

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITE Mouloud MAMMARI DE TIZI- OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER PROFESSIONNEL

Filière : Electronique
Spécialité : Electronique Industrielle

Thème

**Étude d'un système de supervision et de contrôle
SCADA du réseau électrique de la Sonelgaz SDA.**

Présenté par :

M^{elle} OULMI Sabrina

Mr LAZRI M. Maitre de conférences A, UMMTO, Président

Mr OUALLOUCHE F. Maitre de conférences B, UMMTO, Encadreur

Mr ALOUACHE D. Maitre de conférences B, UMMTO, Examineur

Soutenu publiquement le...../09/2018

Remerciements

Je tiens à remercier Dieu tout puissant qui m'a amenée de courage, de volonté et surtout de patience.

J'exprime ma sincère gratitude à toutes les personnes : mes enseignants, ma chère famille et mes amis(es) qui ont rendu cette thèse possible par leurs aides et leurs contributions.

Je garde une place toute particulière à mes parents, je leurs exprime toute ma profonde reconnaissance car ils m'ont constamment aidé, par leur soutien moral et leurs encouragements pour achever ce travail.

Je tiens à présenter aussi mes vifs remerciements à mon promoteur Mr OUALLOUCHE qui m'a aidé et orienté pour la réalisation de ce projet.

Il est comme même très agréable de remercier mon encadreur à la société Sonelgaz SDA Mr LAICHOIR et tout le personnel qui m'ont réservé un accueil chaleureux au sein de la société.

J'adresse mes remerciements aux membres du jury, devant qui j'ai l'honneur d'exposer mon travail, et qui ont pris peine de lire avec soin ce mémoire pour juger son contenu.

Enfin, ce projet s'est déroulé comme je l'ai souhaité. Je suis ravie d'avoir pu effleurer un niveau aussi poussé de perfection dans le domaine de l'électronique.

J'espère en profiter encore...

Merci !

Dédicaces

A mes très chers parents

Pour tout l'amour dont vous m'avez entouré, pour tout ce que vous avez fait pour moi.

*Je ferai de mon mieux pour rester un sujet de fierté à vos yeux avec
l'espoir de ne jamais vous décevoir.*

*Que ce modeste travail, soit l'exaucement de vos vœux tant formulés et de
Vos prières quotidiennes.*

A mes très chers frères et mes chères sœurs, mes tantes, mes oncles, mes cousins et cousines

*Aucune dédicace ne serait exprimée assez profondément ce que
je ressens envers vous.*

Je vous dirais tout simplement, un grand merci, je vous aime.

A tous mes amis que j'ai connus dans ma vie

*Que ce modeste travail, soit pour vous une petite compensation et
reconnaissance envers vos encouragements.*

Sabrina

Sommaire

Introduction.....	1
Chapitre 1 : Introduction aux réseaux électriques	
I.1 Préambule.....	3
I.2 Définition d'un réseau électrique.....	3
I.3 Les différents réseaux électriques.....	3
I.3.1 Le Le réseau de transport et d'interconnexion haute tension niveau B(HTB)..	3
I.3.2 Le réseau de distribution Haute Tension niveau A (HTA).....	4
I.3.3 Le réseau de distribution Basse Tension (BT)	5
I.4 Les postes électriques.....	6
I.4.1 Les différents postes électriques	6
I.4.1.1 Le poste HTB/HTA.....	6
I.4.1.2 Le poste HTA/HTA.....	7
I.4.1.3 Le poste HTB/BT	7
I.4.2 Les différents éléments d'un poste	8
I.5 Architectures des postes électriques	9
I.5.1 Les postes de livraison HTB.....	9
I.5.1.1 Simple antenne	9
I.5.1.2 Double antenne.....	10
I.5.1.3 Double antenne - double jeu de barres	11

Sommaire

I.5.2	Structure des réseaux HTA.....	12
I.5.2.1	Radial en simple antenne	12
I.5.2.2	Radial en double antenne sans couplage	13
I.5.2.3	Radial en double antenne avec couplage	14
I.5.2.4	En double dérivation	17
I.5.3	Les postes BT.....	18
I.5.3.1	Poste BT alimenté avec une seule source.....	18
I.5.3.2	Poste BT alimenté par un double source, sans couplage.....	19
I.5.3.3	Poste BT alimenté par un double source, avec couplage	20
I.5.3.4	Poste BT alimenté en triple sources avec couplage.....	21
I.6	Fonctionnement du réseau électrique	21
I.7	Discussion	22
 Chapitre 2 : La Téléconduite des réseaux électriques par le système SCADA 		
II .1	Préambule.....	23
II.2	Présentation du groupe industriel Sonelgaz	23
II.2.1	La Société de Distribution d'Electricité et du Gaz.....	25
II.2.2	Les principales missions de la SDA	26
II .3	La Téléconduite	26

Sommaire

II.3.1	La Télésurveillance	28
II.3.2	La Télécommande	29
II.4	Les défauts qui surviennent dans un réseau électrique	31
II.4.1	Les courts-circuits	31
II.4.2	Les surtensions	31
II.4.3	Les surcharge.....	32
II.4.4	Les déséquilibres	32
II.5	Les systèmes de protection des réseaux électrique.....	32
II.5.1	Protection des réseaux électriques	32
II.5.2	Le rôle d'un système de protection	35
II.5.3	Les relais de protection des étages HTA des postes HTB/HTA	35
II.5.3.1	Définition des relais de protection	35
II.5.3.2	Les Relais de protection numériques.....	35
II.5.3.3	Principes de fonctionnement des relais de protection.....	37
II.5.4	Qualités fondamentales d'une protection électrique.....	38
II.5.5	Les relais de protection numérique installé dans le réseau électrique de SDA.....	38
II.5.6	Les organes de coupure électrique.....	39
II.5.6.1	Les Disjoncteurs	39
II.5.6.2	Les Sectionneurs.....	40

Sommaire

II.5.6.3 Unité de Contrôle pour Interrupteurs Aériens Télécommandé (IAT).....	40
II.5.7 Les transformateurs de mesure	41
II.5.7.1 Le transformateur de tension (TT ou TP)	41
II.5.7.2 Le transformateur de courant (TC)	42
II.6 Objectif de la téléconduite	43
II.8 Discussion.....	43
 Chapitre 3 : Le système SCADA-DMS de SDA 	
III.1 Préambule	45
III.2 Définition du système SCADA.....	45
III.3 L'Architecture fonctionnel du système SCADA-DMS de SDA	47
III.3.1 Architecture matérielle	47
III.3.2 Architecture logicielle.....	48
III.3.2.1 Le serveur central (MTU).....	49
III.3.2.1.1 Architecture des MTU de la SDA	49
III.3.2.1.2 Les élément de MTU	50
III.3.2.2 Unité terminale distante (Remonte terminal unit, RTU).....	52
III.3.2.3 Le réseau de télécommunication	53
III.3.2.3.1 Le réseau de Télécommunication WLL de SDA (CCP).....	53
III.3.2.3.2 Le réseau de communication en UHF de SDA(CCP).....	54
III.3.2.3.3 La communication via le réseau de fibre optique de GRTE.....	55

III.4	Fonctionnement du système SCADA-DMS de SDA	55
III.4.1	Fonctionnement du système SCADA de SDA dédié pour les postes HTA ..	55
III.4.2	Fonctionnement du SCADA en temps réel	56
III.4.3	Les fonctions principales du logiciel SCADA	56
III.4.3.1	Menu principal opérateur.....	57
III.4.3.2	Menu Applications.....	57
III.4.4	Le SCADA-DMS.....	58
III.4.4.1	Les fonctions principales du DMS	58
III.4.5	Fonctionnement du système SCADA-DMS	59
III.5	Les différents protocoles de communication utilisée pour le SCADA	59
III.5.1	Le protocole Modbus.....	60
III.5.2	Le protocole IEC 60870-5-101	60
III.5.3	Le protocole DNP3.....	61
III.5.4	Le protocole PROFIBUS.....	61
III.5.5	Le protocole Fieldbus	62
III.6	Avantage des systèmes SCADA en termes d'exploitation.....	62
III.7	Evolutions des systèmes SCADA	63

Sommaire

III.8 Etude d'une solution de SCADA à haute disponibilité	64
III.9 Discussion	65
Conclusion	66
bibliographie.....	67
Annexe.....	68
Résumé	70

Sommaire

Liste de figures

Chapitre 1 : Introduction aux réseaux électriques

Figure 1.1 : Schéma d'un réseau électrique.....	3
Figure 1.2 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.....	5
Figure 1.3: Cellules d'un Poste HTB/HTA.....	7
Figure 1.4: Cellules d'un Poste HTA/BT.....	8
Figure 1.5 : Architecture simple antenne.....	9
Figure 1.6 : Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB.	10
Figure 1.7 : Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB.	11
Figure 1.8 : Réseau HTA radial en simple antenne.	12
Figure 1.9 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.....	13
Figure 1.10 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.	14
Figure 1.11 : Réseau HTA en boucle ouverte..	15
Figure 1.12 : Réseau HTA en boucle fermée..	16
Figure 1.13 : Réseau HTA en double dérivation..	17
Figure 1.14 : Poste BT alimenté avec une seule source.....	18
Figure 1.15 : Poste BT alimenté par un double source, sans couplage.....	19
Figure 1.16 : Poste BT alimenté par un double source, avec couplage.	20
Figure 1.17 : Poste BT alimenté en triple sources avec couplage.	21

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

Figure 2.1 : Carte de centrales Hydro-électriques en 1954,.....	24
--	-----------

Figure 2.2: Schéma synoptique d'un poste Electrique HTB/HTA (Alger Port 60/10kv)..	27
Figure 2.3 : Schéma synoptique d'un organe (IAT/IAT-CT) de coupure de la ligne aérienne	29
Figure 2.4 : Schéma fonctionnel de Tel éconduite.....	30
Figure 2.5 : Elément constituant les protections du réseau électrique.....	33
Figure 2.6 : Cellule départ d'un poste HTB/HTA.....	34
Figure 2.7 : Relais de protection numérique.....	36
Figure 2.8 : Liaisons entre les protections numériques, RTU et le système SCADA.....	37
Figure 2.9 : Disjoncteur d'un départ d'un poste HTA installé dans la cellule.....	39
Figure 2.10 : Interrupteur aérien automatisé.....	41
Figure 2.11: Schéma fonctionnel d'un transformateur de tension.	41
Figure 2.12: Les transformateurs de courant TC d'une cellule Arrivée Transfo d'un poste HTA.	42
Figure 2.13: Schéma fonctionnel d'un TC.	43

Chapitre 3 : Le système SCADA-DMS de SDA

Figure 3.1 : Centre de conduite principale de SDA (CCP).....	45
Figure 3.2 : Schéma général d'un système SCADA.	46
Figure 3.3 : Architecture matérielle du système SCADA de la SDA.....	47
Figure 3.4 : Architecture de la MTU d'Alger.....	50
Figure 3.5 : Watch-dog installer au CCP.....	51

Liste de figures

Figure 3.6 : Station centrale SR500..	53
Figure 3.7 : Schéma générale du réseau WLL de SDA (CCP).....	54
Figure 3.8 : Schéma de raccordement des RTU's au centre de conduite via la fibre optique.	55
Figure 3.9 : Transmission de données en asynchrone.....	56
Figure 3.10 : Image d'une partie du réseau électrique sur un poste operateur.....	58
Figure 3.11 : Schéma synoptique d'un système haute disponibilité	64

Liste des abréviations

SPE	Société de Production de l'Electricité
SKTM	Sharikat Kahraba wa takat moutadjadida
CEEG	Compagnie de l'Engineering de l'électricité et du Gaz
GRTE	Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité
GRTG	Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz
OS	Opérateur Système électrique
SDC	Société de Distribution de l'électricité et du gaz
SDA	Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz d'Alger
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCADA /DMS	Supervisory Control and Data Acquisition / Distribution Management System
HT	Haute Tension
THT	Très Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
HTB	Haute Tension Niveau B
HTA	Haute Tension Niveau A
KV	Kilovolt
V	Volt
KVA	kilovolt ampère
JDB	Jeu de Barres

Liste des abréviations

IAT-CT	Interrupteur Aérien Télécommandé à coupure dans le Creux de Tension
TCD	Télécommande Double
TSD	Télésignalisation Double
µs	Microsecondes
C.E.I	Commission Electrotechnique Internationale
LAN	Local Area Network
WAN	Wide area Network
TT	Transformateur de Tension
TC	Le Transformateur de Courant
CCP	Centre de Conduite Principale
CCS	Centres de Conduite Secondaires
RTU	Unité Terminale Distant
MTU	Master Terminal Unit
HMI	Interface Homme-Machine
WLL	Wirless Local Loop
UHF	Ultra Hautes Fréquences
TDMA	Time Division Multiple Access
TR	Tendance en Temps Réel
TH	Tendance Historique
OSI	Open System Interconnexion
PDU	Unité de Données de Protocole
ADU	Unité de Données D'application

Liste des abréviations

DTE	Équipement Terminal de Traitement de Données
DCE	Équipement Terminal de Circuit de Données
DNP	Distributed Network Protocol
EPA	Enhanced Performance Architecture
IP	Internet Protocol
TCP	Protocole de Contrôle de Transmissions
DCS	Distributed Control System
PLC	Programmable Logic Controller
DP	Périphérique Distribué
FMS	Système de Gestion de Vol

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 de 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 d'Alger SDA, a mis en service un nouveau système de téléconduite des réseaux électriques de distribution. 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. Le système d'exploitation (True64 UNIX) remplit les conditions nécessaires pour l'exploitation d'un système SCADA en temps réel.

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous nous intéressons à l'étude du système SCADA utilisé par la société SDA.

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres :

Chapitre 1 : Introduction aux réseaux électriques, présentation de leurs architectures et son fonctionnement.

Chapitre 2 : La Téléconduite des réseaux électriques, présenté quelques défaut avec le système de protection.

Chapitre 3 : Le système SCADA-DMS de SDA, présenté les parties du système, sa conception, son fonctionnement, suivies par l'avantage et l'évolution du système pour finir le chapitre avec une Etude d'une solution d'un SCADA.

Nous terminons notre mémoire par une conclusion et une bibliographie.

I.1 Préambule

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, et on donnera un aperçu sur les différents réseaux électrique et postes électriques, architectures et fonctionnements, du fait que notre étude sera portée sur un système de Téléconduite par le système SCADA du réseau électrique moyenne HTA et basse tension BT de la SONELGAZ (SDA).

I.2 Définition d'un réseau électrique [1]

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

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

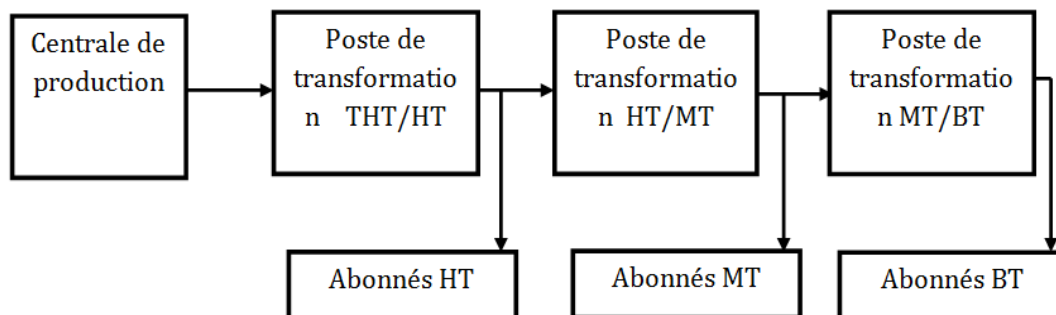


Figure 1.1 : Schéma d'un réseau électrique.

I.3 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.3.1 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 fort capacité

de transit, ainsi qu'une **structure maillée**¹ (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.3.2 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**². 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.3.3 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.

