

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
Republique Algerienne Democratique Et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة العربي التبسي - تبسة

Université Larbi Tébessi- Tébessa –

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrique

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique

En : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique industrielle

Par : SADI Anouar

Sujet

**Protection des Réseaux Electriques HTB en utilisant une
Protection à Minimum d'Impédance Directionnelle**

Présenté et soutenu publiquement, le 13 /06/2022, devant le jury composé de :

Dr. AZIZ Boukadoum

MCA

Président

Dr.DJEDDI Abdelghani

MCA

Rapporteur

Dr.METATLA Samir

MAA

Examineur

Promotion : 2021/2022

Remerciements

Je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné la volonté, la santé, pour accomplir ce travail.

Je remercie mon encadreur monsieur Dr. DJEDDI Abdelghani pour son encouragement, pendant la réalisation de ce travail.

Je profonds remercie tous les membres du jury qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.

Je remercie tous les enseignants du département génie électrique Université Tébessa.

Je remercie mes très chers parents pour leurs amours inconditionnels et surtout leurs encouragements et leurs aides.

Enfin, j'adresse me plus sincère remercie à tous mes proches et amis, qui me ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire.

SADI Anouar

Dédicace

Je viens de remercier Allah le Tout Puissant qui ma donné la force pour achever ce travail.

Je dédie ce modeste travail essentiellement aux meilleures personnes dans ma vie mon père et ma mère.

Je dédie ce modeste travail à mon bras mon frère Salem, et mes sœurs.

Je dédie ce travail les toutes les personnes qui ont aidé et Je dédie mes amis proches.

SADI Anouar

Liste de figures

Figure 1.1 : Les réseaux électriques	4
Figure 1.2 : Poste transformation	9
Figure 1.3 : Transformateur de puissance	10
Figure 1.4 : Les transformateurs de mesure	10
Figure 1.5 : Sectionneur	11
Figure 1.6 : Structure d'un réseau radial	13
Figure 1.7: Structure d'un réseau maillé	13
Figure 1.8 : Structure d'un réseau bouclé	14
Figure 1.9 : Pylônes	15
Figure 1.10 : Parafoudre	16
Figure 1.11 : Eclateur	16
Figure 1.12 : Type de court-circuit	20
Figure 2.1 : Chaîne de protection	25
Figure 2.2 : Relais électromagnétique	26
Figure 2.3 : Idéal TC	28
Figure 2.4 : Couplage primaire en Parallèle	29
Figure 2.5 : Couplage primaire en série	29
Figure 2.6 : TC double calibre secondaire	30
Figure 2.7 : Fiabilité de protection	31
Figure 2.8: Sélectivité chronométrique	32
Figure 2.9 : Protection à temps indépendant temporisé	34
Figure 2.10 : Protection à temps dépendant	34
Figure 2.11 : Protection distance	35
Figure 2.12 : Les zones de protection distance et le circuit commande de protection	37
Figure 2.13 : Caractéristique réactive	37
Figure 2.14 : Caractéristique puissance	38
Figure 2.15 : Caractéristique mho	38
Figure 2.16 : D'une protection directionnelle	39
Figure 2.17 : Principe de mesure d'une puissance	41
Figure 2.18 : Les deux modes de polarisation d'une protection directionnelle de terre	41
Figure 2.19 : Angle caractéristique d'une protection	42
Figure 2.20 : Protection siemens 7SA61	43
Figure 2.21 : Protection siemens 7SA612	43
Figure 2.22 : Les relais P441, P422 et P44	45
Figure 2.23 : Les entres et les sorties des les relais P441, P422 et P44	46
Figure 2.24 : Les caractéristiques de déclenchement	47
Figure 2.25 : Relais ABB650A01	48
Figure 2.26 : Schéma du relais ABB650A01	48
Figure 3.1: Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés	52
Figure 3.2 : Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés	54
Figure 3.3 : Court-circuit triphasé équilibrés	55
Figure 3.4 : Court-circuit biphasé	56
Figure 3.5 :Court-circuit biphasé –terre	58

Figure 3.6 : Court-circuit monophasé	59
Figure 3.7 : Les différents courants de court-circuit par la méthode des impédances	62
Figure 4.1 : Schéma simulink d'un réseau électrique triphasé	65
Figure 4.2 : Tensions des trois phases	66
Figure 4.3 : Courants des trois phases	66
Figure 4.4: Réseaux électrique HTB sans système de protection en présence de défaut.	67
Figure 4.5. : Simulation de défaut phase terre	67
Figure 4.6: Simulation de défaut biphasé	68
Figure 4.7 : Simulation de défaut biphasé terre	69
Figure 4.8 : Simulation de défaut triphasé terre	69
Figure 4.9 : Simulation de défaut triphasé	70
Figure 4.10 : Schéma Simulink d'un réseau électrique avec protection min_Z	72
Figure 4.11 : Les blocs qui constituent le relais à minimum d'impédance	72
Figure 4.12 : Protection minimum d'impédance	73
Figure 4.13 : Courant sans défaut	73
Figure 4.14 : Signal de commande généré par le relais min_z	74
Figure 4.15: Simulation de défaut biphasé (courant).	74
Figure 4.16 : Simulation de défaut biphasé (tensions)	75
Figure 4.17 : Signale de command de min_z.	75
Figure 4.18 : Simulation de défaut biphasé (courants).	75
Figure 4.19 : Simulation de défaut biphasé (tensions).	76
Figure 4.20 : Signale de command de min_z	76
Figure 4.21 : Simulation de défaut biphasé (courants)	76
Figure 4.22 : Simulation de défaut biphasé (tensions)	77
Figure 4.23 : Signale de command de min_z	77
Figure 4.24 : Simulation de défaut biphasé (courant)	77
Figure 4.25 : Simulation de défaut biphasé (tensions)	78
Figure 4.26 : Simulation de défaut biphasé (tensions)	78
Figure 4.27 : Simulation de défaut biphasé (courants)	78
Figure 4.28 : Simulation de défaut biphasé (tensions)	79
Figure 4.29 : Signale de command de min_z	79
Figure 4.30 : Description du relais protection directionnelle	80
Figure4.31: Schéma Simulink du relais directionnel	81
Figure 4.32 Relais minimum d'impédance directionnelle	82
Figure 4.33: Une description d'un réseau électrique avec des relais min_z directionnelle	83
Figure 4.34: Courants de la source HTB T1	83
Figure 4.35: Tensions de la source HTB T1	84
Figure 4.36: Signale de commande de relais P1 T1	84
Figure 4.37: Courants de la source HTB T2	85
Figure 4.38: Tensions de la source HTB T1T2	85
Figure 4.39: Signale de commande de relais P2 T2	85
Figure 4.40 : description d'un réseau électrique avec des 3 relais min_z directionnelle	86
Figure 4.41 : Courants de la source HTB T1	87
Figure 4.42 : Tensions de la source HTB T1	87
Figure 4.43: Signale de commande de relais P1 T1	87
Figure 4.44: Courants de la source HTB T2	88

Figure 4.45: Courants de la source HTB T2	88
Figure 4.46: Signale de command de relais P2 T2	89
Figure 4.47: description d'un réseau électrique à ligne avec 3 relais	90
Figure 4.48: Courants des les sources HTB T1 avec T2	90
Figure 4.49: Tensions des les sources HTB T1 avec T2	91
Figure 4.50: Signale de command de relais P3	91
Figure 4.51: Courants de la source HTB T1	92
Figure 4.52: Tensions de la source HTB T1	92
Figure 4.53: Signale de commande de relais P1	92
Figure 4.54: Courants de la source HTB T2	93
Figure 4.55: Tensions de la source HTB T2	93
Figure 4.56: Signale de commande de relais P2T2	93
Figure 4.57: Courants des les sources HTB T1 avec T2	94
Figure 4.58: Tensions des les sources HTB T1 avec T2	94
Figure 4.59: Signale de commande de relais (min_z) P3	95
Figure 4.60: Signale de commande de relais (directionnelle) P3	95
Figure 4.61: Signale de commande de relais P	96

Liste des tableaux

Tableau 1.1	Gamme de tension utilisée par SONELGAZ	5
Tableau 4.1	Résultats de la simulation défaut phase terre.	69
Tableau 4.2	Résultats de la simulation : défaut biphasé	70
Tableau 4.3	Résultats de la simulation défaut biphasé terre.	71
Tableau 4.4	Montre les résultats du défaut triphasé terre.	72
Tableau 4.5	Montre les résultats du défaut triphasé.	72
Tableau 4.6	Récapitulatif des courants et impédances de court-circuit.	73
Tableau 4.7	La commande de relais min_z directionnelle.	84

Liste des symboles

HT, HTA ou HTB: Haute tension.
BT: Basse tension.
TBT: Très basse tension.
TP : transformateur de tension.
Tc : transformateur de courant.
In: Courant nominal.
Un: Tension composée nominale.
KV: Kilo Volt.
TC: Transformateur de courant.
TT: Transformateur de tension.
C.E.I : Commission électrotechnique internationale.
Ia: Courant phase A.
Ib: Courant phase B.
Ic: Courant phase C.
Icc: Courant de court-circuit.
Va: Tension simple phase A.
Vb: Tension simple phase B.
Vc: Tension simple phase C.
Ucc : Tension de court-circuit.
 Z_{Source} : Impédance de la source.
 Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.
 Z_{Charge} : Impédance de charge.
 Z_{CC} : Impédance de court-circuit.
 Z_{seuil} : Impédance de référence.
 $R_{Défaut}$: Résistance de défaut.
 α : Angle de vecteur.
P : Puissance active.
Q : Puissance réactive.
X1, X2 et X0 : Réactance directe, inverse et homopolaire.
R1, R2 et R0 : Résistance directe, inverse et homopolaire.
Z1, Z2 et Z0 : Impédance directe, inverse et homopolaire.
Va1, Vb1, vc1 : des vecteurs de système direct.
Va2, Vb2, vc2 : des vecteurs de système inverse.
Va, Vb, Vc : des vecteurs de système homopolaire.
Vdp : La tension préexistante au point de défaut.
Zd, Zi, Zh : Les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes.
T1, T2: source de tension
P1, P2, P3: les Relais de protection

Sommaire

Remerciement.....	I
Dédicace.....	II
Liste des figures.....	III
Liste des tableaux.....	V
Liste des symboles	IV
Sommaire	VI
Introduction Générale.....	1
Chapitre 1	
1.1 Introduction.....	4
1.2 Définition des réseaux électriques.....	4
1.3 Niveaux de tensions.....	5
1.4 Catégories des réseaux électriques.....	5
1.4.1 Production	5
1.4.2 Réseaux de transport et d'interconnexion.....	7
1.4.3 Réseaux de répartition	8
1.4.4 Réseaux de distribution.....	8
1.5 Les postes électriques.....	9
1.5.1 Poste de transformation HTB.....	9
1.5.2 Les postes électriques de distribution	12
1.6 Structure des réseaux électriques	12
1.6.1 Réseaux radiaux.....	12
1.6.2 Réseau maillé	13
1.6.3 Réseaux bouclés.....	13
1.7 Lignes électriques	14
1.7.1 Ligne électrique aériennes	14
1.7.2 Ligne électrique souterrains	17
1.8 Les défauts.....	17
1.8.1 Les oscillations.....	17
1.8.2 Surtensions.....	17
1.8.3 Déséquilibres.....	18
1.8.4 Surcharges.....	18
1.8.5 Chute de tension.....	18
1.8.6 Harmonique.....	19
1.8.7 Les courts-circuits.....	19
1.9 Nature de défauts de court-circuit.....	20
1.10 Détection des défauts.....	21
1.11 Cycles d'élimination des défauts.....	21
1.12 Conclusion.....	22
Chapitre 2	
2.1 Introduction.....	24
2.2 Définition de la protection.....	24
2.3 Rôle de la protection	24
2.4 Constitution d'une chaîne de protection.....	25
2.5 Appareils de protection.....	25
2.5.1 Disjoncteur.....	25
2.5.2 Relais.....	25
2.5.3 Transformateur de courant.....	28
2.5.4 Transformateur de tension.....	30

2.6	Qualités principales d'un système de protection.....	30
2.6.1	Rapidité.....	30
2.6.2	Fiabilité de protection.....	31
2.6.3	La sélectivité.....	31
2.6.4	Sensibilité.....	33
2.7	Contraintes liées à la protection.....	33
2.8	Les types de protection.....	33
2.8.1	Protection par relais à maximum de courant.....	33
2.8.2	Protection minimum d'impédance :(protection distance).....	35
2.8.3	Protection directionnelles.....	39
2.9	Technologies de protection.....	42
2.9.1	Protection de distance SIEMENS PP2 - 7SA612.....	42
2.9.2	Protection arriva MICOM.....	45
2.9.3	Protection ABB- REL670.....	47
2.10	Conclusion.....	49

Chapitre 3

3.1	Introduction.....	51
3.2	Importance de calcul des courants de court-circuit.....	51
3.3	Simplification des schémas.....	51
3.4	Méthode de calcul des courants de court-circuit.....	52
3.5	Théorie des composantes symétriques.....	52
3.5.1	Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1).....	52
3.5.2	Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2).....	53
3.5.3	Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0).....	53
3.6	Circuit équivalent des séquences.....	54
3.7	Calcul des niveaux de défaut.....	54
3.7.1	Défaut triphasé symétrique.....	54
3.7.2	Défaut biphasé isolé.....	55
3.7.3	Défaut biphasé terre.....	57
3.7.4	Défaut entre phase et la terre.....	58
3.7.5	Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ($Z_n \neq 0$).....	59
3.8	Calcul de courant de court-circuit par la méthode des impédances.....	60
3.8.1	Court-circuit triphasé.....	60
3.8.2	Court-circuit biphasé isolé.....	61
3.8.3	Court-circuit monophasé isolé.....	61
3.8.4	Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé).....	61
3.9	Conclusion.....	63

Chapitre 04

4.1	Introduction.....	65
4.2	Simulation d'un réseau triphasé sans système de protection.....	65
4.2.1	Réseau sans défaut : état sain.....	65
4.2.2	Réseau électrique HTB avec défaut.....	66
4.3	Protection à minimum d'impédance.....	71
4.3.1	Schéma global de la protection min_Z.....	71
4.3.2	Le principe de protection minimum d'impédance.....	72
4.3.3	Relais à minimum d'impédance.....	73
4.3.4	Résultats des simulations.....	73
4.4	Protection directionnelle.....	80
4.4.1	Principe de la protection directionnelle pour une ligne.....	80

4.4.2 Principe de protection directionnelle.....	81
4.5 Relais minimum d'impédance directionnelle	82
4.5.1 Couplage des deux protections (minimum d'impédance et directionnelle)..	82
4.5.2 Schéma SIMULINK du réseau.....	82
4.6 Conclusion.....	97
Conclusion générale	98
Bibliographe.....	100

Introduction Générale

L'énergie électrique n'est pas un banal produit de consommation, comme le pensent certains, mais un vecteur énergétique d'une importance stratégique essentielle pour l'organisation et le fonctionnement des sociétés industrialisées, au sein desquelles nous vivons et qui présentent actuellement, et pour très longtemps encore, une fragilité de plus en plus prononcée vis-à-vis de ce vecteur énergétique, omniprésent au quotidien dans tous les secteurs d'activité. L'interruption de l'alimentation en énergie électrique paralyse complètement la société avec de graves répercussions humaines, sociales et économiques.

Les réseaux électriques sont affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu, et donc, il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement, et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau le plus vite possible ; c'est l'objet de la protection des réseaux.

Le système de protection doit être à la fois sûr, sélectif, rapide, autonome, insensible aux surcharges et aux oscillations et capable de fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorables.

Parmi les protections les plus utilisées dans les réseaux électriques HTB on trouve la protection à maximum de courant, la protection de distance et la protection directionnelle.

Ce travail est consacré principalement à l'étude et la simulation d'une protection à minimum d'impédance directionnelle par SIMULINK.

Le premier chapitre caractérise la structure de réseau électrique, l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, l'étude des différents types des défauts des courts-circuits et leurs origines et leurs conséquences sur le système électrique.

En effet, dans le deuxième chapitre, pour assurer la protection du réseau électrique, une étude des différents types de protection est présentée, ainsi que le principe de fonctionnement de la protection à maximum de courant avec ces différentes caractéristiques à temps constant et à temps inverse. Par la suite, la description et les principes de fonctionnement de la protection directionnelle et la protection de distances sont présentés. Enfin, la présentation et la description des différentes

Introduction Générale

caractéristiques et réglages des zones de protection de distance.

Le troisième chapitre est dédié à l'explication de la méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB, est celle de la CEI 909 retenue pour sa précision et pour son aspect analytique.

Les simulations des différents modèles des relais de protection numérique concernant la protection de distance, la protection directionnelle, et la protection minimum d'impédance directionnelle sont détaillées et analysées dans le dernier chapitre.

En fin, ce travail se termine par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre 1 :

Généralités sur les réseaux électriques

1.1 Introduction

Le réseau de transport d'énergie électrique doit assurer le mouvement de l'énergie, en la véhiculant par des lignes HT ou THT entre les différentes sources de production, et les postes de distribution. Tandis que la fonction d'un réseau BT consiste à distribuer cette énergie aux clients.

Dans cette partie, on va présenter des généralités sur les réseaux électriques, les défauts susceptibles d'affecter les réseaux électriques et leurs conséquences. Puis, nous allons aborder la fonction de protection et la protection contre les défauts pour assurer le bon fonctionnement des réseaux électriques.

1.2 Définition du réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétique plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs.

Il est constitué de ligne électrique exploitée à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit assurer la gestion dynamique de l'ensemble production, transport, consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble. Le réseau de transport électrique est divisé en ligne très haute, moyenne et basse tension (distribution). La structure des réseaux varie d'un pays à un autre, mais on peut la représenter de la façon générale suivante [1]. La figure (1.1) présente un réseau électrique.

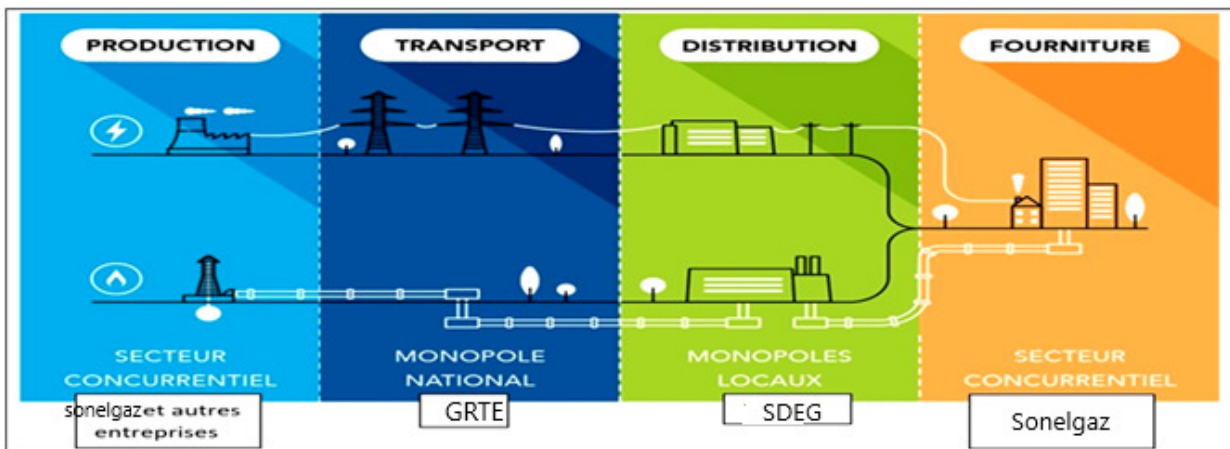


Figure 1.1 : Topologie de réseau électrique.

1.3 Niveaux de tensions

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB → pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA → pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB → pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA → pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

Tableau 1.1: Gammes de tensions utilisées par SONELGAZ [2].

Domaines de Tension		Valeur de la Tension Nominale (UN en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$UN \leq 50$	$UN \leq 120$
Basse Tension BT	BTA	$50 < UN \leq 500$	$120 < UN \leq 750$
	BTB	$500 < UN \leq 1000$	$750 < UN \leq 1500$
Haute Tension HT	HTA	$1000 < UN \leq 50000$	$1500 < UN \leq 75000$
	HTB	$UN > 50\ 000$	$UN > 75000$

1.4 Catégories des réseaux électriques

1.4.1 Production

A notre époque, la vie quotidienne est difficilement envisageable sans électricité, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue.

Il faut sans cesse prévoir la demande en énergie électrique nécessaire actuelle et future et prévoir les installations nécessaires (Centrales, Lignes, Postes, Eléments de protections...) ainsi que les investissements qui les accompagnent afin de répondre à cette demande.

L'énergie électrique n'est pas une énergie primaire, il faut une autre énergie en amont pour la produire.

Cette énergie peut être produite par [3] :

- le nucléaire (centrale nucléaire)
- des centrales thermiques utilisant les énergies fossiles (gaz et le fioul).

Elle peut être aussi produite par les énergies renouvelable, comme :

- l'hydro-accumulateur utilisant les barrages,
- la force du vent (éolienne),
- le photovoltaïque (panneaux photovoltaïques),
- rayonnement solaire (accumulateur de chaleur par rayonnement),

- par des pompes à chaleur utilisant des sources géothermales.

1.4.1.1 Centrales hydrauliques

L'hydraulique première des énergies renouvelables au monde, se distingue par sa souplesse d'utilisation, ses atouts écologiques et économiques. Comme les ancestrales roues entraînées par le débit d'un cours d'eau, les turbines des centrales hydrauliques sont activées par la force de l'eau passant d'un niveau supérieur à un niveau inférieur. Plus la hauteur de la chute d'eau et le débit sont importants plus la puissance électrique développée sera élevée. Chaque ouvrage hydraulique est donc adapté à la typologie des lieux pour atteindre un rendement optimal.

Notons aussi dans le domaine de l'énergie hydraulique, les ressources marémotrices de la houle et celles des courants marins qui sont très importants, de nombreux travaux dans le monde ont montré la faisabilité de l'exploitation des ressources de la houle. La plus grande usine marémotrice au monde se trouve en France (la Rance) avec une puissance de 240 MW [4].

1.4.1.2 Centrales nucléaires

Le rôle de la centrale nucléaire est de générer la chaleur par la fission nucléaire d'uranium. La chaleur produite est utilisée pour faire réchauffer de l'eau et avoir de la vapeur qui est ensuite acheminée dans une turbine composée d'un corps haute pression et de plusieurs corps basse pression la quelle actionne un alternateur [5].

1.4.1.3 Centrales électrogènes

L'entraînement des groupes électrogènes utilisés pour les applications industrielles ou tertiaires est généralement assuré par un moteur diesel, une turbine à gaz ou une turbine à vapeur. Les turbines sont principalement utilisées pour les groupes des centrales électriques de production, alors que les moteurs diesel sont utilisés aussi bien en production qu'en secours. Nous utiliserons donc le terme général de groupe électrogène sans distinction du moteur. Le choix du moteur est déterminé par des éléments tels que la disponibilité et les conditions d'approvisionnement d'un type de feu [6].

1.4.1.4 Centrales éoliennes

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée, géographiquement diffusée et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée).

De plus c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif; elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement à grandes turbulences. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produit étant largement plus

faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également en mer où la présence du vent est plus régulière [7].

1.4.1.5 Centrale thermique

Le fonctionnement d'une centrale thermique consiste à produire de la vapeur qui actionne une turbine couplée à un alternateur. On distingue 3 types de centrales thermiques selon l'origine de la source de chaleur :

- les centrales exploitant de la chaleur issue de l'énergie nucléaire.
- les centrales exploitant de la chaleur renouvelable
- les centrales, dites « à flamme », exploitant de la chaleur issue de la combustion d'un composé carboné.

L'énergie thermique à flamme dépend de combustibles fossiles (charbon, gaz ou pétrole), des éléments contenus dans le sous-sol de la Terre. Elle composée de trois parties:

- la chaudière dans laquelle est brûlé le combustible;
- la salle des machines où est produite l'électricité;
- les lignes électriques qui évacuent et transportent l'électricité.

1.4.1.6 Centrales solaires

Un premier processus consiste à fabriquer de l'électricité avec l'énergie solaire en utilisant les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en un courant électrique par des Cellules à base de silicium ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière/électricité. Chaque cellule délivrant une faible tension, les cellules sont assemblées en panneaux [8].

1.4.2 Réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement les caractéristiques suivantes [9]:

- de collecter l'électricité produit par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport)
- de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion)
- la tension est 150kv, 220kv et dernièrement 420kv.
- neutre directement mis à la terre.
- réseaux maillé

L'inconvénient d'une telle structure est, comme nous le verrons plus loin, de présenter en certains points du réseaux une faible impédance de court-circuit et donc de favoriser, en cas de défaut,

l'apparition du courant de court-circuit élevé. Il faudra donc dimensionner la protection en conséquence.

Ces réseaux sont toutefois dimensionnés pour supporter la perte d'un ouvrage et assurer les reports de charge. C'est ce que l'on appelle la règle N-1 ou N représente le nombre d'ouvrage.

1.4.3 Réseaux de répartition

Le rôle des réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension est de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions [10].

Ces réseaux sont, constitués de lignes aériennes dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. La structure de ces réseaux est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. Ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres en zone urbaine.

1.4.4 Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [11].

1.4.4.1 Réseaux de distribution HTA

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 centrale production, par l'intermédiaire du réseau de transport [12].

Des lignes de distribution HTA 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.

L'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution est constituée par les postes de transformation répartis sur l'ensemble du territoire.

1.4.4.2 Réseaux de distribution BT

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs) [13].

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BTB. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

1.5 Les postes électriques

1.5.1 Poste de transformation HTB

Un poste de transformation est un local logeant un transformateur, les appareils de protections (disjoncteurs, sectionneurs, parafoudre, ...etc.), des appareils de mesure et de contrôle. A la sortie des centrales, les postes de transformation transforment la moyenne tension de production à la haute tension ou à la très haute tension nécessaire pour réaliser un transport économique de l'énergie électrique. La tension élevée pour le transport, doit être de nouveau abaissée dans d'autres postes de transformation successifs pour alimenter les réseaux de répartition puis les réseaux de distribution [14].

La figure (1.2) présente le poste transformation.

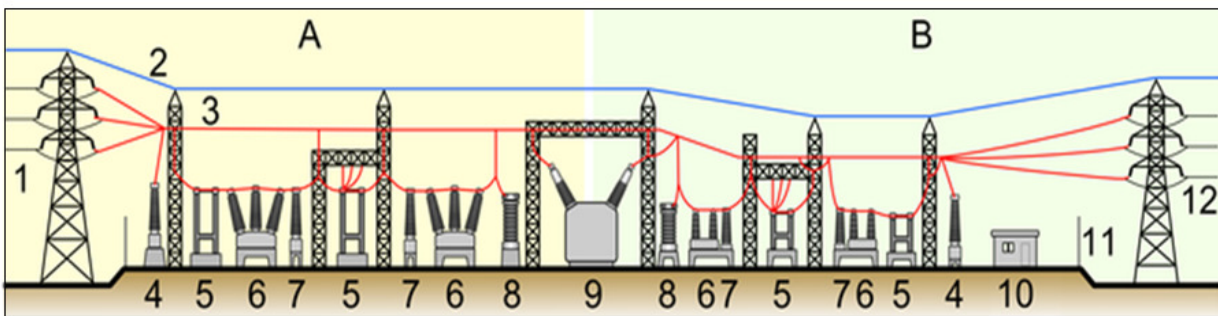


Figure 1.2: Poste transformation HTB/HTA.

1.5.1.1 Transformateur de puissance HTB :

Les transformateurs de puissance servent à augmenter la tension pour le transport dans la centrale et à réduire la tension pour une distribution ultérieure aux sous-stations de transformation abaisseur principale. Des transformateurs triphasés à deux enroulements et triphasés de type immergé dans l'huile, généralement refroidis naturellement sont utilisés pour une puissance nominale jusqu'à 10 MVA. Les transformateurs de calibre supérieur à 10 MVA sont généralement refroidis à l'air. Pour une note très élevée, la force huile, le refroidissement à l'eau et le refroidissement à l'air peuvent être utilisés [15].



Figure 1.3: transformateur de puissance

1.5.1.2 Transformateur de mesure :

Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement. Ils doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage. Ils sont destinés à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues. La figure (1.4) présente les transformateurs de mesure.



Figure 1.4: Les transformateurs de mesure.

1.5.1.3 Isolateur :

C'est un type de commutateur qui est utilisé uniquement pour isoler le circuit lorsque le courant a seulement été interrompu. L'isolateur est appelé commutateurs déconnectés et fonctionne sans charge. Ils ne sont pas équipés de dispositifs d'extinction d'arc. Ils n'ont pas de capacité de coupure de courant ni de capacité de production de courant spécifiées. Dans certains cas, il est utilisé pour interrompre le courant de charge de la ligne de transmission [16].

1.5.1.4 Disjoncteur :

Le disjoncteur est un type de commutateur électrique utilisé pour ouvrir ou fermer un circuit électrique chaque fois que des défauts surviennent dans le système. Il est constitué de deux contacts mobiles normalement fermés. Chaque fois que le défaut survient dans le système, le relais envoie la commande de déclenchement au disjoncteur et leurs contacts sont donc séparés. Ainsi, le problème survient dans le système devient clair.

1.5.1.5 Sectionneur:

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, ne possèdent aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant, contrairement aux interrupteurs à cornes La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de poste électrique, ...) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique [15]. La figure (1.5) présente un sectionneur.



Figure 1.5: Sectionneur.

1.5.1.6 Parafoudre :

Est un appareil de protection électronique qui se comporte comme une impédance variable en fonction de la tension à ses bornes [15] :

En fonctionnement normal (pas de coup de foudre) le parafoudre est vu comme un circuit ouvert par le reste de l'installation (tension nominale du réseau aux bornes du parafoudre (impédance infinie). Au moment du coup de foudre, le parafoudre devient passant (augmentation importante et rapide de la tension ; impédance nulle). Le rôle du parafoudre est alors double :

- écouler la surintensité (sans qu'elle traverse les récepteurs),
- -limiter la surtension (afin de ne pas "claquer" les récepteurs).

La tendance actuelle est vers les parafoudres à oxyde de zinc qui possèdent des performances meilleures. Les parafoudres à oxydes métalliques sans éclateurs emploient, en tant que partie active, une varistance céramique composée, pour la plus grande partie, d'oxyde de zinc (ZnO).

1.5.2 Les postes électriques de distribution

Les postes électriques de distribution vont servir de lien entre les lignes électriques et les consommateurs. Leur rôle principal est de transformer l'électricité à haute tension en électricité à basse tension pour qu'elle puisse être consommée par tous. Ces infrastructures sont donc des éléments du réseau électrique servant à la distribution de l'électricité. Elles sont composées de trois éléments principaux :

1.5.2.1 Transformateur HTA/BT

Comme son nom l'indique, il est chargé de convertir l'électricité à haute tension en une électricité à basse tension. Le but étant que l'électricité soit prêt pour les réseaux de distribution qui l'achemineront vers les foyers.

1.5.2.2 Disjoncteur

Ils préservent le réseau de possibles surcharges causées éventuellement par la foudre ou des ruptures électriques avec des branches d'arbres. Pour y parvenir, ils font passer une partie du réseau hors ou sous tension lorsqu'un problème de ce genre survient. Ils permettent donc de couper une partie du réseau pour éviter tout danger et isoler une partie plutôt que de voir une grande portion du réseau mis hors tension de façon incontrôlée [18].

1.5.2.3 Sectionneur :

Ils assurent la coupure visible d'un circuit électrique et aiguillent le courant dans le poste .

1.6 Structure des réseaux électriques :

Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs structures dont nous pouvons citer les réseaux radiaux, maillés et bouclés.

Le réseau radial a plusieurs avantages que les autres structures comme le coût de l'équipement, les protections sont simples, la réduction des courants de court-circuit et la réduction des périodes de chute de tension en cas de défaut [19].

1.6.1 Réseau radial

Cette configuration est généralement pour les réseaux de distribution dont les sources de tension sont constituées de quelques transformateurs abaisseurs.

La tension peut être variable, en suivant les fluctuations du réseau haute tension, ou réglable si le rapport de transformation peut être modifié. La figure (1.6) présente la structure d'un réseau radial.

