

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Réf:.....

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

*Simulation et réalisation pratique d'une
protection directionnelle*

Présenté par :
NECIRA Abdelwaheb

Soutenu le : Juin 2016

Devant le jury composé de :

Mr. ROUINA Abdelhafid
Mr. CHERIET Ahmed
Mr. DERGHAL Hamid

M.C.B
Pr
M.A.A

President
Encadreur
Examineur

Année universitaire: 2015 / 2016

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

*Simulation et réalisation pratique d'une protection
directionnelle*

Présenté par :

NECIRA Abdelwaheb

Avis favorable de l'encadreur :

Mr. CHERIET Ahmed

Signature

Avis favorable du Président du Jury

Mr. ROUINA Abdelhafid

Signature

Cachet et signature

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire de Master à :

À ma mère et mon père

À mes sœurs et mes frères et à leurs enfants

À toute mes familles : NECIRA & AMRANE

À tous mes amis et collègues.

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour l'accomplissement de ce mémoire.

Également, je remercie le directeur de thèse monsieur CHERIET Ahmad, professeur à l'université Mohamed khider Biskra pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long de cette année de travail.

Ma gratitude s'exprime pareillement pour Dr. ROUINA Abdelhafid, également président des jurys.

Également, je remercie Dr, DERGHAL Hamid membre de juré pour la pertinence de ses remarques avisées, qui vont permettre l'amélioration de la qualité du manuscrit et l'essor vers de nouvelles perspectives.

Je remercie également tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Mohamed khider Biskra qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Enfin je ne peux oublier de remercier les membres du laboratoire de la recherche scientifique LGEB du génie électrique Biskra, de m'avoir tout aidé et encouragé pour accomplir ce travail.

Table de matières

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Les perturbations dans les réseaux électriques	
I. 1. Différents types de réseaux électriques.....	3
I.1.1. Réseau de transport THT.....	3
I.1.2. Réseau de répartition HT.....	4
I.1.3. Réseau de distribution MT.....	5
I. 2. Surintensité.....	6
I.2.1. Court-circuit.....	6
I.2.1.1. Origines.....	6
I.2.1.2. Types et natures de court-circuit.....	6
I.2.1.3. Conséquences des courts-circuits sur les réseaux électriques.....	8
I.2.1.4. Caractéristiques d'un courant de court-circuit.....	9
I.2.1.5. Calcul d'un courant de court-circuit.....	10
I.2.2. Surcharge.....	12
I. 3. Surtension.....	12
I.3.1. Surtension par décharges électriques atmosphériques.....	13
I.3.1.1. La foudre.....	13
I.3.1.2. Impacts des coups de foudre.....	13
I.3.2. Surtension de commutation.....	14
I. 4. Creux de tension.....	15
I.4.1. Provenances des creux de tension.....	16
I.4.2. Conséquences des creux de tension.....	16
I. 5. Fluctuation de tension.....	16
I. 6. Déséquilibre de tension et de courant.....	17
I. 7. Tension et/ou courant transitoire.....	18
I. 8. La chute de tension.....	19
I. 9. Les harmoniques.....	19

Chapitre II : Les fonctions de la protection

II. 1. Fonction de la protection.....	21
II. 2. Description d'un système de protection.....	21
II.2. 1. Transformateur de courant	22
II.2.1. 1. Types industriels	23
II.2.1. 2. Courbe magnétisante	25
II.2. 2. Transformateur de tension	26
II.2. 3. Relais de protection	26
II.2.3. 1. Différents types des relais.....	27
a). Relais électromagnétiques.....	27
b). Relais statiques.....	29
c). Relais numérique	29
II.2. 4. Disjoncteur moyenne tension.....	30
II.2.4. 1. Types de disjoncteurs.....	31
II. 3. Qualités principales d'un système de protection	34
II.3. 1. Rapidité	34
II.3. 2. Sélectivité.....	34
II.3. 3. Sensibilité.....	34
II.3. 4. Fiabilité	35
II. 4. Protection ampèremétrique	36
II.4. 1. Protection à maximum de courant phase.....	36
II.4.1. 1. Protection à maximum de courant phase à temps indépendant	36
II.4.1. 2. Protection à maximum de courant phase à temps dépendant	37
II.4. 2. Protection à maximum de courant terre	37
II. 5. Protection directionnelle	38
II. 6. Protection à minimum d'impédance	41
II. 7. Sélectivité	42

Chapitre III : Simulation de la protection directionnelle

III. 1. Simulation d'un système de protection à maximum de courant51

III. 2. Simulation d'un système de protection à max-min de phase.....54

III. 3. Simulation d'un système de protection directionnelle.....57

Chapitre IV : Réalisation pratique de la protection directionnelle

IV. 1. Logiciel LabView64

IV.1. 1. Historique de LabVIEW65

IV.1. 2. Création d'un VI65

IV.1. 3. Les palettes.....66

IV.1. 4. Palette de commandes.....66

IV. 2. Partie pratique66

Conclusion générale..... 77

Références bibliographiques..... 78

Résumé.....80

Table de figures

Figure I.1 : Exemple d'un réseau de transport.....	3
Figure I.2 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.....	4
Figure I. 3 : différents types du court-circuit.....	6
Figure I. 4 : Schéma équivalent d'un réseau au court-circuit.....	9
Figure I. 5 : Décomposition du courant du court circuit.....	10
Figure I. 6 : Exemple de surtension.....	11
Figure I. 7 : creux de tension.....	14
Figure I. 8 : Exemple de variation rapide de la tension.....	16
Figure I. 9 : forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension.....	17
Figure II. 1 : Chaine de protection.....	22
Figure II. 2 : Schéma de principe d'un transformateur de courant à noyau de fer.....	23
Figure II. 3 : Bobine de rogowski avec circuit de mesure.....	24
Figure II. 4 : Courbe de magnétisation (excitation) d'un TC.....	25
Figure II. 5 : Types des relais.....	27
Figure II. 6 : Relais électromagnétique à induction par disque simple.....	28
Figure II. 7 : Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile.....	31
Figure II. 8 : Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.....	33
Figure II. 9 : Fiabilité d'une protection.....	36
Figure II. 10 : Protection à temps indépendant.....	37
Figure II. 11 : protection à temps dépendant.....	37
Figure II. 12 : Illustration du rôle de la protection directionnelle.....	39
Figure II. 13 : angle caractéristique d'une protection à maximum de courant directionalisé.....	40
Figure II. 14 : caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection du courant.....	40
Figure II. 15 : Diagramme de fonctionnement d'une protection à minimum d'impédance.....	42
Figure II. 16 : Exemple d'application de sélectivité ampèremétrique.....	43

Figure II. 17 : Exemple d'application de sélectivité chronométrique.....	45
Figure II. 18 : exemple d'application de sélectivité logique.....	47
Figure II. 19 : Exemple d'utilisation de sélectivité directionnelle.....	48
Figure II. 20 : Schéma de protection différentielle à haute impédance	49
Figure II. 21 : Schéma de protection différentielle à pourcentage.....	50
Figure III. 1 : Schéma de simulation d'un système de protection à max de courant ...	52
Figure III. 2 : Courant de la charge, CC à l'instant $t_{cc}=0.04s$	53
Figure III. 3 : Signal de commande du relais.....	53
Figure III. 4 : Tension de la charge.....	53
Figure III. 5 : Schéma de simulation d'un système de protection à max-min de phase	54
Figure III. 6: Éléments constitutifs des sous-systèmes de la protection	55
Figure III. 7: Déphasage mesuré au niveau de la protection.....	56
Figure III. 8 : Signal de commande élaboré par le relais	56
Figure III. 9: Courant de la charge.....	56
Figure III. 10: Tension de la charge.....	56
Figure III. 11: Schéma de simulation d'un système de protection directionnelle	58
Figure III. 12: Éléments constitutifs du relais à max de courant directionnel.	59
Figure III. 13 : Sens du courant en état de fonctionnement normal.....	60
Figure III. 14 : Sens du courant en état de court-circuit dans la deuxième ligne.....	60
Figure III. 15: Signal de commande de la protection P1	61
Figure III. 16 : Signal de commande de la protection P2	61
Figure III. 17 : Signal de commande de la protection P3	61
Figure III. 18: Signal de commande de la protection P4	61
Figure III. 19: Courant de la première ligne	62
Figure III. 20: Courant du troisième tronçon	62
Figure III. 21 : Courant du quatrième tronçon.....	62
Figure III. 22 : Courant de la charge.....	62

Figure IV. 1: Un VI de LabVIEW	65
Figure IV. 2 : Palette de commandes.....	67
Figure IV. 3 : La palette d'outils permet de choisir la fonctionnalité de la souris.....	69
Figure IV. 4 : Schéma du montage réalisé.....	72
Figure IV. 5 : Photo du montage réalisé	72
Figure IV. 6 : Générateur de tension variable.....	73
Figure IV. 7 : Charge RL	73
Figure IV. 8 : Transformateur de courant	73
Figure IV. 9 : Transformateur de tension.....	74
Figure IV. 10 : Contacteur	74
Figure IV. 11 : Bornes de la carte d'acquisition	74
Figure IV. 12 : Diagramme LabVIEW du relais directionnel	75
Figure IV. 13 : Interface LabVIEW du relais directionnel	76

Introduction générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles à savoir , stabilité, économie et surtout la continuité de service. Accidentellement ou par un phénomène atmosphérique, le réseau électrique peut être le siège de plusieurs défauts qui peuvent être extérieurs ou de ses propre composants, affectant ainsi son fonctionnement et pose des problèmes majeurs envers toutes les parties du réseau que ce soit production, transport ou distribution.

Le développement technique progressif, l'extension continue, et l'interconnexion régionale et internationale des réseaux électriques rendent sa protection compliquée de plus en plus, où l'intervention des nouveaux modes de protection sophistiquées, sélectives, et plus rapides était nécessaire. En effet, c'est le défaut de court-circuit qui représente le défaut portant toute l'attention des investisseurs du réseau électrique. Et Il fait l'objet de tous les calculs des imprévisions de la conception des nouveaux réseaux.

La protection à max de courant est la plus utilisée pour protéger contre les défauts de court-circuit surtout dans les réseaux à une seule arrivée, ou pour les réseaux radiaux. Par contre, cette protection ne soit pas efficace avec les réseaux à plusieurs arrivées, bouclé ou maillé, et peut provoquer des dégâts. Alors, il est nécessaire de la rajouter une autre fonction de protection.

L'arrivée de la protection directionnelle a résolu le problème du déclenchement intempestif des disjoncteurs, bien évidemment la solution est faite par la combinaison entre les deux fonctions de protections, à savoir la protection à max de courant et celle directionnelle. La protection directionnelle permet de discriminer la partie du réseau en défaut mieux que ne le fasse une protection à maximum de courant seule. Elle est nécessaire en cas de défaut en présence de plusieurs sources, s'il existe une boucle fermée ou une ligne en parallèle, afin de protéger contre le l'inversion du sens de d'écoulement d'énergie électrique.

Ce travail est consacré à la simulation et à la réalisation pratique d'une protection directionnelle en utilisant des grandeurs électriques réduites telles que la tension d'alimentation et le courant de défaut. La simulation a été effectuée sous l'environnement Simulink/Matlab, tandis qu'un programme LabVIEW a été développé pour le pilotage en temps réel de la protection directionnelle réalisé expérimentalement. Ce mémoire est organisé comme suit :

Le premier chapitre rappelle les différents types des réseaux électriques ainsi que les perturbations affectant ce dernier.

Le deuxième chapitre est consacré au concept général de la protection du réseau électrique et ses différents éléments, avec les différents types de protection et de sélectivité.

Le troisième chapitre concerne la simulation sous l'environnement Simulink/Matlab des protections à max de courant, à max-min de phase et la protection directionnelle.

La réalisation pratique de la protection directionnelle fait l'objet du quatrième chapitre. Une application LabVIEW a été développée pour la commande en temps réel de cette protection.

Chapitre I :

Les perturbations dans les
réseaux électriques

Introduction

Dans ce chapitre nous allons commencer par présenter les différents types des réseaux électriques, ainsi que les perturbations les plus répandus qui peuvent affectées ce dernier comme le court-circuit, la surcharge, la surintensité, la chute de tension et les harmoniques....etc.

On rappelle également le calcul des courant de court-circuit qui fait l'objet de la définition d'un système de protection.

I. 1. Différents types de réseaux électriques

D'une façon générale, les réseaux électriques sont classés selon ses niveaux de tensions :

- Un réseau de transport THT 220/800 KV
- Un réseau de répartition HT 60 /170 KV
- Un réseau de distribution MT 5 /36 KV
- Un réseau de livraison BT 400/230 V

Cette hiérarchie varie considérablement d'un pays à l'autre [1][2].

I.1.1. Réseau de transport THT

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. C'est sur le réseau THT que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (plus de 300 MW). Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (Fig. I.1) constitue un « poste d'interconnexion ». Ces postes sont en général constitués par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Ces réseaux sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant en général à la limite thermique de la ligne. Une attention particulière doit être portée à l'effet couronne qui

peut donner lieu en THT, à des pertes très significatives suivant le climat et l'attitude.

Les pylônes de lignes sont équipés en général de deux ternes (2 fois 3 phases) voir quatre et même six ternes. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [2].

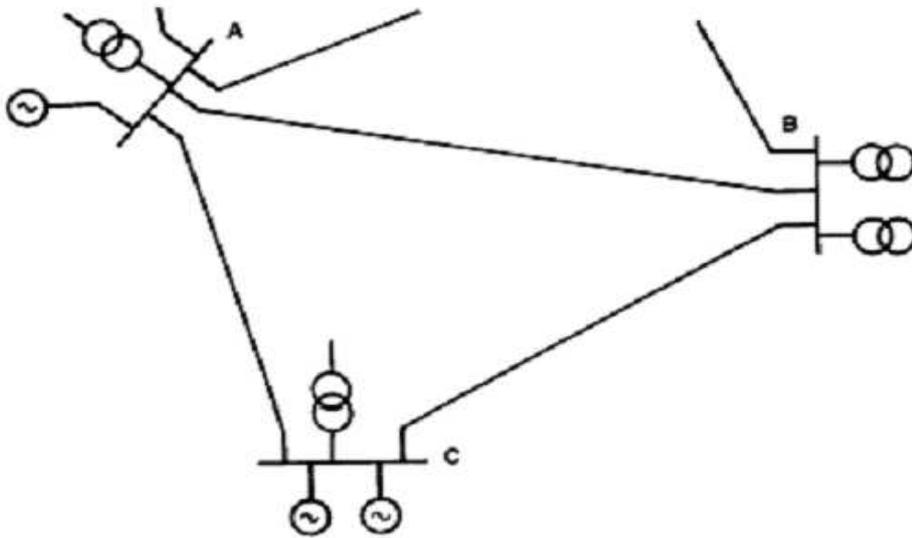


Figure I.1 : Exemple d'un réseau de transport

I.1.2. Réseau de répartition HT

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT.

I.1.3. Réseau de distribution MT

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir, ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements.

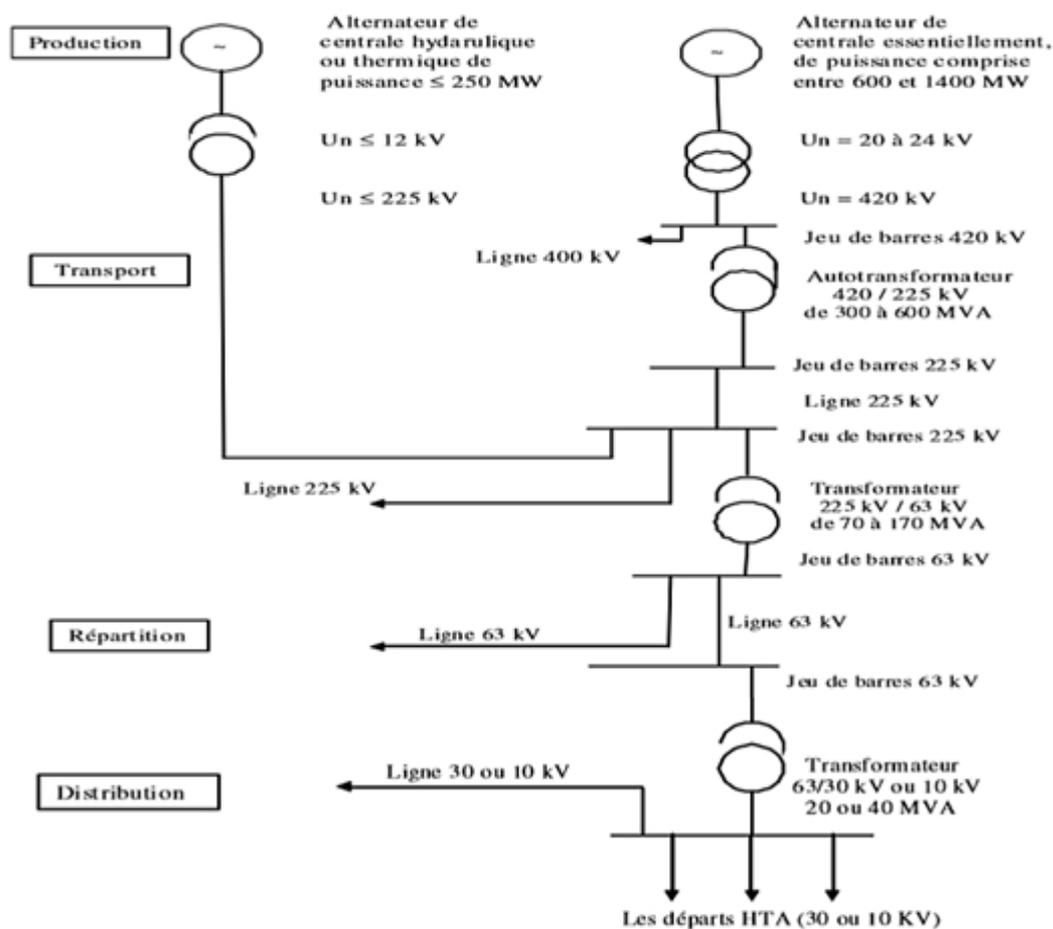


Figure I.2 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie

I. 2. Surintensité

I.2.1. Court-circuit

Définition Un courant électrique de court-circuit est une valeur anormale de courant ayant une grande intensité provoqué par un contact franc entre phases ou entre phase et terre généralement accidentel [3].

I.2.1.1. Origines

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques [4]. Ces défauts sont d'origines :

- Mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux) [3],
- Surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique [3],
- Ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive, ce défaut est souvent l'origine des courts-circuits, Dans ce cas l'isolant n'est plus en mesure d'assurer sa fonction d'isolation conduisant à un contact entre phases ou entre spires d'un transformateur par exemple [5],
- Défaut de manœuvre et erreurs humaines,
- Coéditions atmosphériques : coup de foudre, vent, tempête, ... etc. dans ces conditions climatiques sévères, des claquages diélectriques ou la destruction partielle de matériel [5].

I.2.1.2. Types et natures de court-circuit

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé** (Fig. I.3.d) : entre une phase et la terre ou une masse, il représente 80% des cas.

- **Biphasé** (Fig. I.3.b et c) : entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé, il représente 15% des cas.
- **Triphasés** (Fig. I.3.a) : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre, il représente 5% des cas.

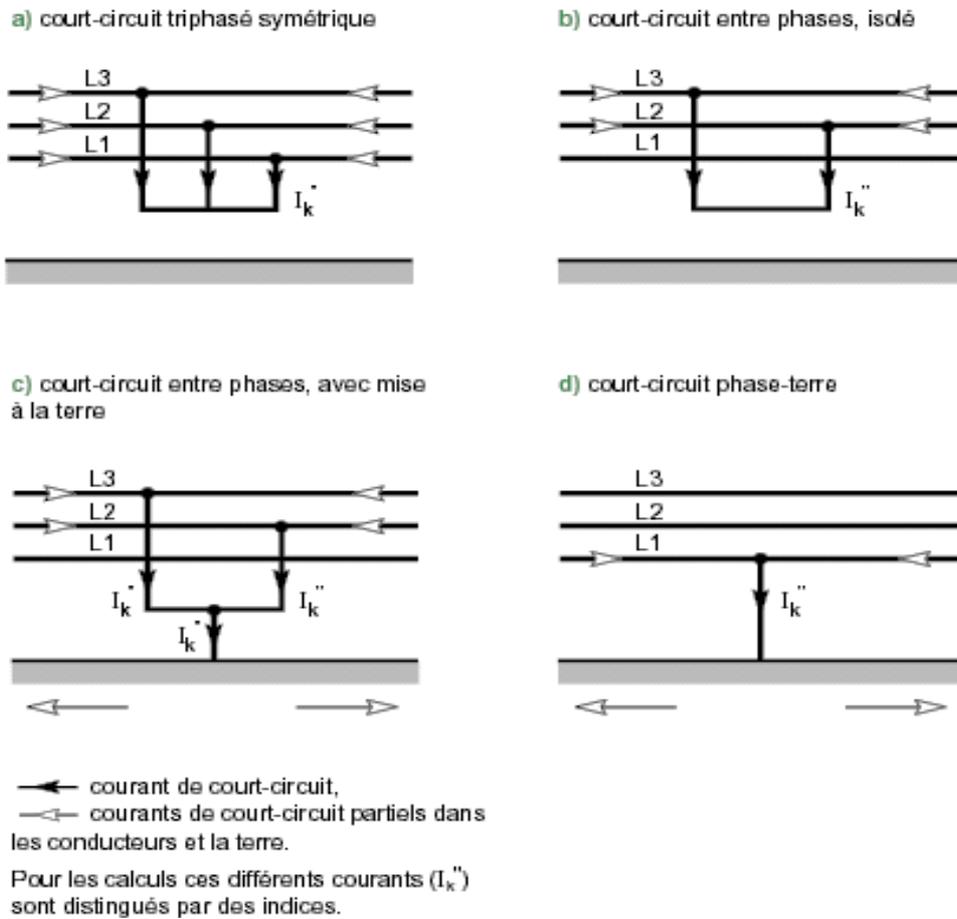


Figure I. 3 : différents types du court-circuit

Un court-circuit peut être également de natures différentes [4].