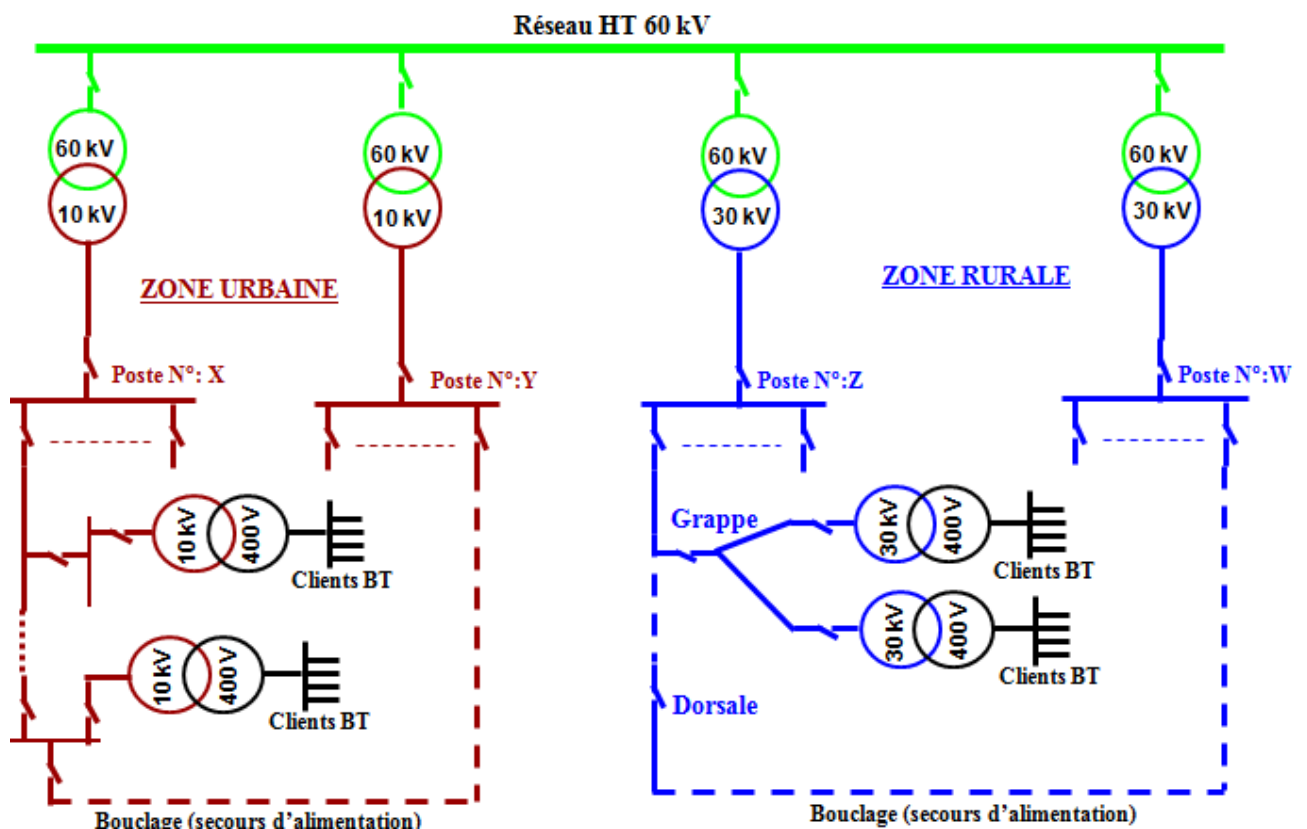


Figure 1.2 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.

I.4 Les postes électriques [2][3]

I.4.1 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.4.1.1 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 d'Alger **SDA**, exploite les parties HTA de 36 postes HTB/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit.



Figure 1.3: Cellules d'un Poste HTB/HTA

I.4.1.2 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 d'Alger **SDA**, exploite 15 postes HTA/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit.

I.4.1.3 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.

La société de distribution de l'électricité et du gaz d'Alger **SDA**, comprend plus de 1000 postes HTA/BT, dont plus 600 postes sont télécommandés via un centre conduite.



Figure 1.4: Cellules d'un poste HTA/BT

I.4.2 Les différents éléments d'un poste

On distingue parfois les éléments d'un poste en < éléments primaires > (les équipements haute tension) et 'éléments secondaires (les équipements moyenne tension)

➤ **Parmi les équipements primaires, on peut citer :**

- Transformateur électrique.
- Disjoncteur à haute tension.
- Sectionneur.
- Sectionneur de mise à la terre.
- Parafoudre.
- Transformateur de courant.
- Transformateur de tension.
- Combiné de mesure (courant + tension).
- Jeu de barres.
- Batterie de condensateurs.
- Circuit bouchon.

➤ **Parmi les éléments secondaires on peut citer :**

- Relais de protection.
- Equipements de surveillance.
- Equipements de contrôle.

- Système de télé conduite.
- Comptage d'énergie.
- Alimentation auxiliaires.
- Equipements de télécommunication.
- Câbles et fil de garde.

I.5 Architectures des postes électriques [4]

I.5.1 Les postes de livraison HTB

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB.
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA.

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

I.5.1.1 Simple antenne

❖ Architecteur

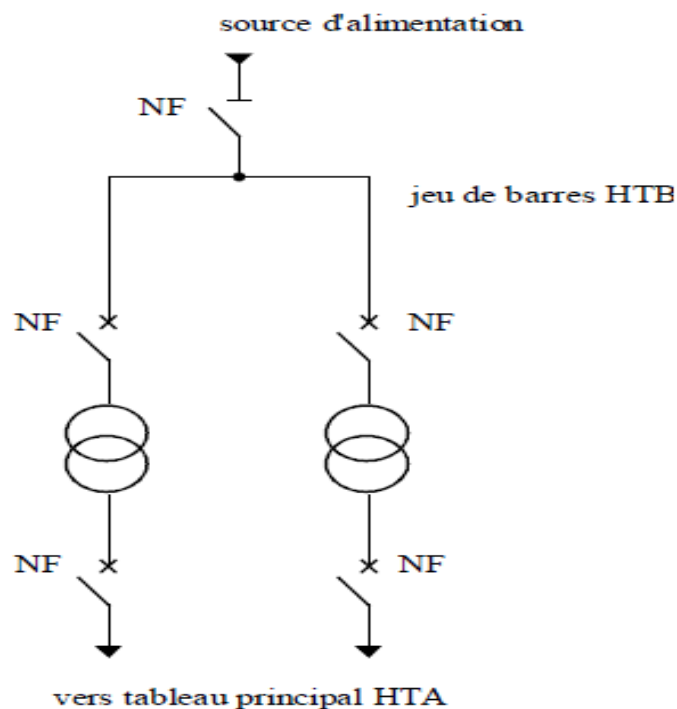


Figure 1.5 : Architecture simple antenne

Une seule arrivée d'énergie (avantage : Coût minimal et inconvénient : faible disponibilité).

Nota : les sectionneurs d'isolement associés aux disjoncteurs HTB ne sont pas représentés.

I.5.1.2 Double antenne

❖ Architecture

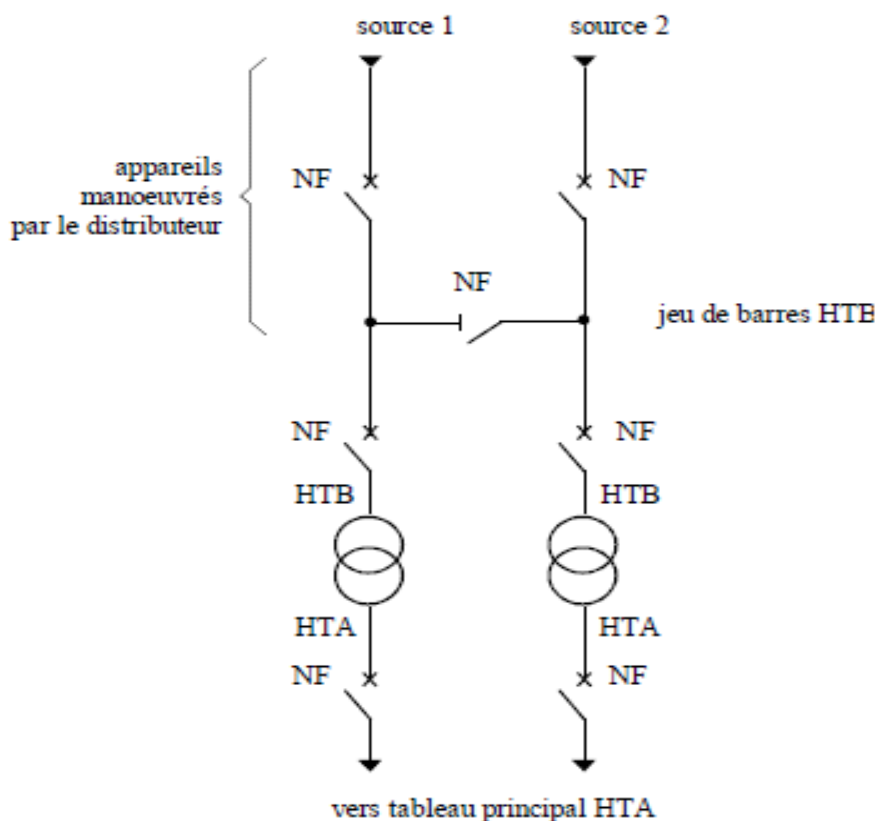


Figure 1.6 : Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB.

En mode d'exploitation, si le système est :

- **Normal** : Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.
- **Perturbé** : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

I.5 .1.3 Double antenne - double jeu de barres

❖ Architecture

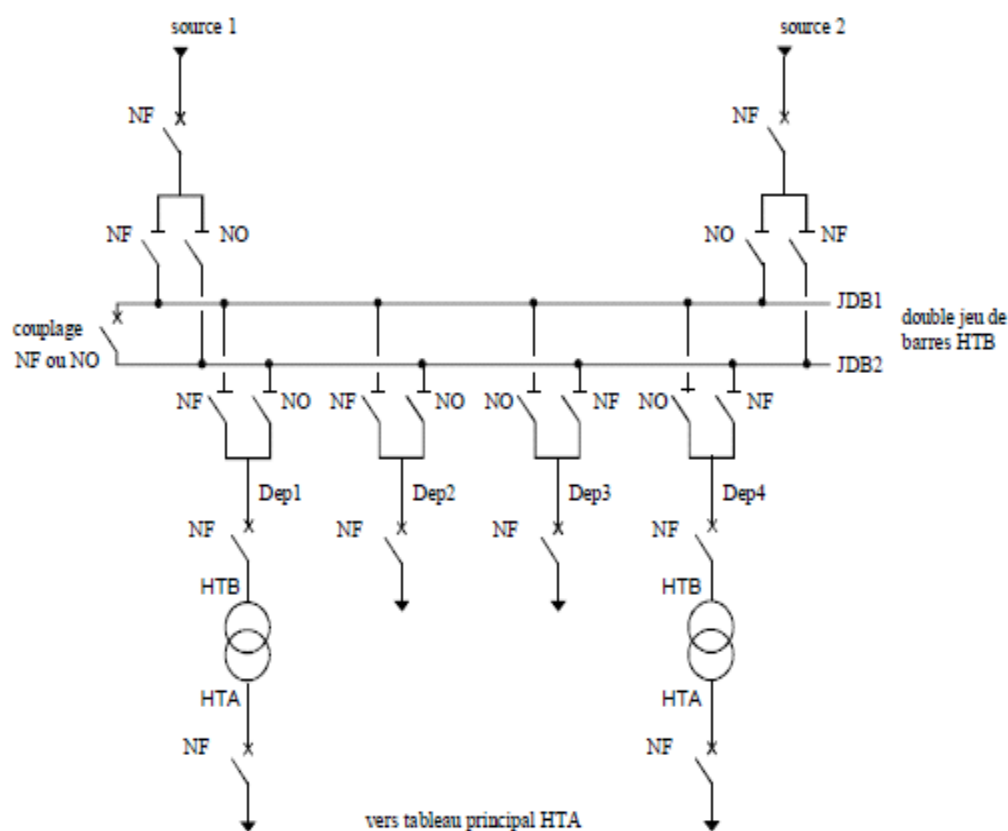


Figure 1.7 : Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

En mode d'exploitation, si le système est :

- **Normal** : La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep 2.
La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.
Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.
- **Perturbé** : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

I.5.2 Structure des réseaux HTA

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

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

I.5.2.1 Radial en simple antenne

❖ Architecture

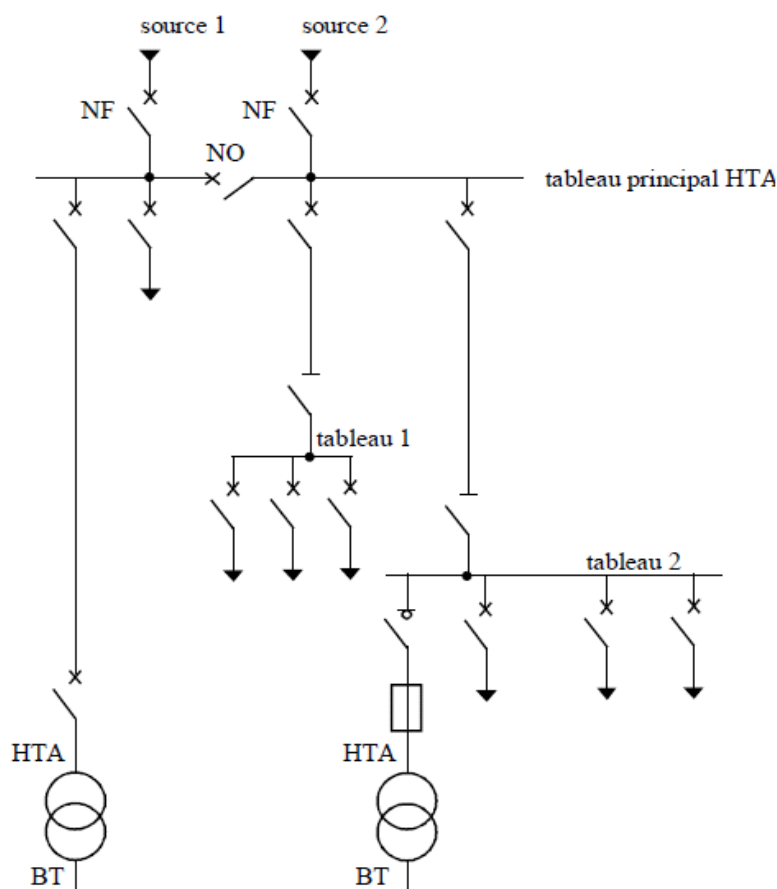


Figure 1.8 : Réseau HTA radial en simple antenne

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

I.5.2.2 Radial en double antenne sans couplage

❖ Architecture

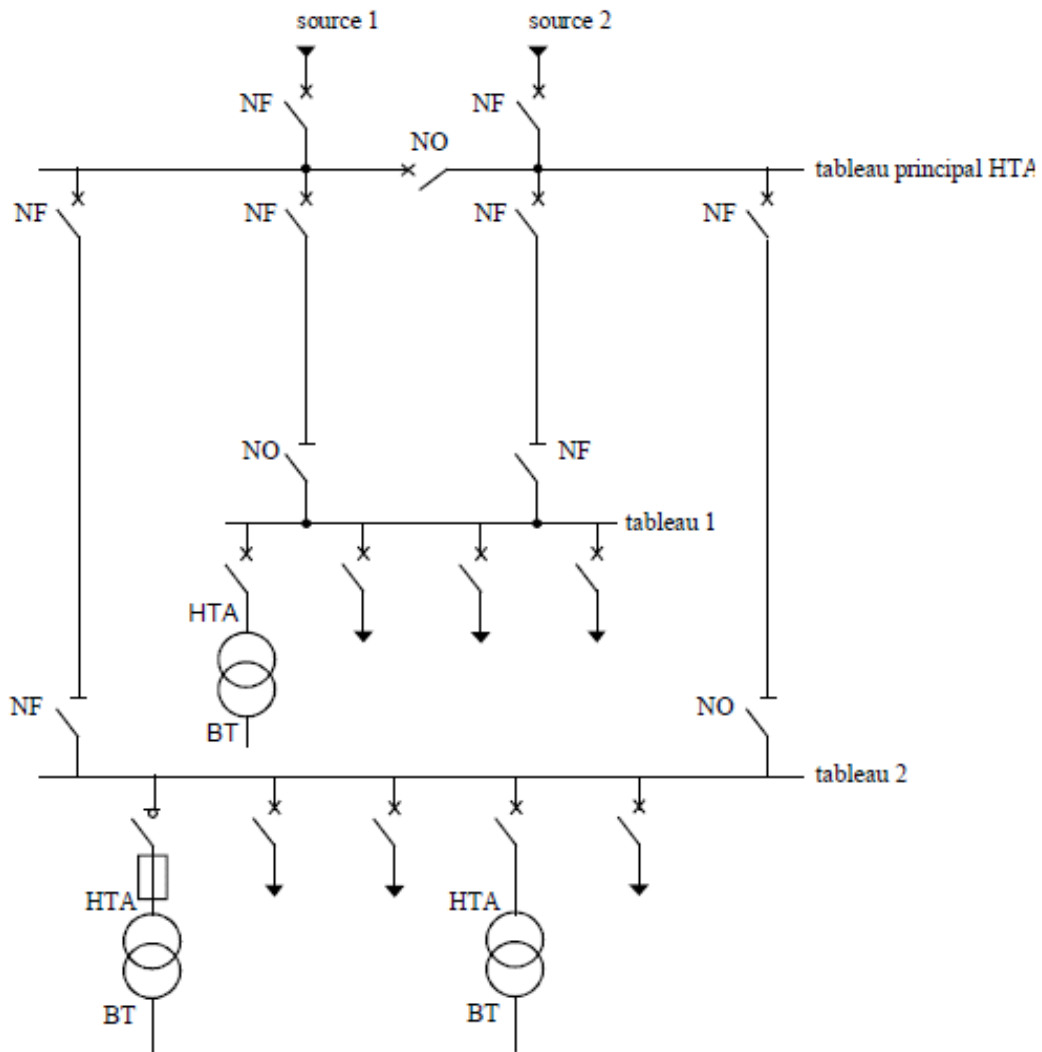


Figure 1.9 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage

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

I.5.2.3 Radial en double antenne avec couplage

❖ Architecture

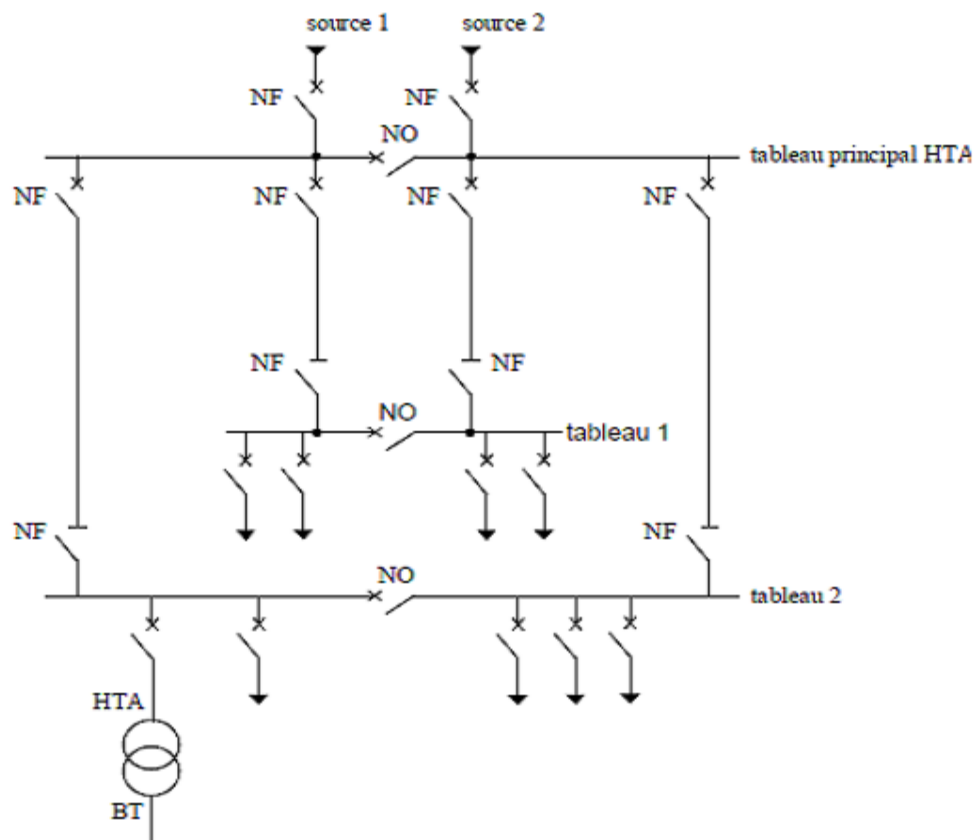


Figure 1.10 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.
- chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des Sources.
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

❖ En boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes.

Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

➤ **Boucle ouverte**

❖ **Architecture**

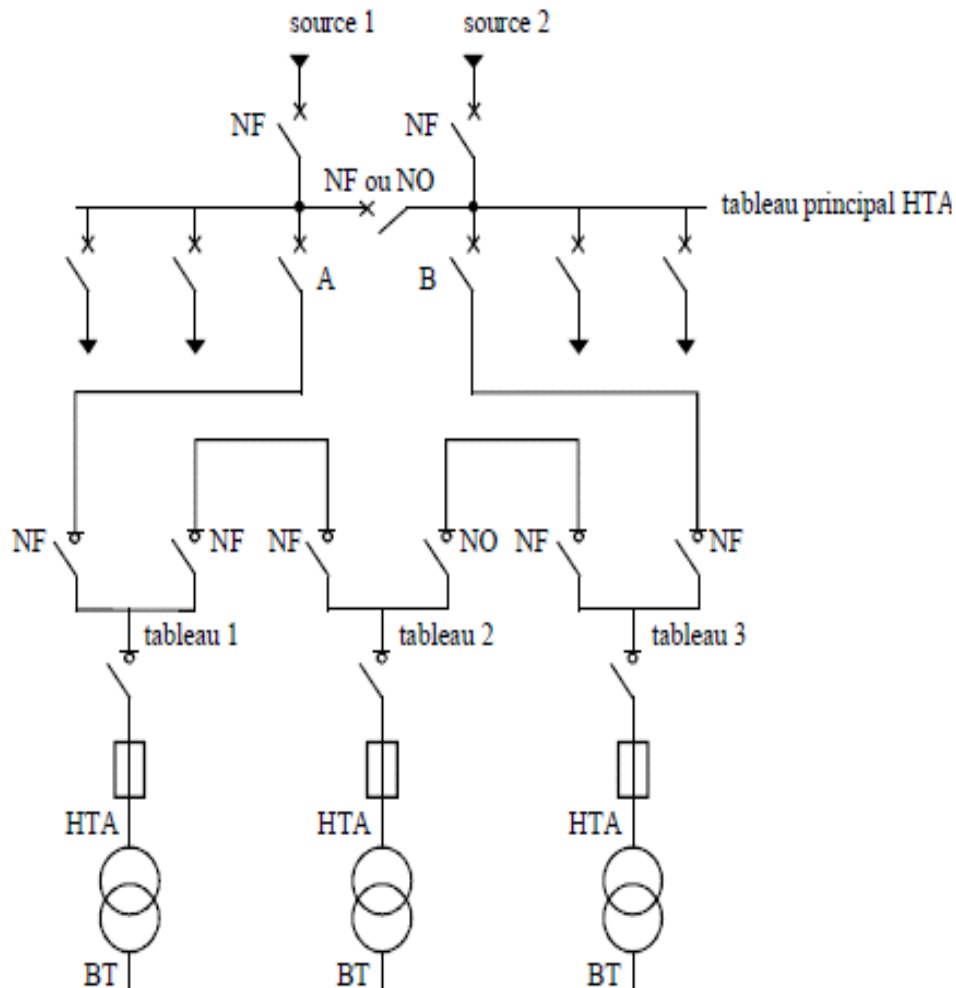


Figure 1.11 : Réseau HTA en boucle ouverte.

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est **ouverte** (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2).
- les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palie par une reconfiguration de la boucle.

- cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

➤ Boucle fermée

❖ Architecture

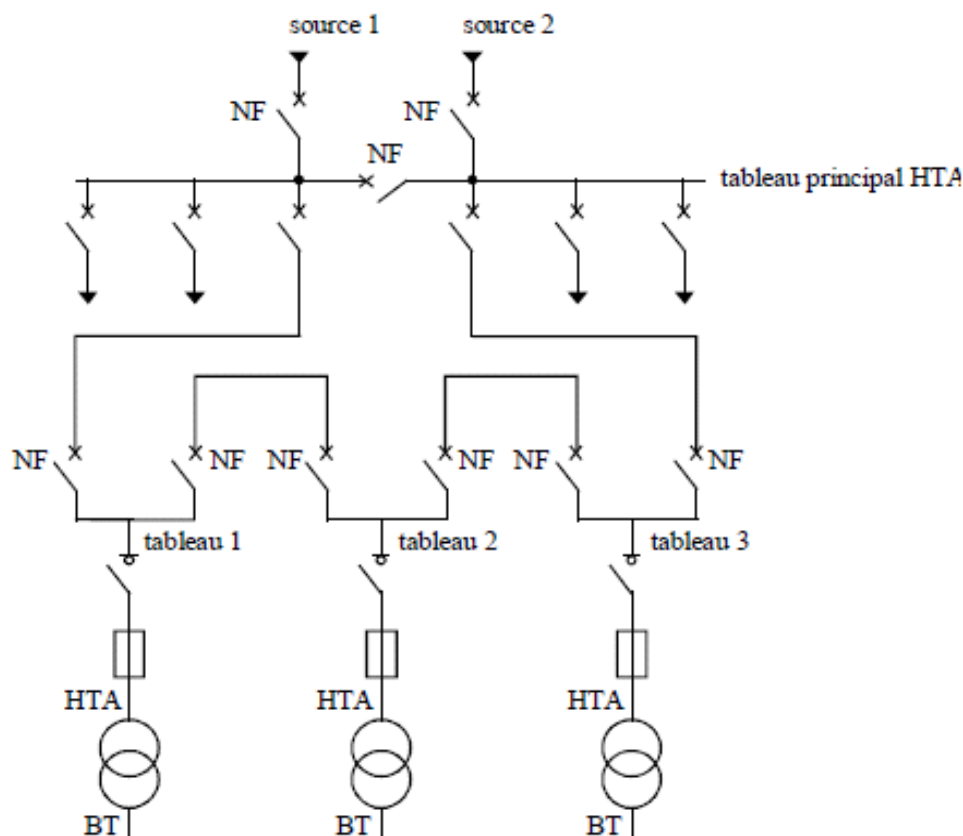


Figure 1.12 : Réseau HTA en boucle fermée.

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

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation.

Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

I.5.2.4 En double dérivation

❖ Architecture

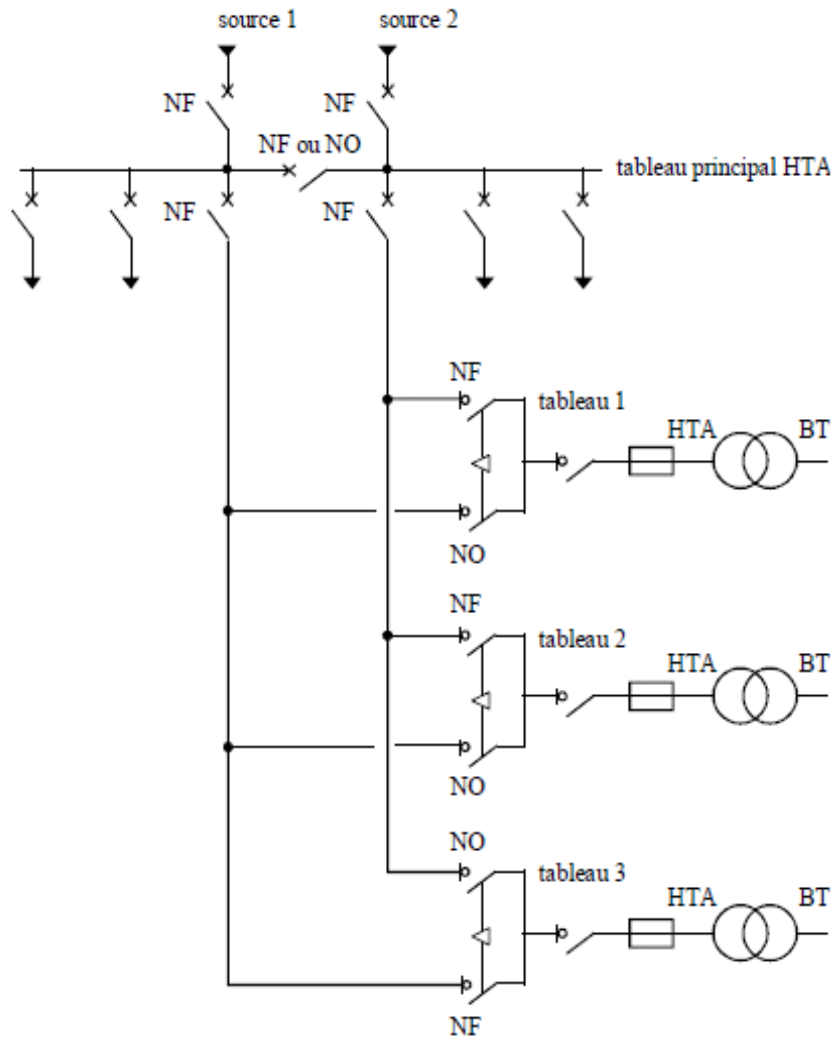


Figure 1.13 : Réseau HTA en double dérivation.

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

I.5.3 Les postes BT

I.5.3.1 Poste BT alimenté avec une seule source

❖ Architecture

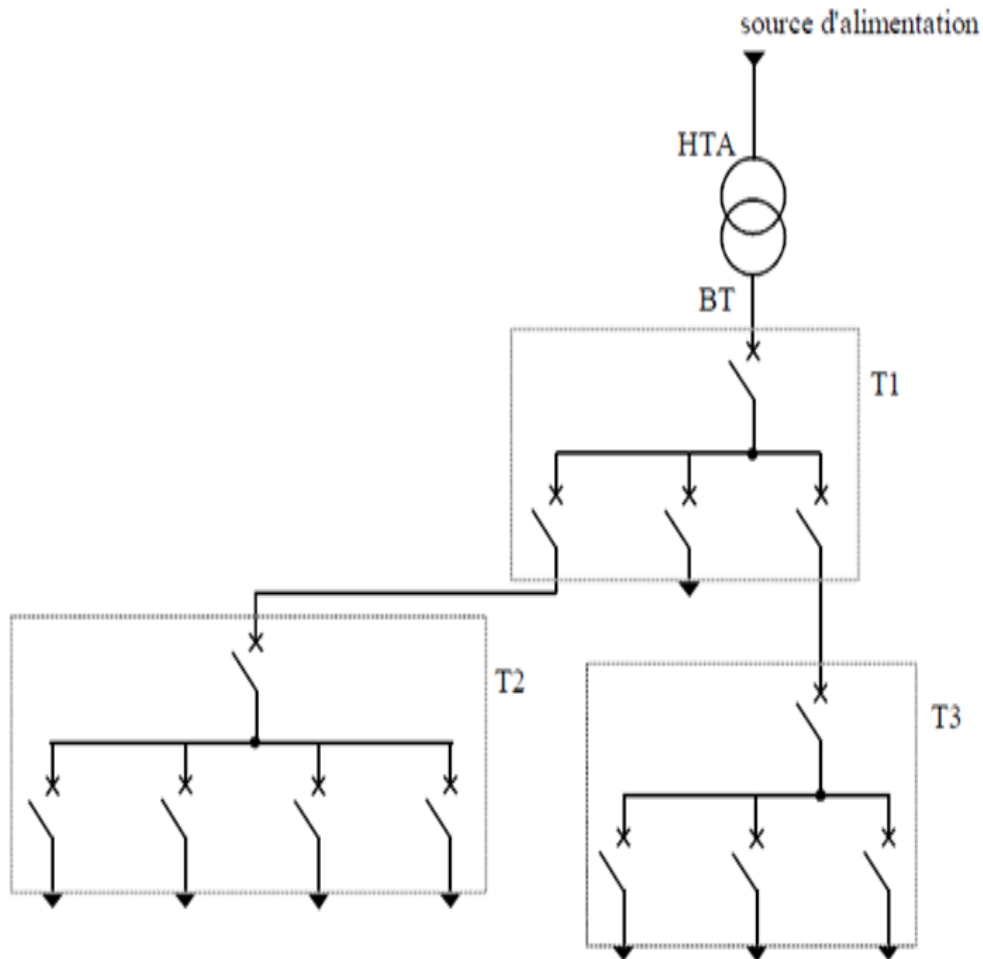


Figure 1.14 : Poste BT alimenté avec une seule source.

Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.

En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

I.5.3.2 Poste BT alimenté par un double source, sans couplage

❖ Architecture

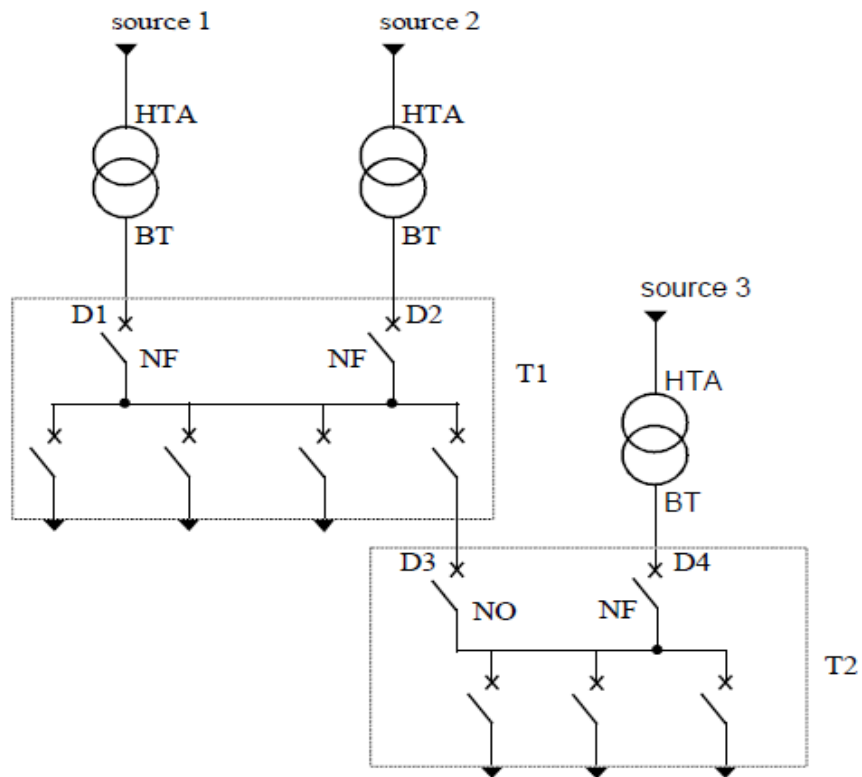


Figure 1.15 : Poste BT alimenté par un double source, sans couplage.

