



Mémoire de Master

Filière : Automatique

Spécialité : Automatique et informatique industrielle

Réalisé par :
ALLAOUA CHARIF
&
KICHAH RABAH

Télécommande et Supervision D'un Poste Source électrique

Proposé par :

Promoteur : Mr. Bennila Nourdinne

Encadreur : Mr. RAHMANI Maamar

Remerciement

Tous d'abord, nous aimerions remercier dieu le tout puissant, de nous avoir donnée la force et la patience de pouvoir mener ce travail à terme.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à Mr. Bennila, Nouridine notre promoteur qui a dirigé notre travail, ces conseils et ces critiques constructives précieuses qui nous ont permis de surmonter notre difficulté et de progresser dans ce projet.

Nos remerciements vont aussi à notre encadreur Mr. Rahmani Maamar chef de service SCADA et à tout le personnel qu'on a contacté durant notre travail

Au sein du SONELGAZ de BLIDA.

Nous remercions aussi les enseignes qui nous ont suivis de notre cursus universitaire et particulièrement nous remercions aussi L'ensemble des membres du jury.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à nos parents,

Nos familles et à tous nos amis (es) et à tous ce qui nous ont soutenues et encourager tout au long de notre formation.

Dédicace

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

À Mes très chers parents, que dieu les protège.

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

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

À Mes frères et tous mes amis

Rabah

Dédicace

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

Je dédie ce modeste travail :

À mes parents. Qui m'ont aidé moralement et m'ont soutenu
Durant tous mes années d'études.

À mon cher frère Youcef qui je le
Souhaite la réussite dans tous ce qu'il entreprendra.

À mes chers camarades & mes chers amis.

Charif

Liste des figures :

Figure 1.1 : Direction générale de SONELGAZ

Figure 1.2 : Hiérarchisation d'un réseau électrique

Figure 1.3 : Structure arborescente (radiale)

Figure 1.4 : Structure bouclée

Figure 1.5 : Structure maillée

Figure 1.6 : Schéma unifilaire d'un poste de transformation

Figure 1.7 : Un transformateur de puissance dans un poste électrique

Figure 1.8 : Symbole d'un transformateur à deux enroulements

Figure 1.9 : Disjoncteur à haute tension

Figure 1.10 : Fusibles haute et moyenne tension

Figure 1.11 : Transformation de courant

Figure 1.12 : Les différents types des Éclateurs HT (Éclateurs à deux électrodes/Éclateurs à trigger.)

Figure 1.13 : Batterie de condensateur

Figure 1.14 : Sectionneur haute tension

Figure 2.1 : SCADA management system

Figure 2.2 : Protection de type REF360

Figure 2.3 : Architecture Etoile, Anneau et Double étoile

Figure 2.4 : Protection départ REF630

Figure 2.5 : IHM Local de la REF630

Figure 2.6 : RTU 560 ABB UTILISER

Figure 2.7 : Bloc d'alimentation pour racks RTU560

Figure 2.8 : Schéma fonctionnel 560CMU05

Figure 2.9 : Unité de communication 60CMU05

Figure 2.10 : Schéma fonctionnel du 560NUS12

Figure 2.11 : Commutateur Ethernet RTU560NUS12

Figure 2.12 : Ethernet switch utilisé (Reason S20)

Figure 2.13 : HOPF 6870 Version 5

Figure 3.1 : Les différentes architectures de communication

Figure 3.2 : Communication par UHF

Figure 3.3 : Infrastructure d'un réseau GPRS

Figure 3.4 : Les sections d'un câble de fibre optique

Figure 3.5 : Système de communication basé sur le (IEC104)

Figure 3.6 : Ethernet dans le modèle OSI

Figure 3.7 : Les étapes d'encapsulation Trame données

Figure 3.8 : L'algorithme d'émission

Figure 3.9 : L'algorithme de réception

Figure 3.10 : Réseau personnel

Figure 3.11 : Réseau locale

Figure 3.12 : Réseau métropolitain

Figure 3.13 : Réseau étendu

Figure 3.14: Les différentes configurations physiques des équipements connectés à un réseau

Figure 3.15 : Topologie point à point filaire et sans files

Figure 3.16 : Topologie en anneau

Figure 3.17 : Topologie en étoile

Figure 3.18 : Topologie en bus

Figure 3.19: Topologie en mailles

Figure 3.20 : Topologie en arbre

Figure 3.21 : Schéma de contrôle de commande (CCN) numérique du poste source de MEFTAH

Figure 4.1 : Présentation de l'interface du logiciel PCM600

Figure 4.2 : Première étapes

Figure 4.3 : Résultat

Figure 4.4 : Deux projets ne peuvent avoir Le même nom

Figure 4.5 : Interface d'un nouvel projet

Figure 4.6 : Création d'une sous-station (substation)

Figure 4.7 : Création d'un voltage level

Figure 4.8 : création d'une cellule (bay)

Figure 4.9 : Cellule départ

Figure 4.10 : Cellule arrivée

Figure 4.11 : Cellule de couplage

Figure 4.12 : Création d'un IED/protection de type REF630

Figure 4.13 : Type de configuration offline

Figure 4.14 : Type de configuration online

Figure 4.15 : Protocole de communication IEC 61850

Figure 4.16 : Configuration des deux ports

Figure 4.17 : Adresse port LAN1

Figure 4.18 : Adresse Port FRONT

Figure 4.19 : Configuration en online

Figure 4.20 : Configuration offline de l'order code

Figure 4.21 : Fin de la configuration de l'IED

Figure 4.22 : REF630 (configuration)

Figure 4.23 : Outils de configurations de la REF630

Figure 4.24 : Exemple de configuration de la carte de communication analogique input main (AIM)

Figure 4.25 : FBD des LED 1,2 et 3

Figure 4.26 : Création d'une application principale main application

Figure 4.27 : Les nouvelles fenêtres de la main application

Figure 4.28 : Création d'une fonction block de type AND

Figure 4.29 : Nouveaux nom pour la porte AND

Figure 4.30 : Insérer des variables E/S

Figure 4.31 : Une porte AND avec variable d'entrer/sortie.

Figure 4.32 : Conception hardware d'une protection de type REF360

Figure 4.33 : Création d'une interface d'affichage pour l'HMI de la REF630

Figure 4.34 : Création d'un jeu de barre

Figure 3.35 : L'IHM finale de notre protection REF630

Figure 3.36 : Associer un signal à une variable créée dans l'interface

Figure 4.37 : Associer un signal à un élément du schéma créé dans l'interface

Figure 4.38 : Communication en 61850 mode client/server

Figure 4.39 : Configuration de la partie communication de la REF630 en mode client/serveur

Figure 4.40 : Configuration du sous réseaux (suite)

Figure 4.41 : L'interface de IEDScout.

Figure 4.42 : Ouverture d'un fichier de type SCL avec IEDScout.

Figure 4.43 : Fichier SCL ouvert non connecté à la REF630.

Figure 4.44 : Discover IED via l'adresse IP de la protection.

Figure 4.45 : Communication établie avec la protection

Figure 4.46 : Création d'un disjoncteur dans activity monitor pour tester la communication en IEC 61850.

Figure 4.47 : Configuration des paramètres du disjoncteur pré-test.

Figure 4.48 : Le résultat de la commande sur l'IHM de la REF630 et sur IEDScout

Figure 4.49 : IEDScout Simulation

Figure 4.50 : Lecture des données à partir d'un fichier SCL

Figure 4.51 : Ouverture du fichier SCL et configuration des paramètres de simulation

Figure 4.52 : Découvrir un IED (virtuel via l'adresse choisie)

Figure 4.53 : IED Simulé connecté (Online).

Figure 4.54 : L'interface de l'outil de configuration (RTUTIL 500)

Figure 4.55 : L'arborescence du réseau (network Tree)

Figure 4.56 : L'arborescence matérielle (hardware Tree)

Figure 4.57 : Initialisation du projet avec un nombre de caractère de donnée (32), Et l'initialisation de (signal Tree) pour introduire les six départs dans le niveau 1.

Figure 4.58 : Introduire la station-RTU560 comme un premier nœud dans L'arborescence du réseau.

Figure 4.59 : Addition de deux lignes host(Accueil) avec des protocoles IEC 60870-5-(101 et 104)

Figure 4.60 : Addition d'un contrôle système pour chaque ligne de communication

Figure 4.61 : Addition de la ligne 61850

Figure 4.62 : Paramétrage de la ligne 101

Figure 4.63 : Paramétrage de la ligne 104

Figure 4.64 : Paramétrage de la ligne 61850

Figure 4.65 : Les fonctions SCL utilisés

Figure 4.66 : Exemple d'une instruction de langage SCL

Figure 4.67 : Addition et Définition des sept protections (IED)

Figure 4.68 : Les clés des protections (IED)

Figure 4.69 : La première vue de l'arborescence matérielle

Figure 4.70 : Les cartes électroniques installées dans L'RTU 560 ABB

Figure 4.71 : Fixation la ligne SCADA comme un maître de temps dans le RTU

Figure 4.72 : Addition des cartes dans l'arborescence matérielle

Figure 4.73 : Attachement des nœuds dans la carte 560CMU05

Figure 4.74 : Configuration des adresses IP des ports (E1, E2)

Figure 4.75 : Configuration des ports CP1 et CP2

Figure 4.76 : Exportation du projet sous forme d'un fichier excel

Figure 4.77 : Initialisation de l'interface Excel

Figure 4.78 : Importation du premier fichier Excel exporté

Figure 4.79 : Le Fichier Excel

Figure 4.80 : Importation du fichier Excel finale modifié

Figure 4.81 : Importation du fichier SCD

Figure 4.82 : Étape finale de la configuration

Figure 4.83 : Configuration du PC et L'IEC TEST pour communiqué entant que SCADA

Figure 4.84 : Un Ping test entre le dispatcheur (71) et L'RTU de Meftah (77)

Figure 4.85 : Première partie de la Configuration de L'IEC TEST

Figure 4.86 : Deuxième partie de la Configuration de L'IEC TEST

Figure 4.87 : Communication en temp réel

Table des matières

1	Chapitre 1 Introduction aux réseaux électriques et présentation de L'organisme d'accueil	3
1.1	Introduction.....	4
1.2	Présentation de l'entreprise (SONELGAZ).....	4
1.2.1	Historique.....	5
1.2.2	Organisation de SONELGAZ en groupe.....	6
1.2.3	Activités de SONELGAZ	7
1.3	Les réseaux électriques	9
1.3.1	Définition d'un réseau électrique.....	9
1.3.2	Hierarchisation d'un réseau électrique	9
1.3.3	Les différentes structures électriques	10
1.3.4	Les différents réseaux électriques.....	12
1.3.5	Les postes électriques	14
1.4	Conclusion	27
2	Chapitre 2 (Partie théorique) Étude du cas en prenant en considération les équipements disponibles.....	28
2.1	Introduction :.....	29
2.2	Le SCADA :	29
2.2.1	Les fonctions principales du SCADA se résument en :.....	30
2.2.2	Historique :	30
2.2.3	Domaines d'applications :.....	30
2.2.4	Différents éléments d'un système SCADA :.....	31
2.2.5	Fonctionnement d'un système SCADA :.....	33
2.2.6	Avantages du SCADA :	34
2.3	Le système de contrôle commande numérique (SCCN) :.....	34
2.3.1	Histoire :.....	34
2.3.2	Définition :.....	34
2.3.3	Présentation.....	36
2.3.4	Avantages du CCN numérique :.....	37
2.3.5	Les fonctions de base d'un système de contrôle-commande numérique :	37
2.3.6	Intégration du système de contrôle commande numérique	41
	dans un Poste :.....	41
2.3.7	Avantage pour le client :.....	41
2.4	Les composants de contrôle et communication d'un poste source.....	42

2.4.1	La REF 630.....	42
2.4.2	RTU (Remote Terminal Unit)	47
2.4.3	Un commutateur réseau (en anglais switch).....	55
2.4.4	Gateway (passerelle).....	58
2.4.5	Synchronisation par GPS	59
2.5	Conclusion	61
3	Chapitre 3 Proposition d'une architecture CCN, Topologie Et protocole de communication	62
3.1	Introduction.....	63
3.2	Les différentes architectures de communication	63
3.2.1	L'architecture UHF	64
3.2.2	L'architecture GPRS.....	65
3.2.3	Architecture en Fibre Optique	67
3.3	Les protocoles de communication	69
3.3.1	Définition	69
3.4	Pourquoi des normes sont-elles nécessaires ?	70
3.5	La CEI.....	70
3.5.1	L'IEC 60870-5-101.....	71
3.5.2	L'IEC 60870-5-103.....	72
3.5.3	L'IEC 60870-5-104.....	73
3.6	Le Protocol Ethernet	74
3.6.1	Le modèle TCP/IP ((Transmission Control Protocol) / (Internet Protocol)) :.	76
3.7	Le protocole IEC 61850.....	78
3.7.1	Définition	78
3.7.2	Comment ça marche ?.....	78
3.7.3	Avantages de la norme CEI 61850	79
3.8	Les différents types des réseaux de communication et leurs topologies	80
3.8.1	Type de réseaux :	80
3.9	Les différentes topologies :.....	83
3.9.1	Point à point :.....	84
3.9.2	Topologie en anneau et anneau a jeton.....	84
3.9.3	Topologie étoile	85
3.9.4	Topologie en bus.....	85
3.9.5	Topologie en Maille.....	86
3.9.6	Topologie en arbre (hiérarchique)	87
3.10	Architecture d'un système de contrôle commande numérique proposé.....	88

3.11	Conclusion	89
4	Chapitre 4 Partie Pratique Paramétrage et configuration des équipements	90
4.1	Introduction.....	91
4.2	PCM600.....	91
4.2.1	Avantages du logiciel.....	91
4.2.2	Caractéristiques du logiciel.....	91
4.2.3	Analyser et surveillance.....	91
4.3	Configuration des protection dans le PCM600	92
4.3.1	La configuration offline	96
4.3.2	La configuration online.....	96
4.3.3	IED configuration/parameter setting	100
4.3.4	Application Configuration	100
4.3.5	Le langage FBD	100
4.3.6	Hardware configuration	103
4.3.7	Graphical Display Editor	104
4.3.8	IEC 61850 configuration	106
4.4	Test et essais	109
4.4.1	IEDScout.....	109
4.5	Configuration de L'RTU 560	117
4.5.1	<i>RTUTIL</i>	117
4.6	IEC-TEST :.....	131
4.6.1	Définition :.....	131
4.7	Les étapes de configuration de L'IEC TEST :	132
4.7.1	Explication de la partie 1 :.....	133
4.7.2	Explication de la partie 2 :.....	133
4.8	Conclusion :.....	135

Listes des acronymes et abréviations

SADEG : La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre

EGA : d'Électricité et Gaz d'Algérie

GRTE : Gestionnaire Réseau Transport Electricité

GRTG : Gestionnaire Réseau Transport Gaz

SPE : SONELGAZ Production Électricité

HT : Haute Tension

HTA : Haute Tension <50kV

HTB : Haute Tension >50kv

MT : Moyen Tension (HTA)

THT : Très Haute Tension

BT : Basse Tension

T BT : Très Basse Tension

KV : Kilos volt

MVA : Méga Volt ampère

KVA : Kilovolt Ampère

A : Ampère

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

RTU : Remote Terminal Unit

IED : Intelligent Electronic Device

UHF : Ultra High Frequency

TT : Transformateur de tension

TP : Transformateur de puissance

TC : Transformateur de courant

RTU : Unité Terminal Unit

VHF : Very High Frequency

MHZ : Mégahertz

IHM : Interface Homme Machine

FCZ : Frontale Communication Zone

GPRS : General Packet Radio System

TCP/IP : Transmission Control Protocol/ Internet Protocol

DCS : Distributed Control System

ASCII : American Standard Code for Information Interchange

IEC : International Eelectronic Commission

IED : Intelligent électrotechnique Devices

AC : Courant alternative

DC : courant continue

GSM : Global System for Mobile

MTU : Unité maître terminal

SCCN : Système de contrôle commande numérique

REF : Relais électrique feeder

CP : communication port

MAC : Media Access Control

PTP : Précision Time Protocol

VRRP : Virtual Router Redundancy Protocol

OSPF : Open Shortest Path First

RSTP : Rapid Spanning Tree Protocol

NERC : North American Electric Reliability Council

PAN: personal Area Network

LAN: Local Area Network

MAN: Metropolitan Area Network

WAN: Wide Area Network

GAN : Global Area Network

TCP/IP : (*Transmission Control Protocol*) / (*Internet Protocol*)

CSMA/DC : *Carrier Sens Multiple Access / Collision Détection*

GOOSE : Generic Object Oriented Substation Events

XML : Extensible Markup Language

MMS : Manufacturing Message Specification

SCL : Langue configuration substation

ICD : IED Capability Description

SSD : System Specification Description

SCD : Substation Configuration Description

CCN : contrôle de commande numérique

AIM : analogique input main

BOI : binary input/output

FBD : fonction block diagram

PSM : power supply main

LD : logical device

LN : logical Node

DS : Data Sets

GNRLCSWI1.pos : Générale Switch Position

ASDU : Application Service Data Unit

CMU : communication unit

CP : communication port

ملخص

تستخدم شركات التوزيع الكهربائي أنظمة إشراف حديثة لتقليل التنقلات الميدانية، تقليص وقت رد الفعل، والبقاء على اطلاع بجميع الاحداث الجارية، تساعد هذه الأنظمة في التسيير عن بعد بحيث يتم عرض جميع معلومات المحطة في غرفة تحكم وفي الوقت الفعلي.

جهاز التحكم عن بعد هذا ليس دقيقًا وسريعًا فحسب، ولكنه يضمن أيضًا أفضل تدخل في الوقت المناسب عند المراقب لإصلاح الخطأ على مستوى المحطات أو لاستدعاء الفريق الأقرب إلى المحطة إذا لزم الأمر.

الكلمات المفتاحية : غرفة التحكم، المراقب، المحطة.

Résumé :

Les entreprises de distribution électrique utilisent des systèmes modernes de supervision dans le but de minimiser les déplacements sur le terrain, d'optimiser le temps réaction, et de rester informé sur tous les événements qui se produisent, ces systèmes aident à la gestion à distance pour que toutes les informations de la station soient affichées dans la salle du SCADA de BLIDA en temps réel.

Cette télécommande est non seulement précise et rapide mais elle assure aussi la meilleure intervention au bon moment au niveau du dispatcheur pour rétablir les défauts au niveau des postes ou convoquer les équipes les plus proches du poste si nécessaire.

Mots clés : SCADA, station, dispatcheur, événements, télécommande.

Abstract :

Electrical distribution companies, use modern supervision systems to minimize field trips, optimize reaction time, and stay informed about all the events that occur. These systems help remote management so that all the station's information are displayed in the Blida SCADA room in real time.

This remote management is not only accurate and fast but it also ensures the best intervention of the dispatcher at any time to repair any defect at the level of the stations or to summon the nearest teams to the station when needed.

Keywords: SCADA, substation, events, remote management, dispatcher.

Introduction Générale

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

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

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

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

Le système téléconduit 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.

Dans le but de satisfaire les besoins urbains d'alimentation en électricité à MEFTAH la Sonelgaz à du installé un poste source électrique 60/30kv Par la baisse du cout du fonctionnement du système de supervision, de contrôle et de surveillance des réseaux de distribution d'électricité, connue sous l'application SCADA utilisé par l'entreprise d'accueil SONELGAZ.

Traduit par la réalisation d'un système à base des unités de traitement du fabricant ABB (sigle d'ASEA Brown Boveri) pour assurer la télécommande d'un poste de transformation électrique qui représente l'élément principale d'un réseau électrique, de ce fait il nous a été proposé et pour la première fois de pensé et de trouvé une solution pour la télécommande des équipements qui sont disponible et cela en respectant les normes des systèmes SCADA en vigueur.

L'objectif principale est de proposé un système de contrôle de commande numérique et de configurer les équipements de communication de ce système qui assures au mieux la transmission des informations entre le SCADA et le poste électrique.

Nôtres travaille seras structuré en quatre chapitres comme suivis :

Chapitre 1 : Introduction aux réseaux électriques et présentation de L'organisme D'accueil.

Chapitre 2 : Etude du cas en prenant en considération les équipements disponibles

Chapitre 3 : Proposition d'une architecture, topologie et protocole de communication.

Chapitre 4 : Paramétrage, configuration, testes et essaie des équipements.

**1) Chapitre 1 Introduction aux
réseaux électriques et présentation
de L'organisme d'accueil**

1.1 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, et pratique à convertir en d'autres formes : mécanique, thermique, ...etc.

Elle représente jusqu'à 45% des énergies primaires, en Algérie, comme dans la majorité des pays développés.

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. L'importance de ces points dans nos sociétés est donc aujourd'hui tout à fait centrale, et semble ne pouvoir que prendre de l'ampleur à l'avenir.[1]

1.2 Présentation de l'entreprise (SONELGAZ)



Figure 1. 1: Direction générale de SONELGAZ

1.2.1 Historique

1947 : Création d'Électricité et Gaz d'Algérie (EGA) :

L'entreprise EGA créée en 1947 détenait le monopole de la production, du transport, de la distribution de l'énergie électrique à travers tout le territoire algérien.

1969 : Création de la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz « SONELGAZ » : Par ordonnance n° 69-59 du 26 juillet 1969, portant dissolution d'« Électricité et Gaz d'Algérie » et création de la société nationale de l'électricité et du gaz, la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ) est créée en substitution à EGA dissoute par ce même décret. Le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation de l'énergie électrique attribuée à SONELGAZ a été renforcé. De même, SONELGAZ s'est vue attribuer le monopole de la commercialisation du gaz naturel à l'intérieur du pays, et ce pour tous les types de clients (industries, centrales de production de l'énergie électriques). Pour ce faire, elle réalise et gère des canalisations de transport et un réseau de distribution.[1]

1983 : RESTRUCTURATION DE SONELGAZ :

Toutes les unités SONELGAZ de travaux et de fabrication de matériels, créées pour pallier au manque de capacités nationales, ont été transformées en 1983 en entreprises autonomes. C'est ainsi que Kahrif, Khanagaz, Inerga, Etterkib, Kahrakib et AMC ont été créées et relèvent de Sociétés de Gestion de Participations de l'État (SGP).

1991 : NOUVEAU STATUT DE SONELGAZ :

SONELGAZ change de nature juridique par décret exécutif n° 91-475 du 14 Décembre 1991, portant transformation de la nature juridique de la société nationale d'électricité et du gaz en Établissement Public à Caractère Industriel et Commercial (EPIC).

1995 : SONELGAZ EPIC :

Le décret exécutif n° 95-280 du 17 Septembre 1995 portant statuts de l'établissement public à caractère industriel et commercial « SONELGAZ » confirme la nature de SONELGAZ en tant qu'Établissement Public à Caractère Industriel et Commercial. SONELGAZ est placé sous tutelle du Ministre chargé de l'énergie et des mines et doté de la personnalité morale tout en jouissant de l'autonomie financière.[1]

1.2.2 Organisation de SONELGAZ en groupe

La loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation consacre non seulement l'ouverture de la production de l'électricité à la concurrence mais aussi la séparation, sous forme de filiales érigées en SPA, des fonctions de production, de transports de l'électricité et du gaz ainsi que de la distribution.

Ce processus a donné lieu à partir du 1er janvier 2004 à la création de trois nouvelles filiales que sont :

- **Le GRTE** (Gestionnaire Réseau Transport Electricité) : assumant les fonctions de gestionnaire du réseau transport de l'électricité et celles de la coordination du système « production - transport »,
- **Le GRTG** (Gestionnaire Réseau Transport Gaz) : assumant les fonctions de gestionnaire du réseau transport du gaz et celles du système gazier pour le marché national du gaz.
- **La SPE** (SONELGAZ Production Électricité) : pour la production de l'électricité.

Conformément aux statuts de ces filiales, SONELGAZ est, dans une première phase, actionnaire unique.

La maison mère, en cas d'ouverture du capital de ces filiales, demeurera actionnaire majoritaire. Elle détient également le pouvoir d'orientation et de contrôle de ses filiales et veille à la cohérence globale du Groupe.

L'exercice 2005, a été marqué par l'installation officielle de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) et du rattachement des entreprises de travaux (KAHRIF, KANAGAZ, INERGA, ETTERKIB, KAHRAKIB) au Groupe SONELGAZ sur décision des pouvoirs publics, pour une meilleure efficacité dans la réalisation des ouvrages énergétiques.

L'exercice 2006 a connu la filialisation de la distribution par la création de quatre filiales autonomes :

- SONELGAZ Distribution Alger Spa (SDA).
- SONELGAZ Distribution Centre Spa (SDC).
- SONELGAZ Distribution Est Spa (SDE).
- SONELGAZ Distribution Ouest Spa (SDO).

Ainsi que la création de l'Opérateur Système Électrique.

1.2.3 Activités de SONELGAZ

SONELGAZ est composée des trois branches d'activités suivantes :

1.2.3.1 Activité production

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

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

- **Filière Turbines Vapeur** : Elle est composée de 20 groupes de puissance unitaire comprise entre 50 MW et 196 MW.
- **Filière Turbines à Gaz** : Elle est constituée de 86 groupes dont la puissance unitaire varie de 20 MW à 210 MW.
- **Filière Hydraulique** : Elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 MW à 5 MW pour les basses chutes et de 12 MW à 50 MW pour les hautes chutes.
- **Filière Diesel** : Elle est composée de 183 groupes de puissance unitaire de 0.35 MW à 8 MW. Les groupes de cette filière sont installés au sud et alimentent des réseaux isolés.

1.2.3.2 L'interconnexion :

elle est réalisée à partir des lignes de très haute tension (400 KV) qui permettent à la fois :

- D'apporter l'énergie électrique près des grands centres.
- D'assurer une connexion entre les centrales.

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

1.2.3.3 Activité transport

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

1.2.3.4 Activité distribution

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

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

1. Les clients industriels (alimentés par les réseaux haute tension).
 2. Les clients industriels de moyenne importance (alimentés par les réseaux moyenne tension).
 3. Les ménages et artisans (alimentés par les réseaux basse tension).
- **Distribution Gaz** : La distribution du Gaz assure la satisfaction des trois grandes catégories de clients :
 1. Les clients industriels sont alimentés par les réseaux haute pression.
 2. Les clients industriels de moyenne importance sont alimentés par les réseaux moyenne pression.
 3. Les ménages et artisans sont alimentés par les réseaux basse pression.

1.3 Les réseaux électriques

1.3.1 Définition d'un réseau électrique

Un réseau est constitué par un ensemble d'appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux utilisateurs finaux. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. [11]

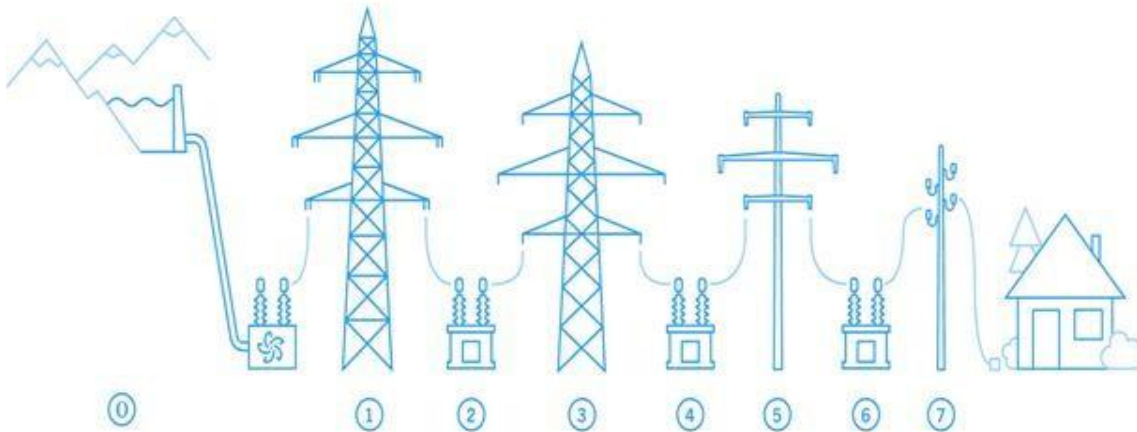


Figure 1. 2 : Hiérarchisation d'un réseau électrique

1.3.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique

- Niveau 0 : Les centrales de production

Les centrales électriques sont des ouvrages qui transforment une source d'énergie primaire en énergie électrique.

Il existe un certain nombre d'énergies primaires capables de produire de l'électricité :

- L'uranium (centrale nucléaire),
- Le charbon - pétrole - gaz naturel (centrale thermique),
- L'eau (centrale hydraulique),
- La mer (centrale marémotrice),
- Le vent (éolienne),
- Le soleil (cellule photovoltaïque)

- **Niveau 1 :**
Depuis les centrales électriques et l'étranger, le courant circule avec une tension de 380 kV ou 220 kV vers le réseau de transport. C'est le niveau à très haute tension.
- **Niveau 3 :**
Le niveau haut tension désigne les plages de tension de 36 kV à 150 kV.
- **Niveau 5 :**
Le niveau moyen tension désigne les plages de tension de 1 kV à 36 kV.
- **Niveau 7 :**
Le niveau bas tension désigne tout ce qui est inférieur à une tension de 1 kV. C'est avec cette tension que le courant parvient dans les prises de courant des foyers.
- **Les niveaux 2, 4 et 6 :**
Sont considérés comme des niveaux de transformateurs) THT/HT), (HT/MT), (MT/BT) respectivement, Ils transforment le courant au niveau inférieur suivant (ou supérieur en cas de besoin).[11]

1.3.3 Les différentes structures électriques

Il existe plusieurs structures mais les plus importants sont que 3 et ils sont basés sur les qualités de service[2] :

1.3.3.1 Réseau à structure radiale

C'est une structure ultra simple dont le schéma unifilaire est une arborescence, à l'origine se trouve un poste (HT/MT) relié à des réseaux de répartition constitués de postes (MT/BT) qui assure la distribution de l'énergie électrique. Parmi les avantages de ce type de réseau c'est qu'il est extra simple à étudier et à construire, en cas de défaut il suffit d'ouvrir l'appareille de protection placée en tête de ligne, ainsi dans toutes les branches. L'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon simple, donc par un matériel peut onéreux.

Toutefois, ce genre de réseau présent des lacunes, en effet il provoque une grande chute de tension comparativement à d'autres distributions. De plus, le réseau radial ne peut assurer une

bonne continuité de service, du fait qu'un incident ou une coupure entraîne la mise hors service du réseau sans aucune possibilité de réalimentation de secours.

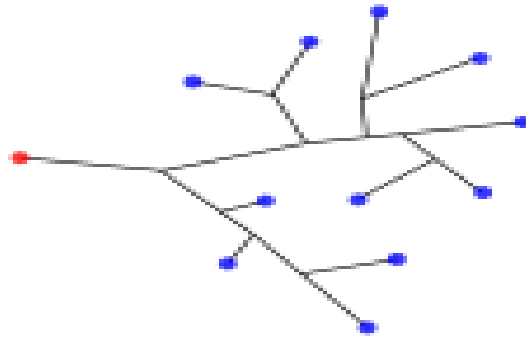


Figure 1. 3: Structure arborescente (radiale)

1.3.3.2 Réseau à structure bouclée

Une structure bouclée se distingue par l'existence d'un certain nombre de boucles fermées, contenant un nombre limité de sources. L'avantage principal de ce type de réseau est qu'en cas de défaut d'un élément la continuité de service est toujours assurée, car la mise hors tension d'un tronçon bien défini n'entraîne pas des surcharges inadmissibles pour les autres. Fait du rapport de charge cet est donc de fortes sections. L'inconvénient de ce type de réseau est lié au coup de réalisation et de sa mise en œuvre qui est très importante sans compter le coup des protections.[2]

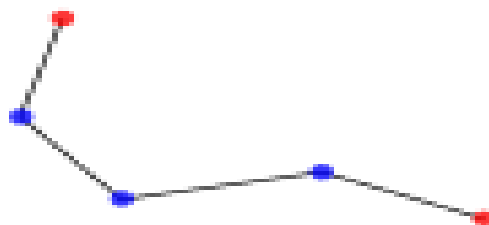


Figure 1. 4 : Structure bouclée

1.3.3.3 Réseau à structure maillée

Les réseaux maillés sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable à la maille d'un filet. Son inconvénient réside au niveau de l'étude de ce type de réseau qui est très complexe, aussi sa réalisation est plus coûteuse par rapport à d'autres types de réseaux électriques.

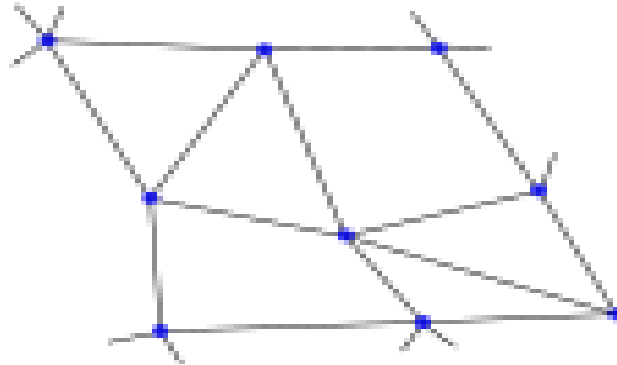


Figure 1. 5: Structure maillée

1.3.4 Les différents réseaux électriques

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.

1.3.4.1 Le réseau de transport et d'interconnexion Haute Tension niveau B (HTB)

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité.

Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation. Ces lignes parcourent plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de kilomètres et il est possible de les considérer comme les artères principales des réseaux.

La finalité de réseau de transport est triple :

1. Une fonction de « transport » dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation.
2. 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.
3. Une fonction « d'interconnexion internationale » pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

1.3.4.2 Le réseau de distribution Haute Tension niveau A (HTA)

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

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

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

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

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

1.3.4.3 Le réseau de distribution Basse Tension (BT)

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

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique, Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique, Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

1.3.5 Les postes électriques

1.3.5.1 Définition d'un poste électrique

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution.

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un poste électrique est la « partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments et, éventuellement, des transformateurs ».

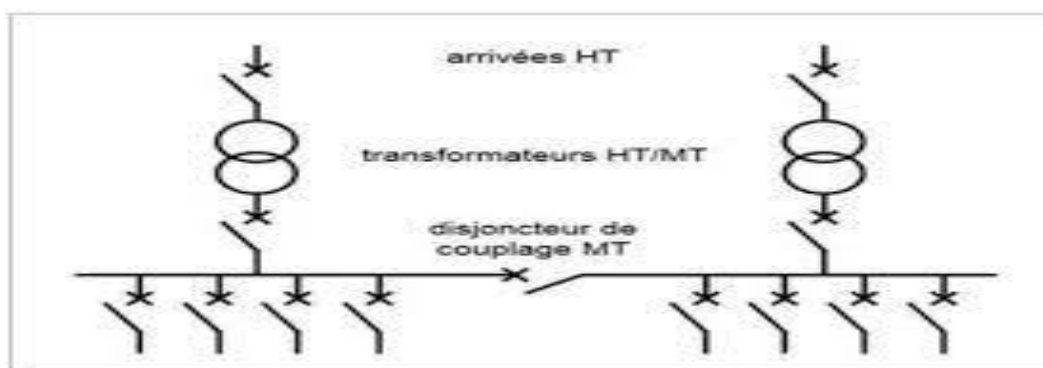


Figure 1. 6 : Schéma unifilaire d'un poste de transformation

1.3.5.2 Les trois fonctions principales des postes électriques :

- Le raccordement d'un tiers au réseau d'électricité (aussi bien consommateur que producteur).
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques (assurer la répartition de l'électricité entre les différentes lignes issues du poste).
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension.

1.3.5.3 Les différents postes électriques

1.3.5.3.1 Le poste HTB/HTA

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition HTB et le réseau de distribution HTA, Sa fonction est d'assurer le passage de la HT(» 100 kV) à la MT (» 10 kV).

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

1.3.5.3.2 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 certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA, La société de distribution de l'électricité et du gaz du centre SDC, exploite plus de 8 postes HTA/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit.

1.3.5.3 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.

1.3.5.4 Les différents éléments d'un poste électrique

Parmi les équipements primaires (haute tension) figurent :

- Transformateur de puissance.
- Disjoncteur.
- Sectionneur.
- Sectionneur de mise à la terre.
- Parafoudre.
- Transformateur de courant.
- Transformateur de tension.
- Jeu de barres.
- Batterie de condensateurs.
- Câble.
- Départ.
- Fusible.
- Eclateur.

a. Transformateur de puissance

Un transformateur de puissance est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante :

« Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique¹ ».

Sa principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques. Il peut être mono-phasé ou triphasé et recevoir divers couplages : étoile, triangle et zigzag.

On retrouve les transformateurs de puissance dans différents types d'applications : dans les réseaux de transmission électrique, dans la distribution électrique, dans les usines en amont de fours électriques notamment et dans les trains. Chacun répondant à des contraintes et des usages très différents.



Figure 1. 7: Un transformateur de puissance dans un poste électrique

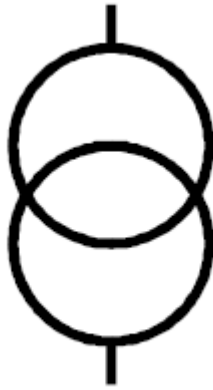


Figure 1. 8: Symbole d'un transformateur à deux enroulements

b. Disjoncteur

Un disjoncteur est à destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment-là (ou le niveau d'énergie à interrompre est à son minimum). C'est l'appareil de protection capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant sont nécessaires pour un disjoncteur rapide utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre sont utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir. Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement.[5]

Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut à disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne pas va rester en service. Le disjoncteur permet d'établir ou d'interrompre le courant, par rapprochement et séparation des contacts jusqu'aux valeurs les plus élevées des courants de défaut. Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure[5].



Figure 1. 9: Disjoncteur à haute tension

Les différents types des disjoncteurs HT :

- Disjoncteur à huile.
- Disjoncteur à air comprimé.
- Disjoncteur à haute tension au SF6 (Hexafluorure de soufre).
- Disjoncteur à vide.

c. Fusible

Le coupe-circuit à fusible (souvent simplifié en fusible) est, en électricité et en électronique, un organe de sécurité dont le rôle est d'ouvrir un circuit électrique lorsque le courant électrique dans celui-ci atteint, ou dépasse, une valeur d'intensité donnée pendant un certain temps.

Son nom vient du fait qu'il y a fusion d'un matériau conducteur sous l'effet de son élévation de température provoquée par la surintensité, Le fusible est ainsi un excellent dispositif pour l'élimination des défauts mais il présente un certain nombre d'inconvénients qui limitent son utilisation[5].

- Ils sont assez souvent générateurs de surtensions à la coupure.
- Ils exigent malheureusement d'être remplacés après chaque fonctionnement.
- En régime triphasé, ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut, ce qui peut présenter un danger pour le matériel et le personnel.
- Leur calibre doit être bien adapté pour éviter un fonctionnement intempestif en cas de surcharge momentanée.



Figure 1. 10 : Fusibles haute et moyenne tension

d. Transformateur de courant

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, 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[5].

La fonction d'un transformateur de courante phase est de fournir à son secondaire (I_s), un courant proportionnel au courant primaire (I_P) mesuré.

- L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection. Assurer l'isolement galvanique entre la HT et le circuit de mesure et de protection

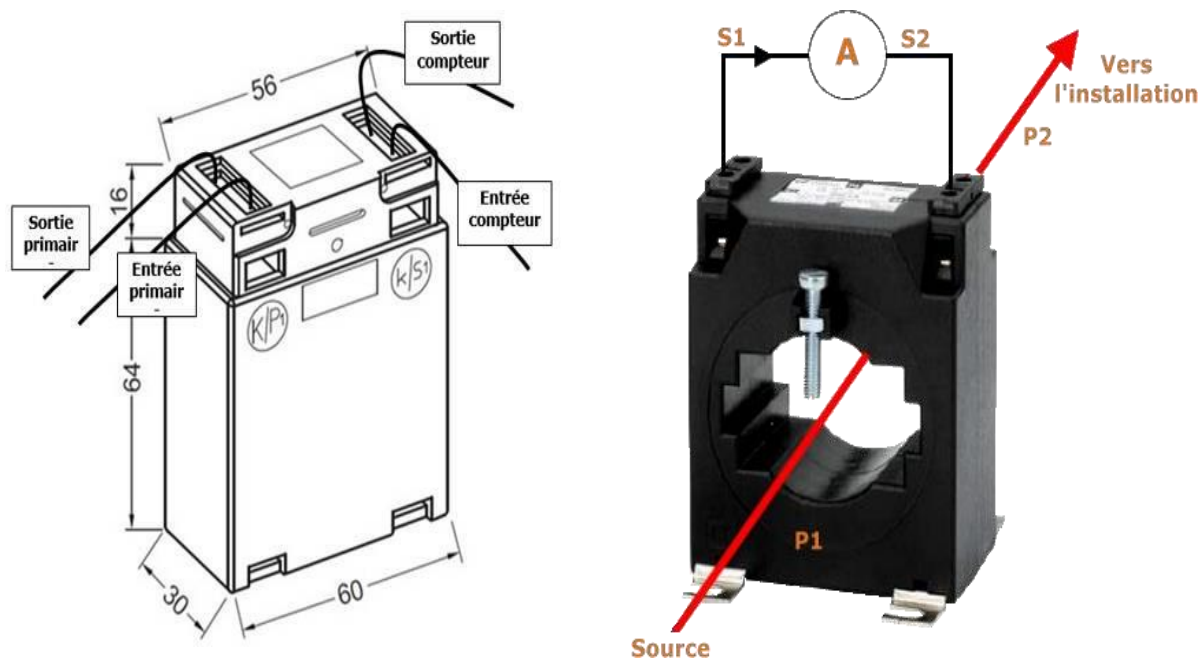


Figure 1. 11: Transformation de courant

e. Transformateur de tension TT

Un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP). Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V.

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre[5].

f. Éclateur

Utilisés en MT/HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT. Leur rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là. Le premier et le plus ancien des appareils de protection est l'éclateur à pointes, il était constitué de deux pointes en vis-à-vis, appelées électrodes, dont l'une était reliée au conducteur à protéger et l'autre à la terre.

Les différents types des Éclateurs HT :

- Éclateurs à deux électrodes
- Éclateurs à trigger.

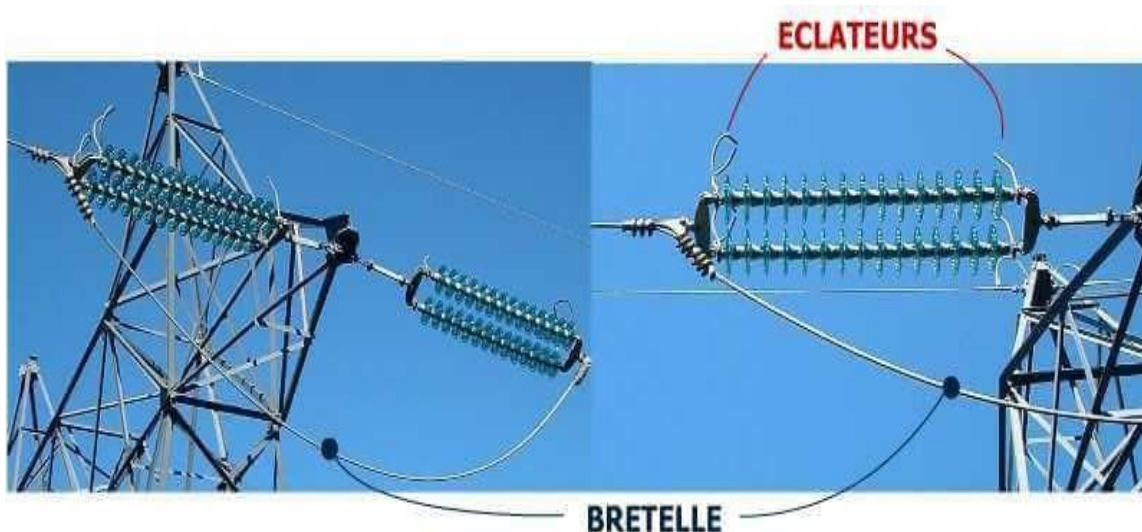


Figure 1. 12 : Les Éclateurs

g. Les parafoudres

Un parafoudre (ou parasurtenseur) est un dispositif de protection des appareillages électriques ou électrique contre les surtensions électriques transitoires générées par exemple par la foudre ou certains équipements industriels. Le principe du parafoudre consiste à assurer un lien entre les conducteurs actifs et la terre au moment de la surtension provoquée par la décharge.

