



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2025

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Thème :

Etude et analyse de la protection d'un depart dans le reseau moyen tension

Présentée par :

KASSOUS WAHIBA
BECHAA MERIEM

Soutenu le 30 /06/ 2025 devant le jury composé de :

Président :	M.CHAOUCH Abdallah	Pr	Université de Mostaganem.
Examineur :	M.BENYAMINA Mansour	MCA	Université de Mostaganem
Encadrant	M.BEKKOUCHE BENAÏSSA	Pr	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2024/2025

Remerciements

Avant toute chose, nous remercions Dieu le Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la santé, la patience et la volonté nécessaires à l'accomplissement de ce travail.

Nous exprimons notre profonde gratitude à Monsieur BEKKOUCHE Benaïssa, notre encadrant, pour son accompagnement constant, ses conseils avisés et sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nos remerciements vont également à Monsieur SOUAG Slimane, pour ses orientations précieuses et ses remarques constructives concernant la simulation de notre travail.

Nous adressons nos sincères remerciements aux membres du jury, Professeur A.CHAOUCH président de jury et Le Dr M.BENYAMINA examinateur, pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de notre mémoire et pour leurs observations pertinentes, qui seront sans nul doute utiles pour la suite de notre parcours.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des enseignants du département de génie électrique de l'Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, pour la qualité de leur enseignement et leur engagement durant toutes les années de notre formation.

Dédicace

Nos chers parents, notre premier pilier, qui nous ont soutenus sans relâche tout au long de notre parcours académique par leur amour, leurs prières et leurs sacrifices. Ils ont toujours été notre source de force.

À nos frères et sœurs, pour leur encouragement constant, leur bienveillance et leur présence à nos côtés dans les moments difficiles comme dans les moments de joie.

À notre chère amie Fitas Bouchra, qui nous a offert son soutien inestimable, sa gentillesse et ses paroles réconfortantes lorsque nous en avons le plus besoin.

À nos familles respectives : la famille Kassous et la famille Béchaâ, pour l'amour, le respect et la fierté qu'elles nous ont toujours transmis.

Résumé :

Les réseaux de distribution moyenne tension constituent une composante essentielle du système électrique, mais restent exposés à divers défauts, notamment les court-circuits, qui peuvent provoquer une chute de tension et endommager les équipements tels que les transformateurs de puissance. Ce mémoire a pour objectif d'étudier et d'analyser la protection du départ d'un réseau moyenne tension à l'aide du logiciel ETAP, à travers la modélisation du réseau et la simulation de différents types de défauts, en appliquant des stratégies de protection adaptées comme la protection différentielle. L'étude évoque également, de manière partielle, l'importance de la coordination entre les relais pour garantir une intervention rapide et ciblée, assurant ainsi la continuité du service électrique. Les résultats obtenus montrent que le bon choix du type de protection et le réglage adéquat des relais jouent un rôle clé dans l'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau.

ملخص :

تُعد شبكات التوزيع متوسطة التوتر من الركائز الأساسية في النظام الكهربائي لكنها تبقى معرضة لمخاطر الأعطال خصوصًا تيارات القصر التي قد تُسبب انخفاضًا في الجهد وتلفًا في المعدات، مثل محولات الطاقة. تهدف هذه المذكرة إلى دراسة وتحليل حماية انطلاقة شبكة متوسطة التوتر باستخدام برنامج ETAP، من خلال نمذجة الشبكة ومحاكاة أعطال مختلفة مع تطبيق استراتيجيات حماية مناسبة كالحماية التفاضلية. كما تم التطرق بشكل جزئي إلى أهمية تنسيق مرحلات لضمان تدخل سريع وفعال يحدّ من انتشار الأعطال، ويُساهم في الحفاظ على استمرارية الخدمة الكهربائية. أظهرت نتائج الدراسة أن اختيار نوع الحماية وضبط إعداداتها يلعب دورًا حاسمًا في تحسين موثوقية الشبكة وسلامتها.

Abstract :

Medium voltage distribution networks are a key part of the electrical system but remain vulnerable to various faults, especially short circuits, which can cause voltage drops and damage critical equipment such as power transformer. This memory aims to study and analyze the protection of a medium voltage network feeder using the ETAP simulation software. Through modeling the network and simulating different fault scenarios, while applying suitable protection strategies such as differential protection. The study also briefly highlights the importance of relay coordination to ensure fast and selective intervention, thereby maintaining electrical service continuity. The results demonstrate that proper selection of protection types and accurate relay settings play a crucial role in improving the network's reliability and safety.

Liste d'abréviations

Acronyme	Explication
HTA, MT	moyenne tension
HT	haut tension
BT	Basse Tension
CB	Disjoncteur
Relais 50	Surintensité de phase instantanée
Relais 51	Surintensité de phase
Logiciel ETAP	Electrical transient analyzer program
CT	Transformateur de courant
T87	Différentiel de phase avec restrictions

Table des matières

Introduction Général.....	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction	4
I.2 Définition du réseau électrique	4
I.3 Hiérarchie de réseau électrique	4
I.3.1 Production	4
I.3.2 Le réseau de transport	5
I.3.3 Le réseau de répartition	5
I.3.4 Le réseau de distribution	5
I.4 Réseaux moyenne tension	6
I.4.1 Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension.....	6
I.4.1.1 Réseaux moyenne tension aérienne	6
I.4.1.2 Réseaux souterrains moyenne tension	7
I.5 Les lignes électriques.....	7
I-6- Schéma unifilaire d'un réseau moyen tension.....	8
I.7 Généralités sur les postes de transformation	8
I.7.1 Définition	8
I.7.2 Différentes types de postes électriques	8
I.7.3 Les composants d'un poste de transformation	9
I.7.3.1 Les transformateurs de puissance	9
I.7.3.2 Les transformateurs de mesure	9
I.7.3.3 Le transformateur d'isolement	9
I.7.4 Les postes de livraison HTA (MT)	9
I.7.4.1 Le poste de livraison HTA à comptage BT.....	9
I.7.4.1.1 Configuration simple dérivation	10
I.7.4.1.2 Configuration coupure d'artère	10
I.7.4.1.3 Configuration double dérivation	11
I.7.4.2 Le poste de livraison HTA à comptage MT.....	11
I.7.5 Les réseaux HTA(MT) à l'intérieur du site	12
I.7.5.1 Modes d'alimentation des tableaux HTA	12
I.7.5.1.1 Mode d'alimentation constituée d'un jeu de barres et d'une source d'alimentation	12
I.7.5.1.2 Mode d'alimentation constituée d'un jeu de barre sans couplage et deux sources d'alimentation	12
I.7.5.1.3 Mode d'alimentation constituée de 2 demi-jeux de barres avec couplage, et deux sources d'alimentation	13
I.7.5.1.4 Mode d'alimentation deux sources et deux départs en « duplex »	13
I.7.5.1.5 Mode d'alimentation 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources	14
I.7.5.1.6 Mode d'alimentation 2 doubles jeux de barres couplés entre eux.....	15
I.7.5.2 Structure des réseaux HTA	15
I.7.5.2.1 Structures de réseaux HTA radial en simple antenne	16
I.7.5.2.2 Structures de réseaux HTA radial en double antenne sans couplage.....	16
I.7.5.2.3 Structures de réseaux HTA radial en double antenne avec couplage	16
I.7.5.2.4 Structures de réseaux HTA en boucle	17
I.7.5.2.6 Structures de réseaux HTA en double dérivation	18
I.7.5.3 Structures utilisables en réseaux souterrains :	18
I.8 Protection d'un réseau électrique	19
I.9 Les dispositifs de protection	20
I.10 Les jeux de barres	20
I.11 Les services auxiliaires	20
24 I.12 Matériel de conduite et de surveillance	20
I.13 Objectifs et Méthodologie	20
I.14 Conclusion	20
Chapitre II : Protection d'un réseau MT	
II.1 Introduction	22
II.2 Etude des protections d'un réseau.....	22

II.2.1	Définition du système de protection	22
II.2.2	Plan de protection	22
7	II.2.2.1 Fonction d'un plan de protection	22
	II.2.2.2 Réglementation	23
	II.2.2.3 Structure des réseaux à protéger	23
	II.2.2.4 Régime du neutre	23
	II.2.2.4.1 Le Choix du régime du neutre	24
	II.2.2.4.2 Les performances des régimes du neutre	28
II.3	Dispositifs de protection	28
	II.3.1 Les relais de protection	28
	II.3.1.1. Définition	28
	II.3.1.2 Différents types de relais	29
	II.3.1.2.1 Relais électromagnétique	29
	II.3.1.2.2 Relais statique	29
	II.3.1.2.3 Relais thermique	30
	II.3.1.2.4 Relais numérique	30
	II.3.2. Dispositifs de protection contre les surintensités	30
	II.3.2.1 Les sectionneurs	30
	II.3.2.2 Les disjoncteurs	30
	II.3.2.3 Les fusibles	30
	II.3.2.3.1. Caractéristiques du fusible	32
	II.3.3 Dispositifs de protection contre les surtensions	32
	II.3.3.1 Les parafoudres	32
	II.3.3.1.1 Parafoudre à résistance variable avec éclateur	32
	II.3.3.1.2 Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO)	33
	II.3.3.2 Les éclateurs	34
	II.3.3.2.1 Fonctionnement	34
II.4	Sélectivité de la protection	35
	II.4.1 définition	35
	II.4.2 Principe de base de la sélectivité.....	35
	II.4.3 La nature sélectivité.....	35
	II.4.4 Les différents types de la sélectivité	35
	II.4.4.1 Sélectivité Ampère métrique	35
	II.4.4.1.1 Principe de fonctionnement	35
	II.4.4.2 Sélectivité chronométrique	36
	II.4.4.2.1 Principe de fonctionnement	37
	II.4.4.3 Sélectivité logique	38
	II.4.4.3.1 Mode de fonctionnement	39
	II.4.4.4 Sélectivité différentielle	40
	II.4.4.4.1 Mode de fonctionnement	40
	II.4.4.5 Sélectivité Directionnelle	40
	II.4.4.5.1 Mode de fonctionnement	41
II.5	Protection d'un réseau MT	41
	II.5.1 Protection des transformateurs HT/MT	42
	II.5.1.1 Protection contre les surcharges	42
	II.5.1.2 Protection contre les court-circuités	42
	II.5.1.3 Protection contre les Défaut à la masse	42
	II.5.2 Protection des jeux de barres	42
	II.5.2.1 Protection différentielle des jeux de barres	42
	II.5.3 Protection d'un départ MT.....	42
	II.5.3.1 Protection contre les défauts entre phases	42
	II.5.3.2 Protection contre les défauts entre phase et terre	43
II.6	Automates Associés aux Protections des Départs MT	43
	II.6.1 Réenclencheur Rapide (DRR)	44
	II.6.2 Réenclencheur Lent (DRL)	44
	II.6.3 Combinaison Réenclenchement Rapide et Lent	44
II.7	Protection des liaisons (lignes et câbles)	44

II.7.1 Surcharge thermique	44
II.7.2 Court-circuit entre phases	44
II.7.3 Court-circuit phase-terre	45
II.8 Conclusion	45
Chapitre III : Simulation et interprétation de système	
III.1 Introduction	48
III.2 Présentation du logiciel ETAP.....	48
III.2.1 La barre d'outils du simulateur	48
III.2.2 Les différents modes du logiciel ETAP	49
III.2.2.1 Mode édition	49
III.2.2.2 Mode d'étude	49
III.2.3 Adaptation de la barre d'outils	49
III. 3 Poste de transformation avec deux sources d'alimentation	50
III.4 Analyse de l'écoulement de Puissance sur ETAP	54
III.4.1 Les données de production, charge et tension des bus	54
III.4.2 Données des Transformateurs	55
III.4.3 Rapport de flux de charge	56
III.4.4 Analyse des résultats du l'écoulement de puissance	56
II .5 L'Analyse de court-circuit.....	57
III.6 Calcul du courant de court-circuit triphasé du modèle de système	57
III.6.1 calcul de la puissance de court-circuit (MVAsc)	57
III.7 Coordination des relais	58
III.7 .1 Réglage des relais de protection thermique 51	58
III.8 Les cas de défauts en d'hors de la zone de la protection différentiel	59
III.8.1 Cas N°01 défaut triphasé.....	59
III.8.2 Cas N°02 défaut biphasé	62
III.8.3 Cas N°03 défaut phase - terre.....	64
III.9 Les cas de défauts à l'intérieur de la zone de la protection différentiel	65
III.9.1 Cas N°01 défaut triphasé.....	65
III.9 Cas N02 biphasé	66
III.9 Cas N03 phase -terre.....	66
III.10 Conclusion.....	69
Conclusion générale	70
Bibliographie	72

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Figure I.1 : Hiérarchie du réseau	4
Figure I.2 : structure maillée et interconnectée du réseau HTB	5
Figure I.3 : structure du réseau HTA.	5
Figure I.4 : Structure arborescente d'un réseau de distribution BT	6
Figure I.5 : Structure globale d'un réseau électrique avec des sources HT, MT & le tableau BT	6
Figure I.6 : structure unifilaire d'un réseau moyenne tension.	8
Figure I.7 : alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT	10
Figure I.8 : alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT	10
Figure I.9 : alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT	11
Figure I.10 : exemple de poste de livraison HTA à comptage MT	11
Figure I.11 : 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation	12
Figure I.12 : un jeu de barres sans couplage, deux sources d'alimentation.	13
Figure I.13 : 2 demi-jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentation	13
Figure I.14: sources et départs en « duplex »	14
Figure I.15: deux jeux de barres, deux attaches par départ, deux sources d'alimentation	15
Figure I.16 : deux doubles jeux de barres couplés entre eux	15
Figure I.17 : réseau HTA radial en simple antenne.....	16
Figure I.18 : réseau HTA radial en double antenne sans couplage	16
Figure I.19 : réseau HTA radial en double antenne avec couplage	17
Figure I.20 : réseau HTA en boucle ouverte	17
Figure I.21 : réseau HTA en boucle fermée	18
Figure I.22 : réseau HTA en double dérivation	18
Figure I.23 : Schéma de structure maillée	19
Figure I.24 : Structure à artère source à source	19

Chapitre II : Protection d'un réseau moyenne tension

Figure II. 1 : chaîne de protection	22
Figure II.2 : Neutre isolé	24
Figure II.3 : Neutre mis directement la terre	25
Figure II.4 : Neutre mis la terre par une résistance.	26
Figure II.5 : Neutre mis à la terre par une réactance faible	27
Figure II.6 : Neutre mis à la terre par une réactance de compensation	27
Figure II.7 : Schéma de principaux relais de protection.	29
Figure II.8 : Principe de relais électromécanique.	29
Figure II.9 : Exemple d'un relais statique.	30
Figure II.10 : Relais thermique.	30
Figure II. 11 : Sectionneur.	31
Figure II.12 : Schémas électrique d'un disjoncteur	31
Figure II.13 : Constituants d'un fusible MT.	32
Figure II.14: structure d'un parafoudre ZnO.	33
Figure II. 15 : Eclateur MT avec tige anti oiseaux.	34
Figure II.16 : Schéma du circuit avec sélectivité des protections	35
Figure II. 17 : Principe de la sélectivité Ampérométrique.	36
Figure II.18 : Caractéristique de la sélectivité ampérométrique	36
Figure II.19 : Sélectivité chronométrique pour un départ	37
Figure II.20 : Caractéristique de la Sélectivité chronométrique.	38
Figure II.21 : Principe de la sélectivité logique	38
Figure II.22 : Fonctionnement d'une sélectivité logique	39
Figure II.23 : Principe de la sélectivité différentielle.	40
Figure II.24 : Principe de la sélectivité directionnelle	41
Figure II.25 : Sélectivité directionnelle pour les défauts d'un réseau à deux arrivées en parallèle.	41
Figure II.26 : protection différentielle	43
Figure II.27 : Protection de liaison par relais maximum du courant	45

Figure II.28 : Protection de liaison par relais différentiels	45
---	----

Chapitre III Simulation et interprétation

Figure III.1 : Les différents domaines d'utilisation du logiciel ETAP.	48
Figure III.2 : La barre d'outils du logiciel ETAP.	49
Figure III.3 : schéma unifilaire globale de l'installation.....	51
Figure III.4 : schéma unifilaire sur le logiciel ETAP du réseau radial en étude	52
Figure III .5 : Résultat de l'écoulement de Puissance sur ETAP	55
FigureIII.6 : Schéma unifilaire montrant la valeur du courant de défaut au niveau du poste Bus 7.....	57
Figure III.7 : simulation du défaut triphasé sur un jeu de barre 7 en aval du transformateur T1	60
Figure III.8 : Courbe de réponse des protections 51 lors d'un défaut triphasé sur Bus7	62
Figure III.9 : simulation du défaut phase-phase terre sur un jeu de barre en aval du transformateur T1.....	63
Figure III.10 : simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur T1	64
Figure III.11 : simulation du défaut triphasé sur un jeu de barre en aval du transformateur T	66
Figure III.12 : simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur T1.....	67
Figure III.13 : simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur T1.....	69

Liste des figures

Les listes des tableaux

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Tableau I.1 : Nature et sections des conducteurs Réseaux moyenne tension aérienne	7
Tableau I.2 : Nature et sections des conducteurs Réseaux souterrains moyenne tension	7

Chapitre II : Protection d'un réseau MT

Tableau II. 1 : exemple de caractéristiques d'un parafoudre ZnO pour un Réseau 20KV.	34
---	----

Chapitre III Simulation et interprétation de système

Tableau III.1 : Les données des jeux de barres du premier cas	54
Tableau III.2 : Les données des Transformateurs du premier cas	54
Tableau III.3 : Rapport de l'écoulement de puissance du premier cas	55
Tableau III.4 : Comparaison entre résultat du calcul à la main et résultat ETAP	57
Tableau III.5 : La protection thermique des relais	58
Tableau III.6 : Séquence des évènements de défaut du premier cas sur ETAP.....	60
Tableau III.7 : Séquence des évènements de défaut du premier cas.	61
Tableau III.8 : Séquence des évènements de défaut du Deuxième cas	63
Tableau III.9 : Séquence des évènements de défaut du troisième cas.	65
Tableau III.10 : Séquence des évènements de défaut du premier cas.	66
Tableau III.11 : Séquence des évènements de défaut du Deuxième cas	68
Tableau III.12 : Séquence des évènements de défaut du troisième cas.	69

Introduction Générale

Introduction Générale

La protection des réseaux électriques joue un rôle essentiel dans le maintien de la stabilité des systèmes électriques et dans la sécurité des personnes. Elle repose sur un ensemble de dispositifs de surveillance et d'interruption, conçus pour détecter les anomalies, limiter les dégâts sur les équipements sensibles. Ainsi une bonne protection garanti la continuité de service optimale et évite les défaisances et les arrêts de la production. Donc, une bonne protection indique une économie et une bonne rentabilité.

Les réseaux électriques représentent des investissements lourds pour les compagnies d'électricité, car de la production à la distribution sont équipés de systèmes de protection sophistiqués. Ces dispositifs, qu'ils agissent de façon instantanée ou différée, permettent d'éliminer les défauts rapidement, de prévenir les risques pour les personnes, et de prolonger la durée de vie des installations en cas de perturbations.

La protection d'un réseau électrique vise avant tout à garantir la continuité de service, la sécurité des personnes, ainsi que la préservation des équipements face aux incidents pouvant survenir lors de l'exploitation. Tout défaut, quel qu'il soit, doit être détecté dans les plus brefs délais et isolé sans tarder afin d'éviter toute propagation ou aggravation des dommages. Parmi les défauts les plus fréquents figurent les défauts d'isolement ou les dysfonctionnements des systèmes de régulation. Le choix d'un schéma de protection adapté dépend étroitement de l'architecture du réseau, de son mode d'exploitation, ainsi que du régime de neutre adopté.

Même lorsque les équipements sont bien dimensionnés, correctement installés et régulièrement entretenus, la présence d'un système de protection performant demeure indispensable. Celui-ci ne doit toutefois intervenir qu'en cas de besoin réel : une défaillance du dispositif de protection au moment critique peut engendrer des pertes financières considérables pour l'exploitant. Les relais, disjoncteurs, fusibles et transformateurs de courant assurent une surveillance permanente des grandeurs électriques et constituent les éléments clés de cette protection. Pour qu'elle soit réellement efficace, l'installation des dispositifs doit respecter une logique de sélectivité, de sorte que seule la partie défectueuse du réseau soit mise hors service, tandis que les départs sains restent alimentés. Ce principe, fondamental dans la protection des réseaux électriques, constitue l'un des axes majeurs développés dans ce travail

Ce mémoire est organisé comme suit :

Le premier chapitre, résumera une vue d'ensemble sur les réseaux électriques, en abordant les différentes étapes allant de la production de l'énergie jusqu'à sa distribution aux consommateurs. Le chapitre décrit également les principales structures de réseaux (aérien, souterrain, radial, bouclé, etc.), Une partie importante est consacrée aux postes électriques, notamment les postes de transformation et les postes de livraison

Le deuxième chapitre sera consacré à une étude approfondie de la protection des réseaux moyenne tension. Il traite des principes fondamentaux des dispositifs de protection, des différents types de défauts susceptibles d'affecter le réseau. Une attention particulière est portée au rôle essentiel du régime de neutre dans le comportement du réseau en situation de défaut, ainsi qu'au principe de la sélectivité, qui constitue un levier clé pour assurer la continuité de service en isolant uniquement la partie défectueuse du réseau. Il présente également les principaux équipements de protection utilisés, tels que les relais, les disjoncteurs et les fusibles, en mettant l'accent sur leur coordination afin de garantir une réponse efficace et sécurisée face aux perturbations.

Le troisième chapitre sera dédié à l'étude pratique de la protection d'un tronçon de réseau électrique moyenne tension à l'aide du logiciel ETAP. À travers la modélisation d'un réseau réel, ce chapitre permettra de simuler différents scénarios de défauts, d'analyser le comportement des dispositifs de protection, et de vérifier la sélectivité entre les relais. L'objectif est de valider, à travers une approche numérique, les principes théoriques abordés dans les chapitres précédents.

Enfin, nous clôturons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

L'électricité est produite exactement au moment où elle est utilisée, ce qui signifie que la production doit constamment s'adapter à la demande. Ainsi, l'ensemble des activités de production, de transport et d'utilisation forment un système complexe connu sous le nom de « réseau électrique », qui doit rester stable.

Un réseau électrique se compose de lignes électriques fonctionnant à divers niveaux de tension, interconnectées au sein de postes électriques. Ces postes jouent un rôle essentiel en répartissant l'électricité et en permettant de passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs. De plus, un réseau électrique doit garantir une gestion dynamique de l'ensemble **production– transport – distribution**, en mettant en œuvre des ajustements visant à maintenir la stabilité de l'ensemble.

I.2 Définition du réseau électrique

En général, un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures qui permet de transmettre l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Il se compose de lignes électriques opérant à divers niveaux de tension, interconnectées dans des postes électriques. Ces postes jouent un rôle crucial en redistribuant l'électricité et en permettant la transformation de la tension grâce à des transformateurs. De plus, un réseau électrique doit garantir une gestion dynamique de l'ensemble de la production, le transport, la distribution et la consommation en mettant en place des ajustements visant à maintenir la stabilité globale.

I.3 Hiérarchie de réseau électrique [1]

Pour assurer la connexion entre la production et la consommation d'électricité, il est essentiel de mettre en place des lignes aériennes ainsi que des canalisations souterraines. Ces lignes sont reliées à des points de connexion appelés postes. Ces postes, qui jouent un rôle crucial, contiennent des transformateurs ainsi que des dispositifs de contrôle, de réglage et de protection. Les compagnies d'électricité classifient généralement leurs réseaux en quatre grandes étapes : La production, Le transport, La répartition et la distribution comme il est illustré sur la figure(I.1).

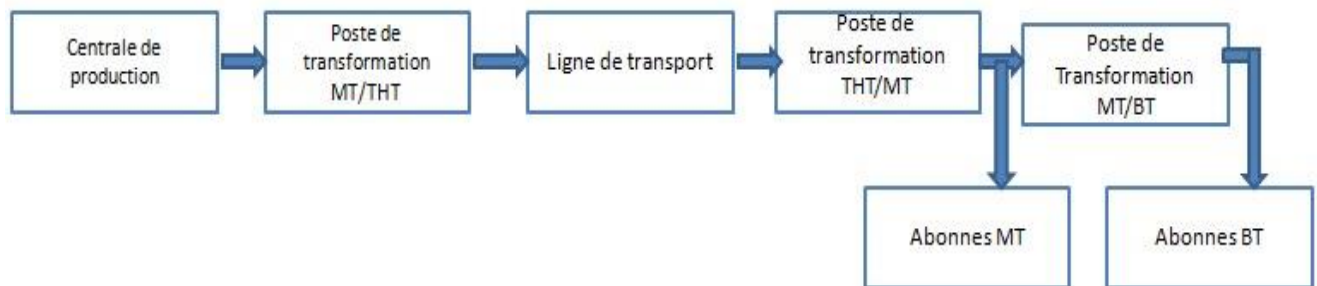


Figure I.1 : Hiérarchie du réseau.

I.3.1 Production

C'est la transformation des énergies primaires fossiles (charbon, gaz, pétrole) ou renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, biomasse, géothermie) en énergie électrique. Cette conversion s'effectue à l'aide de dispositifs comme les alternateurs et les panneaux photovoltaïques. Chaque centrale thermique regroupe souvent plusieurs groupes turbo-alternateurs (turbine- machine synchrone) pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance. Chaque groupe produit une puissance de plusieurs mégawatts, sous une tension de 13 kVA. Afin de minimiser les pertes et pour des raisons économiques cette tension sera soulevée par des transformateurs de 13kV/225kV où bien 13KV/400kV. [1]

I.3.2 Le réseau de transport

Les réseaux de transport sont basés sur une structure de réseau maillée. Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et 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 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) [1]

Comme le montre la Figure (I.2)

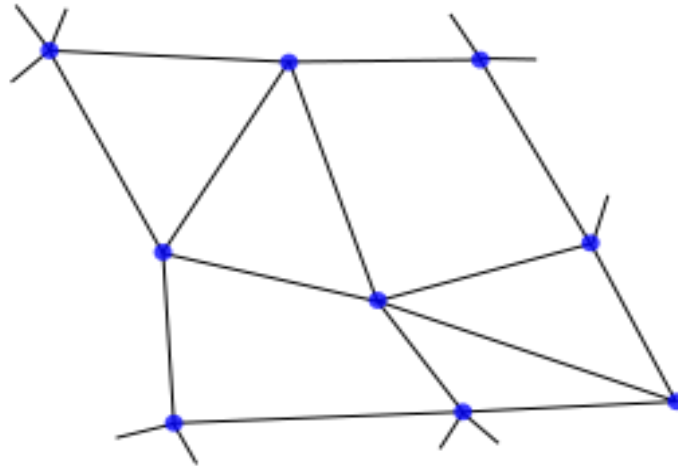


Figure I.2 : structure maillée et interconnectée du réseau HTB

I.3.3 Le réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 50 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région. [1]

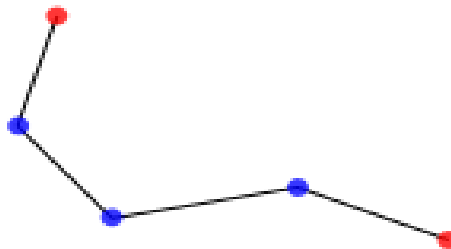


Figure I.3 : structure du réseau HTA.

I.3.4 Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- Les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 1 à 50 kV).
- Les réseaux basse tension (BT de 50 V à 1 000V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs comme les entreprises et les locaux d'habitations.
- Les réseaux très basse tension 0V à 50V.

La structure du réseau de distribution est généralement arborescente, comme le montre la figure (I.3).

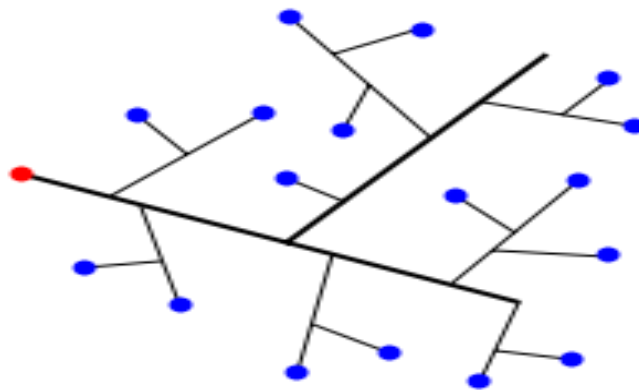


Figure I.4 : Structure arborescente d'un réseau de distribution BT.