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T1 :**

- les deux sources alimentent T1 en parallèle.
- en fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T2 :**

- une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours.
- en fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

I.5.3.3 Poste BT alimenté par un double source, avec couplage

❖ Architecture

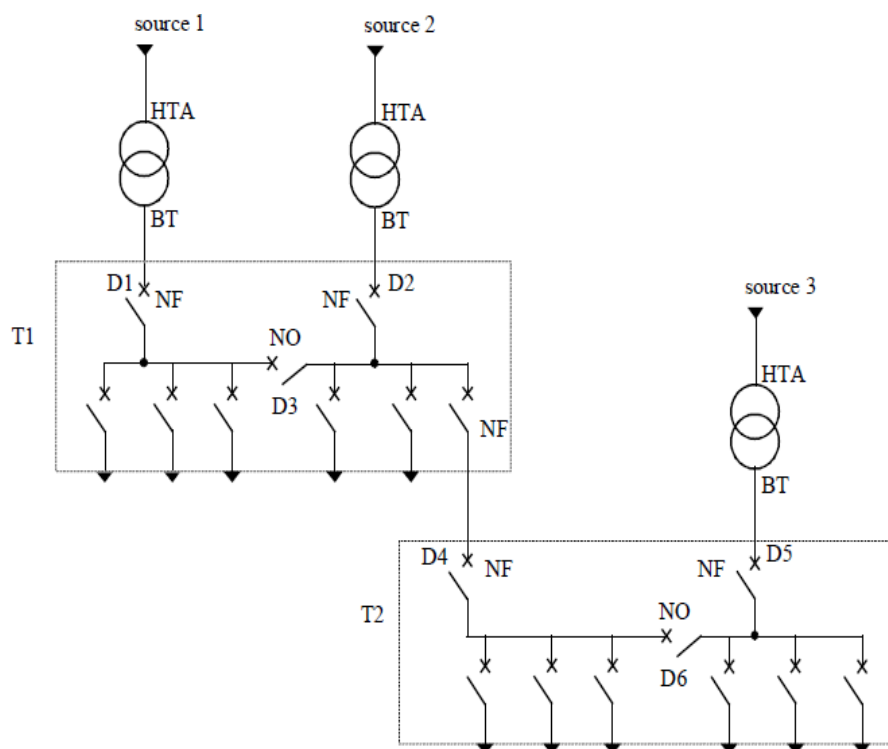


Figure 1.16 : Poste BT alimenté par un double source, avec couplage.

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T1 :**

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D3 est ouvert. Chaque transformateur alimente une partie de T1. En cas de perte d'une source d'alimentation, le disjoncteur de couplage D3 est fermé et un seul transformateur alimente la totalité de T1.

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

➤ **Fonctionnement de l'alimentation de T2 :**

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D6 est ouvert. Chaque source alimente une partie de T2. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage D6 est fermé et l'autre source alimente la totalité de T2.

I.5.3.4 Poste BT alimenté en triple sources avec couplage

❖ Architecture

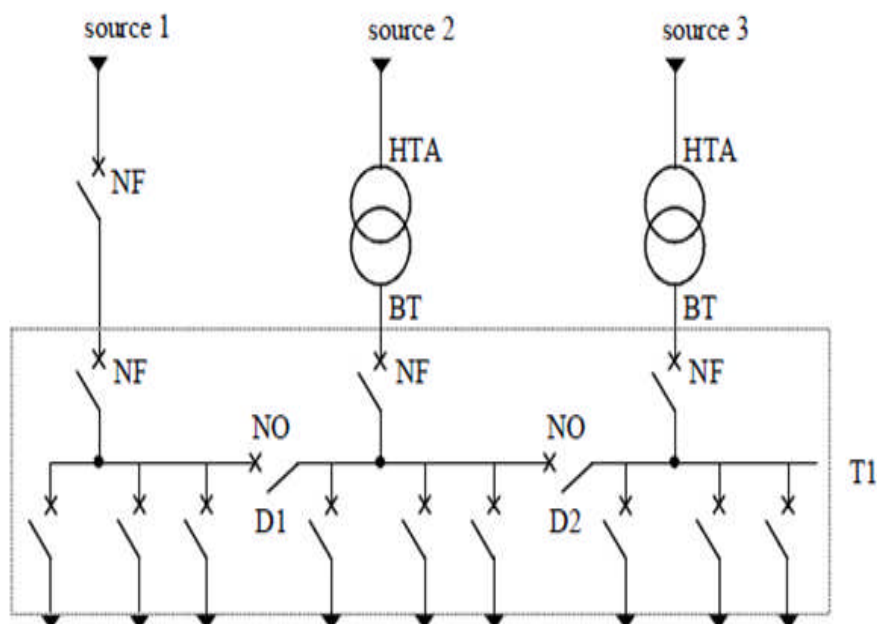


Figure 1.17 : Poste BT alimenté en triple sources avec couplage.

Le tableau T1 bénéficie d'une triple alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

En fonctionnement normal, les 2 disjoncteurs de couplage sont ouverts, le tableau T1 est alimenté par les 3 sources d'alimentation.

En cas de défaillance d'une source, le disjoncteur de couplage de la source associée est fermé, le disjoncteur arrivé de la source défaillante est ouvert.

I.6 Fonctionnement du réseau électrique [5]

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée sur de longues distances dans des lignes à haute tension (HTB) gérées par RTE (Réseau de Transport d'Électricité).

Elle est ensuite transformée en électricité à la tension HTA pour pouvoir être acheminée par le réseau de distribution. Cette transformation intervient dans les postes sources.

Une fois sur le réseau de distribution, l'électricité haute tension HTA alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans...), elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation avant d'être livrée.

Au final, la qualité de l'alimentation en électricité des utilisateurs du réseau est donc le résultat de la qualité de tout ce parcours.

I.7 Discussion

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

Nous avons ensuite présenté les différents postes électriques dont on a exposé leurs architectures et qui sont pour rôle de faire connecter, distribuer et transformer l'énergie électrique d'une haut tension en basse tension, pour enfin arriver au fonctionnement des réseaux électriques qui 'est géré et exploité par la téléconduite, et c'est l'objet de notre prochain chapitre.

II.1 Préambule

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.

Ainsi le réseau électrique soumis à un environnement quelque fois sévère, ce qui produit des défauts électrique. C'est pour cela que l'on utilise des systèmes de protection qui assurent le bon fonctionnement de ces réseaux.

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillances de protection assurant la stabilité de réseau et une alimentation électrique ininterrompue. Cette fonction est assurée par un ensemble d'équipements localisés dans les postes ou sur les lignes électriques tels que les (relais, disjoncteurs, sectionneurs...). Pour cela la plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique doivent bénéficier de telles protections.

II.2 Présentation du groupe industriel Sonelgaz

La Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (SONELGAZ) a été créée par l'ordonnance N°69-59 du 28 juillet 1969 qui dissout l'établissement public d'Electricité et Gaz d'Algérie (EGA), issu des lois françaises de nationalisation de 1947.

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

Dès sa mise en place, l'entreprise a effectué, outre la vente d'énergie, l'installation et l'entretien d'appareils domestiques fonctionnant à l'électricité ou au gaz.

Elle s'est attachée à promouvoir l'utilisation du gaz naturel et de l'électricité dans les secteurs industriel, artisanal et domestique.

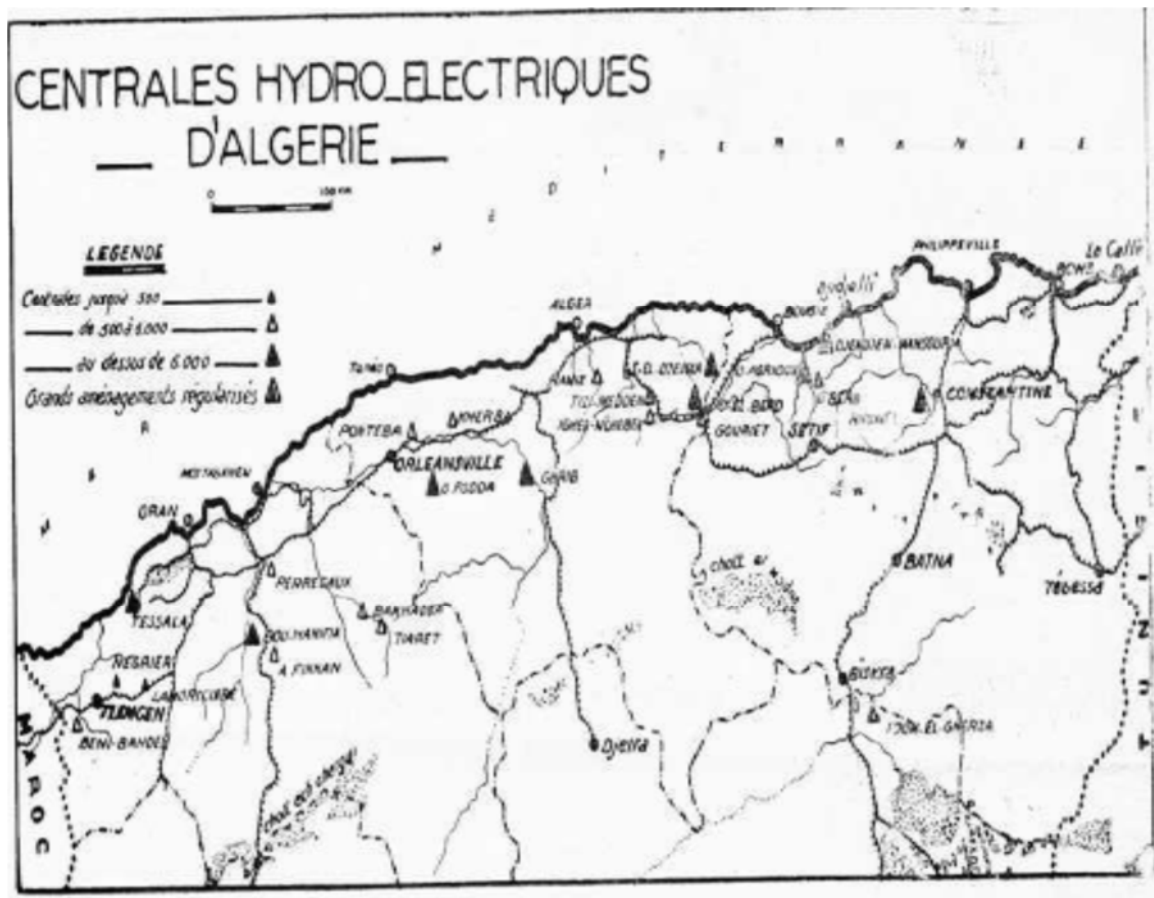


Figure 2.1 : Carte de centrales Hydro-électriques en 1954.

La nouvelle organisation validée en février 2017, a érigé Sonelgaz en Groupe industriel composé de 16 filiales. Ainsi, ses filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations.

On compte:

1. La Société de Production de l'Electricité (SPE).
2. Sharikat Kahraba wa takat moutadjadida (SKTM).
3. La Société de l'Engineering de l'électricité et du Gaz (CEEG).
4. La Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE).
5. La Société de Gestion du Réseau de Transport Gaz (GRTG).

6. L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production / Transport de l'électricité.
7. La Société de Distribution de l'électricité et du gaz (SDC).

Les sociétés travaux du Groupe Sonelgaz, Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz, sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...) et c'est grâce à ces sociétés que l'Algérie dispose aujourd'hui d'infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins du développement économique et social du pays.

Par ailleurs, les filiales métiers périphériques sont en charge d'activités annexes, telles que la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution de matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnels, ... etc.

De plus, Sonelgaz détient également des participations dans des sociétés, dont le métier est en rapport avec le domaine de l'électricité et du gaz.

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 **59%** pour la pénétration gaz.

II.2.1 La Société de Distribution d'Electricité et du Gaz

S'inscrivant dans le processus de filialisation engagé par SONELGAZ, en application des dispositions de la loi 02/01 du 05 février 2002, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, la filiale Sonelgaz Distribution Alger par abréviation « SDA » est créée en janvier 2006, ayant la forme juridique de S.P.A, au capital social de 9.000 MDA et dont le siège social sis à la rue Khelifa Boukhalfa, N° 39/41 Alger.

En avril 2009, l'identité visuelle de la société est refaite et avec sa dénomination. Ainsi fut créée la « Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz d'Alger, par abréviation SDA».

La SDA, est structuré d'une direction générale sis à son siège et de 04 directions régionales:

Direction de Distribution d'El Harrach.

Direction de Distribution de Belouizdad.

Direction de Distribution de Bologhine.

Direction de Distribution du Gué de Constantine.

II.2.2 Les principales missions de la SDA

1. Exploiter et maintenir les réseaux de distribution de l'électricité et du gaz dans le périmètre de la wilaya d'Alger.
2. Développer et moderniser les réseaux électricité et gaz.
3. garantir un accès non discriminatoire aux réseaux électricité et gaz.
4. Garantir la qualité et la continuité de service dans la distribution de l'électricité et du gaz.
5. Garantir la sécurité des réseaux électricité et gaz.
6. Commercialiser l'électricité et du gaz.
7. Assurer la mission de service public.

II.3 La Téléconduite [2][6]

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 SDA ce centre est situé à Ruisseau, et il permet de conduire plus de 50 postes entre HTB/HTA et HTA/HTA et plus de 1000 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 coté et via les RTU's avec le système SCADA de l'autre coté.

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).

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

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).

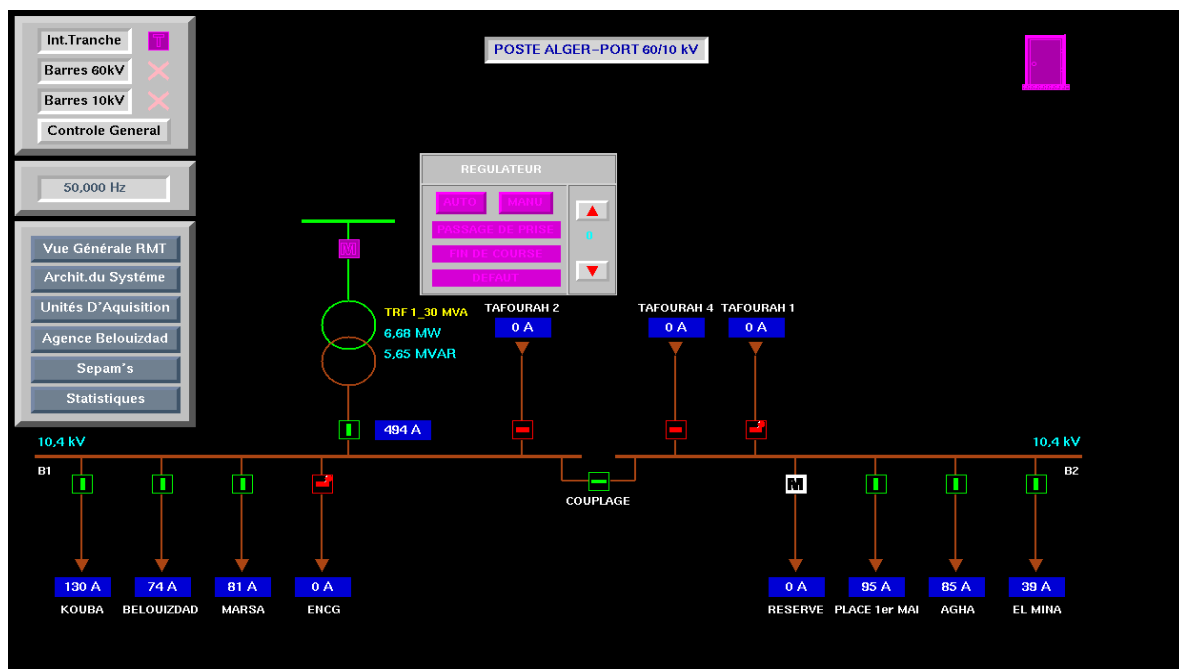
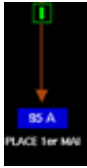

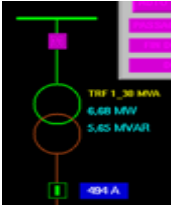




Figure 2.2: Schéma synoptique d'un poste Electric HTB/HTA (Alger Port 60/10kv).

Légende:

Symbole	Signification
	Départ 10 KV avec disjoncteur fermé, avec un affichage (en temps réel) de la charge de consommation du départ en A
	Départ 10 KV avec disjoncteur fermé, avec un affichage (en temps réel) de la charge de consommation du départ en A
	Transformateur 60/10kv avec Disjoncteur fermé
	Couplage entre les 2 demis rame, avec disjoncteur fermé
	Jeu de barre avec un affichage de la tension en KV en (temps réel) du poste

II.3.1 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.

