

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

**UNIVERSITE CONSTANTINE 1
FACULTE DES SCIENCES DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**

N° Ordre :
Série:.....

THESE

Présentée pour obtenir le diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES EN ELECTROTECHNIQUE

**COORDINATION DE SYSTEMES DE PROTECTION
APPLIQUEE AU RESEAU NATIONAL**

Option : **Modélisation et Commande des Machines Electriques**

Par

Mr BOUCHAHDANE Mohamed

Date de Soutenance :

Devant le jury:

Président	H. BENALLA	Professeur	Université Constantine 1
Rapporteur	A. BOUZID	Professeur	Université Constantine 1
Examineurs	M. BOUCHERMA	M.C.A	Université Constantine 1
	A. CHAGHI	Professeur	Université de Batna
	M. LEFOUILI	M.C.A	Université de Jijel

Année 2013

Remerciements

Ce travail a été réalisé à l'Université Constantine 1, au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Constantine, sous la direction du professeur Bouzid Aissa à qui j'adresse mes plus sincères remerciements pour avoir toujours su se rendre disponible et pour m'avoir prodigué de précieux conseils au cours de ces trois années. Ce qui m'a énormément aidé dans mon apprentissage de la recherche.

Je tiens à remercier Monsieur Benalla Hocine (professeur à l'Université Constantine 1) d' avoir accepté de présider le jury de cette thèse et également pour l'intérêt qu'il a porté à mon travail.

J'exprime ma profonde gratitude à Monsieur Boucherma Mohamed, maître de conférences "A" à l'Université Constantine 1, à Monsieur Chaghi Abdelaziz, professeur à l'Université de Batna et à Monsieur Lefouili Moussa, maître de conférences "A" à l'Université de Jijel, qui ont accepté de participer au jury de cette thèse. Leur avis sur ce travail permettra d'apporter des idées nouvelles pour les études futures.

Cette thèse a aussi bénéficié d'une bourse de recherche, allouée par l'Union Africaine dans le cadre d'une politique de développement du continent africain. Aussi, j'adresse ma profonde reconnaissance et toute ma sympathie au personnel du bureau de la commission de l'union africaine et, particulièrement mes sincères remerciements à Mme Olga Alexandrovna Kebede qui a été le trait d'union avec cet organisme.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements aux Professeurs Krishna Busawon, directeur de recherche Post-Graduation CEIS et Milutin Jovanovic, de l'Université de Northumbria à Newcastle au Royaume-Uni, pour m'avoir invité et accepté au sein de leur laboratoire de recherche, pour leur gentillesse et surtout pour tous les conseils avisés qu'ils ont su me prodiguer tout au long de mon détachement dans leur laboratoire. Ce qui m'a permis d'étoffer mon travail.

Mes sincères salutations au responsable de zone, Monsieur Johan Beets, chez OMICRON Autriche (société internationale spécialisée dans les tests de réseaux électriques) pour tous les conseils avisés qu'il m'a prodigués tout au long de mon stage à Newcastle.

Plus généralement, j'adresse mes sincères remerciements à toutes les personnes de SONELGAZ, trop nombreuses pour être citées, pour les bons moments passés ensemble dans le travail comme en dehors. J'ai eu également un grand plaisir à travailler avec eux.

Enfin, j'exprime ma plus profonde gratitude à mes parents pour m'avoir soutenu durant toutes ces années. Sans leur aide, ce projet n'aurait pu aboutir. Je leur serai toujours redevable de tous les efforts qu'ils ont fournis à mon égard. Enfin, toute ma gratitude à ma famille et mes amis.

Plan de la thèse

Remerciements.....	i
Plan de la thèse.....	ii
Introduction générale.....	1
Chapitre I: Etude des équipements du réseau électrique.....	5
I.1 Introduction.....	6
I.2 Structure générale d'un réseau électrique.....	6
I.3 Généralités sur les protections et les automates.....	13
I.3.1 Les protections contre les courts circuits.....	13
I.3.1.1 Caractéristiques des court-circuits.....	13
I.3.1.2 Conséquences des défauts de court-circuit.....	13
I.3.2 Les protections contre les situations anormales de réseau.....	14
I.3.3 Les automates.....	15
I.4 Généralités sur les équipements de mesure, de comptage et de surveillance.....	15
I.4.1 Mesure.....	15
I.4.2 Comptage.....	15
I.4.3 Surveillance locale.....	16
I.4.4 Surveillance au pupitre de commande groupe (PCG).....	16
I.4.5 Surveillance au centre régional de conduite (CRC).....	16
I.5 Chaîne de protection.....	17
I.5.1 Transformateurs de mesure.....	17
I.5.1.1 Transformateurs de courant (TC).....	17
I.5.1.2 Transformateurs de tension (TT).....	19
I.5.2 Les relais de protection.....	20
I.5.3 Les disjoncteurs.....	20
I.5.4 Les sectionneurs.....	21
I.6 Les transformateurs de puissance.....	21
I.7 Synthèse et revue bibliographique.....	24
I.5 Conclusion.....	25
Chapitre II: Les différentes techniques de protection du réseau électrique.....	26
II.1 Introduction.....	27
II.2 Sélectivité ampèremétrique.....	27
II.3 Sélectivité chronométrique.....	29
II.4 Sélectivité logique.....	30
II.5 Protection différentielle.....	32
II.6 Protection directionnelle.....	33
II.7 Protection à minimum d'impédance.....	34
II.7.1 Cas particulier : Protection de distance.....	35
II.8 Sélectivité optimale.....	35
II.9 Synthèse d'emploi des différents types de protections.....	35
II.10 La fiabilité des protections.....	36
II.11 Les fonctions de protection et contrôle-commande réunies.....	36
II.12 Conclusion.....	38
Chapitre III: Solutions de diagnostic et de test pour la partie primaire.....	39
III.1 Introduction.....	40
III.2 Tests des transformateurs de courant.....	41
III.2.1 Transformateurs de courant de protection.....	42
III.2.2 Transformateurs de courant de mesure.....	42
III.2.3 Etude et analyse les résultats de test.....	43

III.2.3.1 La mesure d'isolement.....	43
III.2.3.1.1 Isolement et causes de défaillance de l'isolement.....	44
III.2.3.1.2 Principe de la mesure d'isolement.....	45
III.2.3.2 Caractéristiques de TC et résultats de mesure d'isolement.....	45
III.2.3.3 Rapport de transformation et charge TC.....	46
III.2.3.4 Résistance d'enroulement.....	48
III.2.3.5 Magnétisation TC (tension de coude).....	49
III.3 Tests des transformateurs de tension.....	53
III.3.1 Caractéristiques de TT et résultats de mesure d'isolement.....	54
III.3.2 Rapport et polarité TT.....	54
III.4 Tests des transformateurs de puissance.....	56
III.4.1 Caractéristiques du TP et résultats de mesure d'isolement.....	56
III.4.2 Rapport de transformateur (par prise).....	56
III.4.3 Résistance d'enroulement.....	60
III.4.4 Résistance et continuité de régulateur en charge (par prise).....	61
III.5 Tests des organes de coupure.....	66
III.5.1 Test des sectionneurs.....	69
III.5.2 Test des disjoncteurs.....	69
III.6 Conclusion.....	70
Chapitre IV: Simulation et essais pratiques des relais de protection.....	72
IV.1 Introduction.....	73
IV.2 Principe de base de la protection.....	74
IV.3 Modèle structural de principe.....	74
IV.3.1 Définition.....	74
IV.3.2 Désignation d'un relais.....	75
IV.3.3 Différents types de relais.....	75
IV.4 Principe de la protection à distance.....	76
IV.4.1 Introduction.....	76
IV.4.2 Différents types de relais à distance.....	76
IV.4.3 Caractéristiques principales de protection de distance.....	77
IV.4.3.1 Relation entre temps – distance.....	77
IV.4.4 Interfaces de téléprotection et topologie de communication.....	80
IV.4.4.1 Pont de fonctionnement de télé-action entre relais de poste A et B.....	81
IV.5 Logiciel de simulation de réseau NetSim.....	83
IV.5.1 Exemples d'application.....	83
IV.5.2 Cas de test.....	83
IV.5.3 Simulation d'événements.....	84
IV.6 Exemple de simulation de multiples défauts sur des lignes parallèles.....	85
IV.7 Résultats de simulation et essais pratiques (obtenus au poste de Bouira – 60 kV).....	89
IV.7.1 Exemple 1.....	90
IV.7.2 Exemple 2.....	92
IV.7.3 Exemple 3.....	94
IV.8 Autres tests pratiques.....	97
IV.8.1 Advanced distance.....	97
IV.8.1.1 Test de tir, de recherche et de vérification.....	98
IV.9 Protection maximum de courant (MAX I).....	102
IV.10 Conclusion.....	106
Conclusion générale.....	107
Bibliographie.....	110
Annexe.....	114
Travaux scientifiques.....	129

Introduction générale

Introduction générale

La civilisation moderne fait un usage considérable de l'énergie pour ses besoins en termes de génération de biens de consommation et de services. De la centrale industrielle au simple consommateur en passant par les producteurs de services publics, tous font état d'un besoin essentiel en apport énergétique à dessein d'instaurer une société nouvelle avec son corollaire de bien être.

Le réseau électrique se propose pour cible essentielle de pourvoir en énergie à usage domestique de la manière la plus performante en termes de sécurité, de fiabilité et d'économie. Les réseaux électriques se composent d'appareillages et d'équipements ayant pour finalité de générer, transmettre et distribuer de l'énergie électrique. Ils comptent parmi les innovations les plus complexes et les plus étendues que l'homme ait jamais eu à concevoir.

L'importance des services qu'offrent les réseaux électriques et le montant élevé des investissements induits par les installations et les équipements qu'ils impliquent, sont tels qu'ils représentent pour l'exploitation normale et constante des systèmes d'alimentation, une stratégie essentielle pour chaque société.

Défauts et défaillances surviennent de façon normale dans un réseau électrique. En raison de l'importance de l'énergie en jeu, les défauts représentent une menace pour les opérations et la sécurité du réseau s'ils ne sont pas promptement pris en charge et corrigés. Les réseaux électriques nécessitent un système auxiliaire destiné à prendre en charge les actions correctives lors de l'apparition d'un défaut donné. Ce système est connu sous le générique de « Système de Protection ». Il se compose d'équipements, de schémas et de règlements normatifs, ayant pour fonction la détection des défauts dans les éléments protégés constituant le réseau électrique, afin d'être en mesure de neutraliser ledit défaut et de permettre le rétablissement du service, si tel devait être le cas. Du fait de la diversification des états dans lesquels les systèmes de protection sont amenés à interagir, différents défauts peuvent surgir. Partant de là, la protection des systèmes doit fournir des schémas et équipements, aussi également diversifiés, en vue de détecter chacun de ces scénarios et y réagir, du plus élémentaire d'entre eux au plus complexe et contraignant.

Les systèmes de protection sont essentiels pour la sauvegarde opérationnelle des réseaux électriques et pour leur bon fonctionnement.

Le bon fonctionnement d'un équipement de protection (ex : relais) doit être vérifié tout au long de son cycle de vie, depuis la recherche et le développement (R & D), à la mise en service sur site, l'entretien périodique et les essais analytiques pour dysfonctionnement, en passant par la production.

C'est sur la base de ce qui vient d'être établi que nous axons notre travail par l'étude des meilleures méthodes et normes internationales en usage au sein des firmes internationales et pays technologiquement avancés, attendu que chacun d'entre eux applique des techniques propres dans les domaines que sont le diagnostic et les essais des équipements de réseaux électriques.

Nous allons, par le biais de ce travail de thèse, produire un condensé des techniques les plus adéquates quant à la configuration paramétrique particulière à notre pays et ce, sur la base d'expériences in-situ dans nombre de postes à travers l'ensemble du réseau national. A ce dessein, et pour chacun des essais effectués, nous avons eu recours à une technique particulière au site visité avec, pour perspective, de réunir l'ensemble des particularités et des méthodes utilisées en un panel propre applicable à l'ensemble du réseau national.

A titre d'exemple, un disjoncteur présente parfois des dysfonctionnements de type déclenchement- réenclenchement sans pour autant que soit décelé aucun défaut exogène. Les tests administrés permettent alors de conclure à une défectuosité propre au disjoncteur lui-même qui, de fait, appellera à une réparation ou, plus radicalement et quand cela s'impose, à son remplacement pur et simple. Sinon et en d'autres circonstances, s'avérera la mise en cause du réglage du relais de protection lui-même.

Plus en amont et dans le même esprit, il nous échoit de porter un regard sur l'aspect crucial de la coordination, autant entre les organes constitutifs du système de protection (détection, décision, intervention) qu'entre leurs composants internes (la téléprotection dans sa gestion symbiotique des relais, pour l'organe de détection entre autres exemples).

Protection et coordination sont souvent en opposition l'une à l'autre. La protection peut être sacrifiée à la faveur de la coordination et vice versa. L'équilibre optimal entre protection et coordination relève du pouvoir discrétionnaire, voire quasi intuitif du personnel humain en charge. Cet exercice confine l'art à la science dans ce qu'il implique d'apport personnel en termes d'expérience et de capacité de jugement.

Afin d'atteindre ces objectifs, on a agencé ce mémoire en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à une généralité sur la structure d'un réseau électrique. Le départ ligne et le départ transformateur qu'on peut considérer comme des échantillons y compris tous les éléments qui constituent le réseau électrique. Ces éléments sont très importants et très sensibles ; c'est pour cela qu'ils nécessitent des protections contre les différents types d'anomalies. Ceci sera abordé dans les prochains chapitres.

Dans le second chapitre de ce mémoire, nous traitons des différentes techniques de protection qui sont nombreuses et variées et il convient de bien les connaître avant de faire un choix. Ceci sera utile pour la suite de notre étude.

Le troisième chapitre propose un condensé des techniques les plus adéquates quant à la configuration paramétrique particulière à notre pays et qui concerne le diagnostic et la protection de la partie primaire de réseau à partir d'un simple transformateur de mesure jusqu'aux organes de coupure. La partie secondaire du réseau sera traitée dans le chapitre suivant.

Le quatrième chapitre traite deux parties. La première est consacrée à une comparaison entre les résultats de la simulation de réseau obtenus par le simulateur NETSIM avec les résultats pratiques réalisés sur l'un des postes de transformation HT sur le territoire national. La deuxième partie se rapporte aux essais purement pratiques réalisés par la caisse d'injection secondaire pour couvrir les autres essais et protection de la partie secondaire.

Nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

Chapitre I :

Etude des équipements du réseau électrique

Etude des équipements du réseau électrique

I.1 Introduction

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement. Ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre. Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité matérielle et la qualité de service rendu. Il faut donc chercher à en minimiser les conséquences.

Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et, l'ouvrage affecté, séparé du réseau sans délai. C'est l'objet de la Protection des Réseaux.

I.2 Structure générale des réseaux électriques [1] [2] [3]

Ils sont constitués d'ouvrages triphasés, à savoir: des lignes aériennes, des canalisations souterraines, des transformateurs de puissance. Ces différents ouvrages sont connectés entre eux par des jeux de barre.

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau de distribution comporte:

- un poste de livraison HTB, alimenté par une ou plusieurs sources et composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection.
- une source de production.
- un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres
- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT
- des récepteurs HTA
- des transformateurs HTA / BT
- des tableaux et des réseaux BT et des récepteurs BT (basse tension)

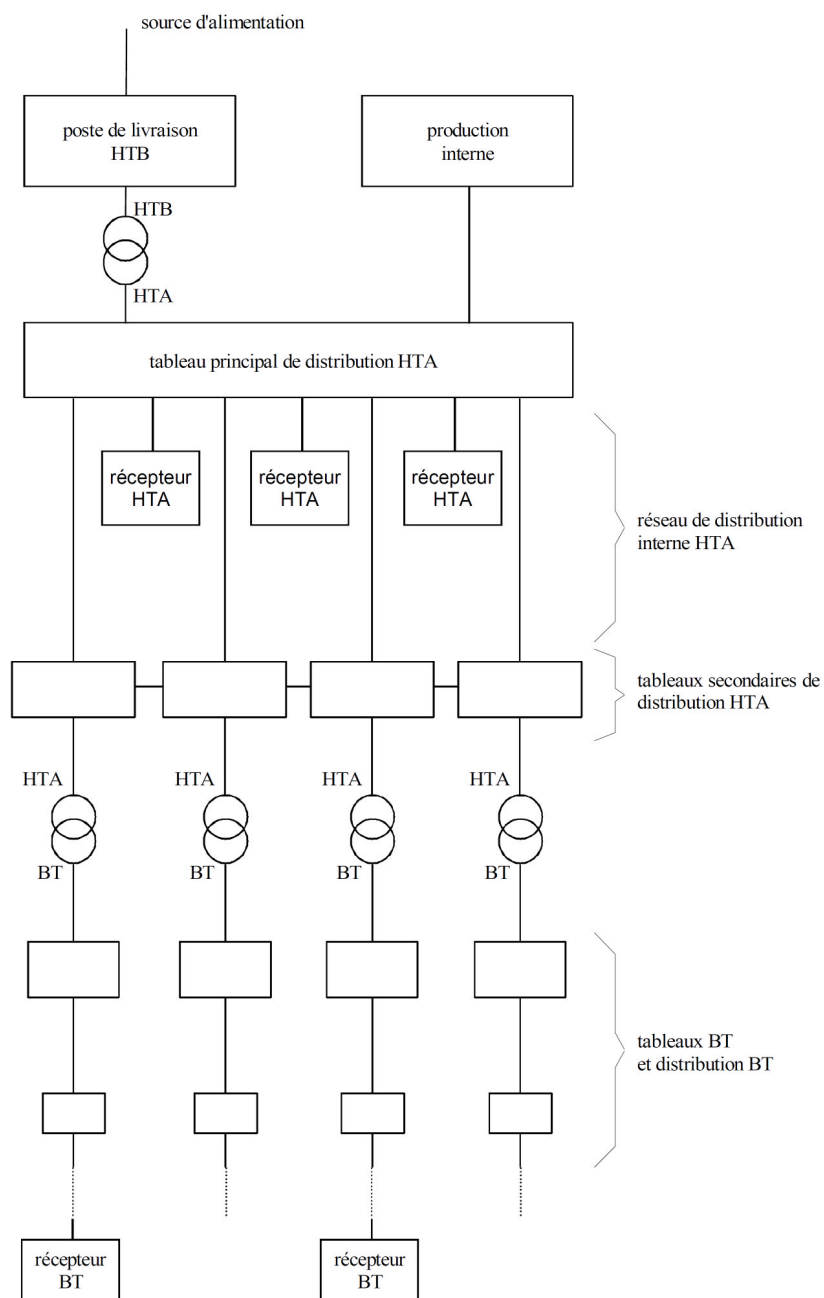


Figure I.1- Structure générale d'un réseau privé de distribution

Il existe aussi des transformateurs de puissance permettant la transformation directe du 220kV en 30kV, généralement dans les postes cabines mobiles.

En ce qui concerne les intensités, on définit deux niveaux de référence:

- les intensités nominales, qui sont des intensités permanentes et auxquelles on se réfère pour déterminer l'échauffement des ouvrages.
- les intensités de court-circuit, qui ne durent généralement que quelques centaines de millisecondes et auxquelles on se réfère pour la tenue des ouvrages aux efforts électrodynamiques.

Les valeurs normalisées sont:

en 400 kV ; $I_n = 2000 \text{ A}$ ou 3150 A ; $I_{cc} = 40\,000 \text{ A}$ ou $63\,000 \text{ A}$

en 225 kV ; $I_n = 1250 \text{ A}$ ou 2000 A ; $I_{cc} = 31\,500 \text{ A}$

en 90 kV ; $I_n = 1000 \text{ A}$ ou 2000 A ; $I_{cc} = 20\,000 \text{ A}$ ou $31\,500 \text{ A}$ entre phases

$8\,000 \text{ A}$ ou $10\,000 \text{ A}$ entre phase et terre

en 63 kV ; $I_n = 1000 \text{ A}$ ou 2000 A ; $I_{cc} = 20\,000 \text{ A}$ ou $31\,500 \text{ A}$ entre phases

$8\,000 \text{ A}$ ou $10\,000 \text{ A}$ entre phase et terre

Chaque ouvrage peut être :

- connecté au reste du réseau, déconnecté, en charge ou en court-circuit, par un disjoncteur.
- séparé du reste du réseau, hors charge par des organes à coupure visible: les sectionneurs.
- protégé par des équipements de protection et des automates qui détectent les courts-circuits et les situations anormales du réseau à partir des courants circulant dans les ouvrages et les tensions sous lesquelles ils se trouvent. Ces équipements élaborent des ordres de déclenchement vers les disjoncteurs.

Les protections et les automates n'utilisent pas directement les tensions et les courants du réseau mais des grandeurs beaucoup plus faibles qui leur sont proportionnelles. La transformation se fait par des réducteurs de mesure.

Les différents appareils haute tension d'un poste sont regroupés en cellules, chacune d'elles comprenant un disjoncteur. L'ensemble des équipements basse tension d'une cellule est appelé tranche.

Les schémas les plus courants des cellules haute tension sont les suivants:

❖ **Départ ligne**

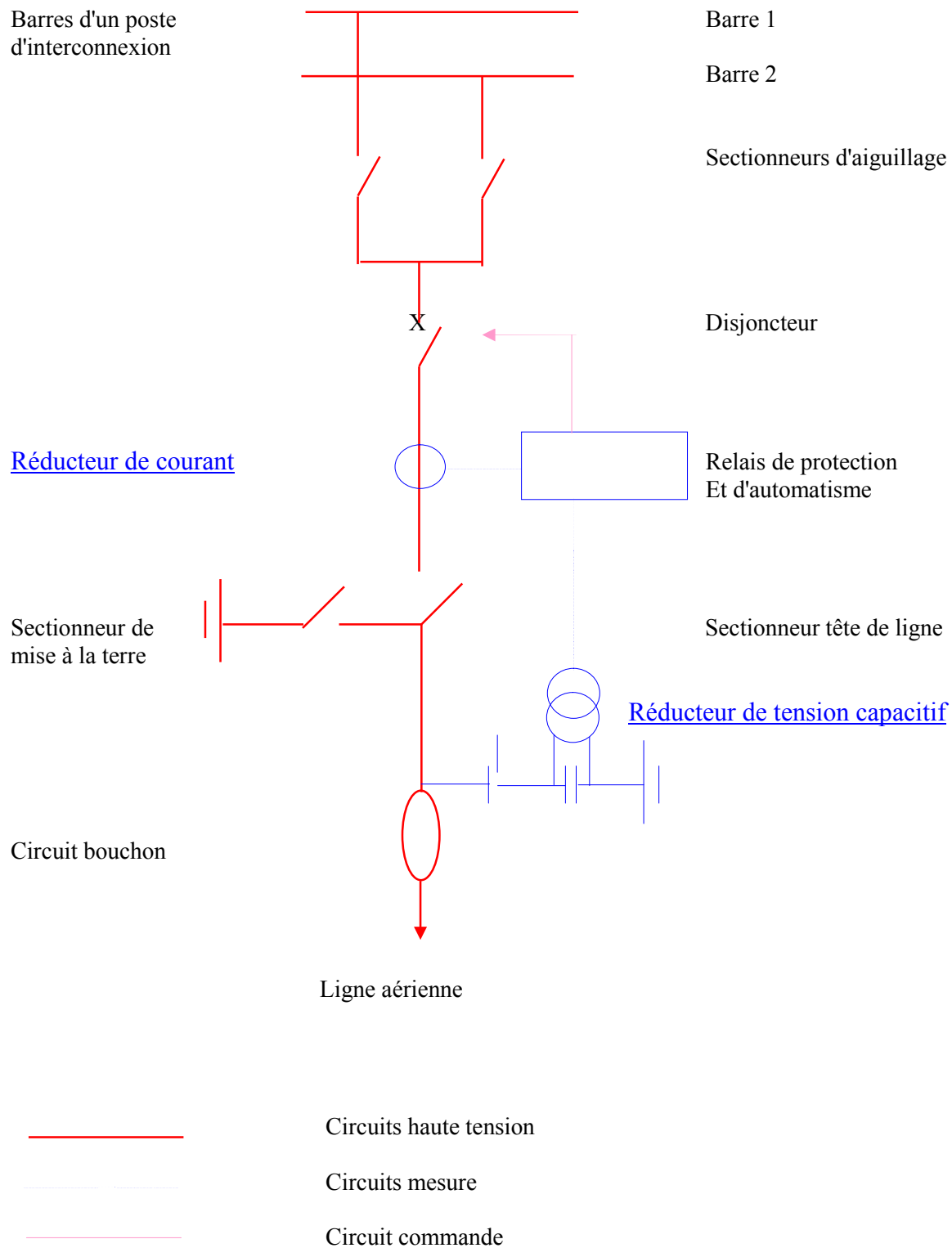


Figure I.2- Schéma unifilaire d'une travée ligne

❖ **Départ transformateur**

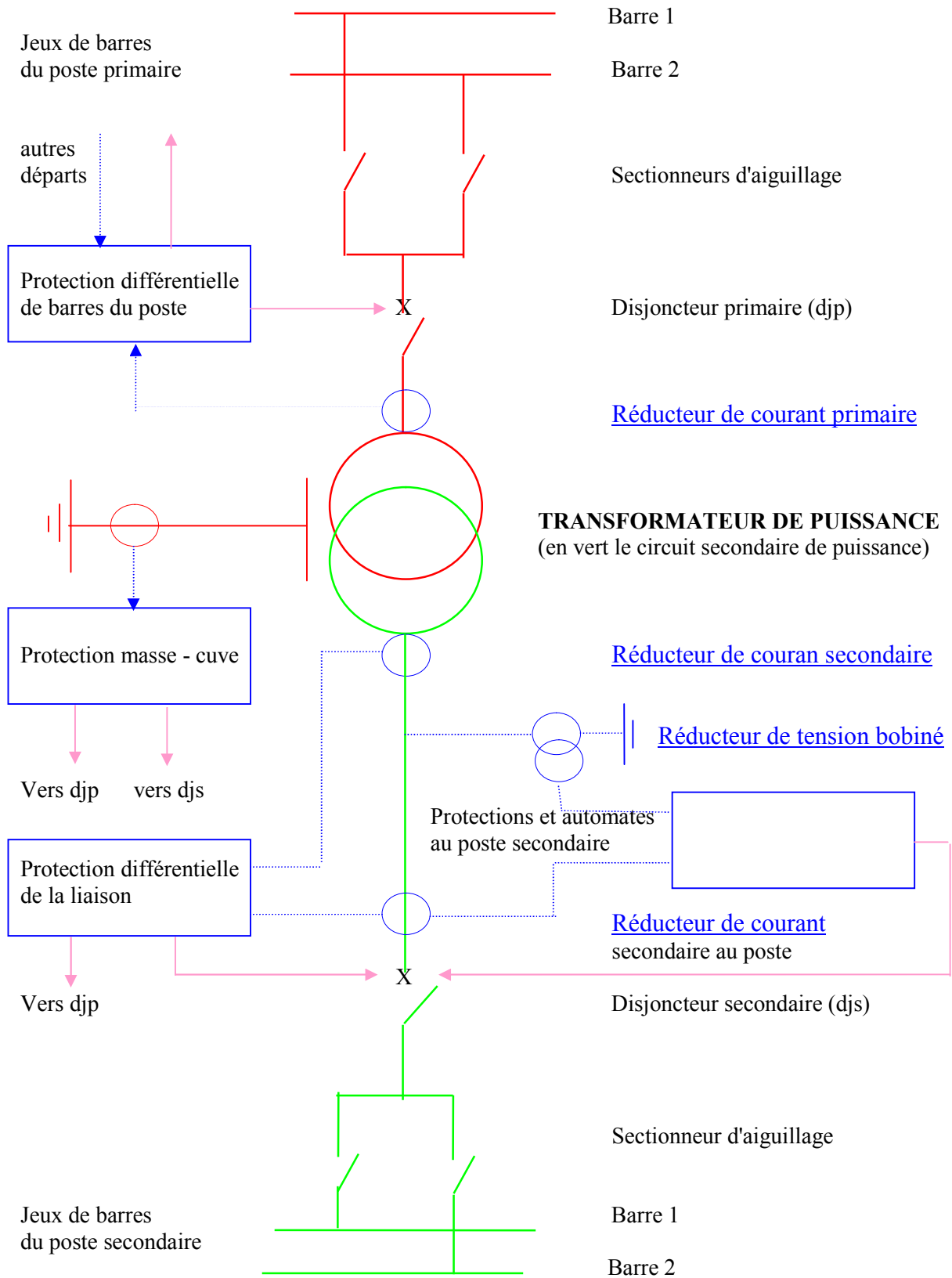


Figure I.3- Schéma unifilaire d'une travée transformateur

❖ **Couplage entre jeux de barres**

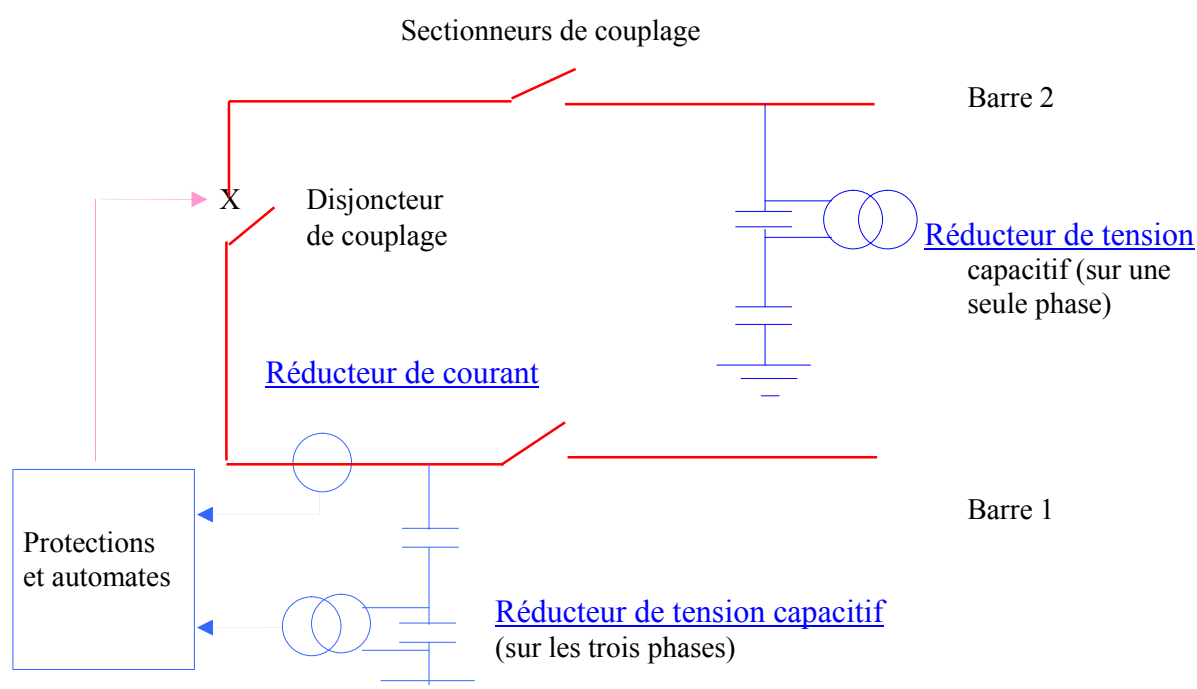


Figure I.4- Schéma unifilaire d'un couplage entre jeux de barres

Remarque: les protections peuvent être utilisées soit comme protection de couplage, soit comme protection de ligne. Dans ce dernier cas, une barre est affectée à une seule ligne dont le disjoncteur est ponté ou condamné et les protections hors service. On dit alors que le couplage est utilisé en transfert.

❖ **Tronçonnement**

Les postes importants peuvent comporter quatre jeux de barres

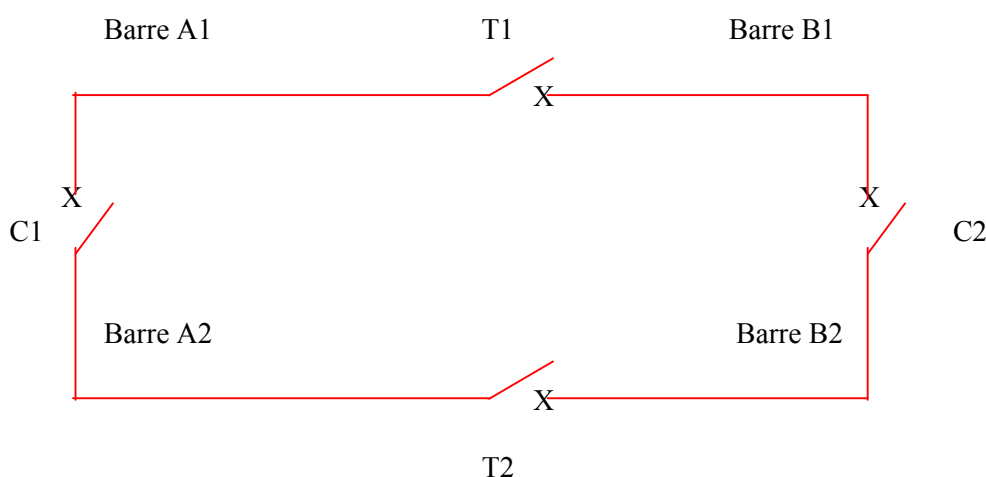


Figure I.5- Schéma unifilaire d'un tronçonnement

C1 et C2 sont des couplages traités comme ci-dessus.

T1 et T2 sont des tronçonnements. Ils ne peuvent pas être utilisés en transfert.

Remarque 1: *notion de nœud électrique*

C'est un ensemble de jeux de barres pouvant être isolé du réseau par des disjoncteurs, mais ne pouvant pas être lui-même coupé en deux par un disjoncteur. Par exemple, le poste de la figure I.5 comporte quatre nœuds électriques. Pendant une manœuvre de changement de barres, les barres A1 et A2, par exemple, peuvent se trouver reliées entre elles lorsque les deux sectionneurs d'aiguillage d'un départ sont simultanément fermés. Elles forment alors, transitoirement, un seul nœud électrique.

Dans certains postes, les jeux de barres sont disposés comme sur la figure I.5, mais en T1 et T2, il n'y a que des sectionneurs. Le poste ne comporte que deux nœuds électriques.

Nous verrons que cette notion est importante pour la mise en œuvre des protections différentielles de barres.

Remarque 2:

Il existe d'autres schémas de postes : postes en anneau, postes à un disjoncteur et demi, postes à barre de transfert. Chacun a ses avantages et ses inconvénients, mais il importe de ne pas mélanger les types de poste dans un même réseau.

I.3 Généralités sur les protections et les automates [4] [5]

Ce document traite de l'ensemble des protections et automates installés sur le réseau de transport. On distingue:

I.3.1 Les protections contre les courts circuits

Lorsqu'un court-circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

I.3.1.1 Caractéristiques des courts-circuits

Les courts-circuits se caractérisent principalement par leur durée selon qu'ils sont éphémères (auto-extincteur), fugitifs, semi-permanents ou permanents. Par ailleurs, ils auront également pour caractéristique seconde leur origine, susceptible de revêtir diverses natures : mécanique (rupture de conducteurs, liaisons électriques accidentelles entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur, d'origine animale ou matérielle), une surtension endogène ou exogène (conditions atmosphériques) et enfin, en dégradation de l'isolation elle-même, consécutive à un excès de chaleur, d'humidité ou à une ambiance corrosive. La localisation d'un court-circuit peut être interne ou externe à une machine ou tableau électrique.

Enfin, les court-circuits se rangent statistiquement en trois types de courant .Ils sont répertoriés monophasés à raison de 80%, biphasés dans 15% des cas et triphasés dans 5% des cas observés.

I.3.1.2 Conséquences des défauts de court-circuit

Les conséquences relatives au défaut de court-circuits diffèrent en fonction de la nature et de la durée du défaut, du point concerné de l'installation et de l'intensité du courant.

1) Le point de défaut :

Présence d'arcs de défaut avec :

- a) Détérioration des isolants
- b) Fusion des conducteurs
- c) Incendie et danger pour les personnes

2) Le circuit défectueux

Les efforts électrodynamiques avec :

- a) Déformation des JdB (Jeux de Barres)
- b) Arrachement des câbles

3) Suréchauffement par augmentation des pertes joule avec risque de détérioration des isolants

4) Autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité

5) Creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes

6) Mise hors-service d'une partie plus ou moins grande du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections

7) Instabilité dynamique et/ou perte de synchronisme des machines

8) Perturbations dans les circuits de contrôle-commande

I.3.2 Les protections contre les situations anormales de réseau

Elles comprennent:

- les protections de surcharge qui mettent hors tension les ouvrages parcourus par des intensités trop élevées, susceptibles de les détériorer ou de les rendre dangereux.

- les protections contre les ruptures de synchronisme, destinées à éviter le déclenchement des alternateurs des centrales lorsque l'un ou plusieurs d'entre eux, tournent à une vitesse différente de l'ensemble des autres alternateurs débitant sur le même réseau.

- les protections de délestage, destinées à rétablir l'équilibre production - consommation, et à éviter ainsi une chute de fréquence susceptible de conduire à un effondrement général des moyens de production.

