

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

L'Université Echahid Hamma Lakhdar –

El Oued



Faculté des Sciences et de la Technologie

Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de

MAETRE ACADEMIQUE

Domaine:Sciences et de la Technologie

filière:Génie Électrique

Spécialité:Réseaux électrique

Thème

**Études Des Différents types Des
Protection Des Réseaux Électrique HTB/HTA**

Encadré par :

Dr.Mida Dris

réalise par:

FERHAT SOFIANE

GHANIA MOURAD

SID ILYAS

Année Universitaire 2022/2023

REMERCIEMENT

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères, tout d'abord au «Bon Dieu» pour la patience et la santé qu'il nous a offerte tout au long de nos études.

Nous tenons à exprimer nos profondes gratitude à notre encadreur **M^r. MIDA IDRIS**, pour avoir accepté de diriger ce travail. Nous lui témoignons toute notre reconnaissance pour ses conseils, ses orientations et sa patience.

Nous offrons notre gratitude à **M^r : NESSIBI SADOK (GRTE)** et **M^r : KAHILI KAMEL (DTE)** ainsi que tout le personnel delà poste de Transformation électrique HTA/HTB 60/30 KVA de el Nakhla, appartenant à la société de GRTE Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, filiale du groupe SONELGAZ pour leurs orientations, pour sa disponibilité, son aide, et d'avoir mis toute la documentation nécessaire, à notre disposition.

A toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce projet. Qu'elles trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude.

Dédicace

je tiens c'est avec grande plaisir que je dèdie ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie , ma mère

A celui qui m'a fait de moi un homme mon père

A mon cher frère Walid et mes chères sœurs Nacira ,Aicha, et Hadil

et à mes neveux Tasnim, Razan et Ahmed

A tous mes amis de promotion de 2^{ème} année Master réseaux électrique

toute personne qui occupe une place dans mon cœur

A tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom

Ferhat ,

je dédicace ce travailla tous ceux qui ont participé a ma réussite

FERHAT SOFIANE

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

à tous mes professeurs.

A mes très chers frères.

A toute ma famille.

A mes très chers amis, ainsi qu'à mes camarades de
la promotion.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

GHANIA MOURAD

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

à tous mes professeurs.

A mes très chers frères.

A toute ma famille.

*Ames chers enfants : Taha Al-Amin, Ayham, et mon
cher petit Yazan, et à ma femme*

*A mes très chers amis, ainsi qu'à mes camarades de la
promotion.*

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

SID ILYAS

Résumé

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement...

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs...) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, le choix des dispositifs de protection les mieux adaptés a pour but :

- Participer à la protection des personnes contre les dangers électriques .
- Éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde, la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000 °C) .
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels .
- Préserver la stabilité et la continuité de service du réseau .
- Protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité. Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

Mots clés : Protection, défaut d'isolement, court-circuit, perturbations, l'état électriques.

الملخص

تراقب أجهزة الحماية باستمرار الحالة الكهربائية لعناصر الشبكة وتتسبب في إلغاء تنشيطها (على سبيل المثال، فتح قاطع الدائرة)، عندما تكون هذه العناصر موقعا لاضطراب غير مرغوب فيه: ماس كهربائي، وخطأ عازل...

إن اختيار جهاز الحماية ليس نتيجة انعكاس معزول، ولكنه أحد أهم المراحل في تصميم الشبكة الكهربائية. من تحليل سلوك المعدات الكهربائية (المحركات، المحولات، إلخ) على الأعطال والظواهر الناتجة، يهدف اختيار أنسب أجهزة الحماية إلى:

- المشاركة في حماية الناس من المخاطر الكهربائية .
- تجنب تلف المعدات (دائرة قصر ثلاثية الطور على مقبض توصيل متوسط الجهد يمكن أن تذوب حتى 50 كجم من النحاس في ثانية واحدة ؛ يمكن أن تتجاوز درجة حرارة القوس 10000 درجة مئوية في مركزه) .
- الحد من الضغوط الحرارية والعازلة والميكانيكية التي تتعرض لها هذه المواد.
- الحفاظ على استقرار واستمرارية خدمة الشبكة.
- حماية التركيبات المجاورة (على سبيل المثال ، تقليل الفولتية المستحدثة في الدوائر المجاورة).

لتحقيق هذه الأهداف، يجب أن يتمتع نظام الحماية بصفات السرعة والانتقائية والموثوقية. ومع ذلك، يجب أن يكون المرء على دراية بحدود الحماية: يجب أن تحدث العيوب أولاً حتى تعمل. لذلك لا يمكن للحماية أن تمنع الاضطرابات؛ يمكن أن يحد فقط من آثارها ومدتها. بالإضافة إلى ذلك، غالباً ما يكون اختيار الحماية بمثابة حل وسط تقني واقتصادي بين الأمان وتوافر مصدر الطاقة الكهربائية.

الكلمات المفتاحية: الحماية، خطأ العزل، ماس كهربائي، اضطرابات، حالة كهربائية

A

A	<i>Ampère ;</i>
Arr	<i>Arrivée ;</i>

B

BT	<i>Basse Tension ;</i>
BTA	<i>Basse Tension Aérienne ;</i>

C

CEI	<i>Communauté Européenne Internationale ;</i>
CE	<i>Communauté Européenne ;</i>
CNN	<i>Convolution Neural Network ;</i>
CC	<i>Court circuit;</i>

D

DJ	<i>Disjoncteur ;</i>
DR	<i>Déclenchement Réenclenchement ;</i>
Dep	<i>Départ ;</i>

E

EDF	<i>Électricité De France ;</i>
------------	--------------------------------

F

F	<i>Fermé;</i>
----------	---------------

H

HTB	<i>Haute tension Type B ;</i>
HZ	<i>Hertz ;</i>
HT	<i>Haute Tension ;</i>
HTA	<i>Haute tension Type B ;</i>

I

I	<i>Courant [A] ;</i>
Icc	<i>Courant de court-circuit [A] ;</i>
Icc min	<i>Courant de court-circuit minimum [A] ;</i>
Icc max	<i>Courant de court-circuit maximum [A];</i>
Irsd	<i>Courant résiduel [A];</i>
Ireg	<i>Courant de réglage [A];</i>
Iph	<i>Courant de phase [A] ;</i>
I₀	<i>Courant homopolaire [A];</i>

J

JB	<i>Jeux de Barre ;</i>
-----------	------------------------

K

kv Kilo Volt ;

M

MVAR Méga Volt Ampère Réactive ;

MT Moyenne Tension ;

MVA Méga Volt Ampère ;

N

NO Câblage Relais Ouvert ;

NF Câblage Relais Fermé ;

O

O Ouvert;

P

P Puissance Active [W] ;

PDD Protection de Distance ;

PP Protection Principale ;

PC Protection complémentaire ;

PS Protection de Secours ;

Q

Q Puissance Réactive [VAR] ;

S

S Section de câble [mm²];

Sonelgaz Société nationale du gaz et de l'électricité ;

T

t Temporisation [sec];

TC Transformateur de Tension ;

TT Transformateur de courant ;

TI Transformateur d'Intensité ;

U

U Tension [V] ;

Un Tension nominale [V];

Ucc Tension de court-circuit d'un transformateur [%] ;

- Les autres symboles utilisés sont définis dans le texte.

Liste des tableaux

Tableau I-1: <i>Tableau des domaines de tension.....</i>	3
Tableau II-1: <i>les valeurs de courant de court-circuit , pour les différents types de transformateur.....</i>	22
Tableau V-1: <i>la longueur souterrain du câble poste Nakhla 60/30 Kv.....</i>	75
Tableau V-2: <i>la longueur aérien de la ligne poste Nakhla 60/30 Kv.....</i>	76
Tableau V-3 : <i>Les résultats de calcule de R_L et X_L des différents départs.....</i>	79

Liste des figures

Figure I-1: schéma général d'un réseau électrique.....	1
Figure I-2: Structure générale d'un réseau électrique.....	2
Figure I-3: Structure des réseaux maillés.....	4
Figure I-4: Réseau HTA radial en simple antenne.....	5
Figure I-5: Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.....	5
Figure I-6: Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.....	6
Figure I-7: Réseau HTA en boucle ouverte.....	7
Figure I-8: Réseau HTA en boucle fermée.....	8
Figure I-9: Réseau HTA en double dérivation.....	9
Figure I-10: Poste de distribution publique.....	9
Figure I-11: Poste Livraison.....	10
Figure I-12: Poste HT/HTA	10
Figure I-13: Poste HTA/HT.....	11
Figure I-14: Poste HTA/BT.....	12
Figure I-15: Exemple de raccordement d'un poste sur poteau.....	12
Figure I-16: Schéma général d'un poste ouvert.	13
figure II-1: Schéma bloc des méthodes utilisées dans l'analyse des défauts.....	15
Figure II-2: défaut à l'extrémité d'un feeder.....	20
Figure II-3: défaut un correspond à la réunion des trois phases.....	21
Figure II-4: défaut entre deux phases.....	22
Figure II-5: courant dépend de l'impédance Z_n située entre le neutre et la terre	23
Figure II-6: Cas deux de protections	26
Figure II-7: La Sensibilité des protections	27
Figure III-1: Constitution d'un système de protection.....	30
Figure III-2: Disjoncteur à haute tension	32
Figure III-3: Transformateur de courant	32
Figure III-4: Transformateur de tension	33

Figure III-5: Relais électromagnétique à induction par disque simple.....	34
Figure III-6: Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.....	34
Figure III-7: Fiabilité d'une protection.....	37
Figure III-8: Protection de liaison par relais à maximum du courant	39
Figure III-9: Protection de liaison par relais différentiels	40
Figure III-10: Cercle d'impédance	42
Figure III-11: Principe de la protection de distance.....	43
Figure III-12: Relais BUCHHOLZ.....	44
Figure III-13: Protection de masse cuve.....	45
Figure III-14: Principe de fonctionnement d'une Protection de masse	45
Figure IV-1: Schémas de plan n°5 de la protection de la travée THT	52
Figure IV-2: schémas de plan n°5 de la protection de transformateur THT/HT	53
Figure IV-3: schémas de plan n°5 de la protection de transformateur HT/MT	54
Figure IV-4: Schémas de principe de la Protection principale de distance	60
Figure IV-5: Schémas de réglages de zones de mesures	60
Figure IV-6: Caractéristiques temps distance avec chevauchement	63
Figure IV-7: Schémas de réglages des ondes de mesures de la protection de réserve.....	64
Figure IV-8: Schémas de principe de fonctionnement de la protection de piquage	65
Figure IV-9: Schémas de protection transformateur HT/MT.....	69
Figure V-1: schéma unifilaire actuelle du PS 60/30 Kv Nakhla.....	74
Figure V-2: simulation une ligne avec défaut.....	78
Figure V-2.a: Signaux des tensions pour un défaut triphas.....	88
Figure V-2.b: Signaux des courant pour un défaut triphasé.....	88
Figure V-3.a: Signaux des tension pour un défaut biphasé sans terre	89
Figure V-3.b: Signaux des courant pour un défaut biphasé sans terre.....	89
Figure V-4.a: Signaux des tension pour un défaut biphasé avec terre.....	90
Figure V-4.b: Signaux des courant pour un défaut biphasé avec terre.....	90
Figure V-5.a: Signaux des tension pour un défaut monophasé.....	91

Figure V-5.b: Signaux des courant pour un défaut monophas.....	91
Figure V-6: simulation de protection différentielle par un défaut interne.....	92
Figure V-6.a: Signaux des tension sans défaut.....	92
Figure V-6.b: Signaux des courant sans défaut.....	93
Figure V-7.a: Signaux des tension avec défaut.....	93
Figure V-7.b: Signaux des courant avec défaut.....	94
Figure V-8: simulation de protection différentielle par un défaut externe.....	94
Figure V-8.a: Signaux des tension avec défaut.....	95
Figure IV-8.b: Signaux des courant avec défaut.....	95

SOMMAIRE

Introduction générale.....	XIII
----------------------------	------

Chapitre I: Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Introduction.....	1
I.2. Définition d'un réseau électrique.....	1
I.3. Les différents types de réseaux.....	1
I.4. Structure générale d'un réseau électrique.....	2
I.5. Les niveaux de tension.....	3
I.6. Constitution des réseaux de distribution HTA.....	3
I.7. Structure des réseaux HTA.....	3
I.8. Les types des postes HTA.....	9
I.9. Composition d'un départ HTA.....	13
I.10. Conclusion.....	14

Chapitre II: Les Anomalies dans les réseaux électriques

II.1. Introduction.....	15
II.2. Origines des défauts	15
II.3. Méthodes utilisées dans l'analyse des défauts	15
II.4. Moyens de calcul des courants de court-circuit	19
II.5. Les effets des défauts	24
II.6. Identification de l'ouvrage atteint	26
II.7. Commande des organes de coupure	27
II.8. Sensibilité des protections	28
II.9. L' Entretien Des Réseaux Électriques.....	28
II.9. Conclusion.....	29

Chapitre III: La protection des réseaux électriques

III.1. Introduction	30
III.2. Systèmes de protection.....	30
III.2.1. L'emplacement d'une protection	30
III.3. Constitutions d'un système de protection	31

II.4. Qualités fondamentales d'un système de protection.....	36
III.5. Les Modèles des protections selon le type des réseaux	38
III.6. Protection des liaisons (lignes et câbles)	39
III.7. Protection de distance	42
III.8. Protection Buchholz.....	44
III.9. Protection masse – cuve	44
III.10. Protection de masse	45
III.11. Protection différentielle	45
III.12. Protection contre la surtension	46
III.13. Conclusion.....	47

Chapitre IV : L'évolution des Plans des protections et leurs réglages

IV.1. Introduction	48
IV.2. L'évolution des Plans des protections.....	48
IV.2.1. PLAN N°1.....	48
IV.3. PLAN-2.....	49
IV.4. PLAN-3.....	49
IV.5. PLAN-4.....	50
IV.6. PLAN- 5.....	51
IV.7. PLAN- 6.....	55
IV.8. Philosophie de réglage.....	58
IV.9. Réglages de la protection complémentaires	68
IV.10. Conclusion	72

Chapitre V: Etude et simulation de la protection du poste HTB/HTA 60/30kvNakhla

V.1. Introduction	73
V.2. Architecture du poste HTB/HTA 60/30 kV Nakhla.....	73
V.3. Réglage de la protection du Poste HTB/HTA 60/30kv Nakhla.....	77
V.4. Exemples de calculs des valeurs de réglages sur un départ 30 kv.....	84
V.5. Simulation.....	87
V.6. Conclusion.....	95

Introduction Générale

L'objectif de ce travail est d'effectuer une étude et analyse sur Les systèmes d'énergie électrique, ces systèmes sont devenus importants dans tout les branches de l'économie moderne. Comme la demande en énergie électrique a augmenté le système d'alimentation est devenu très complexe et difficile à contrôler.

La propriété essentielle de ces systèmes complexes est qu'ils doivent assurer la fourniture d'électricité aux consommateurs et continus à fonctionner d'une manière satisfaisante même lorsqu'une perturbation aléatoire est produite. Le transport d'énergie électrique est assuré par des lignes à très haute tension par la société de GRTE Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, filiale du groupe SONEGAS, ces lignes sont soumises à plusieurs perturbations (des défauts polyphasés ou monophasés) dues à des phénomènes différents. A fin de maintenir la continuité de fourniture de ce service aux clients. Donc tout défaut doit être identifié immédiatement afin d'isoler le plus rapidement possible du réseau sain l'ouvrage siège du défaut. C'est l'objet de la protection des réseaux.

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à des nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autre compagnies d'électricité et le respect de l'environnement. Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

La Commission électrotechnique internationale (CEI) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à détecter les défauts ou les autres situations anormales dans un réseau d'énergie électrique, à permettre l'élimination des défauts, à mettre fin aux situations anormales et à lancer des ordres ou des signalisations.

Ce travail sera consacré au déploiement des éléments indispensable pour la constitution du système globale de protection. On va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux de transport de l'énergie électrique, les différents appareils de protection (relais de protection), les disjoncteurs et les transformateurs courant et tension (TC et TP). Le present mémoire est structure comme suit :

- Le premier chapitre ***généralité sur les réseaux électrique.***
- Le deuxième chapitre ***Les Anomalies dans les réseaux électriques.***
- Le troisième chapitre ***La protection des réseaux électriques.***
- Le quatrième chapitre ***L'évolution des Plans des protections et leurs réglages.***
- Le cinquième chapitre ***présente une étude du poste HTB/HTA Nakhla avec simulation.***[27]

CHAPITR 1

Généralités sur les réseaux électriques

I.1.Introduction:

Le principe du réseau de transport et distribution d'énergie électrique c'est d'assurer le mouvement de cette énergie (active ou réactive) en transitant par des lignes ou câbles et entre les différents postes de livraison et les consommateurs.[5]

I.2.Définition d'un réseau électrique:

On appelle réseau électrique l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production (centrales électriques), vers les consommateurs d'électricité.(Voir la figure ci dessous).

Le réseau est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. On peut classer les activités des réseaux électriques sous trois rubriques principales qui sont, la production. Le transport et la distribution de l'énergie électrique. Examinons de plus près ces trois activités afin de donner une description sommaire.

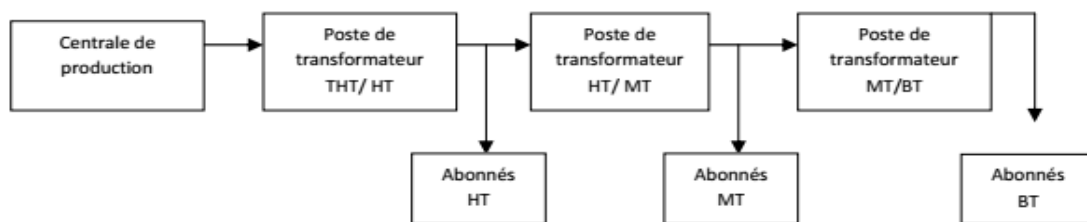


Figure I.1. Schéma général d'un réseau électrique

I.3. Les différents types de réseaux:

Suivant le trajet de l'énergie depuis sa production jusqu'à son utilisation, il y a successivement différents types de réseaux dont les missions sont parfaitement définies par:

I.3.1. Réseaux d'interconnexion et de transport :

Ces réseaux assurent le transport et l'interconnexion en très haute tension et en haute tension vers les points de consommation et de répartition. Ces réseaux comprennent les centrales de production ainsi que les lignes et les poste de transformation, leurs rôles sont :

- Collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production, et assurer une compensation des différents alias (fonction interconnexion).

I.3.2. Réseaux de répartition :

Ces réseaux comprennent les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ce sont des réseaux haute tension, dont le rôle est de répartir l'énergie électrique au niveau régional. Ils peuvent être aériens ou souterrains.

I.3.3. Réseaux de distribution:

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

- Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasée. les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution.

I.4. Structure générale d'un réseau électrique:

Le schéma se présente comme suit :

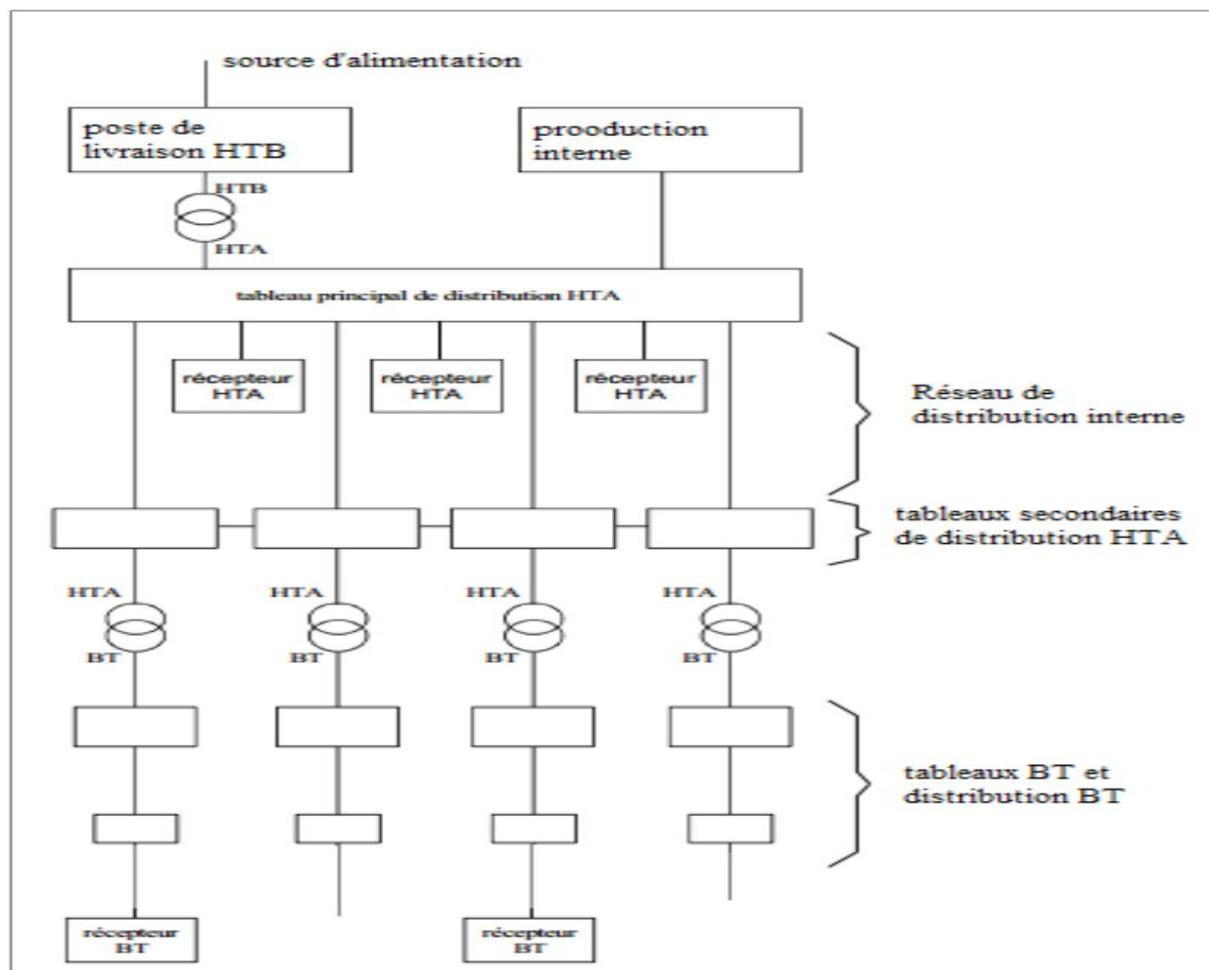


Figure I-2: Structure générale d'un réseau électrique[8].

I.5. Les niveaux de tension:

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit:

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTB	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\,000$	$1500 < U_n \leq 75\,000$
	HTB	$U_n > 50\,000$	$U_n > 75\,000$

Tableau I-1: Tableau des domaines de tension

I.6. Constitution des réseaux de distribution HTA:

Nous pouvons distinguer deux principaux types de réseaux HTA, selon la pose des conducteurs:

I.6.1. Réseaux HTA aériens :

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes: dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance et la probabilité d'incidents sur la dérivation. Les sous-dérivations doivent être équipées, au point de raccordement à la dérivation, d'interrupteurs manuels.

I.6.2. Réseaux HTA souterrains:

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes: les dorsales. Ces réseaux, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours.

I.7. Structure des réseaux HTA:

On distingue trois structures : maillée, radiale et bouclée.

I.7.1. Structure maillée :

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après l'élimination de l'élément défectueux. Elle présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité. Elle exige, de plus, un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge.

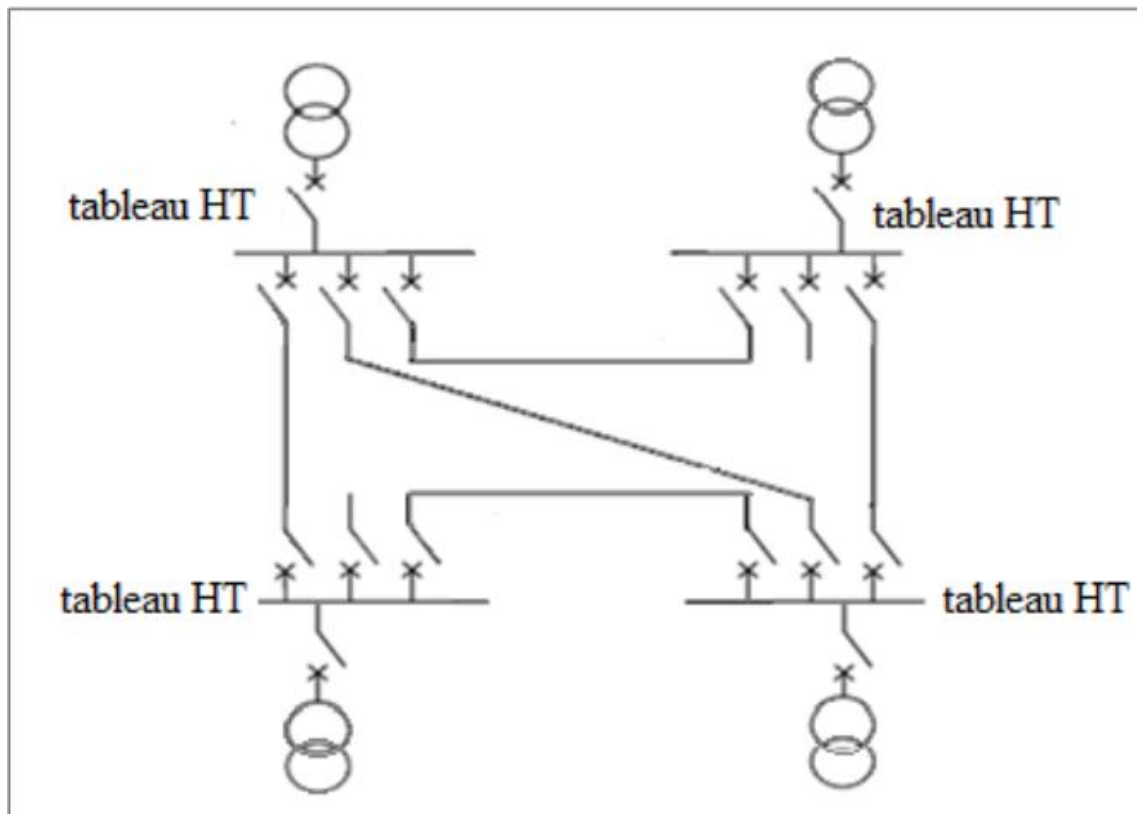


Figure I-3: Structure des réseaux maillés.

I.7.2. Structure radiale :

A partir d'un poste d'alimentation, elle est constituée de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver un point commun (structure d'un arbre). Les réseaux radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins coûteux.

I.7.2.1. Radial en simple antenne :

- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux (coût excessif par exemple).

- les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage.

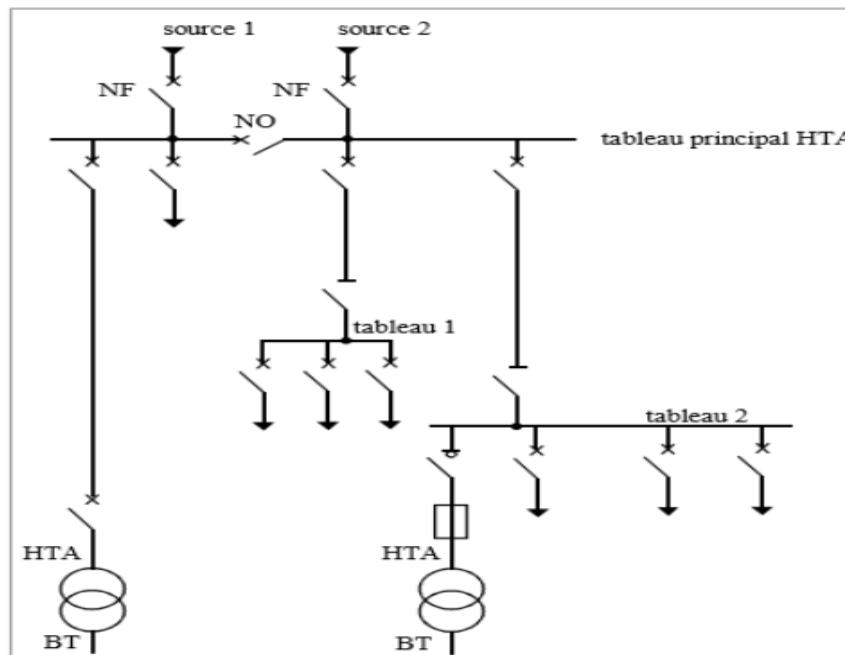


Figure I-4: Réseau HTA radial en simple antenne.

