



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l' Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar El-Oued

Faculté de Technologie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et Technologie

Filière :Electrotechnique

Spécialité :Réseaux Electriques

Thème

**PROTECTION D'UNE LIGNE MOYENNE
TENSION 30Kv**

Présentée par :

- SEROUTI BELGACEM
- HAMMANI MED TAHAR
- HAMMANI ABDERRAHIM
- BAHRI ALI

Encadreur :

Pr: BEN ATTOUS DJILANI

Soutenue publiquement le : 14/06/2022

Devant le jury composé de :

Zellouma LaidPrésidentUniversité El-oued

Gacem Abdelmalek..... Examineur .Université El-oued

Ben Attous Djilani Encadreur.....Université El-oued

Année Universitaire:2021/2022

Dedicace

Serouti belgacem

Je dédie ce modeste travail à l'âme de ma mère habita hafsia et mon père med salah qui ont contribué à mes soins depuis ma naissance, en ajoutant ma femme et mes enfants et tous qui m'ont enseigné à partir du primaire.

HAMMANI MED TAHAR

Je dédie ce fruit de travail: A ma très chère maman, pour sa tendresse, sa bienveillance, son encouragement, pour ce qu'elle a fait depuis mon enfance jusqu' à ce jour. À mon cher père pour sa générosité, sa bonté, je te remercie. À mes frères et mes chères sœurs Et à tous les membres de ma grande famille. En fin à tout ce qui nous aime et qu'on aime hammani mohammed tahar.

HAMMANI ABDERRAHIM

Je dédie ce modeste travail à l'âme de mon père hamza et ma mère halilat aicha qui ont contribué à mes soins depuis ma naissance, en ajoutant ma femme et mes enfants et tous qui m'ont enseigné à partir du primaire.

BAHRI ALI

Je dédie ce travail: A ma très chère maman, pour sa tendresse, sa bienveillance, son encouragement, pour ce qu'elle a fait depuis mon enfant ce jusqu' à ce jour. À mon cher père pour sa générosité, sa bonté, je te remercie. À mes frères et mes chères sœurs. et ma femme et mes enfants et à tous les membres de ma grande famille. En fin à tout ce qui nous aime et qu'on aime bahri ali

Remerciment

Nous remercions amplement tous qui ont contribué à la réalisation de ce modeste travail, en citant en premier lien :

L'encadreur : Professeur BEN ATTOUS DJILANI

Et aussi :

- Tous les professeurs de notre promo.
- Mr LABBI YACINE : docteur au l'université d'el oued .
- Mr AOUIMEUR MESAOUDE : Ingénieur électrotechnique et cadre supérieur direction SONELGAZ EL-OUED.
- Mr REZIGUE NACER EDINE : Ingénieur électrotechnique et cadre supérieur direction SONELGAZ EL-OUED.

Résumé :

Les réseaux de transport et de distribution sont nécessaires pour assurer la fourniture d'électricité aux différents consommateurs de haute et basse tension, et des protections sont installées sur toutes les installations et à tous les niveaux pour assurer la qualité et la continuité de service et pour protéger les personnes et les installations. Notre travail consiste à étudier les types de problèmes et les systèmes de protection dans les réseaux de distribution, qui assurent la sécurité du réseau électrique global bien vis-à-vis des effets destructeurs des problèmes pouvant survenir au niveau du réseau moyenne tension.

Mots clés: Distribution électrique, Maximum de courant, Localisations des défauts, protection.

Abstract :

The transport and distribution networks are necessary to ensure the supply of electricity to the various high and low voltage consumers, and protections are installed on all the installations and at all levels to ensure the quality and continuity of service and to protect people and facilities. Our work consists in studying the types of problems and the protection systems in the distribution networks, which ensure the safety of the global electric network well vis-à-vis the destructive effects of the problems that can occur at the level of the medium voltage network.

Key words : Electrical distribution, Overcurrent, Fault location, protection.

المخلص

تعتبر شبكات النقل والتوزيع ضرورية لضمان توفير الكهرباء لمختلف مستهلكي الجهد العالي و المنخفض، ويتم تثبيت الحماية على جميع المنشآت وعلى جميع المستويات لضمان جودة الخدمة والاستمرارية وحماية الناس والمنشآت. ويتكون عملنا من دراسة أنواع المشاكل و أنظمة الحماية في شبكات التوزيع و التي تضمن أمن الشبكة الكهربائية الشاملة بشكل جيد من الآثار المدمرة للمشاكل التي يمكن أن تحدث على مستوى شبكة الجهد المتوسط.

الكلمات المفتاحية : التوزيع الكهربائي ، التيار الزائد ، تحديد الأعطال ، الحماية.

Sommaire

Introduction Générale	2
------------------------------------	----------

CHAPITRE 1 Généralités sur les réseaux électriques

1. Introduction	4
2. Généralités	4
3. Différents types de réseaux électriques	4
3.1 Réseaux de transport et d'interconnexion	4
3.2 Réseaux de répartition	5
3.3 Réseaux de distribution	6
4. Structure générale d'un réseau électrique	7
5. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ	7
6. Architectures des postes de livraison HTB	8
6.1 Double antenne	9
6.2 Double antenne avec double jeu de barres	10
7. Architectures des réseaux HTA	10
7.1 Réseau radial à simple antenne	11
7.2 Réseau radial en double antenne sans couplage	12
7.3 Réseau radial en double antenne avec couplage	12
7.4 Réseau en boucle ouverte	13
7.5 Réseau en boucle fermée	14
7.6 Réseau en double dérivation	15
8. Conclusion	15

CHAPITRE 2 Protection et contrôle- principes généraux

1 Introduction	17
2 Défauts électriques	17
2.1 Origines des défauts	17
2.1.1 Mécanique	17
2.1.2 Électrique	18
2.1.3 Humaine	18
2.2 Natures des défauts	18
2.2.1 Défauts auto-extincteurs	18
2.2.2 Défauts fugitifs	18
2.2.3 Défauts semi-permanents	18
2.2.4 Défauts permanents	18
2.3 Type des défauts	18

2.3.1	Surtension.....	18
2.3.2	Surcharge.....	19
2.3.3	Déséquilibre.....	19
2.3.4	Court-circuit.....	19
3	PLAN DE PROTECTION.....	19
3.1	Définition du plan de protection.....	19
3.2	Objectifs du plan de protection.....	19
3.3	Chaine de protection.....	20
3.4	Détermination des réglages des protections.....	21
4	Equipements de protection.....	21
4.1	Organisation.....	21
4.2	Réducteurs de mesure.....	21
4.2.1	Transformateurs de tension.....	22
4.2.2	Transformateur de courant.....	23
4.3.1	Rôle des unités de protection.....	25
4.3.2	La rapidité aptitude à réagir rapidement en cas de défaut.....	26
4.3.3	La sécurité aptitude à éviter des fonctionnements intempestifs lors d'un défaut.....	26
4.3.4	La sureté aptitude à réagir uniquement en cas de défaut.....	26
4.3.5	La fiabilité aptitude à combiner sureté et sécurité.....	26
4.3.6	La simplicité aptitude à faciliter la mise en œuvre et la maintenance.....	26
4.4	Appareils coupure et automates associés.....	26
4.4.1	Disjoncteurs HTA.....	27
4.4.2	Réenclencher.....	27
4.4.3	Interrupteur aérien à creux de tension.....	31
4.4.4	Fusibles HTA.....	33
5	PROTECTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE.....	34
5.1	Mise à la terre du neutre HTA.....	34
5.1.1	Choix du régime du neutre.....	35
5.1.2	Mise à la terre du neutre à travers une résistance.....	35
5.1.3	Mise à la terre du neutre à travers une impédance.....	36
5.2	Protections internes.....	36
5.2.1	Protection Buchholz.....	36
5.2.2	Protection température d'huile.....	37
5.2.3	Protection surcharge thermique.....	37
5.2.4	Protection masse –cuve.....	38
5.2.5	Protection différentielle.....	38
5.3	Protections externes.....	39
5.3.1	Protection à maximum de courant phase.....	39

5.3.2	Protection homopolaire du neutre HTA.....	40
5.3.3	Protection terre résistante.....	40
5.3.4	Protection contre les surtensions	41
6	Protection des réseaux moyenne tension.....	41
6.1	Calcul des courants de court-circuit.....	42
6.1.1	Type de court-circuite.....	42
6.1.2	Caractéristiques des courants de courts-circuits.....	42
6.1.3	Méthode de calcul des courants de court-circuit.....	43
6.2	Sélectivité.....	46
6.2.1	Sélectivité ampérométrique.....	46
6.3	Protection des arrivées HTA.....	47
6.4	Protection des départ HTA.....	47
6.4.1	Protection contre les défauts entre phases.....	48
6.4.2	Protection contre les défauts homopolaires.....	49
6.4.3	Protection terre résistante.....	51
6.4.4	Protection de sauvegarde du réseau.....	52
7	Conclusion.....	53

CHAPITRE 3 Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

1.	Introduction.....	55
2.	Définition d'un réseau de terre	55
3.	Fonctions d'un réseau de terre	55
4.	Généralités sur les mises à la terre	55
4.1.	Terminologie	55
4.2.	Différents types de mise à la terre	56
4.2.1.	La terre du neutre ou de service	56
4.2.2.	Terre des masses ou de sécurité	57
4.2.3.	Terre pour l'écoulement des surintensités de réseaux (éclateurs parafoudres)	57
4.3.	Constitution d'une prise de terre	57
4.4.	Nature de la résistance d'une prise de terre	57
4.5.	Confection des prises de terre	58
4.6.	Réalisation des mises à la terre	58
4.6.1.	Paramètres	58
4.6.2.	Résistivités du terrain	59
4.7.	Détermination de la résistance	59
4.7.1.	Conducteurs enfouis	59
4.7.2.	Piquets verticaux	59
4.7.3.	Boucle à fond de fouille (réseau maille)	60
4.7.4.	Cylindres métalliques enterres	60
5.	les mises à la terre du neutre	60

5.1.	But des mises à la terre du neutre	60
5.2.	Mise à la terre du neutre du réseau HTA (poste source HTB/HTA)	60
5.3.	Mise à la terre du neutre des postes HTA/BT	61
5.3.1.	Neutre des postes de distribution publique reliés à des canalisations souterraines	61
5.3.2.	Neutre des postes de distribution publique alimentant des réseaux aérien	61
5.3.3.	Neutre des postes de distribution publique sur poteau	62
5.3.4.	Neutre des postes clients sur poteau ou en cabine (puissance" 630kva)	62
5.4.	Mise à la terre du neutre des réseaux BT	63
5.4.1.	Neutre des réseaux aériens nus BT	63
5.4.2.	Mise à la terre du neutre BT sur les lignes nues mixtes HTA/BT	63
5.4.3.	Mise à fa terre du neutre de réseaux BT nus sur support bois	63
5.4.4.	Mise à la terre du neutre des réseaux BT isolés pré assemblés (torsadés)	64
5.4.5.	Mise à la terre du neutre des réseaux BT souterrains	65
6.	les mises à la terre des masses	66
6.1.	But de la mise à la terre des masses	66
6.2.	Mise à la terre masses des étages HTA (postes HTB/HTA et HTA/HTA)	67
6.3.	Mise à la terre des masses des réseaux aériens HTA	67
6.3.1.	Masse des supports métalliques	67
6.3.2.	Masse des supports en béton	67
6.3.3.	Masse des supports bois	67
6.3.4.	Masse émergences HTA aéro-souterraine	68
6.4.	Masse des IACM - IACT	68
7.	Masse des IAT/IATCT	69
7.1.	Masse des éclateurs HTA	70
7.2.	Masse des parafoudres HTA	71
7.3.	Masse des postes HTA/BT	71
7.3.1.	Eléments à relier à la terre des masses	71
7.3.2.	Masse des postes cabine (appareillage ouvert)	72
7.3.3.	Masse des postes cabine (appareillage protégés)	73
7.3.4.	Masse des postes sur poteaux	74
7.4.	Mise à la terre des masses des réseaux BT	75
7.5.	Mise à la terre des masses du système de téléconduite des sites relais	75
8.	mesures de terres	77
8.1.	Règles générales de prévention	77
8.2.	Mesure de la résistance d'une prise de terre	78
8.3.	Mesure de la résistivité du sol	79
8.4.	Contrôle de la séparation des prises de terre	80
8.5.	Mesure de couplage des terres	81
8.6.	Mesure la résistance de la terre du neutre	81
8.7.	Mesure terre des masses-terre des éclateurs	82
9.	valeurs et périodicité des contrôles	82

10. Guide pour le choix de la forme des prises de terre en fonction de la valeur recherchée et de la résistivité ou sol	83
11. Amélioration des prises de terre	84
12. Conclusion.....	85

CHAPITRE 4 Simulation de la protection, cas : max de courant

1- Introduction	
2- Simulation d'une protection à max de courant	87
3- Schémas Simulink/Matlab	87
4- Résultats de la simulation	88
5- Conclusion	93

CONCLUSION GENERAL.....	95
--------------------------------	-----------

Tableaux des figures

CHAPITRE N°01	
FIGURE N°1: schéma simplifié d'un réseau électrique.....	4
FIGURE N°2: réseau maille.....	5
FIGURE N°3: réseau boucle.....	5
FIGURE N°4: réseau de distribution a structure radiale	6
FIGURE N°5: réseau de distribution en antenne.....	6
FIGURE N°6: domaines des tension utilisées par sonelgaz.....	8
FIGURE N°7: architecture simple antenne.....	8
FIGURE N°8: architecture double antenne.....	9
FIGURE N°9: architecture double antenne avec double jeu de barres.....	10
FIGURE N°10: architecture générale du réseau de distribution	11
FIGURE N°11: réseau radiale simple antenne	11
FIGURE N°12: réseau HTA radial en double antenne sans couplage.....	12
FIGURE N°13: réseau HTA radial en double antenne avec couplage.....	12
FIGURE N°14: réseau HTA radial en boucle ouvert.....	13
FIGURE N°15: réseau HTA radial en boucle fermée.....	14
FIGURE N°16: réseau HTA radial en double dérivation.....	15
CHAPITRE N°02	
FIGURE N°1: organisation de la chaîne de protection.....	20
FIGURE N°2: organisation des équipement de protection.....	21
FIGURE N°3: schéma d'un transformateur de tension.....	22
FIGURE N°4: cycle général de fonctionnement d'un réenclencher.....	29
FIGURE N°5: diagramme de fonctionnement d'un réenclencher suite défaut fugitif.....	29
FIGURE N°6: diagramme de fonctionnement d'un réenclencher suite défaut semi-permanent.....	30
FIGURE N°7: cycles de fonctionnement d'un réenclencher par types de défauts.....	31
FIGURE N°8: fonctionnement d'un interrupteur aérien a creux de tension.....	33
FIGURE N°9: types de court-circuit.....	42
FIGURE N°10: courbe type d'un courant de court-circuit.....	42
FIGURE N°11: décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques.....	43
FIGURE N°12: court circuit biphasé.....	45
FIGURE N°13: modélisation du court-circuit biphasé (composantes symétriques).....	45
FIGURE N°14: principe de fonctionnement de la sélectivité ampérométrique.....	45

FIGURE N°15: organisation des relais de protections a maximum de courant de phase.....	47
FIGURE N°16: composantes d'un réseau électrique.....	47
FIGURE N°17: représentation d'un réseau en fonctionnement sain.....	49
FIGURE N°18: représentation d'un réseau électrique en cas de défaut.....	50
FIGURE N°19: protections a maximum de courant de terre.....	50
CHAPITRE N°03	
FIGURE N°1: mise a la terre du neutre des postes HTA/BT.....	65
FIGURE N°2: neutre des réseaux aériens nus BT.....	67
FIGURE N°3: mise a la terre du neutre de réseaux BT nus sur support bois.....	67
FIGURE N°4: mise a fa terre du neutre de réseaux BT nus sur support bois.....	69
FIGURE N°5: mise a la terre du neutre des réseaux BT souterrains.....	70
FIGURE N°6: les mises a la terre des masses.....	71
FIGURE N°7: masse émergences HTA aérosouterraine	73
FIGURE N°8: masse des IACM – IACT.....	74
FIGURE N°9: masse des IAT/IATCT.....	75
FIGURE N°10: masse des éclateurs HTA.....	76
FIGURE N°11 masse des postes cabine.....	73
FIGURE N°12: mise a la terre des masses du système de teleconduite des sites relais.....	75
FIGURE N°13: mesure de la résistance d'une prise de terre.....	77
FIGURE N°14: méthode de mesure de la résistivité du sol.....	79
FIGURE N°15: méthode de mesure de la résistivité du sol.....	79
FIGURE N°16: mesure de couplage des terres.....	81
FIGURE N°17: méthodologie est schématisée dans l'organigramme.....	85
CHAPITRE N°04	
FIGURE N°1: schéma de simulation complète d'un système de protection.....	87
FIGURE N°2: schéma unifilaire de relais a maximum d'intensité RMI.....	88
FIGURE N°3: courant de la charge sans défaut	89
FIGURE N°4: tension de la charge sans défaut.....	89
FIGURE N°5: signal de commande du relai.....	89
FIGURE N°6: pique du courant dans le défaut.....	90
FIGURE N°7: courant du la ligne après le défaut.....	90
FIGURE N°8: tension de la ligne après le défaut.....	90

FIGURE N°9: courant du la charge au défaut.....	91
FIGURE N°10: tension de la charge au défaut.....	91
FIGURE N°11: courant du la source	92
FIGURE N°12: tension de la source.....	92
FIGURE N°13: signal de commande du relai.....	92

Liste de tableaux

N°	Tableau	page
CHAPITRE N°01		
Tableau 1	Les domaines de tension	07
CHAPITRE N°02		
Tableau 1	Mise à la terre du neutre HTA à travers une résistance	35
Tableau 2	Mise à la terre du neutre HTA à travers une impédance	36
Tableau 3	Formule de calcul des courants de court-circuit	46
Tableau 4	Paramétrage du relai de délestage	53
CHAPITRE N°03		
Tableau 1	Valeurs de la résistivité pour les différents sols	59
Tableau 2	Valeurs terre du neutre et la masse par type d'ouvrage	82
Tableau 3	Guide pour le choix de la forme des prises de terre en fonction de la valeur recherchée et de la résistivité du sol	84

Abréviation

Indice	Mot clé	Unité
<i>AC</i>	Courant Alternatif	A
<i>DC</i>	Courant Direct	A
<i>BT</i>	Basse tension	A
<i>HT ou HTB</i>	Haute tension	V
<i>MT ou HTA</i>	Moyenne tension V	V
<i>kV</i>	Kilo Volt	Kv
<i>TC</i>	Transformateur de mesure de courant	-
<i>TT</i>	Transformateur de mesure de tension	-
<i>JB</i>	Jeu de barre (nœud)	-
<i>L</i>	Longueur de la ligne ou câble	km
<i>RL</i>	Résistance de la ligne ou câble	Ω/km
<i>L</i>	Inductance de ligne ou câble	H
<i>L1 , L2 , Lo</i>	Réactance directe, inverse et homopolaire	H
<i>XL = L.w</i>	Réactance de la ligne ou câble	Ω/km
<i>C</i>	Capacité de la ligne ou câble	F/km
<i>X1 , X2 , Xo</i>	Réactance directe , inverse et homopolaire	Ω
<i>R1 , R2 , Ro</i>	Résistance directe, inverse et homopolaire	Ω
<i>ZL = RL + j XL</i>	Impédance de la ligne	Ω/km
<i>Rt</i>	Résistance de terre	Ω
<i>Rf</i>	Résistance de défaut	Ω
<i>S</i>	Section de la ligne ou câble	mm ²
<i>In</i>	Courant nominal	A
<i>Un</i>	Tension composé nominale	V
<i>Imax</i>	Courant maximal	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>P</i>	Puissance active	W
<i>Q</i>	Puissance réactive	Var
<i>S</i>	Puissance apparent	VA
<i>V1 , V2 , Vo</i>	Composantes symétriques de tension	V
<i>I1 , I2 , Io</i>	Composantes symétriques de courant	A
<i>Ucc</i>	Tension de court-circuit d'un transformateur	%
<i>fn</i>	Fréquence nominal	Hz
<i>I phase</i>	Courant de réglage phase	A
<i>Ihomp</i>	Courant de réglage homopolaire	A
<i>T</i>	Temporisation	sec
<i>R</i>	Rapide	sec
<i>1L</i>	Première lent	sec
<i>2L</i>	Deuxième lent	sec
<i>T</i>	La terre	-

Introduction générale

Introduction générale

Les systèmes électriques sont considérés comme des infrastructures indispensables pour subvenir aux besoins en énergie électrique qui ne cesse d'accroître ; Les réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale ou les transferts d'énergies suivent dit du haut en bas : Production –Transport – Distribution. Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux sont colossaux. Pour cela le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles à savoir : stabilité, économie et surtout continuité de service.

La protection des réseaux s'attache donc à diminuer le nombre des perturbations, à limiter leur durée, et à accélérer au maximum la reprise du service normal. Les protections électriques ont pour rôle de détecter un défaut d'isolement et de commander l'élimination des tronçons de réseau sur lequel le défaut est apparu. Les défauts d'isolement se traduisent par principalement des surintensités et des chutes de tension. 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 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.

Les relais de protections sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques à surveiller (courant, tension, fréquence, puissance, impédance, ... etc.) à des seuils prédéterminés et qui délivre le signal pour l'ouverture d'un disjoncteur ou pour déclencher une alarme lorsque la grandeur dépasse le seuil.

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

Ce travail est consacré principalement à la simulation d'une protection à minimum d'impédance directionnelle par le SIMULINK de MATLAB.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre concerne l'état de l'art sur les réseaux électriques et les différents types de réseaux.
- Le deuxième chapitre est consacré aux systèmes de protection en insistant sur la protection et les défauts dans les réseaux électriques.
- Le troisième chapitre est consacré aux mises à la terre.
- Le quatrième chapitre rapporte la simulation du relai de protection pour les réseaux électriques, suivi par une application de cette protection sur un réseau radial.

Chapitre N°01:

Généralités sur les réseaux électriques

1. Introduction

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, et on va expliquer les différents modes de raccordement des transformateurs d'alimentation, les catégories des réseaux, et les différentes structures des réseaux. Cela va nous permettre, de connaître les parties essentielles à prendre en considération pour concrétiser notre objectif.

2. Généralités [Ben19]

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignées. Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final.

3. Différents types de réseaux électriques [Hbe04]

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

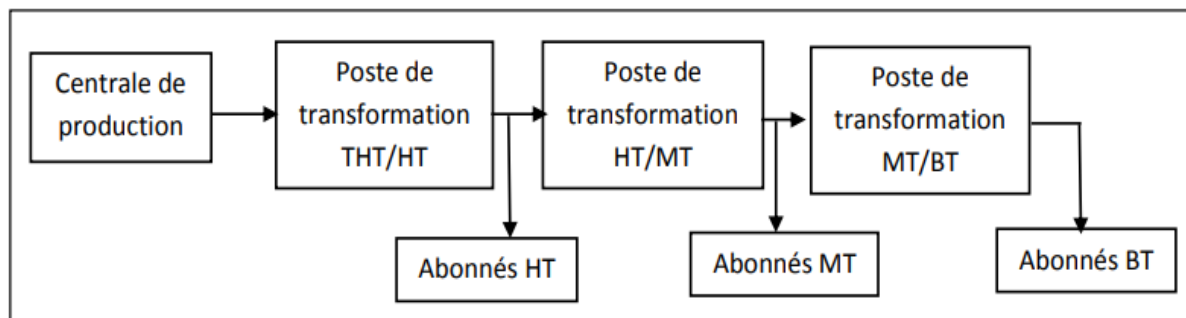


Figure N°1: Schéma simplifié d'un réseau électrique

3.1 Réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) ($50 \text{ kV} < U$) ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou

CHAPITRE 1 : Généralités sur les réseaux électriques

interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs), N est le nombre d'ouvrage. La figure 2 illustre la topologie d'un réseau de ce type fortement maillé.

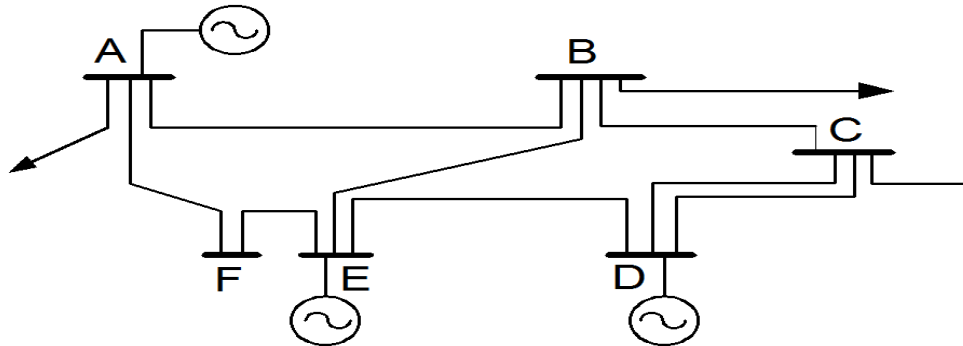


Figure N°2: réseau maillé

L'inconvénient d'une telle structure est de présenter en certains points du réseau une faible impédance de court-circuit et donc de favoriser, en cas de défaut, l'apparition de courants de courts circuits élevés. Il faudra donc dimensionner les protections en conséquence.

3.2 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ($30 \text{ kV} < U < 150 \text{ kV}$) ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent qui sont en général des zones de consommation comme par exemple des grandes agglomérations ou des concentrations d'installations industrielles qui du fait de leur importance économique doivent être alimentées en permanence.

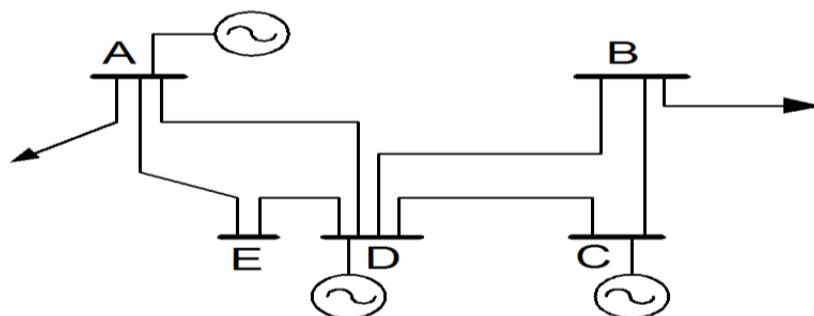
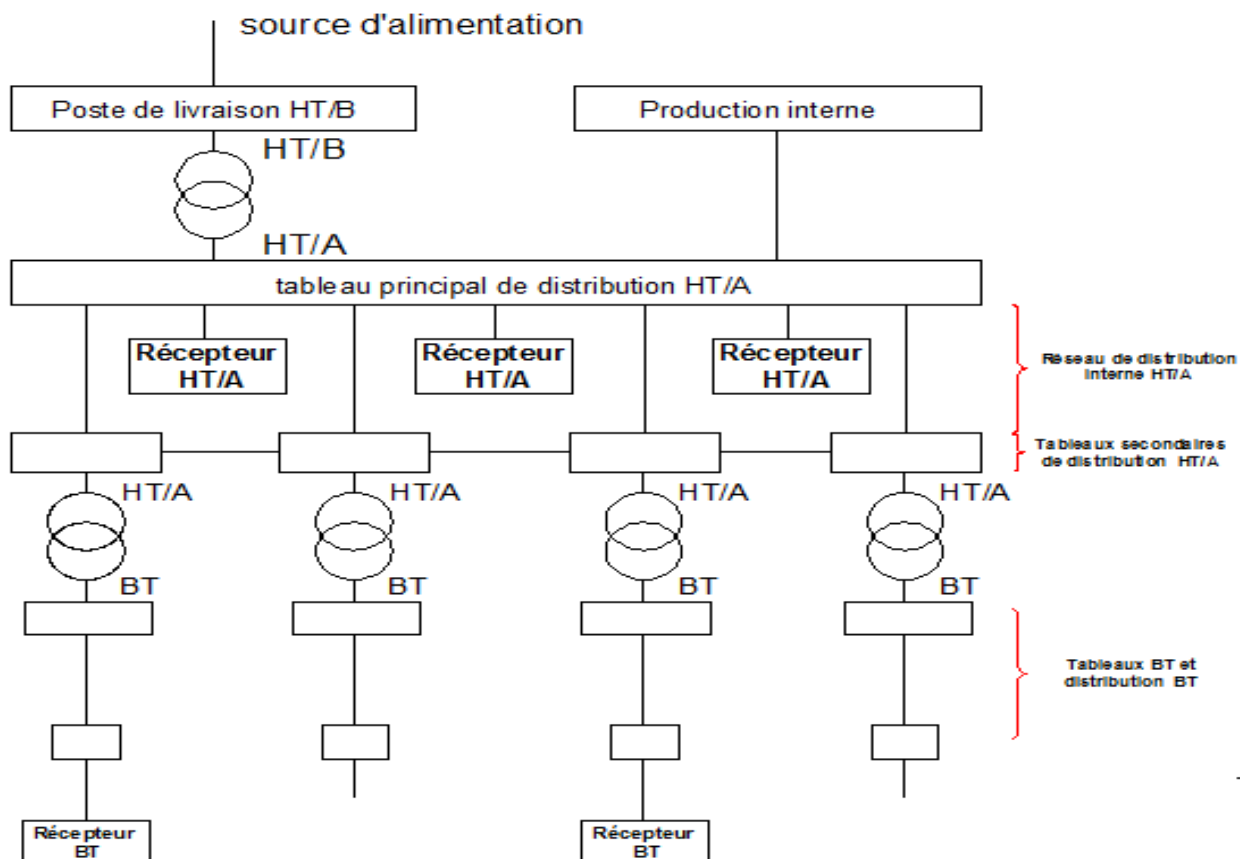


Figure N°3: réseau bouclé

Pour assurer cette fonction en permanence, même lors de la défaillance de certaines lignes de transport, les réseaux de répartition auront une topologie de réseau bouclé, ce qui permet sans aller jusqu'à un maillage aussi dense que celui du réseau de transport, d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité

4. Structure générale d'un réseau électrique [Ben14]

Le schéma se présente comme suit :



5. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ [Eha08] :

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

		Tension nominale en V	
		En courant alternatif	En courant continu lisse
Très basse tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse tension BT	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute tension HT	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTIB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau 1 : Les domaines de tension

Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine

TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités.

- En très basse tension de sécurité (TBTS),

- En très basse tension de protection (TBTP),
- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF)

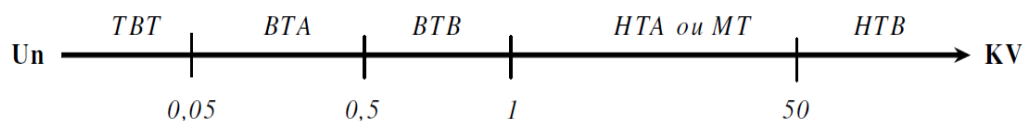


Figure N°6: Domaines des tension utilisées par SONELGAZ

6. Architectures des postes de livraison HTB [Sel 07]:

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 Mva l'installation du poste de

Livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HT,
- Indice O pour « position ouvert » et F pour « position fermé ».

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les Suivants :

- Simple antenne

Architecture

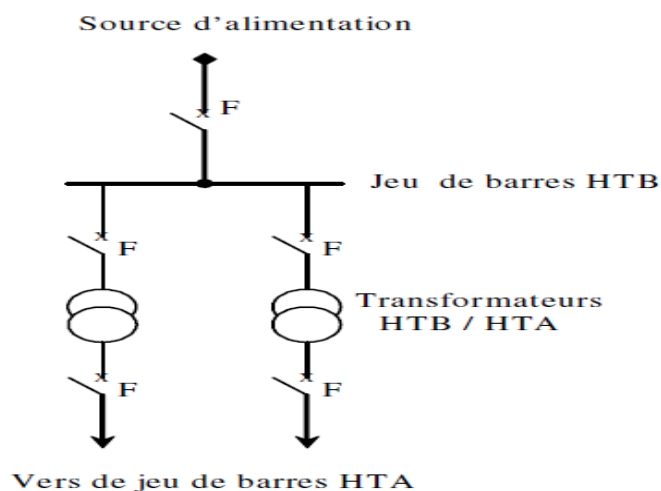


Figure N°7: Architecture simple antenne

Mode d'exploitation :

▪ Normal :

- Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

▪ Perturbé :

- En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

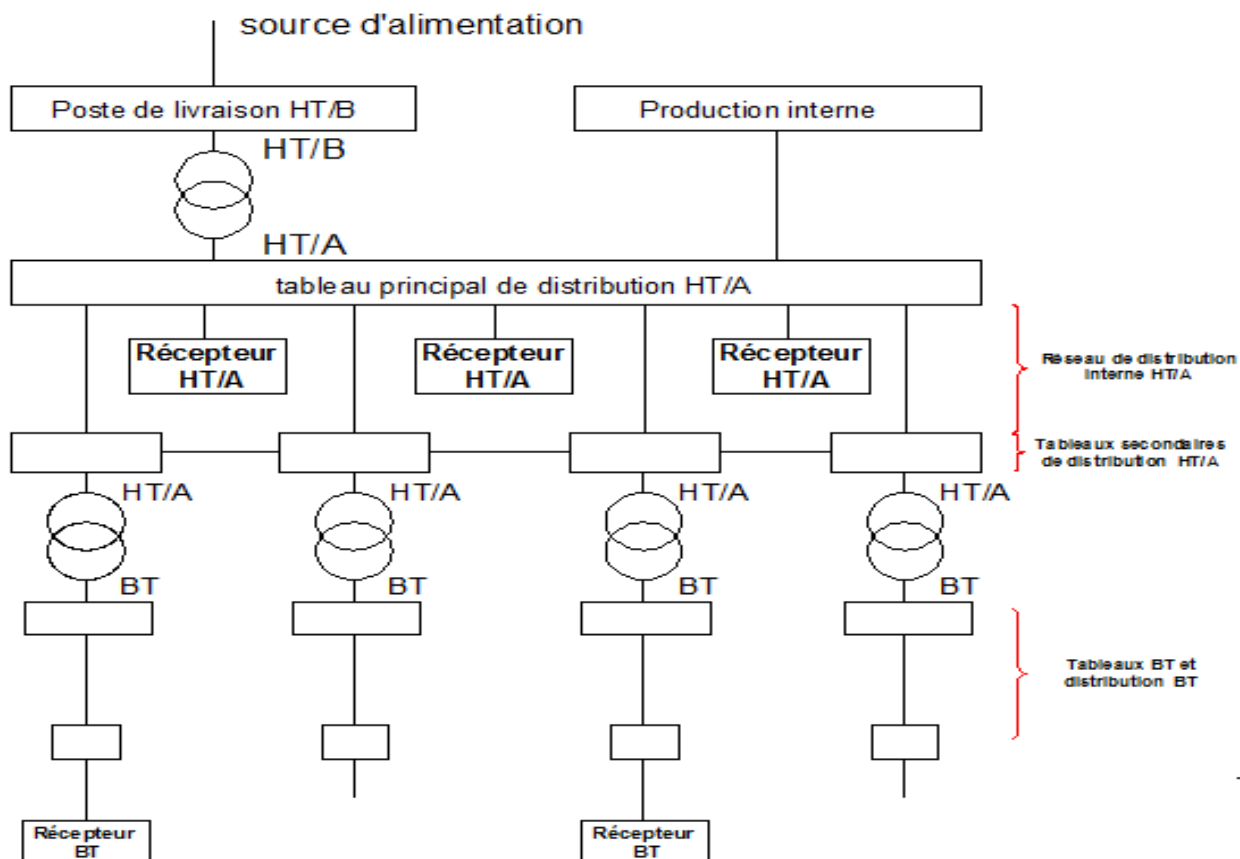
Avantages et Inconvénient :

▪ **Avantage :** Coût minimal.

