الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département de Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études de Master

Filière : Électronique
Spécialité : Instrumentation

Thème

SUPERVISION A L'AIDE D'UN SYSTEME SCADA BASE SUR LE PROTOCOLE IEC 104 : APPLICATION SUR UN RESEAU ÉLECTRIQUE

Présenté par :

Mr. BELKACEMI Omar

Mr. ABEDESSEMED Othmane

Proposé et Dirigé par,

Dr. BOUHEDDA Mounir

Promotion 2019

Travail préparé au sein du Laboratoire des Systèmes Électroniques Avancés (LSEA) de l'Université de Médéa, ALGÉRIE

Remerciements

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus distingués
A notre promoteur Mr BOUHEDDA Mounir de nous avoir fait l'honneur
D'assurer l'encadrement de notre travail, et pour la confiance qu'il a
témoignée, pour sa disponibilité, ses efforts et ses encouragements.
On tient à remercier vivement les membres du jury d'avoir consacré
De leur temps à la lecture de ce manuscrit, d'accepter de juger et
D'évaluer ce travail.
On tient à remercier vivement l'ensemble du personnel de la
Direction technique de SIEMENS en particulier ; Mr AIT NOUAR Said
Ainsi que l'équipe du laboratoire d'El Hamma
Qui nousont permis d'effecteur notre stage dans les meilleures conditions.
Nos remerciements s'adressent à toutes les personnes qui ont
Contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail
etles personnes qui nous ont
Encouragé et soutenu à tout moment en particulier nos chers
Amis AbbaciMohamed et Youcef Laghouati
Enfin, nos remerciements nos petites famille
Qui nous ont soutenues dans nos études.
Nous tenons à la fin de ce travail à remercier ALLAH le tout puissant de
Nous avoir donné la foi et de nous avoir permis d'en arriver là.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire

A ma chère mère

Elle qui a consacré sa vie à notre éducation

A mon cher père qui n'a cessé de me soutenir

A ma chère sœur et son mari Hakim

A mes chers frères « MOHAMED, KADDOUR, RACHID FATEH et OUSSAMA »

A tous mes proches et ceux qui me sont chers

A tous les membres de la famille Belkacemi et Benkhalfalah

Pour le plus beau cadeau du bon dieu mon fils « ABEDELDJALIL».

Omar

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma chère mère

Elle qui consacré sa vie à l'éducation de ses enfants

A mon cher père qui n'a cessé de me soutenir

A tous mes proches et ceux qui mes sont chers

A tous les membres de la famille ABEDELSSMAD

Othmane

Sommaire

Introduction Générale

Chapitre I :Présentation de l'entreprise et la télé conduite du réseau électrique

I.1 Introduction 3
I.2 Holding Sonelgaz 3
I.2.1 opérateur du système électrique (OS) 4
I.2.2 Gestion de réseau transport d'électricité (GRTE) 4
I.3 Direction de transport de l'électricité 5
I.4 Supervision de réseau 6
I.4.1 Architecture de communication actuelle avec SCADA 6
I.4.2 Architecture communication à étude avec SCADA 9
I.5 Pyramide (C.I.M.: computer Integrated Manufacturing) 10
I.6 Conclusion 11

Chapitre II : Unité de station : programmation protocole de communication

II.1 Introduction 12
II.2 Définition et domaine d'application 12
II.3 Composantes de la station unité 12
II.3.1 Partie software 12
II.3.2 Partie Matérielle 12
II.4 Protocol de communication 13
II.5 Norme IEC 60870 – 5 13
II.6 Interface de Communication 15
II.6.1 SICAM PAS Interface serial via le protocole IEC 60870-5-101 15
II.6.2 Transmission Ethernet protocole IEC 60870-5-104 avec SCADA 17
II.7 Architecture de protocole IEC 60870-5-104 18
II.8 Structure du télégramme IEC 60870-5-104 18
II.9 Avantages et inconvenant du protocole IEC 104 20
II.9.1 Avantage du protocole 20
II.9.2 Inconvenants du protocole IEC 104 21

II.10 Comparaisons entre le protocole IEC 101 et 104 selon le modèle OSI.....21
II.11 Modèle d'architecture de réseau OSI (International Standard Organisation) 23
II.12 Interopérabilité List.....24
II.13 Conclusion 25