- **Courts-circuits auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique,

Exemple : oiseau dans une ligne [6].

- **Courts-circuits fugitifs** : Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde),

Exemple : la foudre [6].

- **Courts-circuits permanents** : Ces courts-circuits ne disparaissent pas après le déclenchement des protections plusieurs fois ce qui provoque un déclenchement définitif, où l'intervention du personnel d'exploitation est indispensable pour la localisation du défaut et remise en service de la partie concernée.

Exemple : rupture de conducteur [6].

I.2.1.3. Conséquences des courts-circuits sur les réseaux électriques

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Et les courts-circuits polyphasés et proches des centrales de production, entraînent également une diminution du couple résistant (C_r) des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur (C_m), s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciables aux matériels [3].

Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT [4].

Néanmoins, d'autres conséquences indésirables sont présentes sur les différentes parties du réseau selon la nature et la durée des défauts, le point concerne de l'installation et l'intensité du courant.

- Un arc électrique au point du défaut peut être suivi par la détérioration des isolants, la fusion des conducteurs, et un incendie et danger pour les personnes,

- Suréchauffement par augmentation des pertes joules, avec la dégradation des isolants,
 - **Remède** : dimensionnement des conducteurs [6],
- Des forces électrodynamiques (force de Laplace) proportionnelles à I^2 capable de déformer voire arracher les câbles, les jeux de barres et éléments de fixation,
 - **Remède** : dimensionnement mécaniques, distance entre conducteurs[6],
- Grandes chutes (pertes) de tensions, ce qui diminue le niveau de tension,
- La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,
- Surtension temporaire causée par les manœuvres des disjoncteurs et les défauts à la terre qui augmente la tension du neutre,
 - **Remède** : dimensionnement des conducteurs et l'impédance de mise à la terre [6],
- Risques pour les personnes avec les défauts à la terre,
 - **Remède** : liaison équipotentielle des masses et des terres pour limiter le défaut [6],
- Les perturbations dans les circuits de contrôle et de commande.
 - **Remède** : séparation des circuits puissances et contrôles [6].

I.2.1.4. Caractéristiques d'un courant de court-circuit

Une connaissance précise du courant de court-circuit sur tout point d'un réseau est indispensable pour plusieurs raisons [6].

- La valeur efficace du courant de court-circuit maximum, définie le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles, et les contraintes thermiques,
- Valeur crête du courant de court-circuit maximum, définie le pouvoir de fermeture, et les contraintes électrodynamique,
- Valeur du courant de court-circuit minimum, définie le réglage des protections (seuil de déclenchement).

I.2.1.5. Calcul d'un courant de court-circuit

La connaissance des valeurs des courants de court-circuit est indispensable pour le dimensionnement des matériels de protection. Pour les disjoncteurs ces valeurs sont requises pour leur dimensionnement au regard du pouvoir de coupure. Ce pouvoir de coupure doit être suffisant pour couper les courants de court-circuit les plus élevés. Le calcul des courants de court-circuit n'implique pas seulement la connaissance des ces courants au point de défaut, mais également la répartition de ces courants sur les autres lignes et phases du réseau ainsi que leurs conséquences sur les tensions.

Le réseau amont d'un court-circuit peut se mettre sous la forme d'un schéma équivalent constitué d'une source de tension alternative d'amplitude constante E et d'une impédance en série Z_{cc} (Fig. I.4). Où Z_{cc} est l'impédance de court-circuit, elle est égale à l'impédance équivalente aux lignes et aux transformateurs parcourus par le courant de court-circuit :

Où :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (I.1)$$

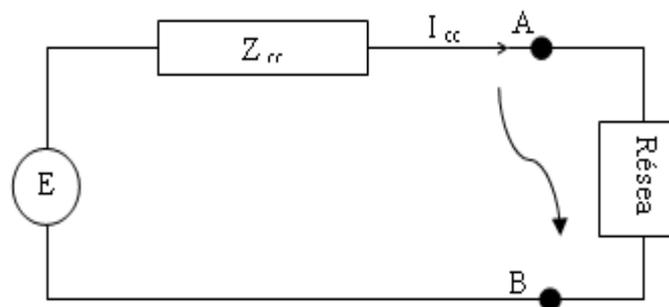


Figure I. 4 : Schéma équivalent d'un réseau au court-circuit

Lors d'un court-circuit on applique une tension :

$$e = E\sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha) \quad (I.2)$$

À un circuit composé d'une réactance et d'une résistance en série. α est l'angle d'enclenchement du court-circuit, il définit la phase de la tension à l'instant d'apparition du court-circuit (Fig. I.5), Soit φ le déphasage entre la tension et le courant en régime établi :

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{X}{R} \quad (\text{I.3})$$

L'expression du courant de court-circuit est :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X}\omega t} \right] \quad (\text{I.4})$$

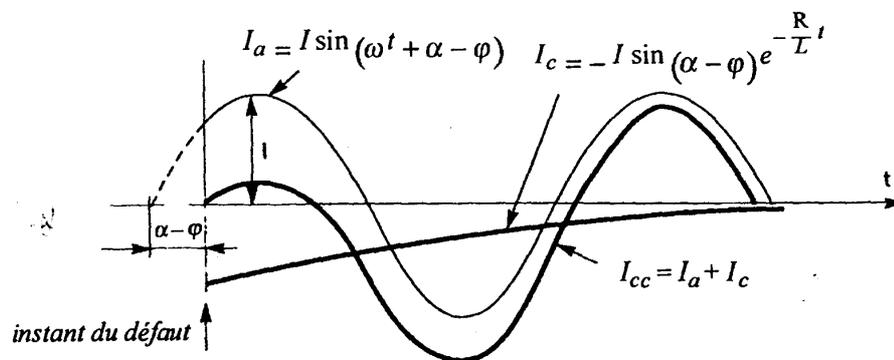


Figure I. 5 : Décomposition du courant du court-circuit

Le courant I_{cc} est donc la somme des deux courants suivants :

$$I_a = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \quad (\text{Courant sinusoïdal}) \quad (\text{I.5})$$

$$I_c = -\frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X}\omega t} \quad (\text{Courant apériodique}) \quad (\text{I.6})$$

La valeur efficace du courant en régime établi est :

$$I_{\text{eff}} = \frac{E}{Z_{cc}} \quad (\text{I.7})$$

Plusieurs cas sont envisagés :

- 1^{er} cas : si l'angle d'enclenchement du court-circuit $\alpha = \varphi$, la composante apériodique est nulle, le régime est dit symétrique.

- 2^{ème} cas : si $\alpha - \varphi = \frac{\pi}{2}$, la composante apériodique est maximale, le régime est dit asymétrique maximal. C'est la condition qui entraîne la plus grande valeur de crête du courant.

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) - e^{-\frac{R}{X}\omega t} \right] \quad (I.8)$$

Le courant atteint la valeur crête maximale (1^{re} crête) lorsque :

$$\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) = -1 \quad \text{d'où} \quad \omega t = \pi \quad (I.9)$$

La valeur crête maximale du courant est :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{\sqrt{R^2+X^2}} \left[1 + e^{-\frac{R}{X}\pi} \right] \quad (I.10)$$

I.2.2. Surcharge

Au sens général, le mot surcharge désigne l'élévation de l'intensité de 1 à 10 In d'un circuit due par exemple à une Surabondance des récepteurs. Ses conséquences peuvent provoquées l'échauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, et des isolants.

I. 3. Surtension

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau, comme elle est montrée sur la (Fig. I.6).

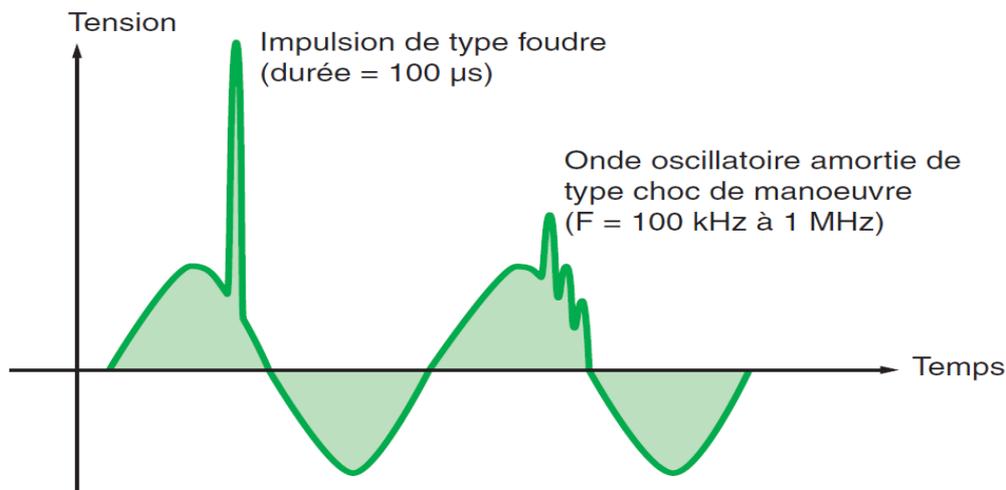


Figure I. 6 : Exemple de surtension

Par la nature même de leur origine, il existe deux façons de classer les surtensions :

I.3.1. Surtension par décharges électriques atmosphériques

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

I.3.1.1. La foudre

La foudre est un phénomène électrique à haute fréquence qui produit des surtensions sur tous les éléments conducteurs et particulièrement sur les câblages et les équipements électriques.

Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies, la destruction de machines et y compris la mort de personnes [7].

Les coups de foudre en quelques chiffres les éclairs produisent une énergie électrique impulsionnelle extrêmement importante (Fig. I.6)

- de plusieurs milliers d'ampères (et de plusieurs milliers de volts),
- de haute fréquence (de l'ordre du mégahertz),
- de courte durée (de la microseconde à la milliseconde).

I.3.1.2. Impacts des coups de foudre

La foudre endommage particulièrement les installations électriques ou électroniques, les transformateurs, les compteurs électriques, les appareils électroménagers dans le résidentiel comme dans l'industrie [7].

Le coût de réparation des dommages causés par la foudre est très élevé. Mais il est très difficile d'évaluer les conséquences :

- des perturbations causées aux ordinateurs et aux réseaux de télécommunication,
- des défauts créés dans le déroulement de programme des automates ou dans les systèmes de régulation.

De plus les pertes d'exploitation peuvent avoir des coûts très supérieurs à ceux du matériel détruit.

Les coups de foudre peuvent également toucher les installations électriques (et/ou de communication) d'un bâtiment de deux manières [7] :

- par impact direct du coup de foudre sur le bâtiment.
- par impact indirect du coup de foudre sur le bâtiment.
- un coup de foudre peut tomber sur une ligne électrique aérienne alimentant le bâtiment La surintensité et la surtension peuvent se propager à plusieurs kilomètres du point d'impact.
- un coup de foudre peut tomber à proximité d'une ligne électrique C'est le rayonnement électromagnétique du courant de foudre qui induit un fort courant et une surtension sur le réseau d'alimentation électrique.

Dans ces deux derniers cas, les courants et les tensions dangereuses sont transmises par le réseau d'alimentation.

- un coup de foudre peut tomber à proximité du bâtiment, Le potentiel de terre autour du pont d'impact monte dangereusement.

I.3.2. Surtension de commutation

Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des deux motifs suivants :

- Commutations de machines de grande puissance :

Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions Il existe de même d'autres processus capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

- Manœuvres et/ou failles dans l'approvisionnement électrique :

En cas de court-circuit dans un certain point du réseau, les protections de la compagnie électrique y répondent en ouvrant le circuit, suivies par les tentatives de réenclenchement au cas où il s'agisse d'une faille transitoire, ce qui produit les surtensions typiques de connexion de charges inductives.

I. 4. Creux de tension

Un creux de tension est défini comme une baisse soudaine de 10 % ou plus de la tension nominale, touchant une ou plusieurs phases, d'une durée comprise entre huit millisecondes (un demi-cycle) et une minute. Généralement, les creux de tension sont des perturbations (et non des pannes ou des interruptions) de moins d'une seconde présentant une baisse de tension de 60 % ou moins (Fig. I.7) [8].

Aucun réseau électrique n'est à l'abri des perturbations indésirables telles que les creux de tension. Puisqu'il s'agit de phénomènes aléatoires et imprévisibles, aucune norme n'en restreint le nombre, l'amplitude ni la durée.

Le nombre, l'amplitude et la durée des creux de tension varient grandement d'un point de raccordement à un autre et dépendent de facteurs tels que le type de réseau (aérien ou souterrain, réseau de transport ou de distribution, etc.

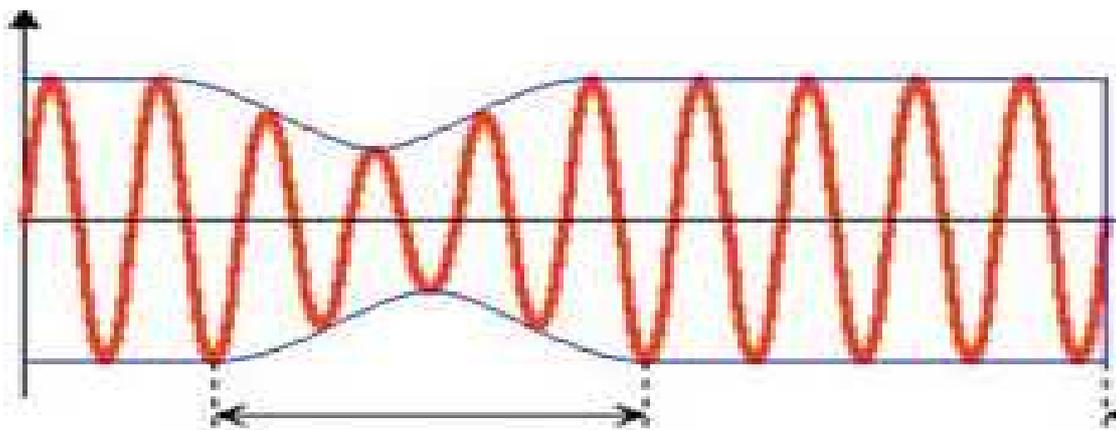


Figure I. 7 : creux de tension

I.4.1. Provenances des creux de tension

Les creux de tension proviennent soit du réseau électrique, soit des installations des clients.

➤ Installations des clients

- Démarrage de moteur,
- Variation de charge soudaine,
- Défauts électriques.

➤ Réseau électrique

- Contact avec la végétation, un animal, un oiseau, etc,
- Conditions climatiques (vent, foudre, pluie, verglas, etc.),
- Galop (effet du vent sur les câbles),
- Bris d'équipement (isolateur, transformateur, joint de câble, etc.).

I.4.2. Conséquences des creux de tension

Tout creux de tension peut causer l'arrêt imprévu d'équipements et, dans certains cas, entraîner des dysfonctionnements, selon le type d'équipement et de procédé utilisés. L'impact financier est aussi en fonction du secteur d'activité en cause et du niveau de protection déjà en place.

I. 5. Fluctuation de tension

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires, sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc [9].

L'illustration de ces fluctuations est montrée sur (Fig. I.8)

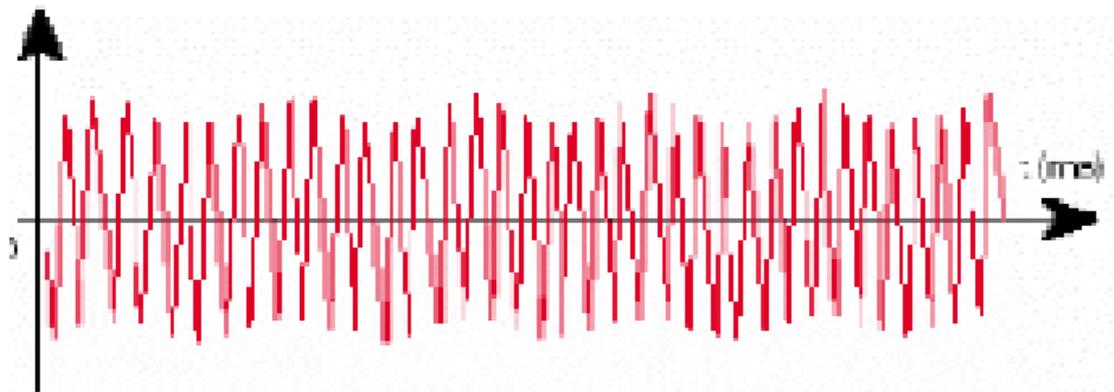


Figure I. 8 : Exemple de variation rapide de la tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %.

I. 6. Déséquilibre de tension et de courant

Dans un réseau triphasé, on a idéalement des amplitudes égales de la tension et du courant respectivement sur chacune des trois phases et un angle de phase de 120 degrés. Lorsque les tensions ou les courants présentent une différence d'amplitude, il y a un déséquilibre (Fig. I.9), Et cela peut causer des problèmes pour les équipements triphasés branchés au réseau. L'impact le plus courant du déséquilibre est la surchauffe des équipements et, par conséquent, la dégradation de l'isolation électrique et la réduction de la durée de vie [10].

Il existe trois types de circuits triphasés déséquilibrés :

1. Charge déséquilibrée : Il peut exister un court-circuit dans la charge, ou une mauvaise répartition des charges monophasées sur le réseau (3~Ph)
2. Source déséquilibrée : Court-circuit à la source ou dans un transformateur.
3. Combinaison de source et charge déséquilibrées.

De façon pratique, on retrouve des charges déséquilibrées plus souvent que des sources déséquilibrées. Alors on conçoit les sources pour qu'elles soient le plus équilibrées possibles.

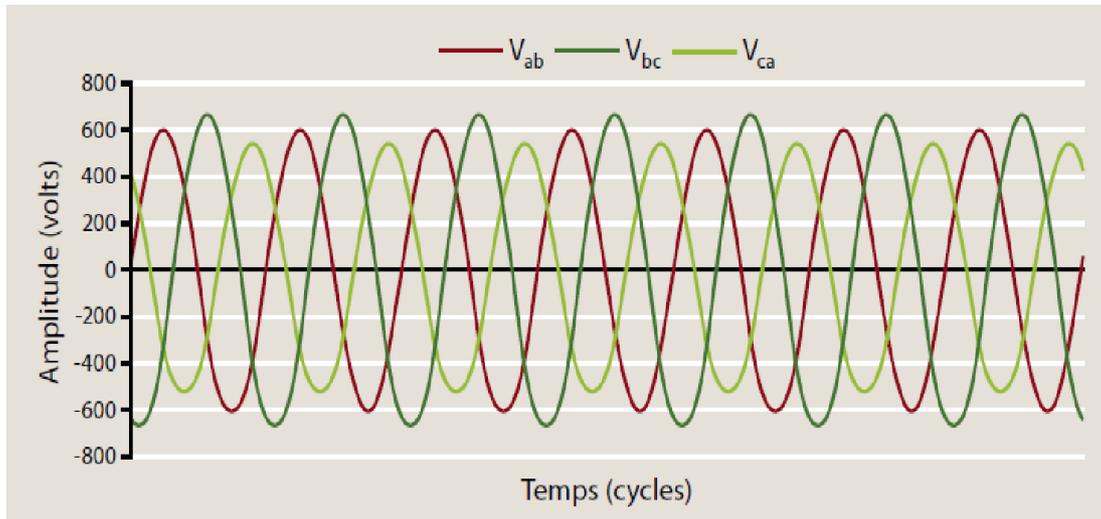


Figure I. 9 : forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension

De plus, Les déséquilibres de tension influent sur tous les équipements triphasés et en particulier sur les moteurs, car ceux-ci subissent alors un couple de freinage indésirable qui se traduit par une surchauffe. Tout déséquilibre de tension supérieur à 2 % entraîne une surchauffe des équipements, ce qui oblige à sur dimensionner ceux-ci pour compenser cette surchauffe et éviter une dégradation prématurée.

I. 7. Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur (Fig. I.6) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

I. 8. La chute de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension, La tension est alors plus basse au bout de la ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel la production et la consommation sont uniformément réparties.

Chaque centrale impose une tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée, C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. À la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales [9].

I. 9. Les harmoniques

L'utilisation des équipements électriques comportant des convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique a entraîné ces dernières années une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique [2].

Ils ont contribué à la détérioration de la qualité du courant et de la tension des réseaux de distribution, Les principales sources à l'origine des harmoniques sont les appareils d'éclairage fluorescent, les appareillages informatiques, les appareils domestiques (téléviseurs, appareils électroménagers en grand nombre), les arcs électriques et tous les convertisseurs statiques raccordés aux réseaux tels que les redresseurs et les onduleurs.

Tous ces systèmes contribuent à la pollution harmonique du réseau auquel ils sont connectés. En effet, ces systèmes absorbent des courants non sinusoïdaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale [2].

Ces équipements électriques sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers ou non entiers de la fréquence fondamentale. La présence d'harmoniques de courant ou de tension conduit à des effets néfastes sur le réseau de distribution, comme par exemple L'échauffement des conducteurs, des câbles, des condensateurs et des machines dû aux pertes cuivre et fer supplémentaires.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types des réseaux électriques, ainsi que leurs problèmes majeurs que représentent les défauts, tels que les courts-circuits, la surtension, et la foudre.....etc.

En mettant en place un préambule vers la protection des réseaux électriques qui va faire l'objet du deuxième chapitre.

Chapitre II :

Les fonctions de la protection

Introduction

Le bon fonctionnement du réseau électrique exige l'implantation des systèmes de protection cohérents, avec un bon raccordement entre eux, et de choisir la bonne sélectivité à adopter suivant la nature du réseau, afin de garantir la continuité de service et de protéger au maximum toutes les parties du réseau.