▪ **Inconvénient :** Disponibilité faible.

4. Structure générale d'un réseau électrique [Ben14]

Le schéma se présente comme suit :



5. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ [Eha08] :

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

		Tension nominale en V	
		En courant alternatif	En courant continu lisse
Très basse tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse tension BT	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute tension HT	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTIB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau 1 : Les domaines de tension

Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine

TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités.

- En très basse tension de sécurité (TBTS),

6.1 Double antenne

✚ Architecture

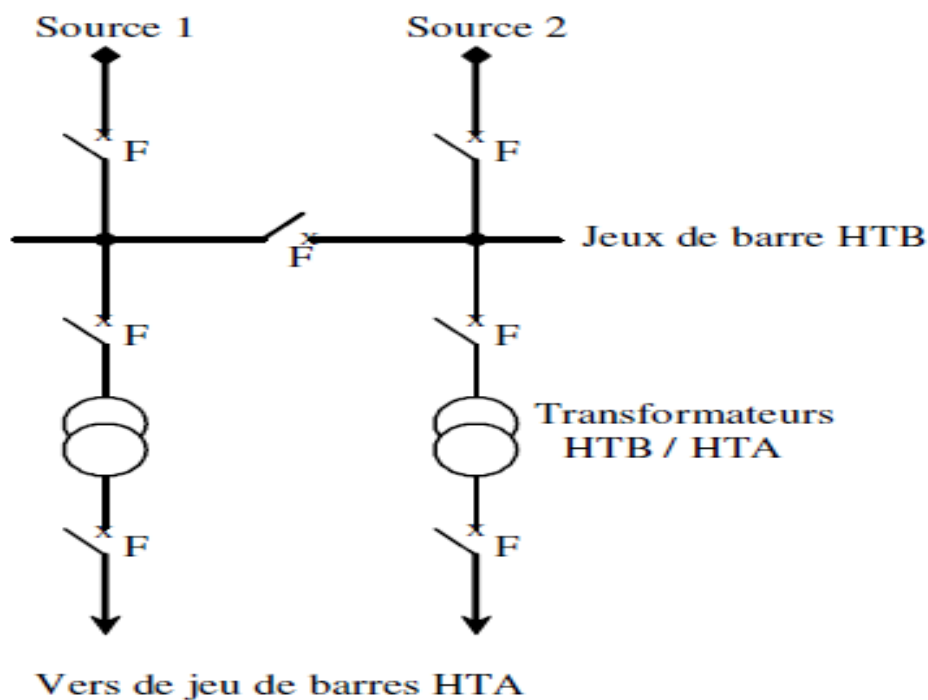


Figure N°8: Architecture double antenne

✚ Mode d'exploitation :

▪ Normal :

- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur decouplage.
- Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

▪ Perturbé :

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

✚ Avantages et Inconvénient :

▪ Avantages :

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci

▪ Inconvénients :

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci

6.2 Double antenne avec double jeu de barres : [Zel10]

- **Architecture :**

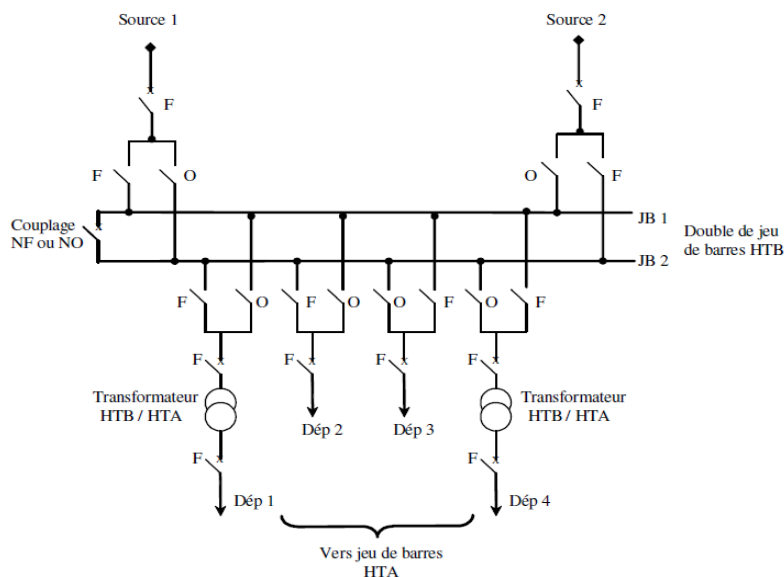


Figure N°9: Architecture double antenne avec double jeu de barres

- **Mode d'exploitation :**

- **Normal :**

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép 1 et Dép 2.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép 3 et Dép 4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

- **Perturbé :**

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur découplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

- **Avantages et Inconvénient :**

- **Avantages :**

- Bonne disponibilité d'alimentation
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres,
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

- **Inconvénient :**

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres

7. Architectures des réseaux HTA [Mil12]

Les réseaux de distribution sont en général conçus de façon hiérarchisée dans le sens des transits de puissance

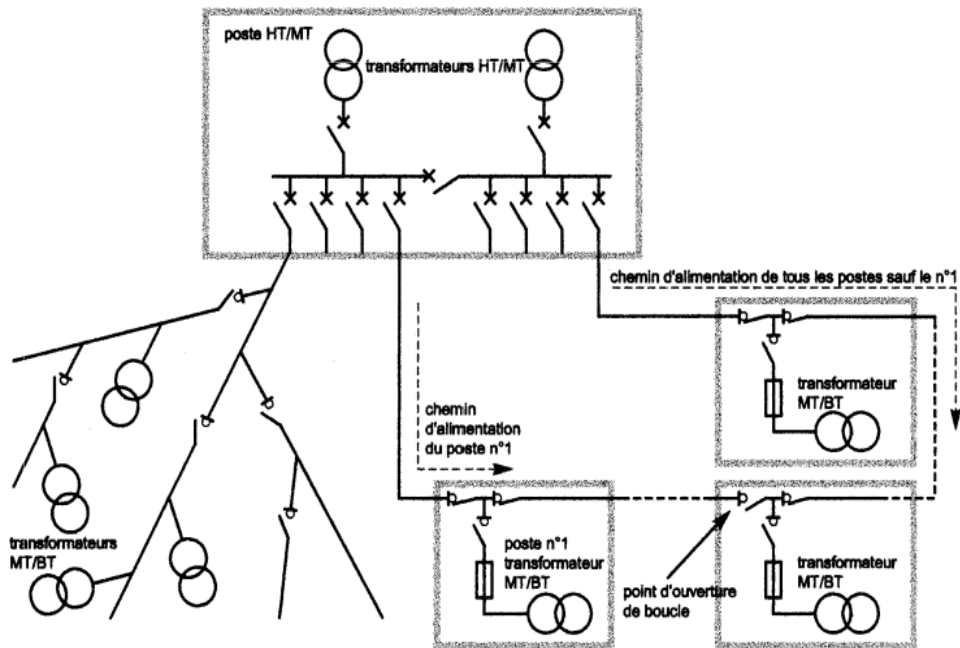


Figure N°10: Architecture générale du réseau de distribution

7.1 Réseau radial à simple antenne

- Architecture

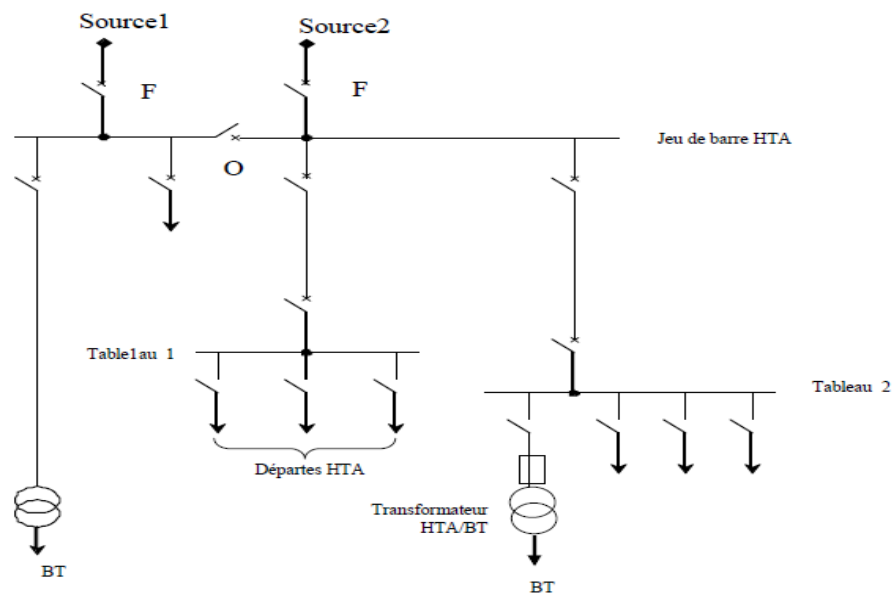


Figure N°11: Réseau radiale simple antenne

- Fonctionnement

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

- cette structure est préconisée lorsque les exigences disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie

7.2 Réseau radial en double antenne sans couplage

- Architecture

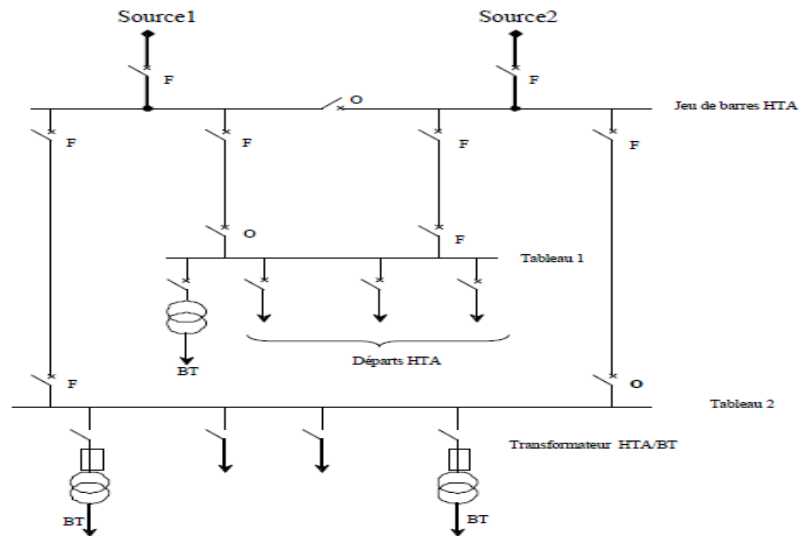


Figure N°12: Réseau HTA radial en double antenne sans couplage

- Fonctionnement

- 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.

7.3 Réseau radial en double antenne avec couplage

- Architecture

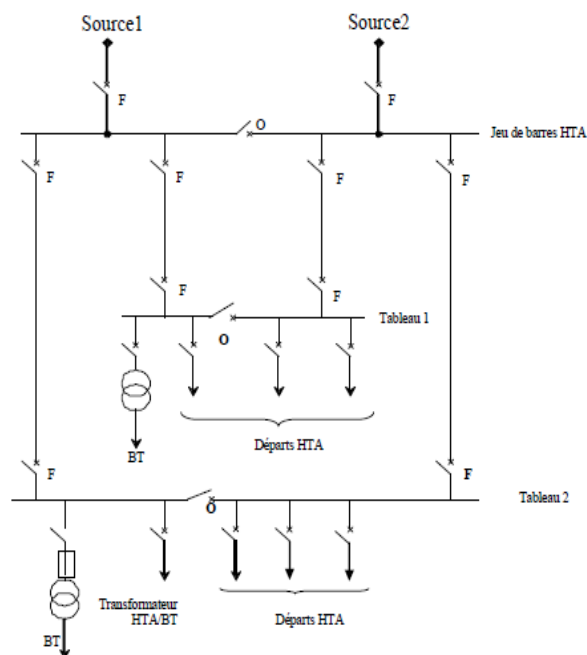


Figure N°13: Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

- **Fonctionnement**

- 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

- **Réseau en boucle**

- 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.

7.4 Réseau en boucle ouverte

- **Architecture**

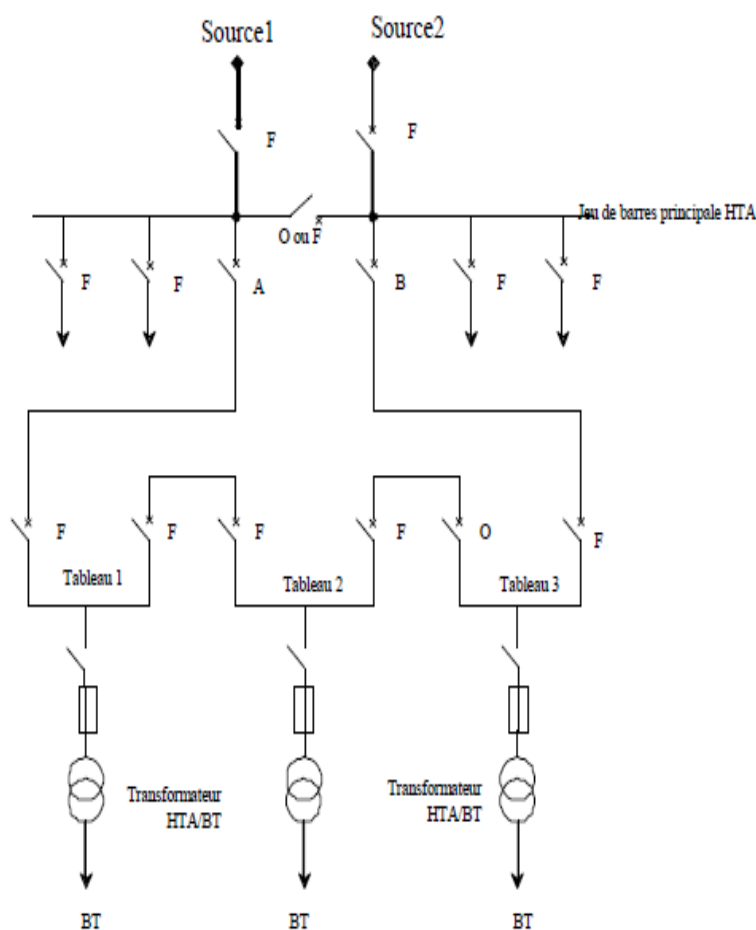


Figure N°14: Réseau HTA radial en boucle ouvert

Fonctionnement

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteur.
- Les appareils de coupure des tableaux 1,2 et 3 sont des interrupteurs.

- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (elle est ouverte au niveau du tableau 2).
- 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 palier par une reconfiguration de la boucle.

Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate 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.

7.5 Réseau en boucle fermée

Architecture

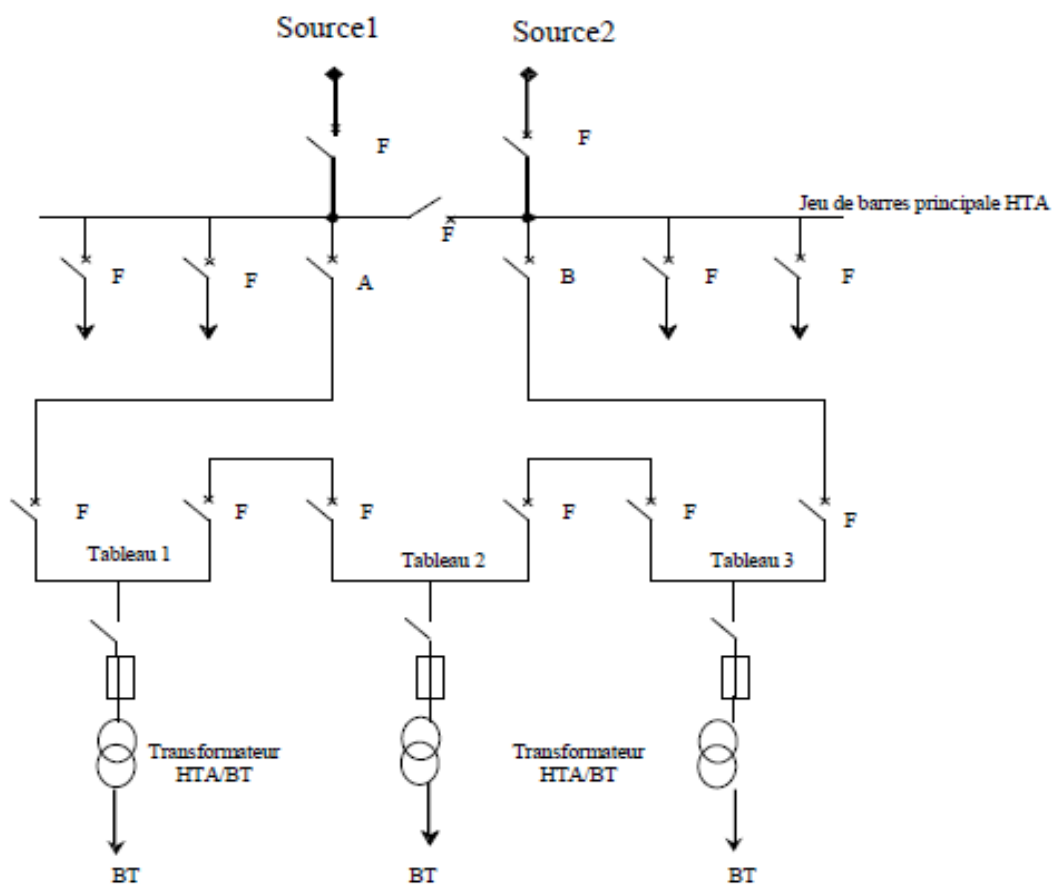


Figure N°15: Réseau HTA radial en boucle fermée

Fonctionnement

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normale, la boucle est ferme.
- 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 de disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

7.6 Réseau en double dérivation

Architecture

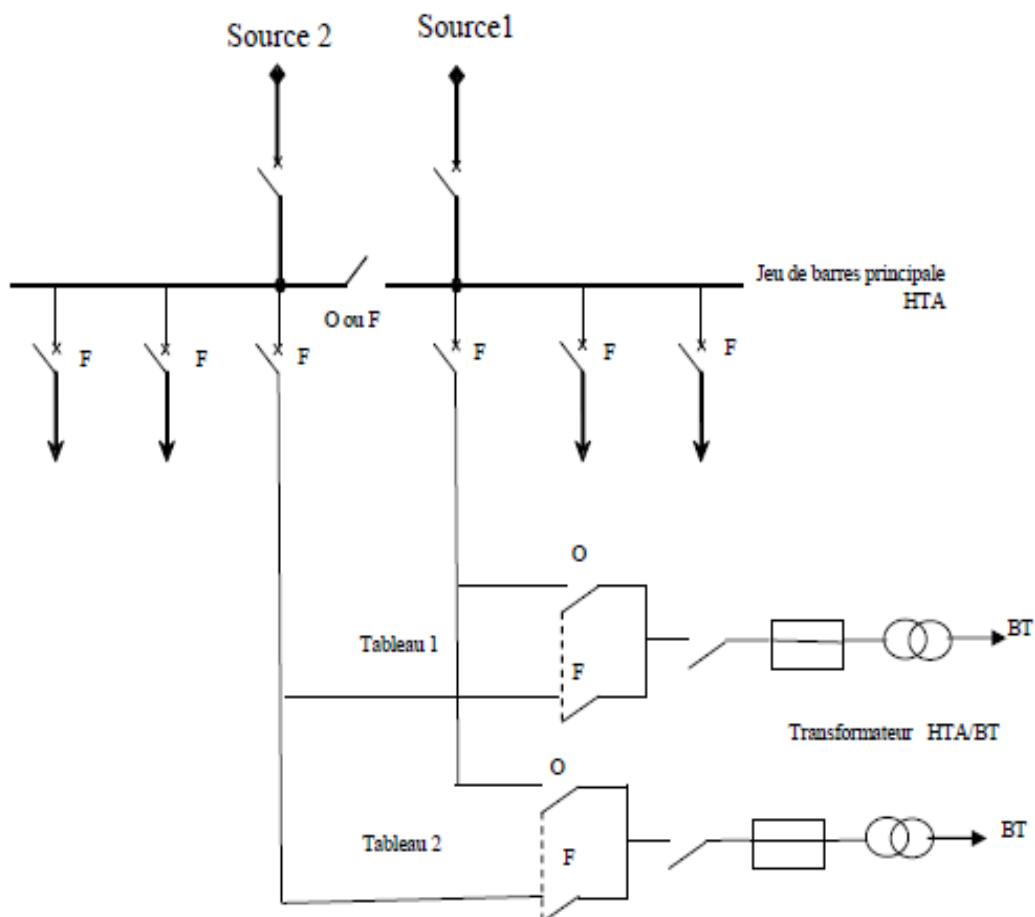


Figure N°16: Réseau HTA radial en double dérivation

Fonctionnement

- 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

8. Conclusion

Dans ce chapitre, on a énuméré les différentes architectures du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA (30 kV). Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les défauts : court-circuit, les surtensions, les surintensités, ...etc.

Chapitre N°02:

Protection et contrôle principes généraux

1 Introduction

Le système électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production jusqu'aux consommateurs. L'énergie électrique peut être produite à partir de sources traditionnelles des combustibles), mais aussi des sources renouvelables comme l'hydraulique et panneaux solaires.

Le système électrique est organisé d'une manière hiérarchisée qui comprend trois (03) composantes principales : production, ouvrages de transport ainsi que les ouvrages de distribution. L'énergie électrique étant produite par des centrales puis transmise par le réseau de transport et ensuite délivrée aux consommateurs finaux à travers les réseaux de distribution.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Cependant, ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts provoquant l'interruption de la fourniture, engendrant des pertes financières et des désagréments pour les consommateurs. Afin d'assurer la fourniture de l'énergie électrique aux consommateurs, le distributeur se voit charger, se on des textes réglementaires, d'assurer la qualité et la continuité de service envers la clientèle, et de se fait doit assurer la protection et la sécurité des personnes et des biens.

L'étude des protections d'un réseau électrique de distribution moyenne tension, (HTA) et/ou basse tension (BT) se décompose en trois (03) étapes distinctes :

- **Étape 01** : la définition du système de protection, appelée communément plan de protection,
- **Étape 02** : La détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée coordination des protections.
- **Étape 03** : Paramétrage des unités de protection.

Le présent document détaille les bases nécessaires à l'étude d'un plan de protection.

2 Défauts électriques

Un défaut électrique, désigne toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage, et rend son exploitation non conforme au fonctionnement normal du réseau.

2.1 Origines des défauts

Les défauts dans les réseaux électriques peuvent avoir différentes origines:

2.1.1 Mécanique

Tel que les ruptures de conducteurs, une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger,

2.1.2 Électrique

Dues à une dégradation de l'isolement entraînant un contact entre les conducteurs et/ou la terre, ou à des surtensions suite aux manœuvres d'exploitation, ou aux effets climatiques comme les coups de foudre ;

2.1.3 Humaine

En général dues aux actes de vandalisme, d'agressions d'ouvrages, aux erreurs de manœuvres des différents appareils de coupure, ...

2.2 Natures des défauts

La classification des défauts électriques par nature se base principalement sur la durée des défauts, de la nature des réseaux électriques (aérien, souterrain, mixte) et de la conception de ces derniers (avec ou sans automates de réseau).

2.2.1 Défauts auto-extincteurs

Ce sont les défauts rapides qui disparaissent naturellement avant le fonctionnement des dispositifs de protections ;

2.2.2 Défauts fugitifs

Nécessitent une coupure très brève du réseau, et qui sont éliminés après le fonctionnement des dispositifs de protections.

Ex: balancement des conducteurs en période d'intempéries, branche d'arbre par manque d'élagage.

2.2.3 Défauts semi-permanents

Nécessitent une coupure plus prolongée pour disparaître. Ils sont éliminés après le fonctionnement des dispositifs de protections au bout de la première ou deuxième tentative de réenclenchement automatique des disjoncteurs des départs.

2.2.4 Défauts permanents

Ce sont les défauts qui ne peuvent être éliminés automatiquement par les dispositifs de protection, et qui nécessitent l'intervention des exploitants pour isoler et réparer le défaut.

Dans le réseau aérien le taux de répartition par natures de défauts est donné comme suit : **guide technique**

- **Fugitifs** : entre 70% à 90% ;
- **Semi-permanents** : entre 05 % à 15% ;
- **Permanents** : entre 05 % à 15% ;

2.3 Type des défauts

2.3.1 Surtension

On appelle se tension toute tension on entre un conducteur de phase et terre entre deux conducteurs de phases, dont a valeur maximale dépasse à valeur de crête correspondant à la tension normative supportée par matériel.

Les surtensions présentent un risque de claquage des isolants prévus à cet effet.

2.3.2 Surcharge

Elles se produisent lorsque les équipements installés sur les réseaux consomment une puissance supérieure aux dimensionnements initialement prévus. Les surcharges peuvent provoquer un échauffement anormal entraînant la détérioration des installations.

2.3.3 Déséquilibre

On appelle déséquilibre d'un système triphasé la divergence entre les trois courants des phases. Généralement, le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser les 15%, et il se limite au réseau basse tension du fait que certains clients sont alimentés en monophasé et d'autres en triphasés.

2.3.4 Court-circuit

Les courts-circuits correspondent à un contact accidentel entre un ou plusieurs conducteurs, avec ou sans contact avec la terre, à impédance nulle (court-circuit franc, ou non court-circuit impédant).

En fonction du nombre de conducteurs affectés, les courts-circuits peuvent être répertoriés selon les trois (03) types suivants :

- **Monophasé** : il s'agit d'un défaut entre une phase et la terre.
- **Biphasé** : il s'agit d'un défaut entre deux phases (avec ou sans contact de la terre).
- **Triphasé** : il s'agit d'un défaut entre trois phases : (avec ou sans contact de la terre).

NB : Le terme défaut électrique est communément utilisé en remplacement du terme courts-circuits.

3 PLAN DE PROTECTION

3.1 Définition du plan de protection

Le plan de protection, ou un système de protection, définit les dispositifs de protection contre les principaux défauts pouvant affecter les réseaux et les équipements de ces derniers. À savoir : les courts-circuits, les surcharges, es défauts propres aux transformateurs.

La mise en place d'un plan de protection doit tenir compte des paramètres suivants :

- Les régimes d'exploitation du réseau,
- Les schémas de liaison à la terre,
- Les caractéristiques des ouvrages et leurs contributions en cas de défaut.

3.2 Objectifs du plan de protection

Un plan de protection du réseau doit préserver la sécurité des personnes et des biens contre les dangers d'électrocution, et éviter la destruction partielle ou totale du matériel du réseau en cas de dépassement des limites thermiques, d'incendie ou d'explosion.

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

Le plan de protection repose sur le choix d'une philosophie bien donnée, et construit autour de plusieurs unités de protection. Il consiste à mettre en œuvre un ensemble de protections distribuées sur le réseau selon ses caractéristiques, fonctionnant en concordance et en cohérence afin d'éliminer tous les défauts affectant tous les points du réseau, dans le délai le plus court, et par la protection la plus proche.

3.3 Chaîne de protection

Le choix d'un système de protection constitue une des étapes les plus importantes dans la conception d'un réseau électrique conforme aux spécifications techniques. L'organisation de la chaîne protections des réseaux de distribution est donnée comme suit :

- ❖ Les transformateurs HTB/HTA ;
- ❖ Les liaisons entre transformateurs HTB/HTA et arrivées HTA;
- ❖ Les arrivées HTA alimentant les jeux de barres HTA ;
- ❖ Les départs HTA ;
- ❖ Les postes HTA/BT de distribution publique (DP) et des clients (livraison LIV) :
- ❖ Les réseaux BT et branchements.

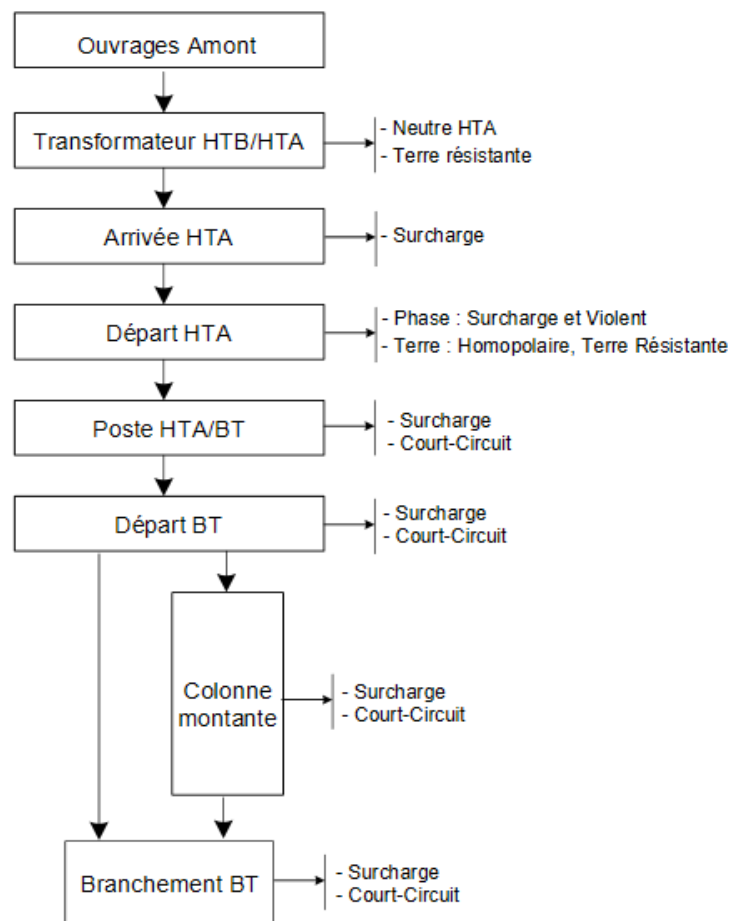


Figure N°1: Organisation de la chaîne de protection

3.4 Détermination des réglages des protections

Chaque protection est réglée afin d'obtenir les performances optimales de fonctionnement. Les valeurs de réglage adaptées sont issues des calculs basés sur les caractéristiques détaillées des éléments du réseau, et sont données pour chaque fonction de protection.

Sur les réseaux de distribution le mode de raccordement électrique du point neutre HTA d'un transformateur HTB/HTA a la terre, détermine d'une manière essentielle et significative les caractéristiques des défauts à la terre et conditionne par conséquent le plan de protection.

4 Equipements de protection HTA:

La protection des réseaux électriques HTA désigne l'ensemble des équipements et appareillage assurant le fonctionnement des réseaux dans leurs limites normatives. Quel que soit la technologie choisie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales à savoir:

- ❖ Les réducteurs de mesure ;
- ❖ Les relais de protection ;
- ❖ Les appareils de coupure.

4.1 Organisation

Les équipements de protection sont organisés selon la typologie suivante :

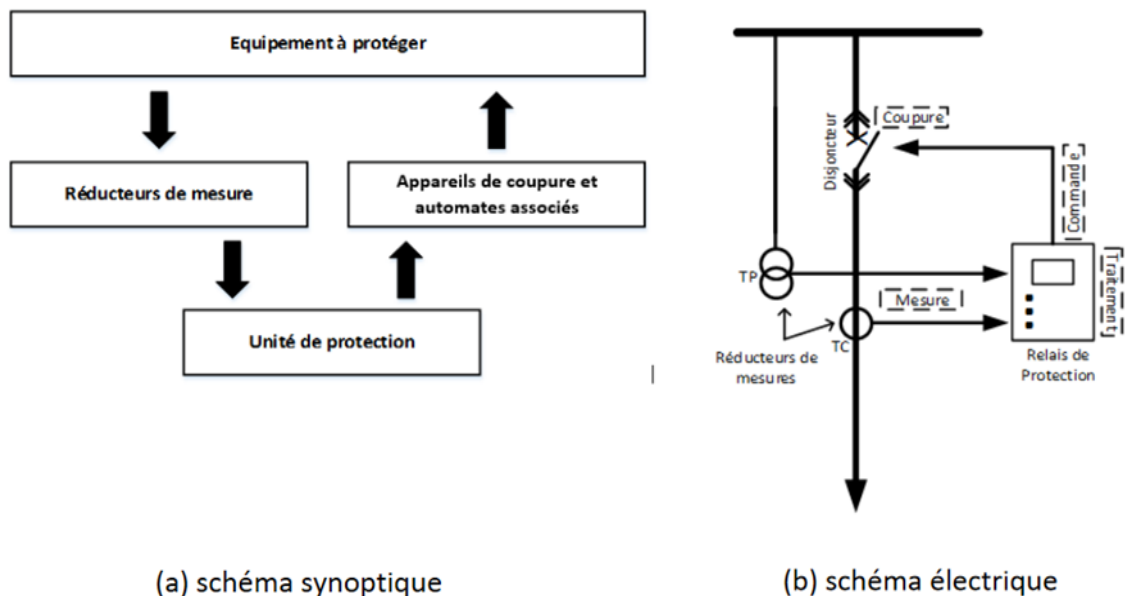


Figure N°2: Organisation des équipements de protection

4.2 Réducteurs de mesure

Les réducteurs de mesure sont des instruments les plus courants dans les protections électriques, ils transforment les valeurs nominales des grandeurs électriques à surveiller à des valeurs conventionnelles. On distingue deux types de réducteurs de mesures :

- Transformateur de Tension : TT (ou TP : transformateurs de potentiel),
- Transformateur de Courant : TC (ou Ti : transformateurs d'intensité),

Les transformateurs de courant transforment le courant traversant la ligne en un courant proportionnel de l'ordre de quelques ampères. Quant à ceux qui abaissent la tension, sont appelés transformateurs de tension, ils transforment la tension de l'ordre des kv en une tension d'ordre de quelques volts.