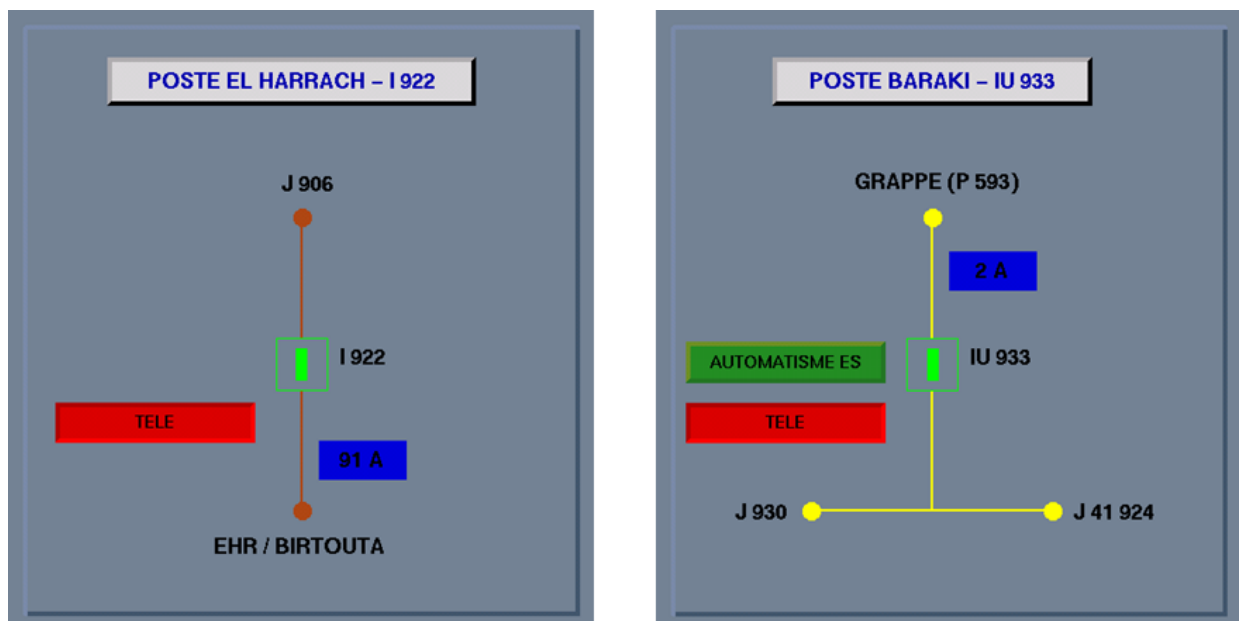


Figure 2.3: Schéma synoptique d'un organe (IAT/IAT-CT) de coupure de la ligne aérienne.

II.3.2 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 **TCD**³, afin d'augmenter la précision de transmission d'information et il est confirmé par le retour d'une télésignalisation double **TSD**⁴.

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.

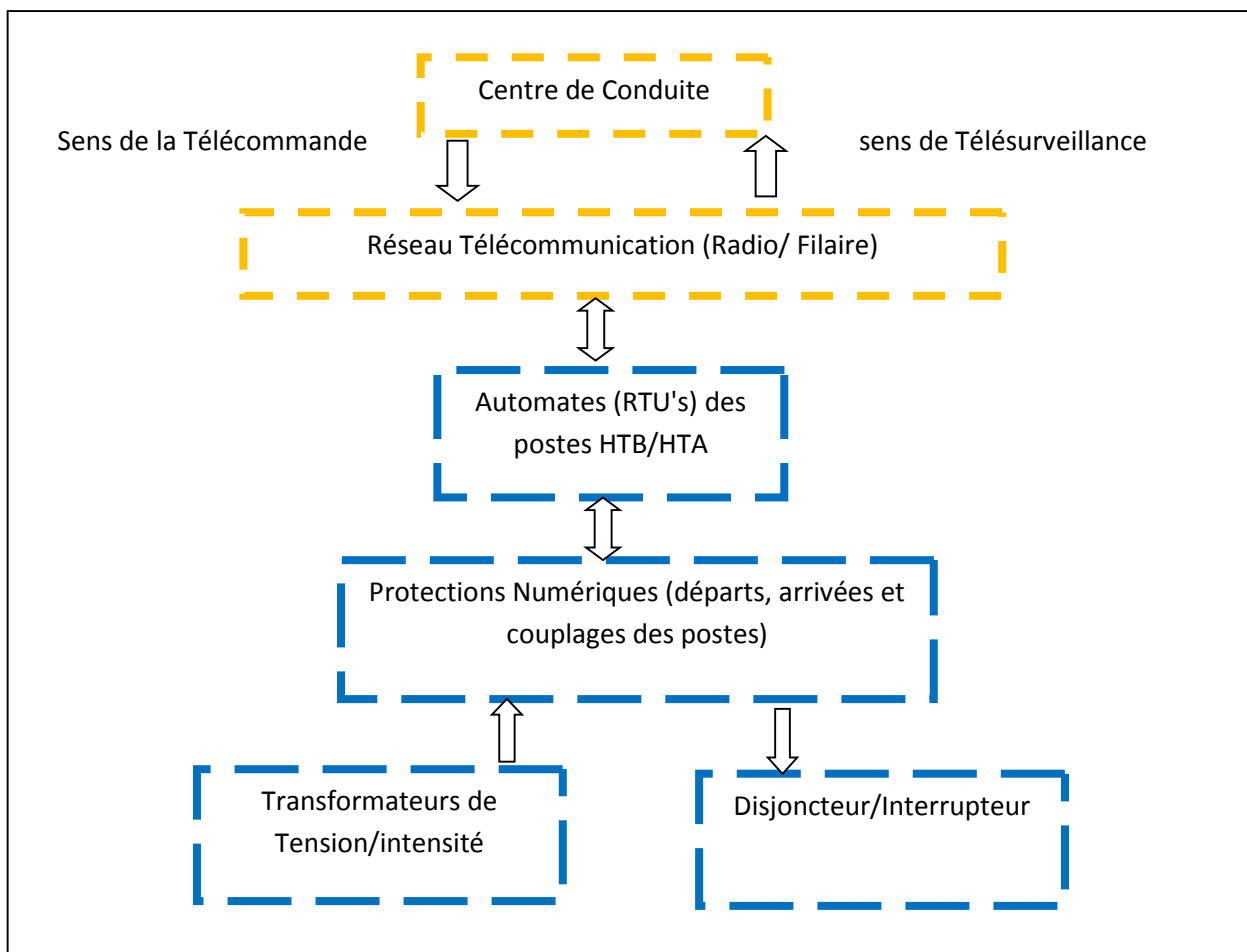


Figure 2.4: Schéma fonctionnel de Tel éconduite

II.4 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.4.1 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.4.2 Les surtensions

On distingue différents types de surtension telle que :

- **Les surtensions de manœuvres:** les déclenchements et enclenchements des équipements engendrent 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 provoquent 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.4.3 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.4.4 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.5 Les systèmes de protection des réseaux électrique [7][8][11]

II.5.1 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.

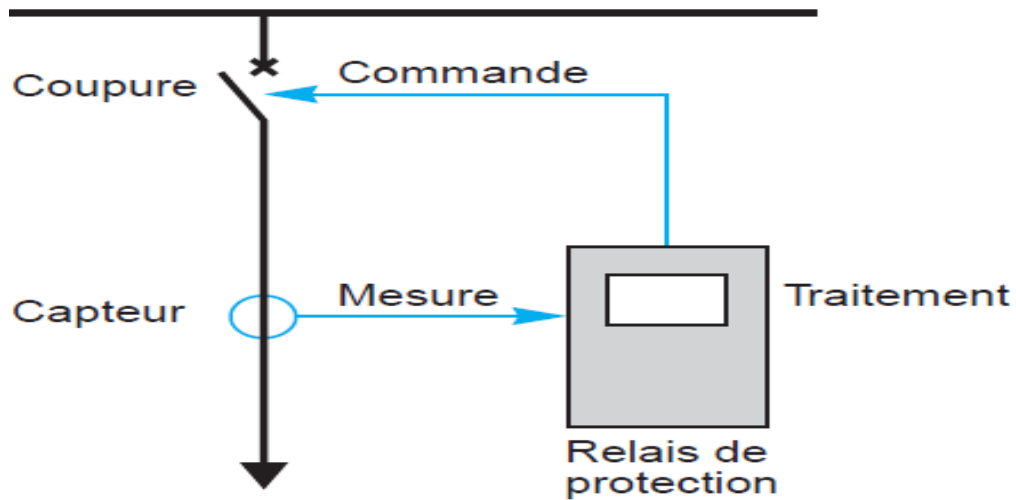


Figure 2.5: Élément constituant les protections du réseau électrique

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.

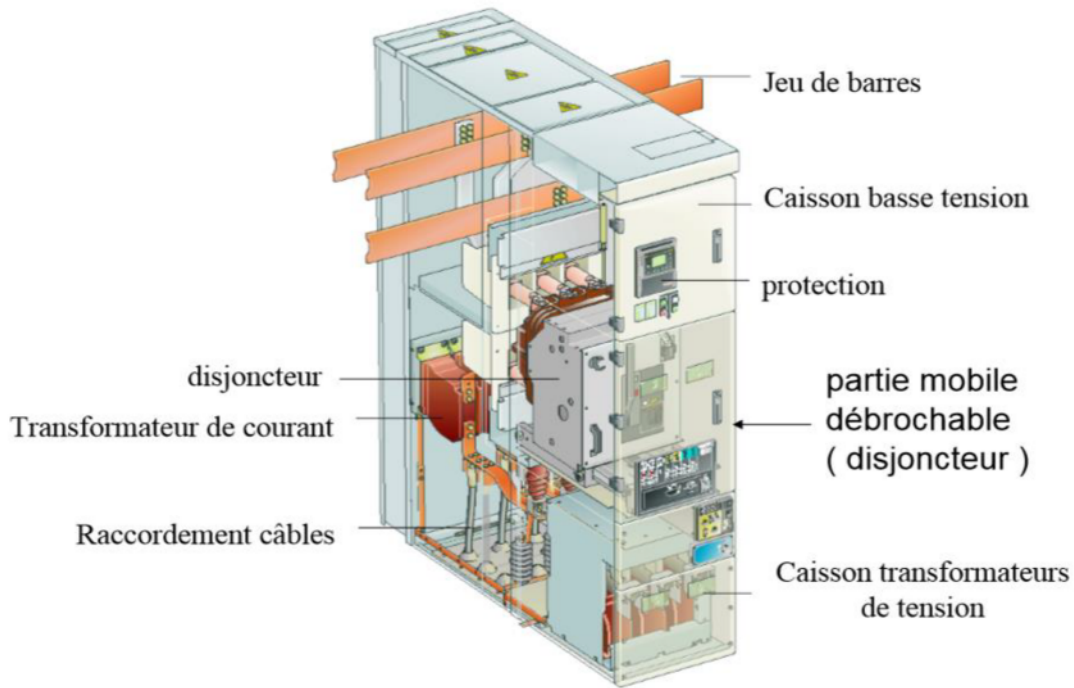


Figure 2.6 : Cellule départ d'un poste HTB/HTA.

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.5.2 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.5.3 Les relais de protection des étages HTA des postes HTB/HTA

II.5.3.1 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**⁵, les **relais statique**⁶ et relais de protection numérique, pour les deux premier ils ne sont plus utilisés dans le réseau HTB/HTA de SDA, ils ont été tous remplacé par les relais de protection numérique, dans la cadre d'automatisation du réseau électrique réalisée en 2001.

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

II.5.3.2 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 (perturbographe).
- Le diagnostic sur l'état des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

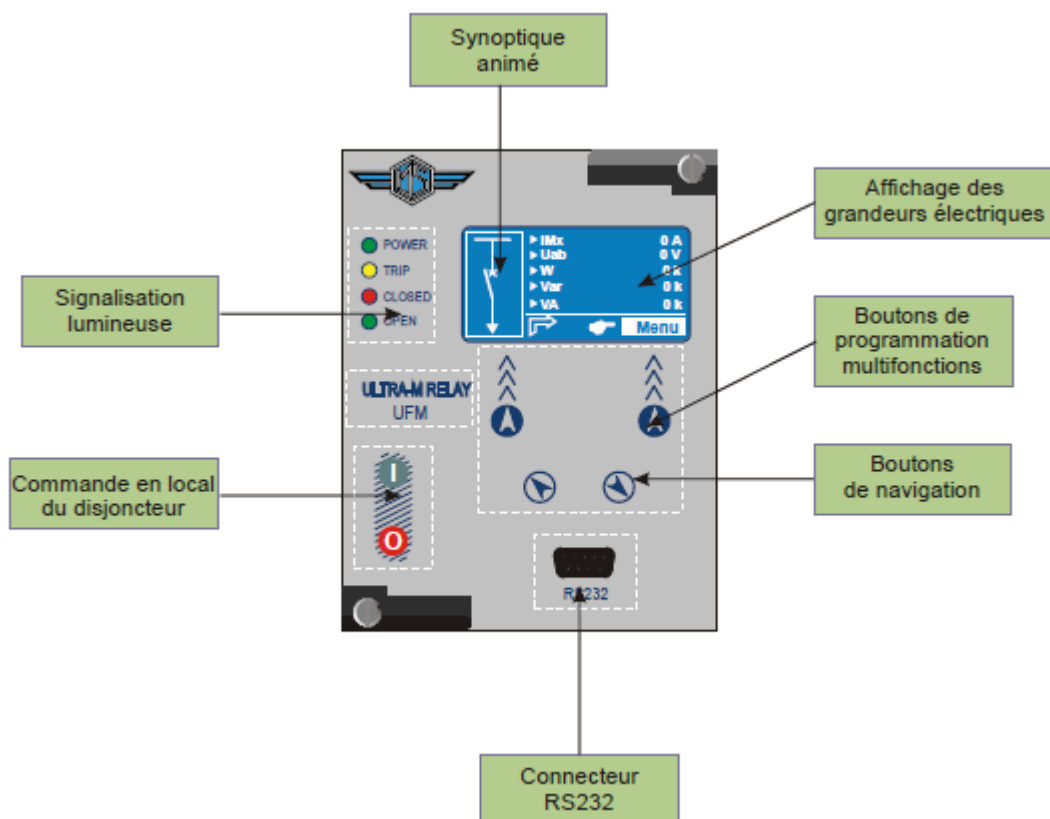


Figure 2.7 : Relais de protection numérique

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 commandé au niveau local et central.

Les différentes protections d'un poste électrique peuvent être interconnectées 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 connectées à des RTU's, qui font interface avec le système SCADA.

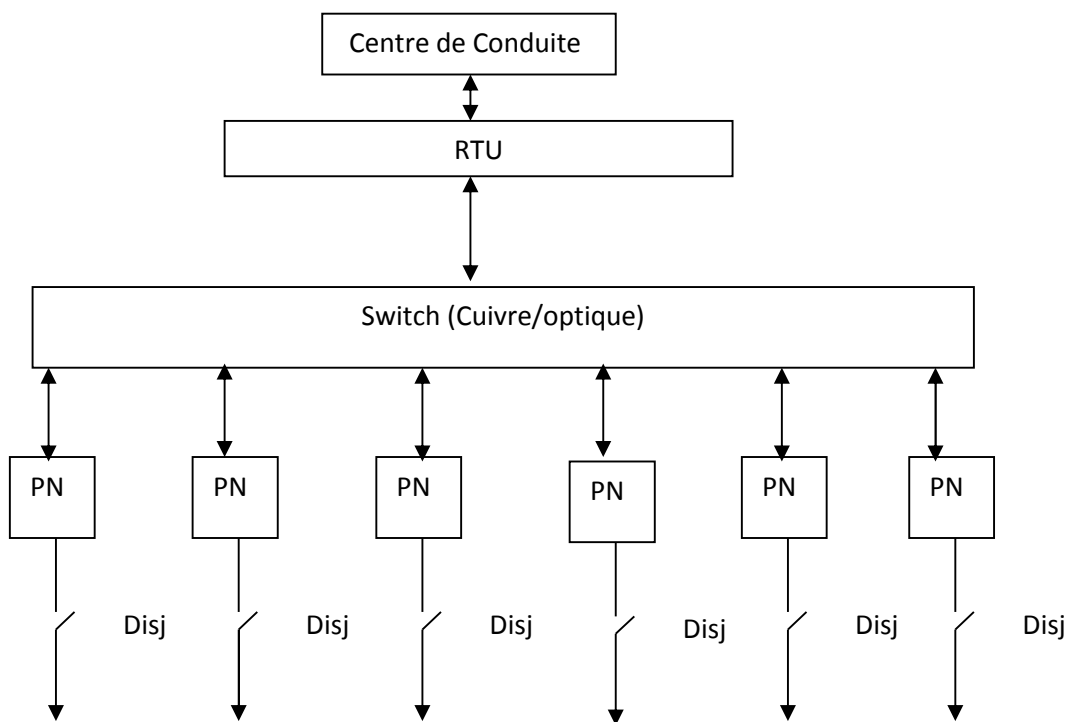


Figure 2.8 : Liaisons entre les protections numériques, RTU et le système SCADA

II.5.3.3 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.

II.5.4 Qualités fondamentales d'une protection électrique

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.5.5 Les relais de protection numérique installé dans le réseau électrique de SDA

Au niveau des postes électrique HTA de SDA, il ya différente protection numérique de différents constructeurs.

- **AREF** du constructeur ABB.
- **SEPAM** du constructeur Schneider.
- **SIPROTEC** du constructeur Siemens.

II.5.6 Les organes de coupure électrique [9][10]

II.5.6.1 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 2.9 : Disjoncteur d'un départ d'un poste HTA installé dans la cellule.