Chapitre III : Des notions sur les réseaux, systèmes SCADA

III.1 Introduction 26
III.2 Définition du SCADA 26
III.3 Supervision des procèdes.....26
III.4 Elément du système SCADA 27
III.4.1 Operateur.....27
III.4.2 RTU /PLC (Remote Terminal Unit) 27
III.4.3 MTU (Master Terminal Unit) 28
III.4.4 Communication.....29
III.5 Approche interrogation (Maitre-esclave) 29
III.6 Evolution de l'Architecture SCADA.....30
III.6.1 Première génération « monolithique » 30
III.6.2 Deuxième génération : « distribué » 31
III.6.3 Troisième génération : « en réseau » 32
III.7 CCN (Contrôle commande numérique).....33
III.7.1 Description du système CCN.....33
III.7.2 Fonctions principales du CCN 34
III.7.3 Avantages du CCN.....35
III.7.4 Inconvénients 35
III.8 Technologies des Réseau.....35
III.8.1 Topologie des réseaux.....35
III.8.2 Equipement du réseau 36
III.9 Différents types de réseaux informatiques 37
III.9.1 Architecture des réseaux locaux 37
III.9.2 Réseaux métropolitains (MAN).....37
III.9.3 Réseaux étendus (WAN).....38
III.10 Système de transmission utilise.....38
III.11 Supports de transmission utilisés pour la conduite du réseau 38

III.11.1 CPL Courant porteur sur ligne d'électricité 38
III.11.2 Fibre optique 39
III.11.3 Faisceaux hertziens 40
III.12 Modelé client/serveur 40
III.12.1 Caractéristiques des systèmes client-serveur 41
III.12.2 Différents modelés de client/serveur 41
III.13 Notion de protocole et port 42
III.13.1 Notion de port 42
III.13.2 Notion de protocoles 43
III.14 Conclusion 43

Chapitre IV: La simulation d'une système avec IEC-TEST et VALUE VIEWER

IV.1 Introduction 45
IV.2 Supervision a l'aide d'un Win CC 45
IV.2.1 Définition de Win cc 46
IV.2.2 Avantage de Wincc 47
IV.3 Programmation des signaux avec logiciels SICAM PAS 47
IV.3.1 SICAM PAS UI – configuration 47
IV.3.2 SICAM PAS UI – Opération 49
IV.3.3 SICAM PAS UI - Value viewer 50
IV.3.4 SICAM PAS UI - Administration des utilisateurs 51
IV.4 Logiciel IEC-TEST 52
IV.4.1 Rôle 52
IV.4.2 Fonctions IEC-TEST 52
IV.5 Création d'un nouveau projet 54
IV.5.1 Configuration d'interface de Niveau supérieur avec IEC 101 55
IV.5.2 Configuration d'interface de Niveau supérieur IEC 104 56
IV.5.3 Configuration avec niveau bas des ID's avec IEC 61850 57
IV.5.4 Affectation des adresses pour les variables TM, TC, TS 58
IV.5.5 Compilation et chargement de la BD sur la station unité SICAM PAS 59
IV.5.6 Simulation 59
IV.5.7 Evaluation et interprétations des résultats 65
IV.6 Conclusion 65

Conclusion Générale 65

Bibliographie.....67

Résumé

Annexes

Liste des figures

Figure I-1 : Organigramme de l'entreprise Sonelgaz. [4] 4
Figure I-2 : Communication avec le control centre via IEC 101/IEC 104 [6]. 7
Figure I-3 : Directeur télé conduite nationale [7]. 8
Figure I-4 : Schéma directeur télé conduite région d'Alger [7]. 9
Figure I-5 : Exemple d'une communication avec le control center via IEC 104 [6]. 10
Figure I-6 : Schéma représente Pyramide CIM 11
Figure II-1 : Schéma représente unité de stations**. [6]** 13
Figure II-2 : Structure de la CEI 60870. **[9]** 15
Figure II-3 : Exemple d'une communication avec IEC 60870-5-101 [6]. 16
Figure II-4 : Structure du message sous IEC 60870-5-101[6] 17
Figure II-5 : Architecture de protocole IEC 60870-5-104. 18
Figure II-6 : Format de trame du profil 104 [IEC, 2000] [18] 19
Figure II-7 : Model ISO représente protocoles IEC 101[22]. 22
Figure II-8 : Model ISO représente protocoles IEC 104[22]. 22
Figure II-9 : Exemple d'une comparaison entre les différents protocoles [22] 23
Figure II-10 : Couches du modèle de référence ISO / OSI [22]. 24
Figure III-1 : Schéma général d'un système SCADA. [10] 26
Figure III-2 : Schéma général d'un RTU [10]. 28
Figure III-3 : Schéma général d'un MTU [10]. 29
Figure III-4 : Topologie de différents modes de communication SCADA [9]. 30
Figure III-5 : Architecture SCADA de première génération [19]. 31
Figure III-6 : Architecture SCADA de deuxième génération [19]. 32
Figure III-7 : Architecture SCADA de troisième génération [19]. 33
Figure III-8 : Communication des relais avec CCN [6] 34
Figure III-9 : Schéma Branchement d'une CPL avec la ligne d'énergie [7]. 39
Figure III-10 : Le modèle client /serveur [21]. 40
Figure IV-1 : Exemple d'un schéma synoptique d'une travée 220kv sur Wincc. 46
Figure IV-2 : Fenêtre principale de SICAM pas 48
Figure IV-3 : Exemple d'une fenêtre Mapping. 48