4.2.1 Transformateurs de tension

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une image de la tension qui lui est appliqués au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Ils sont constitués d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique et d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante.

Le fonctionnement d'un TP est plus simple que celui d'un TC car la tension secondaire est quasiment indépendante de la charge, du fait qu'il est connecté sur une forte impédance (utilisation en quasi circuit ouvert). Aussi il ne faut pas mettre le secondaire en court-circuit. Dans ces conditions, un courant élevé excessif détériorerait le transformateur.

On distingue deux types de transformateur de tension selon la construction :

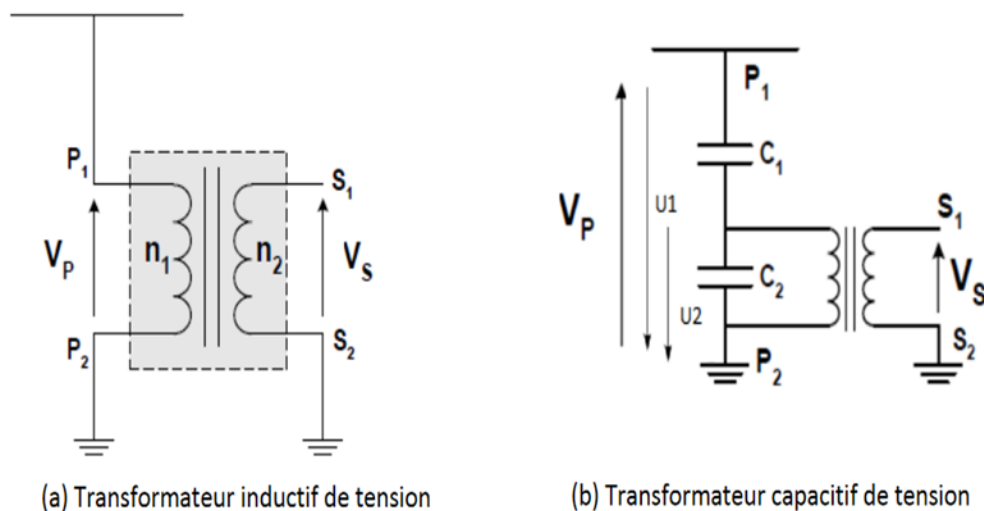


Figure N°3: Schéma d'un transformateur de tension

Transformateurs inductifs de tension

Les transformateurs inductifs de tension (TIT) se sont des transformateurs à induction classique (Figure 3-(a), prévus pour ne délivrer qu'une faible puissance au secondaire.

Le rapport de transformation est donné comme suit:

$$KTIT = \frac{Vp}{Vs} = \frac{n1}{n2}$$

Avec :

- V_p : Tension au primaire.
- V_s : Tension au secondaire.
- n_1 : Nombre de spire du bobinage primaire.
- n_2 : Nombre de spire du bobinage secondaire.
- K_{TIT} : Rapport de transformation.

Transformateurs capacitifs de tension

Les transformateurs capacitifs de tension (TCT) sont utilisés lorsque la tension du réseau devient plus importante, ce qui engendre une taille des noyaux de fer des transformateurs inductifs de tension trop importante. Ils fonctionnent sur le principe du pont capacitif diviseur de tension (Figure 3-(b)). Le rapport de transformation est donné comme suit:

$$K_{TCT} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{U_2}{U_1} = \frac{C_1}{C_1 + C_2}$$

Avec:

- V_p : Tension au primaire ;
- V_s : Tension au secondaire ;
- C_1 : Capacité coté P1 du diviseur ;
- C_2 : Capacité coté P2 du diviseur ;
- K_{TCT} : Rapport de transformation.

Caractéristique des transformateurs de tension

Rapport de transformation

C'est le rapport entre la tension assignée au primaire et la tension assignée au secondaire.

Puissance limite

Valeur de la puissance apparente que le transformateur peut fournir au secondaire.

Facteur de tension assigné Facteur utilisé pour multiplier la tension primaire pour déterminer la tension maximale supportée par le transformateur dans limites normatives de fonctionnement et à laquelle les erreurs restent dans les limites de sa classe de précision.

Classe de précision

Désignation appliquée à un transformateur de tension dont les erreurs restent dans les limites précisées lorsque les conditions d'utilisation sont respectées.

4.2.2 Transformateur de courant

La fonction d'un transformateur de courant est de fournir à son secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré.

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

Un transformateur de courant est constitué de deux circuits, Circuit primaire et d'un circuit secondaire. Les deux circuits sont couplés par un troisième circuit magnétique enrobés dans un isolant, le plus souvent de l'époxy silice.

Les transformateurs de courant sont répartis en trois catégories:

- 1) Bobinés : primaire et secondaire avec bobinage autour du circuit magnétique
- 2) Traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé ;
- 3) Tores : primaire constitué par un câble isolé.

Avec plusieurs spires au primaire, l'appareil est de type bobine. Avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur, l'appareil est à barre passante, ou traversant lorsque le primaire est constitué par un conducteur non isolé de l'installation, ou tore lorsque le primaire constitué par un câble isolé.

Transformateur de courant à primaire bobiné

Dans le cas où le primaire est constitué d'une seule spire, il prendra la forme d'un tore. Il n'y aura donc pas de bobinage primaire à proprement parler : la spire est constituée par le passage du circuit électrique à l'intérieur du circuit magnétique torique. Si le primaire n'est pas inclus dans le transformateur de courant on parle de type toroïdal, si au contraire une barre de cuivre est connectée au primaire on parle de type barre.

Dans les cas où le primaire a plusieurs spires, on parle de type bobine, cette construction est plus adaptée aux basses et moyenne tensions. Pour les courants alternatifs de basse fréquence, on utilise un transformateur avec une spire au primaire, et beaucoup de spires au secondaire.

Transformateur de courant à tore de Rogowski

Les tores de Rogowski, aussi appelés « circuit amagnétique », ne disposent pas d'un noyau de fer. La tension de sortie est proportionnelle à la dérivée du courant primaire (loi de Faraday), et non un courant proportionnel au courant d'entrée. L'avantage de ces transformateurs par rapport aux autres types de transformateurs de courants, il peut être ouvert et d'être enroulé autour d'un conducteur. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection. ils sont largement utilisés dans le domaine de la HTA.

Caractéristique des transformateurs de courant

Rapport de transformation

Le primaire du transformateur de courant est connecté au circuit de puissance tandis que le circuit secondaire est connecté aux appareils de mesure et/ou protection.

Le rapport de transformation est donné comme suit :

$$K_n = \frac{I_p}{I_s}$$

Avec :

- K_n : Rapport de transformation ;
- I_p : Courant au primaire ;
- I_s : Courant au secondaire.

Puissance limite

Valeur de la puissance apparente que le transformateur peut fournir au secondaire.

Courant de court-circuit thermique

Le courant de court-circuit thermique

est la valeur efficace du courant primaire en cas de court-circuit au secondaire pendant 01 à 03 secondes.

Classe de précision

Définit les limites d'erreurs admises sur le rapport de transformation

4.3 Unité de protection

Les relais de protection, ou unités de protection, sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (courant, tension, fréquence, température,) et transmettent des ordres fermeture, ouverture), ou des signalisations alarme) lorsque ces informations atteignent les seuils qui sont fixées à l'avance.

4.3.1 Rôle des unités de protection

Le rôle des relais de protection est de surveiller en permanence l'état électrique des éléments du réseau, de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire, et provoquer ainsi l'isolement de la partie siège de défaut l'unité de protection dot:

- Éliminer les défauts en isolant uniquement l'élément défectueux par un organe de coupure ;
- Éliminer un défaut par une protection amont quand un dispositif en aval est défaillant ;
- Assurer éventuellement des protections de secours (redondance des protections)
- Protéger certains équipements spécifiques : transformateurs, tableaux HTA, condensateurs HTA
- Permettre la modification temporaire des réglages pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs, ...
- **Qualités fondamentales**

Pour atteindre ces objectifs, le plan de protection est implémenté avec des unités de protection qui doivent obtenir le meilleur compromis entre:

- La sensibilité : aptitude à détecter les défauts même les plus faibles.

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

Se traduit d'une part, par la facilité de détecter les faibles courants de défauts, et d'autre part, être insensible aux phénomènes transitoires dus aux manœuvres du réseau et/ou aux effets électromagnétiques environnants.

- La sélectivité : aptitude à isoler que la partie en défaut, et seulement celle-ci.

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner ou ne doit pas fonctionner. En cas d'un défaut sur le réseau, elle doit permettre d'isoler seulement la partie en défaut, et de maintenir en service le reste du réseau.

Les différentes possibilités qui peuvent être mises en œuvre pour assurer une bonne sélectivité sont :

Sélectivité ampérométrique : programmation à base de courants ;

Sélectivité chronométrique : programmation à base de temps,

Sélectivité logique : programmation par échange d'informations.

4.3.2 La rapidité : aptitude à réagir rapidement en cas de défaut.

Elle permet de limiter les dégâts dus aux arcs électriques et aux courants de défauts, en particulier de réduire les risques des dommages sur les personnes et les biens.

4.3.3 La sécurité: aptitude à éviter des fonctionnements intempestifs lors d'un défaut

Elle permet d'éviter des fonctionnements aléatoires et intempestifs lorsqu'une partie du réseau est affectée par un défaut.

4.3.4 La sureté: aptitude à réagir uniquement en cas de défaut.

Du fait qu'une unité de protection soit rarement sollicitée, lors d'un défaut elle doit agir efficacement et ce pendant plusieurs années.

4.3.5 La fiabilité: aptitude à combiner sureté et sécurité.

4.3.6 La simplicité: aptitude à faciliter la mise en œuvre et la maintenance

Consiste à avoir une technologie maîtrisable pour faciliter son utilisation, notamment lors des opérations d'installation, de programmation, d'essais exploitation et de maintenance.

4.4 Appareils coupure et automates associés

Les appareils de coupure, ou de commande, servent à interrompre le courant de charge, ainsi que le courant de défaut, circulant dans le réseau. Ces équipements doivent être de qualité, de fiabilité et une rapidité remarquable.

En règle générale on distingue :

- Les disjoncteurs ;
- Les fusibles ;
- Les interrupteurs aériens à creux de tension.

Pour le cas des disjoncteurs, une fonction de réenclenchement est associée aux relais de protection qui permet d'effectuer les différents cycles de déclenchement de réenclenchement.

Les interrupteurs aériens à creux de tension fonctionnent en coordination avec le dispositif de réenclenchement.

4.4.1 Disjoncteurs HTA

Les disjoncteurs HTA sont destinés à établir, supporter et interrompre des courants sous la tension assignée à la fois dans des conditions normales d'exploitation, ou en cas de défaut. Ils sont associés à un relais de protection, qui détecte le défaut et envoie des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut, ou pour la remise en service du réseau. Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut.

Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'interrompre le flux de courant de défaut lors de son passage par zéro. La coupure du courant électrique est obtenue en séparant les contacts de phases dans la chambre de coupure diélectrique

4.4.2 Réenclencher

Les réenclencher sont des automatismes de reprise de service, ils sont associés aux disjoncteurs des départs HTA. Ils sont actionnés par les relais de protection. L'utilisation des réenclencher permet d'adapter la durée de l'interruption du défaut à la nature des défauts. Ce sont des automatismes qui viennent se substituer au personnel, installés dans le but d'améliorer la continuité ou la qualité de service, Ils comportent différentes fonctions :

- Mise en route ;
- Accomplissement d'un cycle ;
- Contrôles intermédiaires ;
- Verrouillage.

Les réenclencher sont à activer uniquement pour les départs aériens. On peut distinguer deux types de cycle de réenclenchement :

Cycle rapide

Il a pour but d'éliminer les défauts fugitifs monophasés ou polyphasés. Pour ce faire, après une temporisation d'environ 0.15s après l'apparition du défaut, un ordre d'ouverture du disjoncteur est donné pour une durée de mise hors tension du réseau de l'ordre de 0,3S.

Cette durée permet d'une part l'extinction de l'arc sans risque d'amorçage à la remise sous tension, et d'autre part, elle est suffisamment courte pour ne pas gêner les abonnés. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs

Tout dispositif de réenclenchement rapide devra :

- Être mis en route par les contacts instantanés des relais à maximum d'intensité ;
- Provoquer le déclenchement instantané du disjoncteur du départ concerné,

- Donner l'ordre d'enclenchement au disjoncteur du départ
- Ne pas être mis en route si le disjoncteur est ouvert ;
- Se verrouiller après un fonctionnement, pendant une durée supérieure à la temporisation des protections, afin de ne pas effectuer plus d'un cycle, sur défaut permanent et au temps de réarmement de la commande du disjoncteur, afin d'éviter, le cas échéant, une nouvelle mise en route, avant que le disjoncteur ne soit en mesure d'effectuer un autre cycle.
- Se verrouiller automatiquement à chaque enclenchement manuel, afin de ne pas effectuer un cycle, en cas d'enclenchement sur défaut.

Cycle lent

Il a pour but d'éliminer les défauts semi-permanents qui réapparaissent après un cycle de réenclenchement rapide (DR). A ce propos, On effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement lent (RL). Après 0.5s un deuxième ordre de déclenchement du disjoncteur est émis après la réapparition du défaut. La durée de coupure avant le prochain réenclenchement est de 15 à 30 secondes. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue, c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension. Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts permanents. Tout dispositif de réenclenchement lent devra :

- Être mis en route par un contact temporisé de la protection, en même temps que l'ordre de déclenchement est donné au disjoncteur ;
- Provoquer le réenclenchement de ce même disjoncteur ;
- Ne pas se mettre en route si le disjoncteur est ouvert ou s'il est déclenché manuellement ;
- Se verrouille après un fonctionnement pendant une durée supérieure à la temporisation des protections, afin de ne pas effectuer plus d'un cycle sur défaut permanent ;
- Verrouiller pendant l'exécution du cycle, tout dispositif qui peut lui être associé, réenclencher rapide par exemple ;

Le cycle de fonctionnement général des réenclencher est donné comme suit :

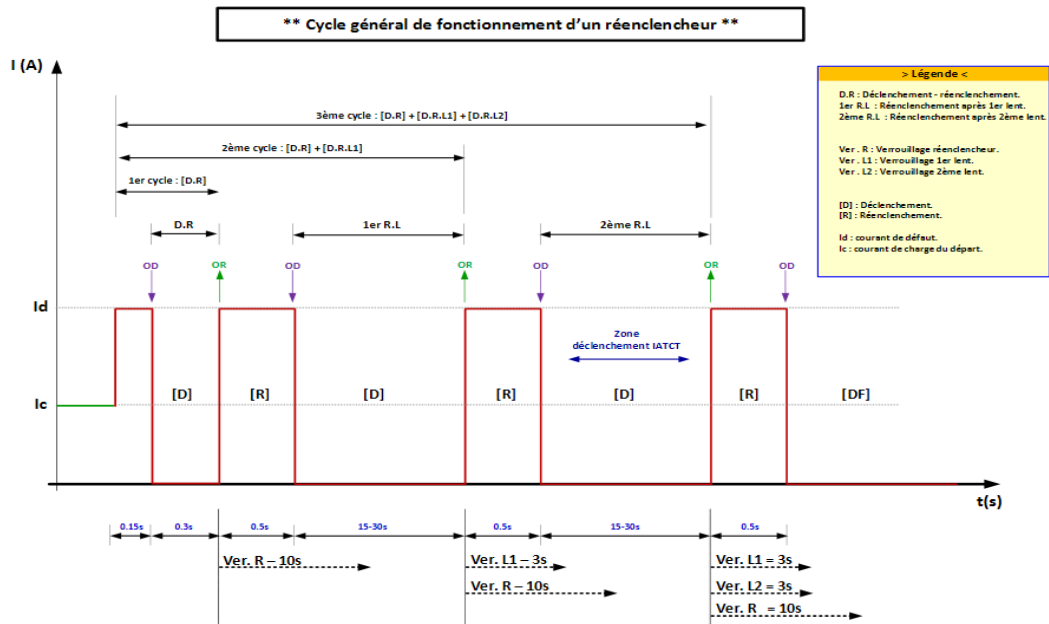


Figure N°4: cycle général de fonctionnement d'un réenclencher

Les réenclencher disposent de la possibilité d'activer ou de désactiver les fonctions de cycles:

- Avec ou sans réenclenchement
- Cycle rapide uniquement
- Cycle lent uniquement
- Ou la combinaison de ces deux derniers. Exp. : rapide + 1er lent + 2^{ème} lents.

Les cycles de fonctionnement des réenclencher selon la configuration (DR, DR + 1^{er} RL) sont donnés ci-après. Les terminologies retenues sont comme suit:

Ich : Courant de charge avant le défaut.

Idef: Courant de défaut.

(D) :Zone de déclenchement.

(R) :Zone de réenclenchement.

OD :Ordre d'ouverture du disjoncteur

OF :Ordre de fermeture du disjoncteur.

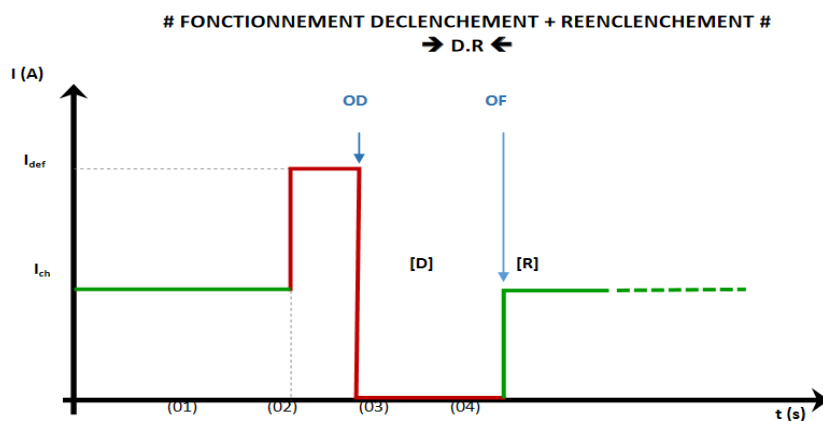


Figure N°5: Diagramme de fonctionnement d'un réenclencher suite défaut fugitif

Avec:

- (01) : Fonctionnement normal.
- (02) : Apparition du défaut, temporisation de 0.1 à 0.2 s.
- (03) : Ouverture du disjoncteur, temporisation de 0.3s à 0.5s
- (04) : Reprise du fonctionnement normal.

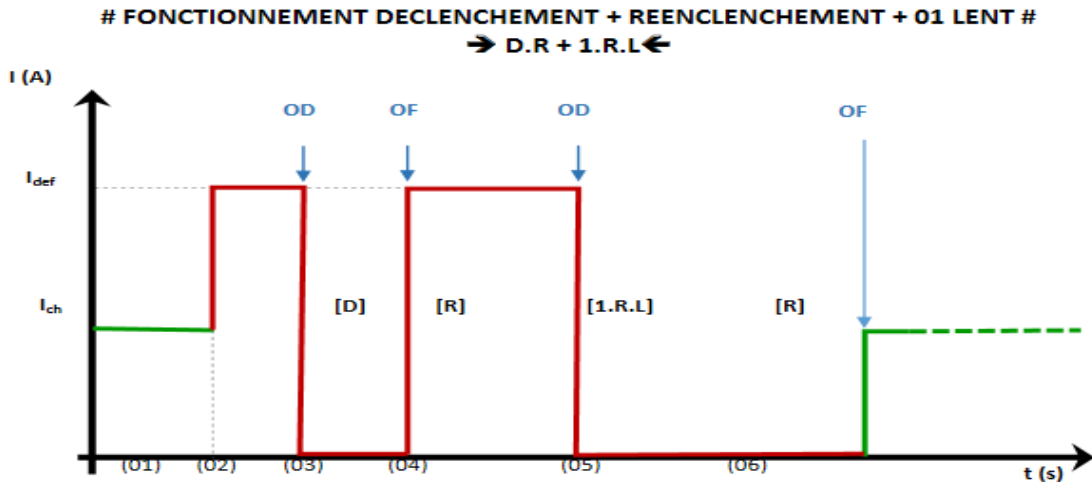
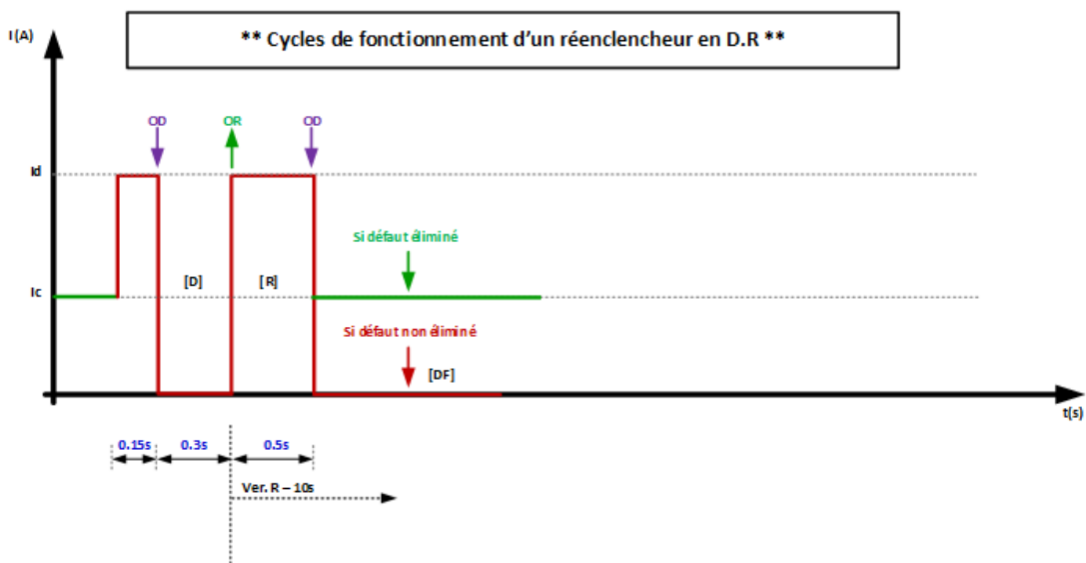


Figure N°6: Diagramme de fonctionnement d'un réenclencher suite défaut semi-permanent

Avec:

- (01): Fonctionnement normal.
- (02) : Apparition du défaut, temporisation de 0.1 à 0.2s.
- (03): Ouverture du disjoncteur, temporisation de 0.3s à 0.5s
- (04): Tentative de fermeture du disjoncteur, temporisation de 0.3s à 0.5s
- (05) : Ouverture du disjoncteur, temporisation de 0.3s à 0.5s. :
- (06) : Reprise du fonctionnement normal.

La mise en évidence de l'ensemble des cycles de fonctionnement des réenclencher par types de défauts est donnée comme suit :



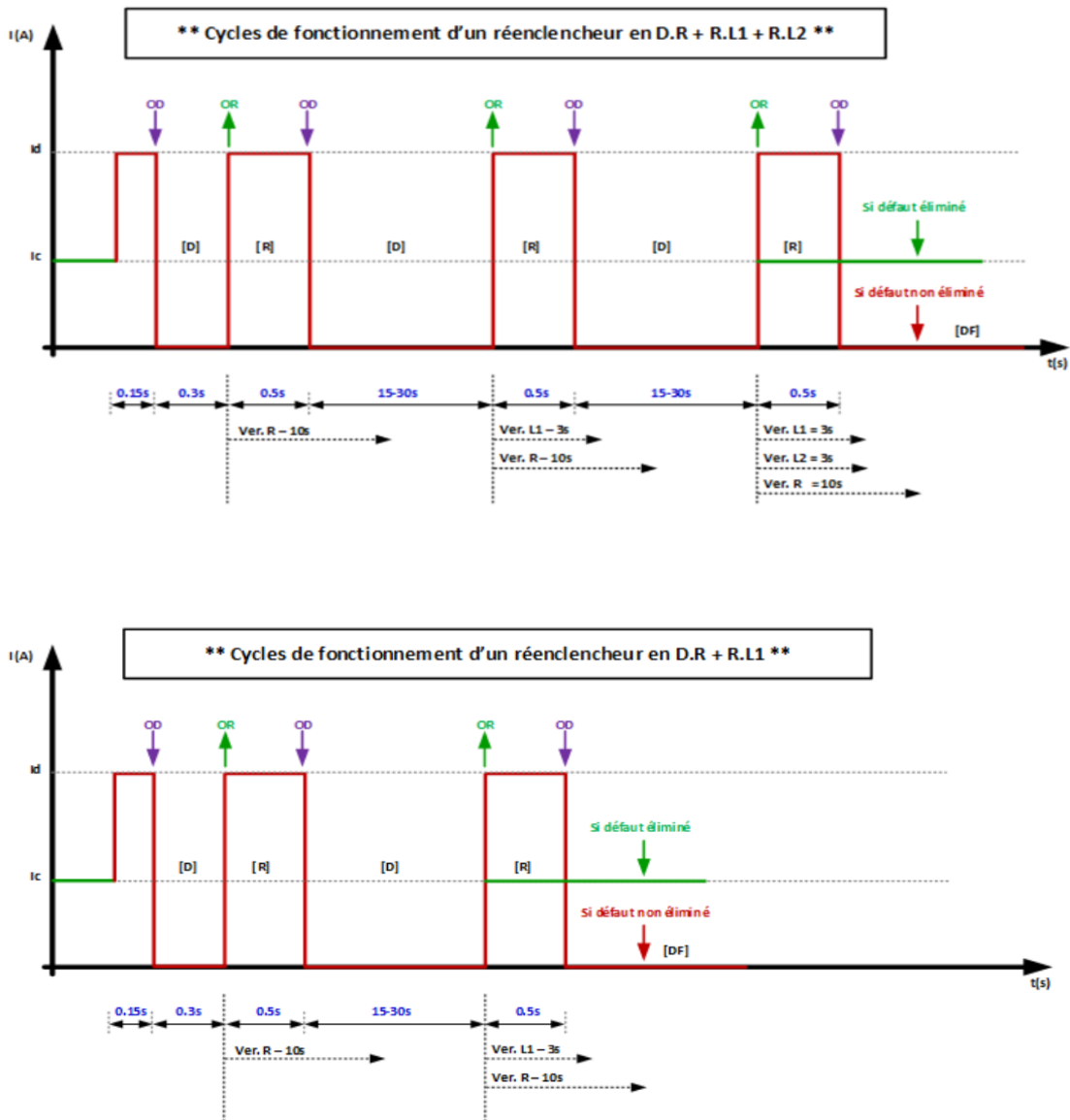


Figure N°7: Cycles de fonctionnement d'un réenclencher par types de défauts

4.4.3 Interrupteur aérien à creux de tension

Les Interrupteurs Aériens à Creux de Tension (télécommandés ou non) permettent de limiter les conséquences des défauts permanents, pouvant affecter les dérivations des départs aériens. Placés en tête des dérivations, leur rôle est de préserver les lignes dorsales du réseau contre les coupures engendrées par les défauts affectant les dérivations.

En cas de défauts permanents, ils provoquent la mise hors tension des dérivations des départs aériens, tandis que les défauts fugitifs, ou semi-permanents sont éliminés par des cycles de réenclenchement rapides et lents du réenclencher tête départ. Ils doivent remplir les fonctions considérations les fonctions suivantes :

- Interdire l'ouverture de l'interrupteur tant que l'un des détecteurs de défaut est sollicité ;
- Ne pas prendre en considération les défauts dont la durée est inférieure à 0,25s
- Deux défauts écartés de moins de 1.5s doivent compter pour un seul ;

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

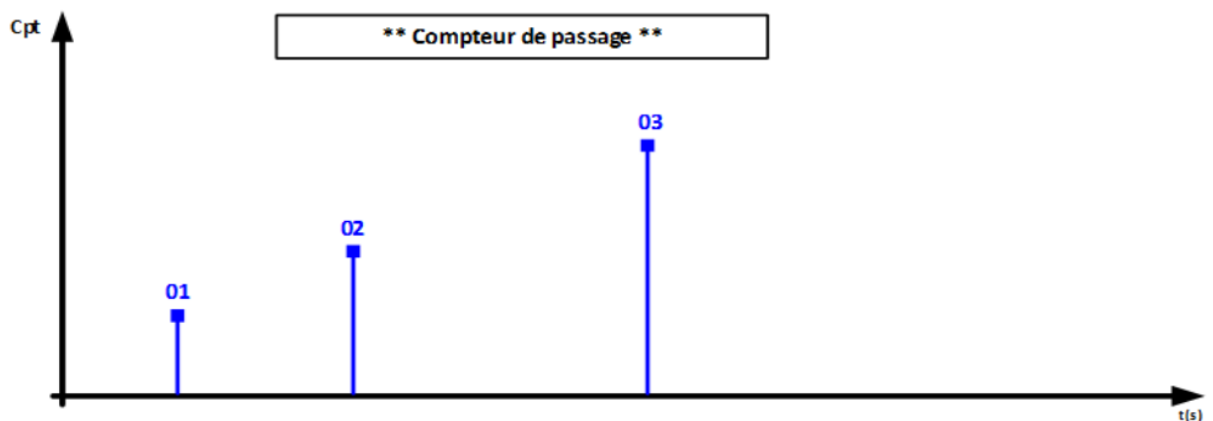
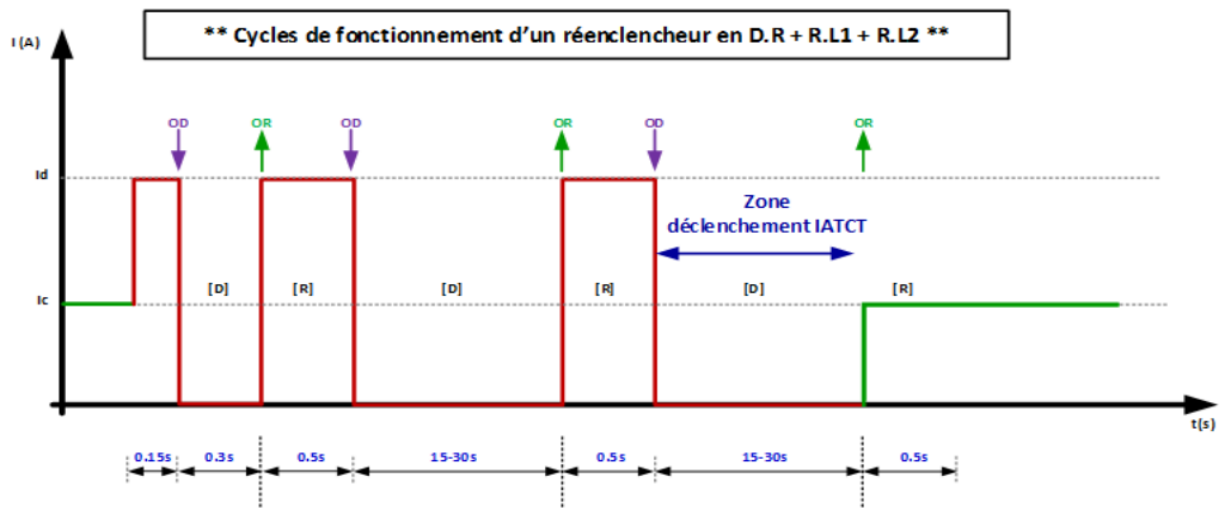
- Provoquer l'ouverture automatique de l'interrupteur au plus de 10 s après l'ouverture du disjoncteur de départ dans le cas d'un défaut permanent.

L'IATCT est constitué par un dispositif à compte passage qui commande l'ouverture de l'interrupteur. Le système de protection de l'IATCT comprend:

- Des détecteurs (mesureurs de courant de courant de défaut ;
- Un automatisme utilisant l'image du courant de défaut ;
- Un percuteur actionnant le mécanisme de la commande ;
- Un compteur de passage à mémoire qui commande l'ouverture de l'interrupteur,

L'installation de l'ACT en tête de dérivation exige l'emploi d'un disjoncteur de départ équipé de réenclencher en cycle rapide suivi de deux cycles lents.

** Fonctionnement d'un interrupteur aérien à creux de tension **



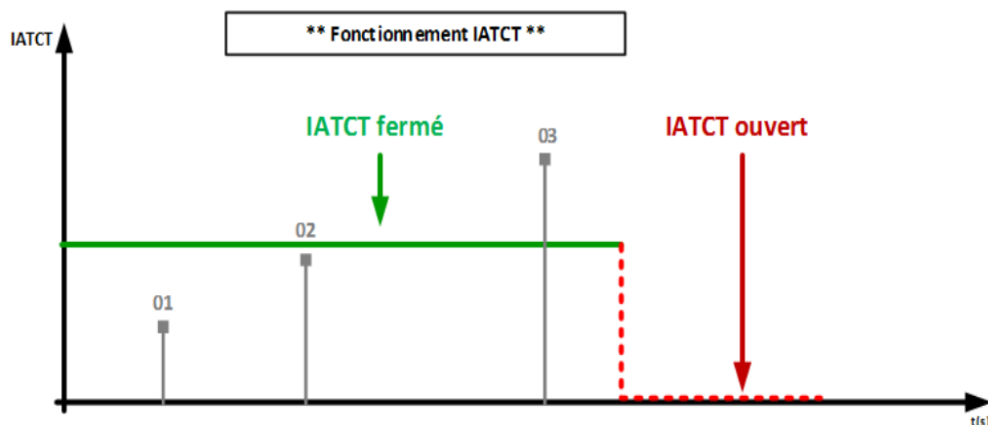


Figure N°8: fonctionnement d'un interrupteur aérien à creux de tension

4.4.4 Fusibles HTA

Les fusibles moyenne tension offrent une protection contre les effets thermiques causés par les courants de courts-circuits de valeur supérieure au courant minimal de coupure du fusible.

Ils présentent un faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles moyenne tension sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution (transformateurs, moteurs, équipements, câbles, ...).

✚ Constitution

Un fusible est constitué d'un fil en matériau fusible (alliage), monté dans un bloc isolant relié à deux extrémités de connexion. Le bloc peut contenir de l'air, ou un matériau destiné à absorber l'énergie thermique dégagée lors de la fusion (poudre de silice, liquide isolant).

La nature du métal fusible varie selon les types de fusibles et les fabricants (zinc, argent, aluminium, alliage d'étain, etc.). Les plus simples se présentaient sous forme d'un fil nu entre deux bornes métalliques dans un support en céramique.