L'impédance présentée par le parafoudre doit être très faible lors de la surtension et élevée lors du fonctionnement normal. Son comportement est celui d'une varistance (impédance variable en fonction de la tension). Ils sont utilisés sur les réseaux HT et MT.

Les Jeux de barres

Dans la distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique. Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé.

Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés. En HTB on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :

- Jeux de barres dits posés, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs.
- Jeux de barres dits tendus, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs à des structures métalliques dites portiques[5]

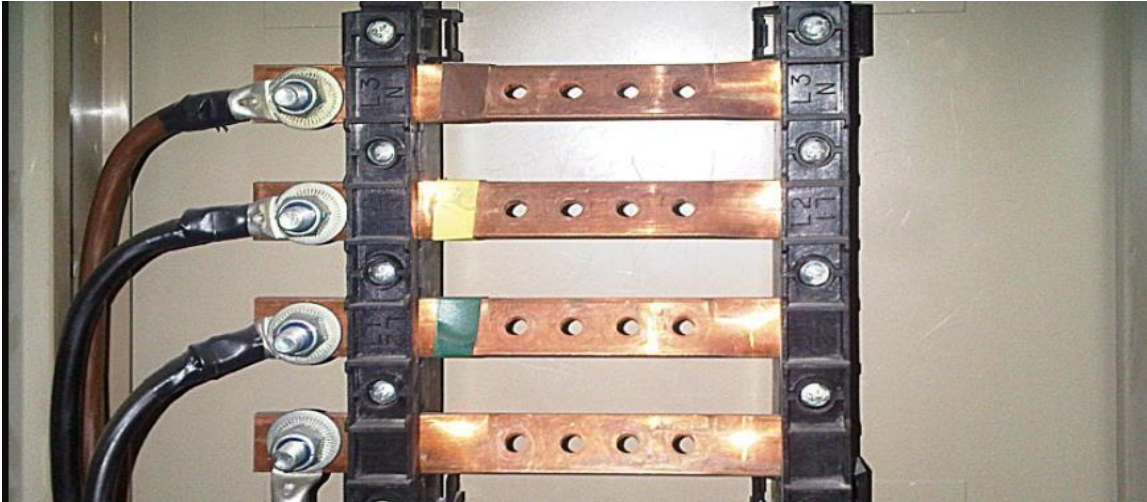


Figure 1. 13 : Jeux de barre

h. Batteries de condensateurs

Les Batteries de condensateurs sont installées le plus près possible des sources de production d'énergie réactive

Ces condensateurs vont faire baisser l'énergie réactive en améliorant le facteur de puissance (ou $\cos \varphi$) des appareils.



Figure 1. 14 : Batterie de condensateur

i. Sectionneur

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 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.

Le sectionneur, pour satisfaire aux normes en vigueur, doit pouvoir être condamné en position ouverte.

j. Sectionneur de mise à la terre

On combine souvent les sectionneurs haute tension et BT de forte puissance avec une mise à la terre, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas : notions de distance) un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de poste électrique) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique. Le sectionneur doit :

- Indiquer sans ambiguïté sa position : on parle parfois de « coupure visible », sinon « certaine » quand les contacts ne sont pas directement visibles.
- Pouvoir être cadenassé pour garantir à l'opérateur qu'un circuit isolé ne sera pas refermé par inadvertance .
- Posséder une isolation entre les bornes, qui garantisse à l'opérateur qu'une surtension ne puisse pas mettre en défaut cette isolation et remettre malencontreusement le circuit sous tension.



Figure 1. 15 : Sectionneur haute tension

La performance principale qui caractérise un sectionneur est sa tenue au courant de court-circuit, c'est-à-dire le courant maximal qu'il est capable de supporter lorsqu'il est fermé. Les valeurs de tenue au courant de court-circuit sont comprises typiquement entre 25 kA et 63 kA. La tenue diélectrique est un autre paramètre important, caractérisant la capacité à isoler du sectionneur, même en présence de surtensions.

k. Câble

Un câble est un élément essentiel du réseau, sa fonction est le transit de l'énergie électrique. Sa durée de vie dépend des conditions auxquelles il est soumis.

l. Départ

Un départ c'est un ensemble d'appareils de connexion reliant électriquement une ligne, un câble ou un transformateur aux jeux de barres.

1.4 Conclusion

La fonction générale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique des centres de production jusqu'aux consommateurs, en plus le réseau a un rôle de transformation, puisqu'il doit permettre de délivrer aux utilisateurs un bien de consommation adaptée à leurs besoins, le produit électricité caractérisée par :

- Une puissance disponible en fonction des besoins quantitatifs du client
- Une tension fixée fonction de cette puissance et du type de la clientèle Une qualité traduisant la capacité à respecter les valeurs et les formes prévues de ces deux paramètres et à la maintenir dans le temps.

2) Chapitre 2 (Partie théorique)
Étude du cas en prenant en
considération les équipements
disponibles

2.1 Introduction :

Le système SCADA (supervisory control and data acquisition) est un système de télégestion à grande échelle réparti au niveau des mesures et des commandes. Des systèmes SCADA sont employés pour surveiller ou commander le produit chimique ou pour transporter des processus, dans les systèmes municipaux d'approvisionnement en eau, pour commander la génération d'énergie électrique, la transmission et la distribution, les canalisations de gaz et de pétrole, et d'autres protocoles industriels.

Les réglementations sur les système SCADA se multiplient, la demande croît continuellement, la sensibilisation en matière de sécurité s'intensifie, aussi la plupart des entreprises industrielles envisagent d'équiper leurs installations d'un système de supervision, de contrôle/commande et d'acquisition de données (SCADA), ou de moderniser l'existant.

Dans ce chapitre nous allons voir quelle est la fonction d'un système SCADA les différents types de SCADA existant et les composants principaux pour l'élaboration de ce dernier.

2.2 Le SCADA :

SCADA est l'acronyme de Supervisory Control And Data Acquisition. Le SCADA peut être appelé Interface Homme-Machine (IHM) en Europe. Le terme fait référence à un système de mesure (et de contrôle) distribué à grande échelle. Les systèmes SCADA sont utilisés pour surveiller ou contrôler les processus chimiques, physiques ou de transport.



Figure 2. 1 : SCADA management system

2.2.1 Les fonctions principales du SCADA se résument en :

- Acquisition et Contrôle des Données à Distance.
- Validation / Invalidation des informations.
- Traitement et Surveillance.
- Traitements des signalisations et des Compteurs.
- Gestion des éditions.
- Gestion des alarmes.
- Archivages et restitutions.
- Télécommande.
- Rapports et statistiques.

2.2.2 Historique :

Les premiers systèmes SCADA sont apparus dans les années 1960. Pour la première fois il devenait possible d'actionner une commande de terrain (une vanne par exemple) depuis un centre de contrôle à distance, plutôt que par une intervention manuelle sur site.

Aujourd'hui, les dispositifs SCADA ont intégré de nombreuses avancées technologiques (réseaux, électronique, informatique...) et sont devenus omniprésents sur les installations à caractère industriel. De ce fait, leur fiabilité et leur protection sont également devenues des enjeux importants.[13]

2.2.3 Domaines d'applications :

Le SCADA est un système qui permet de piloter et de superviser en temps réel et à distance des procédés de production embarqués sur des plates-formes souvent géographiquement très éloignées d'un site central. Mais c'est aussi un précieux outil d'aide à la prise de décisions concernant le procédé de fabrication, et sur les choix stratégiques de conduite. La collecte des mesures et données physiques de production permet d'améliorer les rendements d'exploitation, de réduire les temps d'arrêt, d'effectuer des interventions de maintenance à distance, de renforcer la sécurité des accès, et de se prévenir des perturbations réseaux susceptibles d'entraîner des coupures ou la paralysie des principaux systèmes de transport dans le cadre d'une éventuelle

attaque informatique ou terroriste. La supervision à distance facilite aussi l'acquisition et le traitement des données requises par les réglementations et les normes en vigueur.

On trouve par exemple des systèmes SCADA dans les contextes suivants :

- Distribution électrique.
- Surveillance de processus industriels.
- Systèmes municipaux d'approvisionnement en eau.
- Commande de la production d'énergie électrique.
- Canalisations de gaz et de pétrole.

2.2.4 Différents éléments d'un système SCADA :

Un dispositif de supervision comporte du matériel, des contrôleurs, des réseaux et des communications, une base de données, un logiciel de gestion d'entrées-sorties et une interface homme-machine.

Les informations de terrain du dispositif sont centralisées sur une unité centrale. Celle-ci permet à l'opérateur de commander tout ou une partie des actionneurs d'une installation souvent très étendue (usine, réseau de distribution...), Le contrôle sur le terrain est réalisé par des instruments automatiques de mesure et de commande dits « terminaux distants » (abrévés RTU de l'anglais Remote Terminal Unite).

Les systèmes SCADA sont constitués en général de deux parties essentielles :

2.2.4.1 La partie Logiciel (soft) :

Un système SCADA doit être muni d'un logiciel permettant d'assurer la communication entre les éléments du SCADA et les opérateurs (interface homme-machine), et d'accomplir des tâches telles que le traitement des données, la sauvegarde des données, le déclenchement d'alarmes, et le contrôle automatique de processus de haut niveau.

Les logiciels SCADA gèrent des informations concernant les dispositifs connectés au SCADA, mais généralement l'information concernant la topologie et la structure du réseau de canalisation n'existe que sous forme de vues graphiques. Dans aucun de ces logiciels cette information existe

sous forme de tableau ou de matrice. L'information sous forme matricielle est très utile pour la modélisation et le traitement des données en vue d'assister automatiquement les opérateurs.

2.2.4.2 La partie physique (hard) :

- **Opérateur** : (humain) Gérer et superviser le réseau de distribution et Veiller sur le fonctionnement de base du système de télégestion (bureau de conduite- Automate programmable – connexion à distance par fibre optique ou/et Liaison GSM).
- **Interface homme-machine (IHM)** : Ceci est utilisé pour se connecter à tous les processus et ensuite présenter ces données à un opérateur humain. L'opérateur utilise toutes les données et surveille et contrôle ainsi tous les processus.
- **Unité maître terminal (MTU)** : Équivalent à une unité maître en maître/esclave. Le MTU présente des données à l'opérateur par l'IHM, recueille des données provenant du site distant, et transmet des signaux de commande pour le site distant.
- **Unité terminale distante (RTU)** : Fonctionne comme un esclave dans le maître / esclave, l'architecture envoie des signaux de commande au dispositif sous contrôle, acquiert les données provenant de ces dispositifs, et transmet les données à l'unité MTU. Une RTU peut être un automate. Le débit de données entre le dispositif RTU et contrôlée est relativement élevée et le procédé de commande est généralement fermé en boucle.
- **Moyens de communication** : méthode de communication entre le MTU et télécommandes. La communication peut se faire par Internet, réseaux sans fil ou filaire (coaxiale ligne spécialisée ou bien fibre optique) ou le réseau téléphonique public commuté.

2.2.5 Fonctionnement d'un système SCADA :

Un logiciel d'assistance aux opérateurs peut exploiter les données provenant des dispositifs du réseau et gérés par le système SCADA, et peut agir directement sur le système grâce à des actionneurs commandés à travers le SCADA.

Le centre de contrôle du SCADA réalise une surveillance des sites à travers des réseaux de communication longue distance.

Très souvent le SCADA est équipé avec un système d'alarmes et un système de traitement des données. Les dispositifs distribués dans le site permettent de contrôler des opérations locales comme l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs, l'acheminement des données provenant des capteurs, et la surveillance des conditions environnementales locales pour évaluer les conditions d'alarme.

Les logiciels de supervision sont une classe de programmes applicatifs dédiés à la production dont les buts sont :

- L'assistance de l'opérateur dans ses actions de commande du processus de production par l'IHM.
- La visualisation de l'état et de l'évolution d'une installation automatisée de contrôle de processus, avec une mise en évidence des anomalies.
- La collecte d'informations en temps réel sur des processus depuis des sites distants (poste électriques...) et leur archivage.

2.2.6 Avantages du SCADA :

Parmi les avantages du SCADA en 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.
- Le contrôle et l'assurance que toutes les performances désirées soient atteintes de visualiser les performances désirées du système à chaque instant, et s'il y aurait une perte de performance, une alarme se déclenche d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.
- Une alarme est également déclenchée lorsqu'une faute se produit et visualise même la position ou se situe la faute et l'élément défectueux, ce qui facilite la tâche du diagnostic et de l'intervention de l'opérateur.
- Plusieurs informations sur le système sont évaluées ce qui aide l'opérateur à prendre la bonne décision, et ne pas se tromper dans son intervention.
- Diminution de la tâche du personnel en les regroupant dans une salle de commande.
- Élimination ou réduction du nombre de visites aux sites éloignés à travers une interface graphique, on peut suivre l'état de l'installation à chaque instant, et ainsi on n'aura plus besoin de faire des visites de contrôle.

2.3 Le système de contrôle commande numérique (SCCN) :

2.3.1 Histoire :

Historiquement, le premier système informatique utilisé pour le contrôle industriel a été mis en place en 1959 à la raffinerie Texaco de Port Arthur, au Texas, avec un RW-300 de Ramo-Wooldridge, Parmi les constructeurs de SNCC on peut citer ABB, Emerson, Faux-bord, Honeywell, Rockwell, Siemens, Yodogawa.

2.3.2 Définition :

Un système numérique de contrôle-commande (SNCC, ou DCS pour *Distributed Control System* en anglais) est un système de contrôle d'un procédé industriel doté d'une interface homme-machine pour la supervision et d'un réseau de communication numérique.

L'avantage de ces systèmes est leur modularité, qui permet de les installer et de les modifier facilement

a. Le contrôle industriel

le contrôle industriel regroupe un ensemble d'activités techniques et de technologies destinées à l'automatisation des procédés et de systèmes de fabrication industrielle. Les domaines de compétence du contrôle industriel vont de la conception d'installations, à la réalisation, l'exploitation et la maintenance.

b. L'interaction humain-machine

L'IHM s'intéresse à la conception et au développement de systèmes interactifs en prenant en compte ses impacts sociétaux et éthiques. Les humains interagissent avec les ordinateurs qui les entourent et cette interaction nécessite des interfaces qui facilitent la communication entre l'humain et la machine. La facilitation de l'utilisation de dispositifs devient de plus en plus importante avec le nombre croissant d'interfaces numériques dans la vie quotidienne. L'IHM a pour but de trouver les moyens les plus efficaces, les plus accessibles et les plus intuitifs pour les utilisateurs de compléter une tâche le plus rapidement et le plus précisément possible. L'interaction humain-machine est un domaine pluridisciplinaire entre ingénierie, science de la nature, art et design.

c. Un réseau informatique

(en anglais, data communication network ou DCN) est un ensemble d'équipements reliés entre eux pour échanger des informations. Par analogie avec un filet (un réseau est un « petit rets », c'est-à-dire un petit filet¹), on appelle nœud l'extrémité d'une connexion, qui peut être une intersection de plusieurs connexions ou équipements (un ordinateur, un routeur, un concentrateur, un commutateur).

Indépendamment de la technologie sous-jacente, on porte généralement une vue matricielle sur ce qu'est un réseau.

De façon horizontale, un réseau est une strate de trois couches : les infrastructures, les fonctions de contrôle et de commande, les services rendus à l'utilisateur. De façon verticale, on utilise souvent un découpage géographique : réseau local, réseau d'accès et réseau d'interconnexion.

2.3.3 Présentation

- **Protections numériques :**

- Multifonctions :

- Protection (courant, tension, thermique ...)
- Perturbographie.

- Autocontrôles cycliques.

- Communication (différents protocoles) :

- MODBUS • VDEW
- Courrier • IEC 61850

- **Consignateur d'état -> Calculateur :**

- Numérisation des données électriques.

- **Le système de contrôle commande numérique (SCCN) :**

- du matériel communicant :

- Relais de protection.
- Calculateurs.
- Ordinateurs.
- Bus de communication.

- des logiciels :

- Outils de maintenance.
- Interface Opérateur.
- Configuration.

Les équipements numériques permettent d'avoir une approche Système.

- **Utilisant la technologie numérique :**

- Puissance de traitement (microprocesseur).
- Capacité mémoire (vive et sauvegardée).
- Réseaux de communication.
- Équipements multifonctions.
- Autotest cyclique.

Le SCCN permet d'accéder à distance aux événements, aux commandes et aux paramètres et permet d'assurer des fonctions supplémentaires au niveau de tout le POSTE.

2.3.4 Avantages du CCN numérique :

- Personnalisation de l'interface de supervision en fonction des besoins de l'utilisateur.
 - Augmentation des capacités de traitement et de stockage de l'information (événements, perturbographie, réglages, ...)
 - Présentation sélective des informations permettant une prise de décision rapide.
 - Les équipements assurent plusieurs fonctions et sont autonomes.
 - Communication sous différents protocoles IEC, interopérabilité.
 - Amélioration de la disponibilité de l'installation.
 - Intégration de séquences automatisées.
 - Réduction du matériel dans la salle de contrôle et des coûts de câblage.
 - Réduction du personnel d'exploitation et d'intervention.
- **Inconvénients :**
 - Investissement plus lourd.
 - Formation du personnel.
 - Dépendance du client vis à vis de son fournisseur.

2.3.5 Les fonctions de base d'un système de contrôle-commande numérique :

2.3.5.1 Missions principales :

- Acquisition et traitement informatisé des données du procédé.
- Datation à la source :
 - Permettre une datation précise et commune à tout le système.
 - Synchronisation de chaque équipement avec une précision de 1ms.
- Émettre les informations de sortie pour les fonctions :
 - D'exploitation (conduite locale, téléconduite, maintenance, analyse d'incident électrotechnique, accès distant).
 - De protections et automates.

- Les informations à traiter peuvent être de type :
 - Logiques (entrées "Tout ou Rien").
 - Analogiques à boucle de courant (télémesures).
 - Numériques (données reçues par la communication).
 - Grandeurs analogiques tension et courant.

2.3.5.2 Protection :

- Protéger le réseau électrique le plus intelligemment possible en agissant sur le disjoncteur associé :
 - Coupure minimum.
 - Enregistrement des défauts.
 - Reprise de service ...
 - Délestage/ Réalésage.
- C'est le rôle des relais de protections :

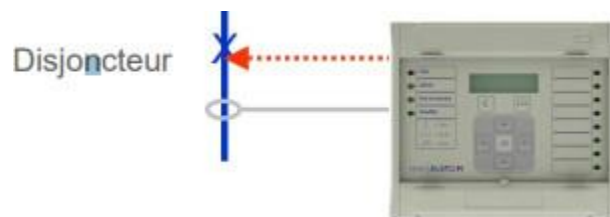


Figure 2. 2 : Protection de type REF360

2.3.5.3 Contrôle

- Agir sur les organes de coupures ou les prises du transformateur à l'aide de commandes :
 - Locales (depuis le calculateur).
 - Depuis le Poste Opérateur.
 - Depuis la Supervision distante.
- Commandes Sécurisées :
 - Habilitation du point de conduite, mot de passe, autocontrôles, inter verrouillages, ...
 - Permettre d'agir sur le procédé (via les calculateurs et/ou les IED) tout en respectant les (sécurités) client.

2.3.5.4 Suervision :

- Supervision du procédé électrique :
 - Visualiser l'état des organes de coupures.
 - Affichage des mesures temps réel.
 - Représenter le procédé électrique conformément aux besoins du client.

- Supervision Système :
 - Vue dédiée à l'état de fonctionnement des éléments du système.
 - Permettre le diagnostic rapide d'une défaillance d'un équipement du système par un jeu de couleur intuitif.

2.3.5.5 Autres fonctions :

- Redondance du calculateur de tranche.
- Conserver une supervision totale de la tranche même en cas de défaillance d'un calculateur.
- Redondance de Poste Opérateur.
- Stockage des données.
- Conserver une supervision totale du système même en cas de défaillance d'un poste opérateur et sécuriser les données archivées.
- Différentes architectures basées sur le protocole IEC61850 :

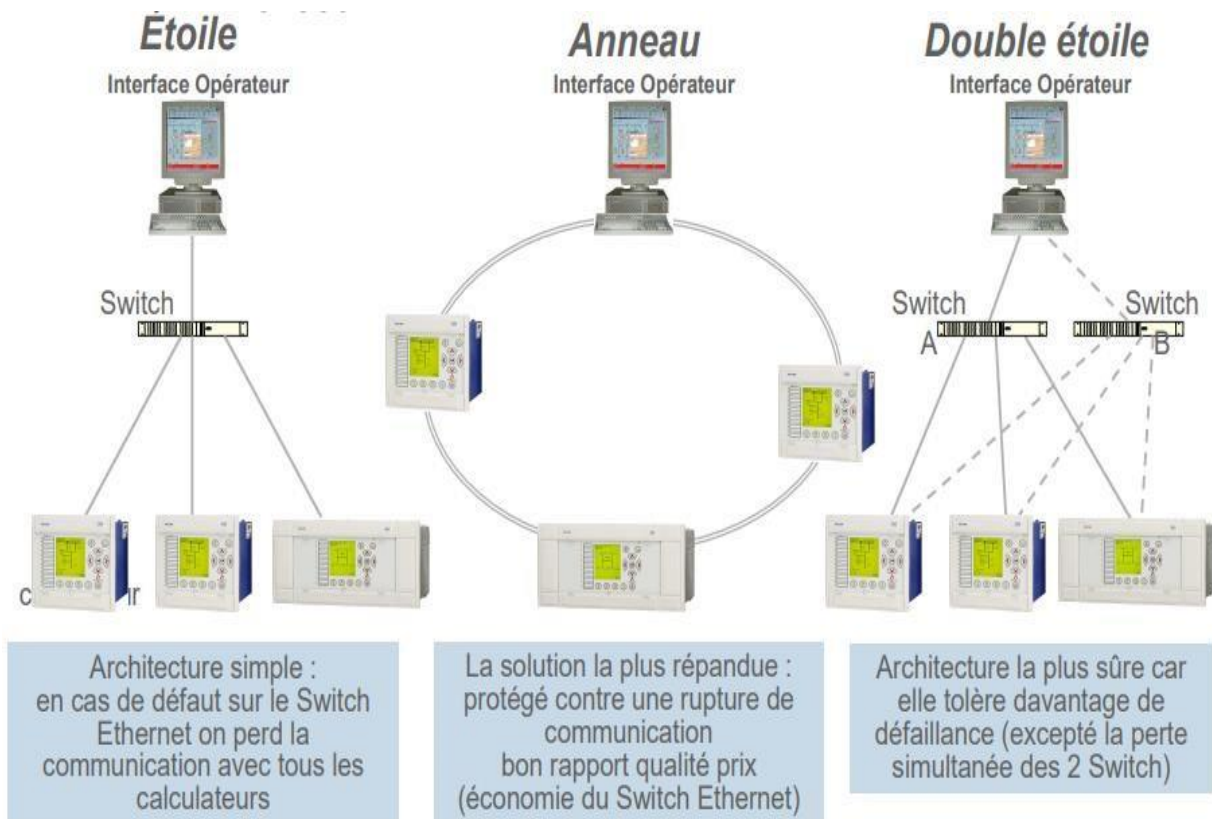


Figure 2. 3 : Architecture Etoile, Anneau et Double étoile

2.3.5.6 Fonction intégrées :

- Fonctions Réenclenchements :
 - Permettre d'effectuer un réenclenchement automatique après un défaut en définissant les paramètres adaptés.
- Fonction Vérification de Synchronisme :
 - Permettre le couplage sécurisé de 2 réseaux en vérifiant que les conditions de synchronismes sont compatibles.
- Fonction Régulation de tension :
 - Permettre de réguler la tension pour compenser les fluctuations de charge du réseau.

2.3.6 Intégration du système de contrôle commande numérique dans un Poste :

- Poste neuf (intégrer dès la phase étude du Projet).
- Remplacement d'un système obsolète (ingénierie et tests réduits).
- Rénovation d'un poste en filerie conventionnelle :
 - Solution adaptée à toutes les topologies de postes.
 - S'intègre facilement aux paliers techniques existants.
 - Migration progressive en conservant les données du conventionnel sur le synoptique et la partie migrée sur le Poste Opérateur ; donne la possibilité de rénover tout ou partie de l'installation.
 - Temps de coupure réduit.
 - Intégration de nouvelles protections, de nouveaux.

La rénovation va se faire pas-à-pas sans stopper l'ensemble du poste.

2.3.7 Avantage pour le client :

- Priorité donnée à la disponibilité de l'installation.
- Réduction des pannes et meilleur niveau de fiabilité.
- Maintenance simplifiée par les autocontrôles permanents.
- Bénéfice d'une nouvelle technologie.
- Système flexible qui permet d'intégrer plus facilement les évolutions.
- Remplacement des équipements devenus difficiles à maintenir et réduction des coûts d'entretien.

La migration vers ces nouvelles technologies améliore la disponibilité des équipements, stabilise l'installation et nous permet d'être prêt pour les extensions futures.

2.4 Les composants de contrôle et communication d'un poste source

2.4.1 La REF 630



Figure 2. 4 : Protection départ REF630

a. Description

Le REF630 est un IED pour départs conçu pour la protection, le contrôle, la mesure et la surveillance de postes de distribution publique et privée. Le REF630 fait partie de la gamme de produits Relions[®] d'ABB et de la série 630. Les DEI de la série 630 se caractérisent par leur extensibilité et leur confirmabilité. Le REF630 dispose également de fonctions de contrôle idéales pour le contrôle de départs. Les protocoles de communication pris en charge, notamment le protocole CEI 61850, garantissent une connectivité homogène aux systèmes d'automatisation industriels.[20]

b. Applications

Le REF630 assure la protection principale des départs lignes et câbles dans les réseaux de distribution. Le DEI est adapté aux réseaux à neutre isolé et aux réseaux à neutre résistant ou impédance. Quatre configurations prédéfinies sont disponibles, elles permettent de répondre aux besoins standards de contrôle et de protection de départs. Ces configurations prédéfinies peuvent

être utilisées comme telles. Elles sont facilement adaptables ou extensibles grâce à des fonctions d'extension sélectionnables qui permettent de régler le DEI de façon à ce qu'il réponde exactement aux besoins spécifiques de votre application.

c. Pré-configurations

Les dispositifs électroniques intelligents (DEI) de la série 630 disposent de pré configurations usine en option pour diverses applications. Les pré configurations accélèrent la mise en service et réduisent l'ingénierie du DEI. Les prés configurations incluent la fonction par défaut généralement nécessaire pour une application spécifique. Chaque pré configuration peut être adapté à l'aide du gestionnaire de DEI de protection et de contrôle PCM600 (Logiciel de configuration ABB). L'adaptation des prés configuration permet de configurer le DEI de façon à ce qu'il soit adapté à une application particulière.

2.4.1.1 Les différentes fonctions de REF_630

a. Protection

- ✓ Protection sélective contre les courts-circuits et à maximum de courant.
- ✓ Protection contre les surcharges thermiques.
- ✓ Protection contre les discontinuités de phase.
- ✓ Le DEI dispose également d'une protection contre les défauts multiples et de terre pour les réseaux à neutre isolé.
- ✓ La protection contre les défauts de terre transitoires.
- ✓ La protection à maximum de tension résiduelle.
- ✓ Protection contre les variations de fréquence.
- ✓ Réenclenchement automatique tripolaire multi-cycles.
- ✓ Protection de défaillance disjoncteur.
- ✓ Localisation de défaut.
- ✓ Surveillance fusion fusible.
- ✓ Auto-surveillance de l'état du matériel et le fonctionnement du logiciel du DEI.
- ✓ Mesure de puissance, fréquence de ligne, température du départ, déséquilibre de tension.
- ✓ Protection contre tout accès non autorisé et de préservation de l'intégrité des informations
- ✓ Surveillance de la qualité de l'alimentation.

b. Contrôle

Le DEI intègre des fonctions de contrôle local et distant. Le DEI dispose d'un certain nombre d'entrées/sorties TOR et de circuits logiques pouvant être attribués au contrôle de cellule et aux fonctions d'inter-verrouillage des disjoncteurs et interrupteurs-sectionneurs motorisés. Le DEI prend en charge les configurations de poste à un et deux jeux de barres. Le nombre d'appareils principaux contrôlables dépend du nombre d'entrées et de sorties disponibles dans la configuration sélectionnée. En plus de la signalisation standard (liaison câblée), il est possible d'utiliser la messagerie GOOSE conformément à CEI 61850-8-1 pour l'échange de signaux entre les DEI afin d'obtenir les inters verrouillages nécessaires.

En outre, le DEI intègre une fonction de contrôle de synchronisme (synchro-check) qui vérifie que la tension, le déphasage et la fréquence des deux côtés d'un disjoncteur ouvert satisfont aux conditions permettant de coupler deux réseaux en toute sécurité.

La REF_630 dispose aussi :

- Un Perturbographie (comptant un maximum de 40 entrées analogiques et 64 entrées TOR) pour les enregistrements et le contrôle des LED.
- Un Journal des événements.

c. Communication

Le DEI prend en charge la norme CEI 61850 pour l'automatisation des postes incluant la communication horizontale GOOSE ainsi que les protocoles largement répandus DNP3 (TCP/IP) et CEI 60870-5-103. Ces protocoles fournissent toutes les commandes et informations de fonctionnement.

Le DEI interagit avec d'autres DEI, outils et systèmes conformes à la norme CEI 61850 et effectue simultanément des rapports d'événements pour cinq clients différents sur le bus de poste CEI 61850. Pour un système utilisant DNP3 sur TCP/IP, les événements peuvent être envoyés à quatre maîtres différents. Pour les systèmes utilisant CEI 60870-5-103, le DEI peut être connecté à un maître dans un bus de poste avec topologie en étoile.

Tous les connecteurs de communication, sauf le connecteur du port en face avant, sont placés sur des modules de communication intégrés. Le DEI est connecté aux systèmes de communication Ethernet par connecteur RJ-45 (10/100BASE-TX) ou par connecteur LC fibre optique multimode (100BASE-FX).

Le protocole CEI 60870-5-103 est disponible à partir d'un port série optique où il est possible d'utiliser de la fibre de verre (connecteur ST) ou de la fibre plastique (connecteur embrochable), Le DEI prend en charge les méthodes de synchronisation de l'heure suivantes avec une résolution d'horodatage de 1 ms.

Communication Ethernet :

- SNTP (Simple Network Time Protocol - protocole simple de synchronisation de l'heure)
- DNP3

Avec câblage spécial de synchronisation de l'heure :

- IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group - Format de code de temps B)

2.4.1.2 Outils :

Le DEI est livré avec ou sans préconfiguration usine en option. Les paramètres par défaut peuvent être modifiés à partir de l'interface utilisateur en face avant, de l'interface utilisateur par navigateur Web (WebHMI) ou de l'outil PCM600 de façon combinée avec le package de connectivité du DEI. Le PCM600 dispose de fonctions étendues de configuration du DEI, telles que la configuration du DEI, la configuration des signaux, la configuration des communications DNP3 et CEI 61850, y compris la communication horizontale GOOSE.

Le package de connectivité du DEI est un ensemble d'informations propres au logiciel et au DEI grâce auquel il est possible de connecter des produits et outils système pouvant interagir avec le DEI. Les packages de connectivité réduisent les risques d'erreurs lors de l'intégration de systèmes ainsi que les durées d'installation et de configuration.

2.4.1.3 Interface utilisateur en face avant :

Les DEI de la série 630 peuvent être commandés avec une interface utilisateur en face avant amovible (IHM). Une IHM intégrée est disponible pour le boîtier 4U grand format. L'IHM locale comprend un écran LCD monochrome grand format d'une résolution de 320 x 240 pixels (largeur x hauteur). Le nombre de caractères et de lignes dans la vue dépend de la taille des caractères, la largeur et la hauteur de ceux-ci pouvant varier.

En outre, l'IHM locale comprend des boutons spécifiques d'ouverture et de fermeture et cinq boutons de fonction programmables avec voyants LED. Les 15 voyants d'alarme programmables peuvent indiquer jusqu'à 45 alarmes. L'IHM locale dispose d'une interface utilisateur en face avant avec menus de navigation et de visualisation et données de fonctionnement. En outre, l'IHM locale peut être configurée à l'aide du PCM600 pour afficher un schéma unifilaire. Le schéma unifilaire affiche l'état des principaux appareils tels que les disjoncteurs et sectionneurs, les valeurs de mesure sélectionnées et l'agencement des jeux de barres.

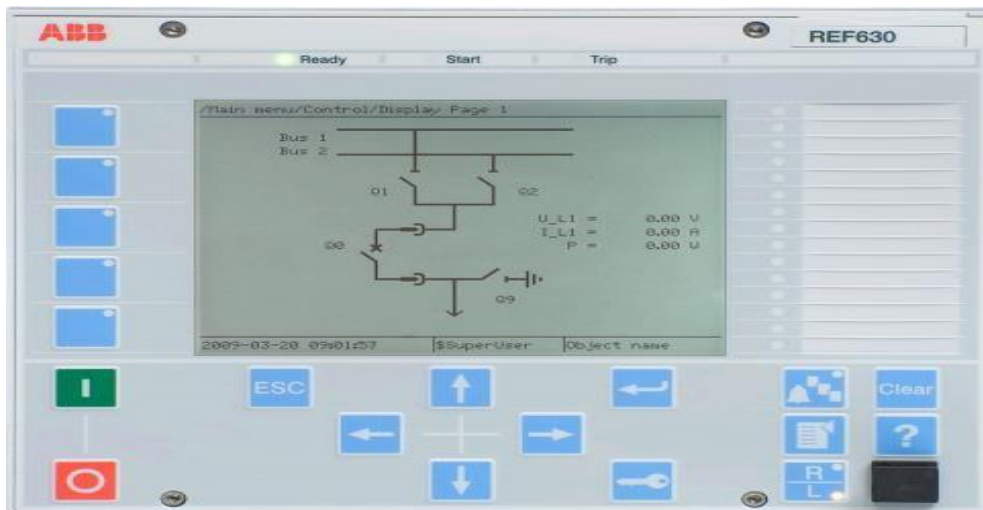


Figure 2. 5 : IHM Local de la REF630

2.4.2 RTU (Remote Terminal Unit)

2.4.2.1 Définition

Une unité terminale distante (RTU) est un dispositif électronique contrôlé par microprocesseur qui interface des objets du monde physique avec un système de contrôle distribué ou un système SCADA (contrôle de supervision et acquisition de données) en transmettant des données de télémétrie à un système maître, et en utilisant les messages du système de supervision maître pour contrôler les objets connectés. D'autres termes qui peuvent être utilisés pour RTU sont unité de télémétrie à distance et unité de télécommande à distance.

Une RTU surveille les paramètres numériques et analogiques sur le terrain et transmet les données à une station maître SCADA. Il exécute un logiciel de configuration pour connecter les flux d'entrée de données aux flux de sortie de données, définir des protocoles de communication et résoudre les problèmes d'installation sur le terrain.

Une RTU peut être constituée d'une carte de circuit complexe composée de diverses sections nécessaires pour exécuter une fonction personnalisée, ou peut être constituée de plusieurs cartes de circuit comprenant un processeur ou un traitement avec une ou plusieurs interfaces de communication et un ou plusieurs des éléments suivants : (AI) entrée analogique, (DI) entrée numérique (état), (DO/CO) sortie numérique (ou relais de commande), ou (AO) carte(s) de sortie analogique.

Une RTU peut même être une petite unité de contrôle de processus avec une petite base de données pour le PID, les alarmes, le filtrage, les tendances et d'autres fonctions complétées par certaines tâches BASIC (langage de programmation). Les RTU modernes prennent généralement en charge la norme de programmation IEC 61131-3 pour les automates programmables.

Étant donné que les RTU peuvent être régulièrement déployées dans des systèmes de protection de pipelines et de réseaux, ou dans d'autres environnements difficiles d'accès ou extrêmes, elles doivent fonctionner dans des conditions difficiles et mettre en œuvre des mesures d'économie d'énergie comme la mise hors tension des modules IO lorsqu'ils ne sont pas utilisés). Par exemple, il communique via RS485 ou des liaisons de communication sans fil dans une

configuration multipoints. Dans ce type de configuration, il s'agit d'une unité distante qui collecte des données et effectue des tâches de contrôle simples.

2.4.2.2 Architecture d'un RTU

a. Source de courant

Une forme d'alimentation sera incluse pour le fonctionnement à partir du secteur CA pour diverses CPU, tensions de mouillage d'état et autres cartes d'interface. Il peut s'agir de convertisseurs CA/CC lorsqu'ils sont exploités à partir d'un système de batterie de station.

Les RTU peuvent inclure une batterie et des circuits de chargeur pour continuer à fonctionner en cas de panne de courant alternatif pour les applications critiques où une batterie de station n'est pas disponible.

b. Entrées numériques (état)

La plupart des RTU intègrent une section d'entrée ou des cartes d'état d'entrée pour acquérir des informations du monde réel à deux états. Ceci est généralement accompli en utilisant une source de tension ou de courant isolée pour détecter la position d'un contact à distance (ouvert ou fermé) sur le site RTU. Cette position de contact peut représenter de nombreux dispositifs différents, notamment les disjoncteurs électriques, les positions des vannes de liquide, les conditions d'alarme et les positions mécaniques des dispositifs. Les entrées de compteur sont facultatives.

c. Entrées analogiques

Un RTU peut surveiller des entrées analogiques de différents types, notamment 0-1 mA, boucle de courant 4-20 mA, 0-10 V., $\pm 2,5$ V, $\pm 5,0$ V, etc. De nombreuses entrées RTU mettent en mémoire de plus grandes quantités via des transducteurs pour convertir et isoler le réel - quantités mondiales à partir des niveaux d'entrée RTU sensibles. Une RTU peut également recevoir des données analogiques via un système de communication d'un maître ou d'un IED (dispositif électronique intelligent) lui envoyant des valeurs de données.

La RTU ou le système hôte traduit et met à l'échelle ces données brutes dans les unités appropriées telles que la quantité d'eau restante, les degrés de température ou les mégawatts, avant de présenter les données à l'utilisateur via l'interface homme-machine .

d. Sorties numériques (relais de contrôle)

Les RTU peuvent piloter des relais à haute capacité de courant vers une carte de sortie numérique (ou "DO") pour allumer et éteindre les appareils sur le terrain. La carte DO commute la tension sur la bobine du relais, qui ferme les contacts à courant élevé, ce qui complète le circuit d'alimentation de l'appareil. Les sorties RTU peuvent également consister à piloter une entrée logique sensible sur un automate électronique ou un autre appareil électronique utilisant une entrée sensible de 5 V.

e. Sorties analogiques

Bien qu'elles ne soient pas aussi couramment utilisées, des sorties analogiques peuvent être incluses pour contrôler des appareils qui nécessitent des quantités variables, tels que des instruments d'enregistrement graphique (bandes graphiques). Les quantités de données additionnées ou traitées peuvent être générées dans un système SCADA maître et sorties pour être affichées localement ou à distance, si nécessaire.

f. Logiciel et contrôle logique

Les RTU modernes sont généralement capables d'exécuter des programmes simples de manière autonome sans impliquer les ordinateurs hôtes du système DCS ou SCADA pour simplifier le déploiement et fournir une redondance pour des raisons de sécurité.

Le personnel de maintenance doit avoir tout équipement sur lequel il travaille débrancher de l'alimentation et verrouillé pour éviter tout dommage et/ou blessure.

g. Communication

Un RTU peut être interfacé à plusieurs postes maîtres et IED (Intelligent Electronic Devices) avec différents protocoles de communication (généralement série (RS232 , RS485 , RS422) ou Ethernet). Une RTU peut prendre en charge des protocoles standard (Modbus , IEC 60870-5 -101/103/104, DNP3 , IEC 60870-6 -ICCP, IEC 61850 etc.) pour interfacé tout logiciel tiers.

Le transfert de données peut être initié de n'importe quelle extrémité en utilisant diverses techniques pour assurer une synchronisation avec un trafic de données minimal. Le maître peut interroger son unité subordonnée (Maître vers RTU ou RTU vers IED) pour des changements de données sur une base périodique.

Les changements de valeur analogique ne seront généralement signalés que sur les changements en dehors d'une limite définie à partir de la dernière valeur transmise. Les valeurs numériques (d'état) observent une technique similaire et ne transmettent des groupes (octets) que lorsqu'un point (bit) inclus change.

Une autre méthode utilisée est celle où une unité subordonnée initie une mise à jour des données lors d'un changement prédéterminé des données analogiques ou numériques. La transmission complète des données doit être effectuée périodiquement, avec l'une ou l'autre méthode, pour assurer une synchronisation complète et éliminer les données obsolètes. La plupart des protocoles de communication prennent en charge les deux méthodes, programmables par l'installateur.

Plusieurs RTU ou IED peuvent partager une ligne de communication, dans un schéma multipoint, car les unités sont adressées de manière unique et ne répondent qu'à leurs propres interrogations et commandes.

h. Communication IED

Les communications IED transfèrent des données entre la RTU et un IED. Cela peut éliminer le besoin de nombreuses entrées d'état matériel, entrées analogiques et sorties relais dans la RTU. Les communications s'effectuent par des lignes en cuivre ou en fibre optique .

i. Master communication

Les communications principales se produisent généralement entre une RTU et un système de contrôle plus important ou un système de collecte de données (incorporé dans un système plus important). Les données peuvent être déplacées à l'aide d'un système de communication en cuivre, en fibre optique ou en radiofréquence.

2.4.2.3 Applications d'un RTU :

a. contrôle et supervision à distance

- Supervision des actifs.
- Télécommandes des appareillages MT (disjoncteurs, sectionneurs).
- Des mesures.
- Surveillance et présentation des informations sur l'état des interrupteurs (disjoncteurs, sectionneurs).
- Traitement des alarmes, affichage et envoi au centre de contrôle.
- Indications de défaut à la terre et de court-circuit (les indications doivent fonctionner à la fois en réseau isolé et compensé et également dans des conditions de défaut intermittent).

b. La gestion d'actifs :

- Mesures : courant, tension, température, par exemple : un transformateur.
- Basé sur le besoin des mesures de courant et de tension du service public sur BT, MT ou à la fois BT et MT.
- Sécurité : alarme pression SF6, alarme température, alarme porte, alarme incendie...
- Qualité de l'alimentation.

c. Les principales tâches de l'unité terminale distante (RTU) sont :

- Faciliter une communication efficace et fiable entre la sous-station secondaire et le centre de contrôle.
- Collecte et traitement des informations du poste secondaire et communication des informations au SCADA.
- Permettre la surveillance et le contrôle du poste secondaire.

L'unité terminale à distance doit être placée à l'intérieur des sous-stations secondaires, ou à l'extérieur, selon le type de sous-station secondaire elle-même. Par conséquent, ces conditions opérationnelles et les caractéristiques de l'installation doivent être prises en compte, par exemple, la protection IP doit être augmentée pour les installations extérieures.



Figure 2. 6 : RTU 560 ABB UTILISER

2.4.2.4 Matériel informatique installé dans l'RTU

a. La carte d'alimentation 560PSR00 R0001

- Tension d'entrée : 24 ... 60 VDC.
- Tension de sortie : 5 et 24 VDC.
- Convient pour alimentation redondante dans 560MPR03/560SFR02.