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.5.6.2 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.5.6.3 Unité de Contrôle pour Interrupteurs Aériens Télécommandé (IAT)

L'unité de contrôle est destinée à être installée sur un poteau pour le contrôle commande d'interrupteur Aérien. Cette unité devra être étudiée pour recevoir et se connecter aux équipements nécessaires à la télétransmission.

Compte tenu des conditions d'environnement extérieures difficiles (température, humidité, vibrations, environnement électrique, foudre, ...) et de la très grande sécurité de fonctionnement requise, cette unité de contrôle devra faire l'objet de tests de qualification et de fiabilité extrêmement sévères conformément aux normes internationales CEI.

La commande électrique d'ouverture/fermeture des interrupteurs est déclenchée soit par une action de télécommande provenant du centre de téléconduite, soit par une commande locale opérateur (bouton poussoir).

Les principales fonctions de l'unité de contrôle sont :

- Détections des courants de défaut lors de la mise sous tension de la ligne.
- Détection des courants de défaut entre phases permanents.
- Automatismes d'ouverture de l'interrupteur.
- Communication avec le centre de conduite.



Figure 2.10: Interrupteur aérien automatisé

II.5.7 Les transformateurs de mesure [7][11]

II.5.7.1 Le transformateur de tension (TT ou TP)

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.

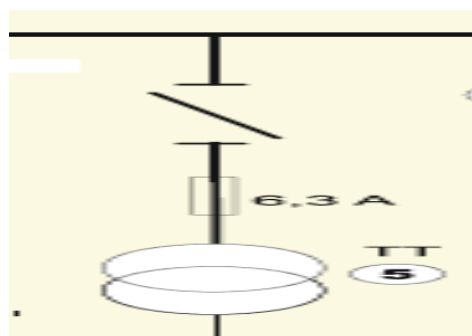


Figure 2.11 : Schéma fonctionnel d'un transformateur de tension.

II.5.7.2 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.

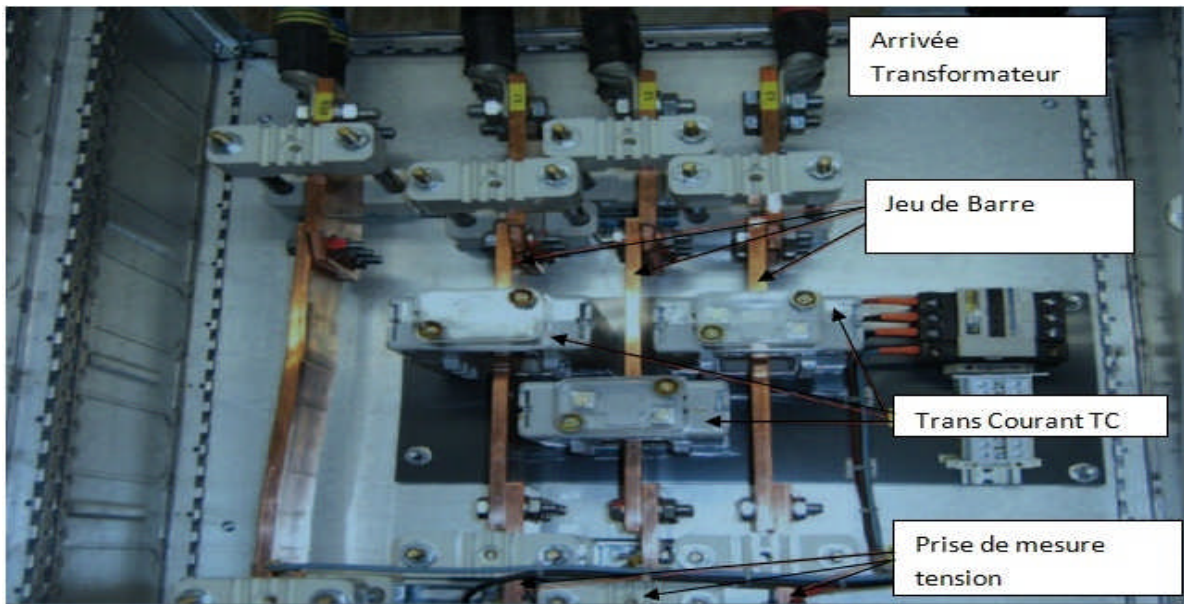


Figure 2.12 : Les transformateurs de courant TC d'une cellule Arrivée Transfo d'un poste HTA.

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.

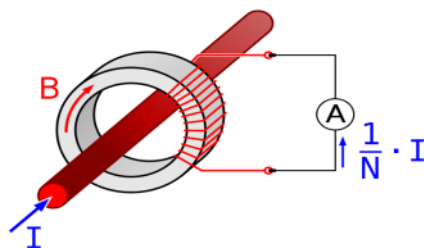


Figure 2.13 : Schéma fonctionnel d'un TC

II.6 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'approvisionnement 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) Suretés

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

II.7 Discussion

Ce chapitre a été consacré à la présentation de la téléconduite, par ces différentes structures, Il est aussi l'effet d'une étude d'un système de protection numérique.

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

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

les transformateur de mesure. Un plan de contrôle-commande définit l'ensemble de ces éléments et l'organisation de leur fonctionnement relatif.

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

III.1 Préambule

Dans notre étude nous allons nous intéresser au système SCADA qui permet la Téléconduite du réseau de moyenne tension HTA et basse tension HTA/BT de la société de distribution de l'électricité et de Gaz d'Alger, acronyme "SDA".

La SDA a en charge la responsabilité des réseaux de distribution d'Alger, 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-DMS, dénommé SCATEX du fournisseur EFACEC. Ce système permet la téléconduite de plus de 50 Postes entre HTB/HTA, HTA/HTA et 1000 postes HTA/BT et les sectionneurs aériens via un centre de conduite principale (CCP) et deux centres de conduite secondaires (CCS) installés à Boumerdes et Tipaza, les postes télécommandés sont éparpillés sur l'ensemble du territoire de la wilaya d'Alger et périphérique.

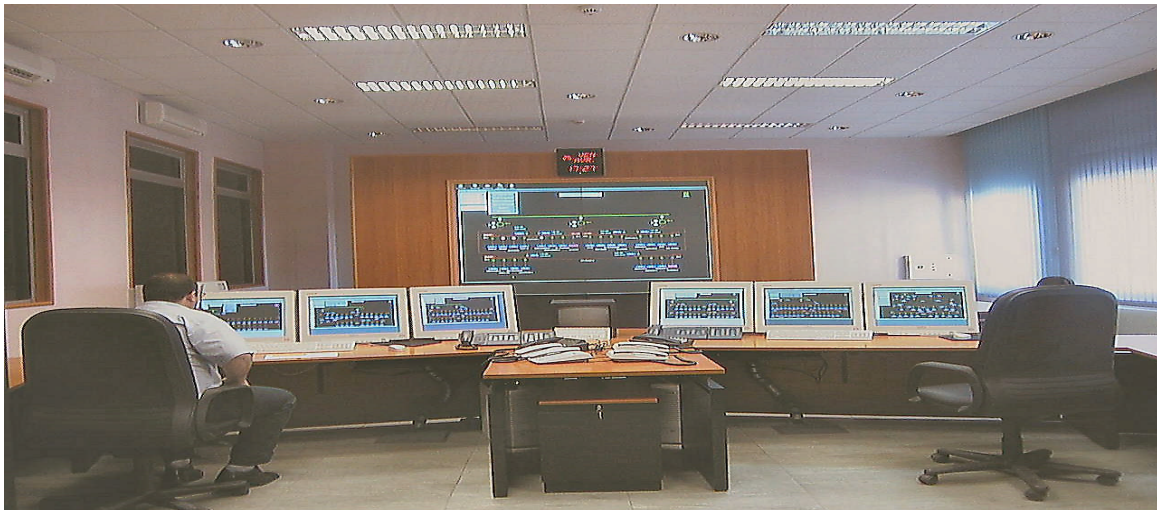


Figure 3.1: Centre de conduite principale de SDA (CCP).

Ce chapitre décrit le système SCADA-DMS de SDA, son Architecture fonctionnel, les différentes parties, le fonctionnement et des titres généraux.

III.2 Définition du système SCADA [12]

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 (MTU), 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.

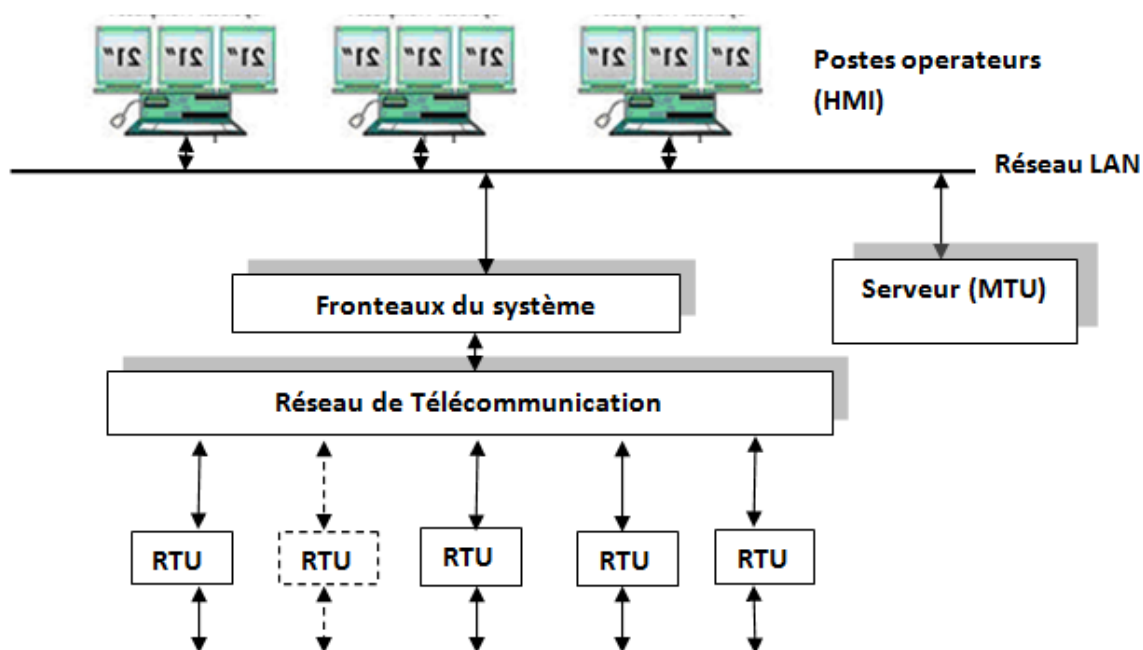


Figure 3.2 : Schéma général d'un système SCADA

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

- Un système de supervision et contrôle informatique (MTU), 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-DMS de SDA [6][13]

III.3.1 Architecture matérielle

L'architecture générale du centre de conduite (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).

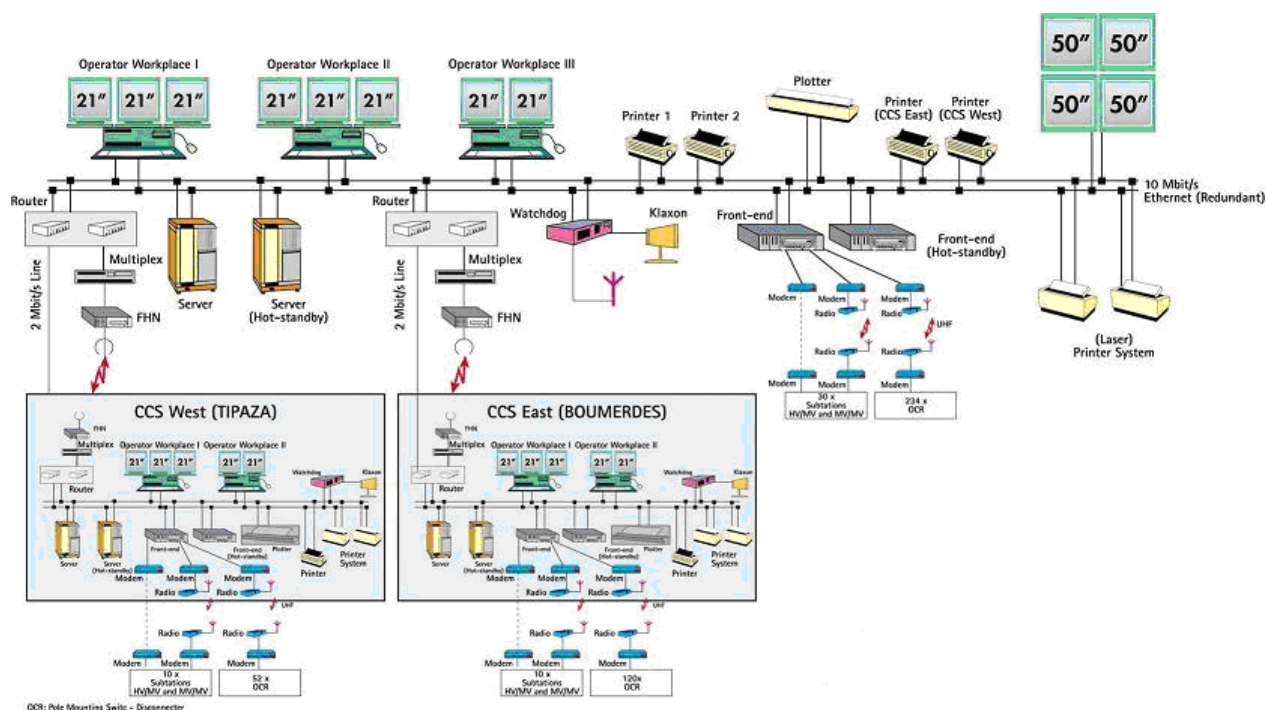


Figure 3.3 : Architecture matérielle du système SCADA de la SDA.

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 tache 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 (MTU)

Le serveur central ou le MTU « Master Terminal Unit », 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.3.2.1.1 Architecture des MTU de la SDA

Chacun des trois MTU installées aux trois centre de conduite (CC Alger, CC Boumerdes et CC Tipaza) 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 d'Alger qui montre les équipements composants la partie

MTU de ce système.

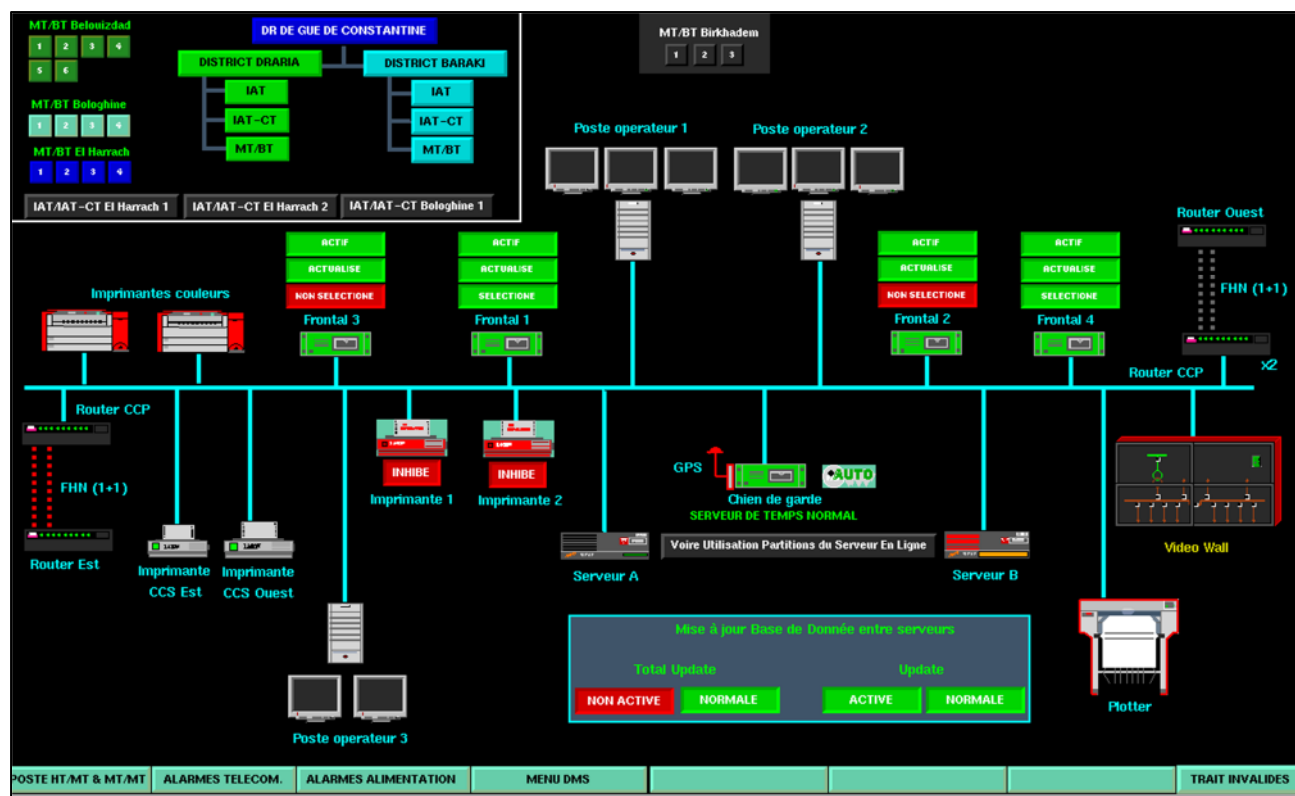


Figure 3.4 : Architecture de la MTU d'Alger.