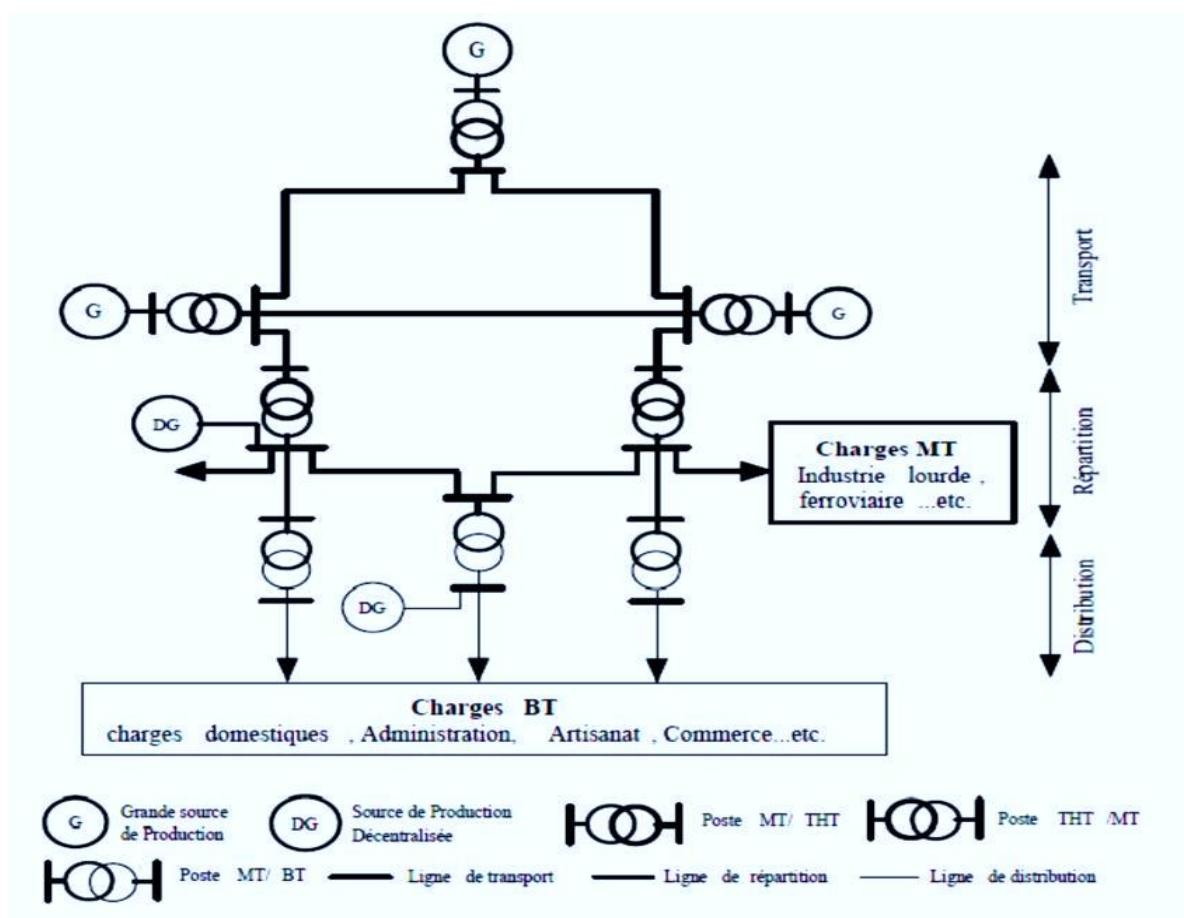


Figure I.5 : Structure globale d'un réseau électrique avec des sources HT, MT & la charge BT [1].

I.4 Réseaux moyenne tension

Les réseaux de moyenne tension (MT) dites HTA se caractérisent par une protection générale simple peu coûteuse. L'énergie électrique est acheminée via une artère principale à laquelle sont connectées des dérivations directes, aboutissant aux postes MT/BT utilisés pour la distribution publique.

I.4.1 Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension

Les réseaux moyenne tension sont généralement exploités en antenne :

- En structure radiale pour les réseaux souterrains.
- En structure arborescente pour les réseaux aériens.
- Ils sont toujours issus de source triphasée.

I.4.1.1 Réseaux moyenne tension aérienne

La structure du réseau MT aérien est arborescente à deux ordres de lignes dorsales et dérivation. Sous-dérivations Elles peuvent alimenter des clients isolés ou regrouper plusieurs postes MT/BT. [2]

La nature et sections des conducteurs

Les conducteurs utilisés sont généralement fabriqués en aluminium ou en alliages d'aluminium. Ils sont soutenus par des isolateurs rigides en verre ou en porcelaine, qui les maintiennent suspendus aux pylônes, généralement disposés à une hauteur de 10 à 12 mètres. Les sections de ces conducteurs sont justifiées par leur capacité à alimenter les charges de ce type de réseau, en tenant compte des différentes contraintes telles que la résistance au court-circuit, la capacité, la goulotte de tension et la résistance mécanique.

Tableau I.1 : Nature et sections des conducteurs Réseaux moyenne tension aérienne. [3]

Lignes	Nature	Sections (mm) ²	Limite thermique (I) (A)
Dorsal	Alliage AL	93.3	240
Dérivation	Alliage AL	34.4	170

I.4.1.2 Réseaux souterrains moyenne tension

La structure des réseaux de moyenne tension souterrains est généralement constituée d'un seul type de ligne, avec une configuration radiale pour la dorsale. La conception de ces réseaux, qui se caractérisent par une faible longueur et une forte section des conducteurs, permet de réduire les goulottes de tension. En raison de l'importance des incidents, tels que les coupures de charge et la durée d'interruption qui sont souvent plus élevées que dans les réseaux aériens, une solution de réalimentation est prévue. Cela peut se faire soit par le biais des réseaux voisins, soit par l'utilisation de câbles de secours.

• Nature et sections des conducteurs

Tableau I.2 : Nature et sections des conducteurs Réseaux souterrains moyenne tension. [3]

RØseau (kV)	Conducteur	Section (mm) ²	Limite thermique (I) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

I.5 Les lignes électriques

Les lignes de transmission sont constituées de conducteurs, d'isolateurs et de supports. La fonction fondamentale des lignes est de transmettre l'énergie électrique. Il doit avoir les caractéristiques de base suivantes :

La tension doit rester constante sur toute la longueur de la ligne pour toutes les charges comprises entre la charge nulle et la charge nominale :

- Les pertes doivent être faibles pour que la chaîne de production ait une bonne efficacité ;
- Les pertes Joule ne doivent pas surchauffer le conducteur.

Le type de par ligne utilisé est déterminé :

- Puissance de transport, distance de transport et coût.
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

Il existe quatre types de lignes :

- Lignes de distribution basse tension
- Lignes de distribution moyenne tension.
- Lignes de transmission à haute tension.

I.6 Schéma unifilaire d'un réseau moyen tension

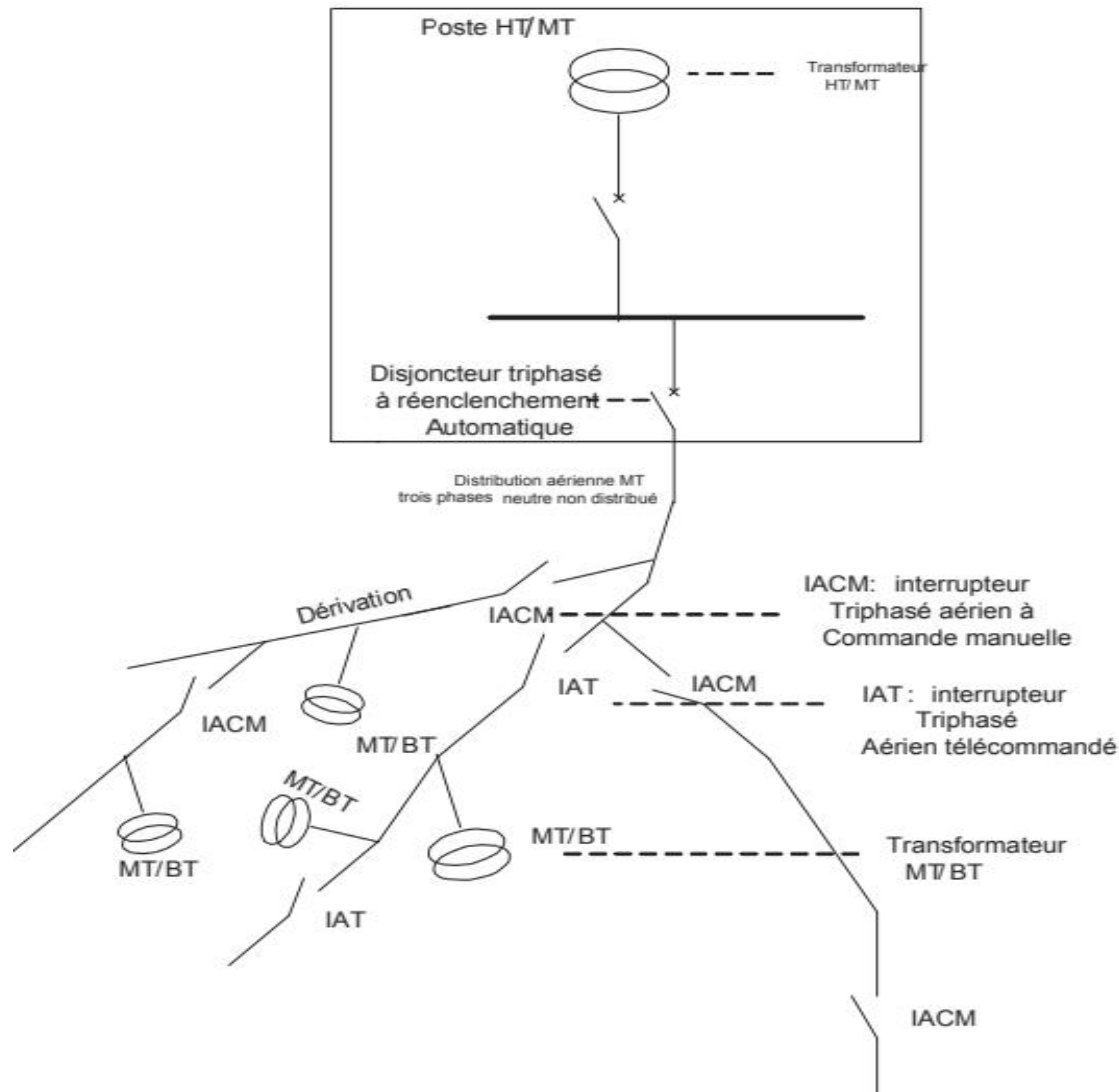


Figure I.6 : structure unifilaire d'un réseau moyenne tension [5]

I.7 Généralités sur les postes de transformation

I.7.1 Définition

Un poste électrique, également appelé poste de transformation, est un élément essentiel du réseau électrique. Il sert à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Son rôle principal est d'élever la tension électrique pour la transmission sur de longues distances, réduisant ainsi les pertes d'énergie par effet Joule, puis de la diminuer pour la consommation finale par les utilisateurs. [6]

Les postes électriques ont trois fonctions principales :

- Ils permettent de connecter des lignes électriques et de répartir l'électricité entre elles.
- Ajuster le niveau de tension selon les besoins.
- Ils assurent la protection et la sécurité du réseau, parce qu'ils sont équipés de disjoncteurs et de systèmes de protection pour assurer la sécurité.

I.7.2 Différentes types de postes électriques [6]

- **Postes d'Interconnexion** : Ils relient plusieurs réseaux électriques pour faciliter l'échange d'énergie entre régions ou pays.
- **Postes Élévateurs** : Ils augmentent le niveau de tension pour réduire les pertes lors du transport à longue distance.

- **Postes de Distribution** : Ils réduisent le niveau de tension pour distribuer de manière sûre l'énergie aux utilisateurs domestiques et industriels.

I.7.3 Les composants d'un poste de transformation

I.7.3.1 Les transformateurs de puissance [2]

Permet de modifier les valeurs de la tension et de l'intensité du courant par une source d'énergie électrique alternative. Ils transforment ces valeurs en un système de tension et de courant différents, tout en conservant la même forme et la même fréquence.

Il existe deux types principaux de transformateurs de puissance :

- Les autos transformatrices qui ne permettent pas de séparation entre le circuit primaire et le circuit secondaire. Ils possèdent une configuration de transformation définie lorsqu'ils sont opérationnels, mais celle-ci peut être modifiée si l'autotransformateur est hors service.
- Les transformateurs dotés de régulateurs en charge peuvent recharger leurs rapports de transformation lorsqu'ils sont opérationnels. Ils sont employés pour assurer une tension stable au niveau secondaire (la plus faible) et contribuent de manière significative à la stabilité de cette tension.

I.7.3.2 Les transformateurs de mesure

Les transformateurs de mesure sont des appareils utilisés pour mesurer la tension ou le courant lorsque leurs valeurs sont trop élevées pour être mesurées directement. Ils sont utilisés pour alimenter des appareils de mesure, des compteurs et des relais, et ils fonctionnent en convertissant la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans décalage de phase.

Les types de transformateurs de mesure :

- **Les transformateurs de courant (TC)** : Ce dispositif réduit un courant élevé à une valeur inférieure, proportionnelle et mesurable. Il est principalement utilisé pour assurer la protection et le contrôle au sein des réseaux électriques.
- **Les transformateurs de tension (TT)** : Cet appareil convertit une haute tension en une tension plus faible, ce qui permet de réaliser des mesures avec des instruments appropriés. Il est souvent désigné sous le terme de transformateur de potentiel.

I.7.3.3 Le transformateur d'isolement

Établit une séparation galvanique entre les circuits pour des raisons de sécurité et de résolution de problèmes, offrant une isolation électrique qui protège contre les chocs, réduit les interférences et prévient les surtensions. Sa tension de sortie est généralement égale à celle de l'entrée, assurant un transfert d'énergie sécurisé par induction électromagnétique et minimisant les risques de dysfonctionnement dans divers domaines comme l'informatique et le secteur hospitalier.

I.7.4 Les postes de livraison HTA (MT)

Ils concernent généralement des puissances allant de 250 kVA à 10 MVA. En France, on distingue principalement deux types de postes de livraison HTA : les postes en cabine intérieure et les postes en plein air. Le choix entre ces deux types dépend des besoins techniques et des conditions d'installation. [7]

I.7.4.1 Les postes de livraison HTA à comptage BT [7]

Ces postes sont encadrés par la norme NF C 13-100. Ils sont généralement équipés d'un seul transformateur, dont le courant côté basse tension ne dépasse pas 2000 A, ce qui correspond à une puissance maximale de 1250 kVA pour une tension triphasée de 400 V. La cellule protection générale *P* doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 .

Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs

HTA, La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement.

Il y a trois configurations distingués comme le montre les figures (I.6) la figure (I.7) et la figure (I.8).

I.7.4.1.1 Configuration simple dérivation

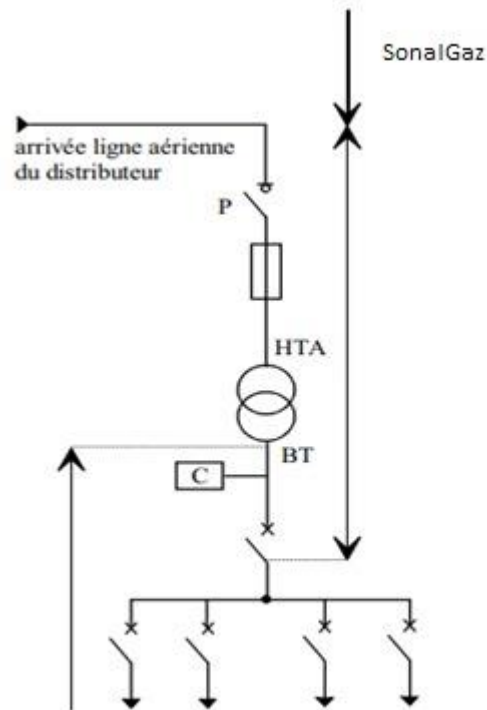


Figure I.7: alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT [8].

I.7.4.1.2 Configuration coupure d'artère

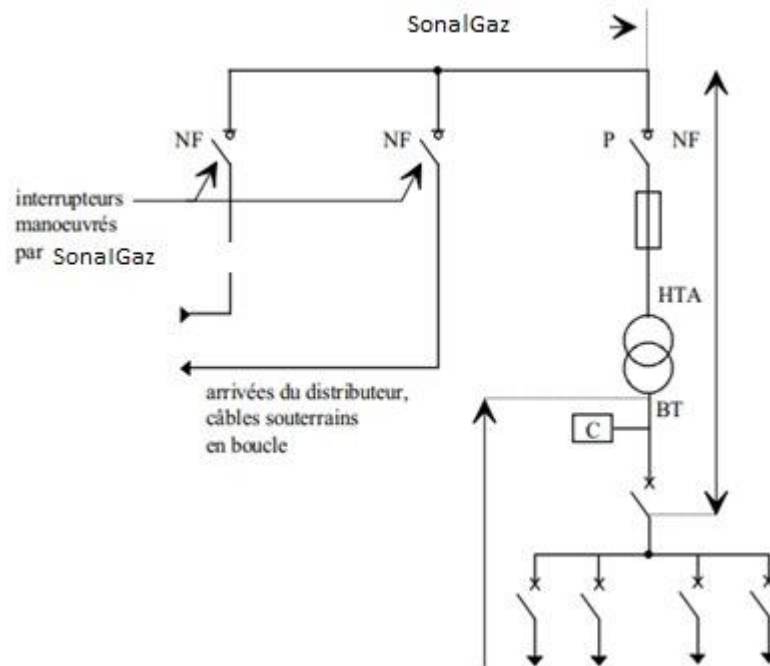


Figure I.8 : alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT [8].

I.7.4.1.3 Configuration double dérivation

Ce schéma, très coûteux pour le distributeur, est utilisé lorsque les exigences de disponibilité sont importantes (le surcoût est généralement payé par l'utilisateur).

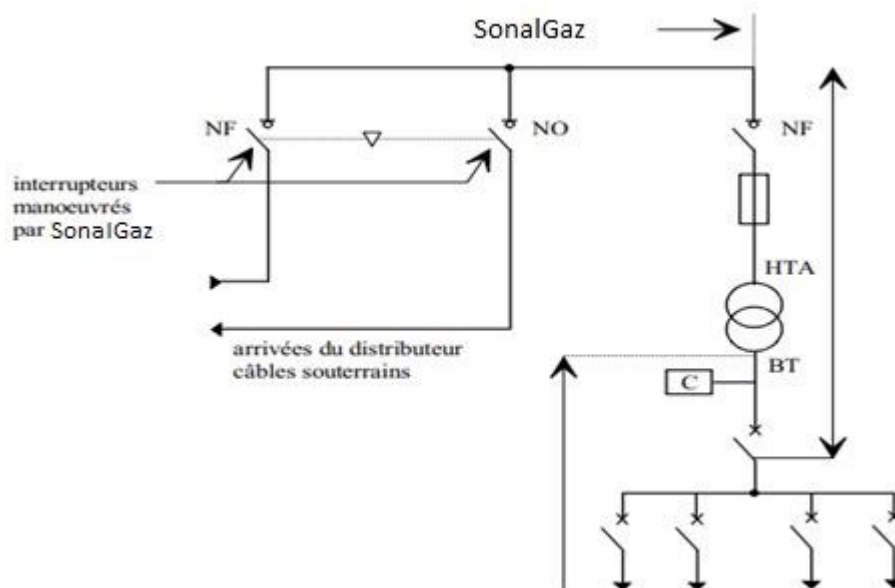


Figure I.9 : alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT [8].

I.7.4.2 Les poste de livraison HTA à comptage MT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2 000 A (puissance supérieure à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA(MT). La partie de l'installation allant du point de raccordement au réseau HTA jusqu'au sectionneur d'isolement situé en aval du disjoncteur général est régie par la norme NF C 13-100 ; les jeux de barres, le réseau HTA et les transformateurs sont régis par la norme NF C 13-200.

De façon identique aux postes de livraison à comptage BT, l'alimentation par le distributeur peut être en simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation. La figure (I.9) montre un poste de livraison avec une alimentation en coupure d'artère comportant 2 transformateurs et 2 départs HTA.

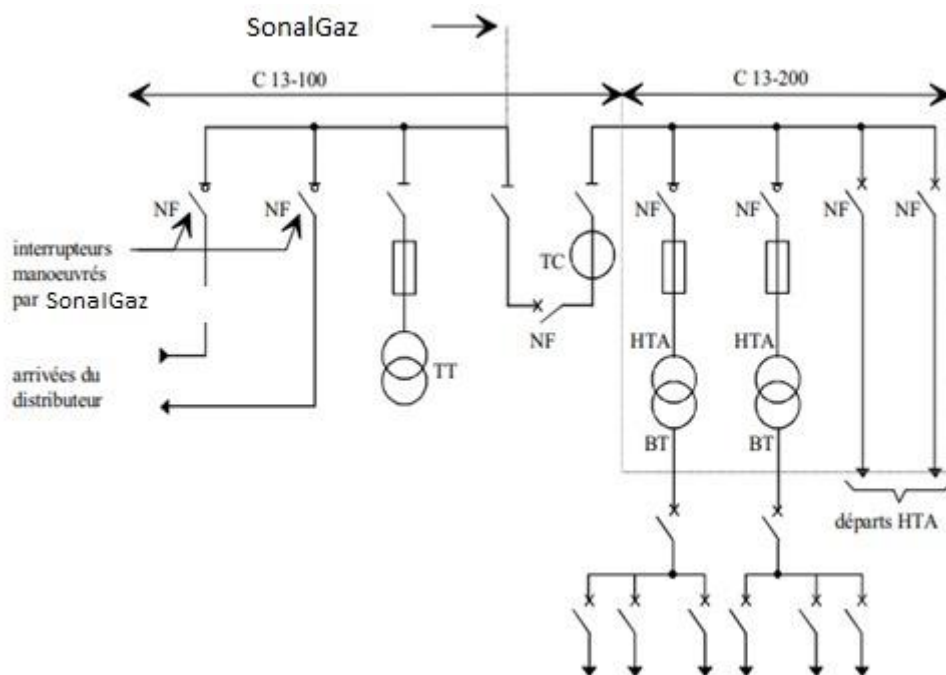


Figure I.10: exemple de poste de livraison HTA à comptage MT [8]

Le comptage HT est réalisé grâce au transformateur de tension (TT) et d'un transformateur de courant (TC). Ce dernier est généralement doté d'un second enroulement secondaire, dédié aux dispositifs de protection contre les surintensités. [8]

I.7.5 Les réseaux HTA(MT) à l'intérieur du site

Les réseaux HTA (MT) sont composés de tableaux et de liaisons alimentant ces tableaux. Nous allons d'abord étudier les différents modes d'alimentation des tableaux, puis les différentes structures des réseaux permettant d'alimenter ces tableaux. Les sectionneurs d'isolement et les systèmes de débrogage permettant d'effectuer la maintenance de l'installation ne sont pas représentés sur les schémas. [8]

I.7.5.1 Modes d'alimentation des tableaux HTA

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA indépendamment de son emplacement dans le réseau. Le nombre de sources et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré. Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

I.7.5.1.1 Mode d'alimentation constitué d'un jeu de barres et d'une source d'alimentation

Cette architecture est la plus simple, elle est la moins coûteuse, mais en cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est mis hors service jusqu'à l'opération de réparation. [8]

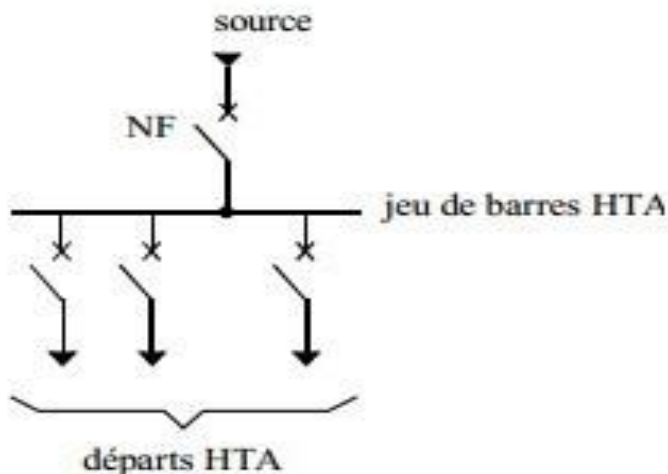


Figure I.11 : 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation. [8]

Cependant, pour éviter les pénuries d'énergie et assurer la consommation aux clients. Le mode d'alimentation avec deux sources avec un seul jeu de barres, le mode d'alimentation avec deux sources avec un jeu de barres avec couplage sera utilisé. Les figures (I.11) et (I.12) illustrent les deux configurations.

I.7.5.2 Mode d'alimentation constitué d'un jeu de barre sans couplage et deux sources d'alimentation

Dans ce mode les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

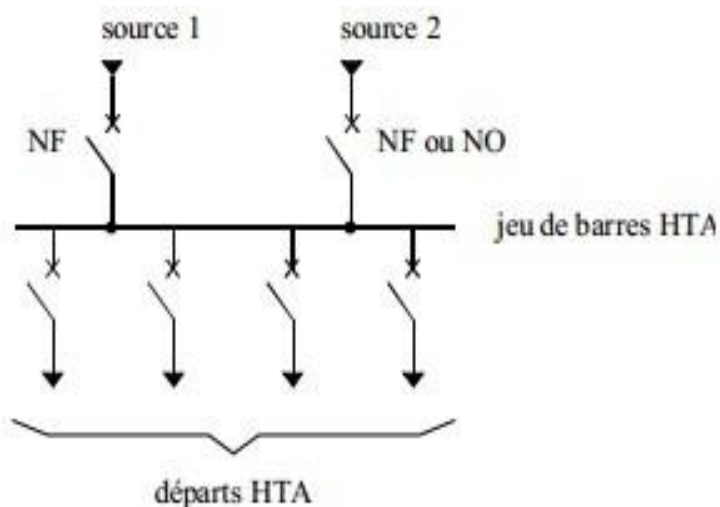


Figure I.12 : un jeu de barres sans couplage, deux sources d'alimentation. [8]

I.7.5.1.3 Mode d'alimentation constitué de 2 demi-jeux de barres avec couplage, et deux sources d'alimentation

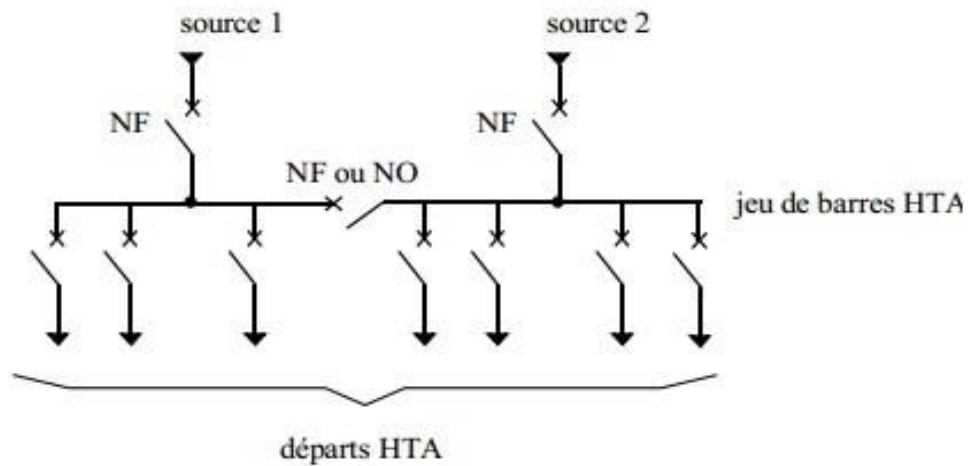


Figure I.13 : 2 demi-jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentation. [8]

Dans ce dernier mode, le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. S'il est ouvert, chaque source alimente un demi - jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les 2 demi-jeux de barres. En cas de défaut sur un demi jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée. [8]

Dans les dernières étapes et toujours dans le cadre de développement du service et de la qualité d'énergie des clients. Un troisième mode d'alimentation avec deux sources avec deux jeu de barres couplés ou bien le mode 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation, appelé sources et départs en « duplex » sera utilisé. Les figures (I.13), (I.14) et (I.15) illustrent les configurations de mode.[8]

I.7.5.1.4 Mode d'alimentation deux sources et deux départs en « duplex »

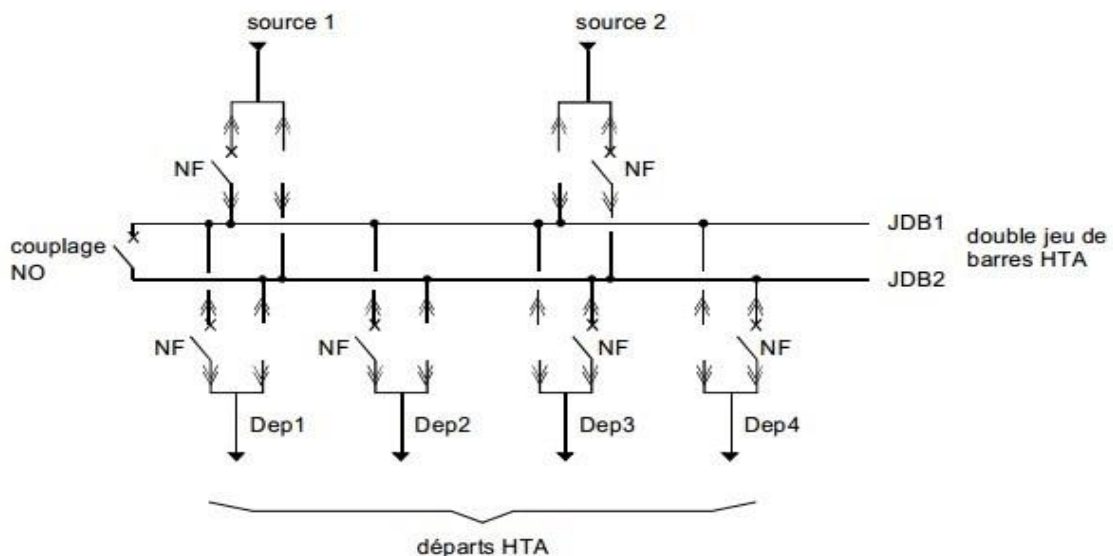


Figure I-14 : sources et départs en « duplex ». [8]

Dans la configuration illustrée à la figure (1.14), le disjoncteur de couplage reste normalement ouvert en situation de fonctionnement stable. Chaque source est capable d'alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres grâce à deux cellules débroschables associées. Par souci de simplification économique, un seul disjoncteur est utilisé pour les deux cellules, qui sont disposées tête-bêche, ce qui permet de le déplacer facilement d'une cellule à l'autre. Ainsi, pour que la source 1 puisse alimenter le jeu de barres JDB2, il suffit de repositionner le disjoncteur dans la cellule correspondante à cette configuration.