Figure 2. 7 : Bloc d'alimentation pour racks RTU560

b. Unité de communication 560CMU05

L'unité de communication 560CMU05 est l'un des modules CMU de la gamme de produits RTU560.

Les tâches essentielles sont :

- Gestion et contrôle des modules d'E/S via l'interface au bus d'E/S série.
- Lecture des événements de processus à partir des modules d'entrée.
- Envoyer des commandes aux modules de sortie.
- Communication avec les systèmes de contrôle et le système IHM local-via les interfaces série (RS232) et les Interfaces l'Ethernet 10/100BaseT.
- Communication avec les Sub-RTU, les IED ou les dispositifs multimètre via les interfaces (RS485) et les interfaces Ethernet.
- Gestion de la base de temps de la station RTU560 et synchronisation des modules d'E/S.
- Gestion du dialogue entre RTU560 et Web-Browser via les interfaces LAN.

Dans les racks RTU560, la carte occupe deux emplacements. L'unité de communication est capable de gérer les protocoles de communication Ethernet, UART et tous les protocoles de communication basés sur des caractères non UART.

c. L'unité de communication fournit les interfaces suivantes :

1. Port de communication 1 et 2 (CP1 & CP2) : interfaces série selon RS232C ou RS485 avec connecteurs RJ45.
2. Port de communication A et B (CPA & CPB) : interfaces série selon RS232C ou RS485 avec connecteurs RJ45. Si elle est configurée comme bus d'E/S SPB, l'interface CPB est connectée à la face avant et parallèle au connecteur de fond de panier.
3. Interface Ethernet 1 et 2 (E1 & E2) Interface Ethernet 10/100 BaseT avec connecteur RJ45.

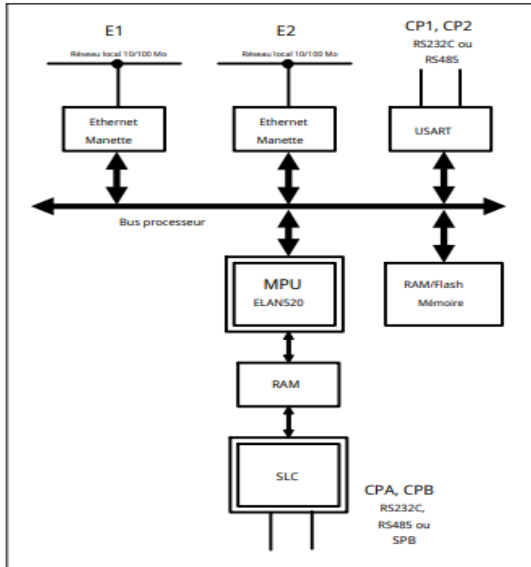


Figure 2. 9: Schéma fonctionnel de 560CMU05

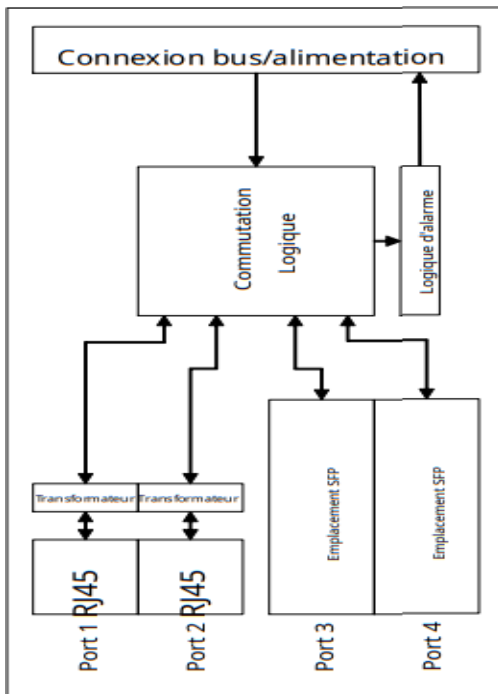


Figure 2. 8: Schéma fonctionnel du 560NUS12

d. Unité de commutation

1) Application

Le composant RTU 560NUS12 est un commutateur Ethernet 10/100 Mbps plug and play non géré fournissant 2 ports RJ45 à négociation automatique Ethernet rapide avec auto MDI/X (détection et correction automatique de croisement) et 2 emplacements fibre optique 100 Mbps pour une utilisation avec SFP (petit format -facteur enfichable).

Le commutateur est destiné à la distribution Ethernet au sein d'une station via les ports RJ45. Les ports fibre optique peuvent être utilisés pour interconnecter des stations d'une distance maximale de 40km.

2) Topologie

Le commutateur 560NUS12 fournit un total de quatre ports Ethernet à utiliser avec des terminaux, des commutateurs, des ponts, des concentrateurs ou des routeurs. Les topologies en étoile ou en ligne peuvent être facilement construites par le commutateur 560NUS12.

2.4.3 Un commutateur réseau (en anglais switch)

Est un équipement qui relie plusieurs segments (câbles ou fibres) dans un réseau informatique et de télécommunication et qui permet de créer des circuits virtuels. La commutation est un des deux modes de transport de trame au sein des réseaux informatiques et de communication, l'autre étant le routage. Dans les réseaux locaux (LAN), il s'agit le plus souvent d'un boîtier disposant de plusieurs ports RJ45 (entre 4 et plusieurs centaines), il a donc la même apparence qu'un concentrateur (hub). Il existe aussi des commutateurs pour tous les types de réseau en mode point à point comme pour les réseaux ATM, relais de trames, etc.[6]

a. Implémentation réelle :

Contrairement à un concentrateur, un commutateur ne reproduit pas sur tous les ports chaque trame qu'il reçoit : il sait déterminer sur quel port il doit envoyer une trame, en fonction de l'adresse de destination de cette trame. Les commutateurs sont souvent utilisés pour remplacer des concentrateurs car ils encombrant moins le réseau.

Dans le cas d'un réseau IP/Ethernet, un commutateur ne s'intéresse pas à la même couche OSI que le routeur, ils utilisent respectivement les adresses MAC et les adresses IP pour diriger les données. Concrètement, pour une adresse qui peut être partiellement connue, une trame est toujours émise sur le même port, quel que soit l'état du trafic, une fois ses tables de routage et de communication remplies. Le routeur, lui, cherche à déterminer la meilleure route, il est susceptible de générer moins de trafic pour des grands réseaux.

b. Fonctionnement

Le commutateur établit et met à jour une table, dans le cas du commutateur pour un réseau Ethernet il s'agit de la table d'adresses MAC, qui lui indique sur quels ports diriger les trames destinées à une adresse MAC donnée, en fonction des adresses MAC source des trames reçues sur chaque port. Le commutateur construit donc dynamiquement une table qui associe numéro de port et adresses MAC.

Lorsqu'il reçoit une trame destinée à une adresse présente dans cette table, le commutateur renvoie la trame sur le port correspondant. Si le port de destination est le même que celui de l'émetteur, la trame n'est pas transmise. Si l'adresse du destinataire est inconnue dans la table, alors la trame est traitée comme un broadcast, c'est-à-dire qu'elle est transmise à tous les ports du commutateur à l'exception du port d'émission.

c. Méthodes de transmission

La transmission des paquets peut s'opérer selon quatre méthodes :

- **Mode direct (*cut through*)** : le commutateur lit juste l'adresse du matériel et la transmet telle quelle. Aucune détection d'erreur n'est réalisée avec cette méthode.
- **Mode différé (*store and forward*)** : le commutateur met en tampon, et le plus souvent, réalise une opération en somme de contrôle sur chaque trame avant de l'envoyer.
- ***Fragment free*** : les paquets sont passés à un débit fixé, permettant de réaliser une détection d'erreur simplifiée. C'est un compromis entre les précédentes méthodes.

- **Commutation automatique (en) (*adaptive switching*)** : en fonction des erreurs constatées, le commutateur choisit automatiquement un des trois modes précédents. Ces quatre méthodes de transmission sont utilisées selon des critères précis.

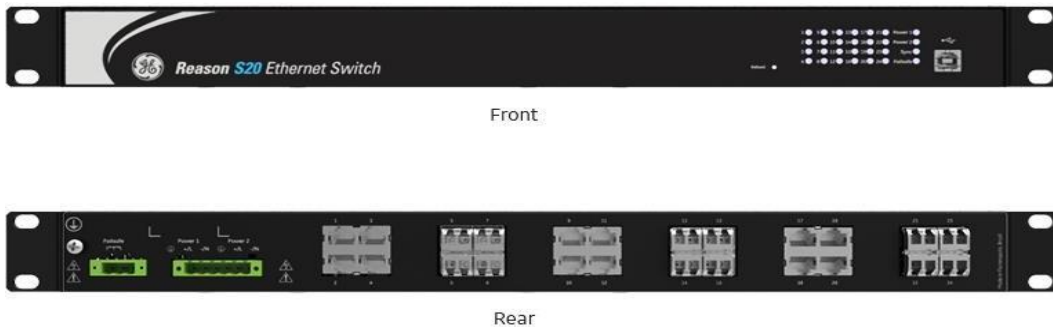


Figure 2. 10 : Ethernet switch utilisé (Reason S20)

2.4.3.1 Commutateur utilisé

La gamme de commutateurs Ethernet gérés Reason S20 de GE est conçue pour les environnements difficiles, tels que les systèmes d'alimentation et les applications industrielles, fournissant tous les éléments nécessaires dans un CEI 61850.

Réseau de sous-stations numériques, y compris IEEE 1588v2 Precision Time Protocol (PTP). Grâce à Reason S20, la commutation de paquets entre les périphériques réseau est flexible, fiable et robuste, même dans les situations où le routage est nécessaire.

Avantages clés :

- Commutateur Ethernet géré de couche 2 et 3.
- Ponts MAC (Media Access Control) et protocole Spanning Tree normalisés par l'IEEE 802.1D.
- Commutation de paquets avec stockage et retransmission • Fonctionnalités de routage IP : statique, protocole d'information de routage (RIP) et Open Shortest Path First (OSPF).
- Virtual Router Redundancy Protocol (VRRP) pour éliminer un point de défaillance unique dans les environnements à routage statique.
- Commutateur Ethernet entièrement flexible pour les applications industrielles, y compris les réseaux redondants PRP.
- Prêt pour les réseaux IEC 61850 (tests effectués par KEMA).

- Ultra RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol IEEE 802.1W) avec un temps de récupération sur défaut inférieur à 5 ms par saut, conforme aux spécifications IEC 61850-90-4.
- Protection et filtrage Bridge Protocol Data Unit (BPDU) pour éviter les interférences externes dans les réseaux Spanning Tree.
- Fonctionnalités de cyber sécurité complètes qui aident les clients à se conformer au North American Electric Reliability Council (NERC) conditions.
- Prise en charge des protocoles IPv4 et IPv6 (fonctionnement multidiffusion, monodiffusion et diffusion).
- Synchronisation d'horloge interne utilisant le protocole NTP.
- Contacts d'alarme pour la détection d'événements critiques.
- Port de configuration USB 2.0 standard.

2.4.4 Gateway (passerelle)

En informatique, une passerelle (en anglais, Gateway) est le nom générique d'un dispositif permettant de relier deux réseaux informatiques de types différents, par exemple un réseau local et le réseau Internet.

2.4.4.1 Fonctionnement

Le terme passerelle désigne plus couramment le modem-routeur ou box qui permet de relier un réseau local au réseau Internet. Une passerelle effectue donc le routage des paquets mais peut également effectuer des traitements plus évolués sur ceux-ci. Le plus souvent, elle sert également de pare-feu, de proxy, effectue de la qualité de service, etc.

2.4.4.2 RTU560 sous un système IEC61850

Le RTU560 offre la possibilité de fonctionner comme IEC61850 passerelle (Gateway) à un centre de commande de réseau, près duquel la liaison de station IEC61850 sera liée avec un système de commande réseau. La figure suivante donne un aperçu des possibilités de cette connexion.

NB : La passerelle IEC61850 fonctionne seulement sur l'unité de communication 560CMU05, ce qui veut dire c'est une passerelle intégrée dans L'RTU 560.

2.4.5 Synchronisation par GPS

La synchronisation GPS est un ensemble de technologies utilisant des récepteurs GPS pour synchroniser des horloges avec une grande précision. En effet, les systèmes de positionnement par satellites émettent des ondes radio qui contiennent des informations sur le temps basées sur des horloges atomiques très précises. Leur utilisation permet d'obtenir des références de temps utilisées dans des domaines variés de la recherche en physique quantique à la synchronisation des réseaux mobiles[19].

2.4.5.1 Principe du GPS

Le principe de fonctionnement du positionnement par satellite est de mesurer la distance entre des satellites en orbite et un récepteur.

Les satellites émettent des ondes électromagnétiques se déplaçant à la vitesse de la lumière. La mesure du temps de parcours de ces ondes entre les satellites et le récepteur permet de calculer la distance. Un récepteur doit synchroniser son horloge interne avec le temps des horloges atomiques transmises par les satellites, en effet une erreur d'un millionième de seconde sur une onde se déplaçant à la vitesse de la lumière induit une erreur de 300 mètres sur la position.

2.4.5.2 Diffusion de temps précis par le GPS

Le GPS sert de référence en temps réel dans beaucoup des applications :

- Réseaux mobiles (GSM, UMTS, LTE) : horloges de référence primaires selon la norme ITU-T G.811.
- Synchronisation des réseaux d'émetteurs iso-fréquence en Télévision numérique terrestre.
- Synchronisation de la phase dans les systèmes de distribution d'électricité.
- Datation des ordres en bourse pour les Transactions à haute fréquence.

2.4.5.3 GPS Industriel utilisé :



Figure 2. 11 : HOPF 6870 Version 5

a. Description

Le module 6870 est une horloge GPS dans un boîtier compact en aluminium pour montage sur rail DIN 35 mm (DIN EN 60715 TH35). Le module est facilement clipsé sur le rail grâce à un clip basé sur le mécanisme "snap-in".

Le module 6870 possède deux (2) interfaces individuelles et indépendantes et est disponible en six (6) versions d'interface différentes. L'interface COM0 est toujours réalisée en RS232. La conception de l'interface COM1 dépend de la version de l'interface du module 6870.

b. Interface version 5 (RS232/RS422/IRIG-B) :

- Interface série COM0 : RS232
 - Sortie de la chaîne série / connexion à *hmc* (hopf Management Console)
- Interface série COM1 : RS422
 - Sortie de la chaîne série (indépendante de COM0)

- 1x sortie au niveau TTL (actif haut)
 - Sortie du signal numérique IRIG-B IRIG-B B00x / IEEE C37.118-2005 (anciennement IEEE 1344-1995) / AFNOR NF S87-500
- 3x sorties d'impulsions de coupleur optique (sans potentiel)
 - Sortie d'impulsions cycliques, impulsion DCF77 (1 Hz) ou messages d'état
- 1x sortie analogique via BNC
 - Sortie du signal analogique IRIG-B IRIG-B B12x / IEEE C37.118-2005 (anciennement IEEE1344-1995) / AFNOR NF S87-500

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu les différents types de systèmes de supervision de contrôle et d'acquisition de données et de leur conception, et du rôle du dispatcheur nous avons aussi appris lors du développement de ce présent chapitre énormément sur les équipements du producteur ABB et la méthodologie pour les combinés à fin de créer un système SCADA, et cela des deux coté hardware que ce soit en caractéristique technique ou en câblage ou encore du coté software à savoir la configuration, paramétrage et commande.

3) Chapitre 3 Proposition d'une architecture CCN, Topologie Et protocole de communication

3.1 Introduction

L'architecture de réseau est l'organisation d'équipements de transmission, de logiciels, de protocoles de communication et d'infrastructure filaire ou radioélectrique, D'un point de vue topologique l'architecture peut avoir la forme d'une étoile, d'un segment linéaire ou bus, d'un anneau ou d'un maillage.

D'un point de vue typologique, l'architecture est respectivement qualifiée de réseau local (en anglais, LAN ou Local Area Network), de réseau métropolitain (en anglais, MAN ou Metropolitan Area Network) et de réseau étendu (en anglais, WAN ou Wide Area Network).

3.2 Les différentes architectures de communication

Il existe plusieurs types d'infrastructure permettant la transmission des données entre les différents composants et niveaux de communication et elle son classé en deux grande catégorie filaire (fibre optique) et non filaire qui sont les plus utilisé en ce moment ils peuvent êtres de type radioélectrique(UHF) ou encore en GSM/GPRS on peut en juger car le plus important de nos jours ces les caractéristiques de performance et d'opérabilité selon nôtres besoin.[1]

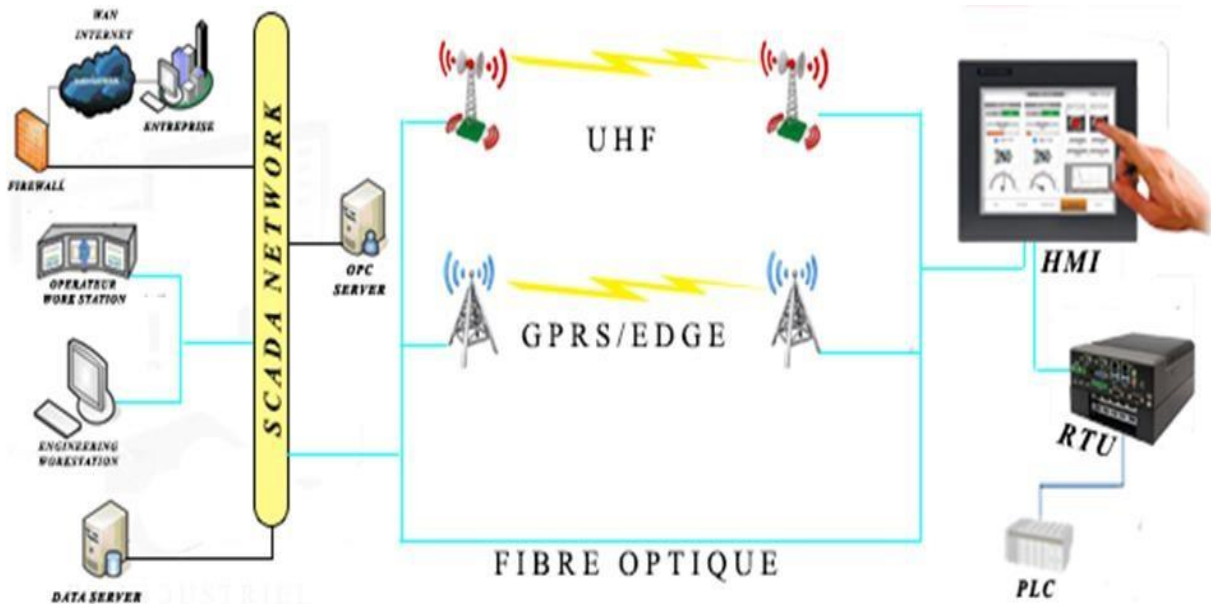


Figure 3. 1 : Les différentes architectures de communication

3.2.1 L'architecture UHF

3.2.1.1 Définition

L'évolution de la transmission aérienne dans le monde se traduit par des besoins accrus en équipements de navigation aérienne parmi ces transmissions on trouve l'architecture numérique pour l'UHF (225 MHz – 400 MHz).

La bande VHF est le terme officiel désignant les fréquences radio de 300 à 3 000 MHz, mais la partie haute appartient plus généralement au domaine technique des « hyperfréquences » qui s'étend de 1 GHz (1 000 MHz) à 1 000 GHz, on y trouve donc des appellations anciennes et largement utilisées comme la Bande L et la Bande S. Strictement, au-dessus de 1 000 MHz, on considère qu'on entre dans le domaine des micro-ondes, même si cette limite d'1 GHz n'est qu'empiriquement fixée.

Les fréquences de type UHF se propagent principalement en vue directe. Leur usage s'est développé avec la saturation de la bande VHF pour les applications de radiotéléphonie fixe ou mobile et de télévision, au fur et à mesure de la disponibilité de composants adaptés, en particulier le passage de l'électronique à tubes aux transistors.

La bande au-dessus de 1 000 MHz a été utilisée d'abord pour les radars, puis les faisceaux hertziens, puis les liaisons satellitaires (GPS, téléphonie mobile), et enfin plus récemment pour les téléphones mobiles GSM et les liaisons Wi-Fi ou Bluetooth. Le tableau ci-dessous résume cette répartition du spectre.

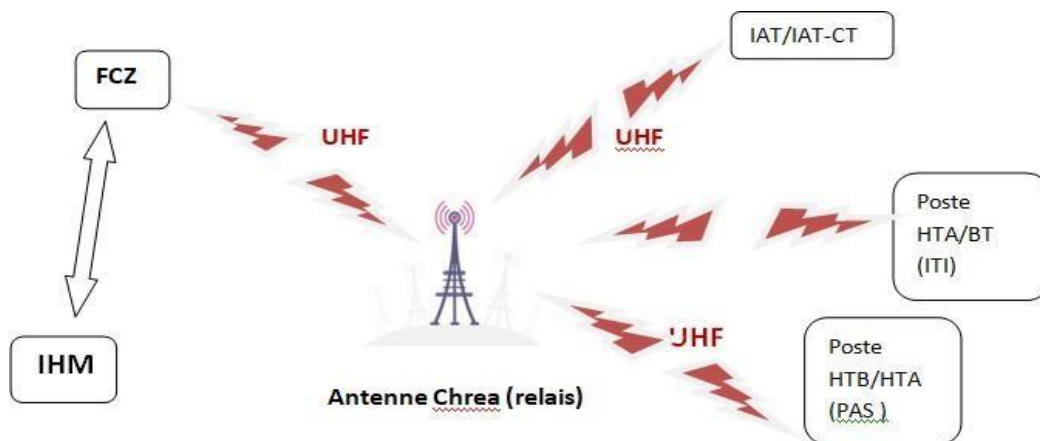


Figure 3. 2 : Communication par UHF

SONELGAZ utilise le système UHF pour conduit des postes HTA/BT, Des départs et des postes de livraison basent tension plus les interrupteurs IAT/IAT-CT (48 interrupteurs télécommander parmi 230).

De ce fait nous avons proposé cette architecture comme solution pour le cas proposé mais après l'étude on a trouvé que cette architecture exige un budget asses important et quelle ne peut être adapté aux conditions géographiques car comme on l'a cité les ondes UHF se propagent principalement en vue directe (a besoin de hauteurs ce qui n'est le as entre MEFTAH et BLIDA), L'antenne relais de CHREA est l'exemple parfait car elle se situe au sommet de la montagne ce qui est l'emplacement idéal pour ce type de transmissions.

3.2.1.2 Les supports de transmission :

Nous appelons support de transmission tout moyen permettant de transporter des données sous forme de signaux de leur source vers leur destination, La transmission des informations nécessite aussi de disposer d'un ou de plusieurs supports matériels. Dans le cas du contrôle-commande des réseaux électriques, les supports utilisés sont :

- Les supports limites (point à point) : la paire torsadée, le câble coaxial, la fibre optique
- Les supports non limites tels que l'air (ondes électromagnétiques, infrarouges ou ondes radios).

3.2.2 L'architecture GPRS

Définition

Le GPRS (General Packet Radio Service) peut se résumer au prolongement de la norme GSM (Global System for Mobile) apparue dans les années 1980, environ vingt ans après le lancement de cette norme de télécommunications, le GPRS vient améliorer l'efficacité et les performances de son aînée car il permet d'envoyer des Packet de donnée à la place des trames. Concrètement, le GPRS permet un débit de données plus élevé (jusqu'à 171 Kbit/s en théorie, et plus proche des 20 Kbits/s dans la pratique) grâce à l'intégration du concept de transmission par paquets.

Un réseau GPRS est en premier lieu un réseau IP donc il est constitué de routeurs IP ce dernier vient ajouter un certain nombre de « modules » sur le réseau GSM sans changer le réseau existant, ainsi sont conservés l'ensemble des modules de l'architecture GSM, nous verrons par ailleurs que certains modules GSM seront utilisés pour le fonctionnement du réseau GPRS ces modules ajoutés au réseau GSM sont les suivants :

- Le nœud de service – le SGSN.
- Le nœud de passerelle – le GGSN.
- Une troisième entité – le BG joue un rôle supplémentaire de sécurité.

Le SGSN (Serving GPRS Support Node) est une passerelle permettant l'acheminement des données dans les réseaux mobiles GSM GPRS, EDGE.

Le GGSN (Gateway GPRS Support Node) est une passerelle d'interconnexion entre le réseau paquet mobile (GPRS ou UMTS) et les réseaux IP externes.

Le concept de BG (Border Gateway) qui permettent de connecter les réseaux GPRS via un réseau fédérateur et qui assurent les fonctions de sécurité pour la connexion entre ces réseaux.

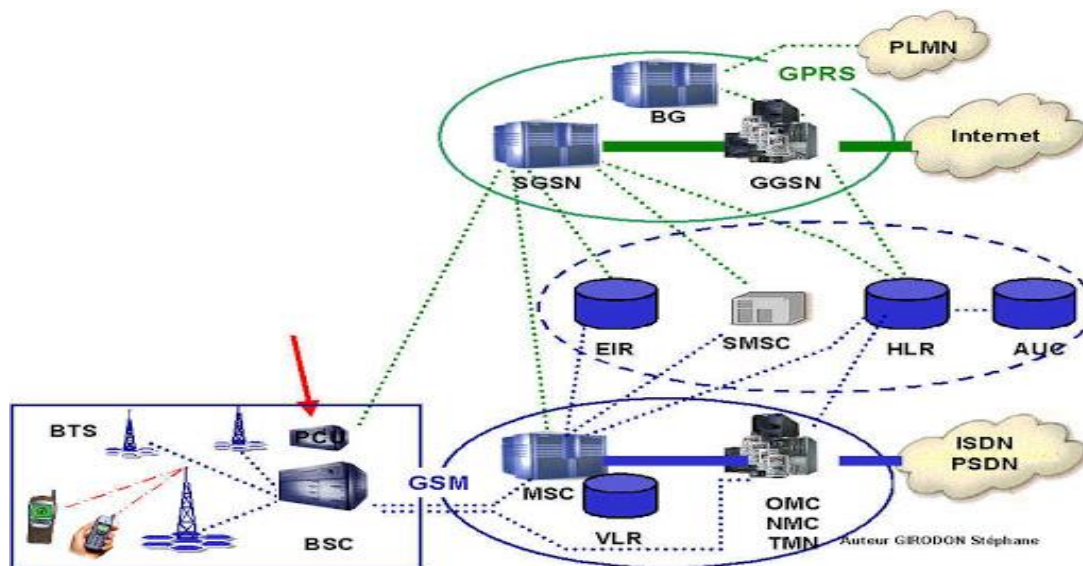


Figure 3. 3 : Infrastructure d'un réseau GPRS

NB : Les entités ajoutées aux réseaux sont entourées en vert avec des connexions vert.

Les termes SGSN et GGSN désignent des entités fonctionnelles qui peuvent facilement être implantées dans un même matériel. L'ensemble des SGSN, des GGSN, des routeurs IP et des liaisons entre équipements est appelé réseau fédérateur GPRS. À noter enfin que chaque SGSN et chaque GGSN disposent au minimum d'une adresse IP fixe au sein du réseau.

Cette architecture est certes très avantageuse, mais elle possède aussi des inconvénients crucial qui sont la dépendance d'un opérateur mobile ce qui nous pousse à revoir les avantages

C'est le fait est que si l'opérateur tombe en panne ou qu'il a des soucis tous notre système en sera hors service et donc c'est un très gros risque que l'on ne peut négliger, Coté financement de cette proposition a aussi un inconvénient assez important car elle nécessite un réseau mobile ce qui veut dire un abonnement chez un opérateur mobile sert la SONELGAZ a une convention avec un opérateur étatique mais sa reste des dépense en plus autres inconvénient qui la sécurité car si l'opérateur mobile est victime de piratage tous les systèmes reliés à son réseau le seront et ce qui nous pousse a oublié cette proposition définitivement.

3.2.3 Architecture en Fibre Optique

La fibre optique est constituée d'un fil de verre ou de plastique très fin (250 micromètres) capable de conduire la lumière. Cela permet de transmettre très rapidement des données d'un point à un autre sur de grandes distances sans perte de vitesse. Cette technologie est utilisée dans les câbles sous-marins transcontinentaux qui servent d'ossature au réseau internet mondial, par des entreprises pour développer leurs réseaux à moyenne ou longue distance et par les particuliers

Cette architecture repose sur une transmission câblée à base de fibre optique qui se traduit en 2 files un pour l'émission TX et l'autre pour la réception RX dans le principe de fonctionnement est la réfraction de la lumière, Elle est constituée d'un cœur (en silice) qui confine l'énergie lumineuse et propage le signal, ce cœur est recouvert d'une gaine à faible indice de réfraction l'onde lumineuse est alors enfermée dans la silice et un revêtement en plastique pour l'isolation.

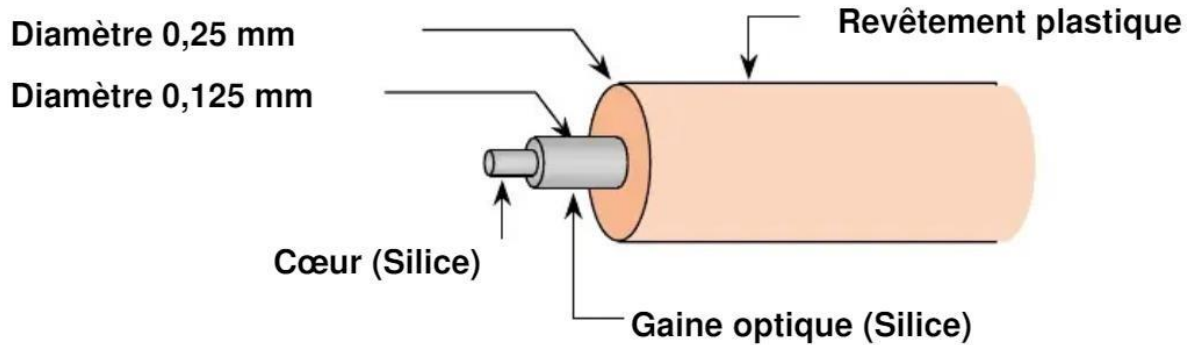


Figure 3. 4 : Les sections d'un câble de fibre optique

L'onde lumineuse transmise via le cœur est généralement émise par diode laser. C'est ce qui permet au réseau fibre optique d'avoir un affaiblissement très faible du signal avec la distance.

Il existe deux types de fibre optique qui se différencient selon l'indice de réfraction du médium utilisé comme suivant :

- Les fibres de type multimode sont privilégiées sur de courtes distances pour des débits moins importants car son fonctionnement permet de transporter plusieurs trajets lumineux par conséquent elle aura un impact direct sur les performances de la transmission.
- Les fibres monomodes possèdent un seul canal de propagation qui permet un débit plus important mais en contrepartie elle comporte un seul trajet lumineux.

3.2.3.1 Avantages des infrastructures en fibre optique :

1. Les infrastructures en Fibre Optique nécessitent moins de câbles que les réseaux traditionnels en cuivre paire torsadée. Le volume de câble est considérablement réduit du fait du diamètre d'un câble Fibre Optique (de 9 à 50 mm). Typiquement, un lien FO remplace quatre câbles TP, sans diminution de la bande passante. Cela rend les concepts avancés de redondance à nouveau rentables financièrement.
2. Les câblages FO ne connaissent pas de problèmes de mise à la terre.
3. La Fibre est un média très sûr. Il n'y a pas de problème d'isolation effilochée ou

endommagée, de mauvaise ou insuffisante protection du circuit électrique, de court-circuit ou surtension.

4. Le risque d'incendie des câbles fibre optique est minime, ce qui est particulièrement déterminant pour les bâtiments historiques où les exigences en matière de sécurité et protection incendie sont très contraignantes.
5. Pas de limite à 100 m quant à la longueur des liens (contrairement à un câblage paire torsadée traditionnel, transmission Gigabit sur longues distances (jusqu'à 550 m sur de la Multimode OM3 et jusqu'à 10 km et plus sur de la Monomode).
6. Flexibilité pour le PoE+ (L'alimentation par Ethernet) avec pertes de tension minimales.

NB : pour notre projet nous allons utiliser cette architecture car elle est la plus adaptée à notre système toutes en ayant des performances assez satisfaisantes qui nous seront d'une grande utilité et pour finir elle ne nous coûtera rien financièrement car la SONEGAS a déjà un réseau fibre optique installé il nous suffira donc d'utiliser ce qui est déjà prés-installé.

3.3 Les protocoles de communication

3.3.1 Définition

Pour que deux ou plusieurs entités puissent communiquer, elles doivent parler le même langage (protocole) et se conformer à certaines règles de déclenchement, de conduite, et d'arrêt de la communication.[9]

SCADA protocoles évolue sur la nécessité d'envoyer et de recevoir des données et de contrôle d'informations au niveau local et sur des distances en temps déterministe.

3.4 Pourquoi des normes sont-elles nécessaires ?

- Interopérabilité et intégration
 - Aucune norme pour la représentation des données ou la façon dont les appareils Doivent ressembler et se comporter face aux applications réseau.
- Modélisation et dénomination intuitive des appareils et des données.
 - Hiérarchique et structuré, plutôt que formaté en clair.
- Communication rapide et pratique
- Réduction des coûts d'installation, de configuration et de maintenance.
 - Appareils hérités connectés par câble.

3.5 La CEI

La CEI (Commission Électrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique.

À cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes Internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.[9]

Le comité d'études 57 de la CEI a également élaboré des normes complémentaires :

- CEI 60870-5-101 Protocoles de transmission - normes compagnons notamment pour les tâches de télé conduite de base.
- CEI 60870-5-102 Protocoles de transmission - Norme compagnon pour la transmission des totaux intégrés dans les systèmes d'énergie électrique (cette norme n'est pas largement utilisée)
- CEI 60870-5-103 Protocoles de transmission - Norme compagnon pour l'interface informative des équipements de protection

- IEC 60870-5-104 Protocoles de transmission - Accès au réseau pour l'IEC 60870-5-101 en utilisant les profils de transport standard C 60870-5

3.5.1 L'IEC 60870-5-101

IEC 60870-5-101 [IEC101] est une norme pour la surveillance du système d'alimentation, le contrôle et les communications associées pour le télécontrôle, la télé-protection et les télécommunications associées pour les systèmes d'énergie électrique.

Ceci est entièrement compatible avec les normes IEC 60870-5-1 à IEC 60870-5-5 et utilise l'interface standard de canal de télécontrôle en série asynchrone entre DTE (Data terminating Equipment) et DCE (Data circuit terminating Equipment), la norme convient à plusieurs configurations comme, étoile, arborisant, mailles etc.

3.5.1.1 Format d'image

Le format de caractère de l'IEC 101 utilise 1 bit de démarrage, 1 bit d'arrêt, 1 bit de parité et 8 bits de données. FT1.2 (défini dans IEC 60870-5-1) est utilisé pour le format de cadre de l'IEC 101 qui convient à la communication asynchrone avec une distance de Hemming de 4. Cela utilise 3 types de formats de cadre – Cadre avec longueur variable ASDU, Cadre avec longueur fixe et caractère unique. Un seul caractère est utilisé pour les accusés de réception, les images de longueur fixe sont utilisées pour les commandes et les longueurs variables sont utilisées pour l'envoi de données. Les détails du cadre de longueur variable sont donnés ci-dessous

3.5.1.2 Types pris en charge :

- Seule indication sans / avec 24 / avec 56 bits timestamps.
- Double indication sans / avec 24 / avec 56 bits timestamps.
- Informations de position d'étape sans / avec 24 / avec 56 timestamps bits.
- Valeur mesurée – normalisée, mise à l'échelle, point flottant court sans / avec des temps.
- Bitstring de 32 bits sans / avec timestamps.
- Totaux intégrés (compteurs) sans/ avec timestamps.
- Événements emballés (début et déclenchement) de l'équipement de protection
- Commandes uniques.
- Commandes doubles.
- Commande d'étape de régulation.
- Définir des commandes de points de différents formats de données.

- Commandes de cordon de bits.
- Commandes d'interrogatoire.
- Synchronisation de l'horloge et commandes d'acquisition de retard.
- Commandes de test et de réinitialisation.

3.5.2 L'IEC 60870-5-103

IEC 60870-5-103 [IEC103] est une norme pour le contrôle du système d'alimentation et les communications associées. Il définit une norme complémentaire qui permet l'interopérabilité entre les équipements de protection et les dispositifs d'un système de contrôle dans une sous-station.

L'appareil conforme à cette norme peut envoyer les informations à l'aide de deux méthodes de transfert de données – soit en utilisant les unités de données de service d'application explicitement spécifiées (ASDU), soit en utilisant des services génériques pour la transmission de toutes les informations possibles.

La norme prend en charge certaines fonctions de protection spécifique et fournit au fournisseur une facilité pour intégrer ses propres fonctions de protection sur les plages de données privées.

3.5.2.1 Format d'image

IEC 103 utilise FT1.2 (défini dans IEC 60870-5-1) pour le format de cadre ayant des options decadre avec longueur variable, Cadre avec longueur fixe et caractère unique similaire à IEC 101. Un seul caractère est utilisé pour les accusés de réception, les images de longueur fixe sont utilisées pour les commandes et les longueurs variables sont utilisées pour l'envoi de données. Toutefois, le format d'image de l'IEC 103 diffère de l'adresse IEC 101 de l'objet d'information qui est divisée en type de fonction (ftype) et en numéro d'information (inumber) dans IEC 103. En outre, IEC 103 ne peut avoir qu'un seul objet d'information dans un cadre alors qu'IEC 101 peut avoir plusieurs objets d'information. Bon nombre des tailles de champ sont également limitées dans IEC 103. Les détails du cadre de longueur variable sont donnés ci-dessous.

3.5.2.2 Types pris en charge :

- Type 1 — Message marqué par le temps
- Type 2 — Message marqué par le temps avec un temps relatif
- Type 3 — Mesurandes I

- Type 4 — Mesurandes marqué par le temps avec un temps relatif
- Type 5 — Identification
- Type 6 — Synchronisation des temps
- Type 7 — Début de l'interrogatoire général
- Type 8 — Arrêt général de l'interrogatoire
- Type 9 — Mesurandes II
- Type 10 — Données génériques
- Type 11 — Identification générique
- Type 23–31 — Utilisé pour le transfert de fichiers de perturbation

3.5.3 L'IEC 60870-5-104

Le protocole IEC 60870-5-104 (IEC 104) est une extension du protocole IEC 101 avec les changements dans les services de transport, de réseau, de liaison et de couche physique en fonction de l'accès complet au réseau.

La norme utilise une interface TCP/IP ouverte au réseau pour avoir une connectivité au RÉSEAU LOCAL (Local Area Network) et les routeurs avec différentes installations (ISDN, X.25, Relais frame, etc.) peuvent être utilisés pour se connecter au WAN (Wide Area Network) La couche d'application de l'IEC 104 est préservée de la même façon que celle de l'IEC 101, certains types de données et installations n'étant pas utilisés.

Il existe deux couches de liens distinctes définies dans la norme, qui convient au transfert de données sur Ethernet et la ligne de série (PPP – Protocole point à point). Les données de champ de contrôle de l'IEC104 contiennent différents types de mécanismes pour une gestion efficace de la synchronisation des données réseau.

La sécurité de l'IEC 104, par sa conception s'est avérée problématique, car bon nombre des autres protocoles SCADA ont été développés à peu près au même moment, bien que le comité technique de l'IEC (TC) 57 ait publié une norme de sécurité IEC 62351, qui implémente le chiffrement de bout en bout qui empêcherait des attaques telles que la relecture, l'injection d'homme dans le milieu et l'injection des paquets. Malheureusement, en raison de l'augmentation de la complexité les fournisseurs sont réticents à déployer sur leurs réseaux.

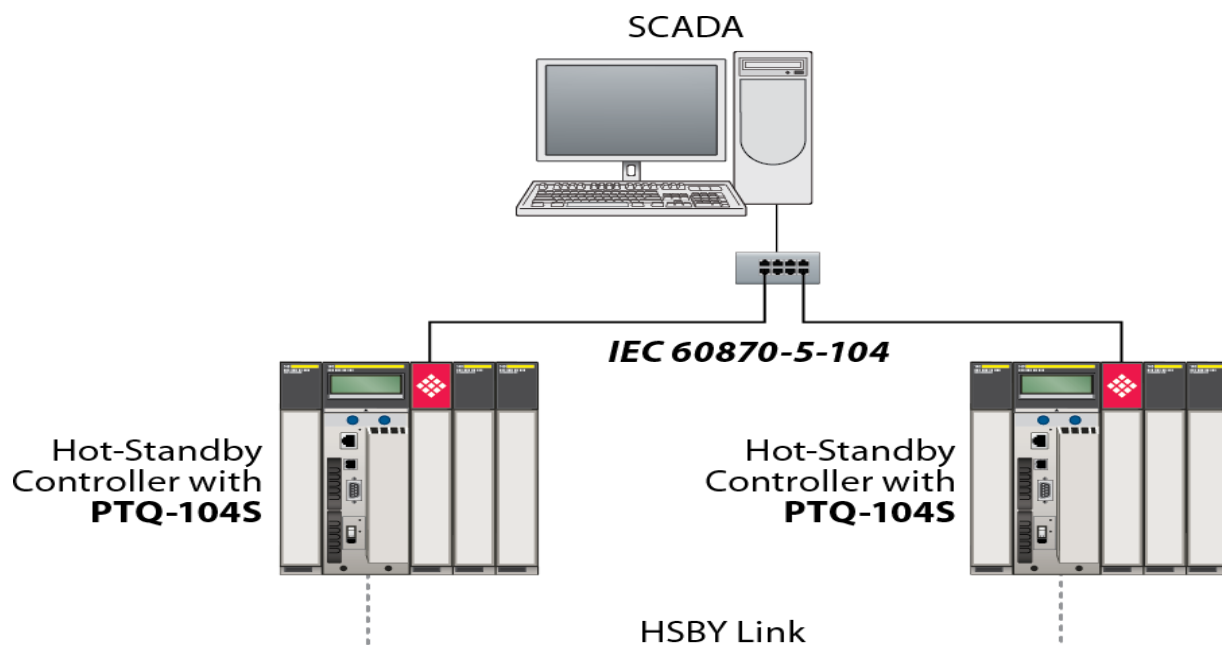


Figure 3. 5 : Système de communication basé sur le (IEC104)

3.6 Le Protocol Ethernet

Ethernet est un protocole de réseau local à commutation de paquets. C'est une norme internationale : ISO/IEC 802-3, Il existe de nombreux sous standard Ethernet avec des normes différentes, ces derniers évoluent dans le temps avec des vitesses et débits toujours plus importants,

Ethernet est une norme, technologie et protocole de connexion entre ordinateurs qui forme la base de la plupart des réseaux locaux (LAN), Il permet de relier des entités à travers des câbles réseaux RJ45 dans un espace restreint car il donne les spécifications et méthodes de communications entre ces périphériques et la façon des paquets de donnée sont transmises dans le réseau local.

Ethernet a donné lieu à une autre avancée, l'Ethernet duplex intégral, ce dernier est un terme de communication de données qui fait référence à la capacité d'envoyer et de recevoir des données en même temps.

Pour une communication Ethernet on ne pourrait avoir que quelques centaines de mètres de câble entre eux, ce qui rend impossible la connexion d'emplacements dispersés géographiquement, Les Progrès modernes ont considérablement augmenté ces distances, permettant aux réseaux Ethernet de s'étendre sur des dizaines de kilomètres.