I.3.3 Les automates

La plupart des défauts créés par la foudre sur les ouvrages aériens disparaissent spontanément au bout de quelques dixièmes de secondes après mise hors tension de l'ouvrage. Après certains contrôles, il est alors possible de remettre l'ouvrage sous tension. Des automates sont chargés de ces contrôles.

D'autres automates permettent, lorsque plusieurs ouvrages se trouvent hors tension, de remettre rapidement en service ceux qui peuvent l'être sans risque.

D'autres permettent d'éviter les déclenchements par surcharge en effectuant des manœuvres préventives sur d'autres départs.

D'autres enfin, sont utilisés pour maintenir une tension correcte sur le réseau, par action sur les régleurs des transformateurs.

I.4 Généralités sur les équipements de mesure, de comptage et de surveillance

I.4.1 Mesure

Les grandeurs, tension et courant, présents sur le réseau, ne sont pas directement utilisables ; il faut donc passer, là aussi, par des réducteurs de mesure. Au secondaire de ces réducteurs se trouvent connectés des capteurs qui élaborent des courants continus proportionnels aux grandeurs nécessaires à la conduite du réseau, à savoir la puissance active et la puissance réactive sur les ouvrages et la tension efficace sur les barres. Ils transmettent ensuite ces courants aux équipements de téléconduite.

I.4.2 Comptage

Utilisant les mêmes circuits secondaires, on trouve des compteurs d'énergie mais seulement sur les départs suivants:

- les centrales de production
- les clients industriels
- les compagnies de distribution non nationalisées
- les points de livraison aux centres de distribution

Ils sont à haute précision et doublés uniquement lorsqu'ils intéressent des sociétés extérieures (centrales à participation étrangère, clients industriels, distributeurs non nationalisés).

I.4.3 Surveillance Locale

On trouve dans chaque poste:

- un tableau synoptique ou une console de conduite permettant la conduite locale du poste en cas de panne de téléconduite.
- un consignateur d'état où sont imprimées les manœuvres et signalisations issues des appareils haute tension et équipements basse tension de chaque départ.
- des oscillo-perturbographes où sont restituées des grandeurs électriques lors d'un défaut
- éventuellement des localisateurs de défaut, calculant la distance d'un défaut sur une ligne
- des qualimètres, sur les départs client, permettant de mesurer les perturbations que ce client a subi.

I.4.4 Surveillance au pupitre de commande groupe (PCG)

Les PCG sont situés dans des postes où se trouve du personnel en permanence aux heures ouvrables. Le personnel attaché à un PCG exploite, outre le poste qui l'héberge, un ensemble de postes dits postes satellites. Par exploitation, on entend essentiellement l'entretien du matériel et en situation exceptionnelle, la conduite du réseau.

I.4.5 Surveillance au centre régional de conduite (CRC)

C'est de ce point que s'effectue la conduite du réseau en situation normale. Seules les informations nécessaires à cette conduite y sont envoyées. Les informations concernant la surveillance du matériel restent au PCG.

I.5 Chaîne de protection

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée généralement des éléments suivants :

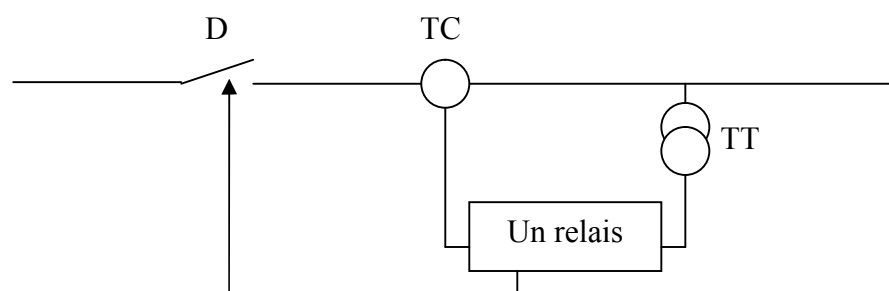


Figure I.6 - Chaîne principale de la protection électrique.

I.5.1 Transformateurs de mesure

Les transformateurs de mesure doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision garantie et assurer l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tension et la surtension du réseau ainsi que les courants de défauts.

Les transformateurs de mesure (réducteurs de mesure) sont principalement des transformateurs de tension (TT) et des transformateurs de courant (TC). Ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux à des valeurs plus faibles et faciles à :

- Mesurer et afficher,
- Utiliser pour des installations de comptage, pour calcul des puissances P et Q ...etc,
- Utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs.

I.5.1.1 Transformateurs de courant (TC)

Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères.

La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection.

Le rapport de transformation du TC s'exprime par : $m = \frac{I_1}{I_2}$

Remarque :

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.
- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.
- On place un transformateur de courant dans chaque phase du réseau électrique.

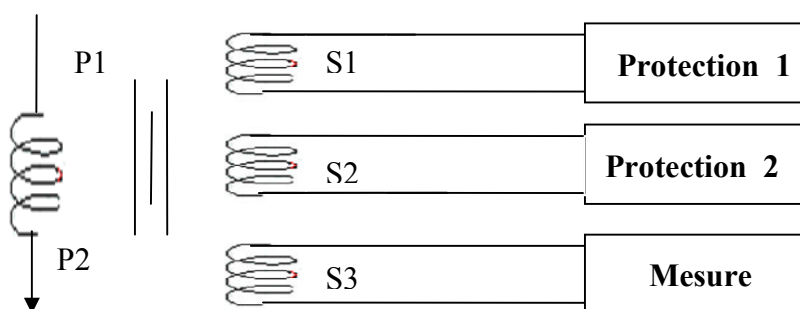


Figure I.7- Désignation des bornes du transformateur de courant

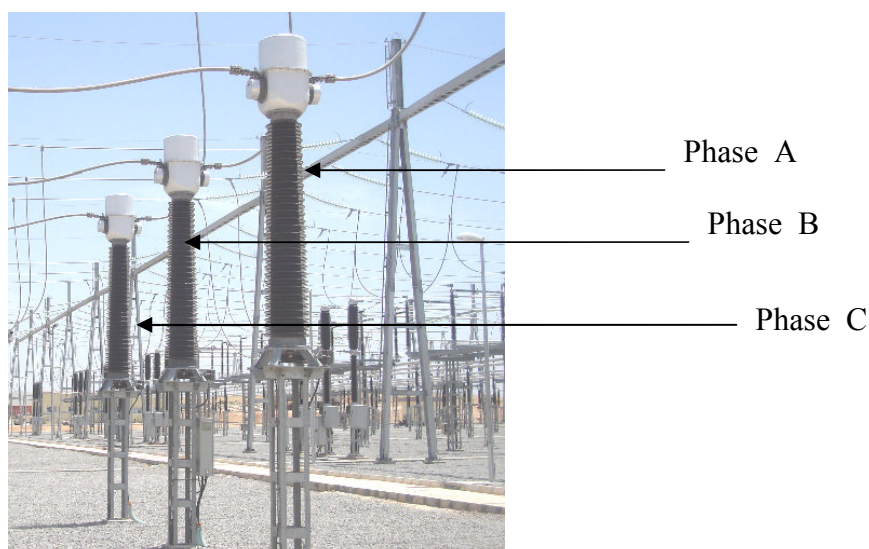


Figure I.8 - Transformateur de courant (TC) dans le réseau électrique.

Exemple de caractéristiques du TC :

Enroulement de protection **5P20** - erreur **5%**
 - saturation **20*I_n**

Enroulement de mesure **0,5** - erreur **0,5%**

Rapport de transformation de TC est 1600A / 1A

I.5.1.2 Transformateurs de tension (TT)

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

Le rapport de transformation de TT est : $m = \frac{V_2}{V_1}$

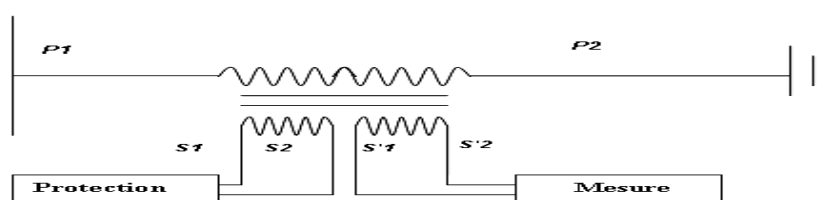


Figure I.9- Désignation des bornes du transformateur de courant

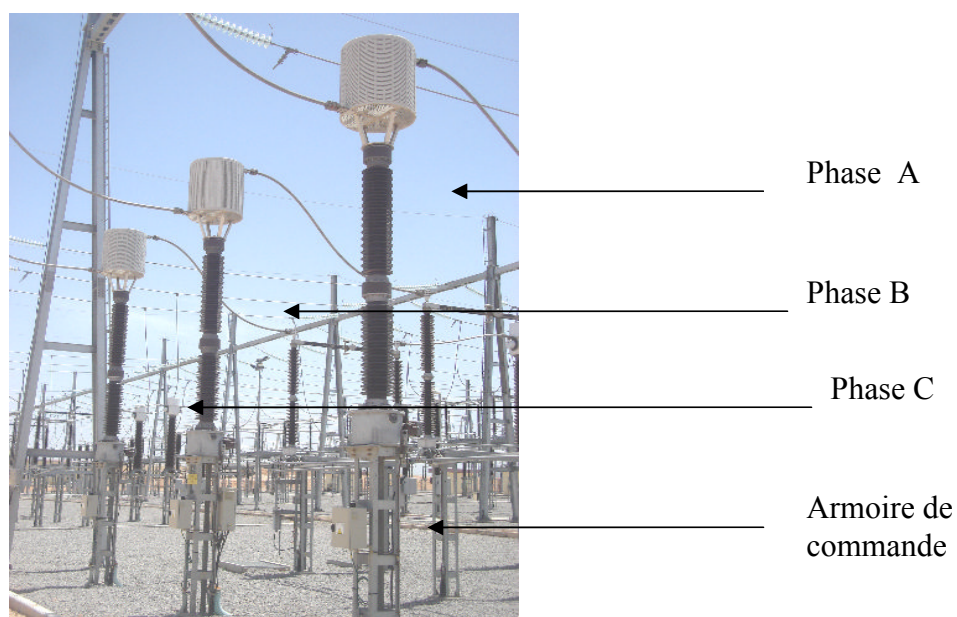


Figure I.10 - Transformateur de tension (TT)

Exemple de caractéristiques de chaque enroulement du TT:

Enroulement de protection **5P20** - erreur **5%**

- saturation **20*I_n**

Enroulement de mesure **0,5** - erreur **0,5%**

Rapport de transformation de TT est $(220 \text{ kV} / \sqrt{3}) / (100\text{V} / \sqrt{3})$

I.5.2 Les relais de protection

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

Le rôle de ces relais de protection est donc, de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel un défaut (court-circuit), variation de tension, etc... et ce, par une surveillance continue. Ils déterminent l'ordre de déclenchement des disjoncteurs.

I.5.3 Les disjoncteurs

Un disjoncteur est un organe électromécanique, de protection dont la fonction est le déclenchement automatique en cas d'un incident et de couper le courant de court circuit; il permet donc la protection des équipements contre tout défaut, en assurant l'ouverture de circuit sur ordre des relais de mesure; et il peut également effectuer des réenclenchements.

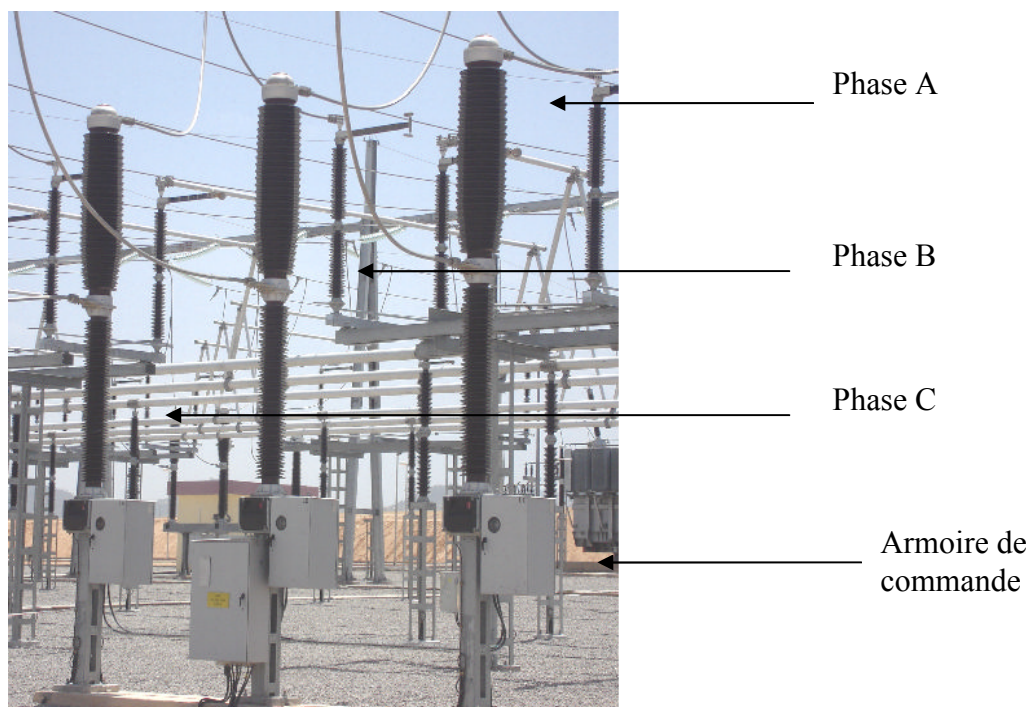


Figure I.11 - Disjoncteur à gaz SF₆

I.5.4 Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion, Il est utilisé pour isoler de façon sûre et visible un appareil ou un circuit électrique donné. Il assure en position (ouvert) une coupure visible dans l'aire située entre deux conducteurs lors des travaux d'entretien en toute sécurité sur la zone mise hors tension. En position (fermé), il assure la liaison entre deux conducteurs situés sur un même plan horizontal ou les plans superposés et permet donc le passage du courant nominal. Le sectionneur doit résister aux courants de courts circuits.



Figure I.12 - Sectionneur de ligne

I.6 Les transformateurs de puissance

Un transformateur de puissance est un élément essentiel dans les réseaux électriques. C'est un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique. Sa principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques. Il peut être monophasé ou triphasé. Pour un transformateur triphasé, les enroulements peuvent être connectés de trois manières différentes :

- En étoile, représenté par la lettre Y;
- En triangle, représenté par la lettre D;
- En zig-zag, représenté par la lettre Z.

Le couplage étoile-étoile (Yy) est surtout utilisé pour les transformateurs de très haute tension, car il permet de réduire la tension aux bornes des enroulements d'un facteur $\sqrt{3}$ et donc de réduire d'autant l'isolation.

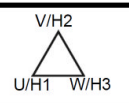
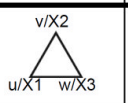
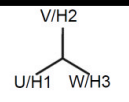
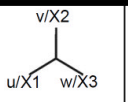
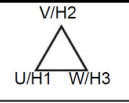
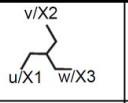
Le couplage étoile-triangle (Yd) est utilisé pour connecter les générateurs de centrales électriques et de machines industrielles. Le courant traversant les bobines est réduit d'un facteur $\sqrt{3}$, ce qui est intéressant dans ces applications où le courant est particulièrement fort. Ce qui contribue à l'économie d'isolation.

Dans les réseaux de distribution électrique, un couplage étoile au primaire et zigzag au secondaire (Yz) est courant, car le couplage zigzag permet de réduire le déséquilibre de tensions entre phases. Il est très utile de lutter contre le phénomène car les particuliers étant connectés en monophasé, la charge n'est pas toujours bien répartie entre les phases.

Le couplage a également un rôle prépondérant dans la détermination de l'impédance homopolaire du transformateur.

Comme les pertes dans ces transformateurs sont souvent négligeables, la puissance peut être considérée comme transmise intégralement, c'est pourquoi l'intensité du courant dans le secondaire sera dans le rapport inverse, soit près d'un facteur m (égal au rapport de transformation) fois plus importante que celle circulant dans le primaire.

Le tableau suivant indique les différents couplages des transformateurs triphasés.

Couplage CEI 60076	Connexion d'enroulement		Mesure	Côté haute tension du transformateur	Côté basse tension du transformateur	Rapport de transformation mesuré
	HT / H	BT / X				
Dd0			A	U-V / H1-H2	u-v / X1-X2	1
			B	V-W / H2-H3	v-w / X2-X3	
			C	W-U / H3-H1	w-u / X3-X1	
Yy0			A	U-V / H1-H2	u-v / X1-X2	1
			B	V-W / H2-H3	v-w / X2-X3	
			C	W-U / H3-H1	w-u / X3-X1	
Dz0			A	U-V / H1-H2	u-v / X1-X2	1
			B	V-W / H2-H3	v-w / X2-X3	
			C	W-U / H3-H1	w-u / X3-X1	

Dy5			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	w-u / X3-X1	$\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	u-v / X1-X2	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	v-w / X2-X3	
Yd5			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	w-u / X3-X1	$\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	u-v / X1-X2	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	v-w / X2-X3	
Yz5			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	w-u / X3-X1	$\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	u-v / X1-X2	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	v-w / X2-X3	
Dd6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Yy6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Dz6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Dy11			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	u-w / X1-X3	$1*\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	v-u / X2-X1	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	w-v / X3-X2	
Yd11			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	u-w / X1-X3	$1*\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	v-u / X2-X1	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	w-v / X3-X2	
Yz11			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	u-w / X1-X3	$1*\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	v-u / X2-X1	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	w-v / X3-X2	

Tableau I.1- Diverses connexions des enroulements du transformateur
Les couplages généralement utilisés sont : Yy, Yd, Yz, Dy.

I.7 Synthèse et revue bibliographique

Nous présentons ici une synthèse de quelques articles pris comme références de travail dans le domaine de la protection des réseaux électriques.

A. Apostolov et Al [Maintenance Testing of Multifunctional Distance Protection IEDs, Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES, Los Angeles, CA USA, 19-22 April 2010] traitent de l'obligation de la maintenance afin de réduire les coûts et les problèmes potentiels liés aux tests. Ils traitent du concept du contrôle par rapport au test basé sur les fonctions de surveillance disponibles dans IED relatives à l'état de l'art de la protection à distance multifonctionnelle et de l'impact de la norme CEI 61850 sur le processus de tests de maintenance.

M. Krüger [Testing of tap changers-practical experiences in using the CPC 100, OMICRON User Meeting, Lindau Germany 2002] traite des étapes de tests de régleurs de prise en charge. Il souligne qu'en plus de la méthode d'analyse des huiles dans les transformateurs basés sur la présence de gaz qui s'est avérée être une méthode éprouvée, il existe d'autres méthodes, relativement simples, pour localiser les défauts telles que des mesures de résistance des régleurs.

Michel Landry et Al [A Complete Strategy for Conducting Dynamic Contact Resistance Measurements on HV Circuit Breakers, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY 2008] traite de la mesure de la résistance de contact dynamique (DRM) qui est connue comme étant une technique efficace pour évaluer l'état des disjoncteurs de puissance à travers les contacts principaux et les résistances d'arc.

En effet, dans certains disjoncteurs à gaz SF₆, les fluorures métalliques (poudre blanche ou grise) produites pendant le processus d'extinction de l'arc, masquent la résistance réelle des contacts du disjoncteur. Dans ce cas, la méthode standard de mesure de la résistance dynamique (DRM) par injection d'un courant de court-circuit de 100 A n'est plus applicable. Les auteurs proposent alors une stratégie complète pour la réalisation de la DRM en haute tension qui repose sur trois paramètres importants : la vitesse d'ouverture ou de fermeture des contacts (faible ou normale), les valeurs des courants en jeu (100-2800 A cc) et la présence de fluorures de métal déposés sur les contacts du disjoncteur.

Thierry Canaguier et Al [Cost-optimized Protection & Control System Testing and Commissioning Process in Turnkey HV Substation Project Business, International Protection Testing Symposium, Salzburg Austria 2010] ont mené une étude comparative sur deux projets en Algérie concernant la réduction des coûts et les délais de réalisation tout en augmentant la qualité et la fiabilité. Les principales phases du projet « clé en main » y sont décrits. Avec la complexité de la numérisation et des systèmes, de nouvelles possibilités dans la conduite de tests et d'environnement très concurrentiel sont identifiés comme étant les principaux moteurs de changements de ces dernières années dans la façon de mener les tests dans les postes et la mise en service. Un processus de test optimisé est présenté, où il est montré la possibilité de réduction des coûts et les délais de réalisation tout en augmentant la qualité et la fiabilité. Enfin, un exemple particulier d'anticipation de tests, intitulé projet «station mobile», est présenté.

I.8 Conclusion

Dans ce chapitre, on donne un aperçu général sur la structure d'un réseau électrique et les différents éléments qui constituent le départ ligne et le départ transformateur. Ces éléments sont très importants et très sensibles. Ils nécessitent par conséquent, une protection contre les différents types d'anomalies (court-circuits, surtensions, surintensités, ...etc.). Ce qui a été introduit dans ce chapitre et qui sera détaillé aux chapitres suivants.

Nos avons montré l'état de l'art en présentant quelques travaux menés dans les différents domaines de la protection de distance, de tests menés sur les transformateurs à travers des résistances de contact des régleurs et sur les résistances dynamique de contact des disjoncteurs. Enfin, on présente un exemple de test et de commissioning mené en Algérie.

Chapitre II :

Les différentes techniques de protection du réseau électrique

Les différentes techniques de protection du réseau électrique

II.1 Introduction

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale. En général les systèmes de protection ne peuvent pas toujours empêcher les dommages des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection de dommages susceptibles de se produire.

Le but est de protéger le personnel, de minimiser les dommages que peuvent subir les équipements et de maintenir la stabilité du reste du réseau. De plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection ne doit priver d'énergie qu'un nombre réduit de consommateurs. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec un minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible.

Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection ajustés en coordination entre eux.

II.2 Sélectivité ampèremétrique

Pour assurer une sélectivité de type ampèremétrique, la grandeur à contrôler est le courant. Un courant de circuit est d'autant plus faible sur un réseau que le point de défaut est éloigné de la source. Théoriquement, la sélectivité peut être obtenue par l'ajustement du seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible, selon leur emplacement dans la distribution (Figure II.1).

Il n'y a pas de délai de fonctionnement (instantané) pour ce type de sélectivité, chaque protection étant indépendante des autres. Ce type est fréquemment utilisé en BTA terminale. En revanche, il est plus absent en HTA du fait que les variations d'un courant de court-circuit entre deux points sont trop peu significatives (les impédances de liaison étant négligeables) et la sélectivité alors seulement partielle.

Il est à noter toutefois que, généralement en HT, un défaut d'impédance évolue très rapidement en défaut franc.

L'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'existe pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance).

Le handicap essentiel de la sélectivité ampéremétrique est que le seuil de protection est d'autant plus élevé que cette dernière est proche de la source, d'où des risques de dégâts plus significatifs. Elle ne permet donc pas de souvent atteindre l'objectif sûreté du fait qu'elle privilégie la sécurité.

L'exemple d'application le plus intéressant est le cas de deux sections de lignes séparées par un transformateur:

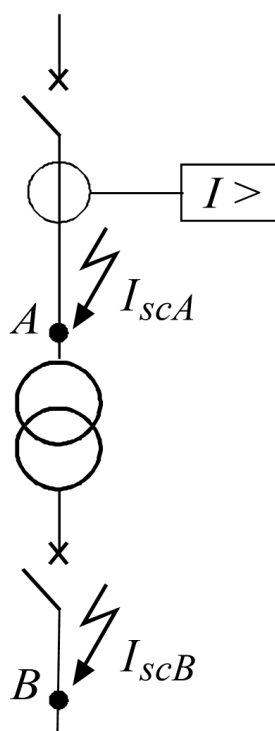


Figure II.1- Deux sections de lignes séparées par un transformateur

La protection des surintensités est fixé à un seuil I_{set} tel que:

$$I_{sc,max,B} < I_{set} < 0.8 I_{sc2,min,A}$$

$I_{sc,max,B}$: maximum de courant de court-circuit au point B (généralement court-circuit triphasé symétrique) recalculé pour le niveau de tension en amont.

$I_{sc2,min,A}$: minimum de courant de court-circuit au point A (généralement le court-circuit entre phase).

II.3 Sélectivité chronométrique

Dans ce type de sélectivité, la notion de temps est associée à la grandeur contrôlée qui est le courant : une temporisation est volontairement affectée à l'action des dispositifs de protection ampéremétrique.

A cet effet, les seuils d'interventions sont définis avec des temps de fonctionnement croissants de l'aval vers l'amont. Ainsi, en amont d'un défaut, plusieurs dispositifs sont sensibilisés (redondance) et seule la protection située immédiatement en amont déclenche : le défaut n'est alors plus alimenté et les autres protections cessent de le « voir » avant d'atteindre le terme de leurs temporisations respectives. L'on peut faire la vérification par comparaison (superposition) des courbes de fonctionnement (Figure II.2) qui doivent être suffisamment espacées pour assurer cette sélectivité (par exemple : 0,3 s).

Néanmoins, lorsque deux dispositifs contrôlent un même courant nominal (avec ou sans changement de tension), il est nécessaire de prévoir aussi un écart de réglage des seuils d'environ 20% de l'aval vers l'amont pour s'affranchir des tolérances de fonctionnement. Quant aux temporisations, elles sont soit du type à temps dépendant de l'importance du courant de défaut, soit du type indépendant.

En raison de sa simplicité, la sélectivité chronométrique est fréquemment utilisée. Néanmoins, elle présente un inconvénient : le temps d'intervention augmente de 0,2 à 0,3 s à chaque « étage » et au fur et à mesure que l'on se rapproche de la source.

Pareil écart est toutefois nécessaire pour tenir compte des tolérances des temps de réponse des éléments de la chaîne de protection (capteurs, électronique, déclencheur et disjoncteur) ainsi que du temps d'arc du disjoncteur en aval.

Ce sont donc les défauts de plus forte énergie et situés au plus près de la source qui sont alimentés le plus longtemps (dégâts plus importants).

L'objectif sûreté n'est pas totalement atteint, mais en appliquant cette sélectivité entre deux ou trois étages, un compromis satisfaisant entre la sécurité et la disponibilité peut être trouvé.

On note que :

- du fait de sa simplicité de mise en œuvre, ce type de sélectivité est intéressant pour protéger une liaison entre deux sous-stations distantes.
- le mixage des sélectivités chronométriques est particulièrement intéressant pour protéger le primaire d'un transformateur.

En effet, les différences de courant de court-circuit entre les circuits primaire et secondaire sont très significatives. Elles permettent d'avoir une protection plus rapide (100 m/s) sur le circuit primaire si son seuil est réglé au-dessus du courant de court-circuit secondaire « vu » depuis le primaire.

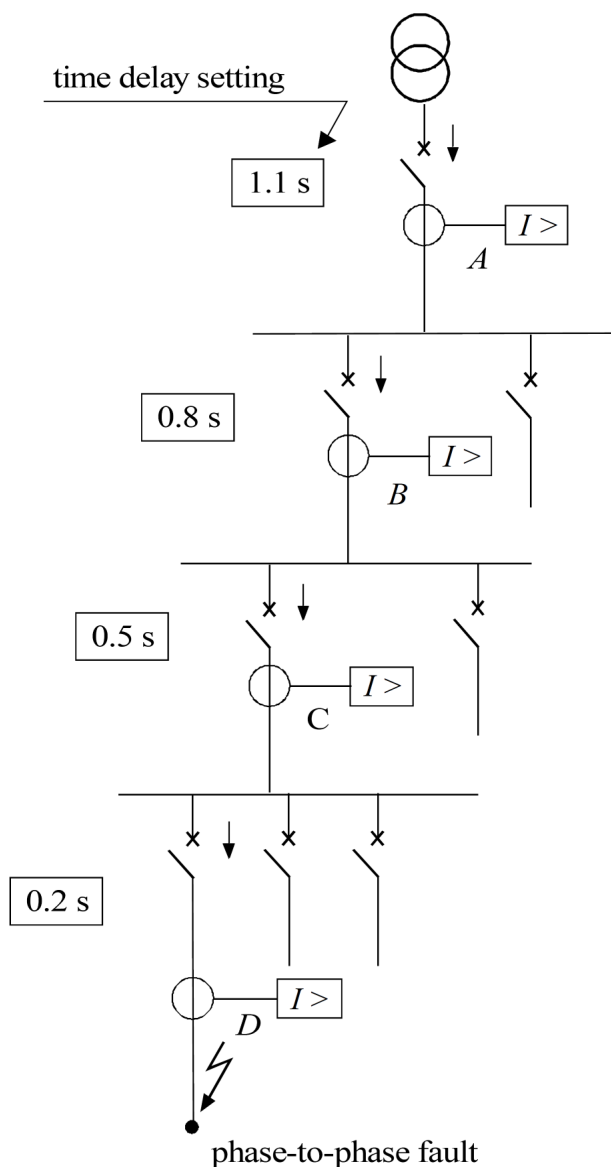


Figure II.2- Sélectivité temps-classé

II.4 Sélectivité logique

On appelle aussi ce type de sélectivité « Système de Sélectivité Logique » ou SSL. Son brevet a été déposé par Merlin Gerin et il met en œuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. Le courant y est représenté par la grandeur contrôlée.

L'ensemble des unités de protections SSL communiquent via une liaison filaire (liaison pilote) : par ce circuit la totalité des unités sollicitées par un défaut transmettent instantanément une impulsion d'attente logique à l'unité dite en amont. Par conséquent, ne reste libre de fonctionner que la seule la protection située immédiatement en amont du défaut et ce, du fait qu'elle n'a pas reçu d'ordre d'attente logique. Ce qui est avantageux dans la SSL, c'est de pouvoir raccourcir les temps de déclenchement (Figure II.3), notamment à proximité de la source :

- Que ce soit en réglant toutes les unités avec la même temporisation
- Ou alors en ayant les temps d'intervention qui sont réalisés de plus en plus courts de l'aval vers l'amont, contrairement à la sélectivité chronométrique.

De même que pour la sélectivité chronométrique, toutes les protections situées en amont d'un défaut sont sollicitées (redondance).

Néanmoins, en dépit de la contrainte de devoir relier par une liaison pilote toutes les unités de protection SSL, ce type de sélectivité est plus satisfaisant dans la recherche de l'objectif de sûreté que ceux présentés antérieurement.

On notera que l'application de cette sélectivité est intéressante pour la protection des arrivées et départs d'un même tableau. Ici, les fils de liaison ne sont pas une contrainte d'installation ; du fait qu'ils ne parcourent que le tableau, ils peuvent être intégrés en usine. Cette solution permet en outre des temps d'interruption de défaut sur les arrivées, inférieurs à ceux du départ.

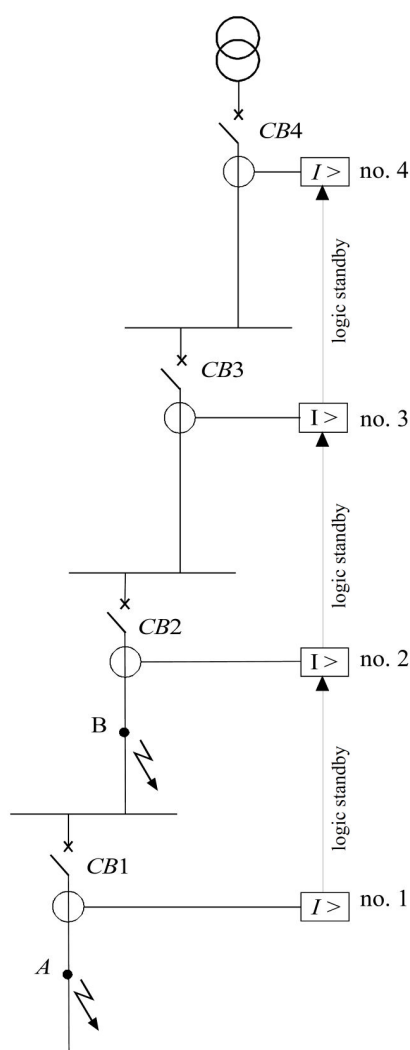


Figure II.3- Sélectivité logique

II.5 Protection différentielle

En l'absence de défaut, en principe, les courants entrant dans chaque élément d'une installation de distribution électrique sont égaux, phase à phase, à ceux qui en sortent. Le rôle de la protection différentielle est de contrôler ces égalités, de mesurer la différence éventuelle entre deux courants (due à un défaut) et, pour un seuil prédéterminé, de donner un ordre de déclenchement. L'élément défectueux est alors isolé du réseau (Figure II.4).

Ce type de protection permet donc de surveiller une zone bien délimitée par deux jeux de réducteurs ou transformateurs de courant. Cette protection est auto-sélective et peut donc être instantanée. Cet avantage doit être conservé dans des périodes où se produisent des phénomènes transitoires.

Cependant, la sensibilité doit être limitée aux phénomènes engendrés par des défauts et non point à d'autres considérés normaux (courant d'enclenchement, courant des défauts traversants et dont le siège est extérieur à la zone...). Les caractéristiques des « transitoires » sont particulières à chaque élément de réseau : les protections différentielles sont de ce fait logiquement « spécialisées », Elles peuvent être:

- différentielles de lignes et câbles,
- différentielles de jeu de barres,
- différentielles de transformateur,
- différentielles de moteur,
- différentielles d'alternateur.

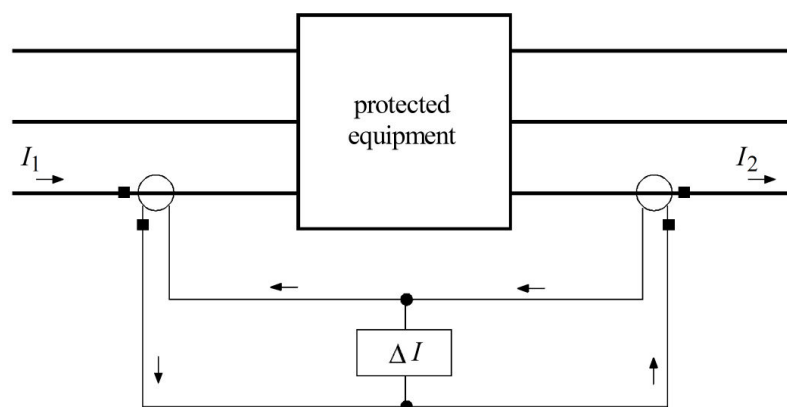


Figure II.4- Sélectivité par la protection différentielle

II.6 Protection directionnelle

C'est à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie que fonctionne ce type de protection. Cette protection agit alors lorsque, simultanément, le courant ou la puissance dépassent un certain seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale (Figure II.5).

Plusieurs types de protection directionnelle existent:

- de courant de phase,
- de courant résiduel,
- de puissance active,
- de puissance réactive,
- de puissance homopolaire (principalement utilisée sur les réseaux de distribution publique à neutre compensé).

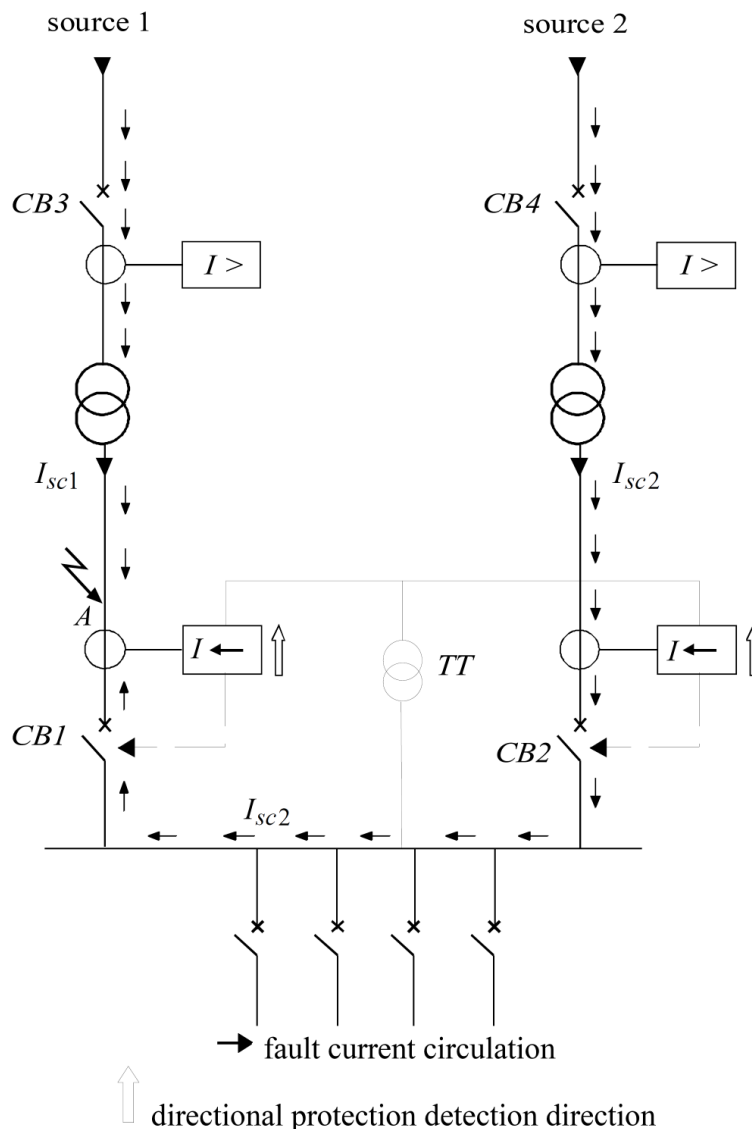


Figure II.5- Sélectivité directionnelle pour les défauts phase-phase dans un réseau avec deux arrivées parallèles

II.7 Protection à minimum d'impédance

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

II.7.1 Cas particulier : Protection de distance

C'est une protection d'impédance particulière dont l'application concerne les lignes HT des réseaux de transport d'énergie et, parfois, certains réseaux de distribution.