Dans ce chapitre, nous allons définir le concept général d'un système de protection avec ses principaux éléments, ainsi que les différents types de protection, en concluant par les modes des sélectivités les plus répandus.

II. 1. Fonction de la protection

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs, câbles, ...etc.) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés.

Un système de protection doit :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens,
- Éviter la destruction partielle ou totale des matériels,
- Assurer la meilleure continuité de fourniture possible,
- Isoler les parties des réseaux affectuées,
- Garantir la stabilité du réseau.

II. 2. Description d'un système de protection

Un système de protection repose sur la structure globale du réseau électrique et coordonne ses différents éléments de protection. Les protections individuelles se composent d'une chaîne constituée des éléments suivants (Fig. II.1) :

Capteurs de mesure : – de courant et de tension – qui fournissent les informations nécessaires à la détection des défauts.

Relais de protection : qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement.

Appareillages qui ont le rôle de coupure : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

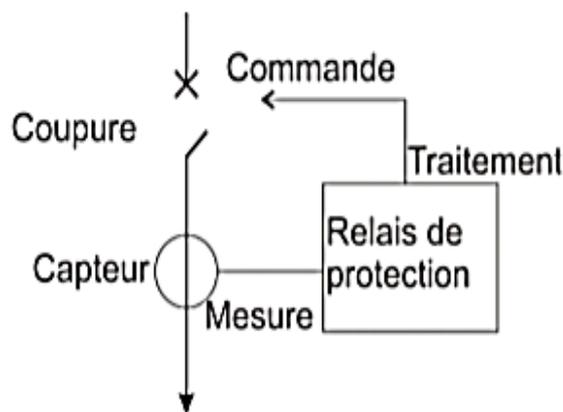


Figure II. 1 : Chaîne de protection

II.2. 1. Transformateur de courant

Selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions" [4].

La notion de **transformateur de courant** est un abus de langage, mais elle a été popularisée dans l'industrie. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite.
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

II.2.1. 1. Types industriels

- Modèles classiques à noyau de fer

Pour les courants alternatifs de basse fréquence, on utilise en général un transformateur avec peu de spires au primaire, et beaucoup au secondaire. Dans certains cas, il y aura même une seule spire au primaire (Fig. II.2). Dans ce cas le transformateur de courant prendra la forme d'un tore, traversé par le circuit électrique. Il n'y aura donc pas de bobinage primaire à proprement parler : la spire est constituée par le passage du circuit électrique à l'intérieur du circuit magnétique torique.

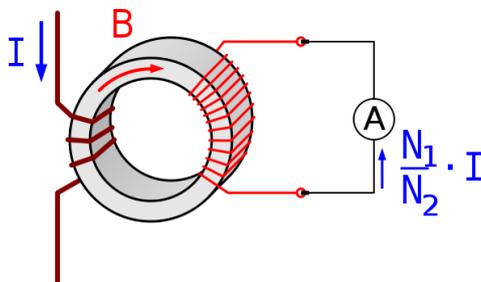


Schéma de principe d'un transformateur de courant avec plusieurs spires au primaire

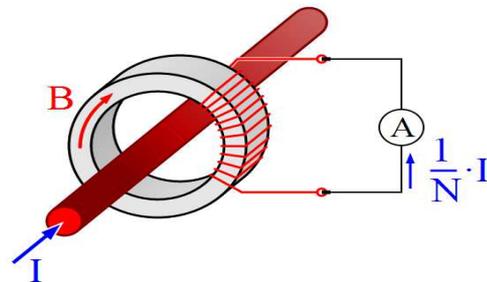


Schéma de principe d'un transformateur de courant avec une seule spire au primaire

Figure II. 2 : Schéma de principe d'un transformateur de courant à noyau de fer

- Modèles à tore de Rogowski

Les tores de Rogowski sont assimilables à des transformateurs de courants spécifiques, bien qu'ils délivrent usuellement en sortie une tension proportionnelle à la dérivée du courant et non un courant proportionnel au courant d'entrée. Ils sont largement utilisés dans le domaine de la HTA (Fig. II.3).

Il se compose d'un enroulement hélicoïdal de fil dont le fil d'une extrémité revient par le centre de l'enroulement à l'autre extrémité, de sorte que les deux bornes soient à la même extrémité de l'enroulement. La bobine est positionnée autour du conducteur dont veut connaître le courant. La tension induite dans l'enroulement est proportionnelle au taux de changement (dérivée) du courant dans le conducteur, L'enroulement de Rogowski est habituellement relié à un circuit d'intégration électrique (ou électronique) à forte impédance d'entrée afin de fournir un signal de sortie qui est proportionnel au courant [4].

L'avantage d'un enroulement de Rogowski par rapport à d'autres types de transformateurs de courants est qu'il peut être ouvert et qu'il est très flexible, lui permettant d'être enroulé autour d'un conducteur de phase sans contrainte, Puisqu'un enroulement de Rogowski à un noyau d'air plutôt qu'un noyau de fer, il n'est pas perturbé par des courants de Foucault dans le noyau et peut donc répondre aux courants à changement rapide. Comme il n'a aucun noyau de fer à saturer, il est fortement linéaire même lorsque soumis à de grands courants, du type de ceux utilisés dans la transmission d'énergie électrique, la soudure, ou les applications à hautes puissances pulsées.

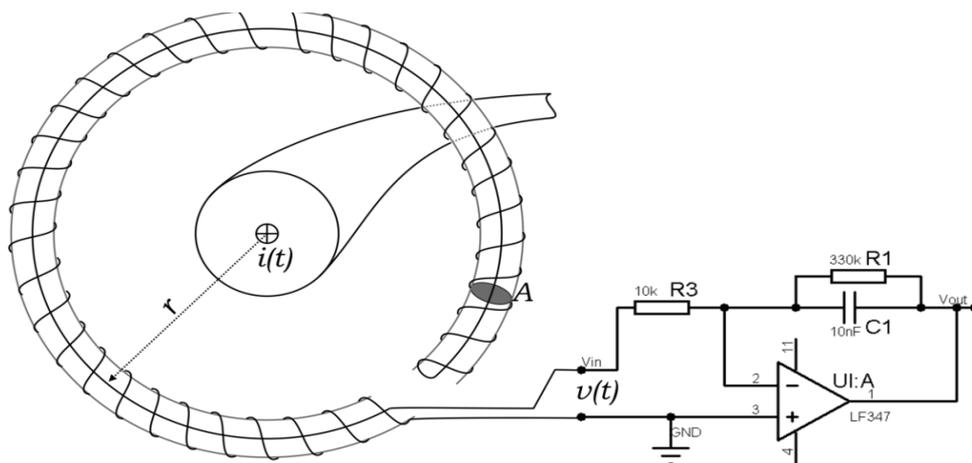


Figure II. 3 : Bobine de rogowski avec circuit de mesure

- Modèles dits "non conventionnels" :

On désigne sous ce nom des modèles fonctionnant sur le principe de l'effet Hall (courant électrique traversant un matériau baignant dans un champ magnétique engendre une tension perpendiculaire à ceux-ci.) ou de l'effet Faraday (L'effet Faraday est un effet magnéto-optique découvert par Michael Faraday en 1845. Il apparaît dans la plupart des matériaux diélectriques transparents lorsqu'ils sont soumis à des champs magnétiques. Ce fut la première mise en évidence du lien entre magnétisme et lumière, le fait que la lumière contienne un champ magnétique fait maintenant partie de la théorie du rayonnement électromagnétique). Leur utilisation est peu courante, et en général réservé à des applications spécifiques comme la mesure de courants continus.

II.2.1. 2. Courbe magnétisante

Cette courbe montrée sur (Fig. II.4) constitue la meilleure méthode pour déterminer les performances d'un transformateur de courant. C'est un graphique du montant du courant de magnétisation nécessaire pour générer une tension d'ouverture de circuit au niveau des terminaux de l'unité. En raison de la non-linéarité du noyau, elle suit les caractéristiques de la boucle B-H et comprend trois régions, à savoir, la région initiale, la région non saturée et la région saturée [2].

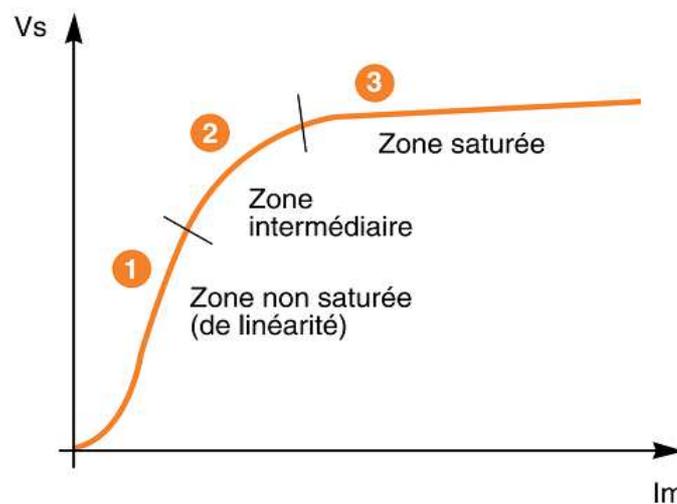


Figure II. 4 : Courbe de magnétisation (excitation) d'un TC

II.2. 2. Transformateur de tension

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP) [4].

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.

La fonction d'un transformateur de tension est donc fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre.

II.2. 3. Relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc, Un relais de protection détecte donc l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

II.2.3. 1. Différents types des relais

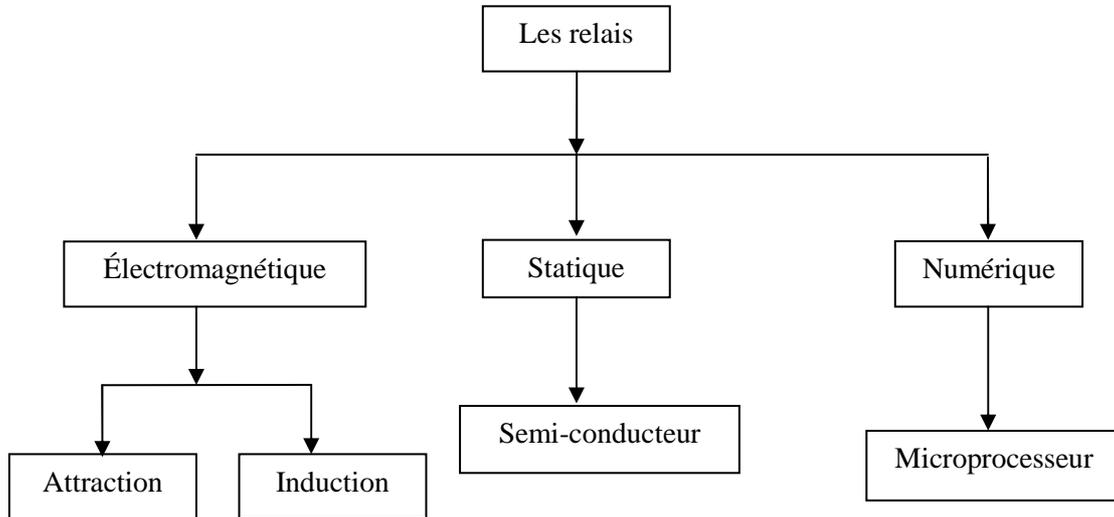


Figure II. 5 : Types des relais

a). Relais électromagnétiques

Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage) (Fig. II.6).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats [4].

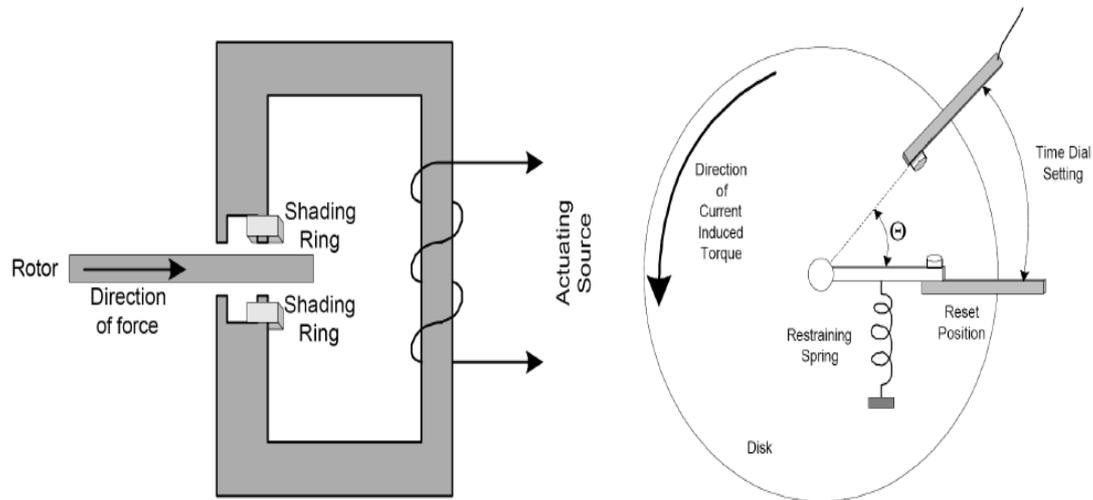


Figure II. 6 : Relais électromagnétique à induction par disque simple

Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit,
- Son coût de fabrication est élevé,
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance, A cause de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

b). Relais statiques

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs [5] :

- ◆ Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides,
- ◆ Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil,
- ◆ Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affecté par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais.

c). Relais numérique

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension [4].

L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée.

Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme l'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, le traitement et le stockage de données et l'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe).

Cette génération intègre des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance, Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

II.2. 4. Disjoncteur moyenne tension

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique et avec les conditions anormales en particulier pour éliminer un courant de court-circuit et les conséquences de la foudre.

Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à MT est obtenue en séparant le courant dans un gaz (air, SF₆, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuler à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur.

Pour les disjoncteurs MT, le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz. En effet, c'est à cet instant que la puissance qui est fournie à l'arc électrique par le réseau est minimal (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du courant est nulle).

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés en BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir.

II.2.4. 1. Types de disjoncteurs

Les types de disjoncteurs se réfèrent en principe au support dans lequel le rupteur s'ouvre et se ferme. Ce support peut être de l'huile, de l'air, du vide ou du SF6.

a) Disjoncteur à l'huile

L'huile qui servait déjà comme isolant a été utilisée dès le début du siècle comme milieu de coupure car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques. Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 30 kV (Fig. II.7).

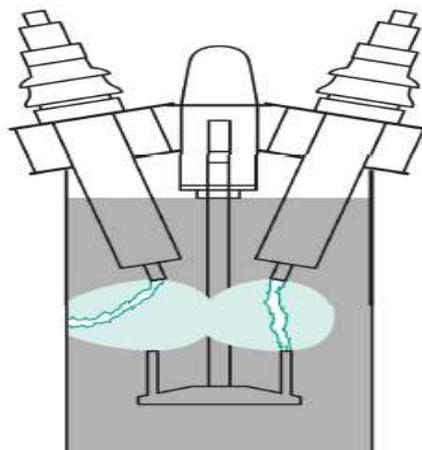


Figure II. 7 : Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile

b) Disjoncteur à gaz SF6

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès :

- La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure,
- L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz),
- La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA,
- Le nombre de chambres de coupure est réduit,
- Une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau THT,
- La durée de vie d'au moins de 25 ans,
- Faible niveau de bruit,
- Zéro maintenance (régénération du gaz SF6 après coupure),
- Distinction de l'arc dix fois mieux que l'air.

c) Disjoncteur à vide

En principe le vide est un milieu diélectrique idéal : il n'y a pas de matière donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon a une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le « vide » réel a des performances spectaculaires : à la pression de 10^{-6} bar, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une tension crête de 200 kV pour une distance inter électrodes de 12 mm (Fig. II.8).

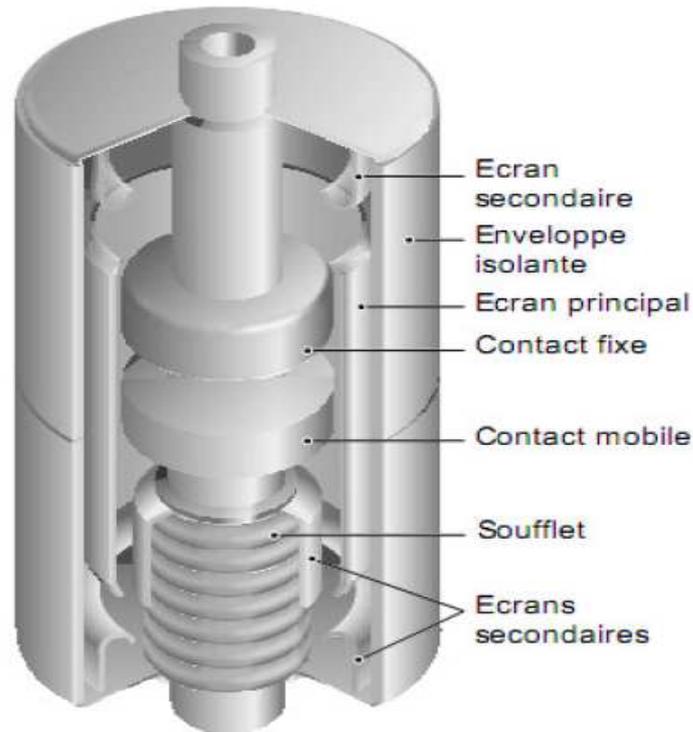


Figure II. 8 : Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide

d) Disjoncteur à air comprimé

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure.

Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut.

Ils ont eu longtemps le monopole des très hautes performances et furent pendant les années 1960 et 1970 utilisés de préférence dans les réseaux à très haute tension.

Un défaut des disjoncteurs à air comprimé est leur bruit très important à l'ouverture. De plus, ils nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ceci explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une autre génération de disjoncteurs, celle des disjoncteurs à SF₆.

À noter que la technique à air comprimé est la seule qui permette encore aujourd'hui d'atteindre les pouvoirs de coupure les plus élevés (275 kA sous 36 kV) qui sont exigés pour les disjoncteurs de générateurs.

II. 3. Qualités principales d'un système de protection

II.3. 1. Rapidité

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances sont prioritaires.

Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

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

II.3. 2. Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celle où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, sont les trois les plus importants suivants :

- Sélectivité ampérométrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

II.3. 3. Sensibilité

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

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

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

II.3. 4. Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont en pratique, largement utilisés au plan international, (Fig. II.9) montre la structure globale de la fiabilité d'une protection [4].

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
 - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné.
 - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
 - La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

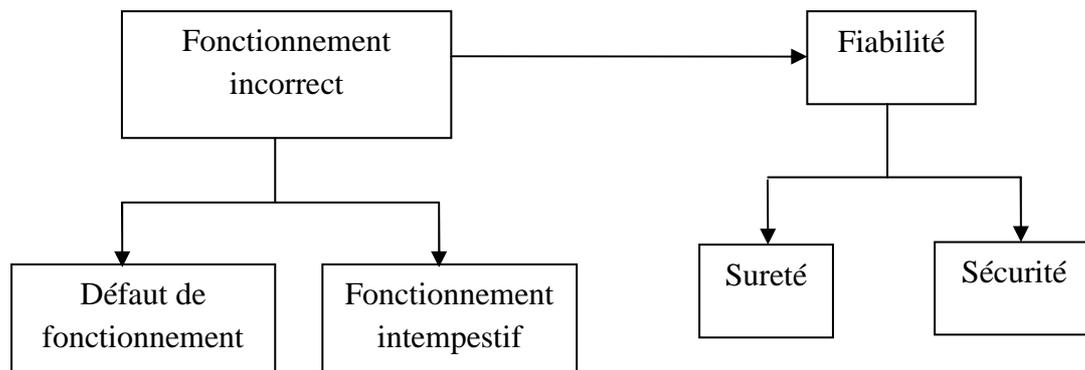


Figure II. 9 : Fiabilité d'une protection

II. 4. Protection amp r m trique

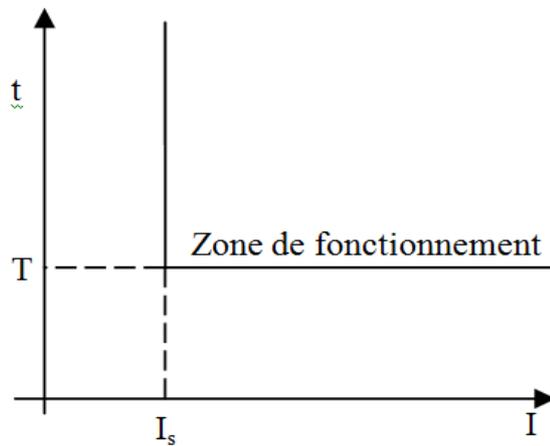
Les protections ampérométriques mesurent la valeur de courant de phase ou de terre, C'est pourquoi il existe des protections à maximum de courant phase et des protections à maximum de courant terre. Ces deux types de protections ampérométriques peuvent aussi être munis D'une fonction directionnelle.

II.4. 1. Protection à maximum de courant phase

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophas es, biphas es ou triphas es. La protection est activ e si un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement. Cette protection peut être temporis e, dans ce cas elle ne sera activ e que si le courant contrôlé dépasse le seuil de réglage pendant un temps au moins égal à la temporisation s lectionn e. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps dépendant [2].

II.4.1. 1. Protection à maximum de courant phase à temps indépendant

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil du courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur (Fig. II.10).