Figure IV-4 : Exemple d'une fenêtre Topologie. 49
Figure IV-5 : Exemple d'une fenêtre opération. 50
Figure IV-6 : Exemple d'une Value viewer. 51
Figure IV-7 : Fenêtre IEC-TEST 52
Figure IV-8 : Fenêtre IEC-TEST interprétation trame T101 53
Figure IV-9 : Fenêtre IEC-TEST émission des commandes 54
Figure IV-10 : Schéma synoptique d'une travée ligne 55
Figure IV-11 : Exemple d'une configuration interface IEC 101 56
Figure IV-12 : Exemple d'une configuration d'interface IEC 104. 57
Figure IV-13 : Exemple d'une configuration d'interface IEC 61850. 58
Figure IV-14 : Exemple d'affectation des signaux vers SCADA 59
Figure IV-15: Exemple des traces d'une commande organe par le protocole IEC 101. 62
Figure IV-16 : Exemple du détail d'une commande organe par le protocole IEC 101. 60
Figure IV-17 : Exemple des traces d'une commande organe par le protocole IEC 104. 64
Figure IV-18 : Exemple du détail d'une commande organe par le protocole IEC 104. 64

Liste des tableaux

Tableau II-1 : Détail des temporisations du profil 104 [IEC, 2000] 19
Tableau IV-1Administration des utilisateurs 51

Liste des abréviations

APCI : Information Contrôle Protocole Application.

ASDU : Unité Données Service Application.

APDU : Unité Données Protocole Application.

CNC : Centre National de Conduite.

CRC : Centre Régionale de Conduite.

CPL: Courant Porteur Ligne.

C.I.M: Computer Integrated Manufacturing. (Fabrication Intégrée par Ordinateur).

CCN : Control Commande Numérique.

IP: Internet Protocol.

IOA : Information Objet Adresse.

IHM: Interface Homme Machine.

ISO : Organisation Internationale Normalisation.

LAN: local Area Network. (Réseau local).

LAPB : Procédure Accès Lien Equilibré.

MAN : Metropolitan Area Network.

OSI: Interconnexion Systèmes Ouverts.

PA: Poste Asservi.

PCG: Poste Commande Groupe.

RTU: Unité Télémétrie Distance.

SCADA: Système de Contrôle et d'Acquisition de Données.

SNMP : Protocole Simple de Gestion de Réseau.

SICAM PAS : Sous-station Information Control Automation Surveillance Système d'Automatisation de l'Alimentation.

TCP : Protocole de Contrôle de Transmissions.

TCS : Télé Commande Simple.

TSD: Télé Signalisation Double.

TSS: Télé Signalisation Simple.

TM : Télé Mesure.

TCD : Télé Commande Double.

UDP : Utilisateur Datagramme Protocole.

WAN : Réseau à Grande Distance.

Win cc : Windows Centre de Contrôle.

Introduction Générale

Introduction Générale

Il n'y a pas si longtemps, lorsque les systèmes numériques les plus rapides transmettaient l'information à un faible débit de 270 Mbits/s, avec des équipements anciens et des protocoleslents. Le câble coaxial était parfait pour remplir son rôle de support de transmission, mais avec l'apparition des nouveaux services liés au développement des différents domaines, tant bien la télécommunication ainsi que la télé conduite, et ce par un besoin d'un débit de transmission d'information plus élevé,d'où le remède àla fibre optique qui remplit très bien ce rôle de support de transmission[1].

La difficulté majeure ne réside plus vraiment dansun support, possédant une large bande passante et de faibles atténuations, mais entre la partie émission, réception, traitement d'information, type de protocole utilisé et le temps de conversation, ainsique les équipements de télécommunication comme : les Routeur , Switch qui doivent être intégrés pour le basculementde la communication série vers une communication Ethernet ; et de ce fait cela permet la migration des protocoles séries actuels vers de nouveaux protocoles Ethernet à grand débit avec une vitesse plus élevée qui permet un transfert important des données vers des stations de contrôle et supervision SCADA.

