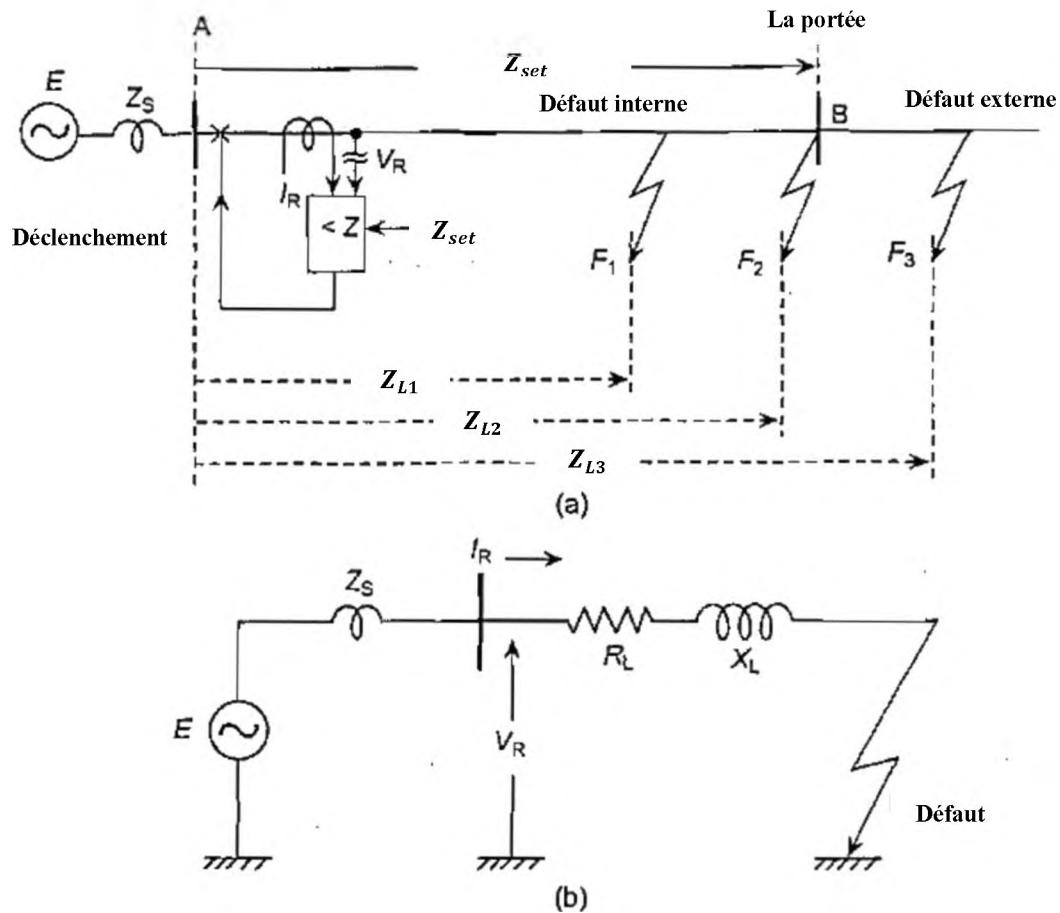


Fig. V.1 : introduction au relais de distance

Considérons trois défauts: un défaut interne  $F_1$ , un défaut externe  $F_3$ , et un défaut  $F_2$  (un défaut au point limite du relais), maintenant nous comparons la tension  $V_R$  de relais avec le produit du relais  $I_R$  et  $Z_{set}$  comme indiqué dans le tableau V.1 pour les trois défauts [1]

Tableau. V.1 : la situation du relais d'impédance en fonction de l'emplacement de défaut

défaut	Courant à l'emplacement du relais, $I_R$	Tension à l'emplacement du relais, $V_R$	Comparaison $ V_R  :  I_R  \cdot  Z_{set} $	Réponse souhaitée du relais
$F_3$ , externe	$I_{R3}$	$V_{R3}$	$ V_R  >  I_R  \cdot  Z_{set} $	Non déclenchement
$F_2$ (point limite)	$I_{R2}$	$V_{R2}$	$ V_R  =  I_R  \cdot  Z_{set} $	La limite de fonctionnement
$F_1$ interne	$I_{R1}$	$V_{R1}$	$ V_R  <  I_R  \cdot  Z_{set} $	déclenchement

Ainsi, nous pouvons voir dans le tableau V.1 que la loi de déclenchement qui se dégage est :

Si  $|V_R| < |I_R| \cdot |Z_{set}|$  donc déclenchement sinon non-déclenchement

Ceci peut s'écrire :

Si  $\frac{|V_R|}{|I_R|} < |Z_{set}|$  donc déclenchement sinon non-déclenchement

Cependant, le rapport  $\frac{|V_R|}{|I_R|}$  est l'amplitude de l'impédance apparente de  $|Z_R|$  tel que vu par le relais, par conséquent, la loi de déclenchement peut être écrite comme suit :

Si  $|Z_R| < |Z_{set}|$  donc déclenchement sinon non-déclenchement

Le relais, donc, en quelque sorte, a pour calculer l'impédance vue de son emplacement et de la comparer avec la valeur définie pour prendre la décision de déclenchement, en raison du modèle simple de la ligne en défaut, l'impédance de ligne est directement proportionnelle à la distance au défaut.

D'où le nom relais à distance, un tel relais est appelé sous-impédance, en pratique, cependant, le mot –sous- est tombé et le relais est simplement appelé relais d'impédance.

Il est possible de synthétiser plusieurs relais de distance plus complexes, pour distinguer ce relais des autres relais de distance, nous appellerons simple relais d'impédance.

La caractéristique d'un relais de distance sur le plan V-I est représentée sur la figure V.2.[1]

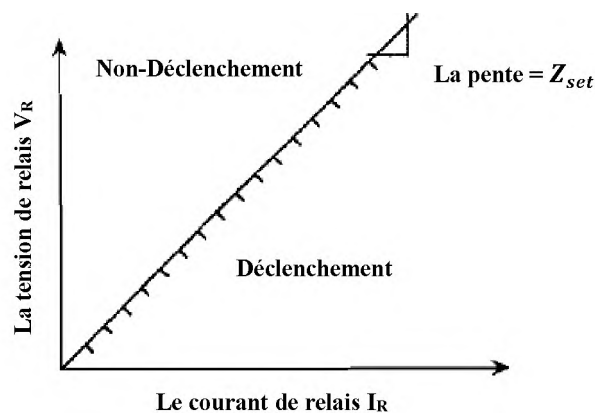


Fig. V.2 : caractéristique du relais d'impédance simple sur le plan V-I

Cependant, il est plus intéressant de représenter cette caractéristique sur le plan R-X, l'axe R représente la partie réelle de la valeur  $(V / I)$  alors que l'axe X représente la partie imaginaire de la valeur  $(V / I)$ .

Ceci est représenté sur la figure V.3 dans lequel la caractéristique de défaut de la ligne en défaut (on suppose un défaut franc) c'est une ligne droite avec une pente égale à  $\tan^{-1}(Lw/R)$ , où L est l'inductance par unité de longueur de la ligne et R est la résistance par unité de longueur de la ligne, ainsi un n'importe quel défaut sur la ligne de transmission peut être mappé sur cette ligne droite.

Il est évident que la caractéristique de déclenchement du relais de protection de distance pour toute la longueur de la ligne de transmission doit être faite sur une petite surface du plan R-X, malheureusement la caractéristique de déclenchement du relais de simple impédance englobe un trop grand espace sur le plan de R-X qui idéalement requise, c'est une caractéristique indésirable car elle donne lieu à des erreurs de manipulation de l'équipement.

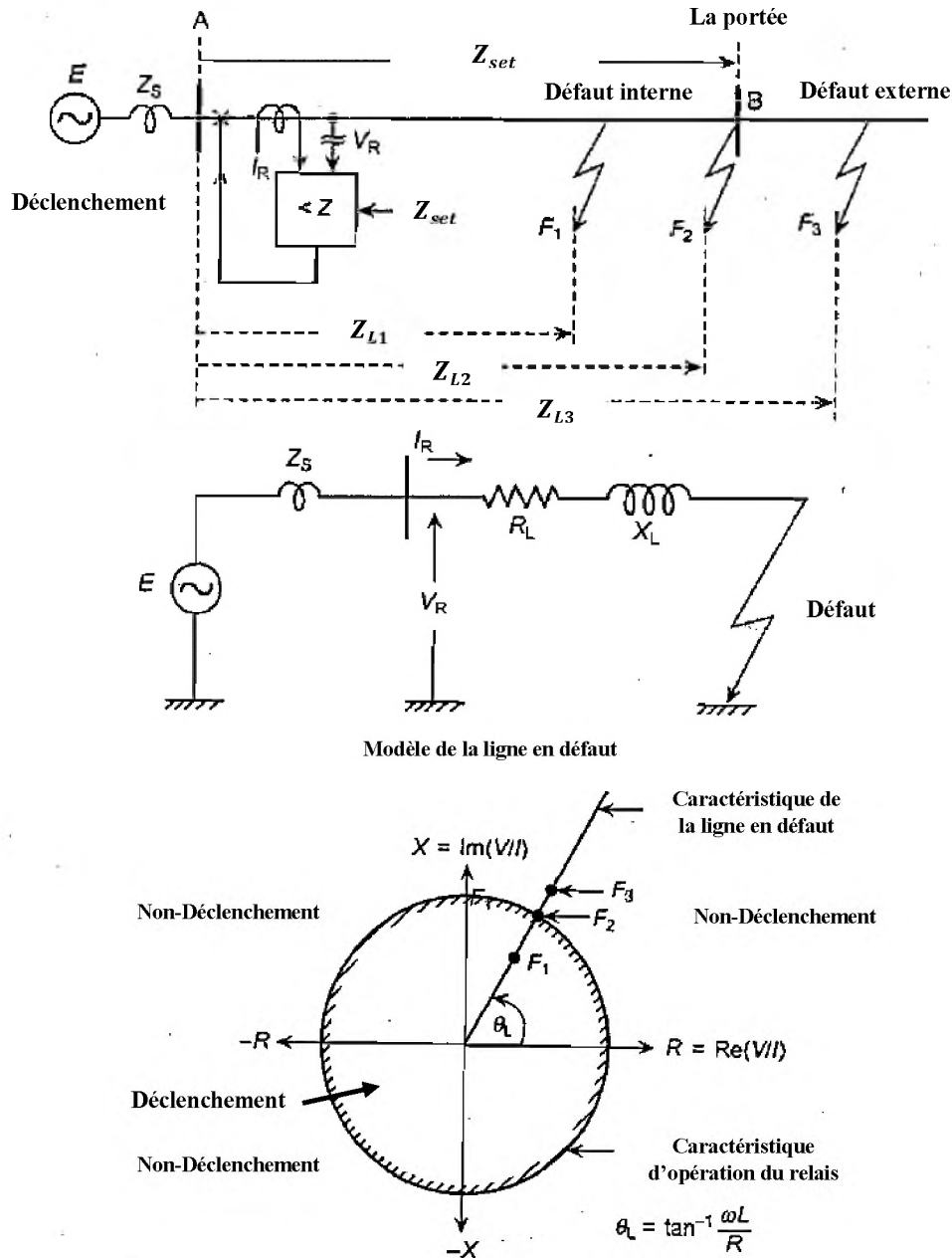


Fig. V.3 : caractéristique du relais d'impédance simple sur le plan R-X

En outre, la plupart des défauts impliquent un arc, l'arc est de nature résistive, la résistance d'arc est en fonction de la distance d'amorçage (S) en pieds, la vitesse du vent (u) en m/h et le temps (t) en secondes et le courant (I) en Ampère, est donné par la formule de Warrington. [1]

$$R_{arc} = \frac{8750 (S + 3u.t)}{I^{1.4}}$$

Lorsque l'on considère la résistance à l'arc, la caractéristique de la ligne de transmission se modifie de la ligne droite avec une pente de  $\tan^{-1}(Lw / R)$  à une zone comme indiqué dans Figure V.4. [1]

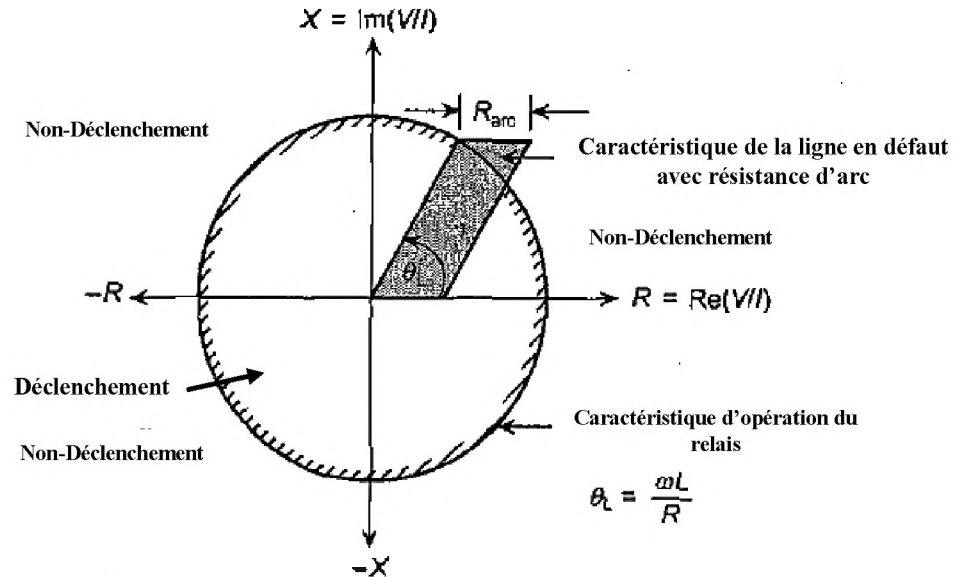


Fig. V.4 : caractéristique de la ligne en défaut en présence d'une résistance d'arc

### V.1.2. PERFORMANCE DE RELAIS D'IMPEDANCE SIMPLE PENDANT LA CIRCULATION NORMAL DE PUISSANCE:

Un relais de distance est alimenté en courant et de tension à leur l'emplacement, ainsi il surveille la ligne de transmission tout le temps, ce qui comprend les conditions normales de fonctionnement lorsque la charge est branchée, quelle est l'impédance vue par le relais dans de telles conditions? Est-ce que le relais tendant à (mal) fonctionner dans de telles conditions de fonctionnement normales? Voici quelques-unes des questions qui doivent être abordées.

L'impédance vue par le relais pendant l'écoulement de charge normale sera comme le montre la figure V.5 pour (un système alimenté par les deux extrémités), heureusement, l'impédance vue par le relais sous une telle condition est très importante et se situe en dehors de la zone de déclenchement, ainsi le relais d'impédance est stable dans des conditions normales de fonctionnement. [1]

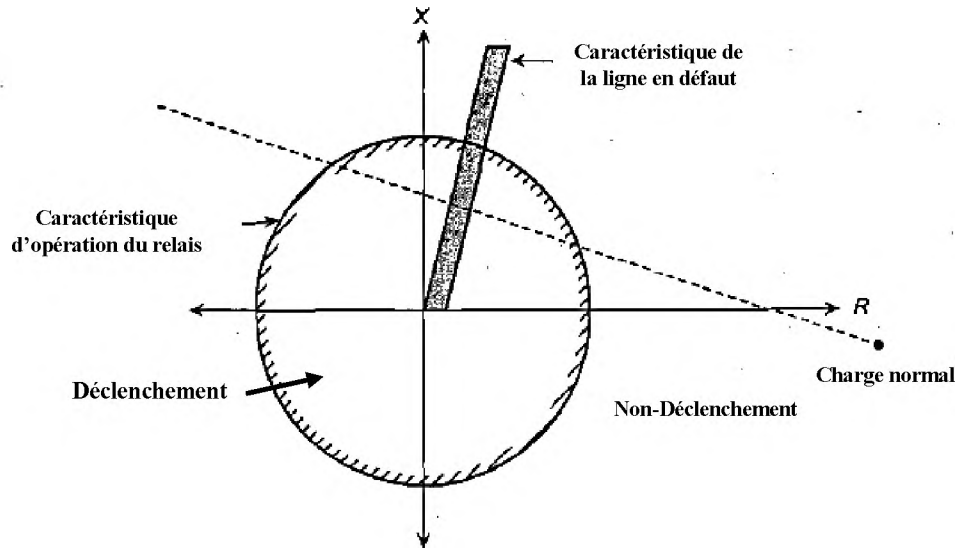


Fig. V.5 : Performance de relais d'impédance pendant la circulation de puissance normale

### V.1.3. EFFET DE LA RESISTANCE DE L'ARC SUR LA LIMITE DE FONCTIONNEMENT (LA PORTEE) DE RELAIS D'IMPEDANCE SIMPLE:

Considérons un défaut d'arc, avec une résistance de défaut  $R_{arc}$ , au point C dans le schéma d'une seule ligne de la figure V.6, l'impédance vue par le relais, se trouve sur la frontière entre la zone de déclenchement et la zone de non-déclenchement, ainsi tout défaut d'arc juste au-delà du point C ne sera pas détecté.

Par conséquent, le relais d'impédance simple est [(under-reaches) (sous ça limite de fonctionnement)] en raison d'un défaut d'arc, le pourcentage de (la sous limite de fonctionnement) est défini comme le rapport entre la distance sur laquelle l'équipement est sous ça limite de fonctionnement par la limite de fonctionnement, avec référence à la figure V.6, le pourcentage de la sous limite de fonctionnement peut être considéré comme : [1]

$$\frac{BC}{AB} * 100\%$$



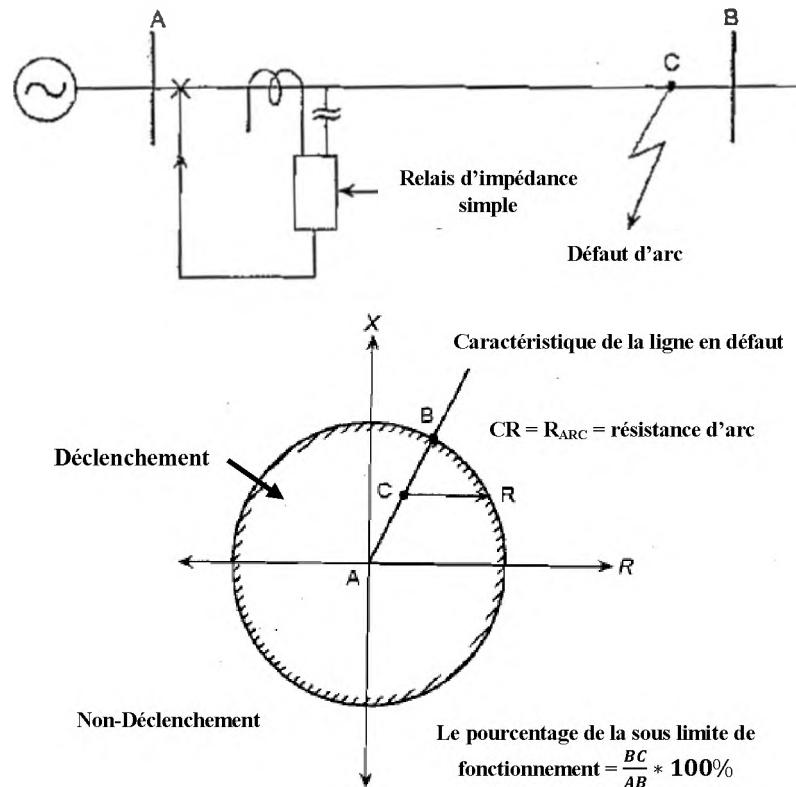


Fig. V.6 : Effet de la Résistance Arc sur la limite de fonctionnement de relais d'impédance simple

**V.1.4. PROPRIETE DIRECTIONNELLE EXPOSEE PAR RELAIS D'IMPEDANCE SIMPLE :**

La limite de fonctionnement du relais de simple impédance est indépendante de l'angle de phase entre tension et le courant à l'emplacement relais, ainsi le relais ne possède pas de propriété directionnelle.

Leur limite étendrait également dans l'avant ainsi que la direction inverse, comme le montre la figure V.7, le premier quadrant du plan R-X représente les défauts avant que le troisième quadrant représente les failles inverses.[1]

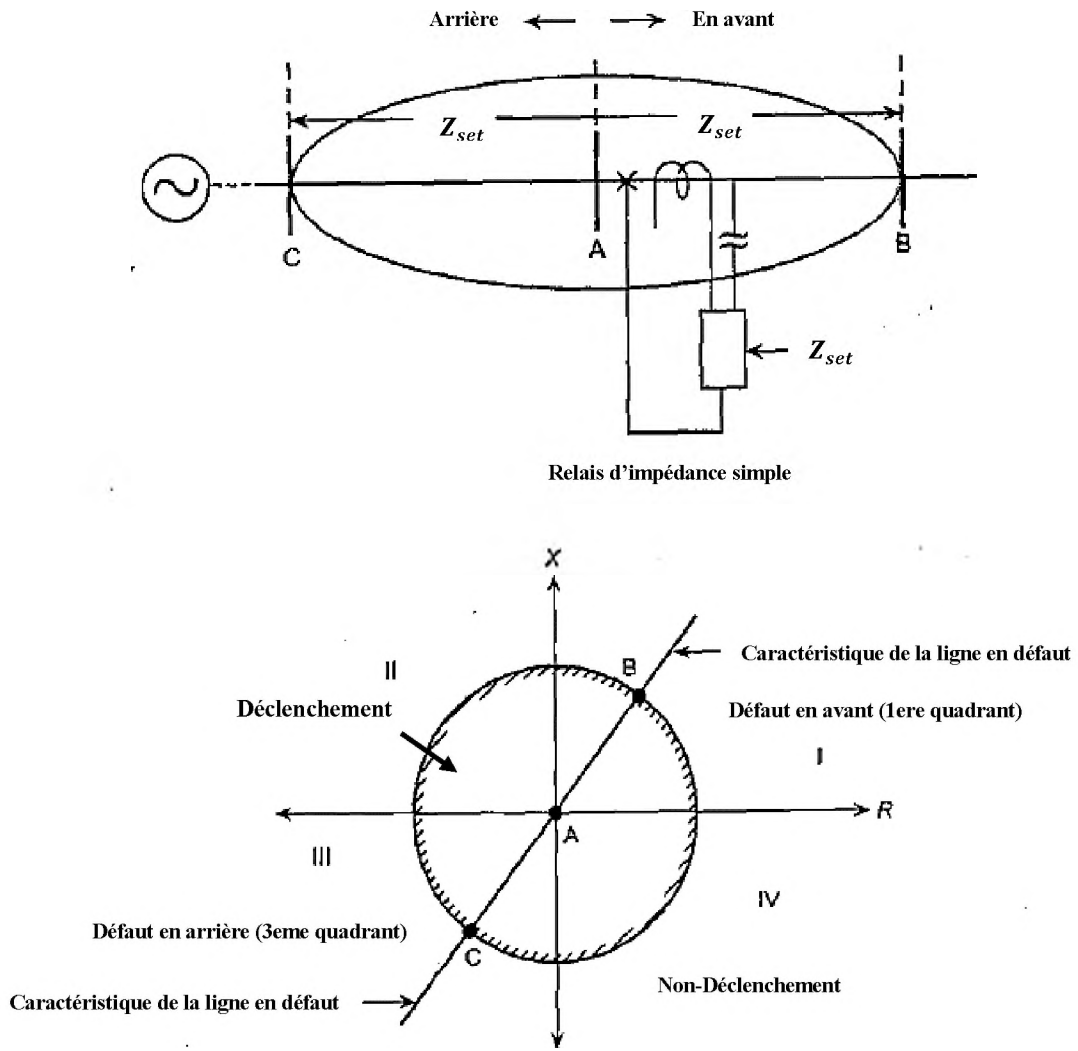


Fig. V.7 : la propriété directionnelle du relais d'impédance simple

## V.2. LE RELAIS DE REACTANCE :

Le relais est sensible qu'à la partie réactive de l'impédance vue, et déclenche si la partie réactive est inférieure à une valeur de consigne particulière  $X_n$  par conséquent, un tel relais est appelé un relais de réactance, la caractéristique de fonctionnement du relais sur le plan R-X est une ligne droite avec l'origine de  $X_n$  sur l'axe de réactance, toute la zone en dessous de cette ligne droite représente la zone de déclenchement, ainsi la surface occupée est trop grande, ceci est montré dans la Figure V.8 [1] [6]

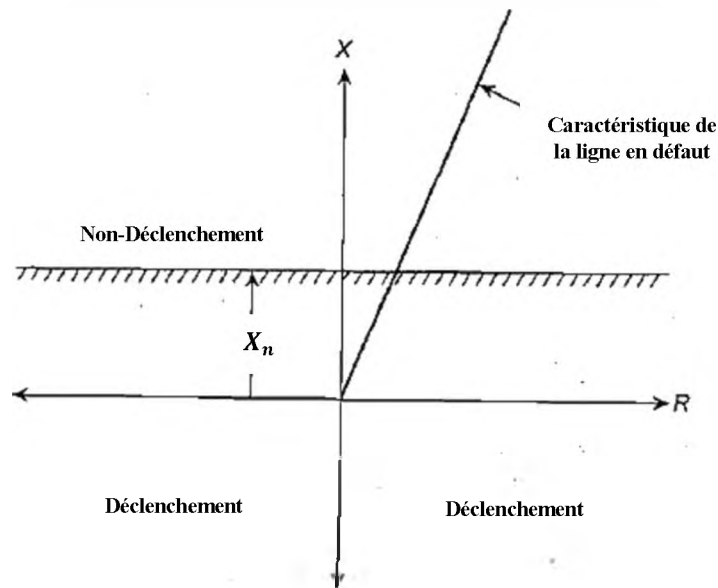


Fig. V.8 : caractéristique du relais de réactance

### V.2.1. PERFORMANCE DE RELAIS DE REACTANCE PENDANT UNE CIRCULATION DE PUISSANCE NORMAL :

Le relais de réactance occupe toute la zone en dessous de la ligne droite  $X = X_n$  sur le plan  $R$ - $X$ . L'impédance vue par le relais lorsque le débit de charge normale (système alimenté par les deux extrémités) tombe malheureusement dans la zone de déclenchement de relais comme représenté sur la figure V.9, ainsi, un relais de réactance fonctionnera pendant l'écoulement de charge normale.