I_s : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant)
 T : retard de fonctionnement de la protection (temporisation)

Figure II. 10 : Protection à temps indépendant

II.4.1. 2. Protection à maximum de courant phase à temps dépendant

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible (Fig. II.11)

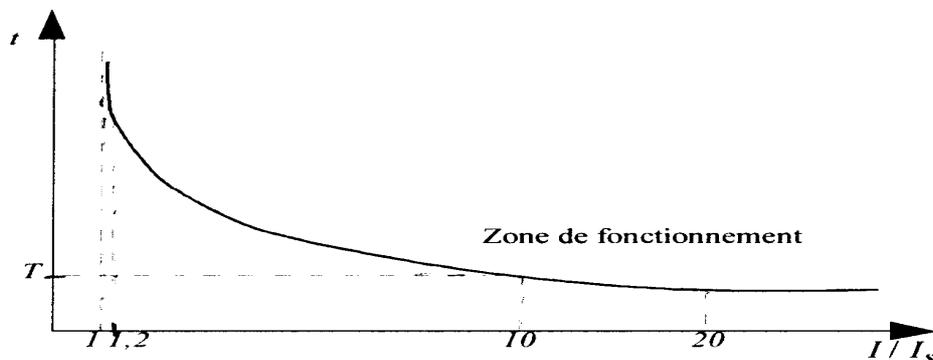


Figure II. 11 : protection à temps dépendant

II.4. 2. Protection à maximum de courant terre

Les protections ampérométriques de terre sont utilisées pour détecter les défauts à la terre. Elles sont activées lorsqu'il y a un courant résiduel qui est aculé dans la terre. En régime de fonctionnement anormal, le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ est quasi nul en fonctionnement normal, il donne une image du courant de défaut qui passe par la terre (dans les cas des réseaux sans neutre distribué).

Comme la protection de phase, le principe de protection de terre est simple si la valeur mesurée de courant dépasse le seuil pendant une durée égale à la temporisation choisie, la protection est activée. Le courant résiduel peut être mesuré par :

- Un transformateur de courant de type tore pour les trois conducteurs qui mesurent un flux magnétique $\mathfrak{F}_{rsd} = \mathfrak{F}_1 + \mathfrak{F}_2 + \mathfrak{F}_3$. Ce flux est proportionnel au I_{rsd} parce que chaque flux magnétique composant est proportionnel au courant correspondant.
- Trois transformateurs de courant, qui mesurent chaque courant de phase, connectés en parallèle afin d'obtenir la somme vectorielle

Ces protections peuvent être à temps dépendantes ou indépendantes comme les protections à maximum de courant de phase.

II. 5. 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 [11].

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, s'il existe une boucle fermée ou une ligne en parallèle, 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 (Fig. II.12), où les protections directionnelles de courant sont capables de ne déclencher que l'arrivée en défaut. En effet, 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 [11].

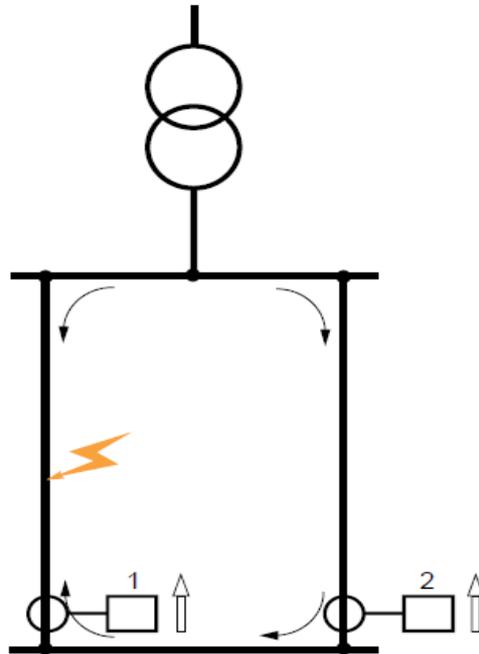


Figure II. 12 : Illustration du rôle de la protection directionnelle

Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum d'intensité, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne discrimination de la portion de réseau en défaut.

Protection directionnelle de phase

Ce type de relais directionnel est constitué par l'association d'une protection à maximum de courant avec un élément de mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation (tension de référence entre phase). Le déclenchement est soumis aux deux conditions suivantes :

- le courant est supérieur au seuil et (Fig. II.14),
- le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation recalée par l'angle caractéristique, est compris dans la zone : $+ 90^\circ ; - 90^\circ$ (Fig. II.13).

Ces protections calculent la projection du courant sur la droite caractéristique, La valeur obtenue est ensuite comparée à un seuil pour décider du déclenchement (Fig. II.13).

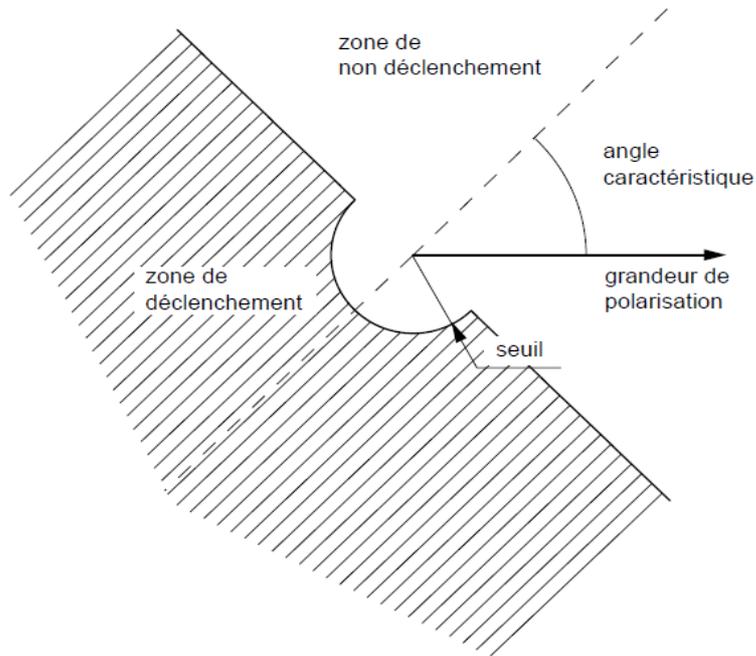


Figure II. 13 : angle caractéristique d'une protection à maximum de courant directionalisé

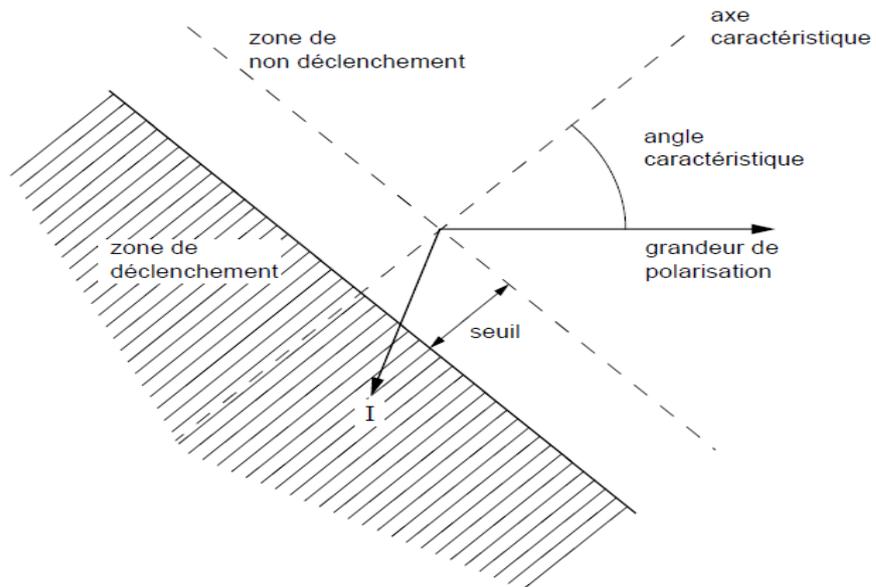


Figure II. 14 : caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection du courant

II. 6. Protection à minimum d'impédance

Ce type de protection fonctionne à partir des grandeurs mesurées qui sont le courant, la tension et le sens d'écoulement de l'énergie. A l'aide de ces informations le dispositif de protection calcule l'impédance de l'équipement contrôlé, ses seuils sont ajustables (minimum d'impédance Z - en ohm- ou d'admittance $1/Z$). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court-circuit [11].

Elle est surtout employée sur les lignes de transport d'énergie (réseaux maillés), mais aussi sur des jeux de barres et de grosses machines tournantes. Elle est également appelée «protection de zones». Elle effectue ses mesures dans une direction ou de part et d'autre de son lieu d'implantation. L'étendue de son contrôle dépend de la plage de la mesure et de la variation linéaire de l'impédance de l'équipement protégé. Plusieurs dispositifs peuvent être disposés sur un même réseau, et être indépendants les uns des autres, car leur zone de contrôle individuelle est bien délimitée. Pour cette même raison, leurs temps de réaction peuvent être fortement réduits.

Les brusques variations de charge, et les appels de courant sont «vus» également par ces protections comme des variations d'impédance (Fig. II.15). Autre chose c'est que La variation d'impédance est proportionnelle à la longueur surveillée. Cette variation longitudinale est plus rapide pour les machines tournantes ou transformateurs que pour les câbles et les lignes aériennes. Pour cette raison, une protection à minimum d'impédance peut surveiller une petite zone limitée par une machine ou un transformateur [11].

Cependant, lorsqu'un tel dispositif est prévu pour surveiller un jeu de barres, sa zone de contrôle peut s'étendre à une partie des enroulements des transformateurs qui sont raccordés à ce JB. Ce qui peut sembler être un inconvénient s'avère être un avantage : les premières spires d'un transformateurs qui sont les plus exposées (surtension, claquage,...) sont ainsi mieux protégées. Cette protection est essentiellement exploitée.

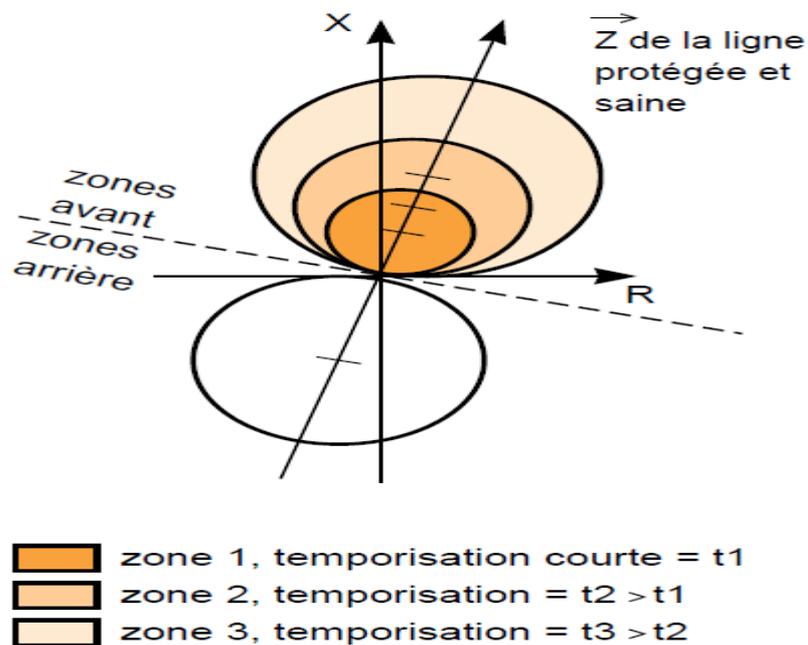


Figure II. 15 : Diagramme de fonctionnement d'une protection à minimum d'impédance

II. 7. Sélectivité

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

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique sont détaillé ci-dessous :

II.7. 1. Sélectivité ampèremétrique

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source [13].

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon, son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée) [13].

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, et est insensible aux défauts apparaissant au-delà. Cependant, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade (tout en assurant une bonne sélectivité) lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines (ce qui est le cas en moyenne tension).

Par contre, pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

Alors l'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'y a pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance). Un exemple d'application est donné (Fig. II.16) [13].

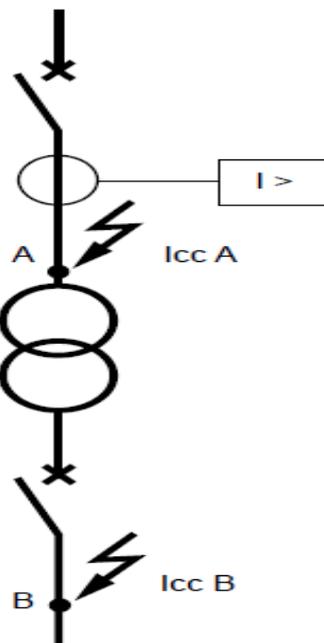


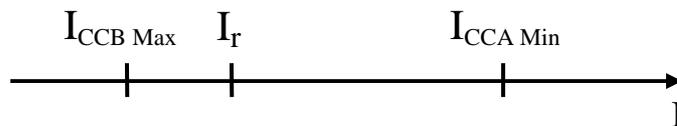
Figure II. 16 : Exemple d'application de sélectivité ampèremétrique

Dans ce cas il faut que $I_{CCA} > I_r \geq I_{CCB}$

I_r : intensité de réglage

I_{CCA} : intensité minimal de court-circuit

I_{CCB} : image au primaire du transformateur du courant de court-circuit maximum au secondaire.



II.7. 2. Sélectivité chronométrique

Il consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau, Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source [14].

Ainsi, sur le schéma ci-dessous (Fig. II.17), le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B...

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement Δt entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Il doit tenir compte :

- du temps de coupure des disjoncteurs.
- des tolérances de temporisation.
- du temps de retour au repos des protections.

Compte tenu des performances actuelles de l'appareillage et des relais, on adopte pour Δt une valeur de 0,3 s.

Ce système de sélectivité a deux avantages, La première c'est qu'il assure son propre secours, par exemple si la protection D est défaillante la protection C est activée Δt plus tard, ainsi qu'il est simple. Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation [14].

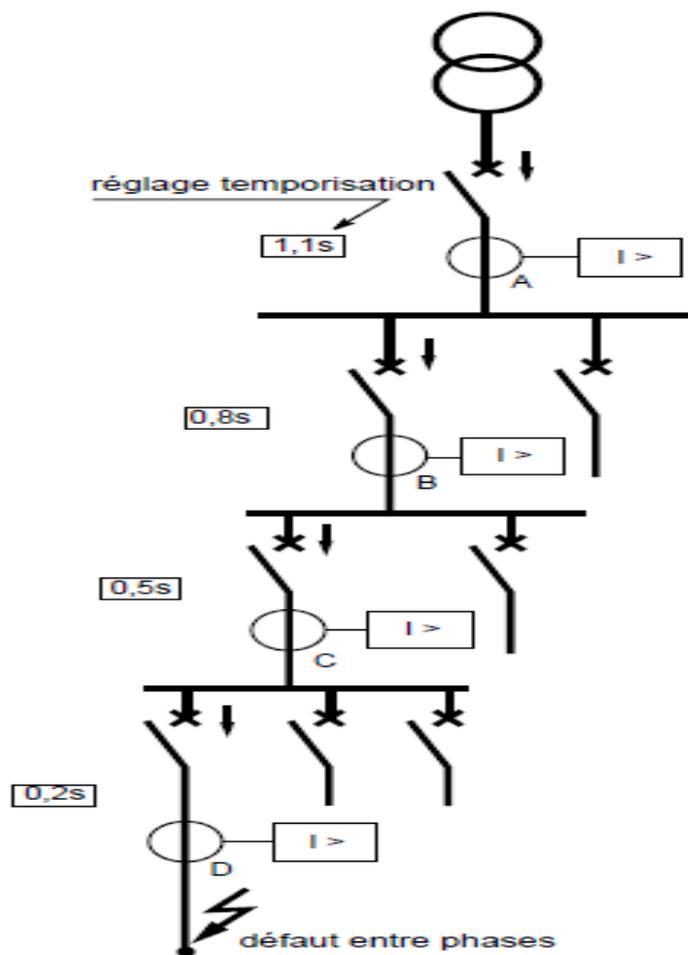


Figure II. 17 : Exemple d'application de sélectivité chronométrique

II.7. 3. Sélectivité logique

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique, Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (Fig. II.18) [14].

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

En effet, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, et celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
- Un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.

Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

L'avantage majeur de cette protection c'est que Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade. Par contre, Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire, cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres) [14].

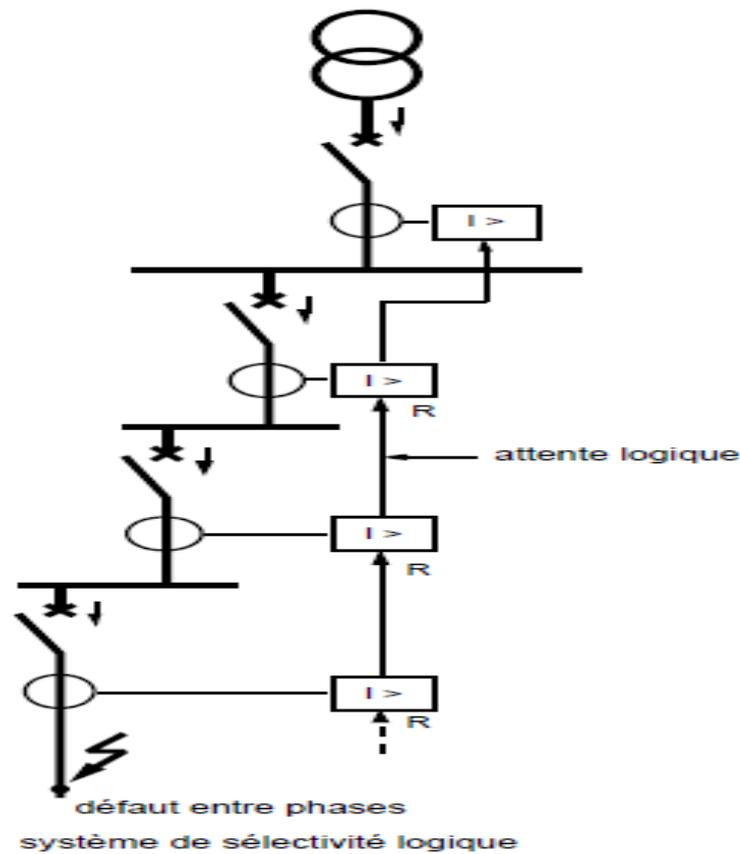


Figure II. 18 : exemple d'application de sélectivité logique

II.7. 4. Sélectivité directionnelle

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective : c'est le rôle des protections directionnelles à maximum de courant (fig. II.19) [14].

Les actions de la protection seront différentes selon le sens du courant, c'est-à-dire suivant le déphasage du courant par rapport à une référence donnée par le vecteur de tension, le relais doit donc disposer à la fois des informations de courant et de tension.

Exemple d'utilisation de protections directionnelles :

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles instantanées, H1 et H2 sont équipés de protections à maxi de courant temporisées.

En cas de défaut au point 1, seules les protections de D1 (directionnelle), H1 et H2 voient le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas (en raison de son sens de détection).

Résultat, D1 s'ouvre. La protection de H2 se désexcite, H1 s'ouvre.

$$t_{H1} = t_{H2}$$

$$t_{D1} = t_{D2}$$

$$t_H = t_D + \Delta t$$

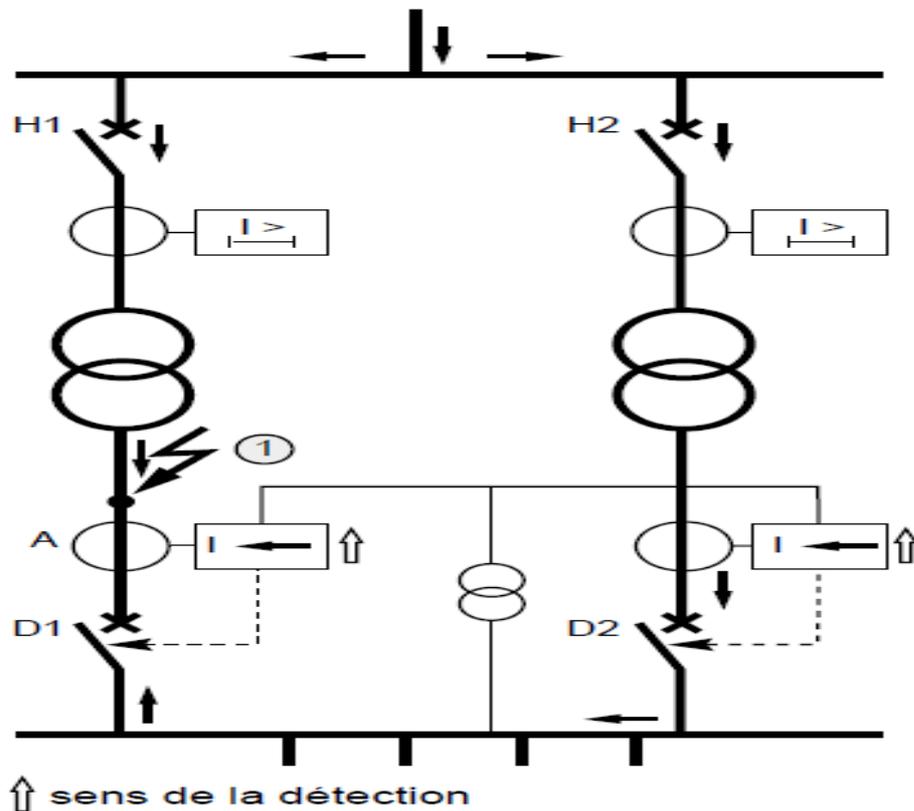


Figure II. 19 : Exemple d'utilisation de sélectivité directionnelle

II.7. 5. Sélectivité par protection différentielle

Ces protections comparent les courants aux extrémités du tronçon de réseau surveillé, toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : elle ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe, Elle est donc sélective par nature [13][14].

L'équipement protégé peut être : un moteur, un alternateur, un transformateur ou une liaison (câble ou ligne).

Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- ✓ courant magnétisant de transformateur,
- ✓ courant capacitif de ligne,
- ✓ courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

Il existe deux grands principes :

- 1- La protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance de stabilisation dans le circuit différentiel (Fig. II.20).