Le même principe est appliqué aux départs : chacun est lié à deux cellules et un unique disjoncteur déplaçable. L'alimentation d'un départ donné dépend alors de la position du disjoncteur par rapport aux jeux de barres. Par exemple, si la source 1 alimente le jeu de barres JDB1, elle peut également fournir

les départs Dep1 et Dep2, tandis que la source 2 alimente JDB2 ainsi que les départs Dep3 et Dep4. En cas de défaillance d'une source, la fermeture du disjoncteur de couplage permet à l'autre source de prendre en charge l'alimentation globale du poste. À l'inverse, lorsqu'un défaut touche un jeu de barres ou qu'une opération de maintenance est requise, on ouvre le disjoncteur de couplage, puis on repositionne chaque disjoncteur sur le jeu de barres resté en service, assurant ainsi la continuité d'alimentation de tous les départs.

Toutefois, une limite notable de cette architecture "duplex" réside dans l'impossibilité de procéder à des permutations automatiques. En effet, en cas d'incident, chaque changement de configuration nécessite plusieurs minutes et impose souvent la mise hors tension des jeux de barres concernés[8]

I.7.5.1.5 Mode d'alimentation 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources

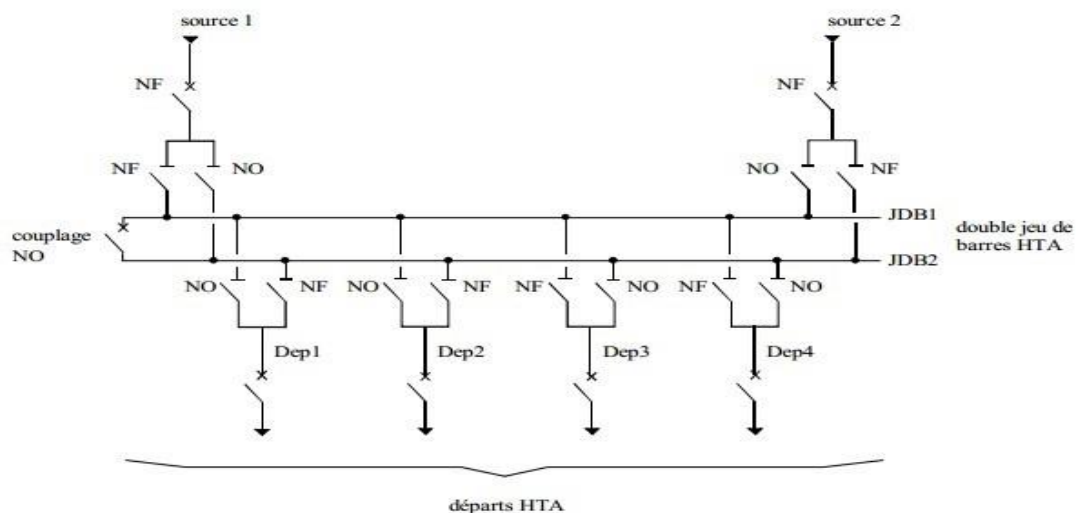


Figure I-15 : deux jeux de barres, deux attaches par départ, deux sources d'alimentation [8]

Dans la figure (I.15), le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état des sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé.

Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres, le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.[8]

I.7.5.1.6 Mode d'alimentation 2 doubles jeux de barres couplées entre eux

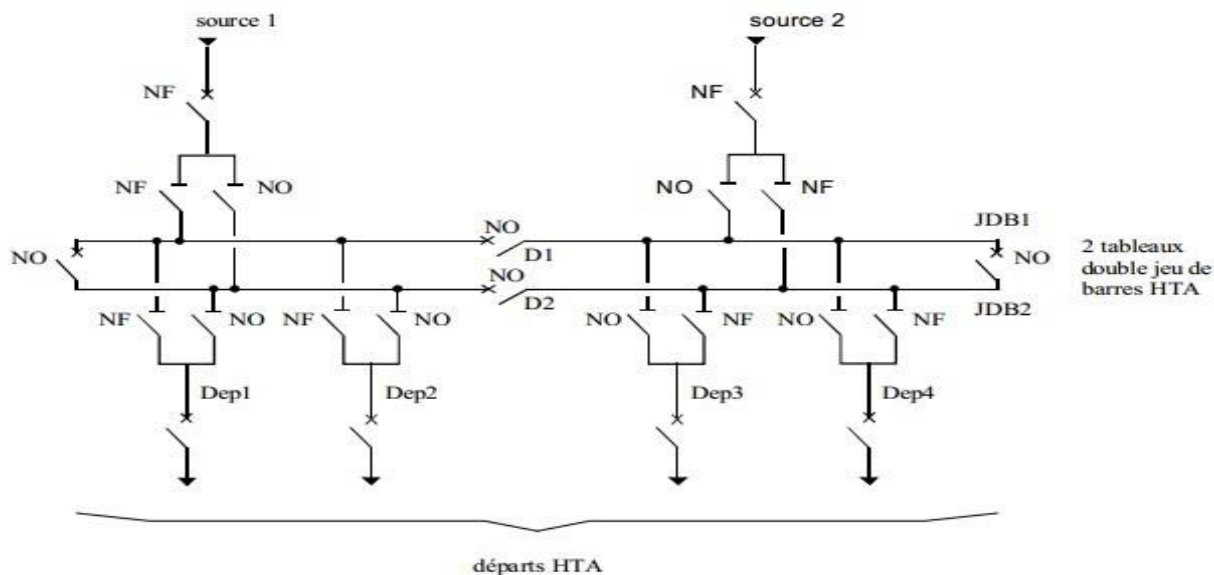


Figure I-16 : deux doubles jeux de barres couplés entre eux [8]

La figure (I.16) est presque identique au schéma précédent (2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation). La décomposition des doubles jeux de barres en 2 tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation. Chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal.[8]

I.7.5.2 Structure des réseaux HTA

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

I.7.5.2.1 Structures de réseaux HTA radial en simple antenne

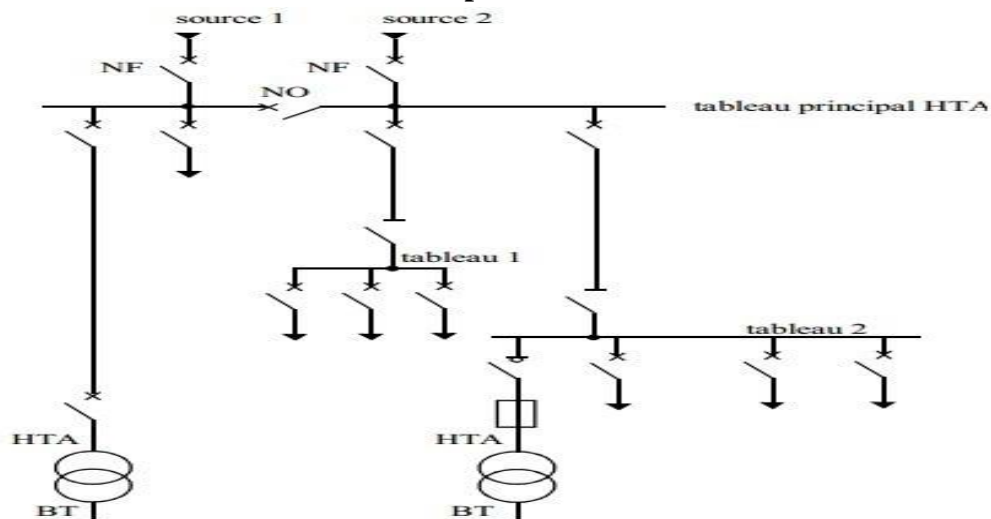


Figure I-17 : réseau HTA radial en simple antenne [8]

Dans cette structure de réseau les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage. Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.[8]

I.7.5.2.2 Structures de réseaux HTA radial en double antenne sans couplage

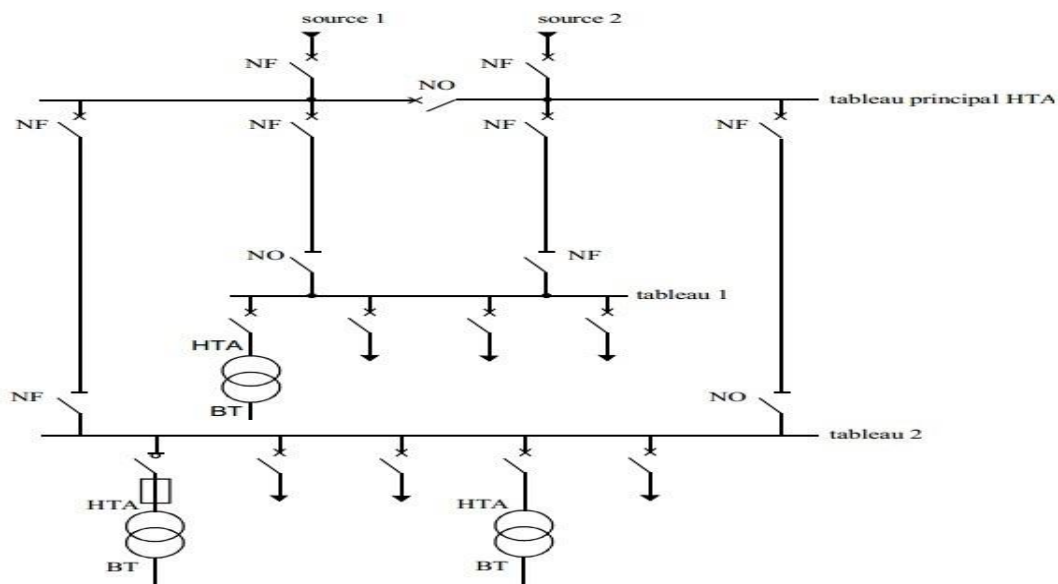


Figure I-18 : réseau HTA radial en double antenne sans couplage [8]

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

I.7.5.2.3 Structures de réseaux HTA radial en double antenne avec couplage

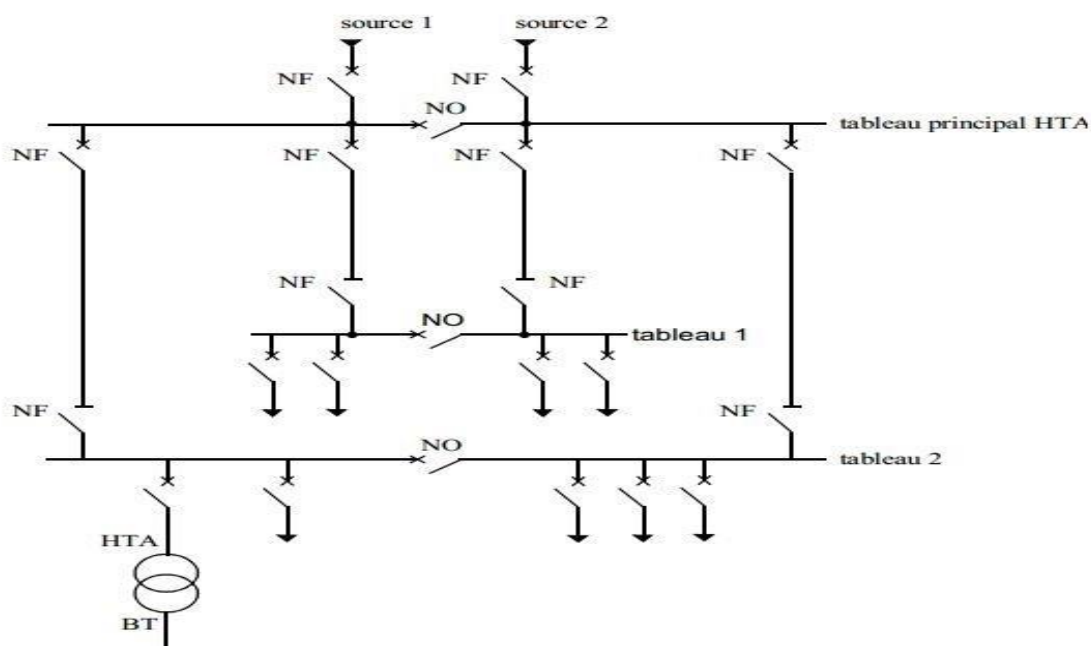


Figure I-19 : réseau HTA radial en double antenne avec couplage [8]

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 isolé pour maintenance ou en cas de défaut, tout en restant alimenté depuis l'une des deux sources disponibles..
- Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.[8]

I.7.5.2.4 Structures de réseaux HTA 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.

- ✓ **Boucle ouverte**

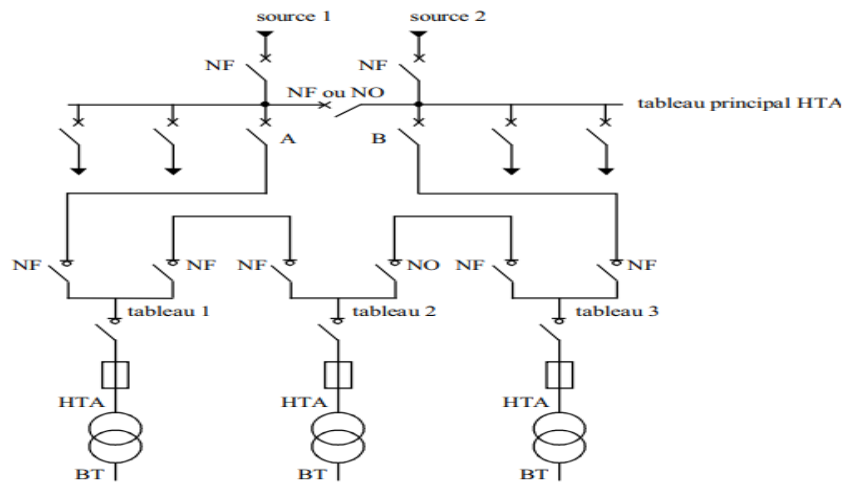


Figure I.20 : réseau HTA en boucle ouverte [8].

Les extrémités de la boucle, situées aux points A et B, sont équipées de disjoncteurs.

Quant aux tableaux 1, 2 et 3, ils sont dotés d'interrupteurs comme dispositifs de coupure.

En régime normal, la boucle reste ouverte sur le schéma, elle est représentée ouverte à un certain point du réseau.

Chaque tableau peut être alimenté indifféremment par l'une ou l'autre des deux sources disponibles.

En cas de défaut sur un câble ou de perte d'une source, une reconfiguration du réseau en boucle permet de rétablir l'alimentation.

Cependant, si aucun automatisme de reconfiguration n'est installé, cette opération engendre une coupure de courant de quelques secondes au mieux. Dans le cas contraire, c'est-à-dire avec une intervention manuelle de l'équipe d'exploitation, la durée de l'interruption peut atteindre plusieurs minutes, voire des dizaines de minutes selon les circonstances.[8]

➤ **Boucle fermée**

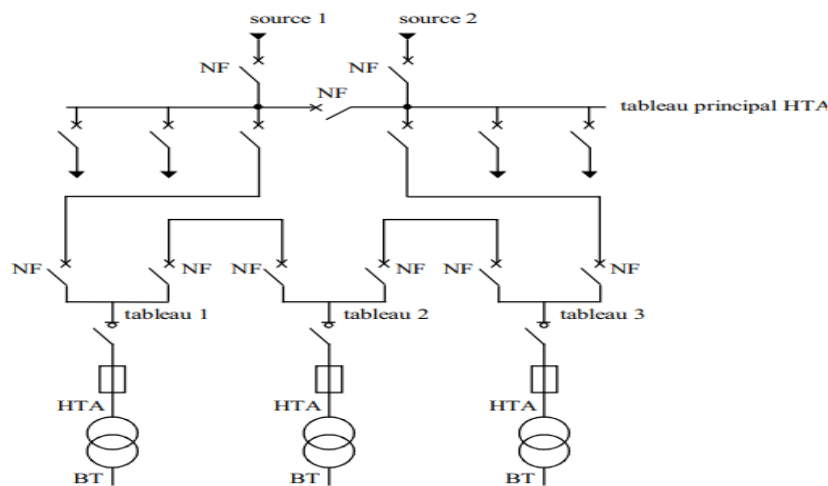


Figure I-21 : réseau HTA en boucle fermée.[8]

- tous les dispositifs de coupure présents sur la boucle sont des disjoncteurs.
- La boucle fonctionne en position fermée en régime normal, assurant une continuité d'alimentation.
- Le système de protection mis en place permet d'isoler sélectivement la zone défectueuse sans interrompre l'alimentation des autres parties du réseau. Cette approche offre de meilleures performances que celle d'une boucle ouverte,

- Cependant, cette solution implique un coût plus élevé en raison de l'installation de disjoncteurs dans chaque tableau, ainsi que la nécessité de mettre en œuvre une protection plus complexe et coordonnée.[8]

I.7.5.2.6 Structures de réseaux HTA en double dérivation

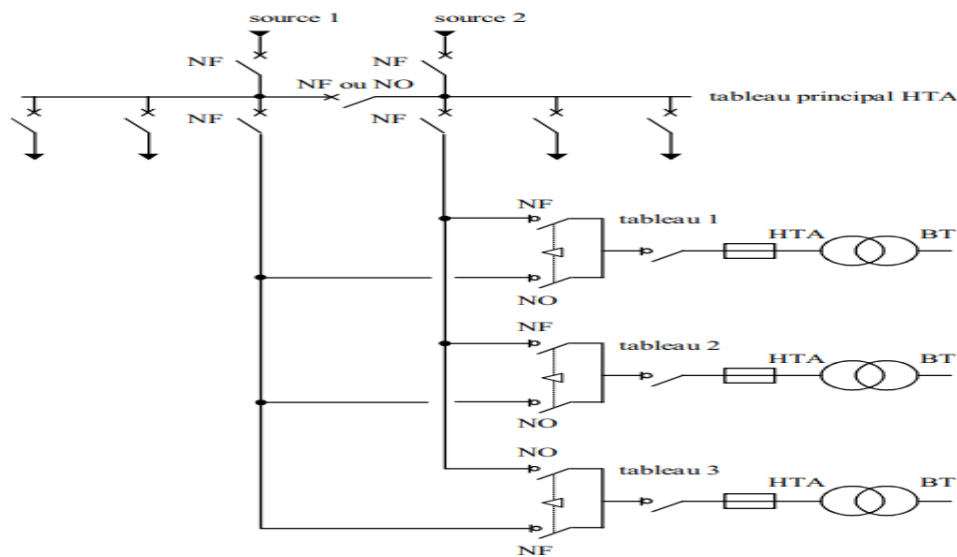


Figure I.22 : réseau HTA en double dérivation[8]

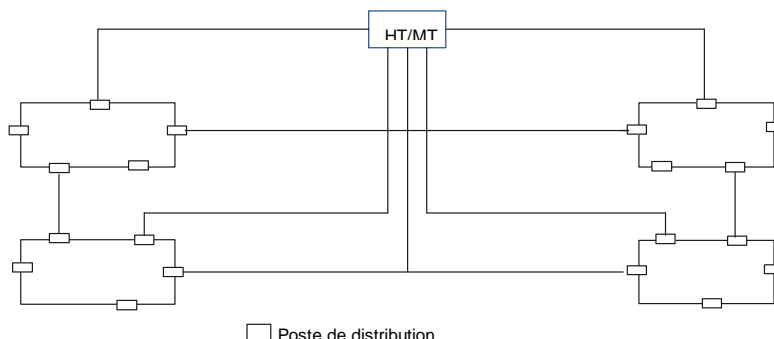
- Dans cette structure les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment. Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.[8]

I.7.5.3 Structures utilisables en réseaux souterrains :

Il existe de nombreuses structures utilisables dans les réseaux souterrains, parmi lesquelles on peut citer :

a) Structure maillée

Dans ce type de réseau, les postes électriques sont reliés entre eux par de multiples lignes, ce qui offre plusieurs trajets possibles pour l'acheminement de l'énergie. Ce schéma permet d'assurer la continuité de l'alimentation en cas de défaillance d'un tronçon ou d'un poste MT/BT. Toutefois, il présente certains inconvénients, notamment une utilisation limitée de la capacité des câbles, l'obligation d'un point de raccordement commun pour chaque paire de lignes, ainsi qu'un besoin constant de surveillance du réseau en raison de la variation des charges. En raison de ces contraintes, cette architecture tend à être progressivement abandonnée, comme le montre la figure (1-21). [9]



□ Poste de distribution

Figure I-23 : Schéma de structure maillée [2].

b) Structure à artère source à source

La structure dite « artère source à source » est couramment employée dans les réseaux souterrains, en particulier au niveau des postes HT/MT. Elle repose sur l'alimentation des câbles depuis deux sources

distinctes, ce qui permet de limiter la charge à environ la moitié de la capacité totale des câbles. Cette limitation est primordiale pour prévenir les risques de surcharge.

En cas de défaillance, le soutien est assuré par les câbles adjacents, du moins lors des premières phases d'exploitation.

Avec l'augmentation progressive des charges, cette architecture peut être amenée à évoluer vers une structure de type fuseau. Cette évolution implique l'installation d'un câble de secours supplémentaire ainsi que l'établissement de connexions entre plusieurs points de coupure du réseau.

Toutefois, l'installation d'un second câble de secours est rarement justifiée, même dans le cas d'incidents simultanés affectant les deux premiers câbles. En effet, le gain en continuité de service reste marginal par rapport aux coûts d'investissement que représente la mise en place de ce second câble. [9]

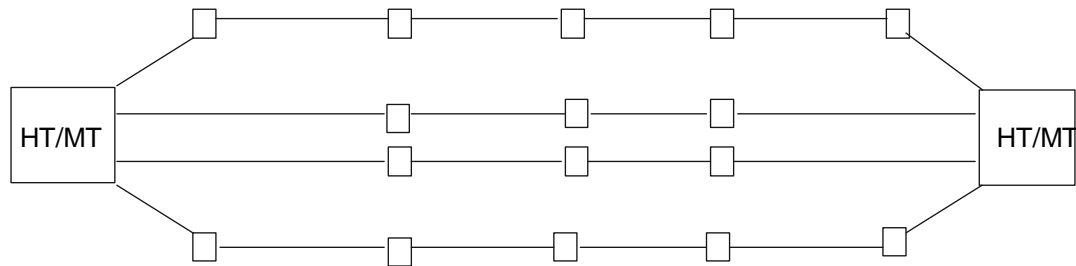


Figure I-24 : Structure à artère source à source [2].

1.8 Protection d'un réseau électrique

Simplement, la protection des réseaux électriques est un ensemble de mesures et de dispositifs conçus pour **détecter et isoler rapidement et efficacement les défauts électriques** qui peuvent survenir dans n'importe quelle partie du réseau (tels que les lignes de transport, les transformateurs, les générateurs, les moteurs, etc.).

1.9 Les dispositifs de protection

Comprennent un ensemble d'appareils tels que les relais, les disjoncteurs, les sectionneurs et les fusibles, qui sont conçus pour détecter les défauts électriques et isoler ainsi les installations concernées. Leur rôle principal est de protéger les circuits électriques contre les risques de surcharges et de courts-circuits, en coupant automatiquement l'alimentation électrique lorsque des anomalies sont détectées. Ces dispositifs garantissent non seulement la sécurité des personnes en évitant les électrocutions, mais aussi la protection des équipements en prévenant d'éventuels dommages matériels. Les systèmes de protection doivent être adaptés aux caractéristiques spécifiques de chaque installation électrique, en tenant compte de divers paramètres tels que la configuration du réseau et le type de courants présents.

1.10 Les jeux de barres

Les jeux de barres sont des rectangles en cuivre ou en aluminium où sont connectées les lignes, que ce soit celles de départ ou d'arrivée. Ils permettent le raccordement de toutes les lignes et de tous les segments. Le nombre de jeux de barres est déterminé par le schéma électrique du poste. Un poste peut avoir jusqu'à trois jeux de barres par niveau de tension.

1.11 Les services auxiliaires

L'exploitation d'un poste HT/MT nécessite des sources auxiliaires d'énergie électrique à basse tension afin d'assurer diverses fonctions telles que la commande, la signalisation, la protection, la force motrice, l'éclairage, la transmission, etc. [2]

I.12 Matériel de conduite et de surveillance

La conduite s'effectue depuis des centres de conduite régionaux (dispatchings) ou nationaux. Ceux-ci disposent d'instruments de télé conduite (des SCADA, notamment) comprenant des dispositifs permettant :

- De commander les organes de coupure (disjoncteurs, sectionneurs),
- De connaître la position de ces organes,
- De mesurer un certain nombre de grandeurs (tension, intensité, fréquence),
- De signaler des dysfonctionnements (alarmes).

I.14 Conclusion

Le premier chapitre a été consacré à une étude générale des réseaux électriques, en introduisant les notions fondamentales qui permettent de mieux comprendre leur structure et leur fonctionnement. Il débute par la présentation de la hiérarchie des réseaux électriques, en mettant l'accent sur les réseaux Moyenne Tension (MT), qui constituent le maillon intermédiaire entre le transport de l'énergie et sa distribution. Ce chapitre aborde ensuite les généralités sur les postes de transformation, en définissant leur rôle essentiel dans l'adaptation des niveaux de tension. Une attention particulière est accordée aux postes de livraison HTA à comptage BT et MT, en détaillant les différentes configurations possibles, notamment la dérivation simple. Par ailleurs, les modes d'alimentation des tableaux HTA sont présentés, ainsi que les diverses structures de réseaux HTA, telles que la structure radiale en simple antenne, les structures utilisées dans les réseaux souterrains, et d'autres topologies courantes. Enfin, le chapitre expose les dispositifs de protection utilisés pour garantir la sécurité des personnes et des équipements, ainsi que la continuité du service électrique.

Le chapitre suivant sera dédié à la protection dans les réseaux électriques à moyenne tension.

Chapitre II

Protection d'un réseau moyenne tension.

II.1 Introduction

En général, les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état de fonctionnement des composants du réseau électrique et provoquent leur mise hors service dès que ces composants deviennent le siège d'une perturbation indésirable ou ils sont menacés par l'influence de ces derniers. Ils assurent également la sécurité des personnes et des biens tout en maintenant la continuité de l'alimentation énergétique. Ainsi, le système de protection réduit les contraintes thermiques, le vieillissement du matériel et maintient la stabilité des services réseau.

Le choix d'un dispositif de protection n'est donc pas le résultat d'une réflexion isolée, mais plutôt l'une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. Par conséquent, la sélection des dispositifs de protection les plus appropriés nécessite une analyse du comportement des équipements électriques lors des défauts et des phénomènes qui en découlent. Pour qu'un système de protection atteigne ces objectifs, il doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique. La fonction de protection repose sur la détection et l'interruption rapide des défauts, tels que le court-circuit, les défauts à la terre, les surcharges et les surtensions, en utilisant des dispositifs tels que les fusibles, les disjoncteurs, les relais de protection et les parafoudres. Les principes essentiels de cette protection incluent la sélectivité, la rapidité, la sensibilité et la fiabilité, permettant ainsi d'isoler uniquement la partie défectueuse du réseau tout en minimisant les perturbations. Des normes et réglementations strictes établissent les exigences techniques et les procédures de mise en œuvre, garantissant ainsi un fonctionnement sûr et efficace des installations électriques.

II.2 Etude des protections d'un réseau

L'étude des protections d'un réseau se décompose de la définition d'un plan de protection et la détermination coordination des protections ou sélectivité.

II.2.1 Définition du système de protection [4]

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau.

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants (Figure II .1) :

- Capteurs de mesure – courant et tension – fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,
- Relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement,
- Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles

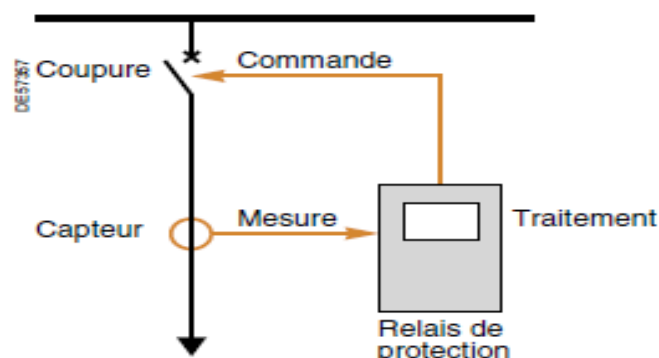


Figure II.1 : chaîne de protection [4]

II 2.2 Plan de protection

II.2.2.1 Fonction d'un plan de protection

Il définit les dispositifs de protection contre les principaux défauts affectant les réseaux et les machines tel que les courts circuits entre phases et phase-terre, les surcharges et les défauts propres aux machines tournantes.

Pour préparer un plan de protection, il est nécessaire de prendre en compte la structure et la taille du réseau, ainsi que ses différents modes de fonctionnement. Il est essentiel de connaître les régimes de neutres, les caractéristiques des sources d'énergie et des charges, ainsi que leurs limitations en cas de défaut. La nécessité de continuité de service est également un critère très sensible à prendre en compte.

[4]

II.2.2.2 Réglementation

Les textes réglementaires jouent un rôle crucial dans la protection des personnes contre les dangers du courant électrique. Ces réglementations définissent des normes strictes pour garantir la sécurité des installations électriques et éliminer les défauts dans des temps déterminés. [2]

II.2.2.3 Structure des réseaux à protéger

La structure des réseaux influence trois paramètres principaux pour la protection :

- Typologie des défauts : Les réseaux aériens présentent principalement des défauts fugitifs ou semi-permanents (95%), tandis que les réseaux souterrains connaissent des défauts permanents (100%).
- Risques pour les tiers : Les réseaux aériens comportent des risques liés aux câbles tombés à terre, alors que les réseaux souterrains sont plus exposés aux dommages lors des excavations.
- Capacités homopolaires : Les réseaux souterrains ont des capacités homopolaires 100 fois plus élevées que les réseaux aériens, nécessitant des protections adaptées. [10]

II.2.2.4 Régime du neutre [11]

Sur le plan physique, le neutre correspond au point commun des trois enroulements connectés en étoile. Ce point peut être accessible ou non, et sa distribution peut être présente ou absente selon le type d'installation. En moyenne tension, il est rare que le neutre soit distribué, contrairement aux installations en basse tension où sa distribution est largement répandue.

Dans les réseaux haute ou basse tension, le neutre peut être relié à la terre ou maintenu isolé. C'est cette configuration qui définit ce que l'on appelle le régime de neutre. La mise à la terre du neutre peut se faire de manière directe, ou par l'intermédiaire d'éléments comme une résistance ou une réactance.

Lorsque la connexion est directe, on parle de neutre directement relié à la terre. À l'inverse, lorsqu'une impédance est intercalée, le neutre est dit impédant. Enfin, en l'absence de toute liaison volontaire entre le neutre et la terre, on considère que le neutre est isolé. Les différents régimes de neutre sont résumés comme suit :

- Le neutre directement mis à la terre.
- Le neutre isolé, ou fortement impédant.
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance.
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance.
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).

Le régime de neutre joue un rôle essentiel dans le comportement d'un réseau électrique, notamment en cas de défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre. Les grandeurs électriques qui en découlent — telles que les courants de défaut, les tensions de contact ou encore les surtensions — dépendent directement du mode de liaison du neutre à la terre.

Un neutre relié directement à la terre permet de réduire efficacement les surtensions, mais il engendre des courants de défaut de forte intensité. À l'inverse, un neutre isolé limite ces courants à des niveaux très faibles, tout en augmentant le risque d'apparition de surtensions importantes.

La continuité de service, lors d'un défaut d'isolement, est également influencée par le régime du neutre. En basse et haute tension, un neutre isolé permet de maintenir l'alimentation sous certaines conditions, notamment en conformité avec la réglementation relative à la sécurité du personnel. En revanche, un neutre directement mis à la terre ou faiblement impédant entraîne généralement un déclenchement immédiat dès la détection du premier défaut.

Enfin, le régime de neutre a aussi une incidence sur l'ampleur des dommages subis par certains équipements sensibles, comme les moteurs ou les alternateurs, en cas de défaut d'isolement interne.

II .2.2.4.1 Le Choix du régime du neutre

Le choix du régime du neutre, tant en basse tension qu'en haute tension, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation imposé aux équipements sensibles.

a. Neutre isolé

Il n'y a pas de liaison électrique entre le point neutre et la terre, sauf pour les appareils de mesure ou de protection. Dans un tel réseau, un défaut à la terre dans une phase provoque un courant de faible intensité I_{k1} à travers les capacités entre les phases saines et la terre comme le montre la figure (II.2).

$$I_{k1} = 3C\omega V$$

Cette intensité peut théoriquement persister sans dommage significatif car elle est limitée à quelques ampères (environ 2 A/km pour un câble unipolaire de 150 mm² avec une isolation PRC de 0,63 μF/km). Cela ne demande pas une intervention de manœuvre immédiate et assurer la continuité de l'alimentation électrique. Mais cela entraîne des conséquences telles que :

- Il est nécessaire de surveiller en permanence l'isolation et de signaler obligatoirement les défauts non réparés.
- L'identification des défauts ultérieurs nécessite un équipement complexe (surtout s'il est automatisé) et une maintenance qualifiée, car un deuxième défaut non restauré peut entraîner un court-circuit biphasé qui est éliminé par la protection de phase. [4]

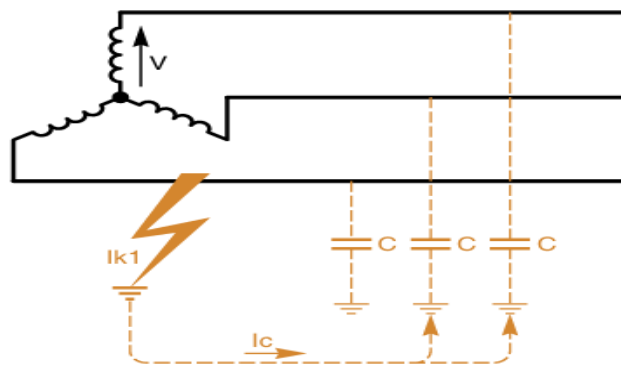


Figure II.2 : Neutre isolé [4].

Les avantages

- Garantit une très bonne continuité de service (pas de coupure au premier défaut).
- Le premier défaut est détecté et localisé sans interruption de l'alimentation.
- Permet une maintenance préventive avant qu'une panne grave ne survienne.

Les Inconvénients

- Nécessite un personnel formé et disponible pour la surveillance du réseau.
- Exige un haut niveau d'isolement permanent des installations.
- Les modifications ou extensions du réseau doivent être réalisées par des spécialistes.
- Oblige à fragmenter les réseaux étendus pour éviter des défauts multiples.
- Nécessite une vérification régulière des protections, notamment en cas de double défaut d'isolement

b. Neutre directement mis à la terre

Dans ce schéma, le conducteur neutre est relié directement à la terre sans passer par une impédance, sauf celle de la liaison elle-même, considérée comme négligeable, c'est-à-dire que l'impédance de mise à la terre.

Le neutre étant directement connecté à la terre sans résistance ni inductance limitatrice, tout défaut d'isolement entre une phase et la terre engendre un courant de défaut I_{k1} qui s'apparente pratiquement à un court-circuit entre cette phase et le neutre. Par conséquent, l'intensité de ce courant atteint une valeur élevée comme le montre la figure (II.3). La conséquence directe de cette configuration est que la protection du circuit doit intervenir et couper l'alimentation dès la détection du premier défaut d'isolement afin de limiter les dommages potentiels et d'assurer la sécurité des personnes et des équipements. [4]

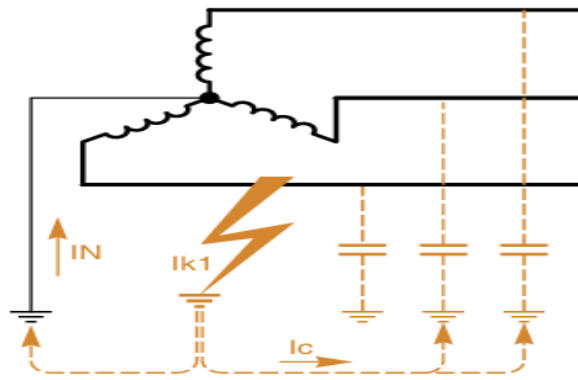


Figure II.3 : Neutre mis directement la terre [4].

Les avantages

- Protection rapide en cas de défaut.
- Il ne nécessite pas de surveillance particulière, seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels peut être nécessaire.
- La protection est assurée par des dispositifs différentiels résiduels (DDR) qui permettent en plus la prévention des risques d'incendie lorsque leur sensibilité est $\leq 500\text{Ma}$.
- Chaque défaut d'isolement entraîne une coupure. Cette coupure peut être limitée au seul circuit en défaut par la mise en place d'une sélectivité appropriée.
- Déclenche facilement les protections.

Les Inconvénients

- Toute modification du réseau doit être réalisée par un personnel qualifié connaissant les règles spécifiques du régime IT.
- Les dispositifs de protection doivent être vérifiés régulièrement, notamment en cas de défauts entre phases.
- Un dysfonctionnement des protections peut entraîner des dégâts sur les équipements.
- Les défauts d'isolement peuvent détériorer les enroulements des machines et les appareils sensibles.
- Un courant de défaut élevé, s'il n'est pas bien géré, peut causer des dommages importants.

- Dans les zones à risque d'incendie, ce régime peut présenter un danger accru.
- Les récepteurs produisant des courants de fuite élevés nécessitent des DDR adaptés pour éviter les déclenchements intempestifs..

C .Neutre mis à la terre à travers une résistance

Dans ce type de schéma, une impédance résistive est utilisée pour limiter le courant de défaut à la terre I_{k1} , tout en assurant un bon écoulement des surtensions. Cependant, cela implique que des dispositifs de protection doivent intervenir automatiquement afin de supprimer ce premier défaut. Pour les réseaux alimentant des machines tournantes, la valeur de la résistance est choisie de manière à obtenir un courant I_{k1} compris entre 15 et 50 A. Ce courant, bien que faible, doit rester supérieur ou égal à environ deux fois le courant capacitif total du réseau (I_c), soit $I_{k1} \geq 2 I_c$, afin de réduire les surtensions de manœuvre et faciliter une détection simple du défaut.

Dans les réseaux de distribution, on privilégie des valeurs plus élevées de courant de défaut, généralement entre 100 A et 300 A. Ces valeurs plus importantes facilitent la détection des défauts et permettent également un bon écoulement des impulsions de foudre, contribuant ainsi à la protection du réseau. [4]

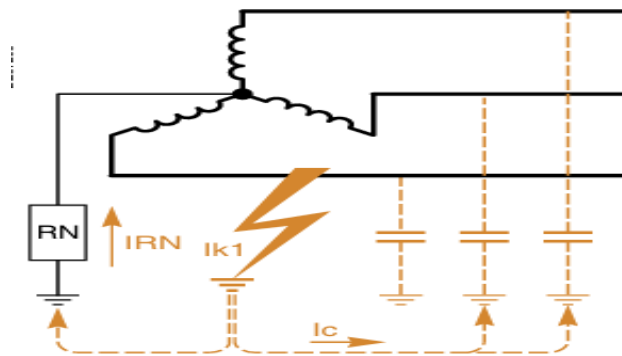


Figure II.4 : Neutre mis la terre par une résistance. [4]

Les avantages

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

Les inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut est dégradée, en effet, en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

d.Neutre mis à la terre par une réactance faible

Le neutre est mis à la terre à l'aide d'une faible valeur de réactance. Surtout pour les réseaux avec des tensions supérieures à 40 kV, il est préférable d'utiliser la réactance plutôt que la résistance. C'est principalement parce que si un problème survient (une panne, en d'autres termes), la résistance chauffe énormément et devient techniquement difficile à gérer. L'inductance entre le neutre et la terre sert à limiter le courant de défaut (I_{k1}) et à lisser le flux de surtension.

Une protection automatique au premier défaut est nécessaire, et le courant inductif (I_L) doit être nettement supérieur au courant capacitif (I_c) pour minimiser les surtensions et simplifier la détection. Dans les réseaux de distribution, des valeurs élevées de courant de défaut (300-1000 A) sont utilisées pour faciliter la détection et l'écoulement des surtensions de foudre. [4]

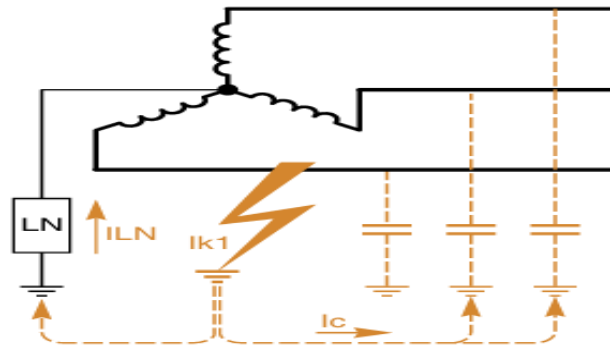


Figure II.5 : Neutre mis à la terre par une réactance faible [4].

Les avantages

- Limitation de l'amplitude des courants de défaut.
- Facilitation de la mise en œuvre de protections simples et sélectives.
- Efficacité particulière lorsque le courant de limitation est nettement supérieur au courant capacitif du réseau.

Les inconvénients

- Apparition possible de surtensions importantes lors de l'élimination des défauts à la terre, en raison de phénomènes de résonance entre la réactance et la capacité du réseau.
- Dégradation de la continuité de service de la ligne affectée en cas de défaut à la terre, nécessitant une élimination rapide du défaut (coupure dès la première occurrence).

e. Neutre mis à la terre par réactance de compensation

Le principe illustré par la figure (II.4), repose sur l'intercalation d'une réactance entre le point neutre et la terre. La valeur de cette réactance est déterminée en fonction de la capacité globale entre les phases et la terre du réseau, de manière à ce que le courant de défaut soit pratiquement nul en cas de défaut à la terre.

Le principe de fonctionnement de ce système repose sur la compensation du courant capacitif du réseau. En cas de défaut, le courant qui en résulte est la combinaison des courants circulant à travers la mise à la terre par réactance et les capacités des phases saines par rapport à la terre. Ces courants, de nature respectivement inductive et capacitive, s'opposent en phase, entraînant une compensation mutuelle. En pratique, la faible résistance de la bobine permet la persistance d'un faible courant résistif de quelques ampères. [4]

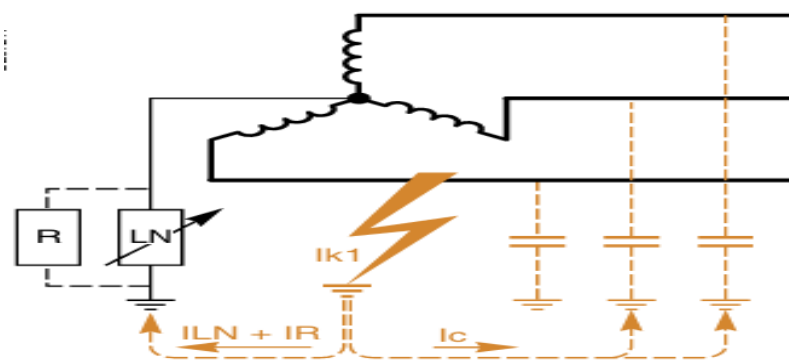


Figure II.6 : Neutre mis à la terre par une réactance de compensation [4].

Les avantages

- Réduction des courants de défaut (même en cas de capacitance phase-terre élevée).
- Extinction automatique des défauts à la terre non permanente.
- Signalisation du premier défaut via la détection du courant dans la bobine.

Les inconvénients

- Nécessité de garantir la sécurité des personnes et des biens face au courant résiduel pendant le défaut.
- Risques significatifs de surtensions transitoires sur le réseau.

II.2.2.4.2 Les performances des régimes du neutre [12]

Les performances des régimes du neutre s'apprécient selon les six critères suivants :

- La protection contre les chocs électriques
- La protection contre l'incendie d'origine électrique
- La continuité de l'alimentation
- La protection contre les surtensions
- La protection contre les perturbations électromagnétiques
- Les contraintes de mise en œuvre

➤ Protection contre les chocs électriques

Tous les régimes de neutre permettent d'assurer une égale protection contre les chocs électriques, dès lors qu'ils sont mis en œuvre et utilisés en conformité avec les normes.

➤ Protection contre les risques d'incendie

Dans le schéma *TT* et *IT* lors d'un premier défaut d'isolement, l'intensité du courant générée par le défaut est respectivement faible ou très faible, et le risque d'incendie est plus faible qu'en schéma *TN*.

Le schéma *TN* présente un risque d'incendie élevé car l'intensité du courant générée par le défaut d'isolement est élevée.

Continuité de l'alimentation

Le choix du schéma *IT* évite toutes les conséquences néfastes du défaut d'isolement :

- Le creux de tension.
- Les effets perturbateurs du courant de défaut.
- Les dommages aux équipements.
- L'ouverture du départ en défaut.

Son exploitation correcte rend le second défaut réellement improbable et permet aussi de garantir la continuité de l'alimentation.

➤ Protection contre les surtensions

Les schémas de liaison à la terre *TT*, *IT* et *TN* contribuent à la protection contre les surtensions en fournissant des chemins pour décharger les courants de surtension vers la terre. Cependant, la protection réelle dépend largement de l'installation correcte et de la coordination appropriée des dispositifs de protection contre les surtensions et des limiteurs de surtension, en tenant compte des caractéristiques de chaque schéma de liaison à la terre.

➤ Protection contre les perturbations électromagnétiques

Le choix du schéma est indifférent tous les schémas peuvent, satisfaire tous les critères de comptabilité électromagnétique s'ils sont correctement mis en œuvre. On notera seulement que le schéma *TN* amène davantage de perturbations pendant la durée du défaut, car le courant de défaut est plus élevé.

II.3 Dispositifs de protection

II.3.1 Les relais de protection

II.3.1.1. Définition

Un relais de protection est un dispositif qui surveille en permanence l'état électrique d'un réseau. Son rôle est d'ordonner la mise hors tension du circuit en cas de dysfonctionnement, lorsque certaines grandeurs électriques (courant, tension, température, etc.) dépassent un seuil prédéfini.

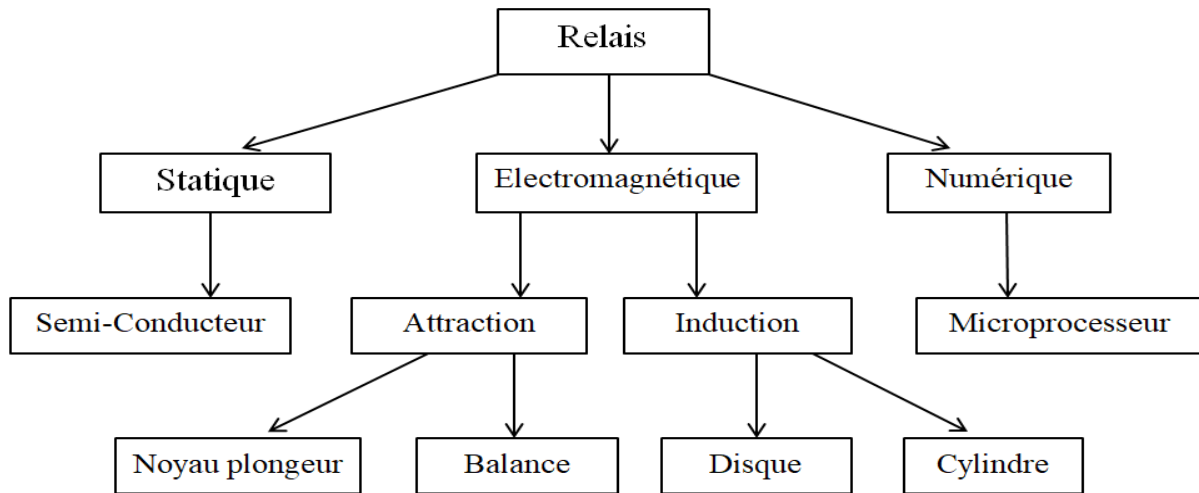


Figure II.7 : Schéma de principaux relais de protection. [2]

II.3.1.2 Différents types de relais

Il existe plusieurs types de relais :

II.3.1.2.1 Relais électromagnétique

Le relais électromagnétique fonctionne comme un interrupteur mécanique, mais sa commande n'est pas manuelle. Elle s'effectue par la circulation d'un courant dans son circuit d'excitation, composé d'une bobine appelée bobine d'excitation ou bobine de commande. Un courant de quelques dizaines de milliampères suffit à activer le relais. Lorsqu'il est activé, son contact passe de la position de repos à la position de travail et y reste tant que le courant circule dans le circuit d'excitation. Dès que ce courant s'interrompt, le contact retourne à sa position initiale. Comme le montre la figure (II.8). [13]

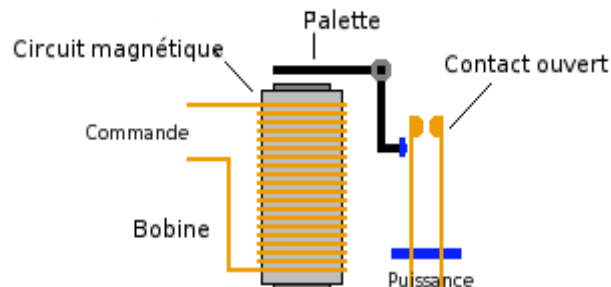


Figure II.8 : Principe de relais électromécanique. [14]

II.3.1.2.2 Relais statique

Ce dispositif inclut des circuits intégrés linéaires en silicium, composés de portes et de circuits logiques. Plus récemment, les relais statiques intègrent également des mémoires et des microprocesseurs.

L'incorporation de ces éléments a permis le développement de fonctionnalités plus avancées.

Les relais statiques sont de plus en plus adoptés en remplacement des relais électromagnétiques en raison des avantages suivants :

- Précision accrue
- Sensibilité améliorée
- Rapidité supérieure
- Longue durée de vie, faible consommation d'énergie et encombrement réduit.

Malgré tous ces atouts, les relais statiques présentent certaines limitations, notamment en ce qui concerne la diversité des fonctions. [15]



Figure II.9 : Exemple d'un relais Statique [16].

II.3.1.2.3 Relais thermique

Ce type de relais comprend un élément actif qui est chauffé par le courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est constitué d'une lame bimétallique qui se déforme en raison de l'augmentation de température causée par une surintensité. Le relais thermique est illustré à la figure (II.10).

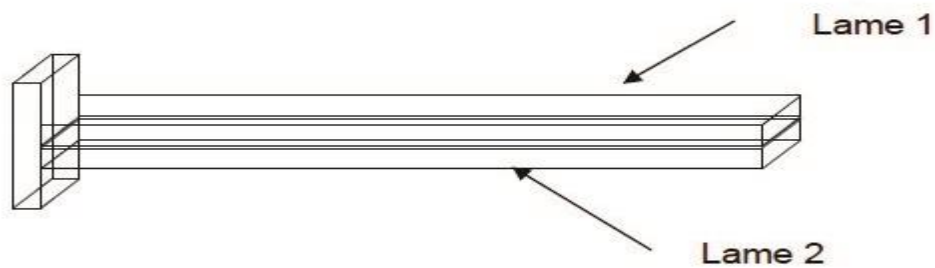


Figure II. 10 : Relais thermique. [17]

II.3.1.2.4 Relais numérique

Les protections numériques reposent sur la conversion des variables électriques du réseau, obtenues par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension. Grâce aux techniques de traitement numérique du signal, ces signaux sont décomposés en vecteurs, permettant ainsi l'analyse des données par des algorithmes de protection adaptés aux besoins spécifiques. De plus, ces dispositifs disposent d'un écran à cristaux liquides en façade pour une utilisation locale.

II.3.2. Dispositifs de protection contre les surintensités :

II.3.2.1 Sectionneur porte fusible

Le sectionneur on alimentation, garantissant ainsi une séparation physique conforme aux exigences électriques.

Son rôle principal est d'assurer la sécurité des intervenants travaillant sur la partie isolée du réseau électrique et de permettre l'exclusion d'une section défectueuse du réseau afin de préserver l'utilisation des autres parties.

Contrairement au disjoncteur ou à l'interrupteur, le sectionneur ne possède ni capacité de coupure ni de fermeture sous charge. Il est donc essentiel d'arrêter l'équipement en aval avant son ouverture, sous peine de provoquer un arc électrique dangereux, susceptible d'entraîner de graves brûlures.

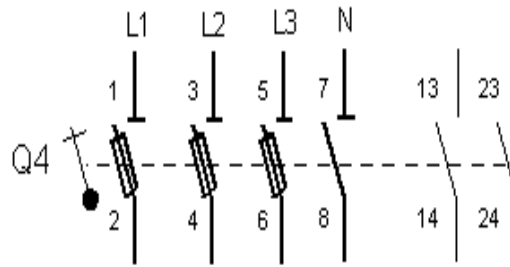


Figure II. 11 : Sectionneur porte fusible [18].

II.3.2.2 Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un dispositif électromécanique, voire électronique, destiné à protéger un circuit électrique en interrompant automatiquement le courant en cas d'anomalie. Il est capable de couper une surcharge ou un court-circuit au sein d'une installation.

Selon sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique. Sa principale différence avec le fusible réside dans sa capacité à être réarmé après déclenchement, sans subir de détérioration.

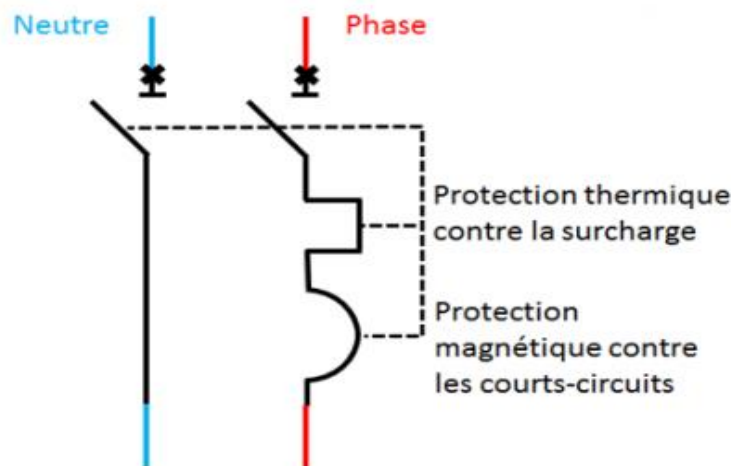


Figure II.12 : Schémas électrique d'un disjoncteur [19].

II.3.2.3 Les fusibles

Le fusible est le dispositif de protection le plus couramment utilisé dans les réseaux de distribution. Son rôle est d'interrompre le circuit dans lequel il est installé en faisant fondre son filament lorsque l'intensité du courant dépasse, pendant une durée déterminée, une valeur prédéfinie. Son nom provient de son mode de fonctionnement basé sur la fusion du filament.

L'un de ses principaux avantages est son faible coût et sa simplicité d'utilisation. Toutefois, son remplacement nécessite une intervention humaine. Comme le montre la Figure (II.13) Constituants d'un fusible MT.[2]

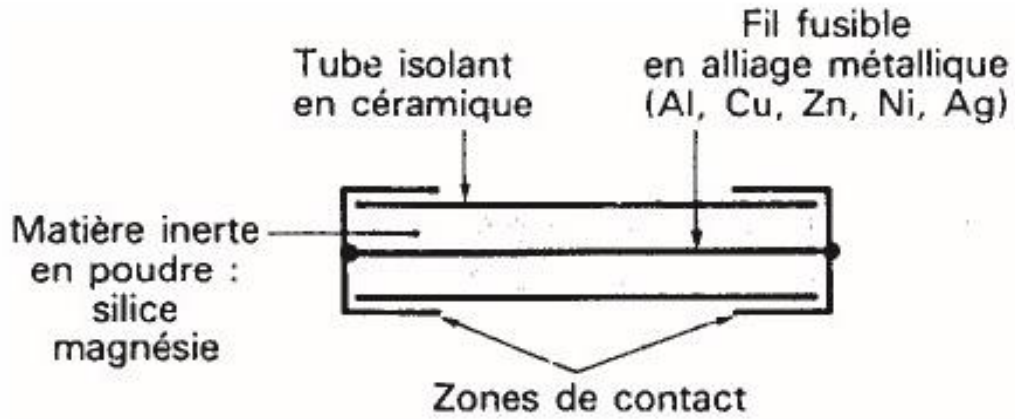


Figure II.13 : Constituants d'un fusible MT. [2]

II.3.2.3.1. Caractéristiques du fusible

Les fusibles se distinguent par les paramètres suivants :

- **Tension nominale** : valeur maximale que le fusible peut supporter en fonctionnement normal.
- **Courant nominal** : intensité maximale que le fusible peut supporter en régime normal.

II.3.3 Dispositifs de protection contre les surtensions

Les dispositifs de protection contre les surtensions se divisent en deux catégories :

II.3.3.1 Les parafoudres

Afin de remédier aux limitations des éclateurs, divers modèles de parafoudres ont été développés pour améliorer la protection des installations et garantir une meilleure continuité de service.

Les parafoudres à résistance variable avec éclateur sont les plus couramment utilisés dans les réseaux HT et MT depuis plusieurs années. Toutefois, la tendance actuelle s'oriente vers les parafoudres à oxyde de zinc, offrant des performances supérieures.

II.3.3.1.1 Parafoudre à résistance variable avec éclateur

➤ Principe de fonctionnement

Dans ce type de parafoudre, on associe à un éclateur une résistance variable (varistance) qui limite le courant après passage de l'onde de choc.

Après écoulement de l'onde de choc à la terre, le parafoudre n'est soumis qu'à la tension du réseau, et le courant de suite se trouve limité par la varistance.

L'extinction de l'arc se fait systématiquement après le passage à zéro de l'onde à 50 Hz du courant de défaut monophasé à la terre.

La tension résiduelle est maintenue proche du niveau d'amorçage grâce à la variation de la résistance. En effet, cette résistance diminue avec l'augmentation du courant.

Diverses techniques ont été utilisées pour la réalisation des parafoudres à varistance et éclateurs. La plus classique utilise une résistance au carbure de silicium (SiC).

Certains parafoudres comportent également des systèmes répartiteurs de tension (diviseurs résistifs ou capacitifs) et des systèmes de soufflage de l'arc (aimants ou bobines de soufflage magnétique).

➤ Les Caractéristiques

Les parafoudres à résistance variable sont caractérisés par :

- La tension assignée, qui est la valeur spécifiée maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement. Cette tension peut être appliquée de façon continue au parafoudre sans que cela modifie ses caractéristiques de fonctionnement.
- Les tensions d'amorçage pour les différentes formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manœuvre, choc de foudre, ...).

- Le pouvoir d'écoulement du courant de choc.

II.3.3.1.2 Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO)

La figure (II.14) montre que, contrairement au parafoudre à résistance variable avec éclateur, le parafoudre à oxyde de zinc est constitué uniquement d'une résistance variable fortement non linéaire. La résistance passe de $1,5\text{ M}\Omega$ à la tension de service (ce qui correspond à un courant de fuite inférieur à 10 mA) à $15\ \Omega$ pendant la décharge.

Après le passage du courant de décharge, la tension aux bornes du parafoudre devient égale à la tension du réseau. Le courant qui traverse le parafoudre est très faible et se stabilise autour de la valeur du courant de fuite à la terre.

Le fort non linéarité du parafoudre ZnO fait qu'une forte variation de courant provoque une faible variation de tension.

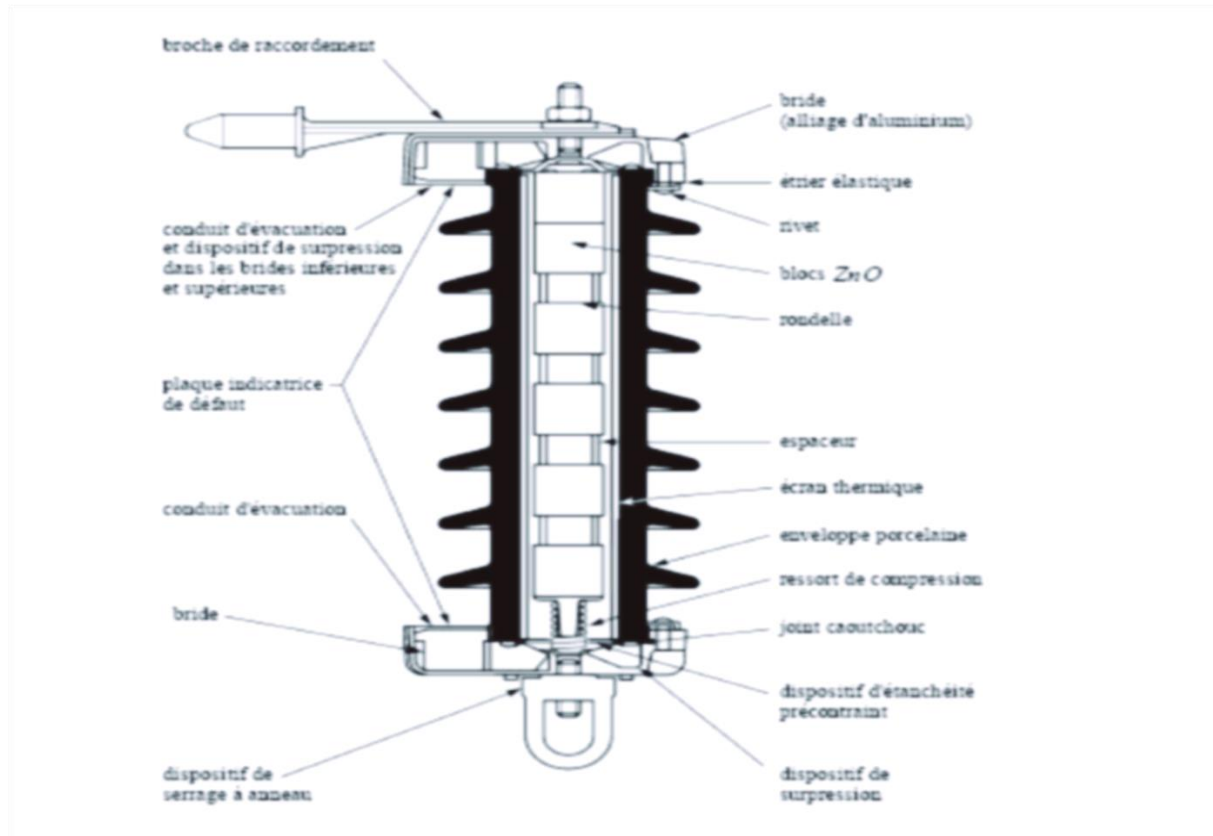


Figure II.14 : structure d'un parafoudre ZnO . [17]

➤ Les Caractéristiques

Les parafoudres ZnO sont caractérisés par :

- La tension de régime permanent qui est la valeur spécifiée admissible de la tension efficace à fréquence industrielle qui peut être appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre
- La tension assignée qui est la valeur maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement dans les conditions de surtension temporaires définies dans les essais de fonctionnement (une surtension à fréquence industrielle de 10 secondes est appliquée au parafoudre.
- Le niveau de protection défini arbitrairement comme étant la tension résiduelle du parafoudre lorsqu'il est soumis à un choc de courant donné ($5, 10$ ou 20 kA selon la classe), de forme d'onde $8/20\ \mu\text{s}$.
- La tenue aux chocs de courant à front raide ($1\ \mu\text{s}$), de foudre ($8/20\ \mu\text{s}$), de longue durée, de manœuvre.
- Le courant nominal de décharge.

Le tableau (II.1) donne un exemple de caractéristique d'un Parafoudre ZnO phase-terre pour un réseau de distribution publique 20 kV (avec déclenchement au premier défaut).

Tableau II. 1 : exemple de caractéristiques d'un parafoudre ZnO pour un Réseau 20KV.

Tension assignée	24KV
Tension résiduelle au courant nominal de décharge	<75KV
Courant nominal de décharge (onde de 8/20 μ s)	5KA
Tension maximale permanente. (phase-terre)	12,7KV
Tenue au courant de choc fonde de 4/10 us)	65KA

II.3.3.2 Les éclateurs

II.3.3.2.1 Fonctionnement

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

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur comme le montre la figure (II.15) Par exemple, $B = 40$ mm sur les réseaux EDF 20 kV.

Les Avantages

- Leur faible prix.
- Leur simplicité.
- La possibilité de réglage de la tension d'amorçage.

Les Inconvénients

- Les caractéristiques d'amorçage de l'éclateur sont très variables (jusqu'à 40%) en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, pression).

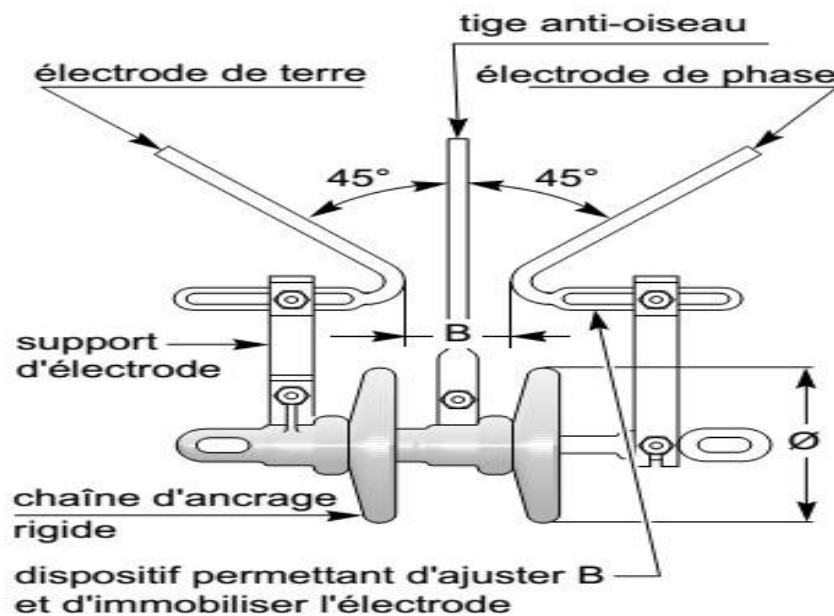


Figure II. 15 : Eclateur MT avec tige anti oiseaux. [17]

II.4 Sélectivité de la protection

II.4.1 définition

La coordination des dispositifs de coupure automatique représente une stratégie essentielle pour la protection des réseaux électriques. Elle vise à assurer qu'en cas de défaut survenant en un point quelconque du réseau, seul le disjoncteur positionné immédiatement en amont de ce défaut se déclenche.

Cette sélectivité permet d'isoler précisément la partie du réseau affectée, minimisant ainsi les perturbations et garantissant la continuité de l'alimentation électrique pour les autres zones.

II.4.2 Principe de base de la sélectivité

La détection permet d'identifier rapidement et avec précision la nature et l'emplacement exact des défauts grâce à des appareils de protection avancés.

L'isolation vise à isoler uniquement la partie défectueuse du réseau afin de minimiser les interruptions de service, en utilisant des disjoncteurs ou des sectionneurs pour maintenir l'alimentation des autres parties

La coordination

Elle assure une intervention efficace en configurant les appareils de protection pour qu'ils fonctionnent en harmonie, permettant ainsi que seul l'appareil le plus proche du défaut se déclenche, tandis que les autres restent inactifs. [20]

II.4.3 La nature sélectivité

- **La sélectivité être peut totale :** Illustrée par la figure (II.16), seul le disjoncteur B intervient, et ce, pour toutes les valeurs de courant inférieures ou égales au courant de court-circuit maximal en C.
- **La sélectivité peut être aussi partielle :** le disjoncteur B se déclenche seul pour des courants de défaut inférieurs à un certain seuil. Au-delà de ce seuil, c'est à la fois les disjoncteurs A et B qui se déclenchent simultanément. [20]

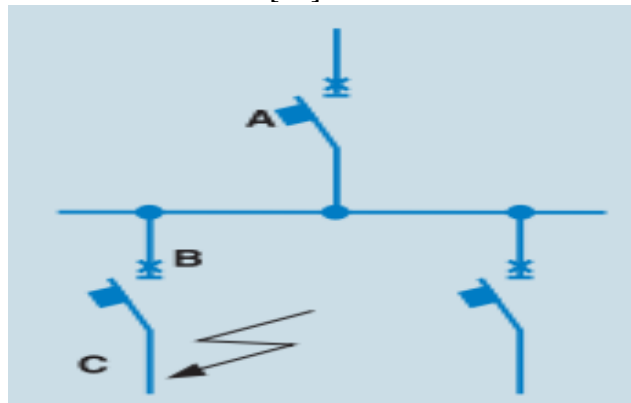


Figure II.16 : Schéma du circuit avec sélectivité des protections. [4]

II.4.4 Les différents types de la sélectivité [4]

II.4.4.1 Sélectivité Ampère métrique

La sélectivité ampérométrique repose sur le constat que, dans un réseau électrique, le courant de défaut diminue à mesure que la distance entre la source d'alimentation et le point de défaut augmente.

Les avantages

- Simplicité de mise en œuvre et sa capacité à détecter les défauts avec précision.

Les inconvénients

- Les protections situées en amont, proche de la source, ne secourent pas celles situées en aval.

II.4.4.1.1 Principe de fonctionnement

Dans ce mode de protection, un dispositif ampérométrique est installé au début de chaque section du réseau. Son seuil d'intervention est ajusté de manière à être inférieur au courant de court-circuit le plus faible pouvant survenir dans la zone qu'il protège, tout en restant supérieur au courant maximal généré par un défaut situé au-delà de cette zone.

Cette forme de sélectivité se distingue par sa grande simplicité et sa rapidité d'action, puisqu'elle ne

repose sur aucun temps de déclenchement différé. Chaque dispositif fonctionne de manière totalement autonome, sans coordination temporelle avec les autres.

Cependant, en haute tension (HT), cette méthode est rarement employée. Cela s'explique par la faible impédance des lignes à ce niveau de tension, ainsi que par les exigences de la norme NF C 13-200, qui impose la présence d'une protection de secours, absente dans ce type de sélectivité. [4]

On considère l'exemple de la figure (II.17) :

$I_{ccBmax} \leq I_{sA} < I_{ccAmin}$

I_{sA} intensité de réglage.

I_{ccB} image du court-circuit maximum au secondaire.

Comme est représenté sur la figure (II.17) les temporisations T_A et T_B sont indépendantes, et T_A peut être plus court que T_B .

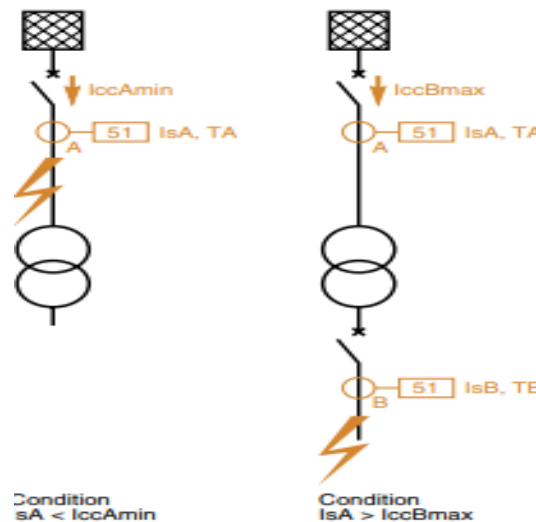


Figure II.17 : Principe de la sélectivité ampère métrique. [4]

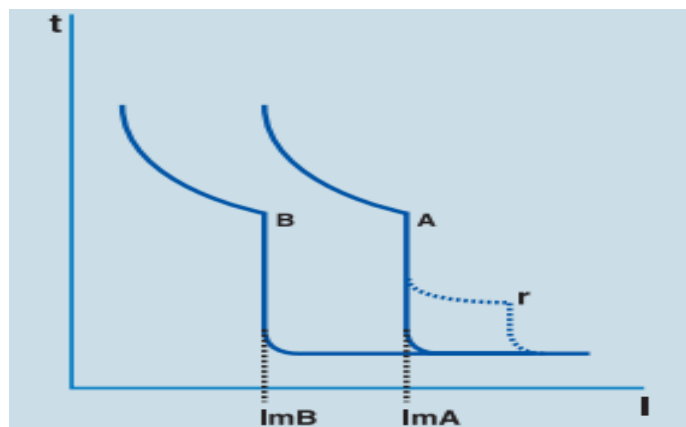


Figure II.18 : Caractéristique de la sélectivité ampérométrique [4]

II.4.4.2) Sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique consiste à attribuer des délais de déclenchement différents aux protections à seuil de courant maximal réparties le long du réseau électrique. Ces délais sont plus longs pour les relais situés à proximité de la source d'alimentation, ce qui permet aux protections en aval d'intervenir en priorité avant celles en amont.

Les avantages

- Assure son propre secours.
- Réalisation simple.

Les inconvénients

- Sensibilité aux conditions expérimentales
- Temps d'analyse potentiellement long.

II.4.4.2.1 Principe de fonctionnement

Sur le schéma de la figure (II .19), on voit bien que le défaut est repéré par toutes les protections : A, B, C et D. Ce qui est intéressant, c'est que la protection temporisée D se déclenche plus vite que celle en C, qui elle-même est plus rapide que celle en B, et ainsi de suite. Une fois que le disjoncteur D s'ouvre et que le courant de défaut disparaît, les protections A, B et C, qui ne sont plus sollicitées, retournent à leur état normal, prêtes à intervenir à nouveau. Et comme le montre la figure (II.19), la différence de temps de fonctionnement entre deux protections qui se suivent, c'est ce qu'on appelle l'intervalle de sélectivité. [4]

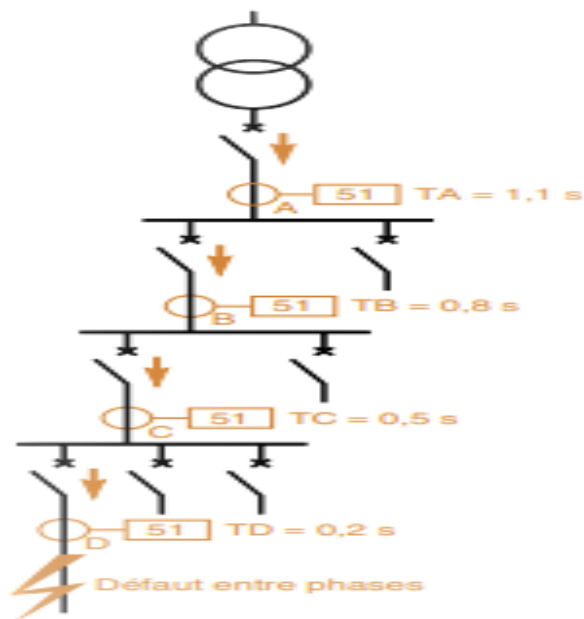


Figure II.19: Sélectivité chronométrique pour un départ [4].

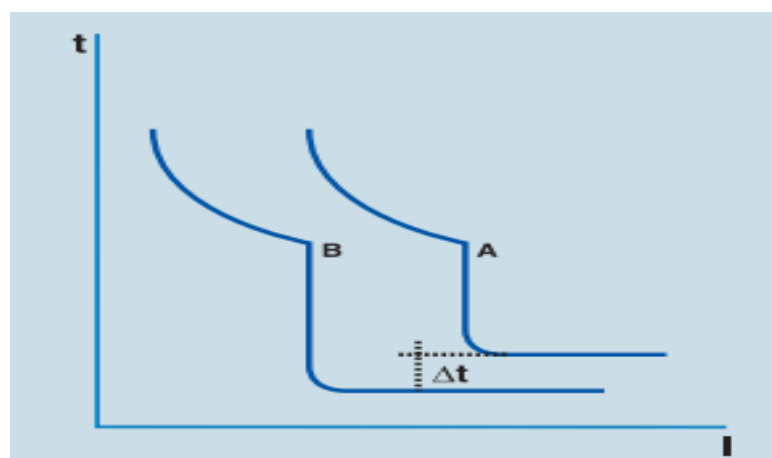


Figure II.20 : Caractéristique de la Sélectivité chronométrique. [4]

II.4.4.3 Sélectivité logique

Ce dispositif a été conçu afin de pallier les limites rencontrées avec la sélectivité chronométrique. Il est employé lorsque l'on cherche à réduire au maximum le délai d'intervention pour l'élimination d'un défaut.

On peut d'ailleurs voir un exemple de ça sur la figure (II.21).

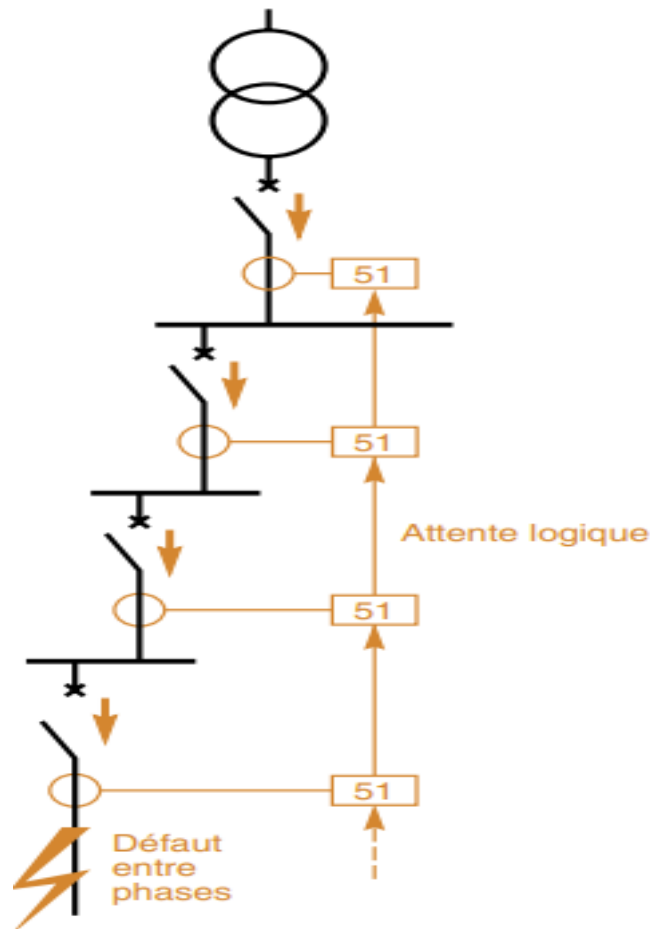


Figure II.21: Principe de la sélectivité logique. [4]

Les avantages

- Flexibilité
- Traitement des données rapide et précis

Les inconvénients

- Besoin de compétences en analyse de données
- Sensibilité aux paramètres

II.4.4.3.1 Mode de fonctionnement

Considérons l'exemple ci-dessous figure (II.22). Si un défaut survient en aval de la protection B, cette dernière va en quelque sorte bloquer l'action de la protection A. Du coup, seule la protection B va provoquer le déclenchement, mais seulement après un certain délai T_B , et à condition qu'elle n'ait pas reçu un ordre d'attente.

La protection A, elle, reçoit un ordre d'attente qui dure un temps limité, précisément $T_B + T_3$, où T_3 correspond au temps nécessaire pour que le disjoncteur se coupe. Donc, si jamais le disjoncteur en B ne se déclenche pas, c'est la protection A qui prendra le relais et provoquera le déclenchement après un délai de $T_B + T_3$.

Maintenant, imaginons que le défaut se produise entre A et B. Dans ce cas, c'est directement la protection A qui va agir et provoquer le déclenchement après son propre délai T_A . [4]

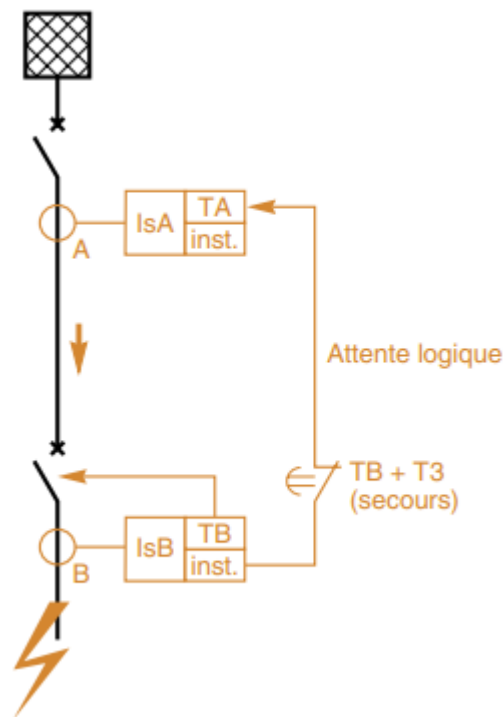


Figure II.22 : Fonctionnement d'une sélectivité logique. [4]

II.4.4.4 Sélectivité différentielle

La sélectivité par protection différentielle repose sur la comparaison des courants mesurés aux deux extrémités du segment de réseau surveillé. Toute différence significative entre ces courants indique la présence d'un défaut à l'intérieur de la zone protégée, permettant ainsi à la protection de réagir uniquement aux anomalies internes tout en restant insensible aux défauts extérieurs. Comme montre la figure (II.23).

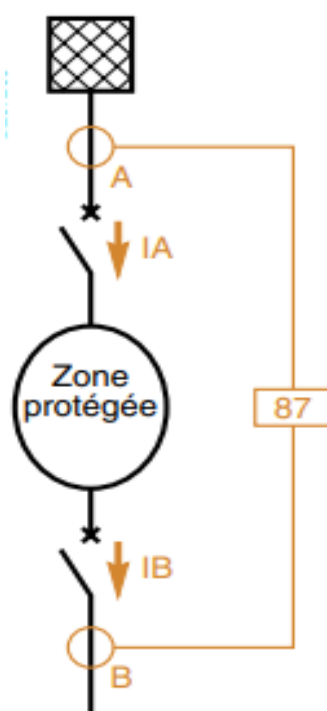


Figure II.23 : Principe de la sélectivité différentielle. [4]

Les avantages

- Adaptabilité
- Sélectivité limitée

Les inconvénients

- Rapidité
- Complexité expérimentale.

II.4.4.4.1 Mode de fonctionnement

Le principe de fonctionnement, c'est de regarder s'il y a une différence, que ce soit dans la taille ou dans le déphasage, entre les courants qui arrivent et ceux qui repartent. Si on détecte une différence, ça veut dire qu'il y a un défaut quelque part dans la zone qu'on surveille. L'avantage, c'est que la protection ne s'active que pour les problèmes qui se passent à l'intérieur de cette zone et elle ne réagit pas du tout aux défauts qui se produisent ailleurs. Du coup, elle est naturellement sélective.

Pour que ça marche bien, il faut utiliser des transformateurs de courant qui sont spécialement conçus pour ça, de manière à ce que la protection ne soit pas perturbée par d'autres choses. La stabilité de cette protection différentielle, c'est sa capacité à ne rien faire s'il n'y a pas de vrai défaut dans la zone protégée, même si elle détecte une différence de courant. Ça peut arriver par exemple à cause du courant nécessaire pour magnétiser un transformateur, du courant capacitif d'une ligne, ou encore d'une erreur de mesure si les capteurs de courant saturent.[4]

II.4.4.5 Sélectivité Directionnelle

Dans un réseau qui forme une boucle, là où un défaut peut être alimenté par les deux bouts (comme on le voit sur la Figure (II.24)), il faut qu'on utilise des protections qui soient sensibles au sens dans lequel circule le courant de défaut. C'est la seule façon de pouvoir trouver l'endroit précis du problème et de le régler sans couper tout le reste. Pour ça, on utilise des protections à maximum de courant, mais qui sont directionnelles. L'avantage, c'est que ça permet de réagir de manière bien sélective, pile là où il faut. Par contre, le gros inconvénient, c'est que mettre ça en place, ça peut être un peu compliqué. Il faut du matériel spécifique et des réglages bien précis pour être sûr de détecter correctement les défauts dans la bonne direction

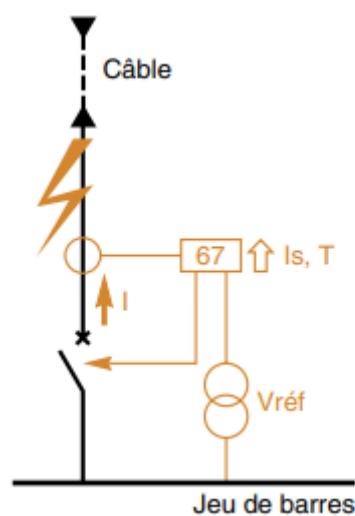


Figure II.24: Principe de la sélectivité directionnelle. [4]

Les avantages

- Sensibilité accrue
- Complexité technique

Les inconvénients

- Rapidité
- Affectée par des défauts internes

II.4.4.5.1 Mode de fonctionnement

Pour bien comprendre comment marche la sélectivité directionnelle, prenons un exemple concret avec un réseau qui a deux sources d'alimentation en parallèle, comme vous pouvez le voir sur la figure (II.25), et imaginons un défaut entre deux phases.

Les disjoncteurs D1 et D2 sont dotés de protections directionnelles qui ne s'enclenchent que lorsque le courant circule du jeu de barres vers le câble.

Lorsqu'un défaut survient au niveau du point 1, seule la protection associée à D1 est en mesure de le détecter, étant donné que la direction du courant correspond à son sens de détection. En revanche, la protection de D2 ne perçoit rien, car le courant ne circule pas dans la direction qu'elle surveille. Ainsi, seul le disjoncteur D1 s'ouvre.

Si le défaut se produit au point 2, aucune des deux protections ne le détecte, ce qui fait que les disjoncteurs D1 et D2 restent en position fermée.

Par conséquent, il est nécessaire de mettre en place des dispositifs de protection supplémentaires pour assurer la sécurité du jeu de barres.[4]

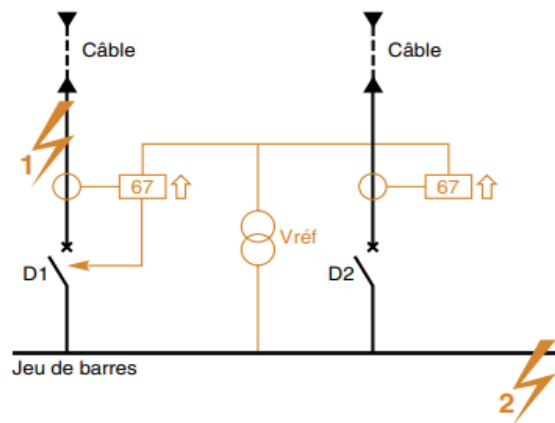


Figure II.25 : Sélectivité directionnelle pour les défauts d'un réseau à deux arrivées en parallèle. [4]

II.5 Protection d'un réseau MT

La protection d'un réseau de distribution moyenne tension (MT) est cruciale pour assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de l'approvisionnement en énergie. Ce réseau s'étend des postes de transformation haute tension/moyenne tension (HT/MT) jusqu'aux abonnés MT ou basse tension (BT), en passant par des jeux de barres et des lignes aériennes ou souterraines. La protection implique plusieurs types de dispositifs et stratégies

II.5.1 Protection des transformateurs HT/MT

La protection des transformateurs HT/MT est cruciale pour assurer leur fonctionnement sécurisé et prolonger leur durée de vie.

II.5.1.1 Protection contre les surcharges

La surcharge résulte soit de l'augmentation du nombre d'appareils alimentés en même temps, soit de l'accroissement de la puissance consommée par une ou plusieurs charges. Elle se manifeste par un courant excessif persistant, entraînant une élévation de la température qui peut détériorer les isolants et réduire la durée de vie du transformateur.

II.5.1.2 Protection contre les court-circuits

Le court-circuit peut être interne au transformateur ou externe.

- **Interne** : il s'agit soit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes, soit d'un court-circuit entre spires au sein d'un même enroulement. L'arc électrique généré par ce défaut endommage

le bobinage du transformateur et peut provoquer un incendie. Dans le cas d'un transformateur à huile, cet arc entraîne la formation de gaz issus de la décomposition de l'huile. Si le défaut est de faible intensité, la quantité de gaz libérée reste limitée, mais leur accumulation peut devenir dangereuse.

Pour les identifier, on utilise des relais de surintensité ou des fusibles installés côté primaire. Lorsqu'un défaut est détecté, ces dispositifs commandent l'ouverture du disjoncteur haute tension situé en amont, permettant ainsi d'isoler rapidement le transformateur

- **Externe** : Il s'agit d'un défaut entre phases qui se produit sur les liaisons situées en aval du transformateur. Le courant de court-circuit généré en aval engendre dans le transformateur des forces électrodynamiques importantes, susceptibles de provoquer des contraintes mécaniques sur les enroulements. Ces contraintes peuvent, à terme, évoluer et se traduire par un défaut interne au transformateur.

II.5.1.3 Protection contre les Défaut à la masse

Le défaut de masse constitue un type d'anomalie interne au transformateur. Il peut se manifester entre le bobinage et la cuve, ou encore entre le bobinage et le noyau magnétique.

Dans le cas d'un transformateur immergé dans l'huile, ce défaut provoque la formation de gaz issus de la décomposition de l'huile. À l'étape du court-circuit interne, il peut entraîner des dommages graves, voire la destruction du transformateur et un risque d'incendie. L'intensité du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux en amont et en aval, ainsi que de la localisation précise du défaut dans le bobinage.

II.5.2 Protection des jeux de barres

La protection des jeux de barres est essentielle, bien que les défauts y soient rares en raison de leur faible longueur et de leur diamètre réduit. Il est crucial d'assurer une élimination rapide de tout défaut survenant, car cela pourrait entraîner des dommages considérables et potentiellement déstabiliser une partie, voire l'ensemble du réseau électrique.

Pour protéger efficacement les jeux de barres, deux approches principales peuvent être utilisées : la protection différentielle et la protection de masse. [2]

II.5.2.1 Protection différentielle des jeux de barres

La protection différentielle, désignée par le code ANSI 87B, consiste à effectuer la somme vectorielle des courants par phase circulant à l'entrée et à la sortie d'un jeu de barres. En l'absence de défaut, cette somme est nulle, indiquant que le jeu de barres est sain. En revanche, si un défaut survient, cette somme devient non nulle, ce qui provoque le déclenchement des disjoncteurs alimentant le jeu de barres.

Cette protection se distingue par sa grande sensibilité, sa rapidité d'action et sa sélectivité.

La protection différentielle basse impédance à pourcentage réalise la différence directement dans le relais. Le seuil de déclenchement est proportionnel au courant traversant le relais. Il est possible d'utiliser des transformateurs de courant (TC) avec des rapports différents, mais la complexité du système augmente avec le nombre d'entrées.

La protection différentielle haute impédance, quant à elle, effectue la mesure de la différence au niveau du câblage. Une résistance de stabilisation est insérée dans le circuit différentiel pour assurer la stabilité. Le choix des TC doit prendre en compte la saturation, selon les recommandations du fabricant des relais. Le seuil de déclenchement est généralement fixé autour de 0,5 fois le courant nominal du TC, et il est nécessaire d'utiliser des TC aux calibres identiques pour garantir la précision de la protection.

Cette reformulation synthétise les principes et caractéristiques des protections différentielles basses et haute impédance, en respectant la terminologie technique et en évitant toute copie directe [4].

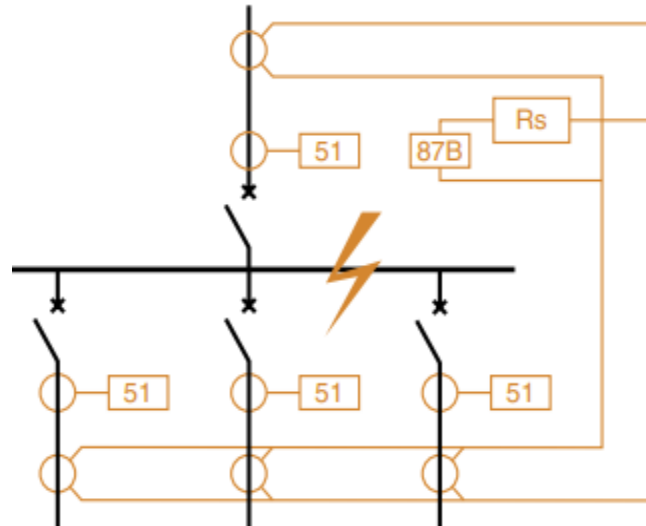


Figure II.26 : protection différentielle. [4]

II.5.3 Protection d'un départ MT

La protection des départs moyenne tension est positionnée en amont du départ. Elle repose sur un ensemble de trois relais : deux relais de phase, chargés de détecter les défauts entre phases (défauts polyphasés), ainsi qu'un relais homopolaire, dédié à la détection des défauts entre phase et terre (défauts monophasés). Ces relais reçoivent leur alimentation grâce à des transformateurs de courant placés dans chacune des phases.

II.5.3.1 Protection contre les défauts entre phases

Pour chaque départ en moyenne tension, la protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais de courant à seuil maximal, installés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases distinctes. La phase dépourvue de relais est néanmoins protégée indirectement, car tout défaut entre phases implique obligatoirement au moins deux phases, lesquelles sont surveillées par ces relais. [2]

II.5.3.2 Protection contre les défauts entre phase et terre

Cette protection est assurée par un relais homopolaire, qui fonctionne en liaison avec un transformateur de courant installé sur le circuit de connexion du transformateur. [2]

II .6 Automates Associés aux Protections des Départs MT

Les dispositifs automatiques de reprise de service (ARS) sont essentiels pour améliorer la continuité de l'alimentation électrique sur les réseaux de distribution MT. Ces systèmes permettent de rétablir rapidement le courant après un défaut, minimisant ainsi les interruptions pour les clients.

Une approche efficace pour optimiser l'utilisation des ARS consiste à employer des automates capables de distinguer la nature des défauts. Le réenclencher mixte illustre parfaitement cette fonctionnalité, car il peut adapter son comportement en fonction du type de perturbation détectée (fugitive, semi-permanente ou permanente).

Il existe deux sortes d'automates :

- Les réenclencheurs rapides sont conçus pour traiter les défauts fugitifs.
- Les réenclencheurs lent sont conçus pour traiter les défauts semi-permanent et permanent.

II.6.1 Réenclencheur Rapide (DRR)

Le réenclencheur rapide est un dispositif de protection qui interrompt le circuit en cas de défaut, puis le rétablit automatiquement après un court délai, généralement de l'ordre de la fraction à quelques secondes. Cette séquence d'ouverture et de fermeture peut se répéter deux ou trois fois, selon les réglages internes de l'appareil. Si le court-circuit persiste après ces tentatives, le réenclencheur rapide maintient

le circuit ouvert de manière permanente, nécessitant une intervention manuelle pour sa réinitialisation. [21]

II.6.2 Réenclencheur Lent (DRL)

Le réenclencheur lent est conçu pour éliminer les défauts semi-permanents susceptibles de réapparaître après une première tentative de réenclenchement. Il provoque la fermeture du disjoncteur du départ affecté après une période d'isolement relativement longue, typiquement comprise entre 15 et 30 secondes.

Son fonctionnement implique les étapes suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur suite à l'isolement du départ en défaut.
- Émission d'un ordre de réenclenchement après une temporisation de 15 à 30 secondes. [21]

II.6.3 Combinaison Réenclenchement Rapide et Lent

Une approche combinée des techniques de réenclenchement rapide et lent permet d'optimiser la gestion des défauts. Les défauts transitoires sont éliminés par un cycle rapide, tandis que les défauts semi-permanents entraînent une séquence comprenant un cycle de réenclenchement rapide initial, suivi d'un cycle plus long si le défaut persiste. [21]

II.7 Protection des liaisons (lignes et câbles)

Types de défauts et dispositifs de protection

II.7.1 Surcharge thermique

La protection contre l'échauffement excessif des conducteurs en régime permanent, dû à des courants de surcharge, repose sur une image thermique. Celle-ci estime la température à partir de la mesure du courant circulant dans le conducteur.

II.7.2 Court-circuit entre phases

La protection à maximum de courant de phase (51) permet de détecter et d'éliminer un court-circuit, avec un temps de déclenchement ajusté en fonction des protections voisines.

Lorsqu'un défaut biphasé distant engendre une faible surintensité et un déséquilibre, une protection complémentaire basée sur la composante inverse du courant (46) est utilisée pour renforcer la protection de base comme montre la Figure (II.27) [4].

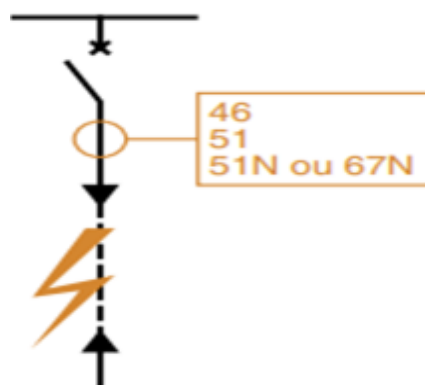


Figure II.27: Protection de liaison par relais maximum du courant [4]

Pour réduire le temps de coupure du défaut, une protection différentielle à pourcentage (87L) peut être mise en œuvre. Elle se déclenche dès que le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant mesuré à chaque extrémité de la liaison. Chaque extrémité est équipée d'un relais, et les relais échangent des informations via un fil pilote comme montre la figure (II.28). [4]

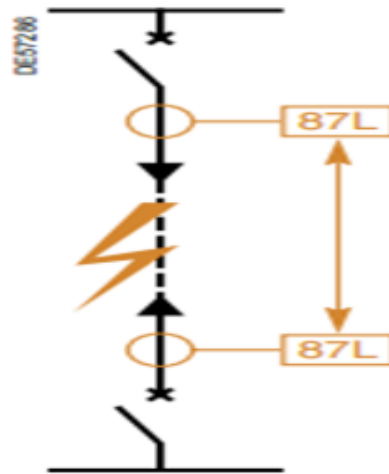


Figure II.28 : Protection de liaison par relais différentiels [4].

II.7.3 Court-circuit phase-terre

La protection maximum de courant terre temporisée (51N) permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision mais, pour un départ de grande longueur, une protection maximum de courant terre directionnelle (67N) permet un réglage du seuil de courant inférieur au courant capacitif du câble dans le cas d'une liaison la terre par neutre résistif. [4]

II.8 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons mené une étude détaillée des différentes méthodes de protection utilisées pour sécuriser les réseaux électriques contre les défauts et incidents potentiels, en particulier dans le contexte des réseaux moyenne tension. Nous avons mis en évidence les critères fondamentaux qu'un système de protection doit satisfaire, à savoir la rapidité, la sélectivité et la fiabilité, afin d'assurer une réponse efficace et adaptée aux perturbations.

L'étude nous a également permis d'identifier les dispositifs de protection propres à chaque composant du réseau, tout en soulignant l'influence du régime de neutre sur le comportement du système en cas de défaut. Au cours de ce travail, nous avons découvert de nombreuses informations et aspects techniques, ce qui nous a permis d'approfondir notre compréhension des concepts théoriques liés à la protection électrique.

À partir de ce socle théorique, nous entamons dans le chapitre suivant l'aspect pratique, à travers la simulation de ces notions à l'aide du logiciel ETAP. Nous analyserons le comportement du réseau en situation normale en défaut afin de déterminer l'écoulement de puissance et le composant de réseau en présence d'une perturbation.

Chapitre III

Simulation et interprétation

III.1 Introduction

Après avoir présenté les généralités sur la protection des réseaux moyenne tension dans le chapitre précédent, ce chapitre est consacré à la simulation, l'étude et l'analyse des résultats sur un exemple réel d'installation en 11 kV / 5,75 kV. Ce dernier permet de modéliser et de simuler le réseau en intégrant l'ensemble de ses composants électriques, tout en réalisant le calcul du courant de court-circuit ainsi que l'analyse du flux de puissance, ce qui constitue une étape cruciale pour garantir la stabilité et la sécurité du système électrique.

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer la réponse des dispositifs de protection face à différents types de défauts, et de vérifier leur efficacité, sélectivité et coordination. À travers cette approche, il devient possible de proposer des réglages optimaux pour les relais de protection, tout en identifiant les zones sensibles du réseau nécessitant une attention particulière.

III.2 Présentation du logiciel ETAP

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) est un logiciel complet et intégré destiné à la conception, l'analyse, la simulation et la gestion des systèmes électriques en courant alternatif (CA) et courant continu (CC). Il offre une large gamme de fonctionnalités, incluant l'analyse des flux de puissance, des courts-circuits, des transitoires, la coordination des dispositifs de protection, ainsi que l'évaluation des risques d'arc électrique. Grâce à ses modules de simulation hors ligne et en temps réel, ETAP peut exploiter des données d'exploitation pour la surveillance avancée, l'optimisation énergétique et le délestage intelligent des charges. Utilisé dans de nombreux secteurs industriels et infrastructures critiques, il permet aux ingénieurs de modéliser précisément les réseaux électriques, d'améliorer la sécurité, la fiabilité et la performance des systèmes, tout en offrant une interface conviviale et une base de données complète d'équipements électriques.[20]

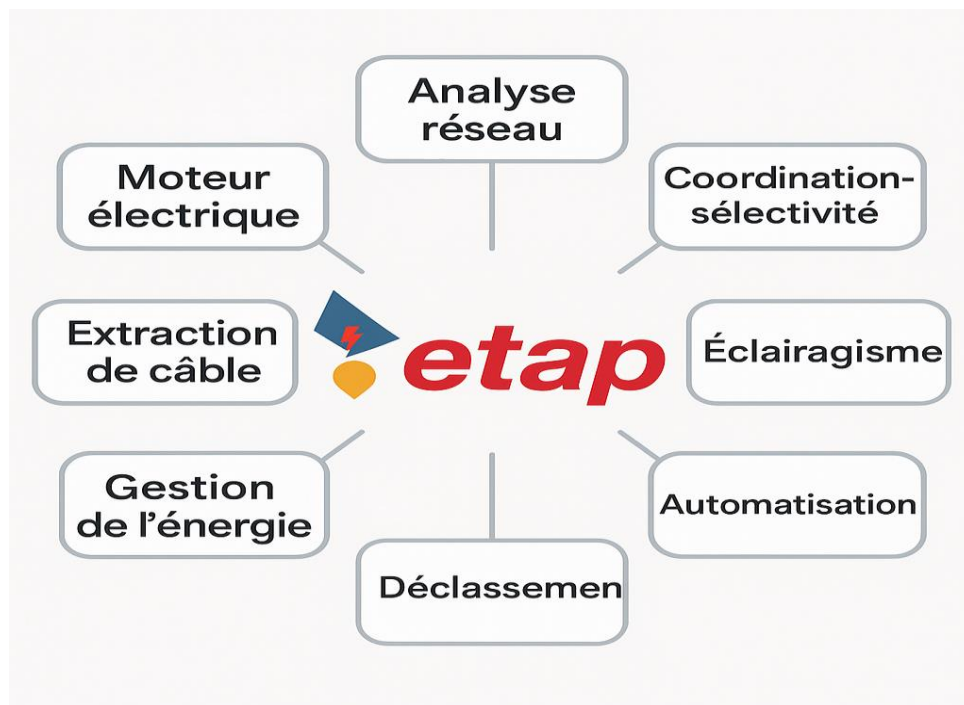


Figure III.4 : Les différents domaines d'utilisation du logiciel ETAP.

III.2.1 La barre d'outils du simulateur

La barre d'outils du projet regroupe diverses options permettant de gérer les principales actions à effectuer. Chaque option donne accès à un menu déroulant comprenant des fonctions telles que la gestion des fichiers, l'impression, les échanges de données, les interactions avec les bases de données,

l'insertion d'objets OLE, ainsi que les réglages et préférences liés au projet. On y trouve également des accès aux bibliothèques, aux paramètres par défaut, aux polices d'annotation, à la base du projet et aux révisions.

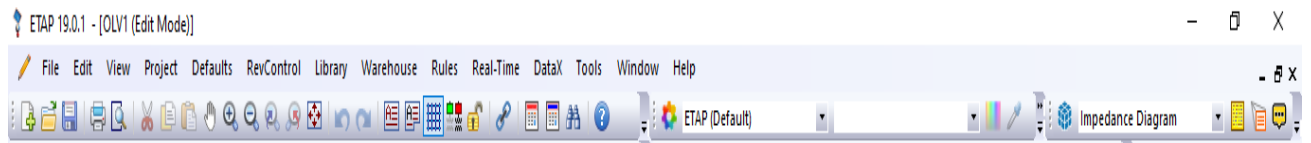


Figure III.5 : La barre d'outils du logiciel ETAP.

La barre d'outils contient un ensemble d'icônes qui ont plusieurs fonctions, notamment : Créer des projets, Ouvrir un projet existant, Enregistrer des projets, Imprimer, Aperçu avant impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique, Annule dernière action annulée, Rétablir l'action annulée, Zone de texte, Affichage grille, Vérification de continuité, Thèmes, Obtenir un modèle, Ajouter au modèle OLV, Lien hypertexte, Calculateur de puissance, Recherche et aide.[20]

III.2.2 Les différents modes du logiciel ETAP

III.2.2.1 Mode édition

Le mode édition d'ETAP permet à l'utilisateur de concevoir le schéma unifilaire du réseau électrique en ajoutant ou en ajustant les différents éléments qui le composent. Il est possible d'y modifier les connexions entre les équipements, d'accéder aux propriétés techniques de chaque composant pour les configurer selon les besoins du projet, et d'enregistrer l'ensemble du travail réalisé. Ce mode donne également accès à la génération de rapports techniques et de planification, notamment sous format Crystal Reports. Pour activer ce mode, il suffit de cliquer sur l'icône représentant un crayon, située dans la barre d'outils. Ce mode constitue la base de tout projet dans ETAP, car il précède toute opération d'analyse ou de simulation.

III.2.2.2 Mode d'étude

Les modes d'étude offrent la possibilité de concevoir et de modifier des cas pratiques, de réaliser des analyses systémiques, ainsi que de consulter des rapports et des graphiques de résultats.

- Le mode d'étude AC comprend les éléments suivants : Débit de charge équilibré
- Court-circuit
- Arc Flash
- Démarrage du moteur
- Harmoniques
- Stabilité transitoire
- Protection et coordination (ETAP Star)
- Débit de charge déséquilibré
- Débit de charge optimal
- Analyse de fiabilité
- Placement optimal des condensateurs
- Gestion des séquences de commutation
- Analyse de contingence

Le mode d'étude en courant continu comprend l'analyse du flux de charge DC, l'évaluation d'un court-circuit DC, l'examen d'un arc électrique DC, ainsi qu'une étude sur le dimensionnement des batteries.

III.2.3 Adaptation de la barre d'outils

la barre d'outils qui regroupe l'ensemble des composants nécessaires à la modélisation d'un circuit électrique, qu'il soit en courant alternatif ou en courant continu.

Cette barre permet non seulement l'insertion des éléments tels que les générateurs, transformateurs, disjoncteurs ou câbles, mais également l'exécution de diverses fonctions d'analyse et la génération de rapports de simulation.

Elle peut être configurée selon les besoins de l'utilisateur, en ajoutant ou supprimant certaines icônes afin d'optimiser le flux de travail et de faciliter l'utilisation du logiciel.

Les informations associées à l'élément OLD peuvent être consultées via son éditeur spécifique. Par exemple, un double-clic sur un transformateur permet d'accéder à la fenêtre d'édition correspondante. Chaque onglet de cette interface donne accès à une section particulière des paramètres. Il est important de noter que seules les zones à fond blanc autorisent la saisie manuelle des données.

III. 3 Poste de transformation avec deux sources d'alimentation

Notre poste est située au niveau du sous station dans le complexe, elle est alimentée par deux générateurs délivrant une tension de 11 kV et une puissance (30 MW pour Gen2 et 20 MW pour Gen1) comme illustré dans la figure (III.3).

Le générateur Gen1, fonctionnant en mode de régulation de tension, est connecté au Bus2 via le disjoncteur CB12, tandis que le générateur Gen2, agissant comme source (swing), est également connecté au Bus2 via le disjoncteur CB13.

La tension est ensuite transférée du Bus2 vers le Bus1 à travers le disjoncteur de couplage CB1.

Le jeu de barres Bus1 alimentent le transformateur T1, une puissance apparente de 12,5 MVA. Le transformateur T1 est connecté via les disjoncteurs CB3 et CB5 et alimente le Bus7, Le jeu de barres Bus2 alimentent le transformateur T2, chacun d'une puissance apparente de 12,5 MVA transformateur T2 est connecté via CB4 et CB6 et alimente le Bus4.

Depuis les jeux de barres Bus4 et Bus7, la tension est distribuée aux charges Load3 et Load4 (10 MVA chacune), ainsi que Load1 et Load2, reliées via le disjoncteur CB10 à travers le Bus6.

Les charges Load1 (1 MVA) et Load2 (2 MVA) sont également alimentées via la barre Bus5 (0,42 kV), deux transformateurs supplémentaires T3 et T4 (chacun de 2000 kVA) assurent la transformation en basse tension, connectés respectivement via les disjoncteurs CB8 (BusDuet1) et CB9 (BusDuet2).

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage CB1 est maintenu ouvert pour éviter les conflits entre les deux sources. En cas de panne de l'une des sources, l'autre peut assurer l'alimentation complète du poste. De même, en cas de défaut sur l'un des jeux de barres (Bus4 ou Bus7), l'autre peut prendre en charge l'ensemble des départs. L'architecture de notre poste permet une grande disponibilité d'alimentation et une très bonne flexibilité d'exploitation pour la gestion des sources, des charges et des opérations de maintenance. Elle constitue une solution robuste pour les réseaux industriels, assurant une alimentation stable, une meilleure gestion des charges, et une réduction des risques de coupures et de perturbations. Pour cela, le principe de sélectivité peut être appliqué afin d'éviter les interruptions inutiles

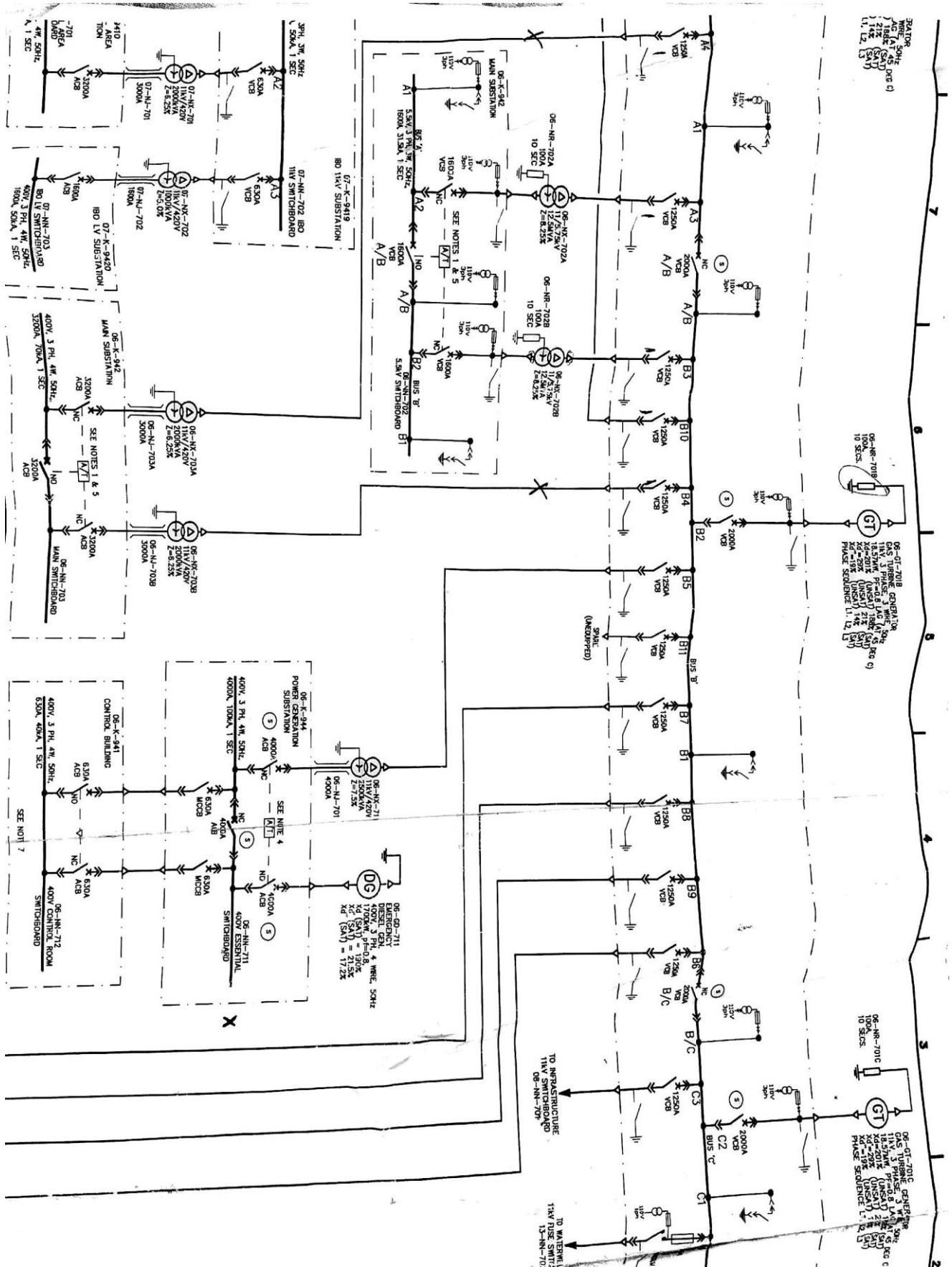


Figure III.6 : Schéma unifilaire globale de l'installation.

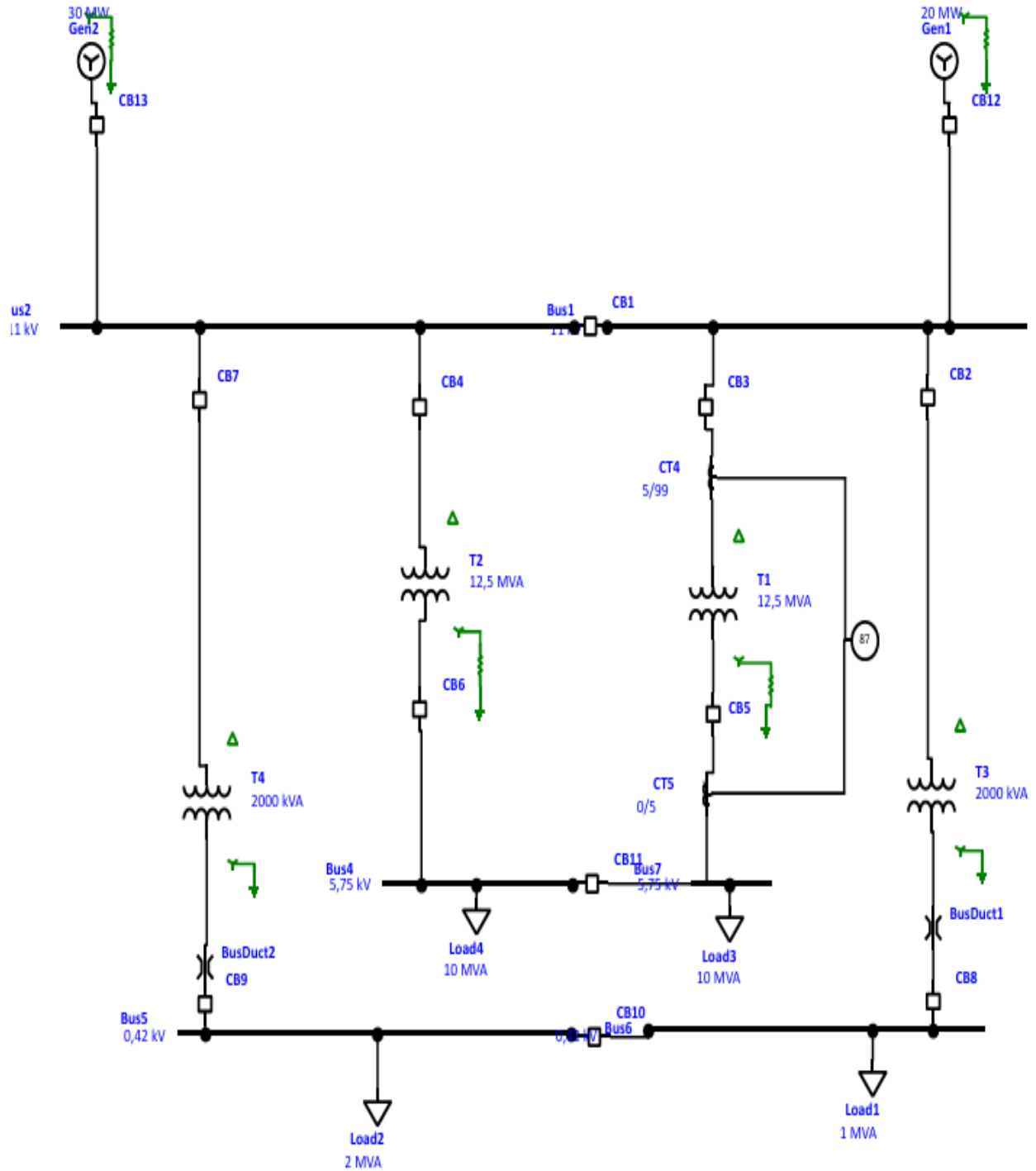


Figure III.4 : : schéma unifilaire sur le logiciel ETAP du réseau radial en étude

III.4 Analyse de l'écoulement de Puissance sur ETAP

Lors de simulation par le logiciel, nous avons obtenus les résultats suivants comme ils sont affichés sur le schéma de la figure (III.4).

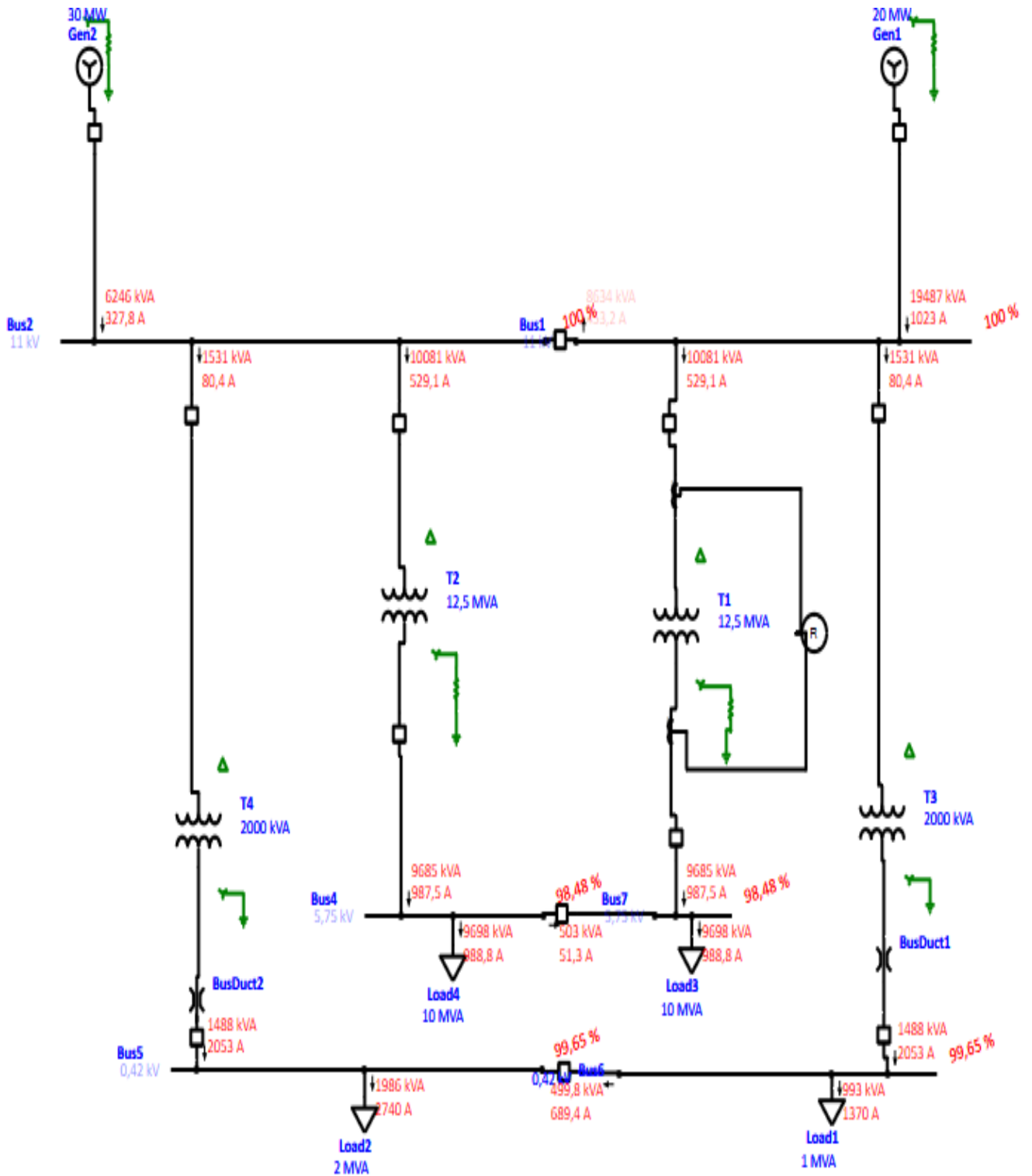


Figure III .5 : Résultat de l'écoulement de Puissance sur ETAP

III.4.1 Les données de production, charge et tension des bus

Le tableau ci-dessus montre Les données en question correspondent aux différents de la tension, de la puissance en kW et en kVAR au niveau du jeu de barre.

Tableau III.1 : les données des jeux de barres du premier cas.

Bus Input Data														
Bus			Initial Voltage		Load									
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic			
					MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		
Bus1	11.000	1	100.0	0.0										
Bus2	11.000	1	100.0	0.0										
Bus4	5.750	1	100.0	0.0			8.500	5.268						
Bus5	0.420	1	100.0	0.0			1.780	0.912						
Bus6	0.420	1	100.0	0.0			0.850	0.527						
Bus7	5.750	1	100.0	0.0			9.000	4.359						
Total Number of Buses: 6							0.000	0.000	20.130	11.065	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	11.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	18.500			10.000	-10.000
Bus2	11.000	Swing	1	100.0	0.0					
						18.500	0.000			

Remarque

Le tableau intitulé "Bus Input Data" fournit des détails techniques relatifs aux différents jeux de barres du réseau électrique. Chaque entrée du tableau représente un bus spécifique. L'ensemble des données est à la fois cohérent, équilibré et renseigné de manière complète et rigoureuse.

III.4.2 Données des Transformateurs

Les différentes données des transformateurs à double et triple enroulement sont affichées sur le tableau ci-dessus.

Tableau III.2 : Les données des Transformateurs du premier cas.

2-Winding Transformer Input Data															
Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift		
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle	
T1	3-Phase	12.500	11.000	5.750	8.25	10.00	0	0	0	0	2.500	8.2500	Dyn	0.000	
T2	3-Phase	12.500	11.000	5.750	8.25	10.00	0	0	0	0	2.500	8.2500	Dyn	0.000	
T3	3-Phase	2.000	11.000	0.420	6.25	10.00	0	0	0	0	2.500	6.2500	Dyn	0.000	
T4	3-Phase	2.000	11.000	0.420	6.25	10.00	0	0	0	0	2.500	6.2500	Dyn	0.000	

Remarque

Ce tableau présente les données techniques de quatre transformateurs à deux enroulements utilisés dans le réseau électrique étudié. Les transformateurs T1 et T2, de puissance nominale identique (12,5 MVA), sont conçus pour des tensions primaires de 11 kV et secondaires de 5,75 kV. De leur côté, les transformateurs T3 et T4, plus petits (2 MVA), convertissent la tension de 11 kV à 0,42 kV. Tous les transformateurs adoptent un couplage de type Dyn, offrant un bon isolement et une compatibilité avec les systèmes de mise à la terre isolée. Les valeurs d'impédance sont proches et cohérentes (%Z entre 6,25 % et 8,25 %), ce qui garantit une réponse équilibrée en cas de défaut et une performance stable du réseau.

III.4.3 Rapport de flux de charge

La valeur de la tension et de la puissance active et réactives obtenu des différents bus d'après l'écoulement de puissance sont affichées sur le rapport suivant :

Tableau III.3 : Rapport de l'écoulement de puissance du premier cas.

<u>LOAD FLOW REPORT</u>														
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
*Bus1	11.000	100.000	0.0	18.500	6.123	0.000	0.000	Bus7	8.553	5.336	529.1	84.8		
								Bus6	1.313	0.787	80.4	85.8		
								Bus2	8.634	0.000	453.2	100.0		
*Bus2	11.000	100.000	0.0	1.232	6.123	0.000	0.000	Bus4	8.553	5.336	529.1	84.8		
								Bus5	1.313	0.787	80.4	85.8		
								Bus1	-8.634	0.000	453.2	100.0		
Bus4	5.750	98.481	-3.1	0.000	0.000	8.244	5.109	Bus2	-8.486	-4.668	987.5	87.6	2.500	
								Bus7	0.242	-0.441	51.3	-48.2		
Bus5	0.420	99.650	-2.3	0.000	0.000	1.768	0.906	Bus2	-1.306	-0.714	2053.2	87.7	2.500	
								Bus6	-0.462	-0.191	689.4	92.4		
Bus6	0.420	99.650	-2.3	0.000	0.000	0.844	0.523	Bus1	-1.306	-0.714	2053.2	87.7	2.500	
								Bus5	0.462	0.191	689.4	92.4		
Bus7	5.750	98.481	-3.1	0.000	0.000	8.729	4.227	Bus1	-8.486	-4.668	987.5	87.6	2.500	
								Bus4	-0.242	0.441	51.3	-48.2		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

III.4.4 Analyse des résultats du l'écoulement de puissance

La tension, la puissance active et réactive et l'angle sont affichés pour les jeux de barres de contrôle, tandis que les jeux de barres de charge affichent la puissance active et réactive, le courant et le facteur de puissance.

Exemple du quatrième jeu de barre de contrôle :

- La tension : 5,75kv
- Puissance active : 8 ,5MW
- Angle : 0
- Puissance réactive : 5,268 MVAR

Cinquième jeu de barre de charge :

- Facteur de puissance : 85,8 %
- Puissance active : 1 ,313MW
- Courant : 80,4A
- Puissance réactive : 0,787 MVAR

II .5 L'Analyse de court-circuit

Calcul du courant de défaut du transformateur T1 de 12,5 MVA, 11KV/5,75KV et de la capacité du disjoncteur, pour cela on doit d'abord connaître l'ampérage du transformateur a plein charge

$$\text{FLA (full load ampères)} = \frac{S}{1,732 * V} \quad (\text{III.1})$$

$$\text{FLA prim} = \frac{12500000}{1,732 * 11000} \quad (\text{III.2})$$

$$\text{FLA prim} = 656,09 \text{ A} \quad (\text{III.3})$$

$$\text{FLA sec} = \frac{12500000}{1,732 * 11000} \quad (\text{III.4})$$

$$\text{FLA sec} = 1255,15 \text{ A} \quad (\text{III.5})$$

L'ampérage secondaire à pleine charge du transformateur T1 est de 1255,15A, le primaire est de

656,09 A et Le pourcentage de la valeur l'impédance est de $Z \% = 8,25 \%$ cela montre que s'il y avait un défaut triphasé sur le primaire à l'extérieur du transformateur, le courant de défaut maximal qui pourrait traverser le transformateur serait le rapport de $100 / 8,25$ fois le FLA du transformateur, ou $\text{FC} = 12,12 \times \text{le FLA}_{\text{prim}} = 7951,81 \text{A}$. 6A (III.6)

Base sur la méthode de la source infinie au primaire du transformateur, un calcul rapide pour le courant de défaut aux bornes primaire de transformateur

$$\text{FC} = \text{FLA prim} \times 12,12 = 656,09 \times 12,12 = 7952,6 \text{A} \quad (\text{III.7})$$

Et pour le courant de défaut maximal aux bornes secondaire du transformateur :

$$\text{FC sec} = 1255,15 \times 12,12 = 15213,9 \text{A} \quad (\text{III.8})$$

"Ce calcul rapide permet de déterminer le courant de défaut sur le secondaire d'un transformateur dans le but de sélectionner les dispositifs de protection contre les surintensités correctes qui peuvent interrompre le courant de défaut présent. Le disjoncteur principal qui doit être installé dans le circuit du secondaire du transformateur doit avoir une valeur d'interruption KA supérieure à 1600 A. Sachez que les disjoncteurs d'alimentation doivent également inclure la contribution estimée du moteur. Si les moteurs réellement connectés ne sont pas connus, alors supposez que la contribution est de $4 \times \text{FLA}$ du transformateur. Par conséquent, dans ce cas, les départs seraient dimensionnés à

$$15213,9 + (4 \times 1255,15) = 20252,5 \text{ A} \quad (\text{III.9})$$

Conditions simplificatrices retenues pour la modélisation

Afin de concentrer l'analyse sur les phénomènes prédominants et de faciliter la modélisation dans l'environnement ETAP, certaines simplifications ont été adoptées.

En premier lieu, les impédances associées aux disjoncteurs, transformateurs de courant et autres équipements secondaires ont été négligées, étant donné leur influence négligeable par rapport à celle du transformateur et de la source d'alimentation.

Par ailleurs, tous les défauts simulés ont été supposés parfaitement francs (bolted faults), c'est-à-dire sans résistance de transition, de manière à représenter les conditions de court-circuit les plus sévères.

Enfin, la contribution des moteurs au courant de défaut n'a pas été intégrée dans ce stade de l'étude, dans un souci de simplification. Elle pourra toutefois être estimée ultérieurement à raison de quatre fois le courant nominal du transformateur, si nécessaire.

III.6 Calcul du courant de court-circuit triphasé du modèle de système

II.6.1 calcul de la puissance de court-circuit (MVAsc)

$$S_{cc}(MVAsc) = \frac{S \cdot 100}{Z\%} \tag{III.10}$$

$$S_{cc}(MVAsc) = \frac{12,5 \cdot 100}{8,25\%} = 151,52 MVA \tag{III.11}$$

➤ Calcul du courant de court-circuit au secondaire

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = 15,21 KA \tag{III.12}$$

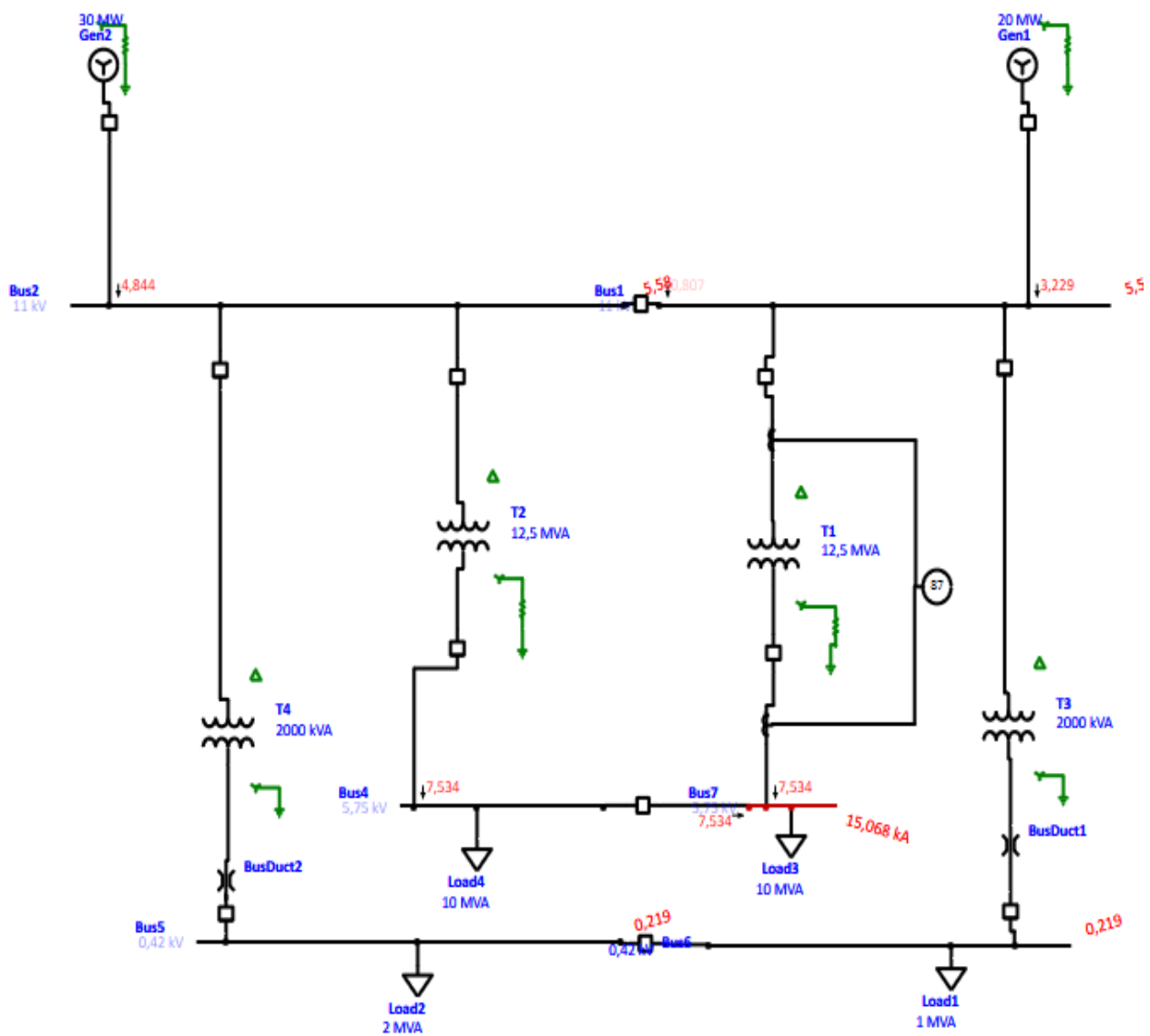


Figure III.6: Schéma unifilaire montrant la valeur du courant de défaut au niveau du poste Bus 7

Tableau III.4: comparaison entre résultat du calcul à mains et résultat ETAP

Résultat du calcul à mains	Résultat ETAP
15,211KA	15,068 KA

III.7 Coordination des relais

III.7.1 Réglage des relais de protection thermique 51

1) **Type de courbe** : IEC Normal Inverse

2) **Réglage du pickup (Amp)** : pour tous les relais, le pickup pour 51 = le courant nominal qui traverse le relais

$$\text{pick up : relais} = \frac{\frac{\text{transformateur MVA} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \text{tension nominale (L-L)}}}{\text{rapport CT}} \quad (\text{III.13})$$

❖ **Numérotation horaire (TSM)**

réglage du relais Coute **CB5 5** (rapport CT -1250/5):

$$\text{pick up : relais} = \frac{\frac{\text{transformateur MVA} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \text{tension nominale (L-L)}}}{\text{rapport CT}} \quad (\text{III.14})$$

$$\text{pick up : relais} = 5020,4 \text{KA} = 5 \text{A} \quad (\text{III.15})$$

3) **Numérotation horaire** :

- Courant réfléchi à CB5sec en raison d'un défaut triphasé côté charge =15,06 kA
- avec TMS = 1,

$$\text{Temps de fonctionnement} = \frac{0,14}{\text{PSM}^{0,02-1}} \quad (\text{III.16})$$

$$\text{Temps de fonctionnement} = 6,28 \text{sec} \quad (\text{III.17})$$

$$\text{Pour le temps de fonctionnement} = 0.4 \text{ s ; TSM}=0,138 \quad (\text{III.18})$$

❖ réglage du relais Coute **CB3**) (rapport CT -700/5):

$$\text{pick up : relais} = \frac{\frac{\text{transformateur MVA} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \text{tension nominale (L-L)}}}{\text{rapport CT}} \quad (\text{III.19})$$

$$\text{pick up : relais} = 4686,44 \text{A} \quad (\text{III.20})$$

4) **Numérotation horaire** :

- Courant réfléchi à CB5sec en raison d'un défaut triphasé côté charge =15,068 kA
- avec TMS = 1,

$$\text{Temps de fonctionnement} = \frac{0,14}{\text{PSM}^{0,02-1}} \quad (\text{III.21})$$

$$\text{Temps de fonctionnement} = 16,66 \text{sec} \quad (\text{III.22})$$

$$\text{Pour le temps de fonctionnement} = 0.4 \text{ s ; TSM}=0,03 \quad (\text{III.23})$$

Tableau III.5 : la protection thermique des relais

Relais	Pickup (amp)	N. horaire (TMS)	Temps prévu (ms)
Relais sec (CB5)	5A	0.138	400ms
Relais sec (CB 3)	4A	0.03	550ms
Relais –principal	0.145	0.373	700ms

III.8 Les cas de défauts en d'hors de la zone de la protection différentiel

III.8.1 Cas N°01 défaut triphasé

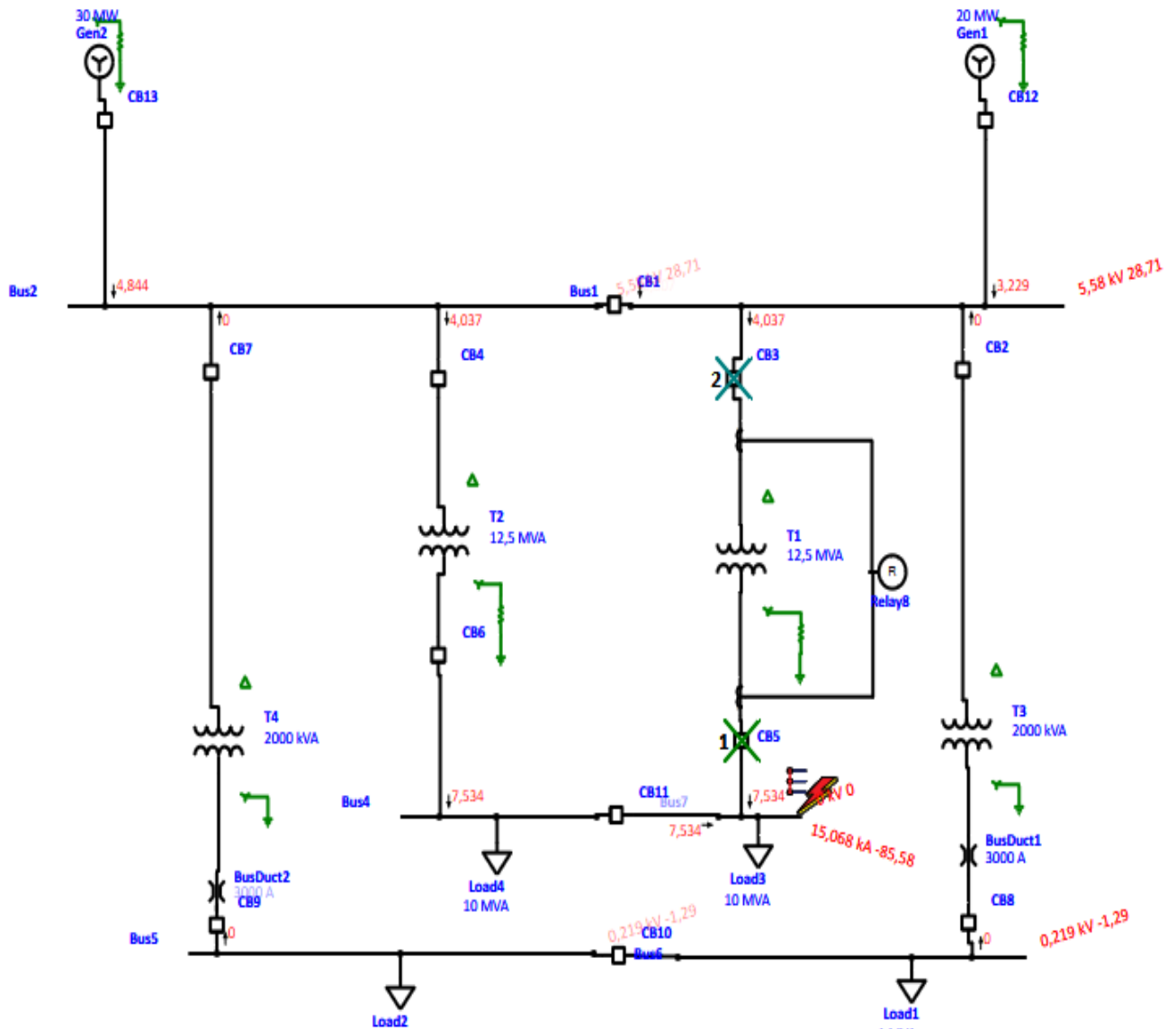


Figure (III.7) : simulation du défaut triphasé sur un jeu de barre 7 en aval du transformateur T1

Tableau (III.6) : Séquence des évènements de défaut du premier cas sur ETAP

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus7					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 06-29-2025	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
136	Relay8	7,534	136		Phase - OC1 - 51
170	CB5		33,3		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
186	CB3		50,0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51

Tableau (III.7) : Séquence des événements de défaut du premier cas.

Time(ms)	ID	If(KA)	T(ms)	T2(ms)	Condition
136	Relay8	7,534	136		Phase-OC1-51
170	CB3		33,3		Tripped by Relay8 phase-OC1-51
186	Relay8		50,0		Tripped by Relay8 phase-OC1-51

➤ **Interperitation**

La simulation d'un défaut triphasé à l'intérieur de la zone de la protection différentielle est sur Bus7 a permis d'analyser la coordination et le fonctionnement des protections mises en place. Les résultats indiquent une séquence logique d'intervention des relais et des disjoncteurs.

A $t = 136$ ms :

Le relais Relay8 détecte un défaut important avec un courant de 7,534 kA, ce qui correspond à un court-circuit triphasé très sévère.

Le relais utilisé ici est de type OC1-51, c'est-à-dire un relais de surintensité avec temporisation. Il ne déclenche pas immédiatement : il attend un certain délai pour éviter les déclenchements intempestifs.

À $t = 170$ ms :

Après 33,3 millisecondes, le disjoncteur CB5 s'ouvre sur ordre de Relay8.

Cela indique que CB5 était dans le chemin du courant de défaut et devait donc être isolé pour protéger l'installation.

À $t = 186$ ms :

CB3 s'ouvre à son tour, 50 ms après le début du défaut. Lui aussi est déclenché par le même relais (Relay8), ce qui montre que ce relais contrôle plusieurs disjoncteurs à la fois dans cette

Le défaut a eu lieu sur Bus7, détecté par Relay8.

Conclusion :

Relay8 a envoyé l'ordre d'ouverture à CB5, puis à CB3. Cette action vise à isoler le défaut rapidement pour éviter des dommages au système. Aucune protection différentielle ou de distance n'a été activée, uniquement la protection de surintensité temporisée.

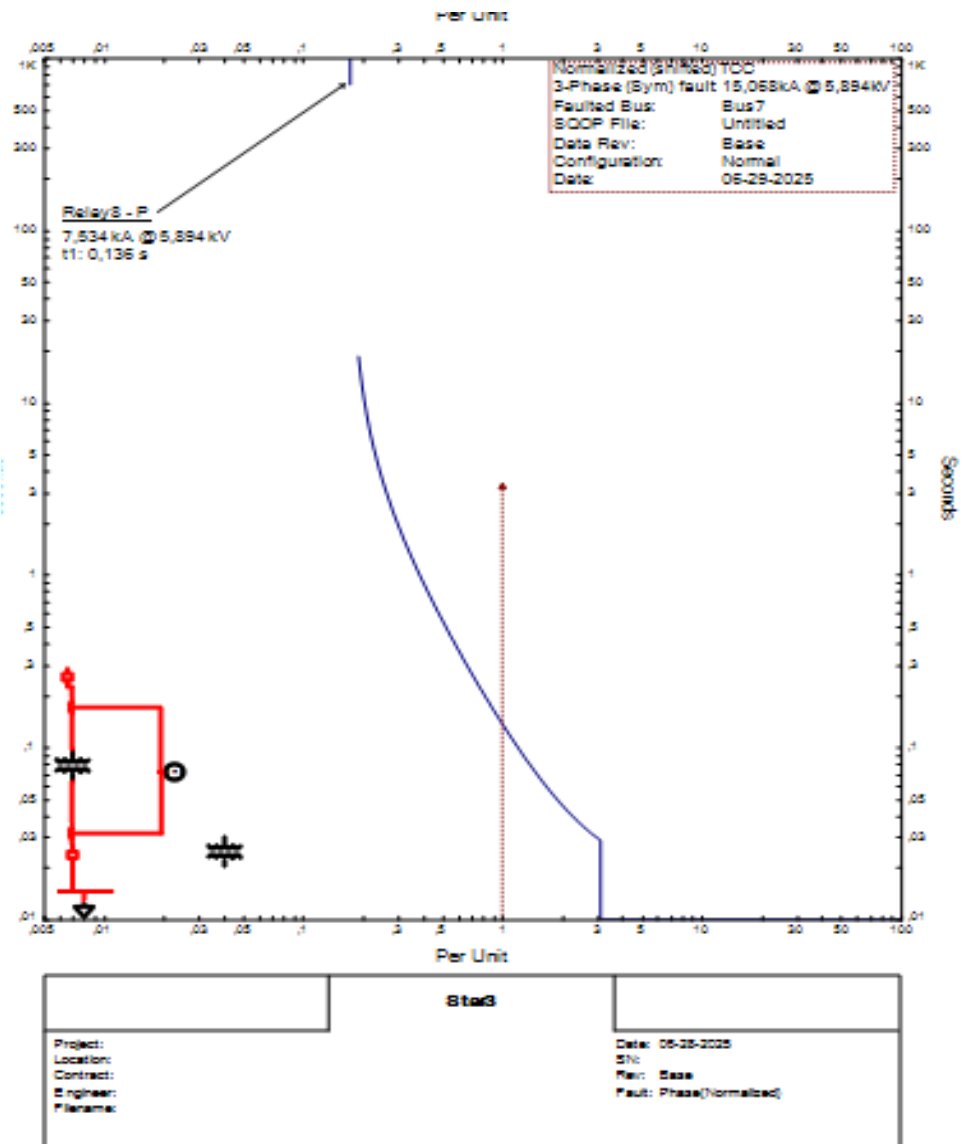


Figure III.8 : Courbe de réponse des protections 51 lors d'un défaut triphasé sur Bus7

Explication et analyse de la courbe

Le diagramme TCC montre que le relais numéro 8 (Relay8) a réagi à un courant de 7,534 kA avec un temps de déclenchement de 0,136 seconde, ce qui est conforme à ses réglages et aux conditions de fonctionnement dans ce scénario.

III.8.2 Cas N°02 défaut terre phase

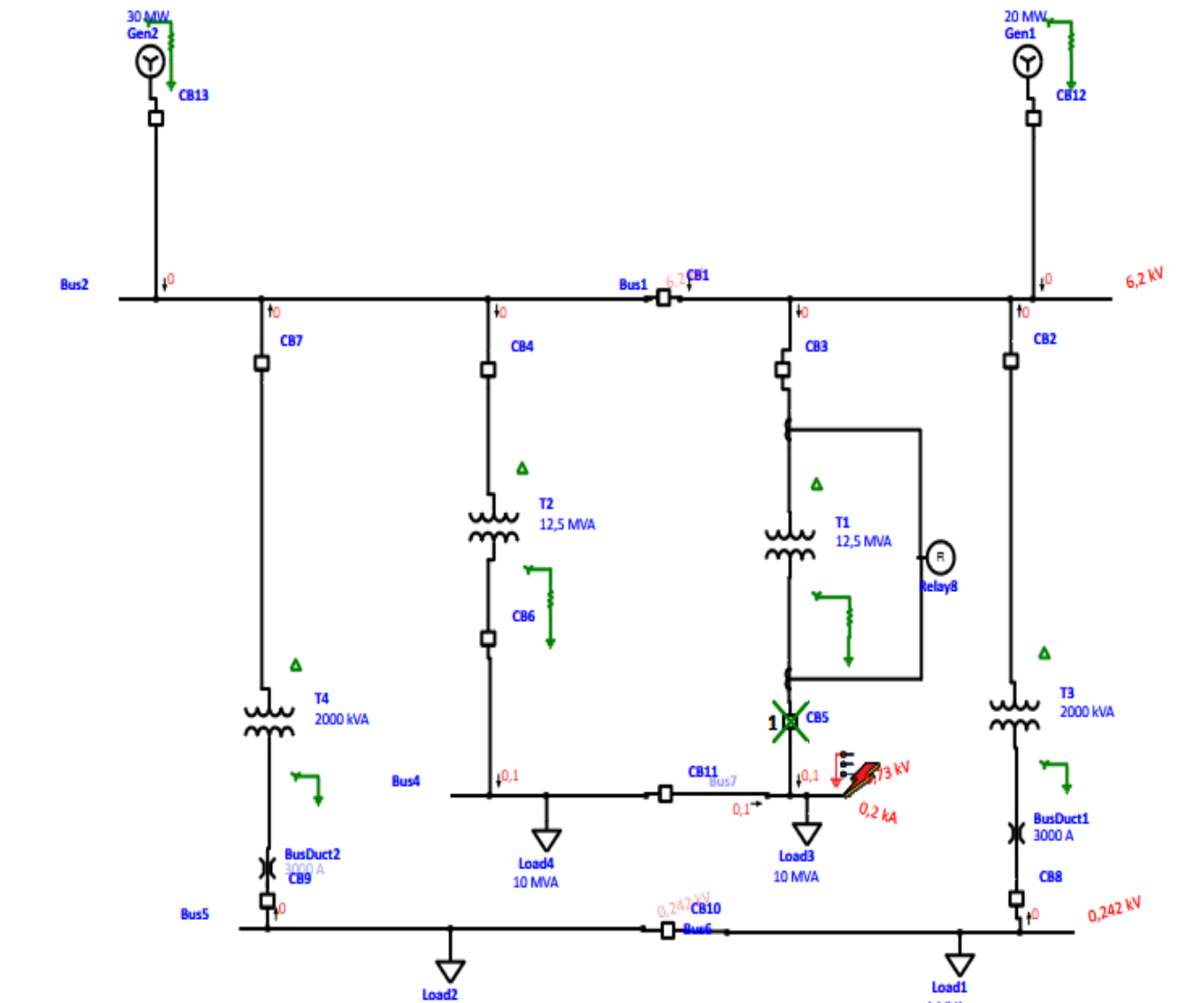


Figure III.9 : simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur T1

Tableau (III.8) : Séquence des évènements de défaut du Deuxième cas

Time(ms)	ID	If(KA)	T1(ms)	T2{ms]	Condition
13.9	Relay8	0,1	60,8		Neutral_OC1-51
20.0	CB5		33,3		Tripped by Relay8 Neutral-OC1-51

➤ **Interperitation**

La simulation montre un défaut phase-terre (Line-to-Ground) sur le Bus7, qui est l'un des types de défauts les plus fréquents dans les réseaux électriques.

À 60,8 ms :Le relais Relay8 détecte un défaut avec un courant relativement faible (0,1 kA), ce qui est typique pour un défaut phase-terre.Il utilise une protection de type OC1-51 appliquée sur le neutre, ce qui signifie qu'il surveille le courant de défaut à la terre.

À 94,1 ms :Le disjoncteur CB5 s'ouvre après 33,3 ms, suite à l'ordre de déclenchement envoyé par Relay8.Cela indique que Relay8 est chargé de la protection de cette zone, et qu'il a correctement commandé l'isolement du défaut.

Remarques

Le courant de défaut est faible mais significatif, et a suffi pour déclencher la protection. Le relais agit avec une temporisation, ce qui permet d'éviter les déclenchements intempestifs dus à des défauts momentanés. La protection terre-neutre est bien active, avec un seuil de détection sensible.

Conclusion du deuxième cas

Cette simulation met en évidence le bon fonctionnement du relais Relay8, qui a détecté un défaut phase-terre de faible intensité (0,1 kA) sur le Bus7 et a déclenché après 60,8 ms.

Le disjoncteur CB5 a été ouvert après 33,3 ms sur commande du relais.

Cela confirme que la protection terre-neutre est bien paramétrée, capable de détecter même les défauts faibles, tout en assurant un temps de réaction adapté pour garantir

III.8.3 Cas N°03 défaut biphasé

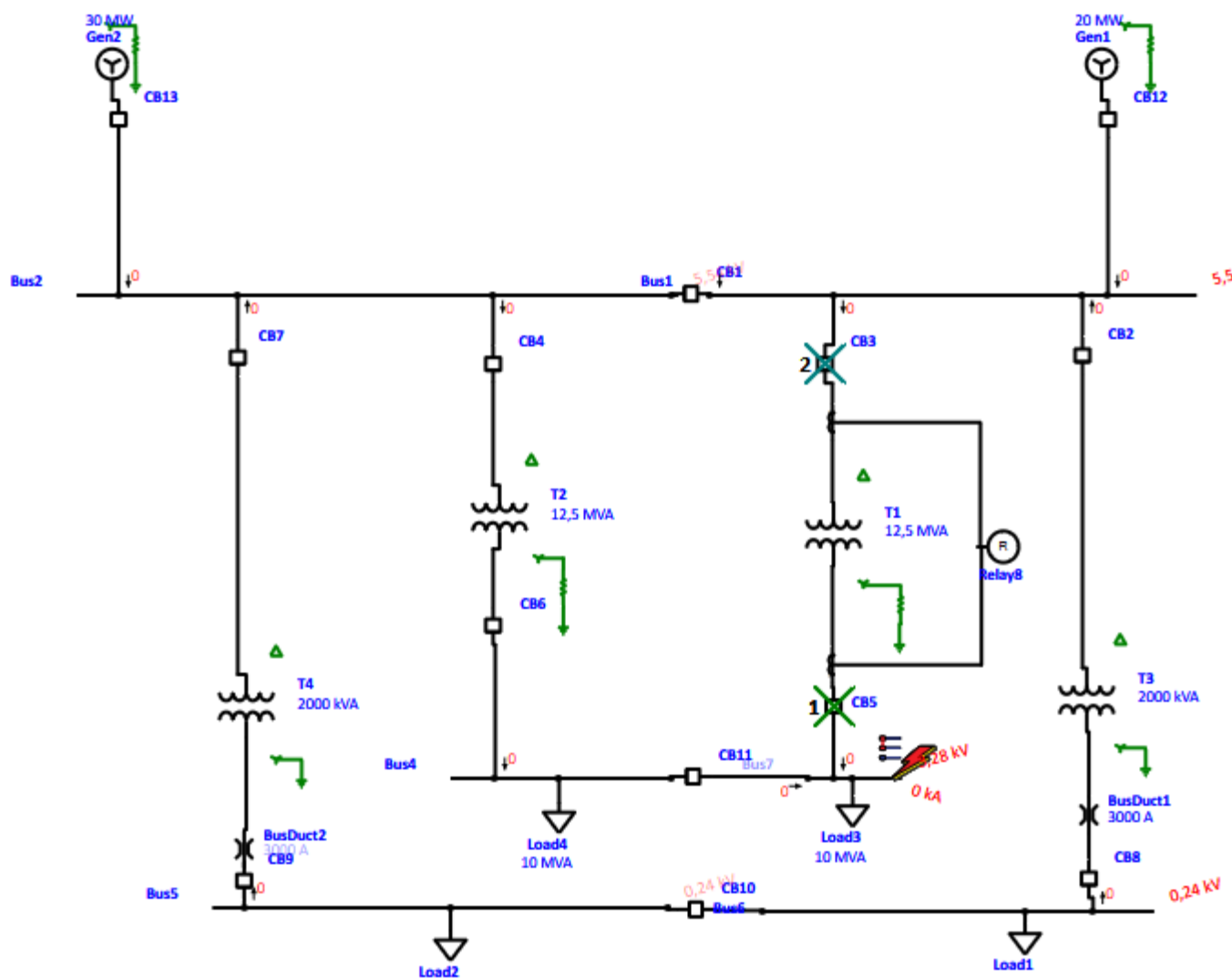


Figure III.10 : simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur T1

Tableau (III.9) : Séquence des évènements de défaut du troisième cas.

Time(ms)	ID	If(KA)	T1(ms)	T2(ms)	Condition
13.9	Relay8	6,601	174		Phase-OC1-51
20.0	CB5		33,3		Tripped by Relay8 phase-OC1-51

➤ Interperitation

Dans ce scénario, nous avons simulé un défaut symétrique phase-phase sur le jeu de barres Bus7.

L'analyse de la séquence des événements est la suivante :

À $T = 174$ ms, le relais Relay8 détecte le défaut sur la phase (Phase_OC1_51) avec un courant de 6,601 kA.

La protection de surcharge de type 51 (Overcurrent 51) s'est déclenchée.

À $T = 207$ ms, le disjoncteur CB5 se déclenche sous l'action du Relay8, avec un courant de 33,3 kA.

À $T = 224$ ms, le disjoncteur CB3 se déclenche également, aussi commandé par le Relay8, avec un courant de 50,0 kA.

Le délai entre la détection du défaut et le déclenchement des disjoncteurs CB5 et CB3 indique l'existence d'une coordination temporelle entre les protections. Ce délai vise à éviter un déclenchement inutile s'il est possible d'isoler le défaut plus localement.

III.9 Les cas de défauts à l'intérieur de la zone de la protection différentiel :

III.9.1 Cas N°01 : défaut triphasé

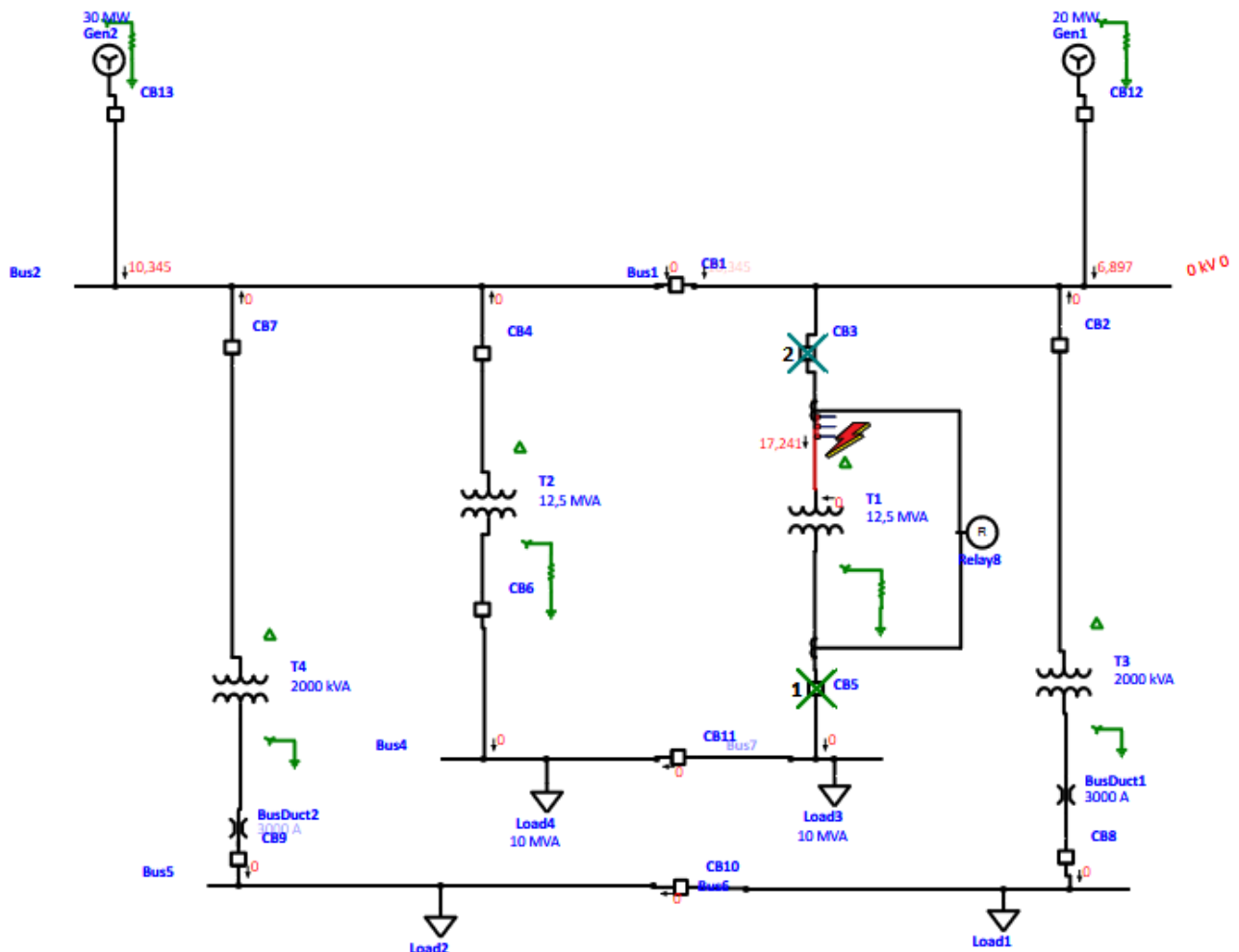


Figure III.11 : simulation du défaut triphasé sur un jeu de barre en aval du transformateur T1

Tableau (III.10) : Séquence des évènements de défaut du premier cas.

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT4 & T1. Adjacent bus: Bus 1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 06-29-2025	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	Relay8		20,0		Phase - 87
53,3	CB5		33,3		Tripped by Relay8 Phase - 87
70,0	CB3		50,0		Tripped by Relay8 Phase - 87

➤ Interperitation

A Temps = 20,0 ms Le Relais 8 détecte un courant de 20 kA, très élevé, typique d'un court-circuit triphasé. Il active la protection différentielle (87) immédiatement.

Cela signifie que le défaut est interne à la zone de protection du relais 87, c'est-à-dire entre CT4 et le transformateur T1.

A Temps = 53,3 ms CB5 s'ouvre Le relais 8 donne l'ordre de couper CB5 après 33,3 ms, pour isoler le transformateur du côté charge.

A Temps = 70,0 ms Le disjoncteur CB3 est ouvert avec un léger retard, pour couper l'alimentation principale venant du générateur, complétant ainsi l'isolation.

Remarque

La protection différentielle 87 fonctionne en comparant le courant mesuré en amont (CT3) et en aval (CT4) du transformateur T1.

Si le courant entrant \neq sortant, cela signifie qu'un courant de défaut circule à l'intérieur de la zone protégée défaut interne déclenchement immédiat.

Conclusion du premier cas

La protection différentielle (87) n'est activée que lorsqu'un défaut se situe entre les transformateurs de courant (CT3 et CT4) donc à l'intérieur du transformateur ou ses connexions directes.

Lorsqu'un défaut est à l'extérieur de cette zone, le courant entrant est égal au courant sortant, donc pas d'alarme différentielle. Cela explique pourquoi dans des défauts externes, la protection 87 ne réagit pas

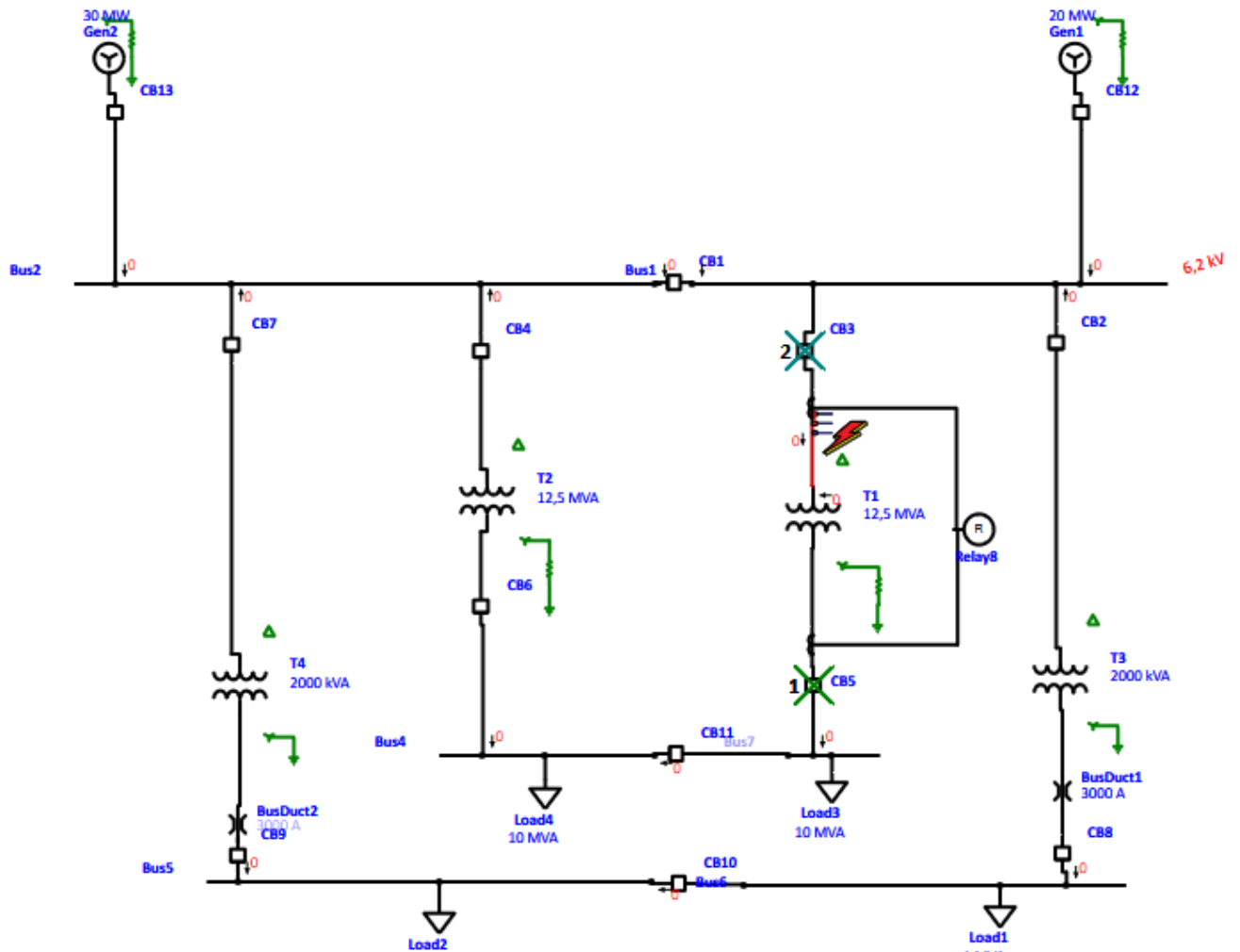


Figure III.12 : simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur T1

Tableau (III.11) : Séquence des évènements de défaut du deuxième cas

Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between CT4 & T1. Adjacent bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 06-29-2025	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	Relay8		20,0		Phase - 87
53,3	CB5	33,3	33,3		Tripped by Relay8 Phase - 87
70,0	CB3	50,0	50,0		Tripped by Relay8 Phase - 87

➤ **Interperitation**

À 20 ms, le Relay8 détecte le défaut (Phase - 87).

Il s'agit d'une protection différentielle (87T) qui compare les courants d'entrée et de sortie du transformateur T1. Aucun courant n'est indiqué ici car le relais ne coupe pas lui-même, il donne l'ordre.

À 53.3 ms, le disjoncteur CB5 s'ouvre.

If = 33.3 kA : courant de défaut détecté.

T1 = 33.3 ms : temps de réaction suite à la détection.

CB5 est déclenché suite à l'ordre du relais différentielle Relay8.

À 70 ms, le disjoncteur CB3 s'ouvre.

If = 50.0 kA : courant de défaut traversant CB3.

Lui aussi est déclenché par Relay8, mais avec un délai plus important.

Conclusion :

Le défaut a été détecté très rapidement (20 ms) par Relay8.

Ensuite, deux disjoncteurs ont été déclenchés successivement :

CB5 (vers la charge Load3).

CB3 (vers le côté alimentation).

Ce déclenchement en cascade montre aussi l'application d'une sélectivité chronométrique, permettant de prioriser les coupures proches du défaut.

III.9.3 Cas N°03 phase-terre

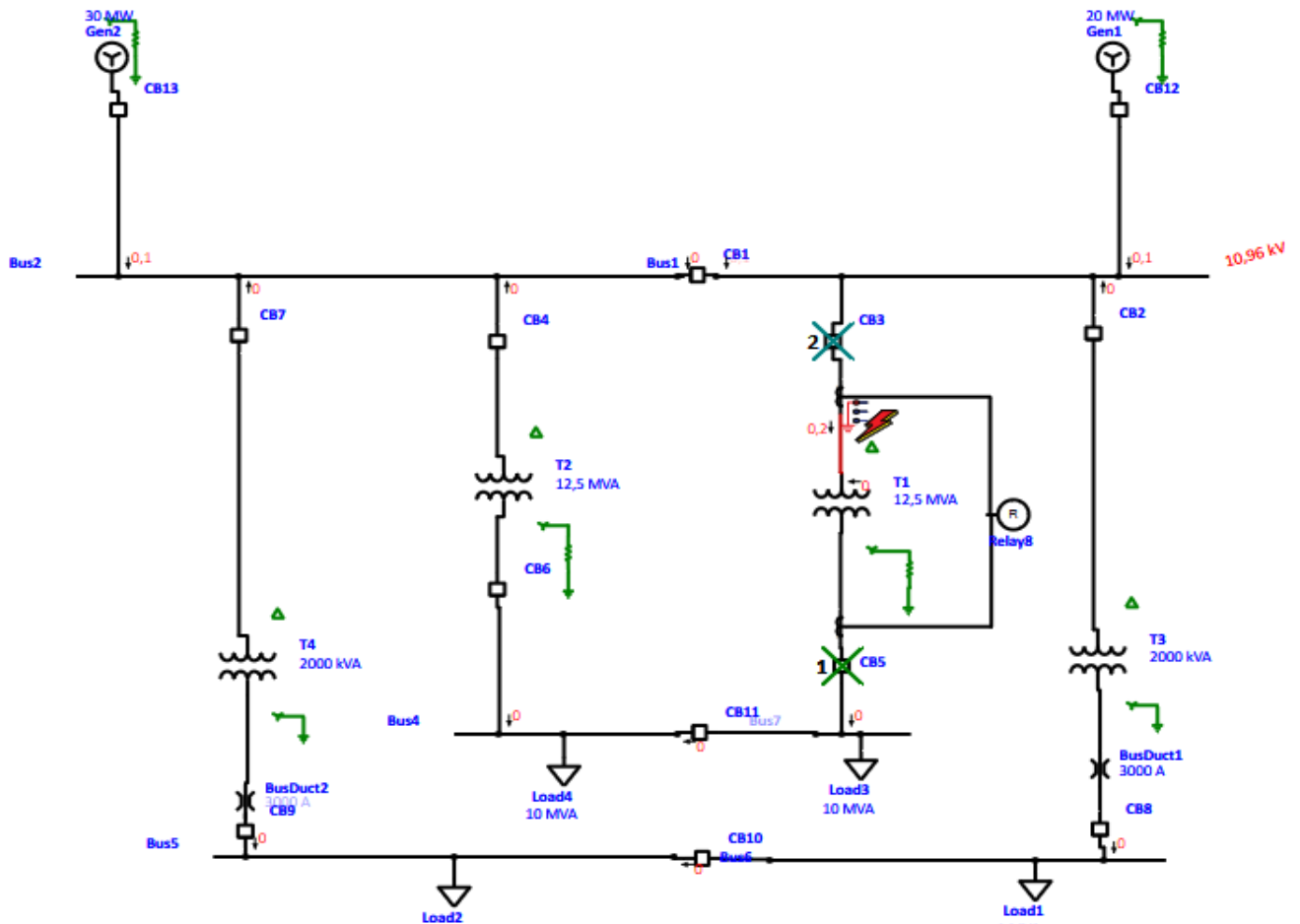


Figure III.13 : simulation du défaut phase-terre sur un jeu de barre en aval du transformateur T1

Tableau (III.12) : Séquence des évènements de défaut du troisieme cas

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CT4 & T1. Adjacent bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 06-29-2025	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
15,6	Relay8	0,2	15,6		Ground - OC1 - 51
20,0	Relay8		20,0		Phase - 87
53,3	CB5		33,3		Tripped by Relay8 Phase - 87
70,0	CB3		50,0		Tripped by Relay8 Phase - 87

➤ Interprétation

À 15,6 millisecondes, le Relais 8 détecte un courant de défaut vers la terre de 0,2 kA. Cela active la protection OC1 - 51, qui est une protection de type surcharge à la terre (Overcurrent Ground Fault). Cette détection rapide montre que la protection à la terre est très sensible, capable de réagir à un défaut faible.

Le défaut est localisé entre CT4 et T1, une zone critique.

Après seulement 4,4 ms (à 20,0 ms), le même relais (Relais 8) détecte également un déséquilibre du courant différentiel, ce qui déclenche la protection 87.

Cela signifie que le défaut est situé à l'intérieur de la zone protégée par la protection différentielle (probablement entre CT4 et T1).

Cette protection est prioritaire et très rapide pour éviter des dommages au transformateur T1.

À 53,3 ms, le disjoncteur CB5 reçoit l'ordre d'ouvrir de la part du Relais 8 après confirmation du défaut. Le temps total de réaction de CB5 est 33,3 ms (à partir du moment de détection initiale).

Cela permet d'isoler le transformateur T1 du reste du système, interrompant le courant de défaut.

Enfin, à 70,0 ms, le disjoncteur CB3 s'ouvre lui aussi, commandé par le Relais 8.

Le temps total de réaction de CB3 est de 50,0 ms.

Cette action permet d'isoler complètement le défaut de l'alimentation principale

Remarque

Bien que le courant du défaut soit faible (0,2 kA), les deux protections ont réagi, ce qui montre une bonne sensibilité du système de protection.

III.10 Conclusion

Dans le cadre de cette étude, nous avons examiné le comportement d'un réseau électrique moyen tension soumis à des défauts internes et externes à la zone de protection différentielle, en utilisant le logiciel ETAP comme outil de simulation. Cette démarche nous a permis d'évaluer l'efficacité des dispositifs de protection mis en œuvre, notamment la protection différentielle (87), reconnue pour sa rapidité, et la protection contre les surintensités (51), qui assure une coupure progressive avec sélectivité.

Les résultats obtenus ont mis en évidence que les protections n'agissent pas simultanément, mais selon une logique séquentielle, ce qui souligne l'importance d'un bon réglage et d'une coordination rigoureuse entre les relais. Cela permet un isolement ciblé du défaut, tout en minimisant l'impact sur le reste du réseau.

En somme, cette étude confirme l'utilité des outils de simulation dans l'optimisation des réglages de protection et dans la conception de systèmes fiables, capables d'assurer la stabilité et la continuité du service électrique.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Conclusion générale

La protection des réseaux électriques constitue une nécessité fondamentale pour assurer la continuité de l'alimentation et la qualité du service, et représente un élément clé dans tout système électrique fiable. Un système de protection efficace repose sur le principe de sélectivité, qui vise à isoler rapidement et précisément les défauts tout en maintenant le fonctionnement du reste du réseau.

Ce travail a permis d'aborder les différents aspects liés à la protection des réseaux de distribution électrique, à travers des études théoriques et des simulations pratiques réalisées à l'aide du logiciel ETAP. Cet outil avancé facilite l'analyse détaillée des réseaux, que ce soit en matière de coordination des dispositifs de protection ou de calcul des flux de puissance dans le système. Il a permis de simuler des défauts virtuels à différents points du réseau et d'ajuster les réglages de protection en fonction des résultats obtenus. Le logiciel fournit également des données techniques précises sur les tensions, les courants, ainsi que sur les puissances actives et réactives aux divers nœuds du réseau.

Cette étude met en évidence l'importance des équipements de protection, tels que les relais et les transformateurs, dans la sécurisation des installations électriques contre différents types de défauts. Les résultats obtenus ont démontré l'efficacité de la coordination mise en place, permettant une sélectivité optimale, une réduction des pertes, et une amélioration de la stabilité et des performances globales du réseau, tout en contribuant à la diminution des coûts d'exploitation et de maintenance.

En conclusion, ce travail a contribué à renforcer la compréhension technique des enjeux liés à la protection des réseaux électriques, et à développer la maîtrise des outils modernes d'analyse et de simulation. Il représente une étape importante dans le perfectionnement des compétences en conception et exploitation des réseaux moyen.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Guide de conception de réseaux électrique industriel pdf, Schneider électrique.
- [2] : CHABANE .M et GUEZOU .F et SOUTOU .Y : « étude des protections d'un départ moyenne tension application poste 60kV / 30 kV de tizi-meden»2013
- [3] : Guide technique, Archives de la SONELGAZ.
- [4] : Guide de la protection «CG0021FR», Schneider électrique, Merlin Gerin, édition2006.
- [5] : Fichier PDF « la protection des réseaux aériens à moyenne tension », Electricité de France, direction des études et des recherches, année 1967.
- [6] : <https://yann-dupuis.canoprof.fr/>
- [7] : Guide_de_1_installation_Electrique_2017.pdf, Schneider électrique
- [8] : www.greenwatt.fr. Consulté le 08/02/2024.
- [9] : H. BELMAHDI et N. ABDELLI « Etude de la protection d'un réseau de distribution moyenne tension et de distribution HT/MT Application au poste de transformation Oued Aïssi / Tizi-Ouzou»2008
- [10] : <https://fr.scribd.com/document/616253112/Structures-Topologiques-Des-Reseaux-Electriques-Apprendre-en-Ligne>
- [11] : ABB Guide des installations BT
- [12] : PDF l «réseau électrique industriel », [e-learning université Mila](#)
- [13] : L.BENARAB «Détermination des seuils de réglage des protections des départs moyenne tension au complexe de l'ENIEM », mémoire d'ingénieur, ummto, année 2010.
- [14] : <https://autopassion.net/forums/1027264-installation-des-relais-electromecanique>
- [15] : H.BELMAHDI et N.ABDELLI «Etudes d'un réseau de distribution moyenne tension, application Oued-Aïssi / Tizi-Ouzou», mémoire d'ingénieur, ummto, année 2008.
- [16] : Product end of life instructions ,schneider elictric ,2019
- [17] : F. AMRANI et R. BELKESSA «Etude des protections des départs moyenne tension application poste 60 / 30 kV de Tizi Meden», mémoire d'ingénieur, ummto, année 2009.
- [18] : [Sectionneur — Wikipédia](#)
- [19] : <https://nicediagnostic.fr/les-dispositifs-de-protection-electrique/>
- [20] CHAIBANI.F et OULD GRADDA. D «Etude de la protection et vérification de la sélectivité électrique au niveau du complexe GL3 », mémoire de master université de Mostaganem 2 juillet 2024.
- [21] O.AIT GUENISSAID et O.OUKHOUIA «Protection numérique par SEPAM série 80 d'un départ électrique HTA»· mémoire de master· ummto, année2012.
- [22] : DANI .S et MANSOURI .Y « Etude et simulation de la coordination des protections d'un transformateur de puissance ht/mt», mémoire de master université de Mostaganem, septembre 2020.

Bibliographie