Ce protocole réseau fonctionne sur deux couches du modèle OSI la couche liaison de données et la couche physique, Le modèle fournit une référence à laquelle Ethernet peut être associé, mais il est en fait implémenté dans la moitié inférieure de la couche liaison de données, connue sous le nom de sous-couche MAC (Media Access Control), et la couche physique uniquement comme le montre la figure suivante :

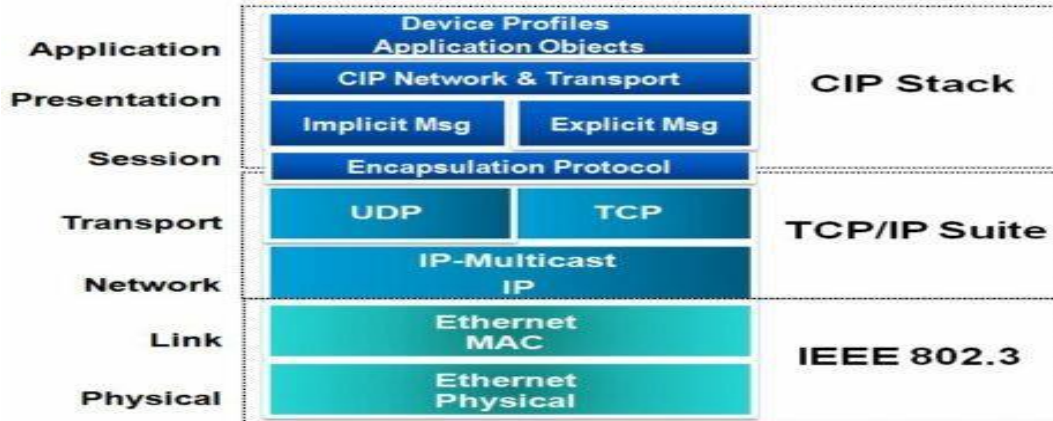


Figure 3. 6 : Ethernet dans le modèle OSI

Dans le protocole Ethernet chaque équipement est identifié par une clé unique, appelée adresse MAC, pour s'assurer que tous les postes sur un réseau Ethernet aient des adresses distinctes sans configuration préalable et une adresse IP configurable au niveau du switch dans nous en parlerons plus en détails dans les équipements.

Ethernet est uniquement un support de transmission de données et supporte plusieurs protocoles réseau : TCP/IP, AppleTalk, DECnets...

3.6.1 Le modèle TCP/IP ((Transmission Control Protocol) / (Internet Protocol)) :

3.6.1.1 Définition

Le protocole **TCP/IP** est un standard de communication entre deux processus. Il détermine et fixe les règles inhérentes à l'émission et à la réception de données sur un réseau. L'association des deux protocoles permet d'apporter des garanties de fiabilité dans le transfert des données. Avec le **TCP/IP**, nous sommes certaines que les informations envoyées arriveront bel et bien au bon destinataire.[18]

3.6.1.2 Les 4 couches de TCP/IP :

1. La couche application prend en charge les données applicatives.
2. La couche Transport garantit la livraison sans erreur à n'importe quel hôte de l'inter-réseau d'une trame d'octet émis par une machine.
3. La couche internet s'occupe essentiellement de deux fonctions : le routage et l'adressage.
4. La couche accès réseau s'occupe de l'envoi du message sur le support physique.

3.6.1.3 Principe de l'encapsulation des données TCP/IP

Chacune des couches intermédiaires fournit aux couches supérieures des services utilisent les services de la couche inférieure.

Lors de la transmission il arrive qu'il y'est des collisions entre les trames de données si ces derniers sont émis alors que le canal est déjà occupé, dans ce cas un algorithme appelé le CSMA/CD (Carrier Sens Multiple Access / Collision Détection) entre en jeu.

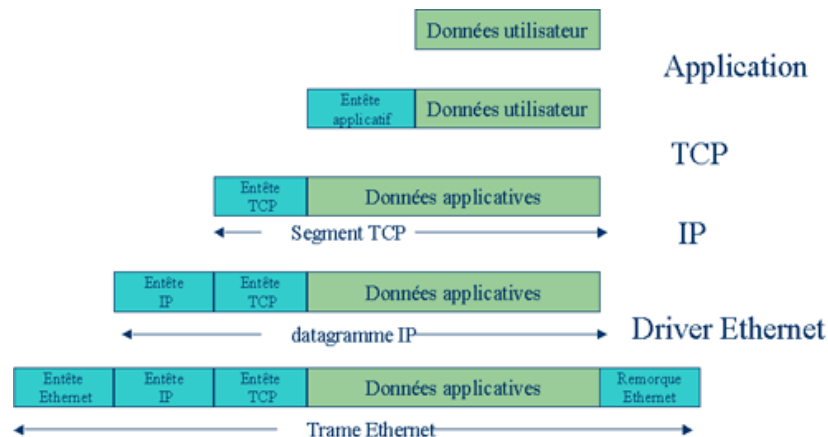


Figure 3. 7 : Les étapes d'encapsulation Trame données

3.6.1.4 CSMA/DC (Carrier Sens Multiple Access / Collision Détection)

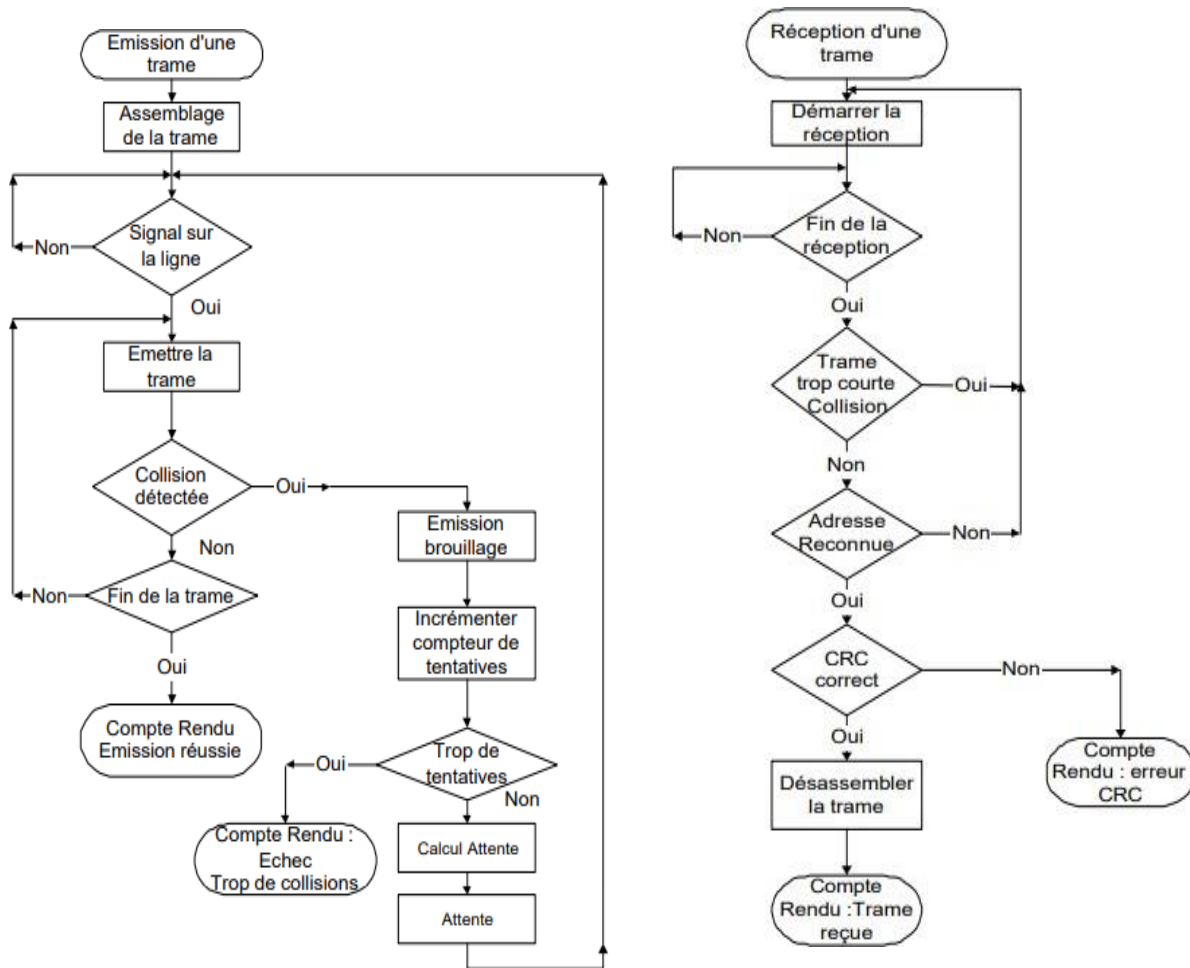


Figure 3. 8 : L’algorithme d’émission et l’algorithme de réception

Explications de l’algorithme :

- Une station qui veut émettre doit avant de le faire tester si le support est libre, c.a.d. s’il n’y a pas de signal sur le câble. On dit qu’elle écoute la ligne (Carrier Sense).
- Elle peut émettre si le support est libre mais en même temps elle doit toujours écouter la ligne.
- Si deux (ou plusieurs) stations détectent le support libre et émettent en même temps, les divers signaux électriques émis produisent une “ collision ”.

- Les stations émettent et écoutent en même temps, si une collision est détectée les stations doivent alors arrêter d'émettre, chacune attendant un délai aléatoire différent avant de recommencer.
- Si une collision est détectée, les stations concernées émettent sur le support un signal de brouillage (appelé jam) afin de renforcer la collision pour que toutes les stations du réseau réalisent qu'une collision s'est effectivement produite.
- Le calcul de l'attente aléatoire après une collision est effectué suivant un algorithme spécial appelé « backoff ».
- Une station peut faire jusqu'à 16 tentatives d'émission d'une même trame.
- Si au bout de 16 tentatives la trame n'est pas transmise alors un compte rendu de l'échec de transmission (trop de collision).
- Une collision se traduit par une augmentation de l'amplitude des signaux électriques sur la ligne ainsi que par un non-respect des règles du code Manchester.

3.7 Le protocole IEC 61850

3.7.1 Définition

Le protocole IEC 61850 ou plutôt le standard 61850 pour être plus précis est une norme de communication utilisée par les systèmes de protection des sous-stations dans le secteur de la production d'énergie électrique. La norme de communication IEC 61850 est spécifiquement utilisée pour la communication entre les dispositifs électroniques intelligents localisés au niveau des postes de distribution d'un réseau électrique. Les dispositifs électroniques intelligents encore appelés IED sont composés essentiellement de relais de protection basés sur microprocesseur, de dispositifs de mesure, de contrôleurs logiques programmables, d'enregistreurs de défauts et d'événements, etc. Ils permettent la surveillance en temps réel du réseau électrique et constitue «L'intelligence» de la sous-station.[9]

3.7.2 Comment ça marche ?

La norme IEC 61850 est un ensemble de protocoles et de spécifications permettant à divers appareils d'un réseau électrique de communiquer. Il peut fonctionner sur des réseaux TCP/IP (Ethernet) et prend en charge les messages GOOSE / GSSE rapides qui peuvent garantir des temps de réponse inférieures à la milliseconde. C'est quelque chose que le protocole DNP3 ne

peut pas faire. Outre les messages GOOSE, la norme CEI 61850 prend aussi en charge les messages de type MMS (Manufacturing Message Specification) et XML (eXtensible Markup Language).

La norme CEI 61850 définit le protocole GOOSE (**Événement de sous-station générique orienté objet**) comme une communication de type éditeur/abonné. Ce protocole est utilisé pour l'échange d'informations entre les IED (Dispositif électronique intelligent) dans une sous-station via Ethernet.

La CEI 61850 définit un langage spécial basé sur XML (L'Extensible Markup Language) utilisé pour décrire une sous-station et des éléments de sous-station appelés SCL (Langue de configuration de la sous-station). Différents niveaux de sous-stations peuvent être décrits à l'aide de ce langage, donc différents fichiers peuvent exister, tels que :

- ICD (IED Capability Description) - il définit la capacité complète de l'IED.
- SSD (System Specification Description) - il contient la spécification complète d'un système.
- d'automatisation de sous-station, y compris un schéma unifilaire pour la sous-station et ses fonctionnalités (nœuds logiques).
- SCD (Substation Configuration Description) - il décrit les détails complets de la sous-station. Il contient des sections de sous-station, de communication, d'IED et de modèle de type de données.

Le protocole GOOSE est un protocole événementiel. Le concept de la communication GOOSE est que l'éditeur envoie périodiquement des messages et lorsqu'un événement se produit (ex. Déplacement, Contacteur fermé...), il envoie une rafale de messages avec de nouvelles données. Étant donné que le protocole est basé sur l'éditeur/l'abonné, il n'y a aucune confirmation que le message envoyé est correctement reçu par l'abonné, de sorte que la rafale de messages minimise le risque de perte de message.

3.7.3 Avantages de la norme CEI 61850

Un des principaux avantages du CEI 61850 est qu'elle permet d'assurer l'interopérabilité entre les équipements provenant de différents fabricants. En cas de détection de panne, tous les signaux analogiques et numériques avec horodatage peuvent être récupérés, pour une analyse ultérieure

avec un logiciel spécifique. Chaque dispositif électronique intelligent a une adresse IP, à travers laquelle il est possible d'effectuer le paramétrage et la reprogrammation à distance.

Tous les messages sont publiés sous un sujet. L'abonné reçoit tous les messages du système, mais filtre et analyse uniquement les messages envoyés dans le sujet auquel il est abonné.

Étant donné que le protocole GOOSE est basé sur un éditeur/abonné, la communication n'est possible qu'à l'intérieur du réseau local (LAN).

3.8 Les différents types des réseaux de communication et leurs topologies

Un réseau est un ensemble d'éléments reliés entre eux et réglés de manière qu'ils puissent communiquer.

Il existe différentes sortes de réseaux, en fonction de la taille, du débit des informations, des types de protocoles de communication et différentes configurations (topologie physique) qu'on peut utiliser dans la mise en place d'un réseau de communication informatique[17]

3.8.1 Type de réseaux :

- Personal Area Network (PAN) ou réseau personnel.
- Local Area Network (LAN) ou réseau local.
- Métropolitain Area Network (MAN) ou réseau métropolitain.
- Wide Area Network (WAN) ou réseau étendu.
- Global Area Network (GAN) ou réseau global.

3.8.1.1 PAN réseau personnel

Un réseau personnel ou désigne un type de réseau informatique restreint en matière d'équipements, généralement mis en œuvre dans un espace d'une dizaine de mètres. D'autres appellations pour ce type de réseau sont : réseau domestique ou réseau individuel.

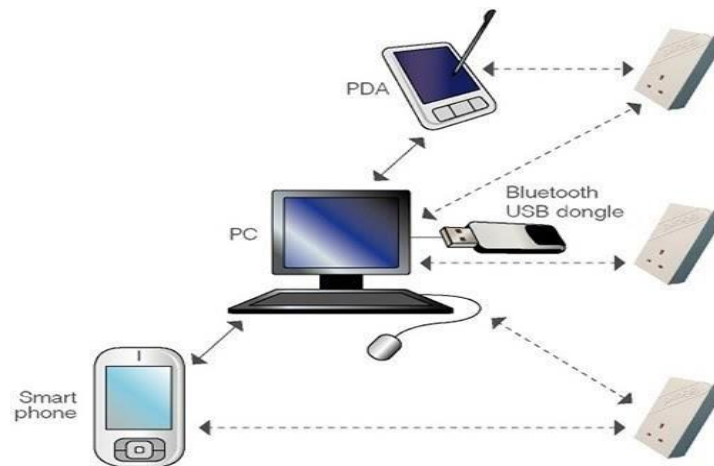


Figure 3. 9 : Réseau personnel

3.8.1.2 Réseau locale (LAN)

Un réseau local, en anglais Local Area Network ou LAN, est un réseau informatique où les terminaux qui y participent s'envoient des trames au niveau de la couche de liaison sans utiliser d'accès à internet.

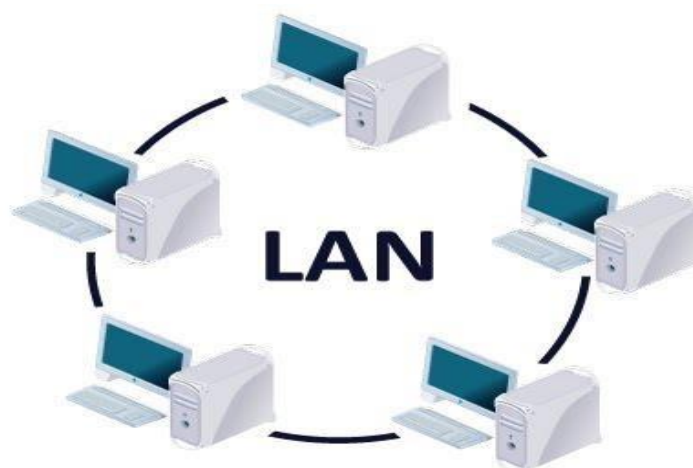


Figure 3. 10 : Réseau locale

3.8.1.3 MAN réseau métropolitain

Un réseau métropolitain désigne un réseau composé d'ordinateurs habituellement utilisé dans les campus ou dans les villes, c'est une collection des réseaux locaux. Il relie des ordinateurs situés dans le même secteur géographique à l'échelle d'une ville (LAN + LAN, entreprise + entreprise).

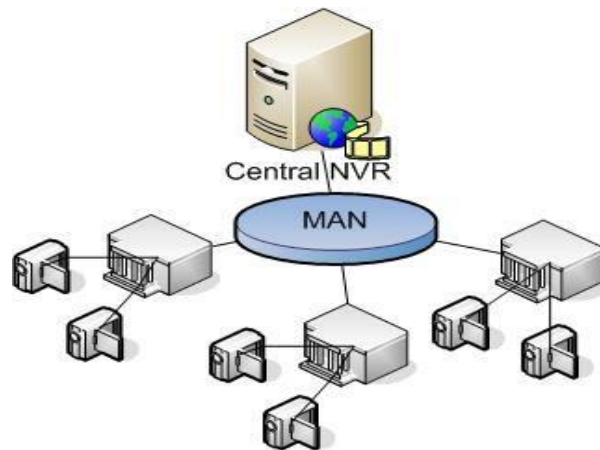


Figure 3. 11 : Réseau métropolitain

3.8.1.4 WAN Wide Area Network

Est un réseau informatique ou un réseau de télécommunications couvrant une grande zone géographique, typiquement à l'échelle d'un pays, d'un continent, ou de la planète entière, C'est un Réseau qui relie des réseaux locaux et métropolitains entre eux Le plus grand WAN est le réseau Internet.

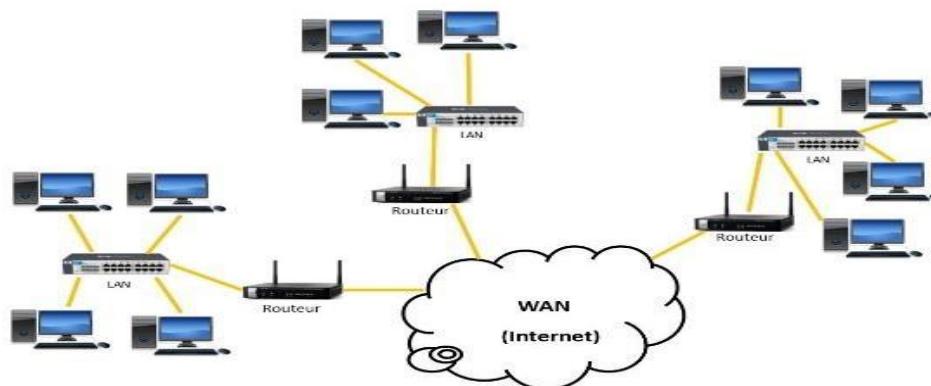


Figure 3. 12 : Réseau étendu

3.8.1.5 GAN (Global Area Network) :

Les GAN utilisent les infrastructures de fibre optique des réseaux étendus et combinent ces derniers avec des câbles sous-marins internationaux ou des transmissions par satellite.

Un réseau mondial comme Internet est aussi appelé GAN (*Globe Area Network*). Internet n'est cependant pas le seul réseau informatique de ce genre. Les entreprises actives au niveau international maintiennent également des réseaux isolés qui couvrent plusieurs WAN et connectent ainsi des ordinateurs d'entreprise dans le monde entier. Les GAN utilisent les infrastructures de fibre optique des réseaux étendus et combinent ces derniers avec des câbles sous-marins internationaux ou des transmissions par satellite

3.9 Les différentes topologies :

Il existe plusieurs topologies possibles mais les plus importantes et les plus utilisées sont :

- Topologie en anneaux ou bien anneaux à jeton
- Topologie en étoiles
- Topologie en bus
- Topologie en mailles
- Topologie en arbres (hiérarchique)

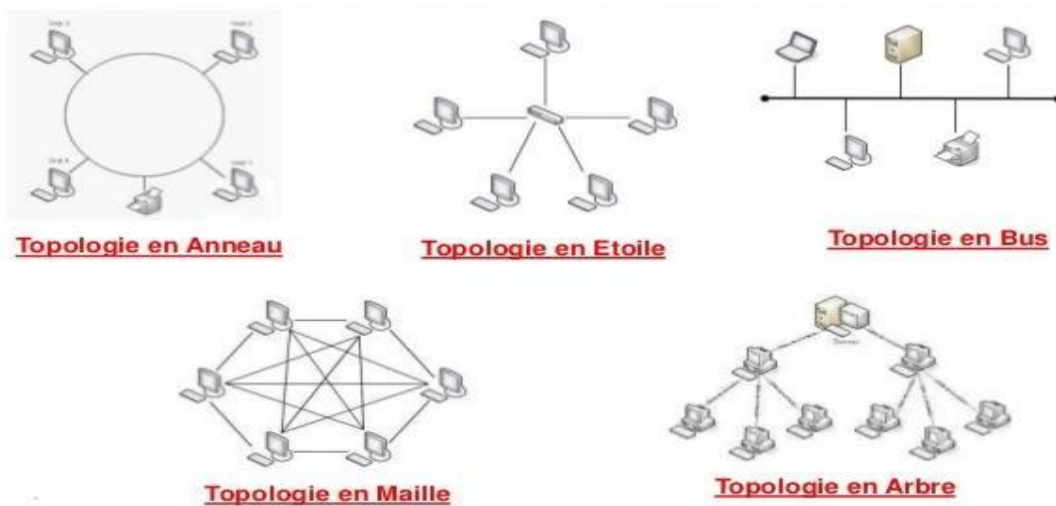


Figure 3. 13 : Les différentes configurations physiques des équipements connectés à un réseau

3.9.1 Point à point :

Une connexion entre deux entités communicantes c'est aussi le plus simple à établir et à comprendre.

Pour visualiser, on peut considérer la topologie du réseau point à point comme deux entité connectés bout à bout pour une communication bidirectionnelle sa peut être une connexion filaire ou sans file.

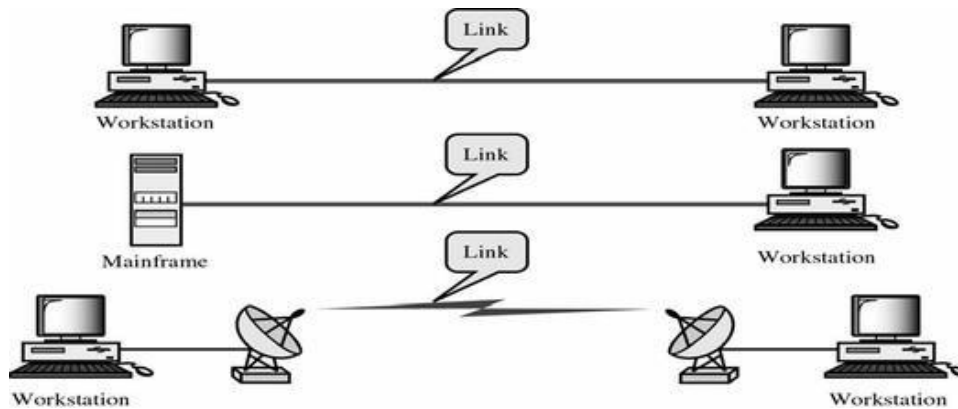


Figure 3. 14 : Topologie point à point filaire et sans files

3.9.2 Topologie en anneau et anneau a jeton

Toutes les machines sont reliées entre elles dans une boucle fermée. Les données circulent dans une direction unique, d'une entité à la suivante. Les ordinateurs communiquent chacun à leur tour. Cela ressemble à un bus mais qui serait refermé sur lui-même : le dernier nœud est relié au premier.

Souvent, dans une topologie en anneau, les ordinateurs ne sont pas reliés en boucle, mais sont reliés à un répartiteur (appelé CSMA, Carrier-sense multiple access) qui va gérer la communication entre les ordinateurs qui lui sont reliés en répartissant à chacun d'entre-deux un temps de parole.

Elle utilise la méthode d'accès à "jeton" (Token ring). Les données transitent de stations en stations en suivant l'anneau qui chaque fois régénère le signal. Le jeton détermine quelle station peut émettre, il est transféré à tour de rôle vers la station suivante. Lorsque la station qui a envoyé les données les récupère, elle les élimine du réseau et passe le jeton au suivant et ainsi de suite.

La topologie en anneau est dite « topologie active » parce que le signal électrique est intercepté et régénéré par chaque machine.

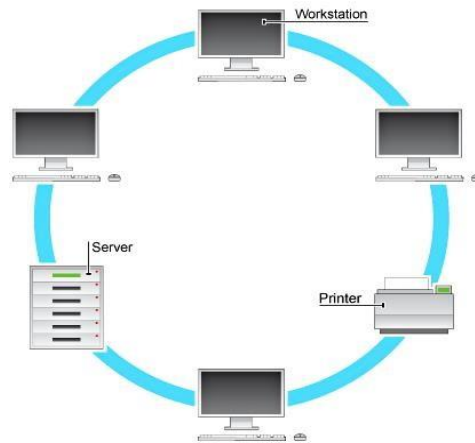


Figure 3. 15 : Topologie en anneau

3.9.3 Topologie étoile

Les équipements du réseau sont reliés à un système matériel central (le nœud). Celui-ci a pour rôle d'assurer la communication entre les différents équipements du réseau. Notamment utilisée par les réseaux Ethernet actuels en RJ45, elle concerne maintenant la majorité des réseaux, lorsque toutes les stations sont connectées à un commutateur, on parle de topologie en étoile, les nœuds du réseau sont tous reliés à un nœud central. Dans cette topologie tous les hôtes sont interconnectés grâce à un switch.

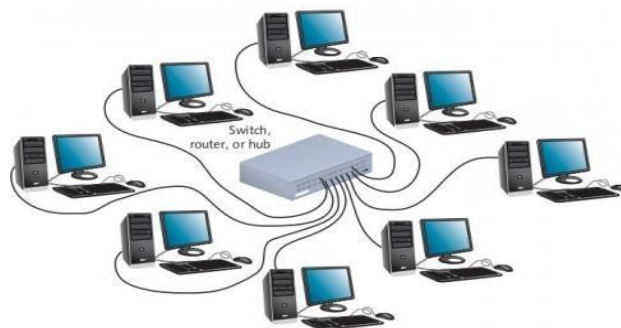


Figure 3. 16 : Topologie en étoile

3.9.4 Topologie en bus

Un réseau en bus est une architecture de communication où la connexion des matériels est assurée par un bus partagé par toutes les entités existantes dans le réseau. Les réseaux de bus permettent de relier simplement de multiples matériels, mais posent des

problèmes quand deux machines veulent transmettre des données au même moment sur le bus.

Ce dernier peut être résolu grâce au jeton bus a jeton qui a le même principe que l'anneau a jeton dans on a parlé dans la topologie Token ring via (CSMA/DC) que nous verrons plus en détail avec les protocoles de communication.

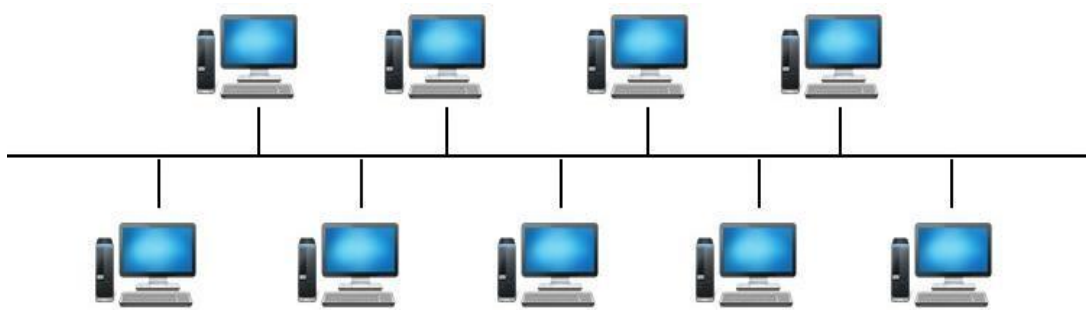


Figure 3. 17 : Topologie en bus

3.9.5 Topologie en Maille

Le réseau maillé est une topologie de réseau qualifiant les réseaux (filaire ou non) dont tous les hôtes sont connectés pair à pair sans hiérarchie centrale, formant ainsi une structure en forme de filet. Par conséquent, chaque nœud doit recevoir, envoyer et relayer les données. Cela évite d'avoir des points sensibles, qui en cas de panne, isolent une partie du réseau. Si un hôte est hors service, ses voisins passeront par un autre chemin.

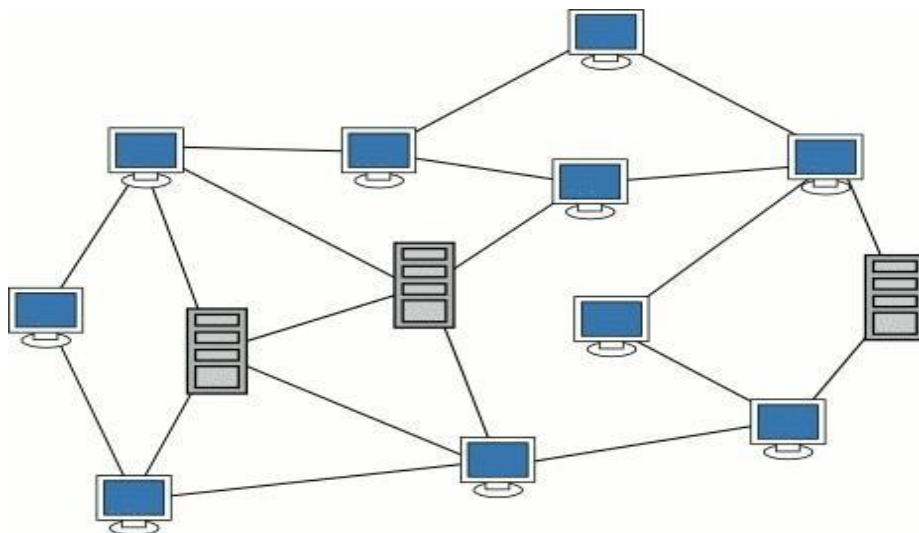


Figure 3. 18 : Topologie en mailles

3.9.6 Topologie en arbre (hiérarchique)

Une topologie en arbre ou topologie arborescente ou hiérarchique peut être considérée comme une collection de réseaux en étoile disposés en hiérarchie. Ce réseau est divisé en niveaux. Le sommet, de haut niveau, est connectée à plusieurs nœuds de niveau inférieur, dans la hiérarchie. Ces nœuds peuvent être eux-mêmes connectés à plusieurs nœuds de niveau inférieur.

Comme dans le réseau en étoile conventionnel, des nœuds individuels peuvent ainsi encore être isolés du réseau par une défaillance d'un seul point d'un trajet de transmission vers le nœud. Si un lien reliant une branche échoue, cette branche est isolée, si une connexion à un nœud échoue, une section entière du réseau devient isolée du reste.

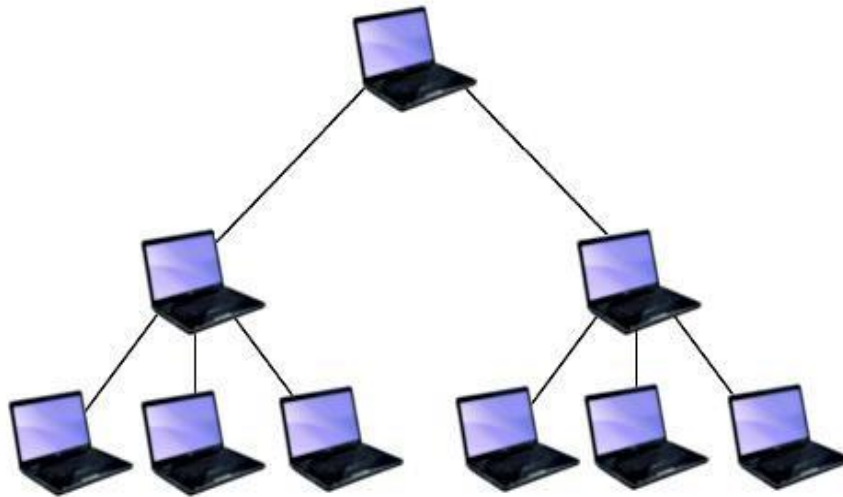


Figure 3. 19 : Topologie en arbre

3.10 Architecture d'un système de contrôle commande numérique proposé

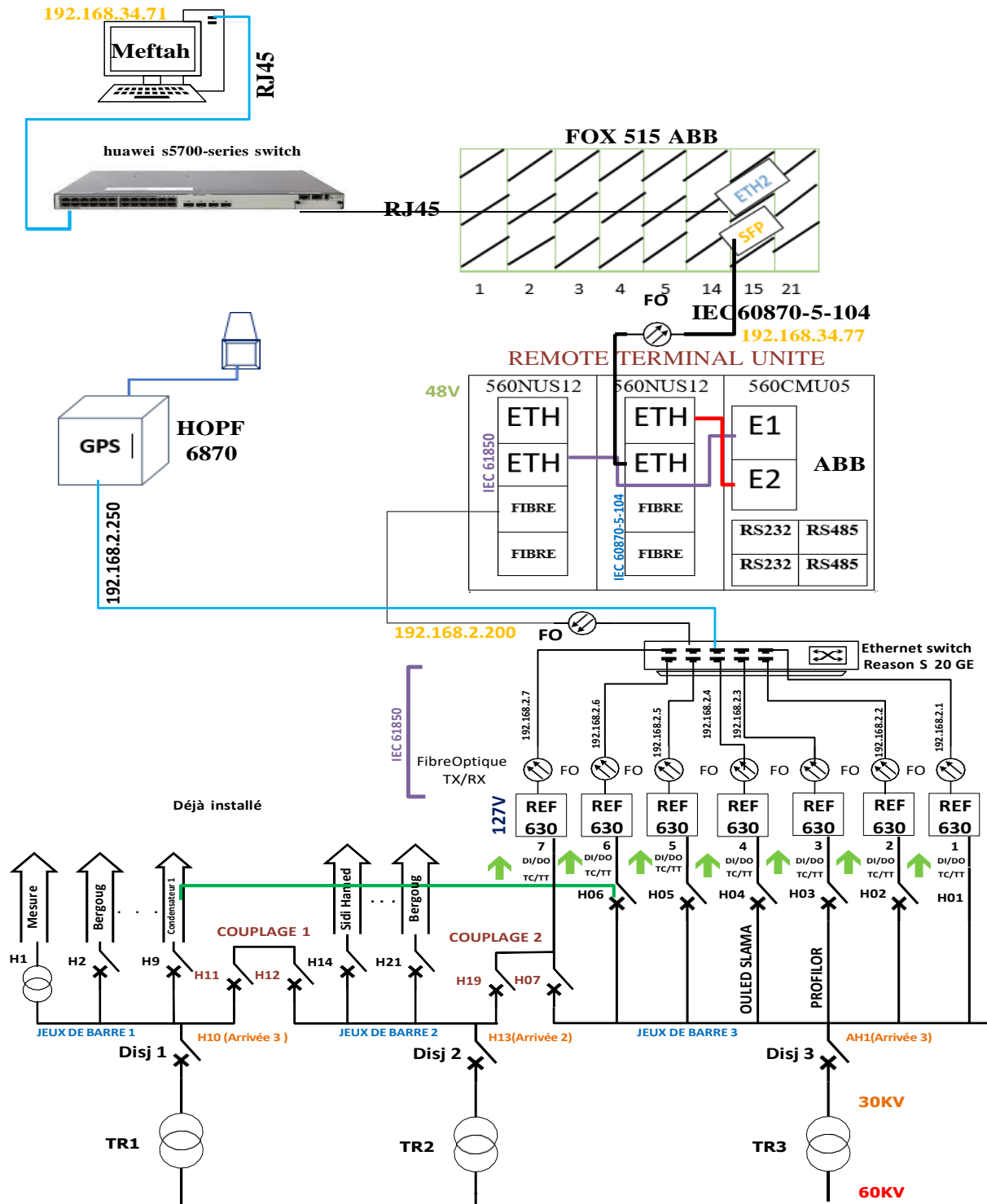


Figure 3.20 : Schéma de contrôle commande (CCN) numérique proposé à la société

3.11 Conclusion

Nous avons atteint notre but qui a été de créer une architecture pour l'extinction du poste électrique au quelle on y est affecté en passant par de nombreuses nouvelles informations comme les protocoles de communication de la norme IEC à savoir la gamme de protocole 60-870-5-XXX et le 61 850

Nous avons aussi pu approfondir nos connaissances dans le domaine des topologies et les architectures de communication et protocoles de communication nous avons aussi vu de nouvelles architectures comme l'UHF et GPRS.

Et pour conclure ce chapitre on a résumé tout ce que on a fait nous avons réalisé dans un schéma de contrôle de commande numérique (CCN) du poste de transformation HT/MT de MEFTAH dans le quelle nous avons mis en œuvre tous les équipements disponibles et avec quelle on a travaillé en précision les types de communication et les adresses utilisées et cela depuis l'acquisition de la jusqu'à son affichage au niveau du SCADA.

4) Chapitre 4 Partie Pratique
Paramétrage et configuration
des équipements

4.1 Introduction

Nous allons commencer la partie pratique en ce concentrons sur le paramétrage et les configurations que nous allons effectuer sur les protections de type REF630 du fabricant ABB que nous avons déjà présenté et cela via le logiciel PCM600, puis nous allons faire des tests et spécifiant les différents protocoles de communication à savoir le IEC 61 850 et le IEC 60-870-5-104 (104) via les *logiciels IED scout* et *IED test* et pour finir la configuration de l'RTU via *RTUtile*

4.2 PCM600

Ce logiciel réservé à l'ingénierie de tous les relais de protection et de contrôle et des protections en générale spécialisé pour les équipements de ABB que on peut télécharger sur le site officiel de dernier et en recevoir les dernier mise a jours sur email.

4.2.1 Avantages du logiciel

- Configurer des applications relais n'a jamais été aussi simple.
- Profitez d'un aperçu clair des réglages des paramètres.
- Comparez sans effort les configurations de relais et PCM600.
- Bénéficiez toujours de la dernière version du logiciel.
- La certification CEI 61850 garantit un échange de données transparent et l'intégration des produits ABB dans n'importe quel système CEI 61850.

4.2.2 Caractéristiques du logiciel

- Ingénierie simple et efficace de l'application complète de relais de protection
- Gestion de la communication pour la configuration de différents protocoles de communication.
- Configuration du matériel du relais et de l'affichage du relais.
- Paramétrage avec une puissante fonctionnalité de filtrage.
- Configuration complète des E/S du relais de protection.

4.2.3 Analyser et surveillance

De plus, vous pouvez surveiller les mesures et les états des signaux avec l'outil PCM600, ce dernier vas analyser et récupère les informations sur les perturbations pour la génération automatique de fichiers de rapport. Il peut également envoyer automatiquement le rapport à des adresses e-mail prédéfinies pour faciliter des actions correctives rapides. Il permet ainsi

aux ingénieurs de se concentrer sur l'analyse des perturbations plutôt que sur la collecte manuelle des données.

4.3 Configuration des protection dans le PCM600

À l'ouverture du logiciel on trouve une fenêtre réservée au sortie (output) avec des spécifications sur la date et l'heurs, la catégorie, l'utilisateur, l'objet, et pour finir le message un espace de travail vide dans le quelle s'afficheras les fenêtres spécifiques à la configuration effectué

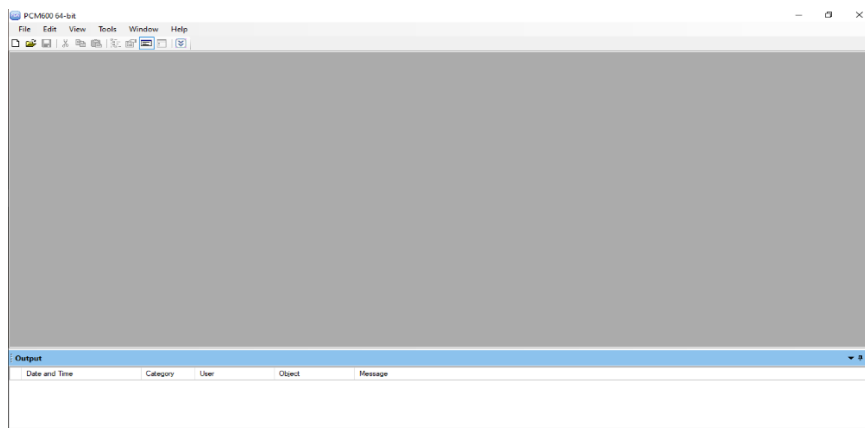


Figure 4. 1 : Présentation de l'interface du logiciel PCM600

Le but dans l'utilisation de PCM600 de ABB et de pouvoir configuré notre protection qui est la REF630 dans ce cadre nous allons créer un nouveau projet qui contient cet équipement pour ce faire nous allons dans la barre des outille **file > new Project** comme si dessous :

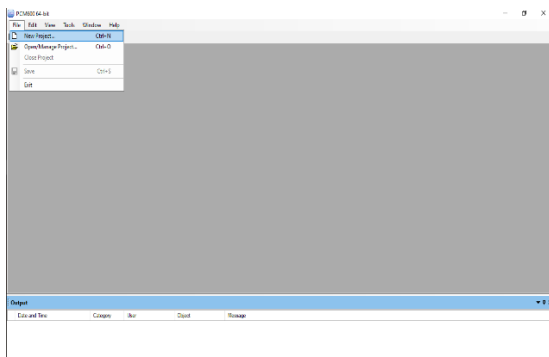


Figure 4. 2 : Première étape

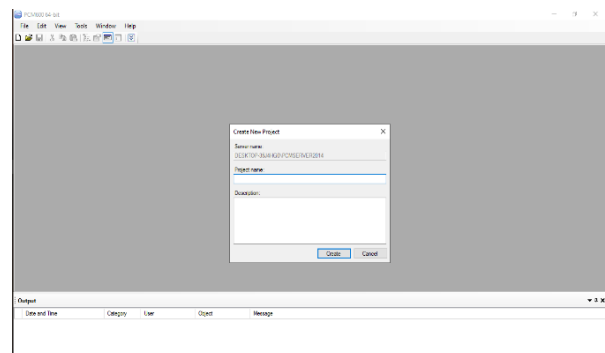


Figure 4. 3: Résultat

Une fenêtre s'affiche dans laquelle on aura trois espaces de remplissage de type texte la première sera automatiquement remplie par le nom de l'utilisateur de l'ordinateur la deuxième qui est le nom du projet que l'on va nommer PFE et la troisième une description du projet qui est un champ libre que l'on peut aussi ne pas remplir puis on clique sur **Create**.