I.7.2.2 Radial en double antenne sans couplage :

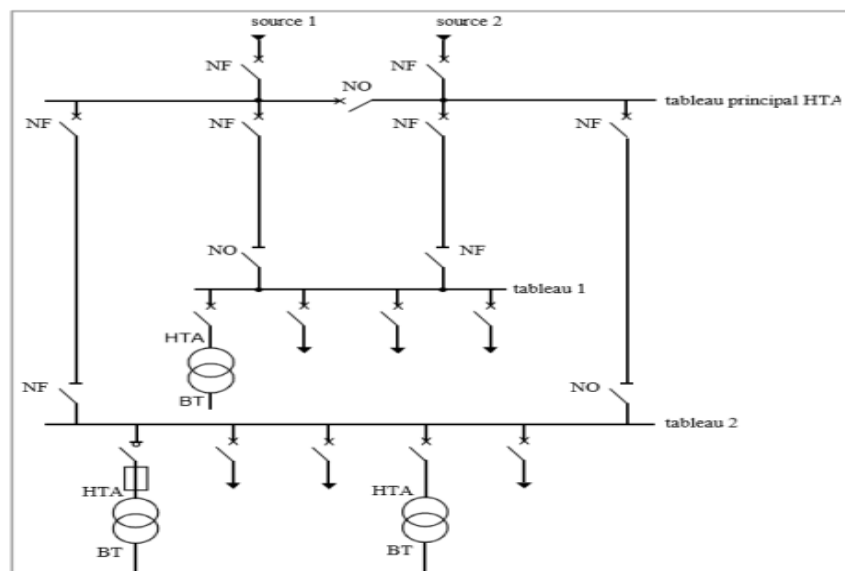


Figure I-5: Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.

Légende :

NF : normalement fermé

NO : normalement ouvert

Tous les appareils de coupure sans légende sont normalement fermés

- les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre
- la disponibilité est bonne.
- l'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

I.7.2.3.Radial en double antenne avec couplage :

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.

- chaque demi jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources.
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

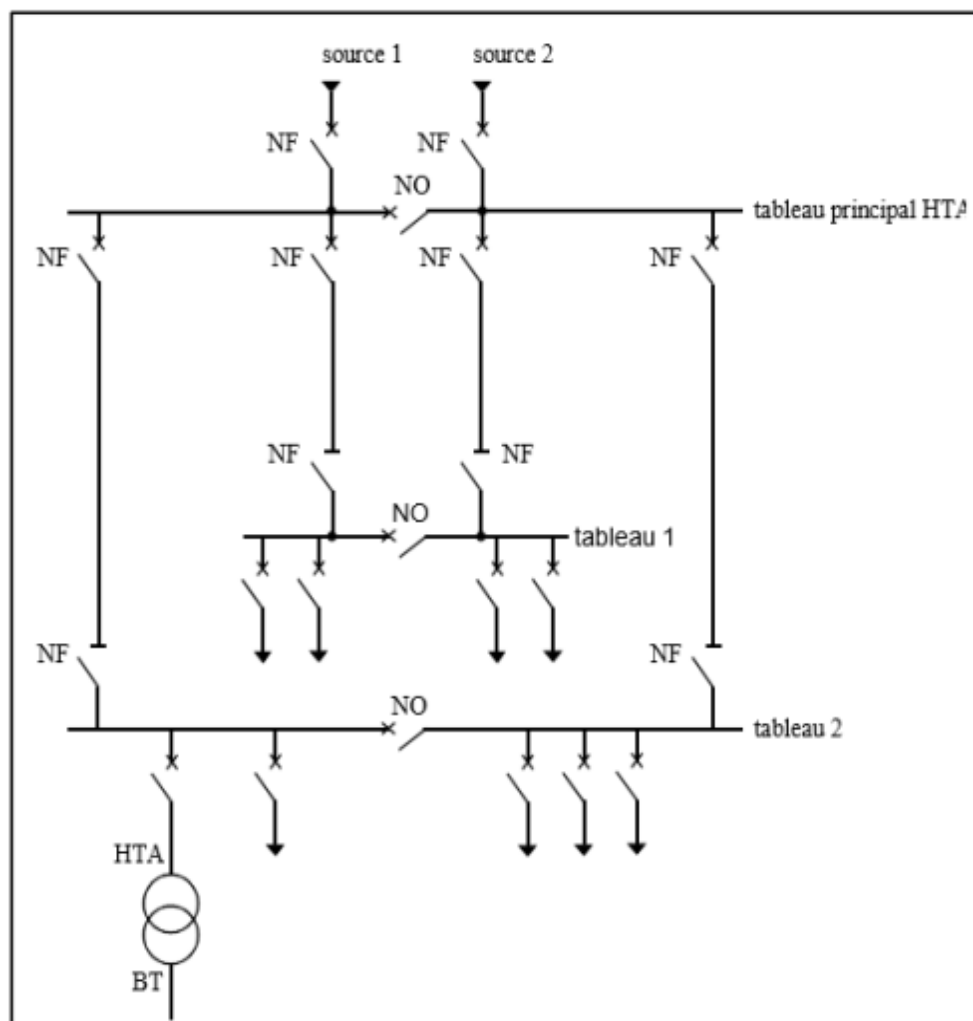


Figure I-6: Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.

I.7.3. Réseau bouclé :

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

I.7.3.1. Boucle ouverte :

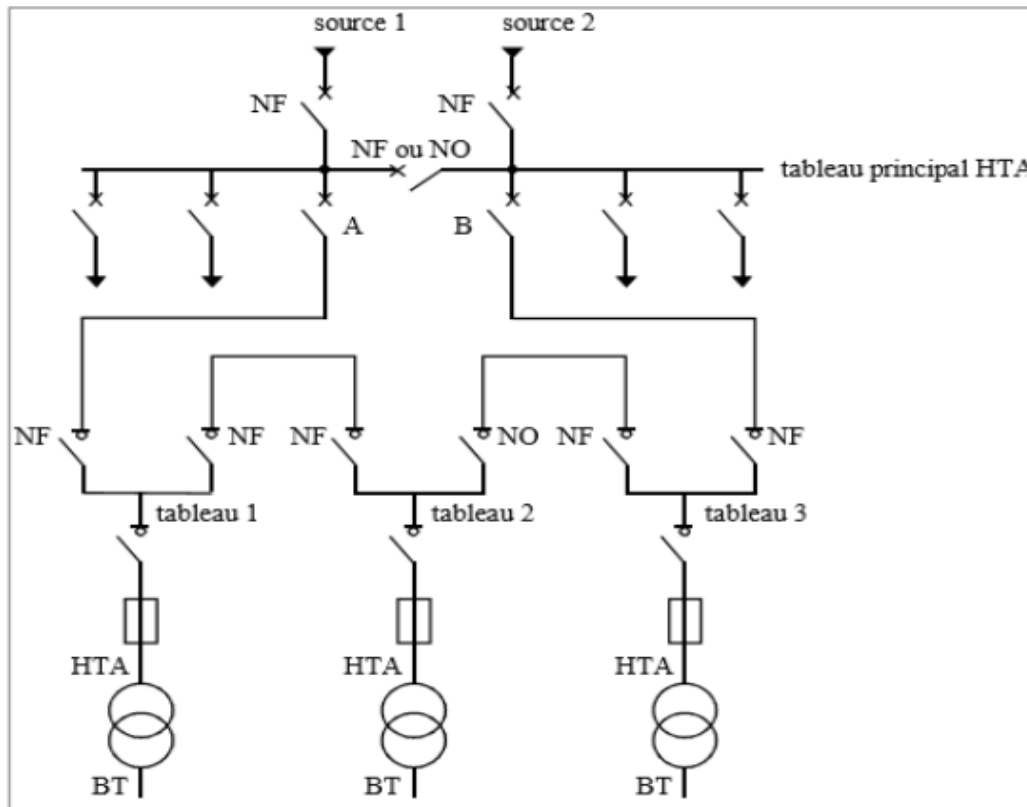
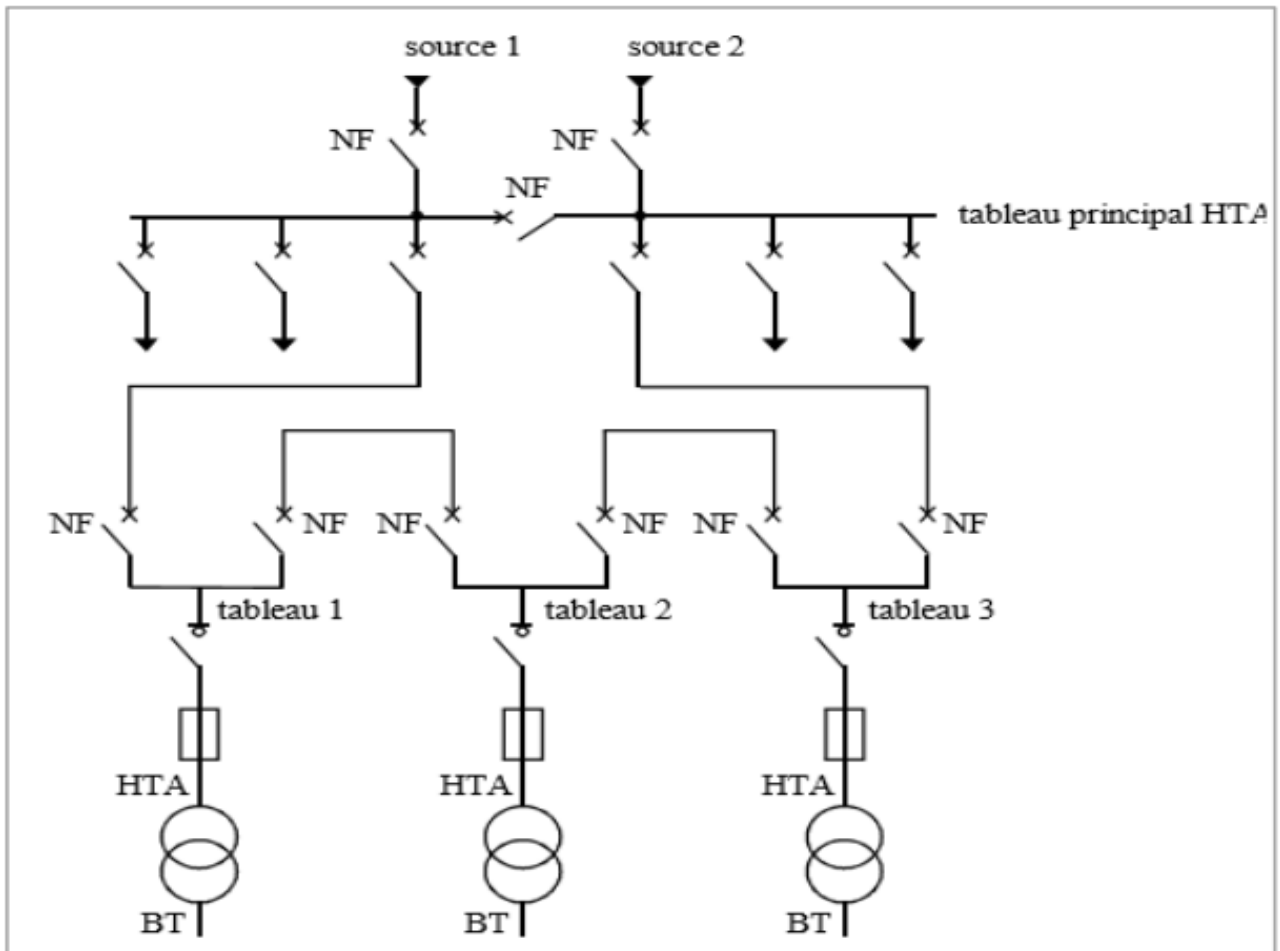


Figure I-7: Réseau HTA en boucle ouverte

- les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau2).
- les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- un défaut sur un câble ou la perte d'une source est pallié par une reconfiguration de la boucle.
- cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé.

La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

I.7.3.2. Boucle fermée:**Figure I-8:** Réseau HTA en boucle fermée.

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

I.7.3.3. En double dérivation:

- Les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.
- Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

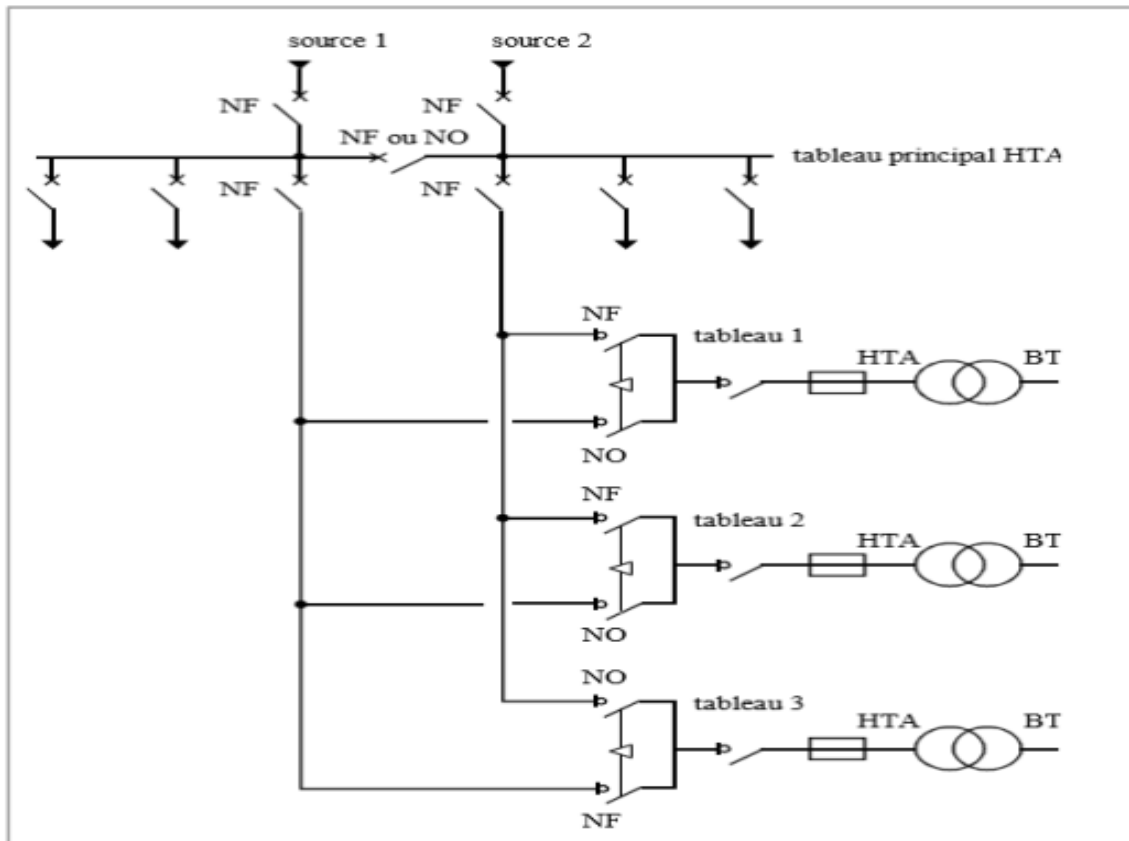


Figure I-9: Réseau HTA en double dérivation.

I.8. Les types des postes HTA:

On peut classer les postes suivant les fonctions qu'ils assurent selon :

I.8.1. Leur fonction :

I.8.1.1. Poste de distribution publique (DP):

Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension. Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support [1].

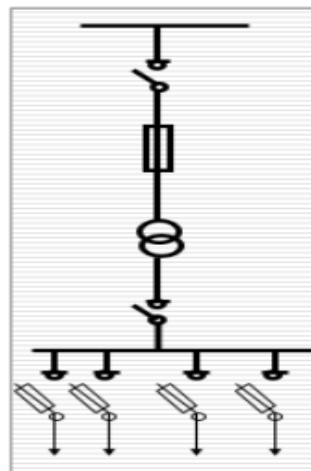


Figure I-10: Poste de distribution publique[1].

I.8.1.2. Les postes mixtes (DP/L) :

Dans ces postes on trouve deux parties une installation DP et une autre pour le client. Ces postes sont classés selon la puissance transmise.

I.8.1.3. Poste de livraison (L) ou client :

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont leurs puissances installées dépassent 25 KVA.

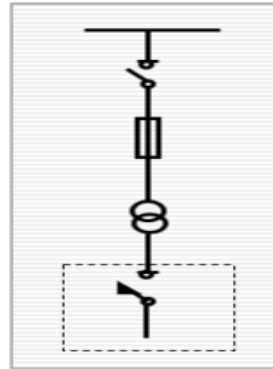


Figure I-11: Poste Livraison[2].

I.8.2. Leur puissance :

I.8.2.1. Le poste HT/HTA:

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes :

- **Etage HT:** se trouvant à l'extérieur il comprend des arrivées HT ; Jeux de barres; Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs...).

-Etage HTA:

Cellules arrivées : elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HT/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA 30 qui se trouve à l'intérieur du bâtiment « moyenne tension », la liaison se fait en souterrain.

Cellules départs : elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain

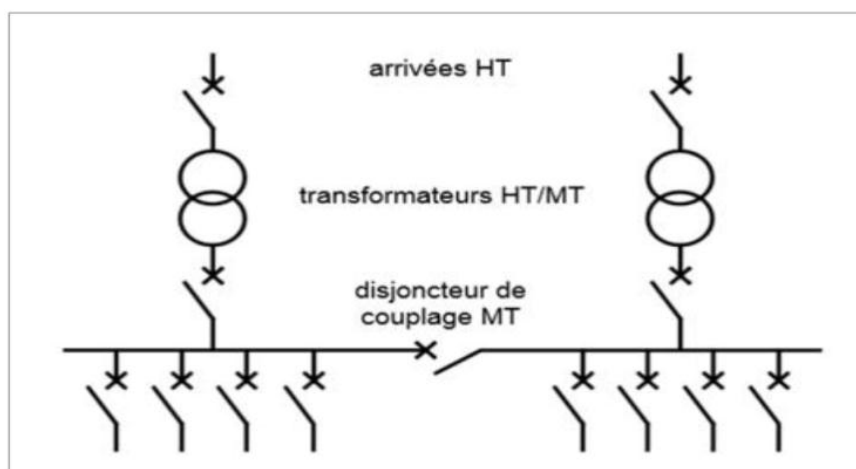


Figure I-12: Poste HT/HTA [6].

Le poste HTB/HTA en distribution publique : Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA (ou MT). Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/HTA, et de 10 à 20 départs HTA. Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain.

I.8.2.2. Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HT/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- Assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA (On trouve à Constantine deux tensions HTA : 10KV et 30KV).

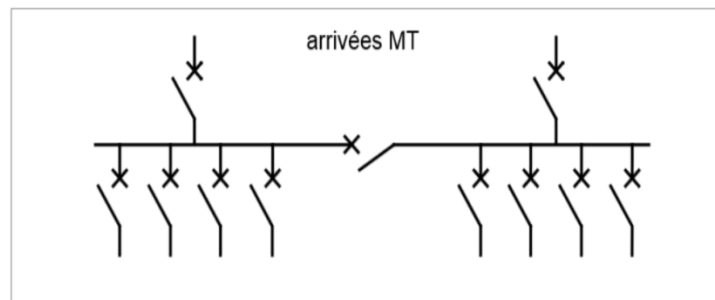


Figure I-13: Poste HTA/HTA[6].

I.8.2.3. Le poste HTA/BT :

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour:

Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties:

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont.
- Le transformateur de distribution HTA/BT.
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT).
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents.

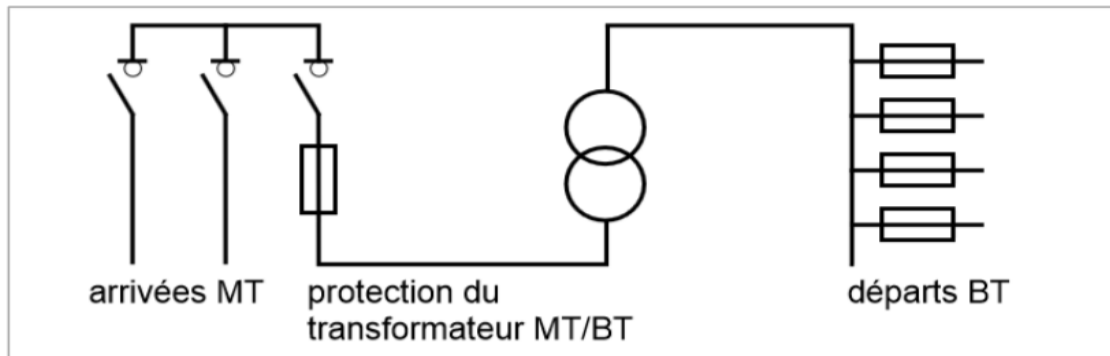


Figure I-14: Poste HTA/BT.

➤ **Les postes de livraison HTA/ BT :**

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories.

a. Les postes d'extérieur :

- Poste sur poteau :

Puissances 25 – 50 – 100 kVA. Poste économiques, de faible puissance ($\leq 160\text{kVA}$), Comprend un transformateur, un disjoncteur, éclateurs ou parafoudre, sectionneur. Ils sont raccordés en groupe et en aval. Ces postes peuvent être de type distribution publique, de livraison mais rarement mixte.

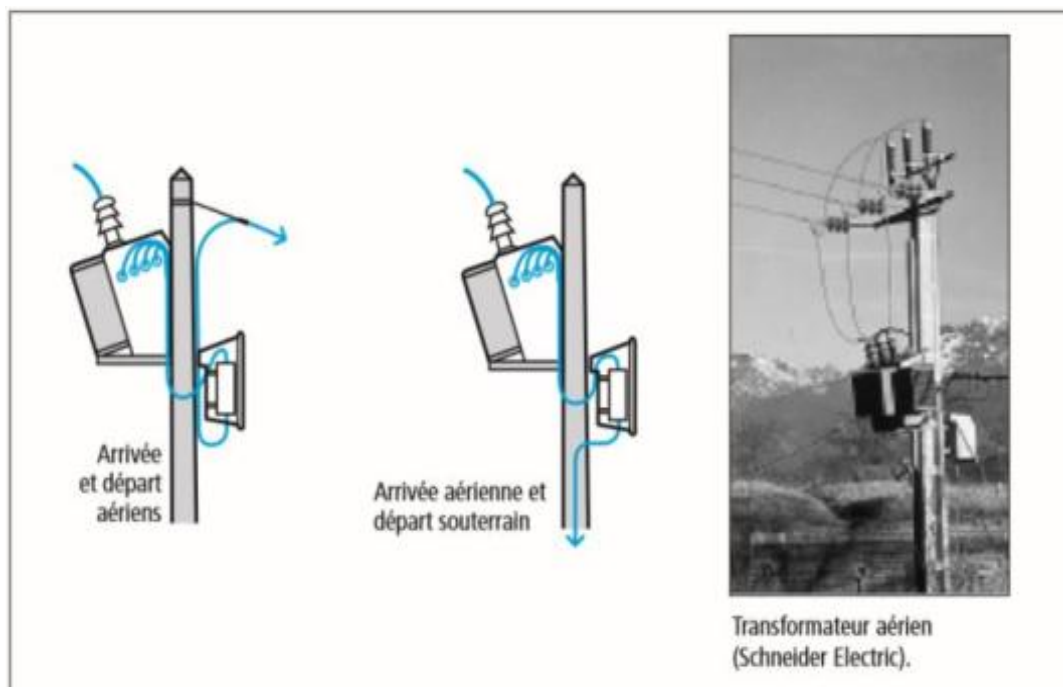


Figure I-15: Exemple de raccordement d'un poste sur poteau[12].

b. Les postes d'intérieur :

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués .
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.

Les puissances sont comprises entre 100 et 1250 kVA. Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs.

- ✓ Postes de livraison HTA à comptage BT.
- ✓ Poste de livraison HTA à comptage HTA et sous stations éventuelles HTA/BT
- ✓ Répartition HTA et sous stations HTA/BT ou HTA/HTA.
- ✓ Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

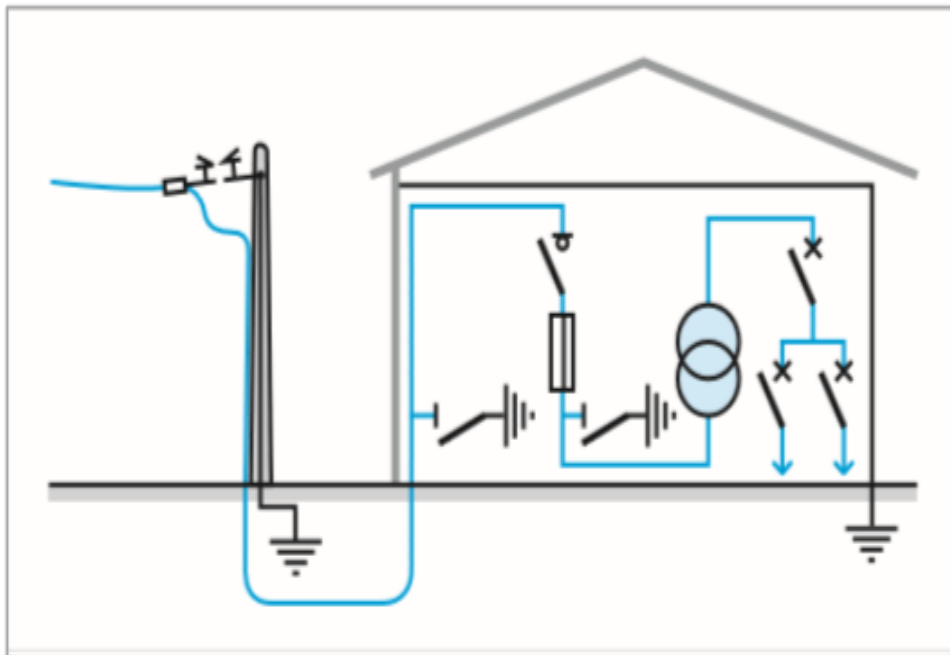


Figure I-16: Schéma général d'un poste ouvert.

I.9. Composition d'un départ HTA

Un départ HTA est issu d'une rame alimentée par un transformateur HT/HTA. Il est composé de ce qui suit :

I.9.1. Cellule départ :

La cellule du départ HTA comprend une partie du jeu de barres alimentées par le transformateur HT, le disjoncteur qui est le moyen de coupure et de manœuvres, les TC, la protection qui est composée par des relais destinés à recevoir les réglages à afficher qui vont par la suite commander le fonctionnement du disjoncteur (ouverture et fermeture), donc fournir ou couper l'alimentation en énergie électrique. On trouve aussi des sectionneurs qui servent à isoler le disjoncteur (en hors tension) pour des éventuelles actions d'entretien.

I.10. Conclusion

Nous avons présenté dans ce premier chapitre des notions générales sur les catégories des tensions, les différentes structures des réseaux, les postes et leurs compositions, en arrivant à la composition de la cellule d'un départ HTA, dans laquelle on trouve les relais et les organes concernés par les protections à calculer et à afficher.

Le déploiement de ces catégories et structures serve à la connaissance précise du réseau qui alimente le départ HTA d'une part, et d'autre part, de connaître les réseaux à alimenter par le départ HTA dont on cherche à calculer leurs réglages, et cela pour assurer la sélectivité des protections.

CHAPITR 2

Les Anomalies dans les réseaux électrique

II.1. Introduction :

Un défaut est une anomalie qui mène au dysfonctionnement du réseau qui peut, en quelques cas, effondrer l'ensemble des équipements constituant ce réseau. Le court-circuit représente le défaut le plus fréquent et sévère affectant un réseau électrique. Dans ce chapitre nous allons présenter : les particularités des courts-circuits, le calcul des courants de courts-circuits et les différentes manières utilisées dans l'élimination des défauts

II.2. Origines des défauts :

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines [7] :

- ❖ mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger) .
- ❖ électrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions à cause de manœuvres ou coups de foudre).
- ❖ humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

II.3. Méthodes utilisées dans l'analyse des défauts :

L'analyse des défauts qui apparaissent dans les lignes de transport d'énergie électrique comporte trois étapes essentielles représentées par la figure II.1.

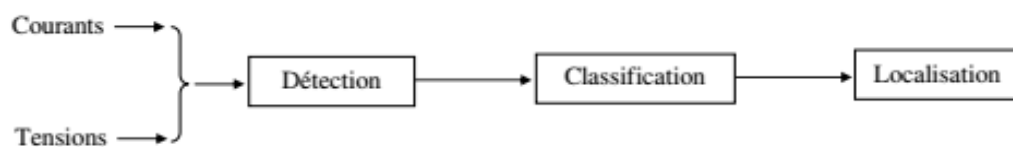


figure II-1: Schéma bloc des méthodes utilisées dans l'analyse des défauts.

