

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث 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 الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Filière Automatique
Spécialité Automatique Industriel et Informatique (AII)

présenté par

SEMICHA ISSAM

&

OULADSMANE ANOUAR

Etude d'un système DMS (Distribution management system) Avec une maquette de simulation (arduino)

Proposé par :

Promoteur : Mr Z.BENSLAMA

Encadreur : Mr M.RAHMANI

Année Universitaire 2019-2020

Remerciement

Nos remerciements vont tout d'abord à dieu tout puissant pour la volonté.

La santé et la patience qu'il nous a donnée durant toutes ces longues années.

Nous exprimons notre profonde gratitude à nos parents et nos frères pour tous leurs soutient et leurs encouragements.

On remercie aussi Mr CHRIF pour nous avoir dirigé et aider pendant toute la durée de réalisation de ce travail et avec les conseils qui nous a données nous ont été très précieux, ainsi sa disponibilité pour finir ce travail.

C'est ainsi notre remerciements vont à Mr MAAMAR RAHMANI, notre encadreur au niveau de la SONELGAZ, qui nous accepté et aidé de faire ce stage pratique.

Sans oublier Mr BENSLAMA, ont était toujours disponible pour nous aider et accomplir ce travail

Notre sincères remerciements s'adressent aux membres de jury pour avoir accepté ce travail.

Enfin, nos sincères remerciements pour l'entreprise pour leur respect durant période du stage.

Dédicace

Avec l'aide de dieu tout puissant est enfin achevé ce travail, lequel Je dédie à toutes les personnes qui me sont chères :

A Mes très chers parents, que dieu les protège.

A la mémoire de nos très cher, grand-père qui à laisser un grand videdans notre vie et que Dieu l'accueil dans son vaste paradis.

A mon très cher père, qui m'a toujours soutenu pendant toutes mes études et qui a été à mes Côtés.

A Mes frères et tous mes amis

ISSAM

Dédicace

Tout le mérite revient au dieu .le tout-puissant. Pour nous avoir donné, santé, courage, patience et volonté.

Je dédie ce modeste travail :

A mes parents. Qui m'ont aidé moralement et m'ont soutenu durant tous mes années d'études.

A mes chers frères omar ,amine et ma petite sœur qui je la souhaite la réussite a sont baccalauréat.

A mes chers camarades & mes chers amis .

Anouar

Sommaire

Introduction.....	1
Chapitre 1	
I.1 Introduction.....	4
I.2 Représentation de l'entreprise	4
I.2.1 Groupe SONELGAZ.....	4
I.2.2 La société de distribution d'Electricité et du Gaz de centre RDC.....	6
I.2.3 L'organigramme de la direction de la société de distribution de Blida.....	7
I.3 Définition d'un réseau électrique.....	9
I.3.1 Différentes structures du réseau électrique.....	9
I.4 Les différents réseaux électriques	12
I.4.1 Le réseau de transport et d'interconnexion haute tension niveau B (HTB).....	12
I.4.2 Le réseau de distribution Haute Tension niveau A (HTA)	13
I.4.3 Le réseau de distribution Basse Tension BT.....	13
I.5 Les postes électriques	14
I.5.1 Les différents postes électriques	14
I.5.1.1 Le poste HTB/HTA	15
I.5.1.2 le poste HTA/HTA.....	15
I.5.1.3 Le poste HTA/BT.....	15
I.5.2 Les différents éléments d'un poste HTB/HTA.....	16
I.6 Conclusion	21

Chapitre 2

II.1	Introduction.....	23
II.2	La télé conduite.....	23
II.3	La télésurveillance.....	24
II.4	La télécommande.....	25
II.5	Les défauts qui surviennent dans un réseau électrique	26
II.5.1	Les courts-circuits.....	26
II.5.2	Les surtensions	27
II.5.3	La surcharge	27
II.5.4	Le déséquilibre	28
II.6	Les systèmes de protection des réseaux électrique	28
II.6.1	Les systèmes automatisé.....	28
II.6.1.1	Définition d'un système automatisé	28
II.6.1.2	Décomposition du système automatisé	28
II.6.1.3	Objectif du système automatisé.....	29
II.6.1.4	Avantages et inconvénients du système automatisé	30
II.6.2	Protection des réseaux électrique	30
II.6.3	Le rôle d'un système de protection	32
II.6.4	Les relais de protection	33
II.6.4.1	Définition des relais de protection	33
II.6.4.2	Les Relais de protection Numérique	33
II.6.4.3	Principe de fonctionnement des relais de protection.....	35
II.7	Les organes de coupure électrique	36
II.7.1	Les disjoncteurs	36

II.7.2	Les sectionneurs	37
II.8	Les transformateurs de mesures	38
II.8.1	Le transformateur de tension (TT).....	38
II.7.2	Le transformateur de courant (TC).....	38
II.9	Objectif de la téléconduite.....	40
II.10	Conclusion.....	41

Chapitre 3

III.1	Introduction.....	43
III.2	Définition du système SCADA.....	43
III.3	Architecture fonctionnel du système SCADA.....	44
III.3.1	Architecture matérielle	44
III.3.2	Architecture logicielle	46
III.3.2.1	Le serveur central (SCADA).....	46
III.3.2.2	Architecture et élément de SCADA	47
III.3.2.3	Unité terminale distance (Remote terminal unit RTU)	48
III.3.3	Protocole employé dans un environnement SCADA	49
III.3.3.1	Protocole MODBUS.....	50
III.3.3.2	Protocole DNP3.....	51
III.3.3.3	Protocole PROFIBUS.....	52
III.3.3.4	Protocole IEC 101.....	53
III.3.4	Le réseau de télécommunication.....	53
III.3.5	Fonctionnement du système SCADA de SDC.....	54
III.3.5.1	Fonctionnement en temps réel	55
III.3.6	Les fonction principal et les avantages du SCADA	55

III.4	Technique de détection de défaut et localisation	57
	III.4.1	Détection manuelle d'incendie des postes HTA/BT.....57
	III.4.1.1	Alarme principal
		57
	III.4.1.2	Les manuvres de tronçonnement
		57
	III.4.2	Détection semi-automatique d'incident des postes HTA/BT.....59
	III.4.2.1	Alarme principal
		60
	III.4.2.2	Les manuvres de tronçonnement.....
		60
III.5	Conclusion.....	61

Chapitre 4

IV.1	Introduction.....	63
IV.2	Problématique.....	63
IV.3	Solution proposé	64
	IV.3.1	Détection automatique de défaut (DMS).....64
	IV.3.1.1	Déclanchement
		64
	IV.3.1.2	Localisation Automatique.....64
	IV.3.1.3	Isolation de tronçon en panne et réalimentation du réseau...65
IV.4	Le Système DMS.....	66
	IV.4.1	L'objectif du DMS.....66
	IV.4.2	Fonctions principale du système DMS.....67
	IV.4.3	Fonctionnement du Système SCADA-DMS.....67

IV.5	Réalisation de la maquette de simulation.....	68
IV.5.1	Matériel utilisé	68
IV.5.1.1	Arduino.....	68
IV.5.1.2	Applications.....	68
IV.5.1.3	Bonnes raisons de choisir Arduino.....	68
IV.5.1.4	Outils Arduino.....	69
IV.5.1.5	Types de cartes.....	69
IV.5.1.6	Différentes cartes.....	70
IV.5.1.7	Présentation d'Arduino Méga 2560.....	71
IV.5.1.8	Caractéristiques de l'Arduino Méga 2560.....	71
IV.5.1.9	Description générale de l'Arduino Méga 2560.....	72
IV.5.2	Capteur de courant ACS 712	77
IV.5.2.1	Introduction au capteur de courant acs712	77
IV.5.2.2	Fonctionnement du capteur de courant acs712.....	78
IV.5.2.3	Diagramme des broches du capteur de courant à effet Hall ACS712.....	79
IV.5.3	LED	79
IV.5.4	Bouton poussoir	81
IV.5.5	Schéma de la maquette de simulation	81
IV.5.6	Programme Arduino	82
IV.5.7	Organigramme.....	87
IV.5.8	Montage.....	88
IV.6	Conclusion	89
IV.7	Conclusion général.....	90
	Référence bibliographie	91

Liste des figures

Figure 1.1 : Direction générale «SONELGAZ»

Figure 1.2 : L'organigramme du groupe «SONELGAZ»

Figure 1.3 : L'organigramme de direction de la société de distribution de Blida

Figure 1.4 : L'organigramme de la division technique électricité

Figure 1.5 : La direction de distribution de l'électricité et du gaz du centre (RDC)

Figure 1.6 : schéma d'un réseau électrique

Figure 1.7 : hiérarchisation d'un réseau électrique

Figure 1.8 : structure arborescent (radiale)

Figure 1.9 : structure maillée

Figure 1.10 : Architecture générale de réseau d'énergie électrique en Algérie

Figure 1.11 : transformateur de puissance

Figure 1.12 : disjoncteur de courant

Figure 1.13 : sélectionneur

Figure 1.14 : transformateur de courant

Figure 1.15 : sélectionneur mise à terre

Figure 1.16 : parafoudre mise à terre

Figure 2.1 : schéma fonctionnel de tél conduit

Figure 2.2 : structure général d'un système automatisé

Figure 2.3 : élément constituant les protections du réseau électrique

Figure 2.4 : cellule d'un poste HTB/HTA

Figure 2.5 : Relais de protection numérique

Figure 2.6 : Liaison entre les protections numérique, RTU et le système SCADA

Figure 2.7 : disjoncteur d'une cellule d'un poste départ HTA

Figure 2.8 : schéma fonctionnel d'un transformateur de tension

Figure 2.9 : transformateur de courant d'une cellule d'arrivé

Figure 2.10 : schéma fonctionnel d'un TC

Figure 3.1 : schéma générale d'un système SCADA

Figure 3.2 : Architecture matérielle d'un système SCADA

Figure 3.3:WATCH-DOG d'un CCP

Figure 3.4 : communication par le protocole MODBUS

Figure 3.5 : communication par le protocole DNP3

Figure 3.6 : communication par le protocole PROFIBUS

Figure 3.7 : transmission de donnée en asynchrone

Figure 3.8 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche manuelle de défaut)

Figure 3.9 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche semi-automatique de défaut)

Figure 4.1 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

Figure 4.2 : carte arduino Uno

Figure 4.3 : carte Méga**2560**

Figure 4.4 : Caractéristiques d'une carte arduino Méga 2560

Figure 4.5 : synthèse des caractéristiques

Figure 4.6 : fenêtre générale de logiciel arduino

Figure 4.7 : barre d'actions

Figure 4.8 : capteur de courant acs 712 30A

Figure 4.9 : Diagramme des broches du capteur acs 712

Figure 4.10 : Représentation d'une LED

Figure 4.11 : LED avec une résistance 330 mΩ soudé

Figure 4.12 : exemple d'un bouton poussoir

Figure 4.13 : schéma d'un bouton poussoir

Figure 4.14 : Simulation avec logiciel Isis

Figure 4.15 : Déclaration des Variables

Figure 4.16 : la fonction d'initialisation « Setup () »

Figure 4.17 : la fonction d'initialisation « Loop () »

Figure 4.17 : La fonction Amps du capteur Acs 712

Figure 4.19 : Organigramme de fonctionnement de la maquette

Figure 4.20 : la maquette de simulation

Liste des abréviations

PN	Protection numérique
Disj	Disjoncteur
TT	Transformateur de tension
TP	Transformateur de puissance
TC	Transformateur de courant
IHM	Interface homme machine
MTU	Master terminal Unite
CCP	Centre de Conduite principale
CCS	Centres de Conduite Secondaires
LAN	Local Area Network
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
DMS	Distribution Managment System
SPE	Société de Production de l'Electricité
GRTE	Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité
OS	Opérateur Système électrique
RDA	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger
RDC	Société de Distribution d'Electricité et du Gaz de Centre
RDE	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est
RDO	Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest
HTA	Haut Tension Niveau A
HTB	Haut Tension Niveau B
MT	Moyenne Tension
BT	Basse tension
AT	Auto transformateur
RTU	Unité Terminal Unit

PC	Partie Commande
PO	Partie Opérative
TCD	Télécommande Double
TSD	Télésignalisation Double
CEI	Commission Electrotechnique International
WAN	Wide Area Network
UHF	Ultra Haute Fréquence
IAT	Interrupteur Aérien Télécommandé
KV	Kilovolt
mΩ	Mili ohm

ملخص

يواجه مستقبل وتوسيع شبكة الكهرباء الحالية تحديات جديدة. من خلال هذه الدراسة، توصلنا إلى معرفة مختلف معدات الشبكات والمحطات الفرعية ومعرفة الشذوذ والأعطال التي يتعرضون لها، لذلك يجب علينا تركيب معدات وأنظمة موثوقة قابلة للتحكم. تتطلب إدارة شبكات العوز الكهربائي أجهزة وقد قمنا بإجراء دراسة وبحث محاكاة على (DMS) للإشراف والتحكم عن بعد للمساعدة في اتخاذ قرارات لاكتشاف مكان الأعطال ومن أجل تقليل وقت انقطاع التيار

الكلمات المفتاحية : DMS ; SCADA ; Réseau électrique ; Disj

Résumer :

Les besoins en électricité ne font qu'augmenter au fil des temps d'où les exigences en développement du réseau électrique existant se trouvent confrontés à de nouveaux défis

Notre objectif que nous nous sommes fixés avec l'entreprise d'accueil est d'automatiser le réseau de distribution électrique en s'appuyant surtout sur la gestion des défauts ainsi que la réalimentation en électricité les régions ayant subi des perturbations par des outils pour la supervision et le contrôle à distance. Pour cela nous avons simulé le fonctionnement du réseau électrique par une maquette représentant plusieurs postes électrique communicant avec la central cette dernière étant représenté par la carte Arduino

Mots clés : DMS ; SCADA ; Réseau ; Disj.

Abstract :

The future and the extension of the existing electricity grid face new challenges. through this study, we have come to know the various network and substation equipment and know the anomalies and faults that they undergo, for this it is necessary to install equipment and systems that are reliable and safe to drive them.

The management of electrical destitution networks requires tools for supervision and remote control, we have made a study and a simulation research on the DMS which helps in making decisions for the localization of faults in order to reduce the delay of cut.

Keywords: DMS ; SCADA ; Réseau ; Disj.

Introduction

L'énergie électrique est de nos jours, un élément incontournable dans la vie quotidienne de pratiquement tous les habitants de la planète. C'est une forme d'énergie facilement transportable, mais non stockable et pratique à convertir en d'autres formes : mécanique, thermique,...etc. En Algérie, l'énergie électrique représente jusqu'à 45% des énergies primaires.

La consommation de l'énergie électrique est assurée par les points de production, les points de transport, et de distribution. Cette énergie est acheminée aux points de consommation quasi exclusivement par des réseaux électriques.

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés qui est conçu :

- Pour convertir d'une façon continue l'énergie qui n'est pas sous forme électrique en énergie électrique.
- Pour transporter l'énergie électrique sur des longues distances.
- Pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées.

Le système téléconduite représente une solution rentable pour la conduite et l'exploitation des réseaux électrique. En effet, l'utilisation des techniques de téléconduite permettent de maîtriser la conduite en temps réel des principaux ouvrages. De plus, la souplesse de l'exploitation que procure un système de téléconduite permet à l'opérateur de prendre rapidement les décisions nécessaires et de les mettre en application. D'où l'intérêt des dispositifs de télésurveillance et de télécommande qui permettent de contrôler l'état des réseaux et d'agir avec rapidité en évitant autant que possible les déplacements coûteux en temps d'intervention.

La Société de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre SDC, est entrain de mettre en service un nouveau système de téléconduite des réseaux électriques,c'est lagestion de la distribution DMS. Ce système a apporté des atouts incontestables à l'exploitation de ces réseaux, notamment : une rapidité d'intervention grâce à l'automatisation des réseaux ; une vision globale des différents ouvrages de réseaux ; la visibilité directe des indisponibilités et contraintes liées à l'exploitation.

Le système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) est un ensemble complet de fonctions d'aide à la conduite et à l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité dont

l'objectif principal est de réduire les durées des interruptions lors d'incidents et de proposer à l'opérateur des reconfigurations du réseau permettant une exploitation optimale des équipements.

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous nous intéressons à l'étude du système SCADA-DMS, cette étude sera simulée par la réalisation d'une maquette pour une bonne compréhension du fonctionnement d'un système de visualisation et de gestion des défauts.

Le présent mémoire est structuré en quatre chapitres :

Chapitre 1 : Introduction aux réseaux électriques avec une présentation de l'entreprise

Chapitre 2 : La Téléconduite des réseaux électriques par le système SCADA.

Chapitre 3 : Le système SCADA de SDC

Chapitre 4 : Le système DMS et La réalisation de la maquette de simulation

Chapitre 1

Introduction aux réseaux électriques et présentation de l'entreprise

I.1 Introduction

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, en donnant un aperçu sur les différents types de réseaux existant, les postes électriques, leurs architectures et fonctionnements, et ceci pour répondre à l'objectif que nous nous sommes fixés à savoir la réalisation d'un système de Téléconduite par le système SCADA du réseau électrique moyenne HTA et basse tension BT de la SONELGAZ SDC

I.2 Présentation de l'entreprise

I.2.1. Groupe SONELGAZ

En 1969, SONELGAZ était déjà une entreprise de taille importante dont le personnel est de quelque 6000 agents. Elle desservait déjà 700 000 clients.

SONELGAZ a contribué à la construction de l'infrastructure économique nationale. Elle a le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité et du gaz manufacturé. Vu la variété des tâches du SONELGAZ, elle est aujourd'hui structurée en groupe industriel composé de 35 filiales, et 5 sociétés de participation.

Grâce à sa ressource humaine formée et qualifiée, le Groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de plus de **99%** en taux d'électrification et **60%** pour la pénétration gaz.



Figure 1.1 :Direction générale « SONELGAZ ».

Ainsi, les filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité, et du gaz par canalisations. On compte

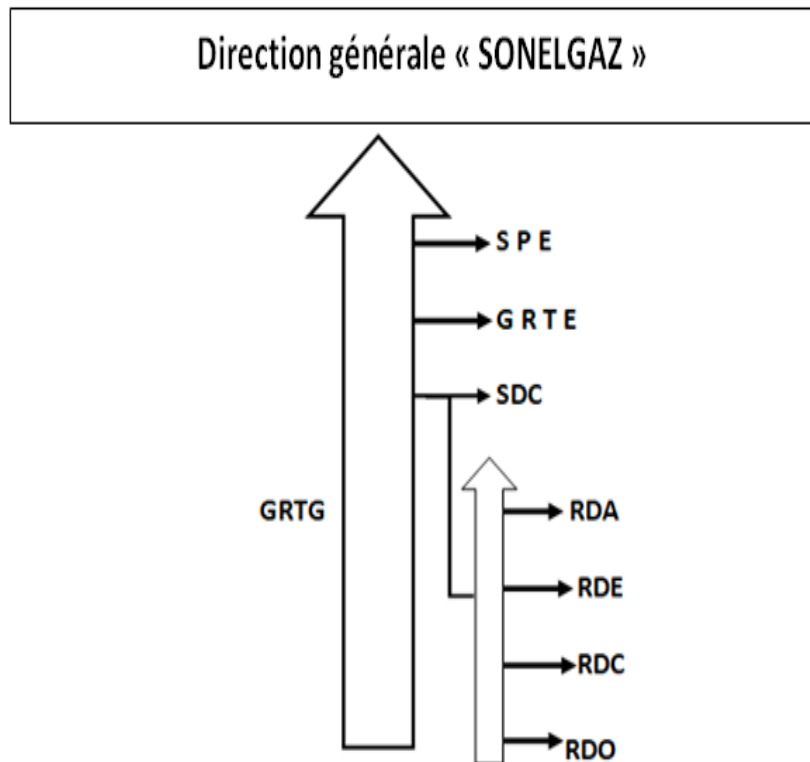


Figure 1.2 :L'organigramme du groupe « SONELGAZ ».

- 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).

I.2.2 La Société de Distribution d'Electricité et du Gaz de Centre RDC

Créée en Janvier 2018(changement d'organigramme), elle dispose d'un réseau électricité d'une longueur très important, en moyenne et Basse Tension (HTA/BT), et d'un réseau gaz d'aussi important. La Société de Distribution d'Electricité et du Gaz de Centre (RDC) a pour mission :

- 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, dans les meilleures conditions de Sécurité, de qualité de service au moindre coût.
- La Société de Distribution de l'électricité et du Gaz De Centre «RDC », met en œuvre un programme d'investissement dans un double objectif :
 - Celui de développer ses réseaux et de répondre à la demande.
 - Celui de la modernisation de son exploitation et de sa 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.

I.2.3L'organigramme de La direction de la société de distribution de Blida

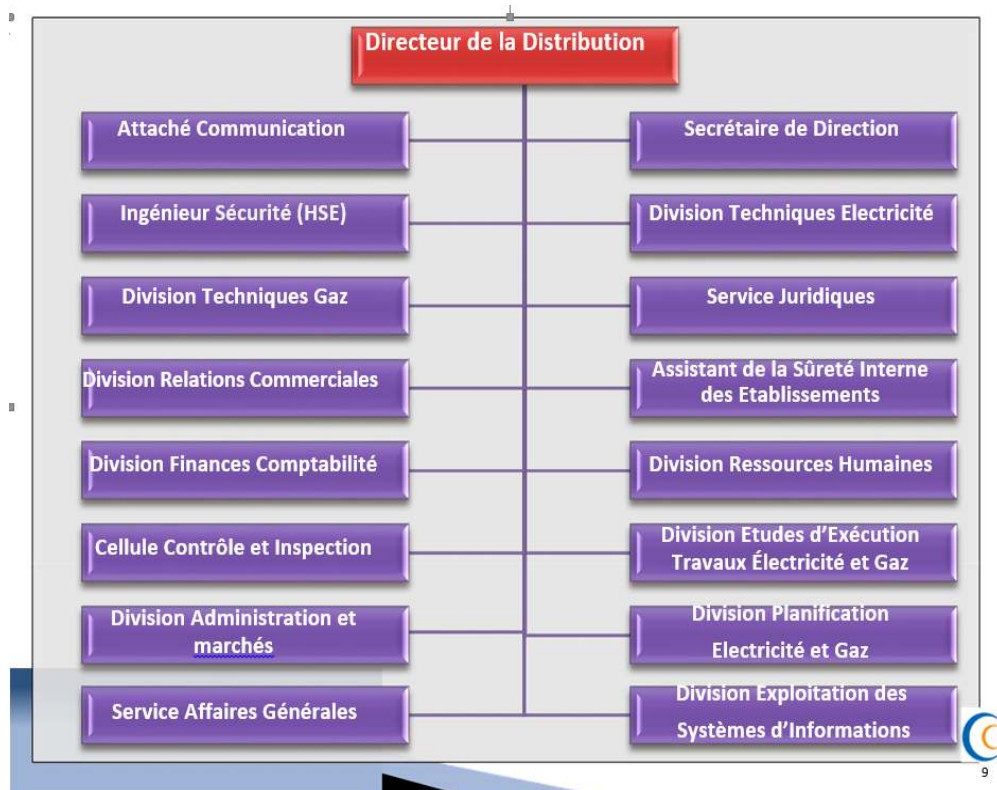


Figure 1.3 : Organigramme de La direction de la société de distribution de Blida.

La direction de la société de distribution de Blida contient du plusieurs divisions lesquelles se complété entre eux se compose de :

- **Le directeur** : c'est le premier responsable pour gérer l'entreprise économique et Financial, et prend tous les décisions administratives.
- **Secrétariat** : c'est l'intermédiaire entre le directeur et le personnel et aussi les clients. Il s'occupe de la réception des plaintes des clients et les transmettre au directeur.
- **Attaché juridique** : son rôle axé sur la défense les intérêts de l'entreprise de manière le recours à la justice s'il y a des plaintes contre elle ou bien a déposé une plainte contre les clients par Ex : vol d'électricité et le gaz.
- **L'ingénieur de sécurité** : effectue une étude de l'environnement de travail afin de bien équiper le personnel pour assurer sa sécurité.
- **Division ressource humain** : cette section est d'une grande importance en raison de sa relation avec les autres divisions mais aussi avec la clientèle.

- **Division technique électrique** : cette section étudie le réseau électrique afin d'améliorer la qualité des services et de la maintenance.