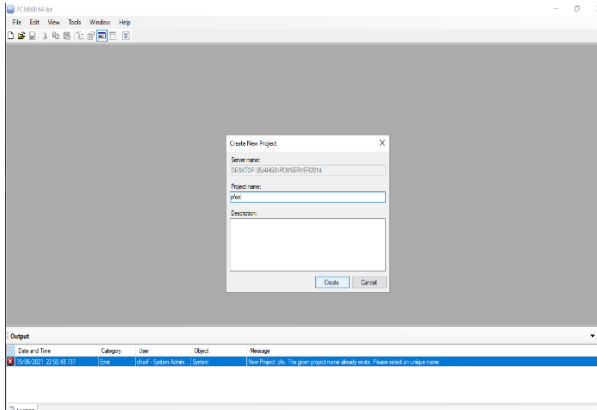


Figure 4. 4 : Deux projets ne peuvent avoir le meme titre

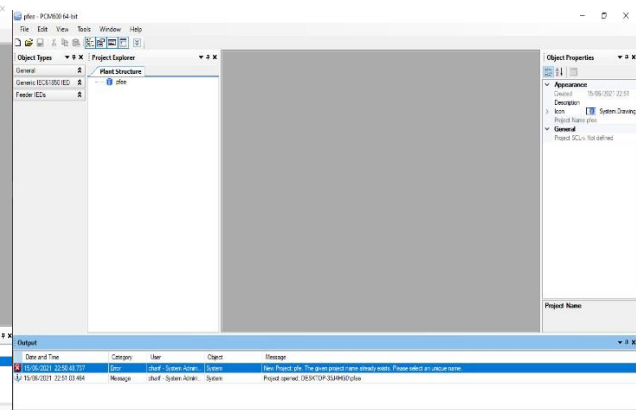


Figure 4. 5 : Interface d'un nouveau projet

À l'ouverture d'un nouveau projet on remarque 3 fenêtres et un espace de travail qui sont :

Fenêtre 1 : **Object types** dans laquelle s'affichera les paquets installés avec le logiciel qui concerne les équipements et protocole de communication utilisé dans notre projet cependant il faudra passer en mode engineering pour pouvoir les utiliser et apporter des modifications à notre projet.

Fenêtre 2 : **Plant structure** le rôle de cette fenêtre et de structurer notre projet elle nous permet aussi d'ajouter des éléments/ équipements que nous allons paramétrer ou bien configurer.

Fenêtre 3 : **Object properties** où s'affichera les informations générales concernant le projet date de création description Icône et l'Édition utilisée.

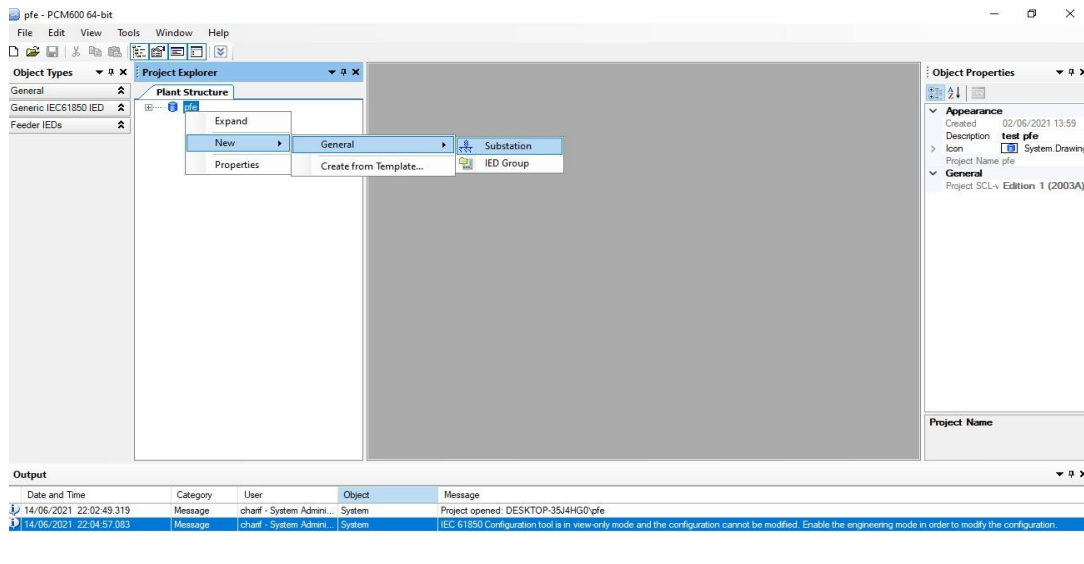


Figure 4. 6 : Création d'une sous-station (substation)

Dans notre sous-station nous allons introduire les équipements utilisés (protection de type REF630 de ABB) dans le package à été installé au préalable sur notre ordinateur on remarque notre sous-station nous donne des libertés de configuration en ce qui concerne le protocole utilisé IEC61850 dans le package à été aussi installé.

Le but de notre protection et de contrôler le courant, la puissance et imposé une limite de consommation, si cette dernière est dépassé alors elle donne l'ordre d'ouverture du disjoncteur on doit donc créer un niveau de voltage (Voltage Levels) comme le montre la figure ci-dessous :

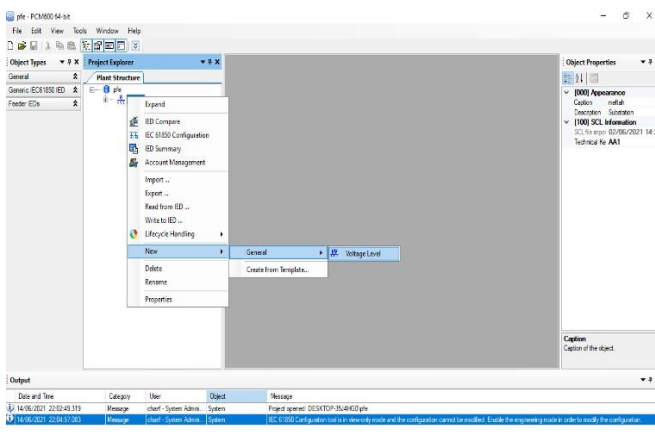


Figure 4. 7 : Création d'un voltage level

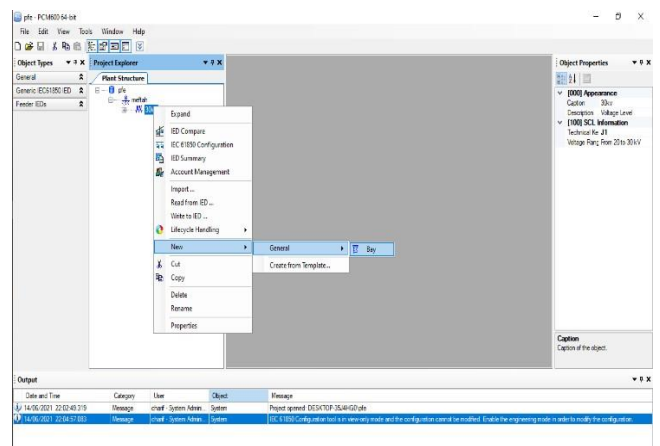


Figure 4. 8: création d'une cellule (bay)

Une cellule peut être une arrivée, un couplage entre deux poste ou bien un départ elle se compose d'une REF630, un disjoncteur, un sectionneur et un TC dans le rôle et de calculé l'intensité du courant qui ne doit pas dépasser les 300A un seuil prés définie dans la REF630 (paramétrage).



Figure 4. 9 : Cellule départ



Figure 4. 10: Cellule arrivée



Figure 4. 11: Cellule de couplage

Comme on peut le voir on laisse souvent des cellules réserve juste en cas ou on en aurait besoin, exemple la cellule couplage qui était une cellule en réserve.

Après avoir créé une cellule (bay) ont passé à la création de la protection/IED qui lui est du (REF630).

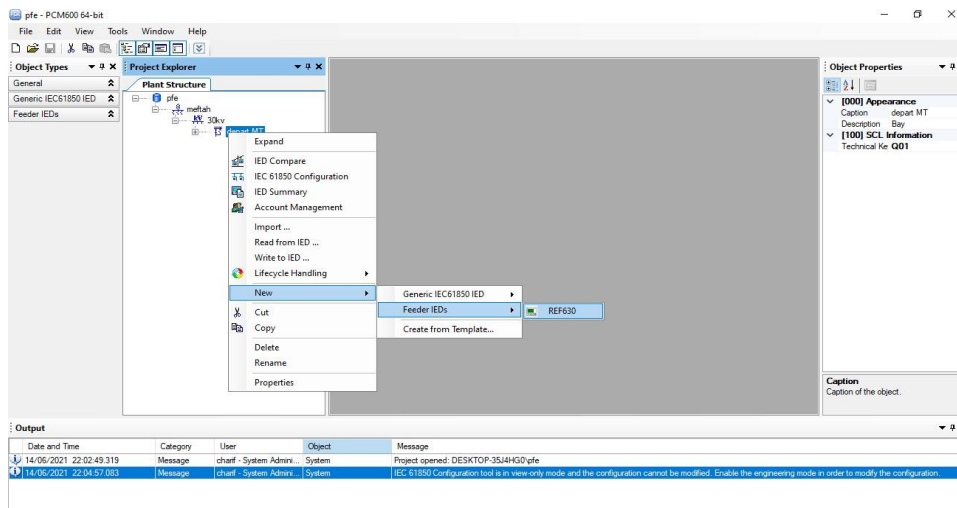


Figure 4. 12 : Création d'un IED/protection de type REF630

Après la création de la protection on passe à la configuration de cette dernière tous d'abondon a deux type de configuration online/offline.

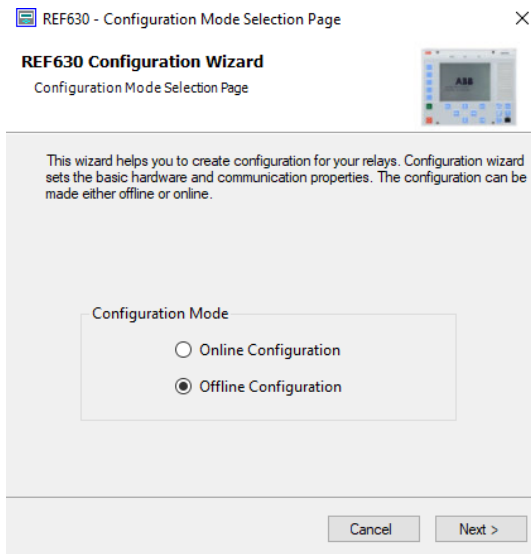


Figure 4. 13 : Type de configuration offline

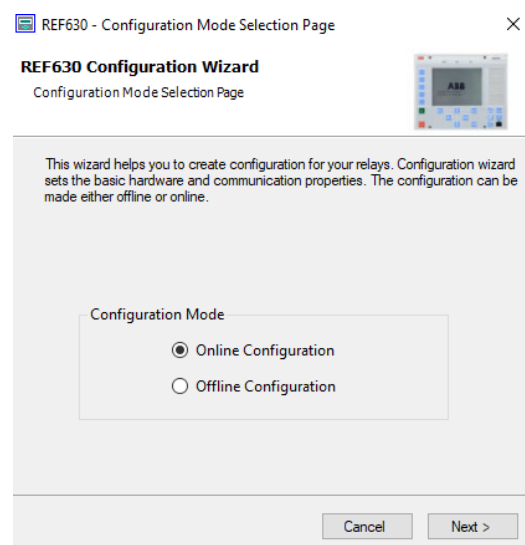


Figure 4. 14 : Type de configuration online

4.3.1 La configuration offline

Est un genre de configuration manuel car il faudra introduire tous les paramètres et configuré la protection.

4.3.2 La configuration online

C'est un type de configuration automatique il suffit de configuré le porte de communication de la protection avec l'ordinateur soit front ou bien LAN, puis on laisse le logiciel faire le travail en cliquant simplement sur le bouton **scane**, ce dernier vas communiqué avec la protection pour reconnaitre les identifiants et lui donnée les configuration prés définie dans le package installé consternant la protection REF630.

Puis on passe à la configuration des protocoles de communication associé à notre équipement et lesports de communication utilisé, chaque port devra avoir sa propre adresse IP avec laquelle il pourra communiquer avec le PC.

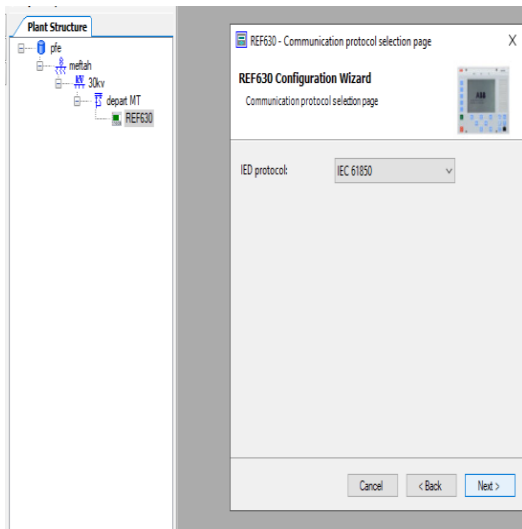


Figure 4. 16: Protocole de communication

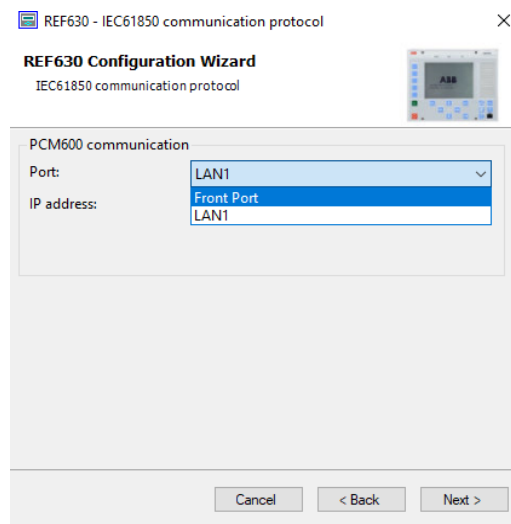


Figure 4. 15: Protocole de communication

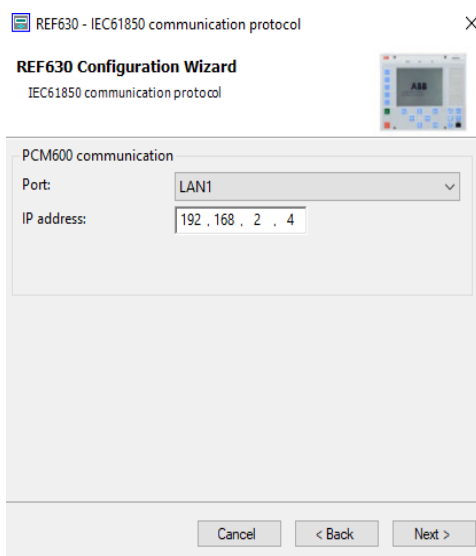


Figure 4. 17 : Adresse port LAN1

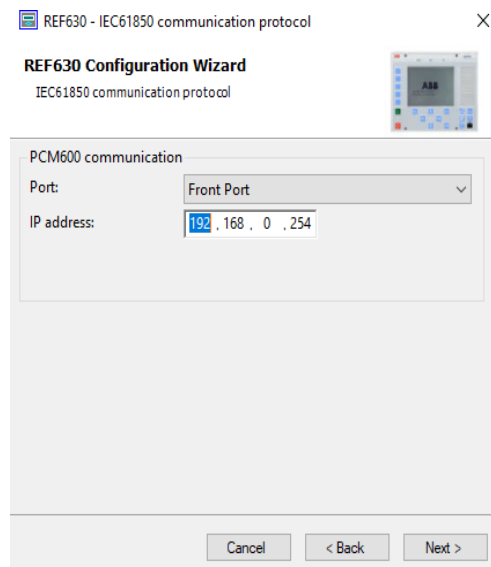


Figure 4. 18: Adresse Port FRONT

À ce niveau de la configuration il suffit simplement de cliquer sur le bouton **scan** et les données relatif a nôtres équipement vont automatiquement ce téléchargé sur le projet que on a créé à savoir le numéro de série ou bien l'identifiant, la série, le type de produit, la version.

Et pour finir l'**ordre du code** qui est un code spécifique chez ABB dans chaque lettre ou combinaison de deux lettres signifie la configuration d'une des cartes installées dans le boitier de la protection ce code et l'élément principal enregistré et récupéré lors du processus exécuté en cliquant sur SCAN.

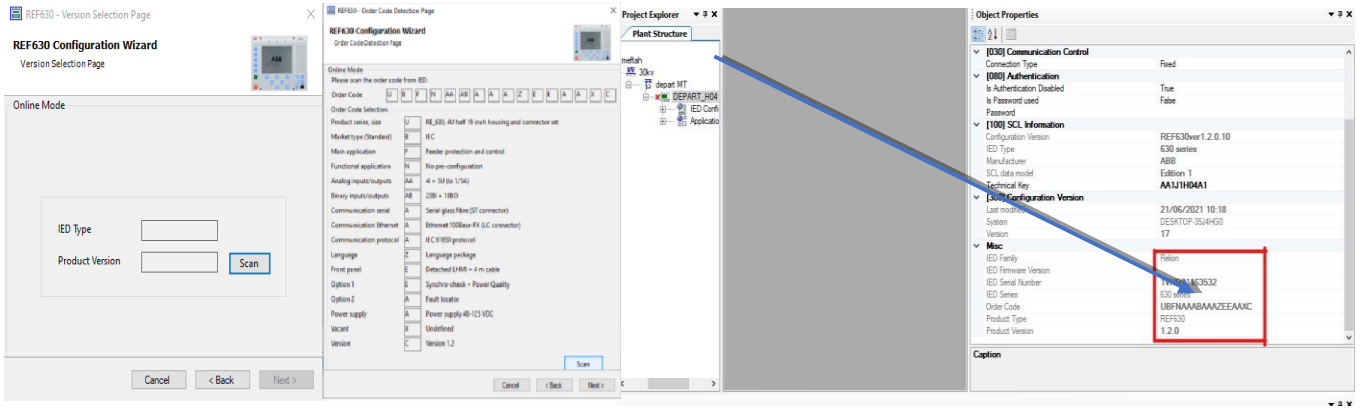


Figure 4. 19 : Configuration online

Pour la configuration offline on devra entrer l'ordre code au clavier ou bien on devrait introduire la configuration complet de l'équipement installé chaque lettre ou combinaison de deux lettres a une signification précise qu'on peut voir à côté du code comme le montre la figure suivante :

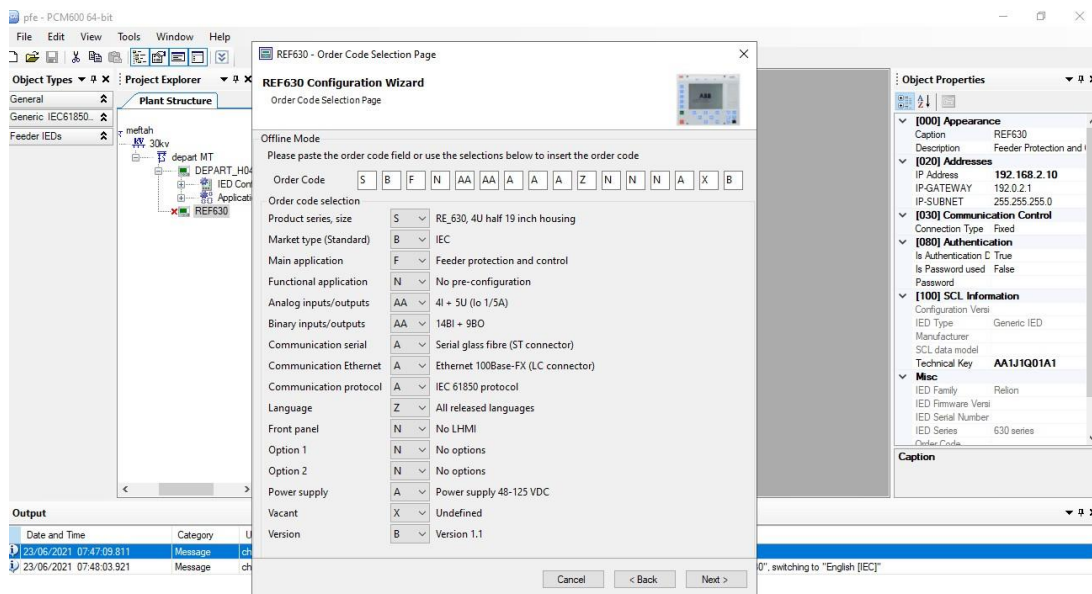


Figure 4. 20: Configuration offline de l'ordre code

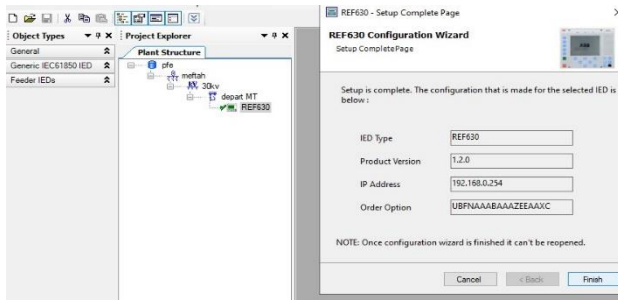


Figure 4. 19 : Fin de la configuration de l'IED

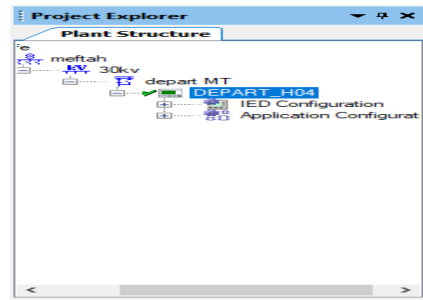


Figure 4. 22 : REF630 (configuration)

On peut voir que notre protection nous ouvre la porte sur deux fenêtres de configuration à savoir IED configuration et application configuration, un simple clic droit de la souris sur la protection nous ouvre un long panel de possibilité de configuration sur cette dernière mais les plus important sont *Parameter Setting* et *Application Configuration*.

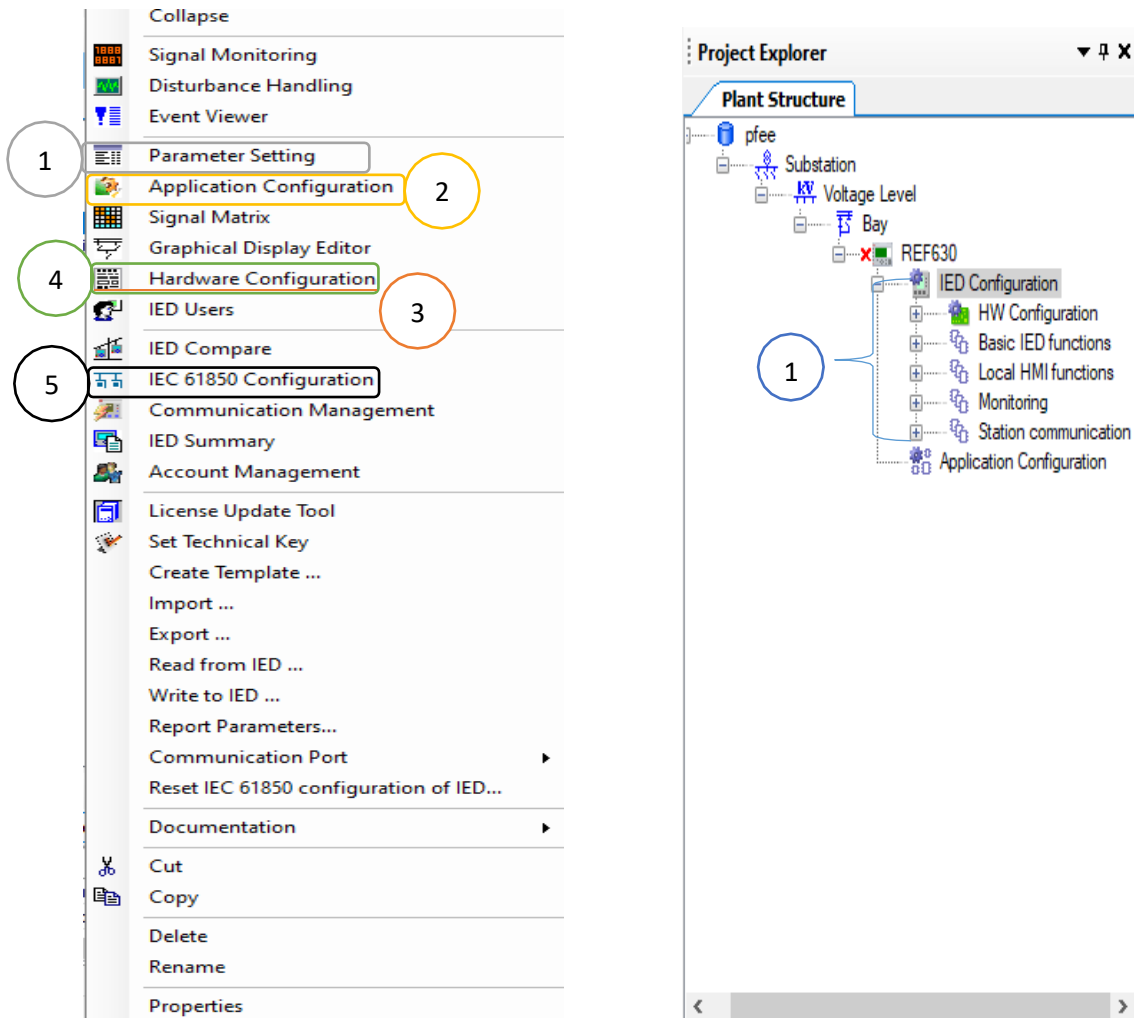


Figure 4.23 : Outils de configurations de la REF630

1 4.3.3 IED configuration/parameter setting

Un espace réservé à la configuration et paramétrage propre notre IED pour qu'il devienne opérationnel car sachant que la REF630 et une protection dans les cartes varient selon le besoin du client on devrait créer une configuration propre à chaque combinaison possible de cartes c'est comme si on crée un système d'exploitation à notre protection, nous prendrons un simple exemple car faire toute la configuration sur world est juste impossible

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
AIM_2					
NAMECH1		CH1			13 characters
InputType1		Current			
ReversePolarity1		No			
CTsec1		1.0	A	0.1	10.0
CTprim1		300	A	1	99999
NAMECH2		CH2			13 characters
InputType2		Current			
ReversePolarity2		No			
CTsec2		1.0	A	0.1	10.0
CTprim2		300	A	1	99999
NAMECH3		CH3			13 characters
InputType3		Current			
ReversePolarity3		No			
CTsec3		1.0	A	0.1	10.0
CTprim3		300	A	1	99999
NAMECH4		CH4			13 characters
InputType4		Current			

Figure 4.24 : Exemple de configuration de la carte de communication analogique input main (AIM)

NB : chaque carte ajoutée aura ces propres variables et sa propre configuration et sa propre configuration selon son utilisation.

2 4.3.4 Application Configuration

À partir de là on entre dans l'élaboration des fonctions et les équations qui ont pour but de traiter les informations recueillies à partir des capteurs selon des algorithmes ou de formule mathématique, à ce niveau le langage utilisé sera le FBD (fonction block diagram).

4.3.5 Le langage FBD

Est utilisé pour les programmes d'API décrits sous forme de blocs graphiques. Il s'agit d'un langage graphique pour représenter les signaux et les données passant au travers de blocs, qui

sont des éléments logiciels réutilisables. Un bloc fonctionnel est une instruction du programme qui, lorsqu'elle est exécutée, produit une ou plusieurs valeurs de sortie, ces derniers peuvent être utilisés comme variable d'entrée dans d'autres blocks.

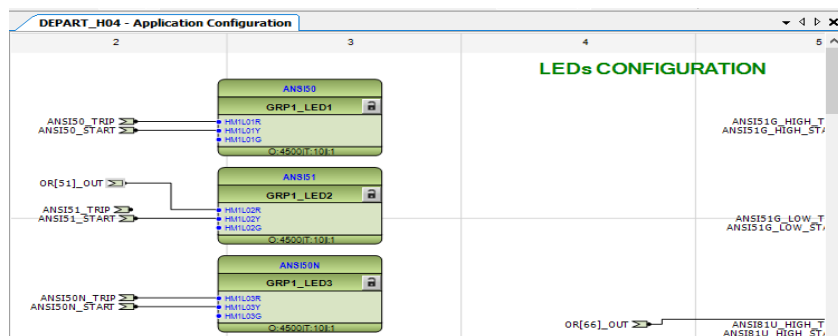


Figure 4.25 : FBD des LED 1,2 et 3

En cliquant sur Application Configuration une fenêtre contenant toutes les configurations possibles sous forme d'ongle dans laquelle on peut naviguer librement, pour ouvrir un nouveau onglet et créer une fonction de notre choix il suffit simplement de cliquer sur le bouton *insert main application* qui se trouve dans la barre d'outils en haut du logiciel.

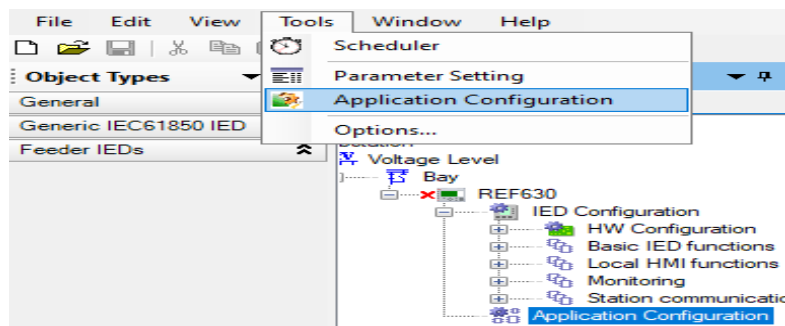


Figure 4.26 : Création d'une application principale main application

À cette étape deux nouvelles fenêtres vont s'afficher une *Application Configuration* sur l'espace de travail avec une feuille cadrée dans laquelle nous allons créer notre programme et une autre à gauche nommée *Object Type* où nous trouverons des fonctions pré-installées que nous allons utiliser en cliquant simplement sur le bloc recherché et le glissant sur l'espace de travail comme le montre les figures ci-dessous :

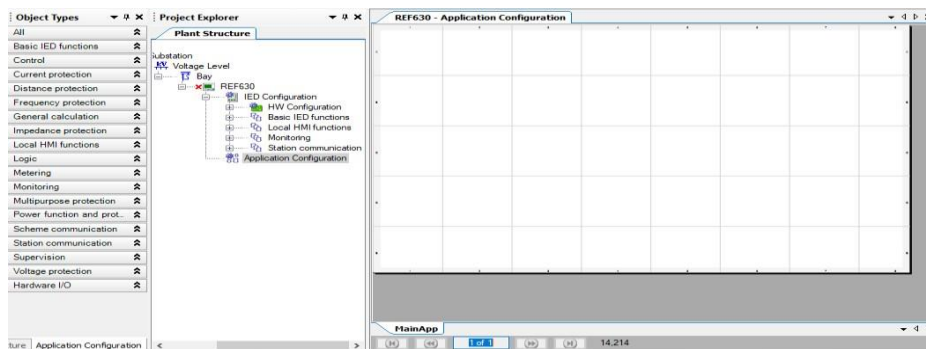
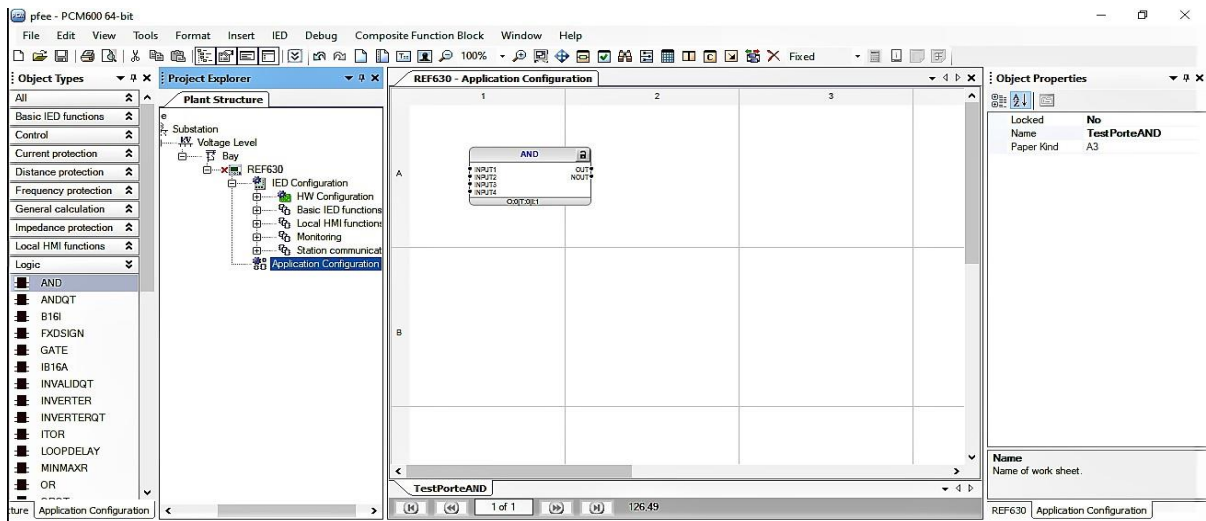


Figure 4.27 : Les nouvelles fenêtres de la main application

On peut aussi nommer notre application comme on le souhaite simplement en cliquant sur la fenêtre et on modifie le nom dans la fenêtre *Object Properties* qui se trouve toutes à



droite.

Figure 4.28 : Création d'une fonction block de type AND

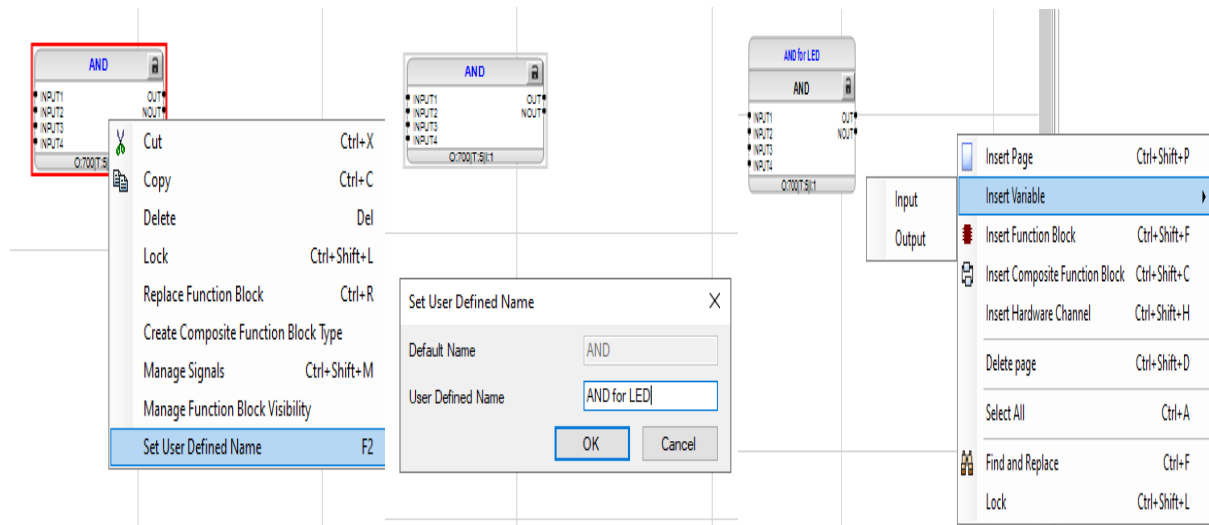


Figure 4.29 : Nouveaux nom pour la porte AND

Figure 4.30 : Insérer des variables E/S

Après avoir créé une porte AND et la renommée on va insérer des variables d'entrées ou de sorties selon le besoin (déjà nommé dans IED configuration) on peut aussi enlever des portes au niveau de la porte AND et en gardé que 3 ou 2 selon le besoin toujours, ainsi on peut créer tout le programme de notre cellule que ce soit pour IHM ou la protection.

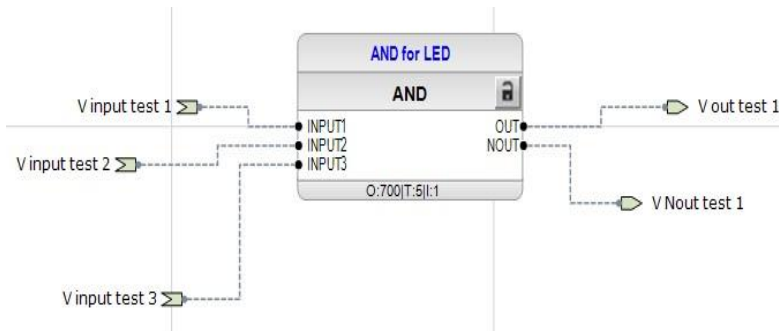


Figure 4.31 : Une porte AND avec variable d'entrer/sortie.

3

4.3.6 Hardware configuration

Dans cette étape on va travailler sur la configuration de notre matériel à savoir les cartes installées sur le boîtier de la REF 630 mais aussi l'IHM qui lui est dus.

Card Space	Card Type	Card Identifier
pPSM	PSMA01A_90	PSM_102
p4		
p3	BIOA01A_9I_90	BIO_3
p2	AIMA01A_4I_5U	AIM_2
pCOM	COMA02A_14I	COM_101

Figure 4.32 : Conception hardware d'une protection de type REF360

Pour commencer on a la carte PSM qui veut dire *Power supply main* qui représente la care d'alimentation pour notre protection, puis toutes en bas du boîtier on a la carte COM pour communication elle seras doté de toutes les porte de communication imposé par le client en vue de c besoin pour que notre protection puisse communiqué de la manière la plus fiable que possible, après il nous reste les ports 2,3et4 disponibles et configurables lors de la création de la REF630 via le order code.

4.3.7 Graphical Display Editor

Deux nouvelle fenêtre comme précédant une pour les outils prés installé que on peut tout simplement prendre et glissé dans l'Aure fenêtre spécifique pour la création de l'interface qui vas êtres affiché dans l'HIM qui est incluse dans la protection REF630 (on peut afficher le schéma et même les valeurs des variables les plus importantes).

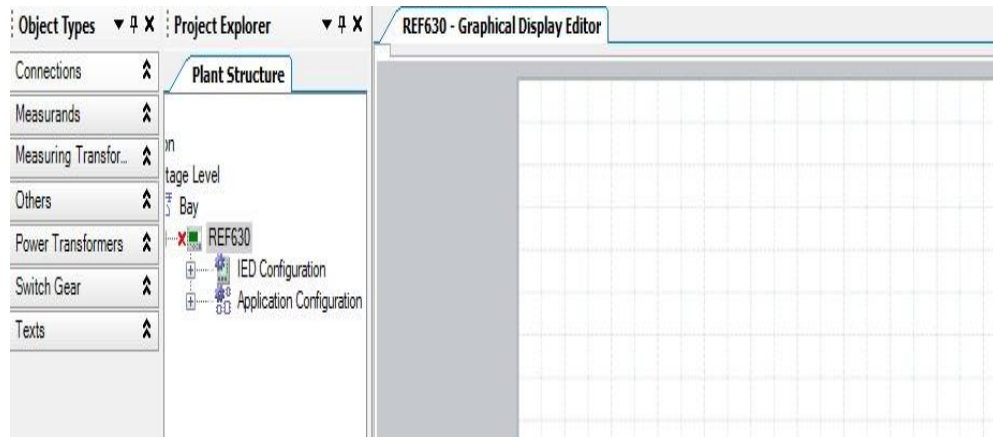


Figure 4.33 : Création d'une interface d'affichage pour l'HMI de la REF630

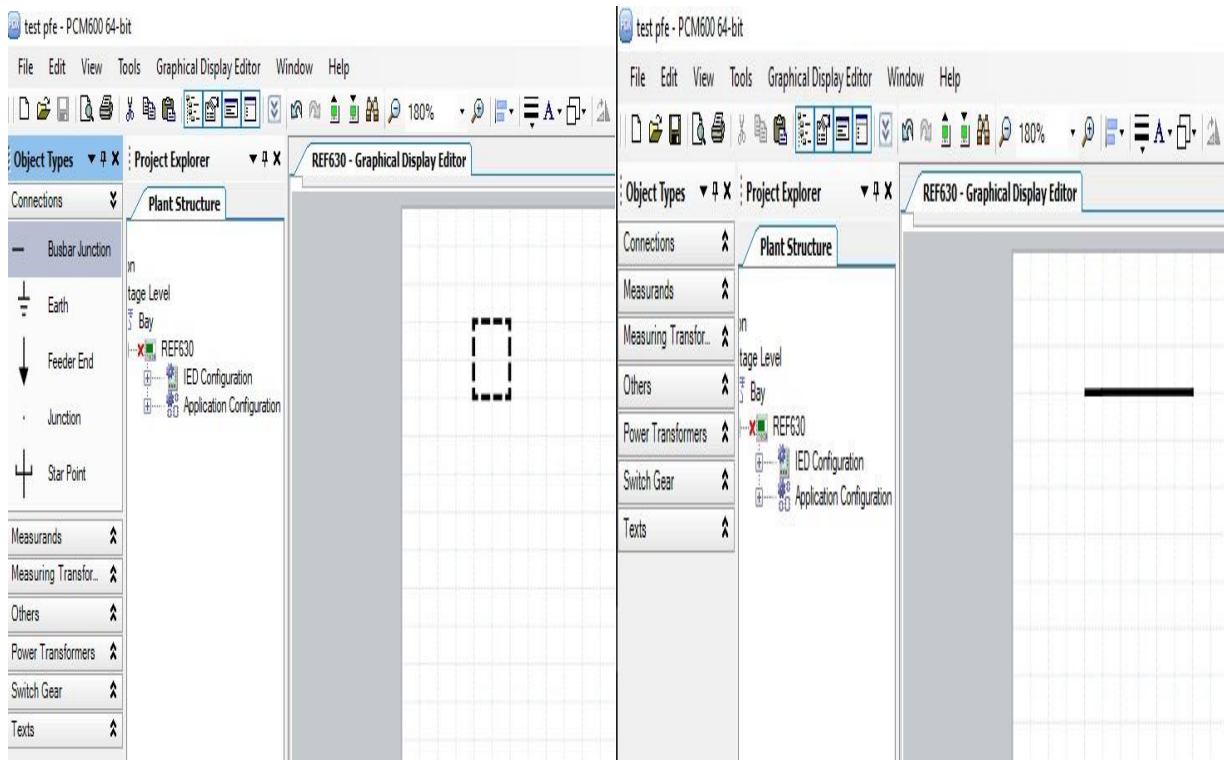


Figure 4.34 : Création d'un jeu de barre

Après sa on continue avec la création de toutes les éléments qu'ils composent notre protection pour avoir au finale la figure si dessous :

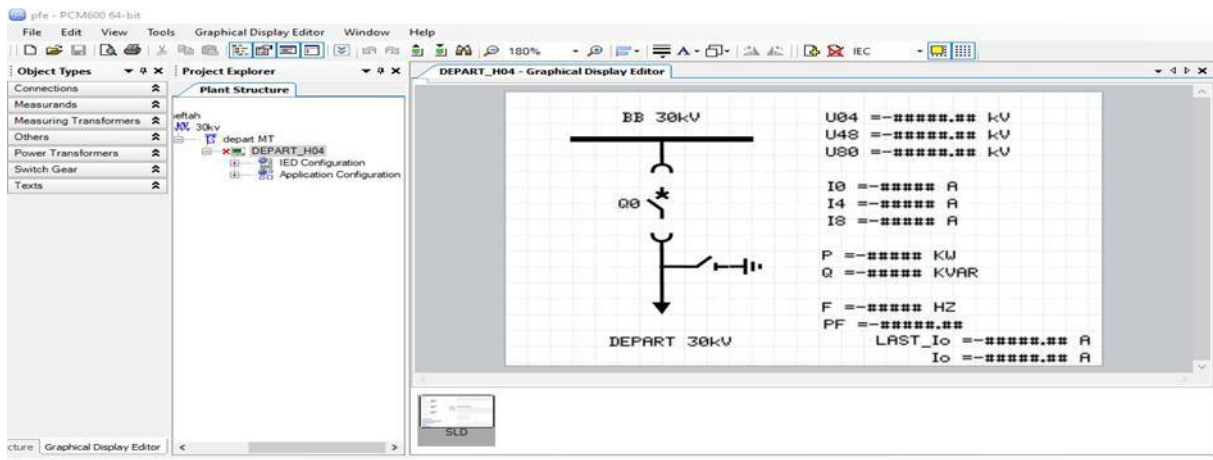


Figure 3.35 : L'IHM finale de notre protection REF630

On devra noter que chaque élément doit avoir une variable propre à lui pour qu'on puisse afficher la valeur que l'on souhaite affiché (Clic droit sur la souris puis *Select Input Signal* et on choisit le signal qu'on souhaite affiché) et cela comme le montre la figure suivante :

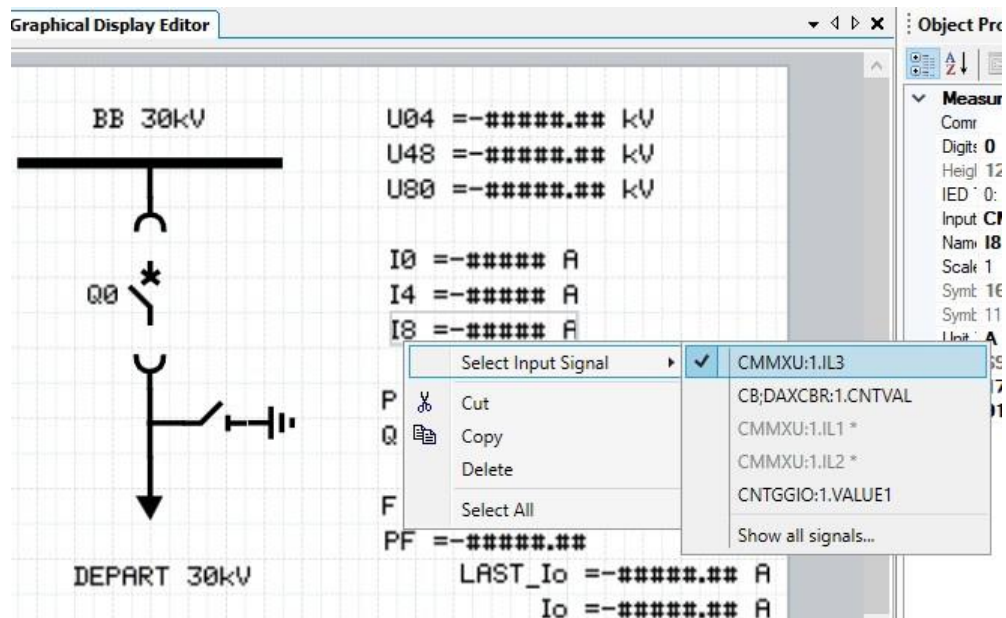


Figure 3.36 : Associer un signal à une variable créé dans l'interface

La même chose pour le schéma électrique pour que l'on puisse voir le disjoncteur changé de position (fermé pour bien ouvert) comme le montre la figure si jointe :

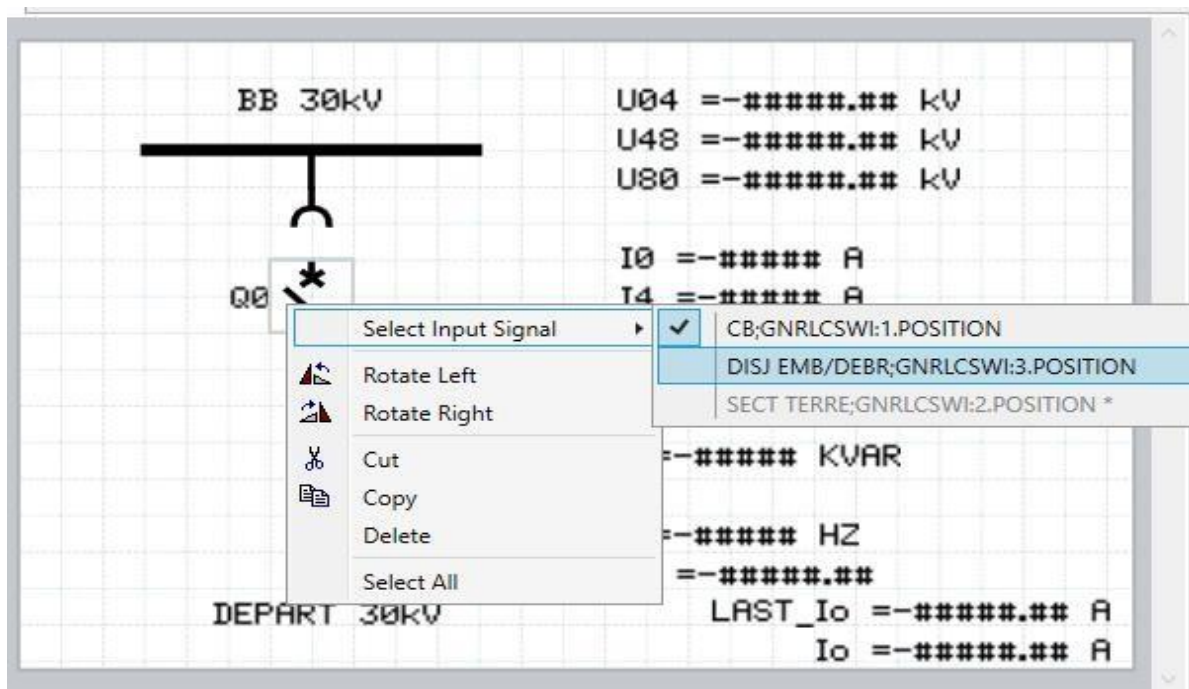


Figure 4.37 : Associer un signale à un élément du schéma créé dans l'interface

5 4.3.8 IEC 61850 configuration

Dans cette étape nous allons faire la configuration de la partie communication de notre protection en mode client/serveur on commence par l'attribution des adresse à la protection, la passerelle et le sous réseau au quelle notre équipement est connecté on devra aussi configurer la vitesse de communication et le temps de cycle d'exécution et même le temps d'exécution de l'algorithme du CSMA en cas de collision entre les trames de donnée et bien plus encore.