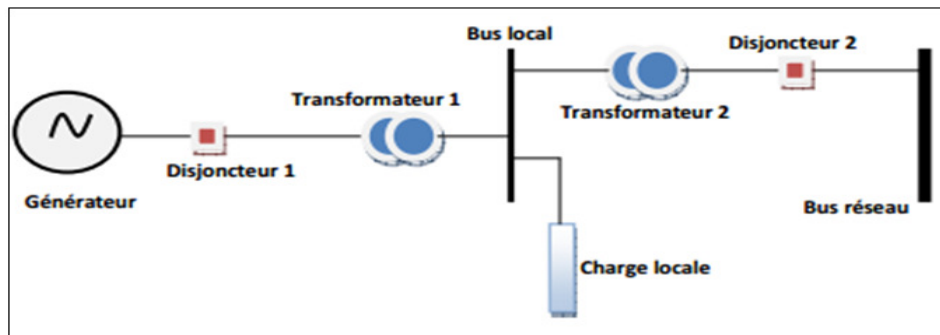


Figure 1.6 : Structure d'un réseau radial.

1.6.2 Réseau maillé

Une structure maillé est celle où les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet. Un réseau avec une structure maillé offre une très grande sécurité d'exploitation. Un incident sur une liaison se limite à la non alimentation de tronçons compris entre deux nœuds consécutifs. Par contre, son étude est plus complexe et sa réalisation est beaucoup plus coûteuse que les types précédents. Cette structure nécessite que toutes les liaisons soient capables de supporter des surcharges permanentes ou momentanées [20].

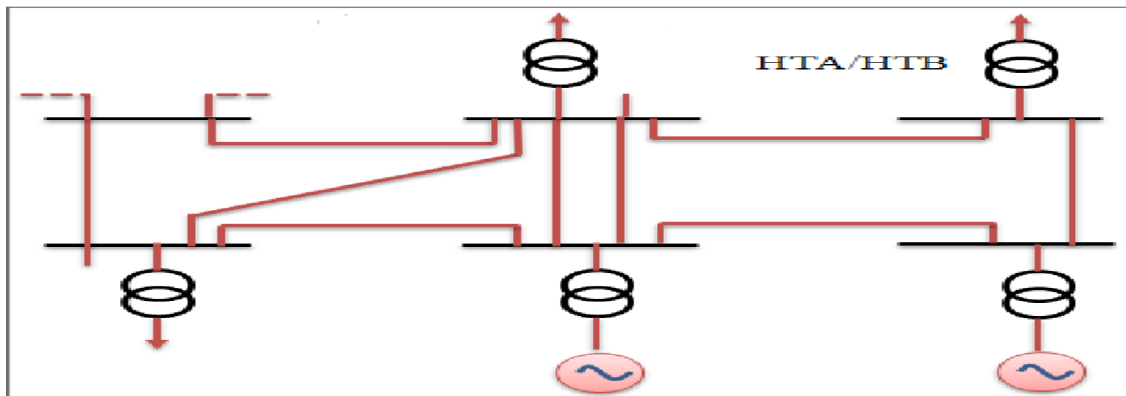


Figure 1.7: Structure d'un réseau maillé.

1.6.3 Réseaux bouclés

Sont alimentés à la fois par plusieurs sources (en général 2 ou 3 rarement plus). L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation, en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateur) ou sur une boucle. La figure (1.8) présente la structure d'un réseau bouclé [21].

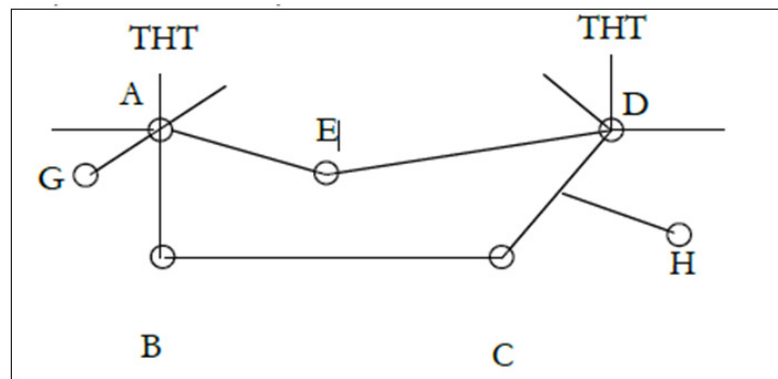


Figure 1.8 : Structure d'un réseau bouclé.

1.7 Lignes électriques

1.7.1 Ligne électrique aériennes

1.7.1.1 Définition :

Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que sa production et son utilisation. On sait que le transport de l'énergie électrique se fait sur des conducteurs tels que les lignes aériennes, les câbles souterrains ou le simple fil de raccordement sortant d'un téléviseur. L'électricité est distribuée moyen de ligne aériennes et de câble [1].

Le choix en faveur d'une ligne aérienne dans certains cas ou en faveur d'un câble souterrain dans d'autres cas, dépend de divers facteurs :

- Possibilités technique, topologie des lieux, coûts élevés des câbles souterrains, insu que les questions de protection du paysage et de sécurité de l'approvisionnement.
- Les lignes aériennes reviennent meilleur marché que les câbles.
- En cas de très haute tension, des problèmes se posent pour les grandes longueurs de câble. En revanche, les câbles sont mieux protégés contre les avaries extérieures (foudre, tempête) que les lignes aériennes.
- Les défaillances sont plus rapidement décelables sur les lignes aériennes.
- Les réparations sont simples à mener pour les lignes aériennes ; pour les câbles au contraire, elles exigent de gros travaux. Les lignes aériennes peuvent toutefois déranger dans le paysage.

1.7.1.2 Composants des lignes aériennes:

Une ligne aérienne est composée de pylônes (supports), de câbles conducteurs et des isolateurs, des éclateurs, accessoires.

a). Câble conducteur

Chacune des phases peut utiliser 1 conducteur ou, 2, 3, 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension [17].

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium.

b). Pylône

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées aux voisinages des lignes.

Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs. La figure (1.11) présente un pylône.



Figure 1.11 : Pylône.

c). Parafoudre:

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm [17]. La figure (1.9) présente le parafoudre.



Figure 1.9 : Parafoudre.

d). Eclateur

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel [15].

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur. La figure (1.10) présente un éclateur.



Figure 1.10 : Eclateur.

e). Câble de garde

Les câbles de gardes ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs de phase. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitent le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant. [17]

1.7.2 Ligne électrique souterrains :

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation ou en coupure d'artère [14].

En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir.

Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

1.8 Les défauts électriques

Nous allons présenter les origines ainsi que les conséquences des principales perturbations qui peuvent apparaître dans les réseaux électriques :

- les courts-circuits,
- les surtensions,
- les harmoniques,
- Les oscillations,
- Les chutes de tension,
- Les déséquilibres.

1.8.1 Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

1.8.2 Les Surtensions

Ce phénomène se produit lorsqu'un composant électrique possédant deux bornes reçoit une tension supérieure à celle de la tension normale du circuit [22].

Les surtensions sont de trois natures :

- Temporaires (à fréquence industrielle),

- De manœuvre,
- D'origine atmosphérique (foudre).

Elles peuvent apparaître :

- en mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre),
- en mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre).

1.8.3 Le Déséquilibre

Il est caractérisé par les asymétries d'amplitude ou de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Il se produit dans les systèmes de distributions lorsque les impédances des lignes du réseau sont asymétriques, ou lorsque des branches alimentent un équipement monophasé ou un récepteur triphasé déséquilibré [23].

Les déséquilibres peuvent provenir : [22].

- Court-circuit biphasé ou monophasés ;
- Rupture de conducteur électrique sans contact à la terre (Ou non fermeture ou non ouverture d'un pôle de sectionneur ou disjoncteur) ;
- Fusion fusible ou déclenchement disjoncteur ;
- inversion de deux phases ;
- mauvaise répartition de charges électriques ;
- Mauvaise répartition des branchements monophasés (BT) ;
- mauvais équilibrage des phases pour les branchements triphasés (I1, I2, I3). ;
- Fraude ;
- Mauvais contact au niveau des raccordements ;

1.8.4 Surcharges

Les surtensions sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110% de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute.

Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de ferrorésonance. Le plus souvent, elles résultent des fluctuations qui se manifestent sur les phases saines lors de courts-circuits monophasés à la terre par exemple [23].

1.8.5 Chute de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de 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 production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la 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. A 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 [15].

1.8.6 Les harmonique

Dans la plupart des cas, les harmoniques présentés sur les réseaux électriques proviennent de l'utilisation de charge non linéaire. Ces charges se comportent approximativement comme des sources de courant harmonique c'est-à-dire que le courant harmonique est fixé par la charge et non par l'impédance ou la tension du réseau auquel elles sont raccordées [24].

1.8.7 Les courts-circuits

1.8.7.1 Définition du court-circuit :

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, qui se produisent généralement lors de la fermeture d'un circuit électrique quelconque sur une impédance nulle ou de faible valeur. C'est le cas d'une mise à la terre accidentelle d'une ou plusieurs phases d'un réseau ou d'un matériel électrique. C'est le cas également d'une connexion accidentelle entre phases ayant une impédance négligeable. On dit aussi que c'est un courant de défaut qui représente un fonctionnement anormal d'un système électrique. Les courants de défaut sont caractérisés par des valeurs d'intensités très élevées [25].

1.8.7.2 Les Causes les plus courants de court-circuit:

Les causes d'un court-circuit peuvent être diverses [9] :

- condition atmosphérique (coup de foudre, vent, tempête, etc.) : Dans ces condition climatique sévères, des claquages diélectrique (à la suite de surtension temporaires engendrées par la foudre par exemple ou la destruction partielle de matériel peuvent engendrer de court-circuit:
Vieillessement du matériel: ce phénomène engendre des ruptures ou défaillances locales pouvant engendre de court-circuit ;
- défaut d'isolation ce défaut est souvent à l'origine de certain court-circuit ou l'isolant n'est plus en mesure d'assurer sa fonction d'isolation conduisant à contact entre phases ou entre spires d'un transformateur par exemple. Le contacte accidentel entre une ligne aérienne et de la végétation (arbre) est considéré comme un défaut d'isolation dès lors que la distance d'isolation entre la ligne et la végétation (terre) n'est plus respectée quelque soit la raison (défaut de maintenance ou d'élagage
- défaut de manœuvre et erreurs humain: ce type de manœuvre ou d'erreur est souvent à l'origine de court-circuit graves. Cela va de puis l'oubli d'une mise à la terre lors d'une maintenance

quelconque jusqu'au défaut de manœuvre engendrant des surtensions temporaires susceptible de provoquer des claquages diélectriques.

1.8.7.3 Type de court-circuit :

Un court-circuit dans les réseaux électrique peut être [27]:

- monophasé : entre une phase et la terre ou une masse.
- Biphasé : entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé
- Triphasé : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

La figure (1.12) présente les types de court-circuit

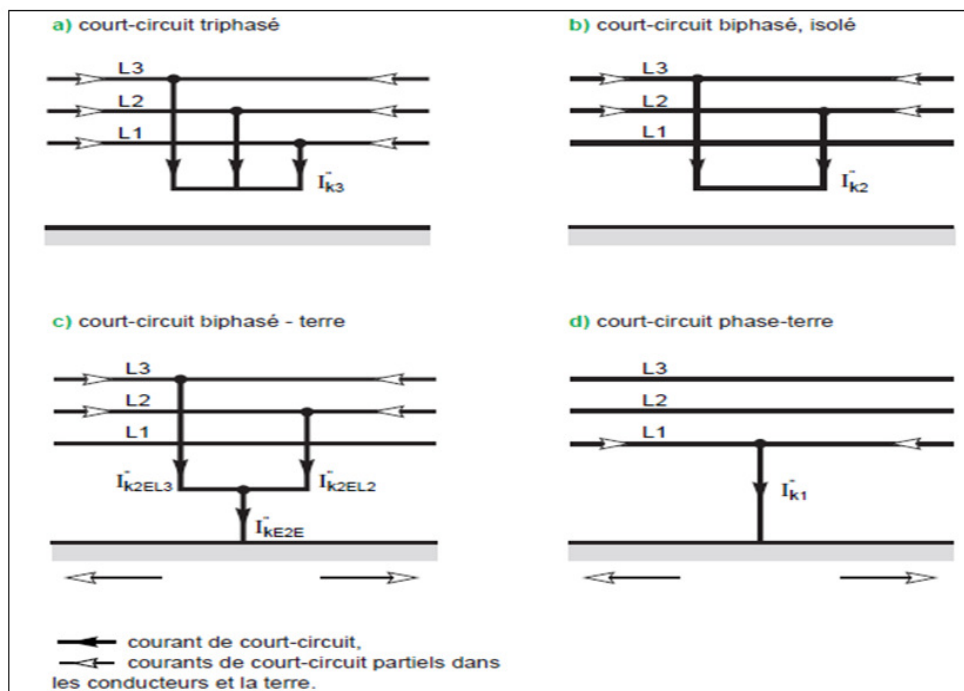


Figure 1.12 : Type de court-circuit.

1.9 Nature de défauts de court-circuit

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On peut distinguer [20] :

- Défauts auto-extincteurs : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique
- Défauts fugitifs: Les défauts fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

- Défauts semi-permanents: Ces défauts exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.
- Défauts permanents: Ces défauts provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.

1.10 Détection de défauts

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre des grandeurs électriques caractéristiques (courant, tension, fréquence) ou des combinaisons de ces grandeurs (puissance, etc.).

Ces grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de la charge ou de topologie des réseaux, néanmoins elles évoluent dans un domaine normalement fixe par les règles générales d'exploitation des réseaux [26].

Par exemple les tensions peuvent varier dans un domaine exceptionnel (0.7 à $1.1 U_n$) et les courants ne dépassent jamais 1.1 à $1.3 I_n$ selon les installations.

Le fait que les grandeurs sortent brusquement de ces domaines est caractéristique de la présence d'une anomalie et utilise comme critère de détection et ceci s'accomplit par l'accueil d'information par les transformateurs de mesures (transformateur de tension « TT » et de courant « TC ») qui traduisant la variation des grandeurs principales du réseau.

1.11 Cycles d'élimination de défauts

1.11.1 Disjoncteur shunt

C'est un appareil de protection installé dans le poste source, il relie une phase du réseau à la terre durant environ 150 à 250 ms si un défaut monophasé apparaît sur cette même phase. Cet appareil n'est utilisé que dans les postes sources dont le neutre HTA est mis à la terre par une impédance de limitation.

1.11.2 Cycle rapide

C'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en réseau. Ce cycle se produit dans les conditions suivantes [25]:

- Le défaut est un défaut monophasé à la terre et un éventuel disjoncteur shunt en service dans le poste source a réalisé son cycle,
- Si après ce cycle le défaut réapparaît durant un temps supérieur à 100 ms.

1.12 Conclusion

Dans ce chapitre introductif, nous présentés des généralités sur les différents types de réseaux électriques, avec un peu de détail concernant les réseaux HTB. Par la suite, les différents types de défauts électriques ainsi que leurs conséquences ont été évoqués.

Le chapitre prochain sera à la définition de protection et le type de protection et calcule le courant de court-circuit

Chapitre 2 : Protection des réseaux électriques HTB

2.1 Introduction

Un système d'alimentation électrique représente un investissement financier considérable ; pour maximiser le retour sur l'investissement de sa mise en place, il faut donc optimiser son utilisation. C'est pourquoi il est nécessaire de fournir une alimentation en énergie correspondante aux besoins des utilisateurs potentiels [28].

Les coupures d'alimentation doivent être minimisées pour permettre dans la mesure du possible, le fonctionnement continu du système. Le client doit être satisfait du service reçu, sans quoi la rentabilité du système est remise en cause.

Dans un grand système, les risques de défaut et de perturbation sont très élevés il est donc impératif de disposer les équipements nécessaires pour éliminer le défaut afin d'éviter que l'exploitation du système ne soit affectée. En clair ; un système n'est bien conçu et correctement géré que s'il dispose d'une protection adéquate.

Pour répondre aux besoins des clients, de nouvelles technologies, de nouveaux équipements de protection et de nouveaux algorithmes de protection ont été mis au point. La première protection de distance pour les lignes de transport a été mise sur le marché en 1962 ; l'amélioration des technologies des protections a contribué à l'augmentation de la fiabilité des réseaux électriques [29].

Dans ce chapitre, nous allons présenter la définition du système de protection, les appareils de protection et des technologies de protection.

2.2 Définition de la protection:

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

2.3 Rôle de la protection :

Le rôle fondamental de protection d'un réseau électrique est d'assurer la sécurité des personnes et des biens ainsi que la continuité de service, c'est-à-dire la permanence de l'alimentation des récepteurs du réseau. Le rôle de protection alors est d'éviter les conséquences de ces incidents, en permettant [30] :

- De limiter les contraintes thermique diélectrique et mécanique auxquelles sont soumis les matérielles ;
- De réduire la durée des tensions induites dans les circuits voisins.

2.4 Constitution d'une chaîne de protection

Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales [31] :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections ;
- Un système de relais de protection (Relais) ;
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

La figure (2.1) présente la chaîne de protection :

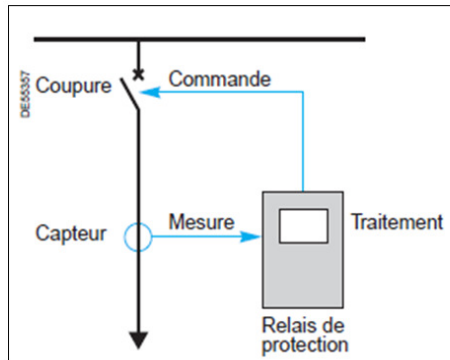


Figure 2.1: Chaîne de protection.

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du système de relais de protection est de détecter ce défaut. En HT, les relais sont situés dans des sous stations.

2.5 Appareilles de système de protection

2.5.1 Disjoncteur

Est un appareille de coupure qui assuré la commande et la protection d'un réseau électrique et capable de déclenchement en cas de défaut et se coupe les courant de court-circuit.

2.5.2 Relais

2.5.2.1 Définition les relais

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température,...etc.) et les 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 [31].

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

Les types de relais :

Ils existent plusieurs types, à savoir :

- Les relais électromécaniques ;
- Les relais statique ;
- Les relais thermique ;
- Les relais numériques.

a) Relais électromécaniques

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) [21].

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. Figure (2.2) présente le relais électromagnétique [33].

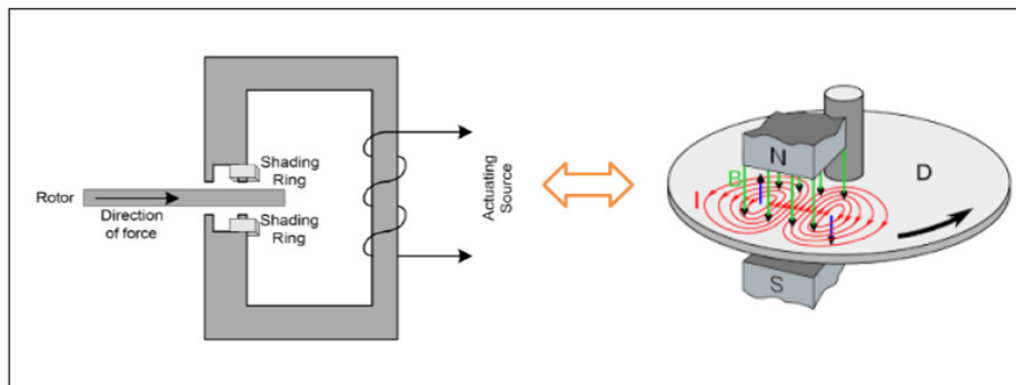


Figure 2.2: Relais électromagnétique

b) Relais numériques

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 voltage. 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. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme [34] :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (pétrographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance.

En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

c) 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 [26].

- 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.

2.5.3 Transformateur de courant :

2.5.3.1 Définition :

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.

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles [33] :

- 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.

La fonction d'un transformateur de courante phase est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.

2.5.3.2 Circuit équivalent de TC

La figure (2.3) présente un transformateur de courant réel.

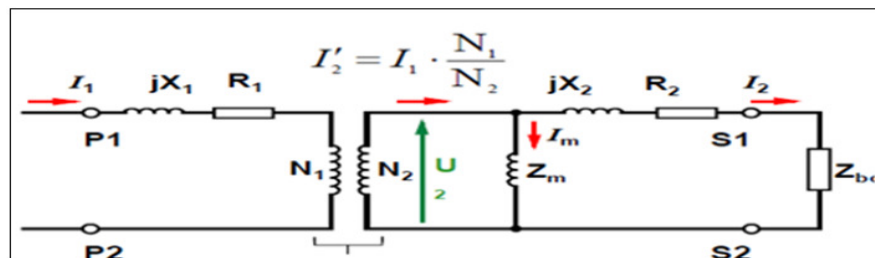


Figure 2.3: Réal TC

I_1 : Courant primaire

X_1 = Réactance de fuite primaire

R_1 = Résistance d'enroulement primaire

Z_0 = Impédance de magnétisation

I_2 = Courant secondaire

X_2 = Réactance de fuite secondaire

R_2 = Résistance d'enroulement secondaire

Z_B = Impédance de charge (relais)

2.5.3.3 Constitution et types de TC

a) Constitution du TC

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy-silice dans le cas des transformateurs Schneider Electric.

L'appareil est de type [34]:

- bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique.
- traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation.
- tore : primaire constitué par un câble isolé.

b) TC à doubles enroulements:

- Double calibre primaire:

Il est obtenu par couplage série ou parallèle des enroulements primaires. La figure (2.4) présente le couplage primaire en Parallèle. La figure (2.5) présente le couplage primaire en série [28].

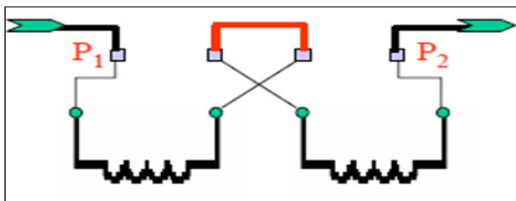


Figure 2.4: Couplage primaire en Parallèle.

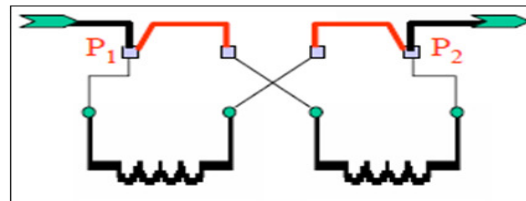


Figure 2.5: Couplage primaire en série.

- Double calibre secondaire

Ils sont montés sur deux circuits magnétiques indépendants. L'un d'eux est utilisé pour l'alimentation du comptage et mesure et a toujours une puissance d'au moins 10 VA en classe sa précision égale 0,5. Son circuit magnétique doit se saturer à $2.In$ pour la protection des appareils de comptage et mesure. L'autre est utilisé pour l'alimentation des circuits de protection et à une puissance de 10 VA en classe sa précision égale 1. Son circuit magnétique ne doit pas y avoir de saturation avant au moins 15 fois le courant nominal. La figure (2.6) présente un TC double calibre primaire.

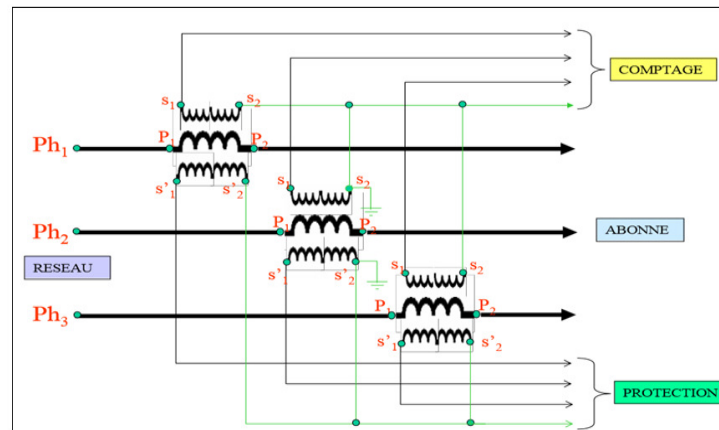


Figure 2.6: TC double calibre secondaire

2.5.4 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).

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 caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V.

2.6 Qualités principales d'un système de protection

2.6.1 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 prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales [36] :

- 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.

2.6.2 Fiabilité de protection

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect, évite les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [37]. La figure (2.7) présente fiabilité de protection.

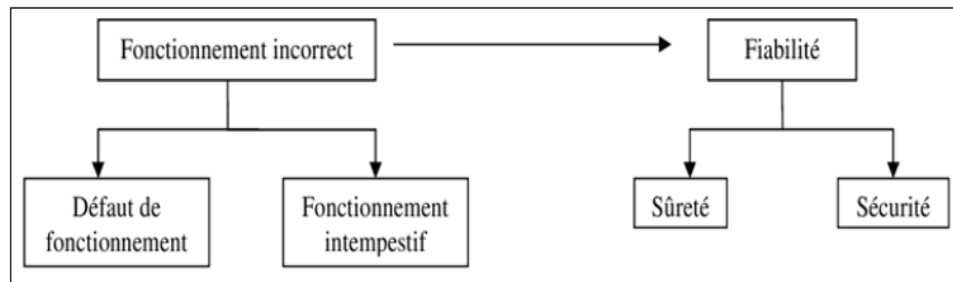


Figure 2.7: Fiabilité de protection.

2.6.3 La sélectivité

2.6.3.1 Définition de la sélectivité

La sélectivité consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. On cite quelques modes de sélectivité qui peuvent être mis en œuvre :

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

2.6.3.2 Sélectivité chronométrique

C'est la sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue [38].

2.6.3.3 Mode de fonctionnement

Ainsi, si 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 DT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Il doit tenir compte : b du temps de coupure T_c du disjoncteur en aval, qui inclut le temps de réponse de l'appareil à l'ouverture et le temps d'arc, b des tolérances de temporisation dT , b du temps de dépassement de la protection en amont : t_r , b d'une marge de sécurité m .

DT doit donc satisfaire à la relation [39] :

$$DT \geq T_c + t_r + 2dT + m$$

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

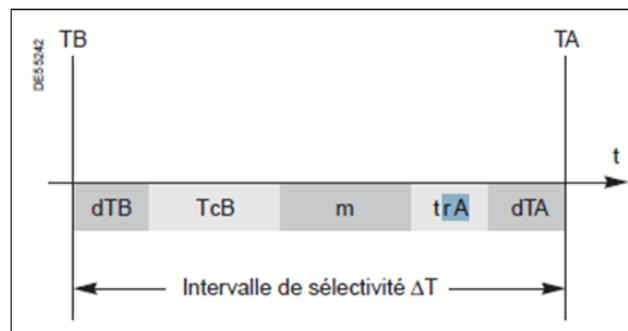


Figure 2.8: Sélectivité chronométrique.

2.6.3.4 Sélectivité ampérométrique

Une protection ampérométrique 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].

Chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux défauts apparaissant au delà.

Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car il est simple, de coût réduit et rapide.

2.6.3.5 Sélectivité logique

Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau en antenne, le courant de défaut parcourt le circuit situé entre la source et le point de défaut. Les protections en amont du défaut sont sollicitées. Les protections en aval du défaut ne sont pas sollicitées. Seule la première protection en amont du défaut doit agir [40].

A chaque disjoncteur est associée une protection apte à émettre et recevoir un ordre d'attente logique. Lorsqu'une protection est sollicitée par un courant de défaut elle émet un ordre d'attente logique et elle provoque le déclenchement du disjoncteur associé.

2.6.3.6 Sensibilité :

Elle doit fonctionner quel que soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut.

Insensibles aux surcharges admissibles et aux oscillations de U et I lors d'une marche hors synchronisme pour éviter une reprise longue et pénible du service [41].

2.7 Contraintes liées à la protection

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier [26] :

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation : réseaux bouclés, ... etc.
- Elles doivent rester stables en présence de phénomène autre que les défauts: lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des transformateurs. Egalement, lors de variations admissibles de la tension et des fréquences et en présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques.

Elle doit être insensible aux oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs.

2.8 Les types de protection

2.8.1 Protection par relais à maximum de courant

Les relais à maximum de courant offrent une plus simple forme de protection pour les lignes de transport. Ces relais mesurent le courant qui circule dans la ligne à protéger et compare ce courant à un courant de réglage appelé le courant de seuil, si ce courant mesuré dépasse la valeur seuil, le relais donne l'ordre au disjoncteur local pour ouvrir le circuit et isole la section en défaut [27].

2.8.1.1 Relais à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur. La figure (2.9) présente Protection à temps indépendant temporisé [42].

I_s : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant).

T : Retard de fonctionnement de la protection (temporisation)

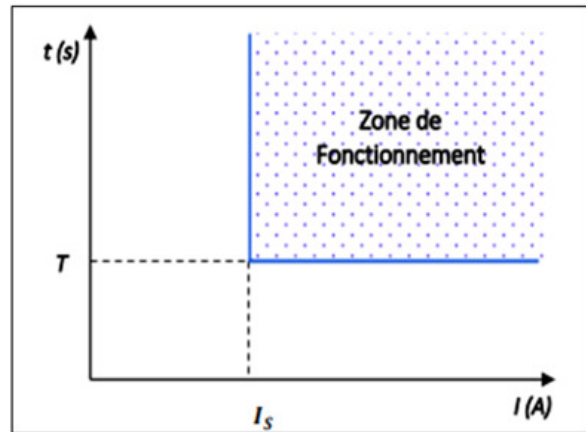


Figure 2.9 : Protection à temps indépendant temporisé.

2.8.1.2 Relais à temps dépendant (inverse) :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. La temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. Le fonctionnement de la protection à temps dépendant (inverse) est défini par les normes CEI 255-3. Elles définissent plusieurs types de protection à temps dépendant qui se différencient par la pente de leurs courbes [42] :

- Protection à temps inverse ;
- Protection à temps très inverse ;
- Protection à temps extrêmement inverse.

La figure (2.10) présente présente Protection à temps dépendant

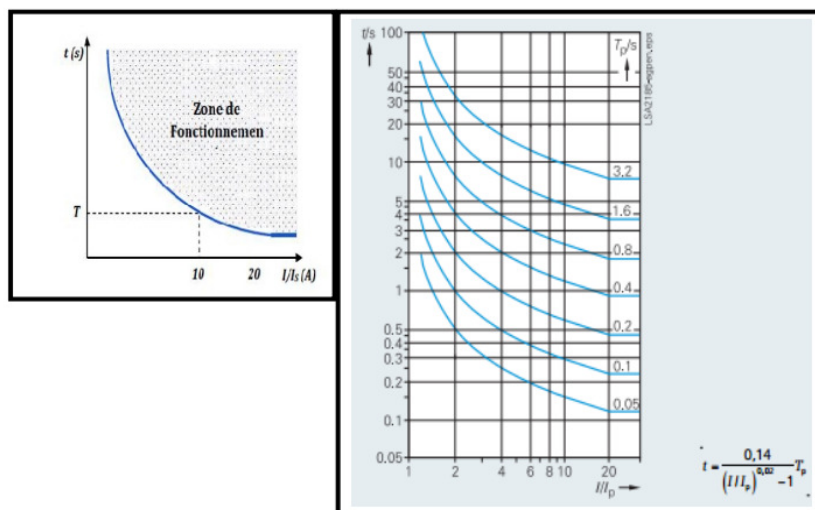


Figure 2.10: Protection à temps dépendant

I_S : Seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.

T : Temporisation pour $10 I_S$.

2.8.2 Protection minimum d'impédance :(protection distance)

2.8.2.1 Principe de base :

La protection de distance est une protection à minimum d'impédance à la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm [43].

$$U = I.Z \quad (2.1)$$

$$Z = R.L + X.L \quad (2.2)$$

Au cas de défaut; le courant I augmente, la tension U diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne varie ; On remarque que l'impédance de la ligne est proportionnelle à la longueur (L), donc pour déterminer la longueur ou se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d. L'image de la tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC. La figure (2.11) présente la protection distance [39].

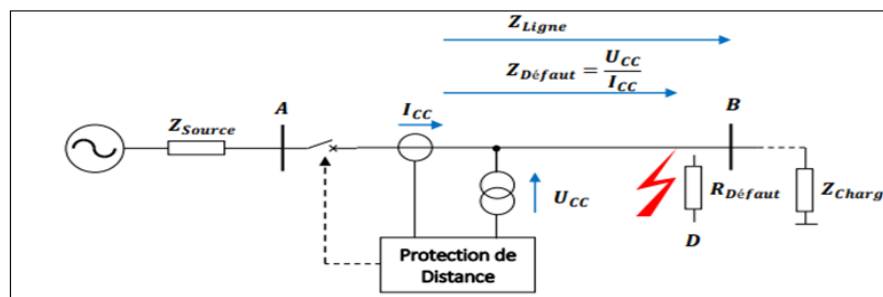


Figure 2.11 : Protection distance.