C'est clairement inacceptable, par conséquent le relais de réactance ne peut pas être utilisé seul pour la protection de la ligne de transmission mais doit être surveillé par un autre relais pour empêcher leur fonctionnement, une question peut se poser dans l'esprit des lecteurs à ce stade, pourquoi se soins un relais qui ne peut même pas retenue sur la charge? La réponse réside dans la performance supérieure du relais face à la résistance de défaut [1]

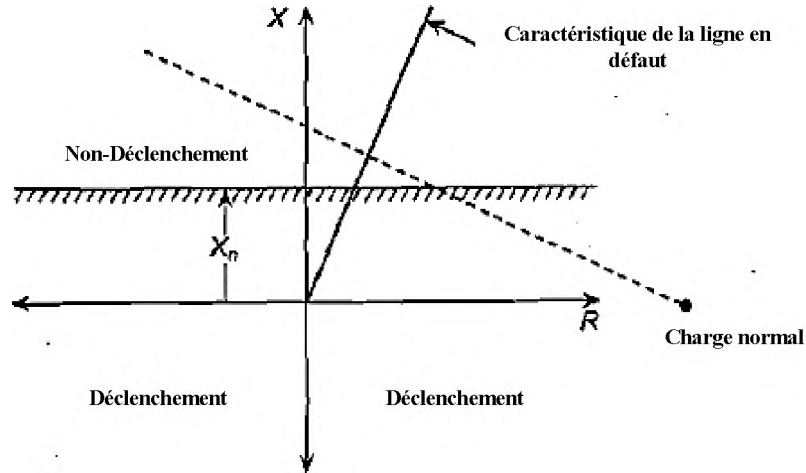


Fig. V.9 : Performance de relais de réactance pendant une circulation de puissance normal

### V.2.2. EFFET DE LA RESISTANCE DE L'ARC SUR LA LIMITE DE FONCTIONNEMENT DE RELAIS DE REACTANCE (LA PORTEE) :

La figure V.10 représente une coupe droite AB protégé à l'aide d'un relais de réactance, qu'il y ait un défaut à la fin de la section de la ligne protégée, au point B, avec une résistance égale à B-C, on peut voir que la pointe de l'impédance vue par le relais reste toujours dans la zone de déclenchement, ainsi la limite du relais de réactance n'est pas affectée malgré de la présence de la résistance d'arc, ceci est tout à fait normal que le relais mesure seulement la partie réactive du rapport  $V$  sur  $I$ .

La capacité de relais de réactance à répondre correctement en présence de la résistance de défaut est une caractéristique très utile et rend compte de la popularité du relais, malgré qu'il se déclenche de façon indésirable lors de l'écoulement de charge normale, le relais de réactance trouve de larges applications où l'emplacement exact de défaut peut être trouvé en présence de la résistance de défaut [1]

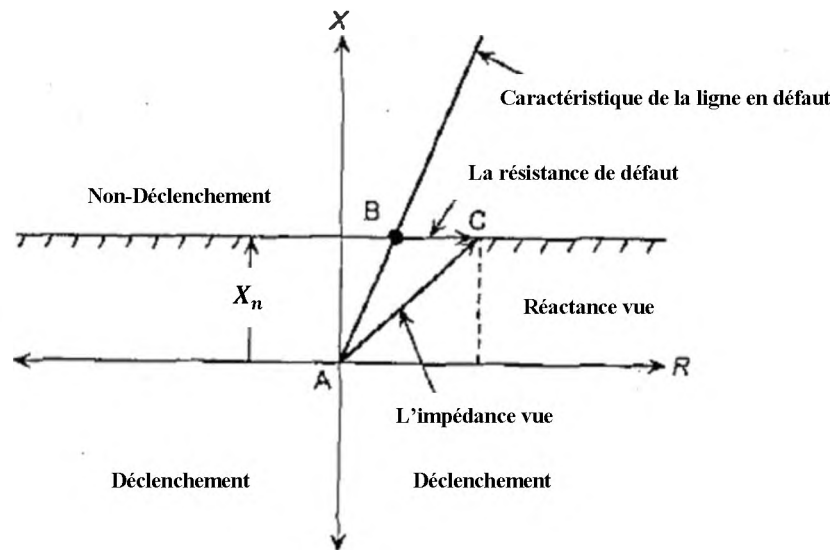


Fig. V.10 : l'effet de la résistance de défaut sur le relais de réactance

### V.2.3. PROPRIÉTÉ DIRECTIONNELLE EXPOSÉE PAR LE RELAIS DE REACTANCE :

Comme mentionné précédemment, le premier quadrant représente les défauts en aval du relais que le troisième quadrant représente les défauts en amont de relais, puisque la caractéristique de déclenchement du relais de réactance occupe des zones dans ces deux quadrants, il ne présente aucune propriété directionnelle.

Le relais est mis en place pour protéger la section  $AB$  comme indiqué sur la figure V.11, il répond aux défauts en aval ainsi que les défauts en amont pour une distance infinie, cette situation est indésirable alors nous devrions utiliser le relais de réactance en conjonction avec un relais directionnel. [1]

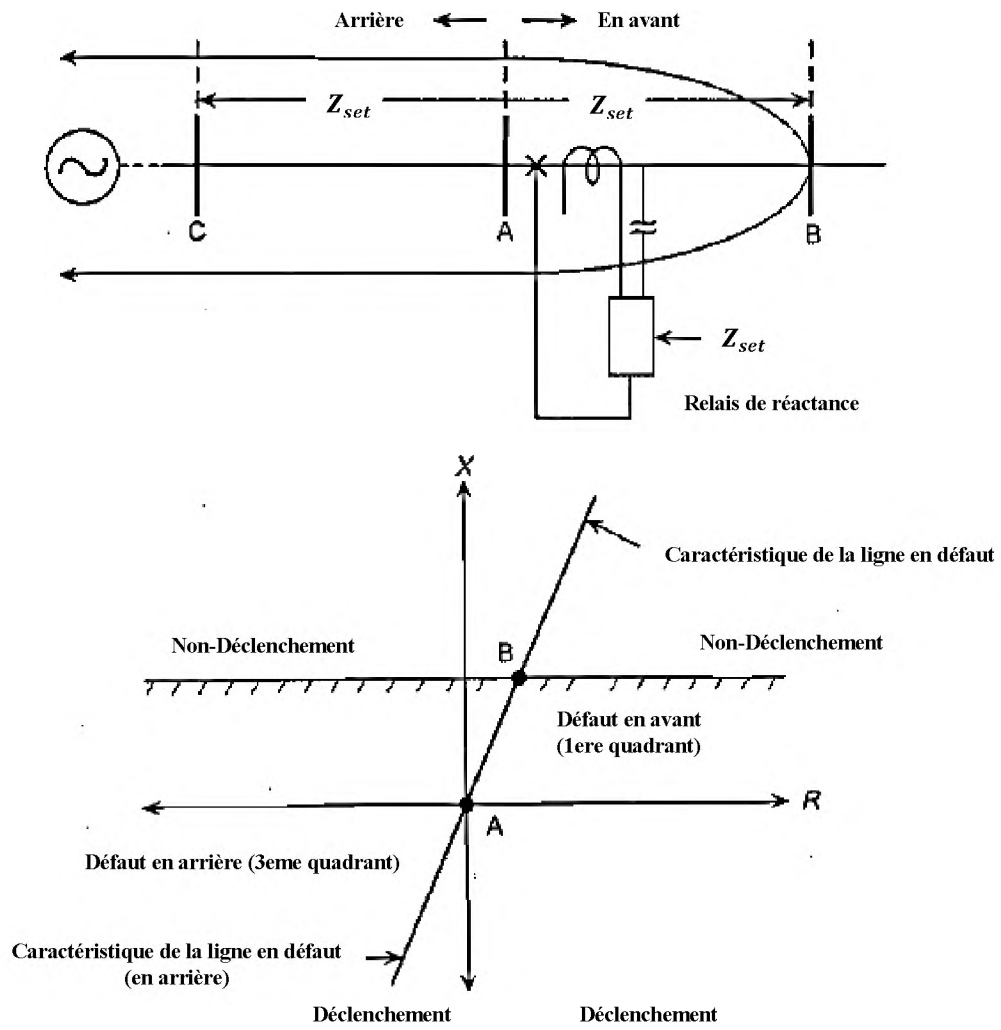


Fig. V.11 : la propriété directionnelle du relais de réactance

### V.3. COMPARAISON ENTRE LA DISTANCE RELAIS :

Il est instructif de comparer les trois relais de distance, comme indiqué dans le tableau V.2.

**Tableau. V.2** : comparaison entre les relais de distance

	<b>Relais d'impédance simple</b>	<b>Relais de réactance</b>
<b>Performance en charge</b>	Non- déclenchement	Déclenchement
<b>L'effet de résistance de défaut</b>	La limite de fonctionnement est modifiée	La limite de fonctionnement n'est pas modifiée
<b>La surface occupée sur le plan R-X</b>	Modéré	Très grande

Nous pouvons voir dans le tableau V.2 qu'il n'est pas possible d'utiliser le relais de réactance pour la protection de ligne de transmission d'une manière autonome. Il doit être utilisé en conjonction avec autre relais. Une propriété remarquable sur le relais de réactance est son immunité aux défauts résistives, cependant, il manque de stabilité en situation de charge normale.

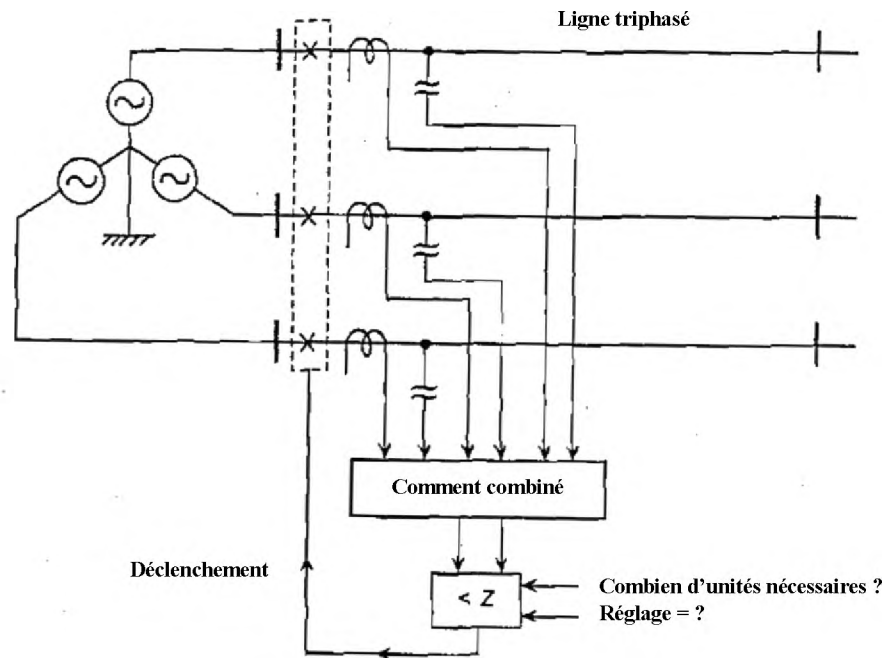
### V.4. PROTECTION DE DISTANCE D'UNE LIGNE TRIPHASEE :

Jusqu'à maintenant, nous avons été supposons tacitement la ligne de transmission d'être une ligne monophasée.

Cependant, dans la pratique les lignes de transmission sont toujours trois phases, une ligne triphasée est soumise à des défauts de phase ainsi que les défauts de terre, les questions qui se posent naturellement sont:

1. Comment allons-nous assurer une protection contre tous les dix défauts de court-circuit?
2. De quelle manière les TP et les TC devront être traitée?

3. Une seule unité de mesure de distance peut occuper tous les défauts de phase ainsi que les défauts de terre? Si non, combien unités de mesure de distance seront nécessaires pour la adaptés à tous les dix défauts?
4. Quel sera le réglage des unités de mesure de la distance?
5. Que ce soit pour mesurer l'impédance directe ou inverse ou de l'impédance homopolaire? Voir la figure V.12.



**Fig. V.12 :** le problème de fournir une protection de distance pour une ligne triphasé

Il s'avère que nous avons à offrir une protection séparée pour les défauts de phase et les défauts de terre, les défauts de phase associée à une paire de phases sont pris en charge par une unité de mesure de distance unique, ainsi trois d'unités de mesure peuvent répondre à tous les sept défauts de phases, à savoir, a-b, a-b-g, b-c, b-c-g, c-a, c-a-g, a-b-c.

Chacun des trois défauts de terre sont pris en charge par une unité de mesure de distance séparé, ainsi le nombre de trois unités de mesure de défaut terre peut répondre à toutes les trois défauts à la terre.

Par conséquent, un total de six nombres d'unités de mesure est nécessaire pour la protection contre les dix défauts.



Le tableau V.3 illustre la présence des composants symétriques, de la tension et du courant, au cours de divers défauts, dans lequel on peut voir que le composant directe est la seule composante qui est présente au cours de tous les défauts, ainsi il serait prudent de mesurer l'impédance directe entre l'emplacement de relais et le défaut de manière à répondre à tous les défauts. [1]

**Tableau. V.3 :** la présence des composantes symétrique pendant différents défauts

<b>Défaut</b>	<b>Composant direct</b>	<b>Composant inverse</b>	<b>Composante homopolaire</b>
<b>Phase – terre</b>	oui	oui	oui
<b>Phase - phase</b>	oui	oui	Non
<b>Phase – phase – terre</b>	oui	oui	oui
<b>Phase – phase – phase</b>	oui	Non	Non

#### **V.4.1. DEFAUTS DE PHASE :**

Prenons un défaut biphasé entre B et C comme le montre la Figure V.13, quelle combinaison de tension et de courant mesuré par l'unité de mesure de distance permettra de mesurer l'impédance directe entre l'emplacement de relais et le point de défaut?

Cette question peut être répondue si nous analysons le problème avec l'aide des composantes symétriques, un défaut phase-phase peut être représenté par une combinaison en parallèle de réseau direct et inverse au niveau du point de défaut, le réseau homopolaire reste en circuit ouvert comme représenté sur la figure V.13. [1]

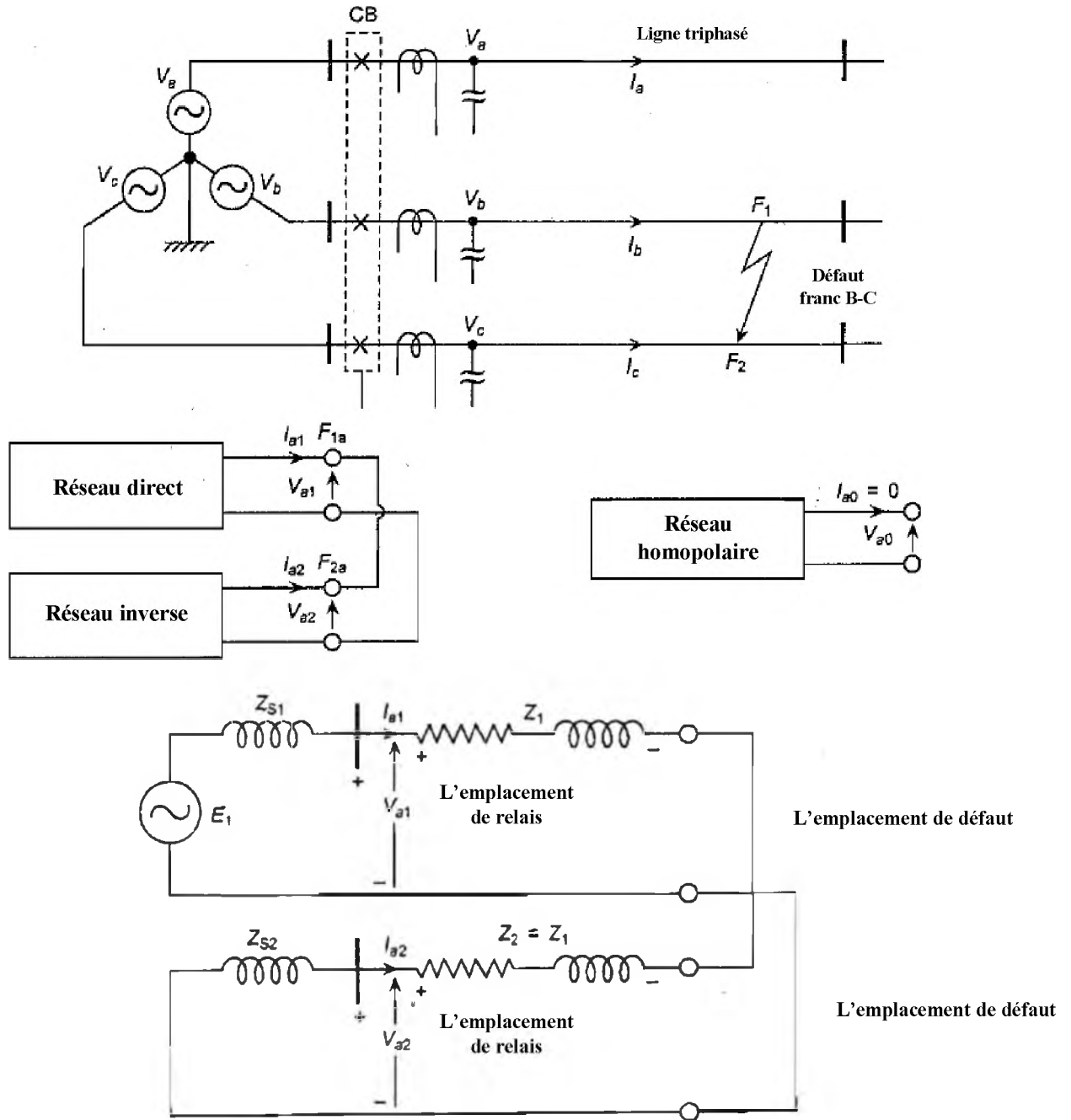


Fig. V.13 : le raccordement des circuits (direct – inverse – homopolaire) en cas de défaut biphasé (B-C)

On appliquant la loi des mailles sur le schéma de la fig. V.13 on obtient :

$$V_{a1} - I_{a1}Z_1 + I_{a2}Z_1 - V_{a2} = 0$$

$$V_{a1} - V_{a2} = (I_{a1} - I_{a2})Z_1$$

$$\frac{V_{a1} - V_{a2}}{I_{a1} - I_{a2}} = Z_1$$

Ainsi, le rapport de la différence des tensions direct et inverse et des courants direct et inverse donne la valeur souhaitée de l'impédance directe entre l'emplacement du relais et le point de défaut, toutefois la composante directe et inverse de tension et de courant ne sont pas facilement disponibles à l'emplacement relais, au lieu de cela les tensions et les courants de ligne sont facilement disponibles, voyons si nous pouvons manipuler les tensions de ligne et les courants pour obtenir les composants symétriques désirée.

On a 
$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}$$

$$V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}$$

Alors 
$$\begin{aligned} V_b - V_c &= (a^2 - a)V_{a1} + (a - a^2)V_{a2} \\ &= (a^2 - a)V_{a1} - (a^2 - a)V_{a2} \\ &= (a^2 - a)(V_{a1} - V_{a2}) \end{aligned}$$

Donc 
$$V_{a1} - V_{a2} = \frac{V_b - V_c}{a^2 - a}$$

Par la même méthode 
$$I_{a1} - I_{a2} = \frac{I_b - I_c}{a^2 - a}$$

On obtient 
$$\frac{V_{a1} - V_{a2}}{I_{a1} - I_{a2}} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = Z_1$$

Ainsi, une unité de mesure de distance avec une tension de ( $V_b - V_c = V_{bc}$ ) et le courant de ( $I_b - I_c$ ) permettra de mesurer l'impédance directe  $Z_1$  jusqu'à point de défaut en cas de défaut entre B et C.

De même, nous aurons besoin de deux autres unités avec des entrées de  $V_{ab}$ , ( $I_a - I_b$ ) et  $V_{ca}$  ( $I_c - I_a$ ) pour répondre aux défauts A-B et C-A.