II.3.1. Méthodes utilisées dans la détection :

Parmi les méthodes proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les suivantes :

- ✓ La méthode présentée dans la référence est basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs d'un même signal (courant ou tension). Lorsque la différence

entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.[22]

- ✓ Lorsque le courant de défaut d'une phase est différent de zéro, on conclut directement que cette ligne est le siège d'un défaut qui peut être détecté en utilisant l'indicateur T_n calculé à partir des échantillons du courant issus des deux extrémités de la ligne .
- ✓ Les valeurs de T_n sont comparées à la valeur prédéterminée T pour le système à l'état sain. Si la valeur de T_n est supérieure à T , donc la ligne est en défaut.

II.3.2. Méthodes de localisation des défauts :

La première utilisation d'un microprocesseur dans la protection électrique (utilisation des relais numériques) était en 1969 par G.D. Rockefeller. A nos jours, plusieurs algorithmes proposés dans ce nouveau domaine servent à localiser les défauts apparents dans les réseaux électriques. On peut distinguer ces algorithmes suivant trois catégories:

a-La première catégorie :

Ces algorithmes sont les plus répandus et sont basés sur l'utilisation des phaseurs en régime permanent, calculés à partir des données issues d'une ou des deux extrémités de la ligne.

b-La deuxième catégorie :

Ces algorithmes ont comme principe l'utilisation des équations différentielles dans le modèle du réseau de transport.

c-La troisième catégorie :

Ces algorithmes utilisent le principe de propagation des ondes offrant des avantages considérables, surtout pour les longues lignes [23].

II.3.4.Différents types de défauts :

➤ Les courts-circuits :

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires électromagnétiques Ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Les courts-circuits engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

▪ Les courts-circuits sont de natures et de types différents. On distingue:

- Les courts-circuits monophasés à la terre.

- Les courts-circuits biphasés à la terre ou isolés.
- Les courts-circuits triphasés.
- Les courts-circuits monophasés à la terre.

s à la terre ou isolés.

Le courant de court-circuit (triphasé) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électriques

Les courts-circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection

➤ **Les surtensions:**

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

▪ **Conséquences:**

- Claquage de l'isolation.
- Vieillissement de l'isolation

➤ **Les surcharges:**

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible

▪ **L 'origine des surcharges:**

- Les courts circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation L'enclenchement des grandes charges.
- Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau

➤ **Les oscillations:**

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotations(ou fréquence) des machines de production de l'électricité..

Les oscillations sont directement liées à la mécanique des machines électriques. C'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques

➤ **Les déséquilibres:**

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution.

Les déséquilibres donnent naissance à la composante inverse de courant.

- **Cette composante de courant provoque:**

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

Les plans de protection ne sont pas figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration s'avère nécessaire. Ce besoin d'amélioration est souvent dicté par les soucis suivants:

- De diminuer le temps d'élimination des défauts. Car ce temps est une grandeur fondamentale d'un plan de protection, dans la mesure où elle caractérise les contraintes thermiques des équipements électriques.
- De chercher toujours après une meilleure sûreté de fonctionnement en cas de court-circuit notamment sur les réseaux de transport et d'interconnexion où les conséquences d'un non-fonctionnement pourraient engendrer des dégâts économiques importants. Donc la fiabilité nécessite la multiplication des circuits en réalisant le compromis avec le facteur économique.

a- Les réseaux aériens :

Les hauteurs au-dessus du sol, les distances d'isolement entre phases et les lignes de fuite des isolateurs rendent les lignes aériennes particulièrement sensibles à l'environnement.

-Les causes principales de ces défauts sont:

- Les agressions atmosphériques, (foudre, tempête) – 45% .
- Les chutes d'arbres -18% - les défaillances des matériels – 13%.

b- Les réseaux souterrains :

Leur pose dans la terre les protège des conditions atmosphériques, mais les rend invisibles pour des travaux de proximité. Ainsi la répartition des principales origines de ces défauts est :

- travaux des tiers – 30% .
- défaillances de matériels – 30%.

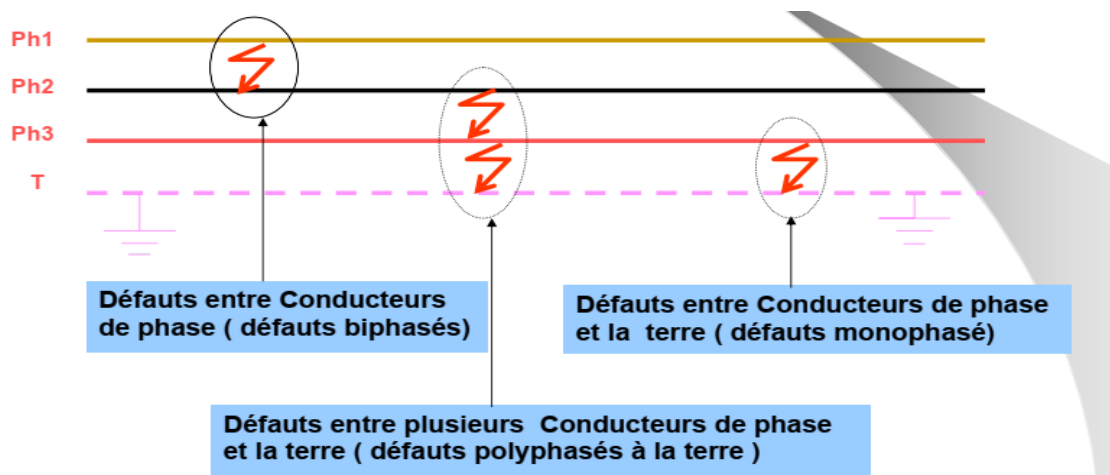
II.3.5. Caractéristiques des défauts:

Les défauts peuvent être caractérisés par leur nombre de conducteurs, leur durée et l'intensité du courant.

II.4. Moyens de calcul des courants de court-circuit :

II.4.1. Situations des défauts par rapport aux conducteurs :

Les diverses situations possibles des défauts par rapport aux conducteurs sont :



II.4.2. Classement des défauts en fonction de leur persistance:

✓ **Auto-extincteurs :**

De très faible durée , il disparaissent d'eux même sans qu'il soit nécessaire de couper le départ.

✓ **Défauts fugitifs :**

disparaissent après une coupure très brève de l'ordre de 0,3 seconde (amorçage avec arc).

✓ **Défauts semi - permanents :**

Ne disparaissent que si le départ est coupé pendant plusieurs secondes (branchette entre conducteurs par exemple).

✓ **Défauts permanent :**

nécessitent l'intervention humaine . Leur durée ne dépend que de la rapidité de cette intervention.

II.4.3.Statistiques des répartitions des défauts :

Ces défauts ne se produisent pas à la même fréquence , car les statistiques donnent la répartition suivante :

- Auto-extincteurs : 5 %.
- Fugitifs : 70 % à 80 %.
- Semi- permanents : 05 % à 15 %.
- Permanents : 05 % à 15 %.

Ces chiffres justifient l'utilisation d'appareils automatiques qui coupent les départs affectés le temps nécessaire à l'élimination des défauts non permanents .

II.4.3.1.Courants de court-circuit

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

-courant de court-circuit minimal :

$$I_{cc} = kA_{eff} \text{ (exemple : } 25kA_{eff} \text{)}$$

Il correspond à un court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée (défaut à l'extrémité d'un feeder (voir fig II-2)

Sa valeur permet de choisir le réglage des seuils des protections à maximum de courant et les fusibles .

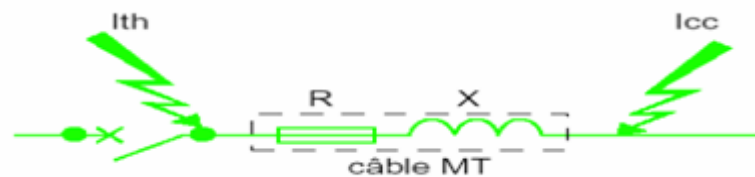


Figure II-2: défaut à l'extrémité d'un feeder.

-valeur efficace du courant de court-circuit maximal :

$$I_{th} = (kA_{eff} \cdot 1s \text{ ou } 3s) \text{ (exemple : } 25kA_{eff} \cdot 1s \text{)}$$

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure (voir Fig II-2).

Il est défini en kA pour 1 ou 3 seconde(s) et sert à définir la tenue thermique que doivent supporter les matériels.

a-Court-circuit triphasé:

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases.(**Fig II-3**).

L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

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

Avec :

U :tension composée entre phases

Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par I_{cc}



Figure II-3: défaut un correspond à la réunion des trois phases.

- l'impédance « directe » par phase:

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

Avec:

$\sum R$: somme des résistances en série

$\sum X$:somme des réactances en série

Le courant de court-circuit triphasé aux bornes HTA du transformateur peut être calculé par l'expression suivante :

U_n : tension nominale HTA

Z : impédance rapportée côté HTB

N_{eff} : rapport effectif de transformation

Quel que soit la position du régulateur, I_{CC} ne dépasse :

- 8 KA pour réseaux 30 Kv.
- 16 KA pour réseaux 10 Kv.

Dans le tableau ci-dessous on indique les valeurs de courant de court-circuit , pour les différents types de transformateur

Tension de réseaux HTB/HTA (KV)	Puissance (MVA)	Impédance équi. étoile rapportée en HTB (Ω /phase)	Courant de court-circuit triphasé coté HTA (KA)
60/10	10	45,8	4,61
	30	15,3	13,84
60/30	20	22,9	3,07
	30	15,3	4,61
220/10	30	205,5	13,84
220/30	20	302,5	3,07
	30	205,5	4,61
	60	123,3	7,56

Tableau II-1: les valeurs de courant de court-circuit , pour les différents types de transformateur.

b-Court-circuit biphasé isolé:

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U (Fig II-4)

L'intensité I_{CC2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

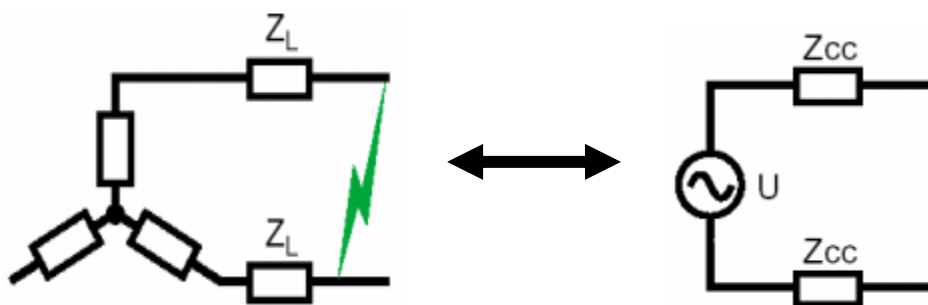


Figure II-4: défaut entre deux phases.

c-Court-circuit phase terre:

La valeur de ce courant dépend de l'impédance Z_n située entre le neutre et la terre.
(Fig II-5)

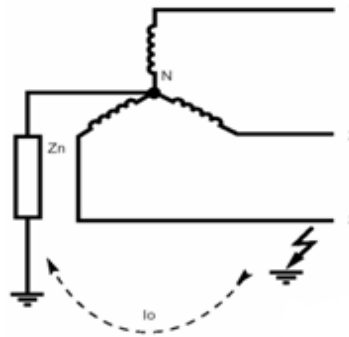


Figure II-5: *courant dépend de l'impédance Z_n située entre le neutre et la terre.*

Ce courant de court-circuit déséquilibré nécessite de faire appel pour son calcul à la méthode des composantes symétriques.

Cette méthode remplace le réseau réel par la superposition de 3 réseaux : direct, inverse, homopolaire. Chaque élément du réseau est ainsi caractérisé par 3 impédances :

Z_d : directe , Z_i : inverse , Z_o : homopolaire .

La valeur du courant I_o de défaut phase terre est :

$$I_o = U \sqrt{3} / (Z_d + Z_o + 3Z_n)$$

$$Z_d + Z_i + Z_o \ll 3Z_n$$

En pratique :

$$I_o = U / \sqrt{3} Z_n$$

II.4.3.2. Conséquences des courts-circuits:

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - Détérioration des isolants.
 - Fusion des conducteurs.
 - Incendie et danger sur les personnes.

- Et Pour le circuit défectueux les efforts électrodynamiques, avec :
 - Déformation des jeux de barres.
 - Arrachement des câbles.
- sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.
- pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :
 - les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes.
 - la mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma de la sélectivité de ses protections.
 - l'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines.
 - les perturbations dans les circuits de contrôle commande.

II.5.Les effets des défauts: [19]

Les effets des défauts sont surtout à redouter sur les réseaux à haute et très haute tension (H.T et T.H.T). Les défauts ont des effets surs :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

II.5.1.Effets sur le bon fonctionnement des réseaux:

Lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique

II.5.2.Effets sur la tenue diélectrique des matériels:

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent

deux types de contraintes : des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs et des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs

II.5.3.Effets sur la qualité de la tension:

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature du défaut, la structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre et les performances de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

II.5.4.Effets sur les circuits de télécommunication:

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

II.5.5.Effets sur la sécurité des personnes:

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défaut à la terre. Les conducteurs tombés au sol présentent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection

II.6.Contraintes supplémentaires pour la protection: [1]

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

- a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- b) Elles doivent rester *stables* en présence de phénomènes autre que le court-circuit Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs, Lors de variations admissibles de la

tension et de la fréquence, En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques, En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs, Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

II.7. Identification de l'ouvrage atteint:

La plupart des réseaux THT et HT sont généralement conçus et exploités en appliquant la règle dite du « n – 1 », c'est-à-dire qu'ils sont dimensionnés de manière à ce que l'on puisse perdre d'un quelconque des ouvrages de transport (ligne ou transformateur) ou une unité de production parmi les plus importantes sans qu'il en résulte de conséquence significative sur le fonctionnement des réseaux et sur l'alimentation de la clientèle.

Bien qu'en pratique l'application de cette règle soit souvent assortie d'autres conditions, elle met bien en évidence que, en cas de défaut sur un élément quelconque des réseaux, le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et de commander l'ouverture des disjoncteurs strictement nécessaires à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul. Cette exigence fondamentale à laquelle doivent satisfaire les protections est couramment désignée par sélectivité d'élimination des défauts. Les différents moyens mis en œuvre pour satisfaire cette exigence sont développés dans les articles décrivant les systèmes de protections des différents réseaux. On notera cependant que :

- Certaines protections sont totalement sélectives, par leur principe même ; c'est le cas, par exemple, des protections différentielles.
- D'autres protections, protections de distance, par exemple, n'ont, au contraire, qu'une sélectivité relative.
- D'autres protections encore ne sont pas sélectives ; c'est le cas des protections à maximum de courant ou à minimum de tension. La (Fig II-6) montre le cas de deux protections P1 et P2 sollicitées simultanément par un même défaut.

Si la protection P1 fonctionne en un temps t_1 et la protection P2 en un temps t_2 , la sélectivité de fonctionnement entre P1 et P2 exige que :

$$\text{Où } t_2 \geq t_1 + S \quad \text{alors } t_2 - t_1 \geq S$$

S : s'appelle intervalle de sélectivité .

Il doit tenir compte:

- Du temps d'ouverture du disjoncteur D1.
- Du temps de retour au repos de la protection P2 après élimination du défaut .
- Des causes d'erreurs dans l'estimation des différents temps.

Ces propriétés fondamentales sont mises à profit dans de nombreux principes de protections

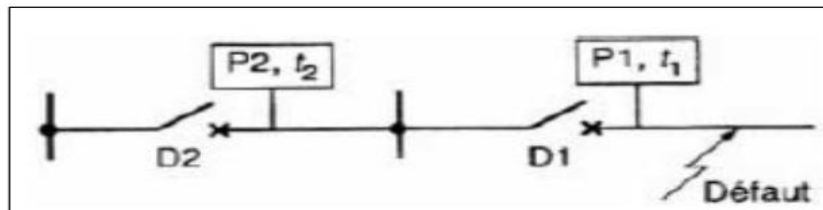


Figure II-6: Cas deux de protections [12].

II.8. Commande des organes de coupure:

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur D associé à cet ouvrage (Fig II-6).

Quelle que soit la technologie, la fonction protection est réalisée, comme le montre la (Fig II-7), avec trois éléments fondamentaux :

- Des capteurs, réducteurs de mesure (TC et TT) fournissant des grandeurs électriques, utilisables par les protections, qui sont l'image de celles sollicitant l'élément de réseau à protéger .
- Un équipement de protection, comportant des fonctions de mesure et des logiques de traitement et de décision.
- Un disjoncteur D, dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper.

L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en général fournie par des sources auxiliaires à courant continu ; En MT, EDF utilise, de plus, une méthode qui consiste à prélever l'énergie auxiliaire nécessaire sur le courant de défaut au moyen de dispositifs appropriés.

II.9.Sensibilité des protections:

Les protections doivent fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

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

Schéma d'exploitation particulier, période de faible charge, défaut de résistance élevée, etc. Il arrive que le courant minimal de court-circuit soit inférieur au courant nominal. Dans ce cas, il faut avoir recours à des protections de conception spécifique.

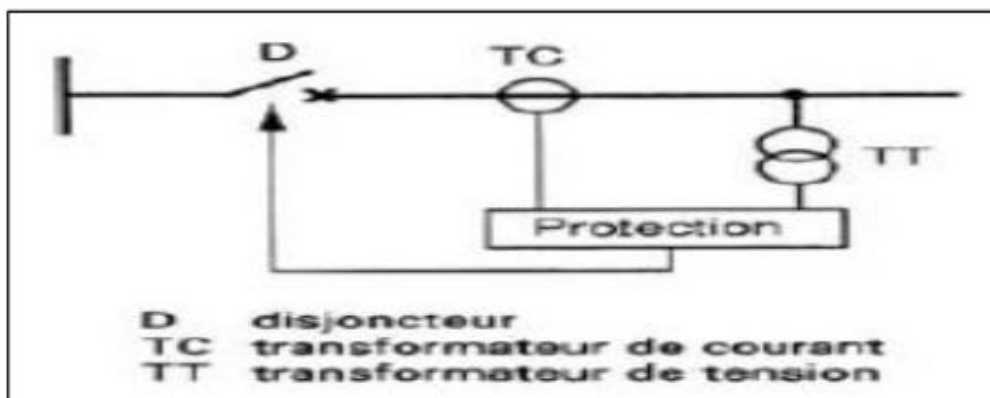


Figure II-7: La Sensibilité des protections [12].

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de défaut le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [12].

II.10.L'Entretien Des Réseaux Électriques:

II.10.1.les anomalies courant sur les ligne aériennes:

- Poteau bois pourris.
- Supports accidentés .
- Poteau bois vrillé .
- Poteaux béton avec armature apparente ou béton dégradé.
- Ouvrage métallique oxyde ou à repeindre(pylône, portique, poutrelle, tubulaire console).
- Supports inclinée ou dangereusement implantés.

- Massifs de fondation dégradé ou déchausse.
- Bretelles cassées ou défaite.
- Distances des conducteurs par rapports aux habitations, au sol, aux lignes PTT et d'énergie voisines.
- Mise à la terre absente ou défectueuse(supports, châssis des interrupteurs aériens , neutre réseau HTA et BT...).
- Mauvais serrage des mâchoires.
- Portées dérégulées et flèche importante.
- Isolateurs cassés, filés, décillés ou dégoupillés.

II.10.2.les anomalies courant dans les poste:

- Mauvais serrage.
- Baisse niveau d'huile.
- Rigidité diélectrique faible du refroidissant
- Poussière.
- Mauvaises terres.
- Manque d'éclairage.
- Mauvaise ventilation.
- Mauvais calibrage des protections (HTA et BT).
- Section liaison BT incompatible (sous dimensionnée)

II.11.Conclusion :

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible ; c'est le rôle des protections que nous allons voir en détail dans le chapitre 3 .

la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires. le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales:

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs ; avec les disjoncteurs modernes.

CHAPITRE 3

La protection des réseaux électriques

III.1. Introduction :

Le réseau électrique est constitué d'équipements haute et basse tension. Le dispositif de protection de ces équipements est composé de protections haute tension (parafoudres, éclateurs...) et de protections basses tension destinées à surveiller et contrôler le fonctionnement du réseau.

Ce chapitre sera consacré au déploiement des éléments indispensables pour la constitution du système global de protection. On va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux de transport de l'énergie électrique, les différents appareils de protection (relais de protection), les disjoncteurs et les transformateurs.

III.2. Systèmes de protection:

Le fondamental d'un système de protection dans un réseau électrique, est de détecter les défauts possibles et mettre hors tension la protection des réseaux affecté par le défaut. Quel que soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales:

- Un système de relais de protection (Relais).
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).
- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections.[3]

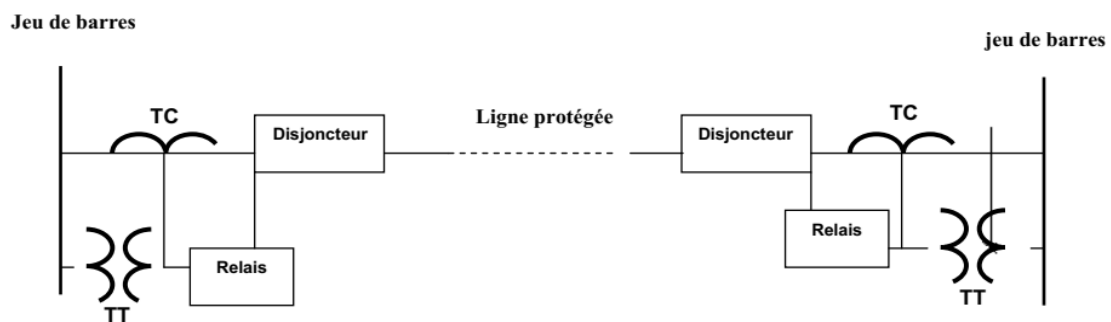


Figure III-1: Constitution d'un système de protection.

III.2.1. L'emplacement d'une protection:

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent dans la cour (postes extérieures).

III.3. Constitutions d'un système de protection:

❖ Le disjoncteur:

C'est un appareil mécanique destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée on distingue des disjoncteurs à huile, à air, à SF₆, à vide.



Figure III-2: Disjoncteur à haute tension. [19]

❖ Réducteur de mesure:

Pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point.

On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT).

1- Transformateur de Courant :

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est proportionnel au courant primaire on l'appelle aussi transformateur d'intensité . On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI. La fonction d'un transformateur de courant phase est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire I_p mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.

Le rapport de transformation du TC s'exprime par: [20]

$$m = I_p / I_s$$

Avec :

m : Rapport de transformation du TC .

I_p : Courant primaire.

I_s : Courant secondaire.

Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être isolés ou intégrés dans le disjoncteur.



Figure III-3: Transformateur de courant. [19]

2- Transformateur de tension:

On distingue deux Types de transformateur de tension : les transformateurs de tension bobinée (TT) et les transformateurs condensateurs de tension (TCT) dont la partie capacitive est utilisée comme système de couplage pour la transmission par courants porteurs haute fréquence sur ligne.

Il faut souligner que les transformateurs de tension sont en générale plus coûteux que les transformateurs condensateurs de tension [21].



Figure III-4: *Transformateur de tension. [21]*

3- Les relais de protection :

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

❖ Relais électromécaniques :

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).[9][10]

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

délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation (**Fig III-5; Fig III-6**).

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

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

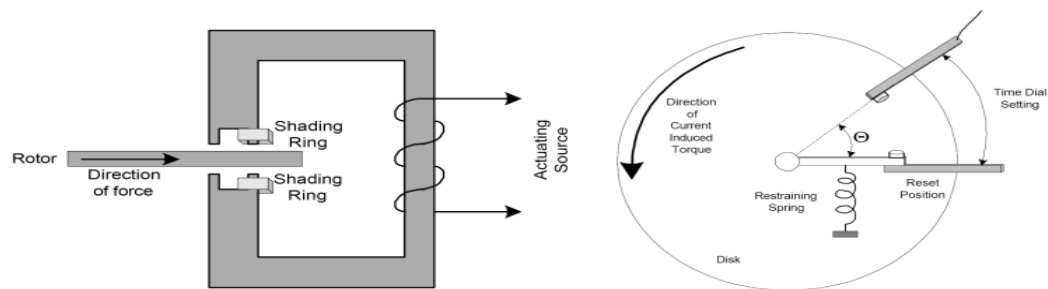


Figure III-5: Relais électromagnétique à induction par disque simple.

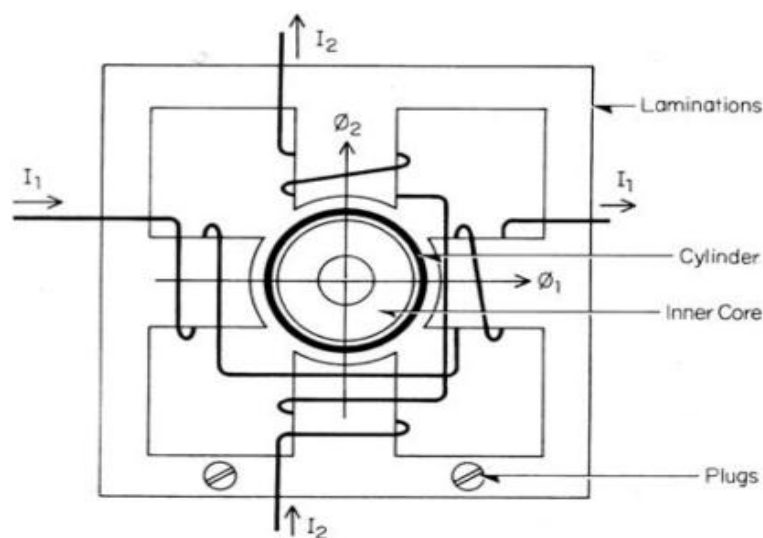


Figure III-6: Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

❖ Relais statiques:

Le relais statique est un composant électronique réalisant une fonction d'interfaçage entre un circuit de commande, généralement bas niveau, et un circuit de puissance alternatif ou continu connecté à des charges pouvant être de forte puissance (résistances, moteurs, pompe, électrovannes...). De plus cette fonction s'effectue d'une manière totalement statique sans pièces mobiles. Le relais statique remplace de plus en plus le relais électromagnétique pour les avantages suivants : plus précis, plus sensible, plus rapide, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation et moins encombrant.

❖ Relais Numériques :

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

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

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

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

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

En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle

commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

❖ **Relais directionnel**

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale.

Dans le cas d'une protection directionnelle de courant l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens.

Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut.

Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

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

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

III.4. Qualités fondamentales d'un système de protection:

III.4.1. Rapidité :

La protection élimine rapidement le défaut. Le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même, auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs.

III.4.2. Fiabilité :

Elle combine les notions de sécurité, la protection doit être précise dans ces décisions.

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.

A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

- ✓ Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, mais n'a pas fonctionné.

- ✓ Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas due fonctionner.

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

- ✓ La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
- ✓ La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

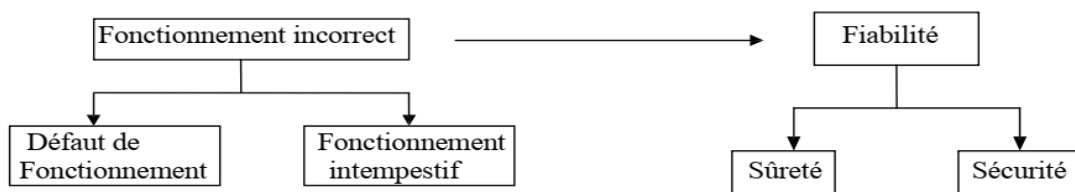


Figure III-7: *Fiabilité d'une protection.*

III.4.3. Sensibilité:

La protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles

III.4.4. Disponibilité:

La protection doit toujours être en opération. Concrètement une bonne protection doit être conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce à ces deux types de protections différentes. Celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantané, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisé et de protection de secours.

III.4.5. Sélectivité:

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour les quelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner. La sélectivité a pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants: [2]

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

III.5. Les Modèles des protections selon le type des réseaux :

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA).

III.5.1. Protection à maximum de courant coté HTB :

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA, un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$I_{reglqge} = 2.I_{n1} \quad , T_{emps} = 2.5s$$

Où, I_{n1} : est le courant nominal du transformateur côté HT.

III.5.2. Protection à maximum de courant coté HTA:

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT. Elle sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$I_{reglqge} = (1.3 - 1.4).I_{n2} \quad , \quad T_{emps} = 2s$$

Où, I_{n2} : est le courant nominal du transformateur côté MT.

Le choix du temps d'intervention est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de la ligne MT que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant de courts laps de temps, suffisants à l'accomplissement des transferts de charge.

III.5.3. Protection des transformateurs HTB/HTA: [15]

Les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par deux protections à maximum de courant:

- La première du côté HTA : est une protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue aussi une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes HTA.
- La deuxième du côté HTB : est une protection à maximum de courant à deux seuils :

- Le premier seuil temporisé.
- Le deuxième seuil instantané pour les court-circuit sur le primaire du transformateur.

Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche HTA. Vis-à-vis des défauts monophasés, une protection à maximum de courant est prévue dans la connexion du neutre

III.5.4. Protection thermique:

Cette protection devra contrôler la température de l'huile et aura deux seuils

Le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

III.6. Protection des liaisons (lignes et câbles):

III.6.1. Surcharge thermique :

La protection vis-à-vis de l'échauffement anormal des conducteurs en régime permanent à cause du courant de surcharge est assurée par une image thermique qui calcule une estimation de l'échauffement à partir de la mesure du courant.

III.6.2. Court-circuit entre phases :

La protection à maximum du courant de phase permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines. Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre ; une protection de courant à maximum de composante inverse complète alors la protection de base. (Fig III-8)

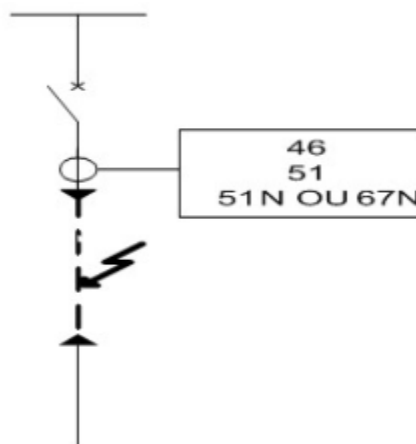


Figure III-8: Protection de liaison par relais à maximum du courant.

Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle à pourcentage, activée lorsque le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant traversant ; chaque extrémité de la liaison comporte un relais ; les échanges d'informations entre relais se font par fil pilote. (Fig III-9).

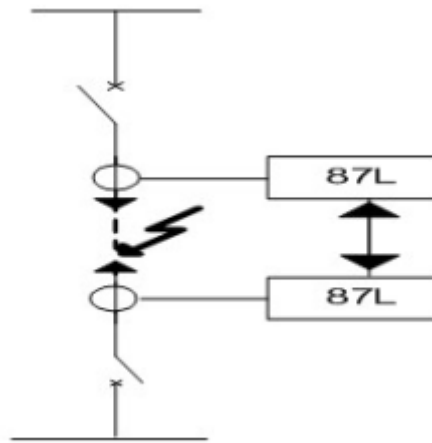


Figure III-9: Protection de liaison par relais différentiels.

III.6.3. Court-circuit entre phases .Court-circuit phase-terre:

La protection à maximum de courant de terre temporisée permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision mais, pour un départ de grande longueur, une protection à maximum de courant terre directionnelle, permet un réglage du seuil de courant inférieur au courant capacitif du câble dans le cas d'une liaison à la terre par neutre résistif. (Fig III-9)

III.6.4. Protection des jeux de barres: [11]

Les jeux de barres des postes de couplage et les appareils qui s'y rapportent, tels les disjoncteurs, les sectionneurs et les réducteurs de tension et de courant représentent des, nœuds importants du réseau et son ainsi des éléments sensibles du système de transport et de distribution. Le court-circuit de jeu de barres, représente un des défauts les plus grave dans le réseau et peut même mettre en danger sa stabilité, il doit donc être détecté et éliminé sélectivement dans les délais les plus brefs. Cependant, les nœuds importants ne doivent pas être mis hors service. Les exigences quant à la fiabilité et la disponibilité de la protection de jeux de barres sont ainsi très élevée. En présence de couplages longitudinaux ou transversaux, on ne doit séparer que les tronçons du jeu de barres touchés par le court-circuit.

III.6.5. Protection de neutre HTA:

La protection cotée haute tension sera à deux seuils d'intervention à temps constant. Le premier seuil devra être réglé à:

$$I_{réglage} = 2 - 3I_{n1} \quad T_{emps} = 0.8s$$

Si on a un seul disjoncteur en aval du disjoncteur au départ MT.

Où: $t = 0.5s$, si on n'a aucun disjoncteur en aval.

$I_{n1} = 0.5s$: est le courant nominal du transformateur coté HT.

Il est réglé de façon à intervenir pour des courts circuits intéressant le transformateur, tout en gardant la sélectivité avec les lignes MT.

Il constitue aussi la réserve de la protection de la ligne dans les limites permises par son réglage. Le second seuil devra être réglé à:

$$1.3S_{nT} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}} V_{n1} V_{CC}$$

1.3: Coefficient d'insensibilité au défaut MT.

S_n : Puissance nominale du transformateur en VA.

V_{CC} : Tension de court-circuit du transformateur en %.

V_{n1} : Tension composée nominale du transformateur côté HT en Volte.

I_n : Courant nominale du transformateur Côté en Ampère.

Le deuxième seuil, côté HT, a pour but d'éliminer rapidement les courts circuits sur le primaire du transformateur et son courant d'intervention est tel qu'il n'est pas sensible aux courts circuits dans la tranche MT. Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes transformatrices et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

I_{RH} : Le courant de départ le plus pas réglé.

T : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT):

$$I_R = 0.95I_{CC} \quad T = 0$$

III.7. Protection de distance:

La protection de distance contre les défauts affectant des tronçons de ligne ou de câble est utilisée dans le cas des réseaux maillés (liaisons en parallèle, plusieurs sources). Elle est sélective, rapide et sans nécessité de sélectivité chronométrique. Sa sensibilité est dépendante de la puissance de court-circuit et de la charge et sa mise en œuvre est difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (ligne aérienne + câble). Sa fonction est de :

- Mesurer une impédance proportionnelle à la distance du point de mesure au défaut.
- Délimiter des zones d'impédance correspondant à des tronçons de ligne de différentes longueurs.
- Déclencher par zone avec temporisation (**FigIII-10**)

L'exemple de la (fig III-11) fait apparaître pour la protection en A du tronçon AB :

- Un cercle d'impédance à 80 % de la longueur de ligne (zone 1), à l'intérieur duquel est associé un déclenchement instantané.
- une couronne d'impédance comprise entre 80 % et 120 % de la longueur de ligne (zone 2), à laquelle est associé un déclenchement temporisé (200 ms).
- un cercle d'impédance à 120 % de la longueur de ligne (zone 3), à l'extérieur duquel est associé un déclenchement temporisé long de secours de la protection B à l'extérieur de AB.

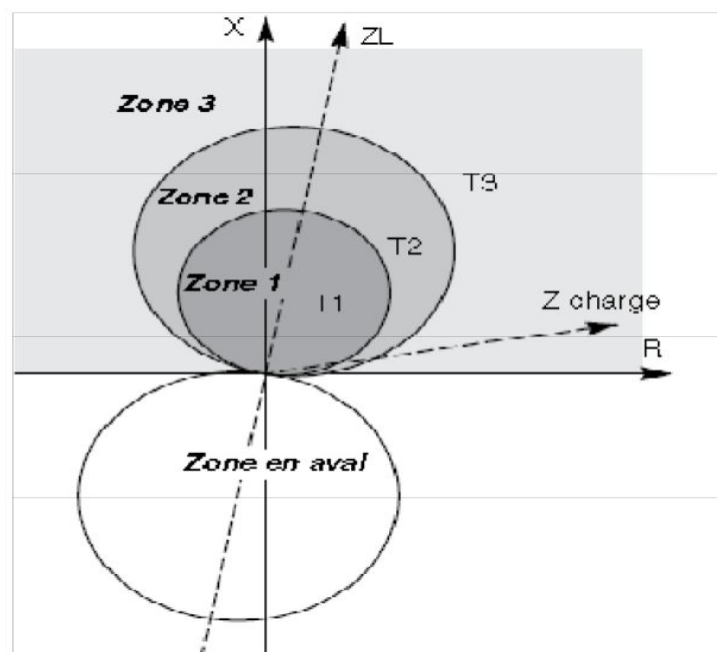


Figure III-10: Cercle d'impédance.

- un cercle d'impédance à 120 % en aval pour assurer le secours de la protection en aval.
- Lorsqu'il y a communication entre les protections aux extrémités, on peut déclencher instantanément entre 0 et 100 % .

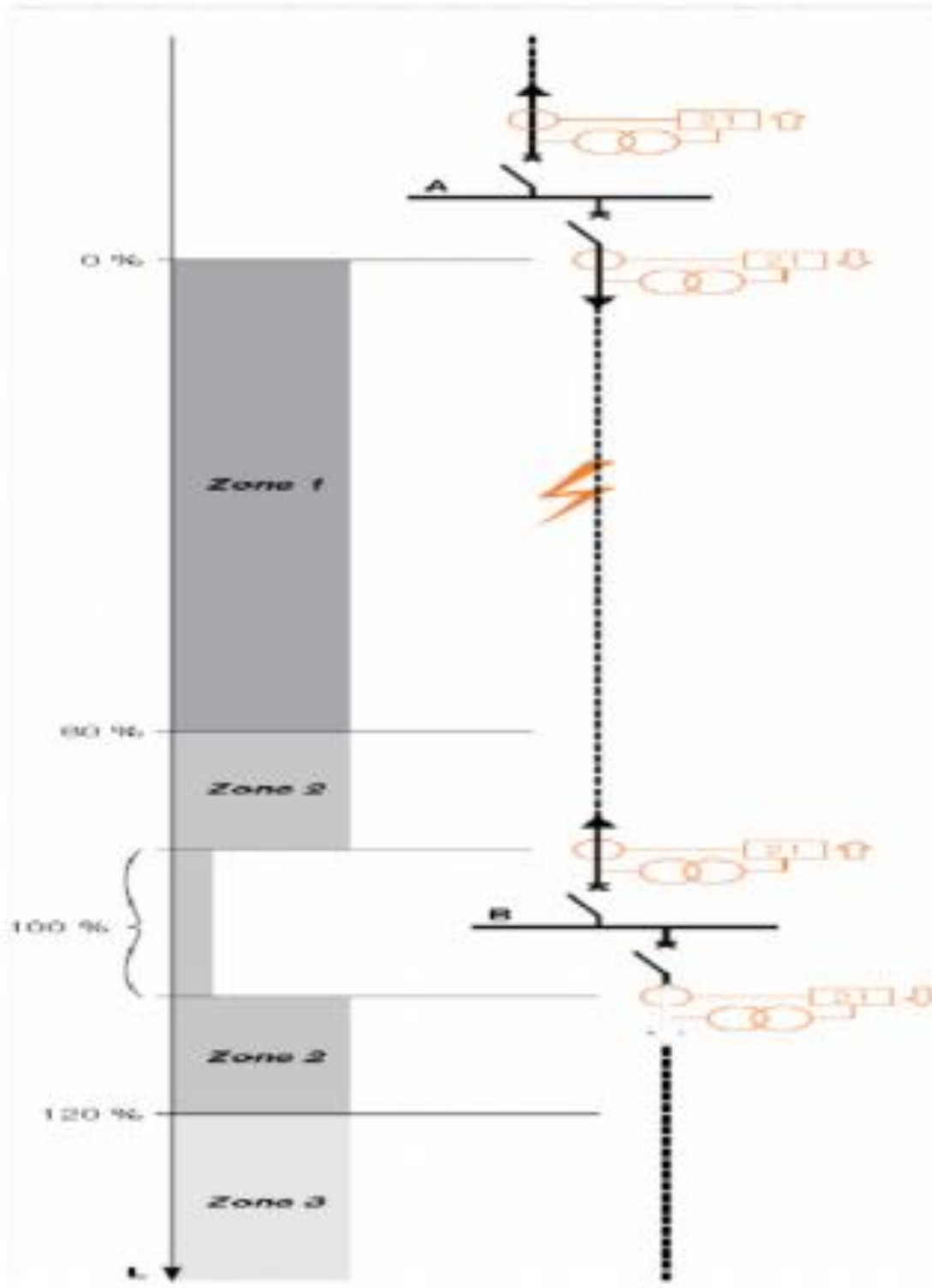


Figure III-11: Principe de la protection de distance.

III.8. Protection Buchholz:

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile, si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts.

Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.

Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mise hors service.

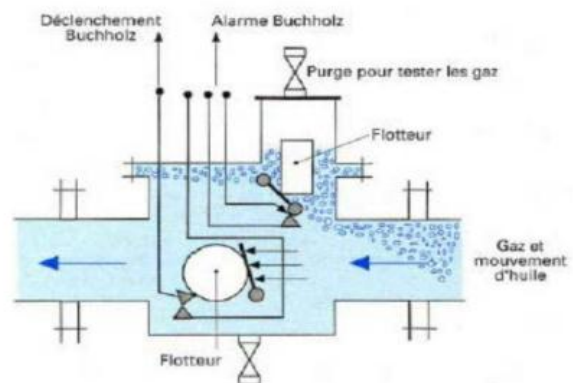


Figure III-12: Relais BUCHHOLZ.

III.9. Protection masse – cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défauts à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants.

La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

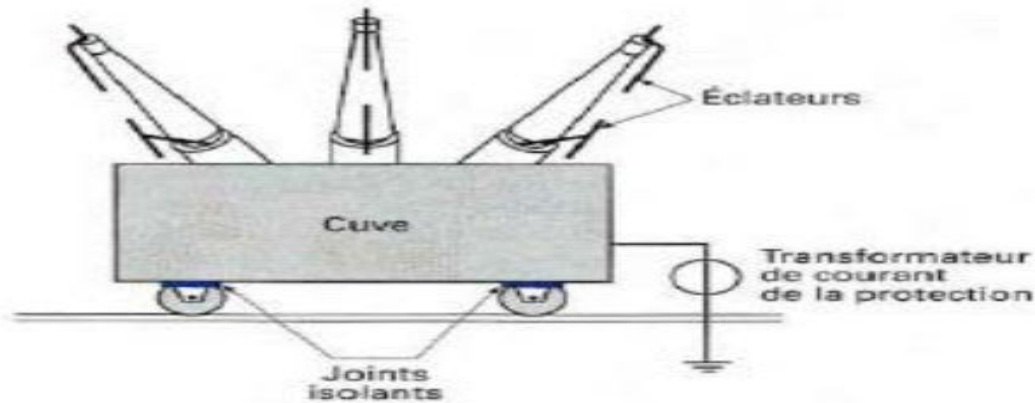


Figure III-13: Protection de masse cuve.

III.10. Protection de masse: [16]

Dans le cas d'une installation électrique avec neutre mis à la terre, un relais est utilisé pour la détection des défauts à la terre. Ce dernier est alimenté par un transformateur de courant interconnecté dans la liaison de terre. Dans le cas d'un défaut d'isolement, le relais le détecte et ordonne le déclenchement de la protection associée.

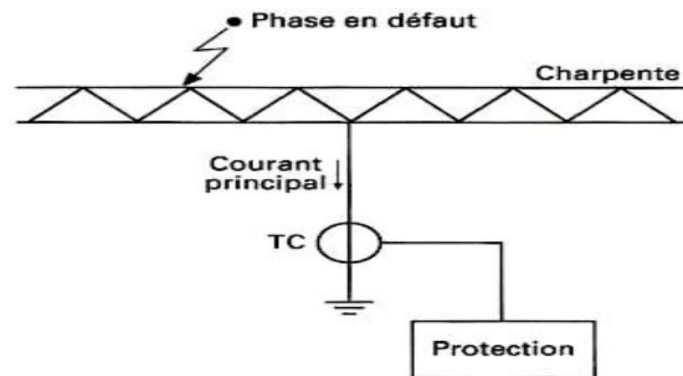


Figure III-14: Principe de fonctionnement d'une Protection de masse.

III.11. Protection différentielle :

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur I_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement .

La protection différentielle transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes transformateur. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur. Cette protection s'utilise:

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal.
- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

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

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

III.12. Protection contre la surtension :

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières.
- Soit les coups de foudre en ligne.
- Soit un défaut d'isolement en ligne ... etc

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante.

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger :

- Les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur.
- Les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur. Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité.

- Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts la terre extérieurs à la cuve du transformateur .

III.13. Conclusion :

Le choix des éléments de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. Il nous a paru nécessaire de donner assez l'information sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique d'où il est essentiel de maitre en place des plans et réglages pour ces protections que nous allons voir dans le chapitre suivant ou nous allons nous familiarisés avec les différents types de réglages des protections.

CHAPITR 4

L'évolution des Plans des protections et leurs réglages

IV.1. Introduction :

Les plans de protection ne sont pas figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration s'avère nécessaire. Ce besoin d'amélioration est souvent dicté par les soucis suivants:

- De diminuer le temps d'élimination des défauts. Car ce temps est une grandeur fondamentale d'un plan de protection, dans la mesure où elle caractérise les contraintes thermiques des équipements électriques.
- De chercher toujours après une meilleure sûreté de fonctionnement en cas de court-circuit notamment sur les réseaux de transport et d'interconnexion où les conséquences d'un non fonctionnement pourraient engendrer des dégâts économiques importants.
- Donc la fiabilité nécessite la multiplication des circuits en réalisant le compromis avec le facteur économique.
- D'être à la page de l'évolution technologique dans le monde.[23]

IV.2. L'évolution des Plans des protections:**IV.2.1. PLAN N°1:**

Ce plan est antérieur à 1975. Le réseau de transport était exploité en 150 Kv.

➤ Pour les utilités :

- Une batterie avec deux redresseurs.
- Un enroulement protections sur le TC.
- Une bobine de déclenchement disjoncteur.

➤ Les protections des travées lignes THT et HT sont identiques:

- Une protection principale électromécanique associée à un réenclencheur série.
- Habituellement c'est une protection de distance.
- Mais pour les liaisons courtes on adopte une protection différentielle.

Il faut noter que la fonction de réenclenchement est utilisée uniquement en aérien

IV.2.2. Une protection complémentaire :

C'est une protection de puissance résiduelle de terre fonctionnant avec des courbes à temps inverse (PSW ou RSWV de CdC).

- Une protection de secours (Max I).

- Un relais de discordance pôles dans le cas des disjoncteurs à commande monopolaire.
- Un localisateur de défaut (ligne longue) .
- Un perturbographe.

IV.2.3. Pour les Protections transformateurs THT / HT, en plus des protections internes:

- Une protection à maximum de courant. à temps constant sur chaque enroulement.
- Une protection de surcharge thermique.
- Une protection masse cuve.
- Une protection de neutre MT .
- Une protection de terre résistante.

IV.3. PLAN-2:

Ce plan est adopté durant la période allant de 1975 à 1980. Un événement important:

C'est le passage à la tension 220 kv sur le réseau de transport.

Raison:

Importance des puissances mises en jeu sur le réseau de transport. Du point de vue constitution de base des installations *BT* , ce plan est identique au plan 1

- Une batterie avec deux redresseurs.
- Un enroulement protection sur le *TC* .
- Une bobine de déclenchement.

IV.3.1. Néanmoins un changement important du plan de protection est enregistré:

- * Introduction des premières protections statiques sur les lignes THT .
- * Introduction des protections de réserve de distance semi-statiques temporisées en monophasé THT.
- * Introduction des protections de défaillances disjoncteur THT.
- * Pour les lignes HT et les transfo HT/MT Aucune modification par rapport au plan 1.
- * Introduction des protections de défaillance disjoncteur comme pour les lignes THT.

IV.4. PLAN-3:

Plan adopté entre 1980 et 1985. Dans ce plan il est enregistré des changements importants dans le but d'améliorer la fiabilité de fonctionnement lors des défauts.

IV.4.1. Les installations BT des postes sont dotées :

- ✓ Deux batteries ($127V_{cc}$). Une principale pour alimenter le circuit principal et une autre, pour alimenter le circuit, secondaire.
- ✓ Trois redresseurs ($127V_{cc}$) Le troisième redresseur assure un secours pour chacun des deux premiers.
- ✓ Deux enroulements protections sur le TC .
- ✓ Deux bobines de déclenchement disjoncteur.
- ✓ Une protection des barres THT.

IV.4.2. Les Transformateurs THT (en plus des protections internes):

- ✓ Une protection différentielle longitudinale à deux branches (la zone de protection intègre le TSA) en remplacement des masses cuves.
- ✓ Une protection à maximum de courant à temps constant sur chaque enroulement.
- ✓ Une protection de surcharge thermique.
- ✓ Une protection de défaillance disjoncteur.

Le reste est identique au plan précédant

IV.5. PLAN-4:

Plan adopté entre 1985 et 1990. Dans ce plan il est enregistré des changements dans la fonctionnalité des équipements

IV.5.1. Travée Ligne THT:

- Une protection principale statique de distance multi chaîne associée à un réenclencheur parallèle.
- Une protection de réserve de distance statique temporisée dont le constructeur et le principe sont différents que pour la PP.
- Une protection complémentaire statique.
- Une protection de défaillance disjoncteur.

- Un relais de discordance pôles.
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues.
- Un perturbographe

IV.5.2. Pour Les Transformateurs Des Services Auxiliaires TSA:

- Une protection masse cuve.
- Une protection de neutre MT .

Noter que la protection des bornes primaires du TSA sont protégées par la différentielle du transfo de puissance (2 branches).

IV.5.3. Pour Les Lignes HT:

Introduction des protections de distance statiques et des réenclencheurs parallèles.

IV.5.4. Transfo HT/MT:

Introduction des protections différentielles longitudinales pour transfo dont la puissance nominale est supérieure à 40 MVA.

Introduction des protections à maximum de courant à deux seuils côté HT.

IV.6. PLAN- 5:

Plan adopté depuis 1990. La différence par rapport au plan 4 est:

Les protections de défaillance disjoncteur sont indépendantes

IV.6.1.Travée Ligne THT:

Une protection de réserve de distance qui devient protection principale 2. Cette protection dispose des mêmes chances de fonctionnement que la protection principale 1 de distance à savoir:

- ❖ Adoption du réenclenchement.
- ❖ Suppression temporisation.
- ❖ Mêmes valeurs de réglages.

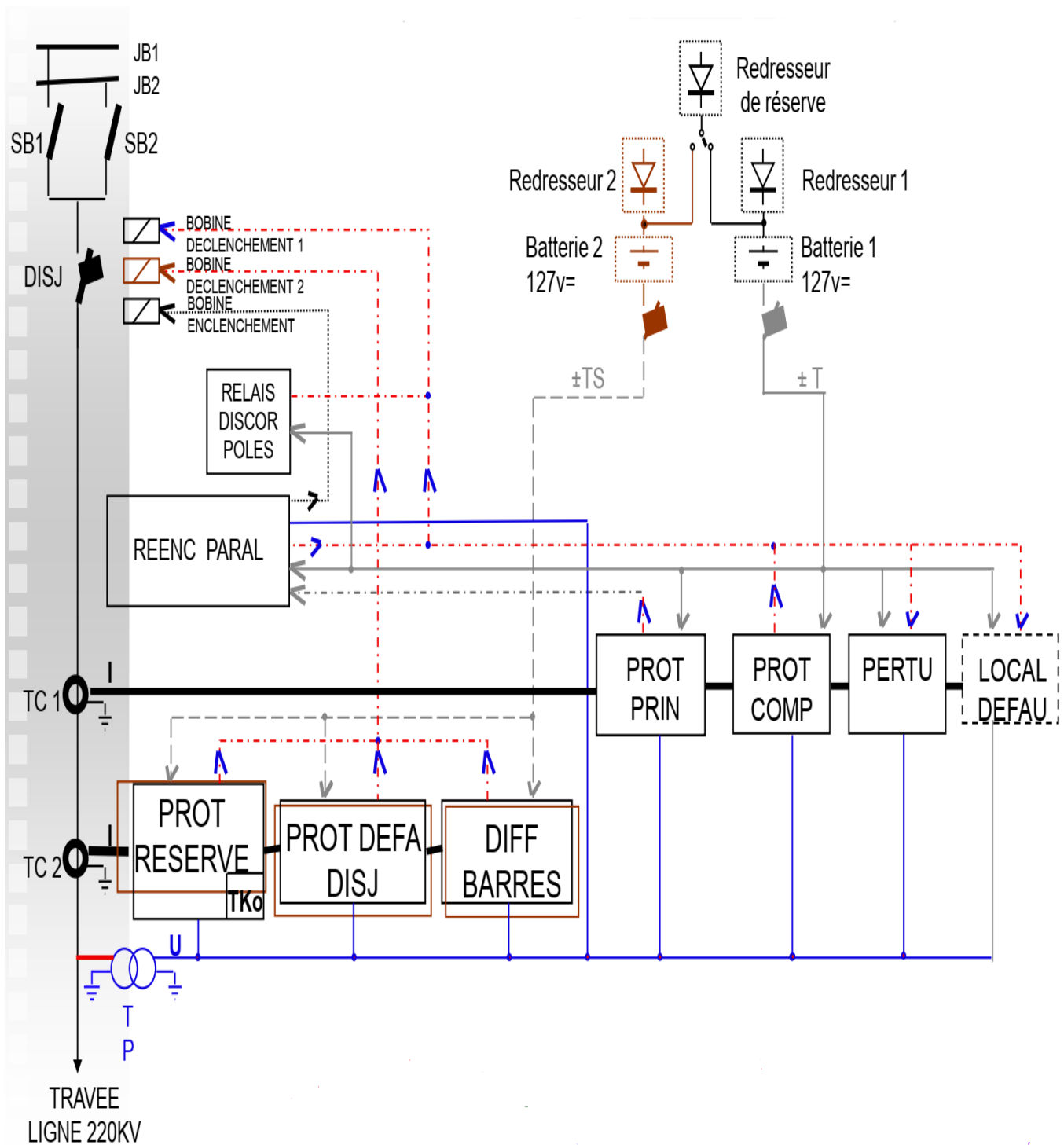


Figure IV-1: Schémas de plan n°5 de la protection de la travée THT. [26]

IV.6.2. Les Transformateurs THT/HT:

Introduction d'une protection de courant à deux seuils côté THT Adoption des protections de défaillance disjoncteur sur toutes les travées HT des postes THT/HT.

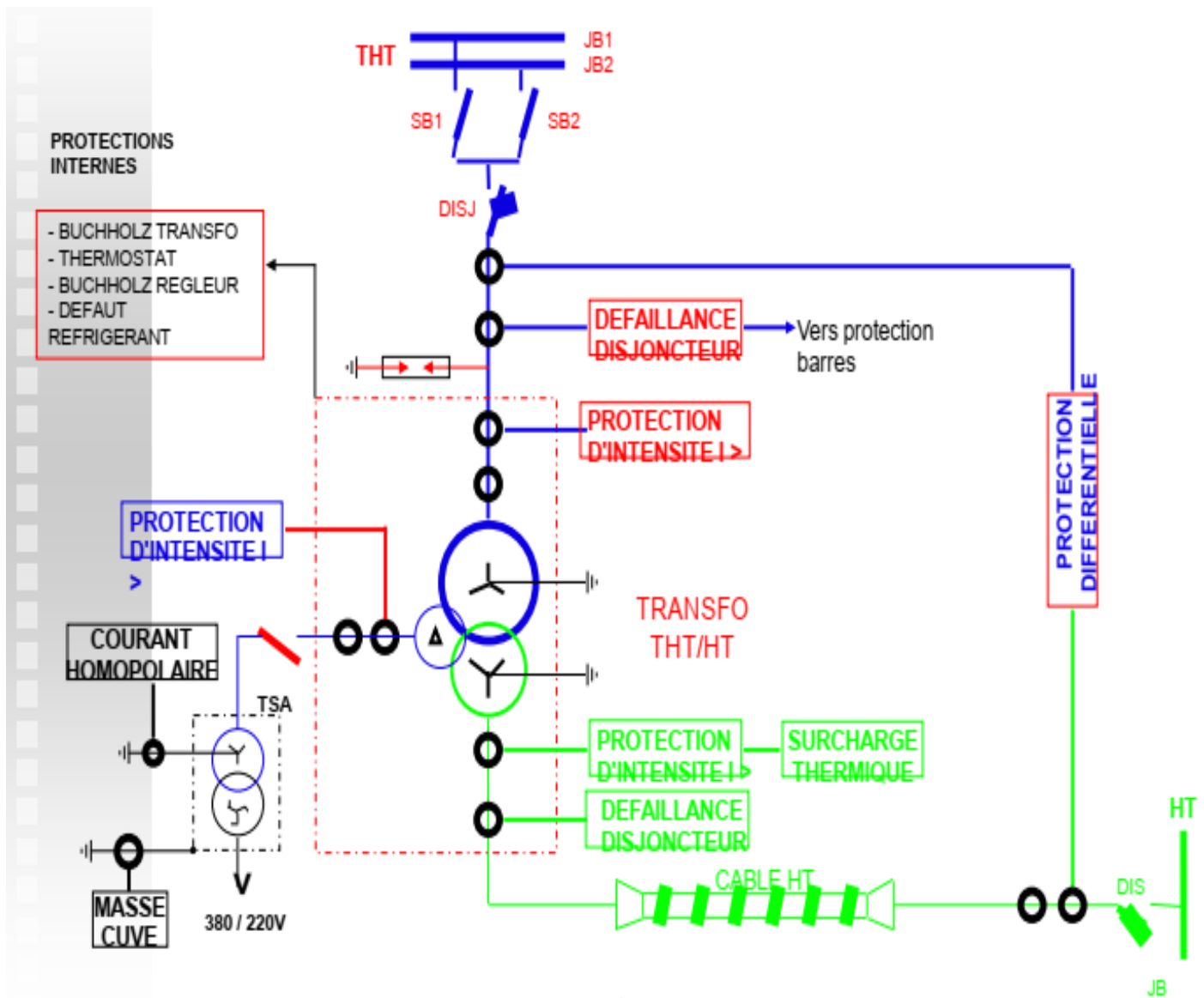


Figure IV-2: schémas de plan n°5 de la protection de transformateur THT/HT [26].