2.8.2.2 Zone de protection distance

La ligne à protégée doit être partagée en trois zones avales.

a) Première zone

La première zone, désignée comme zone 1, est mise pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, la zone 1 est mise pour couvrir approximativement 80 de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au delà de l'autre extrémité.

$$X1 = 80\%.XL \quad (2.3)$$

XL : Réactance de la ligne avec une temporisation de $T1 = 0$ Sec.

b) Deuxième zone

Pour les mêmes raisons et afin d'assurer la protection des 20% de la ligne restant, on règle la zone 2 à

$$X2 = 120\%.XL \quad (2.4)$$

Avec une temporisation de [39].

- $T=0,3$ Sec pour les lignes 400 kV et 220 kV ;
- $T = 0,5$ Sec pour les lignes 60 kV, dans le but d'assurer la sélectivité avec la ligne adjacente ;

c) Troisième zone

Pour quelques applications, la zone 3 est employée pour assurer la protection de plein support pour les lignes adjacentes. L'arrangement de la zone 3 couvre (avec une marge adéquate) la ligne protégée plus 100% de la plus longue ligne adjacente. Le temps de retard intentionnel utilisé pour la zone 3 est environ 0.6 à 1 sec [46]. La figure (2.12) présente les zones de protection distance et le circuit commande de protection.

$$X3 = 140\%.XL \quad (2.5)$$

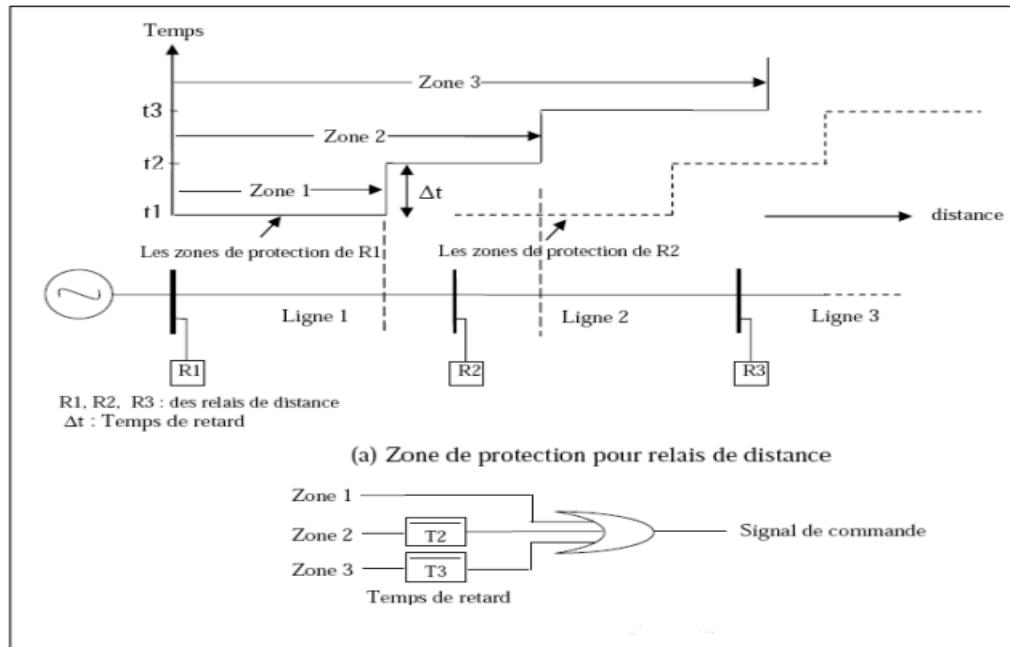


Figure 2.12: Les zones de protection distance et le circuit commande de protection.

2.8.2.3 Caractéristiques du relais de protection distance

Les caractéristiques de fonctionnement des relais à distance sont toujours des figures géométriques telles que des cercles, des droites ou leurs combinaisons [26].

Les caractéristiques les plus connues sont des cercles d'impédances (en ohm) ou d'admittances ($1/Z$ en mho) dans le plan (R, X).

a) Caractéristiques réactives :

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est de ce fait idéale pour les protections phase terre [39]. La figure (2.13) présente la caractéristique réactive.

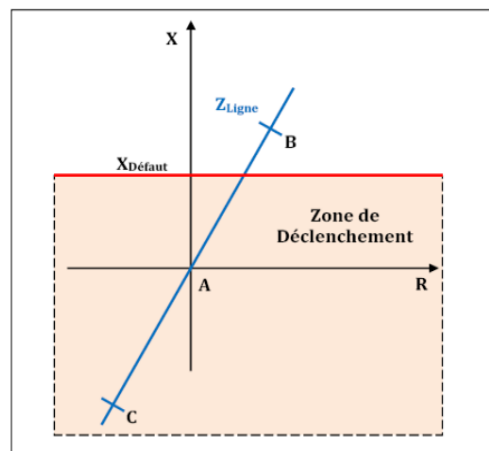


Figure 2.13: Caractéristique réactive.

b) Caractéristique impédante :

La caractéristique impédante décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tous les Z tel que $|Z|=$ une constante. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective. Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones [46]. La figure (2.14) présente la caractéristique impédante [39].

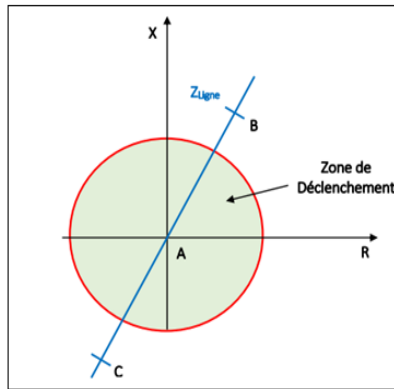


Figure 2.14: Caractéristique impédante.

c) Caractéristique MHO

Caractéristique Mho utilisée pour donner au relais la fonction directionnelle pour voir les défauts uniquement dans le sens direct de la ligne, comme le montre la Figure (2.15).

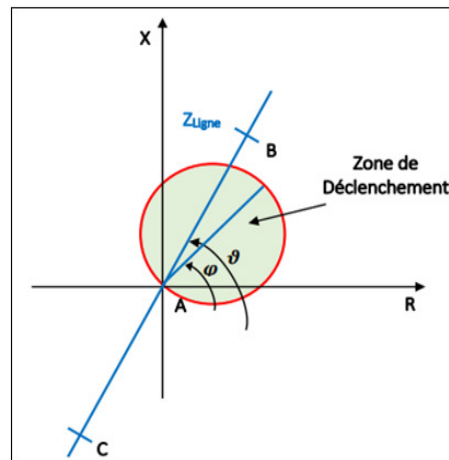


Figure 2.15: Caractéristique mho.

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels, et sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais φ , qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif [46].

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité est mauvaise. Pour contourner ce défaut, une solution consiste à introduire partiellement la tension d'une autre phase, potentiellement saine pour soutenir la tension. La caractéristique reste alors circulaire, mais le centre du cercle se rapproche de l'origine. On parle de Mho à polarisation croisée [38].

2.8.3 Protection directionnelles

2.8.3.1 Principe de la protection directionnelle

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

Elle est nécessaire en cas de défaut :

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

Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la figure 1, les protections à maximum de courant déclencheraient [48]. La figure (2.16) présente la protection directionnelle.

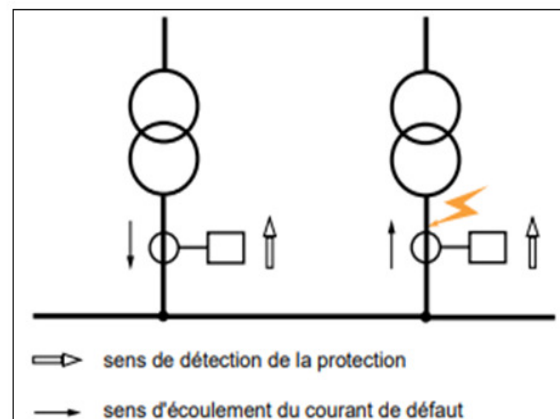


Figure 2.16: D'une protection directionnelle.

Egalement des protections à maximum de puissance peuvent être utilisées. Elles sont pour fonction de mesurer soit la puissance active, soit la puissance réactive qui s'écoule dans la liaison où sont placés les capteurs de courant. La protection fonctionne si la puissance est supérieure à un seuil et si elle s'écoule dans le sens prédéterminé. Elle peut également être utilisée pour détecter un sens anormal d'écoulement de l'énergie. Pour mesurer une puissance ou pour localiser un défaut en amont ou en aval de l'endroit où est mesuré le courant, il faut déterminer le déphasage de ce courant avec une

grandeur de référence : tension entre phases pour la directionnelle de phase, tension résiduelle pour la directionnelle de terre. Cette grandeur de référence est appelée grandeur de polarisation.

2.8.3.2 Protection directionnelle de terre

Cette protection mesure le courant résiduel et utilise le plus souvent comme grandeur de polarisation la tension résiduelle. Le courant résiduel est I_r , tel que :

$$I_r = I_1 + I_2 + I_3 \quad (2.3)$$

Le courant résiduel est mesuré, soit par trois transformateurs de courant (un par phase), soit par un tore englobant les trois phases.

L'utilisation de trois transformateurs de courant a les avantages suivants : les TC sont en général disponibles, il est possible de mesure des courants importants.

Tandis que les inconvénients de cette méthode sont : problème de saturation des TC lors d'un court-circuit et l'enclenchement d'un transformateur introduit un faux courant résiduel.

En pratique le seuil ne peut pas être réglé à une valeur inférieure à 10 % du courant nominal du TC. La mesure effectuée par un tore englobant les trois phases a pour avantage une grande sensibilité. Son inconvénient : le tore s'installe autour d'un câble non blindé qui assure l'isolement [50].

2.8.3.3 Protection de puissance

Ces protections utilisent le plus souvent la méthode des deux wattmètres pour mesurer la puissance active, et une variante, que nous appellerons méthode des deux VAR mètres, pour mesurer la puissance réactive. Rappelons que cette méthode permet de mesurer la puissance à partir de deux courants et de deux tensions composées.

Elle s'applique à un réseau triphasé, équilibré ou non, pourvu qu'il ne circule aucun courant homopolaire. En particulier, cette méthode ne s'applique pas à un réseau basse tension 4 fils, c'est-à-dire un réseau, dont le neutre est distribué, qui alimente des charges monophasées branchées entre phase et neutre. La puissance active est donnée par :

$$p = I_1.U_{31} \cdot \cos(I_1, U_{31}) + I_2.U_{32} \cdot \cos(I_2, U_{32}) \quad (2.4)$$

De la même façon, la puissance réactive est donnée par :

$$Q = I_1.U_{31} \cdot \sin(I_1, U_{31}) + I_2.U_{32} \cdot \sin(I_2, U_{32}). \quad (2.5)$$

La puissance ainsi mesurée est une grandeur algébrique, dont le signe indique le sens d'écoulement. Les protections de puissance sont donc naturellement directionnelles. Certains relais utilisent trois éléments de mesure monophasés pour déterminer la puissance.

Ces relais seront donc utilisables sur des réseaux 4 fils ; ils présentent l'inconvénient, en contrepartie, de nécessiter l'installation de 3 TP et 3 TC. La figure (2.17) présente le principe de mesure d'une puissance [48].

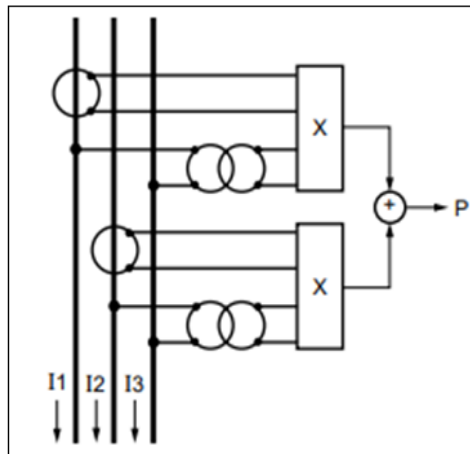


Figure 2.17: Principe de mesure d'une puissance.

2.8.3.4 Protection directionnelle de phase

Pour chaque phase surveillée, le relais mesure le courant dans la phase et utilise comme grandeur de polarisation une tension composée. La tension simple n'est pas utilisée, parce qu'elle varie beaucoup si le défaut est à la terre, par l'effet du déplacement du point neutre.

Lorsque le relais mesure le courant dans la phase 1 par exemple, la tension de polarisation utilisée est $V_2 - V_3$. On dit alors que l'angle de branchement de la protection est de 90° .

Les relais directionnels de phase fonctionnent soit comme des protections à maximum de courant directionnel, soit par la mesure de la projection du courant sur la droite caractéristique (figure 2.19). En effet, le relais à maximum de courant directionnel est à préférer.

La coordination avec des protections à maximum de courant est beaucoup plus aisée car le seuil de détection est indépendant de la phase du courant.

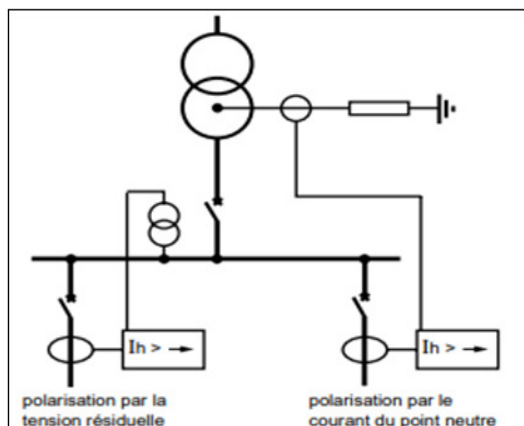
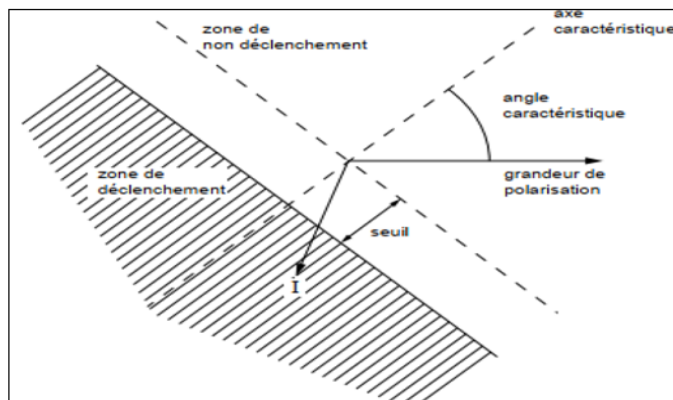


Figure 2.18: Les deux modes de polarisation d'une protection directionnelle de terre.**La figure 2.19:** Angle caractéristique d'une protection.

2.9 Technologies de protection

2.9.1.1 Protection de distance SIEMENS PP2 - 7SA612 :

La Protection de distance numérique SIPROTEC® 4 7SA6 est équipée d'un système à microprocesseur performant [49].

Toutes les opérations effectuées par cet appareil, telles que l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs et autres appareillages haute tension sont traitées de façon complètement numérique. La figure 1-1 représente la structure de base de la 7SA6.

Entrées analogiques Les entrées de mesure EM transforment les courants et tensions issus des réducteurs de courant et tension associés et les convertissent en fonction des niveaux d'amplitude appropriés pour le traitement interne de l'appareil.

Cet appareil dispose de 4 entrées de courants et de 4 entrées de tension. Trois entrées de courant sont prévues pour l'acquisition des courants de phase, une quatrième (I_4) peut être configurée pour le courant de terre (point neutre du réducteur de courant), pour le courant de terre d'une ligne parallèle (compensation de ligne parallèle) ou pour la mesure du courant traversant le point neutre d'une transformatrice source (pour détermination de direction des défauts terre) [SIPROTEC Protection de distance 7SA6 V4.6 Manuel]. La figure (2.20) présente la protection siemens 7SA612. La figure (2.21) présente le schéma de la protection siemens 7SA612.



Figure 2.20: Protection SIEMENS 7SA612.

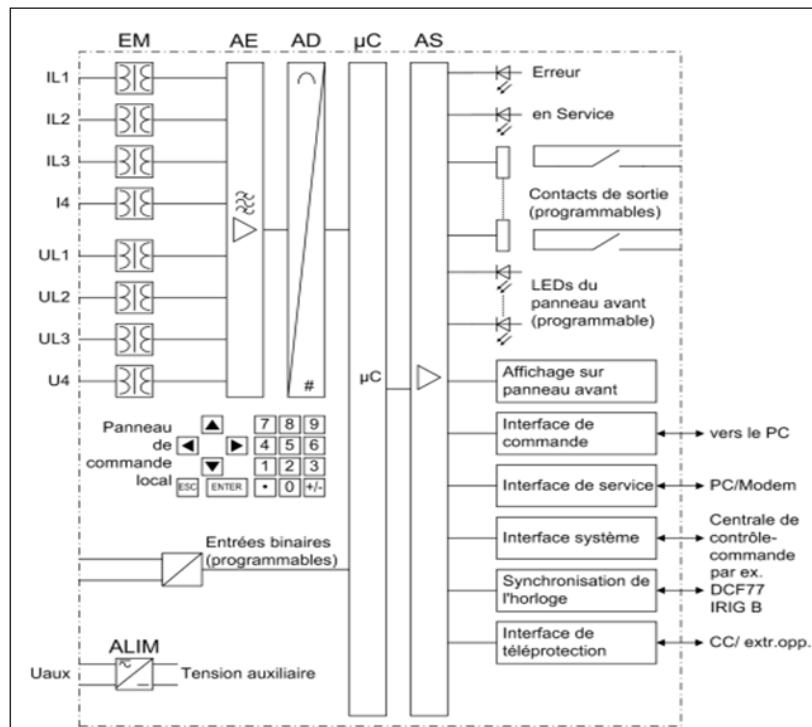


Figure 2.21: Protection siemens 7SA612.

2.9.1.2 Système à microprocesseur

Le microprocesseur μC assure, outre le contrôle de l'acquisition des mesures, les fonctions de protection et de contrôle-commande proprement dites.

Il s'agit en particulier des tâches suivantes :

- filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- supervision continue des grandeurs mesurées,

- supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,
 - interrogation de seuils et de temporisations,
 - contrôle des signaux pour les fonctions logiques,
 - décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,
 - enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements pétrographiques pour l'analyse des défauts,
 - gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par ex. l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.
- Les informations sont mises à disposition via les amplificateurs de sortie AS

2.9.1.3 Fonctions de protection

La fonction de base est la détermination de l'éloignement du défaut à l'aide d'une mesure de distance. En particulier pour les défauts polyphasés complexes, la mesure de distance est multi-systèmes. Différentes procédures de démarrage assurent l'adaptation adéquate aux conditions du réseau et à la philosophie d'utilisation. Le régime de neutre du réseau peut être isolé, compensé ou de type mis à la terre (avec ou sans limitation du courant de terre). L'utilisation de l'appareil pour les lignes longues à fort transit avec ou sans compensation série est possible. La protection de distance peut être complétée par différents schémas de télé action (pour déclenchement instantané sur 100% de la liaison). De plus, l'appareil assure la protection homopolaire complémentaire pour la détection des défauts terre résistants (optionnel). Cette protection peut opérer de manière directionnelle, non-directionnelle ou avec télé action. Les lignes dont l'une des extrémités n'est raccordée à aucune source ou à une source faible peuvent bénéficier d'un déclenchement instantané aux deux extrémités grâce aux schémas de télé action. Une logique de traitement d'enclenchement sur défaut permet de déclencher en instantané sur toute la longueur de la ligne.

2.9.1.4 Fonctions de commande

L'appareil est équipé de fonctions de commande qui permettent d'enclencher ou de déclencher différents organes de manœuvre via des touches du clavier, via l'interface système, via des entrées binaires et au moyen d'un ordinateur et du logiciel DIGSI®. Les acquits des états de commutation sont effectués par acquisition de la position des contacts auxiliaires des organes de manœuvre via les entrées binaires de l'appareil. Les positions des différents organes hauts tension sont ainsi visibles sur l'appareil et sont utilisables pour des contrôles de plausibilité et pour des verrouillages. Le nombre des organes HT commandables est limité uniquement par les entrées et sorties binaires disponibles sur l'appareil ou affectées au processus de conduite des organes de manœuvre. Il est possible d'utiliser une entrée binaire (signalisation simple) ou deux entrées binaires (signalisation double) par élément commandé. L'autorisation de manœuvre peut être conditionnée par le niveau d'accès (à distance ou en

local) et le mode de commutation (verrouillé ou non, avec ou sans entrée d'un mot de passe). Les conditions de verrouillage (p.ex. protection contre les fausses manœuvres) peuvent être définies à l'aide d'une logique intégrée (CFC) programmable par l'utilisateur.

2.9.2 Protection ARRIVA MICOM

La protection numérique de départ du type P442 est un dispositif de protection sélective rapide des lignes aériennes alimentées de façon unie ou bilatérale, et des câbles constituant des réseaux radiaux, en boucle ou maillé à volonté. On l'occurrence le point neutre de réseau peut être isolé et compensé (par bobine de PETERSEN) ou mis à la terre directement ou par l'intermédiaire d'une résistance de limitation du courant [50].

Cet appareil remplit toutes les fonctions nécessaires à la protection d'un départ de ligne usuelle, et de ce fait, est d'un emploi universel. Ce dispositif est également utilisable en tant que protection de réserve avec des temporisations échelonnées, associé à des protections à comparaison de tout type pour des lignes, transformateurs, alternateurs, moteurs et jeux de barres.

La fonction de base de cette protection est sa faculté d'apprécier l'éloignement d'un court-circuit en effectuant une mesure de distance. Cette fonction essentiellement peut être complétée par toute une série de fonctions additionnelles telles que transmission de signaux (pour déclenchement rapide), localisations de défauts (pour identification rapide du point en défaut), localisation de défaut à la terre (pour réseaux avec neutre mis à la terre), dispositif automatique de ré-enclenchement (pour ligne aériennes), verrouillage « anti-pompage ». Lors d'un incident (défaut dans le réseau), les valeurs instantanées des grandeurs de mesure durant un laps de temps sont mémorisés dans l'appareil et sont ensuite disponibles pour une analyse. Par l'intermédiaire de l'interface sérielle, on peut établir une communication étendue avec d'autres équipements de commande et de mémorisation numérique [52]. Figure (2.22) présente le relais de protection ARRIVA MICOM. La figure (2.23) présente les entrées et les sorties des relais P441, P422 et P44.



Figure 2.22: Les relais P441, P422 et P44.

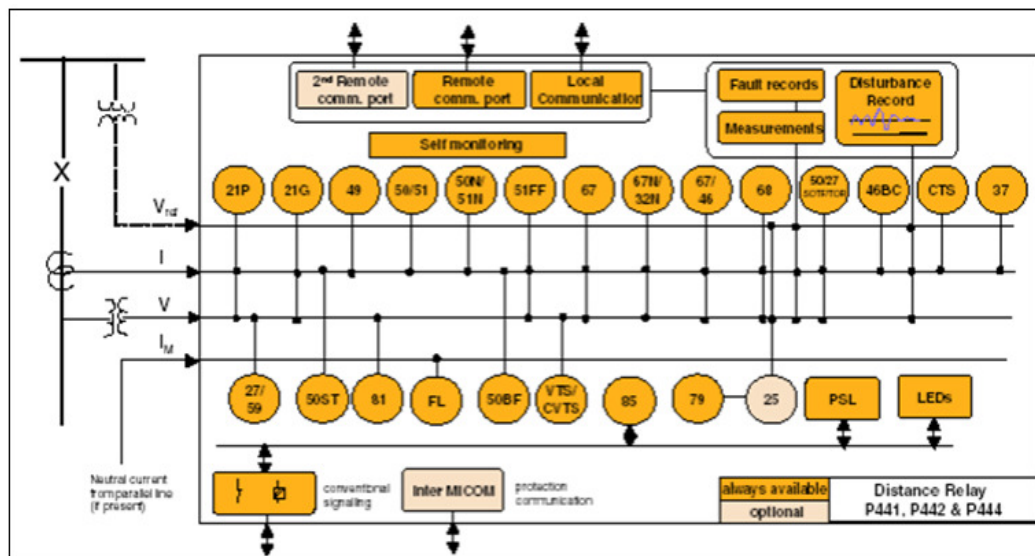


Figure 2.23: Les entrées et les sorties des relais P441, P442 et P444.

2.9.2.1 Mode de fonctionnement :

La protection numérique MICOM P442 est équipée d'un microprocesseur puissance 16bits (plus un coprocesseur). Grâce à cela, tous les impératifs de fonctionnement depuis l'acquisition des grandeurs mesurées, jusqu'à l'émission d'ordres aux disjoncteurs sont entièrement traités par voie numérique. (figure2.21).

2.9.2.2 Excitation :

L'excitation par manque d'impédance est un procédé d'excitation impliquant les phases et qui tient également compte de l'information de boucle. C'est le dépassement des courants de phases qui est déterminant, le seuil de dépassement est une fonction de l'amplitude des tensions de boucle. Le module d'excitation a pour tâche de reconnaître la présence d'un défaut dans le réseau et de mettre en œuvre les mesures nécessaires à l'élimination sélective du défaut.

2.9.2.3 Caractéristique de déclenchement :

Les zones de déclenchement de la protection numérique ont une caractéristique polygonale. Elles sont constituées par la droite directionnelle et par deux limites représentant la réactance et la résistance. Les segments de la réactance X et de résistance R sont réglable séparément et indépendamment l'un de l'autre. De plus, les segments R pour les défauts phase-phase et les défauts phase terre sont réglables individuellement, permettant d'obtenir une réserve accrue de résistance pour les défauts à la terre. La protection numérique MICOM P442 dispose des droites caractéristiques ajustables séparément comme le montre la figure (2.24).

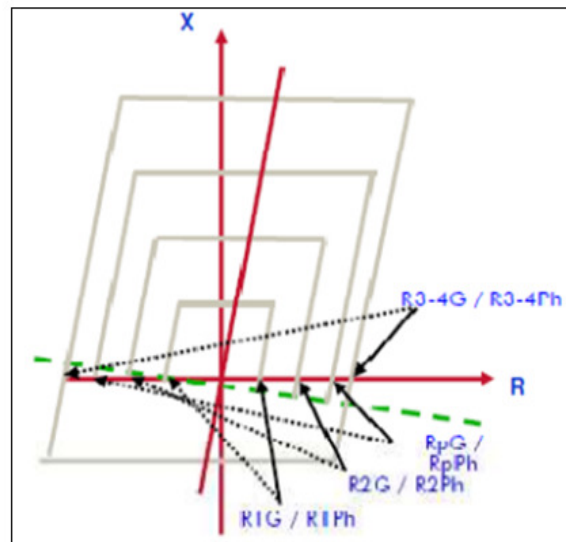


Figure 2.24: Les caractéristiques de déclenchement.

2.9.3 Protection ABB- REL670

L'IED REL 670 est utilisé pour la protection, le contrôle-commande et la surveillance des lignes aériennes et des câbles dans les réseaux mis directement à la terre. L'IED peut être utilisé jusqu'aux seuils de tension les plus élevés. Il est adapté pour la protection de lignes fortement chargées et de lignes à plusieurs extrémités pour lesquelles un déclenchement monopolaire, bipolaire et/ou tripolaire est requis. L'IED est également adapté pour être utilisé comme protection de réserve pour des transformateurs de puissance, des réactances, etc[51].

La protection de distance multichaine non commutée protège les lignes électriques avec une sensibilité élevée et de faibles exigences en ce qui concerne la communication à distance. La mesure et le réglage des cinq zones sont totalement indépendants, fournissant ainsi une grande flexibilité pour tous les types de lignes.

Le réenclenchement automatique monopolaire, bipolaire et / ou tripolaire contient des circuits prioritaires pour les configurations à plusieurs disjoncteurs par départ. Il fonctionne en coopération avec la fonction synchrocheck avec réenclenchement rapide ou lent.

La protection de distance et contre les défauts à la terre peut communiquer avec l'extrémité opposée selon tous les schémas de téléaction. Avec la communication à distance incluse et conformément à la norme IEEE C37.94, 6 x 32 canaux pour les ordres de télédéclenchement et les signaux binaires sont disponibles pour les communications entre les IED.

L'IED peut également être fourni avec une fonctionnalité de contrôle-commande et d'interverrouillage complet incluant une coopération avec la fonction synchrocheck afin de permettre une intégration dans le contrôle-commande principal ou de réserve. L'outil graphique perfectionné, avec lequel la logique de l'utilisateur est préparée, permet de réaliser des applications spéciales, telles

que l'ouverture automatique de sectionneurs dans des schémas a plusieurs disjoncteurs par départ, l'enclenchement de disjoncteurs dans des jeux de barres en anneau, les logiques de transfert de charge etc. L'outil graphique de configuration, avec mode de configuration, garantit la simplicité et la rapidité des essais et de la mise en service. La communication sérielle est réalisée au moyen de liaisons optiques pour assurer l'immunité aux perturbations.

Du fait de sa grande flexibilité, ce produit constitue un excellent choix pour des installations neuves ou pour la remise a neuf d'installations existantes. La figure (2.25) présente le relais ABB650A01.



Figure 2.25: Relais ABB650A01.

La figure (2.26) présente le schéma du relais ABB650A01.

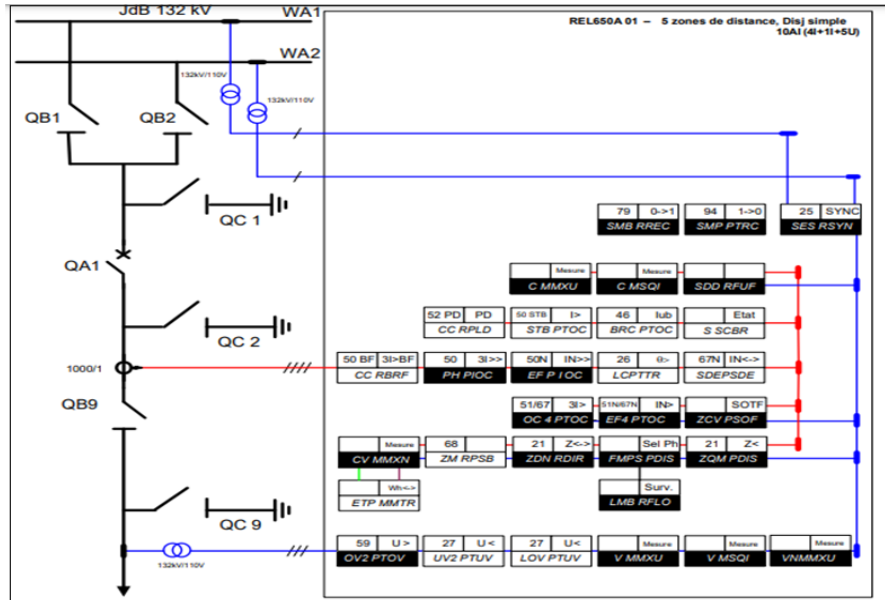


Figure 2.26: Schéma du relais ABB650A01.

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini la protection de réseau électrique, en donnant un aperçu sur les principaux relais de protection utilisés pour assurer la continuité de service, à savoir : le relais à maximum de courant, le relais à minimum d'impédance (distance) et le relais directionnel. Outre, les principaux types de technologies utilisées pour protéger les réseaux électriques ont été également évoqués.

Chapitre 3 :

Calcul de défauts de court-circuit

3.1 Introduction

Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de fonctionnement de systèmes connectés sur un réseau électrique. Alors, le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul, car il est lié à de nombreux paramètres aléatoires.

Ce chapitre présente les méthodes de calcul des courants de courts-circuits pour chaque type de défauts.

3.2 Importance de calcul des courants de court-circuit

L'intensité du courant de court-circuit aux différents étage de l'installation; Ce calcul n'implique pas seulement la connaissance de ces courants sur les autres lignes et phases du réseau ainsi que leurs conséquences sur les tensions. Ces valeurs permettent ensuite de choisir les protections les plus adaptés pour chaque type de réseau.