Les unités de mesure pour des défauts A-B, C-A, B-C sont appelés *unités de défaut de phase* [1]

**V.4.2. DEFAUT A LA TERRE :**

Un défaut à la terre est représenté par la connexion en série de la partie directe, inverse et homopolaire, voir Figure V.14. [1]

On appliquant la loi des mailles sur le circuit équivalent de la figure V.14 :

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = I_{a1}Z_1 + I_{a2}Z_1 + I_{a0}Z_0$$

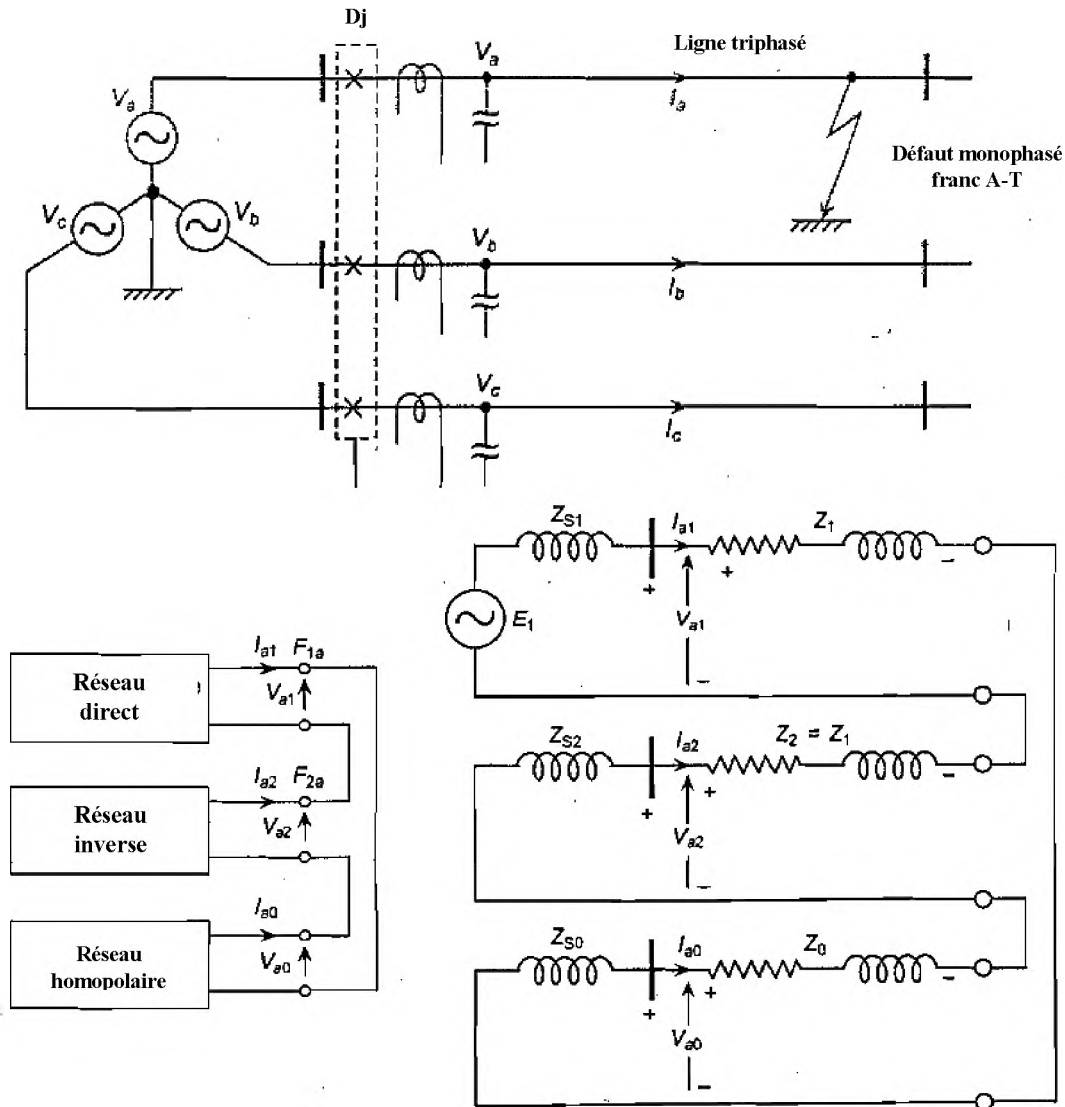


Fig. V.14 : le raccordement des circuits (direct – inverse – homopolaire) en cas de défaut monophasé (A-T)

On note  $V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = V_a$  et par addition et soustraction de  $(I_{a0}Z_1)$  dans le cotée gauche on obtient :

$$\begin{aligned} V_a &= I_{a1}Z_1 + I_{a2}Z_1 + I_{a0}Z_1 - I_{a0}Z_1 + I_{a0}Z_0 \\ &= (I_{a1} + I_{a2} + I_{a0})Z_1 + (Z_0 - Z_1)I_{a0} \\ &= I_a Z_1 + (Z_0 - Z_1)I_{a0} \\ V_a &= \left( I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_{a0} \right) Z_1 \end{aligned}$$

Cependant

$$I_{a0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad \text{on peut ecrire } I_a + I_b + I_c = I_{res}$$

Donc, on a

$$I_{a0} = \frac{I_{res}}{3}, I_{res} \quad \text{est le courant residuel}$$

Par conséquent

$$V_a = \left( I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} I_{res} \right) Z_1$$

Finalement on obtient l'impédance par la relation :

$$Z_1 = \frac{V_a}{I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} I_{res}}$$

Dans l'équation ci-dessus  $Z_1$  apparaît des deux côtés et l'expression semble un peu mélangée. Cependant, dans la pratique, il existe une relation nette entre  $Z_0$  et  $Z_1$ , pour les lignes de transmission triphasé  $Z_0$  est de 2,5 à 3 fois  $Z_1$ , supposons que  $Z_0 = 3Z_1$  Alors l'équation ci-dessus simplifie à:

$$Z_1 = \frac{V_a}{I_a + \frac{2}{3} I_{res}}$$

$$= \frac{V_a}{I_a + KI_{res}}; \quad K = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$$

Ainsi, le courant de phase doit être compensé par une fraction du courant résiduel  $I_{res}$  le facteur  $K$  est connu comme le facteur de compensation de courant résiduel ou homopolaire.

Par conséquent, les trois unités de mesure de distance avec des entrées de :

$$[V_a(I_a + KI_{res})], [V_b(I_b + KI_{res})] \text{ et } [V_c(I_c + KI_{res})]$$

Sont nécessaires pour le calcul de l'impédance directe pour les trois défauts à la terre des trois lignes. [1]

#### **V.4.3. PROTECTION COMPLETE D'UNE LIGNE TRIPHASEE :**

$Z_1$  l'impédance directe de la section de ligne, sont suffisantes pour une protection complète contre tous les dix défauts, comme le montre la figure V.15. [1]

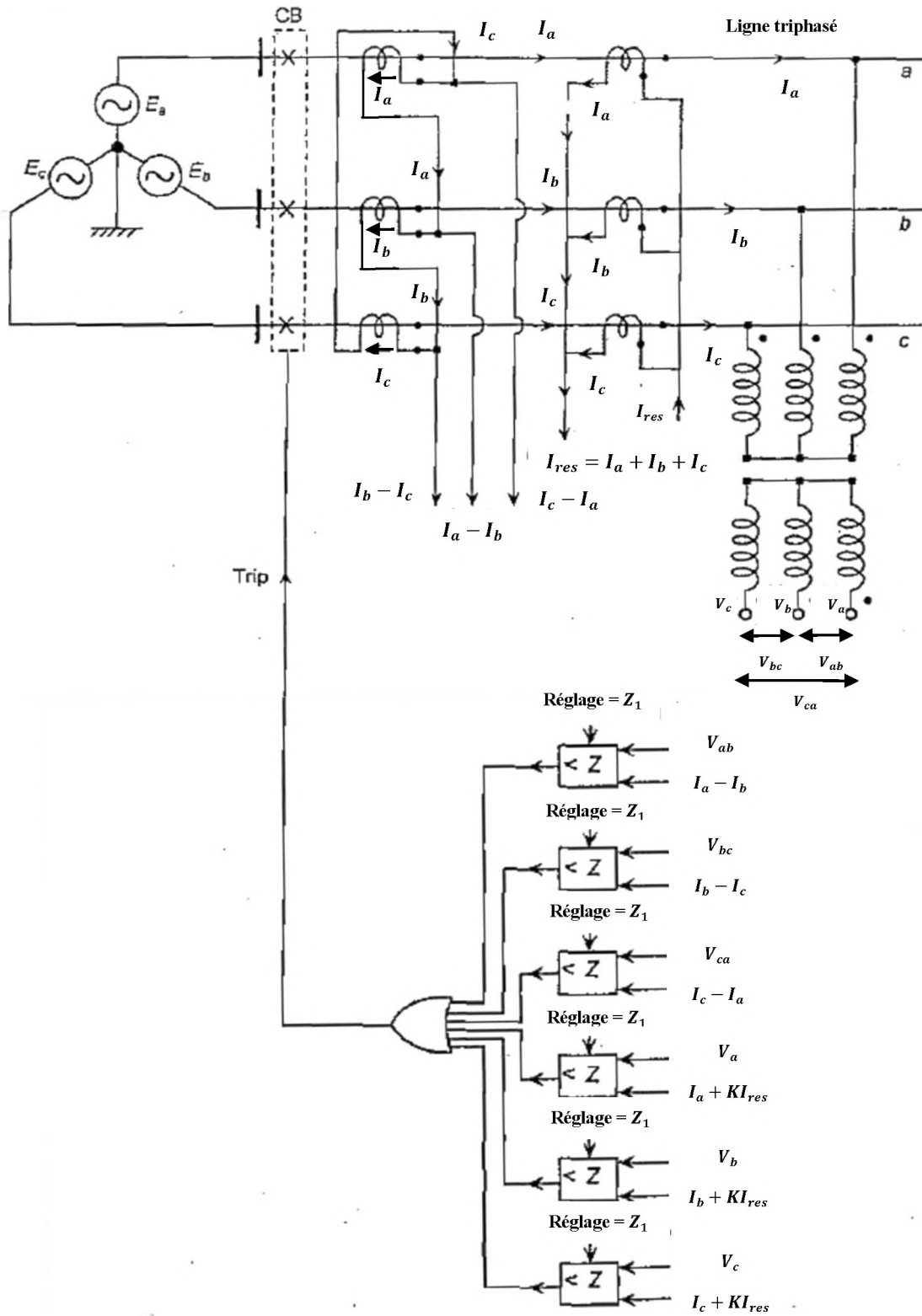


Fig. V.15 : la protection complète d'une ligne triphasée

## **V.5. RAISONS DE L'INEXACTITUDE DE LA LIMITE DE FONCTIONNEMENT DU RELAIS DE DISTANCE :**

Idéalement, nous aurions aimé pour définir la limite du relais de distance à 100% de la section de ligne, cependant il n'est pas possible d'obtenir la limite exacte de 100% dans la pratique.

Il y a toujours certaine quantité d'incertitude et d'ambiguïté sur la limite réelle, divers facteurs contribuent à cette ambiguïté sont:

1. Imprécision des rapports de transformation des TC et TP
2. Ambiguïté sur les paramètres de ligne (paramètres de ligne sont rarement mesurées, elles sont calculées à partir de données de ligne)
3. Variation de paramètres de ligne avec des conditions atmosphériques.

Si la limite des relais de distance est réglée à 100%, donc la sur-limite entraîne une perte de la sélectivité avec la protection de distance de la section suivante, cela ne peut pas être toléré dans le cas des lignes THT, ainsi c'est une pratique habituelle pour définir la limite de relais de distance d'environ 80 à 90% de la section de ligne, cela laisse 20% à 10% de la ligne sans protection primaire.

Par conséquent, un système complet de protection de distance a évolué, offrant une protection primaire à la section de ligne considérée ainsi que de protection de back-up (secondaire) de la section de ligne suivante [1]

## **V.6. TROIS ETAPES POUR LA PROTECTION DE DISTANCE:**

### **V.6.1. Première étape :**

Tel que discuté précédemment, il n'est pas conseillé de définir la limite de la protection de distance à 100%, la première étape de protection de distance est donc réglée pour atteindre jusqu'à 80 à 90% de la longueur de la section de ligne, c'est une protection instantanée, c'est à dire il n'y a pas retard intentionnel. [1] [6]



**V.6.2. DEUXIEME ETAPE :**

La seconde étape est nécessaire pour assurer une protection secondaire au restant de 10% de la ligne, en outre il est fixé pour couvrir jusqu'à 50% de la section de ligne suivante, la motivation derrière cette limite étendue est : elle doit fournir une protection de back-up à la section de ligne suivante, y compris le nœud.

La durée de fonctionnement de cette étape doit être retardée de façon à être sélectif avec l'étape 1. Ainsi:

Temps de fonctionnement de l'étape 2 = Temps de fonctionnement de l'étape 1 + la temporisation

Où

La temporisation = temps de fonctionnement du disjoncteur + le temps de relais

Quand il y a plus qu'une ligne adjacente, la deuxième étape devrait s'étendre jusqu'à 50% dans la ligne de la plus courte, si elle est réglée pour atteindre jusqu'à 50% de la plus longue ligne adjacente, comme représenté sur la Figure V.16 (d), alors il y a une perte de sélectivité avec la deuxième étape de la plus courte ligne adjacente.

Sur la figure V.16 (c) des défauts dans la zone entre les points  $D_1$  et  $D_2$  sont dans la deuxième étape de protection primaire au nœud  $B_1$  fourni par relais  $R_B$ , ainsi que dans la seconde étape de relais  $R_A$  au nœud A.

Par conséquent, il existe une perte de sélectivité entre les secondes étapes de relais de distance  $R_A$  et  $R_B$ .

Par conséquent la deuxième étape du relais de distance est réglée à atteindre jusqu'à 50% dans la ligne la plus courte adjacente. [1] [6]

**V.6.3. TROISIEME ETAPE :**

La troisième étape est munie d'une intention de donner une protection de back-up complète de la section de ligne adjacente, elle couvre la section de ligne considérée, 100% de la section de ligne suivante et atteint plus dans le système, la motivation derrière la portée étendue de cette étape est de donner plein back-up à la section de ligne suivante. [1] [6]

Les trois étapes de la protection de distance sont représentées sur la Figure V.16 (a), (b) et (c).

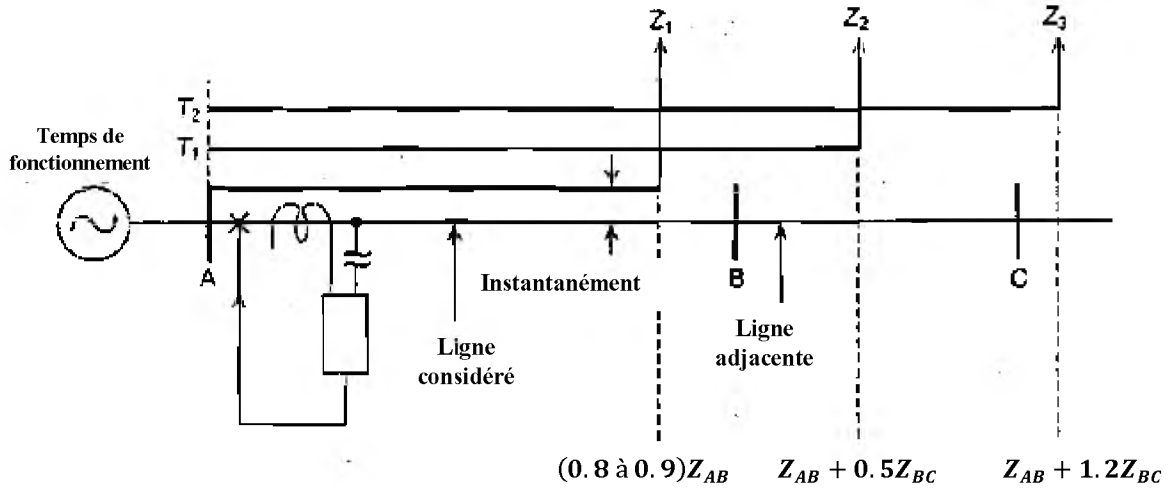


Fig. V.16 (a) : les trois étapes de protection

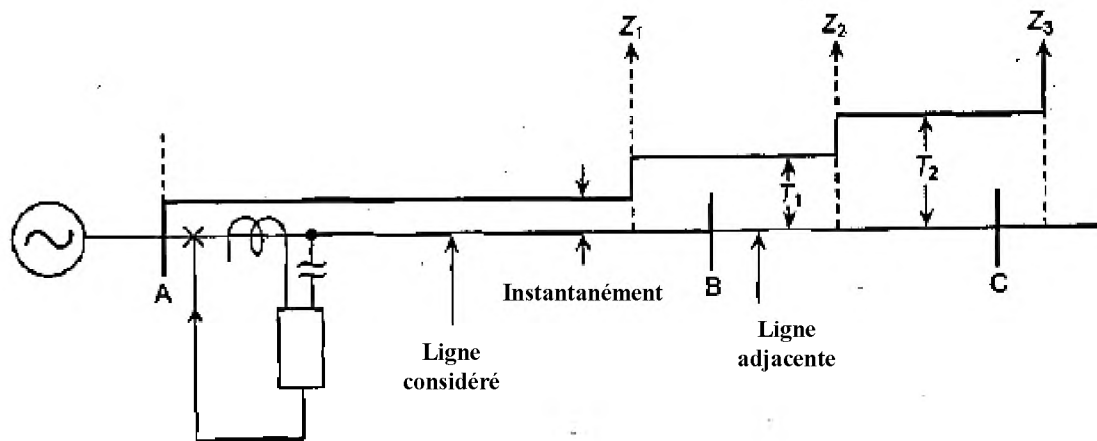


Fig. V.16 (b) : les trois étapes de protection (représentation simplifié)

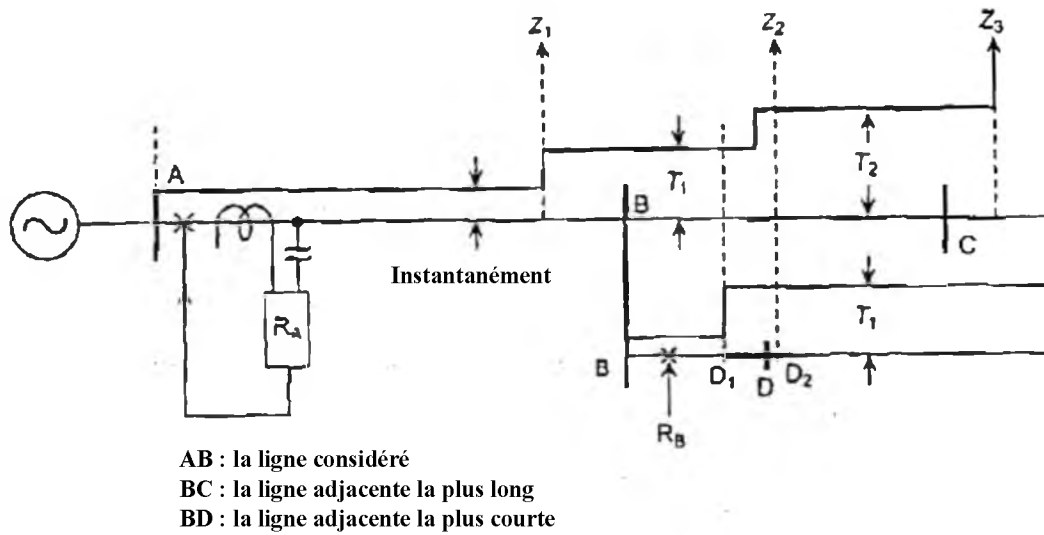


Fig. V.16 (c) : la perte de la sélectivité de la dixième zone de relais  $R_A$  et la deuxième zone de relais  $R_B$

Le tableau V.4 résume les trois étapes de protection de distance

Tableau V.4 : résumé des trois étapes de protection de distance

	Le but	La limite de fonctionnement	Le temps de fonctionnement
<b>La première étape</b>	Protection primaire	80 à 90% de la ligne	Instantané
<b>La deuxième étape</b>	Protection primaire de 10 à 20% de la ligne restant	100% de la ligne en considération + 50% de la ligne adjacente la plus courte	Une temporisation $T_1$
<b>La troisième étape</b>	Protection secondaire	100% de la ligne en considération + 100% de la ligne adjacente la plus long + 10 à 20% extra	Une temporisation $T_2 > T_1$

### V.7. TROIS-ETAPES DE PROTECTION D'UNE LIGNE ALIMENTEE PAR LES DEUX EXTREMITES :

Figure V.17 montre une ligne double alimentée en deux extrémités A-B, il y a des sources aux deux extrémités, par conséquent il existe une alimentation de défaut de part et d'autre, par conséquent les disjoncteurs et les trois étapes de protection de distance devront être aux deux extrémités

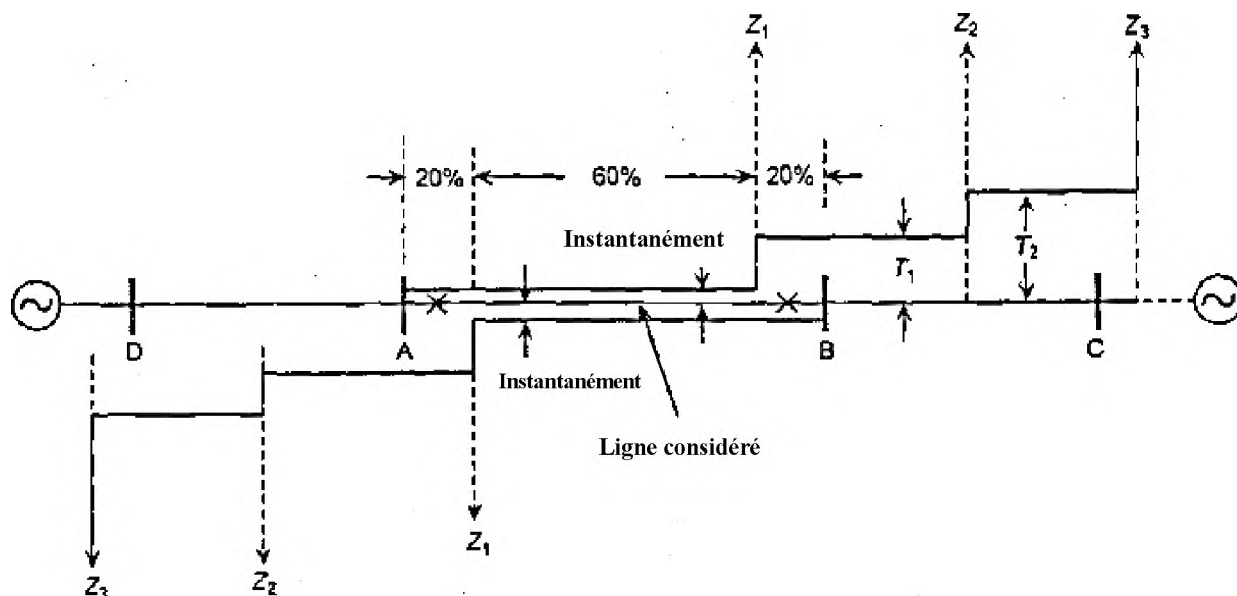


Fig. V.17 : la partie de la ligne sous la protection instantané (60%de la ligne)

Il peut être facile de voir que seulement 60% de la ligne obtient la protection de distance à haute vitesse, le reste 40% de la longueur de la ligne tombe à l'étape 2, qui a une temporisation, ce n'est évidemment pas une situation heureuse, nous devons améliorer le temps de fonctionnement pour le reste de la 40% de la ligne.

Un défaut à la fin de 20% de la ligne s'inscrit dans la première zone des relais de distance installés à l'extrémité la plus proche et il n'y a pas d'ambiguïté sur son emplacement, le même défaut vu de l'autre l'extrémité en raison des incertitudes pourrait bien être au-delà du nœud.

Ainsi, si nous pouvions, en quelque sorte transmettons les informations que le défaut est dans la zone protégée à l'extrémité, puis le déclenchement de l'extrémité distante ne doivent pas attendre le temps  $T_1$  de la deuxième étape. [1]

**V.9. CONCLUSION:**

On a vu dans ce chapitre les relais de distance (relais d'impédance simple et le relais de réactance), on a vu les différents contraintes dans ces relais ainsi que la protection des lignes de transmission par les relais d'impédances.

# CHAPITRE 06

## VI. INTRODUCTION :

Un générateur pourrait faire partie de :

- Turbine à eau d'une station hydroélectrique
- Turbine à gaz d'une centrale thermique à gaze
- Turbine à vapeur de la centrale thermique à vapeur
- Centrale nucléaire

Dans toutes les installations ci-dessus, la protection du générateur présente un problème très difficile en raison de ses connexions sur trois côtés différents comme le montre la figure VI.1, d'un côté, il est relié au source d'entraînement et de l'autre côté, il doit fonctionner en synchronisme avec le réseau en raison de sa connexion au système d'alimentation, dans encore un autre (troisième) côté, il est relié à la source d'excitation en courant continu, il est donc évident que la protection de générateur est très complexe par rapport à la protection des autres éléments du système d'alimentation. [1]

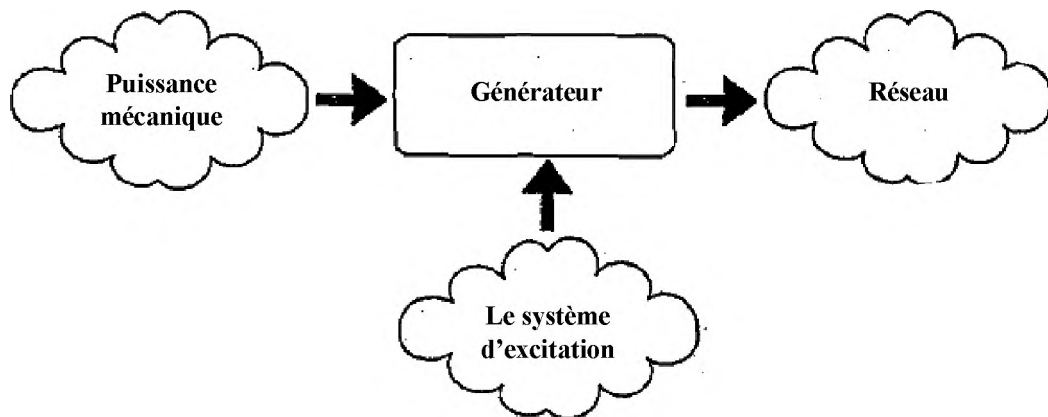


Fig. VI.1 : la complexité de la protection de générateur

Dans le cas d'un défaut sur un turbo-alternateur, il ne suffit pas pour ouvrir le disjoncteur principal qui le raccorder au réseau électrique. Par exemple, quand un turbo-alternateur entraîné par une turbine à vapeur est déclenché, le suivant doit être fait:

- L'alimentation en vapeur à la turbine est interrompue ou contourné

- La chaudière doit être arrêtée
- Usines de charbon sont arrêtés
- Approvisionnement en charbon est à l'arrêt

Remettre l'alternateur en ligne est plutôt un processus lent car tous les paramètres (températures et pressions) doivent être progressivement mis en place pour éviter un choc thermique résultant en expansion inégales qui pourrait causer des vibrations inacceptables, arrêt imprévu d'une centrale thermique est évitée autant que possible.