IV.6.3. Les Transformateurs HT/MT:

Adoption systématique des protections différentielles pour tous les transformateurs (Quel que soit la puissance)

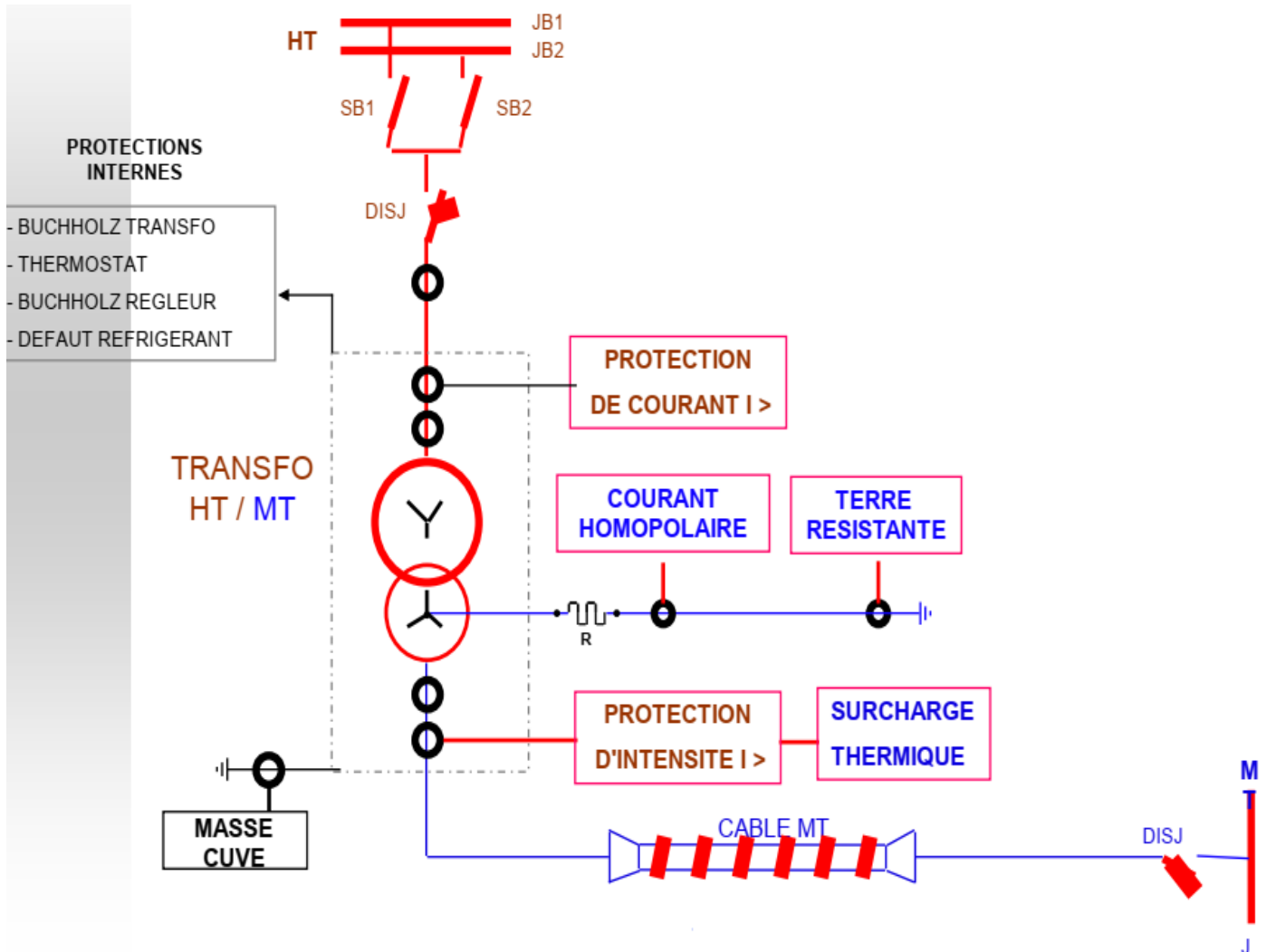


Figure IV-3: schémas de plan n°5 de la protection de transformateur HT/MT. [26]

IV.6.4. Protection De Sauvegarde Du Réseau:

Les lignes d'interconnexion internationales et régionales sont dotées de:

- ❖ Protection de rupture de synchronisme.
- ❖ Relais d'asservissement de puissance.
- ❖ Relais de fréquence.
- ❖ Relais de minimum de tension [26].

IV.7. PLAN- 6: au delà de 2000**PLAN DE PROTECTION "NUMERIQUE" -PDP 2000-**

Il y a lieu de signaler qu'un nombre important de protections numériques a été introduit entre 1995 et 2000 notamment avec les postes 220 Kv et la mise à niveau du plan de protection dans le cadre de l'interconnexion du réseau Maghrébin au réseau Européen.

Interconnexion réalisée le 25/05/1998

IV.7. 1.Plan De Protection :

En Technologie Numérique L 'intégration Vise 3 objectifs principaux

- ❖ Coût réduit .
- ❖ Espace réduit.
- ❖ Fonctionnalités (surcharge, Max U etc..).

IV.7. 2.Avantages essentiels des protections numériques :

Bibliothèque de fonctions:

- ❖ Fonctions de protections Réenclencheur.
- ❖ Perturbographie.
- ❖ Consignation d'état.

Communication:

- ❖ Homme-machine (clavier/PC)
- ❖ A distance avec un système de CCN.
- ❖ Autocontrôle qui permet d 'augmenter la disponibilité de la protection.

Au stade actuel, la question qui se pose c'est de savoir quelle est la limite d'intégration des fonctions qui réalise le compromis entre la sécurité de fonctionnement et le coût des équipements.

IV.7. 3.La Fonction Reenclencheur:**IV.7. 3.1.Travée Ligne THT (4 cas possibles)**

- Fonction indépendante extérieure. (Solution onéreuse)
- Fonction intégrée seulement à PP1 avec un câblage filaire à PP2. (En cas de défaillance de PP1 indisponibilité du Réenclenche.

- Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2.

(Avec inter verrouillage pour éviter les problèmes liés à une sélection de phase différente de PP1 et PP2).

C'est une solution avantageuse dans la mesure où elle assure une bonne fiabilité.

- Fonction intégrée dans l'unité de travée.

C'est une solution avantageuse quand on sait que cette fonction est étroitement liée au disjoncteur.

IV.7. 3.2.Travée Ligne HT (3 cas possibles):

- Fonction indépendante extérieure.
- Fonction intégrée à PP. (Cette solution est avantageuse)
- Fonction intégrée dans l'unité de travée. (Cette solution est avantageuse)

IV.7. 4.La Fonction de Protection Complémentaire:

IV.7. 4.1.Travée Ligne THT(2 cas possibles):

- Fonction indépendante extérieure. (Solution onéreuse)
- Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2. (Solution avantageuse)

IV.7. 4.2.Travée Ligne (2 cas possibles):

- Fonction indépendante extérieur. (Solution onéreuse)
- Fonction intégrée à la protection principale de distance. (Solution avantageuse)

IV.7. 5.La Fonction localisation de défaut:

IV.7. 5.1. "2 cas" possibles en version centralisée:

- Centralisée indépendante. (Cette solution est onéreuse)
- Centralisée intégrée à la perturbographie centralisée. (Cette solution est avantageuse)

IV.7. 5.2. "3 cas" en version décentralisée pour les lignes THT :

- Fonction indépendante extérieure. (Cette solution est onéreuse)
- Fonction intégrée à une seule protection principale. (Solution moins fiable)
- Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2. (Cette solution est avantageuse)

IV.7. 5.3. "2 cas" en version décentralisée pour les lignes HT:

- Fonction indépendante extérieure. (Cette solution est onéreuse)
- Fonction intégrée à la protection principale. (Cette solution est avantageuse)

IV.7. 6.La Fonction de Perturbographie :**IV.7. 6.1."5 cas" possibles pour les lignes THT :**

- Fonction intégrée à UT. (Pas de rapport avec UT)
- Fonction intégrée à PP1 ou PP2. (Solution moins fiable)
- Fonction décentralisée indépendante (BR). (Solution onéreuse)
- Fonction intégrée à PP1 et PP2. (Solution avantageuse)
- Fonction centralisée. (Solution avantageuse en salle de relayage)

IV.7. 6.2."4 cas" possibles pour les lignes HT :

- Fonction intégrée à UT. (Pas de rapport avec UT)
- Fonction décentralisée indépendante (BR). (Solution onéreuse)
- Fonction intégrée à PP1. (Solution avantageuse)
- Fonction centralisée. (Solution avantageuse en salle de relayage)
- Dans le cas des travées transformateurs la fonction perturbographie sera intégrée à la protection différentielle. Ceci permettra de surveiller les grandeurs logiques et analogiques en cas de défaut transformateur ou sur le réseau en aval

IV.7. 7.la Fonction a maximum de courant cote primaire TR:**IV.7. 7.1."3 cas" possibles pour les transfo THT/HT et HT/MT :**

- Fonction intégrée à la différentielle transformateur. (Fiabilité insuffisante)
- Fonction intégrée à l 'unité de travée. (Fonction inadéquat dans UT)
- Fonction indépendante extérieure. (Cette solution est avantageuse et garantit une bonne fiabilité)

IV.7. 8.la Fonction a maximum de courant cote secondaire TR :**IV.7.8.1."4 cas possibles pour les transfo THT/HT et HT/MT :**

- Fonction indépendante extérieure. (Cette solution est onéreuse)
- Fonction intégrée à la différentielle transformateur. (Fiabilité insuffisante)
- Fonction intégrée à l 'unité de travée. (Fonction inadéquat dans UT)
- Fonction intégrée à la surcharge thermique .(Cette solution est avantageuse)

IV.7. 9.La Fonction de surcharge Thermique:**IV.7. 9.1."4 cas" possibles pour les transfo THT/HT et HT/MT:**

- Fonction indépendante extérieure. (Cette solution est onéreuse)
- Fonction intégrée à la différentielle transformateur. (Fiabilité insuffisante)
- Fonction intégrée à l 'unité de travée. (Fonction inadéquat dans UT)

- Fonction intégrée au relais de courant côté secondaire. (Cette solution est avantageuse)

IV.7. Protection des départs MT:

La protection numérique des départs distribution sera de type $3I + I_h$ à deux seuils en courant de phase et en courant homopolaire. Ces seuils de courants seront à temps constants.

Il sera intégré à cette protection les fonctions:

- Réenclencheur. (en réseau aérien) $1R + 2L$
- Protection de terre résistante. ($MAX Ph$)

DISPOSITION DES EQUIPEMENTS

CONVENTIONNEL			NUMERIQUE	
ARMOIRE DE PROTECTION	ARMOIRE DE RELAYAGE	ARMOIRE DE COMPTAGE	ARMOIRE DE TRAVEE	
PP1	RETAYAGE -VERROUILLAGE -DISCORDANCE -COMMANDE -SIGNALISATION -AUX DIF BARRES	COMPTAGE TRAVEE 1	PP1	PP2
PP2			PDD	UT
PC			C1	C2
PDD		COMPTAGE TRAVEE 2		
REENC				
LOC				

IV.8. Philosophie de réglage:

Des ouvrages de transport bien dotés en protections ne signifie nullement une bonne qualité de service si on ne dispose pas d'une procédure de réglage convenable.[24].

IV.8.1. Le choix des réglages dépend:

- **Type de réseau:**
 - Interconnexion.
 - Transport.
 - Répartition.

- Distribution.
- **Topologie du réseau:**
 - Ligne ordinaire.
 - Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.
 - Ligne en antenne.
 - Ligne en piquage.
 - Transformateur THT/HT.
 - Transformateur HT/MT.
- **Type de protection:**
 - Protection de distance.
 - Protection différentielle.
 - Protection à maximum de courant.
 - Protection de surcharge thermique.
 - Protection à maximum ou à minimum de tension etc...
- **Technologie de la protection:**
 - Electromécanique.
 - Statique.
 - Numérique.
- **Plan de protection:**
 - PP, PC, PS.
 - PP, PR (TK0), PC, PDD (une batterie).
 - PP, PR (TK0), PC, PDD (deux batteries).
 - PP, PR , PC, PDD (deux batteries).
 - PP1, PP2, PC, PDD (deux batteries)

Les dispositifs de protections contre les courts circuits doivent éliminer rapidement et de façon sélective l'élément de réseau atteint. Pour cela les protections doivent être réglées de telle sorte qu'elles ne réagissent que lors de courts circuits. Aussi, il convient d'harmoniser les réglages des protections pour éviter les fonctionnements intempestifs.

❖ **Objectifs recherchés à travers le calcul des réglages:**

- Assur $I_{CH\ MAX} < I_R < I_{CC\ MIN}$ er une continuité d'alimentation des consommateurs.
- Préservation du matériel.

IV.8.2. La protection de distance est dans tous les caractérisée par: [25]

- Un démarrage.
- Une mesure de direction.
- Une mesure de distance.
- Un déclenchement

Les protections de distances sont destinées à protéger les lignes haute et très haute tension contre les courts circuits. La courbe de variation des courants de court-circuit en fonction de l'éloignement du défaut montre parfaitement les avantages offerts par la caractéristique temps distance de la protection tels que:

- La rapidité d'élimination des défauts dans la première zone qui se traduit par une réduction appréciable des investissements (impulsion thermique $I^2.t_p$ réduite).
- La fonction de protection de secours assurée en deuxième et troisième zone pour les barres et les liaisons du poste opposé.

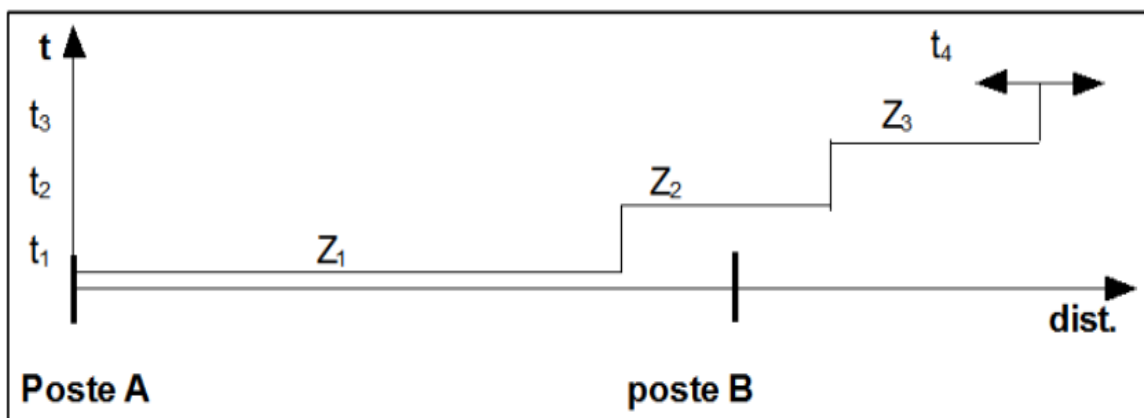


Figure IV-4: Schémas de principe de la Protection principale de distance. [25]

Avec : Z_1 , Z_2 , Z_3 les zones de mesure de protection et t_1 , t_2 , t_3 les temps de fonctionnement.

La méconnaissance des caractéristiques exactes de la lignes ainsi que les erreurs introduites par les transformateurs de mesure ne permettent pas de régler la totalité de la ligne en première zone, par crainte d'accuser des déclenchements non sélectifs lors des défauts situés en début les lignes issues du poste opposé.

Une zone morte de l'ordre de 10 % à 20 % de la longueur de la ligne est ainsi créée pour garantir un fonctionnement sélectif envers les autres protections. Les défauts à l'intérieur de

cette zone, sont normalement éliminés après l'échéance du temps correspondant à la deuxième zone .(0,25" à 0,5")

Mais l'adoption d'un mode de télé action adéquat entre les protections en vis-à-vis permet de réaliser l'ouverture simultanée des disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne et d'éliminer l'effet de zone morte.

L'association d'un réenclencheur automatique à la protection de distance, améliore notablement la continuité de service lors des défauts fugitifs (monophasés) estimés à près de 75 % par les statistiques d'incidents annuels.

IV.8.3. réglage du démarrage:

• Démarrage Ampermétrique :

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

$$I_{CH\ MAX} < I_R < I_{CC\ MIN}$$

Avec : $I_{CC\ MIN}$ Courant de court-circuit biphasé

- Exemple de réglage :

Le courant de court-circuit minimal est: $I_{CC\ MIN} = 1500A$

Le courant de surcharge maximale est: $I_{CH\ MAX} = 800A$

$$800 < I_R < 1500 \quad 800 < I_R < 1500$$

Le courant de réglage choisi est : $I_R = 1000A$ soit $I_R = 2 \times I_n$

Avec $I_n = 500A$

• Démarrage Impédance métrique : vérification de l'impédance de démarrage par rapport à l'impédance de service

• Exemple de vérification du réglage du démarrage :

Transit maximal : $S_{\max} = 250MVA$ - $U = 220Kv$ L'impédance de service correspondante est:

$$Z_{s\ min} = (0.9 \times 229)^2 / 250 = 156.8 \Omega$$

Réglage du démarrage : $Z_d = 3.5 \Omega$

Réglage de l'anti pompage: $Z_{ap} = 5.5 \Omega$

Avec des TC de 600/5 A $K_z = 18.33$

L'impédance de service permise par le réglage est:

$$Z_{ss} = 5.5 \times 1.15 \times 18.33 = 150.7 \Omega$$

• **Démarrage Combiné $U = f(i)$:**

Ce type de démarrage est très utilisé dans le matériel SIEMENS. Les valeurs habituellement adoptées pour ce cas de démarrage sont :

$$U = 45\text{v} \quad I = 0.5 \times I_n$$

IV.8.4. Réglages de zones de mesures :

✚ **Première zone de mesure:** On règle selon les schémas suivants

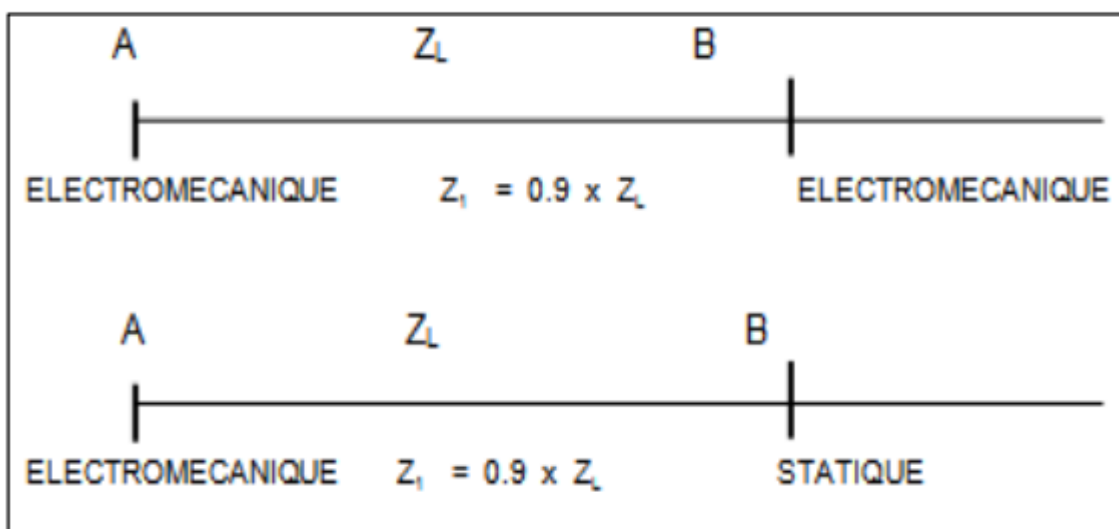


Figure IV-5: Schémas de réglages de zones de mesures. [25]

Avec : $Z_1 = 0.9 \times Z_L$

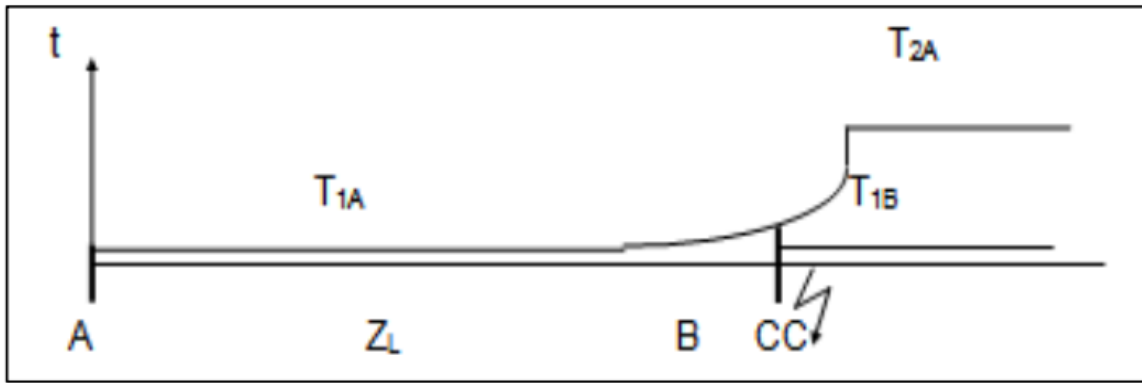


Figure IV-6: Caractéristiques temps distance avec chevauchement [25].

Deuxième zone de mesure :

L'action de déclenchement en deuxième stade est temporisée:

Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques on adopte :

$$T_2 = 0.5s$$

Lors que le matériel est purement statique dans le poste local et dans le poste opposé on adopte :

$$T_2 = 0.25s$$

Dans les deux cas, la temporisation en deuxième stade, doit être supérieure au premier stade de la protection de réserve des postes lointains pour garantir une sélectivité de fonctionnement.

Troisième zone de mesure :

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement prise égale à la portée de l'élément de démarrage.

Le temps d'action de la protection en troisième zone se fait en :

$$T_3 = 1.5s$$

Lorsque seulement le démarrage est sollicité (défaut aval ou amont), l'action se fait en quatrième stade :

$$T_4 \geq 2.5s$$

La réactance kilométrique dépend des caractéristiques de construction de la ligne:

$$X_{0L} = 0.144 \log(D_m / r) + 12500 \mu$$

Le principe de la mesure de distance est réalisé différemment d'une protection à l'autre. Dans les protections électromécaniques, la mesure de distance est réalisée sur la base de la comparaison de deux couples, l'un est moteur et fonction du courant de défaut, l'autre est antagoniste dépendant de la tension de défaut.

Les relais statiques, par contre utilisent d'une façon générale, le principe de la comparaison de phases de deux signaux dépendants des grandeurs du défaut (tensions et courants). La protection utilise les tensions saines pour la détermination de l'endroit du défaut lors des défauts dissymétriques et des tensions saines mémorisées pour les défauts triphasés.

Les caractéristiques des lignes telles que l'impédance, l'admittance et la réactance, dépendent directement de la longueur et sont largement utilisées par les différents constructeurs des protections pour réaliser la mesure de distance.

IV.8.5. Caractéristiques de mesure:

- Mesure d'impédance : très sensible aux défauts résistants.
- Mesure d'admittance : parfaite sensibilité directionnelle.
- Mesure de réactance : indépendante de la résistance.

IV.8.6. Protection de réserve :

Le réglage du démarrage est choisi de la même manière que pour la protection de distance principale.

IV.8.7. 1. Réglages de zones de mesures :

De par son action triphasée sur le disjoncteur, la Protection de réserve ne doit en aucun cas devancer la protection principale lors des défauts monophasés

Elle est temporisée à : 0.4 Sec ou 0.2 Sec.

Ceci est évidemment valable seulement pour les plans de protections antérieurs à 1990

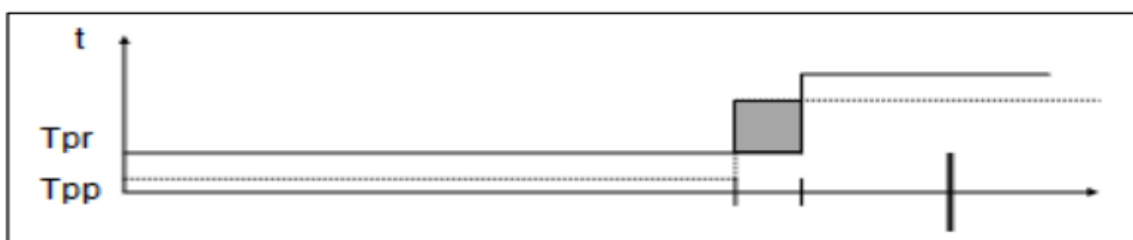


Figure IV-7: Schémas de réglages des ondes de mesures de la protection de réserve.

- La PR est temporisée pour les défauts monophasés afin de permettre à la PP de réaliser les cycles DR.
- Il est adopté une réduction des portées de première et deuxième zones afin d'éviter de fonctionner avant la PP

▪ **On règle pour des lignes classiques :**

$$Z_1 = 0.7 \times Z_L \quad Z_2 = 1.1 \times Z_L \quad Z_3 = 1.4 \times Z_L$$

Pour les lignes en antenne, le même réglage en zone est adopté pour les PP et PR.

Les temps de déclenchement sont choisis comme suit:

▪ **En polyphasé :**

Les protections principale et de réserve agissent par des déclenchements triphasés définitifs. (Le réglage en temps est identique)

▪ **En monophasé :**

$$T_1 = 0.4s \quad T_2 = 0.5s$$

▪ **Remarque :**

Avec le nouveau plan de protection, les PP1 et PP2 (ex.réserve) fonctionnent en parallèle pour tout type de défaut.

Les réglages sont identiques pour les deux protections.

IV.8.7. Cas particulier des alimentations piquage :

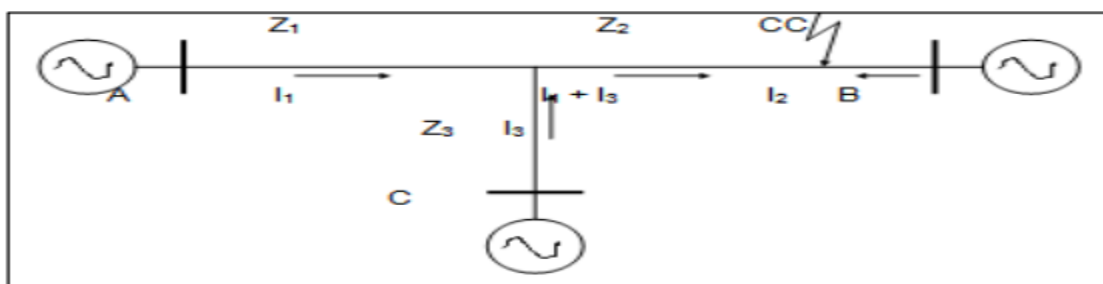


Figure IV-8: Schémas de principe de fonctionnement de la protection de piquage .

- Équations au point A:
- Tension mesurée par la protection en A:

$$U_A = Z_1 \times I_1 + Z_2 \times p (I_1 + I_3)$$

Avec: p: la distance en % entre le point de piquage et le défaut.

- Impédance mesurée au point A :

$$Z_A = U_A / I_1 = Z_1 + Z_2 \times p (1 + I_3 / I_1)$$

Pour un défaut situé au poste B . $p = 1$. Soit:

$$Z_A = Z_1 + Z_2 (1 + I_3 / I_1)$$

Le terme $(1 + I_3 / I_1) = K$ est appelé coefficient d'injection de la source C.

Il en est déduit que:

- Le choix des réglages d'un piquage passe nécessairement par un calcul de courant de court-circuit qui détermine les grandeurs des trois sources qui participent au défaut.
- Quand la source C est de puissance faible le coefficient d'injection est proche de 1.
- Quand la source C est de puissance importante le coefficient d'injection devient important , d'où la difficulté de choix des réglages (impédances de réglage très élevées, parfois impossibles à afficher sur les relais).

○ **Remarque:**

Ce raisonnement est valable pour chacune des trois protections installées en A, B et C.