✚ Fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'un fusible est particulièrement simple. En situation de fonctionnement normal, le fusible est parcouru par le courant de charge, et doit assurer le rôle de conduction.

Lors de l'apparition d'un défaut électrique le fusible assure alors le rôle de coupure : l'élément fusible fond en raison de l'apport d'énergie par le défaut électrique qu'il doit

interrompre. L'énergie amenée par le défaut électrique est par la suite majoritairement dissipée dans l'isolant qui entoure l'élément fusible.

✚ Caractéristiques

- **Tension assignée**

C'est la tension entre phases (exprimée en kV) la plus élevée du réseau sur laquelle pourra être installé le fusible.

- **Courant assigné**

C'est la valeur du courant que le fusible peut supporter en permanence sans échauffement préalable.

- **Courant minimal de coupure**

C'est la valeur minimale du courant qui provoque la fusion et la coupure ou fusible.

Ces valeurs sont comprises entre 3 et 5 fois la valeur du courant assigné.

- **Courant maximal de coupure**

C'est le courant présumé de défaut que le fusible peut interrompre

5 PROTECTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Le transformateur est l'équipement par excellence dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue. Pour cette raison, il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient internes ou externes. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très élaboré. La détection et l'élimination de ces différents défauts, nécessitent l'usage de plusieurs types de relais de protection. Toutefois, les défauts propres au circuit magnétique ne peuvent être détectés par une protection électrique et sont pris en compte par un relais mécanique actionné par le dégagement des gaz créé par le défaut. Les défauts sont eux de deux types : Interne et externe. Les premiers sont dus à des arcs entre les enroulements, ils entraînent une dégradation rapide de l'huile et la formation de gaz qui peuvent mener à des incendies ou à l'explosion du transformateur. Les seconds entraînent principalement une forte contrainte mécanique sur les enroulements et peuvent s'ils sont prolongés mener à un court-circuit interne.

5.1 Mise à la terre du neutre HTA

Dans les réseaux de distribution, le mode de raccordement électrique du point neutre HT/A d'un transformateur HTB/HTA à la terre, détermine d'une manière essentielle et significative les caractéristiques des défauts à la terre et conditionne par conséquent le plan de protection.

La limitation des courants de court-circuit monophasés à la terre est nécessaire pour les raisons suivantes :

Réduction du coût des réseaux de terre :

Limitation de l'élévation du potentiel des réseaux de terre dans les ouvrages HTA lors de défauts.

5.1.1 Choix du régime du neutre

Neutre mis directement à la terre

Un neutre mis directement à la terre limite les surtensions, mais il engendre des courants de défaut très importants. Cette mise à la terre s'effectue au poste source.

Un défaut à la terre implique un courant important et une tension homopolaire très faible.

Neutre isolé

Un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Solution envisagée

La mise à la terre du neutre HTA s'effectue selon deux cas de figures :

A travers une résistance : pour les réseaux HTA 30 KV, le neutre coté HTA

du transformateur YN /yn0 est mis à la terre à travers une résistance ((R_n)) ;

A travers une impédance : pour les réseaux HTA du transformateur YN/d 11 e est mis à la terre à travers une e de ((Z_0)), composée d'une résistance associée à une bobine de point neutre.

5.1.2 Mise à la terre du neutre à travers une résistance

Pour les réseaux 30 kV, la mise à la terre s'effectue à travers une résistance ((R_n)) de limitation à 300 A des courants de défaut à la terre.

La valeur de la résistance ((R_n)) de mise à la terre du neutre HTA, est calculée comme suit :

$$R_n = 1.1 \times \frac{U_n}{\sqrt{3} \times I_g} \quad \text{En Ohm}$$

Avec :

R_n : résistance de mise à la terre du neutre HTA ;

U_n : tension nominale entre phase coté HTA, en V

I_g : courant maximum admis pour défaut à la terre 300 A



Tension	Mise à la terre du neutre transformateur		Type	Courant maximum de défaut à la terre
	Coté HTB	Coté HTA		
30 KV			Résistance de mise à la terre du neutre HTA 63 Ω	300 A

Tableau 1 : Mise à la terre du neutre HTA à travers une résistance

5.1.3 Mise à la terre du neutre à travers une impédance

Pour les réseaux 10 kV, la mise à la terre s'effectue à travers une impédance composée d'une résistance de limitation de courant de défaut à la terre, afin de limiter le courant du défaut à la terre à 1000 A

L'impédance de mise à la terre du neutre HTA (Z_n) en Ohm est donnée comme suit :

$$Z_n = 1.1 \times \frac{\sqrt{3} \times U_n}{I_g} \text{ En Ohm}$$

Avec :

- **Z_n** : impédance de mise à la terre du neutre HTA (résistance associée à une Bobine)
- **U_n** : tension nominal entr phase coté HTA, en V
- **I_g** : courant maximum admis pour défaut à la terre 1000 A.



Tension	Mise à la terre du neutre transformateur		Type	Courant maximum de défaut à la terre
	Coté HTB	Coté HTA		
10 KV			Impédance de mise à la terre du neutre HTA 19 Ω	1 000 A

Tableau 2 : Mise à la terre du neutre HTA à travers une impédance

5.2 Protections internes

Les défauts internes sont provoqués par les courts-circuits entre spires, entre enroulements ou entre enroulement et la cuve, d'intensité variable suivant leur emplacement.

Les protections internes au transformateur, engendrent à leurs seuils de déclenchement l'ouverture des disjoncteurs d'encadrement du transformateur (disjoncteur HTB et le disjoncteur de l'arrivée HTA), soit :

- Relais buchholz : du transformateur et du régleur en charge
- Protection température d'huile ;
- Surcharge thermique;
- Protection masse cuve;
- Protection différentielle.

5.2.1 Protection Buchholz

En cas d'un défaut interne au transformateur, les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux de volume supérieur à celui décomposée.

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve à travers une canalisation jusqu'au conservateur. Cette dernière est équipée d'un relais mécanique, appelé relais Buchholz, sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile circulant entre la cuve et le conservateur.

Il est prévu deux relais Buchholz, un pour le transformateur et un autre pour le régleur en charge. Pour le régleur en charge. Pour le transformateur, Cette protection sera à deux seuils :

Seuil de signalisation : une alarme est émise en cas de mouvement faible des gaz
Seuil de déclenchement : un ordre de déclenchement instantané est émis en cas de mouvement important des gaz.

Pour le régleur en charge, il est prévu un seul qui émet un ordre de déclenchement.

Le gaz accumulé dans le conservateur peut être récupéré et analysé, ce qui permet de prédire la nature et l'emplacement du défaut.

De l'analyse visuelle, on peut constater si le gaz est :

- Incolore : passage de l'air;
- Blanc : échauffement éventuel de l'isolant ;
- Jaune : génération d'un arc électrique ;
- Noir : génération d'un arc et décomposition de l'huile

5.2.2 Protection température d'huile

Une élévation excessive de température de d'huile est un signe de présence d'un défaut interne au transformateur.

Des sondes immergées dans l'huile permettent de contrôler cette température.

Ce relais de protection mesure et analyse toute variation de la température d'huile du transformateur. Cette protection est à deux seuils, le premier donne un signal l'alarme, le second donne un ordre de déclenchement, comme suit :

Seuil de signalisation : Une alarme est émise en cas ou la température dépasse les+80 °C

Seuil de déclenchement : un ordre de déclenchement instantané est émis en cas ou la température dépasse les +90 °C

5.2.3 Protection surcharge thermique

C'est une protection contre les dommages thermiques provoqués par les surintensités dans les enroulements du transformateur. Pour détecter l'existence d'une surcharge elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaires et secondaires à partir de la mesure du courant.

La protection détermine l'échauffement e des transformateurs à partir d'un modèle thermique défini par l'équation différentielle suivante :

$$\tau \times \frac{dE}{dt} + E = \left(\frac{I}{I_n} \right)^2$$

Avec,

- E : Echauffement ;
- τ : Constante de temps thermique du transformateur ;
- I_n : Courant nominal ;
- I : Courant efficace

Son réglage tient compte de la température ambiante, la température provoquée par le passage du courant dans les enroulements et la constante de temps de derniers.

Cette protection est à deux seuils : Alarme et déclenchement.

5.2.4 Protection masse –cuve

Pour protéger le transformateur des défauts internes pouvant entraîner contacts avec la cuve, cette dernière est reliée à la terre par le biais d'une connexion sur laquelle est installé un transformateur de courant toroïdale (permettant de mesurer le courant s'écoulant à la terre) relié à un relais de protection.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par ce relais, et provoque le déclenchement instantané des disjoncteurs d'encadrement du transformateur.

Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires du relais doivent être isolés du sol par des isolants.

Le réglage du relais de protection masse-cuve est fixé entre 80 et 100 A, avec une temporisation instantanée.

NB : Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne pas équipés de protection masse cuve.

5.2.5 Protection différentielle

Le principe de fonctionnement de la protection différentielle est basé sur la comparaison en instantanée de la somme des courants primaires (courants rentrants) à la somme des courants secondaires (courants sortants) du transformateur. La protection donne un ordre de déclenchement si l'écart de ces courants dépasse le seuil de réglage.

Le branchement de la protection différentielle est pris sur les Bushing coté HTB et les TC des cellules arrivés coté HTA. Elle agit sur l'encadrement (déclenche le disjoncteur HTB et le disjoncteur de l'arrivée HTA)

La protection différentielle présente l'avantage de protéger le transformateur tant vis-à-vis des défauts internes que vis à vis des défauts à ses connexions (liaison câble arrivée HTA transformateur, BPN, TSA, TSA, sectionneur ...)

Le réglage de cette protection est donné comme suit :

$$I_r = 0.3 \times I_n \text{TR} \quad \text{à} \quad t = 0s$$

Avec :

I_{nTR} : courant nominal du transformateur coté HTB.

5.3 Protections externes

5.3.1 Protection à maximum de courant phase

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

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, et devra être réglée comme suit

-Seuil de surcharge :

Le premier seuil coté HTB est réglé de façon à intervenir pour des défauts non éliminés au niveau de l'étage HTA, tout en gardant la sélectivité nécessaire avec les protections des départs HTA.

Il constitue ainsi la réserve des protections du transformateur et des départs. Son action déclenche l'encadrement (le disjoncteur HTB et le disjoncteur de l'arrivée HTA).

Le premier seuil ($I_{HTB} >$) devra être réglé à comme suit :

$$I_{HTB} > = (2 \times I_{NHTB}) \quad \text{à} \quad t = 1.5s$$

Avec :

- $I_{HTB} >$: courant nominal du transformateur coté HTB (primaire).

- Seuil de violent :

Le deuxième seuil, coté HTB, a pour but d'éliminer rapidement les défauts interne du transformateur. Son action déclenche l'encadrement (disjoncteur HTB et le disjoncteur de l'arrivée HTA).

Le second seuil ($I_{HTB} \gg$) à déclenchement instantané doit être réglé comme suit :

$$I_{HTB} \gg = (1.3 \times I_{ccmax}) \quad \text{à} \quad t = 0.0s$$

Avec :

- I_{ccmax} : Courant de court -circuit maximal coté HTB, $I_{ccmax} = \frac{Un2}{\sqrt{3} \times (Z_R + Z_T)}$
- Z_R : Impédance du réseau amont, $Z_R = \frac{(Un1)^2}{S_{cc}}$
- Z_T : Impédance du transformateur, en $Z_T = \frac{(Un1)^2 \times U_{cc}}{100 \times S_n}$
- S_n : Puissance nominal du transformateur, en VA
- S_{cc} : Puissance de court -circuit du réseau amont
- $U_{cc} \%$: Tension de court -circuit du transformateur, en %
- U_{n1} : Tension nominal du transformateur coté HTB, en V

Protection à maximum de courant de phase coté HTA

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections des départs HTA.

Cette protection sera à un seuil de déclenchement ($I_{HTB} >$) et à temps constant, son réglage est donné comme suit :

$$I_{HTA} > = 1.2 \times I_{NHTA} \quad \text{à } t = 2s$$

Avec :

I_{NHTA} : courant nominal du transformateur coté HTA (secondaire)

Le choix du temps de déclenchement à 2 s est déterminé aussi bien pour assurer la sélectivité avec la protection départs HTA, aussi par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur lors des transferts de charge.

5.3.2 Protection homopolaire du neutre HTA

La protection homopolaire du transformateur, dite aussi protection neutre HTA, est prévue pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes aux jeux de barre de l'étage HTA contre les défauts à la terre. Elle réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections homopolaires des dent Le réglage de cette protection est choisi inférieur au réglage du cou homopolaire du départ HTA le plus haut réglé, sans toutefois dépasser la valeur limite admissible dans la résistance du point neutre, fixée à 60A pendant une heure de temps.

Le courant de réglage est déterminé comme suit :

$$I_r = 0.95 \times I_h$$

Avec :

I_h : courant homopolaire du départ le plus haut réglé.

Cette protection fait déclencher le disjoncteur HTA ou les disjoncteurs d'encadrement selon les deux seuils de temporisation suivants :

1^{er} seuil : $T = 1.5s$, provoque le déclenchement du disjoncteur de l'arrivée HTA.

2^{ème} seuil : $T = 1.8s$, provoque le déclenchement des disjoncteurs d'encadrements HTA et HTB.

5.3.3 Protection terre résistante

Les protections à temps constant des départs HTA ne permettent pas de détecter des courants de défaut homopolaire inférieurs à leur seuil de réglage. Ces défauts sont dus essentiellement à un conducteur à terre, au contact ou conducteur avec des branches d'arbres, et aux défauts d'isolement. La protection terre résistante est destinée à la détection des défauts monophasés résistants, donnant lieu à des courants de faible valeur d'intensité et circulant dans le neutre HTA.

Ces courants sont détectables via transformateur de courant de type toroïdal installé au niveau du neutre HTA.

Le calcul du courant de réglage de terre réglage de terre résistante du neutre HTA

($I_{\text{TerreNeutre}}$) s'effectue comme suit :

$$I_{\text{TerreNeutre}} = \frac{V_{\text{nHTA}}}{\sqrt{3} \times R}$$

Avec :

- V_{nHTA} : la tension nominale phase-terre du réseau HTA.
- R : la résistance du défaut.

Ce relais sera réglé pour détecter les défauts à la terre résistante de valeur 2000 Il est paramètre selon les deux cas suivants :

1^{er} Cas : en signalisation

Pour les postes télécommandes et/ou gardiennes, le relais de protection est programmé en signalisation, le courant et la temporisation de réglage de la protection sont fixés comme suit :

$$I = 5A \quad \text{à} \quad t = 5s$$

2^{ème} Cas : en déclenchement

Pour les postes non télécommandes et/ou non gardiennes, le relais de protection est programmé en déclenchement de l'arrivée HTA, le courant et la temporisation de réglage de la protection sont fixés comme suit :

$$I_r = 5A \quad \text{à} \quad t = 60s$$

Pour ce cas-ci, la temporisation a été choisie sur la base de la temporisation de la protection des départs facteur de 3, à savoir $20s \times 3 = 60s$.

5.3.4 Protection contre les surtensions

La protection contre la surtension est assurée par des parafoudres ou des éclateurs, placés sur les bornes primaires du transformateur.

Les parafoudres et/ou les éclateurs protègent le transformateur contre les Surtensions dont l'origine peut être due notamment aux coups de foudre en périodes d'intempéries, aux manœuvres d'exploitation, aux défauts d'isolement sur le réseau

Ces dispositifs de protection doivent être dimensionnés de façon à supporter une tension maximale de l'ordre 80% de la tension d'essai du transformateur.

6 Protection des réseaux moyenne tension :

Les défauts entre phases génèrent des courants dont la limitation est assurée les impédances directes ou inverses des lignes et des postes HTB/HTA. Le système de protection doit avoir une rapidité qui soit cohérente avec le dimensionnement thermique des matériels du réseau. Pour cela, dans un premier temps il sera abordé la méthodologie de détermination ! des courants de courts-circuits, suivie par les différentes techniques de sélectivité pour ensuite présenter les différents réglages des protections des réseaux HTA

6.1 Calcul des courants de court-circuit

6.1.1 Type de court-circuite

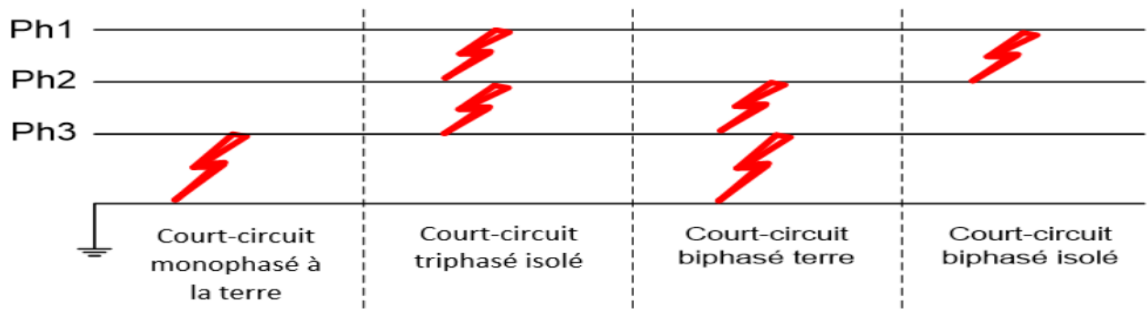


Figure N°9: Types de court-circuit

Court-circuit monophasé

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, il est le plus fréquent (80% des courts-circuits) sur les réseaux aériens (contact avec un arbre pont détaché touchant le support, ...).

Court-circuit triphasé

Il correspond à la réunion des trois phases. Il est celui provoquant des courants de défauts les plus élevés. Il est la conséquence par exemple d'un balancement de conducteurs dû à un vent violent, ou suite à une avarie d'une boîte de jonction d'un câble triphasé.

Court-circuit biphassé à terre

Il correspond à un défaut entre deux phases à la terre.

Court-circuit biphassé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, il est classé en deuxième position quant à son apparition sur les réseaux HTA.

6.1.2 Caractéristiques des courants de courts-circuits

Le courant de court-circuit en un point d'un réseau s'exprime par la valeur efficace I_{cc} (en kA) de sa composante alternative. La valeur instantanée maximale que peut atteindre le courant de court-circuit est la valeur de crête I de la première demi alternance (voir figure ci-dessous).

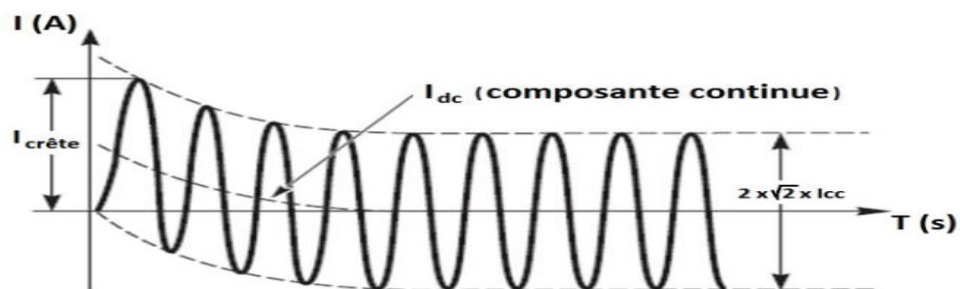


Figure N°10: Courbe type d'un courant de court-circuit

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

La valeur de crête peut être beaucoup plus élevée que $2xI_{cc}$ en raison de la composante continue I_{dc} amortie qui peut se superposer à la composante alternative. Cette dernière dépend d'une part de la valeur instantanée de la tension à l'instant initial du court-circuit, et d'autre part, dépend des caractéristiques du réseau.

La puissance de court-circuit est donnée selon l'expression suivante :

$$S_{cc} = 3 \times U_n \times I_{cc} \quad (\text{MVA})$$

Avec:

S_{cc} : la puissance de court-circuit ;

I_{cc} : Courant de court-circuit,

U_n : Tension nominal du réseau.

6.1.3 Méthode de calcul des courants de court-circuit

Il existe plusieurs méthodes de calcul des courant symétriques. Parmi ces méthodes, on peut citer :

- Méthode des impédances ;
- Méthodes des composantes symétriques
- Méthode de composition ;

Cependant, la méthode basée sur des composantes symétriques est retenue pour le calcul des courants des courants de court –circuit dans les réseaux HTB et HTA, de par sa précision et son aspect analytique. Elle s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des courants et des tensions qu'à des vecteurs fixes tels ou impédances ou des admittances.

Même si la théorie sera développée pour des tensions, elle aurait tout aussi pu être démontrée pour des courants ou des impédances.

Pour les besoins de démonstration dans la suite du document, la méthode des composantes symétriques sera retenue.

La méthode des composantes symétriques consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants, appelés :

1. Système direct (d) ;
2. Système inverse) ;
3. Système homopolaire (0)

Pour chaque système respectivement (d). (i). (0). les tensions V_d . V_i . V_0 et les courants I_d , I_i , I_0 sont liés respectivement aux impédances Z_d , Z_i . Z_0 du même système.

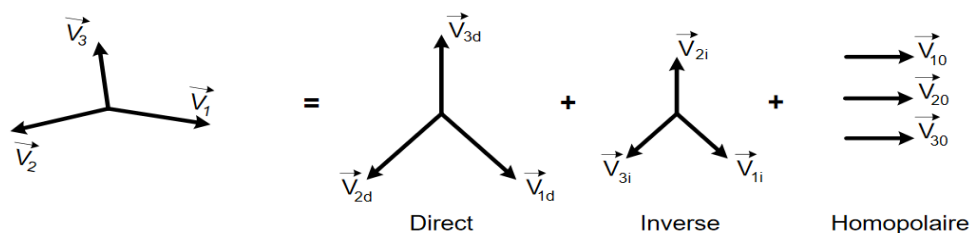


Figure N°11: Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques

CHAPITRE 2 : protection et contrôle- principes généraux

Pour faciliter les opérations de cette méthode, on fait appel à un nouvel opérateur appelé « a ».

Un vecteur \vec{V} affecté de l'opérateur a est un vecteur $a\vec{V}$ qui déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur le sens de déphasage étant le sens trigonométrique (ou antihoraire).

$\vec{V}_{d1}, \vec{V}_{i1}, \vec{V}_{01}$, sont choisis comme vecteur origines, ce qui implique:

$$\begin{cases} \vec{V}_{d1} = \vec{V}_d & \dots\dots\dots 1 \\ \vec{V}_{i1} = \vec{V}_i & \dots\dots\dots 2 \\ \vec{V}_{01} = \vec{V}_0 & \dots\dots\dots 3 \end{cases}$$

On peut écrire

$$\begin{cases} \vec{V}_{d2} = a \cdot \vec{V}_d & \dots\dots\dots 4 \\ \vec{V}_{i2} = a \cdot \vec{V}_i & \dots\dots\dots 5 \\ \vec{V}_{d3} = a^2 \cdot \vec{V}_d & \dots\dots\dots 6 \\ \vec{V}_{i3} = a^2 \cdot \vec{V}_i & \dots\dots\dots 7 \\ \vec{V}_{02} = \vec{V}_{03} = \vec{V}_0 & \dots\dots\dots 8 \end{cases}$$

Les expressions des vecteurs deviennent alors :

$$\begin{cases} \vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_0 & \dots\dots\dots 9 \\ \vec{V}_2 = a \cdot \vec{V}_d + a^2 \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0 & \dots\dots\dots 10 \\ \vec{V}_3 = a^2 \cdot \vec{V}_d + a \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0 & \dots\dots\dots 11 \\ \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = \vec{V}_d(1 + a + a^2) + \vec{V}_i(1 + a + a^2) + 3\vec{V}_0 & \dots\dots\dots 12 \end{cases}$$

Ce qui permet d'écrire

$$3\vec{V}_0 = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3) \dots\dots\dots 13$$

Si on multiplie (10) par a et (11) par a², on obtient

$$\begin{cases} \vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_0 & \dots\dots\dots 14 \\ a\vec{V}_2 = a\vec{V}_d + a^2\vec{V}_i + a\vec{V}_0 & \dots\dots\dots 15 \\ a^2\vec{V}_3 = a^2\vec{V}_d + a\vec{V}_i + a^2\vec{V}_0 & \dots\dots\dots 16 \\ \vec{V}_1 + a\vec{V}_2 + a^2\vec{V}_3 = 3\vec{V}_d + (1 + a + a^2)\vec{V}_i + \vec{V}_0(1 + a + a^2) & \dots\dots\dots 17 \end{cases}$$

Ce qui permet d'écrire

$$\vec{V}_d = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a\vec{V}_2 + a^2\vec{V}_3) \dots\dots\dots 18$$

Si on multiplie (10) par a et (11) par a², on obtient

$$\vec{V}_i = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a^2\vec{V}_2 + a\vec{V}_3) \dots\dots\dots 19$$

La décomposition en composantes symétriques n'est pas uniquement un artifice de calcul, mais correspond bien à une réalité physique des phénomènes : on peut en effet mesurer directement les composantes symétriques -tensions, courants, impédances- d'un système déséquilibré.

Les impédances directe, inverse, et homopolaire d'un élément du réseau sont les impédances présentées par cet élément soumis à des systèmes de tension respectivement triphasé direct, triphasé inverse, phase-terre sur trois phases en parallèle.

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

Les génératrices produisent la composante directe de la puissance tandis que les défauts peuvent produire les composantes inverse et homopolaire dans les moteurs, la composante directe crée le champ tournant utile, alors que la composante inverse est à l'origine d'un champ tournant de freinage

Pour les transformateurs, un défaut à la terre crée une composante homopolaire qui est à l'origine d'un champ homopolaire se refermant par la cuve. Ces composantes symétriques une fois le modèle mathématique obtenu, on peut les utiliser pour modéliser les différents types de courants de court-circuit. Pour l'exemple, le court-circuit biphasé isolé sera traité.

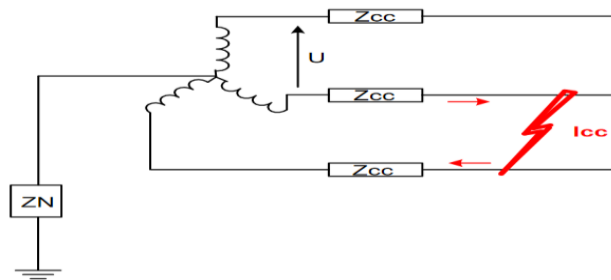


Figure N°12: Court-circuit biphasé

La valeur du courant de court-circuit en un point du réseau est donnée comme suit :

$$I_{cc} = \frac{U}{Z_d + Z_i}$$

Dans le cas d'un réseau alimenté par un transformateur (défaut éloigné des sources)

La valeur du courant de court-circuit biphasé en point du réseau est sous la forme :

$$I_{cc} = \frac{U}{2 \times Z_{cc}}$$

La modélisation de ce type de court-circuit est illustrée comme suit :

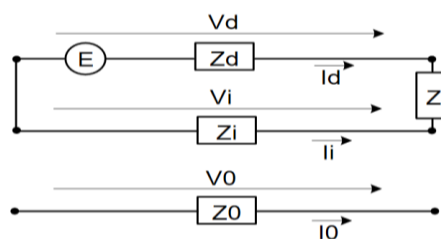


Figure N°13 : Modélisation du court-circuit biphasé (composantes symétriques).

De ce qui a précédé, il en ressort que la méthode des composantes symétriques est un bon moyen pour comprendre le comportement des courants de courts-circuits dans les réseaux et de pouvoir comparer en termes d'intensité les valeurs des courants de courts-circuits entre elles pour un point donné du réseau.

L'expression des différents courants de court-circuit sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Type de court-circuit	Formule de calcul
Monophasé	$I_{ccmax} = \frac{3 \times U_n}{z_d + z_i + z_h}$
Biphasé	$I_{cct} = \frac{U_n}{2 \times Z_d} = \frac{U_n}{2 \times Z_{eq}}$
Triphasé	$I_{cct} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_d} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_{eq}}$

Tableaux 3: formule de calcul des courant de court-circuit

Z_{eq} : Représente l'impédance du système (réseaux et transformateur HTB et HTA)

Z_d : Représente l'impédance du système direct

Z_i : Représente l'impédance du système inverse

Z_h : Représente l'impédance du point neutre

Le courant de court –circuit biphasé est alors plus faible que le courant triphasé soit un rapport de $\frac{\sqrt{3}}{2}$

Le courant de réglage de la protection s'opère en considérant le courant de court-circuit biphasé.

6.2 Sélectivité

La sélectivité est nécessaire pour une bonne continuité de service. En effet, un même défaut est vu par plusieurs dispositifs de protection. Seule la protection en amont la plus proche du défaut doit provoquer la coupure.

Mais sur un même réseau plusieurs techniques peuvent coexister. Dans la pratique une étude de sélectivité consiste à déterminer les différents réglages (temporisations et seuils de déclenchement) des appareils de protection, tout en vérifiant la compatibilité entre les temps d'intervention définis pour les appareils amont et ceux définis pour les appareils aval.

6.2.1 Sélectivité ampérométrique

L'intensité d'un courant de défaut (court-circuit) dépend de l'impédance du circuit qu'il parcourt entre la source d'énergie et le point du défaut. Les courants de court-circuit sont plus intenses lorsqu'on se rapproche de la source, d'où l'intérêt de ! respecter les réglages (I_{ri}) à afficher sur chaque dispositif

$$I_{r1} > I_{r2} > I_{r3} > I_{r4}$$

Mais, dans la pratique, et vu la topologie du réseau de distribution, le plus souvent les impédances des circuits sont trop faibles pour que les écarts entre niveaux de courant de court-circuit soient suffisants. La sélectivité alors ne pourra être que partielle

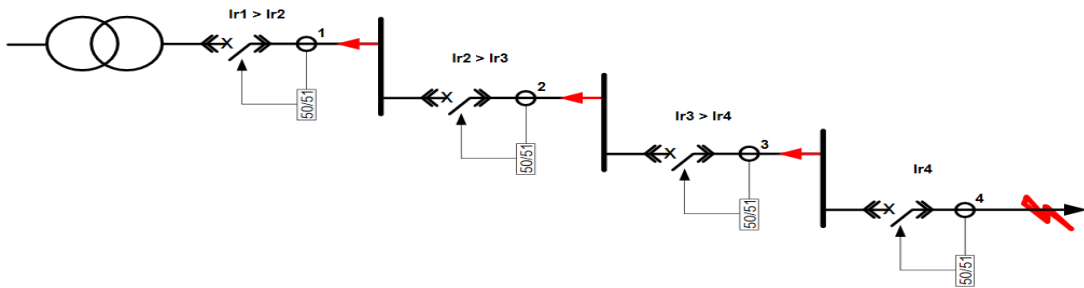


Figure N°14: Principe de fonctionnement de la sélectivité ampérométrique

6.3 Protection des arrivées HTA

Le tableau HTA est protégé par une protection à maximum de courant <1>> contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne HTA.

Cette protection sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit :

$$I_A \geq k \times I_{NTR}$$

Avec:

k : Coefficient de surcharge admissible du transformateur.

I_{NTR} : Courant nominal du transformateur.

U_{NTR} : Tension nominale du transformateur

S_N : Puissance apparente nominale du transformateur (MVA).

Le réglage de la temporisation est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de départ HTA (espacée de 0.3s), que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant un laps de temps, suffisants à l'accomplissement des transferts de charge.

6.4 Protection des départ HTA

Le rôle fondamental des protections des réseaux électriques est de détecter les défauts électriques et de ne mettre hors tension que la partie du réseau siège de ce défaut.

Il convient donc de prévoir toujours deux systèmes de protections : l'un pour les défauts entre phases et l'autre pour les défauts à la terre.

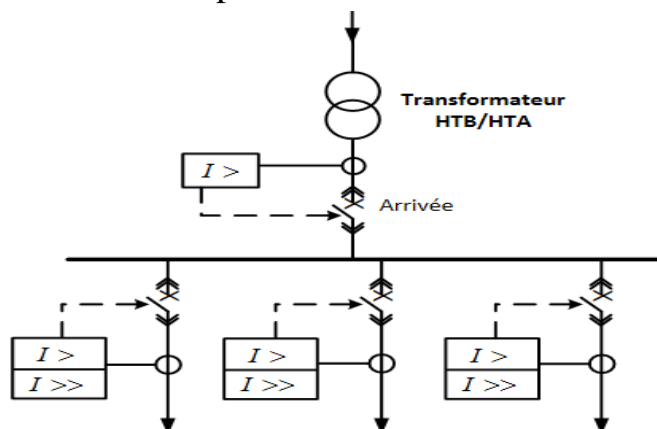


Figure N°15: Organisation des relais de protections à maximum de courant de phase.

6.4.1 Protection contre les défauts entre phases

La protection contre les défauts entre phases et les surcharges est assurée par deux relais ampérométriques reliés aux secondaires de deux TC placés sur deux phases pour chaque départ HTA. La protection contre les défauts polyphasés sera :

- 1) à deux seuils de réglage de courants : seuil de surcharge et seuil de court-circuit (violent)
- 2) de temporisations à temps constant (indépendant).

Le premier dit seuil de surcharge ($I >$) protège les lignes contre les surcharges Inadmissibles et le deuxième dit violent ($I >>$) qui protège contre les courts-circuits entre phases. Leur réglage tient compte du :

- Courant de surcharge maximal admissible des conducteurs ;
- Courant maximal admissible par les transformateurs de courant du départ (calibre des TC)
- Plus petit courant de défaut entre phases, soit le cas d'un défaut biphasé en bout de réseau.

La formule de calcul du courant de court-circuit biphasé s'exprime comme suit :

$$I_{cct} = \frac{U_N}{2 \times Z_{eq}} = \frac{U_N}{2 \times \sqrt{R^2 + (X_{HTB} + X_{TR} + X_L)}}$$

Avec:

$$X_{HTB} = \frac{U_N^2}{S_{CC}}; X_{TR} = \frac{U_{CC}}{100} \times \frac{U_N^2}{S_N} ; R_L = r \times L ; X_L = x \times L$$

U_N : Tension nominale HTA du transformateur (kV).

X_{HTB} : Réactance du réseau amont (Ω),

X_{TR} : Réactance du transformateur (Ω).

S_N : Puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA (MVA),

S_{CC} : Puissance de court-circuit du réseau HTB (MVA).

U_{CC} : Tension de court-circuit du transformateur HTB/HTA (%).

R_L : Résistance totale du réseau HTA au point « D »

X_L : Réactance totale du réseau HTA au point « D »

r: résistance kilométrique par nature du conducteur (Ω/km),

x: reactancekilometrique par nature du conducteur (Ω/km).

L: longueur par nature de conducteur (km).