II.8 Sélectivité optimale

Ces types de sélectivité, comme l'expérience le montre, font l'objet de domaines d'emploi préférentiel. Par exemple :

- Sélectivité ampérométrique = distribution basse tension
- Sélectivité chronométrique et logique = distribution HTA
- Protection de distance = transport HTB

La préférence d'un type de protection à un autre relève plutôt de préoccupations d'ordre technico-économique conjuguées aux inclinations personnelles des habitudes de chacun. L'avènement du tout numérique entre autres essors de la technologie permet en bien des points la conjugaison des divers types de protection et de sélectivité. A chaque tronçon de réseau apparaîtra une solution optimale appropriée.

II.9 Synthèse d'emploi des différents types de protections

type	applications principales
ampérométrique	▪ entre amont et aval d'un transformateur
chronométrique	▪ entre deux sous stations
logique	▪ entre arrivées et départs d'un même tableau ▪ entre amont et aval d'un transformateur ▪ entre deux sous stations lorsque la liaison logique peut être installée
différentielle	▪ sur tout élément pour lequel la sécurité doit être maximale (câble, machine, ...).
directionnelle	▪ sur liaisons, alternateurs, transformateurs fonctionnant en parallèle ▪ sur départs à fort courant capacitif ▪ sur réseaux ayant plusieurs points neutres ▪ sur réseaux à neutre compensé
mini d'impédance	▪ même application que différentielle lorsque la zone est d'une étendue ou d'une complexité telle que faire la somme des courants entrants et sortants devient prohibitif
de distance	▪ pour les réseaux maillés (transport d'énergie)

Tableau I.1- Synthèse d'emploi des différents types de protection sélective

II.10 La fiabilité des protections

La sécurité et la disponibilité des installations électriques dépendent intimement de la fiabilité des protections.

L'objectif des concepteurs de dispositifs de protection est double :

- assurer la sûreté de déclenchement (Sécurité)
- assurer la stabilité du système empêchant les déclenchements non-désirés (Disponibilité)

Il est permis d'avancer que de nos jours, le progrès technologique permet d'atteindre les objectifs plus hauts cités via l'essor du tout numérique :

- La fiabilité des tests de compatibilité électromagnétiques effectués en laboratoire montre que ces protections ont prouvé leurs résistances dans les milieux les plus agressifs.
- Leur fonction dite « chien de garde » permet le déclenchement d'autocontrôle.
- Elles fournissent un autodiagnostic indiquant les causes de pannes à chaque défaillance diminuant ce faisant le temps d'indisponibilité.
- Pour tous types de protection confondus, le but final n'est globalement atteint qu'aux conditions suivantes :
 - Excellente qualité des capteurs.
 - Fiabilité d'alimentation auxiliaire.
 - Bonne mise en œuvre et réglages préalables corrects.

II.11 Les fonctions de protection et contrôle-commande réunies

Les fonctions des dispositifs de protection conjuguées aux capacités de travail étendues des microprocesseurs sont multiples:

- Sur les bases de données précises transmis par leurs différents capteurs, elles traitent celles-ci pour afficher de précieuses mesures telles (I , W , $\cos \varphi$, P , Q , etc...) et entreprennent la réalisation de différentes réponses paramétrées de protection.
- Elles remplissent un rôle local d'automatisme :
 - Permutation (transfert automatique).

- Prétraitement des alarmes.
- Mémorisation des informations (blocage, déclenchement...).
- Inter déclenchement entre deux extrémités d'une ligne ou primaire et secondaire d'un transformateur.
- Sélectivité logique.
- Délestage/ Relestage.

Autant que la sélectivité du point de vue de l'objectif de continuité service, l'importance de ces automatismes est de premier plan.

C'est une des qualités de ces ensembles ou unités de protection et de contrôle-commande que de pouvoir communiquer entre elles, répondant aussi au principe dit de l'intelligence répartie : l'on comprendra par ce concept que la décision est laissée à la discrétion du dispositif le plus proche de l'action à entreprendre :

- Le déclenchement consécutif à un court-circuit se décide et s'effectue immédiatement en amont du point de défaut.
- Le délestage se commande en fonction de l'importance de surcharge et donc au niveau de l'arrivée (unité de section centrale).
- L'avantage de ce principe est de favoriser de manière substantielle à la fois disponibilité et gestion du réseau électrique.
- Associées à des calculateurs, ces unités communicantes autorisent la prise en compte de nombreux paramètres qui, comparés à des valeurs de références permettent la détection de dérives dangereuses
- Une alerte est ainsi possible en vue d'assurer une maintenance prédictive comme :
 - Le signalement d'un risque de blocage à venir quand le courant de démarrage d'un moteur augmente significativement
 - L'annonce, suite à une surcharge prolongée, du vieillissement prématuré d'un équipement.
 - L'indication d'un potentiel court-circuit à partir de l'augmentation d'un courant résiduel (baisse d'isolement).

II.12 Conclusion

Les techniques de protection sont nombreuses et variées et il convient de bien les connaître avant de faire un choix. C'est ce qui a été évoqué dans ce chapitre utile pour la suite de ce travail.

La protection des réseaux électriques nécessite la mise en œuvre de nombreuses et différentes techniques dont l'organisation, ou plan de protection, nécessite les compétences de spécialistes.

En effet, ce travail impose de connaître les règlements et les normes, mais aussi de concilier des aspects technico-économiques qui parfois s'opposent aux premiers.

Ces spécialistes doivent satisfaire le besoin de l'exploitant en termes de sécurité et de disponibilité de l'énergie électrique.

L'atteinte de cet objectif de sûreté dépend pour une très grande part de la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Chapitre III :

Solutions de diagnostic et de test pour la partie primaire

Solutions de diagnostic et de test pour la partie primaire

III.1 Introduction

En dépit de la précision des transformateurs de mesure (TC, TT) et de son influence quasi décisive sur les systèmes de comptage, l'importance des tests de ces transformateurs demeure trop souvent sous estimée. Ces tests facilitent l'identification des dommages constatés à l'intérieur d'un transformateur durant le transport. Par ailleurs et en sus, les tests permettent la réduction significative du risque d'interventir différents transformateurs de mesure ou leurs connexions. Il apparait fondamentalement essentiel de planifier régulièrement des test afin de détecter les effets susceptibles de se produire tout au long de la durée de vie d'un transformateur. Nous citons pour exemple les bobines en court-circuit, la perte de classe de précision due à l'altération des matériaux ou des modifications de la charge. Le fait de la modification de la topologie du réseau électrique et par suite, de la constante de temps primaire, peut donner lieu à une situation dans laquelle le transformateur n'est plus à même d'assurer la protection du fait qu'il sature plus tôt que prévu en période de phénomènes transitoires. Il existe des produits d'équipement de test permettant l'exécution de tests automatisés de haute fiabilité sur les transformateurs de courant (TC) aux normes CEI 60044-1, 60044-6 [6] [7], IEEE C57.13-1993 (R 2003) et IEEE C57.13.6-2005 (norme ANSI) ainsi que sur les transformateurs de tension (TT) conformément aux normes CEI 60044-2, IEEE C57.13-1993 (R 2003) et IEEE C57.13.6-2005 (norme ANSI).

Les transformateurs de puissance sont des investissements lourds et d'une importance cruciale pour les exploitants et les industries. Leur défaillance est inacceptable, du fait qu'elle occasionne généralement de gros dégâts non seulement au matériel lui-même, mais également aux alentours. De plus, les transformateurs défaillants risquent de mettre en danger le personnel ainsi que le public. Généralement, leur remplacement n'est pas la solution car les frais qui en découlent peuvent être considérables. Le test et le diagnostic de ces transformateurs de puissance sont donc très importants. Il existe des tests pour les transformateurs de puissance conformément aux normes internationales telles que CEI60076-1, CEI 60076-3, IEEE Std C57.12.00, IEEE Std C57.12.90 [12]. Ces normes ont été respectées lors des tests pratiques que nous avons effectués sur terrain (avec la caisse d'injection CPC 100) [8].

Mesurer la résistance des disjoncteurs ou des sectionneurs est une pratique courante. Ceci permet d'identifier les vices ou défauts qui pourraient mener à une perte globale de l'équipement en cas de courant de défaut.

Les tests sur les disjoncteurs (CB) sont aussi importants afin de parer à tout défaut qui peut surgir lors du fonctionnement et qui doit être éliminé rapidement.

Une éventuelle augmentation des résistances de contact des disjoncteurs ou des sectionneurs peut conduire à des dommages fatals en cas de courant de défaut pouvant se produire dans le système. Afin de protéger ce système et prévenir ces dommages, un contrôle périodique de la résistance de contact doit être entrepris. Il est de pratique courante de tester le système chaque fois que des travaux d'entretien ont été effectués sur un disjoncteur ou des tests effectués sur un relais de protection avant sa mise en service à nouveau. Cela implique généralement l'application d'un courant via le transformateur de courant et le disjoncteur, puis vérifier si le système réagit normalement.

Nous avons pratiqué des tests sur les résistances de contact des organes de coupure et le temps d'ouverture et de fermeture des disjoncteurs utilisés par Sonelgaz.

III.2 Tests des transformateurs de courant [9] [10] [11]

Les transformateurs de courant sont des appareils très simples et pourtant tellement complexes (Figure III.1). Il est facile de déterminer un rapport de transformation, une courbe de magnétisation ou d'autres paramètres similaires. En revanche, des paramètres tels que l'inductance saturée et non saturée ou le comportement du circuit magnétique de protection lors d'une brève coupure, nécessitent des mesures spéciales.

Les transformateurs de courant sont utilisés avec les relais de protection et de mesure des réseaux électriques. Ils relient le côté primaire haute puissance à l'équipement de protection et de mesure du côté secondaire. Ils sont conçus différemment en fonction de l'application pour laquelle ils sont utilisés.

Le test des transformateurs de courant est censé détecter :

- **Défauts relatifs à l'installation**
 - Dommages causés par le transport.
 - Erreurs de câblage.
 - Défauts de fabrication.

- **Défauts dus au fonctionnement**
 - Abaissement de la classe de précision
 - Spires en court-circuit
 - Circuit magnétique magnétisé
 - Défauts de charge sur circuit secondaire
 - Défauts du matériau d'isolement

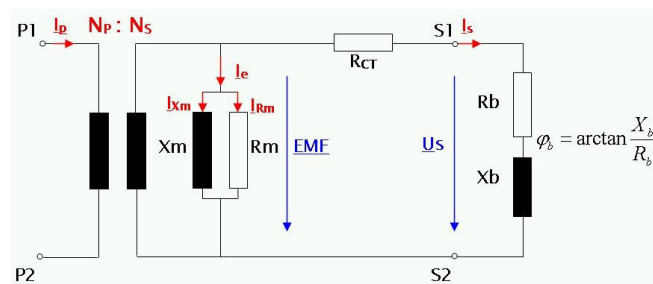


Figure III.1- Schéma équivalent de transformateur de courant

III.2.1 Transformateurs de courant de protection

Du fait de son utilisation à des fins d'alimentation des relais de protection, le TC doit demeurer précis aussi bien dans les conditions normales d'exploitation que durant les périodes de défaut. Afin de s'assurer du bon fonctionnement du TC selon les exigences des systèmes modernes de protection, il s'avère essentiel de prendre en considération les signaux transitoires et les systèmes de réenclenchement automatique.

III.2.2 Transformateurs de courant de mesure

Les TC utilisés pour les mesures doivent fournir une précision de l'ordre de classe de 0.1 afin de garantir un comptage correct. Il est donc indispensable de tester et d'étalonner le transformateur de courant du fait que la précision de l'ensemble de la chaîne de mesure repose sur la seule précision des transformateurs de mesure alimentant le compteur. Les TC de mesure, à l'opposé des TC de protection, doivent saturer directement au-dessus du niveau de courant primaire nominal en vue de protéger l'équipement de mesure connecté.

III.2.3 Etude et analyse les résultats de test

III.2.3.1 La mesure d'isolement

Dans un souci de fonctionnement en toute sécurité, l'ensemble des installations et équipements électriques doit respecter les caractéristiques d'isolement. Que ce soit au niveau des câbles de raccordement, des dispositifs de sectionnement et de protection ou au niveau des moteurs et générateurs, l'isolement des conducteurs électriques est réalisé à l'aide de matériaux présentant une forte résistance électrique de façon à limiter au maximum la circulation de courants en dehors des conducteurs.

Avec le temps, les contraintes auxquelles sont soumis les équipements altèrent la qualité de ces isolements.

Cette altération induit une réduction de la résistivité électrique des isolants qui par conséquent, crée une augmentation des courants de fuite qui conduisent à des incidents dont la gravité peut être conséquente en terme de sécurité des personnes et des biens mais également en coûts d'arrêt de production dans l'industrie.

Au-delà des mesures réalisées lors de la mise en route sur des éléments neufs et rénovés, le test périodique d'isolement des installations et équipements permet de se prémunir de tels incidents en mettant en place une maintenance préventive. Elle permet de détecter le vieillissement et donc la dégradation prématurée des caractéristiques d'isolement avant que celle-ci n'atteigne un niveau suffisant pour provoquer les incidents plus haut cités.

La mesure de la résistance d'isolement est quant à elle non-destructive dans les conditions normales de test. Réalisée en appliquant une tension continue d'amplitude inférieure à celle de l'essai diélectrique, elle fournit un résultat exprimé en $k\Omega$, $M\Omega$, $G\Omega$ voire en $T\Omega$. Cette résistance exprime la qualité de l'isolement entre deux éléments conducteurs. Son caractère non destructif (car l'énergie est limitée) la rend particulièrement intéressante pour le suivi du vieillissement des isolants durant la période d'exploitation d'un équipement ou d'une installation électrique. Cette mesure est réalisée au moyen d'un contrôleur d'isolement également appelé mégohmmètre.

III.2.3.1.1 Isolement et causes de défaillance de l'isolement

La mesure d'isolement à l'aide d'un mégohmmètre s'inscrit dans une politique de maintenance préventive et il convient de comprendre les différentes causes de dégradation possibles des performances d'isolement afin de pouvoir conduire la mise en place de mesures visant à corriger ces dégradations.

Il est possible de classer ces causes de défaillance de l'isolement en cinq groupes, tout en gardant à l'esprit que ces différentes causes s'additionnent mutuellement pour conduire aux incidents indiqués précédemment en l'absence de mesures correctives.

- **Les stress d'origine électrique :**

Ils sont généralement liés à des phénomènes de surtension / sous-tension.

- **Les stress d'origine mécanique :**

Ils sont dus à une répétitivité fréquente des séquences marche-arrêt, aux défauts d'équilibrage de machines tournantes ainsi qu'à l'ensemble des chocs directs sur les câbles et, de façon générale, sur les installations.

- **Les stress d'origine chimique :**

La poussière, les huiles et l'émanation à proximité des équipements affectent de manière consistante les performances isolatrices des matériaux.

- **Les stress liés aux variations de température :**

Consignées aux stress mécaniques, les variations de température génératrices de dilatation-refroidissement altèrent les matériaux en concourant à leur vieillissement prématuré.

- **Les contaminations de l'environnement :**

Participent également à la détérioration des caractéristiques d'isolement des équipements le dépôt de particules inhérentes aux milieux chauds, humides et clos, conjugué au développement de toutes sortes de moisissures.

III.2.3.1.2 Principe de la mesure d'isolement

Comme la mesure de la résistance de l'isolement s'appuie sur la loi d'Ohm, il est possible de déterminer simplement la valeur de cette résistance en injectant une tension continue de valeur connue et de valeur inférieure à celle de l'essai diélectrique puis, en mesurant le courant circulant.

III.2.3.2 Caractéristiques de TC et résultats de mesure d'isolement

Ces mesures ont été réalisées dans un poste de 60 kV situé à Oum El Bouaghi, sur la ligne partant vers Khenchela. L'enroulement 1 étant celui du circuit de mesure et l'enroulement 2, celui de protection.

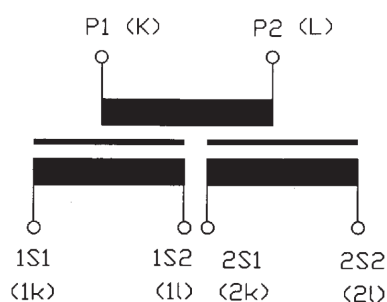


Figure III.2- Désignation des bornes du transformateur de courant

Le tableau III.1 donne les caractéristiques des 3 TC connectés sur chaque phase (ex : 1S1-1S2 : TC de mesure sur la phase i (1,2,3) et 2S1-2S2 : TC de protection sur la phase i).

Le tableau III.2 donne les différentes résistances d'isolement pour les 3 phases.

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	ARTECHE	ARTECHE	ARTECHE
Type	CH-72	CH-72	CH-72
Ith (kA/s)	31.5	31.5	31.5
N° de série	10001189/1 2010	10001189/2 2010	10001189/3 2010

ENROULEMENT N° 1

Repérage	1S1-1S2	1S1-1S2	1S1-1S2
Rapport de transformation	300-600/1	300-600/1	300-600/1
Puissance (VA)	30	30	30
Classe	0.5	0.5	0.5

ENROULEMENT N° 2

Repérage	2S1-2S2	2S1-2S2	2S1-2S2
Rapport de transformation	300-600/1	300-600/1	300-600/1
Puissance (VA)	30	30	30
Classe	5P20	5P20	5P20

Tableau III.1- Caractéristiques de transformateur de courant

Repérage	Tension d'essai et durée	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Primaire / Terre	5000 Vdc – 1 mn	231.8MΩ	475MΩ	333.4MΩ
Primaire / Secondaire 1	1000 Vdc – 1 mn	19.39GΩ	547GΩ	432GΩ
Primaire / Secondaire 2	1000 Vdc – 1 mn	600GΩ	705GΩ	539GΩ
Secondaire 1/ Terre	500 Vdc – 1 mn	378GΩ	485GΩ	370GΩ
Secondaire 2 / Terre	500 Vdc – 1 mn	461GΩ	626GΩ	500GΩ

Tableau III.2- Résultats de mesure de résistance d'isolement de TC

On admet que les résistances d'isolement sont satisfaisantes si elles sont de l'ordre de centaines de MΩ.

III.2.3.3 Rapport de transformation et charge TC

Test du rapport, de la polarité et de la charge avec injection directe de courant au primaire du TC et mesure au secondaire.

Après saisie du courant primaire sur le pupitre, du courant secondaire et le courant de test et après avoir enclenché le bouton de démarrage, le module de test détermine :

- L'amplitude et l'angle de phase du courant secondaire (erreur angulaire du TC)
- Le rapport avec pourcentage d'erreur
- La polarité des bornes du TC
- La charge connectée en VA et le facteur de puissance ($\cos \phi$)
- La durée du test : ~ 8 s, y compris la création automatique de rapport

Enroulement	Rapport Théorique	Phase 0				
		I injectée Coté HT	I injectée Coté BT	Rapport calculé (A)	Erreur	Polarité
Circuit Mesure	600 /1	150.0 A	249.91 mA	600A/ 0.9998 A	-0.02 %	OK
Circuit Protection	600 /1	150.0 A	249.61 mA	600A/ 0.9986 A	-0.14 %	OK
Enroulement	Rapport Théorique	Phase 4				
		I injectée Coté HT	I injectée Coté BT	Rapport calculé (A)	Erreur	Polarité
Circuit Mesure	600 /1	150.0 A	250.01 mA	600A/ 1.0002 A	0.02 %	OK
Circuit Protection	600 /1	150.0 A	249.59 mA	600A/ 0.9986 A	-0.14 %	OK
Enroulement	Rapport Théorique	Phase 8				
		I injectée Coté HT	I injectée Coté BT	Rapport calculé (A)	Erreur	Polarité
Circuit Mesure	600 /1	150.0 A	249.87 mA	600A/ 0.9997 A	-0.03 %	OK
Circuit Protection	600 /1	150.0 A	249.66 mA	600A/ 0.9988 A	-0.12 %	OK

Tableau III.3- Mesure de rapport et polarité

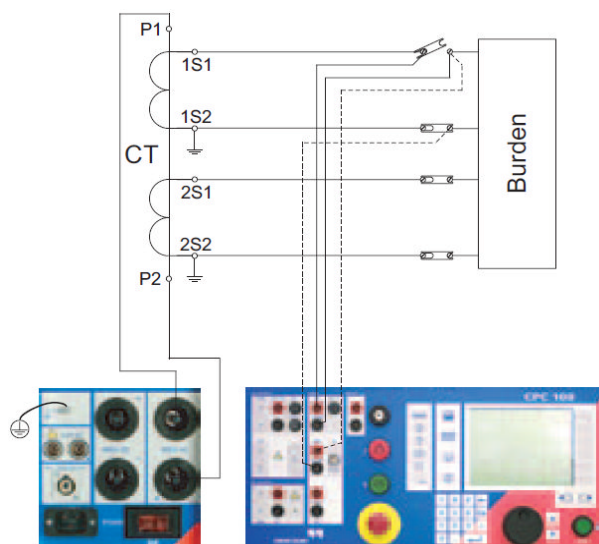


Figure III.3- Schéma de raccordement du CPC100 au TC

A titre d'exemple, voici une copie d'écran lors de la saisie sur le pupitre de la caisse CPC100:
Iprim: actual current output at the 800A AC output that is injected into the CT's primary side
Isec: measured secondary current and phase angle ϕ relative to *Iprim*

Ratio: ratio I_{prim} / I_{sec}

The value I_{sec} is calculated as follows:

$I_{sec act} \times (I_{prim nom} / I_{prim act})$

and deviation of current ratio in %.

$((K_n \times I_{sec} - I_{prim}) / I_{prim}) \times 100\%$

K_n = rated transformation value.

Polarity: displays the status of the polarity

OK = phase $I_{sec} - \text{phase } I_{prim} = -45^\circ < 0^\circ < +45^\circ$

NOT OK = all other cases

III.2.3.4 Résistance d'enroulement

Mesure de résistance d'enroulement de TC après saisie du courant de test ; après démarrage, le module de test :

- Affiche l'écart de la mesure dans le temps durant la période de charge de l'enroulement
- Décharge automatiquement l'enroulement après avoir enregistré la mesure
- Mesure la tension continue
- Mesure la résistance
- Compensation du comportement du cuivre en fonction de la température, en recalculant la résistance à la température de fonctionnement. (Facultatif)
- La durée du test est fonction du temps de charge.

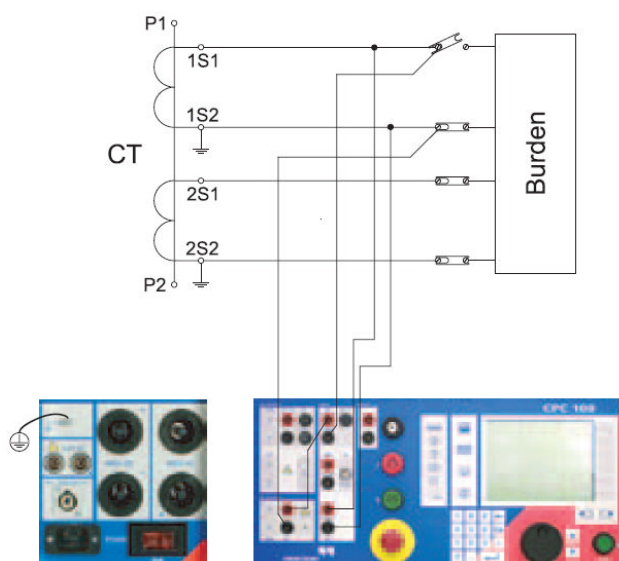


Figure III.4-Schéma de raccordement du CPC100 au TC

Enroulement	Idc test	Phase 0	
		Temperature de Mesure	Resistance de Mesure
Circuit Mesure	2A	10.00 °C	3.8458 Ω
Circuit Protection	2A	10.00 °C	1.7308 Ω
Enroulement	Icc test	Phase 4	
		Temperature de Mesure	Resistance de Mesure
Circuit Mesure	2A	10.00 °C	3.8666 Ω
Circuit Protection	2A	10.00 °C	1.7327 Ω
Enroulement	Icc test	Phase 8	
		Temperature de Mesure	Resistance de Mesure
Circuit Mesure	2A	10.00 °C	3.9165 Ω
Circuit Protection	2A	10.00 °C	1.7165 Ω

Tableau III.4- Mesure de la résistance de l'enroulement secondaire

Ces mesures ont été réalisées au même site d' Oum El Bouaghi. Elles indiquent les valeurs des résistances d'enroulement des TC sur les 3 phases et qui sont pratiquement identiques.

III.2.3.5 Magnétisation TC (tension de coude)

Test de la courbe d'excitation.

On raccorde deux fils de la sortie de tension au secondaire ouvert du TC. Une fois saisies les limites de courant et de tension et après avoir appuyé sur le bouton de démarrage, le module de test enregistre automatiquement la courbe d'excitation du TC selon la norme CEI, ANSI 45° ou ANSI 30°; la tension de coude est automatiquement calculée.

Après le test, une séquence automatique de démagnétisation est effectuée. Ce test est effectué à l'aide d'une source de tension régulée.

Durée du test : ~ 30 s, y compris la création automatique de rapport avec relevé de la courbe d'excitation et affichage de la tension de coude calculée.

CEI/BS : La norme CEI 60044-1 définit le point d'inflexion comme le point de la courbe où un incrément de tension de 10 % augmente le courant de 50 %.

ANSI 45° : La norme IEEE C57.13 définit le point d'inflexion comme le point où, en représentation logarithmique double, la tangente à la courbe forme un angle de 45°. Elle s'applique aux noyaux de transformateur de courant sans entrefer.

ANSI 30° : Identique à ANSI 45° mais pour un angle de 30°. Elle s'applique aux noyaux de transformateur de courant avec entrefer.

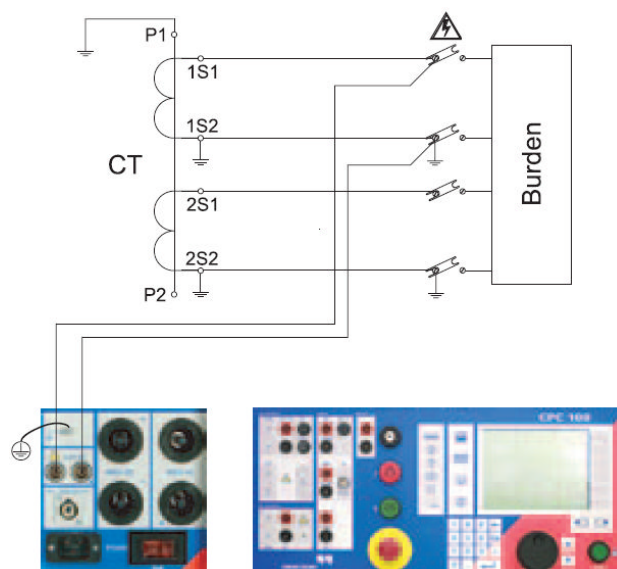


Figure III.5-Schéma de raccordement du CPC100 au TC.

Enroulement	fréquence	Phase 0			
		I _{max} injectée	V _{max} injectée	V coude	I coude
Circuit Mesure	50Hz	1A	600V	428.03 V	24.086 mA
Circuit Protection	50Hz	1A	900V	557.07 V	26.114 mA

Tableau III.5- Résultats de mesure de courbe d'excitation (phase 0)

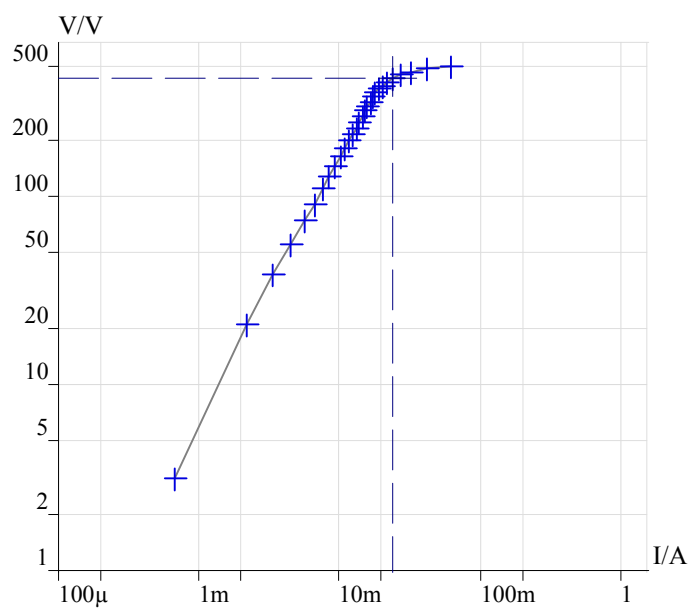


Figure III.6- Courbe d'excitation de circuit mesure

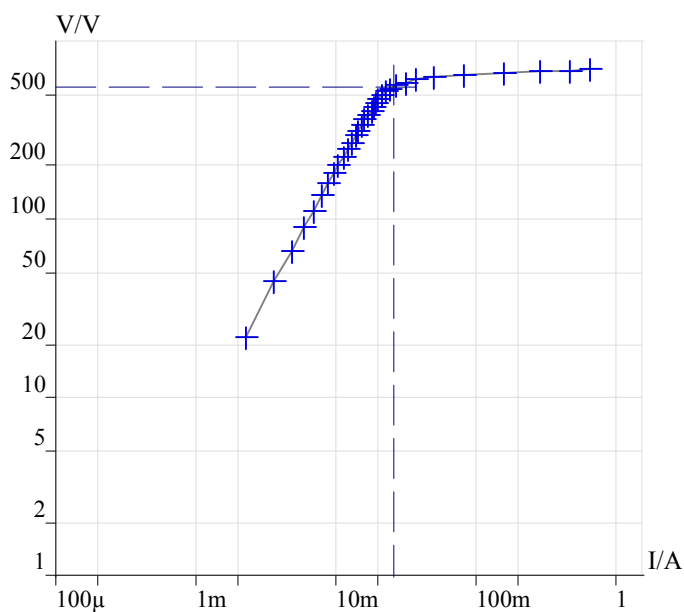


Figure III.7- Courbe d'excitation de circuit protection

Enroulement	fréquence	Phase 4			
		I _{max} injectée	V _{max} injectée	V coude	I coude
Circuit Mesure	50Hz	1A	600V	423.80 V	24.837 mA
Circuit Protection	50Hz	1A	900V	557.05 V	25.480 mA

Tableau III.6- Résultats de mesure de courbe d'excitation (phase 4)

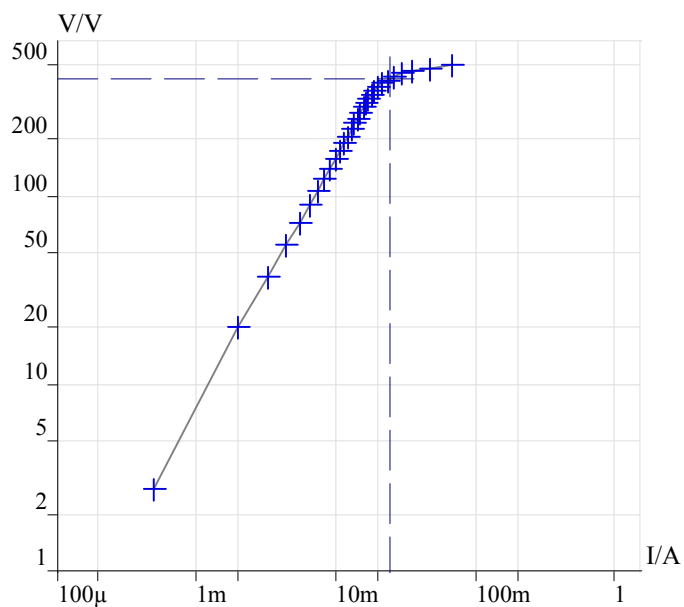


Figure III.8- Courbe d'excitation de circuit mesure

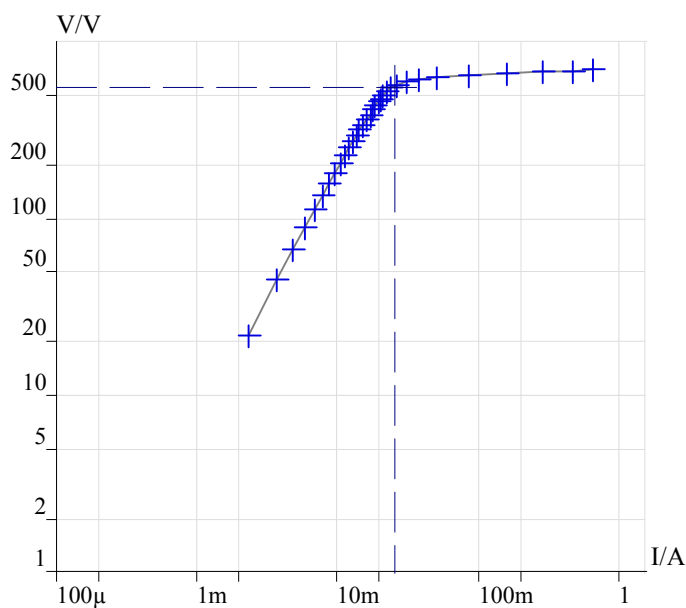


Figure III.9- Courbe d'excitation de circuit protection

Enroulement	fréquence	Phase 8			
		Imax injectée	Vmax injectée	V coude	I coude
Circuit Mesure	50Hz	1A	600V	432.95 V	25.378 mA
Circuit Protection	50Hz	1A	900V	549.38 V	27.187 mA

Tableau III.7- Résultats de mesure de courbe d'excitation (phase 8)

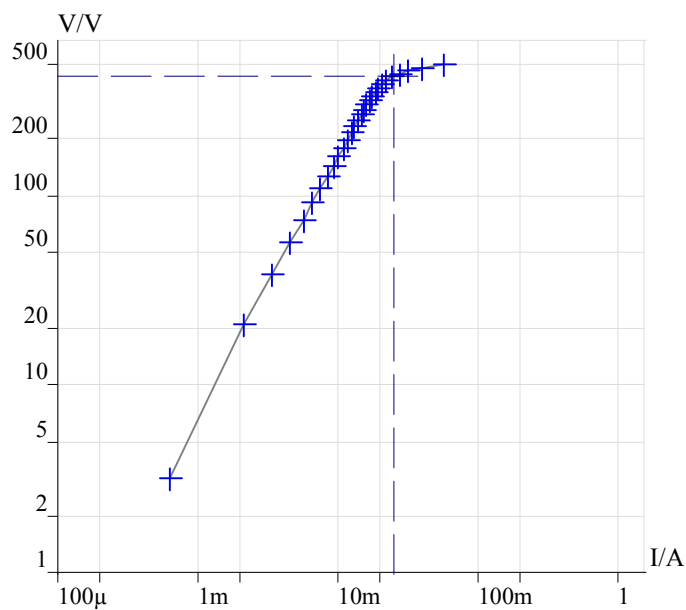


Figure III.10- Courbe d'excitation de circuit mesure

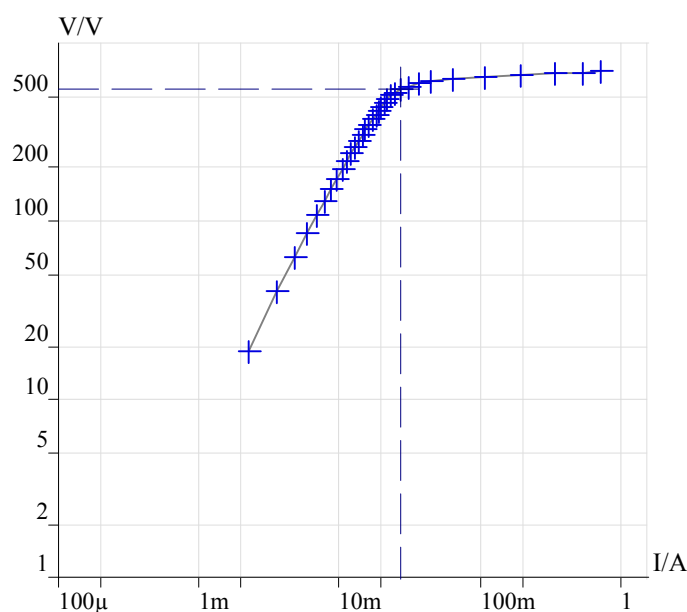


Figure III.11- Courbe d'excitation de circuit protection

On remarque que le TC de mesure se sature avant celui de protection (Comme il a été mentionné auparavant, le TC de mesure se sature afin de protéger l'équipement de mesure connecté (III .2.2))

III.3 Tests des transformateurs de tension

On peut évaluer des paramètres importants des transformateurs de tension, tels que le rapport de transformation ou la résistance d'enroulement et ceci, même avec des tensions et des courants relativement faibles. Pour des niveaux assez bas (2 kV), la mesure du courant magnétisant est possible et peut fournir d'intéressantes informations sur l'état du transformateur.

La majorité des pannes de TT sont dues à des contraintes électriques ou à des défauts de fabrication ou d'installation.