III.3.2.1.2 Les éléments de MTU

- **Frontaux de communication** : les frontaux sont des PC redondants sous Windows NT qui jouent le rôle d'interfaçage entre le reste des MTU (serveurs) et les RTU via le système Télécom, les frontaux gèrent les communications : ils organisent les messages (trames de données) échangés entre les MTU 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 SDA on trouve 04 frontaux de communication, soit 04 PC et chaque frontale est dotée d'une dizaine de ports série (en RS 232 voir annexe).

- **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 chargée de gérer les périphériques de visualisation (stations opérateurs implémentées 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 3.5: Watch-dog installer au 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 SDA, chaque poste opérateur est équipé de trois écrans afin de faciliter l'exploitation.
- **Le vidéowall** : est un écran géant utilisé pour l'affichage des parties du réseau en activité.
- **Les imprimantes**: sont d'autres périphériques de sortie raccordée au système MTU 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 MTU, serveurs, watch-dog, poste opérateur et frontaux de communication.
- **Réseau WAN**: Il fait a base de routeur, il relie les deux centres de conduite secondaires CCS Boumerdes et CCS Tipaza au CCP.

III.3.2.2 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.

Ce pendant, 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 traduite 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.3.2.3 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 (ALGER) et les Centres de Conduite Secondaires (BOUMERDES et TIPAZA), 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 WLL et un autre 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.

III.3.2.3.1 Le réseau de Télécommunication WLL de SDA (CCP)

La WLL est le réseau télécom numérique principale du système SCADA de SDA, il permet des communications de données entre les RTU's d'une trentaine de postes entre HTB/HTA et HTA/HTA et le système.

La WLL, une technologie sans fil, à haute capacité de transmission basé sur la technologie de multiplexage temporelle (TDMA). SDC utilise cette technologie en exploitant la bande de fréquence 2.6GHz.

L'architecture du réseau WLL de SDC, est faite:

- D'une station centrale SR500 installée au CCP, les ports de communication de cette dernière font interface avec les frontaux de communication du système via des liaisons séries (RS232).

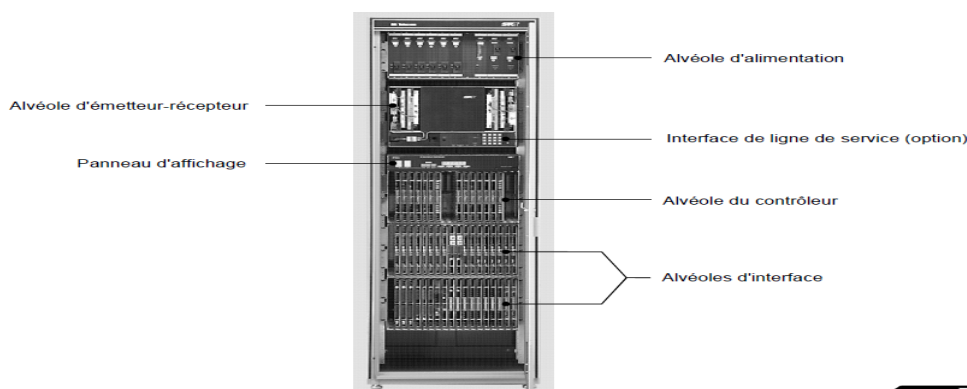


Figure 3.6 : Station centrale SR500.

- De 04 relais, le principale qui relie l'ensemble des postes HTB/HTA et HTA/HTA au CCP est installé dans un point haut à Bouzareah. Ces relais sont des HC 24 de la technologie SRT TELECOM.
- De plusieurs Stations terminales, sont des TS4 de la technologie SRT TELECOM, installées au différents postes HTB/HTA et HTA/HTA. Ces TS4 font interface avec les RTU's des postes via des liaisons séries.

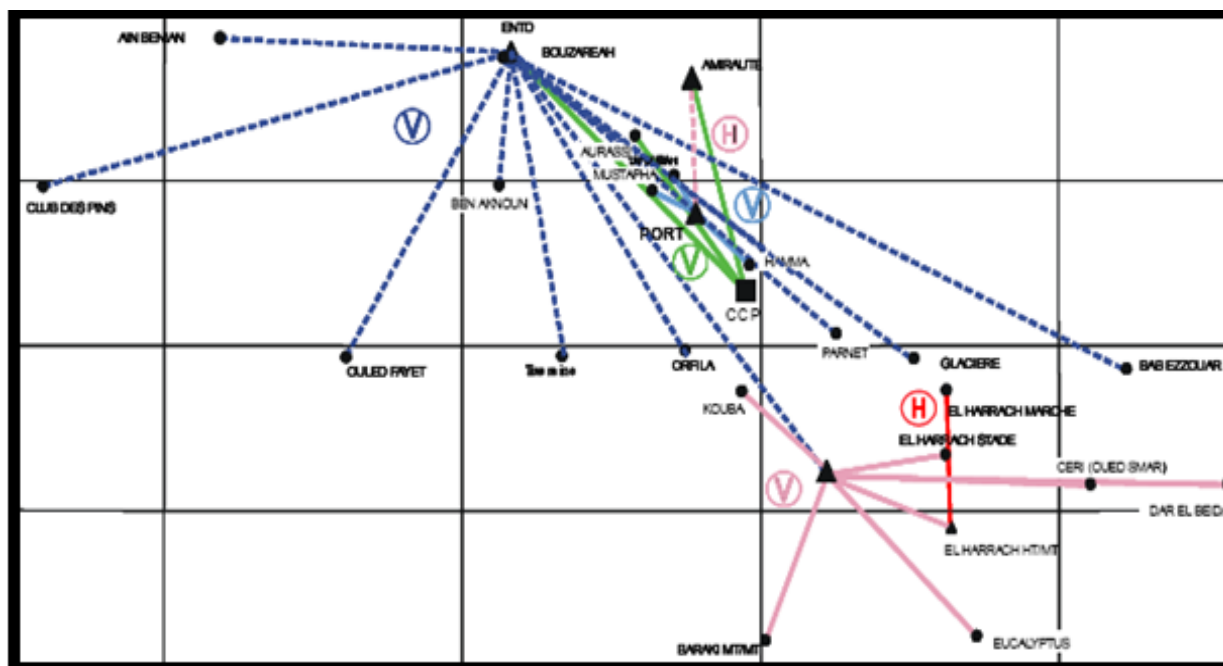


Figure 3.7 : Schéma générale du réseau WLL de SDA (CCP).

III.3.2.3.2 Le réseau de communication en UHF de SDA(CCP)

Le réseau UHF de SDA, est un réseau secondaire dédié uniquement pour la communication des postes HTA/BT et IAT's. Ce réseau est fait à base de radios MDS du constructeur Genrale Electricque.

L'Architecture du réseau UHF de SDA est faite:

- De 03 stations de base, des radios MDS 4790 installées au CCP, elles font interface avec le système via des ports de communication en liaisons série RS 232.
- De 03 Relais, des Radios MDS 4790 installées à Bouzareah, et Cap Matifou.
- De plusieurs radios terminales (600 Radios), de type MDS 4710, ces radios sont installées dans chaque postes HTA/BT et IAT télécommandés, elles font interface avec les RTU's des postes via des liaisons séries.

III.3.2.3.3 La communication via le réseau de fibre optique de GRTE

Les postes HTB/HTA de sonelgaz sont tous raccordés au réseau en fibre optique de GRTE (backbone). Une partie des postes HTB/HTA sont télécommandés via le réseau en fibre optique ou bien utilisée comme une redondance à la WLL.

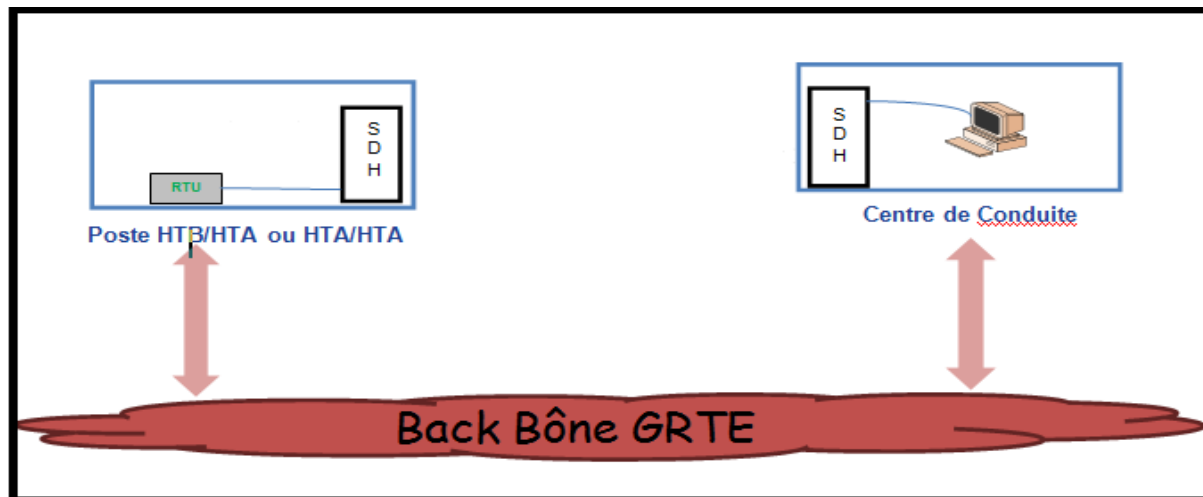


Figure 3.8 : Schéma de raccordement des RTU's au centre de conduite via la fibre optique.

III.4 Fonctionnement du système SCADA-DMS de SDA [6][14]

III.4.1 Fonctionnement du système SCADA de SDA dédié pour les postes HTA

Le système SCADA de SDA utilise pour interroger les RTU's des postes HTB/HTA et HTA/HTA, le protocole de communication IEC 60870-5-101 (IEC101). L'interrogations ce 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 défailante.

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 envoyés en octet avec des bits de control: Bit Start, 8 bit de données, bit de parité et en fin bit de Stop.

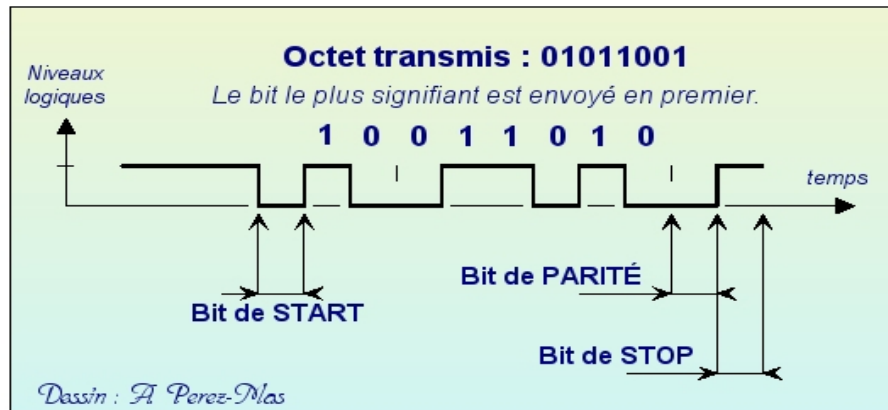


Figure 3.9 : Transmission de données en asynchrone.

III.4.2 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.

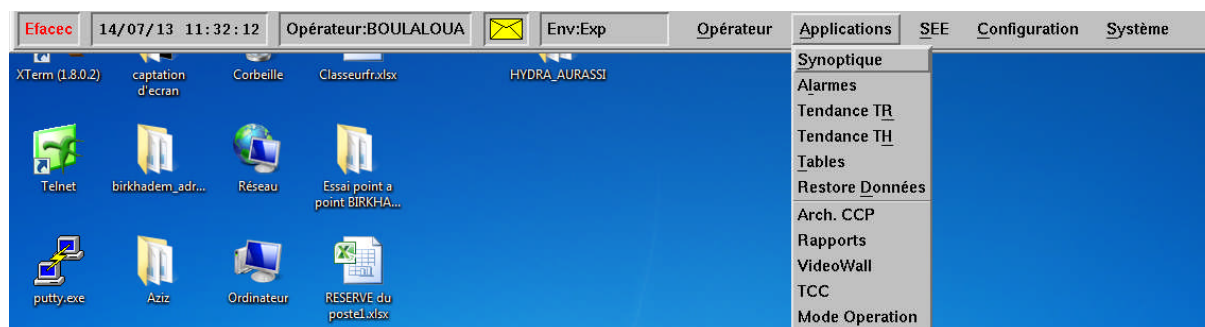
III.4.3 Les fonctions principales du logiciel SCADA

- 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.

III.4.3.1 Menu principal opérateur

➤ Fenêtres d'information:



Sur le coté gauche, il y a quelques zones d'information:

Dans la première, est représenté le sigle du constructeur Efacec.

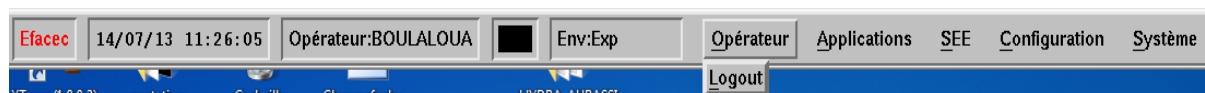
Dans la deuxième, se trouve l'information sur la date et l'heure du système SCADA.

Dans la troisième, on trouve le nom de l'opérateur connecté au système SCADA.

Dans la quatrième, des informations sur l'environnement utilisé (exploitation, étude...).

Dans l'icône représentant une enveloppe, l'utilisateur peut utiliser la messagerie locale entre utilisateurs du système SCADA.

➤ Menu Opérateur:



Ce menu permet à l'utilisateur de quitter l'interface Homme-Machine de l'application SCADA en cliquant sur logout. Après chaque logout le serveur principal envoie la fenêtre de login.

III.4.3.2 Menu Applications

Dans ce menu, l'utilisateur peut appeler:

Les Synoptiques, en cliquant sur Synoptiques.

La liste d'alarmes, en cliquant sur Alarmes.

Le Graphique de Tendances en Temps Réel, en cliquant sur Tendances TR.

Le Graphique de Tendances Historiques, en cliquant sur Tendances TH.

Les Listes des entités du système et leurs états, en cliquant sur Tables.

Les Rapports du système Scatex en cliquant sur Rapports.

III.4.4 Le SCADA-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.

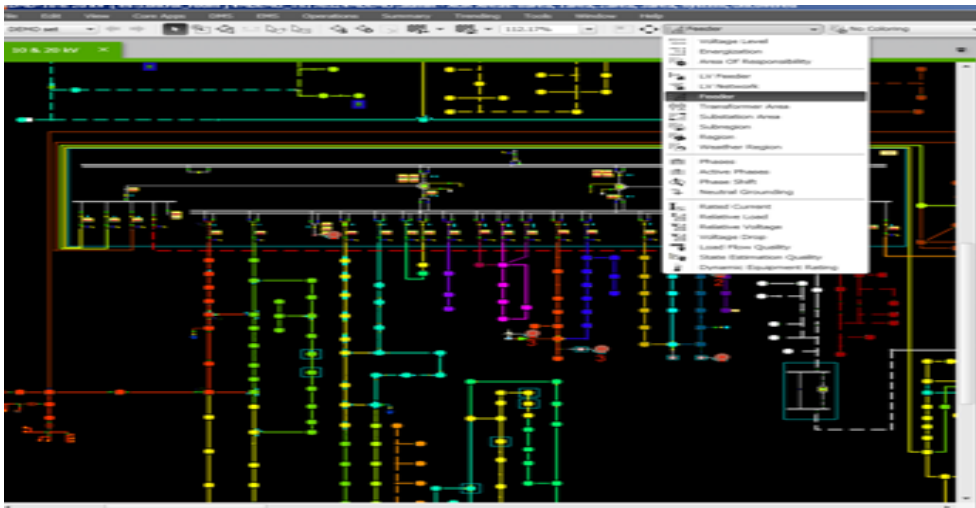


Figure 3.10 : Image d'une partie du réseau électrique sur un poste opérateur.

III.4.4.1 Les fonctions principales du DMS

- Le choix entre environnements «études» et «exploitation» indépendants.
- La coloration dynamique du réseau et traces.

- 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.

III.4.5 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.

III.5 Les différents protocoles de communication utilisée pour le SCADA [13]

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.

La communication du système SCADA entre l'unité terminale maître (MTU) et les unités terminales distantes (RTU)" est mise en œuvre par l'utilisation de protocoles SCADA. Chaque protocole SCADA fournit des règles et des procédures de communication entre les appareils de terrain et d'autres fonctions: génération de commandes MTU / RTU, informations d'état MTU / RTU, accumulation de données / informations, présentation de données et conversation, affectation d'adresses MTU / RTU, surveillance et contrôle du système.