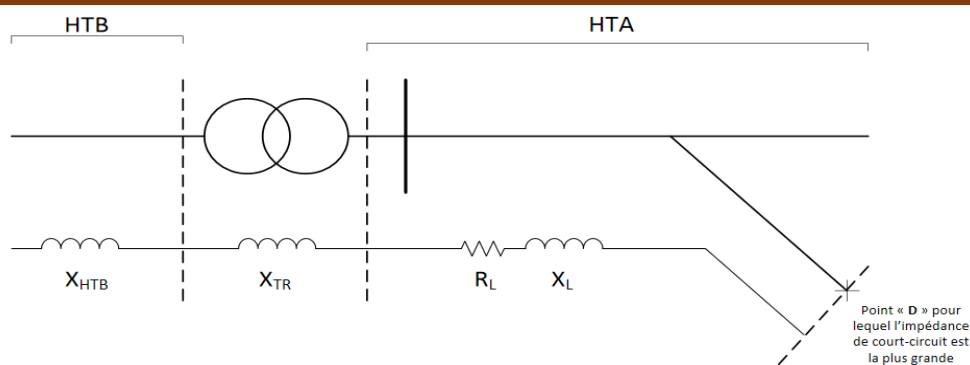


Figure N°16 : Composantes d'un réseau électrique

Temporisation à temps indépendant

La temporisation est constante si elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Les seuils de réglage sont généralement choisis et réglés par l'opérateur.

Une protection à temps indépendant est une protection programmée de manière à ce que le seuil de déclenchement de la temporisation n'est pas fonction du courant :

- Si ce seuil est instantané : lorsque le courant mesuré dépasse le seuil de réglage alors la protection déclenche immédiatement.
- s'il y a une temporisation : un certain intervalle de temps (programme) sera respecté avant le déclenchement. Cela donne le temps à d'autres protections, plus proches du défaut, de réagir et ainsi évite d'ouvrir une partie du réseau sain.

Temporisation à temps dépendant

Dans ce cas de figure, la temporisation à temps dépendant, encore appelé à temps inverse, varie en fonction inverse du courant de défaut. Plus le courant est élevé et plus la temporisation sera faible. L'avantage en est dans le cas de forts courants, il est important que la protection déclenche plus rapidement. Cependant, quand le courant est relativement faible, le relais doit temporiser davantage afin d'éviter tout déclenchement intempestif.

6.4.2 Protection contre les défauts homopolaires

La protection contre les défauts homopolaires protège le départ contre les défauts à la terre. La détection des défauts à la terre doit s'effectuer au niveau de chaque départ HTA à l'aide d'un relais à maximum de courant résiduel. Ce relais est sensible en cas de défaut à la terre à la composante homopolaire du courant de défaut (10). Lors d'un défaut monophasé sur un départ HTA, les autres départs adjacents (normalement sains) génèrent un courant capacitif homopolaire, la valeur de ce dernier est en fonction de la tension du réseau et de la nature du conducteur ligne ou câble souterrain). Dans une configuration de réseau sain, absence de défaut (Figure 17), ce courant capacitif existe toujours, mais vu que les trois phases tendent à être égales et déphasées de 120° , le courant capacitif résultant est nul.

Représentation en cas d'absence de défaut :

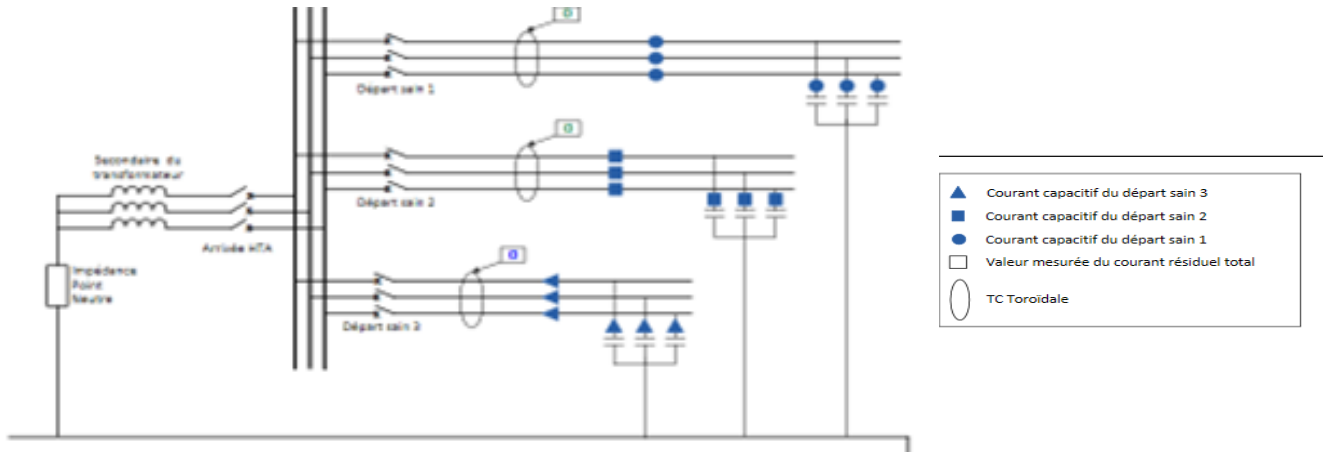


Figure N°17: Représentation d'un réseau en fonctionnement sain

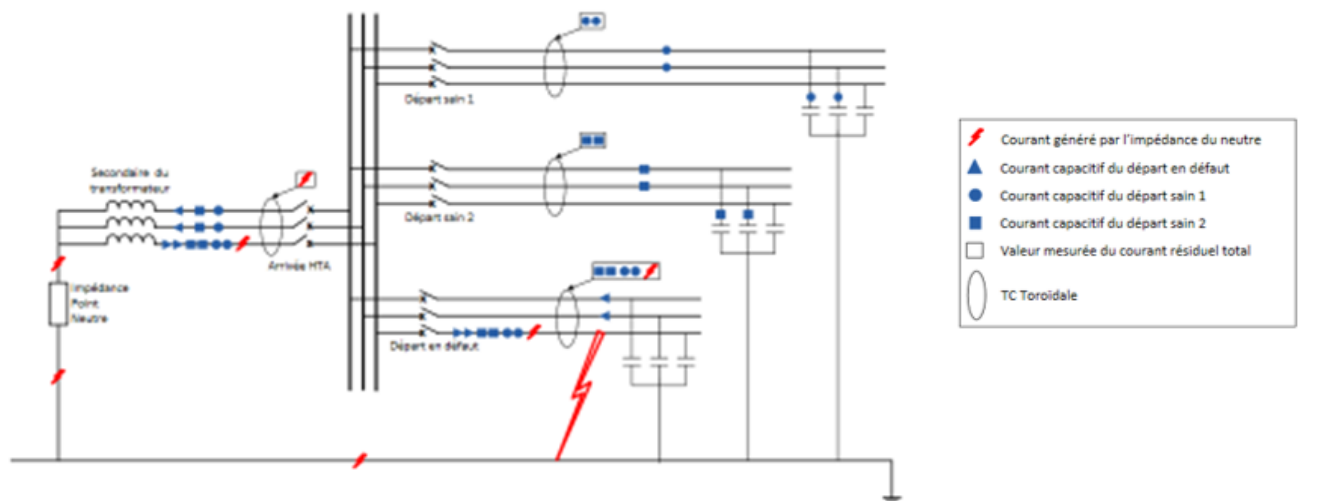


Figure N°18 : Représentation d'un réseau électrique en cas de défaut

Lors d'un défaut à la terre sur un départ HTA. Les tensions entre phase-terre des départs sains sont déséquilibrées, comme représenté en Figure 18. Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des 03 courants de phase. Le courant résiduel est égal à 3 fois le courant homopolaire.

L'expression du courant homopolaire est donnée comme suit :

$$3I_A = I \times \sqrt{3}, \text{ et } I = U_N \times C_0 \times \omega$$

Avec

- U_N : Tension nominale ;
- $3I_0$: Courant résiduel mesure ;
- C_0 : capacité d'un conducteur par rapport à la terre ;
- $\omega = 2\pi f$ (f: fréquence du réseau 50Hz).

Le seuil réglage est choisi de façon à rester insensible au courant capacitif circulant dans le neutre lors des défauts proches sur les autres départs du poste, il est déterminé comme suit :

$$I_h = k \times 3I_0$$

Avec :

- k : Coefficient de sécurité.

6.4.3 Protection terre résistante

Les protections contre les défauts homopolaires ne permettent pas de détecter le défaut de courts-circuits monophasés à la terre résistant, d'impédance de l'ordre des dizaines de $k\Omega$.

Pour ces cas-ci, il est nécessaire d'installer un relais de terre résistante, dont le rôle permet de détecter les défauts à la terre très résistante de faible intensité.

Cette protection à temps constant installée sur les départs permet de détecter des défauts dus essentiellement aux :

- Défauts d'isolement ;
- Conducteurs tombés à terre ;
- Contacts avec des branches d'arbres.

Elle permet de traiter de façon sélective les défauts à la terre non détectés par les protections homopolaires ampérométrique, et évite le recours à la recherche de terre résistante par l'ouverture successive des différents départs jusqu'à l'élimination du défaut.

Son fonctionnement repose sur l'hypothèse que le courant résiduel circulant dans le départ en défaut est plus élevé que le courant résiduel circulant dans chacun des départs sains, et qu'ainsi le départ en défaut déclenchera avant que les protections des départs sains n'aient eu le temps de fonctionner. Dans ce cas, un réglage en déclenchement à temps constant en tenant compte du réglage de la même protection installée en amont (protection terre résistante du transformateurs HTB/HTA). Sera appliqué comme suit :

1^{er}Cas: en signalisation

Pour les postes télécommandes et/ou gardiennes, le relais de protection est programmé en signalisation, le courant et la temporisation de réglage de la protection sont fixés comme suit :

$$I_r = 5 \text{ A} \quad \text{à} \quad t = 4 \text{ s}$$

2^{ème}Cas : en déclenchement

Pour les postes non télécommandes et/ou non gardiennes, le relais de protection est programmé en déclenchement, le courant et la temporisation de réglage de la protection sont fixés comme suit.

$$I_r = 5 \text{ A} \quad \text{à} \quad t = 20 \text{ s}$$

L'organigramme ci-dessous montre l'organisation des relais de protection homopolaire, neutre HTA et Terre résistance

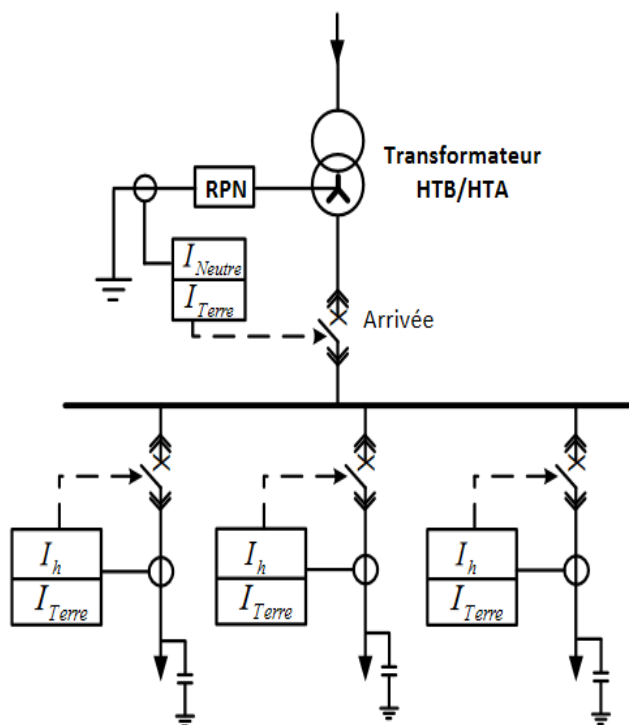


Figure N°19: Protections à Maximum de courant de terre

6.4.4 Protection de sauvegarde du réseau

Pour le maintien d'un système de Production, Transport et distribution de l'énergie électrique dans les conditions normales de fonctionnement, la puissance fournie doit être à tout instant égale à la puissance demandée. Si la demande en puissance augmente brusquement, cela se traduit dans un premier temps par une baisse de fréquence du réseau.

Les variations de la fréquence sont une indication de l'écart entre l'offre et la demande en termes de puissance. Ces variations de fréquence doivent rester dans ces limites raisonnables sinon, l'opérateur du réseau compense ce manque en injectant, dans la mesure du possible, une puissance additionnelle correspondant à

L'écart de puissance manquant. Si ce déséquilibre n'est pas compensé, il devient alors nécessaire de délester certaines installations afin d'éviter le déclenchement en cascade des différents éléments du réseau. Pour ce faire, la sauvegarde automatique du réseau est réalisée par des relais de protection à minimum de fréquence des départs HTA au niveau des postes HTB/HTA et sur certaines liaisons d'interconnexion régionales et internationales. Il y a lieu de noter que les relais de fréquence des départs prioritaires sont configurés en déclenchement manuel. Cette protection comporte 05 stades dont les actions sont effectuées suivant les réglages du tableau suivant :

CHAPITRE 2 : Protection et contrôle- principes généraux

1 ^{er} stades des fréquence	fréquence	temporisation
1^{er} stade	49.3 Hz	0.20 s
2^{ème} stade	49.0 Hz	0.20 s
2^{ème} stade temporisé	49.0 Hz	10.0 s
3^{ème} stade	48.5 Hz	0.20 s
4^{ème} stade	48.0 Hz	0.20 s

Tableau 4 : Paramétrage du relai de délestage

7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évoqué les différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences, ainsi que la présentation des différentes formules concernant le calcul des courants de court-circuit relatives aux différents types de défauts.

Chapitre N°03:

***Principe de conception et de réalisation
des mises à la terre***

1. Introduction

Dans toute installation domestique et industrielle, le raccordement d'une prise de terre est une des règles de base à respecter pour garantir la sécurité du réseau électrique. L'absence de prise de terre peut entraîner de réels dangers pour la vie des personnes et la mise en péril des installations électriques et des biens. Cependant, cette seule disposition ne suffit pas à garantir une sécurité totale. Seuls des contrôles réguliers peuvent attester du bon fonctionnement de l'installation électrique. De nombreuses méthodes de mesure de terre existent en fonction du type de régimes de neutre, du type d'installation (domestique, industrielle, milieu urbain, campagne, etc), de la possibilité de mise hors-tension, etc.

2. Définition d'un réseau de terre : [Gtg07]

Un réseau de terre est constitué d'un ensemble de conducteurs enterrés, en contact direct avec le sol et reliés électriquement entre eux.

Pour une installation ou une structure de faible étendue, on emploie souvent l'expression « prise de terre », en réservant le terme (réseau de terre) aux installations importantes telles que les poste sources (HTB/HTA).

3. Fonctions d'un réseau de terre [Boh17]

Le rôle du réseau de terre d'une installation électrique est de permettre l'écoulement à l'intérieur du sol de courants de toutes origines, qu'il s'agisse, par exemple, de courants de choc dus à des coups de foudres ou bien de courants de défaut à 50 Hz.

Lors de l'écoulement de tels courants par une prise ou un réseau de terre, des différences de potentiel peuvent apparaître entre certains points, par exemple entre la prise de terre et le sol qui l'entoure, ou entre deux points du sol. la conception des prises de réseaux de terre doit permettre, même dans ces conditions, d'assurer le maintien de :

- la sécurité des personnes,
- la protection des installations de puissance,
- la protection des installations sensibles,
- un potentiel de référence.

4. Généralités sur les mises à la terre

4.1. Terminologie

- Prise de terre :

Pièce conductrice enterrée ou ensemble de pièces conductrices voisines et interconnectées permettant d'établir une liaison électrique directe avec le sol.

- Circuit de terre :

Ensemble de conducteurs installés pour réaliser une liaison électrique entre des éléments non isolants et une prise de terre,

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

- Résistance d'un terrain :

Elle comprend, outre la résistance des pièces conductrices, celle de l'ensemble des terrains participant à l'écoulement du courant de la prise de terre dans le sol.

Résistivité d'une prise de terre :

Résistance en ohm d'un cylindre de terrain de 1m^2 de section et de 1m de longueur, elle est exprimée en $\Omega.m$

Tension de pas :

C'est la différence de potentiel apparaissant entre deux points déterminés du sol distant d'environ 1m au voisinage d'une prise de terre lorsqu'elle est parcourue par un courant.

Point au potentiel zéro (ou terre lointaine) :

Point du terrain suffisamment éloigné de la prise de la terre et du circuit de retour pour que son potentiel ne soit pas influencé par l'écoulement d'un courant dans la prise de terre.

Liaison équipotentielle :

Liaison électrique spéciale destinée à mettre au même potentiel. Des masses ou des éléments conducteurs.

Masse :

Tout élément métallique normalement isolé des parties sous tension mais susceptible d'être accidentellement mis en liaison électrique avec une de ces parties, en cas de défaillance des moyens pris pour les isoler.

Couplage et séparation des terres :

Deux prises de terre voisins, établies pour être électriquement distantes, peuvent avoir une influence réciproque qui se manifeste par une élévation du potentiel de l'une quand l'autre est parcourue par un courant, on dit alors qu'elles sont couplées. On considère que ces prises de terre sont séparées si cette élévation de potentiel est négligeable

4.2. Différents types de mise à la terre :

Il faut distinguer deux catégories de prises de terre sur les réseaux de distribution, celle de service et celle de sécurité ou de protection.

4.2.1. La terre du neutre ou de service :

Elle a pour but d'assurer la protection de l'utilisateur, elle fait partie intégrante des réseaux, et réalise entre les conducteurs et le sol des liaisons permanentes, directes ou par des impédances appropriées, ayant pour effet d'influencer le comportement des réseaux en cas de défaut à la terre dans un appareil ou une ligne.

Sur les réseaux à Basse Tension (BT), les distributions triphasées doivent comporter un conducteur neutre, mis directement à la terre.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

Sur les réseaux à moyenne tension (HTA), les points neutres des transformateurs d'alimentation des réseaux (HTA) sont mis à la terre par l'intermédiaire d'une impédance de faible valeur.

4.2.2. Terre des masses ou de sécurité :

Elle a pour but essentiel la protection des êtres vivants contre les risques encourus des contacts simultanés avec :

- les masses et les Pièces métalliques ;
- les sols, planchers, murs et parois ;
- les structures et canalisations métalliques.

Il faut donc fixer à un même potentiel la terre et les masses en les reliant électriquement.

La prise de terre de sécurité n'est pas reliée aux conducteurs du réseau, mais aux objets qui risquent d'entrer fortuitement en contact avec ces conducteurs, et qu'il serait dangereux de maintenir à un potentiel élevé

Il peut arriver qu'une même terre remplisse à la fois les fonctions de terre de service et de sécurité.

4.2.3. Terre pour l'écoulement des surintensités de réseaux (éclateurs parafoudres) : [Gtg07]

C'est une terre destinée à assurer la protection de l'appareillage du poste en évitant les conséquences des amorçages entre circuits HTA et BT et masses provoqués par des surtensions d'origine atmosphérique.

4.3. Constitution d'une prise de terre :

Une prise de terre est constituée par une ou plusieurs électrodes métalliques enfouies dans le sol à une profondeur appropriée, cette ou ces électrodes établissent ainsi un contact plus ou moins intime avec le sol dans lequel elles sont placées. Elles sont généralement formées de conducteurs de section circulaire ou méplate, de tube ou de piquets métalliques, de plaques ou de grillages métalliques. Le métal utilisé est fréquemment le cuivre, on emploie également l'acier galvanisé.

Il est extrêmement important de veiller à ce que les électrodes ne risquent pas d'être détruites par la corrosion.

4.4. Nature de la résistance d'une prise de terre :

La résistance d'une prise de terre comprend deux termes :

- a) La résistance de contact de l'électrode avec le sol.
- b) La résistance du sol (terme le plus important)

Entourant immédiatement l'électrode elle-même fonction de la forme et des dimensions de son état, particulièrement du degré d'humidité. D'où intérêt à ce que ces prises de terres soient placées dans un sol humide (teneur en eau 20%).

Au point de vue résistivité, les valeurs moyennes couramment observées varient de 1 à 3000 $\Omega \cdot m$, les plus faibles valeurs sont obtenues avec la terre végétale

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

ou les terres argileuses humides (ferrugineuses). La résistivité augmente considérablement dans le cas du sable ou du gravier. En fin la roche compacte et le ballast sec sont de véritables isolants.

La résistance des couches superficielles du terrain présente de très importantes variations saisonnières :

- Elle augmente sous l'effet du gel et de la sécheresse,
- Elle diminue sous l'effet de l'humidité.

Cette variation est sensible jusqu'à 1 à 2 m de profondeur.

Les variations de la résistance peuvent être de l'ordre de 1 à 2 fois pour des profondeurs de 2 m et de 1 à 5 fois pour des profondeurs de 1m d'où l'intérêt d'enterrer profondément les prises de terre. La conductivité du sot, peut être déterminée par la mesure de la résistivité du sol.

NB : L'eau pure est de très faible conductivité, et il ne serait pas avantageux d'établir une prise de terre directement dans le lit d'un cours d'eau. Par conséquent, il est interdit de constituer des prises de terre en plongeant simplement les électrodes dans l'eau

4.5. Confection des prises de terre :

Les mises à la terre sont réalisées soit :

- Par des piquets verticaux. Le sommet des piquets devant se trouver à 50 cm au-dessous du niveau du sol.
- Par un conducteur, en cuivre nu de section minimale de 29mm² et de 10 m de longueur au moins dispose en serpentif dans une tranchée de plus de 3m de longueur.
- à l'aide d'un conducteur cuivre nu de 29 mm² de section minimale, disposé à fond de fouille, suivant le contour extérieur du bétonnage et recouvert de terre.

Le conducteur de descente de terre est constitué par un conducteur cuivre de section minimale 29 mm² qui doit être protégé sous conduit des atteintes tiers sur une hauteur de 2 m au-dessus du sol et 0.50 m en dessous.

4.6. Réalisation des mises à la terre :

4.6.1. Paramètres :

La conception des circuits de terre doit répondre à plusieurs exigences parmi les quelles, on peut citer.

- Faible résistance,
- Faible monte de potentiel lors de défauts électriques ou défauts d'isolement,
- Réalisations aisée et efficace,
- Prix de revient modéré,
- Comportement du circuit de terre selon le milieu d'exécution sans altération.

La résistance de la prise de terre dépend de :

- Ses dimensions (longueur. Section.... etc.)

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

- Sa fondation.
- La résistivité du terrain dans laquelle elle est établie.

4.6.2. Résistivités du terrain :[Jpn09]

La valeur de la résistance de la prise de terre dépend directement de la résistivité du terrain ou elle est implantée. La résistivité d'un terrain est un élément très variable selon les régions et leur climat. Elle varie d'un point à un autre suivant :

- La profondeur.
- Le taux d'humidité.
- La température

Le gel et la sécheresse augmentent la résistivité des terrains et leur effet peut se faire jusqu'à plus de deux (02m) de profondeur. En conséquence, les prises de terre doivent être établies de préférence dans les fonds de fouilles des bâtiments ou dans les caves et de toute façon en des endroits abrités de la sécheresse et du gel.

Ces prises de terre doivent être tenues à distance des dépôts ou d'infiltration pouvant provoquer leur corrosion.

A titre indicatif, les ordres de grandeur des valeurs de cette résistivité pour les différents sols sont donnés dans le tableau ci-dessous :

NATURE DU TERRAIN	RESISTIVITE $\Omega.m$
Terrains marécageux.....	1 à 30
Limon et tourbe humide.....	5 à 150
Argile.....	40 à 60
Sable siliceux.....	200 à 3000
Sol pierreux nu.....	1500 à 3000
Calcaire tendre.....	100 à 300
Calcaire compact ou fissuré.....	500 à 5000
Schistes.....	50 à 300
Granites et grès.....	100 à 1000

Tableau N°01 Valeurs de la résistivité pour les différents sols

4.7. Détermination de la résistance :

La résistance r (ohm) de la prise de terre peut être calculée à partir des formules suivantes :

4.7.1. Conducteurs enfouis :

$R = (2 \rho) / l$: résistivité du terrain en Ohmmètre

l : longueur de la tranchée en mètres

La résistance R peut être diminuée en augmentant la longueur de la tranchée.

4.7.2. Piquets verticaux :

$R = \rho / l$: résistivités du terrain en Ohmmètre.

l : longueur du piquet en mètres.

La résistance R peut être diminuée en reliant plusieurs piquets en parallèle. Ces derniers seront de préférence alignés et distants d'au moins leur longueur lorsqu'ils

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

sont au nombre de deux et d'une longueur plus importante lorsqu'ils sont plus nombreux.

4.7.3. Boucle à fond de fouille : (réseau maille)

$R = (2 \rho) / l$: résistivité du terrain en Ohmmètre

l : longueur du conducteur enterré en mètres.

Le maillage est composé de plusieurs boucles et doit être exécuté de telle façon à obtenir des tensions de pas ou de contact qui ne soient pas dangereuses (20V).

Le ceinturage à fond de fouille lors de la construction de bâtiment est une solution efficace permettant d'obtenir de bonnes valeurs de terre.

4.7.4. Cylindres métalliques enterrés :

$R = (0.366 \rho) / L \times (\text{Log}(3 \times L) / d)$

ρ : résistivité du terrain en ohmmètres.

L : longueur enterrée du cylindre pilier en mètres.

d : diamètre du cylindre circonscrit du pilier en mètres.

La liaison entre cylindres doit être réalisée par un câble de même section que celle exigée pour la prise de terre des conducteurs enfouis. Les connexions doivent être protégées contre l'oxydation.

5. les mises à la terre du neutre :

5.1. But des mises à la terre du neutre :

La mise à la terre du neutre a pour but :

- d'assurer la sécurité des utilisateurs, en évitant des surtensions dans les installations des clients suite à des défauts sur le réseau (Transformateur, contact HTA/BT) ou lors des décharges atmosphériques sur les lignes.
- De fixer le potentiel de ce conducteur et de conserver les tensions simples sur les appareils monophasés en cas de rupture du conducteur du neutre.

La mise à la terre du neutre est obligatoire sur les réseaux de distribution publique conformément à la réglementation en vigueur .

5.2. Mise à la terre du neutre du réseau HTA (poste source HTB/HTA) :

La mise à la terre du neutre est réalisée sur l'enroulement HTA des transformateurs HTB/HTA par intermédiaire :

- d'une bobine de point neutre pour les réseaux souterrains, limitant ainsi l'intensité de défaut à 1000 A.

- d'une bobine de point neutre associée à une résistance limitant l'intensité de défaut à 300 A sur les réseaux aériens ou à prépondérance aérienne.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

5.3. Mise à la terre du neutre des postes HTA/BT : [Gtg07]

5.3.1. Neutre des postes de distribution publique reliés à des canalisations souterraines

A l'intérieur du poste (en élévation, souterrain, en immeuble), le circuit de terre du neutre sera isolé des masses ; il sera muni d'une barrette de sectionnement et reliée à la prise de terre.

Le point neutre du transformateur se met automatiquement à la terre des masses du poste, au niveau du tableau de distribution BT à l'ouverture de son interrupteur

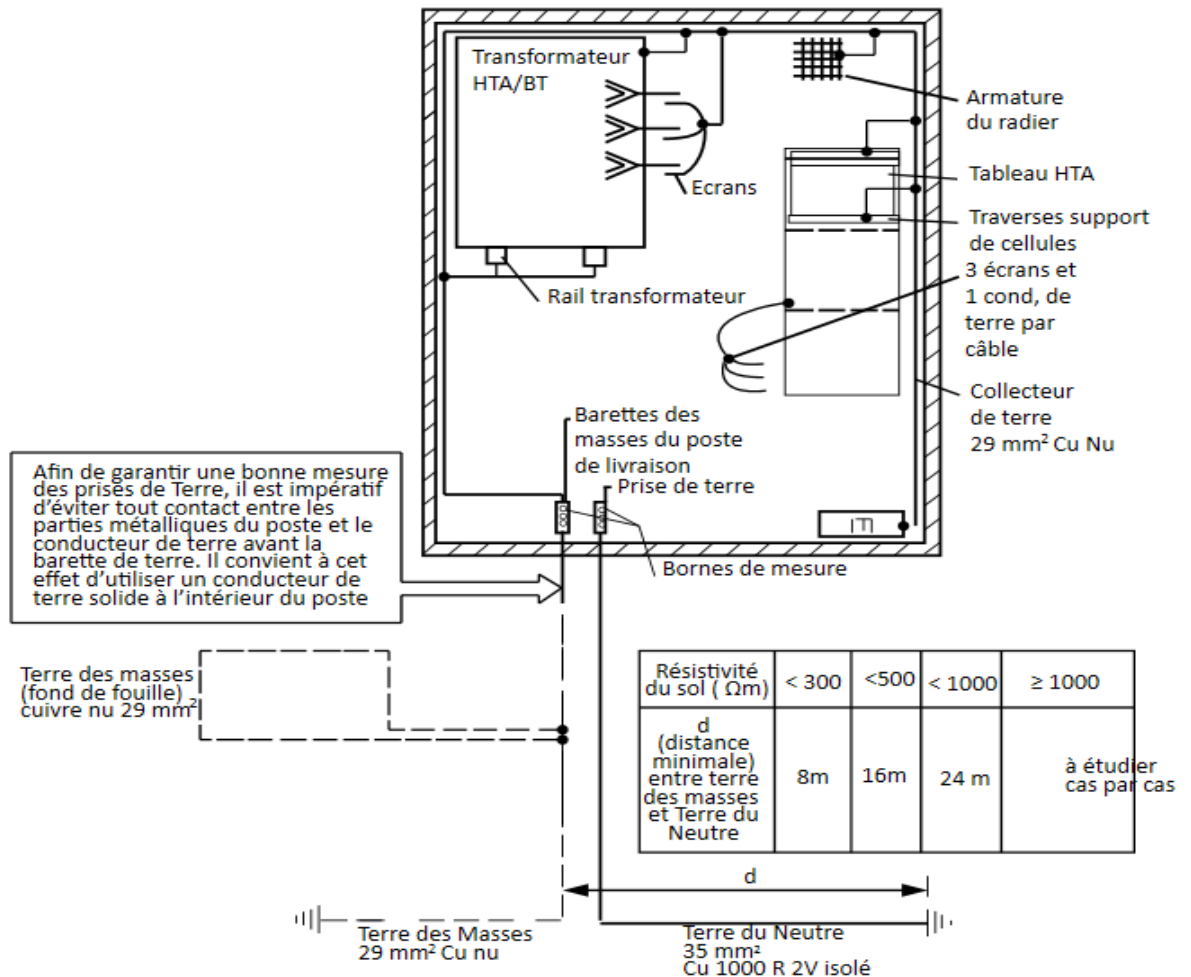


Figure N°01: Mise à la terre du neutre des postes HTA/BT

5.3.2. Neutre des postes de distribution publique alimentant des réseaux aériens

La prise de terre du neutre BT sera réalisée sur le premier support de chacun des départs aériens BT.

Il doit y avoir une distance de 8 mètres au minimum entre les premiers supports sur lesquels sont réalisées les mises à la terre du neutre et la terre des masses du poste.

5.3.3. Neutre des postes de distribution publique sur poteau :

La mise à la terre du neutre des postes sur poteaux sert réalisée sur le premier support du réseau BT issue du poste.

Le point neutre du transformateur se met automatiquement à la terre des masses du poste. Au niveau du disjoncteur sur poteau à son ouverture.

5.3.4. Neutre des postes clients sur poteau ou en cabine (puissance" 630kva) :

La mise à la terre du neutre doit être réalisée en amont de tout appareil de comptage, de coupure ou de protection propre au client. Et en aval du disjoncteur basse tension du transformateur. Elle doit être séparée de celle des masses du transformateur (distance minimale 8 mètres)

5.4. Mise à la terre du neutre des réseaux BT : [Gtg07]

5.4.1. Neutre des réseaux aériens nus BT :

Zone normale :

Le neutre doit être mis à la terre sur chaque départ à la sortie du poste de transformation HTA/ BT, sur le premier support du réseau BT, ou sur le second si la première comporte une sortie aérosouterraine avec câble à armature métallique.

Dès que la longueur des lignes dépasse 300 m. le conducteur neutre doit être mis directement à la terre en plusieurs points, à raison d'une mise à la terre en moyenne par kilomètre de ligne, disposée de préférence à proximité des régions de branchement.

Zone foudroyer :

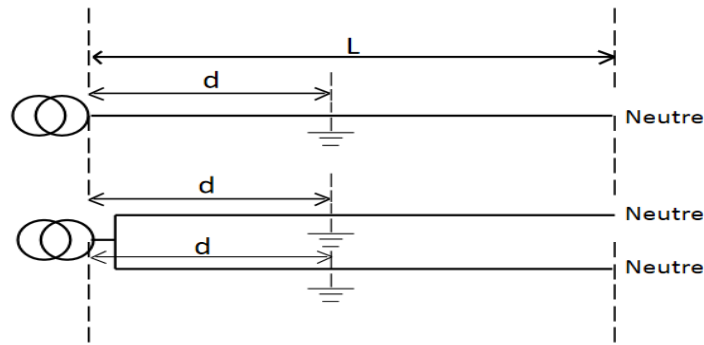
Dans les zones particulièrement exposées à la foudre les dispositions suivantes devront être appliquées :

Le nombre des mises à la terre du neutre doit être en moyenne d'une par 300 m de lignes, elles devront se trouver de préférence à proximité des branchements ou groupes de branchements voisins.