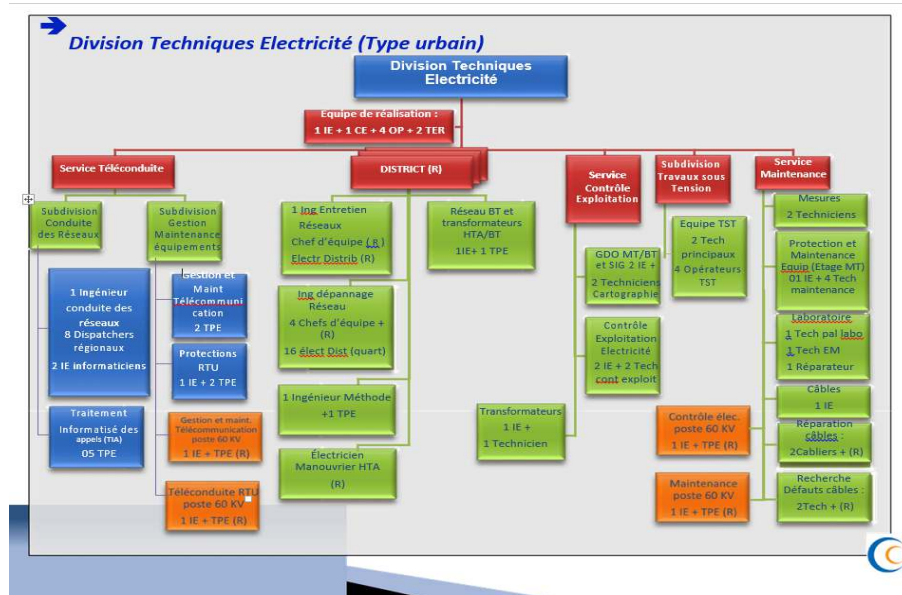


Figure 1.4 : Organigramme de la division technique électricité.

- **Division études et exécution des travaux** : faire l'étude des demandes des clients et d'exécution (réalisation le raccordement l'électricité et le gaz).
- **Division relation commercial** : cette section d'une grande importance en raison de sa relation avec les autres divisions et aussi il possède des tâches techniques et gestionnaires.



Figure 1.5 : La direction de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (RDC).

I.3 Définition d'un réseau électrique [1]

Un réseau est constitué par un ensemble d'appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux utilisateurs finaux.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

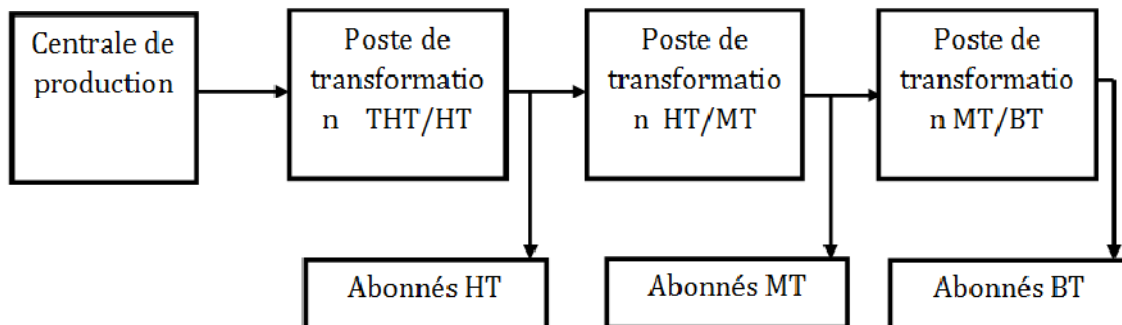


Figure 1.6: schéma d'un réseau électrique

I.3.1 Différentes structures du réseau électrique :

Il existe 3 structures basées sur les qualités de service :

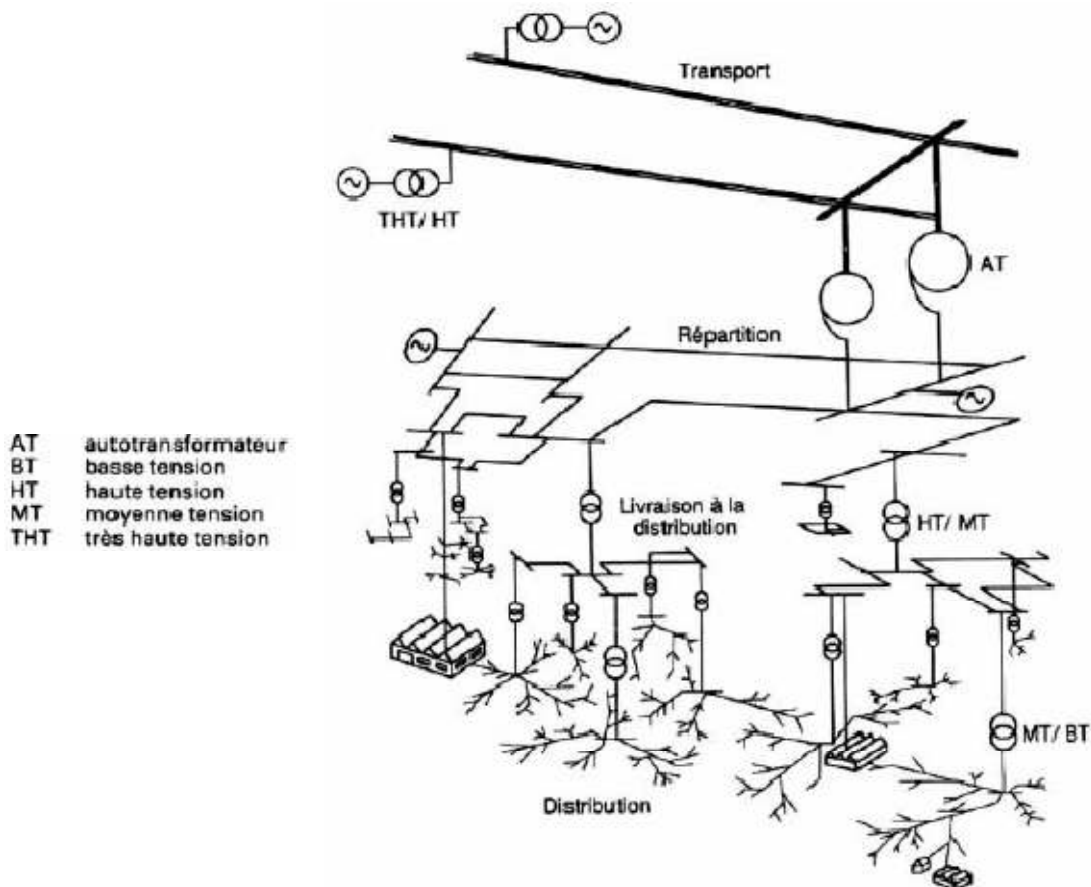


Figure1.7 :Hiérarchisation d'un réseau électrique

1. Réseau à structure radiale :

C'est une structure ultra simple dont le schéma unifilaire est une arborescence, à l'origine se trouve un poste (HT/MT) relié à des réseaux de répartition constitués de postes (MT/BT) qui assure la distribution de l'énergie électrique.

Parmi les avantages de ce type de réseau c'est qu'il est extra simple à étudier et à construire, en cas de défaut il suffit d'ouvrir l'appareille de protection placé en tête de ligne, ainsi dans toutes les branches. L'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon simple, donc par un matériel peut onéreux.

Toutefois, ce genre de réseau présent des lacunes, en effet il provoque une grande chute de tension comparativement à d'autres distributions. De plus, le réseau radial ne peut assurer une bonne continuité de service, du fait qu'un incident ou une coupure entraine la mise hors service du réseau sans aucune possibilité de réalimentation de secoure.

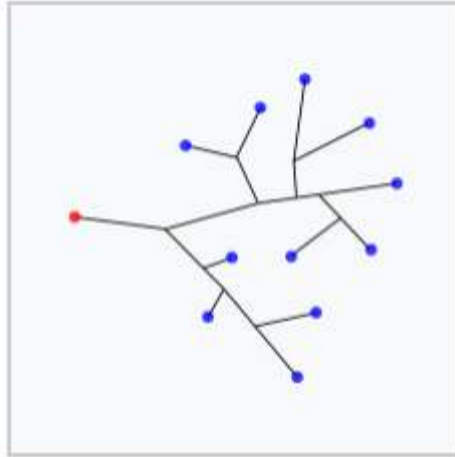


Figure 1.8 :Structure arborescente (radiale)

2. Réseau à structure bouclée :

Une structure bouclée se distingue par l'existence d'un certain nombre de boucles fermées, contenant un nombre limité de sources.

L'avantage principal de ce type de réseau est qu'en cas de défaut d'un élément la continuité de service est toujours assurée, car la mise hors tension d'un tronçon bien défini n'entraîne pas des surcharges inadmissibles pour les autres. Fait du rapport de charge cet est donc de fortes sections.

L'inconvénient de ce type de réseau est lié au coup de réalisation et de sa mise en œuvre qui est très importante sans compter le coup des protections.

3. Réseau à structure maillée :

Les réseaux maillés sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable à la maille d'un filet.

Son inconvénient réside au niveau de l'étude de ce type de réseau qui est très complexe, aussi sa réalisation est plus coûteuse par rapport à d'autres types de réseaux électriques.

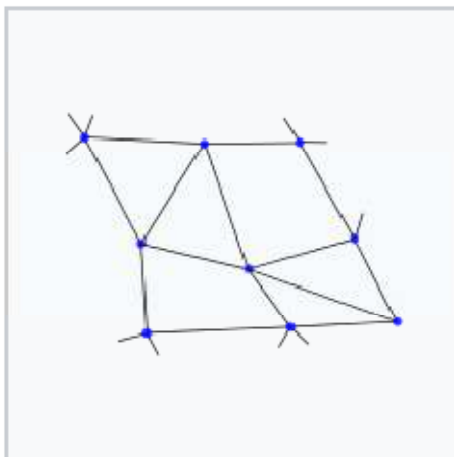


Figure 1.9 :structure maillée

I.4 Les différents réseaux électriques [2] [3]

Le réseau électrique est structuré en plusieurs niveaux, Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener en différentes tension et puissance jusqu'à l'utilisateur final.

I.4.1 Le réseau de transport et d'interconnexion Haute Tension niveau B (HTB)

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée(ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation. Ces lignes parcourent plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de kilomètres et il est possible de les considérer comme les artères principales des réseaux.

La finalité de réseau de transport est triple :

- Une fonction de « transport » dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation.
- Une fonction « d'interconnexion nationale » qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande.
- Une fonction « d'interconnexion internationale » pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

I.4.2 Le réseau de distribution Haute Tension niveau A (HTA)

Les lignes HTA (ou MT) servent à mailler plus finement les gros apports en puissance aux niveaux des diverses régions des territoires. Elles ont des postes de répartition et d'interconnexion d'où partent une multitude de tronçons de plus faible tension et plus faible puissance, en cela elles constituent les artères secondaires des réseaux.

Les réseaux HTA (ou MT) aériens sont majoritaires en zone rurale et semi rurale, sont à structure arborescente. Des automates de réseaux sont installés afin de scinder ou d'isoler des tronçons de réseaux en défauts et d'assurer le bouclage éventuel avec les réseaux limitrophes. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains, la valeur normalisée pour la tension des réseaux HTA est 30 kV.

Tous ces réseaux sont alimentés à partir du transport par des postes sources HTB/HTA (HT/MT), généralement, 60kV.

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation. Ces points de consommation sont :

- Soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique HTA/BT.
- Soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation, tels que les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries...etc.

I.4.3 Le réseau de distribution Basse Tension (BT)

Les lignes BT enfin représentent le maillage le plus fin permettant au consommateur d'être à proximité d'une source d'énergie électrique.

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique.

Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

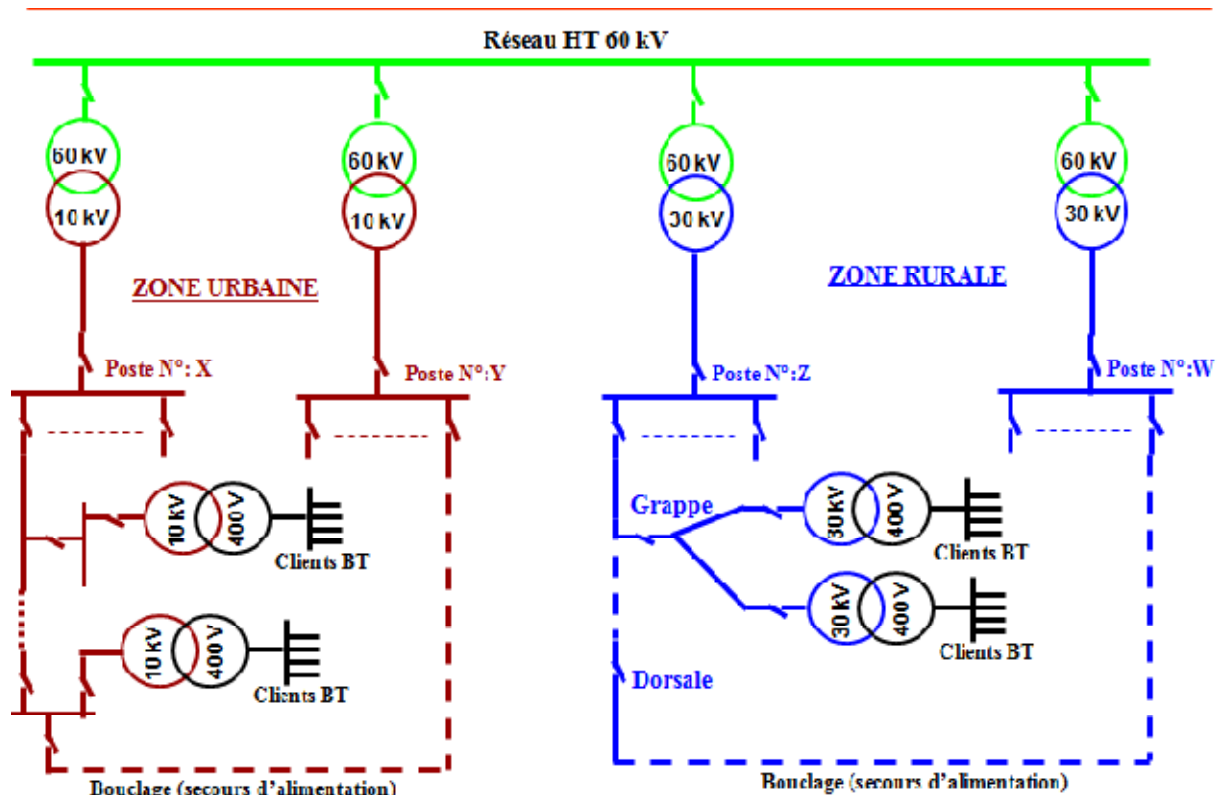


Figure 1.10 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.

I.5 Les postes électriques [2] [3]

I.5.1 Les différents postes électriques

La vocation d'un poste électrique est avant tout d'assurer la transition entre deux niveaux de tension et/ou d'alimenter l'utilisateur final.

Ces postes sont les nœuds du réseau électrique. Ce sont les points de connexion des lignes électriques. Ils peuvent avoir deux finalités :

- L'interconnexion entre les lignes de même niveau de tension : cela permet de répartir l'énergie sur les différentes lignes issues du poste.
- La transformation de l'énergie : les transformateurs permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.

De plus, les postes électriques assurent des fonctions stratégiques :

- **Assurer la protection du réseau** : un système complexe de protection permet qu'un défaut sur un seul ouvrage n'entraîne pas la mise hors tension de nombreux

ouvrages, ce qui risquerait de mettre une vaste zone hors tension. Cette protection est assurée par des capteurs qui fournissent une image de la tension et du courant à des relais de protection, lesquels élaborent des ordres de déclenchement à destination des disjoncteurs.

- **Permettre l'exploitation normale du réseau** : présence de plusieurs jeux de barre et de couplage afin de pouvoir prendre différents schéma électriques.
- **Assurer la surveillance du réseau** : la tension du réseau et l'intensité dans les lignes sont surveillées dans les postes électriques, via des transformateurs de mesure, de tension et de courant.

I.5.1.1 Le poste HTB/HTA

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition HTB et le réseau de distribution HTA.

Sa fonction est d'assurer le passage de la HT (» 100 kV) à la MT (» 10 kV).

La société de distribution de l'électricité et du gaz du centreSDC, exploite les parties HTA d'une dizaine postes HTB/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit.

I.5.1.2 Le poste HTA/HTA

Ce type de poste peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- Assurer le passage entre deux niveaux HTA (MT).

De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs, Ils sont nécessaires dans certaines pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA.

La société de distribution de l'électricité et du gaz du centreSDC, exploite plus de 8 postes HTA/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit.

I.5.1.3 Le poste HTA/BT

C'est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant un seul transformateur HTA/BT dont la puissance est en général inférieure ou égale à 1250 kVA.

I.5.2 Les différents éléments du poste HTB/HTA

B : jeu de barre

TP : transformateur de puissance

Dj : disjoncteur

S : sectionneur

ST : sectionneur mise à la terre

Tc : transformateur de courant

Tt : transformateur de tension

P : parafoudre

- **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 un, deux, voire trois jeux de barres pour une tension donnée.

Les jeux de barres sont typiquement soit des barres plates, soit des tubes.

- **Transformateur de puissance :**

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 »



Figure1.11 : transformateur de puissance

- **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 prédéterminé. 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.



Figure1.12 : disjoncteur de courant

- **Sélectionneur :**

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,



Figure1.13 : sélectionneur

- **Transformateur de courant :**

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de courant 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.



Figure1.14 : transformateur de courant

- **Sélectionneur mise à terre**

Les sectionneurs de mise à la terre sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui grâce à leur mise à la terre empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations



Figure 1.15 : sélectionneur mise à terre

- **Transformateur de tension :**

Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de tension 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 de types, selon leur raccordement :

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

- **Parafoudre**

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter la surtension imposée aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des conducteurs de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance

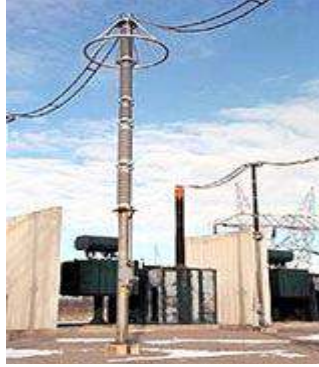


Figure1.16 : parafoudre mise à terre

I.6 Conclusion

A travers les différents points traités précédemment, ce chapitre vise à présenter globalement les réseaux électriques. Nous avons commencé par la description du sujet, la définition des réseaux électriques, ainsi que les types des réseaux qui constitue les différents niveaux de tension.

Nous avons ensuite présenté les différents postes électriques dont on a exposé leurs architectures et qui ont pour rôle de faire la connections, la distribution et transformation de l'énergie électrique d'une haut tension en basse tension, pour enfin arriver au fonctionnement des réseaux électriques qui sont géréset exploités par la téléconduite. Ceci fera l'objet d'une étude dans le prochain chapitre.

Chapitre 2

La Téléconduite des réseaux électriques par le système SCADA.

II.1 Introduction

Aujourd'hui, il ne suffit pas de produire, transporter et consommer l'énergie électrique, mais la protection des réseaux et la sécurité des infrastructures, ainsi que les humains, est prioritaire avant tout, cette tâche est assurée par la télé conduite via un système SCADA.

En général, la télé conduite c'est conduire, exploiter et gérer à distance une installation à partir d'un poste central recevant les télémesures et envoyant les télécommandes. En effet, sans avoir à se déplacer, l'exploitant peut en permanence contrôler et intervenir sur le fonctionnement de son réseau.

II.2 La Téléconduite[2] [4]

La télé conduite est la conduite à distance et en temps réel des ouvrages (réseaux électriques, poste électrique, ...), à partir de poste de commande (centre de conduite) ou est installé le système SCADA, situé généralement loin des organes de manœuvre, pour celui de la filiale du groupe Sonelgaz SDC ce centre est situé à Boulevard 20 mètres , et il permet de conduire plus de 3 postes entre HTB/HTA et HTA/HTA et plus de 8 postes entre HTA/BT et sectionneurs aériens.

Chaque départ, arrivée et couplage des étages MT des postes HTB/HTA sont équipés d'une protection numérique, qui fait interface entre les différents organes de coupure et capteurs de mesure d'un côté et via les RTU's avec le système SCADA de l'autre côté.

En effet le dispatcher ou bien l'opérateur au centre de conduite peut agir sur les organes de manœuvre d'un poste ou bien du réseau électrique, comme les disjoncteurs avec une simple clique sur une fenêtre d'un poste opérateur (pc).

Un ensemble d'informations, mesures et événements relatifs au fonctionnement des postes et des réseaux électriques sont envoyés en temps réel par des automates (RTU's) via un réseaux de télécommunication et ils sont affichés sur des postes opérateurs pour traitement et analyse par les agents qui assure la conduite du réseau électrique 7/7 jours et 24/24 heures , pour action éventuelle par commande à distance ou bien l'envoi des équipes pour rétablir la situation normale de fonctionnement dans la cas d'incidents.

La conduite du réseau électrique à distance, est assurée par un système de conduite

(SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition) qui englobe les fonctions suivantes :

- Commander les organes de coupure (Disjoncteurs, Sectionneur) - Télécommande.
- Connaitre l'état de ces organes – Télésurveillance.

- Mesurer certaines grandeurs (Tension, Intensité, Fréquence) – Télémessure.
- Communiquer les informations – Télécommunication.

Ces fonctions peuvent se répartir en deux groupes liés au sens de transmission entre l'exploitant et le réseau :

- Télésurveillance, des appareils (postes électriques) vers l'exploitant.
- Télécommande, de l'exploitant vers les appareils (postes électriques).

II.3 La Télésurveillance

Aujourd'hui, la télésurveillance a la capacité d'analyser et de faire la synthèse des Informations reçues afin de fournir automatiquement et en continu toutes les informations nécessaires pour conduire le réseau en temps réel. Elle regroupe toutes les signalisations du réseau comme le déclenchement ou l'enclenchement éventuel des appareils, la mesure des consommations instantanées ou pondérées dans les différentes parties du réseau électrique, et toute autre information permettant de connaître l'état réel du réseau.

La partie surveillance recueille en permanence tous les signaux en provenance du procédé et de la commande, reconstitue l'état réel du système commandé, et fait toutes les inférences nécessaires pour produire les données utilisées pour dresser des historiques de fonctionnement

La partie surveillance d'un superviseur a pour objectifs :

- La détection d'un fonctionnement anormal.
- La recherche des causes et conséquences d'un fonctionnement non prévu ou non contrôlé.
- La modification des modèles utilisés pendant le fonctionnement prévu pour revenir à ce fonctionnement : changement de la commande, réinitialisations,etc.

En particulier les images synoptiques sont créées en fonction de l'installation réelle et des besoins de l'exploitant. De plus, elles sont animées en temps réel.

Ainsi l'exploitant peut visualiser :

- les schémas d'exploitation (réseau électrique, poste, ...etc.).
- les états de l'installation (positions des appareils, ...).
- les valeurs des grandeurs d'exploitation (courants, tensions, puissances, ...).
- le contenu détaillé des alarmes, avec leur chronologie d'apparition.

II.4 La Télécommande

La commande à distance de l'ouverture ou de la fermeture des appareils de puissance est l'exemple élémentaire de la télécommande. L'application pratique se fait par les interrupteurs et les disjoncteurs HTA télécommandés.

Les ordres de télécommande doivent être exécutés avec la garantie de grande fiabilité sureté du succès. Cette garantie peut être obtenue par l'utilisation d'un réseau de communication permettant de disposer des informations nécessaires en temps réel. Ainsi un ordre de manœuvre d'un appareil (ex : disjoncteur) HTA est transmis via une télécommande double **TCD3** (Télécommande Double), afin d'augmenter la précision de transmission d'information et il est confirmé par le retour d'une télésignalisation double **TSD4** (Télésignalisation Double).

Le rôle de la commande est de faire exécuter un ensemble d'opérations au procédé en fixant des consignes de fonctionnement qui agissent directement sur les actionneurs du procédé pour assurer :

- le fonctionnement en l'absence de défaillance.
- la reprise ou gestion des modes.
- les traitements d'urgence.
- une partie de la maintenance corrective.