Les contraintes électriques sont généralement dues aux :

- Orages
- Effets des ferrorésonances
- Surtensions

Dans les installations haute tension et très haute tension notamment, il est important de surveiller l'isolation des TT pour s'assurer que les caractéristiques diélectriques ne se sont pas dégradées avec le temps.

En cas de (re)mise en service de postes électriques, les circuits des TT doivent également être contrôlés. La vérification des données de la plaque signalétique des TT permet d'identifier les dommages ou les erreurs de connexion.

III.3.1 Caractéristiques de TT et résultats de mesure d'isolement

Ces mesures ont été réalisées comme les précédentes, dans un poste de 60 kV situé à Oum El Bouaghi, sur la ligne allant sur Khenchela.

Le tableau 1 donne les caractéristiques du 3TT connectées sur chaque phase i.

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	ARTECHE	ARTECHE	ARTECHE
Type	DDB-72	DDB-72	DDB-72
N° de série	10001190/9 2010	10001190/12 2010	10001190/10 2010
Repérage	1a-1n	1a-1n	1a-1n
Rapport de transformation	$(60 \text{ kV}/\sqrt{3}) / (100\text{V}/\sqrt{3})$	$(60 \text{ kV}/\sqrt{3}) / (100\text{V}/\sqrt{3})$	$(60\text{kV}/\sqrt{3}) / (100\text{V}/\sqrt{3})$
Puissance (VA)	100	100	100
Classe	0.5	0.5	0.6

Tableau III.8- Caractéristiques de transformateur de tension

Le tableau 2 donne les différentes résistances d'isolement pour les 3 phases.

On admet que les résistances d'isolement sont satisfaisantes si elles sont de l'ordre de centaines de MΩ.

Repérage	Tension d'essai et durée	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Primaire / Terre	5000 Vdc – 1 mn	391.7MΩ	2.113GΩ	358.6MΩ
Primaire / Secondaire	1000 Vdc – 1 mn	85.4GΩ	93.3GΩ	76.9GΩ
Secondaire / Terre	500 Vdc – 1 mn	56.6GΩ	56.5GΩ	56.2GΩ

Tableau III.9- Résultats de mesure de résistance d'isolement de TT

III.3.2 Rapport et polarité TT

Une fois saisies les tensions primaire, secondaire et de test, le module de test effectue les opérations suivantes :

- Mesure de l'amplitude et de la phase de la tension au secondaire du transformateur

- Calcul du rapport réel et de l'écart avec le rapport nominal

Durée du test : ~5 s, y compris la création automatique de rapport

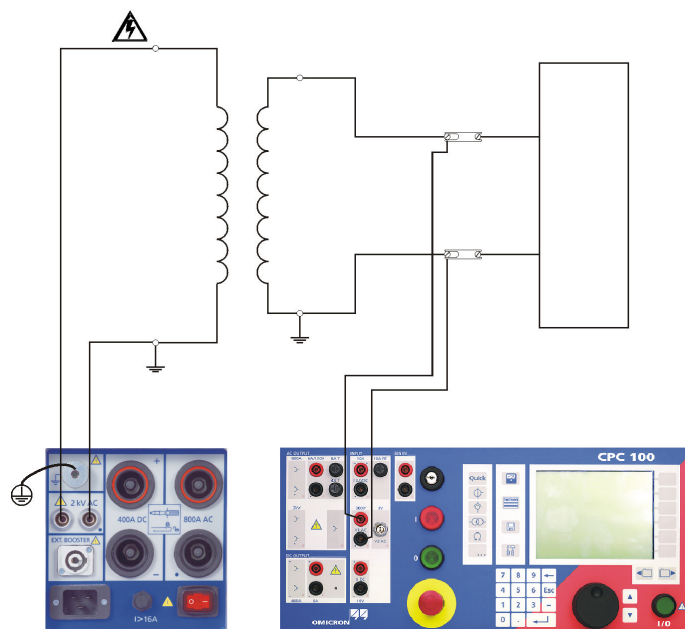


Figure III.12- Schéma de raccordement du CPC100 au TT

Enroulement	Rapport Théorique	Phase 0				
		V injectée Coté HT	V injectée Coté BT	Rapport calculé (A)	Erreur	Polarité
1	$(60kV/\sqrt{3}) / (100V/\sqrt{3})$	300 V	504.94 mV	$(60000/\sqrt{3}) / (101.0139/\sqrt{3})$	1.01 %	BON
Enroulement	Rapport Théorique	Phase 4				
		V injectée Coté HT	V injectée Coté BT	Rapport calculé (A)	Erreur	Polarité
1	$(60kV/\sqrt{3}) / (100V/\sqrt{3})$	300 V	504.22 mV	$(60000/\sqrt{3}) / (100.8598/\sqrt{3})$	0.86 %	BON
Enroulement	Rapport Théorique	Phase 8				
		V injectée Coté HT	V injectée Coté BT	Rapport calculé (A)	Erreur	Polarité
1	$(60kV/\sqrt{3}) / (100V/\sqrt{3})$	300 V	503.47 mV	$(60000/\sqrt{3}) / (100.7118/\sqrt{3})$	0.71 %	BON

Tableau III.10- Mesure de rapport et polarité

Ces mesures sont réalisées avec le réseau hors service.

III.4 Tests des transformateurs de puissance [13] [14] [15] [16]

La défaillance des transformateurs de puissance est inacceptable du fait qu'elle occasionne généralement de gros dégâts, non seulement au matériel lui-même, mais également aux alentours. Les transformateurs défaillants risquent de mettre en danger le personnel ainsi que les consommateurs.

III.4.1 Caractéristiques du TP et résultats de mesure d'isolement

Le tableau V montre les résultats de mesure des résistances d'isolement avec court-circuit des 3 phases du primaire et du secondaire. Le principe étant expliqué auparavant.

Fabricant	SIEMENS
N° de Série	0903401 / 01
Couplage	Yyn0
Rapport de Transformation (kV)	60 / 31.5
Puissance (MVA)	40
Refroidissement,	ONAN / ONAF
Chargeur de prise en charge	27 positions

Tableau III.11- Caractéristiques du transformateur de puissance

Repérage	Tension d'essai et durée	Mesure d'isolement
Primaire / Terre	5000Vdc -1mn	38.38 GΩ
Primaire/Secondaire	5000Vdc -1mn	41.70 GΩ
Secondaire/ Terre	500Vdc -1mn	17.38 GΩ

Tableau III.12- Résultats de mesure des résistances d'isolement

III.4.2 Rapport de transformateur (par prise)

Mesure du rapport et du courant de magnétisation par prise.

Pour ce test, une tension de test de 2 kV maximum est injectée du côté haute tension (primaire) du transformateur.

Cette tension est mesurée de façon interne avec une grande précision. La tension (amplitude et angle de phase) sur l'enroulement basse tension (secondaire) est mesurée via l'entrée de mesure. Le rapport est automatiquement calculé.

L'amplitude et l'angle de phase du courant magnétisant sont également mesurés et inscrits sur le rapport.

Durée du test : ~ 5 s par prise, y compris la création automatique de rapport

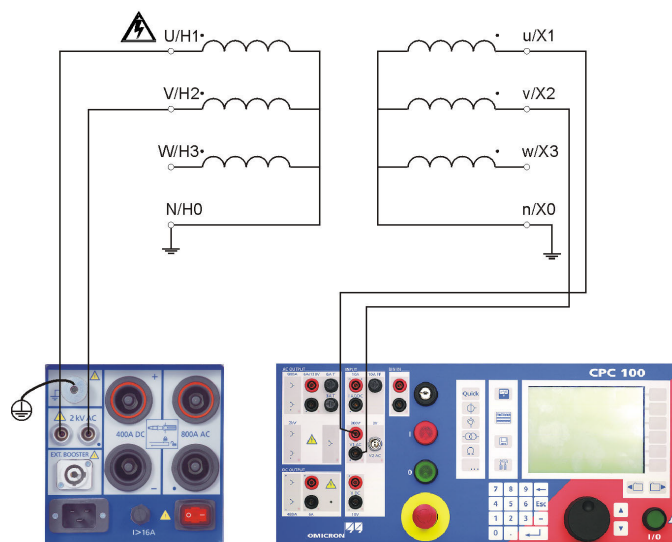


Figure III.13- Schéma de raccordement du CPC100 au TP

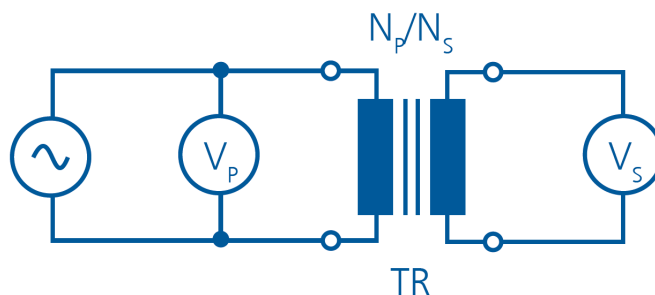


Figure III.14- Schéma équivalent de mesure de rapport TP

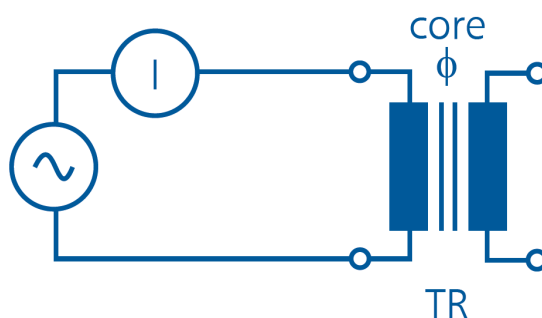


Figure III.15- Schéma équivalent de mesure de courant d'excitation TP

Prise	Vprim (V)	Rapport théorique	Rapport Mesuré	Déviati on %	I prim (mA)
001	70800	2,2476	2,2509	0,15	10.026
002	69969	2,2212	2,2221	0,04	10.189
003	69138	2,1949	2,198	0,14	10.369
004	68308	2,1685	2,1692	0,03	10.610
005	67477	2,1421	2,1452	0,14	10.792
006	66646	2,1157	2,1163	0,03	10.997
007	65815	2,0894	2,0923	0,14	11.248
008	64985	2,063	2,0634	0,02	11.476
009	64154	2,0366	2,0393	0,13	11.171
010	63323	2,0103	2,0105	0,01	11.454
011	62492	1,9839	1,9864	0,13	11.686
012	61662	1,9575	1,9576	0	11.957
013	60831	1,9311	1,9335	0,12	12.207
014	60000	1,9048	1,9047	0	12.497
015	59169	1,8784	1,8758	-0,14	12.773
016	58338	1,852	1,8469	-0,27	13.089
017	57508	1,8257	1,8229	-0,15	13.390
018	56677	1,7993	1,794	-0,29	13.793
019	55846	1,7729	1,7699	-0,17	14.096
020	55015	1,7465	1,7411	-0,31	14.471
021	54185	1,7202	1,717	-0,18	14.794
022	53354	1,6938	1,6882	-0,33	15.197
023	52523	1,6674	1,6641	-0,2	15.559
024	51692	1,641	1,6353	-0,35	16.014
025	50862	1,6147	1,6113	-0,21	16.350
026	50031	1,5883	1,5824	-0,37	16.827
027	49200	1,5619	1,5583	-0,23	17.253

Tableau III.13- Résultats de mesure du rapport TP

Remarque: nous avons seulement montré les mesures du rapport de transformation concernant la phase 0 (afin d'éviter une répétition inutile). Les deux autres phases sont représentées dans les graphes ci-après.

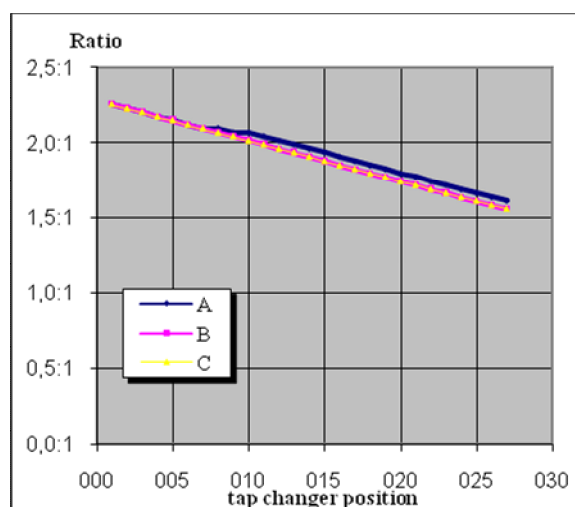


Figure III.16- Rapport par changeur de prise en charge

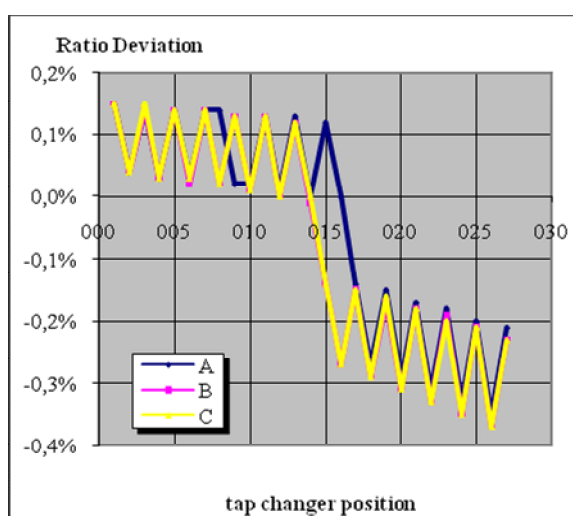


Figure III.17- Ecart par changeur de prise en charge

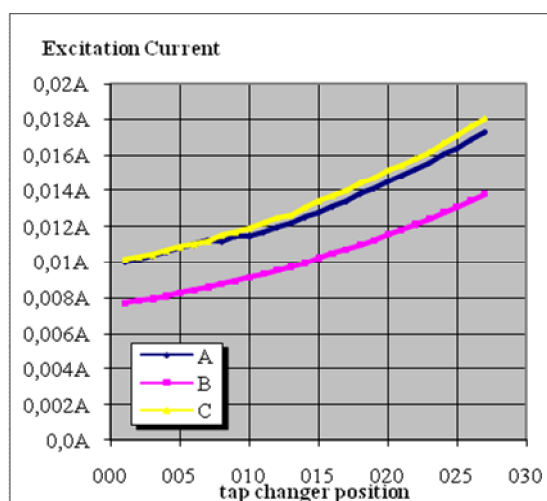


Figure III.18- Courant d'excitation par changeur de prise en charge

Les mesures sont généralement effectuées pour évaluer la détérioration éventuelle des enroulements (courts-circuits entre spires par exemple) en comparant le rapport et les courants magnétisants mesurés, aux spécifications, aux résultats des mesures en usine et/ou entre les phases [19] [20] [21].

En usine, ces mesures sont réalisées pour vérifier que le rapport et le couplage sont corrects.

- Fonctionnement

On mesure le rapport entre l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire pour chaque colonne du transformateur par l'application d'une haute tension de côté HT et la mesure de côté BT. Les résultats obtenus sont comparés aux valeurs nominales entre les phases.

Les résultats sont enfin comparés à une mesure de référence ou effectués sur un transformateur de même type.

- Comment confirmer les résultats

Ce n'est que dans l'éventualité de suspicion d'un problème résultant d'une analyse des gaz dissous (DGA), d'un test du facteur de dissipation ou d'un déclenchement de relais qu'il est procédé à un test du rapport du nombre de spires. Il permettra alors la détection d'un court-circuit entre spires du à un défaut d'isolation de celles-ci.

Par ailleurs, dans le cas ou aucune erreur n'est révélée par un test de la résistance d'enroulement ou par un test du rapport et que le test du courant d'excitation présente des écarts, la cause aura généralement pour origine un défaut du circuit magnétique ou un flux résiduel.

III.4.3 Résistance d'enroulement

Cette résistance est corrigée en fonction de la température selon la norme CEI 60076-1

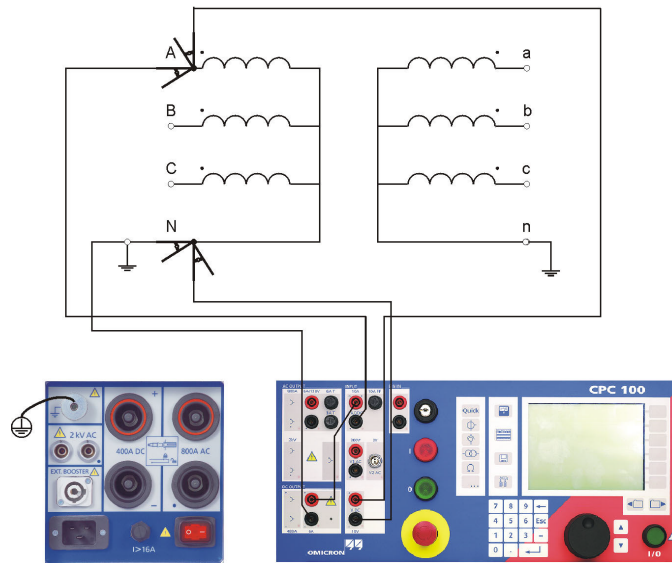


Figure III.19- Schéma de raccordement du CPC100 au TP

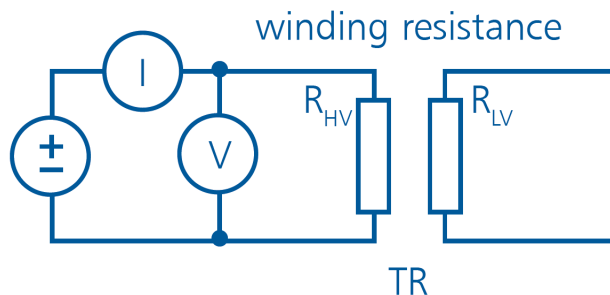


Figure III.20- Schéma équivalent de mesure de résistance d'enroulement

La résistance corrigée est calculé par l'équation III.1 suivante

$$R_{cor} = R_m \left(\frac{\theta_f + \theta_{ref}}{\theta_f + \theta_m} \right) \quad (III.1)$$

R_{cor} : Résistance corrigée

R_m : Résistance mesuré

θ_f : 235 pour le cuivre et 225 pour aluminium

θ_{ref} : Température de référence

θ_m : Température des enroulements

Des valeurs supérieures peuvent indiquer :

- L'existence de courts-circuits de régulation du transformateur (valeur de la résistance par prise).
- Des connexions défectueuses.
- Des échauffements anormaux dans les bobines et les conducteurs.

La mesure de la résistance des enroulements doit être effectuée en dernier lieu du fait qu'elle produit des problèmes de magnétisation du noyau [17] [18].

Enroulement	Icc test	Phase 0	
		Température de mesure	Resistance mesuré
Circuit Mesure	5A	10.00 °C	173.2mΩ
Enroulement	Icc test	Phase 4	
		Température de mesure	Resistance mesuré
Circuit Mesure	5A	10.00 °C	173.45mΩ
Enroulement	Icc test	Phase 8	
		Température de mesure	Resistance mesuré
Circuit Mesure	5A	10.00 °C	174.06mΩ

Tableau III.14- Résultats de mesure de résistance d'enroulement

III.4.4 Résistance et continuité de régleur en charge (par prise)

Mesure de résistance d'enroulement par prise et détection de défauts sur les sélecteurs de prises de régleurs en charge (ou Changeur de Prise en Charge CPeC).

La chute de tension causée par la résistance de l'enroulement est mesurée à l'aide d'une liaison sensible. La valeur de résistance de chaque prise peut facilement être enregistrée dans un tableau contenant toutes les prises. Une compensation automatique de température est possible. Les interruptions de courant résultant d'un sélecteur de prise défectueux peuvent être détectées.

Durée du test : elle dépend de la valeur d'inductance de l'enroulement. La tension de sortie élevée (jusqu'à 65 V) permet un temps de test réduit.

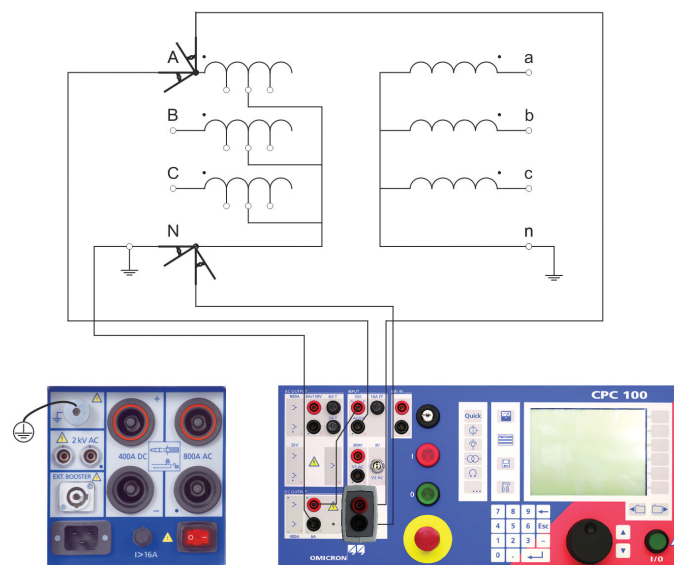


Figure III.21- Schéma de raccordement du CPC100 au TP

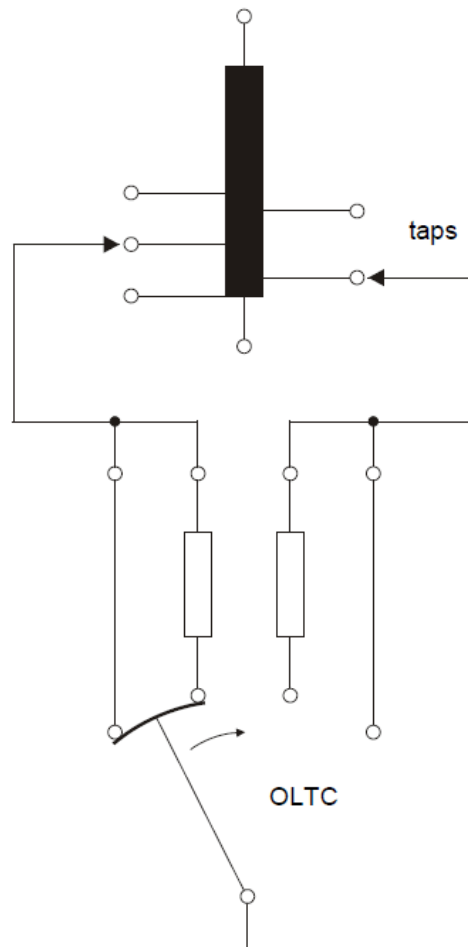


Figure III.22-.Schéma simplifié d'un changeur de prise

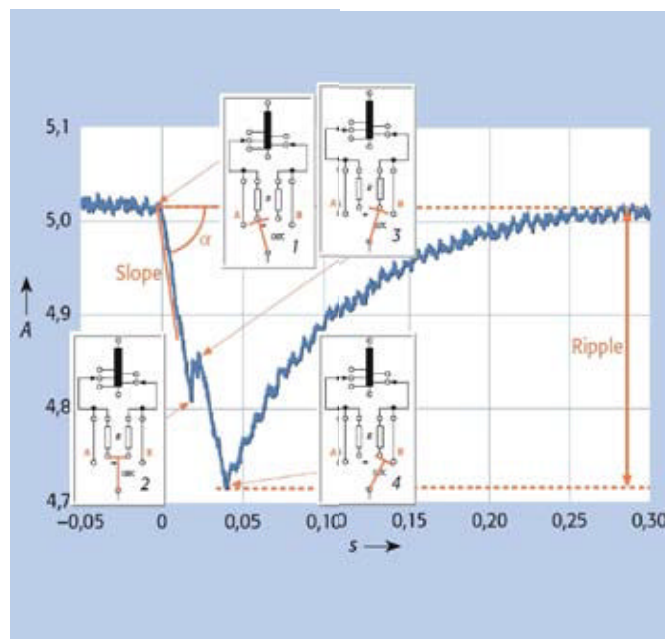


Figure III.23- Mesure de la résistance dynamique pour les données caractérisant le processus de commutation

Prise	R mesuré Ω	Déviati on %	Rréf Ω	Ondulation %	Pente mA/S
01	0,151723786	0,375325546	0,1935571	-1.# IND	-1.# IND
02	0,146504397	0,967106369	0,18689862	7.0921	-0.11
03	0,144380426	0,487983523	0,18418903	6.3829	-0.11
04	0,141898298	0,497725351	0,18102252	6.3829	-0.1
05	0,138400142	0,48532849	0,17655985	7.0921	-0.11
06	0,134650141	0,407610265	0,1717759	6.3380	-0.11
07	0,131348169	0,384099225	0,16756351	6.3380	-0.11
08	0,127872324	0,651948714	0,1631293	6.3380	-0.1
09	0,125448873	0,511506508	0,16003765	7.0422	-0.13
10	0,12176951	0,576377695	0,15534382	6.9930	-0.1
11	0,118625524	0,534568992	0,15133297	7.6923	-0.11
12	0,115626154	0,253265691	0,14750661	6.9930	-0.11
13	0,112666503	0,470615856	0,14373093	6.9930	-0.12
14	0,107642222	0,586757599	0,13732135	6.2937	-0.09
15	0,124222727	0,912393016	0,15847344	6.9444	-0.13
16	0,120862587	0,475280866	0,15418684	6.3380	-0.11
17	0,117791748	0,470903372	0,15026931	6.9930	-0.12
18	0,115026294	0,575374275	0,14674136	6.2937	-0.11
19	0,114854336	0,668333117	0,146522	6.9930	-0.04
20	0,111813217	0,438293383	0,14264238	7.6923	-0.12
21	0,105335833	0,363206045	0,13437904	6.9444	-0.14
22	0,101744097	0,316235351	0,129797	6.2499	-0.15
23	0,098467862	0,778439701	0,12561743	6.8965	-0.15
24	0,094993379	0,413894544	0,12118497	6.2068	-0.14
25	0,092058483	0,603814067	0,11744086	6.2068	-0.16
26	0,088893379	0,556076915	0,11340308	6.8965	-0.14
27	0,086009586	0,589365081	0,10972417	6.2068	-0.14
26	0,088917103	0,526238843	0,11343334	9.6551	-0.34
25	0,092469034	0,4019307	0,11796461	8.9655	-0.39
24	0,094773517	0,638036524	0,12090449	9.6551	-0.36
23	0,098529517	0,286990914	0,1256961	9.6551	-0.37
22	0,101844653	0,621099162	0,12992527	10.344	-0.35
21	0,105390347	0,586134031	0,13444859	9.0277	-0.36
20	0,108223194	0,53415711	0,13806251	9.7222	-0.34
19	0,111024167	0,508272723	0,14163577	8.3333	-0.36
18	0,114154028	0,491998099	0,1456286	8.3916	-0.34
17	0,118254825	0,41637616	0,15086007	9.0909	-0.34
16	0,121115874	0,505077406	0,15450996	7.6923	-0.3
15	0,124407413	0,320486098	0,15870904	8.3916	-0.32
14	0,107334583	0,50698252	0,13692889	7.7464	-0.3
13	0,112309653	0,248352982	0,14327569	9.0277	-0.3
12	0,114558264	0,458239799	0,14614428	9.0277	-0.29
11	0,117921597	0,428594919	0,15043496	8.3333	-0.31
10	0,121645105	0,563225896	0,15518511	7.6923	-0.27
09	0,124984685	0,628699989	0,15944549	7.6923	-0.29
08	0,127666783	0,475794457	0,16286709	8.3916	-0.27
07	0,131137483	0,438010636	0,16729473	7.6923	-0.29
06	0,133570979	0,395299857	0,17039919	8.4507	-0.26
05	0,13801669	0,530360423	0,17607067	8.4507	-0.27
04	0,140657535	0,537615835	0,17943966	7.7464	-0.26
03	0,143695352	0,403592325	0,18331506	7.7464	-0.24
02	0,146883662	0,634945237	0,18738245	7.8014	-0.24
01	0,150334014	0,553980055	0,19178413	8.4507	-0.26

Tableau III.15- Résultats de Mesure de la résistance d'enroulement et Changeur de Prise en Charge

Remarque: Comme il a été déjà mentionné auparavant, nous avons seulement montré les mesures de résistance d'enroulement concernant la phase 0 (afin d'éviter une répétition inutile). Les deux autres phases sont représentées dans les graphes ci-après.

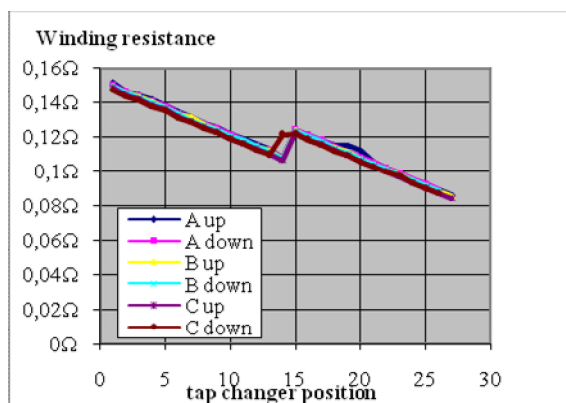


Figure III.24- Résistance d'enroulement par changeur de prise en charge

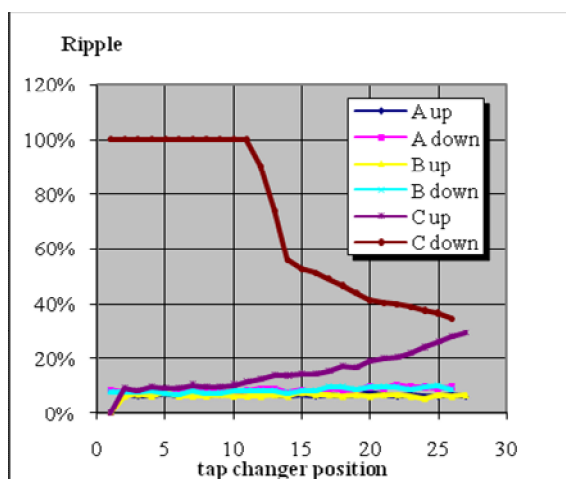


Figure III.25- Ondulation par changeur de prise en charge

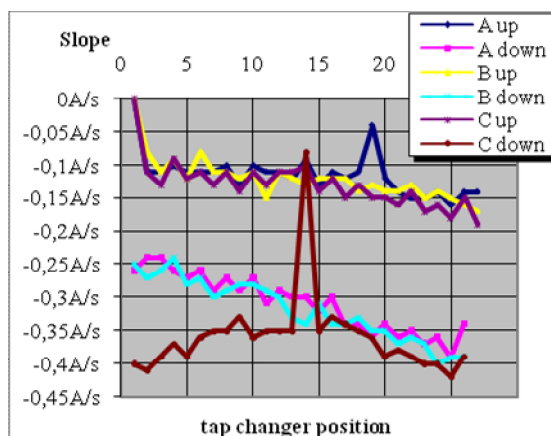


Figure III.26- Pente par changeur de prise en charge

L'évaluation de la détérioration possible de l'enroulement est obtenue par les mesures de résistance d'enroulement.

Celles-ci permettent de savoir quand nettoyer ou remplacer les contacts du CPeC, réparer celui-ci ou le remplacer, sa durée de vie étant inférieure à celle du transformateur.

Ces résistances permettent aussi de calculer les pertes joule dans les conducteurs.

- Essais

La résistance est mesurée lorsque l'enroulement est chargé jusqu'à la limite de saturation ($E=(1/2).L.I^2$) et ce, par la mesure du courant et de la tension en continu. Concernant alors les enroulements à prises, cette opération doit être effectuée pour chaque position de prise, ce qui a pour intérêt substantiel de tester l'ensemble CPeC et enroulement. Les résultats sont enfin comparés à une mesure de référence entre les phases ou aux valeurs d'un transformateur de même type.

- Comment peut-on confirmer les résultats

Les résultats de mesure de résistances ne doivent pas différer de plus de 1 % par rapport aux mesures de référence. Les différences entre les phases sont généralement inférieures à 2 - 3 %.

III.5 Tests des organes de coupure

Les organes de coupure sont les sectionneurs coté barres, les disjoncteurs, les sectionneurs de ligne et les sectionneurs de mise à la terre. Ils nécessitent différentes connexions et différents contacts. Des contacts mal serrés ou endommagés sont susceptibles de provoquer des amorçages, une marche en monophasé ou même un incendie, qui peuvent conduire à la perte de tout l'équipement [22] [23].

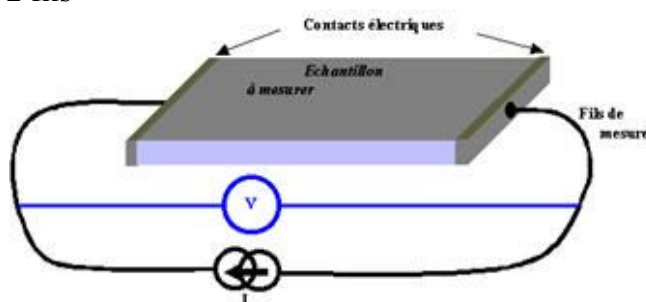
A titre d'exemple, les causes de l'apparition d'arcs électriques sont :

- Dommages mécaniques du conducteur provoqués, par exemple, par des rongeurs.
- Augmentation de la résistance des contacts due, par exemple, à l'usure et à la corrosion de soudures et de liaisons soudées ou à des vissages desserrés.

Il est donc habituel de mesurer la résistance des contacts pour vérifier que les connexions ont été réalisées correctement [24] [25].

Il s'agit de mesurer de très faibles résistances d'équipements, comme celles de contacts de disjoncteurs et de sectionneurs, au moyen de la méthode à 4 fils comme indiqué par la figure III.27.

- Rappel sur la mesure de résistance de contacts [26] [27] [28]
- Mesure avec 2 fils

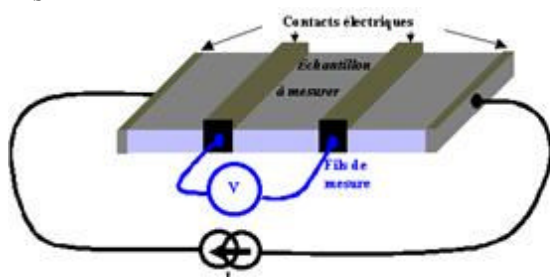


$$V = (R + r_{\text{contacts}} + r_{\text{fils}}) I$$

où R est la résistance de l'échantillon à mesurer.

La technique « 2 fils » est adaptée uniquement pour les fortes résistances (R très grand devant r_{fils} et R_{contacts}). Cette technique n'est pas fiable car R_{contacts} augmente avec R .

- Mesure avec 4 fils



$$V = [R // (r_{\text{fils}} + r_{\text{contacts}} + R_{\text{voltmètre}})] I$$

Comme $R_{\text{voltmètre}} \gg r_{\text{fils}}$ et R_{contacts} , ce qui donne : $V = [R // R_{\text{voltmètre}}] I$.

Tant que $R \ll R_{\text{voltmètre}}$, le voltmètre ne perturbe pas la mesure de la résistance et cette technique permet ainsi de mesurer des résistances en s'affranchissant des résistances des fils ainsi que de celles des contacts.

On applique cette technique à la mesure de R_{contacts} (Le courant de test peut être sélectionné entre 0 et 400 A et la durée du test : ~ 5 s)

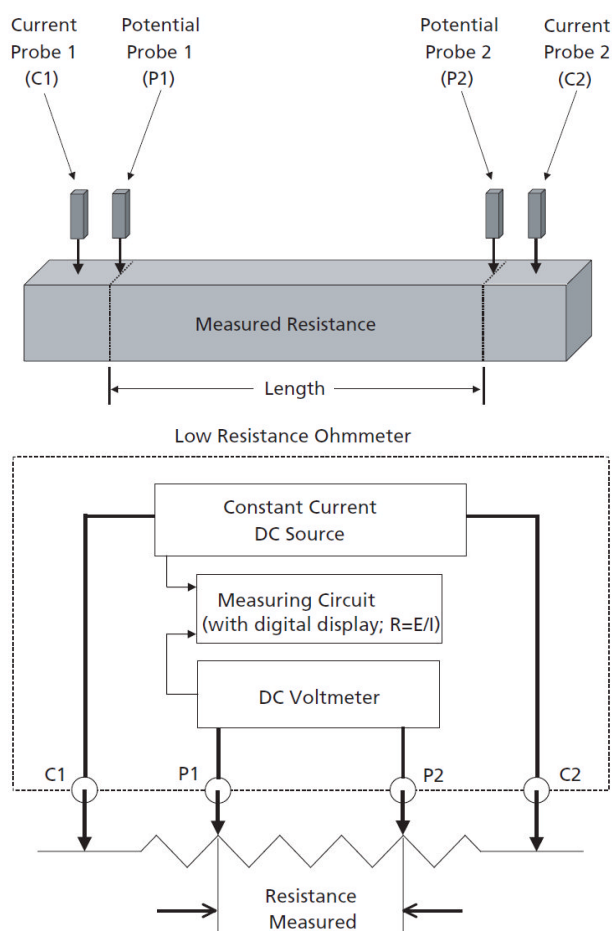


Figure III.29- Mesure de la résistance des contacts selon la méthode des 4 fils

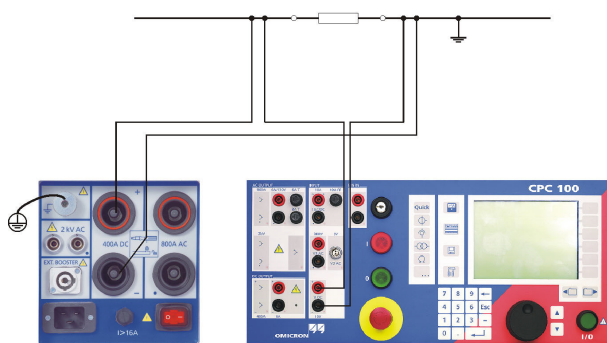


Figure III.30- Schéma de raccordement du CPC100 au résistance de contact

La résistance de contact est une valeur de référence pour tous les disjoncteurs et les sectionneurs. La norme CEI56 (remplacée par la CEI62271-100) spécifie que cette résistance doit être mesurée avec un courant entre 50A et la valeur nominale du disjoncteur. La norme ANSI C37.09 spécifie un courant minimum de 100A. Les autres normes nationales et internationales imposent des courants similaires.