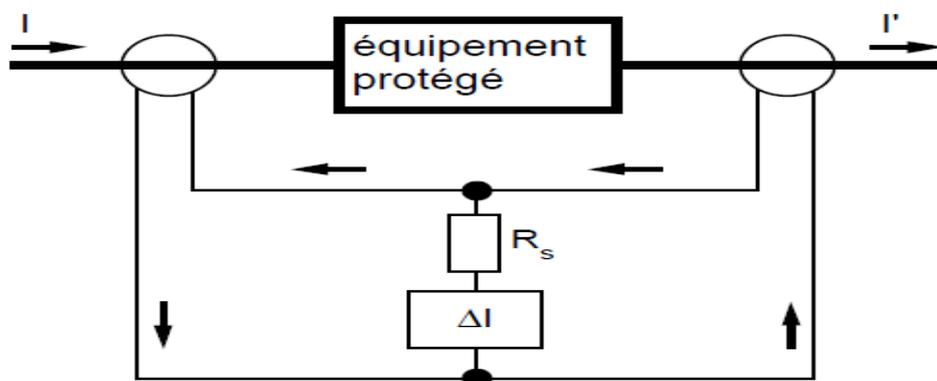


Figure II. 20 : Schéma de protection différentielle à haute impédance

- 2- La protection différentielle à pourcentage est connectée indépendamment aux circuits des courants I et I' . La différence des courants $I - I'$ est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant (Fig. II.21).

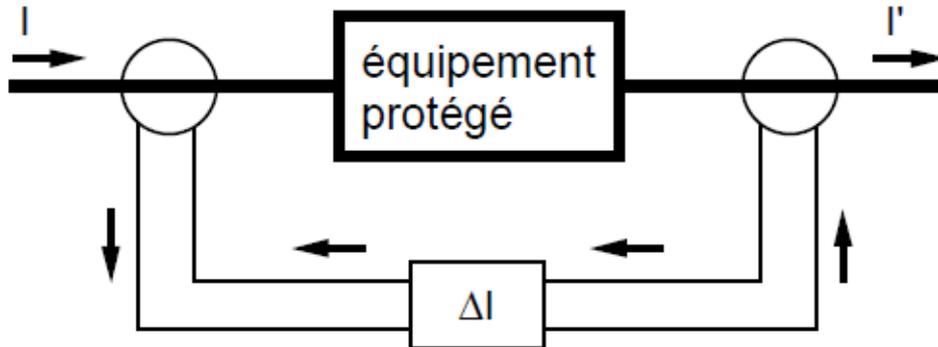


Figure II. 21 : Schéma de protection différentielle à pourcentage

Conclusion

La continuité d'exploitation et la limitation au strict minimum des conséquences des défauts de tous types sont obtenus par l'efficacité de système de protection adopté dans le réseau, basé sur le bon choix des dispositifs de protection et de leur réglage, obtenu par le plan de protection.

À la fin de ces deux chapitres précédents, Nous espérons que nous avons bien mis en place un support clair et assimilable sur le sujet de défauts des réseaux électriques et leurs propres protections, afin qu'il nous soit un bon guide pour composer des systèmes de protection sur l'environnement Matlab simulink sur le troisième chapitre.

Chapitre III :

Simulation de la protection
directionnelle

Introduction

L'environnement Simulink de Matlab constitue une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques édité par l'entreprise américaine « The Mathworks », il fournit un espace graphique et un ensemble de bibliothèque contenant des blocs de modélisation qui permettent la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communication et de traitement du signal. Dans ce chapitre, on utilise Simulink pour simuler les différents types de protection commençant par la protection à max de courant, puis la protection à max-min de phase, et enfin la protection directionnelle qui fait l'objet du présent travail.

III. 1. Simulation d'un système de protection à maximum de courant

En ce travail fait sur l'environnement Simulink/Matlab, on prend l'exemple d'un court-circuit phase-terre, qui est le court-circuit le plus survenu sur les réseaux électriques. Afin de protéger contre ce type de défaut, on est amené à implémenter un système de protection complet constitué d'un transformateur de courant, relais de surveillance et contrôle, et un disjoncteur. Ce système doit être capable de détecter le courant de court-circuit et envoyer un ordre de déclenchement au disjoncteur pour assurer la protection de la ligne.

Les caractéristiques du système choisis pour la simulation sont :

- $V_{\text{eff}}=220 \text{ V}$,
- $R_{\text{ch}}=50\Omega$,
- $Z_l=1+j0.314\Omega$,
- $I_{\text{cc eff}}=208\text{A}$, $i_{\text{cc eff}}=2.08\text{A}$
- L'instant d'apparition du court-circuit est $t_{\text{cc}}=0.04\text{s}$,
- Le rapport du transformateur de courant est $1/100$,
- Le seuil de déclenchement du relais est $i_{\text{cc eff}}*0.8=1.6\text{A}$.

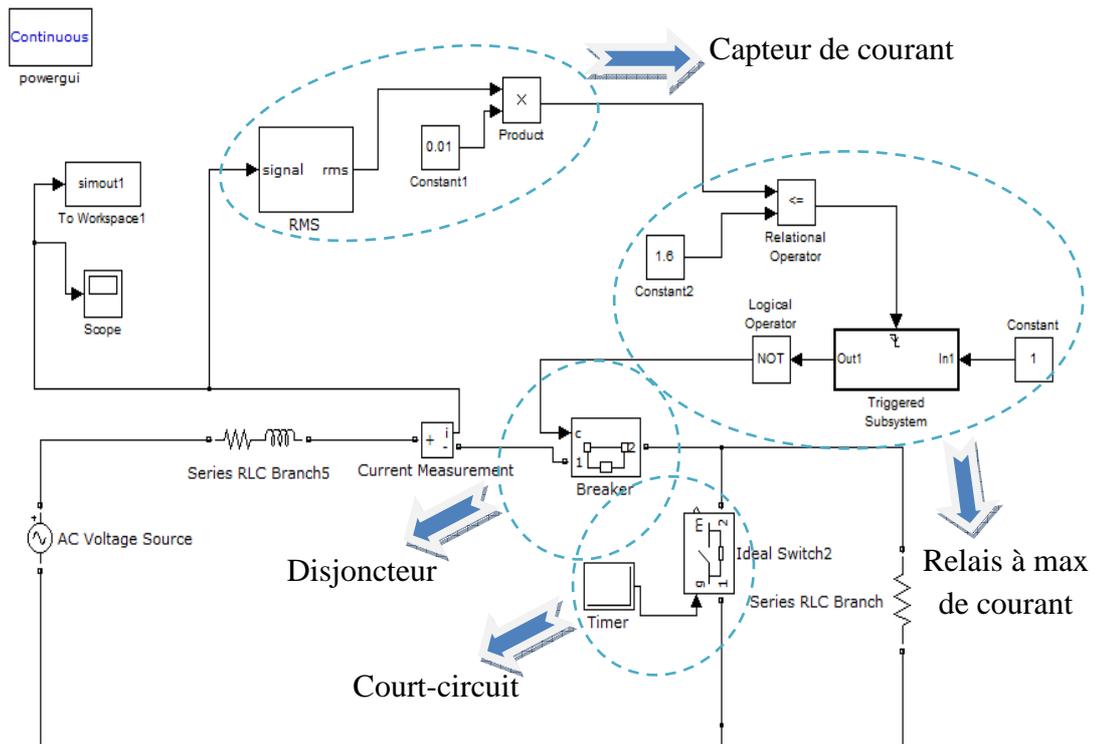


Figure III. 1 : Schéma de simulation d'un système de protection à max de courant

La figure III. 1 représente le schéma de simulation d'une protection à max de courant. Ce schéma est constitué de quatre éléments principaux :

- Capteur de courant : simuler par un élément de multiplication (Product) de la valeur efficace (RMS) du courant de la ligne par le rapport du TC 1/100.
- Relais : simuler par un élément de comparaison (Relational operator) et un trigger afin de maintenir l'ordre de déclenchement en cas d'un court-circuit i.e. déclenchement définitif. La valeur 1.6, deuxième entrée du comparateur, représente le seuil de déclenchement.
- Le troisième élément est le disjoncteur (Breaker).
- Afin de réaliser un court-circuit à l'instant $t_{cc} = 0.04s$, on a insérer un interrupteur idéal (Ideal swith) commandé par l'élément (Timer).

Les résultats de cette première simulation sont montrés dans les figures III. 2, III. 3 et III. 4. On observe bien, les trois modes de fonctionnement, mode de fonctionnement normal avant l'instant t_{cc} , le mode de court-circuit et le mode relatif au déclenchement définitif.

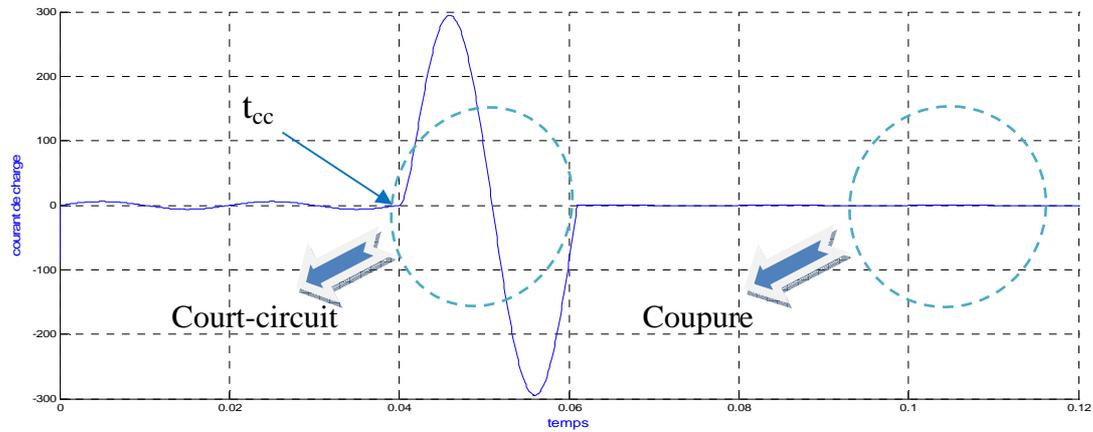


Figure III. 2 : Courant de la charge, CC à l'instant $t_{cc}=0.04s$

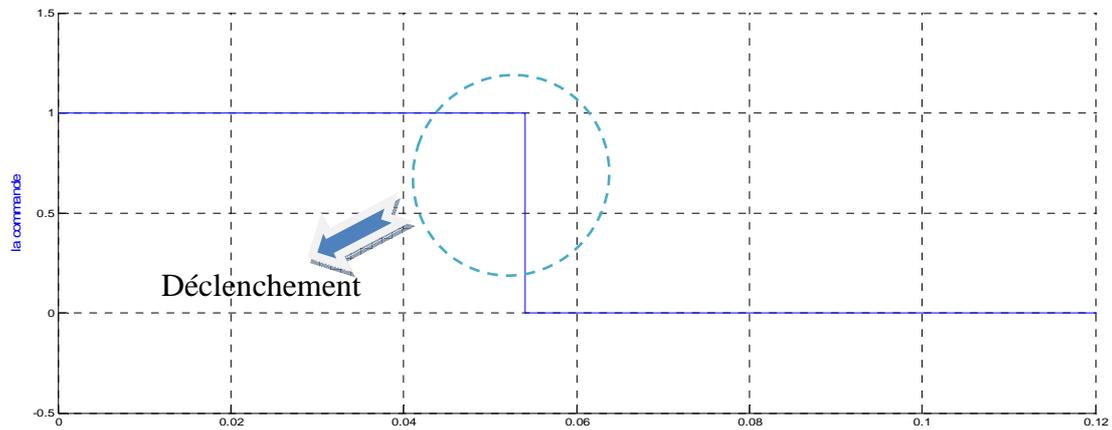


Figure III. 3 : Signal de commande du relais

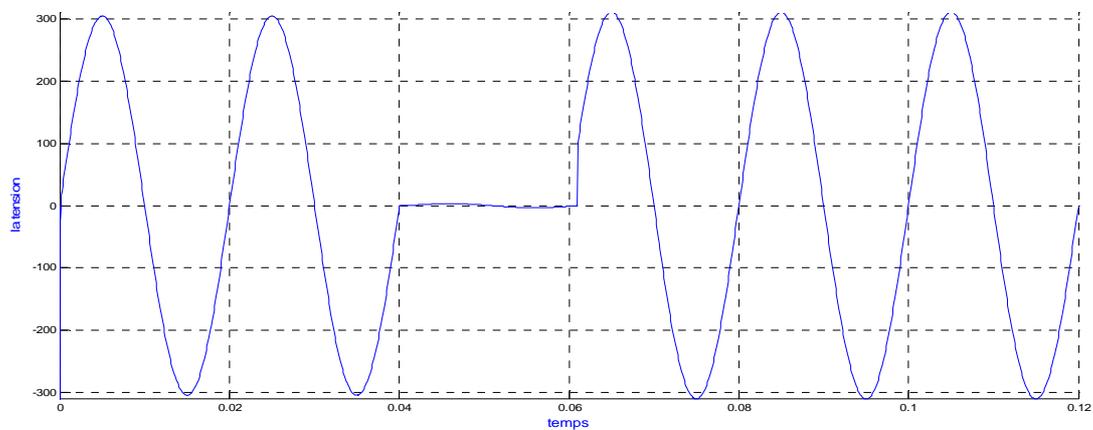


Figure III. 4 : Tension de la charge

D'après les résultats de la simulation, on remarque que notre système de protection à bien fonctionné, avec un temps de réponse très court qui ne dépasse pas une période. L'élimination du courant de CC sur la ligne était bien faite par l'ouverture du disjoncteur après recevoir l'ordre de la part du relais.

III. 2. Simulation d'un système de protection à max-min de phase

Dans cette deuxième simulation, on s'intéresse à un système de protection capable de détecter les variations de la nature de la charge, c.-à-d. la détection de la phase (ou déphasage entre courant et tension). Si la phase est retrouvée dans une fourchette définie par une phase-max et une phase-min, alors le relais dit à max-min de phase envoie un ordre de déclenchement vers le disjoncteur. En effet, cette fonction de protection représente la fonction principale d'une protection directionnelle qui fait l'objet de la suivante troisième simulation.

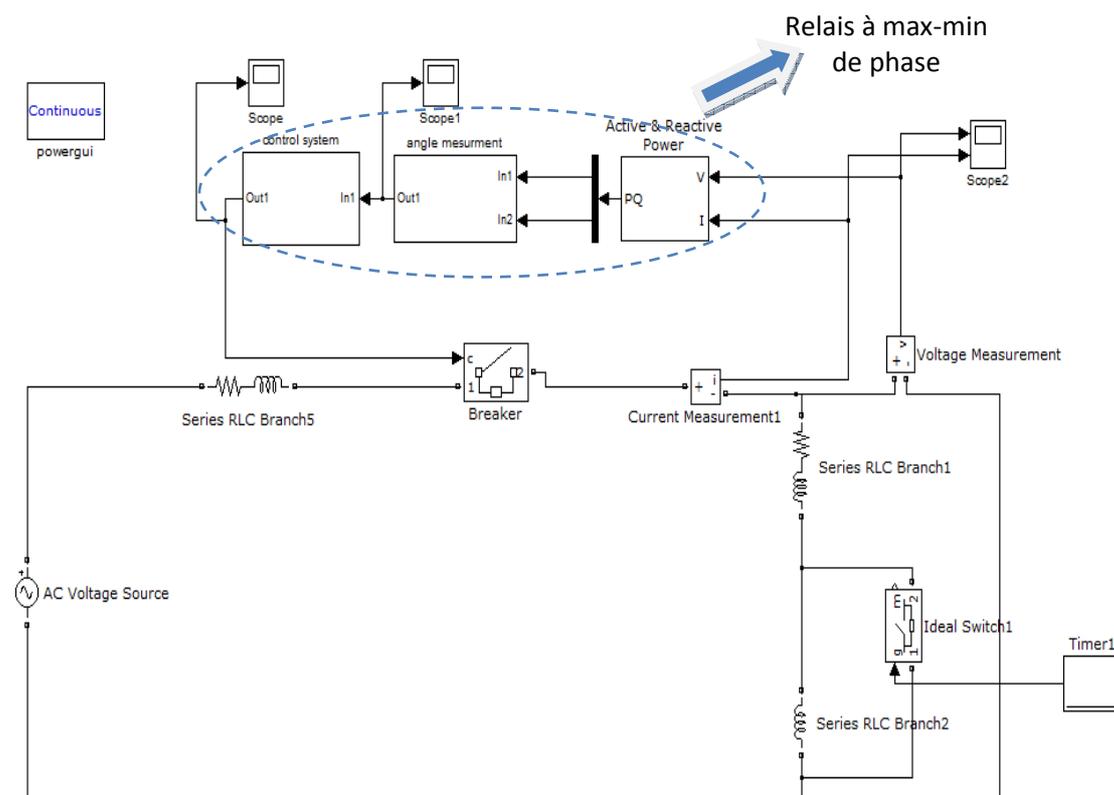


Figure III. 5 : Schéma de simulation d'un système de protection à max-min de phase

Les caractéristiques du système (Fig. III.5) sont comme suit :

- $V_{\text{eff}}=220\text{V}$,
- $Z_{ch1}=50+j*31.4\Omega$,
- $Z_{ch2}=j*31.4\Omega$,
- $Z_l=1+j*0.314\Omega$,
- Seuils de déclenchement (fourchette) $\varphi \in [-20 \ 35]$, soit la phase-max égale 35 et la phase-min égale -20.
- L'instant du défaut est 0.08s.

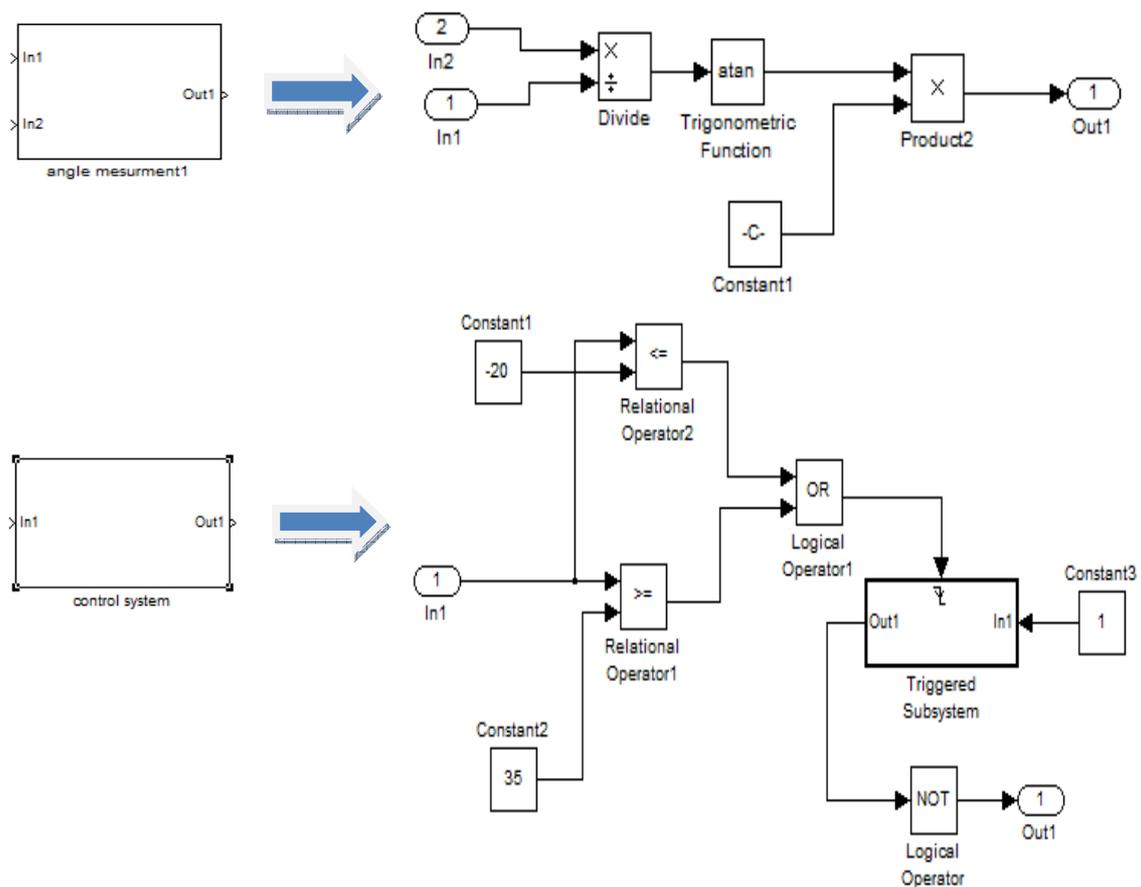


Figure III. 6: Éléments constitutifs des sous-systèmes de la protection

La figure III.6 représente les éléments constitutifs des sous-systèmes de la protection à max-min de phase. Le premier sous-système est a pour fonction la mesure de la phase, tandis que le deuxième est un relais à max-min de phase. Les figures III.7-III.10 représentent les résultats de la simulation.