Nous devons garder à l'esprit qu'un grand turbo-alternateur moderne est une masse énorme tournant à une vitesse très élevée (3000 tr/min) dans un très petit entrefer, ainsi, en dehors des grandes énergies électriques, Il y a une quantité énorme d'énergie mécanique sous la forme du moment d'inertie de la masse en rotation et les forces résultantes sur l'arbre, le corps de rotor et la structure de stator.

Ainsi, toute légère augmentation de la température du rotor inégale peut provoquer une excentricité, qui devient accentué en raison de la vitesse de rotation élevée et faible entrefer, L'ensemble du système par conséquent, fonctionne dans une gamme étroite de différents paramètres comme les températures et pressions, des flux, des tensions, des courants, facteur de puissance, et ainsi de suite, l'opération en dehors de la plage de paramètre spécifié peut provoquer une diminution de la durée de vie de l'équipement.

Puisque l'équipement de la centrale représente un investissement très élevé de l'argent, l'exploitation de la centrale est très fortement surveillée et contrôlée. [1]

Figure VI.2 illustre les complexités d'un turbo-alternateur d'une manière plus détaillée.

### **VI.1. CIRCUIT ELECTRIQUE DU GENERATEUR :**

Le circuit électrique du générateur est très simple malgré la complexité de l'ensemble du système, ceci est représenté sur les figures VI.3 (a), VI.3 (b) et VI.3 (c), Il est à noter que le générateur n'est jamais mis à la terre directement, si il était directement mis à la terre, le courant le courant de défaut phase-terre serait dangereusement élevé, en dehors de la valeur élevée du courant de défaut, l'asymétrie qui en résulte dans le champ magnétique tournant à



l'intérieur du générateur causerait des grandes vibrations et provoque des dommages mécaniques au rotor.

Donc pour limite le courant de court-circuit, le neutre de l'alternateur est mis à la terre à travers une résistance, afin d'obtenir une valeur réalisable de la résistance de mise à la terre, il est connecté à travers un transformateur abaisseur connu comme transformateur de mise à la terre.

[1]

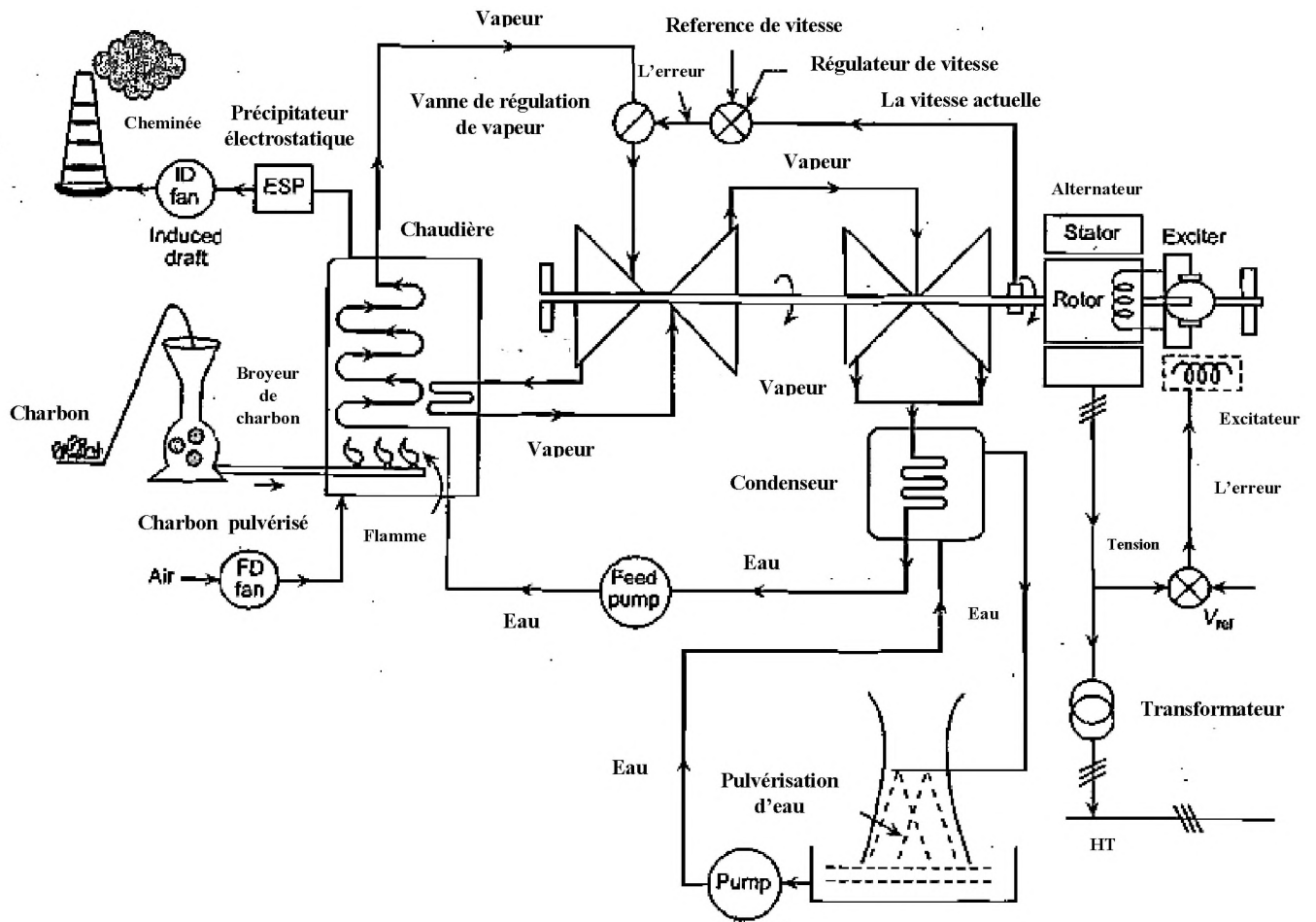


Fig. VI.2 : la complexité de la protection d'un turbo alternateur

La centrale a une charge électrique auxiliaire non négligeable de son propre, de l'ordre de 10% de la puissance du générateur, qui est alimenté à travers le transformateur auxiliaire, il est à noter que ces auxiliaires nécessitent une alimentation avant même que le générateur peut être démarré, puisque la synchronisation du générateur avec le réseau prend un temps important,

il existe un centre de commutation pour exciter le transformateur auxiliaire directement à partir du réseau. [1]

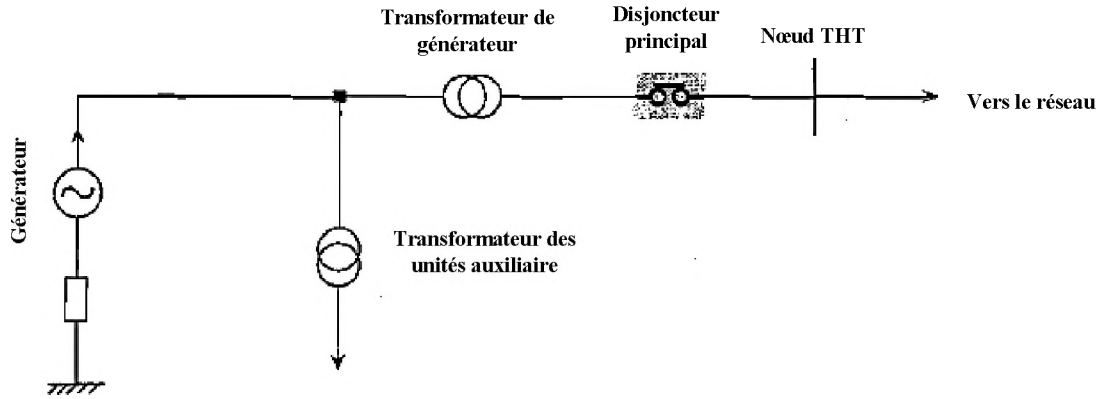


Fig. VI.3 (a) : générateur – transformateur des unités auxiliaire et le disjoncteur principal

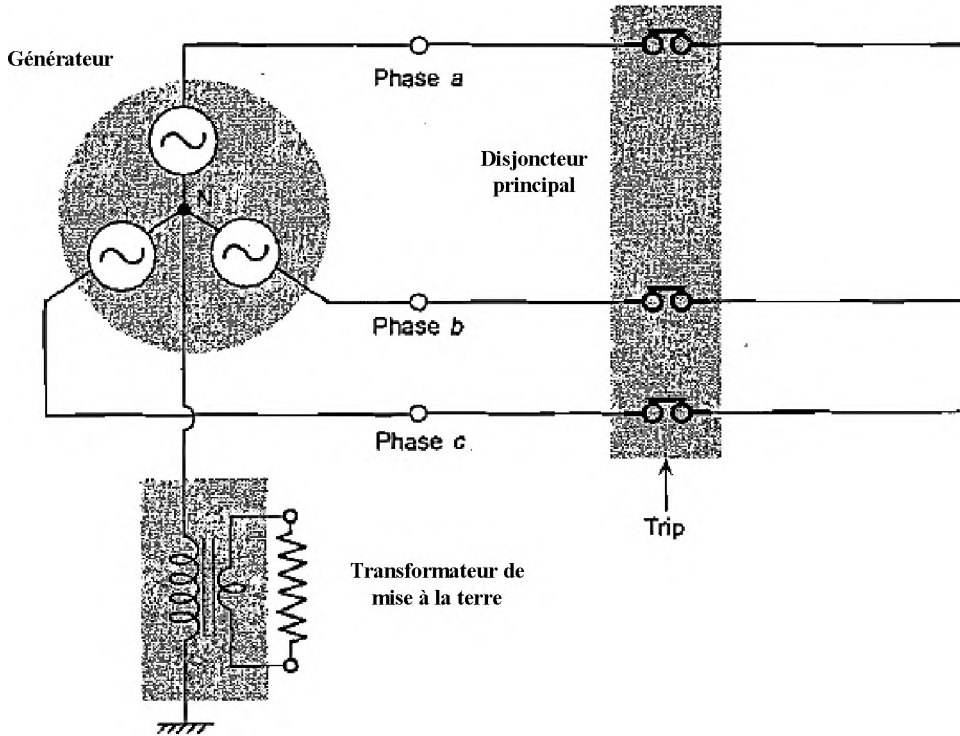


Fig. VI.3 (b) : générateur et le transformateur de mise à la terre

Le rotor du générateur loge l'enroulement de champ, un générateur de courant continu séparé, qui est monté sur l'arbre turbo-alternateur alimente le champ. [1]

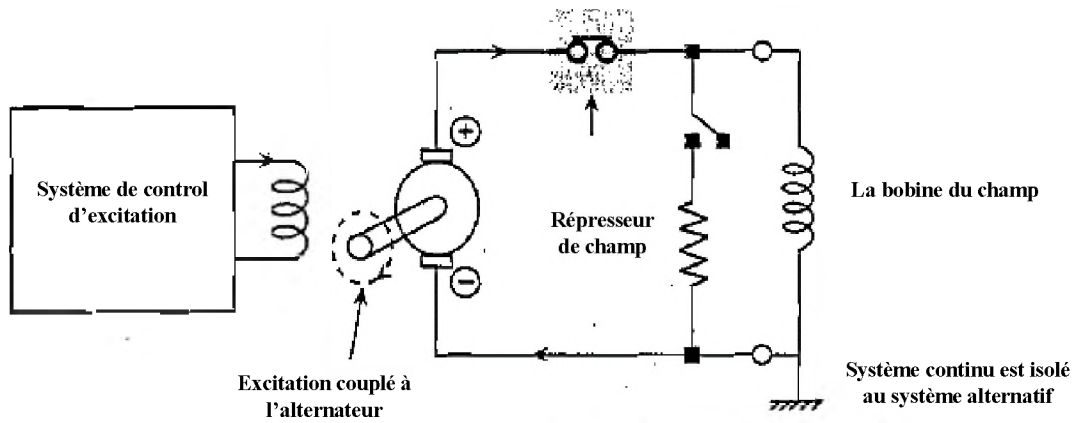


Fig. VI.3 (c) : le circuit électrique de l'excitateur

**VI.2. DIFFERENTS DEFAUTS ET CONDITIONS ANORMALES D'EXPLOITATION :**

En addition des divers défauts électriques, un générateur passe par de nombreuses conditions de fonctionnement anormales, qui doivent être compris, figure VI.4 (a) et la figure VI.4 (b) montrent la hiérarchie des défauts électriques et les conditions de fonctionnement anormales.

[1]

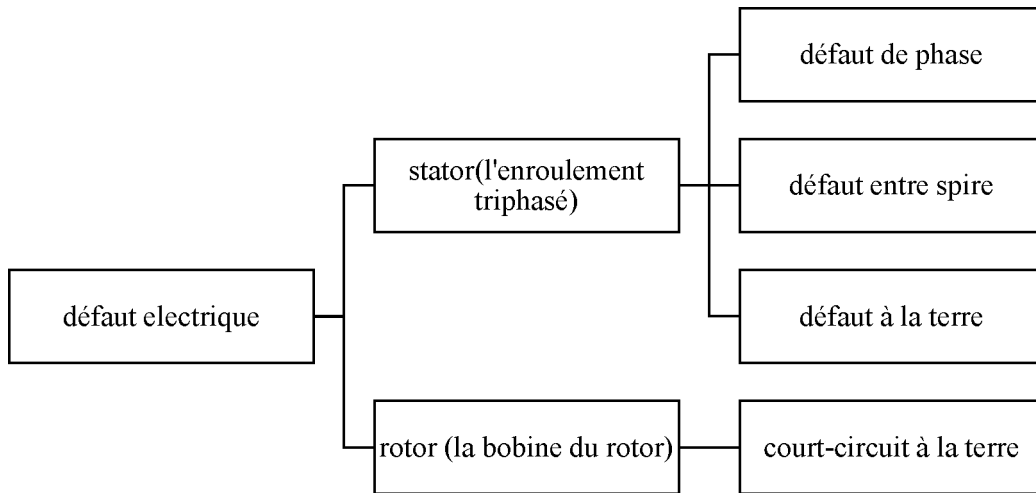


Fig. VI.4 (a) : déferant défaut de générateur

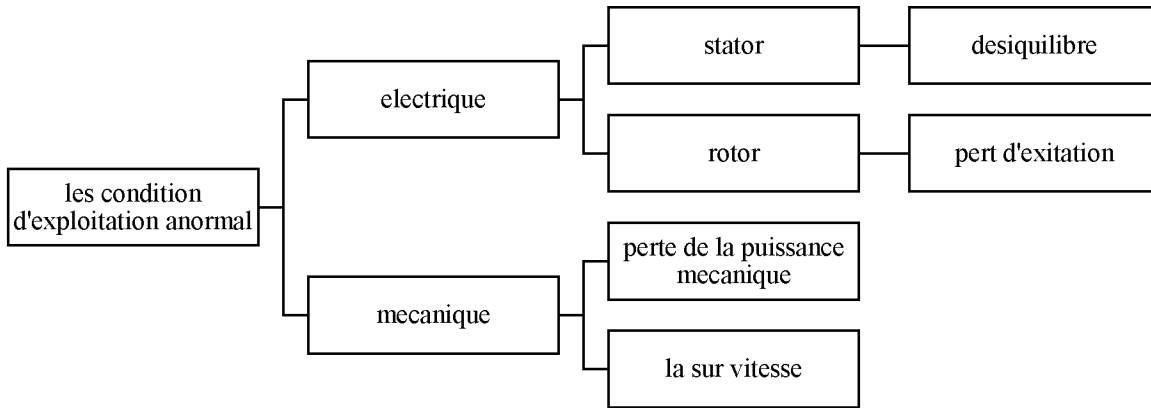


Fig. VI.4 (b) : déférant condition d'exploitation anormale de générateur

### VI.2.1. DEFAUTS DE STATOR :

L'enroulement sur le stator peut se développer des défauts de phase ainsi que des défauts à la terre, une autre possibilité est des défauts entre spires d'une même phase. [1]

#### VI.2.1.1. Stator et défaut à la terre :

Les défauts de phase ou qui ont une relation avec la terre sur enroulement du stator peuvent être facilement détectés par un système de protection différentiel de pourcentage classique comme le montre la figure VI.5, ce type de système est également connu comme système de protection *différentiel longitudinal*, afin de le différencier d'un autre système différentiel, connu comme régime *différentiel transversal* qui est utilisé pour détecter les défauts entre spires. [1]

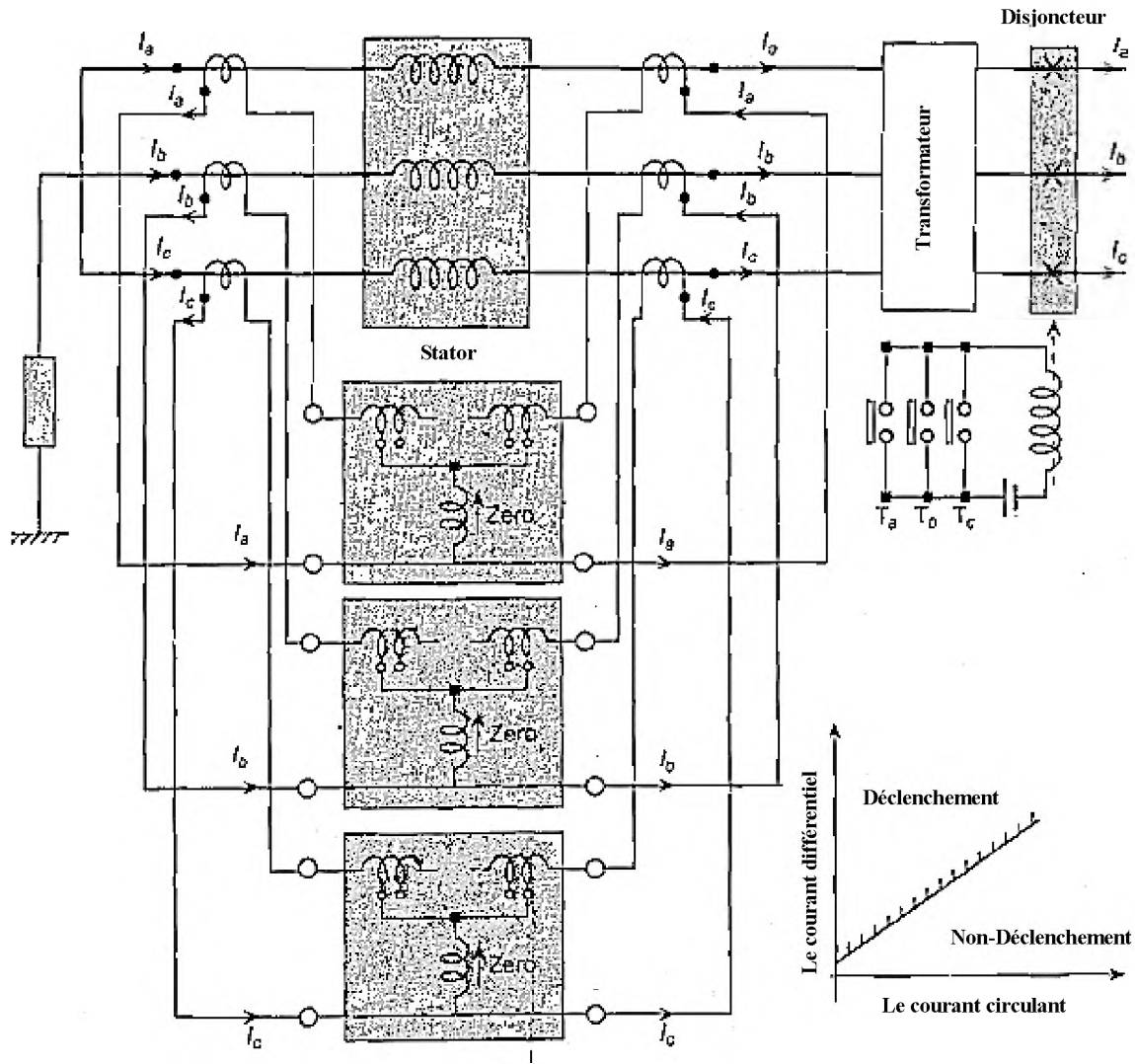


Fig. VI.5 : protection différentielle de pourcentage longitudinal

Il convient de noter qu'il existe des différences entre la protection différentielle d'un transformateur de puissance et celle d'un générateur, comme illustré dans le Tableau VI.1.[1]

Tableau. VI.1 : la différence entre la protection différentielle de transformateur et de générateur

Transformateur de puissance	Générateur
Les tensions primaires et secondaires sont généralement différentes	La même tension dans les deux cotés des enroulements du stator
Le rapport de transformation des TC est différent due au rapport de transformation du transformateur	Le même rapport de transformation des TC
Un changeur de prise peut être trouvé	/

Le réglage de courant de déclenchement de la protection différentiel et de 5-10% de courant de ligne dans le cas d'une protection d'un générateur et de 20-40% dans le cas d'un transformateur.

Le système de protection différentiel longitudinal protège le stator contre les défauts de phase et les défauts à la terre, mais il ne détecte pas les défauts entre spire d'un même enroulement. [1]

### VI.2.1.2. Protection différentielle transversale :

Afin d'appliquer ce type de protection, un type spécial d'enroulement divisé est nécessaire comme le montre la figure VI.6, courant dans chaque section parallèle est maintenant comparée à celle dans l'autre section.

S'il y a un défaut entre spires dans une section alors les courants seront différents et un courant

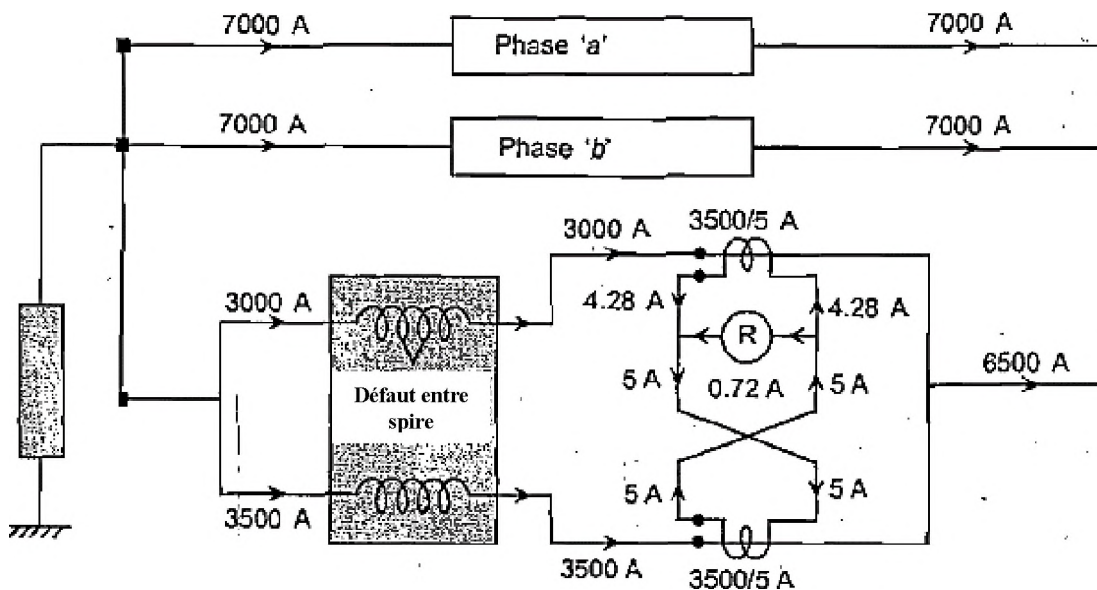


Fig. VI.6 : protection différentielle transversal d'enroulement de stator

de fuite circule à travers le relais de surintensité, comme illustré sur la figure VI.6. [1]

Dans la figure VI.6, que l'enroulement en défaut est représenté en détail, la moitié de l'enroulement dans lequel il y a un défaut entre spires est montré pour mener à 3000 A alors que la moitié saine porte 3500 A, comme on le voit sur la figure, le courant entrant dans la

phase (c) est de 6500 A, qui est le même que celle à la sortie, par conséquent, un relais différentiel longitudinal serait incapable de détecter un tels défauts.