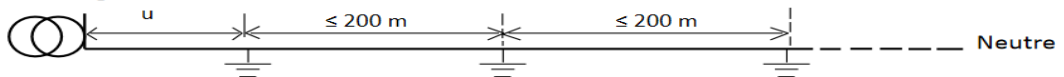
Il doit y avoir au moins une autre mise à la terre i une distance maximale de 200 m sur chaque tronçon de ligne aboutissant au point de branchement de la liane principale, sauf sur les tronçons de moins de 100m de longueur.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

Longueur totale de ligne $\leq 100\text{m}$

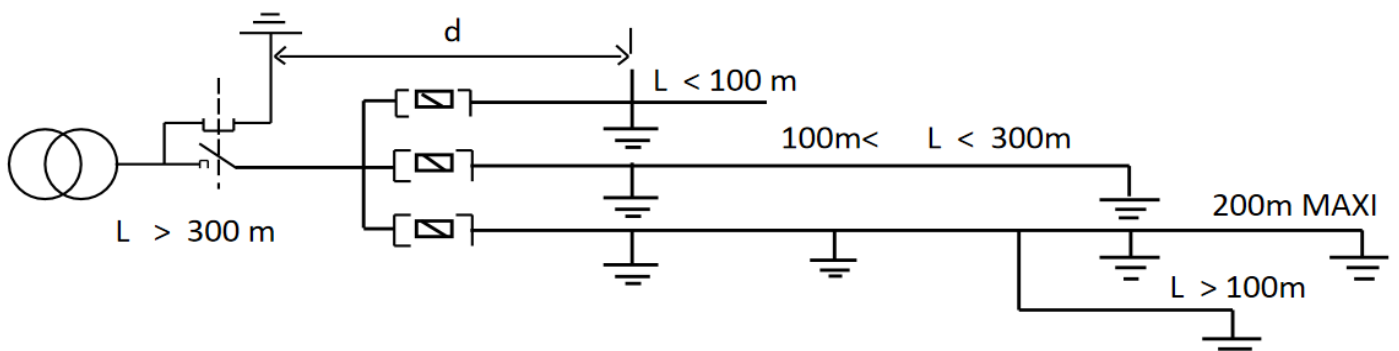


Longueur totale de ligne $> 100\text{m}$



Mise à la terre du neutre au premier support

CAS DU POSTE CABINE



Mise à la terre du neutre zone foudroyée

Figure N°02: Neutre des réseaux aériens nus BT

Nb : Les mises à la terre devront se trouver de préférence à proximité des branchements ou groupes de branchements voisins.

5.4.2. Mise à la terre du neutre BT sur les lignes nues mixtes HTA/BT

Sur les lignes mixtes, il est déconseillé d'effectuer les mises à la terre du conducteur neutre si les supports sont conducteurs (béton ou métallique). Dans ce cas on s'efforcera d'effectuer ces mises à la terre sur des tronçons non mixtes, en particulier sur les dérivations basse tension.

En cas d'impossibilité (réseau entièrement posé sur support mixtes, ou poste alimentant un seul client), on réalisera la mise à la terre une distance minimale « d » du pied du support ou de la terre des masses.

5.4.3. Mise à la terre du neutre de réseaux BT nus sur support bois :

Sur les supports bois ou le neutre est mis à la terre, le conducteur de neutre sera réuni électriquement aux ferrures support des isolateurs (Figure N° 03).

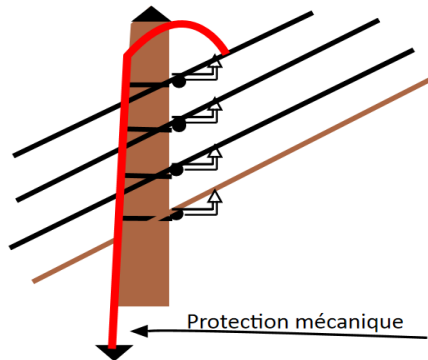


Figure N°03: Mise à la terre du neutre de réseaux BT nus sur support bois

Câble de mise à la terre du neutre minimum 29mm² CU.

Protection mécanique par un tube en acier galvanisé.

5.4.4. Mise à la terre du neutre des réseaux BT isolés pré assemblés (torsadés) :

Le neutre sera mis à la terre selon les mêmes dispositions que pour les réseaux classiques en conducteurs nus.

En règle générale, une mise à la terre du neutre BT est réalisée sur chaque départ à la sortie du poste de transformation HTA/BT :

- Sur le premier support du réseau basse tension,
- Ou immédiatement après le premier encrage sur façade,
- Une autre aux extrémités du réseau.

Dans le cas où un réseau torsade prend naissance à partir d'un réseau classique en conducteurs nus, il y a lieu de réaliser une mise à la terre au niveau du support de raccordement de la torsade faisant partie de la ligne classique.

Si le support est constitué par un poteau béton, le câble de descente de la terre du neutre est relié électriquement aux armements.

A la sortie du fourreau de protection, le conducteur de terre sera sectionné et muni d'un connecteur de (type serrage brides), permettant la mesure indépendante de la résistance de terre (figure N° 04).

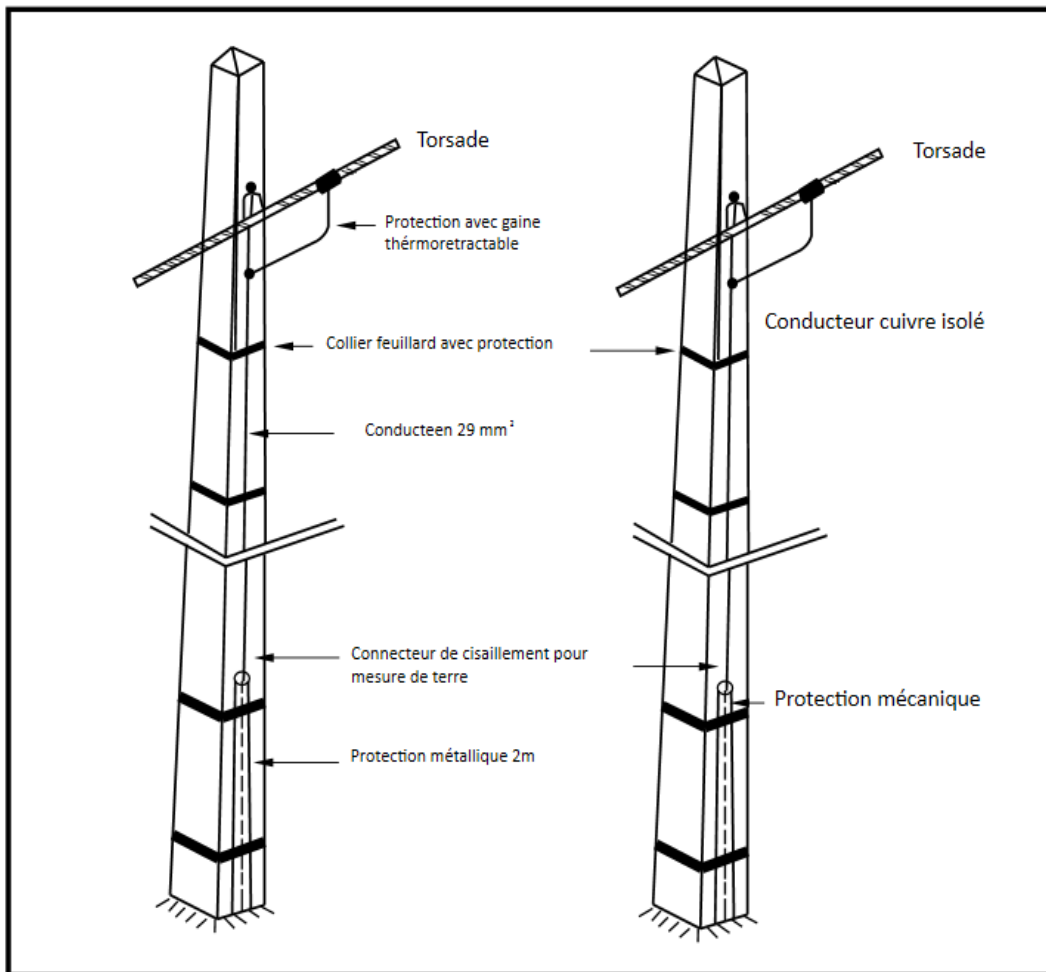


Figure N°04: mise à la terre du neutre de réseaux BT nus sur support bois

5.4.5. Mise à la terre du neutre des réseaux BT souterrains : [Gtg07]

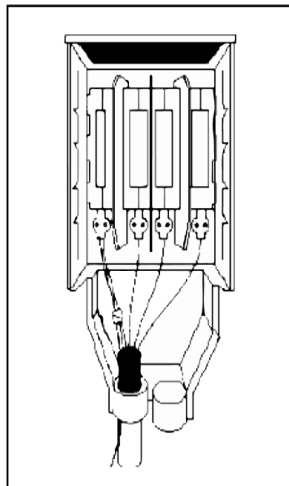
La mise à la terre du neutre sera réalisée au :

- Poste de distribution HTA/BT ;
- à chaque extrémité du réseau ;
- aux points de coupure. (Figure N° 05).

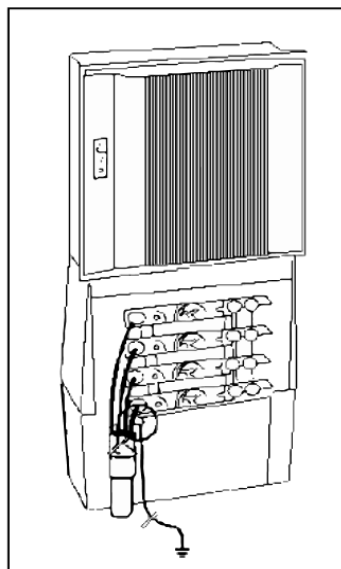
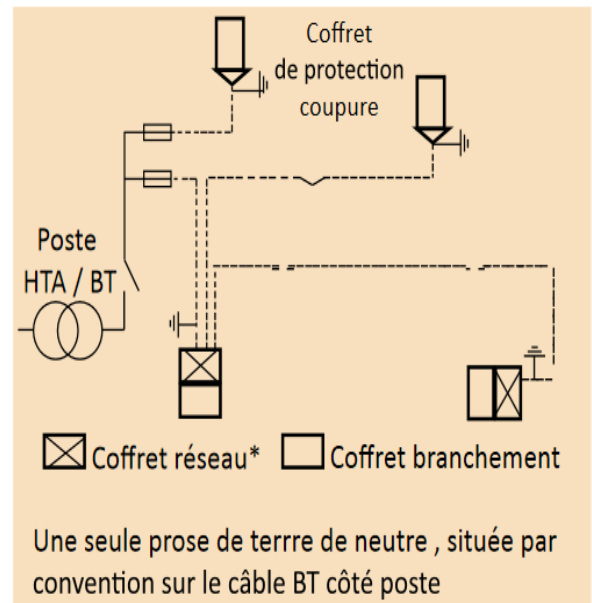
Mise à la terre du neutre BT dans un coffret pied de colonne

Conducteur de mise à la terre isolé surtout le par cours min 29 mm² Cu

Mise à la terre du neutre BT dans un coffret de réseau REMBT



Mise à la terre du neutre BT dans un coffret pied de colonne
Conducteur de mise à la terre isolé sur tout le parcours min 29 mm² Cu



Mise à la terre du neutre BT dans un coffret de réseau REMBT
Conducteur de mise à la terre isolé sur tout le parcours min 29 mm² Cu

Figure N°05: mise à la terre du neutre des réseaux BT souterrains

6. Les mises à la terre des masses :

La mise à la terre des masses doit être réalisée pour tous les ouvrages des réseaux de distribution.

La terre des masses doit obéir au régime TT (terre des masses séparées de la terre du Neutre).

6.1. But de la mise à la terre des masses :

La mise à la terre dans les réseaux de distribution à pour but d'éviter l'apparition localement ou à distance, de différences de potentiel dangereuses pour les êtres vivants et tes installations publiques ou privées.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

La mise à la terre des masses est obligatoire sur tes réseaux de distribution publique conformément à la réglementation en vigueur.

6.2. Mise à la terre masses des étages HTA (postes HTB/HTA et HTA/HTA) :

Le mise à la terre des masses des étages HTA (postes HTB/HTA et HTA/HTA) est conçu sur la base d'une étude de conception d'un réseau de terre des masses.

Un exemple détaillé pour le calcul d'un réseau de terre des masses est donné ci-dessous en Annexe.

6.3. Mise à la terre des masses des réseaux aériens HTA :

6.3.1. Masse des supports métalliques :

Tous les supports métalliques HTA doivent être mis à la terre.

Les mises à la terre sont réalisées à l'aide d'un conducteur cuivre nu de 29 mm² de section minimale, dispose à fond de fouille, suivant le contour extérieur du bétonnage.

Ce conducteur sera connecté, par boulonnage à un montant du support à 15 cm au-dessus du niveau supérieur du massif (figure N° 06).

Support BS : Ce conducteur sera connecté par Support tubulaire

Boulonnage à un montant du support à 15 cm au-dessus du niveau supérieur du massif

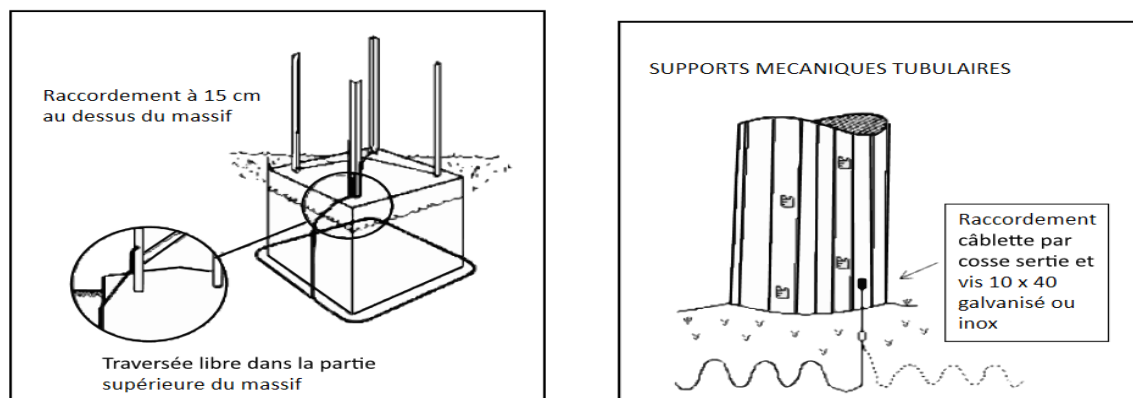


Figure N°06: les mises à la terre des masses

Support BS : Ce conducteur sera connecté par Support tubulaire

Boulonnage à un montant du support à 15 cm

Au-dessus du niveau supérieur du massif.

6.3.2. Masse des supports en béton :

Bien que les supports béton soient considérés comme conducteur, il n'est pas nécessaire de relier leur armature à la terre.

6.3.3. Masse des supports bois :

Les ferrures des conducteurs des supports bois sont mises à la terre lorsque des supports métalliques ou en béton, de traversée ou d'angle sont encadrés par ces derniers,

6.3.4. Masse émergences HTA aéro-souterraine :

Les ferrures et les écrans métalliques des câbles d'émergence HTA sont mis à la terre (figure N°07).

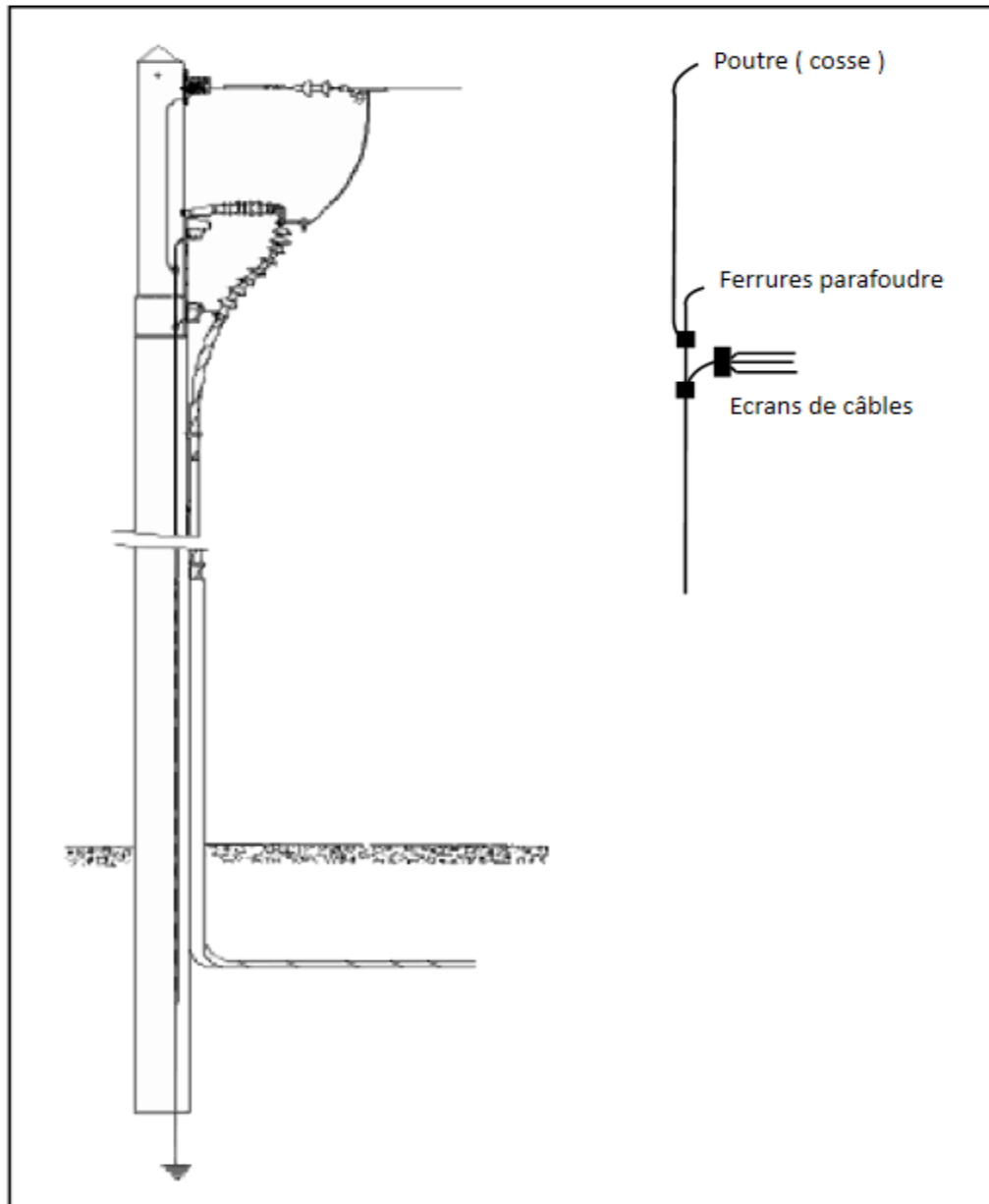


Figure N°07: masse émergences HTA aéro-souterraine

6.4. Masse des IACM - IACT : [Gtg07]

Le châssis de l'interrupteur ; la herse d'ancrage, le support de renvoi et le support de la commande doivent être reliés au circuit de terre.

la plate-forme en béton arme ne doit pas être reliée au circuit de terre (figure N° 08). compte tenu du double isolement de la commande, le support de la poignée ne doit pas être raccorde au circuit de terre.

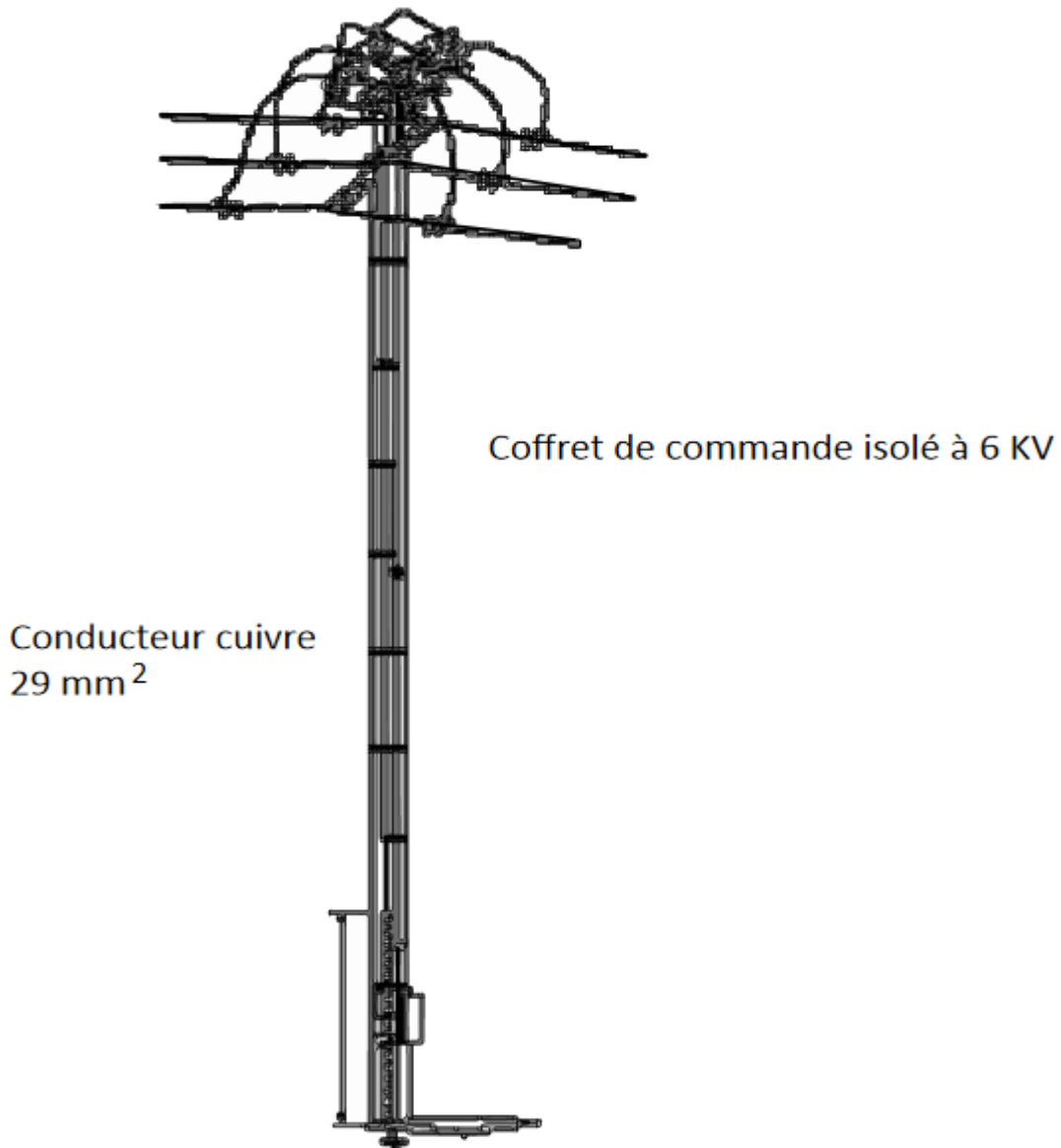


Figure N°08: masse des IACM - IACT

7. Masse des IAT/IATCT :

Le châssis d'interrupteur, la tringlerie de commande. Les ferrures de support des parafoudres. L'antenne radio et le coffret de commande doivent être reliés au circuit de terre,

La plateforme en béton armé ne doit pas être reliée, au circuit de terre (. Figure, N°09).

La valeur de la résistance de la mise à la terre doit être inférieure à 30 Ω .

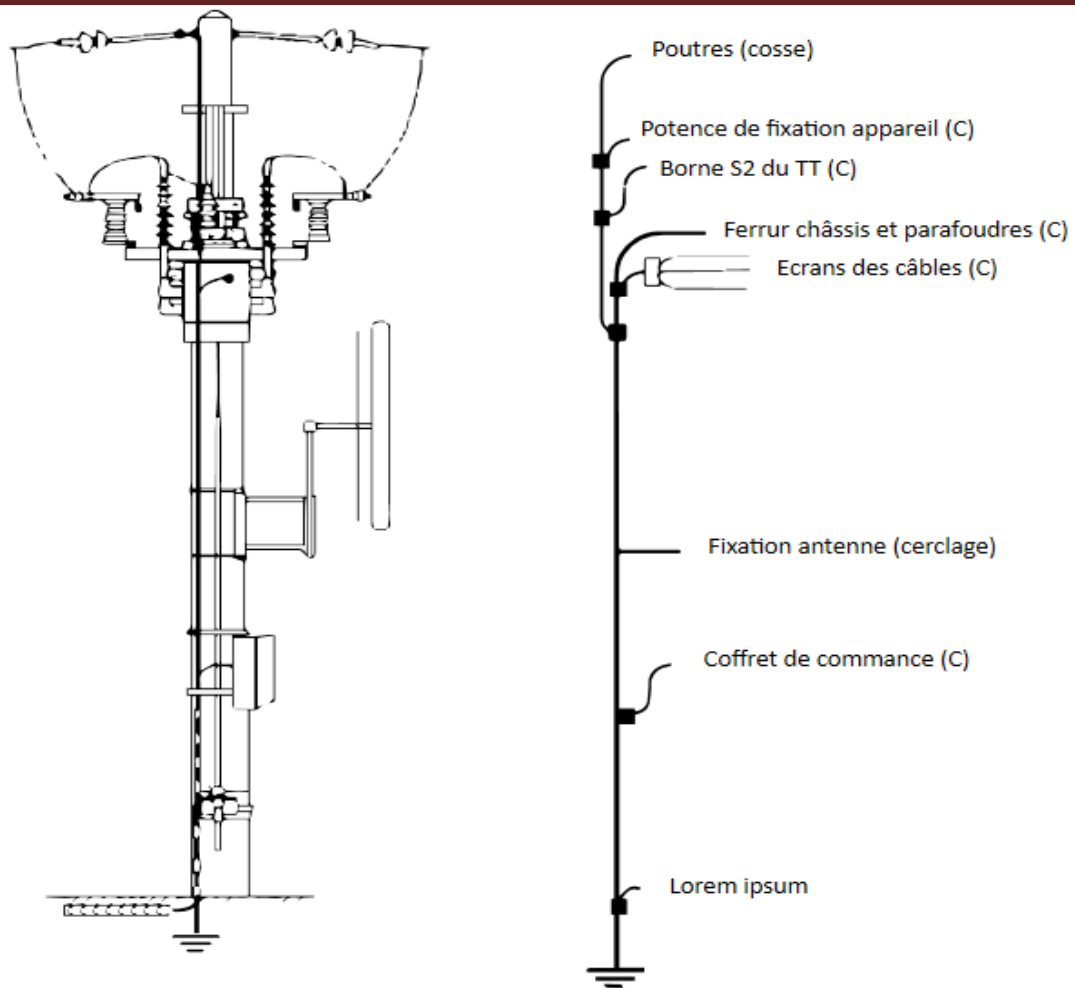


Figure N°09: masse des IAT/IATCT

7.1. Masse des éclateurs HTA :

Lorsque la valeur de la résistance de prise de terre est inférieure à 10Ω , les éclateurs sont reliés au circuit de terre des masses par un conducteur en cuivre de 29mm^2 de section minimale. Dans ce cas, il est inutile de relier directement la come de masse au circuit de terre par une connexion spéciale shuntant le système d'ancrage.

La résistance de la prise de terre inférieure à 10Ω , étant très difficile à obtenir, de ce fait les éclateurs seront reliés à une terre séparée.

Le conducteur de mise à la terre doit être convenablement isolé par rapport aux masses. (figure N°10).

Il ne doit pas être interposé de barrettes de coupure sur le circuit de mise à la terre des éclateurs. Cette disposition doit rester exceptionnelle. Le coût de réalisation d'une terre distincte pour les éclateurs étant de loin supérieur à une amélioration de la terre des masses permettant d'obtenir une résistance égale ou inférieure à 10Ω (disposition, réglementaire autorisant le raccordement des éclateurs sur la terre des masses).

INSTALLATION D'ÉCLATEURS A TERRE SEPARÉE

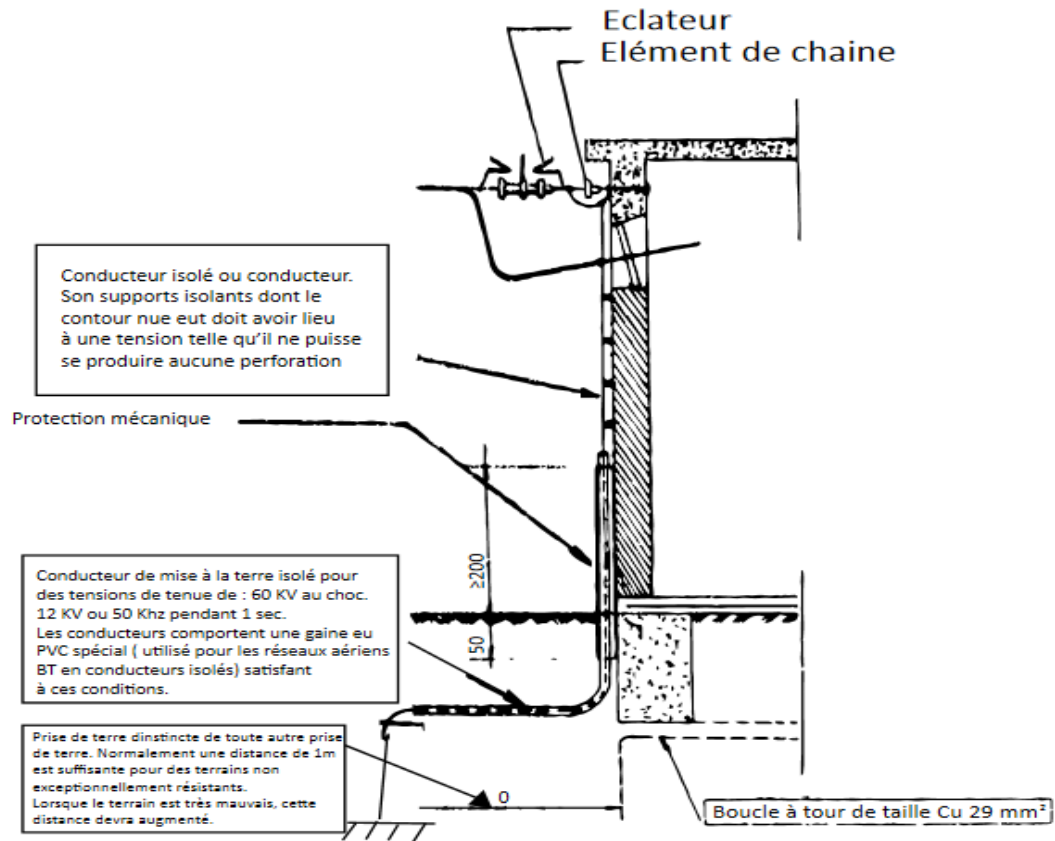


Figure N°10: masse des éclateurs HTA

7.2. Masse des parafoudres HTA :

Les parafoudres sont toujours reliés au circuit de terre des masses, il ne doit pas être interposé de barrettes de coupure sur le circuit de mise à la terre des parafoudres.

7.3. Masse des postes HTA/BT :

7.3.1. Eléments à relier à la terre des masses :

- Les cellules HTA,
- La cuve et le couvercle du transformateur,
- Le châssis des tableaux BT,
- Le coffret du disjoncteur BT et sa poignée de manœuvre.
- Les écrans des câbles HTA,
- Les ferrures d'ancrage.de fixation des cibles HTA.
- Les châssis d'appareillage (RTU, ITI),
- Les bornes de terre des transformateurs de mesure,
- Le châssis des condensateurs BT de compensation,
- Le quadrillage métallique noyé dans le radier,
- Le quadrillage de la plate-forme de manœuvre du disjoncteur BT

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

- Les écrans et panneaux métalliques de protection. Ces mêmes écrans ou panneaux
- S'ils sont amovibles non boulonnés, doivent être reliés électriquement à la terre des masses par une tresse métallique souple,
- Le châssis du système de comptage HTA, à partir de la borne prévue à cet effet, les parafoudres et les éclateurs « terre masse commune ou séparée en fonction d'la valeur de R_m (résistance de mise à la terre).

NB :

-la porte d'accès du poste, les grilles métalliques d'aération ne sont pas reliées intentionnellement au circuit de terre.

-le disjoncteur ou l'Interrupteur général du tableau de distribution bt doit, lorsqu'il est en position d'ouverture, assurer la liaison du neut.re du transformateur à la prise de terre des masses du poste.

7.3.2. Masse des postes cabine (appareillage ouvert) :

Le circuit de terre des masses est constitué de :

- Un conducteur principal en cuivre nu d, 29 mm² de section minimale partant de la ferrure d'ancrage de la ligne HTA et aboutissant à la prise de terre.
- Des dérivations en conducteurs de cuivre nu de 16 mm² de section minimale réalisées avec des raccords en métal inoxydable, reliant les ferrures au circuit principal.
- Aucun appareil de coupure « tel que coupe-circuit, interrupteur ou barrette de sectionnement » ne doit être installé sur les conducteurs de terre des masses.

La prise de terre est réalisée de la façon suivante

Lors de l'exécution des fondations du poste, on dispose à fond de fouille, avant bétonnage un conducteur enterré formant une boucle.

Ce conducteur en cuivre nu de 29mm² de section minimale ne devra comporter aucune interruption et sera prolongé verticalement à l'intérieur du poste jusqu'à 200mm au moins au-dessus du niveau du sol.

Ace conducteur sont reliés électriquement, à l'intérieur du poste :

- Le conducteur principal de mise à la terre des masses.
- Les câbles de raccordement des électrodes supplémentaires. Lorsque la valeur de la terre des masses en deçà des valeurs admises.

Il sera prévu en un point aisément accessible, situé en dehors des cellules HTA, une borne en cuivre de 12mm de diamètre et de 100 mm de longueur, raccordée au conducteur principal et destinée à permettre aussi bien la mesure de la résistance de terre que le raccordement d'un dispositif amovible de mise à la terre.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

7.3.3. Masse des postes cabine (appareillage protégés) :

A chaque extrémité d'un alignement de cellules. Le collecteur général de terre est terminé par une plage destinée au raccordement du collecteur au réseau de terre du poste (figure N° 11).