Pour choisir et régler convenablement les protections, on utilise les courbes du courant en fonction du temps. Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- Le courant maximal de court-circuit qui détermine :
 - ✓ Le pouvoir de coupure des disjoncteurs;
 - ✓ Le pouvoir de fermeture des appareils ;
 - ✓ La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage;Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection. Il doit être calculé avec une bonne précision
- Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :
 - ✓ La longueur des câbles est importante et/ou que la source est relativement impédante;
 - ✓ La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas schémas de liaison à la terre du neutre TN.

3.3 Simplification des schémas :

Lors de l'apparition d'un court-circuit l'intensité du courant peut atteindre des valeurs très élevées. La valeur du courant de court-circuit, pouvant exister en un endroit du réseau est souvent fixée en tout premier lieu par la puissance des centrales qui alimentent celui-ci. Dans le cas pratique où les courts-circuits se produisent dans un réseau comportant de nombreuses lignes et plusieurs transformateurs élévateurs ou abaisseurs de tension, on peut conclure :

- Que l'intensité des courants de court-circuit diffère d'un point à l'autre d'un réseau : relativement intenses à proximité des centrales, ils sont moins à distance plus grande, vu qu'ils

sont alors limités par les impédances des lignes et des transformateurs entre les sources et le défaut.

- Qu'en un point donné du réseau, le courant de court-circuit peut augmenter très sensiblement si l'on accroît la puissance de la centrale, ou si l'on procède à l'interconnexion de centrales précédemment isolées.

Dans les réseaux industriels à 50 Hz, la réactance des différents éléments constitutifs est généralement prépondérante par rapport à la résistance ; aussi peut-on négliger cette dernière pour le calcul des courants de court-circuit. On assimile alors les impédances à des réactances pures.

- Dans les transformateurs on néglige les résistances et courants magnétisant,
- Dans les machines synchrones, on néglige les résistances,
- Au niveau des lignes de transmission, on néglige les condensateurs, conductances et résistances.

3.4 Méthode de calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909 [16]. Cette dernière, est retenue pour sa précision et pour son aspect analytique, ainsi qu'elle est plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

3.5 Théorie des composantes symétriques

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire.

La figure (3.1) présente le système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés. [52.53]

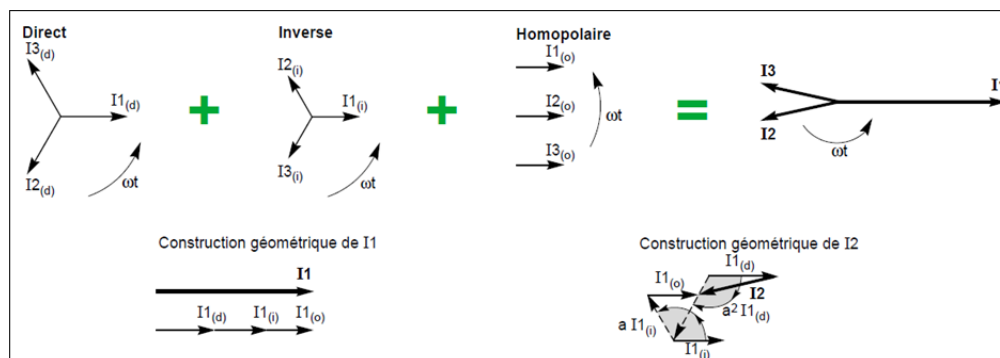


Figure 3.1: Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés.

3.5.1 Le système direct :

Le système direct (Positif ou de séquence d'ordre 1) consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur V_a comme référence et sachant que l'opérateur :

$$a = -0.5 + j0.866 = 1 \angle +120^\circ \quad (3.1)$$

Il vient alors :

$$\begin{cases} V_{a1} = V_1 \\ V_{b1} = V_1 \angle 240^\circ = a^2 V_1 \\ V_{c1} = V_1 \angle 120^\circ = a V_1 \end{cases} \quad (3.2)$$

3.5.2 Le système Inverse :

Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2) consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine.

$$\begin{cases} V_{a2} = V_2 \\ V_{b2} = V_2 \angle 120^\circ = a V_2 \\ V_{c2} = V_2 \angle 240^\circ = a^2 V_2 \end{cases} \quad (3.3)$$

3.5.3 Le système homopolaire :

Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 » :

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \quad (3.4)$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V_a , V_b , V_c peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V_{a0} , V_{b0} , V_{c0}

Peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

$$\begin{cases} V_a = V_1 + V_2 + V_0 \\ V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\ V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \end{cases} \quad (3.5)$$

Pour déterminer V_1 , V_2 et V_0 en fonction de V_a , V_b et V_c on a deux méthodes :

- 1er méthode : utiliser la matrice inverse $[T]^{-1}$
- 2ème méthode : utiliser $1 + a + a^2 = 0$

On aura :

$$\begin{cases} V1 = 1 \div 3[Va + aVb + a^2Vc] \\ V2 = 1 \div 3[Va + a^2Vb + aVc] \\ V0 = 1 \div 3[Va + Vb + Vc] \end{cases} \quad (3.6)$$

3.6 Circuit équivalent des séquences

La figure 3.2 présente le système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés.

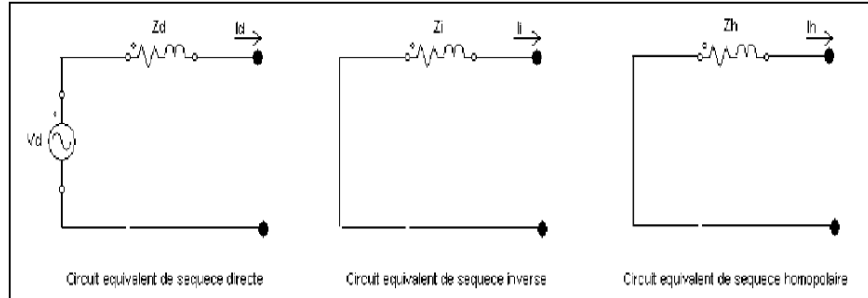


Figure 3.2: Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés.

$$\begin{cases} V_d = V_{dp} - Z_d \cdot I_d \\ V_i = 0 - Z_i \cdot I_i \\ V_h = 0 - Z_h \cdot I_h \end{cases} \quad (3.7)$$

Où :

V_{dp} : La tension préexistante au point de défaut.

Z_d, Z_i, Z_h : Les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes.

3.7 Calcul des niveaux de défaut

3.7.1 Défaut triphasé symétrique

Expression du défaut :

$$Va = Vb + Vc = 0 \quad (\text{Phases en défaut}) \quad (3.8)$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$Vd = Vi = Vh = 0 \quad (3.9)$$

$$I_d = V_{pd} \div Z_d \quad (3.10)$$

$$I_i = I_h = 0 \tag{3.11}$$

- Valeur du courant de défaut triphasé :

$$I_{mcc} = I_{3\phi cc} = I_d = V_{pd} / Z_d \tag{3.12}$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$V_a = V_b + V_c = 0 \tag{3.13}$$

$$\begin{cases} I_a = V_{pd} \div Z_d \\ I_b = a^2 \cdot V_{pd} \div Z_d \\ I_c = a \cdot V_{pd} \div Z_d \end{cases} \tag{3.14}$$

La figure (3.3) présente le court-circuit triphasé [55].

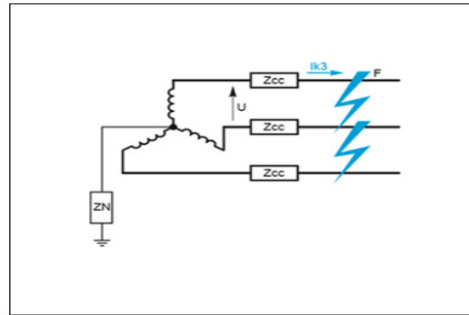


Figure 3.3: Court-circuit triphasé.

3.7.2 Défaut biphasé isolé

Expression du défaut :

$$V_b = V_c, V_{bc} = 0, I_d = -I_c \text{ (Phases en défaut)} \tag{3.15}$$

$$I_a = 0 \text{ (Phase saine)} \tag{3.16}$$

Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_{bc} = V_{bn} + V_{nc} = (a^2 V_d + a \cdot V_i + V_h) - (a \cdot V_d + a^2 V_i + V_h) = 0$$

$$V_{bc} = V_d (a^2 - a) - V_i (a - a^2) + V_h (1 - 1) = 0$$

$$\longrightarrow V_d (a^2 - a) = V_i (a - a^2) \longrightarrow V_d = V_i \tag{3.17}$$

Ce qui Implique :

$$V_d^p - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i$$

$$I_d = \frac{1}{3}(I\alpha + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = \frac{1}{3}(\alpha - \alpha^2) \cdot I_b = j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b \tag{3.18}$$

$$I_i = \frac{1}{3}(I\alpha + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = \frac{1}{3}(\alpha^2 - \alpha) \cdot I_b = -j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b \tag{3.19}$$

$$I_h = \frac{1}{3}(I_\alpha + I_c + I_b) = 0 \tag{3.20}$$

Retour aux grandeurs de phase :

$$\begin{cases} I_a = 0 \\ I_b = -j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \\ I_c = j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \end{cases} \tag{3.21}$$

La figure (3.4) présente un court-circuit biphasé.

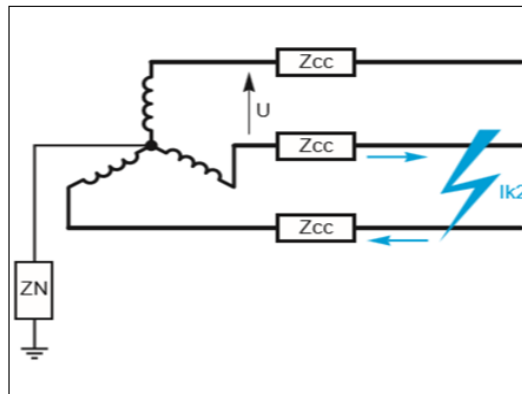


Figure 3.4: Court-circuit biphasé.

3.7.3 Défaut biphasé terre

$$I_b = V_c = 0, I_b = -I_c \tag{3.22}$$

$$I_a = \text{(Phases saine)} \tag{3.23}$$

Traduction en grandeurs symétrique

$$V_d = \frac{1}{3}(V_\alpha + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) = \frac{1}{3} V_\alpha$$

$$V_i = \frac{1}{3}(V_\alpha + \alpha^2 V_b + \alpha V_c) = \frac{1}{3} V_\alpha$$

$$V_h = \frac{1}{3}(V_\alpha + V_b + V_c) = \frac{1}{3} V_\alpha$$

$$\longrightarrow V_d = V_i = V_h \tag{3.24}$$

Soit d'après

$$\begin{cases} I_i = -\frac{V_i}{Z_i} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_h}{Z_h} \\ I_h = -\frac{V_i}{Z_i} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_h}{Z_h} \end{cases} \tag{3.25}$$

Donc

$$\begin{cases} I_i = -\frac{V_d^p - Z_d \cdot I_d}{Z_i} \\ I_h = -\frac{V_d^p - Z_d \cdot I_d}{Z_h} \end{cases} \tag{3.26}$$

$$I_\alpha = I_d + I_i + I_h = 0 \tag{3.27}$$

$$I_\alpha = I_d - \frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_i} - \frac{V_d^p - Z_d \cdot I_d}{Z_h} = 0 \tag{3.28}$$

$$\begin{cases} I_d = \frac{V_b^p (Z_i + Z_h)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_i = \frac{V_b^p \cdot Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_h = \frac{V_b^p \cdot Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \end{cases} \tag{3.29}$$

Retour aux grandeurs de phase :

$$I_c = \alpha I_d + \alpha^2 I_i + I_0 \longrightarrow I_c = \frac{\sqrt{3}V_b^p (Z_h^{\angle+90^\circ} + Z_i^{\angle+150^\circ})}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.30)$$

$$I_b = \alpha^2 I_d + \alpha I_i + I_0 \longrightarrow I_b = \frac{\sqrt{3}V_b^p (Z_h^{\angle-90^\circ} + Z_i^{\angle-150^\circ})}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.31)$$

Le courant dans le neutre est :

$$I_n = I_b + I_c = \left| \frac{3V_b^p}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \right| \quad (3.32)$$

La figure (3.5) présente le court-circuit biphasé –terre

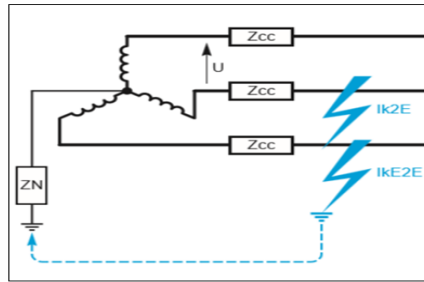


Figure 3.5: Court-circuit biphasé –terre.

3.7.4 Défaut entre phase et terre

Expression du défaut :

$$V_a = 0 \quad (3.33)$$

$$I_a = I_b = 0 \quad (3.34)$$

Traduction en grandeurs symétriques

$$V_d = V_i = V_h, I_d = I_i = I_h \quad (3.35)$$

Soit d'après :

$$I_d = I_i = I_h = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h} \quad (3.36)$$

$$\begin{cases} V_d = \frac{Z_i + Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \cdot V_d^p \\ V_d = \frac{Z_i + Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \cdot V_d^p \\ V_d = \frac{Z_i + Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \cdot V_d^p \end{cases} \quad (3.37)$$

Retour aux grandeurs symétriques

$$\begin{cases} V_a = 0 \\ V_b = \frac{(\alpha^2 - \alpha)Z_i + (\alpha^2 - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \cdot V_d^p \\ V_c = \frac{(\alpha - \alpha^2)Z_i + (\alpha - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \cdot V_d^p \end{cases} \quad (3.38)$$

$$V_a = \frac{3V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h} I_b = I_c = 0 \quad (3.39)$$

La figure (3.6) présente le court-circuit monophasé.

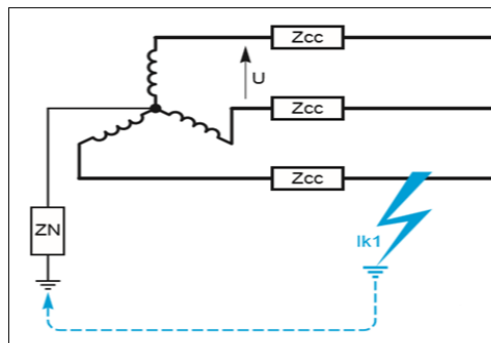


Figure 3.6: Court-circuit monophasé.

3.7.5 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance (Zn ≠ 0)

Dans ce cas la tension au point du défaut n'est pas nulle.

Expression du défaut :

$$V_a \neq 0 \text{ (Phases en défaut)} \quad (3.40)$$

$$I_b = I_c = 0 \text{ (Phase sain)} \quad (3.41)$$

Traduction en grandeurs symétriques :

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{3}(I_\alpha + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = \frac{1}{3} I_\alpha \\ I_i = \frac{1}{3}(I_\alpha + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = \frac{1}{3} I_\alpha \\ I_h = \frac{1}{3}(I_\alpha + I_b + I_c) = \frac{1}{3} I_\alpha \\ \longrightarrow I_d = I_i = I_h \end{cases} \quad (3.42)$$

Soit après

$$V_d^p - Z_d I_\alpha = \frac{1}{3} Z_h I_\alpha + \frac{1}{3} Z_i I_\alpha + \frac{1}{3} Z_n I_\alpha \quad (3.43)$$

Retour aux grandeurs de phase

$$I_\alpha = \frac{3V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_n} \quad (3.44)$$

3.8 Calcul du courant de court-circuit par la méthode des impédances

Pour calculer le courant de court-circuit nous utilisons la méthode des impédances [54].

3.8.1 Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{cc3} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}} \quad (3.45)$$

Avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5% à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 400V, la tension composée adoptée est $U = 420$ V, avec comme tension simple $U/\sqrt{3} = 242.49$ V.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par le courant de court-circuit du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes.

C'est en fait l'impédance «directe» par phase :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\Sigma R) + (\Sigma X)} \quad (3.46)$$

Avec

ΣR = somme des résistances en série,

ΣX = somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau. Le calcul d' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

3.8.2 Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U . L'intensité I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé:

$$I_{cc} = \frac{U}{2Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3} \quad (3.47)$$

Dans le cas d'un défaut proche des machines tournantes, les impédances de celles-ci sont telles que I_{cc2} est proche d' I_{cc3} .

3.8.3 Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple :

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (3.48)$$

L'intensité I_{cc1} débitée est alors :

$$I_{cc1} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{cc} + Z_{ln}} \quad (3.49)$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} . L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

3.8.4 Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_0 . Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{cc0} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé. [Frédéric Dumas & Christophe Poulain]

Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT). La figure 3.7 : Présente les différents courants de court-circuit par la méthode des impédances [56]

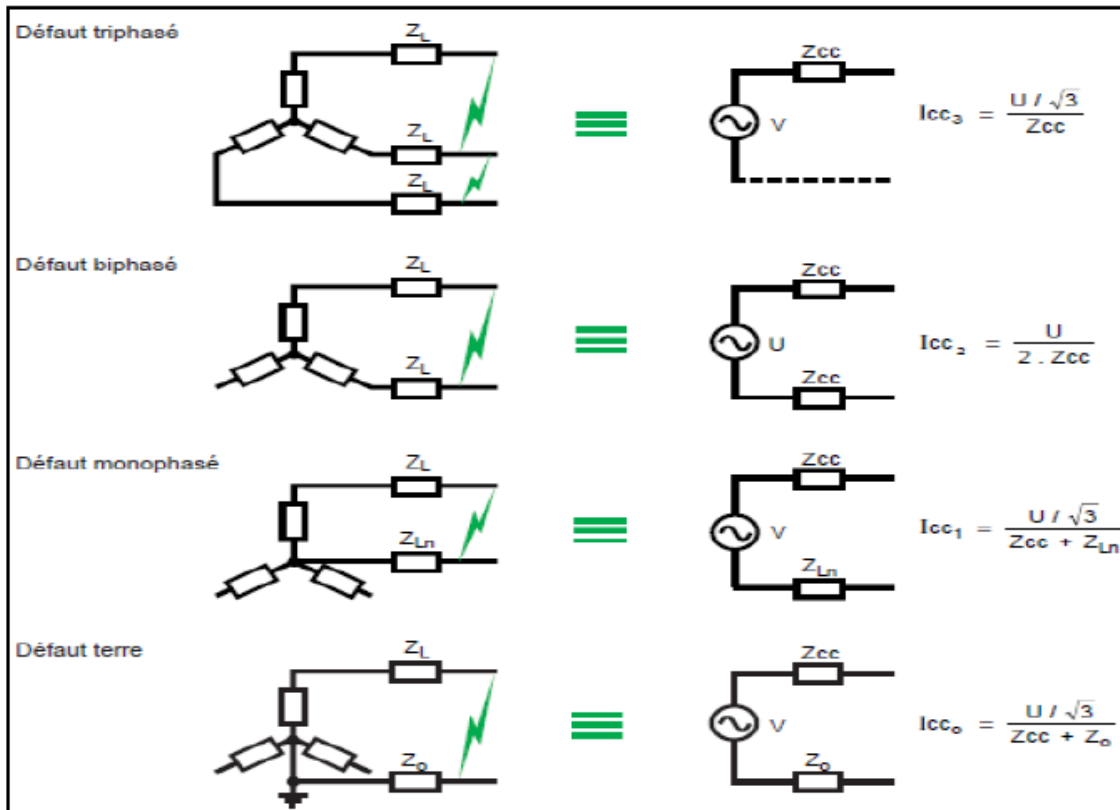


Figure 3.7: les différents courants de court-circuit par la méthode des impédances.

3.9 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, les différentes méthodes connues utilisées pour le calcul des défauts de court-circuit, avec le détail de la méthode basée sur le principe des composantes symétriques, et la méthode de basée sur le calcul des impédances.

Chapitre 04 :

**Simulation de la protection à minimum d'impédance
directionnelle**

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différents résultats de simulations du fonctionnement du réseaux électrique HTB, sans défauts, avec défaut, et lors de la présence du système de protection.

Dans tous les schémas, les grandeurs électriques à savoir la tension et le courant sont calculés et analysés. Le calcul porte également sur les différents types de courant de court-circuit ainsi que les impédances correspondantes en cas de court-circuit La connaissance de cette dernière grandeur est primordiale pour la définition d'un système de protection à minimum d'impédances qui fait l'objet du présent travail.

4.2 Simulation d'un réseau triphasé HTB sans système de protection

4.2.1 Réseau sans défaut : état sain

La figure (4.1) présente une description d'un réseau électrique triphasé sans aucun système de protection et sans aucun défaut, dont ces éléments constitutifs sont:

- Une source sinusoïdale triphasée équilibré 400kV, 50Hz.
- Une ligne électrique triphasée (L1, L2 et L3) représentée par une impédance Z_L , avec $R_L=11.38\Omega$ et $L_L=0.13H$.
- Une charge triphasée équilibrée $P_{ch}=10\text{kW}$, $Q_{ch}=100\text{VAR}$. La figure 4.1 présente le schéma Simulink d'un réseau électrique triphasé sans défaut.

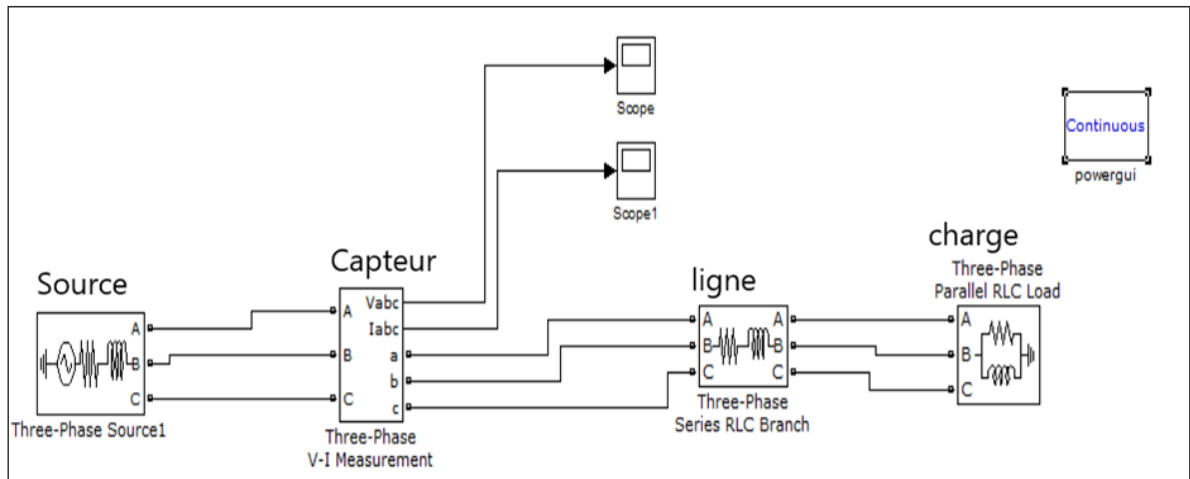


Figure 4.1: Réseaux électrique HTB sans système de protection.

Dans l'état sain, les valeurs efficaces des courants de lignes calculées sont (Figure 4.1)

$$I_{L1} = I_{L2} = I_{L3} = 2000A \quad (4.1)$$

Les valeurs efficaces des tensions simples sont (figure 4.1)

$$V1 = V2 = V3 = 23094kV \quad (4.2)$$

Dans ce régime de fonctionnement normal les courants des lignes formant un système triphasé équilibré en module, et le déphasage est de 120° entre deux phases.

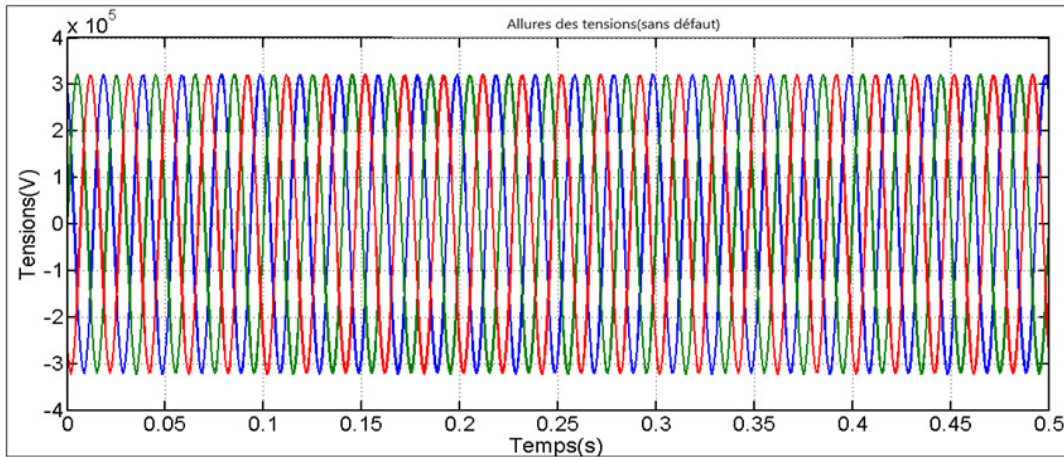


Figure 4.2: Tensions des trois phases.

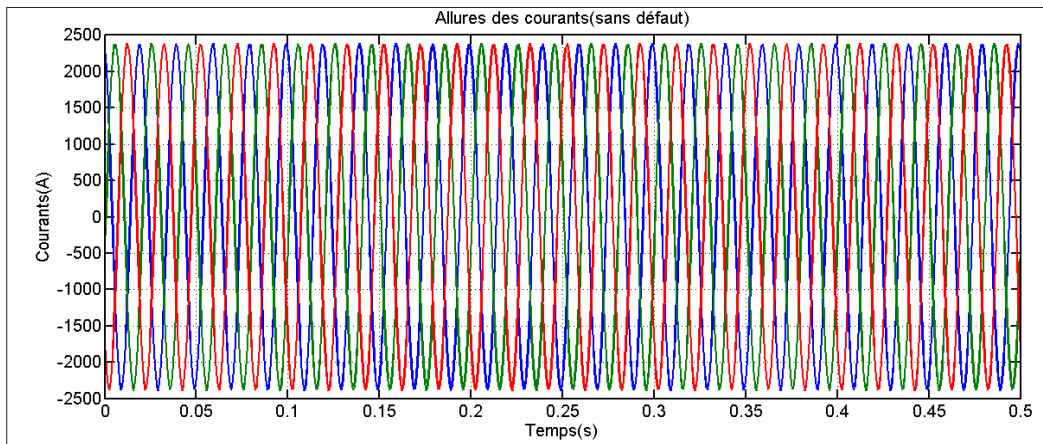


Figure 4.3: Courants des trois phases.

Dans le système sans défaut les valeurs des courants et les tensions ne dépassent pas la valeur limitée.

4.2.2 Réseau électrique HTB avec défaut

Dans cette section, nous procédons à la simulation de différents défauts de court-circuit afin de déterminer l'impédance de court-circuit (Z_{cc}). Cette dernière est nécessaire pour définir l'impédance seuil (Z_{seuil}) de la protection à min d'impédance Z .

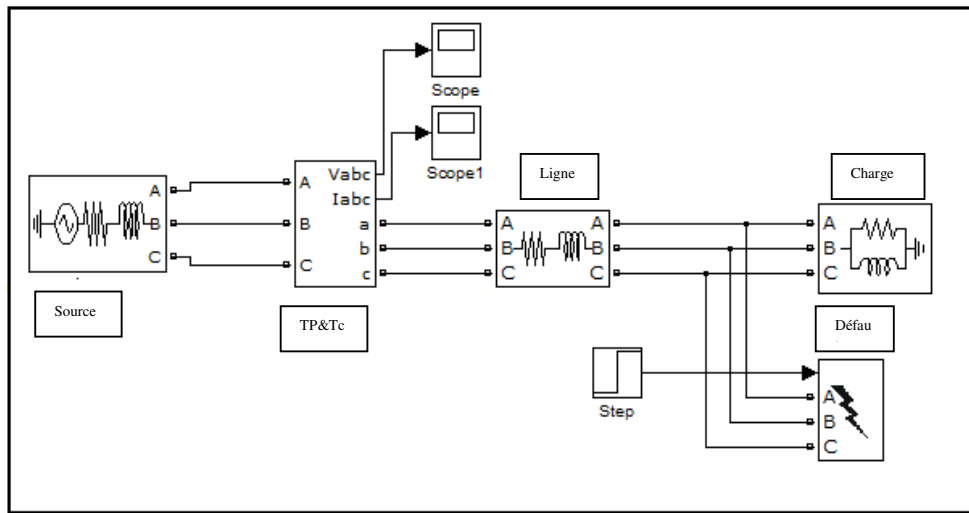


Figure 4.4: Réseaux électrique HTB sans système de protection en présence de défaut.

4.2.2.1 Défaut phase –terre

La figure (4.5) présentée résultat de simulation cas défaut phase terre.

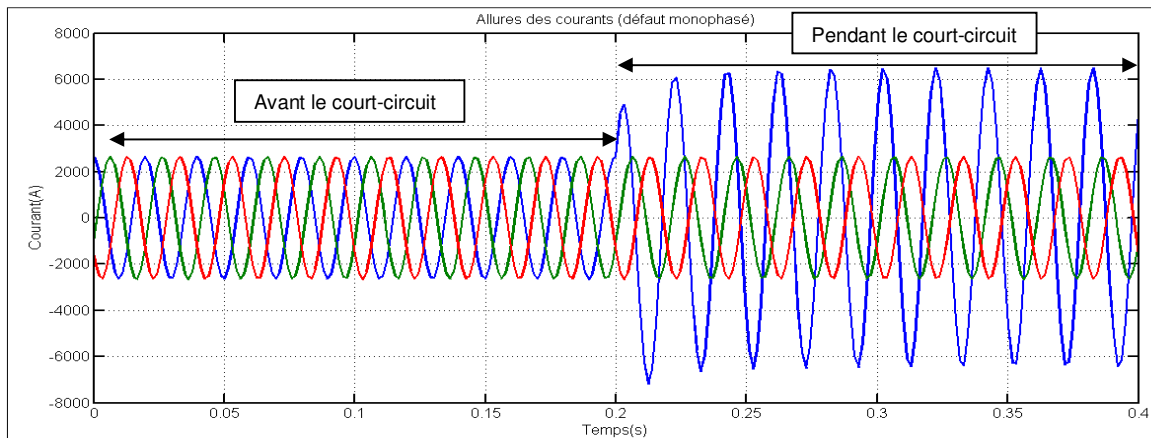


Figure 4.5: Simulation de défaut phase terre.

Tableau 4.1: Résultats de la simulation défaut phase terre.

Type de défaut	Courant de court-circuit			Impédance de court-circuit		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6417	2000	2000	45.19	163.29	163.29

Nous constatons que le courant de court-circuit dans la phase affectée par le défaut (Courant très élevé comparativement aux autres phases), cela affecte l'impédance, ce qui permettra de calculer l'impédance de référence Z_{Seuil} .

En cas de défaut, l'impédance mesurée correspondante au point de défaut et est égale au rapport entre la tension de la boucle en défaut et le courant de défaut $Z_f = U_f / I_f$

4.2.2.2 Défaut biphasé

La figure (4.6) présente le résultat de simulation cas défaut biphasé.

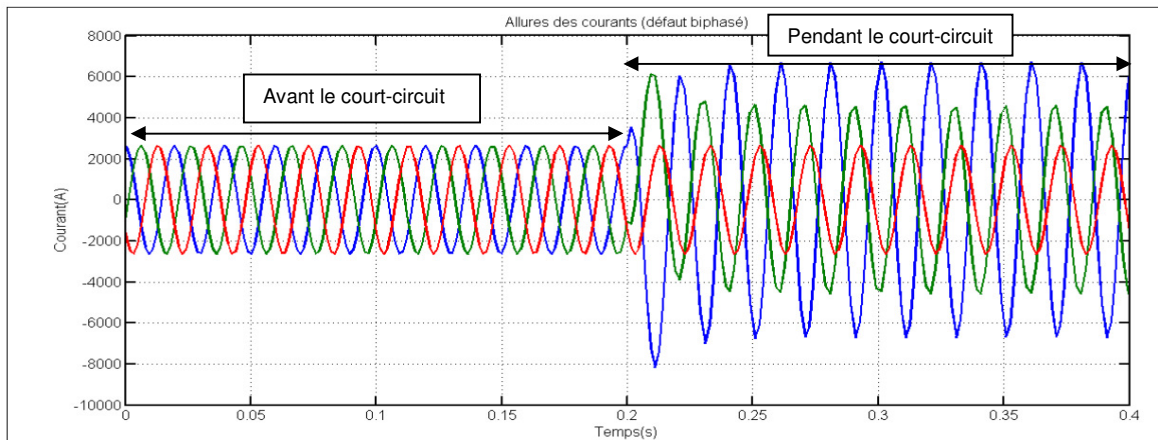


Figure 4.6: Simulation de défaut biphasé.