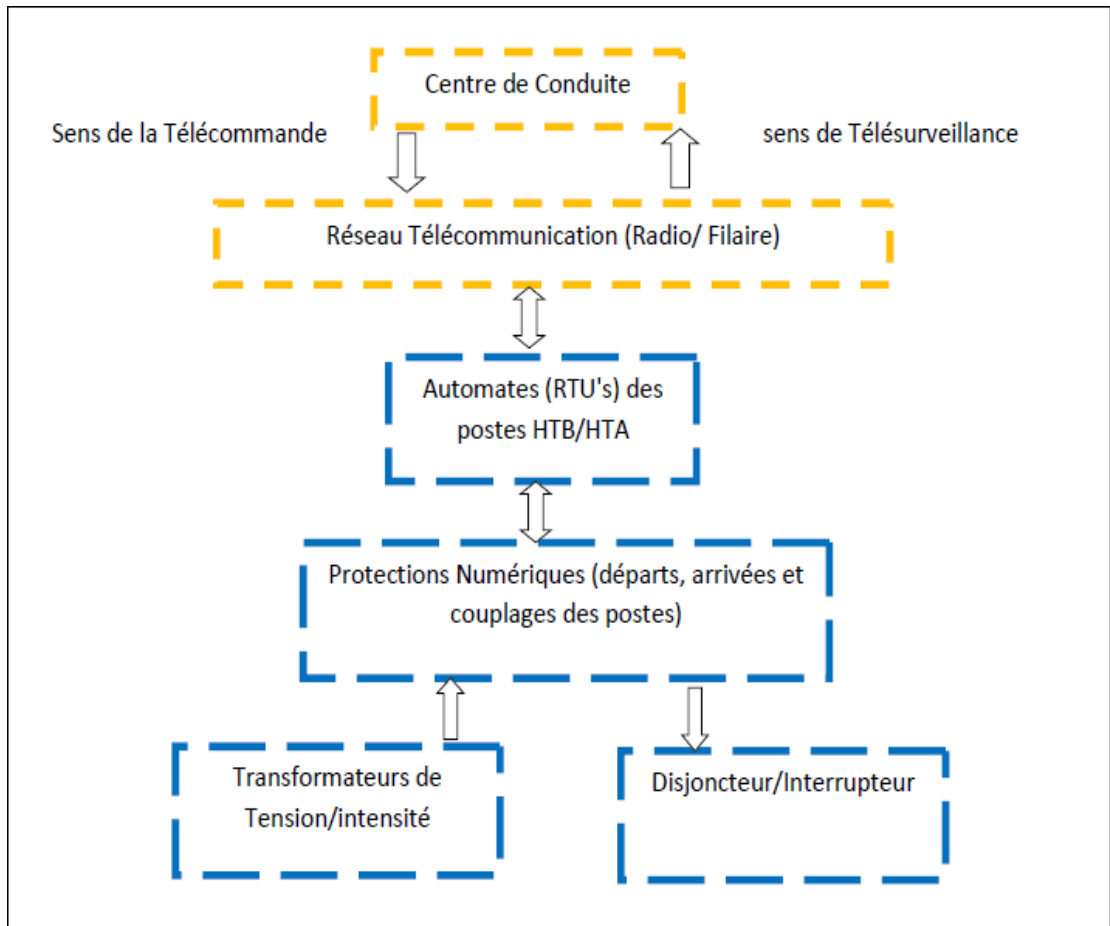


Figure 2.1 : Schéma fonctionnel de Tel éconduite

II.5 Les défauts qui surviennent dans un réseau électrique

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un réseau électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension et de l'intensité qui sont à l'origine de ces perturbations.

II.5.1 Les courts-circuits

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

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

- Les courts-circuits monophasés à la terre.

- Les courts-circuits biphasés à la terre où isolés.
- Les courts-circuits triphasés à la terre où isolés.

Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique.

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

II.5.2 Les surtensions

On distingue différents types de surtension telle que :

- **Les surtensions de manœuvres** : les déclenchements et enclenchements des équipements engendre des surtensions à front long de crête comprise entre 20 et 5000 μ s.
- **Les surtensions de foudre** : Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies et la destruction des équipements électriques.
- **Surtensions de commutation** : Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des commutations de machines de grande puissance. Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions. Il existe de même d'autres processus capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

II.5.3 Les surcharges

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

II.5.4 Les déséquilibres

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

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

II.6 Les systèmes de protection des réseaux électrique

II.6.1 Les systèmes Automatisé

II.6.1.1 Définition d'un système automatisé

Un système automatisé ou automatique est un système mécanique réalisant une opération et capable de faire une action sans présence humain et dont son réglage se fait à travers des programmes.

Le but d'un système automatisé est de réaliser des taches complexes ou dangereuses pour l'homme, effectuer des taches pénibles ou répétitives ou encore gagner en efficacité et en précision.

L'énergie nécessaire à la transformation du produit est fournie par une source extérieure, le constituant automate (communication Homme-Machine) dirige la succession des opérations. L'homme surveille le système et peut dialoguer avec lui par l'intermédiaire du pupitre

II.6.1.2 Décomposition du système automatisé

Les systèmes automatisés se composent à la base de deux parties principales en relation avec d'autres parties pour assurer le fonctionnement de systèmes et l'interaction entre les parties.

- Partie commande (PC)

On peut dire que c'est le cerveau du système qui gère le fonctionnement du système automatisé tout en assurant le pilotage et la coordination entre les actionneurs de la partie opérative.

- Partie opérative (PO)

Elle consomme l'énergie (électrique, pneumatique ou hydraulique) nécessaire pour faire une action.

- Pupitre

Permet le dialogue entre l'opérateur et la partie commande. L'opérateur envoie des consignes et reçoit des informations visuelles.

- Eléments d'interfaces

Entre la partie commande et la partie opérative, on trouve les éléments d'une interface pour assurer le dialogue entre les deux parties, On distingue deux organes :

Pré-actionneur : distribue l'énergie disponible à l'actionneur.

Le capteur : détecter un phénomène physique et de rendre compte de ce phénomène à Pc.

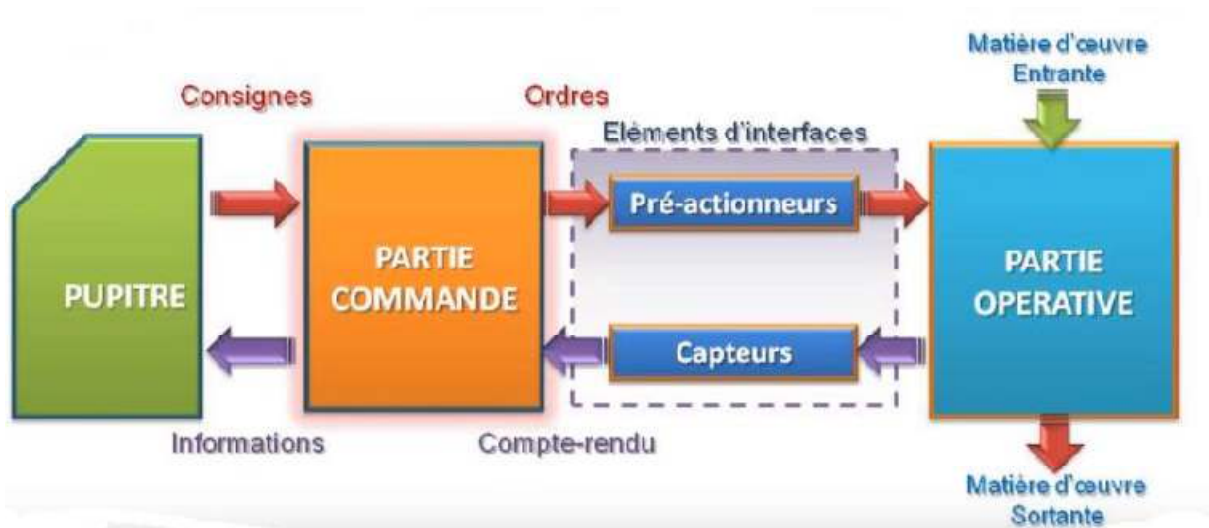


Figure 2.2 structure général d'un système automatisé

II.6.1.3 Objectif du système automatisé :

Tout système a un objectif. Dans ce cas précis, son rôle est de :

- Réduit les couts et délai de production, simplifier le travail humain,
- Eliminer la tache pénible et répétitive,
- Augmenté la productivité et améliore la qualité,
- Réduit es risque de travaille et augmenté la sécurité,
- Economie la matière première et là l'énergie,

- Maintenir la qualité.

II.6.1.4 Avantages et inconvénients du système automatisé

- **Avantage**

- Sécurité,
- Précision,
- Réduction du cout de fabrication,
- Flexibilité et rapidité,
- Amélioration des conditions de travail,
- Augmentation de la productivité.

- **Inconvénients**

- Panne,
- Consommation d'énergies,
- Cout et délai de formation des personnes plus qualifiées,
- Cout de maintenance,
- Incidence sur l'emploi (licenciement –chômage),
- Investissement pour l'achat de machine.

II.6.2 Protection des réseaux électriques

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection 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 disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations pour être exploité par le superviseur au centre de conduite

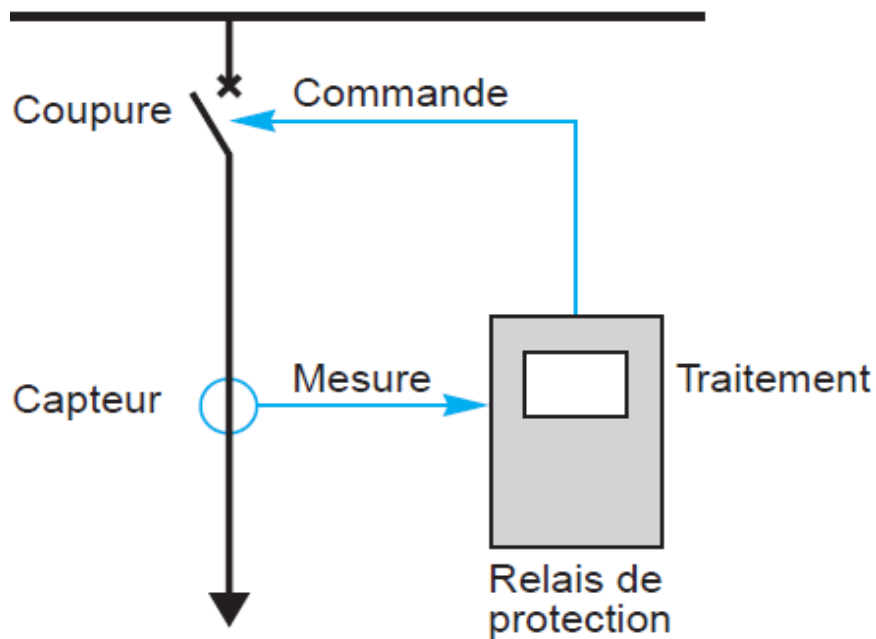


Figure 2.3 :Elément constituant les protections du réseau électrique

Elles doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres : architecture du réseau, régime de neutre, courant de court-circuit. Une étude réseau est donc nécessaire. La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, différentes méthodes existent pour la réaliser. Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs (transformateurs de mesure), des relais, des automates et des disjoncteurs formant une cellule d'un poste HTB/HTA. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes.

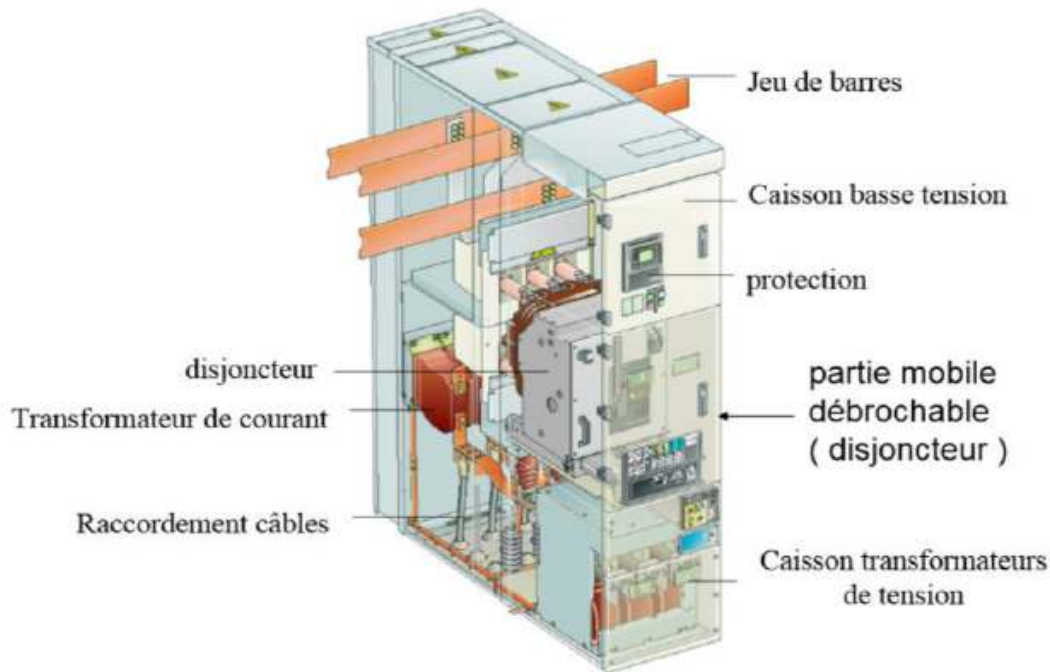


Figure 2.4 : cellule d'un poste HTB/HTA

Un défaut, selon qu'il disparaît naturellement ou par le fonctionnement des protections, est dit :

- Défaut auto-extincteur : lorsqu'il disparaît de lui-même (sans le déclenchement des protections) en une durée généralement inférieure à une centaine de ms.
- Défaut fugitif : lorsqu'il nécessite le fonctionnement des protections et est éliminé par une mise hors tension d'environ 0,3 sec (cycle rapide).
- Défaut semi-permanent : lorsqu'il nécessite un temps d'ouverture plus long (cycle de ré-enclenchement Lent).
- Défaut intermittent : lorsqu'il se répète à intervalles rapprochés (cas d'un court-circuit dû au balancement de conducteurs ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent).
- Défaut évolutif : cas d'un défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé.

II.6.3 Le rôle d'un système de protection

Rôle principale des protections est de :

- Détecter la présence d'un défaut.

- Identifier le départ concerné par le défaut.
- Commander les organes de coupure (Disjoncteur) dont l'ouverture conduira à isoler le départ en défaut par rapport au reste du réseau.

II.6.4 Les relais de protection

II.6.4.1 Définition des relais de protection

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

On distingue trois types de relais de protection électrique, les relais électromécaniques, les relais statiques et relais de protection numérique, pour les deux premiers ils ne sont plus utilisés dans le réseau HTB/HTA de SDC, ils ont été tous remplacés par les relais de protection numérique, dans le cadre d'automatisation du réseau électrique.

Dans notre étude nous allons nous intéresser uniquement aux relais de protection numérique, puisque elles sont les plus modernes et jouent un rôle important dans le système SCADA dédié pour les réseaux électriques.

II.6.4.2 Les Relais de protection numériques

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

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure d'intensité et de tension, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils

sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

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

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, (surtension, surintensité,...).
- Le traitement et le stockage de données.
- Interfaçage avec les automates (RTU's).
- L'enregistrement des perturbations du réseau.
- Le diagnostic sur l'état des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.).

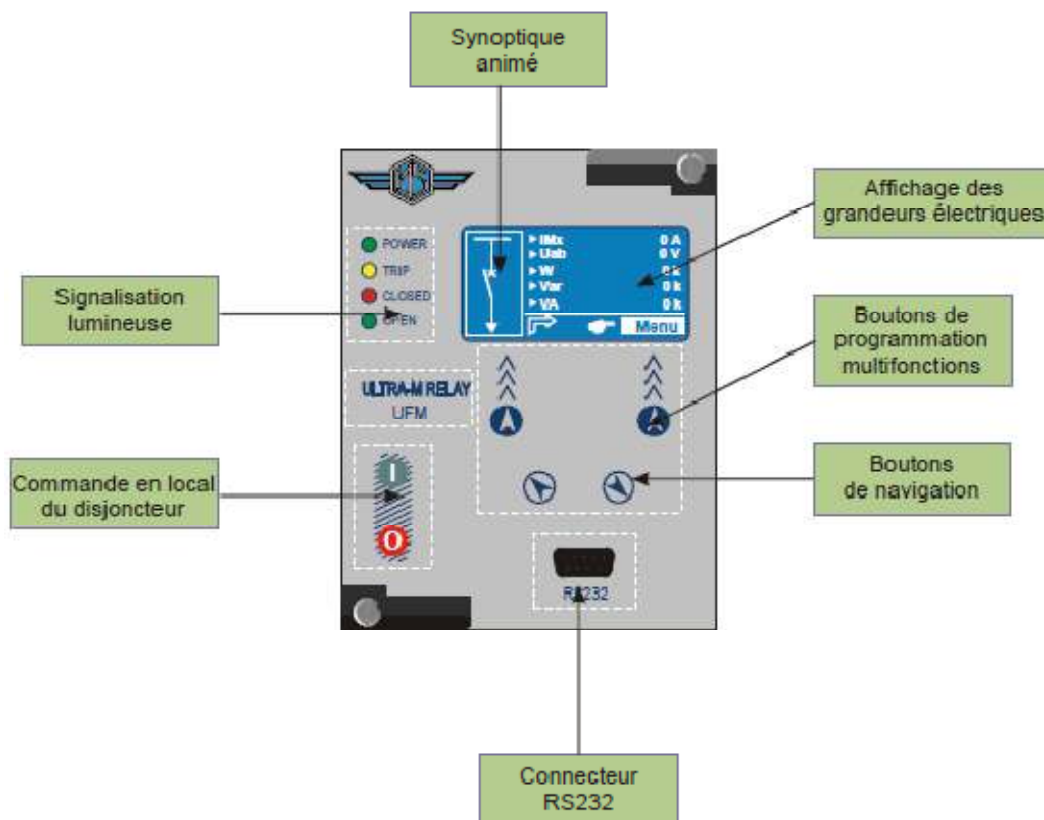


Figure 2.5 : Relais de protection numérique

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement.

Les liaisons séries dont dispose ces protections permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commandant au niveau local et central.

Les différentes protections d'un poste électrique peuvent être interconnecté via des liaisons série RS232/485 ou bien par des liaisons en fibre optique en utilisant un réseau LAN à base de Switch pour être connecter à des RTU's, qui font interface avec le système SCADA.

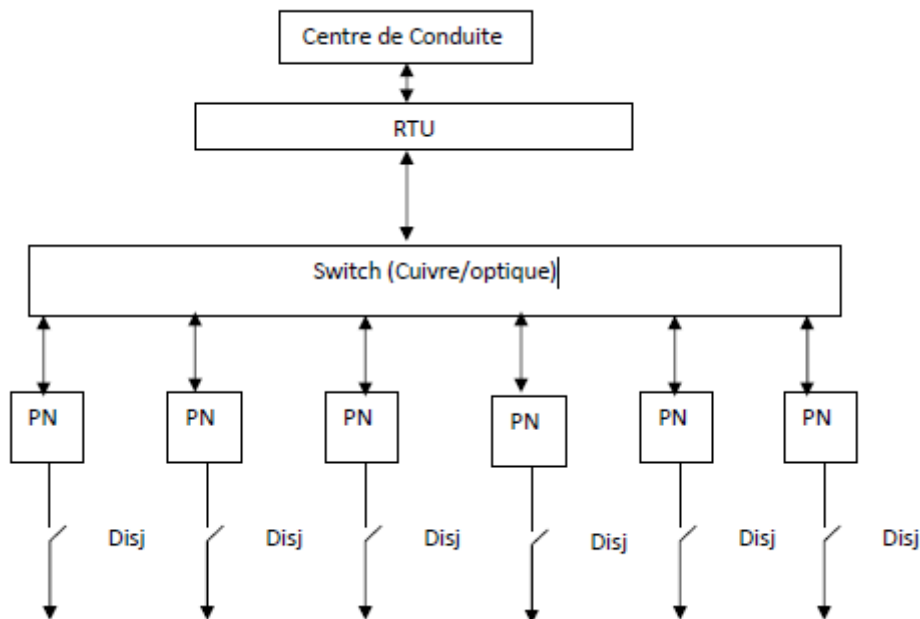


Figure 2.6 : Liaisons entre les protections numériques, RTU et le système SCADA

II.6.4.3 Principes de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau, chaque départ, arrivée et coulage d'un poste est équipé d'une telle protection.

En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases.
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension.
- Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage.
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant.

- Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent.

Une protection électrique se doit de posséder les qualités suivantes :

- **Rapidité** : la protection élimine rapidement le défaut (décision en 20 ms, coupure après 70 à 100 ms). Le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même, auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs.
- **Sureté** : la protection déclenche lors d'un défaut, on la mesure en nombre de défaillances sur commande.
- **Sécurité** : la protection ne déclenche pas de manière intempestive.
- **Fiabilité** : elle combine les notions de sureté et de sécurité.
- **Sélectivité** : Elle consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut (ligne départ ou arrivée), jeu de barre, transformateur,..) et seulement celle-ci.
- **Sensibilité** : la protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.
- **Disponibilité** : la protection doit toujours être en opération et conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce à au moins deux types de protections différentes (principe de redondance) : celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantanée, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisée et de protection de secours.

II.7 Les organes de coupure électrique[6] [7]

II.7.1 Les Disjoncteurs

Un 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 et connecté et déconnecté une partie du réseau. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique. Sa principale caractéristique par rapport au fusible est qu'il est réarma blé (il est prévu pour ne subir aucune avarie lors de son fonctionnement).



Figure 2.7 : disjoncteur d'une cellule d'un départ d'un poste HTA

Le disjoncteur à réenclenchement automatique (recloser) : Ce dispositif ouvre le circuit lors de l'apparition d'un défaut et le referme après un délai compris entre une fraction de seconde et quelques secondes, deux ou trois fois selon l'ajustement des dispositifs de commande interne. Si le défaut ne disparaît pas après ces tentatives, le disjoncteur ouvre le circuit en permanence et une équipe de réparation doit aller sur les lieux pour le réarmer.

II.7.2 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. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties. Le sectionneur, à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur, n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement en aval pour éviter une ouverture en

charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture.

II.8 Les transformateurs de mesure [5] [8]

II.8.1 Le transformateur de tension (TT)

Le rôle principal d'un transformateur de tension est de permettre à la protection numérique de lire les valeurs de tension du réseau HTA en la faisant rabaisser à une centaine de volts. Branchés au primaire (dizaine de kV) sur le réseau HTA, le transformateur délivre au secondaire une valeur de tension réduite (centaine de volt) proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés.

Ils sont constitués d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. Ils sont de deux types, selon leur raccordement :

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

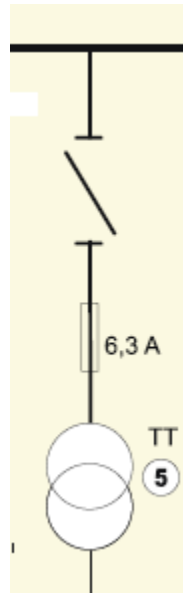


Figure 2.8 : schéma fonctionnelle d'un transformateur de tension

II.8.2 Le transformateur de courant (TC)

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information sur le courant des trois phases aux «relais » de protection et/ou de mesure et les protéger. Pour cela, ils doivent

délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant.