III.5.1 Test des sectionneurs

Des résistances de contact importantes des interrupteurs ou sectionneurs, les jeux de barres lorsqu'ils sont fermés, peuvent entraîner de graves dommages au moment où des courants de défaut apparaissent dans le système. Le contrôle régulier de la résistance de contact dans le système permet d'éviter ce genre de situations [29] [30].

- Sectionneur de barre 1

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	MESA	MESA	MESA
Type	SGCP-72/1250	SGCP-72/1250	SGCP-72/1250
N° de série	QL-2010-05-14-D0547	QL-2010-05-14-D0547	QL-2010-05-14-D0547
Courant injectée coté HV	150A	150A	150A
R mesurée	25.740 $\mu\Omega$	48.460 $\mu\Omega$	35.650 $\mu\Omega$

Tableau III.16- Résultats de mesure de résistance de contact SB1

- Sectionneur de barre 2

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	MESA	MESA	MESA
Type	SGCP-72/1250	SGCP-72/1250	SGCP-72/1250
N° de série	QL-2010-05-14-D0546	QL-2010-05-14-D0546	QL-2010-05-14-D0546
Courant injectée coté HV	150A	150A	150A
R mesurée	18.250 $\mu\Omega$	20.650 $\mu\Omega$	22.760 $\mu\Omega$

Tableau III.17- Résultats de mesure de résistance de contact SB2

- Sectionneur tête de ligne

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	MESA	MESA	MESA
Type	SGCPT-72/1250	SGCPT-72/1250	SGCPT-72/1250
N° de série	QL-2010-05-14-D0552	QL-2010-05-14-D0552	QL-2010-05-14-D0552
Courant injectée coté HV	150A	150A	150A
R mesurée	11.060 $\mu\Omega$	31.970 $\mu\Omega$	12.630 $\mu\Omega$

Tableau III.18- Résultats de mesure de résistance de contact STL

- Sectionneur de mise à la terre

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	MESA	MESA	MESA
Type	SGCPT-72/1250	SGCPT-72/1250	SGCPT-72/1250
N° de série	QL-2010-05-14-D0552	QL-2010-05-14-D0552	QL-2010-05-14-D0552
Courant injectée coté HV	150A	150A	150A
R mesurée	272.94 $\mu\Omega$	190.83 $\mu\Omega$	194.55 $\mu\Omega$

Tableau III.19- Résultats de mesure de résistance de contact MAT

III.5.2 Test des disjoncteurs

La mesure de la résistance de contact des disjoncteurs ou des jeux de barres est couramment pratiquée pour déceler les défauts susceptibles de conduire à une perte totale de l'équipement lorsqu'un courant de défaut se manifeste.

Elle est effectuée pour mesurer les résistances de contact en injectant un courant pouvant atteindre 400 A CC et en mesurant la chute de tension (selon la méthode des 4 fils).

La valeur de la résistance peut être comparée à la valeur indiquée par le fabricant ainsi qu'aux données enregistrées précédemment [31].

	Phase 0	Phase 4	Phase 8
Fabricant	SIEMENS	SIEMENS	SIEMENS
Type	3APIFI	3APFI	3APIFI
N° de série	10/35114744	10/35114744	10/35114744
Courant injectée coté HV	150A	150A	150A
R mesurée	32.660 $\mu\Omega$	31.430 $\mu\Omega$	18.600 $\mu\Omega$

Tableau III.20- Résultats de mesure de résistance de contact DJ

On admet que les résistances de contacts sont satisfaisantes si elles sont très faibles et de l'ordre de dizaines de $\mu\Omega$; Ce qui garantie un bon contact de l'organe de coupure.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré quelques exemples pratiques de tests sur les TC (600A/1A) et les TT (60 kV/100 V) utilisés dans les réseaux électriques.

Pour les TC, ces tests ont concerné la mesure du rapport de transformation, le relevé de la caractéristique de magnétisation et la mesure des résistances d'isolement et les résistances des enroulements.

Pour les TT, ces tests ont concerné la mesure du rapport de transformation et la mesure des résistances d'isolement.

Les tests entrepris pour les TP ont concerné la mesure du rapport de transformation, la mesure des résistances d'isolement, les résistances des enroulements et les résistances de contact des régleurs (CPeC).

Les résultats des mesures montrent une très bonne concordance avec les valeurs données par le fabricant.

Le vieillissement des transformateurs impose des tests de contrôle beaucoup plus réguliers afin de garantir une exploitation optimale.

L'automatisation des mesures permettent une interprétation plus rapide et beaucoup plus efficace dans la protection des réseaux. Ce qui entraîne un rendement meilleur dans l'exploitation.

En conclusion, l'usure mécanique sur l'appareillage et les contacts du disjoncteur ont pour conséquence la réduction de la superficie des surfaces, ce qui a pour conséquence l'apparition d'étincelles (ou un arc électrique) augmentant les différentes résistances du circuit et réduisant ainsi l'efficacité de l'appareillage et du disjoncteur à travers la chaleur produite par ces résistances. Cette augmentation de la valeur de la résistance de contact pourra être surveillée à travers des mesures périodiques afin de parer à toute panne.

Chapitre IV :

Simulation et essais pratiques des relais de protection

Simulation et essais pratiques des relais de protection

IV.1 Introduction

Les systèmes de protection jouent un rôle clé dans le fonctionnement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'alimentation électrique et ce, de la production, au transport, jusqu'à la distribution (industrielle, domestique, chemin de fer, etc...). Pour garantir le bon fonctionnement de cet ensemble, des tests sont nécessaires. Les conditions de défaut-types ainsi que les conditions de fonctionnement stables, les opérations de commutation et les schémas logiques doivent être simulés avant la mise en service, pour assurer que le système de protection fonctionne conformément aux spécifications, avant sa mise en exploitation. Ces tests doivent être renouvelés périodiquement en raison de la non-sollicitation éventuelle des équipements de protection en fonctionnement normal. Par conséquent, des tests de routine contribuent à vérifier que les systèmes de protection sont bien opérationnels tout au long de leur durée de vie [32] [33].

À l'heure actuelle, les tests de protection font face à de multiples défis. Souvent, un service d'électricité doit gérer toutes les générations de relais, depuis les relais électromécaniques jusqu'aux relais les plus récents, conformément à la norme CEI 61850. Il faut donc, de préférence, que l'équipement de test puisse tester toutes ces générations de relais. Les équipements de protection multifonctionnels modernes sont très complexes en raison du grand nombre de fonctions intégrées. De plus, chaque fournisseur de systèmes de protection a sa propre philosophie opérationnelle et ses propres algorithmes, ce qui nécessite de gros investissements en apprentissage et en formation avant l'utilisation de tout nouveau système [34] [35].

Dans ce chapitre nous traiterons deux parties :

- La première sera consacrée à une comparaison entre les résultats de simulation du réseau obtenu par le simulateur NETSIM et ceux, pratiques, réalisés sur l'un des postes de transformation HT sur le territoire national. Ces résultats concernent la protection de distance et la téléprotection.
- La deuxième partie se rapportera aux essais purement pratiques réalisés par la caisse d'injection secondaire pour couvrir les autres essais et protection de la partie secondaire (tels que les protections-maximum de courant Max I).

IV.2 Principe de base de la protection [36] [37]

Un système de protection est constitué :

- Organe de détection et de décision
 - 1- Organe de mesure ou chaîne de mesure
 - 2- Organe de comparaison
 - 3- Organe de décision
- Organe d'intervention
 - 1- Organe de signalisation et de déclenchement

IV.3 Modèle structural de principe

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection :

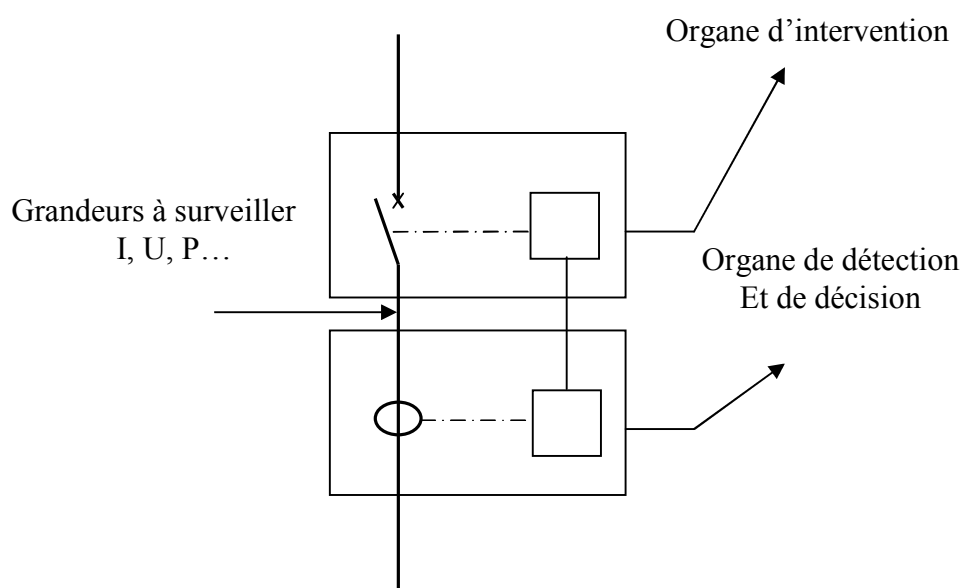


Figure IV.1- Schéma de principe de la protection

IV.3.1 Définition

Le relais est un dispositif de protection qui provoque le fonctionnement des systèmes susceptibles d'isoler les zones du réseau en défaut ou envoie un ordre (signal) en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....).

IV.3.2 Désignation d'un relais

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, fréquence, impédance,...)

- Relais à maximum de courant RMA ou TA
- Relais à maximum de tension RMV ou TV
- Relais à minimum d'impédance RMZ ou TZ
- Relais directionnel de puissance RDW ou TLW
- Relais à minimum de réactance RMX

IV.3.3 Différents types de relais [38] [39]

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

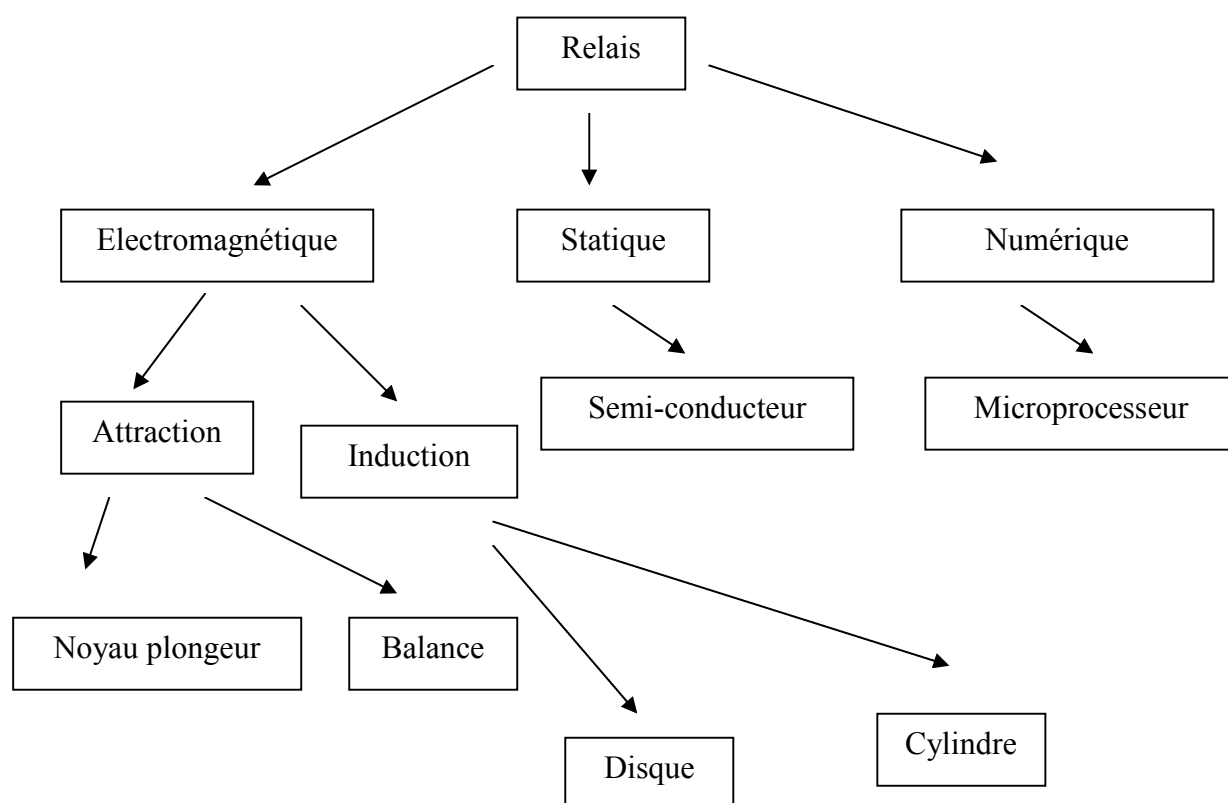


Figure IV.2- Schéma des Différents types de relais

IV.4 Principe de la protection à distance

IV.4.1 Introduction

Le type de protection à distance le plus employé est la protection de distance [40] [41], (en raison notamment de son autonomie totale qui n'exige aucune liaison entre deux extrémités de la ligne à protéger). Elle est caractérisée par :

- La relation entre la distance du défaut et le temps de déclenchement du relais,
- Les grandeurs électriques qui permettent de mesurer la distance de défaut (U et I).

La protection à distance est sélective, insensible aux défauts externes, au fonctionnement hors synchronisme du réseau et aux variations de la tension.

Elle peut être utilisée sur des lignes dont la longueur est comprise entre 10 et 300 km avec une tension de service supérieure à 30 kV. Le relais de distance dépend de la tension et du courant, c.à.d, de l'impédance à l'emplacement du relais.

On a $U = Z \cdot I$: s'il y a un défaut alors I augmente, U diminue donc Z diminue. Ces relais sont appelés relais à minimum d'impédance. Le principe de protection de distance est basé sur la loi d'Ohm $Z = U / I$, avec $Z = R_L + j X_L$

La résistance de la ligne (R_L) étant proportionnelle à la longueur (L), pour déterminer la longueur où se situe le défaut, il suffit de connaître l'impédance, c.à.d. l'image de la tension et du courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC.

IV.4.2 Différents types de relais à distance

Les relais sont largement utilisés pour la protection des lignes électriques et s'appliquent aussi aisément au cas des réseaux électriques de transport qu'à celui des lignes en tronçons. Comme le retard le plus court correspond toujours à la distance la plus faible, les formes les plus répandues de ce type d'appareils sont :

- Relais d'impédance,
- Relais d'admittance,
- Relais de réactance.

IV.4.3 Caractéristiques principales de protection de distance

IV.4.3.1 Relation temps - distance

La sélectivité chronométrique de la protection est donnée par l'échelonnement des temps de déclenchement en fonction de la distance entre le point de mesure et le défaut.

On choisit généralement trois zones en aval et une zone en amont comme suit:

- La 1^{ère} Zone en aval recouvre environ 80% de la ligne protégée AB, et déclenche le disjoncteur en T_1 .
- La 2^{ème} Zone en aval s'étend jusqu'à 100% de AB + 20% de la ligne adjacente la plus courte, et déclenche le disjoncteur en T_2 .
- La 3^{ème} Zone en aval s'étend de 100% de AB + 40% de la ligne adjacente la plus longue, et déclenche le disjoncteur en T_3 .
- La 4^{ème} Zone est une zone en amont de 60% de la ligne protégée AB et déclenche le disjoncteur en T_4 .

Les temps de déclenchement T_1 , T_2 , T_3 et T_4 correspondent respectivement à ces quatre zones de fonctionnement et diffèrent d'un intervalle sélectif.

Les protections A_1 , B_1 , A_2 et B_2 ont des réglages analogues et une fonction directionnelle indiquée par les flèches, par exemple la protection à distance dans le poste A (A_1) réglé pour protéger la ligne électrique AB.

Lorsqu'un défaut d_1 entre la ligne AB est plus proche du poste A (inférieur à 10 % de la longueur de la ligne), les deux protections A_1 et B_1 à l'extrémité de la ligne AB détectent ce défaut mais avec un temps différent : la protection de distance A_1 détecte le défaut en 1^{ère} Zone en aval et déclenche le disjoncteur en T_1 alors que la protection de distance B_1 détecte ce défaut en 2^{ème} Zone en aval et déclenche le disjoncteur en T_2 .

Lorsqu'un défaut d_2 entre la ligne AB est plus proche du poste B (inférieur à 10 % de la longueur de la ligne), à l'extrémité de la ligne AB, la protection de distance A_1 détecte le défaut en 2^{ème} Zone en aval et déclenche le disjoncteur en T_2 et la protection de distance B_1 détecte en 1^{ère} Zone en aval et déclenche le disjoncteur en T_1 . La 3^{ème} Zone en aval, est considérée comme une zone de secours pour la protection A_1 . La 4^{ème} Zone en amont, comme zone de secours pour la protection A_2 et B_2 .

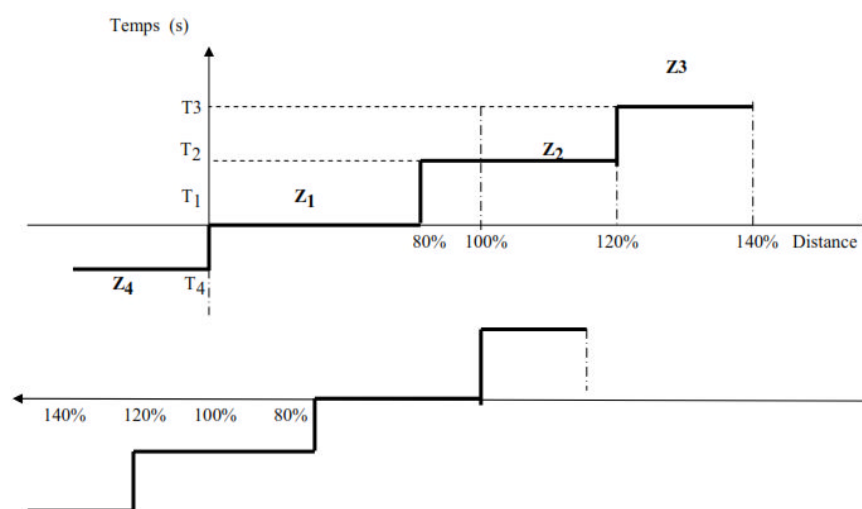


Figure IV.3- Sélectivité chronométrique de protection à distance

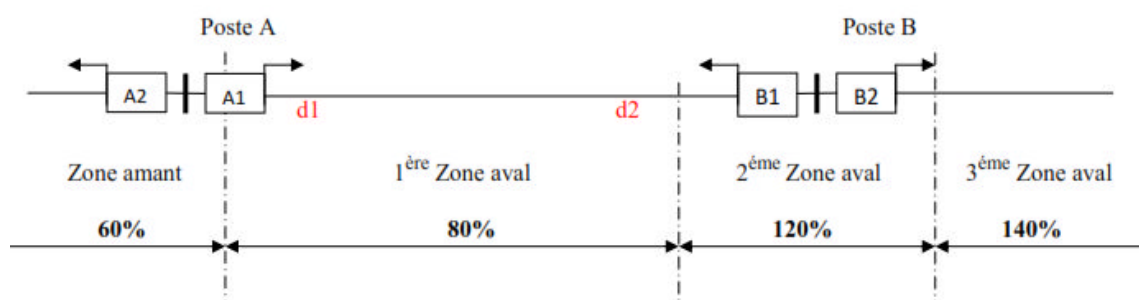


Figure IV.4- Zones de protection à distance

La protection de distance possède généralement une caractéristique de déclenchement polygonale. Selon le modèle commandé, il est possible de disposer d'une caractéristique circulaire.

Cette caractéristique définit différentes zones de défaut (où intervient la protection de distance).

Chaque boucle de défaut dispose de cinq zones indépendantes ainsi que d'une zone dépendante. Le polygone de la première zone est ombré pour indiquer son orientation en aval.

La troisième zone est représentée comme zone dirigée en amont.

Le polygone est défini en général par un parallélogramme dont les dimensions sont définies par des coordonnées R et X et une inclinaison. Un cône de transit définie par les paramètres R_{Charge} et φ_{Charge} peut découper le polygone pour tenir compte des impédances de transit. Les valeurs R et X peuvent être réglées de façon distincte pour chaque zone. φ_{Dist} , R_{Charge} et φ_{Charge} sont communes à toutes les zones. Le parallélogramme est symétrique par rapport à l'origine du système de coordonnées R et X.

Les limites en R peuvent être réglées séparément pour les défauts phase-phase d'une part et les défauts phase-terre d'autre part afin d'obtenir, le cas échéant, une sensibilité de détection plus importante pour les défauts à la terre.

La première zone Z1 comporte de plus un angle réglable α , qui empêche le recouvrement abusif (dépassement de zone) du fait des tolérances d'angles mesurés et/ou en cas d'alimentation d'un défaut résistif par les sources raccordées à chaque extrémité de la ligne. Ce domaine n'existe pas pour Z1B et les zones supérieures.

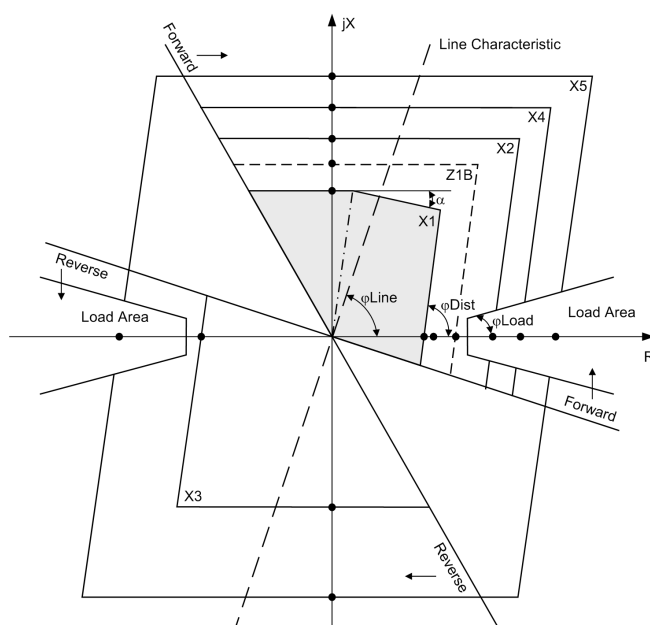


Figure IV.5- Caractéristique polygonale (les valeurs de réglage sont marquées par des points)

Avec,

$Z_1 = R_1 + j X_1$: L'impédance de la 1^{ère} zone en aval.

$Z_2 = R_2 + j X_2$: L'impédance de la 2^{ème} zone en aval.

$Z_3 = R_3 + j X_3$: L'impédance de la 3^{ème} zone en amont.

$Z_4 = R_4 + j X_4$: L'impédance de la 4^{ème} zone en aval.

$Z_5 = R_5 + j X_5$: L'impédance de la 4^{ème} zone en aval.

$\varphi_{\text{Ligne}} = \text{Arctang}(X_L / R_L)$: L'angle de ligne protégé.

φ_{Transit} : L'angle de charge maximal.

Il y a lieu de signaler l'avantage offert en utilisant les caractéristiques polygonales et elliptiques particulièrement lorsqu'il s'agit de protéger les lignes longues ou les lignes courtes (et /ou moyennes) très chargées pour lesquelles l'impédance de service peut coïncider avec l'impédance de réglage du démarrage de la protection.

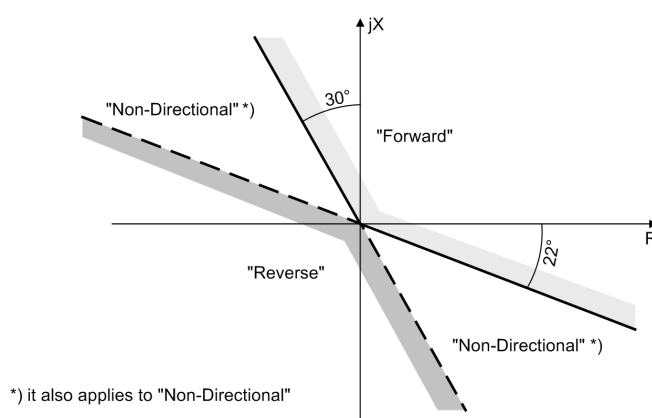


Figure IV.6- Caractéristique directionnelle dans le schéma X-R

IV.4.4 Interfaces de téléprotection et topologie de communication

Si un schéma à téléprotection (téléaction) doit être utilisé pour assurer une protection à 100%, l'échange de données entre les appareils peut s'effectuer par les voies de communication numérique. Outre les données de protection, il est possible de transmettre d'autres informations exploitées par l'ensemble des extrémités d'une ligne.

Citons entre autres les données de synchronisation et de topologie, les informations de télédéclenchement et de télésignalisation ainsi que les valeurs de mesure. L'affectation des appareils à chacune des extrémités de l'élément à protéger et l'attribution des voies de communication aux interfaces de téléprotection des appareils constituent la topologie du système de téléprotection.

Lorsqu'ils sont utilisés pour protéger des lignes classiques à deux extrémités, les appareils ne requièrent que l'utilisation d'une seule interface de téléprotection. Il s'agit de l'interface de téléprotection.

Les informations de la téléprotection entre les postes électriques sont transmises par les fibres optiques.

Les fibres optiques sont un moyen de transmission en grande expansion qui permet de transmettre tous les types de signaux. Les fibres optiques sont installées soit à l'intérieur, soit accrochées le long de câbles de garde ou de câbles de phase des lignes électriques.

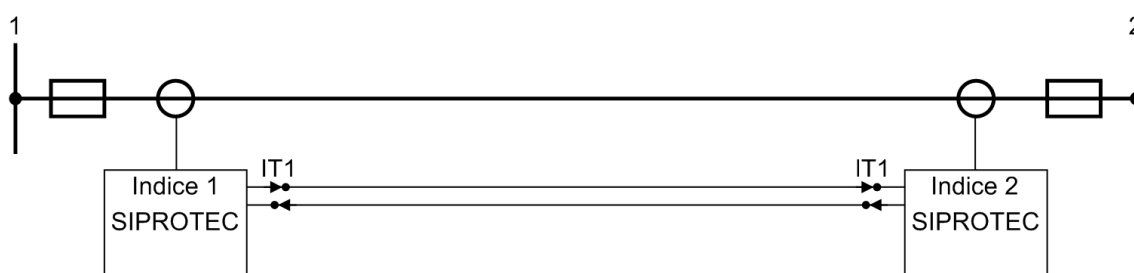


Figure IV.7- Système de protection de distance à deux extrémités comprenant deux relais dotés d'une interface de téléprotection chacune (émetteur/récepteur).

IV.4.4 .1 Pont de fonctionnement de télé-action entre relais de poste A et B

La figure suivante représente le schéma de l'accélération par le domaine de mesure élargie. En cas de défaut dans la zone1 (Z1) un signal d'accélération est envoyé à l'extrémité opposée. Le signal reçu provoque le déclenchement en Z1B, si le défaut dans la direction aval est configurée.

Le signal émis peut être prolongé de T_s afin de compenser d'éventuelles divergences entre les temps des zones Z1, Z2 et Z1B.

Les défauts apparaissant sur la ligne, mais en dehors de la première zone, ne peuvent être déclenchés sélectivement qu'à l'issue d'une temporisation $T_2 = 0.3s$; le déclenchement rapide et sélectif de défaut n'est pas possible sur la plus petite distance réglable sur la ligne la plus courte.

Néanmoins, afin de garantir le déclenchement instantané et sélectif par la protection de distance il peut s'échanger des informations avec le poste en vis à vis et les traiter selon le schéma de télé-action ; ceci peut être réalisé à l'aide de contacts de réception et d'émission, la transmission des signaux peut être effectuée par l'intermédiaire d'une liaison haute fréquence que SONELGAZ utilise sur les lignes de transport d'électricité.

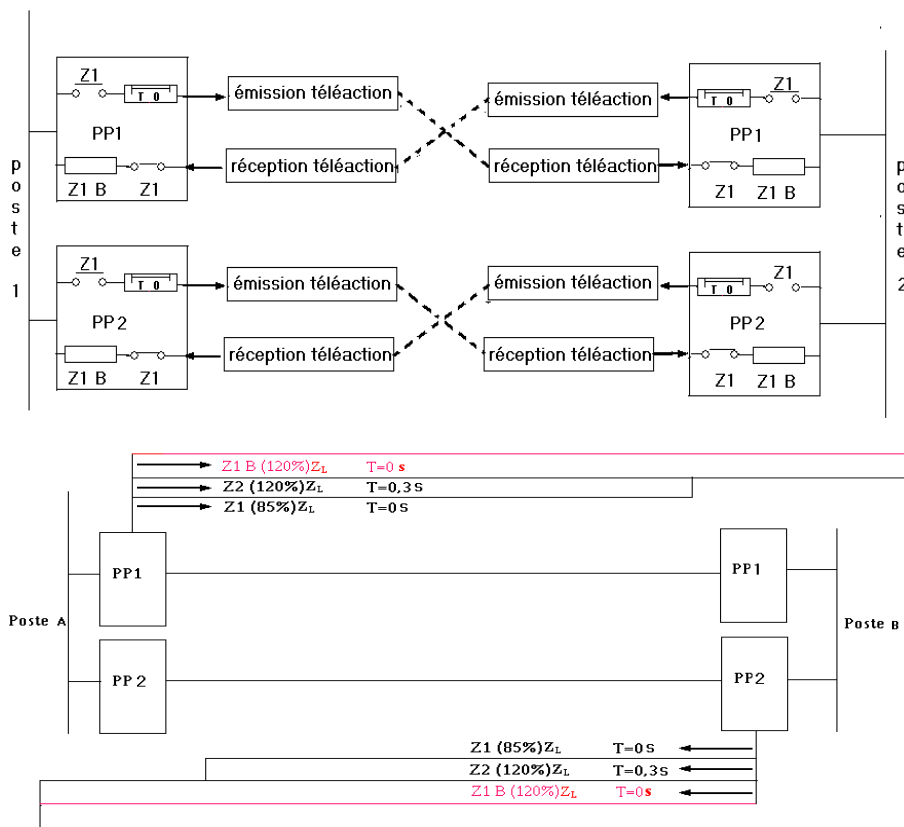


Figure IV.8 télé-action entre protections principales poste A et protections principales poste B

La télécommunication entre les protections d'un poste A et celles du poste B a pour but de faire fonctionner la protection qui se déclenche sélectivement et instantanément en cas de défaut à 100% de la ligne.

IV.5 Logiciel de simulation de réseau NetSim

Le module de test NetSim est naturellement destiné aux ingénieurs de mise en service et aux personnes chargées d'effectuer les tests de routine et qui souhaitent bénéficier des avantages procurés par les simulations de réseau électrique et par les tests avec signaux transitoires [42].

Les configurations prédéfinies de réseaux, ou cas de test, avec un paramétrage simple, permettent des simulations instantanées de type « cliquer/exécuter » et la génération de signaux grâce à l'équipement de test CMC.

IV.5.1 Exemples d'application

- Relais en conditions réelles.
- Algorithmes de protection avancés.
- Protection de lignes faciles par injections synchronisées à distance (GPS ou IRIG-B).
- Protection différentielle incluant saturation de TC.
- Evaluation des paramètres de relais pour les applications de protections difficiles.

Les tensions et les courants transitoires sont calculés à partir d'un modèle numérique de réseau. Le modèle numérique offre en effet une approximation optimale des événements réels dans un réseau électrique. La saturation des TC est prise en compte.

IV.5.2 Cas de test

- Court-circuit sur des lignes simples ou parallèles (aves couplage mutuel) et des lignes à trois extrémités.
- Pompage
- Double défaut évolutif
- Batteries de condensateurs de compensation en série
- Transformateur pour simulation de défaut traversant et de défaut de traversée
- Cas de test personnalisés (sur demande)

IV.5.3 Simulation d'événements

- Types de défaut L-N, L-L, L-L-N, L-L-L, L-L-L-N
- Emplacement de défaut sélectionnable
- Résistance de défaut paramétrable (simulation d'arc)
- Défauts simultanés sur ligne parallèle
- Phase ouverte
- Ligne en dérivation
- Commutation sur défaut
- Pompage

Autres fonctions

- Répétition automatique des tests avec variation des paramètres
- Vue d'impédance incluant les zones des distances.
- Exportation COMTRADE additionnelle des formes d'onde simulées.
- Sortie des données transitoires de tous les points de mesure sous la forme de Sampled values CEI 61850 et prise en charge d'entrées et de sortie binaires GOOSE virtuelles. Sont pris en compte l'ensemble des composants et des paramètres essentiels pour la simulation du réseau électrique.

- Tests de pompage

Les grandeurs de réseau électrique réalistes générées par NetSim sont indispensables pour tester de façon probante les fonctions de blocage sophistiquées survenant dans les relais modernes pour les phénomènes de pompage. Dans ce contexte, de simples rampes d'impédance où des séquences d'états d'impédance ne sont pas, en règle générale, suffisamment réalistes pour tester correctement la fonction. Les pompages asynchrones peuvent aussi être générés avec de multiples glissements des pôles afin de tester de manière efficace les fonctions de protection contre les pertes de synchronisme (OST). Le cas de test de pompage synchrone simule une oscillation transitoire revenant à un état stable. Dans la vue d'impédance, la trajectoire apparente de l'impédance peut être indiquée avec les zones de distance du relais.

- **Ligne à trois extrémités**

En raison de leurs avantages du point de vue des coûts, les lignes en piquage sont de plus en plus fréquemment installées. En fonction des propriétés des segments individuels (par exemple prise de câble sur ligne aérienne) ou de la configuration topographique (par exemple prise proche d'une extrémité), la protection de distance peut rencontrer de graves problèmes de portée de zone avec cette configuration. Le cas de test ligne à trois extrémités inclus dans NetSim convient parfaitement à la recherche des conditions de défaut sur les lignes en piquage. Elle permet de trouver beaucoup plus simplement les paramètres de protection optimisés pour ce cas difficile.

- **Application des tests par injections synchronisées à distance**

Les tests dynamiques par injections synchronisées à distance (ou tests de bout en bout) du schéma de protection complet (par ex. des lignes de transport) offrent de nombreux avantages mais ils comportent aussi certaines limites en raison de son haut degré de complexité, du temps considérable à consacrer à sa préparation et de la durée disponible pour l'exécution du test. NetSim permet de surmonter ces difficultés grâce à son utilisation intuitive, à l'existence de modèles définis et au calcul instantané des différents cas de test contrairement à d'autres logiciels d'analyse de réseau électrique couramment employés.

IV.6 Exemple de simulation de multiples défauts sur des lignes parallèles

A titre d'exemple, on prend deux défauts sur deux lignes différentes (figure IV.9) et n'ayant pas lieu en même temps pour illustrer le principe de la protection.

- Sur la ligne 1, un court-circuit biphasé entre la phase L1 et L2 à 20% de la longueur de la ligne
- Sur la ligne 2, un court-circuit triphasé entre la phase L1, L2 et L3 à 40% de la longueur de la ligne, 80 ms après le court-circuit biphasé de la ligne 1

Les disjoncteurs s'éteignent selon le déclenchement des relais. Les relais A, C, D se déclenchent instantanément (100 ms) par contre, le relais B dispose d'un déclenchement légèrement retardé (120ms).