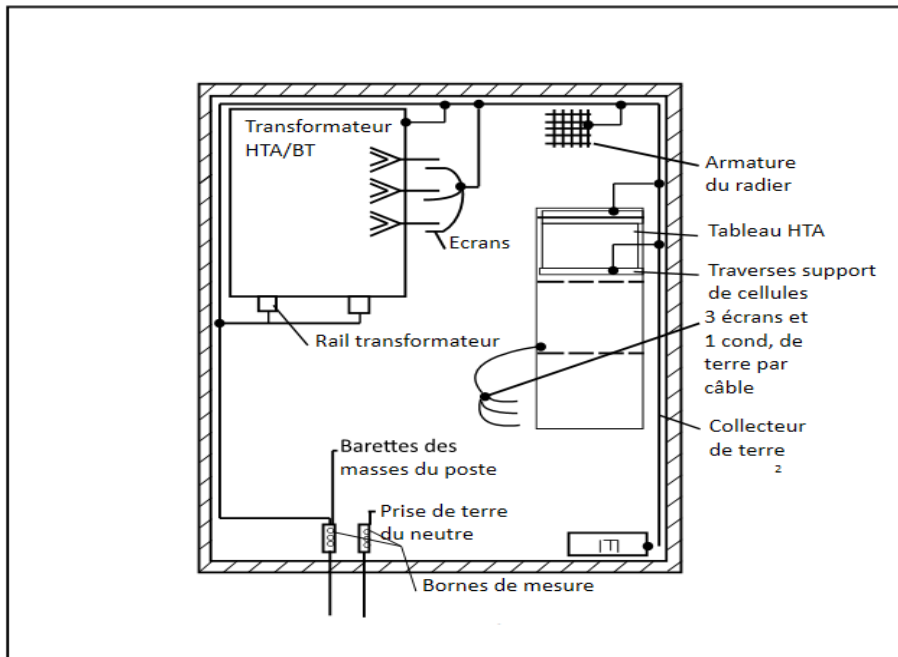
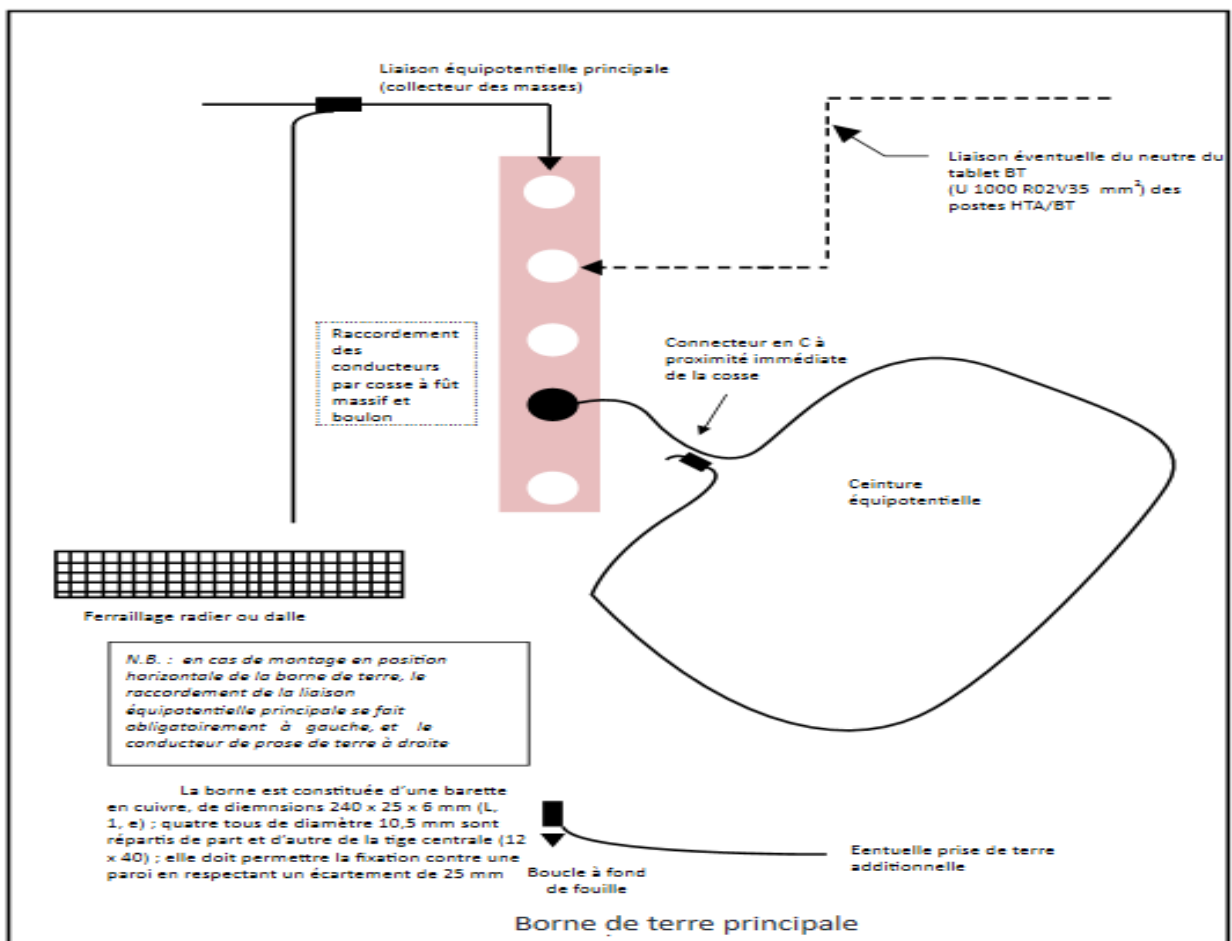


Figure N°11: masse des postes cabine



(appareillage protégés)

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

7.3.4. Masse des postes sur poteaux :

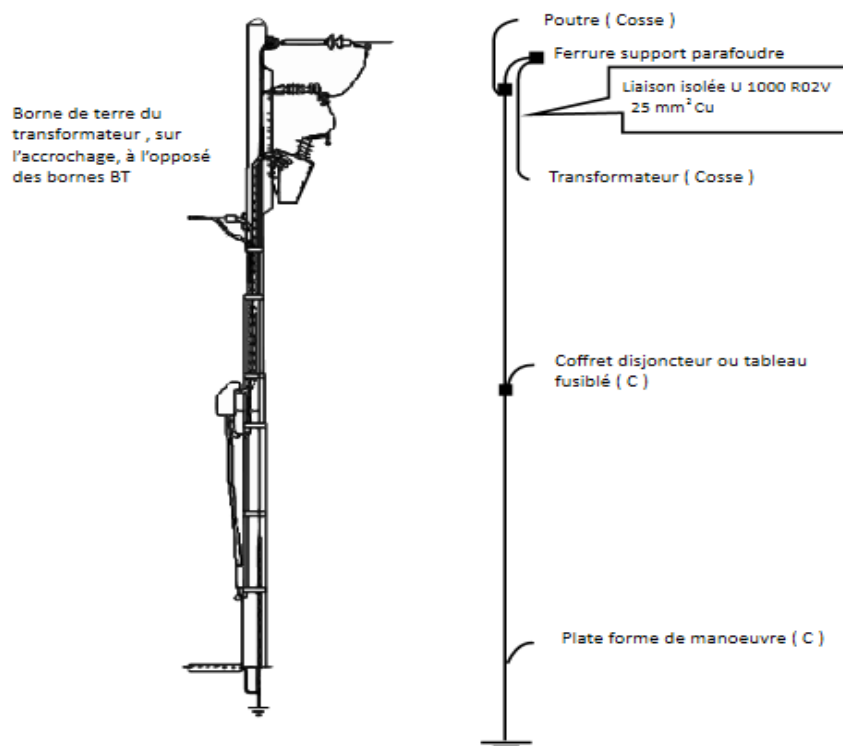
La mise à la terre des masses est réalisée à l'aide d'un conducteur principal de cuivre nu de 29 mm² de section minimale partant de la ferrure d'ancrage de la ligne HTA et aboutissant à la prise de terre.

Les dérivations en conducteur de cuivre nu de 16 mm² de section minimum le seront réalisées avec des raccords en métal inoxydable. Aucun appareil de coupure (tel que fusible, interrupteur ou barrette de sectionnement) ne doit être installé sur les conducteurs de masse.

Une plate-forme de Manœuvre du disjoncteur BT (700x700x700 mm) est disposée au pied du poteau, au droit de la poignée de commande. Elle est réalisée en béton armé au moyen d'un quadrillage en fer rond de 4 mm à mailles de 200 x 200 mm, soigneusement ligaturées, relié électriquement au circuit de terre des masses métalliques.

Les terres du neutre et des masses métalliques doivent être électriquement indépendantes.

NB : Les masses métalliques de l'installation du client (poste client sur poteau) y compris celles des appareils de comptage, de coupure et de protection doivent être séparées des masses du poste (figure N°12).



MISE A LA TERRE DES MASSES D'UN POSTE ACC

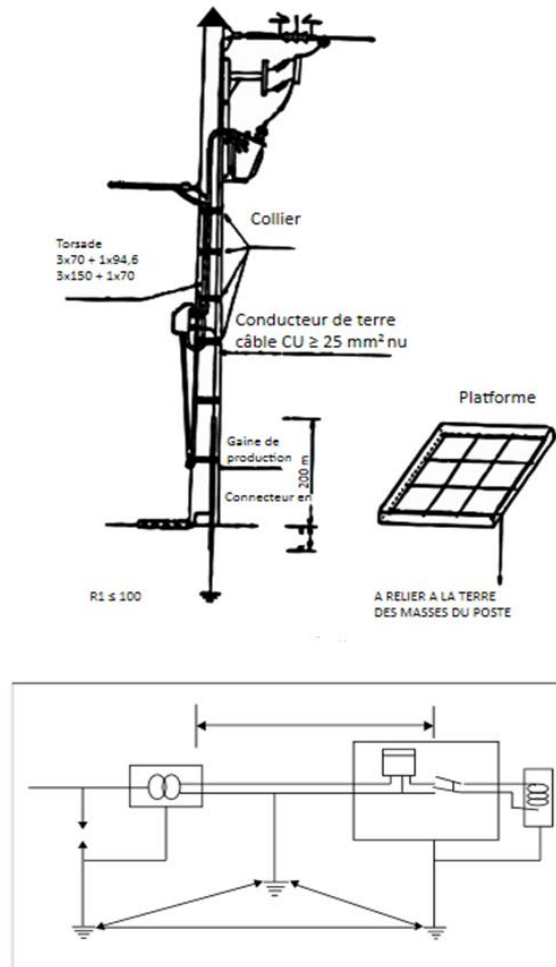


Figure N°12: Mise à la terre des masses du système de téléconduite des sites relais

7.4. Mise à la terre des masses des réseaux BT :

Les prescriptions relatives à la mise à la terre de certains supports ont pour objet de réduire à une valeur négligeable, les effets éventuels des arcs électriques contournant l'isolation suite à :

- La rupture des systèmes d'attache des conducteurs.

La rupture des conducteurs eux-mêmes à proximité immédiate des attaches.

- des bris d'Isolateurs.

Lorsque les conducteurs de ligne sont en conducteurs nus, ou en conducteurs isolés pré assemblés, les supports, même s'ils sont conducteurs, ne sont pas mis à la terre, à l'exception de chaque support. Métallique équipé de foyer lumineux d'éclairage public. Dans ce cas, il y a lieu de mettre ces derniers à la terre (La tenue diélectrique des foyers lumineux étant inférieure à 4000 V).

7.5. Mise à la terre des masses du système de téléconduite des sites relais télécommunication :

Toutes les masses du pylône. Des équipements de communication et les écrans des câbles doivent être mis à la terre des masses.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

- mises à la terre des sites télécoms répéteurs :

Une étude de sol doit être effectuée afin de définir l'une des trois configurations de mise à la terre :

- Mise à la Terre avec des Piquets
- Mise à la Terre en Maille
- Mise à la Terre Mixte

- circuit de terre des sites répéteurs

Le circuit de terre est composé principalement de :

Le circuit de terre est composé principalement de :

- Collecteur de terre principal ;
- câbles de terre assurant les connexions des équipements à raccorder à la terre ;
- Conducteur de terre qui interconnecte le collecteur de terre principal et la barrette de coupure ;
- Câbles de terre assurant la connexion des structures métalliques à la terre ;
- Kits de terre pour la connexion du blindage du câble coaxial ;
- Protection surtension à l'arrivée des câbles coaxial ;
- Conducteur PE du tableau basse tension ;
- Conducteur (+) du tableau 48Vdc.

- mise à la terre du système parafoudre- pylône

La mise à la terre du système parafoudre-pylône sera réalisée de manière indépendante du système abris des équipements mais les deux systèmes seront mis à niveau équipotentiel entre eux.

Le pylône sera mis à la terre par son raccordant à la maille de mise à la terre et les piquets au fond du pylône.

-réseau équipotentiel du pylône

Le réseau équipotentiel du pylône sera réalisé par un câble en cuivre électrolytique qui monte de la base jusqu'au sommet du pylône à travers un Chemin de câble. à partir des connecteurs dans le pylône, des dérivations partent avec un câble jusqu'aux pointes des interfaces de chaque antenne et les kits de terres.

- mise à la terre de l'abri des équipements radioélectriques

La mise à la terre du système Shelter-Equipements sera réalisée de manière indépendante du système Parafoudre-Pylône mais les deux systèmes seront mis en équipotentiel entre eux avec un câble de cuivre.

La terre des équipements de télécommunications sera connectée directement avec un câble cuivre protégé à la maille de mise à la terre du Shelter..

- regards de visite

le regard de visite doit être prévu sur le circuit de mise à la terre pour :

- la mesure de la prise de terre.

- faciliter l'accès aux connexions

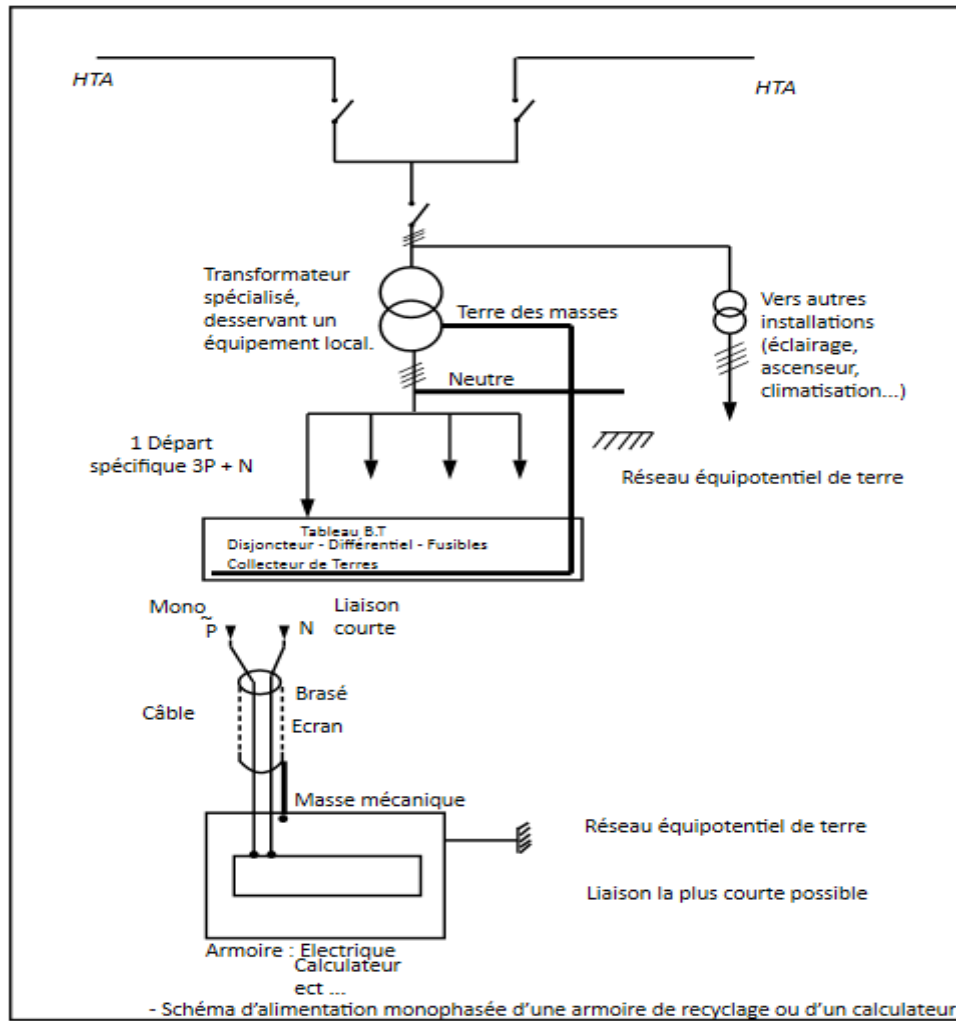


Figure N°13: Mesure de la résistance d'une prise de terre

8. Mesures de terres :

8.1. Règles générales de prévention :

La mesure de la résistance d'une prise de terre est une opération complexe.

Elle comporte pour les opérateurs des risques d'autant moins évidents que les circuits de terre sont généralement considérés comme des conducteurs électriquement inertes alors qu'ils peuvent, ainsi que les terrains environnants. Être le siège d'élévations de potentiel dangereuses.

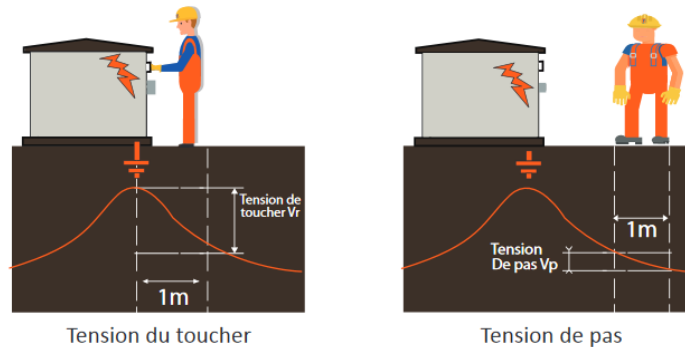
Ces élévations de potentiel peuvent être provoquées par exemple en cas de fonctionnement d'éclateurs (par surtension atmosphérique ou présence d'un corps étranger entre les cornes) ou défauts d'isolement.

En conséquence il y a lieu de prendre tous des mesures, un certain nombre de dispositions générales de Prévention, précisées ci-dessous :

- L'opérateur devra toujours être muni de gants isolants HTA, utiliser un tapis isolant et porter des lunettes anti U.V, pour toute intervention sur les circuits de terre d'un ouvrage en service.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

- Aucune mesure ne sera effectuée par temps d'orage
- Ne jamais toucher simultanément deux circuits de terre connectés à des prises de terre différentes, ainsi que l'extrémité libre d'un conducteur déjà connectée à une prise de terre, sans avoir mis les gants isolants et être monte sur un tapis isolant.
- Si à l'occasion d'une mesure de terre, une tension supérieure à 20 Volts est constatée, cela traduit une anomalie sur le réseau, La mesure devra être différée jusqu'à répartition de l'anomalie.



8.2. Mesure de la résistance d'une prise de terre : [Cha13]

La mesure de la résistance d'une mise à la terre, une fois réalisée. Est une opération nécessaire en vue de s'assurer de la bonne exécution et de l'absence du risque d'un éventuel danger dû à un Choc électrique ou la détérioration du matériel sur des défauts électriques.

La méthode fréquemment utilisée pour la mesure de la résistance d'une prise de terre est (la méthode de chute de tension) qui consiste à injecter dans la prise de terre X un courant i au moyen d'un générateur ou d'un transformateur.

Le circuit parcouru par le courant I_{se} ferme par une prise de terre auxiliaire A. On mesure la tension V entre X et une prise auxiliaire B, représentative du potentiel lointain (Figure N° 14).

La mesure de la tension se fait par déplacement de la prise auxiliaire B jusqu'à ce que deux valeurs successives coïncident. Cette valeur est trouvée quand il n'ya plus d'influence des prises de terre X et à sur B.

Appliquée à une prise de terre, cette méthode nous donne directement la résistance de la prise de terre de ta manière suivante :

$$R = \frac{V(XB)}{I(XA)}$$

$V (XB)$:valeur limite qui n'est pas influencée par les terres A et X.

$I (XA)$: valeur du courant injecté.

Précautions à prendre pour les prises auxiliaires A et B :

La distance XA doit être aussi grande que possible.

Prendre de préférence $BX= XA = D$.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

Les prises X, A et B forment alors les sommets d'un triangle équilatéral.

Pour les prises de terre constituées par des piquets ou des câbles en serpentín, une distance $D = 20\text{m}$ est suffisante.

Par contre pour une boucle à fond de fouille, il faut éloigner suffisamment les prises. Par exemple, pour une prise délimitée par un carré de 50m de cote, la prise à doit être à plus de 150m du centre du carré pour que l'erreur commise sur la résistance R soit inférieure à 10 %

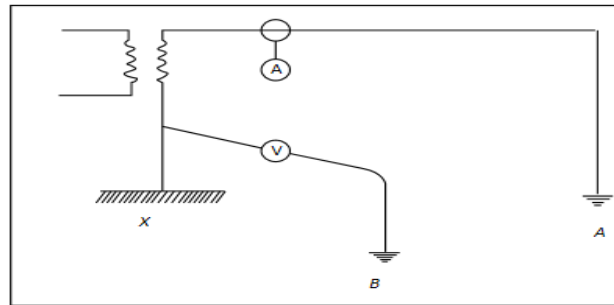


Figure N°14: méthode de mesure de la résistivité du sol

En pratique, il existe des appareils qui permettent de lire directement la valeur de R (telluromètre).

Celui-ci doit être capable de réaliser des mesures de faible valeur sans être perturbé par la présence dans le sol de nombreux courants dits (courants telluriques).

Le contrôleur utilisé doit être muni de tous les dispositifs permettant de s'affranchir des courants parasites : générateur de courant dont la fréquence doit être choisie en dehors de celle du secteur et de ses harmoniques, condensateurs (bloquant) les composantes continues, filtres sélectifs atténuant l'influence des composantes alternatives (secteur) circulant dans les sols.

8.3. Mesure de la résistivité du sol:

La résistivité du sol est mesurée à l'emplacement prévu pour réaliser une prise de terre.

La méthode de mesure de la résistivité apparente des sols la plus utilisée est celle de WENNER dans laquelle les quatre électrodes sont disposées en ligne et équidistantes

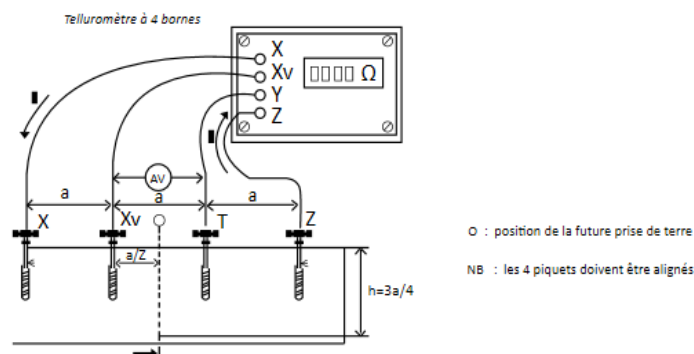


Figure N°15: Mesure de la résistivité du sol

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

L'appareil est un telluromètre à quatre bornes, la formule donnant la valeur de la résistivité apparente du sol sous le point 0 est :

$$\rho = 2\pi aR$$

Dans quelle :

a = base de mesure en m.

R = valeur en Ω lue au telluromètre.

ρ = Résistivité apparente en $\Omega.m$ à une profondeur H environ égale à % de a.

La distance a=4m et deux mesures sont réalisées dans deux directions, si possible perpendiculaires.

Dans le cas où les deux mesures diffèrent de plus de 20%, il y'a lieu de supposer la présence d'un dispositif métallique enterré (câble armé ...) qui vient fausser la mesure.

L'emplacement futur de deux terres distinctes sera choisi en veillant à ce qu'elles ne soient pas rapprochées artificiellement par canalisation perturbatrice (problème de couplage).

8.4. Contrôle de la séparation des prises de terre :

Afin de contrôler la séparation des prises de terre, il faut procéder à une mesure de couplage :

- Mesure de la résistance de la terre du neutre (RN) .
- Mesure de la résistance de la terre des masses (RM) .
- Mesure de la résistance Masse-Neutre (RMN) .
- Calcul de la résistance de couplage RC.

$$RC = \frac{RM + RN - RMN}{2} \quad (\text{en } \Omega)$$

-calcule du coefficient de couplage

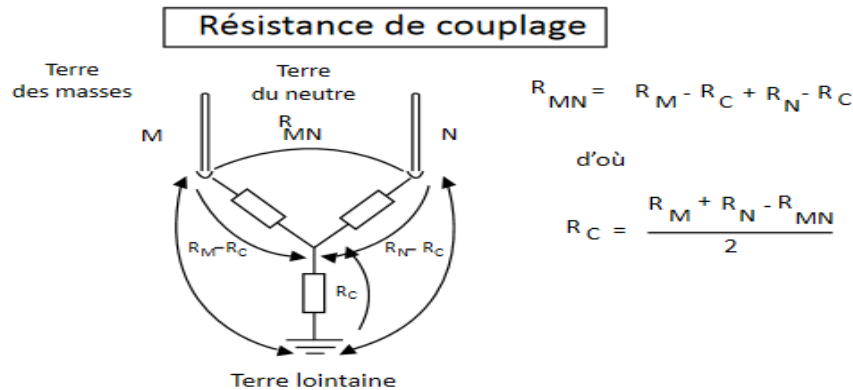
$$RC = \frac{RC}{RM} \quad (\text{en } \%)$$

Il est admis que les terres sont électriquement indépendantes si leur coefficient de couplage est inférieur à 15 %.

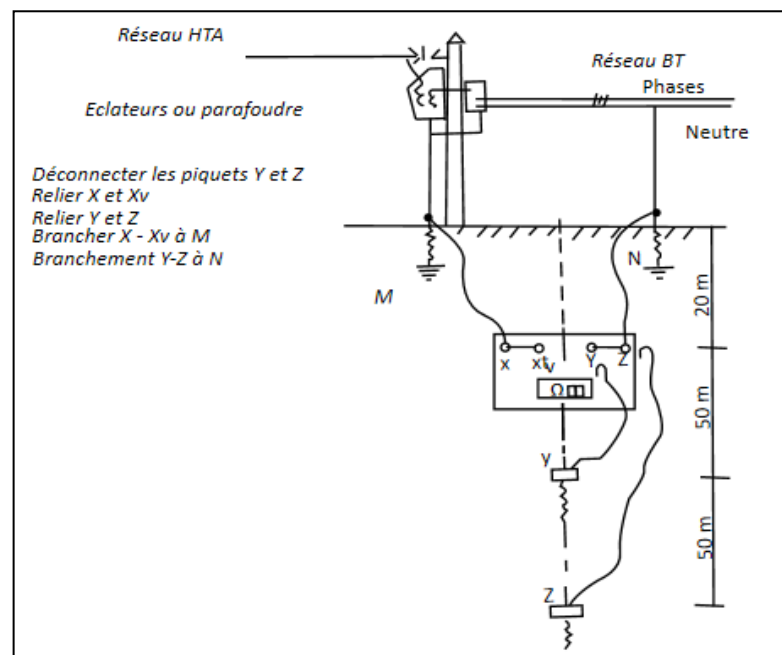
La distance minimale à respecter entre les prises de terre de masses et la prise de terre du neutre est :

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

Résistivité du sol $\Omega.m$	0-300	300-500	500-1000	-
Distance minimale	8 m	16 m	24 m	A étudier cas par cas.



8.5. Mesure de couplage des terres :



8.6. Mesure la résistance de la terre du neutre :

Pour mesurer exclusivement la résistance de la prise de terre du neutre BT au poste (transformateur, HTA/BT et, réseaux BT en service), Il est nécessaire de séparer électriquement les prises de terre du neutre BT en ligne de la prise de terre neutre du poste.

Pour ce faire, la barrette de terre du neutre doit être ouverte mais, dans l'ignorance du nombre et de la qualité des prises de terre en liane. Il est obligatoire de réaliser une prise de terre auxiliaire de sécurité comme suit :

A l'extérieur du poste, enfoncer un piquet profondément dans la partie où le terrain est le plus meuble et le plus humide, réaliser les connexions de liaison (borne supérieure barrette de terre et piquet auxiliaires) à l'aide d'un conducteur souple isolé de section au moins égale à 25mm².

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

8.7. Mesure terre des masses-terre des éclateurs :

Lors des mesures, le circuit de terre des masses sera maintenu fermé. Les éclateurs sont susceptibles des fonctionner par surtension atmosphériques, même lorsque les lignes HTA d'alimentation du poste sont hors tension.

NB :En aucun cas le circuit de terre des éclateurs ne devra être ouvert.

9. Valeurs et périodicité des contrôles : [Gtg07]

Le tableau si dessous donne les valeurs de la terre du neutre et de la terre de masse par type d'ouvrage et d'équipement ainsi que la périodicité de contrôle

Désignation	Terrain Normal	Terrain Difficile	Périodicité An
	≤ (Ω)	≤ (Ω)	
• POSTES HTB/HTA	1	--	1
• POSTES HTA/BT			
- Terre éclateurs	30	--	5
- Terre parafoudre	30	--	5
- Terre des masses	30	60	5
- Terre des masses avec équipement télécom	05	--	--
- Terre du neutre « aérien »	05	20	Terre unique 5
- Terre du neutre « souterrain »	02	05	Terres multiples 10
• POSTES HTA 1/ HTA 2			
- Terre des masses	30	30	10
• RESEAU AERIEN HTA			
- I.A.C.M / I.A.C.T	60	120	10
- IAT/IATCT	30	-	01
- Armements/support métallique	150	150	10
• RESEAU SOUTERRAIN HTA			
- Terres interconnectées	03	05	05
• TERRE DES USAGERS	50	-	-
• POSTE SUR POTEAU			
- Terre éclateurs	30	60	05
- Terre des masses	30	60	05
- Terre du neutre	05	20	05

Tableau N°02 Valeur de terre du neutre et la masse par type d'ouvrage

Nota : Le terrain difficile est caractérisé par résistivité supérieure à 200 Ωm.

Les vérifications des circuits de terre doivent être réalisées à la construction de l'ouvrage et lors des contrôles périodiques.

Les vérifications torsées de la construction de l'ouvrage portent sur :

- La mesure de la résistance de toutes les prises de terre (postes, supports de lignes aériennes ...) des réseaux de distribution.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

• La vérification de la continuité des circuits de terre et des liaisons équipotentielles

Par une mesure électrique dans tous les cas.

Les vérifications lors des contrôles tous les 5 ans portent sur la vérification :

- De la résistance des prises de terre ponctuelles des :
- Prise de terre des masses des postes de distribution publique alimentés en aérien
- Prise de terre du neutre d'un réseau aérien BT lorsqu'elle est unique.
- Vérification de la continuité des circuits de terre et des liaisons équipotentielles

Dans les postes de distribution publique alimentés en aérien.

Cette vérification peut être faite par un examen visuel lorsque les circuits sont réalisés en fil nu situé hors du sol. Sinon elle doit l'être par une mesure électrique.

Les vérifications lors des contrôles tous les 10 ans portent sur la vérification de la résistance :

- Des prises de terre des masses des appareils (conducteurs, IACM ...).
- Des prises de terre multiples du neutre des réseaux aériens BT.
- Des supports métalliques des lignes HTA et éventuellement des lignes BT.
- Vérification de la continuité des circuits de terre et des liaisons équipotentielles.

Dans tous les postes non visés par la périodicité de 5 ans :

- Postes abaisseurs 3^{ème} / 2^{ème} catégorie.
- Postes distribution publique alimentés par un réseau souterrain.

Cette vérification peut être faite par un examen visuel lorsque les circuits sont réalisés en fils nus situés hors du sol, sinon elle doit l'être par une mesure électrique.

L'opération de vérification des terres ne doit pas être un enregistrement des valeurs mesurées sans aucune suite, mais il y a avoir un examen critique des valeurs successives enregistrées par une même terre.

Cet examen comporte, un suivi qui peut déboucher sur l'amélioration de certaines prises de terre. Rappelons qu'une obligation est faite aux exploitants de tenir à jour le registre des terres, conformément à la réglementation en vigueur.

10. Guide pour le choix de la forme des prises de terre en fonction de la valeur recherchée et de la résistivité du sol :

Le tableau ci-dessous peut servir de guide pour le choix de la prise de terre, lors d'une nouvelle réalisation ou lors d'une amélioration.

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

Résistivité p en $\Omega \cdot m$	Boucle à fond de fouille		Piquets	Conducteur vertical		Grille en tranchée 2,4 m (*)	Serpentin 1 tranchée de 3m cond. 10m	Serpentin 2 tranchée de 3m cond. 2x10m	Serpentin 2 tranchée de 5m cond. 2x15m	Etoile 3 tranchées de 10 m (patte d'oie)
	Poteau périmètre 2m	Poste HTA/BT périmètre 10 m	Long 3m	Long 3m	Grille en tranchée 1,4 m (*)		3m	3m 3m	5m 5m	
50 $\Omega \cdot m$	30 Ω	8 Ω	17 Ω	19 Ω	15 Ω	10 Ω	12 Ω	7 Ω	5 Ω	3 Ω
100 $\Omega \cdot m$	60 Ω	17 Ω	34 Ω	37 Ω	30 Ω	20 Ω	25 Ω	14 Ω	10 Ω	6 Ω
200 $\Omega \cdot m$	230 Ω	34 Ω	66 Ω	75 Ω	60 Ω	40 Ω	50 Ω	28 Ω	20 Ω	12 Ω
300 $\Omega \cdot m$		50 Ω	100 Ω	112 Ω	90 Ω	60 Ω	75 Ω	42 Ω	30 Ω	18 Ω
400 $\Omega \cdot m$		66 Ω	133 Ω	149 Ω	120 Ω	80 Ω	100 Ω	56 Ω	40 Ω	24 Ω
500 $\Omega \cdot m$					150 Ω	100 Ω	125 Ω	70 Ω	50 Ω	30 Ω
750 $\Omega \cdot m$	à réserver aux réseaux souterrains				225 Ω	150 Ω		105 Ω	75 Ω	45 Ω
1000 $\Omega \cdot m$					300 Ω	200 Ω			100 Ω	60 Ω

(*) Efficace vis-à-vis des courants de foudre et à 50Hz
 (**) Efficace seulement à 50Hz

Tableau N° 03: Guide pour le choix des prises de terre

A l'issue de la réalisation, la valeur de la prise de terre doit être impérativement mesurée, les valeurs du tableau n'étant qu'indicatives pour des sols homogènes.

Ces formes sont fournies à titre d'exemple elles sont valables en terrain de résistivité homogène dans des terrains résistifs, mais tendre, des forages profonds peuvent aussi être utilisés avec succès.

11. Amélioration des prises de terre [Boh17]

Si les valeurs des prises de terre ne sont pas respectées, il est nécessaire de prévoir leurs améliorations. Dans ce cas une nouvelle terre sera réalisée dans une tranchée indépendante ou par piquet, de préférence dans les endroits les plus humides. Cette dernière sera reliée à la terre existante.

L'ancienne et la nouvelle terre seront en parallèle (la valeur de la terre résistante sera alors intérieure à la plus petite des deux valeurs de terre).

Lors que les solutions classiques (nouvelle réalisation) ne sont pas suffisantes., on procédera à un apport de tourbe ou de terre fine et grasse pour améliorer la résistivité du sol (cas de terrains difficiles).

CHAPITRE 3 : Principe de conception et de réalisation des mises à la terre

Une méthodologie est schématisée dans l'organigramme donne ci-dessus.