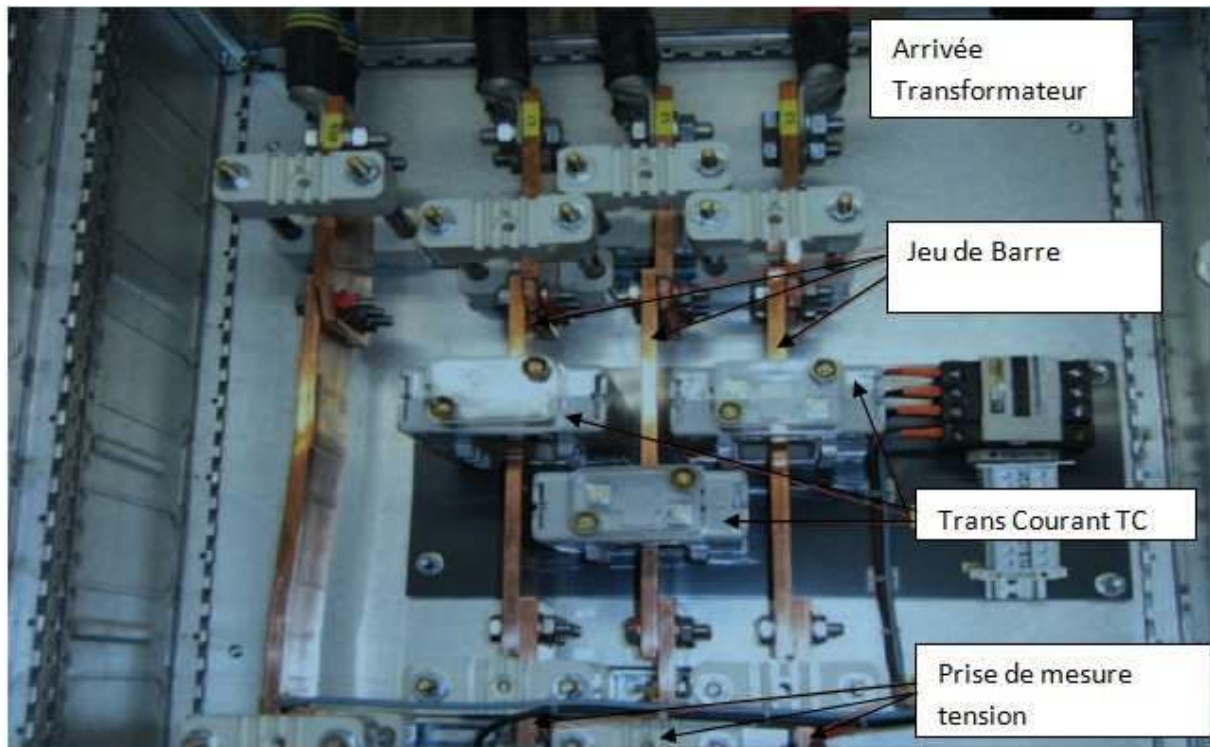


Figure 2.9 : transformateur de courant d'une cellule d'arrivée

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy-silice.

L'appareil est de type :

- bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique.
- traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation.
- tore : primaire constitué par un câble isolé.

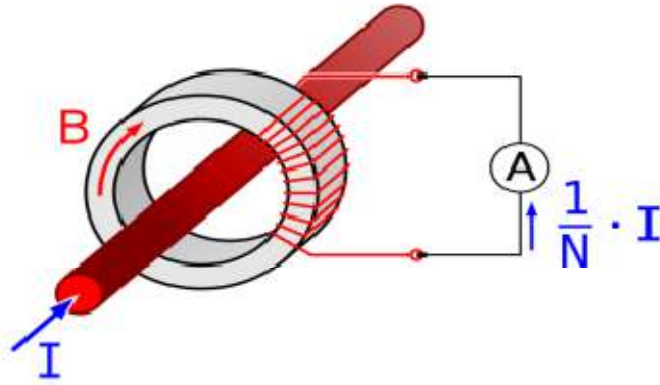


Figure 2.10 : schéma fonctionnelle d'un TC

II.9 Objectif de la téléconduite

L'objectif à attendre est de permettre un fonctionnement optimal de l'ensemble du système électrique du point de vue économique, de la qualité et de la sécurité de l'alimentation électrique.

Les objectifs peuvent être divisés en quatre groupes équilibrés en importance :

1- Qualité

- Fourniture continue.
- Amélioré service client.

2- Economie

- Optimisation de l'exploitation.
- Minimisation des pertes.
- Planification du développement du réseau télécommandé.
- Maintenance.

3- Sécurité

- Employés (exploitant).
- Publique (consommateur).
- Environnement.

4- Sûretés

- Détection rapide des pannes.
- Restauration rapide du réseau électrique.

II.10 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation de la télé conduite, par ces différentes structures, ainsi que les systèmes de protection numériques.

On a vu que La protection des réseaux électriques nécessite l'utilisation de nombreux éléments telle que les relais numérique, les organes de coupure électrique (sectionneurs et disjoncteurs) ainsi que les transformateur de mesure.

L'association de ces outils techniques et les éléments de protections permettent la surveillance et la commande pour répondre à n'importe quelle situation défavorable

La conduite s'effectue depuis des centres de conduite régionaux ou nationaux. Ceux-ci disposent d'un système de téléconduite appelé SCADA qui est le sujet de notre prochain chapitre.

Chapitre 3

Le système SCADA de SDC

III.1 Introduction

Dans notre étude nous allons nous intéresser au système SCADA qui permet la Téléconduite du réseau de moyenne tension HTA et basse tension BT de la société de distribution de l'électricité et de Gaz du centre "SDC".

La SDC a en charge la responsabilité des réseaux de distribution du centre, est engagée depuis quelques années dans le renouvellement des systèmes de conduite de ces réseaux, la dernière opération d'automatisation de son réseau électrique moyenne et basse tension remonte au début des années 2000, avec l'acquisition d'un nouveau système SCADA.

III.2 Définition du système SCADA [9]

Le système **SCADA** en Anglais, **S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition est un système d'acquisition et de contrôle de données, et permet la télégestion à grande échelle et de traiter en temps réel un grand nombre de télémessures et de contrôler à distance des installations techniques, exemple pour commander la génération, la transmission et la distribution d'énergie électrique, les canalisations de gaz et de pétrole, et d'autres protocoles industriels.

Le système SCADA collecte des données de divers appareils d'une quelconque installation, puis transmet ces données via des RTU's à un ordinateur central ou serveur central, que ce soit proche ou éloigné, qui alors contrôle et supervise l'installation, ce dernier est subordonné par d'autres postes d'opérateurs qui fournit une interface graphique représentant les installations et les informations relatives. Le système permet aussi l'archivage et l'interprétation de données sous la forme de courbes de tendances. Ces archives peuvent être conservées sur les serveurs d'archivage à des fins de statistiques.

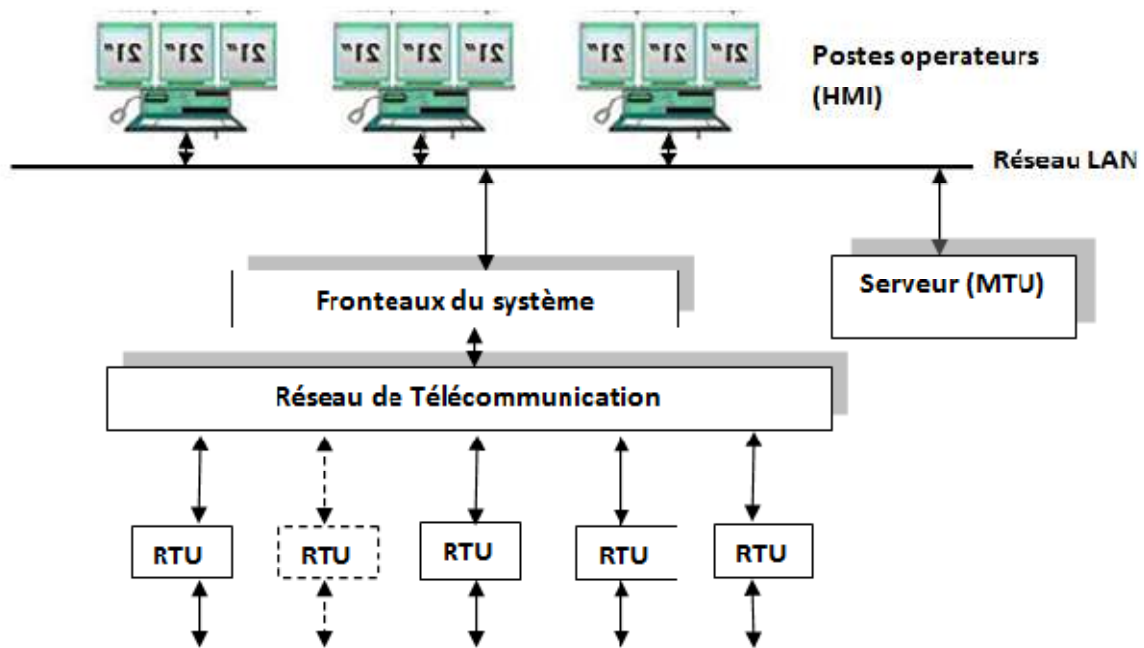


Figure 3.1 : schéma général d'un système SCADA

Un système SCADA, est généralement composé des sous-systèmes suivants :

- Un système de supervision et contrôle informatique, faisant l'acquisition des données des processus et envoyant des commandes (consignes) aux processus.
- Des unités terminales distantes (RTU's) reliant les capteurs convertissant les signaux en flux de données numériques et envoyant les données numériques au système de supervision.
- Des automates programmables industriels utilisés sur le terrain pour leur versatilité et flexibilité due à leur capacité d'être configurables.
- Une interface homme-machine qui présente les données à un opérateur humain et qui lui permet de superviser et commander les processus.
- Les frontaux de communication.
- Une infrastructure de communication, reliant le système de supervision et contrôle aux éléments terminaux.
- Divers instruments d'analyse et de mesure.

III.3 L'Architecture fonctionnel du système SCADA[4] [10]

III.3.1 Architecture matérielle

L'architecture générale du centre de conduite principale (CCP) est basée sur le principe Client/serveur ou bien maître/esclaves et une technologie de 64 bits, permettant de greffer d'autres équipements et applications.

Au niveau de chaque centre de conduite, on trouve deux serveurs pour l'exploitation du réseau, un principal et l'autre de secours (en hot stand-by). Tous les serveurs sont reliés entre eux, dans un même site, en réseau local LAN dédoublé et en réseau à caractère (WAN).

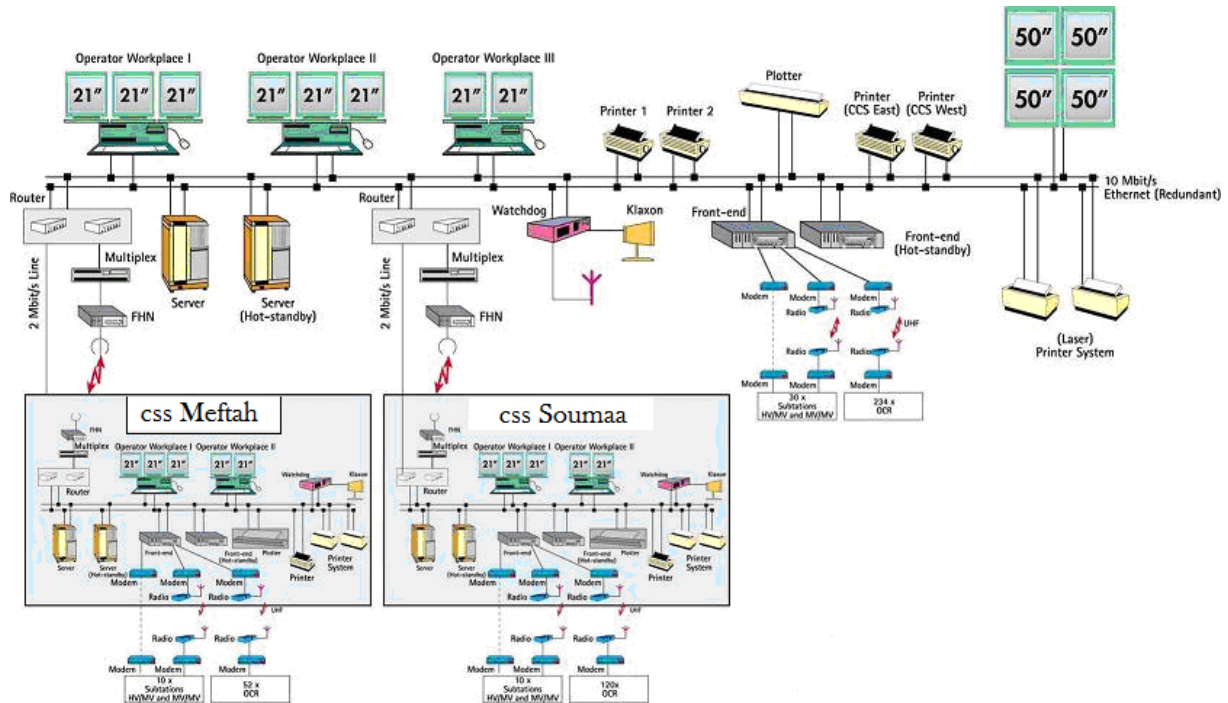


Figure 3.2 : Architecture matérielle d'un système SCADA

Chacun de ces composants (Serveurs, frontaux de communication, postes opérateurs, imprimantes, Watch dog, ...) est identifié dans la base de données (partie système).

Leurs états correspondants sont acquis (cartes d'entrées / sorties sur Watch dog qui joue le rôle aussi d'un RTU local) et mis à jours régulièrement.

Ces états sont dynamiques dans le synoptique représentant l'architecture matérielle du système (Autocontrôle).

L'auto surveillance est assurée par un « chien de garde » (Watch dog) basé sur un PC industriel qui s'informe en permanence de l'état des composants du système (les processeurs, les équipements de communication, les différents postes asservis, l'alimentation électrique de secours).

Le frontal de communication est un équipement dédoublé, basé sur un PC industriel, destiné à assurer les échanges d'informations entre tous types de postes asservis (RTU's) et les centres de conduite

III.3.2 Architecture logicielle

Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) est la nouvelle génération d'Interface Homme Machine et de Superviseur natif 64 bits, caractérisée par une ergonomie moderne et puissante.

C'est un produit capable de répondre aux normes de fiabilité et de performance de l'industrie temps réel. toutes les solutions dont on a besoin dans un seul logiciel.

Le logiciel d'interface homme/procédé SCADA fournit à la fois des vues graphiques de l'état des terminaux à distance et leurs historiques d'alarmes. Il permet de visualiser l'ensemble des données du procédé et d'intervenir à distance sur les machines, il génère des rapports d'exploitation et de contrôle de données environnementales. Il archive la synthèse des données dans ses bases d'historiques.

En plus l'interface graphique doit faciliter aux opérateurs toute ces taches citées, l'HMI du SCADA est très important pour le bon déroulement de la procédure d'aide à la décision, il est le seul point d'interaction entre l'opérateur et les algorithmes d'aide à la décision. Ainsi, il aide l'opérateur dans sa tâche d'interprétation et de prise de décision, en lui offrant une très bonne visibilité sur l'état et l'évolution de l'installation, avec l'affichage en différentes couleurs des résidus, des alarmes et des propositions sur l'action à entreprendre.

III.3.2.1 Le serveur central (SCADA)

Le serveur central qui peut être composé d'une ou plusieurs stations, représente le cerveau du système : Il traite les flux de données envoyés de ou vers les RTU's, il extrait et classifie les informations pour les archiver ou les présenter aux opérateurs à travers une interface homme-machine HMI adaptée. Sur les systèmes récents, ces interfaces sont généralement des interfaces graphiques accessibles par l'utilisation des stations opérateurs connecté au serveur central par un réseau LAN ou WAN.

Au début, chaque fournisseur de système SCADA avait sa propre configuration matérielle et logiciel incompatible en grande partie avec les systèmes des autres fournisseurs. Cela rend les utilisateurs de ces systèmes dépendants aux premiers fournisseurs à chaque expansion. D'un autre part, avec l'augmentation de l'utilisation des systèmes informatiques, l'exploitation des données justes obtenues en temps réel dans d'autres applications a eu une grande importance.

Ces deux raisons ont accéléré l'apparition des standards de communication.

Les postes opérateurs sont généralement des stations terminales connectés et gérés par le serveur central : Le serveur central agit en tant que serveur d'interface homme machine HMI (Humain Machine Interface) adaptée permettant un accès facile au système, et les terminaux opérateurs sont des clients qui demandent et envoient l'information suite à la demande et l'action des opérateurs.

L'un des plus importants paramètres valorisant les systèmes SCADA est son interface homme machine. Une bonne HMI doit permettre l'accès facile et sécurisé aux différents niveaux du système pour son exploitation, sa configuration et sa maintenance, pour cela elle doit être très bien définie, présentée, écrite, vérifiée et testée.

III.3.2.2 Architecture et éléments du SCADA

Chacun une des trois SCADA installées aux trois centres de conduite (principale Blida, secondaire Soumaa et secondaire Meftah) est un système redondant qui fonctionne en 1+1 afin de minimiser les temps d'arrêt du système (équipement en fonctionnement et l'autre en standby), la mise à jour, la synchronisation et le basculement entre l'équipement principal et l'équipement de réserve se fait automatiquement. La Figure représente une prise de la HMI du système SCADA chargé de la téléconduite du réseau électrique de Blida qui montre les équipements composants la partie SCADA de ce système.

Les éléments du SCADA sont :

- **Frontaux de communication** : les frontaux sont des PC redondants sous Windows NT qui jouent le rôle d'interfaçage entre le reste des SCADA (serveurs) et les RTU via le système Télécom, les frontaux gère les communications : ils organisent les messages (trames de données) échangés entre les SCADA et les RTU et gèrent le port de communication d'échange pour chaque liaison en déterminant la liaison télécom la plus stable.

Au niveau du centre de conduite principale de SDC en trouve 05 frontaux de communication, soit 05 PC et chaque frontale est doté d'une dizaine de port série (en RS 232).

- **Les serveurs d'application** : les serveurs sont des ordinateurs puissants redondants sous UNIX qui hébergent les HMI, les archives, les bases de données et l'application principale chargé de gérer les périphériques de visualisation (stations opérateurs implémentes et videowall), de trier et mettre en forme les

informations pour édition sur les bases de données et les fichiers d'archivage et pour l'affichage, de suivre et signaler les mesures dépassant les limites admises, d'envoyer les commandes et de réaliser les calculs de réseau(DMS).

- **Le Watch-dog** : le chien de garde est le PC chargé de la vérification du bon fonctionnement des équipements en marche, de basculer vers les équipements redondants en cas de défaillance et de signaler les défaillances aux opérateurs. Le Watch-dog est relié à un récepteur GPS qui sert dans la synchronisation du système.



Figure 3.3 : Watch-dog d'un CCP

- **Les postes opérateurs** : sont des stations, fonctionnant sous Unix, connectées aux serveurs et permettant aux opérateurs d'exploiter le système. Au niveau de la SDC, chaque poste opérateur est équipé de trois écrans afin de faciliter l'exploitation.
- **Les imprimantes** : sont d'autres périphériques de sortie raccordée au système SCADA utilisées dans l'impression des événements récoltée par le système de téléconduite automatiquement et en temps réel.
- **Réseau LAN** : il est fait à base de Switch, et il permet une interconnexion entre les différents composants de SCADA, serveurs, watch-dog, poste opérateur et frontaux de communication.
- **Réseau WAN** : Il fait à base de routeur, il relie les deux centres de conduite secondaires CCS Meftah et CCS Soumaa au CCP Blida.

III.3.2.3 Unité terminale distante (Remonte terminal unit, RTU)

Un terminal distant (RTU) est un périphérique multifonction utilisé pour la surveillance et le contrôle à distance de divers appareils et systèmes pour l'automatisation. Un RTU est considéré comme un ordinateur autonome, car il possède toutes les parties de base qui, ensemble, définissent un ordinateur : un processeur, une mémoire et un stockage. De ce fait, il peut être utilisé en tant que contrôleur ou contrôleur maître intelligent pour d'autres

périphériques qui, ensemble, automatisent un processus tel que le réseau de distribution électrique, les terminaux distants sont également connus sous le nom d'unités de téléconduite distantes.

Au niveau de chaque poste électrique HTB/HTA et HTA/HTA du réseau de SDA, sont installées une à plusieurs RTU's en fonction de l'architecture du poste, ces RTU's pour leurs majorités sont des PC's industriels fonctionnant sur Windows NT/XP, du constructeur EFACEC qui portent les noms CLP500 et URT500, ces dernières font état d'un maître par rapport aux différentes protections numérique qui sont considérées comme esclaves. Les RTU's font interface via des cartes d'entrées/sorties avec un ensemble de protection numérique installées sur le réseau, afin de récolter les informations relatives au fonctionnement et les mesures de différents paramètres, ils représentent alors les yeux et oreilles des systèmes SCADA, d'une autre part, et aux systèmes de contrôle en produisant les signaux de commande qui permettent d'intervenir à distance, ils représentent alors les mains du système.

Cependant, afin de pouvoir exploiter toutes les informations envoyées de ou vers ces installations, les données sont organisées sous forme de flux (trames de données), qui seront à leur tour traduites à une forme compatible avec le langage utilisé par le système SCADA.

Les RTU's des postes HTB/HTA et HTA/HTA permettent des communications en différents langages qui sont connus sous le nom de protocoles de communication, en effet les RTU's communique avec les protections numérique généralement avec le protocole **MODBUS** ou bien **JBUS** ou autre et avec le système par un autre protocole **IEC 60870-5-101**, **IEC 60870-5-104** ou autre.

Les protections numériques font la traduction des signaux électrique issus des capteurs et des appareils de mesure en trames de données correspondantes à l'un des protocoles.

III.3.3 Protocole employé dans un environnement SCADA [13]

Dans le monde réel de la communication d'automatisation de processus de périphérique à périphérique, un dialogue ou une conversation entre des appareils a lieu systématique, dans un nombreux cas, sur différents types de réseau de communication et dans différents langages.

Ce sont ces protocoles ouverts que de nombreux fabricants adaptent d'intégrer facilement leurs produits sur un marché, un protocole ouvert signifie que les spécifications sont publiées et peut être utilisé par quiconque librement ou par License.

Protocoles ouverts sont généralement appuyés par une combinaison de sociétés groupes d'utilisateur, société professionnelle et gouvernement. Cela offre aux utilisateurs un choix beaucoup plus large d'appareils.

Les protocoles de communication dans un environnement SCADA évoluent suite à la nécessité d'envoyer et de recevoir des données jugées critiques généralement pour de longues distances et en temps réel, cette optique a donné naissance de plusieurs protocole qu'on va Développer les plus utilises.

III.3.3.1 Protocole Modbus

Modbus est l'un des composants électroniques industriels utilisés actuellement, le plus ancien et de loin le protocole d'automatisation le plus populaire dans le domaine de

MODBUS est un protocole de communication publié par Modicon en 1979 pour une utilisation avec ses automates programmables. Modbus fournit un langage commun pour que les appareils et équipements puissent communiquer entre eux, par exemple, MODBUS active les périphériques sur un système qui mesure la température et l'humidité connectées sur le même réseau ou communiquer les résultats à un ordinateur de supervision ou à un automate.

Le protocole MODBUS est un protocole de transmission de données régissant le dialogue entre une station "Maitre" et des stations "Esclaves". L'échange Maitre-Esclave s'effectue par l'envoi de trames MODBUS le format de base est le suivant

Champ Adresse	Champ Fonction code	Champ Données de commande	Champ de vérification d'erreur
---------------	---------------------	---------------------------	--------------------------------

Champ Adresse : correspond à l'adresse de la station Esclave destinatrice de la Requête.

Champ Fonction code : c'est la commande de lecture ou d'écriture de données à l'esclave.

Champ Données : si une commande d'écriture a été lancée par le maitre.

Champ de vérification d'erreur : est une valeur créée par le maitre ou l'esclave au début de la transmission ou de la réponse, puis vérifié lorsque le message est reçu pour vérifier que le contenu est correct.

La réponse d'un esclave consiste en des champs confirmant qu'il a reçu à demande, les données à renvoyer et une erreur de vérification des donné.

Aucune erreur ne se produit, la réponse de l'esclave contient les données demandées, si une erreur survient dans la requête de message reçue par l'esclave, ou si l'esclave est incapable d'effectuer l'action demandée, l'esclave retournera un message d'exception en réponse. Le champ de vérification d'erreur du télégramme de l'esclave, permet au maître de confirmer que le contenu du message est valide.