La simulation est réalisée avec la configuration de réseau suivante :

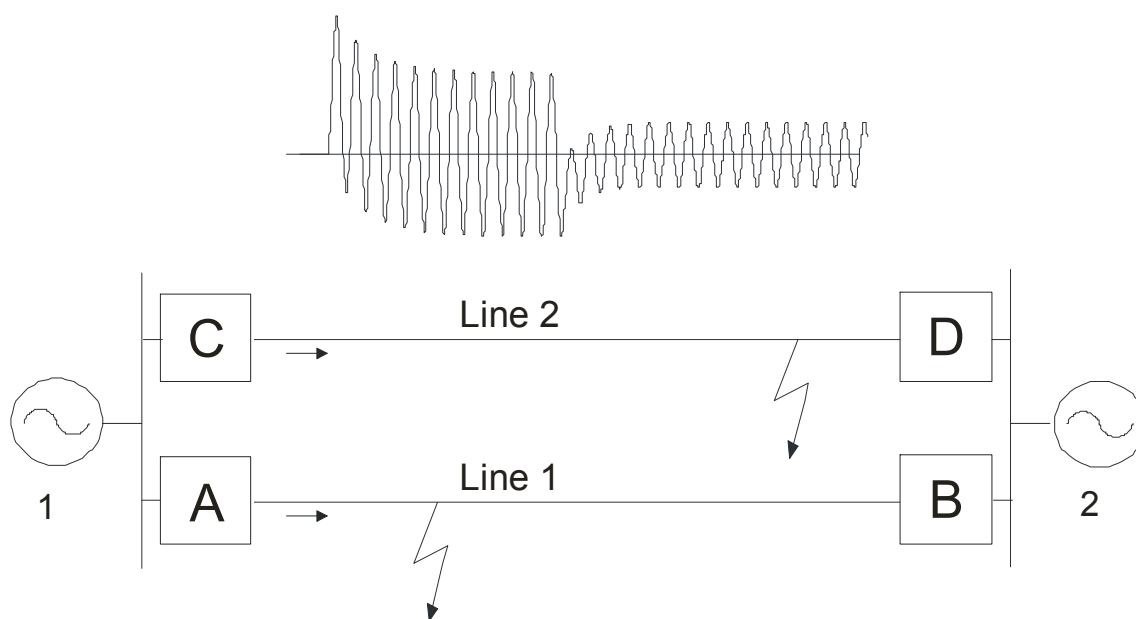


Figure IV.9- Schéma de deux lignes parallèles

L'impédance de séquence positive totale entre les deux génératrices est :

$$Z_{1,Ligne}/2 + 2 Z_{1,source}$$

Avant le défaut, la moitié du courant dans cette impédance totale s'écoule à travers chacune des deux lignes parallèles.

Avec :

$$V_{source1} = 100V \quad \angle 0^\circ$$

$$V_{source2} = 100V \quad \angle -66^\circ$$

$$Z_{1,ligne} = 3\Omega \quad \angle 85^\circ$$

$$Z_{1,source} = 15\Omega \quad \angle 85^\circ$$

On a :

$$I_{prédéfaul} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{V_{source1}/\sqrt{3} - V_{source2}/\sqrt{3}}{Z_{1,Ligne}/2 + 2 \cdot Z_{1,source}} \right) = 1A \angle 28^\circ$$

Le court-circuit sur la ligne 2 se produit 80 ms après celui sur la ligne 1 (les temps ne sont pas critiques car ils sont choisis de sorte que les actions de disjoncteurs sont terminées avant que les conditions de défaut soient supprimées).

Pour cette simulation, la séquence suivante de disjoncteurs est choisie:

- Le relais A se déclenche instantanément, le disjoncteur A ouvre 100ms après le défaut 1
- Le relais B détecte le défaut dans la zone 2 et effectue un ordre de déclenchement, le disjoncteur B s'ouvre 120ms après le défaut 1.

- Les relais C et D se déclenchent en même temps et instantanément, les disjoncteurs C et D s'ouvrent après 100 ms de l'apparition du défaut 2.

La figure suivante montre l'évolution des tensions et des courants, liés aux jeux de barre A et C :

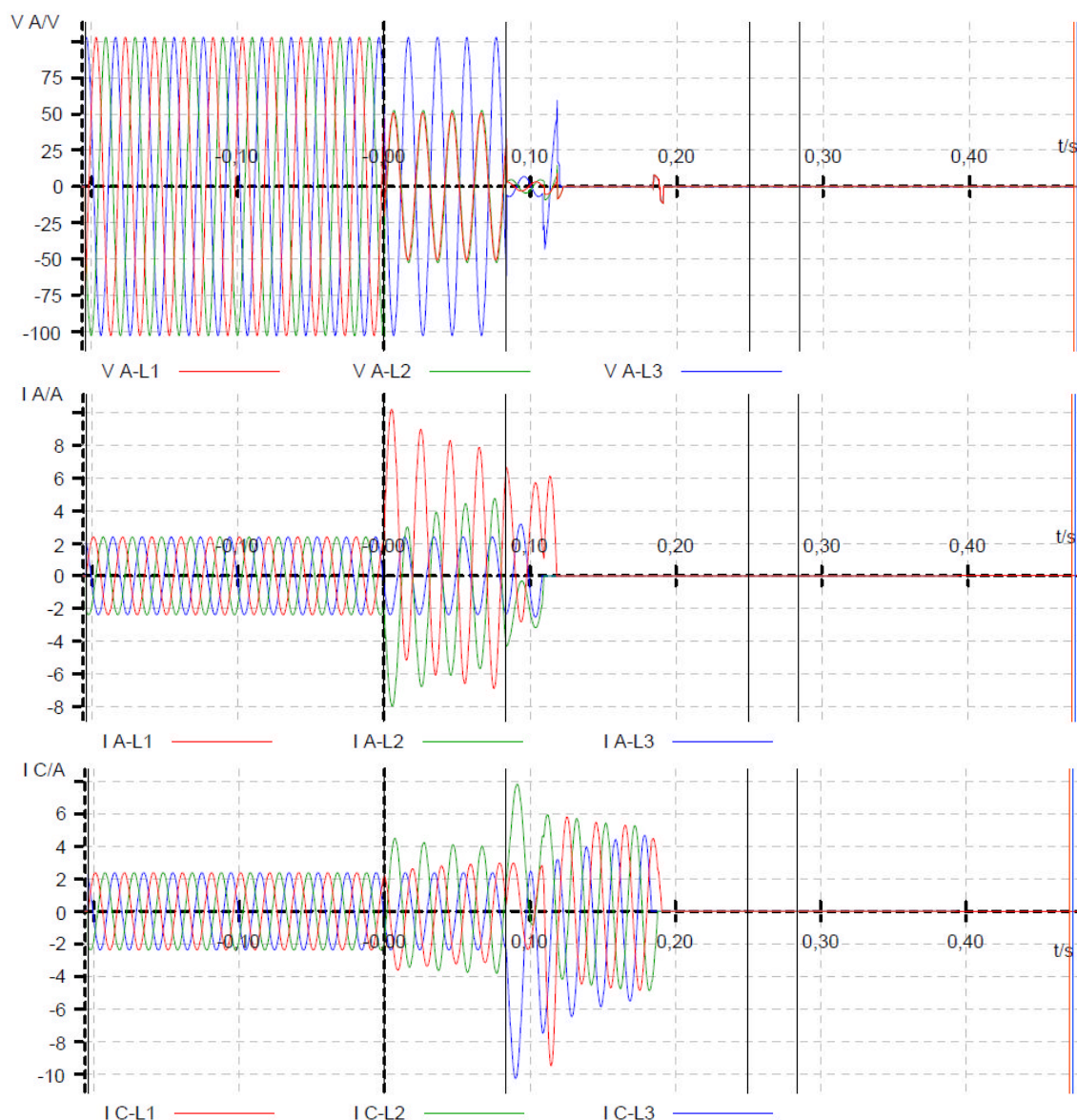


Figure IV.10- Evolution de la tension et du courant

Un examen plus approfondi des détails intéressants peuvent être observés dans les vues agrandies.

La figure 2 montre l'intervalle de temps pendant lequel les deux défauts se chevauchent et les disjoncteurs A et B s'ouvrent.

Après le défaut 2, toutes les tensions chutent à des valeurs très basses dues au défaut triphasé sur la ligne 2.

À 100ms, le disjoncteur A s'ouvre. La phase L3 est exempte de défaut, quelques retours de tension à cause de l'alimentation coté disjoncteur B qui ne s'est pas encore ouvert. Aussi, en raison de l'alimentation de l'autre côté et en raison de la composante continue qui n'a pas encore disparu, l'arc en L1 du disjoncteur A ne s'est pas encore éteint et le courant résultant existe encore durant une autre période, jusqu'à ce que le disjoncteur B s'ouvre à 120ms.

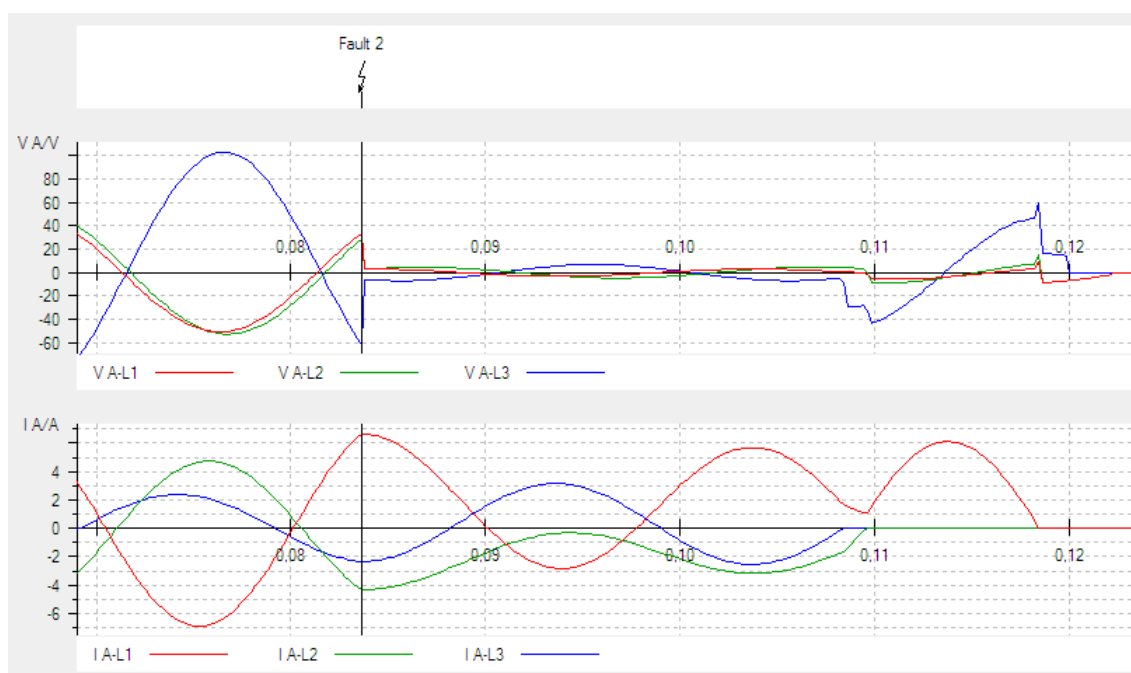


Figure IV.11- Evolution de la tension et du courant

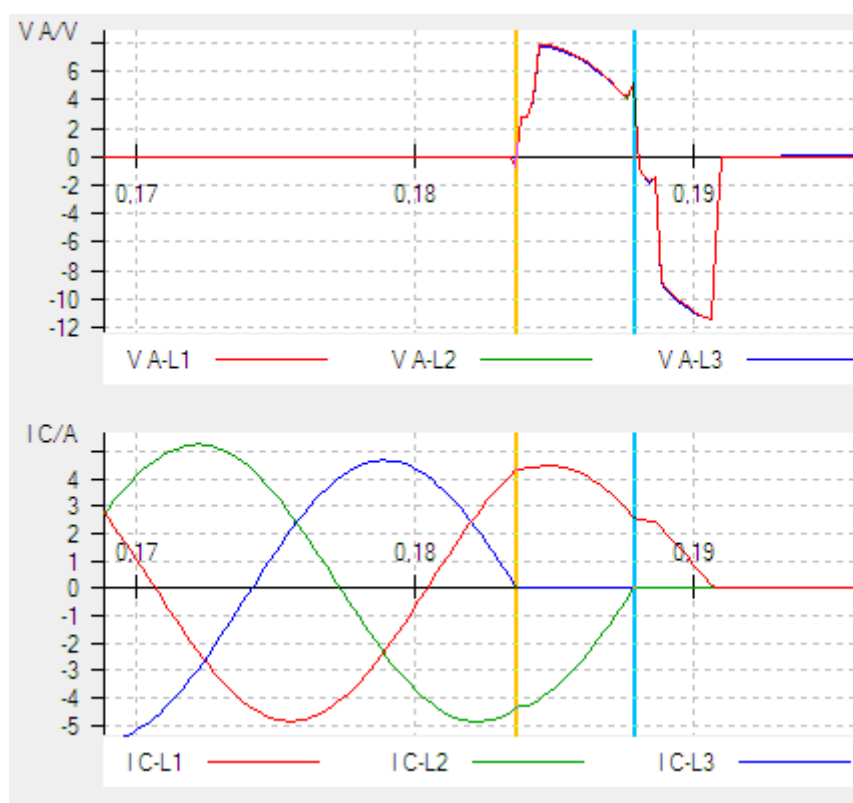


Figure IV.12- Evolution de la tension et du courant

La figure IV.12 montre les tensions induites vues par le relais A quand les disjoncteurs C et D sont ouverts et les courants sur la ligne 2 s'annulent. Lors des passages par zéro de chacun des courants de phases, le courant homopolaire dans la ligne 2 apparaît, ce qui induit une tension sur la ligne 1 par couplage mutuel. On conclut que, pour des THT, on doit tenir compte de l'apparition de tensions induites dans les lignes déconnectées qui peuvent être dangereuses.

IV.7 Résultats de simulation et essais pratiques (obtenus au poste de Bouira – 60 kV)

- **Données de la ligne à protéger**
 - Impédance de la ligne $Z = 10 \Omega$
 - Angle de ligne $\phi = 75,00^\circ$
 - Fréquence nominale $f = 50 \text{ Hz}$
- **Données des transformateurs de mesure**
 - Rapport de transformation du TT $K_{TT} = 60\,000\text{V} / \sqrt{3} / 100\text{V} / \sqrt{3} = 600$
 - Rapport de transformation du TI $K_{TI} = 600\text{A} / 1\text{A} = 600$
 - Rapport de transformation d'impédance $K_Z = K_{TP} / K_{TC} = 600 / 600 = 1$
 - Facteur d'impédance de terre complexe $K_o = 1/3 [(Z_o / Z_1) - 1] = 0,4$ (Angle $K_o = 0^\circ$)

IV.7.1 Exemple 1

Nous avons simulé un court-circuit fugitif entre la phase L3 et la terre en zone 1 en utilisant le logiciel « NetSim ».

Le courant de défaut monophasé est donné par (voir annexe 1):

$$I_{cc} = I_{L3} = \frac{3.E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Où :

E : tension V_{L3}

Z_1, Z_2, Z_3 : impédances symétriques du défaut

Mode d'entrée de la table	Paramètres			
Z-I const.	Défaut	L3-E		50,000 Hz
	Zdéfaut	5,332 Ω	74,50 °	
	Zdéfaut (R-X)	1,425 Ω	5,138 Ω	
	ITest	2,000 A		

Tableau IV.1- Données de court-circuit

Les résultats théoriques sont illustrés ci-dessous.

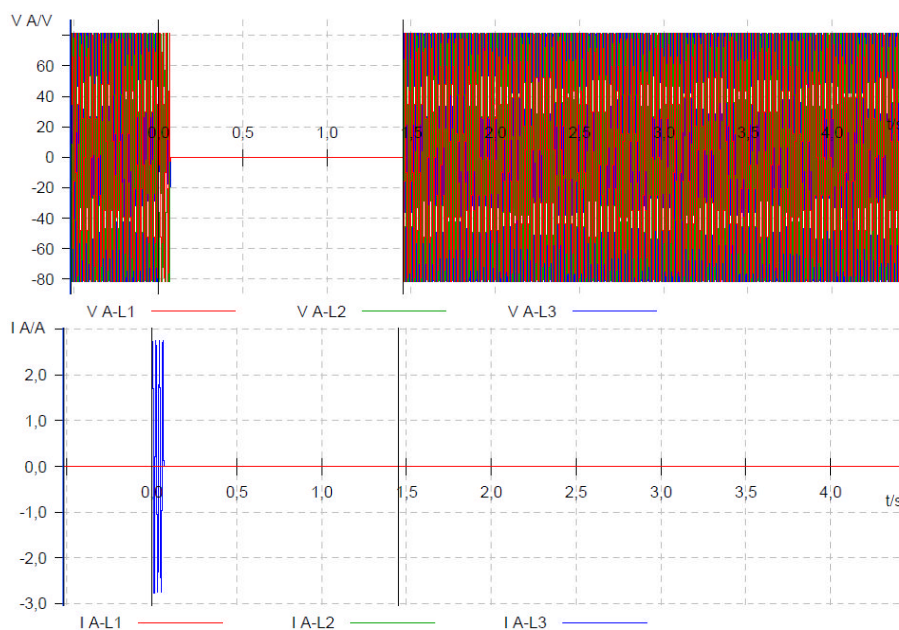


Figure IV.13- Evolution de la tension et du courant (à vide)

- Essai pratique:
Nous avons injecté un défaut similaire en utilisant la caisse d'injection (CMC 356).
Nous avons obtenu des résultats pratiques, comme indiqué ci-dessous.

Cycle	Événement / Temps	Mode	Tthéor	Técart	Tréel	Résultat
I	Déclenchement	Attendu	n/a	n/a	16,50ms	+
	Temps mort	Temps	1,200s	100,0ms	1,229s	+
Final	Déclenchement 3p	Non Attendu	n/a	n/a	n/a	+

Tableau IV.2- Résultats du test (Séquence réussie)

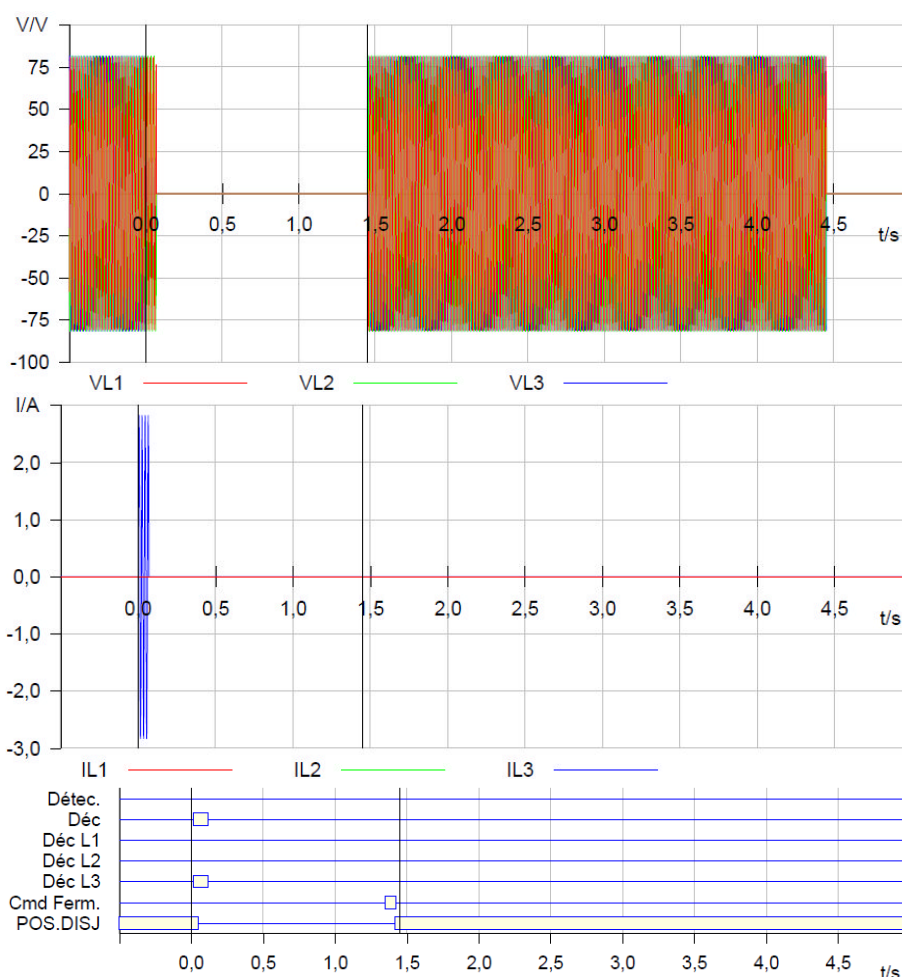


Figure IV.14- Evolution de la tension et du courant et séquences de déclenchement (à vide)

Les figures IV.13 et IV.14 montrent l'apparition du défaut de courant monophasé à la terre ainsi que la chute de tension VL3 au niveau de la phase L3.

Ceci aura pour conséquence directe le démarrage instantané de la protection à distance en aval. Le courant en L3 est éliminé (le tableau des Tops logiques montre la durée totale du temps couvrant l'élimination du défaut et le temps d'ouverture du disjoncteur).

Après le temps nécessaire à l'extinction de l'arc, la phase L3 est réinitialisée.

IV.7.2 Exemple 2

Nous avons simulé un court-circuit permanent entre la phase L2 et la terre en zone 1, en utilisant NetSim.

Mode d'entrée de la table	Paramètres			
Z-I const.	Défaut	L3-E		50,000 Hz
	Zdéfaut	5,332 Ω	74,50 °	
	Zdéfaut (R-X)	1,425 Ω	5,138 Ω	
	ITest	2,000 A		

Tableau IV.3- Données de court-circuit

Les résultats théoriques sont illustrés ci-dessous.

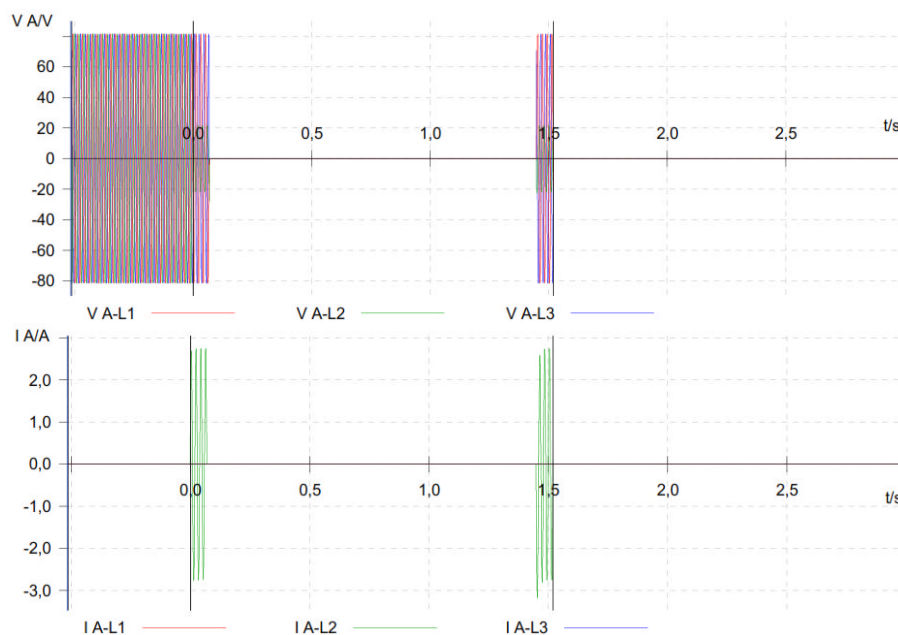


Figure IV.15- Evolution de la tension et du courant (à vide)

- Essai pratique:
Nous avons injecté un défaut similaire en utilisant la caisse d'injection (CMC 356). Nous avons obtenu des résultats pratiques, comme indiqué ci-dessous.

Cycle	Événement / Temps	Mode	Ithéor	Técart	Tréel	Résultat
I	Décl.	Attendu	n/a	n/a	17ms	+
	Temps mort	Temps	1,200s	100,0ms	1,235s	+
Final	Déclenchement 3p	Attendu	n/a	n/a	15.9ms	+
	Imp. Fem. DJ	Non Attendu	n/a	n/a	n/a	+

Tableau IV.4- Résultats du test (Séquence réussie)

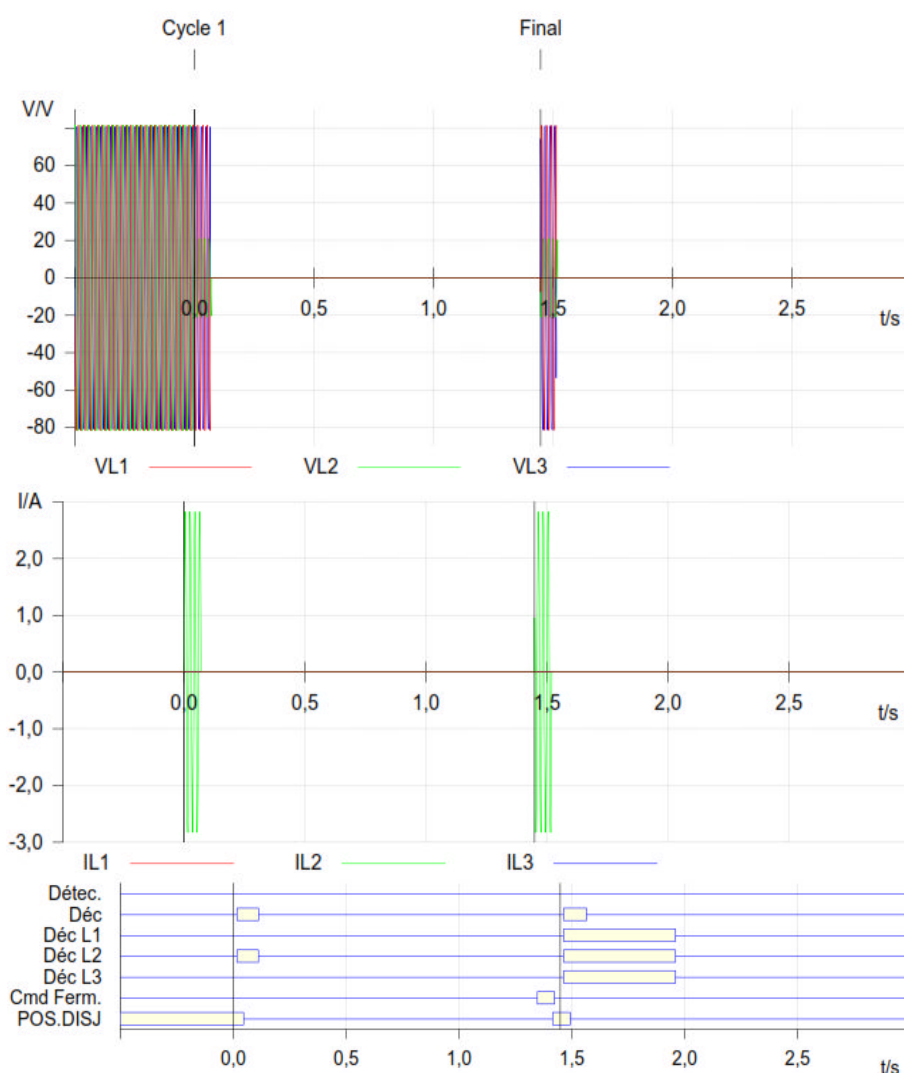


Figure IV.16- Evolution de la tension et du courant et séquences de déclenchement (à vide)

Les figures IV.15 et IV.16 montrent l'apparition du défaut phase L2-terre ainsi que la chute de tension sur la phase L2. La protection de distance en aval entre en action. Après un certain temps, il y a déclenchement de la phase L2 (le graphe logique montre les différentes étapes d'élimination du défaut et le temps d'ouverture du disjoncteur). La phase L2 est alors réenclenchée.

Dans ce cas particulier, le défaut étant persistant, il y a coupure définitive de la ligne.

IV.7.3 Exemple 3

Nous avons entrepris la même simulation (défaut entre phase et terre) mais en zone 2 et sur la phase L1, en comparant le cas où la téléprotection est désactivée et à celui où elle est activée et ce, pour monter l'importance de cette téléprotection.

Mode d'entrée de la table	Paramètres			
Z-I const.	Défaut	L1-E		50,000 Hz
	Zdéfaut	10,44 Ω	75,02 °	
	Zdéfaut (R-X)	2,700 Ω	10,09 Ω	
	ITest	2,000 A		

Tableau IV.5- Données de court-circuit

- Téléprotection désactivée :
- Résultat de simulation avec NetSim

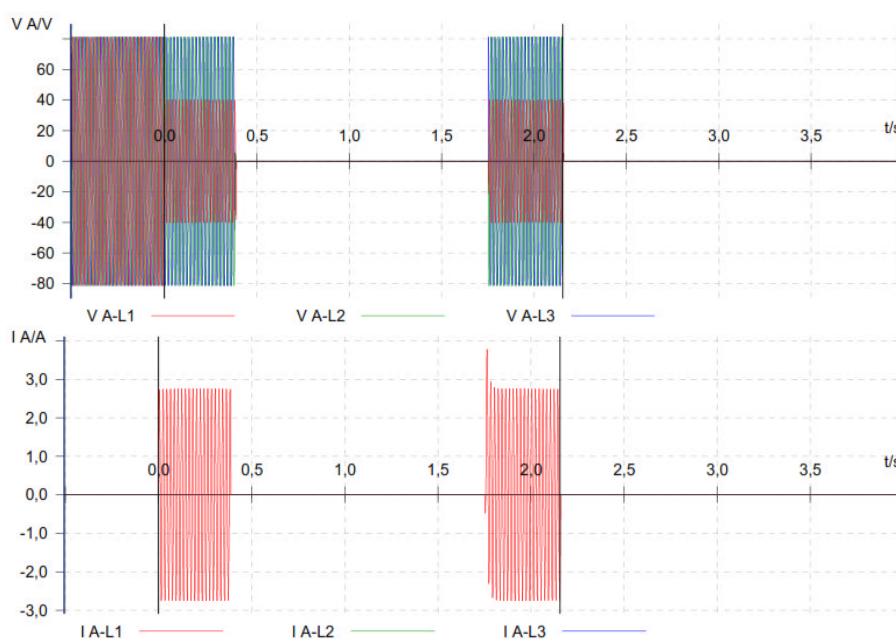


Figure IV.17- Evolution de la tension et du courant (à vide)

- Résultats pratiques obtenus par la caisse d'injection :

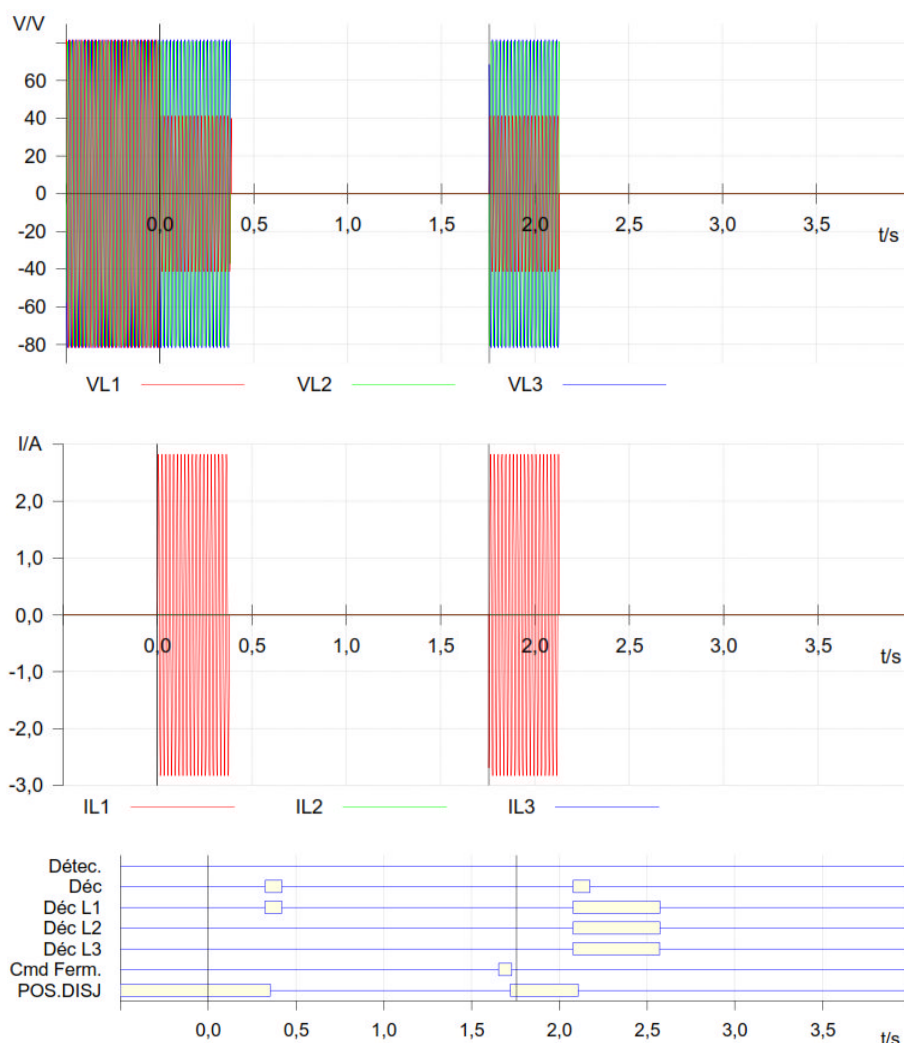


Figure IV.18- Evolution de la tension et du courant et séquences de déclenchement (à vide)

Cycle	Événement / Temps	Mode	T _{théor}	T _{écart}	T _{réel}	Résultat
1	Decl.	Attendu	n/a	n/a	324,0ms	+
	Temps mort	Temps	1,200s	100,0ms	1,234s	+
Final	Déclenchement 3p	Attendu	n/a	n/a	322,8ms	+
	Imp. Ferm. DJ	Non Attendu	n/a	n/a	n/a	+

Tableau IV.6- Résultats du test (Séquence réussie)

Dans cet exemple où la téléprotection est désactivée, le temps d'élimination du défaut a été relativement long (par rapport à la zone 1).

- Téléprotection activée :

- Résultat de simulation

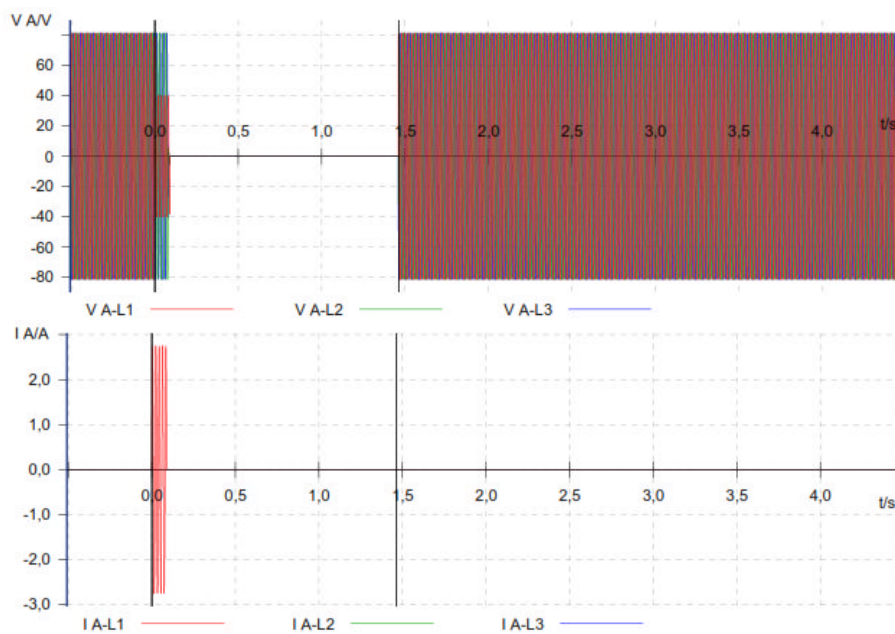


Figure IV.19- Evolution de la tension et du courant (à vide)

Résultats pratiques obtenus par la caisse:

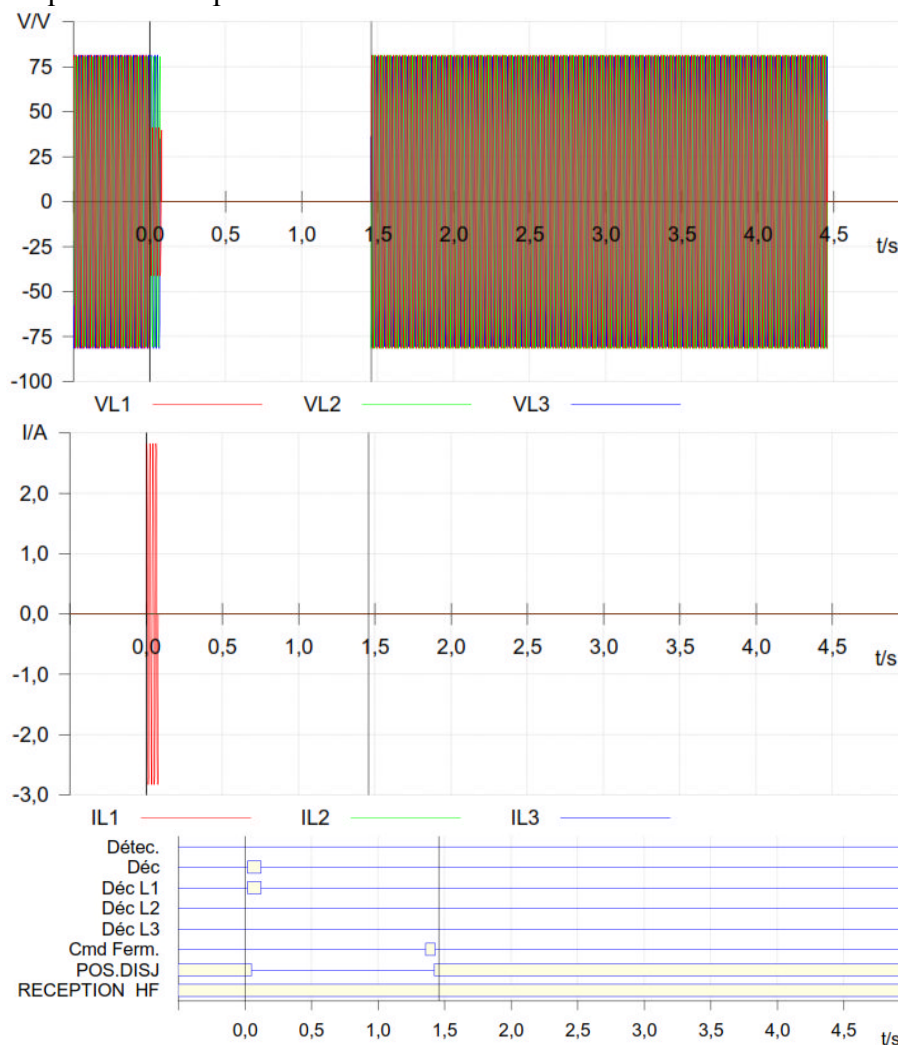


Figure IV.20- Evolution de la tension et du courant et séquences de déclenchement (à vide)

Cycle	Événement / Temps	Mode	T _{théor}	T _{écart}	T _{réel}	Résultat
1	Trigger. Temps mort	Attendu Temps	n/a 1,200s	n/a 100,0ms	20,60ms 1,234s	+ +
Final	Déclenchement 3p	Attendu	n/a	n/a	n/a	+

Tableau IV.7- Résultats du test (Séquence réussie)

Dans le cas de la téléprotection activée, l'élimination du défaut a été relativement très rapide (instantanée).