Le tableau (4.2) montre les résultats du défaut biphasé.

Tableau 4.2: Résultats de la simulation : défaut biphasé

Type de défaut	Courant de court-circuit			Impédance de court-circuit		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6609	4730	2000	44.72	64.05	163.29

Dans ce cas, les valeurs de courants de court-circuit dans les trois phases affectées par le défaut ne sont pas égaux, et cela est à cause du déséquilibre engendré à l'instant d'apparition du défaut.

4.2.2.3 Défaut biphasé -terre

La figure (4.7) présente le résultat de simulation cas défaut biphasé-terre.

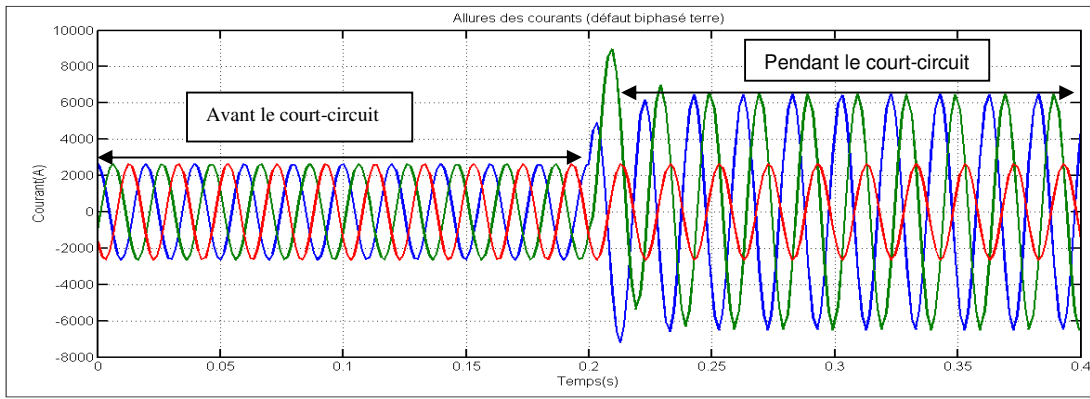


Figure 4.7: Simulation de défaut biphasé-terre.

Le tableau 4.3 montre les résultats du défaut biphasé terre.

Tableau 4.3: Résultats de la simulation défaut biphasé terre.

Type de défaut	Courant de court-circuit			Impédance de court-circuit		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6500	6509	2000	44.18	43.98	163.29

Dans ce cas, les valeurs de courants lors de l'apparition du court-circuit ne sont pas les mêmes, cela est à cause du déséquilibre engendré à l'occasion de l'apparition du défaut.

4.2.2.4 Défaut triphasé-terre

La figure (4.8) présente le résultat de simulation cas défaut triphasé-terre.

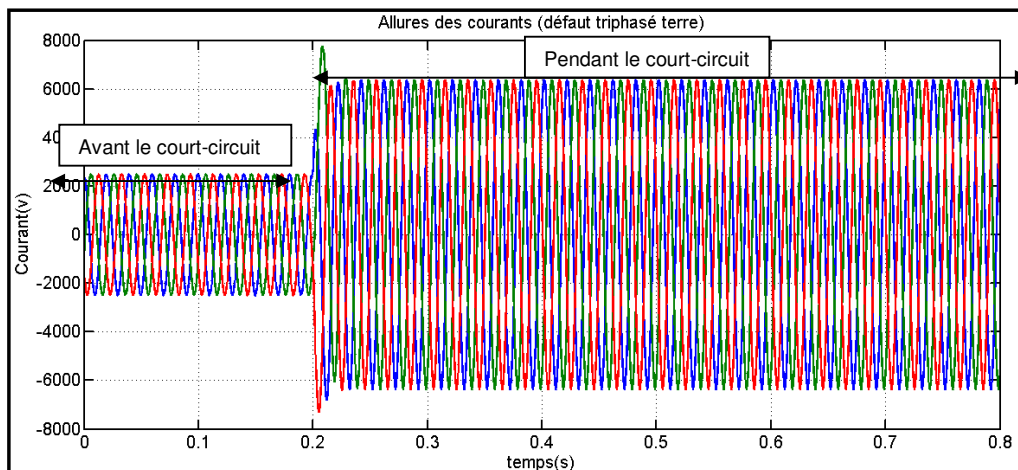


Figure 4.8: Simulation de défaut triphasé-terre.

Le tableau (4.4) montre les résultats du défaut triphasé terre.

Tableau 4.4: Montre les résultats du défaut triphasé-terre.

Type de défaut	Courant de court-circuit			Impédance de court-circuit		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6504	6509	6515	44.89	44.86	44.81

Les courants de court-circuit sont très élevés dans les trois phases, cela nous permettra de calculer l'impédance de référence.

4.2.2.5 Défaut triphasé

La simulation d'un défaut de court-circuit triphasé nous a donné les résultats suivants :

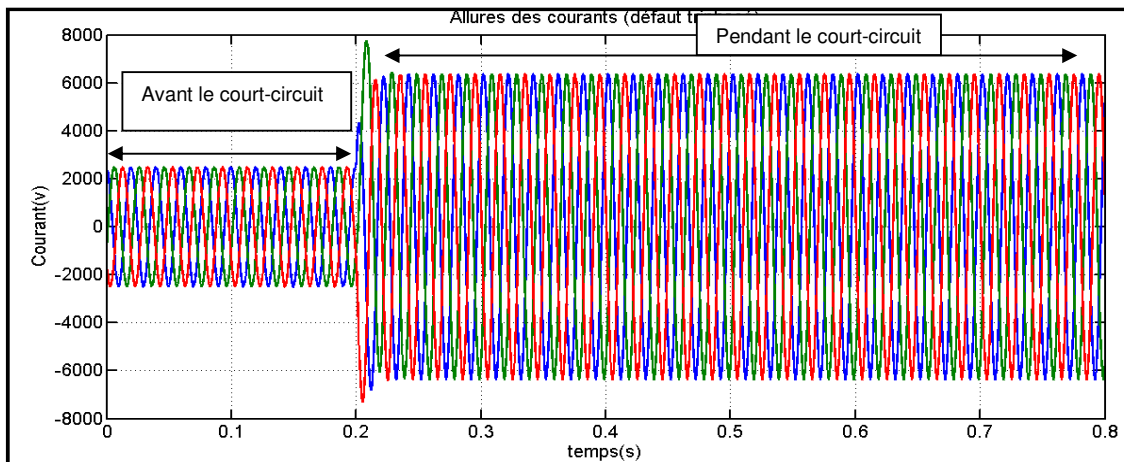


Figure 4.9: Simulation de défaut triphasé.

Le tableau (4.5) montre les résultats du défaut triphasé.

Tableau 4.5: Montre les résultats du défaut triphasé.

Type de défaut	Courant de court-circuit			Impédance de court-circuit		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6500	6530	6505	44.96	44.76	44.93

Les courants de court-circuit sont très élevés dans les trois phases, cela nous permettra de calculer l'impédance de référence.

On constate que, pendant la période de l'apparition du court-circuit, les courants dans les phases affectées sont très élevés ; par contre les impédances diminuent. Ses courants sont très importants et ils sont utilisés pour le calcul de l'impédance de référence Z_{seuil} ; par contre, les courants dans le système en absence de défaut ne permettent pas le calcul de cette impédance.

Le tableau (4.6) présente les différentes valeurs des courants et des impédances calculées lors de l'apparition de chaque type de court-circuit (Selon le type de défaut). La valeur de l'impédance la plus grande sera utilisée pour calculer l'impédance de référence pour le réglage de la protection.

Tableau 4.6: Récapitulatif des courants et impédances de court-circuit.

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédance de court-circuit(Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6417	2000	2000	45.19	163.29	163.29
Biphasé isolé	6609	4730	2000	44.72	64.05	163.29
Biphasé-terre	6500	6509	2000	44.18	43.98	163.29
Triphasé isolé	6504	6509	6515	44.89	44.86	44.81
Triphasé-terre	6500	6530	6505	44.96	44.76	44.93

Impédance de court-circuit max = 64.05 Ω .

Tenant compte d'une marge de sécurité, l'impédance seuil est donnée par la formule suivante :

$Z_{\text{seuil}} = 1.2 \times Z_{\text{cc_max}}$ Soit : $Z_{\text{seuil}} = 76.86\Omega$.

4.3 Protection à minimum d'impédance

L'objectif principal de cette simulation consiste à étudier l'utilisation du relais à minimum d'impédances dans le réseau électrique triphasé, de simuler tous les types de court-circuit afin de voir l'importance de ce type de protection.

4.3.1 Schéma global de la protection min_Z

La Figure 4.10 présente une description d'un réseau électrique triphasé équipé par le système de protection min_Z. Les éléments constitutifs sont :

- Une source sinusoïdale triphasée équilibrée 400kV, 50Hz.

- Une ligne électrique triphasée (L1 et L2 et L3) représentée par une impédance Z_L , avec $R_L=11.6475\Omega$ et $L_L=0.138H$.
- Une charge triphasée équilibrée $P_{ch}=10kwatt$, $Q_{ch}=100var$.
- Un relais à minimum d'impédance.
- Un Switch commandé utilisé comme appareil de coupure (Disjoncteur).

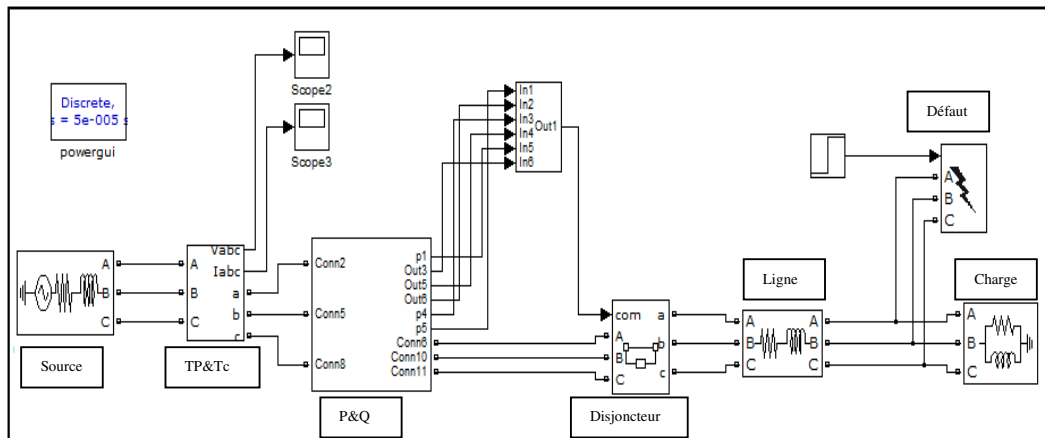


Figure 4.10: Schéma Simulink d'un réseau électrique avec protection min_Z.

4.3.2 Principe de protection minimum d'impédance :

La description du relais à minimum d'impédance est représentée dans la figure (4.11)

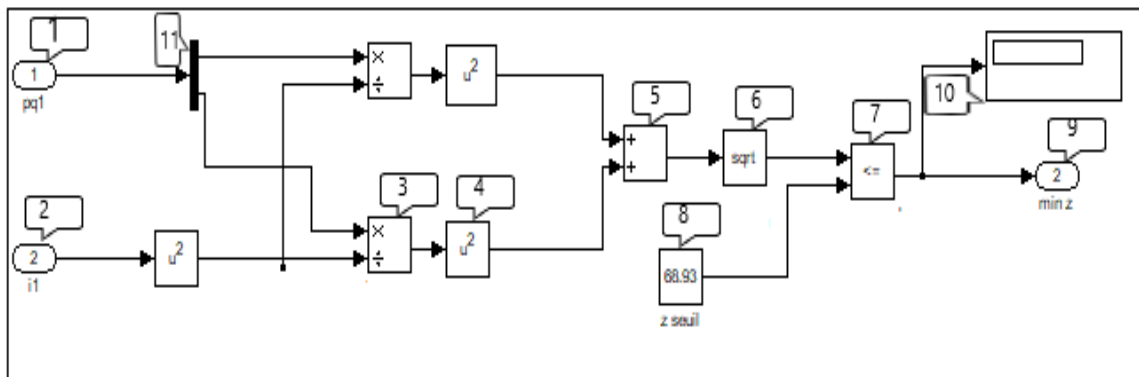


Figure 4.11: Les blocs qui constituent le relais à minimum d'impédance.

N°1 : port d'entrée (input) des puissances active et réactive.

N°2 : port d'entrée (input) de courant

N°3: fonction mathématique (multiplicateur et diviseur)

N°4 : fonction mathématique (square)

N°5 : sommation

N°6 : fonction mathématique (sqrt)

N°7 : fonction mathématique (opérateur relationnel)

N°8 : port d'entrée (input) de l'impédance seuil (Z_{seuil})

N°9 : port de sortie (output) pour la commande de l'élément de coupure

N°10 : display

N°11:« Demux »

4.3.3 Relais à minimum d'impédance

La description du relais à minimum d'impédance est représentée dans la figure (4.12)

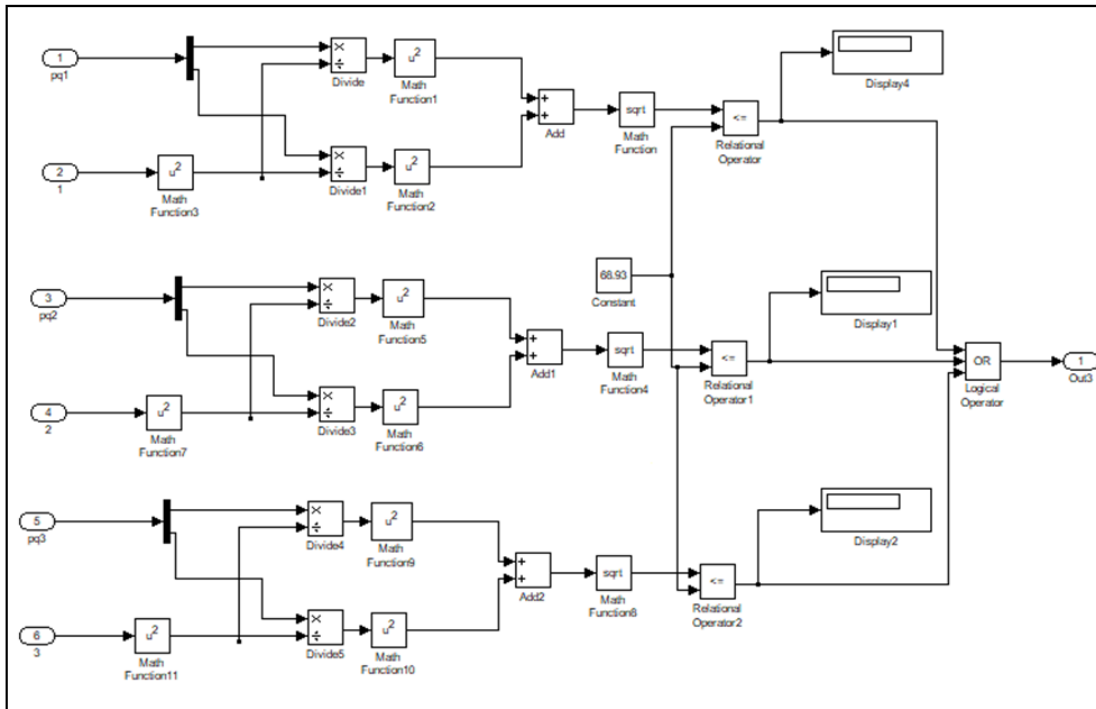


Figure 4.12: Protection minimum d'impédance.

4.3.4 Résultats de simulations

4.3.4.1 Réseaux électrique HTB sans défaut

La figure (4.13) présente le courant de 3 phases dans le cas sans défaut.

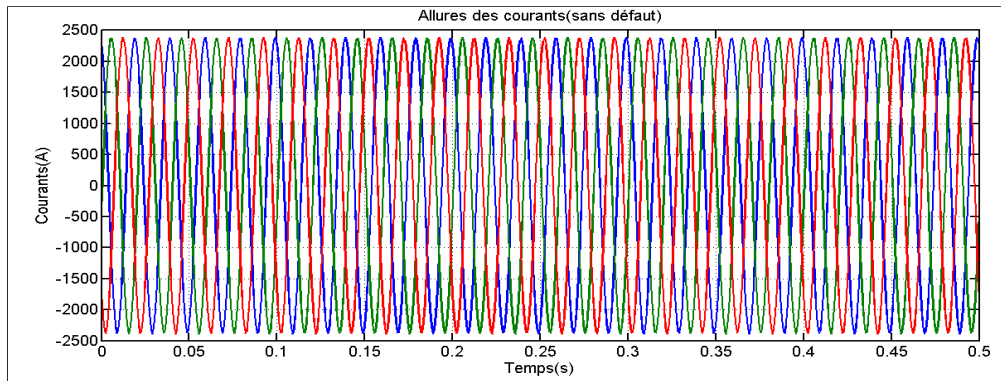


Figure 4.13: Courant sans défaut.

La figure (4.14) présente le signal de commande de protection minimum d'impédance en absence de défaut.

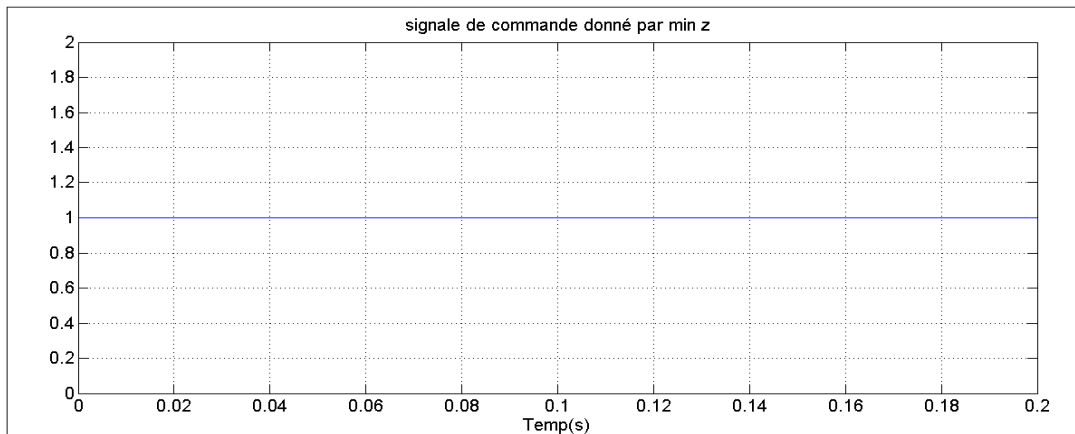


Figure 4.14:Signal de commande généré par le relais min_z.

Nous constatons que la valeur du signal de commande de relais minimum d'impédance est constante dans le cas sain, donc aucun ordre de déclenchement ne sera envoyé au disjoncteur.

4.3.4.2 Réseaux électrique HTB avec défaut monophasé

Les figures (4.15 et 4.16, 4.17) présente l'élimination du court-circuit dans le cas de défaut monophasé-terre par déclenchement du disjoncteur.

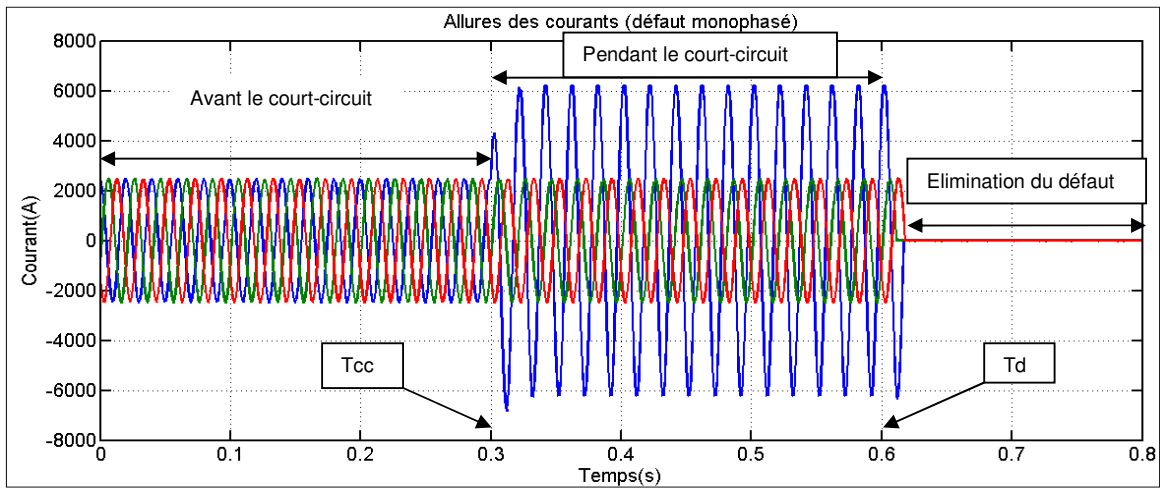


Figure 4.15: Simulation de défaut monophasé (Courant).

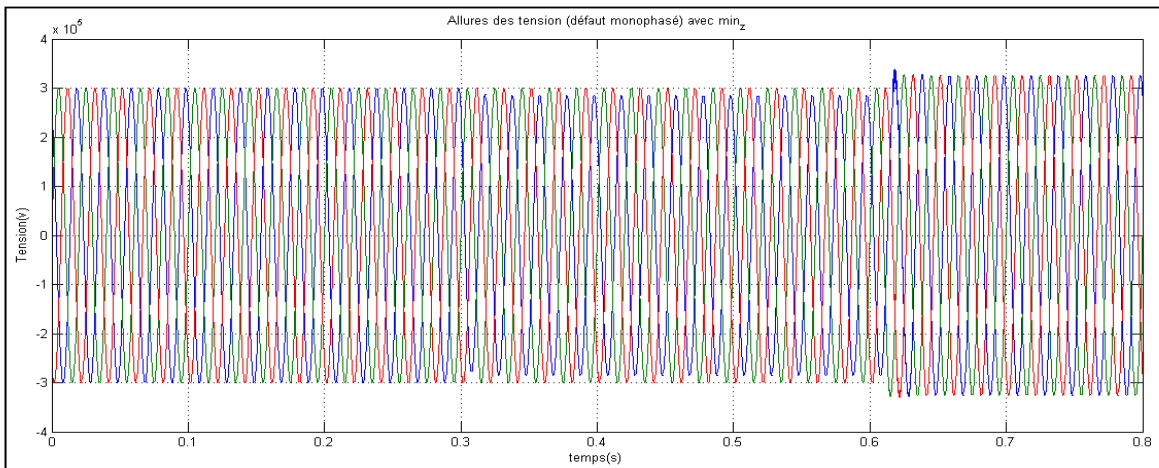


Figure 4.16: Simulation de défaut monophasé (Tensions).

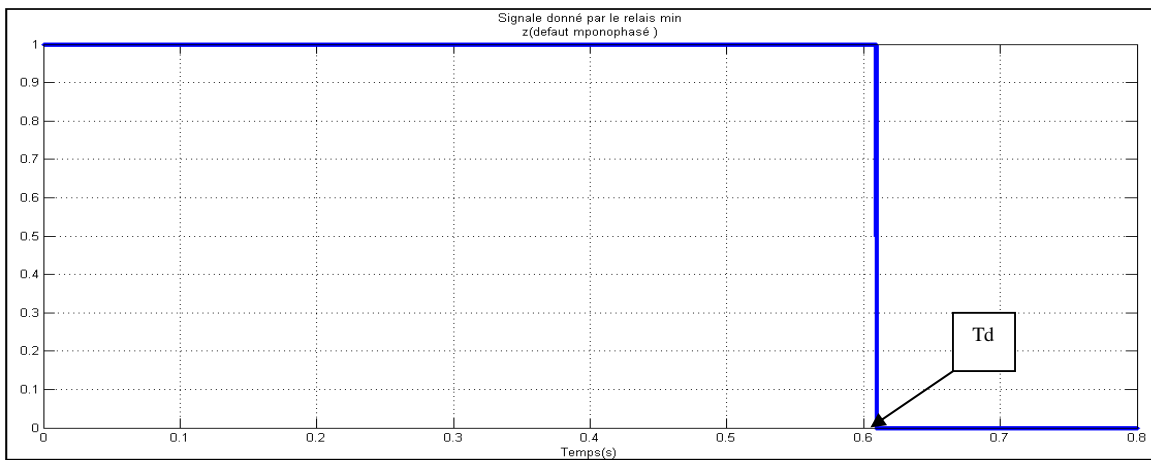


Figure 4.17: Signale de command de min_z.

4.3.4.3 Réseaux électrique HTB avec défaut biphasé

Les figures (4.18, 4.19, 4.20) présente l'élimination de court-circuit dans le cas défaut biphasé terre.

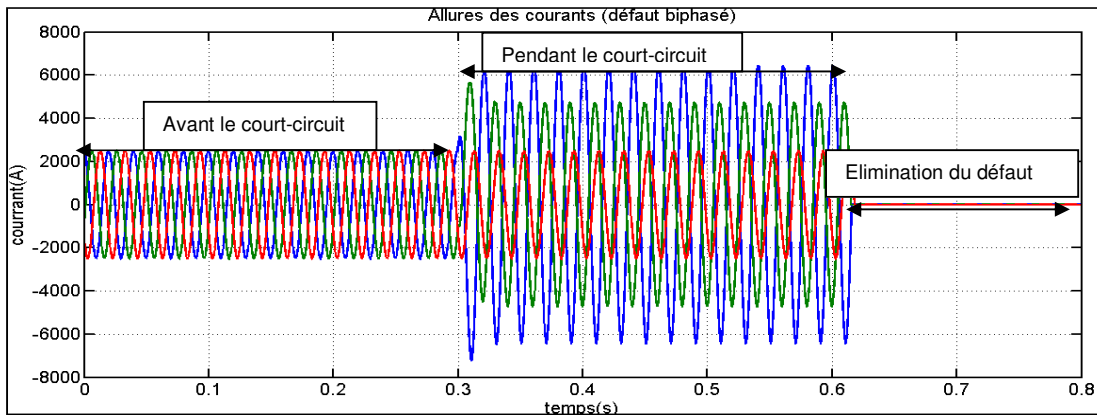


Figure 4.18: Simulation de défaut biphasé (Courants).

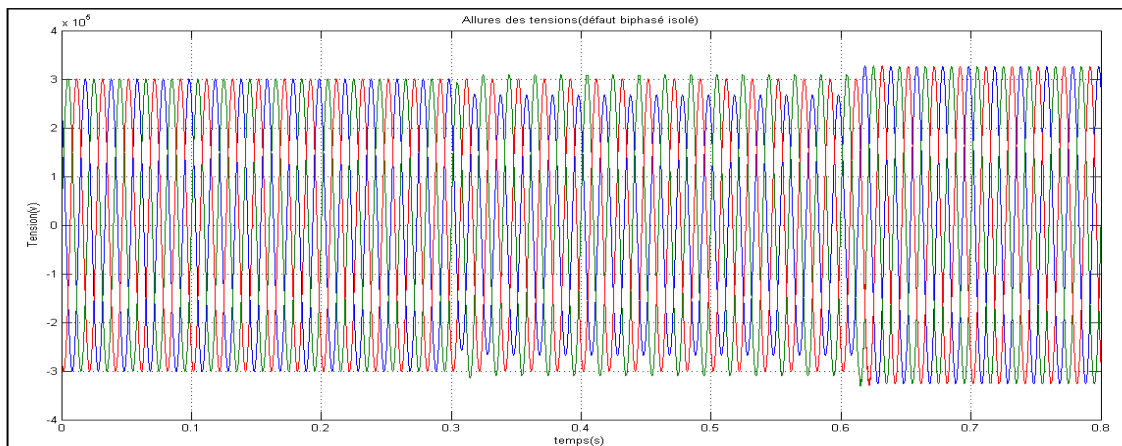


Figure 4.19: Simulation de défaut biphasé (Tensions).

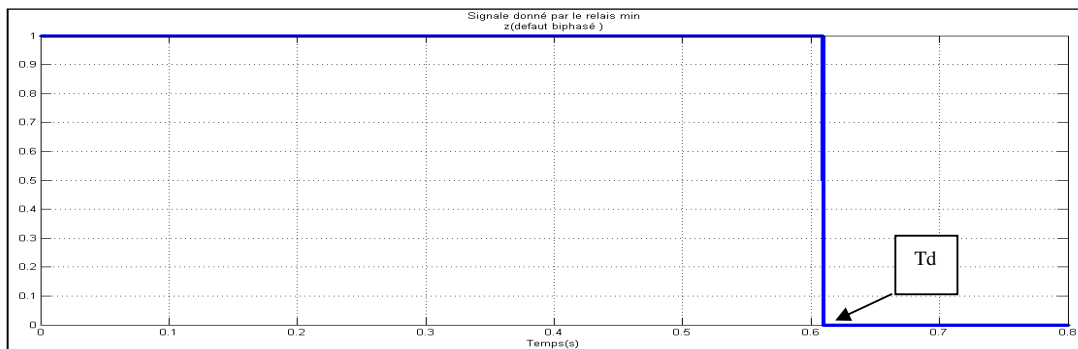


Figure 4.20: Signale de commande de min_z.

On constate que le disjoncteur s'ouvre à l'instant du changement de l'état du signal de commande.

4.3.4.4 Réseaux électrique HTB avec défaut biphasé terre

Les figures (4.21, 4.22, 4.23) présentent l'élimination du défaut biphasé terre :

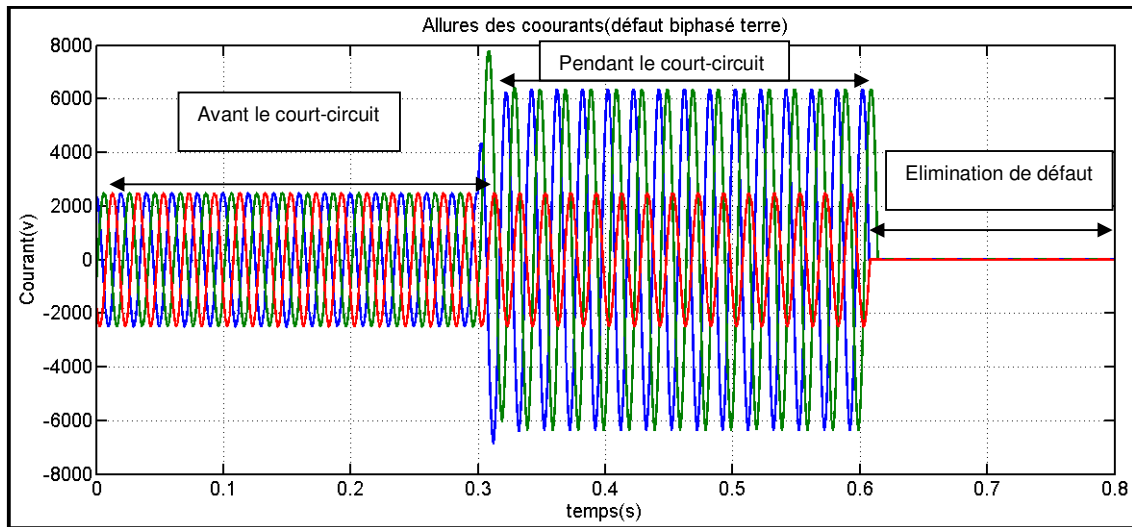


Figure 4.21: Simulation de défaut biphasé (courants).