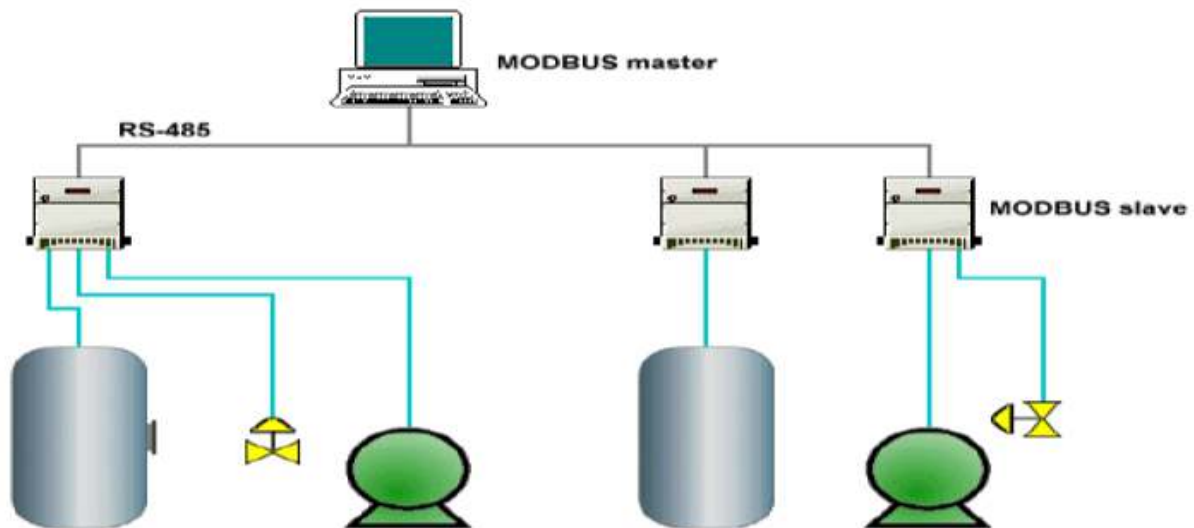


Figure3.3 : communication par le protocole MODBUS

III.3.3.2 Protocole DNP3

C'est un protocole de communication conçu pour le transfert des données et les commandes de contrôle d'un maître à un ou plusieurs dispositifs. DNP3 a été développé par Westronic Inc., en particulier pour une utilisation dans le système SCADA.

Le DNP3 gère une communication en fonction équilibrée ce qui signifie que la station maître et station esclave peuvent faire la transmission d'information. Il est construit sur le profil EPA (Enhanced Performance Architecture) qui est une version simplifiée du modèle OSI (Open System Interconnections). Il comporte 3 couches : Physique, liaison et application. Toutefois, pour permettre la transmission de messages de taille importante (2 kilo-octets ou plus), des Fonctions de segmentation et d'assemblage de données ont été ajoutées. L'ensemble de ces fonctions constitue une pseudo-couche Transport

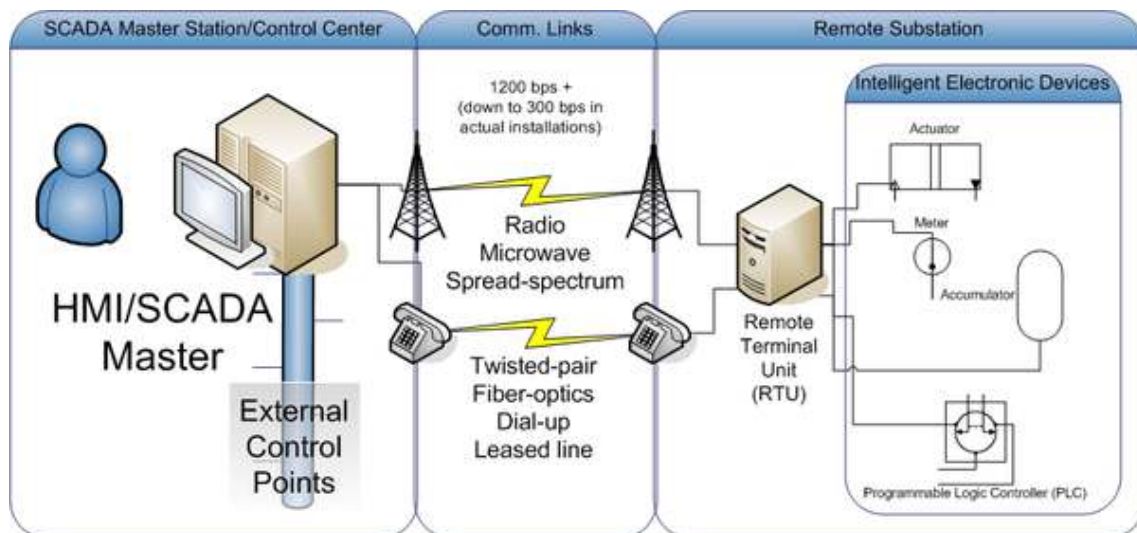


Figure 3.5 : communication par le protocole DNP3

III.3.3.3 Protocole PROFIBUS :

PROFIBUS (process Field bus) est un protocole pour la communication par bus de terrain en automatisation technologique, relie les systèmes d'automatisation et les contrôleurs à des appareils de terrain décentralisés tels que des capteurs, actionneurs et codeurs.

Les réseaux PROFIBUS échangent des données à l'aide d'un seul câble de bus, les utilisateurs peuvent combiner divers types de protocoles PROFIBUS avec propre logiciel et d'autres exigences, résultant en un profil d'application unique. Elle a été développée pour la première fois en 1989 par BMBF puis utilisé par SIEMENS.

PROFIBUS est aussi un protocole de type Maître-esclave comme MODBUS mais avec anneau à jeton supplémentaire qui est un protocole pour permettre à plusieurs maîtres de se connecter. Il peut emprunter trois supports de transmission ou supports physiques.

Le PROFIBUS-DP : utilisé pour faire le fonctionnement du capteur et des actionneurs via un contrôleur centralisé dans une usine de production, Application d'automatisation. Les nombreuses options de diagnostic standard, en particulier, sont centralisées ici. En générale la couleur du câble standard sera violette, mais il peut avec autre couleur.

Le PROFIBUS-PA : c'est le protocole conçu pour processus automatisation. En réalité, PROFIBUS PA est un type de profil d'application PROFIBUS DP. Il normalise le processus de transmission des données mesurée. Il a été conçu spécifique pour une utilisation dans des environnements dangereux.

Le PROFIBUS-FMS : est utilisé pour la communication non déterministe, PROFIBUS : répond à des normes internationales unanimement reconnues. Son architecture repose sur 3 couches inspirées du modèle en 7 couches de l'OSI, la couche 1, physique, décrit les caractéristiques physiques de la transmission. La couche 2, liaison de données, spécifie les règles d'accès au bus. Enfin, la couche 7, application, définit les mécanismes communs utiles aux applications réparties et la signification des informations échangées, la figure suivante représente l'architecture de la communication PROFIBUS.

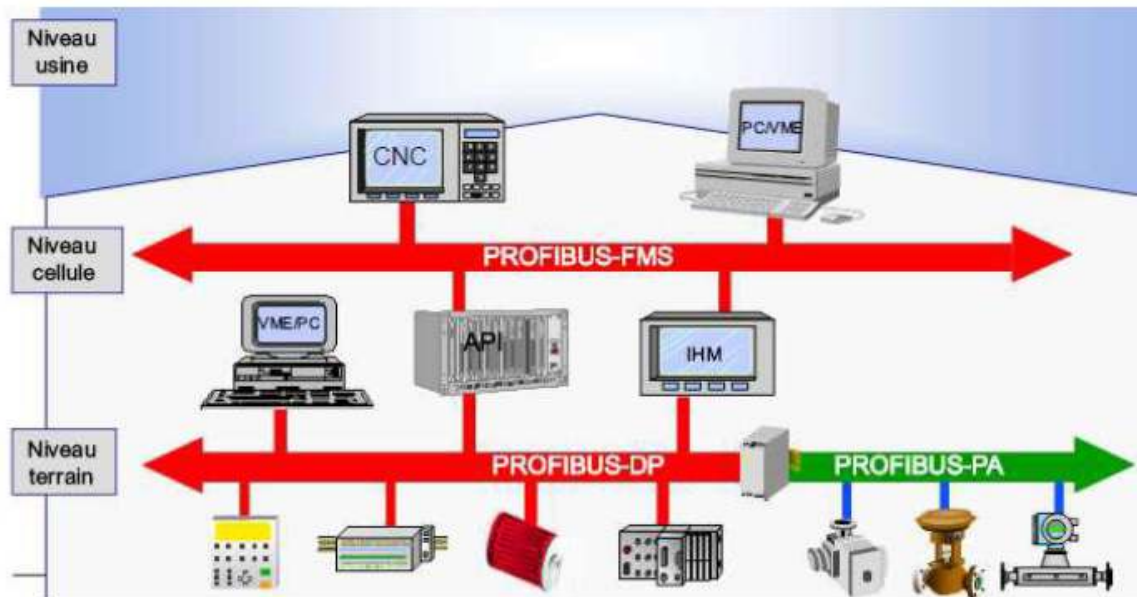


Figure 3.6 : communication par le protocole PROFIBUS

III.3.3.4 IEC 101

La CEI 60870-5-101 [CEI101] est une norme pour la surveillance, le contrôle et les communications associées des systèmes d'alimentation pour la télé commande, la télé protection et les télécommunications associées pour les systèmes d'alimentation électrique. Ceci est entièrement compatible avec les normes CEI 60870-5-1 à CEI 60870-5-5 et utilise une interface de canal de télécommande série asynchrone standard entre DTE et DCE. La norme convient à de multiples configurations comme point à point, étoile, multi points etc.

III.3.4 Le réseau de télécommunication

Le réseau de télécommunication permet l'échange de données entre les différents sites et équipements du système, à savoir :

- Entre les frontaux du Centre de Conduite Principal (BLIDA) et les Centres de Conduite Secondaires, via une liaison en fibre optique d'Algérie télécom.

- Entre les Centres de Conduite et chaque RTU des différents postes HTB/HTA et HTA/HTA via un réseau en fibre optique de GRTE.
- Entre les Centres de Conduite et chaque RTU des différents postes HTA/BT et automates pour réseaux aériens (IAT / IAT-CT) via un réseau UHF données (ultra haute fréquence).

III.3.5 Fonctionnement du système SCADA de SDC dédié pour les postes HTA[4] [11]

Le système SCADA de SDC utilise pour interroger les RTU's des postes HTB/HTA et HTA/HTA, le protocole de communication IEC 60870-5-101 (IEC101). L'interrogation se fait par l'envoi de trames de données normalisées contenant les adresses de chaque destinataire (RTU) et le type d'action demandé.

En effet le système (Maitre) fait des interrogations (un balayage) de l'ensemble des RTU's (esclaves) via ses ports de communication, automatiquement et en permanence. Les informations requises des postes HTB/HTA et HTA/HTA (puissance, intensité, tension, fréquence, état disjoncteur et séquences des événements,...) remonte au système en temps réel.

Pour chaque interrogation du système, une réponse doit être envoyée par la RTU, si non au bout de trois interrogations la communication avec le poste est déclarée défectueuse.

Les manœuvres qui s'effectuent par l'opérateur sur les organes des postes, en envoyant des commandes, correspondent à des trames de données envoyées par le système.

La longueur des trames, varie selon le message et la taille maximale de la trame normalisée est de 255 bit.

Sur chaque port de communication, le système fait une interrogation chaque 500ms et fait une attente de 1000ms pour avoir une réponse de la RTU.

La communication système/RTU se fait en liaisons série asynchrones, et la vitesse de communication est de 9600bit/s, les données sont envoyées en octet avec des bits de control : Bit Start, 8 bit de données, bit de parité et en fin bit de Stop.

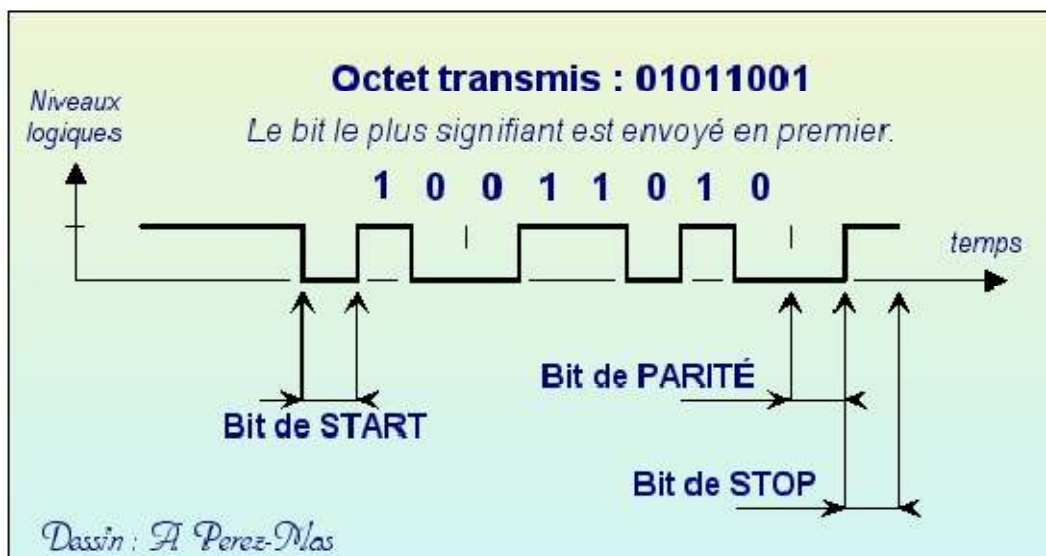


Figure 3.7 : Transmission de donnée en asynchrone

III.3.5.1 Fonctionnement du SCADA en temps réel

La notion du temps réel est très importante et indispensable dans la procédure de surveillance et de supervision en générale, et dans les systèmes SCADA en particulier, elle permet de faire le rafraîchissement des signaux ou bien des données à chaque instant, ce qui permet à l'opérateur de suivre l'évolution de l'état du système ou des installations d'une façon continue.

III.3.6 Les fonctions principales et avantages du logiciel SCADA

- La visualisation des données d'exploitation à travers la totalité des installations.
- L'acquisition, le stockage et l'extraction des données d'exploitation importantes avec les commentaires saisis par l'opérateur.
- La visualisation des tendances en temps réel à partir de données temps réel ou depuis les bases d'archivage.
- L'amélioration de la disponibilité des installations et la fourniture des informations fiables.
- La capture des notifications d'alarme adressées au personnel d'exploitation et de maintenance par message texte ou par voie vocale.
- La génération des rapports d'exploitation et les rapports réglementaires régulièrement.

- La gestion de la sécurité des processus et des procédés à travers l'ensemble des installations et l'administration des authentifications et les habilitations pour l'accès des personnels.

Les avantages des systèmes SCADA en termes d'exploitation sont :

SCADA est conçu spécifiquement pour fonctionner sur des ordinateurs pour le suivie, la supervision et le contrôle des installations distante.

Parmi les avantages du SCADA, on retrouve :

- Le suivi de près du système, voire l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine.
- Information en temps réel correspondent à l'état des dispositifs, mesures, etc... .
- Contrôle à distance des stations, le diagnostic et la maintenance.
- Le suivi de près du système, voire l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine et s'il y aurait une perte de performance, une alarme se déclenchera d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.
- Capacité à exécuter des programmes sur différents dispositifs de surveillance d'une installation, en évitant la nécessité d'une surveillance humaine continue.
- Agissant directement sur le processus par un ordinateur.
- Affichage des signaux du système, tels que des événements et des alarmes, Produire une alarme lorsqu'une faute se produit et visualise même la Position où se situent la faute et l'élément défectueux.
- Donne plusieurs informations sur le système ainsi aide l'opérateur à prendre la bonne décision, et ne pas se tromper dans son intervention.
- Stockage et affichage des données sous différents formats, notamment sous forme de fichiers Microsoft Excel, afin de faciliter les analyses et les comparaisons.
- L'analyse historique sur les données stockées.
- Diminue les tâches du personnel en les regroupant dans une salle de commande.
- Elimination ou réduction du nombre de visite aux sites éloignés ; avec une interface graphique, on peut suivre l'état de l'installation à chaque instant, ainsi on n'aura pas besoin de faire des visites de contrôle.
- Amélioration de l'efficacité des réglages ce qui permet de prolonger la durée de vie des installations et de réduire les réparations coûteuses.

- Réduction des frais de déplacement : la surveillance à distance, par communication satellitaire bidirectionnelle en quasi-temps réel, des équipements lointains ou inaccessibles permet de réduire les interventions sur site et de réaliser ainsi des économies substantielles pour l'exploitant.

La technologie SCADA fournit plus haut niveau de sécurité, augmente l'efficacité et optimise le temps et les ressources.

III.4 Technique de détection de défaut et localisation

III.4.1 Détection manuelle d'incendie des postes HTA/BT

L'incident sur le réseau souterrain HT est le sujet de notre analyse qui affecte le départ 30kV du BOUFARIK et qui travers les post HTA/BT du réseau.

On veut discuter dans cette partie comment se passe la localisation d'un défaut manuellement entre l'exploitant et le dispatcheur

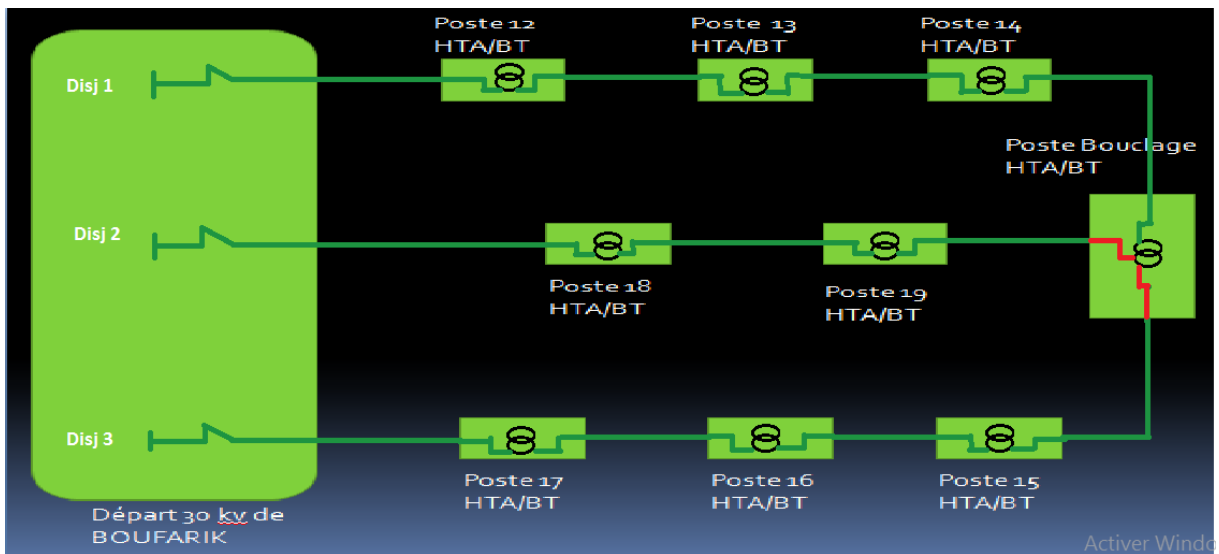


Figure3.8 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche manuelle de défaut)

III.4.1.1 Alarme principal

Alarme sonore et visuelle conduit au déclenchement de disjoncteur 1 de départ 30 KV BOUFARIK dans le centre de conduite et commande (SCADA), Le disjoncteur1 du départ dans ce cas est ouvert.

III.4.1.2 Les manœuvre de tronçonnement

Le manœuvre de tronçonnement considéré l'outil de localisation manuelle de défaut :

1 er manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 12.

2eme manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 13.

3eme manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 14.

4eme manœuvre : fermeture à distance du disjoncteur1 départ 30 KV BOUFARIK et la réception d'une alarme de la fonction fermeture positive.

5eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 12 (fermeture positive).

6eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 13 (fermeture positive).

7eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 14 (fermeture positive).

8eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste bouclage (fermeture négative).

Le disj1 de départ 30 KV BOUFARIK va déclencher une deuxième fois, donc le défaut est avant le poste Bouclage, je rouvres l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste Bouclage, et je ferme le disj1 départ 30 KV BOUFARIK (fermeture positive).

Le dispatcher informe le chef d'exploitation pour la prise en charge de la suite des manœuvres pour désigner un chef de consignation pour exécution les manœuvres manuels et communique avec le dispatcher pour des manœuvres à distance.

Après des manœuvres manuels l'équipe d'exploitation localise le défaut entre le poste 14 et le poste Bouclage.

9eme manœuvre : ouverture manuelle de l'interruptrice cellule départ motorise du poste 14 et de l'arrivée post Bouclage

10eme manœuvre : fermeture manuelle de l'interruptrice cellule départ(A) motorise du poste Bouclage (point d'ouverture entre le départ disj1 et le disj2 de départ 30 KV BOUFARIK).

Après la fine d'intervention de l'équipe de maintenance le chef de consignation demande au dispatcher de reprendre la marche normale des départs.

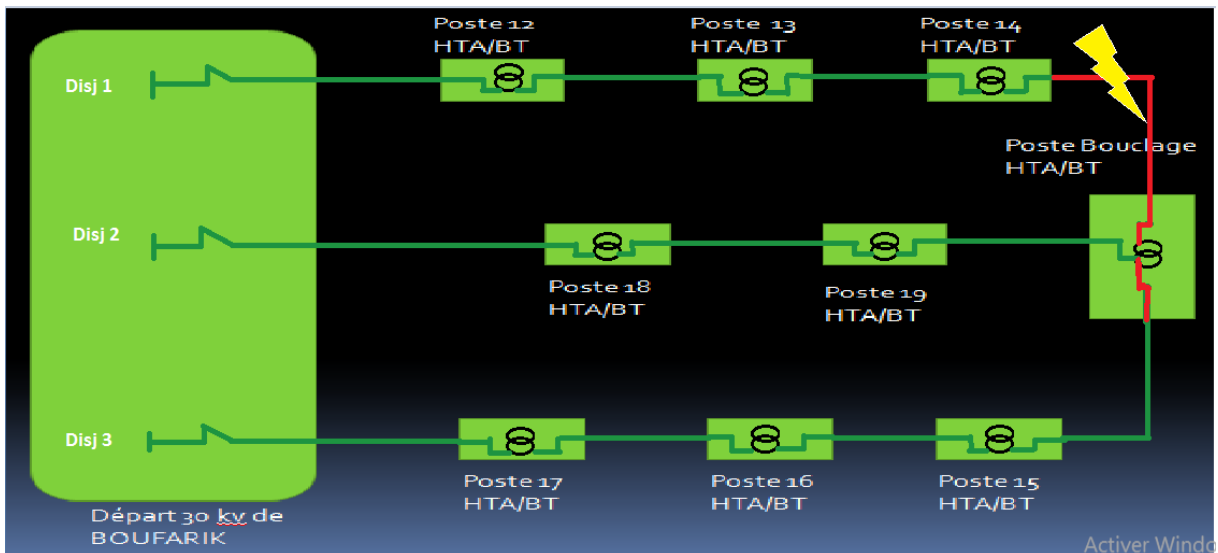


Figure 3.8 : schéma unifilaire d'isolation et de réalimentation d'un réseau 30kv

III.4.2 Détection semi-automatique d'incident des postes HTA/BT

On veut maintenant dans cette partie comment se passe la localisation d'un défaut semi automatiquement entre l'exploitant et le dispatcheur

Cette méthode (détection semi-automatique) est basée sur un capteur de courant placé dans les départs et les arrivées de chaque poste électrique, le but de ce capteur est de donner un signal par une lampe qui représente l'état du poste :

- Lampe ON : un problème est détecté par le capteur avec une ouverture du départ ou l'arrivée
- Lampe OFF : il n'y a pas de problème

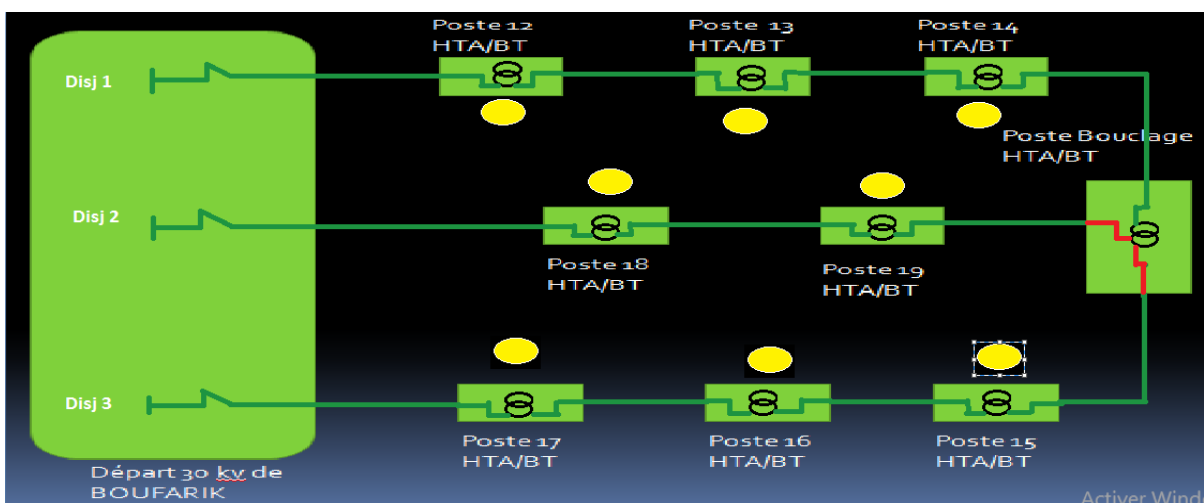


Figure 3.9 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche semi-automatique de défaut)

Pour notre cas l'incendie est entre le poste 14 et le poste Bouclage donc l'équipe de maintenance va passer au départ disj1 du poste BOUFARIK vers le poste Bouclage passant par tous les postes HTA/BT remarquant si la lampe est allumée de chaque poste

III.4.2.1 Alarme principal

Alarme sonore et visuelle conduit au déclenchement de disj1 de départ 30 KV BOUFARIK dans le centre de conduite et commande (SCADA), le disjoncteur de départ principale est ouvert.