IV.8 Autres tests pratiques

IV.8.1 Advanced distance

En plus des fonctionnalités de base du test de distance [43], on peut effectuer les utilisations avancées suivantes :

- Tests de recherche et de vérification des portées de zones
- Paramètres de test relatifs aux portées des zones et à l'angle de ligne (« tirs relatifs »)
- Modèle de test d'impédance de source constante
- Superposition de courants de charge

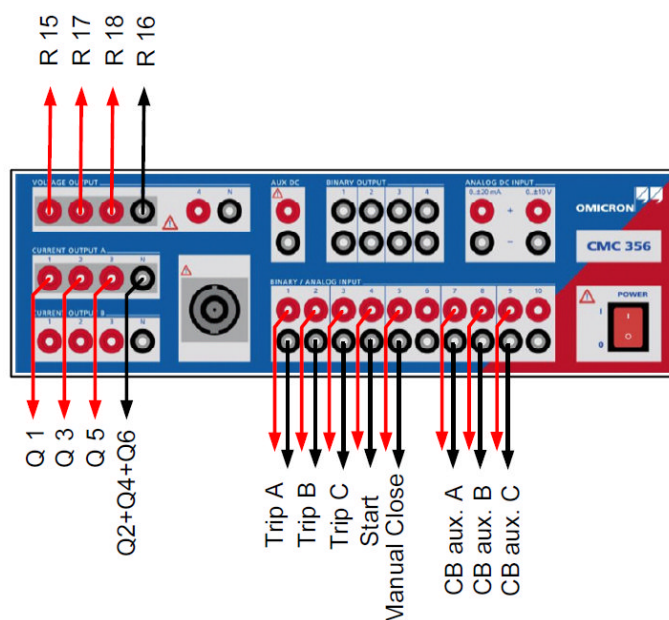


Figure IV.21- Schéma de Connexion du CMC356 au relais

IV.8.1.1 Test de tir, de recherche et de vérification

Dans un test de tir, les points de test individuels sont choisis arbitrairement afin de tester toute la ligne et sont traités automatiquement.

Dans un test de recherche, les portées des zones prédéfinies sont déterminées automatiquement. Les transitions de zones sont recherchées le long des lignes du plan d'impédance à l'aide d'un algorithme optimisé. Il est possible de définir un ensemble de lignes de recherche. Toutes les lignes de recherche définies sont enregistrées dans un tableau pour être traitées automatiquement.

Dans un test de vérification, les points de test sont automatiquement définis aux limites de tolérance des zones (qui est de $\pm 5\%$). La configuration s'effectue au moyen de lignes de test (ligne de vérification) similaires à celles d'un test de recherche; cependant, les points de test sont configurés uniquement aux intersections des lignes de vérification avec les tolérances des zones. Le test de vérification effectue un test général efficace du relais avec une durée de test minimale. Il permet de vérifier rapidement si les spécifications sont remplies, en particulier pour les tests de routine.

Il existe diverses manières d'ajouter des points et des lignes de test. Il est possible de définir précisément les paramètres au moyen de saisies numériques ou en les indiquant directement sur le diagramme de la caractéristique.

Un test dans le module « Advanced Distance » peut se composer de tests de tir, de recherche ou de vérification. Lors de l'exécution du test, l'ensemble du paramétrage du test obéit à une exécution séquentielle.

Ce système ouvert et polyvalent offre une grande variété de possibilités de test. Grâce à cette technologie, il est facile de se conformer aux conceptions et aux réglementations les plus diverses.

On injecte plusieurs types des défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protection.

- **Test de recherche : Type défaut L1-E**

On injecte un court-circuit monophasé à la terre sur la phase L1 dans les différentes zones.

On a choisi différents points de défaut dans ces zones prédéfinies dans les limites de tolérance pour vérifier la fiabilité du relais.

Les résultats sont montrés par le tableau et le graphe suivants :

Zone	Z réel	Phi réel	R réel	X réel	Grandeur évaluée	Nom.	Ecart	Résultat
Z1	16,05 Ω	0,00 °	16,05 Ω	0,000 Ω	Z	16,00 Ω	0,3349 %	Réussi
Z1	17,11 Ω	10,00 °	16,85 Ω	2,971 Ω	Z	17,05 Ω	0,3349 %	Réussi
Z1	18,93 Ω	20,00 °	17,79 Ω	6,475 Ω	Z	18,87 Ω	0,3349 %	Réussi
Z1	15,95 Ω	30,00 °	13,81 Ω	7,974 Ω	Z	16,00 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z2	21,91 Ω	30,00 °	18,98 Ω	10,96 Ω	Z	21,86 Ω	0,2512 %	Réussi
Z1	12,41 Ω	40,00 °	9,503 Ω	7,974 Ω	Z	12,45 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z2	18,61 Ω	40,00 °	14,25 Ω	11,96 Ω	Z	18,67 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z3	21,71 Ω	40,00 °	16,63 Ω	13,95 Ω	Z	21,78 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z1	10,41 Ω	50,00 °	6,691 Ω	7,974 Ω	Z	10,44 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z2	15,61 Ω	50,00 °	10,04 Ω	11,96 Ω	Z	15,66 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z3	18,22 Ω	50,00 °	11,71 Ω	13,95 Ω	Z	18,28 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z1	9,208 Ω	60,00 °	4,604 Ω	7,974 Ω	Z	9,238 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z2	13,81 Ω	60,00 °	6,906 Ω	11,96 Ω	Z	13,86 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z3	16,11 Ω	60,00 °	8,057 Ω	13,95 Ω	Z	16,17 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z1	8,541 Ω	70,00 °	2,921 Ω	8,026 Ω	Z	8,513 Ω	0,3235 %	Réussi
Z2	12,73 Ω	70,00 °	4,354 Ω	11,96 Ω	Z	12,77 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z3	14,95 Ω	70,00 °	5,112 Ω	14,05 Ω	Z	14,90 Ω	0,3235 %	Réussi
Z1	8,097 Ω	80,00 °	1,406 Ω	7,974 Ω	Z	8,123 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z2	12,22 Ω	80,00 °	2,123 Ω	12,04 Ω	Z	12,19 Ω	0,3235 %	Réussi
Z3	14,17 Ω	80,00 °	2,461 Ω	13,95 Ω	Z	14,22 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z1	8,026 Ω	90,00 °	0,000 Ω	8,026 Ω	Z	8,000 Ω	0,3235 %	Réussi
Z2	12,04 Ω	90,00 °	0,000 Ω	12,04 Ω	Z	12,00 Ω	0,3235 %	Réussi
Z3	13,95 Ω	90,00 °	0,000 Ω	13,95 Ω	Z	14,00 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z1	8,150 Ω	100,00 °	-1,415 Ω	8,026 Ω	Z	8,123 Ω	0,3235 %	Réussi
Z2	12,22 Ω	100,00 °	-2,123 Ω	12,04 Ω	Z	12,19 Ω	0,3235 %	Réussi
Z3	14,26 Ω	100,00 °	-2,477 Ω	14,05 Ω	Z	14,22 Ω	0,3235 %	Réussi
Z1	8,541 Ω	110,00 °	-2,921 Ω	8,026 Ω	Z	8,513 Ω	0,3235 %	Réussi
Z2	12,81 Ω	110,00 °	-4,382 Ω	12,04 Ω	Z	12,77 Ω	0,3235 %	Réussi
Z3	14,95 Ω	110,00 °	-5,112 Ω	14,05 Ω	Z	14,90 Ω	0,3235 %	Réussi
Z4	11,73 Ω	160,00 °	-11,03 Ω	4,013 Ω	Z	11,70 Ω	0,3235 %	Réussi

Tableau IV.8- Résultats de test de recherche (défaut L1-E)

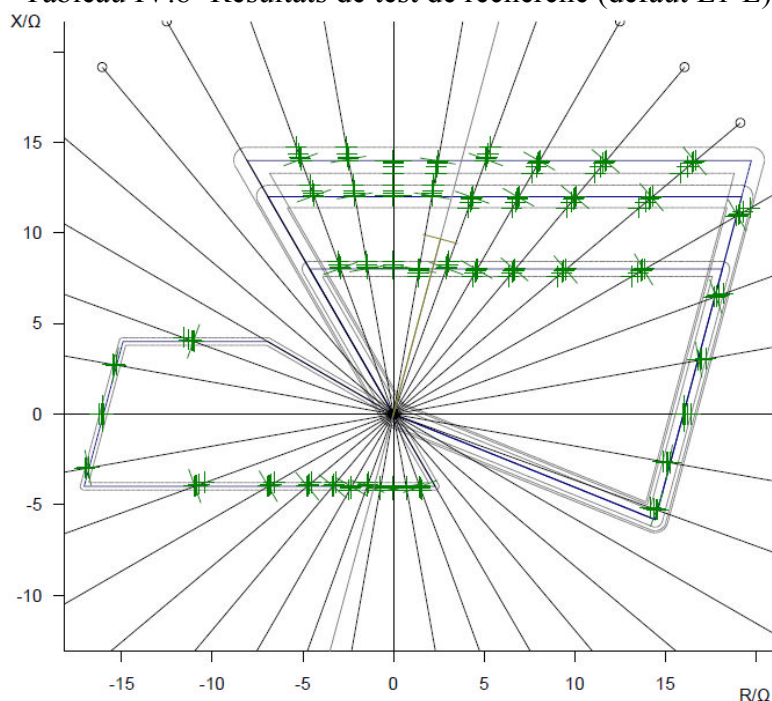


Figure IV.22- Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonale (défaut L1-E)

On constate que tous les défauts ont été détectés par le relais, même à la limite des différentes zones. Ce qui montre la fiabilité du relais de distance.

On refait les mêmes essais avec les défauts biphasés (L2-L3) et triphasés (L1-L2-L3).

Test de recherche : Type défaut L2-L3

On injecte un court-circuit biphasé entre la phase L2 et L3.

Zone	Z réel	Phi réel	R réel	X réel	Grandeur évaluée	Nom.	Ecart	Résultat
Z1	2,213 Ω	0,00 °	2,213 Ω	0,000 Ω	Z	2,200 Ω	0,609 %	Réussi
Z2	3,320 Ω	0,00 °	3,320 Ω	0,000 Ω	Z	3,300 Ω	0,6089 %	Réussi
Z1	2,359 Ω	10,00 °	2,323 Ω	409,6 mΩ	Z	2,345 Ω	0,609 %	Réussi
Z2	3,539 Ω	10,00 °	3,485 Ω	614,5 mΩ	Z	3,517 Ω	0,6089 %	Réussi
Z1	2,610 Ω	20,00 °	2,453 Ω	892,7 mΩ	Z	2,594 Ω	0,609 %	Réussi
Z2	3,915 Ω	20,00 °	3,679 Ω	1,339 Ω	Z	3,892 Ω	0,6089 %	Réussi
Z1	3,024 Ω	30,00 °	2,619 Ω	1,512 Ω	Z	3,005 Ω	0,609 %	Réussi
Z2	4,522 Ω	30,00 °	3,916 Ω	2,261 Ω	Z	4,508 Ω	0,3045 %	Réussi
Z1	3,728 Ω	40,00 °	2,855 Ω	2,396 Ω	Z	3,705 Ω	0,609 %	Réussi
Z2	5,574 Ω	40,00 °	4,270 Ω	3,583 Ω	Z	5,557 Ω	0,3045 %	Réussi
Z1	5,044 Ω	50,00 °	3,242 Ω	3,864 Ω	Z	5,029 Ω	0,3045 %	Réussi
Z2	7,611 Ω	50,00 °	4,892 Ω	5,831 Ω	Z	7,542 Ω	0,9134 %	Réussi
Z1	8,250 Ω	60,00 °	4,125 Ω	7,145 Ω	Z	8,212 Ω	0,4671 %	Réussi
Z2	12,49 Ω	60,00 °	6,244 Ω	10,81 Ω	Z	12,31 Ω	1,403 %	Réussi
Z1	8,486 Ω	70,00 °	2,902 Ω	7,974 Ω	Z	8,513 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z2	12,81 Ω	70,00 °	4,382 Ω	12,04 Ω	Z	12,77 Ω	0,3235 %	Réussi
Z3	14,85 Ω	70,00 °	5,079 Ω	13,95 Ω	Z	14,90 Ω	-0,3235 %	Réussi
Z1	8,150 Ω	80,00 °	1,415 Ω	8,026 Ω	Z	8,123 Ω	0,3235 %	Réussi
Z2	12,22 Ω	80,00 °	2,123 Ω	12,04 Ω	Z	12,19 Ω	0,3235 %	Réussi
Z3	14,26 Ω	80,00 °	2,477 Ω	14,05 Ω	Z	14,22 Ω	0,3235 %	Réussi
Z1	8,026 Ω	90,00 °	0,000 Ω	8,026 Ω	Z	8,000 Ω	0,3235 %	Réussi
Z2	12,04 Ω	90,00 °	0,000 Ω	12,04 Ω	Z	12,00 Ω	0,3235 %	Réussi
Z1	5,013 Ω	100,00 °	-870,5 mΩ	4,937 Ω	Z	5,028 Ω	-0,3044 %	Réussi
Z2	7,514 Ω	100,00 °	-1,305 Ω	7,400 Ω	Z	7,543 Ω	-0,3788 %	Réussi
Z1	3,689 Ω	110,00 °	-1,262 Ω	3,467 Ω	Z	3,705 Ω	-0,4328 %	Réussi
Z2	5,537 Ω	110,00 °	-1,894 Ω	5,203 Ω	Z	5,558 Ω	-0,3786 %	Réussi
Z4	1,054 Ω	170,00 °	-1,038 Ω	183,0 mΩ	Z	1,067 Ω	-1,218 %	Réussi
Z4	1,114 Ω	180,00 °	-1,114 Ω	0,000 Ω	Z	1,100 Ω	1,218 %	Réussi

Tableau IV.9- Résultats de test de recherche (défaut L2-L3)

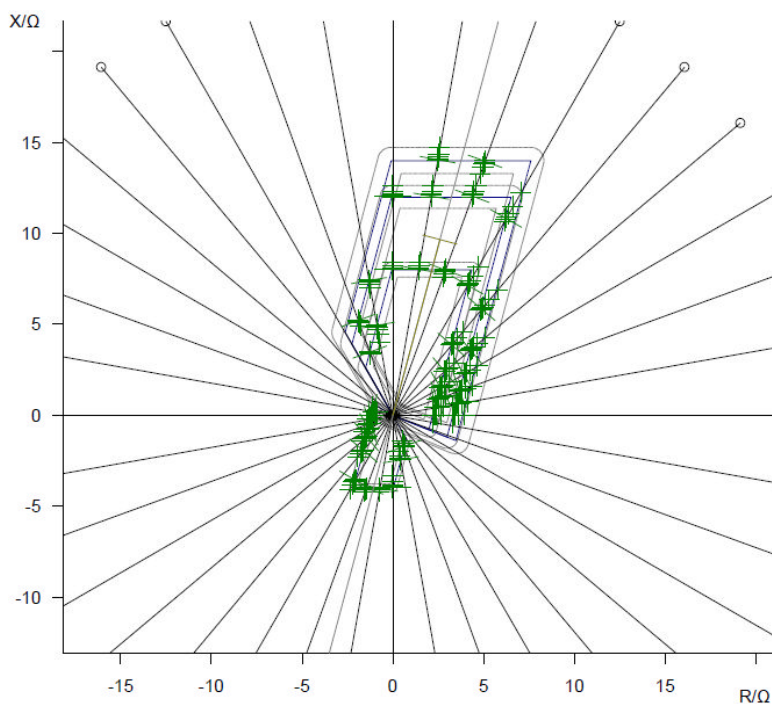


Figure IV.23- Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonale (défaut L2-L3)

- **Test de recherche : Type défaut L1-L2-L3**

On injecte un court-circuit triphasé entre les phases L1, L2 et L3.

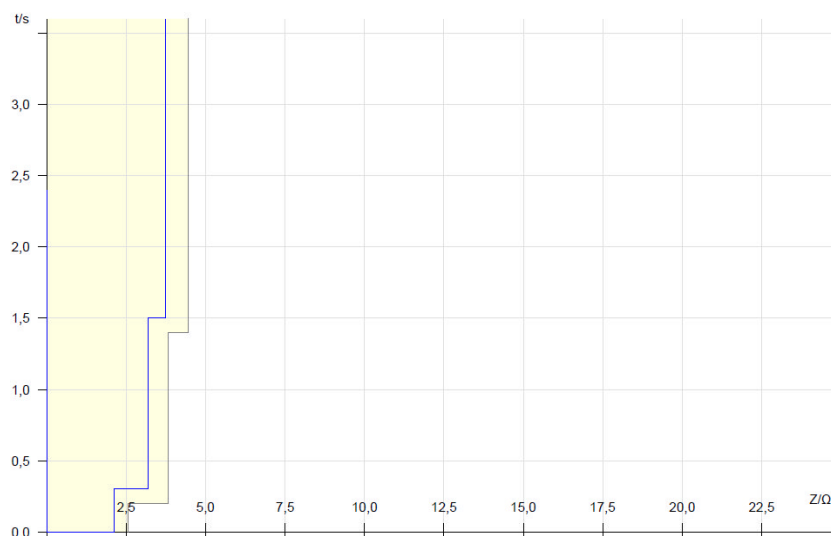


Figure IV.24- Diagramme Z/t (défaut L1-L2-L3)

Cette courbe montre le temps de déclenchement par rapport à l'impédance sur une ligne donnée. La ligne réelle est déterminée dans le plan d'impédance ou par sélection dans les tableaux des points de test. Il est en outre possible de définir des points de test et d'afficher les évaluations dans le diagramme.

- **Test tir : Type défaut L3-E**

On injecte un court-circuit monophasé à la terre sur la phase L3.

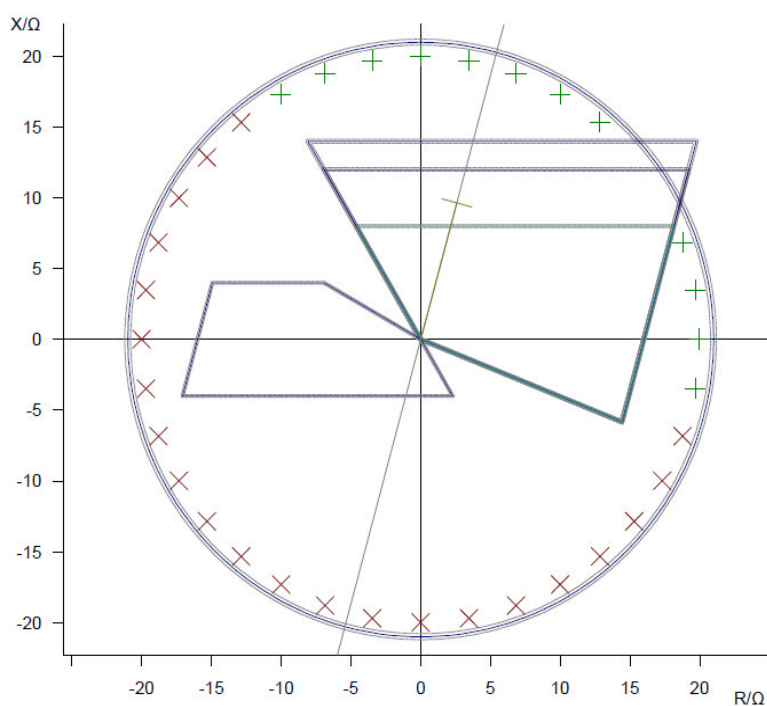


Figure IV.25- Graphe de test de tir sur la caractéristique polygonale (défaut L3-E)

Z	Phi	%	% sur	t théorique	t réel	Ecart	I _{Test}	Résultat
20,00 Ω	0,00 °	n/a		2,500 s	2,528 s	1,112 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	10,00 °	n/a		2,500 s	2,528 s	1,124 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	20,00 °	n/a		2,500 s	2,525 s	0,996 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	50,00 °	n/a		2,500 s	2,527 s	1,072 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	60,00 °	n/a		2,500 s	2,529 s	1,16 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	70,00 °	n/a		2,500 s	2,523 s	0,932 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	80,00 °	n/a		2,500 s	2,528 s	1,112 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	90,00 °	n/a		2,500 s	2,526 s	1,048 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	100,00 °	n/a		2,500 s	2,529 s	1,144 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	110,00 °	n/a		2,500 s	2,528 s	1,128 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	120,00 °	n/a		2,500 s	2,528 s	1,128 %	2,000 A	Réussi
20,00 Ω	130,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	140,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	150,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	160,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	170,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	180,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-170,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-160,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-150,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-140,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-130,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-120,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-110,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-100,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-90,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-80,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-70,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-60,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-50,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-40,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-30,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-20,00 °	n/a		2,500 s	non décl.		2,000 A	échoué
20,00 Ω	-10,00 °	n/a		2,500 s	2,527 s	1,092 %	2,000 A	Réussi

Tableau IV.10- Résultats de test de tir (défaut L3-E)

Les points de test de tir où le relais ne s'est pas déclenché sont en dehors des zones prédéfinies.

IV.9 Protection maximum de courant (MAX I)

Le module de test Overcurrent est utilisé pour tester automatiquement les relais de surintensité directionnels et non directionnels avec auto-évaluation de la caractéristique de déclenchement temporelle, des limites directionnelles des éléments de courant et du rapport de montée/retombée. Grâce à la souplesse de la définition des limites directionnelles, il convient aussi parfaitement aux tests de la caractéristique des relais de défaut à la terre en régime permanent.

Le module de test accepte la définition de secteur directionnel et un nombre quelconque d'éléments phase, terre, à composante directe, inverse et homopolaire. Pour chaque élément, la caractéristique de déclenchement peut être sélectionnée individuellement et affichée dans le diagramme I/t et le diagramme directionnel.

Dans Overcurrent, l'ensemble tirs peut être défini simultanément pour toutes les boucles de défaut souhaitées. Cela est possible pour les types de défauts suivants :

- Défaut phase-phase
- Défaut phase-terre
- Défaut de phase sans courant résiduel (pour ne pas solliciter la protection homopolaire, le courant revient par les autres phases)
- Système inverse
- Système homopolaire

Le logiciel superpose les caractéristiques de tous les éléments dans le diagramme I/t ainsi que dans le diagramme directionnel. Tous les éléments qui correspondent au type de défaut appliqué sont inclus. Pour chaque tir de test, la performance du relais est évaluée en se fondant sur les tolérances admissibles pour la mesure du courant et du temps de fonctionnement.

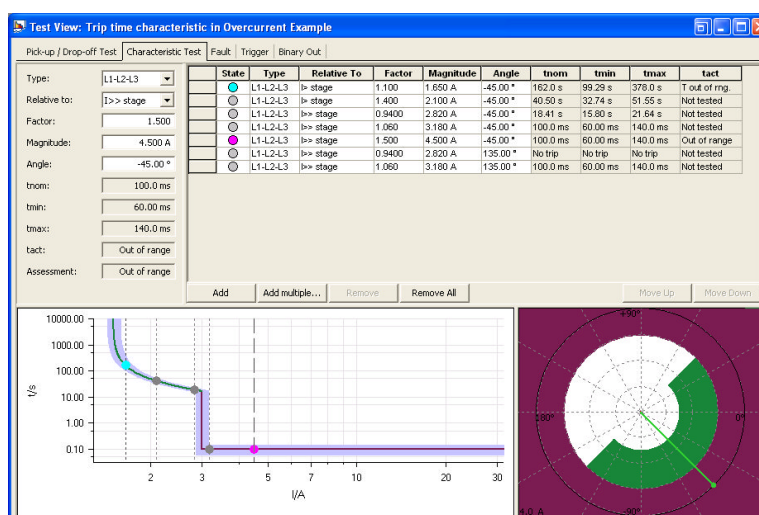


Figure IV.26- Architecture générale du module de test Overcurrent

- Caractéristiques essentielles du module :
 - Définition sans restriction des éléments caractéristiques (type de caractéristique, secteur directionnel)
 - Pour chaque tir, prise en compte de tous les éléments actifs dans l'évaluation.

- Disponibilité simultanée de tous les types d'éléments et de toutes les caractéristiques.
- Tests de tous les types de défaut et de toutes les boucles de défaut dans un seul module de test.
- Définition des séquences tir (en termes de types de défaut, de variations d'amplitude du courant, et de variations d'angle du courant).
- Tests de la caractéristique de montée/retombée avec évaluation automatique.
- Test avec ou sans courant de charge.
- Création automatique de rapport.

Les caractéristiques temporelles peuvent être saisies directement dans des tableaux courant/temps ou s'appuyer sur des caractéristiques de relais prédéfinies très diverses. Des modèles hiérarchiquement structurés sont inclus pour les caractéristiques de relais suivantes : les courbes à temps inverse telles que les définit la norme CEI 60255-4 BS 142, les caractéristiques de type IAC et les courbes spécifiques de relais dérivées de l'équation IEEE (PC37.112). Les variantes de ces caractéristiques concernent les types de relais couramment employés. D'autres variantes peuvent être ajoutées au fichier des modèles, y compris des courbes numérisées avec Overcurrent Characteristics Grabber.

La prise en charge propre aux relais est renforcée par les modèles de test PTL qui associent les paramètres du relais à ceux du module Overcurrent et fournissent des exemples de séquence de test.

Le courant de démarrage est choisi entre la valeur du courant de défaut minimal (biphasé) et le courant de surcharge maximal.

$$I_{CH,Max} < I_R < I_{CC,Min}$$

Ce type de démarrage est adopté sur les protections des réseaux HT et THT dont les puissances de défaut sont élevées et assurent à tous les coups le fonctionnement des éléments de démarrage ampèremétrique.

Exemple : on définit deux paliers de déclenchement pour tester le relais (MaxI) dans le cas de court-circuit triphasé, avec différentes amplitudes de courant.

Actif	Nom	Caractéristique de déclenchement	I Excitation	Temps	Rapport de dégagement	Direction
Oui	I #1 & Phases	CEI temps constant	1,20 Iref	2,50 s	0,95	Non directionnel
Oui	I #2 & Phases	CEI temps constant	2,40 Iref	0,10 s	0,95	Non directionnel

Tableau IV.11- Eléments – Phase

- Test tir

Type	Par rapport à	Facteur	Amplitude	Angle	tthéo.	tmin	tmax
L1-L2-L3	(---)	n/a	1,15 A	n/a	Pas de déclenchement	2,38 s	Pas de déclenchement
L1-L2-L3	(---)	n/a	1,20 A	n/a	2,50 s	2,38 s	Pas de déclenchement
L1-L2-L3	(---)	n/a	1,21 A	n/a	2,50 s	2,38 s	Pas de déclenchement
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,00 A	n/a	2,50 s	2,38 s	2,63 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,35 A	n/a	2,50 s	0,06 s	2,63 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,40 A	n/a	0,10 s	0,06 s	2,63 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,41 A	n/a	0,10 s	0,06 s	2,63 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	3,00 A	n/a	0,10 s	0,06 s	0,14 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	4,00 A	n/a	0,10 s	0,06 s	0,14 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	6,00 A	n/a	0,10 s	0,06 s	0,14 s

Tableau IV.12- Exemple de Test tir test à sélectionner

- Résultats de test de tirs

Type	Par rapport à	Facteur	Amplitude	Angle	tthéo.	tréel	Surcharge	Résultat
L1-L2-L3	(---)	n/a	1,15 A	n/a	Pas de déclenchement	Pas de déclenchement	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	1,20 A	n/a	2,50 s	Pas de déclenchement	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	1,21 A	n/a	2,50 s	2,53 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,00 A	n/a	2,50 s	2,53 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,35 A	n/a	2,50 s	2,53 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,40 A	n/a	0,10 s	0,18 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	2,41 A	n/a	0,10 s	0,13 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	3,00 A	n/a	0,10 s	0,13 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	4,00 A	n/a	0,10 s	0,13 s	Non	Réussi
L1-L2-L3	(---)	n/a	6,00 A	n/a	0,10 s	0,12 s	Non	Réussi

Tableau IV.13- Résultats de test de tirs

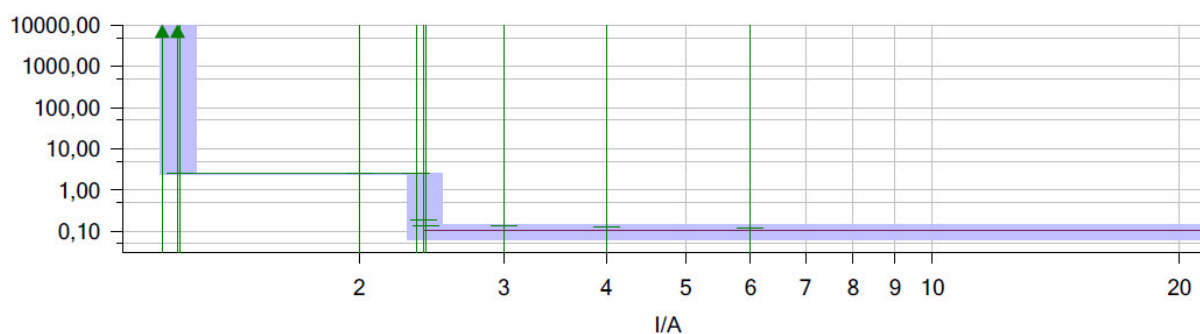


Figure IV.27- Diagrammes de I(t)

Les différentes surintensités ont été détectées au temps théorique choisi. Ce qui montre la fiabilité du relais MaxI.

IV.10 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons traité de la protection de distance et de celle du maximum de courant (MaxI).

Nous avons passé en revue différents types de protection. Nous avons choisi ceux qui sont les plus en usage, à savoir :

- La protection de distance numérique a comme principal avantage d'assurer une bonne fiabilité du système dans le discernement entre les différents défauts et donc, une bonne gestion de la distribution de l'énergie électrique. D'autre part, nous devons prendre en considération le fait que lorsque la téléprotection est activée, elle montre une grande fiabilité quant à la détection des différents défauts et les problèmes qui peuvent survenir au sein d'une ligne considérée. Les tests pratiques entrepris (poste de Bouira – 60 kV) ont montré une bonne concordance avec les résultats obtenus par simulation (Netsim).
- La protection basée sur le maximum de courant est une protection de secours assez fiable, surtout en moyenne tension.

Conclusion générale

Conclusion générale

À l'heure actuelle, les systèmes de protection des réseaux électriques jouent un rôle essentiel pour la sécurité et la fiabilité de ces derniers. Tous les réseaux électriques sont concernés, qu'il s'agisse de la production, du transport et de la distribution, des réseaux industriels, commerciaux, ferroviaires ou sous-marins. Pour garantir le bon fonctionnement de ces éléments vitaux du réseau, il y a lieu de procéder à des tests.

Ce travail est une contribution au diagnostic de défauts dans les réseaux électriques. Nous avons tenté de montrer l'importance des différents tests et diagnostics dans le domaine de protection des réseaux électriques et ce, en raison du manque d'application systématique de ces techniques sur le réseau national.

Nous avons montré les différentes techniques récentes utilisées dans ce domaine à travers le monde et surtout par les pays développés et ce, à travers les différentes recherches dans le domaine théorique et de simulation (exemple NETSIM) et expérimentales menées sur le terrain.

Nous avons exposé la théorie du réseau électrique puis nous avons mis l'accent sur chaque élément de réseau, qu'il soit primaire ou secondaire, en incluant les différents appareils de mesure (TC, TT, etc.), les relais et les organes de coupure.

Nous avons montré la coordination entre eux en incluant la téléprotection (coordination entre relais pour accélérer l'élimination de défaut).

Le système de protection étant constitué d'organes de détection, de décision et d'intervention, ceux-ci doivent impérativement se présenter sous des conditions maximum quant à leur état non seulement mais nécessitent aussi et également une parfaite coordination entre eux jusqu'à atteindre une fiabilité optimale dans l'élimination des défauts, objet de la présente thèse. Partant de là, nous avons étudié également le sous-système interactif reliant les organes impliqués entre eux. Ceci aura pour résultante une compréhension globale et synthétique de la coordination.

Une étude de coordination consiste en la sélection ou la programmation de toutes les séries d'appareils de protection en amont de la production d'énergie.

Là où il y a deux appareils de protection en série ou plus, entre le point de défaut et la production d'énergie, ces opérateurs doivent être coordonnés afin de s'assurer que le plus proche du point de défaut agira en premier. Ceux en amont doivent être déterminés afin d'agir en séquence et procurer, ce faisant, une protection arrière dans le cas d'une défaillance de réponse de l'un d'entre eux. C'est ce que l'on appelle la coordination sélective. Pour atteindre cet idéal, les appareils de protection doivent être programmés de sorte à agir sur une augmentation minimale de courant, dans un minimum de temps et demeurer sélectifs avec d'autres opérateurs du système. Quand ces objectifs sont atteints, une protection maximale de l'équipement, de la production et du personnel aura été remplie. Ainsi que nous l'avons vu plus haut dans ce travail, protection et coordination sont souvent en opposition l'une l'autre. La protection peut être sacrifiée à la faveur de la coordination et vice versa. Il est de la responsabilité de l'ingénieur-réseaux en charge de déterminer une coordination et une protection optimales. Cela relève plus, parfois, de l'art que de la science.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Christophe Prévé, Protection of Electrical Networks, First published in Great Britain and the United States in 2006 by ISTE Ltd.
- [2] André SASTRE, protection des réseaux HTA industriels et tertiaires, Schneider Electric CT 174 édition décembre 1994.
- [3] M. Lami, Protection and monitoring of the electrical energy transmission networks - Volume 1, Grenoble University, 2003.
- [4] Glover J. Duncan, Overbye Thomas Jeffrey and Sarma Mulukutla S, Power systems analysis and design, 4th ed, Thomson 2007, 2008.
- [5] B. de METZ-NOBLAT , F. DUMAS, C. POULAIN, " Cahier technique n° 158 Calcul des courants de courtcircuit " Schneider Electric, CT 158 édition septembre 2005.
- [6] IEC60044-6 ,Instrument Transformers Part6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance, international Electrotechnical Commission, Geneve , Switzerland, 1992.
- [7] IEC60044-1 ,+Amendment 1 (2000) Instrument transformers, Part1: Current transformers, International Electrotechnical Commission, Geneve, Switzerland, 1996.
- [8] Omicron Measurement Package Software manual.
- [9] M.Keuzunovic, C .W. Formen, F .Phillips, Experimental Evaluation of EMPT- based Current Transformer Models for Protective Relay Study. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, 1994,No. 1,pp. 405-413.
- [10] Y. C. Kang, S.H. Kang, J.K. PARK, A.T.Johns, R.K. Aggarwal ,Development and Hardware implementation of a Compensating Algorithm for the secondary Current of Current Transformers . IEE Proceedings on Electrical Power Application, Vol 143, 1996, No. 1, pp. 41-49.
- [11]M. Krüger, CTextitation curve testing methods,Energy Source and Distribution,Nundah (Australia) September/October 2001.
- [12] IEEE "Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus –Part 1: Oil Filled Power Transformer, Regulators, and Reactors".
- [13]CIGRE-WG 12-05: An international survey on failures in large power transformers in service, Electra No. 88 1983, S. 21-48.