Toutefois, en raison du fractionnement d'enroulement, il existe un courant de fuite de 0,72 A dans le relais différentiel transversal, Ainsi, un réglage de, 0,5 sera suffisant pour détecter un tel défaut entre spire. [1]

### **VI.2.2. DEFAUTS DE ROTOR :**

Le rotor porte l'enroulement de champ qui est maintenue isolée de la masse, tout défaut à la terre sur l'enroulement de rotor n'affecte pas le fonctionnement de l'alternateur.

Cependant, un défaut ultérieur provoquerait une section de l'enroulement du rotor à être court-circuitée, ce qui donne lieu à un flux secondaire qui s'oppose au flux principal à proximité des spires en court-circuit, provoquant une distorsion dans la répartition du flux principal, l'asymétrie qui en résulte dans les forces électromagnétiques provoque de fortes vibrations du rotor.

Dans un turboalternateur moderne, l'inertie de rotation est très grande et l'entrefer rotor-stator est très petit, par conséquent, il existe un risque de dommages permanents au turbo-alternateur.

Compte tenu de ce qui précède, le premier défaut sur l'enroulement de champ doit être détecté et l'ensemble est déclenché d'une manière contrôlée, un dispositif de détection et protection contre le défaut à la terre du rotor est représentée sur la figure VI.7. [1]

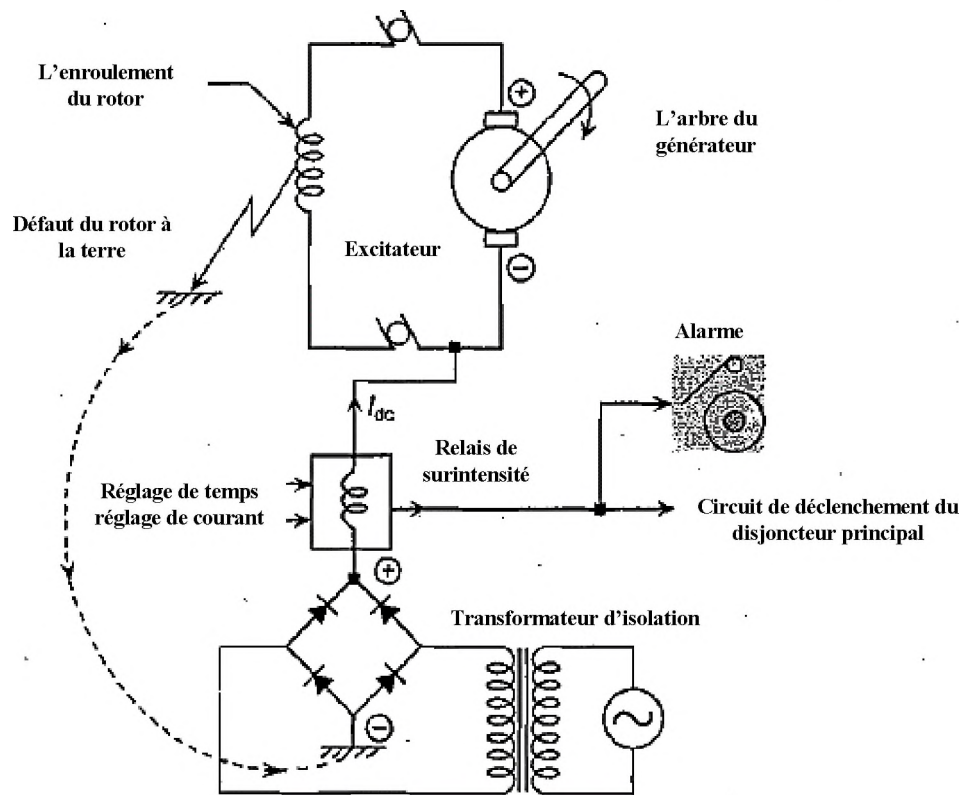


Fig. VI.7 : la protection contre les défauts du rotor

Dans lequel une source de tension externe est superposée au circuit de rotor, cette source de tension externe est mise à la terre de sorte que le premier défaut de rotor à la terre provoque un courant continu qui est facilement détectable par un relais de surintensité. [1]

### VI.3. CONDITIONS D'EXPLOITATION ANORMALES :

Comme indiqué précédemment, un générateur ne peut pas être considéré isolément en raison d'un très grand nombre d'autres équipements connectés même s'il n'y a pas de défaut électrique dans le générateur, si l'un de ses équipements associés développe un défaut alors il a de graves conséquences pour le générateur.

Chaque équipement auxiliaire relié au générateur est une source probable des défauts, il existe un grand nombre de défauts possibles, ainsi que des combinaisons de défauts, sur ces équipements, qui menacent le fonctionnement du générateur.



Les cas où il n'y a pas défauts électrique direct dans le générateur, mais un ou plusieurs de ses équipements associés développent un défaut ou une anomalie peut conduire à un état de fonctionnement anormal, qui peut ou peut pas être grave.

Toutefois, toutes les conditions de fonctionnement anormales doivent être détecté aussi rapidement que possible afin que les mesures correctives peuvent être prises et un arrêt possible évitée ou anticipée.

Dans les sections suivantes, nous considérons certaines conditions de fonctionnement anormal important qui doivent être examinés avec soin tout en offrant une protection au générateur.  
[1]

### VI.3.1. CHARGE DESEQUILIBREE :

S'il existe une charge déséquilibré, alors les courants de stator ont une composante inverse, Le champ en raison de ces courants inverses de stator, tourne à la vitesse synchrone mais dans une direction opposée à la direction de champ de rotor, ainsi, la composante inverse tourne à une vitesse  $-N_s$  alors que la vitesse de champ du rotor est de  $+N_s$ , par conséquent, il existe une vitesse relative de  $2N_s$  entre les deux, cela provoque des courants de fréquences doubles, de grande amplitude, induits dans les conducteurs du rotor et du fer, rappelons les pertes par courants de Foucault dans le fer dans le rotor est proportionnelle à  $f^2(B_{max})^2$ , tandis que la perte par hystérésis est proportionnelle à  $f(B_{max})^n$  où  $n = 1.6$  à  $2$  en fonction de la nature de matériau, par conséquent, les courant de Foucault ainsi que des pertes par hystérésis due à ces courants à double fréquence augmentent dans le rotor, ceci est représenté sur la figure VI.8, ainsi, si le stator porte des courants déséquilibrés, il est alors le rotor, qui est en surchauffe, combien de temps le générateur peut être laisse fonctionner sous une charge déséquilibrée, dépend de la capacité thermique de la machine, qui à son tour dépend du type de système de refroidissement adopté.

Le taux de production de chaleur est proportionnelle à  $I_2^2 R$ , tandis que l'énergie thermique est proportionnel à  $I_2^2 R . t$ , où  $t$  est le temps et  $I_2$  est courant inverse.

La capacité d'une machine particulière, pour dissiper l'énergie en toute sécurité, est limitée à une certaine valeur  $k$ , on peut écrire :

$$I_2^2 R \cdot t = k$$

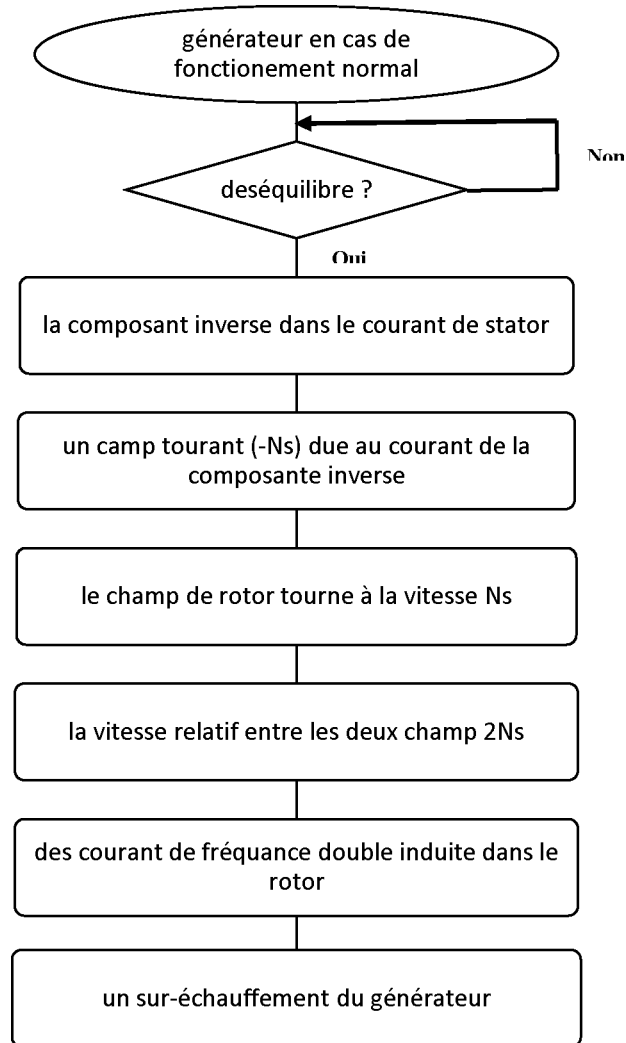
En supposant que  $R$  soit une constante, et  $K = k/R$ , nous obtenons les caractéristiques thermiques de la machine :

$$I_2^2 t = K$$

En d'autres termes, le temps  $t$ , pour laquelle la machine fonctionne sous une condition de déséquilibre doit être inférieur ou égal à  $K/I_2^2$ .

Ainsi, la caractéristique temps-courant peut s'écrire : [1]

$$t \leq \frac{K}{I_2^2}$$



**Fig. VI.8 :** le déséquilibre cause un sur-échauffement de générateur

Cette caractéristique est similaire à celle de relais de surintensité à temps inverse, ainsi, ce type de relais, qui supervise la composante inverse du courant de stator, assure une protection contre le charge déséquilibré du générateur.

La discussion qui précède propose que si nous pouvions, en quelque sorte, extraire la composante inverse du courant de stator alors la protection contre le charge déséquilibrée peut être mis en œuvre par l'application de relais de surintensité à temps inverse comme le montre la figure VI.9. [1]

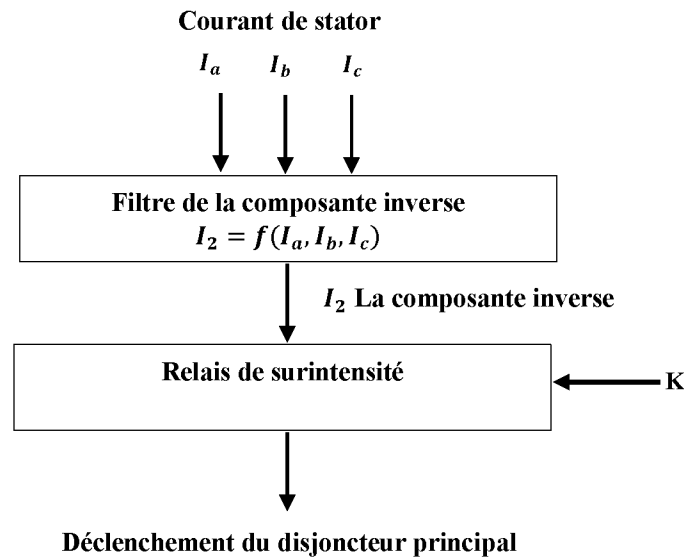


Fig. VI.9 : la logique de la protection contre le déséquilibre

### VI.3.2. SURVITESSE :

Considérer qu'un turbo-alternateur fournit son nominale puissance électrique  $P_e$ , au réseau, son puissance mécanique  $P_m$  est presque égale à  $P_e$  (sauf pour les pertes) et la machine tourne à la vitesse de synchronisme  $N_s$ .

Maintenant, considérons que dû à un défaut le générateur est déclenché et déconnecté du réseau, donc,  $P_e$  devient nulle, cependant, la puissance mécanique  $p_m$  ne peut pas être brusquement réduite à zéro, par conséquent une situation où le générateur a une entrée de puissance mécanique, mais pas de sortie électrique, cela risque de provoquer la machine pour

accélérer dangereusement à des vitesses élevées, si l'entrée mécanique est pas rapidement réduit par le mécanisme de régulation de vitesse.

La protection contre une telle situation peut être fournie en détectant la survitesse et la commande de la soupape de vapeur de manière à arrêter l'approvisionnement de vapeur à la turbine.

La survitesse peut également être détecté soit par un relais de sur-fréquence ou en contrôlant la sortie de tachymètre monté sur l'arbre du générateur, La logique de la protection contre les de survitesse est illustré à la figure VI.10. [1]

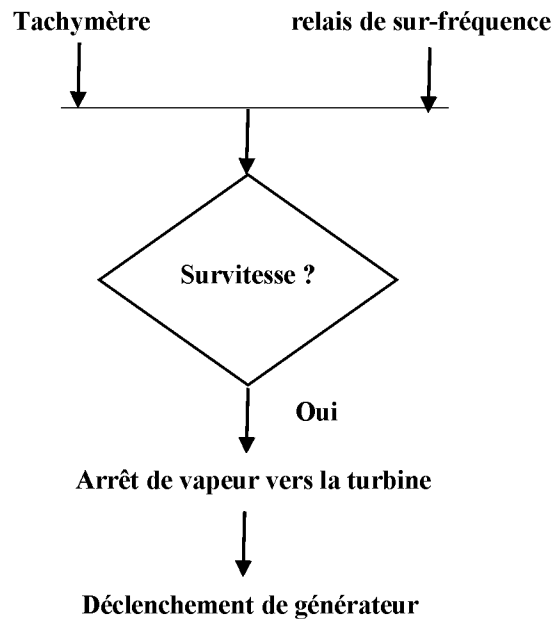


Fig. VI.10 : la protection contre la survitesse

### VI.3.3. PERTE D'EXCITATION :

Le générateur fournit à la fois la puissance active et réactive au réseau, la puissance active vient de la turbine tandis que la puissance réactive est due au courant d'excitation, considérons un générateur qui délivre une puissance apparent,  $S = P + j Q$ , au réseau.

La puissance active et fournie par la turbine (la puissance mécanique) et la puissance réactive et fournie par le courant d'excitation comme représenté sur la Figure VI.11 (a) et (b). [1]

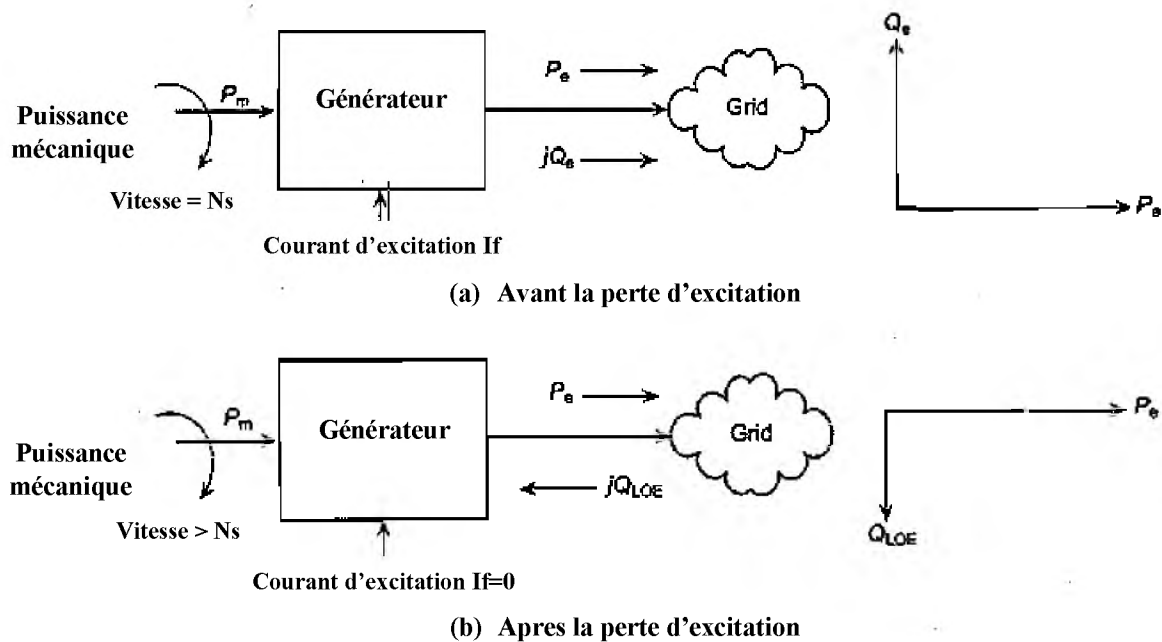


Fig. VI.11 : la perte d'excitation

Maintenant, considérons que l'excitation est perdue alors que l'entrée mécanique reste intacte, étant donné que le générateur est déjà synchronisé avec le réseau, il serait resté synchronisé comme un *générateur à induction*.

En tant que générateur à induction la machine accélère légèrement au-dessus de la vitesse synchrone ceci est montré dans la Figure VI.11 (b).

Maintenant, il existe deux possibilités, soit le réseau est capable de répondre à la demande de puissance réactive totalement ou partiellement, si le réseau est capable de satisfaire pleinement la demande de puissance réactive, la machine continue à fournir la puissance active, mais attire la puissance réactive et il n'y a pas de risque d'instabilité.

Si le réseau est pu répondre à la demande de la puissance réactive que partiellement, alors cela se traduirait par une baisse de la tension aux bornes du générateur le générateur serait sous excité.

Il y a certaines limites dans laquelle un générateur peut être utilisé dans le mode sous-excité, par conséquent, l'opération en cas de perte d'excitation doit être rapidement détecté et vérifié pour éviter tout arrêt du générateur.

La méthode la plus simple par lequel la perte d'excitation peut être détectée est de surveiller le courant d'excitation du générateur.

La quantité qui varie plus quand un champ générateur perd excitation est l'impédance mesurée aux bornes du stator, en cas de perte d'excitation, la tension aux bornes commence à diminuer et le courant commence à augmenter, résultant une diminution de l'impédance et également un changement de facteur de puissance.

Ainsi, la perte d'excitation peut être détectée sans ambiguïté par un relais Mho situé aux bornes du générateur. [1]

### VI.3.3.1. Protection contre la perte d'excitation par (Offset Mho Relay):

Pendant le fonctionnement en régime permanent normale, l'impédance vue des bornes du stator, se situe dans le quadrant (I), du plan R-X comme le montre la figure VI.12.

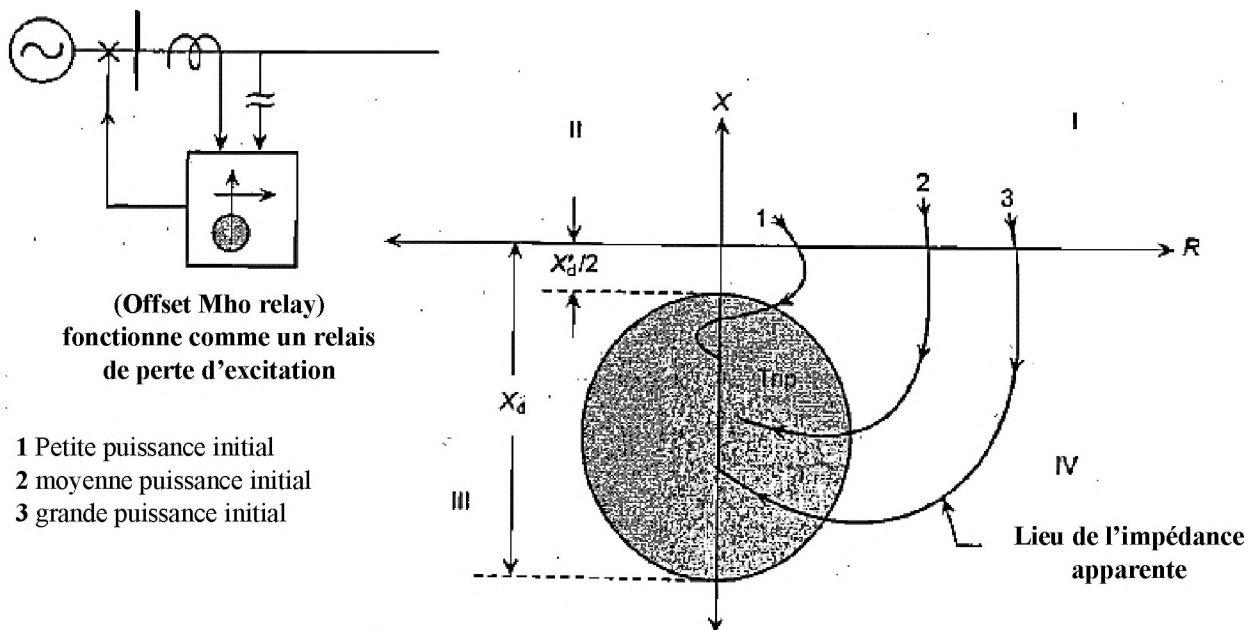


Fig. VI.12 : protection contre la perte d'excitation par (offset Mho relay)

Après la perte de l'excitation, l'impédance apparente entre dans le quadrant (IV), Le lieu exact de l'impédance apparente et la vitesse à laquelle elle est déplacée dépend de la puissance apparente initiale qui a été délivré par le générateur.

Si la puissance initiale était élevée, le lieu est déplacé rapidement, toutefois, si la puissance de initiale était faible, alors le lieu est tracée assez lentement (prendre jusqu'à quelques secondes).

Afin de maintenir la génératrice en fonctionnement tant qu'il est à l'abri, le générateur ne peut être instantanément déclenché en cas de perte d'excitation.

Dès que la perte d'excitation est détectée par le relais, une alarme peut être déclenchée et une temporisation peut être faite pour voir si excitation peut être restauré.

Un relais de distance de type Mho avec décalage peut être utilisé pour la protection contre la perte d'excitation, Le décalage est égal à  $X'_d/2$  Le réglage de l'impédance du relais est  $|X_d|$  à un angle de  $-90^\circ$  comme représenté sur la Figure VI.12.

Afin de donner le temps de passage à l'excitateur prêt par le circuit de commande, l'opération de relais peut être retardée d'environ 0,5 à 3 s. [1]

#### **VI.3.4. PERTE DE LA SOURCE D'ENTRAÎNEMENT :**

En cas de perte de la source d'entraînement c'est à dire la perte de l'entrée mécanique, la machine reste synchronisé avec le réseau, fonctionnant comme un moteur synchrone, La machine maintenant absorbe une petite quantité de puissance active du réseau afin d'entraîner la turbine et de répondre aux pertes qui ont lieu dans la machine, dans le même temps la machine fournit de la puissance réactive au réseau puisque son excitation est intacte, ceci est représenté sur la figure VI.13 (a) et (b).

Le fonctionnement dans ce mode n'est pas nocif pour le générateur, mais certainement nocif pour la source d'entraînement comme une turbine à vapeur.

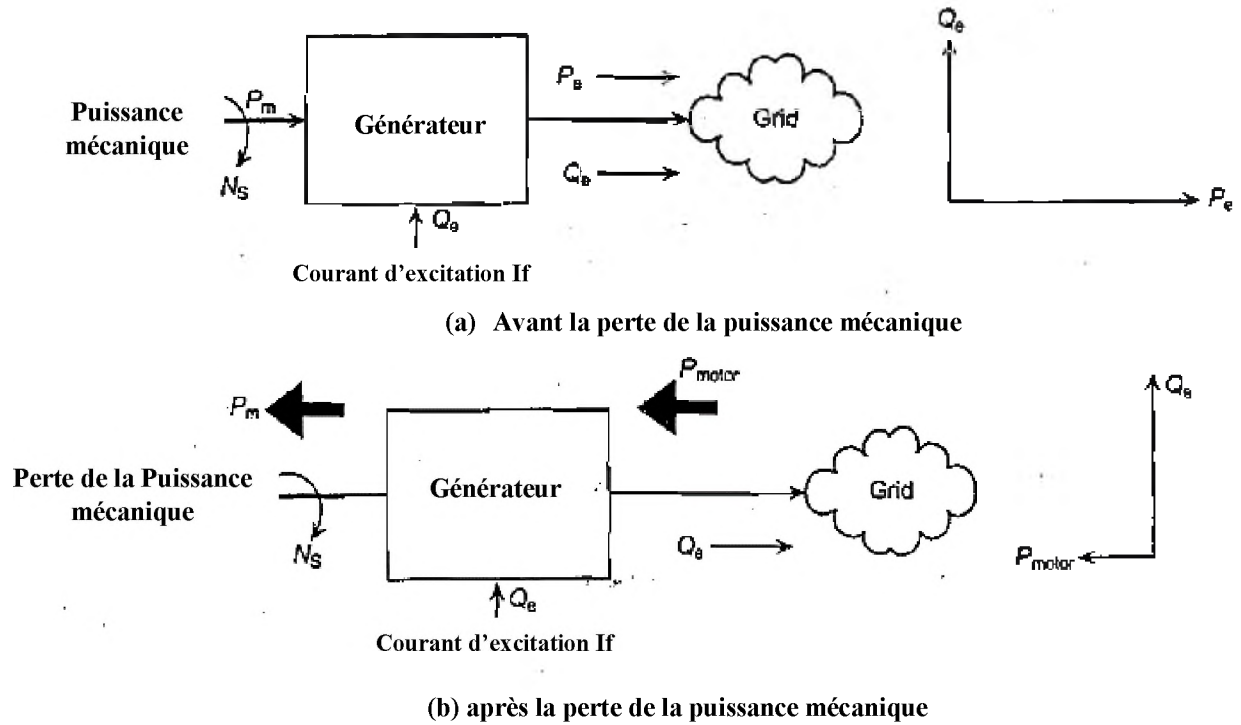


Fig. VI.13 : la perte d'excitation

Normalement, la perte de l'approvisionnement en vapeur vers la turbine provoque une perte de la source d'entraînement, lorsque la machine fonctionne comme un moteur, il y a un barattage de vapeur emprisonnée dans la turbine provoquant l'élévation de température et l'endommagement les lames dans la turbine, par conséquent, la perte de la source d'entraînement doit détecter rapidement suivie par le déclenchement du générateur.