Après le déclenchement de départ principale, les agents de maintenances ou le service recherche défaut reçoit une information que le départ BOUFARIK 30KV est déclencher à cause d'une incident, faut trouver donc et localiser le défaut.

L'avantage de localisation semi-automatique est de connaître approximativement l'emplacement des pannes, que les agents de maintenances peuvent remarquer et vérifier en surveillant les lampes placées à l'extérieur du poste.

Dans notre cas, nous pouvons regarder que les lampes du poste 14 et le poste Bouclage est allumées alors la panne est confiné entre eux

III.4.2.2 Les manœuvre de tronçonnement

Le manœuvre de tronçonnement considéré l'outil de localisation semi-automatique de défaut :

1 ère manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule départ motorisé dans le poste 14.

2eme manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste Bouclage.

3eme manœuvre : fermeture à distance du disj1 de départ 30 KV BOUFARIK et la réception d'une alarme de la fonction fermeture positive.

La réalimentation de réseau par le post bouclage comme apparaitre dans la figure suivant

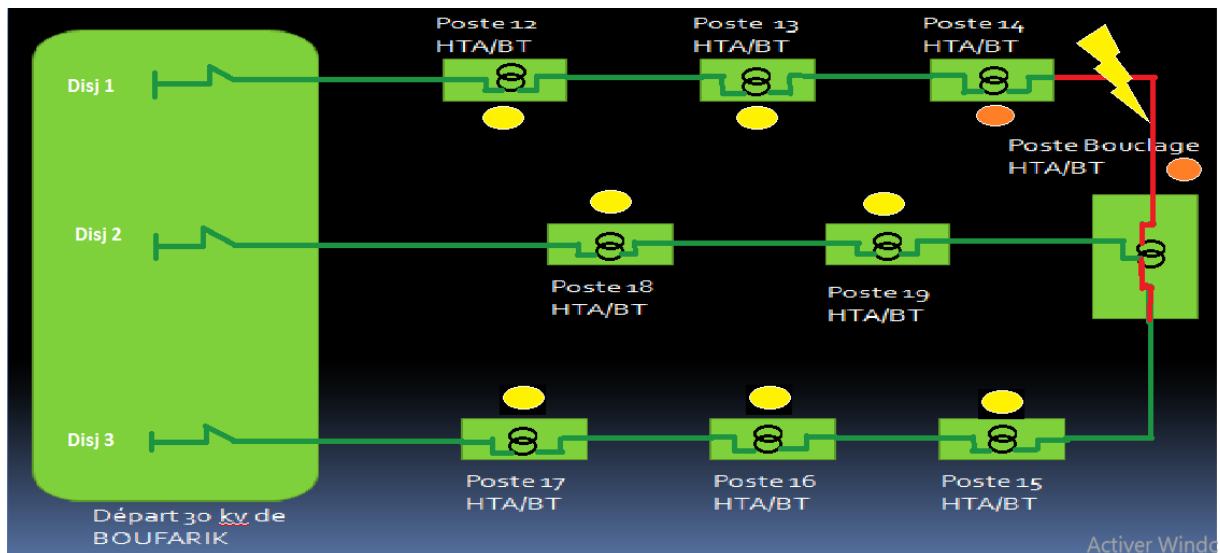


Figure 3.9 :schéma unifilaire d'un exemple d'isolation et réalimentation d'un réseau 30kv

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié et détaillé les principaux éléments constituant le système SCADA à savoir les outils matériels et outils logiciels en détaillant de près les protocoles de communications. Nous avons aussi parlé des principaux avantages et les fonctions du système SCADA

Le système SCADA a démontré qu'il est aujourd'hui de plus en plus ouvert et utilisé dans divers domaines d'application (industriel, éducation, énergétique, etc.), il permet de réaliser une supervision a distance, c'est-à-dire que l'installation à superviser pourrait se trouver a des milliers de kilomètres du poste de pilotage.

Ce logiciel se base sur une architecture client/serveur, qui permet une meilleure communication entre les différents éléments d'une installation, ce type de supervision est très utile pour les industries à hauts risques, telles que les industries chimiques et nucléaires.

On a vu aussi la détection manuelle et la détection semi-automatique, il existe un système pour automatisé les manouvres et optimiser le temps de la coupure par une méthode automatisé intelligente appelé DMS qu'est le sujet de notre prochain chapitre.

Chapitre 4

Le système DMS et La réalisation de la maquette de simulation

IV.1 Introduction

Grace aux dernières innovations apportées dans le domaine de distribution et transport de l'électricité, les exploitants de réseaux disposent d'un plus grand nombre de fonction d'analyse et de commande.

Les réseaux électrique sont des systèmes complexe qui en l'absence d'un système de gestion de l'énergie, ne peuvent pas être exploité de manière efficace et sûr, pour cela l'homme essaie de développer et évoluer nos réseaux de distribution électrique vers des réseaux intelligent.

Avec le système DMS, nous pouvons localiser précisément l'emplacement du défaut. Travailler pour le réalimenter avec l'électricité avec une autre source (départ) après avoir isolé le lieu du dommage jusqu'à ce que le problème soit résolu par les agents de maintenance

On a simulé un fonctionnement du réseau électrique par une maquette représentant plusieurs postes électriques communicant avec le central sous le programme Arduino

IV.2 Problématique

Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, nous connaissons les techniques manuelles et semi-automatiques de détection des défauts, l'application de ces deux méthodes prend du temps, et quand nous voulons dire du temps dans les entreprises c'est de l'argent, et expose également les agents de maintenance en danger

C'est pourquoi il y a le système DMS que SONELGAZ commence à installer pour rendre le réseau, la distribution et le système de transport intelligents et facile à gérer.

Nous pouvons également travailler de manière entièrement automatique pour raccourcir le temps des coupures de courant et éviter les pertes financières et le danger dirigé contre les agents de maintenance

IV.3 Solution proposé

IV.3.1 Détection automatique de défaut (DMS)

IV.3.1.1 Déclanchement

A la présence du incident entre le poste 14 HTA/BT et le poste Bouclage HTA/BT. Le disj1 du départ principale BOUFARIK 30kv va déclencher (ouvrir) automatiquement



Figure 4.1 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

IV.3.1.2 Localisation Automatique

Après le déclenchement du disj1 du départ principale le SCADA-DMS va interroger et collecter les informations de chaque RTU des postes pour tester avec les transformateurs de courant s'il y a un défaut (incident) dans chaque départ dans chaque poste.

Après la confirmation du l'incident par l'arrivée du poste Bouclage HTA/BT, le RTU du poste Bouclage envoie une confirmation pour le SCADA-DMS de la présence de la panne dans le tronçon entre le poste 14 et le poste Bouclage.

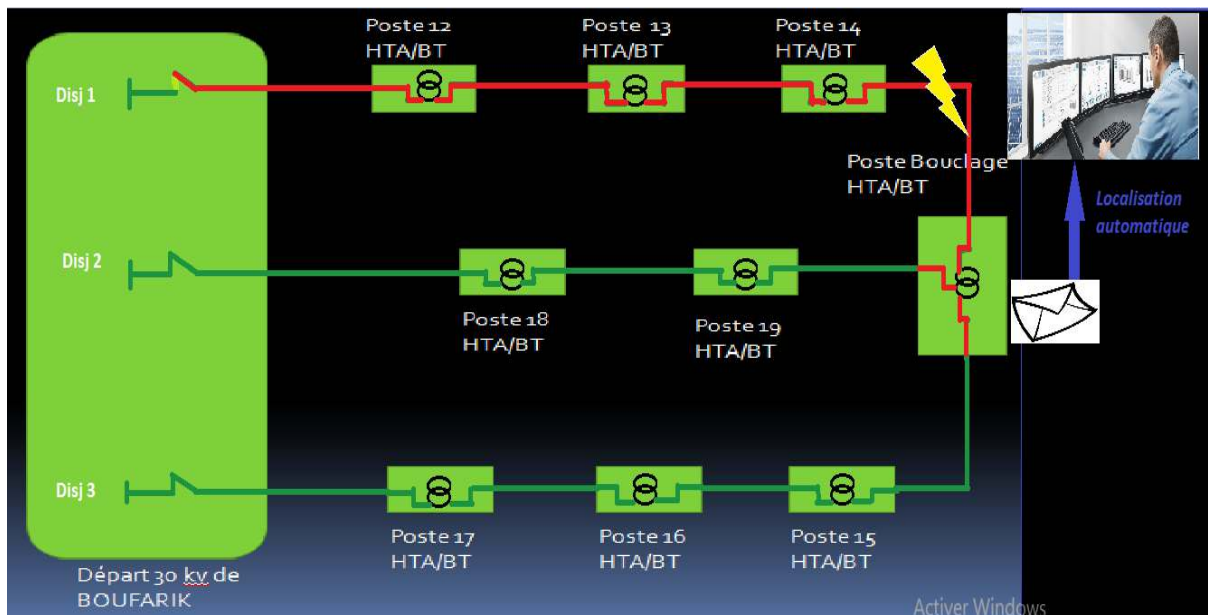


Figure 4.1 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

IV.3.1.3 Isolation de tronçon en panne et réalimentation du réseau

Après la réception de localisation exacte de la panne le SCADA-DMS envoie un ordre d'ouvrir le départ du poste 14 et d'ouvrir l'arrivée du post Bouclage. En suite faire le bouclage entre le disj1 et le disj2 et en fin la réalimentation du réseau (fermeture disj1).

Donc on obtient un tronçon en panne qui est totalement isolé (hors tension) et une réalimentation du notre réseau

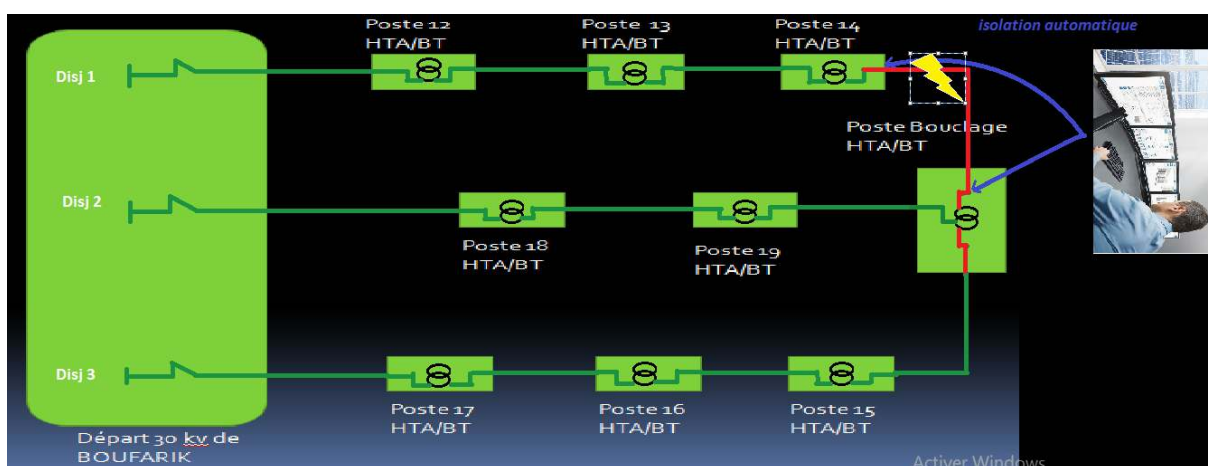


Figure 4.1 : Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

IV.4 Le système DMS

C'est un ensemble complet de fonctions d'aide à la conduite et à l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité dont l'objectif principal est de réduire les durées des interruptions lors d'incidents et de proposer à l'opérateur des reconfigurations du réseau permettant une exploitation optimale des équipements. Contrairement aux systèmes SCADA classique, l'application DMS (Distribution Management System) permet de remplacer les cartes schématisées des réseaux électriques accrochées au mur par l'exploitant par des synoptiques dynamiques visualisés par l'opérateur sur l'écran d'ordinateur. Ces synoptiques contiennent le réseau lignes électriques et les postes électriques.

Le système prend en charge un certain nombre de fonctions de haut niveau qui font appel à un modèle de réseau. Les fonctions de base qui aident à la gestion de la distribution comprennent la mise en valeur sur le schéma des sections d'alimentation connectées. Il y a également des fonctions qui aident à la préparation des programmes de commutation et aux opérations de contrôle automatique en rapport avec des règles de sécurité définies par l'utilisateur. Une autre fonction donne une évaluation rapide des options de reconfiguration des sections d'alimentation après des interruptions. Pour une analyse plus approfondie, il existe un ensemble de fonctions d'analyse électrique pour le réseau de sous-transmission interconnecté haute tension ou pour les sections d'alimentation individuelles.

IV.4.1 L'objectif d'un DMS

- Réduisez les temps de patrouille et de conduite de l'équipage grâce à une meilleure localisation des pannes.
- Réduisez les durées des pannes.
- Donne en temps réel les informations historiques et des prévisions claires et homogènes sur le réseau de distribution
- Améliorer la fiabilité et la vitesse et la précision et des prévisions de panne
- Le choix entre environnements «études» et «exploitation» indépendants.
- La gestion des scénarios.
- La recherche de schémas optimisés.
- Analyse de réseaux : calcul du transit de charges (Power flow) et calcul de court-circuit).
- Management du réseau : modélisation et prévision de charges, optimisation du réseau.

- Planification d'expansion de réseaux de distribution.
- Information statistique.

IV.4.2 Fonctions principale du système DMS

L'une des fonctions principales du système DMS est le remplacement du schéma en tableau mural par un ou plusieurs affichages cartographiques. Ces affichages sont associés à une grande base de données relationnelle dotée d'informations sur les équipements et les connexions. Contrairement aux systèmes d'informations géographiques classiques, les schémas sont stylisés et destinés à un accès rapide et simultané par plusieurs ingénieurs de contrôle.

Les fonctions d'exploitation de réseau sont "les fonctions qui permettent le contrôle et la supervision des installations d'un réseau de distribution ; elles incluent le contrôle, la surveillance, la gestion des pannes et les statistiques d'exploitation.

Les fonctions de planification opérationnelle sont : "les fonctions destinées à définir, préparer et optimiser la suite des opérations nécessaires à l'exécution des travaux de maintenance sur le système» ; elles incluent la simulation de réseau et la programmation des actions de commutateur.

IV.4.3 Fonctionnement du Système SCADA-DMS

Les systèmes SCADA déployant des éléments matériels et logiciels multiples qui permettent aux centres de conduite des réseaux à surveiller et traiter les données interagir avec les éléments et les dispositifs de manœuvre tels que les disjoncteurs, les sectionneurs, les contacteurs et plus, qui sont reliés par IHM (interface homme-machine) logiciel Enregistrer des événements dans un fichier journal.

Dans les architectures SCADA de base, les informations provenant des capteurs ou des entrées manuelles sont envoyés à des automates (les contrôleurs logiques programmables) ou RTU (unités à distance de terminaux), qui envoient ensuite ces informations à des ordinateurs avec des logiciels SCADA. Analyse des logiciels SCADA et affiche les données afin d'aider l'opérateur dans sa tâche d'interprétation et de prise de décision en lui offrant une bonne visibilité pour réduire les défauts et assurant la stabilité de réseau et une alimentation électrique ininterrompue.

IV.5 Réalisation de la maquette de simulation

IV.5.1 Matériel utilisé

IV.5.1.1 Arduino

Arduino est une plate-forme de prototypage d'objets interactifs à usage créatif constituée d'une carte électronique et d'un environnement de programmation. Sans tout connaître ni tout comprendre de l'électronique, cet environnement matériel et logiciel permet à l'utilisateur de formuler ses projets par l'expérimentation directe avec l'aide de nombreuses ressources disponibles en ligne, pont tendu entre le monde réel et le monde numérique, Arduino permet d'étendre les capacités de relations humain/machine ou environnement/machine. Arduino est un projet en source ouverte : la communauté importante d'utilisateurs et de concepteurs permet à chacun de trouver les réponses à ses questions.

IV.5.1.2 Applications

Le système Arduino nous permet de réaliser un grand nombre de choses, qui ont une application dans tous les domaines, nous pouvons donner quelques exemples :

- Contrôler les appareils domestiques
- Faire un jeu de lumières
- Communiquer avec l'ordinateur
- Télécommander un appareil mobile (modélisme) etc.
- Fabriquer votre propre robot.

Avec Arduino, nous allons faire des systèmes électroniques tels qu'une bougie électronique, une calculatrice simplifiée, un synthétiseur, etc. Tous ces systèmes seront conçus avec pour base une carte Arduino et un panel assez large de composants électroniques.

IV.5.1.3 Bonnes raisons de choisir Arduino

Il existe pourtant dans le commerce, une multitude de plateformes qui permettent de faire la même chose, notamment les microcontrôleurs « PIC » du fabricant Micro chip. Nous allons voir pourquoi choisir l'Arduino.

a. Le prix

En vue des performances qu'elles offrent, les cartes Arduino sont relativement peu coûteuses, ce qui est un critère majeur pour le débutant.

b. La liberté

C'est un bien grand mot, mais elle définit de façon assez concise l'esprit de l'Arduino. Elle constitue en elle-même deux choses :

Le logiciel : gratuit et open source, développé en Java, dont la simplicité d'utilisation relève du savoir cliquer sur la souris.

Le matériel : cartes électroniques dont les schémas sont en libre circulation sur internet.

Cette liberté a une condition : le nom « Arduino » ne doit être employé que pour les cartes « officielles ». En somme, vous ne pouvez pas fabriquer votre propre carte sur le modèle Arduino et lui assigner le nom « Arduino ».

Les cartes non officielles, on peut les trouver et les acheter sur Internet et sont pour la quasi-totalité compatibles avec les cartes officielles Arduino.

c. La compatibilité

Le logiciel, tout comme la carte, est compatible sous les plateformes les plus courantes (Windows, Linux et Mac), contrairement aux autres outils de programmation du commerce qui ne sont, en général, compatibles qu'avec Windows.

d. La communauté

La communauté Arduino est impressionnante et le nombre de ressources à son sujet est en constante évolution sur internet. De plus, on trouve les références du langage Arduino ainsi qu'une page complète de tutoriels sur le site arduino.cc (en anglais) et arduino.cc (en français).

IV.5.1.4 Outils Arduino

A présent, rapprochons-nous de « l'utilisation » du système Arduino et voyons comment il se présente. Il est composé de deux choses principales, qui sont : **le matériel** et **le logiciel**. Ces deux outils réunis, il nous sera possible de faire n'importe quelle réalisation.

Le matériel ; Il s'agit d'une carte électronique basée autour d'un microcontrôleur A tmega du fabricant Atmel, dont le prix est relativement bas pour l'étendue possible des applications.

Le logiciel ; Le logiciel va nous permettre de programmer la carte Arduino. Il nous offre une multitude de fonctionnalités.

IV.5.1.5 Types de cartes

Il y a trois types de cartes :

Les dites « officielles » qui sont fabriquées en Italie par le fabricant officiel : Smart Projects

Les dits « compatibles » qui n'est pas fabriqués par Smart Projects, mais qui sont totalement compatibles avec les Arduino officielles.

Les « autres » fabriquées par diverse entreprise et commercialisées sous un nom différent (Freeduino, Seeduino, Femtoduino, ...).

IV.5.1.6 Différentes cartes

Des cartes Arduino il en existe beaucoup : La carte Uno

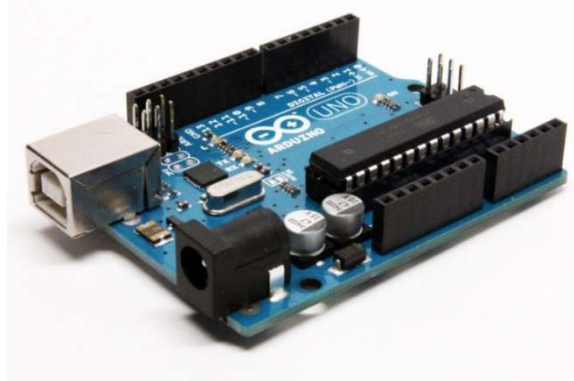


Figure 4.2 : carte arduino Uno

La carte Méga

La carte Arduino Méga est une autre carte qui offre toutes les fonctionnalités des précédentes, mais avec des options en plus.

On retrouve notamment un nombre d'entrées et de sorties plus importantes ainsi que plusieurs liaisons séries.

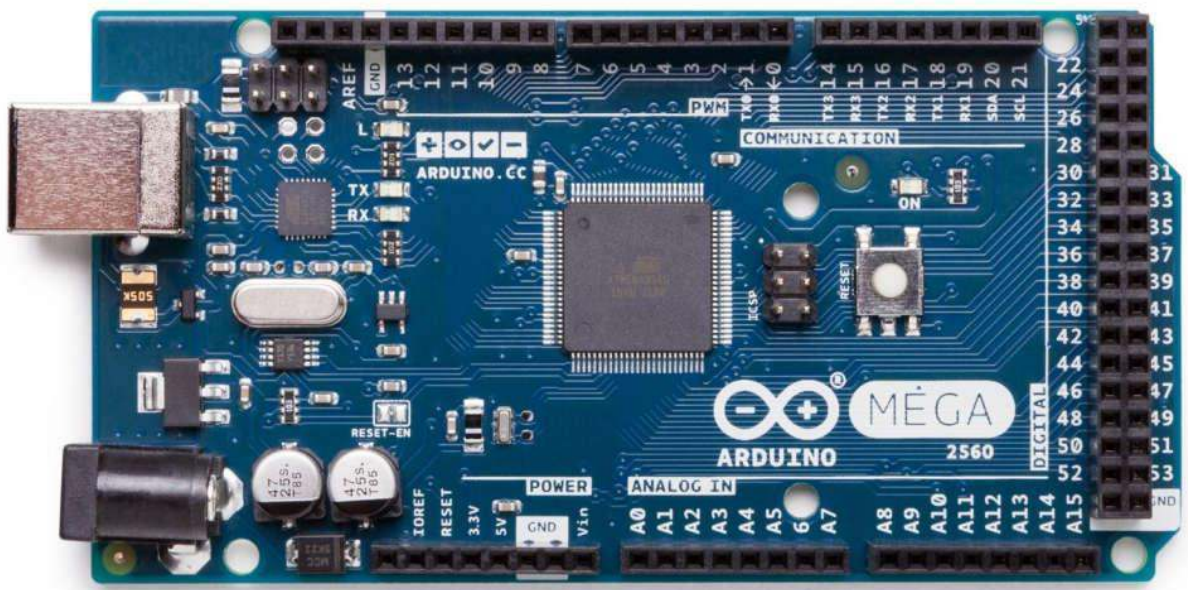


Figure 4.3 : carte Méga2560

IV.5.1.7 Présentation d'Arduino Méga 2560

La carte Arduino repose sur un circuit intégré (un mini-ordinateur appelé également microcontrôleur) associée à des entrées et sorties qui permettent à l'utilisateur de brancher différents types d'éléments externes :

Côté entrées, des capteurs qui collectent des informations sur leur environnement comme la variation de température via une sonde thermique, le mouvement via un détecteur de présence ou un accéléromètre, le contact via un bouton-poussoir, etc.