- [14] Sundermann, U.: "Transformer life cycle management" 1.Symposium Geriatrie des Transformatoren, Regensburg 2002.
- [15] M. Arshad, S. M. Islam, A. Khaliq, "Power Transformer Aging and Life. Extension," 8th International Conference on Probability Methods. Applied to Power Systems", Iowa state University, Ames Iowa, 2004.
- [16] M. Krüger, Testing of tap changers-practical experiences in using the CPC 100, OMICRON User Meeting, Lindau Germany 2002
- [17] IEC 60076-1 Edition 3.0 INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE Power transformers – Part 1: General ,2011.
- [18] L.Satish, Subrat K.Sahoo,"Locating faults in a transformer winding: An experimental study", Electric Power Systems Research 79 (2009) 89-97.
- [19] MARTIN.J,HEATHCOTE,C ENG,FIEEE, "The J and P Transformer book ,A Partial.Technology of Power transformer", Twelfth edition Newnes,1998.
- [20] T.Noda, H. Nakamoto, S.Yokoyama, "Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient.Studies", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, October 2002.
- [21] M.N.Baudyopadhyay, "Transformers diagnostics in the practical field",Power. Engineering, 2007, Large Engineering System Conference on,P.192-202, IEEE.
- [22] W. B. Hanson, Discussion of the Aubrey J. Herry paper: Problem experienced with interrupters in square D FBS 35-kV SF gas circuit breakers and the repair procedures implemented, presented at the Doble Conf, Boston, MA, 1994.
- [23] R. D. Garzon, Contact theory, in High Voltage Circuit Breakers, Design and Applications, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 2002, pp. 198–210.
- [24] J. Paulke, H. Weichert, and P. Steinhäuser, Thermal simulation of switchgear, IEEE Trans. Compon. Packag. Technol., vol. 25, no. 3, pp. 434–439, Sep. 2002.
- [25] Edward M. Bock, Jr,Low-Level Contact Resistance Characterization, AMP Journal of Technology Vol. 3 November, 1993.
- [26] Michel Landry, Olivier Turcotte, and Fouad Briki, A Complete Strategy for Conducting Dynamic Contact Resistance Measurements on HV Circuit Breakers, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY 2008.
- [27] Dipl.-Ing. Hubert Hollad, Städtische Werke Krefeld AG, Germany , Testing of Circuit Breakers using OMICRON CMC 256 Omicron User Meeting, 2000.

- [28] M. Landry, A. Mercier, G. Ouellet, C. Rajotte, J. Caron, M. Roy, and F. Brikci, A new measurement method of the dynamic contact resistance of HV circuit breakers, in Proc. CIGRE Session, 2004, pp. A3–112.
- [29] W. Hayt H, Engineering Electromagnetics, 2nd ed. New York: McGraw-Hill, ch. 8, p. 258.
- [30] Megger, CD catalog V2.0, 2009.
- [31] M. Landry, J. Caron, G. Ouellet, and R. Bastien, A new method for measuring the main contact resistance of 25-kV SF Gas FB4-type circuit breakers, presented at the Circuit Breaker Test Maintenance Conf., Jackson, MS, Sep. 6–8, 1999.
- [32] Harker Keith, Power system commissioning and maintenance practice, Institution of Electrical Engineers, London, 1998.
- [33] Nagsarkar T. K and Sukhija M. S, Power system analysis, Oxford University Press, 2007.
- [34] Chapman Stephen J, Electric machinery and power system fundamentals, Boston : McGraw/Hill 2002.
- [35] J.M. Gers, E. J. Holmes, "Protection of Electricity Distribution Networks", The Institution of Electrical Engineers, London, U.K. 1998.
- [36] P.M. Anderson, "Power System Protection", The Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, New York, U.S.A, 1999.
- [37] M. P. Ransick, "Numeric protective relay basics", Proceedings of the 33rd IAS Annual Meeting (The IEEE 1998 Industry Applications Conference), 1998. Vol. 3, 12-15 Oct 1998, pp(s): 2342 -2347.
- [38] Horowitz Stanley H and Phadke Arun G, Power system relaying, Taunton, New York: Research Studies Press : Wiley 1992.
- [39] G.I. Atabekov, "The Relay Protection of High Voltage Networks", Pergamon Press Ltd, London, 1960.
- [40] A. Apostolov, and, B. Vandiver, Maintenance Testing of Multifunctional Distance Protection IEDs, Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES, Los Angeles, CA USA, 19-22 April 2010.
- [41] Distance Protection 7SA6, SIEMENS. SIPROTEC, V4.61 and higher, Manuel 2005.
- [42] NetSim, Introductory Examples, Omicron electronics, Klaus 2001.
- [43] Siemens 7SA522 7SA6x V4.7 Line PTT User Manual, V1.000 OMICRON PTL.

Annexe

Calcul du courant de court-circuit

1. But des calculs des courants de court-circuit

Les calculs des courants de court-circuit sont réalisés le plus souvent pour choisir le matériel électrique du point de vue de la tenue thermique ou de la tenue dynamique. Ces valeurs de courant sont aussi calculées pour choisir les valeurs de réglages des protections installées dans les postes de transformation et les centrales électriques pour préserver le matériel.

Afin d'aboutir à des équations simples sans résulter sur de grandes erreurs d'estimation ($> 10\%$), il est admis les hypothèses simplificatrices suivantes :

- ✓ Le système triphasé est symétrique,
- ✓ Le défaut est métallique. Il ne présente pas de résistance de défaut,
- ✓ Les forces électromotrices de tous les alternateurs du réseau sont en phase,
- ✓ Les circuits magnétiques des machines électriques ne saturent pas,
- ✓ Les capacités de tous éléments électriques du schéma considéré sont négligeables,
- ✓ Les résistances de tous les éléments sont négligeables pour le réseau haute tension.

2. Les composantes symétriques

2.1. Introduction

La théorie de composante symétrique s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des tensions et des courants qu'à des vecteurs fixes tels que des impédances ou des admittances, même si la théorie est développée pour des tensions. Elle peut être aussi démontrée pour des courants ou des impédances dont on ne mentionnera que les équations intéressantes.

Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en l'un de ses points un récepteur déséquilibré.

Soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée, soit plus fréquemment lorsque se produit un défaut.

Cette méthode est celle des composantes symétriques, applicable aux tensions, courants, puissances etc....

2.2. Théorie des composantes symétriques

Les composantes symétriques comportent trois systèmes de vecteurs équilibrés, indépendants l'une de l'autre du point de vue amplitude et angle de phase

Un système triphasé déséquilibré quelconque peut être décomposé en composants symétriques [système dit : Direct (V_1), Inverse (V_2), Homopolaire (V_0)]

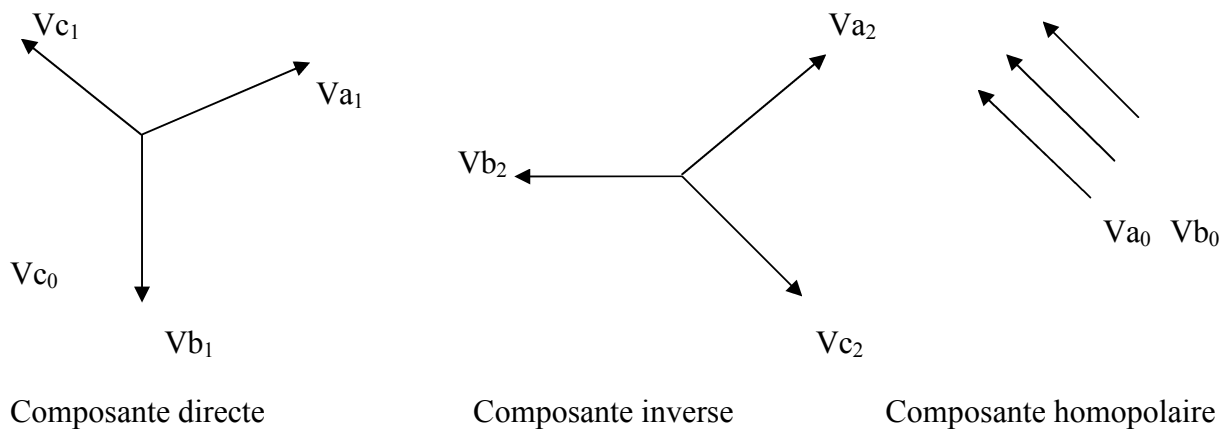


Figure1- Système déséquilibré de 3 phases obtenu en 3 systèmes équilibrés

- **Le système Direct (Positif):** il 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 origine il vient alors.

$$\begin{aligned} V_{a1} &= V_1 \\ V_{b1} &= V_1 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_1 \\ V_{c1} &= V_1 \angle 120^\circ = a \cdot V_1 \end{aligned}$$

- **Le système Inverse (Négatif) :** il consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine.

$$\begin{aligned} V_{a2} &= V_2 \\ V_{b2} &= V_2 \angle 120^\circ = a \cdot V_2 \\ V_{c2} &= V_2 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_2 \end{aligned}$$

- **Le système homopolaire (Zéro) :** ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase et déphasage nul. Ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système originale ; l'indice de ce système est « O »

$$\mathbf{V}_{a0} = \mathbf{V}_{b0} = \mathbf{V}_{c0} = \mathbf{V}_0$$

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 et homopolaire, selon :

$$\mathbf{V}_a = \mathbf{V}_1 + \mathbf{V}_2 + \mathbf{V}_0$$

$$\mathbf{V}_b = \mathbf{a}^2 \mathbf{V}_1 + \mathbf{a} \mathbf{V}_2 + \mathbf{V}_0$$

$$\mathbf{V}_c = \mathbf{a} \mathbf{V}_1 + \mathbf{a}^2 \mathbf{V}_2 + \mathbf{V}_0$$

Pour V_1, V_2 et V_0 en fonction de V_a, V_b et V_c on trouve:

$$\mathbf{V}_1 = \frac{1}{3} [\mathbf{V}_a + \mathbf{a} \mathbf{V}_b + \mathbf{a}^2 \mathbf{V}_c]$$

$$\mathbf{V}_2 = \frac{1}{3} [\mathbf{V}_a + \mathbf{a}^2 \mathbf{V}_b + \mathbf{a} \mathbf{V}_c]$$

$$\mathbf{V}_0 = \frac{1}{3} [\mathbf{V}_a + \mathbf{V}_b + \mathbf{V}_c]$$

Remarque:

Pour une connexion en triangle, il n'y a pas de composante homopolaire pour les tensions.

Même chose pour les courants, on remplace V par I on trouve :

$$\mathbf{I}_a = \mathbf{I}_1 + \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_0$$

$$\mathbf{I}_b = \mathbf{a}^2 \mathbf{I}_1 + \mathbf{a} \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_0$$

$$\mathbf{I}_c = \mathbf{a} \mathbf{I}_1 + \mathbf{a}^2 \mathbf{I}_2 + \mathbf{I}_0$$

Pour I_1, I_2 et I_0 en fonction de I_a, I_b et I_c on trouve:

$$\mathbf{I}_1 = \frac{1}{3} [\mathbf{I}_a + \mathbf{a} \mathbf{I}_b + \mathbf{a}^2 \mathbf{I}_c]$$

$$\mathbf{I}_2 = \frac{1}{3} [\mathbf{I}_a + \mathbf{a}^2 \mathbf{I}_b + \mathbf{a} \mathbf{I}_c]$$

$$\mathbf{I}_0 = \frac{1}{3} [\mathbf{I}_a + \mathbf{I}_b + \mathbf{I}_c]$$

• **Caractéristique de l'opérateur (a)**

$$a = -0,5 + j 0,866 = 1 \angle +120^\circ$$

$$a^2 = a^{-1} = -0,5 - j 0,866 = 1 \angle -120^\circ = 1 \angle +240^\circ$$

$$a^3 = a^2 \cdot a = a = 1$$

$$1 - a = 1,5 - j 0,866 = \sqrt{3} \angle -30^\circ$$

$$a - 1 = -1,5 + j 0,866 = \sqrt{3} \angle +150^\circ$$

$$1 - a^2 = 1,5 + j 0,866 = \sqrt{3} \angle +30^\circ$$

$$a - a^2 = +j 1,732 = \sqrt{3} \angle +90^\circ$$

$$a^2 + a = -1$$

$$a^2 + a + 1 = 0$$

2.3. Circuit équivalent à des séquences

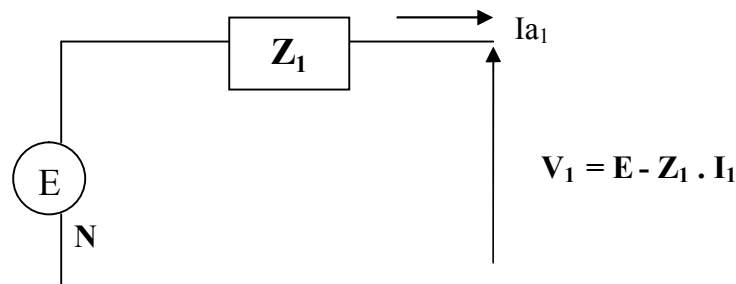


Figure 2 - Système direct d'une seule phase

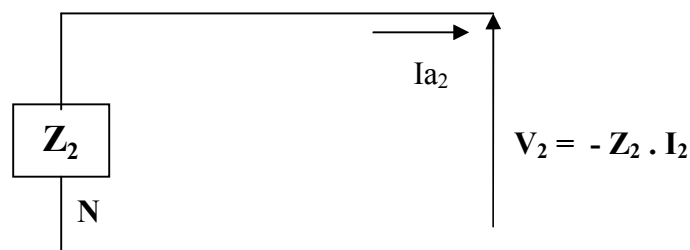


Figure 3 - Système inverse d'une seule phase

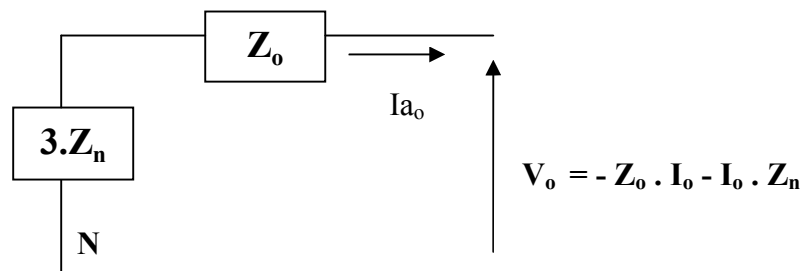


Figure 4 - Système homopolaire d'une seule phase

3. Calcul du courant de défaut

3.1. Défaut triphasés symétriques



Figure 5 - Défaut entre trois lignes

Équations du défaut:

$$\mathbf{V}_a = \mathbf{V}_b = \mathbf{V}_c = \mathbf{0}$$

A partir de, $1 + a + a^2 = 0$ on trouve:

$$3V_1 = V_a + aV_b + a^2 V_c = V_a (1 + a + a^2) = 0$$

$$3V_2 = V_a + a^2V_b + a V_c = 0$$

$$3V_0 = V_a + V_b + V_c = 0 \Rightarrow \mathbf{V}_1 = \mathbf{V}_2 = \mathbf{V}_0 = \mathbf{0}$$

A partir des équations suivantes des courants on écrit:

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1 = 0 \Rightarrow \mathbf{I}_1 = \frac{\mathbf{E}}{\mathbf{Z}_1}$$

$$V_2 = -Z_2 \cdot I_2 \Rightarrow Z_2 \neq 0 \Rightarrow \mathbf{I}_2 = \mathbf{0}$$

$$V_0 = -Z_0 \cdot I_0 \Rightarrow Z_0 \neq 0 \Rightarrow \mathbf{I}_0 = \mathbf{0}$$

Calcul des courants I_a , I_b et I_c :

$$\mathbf{I}_a = \mathbf{I}_1 = \frac{\mathbf{E}}{\mathbf{Z}_1}$$

$$\mathbf{I}_b = a^2 I_1 = a^2 \cdot \frac{\mathbf{E}}{\mathbf{Z}_1}$$

$$\mathbf{I}_c = a I_1 = a \cdot \frac{\mathbf{E}}{\mathbf{Z}_1}$$

Ce résultat signifie que dans un défaut triphasé, la nature du système selon qu'il soit isolé ou relié à la terre n'est importante en aucune mesure.

Donc on a,
$$\mathbf{I}_{cc\ 3\phi} = \frac{\mathbf{E}}{\mathbf{Z}_1}$$

Le schéma équivalent est:

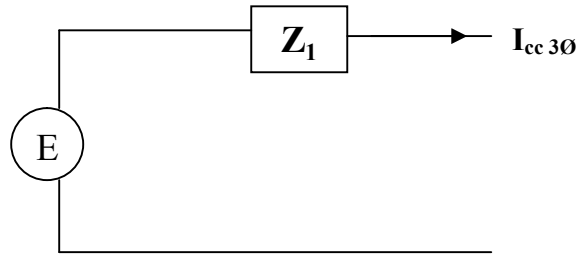


Figure 6 - Circuit équivalent d'un défaut triphasé symétrique

3.2. Défaut entre deux phases (Biphasé isolé)



Figure 7 - Défaut entre phases (b et c)

Équations du défaut:

$$V_b = V_c \quad \text{alors,} \quad U_{bc} = 0$$

$$I_a = 0$$

$$I_b + I_c = 0 \quad \Rightarrow \quad I_b = -I_c$$

$$V_o = 0$$

A partir des équations suivantes des courants on écrira:

$$U_{bc} = V_{bn} + V_{nc} = (a^2 V_1 + a V_2 + V_o) - (a^2 V_1 + a V_2 + V_o) = 0$$

$$= V_1 (a^2 - a) + V_2 (a - a^2) + V_o (1 - 1) = 0$$

$$\Rightarrow V_1 (a^2 - a) = V_2 (a - a^2) \Rightarrow V_1 = V_2 \quad \text{et} \quad V_o = 0$$

$$\text{Implique que :} \quad E - Z_1 \cdot I_1 = -Z_2 \cdot I_2$$

$$I_1 = \frac{1}{3} [I_a + a I_b + a^2 I_c] = \frac{1}{3} (a - a^2) I_b = j \frac{\sqrt{3}}{3} I_b$$

$$I_2 = \frac{1}{3} [I_a + a^2 I_b + a I_c] = -\frac{1}{3} (a - a^2) I_b = -j \frac{\sqrt{3}}{3} I_b$$

$$I_o = \frac{1}{3} [I_a + I_b + I_c] \Rightarrow I_o = 0$$

$$\text{Donc,} \quad I_1 = -I_2$$

Soit la formule suivante : $E - Z_1 \cdot I_1 = - Z_2 \cdot I_2 \Rightarrow E = (Z_1 + Z_2) \cdot I_1$

$$\text{Donc, } I_1 = \frac{E}{Z_1 + Z_2} \quad \text{et} \quad I_2 = - \frac{E}{Z_1 + Z_2}$$

Les courants des phases en défaut sont :

$$I_b = a^2 I_1 + a I_2 = \frac{E(a^2 - a)}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_c = - \frac{E(a^2 - a)}{Z_1 + Z_2} = \frac{E(a - a^2)}{Z_1 + Z_2}$$

Les composantes symétriques de tension sont :

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1 \Rightarrow V_1 = V_2 = E - \frac{E \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2}$$

$$\text{Donc, } V_1 = V_2 = \frac{E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

L'expression de la tension de la phase saine est:

$$V_a = V_1 + V_2 \Rightarrow V_a = 2 \cdot \frac{E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_b = a^2 V_1 + a V_2 = V_c = (a^2 + a) V_1 \Rightarrow V_b = V_c = \frac{E \cdot Z_2 (a^2 + a)}{Z_1 + Z_2}$$

$$\text{Donc le courant de défaut est : } I_1 = j \cdot \sqrt{3} \cdot I_b = I_{cc \emptyset \emptyset} \Rightarrow I_{cc \emptyset \emptyset} = \frac{j\sqrt{3} \cdot E}{Z_1 + Z_2}$$

Le schéma équivalent est :

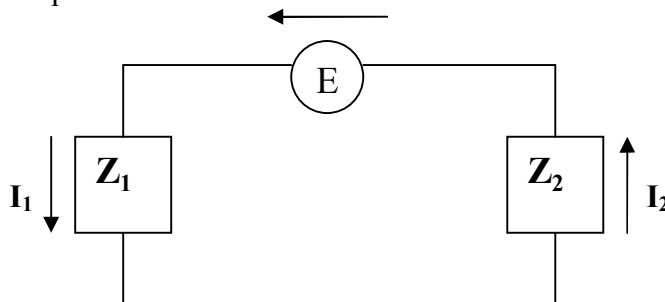


Figure 8 - Circuit équivalent d'un défaut biphasé

3.3. Défaut entre deux phases à la terre (Biphasé à la terre)

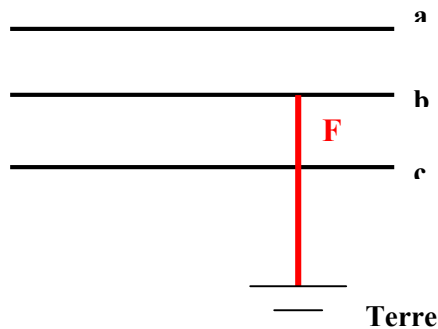


Figure 9 - Défaut entre deux phases et la terre

Équations du défaut:

$$I_a = 0$$

$$V_b = V_c = 0$$

De l'équation suivante il découle:

$$V_1 = \frac{1}{3} [V_a + aV_b + a^2 V_c] = \frac{1}{3} V_a$$

$$V_2 = \frac{1}{3} [V_a + a^2 V_b + a V_c] = \frac{1}{3} V_a$$

$$V_0 = \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c] = \frac{1}{3} V_a$$

$$\Rightarrow V_1 = V_2 = V_0 = \frac{1}{3} V_a$$

A partir des équations suivantes, nous déterminons les composantes du courant de défaut :

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1$$

$$V_2 = -Z_2 \cdot I_2$$

$$V_0 = -Z_0 \cdot I_0$$

$$\text{Donc, } I_0 = -\frac{V_0}{Z_0} = -\frac{V_1}{Z_0} = -\frac{V_2}{Z_0} \text{ et } I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = -\frac{V_1}{Z_2} = -\frac{V_0}{Z_2}$$

A partir de, $0 = I_1 + I_2 + I_0$ et $E = V_1 + Z_1 \cdot I_1$ on obtient :

$$I_1 = \frac{E}{Z_1} - \frac{V_0}{Z_1}$$

$$I_1 = -I_2 - I_0$$

L'égalité des deux expressions de I_1 donne:

$$\frac{E}{Z_1} = V_0 \cdot \left[\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_1} \right]$$

On détermine le courant homopolaire I_0 :

$$I_0 = - \frac{E \cdot Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

On détermine le courant inverse par I_2 :

$$\frac{E}{Z_1} = V_2 \cdot \left[\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_1} \right]$$

$$\text{Soit: } I_2 = - \frac{E \cdot Z_0}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

Le courant direct I_1 est:

$$I_1 = -I_2 - I_0$$

$$\text{Soit: } I_1 = \frac{E \cdot (Z_2 + Z_0)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

Les courants dans les phases défaut sont:

$$I_b = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 \quad \text{et} \quad I_c = a I_1 + a^2 I_2 + I_0$$

Soit:

$$I_b = E \cdot \frac{Z_2 \cdot (a^2 - 1) + Z_0 \cdot (a^2 - a)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

$$I_c = E \cdot \frac{Z_1 \cdot (a - 1) + Z_0 \cdot (a - a^2)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

Les composantes symétriques de la tension sont égales et ont pour expression: $V_2 = -Z_2 \cdot I_2$

Avec I_2 calculé précédemment on aura:

$$V_2 = V_1 = V_0 = E \cdot \frac{Z_1 + Z_0}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

La tension de la phase saine est:

$$V_a = 3E \cdot \frac{Z_1 + Z_0}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

Donc le courant de défaut est:

$$I_{cc \ 00T} = \frac{\sqrt{3}E \cdot (Z_2 \angle 150^\circ + Z_0 \angle 90^\circ)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

Le courant de mise à la terre I_n est la somme de I_b et I_c : $I_n = I_b + I_c$

Simplification:

$$I_n = \frac{-3E \cdot Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_0 Z_2}$$

Le schéma équivalent est :

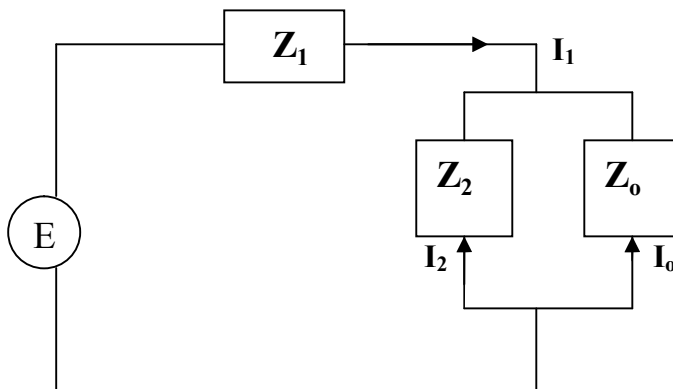


Figure 10 - Circuit équivalent d'un défaut biphasé

3.4. Défaut monophasé à la terre ($Z_n = 0$)

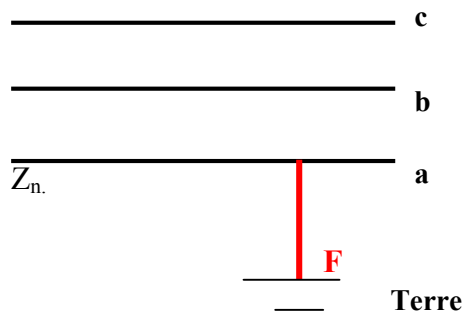


Figure 11 - Défaut entre une ligne et la terre sans Z_n

Équations du défaut:

$$\mathbf{I}_b = \mathbf{I}_c = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{V}_a = \mathbf{0}$$

A partir des équations suivantes des courants on écrit:

$$I_1 = \frac{1}{3} [I_a + a I_b + a^2 I_c]$$

$$I_2 = \frac{1}{3} [I_a + a^2 I_b + a I_c] \quad \Rightarrow \quad I_1 = I_2 = I_0 = \frac{I_a}{3}$$

$$I_0 = \frac{1}{3} [I_a + I_b + I_c]$$

Des équations suivantes il découle ce qui suit:

$$V_a = 0 = V_0 + V_1 + V_2 \Rightarrow V_1 = - (V_2 + V_0) = - V_2 - V_0$$

Sachant que:

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1$$

$$V_2 = - Z_2 \cdot I_2$$

$$V_0 = - Z_0 \cdot I_0$$

On aura:

$$E - Z_1 \cdot I_1 = Z_2 \cdot I_2 + Z_0 \cdot I_0 \Rightarrow E = Z_1 \cdot I_1 + Z_2 \cdot I_2 + Z_0 \cdot I_0 = I_1 (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$\text{Soit : } \mathbf{E} = \frac{\mathbf{I}_a}{3} (\mathbf{Z}_1 + \mathbf{Z}_2 + \mathbf{Z}_0)$$

D'où la valeur du courant de défaut monophasé:

$$\Rightarrow \mathbf{I}_{cc \text{ } \emptyset \Gamma} = \mathbf{I}_a = \frac{3 \cdot \mathbf{E}}{\mathbf{Z}_1 + \mathbf{Z}_2 + \mathbf{Z}_0}$$

Composantes symétriques de tension et courant :

$$V_a = 0 = V_0 + V_1 + V_2 \Rightarrow V_1 = - (V_2 + V_0) = - V_2 - V_0$$

En remplaçant V_1 et V_2 par leurs expressions:

$$V_1 = Z_1 \cdot I_1 + Z_0 \cdot I_0$$

Sachant que: $I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1 = E - \frac{E \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{E(Z_2 + Z_0)}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$V_2 = -Z_2 \cdot I_2 = \frac{-E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$V_0 = -Z_0 \cdot I_0 = \frac{-E \cdot Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Calcul des tensions V_b et V_c dans les phases saines :

$$V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = a \frac{E(Z_2 + Z_0)}{Z_1 + Z_2 + Z_0} - a^2 \frac{E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0} - \frac{E \cdot Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} =$$

$$\frac{E \cdot Z_2(a - a^2) + E \cdot Z_0(a - 1)}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = a^2 \frac{E(Z_2 + Z_0)}{Z_1 + Z_2 + Z_0} - a \frac{E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0} - \frac{E \cdot Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} =$$

$$\frac{E \cdot Z_2(a^2 - a) + E \cdot Z_0(a^2 - 1)}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Le schéma équivalent est:

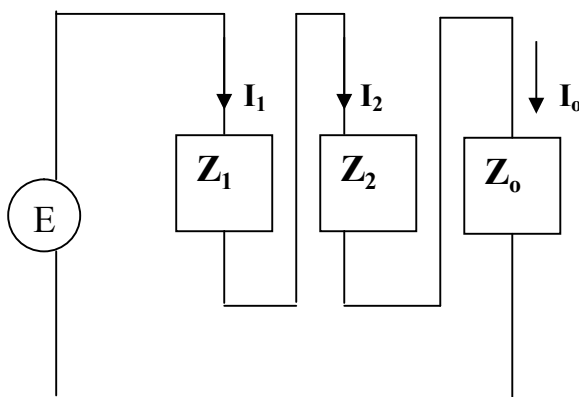


Figure 12 - Circuit équivalent d'un défaut monophasé à la terre

3.5. Défaut monophasé à la terre ($Z_n \neq 0$)

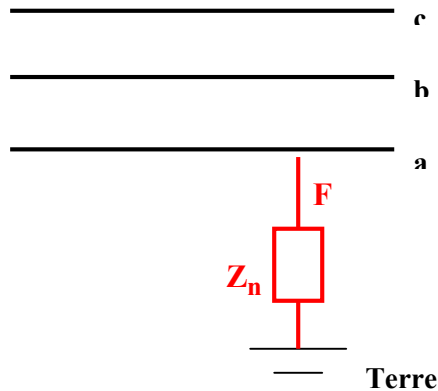


Figure 13 - Défaut entre une ligne et la terre avec Z_n .

Dans ce cas, la tension au point de défaut n'est pas égale à zéro ($V_a \neq 0$). Si Z_n est l'impédance du neutre donc :

Équations du défaut:

$$I_b = I_c = 0$$

$$V_a = Z_n \cdot I_a \neq 0$$

Composantes symétriques de courant:

$$I_1 = \frac{1}{3} [I_a + a I_b + a^2 I_c] = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_2 = \frac{1}{3} [I_a + a^2 I_b + a I_c] = \frac{1}{3} I_a \quad \Rightarrow \quad I_1 = I_2 = I_0 = \frac{I_a}{3}$$

$$I_0 = \frac{1}{3} [I_a + I_b + I_c] = \frac{1}{3} I_a$$

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0 = Z_n \cdot I_a$$

$$V_1 = - (V_0 + V_2) + Z_n \cdot I_a$$

$$E - Z_1 \cdot I_1 = - \frac{1}{3} (- Z_0 I_0 - Z_2 I_2) + Z_n \cdot I_a$$

$$\text{Soit, } E = \frac{I_a}{3} (Z_1 + Z_2 + Z_0) + Z_n \cdot I_a$$

Le courant de court- circuit devient alors:

$$I_{cc \emptyset T} = I_a = \frac{3.E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n}$$

Composantes symétriques de tension:

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1 = E - Z_1 \cdot I_a = E - \frac{3.E.Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n} = \frac{3.E.(Z_2 + Z_0 + 3.Z_n - 2Z_1)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n}$$

$$V_2 = -Z_2 \cdot I_2 = -Z_2 \cdot I_a = \frac{-3.E.Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n}$$

$$V_0 = -Z_0 \cdot I_0 - I_0 \cdot Z_n = \frac{-3.E.Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n} - \frac{3.E.Z_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n} = \frac{-3.E.(Z_0 + Z_n)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n}$$

Calcul de la tension dans la phase A :

$$V_a = Z_n \cdot I_a = \frac{3.E.Z_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n}$$

Composantes symétriques de courant:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{I_a}{3} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3.Z_n}$$

Le schéma équivalent est:

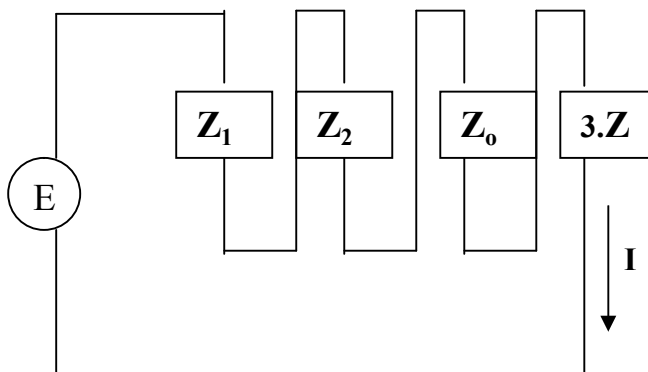


Figure 14 - Circuit équivalent d'un défaut monophasé à la terre avec Z_n

Travaux Scientifiques

Travaux scientifiques

– Publications internationales

- [1] **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa “Stability Study of Power Plants and their Integration into the Electric Power Grid”, IREACO International Review of Automatic Control, May 2012,ISSN: 1974-6059.
- [2] **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa “Power Transformer Testing and Commissioning”, Journal of Middle East Applied Science and Technology (JMEAST), September 2012, ISSN: 2305-0225.
- [3] **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa “The Behavior of the Algerian Network after the Loss of a VHV Substation”, International Journal of Computer Applications (IJCA), September 2012, ISSN: 2305-0225.
- [4] Labeled Djamel, Bouzid Aissa, **Bouchahdane Mohamed** “Application of Numerical Distance Relays in Dispersed Generation”, IREE International Review of Electrical Engineering , February 2008,ISSN: 1827- 6660 ;
- [5] Labeled Djamel, **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa, “Dialogue between two numerical distance protections ABB and siemens for the dispersed groups of productions connected in HVB network” World Journal of Engineering Issue Vol.6 No. 3 2009;ISSN 1708-5284.

– Communications internationales

- [6] **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa “ Monitoring and Protection of Generators Connected to the Algerian Network 400 kV” Sixth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies EVER’11, March 31- April 3, 2011, Monte-Carlo Monaco.
- [7] **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa “ Electric network interconnection of Maghreb Arab countries “ IEEE, the 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering,Roma 08-11 May 2011.
- [8] **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa “ A Time Frequency Technique Applied to Power System Stability Detection in the Algerian Network” Sixth International Conference: Sciences of Electronics, Technologies of Information and Telecommunications SETIT’12, 21-24 March 2012, Sousse Tunisia.

– **Communications nationales**

- [9] Labeled Djamel, Bouzid Aissa, **Bouchahdane Mohamed**, “Distance protection based on the dialogue of two protections using the numerical technology of relay: REL316*4(ABB) and 7SA612(Siemens), The first Workshop on Renewable Energy and their Application .Laghouat 10-12 May 2008;
- [10] Labeled Djamel, **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa, Chenni Rachid «Interconnects maghrebine role in improving the quality of service”Séminaire International « Les Mines au service du développement durable » 08-09 Décembre 2009 Tébessa Algérie.
- [11] Labeled Djamel, **Bouchahdane Mohamed**, Bouzid Aissa”Influence of dispersed generation on network Morocco- Algeria-Tunisia”Workshop International sur les Energies Renouvelables et leurs Applications 17-18 Novembre 2009 Bejaia-Algérie.

Résumé

Ce travail est une contribution au diagnostic de défauts dans les réseaux électriques. Nous avons essayé de montrer l'importance des différents tests et diagnostics dans le domaine de la protection des réseaux électriques, en raison du manque d'application systématique de ces techniques sur le réseau national.

Nous avons montré les différentes techniques récentes utilisées dans ce domaine de par le monde et surtout dans les pays développés et ce, à travers les différentes recherches dans les domaines théorique et de simulation (ex : NETSIM) et celles, expérimentales, menées sur le terrain. Nous avons exposé la théorie du réseau électrique puis, nous avons mis l'accent sur chaque élément de réseau, aussi bien primaire que secondaire, en incluant les différents transformateurs de mesure (TC, TT, etc.), les relais et les organes de coupure.

Nous avons enfin montré la coordination entre eux en incluant la téléprotection (coordination entre relais pour accélérer l'élimination de défaut).

Mots clés : Protection de distance numérique, téléprotection, surintensité, diagnostic, test.

Abstract

This work is a contribution to faults diagnosis in electrical networks. We tried to show the importance of various tests and diagnostics in the power system protection field with regard to the lack of systematic application of these techniques on the national network.

We showed the various recent techniques used in this field around the world, especially in the developing countries, throughout the various researches in the field of theory and simulation (e.g. NETSIM) and field experiments.

As we also showed the electrical network theory and then focused on each network element, whether primary or secondary, including the different instrument transformers (CT, VT, etc...), the relays and the Switchgear.

We finally showed the coordination between them, including teleprotection (coordination between relays to accelerate the elimination of default).

Key words: Numerical distance protection, teleprotection, overcurrent, diagnostic, testing.

ملخص

هذا العمل هو مساهمة لتشخيص الخلل في الشبكات الكهربائية. حاولنا أن نبين أهمية مختلف الاختبارات والتشخيص في مجال حماية الشبكات الكهربائية وذلك نظرا لعدم وجود التطبيق المنهجي لهذه التقنيات داخل الشبكة الوطنية، كما بينا الطرق الحديثة المستعملة في هذا المجال في العالم من قبل الدول المتقدمة من خلال الأبحاث المختلفة في المجال النظري والمحاكاة (مثل برنامج محاكاة الشبكة) إلى جانب التطبيقات الميدانية.

حيث قمنا باستعراض نظرية الشبكة الكهربائية، ثم ركزنا على كل عنصر من عناصر الشبكة، سواء الابتدائية أو الثانوية، بما في ذلك محولات القياس المختلفة (محول التيار، محول الجهد، الخ)، المرحلات و أجهزة القطع. كما أظهرنا التنسيق بينها بما في ذلك الحماية عن بعد (التنسيق بين المرحلات لتسريع إزالة الخلل).

كلمات المفاتيح: حماية المسافة الرقمية، الحماية عن بعد، التيار الزائد، التشخيص، اختبار.