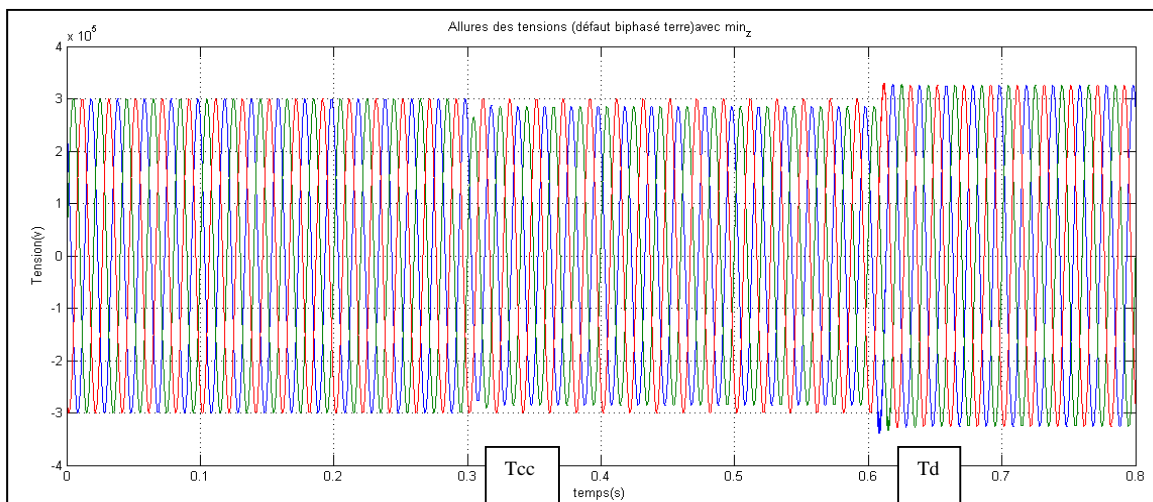


Figure 4.22: Simulation de défaut biphasé (tensions).

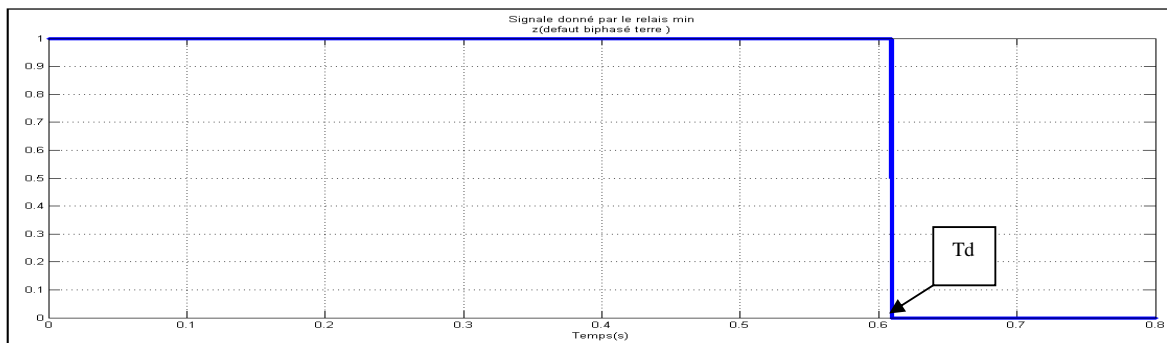


Figure 4.23: Signal de commande de min_z.

4.3.4.5 Réseaux électrique HTB avec défaut triphasé terre

Les figures (4.24, 4.25, 4.26) présentent l'élimination défaut triphasé terre :

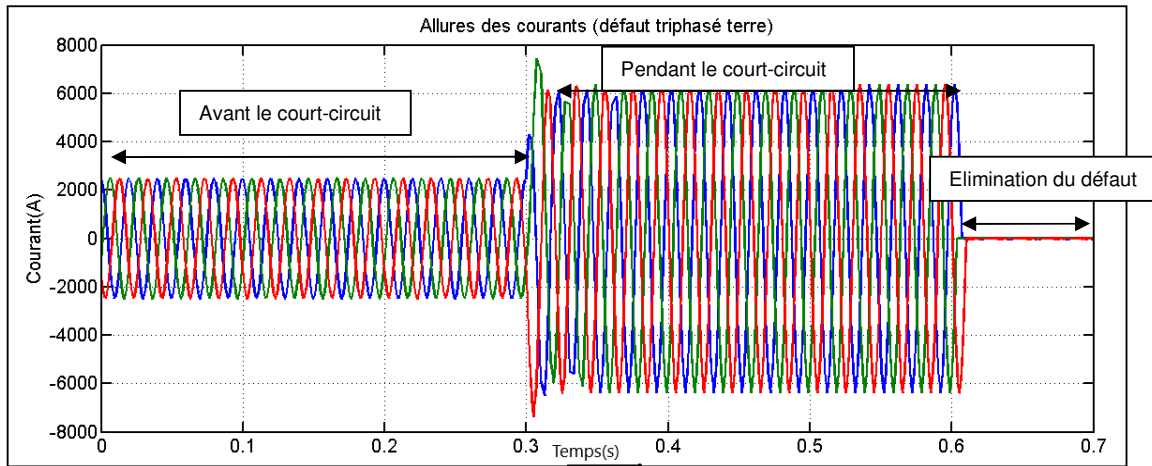


Figure 4.24: Simulation de défaut biphasé (courant).

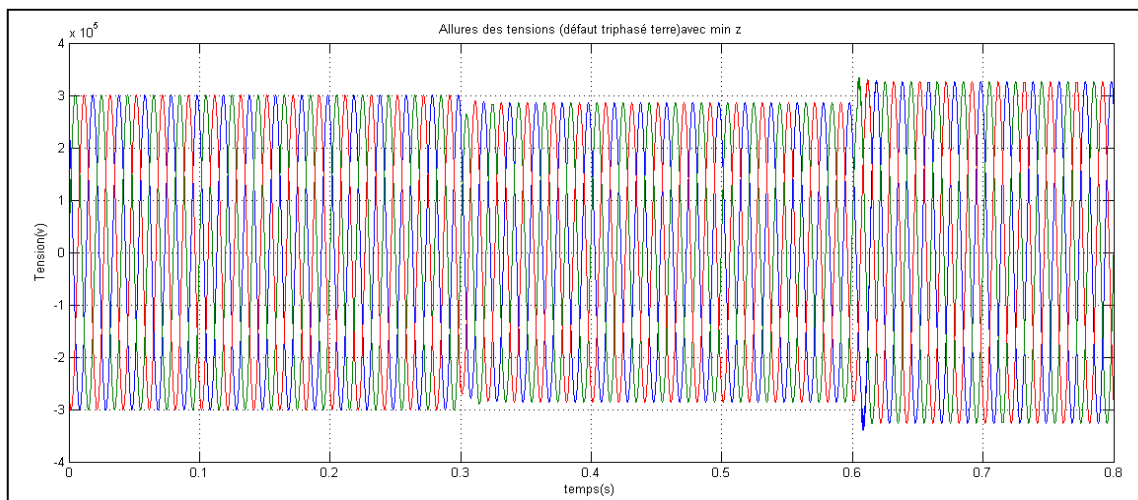


Figure 4.25: Simulation de défaut biphasé (tensions).

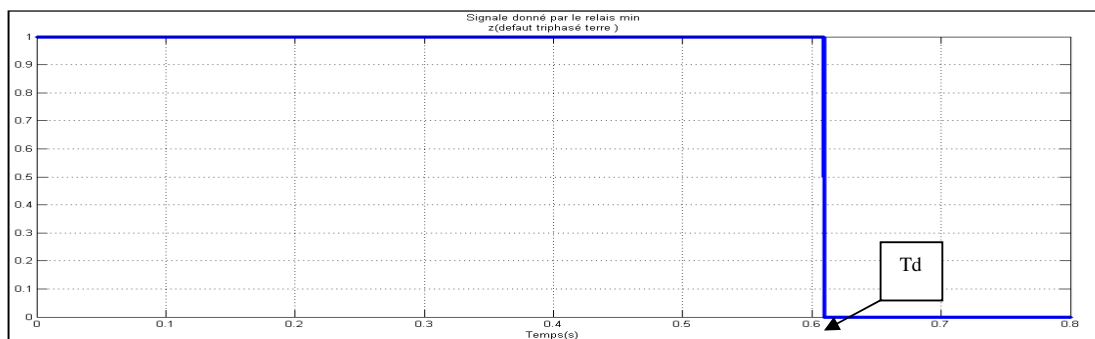


Figure 4.26: Simulation de défaut biphasé (tensions).

4.3.4.6 Réseaux électrique HTB avec défaut triphasé

Les figures (4.27, 4.28, 4.29) présentent l'élimination du défaut biphasé terre :

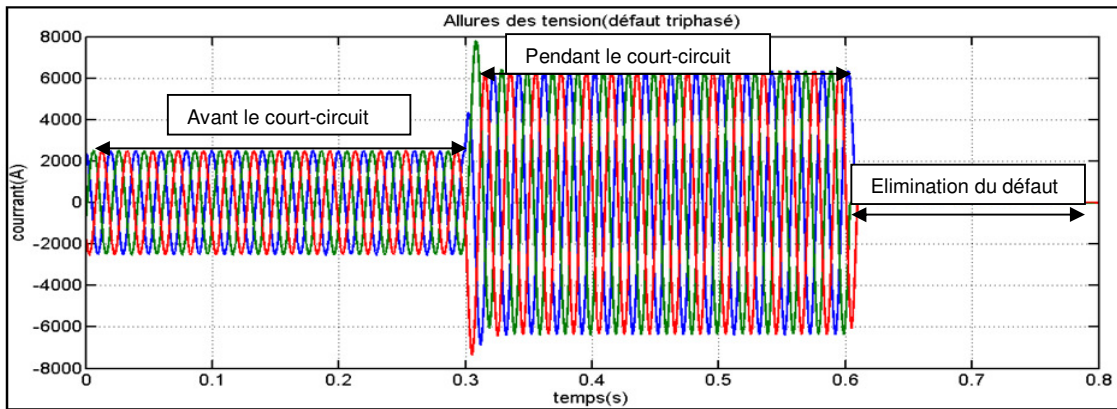


Figure 4.27:Simulation de défaut biphasé (courants).

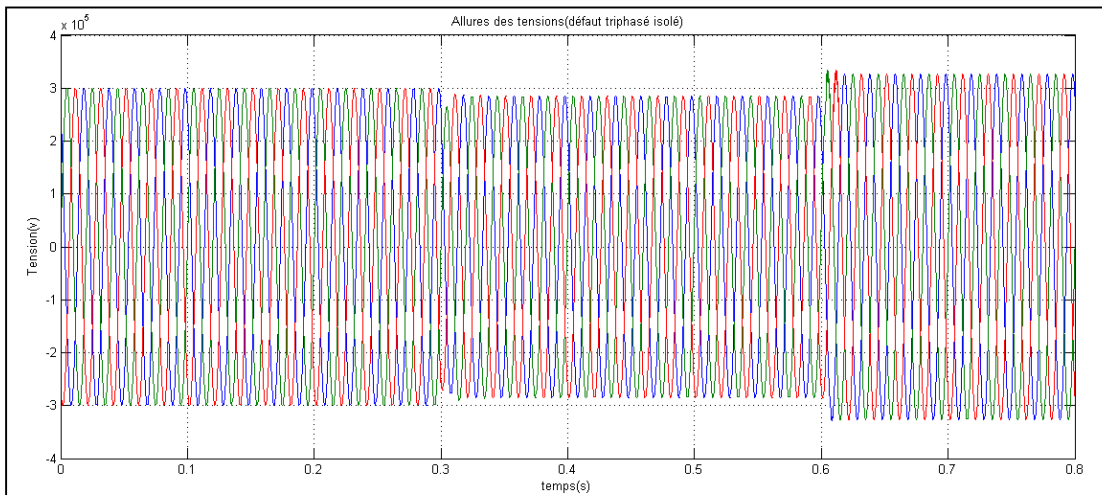


Figure 4.28:Simulation de défaut biphasé (tensions).

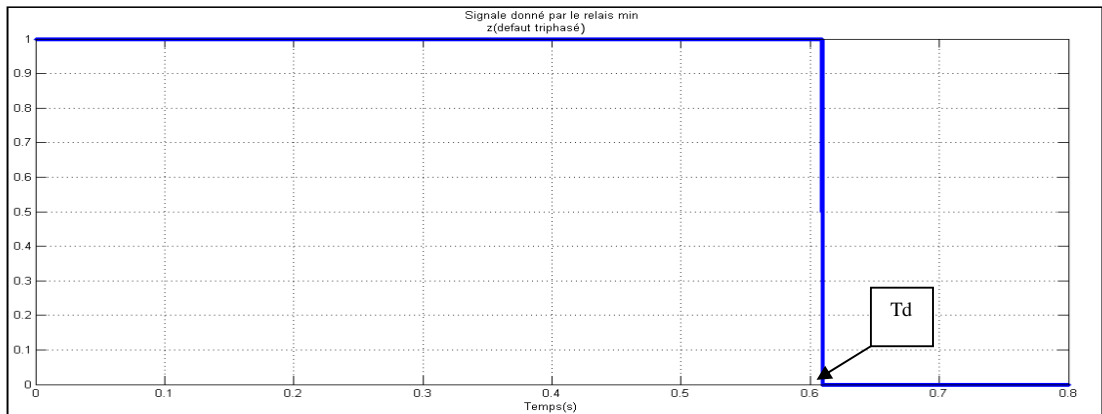


Figure 4.29:Signale de command de min_z.

Le relais minimum d'impédance utilise les valeurs des courants et des tensions de court-circuit pour calculer leurs impedances et les comparer avec la valeur de l'impédance de référence Z_{Seuil} .

Les allures des courants dans le relais de protection minimum d'impédance peuvent être divisées en trois parties :

- La première partie : avant le court-circuit (état sain), les courants et les tensions des trois phases sont en fonctionnement normale.
- la deuxième partie : pendant le moment de défaut, les courants sont très élevés et les tensions diminuent dans les phases affectées par le défaut uniquement.
- La troisième partie : en absence de la charge, les courants sont nulles après le déclenchement du disjoncteur et les valeurs des tensions prennent la valeur relatives au cas ligne à vide.

4.4 Protection directionnelle

4.4.1 Principe de la protection directionnelle pour une ligne

La description du relais de la protection directionnelle est présentée par la figure (4.30) :

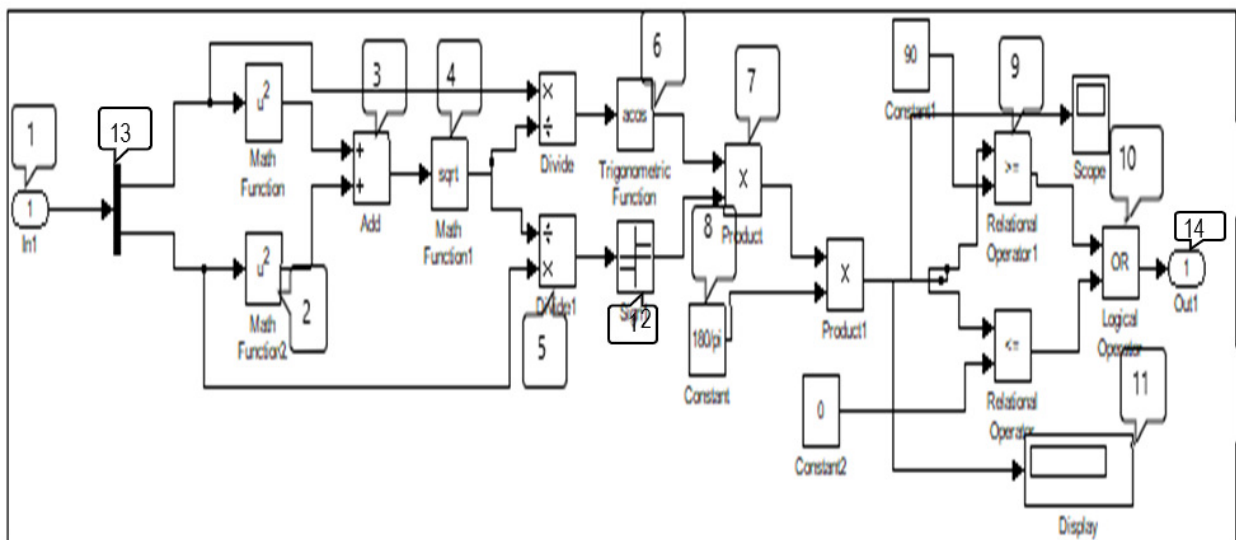


Figure 4.30: Description du relais protection directionnelle.

N°1 : port d'entrée (input) des puissances active et réactive.

N°2 : fonction mathématique (square).

N°3: sommation.

N4 : fonction mathématique (sqrt).

N°5 : fonction mathématique (multiplicateur et diviseur).

N°6 : fonction mathématique (ACOS).

N°7 : produit.

N°8 : constant.

N°9 : fonction mathématique (opérateur relationnel).

N°10 : logical opérateur(OR).

N°11:display.

N°12 : mixeur.

N°13 : porte signe.

N°14 : porte de sortie (output) signale de commande du relais.

4.4.2 Principe de la protection directionnel

La description du relais protection directionnel pour un réseau triphasé est représentée dans la figure (4.31) suivant :

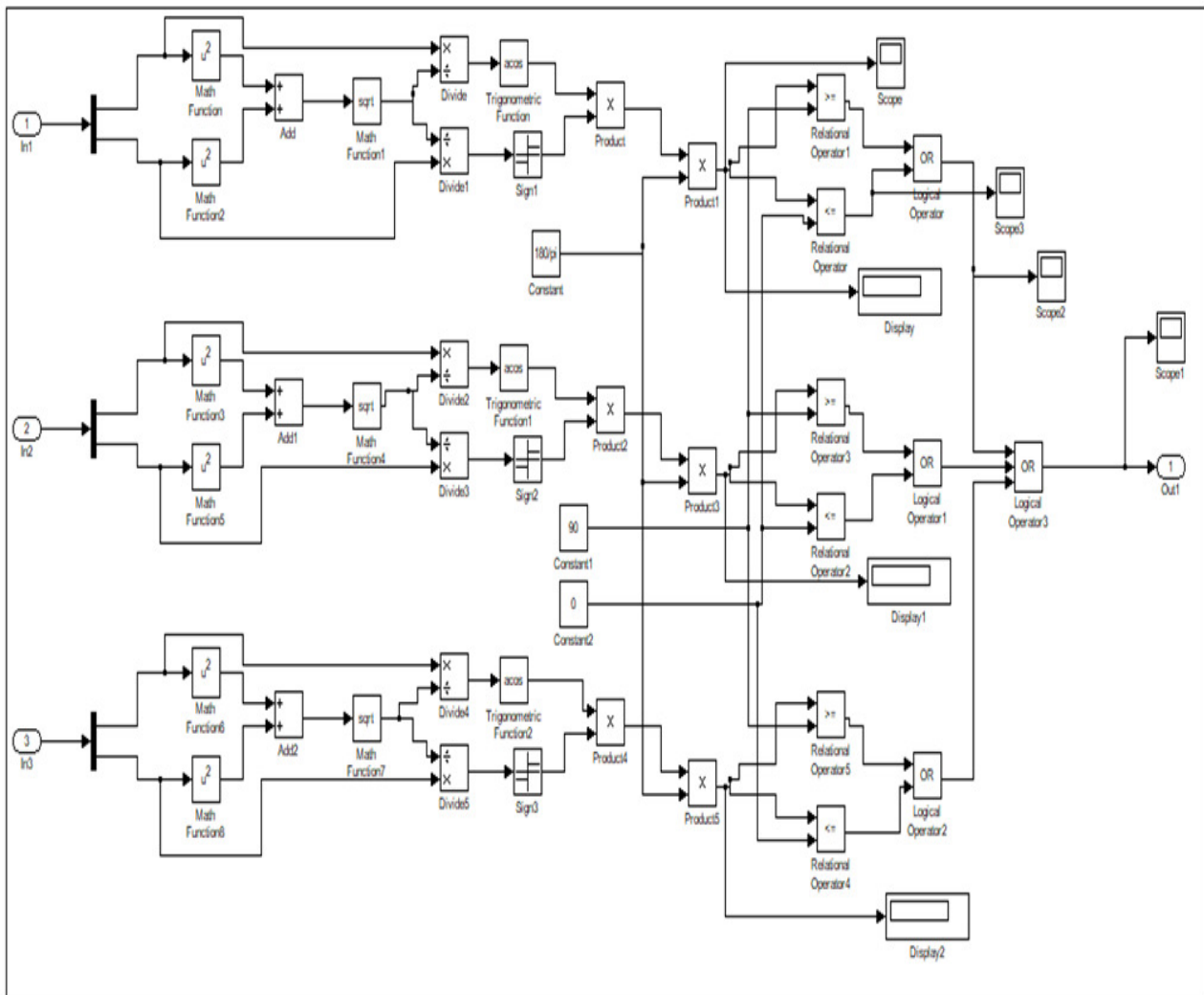


Figure 4.31: Schéma Simulink du relais directionnel pour un réseau triphasé.

4.5 Relais minimum d'impédance directionnel :

4.5.1 Couplage des deux protections (minimum d'impédance et directionnel)

La figure (4.32) présente la description du relais minimum d'impédance directionnelle :

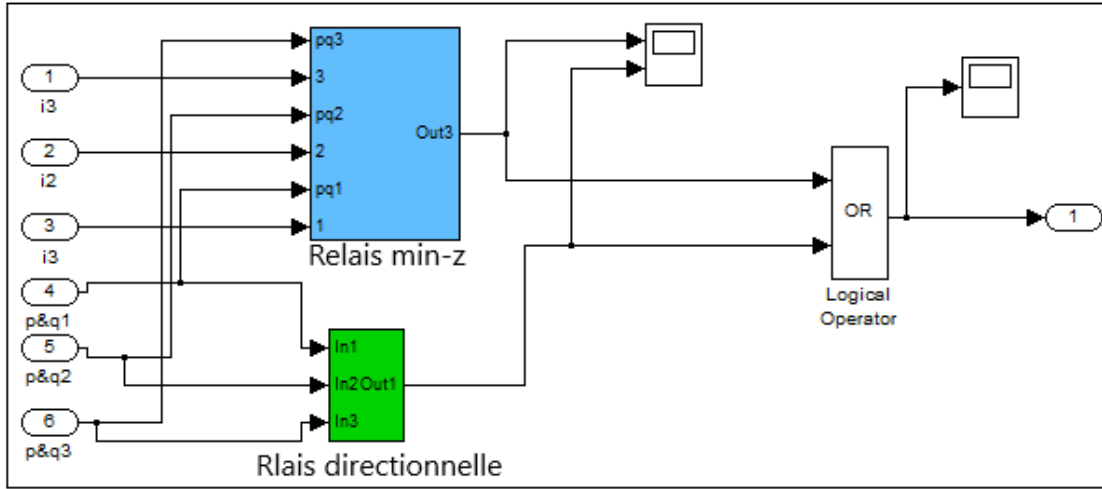


Figure 4.32: Relais minimum d'impédance directionnel.

La commande du relais minimum d'impédance directionnelle est indiquée dans le tableau (4.7) :

Tableau 4.7: La commande du relais min_z directionnel.

Relais minimum d'impedance	Relais directionnel	Min z derictionnel
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	1

4.5.2 Schéma SIMULINK du réseau

La figure (4.33) présente une description d'un réseau électrique à quatre lignes avec 3 relais, dont ses éléments constitutifs sont :

- Deux sources sinusoïdales triphasées équilibrées 400kV, 50Hz.
- Une ligne électrique de $R_L=11.6475$ et $L_L=0.138$.
- Une charge triphasée équilibrée, avec $P_{ch}=100kW$ et $Q_{ch}=100VAR$.
- Deux charges auxiliaires (TP, TC..) avec $P_{ch}=1kW$.
- Quater relais min_z directionnels (P1 et P2 et P3).
- Quatre switchers utilisés comme éléments de coupure.

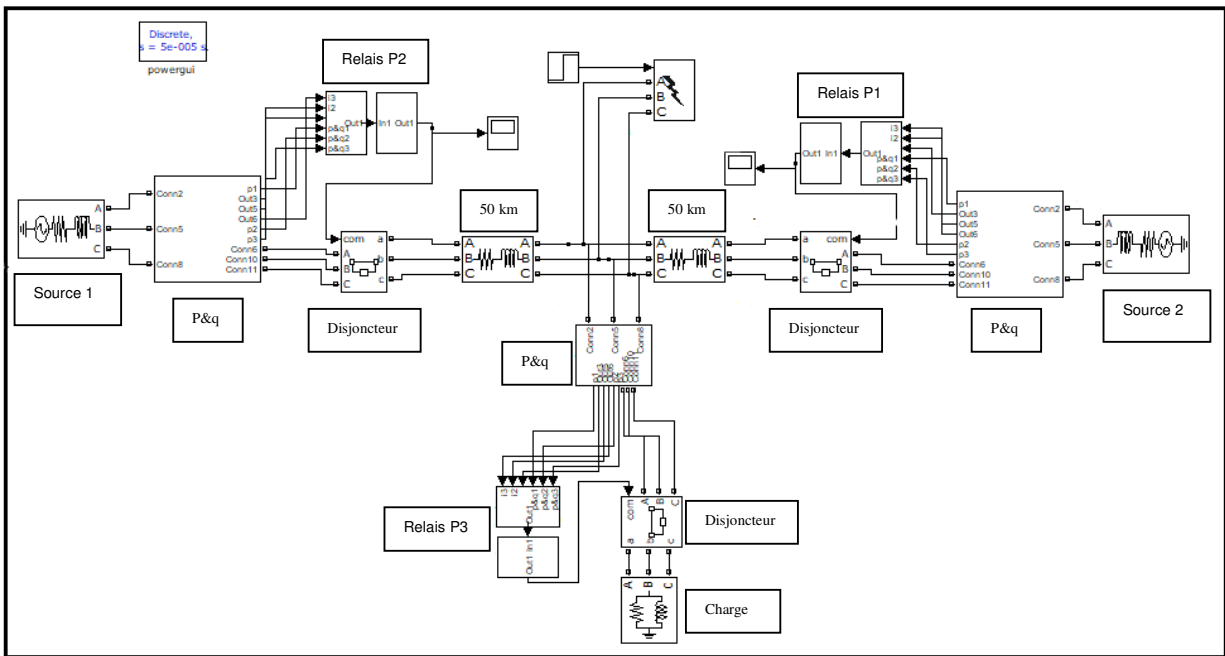


Figure 4.33: Une description d'un réseau électrique avec des relais min_z directionnel.

➤ Cas défaut entre le deux relays P1 et P2

Les figures (4.34, 4.35 ; 4.36) présentent les allures des courants, des tensions et du signal de commande du relais P1.

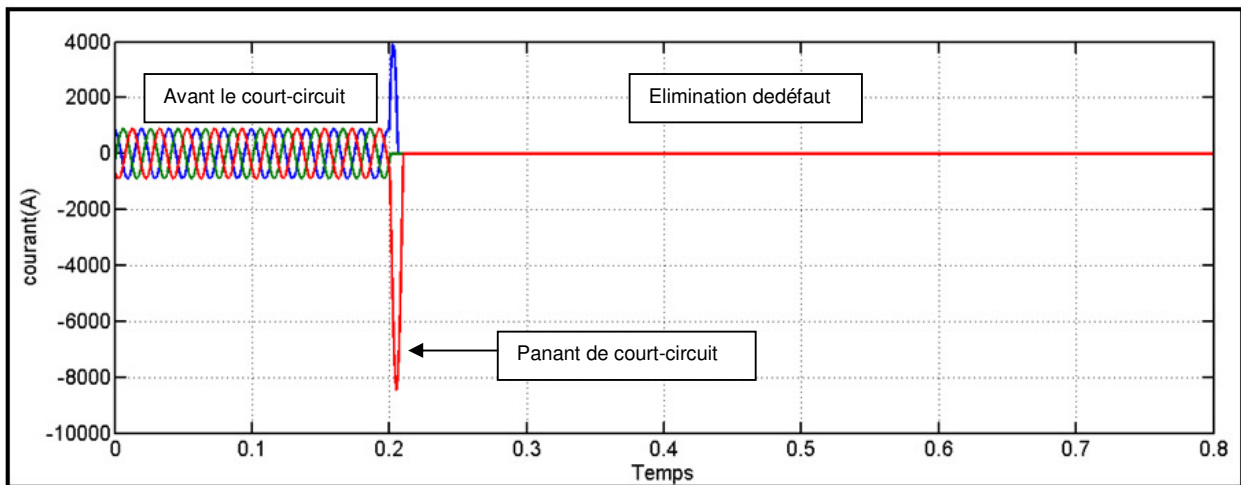


Figure 4.34: Courants de la source HTB T1.

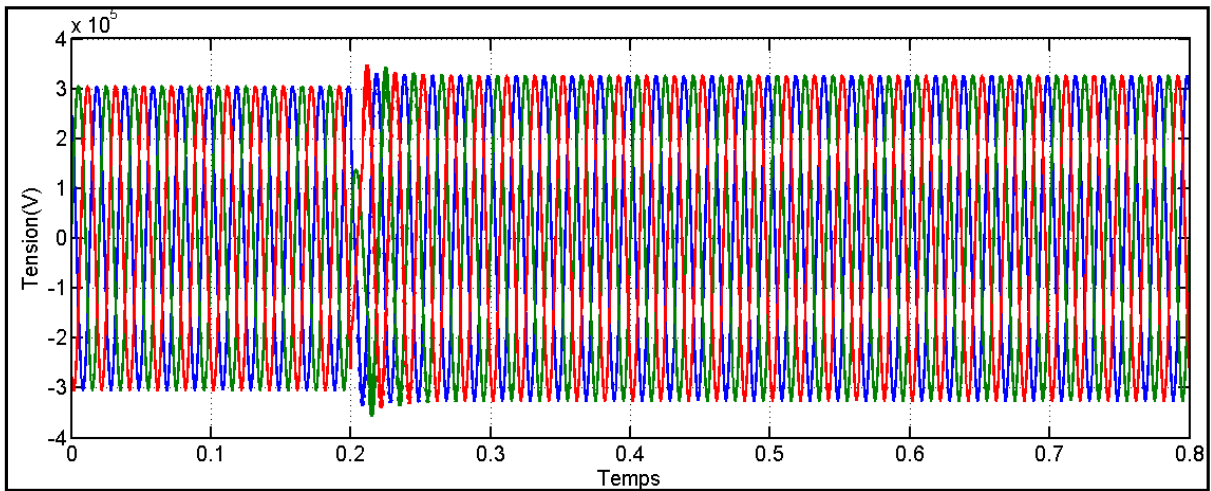


Figure 4.35: Tensions de la source HTB T1.

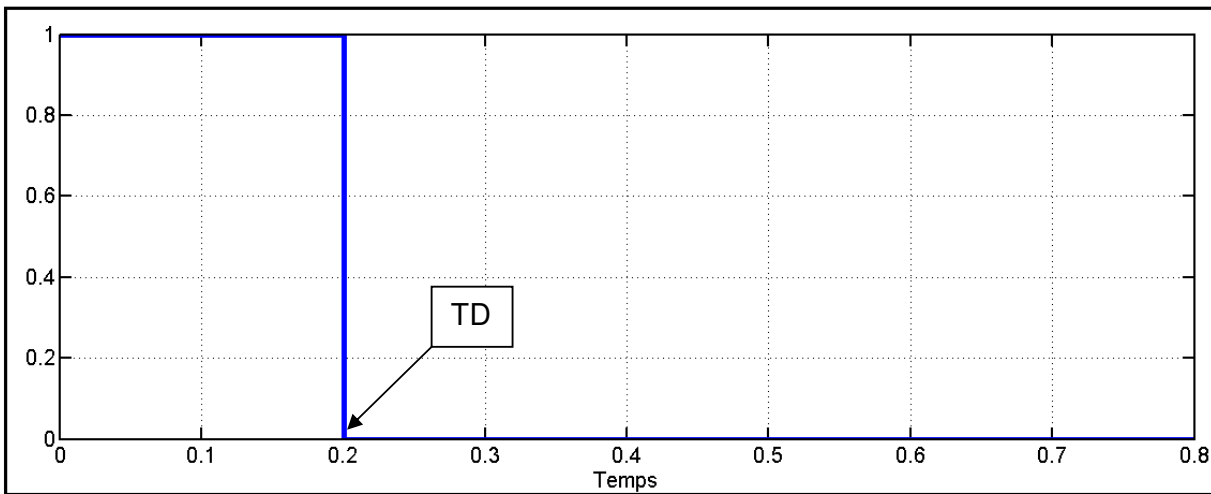


Figure 4.36: Signale de commande de relais P1 T1.

Le relais P1 (côté source 1) détecte le défaut, du son apparition, et donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur, par ce que le défaut est dans la zone 1 par rapport au relais P1.

Les courants et les tensions peuvent être divisées en trois parties : la première partie avant l'apparition de défaut, dont les courants et les tensions ont des valeurs normales ; La deuxième partie commence à l'instant de l'apparition du défaut, les valeurs des courant sont très élevées et les valeurs des tensions diminuent ; La troisième partie : les courants sont égales à zéro, par contre les tension prennent les valeurs des tensions dans le cas du fonctionnement à vide, et cela suite à l'isolation de la partie affectée par le défaut.