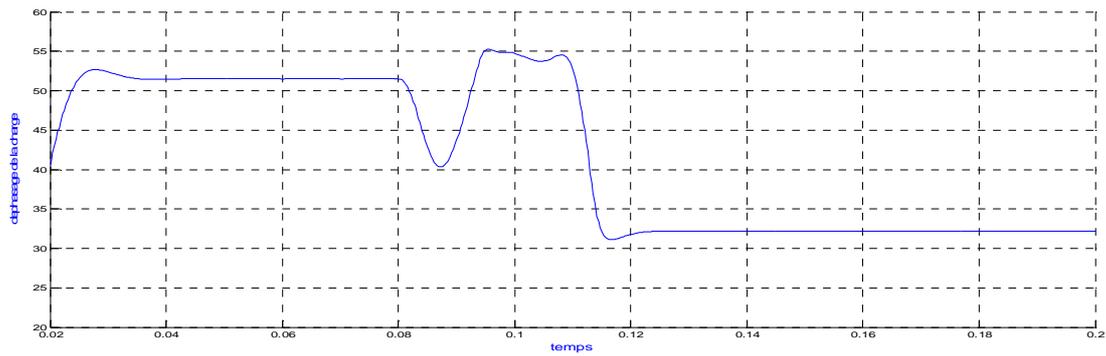


Figure III. 7: Déphasage mesuré au niveau de la protection

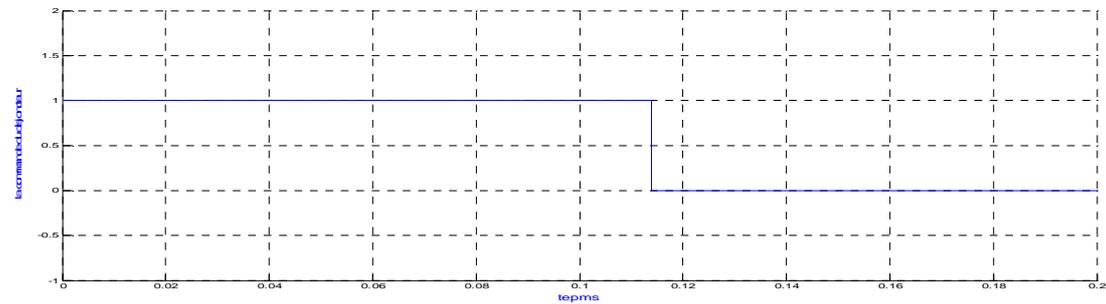


Figure III. 8 : Signal de commande élaboré par le relais

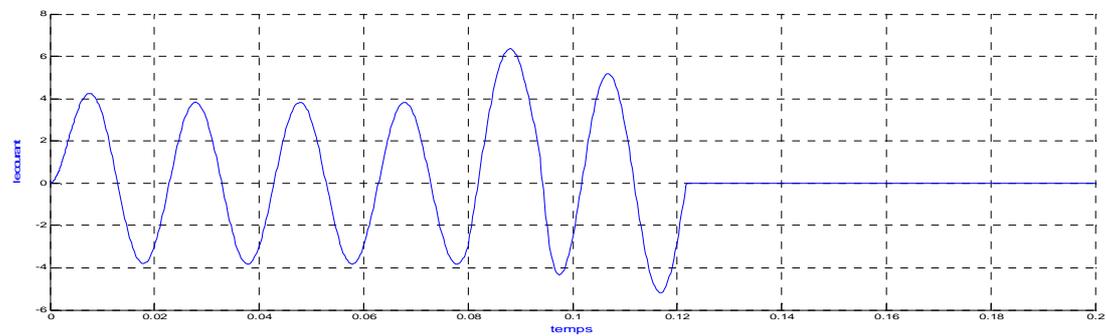


Figure III. 9: Courant de la charge

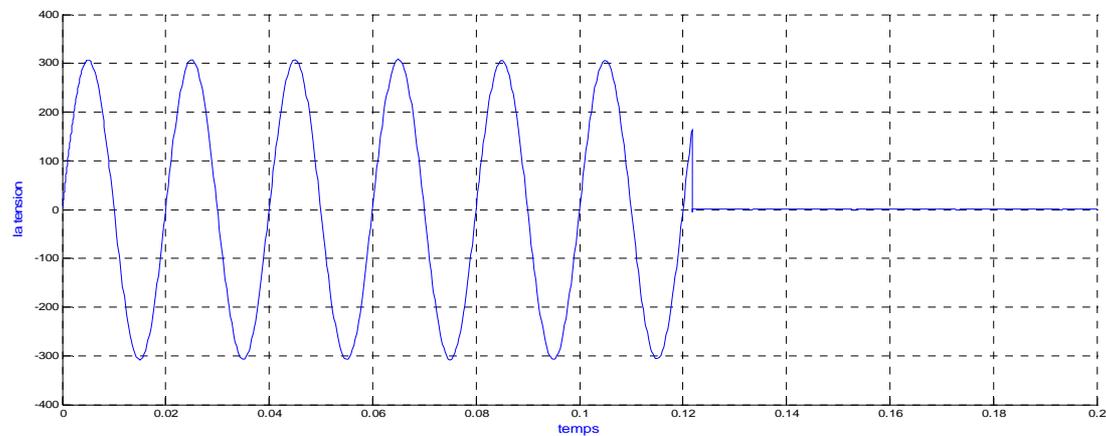


Figure III. 10: Tension de la charge

Après suppression d'une partie de la charge le déphasage a diminué de 52° vers 33° , ce qui explique l'augmentation du courant de la charge. La réponse rapide du relais est conçue par la diffusion d'un ordre de déclenchement vers le disjoncteur, car le déphasage se retrouve hors la fourchette pré réglée. Le système de protection a donc bien réagi par l'ouverture du disjoncteur après presque deux périodes (0.04s).

III. 3. Simulation d'un système de protection directionnelle

Dans cette troisième simulation, on s'intéresse à un système de protection directionnel. Après avoir simulé les deux types de protection ; la protection à max de courant et celle à min-max de phase, on peut maintenant concevoir un système de protection directionnelle à max de courant directionnel, capable de détecter le sens de l'écoulement de puissance et l'intensité du courant. Le déclenchement est réalisé si et seulement si les deux conditions suivantes sont remplies : la phase n'appartient pas à la fourchette prédéterminée et le courant dépasse un seuil pré réglé (c'est la protection à max de courant directionnelle). Cette protection est appliquée sur un réseau à deux arrivés et permet d'isoler la ligne affectée par un défaut de CC, et de garder la continuité de service sur la deuxième ligne, en effet, c'est la fonction principale d'une protection directionnelle.

Les caractéristiques utilisées pour la simulation de la protection directionnelle (Fig. II.11) sont comme suit :

- $V_{S_{eff}}=220V$,
- $Z_s=1+j*0.0314\Omega$,
- $Z_{l_1}=Z_{l_2}=2+j*0.0628\Omega$,
- $Z_{ch}=20+j*3.14\Omega$,
- L'apparition du court-circuit est à 0.06S.

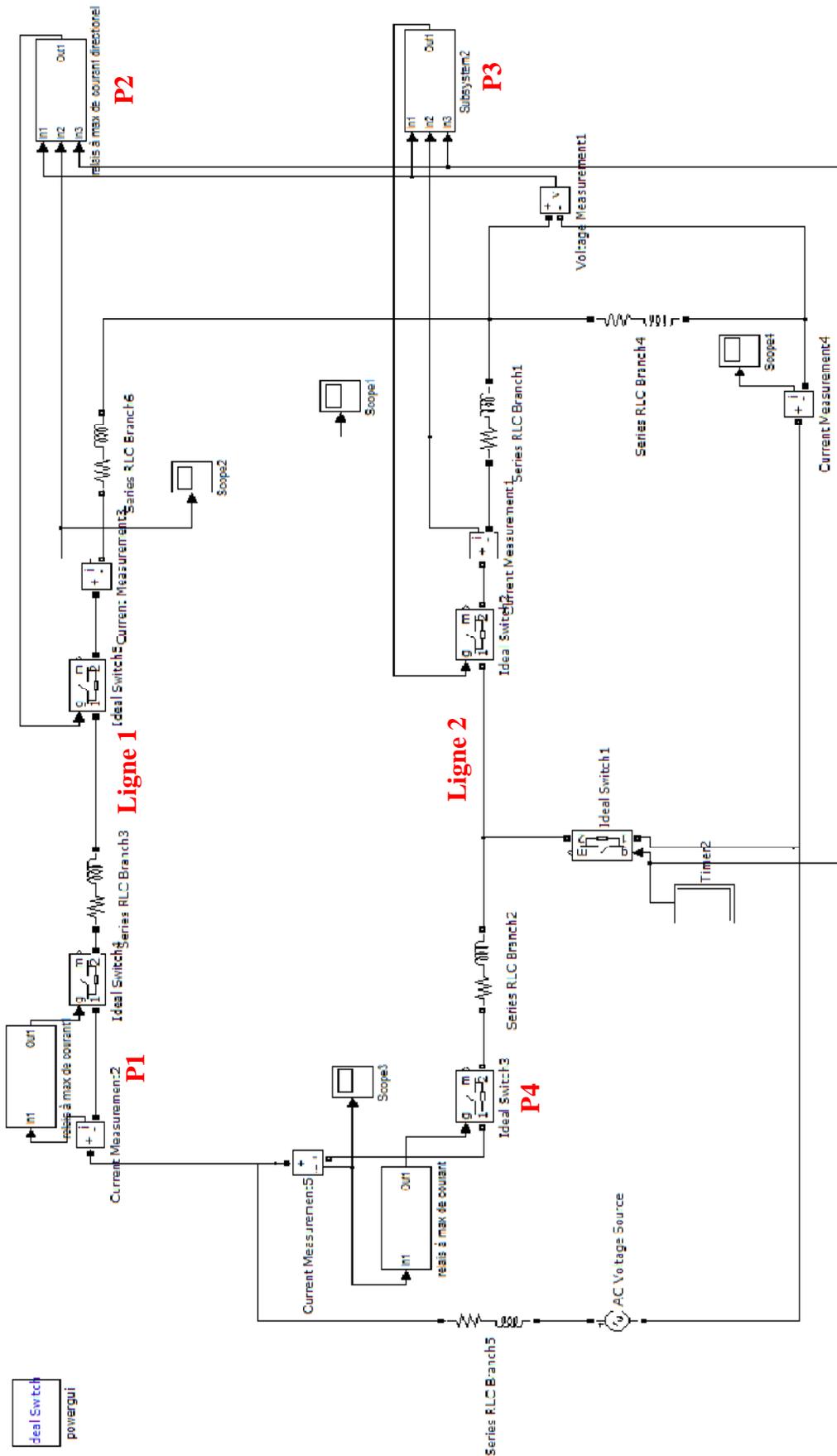


Figure III. 11: Schéma de simulation d'un système de protection directionnelle

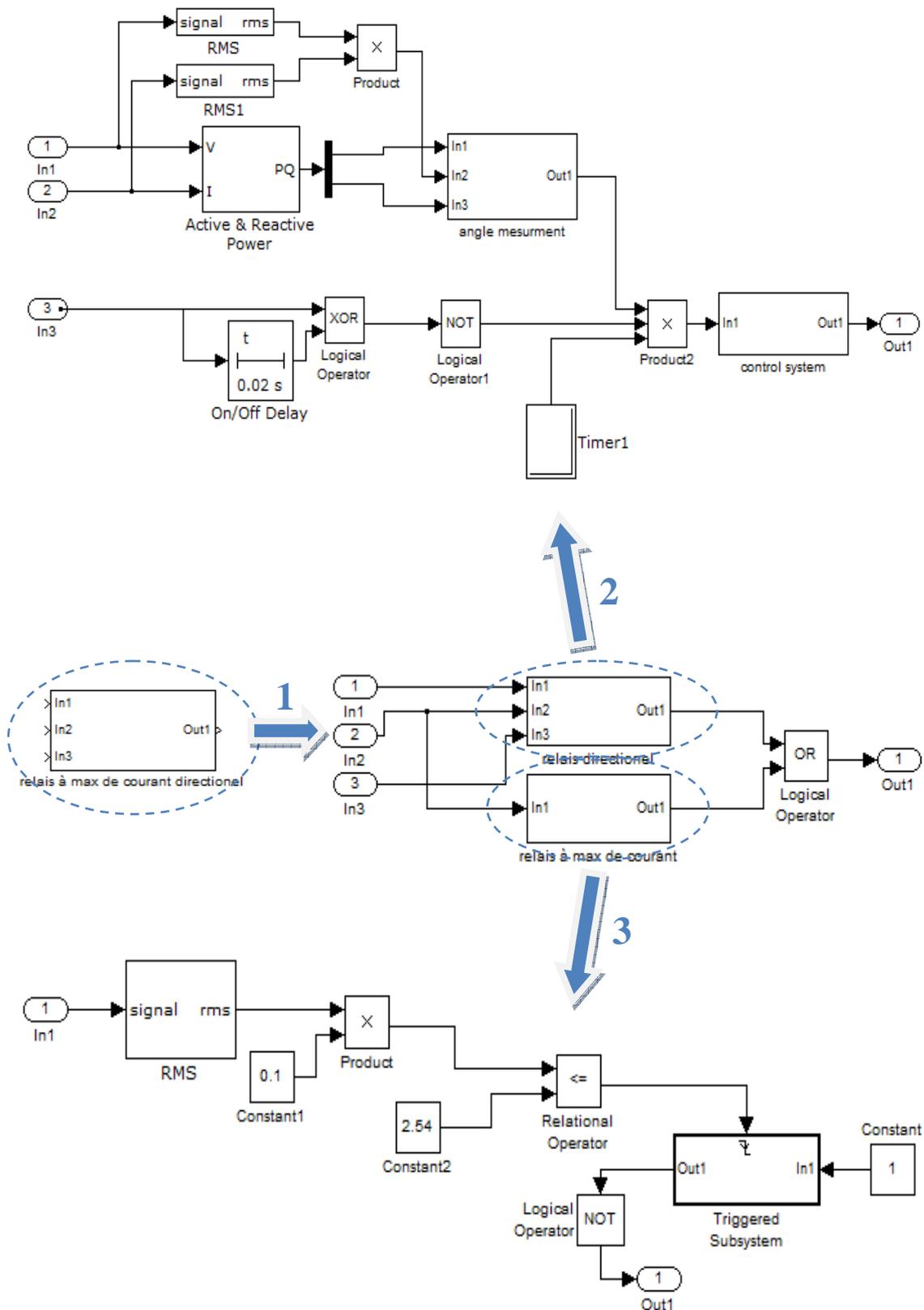


Figure III. 12: Éléments constitutifs du relais à max de courant directionnel.

La figure III.12 montre les éléments constitutifs du relais à max de courant directionnel. Presque se sont les éléments de base qui se répètent d'une protection à l'autre, tels que le comparateur, le trigger, le multiplicateur,...etc. Les figures III.13-14 illustrent le courant dans l'état normal et l'état de court-circuit dans la deuxième ligne. Les figures III.15-III.22 représentent les résultats de la simulation.