Côté sorties, des actionneurs qui agissent sur le monde physique telle une petite lampe qui produit de la lumière, un moteur qui actionne un bras articulé, etc. Comme le logiciel Arduino, le circuit électronique de cette plaquette est libre et ses plans sont disponibles sur internet. On peut donc les étudier et créer des dérivés.

Plusieurs constructeurs proposent ainsi différents modèles de circuits électroniques programmables et utilisables avec le logiciel Arduino. Il existe plusieurs variétés de cartes Arduino.

IV.5.1.8 Caractéristiques de l'Arduino Méga 2560

Cette carte dispose :

- de 54 broches numériques d'entrées/sorties (dont 14 peuvent être utilisées en sorties PWM (largeur d'impulsion modulée) ;
- de 16 entrées analogiques (qui peuvent également être utilisées en broches entrées/sorties numériques) ;
- de 4 UART (port série matériel) ;
- d'un quartz 16Mhz ;
- d'une connexion USB ;
- d'un connecteur d'alimentation jack ;
- d'un connecteur ICSP (programmation "in-circuit") ;
- et d'un bouton de réinitialisation (reset) ;

Elle contient tout ce qui est nécessaire pour le fonctionnement du microcontrôleur ; pour pouvoir l'utiliser et se lancer, il suffit simplement de la connecter à un ordinateur à l'aide d'un câble USB (ou de l'alimenter avec un adaptateur secteur ou une pile, mais ceci n'est pas indispensable, l'alimentation étant fournie par le port USB).

IV.5.1.9 Description générale de l'Arduino Méga 2560

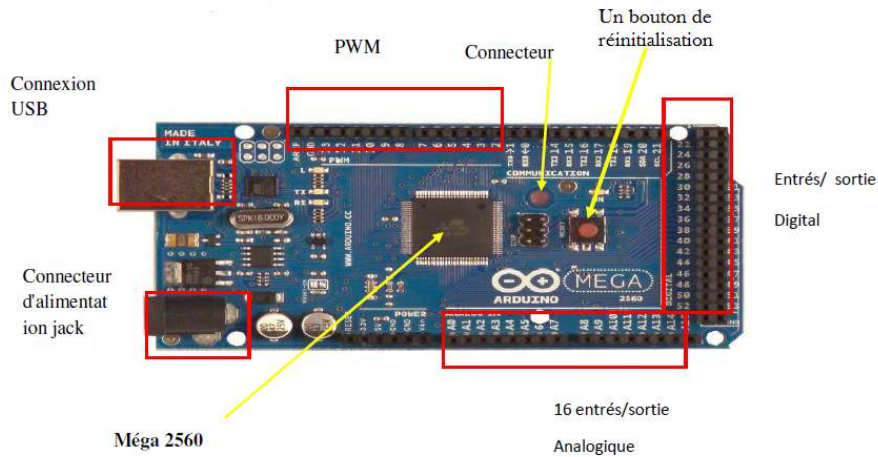


Figure 4.4 : Caractéristiques d'une carte arduino Méga 2560

- Synthèse des caractéristiques

Microcontrôleur	AT Méga2560
Tension de fonctionnement	5V
Tension d'alimentation (recommandée)	7-12V
Tension d'alimentation (limites)	6-20V
Broches E/S numériques	54 (dont 14 disposent d'une sortie PWM)
Broches d'entrées analogiques	16 (utilisables en broches E/S numériques)
Intensité maxi disponible par broche E/S (5V)	40 mA (ATTENTION : 200mA cumulé pour l'ensemble des broches E/S)
Intensité maxi disponible pour la sortie 3.3V	50 Ma
Intensité maxi disponible pour la sortie 5V	Fonction de l'alimentation utilisée - 500 mA max si port USB utilisé seul
Mémoire Programme Flash	256 KB dont 8 KB sont utilisés par le boot loader
Mémoire SRAM (mémoire volatile)	8 KB
Mémoire EEPROM (mémoire non volatile)	4 KB
Vitesse d'horloge	16 MHz

Figure 4.5 : synthèse des caractéristiques

- **Alimentation**

La carte Arduino Méga 2560 peut être alimentée soit via la connexion USB (qui fournit 5V jusqu'à 500mA) ou à l'aide d'une alimentation externe. La source d'alimentation est sélectionnée automatiquement par la carte. L'alimentation externe (non-USB) peut être soit un Adaptateur secteur (pouvant fournir typiquement de 3V à 12V sous 500mA) ou des piles (ou des accus).

L'adaptateur secteur peut être connecté en branchant une prise 2.1mm positif au centre dans le connecteur jack de la carte. Les fils en provenance d'un bloc de piles ou d'accus peuvent être insérés dans les connecteurs des broches de la carte appelées GND (masse ou 0V) et Vin (Tension positive en entrée) du connecteur d'alimentation. La carte peut fonctionner avec une alimentation externe de 6 à 20 volts.

Cependant, si la carte est alimentée avec moins de 7V, la broche 5V pourrait fournir moins de 5V et la carte pourrait être instable. Si on utilise plus de 12V, le régulateur de tension de la carte pourrait chauffer et endommager la carte. Aussi, la plage idéale recommandée pour alimenter la carte Uno est entre 7V et 12V.

- **Mémoire**

L'ATMéga 2560 à 256Ko de mémoire FLASH pour stocker le programme (dont 8Ko également utilisés par le boot loader). L'ATMéga 2560 a également 8 ko de mémoire SRAM (volatile) et 4Ko d'EEPROM (non volatile - mémoire qui peut être lue à l'aide de la librairie EEPROM), pour info ; le boot loader est un programme préprogrammé une fois pour toute dans l'ATMéga et qui permet la communication entre l'ATMéga et le logiciel Arduino via le port USB, notamment lors de chaque programmation de la carte

1 Entrées et sorties numériques

Chacune des 54 broches numériques de la carte Mega peut être utilisée soit comme une entrée numérique, soit comme une sortie numérique, en utilisant les instructions pinMode(), digitalWrite() et digitalRead() du langage Arduino. Ces broches fonctionnent en 5V. Chaque broche peut fournir ou recevoir un maximum de 40mA d'intensité et dispose d'une résistance interne de "rappel au plus" (pull-up) (déconnectée par défaut) de 20-50

KOhms. Cette résistance interne s'active sur une broche en entrée à l'aide de l'instruction `digitalWrite` (broche, HIGH), de plus, certaines broches ont des fonctions spécialisées :

2 Communication Série :

Port Série Serial : 0 (RX) and 1 (TX) ; Port Serie Serial 1 : 19

(RX) and 18 (TX) ; Port Serie Serial 2: 17 (RX) and 16 (TX) ; Port Serie Serial 3 : 15

(RX) and 14 (TX). Utilisées pour recevoir (RX) et transmettre (TX) les données séries de niveau TTL. Les broches 0 (RX) and 1 (TX) sont connectées aux broches correspondantes du circuit intégré ATmega8U2 programmé en convertisseur USBvers- série de la carte, composant qui assure l'interface entre les niveaux TTL et le port USB de l'ordinateur.

3 Interruptions Externes :

Broches 2 (interrupt 0), 3 (interrupt 1), 18 (interrupt 5), 19 (interrupt 4), 20 (interrupt 3), et 21 (interrupt 2). Ces broches peuvent être configurées pour déclencher une interruption sur une valeur basse, sur un front montant ou descendant, ou sur un changement de valeur. Voir l'instruction `attachInterrupt ()` pour plus de détails.

4 Impulsion PWM (largeur d'impulsion modulée) :

Broches 0 à 13 ; fournissent une impulsion PWM 8-bits à l'aide de l'instruction `analogWrite()`.

5 SPI (Interface Série Périphérique) :

Broches 50 (MISO), 51 (MOSI), 52 (SCK), 53(SS) ; ces broches supportent la communication SPI (Interface Série Périphérique) disponible avec la librairie pour communication SPI. Les broches SPI sont également connectées sur le connecteur ICSP qui est mécaniquement compatible avec les cartes

Uno, Duemilanove et Diecimila.

6 I2C :

Broches 20 (SDA) et 21 (SCL) ; supportent les communications de protocole I2C (ou interface TWI (Two Wire Interface - Interface "2 fils"), disponible en utilisant la librairie `Wire/I2C` (ou `TWI - Two-Wire interface - interface "2 fils"`). Noter que ces broches n'ont pas le même emplacement que sur les cartes Uno, Duemilanove ou Diecimila.

7 LED : Broche 13 ;

Il y a une LED incluse dans la carte connectée à la broche 13. Lorsque la broche est au niveau HAUT, la LED est allumée, lorsque la broche est au niveau BAS, la LED est éteinte.

- **Principaux fonctionnements**

Les principales fonctionnalités de l'interface de l'application Arduino vous permet de créer et éditer un programme (appelé sketch) qui sera compilé puis téléversé sur la carte Arduino. Ainsi, lorsque vous apportez des changements sur le code, ces changements ne seront effectifs qu'une fois le programme téléversé sur la carte. Il est à noter que ce manuel fait référence à la version en anglais de ce logiciel puisqu'elle comporte habituellement des mises à jour plus récentes que la version en français.

Que les non-anglophones se rassurent : le nombre réduit de fonctionnalités et l'utilisation d'icônes rendent l'interface du logiciel simple d'utilisation.

- **Fenêtre générale de l'application Arduino**

La fenêtre de l'application Arduino comporte les éléments suivants :

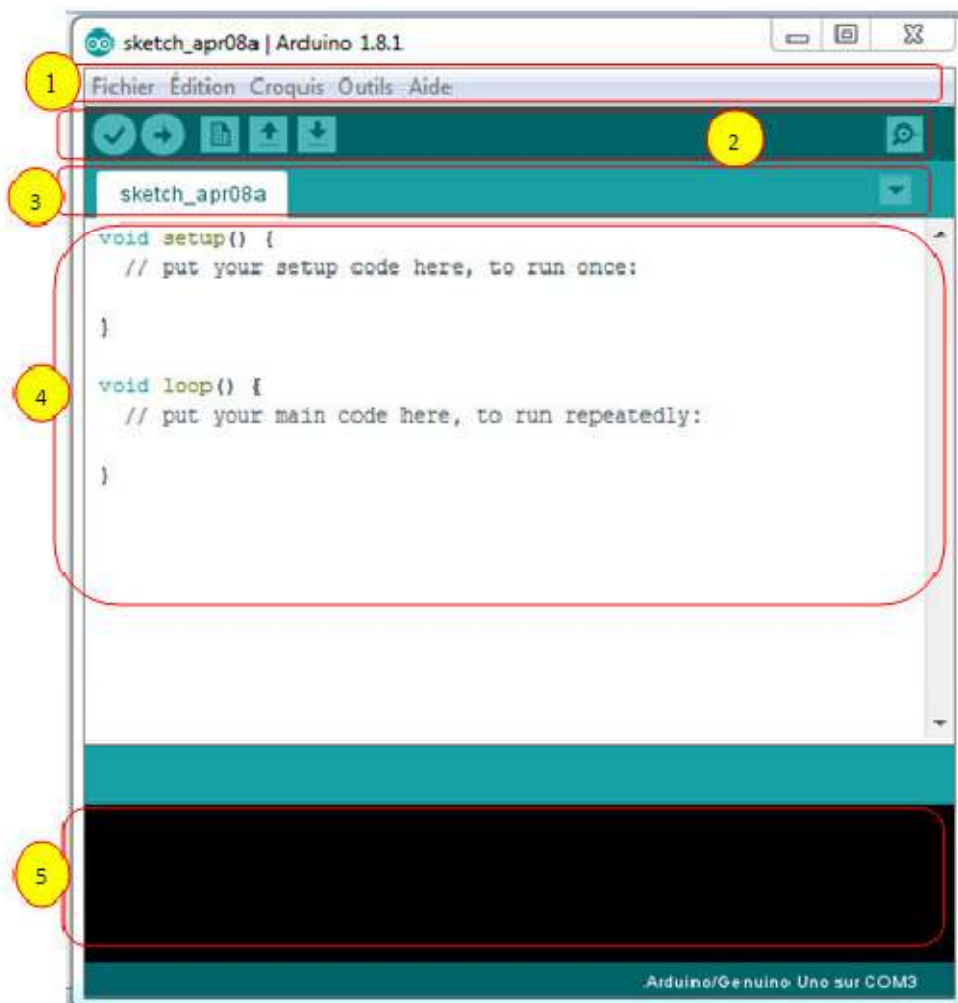


Figure 4.6 : fenêtre générale de logiciel arduino

1. un menu ;

2. une barre d'actions ;
3. un ou plusieurs onglets correspondant aux sketches ;
4. une fenêtre de programmation ;
5. une console qui affiche les informations et erreurs de compilation et de téléversement du programme.

Éléments du menu

Les différents éléments du menu vous permettent de créer de nouveaux sketches, de les Sauvegarder, de gérer les préférences du logiciel et les paramètres de communication avec votre carte Arduino.

Dossier de travail

Dans les préférences (File > Préférences), il vous est possible de spécifier votre dossier de travail. Il s'agit du dossier où seront sauvegardés par défaut vos programmes et les bibliothèques qui pourront y être associées. Lorsqu'un programme est sauvegardé, un dossier portant le nom du programme est créé. Celui-ci contient le fichier du programme portant le nom que vous lui aurez donné suivi de l'extension .pde ainsi qu'un dossier intitulé applet qui contient les différents éléments créés et nécessaires lors du processus de compilation du programme et de téléversement vers la carte.

Exemples : Une série d'exemples est disponible sous File > Exemples. Ces exemples peuvent vous aider à découvrir et comprendre les différentes applications et fonctions d'Arduino.

Outils de configuration (Tools)

Dans le menu Tools, il vous est possible et essentiel de spécifier le type de carte Arduino que vous utiliserez. Sous Tools > Board, il vous faut spécifier pour quel type de carte vous compilez et téléversez le programme. Le type de carte est généralement inscrit sur la carte elle-même. Il est également nécessaire lorsqu'on branche une nouvelle carte Arduino ou que l'on change de carte de spécifier le port sériel virtuel qui sera utilisé pour la communication et le téléversement du programme.

Pour ce faire, il faut aller sous Tools > Serial Port et choisir le port approprié. Sous Windows, il s'agit la plupart du temps du port ayant un numéro supérieur à 3. Sous Mac OS X, il s'agit habituellement du premier élément de la liste. Une bonne technique pour déterminer quel port correspond à votre carte Arduino consiste à débrancher celui-ci, attendre un peu et de prendre note des ports déjà présents. Lorsque vous rebrancherez votre carte

Arduino et après un peu d'attente (ou un redémarrage de l'application), vous remarquez le port qui se sera ajouté à la liste. Il s'agit du port sériel virtuel lié à votre carte Arduino.

Barre d'actions :






	Bouton « Verify » (Vérifier) ; il permet de compiler votre programme et de vérifier si des erreurs s'y trouvent. Cette procédure prend un certain temps d'exécution et lorsque est terminée, elle affiche un message de type « Binary sketch size : ... » indiquant la taille du sketch téléversé.
	Pour transmettre le sktche compilé avec succès sur la carte Arduino dans le microcontrôleur.
	Bouton « New » (Nouveau) ; ce bouton permet de créer un nouveau sketch.
	Bouton « Open » (Ouvrir) ; il fait apparaître un menu qui permet d'ouvrir un sketch qui figure dans votre dossier de travail ou des exemples de sketches intégrés au logiciel.
	Bouton « Save » (Sauvegarder) ; il permet de sauvegarder votre sketch.

Figure 4.7 : barre d'actions

IV.5.2 Capteur de courant ACS 712

IV.5.2.1 Introduction au capteur de courant acs712 :

Acs712 est un capteur de courant à effet Hall. Il peut mesurer à la fois le courant continu et le courant alternatif. Il s'agit d'un capteur de type linéaire. Il s'agit d'un circuit intégré très célèbre conçu par Allegro. Il a des caractéristiques d'annulation du bruit, un temps de réponse très élevé. L'erreur de sortie est d'environ 1,5%, mais elle peut être traitée avec une programmation intelligente et en multipliant la valeur mesurée avec l'erreur standard du capteur. Si vous donnez un courant continu à son entrée, cela donnera une tension continue proportionnelle à la sortie du capteur et si vous fournissez un courant alternatif à l'entrée de acs712, cela vous donnera une tension alternative proportionnelle à la sortie. Le terme proportionnel dépend de la sensibilité de sortie du capteur.

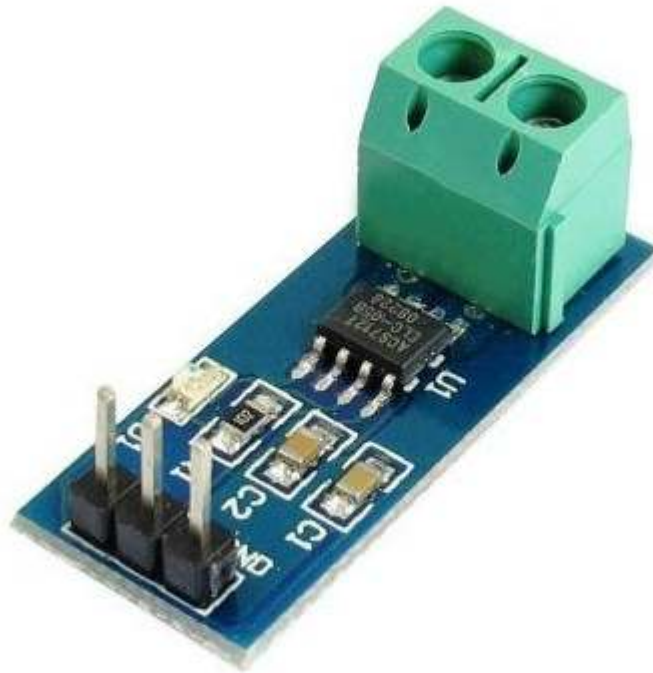


Figure 4.8 : capteur de courant acs 712 30A

IV.5.2.2 Fonctionnement du capteur de courant acs712 :

Ce capteur acs712 se compose d'un circuit à effet Hall linéaire avec un chemin de conduction en cuivre. Le chemin de conduction du cuivre est situé autour de la surface de la filière. Lorsque du courant alternatif ou continu traverse un chemin de conduction en cuivre, il produit un champ magnétique. Ce champ électromagnétique interagit avec le capteur à effet Hall. Le circuit à effet Hall convertit ce champ électromagnétique déposé en tension proportionnelle DC ou AC (dans notre cas c'est le courant alternatif AC) selon le type de courant d'entrée. Cette tension de sortie est mesurée à l'aide d'arduino ou de tout microcontrôleur. Après avoir mesuré cette tension, nous la reconvertissons en courant à l'aide d'équations de sensibilité

IV.5.2.3 Diagramme des broches du capteur de courant à effet Hall ACS712 :

La broche du capteur de courant acs712 est donnée ci-dessous. Les broches numéro 1, 2 et 3, 4 sont utilisées pour l'échantillonnage actuel. En d'autres termes. Vous connecterez ces broches en série avec la charge dont vous souhaitez mesurer le courant.

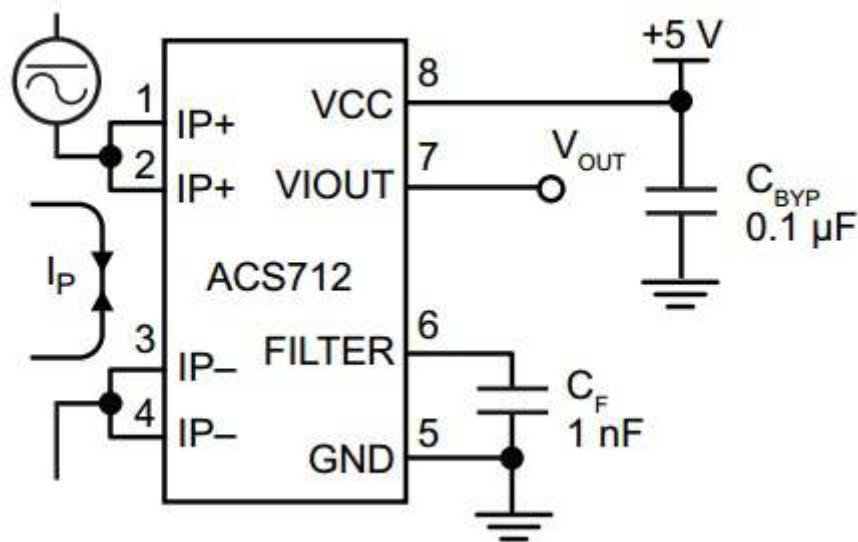


Figure 4.9 : Diagramme des broches du capteur acs 712

Le numéro de broche est la connexion à la terre d'une alimentation 5 volts et le numéro de broche 6 est utilisé pour connecter le condensateur du filtre. Une borne du condensateur du filtre doit être connectée à la broche numéro 6 et l'autre borne doit être connectée à la masse. De même, la broche numéro 8 vcc est une broche d'alimentation et vous devez vous y connecter en 5 volts cc. La broche numéro 7 est la broche de sortie du capteur de courant acs712. À partir de la broche de sortie, nous mesurerons la tension à l'aide d'arduino et nous verrons plus tard comment le faire. La connexion charge en parallèle avec IP + et IP -, cela endommagera l'appareil (le capteur).

IV.5.3 LED

Tout d'abord LED c'est de l'anglais (*Light Emitting Diode*), en français on dit plutôt DEL (*Diode à Émission de Lumière*). Donc une LED est une diode qui produit de la lumière.

Une diode est un dipôle (c'est-à-dire un composant électrique qui se branche avec 2 bornes) qui ne laisse passer le courant que dans un seul sens. On appelle ça un semi-conducteur. La diode et la LED sont des semi-conducteurs.

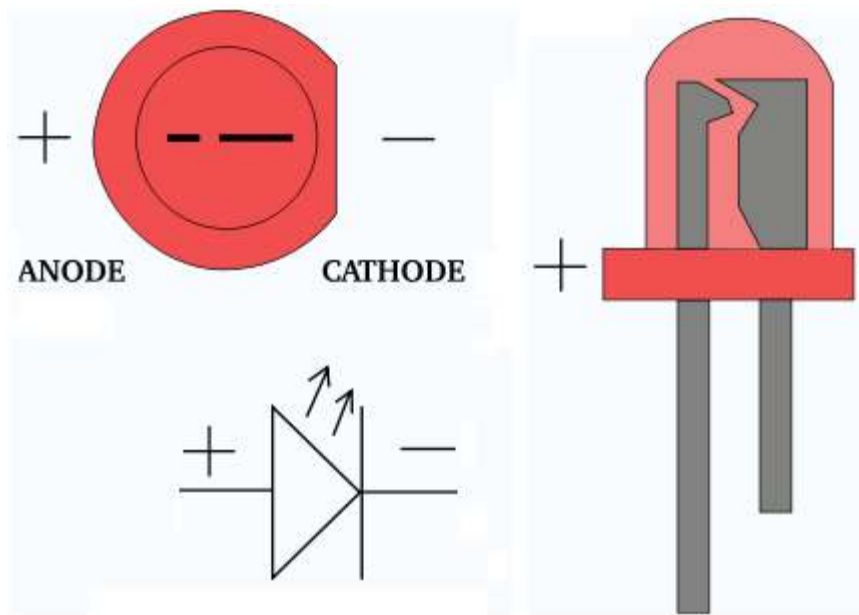


Figure 4.10 : Représentation d'une LED

De plus elle ne doit pas être traversée par un courant trop fort, c'est pour cela qu'il est indispensable de brancher une résistance de $330\text{ m}\Omega$ en série avec la LED. On notera qu'une résistance n'a pas de sens de branchement.