Mais pour y parvenir on devra passer en mode ingénierie et pour ce faire on devra simplement cliqué sur le bouton *engineering mode* et cela comme le montre la figure suivante :

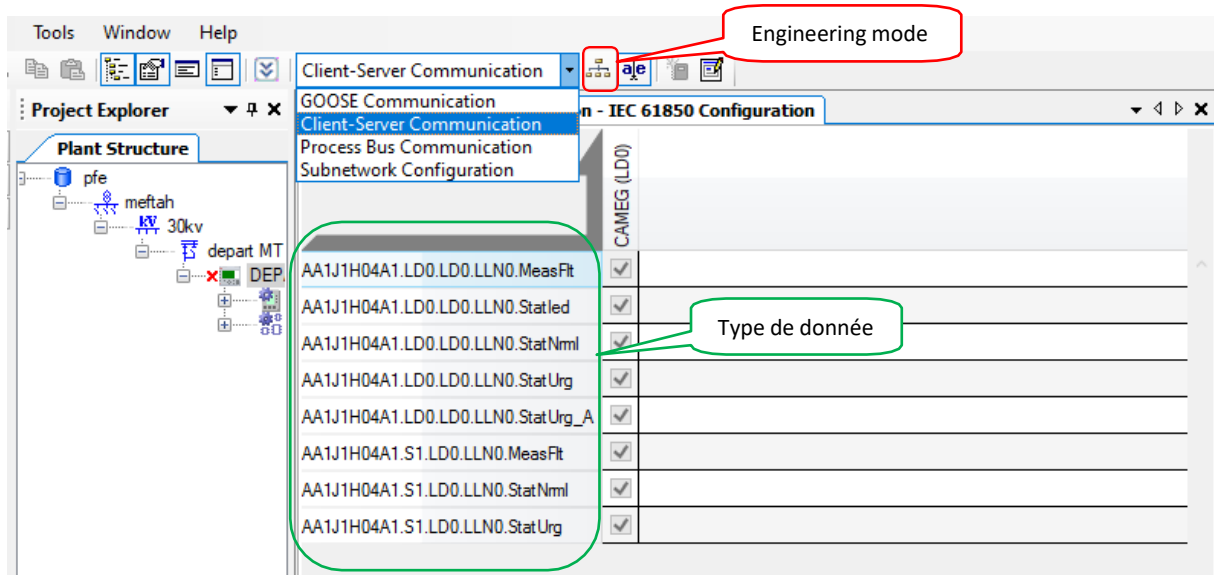


Figure 4.38 : Communication en 61850 mode client/serveur

Comme on peut le voir on a plusieurs type de communication que ce soit en GOOSE ou en client/serveur ou encore à la communication en mode bus on a aussi l'accès la configuration des sous réseaux là où nous allons configurer les adresse de notre protection.

Tous d'abord nous allons passer en mode client/serveur et de ce fait les différents type de donnée vont s'afficher dans la partie *Logical device* (LD0) en parallèle dans la fenêtre *Object properties* s'affichera les données spécifiques où nous aurons accès pour pouvoir les configurer ou les modifier comme le montre la figure ci-dessous :

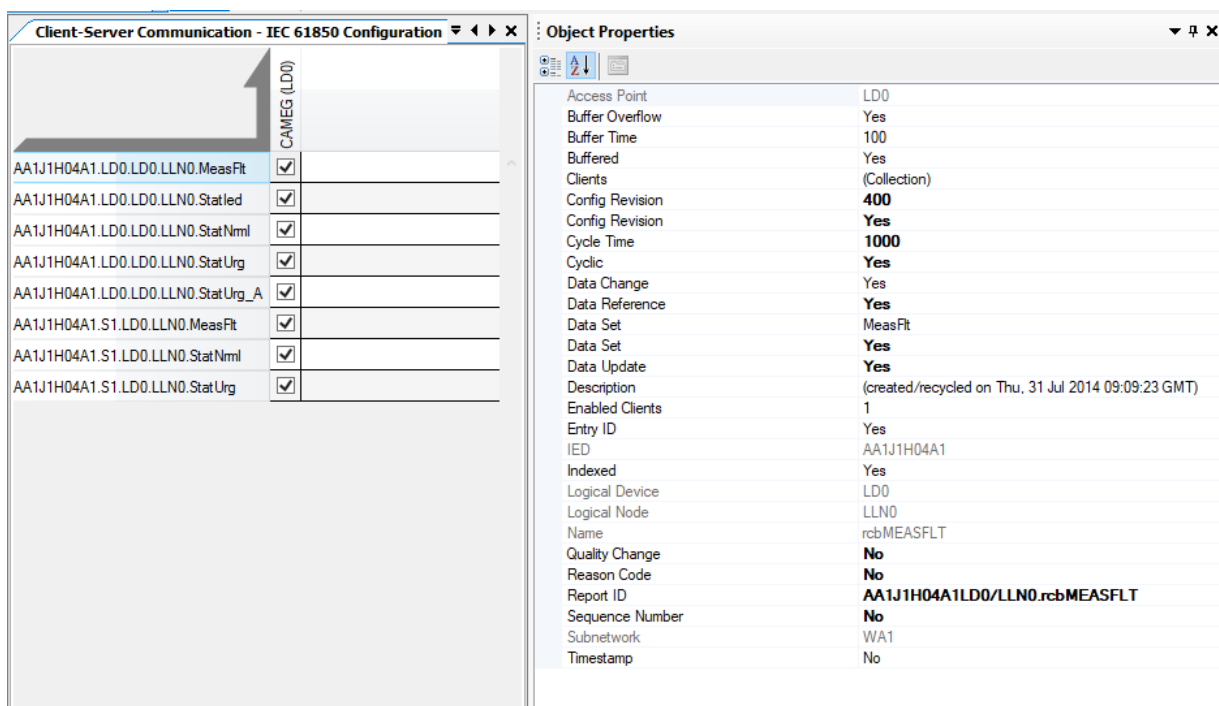


Figure 4.39 : Configuration de la partie communication de la REF630 en mode client/serveur

Après on passe à la configuration du sous réseaux au quelle la REF630 vas être connecté dans cette partie nous allons entrer les adresse avec les quelle nos équipement vont communiqués et aussi les paramètres que l'OSI a mis en œuvre a fin transformé les données des équipement en un fichier SCL pour pouvoir communiqué de manière plus simple ces paramètre son décrit dans le tableaux suivant :

Nom	Valeur / Plage de valeurs	Description
OSI ACSE AE Qualifier	23	Numéro de sous-réseau CEI 61850 de l'appareil
OSI ACSE AP Title Value	1.3.9999.23	OSI ACSE AP Titre Valeur telle que définie dans la CEI 61850-8-1.
OSI/Présentation Selector	00000001	Sélecteur de présentation OSI tel que défini dans la CEI 61850-8-1.
OSI Session Selector	0001	Sélecteur de session OSI tel que défini dans la norme IEC 61850-8-1.
OSI Transport Selector	0001	Sélecteur de transport OSI tel que défini dans la CEI 61850-8-1.

Tableau 4.1 : Configuration des paramètres du sous réseaux

Un simple clic dans la fenêtre Object properties nous donne la main pour pouvoir modifier lesvaleurs introduites :

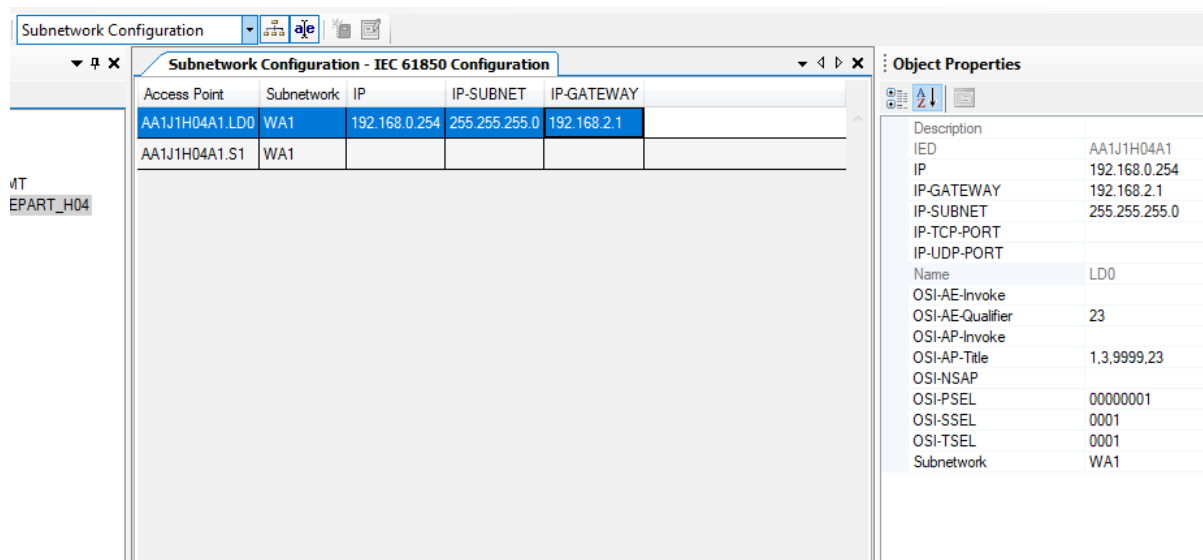


Figure 4.40 : Configuration du sous réseaux (suite)

4.4 Test et essais

Après avoir créé notre programme pour commander la protection de type REF630 ABB, il va être de soit qu'on passe au test et essaie et le plus important à ce niveaux est la communication entre les équipements ce qui nous renvoie au protocole utilisé aux niveaux de la protection qui est le IEC 61850, pour tester la communication via ce dernier un logiciel nous evrons faire recoure, un logiciel nommer le IEDScout développé par la société micron, mais pour ce faire la protection doit impérativement être connecté a nôtre ordinateur.

4.4.1 IEDScout

IEDScout est l'outil idéal pour les techniciens de protection et d'automatismes de postes travaillant avec des équipements CEI 61850. Il permet d'accéder aux équipements électroniques intelligents (IED) et propose de nombreuses fonctions utiles avec ces derniers. Le logiciel peut simuler des IED et permet aussi aux utilisateurs de tester entièrement les IED.

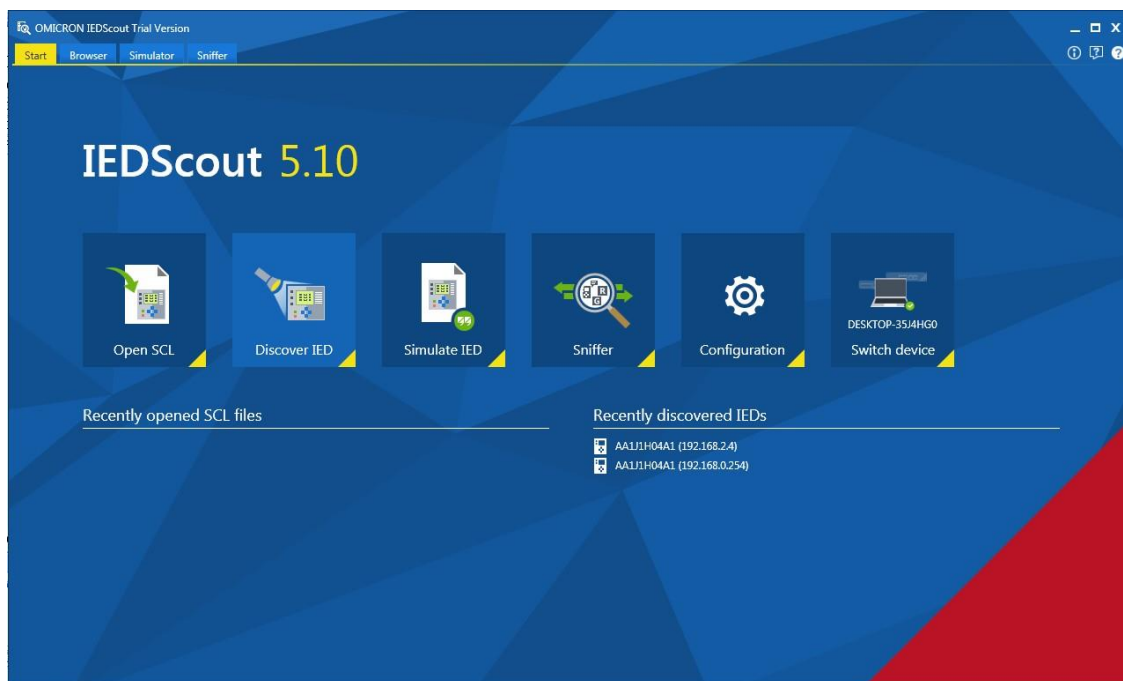


Figure 4.41 : L'interface d'IEDScout.

On peut voir que on a plusieurs façon d'utiliser l'IEDScout qui sont (ouverture et lecture des fichiers SCL, cherché des IED connecté à notre ordinateur, simulé des IED, récolté des informations avec la méthode snifer) et pour finir configuré le logiciel en question, l'icône switch device et pour changer de station utilisant ce logiciel ce qui nous intéresse le plus se trouve dans discoverIED car elle nous permet de cherché si un IED est connecté à notre pc et de collecté les information (configuration et paramètre) qui sont programmé sur ce dernier.

4.4.1.1 Ouverture d'un fichier SCL (Open SCL)

Pour ce faire nous avons dû Exporter un fichier SCL à partir de la REF630 après l'avoir configuré, et de ce fait nous avons pu accéder aux informations et configuration enregistrés sur la protection, ce même fichier peut être téléversé sur d'autres protections vierges pour les programmés de façon à ne pas refaire le travail à zéro parce que on a plusieurs protections (sept départs en tout qu'ils ont le même travail).

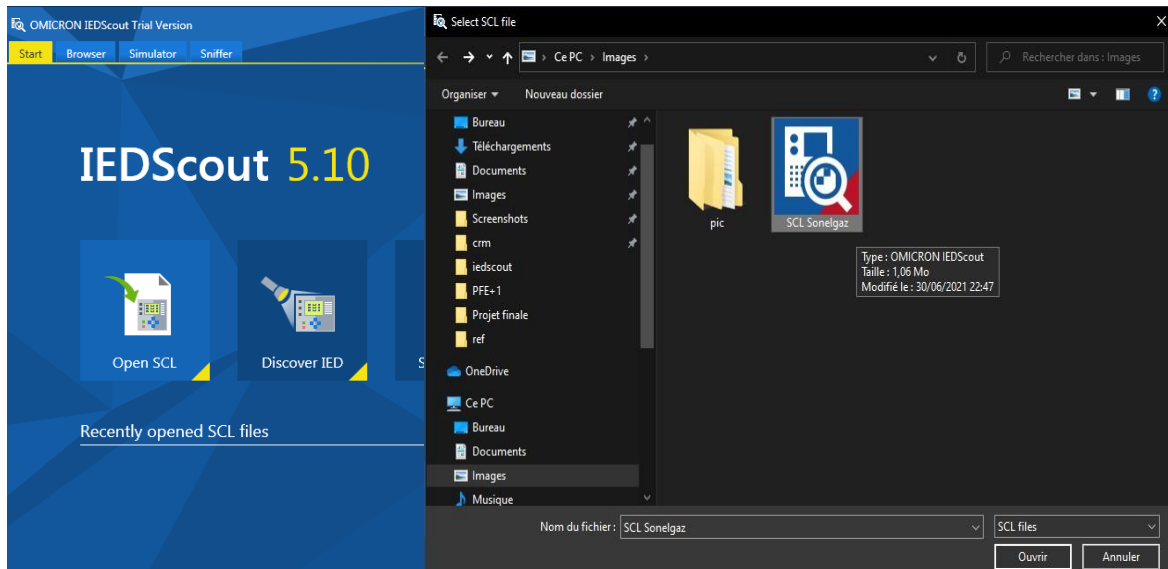


Figure 4.42 : Ouverture d'un fichier de type SCL avec IEDScout.

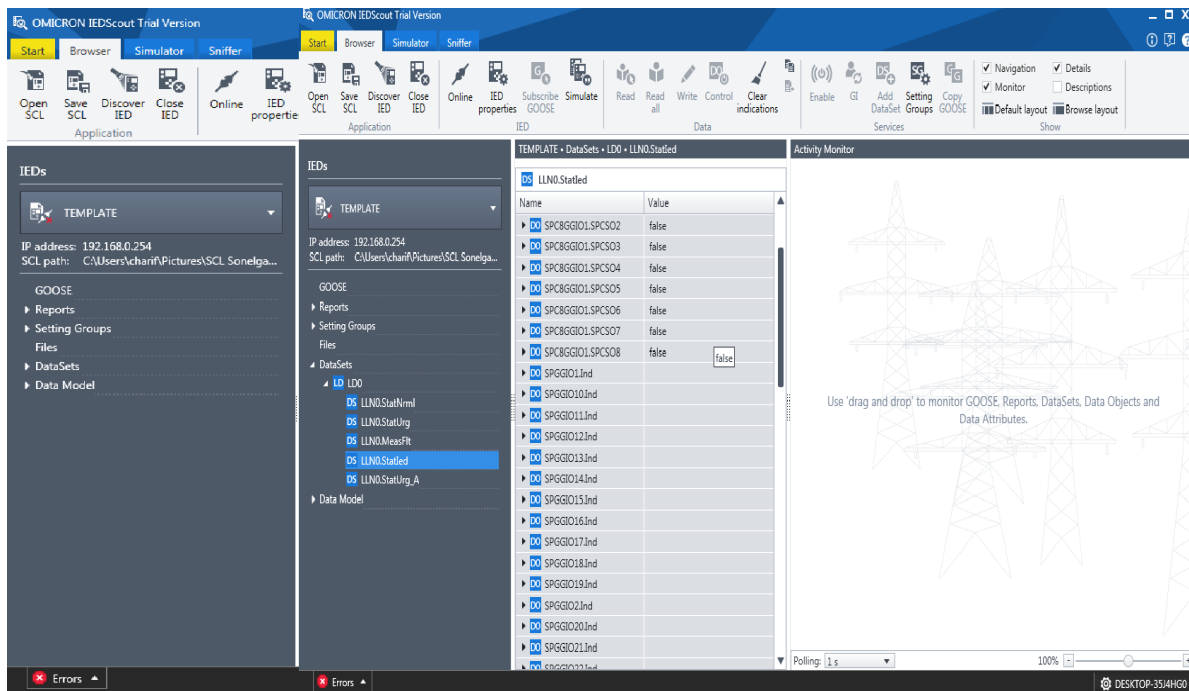


Figure 4.43 : Fichier SCL ouvert non connecté à la REF630.

4.4.1.2 Découvrir des IED connecté au PC

Il suffit d'introduire l'adresse IP de notre protection de type REF630 qui doit être connecté à notre ordinateur dans la carte réseaux et configuré afin de pouvoir communiquer avec ce dernier.

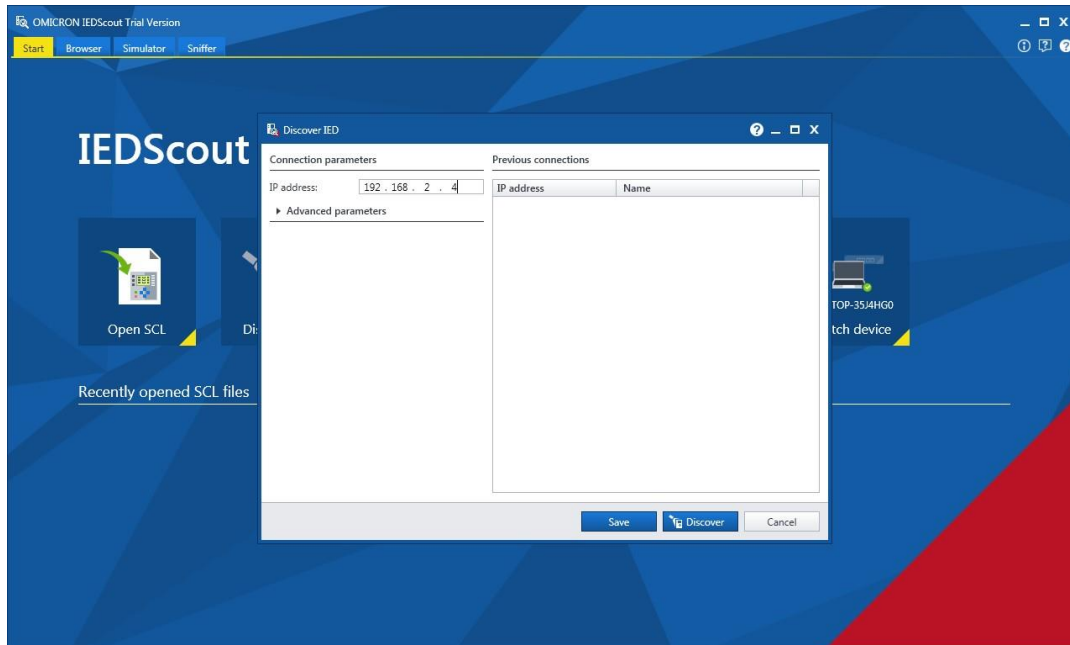


Figure 4.44 : Discover IED via l'adresse IP de la protection.

Puis le logiciel va automatiquement collecter les données contenues dans le fichier de type SCL pour pouvoir tester la communication en IEC 61850-6.

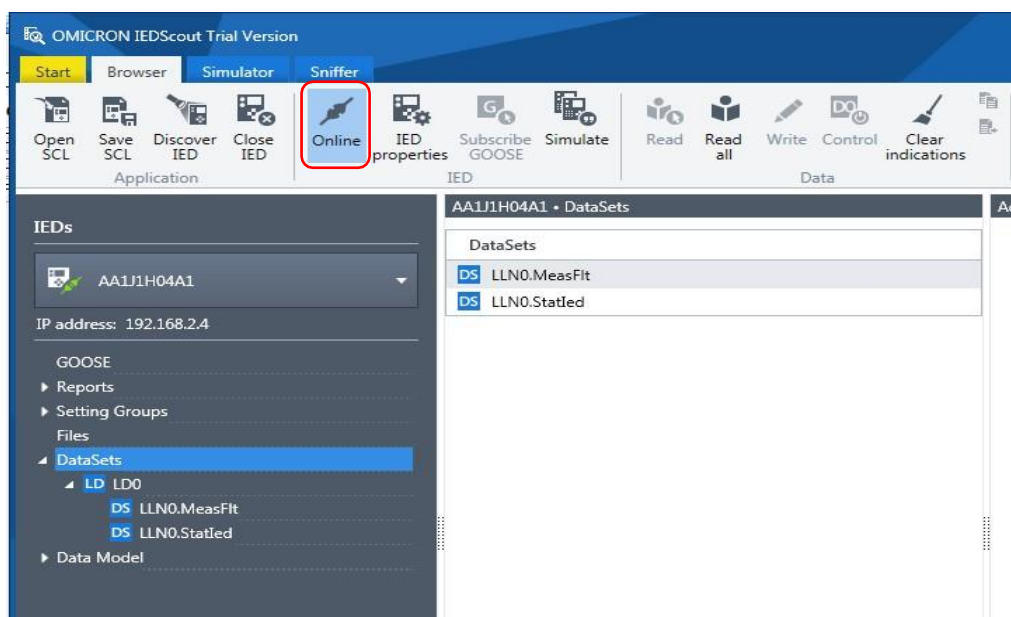


Figure 4.45 : Communication établie avec la protection

Comme on peut le voir l'icône online est activé car la connexion est établie entre le logiciel et la protection et on peut aussi voir que les informations concernant la protection sont téléchargé avec 0 erreur, la protection est appelle par son *technical key* le AA1J1H04A1.

La partie qui nous intéresse ce trouve sous l'angle data Sets (DS) qui représente les donnés collecté sur la protection et qui sont classé sous l'ongle LD LD0 qui signifie *Logical device*, celui-ci et composé de LN qui signifie Logical Node :

4.4.1.3 Logical device :

Le modèle d'appareil logique CEI 61850 permet à un seul appareil physique d'agir comme un proxy ou une passerelle pour plusieurs appareils, fournissant ainsi une représentation standard d'un concentrateur de données. Chaque périphérique logique contient un ou plusieurs nœuds logiques.

4.4.1.4 Logical Node :

(Objets de données abstraits) sont les principaux éléments du modèle virtuel orienté objet CEI 61850, qui se compose de données et d'attributs de données normalisés en CEI 61850.

On peut voir qu'on a deux types de logical Nodes une pour les mesures et l'autre pour les états comme suivis :

DS LLN.measFlt → pour les mesures DS LLN.statIed → pour les états

Un simple clic sur DS LLN.statIed et les éléments qui interfèrent sur les états de tous les composants s'affiche dans la fenêtre *AA1J1H04A1.DataSets.LD0. DS LLN.statIed*, nous prendrons exemple sur notre organe de coupure le disjoncteur et donc nous allons sélectionner la case Générale switch position (GNRLCSWI1.pos) celui-ci est en position ouvert vue qu'il est en état OFF, pour ce fait on va juste le glissé avec la souris dans la fenêtre *activity monitor* comme le montre la figure suivante :

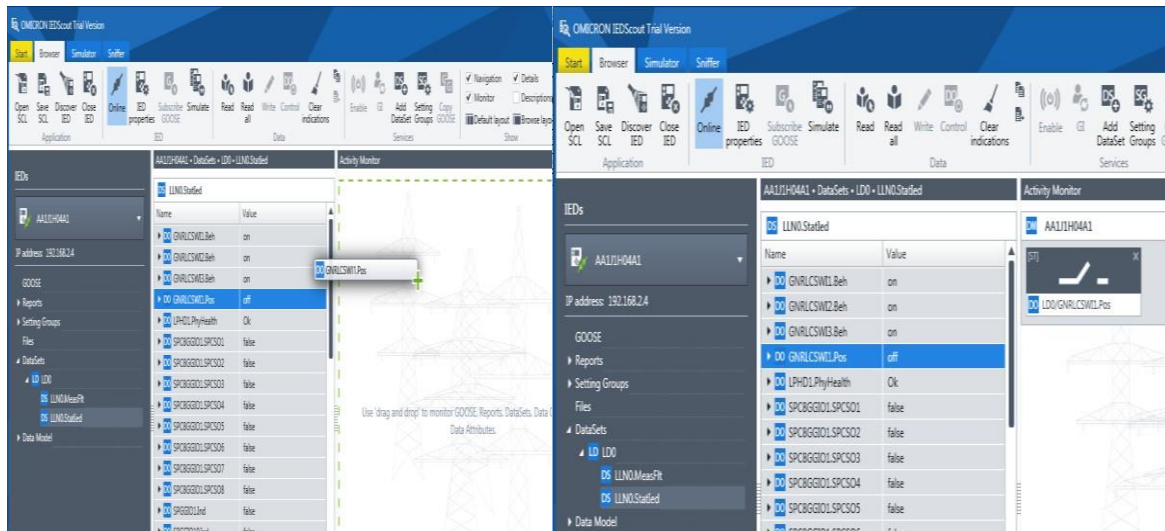


Figure 4.46 : Création d'un disjoncteur dans activity monitor pour tester la communication en IEC 61850.

Pour la suite nous allons commander ce disjoncteur et le basculé en état fermé donc en valeur ON et cela en cliquant 2 fois sur le disjoncteur on verra le bouton contrôle sur la barre d'outil s'activé pour nous laisser manipulé l'état du disjoncteur et cela on nous ouvrant une fenêtre sur laquelle on manipulera notre équipement selon notre besoin comme le montre la figure ci-dessous :

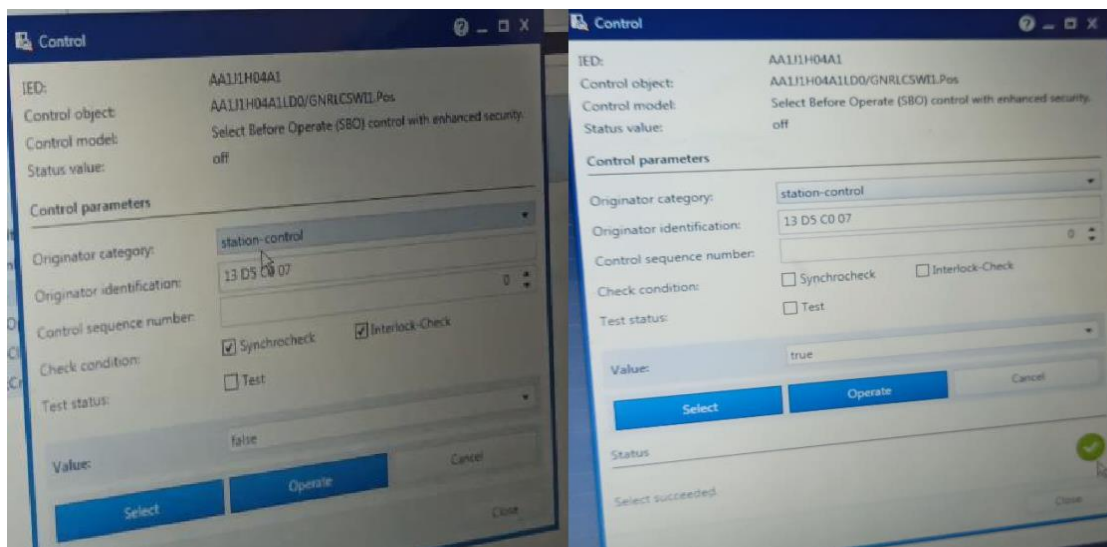


Figure 4.47 : Configuration des paramètres du disjoncteur pré-test.

Nous avons décoché les case Contrôle de verrouillage et Contrôle de synchronisation car nous avons fait le teste sur protection isolé du poste, pour le teste nous avons inversé la valeur en (true) pour pouvoir fermé le disjoncteur, avant de lancer l'opération en cliquant sur *operate* nous devons appuyer sur le bouton select pour confirmer que notre configuration et possible a réalisé le résultat obtenue est le suivant :

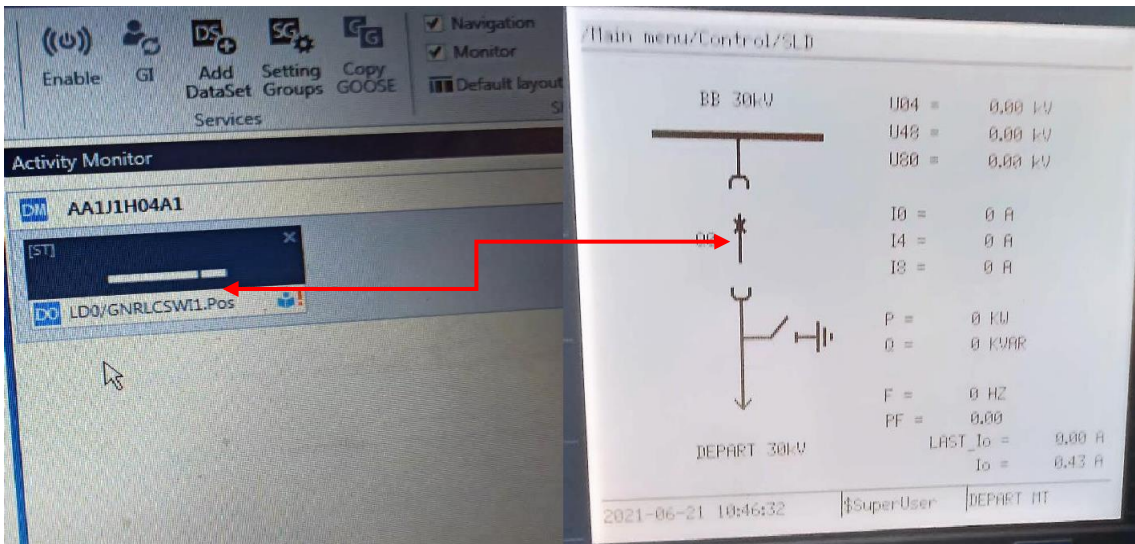


Figure 4.48 : Le résultat de la commande sur l'IHM de la REF630 et sur IEDScout

4.4.1.5 Simulation d'un IED (Simulate IED)

Dans cette partie de l'utilisation de L'IEDScout on va pouvoir simulé un IED à l'intérieure de notre PC via un fichier SCL en lui attribuant une adresse IP, puis reviens a la partie *Découvrir des IED* et on introduit l'adresse IP qu'on a configuré dans le fichier SCL

À ce niveau l'IEDScout vas considérer le fichier SCL contenant la configuration et paramètre que on a réglé dans PCM600 avant de les exporté comme une protection (REF630) et donc nous permettre de faire tous les tests que souhaite faire toutes en restants en mode simulation.

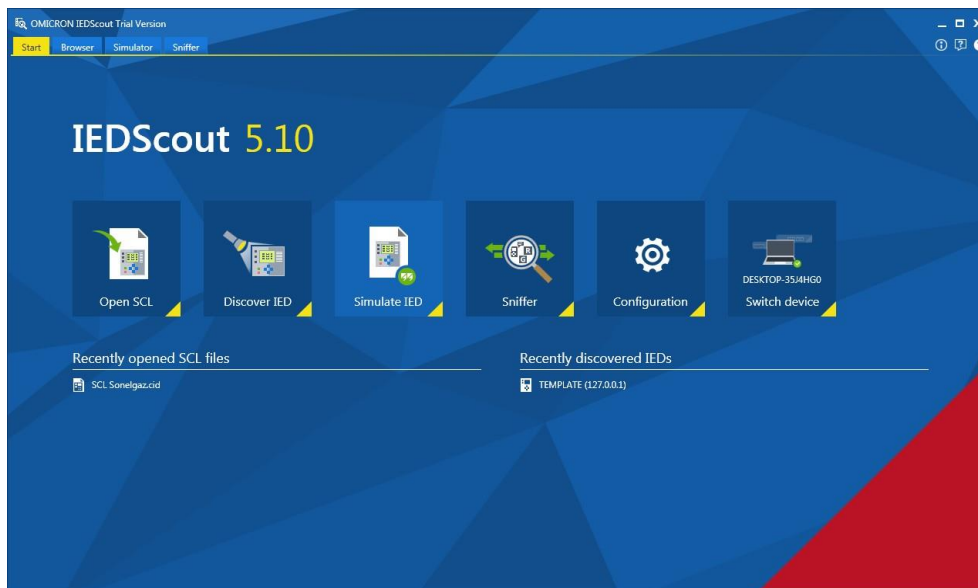


Figure 4.49 : IEDScout Simulation

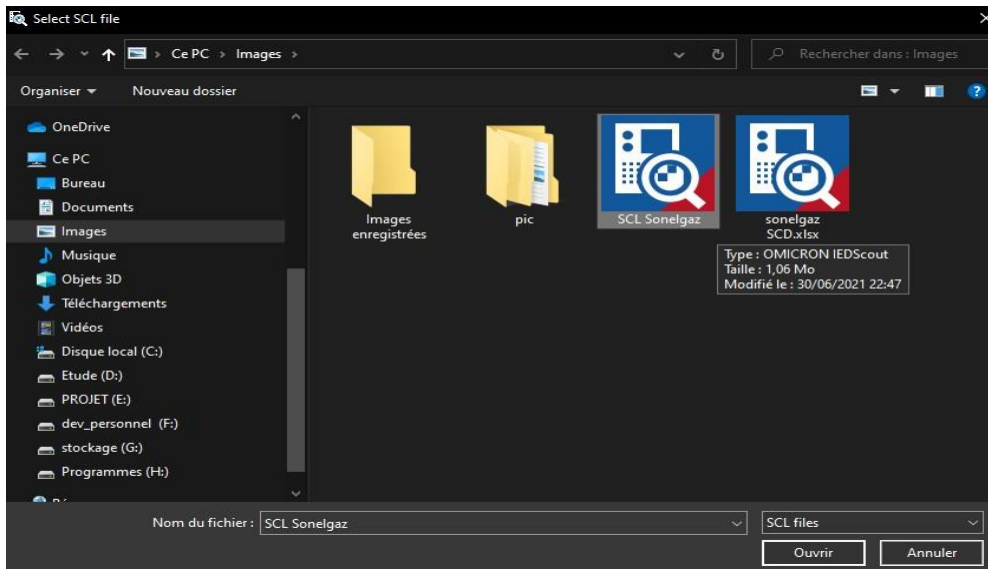


Figure 4.50 : Lecture des données à partir d'un fichier SCL

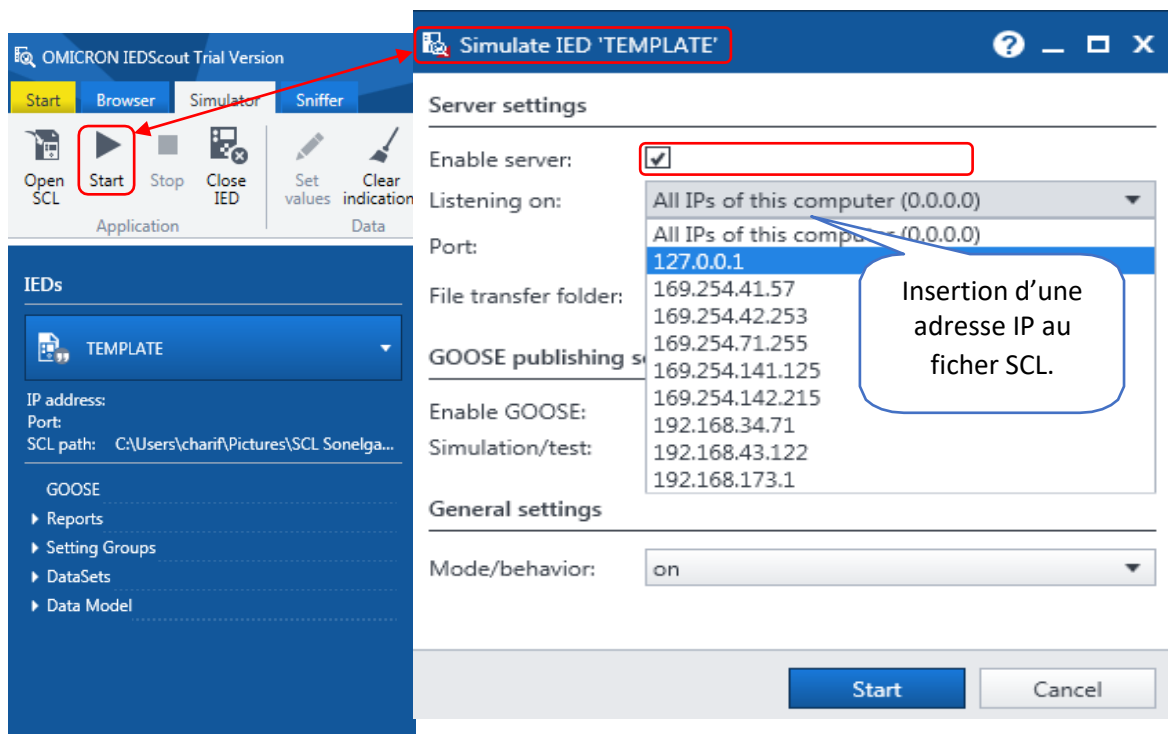


Figure 4.51 : Ouverture d'un fichier SCL et configuration des paramètres de simulation

En cliquant sur Start, on lance la simulation avec l'adresse joint à notre fichier SCL, à ce moment-là c'est comme si on a simulé une protection de type REF630 avec toutes les configurations et paramètres compris dans le fichier SCL à l'intérieur de notre ordinateur et cette protection a pour adresse celle que on a insérait lors de la configuration des paramètres de simulation.