L'amplitude du courant de stator est plus petit que quand il été générateur, mais le courant de stator subit à un déphasage de  $180^0$  comme le montre la Figure VI.14.

Cela suggère que si nous utilisons un relais directionnel avec un angle de  $180^0$ , il permettrait de détecter la perte de la source d'entraînement. [1]



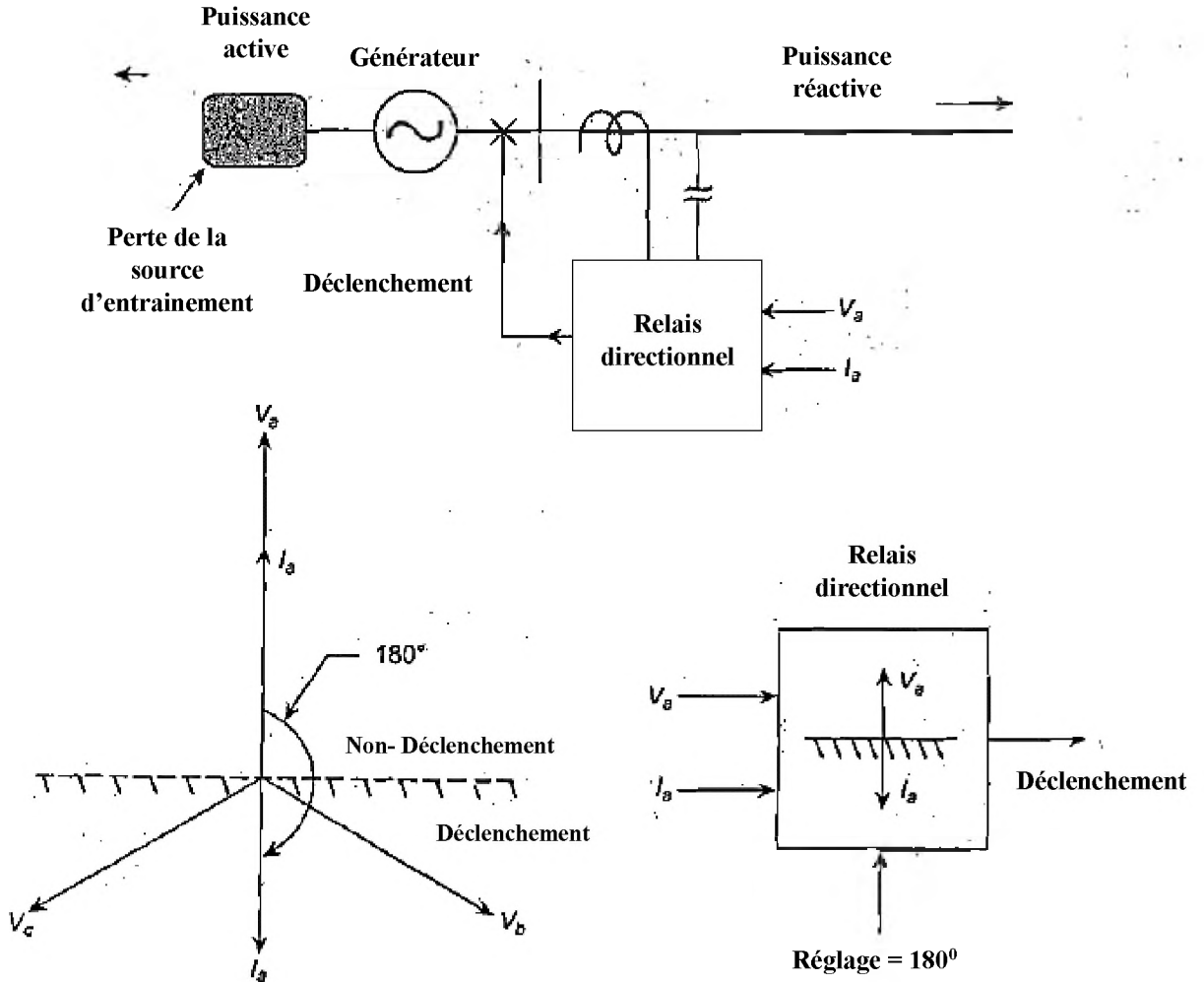


Fig. VI.14 : la protection contre la perte de la source d'entraînement par l'utilisation d'un relais directionnel

#### VI.4. CONCLUSION :

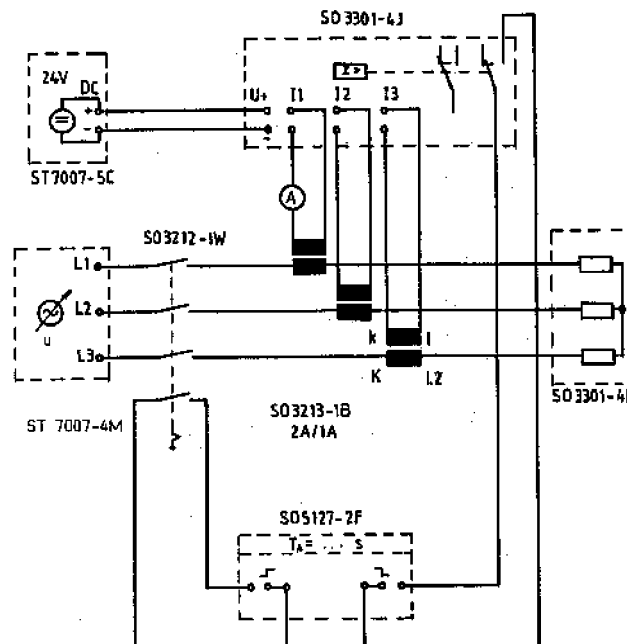
En a vu dans ce chapitre la protection des générateurs contre les différents défauts, ainsi dans ce chapitre on a vu que la protection des générateurs est plus complexe par rapport aux autres équipements et elle demande une étude bien spécifique dans le domaine électrique et aussi dans les autres domaines.

**MANIPULATION :**

Le but de cette manipulation avec le relais de surintensité à temps dépendant (à temps inverse) est de tracer la caractéristique du relais (courant-temps) en fonction de différents réglages sur le relais, et aussi de mesurer la consommation interne du relais.

**Le matériel utilisé :**

- Une source de tension triphasé (ST 7007-4M)
- Une source de tension continue
- Un contact (SO3212-1W)
- Des TC (SO3213-1B) rapport de transformation (0.5)
- Une charge ohmique couplé en étoile 3\*12.5 ohm
- Un timer (SO5127-2F)
- Switch (SO3301-5P)
- Un relais de surintensité à temps dépendant (SO3301-4J)
- Voltmètre-ampèremètre-ohmmètre

**Manipulation 01 :****Les caractéristiques du relais (courant-temps) :****Circuit 01 :**

1- Le réglage de relais et comme suite :

(Mesurment Range factor)  $K_i = 1$

Le facteur de courant = 0.5 A

Le facteur de temps = 0.1s

On a mesuré le temps de déclenchement pour des déférentes valeurs de courant et on a obtenu le tableau suivant :

1-  $K_i = 1.0$

I(A)	0.5	0.55	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.5
T(s)	11.53	3.82	2.45	1.61	1.23	1.04	0.91	0.68

2-  $K_i = 1.2$

Le même travail pour une autre valeur de  $K_i$  :

I(A)	0.5	0.55	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.5
T(s)	inf	inf	9.93	2.59	1.77	1.37	1.16	0.85

3-  $K_i = 1.4$

I(A)	0.5	0.55	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.5
T(s)	inf	inf	inf	7.65	3.00	1.92	1.52	1.1

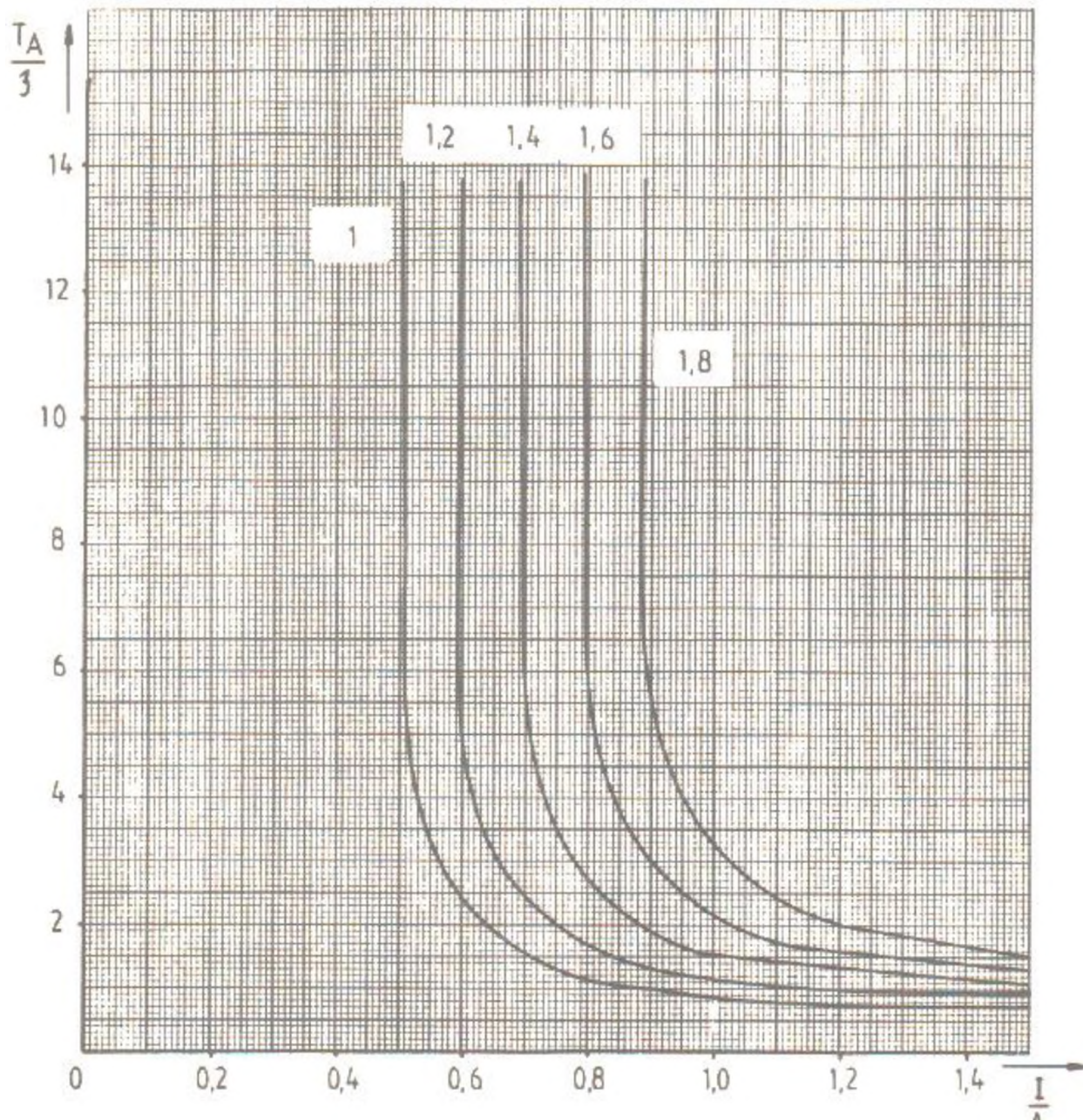
4-  $K_i = 1.6$

I(A)	0.5	0.55	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.5
T(s)	inf	inf	inf	inf	8.96	3.21	2.14	1.3

5-  $K_i = 1.8$

I(A)	0.5	0.55	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.5
T(s)	inf	inf	inf	inf	inf	8.47	3.57	1.52

Le graph suivant représente la caractéristique du relais (courant-temps) en fonction de la variation du  $K_i$  :



**Commentaire :**

A partir de ce graphe on peut remarquer que l'augmentation du  $K_i$  implique une augmentation dans la valeur de courant minimale de déclenchement de relais.

Alors la variation de  $K_i$  c'est la variation de la valeur de courant de coupure du relais.

**Manipulation 02 :**

Toujours en utilise le circuit 01 :

Le réglage de relais :

$K_i = 1$

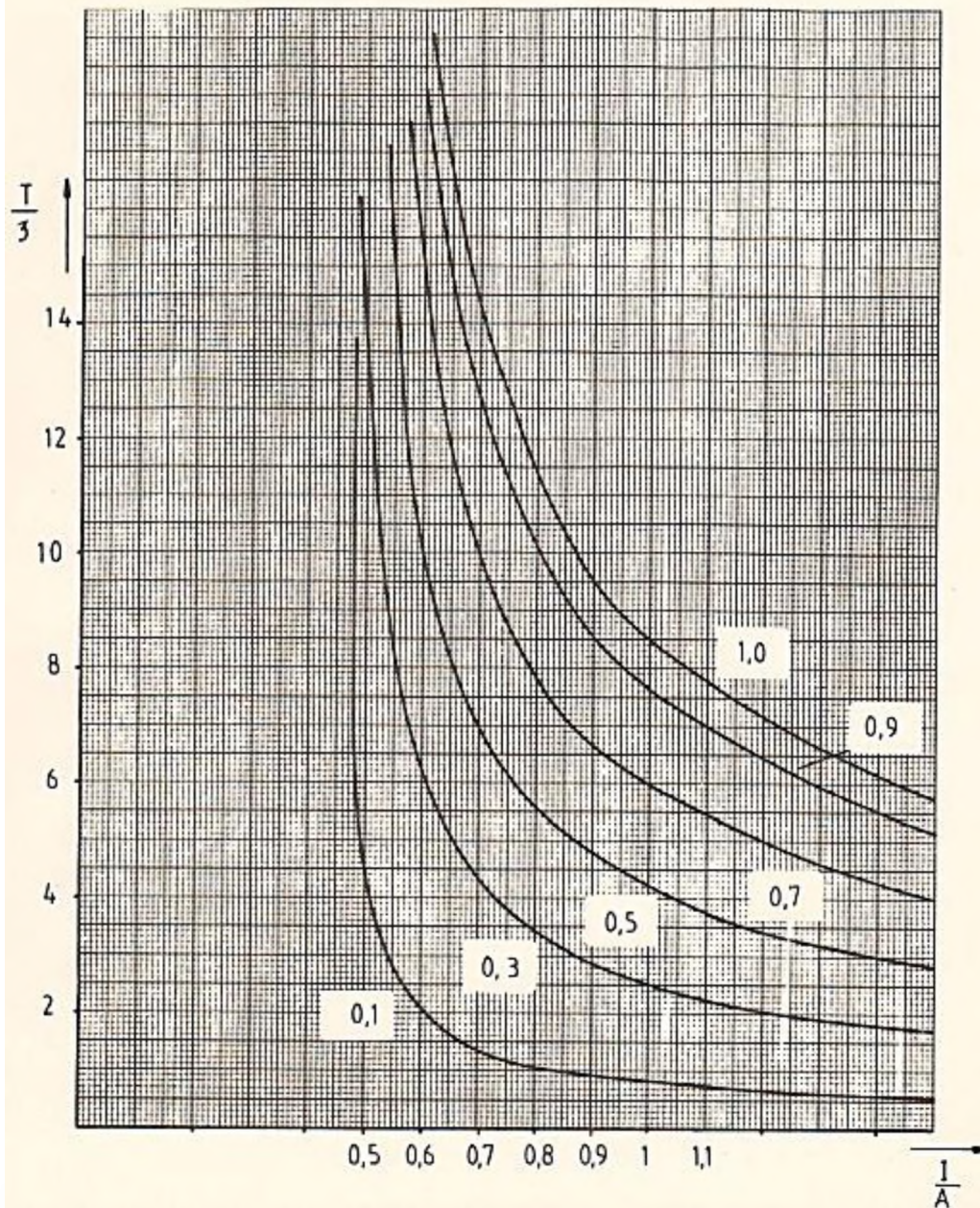
Le facteur de courant = 0.5A

Le facteur de temps  $K_T = 0.1s$

On a varié le facteur de temps  $K_T$  de 0.1 à 1.0, les résultats est dans le tableau suivant :

I [A]	0.5	0.55	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.5	
$T_A$ [s]	5.61	3.04	2.16	1.50	1.18	1.01	0.89	0.6	$k_T = 0.1$
$T_A$ [s]	16.5	9.01	6.45	4.45	3.51	2.97	2.62	1.77	$k_T = 0.3$
$T_A$ [s]	27.26	14.92	10.73	7.4	5.83	4.95	4.35	2.94	$k_T = 0.5$
$T_A$ [s]	37.8	20.93	15.0	10.33	8.16	6.91	6.08	4.11	$k_T = 0.7$
$T_A$ [s]	47.79	26.55	19.2	13.27	10.49	8.88	7.83	5.28	$k_T = 0.9$
$T_A$ [s]	52.63	29.55	21.37	14.73	11.62	9.85	8.7	5.87	$k_T = 1.0$

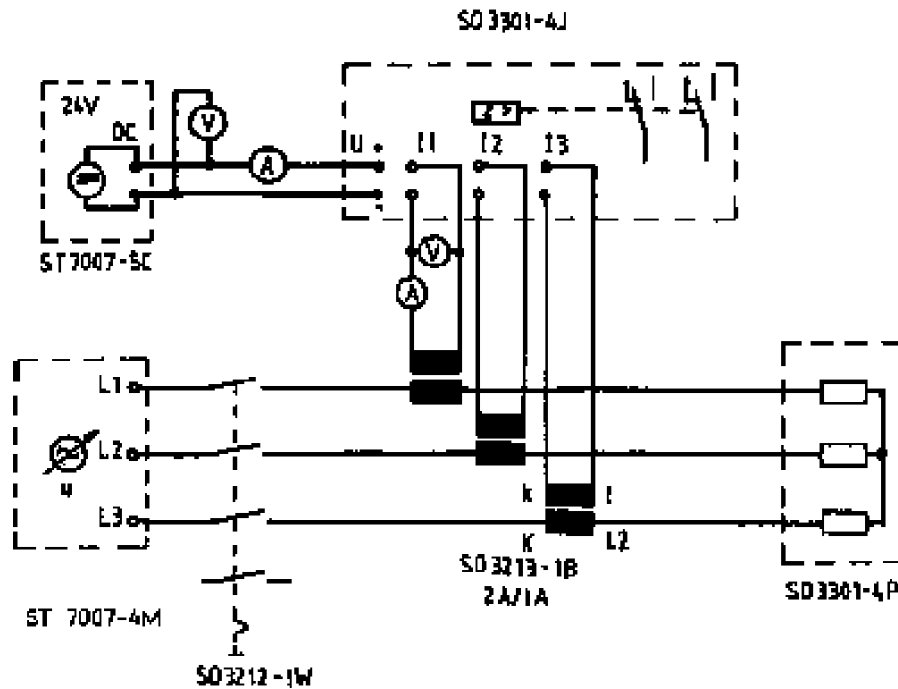
Il est difficile d'observer la déference dans le tableau alors les résultats sont dans le graphe suivant :



**Commentaire :**

A partir du graphe on remarque que le temps de déclenchement de relais augment par l'augmentation du KT, et on observe aussi que le KT est la valeur minimal de temps de déclenchement.

Alors le KT (facteur de temps) est le réglage du temps de déclenchement du relais.

**MANIPULATION 03 :****Détermination de la consommation interne du relais :****Circuit 02 :**

Le réglage de relais :

$$K_i = 1$$

$$K_T = 0.1s$$

Le facteur de courant = 0.5A

1- A la valeur de 0.5A le relais déclenche :

On a mesuré la tension et le courant au secondaire des TC

$$U = 17.2 \text{ mV}; I = 0.5 \text{ A}$$

$$S = U \cdot I = 6 \text{ mVA}$$

C'est la puissance délivré par chaque TC

2- On a mesuré la tension et le courant qui alimente le relais

$$V = 24.3\text{v} ; I = 197.5 \text{ mA}$$

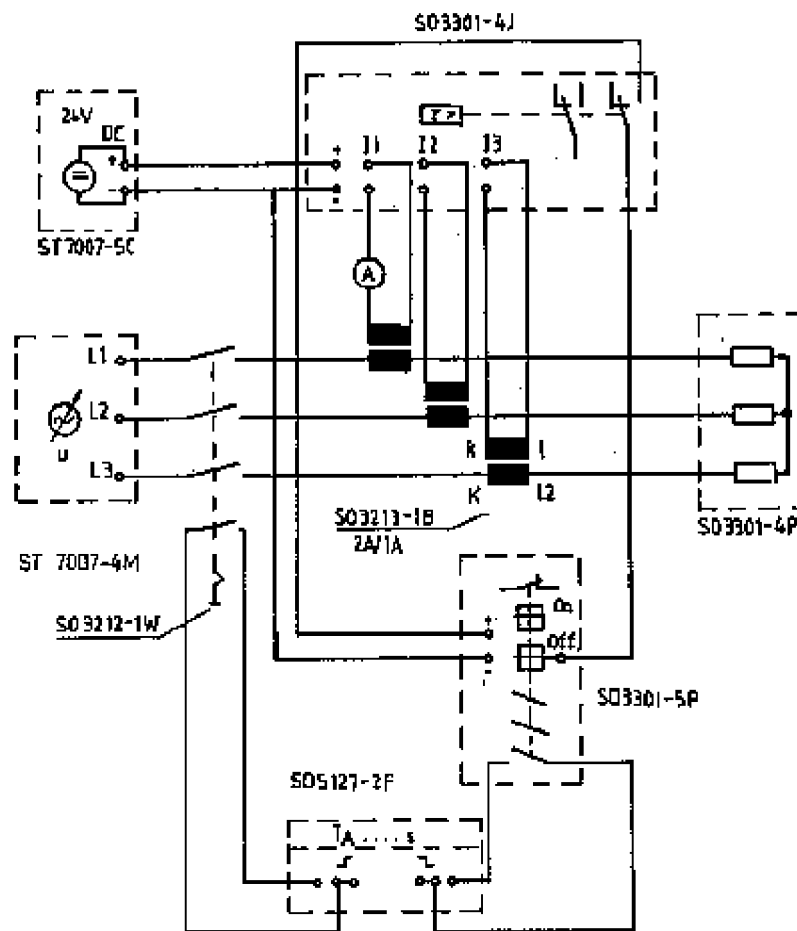
$$P = V \cdot I = 4.8 \text{ W}$$

C'est la puissance délivré par la source auxiliaire au moment d'activation du relais

### Manipulation 03 :

Mesure de temps de déclenchement de relais en jonction avec le disjoncteur

### Circuit 03 :



Switch (SO3301-5P) : représente le temps de déclenchement d'un disjoncteur

Le réglage de relais :

$$K_i = 1$$



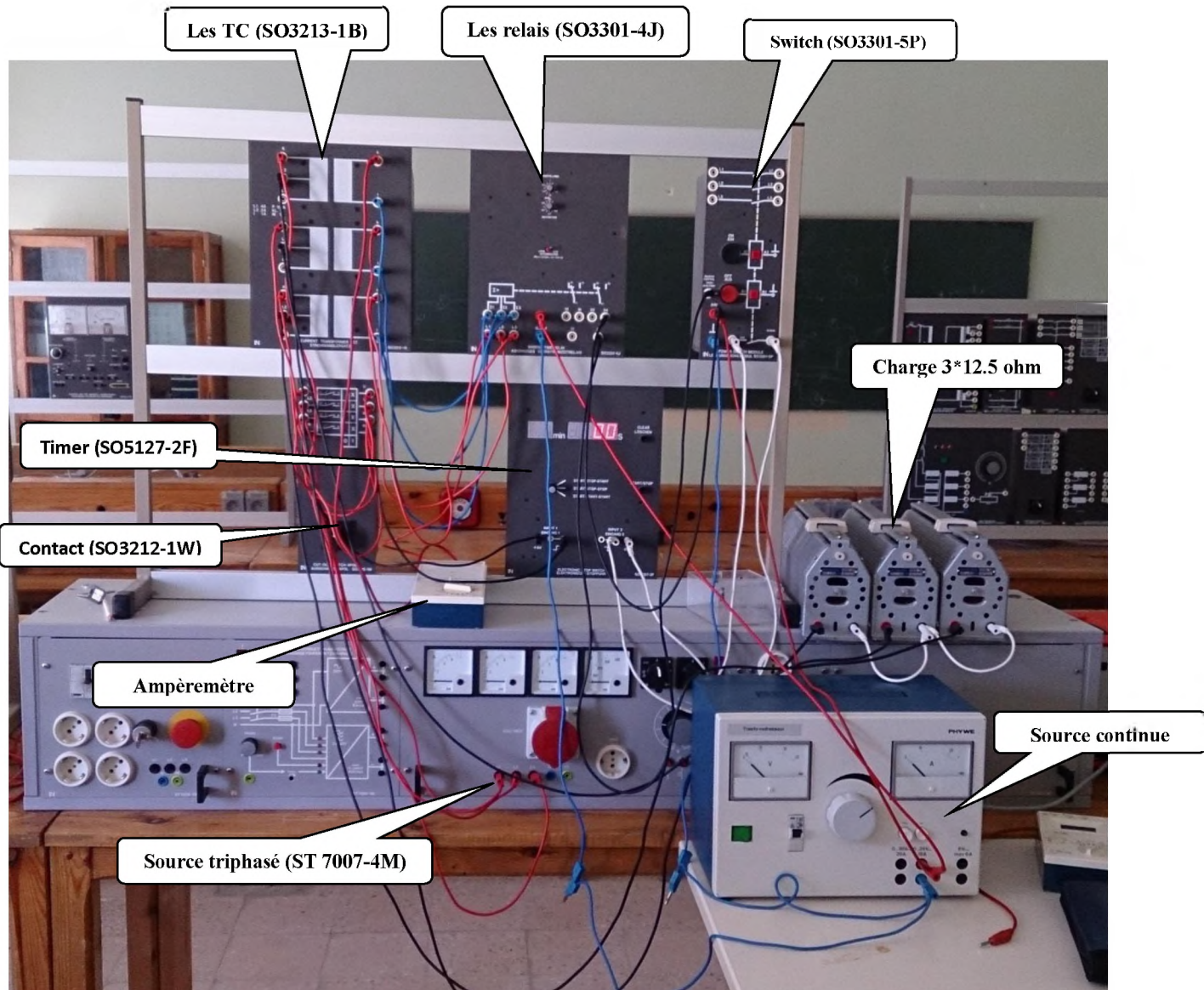
$$KT = 0.1s$$

Le facteur de courant = 0.5A

Le temps total indiqué par le timer avec un courant de 1A est :

$$T = 0.91s$$

**Le circuit réalisé :**



**Commentaire :**

C'est le même temps de déclenchement sont l'appareille qui représente le temps de déclenchement de disjoncteur, normalement en trouve un temps qui est supérieur à 0.91s en cas réel.