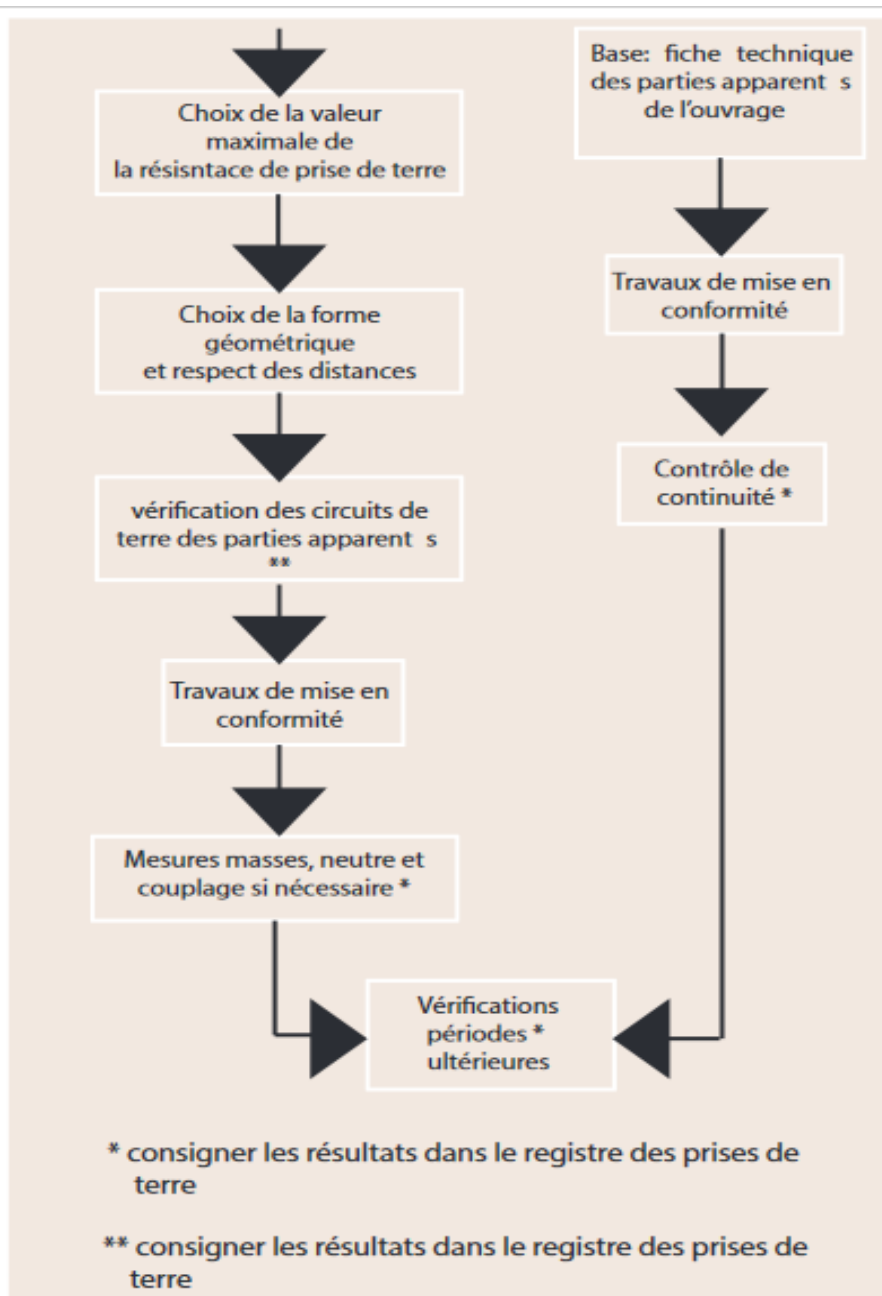


Figure N°17: Méthodologie est schématisée dans l'organigramme

12. Conclusion :

Dans ce chapitre, compte tenu de l'importance de la mise à la terre dans la protection des installations et des personnes, nous avons identifié les moyens les plus importants pour mettre en œuvre l'installation d'une mise à la terre de l'appareil qui permet, en cas de défaut dans l'isolation, la circulation du courant de défaut vers le sol. Il assure également l'évacuation des courants de défaut dus aux coups de foudre et aux perturbations électromagnétiques.

Ainsi, cette mise à la terre est indispensable pour la sécurité des appareillages et des personnes.

Chapitre N°04:

***Simulation de la protection à max
de courant***

1- Introduction :

L'environnement Simulink est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle des systèmes. Simulink est intégré dans MATLAB, fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données. Dans ce chapitre nous allons utiliser cet environnement pour la simulation d'une protection électrique à max de courant.

2- Simulation d'une protection à max de courant :

Dans ce travail réalisé à l'aide de l'environnement Simulink/Matlab on a étudié un exemple d'un court-circuit triphasé dans les réseaux électriques. Notons que la protection à max de courant consiste à protéger contre ce type de défaut. Cette protection comporte principalement d'un relais à max de courant (élément de surveillance et de contrôle) et un disjoncteur (élément de coupure).

Ce système doit être capable de détecter le courant de court-circuit et envoyer un ordre de déclenchement au disjoncteur pour assurer la protection.

3- Schémas Simulink/Matlab :

Pour étudier le relai de protection, nous avons simulé à l'aide de l'environnement Simulink/Matlab avec tous les éléments nécessaires comme illustré dans le **figure 1**

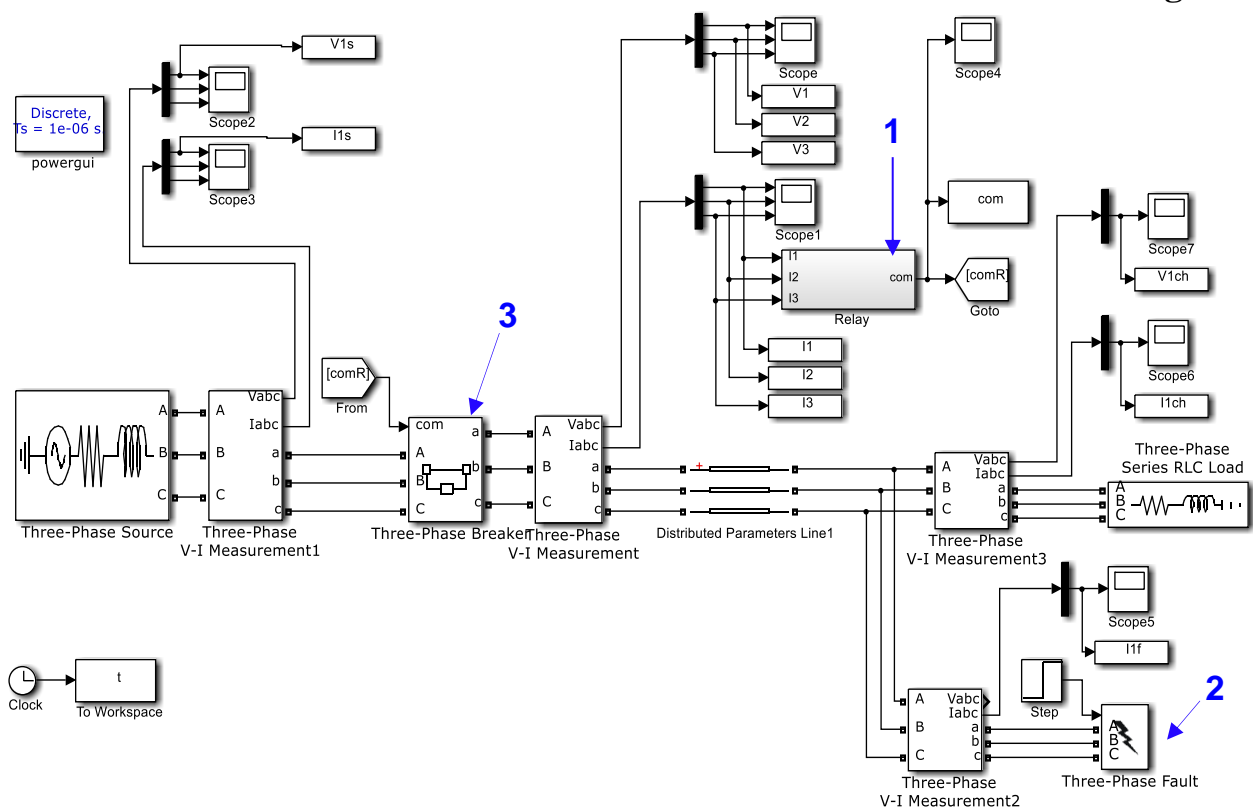


Figure N°1: Schéma de simulation complète d'un système de protection

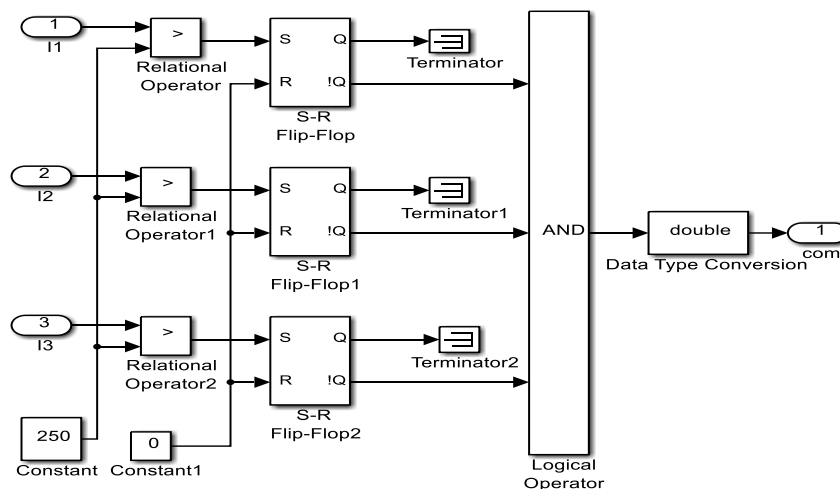


Figure N°2: Schéma unifilaire de relais à maximum d'intensité RMI

Le figure 1 représentent les schémas de simulation d'une protection à max de courant, les éléments principaux sont :

- **Bloc 1:** Relais à maximum d'intensité par un élément de comparaison chargé de comparer le courant mesuré et le seuil configuré, et un « **trigger** » dont le but consister à délivrer un ordre de commande si la valeur de courant dépasse le seuil.
- **bloc 2 :** interrupteur idéal commandé par l'élément (**step**) pour créer un court-circuit.
- **bloc 3 :** le disjoncteur qui assure la coupure en cas de défaut.

Si le courant de la ligne dépasse le seuil de déclenchement, alors le relais envoyera un signal de commande instantanément au disjoncteur, ce qui va cesser la continuité de courant et ouvrir la ligne. Les caractéristiques du système choisis pour la simulation sont les suivants :

- tension de la source = 30 Kv ,
- Longueur de ligne 30Km
- Puissance de la charge = 6 Mw
- $Z_{\text{ligne}} = 3+2.6 \Omega$,
- L'instant d'apparition du court-circuit est $t_{cc} = 0.1 \text{ s}$

4- Résultats de la simulation :

Les résultats de cette simulation sont montrés respectivement : le courant de la charge, tension de la charge et le signal de commande sans défaut dans **les figures (3-4-5)** Les résultats avec défaut de court-circuit sont figurés dans **les figures (6-7-8-9-10-11-12et13)**

- **Sans défaut**

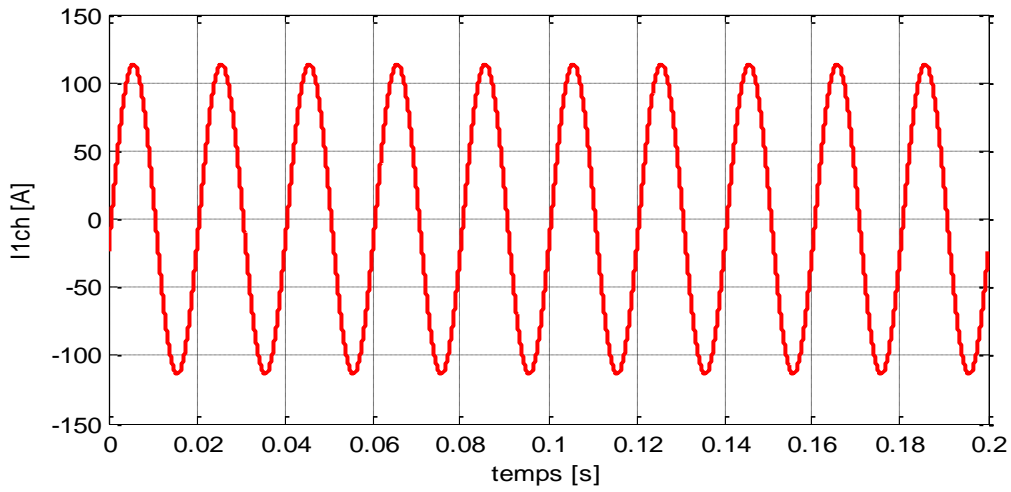


Figure N°3: Courant de la charge Sans défaut

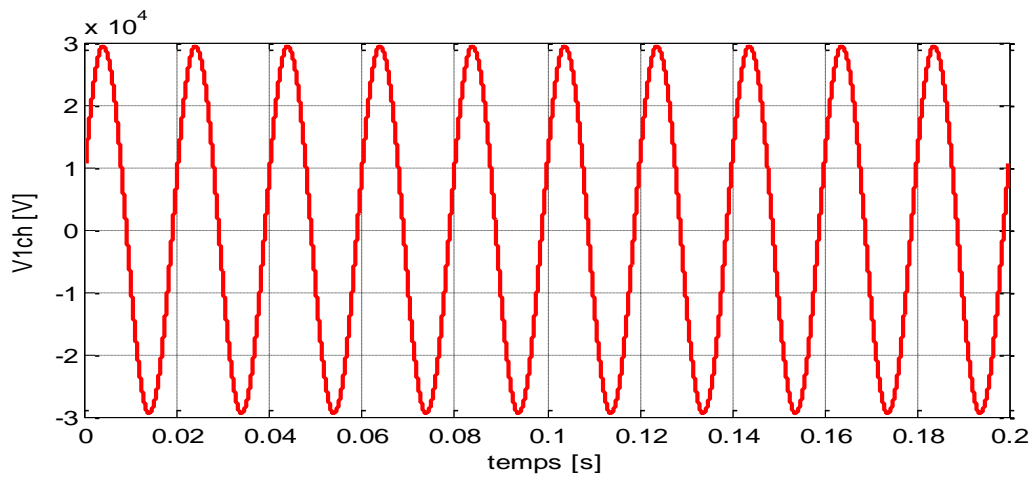


Figure N°4: tension de la charge Sans défaut

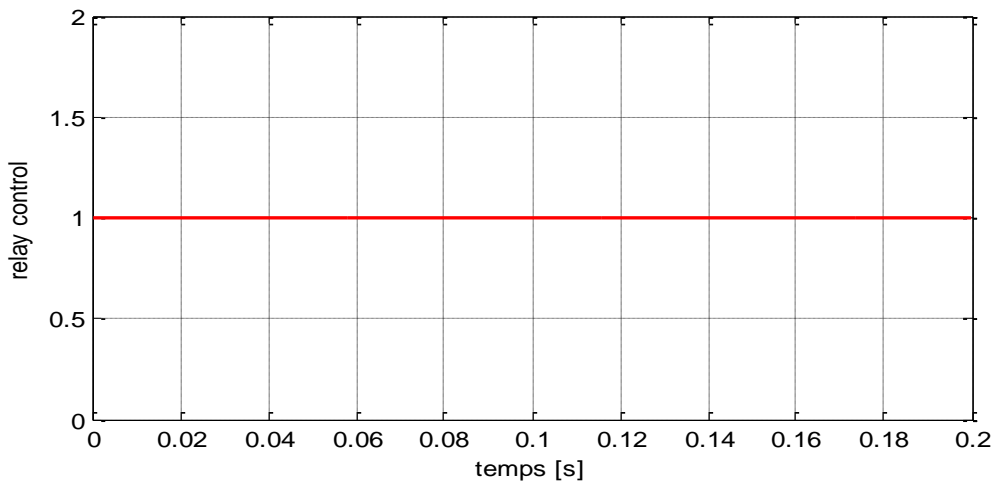


Figure N °5: Signal de commande du relai.

- Avec défaut**

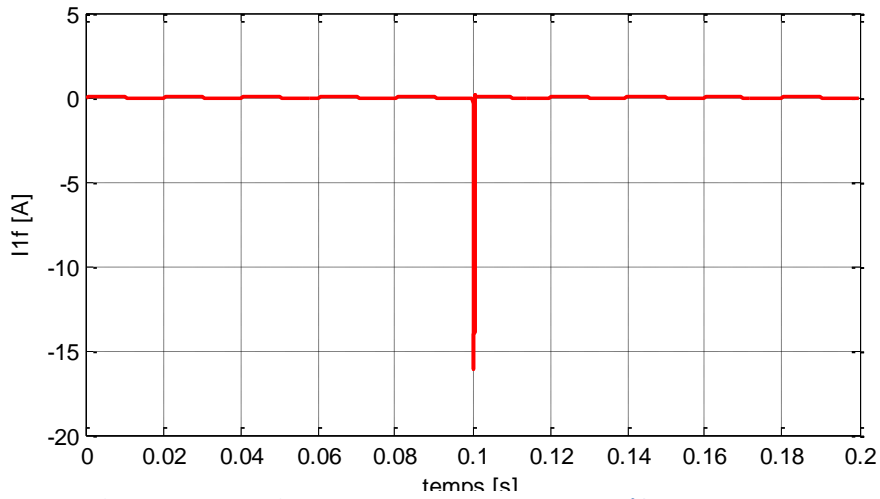


Figure N°6: pique du courant dans le défaut

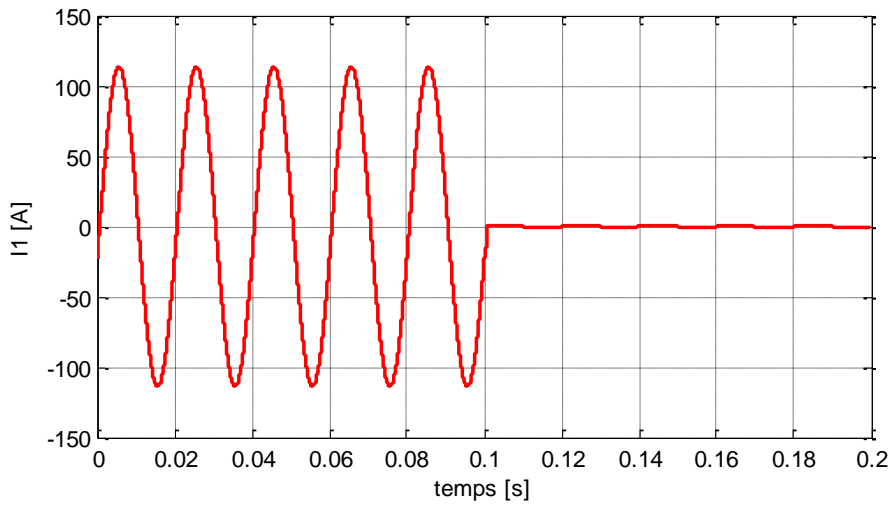


Figure N ° 07: Courant du la ligne après le défaut

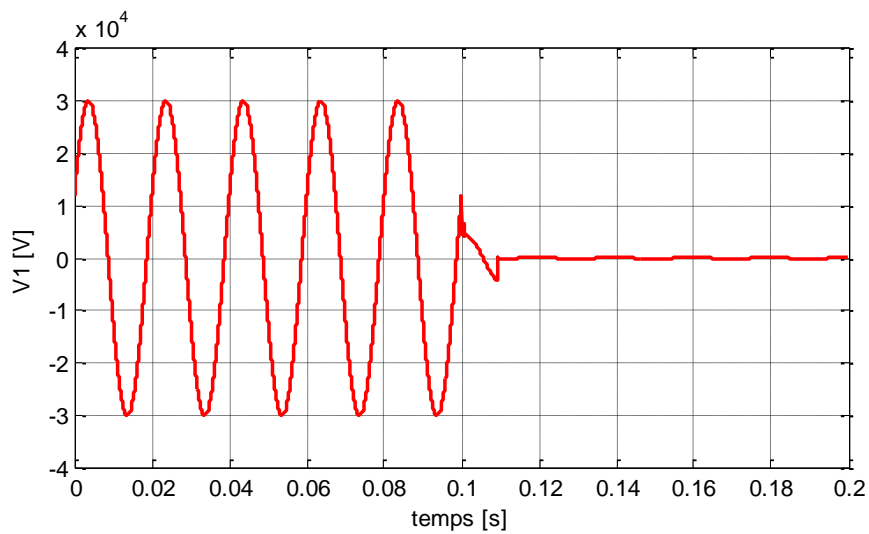


Figure N°8: tension de la ligne après le défaut

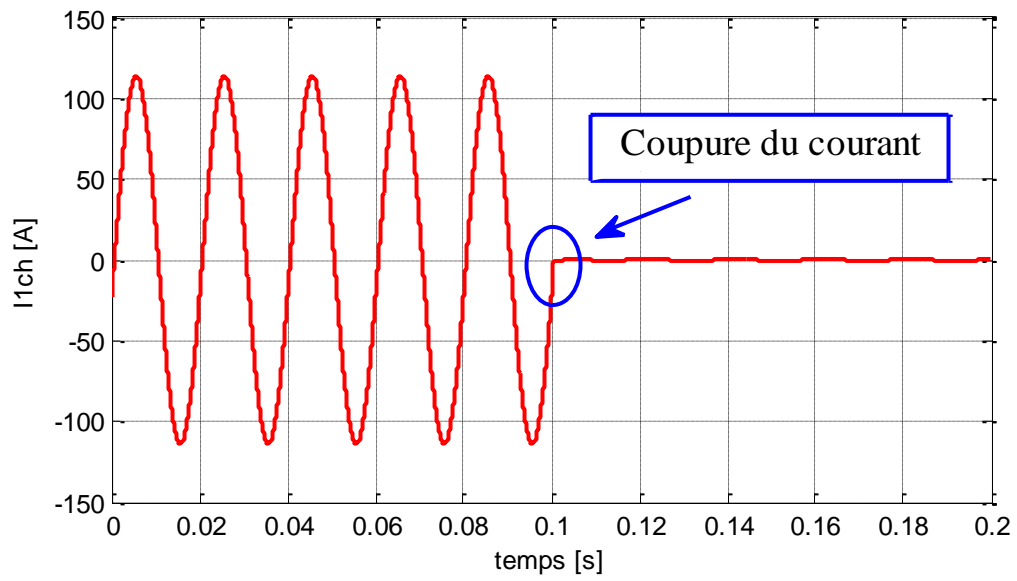


Figure N°09: Courant de la charge au défaut.

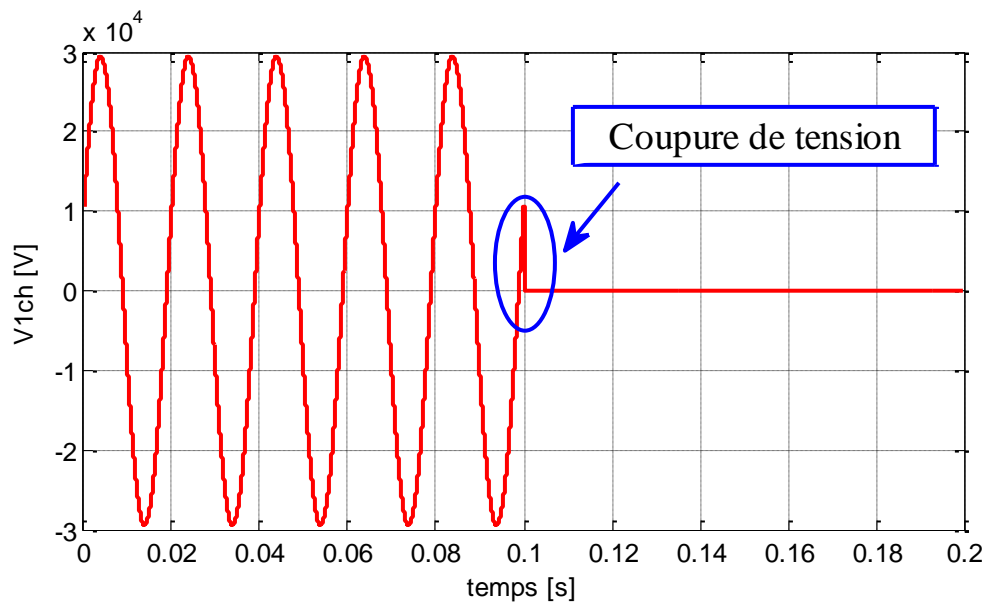


Figure N°10: tension de la charge au défaut.

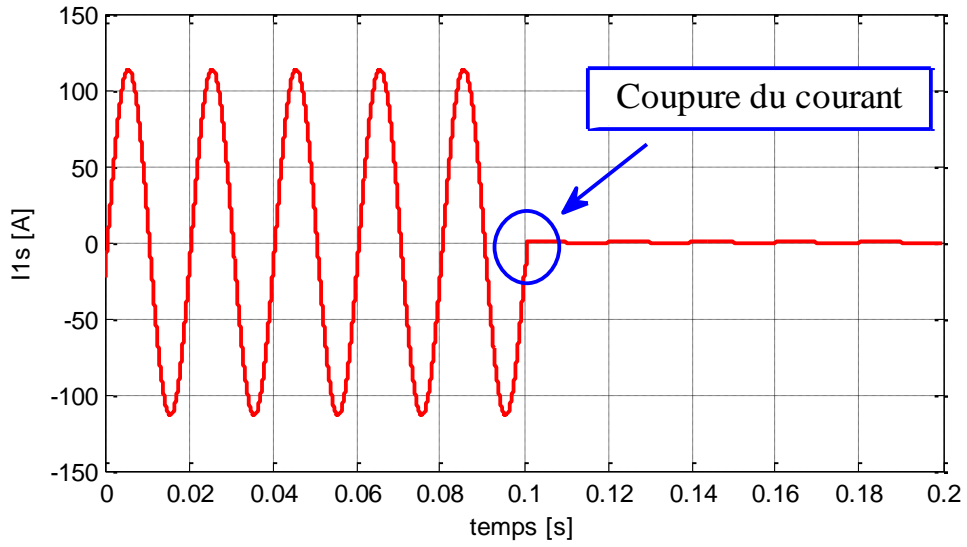


Figure N°11: courant du la source

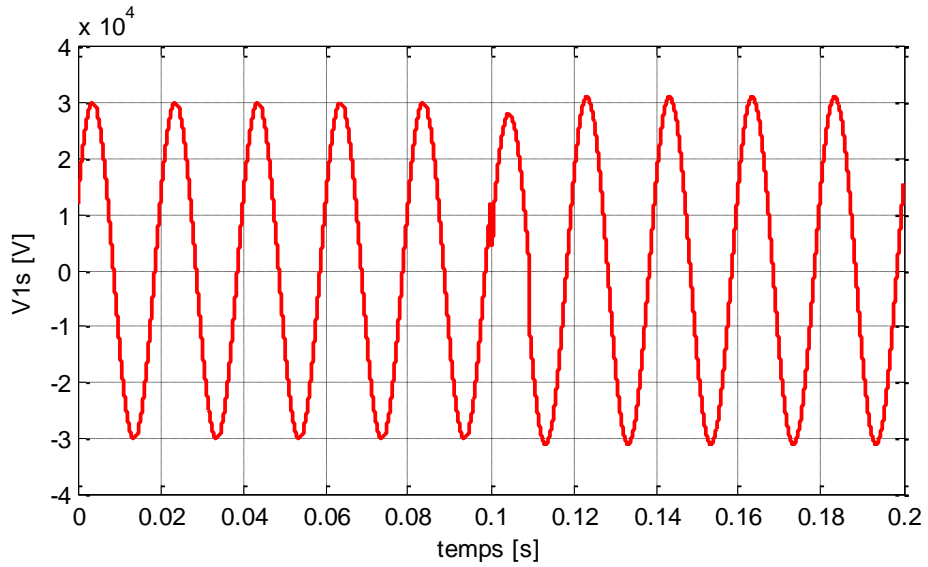


Figure N°12: tension de la source .

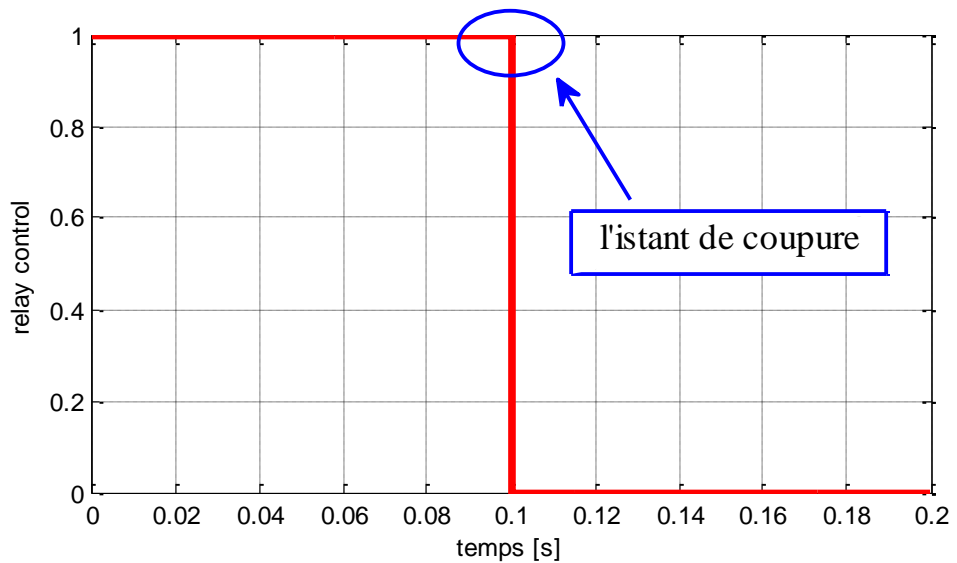


Figure N °13: Signal de commande du relai

A partir des résultats obtenus nous concluons :

Sans défaut

Tous les résultats paraissent normaux, que ce soit en tension ou en courant (figure 3 et 4), ainsi que l'absence de signal du relais pour donner l'ordre d'ouvrir le disjoncteur (figure N°5)

Avec défaut

A partir des résultats obtenus, on observe que la tension et le courant de la source sont éliminés après l'instant de court-circuit $t=0.1$ s, comme il est montré dans les (figures 11). Car le courant de Court-Circuit a dépassé le seuil configuré, tandis que le relais a détecté ce défaut afin d'isoler la source en question de façon efficace et rapide (figure13). Où cela nous a permis d'isoler le tronçon sous défaut pour assurer la continuité du service et la sécurité du réseau électrique et les personnes.

5- Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé une étude de cas, similaire au schéma de protection par relais max de courant.

Les résultats obtenus par la simulation effectuées par Simulink /Matlab montrent le bon fonctionnement du système proposés. La protection contre les max des courant est fiable pour assurer la continuité de service au niveau de la charge.

Elle a pour fonction également d'éviter le risque de court-circuit, et faire procéder au meilleur fonctionnement des réseaux de distribution.

Conclusion générale

Conclusion Général :

Afin de limiter les conséquences des défauts survenus sur le 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 en défaut. C'est la fonction protection qui est la base de ce mémoire. Le premier chapitre a été réservé pour la présentation de la topologie de réseau SONELGAZ suivi d'une présentation générale du poste source 220/60/30/KV de en général, ainsi les départs HTA issus de ce dernier pour l'alimentation en électricité de la clientèle et Le deuxième chapitre décrit les différentes anomalies qui peuvent perturbées le réseau et les systèmes de protection installés sur le réseau de distribution spécialement qui se trouve au poste et la ligne de distribution. Dans troisième chapitre nous avons présenté les modèles les plus importants de la mise de terre en raison de son importance primordiale dans la protection des personnes et des réseaux électriques. Où nous avons fourni les valeurs les plus importantes pour tous les types de terrain et comment réaliser la mise de terre pour les appareils les plus importants tels que (les disjoncteurs et IATCT et les postes DP.....etc) .et dans quatrième chapitre notre travail a consisté à la simulation d'un relais à max de courant directionnel sous l'environnement Simulink/Matlab, en vue de la conception d'un système de protection à max de courant . Les différentes phases de conception sont considérées à savoir la création de défaut, détection des défauts et isolation de défaut. Les résultats de la simulation montrent le bon fonctionnement du schéma Simulink proposé. Ce travail nous a permis de comprendre le fonctionnement de la protection de court-circuit, de connaître les différentes fonctions de protection, de comprendre les principaux défauts et les protections associées des réseaux électriques.

Références Bibliographiques

- [Ben19] Ben Ameer Abdessalam . (Simulation et réalisation pratique d'une protection directionnelle). mémoire de MASTER UNIVERSITE BEJAIA 2019
- [Ben14] BEN DERRADJI Selsabil(Calcul des protections d'un départ HTA (30 KV)). mémoire de MASTER UNIVERSITE Ouaregla 2014.
- [Mil12]M. Miloud BAHIDDINE(Protections des réseaux électrique MT et HT) DIPLÔME D'INGENIEUR UNIVERSITE DE M'SILA 2012
- [Ben15] BENDENIDINA ATTIA (Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit) MÉMOIRE Université d'Oran 2015
- [Zel10] ZELLAGUI Mohamed (ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV))mémoire de MASTER UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE
- [Mil12]M. Miloud BAHIDDINE (Protections des réseaux électrique MT et HT) DIPLÔME D'INGENIEUR UNIVERSITE DE M'SILA 2012
- [Gtg02] B.G2 protection et contrôle principe généraux Guide technique-distribution SONELGAZ/GTDE date validation 30/12/2021
- [Gta02] B.A2 (protection et contrôle) guide-technique-distribution SONELGAZ /GTDE date validation 30/12/2021
- [Hbe04] H. Benchikh El Hocine, « Les étages Moyenne Tension », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004.

- [Eha08] Mr. Elakermi Hadj Ahmed « localisation des défauts dans les lignes de transport en utilisant les valeurs instantanées des signaux » mémoire magister Université des Mohamed Boudiaf année 2008
- [Gtg07] C.G7 Principe de conception et de la réalisation des mises à la terre guide-technique-distribution SONELGAZ /GTDE date validation 30/12/2021
- Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de Distribution », 2007.
- [Boh17] boissaid hayet «mise à la terre» mémoire de MASTER Université de acli mohamed oulhadj bouira 2017
- [Jpn09] jean pierre nzuru nsekere «contribution à l'analyse et à la réalisation des mises à la terre de installation électrique dans les région tropicales » mémoire de doctorat Université de liège fevrier 2009
- [Cha13] chauvin arnoux guide de la mesure de terre 2013 Ed.4