Il nous reste plus que à revenir sur la page de démarrage d'IEDScout et de chercher un IED connecté à notre PC mais cette fois ce sera un IED virtuel que on a créé avec l'adresse que on li attribué à savoir dans notre cas (127.0.0.1), À partir de là les mêmes étapes se répètent comme pour découvrir un IED.

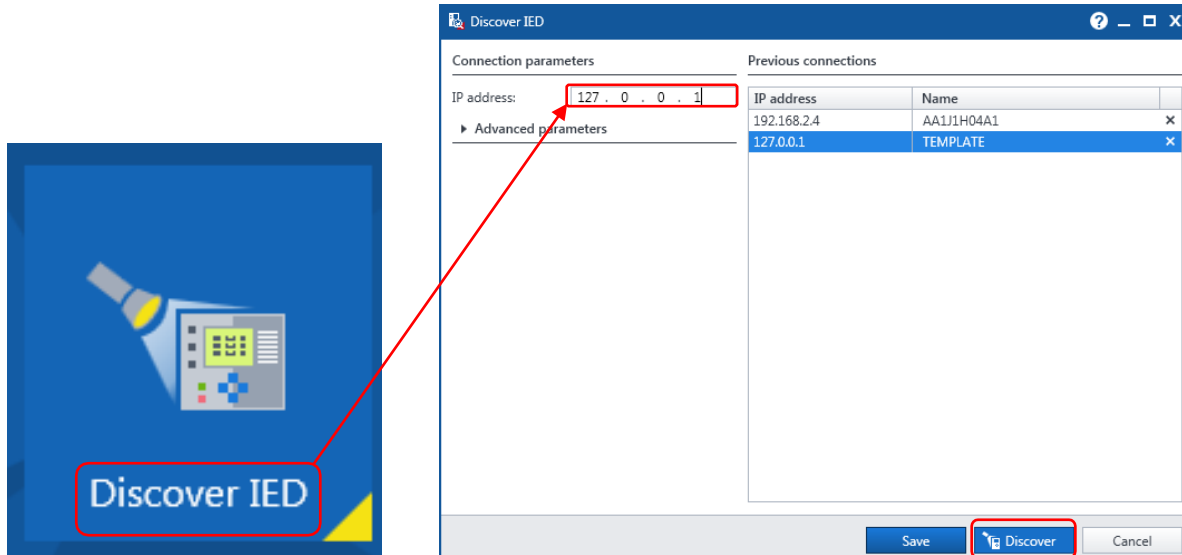


Figure 4.52 : Découvrir un IED (virtuel via l'adresse choisi)

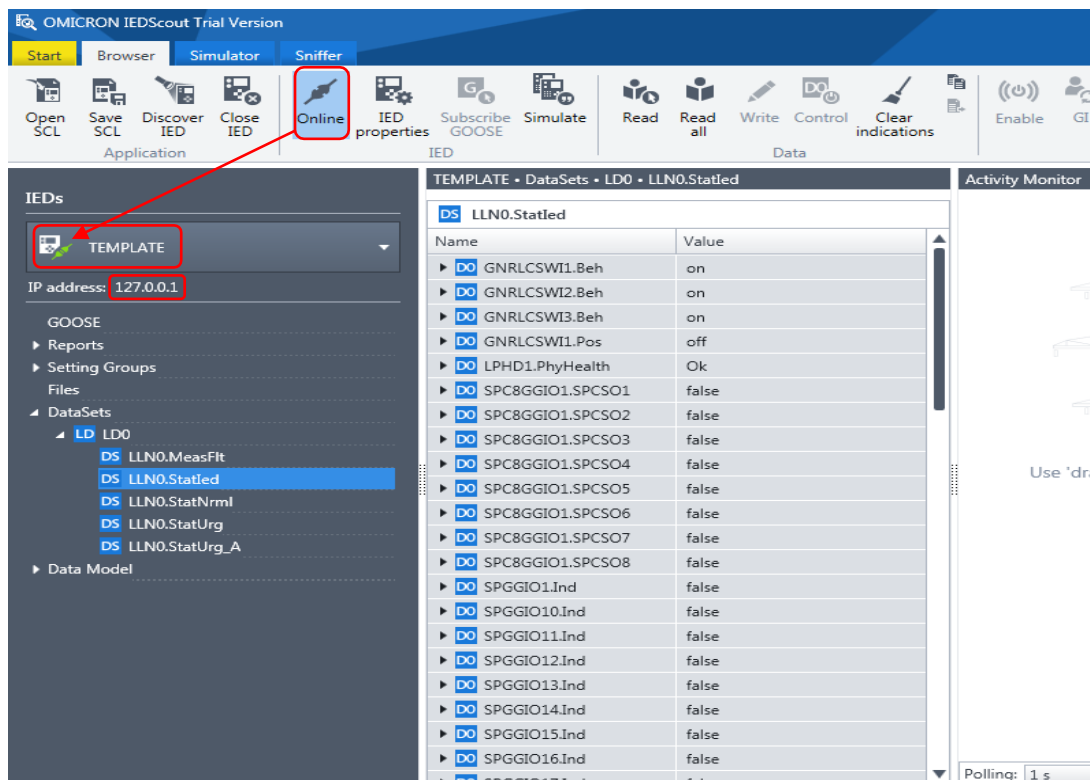


Figure 4.53 : IED Simulé connecté (Online).

4.5 Configuration de L'RTU 560

Notre RTU va gérer l'extension du poste de transformation électrique de MEFTA H quicontient 7 cellules (une arrivé et 6 départs) 30kv,

Chaque cellule elle est surveillée par une protection REF630 qui traite toutes les informations et transmis ces dernières dans deux fil de fibre optique (TX/RX) avec un protocole (IEC 61850) à L'RTU qu'il va distribuer ces informations sur deux canaux, un pour le pc locale du poste avec un protocole de communication série (IEC 60870-5-101) et l'autre pour le SCADA de BLIDA sous forme un protocole (IEC 60870-5-104).

4.5.1 RTUTIL

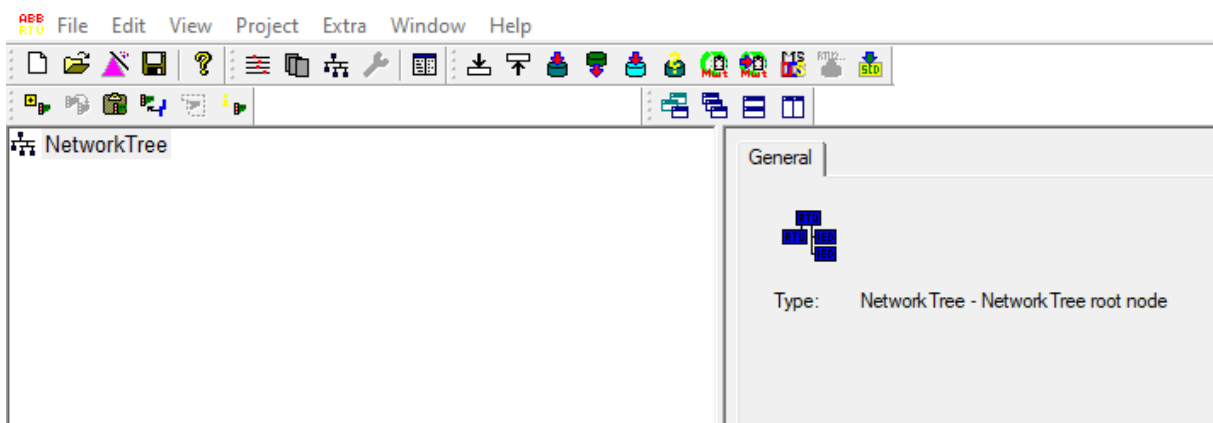


Figure 4.54 : L'interface de l'outil de configuration (RTUTIL 500)



Figure 4.55 : L'arborescence du réseau (network tree)

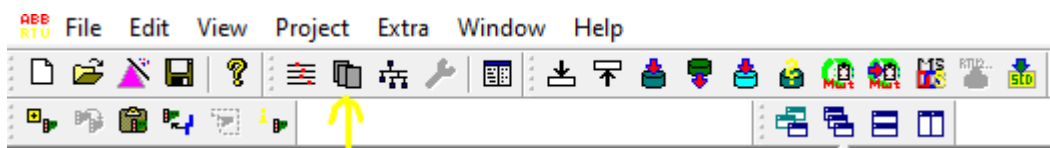


Figure 4.56 : L'arborescence matérielle (hardware tree)

4.5.1.1 Définition des tâches principales de RTUTIL

- L'arborescence du réseau est la représentation de la structure du réseau.
- L'arborescence matérielle décrit la structure interne des nœuds de la station.

Tout d'abord on va initialiser notre projet, ensuite il faut préciser les lignes et ces protocoles de communications utilisés dans le (network tree).

4.5.1.2 Initialisation

The figure shows two screenshots of software initialization windows. The first window, titled "Initialize Project", contains the following fields and values: Project name: PFE MEFTAH; Engineer name: Rahmani+Bennila+Kichah+Alaoua; Company: SONELGAE; Department: AUTOMATIQUE; Project number: 1; Build date: 6/30/2021 11:48:44 PM; Comment: (empty). Below these fields are three spinners: "Maximum number of character for process data name:" set to 32; "Take the character string for object ID within the configuration file from process data name beginning at character:" set to 1; and "Maximum length of the unique object ID:" set to 32. A checkbox is unchecked with the text: "The string for the object ID within the configuration file may not be unambiguous, if you take it as a part from the object ID within the project. Make the string within the configuration file unambiguous, if a string already exist." The second window, titled "Initialize SignalTree", shows a list of levels from Level 01 to Level 10. Level 01 is set to "DEPART" and has a spinner set to 6. Level 02 has a spinner set to 26. Levels 03 through 10 have spinners set to 0. To the right is a "SignalTree" diagram showing a root node "DEPART: XXXXXX". Below the diagram is the text: "The maximal length of a process data name is 32 Characters." Both windows have "Back", "Next", and "Cancel" buttons at the bottom.

Figure 4.57 : Initialisation du projet avec un nombre de caractère de donnée (32), Et l'initialisation de (signal Tree) pour introduire les six départs dans le niveau 1.

Les deux types de nœuds d'arborescence standard pour construire l'arborescence du réseau sont les nœuds de station et de ligne. Par exemple Les nœuds de station sont comme les stations RTU, le centre de contrôle de réseau (NCC) ou les IED.

4.5.1.3 Création de l'arborescence du réseau

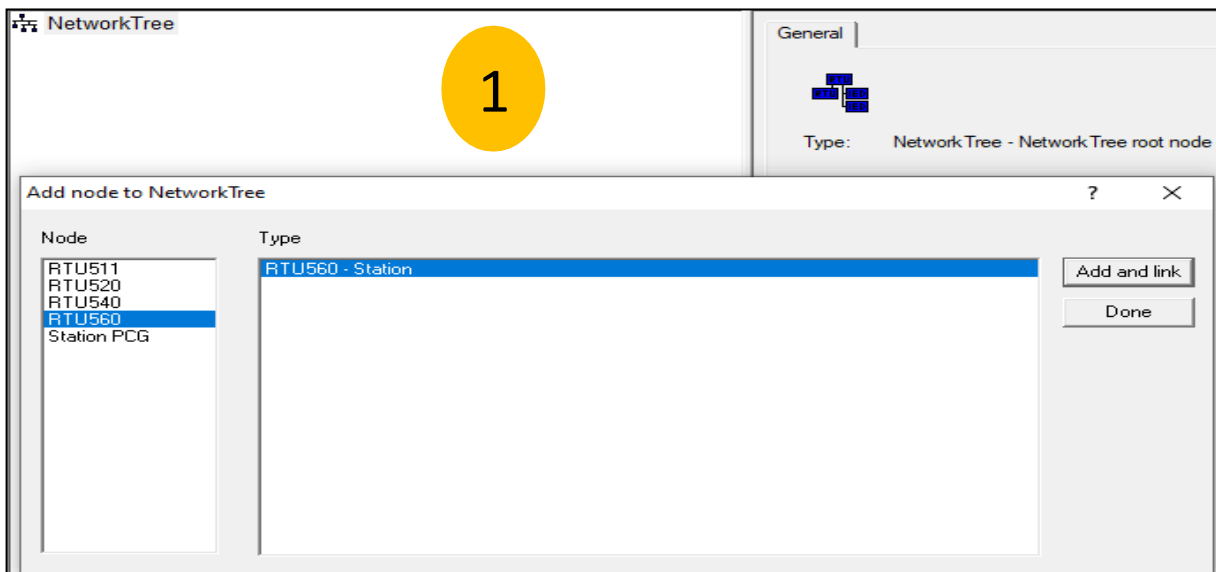


Figure 4.58 : Introduire la station-RTU560 comme un premier nœud dans L'arborescence du réseau.

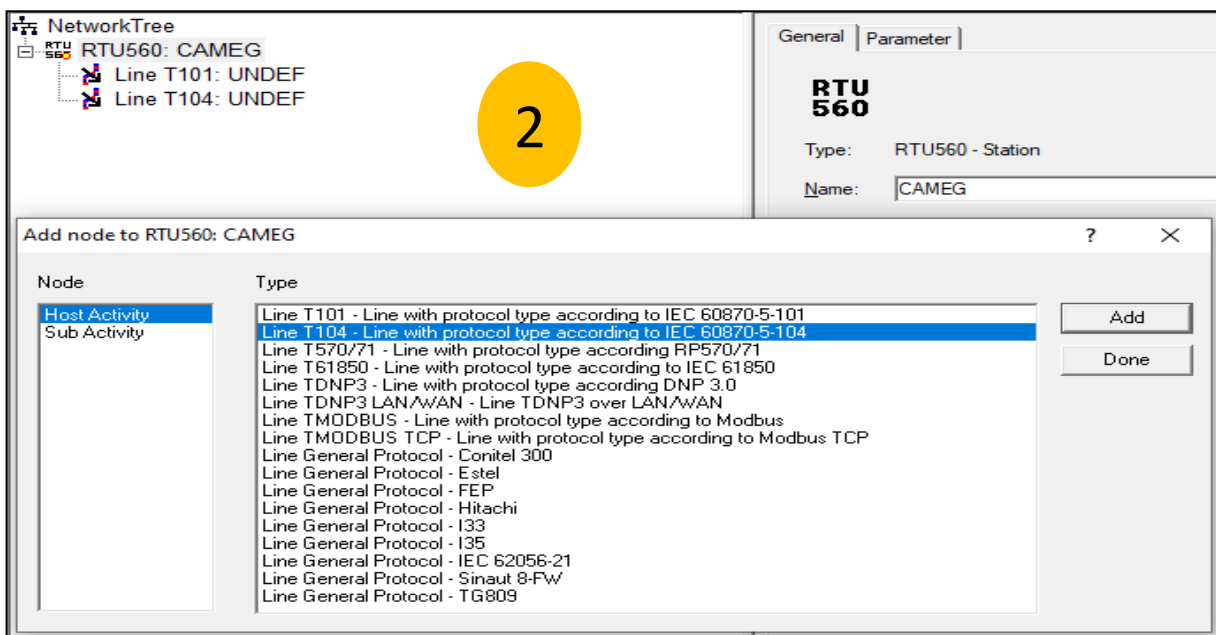


Figure 4.59 : Addition de deux lignes host(Accueil) avec des protocoles IEC 60870-5-(101 et 104)

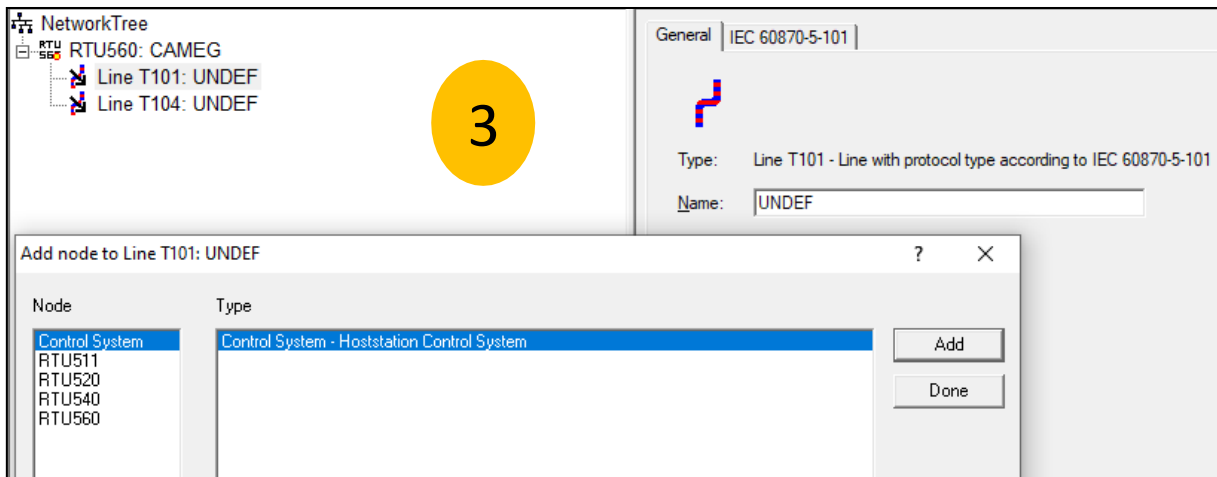


Figure 4.60 : Addition d'un contrôle système pour chaque ligne de communication

Explication :

1. La ligne 101 est désigné comme un centre de contrôle local de Meftah.
2. La ligne 104 est désigné comme un centre de supervision a distant (SCADA) de Blida.

Pour cela chaque ligne doit contenir un système de contrôle (host-station control system) dans L'arborescence du réseau. Le contrôle système de la ligne 101 est nommé comme un (CCN),et pour la ligne 104 il est nommé comme un (Micro SCADA).

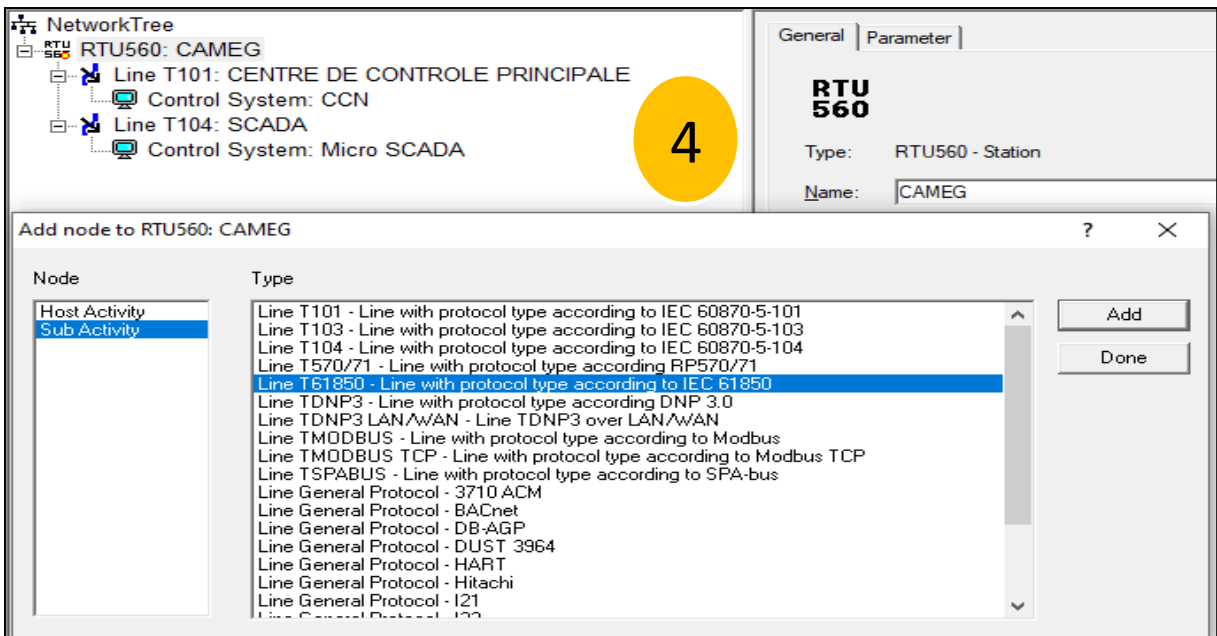


Figure 4.61 : Addition de la ligne 61850

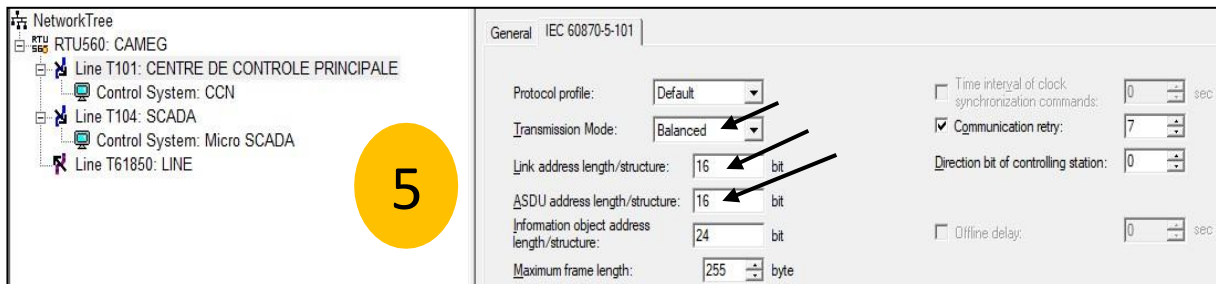


Figure 4.62 : Paramétrage de la ligne 101



Figure 4.63 : Paramétrage de la ligne 104

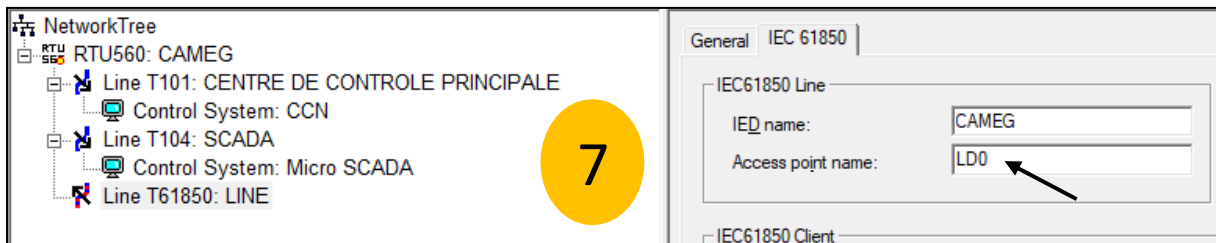


Figure 4.64 : Paramétrage de la ligne 61850

Explication de paramétrage des lignes

La ligne 101 :

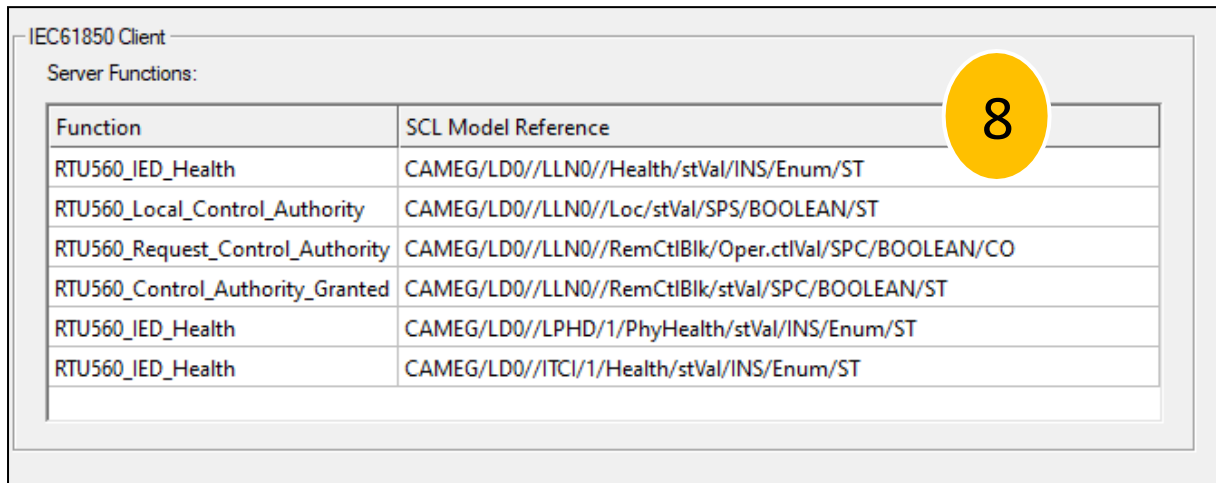
- balanced mode : c'est un mode de transfert de données équilibré (peut être initié par le maître/l'esclave).
- L'adresse de liaison et les adresses ASDU (Application Service Data Unit) sont fournies pour classer la station d'extrémité et les différents segments sous celle-ci.

La ligne 104 :

Création d'une adresse IP de superviseur.

La ligne 61850 :

(LD0) : un nom du point d'accès qui signifie (Logical Device).



Function	SCL Model Reference
RTU560_IED_Health	CAMEG/LD0//LLN0//Health/stVal/INS/Enum/ST
RTU560_Local_Control_Authority	CAMEG/LD0//LLN0//Loc/stVal/SPS/BOOLEAN/ST
RTU560_Request_Control_Authority	CAMEG/LD0//LLN0//RemCtlBlk/Oper.ctVal/SPC/BOOLEAN/CO
RTU560_Control_Authority_Granted	CAMEG/LD0//LLN0//RemCtlBlk/stVal/SPC/BOOLEAN/ST
RTU560_IED_Health	CAMEG/LD0//LPHD/1/PhyHealth/stVal/INS/Enum/ST
RTU560_IED_Health	CAMEG/LD0//ITCI/1/Health/stVal/INS/Enum/ST

Figure 4.65 : Les fonctions SCL utilisés

4.5.1.4 SCL (langage de description de la configuration du système) :

C'est le langage et le format de représentation spécifiés par la norme IEC 61850 pour la configuration des appareils des postes électriques.

Il comprend la représentation des données pour les entités de dispositifs de sous-station ; ses fonctions associées représentées sous forme de nœuds logiques, de systèmes de communication et de capacités. La représentation complète des données sous forme de SCL améliore les différents dispositifs d'une sous-station pour échanger les fichiers SCL et avoir une interopérabilité complète.

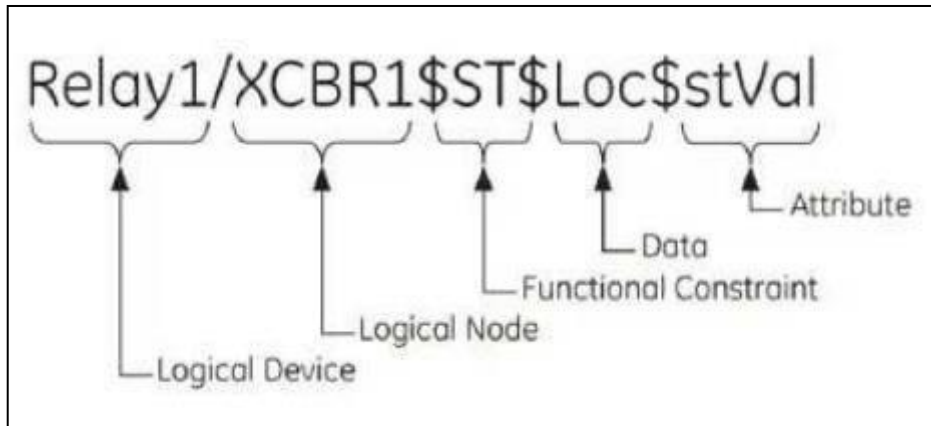


Figure 4.66 : Exemple d'une instruction de langage SCL

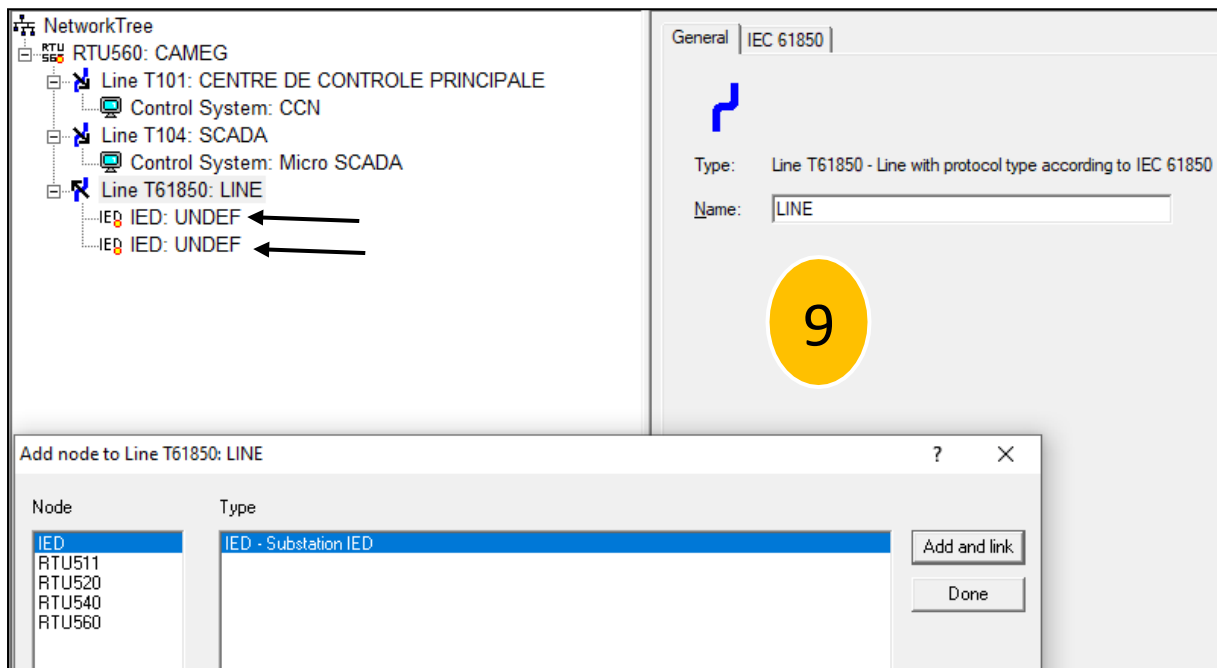
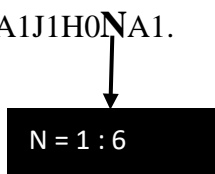


Figure 4.67 : Addition et Définition des sept protections (IED)

La ligne 61850 contient six protections des départs et une pour l'arrivée, Chaque protection elle a une clé technique.

La clé d'arrivée est : AA1J1AH1A1.

Les clés des départs sont : AA1J1H0NA1.



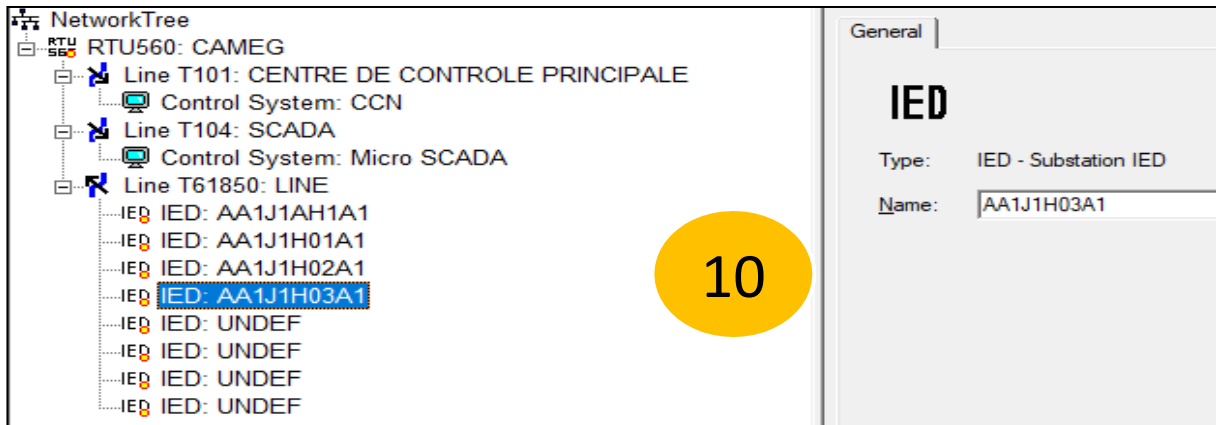


Figure 4.68 : Les clés des protections (IED)

4.5.1.5 Création de l'arborescence matérielle :

Après la configuration de l'arborescence du réseau, logiciel il va créer la première vue de l'arborescence matérielle contient les sept IED's et L'RTU 560.

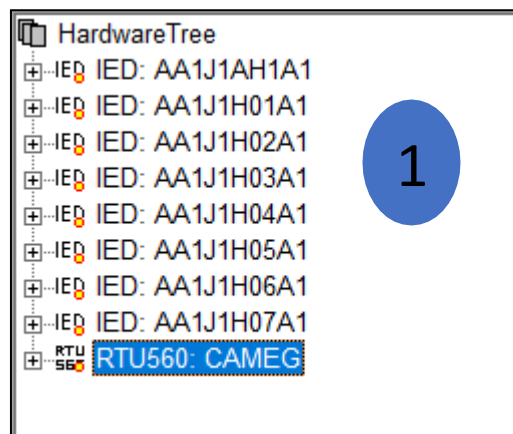


Figure 4.69 : La première vue de l'arborescence matérielle

Pour configurer notre RTU il faut bien préciser les six cartes électroniques qu'on a installé en vert dans l'architecture ci-dessous.

4.5.1.6 Les Cartes installées dans un boîtier 23WG20 et un rack 560MPR 03 sont :

(À Une alimentation 560PSR00, Deux coupleurs de fibre optique 23OK20, Deux Ethernet switches 560NUS12, Une carte de communication principale 560CMU05). Ils sont installés dans les slots (01, 61, 65, 69, 73, 77, 81) successivement.

Chaque carte installée doit être ajoutée dans l'arborescence matérielle.

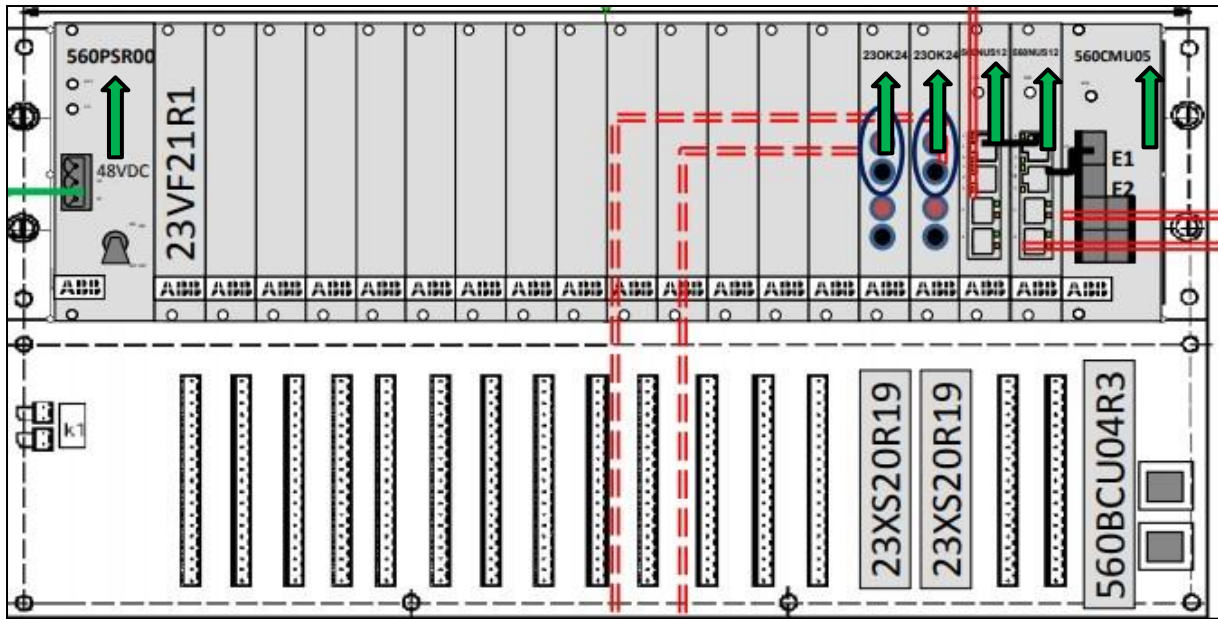


Figure 4.70 : Les cartes électroniques installées dans L'RTU 560 ABB

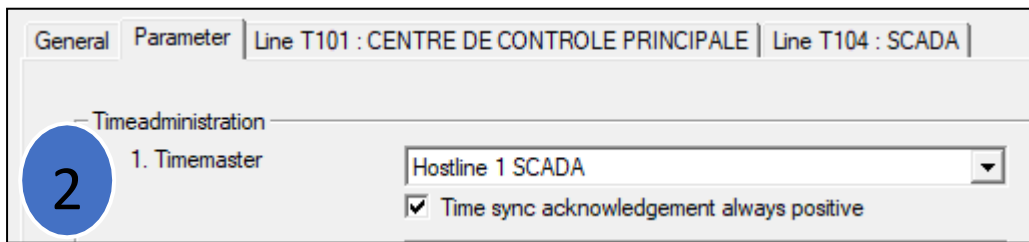


Figure 4.71 : Fixation la ligne SCADA comme un maitre de temps dans le RTU

Gestionnaire du temps

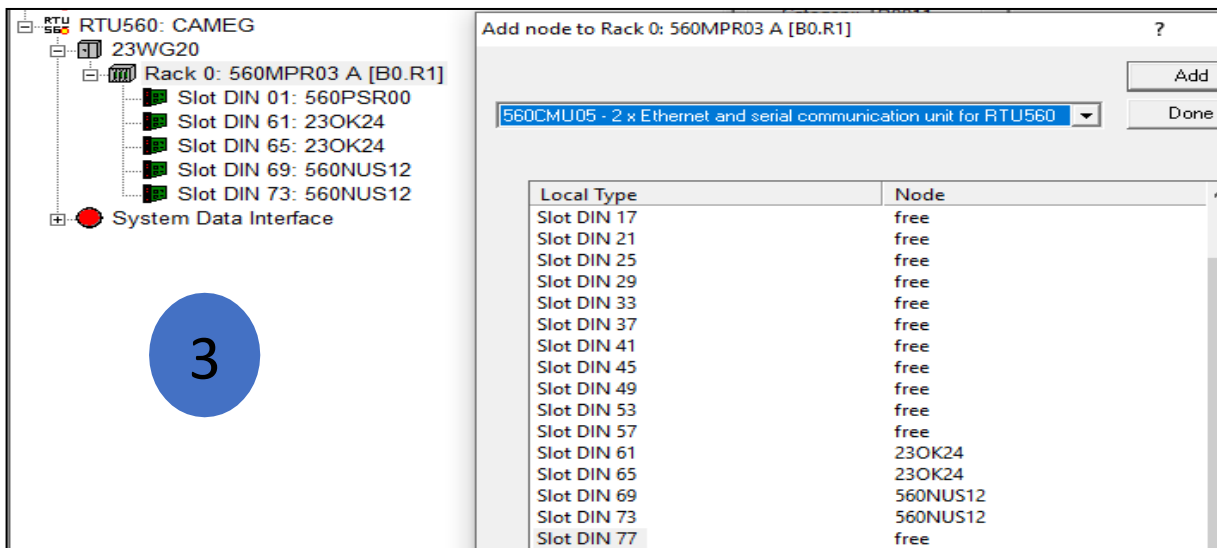


Figure 4.72 : Addition des cartes dans l'arborescence matérielle

Chaque ligne (nœud) doit prendre sa position dans les ports de la carte de communication principale 560CMU05 :

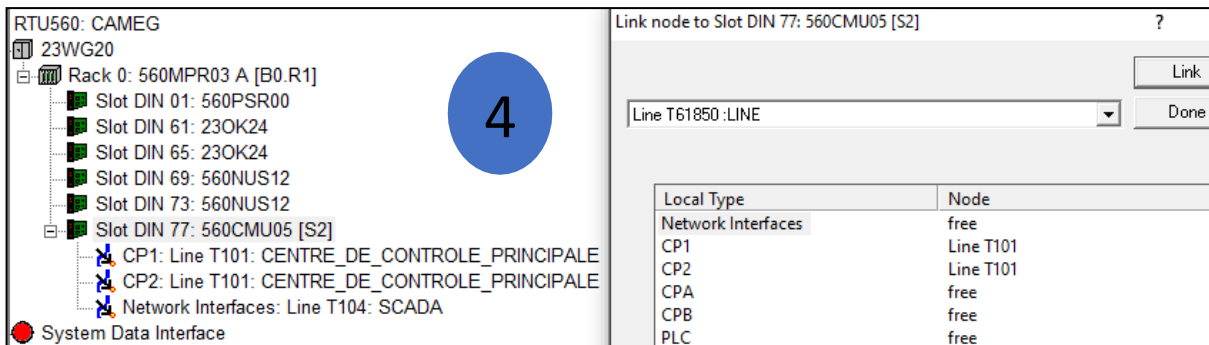


Figure 4.73 : Attachement des nœuds dans la carte 560CMU05

Le port Ethernet 1 c'est le nœud T61850.

Le port Ethernet 2 c'est la ligne T104.

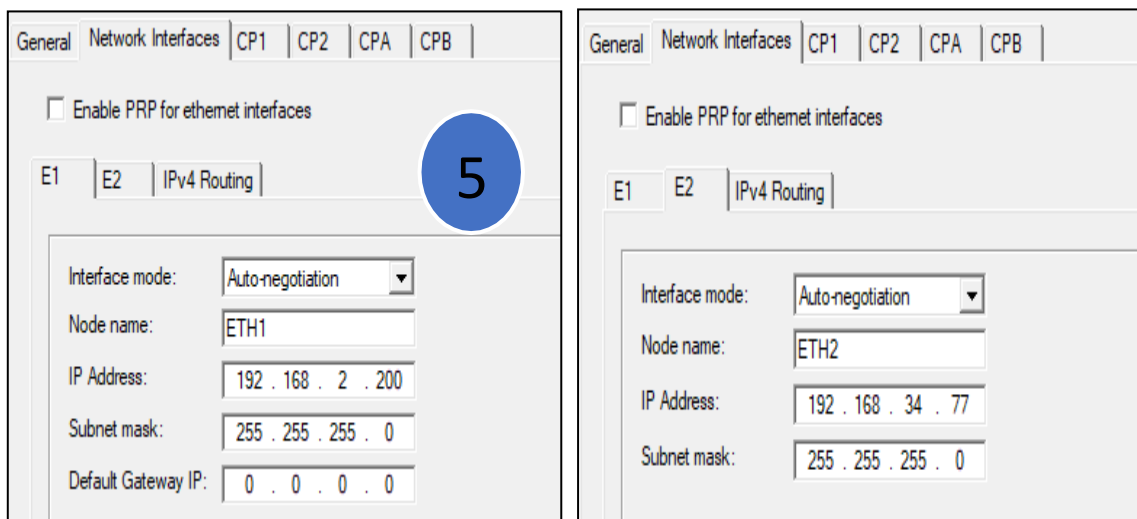


Figure 4.74 : Configuration des adresses IP des ports (E1, E2)

Les ports (CP1, CP2) sont connectés avec le nœud T101.