**Remarque :**

Les résultats dans cette manipulation sont obtenue par d'autre personnes, malheureusement on n'a pas réussi pour obtenir des résultats due au mauvais état du matériel.

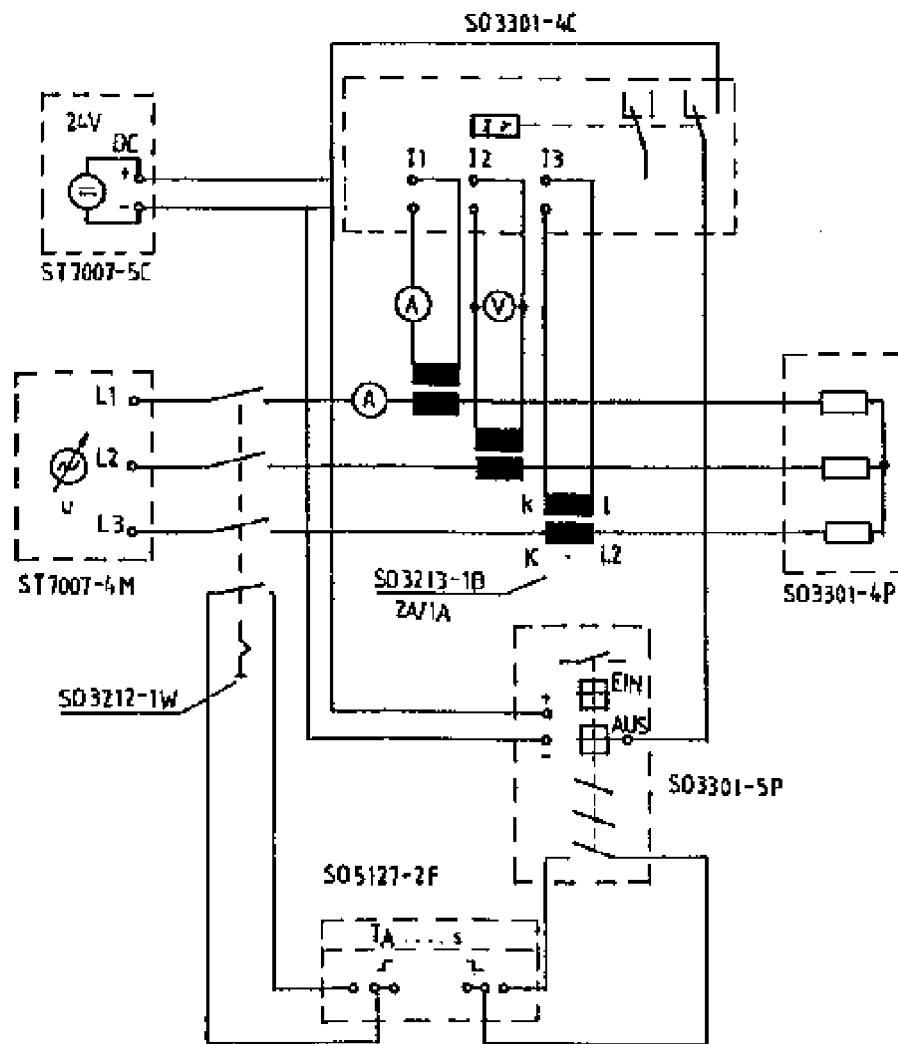
**MANIPULATION :**

Le but de cette manipulation avec le relais de surintensité à temps indépendant est de tracer la caractéristique du relais (courant-temps) en fonction de différents réglages sur le relais, et aussi de mesurer la consommation interne du relais.

**Le matériel utilisé :**

- Une source de tension triphasé (ST 7007-4M)
- Une source de tension continue
- Un contact (SO3212-1W)
- Des TC (SO3213-1B)
- Une charge ohmique couplé en étoile  $3 \times 12.5$  ohm
- Un timer (SO5127-2F)
- Un relais de surintensité à temps dépendant (SO3301-4C)
- Switch (SO3301-5P)
- Voltmètre-ampèremètre-ohmmètre

**Manipulation 01 :****Les caractéristiques du relais (courant-temps) :****Circuit :**



### Au niveau du relais :

1-

$IL_1$  est réglé à une valeur de 1A (c'est le réglage de courant de déclenchement dans la ligne 01)

$IL_2$  et  $IL_3$  est réglé pour une valeur supérieur à 1A (c'est le réglage de courant de déclenchement dans la ligne 01 et 02)

Le temps de déclenchement de relais est réglé à 2s

Le courant qui entre le relais à travers les TC est réglé à une valeur de 2A à cette valeur de courant le relais doit déclencher dans un temps  $T = 2s$

Les valeurs de temps de déclenchement en fonction de courant est dans le tableau suivant (sans l'appareille (S03301-5P) qui représente le temps de déclenchement du disjoncteur :

Remarque :

Chaque essai est répété trois fois

<b>I(A)</b>	<b>2</b>	<b>1.5</b>	<b>1.2</b>	<b>1.15</b>	<b>1.1</b>	<b>1.05</b>	<b>1.0</b>	<b>0.95</b>
<b>T<sub>1</sub>(s)</b>	1.98	1.99	1.99	2.01	2.04	2.04	2.10	inf
<b>T<sub>2</sub>(s)</b>	2.00	2.00	2.04	2.04	2.02	2.09	2.08	inf
<b>T<sub>3</sub>(s)</b>	1.96	2.01	2.04	2.04	2.07	2.09	2.14	inf
<b>T<sub>moy</sub> (s)</b>	<b>1.98</b>	<b>2.00</b>	<b>2.023</b>	<b>2.03</b>	<b>2.043</b>	<b>2.073</b>	<b>2.10</b>	<b>inf</b>

2- IL2 = 1A et IL1 et IL3 supérieur à 1A

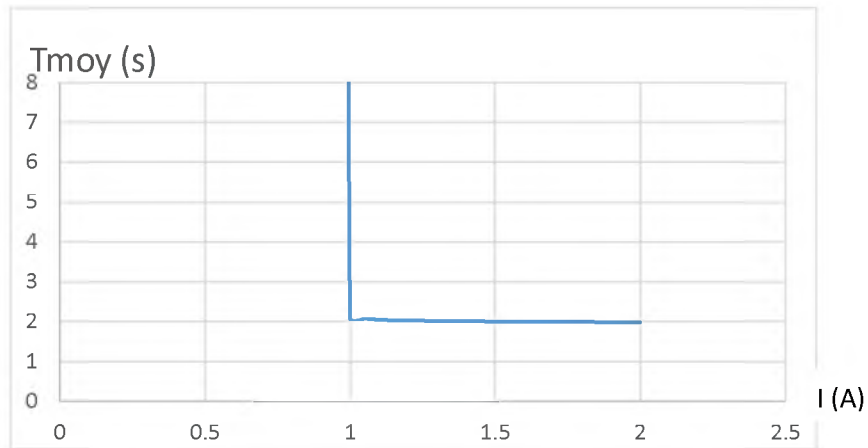
<b>I(A)</b>	<b>2</b>	<b>1.5</b>	<b>1.2</b>	<b>1.15</b>	<b>1.1</b>	<b>1.05</b>	<b>1.0</b>	<b>0.95</b>
<b>T<sub>1</sub>(s)</b>	2.00	1.96	2.00	1.99	2.02	2.02	2.09	inf
<b>T<sub>2</sub>(s)</b>	1.99	2.01	2.04	2.05	2.06	2.08	2.04	inf
<b>T<sub>3</sub>(s)</b>	2.00	2.01	2.04	1.98	2.06	2.00	2.11	inf
<b>T<sub>moy</sub> (s)</b>	<b>1.996</b>	<b>1.993</b>	<b>2.026</b>	<b>2.006</b>	<b>2.046</b>	<b>2.033</b>	<b>2.08</b>	<b>inf</b>

3- IL3 = 1A et IL1 et IL2 supérieur à 1A

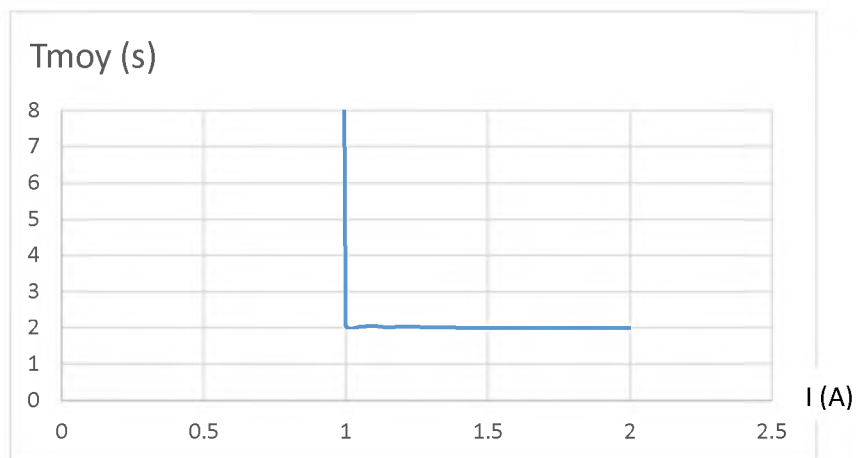
<b>I(A)</b>	<b>2</b>	<b>1.5</b>	<b>1.2</b>	<b>1.15</b>	<b>1.1</b>	<b>1.05</b>	<b>1.0</b>	<b>0.95</b>
<b>T<sub>1</sub>(s)</b>	1.98	1.99	2.03	2.04	2.04	2.07	2.02	inf
<b>T<sub>2</sub>(s)</b>	1.95	2.00	2.03	2.04	2.06	2.09	2.00	inf
<b>T<sub>3</sub>(s)</b>	1.98	2.00	2.03	2.04	2.07	2.09	1.98	inf
<b>T<sub>moy</sub> (s)</b>	<b>1.97</b>	<b>1.996</b>	<b>2.03</b>	<b>2.04</b>	<b>2.056</b>	<b>2.083</b>	<b>2.00</b>	<b>inf</b>

Les résultats sont représentés dans les graphes suivant :

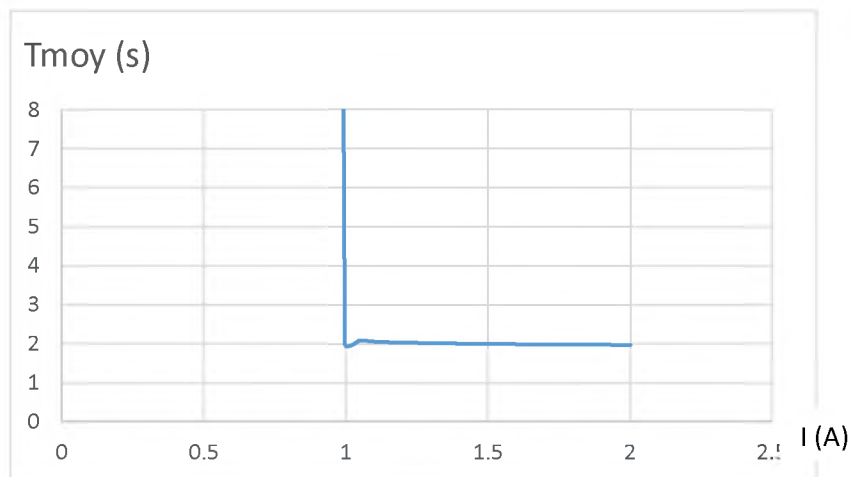
Premier réglage :  $IL_1 = 1A$  et  $IL_2$  et  $IL_3$  supérieur à  $1A$



Deuxième réglage  $IL_2 = 1A$  et  $IL_1$  et  $IL_3$  supérieur à  $1A$  :



Troisième réglage :  $IL_3 = 1A$  et  $IL_1$  et  $IL_2$  supérieur à  $1A$



**Commentaire :**

Les résultats obtenus montrent que le relais supervise les trois courants et déclenche si un seul de ces courants dépasse la valeur de réglage de relais dans un temps constant.

**Manipulation 02 :**

Détermination de la consommation interne de relais :

Le courant qui entre le relais à travers les TC est 1A, le relais est réglé comme suit :

$IL_1 = IL_2 = IL_3 = 1A$  alors le relais est dans une situation de déclenchement.

On a mesuré le courant entrant et sortant et la tension au niveau de relais et on a obtenu les valeurs suivant :

$$IL_1 = 1A \quad U_1 = 2.78V \quad S_1 = 2.78 VA$$

$$IL_2 = 1A \quad U_2 = 2.86V \quad S_2 = 2.86 VA$$

$$IL_3 = 1A \quad U_3 = 2.78V \quad S_3 = 2.78 VA$$

Les même mesures en cas de courant  $< 1A$  (le relais n'est pas activé)

$$IL_1 = 1A \quad U_1 = 2.70V \quad S_1 = 2.70 VA$$

$$IL_2 = 1A \quad U_2 = 2.78V \quad S_2 = 2.78 VA$$

$$IL_3 = 1A \quad U_3 = 2.69V \quad S_3 = 2.69 VA$$

**Commentaire :**

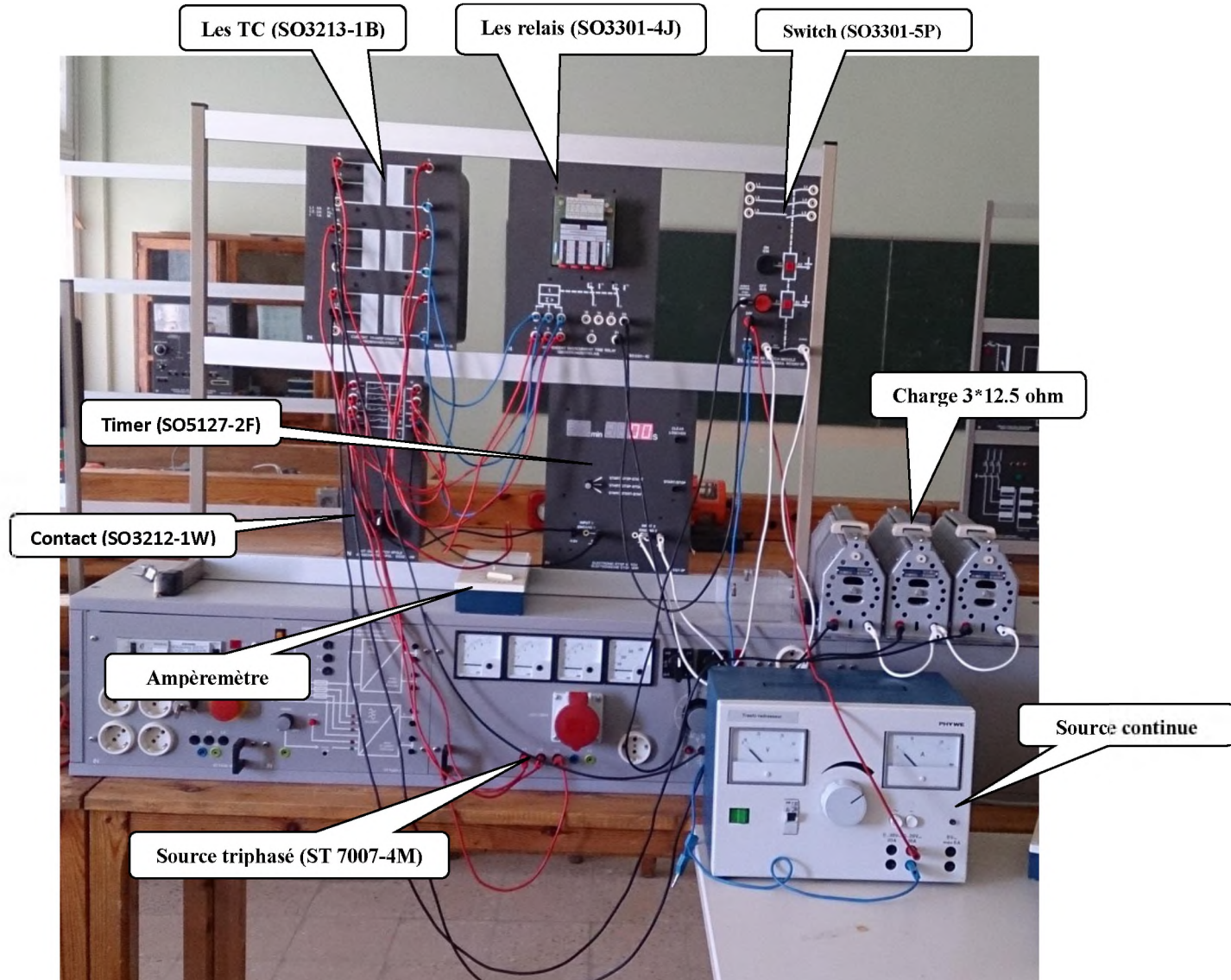
En remarque que la consommation interne du relais est la même en cas de déclenchement même en cas de ou le relais est désactivé.

**Manipulation 03 :****Détermination de temps de déclenchement du relais en jonction avec switch (S03301-5P) :**

Le courant de déclenchement de relais est réglé à 1A et le courant qui entre le relais est 2A, alors dans cette situation le temps de déclenchement total est le temps de relais + le temps du switch

$$T_{\text{relais}} = 1.95\text{s}$$

$$T_{\text{relais} + \text{switch}} = 2.01\text{s}$$

**Le circuit réalisé :**



**Manipulation :**

Le but de cette manipulation est de mesurer la valeur de repense et de retour à l'état initial pour le relais de surintensité et sous-intensité et de mesurer le temps de déclenchement de relais et la consommation interne de relais et le relais en jonction avec disjoncteur (switch)

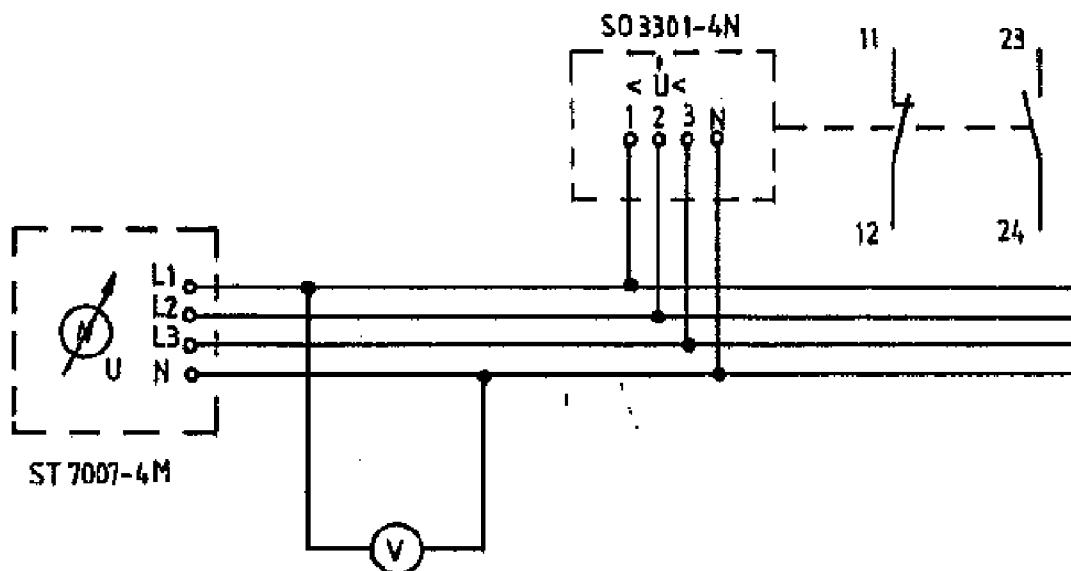
**Le matériel utilisé :**

- Une source de tension triphasé (ST 7007-4M)
- Une source de tension continue
- Un contact (SO3212-1W)
- Un timer (SO5127-2F)
- Un relais de surtension et sous-tension (SO3301-4N)
- Switch (SO3301-5P)
- Voltmètre

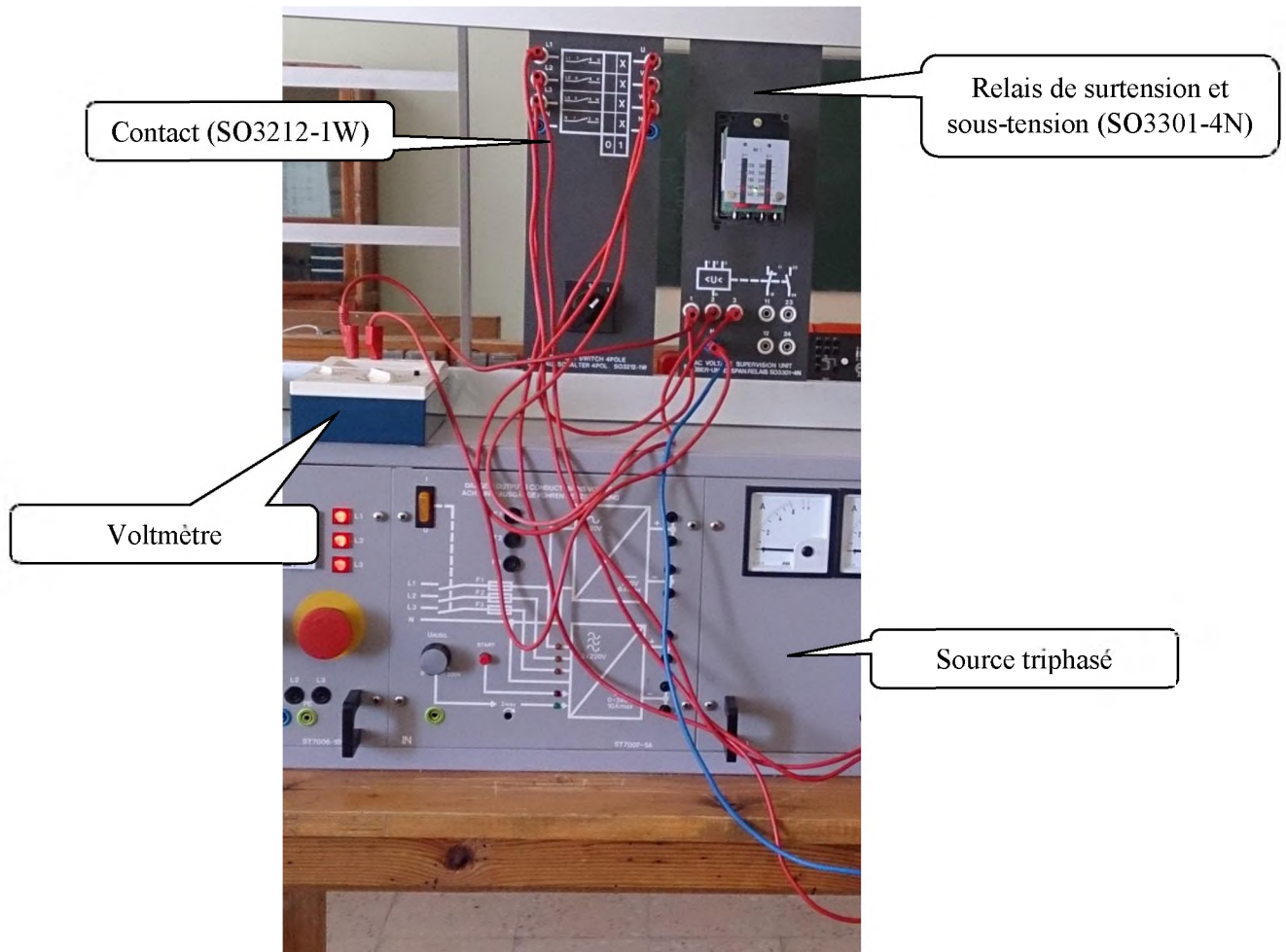
**Manipulation 01 :**

**Mesure de la valeur de repense et de retour à l'état initial du relais en cas de sous-tension :**

Circuit 01 :



## Le circuit réalisé :



Au niveau de relais le réglage de la sous-tension  $<U$  et de la surtension  $U>$  est dans le tableau qui suit, la tension de la source triphasé est réglé à 220V.