IV.8.8.réglage du démarrage:

Pour définir le réglage du démarrage des trois protections du piquage, on détermine d'abord les valeurs des impédances mesurées par les protections dans le cas des défauts situés aux pôles A, B et C

✱ **DEFAULT EN B:**

Mesure en A:

$$Z_A = Z_1 + Z_2 (1 + I_3 / I_1) \quad (1)$$

- Mesure en C :

$$Z_c = Z_3 + Z_2 (1 + I_3 / I_1) \quad (2)$$

✱ **DEFAULT EN C:**

- Mesure en A:

$$Z_A = Z_1 + Z_3 (1 + I_2 / I_1) \quad (3)$$

- Mesure en B :

$$Z_B = Z_2 + Z_3 (1 + I_1 / I_2) \quad (4)$$

* **DEFAULT EN A:**

- Mesure en A:

$$Z_A = Z_1 + Z_3(1 + I_2 / I_1) \quad (3)$$

- Mesure en B :

$$Z_B = Z_2 + Z_3(1 + I_1 / I_2) \quad (4)$$

* **DEFAULT EN A:**

- Mesure en B:

$$Z_B = Z_2 + Z_1(1 + I_3 / I_2) \quad (5)$$

- Mesure en C :

$$Z_C = Z_3 + Z_1(1 + I_2 / I_3) \quad (6)$$

IV.8.8.1.choix du démarrage des protection :

Pour assurer la couverture des défauts les plus lointains on choisit l'équation qui donne l'impédance la plus grande parmi les équations:

1 et 3 pour la protection au point A.

4 et 5 pour la protection au point B.

2 et 6 pour la protection au point C.

Soient. $Z_A >$, $Z_B >$, $Z_C >$.

L'impédance de réglage adoptée pour chaque protection est :

$$* Z_{dA} = 1.2 \times Z_A >$$

$$* Z_{dB} = 1.2 \times Z_B >$$

$$* Z_{dC} = 1.2 \times Z_C >$$

Ce démarrage doit être vérifié pour éviter les fonctionnements pour des défauts MT.

IV.8.8.2.choix des zone de mesure des protections :

Les réglages seront choisis de façon à couvrir le maximum de la zone délimitée par les pôles A, B et C en 1er et 2^{ème} stades sachant que près de 80 % des défauts sont fugitifs.

ZONE 1: $Z_1 = 0.8 \times Z_A < T_1 = 0s$ avec $Z_A <$ impédance mesurée la plus faible parmi les équations 1 et 3.

ZONE 2: $Z_2 = 0.8 \times Z_A > T_2 = 0.25s$ ou $0.5 \text{ Sec } 0.5s$. avec $Z_A >$ impédance mesurée la plus grande parmi les équations 1 et 3.

ZONE 3: $Z_3 = Z_{dem} T_3 = 1.5s$.

IV.9.Réglages de la protection complémentaires:

Son fonctionnement est complémentaire à celui des protections principales. Elle fonctionne souvent sous l'allure d'une courbe de puissance résiduelle (parfois de courant résiduel directionnel) à temps inverse, choisi parmi un faisceau de courbes.

A cause de son action triphasée, elle est réglée à une temporisation supérieure au 2ème stade des protections de distance ($t = 1s$). Cette protection est verrouillée lors d'un cycle en cours du réenclencheur.

La protection complémentaire est une protection watt métrique caractérisée par un angle interne définissant l'axe des couples max.

Le réglage de cette protection nécessite un calcul de courant de court-circuit pour les conditions les plus défavorables, à savoir :

- Le défaut est en bout de ligne.
- considération de $R_{d \max} = 100W$

Pour certaines protections, il y a lieu de vérifier cette valeur de résistance avec l'impédance de service minimale de la ligne [25].

IV.9.1.Réglages de la protection transformateur HT/MT :

En plus des protections internes propres aux transformateurs, d'autres protections dites externes alimentées par les TC bushings assurent la sélectivité vis à vis des protections départs de distributions.

- Le courant différentiel en régime normal est du :
 - Rapport de transformation.
 - Courant à vide.
 - Couplage des enroulements.
 - Erreurs des réducteurs de courant.

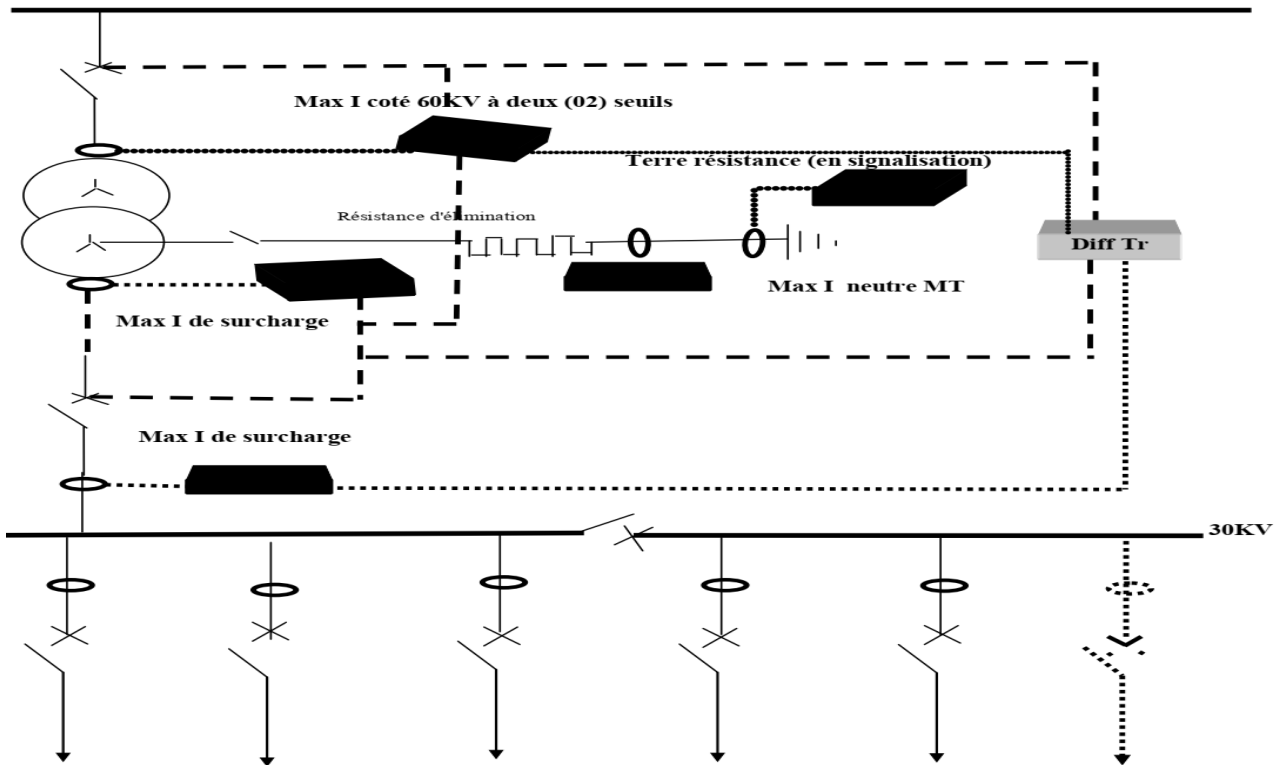


Figure IV-9: Schémas de protection transformateur HT/MT.

IV.9.2. Réglage de la protection à maximum de courant coté THT:

- Cette protection est à 2 seuils :
 - * Le seuil $I \gg$ dit violent est réservé exclusivement au transformateur.
 - * Le seuil $I >$ constitue une réserve aux protection des départs MT.

REGLAGES :

$$I \gg = 1.3 I_{CC} \quad T = 0s$$

$$I > = 2 I_{n(tr)} \quad T = 15s$$

IV.9.3. Réglage de la protection à maximum de courant coté MT:

- Cette protection est une protection de surcharge, elle est réglée comme suit :

$$I_R = 1.3 I_{n(tr)} \quad T = 2s$$

IV.9.4. Réglages de la protection phase I Neutre Transfo:

- En absence d'une protection différentielle, celle-ci servira de protection pour la Liaison TR- barre MT et donc bien sûr de la barre MT.
- Le réglage en seuil est celui du départ le plus bas réglé par contre, la temporisation par laquelle sera assurée la sélectivité est égale à : 1.5 s

IV.9.5. Réglages de la protection complémentaires secours:

Le réglage de la protection de secours tient compte du courant de surcharge maximal (généralement égal au courant admissible de la ligne) et du courant de court-circuit minimal (court-circuit biphasé). [25]

$$I_{CH\ MIN} < I_R < I_{CC\ MIN}$$

IV.9.6. Réglage de la protection de terre résistance:

- Protection contre tout défaut résistant qui pourrait devenir franc.
- Réglage $I = 5A$ $T = 5s$.
- Cette protection est en signalisation, l'exploitant fois active survivra les départs jusqu'à élimination du départ siège de la terre résistante.

IV.9.7. Réglages de la protection défaillance disjoncteur :

- Protection très sélective, faisant la somme vectorielle des courants entrants et sortants, cette protection protégera en outre la Liaison câble assurant l'alimentation du jeu de barres.
- Cette protection fonctionne en cas de refus disjoncteur. Son action provoque le déclenchement de toutes les travées connectées sur la même barre que le départ en défaut.

$$I_R = 1.5 \times I_n$$

IV.9.8. Réglage du dispositif de réenclenchement automatique:

Le réenclencheur permet d'améliorer la continuité de service d'où 75% des défauts sont monophasés fugitifs [23].

➤ **Lignes en antenne :**

- Réenclenchement triphasé.
- Temps de réenclenchement $T = 5s$.

➤ **Réseaux maillés :**

- Réenclenchement monophasé.
- Temps de réenclenchement $T = 0.8s$ ou $T = 1.5s$.

➤ **Liaisons câbles :** pas de réenclenchement

Lorsque le réenclenchement n'est pas réussi l'ouverture des deux phases restantes est commandée par le relais de discordance pôles du disjoncteur.

— Temps de déclenchement : $T = 1.2s$ ou $T = 2.5s$

IV.9.9. Réglage de la protection de surcharge thermique :

Température du transformateur est fonction de deux températures: [25]

- ✓ La température ambiante.
- ✓ La température due au passage du courant électrique dans le cuivre.

IV.9.10. Réglage de la protection masse cuve: [25]

La protection masse cuve protège le transformateur contre les amorçages entre les parties actives et la cuve. $I_R = 0.5 \times I_{cc}$ Avec $T = 0s$

— On trouve 3 cas :

1er cas: I minial le réglage tient compte du courant de surcharge maximal et du courant de défaut

$$I_{surch} < I_R < I_{CC MIN} \text{ avec } T_{HT} = T_{AR MT} + T_{selec}$$

2eme cas :

- Le 1er seuil est réglé contre les défauts internes :

$$I_R = 1.3 \times I_{CC MAX} \quad T = 0s \quad \text{Avec } I_{CC MAX} \text{ le cc sur les barres MT.}$$

- Le 2eme seuil est réglé contre les surcharges :

$$I_{surch} < I_R < I_{CC MIN} \text{ avec } T_{HT} = T_{AR MT} + T_{selec}$$

3eme cas:

- Le 1er seuil est réglé contre les défauts internes :

$$I_R = 1.3 \times I_{CC\ MAX} \quad T = 0s \quad \text{Avec } I_{CC\ MAX} \quad \text{le cc sur les barres MT.}$$

- Le 2eme seuil est réglé pour protéger les barres MT et assurer le secours des protections des départs MT.

$$I_R = 0.8 \times I_{CC\ MIN} \quad T = 0.6s$$

IV.10.Conclusion :

Le réglage des protections est un exercice délicat car ces protections doivent au même temps isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines de ce réseau. Un réglage trop bas entraîne un déclenchement arrivé sans déclenchement départ. Un réglage trop haut peut entraîner un déclenchement liaison sans déclenchement arrivée. et pour confirmer en pratique ces réglages nous avons pris l'initiative d'étudier les protections du poste HTB/HTA Nakhla 60/30 kv dans ce dernier chapitre qui suit pour concrétiser ce que nous avons vue dans ce projet de fin d'étude.

CHAPITR 5

Etude et simulation de la protection du poste HTB/HTA 60/30kv Nakhla

V.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous avons pris comme exemple d'étude la protection électrique du poste HTB/HTA 60/30 kv Nakhla el-oued. Cette étude pratique nous a permis de définir les différents paramètres influant sur les bonnes protections du poste ainsi de proposer d'autres solutions qu'il y a des protections avec leur réglages.

V.2 Architecture du poste HTB/HTA 60/30 kV Nakhla :

V.2.1 Présentation générale :

Le poste de Nakhla Il est situé au sud- Est de la ville de El-oued

Il est alimenté par deux arrivées HT 60 KV :

- **Arrivée n° Oued El Alenda 1** : $L = 33 \text{ Km}$. réglé à 600 A avec une section de 570 mm² Almélec.

- **Arrivée n° Oued El Alenda 2**: $L = 33 \text{ Km}$ réglé à 600 A avec une section de 570 mm² Almélec

- **Transformateur :**

- **Transfo n° 01** : $S_n = 40 \text{ MVA}$ 60/30 kV $U_{cc} = 12\%$

- **Transfo n° 02** : $S_n = 40 \text{ MVA}$ 60/30kV $U_{cc} = 12\%$

- **Couplage :**

- ❖ Le montage des transformateurs est étoile / étoile.

- ❖ Neutre HT directement relié à la terre.

- ❖ Neutre HTA a la terre à travers une résistance .

- ❖ L'étage 30 kv avec RPN Résistance point neutre.

- **Etage 30 Kv :**

- ✓ Nombre total des cellules HTA est 16.

- ✓ Nombre des arrivées transformateurs est 02.

- ✓ Nombre de départs 30 Kv en service est 09.

- ✓ Une cellule de couplage 01.

- ✓ Deux cellules de batterie condensateur 02.

- ✓ Nombre des cellules réservent 07.

- ✓ Deux cellules de mesure 02.

- ✓ Nombre des cellule remontée barre 01.

❖ *Etat actuel par départ :*

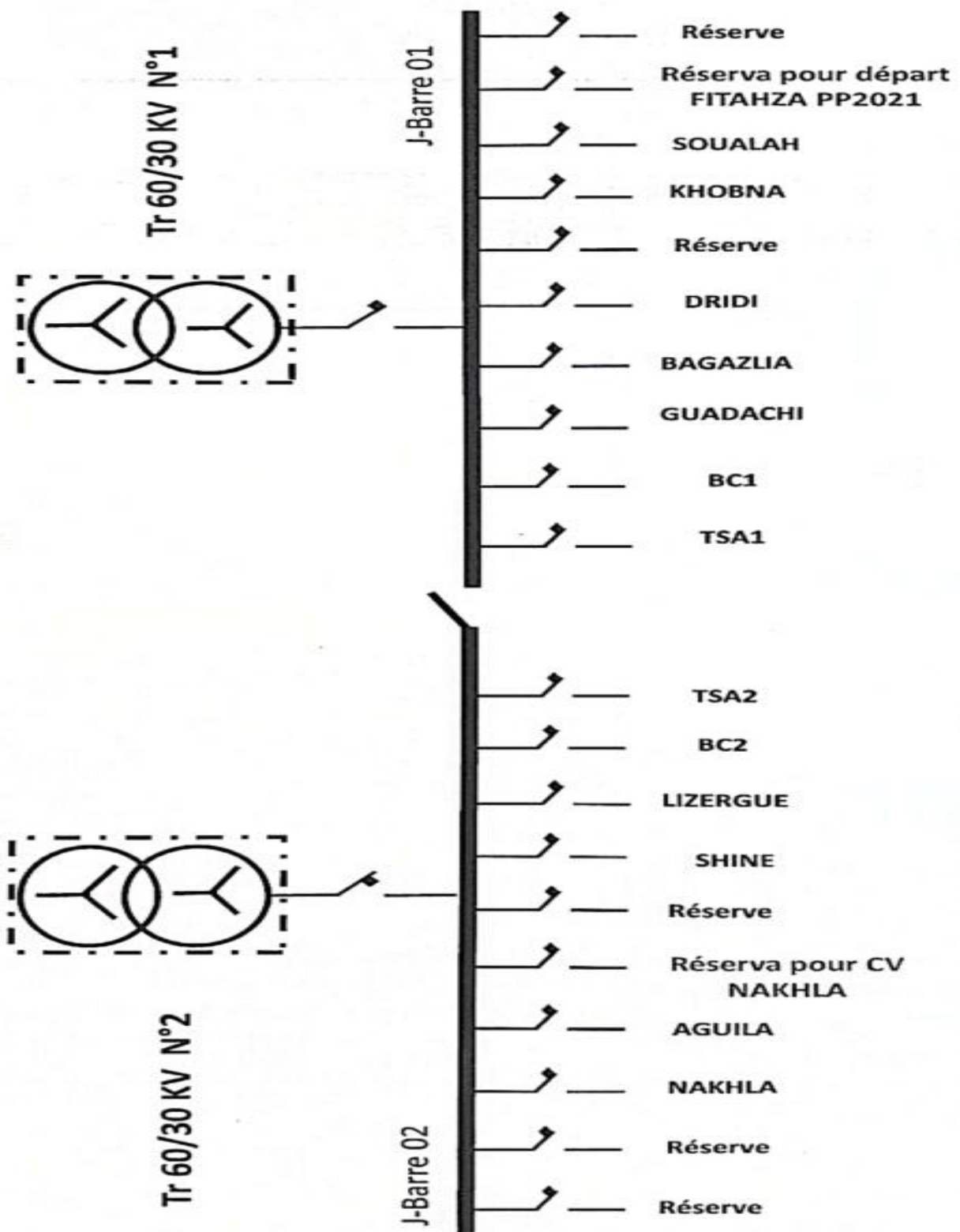


Figure V-1: Schéma unifilaire actuelle de PS 60/30 Kv Nakhla.

✓ la longueur souterrain du câble poste Nakhla 60/30 Kv :

Départ 30 Kv	La longueur souterrain
soualah	14950 m
Khobna	19547 m
Dridi	15569 m
Bagazlia	16185 m
Guadachi	641 m
Lizergue	18155 m
Shine	604 m
Aguila	11585 m
Nakhla	17489 m

Tableau V-1: la longueur souterrain du câble poste Nakhla 60/30 Kv.

✓ la longueur aérien de la ligne poste Nakhla 60/30 Kv :

Section mm ² Départs30 kv	34.4 La longueur	93.3 La longueur	54.6 La longueur	120 La longueur	185 La longueur
Guadachi	26.326	37.726	/	0.471	/
Shine	13.553	53.108	/	0.404	0.200
Aguila	12.251	34.438	0.750	11.485	0.100
Nakhla	4.372	6.672	/	17.389	0.100
Dridi	5.113	16.842	1.738	15.384	0.185
Bagazlia	0.054	5.969	/	16	0.185

Khobna	14.107	5.223	0.932	9.447	0.100
soualah	4.296	24.817	/	14.490	0.100
Lizergue	16.048	16.442	1.790	18.055	0.100

Tableau V-2: la longueur aérien de la ligne poste Nakhla 60/30 Kv

IV.2.2. Les protections installées au niveau du Poste 60/30 Kv Nakhla:

Chaque ligne est protégée par:

- ✓ Une protection de distance L90 constructeur GE .
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" de secours GE F650.
- ✓ Une protection défaillance disjoncteur GE C60.
- ✓ Unité travée GE D25.

Chaque transformateur est protégé par:

- ✓ Une protection différentielle constructrice GE T60.
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" primaire 60 Kv GE T 350.
- ✓ Une protection maximum d'intensité "max I" secondaire 30 Kv GE T 350.
- ✓ Une protection défaillance disjoncteur GE C60.
- ✓ Une protection de l'unité de contrôle et commande GE F650.
- ✓ Une protection terre résistance .
- ✓ Une protection masse cuve TSA C60.
- ✓ Une protection max neutre TSA T350.
- ✓ Une protection neutre 30kv .

Chaque jeu de barres "couplage" est protégé par:

- ✓ Une protection par Unité de Travée GE D25.
- ✓ Une protection par relais min de fréquence N60.
- ✓ Une protection défaillance disjoncteur GE C60.

V.3. Réglage de la protection du Poste HTB/HTA 60/30kv Nakhla:

V.3.1. Calcul des différentes impédances du poste :

▪ L'impédance de réseau amont HT vue du primaire :

Le réseau amont HT est souvent considéré comme une réactance, on peut donc écrire :

$$X_{HT1} = X_{\text{amont1(ohm)}} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

Avec :

U_n : est la tension compose 60 kv.

S_{cc} : la puissance de court-circuit réseau amont HT en MVA.

- En cas de défaut triphasé : $X_{HT1} = \frac{60^2}{1093} = 3,29\Omega$
- En cas de défaut monophasé : $X_{HT1} = \frac{60^2}{883} = 4,07\Omega$

▪ L'impédance de réseau amont HT vue du secondaire :

$$X_{HT2} = X_{\text{amont1(ohm)}} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

Avec :

U_n : est la tension compose 30 kv

S_{cc} : La puissance de court-circuit réseau amont HT en MVA.

- En cas de défaut triphasé : $X_{T1} = \frac{30^2}{1093} = 0,823\Omega$
- En cas de défaut monophasé : $X_{T1} = \frac{30^2}{883} = 1,019\Omega$

▪ L'impédance des transformateurs :

$$X_{T1} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_{n1}^2}{S_{n1}}$$

Avec :

U_{cc} : Tension en % transfo 01.

U_{n1} : Tension nominale du transfo 01 en kv.

S_{n1} : Puissance nominale de transfo 01 en MVA.

$$\text{- Transformateur 01 : } X_{T1} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_{n1}^2}{S_{n1}} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{40} = 2.7\Omega$$

$$\text{- Transformateur 02 : } X_{T2} = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_{n2}^2}{S_{n2}} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{40} = 2.7\Omega$$

▪ **Résistance de la ligne :**

$$R_L = R_A L_A + R_S L_S$$

Avec :

$R_A = 0.35 \Omega/km$ pour l'aérien.

$R_S = 0.30 \Omega/km$ pour souterrain.

L_A : Longueur aérien de la ligne.

L_S : Longueur souterrain du câble.

▪ **Réactance de la ligne :**

$$X_L = X_A L_A + X_S L_S$$

Avec :

$X_A = 0.4 \Omega/km$ pour l'aérien .

$X_S = 0.1 \Omega/km$ pour souterrain.

▪ **Puissance de court-circuit réseau amont :**

• En cas de défaut triphasé : $S_{cc} = 1093 MVA$

• En cas de défaut monophasé : $S_{cc} = 883 MVA$

Les résultats de calcul de R_L et X_L des différents départs sont résumés dans le
(Tableau V-3)

Départs (30kv)	$R_L (km)$	$X_L (km)$	$R_A L_A (\Omega)$	$R_S L_S (\Omega)$	$R_L (\Omega)$	$X_A L_A (\Omega)$	$X_S L_S (\Omega)$	$X_L (\Omega)$
soualah	43.70	14.59	5.29	4.37	19.67	5.83	1.45	7.29
khobna	29.80	9.54	10.43	8.94	19.37	3.81	0.95	4.77
Dridi	39.26	15.56	13.74	11.77	25.51	6.22	1.61	8.09
Bagazlia	22.20	16.18	7.77	6.66	14.43	6.47	1.61	8.09
Guadachi	64.52	0.64	22.58	19.35	41.93	0.25	0.06	0.32
Lizergue	52.43	18.15	18.35	15.72	34.07	7.26	1.83	9.09
Shine	67.26	0.60	23.54	20.17	43.72	0.24	0.06	0.30
Aguila	59.02	11.58	20.65	17.70	38.36	4.63	1.15	5.79
Nakhla	28.35	17.48	9.92	8.50	18.42	6.99	1.74	8.74

Tableau V-3: Les résultats de calcul de R_L et X_L des différents départs

Avec:

R_A la résistance pour l'aérien.

R_S la résistance pour souterrain.

L_A : Longueur aérien de la ligne.

L_S : Longueur souterrain du câble.

X_A la réactance pour l'aérien .

X_S la réactance pour souterrain.

V.3.2. Réglage des protections :

V.3.2.1. Réglage des protections coté HT :

On utilise une protection a maximum de courant à double seuil installé du coté HT des transformateurs :

▪ **Réglage de seuil haut :**

Le réglage du seuil haut doit satisfaire la conduction suivante :

$$3.30I_{ccMAX HTA} \leq I_{rhHT} \leq 4.5I_{ccMIN HT}$$

Avec :

$I_{ccMAX HTA}$: La valeur de courant de court-circuit triphasé coté HTA ramené au HT .

$I_{ccMIN HT}$: La valeur du courant de court-circuit biphasé coté HT.

On a:

$$I_{ccMAX HTATR1} = \frac{1.1 \times U_n}{\sqrt{3} \times (X_{T1} + X_{HT1})} = \frac{1.1 \times 30}{\sqrt{3} \times (2.7 + 3.29)} = 3180.72 A$$

$$I_{ccMAX HTATR2} = \frac{1.1 \times U_n}{\sqrt{3} \times (X_{T2} + X_{HT2})} = \frac{1.1 \times 30}{\sqrt{3} \times (2.7 + 3.29)} = 3180.72 A$$

- Ramenées au côté HT, ces valeurs deviennent :

$$\frac{I_{ccMAX HTATR1}}{n} = \frac{3180.72}{2} = 1590.36 A$$

$$\frac{I_{ccMAX HTATR2}}{n} = \frac{3180.72}{2} = 1590.36 A$$

Avec :

n : est le rapport de transformation

$$I_{ccMIN HT} = \frac{U_n}{2X_{T1}} = \frac{60000}{2 \times 2.7} = 11111.11 A$$

✱ En respectant la condition précédente, le réglage Pour transfo 1 est :

$$5248.188 A \leq I_{rhHT} \leq 50000 A$$

✱ En respectant la condition précédente, le réglage Pour transfo 2 est :

$$5248.188 A \leq I_{rhHT} \leq 50000 A$$

Pour les deux côtés HT, la temporisation du seuil haut est nulle $t_h=0$, puisque le transformateur est un équipement important et il faut éliminer les courants de court-circuit le plus rapide possible.

▪ **Réglage du seuil bas :**

Le réglage du seuil bas doit satisfaire les conditions suivantes

$$0.9I_{rHTA} \leq I_{rhHT} \leq 1.2I_{ccMIN HTA HT}$$

$$1.3I_{nHTA} \leq I_{rhHT} \leq 0.8I_{ccMIN HTA}$$

Avec :

I_{nHTA} : Est le courant nominal coté HTA .

$I_{ccMIN HTA}$: Est le courant de court- circuit biphasé à l'extrémité de la ligne dorsale .

$I_{ccMIN HTA HT}$: Est le courant de court- circuit minimum côté HTA vu par le côté HT.

I_{rHTA} : Courant de réglage de la protection HTA.

$$I_{ccMIN HTAT 1} = \frac{U_n}{2 \times (X_{T1} + X_{HT1} + Z_{L1})} = \frac{30000}{2 \times (2.7 + 0.823 + 3.51)} = 2132.80 A$$

$$I_{ccMIN HTAT 2} = \frac{U_n}{2 \times (X_{T2} + X_{HT2} + Z_{L2})} = \frac{30000}{2 \times (2.7 + 0.823 + 3.51)} = 2132.80 A$$

Donc:

$$0.8I_{ccMIN HTAT 1} = 0.8 \times 2132.80 = 1706.24$$

$$0.8I_{ccMIN HTAT 2} = 0.8 \times 2132.80 = 1706.24$$

$$I_{nHTAT 1} = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{40}{\sqrt{3} \times 30} = 0.769 kA = I_{nHTAT 2}$$

Donc :

$$I_{nHTAT 1} = I_{nHTAT 2} = 769 A = 1.3 \times 769 = 999.7 A$$

$$999.7 A \leq I_{rHTAT 1} \leq 1706.24 A$$

$$999.7 A \leq I_{rHTAT 2} \leq 1705.6 A$$

On peut prendre le réglage minimum : $I_{rHTA} = 760 A$

$$I_{ccMIN HTAT 1 HT} = \frac{I_{ccMIN HTAT 1}}{n} = \frac{2132.80}{2} = 1066.4 A$$

$$I_{ccMIN HTAT 2 HT} = \frac{I_{ccMIN HTAT 2}}{n} = \frac{2132.80}{2} = 1066.4 A$$

Sachant que pour une section de 93.3 mm^2 : $I_{nHTA} = 215 \text{ A}$

$$1.25 \times I_{nHTA} = 1.25 \times 215 \text{ A} = 268.75 \text{ A}$$

En respectant les conditions précédentes le réglage sera comme suite :

$$268.75 \text{ A} \leq I_{nHTAT1} \leq 731.08 \text{ A}$$

$$268.75 \text{ A} \leq I_{nHTAT2} \leq 731.08 \text{ A}$$

On peut prendre le réglage maximum $I_{nbHT} = 731.08 \text{ A}$

La temporisation du seuil bas est calculée comme suit :

$$T_{bHT} = t_{rHTA} + t_{\Delta t}$$

La temporisation de HTA : 1.2s

$t_{\Delta t}$: varie entre 0.3 et 0.5s (intervalle de sélectivité chronométrique)

$T_{bHT} = 1.2 + 0.3 = 1.5 \text{ s}$ première seuil déclenchement arrivée 30 kv.