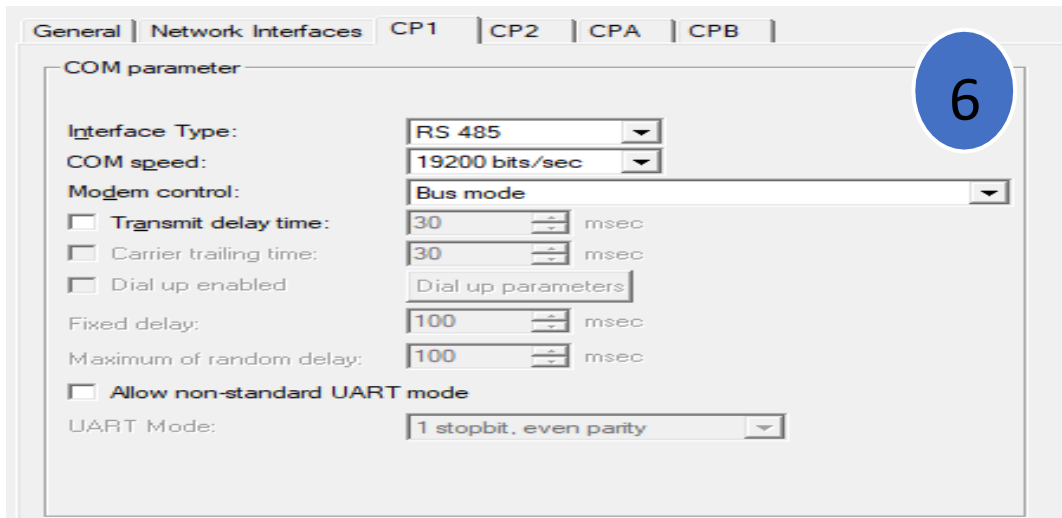
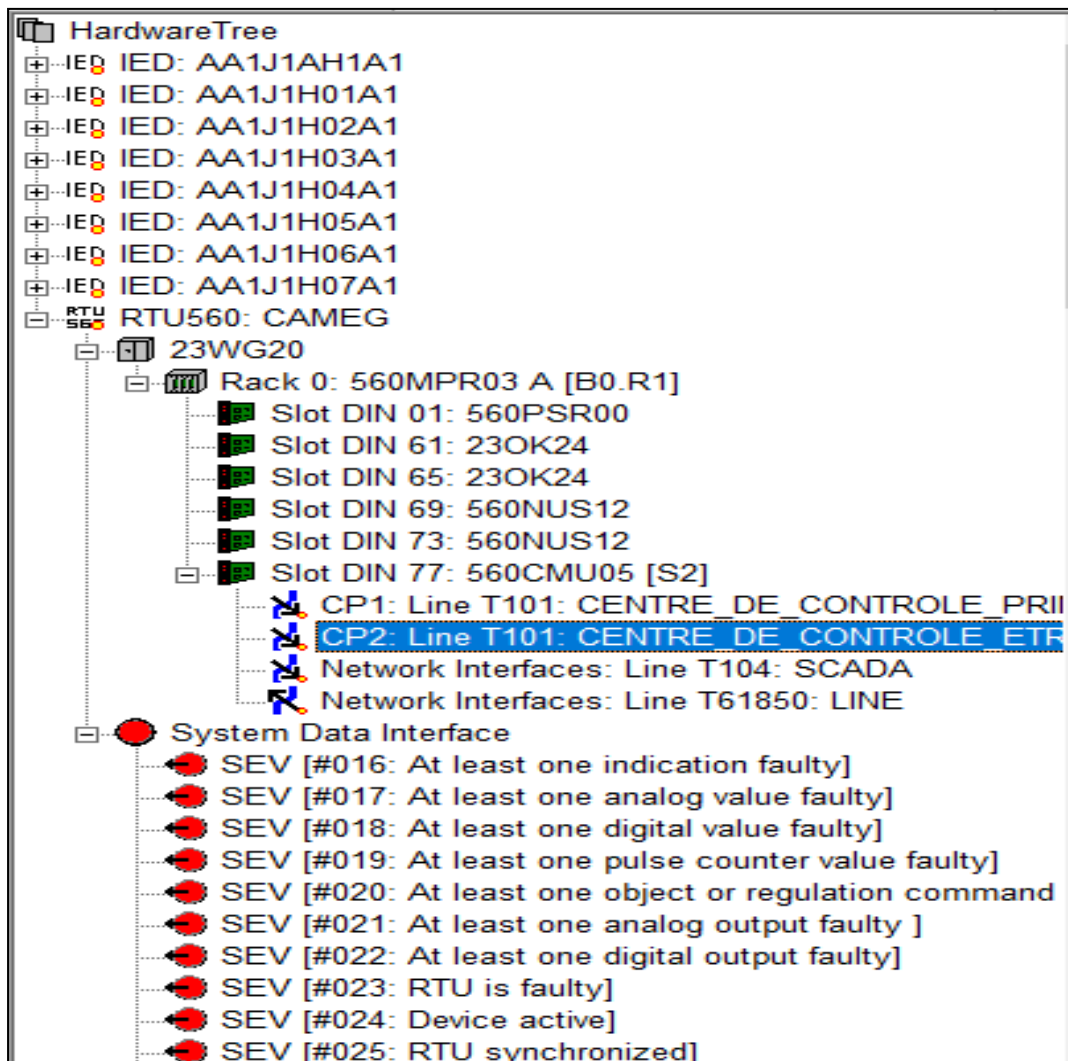


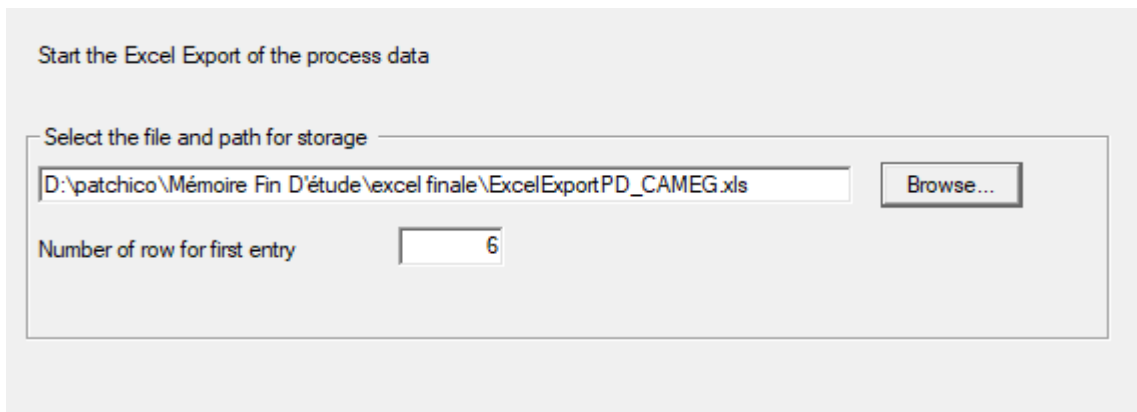
Figure 4.75 : Configuration des ports CP1 et CP2



L'arborescence matérielle dans l'état finale

4.5.1.7 Les étapes de construction du projet dans un fichier Excel :

Première étape :



Start the Excel Export of the process data

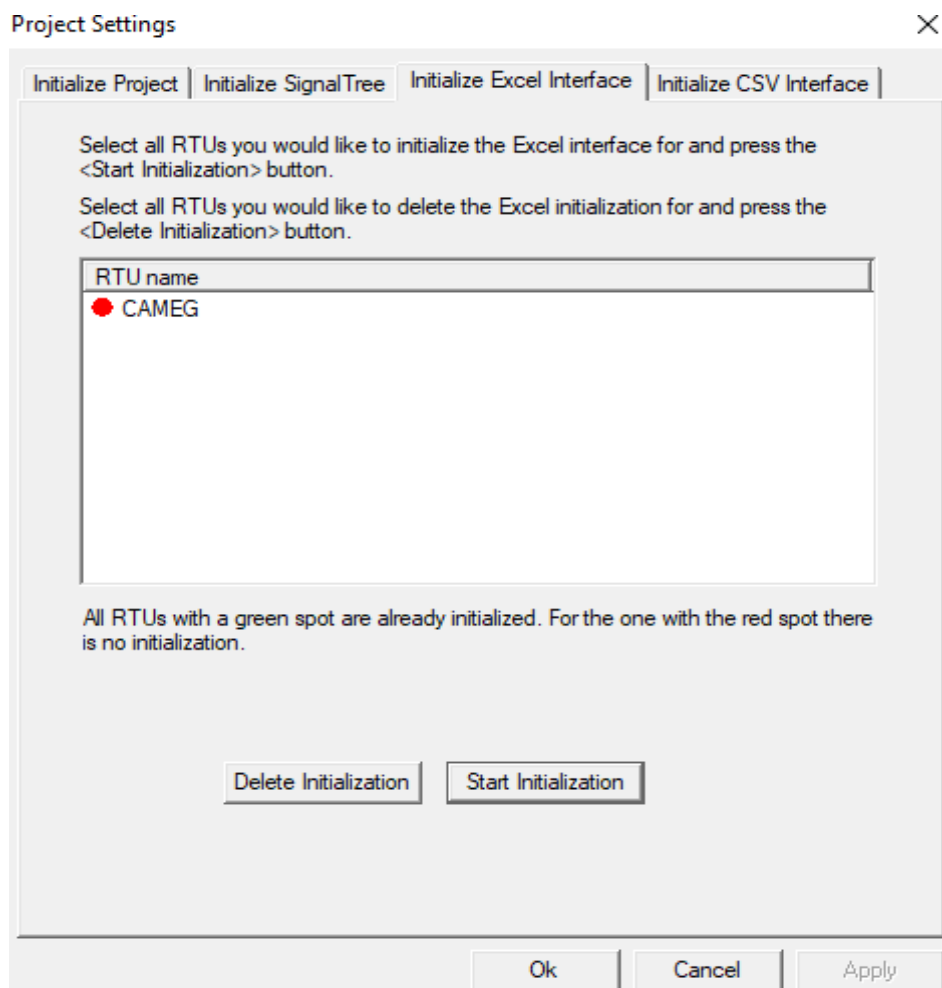
Select the file and path for storage

D:\patchico\Mémoire Fin D'étude\excel finale\ExcelExportPD_CAMEG.xls

Number of row for first entry

Figure 4.76 : Exportation du projet sous forme d'un fichier excel

Deuxième étape :



Project Settings

Initialize Project | Initialize SignalTree | Initialize Excel Interface | Initialize CSV Interface

Select all RTUs you would like to initialize the Excel interface for and press the <Start Initialization> button.

Select all RTUs you would like to delete the Excel initialization for and press the <Delete Initialization> button.

RTU name
<input checked="" type="checkbox"/> CAMEG

All RTUs with a green spot are already initialized. For the one with the red spot there is no initialization.

Figure 4.77 : Initialisation de l'interface Excel

Troisième étape :

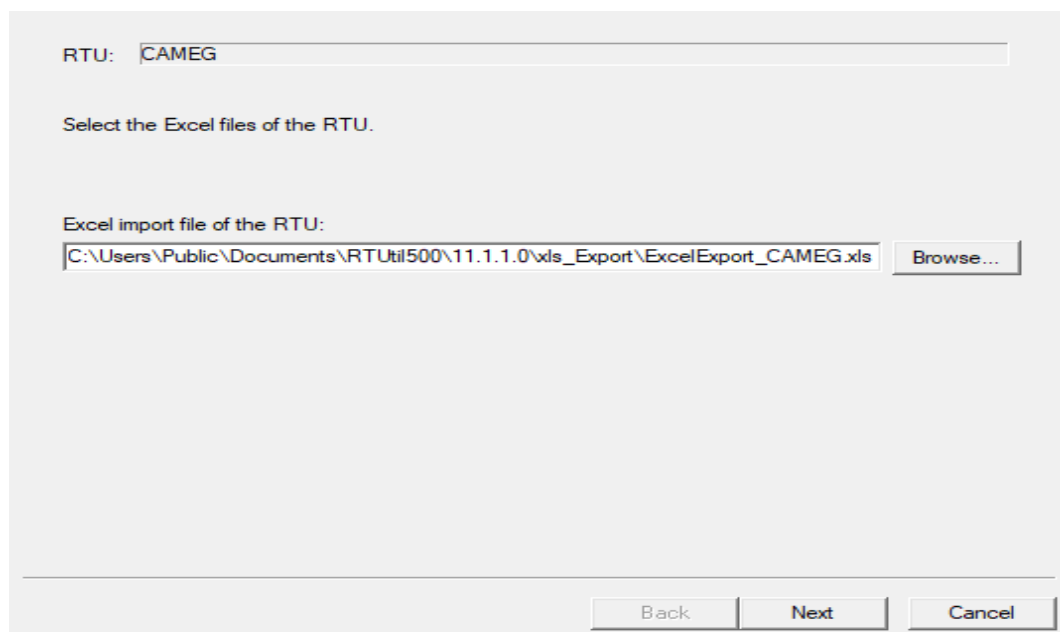
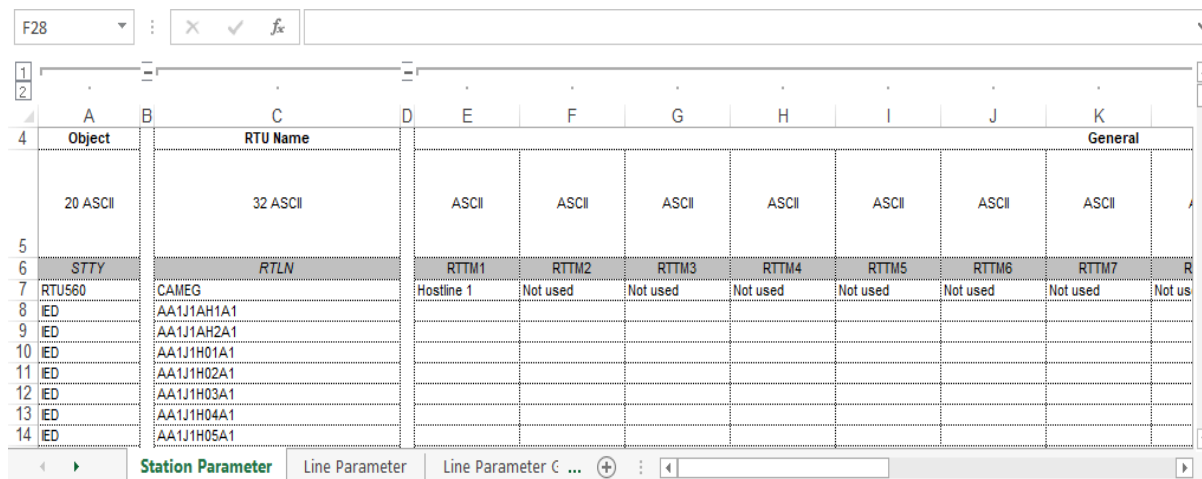


Figure 4.78 : Importation du premier fichier Excel exporté

Le RTUTIL va produire un fichier Excel (CAMEG) pour la deuxième fois pour nous ajoutonstous les adresses des protections et ses fonctions qu'ils sont confidentiels.



Object	RTU Name	General							
20 ASCII	32 ASCII	ASCII	ASCII	ASCII	ASCII	ASCII	ASCII	ASCII	ASCII
S7TY	RTLN	RTTM1	RTTM2	RTTM3	RTTM4	RTTM5	RTTM6	RTTM7	RTTM8
RTU560	CAMEG	Hostline 1	Not used	Not used	Not used	Not used	Not used	Not used	Not used
IED	AA1J1AH1A1								
IED	AA1J1AH2A1								
IED	AA1J1H01A1								
IED	AA1J1H02A1								
IED	AA1J1H03A1								
IED	AA1J1H04A1								
IED	AA1J1H05A1								

Figure 4.79 : Le Fichier Excel

Après la configuration des protections dans le fichier Excel précédent on va importer ce fichier final avec un fichier du format SCD (Substation configuration description) depuis le PCM600 qui contient tous les informations de la sous station de MEFTAH.

Quatrième étape :

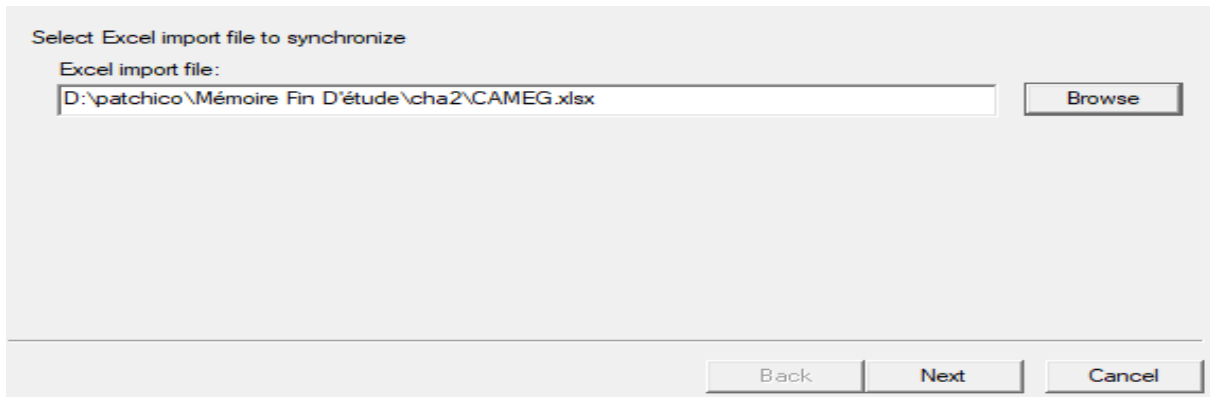


Figure 4.80 : Importation du fichier Excel finale modifié

Cinquième étape :

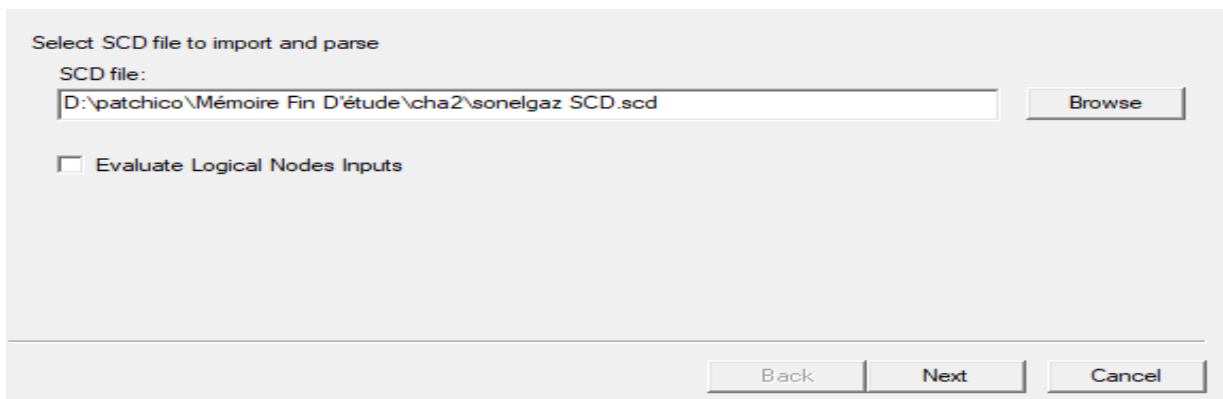


Figure 4.81 : Importation du fichier SCD

sixième étape :

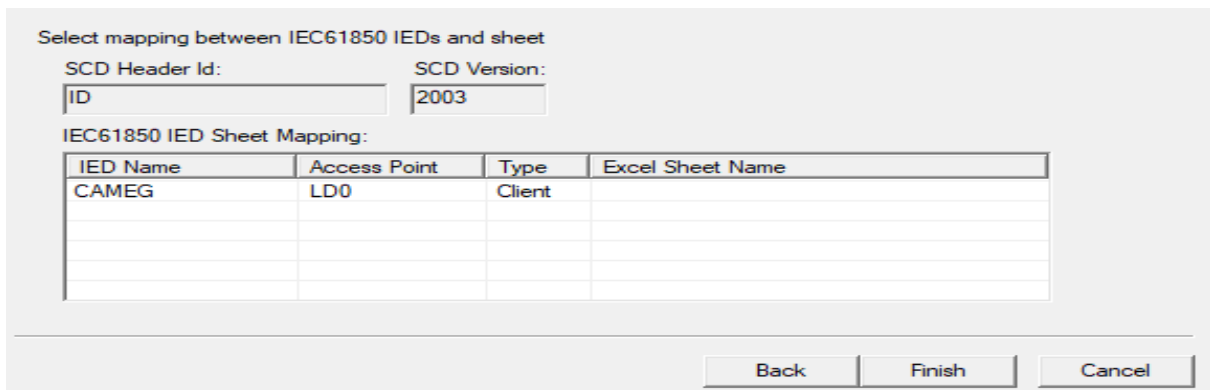


Figure 4.82 : Etape finale de la configuration

Après la septième étape RTUTIL va nous donner la forme finale de notre projet dans un fichier Excel, ce fichier va être importé à notre RTU560 ABB, donc toutes les informations du poste électrique quel que soit (protection, ligne de communication et protocole sera téléverser dans L'RTU).

4.6 IEC-TEST :

4.6.1 Définition :

IEC TEST a été conçu pour agir comme un logiciel de simulation haut niveau qui nous donne un espace de communication entre le dispatcheur et l'unité maître dans la sous station distante (RTU), il comprend trois protocoles de communication (IEC 60870-5- version 104, 101 et 103).

IEC TEST Prend en charge l'envoi de toutes les commandes système (simple et double), une vue (frame interpreter) clairement organisée pour voir l'ordre des événements et obtenir des informations avancées sur le flux de données et les problèmes de communication potentiels, une interface de paramétrage (protocole, adresse IP, TCP port), ce qui veut dire c'est un petit IHM destiné SCADA.

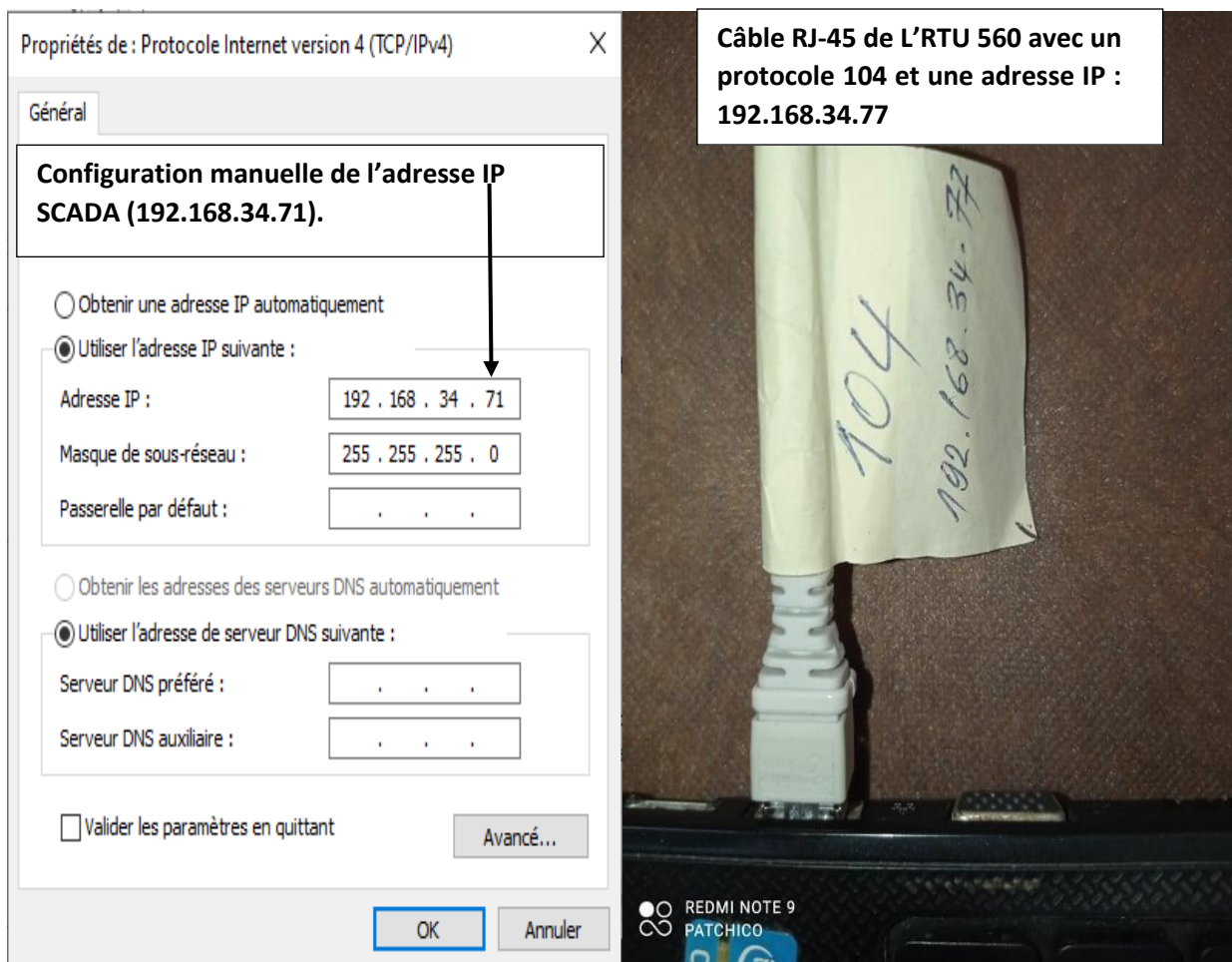


Figure 4.83 : Configuration du PC et L'IEC TEST pour communiqué entant que SCADA

```

C:\Users\charif>ping 192.168.34.77

Envoi d'une requête 'Ping' 192.168.34.77 avec 32 octets de données :
Réponse de 192.168.34.77 : octets=32 temps=2 ms TTL=64
Réponse de 192.168.34.77 : octets=32 temps=1 ms TTL=64
Réponse de 192.168.34.77 : octets=32 temps<1ms TTL=64
Réponse de 192.168.34.77 : octets=32 temps<1ms TTL=64

Statistiques Ping pour 192.168.34.77:
    Paquets : envoyés = 4, reçus = 4, perdus = 0 (perte 0%),
    Durée approximative des boucles en millisecondes :
        Minimum = 0ms, Maximum = 2ms, Moyenne = 0ms

C:\Users\charif>

```

Ping test réussi

Figure 4.84 : Un Ping test entre le dispatcheur (71) et L'RTU de Meftah (77)

4.7 Les étapes de configuration de L'IEC TEST :

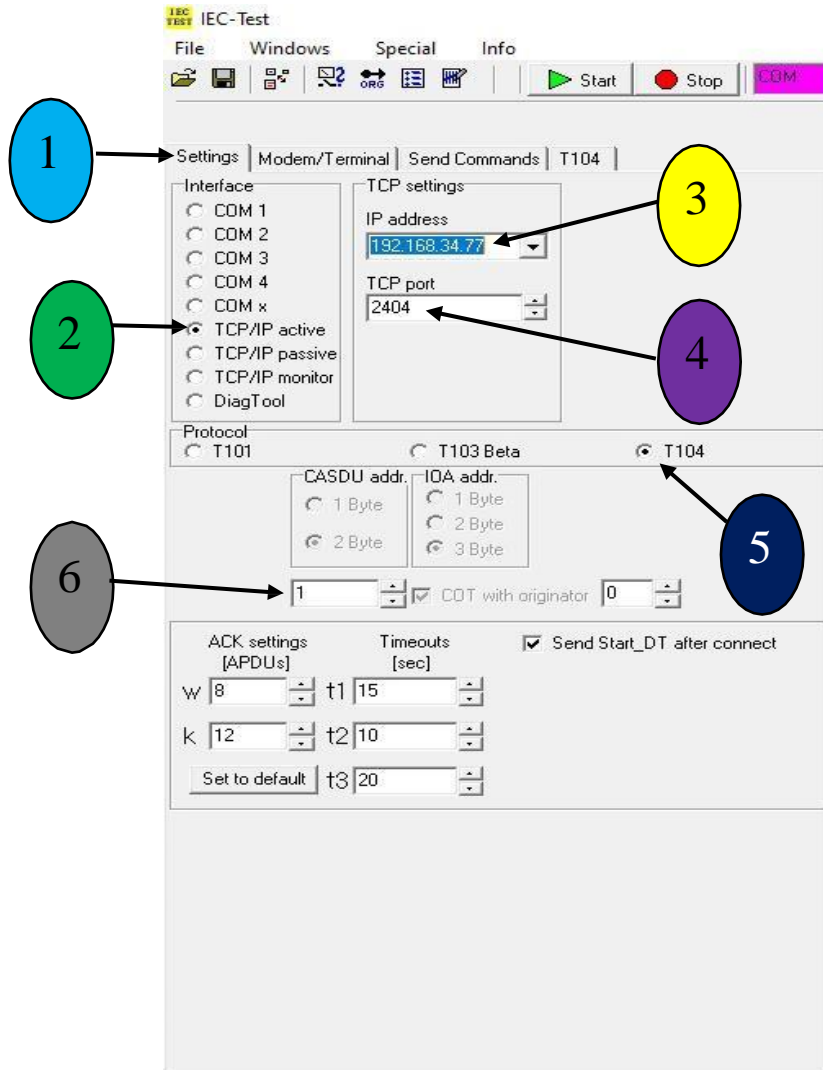


Figure 4.85 : Première partie de la Configuration de L'IEC TEST

4.7.1 Explication de la partie 1 :

1. On accède dans le champ de paramétrage (settings).
2. On sélectionne le mode TCP/IP active (L'application sur le serveur est **passive**, c'est-à-dire que l'application est à l'écoute, en attente d'une connexion, L'application du client est dite en ouverture active).
3. On introduit l'adresse IP de L'RTU (192.168.34.77).
4. CEI 60870-5-104, utilisé le port TCP (2404) pour envoyer des messages de télécontrôle d'énergie électrique entre deux systèmes via des circuits de données directement connectés (officiel).
5. Ensuite on va choisir notre propre protocole (IEC 60870-5-104) utilisé.
6. Le numéro (1) c'est pour viser la seul protection REF 630 connecté à L'RTU.

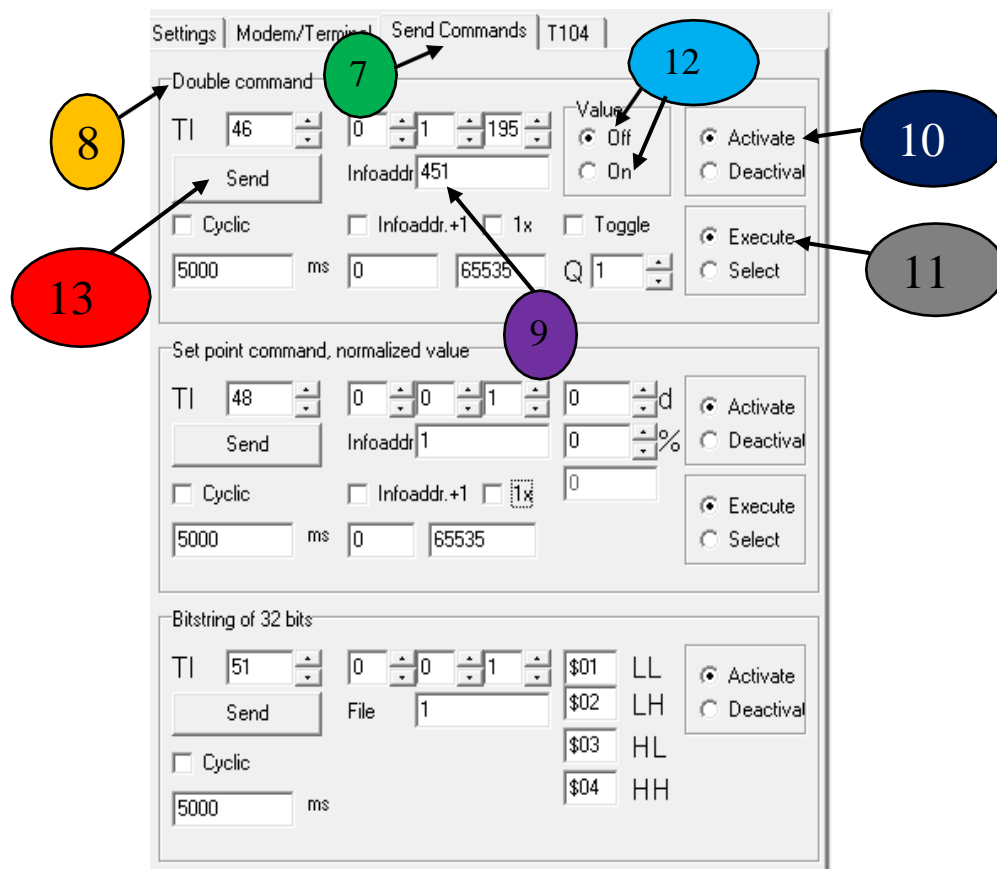


Figure 4.86 : Deuxième partie de la Configuration de L'IEC TEST

4.7.2 Explication de la partie 2 :

1. Maintenant on passe au champ (send command) pour envoyer une commande audisjoncteur.
2. Notre commande envoyée sera double.
3. La commande d'ouverture et de fermeture elle est chisit comme un numéro composerde deux partie (4 : le numéro de départ H04 (protection N° 4)) , (51 : c'est la commande elle-même qu'on a déjà configuré dans L'RTU pour ouvrir et fermer le disjoncteur).

4. Le mode (active) c'est pour déverrouiller toutes les taches.
5. La fonction (execute) c'est pour executer la commande 451.
6. ON veut dire (fermer le disjoncteur), OFF (ouvrir le disjoncteur).
7. Le bouton (Send) c'est l'étape finale pour envoyer la commande.

Communication réussie entre le dispatcheur et le RTU.

Commande exécutée avec succès.

Transmission de la commande en orange (Txd).

Figure 4.87 : Communication en temps réel

4.8 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté la configuration de tous les équipements de communication et de contrôle qu'ils sont destinés pour la télécommande de poste électrique de MEFTA H.

Pour faire une simulation d'un fonctionnement des équipements on a utilisé le PCM600 comme un outil de configuration des protections et L'IEDSCOUT pour simuler ces dernières en temps réel.

D'après ce premier logiciel on a extrait un fichier SCD qu'on a utilisé pour configurer notre RTU avec son outil de configuration RTUTIL pour exporter de ce dernier un fichier Excel qui contient toutes les informations de la station pour injecter le dans l'unité terminale, et pour assurer la communication entre L'RTU et le superviseur on a utilisé L'IEC TEST pour les essais.

Conclusion Générale et perspectives

Dans l'objectif d'acquérir une bonne compréhension des systèmes de télégestions, supervision nous avons réalisé ce travail qui consiste à développer un CCN et une architecture réalisable avec les moyens disponibles,

Pour se faire nous avons procédé à l'étude des besoins dans le secteur de distribution d'électricité plus précisément au niveau de la téléconduite , en communiquant par développer les principales fonctionnalités à savoir l'acquisition, le traitement et l'analyse des données puis leurs communication pour les objectif d'essais tout en visant l'utilisation par le SCADA, des technique plus performantes dans le futures à savoir l'OPC server .et adaptés aux environnements industriel et les apports de communication les plus stables.

Pour finir nous avons pu attendre l'objectif que on ces fixé après une étude du marché en matière d'équipement disponible chez la société Sonelgaz et utilisé dans le cadre des différents systèmes SCADA a un cout réduit et un savoir-faire local.

Perspective :

Comme tous projet il reste toujours une porte ouvert au développement car la technologie ne cesse de d'amélioré dans notre domaine.

Nous avons remarqué même si on a développé une bonne architecture et un CCN assez bon il y a un bon nombre de problème au niveau de la synchronisation des différents équipements provenant de différent constructeurs et de ce fait nos plan future ce focalise sur ce point.

À cette effet nos plans future ce base sur l'intégration de la couche OPC server (Open Plateforme Communication) qui est une solution peut couteuse et très efficace, en vue de c avantage l'OPC et rapidement devenue très utilisé au niveau industrielle et chaque fabriquant a développé son propres OPC, et donc cette solution et devenue une norme internationale.

La norme OPC se compose de plusieurs spécifications :

- OPC DA (ou Data Access) : permet l'accès aux données en temps réel
- OPC HDA : pour l'historisation des données
- OPC A & E : pour la gestion des alarmes et évènements- OPC UA (Unified architecture) : dernière spécification

L'architecture d'un réseau fonctionnant avec le standard OPC se compose toujours d'au moins 3 parties :

Un dispositif matériel ou logiciel

Ce dispositif matériel ou logiciel contient les données à exploiter. Il peut être un automate, un SNCC, une base de données, un fichier Excel, un RTU, un logiciel Scada etc...

Un serveur OPC

Un serveur OPC est un logiciel qui «connaît» le langage propriétaire du matériel ou du logiciel où il va collecter les données à exploiter.

Il existe des serveurs OPC pour les différents marques d'automates (Siemens, Allen Bradley, Omron, GE, Schneider, Honeywell, Emerson, Yokogawa, ABB, etc ...) et des serveurs OPC pour des applications comme Excel (DDE), pour les bases de données (ODBC), pour des protocoles de communication connus comme le Modbus ou encore le DNP3.

En général, les fabricants d'automates disposent de leur propre serveur OPC. C'est le cas de Siemens avec sa suite logicielle Simatic Net, Rockwell avec RSLINX, National Instruments, Schneider avec OFS OPC Server etc..

Il existe aussi des entreprises spécialisées dans la conception de serveurs OPC. On peut citer par exemple : Matrikon, Kepware avec KepserverEx, Softing etc..

Un Client OPC

Un client OPC est un logiciel qui met en œuvre les spécifications du standard OPC et qui peut communiquer avec tout serveur OPC. Un client OPC peut se connecter à un serveur OPC de n'importe quel fabricant. Si l'on veut créer une application de supervision, on fait appel au standard OPC DA. Un client OPC peut être une application Visual Basic, C#, Labview etc..

Afin de créer votre propre client OPC, vous avez besoin des bibliothèques ou DLL fournies par l'OPC Fondation

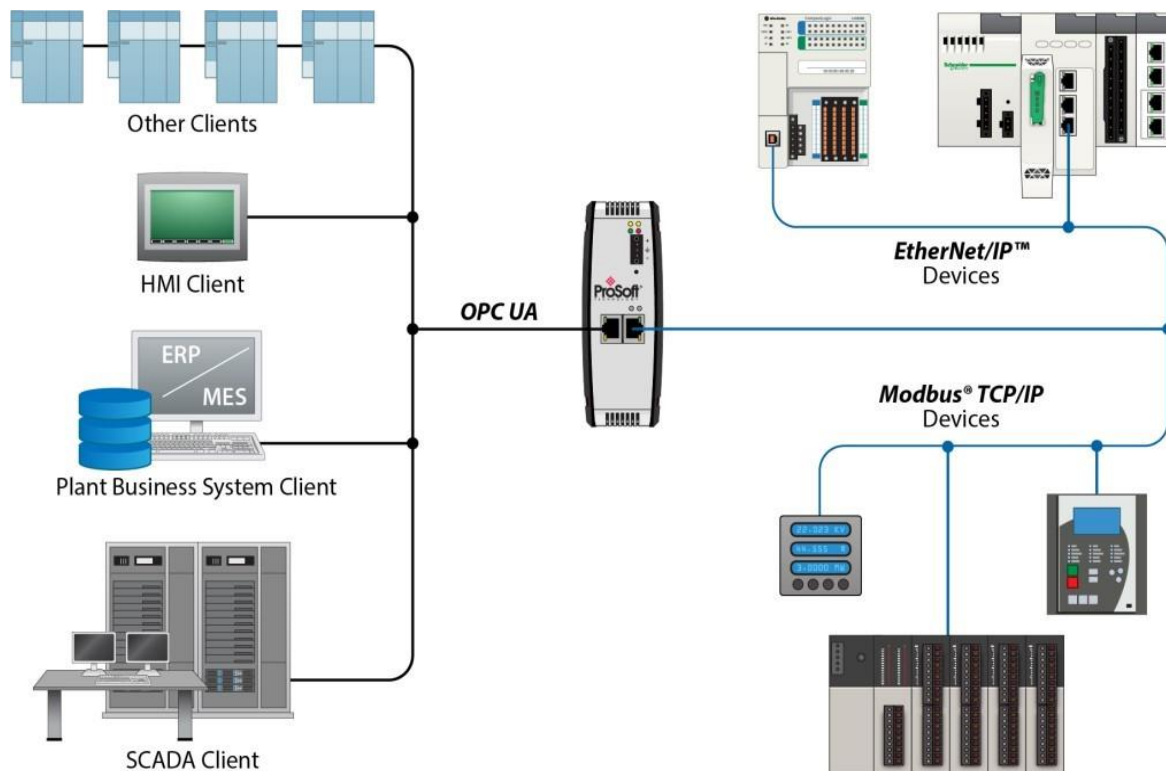


Figure 4.88 Exemple d'architecture d'un OPC Server

Bibliographie

- [1] KASMI Athmane & FELLAG Mohammed Mémoire magistère « Télécommande et supervision d'un poste de transformation électrique » Université SAAD DAHLAB de BLIDA 2019.
- [2] Jérôme Hostein « LE CONTRÔLE-COMMANDE DES POSTES » Journée d'études SEE Lille 2010.
- [3] Miroud Abdelhak Mémoire magistère « stratégie de la conduite d'organe du réseau électrique MT-DD-SDE de bejaia » université de Bejaia 2018.
- [4] <https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/power-grid/grid-levels.html> Mai 2021.
- [5] https://fr.wikipedia.org/wiki/Poste_électrique#Les_différents_éléments Mai 2021.
- [6] https://fr.wikipedia.org/wiki/Commutateur_réseau mai 2021.
- [7] <https://www.manualslib.com/manual/1350230/Ge-T1000.html#product-S2020> Juin 2021.
- [8] https://en.wikipedia.org/wiki/Remote_terminal_unit Juin 2021.
- [9] https://www.researchgate.net/publication/229008227_IEC_61850-Communication_Networks_and_Systems_in_Substations_An_Overview_of_Computer_Science juin 2021.
- [10] <https://www.linternaute.fr/dictionnaire/fr/definition/reseau-electrique> mai 2021.
- [11] http://lycees.acrouen.fr/maupassant/Melec/co/Reseau_HTABT/Distribution_HTA/co/Reso_HTA_01_Classification_Tensions.html mai 2021.
- [12] <https://fr.slideshare.net/PierreMarchal1/ener1-cm4distribution> juin 2021.
- [13] Toufik BELDI & Merzouk HABI mémoire de master « Protection d'un poste d'interconnexion THT/HT » UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU.
- [14] http://silanus.fr/sin/formationISN/Parcours/Reseaux/co/Reseau_9.html mai 2021.
- [15] https://fr.wikipedia.org/wiki/Topologie_de_réseau mai 2021.
- [16] <https://sites.google.com/site/technologiesti/> mai 2021.
- [17] http://sti2d.ecolelamache.org/ii_rseaux_informatiques_7_topologie_des_rseaux.html mai 2021.
- [18] Cours de réseau et protocole de communication industrielle de Mr.bennila USDB mai 2021.
- [19] https://www.hopf.com/fg6870_en.php juin 2021
- [20] ABB SUPPORT «Feeder Protection and Control REF63 Application Manual».