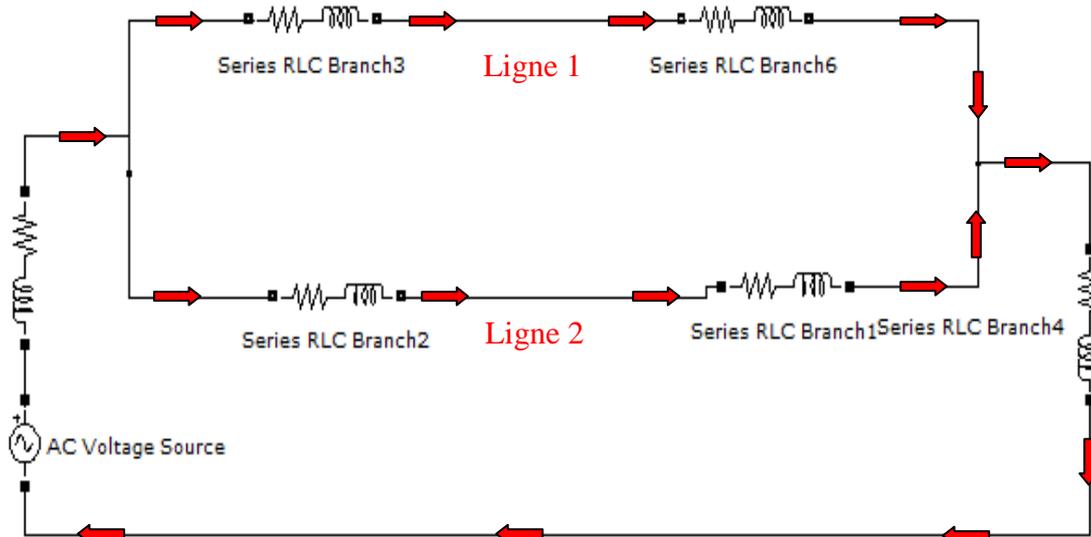


Figure III. 13 : Sens du courant en état de fonctionnement normal

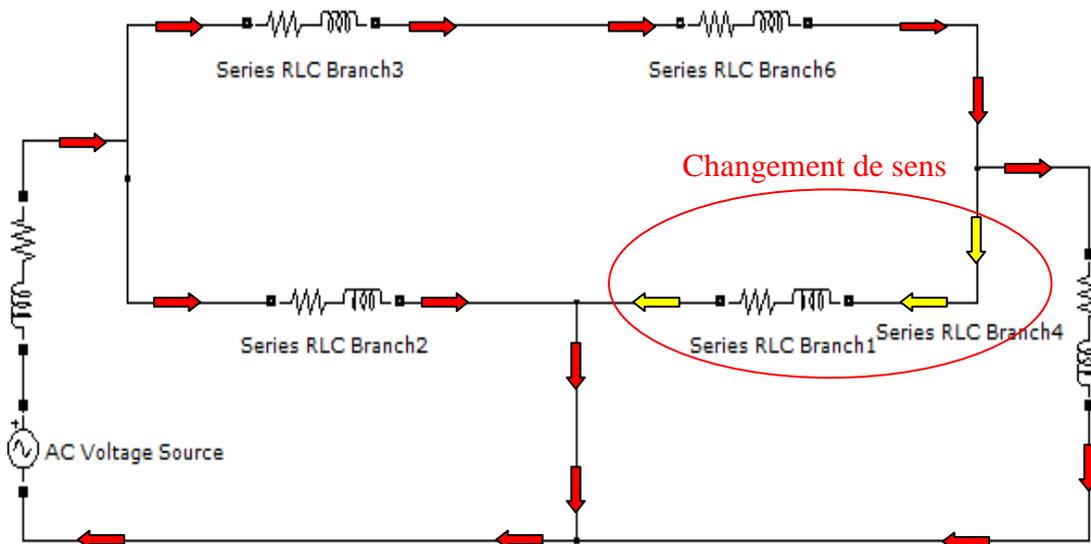


Figure III. 14 : Sens du courant en état de court-circuit dans la deuxième ligne

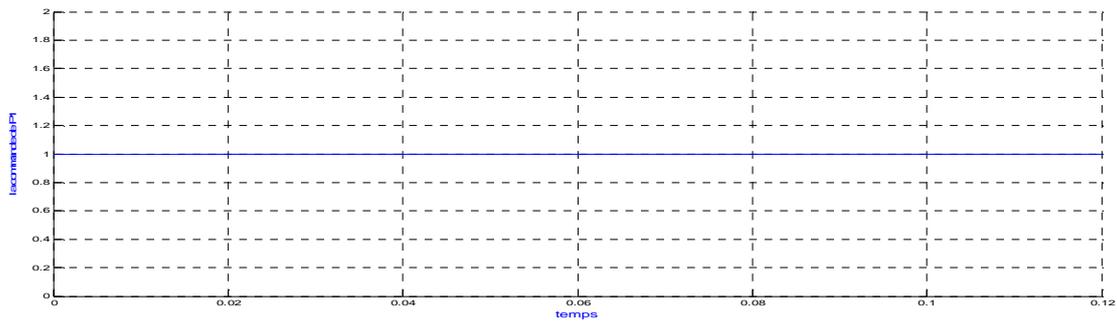


Figure III. 15: Signal de commande de la protection P1

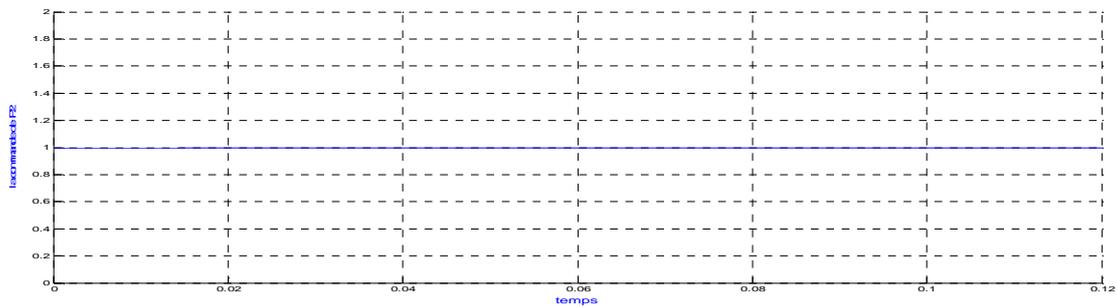


Figure III. 16 : Signal de commande de la protection P2

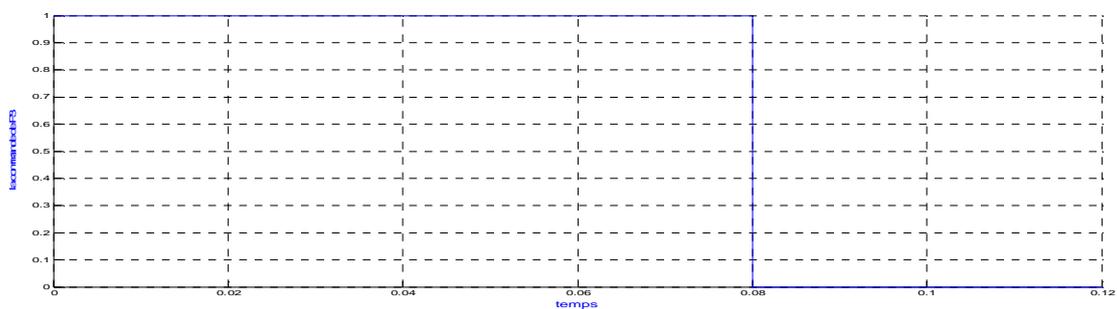


Figure III. 17 : Signal de commande de la protection P3

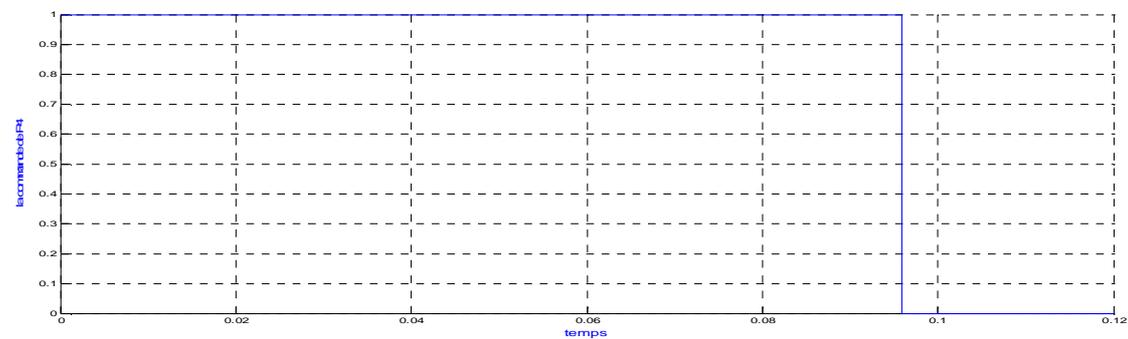


Figure III. 18: Signal de commande de la protection P4

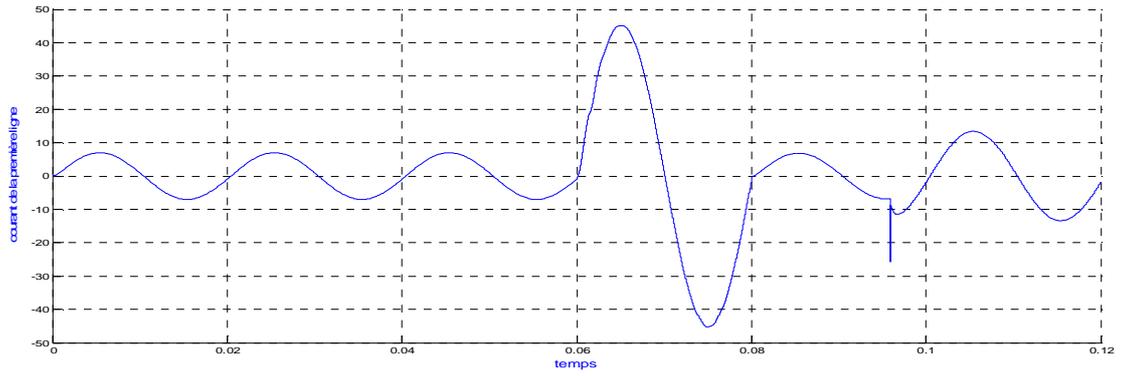


Figure III. 19: Courant de la première ligne

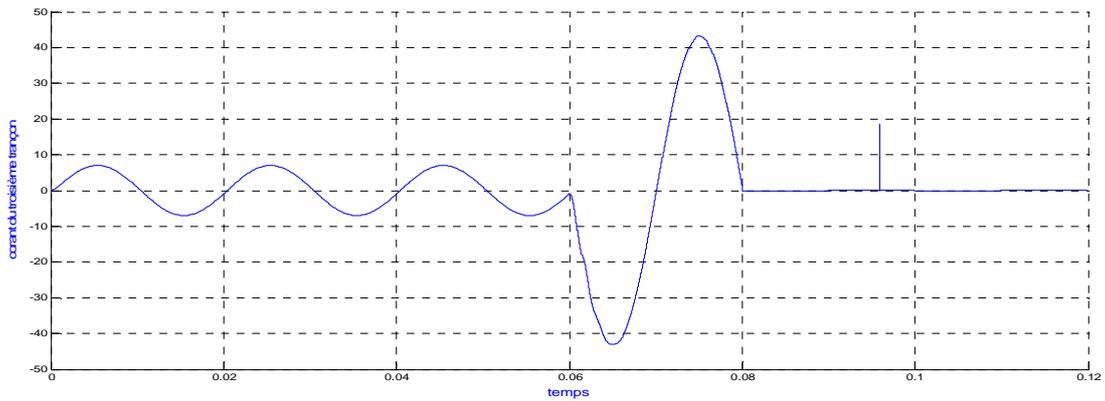


Figure III. 20: Courant du troisième tronçon

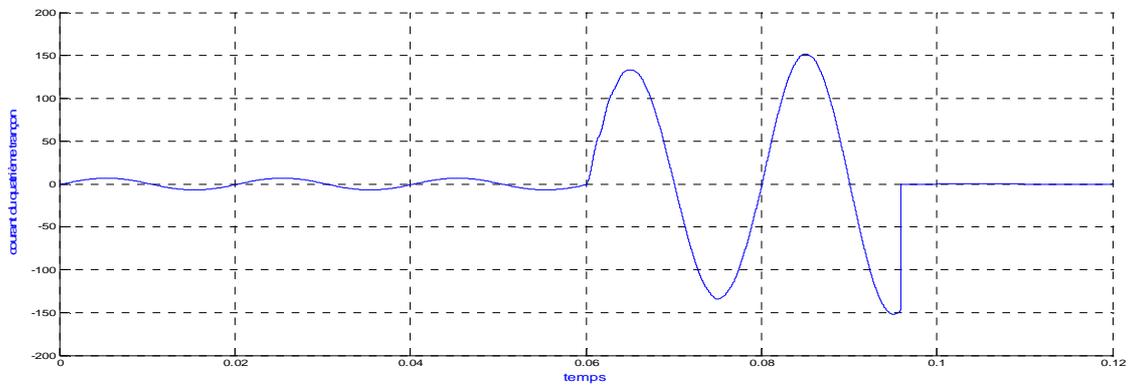


Figure III. 21 : Courant du quatrième tronçon

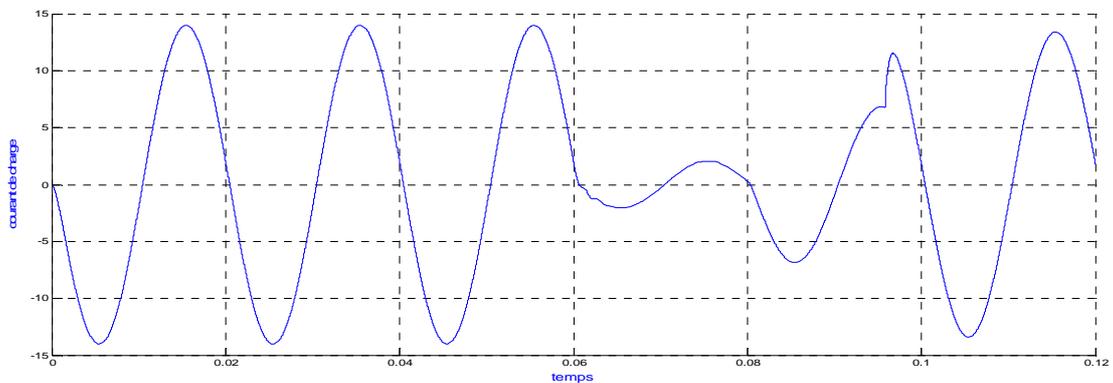


Figure III. 22 : Courant de la charge

Après l'apparition du court-circuit au niveau de la deuxième ligne, on remarque :

- La protection P1 n'a pas réagi, car le courant du court-circuit n'atteignait pas le seuil de déclenchement,
- La deuxième protection P2 n'a pas fonctionné, car le sens du courant de court-circuit n'est pas dans la même direction que celle de la direction pré réglée du relais.
- La troisième protection P3 a fonctionné après presque une période du court-circuit (0.02s), car le courant du court-circuit a atteint le seuil de déclenchement, et la direction est la même que celle de la protection.
- La quatrième protection P4 a fonctionné après l'élimination du courant du court-circuit sur le troisième tronçon, car après l'ouverture du troisième disjoncteur le courant du court-circuit augmente sur le quatrième tronçon, et dépasse le seuil du déclenchement de la quatrième protection, ce qui explique l'élimination du courant sur cette partie.

Alors la protection proposée et simulée a bien fonctionné, et en plus elle sélective, car elle a isolé seulement la ligne affectée. La continuité de service est assurée sur la première ligne, et le courant de la charge reprend sa valeur après presque deux périodes de perturbation.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons proposé les schémas des protections à max de courant et à max-min de phase, ainsi que la protection directionnelle. Les résultats de la simulation par Simulink/Matlab montrent le bon fonctionnement des schémas préposés, et cela nous a encouragé d'entamer la partie réalisation expérimentale qui fait l'objet du chapitre suivant.

Chapitre IV :

Réalisation pratique de la
protection directionnelle

Introduction

Ce chapitre est consacré à la réalisation pratique de la protection directionnelle, commençant par la mise en évidence du logiciel LabVIEW, et son utilisation. Ainsi que l'explication du montage mis en œuvre, ses photos, ses éléments constitutifs, et enfin ses résultats avec discussions.

IV. 1. Logiciel LabVIEW [15]

LabVIEW (*Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench*) est un logiciel de programmation développé par National Instrument. Ce qui différencie LabVIEW des méthodes classiques. Contrairement aux langages de programmation textuels où les instructions sont exécutées séquentiellement, l'exécution d'un programme LabVIEW s'effectue par flux de données. LabVIEW est particulièrement bien adapté pour la mesure, l'acquisition de données, l'instrumentation et les bancs d'essais. Il comporte, à l'instar des autres systèmes de programmation classique, des bibliothèques de fonctions permettant d'effectuer toute tâche de programmation et contient même des fonctions spécialement conçues pour l'acquisition et le contrôle de données.

Un programme LabVIEW est appelé un VI ou *Virtual Instrument*. Ces instruments virtuels s'apparentent à des instruments physiques et possèdent une interface utilisateur sur laquelle on vient ajouter les objets de commandes (boutons, commandes numériques..) et de visualisations (Leds, graphiques..) qui constituent les mécanismes d'entrées et sorties.

Un programme LabVIEW se décompose en deux parties :

- La face avant qui constitue l'interface utilisateur.
- La fenêtre diagramme qui contient le diagramme du VI et qui constitue le code source graphique. C'est dans cette fenêtre que l'on vient programmer le VI en reliant différents objets de la face avant, en les reliant à des fonctions spécifiques ou bien encore en implantant ces objets dans des boucles/structures.

IV.1. 1. Historique de LabVIEW

Il a été créé en 1986, initialement pour Apple Macintosh, qui était à l'époque l'un des seuls ordinateurs proposant une interface graphique native. L'histoire de LabVIEW explique un vocabulaire spécifique, et explique encore certaines actions. A l'origine, LabVIEW s'exécute sur des écrans noir et blancs, puis sur des écrans 16 couleurs, 256, etc. LabVIEW est un environnement développé et vendu par la société National Instruments (NI). Le premier métier de NI est de fabriquer du matériel d'acquisition (notamment sur le protocole GPIB au début des années 80) rapidement destiné au marché des micro-ordinateurs (IBM PC, Apple Macintosh). Ainsi, la première version de LabVIEW s'attache à offrir un environnement de développement dont le rôle est de permettre simplement à l'utilisateur de créer des instruments virtuels (virtual instrument, ou vi) utilisant le matériel d'acquisition NI pour reproduire sur un micro-ordinateur le comportement d'un instrument.

IV.1. 2. Création d'un VI

Que l'on souhaite créer un programme ou un sous-programme, on crée un VI. Pour LabVIEW tout VI est considéré comme un instrument virtuel. Par conséquent il a un comportement donné sur le diagramme (fenêtre blanche) et une interface utilisateur nommée face-avant (fenêtre grise). De plus, un VI sera symbolisé par son icône (figure IV.1).

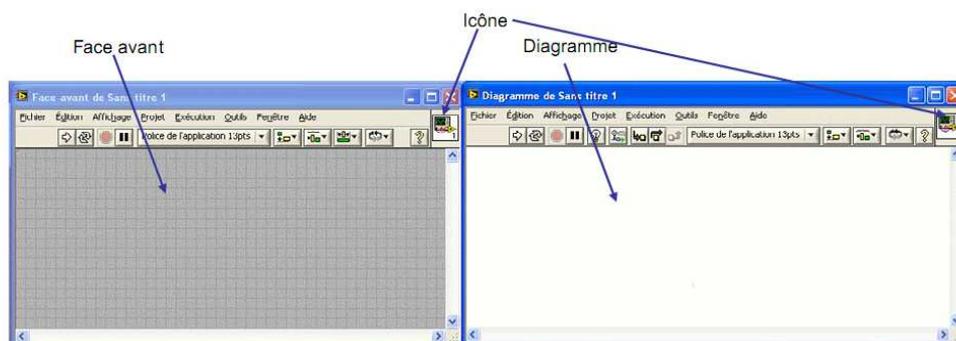


Figure IV. 1: Un VI de LabVIEW

Sur la face-avant, nous serons donc amenés à placer des éléments graphiques (entrées du programme,,.etc.), alors que sur le diagramme nous placerons la logique du programme, en général logique qui relie les entrées aux sorties.

IV.1. 3. Les palettes

En LabView, toute la programmation se passe de façon graphique, il n'y a pas de syntaxe à connaître (pas de Begin, end, for, etc.). Quand on débute, on commence souvent par créer la face-avant, puis on passe au diagramme pour représenter la logique du programme.

IV.1. 4. Palette de commandes

Commençons donc comme tout débutant par créer l'interface graphique : supposons que le programme prenne 2 numériques en entrée, et calcul un résultat sous forme d'un numérique. Il nous faudra donc créer 2 entrées numériques, et 1 sortie numérique (affichage). Dans LabView, les entrées s'appellent des commandes et les sorties des indicateurs (par analogie avec un instrument). Les commandes, indicateurs et décoration sont disponibles à partir de la palette de commande de LabView Il y a plusieurs façons d'afficher la palette de commandes (figure IV.2) :

- Faire un click droit sur la face-avant (attention, un click droit sur le diagramme affiche la palette de fonctions dont nous discuterons après). Remarquer la punaise en haut à gauche de la palette qui apparaît sous la forme d'un menu : en cliquant sur celle-ci, la palette reste affichée sous forme d'une fenêtre.
- Dans le menu déroulant de la face-avant, cliquer sur « Affichage », puis sélectionner « Palettes des commandes ». Cela a pour effet d'afficher la palette sous forme d'une fenêtre (équivalent à utiliser la punaise). Remarquer que même si elle est affichée, la palette de commandes devient invisible lorsque la fenêtre de la face-avant n'est pas active.

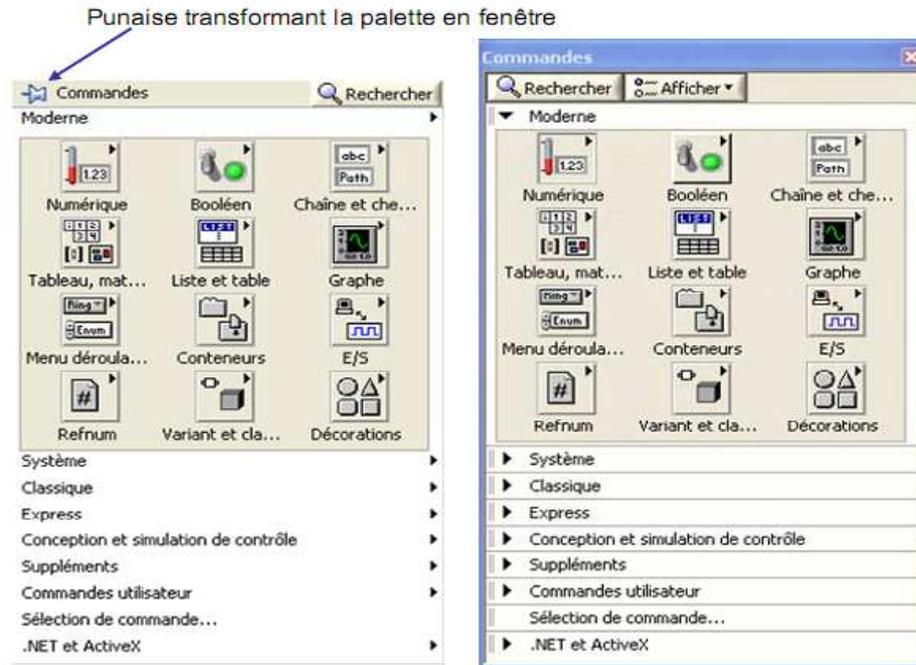


Figure IV. 2 : Palette de commandes.

Plusieurs palettes existent : « Moderne », « Système », « Classique », « Express », « Commandes utilisateur », « .NET et ActiveX », les autres palettes dépendant des modules supplémentaires installés. La plupart du temps nous utiliserons la palette « Moderne », cette palette organise les éléments par catégorie :

- « Numérique » : offre des commandes et indicateurs permettant de saisir ou afficher un numérique. Noter que par défaut, ce numérique est en général un nombre réel (par opposition à un nombre entier). Nous parlerons plus tard de la notion de type.
- « Booléen » : commandes et indicateurs booléens (l'algèbre de Boole, dite algèbre booléenne est l'algèbre de la logique, dans laquelle les variables peuvent prendre la valeur vrai ou la valeur faux). Les booléens correspondent aux boutons à 2 états et aux indicateurs à 2 états (LED, etc.).
- « Chaîne et chemin » : commandes et indicateurs permettant de saisir ou d'afficher des chaînes de caractères (par chaîne de caractères, on entend des

mots ou phrases, i.e. suite de caractères). De même, on trouve ici ce qui permet de saisir ou afficher un nom de fichier ou de répertoire (chemin).

Avant de rentrer dans la façon d'élaborer le programme (diagramme), il est bon de comprendre la façon dont on donne certaines fonctionnalités à la souris. En effet, tout ou presque étant fait à la souris, il faut comprendre que l'utilisation seule de la souris pourra avoir pour effet de redimensionner, déplacer, actionner (tourner un bouton, cliquer sur un menu, etc.), colorier, sélectionner du texte, etc. Les principales fonctions de la souris sont les suivantes :

 La « main » (plus formellement la fonctionnalité souris « Actionner les commandes ») permet d'actionner les commandes comme pendant l'exécution du vi. Il est ainsi possible de tourner un bouton, bouger une aiguille, Cliquer sur une barre de défilement, etc.

 La « flèche » (plus formellement la fonctionnalité souris

« Positionner/Dimensionner/Sélectionner ») permet de déplacer  un élément, le redimensionner  (lorsque l'on passe la souris sur une poignée qui est représentée par un point bleu). Au repos (quand aucune action n'est possible à l'emplacement courant de la souris, typiquement par ce qu'aucun objet n'est à l'emplacement courant de la souris, le curseur de la souris est+

 L'édition de texte permet de modifier le texte (typiquement le nom des éléments affichés, les valeurs numériques des échelles, etc.) ou bien d'écrire librement du texte.

Noter qu'un texte écrit librement correspond, sur la face avant, à de la décoration (ce n'est pas un élément actif), et sur le diagramme à du commentaire (attention à ne pas le confondre avec une chaîne de caractères). Là encore, l'allure du

curseur permet de savoir ce qui sera fait : si l'on clique avec le curseur , on créera un nouveau texte libre. Si le curseur est au dessus d'un texte, il prendra la

forme  montrant ainsi qu'un click permettra d'éditer le texte situé sous le curseur.



La bobine (plus formellement « Connecter les terminaux ») permet de créer un câble entre deux terminaux (éléments « connectables »). Notons pour le moment que cette fonctionnalité n'est pas utilisée sur la face avant, mais que c'est une fonctionnalité primordiale au niveau du diagramme. On peut faire en sorte que le changement de fonctionnalité de la souris s'opère automatiquement (c'est le cas si lorsque le pointeur n'est pas au dessus d'un objet, son apparence est+) Pour cela, ou pour changer de fonctionnalité, on utilise la palette d'outils.

« Affichage » → « Palette d'outils ». L'utilisation de la sélection automatique est conseillée : dans ce cas, en fonction du placement de la souris, LabView choisit automatiquement la fonctionnalité (l'« outil ») adéquat. Déplacez votre souris lentement au-dessus des objets, et voyez comme son aspect change en fonction de l'outil choisi par LabView. La seule subtilité concerne la saisie de texte : dans ce cas, double-cliquer sur un texte existant permet de l'éditer et double-cliquer n'importe où dans la fenêtre permet de créer un texte libre.

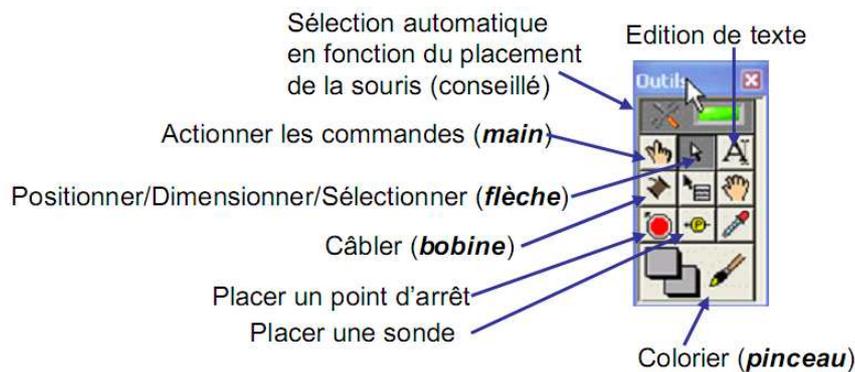


Figure IV. 3 : La palette d'outils permet de choisir la fonctionnalité de la souris.

La fonctionnalité pinceau permet de colorier les différents éléments de la face-avant et du diagramme. Son utilisation manque, contrairement au reste, d'intuitivité. Pour l'utiliser, sélectionner l'outil pinceau dans la palette d'outils, puis faire un click droit sur l'objet ou la partie de l'objet à colorier. Chaque partie d'objet peut avoir une seule couleur, ou 2 (une couleur d'avant plan et une couleur d'arrière-plan). Si l'objet possède 2 couleurs, l'appui sur la barre espace permet de contrôler la partie qu'on colorie (avant-plan, arrière-plan, les 2 simultanément).