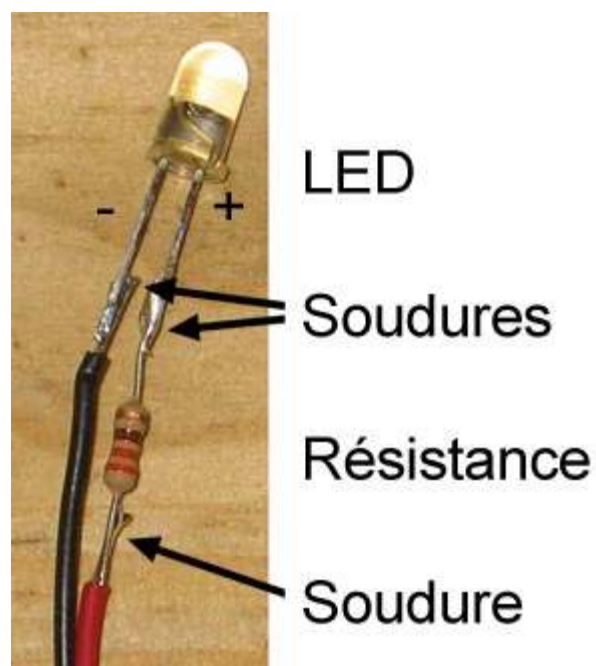


Figure 4.11 : LED avec une résistance $330\text{ m}\Omega$ soudé

IV.5.4 Bouton poussoir

Un bouton poussoir peut se trouver sous plusieurs formes dans le commerce. Ceux qui nous intéressent pour le moment c'est le bouton avec 4 pattes, une forme carrée, et un rond au centre qui est le bouton lui-même.



Figure 4.12 : exemple d'un bouton poussoir

Le principe de ce bouton est que lorsque l'on appuie, le courant passe, et lorsque l'on relâche et bien... le courant ne passe plus.

Le bouton poussoir sert de pont. S'il est levé, le courant ne passe pas, on dit que le circuit est ouvert. S'il est baissé et donc relie les deux contacts, le courant passe, on dit que le circuit est fermé.

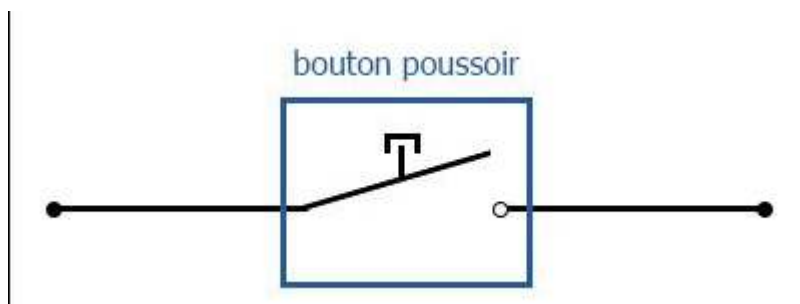


Figure 4.13 : schéma d'un bouton poussoir

IV.5.5 Schéma de la maquette de simulation

Pour mieux prédire le comportement de notre maquette de simulation est exigée, on a réalisé ce Schéma suivant pour la version basic

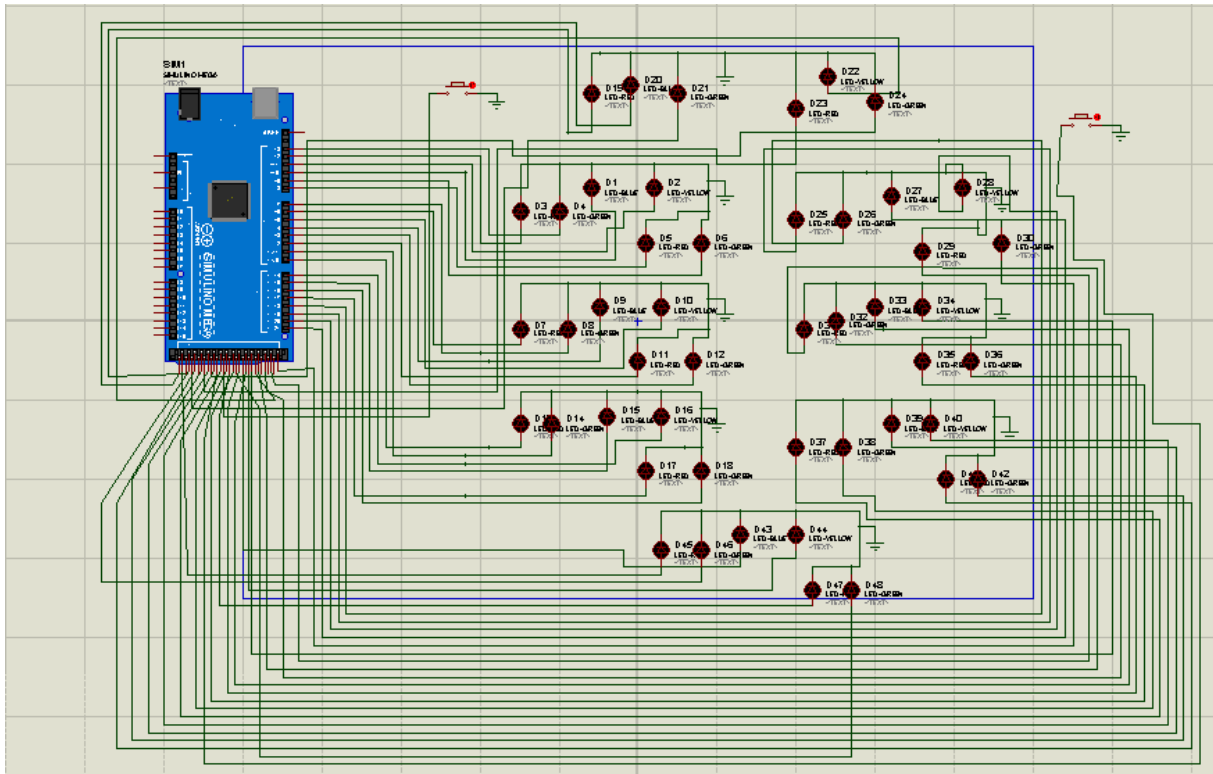


Figure 4.14 : Simulation avec logiciel Isis

Ce schéma a été réalisé avec le logiciel Isis Professional, qui est en même temps le logiciel que nous avons choisi pour simuler notre projet.

IV.5.6 Programme Arduino

Le programme est évidemment écrit en langage Arduino, comme tout programme Arduino, notre programme se décompose en trois (03) parties principales avec une partie supplémentaire qui est la partie de la fonction du capteur :

- Déclaration des variables, des constantes, l'inclusion des librairies...

```

finale
#define SAMPLES 300
#define ACS_Pin A0

int led1ao=13;
int led1af=12;
int led1v=11;
int led1b=10;
int led1do=9;
int led1df=8;
int led2ao=7;
int led2af=6;
int led2v=5;
int led2b=4;
int led2do=3;
int led2df=2;
int led3ao=41;
int led3af=0;
int led3v=14;
int led3b=15;
int led3do=16;
int led3df=17;
int led4ao=18;
int led4af=19;
int led4v=20;
int led4b=21;
int led4do=22;
int led4df=24;
int led5ao=26;
int led5af=28;
int led5v=30;

int led5b=32;
int led5do=34;
int led5df=36;
int led6ao=38;
int led6af=40;
int led6v=42;
int led6b=44;
int led6do=46;
int led6df=48;
int led7ao=50;
int led7af=52;
int led7v=31;
int led7b=33;
int led7do=35;
int led7df=37;
int ledd1o=43;
int ledd1f=45;
int ledd1v=29;
int ledd2o=49;
int ledd2f=51;
int ledd2b=53;
int bouton1=39;
int appui1=0;
float High_peak, Low_peak;
float Amps_Peak_Peak, Amps_RMS;

```

(1) (2)

Figure 4.15 : Déclaration des Variables

- La fonction d'initialisation « *setup ()* » :

<pre> finale void setup() { Serial.begin(9600); pinMode(ACS_Pin, INPUT); pinMode(led1ao, OUTPUT); pinMode(led1af, OUTPUT); pinMode(led1v, OUTPUT); pinMode(led1b, OUTPUT); pinMode(led1do, OUTPUT); pinMode(led1df, OUTPUT); pinMode(led2ao, OUTPUT); pinMode(led2af, OUTPUT); pinMode(led2v, OUTPUT); pinMode(led2b, OUTPUT); pinMode(led2do, OUTPUT); pinMode(led2df, OUTPUT); pinMode(led3ao, OUTPUT); pinMode(led3af, OUTPUT); pinMode(led3v, OUTPUT); pinMode(led3b, OUTPUT); pinMode(led3do, OUTPUT); pinMode(led3df, OUTPUT); pinMode(led4ao, OUTPUT); pinMode(led4af, OUTPUT); pinMode(led4v, OUTPUT); pinMode(led4b, OUTPUT); pinMode(led4do, OUTPUT); pinMode(led4df, OUTPUT); pinMode(led5ao, OUTPUT); </pre> <p>(1)</p>	<pre> pinMode(led5af, OUTPUT); pinMode(led5v, OUTPUT); pinMode(led5b, OUTPUT); pinMode(led5do, OUTPUT); pinMode(led5df, OUTPUT); pinMode(led6ao, OUTPUT); pinMode(led6af, OUTPUT); pinMode(led6v, OUTPUT); pinMode(led6b, OUTPUT); pinMode(led6do, OUTPUT); pinMode(led6df, OUTPUT); pinMode(led7ao, OUTPUT); pinMode(led7af, OUTPUT); pinMode(led7v, OUTPUT); pinMode(led7b, OUTPUT); pinMode(led7do, OUTPUT); pinMode(led7df, OUTPUT); pinMode(ledd1o, OUTPUT); pinMode(ledd1f, OUTPUT); pinMode(ledd1v, OUTPUT); pinMode(ledd2o, OUTPUT); pinMode(ledd2f, OUTPUT); pinMode(boutton1, INPUT); } </pre> <p>(2)</p>
---	---

Figure 4.16 : la fonction d'initialisation « *setup ()* »

- La fonction d'initialisation « *loop* () » :

<pre> finale void loop() { appu11 = digitalRead(boutton1); if (appu11==1){ digitalWrite(ledd2o,HIGH); digitalWrite(ledd2f,LOW); delay(500); digitalWrite(led2b,LOW); digitalWrite(led3b,LOW); digitalWrite(led1b,LOW); delay(4000); digitalWrite(led2do,HIGH); digitalWrite(led2df,LOW); digitalWrite(led3ao,HIGH); digitalWrite(led3af,LOW); delay(5000); digitalWrite(ledd2f,HIGH); digitalWrite(ledd2b,HIGH); digitalWrite(ledd2o,LOW); digitalWrite(led1b,HIGH); digitalWrite(led2b,HIGH); delay(5000); digitalWrite(led3af,LOW); digitalWrite(led7ao,LOW); digitalWrite(led7af,HIGH); digitalWrite(led7df,HIGH); digitalWrite(led7do,LOW); digitalWrite(led7v,HIGH); digitalWrite(led7b,LOW); } } </pre> <p>(1)</p>	<pre> digitalWrite(led7b,LOW); digitalWrite(led3v,HIGH); delay(8000); } else { digitalWrite(ledd2f, HIGH); digitalWrite(ledd2b, HIGH); digitalWrite(ledd2o, LOW); digitalWrite(ledd1f, HIGH); digitalWrite(ledd1o, LOW); digitalWrite(ledd1v, HIGH); digitalWrite(led1ao, LOW); digitalWrite(led1af, HIGH); digitalWrite(led1do, LOW); digitalWrite(led1df, HIGH); digitalWrite(led1b, HIGH); digitalWrite(led1v, LOW); digitalWrite(led2af, HIGH); digitalWrite(led2ao, LOW); digitalWrite(led2do, LOW); digitalWrite(led2df, HIGH); digitalWrite(led2b, HIGH); digitalWrite(led2v, LOW); digitalWrite(led3af, HIGH); digitalWrite(led3ao, LOW); digitalWrite(led3do, LOW); digitalWrite(led3df, HIGH); digitalWrite(led3b, HIGH); } } </pre> <p>(2)</p>	<pre> digitalWrite(led3b, HIGH); digitalWrite(led3v, LOW); digitalWrite(led4af, HIGH); digitalWrite(led4ao, LOW); digitalWrite(led4do, LOW); digitalWrite(led4df, HIGH); digitalWrite(led4b, LOW); digitalWrite(led4v, HIGH); digitalWrite(led5af, HIGH); digitalWrite(led2ao, LOW); digitalWrite(led5do, LOW); digitalWrite(led5ao, LOW); digitalWrite(led5df, HIGH); digitalWrite(led5b, LOW); digitalWrite(led5v, HIGH); digitalWrite(led6af, HIGH); digitalWrite(led6ao, LOW); digitalWrite(led6do, LOW); digitalWrite(led6df, HIGH); digitalWrite(led6b, LOW); digitalWrite(led6v, HIGH); digitalWrite(led5b, LOW); digitalWrite(led7af, HIGH); digitalWrite(led7ao, LOW); digitalWrite(led7do, HIGH); digitalWrite(led7df, LOW); digitalWrite(led7b, HIGH); digitalWrite(led7v, LOW); digitalWrite(led3ao,LOW); } </pre> <p>(3)</p>
---	--	---

Figure 4.17 : La fonction d'initialisation « Loop () »

- La fonction Amps du capteur Acs 712

```

finale §
read_Amps();
Amps_RMS = Amps_Peak_Peak*0.3536*0.06;
}

Serial.print(Amps_RMS);
Serial.print("\t");
Serial.println(Amps_Peak_Peak);
delay(500);
}

void read_Amps()
{
int cnt;
High_peak = 0;
Low_peak = 1024;

for(cnt=0 ; cnt<SAMPLES ; cnt++)
{
float ACS_Value = analogRead(ACS_Pin);

if(ACS_Value > High_peak)
{
High_peak = ACS_Value;
}

if(ACS_Value < Low_peak)
{
Low_peak = ACS_Value;
}

(1)
}

Amps_Peak_Peak = High_peak - Low_peak;

if (Amps_RMS>0.62)
{
digitalWrite(ledd1o,HIGH);
digitalWrite(ledd1f,LOW);
digitalWrite(ledd1v,LOW);
delay(500);
digitalWrite(led4v,LOW);
digitalWrite(led5v,LOW);
digitalWrite(led6v,LOW);
delay(4000);
digitalWrite(led4do,HIGH);
digitalWrite(led4df,LOW);
digitalWrite(led5ao,HIGH);
digitalWrite(led5af,LOW);
delay(5000);
digitalWrite(ledd1o,LOW);
digitalWrite(ledd1f,HIGH);
digitalWrite(ledd1v,HIGH);
digitalWrite(led4v,HIGH);
delay(5000);
digitalWrite(led7ao,LOW);
digitalWrite(led7af,HIGH);
digitalWrite(led7df,HIGH);
digitalWrite(led7do,LOW);
}

(2)
}

digitalWrite(led7v,LOW);
digitalWrite(led7b,HIGH);
digitalWrite(ledd1f,HIGH);
digitalWrite(ledd1v,HIGH);
digitalWrite(led5b,HIGH);
digitalWrite(led6b,HIGH);
digitalWrite(led6v,HIGH);
digitalWrite(led4v,HIGH);
delay(3000);
digitalWrite(led6b,HIGH);
digitalWrite(led4v,HIGH);
delay(8000);
}

else
{
digitalWrite(ledd2f,HIGH);
digitalWrite(ledd2b,HIGH);
digitalWrite(ledd2o,LOW);
digitalWrite(ledd1f,HIGH);
digitalWrite(ledd1o,LOW);
digitalWrite(ledd1v,HIGH);
digitalWrite(led1ao,LOW);
digitalWrite(led1af,HIGH);
digitalWrite(led1do,LOW);
digitalWrite(led1df,HIGH);
digitalWrite(led1b,HIGH);
digitalWrite(led1v,LOW);
digitalWrite(led2af,HIGH);
digitalWrite(led2ao,LOW);
}

(3)
}

digitalWrite(led2do,LOW);
digitalWrite(led2df,HIGH);
digitalWrite(led2b,HIGH);
digitalWrite(led2v,LOW);
digitalWrite(led3af,HIGH);
digitalWrite(led3ao,LOW);
digitalWrite(led3do,LOW);
digitalWrite(led3df,HIGH);
digitalWrite(led3b,HIGH);
digitalWrite(led3v,LOW);
digitalWrite(led4af,HIGH);
digitalWrite(led4ao,LOW);
digitalWrite(led4do,LOW);
digitalWrite(led4df,HIGH);
digitalWrite(led4b,LOW);
digitalWrite(led4v,HIGH);
digitalWrite(led5af,HIGH);
digitalWrite(led5ao,LOW);
digitalWrite(led5do,LOW);
digitalWrite(led5df,HIGH);
digitalWrite(led5v,HIGH);
digitalWrite(led5b,LOW);
digitalWrite(led7af,HIGH);
digitalWrite(led7ao,LOW);
digitalWrite(led7do,HIGH);
digitalWrite(led7df,LOW);
digitalWrite(led7b,HIGH);
digitalWrite(led7v,LOW);
digitalWrite(led3ao,LOW);
}

(4)
}

```

Figure 4.17 : La fonction Amps du capteur Acs 712

IV.5.7 Organigramme

On peut résumer le fonctionnement de notre maquette par un Organigramme qui représente le déroulement dès le début (état normale), après l'arrivée d'incident juste après l'isolation et la réalimentation du réseau à nouveau

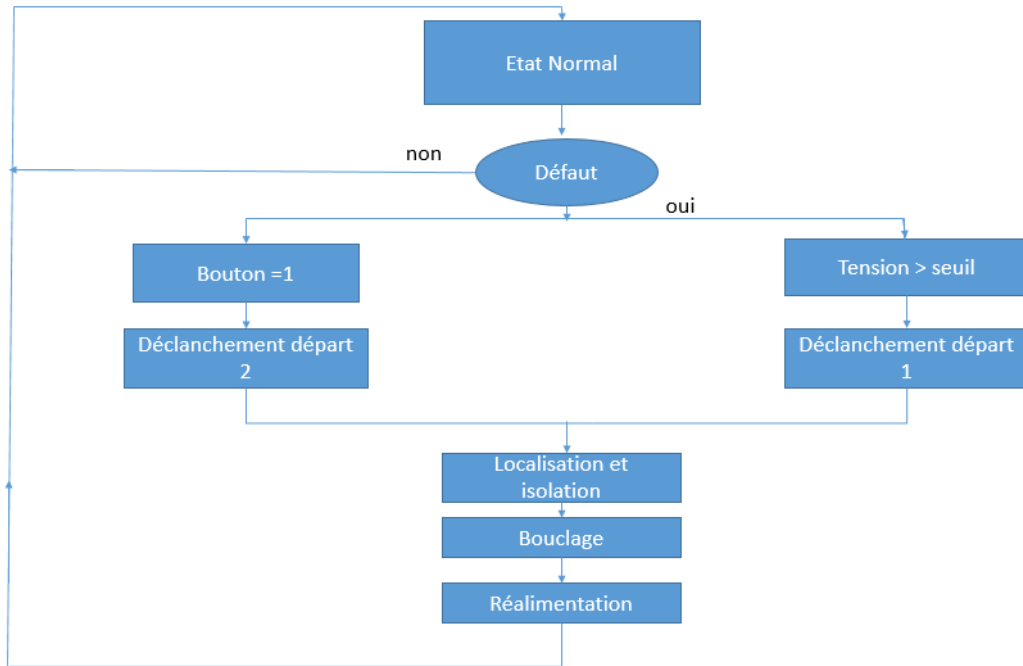


Figure 4.19 : Organigramme de fonctionnement de la maquette

IV.5.8 Montage

Comme nous l'avons mentionnée dans le chapitre 2 que chaque poste électrique se compose des arrivées et des départs, notre maquette représente une installation d'un poste principale HT et 6 postes de livraison et un poste de couplage (bouclage).

Chaque disjoncteur des cellules arrivée ou bien départ d'un poste est représenté par une LED, aussi il y'a deux départs principaux (HT), départ 1 et le départ 2 chaque alimentation de ces départ et représenté par une couleur de (LED)

La petite maquette est une représentation d'une panne (surcharge), en utilisant les lampes et des interrupteurs connectée en série.

Pour plus de détails voici le code des couleurs des LED's utiliser dans la maquette :

- LED rouge : position fermé du disjoncteur
- LED verte : position ouverte du disjoncteur
- LED bleu : alimentation par le départ 2
- LED violet : alimentation par le départ 1



Figure 4.20 : la maquette de simulation

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons défini le système DMS et ces avantages avec une représentation de localisation automatique des défauts, ce système aide à la gestion et la localisation précise de l'emplacement du défaut et qui fait l'isolation automatique de tronçon et puis la réalimentation de réseau.

Ce système non seulement automatique et rapide mais aussi assure la sécurité des agents de maintenance et qui assure la recherche des schémas optimisé et faire le management du réseau pour le rendre plus efficace et intelligent.

Pour faire une simulation d'un fonctionnement du système DMS on a utilisé le langage Arduino pour programmer et réalisé une maquette avec un capteur de courant ACS 712 pour simuler le transformateur de tension, et des LED pour présenter l'état des disjoncteurs des postes

IV.7 Conclusion général

Dans ce mémoire, nous avons présenté une étude détaillée du système DMS, il est composé de trois aspects d'utilisation, de l'exploitation, la supervision et le contrôle des réseaux électriques. Le système SCADA-DMS de SONELGAZ SDC, a été conçu après une étude réalisée sur le réseau électrique afin de déterminer les points du réseau à automatiser.

Ce système s'articule autour de trois parties essentielles :

- Un système, composé de serveurs, qui contiennent l'application SCADA et la base de données avec des interfaces d'entrées/sorties.
- Des ordinateurs industriels (RTU's) installées dans chaque poste ou sur le réseau, qui jouent le rôle d'interfaces avec ses protections, permettant de faire les traitements et la transmission des informations au système centrale.
- Un réseau de télécommunication, qui relié l'ensemble des RTU's au système centrale. L'ensemble des postes HTB/HTA, HTA/HTA et HTA/BT sont équipés d'automates (RTU) et de protections, qui permettent de faire au niveau local des calculs, des traitements de l'information pour ensuite les comparer à des seuils fixés par la Sonelgaz et de communiquer avec le système central. Ce dernier sert à faire le traitement de l'ensemble des informations, (tensions, intensités, fréquences, alarmes, déclenchement, ...) relatives au réseau électrique qui remontent des RTU's, pour ensuite les affichés sous format synoptique sur des postes operateurs.

D'après cette étude, nous avons constaté que le système DMS permet de surveiller et de commander les organes du réseau ou bien des postes électriques en temps réel automatiquement et sans intervention humaine. Ce qui permet de réduire les durées des interruptions lors d'incidents, d'isoler les défauts puis de réalimenter les parties saines et procéder aux délestages en cas de besoin. Afin d'atteindre ces objectifs il suffit d'utiliser une interface graphique simple d'utilisation pour l'opérateur.

Vu que le système réel « DMS » nécessite un équipement lourd et pas disponible nous avons matérialisé le fonctionnement de notre système étudié en réalisant une maquette à base de la carte de prototypage ARDUINO pour la simulation de notre application.

Référence bibliographie

- [1] https://fr.wikipedia.org/wiki/les_reseaux_electrique juin 2020.
- [2] **Miroud Abdelhak** Mémoire magistère « stratégie de la conduite d'organe du réseau électrique MT-DD-SDEde bejaia » université de Bejaia 2018.
- [3] <https://www2.schneider-electric.com/documents/technicalpublications/fr/electrotechnique/reseaux-electriques/haute-tension-plus-1KV/ct155.pdf>. Mars 2020
- [4] http://www.sda.dz/Media/upload/file/Teleconduite_SDA.pdf. Avril 2020
- [5] https://fr.wikipedia.org/wiki/Protection_des_reseaux_electriques. Aout 2020
- [6] <https://www.futura-science.com/disjoncteur-10643/doc>. juin 2020
- [7] <https://www.leguideit.fr/guides-its/dossiers-technique/sectionneur.pdf>. Aout 2020
- [8] https://bu.ouargla.dz/master/pdf/benderradji_selsabil.pdf?idmemoire=1016. Aout 2020
- [9] https://fr.wikipedia.org/wiki/system_de_control_et_aquisition_de_donnee_scada. Aout 2020
- [10] <https://thescipub.com/pdf/10.3844/ajassp.2014.1418.1425>. juin 2020
- [11] Cahier technique sonelgaz « le système de téléconduite de la société de distribution d'électricité et du gaz d'alger-SDA-» CREDEG-22/07/2013. juin 2020