$T_{bHT} = 1.5 + 0.3 = 1.8 \text{ s}$ deuxième seuil déclenchement arrivée 60 kv.

V.3.3. Réglage des protections coté HTA :

▪ Protection à maximum de courant de phase :

$$I_r < 1.2 I_{ccb}$$

La valeur de courant I_r doit être supérieur au courant $I_s = 1.2 I_p$ (IP courant de la pointe)

donc le réglage des relais devra satisfaire aux condition suivantes :

$$I_s < I_r < 1.2 I_{ccb} \quad \text{si} \quad 1.2 I_{ccb} < K I_{LT}$$

$$I_s < I_r < K I_{LT} \quad \text{si} \quad 1.2 I_{ccb} > K I_{LT}$$

Ou :

I_s : courant d'exploitation du traçons concerné

I_{LT} : valeur de la limite thermique des conducteurs et K coefficient de surcharge

admissible sur les conducteurs $K = 1.2$

L'intensité de courant de court-circuit biphasé étant par ailleurs déterminée par la relation :

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 \times \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}}$$

Ou :

U_n : étant la tension composée du réseau HTA en kv .

R_L : La résistance de la ligne HTA en ohm .

X_L : Les réactances de la ligne HTA en ohm .

X_{HT} : Les réactances du réseau amont HT ramenée en HTA en ohm .

X_T : La réactance du transformateur HT/HTA en ohm.

Dans un réseau moyenne tension 30kv constitué de câbles unipolaires de $93.3mm^2$ le courant limite thermique est :

$$X_T = 215A \text{ et } K I_{LT} = 1.2 \times 215 = 258A$$

$$1.2 I_{ccb} > K I_{LT} = 258A$$

Donc, Le courant de réglage I_{RI} est supérieur au courant I_{SI} :

$$I_{S1} = 1.2 I_{P1} \text{ or } I_{P1} = 58A \text{ (donnée par Sonelgaz)}$$

$$I_{S1} = 1.2 \times 58 = 69.6A \text{ or } I_{R1} > 69.6A$$

$$69.6 < I_{R1} \leq 215A$$

Donc, on peut prendre $I_{R1} = 215A$ (valeur affichée au niveau du poste).

▪ **Protection à maximum de courant de terre :**

La détection de défaut à la terre doit s'effectuer au niveau de chaque départ HTA à l'aide d'un relais de courant résiduel.

Le réglage doit cependant garder la protection insensible au courant capacitif, mis en jeu sur les liaisons saines quand un défaut monophasé affecte une ligne adjacente.

Le courant capacitif $\sqrt{3}U C_0 \omega$ est de l'ordre de 8.16A/100km pour les lignes aériennes en 30kv avec $C_0 = 5 \times 10^{-9} F/km$ et de l'ordre de 5.384A/km pour les souterrains 30kv avec $C_0 = 0.33 \times 10^{-9} F/km$, d'où $3I_0 = \sqrt{3}U C_0 \omega$

Lignes aériennes :

$$3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 5 \times 10^{-9} \times 314 = 0.0816 A$$

Câbles souterrains :

$$3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 0.33 \times 10^{-9} \times 314 = 0.005384 A$$

Ainsi le réglage du courant résiduel doit être :

$$I_{R0} = K_0 \times 3I_0 \quad \text{Avec : } K_0 = [1.2; 1.5]$$

Le réglage minimum des relais homopolaires doit être supérieur à 12% de calibre des TC alors :

$$I_{R0} > 0.12 \times I_{TC}$$

D'où

$$0.12 \times I_{TC} < I_{R0} \leq K_0 \times 3I_0$$

V.4. Exemples de calculs des valeurs de réglages sur un départ 30 kv :

➤ Etude du départ Gueddachi issu du poste 60/30 kv :

Dans cet exemple, on va faire le calcul des courants à afficher sur le relais de protection d'un départ issu du poste Nakhla 60/30kv.

Ce départ est de type mixte une longueur souterraine de 641 mètre linéaire et une longueur aérienne de 64.523 km.

Il est alimenté à partir du transformateur N°1 et dont les caractéristiques sont comme suit :

▪ Transformateur N°1 :

- Puissance de Court-Circuit : $S_{cc} = 1093 MVA$
- Puissance nominale $S_n : S_n = 40 MVA$
- Tension primaire $U_p : U_p = 60 kv$
- Tension secondaire $U_s : U_s = 30 kv$
- Tension de Court-Circuit $U_{cc} : U_{cc} = 12\%$.

▪ Départ :

- $TC = 300/1A$ pour la phase.

- $TC_{tor} = 50/1A$ pour l'homopolaire.

- **Longueur de la dorsale (Aérien) :** 37.726Km en 93.3mm² Alu

- **Longueur de la dorsale (Souterrain) :** 0.641Km en 185mm² Cu

V.4.1. Calcul du courant de phase :

On prend en considération que la longueur de la dorsale. L'affichage du courant de phase dépend du courant de court-circuit biphasé en bout de ligne. Donc les conditions suivantes doivent être prises en compte :

$$I_n TC < I_r < 1.2 \times I_{ccb} \text{ et } I_r \leq K \times I_{it}$$

Avec :

I_{nTC} : L'intensité nominale du Transformateur de Courant.

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 \times \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}}$$

$$X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{30^2}{1093} = 0.823 \Omega$$

$$X_T = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{12}{100} \times \frac{30^2}{40} = 2.7 \Omega$$

$$R_L = \left(\frac{30}{93.3} \times 37.726 \right) + \left(\frac{30}{185} \times 0.641 \right) = 12.13 + 0.10 = 12.23 \Omega$$

$$X_L = (0.4 \times 37.362) + (0.1 \times 0.641) = 14.94 + 0.06 = 15 \Omega$$

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 \times \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}} = \frac{30000}{2 \times \sqrt{12.13^2 + (0.823 + 2.7 + 15)^2}} = 677.46 A$$

La limite thermique du conducteur est de 215 A (pour 93,3 mm² Alu), on aura le réglage suivant :

$$1.2 \times I_{ccb} = 1.2 \times 677.46 = 812.95 A$$

$$KI_{it} = 1.2 \times 215 = 258 A$$

Donc :

- Le seuil bas phase est de : $I_{r1} = 812.95 A$

- Le seuil haut phase est de : $I_{r1} = 1.5 \times 812.95 = 1219.42 A$

V.4.2. Calcul du courant homopolaire :

On prend en considération la longueur totale du départ.

$$0.12 I_{nTC} < I_{0r} < K \times 3I_0$$

Avec : $K = 1.5$

$$3I_0 = \sqrt{3} \times U_n \times C \times \omega$$

$$C_{\text{Aérien}} = 5 \times 10^{-9} \text{ pour toutes les sections.}$$

$$C_{\text{souterrains}} = 4.16 \times 10^{-9} \text{ pour la section } 120\text{mm}^2 \text{ Cu.}$$

• **Calcul de $3I_0$:**

$$\text{- Lignes aériennes : } 3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 5 \times 10^{-9} \times 314 = 0.0816 A$$

$$\text{- Câbles souterrains : } 3I_0 = \sqrt{3} \times 30000 \times 0.33 \times 10^{-9} \times 314 = 0.005384 A$$

$$3I_0 = 0.0816 + 0.005384 = 0.086984 A$$

$$0.12 \times I_{nTC} = 0.12 \times 300 = 36 A$$

$$k \times 3I_0 = 1.2 \times 5.4656 = 6.55$$

◆ Conclusion :

La protection contre les défauts, entre phase, est assurée par deux relais à maximum d'intensité à deux seuils, le premier dit de surcharge l'autre violent.

Les relais à maximum de courant de phase doivent être réglés à une valeur de courant inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de se manifester entre les phases, ce courant est relatif à un courant inférieur à 15% du défaut biphasé se produisant en bout de ligne.

Le seuil haut doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne MT et son réglage doit être suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur le réseau BT.

Il y a un risque d'activation intempestive de la protection due à une erreur de mesure du courant résiduel, notamment en présence de courants transitoires.

- Afin d'éviter ce risque, le seuil de réglage de la protection doit être supérieur à :
 - Environ 12% du calibre nominal des transformateurs de courant lorsque la mesure est effectuée par trois TC.
 - Environ 6%, lorsque la mesure est effectuée par un tore.

D'une manière générale, s'il existe des protections temporisées en aval sur un départ, l'échelon de temporisation entre deux protections doit être de l'ordre de 0,3 s. pour Assurer une priorité au fonctionnement de certains automatismes : exécution du cycle rapide, avant le cycle lent et Assurer l'échelonnement du fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval.

V.5.Simulation :

V.5.1.Introduction :

Dans ce chapitre nous allons faire une étude comparative entre le théorème de composante symétrique et résultat de simulation un linge électrique avec défaut après ça on va utiliser protection deffientielle pour éliminer le défaut

V.5.2.Simulation 1 :

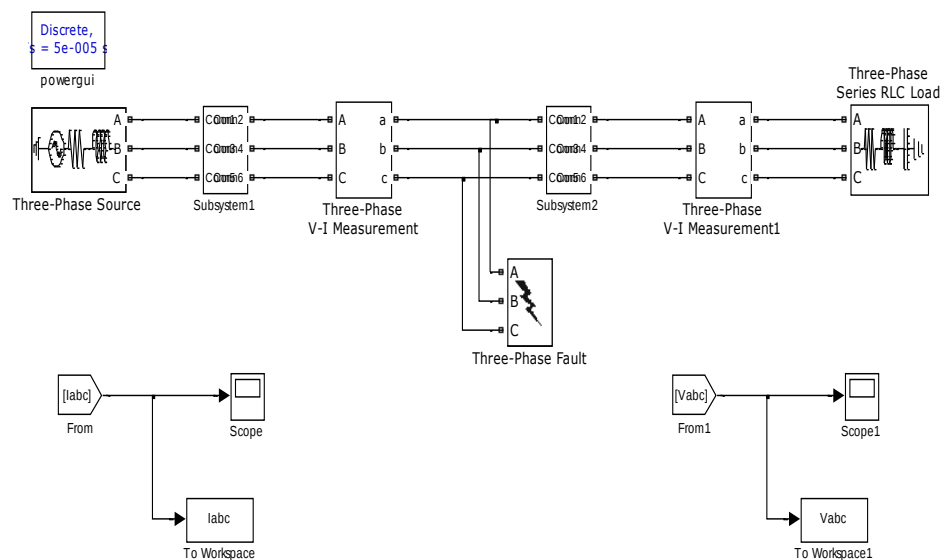


Figure V-2: simulation une ligne avec défaut.

➤ Les signaux des tensions et des courants obtenus :

Pour une résistance de défaut $R_d = 0.001\Omega$ avec une distance $m = 30\text{km}$ entre deux jeu de barre on va créer un défaut entre $T_{R0} = [0.1\text{s}; 0.16\text{s}]$ et la tension $U = 400\text{Kv}$

1. défaut triphasé :

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut triphasé sont montrés sur les (Fig V-2.a) et (Fig V-2.b) :

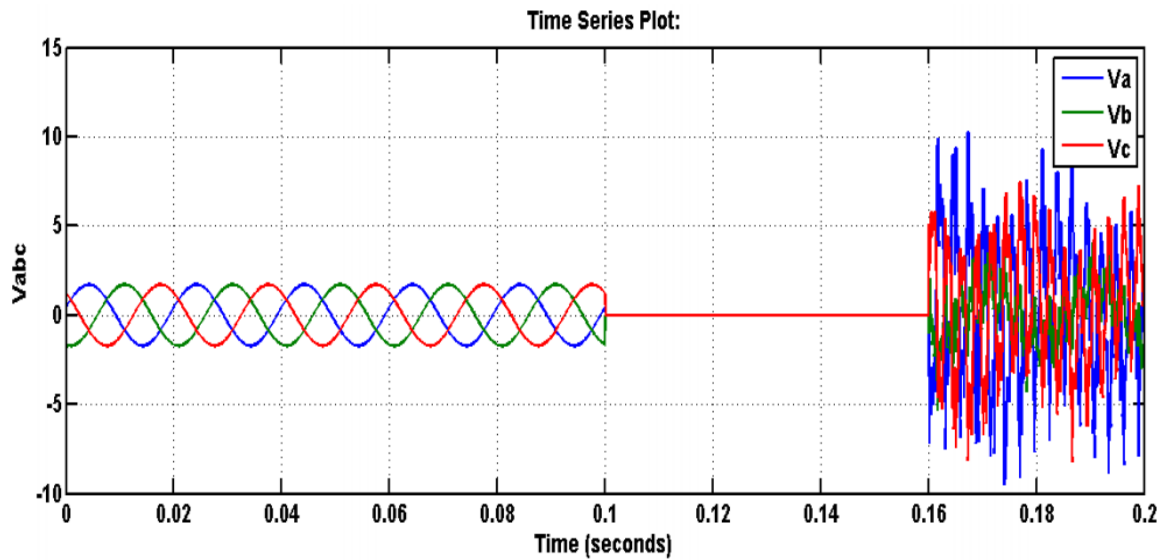


Figure V-2.a: Signaux des tensions pour un défaut triphasé.

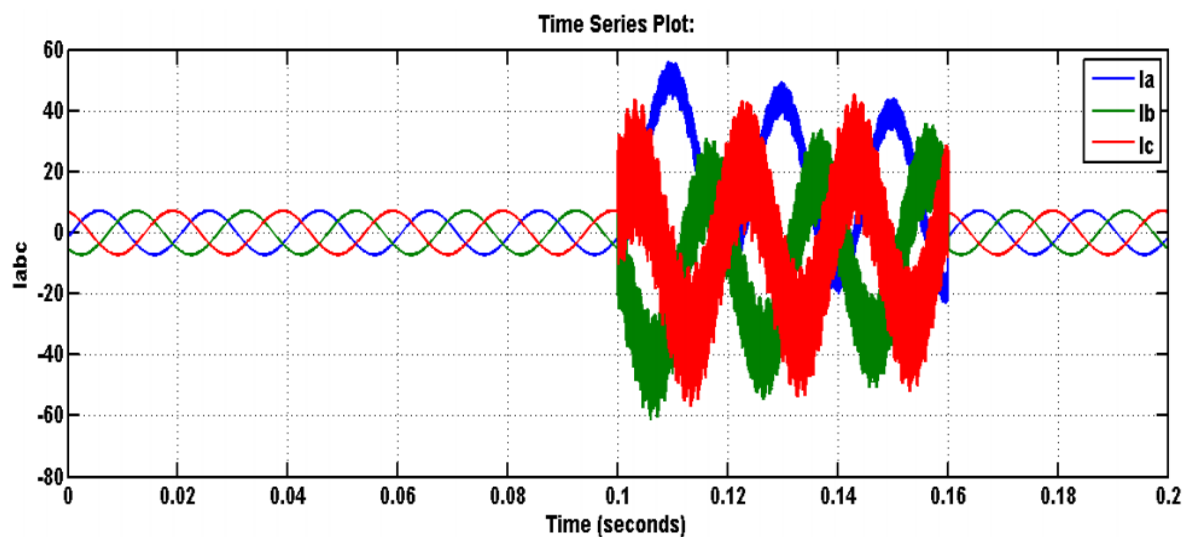


Figure V-2.b: Signaux des courant pour un défaut triphasé.

Il est constitué par la mise en court-circuit des trois phases A, B et C, une perturbation au niveau des courbes de tension et une augmentation au niveau des courbes de courant.

2. Défaut biphasé sans terre :

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé sans terre sont montrés sur les (Fig V-3.a) et (Fig V-3.b) :

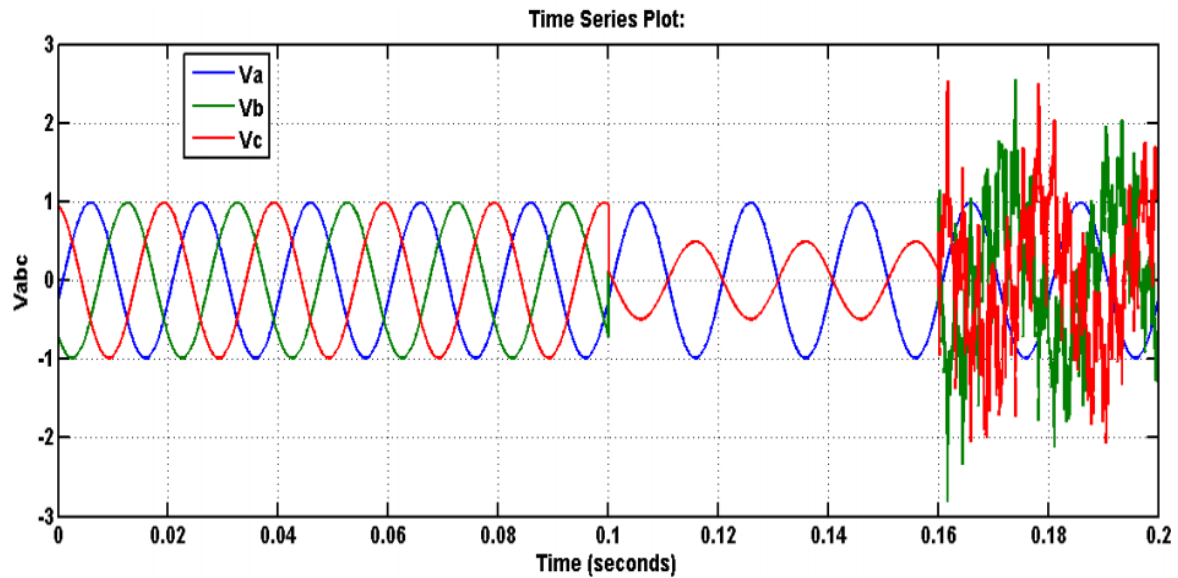


Figure V-3.a: Signaux des tension pour un défaut biphasé sans terre.

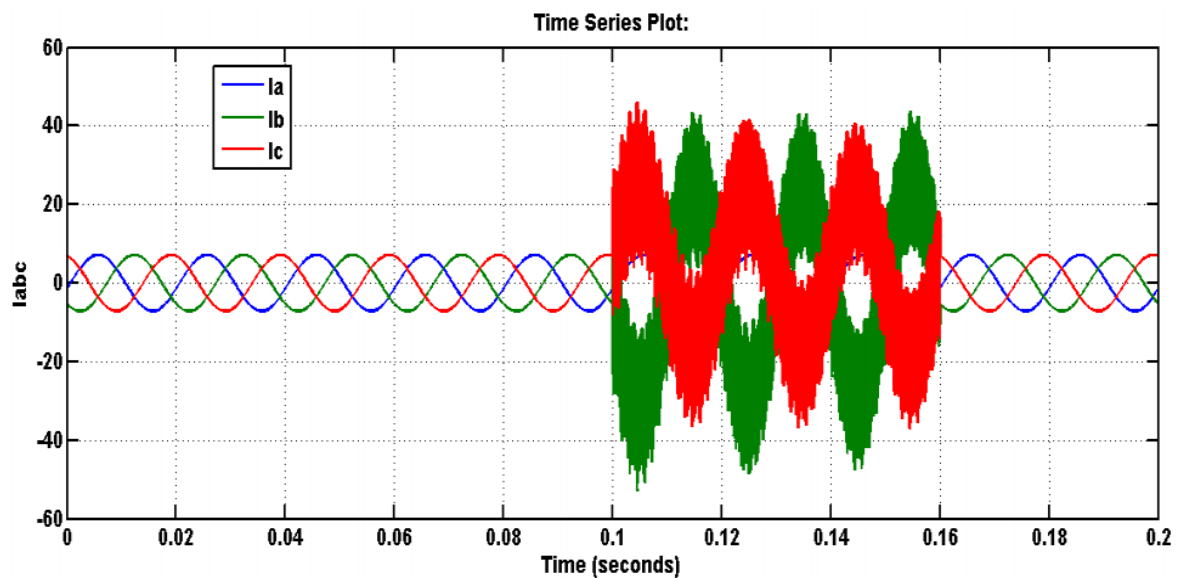


Figure V-3.b: Signaux des courant pour un défaut biphasé sans terre.

C'est un court-circuit entre deux phases B et C, les deux courbes montrent une perturbation au niveau de la courbe de tension et une élévation au niveau de la courbe de courant (phase B ,C) à l'endroit de défaut.

3. Défaut biphasé avec terre :

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé avec terre sont montrés sur les figures (Fig IV.4.a) et (Fig IV.4.b) :

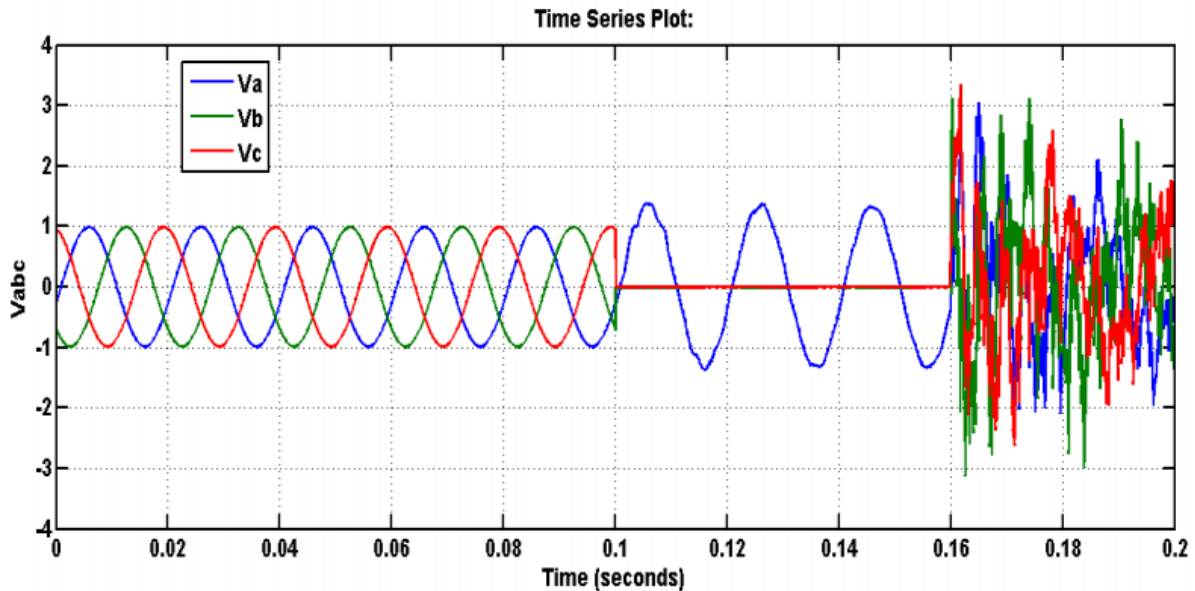


Figure V-4.a: Signaux des tension pour un défaut biphasé avec terre.

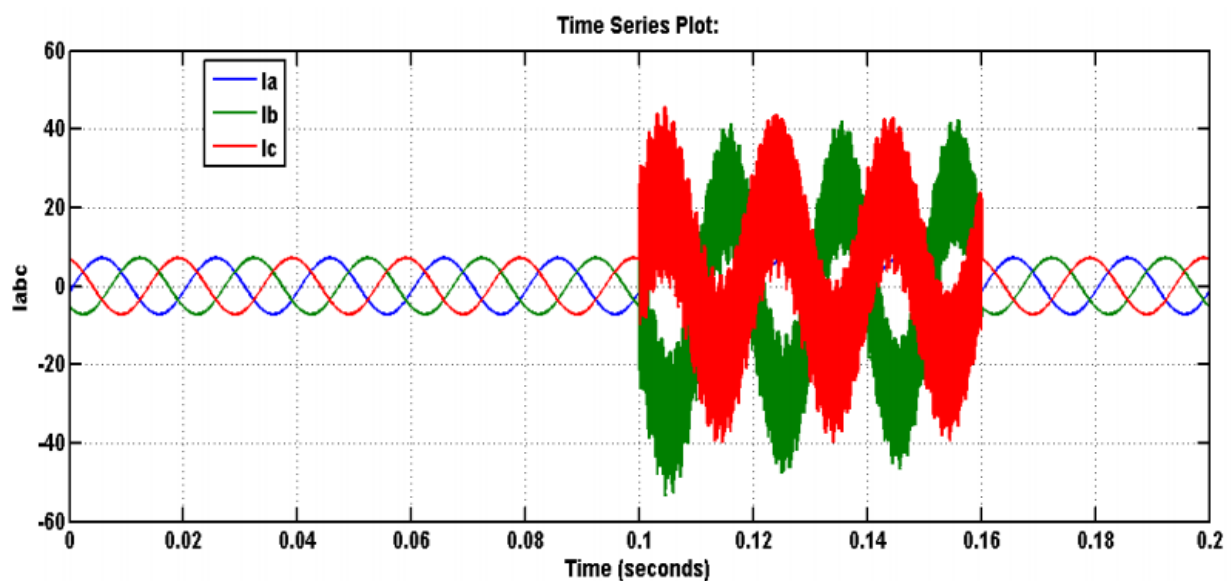


Figure V-4.b: Signaux des courant pour un défaut biphasé avec terre.

Le défaut biphasé à la terre se produit entre deux phase B, C et la terre à travers une résistance, dans les deux courbes il y'a une augmentation des grandeurs nominales (tension, courant) des phases B, C, ce défaut est asymétrique car on a deux phases seulement

4. Défaut monophasé :

Les signaux des tensions et des courants pour un monophasé sont montrés sur les figures (Fig V-5.a) et (Fig V-5.b) :

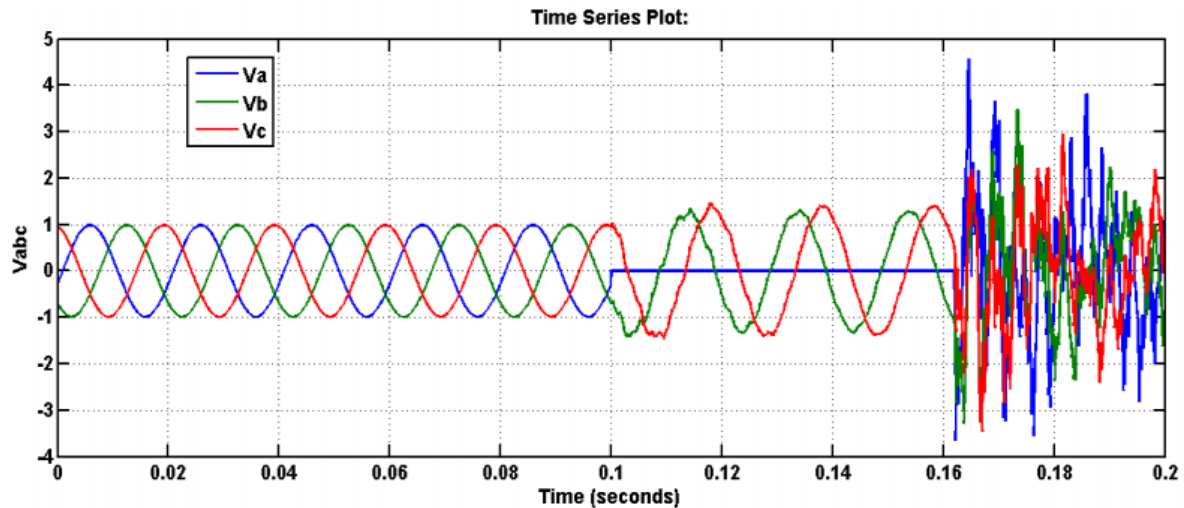


Figure V-5.a: Signaux des tension pour un défaut monophasé.

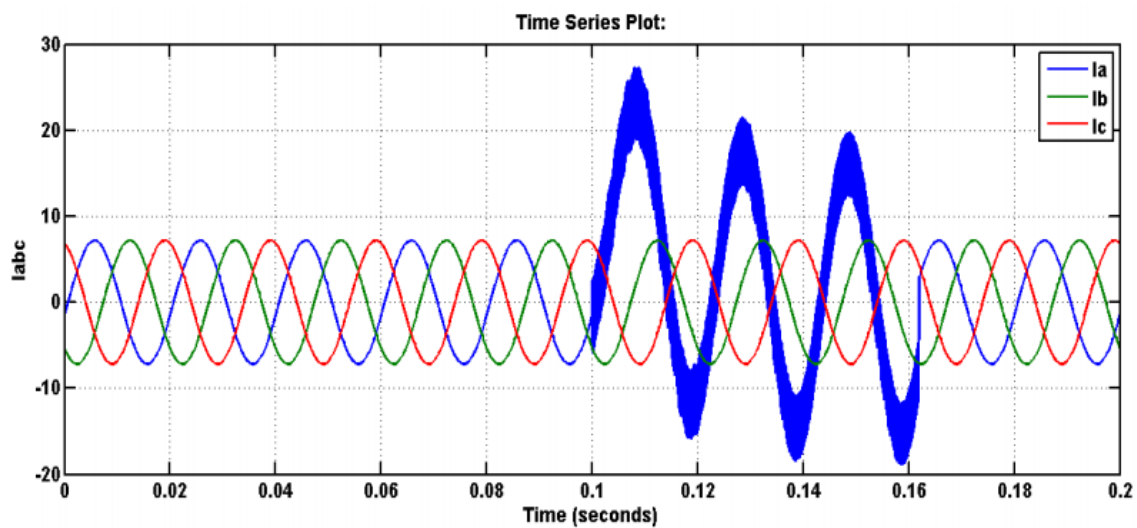


Figure V-5.b: Signaux des courant pour un défaut monophasé.