IV. 2. Partie pratique

Cette deuxième partie du présent chapitre est consacrée à la réalisation pratique de la protection directionnelle. Le système de protection a été réalisé au sein du laboratoire LGEB. Pour ce faire, nous avons choisi un réseau monophasé à deux lignes avec une tension réduite. Les figures IV.4 et IV.5 montrent respectivement, le schéma et la photo du système de protection réalisé, dont ses principaux éléments sont :

- La source (figure IV.6) : est un générateur de tension variable, qui permet de travailler avec une tension réduite, choisie 46V.
- La charge (figure IV.7) : est une résistance variable (rhéostat) fixée à 150 Ω en série avec inductance de 3mH.
- Le capteur de courant (figure IV.8) : est un transformateur de courant de rapport 1/20, avec secondaire reliée à une résistance de 10 Ω .
- Le capteur de tension (figure IV.9) : est un transformateur de tension ordinaire de rapport 24/220.
- L'élément de coupure (figure IV.10) : est un contacteur de puissance KM, reliée à un bouton poussoir (BP) pour le reencenchement.
- Unité de traitement : un PC ordinaire doté d'une carte d'acquisition NI (figure IV.11), et équipé du logiciel LabVIEW.

Si la phase mesurée par le système de protection est incluse dans la fourchette prédéterminée par l'utilisateur, on se retrouve donc dans l'état de fonctionnement normal du réseau i.e. aucun signal de déclenchement est envoyé vers le contacteur (élément de coupure). Dans le cas d'un court circuit dans la ligne 2, le TC détecte le changement de direction du courant dans cette même ligne, par conséquent la phase se retrouve hors la fourchette et un signal de déclenchement est envoyé vers le contacteur. La continuité de service est assurée dans ce cas par la ligne 1. Les tests expérimentaux réalisés au laboratoire, sans et avec défaut réduit, montrent bien l'efficacité de la protection directionnelle réalisée.

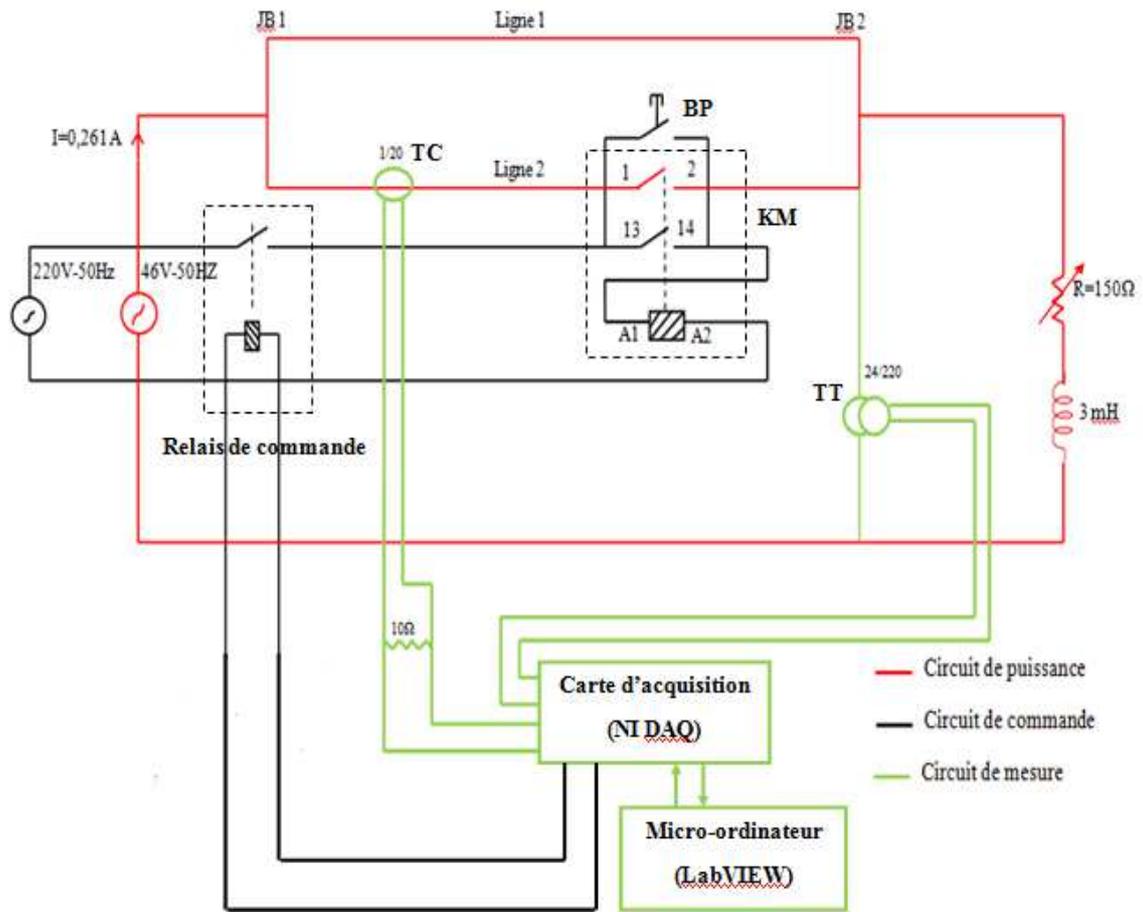


Figure IV. 4 : Schéma du montage réalisé



Figure IV. 5 : Photo du montage réalisé



Figure IV. 6 : Générateur de tension variable

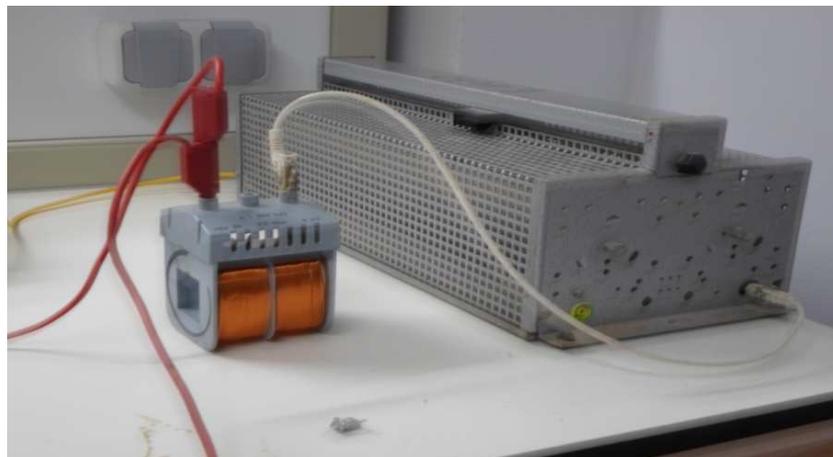


Figure IV. 7 : Charge RL



Figure IV. 8 : Transformateur de courant

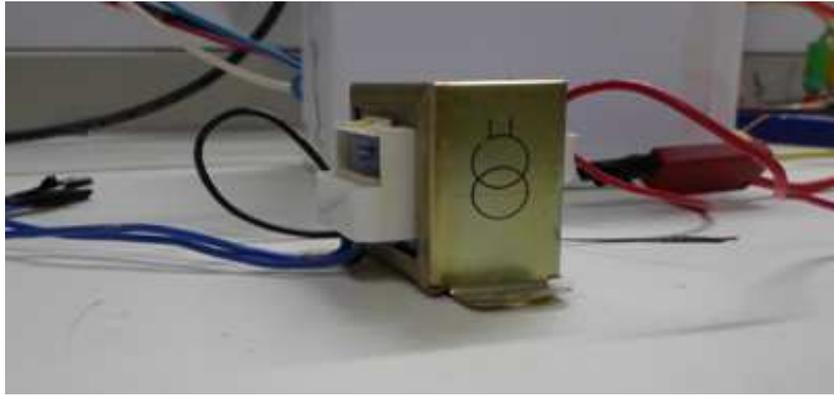


Figure IV. 9 : Transformateur de tension

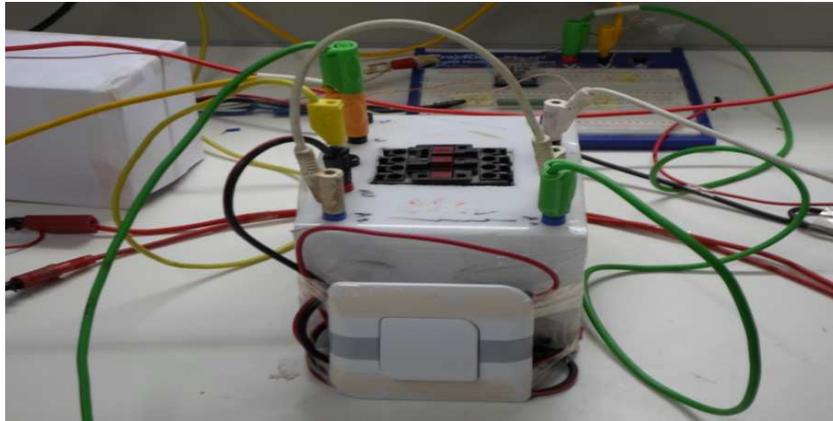


Figure IV. 10 : Contacteur

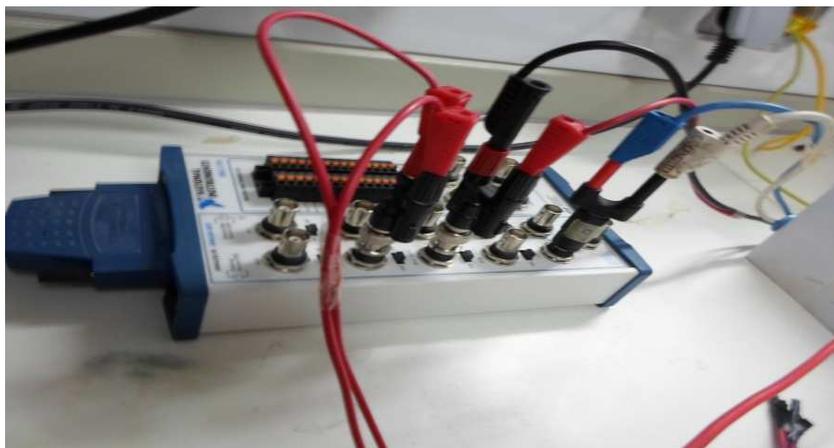


Figure IV. 11 : Bornes de la carte d'acquisition

Dans ce travail, le relais réalisé expérimentalement peut être classé parmi les relais numériques. Le relais directionnel a été conçu sous l'environnement LabVIEW, l'interface graphique développée permet le réglage numérique des deux seuils de la protection directionnelle, et également l'affichage de la forme d'onde de la tension et du courant de la ligne. Les figures IV.12-IV.13 montrent respectivement, le diagramme et l'interface LabVIEW du relais directionnel. Il est affiché dans cette dernière figure la phase égale 2 et le signal de commande égal à 0, il s'agit d'un fonctionnement normal, les seuils pré-réglés sont phase-min = -20 et phase-max=91.

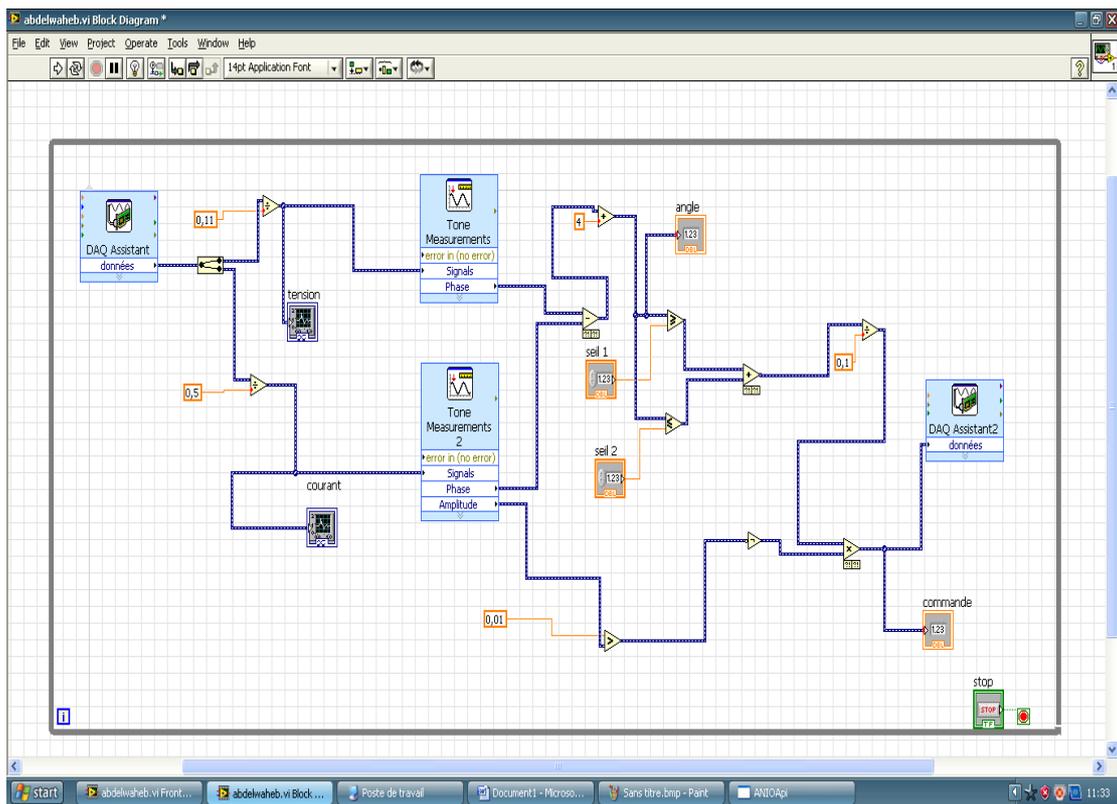


Figure IV. 12 : Diagramme LabVIEW du relais directionnel

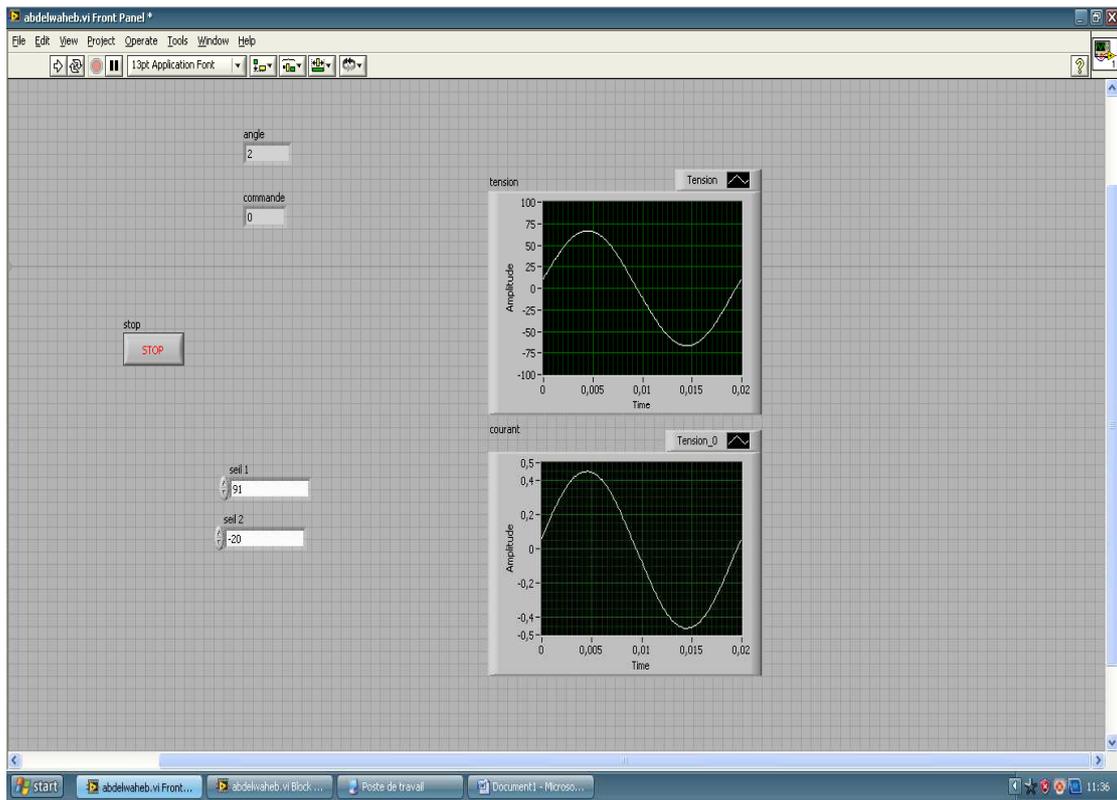


Figure IV. 13 : Interface LabVIEW du relais directionnel

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons réalisé la protection directionnelle avec succès. Le relais réalisé expérimentalement peut être classé parmi les relais numériques. Le relais directionnel a été conçu sous l'environnement LabVIEW. On tient à citer également que l'utilisation du logiciel LabVIEW possède beaucoup d'avantage, facilite la programmation et la manipulation, la rapidité de la commande et offre la possibilité de faire le contrôle durant l'exécution. Les tests réalisés montrent le bon fonctionnement de la protection directionnelle réalisée.

Conclusion générale

Dans ce mémoire nous avons énuméré les différents types du réseau électrique, ainsi que les défauts souvent survenus qui peuvent donner lieu à des dégâts graves et des pertes financière, ce qui exige l'implémentation d'un système de protection capable de protéger contre les différents types d'anomalies persistantes telles que le court-circuit, la surtension,...etc.

Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents types de protection implémentées dans les réseaux électriques, ainsi que leurs éléments constitutifs. Ses éléments sont très critiques pour le fonctionnement normal d'une chaine de protection, doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace et sélective contre les différents types des défauts.

Rappelons que ce travail concerne la simulation et la réalisation pratique d'un système de protection directionnel. Dans un premier temps, nous avons effectuée plusieurs simulations sous Simulink/Matlab relatives aux systèmes de protection suivantes ; la protection à max de courant, la protection à min-max de phase et la protection directionnelle. Les résultats obtenus montrent le bon fonctionnement des systèmes de protection proposés.

Concernant la partie expérimentale, un programme LabVIEW a été développé pour le pilotage en temps réel de la protection directionnelle réalisé expérimentalement. En effet, ce programme LabVIEW peut être vu comme 'un relais directionnel numérique' dans la chaine de protection, il permet le réglage numérique des deux seuils. La fonction mesure, dans cette chaine de protection, est assurée par les deux capteurs TC et TT, alors qu'un contacteur joue le rôle de l'élément de coupure dans la chaine. Des tests expérimentaux de la protection directionnelle ont été effectués avec succès.

Références bibliographiques

- [1] BOUCHAHDANE Mouhamed, "Étude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400 kv en Algérie", Mémoire de magister, université Mentouri Constantine, 2009.
- [2] ZAABOUBI Khaled, 'Pilotage sous LabView d'un système de protection à max', Mémoire de master, université de Mohamed khider Biskra, 2014.
- [3] Benoit de METZ-NOBLAT, Frédéric DUMAS, Christophe POULAIN, "Calcul des Courants de Courts Circuits", Cahier technique n 158 Schneider Electric, Edition Septembre 2005.
- [4] ZELLAGUI Mohamed, "Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kv) ", Mémoire de magistère, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [5] HOUHOU Mohamed Badr Eddine, "pilotage sous LabView d'un système de protection à sélectivité logique", Mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra, 2015.
- [6] "Défauts des réseaux et des machines", fichier technique de Sonelgaz, 2007.
- [7] "la protection contre les surtension", Cahier technique de Schneider Electric, Edition 2010.
- [8] "Les creux de tension", Bulletin sur la qualité de l'électricité, société Hydro-Québec.
- [9] HAIMOUR Rachida, "Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique", mémoire de magistère, Université Chouaïb Doukkali El Jadida Maroc, 2009.
- [10] "Déséquilibre de tension et de courant", Bulletin sur la qualité de l'électricité, société Hydro-Québec.
- [11] Pierre BERTRAND, "Les protections directionnelles", Cahier technique n 181 de Schneider Electric, Edition 1996.

- [12] André SASTRE, "protection des réseaux HTA industriels et tertiaires ", Cahier technique n 174 de Schneider Electric, Edition 1994.
- [13] "protection contrôle commande", guide de la protection Schneider Electric, Centre Merlin Gerin.
- [14] "protection des réseaux électriques", guide de la protection Schneider Electric, Centre Merlin Gerin. Edition 2003.
- [15] Nicolas POUSSET Docteur Institut national de métrologie France 2010.

Résumé

Le réseau électrique est un élément essentiel de transmission de l'énergie électrique des centrales électriques vers les consommateurs. Mais malheureusement, plusieurs problèmes de dysfonctionnement peuvent affecter ce réseau. C'est pour cette raison que la protection du réseau électrique est un élément indispensable pour assurer le bon fonctionnement de ce dernier. Ce travail concerne la simulation et à la réalisation pratique d'une protection directionnelle en utilisant des grandeurs électriques réduites telles que la tension d'alimentation et le courant de défaut. La simulation a été effectuée sous l'environnement Simulink/Matlab, tandis qu'un programme LabVIEW a été développé pour le pilotage en temps réel de la protection directionnelle réalisée.

ملخص

الشبكة الكهربائية هي عنصر أساسي في نقل الطاقة الكهربائية من محطات التوليد إلى المستهلكين، و لكن لسوء الحظ هنالك العديد من المشاكل التقنية التي تواجه هذه الشبكة، لذلك حماية الشبكة الكهربائية هي عنصر اساسي للحفاظ على الأداء الجيد لهذه الأخيرة، هذا العمل يخص محاكاة و تحقيق تطبيقي للحماية التوجيهية باستعمال مقاييس كهربائية مخفضة مثل توتر التغذية و شدة تيار الدارة القصيرة، محاكاة هذه الحماية أنجزت ببرنامج Matlab/simulink في حين أن برنامج أنجز بواسطة برنامج LabVIEW للتحكم بهذه الحماية لحظيا.