Les figures (4.37, 4.38, 4.39) présente les allures des courants et des tensions et du signal de commande du relais P2 (Côté source 2).

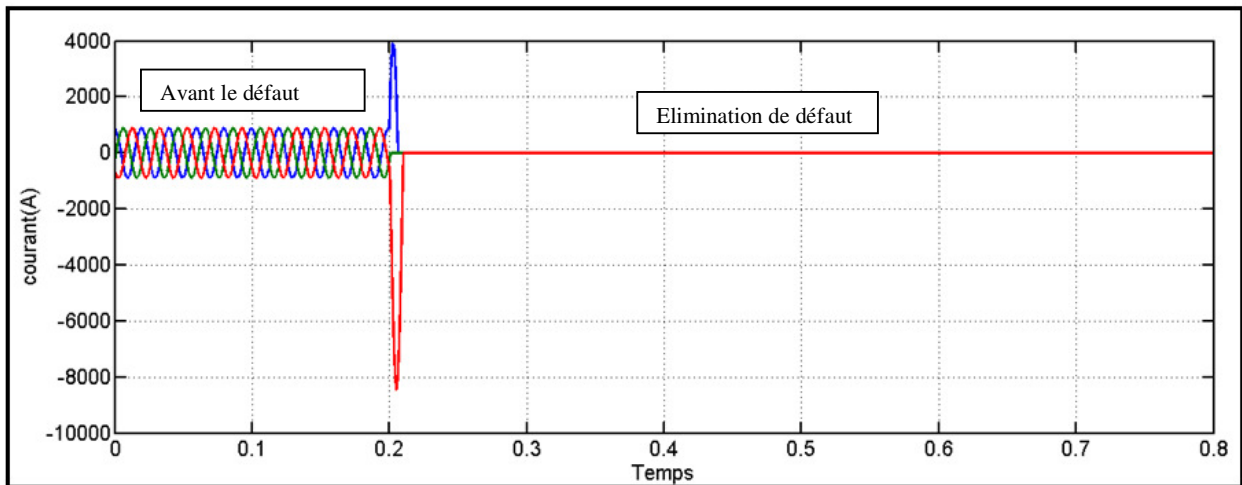


Figure 4.37: Courants de la source HTB T2.

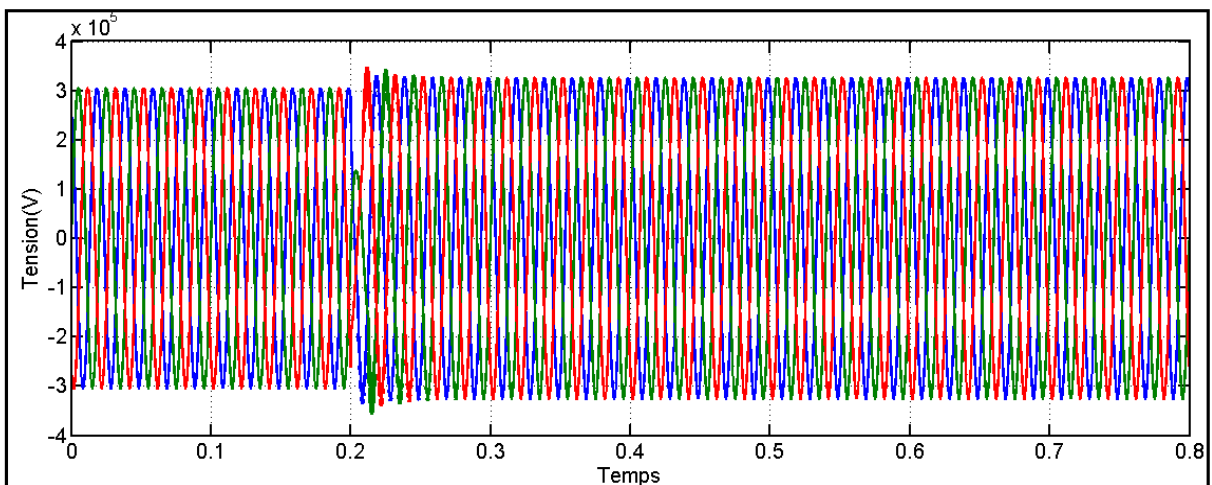


Figure 4.38: Tensions de la source HTB T2.

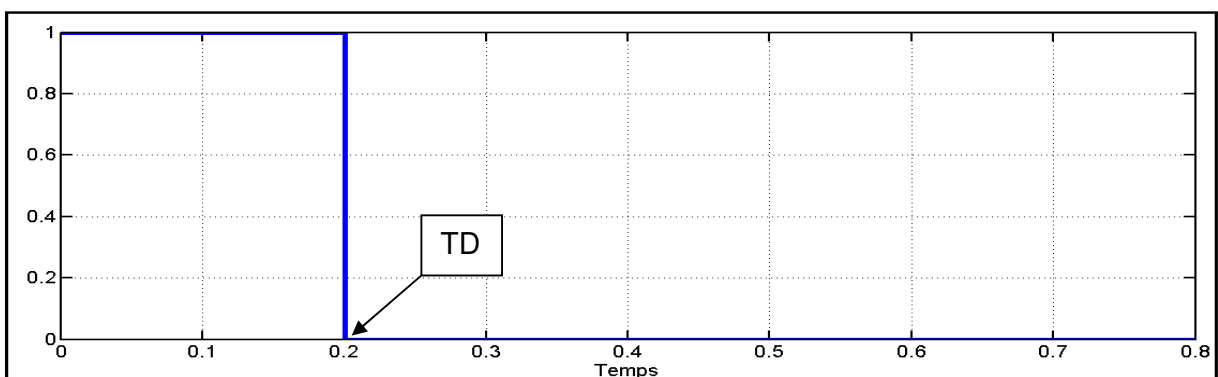


Figure 4.39: Signal de commande de relais P2 T2.

Le relais P2 (côté source 2) détecte le défaut, du son apparition, et donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur, par ce que le défaut est dans la zone 1 par rapport au relais P2.

Les courants et les tensions peuvent être divisées en trois parties : la première partie avant l'apparition de défaut, dont les courants et les tensions ont des valeurs normales ; La deuxième partie commence à l'instant de l'apparition du défaut, les valeurs des courant sont très élevées et les valeurs des tensions diminuent ; La troisième partie : les courants sont égales à zéro, par contre les tension prennent les valeurs des tensions dans le cas du fonctionnement à vide, et cela suite à l'isolation de la partie affectée par le défaut.

Le défaut affecte le milieu de la ligne, laissant la même distance par rapport aux deux relais, ce qui permet aux deux relais P1 et P2 de générer l'ordre d'ouverture des deux disjoncteurs en synchronisation.

➤ Cas défaut coté source T1

Par exemple, le défaut affecte la ligne à une distance inférieure à 20Km par rapport à la source T1, et à une distance supérieur à 80Km de la source T2.

Le défaut est à 18 km de la source T1 et à 82km de la source T2. La figure (4.40) présente la description d'un réseau électrique avec 03 relais min_z directionnel.

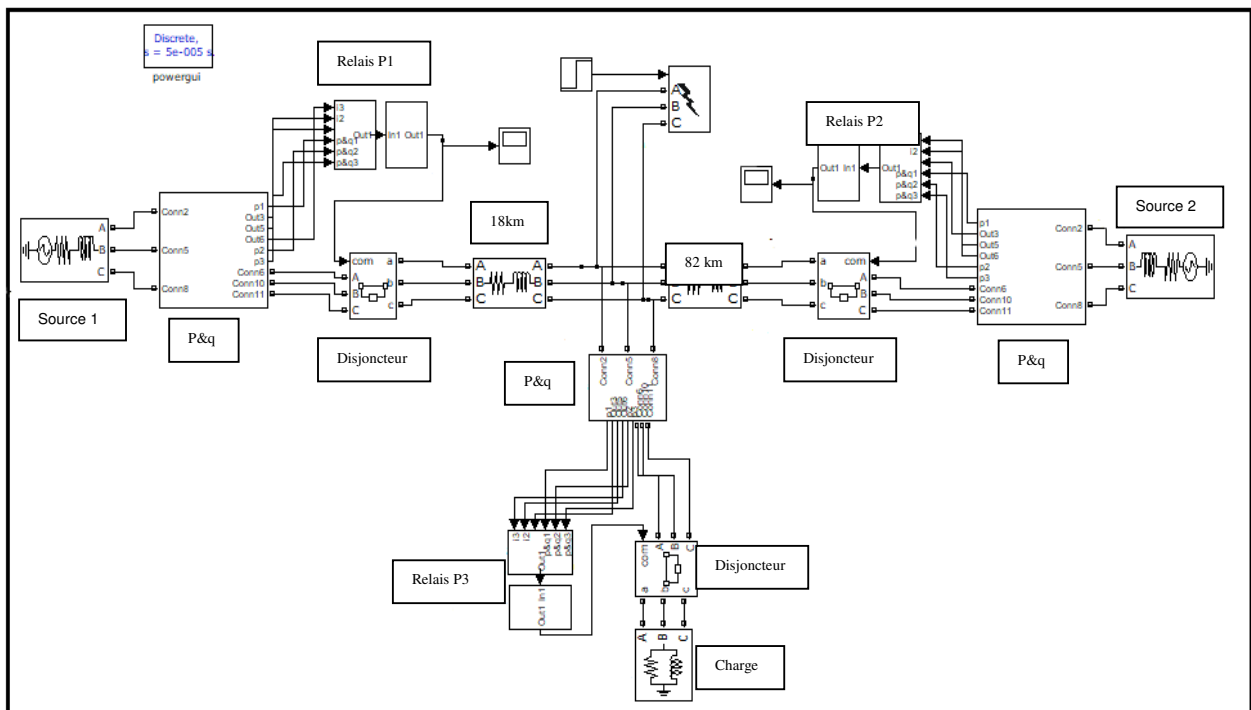


Figure 4.40: description d'un réseau électrique avec 03 relais min_z directionnel.

Les figures (4.41, 4.42, 4.43) présentent les allures des courants, des tensions et du signal de commande dans le relais P1 côté source 1.

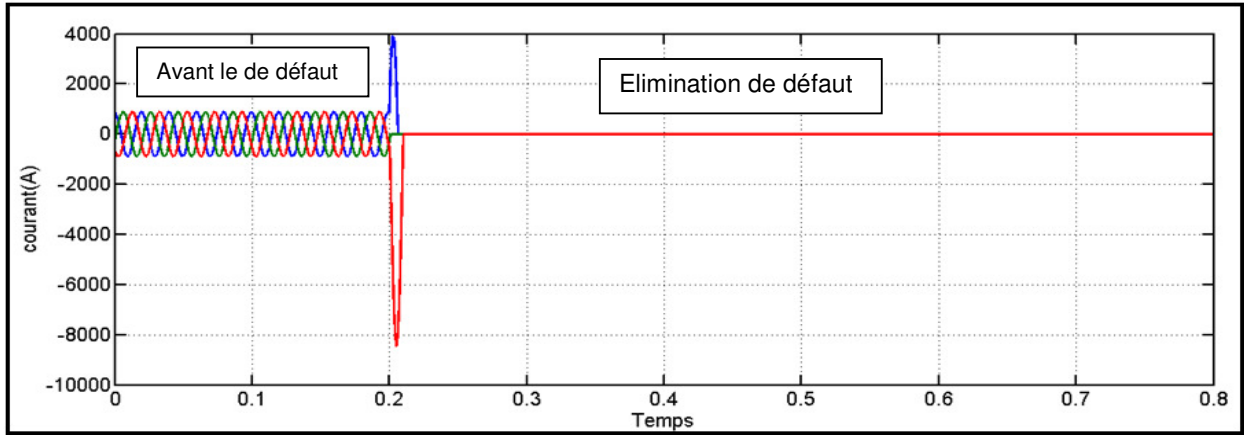


Figure 4.41: Courants de la source HTB T1.

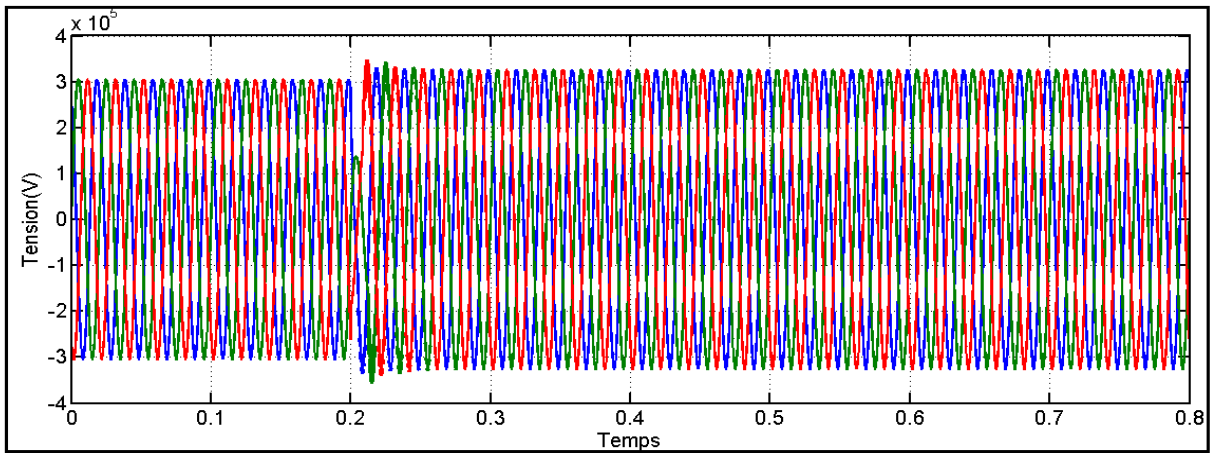


Figure 4.42: Tensions de la source HTB T1.

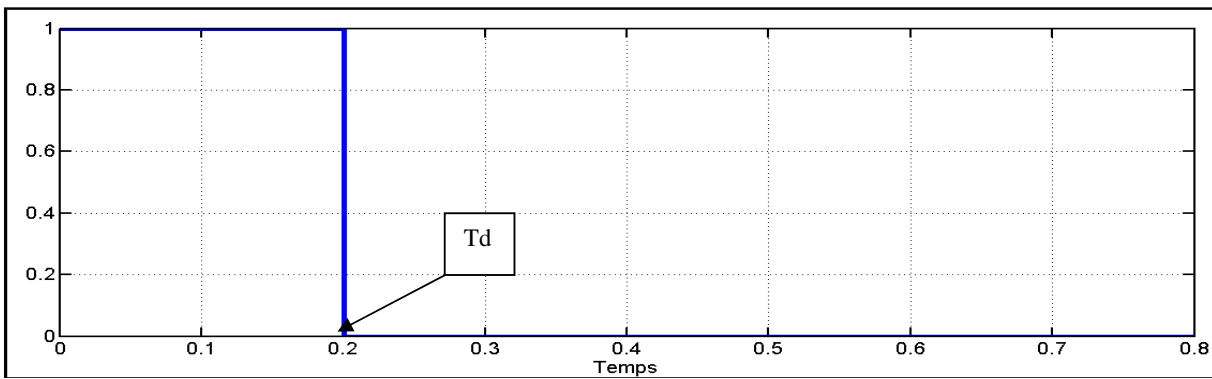


Figure 4.43: Signal de commande du relais P1.

Le relais P1 (côté source 1) détecte le défaut, du son apparition, et donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur, par ce que le défaut est dans la zone 1 par rapport au relais P2.

Les courants et les tensions peuvent être divisées en trois parties : la première partie avant l'apparition de défaut, dont les courants et les tensions ont des valeurs normales ; La deuxième partie commence à l'instant de l'apparition du défaut, les valeurs des courant sont très élevées et les valeurs des tensions diminuent ; La troisième partie : les courants sont égales à zéro, par contre les tension prennent les valeurs des tensions dans le cas du fonctionnement à vide, et cela suite à l'isolation de la partie affectée par le défaut.

Les figures (4.44, 4.45, 4.46) présentent les allures des courants, des tensions et du signal de commande dans le relais P2 coté source 2.

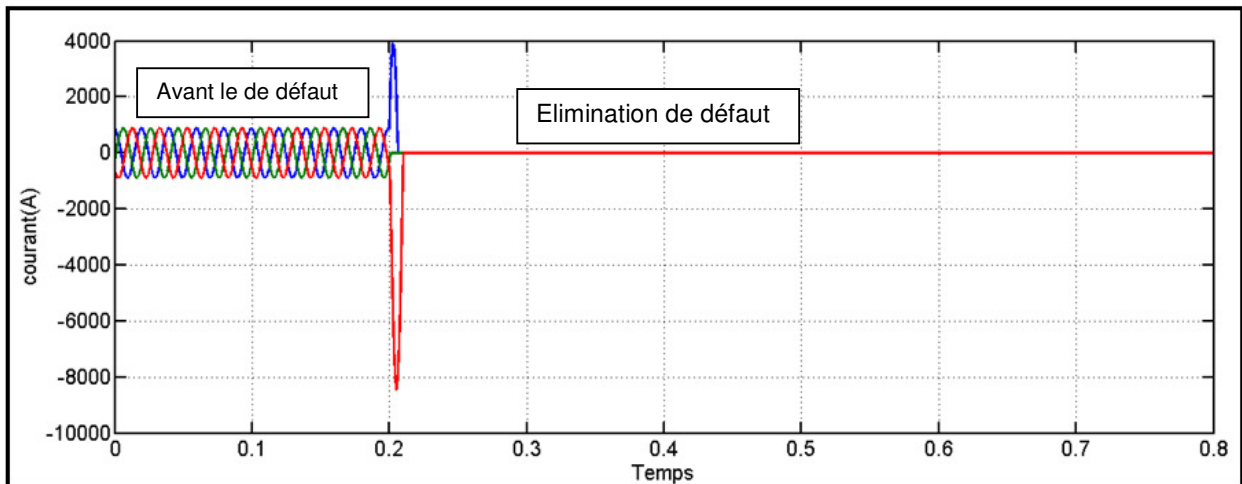


Figure 4.44: Les allures des courants du relais P2.

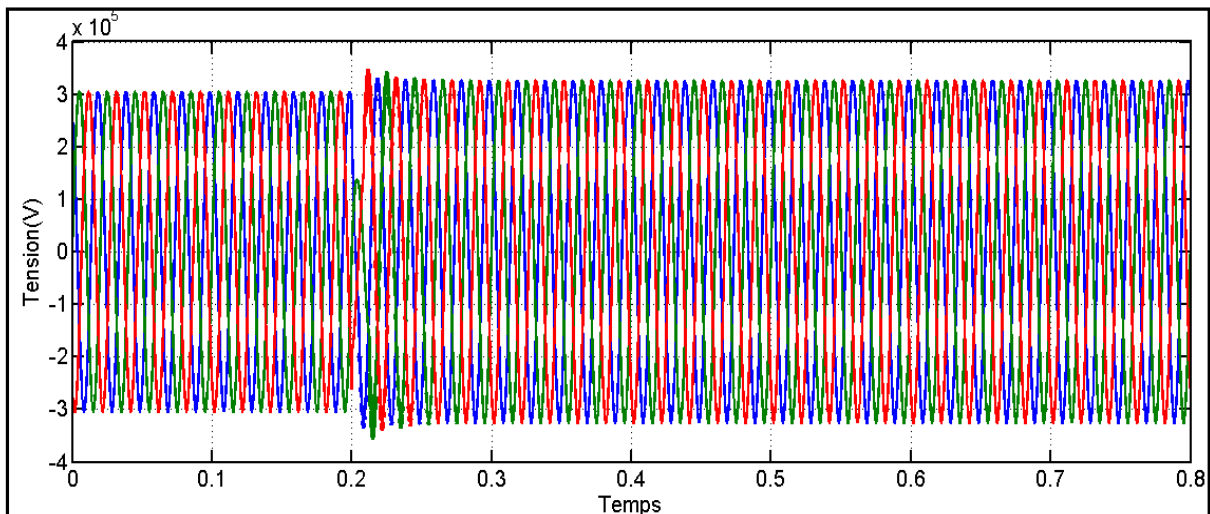


Figure 4.45: Les allures des tensions de relais P2 T2

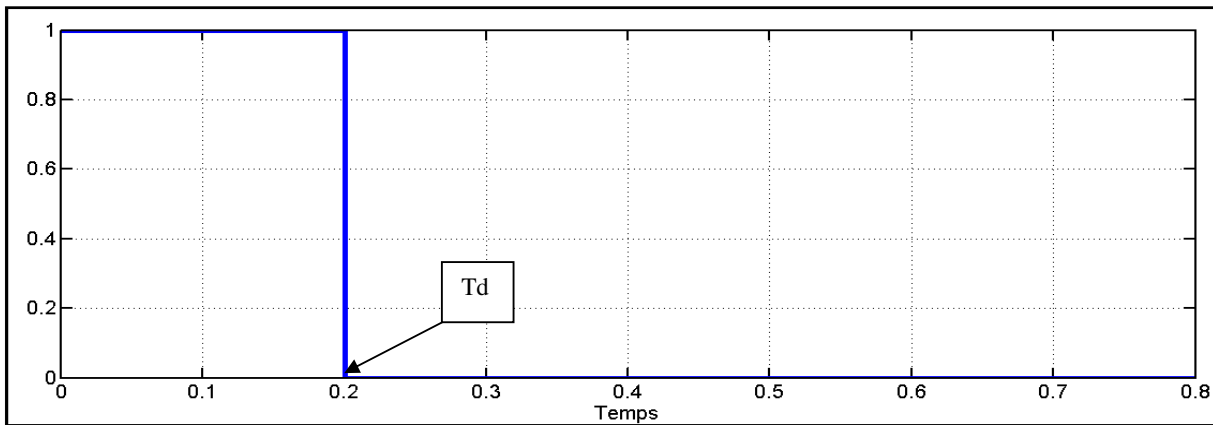


Figure 4.46: Signal de commande de relais P2 T2.

Malgré que le défaut est dans la zone 2 par rapport au relais P2 (côté source 2), le relais donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur en instantané, par ce que le relais P1 (côté source 1) envoie un signal via un support de télécommunication (HF) au relais de la protection P2 portant l'ordre de

Les courants et les tensions peuvent être divisées en trois parties : la première partie avant l'apparition de défaut, dont les courants et les tensions ont des valeurs normales ; La deuxième partie commence à l'instant de l'apparition du défaut, les valeurs des courant sont très élevées et les valeurs des tensions diminuent ; La troisième partie : les courants sont égales à zéro, par contre les tension prennent les valeurs des tensions dans le cas du fonctionnement à vide, et cela suite à l'isolation de la partie affectée par le défaut.

Donc les deux relais donnent l'ordre de déclenchement, en même temps, dans les 2 cas pour isoler la partie en défaut. Dans ce cas, les relais fonctionnent en synchronisations.

➤ Cas défaut court-circuit coté charge :

La figure (4.47) présente la description d'un réseau électrique HTB avec 3 relais, dont ses éléments constitutifs sont :

- Deux sources sinusoïdales triphasées équilibrées 400kV, 50Hz.
- Une ligne électrique de $R_L=23.295$ et $L_L=0.276$.
- Une charge triphasée équilibrée, avec $P_{ch}=100kW$ et $Q_{ch}=100VAR$.
- Quater relais min_z directionnels (P1etP2etP3).

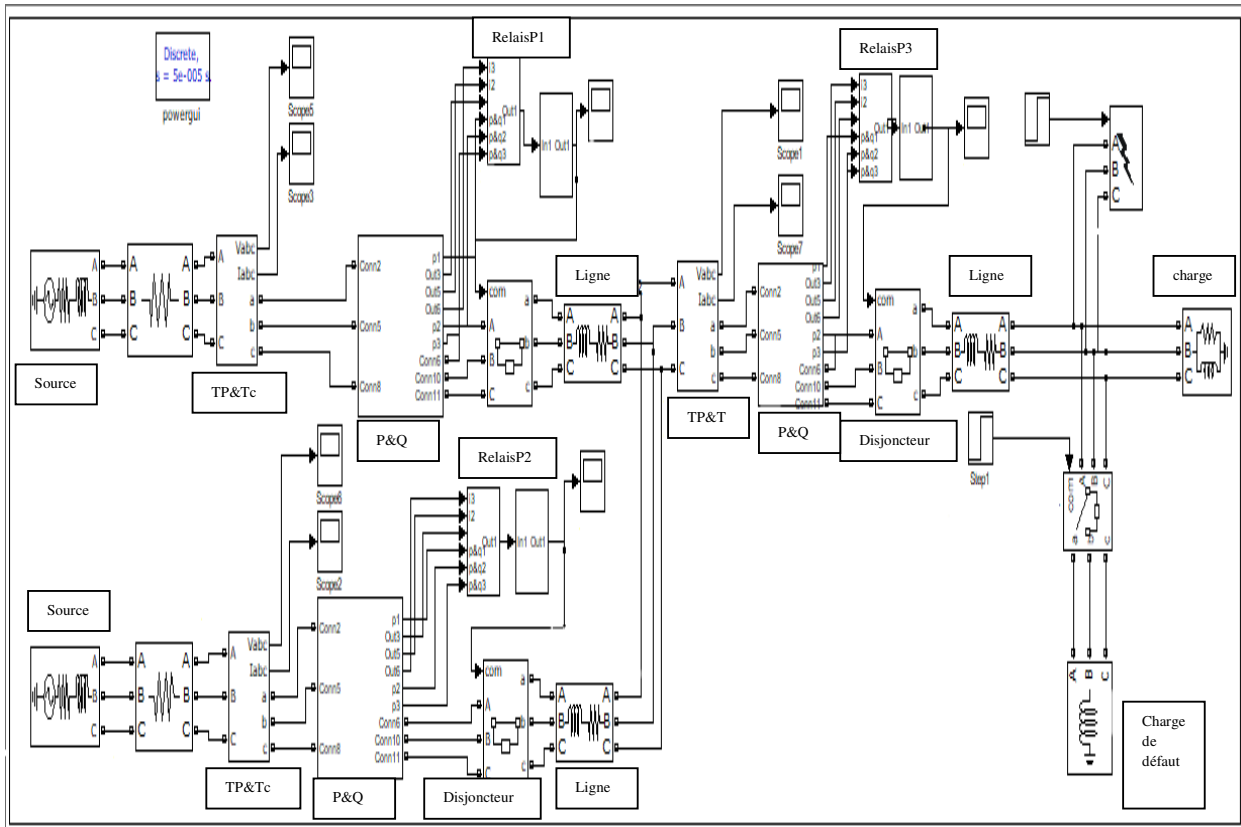


Figure 4.47: description d'un réseau électrique HTB avec 3 relais.

Les figures (4.48, 4.49, 4.50) présentent les allures des courants, des tensions et du signal de commande du relais P3.

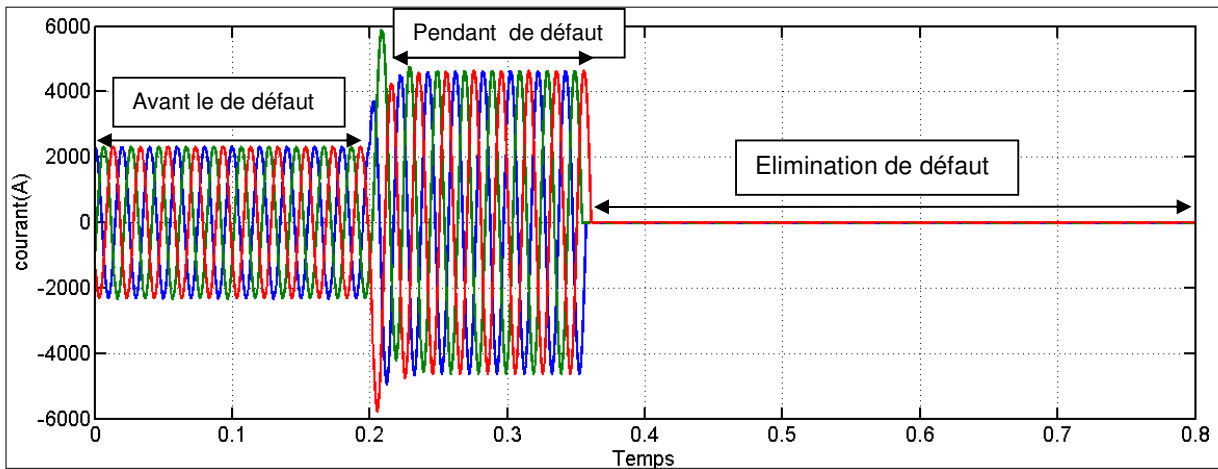


Figure 4.48: Courants de la source HTB T1 avec 2 P3

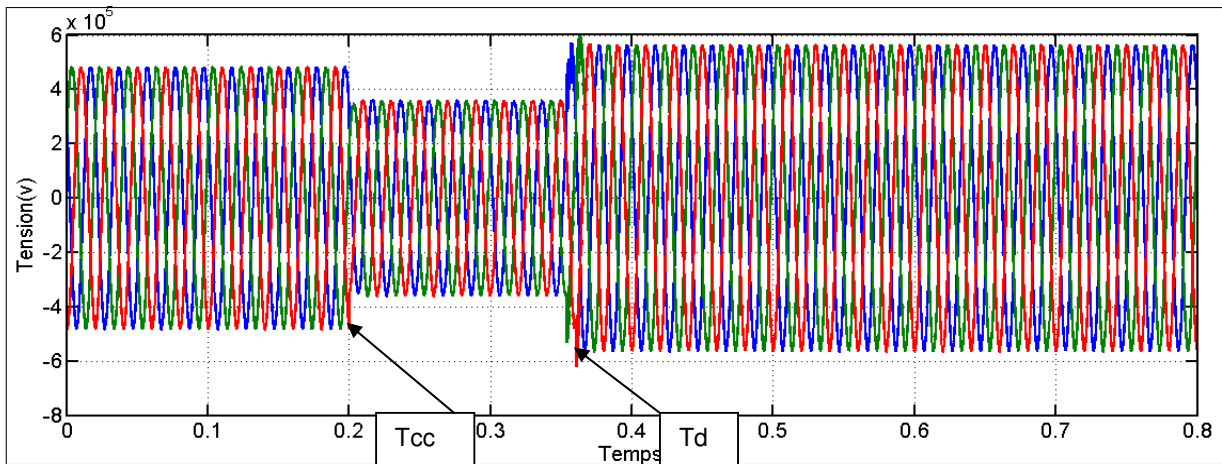


Figure 4.49: Tensions de la source HTB T1 avec T2

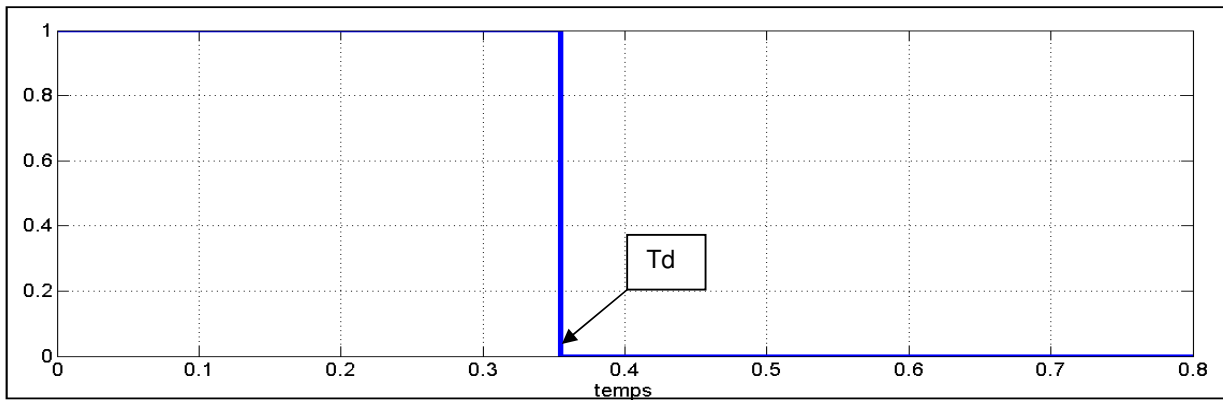


Figure 4.50: Signale de command du relais P3.

Lorsque le Relais P3 détecte la présence de défaut, il génère l'ordre de déclenchement du disjoncteur.