A partir du réglage dans le tableau la tension est dans l'intervalle entre la tension minimale de déclenchement et la tension maximale de déclenchement à cette tension la LED verte est allumée.

On a diminué la tension jusqu'à que le relais déclenche, c'est la tension de repense de relais en cas de sous-tension  $U_{RE}$ , en suite en a augmenté la tension jusqu'à que le relais revient à l'état initial, c'est la valeur de retour à l'état initial  $U_{DO}$ .

<U	U>	U <sub>RE</sub>	U <sub>DO</sub>	R
160	240	159.1	162.7	1.022
180	240	180.9	184.5	1.019
200	240	199.8	205	1.026
220	240	218	224	1.027

Avec  $R = U_{DO}/U_{RE}$

### Commentaire :

Le relais de sous-tension a une valeur de déclenchement et de retour à l'état initial qui diffère au réglage, la différence entre les deux valeurs est presque 3% de la valeur de réglage de relais en cas de sous-tension, c'est une erreur de 3%.

### Manipulation 02 :

#### Mesure de la valeur de repense et de retour à l'état initial du relais en cas de surtension :

Toujours avec le circuit 01 :

Au niveau de relais le réglage de la sous-tension <U et de la surtension U> est dans le tableau qui suit, la tension de la source triphasé est réglé à 180V.

A partir du réglage dans le tableau la tension est dans l'intervalle entre la tension minimale de déclenchement et la tension maximale de déclenchement à cette tension la LED verte est allumée.

On a augmenté la tension jusqu'à que le relais déclenche, c'est la tension de repense de relais en cas de surtension U<sub>RE</sub>, en suite on a diminué la tension jusqu'à que le relais revient à l'état initial, c'est la valeur de retour à l'état initial U<sub>DO</sub>.

<U	U>	U <sub>RE</sub>	U <sub>DO</sub>	R
160	200	206	202	0.980
180	220	219	214	0.977

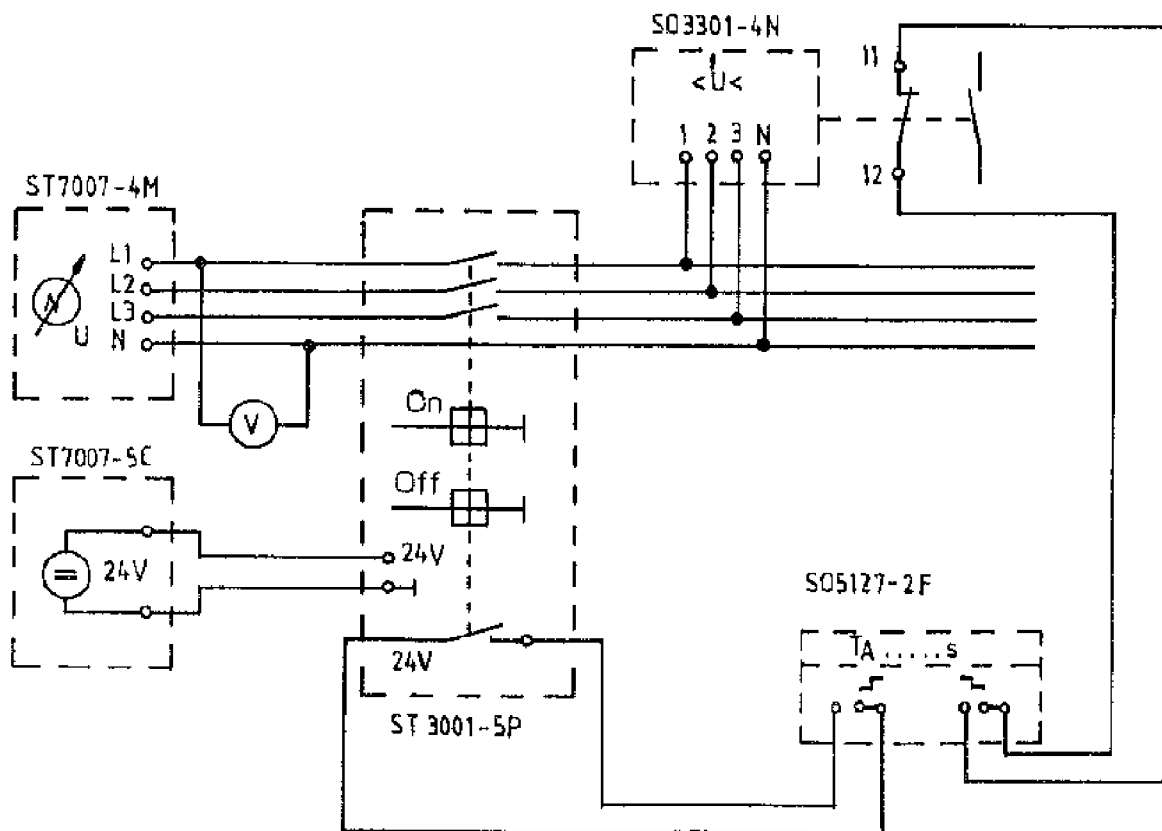
Avec  $R = U_{DO}/U_{RE}$

**Commentaire :**

Le relais de surtension a une valeur de déclenchement et de retour à l'état initial qui diffère au réglage, la différence entre les deux valeurs est presque 3% de la valeur de réglage de relais en cas de sous-tension, c'est une erreur de 3%.

**Manipulation 03 :****Mesure du temps de déclenchement de relais :**

Circuit 02 :



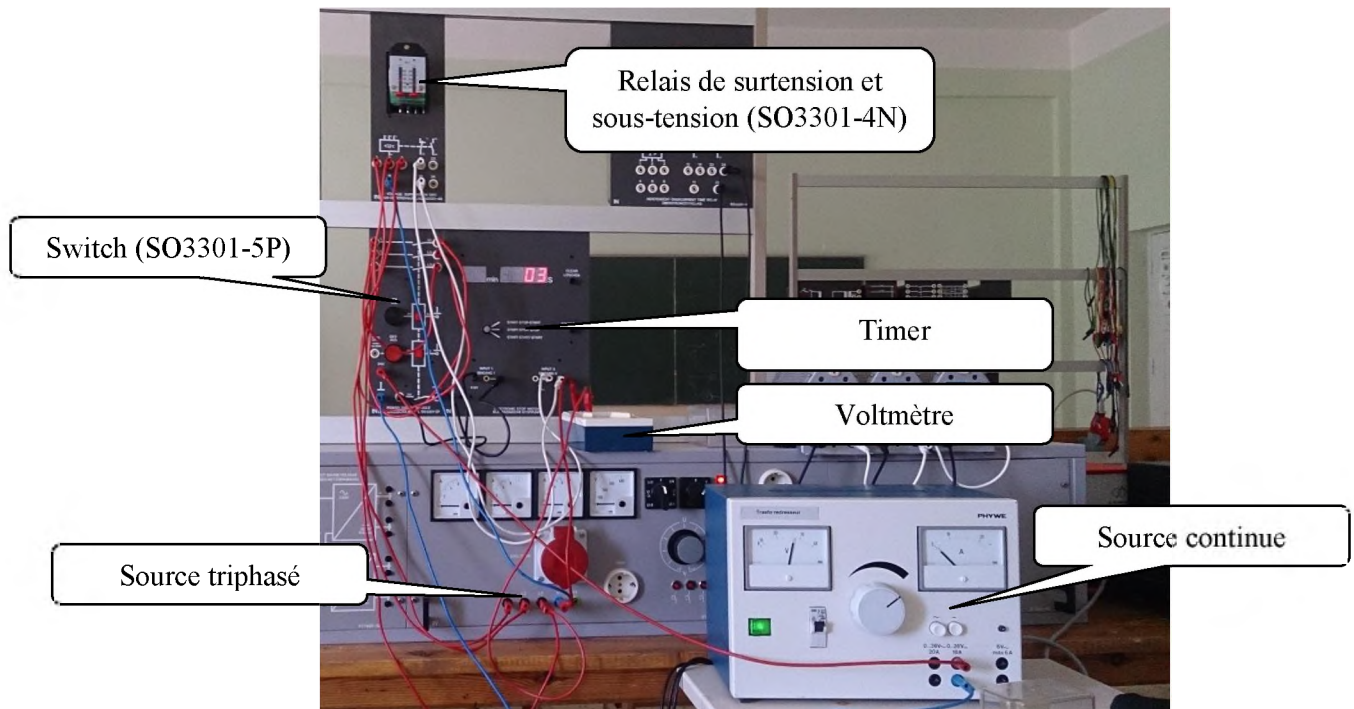
Le réglage est réglé comme suit :

$\langle U = 180V \text{ et } U \rangle = 240V$

La tension de la source triphasé est réglé à 220V, la tension est dans l'intervalle de relais, la LED verte est allumé

A l'instant  $T = 0$  on a ouvert la switch (ST30001-5P), au niveau de relais c'est une absence de tension, le relais va déclencher après un temps  $T$ , le contact de la switch lance le timer et le contact de relais arrête le timer.

**Le circuit réalisé :**

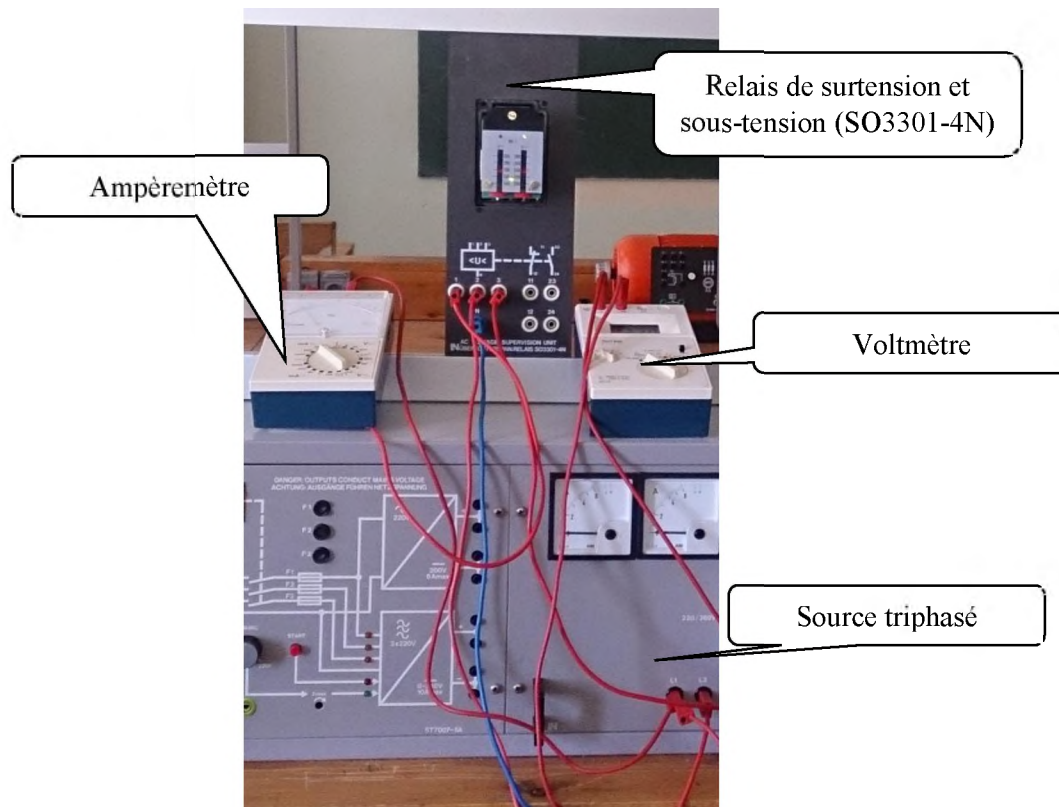
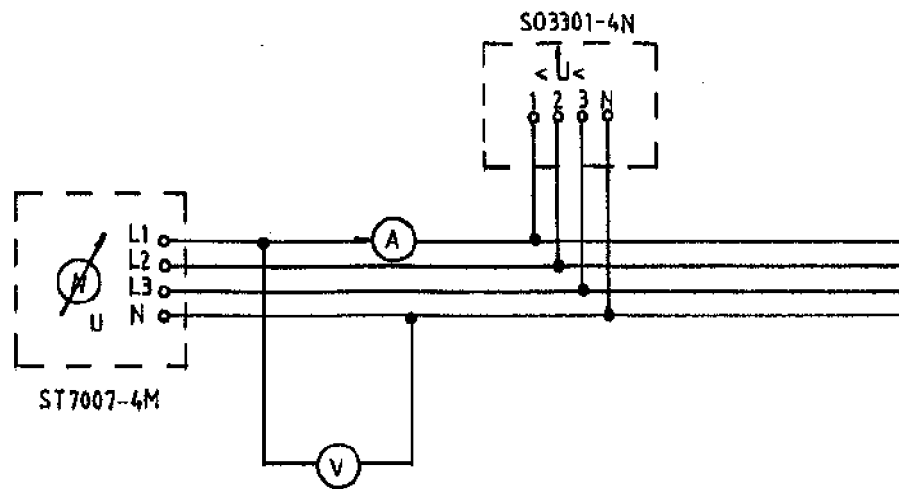


Le temps de déclenchement de relais est ( $T = 0.03 \text{ s}$ )

### Manipulation 04 :

### Mesure de la consommation interne de relais :

Circuit 03 :



La tension = 220V

Le courant consommé est = 3.5mA

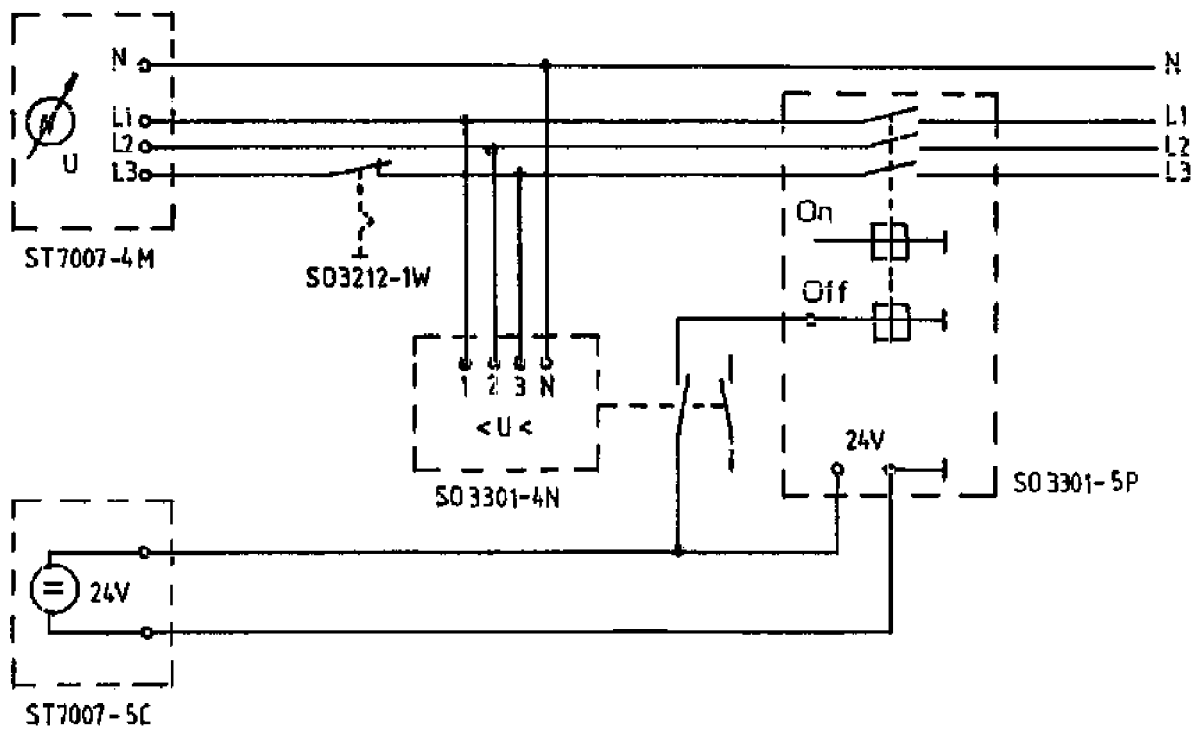
$$S = 3V * I = 3 * 220 * 3.5 * 10^{-3}$$

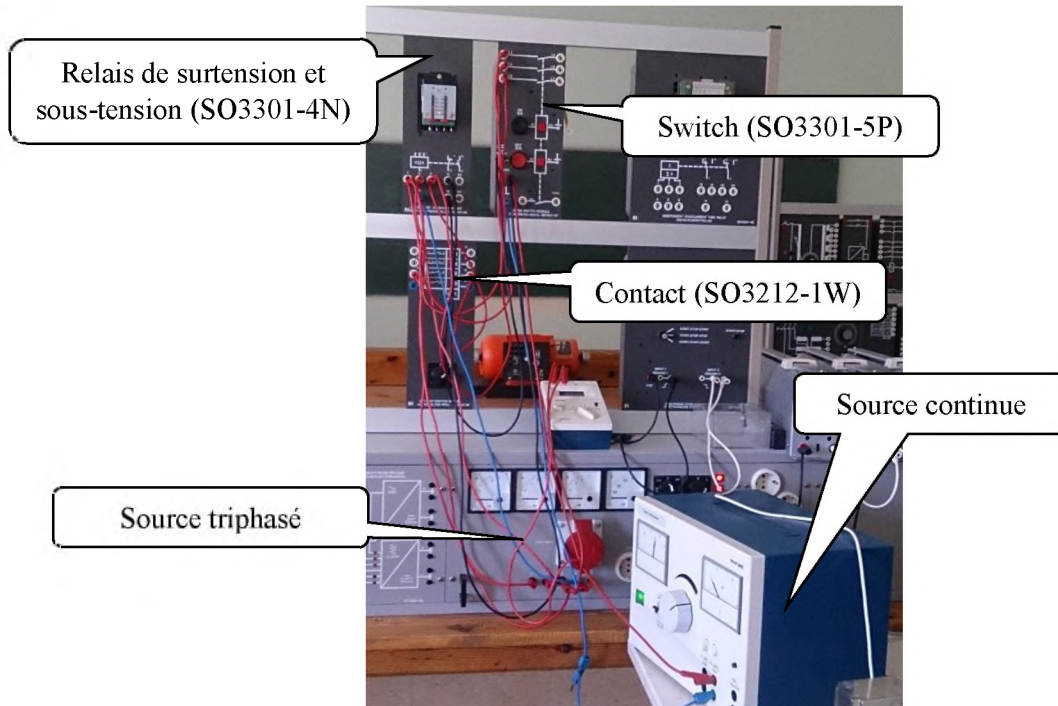
$$S = 2.31 \text{ VA}$$

### Manipulation 05:

Le relais en jonction avec le disjoncteur :

Circuit 04 :



**Le circuit réalisé :**

Le réglage de relais ;

$<U = 180V$

$U > = 220V$

La tension de la source est 200V

- a- On a ouvert une phase par le contact (SO3212-1W), donc on a d'une situation d'une perte d'une phase, le relais détecte que la tension dans la phase coupée égale à zéro, dans cette situation le relais déclenche, le contact de relais actionne le switch (SO3301-5P) pour couper toute la ligne
- b- La tension est 200V la LED verte est allumée (on a dans l'intervalle de relais), on a diminué la tension jusqu'à la valeur de déclenchement, le relais déclenche et le contact de relais déclenche le switch (SO3301-5P)



- c- La tension est 200V la LED verte est allumée (on a dans l'intervalle de relais), on a augmenté la tension jusqu'à la valeur de déclenchement, le relais déclenche et le contacte de relais déclenche le switch (SO3301-5P)

## **Conclusion général**

On a vu dans ce travail un aspect général sur la protection des réseaux électrique, la protection des transformateurs, des générateurs, les lignes de transmission, on a vu les défauts électrique et les conditions d'exploitation anormal qui sont des phénomènes ont le pouvoir de faire tomber n'importe qu'elle élément dans le réseau empanne et donc influe le fonctionnement de ce système d'alimentation.

On peut dire que la protection des réseaux électrique est la fonction la plus importante dans le réseau électrique parce que sans système de protection capable à protéger ce système en peut facilement perdre des équipements dans le réseau qui coute très cher à cause d'un défaut.

Le système de protection dépend de la complexité de réseau et ces équipements alors le domaine de la protection est un domaine très vaste est contient plusieurs choix dans la conception d'un système de protection, le choix est fait celons l'aspect techniquo-economique donc un système de protection doit satisfaire les exigences technique imposé par les technicien et les limitations imposé par les économiciens.

Ce travail est un premier pas dans la recherche dans le domaine de la protection, chaque chapitre dans ce travail est une porte dans ce domaine derrière cette porte il y a tout un monde est toute une carier dans la recherche scientifique.

## **Bibliographies:**

- [1] S. R. B. Y.G.Paithankar, *Fundamentals of Power System Protection*. India: Asoke K. Ghosh, Prentice-Hall of India, 2003.
- [2] noury khayat mohamed, *transport et la distribution de l'énergie électrique*. Syrie, 1982.
- [3] "Pick Up Current | Current Setting | Plug Setting Multiplier and Time Setting Multiplier of Relay | Electrical4u."
- [4] L. G. Hewitson, M. Brown, and R. Balakrishnan, *Practical power systems protection*. Oxford; Burlington, MA: Newnes, 2005.
- [5] B. Pierre, "les protections directionnelles." Schneider Electric, juillet-1996.
- [6] R. M. C., *the art and science of protective relaying*, First edition. .
- [7] N. M. Jonathan Goldwasser, "Illustration du fonctionnement d'une protection de distance," Université Libre de Bruxelles, 2006.
- [8] F. Didier, "protection des transformateurs de post MT/BT." Schneider Electric, 1998.