Certains des protocoles les plus célèbres / populaires utilisés dans la communication SCADA sont les suivants :

III.5.1 Le protocole Modbus

Modbus est un protocole de communication série développé par Modicon. C'est une méthode utilisée pour transmettre des informations en série (une après l'autre) entre les dispositifs électroniques.

Le système SCADA utilise le protocole Modbus pour la communication en couche OSI (Open System Interconnexion) ou la communication en temps réel entre les équipements de terrain connectés à plusieurs lignes réseau. Modbus a utilisé quatre types de communication entre la station maître et la station distante comme message de demande à la station maîtresse, message de réponse de la station maîtresse, accusé de réception de message / traitement ou confirmation (sur réception d'un message par station distante) station distante. Habituellement, le protocole Modbus fournit des services de communication "entre l'unité terminale maîtresse (MTU) et les unités terminales distantes (RTU) et / ou entre les dispositifs de terrain et l'interface homme-machine (IHM).

Dans le système SCADA, lorsque la station distante initialise la communication et envoie le message de demande au protocole Modbus de la station maître, ce message (demande) est assemblé de la station distante vers l'unité de données de protocole (PDU). Ou en ajoutant un code de fonction avec les données demandées, également appelé unité de données de protocole (PDU). En ajoutant des champs à la couche OSI 2, l'unité de données de protocole (PDU) construite va se convertir en une unité de données d'application (ADU). À la réception, la station maître générera le message de demande et le renverra à la station distante.

Modbus (marque déposée par Modicon) est un protocole de communication utilisé pour des réseaux d'automates programmables.

III.5.2 Le protocole IEC 60870-5-101

L'IEC 60870-5-101 (IEC101) est une norme pour la surveillance, le contrôle et les communications associées des systèmes d'alimentation électrique pour la téléconduite, la téléprotection et les télécommunications associées pour les systèmes d'alimentation électrique. il utilise une interface de canal de contrôle à distance série asynchrone standard entre DTE et DCE . Le standard est adapté à de multiples configurations, telles que point à point, étoile, et point à multipoint,.... etc.

III.5.3 Le protocole DNP3

DNP3 est l'acronyme de « Distributed Network Protocol » est un protocole ouvert et public, DNP3 est basé sur l'utilisation du modèle EPA « Enhanced Performance Architecture».

Le protocole de réseau distribué (DNP3) est l'un des protocoles ouverts importants utilisés dans les communications SCADA entre la station terminale principale et les stations terminales distantes ou les stations externes. Généralement, la station terminale principale initialise la commande ou envoie des données à la station terminale distante et à la réponse de la station terminale distante en fonction de la demande de la station terminale principale. Le protocole DNP est utilisé pour les communications série ou Internet Protocol (IP) entre la station terminale principale et les stations terminales distantes. En utilisant le protocole TCP / IP, DNP3 fournit la communication sur Internet entre les périphériques connectés dans les réseaux étendus (WAN) et le protocole DNP3 est situé au-dessus de la suite de protocoles TCP / IP dans la hiérarchie de communication pour une communication équitable sur Internet.

III.5.4 Le protocole PROFIBUS

Profibus est synonyme de «bus de terrain de processus». Profibus est la norme de réseau habituellement, utilise dans les systèmes de contrôle industriels tels que SCADA, DCS et PLC, y compris le contrôle, l'assemblage et la manipulation des appareils de terrain (ICS).

Profibus est pris en charge, communication entre les appareils de terrain (avec contrôleur de bus / accès) ou entre terminal maître unités (MTU) et terminal distant Unités (RTU), avec certaines spécifications (exigences) telles que le type de connecteur D, 127 points, distance de 24 km (prise en charge), vitesse jusqu'à 12 Mbps et taille de message jusqu'à 244 octets par nœud.

Typiquement, le protocole Profibus a trois versions telles que le périphérique distribué (DP), la spécification de message de bus de terrain (FMS) et le protocole PA. Plus de détails sont donnés ci-dessous. En mode Distributed Peripheral (DP), la station maître reçoit le message de demande (entrée en lecture) de la station distante, puis génère un message de réponse (écriture d'informations) vers la station distante. Le périphérique distribué (DP) est également pris en charge, plus d'une station maître (stations multiples) lisent des informations / données à partir d'appareils de terrain, puis le contrôleur principal (maître) peut envoyer une réponse à la station distante.

La spécification de message de bus de terrain (FMS) ne prend en charge que la communication d'égal à égal entre stations maîtresses; de telle sorte que chaque station

maîtresse est autorisée à envoyer / recevoir des messages d'autres stations maîtresses dans le système de communication. La communication FMS (message) a contenu plus de charges que la comparaison avec la communication DP.

III.5.5 Le protocole Fieldbus

Fieldbus a quatre couches telles que "couche utilisateur, couche d'application, couche de liaison de données, couche physique" dans la pile de protocoles et toutes ces couches sont basées sur le modèle à sept couches OSI, avec une couche supplémentaire au sommet du modèle OSI appelée couche d'application utilisateur appelée. Elle fournit une interface utilisateur spécifique (standard) entre les logiciels et les appareils de terrain. Le bus de terrain présente plusieurs avantages, tout en connectant avec des appareils de terrain modernes ou intelligents et des réseaux de communication, incluant une intégration facile des processus, une réduction des coûts de câblage, une minimisation des sessions, une amélioration du contrôle et de la surveillance des appareils de terrain. , amélioration de l'intégrité et de la disponibilité des données.

III.6 Avantage des systèmes SCADA en termes d'exploitation

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 déclenche 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.7 Evolutions des systèmes SCADA

L'évolution technologique actuelle des systèmes SCADA pour la distribution de l'énergie électrique, est vers des systèmes intelligents (Smart Grids), qui permettent de gérer des données de plusieurs sous système de différentes natures.

On trouve sur une même plate-forme de Smart-Grids des données relatives aux: Compteurs intelligents (Télérelève), SCADA de la Téléconduite , Centre d'appel, réseau phonie et système de géolocalisation incluant la position des postes sur des Map et les déplacements des véhicules sur terrain.

III.8 Etude d'une solution de SCADA à haute disponibilité

La SDA prévoit de faire une extension de son système SCADA, avec l'acquisition d'un nouveau système à haute disponibilité.

Pour ce faire, SDA prévoit l'aménagement deux centres de conduite, qui seront implantés dans deux localités différentes. L'un des centres de conduite sera la principale et l'autre de repli.

Chaque centre de conduite, doit comporter :

- Deux serveurs avec l'application SCADA et base des données, un principal et l'autre de secours.
- Deux réseaux télécom distincts, principale et secours.
- Deux liaisons en fibre optique (chemins différents) pour accéder au réseau de GRTE (backbone).

Une liaison Telecom redondante, fibre optique/fibre optique ou bien fibre optique/Radio, doit lier les deux centres de conduite.

Deux liaisons en Radio UHF et deux en fibre optique pour rapatrier les données des postes HTB/HTA, HTA et les HTA/BT vers les deux centres de conduite.

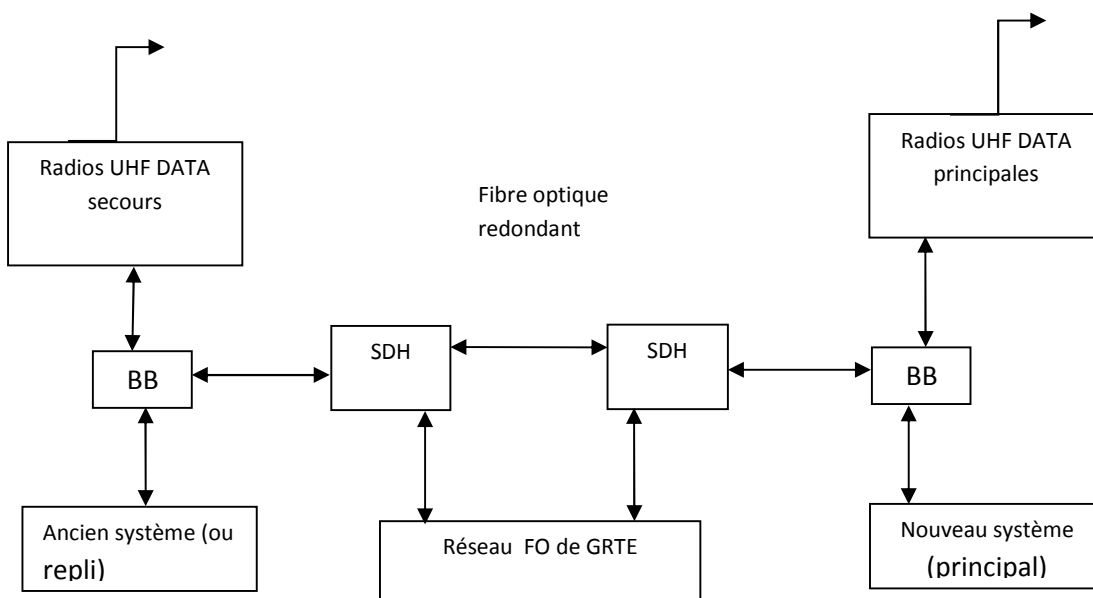


Figure 3.11 : Schéma synoptique d'un système haute disponibilité.

Description générale du fonctionnement :

Les serveurs du système principal, recevront les données des postes via les deux réseaux télécom, fibre optique et UHF, en même temps que les serveurs du système secours.

Ainsi la mise à jour des données en niveau des serveurs, se fera sur ceux du centre de conduite principale et sur ceux du secours, ce qui permet d'avoir une redondance dans deux endroits différents.

La Téléconduite, (commandes et supervision), se fera par les opérateurs au centre de conduite principale et elle sera inhibée côté secours.

En cas d'incident majeur (tremblement de terre) on aura toujours l'accès à l'exploitation du système pour la téléconduite du réseau électrique.

III.9 Discussion

Dans ce chapitre nous avons étudié le système SCADA en détaillant ses éléments (ses logiciels, architecture.....etc.), ainsi que sa conception et son fonctionnement en passant par les protocoles de communication, l'évolution et l'avantage de tel système en terminant avec une étude d'une solution d'un SCADA à haute disponibilité.

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 à distance, c'est-à-dire que l'installation à superviser pourrait se trouver à 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.

Conclusion

Les réseaux électriques doivent être équipés des systèmes de contrôle aussi sélectifs que possible, afin d'assurer le suivi et l'acquisition de ses paramètres dans une base de données, et cela pour une meilleure maîtrise. A cet effet, la SONELGAZ SDA a mis en service un système SCADA en 2003 dont l'objectif était de permettre à l'exploitant de faire la téléconduite du réseau de distribution électrique moyenne et basse tension à partir d'un centre de contrôle.

Dans ce mémoire, nous avons présenté une étude détaillée du système SCADA, ses composantes et les trois aspects d'utilisation qui l'exploitation, la supervision et le contrôle des réseaux électriques. Le système SCADA de SONELGAZ SDA, a été conçu après une étude réalisée sur le réseau électrique afin de déterminer les points du réseau à automatiser. Ce système est fait 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 les protections, et permettent de faire les traitements et à transmettre les 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.

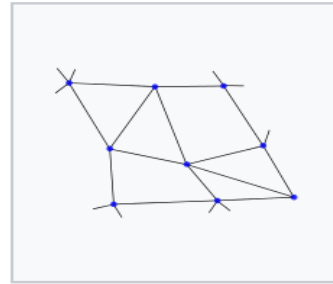
D'après cette étude, nous avons constaté que le système SCADA de SDA via le centre de conduite, permet de surveiller et de commander les organes du réseau ou bien des postes électrique en temps réel. Ce qui permet de réduire les durées des interruptions lors d'incidents, d'isoler les défauts puis de 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.

Référence bibliographie

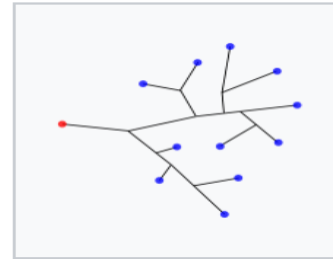
- [1] https://fr.wikipedia.org/wiki/les_reseaux_electrique.
- [2] Mémoire magistère « stratégie de la conduite d'organe du réseau électrique MT-DD-SDE de bejaia » université de Bejaia.
- [3] <https://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/fr/électrotechnique/reseaux-électriques/haute-tension-plus-1KV/ct155.pdf>.
- [4] Guide de conception des réseaux électriques industriels (Schneider).
- [5] Aggad Hocine « conduite du système électrique » juin 2007 sonelgaz – GRTE.
- [6] http://www.sda.dz/Media/upload/file/Teleconduite_SDA.pdf.
- [7] https://fr.wikipedia.org/wiki/Protection_des_reseaux_electriques.
- [8] Mémoire magistère «Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit » université d'oran, 2015.
- [9] <https://www.futura-science.com/disjoncteur-10643/doc>.
- [10] <https://www.leguideit.fr/guides-its/dossiers-technique/sectionneur.pdf>.
- [11] https://bu.ouargla.dz/master/pdf/benderradji_selsabil.pdf?idmemoire=1016.
- [12] https://fr.wikipedia.org/wiki/system_de_control_et_aquisition_de_donnee_scada.
- [13] <https://thescipub.com/pdf/10.3844/ajassp.2014.1418.1425>.
- [14] Cahier technique sonelgaz« le système de téléconduite de la société de distribution d'électricité et du gaz d'alger-SDA-» CREDEG-22/07/2013.

Annexe

1) Structure maillée : les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation.



2) Structure arborescente (le poste rouge représente l'apport d'énergie) : la sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste rouge coupe l'ensemble des clients en aval.



3) Télécommande double TCD

Les télécommandes permettent au gestionnaire de réseau, de transmettre des ordres ou des autorisations au dispositif de conduite du site. Le coffret ne permet pas de télécommander directement les interrupteurs d'arrivée MT du poste de livraison ; ces ordres sont par exemple :

- le début ou la fin d'autorisation de couplage.
- le début ou la fin de demande de découplage.
- le début ou la fin de demande de limitation à un niveau P0 (puissance active), ou Q0 (puissance réactive) injectée sur le réseau.
- la mise En ou Hors service RSE (régime spéciale d'exploitation) de la protection de découplage du site.

Chaque commande, constituée de relais à contacts tout ou rien libre de potentiel, est associée à une signalisation double correspondante qui permet le renvoi d'information de la bonne prise en compte de l'ordre.

4) Télésignalisation double TSD

La télésignalisation répartit le long d'une liaison de transmission double (1, 2) reliant deux terminaux distants (TA, TB). L'un des terminaux (TA) constitue le terminal traitant

et l'autre (TB) un terminal relais.

Chaque message de télésignalisation est formé de deux parties, une première partie dite de caractérisation envoyée en direction du terminal traitant (TA), et une deuxième partie dite de localisation envoyée en direction du terminal relais (TB) qui émet en réponse à destination du terminal traitant (TA) un message d'acquiescement reçu au terminal traitant avec un retard par rapport à la partie caractérisation du message de télésignalisation identifiant la position le long de la liaison de l'équipement émetteur du message de télésignalisation.

5) Relais électromécanique

Un organe électrique permettant de dissocier la partie puissance de la partie commande : il permet l'ouverture et la fermeture d'un circuit électrique par un second circuit complètement isolé (isolation galvanique) et pouvant avoir des propriétés différentes.

6) Relais statique

Un dispositif permettant de commuter un courant électrique sans recours à des éléments mécaniques ou électromécaniques.

7) Liaison série RS232

Une norme standardisant une voie de communication de type série, Disponible sur les PC du systèmes d'exploitation MS-DOS et Windows, les ports RS-232 sont désignés par les noms COM1, COM2, etc. Cela leur a valu le surnom de « ports COM ».

Le standard RS-232 permet une communication série, asynchrone et duplex entre deux équipements.

Les liaisons RS-232 sont fréquemment utilisées dans l'industrie pour connecter différents appareils électroniques (automate, appareil de mesure, etc.).

Résumé

L'avenir et l'extension du **réseau électrique** existant se trouvent confrontés à de nouveaux défis.

A travers cette étude, nous sommes parvenus à connaître, les différents équipements de réseau et du poste électrique et connaître les anomalies et **les défauts** qu'il subit, pour cela il faut installer des équipements et des systèmes fiables et sûrs pour les conduire.

La SONEGAS a employé des **systèmes scada** et installé des centres de **téléconduite** pour la commande, le contrôle et **la protection** des réseaux électriques 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.

Ce système a apporté des atouts incontestables aux entreprises notamment : ses fonctionnalités dans la supervision, l'analyse de données et une rapidité d'intervention d'où il s'est avéré un outil très puissant à utiliser dans l'industrie.

Les mots clés : réseau électrique, les défauts électriques, la protection, la téléconduite, système scada.

Anglais

The future and expansion of the existing electricity grid are facing new challenges.

Through this study, we have come to know the different network equipment and the substation and know the anomalies and defects that it undergoes, for this it is necessary to install equipment and reliable systems and on to drive them.

The SONEGAS has used scada systems and installed telecontrol centers for the control, and protection of electrical networks, the main objective of which is to reduce the duration of interruptions during incidents and to offer the operator reconfigurations of the network allowing optimal use of equipment.

This system has brought unquestionable assets to companies including: its features in supervision, data analysis and speed of intervention from where it has proven to be a very powerful tool to use in the industry.