Les courants et les tensions peuvent être divisées en trois parties : la première partie avant l'apparition de défaut, dont les courants et les tensions ont des valeurs normales ; La deuxième partie commence à l'instant de l'apparition du défaut, les valeurs des courant sont très élevées et les valeurs des tensions diminuent ; La troisième partie : les courants sont égales à zéro, par contre les tension prennent les valeurs des tensions dans le cas du fonctionnement à vide, et cela suite à l'isolation de la partie affectée par le défaut.

La figure 4.51 présente les allures des courants, des tensions et du signal de command du relais P1.

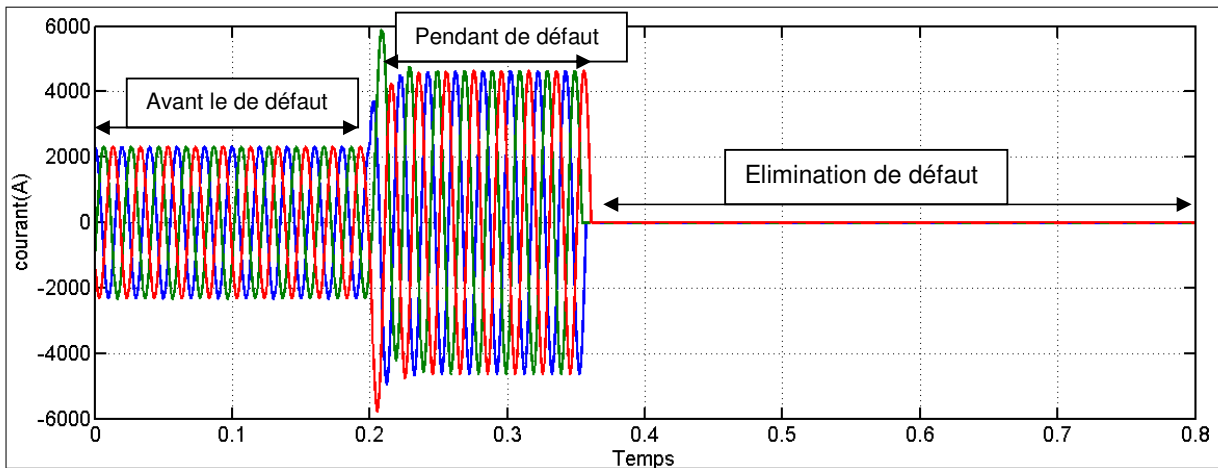


Figure 4.51: Courants de la source HTB T1.

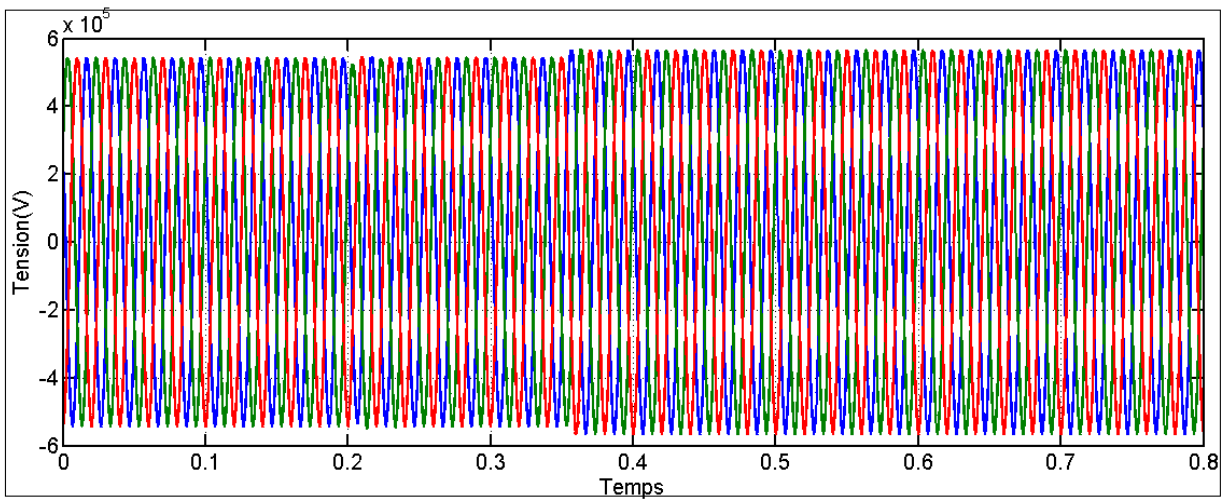


Figure 4.52: Tensions de la source HTB T1.

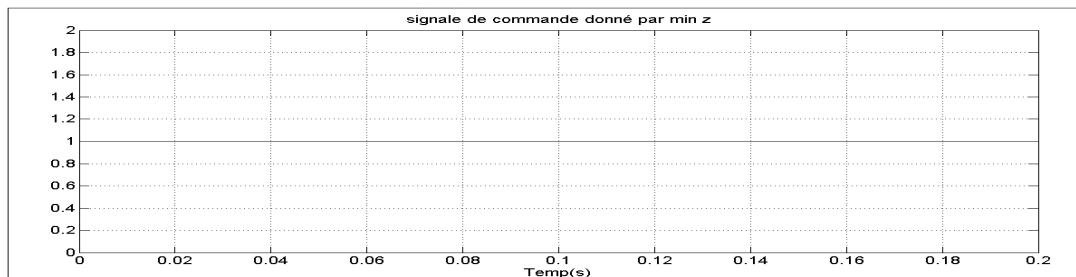


Figure 4.53: Signale de commande du relais P1.

Par ce que le défaut affecte la ligne alimentant la charge, encadrée par P3, alors, le relais P1 et P2 ne donnent pas un ordre de déclenchement aux disjoncteurs par ce que, le défaut sera éliminé par l'ouverture du disjoncteur en amont de la charge, selon le principe de la sélectivité.

Les valeurs des courants sont égales à zéro après le déclenchement du disjoncteur en amont de la charge, ce qui engendre l'isolation de l'alimentation en énergie électrique de la charge.

Les figures (4.54,4.55,5.56) présentent les allures des courants, des tensions et du signal de commande du relais P2T2.

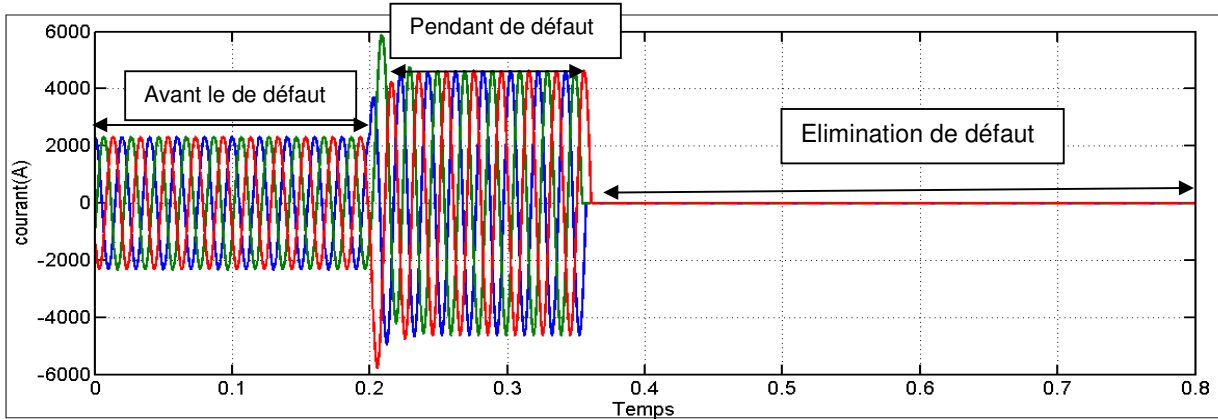


Figure 4.54: Courants de la source HTB T2.

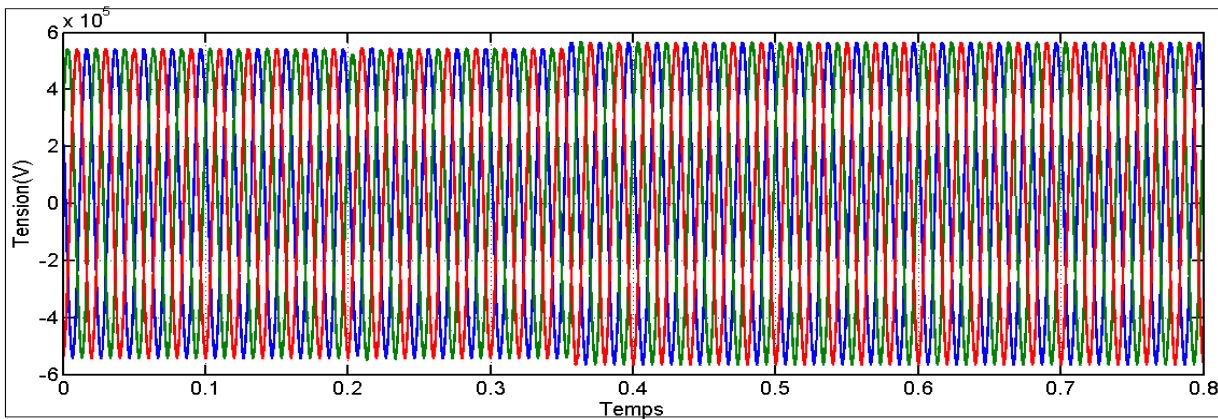


Figure 4.55: Tensions de la source HTB T2.

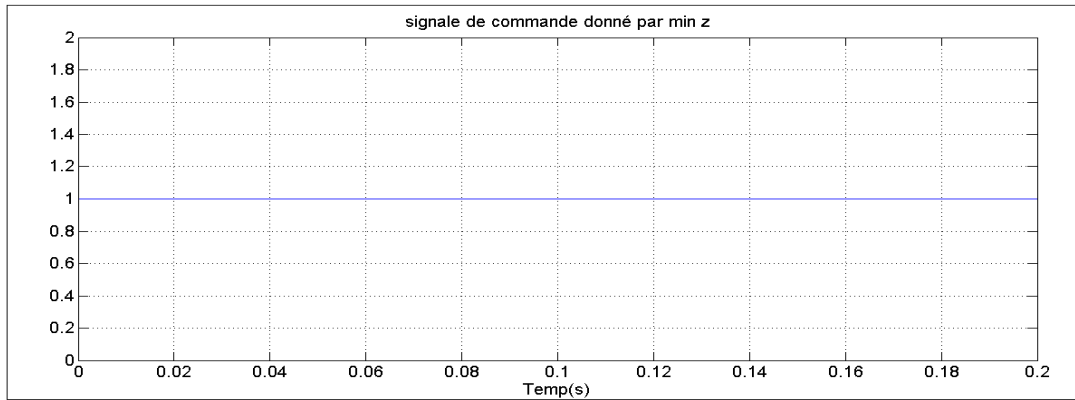


Figure 4.56: Signal de commande du relais P2T2.

Les relais P1 et P2 ne donnent pas un ordre de déclenchement aux disjoncteurs par ce que, le défaut sera éliminé par l'ouverture du disjoncteur en amont de la charge, suite au ordre de déclenchement envoyé par le relais P3 en amont de la charge, selon le principe sélectivité.

Les valeurs des courants sont égales à zéro après le déclenchement du disjoncteur en amont de la charge, ce qui engendre l'isolation de l'alimentation en énergie électrique de la charge.

➤ Cas défaut de surcharge:

Les figures (4.57, 4.58) présentent les allures des courants et des tensions dans le relais P3.

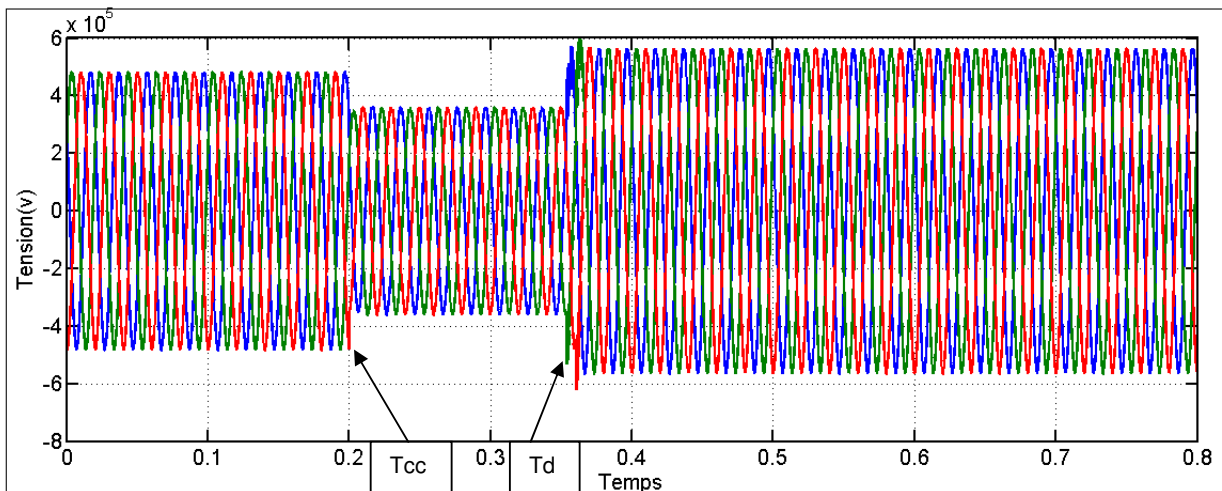


Figure 4.57: Tensions de la ligne HTB protégée par relais P3.

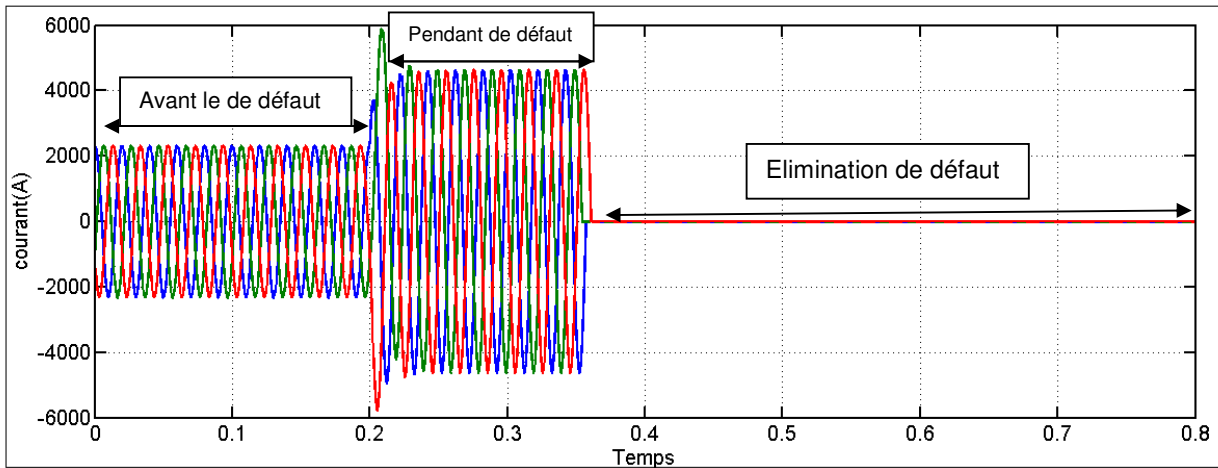


Figure 4.58: Courants de la ligne HTB protégée par le relais P3.

Les courants et les tensions peuvent être divisées en trois parties : la première partie avant l'apparition de défaut, dont les courants et les tensions ont des valeurs normales ; La deuxième partie commence à l'instant de l'apparition du défaut, les valeurs des courants sont très élevées et les valeurs des tensions diminuent ; La troisième partie : les courants sont égales à zéro, par contre les tensions prennent les valeurs des tensions dans le cas du fonctionnement à vide, et cela suite à l'isolation de la partie affectée par le défaut.

La figure (4.59) présente la commande du relais minimum d'impédance (Relais P3).

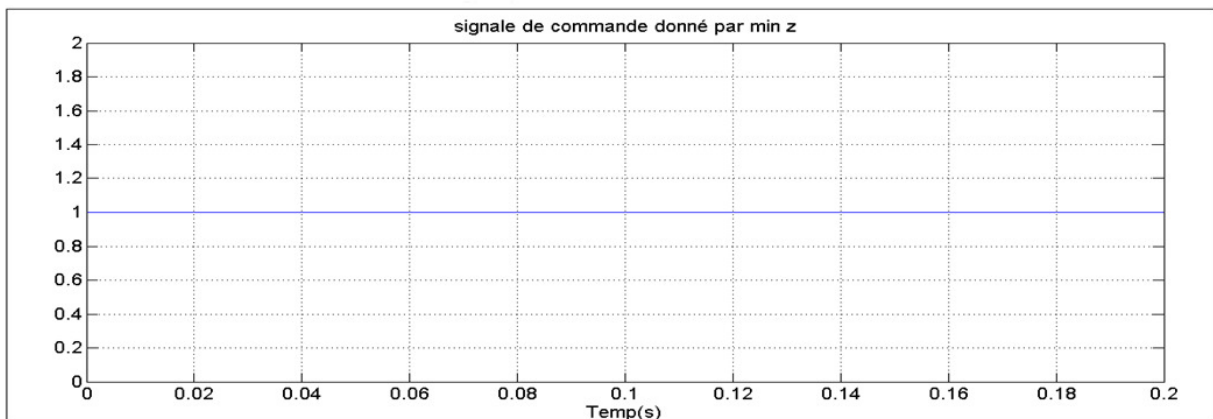


Figure 4.59: Signale de commande du relais (\min_z)P3.

La figure (4.60) présente la commande du relais directionnel (Relais P3)

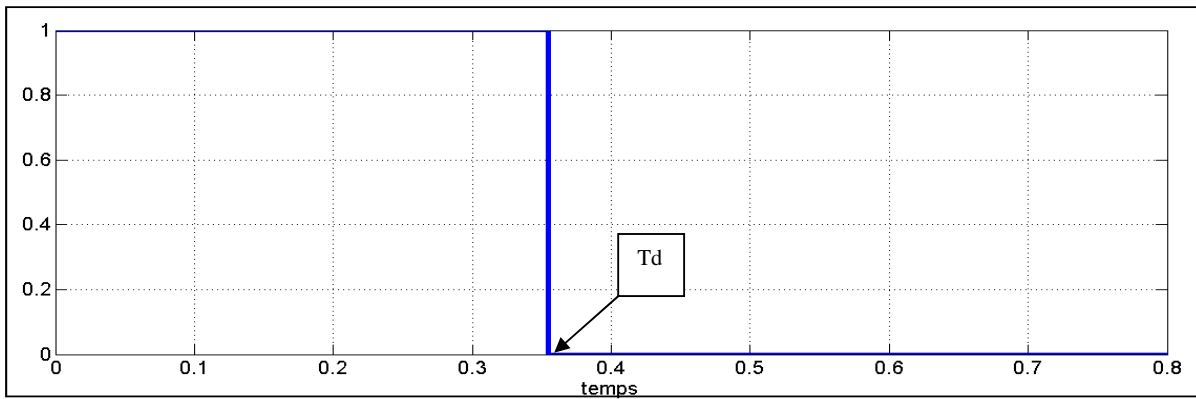


Figure 4.60: Signale de commande du relais (directionnel) P3.

La figure (4.61) présente le signal de command du relais P3

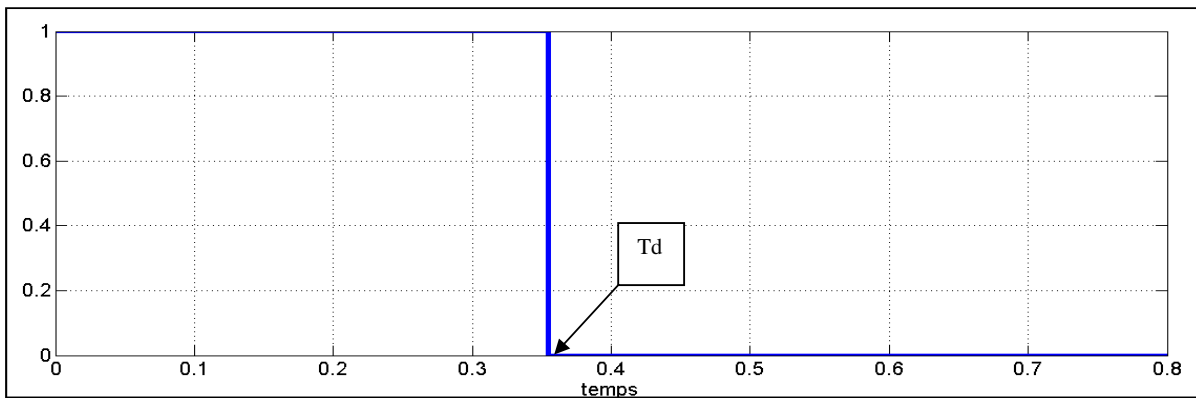


Figure 4.61: Signale de commande du relais P3.

Lorsque le courant augmente alors la tension diminue (chute de tension), par ce que la puissance du transformateur est constante.

Le relais minimum d'impédance n'a pas pu détecter le défaut, par contre le relais directionnel détecte ce défaut ; alors donc le signal de commande de protection minimum d'impédance directionnelle génère le signal de commande du disjoncteur. Le relais minimum d'impédance directionnelle détecte le défaut après un peu de retard, suite à l'éloignement de la charge par rapport au relais. Outre, le défaut est du type surcharge, alors on doit confirmer la persistance du défaut.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la simulation d'un réseau HTB 400kV sans défaut, sans défaut et sans système de protection, par la suite, nous avons introduit un système de protection pour détecter et isolé la ligne en défaut.

Nous avons présenté des simulations d'une ligne HTB 400kV de divers cas, en absence de défaut, en présence de défaut au milieu de la ligne et en présence d'un défaut proche de l'une des deux sources pour vérifier le respect du principe de sélectivité et aussi, le principe de synchronisation.

Nous avons vérifié la capacité de détection et d'isolation de défaut de surcharge en utilisant une protection min-z directionnelle.

Conclusion Générale

Ce mémoire porte sur l'étude de la protection des lignes de transport de l'électricité Haute Tension utilisé un système de protection minimum d'impédance directionnelle contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits.

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

Dans le premier chapitre nous avons caractérisé la structure, l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, l'étude des différents types des défauts des courts-circuits connus, leurs origines et leurs conséquences sur le réseau électrique considéré.

En effet, pour assurer la protection du réseau électrique, une étude des différents types de protection a été présentée dans le deuxième chapitre. Nous avons présenté en premier le principe de fonctionnement de la protection à maximum de courant avec ces différentes caractéristiques, à temps constant, et à temps inverse. La description et les principes de fonctionnement de la protection directionnelle et la protection de distances sont présentés par la suite. En fin la présentation et la description des différentes caractéristiques et réglages des zones de protection de distance.

Le troisième chapitre explique la méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB, est celle de la CEI 909, qui a été retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques et la méthode d'impédance

Les simulations des différents modèles des relais de protection numérique tels que la protection de distance, la protection directionnelle et la protection minimum d'impédance directionnelle sont décrites dans le dernier chapitre.

Les modèles de simulation présentés dans le dernier chapitre sont réparties comme suit :

- Présentation des résultats de simulation du réseau électrique HTB 400 KV, sans défaut, puis les résultats de simulations de divers types de défauts.
- Présentation des résultats de simulations du fonctionnement de la protection minimum d'impudence (tension, courant, et signal de commande du relais), lors de la présence de divers type de défauts
- Les résultats de simulations de la protection minimum d'impudence directionnelle (tensions, courants, et signaux de commande du relais)., suite à

Conclusion Générale

l'apparition de divers type de défauts.

Comme perspective, nous comptons continue la simulation des autres types de protections des réseaux HTB, et de passer à la réalisation d'une protection numérique complète concurrente avec ceux réalisées par les grandes firmes internationales.

Bibliographe

- [1] « Programmation en MATLAB de la stabilité transitoire d'une modélisation interactive d'un réseau électrique par intégration numérique », Mémoire de Magister, Université Amar Téliidji, 2008.
- [2] Guide de l'ingénieur, « Technique de distribution électrique», Sonelgaz,2002.
- [3] D. F.Warne « Génie électrotechnique », Dunod,01/12/2015.
- [4] O. Gergaud, «Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau» Thèse de doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan, France, Décembre 2002.
- [5] « Nuclear Power Today», site World Electricity Production by Source, 2017.
- [6] Terence Hazel, « Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux », Schneider Electric Cahier technique n° 196, 2000.
- [7] Guezzen Amina et AouaneAbderrezak« Etude et simulation de deux éoliennes petite et moyenne puissance », mémoire de Master en Electrotechnique,Université de Tlemcen, 2015.
- [8] A .Gamni, et M hamouda, « Etude et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique », Dissertation, Université Ahmed Draia Adrar, 2012.
- [9]Jean-Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd« Ligne et réseaux électrique», édition lavoiasier,Volume 2, 2007
- [10] Bouchahdane Mohamed « Etude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400kv en Algérie » Mémoire de magister université Mentouri, Constantine, 2009.
- [11] Document technique, « Réseau de distribution», Guide technique, Sonelgaz, 1984.
- [12] http://www.ac-noumea.nc/jules_garnier/phyapp/solaire/.../cours_photo.
- [13] Jean-Michel Delbarre « Postes à haute et très haute tension», Technique de l'ingénieur, MERLIN GERIN D4570.
- [14] Haddad Lyazid et Hami Khodir « Calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques triphasées», Mémoire de master, université de Bejaia, 2015.
- [15]Dienta Oumou Koultom et Traore Aboubacar « Etude et simulation d'un poste HT/MT par le logiciel ETAP » Mémoire de Master, université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem ,2019.
- [16] STE D'EDF GDF SERVICE. « Electrotechnique de réseau B61-24» guide technique de la distribution, 1994.

- [17] Belkhire Salah « Etude et modélisation des courants de court-circuit dans les réseaux MT/BT" » mémoire de master, université Msila, 2019.
- [18] Mathilde lipage, <https://www.killmybill.be/fr/infrastructures-reseau-electrique/>,2017.
- [19]R.V.Bernard, « analyse d'un réseau radial lors d'un Renforcement de puissance », Projet fin de étude, université d'Antananarivo 2009.
- [20] Bennour Zahir, Bouaziz Oualida « Approche de la Planication d'un réseau de distribution d'énergie électrique pour la nouvelle ville de Oued Ghir » mémoire de Master université Bejaia 2015.
- [21] Hamda saada « Etudes et essais pratique des protections numériques installées au niveau de poste d'interconnexion » mémoire de Master université Bouira, 2019.
- [22] Aoun Mohamed, Boulakeur Faiz« Etude pratique du système de protection installé au niveau de réseau Sonelgaz » mémoire de Master Université Akli Mohand Oulhadj — Bouira, 2017.
- [23] Abd elbaki Ali « Calcul de courant de court-circuit dans les réseaux électriques » Université de m'silla, 2012.
- [24] Boudacheb Abdelkrim, Galoule Fayçal : « étude par simulation d'un filtre actif Parallèle » Université de m'sila, 2006.
- [25]Mekentichi Maamar « Simulation d'un système de protection à minimum d'impédance directionnel »mémoire de Master, université Mohamed Khider de Biskra, 2019.
- [26] Ibrahim Farhat « Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks», Dissertation, Concordia University Montreal. mars 2003.
- [27] Guide de Sonelgaz « technique distribution électrique», 2003.
- [28] Mohamed E. El-Hawary, « Electrical Energy Systems» CRC Press, 2000.
- [29]Mark Brown, Ben Ramesh, "Practical Power Systems Protection", Elsevier,2004
- [30] www.eco.dev, Bureau d'études, d'ingénierie et de conseils, indépendant et spécialité dans l'énergie Léau et l'environnement.
- [31]P.Cristophe « protection des réseaux électrique » édition Hermès - Lavoisier paris,1998
- [32] Benderradjib Selsabil « Calcul des protections d'un départ HTA (30 KV) » mémoire de Master université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.
- [33] Guide de Sonelgaz « réseau électrique HTA » centre Ain MLila.
- [34] Mr. Zellagui Mohamed « étude de protection de réseaux électrique MT (30 & 10 kV) »mémoire Magister université Frères mentouri Constantine, 2017.

- [35] Bencheikh El Hocine «Protection de réseau HTA » Groupe SONELGAZ centre de formation Ain Mlila».
- [36] Tolba Amrane« Coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques » Thèse de doctorat, université de Batna, 2007.
- [37] Henri Lachmann, Schneider Electric, «distribution moyenne tension », 1999.
- [38]f.Sautia « protection des réseaux électrique parle système de la sélectivité logique »
- [39] BechouKamal et Benmokle Karim « Etude du fonctionnement de protection sur une ligne de 400kV », mémoire de Master Yahya Fares de Médéa, 2019.
- [40] Schneider Electric, «Protection des réseaux électriques», 2003.
- [41] Schneider Electric, «Protection des réseaux électriques», 2008.
- [42]G.F. MOORE, « Electric Cables Handbook » Edition Third, 1997.
- [43] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998
- [44]L. Ghewitson, Bown, R. BALAKRISHNAN, « Guide de la protection des équipements électriques », Paris, Dunod, 2007.
- [45] SandroGiannyAquiles Perez “Modeling Relays For Power System Protection Studies” Ph.D. Dissertation juillet , University of Saskatchewan, Canada. 2006
- [46]G. Ziegler, « Numerical Distance Protection, Principe and Application » Third Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2008.
- [47]Alstom, « Network Protection and Automation Guide: Protective Relays, Measurement and Control », Edition Second, 2011.
- [48]Pierre Bertrand, « les protections directionnelles » cahiers technique n°181 de Schneider électrique.1996
- [49] SIEMENS AG, « Protection de Distance 7SA6 V. 4.6 », 7SA6 Manuel, 2004.
- [50] K. Kecili Melle et S. Koucha Etude de la protection numérique (MICOM P442) d'un réseau HTB couplé au Turbo-alternateur du Complexe Cevital Melle.
- [51] cahiers technique ABB électrique « Protection de distance de ligne REL670 », 2010.
- [52]P.M Andersen, «Analysis of Faulted Power Systems», Iowa state université Press USA, 1995.
- [53] A.R. Bergen and V. Vittal, «Power systems analysis», Prentice Hall, 2nd edition, 2000.
- [54]Benoît de Metz-Noblat, Frédéric Dumas & Christophe Poulain, « Calcul des courants de court-circuit », Cahier technique 158, Schneider Electric, 2005.

RESUMES

Dans notre modeste travail, nous avons présentent des généralités sur les réseaux électriques et les différents types des défauts. Et défini la protection de réseau électrique, en donnant un aperçu sur les principaux relais de protection utilisés pour assurer la continuité de service, et présenter les différentes méthodes connues utilisées pour le calcul des défauts de court-circuit. Dans la suite nous avons présentés plusieurs simulations sur le réseau électrique 400KV sans système de protection et des simulations sur les réseaux électriques avec un système de protection minimum d'impédance directionnelle. Nous constatons le relais minimum d'impédance directionnel détecte le défaut et utilisé la selectivité et la synchronisation.

Mots clés :Ralis électrique, minimum d'impédance, directionnelle, réseaux électriques

Abstract

In our modest work, we have presented generalities about electrical networks and the different types of defects. And defined the electrical grid protection, giving an overview of the main protection relays used to ensure continuity of service, and presenting the various known methods used for the calculation of short circuit defects. In the following we have presented several simulations on the 400KV electrical grid without protection system and simulations on electrical grids with a directional impedance minimum protection system. We see the minimum direct impedance relay detects the defect and uses selectivity and synchronization.

key words: Electric conductors, minimum impedance, directional, electric networks

ملخص

في عملنا المتواضع، قدمنا عموميات حول الشبكات الكهربائية وأنواع العيوب المختلفة. وعرفنا نظام حماية الشبكة الكهربائية، وقمنا بإعطاء لمحة عامة عن مراحل الحماية الرئيسية المستخدمة لضمان استمرارية الخدمة، وعرض الطرق المختلفة المعروفة المستخدمة لحساب عيوب الدائرة القصيرة. في ما يلي، قدمنا العديد من عمليات المحاكاة على الشبكة الكهربائية 400 فولت دون نظام حماية ومحاكاة على الشبكات الكهربائية 400 فولت مع نظام حماية أدنى لمعاوقة الاتجاه. نرى الحد الأدنى من ترحيل المعاوقة المباشرة يكتشف الخلل و يقوم بفصل الجزء المتعطل من الشبكة ويستخدم مرحل الحماية الانتقائية والتزامن.

الكلمات المفتاحية : موصلات كهربائية، الحد الأدنى من المعوقات، الشبكات الاتجاهية، الكهربائي