Le défaut monophasé est créé par un court-circuit entre la phase A et la terre à travers d'une résistance.

Dans ce cas on observe une perturbation au niveau du courbe de tension (chute de tension) résultant d'un défaut en revanche il y a une élévation de la courbe de courant de défaut, car celui-ci est proportionnel à la tension existant à l'endroit du défaut.

V.5.3.Simulation 2 :

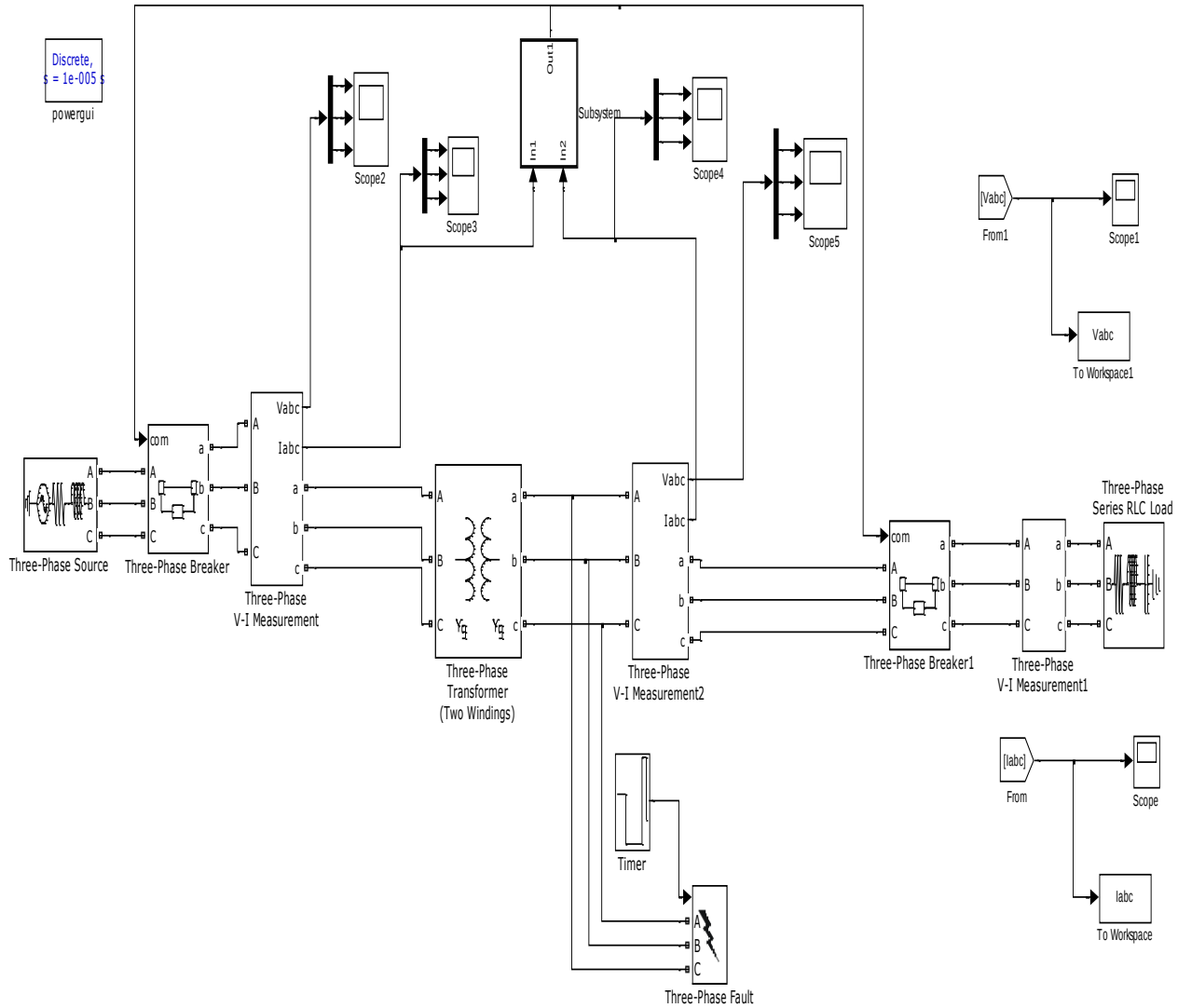


Figure V-6: simulation de protection différentielle par un défaut interne.

1. Simulation sans défaut :

Les signaux des tensions et des courants pour un réseau sans défaut sont montrés sur les figures (Fig V-6.a) et (Fig V-6.a) :

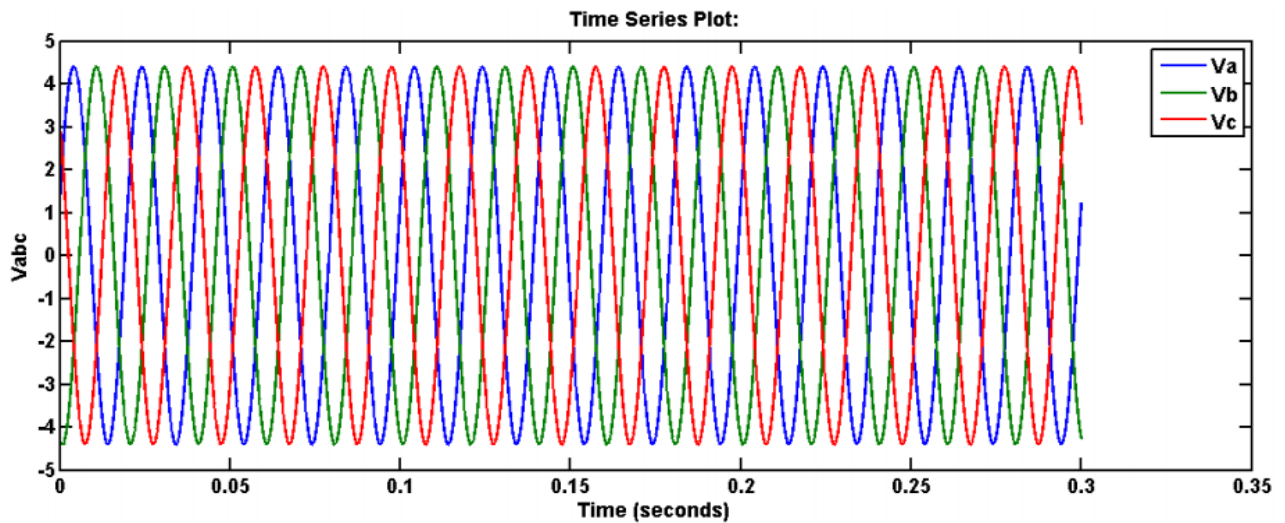


Figure V-6.a: Signaux des tension sans défaut.

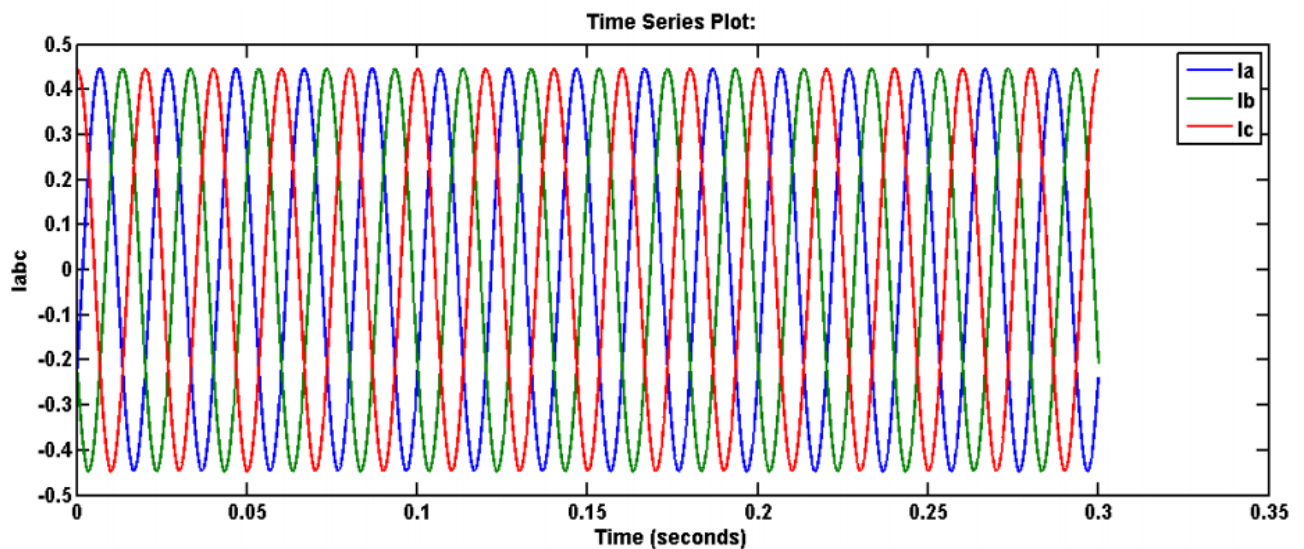


Figure V-6.b: Signaux des courant sans défaut.

2. Simulation avec défaut :

Les signaux des tensions et des courants pour un réseau avec défaut sont montrés sur les figures (Fig V-7.a) et (Fig V-7.b)

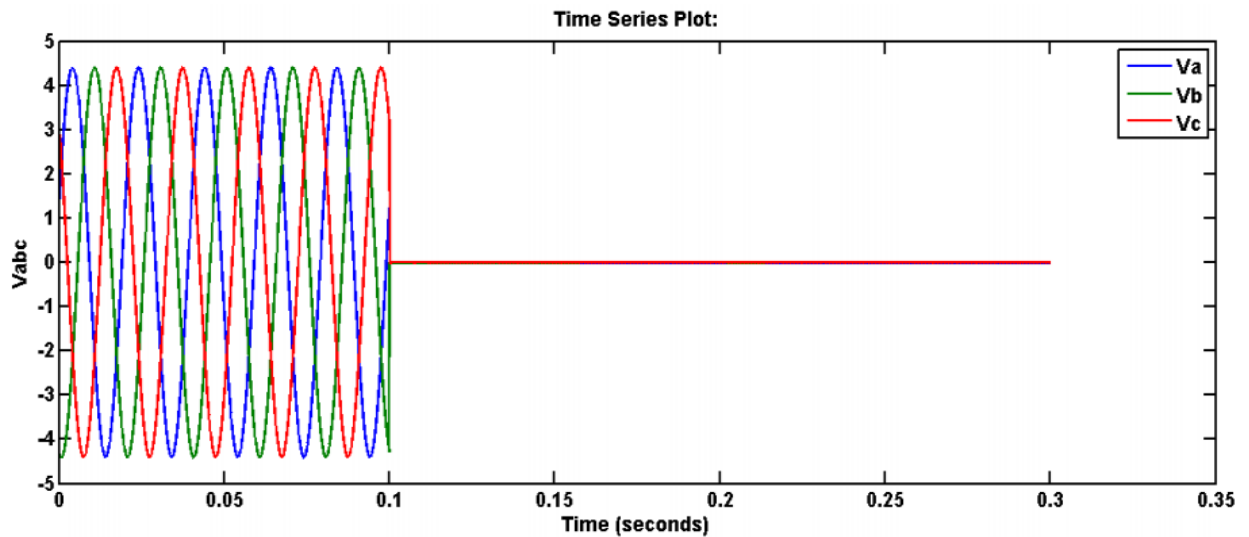


Figure V-7.a: Signaux des tension avec défaut.

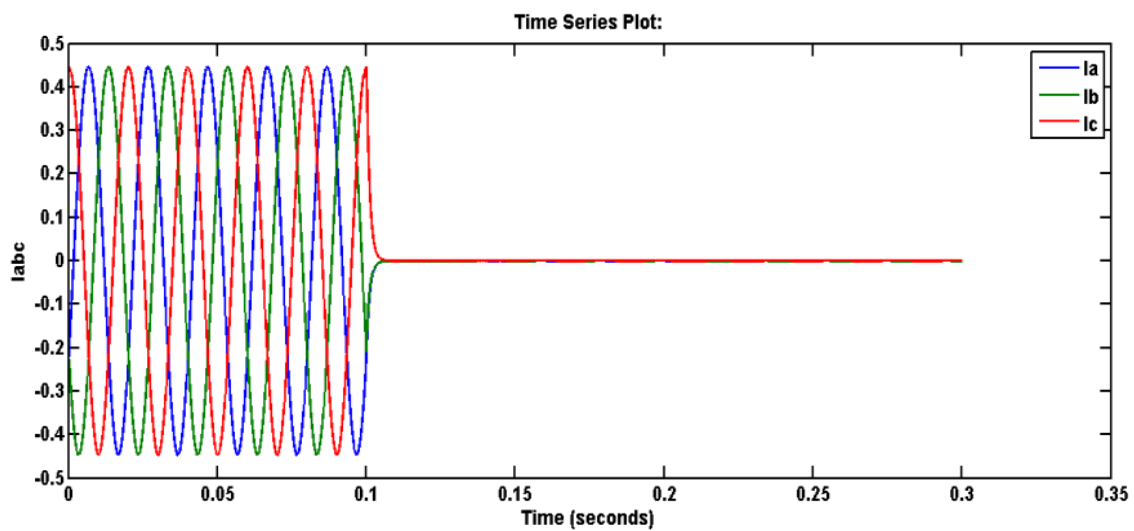


Figure V-7.b: Signaux des courant avec défaut.

V.5.4.Simulation 3 :

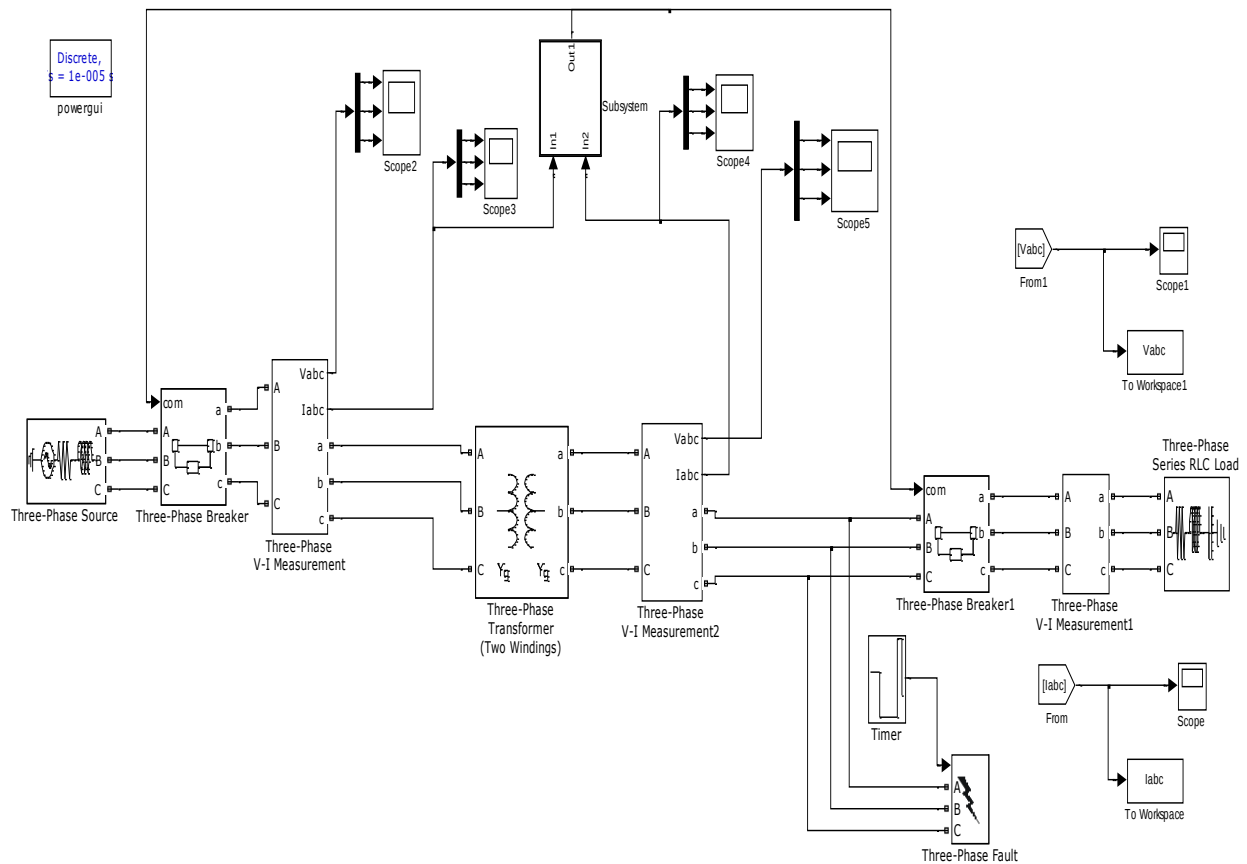


Figure V-8: simulation de protection différentielle par un défaut externe.

1. Simulation avec défaut :

Les signaux des tensions et des courants pour un réseau avec défaut sont montrés sur les figures (Fig V-8.a) et (Fig V-8.b)

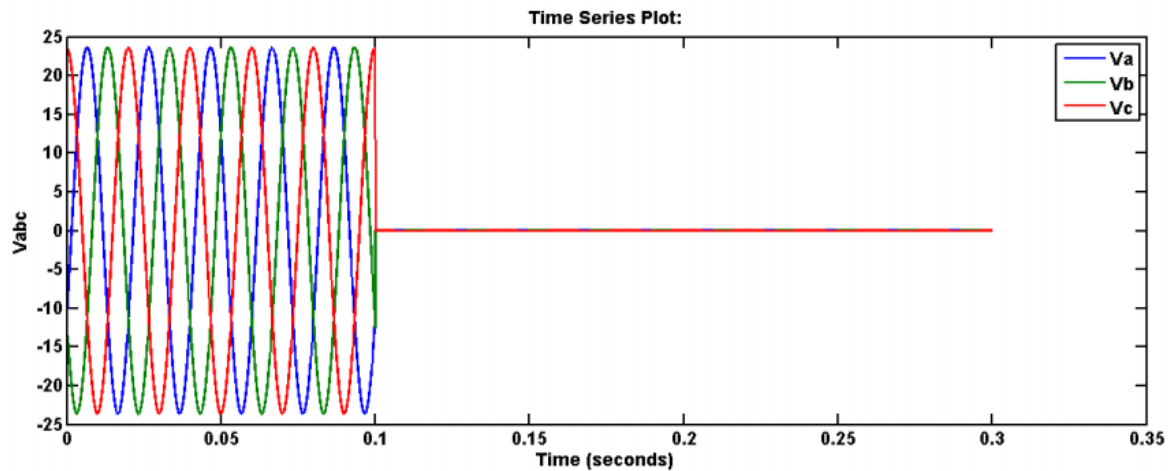


Figure V-8.a: Signaux des tension avec défaut.

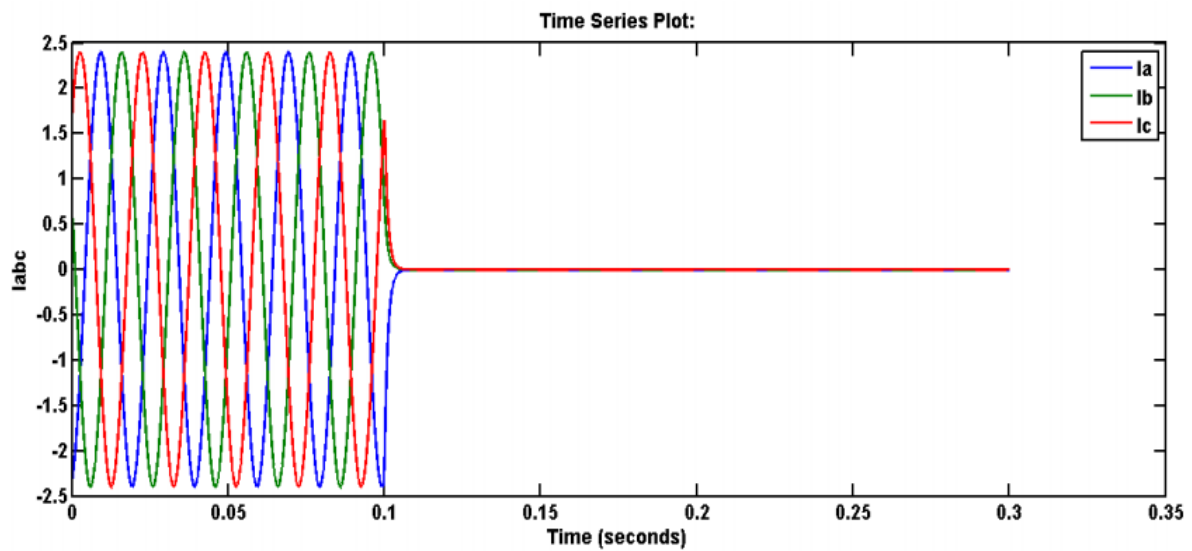


Figure IV-8.b: Signaux des courant avec défaut.

V.7. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons prouvé que les résultats dans les figures sont les mêmes que ceux donnés par les composantes symétriques. Ainsi la protection différentielle est la plus fiable et la plus populaire dans les protections des systèmes d'énergie ça qui nous prouvé avec la dernière simulation.

Conclusion

Générale

Le travail est lié généralement à un système de protection des réseaux HTB/HTA qui peuvent être protégés simplement par une protection placée en tête du départ. Mais l'exploitation future des réseaux électriques, qui se transforment en réseaux intelligents, flexibles et adaptatifs, va sûrement nécessiter une protection plus complexe. Par conséquent, un nouveau plan de protection pourrait être nécessaire afin d'augmenter la fiabilité de ce réseau et le taux de productions décentralisées. Il pourrait inclure plusieurs protections déployées sur un départ.

Afin de limiter les dégâts que peuvent causer les défauts survenus sur un réseau électrique et d'éviter les répercussions que le maintien d'un défaut aurait sur le fonctionnement général du réseau (en particulier la stabilité), il est indispensable de mettre hors tension le plus rapidement possible l'élément du réseau (ligne, transformateur ou générateurs...) en défaut. Cette opération est confiée aux systèmes de protection

L'objectif primordiale de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée d'un relais électromagnétique ou retardée par un relais temporisé. Selon le type du défaut, la protection intelligente émet un signal de déclenchement du disjoncteur, et par conséquence la mise hors tension de l'installation ou un signal de signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesures adéquates.

Bibliographie



- [1] M.Miloud BAHIDDINE; " *Protections des réseaux électriques MT et HT*"
MOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME
D'INGENIEUR D'ETAT EN GENIE ELECTROTECHNIQUE ANNEE 2011/2012.
- [2] H.Benchikh El Hocine, " *Les étages Moyenne Tension* ", Institut de Formation en
Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004.
- [3] M.TOLBA Amrane;"*coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques*";
mémoire Université Batna.
- [4] M.Zellagui; " *Étude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kV), mémoire de
Magistère en électrotechnique*"; Mémoire de Magistère en électrotechnique, U. Mentouri
CONSTANTINE, ALGERIE,151 p, 2010.
- [5] Mr.ZELLAGUI Mohamed;"*étude des protections des réseaux électrique MT (30 &10kV)*";
mémoire magistère Université Mentouri Constantine.
- [6] C. Puret; " *les réseaux de distribution publique MT dans le monde*", Cahier Technique
Merlin Gerin 155, septembre1991.
- [7] D. Penkov; " *localisation des défauts dans les réseaux HTA en présence de génération
d'énergie dispersée* ", Grenoble, France, Mars 2012.
- [8] Schneider Electric, " *Les architectures de réseaux*".
- [9] C. RUSSELL MASON; " *The Art and Science of Protective Relaying*", 1956 - New York.
- [10] C. CLAUDE & D. PIERRE; " *Protection des Réseaux de Transport et de Répartition*"
Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [11] VALENTIN CRASTAN ; " *Les réseaux d'énergie électrique 2*"; Edition LAVOISIER
année 2007.
- [12] Schneider Electric; " *Postes HTA/BT*"; <http://www.iufmrese.cict.fr/liste/Doclidie/poste.pdf>.
- [13] Z.GAJIC, I.IVANKOVIC & B.FILIPOVIC, " *Differential Protection Issues for Combined
Autotransformer - Phase Shifting Transformer*", IEE Conference on Developments in
Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, april 2004.
- [14] E.HADDADI F.BOUSSAD ;" *Etude des protections d'un départ HTA Tigzirt issu de la
cabine mobile de Tamda (60 / 30 kV)* ", Mémoire de Fin d'Etudes de master professionnel,
année 2014.

- [15] S.ABBASSEN, N KACED, " *Etude des protections des départs MT Application poste 60/30 kV Freha* " Diplôme d'ingénieur d'état, UMMTO, année 2008.
- [16] F.AMRANI, R.BELKESSA; " *Etude des protections des départs MT TIZI MEDEN* ", Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2009.
- [17] J.C.Sabonnadière, N.Hadjsaid, "Lignes et réseaux électriques 2" J.C.Sabonnadière, Hermes science, Paris, 2007.
- [18] C. PRÉVÉ; " *Protection des Réseaux Electriques* ", Edition HERMES, PARIS,1998.
- [19] B.Benrezzak & F. Mehimda; "*détection et classification des défauts de courts circuits dans une ligne THT par les réseaux de neurones artificiels*", CUAT,2017,2018 Master II.
- [20] Mancer Nabil; "*contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité du système de protection des réseaux électrique par les méthodes metaheuristiques* ", Thèse de doctorat, U.BISKRA, 2017.
- [21] Bouthiba Tahar; "*Contribution au Développement de Nouvelles Techniques pour la Protection des lignes de Transport à THT Contre les surtensions de manœuvre et les défauts électriques*", Thèse doctorat, USTO, 2004.
- [22] A.S. AL FULAID, M.A. EL SAYED; " *A Recursive Least-Squares Digital Distance Relaying Algorithm*", IEEE, Electrical and Computer Engineering Department, Kuwait University, 1998
- [23] M. AICHOUNE & N. BOUZEGUI; "*Localisation des Défauts sur les Lignes Aériennes dans la Protection Numérique*", mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, U.S.T.H.B, octobre 2003.
- [24] "*Réglage des protections différentielles de câble*"; Benoît Lys, EDF, Production Transport, SIRA
- [25] "*Guide de réglage des automates*"; CRTT Est, EDF.
- [26] "*Manuel de réglage des protections des réseaux sonelgaz*" ,aout, 2004.
- [27] MOKHTARI Mohamed Amine " *La protection électrique des réseaux HTB*" mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique

Annexe

ANNEXE - A -

◆ Caractéristiques des conducteurs:

• Ligne aérienne:

Nature	Section (mm ²)	Intensité max (A) LT	R ₀ (Ω/Km)	X ₀ (Ω/Km)	C ₀ (F/Km)
CUIVRE	17,8	118	1,01	0,4	5x10 ⁻⁹
	27,5	153	0,66		
	33,2	200	0,472		
	48,3	230	0,373		
	74,8	300	0,24		
	116,2	400	0,156		
ALMELEC	34,4	145	0,958	0,4	5x10 ⁻⁹
	54,6	190	0,608		
	75,5	240	0,438		
	93,3	270	0,357		
	117	315	0,285		
	148	365	0,225		
ALU/ACIER	58,9	160	0,652	0,4	5x10 ⁻⁹
	116,2	300	0,309		
	147,1	345	0,244		

• Câble souterrain :

Nature	Section (mm ²)	Intensité max (A) LT	R ₀ (Ω/Km)	X ₀ (Ω/Km)	C ₀ (F/Km)
CUIVRE	150	350	0,13	0,09	--
	116-120	310	0,16	0,1	4,16x10 ⁻⁷
	95	250	0,19	0,09	--

	75	240	0,25	0,1	$3,3 \times 10^{-7}$
	48	180	0,36	0,1	--
	30	135	0,63	0,11	--
ALUMINIUM	120(30KV)	300	0,253	0,12	$4,16 \times 10^{-7}$
	135(10KV)	380	0,164	0,1	--
	240(10KV)	440	0,438	0,1	--
	300(10KV)	500	0,357	0,1	--

ANNEXE - B -

- ✚ Quelques photos de notre visite de terrain au poste 60/30 Kv Nakhla de el oued:







