



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA
كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie
قسم الآلية و الالكتروتقني
Département d'Automatique et électrotechnique

Mémoire de Master

Mention : Automatique

Spécialité : Automatique et Systèmes

Présenté par

KEBBAL Nassim

Remplacement D'une Protection Statique Par Un Automate Siemens

Promotrice: Dr. KHEMICI Latifa

Co-promoteur : Mr. BOUGRID Cherif

Année Universitaire 2022-2023

Je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné la santé et là

Volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir

Le jour sans l'aide et l'encadrement de Mme KHEMICI LATIFA, je la remercie

Pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa

Rigueur et sa disponibilité durant ma préparation de ce mémoire.

Il est comme même très agréable de remercier mon encadrant de

La société Sonelgaz Mr. CHERIF BOUGRID pour les efforts, les conseils et ses

Directives précieuses durant la réalisation de mon projet de fin d'étude.

Je tiens à remercier vivement les membres du jury d'avoir consacré

De leur temps à la lecture de ce manuscrit, d'accepter de juger et

D'évaluer ce travail.

Aussi, je remercie tous mes enseignants et membres de l'administration du département d'Automatique et d'Electrotechnique. Finalement, j'adresse mes remerciements à tous ceux

qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

KEBBAL Nassim

Je dédie ce modeste travail :

A MES TRÈS CHERS PARENTS QUI ONT TOUJOURS ÉTÉ LÀ POUR
MOI, ET QUI ONT DONNÉ UN MAGNIFIQUE MODÈLE DE LABEUR ET DE
PERSÉVÉRANCE. J'ESPÈRE QU'ILS TROUVERONT DANS CE TRAVAIL
TOUTE MA RECONNAISSANCE ET TOUT MON AMOUR.

A MES TRÈS CHERS FRÈRE ET SŒUR.

A CEUX QUI SONT LA SOURCE DE MON INSPIRATION ET MON
COURAGE, À QUI JE DOIS DE L'AMOUR ET DE LA RECONNAISSANCE.

A MES CHERS AMIS ET CHÈRES AMIES POUR TOUS LES MOMENTS
DE JOIE ET DE PEINE QU'ON A PASSÉE ENSEMBLE

KEBBAL Nassim

Résumé :

Ce mémoire se base sur une expérience de stage réalisée dans le cadre d'une rénovation d'un ancien poste moyenne tension Sonelgaz, avec pour objectif ultime d'améliorer la sécurité des opérateurs et des dispositifs électriques. L'accent est mis sur l'étude du remplacement d'une protection statique par un automate. Une simulation approfondie a été réalisée à l'aide de TIA Portal pour évaluer les performances de l'automate Siemens. Les résultats obtenus ont permis d'analyser l'impact de ce remplacement sur la sécurité des opérateurs et des dispositifs électriques.

Les mots clés : Poste Moyenne Tension, Protection Statique, Automate Siemens, TIA Portal.

Abstract :

This thesis is based on a practical experience conducted during the renovation of an old medium voltage substation at Sonelgaz, with the ultimate goal of enhancing the safety of operators and electrical devices. The focus is on studying the replacement of static protection with an automation system. A comprehensive simulation was carried out using TIA Portal to evaluate the performance of the Siemens automation system. The obtained results allowed for an analysis of the impact of this replacement on the safety of operators and electrical devices.

Keywords : Medium Voltage Substation, Static Protection Siemens Automation, TIA Portal.

الملخص:

تستند هذه المذكرة إلى تجربة عملية تمت أثناء تجديد محطة ذات جهد متوسط في Sonelgaz ، مع الهدف النهائي لتعزيز سلامة المشغلين والأجهزة الكهربائية. يتم التركيز على دراسة استبدال الحماية الثابتة بنظام الأتمتة من Siemens ، مع تسليط الضوء على المزايا المحتملة من حيث السلامة والكفاءة في الأنظمة الكهربائية.

تم إجراء محاكاة شاملة باستخدام TIA Portal لتقييم أداء نظام الأتمتة من Siemens. أتاحت النتائج المستحصلة تحليلاً لتأثير هذا الاستبدال على سلامة المشغلين والأجهزة الكهربائية.

الكلمات الرئيسية: تجربة عملية، محطة ذات جهد متوسط، TIA Portal الأجهزة الكهربائية، حماية ثابتة، نظام الأتمتة، محاكاة شاملة.

Table Des Matières

Remerciements

Dédicaces

Résumés

Table Des Matières

Liste Des Figures Et Tableaux

Liste Des Abréviations

Introduction Générale 1

Chapitre I Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction 3

I.2 Présentation de SONELGAZ 3

I.2.1 Organisation de SONELGAZ en groupe 3

I.2.2 Présentation de l'entreprise d'accueil 4

I.2.3 Activités de SONELGAZ 5

I.3 Généralités sur les réseaux électriques 7

I.3.1 Structure générale d'un réseau électrique 7

I.3.2 Les Variétés de Réseaux Électriques en Algérie 9

I.4 Les postes électriques 14

I.4.1 Différents types de postes électriques 16

I.4.2 Les différents éléments d'un poste électrique 18

I.5 Tableaux MT(HTA) 22

I.6 Conclusion 22

Chapitre II Types des défauts et les éléments de protections

II.1 Introduction 23

II.2 Les défauts 23

II.2.1 Les causes des défauts 23

II.2.2 Caractères des défauts 24

II.2.3 Différents types de défauts 25

II.2.4 Les conséquences des défauts 27

II.3 Systèmes de protections 28

Table des matières

II.3.1	Qualités principales d'un système de protection	29
II.3.2	Appareillage de protection contre les surtensions	31
II.3.3	Appareillage de protection contre les surintensités	32
II.3.4	Protection des transformateurs	37
II.3.5	Protection des jeux de barre	38
II.4	Départ HTA.....	39
II.4.1	Cellule départ.....	39
II.4.2	Protection d'un départ HTA	40
II.4.3	Automate associé aux protections des départs HTA	41
II.5	Conclusion.....	45

Chapitre II Programmation et simulation des défauts

III.1	Introduction	46
III.2	Système automatisé	46
III.2.1	Objectif.....	46
III.2.2	Structure d'un système automatisé.....	46
III.3	Automate programmable industriel.....	47
III.3.1	Description de la gamme S7	47
III.4	TIA Portal (Totally Integrated Automation)	49
III.4.1	Description du logiciel TIA Portal	50
III.4.2	Les avantages du logiciel TIA portal	50
III.4.3	SIMATIC STEP 7	50
III.5	Programmation et simulation du cycle d'élimination des défauts	50
III.5.1	Programmations	52
III.5.2	Simulation du programme.....	56
III.6	Conclusion.....	59
	Conclusion Générale.....	60
	Références Bibliographiques	61

Annexes

Liste Des Figures Et Tableaux

Liste Des Figures

Figure I.1 Organigramme groupe Sonelgaz.....	4
Figure I.2 SDC BLIDA.....	5
Figure I.3 les différentes parties d'un réseau électrique	8
Figure I.4 Schéma unifilaire d'un réseau MT	13
Figure I.5 Poste électrique	15
Figure I.6 Poste HT/MT	16
Figure I.7 Poste MT/MT.....	17
Figure I.8 Poste MT/BT.....	17
Figure I.9 Transformateur de tension	18
Figure I.10 Transformateur de courant	19
Figure I.11 Transformateur de puissance	19
Figure I.12 Sectionneur	20
Figure I.13 Disjoncteur.....	21
Figure I.14 Jeux de barres.....	21
Figure I.15 I.5 Tableaux MT	22
Figure II.1 Schéma d'un défaut monophasé.....	25
Figure II.2 Schéma d'un défaut biphasé.....	26
Figure II.3 Schéma d'un défaut biphasé-terre	26
Figure II.4 Schéma d'un défaut triphasé	26
Figure II.5 Chaîne de protections	29
Figure II.6 Fiabilité d'une protection	30
Figure II.7 Parafoudre	31
Figure II.8 Eclateur HTA	32
Figure II.9 Disjoncteur d'une cellule MT installé dans la cellule	33
Figure II.10 sectionneur HTA	35
Figure II.11 Fusible HTA.....	35
Figure II.12 Relais électromagnétique	36
Figure II.13 Relais thermique.....	36
Figure II.14 Départ HTA.....	39
Figure II.15 Schéma de montage des relais de phases	40
Figure II.16 Raccordement d'une protection à maximum de courant.....	41
Figure II.17 Protections statiques Alstom	42
Figure II.18 Réenclencheur Alstom	44
Figure II.19 Diagramme du cycle.....	44

Liste des Figures et Tableaux

Figure III.1 Structure d'un système automatisé	47
Figure III.2 Structure d'un API S7-300	48
Figure III.3 Exemple de quelques variables de programme.....	52
Figure III.4 Télécommande d'ouverture et de fermeture de l'arrivée.....	53
Figure III.5 Télécommande d'ouverture et de fermeture du départ	53
Figure III.6 Défauts MAX de I seuil 1 et homopolaire	54
Figure III.7 Défaut MAX de I seuil 2.....	54
Figure III.8 Défaut terre résistante	54
Figure III.9 cycle d'élimination des défauts.....	55
Figure III.10 Chargement du programme	55
Figure III.11 Liaison PLC- PC système	56
Figure III.12 Schémas unifilaire des départs.....	57
Figure III.13 Vue départ Ouled Yaich 30kv	58
Figure III.14 défaut MAX de I seuil 1	58
Figure III.15 Défaut MAX de I seuil 2.....	59

Liste Des Tableaux

Tableau I.1 Nature et section des conducteurs (MTA).....	11
Tableau I.2 Nature et section des conducteurs (MTS)	12
Tableau I.3 Tableau des domaines de tension	14
Tableau III.1 Etats des éléments	56

Liste Des Abréviations

Liste des abréviations

AC	Alternating Current
API	Automate Programmable Industrielle
BT	Basse Tension
BTA	Basse Tension A
C A	Contact Auxiliaire
DC	Direct Current
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
IHM	Interface Homme Machine
KV	Kilovolt
MT	Moyenne Tension
MTA	Moyenne Tension Aérien
MTS	Moyenne Tension Souterrain
MVA	Méga Volt Ampère
MW	Mégawatt
RDC	Distribution De L'électricité Et Du Gaz Du Centre
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
TC	Transformateur De Courant
THT	Très Haute Tension
TIA PORTAL	Totally Integrated Automation Portal
PLC	Programmable Logic Controller

Introduction Générale

Introduction générale

Dans notre vie quotidienne, l'énergie électrique est un élément essentiel dans la production de biens et de services. Cet élément vital est produit dans des centrales électriques, souvent situées dans des régions éloignées des centres de consommation.

Le transport et la distribution de cette énergie électrique qui en résulte sont assurés par un réseau électrique exposé aux agressions naturelles et aux utilisations anormales. Pour tout cela et pour assurer la continuité de cette énergie, la performance du réseau grâce à des systèmes de protection est essentielle.

La SONEGAS (l'opérateur historique de la fourniture des énergies électriques, et gazières) travaille énergiquement pour ce but, qui est la satisfaction de ses clients à travers l'équipement de ses réseaux par des systèmes de protection.

La sécurité des exploitants dans les réseaux électriques est d'une importance primordiale pour assurer un fonctionnement fiable et sécurisé de l'infrastructure électrique. Les exploitants doivent se conformer à des normes rigoureuses de sécurité afin de prévenir les risques potentiels liés à l'électricité. Les exploitants de réseaux électriques contribuent à assurer la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique tout en minimisant les risques pour leurs travailleurs et pour le public.

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il est impossible de construire un réseau sans défauts. Ils sont particulièrement vulnérables aux attaques naturelles telles que les surcharges et les court-circuit. De ce fait, le réseau est soumis à des perturbations pouvant mettre en danger les équipements, le personnel et la qualité du service, donc il faut essayer de les minimiser.

Toute défaillance doit être détectée immédiatement, et isoler la structure affectée du réseau pour éviter qu'elle ne se propage à travers le réseau, et c'est là qu'interviennent les dispositifs de protection.

Le but de mon travail est de remplacer une protection statique d'un réseau de distribution moyenne tension par une protection numérique qui est un automate siemens, et simuler les différents types de défauts qui peuvent interagir.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques qui assurent le lien entre les sites de production et les différents points de consommations et la présentation de l'entreprise.
- Le deuxième chapitre étudiera les équipements de protection des réseaux de distribution moyenne tension et les différents types des défauts.
- Le troisième chapitre sera consacré à la programmation et la simulation des défauts.

Je terminerai mon mémoire par une conclusion et une bibliographie.

Chapitre I
Généralités sur les réseaux électriques

Chapitre I Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

Le secteur de l'électricité joue un rôle crucial dans notre vie quotidienne, que ce soit pour allumer une simple ampoule ou faire fonctionner des industries entières. Les réseaux électriques sont les systèmes qui permettent de transporter l'électricité à travers les lignes de transmission et les transformateurs, depuis les centrales électriques jusqu'aux consommateurs finaux. Dans ce chapitre, nous aborderons les généralités sur les réseaux électriques, en examinant leur structure et leur fonctionnement, ainsi que les différents types de réseaux électriques existants. Nous explorerons également les principaux défis auxquels sont confrontés les réseaux électriques modernes, tels que la transition énergétique, la fiabilité et la sécurité du réseau, et l'efficacité énergétique. Enfin, nous discuterons des technologies émergentes qui pourraient transformer l'avenir des réseaux électriques, comme les réseaux intelligents et les énergies renouvelables.

I.2 Présentation de SONELGAZ

De l'époque EGA (Electricité et Gaz d'Algérie), fournisseur historique d'électricité et de gaz, à l'émergence d'un groupe énergétique de premier plan au niveau national, reconnu et notoire à l'échelle du continent africain et du bassin méditerranéen, Sonelgaz (Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz) a écrit l'une des plus belles pages du développement économique et social de l'Algérie. Présente partout sur le territoire national, jusqu'aux zones les plus éloignées, en assurant un taux de pénétration d'électricité de plus de 99 %, un taux de pénétration de gaz de plus de 60 %, taux les plus élevés au monde, Sonelgaz a contribué à améliorer la qualité de vie des familles algériennes. Sensible à son environnement, consciente de sa dimension sociale, Sonelgaz a de tout temps adopté une attitude de proximité et une démarche citoyenne ; elle a soutenu massivement les initiatives, encourageant les talents et valorisant l'esprit associatif par le mécénat et le sponsoring [1].

I.2.1 Organisation de SONELGAZ en groupe

Parmi les filiales des métiers de base qui assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité, et du gaz par canalisations. On compte [2] :

- La Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE).
- La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité (GRTE).

- L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production /Transport de l'électricité.
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (RDA).
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (RDC).
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (RDE).
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (RDO).

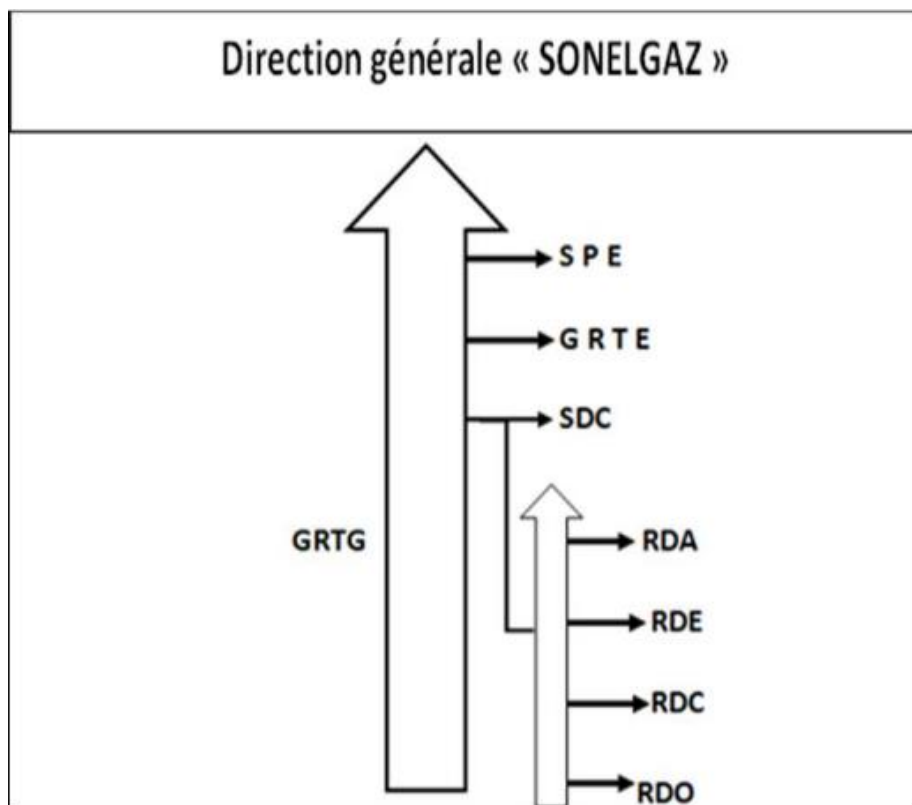


Figure I.1 Organigramme groupe Sonelgaz

I.2.2 Présentation de l'entreprise d'accueil

La Société de Distribution d'Électricité et du Gaz de Centre RDC :

Créé en janvier 2018 (changement de structure organisationnelle), propriétaire de la grille Réseaux très longs, moyenne et basse tension (HTA/BT) et gaz Très important.

Objectifs de la Société centrale de distribution d'électricité et de gaz (RDC) pourrait ressembler à ceci :

- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz.
- Développement des réseaux d'électricité et de gaz pour permettre la connectivité nouveau client.

- Vente d'électricité et de gaz dans des conditions optimales Fournir des services sûrs et de haute qualité au moindre coût.

Société centrale de distribution d'électricité et de gaz « RDC » met en œuvre un programme d'investissements avec un double objectif :

- Développer le réseau et répondre à la demande.
- Modernisation du fonctionnement et de la gestion.

Dans ce cadre, le bureau de conduite centralisée (SCADA) constitue un projet structurant pour l'amélioration de la conduite des réseaux et de l'amélioration de la qualité de service.



Figure I.2 SDC BLIDA

➤ Missions et objectifs

L'entreprise a pour missions principales [2] :

- L'exploitation et la maintenance du réseau de distribution de l'électricité et du gaz.
- Le développement des réseaux électricité et gaz permettant le raccordement des nouveaux clients.
- La commercialisation de l'électricité et du gaz tout en développant et modernisant ses réseaux pour répondre à la demande de ses clients.

I.2.3 Activités de SONEGAS

SONELGAZ est composée des trois branches d'activités suivantes [2] :

- Activité production La nature non stockable de l'électricité, impose à l'Entreprise une intégration complète de toutes les phases de son activité, depuis la production jusqu'à sa mise à disposition au consommateur final.

I.2.3.1 Processus de production :

La production : c'est l'activité consistant à transformer l'énergie calorifique ou hydraulique en énergie mécanique puis électrique. Le parc de production dont les ouvrages sont conçus et dimensionnés pour répondre à un niveau maximum de la demande, comprend quatre filières :

- **Filière Turbines Vapeur** : Elle est composée de 20 groupes de puissance unitaire comprise entre 50 MW et 196 MW.
- **Filière Turbines à Gaz** : Elle est constituée de 86 groupes dont la puissance unitaire varie de 20 MW à 210 MW.
- **Filière Hydraulique** : Elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 MW à 5 MW pour les basses chutes et de 12 MW à 50 MW pour les hautes chutes.
- **Filière Diesel** : Elle est composée de 183 groupes de puissance unitaire de 0.35 MW à 8 MW.

Les groupes de cette filière sont installés au sud et alimentent des réseaux isolés. L'interconnexion, elle est réalisée à partir des lignes de très haute tension (400 KV) qui permettent à la fois d'apporter l'énergie électrique près des grands centres et d'assurer une connexion entre les centrales.

Le réseau national est interconnecté avec le Maroc et la Tunisie, ce qui permet des échanges commerciaux et des secours mutuels en cas de besoin.

I.2.3.2 Activité transport

- **Transport Électricité** : Le transport est réalisé à partir des lignes haute tension (60 kV, 220 kV et 400 kV) et permet de se rapprocher des consommateurs finaux (gros clients industriels et postes de distribution).
- **Transport Gaz** : Transport du gaz naturel se fait en haute pression par canalisation aux fins de mise à disposition des abonnés industriels et domestiques.

I.2.3.3 Activité distribution

Distribution Électricité : La distribution se fait par lignes et câbles de moyenne et basse tension. Elle consiste à alimenter l'ensemble des petits clients industriels et les abonnés domestiques. Dans le sud, les réseaux autonomes hétérogènes sont alimentés par des centrales implantées localement le plus souvent ce sont les turbines diesel, fonctionnant au gasoil, ce qui explique que leurs charges d'exploitation sont importantes.

La distribution assure la satisfaction en énergie électrique des trois grandes catégories de clients :

- Les clients industriels (alimentés par les réseaux hauts tension).
- Les clients industriels de moyenne importance (alimentés par les réseaux moyenne tension).
- Les ménages et artisans (alimentés par les réseaux basse tension).

Distribution Gaz : La distribution du Gaz assure la satisfaction des trois grandes catégories de clients :

- Les clients industriels sont alimentés par les réseaux hautes pressions.
- Les clients industriels de moyenne importance sont alimentés par les réseaux moyennes pressions.
- Les ménages et artisans sont alimentés par les réseaux basses pressions.

I.3 Généralités sur les réseaux électriques

Les réseaux électriques sont l'un des piliers de notre mode de vie moderne. Ils fournissent l'électricité nécessaire pour alimenter nos maisons, nos entreprises, nos industries et nos infrastructures publiques. Un réseau électrique est un système complexe de production, de distribution et de consommation d'électricité qui s'étend sur de vastes zones géographiques.

Le fonctionnement des réseaux électriques repose sur un ensemble de principes fondamentaux, notamment la production d'électricité à partir de sources d'énergie telles que les centrales électriques, la transmission de cette électricité sur de longues distances via des lignes à haute tension et la distribution de l'électricité aux utilisateurs finaux via des réseaux de distribution locaux.

Les réseaux électriques sont essentiels pour fournir une alimentation électrique fiable et sécurisée. Cependant, ils doivent également être conçus et exploités de manière efficace pour minimiser les pertes d'énergie, les coûts et les impacts environnementaux. Dans cette optique, les gestionnaires de réseaux électriques travaillent constamment à améliorer la performance et la fiabilité des réseaux, en utilisant des technologies avancées telles que les réseaux intelligents et les systèmes de stockage d'énergie pour répondre aux besoins en évolution rapide de nos sociétés [3].

I.3.1 Structure générale d'un réseau électrique

Un réseau électrique est toujours décomposé en quatre grandes parties [4] :

I.3.1.1 Production

Les points de production sont les centrales qui génèrent l'énergie électrique à partir de différentes énergies primaires (nucléaire, hydraulique, charbon, ...), en les transformant en électricité. Les unités de production sont diversifiées et classées en fonction de la nature des énergies converties, de leur capacité de production.

I.3.1.2 Transport et interconnexion

Les réseaux transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés de tensions (sinusoïdales) dont les caractéristiques sont : la fréquence, les niveaux de tension et les couplages des terminaisons. Les réseaux fonctionnent actuellement en « interconnexion généralisée » internationale. Cela permet essentiellement des échanges commerciaux mais à la base était nécessaire afin de ne pas surdimensionner le parc de production de chacun.

I.3.1.3 Distribution et Répartition

L'électricité circule depuis le lieu où elle est fabriquée jusqu'à l'endroit où elle est consommée, par l'intermédiaire d'un réseau de lignes électriques aériennes ou souterraines. Il permet de transporter et de distribuer l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire et même vers d'autres pays.

I.3.1.4 Consommation

Les points de consommation, sont des postes ou des ouvrages, à partir desquels l'énergie est livrée aux clients (abonnés), ceci par l'intermédiaire de la « distribution Moyenne tension ».

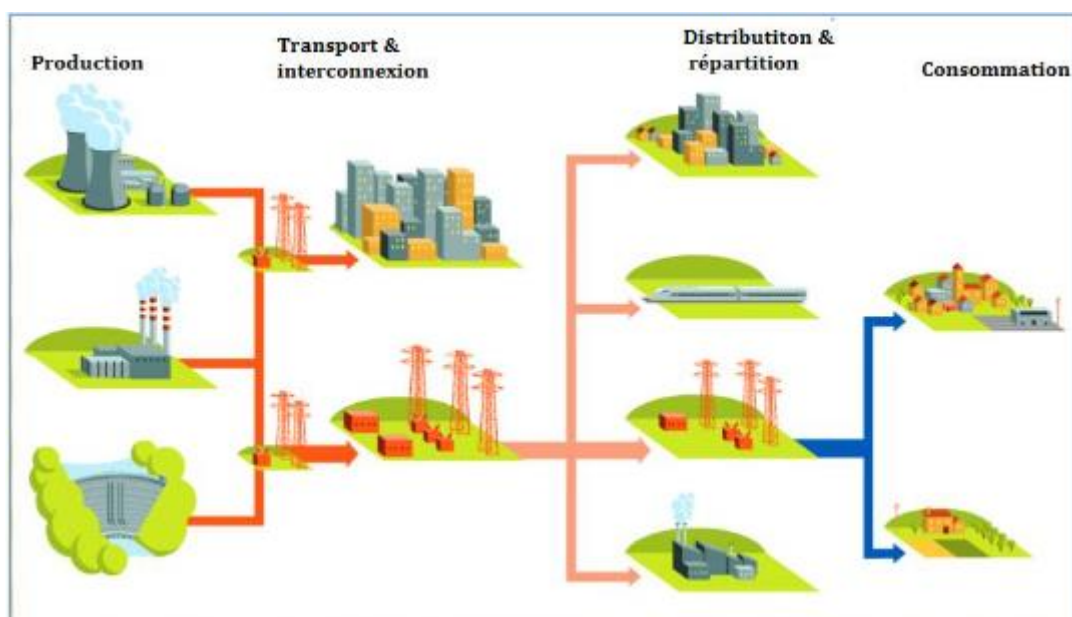


Figure I.3 les différentes parties d'un réseau électrique

I.3.2 Les Variétés de Réseaux Électriques en Algérie

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en quatre catégories [5] :

I.3.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

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

I.3.2.2 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [5].

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation haute tension et moyenne tension (HT/MT) et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension :

- La tension est 90 kV ou 63 kV.
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre.
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV.
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV.
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.3.2.3 Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution en Algérie sont gérés par plusieurs entreprises spécialisées dans ce dernier tel que SDC, SDE, SDO et SDA. Ces réseaux commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [5].

a) Réseaux de distribution à moyenne tension

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu).
- Neutre à la terre par une résistance.
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens.
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains.
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

b) Réseaux de distribution à basse tension

- BTA (230 / 400 V).
- Neutre directement à la terre
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

I.3.2.4 Réseau moyenne tension MT

Les réseaux moyennes tension s'étendent des postes sources constitués de transformateurs HT/MT jusqu'aux abonnés MT ou BT, suivant la puissance demandée, en passant par des lignes aériennes ou souterraines.

Il y'a deux types de réseaux électriques moyenne tension [6] :

- Réseau moyenne tension souterraine.
- Réseau moyenne tension aérien.

Les réseaux moyens tension sont généralement exploités en antenne et en structure radial pour les réseaux souterrains et en structure arborescente pour les réseaux aériens.

a) Réseaux moyenne tension aérien (MTA)

La structure du réseau aérien est arborescente à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation.

Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour regrouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes MT/BT.

Cette structure destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées.

Les réseaux MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant de défaut à 300A.

Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, la probabilité d'incident sur dérivation.

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous

Tableau I.1 Nature et section des conducteurs (MTA)

<i>Lignes</i>	<i>Nature</i>	<i>Section (mm²)</i>	<i>Limite thermique(1)(A)</i>
<i>Dorsale</i>	Alliage AL	93.3	270
<i>Dérivation</i>	Alliage AL	34.4	140

b) Réseaux moyenne tension souterrains (MTS)

Leurs structures sont à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en radiale permettant la prise éventuelle en cas d'incident (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien). Le réseau souterrain est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant ainsi le courant de défaut à 1000A.

La nature et la section des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous

Tableau I.2 Nature et section des conducteurs (MTS)

Réseau (kV)	Conducteur	Section	Limite thermique(1) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

I.3.2.5 Schéma unifilaire d'un réseau moyen tension MT

Le schéma unifilaire du réseau moyen tension est représenté dans la figure

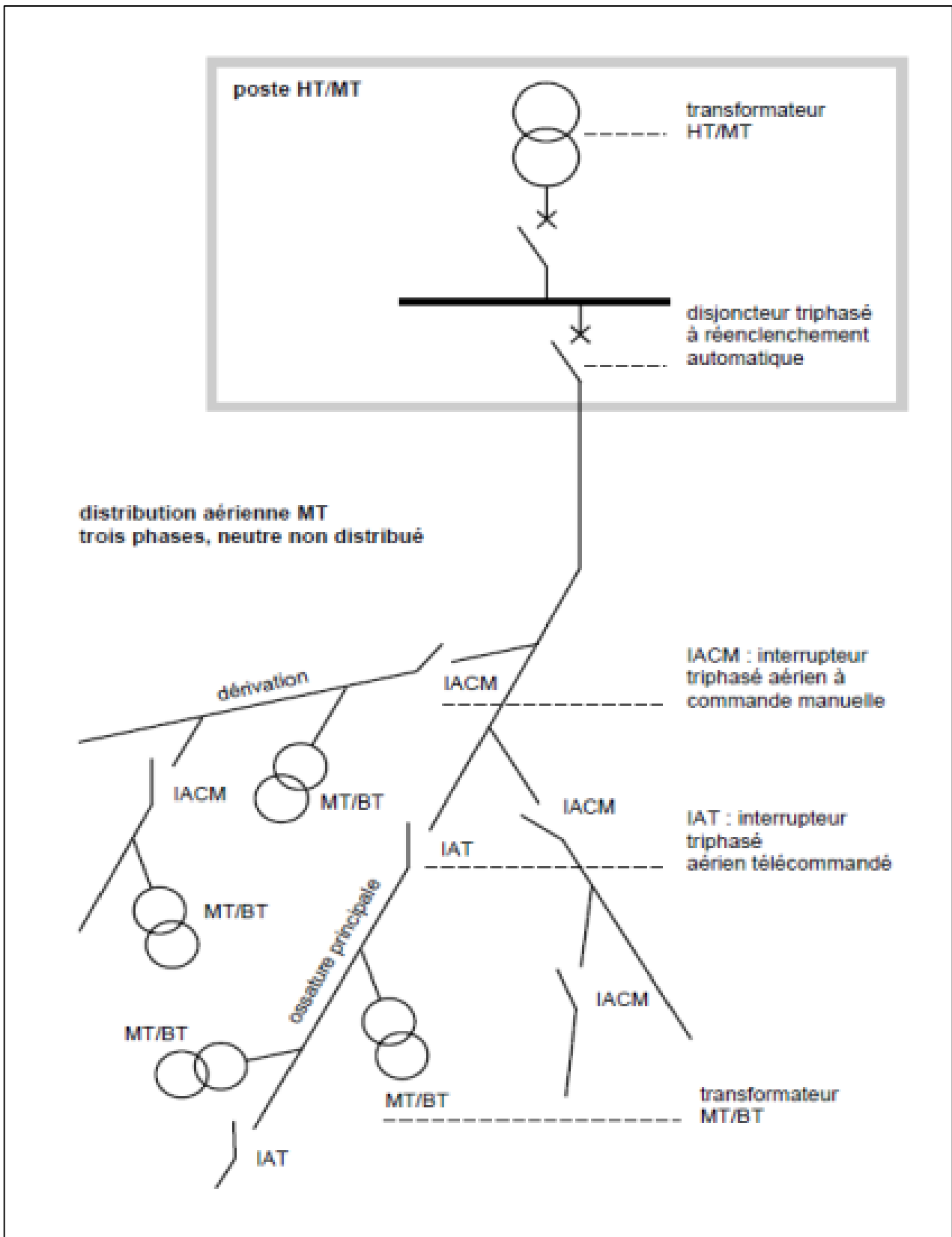


Figure I.4 Schéma unifilaire d'un réseau MT

I.3.2.6 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension Alternative et continue comme suit [7] :

Tableau I.3 Tableau des domaines de tension

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB ou HT	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

I.4 Les postes électriques

Un poste électrique est une installation physique où l'électricité est acheminée, transformée, contrôlée et distribuée dans le réseau électrique. Il s'agit d'un site essentiel dans le système de distribution d'électricité, permettant de réguler la tension, de protéger le réseau et de garantir la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux.

Les postes électriques peuvent être de différentes tailles et configurations en fonction de leur fonction et de leur emplacement. Ils peuvent être classés en postes de transformation ou postes de distribution. Les postes de transformation sont chargés de convertir l'électricité à haute tension produite par les centrales en une tension plus basse adaptée à la distribution locale. Ils sont équipés de transformateurs pour réaliser cette conversion. Les postes de distribution, quant à eux, sont responsables de la répartition de l'électricité à basse tension vers les consommateurs finaux, tels que les habitations, les commerces ou les industries.

Les postes électriques intègrent généralement des dispositifs de protection, de contrôle et de surveillance. Cela peut inclure des relais de protection pour détecter les surcharges, les courts-circuit ou les défauts dans le réseau électrique. Les dispositifs de contrôle permettent de réguler et de maintenir la qualité de l'électricité fournie, tandis que les systèmes de surveillance en

temps réel permettent de détecter les pannes, de localiser les problèmes et de prendre des mesures correctives rapidement.

En résumé, un poste électrique est une installation essentielle dans le système de distribution d'électricité. Il permet la transformation, la distribution, le contrôle et la protection de l'énergie électrique, garantissant ainsi un approvisionnement fiable et sûr aux consommateurs finaux.

Il existe plusieurs types de postes électriques, qui diffèrent en fonction de leur taille, de leur fonction et de leur emplacement géographique. Voici les principaux types de postes électriques :

- Postes de sortie de centrale : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau.
- Postes d'interconnexion : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB.
- Postes élévateurs : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- Postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie. Électrique aux clients résidentiels ou industriels.



Figure I.5 Poste électrique

I.4.1 Différents types de postes électriques

Il existe différents de types de postes électriques [8] :

I.4.1.1 Les Postes d'interconnexions

Les postes à fonction d'interconnexion, comprennent un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels y a différents départ (ligne, transformateurs, etc.).

I.4.1.2 Le Poste mixte

Les postes mixtes, sont les postes les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent un ou plusieurs étages de transformation.

I.4.1.3 Postes de transformation

Il existe plusieurs types de postes de transformation :

- a) **Le poste HT/MT** : Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays, il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT, sa fonction est d'assurer le passage de la HT (> 100 kV) à la MT (>10 kV).

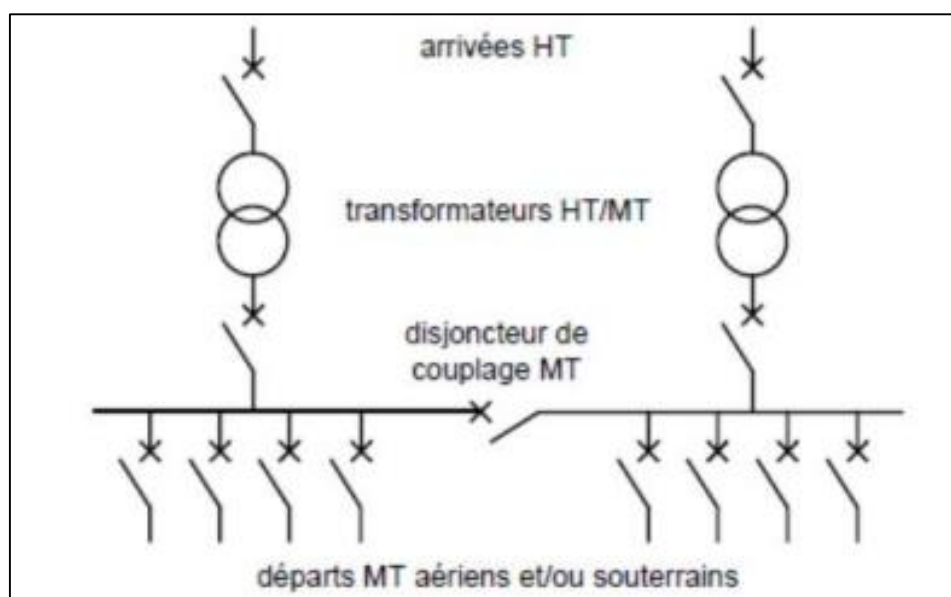


Figure I.6 Poste HT/MT

- b) **Le poste MT/MT** : Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départ MT en aval avec postes HT/MT. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur, il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT.
- Assurer le passage entre deux niveaux MT, de tels postes MT/MT intègrent des transformateurs

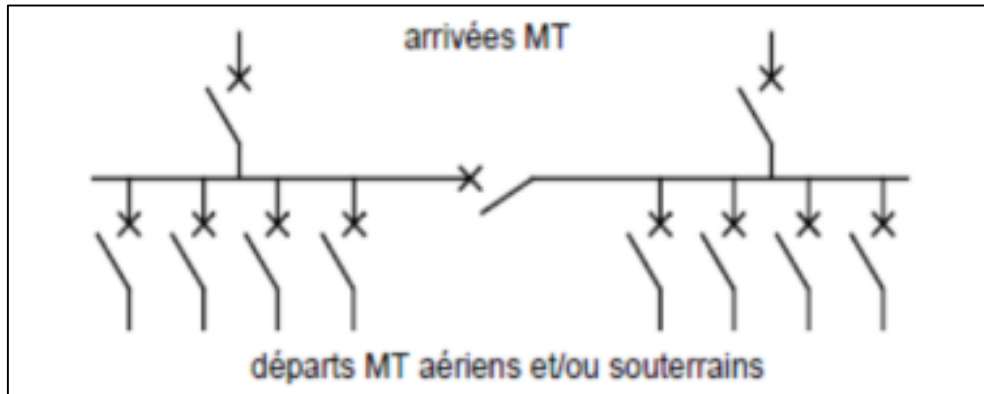


Figure I.7 Poste MT/MT

c) **Le poste MT/BT** : Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage assure le passage de la MT (>10 kV) à la BT (>24 V). Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement MT pour le raccordement au réseau amont.
- Le transformateur de distribution MT/BT.
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT).
- Une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou en béton).

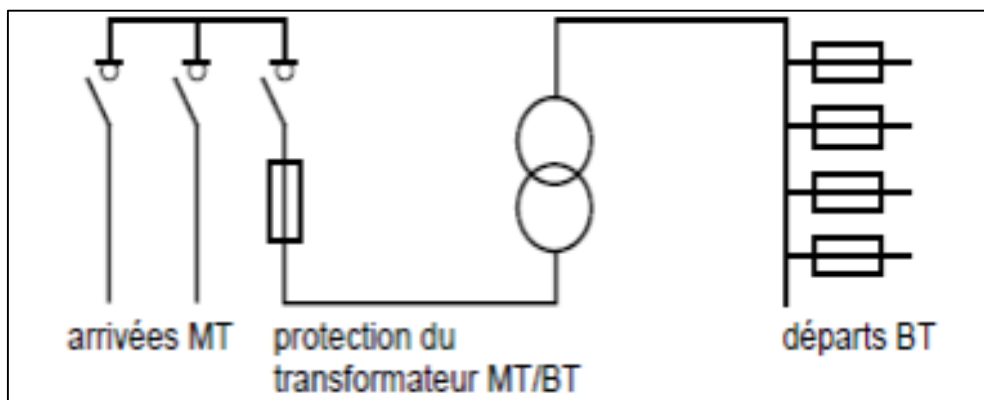


Figure I.8 Poste MT/BT

I.4.2 Les différents éléments d'un poste électrique

Il existe plusieurs types de postes [9] :

I.4.2.1 Transformateur de tension

Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de tension (figure I.9) est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ».

Ils ont deux types, selon leur raccordement :

- Phase/phase : primaire raccordé entre deux phases.
- Phase/terre : primaire raccordé entre une phase et la terre.



Figure I.9 Transformateur de tension

I.4.2.2 Transformateur de courant

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de courant (figure I.10) est « un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro pour un sens approprié des connexions ».

». La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400A /1A. L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelques ampères.



Figure I.10 Transformateur de courant

I.4.2.3 Transformateurs de puissances

Un transformateur de puissance est un appareil électrique essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique » (figure I.11). Il peut être monophasé ou triphasé.



Figure I.11 Transformateur de puissance

I.4.2.4 Les sectionneurs

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, ne possèdent aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant (figure I.12).



Figure I.12 Sectionneur

I.4.2.5 Le disjoncteur

Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agit du courant normal ou des courants de défauts. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. De plus, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand il sert à interrompre les forts courant de court – circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr pas besoin de le remplacer après chaque interruption. (Figure I.13).

Les disjoncteurs les plus répandus sont les disjoncteurs à air comprimé et Les disjoncteurs à vide et Les disjoncteurs à l'huile et Les disjoncteurs au SF6. Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre.



Figure I.13 Disjoncteur

I.4.2.6 Jeu de barre

Un jeu de barres est un ouvrage électrique triphasé dominant sur la longueur du poste. Il permet de relier entre eux les départs de même tension qui y aboutit. Un poste électrique peut être doté de deux voire trois jeux de barres pour une tension donnée. Les jeux de barres sont typiquement soit des barres plates, soit des tubes. (Figure I.14)



Figure I.14 Jeux de barres

I.5 Tableaux MT(HTA)

La gamme étant un tableau HTA à appareil débrochable, se composant d'unités fonctionnelles assemblées entre elles pour réaliser les fonctions arrivées, départ, couplage, mesure et mise à la terre du jeu de barres [10].

C'est un appareil sous enveloppe métallique pour installation à l'intérieur destinée à réaliser la partie HTA des postes HT/HTA et des postes HTA/HTA de forte puissance (figure I.15). Les équipements sont de type blindé à disjoncteur débrochables dès la conception a pris en compte trois principales attentes des utilisateurs :

- Fiabilité et maintenabilité pour assurer la continuité de service.
- Simplicité de mise en place, de manœuvre et d'entretien.
- Sécurité des personnes.



Figure I.15 I.5 Tableaux MT

I.6 Conclusion

Ce premier chapitre est consacré à la généralité des réseaux électriques, dont j'ai citais les différents architecteurs du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA, ces structures sont très importantes et très sensibles. Cela nécessite une protection contre différents types de conditions anormales telles que les court-circuit, les surtensions, les surintensités. Les équipements électriques nécessitent différents appareils dont les fonctions spécifiques doivent être Parfaitement maîtrisé.

Chapitre II

Types des défauts et les éléments de protections

Chapitre II Types des défauts et les éléments de protections

II.1 Introduction

L'énergie électrique est une exigence importante de la vie quotidienne humaine. C'est un travail auquel les personnes et les machines participent ensemble, et les deux se protègent mutuellement. Si cela n'est pas fait, des accidents se produiront dans le réseau électrique pour diverses raisons. Si ces défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent être dangereux pour le personnel et l'équipement, il faut donc prévoir des dispositifs de protection pour éviter toute anomalie.

Le but principal de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée du relais électromagnétique ou de retarder par le relais temporisé, selon le type de défaut, la protection intelligente envoie un signal de déclenchement du disjoncteur, par conséquence la mise hors tension et la signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesures nécessaires pour la protection.

II.2 Les défauts

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications de paramètres électriques d'un ouvrage, il est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant dans certains cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement [8].

II.2.1 Les causes des défauts

Ils existent de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent avoir pour origine [11] :

- Coups de foudre (origine atmosphérique) : c'est le cas de la foudre qui frappe les conducteurs d'une ligne ou d'un poste ou tombe dans leur voisinage immédiat.
- Origine mécanique : c'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, on peut aussi inclure dans cette catégorie les amorçages dus aux contacts de branches d'arbre mal élagués, des grues et engins de grande hauteur travaillant au voisinage.
- Le vent (origine atmosphérique)
- La pollution

- Défauts d'origine interne qui prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes, par exemple, le cas des surtensions dues à des phénomènes de résonance.

II.2.2 Caractères des défauts

Les défauts affectant les réseaux à moyenne tension peuvent être classés suivant leur emplacement dans le réseau, leurs durées et la difficulté de leur élimination.

II.2.2.1 Leurs emplacements

On peut distinguer :

- Les défauts qui affectent, en aval des disjoncteurs protégeant les départs HTA, les réseaux proprement dits, c'est à dire les lignes aériennes et les câbles isolés, qui constituent les antennes principales et les dérivations, ainsi que la partie MT des postes HTA/BT.
- Les défauts qui affectent la partie HTA des postes HT/MT, en amont de ces disjoncteurs

II.2.2.2 Leurs durées

Il y a plusieurs sortes de défauts selon la durée de la mise hors tension de la partie défectueuse qui dépend de la valeur atteinte de la tension et celle de l'intensité de courant, alors les défauts sont dits [8] :

- **Auto extincteurs** : Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts (50 μ s) sans provoquer de déclenchement sur le réseau. On rencontre ce type de défauts sur le réseau MT en cas de défauts monophasés.
- **Fugitifs** : Ils nécessitent, pour disparaître, une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de secondes).
- **Semis Permanent** : Ils exigent, pour disparaître, une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes), mais qui ne nécessitent aucune intervention du personnel d'exploitation pour la reprise de service.
- **Permanents** : Après avoir provoqué un déclenchement définitif, nécessitant l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service, ces défauts résultent des défauts que l'on peut constater en réseau tels que, rupture des conducteurs, claquage d'isolateur....

Au niveau des réseaux aériens de transport de SONELGAZ, les défauts sont :

- De 70 à 90% fugitifs.
- De 5 à 15% semi permanents.
- De 5 à 15% permanents.

II.2.3 Différents types de défauts

Il existe plusieurs types de défauts qui peuvent apparaître dans les réseaux moyens tensions par exemple : les court-circuit, les surcharges, les surtensions et les déséquilibres.

II.2.3.1 Court-circuit

Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquelles existe une différence de potentielle. Ils sont dus, soit à un contact accidentel entre phases ou entre phases et terre, soit à un défaut d'isolement, soit encore à une fausse manœuvre.

Plusieurs types de court-circuit peuvent se produire dans un réseau électrique : [12]

Court-circuit monophasés : Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre (figure II.1).

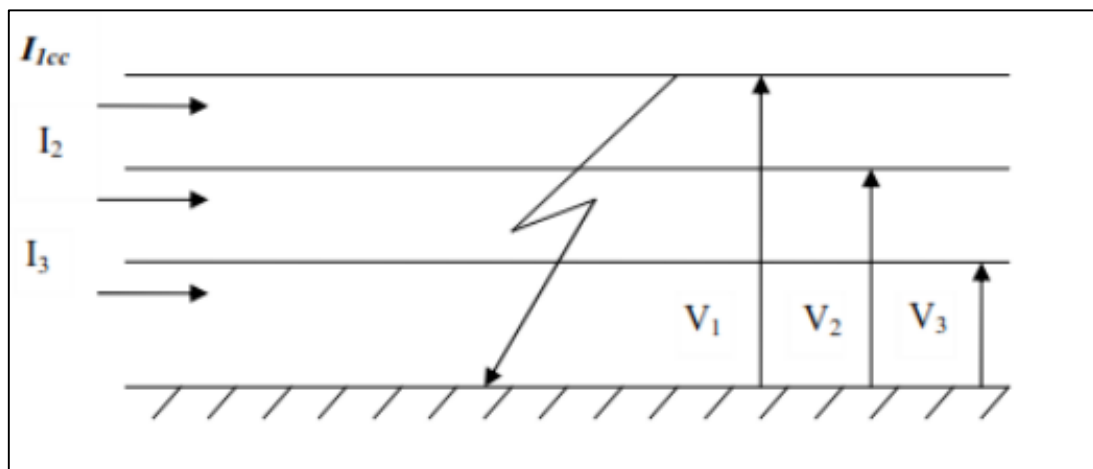


Figure II.1 Schéma d'un défaut monophasé

Court-circuit biphasés : C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à potentiels différents (figure II-2).

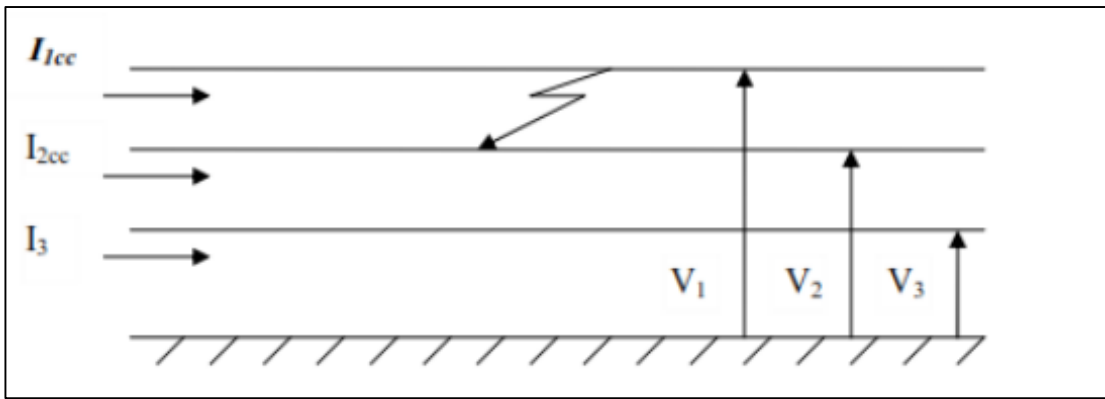


Figure II.2 Schéma d'un défaut biphasé

Court-circuit biphasés-terre : C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à potentiels différents à la terre (figure II-3).

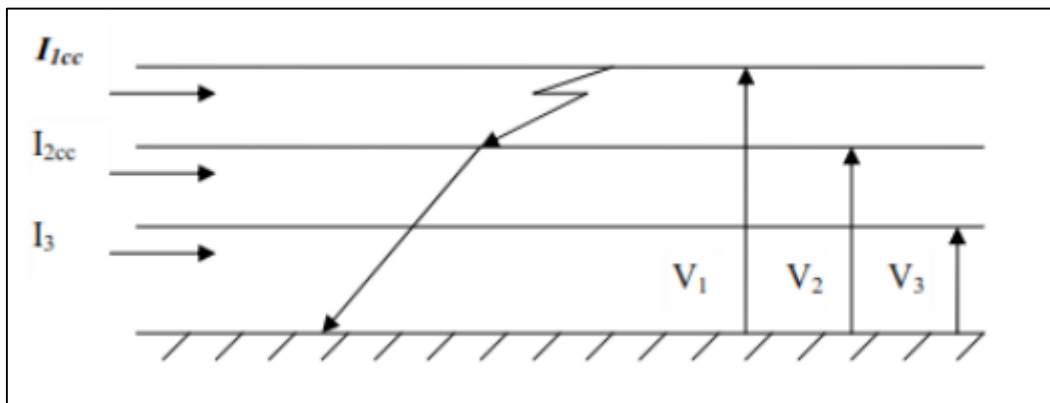


Figure II.3 Schéma d'un défaut biphasé-terre

Court-circuit triphasés : C'est la mise en contact des trois phases se trouvant à un potentiel différent (Figure II-4).

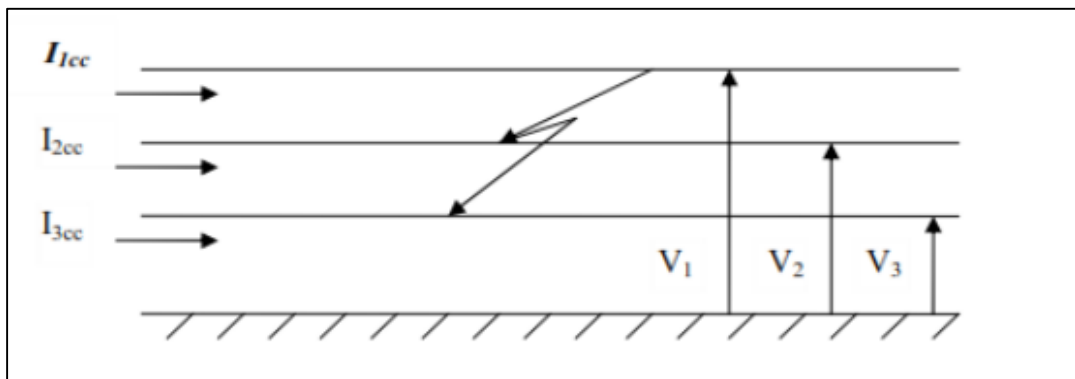


Figure II.4 Schéma d'un défaut triphasé

II.2.3.2 Les surcharges

Cela se produit lorsque la charge connectée à un circuit dépasse la capacité nominale du circuit ou de l'équipement. Lorsqu'une surcharge se produit, le courant électrique augmente au-delà de la limite sécuritaire, ce qui peut entraîner des dommages aux composants électriques, aux câbles et aux fils. Ces derniers s'échauffent et peuvent fondre, au risque de provoquer un incendie[12].

II.2.3.3 Les surtensions

Une surtension est une augmentation temporaire et rapide de la tension électrique dans un système électrique. Elle peut être causée par des facteurs tels que la foudre, la commutation de charges ou les interruptions de courant. Les surtensions peuvent endommager les équipements électriques en dépassant leur capacité nominale de tension. [12]

II.2.3.4 Les déséquilibres

Il y'a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes. En fonctionnement normal, les réseaux de transport et distribution d'énergie électrique fonctionnent dans des conditions très proches d'une symétrie parfaite Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, Les déséquilibres donnent naissance à la composante inverse de courant. Cette composante de courant provoque des chutes de tension supplémentaires et des pertes de puissance et des échauffements [12].

II.2.4 Les conséquences des défauts

Les défauts électriques peuvent avoir diverses conséquences, notamment :

- **Risques pour la sécurité des personnes** : Les défauts électriques peuvent entraîner des risques d'électrocution et de chocs électriques pour les personnes présentes à proximité des équipements défectueux. Ces accidents peuvent causer des blessures graves, voire entraîner la mort.
- **Dommages aux équipements** : Les défauts électriques tels que les surtensions, les surintensités, les courts-circuits endommager les équipements électriques et électroniques connectés au système. Cela peut entraîner la défaillance des appareils, des pannes de système et des coûts de réparation ou de remplacement élevés.
- **Perturbations de l'alimentation électrique** : Certains défauts électriques peuvent perturber l'alimentation électrique, entraînant des interruptions de courant ou des fluctuations de tension. Cela peut affecter le fonctionnement normal des

appareils électriques, des systèmes de communication, des équipements médicaux et d'autres services dépendant de l'alimentation électrique continue.

- **Risques d'incendie** : Certains défauts électriques, tels que les courts-circuits ou les surcharges, peuvent générer une surchauffe excessive des fils électriques, des câbles et des composants. Cela augmente le risque d'incendie potentiel qui peut se propager rapidement et causer des dommages matériels importants et mettre en danger la vie des personnes.
- **Coûts financiers** : Les défauts électriques peuvent entraîner des coûts financiers importants liés aux réparations ou au remplacement des équipements endommagés, à la restauration des systèmes, aux pertes de productivité et aux frais médicaux en cas de blessures.

Pour prévenir ces conséquences, il est essentiel de mettre en place des mesures de prévention et de protection appropriées, telles que l'installation de dispositifs de protection contre les surtensions, de dispositifs de protection contre les surintensités, de dispositifs de mise à la terre, ainsi que le respect des normes de sécurité électrique lors de l'installation et de l'utilisation des équipements électriques.

II.3 Systèmes de protections

C'est un ensemble d'organes destinés à protéger soit les équipements, soit le personnel. Il est défini aussi par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs systèmes de protection, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations [6].

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants (figureII.5) [13] :

- Capteurs de mesure de courant et tension qui fournissent 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,
- Les Organes de coupure sont les disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles et leurs fonctions est d'éliminer les défauts.

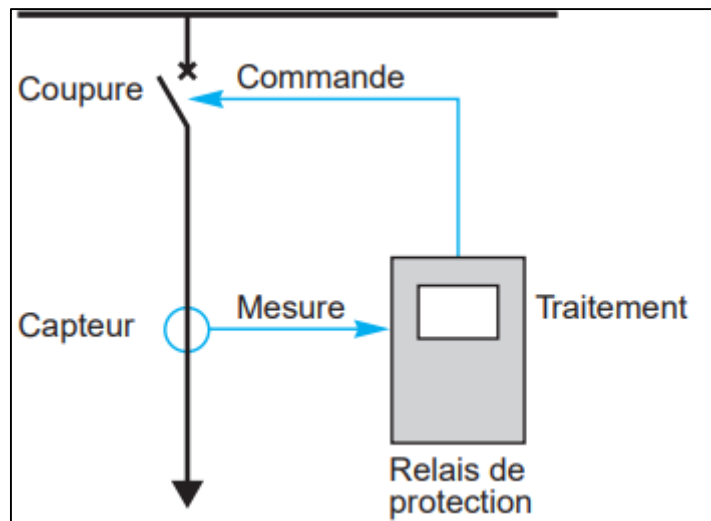


Figure II.5 Chaîne de protections

II.3.1 Qualités principales d'un système de protection

II.3.1.1 Rapidité

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires [14].

Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, sont compris entre 1 et 3 périodes (déclenchement, ré enclenchement et déclenchement définitive).

II.3.1.2 Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courant de court-circuit entre le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu et le courant minimal dont la valeur est très difficile à préciser et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles [7].

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

II.3.1.3 Fiabilité

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs) (figureII.6), est la combinaison de :

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

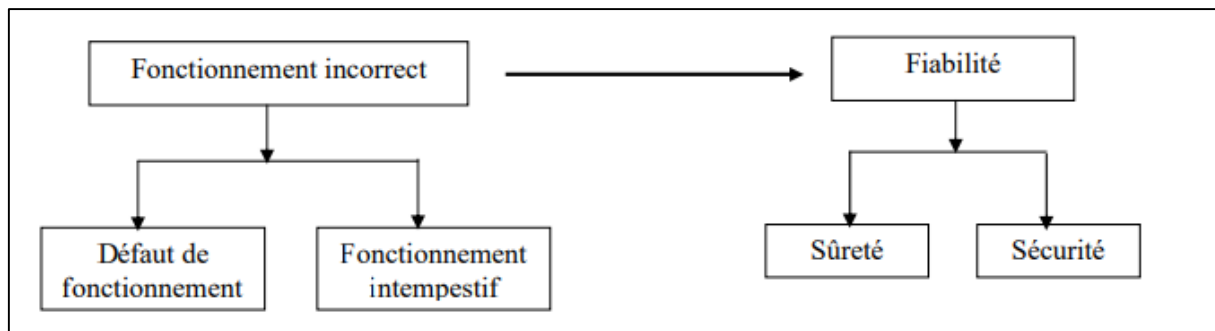


Figure II.6 Fiabilité d'une protection

II.3.1.4 Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner. Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

a) Sélectivité ampéremétrique

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Une protection ampéremétrique est disposée au départ de chaque tronçon, son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

b) Sélectivité chronométrique

Elle consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source

c) Sélectivité combinée

Dans le but d'améliorer la sélectivité entre les disjoncteurs on peut combiner les deux techniques précédentes.

II.3.2 Appareillage de protection contre les surtensions

Les dispositifs de protection des réseaux électriques contre les surtensions sont dimensionnés pour intervenir aux surtensions de la foudre et ils sont généralement deux types Les parafoudres et les éclateurs.

II.3.2.1 Les parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs de protection destinés à protéger les appareils et les installations contre les coups de foudres directs ou indirects. Pour une surtension supérieure au seuil U_c , le dispositif devient conducteur et évacue rapidement l'énergie à la terre (équivalent d'un interrupteur fermé). Le parafoudre à résistance variable avec éclateur est le plus répandu dans les installations HTB et HTA en exploitation depuis quelques années. La tendance actuelle est vers le parafoudre à oxyde de zinc qui possède les meilleures performances [15].

On distingue les différents parafoudres suivants [15] :

- a) **Parafoudre moyenne tension** : Il est constitué de plusieurs résistances non linéaires, au carbure de silicium associées en série avec un ou plusieurs éclateurs. L'ensemble est rempli d'un gaz sec (Azote). Ce type de parafoudre est appelé parafoudre à expulsion.
- b) **Parafoudre haute tension** : Il comporte en série des éclateurs et une résistance R , sa valeur décroît quand la tension augmente. Les condensateurs assurant l'équilibre de la tension entre les éclateurs. Ce dispositif est assez coûteux, il est utilisé en THT.



Figure II.7 Parafoudre

II.3.2.2 Les éclateurs

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 de surtension 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 [7].

L'éclateur ne doit surtout pas fonctionner lors de surtension de manœuvres. Il est par ailleurs, à l'origine de coupures brèves très gênantes pour la qualité de service, spécialement en HTA [7].

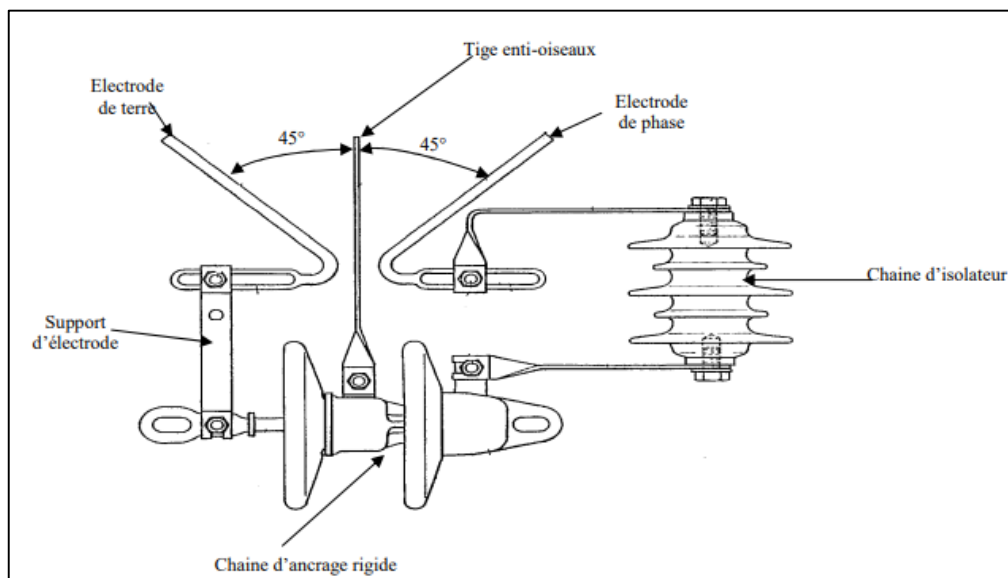


Figure II.8 Eclateur HTA

II.3.3 Appareillage de protection contre les surintensités

Les appareillages contre les surintensités jouent un rôle essentiel dans la protection des installations électriques contre les courants anormalement élevés.

II.3.3.1 Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un dispositif électromécanique, voire électronique de protection dont la fonction est d'interrompre le courant électrique en cas d'incident sur un circuit électrique. Il est capable d'interrompre un courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique. Il contient aussi un contact auxiliaire (CA) inverseur signalant l'état de position des contacts du produit (disjoncteur ou interrupteur) auquel il est associé (figure II.9). [16].

Il est composé de deux éléments principaux :

- Un système de détection.

- Un système de coupure.

Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, on distingue différents types de disjoncteurs [16] :

- Disjoncteur à l'huile.
- Disjoncteur à air comprimé.
- Disjoncteur sous vide.

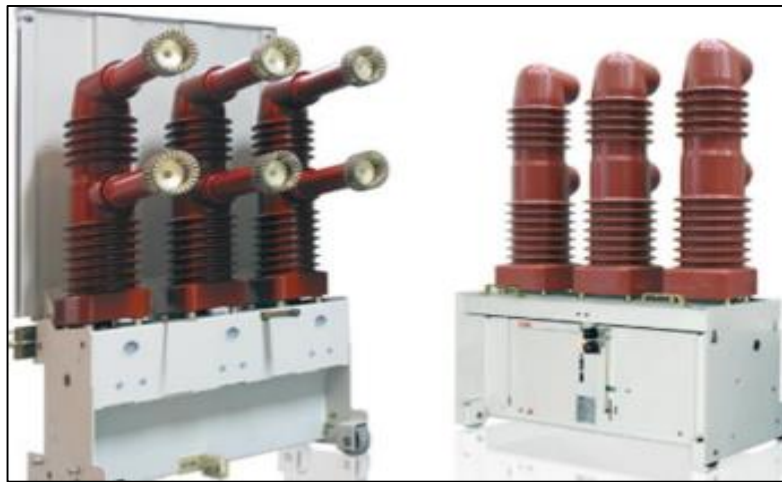


Figure II.9 Disjoncteur d'une cellule MT installé dans la cellule

a) Disjoncteur à l'huile

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été utilisée en moyenne tension. Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition, l'énergie de l'arc est dissipée dans l'huile, ce qui permet de refroidir le milieu entre les contacts et par la suite d'interrompre le courant. Ce type de disjoncteurs est appliqué pour des tensions assignées atteignant 765 kV et des courants de défaut très élevés, pouvant atteindre 50 kA [17].

b) Disjoncteur à air comprimé

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé maintenu sous haute pression (30 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure. Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une

bonne stabilité des réseaux en cas de défaut. Ces disjoncteurs nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ce qui explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une génération de disjoncteurs, les disjoncteurs à hexafluorure de soufre SF₆ [18].

c) Disjoncteur à vide

Le principe de fonctionnement de ce disjoncteur est différent de celui des autres, car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ces disjoncteurs sont scellés hermétiquement de sorte qu'ils n'occasionnent aucun problème de contamination ni de bruit. Leur tension de rupture est limitée à une valeur de 30 kV environ. Pour des tensions plus élevées, on monte plusieurs modules en série.

d) Disjoncteur à gaz SF₆

Les disjoncteurs au gaz SF₆ sont l'un des principaux équipements des cellules moyennes tension isolée dans l'air. Le mécanisme de disjoncteur est rempli de gaz SF₆ qui est 5 fois plus lourd que l'air et qui a une résistance de claquage électrique 3 fois plus que l'air. Ces disjoncteurs ont trouvé une utilisation considérable grâce aux propriétés du gaz SF₆. Les disjoncteurs sous vide à une tension nominale de 36 kV sont produits conformément à la norme CEI 62271-100 et les essais de type ont été complétés avec succès. Les disjoncteurs au gaz SF₆ sont également largement utilisés en raison d'être des solutions rentables. Son appareillage de haute performance qui réduira au maximum la surtension et les impulsions harmoniques pour une rupture ou une fabrication normale ou défectueuse [16].

II.3.3.2 Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement (figure II.10). L'objectif est d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique, et d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties. IL ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique (n'a aucun pouvoir de coupure), c'est pourquoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel et pour le matériel [19].

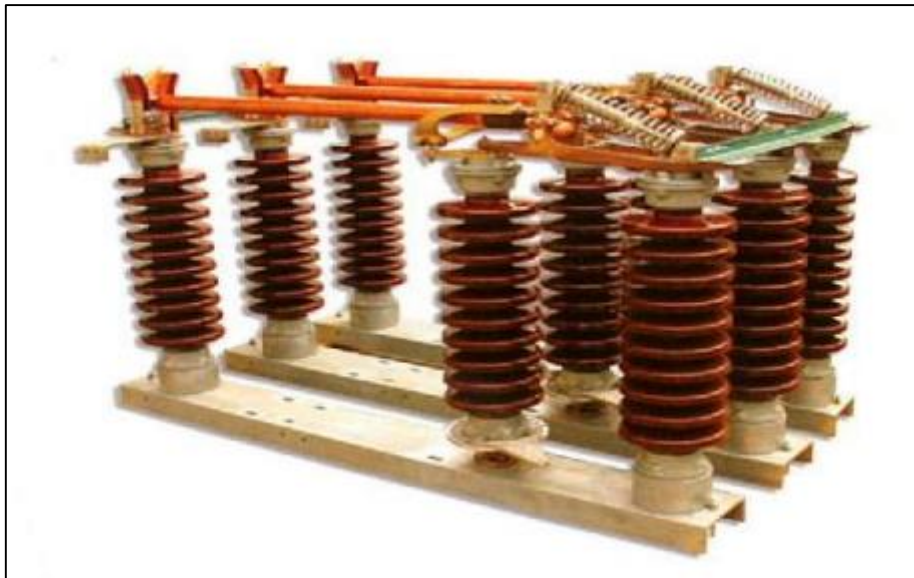


Figure II.10 sectionneur HTA

On distingue deux types de sectionneurs, selon leur rôle :

- Sectionneur de ligne, reliant deux parties de réseau.
- Sectionneur de terre.

II.3.3.3 Les fusibles

Le fusible est l'appareil de protection le plus répandu dans les réseaux de distribution son rôle est d'ouvrir par fusion, le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse pendant un temps déterminé une valeur donnée (figure II.11). Son nom découle du fait qu'il fonctionne par fusion d'un filament. Un des avantages de l'utilisation est son cout et sa simplicité d'opération, cependant il nécessite une intervention humaine pour être remplacé. Les fusibles sont caractérisés par leur tension nominale, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime nominal [20].



Figure II.11 Fusible HTA

II.3.3.4 Les relais

Un relais de protection est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mis hors tension du circuit de ce réseau, siège d'un fonctionnement, normal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent (courant, tension, température...). On distingue plusieurs types de relais :

a) Relais électromagnétique

Un relais électromagnétique comporte une armature ou un équipage mobile sur lequel agissent les bobines ou des aimants ou des conducteurs. Ils dépendent de la conception du circuit magnétique (figure II.12).

La bobine parcourue par un courant, provoque l'aimantation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace. La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera élevée et l'entre fer plus faible. Le relais électromagnétique intervient pour protéger le système contre les courants de court-circuit [21].

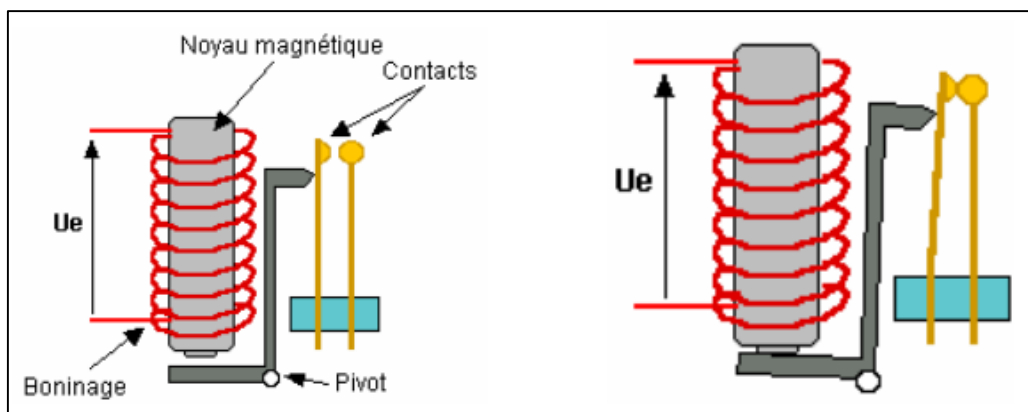


Figure II.12 Relais électromagnétique

b) Relais thermique

Le relais thermique protège le système contre les courants de surcharge (figure II.13). Il est constitué par une bilame à action directe ou indirecte [21].

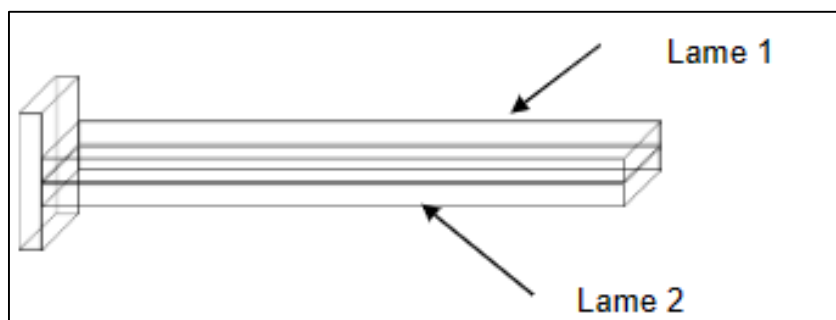


Figure II.13 Relais thermique

c) Relais statique

Le relais statique est un composant électronique réalisant une fonction d'interfaçage entre un circuit de commande, généralement bas niveau, et un circuit de puissance alternatif ou continu connecté à des charges pouvant être de forte puissance (résistances, moteurs, pompe, électrovannes...). De plus cette fonction s'effectue d'une manière totalement statique sans pièces mobiles. Le relais statique remplace de plus en plus le relais électromagnétique pour les avantages suivants, plus précis, plus sensible, plus rapide, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation et moins encombrant [21].

d) Relais numérique

La technologie numérique a fait son apparition avec le développement des microprocesseurs. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation des variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques.

II.3.4 Protection des transformateurs

Les transformateurs sont les équipements les plus importants dans un réseau électrique. Ils peuvent être affectés par plusieurs défauts : mal refroidis, surchargés ou affectés par des courts-circuits. Il faut, donc, les protéger à l'aide de différentes protections [22].

a) Protection par BUCHHOLZ

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieure de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de la vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile, si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts [7].

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

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

b) Protection de masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défauts à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre. Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur [7].

c) Protections des transformateurs HT/MT

En plus des protections principales, les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par deux protections à maximum de courant.

- **La première du côté HTA** : est une protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue aussi une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes HTA.
- **La deuxième du côté HTB** : est une protection à maximum de courant à deux seuils :
 - Le premier seuil temporisé.
 - Le deuxième seuil instantané pour les courts-circuits sur le primaire du transformateur.

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

II.3.5 Protection des jeux de barre

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts du fait de leurs petites longueurs et petits diamètres, mais, il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possibles car ils peuvent engendrer des dégâts importants, comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau. La protection des jeux de barres peut être effectuée par une protection différentielle, comme elle peut être effectuée par une protection de masse [7].

II.3.5.1 Protection de masse

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

II.3.5.2 Protection différentielle

Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. Si la différence est nulle le jeu de barres est sain, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche.

II.4 Départ HTA

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

II.4.1 Cellule départ

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



Figure II.14 Départ HTA

II.4.2 Protection d'un départ HTA

Les protections sont installées en tête de départ. La protection est réalisée par trois relais, deux relais de phase qui assurent la protection contre les défauts entre phases (polyphasé) et un relais homopolaire qui assure la protection contre les défauts entre phase et terre (monophasé). Ces relais sont alimentés par des transformateurs de courant insérés dans les phases [8].

II.4.2.1 Système de protection à un seul seuil

Cette protection agit vis-à-vis des défauts polyphasés. Le réglage tient compte du cas le plus favorable entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à la plus grande impédance du réseau et le courant qui définit la limite thermique du conducteur.

Le réglage doit répondre aux conditions suivantes :

- Détecter les courts-circuits polyphasés sur la ligne.
- Eviter la limite thermique des conducteurs.
- Eviter les déclenchements intempestifs.
- Eviter le claquage des TC.

II.4.2.2 Système de protection à deux seuils

Ces protections sont à deux seuils d'intervention, le premier seuil joue le même rôle que celui à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc au secondaire d'un transformateur) [8].

II.4.2.3 Protection contre les défauts entre phases

Elle s'effectue à l'aide de deux relais à maximum de courant à deux seuils alimentés par deux transformateurs insérés dans deux phases. (Figure II.15). La phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par les relais des deux autres phases car tout défaut entre phases intéresse au moins deux de ces dernières [8].

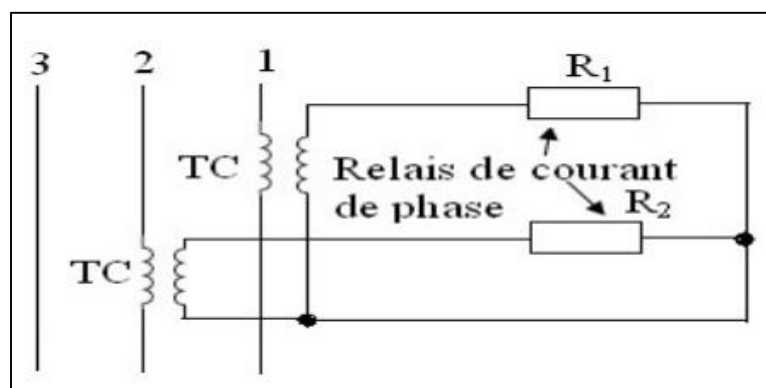


Figure II.15 Schéma de montage des relais de phases

II.4.2.4 Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC. (Figure. II.16). Le relais du courant homopolaire doit être réglé à une valeur qui dépend :

- Du courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie de courant de défaut à la terre à travers la capacité homopolaire du conducteur.
- Du courant résiduel I_n au secondaire des TC calculé en absence de tout défaut à la terre.

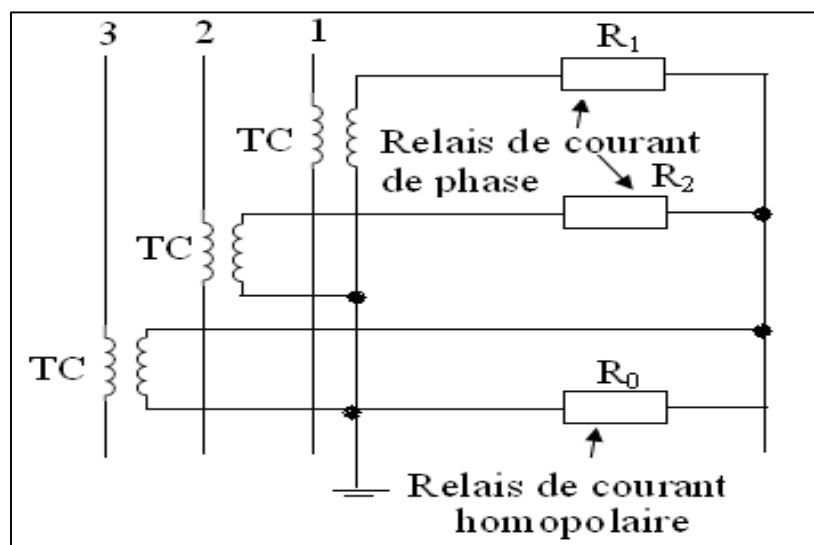


Figure II.16 Raccordement d'une protection à maximum de courant

II.4.3 Automate associé aux protections des départs HTA

Au jour d'aujourd'hui sonelgaz utilise dans certains de ses postes des anciennes protections statiques de la marque Alstom appelées aussi « relais de protection ou calculateur ». Ces relais statiques sont utilisés pour détecter les défauts électriques et prendre des mesures de protection appropriées afin de prévenir les dommages aux équipements électriques, de minimiser les risques pour la sécurité et de maintenir la continuité de l'alimentation électrique.

Les protections statiques Alstom sont conçues pour surveiller les paramètres électriques tels que la tension, le courant, la fréquence, la puissance dans les systèmes électriques. Elles sont capables de détecter les conditions anormales telles que les surintensités, les sous-tensions, les surtensions, les déséquilibres de phase, les courts-circuits, les défauts d'isolement (figure II.17).

Une fois qu'un défaut électrique est détecté, les protections statiques déclenchent des actions de protection appropriées, telles que l'ouverture de disjoncteurs, la commande de sectionneurs ou la signalisation d'alarmes pour alerter les opérateurs. Ces actions de protection sont basées sur des schémas de protection préprogrammés et configurables spécifiques à chaque application.

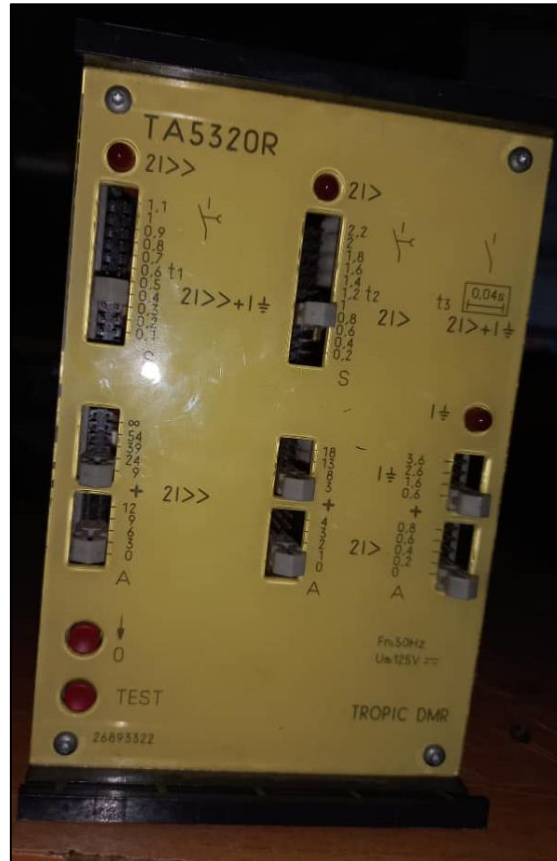


Figure II.17 Protections statiques Alsthom

Il convient de noter que les informations spécifiques sur les inconvénients des anciennes protections statiques Alsthom peuvent varier en fonction des modèles et des versions spécifiques des dispositifs de protection. Cependant, voici quelques inconvénients généraux qui peuvent être associés aux anciennes protections statiques Alsthom :

- Les anciennes protections statiques Alsthom peuvent devenir obsolètes en raison de l'évolution rapide de la technologie dans le domaine de la protection électrique. Cela peut entraîner des difficultés pour obtenir des pièces de rechange et un soutien technique adéquat.
- Ces protections statiques peuvent présenter des limitations en termes de fonctionnalités par rapport aux modèles plus récents. Elles peuvent ne pas disposer de fonctionnalités avancées telles que la communication intégrée, l'enregistrement des événements, la surveillance en temps réel.

- Avec l'âge, les protections statiques peuvent nécessiter une maintenance plus fréquente et peuvent être plus sujettes à des pannes ou des défaillances. La disponibilité des pièces de rechange et des services de maintenance peut également être un défi pour les anciens modèles.
- Elles peuvent avoir des difficultés à s'adapter aux nouvelles exigences et normes de l'industrie électrique. Par exemple, elles peuvent ne pas prendre en charge les protocoles de communication modernes.

II.4.3.1 Automate d'enclenchement

Sonelgaz utilise cette protection contre les défauts fugitifs et semi permanent et permanent. La plupart des défauts dans les réseaux électriques de distribution MT aérien sont du type fugitif, afin de limiter la durée de la coupure électrique pour les clients, les différents automates de reprise de service sont installées sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source. On peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif d'enclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent. L'instruction d'action d'enclenchement est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous [6] :

a) Cycle rapide

C'est le cycle de déclenchement triphasé rapide, après 150ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur s'ouvre pour couper l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300ms pour permettre l'ionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défaut fugitifs (figure II.19).

b) Cycle premier lent

Si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement aura lieu 500ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. C'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aérien. Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts semi permanents (figure II.19).

c) Cycle deuxième lents

Si le défaut persiste encore après des cycles de déclenchements (cycle rapide et cycle premier lent) pendant 500ms, Un deuxième déclenchement lent aura lieu. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. C'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aérien. Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts permanents (figure II.19).

d) Déclenchement définitif

Si le défaut persiste encore après des cycles de déclenchements (cycle rapide et cycle lent), donc le défaut est de type permanent. Le disjoncteur se déclenchera après 500ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire (figure II.19).

La figure ci-dessous (figure II.18) représente le réenclencheur du relais statique qui permet d'activer ou de désactiver le disjoncteur.

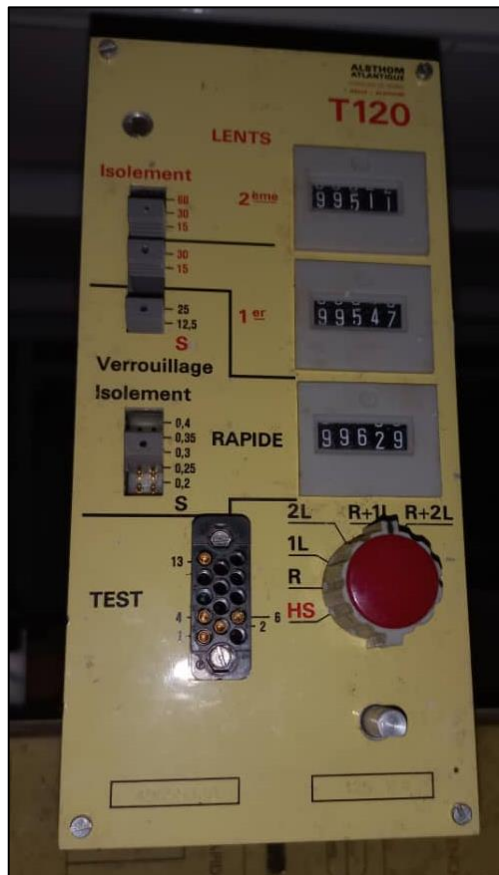


Figure II.18 Réenclencheur Alsthom

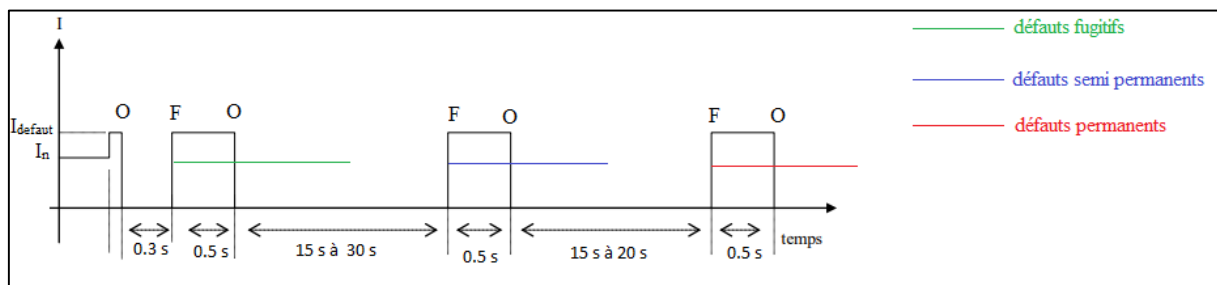


Figure II.19 Diagramme du cycle

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, j'ai présenté les différents types des risques que le réseau de distribution peut subir, ainsi que leur classification, d'où la nécessité des organes de protections capable d'éliminer les risques et de limiter les dégâts tout en maintenant la continuité de service dans les parties saines de l'installation

Chapitre III
Programmation et simulation des défauts

Chapitre III Programmation et simulation des défauts

III.1 Introduction

Afin de changer la protection statique (Alstom) qui a le même rôle approximativement que l'automate programmable qui a le rôle de collecter les informations de toute entrée comme un transformateur de courant et toute sortie comme un disjoncteur.

Notre automate programmable est destiné à remplacer la protection statique au niveau des départs aériens de moyenne tension, à cet effet toutes les informations routées vers la protection statique seront envoyés vers l'automate programmable que nous allons développer.

Dans ce chapitre je vais entamer la programmation et la supervision de mon procédé, qui contient deux parties : partie programme et partie supervision. Je vais présenter les différents blocs de programme et les variables utilisés ainsi que les différentes vues qui ont été conçues pour la supervision.

Les programmes seront implémentés dans l'automate S7-300, grâce au logiciel de conception de programmes pour des systèmes d'automatisation « TIA portal » de SIEMENS.

III.2 Système automatisé

Un système automatisé est un ensemble de composants interconnectés et contrôlés par un programme informatique qui permet de contrôler et d'optimiser un processus sans intervention humaine directe.

III.2.1 Objectif

L'objectif des systèmes automatisés est d'améliorer la qualité, la rapidité et l'efficacité des processus. Les avantages d'un système automatisé comprennent :

- Haute précision.
- Réduire l'erreur humaine.
- Sécurité renforcée.
- Réduire les coûts de main-d'œuvre et améliorer la qualité des produits ou des services.

III.2.2 Structure d'un système automatisé

Le système automatisé est généralement divisé en deux parties principales : partie commande et partie opérative. La communication entre les deux parties (Figure III.1) se fait

généralement par l'intermédiaire d'une interface qui est constituée par l'ensemble des capteurs et pré-actionneurs.

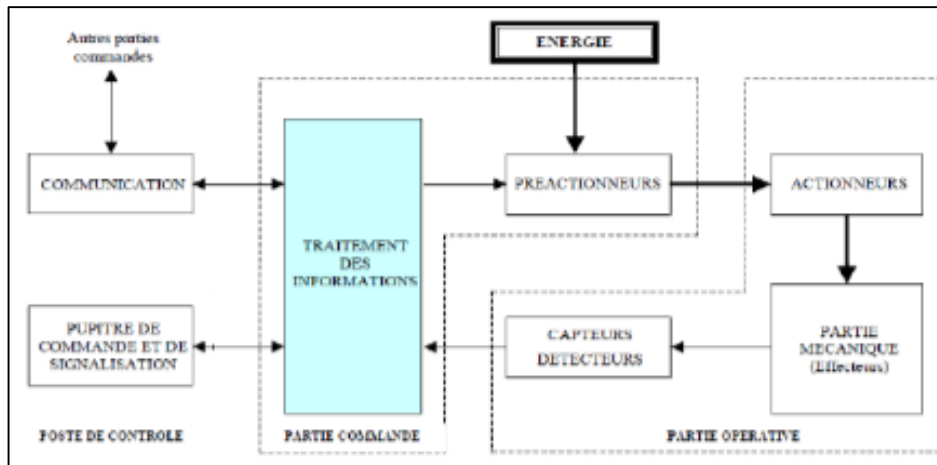


Figure III.1 Structure d'un système automatisé

III.2.2.1 Partie commande

La partie commande est responsable de la gestion et du contrôle du processus automatisé.

III.2.2.2 Partie opérative

La partie opérative est chargée de la réalisation physique du processus automatisé.

III.3 Automate programmable industriel

Un automate programmable industriel (API) est un ordinateur spécialisé utilisé pour contrôler des processus industriels automatisés. Il est conçu pour surveiller les entrées et les sorties numériques et analogiques, et pour réagir en fonction d'un programme prédéfini.

III.3.1 Description de la gamme S7

La gamme S7 est une famille d'automates programmables industriels de la marque Siemens. Elle est largement utilisée dans l'industrie pour contrôler des processus automatisés. Elle est composée de plusieurs modèles différents, chacun avec des capacités et des fonctionnalités différentes. [23]

III.3.1.1 Structure d'un API S7-300

L'API S7-300 comporte quatre principales parties :

- Une unité de traitement.
- Une mémoire.
- Des modules d'entrées.
- Des interfaces sorties.

- Une alimentation 230 V, 50/60 Hz.

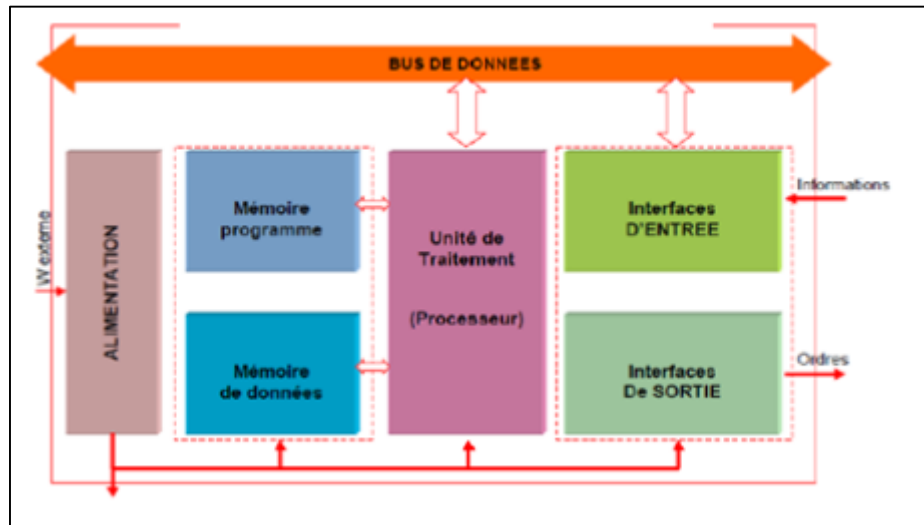


Figure III.2 Structure d'un API S7-300

a) Unité centrale

Le S7-300 dispose d'une large gamme de CPU à différents niveaux de performance, on compte les versions suivantes :

- CPU à utilisation standard : CPU 313, CPU 314...
- CPU avec fonctions intégrées : CPU 312 IFM et CPU 314 IFM.

b) Module de coupleur

Les coupleurs permettent de configurer le S7-300 sur plusieurs rangées et assurent la liaison entre les châssis et le couplage entre les différentes unités.

c) Module de fonction

Ces modules réduisent la charge de traitement de la CPU en assurant des tâches lourdes en calcul.

d) Module de signaux

Les modules de signaux servent d'interface entre le processus et l'automate. Il existe des modules d'entrées, modules de sorties tout ou rien ainsi que des modules d'entrées et modules de sorties analogiques.

e) Module de simulation

Ce module spécial, offre à l'utilisateur la possibilité de tester son programme lors de la mise en service et en cours de fonctionnement.

f) Châssis

Ils sont utilisés pour le montage et le raccordement électrique des différents modules.

g) Module d'alimentation

Le module d'alimentation convertit la tension secteur 220/380V AC en 24V DC nécessaire pour l'alimentation de l'automate. Pour contrôler cette tension, une LED qui s'allume en indiquant le bon fonctionnement et en cas de surcharge un témoin se met à clignoter [23]

III.3.1.2 Critères de choix d'un API S7-300

Les critères de choix d'un API sont : [24]

- Nombre d'entrées/sorties ainsi que leur nature.
- Type de programmation.
- Nature de traitement.
- Langage de programmation.
- Communication avec d'autres systèmes.
- Fiabilité et robustesse.

III.4 TIA Portal (Totally Integrated Automation)

En réponse à la pression internationale croissante de la concurrence, il est aujourd'hui plus que jamais important d'exploiter à fond tous les potentiels d'optimisation sur l'ensemble du cycle de vie d'une machine ou d'une installation. Des processus optimisés permettent de réduire le coût total de possession, de réduire le temps entre la conception et la commercialisation et d'améliorer la qualité. Cet équilibre parfait entre qualité, temps et coûts et plus que jamais le facteur décisif de la réussite industrielle.

Totally Integrated Automation apporte une réponse optimale à toutes les exigences et offre un concept ouvert vis à vis des normes internationales et de systèmes tiers. Avec ses six principales caractéristiques systèmes et robustesse, Le TIA Portal accompagne l'ensemble du cycle de vie d'une machine ou d'une installation. L'architecture système complète offre des solutions complètes pour chaque segment d'automatisation sur la base d'une gamme de produits complète [25].

III.4.1 Description du logiciel TIA Portal

La plateforme « Totally Intergrated Automation Portal » est le nouvel environnement de travail Siemens qui permet de mettre en œuvre des solutions d'automatisation avec un système d'ingénierie intègre comprenant les logiciels SIMATIC Step7 et SIMATIC WinCC [26].

III.4.2 Les avantages du logiciel TIA portal

- Programmation intuitive et rapide : avec des éditeurs de programmation nouvellement développés SCL, CONT, LOG, LIST et GRAPH.
- Efficacité accrue grâce aux innovations linguistiques de STEP 7 : programmation symbolique uniforme, Calculate Box, ajout de blocs durant le fonctionnement, et bien plus encore.
- Performance augmentée grâce à des fonctions intégrées : simulation avec PLCSIM, télémaintenance avec Téléservice et diagnostic système cohérent.
- Technologie flexible : Fonctionnalité motion control évolutive et efficace pour certaines automates.
- Sécurité accrue avec Security Integrated : Protection du savoir-faire, protection contre la copie, protection d'accès et protection contre la falsification.
- Environnement de configuration commun avec pupitres IHM et entraînements dans l'environnement d'ingénierie TIA Portal [25]

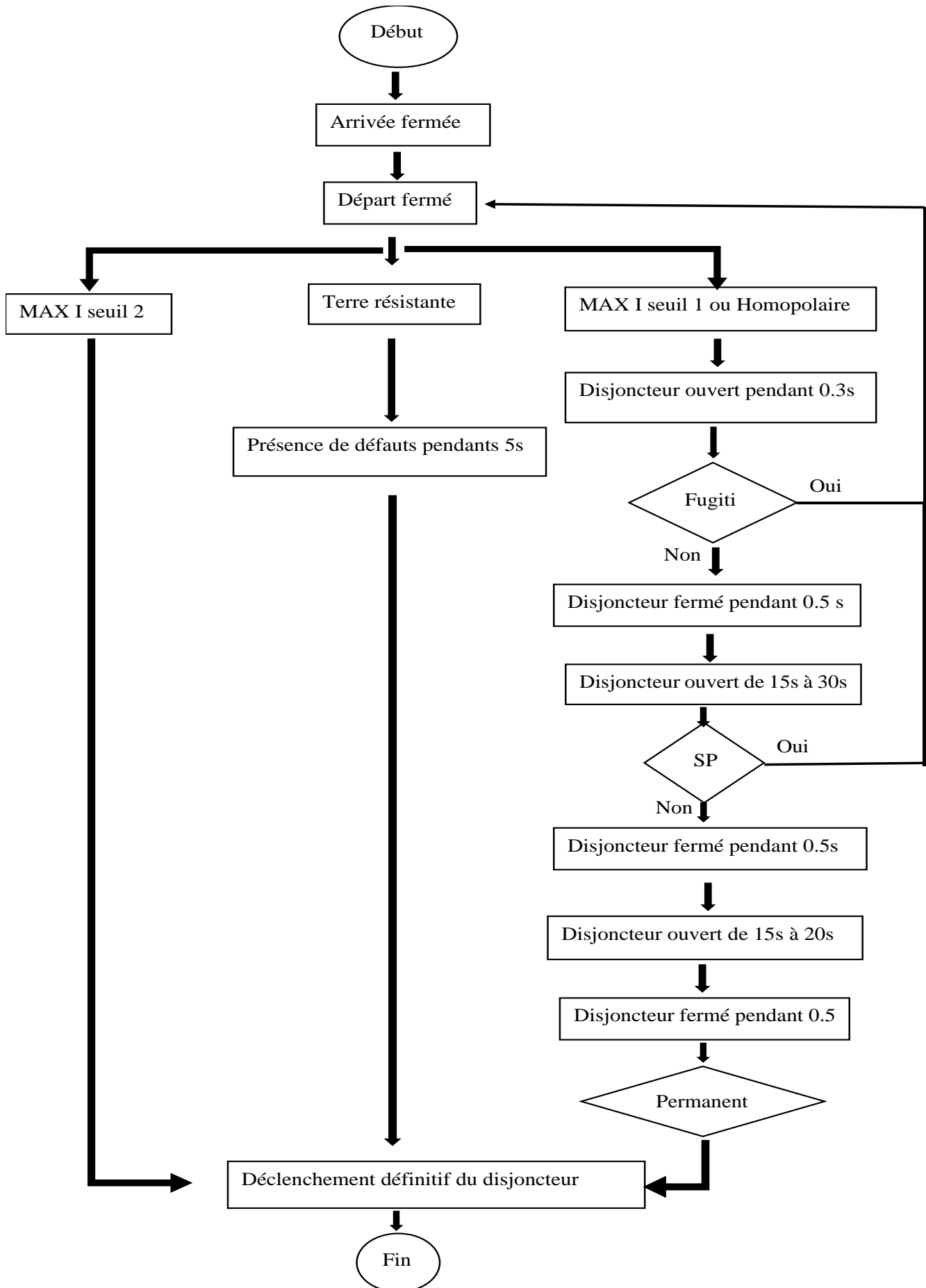
III.4.3 SIMATIC STEP 7

SIMATIC STEP 7, intégré à TIA Portal, est le logiciel de configuration, programmation, vérification et diagnostic de tous les automates SIMATIC. Doté d'un grand nombre de fonctions conviviales, SIMATIC STEP 7 garantit une efficacité nettement supérieure pour toutes les tâches d'automatisation, qu'il s'agisse de la programmation, de la simulation, de la mise en service ou de la maintenance [25].

III.5 Programmation et simulation du cycle d'élimination des défauts

Dans cette partie je vais programmer et simuler le cycle d'élimination des défauts, pour cela je vais utiliser le CPU 315-2 PN/DP pour chaque machine qui permettra de faciliter la connexion entre l'API et HMI, pour la programmation on va utiliser le langage Ladder.

La schémas ci-dessous représente l'organigramme du cycle d'élimination des défauts.



III.5.1 Programmations

Dans tous les programmes, il est nécessaire de définir une liste de variables qui seront utilisées. L'utilisation du nom correct rend le programme plus facile à comprendre et plus facile à manipuler.

Pour créer une variable, il suffit de spécifier le nom de la variable et son adresse. Les variables peuvent être de type entré et sortie et memento.

L'image ci-dessous (figure III.13) représente une partie de la table de variables que nous utilisons dans le programme.

	Icon	Variable Name	Data type	Address
1		POS FER	Bool	%I0.0
2		POS OUV	Bool	%I0.1
3		TEL FER	Bool	%I0.2
4		TELE OUV	Bool	%I0.3
5		TC	Bool	%M0.7
6		DISJ FER	Bool	%Q4.0
7		DISJ OUV	Bool	%Q4.1
8		BOBIN FER	Bool	%Q4.2
9		BOBIN OUV	Bool	%Q4.3
10		P F	Bool	%M1.0
11		P O	Bool	%M1.1
12		TOMPO	Bool	%M1.2
13		DECL ARRIV	Bool	%I0.5
14		Tag_2	Time	%MD10
15		IND P O	Bool	%Q4.4
16		IND P F	Bool	%Q4.5
17		IND P F2	Bool	%Q5.0
18		IND P O2	Bool	%Q5.1
19		TC MAINT	Bool	%Q5.2
20		TC DECL	Bool	%Q5.3
21		INDICT TC	Bool	%Q5.5
22		Tag_4	Bool	%Q5.6
23		Tag_5	Bool	%I0.6
24		Tag_6	Bool	%Q5.7
25		Tag_7	Bool	%Q6.0
26		Tag_8	Bool	%Q6.1
27		Tag_9	Bool	%Q6.3
28		Tag_10	Bool	%I1.2
29		OUV F1	Bool	%Q16.1
30		Tag_12	Timer	%T1
31		Tag_13	Int	%MW10

Figure III.3 Exemple de quelques variables de programme

On a utilisé le bloc d'organisation OB1 qui est appelé par le système d'exploitation, il fait appel aux autres blocs qui constituent le programme, lorsqu'on appelle un bloc fonctionnel dans l'OB1 un bloc de donnée associé sera créé automatiquement.

D'abord on commence par programmer la télécommande d'ouverture et de fermeture de l'arrivée moyenne tension (figure III.4).

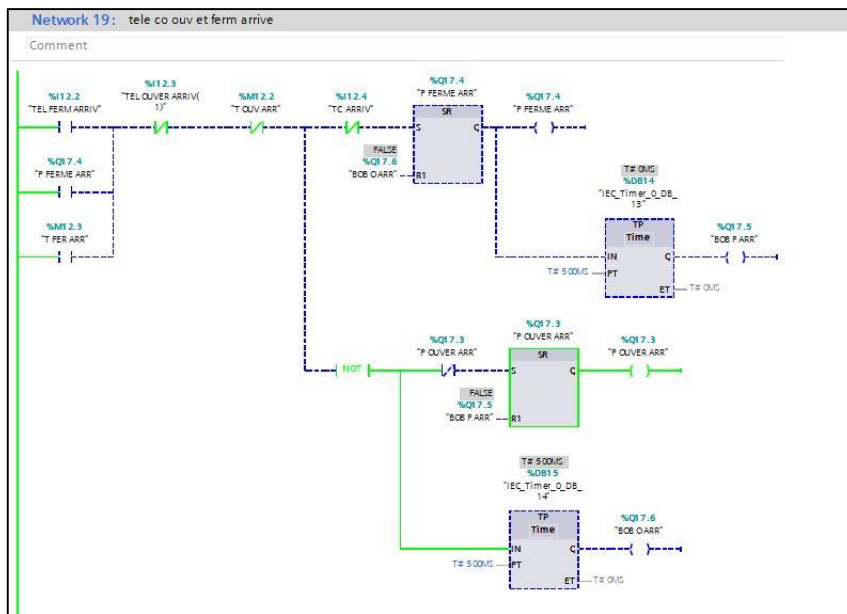


Figure III.4 Télécommande d’ouverture et de fermeture de l’arrivée

Ensuite établir le programme de la télécommande d’ouverture et de fermeture du départ moyenne tension (figure III.5).

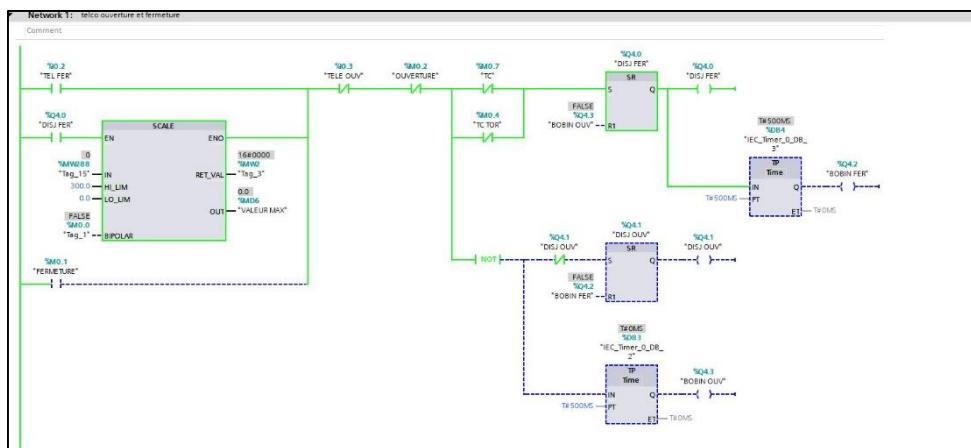


Figure III.5 Télécommande d’ouverture et de fermeture du départ

Puis programmer les différents types de défauts tel quel le MAX de seuil 1 et l’homopolaire (figure III.6), MAX de I seuil 2 ou appelé « I violent » (figure III.7), défaut terre résistante (figure III.8).

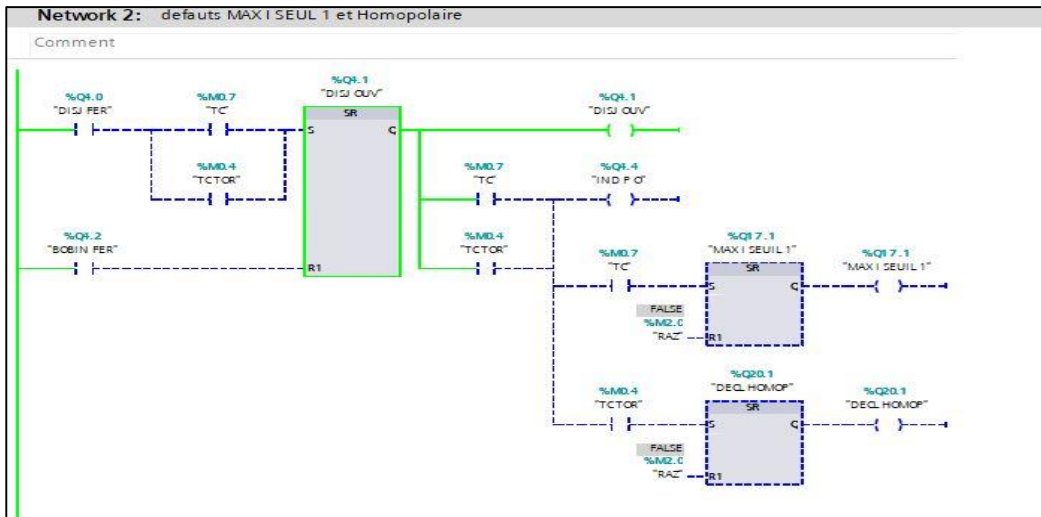


Figure III.6 Défauts MAX de I seuil 1 et homopolaire

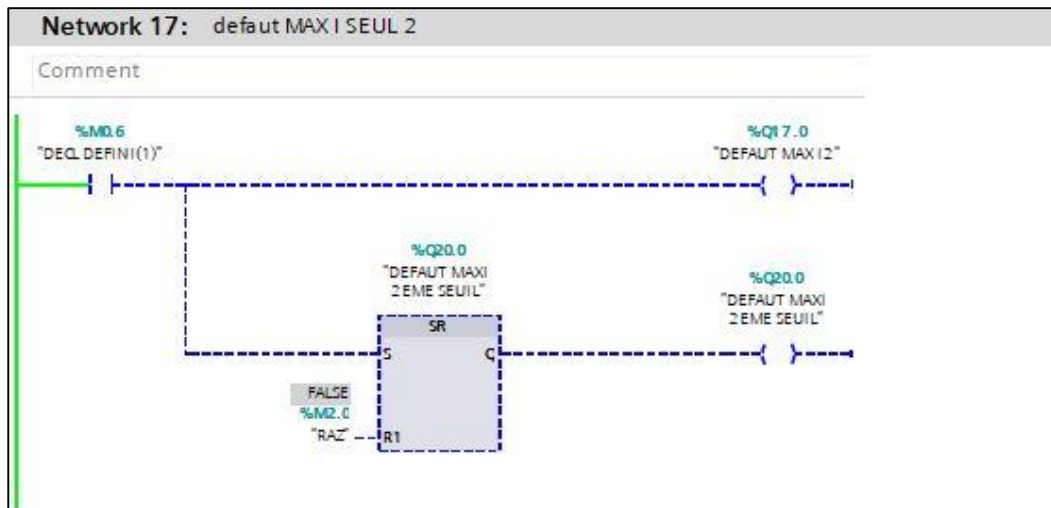


Figure III.7 Défaut MAX de I seuil 2

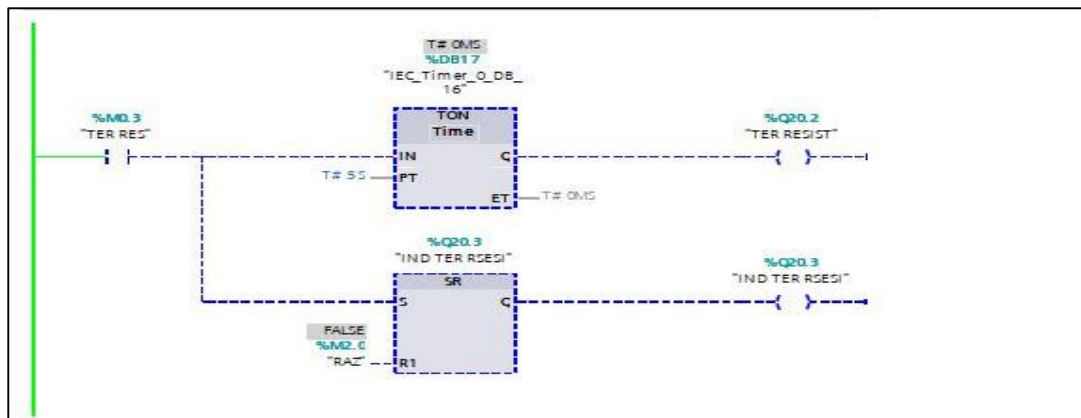


Figure III.8 Défaut terre résistante

Enfin je termine la programmation par le cycle d'élimination des défauts (figure III.9).

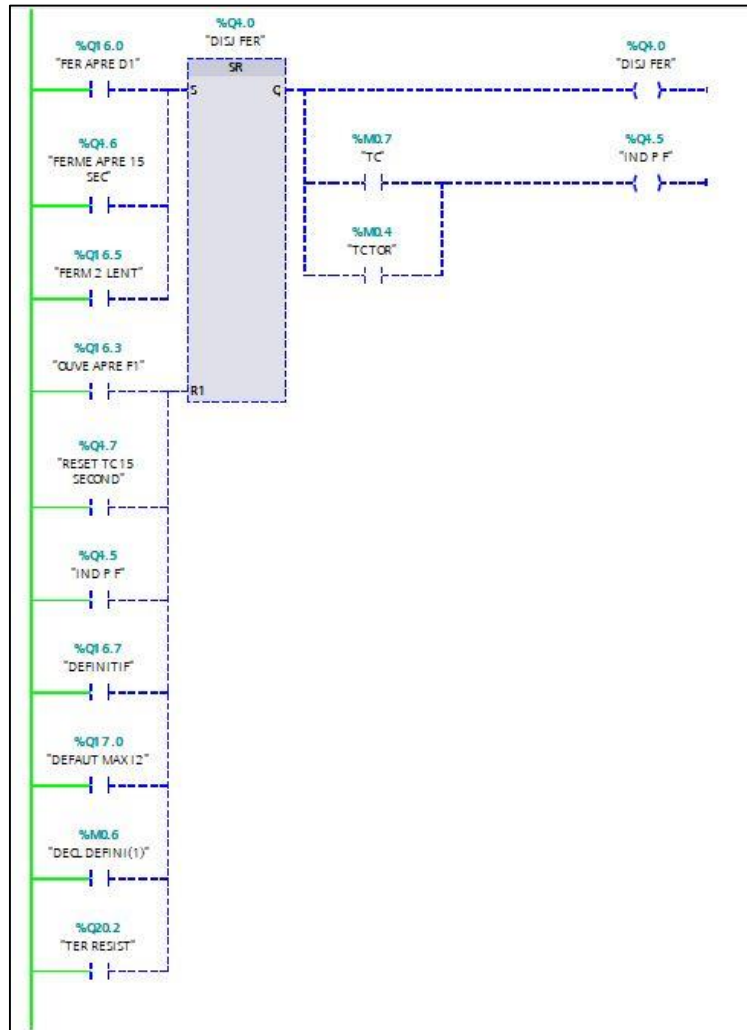


Figure III.9 cycle d'élimination des défauts

Pour réaliser la tâche d'automatisation on doit charger dans l'automate le bloc qui contient les différents programmes et données (figure III.10).

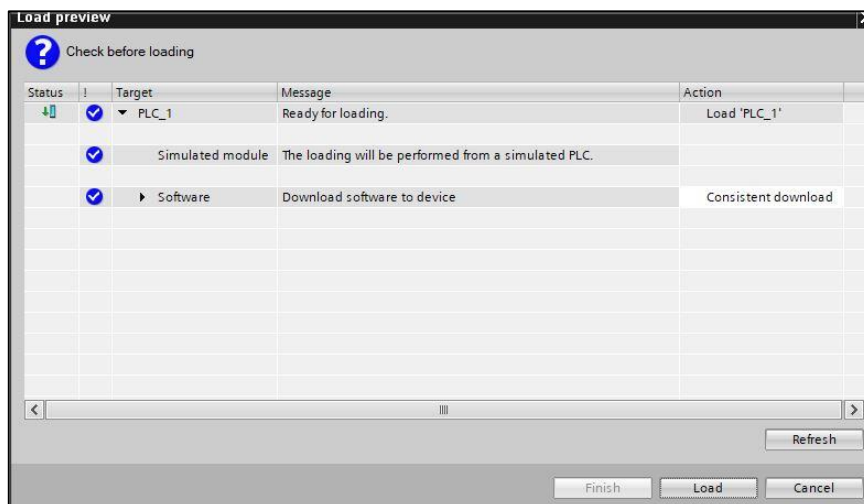


Figure III.10 Chargement du programme

III.5.2 Simulation du programme

Afin de contrôler correctement le processus, l'opérateur doit avoir une transparence maximale, ce qui lui permet de superviser et de contrôler correctement l'installation, ce qui peut être réalisé via l'interface homme-machine (IHM). Le contrôle du processus est assuré par un système d'automatisation.

La seconde partie de la programmation consiste à réaliser une interface de communication HMI entre l'utilisateur (client ou technicien) et la poste source distant. Cette interface sera composée d'un écran pour la commande ou le suivi du système. L'assistant de configuration permet aussi de pré-régler le nombre de vues dans l'HMI et la disposition des boutons et plein d'autres options utiles.

III.5.2.1 Établissement d'une liaison HMI

Il faut d'abord créer une liaison HMI entre la CPU et pc système, cela pour pouvoir lire les données qui se trouvent dans l'automate (figure III.11).

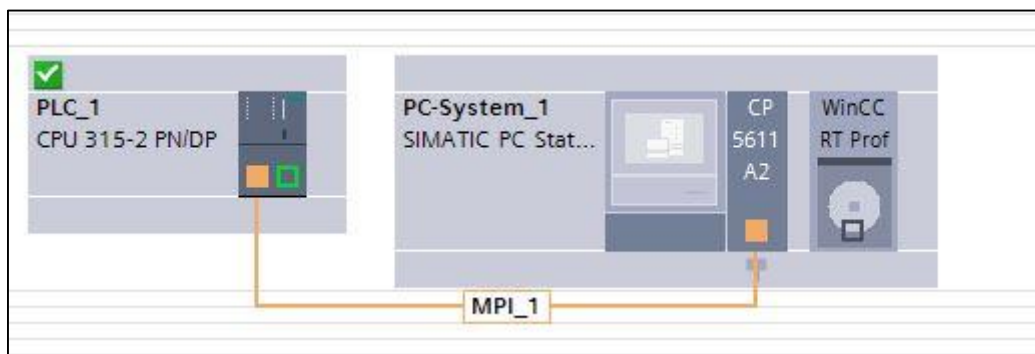
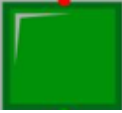





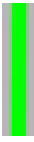

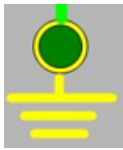
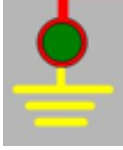
Figure III.11 Liaison PLC- PC système

III.5.2.2 Création des vues

Pour simuler les défauts j'ai configuré 2 vues, la première est le schéma unifilaire de l'arrivée et les départs, et la deuxième est dédiée au départ 30kv oueled yaich. Le tableau suivant représente les éléments utilisés et leurs états.

Tableau III.1 Etats des éléments

	Non Active	Active
Arrivée et départs		

Défauts		
Liaisons		
Sectionneur de terre		

La figure ci-dessous (figure III.12) représente la vue d'un schéma unifilaire des départs avec un de départ de de 30kv oueled yaich ouvert.

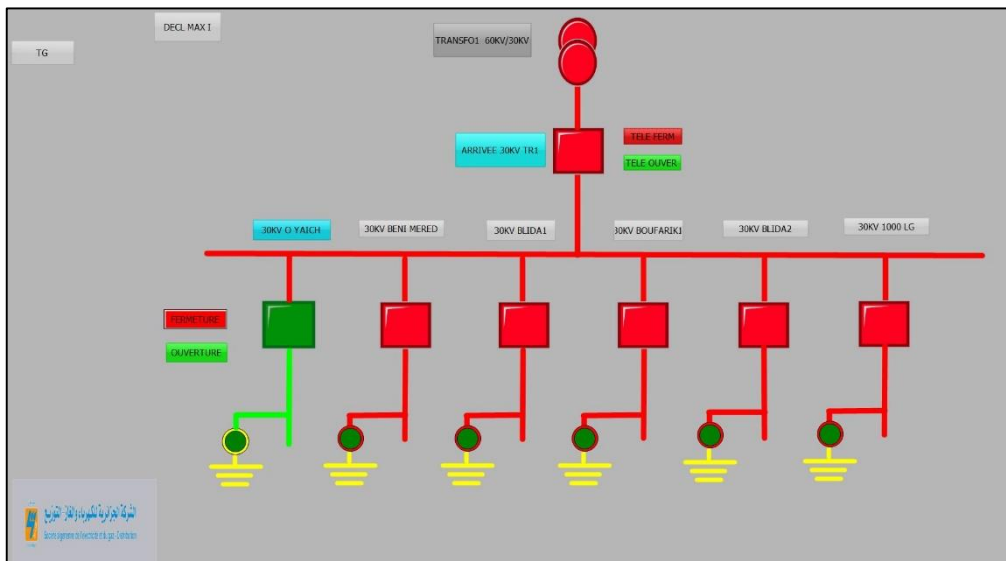


Figure III.12 Schémas unifilaire des départs

La figure ci-dessous (figure III.13) représente la vue du départ ouled yaich.

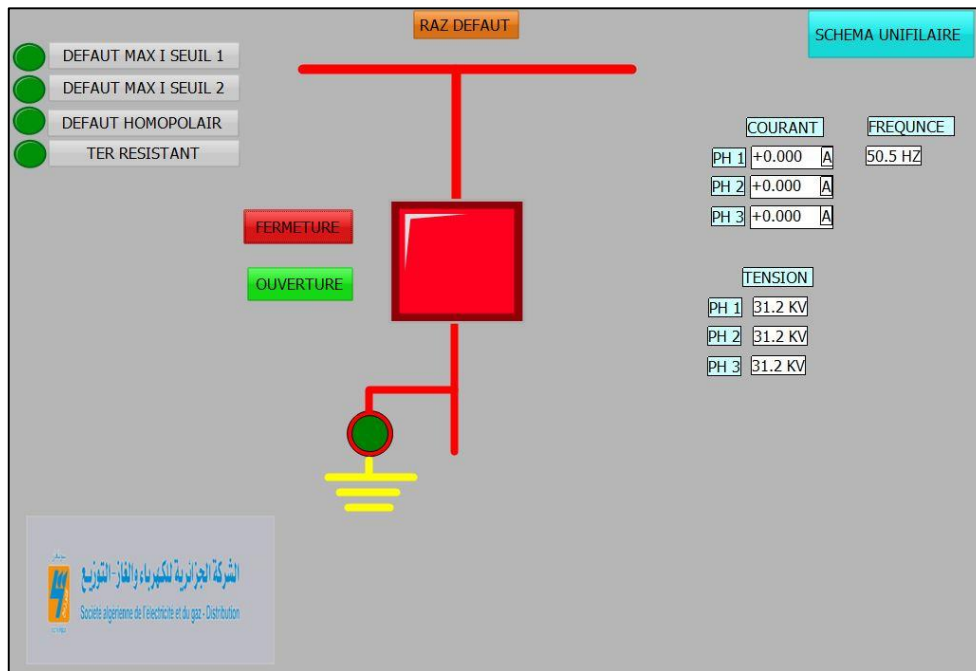


Figure III.13 Vue départ Ouled Yaich 30kv

La figure ci-dessous (figure III.14) représente la simulation du défaut MAX de I seuil qui fait déclencher le cycle rapide et premier lent et deuxième lent après que le capteur de courant à détecter un courant supérieur à 300A.

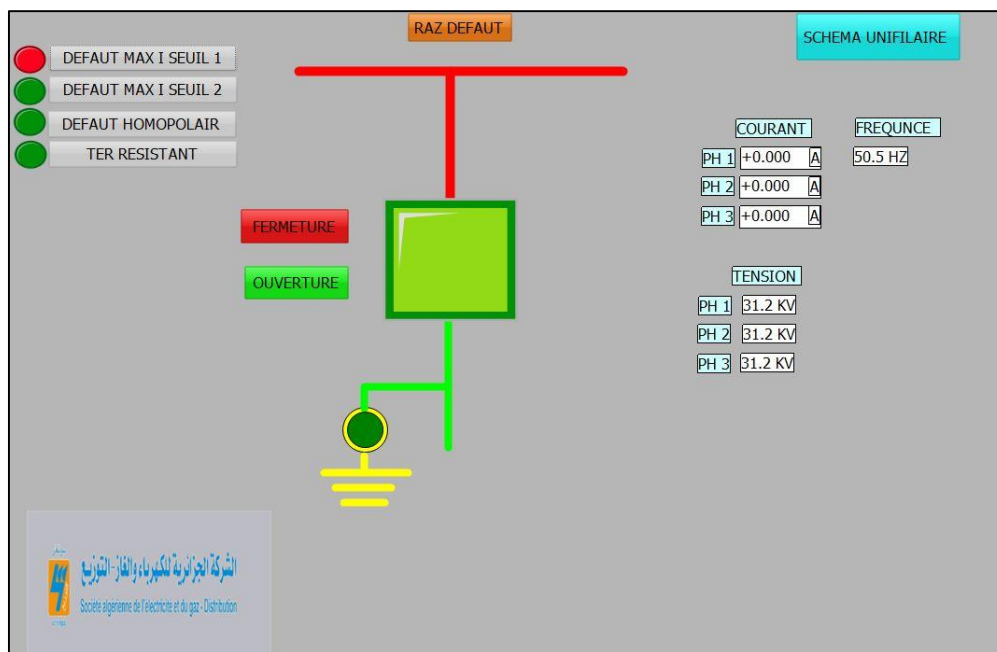


Figure III.14 défaut MAX de I seuil 1

La figure ci-dessous (figure III.15) représente la simulation du défaut MAX de I seuil 2 qui fait déclencher le disjoncteur définitivement si le capteur de courant reçoit un courant supérieur ou égale à 1200A.

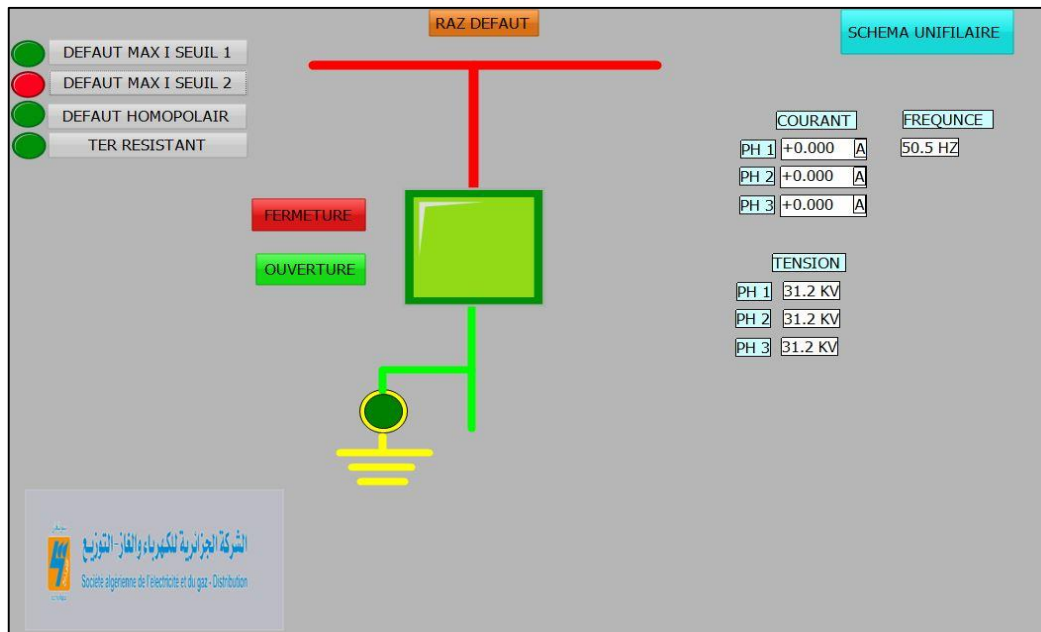


Figure III.15 Défaut MAX de I seuil 2

III.6 Conclusion

En conclusion, la simulation réalisée avec TIA Portal a permis d'évaluer les performances de l'automate Siemens dans le remplacement d'un relais de protection. Les résultats obtenus ont démontré la précision de la détection des défauts, la réactivité rapide et la coordination efficace des actions de protection de l'automate Siemens

Conclusion générale

Conclusion Générale

Le travail que nous avons effectué nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les postes de transformation et de distribution. Nous avons traité successivement les différents défauts qui peuvent se manifester dans un réseau à moyenne tension, nous avons ensuite étudié les principes de protection qui nous ont même à mieux nous familiariser avec les protections ainsi que les réglages.

En remplaçant la protection statique par un automate Siemens, nous avons constaté une réduction significative des risques pour les opérateurs, car les interventions manuelles sont minimisées et les délais de réaction sont améliorés. L'automate Siemens offre une automatisation plus poussée, permettant une réponse instantanée aux défauts électriques et contribuant ainsi à la sécurité des opérateurs lors des interventions sur le réseau électrique.

De plus, nous avons souligné que l'automate Siemens offre des perspectives prometteuses pour l'avenir. En explorant l'intégration de technologies émergentes telles que l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique, il est possible d'améliorer davantage les performances de l'automate en matière de détection des défauts et de prédiction des pannes.

En termes de perspectives, il est recommandé d'approfondir les études sur la fiabilité et la disponibilité de l'automate Siemens, en évaluant sa capacité à résister aux pannes d'alimentation, aux erreurs de communication et aux défaillances matérielles. De plus, il serait bénéfique de mener des tests expérimentaux en conditions réelles pour valider les performances de l'automate et ajuster les paramètres en conséquence.

En analysant les simulations effectuées, certaines difficultés ont été identifiées. Tout d'abord, la complexité des modèles de simulation peut poser un défi, en particulier lorsque le système électrique étudié est vaste et comporte de nombreux éléments interconnectés. La création d'un modèle précis et représentatif de la réalité peut nécessiter des compétences techniques avancées et une compréhension approfondie du fonctionnement du réseau électrique.

Malgré ces difficultés, les simulations restent un outil précieux pour évaluer les performances des systèmes électriques et étudier les interactions entre les différents composants. En surmontant ces défis, il est possible d'obtenir des résultats fiables et pertinents, contribuant ainsi à une meilleure compréhension et à une amélioration des systèmes de protection et de gestion des réseaux électriques.

Conclusion générale

En conclusion, le remplacement d'une protection statique par un automate Siemens présente des avantages significatifs en termes de sécurité des opérateurs et d'efficacité de la gestion des systèmes électriques. Les perspectives futures offrent des opportunités d'amélioration continue, en explorant l'intégration de technologies émergentes, l'optimisation de la fiabilité et de la disponibilité, ainsi que l'intégration avec un système de supervision centralisé.

Références Bibliographiques

Référence bibliographiques

- [1] « Historique Sonelgaz », <https://www.sonelgaz.dz/fr> (consulté le 07.03.2023).
- [2] Manuel interne SONELGAZ.
- [3] « Qu'est-ce que les réseaux électriques intelligents ? », M2M Network, avr. 2023, <https://www.m2m.fr/usages/reseaux-electriques-intelligents/> (consulté le 07.03.2023).
- [4] « Stratégies de la Téléconduite d'organes du Réseau Electrique MT-DD-SDE de Bejaïa - PDF Téléchargement Gratuit », <https://docplayer.fr/182536297-Strategies-de-la-teleconduite-d-organes-du-reseau-electrique-mt-dd-sde-de-bejaia.html> (consulté le 10.03.2023).
- [5] M. Zellagui, « Etude Des Protections Des Réseaux Electriques Mt (30 & 10 kV) », mémoire de magister en électrotechnique université Mentouri, Constantine, Algérie, 2010.
- [6] N. Ghanine, A. Boulous, « Etude Des Protections D'un Réseau Mt Application Poste De Boukhalfa 60/30kv », Mémoire De Master En Génie Electrique, Université Mouloud Mammeri, Tizi- Ouzou, Algérie, 2014.
- [7] H. Dehloum, K. Saouli, H. Fakheur, « Etude De La Protection D'un Réseau Moyenne Tension Application Au Départ Mt Ait Sâada Issu Du Poste Source 60/30 Kv Souk- El-Djemâa (Sed) », Mémoire D'ingéniorat En Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri, Tizi- Ouzou, Algérie, 2012
- [8] M. Sahi ,S. Radi, « Etude Des Protections D'un Départ Hta Timizart Loghbar Issu De La Cabine Mobile De Thala-Athman », Mémoire De Master En Génie Electrique, Université Mouloud Mammeri, Tizi- Ouzou, Algérie, 2015.
- [9] « Poste électrique », <https://www.studocu.com/row/document/ecole-mohammadia-dingenieurs/environnement-dessalination/chap4-posteselectrique/58272720?origin=home-recent-2> (consulté le 25.03.2023).
- [10] S. Ben Derradji, « Calcul Des Protection D'un Départ HTA (30 kV) », Mémoire De Master En Electrotechnique, Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie, 2014.
- [11] « Généralité Sur Les Défauts Dans Les Lignes De Transport D'énergie Electrique » , <https://elearning.univ-usto.dz/mod/resource/view.php?id=3199> (consulté le 02.04.2023).
- [12] « Les différents types de défauts électriques - IFETS », IFETS, 30 janvier 2023. <https://www.ifets.org/les-differents-types-de-defauts-electriques/> (consulté le 02.04.2023).
- [13] Guide de la protection Schneider Electric
- [14] Documentation Schneider Electric Protection des réseaux électriques (édition Hermès).








Référence bibliographiques

- [15] « Réseau électrique », Scribd. <https://fr.scribd.com/document/402091785/Reseau-electrique> (consulté le 05.04.2023).
- [16] « Disjoncteur Au Gaz SF6 - Les Produits MT », <https://www.ekosinerji.com/fr/produits/les-produits-mt/disjoncteur-au-gaz-sf6#:~:text=Les%20disjoncteurs%20au%20gaz%20SF6,fois%20plus%20que%20l'air> (consulté le 07.04.2023).
- [17] « Disjoncteur à huile », <http://for-ge.blogspot.com/2015/03/disjoncteur-huile.html> (consulté le 07.04.2023).
- [18] « Disjoncteur à air comprimé » <http://for-ge.blogspot.com/2015/03/disjoncteur-air-comprime.html> (consulté le 07.04.2023).
- [19] « Le Sectionneur MALT » , <https://pdfcoffee.com/le-sectionneur-malt-pdf-free.html> (consulté le 12.04.2023).
- [20] « Fusible », Cours de technologie, MR Gnonkonson. <http://dfp.ci/wp-content/uploads/2020/03/Le%C3%A7on-11-Fusible-BT-electronique-2%C3%A8me-ann%C3%A9e.pdf> (consulté le 12.04.2023).
- [21] « Protection », <https://pdfcoffee.com/protection-5-pdf-free.html> (consulté le 03.05.2023).
- [22] S.Abbassen , N.Kaced « Etude Des Protections Des Départs MT Application Poste 60/30 kV FREH », Mémoire D'ingénieur En Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, Algérie, 2008.
- [23] Documentation Siemens sur STEP7 : SIMATIC S7-300 Système d'automatisation S7-300 Caractéristiques des modules manuel.
- [24] Alain GONZAGA ; les automates programmables industriels.
- [25] Siemens AG, « Programmation des automates S7-300 Introduction au logiciel TIA Portal» <https://fr.scribd.com/document/378913069/Formation-TIA#logout> (consulté le 02.06.2023).
- [26] « API Siemens Step7 » , Scribd <https://fr.scribd.com/doc/54718987/API-Siemens-Step7> (consulté le 07.06.2023).

Annexes

- Le tableau suivant représente les différents éléments avec leurs symboles

Tableau A.1 Table des matières

Abréviation	Signification	Symbole
Tr	Transformateur de puissance	
Tc	Transformateur de courant	
TP	Transformateur de tension	
Disj	Disjoncteur	
SMALT	Sectionneur de mis à la terre	
SB, STL	Sectionneur	
JB	Jeu de barre	

- La figure ci-dessous (figure A.1) représente la simulation du défaut terre résistante qui fait déclencher le disjoncteur après que le capteur de courant a détecté un courant inférieur à 5A ou supérieur à 40A pendant 5s.

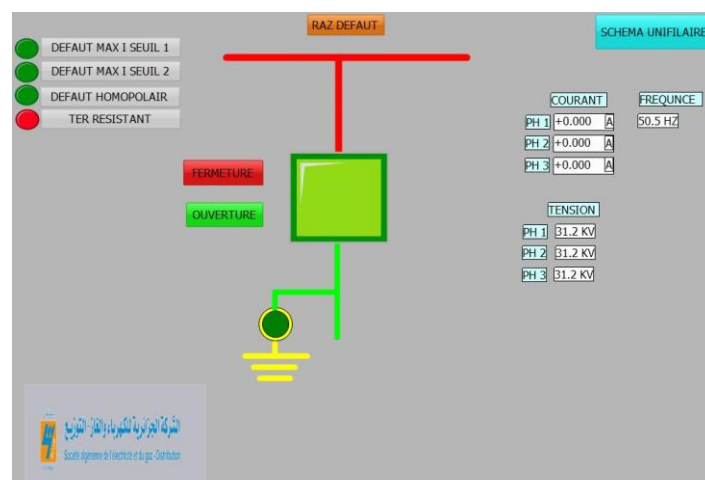


Figure A.1 Défaut terre résistante