D'autre part, les technologies des réseaux de télécommunication ne cessent de s'améliorer. Elles introduisent de nouveaux protocoles de communication dans le domaine industriel. C'est pourquoi il devient intéressant de faire migrer les anciens protocoles vers de nouvelles technologies. Et dans cet esprit l'IEC (*International Electrotechnics Commission*) qui est une organisation qui rédige et publie les normes internationales pour toutes les technologies électriques, électroniques, et autres technologies reliées comme par exemple le protocole IEC 60870-5-104 ; cette organisation est au jour d'aujourd'hui utilisée comme base à la normalisation de juridiction nationale et comme référence à la rédaction de soumissions et contrats internationaux [2].

Le développement intervenu dans tous les éléments précités, c'est-à-dire les équipements de transmission et de réception, le support ainsi que les protocoles de communication ont permis une réelle amélioration dans le système SCADA qui est un système permettant de piloter et de superviser en temps réel et à distance des ouvrages électrique, des plates-formes souvent géographiquement très éloignées d'un site central. La collecte des mesures, données physiques, remontée des signalisations, qui admettent de surveiller tous les évènements et les alarmes

apparues des installations de le réseau électrique Algérien dans le but d'améliorer le rendement d'exploitation, réduire le temps d'arrêt, effectuer des interventions de maintenance à distance, renforcer la sécurité des accès, acquérir et traiter des données requises par les règlementations et les normes en vigueur [3].

Suite à un cahier de charges établi et que nous nous devions le respecter, nous allons travailler sur l'unité de station SICAM PAS ainsi que sur le système de contrôle/commande IHM, Win CC au sein des LABOS GRTE HAMMA et SIEMENS avec les protocoles IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104. Dans la perspective de comparer entre les deux normes série et Ethernet avec pour objectif de donner un aperçu sur les avantages et les inconvénients de chacun.

Notre mémoire se compose de deux parties : une partie théorique avec trois chapitres et un dernier chapitre pour la partie pratique :

- Un premier chapitre comportant une Introduction générale, une présentation de l'entreprise et des généralités sur la télé conduite du réseau électrique.
- Un deuxième chapitre qui présentera l'Unité de Station, la programmation ainsi que les protocoles de communication.
- Un troisième chapitre sur les notions du système SCADA.
- Un quatrième et dernier chapitre avec une brève présentation des logiciels utilisés dans la partie pratique et le développement des programmes qui sont l'objectif essentiel de notre projet, réservées pour la configuration de SICAM PAS et WINCC avec simulation par les logiciels value viewer et IEC TEST afin de faire la comparaison entre les deux protocoles IEC101 et IEC 104.
- Une conclusion générale et des perspectives sont présentées à la fin du mémoire.

Chapitre I

Présentation de l'entreprise et la télé conduite du réseau électrique

I.1 Introduction

La société mère SONELGAZ est composée de quarante-quatre filiales, chacune a sa mission bien définie et conformément à la loi algérienne.

Le but de ce chapitre est de préciser le rôle des deux sociétés OS et GRTE qui à eux ont la responsabilité de supervision, contrôle et commande des ouvrages d'électricité, ou notre réseau électrique qui implémente sur le territoire national d'une longueur totale plus de 27248 km de ligne 400kv,220kv,150kv,90kv, 60kv.

La conduite à distance de ces installations est une chose indispensable pour une meilleure surveillance, exploitation et la bonne gestion de réseau électrique, donc l'amélioration de la communication passe par l'étude du SCADA actuels avec ces protocoles et le future SCADA en cas de réhabilitation mais avec les nouveaux protocoles Ethernet IEC 60870-5-104 [4].

I.2 Holding Sonelgaz

Les nouveaux statuts de holding SONELGAZ consacrent le principe du groupe industriel constitué de la SONELGAZ/SPA et de ses sociétés la holding SONELGAZ comme présent dans la Figure I-1 , assure désormais le pilotage du groupe, à travers l'exercice des missions importantes et stratégies.

À ce titre, elle élabore et met en œuvre la stratégie de développement du groupe dans son ensemble ainsi que la politique financière et Ressources Humaines, elle a également pour objet la gestion du portefeuille, elle à l'application de la réglementation et assures missions liées à l'audit interne et l'inspection [4].



Figure I-2 : Organigramme de l'entreprise Sonelgaz [4].

I.2.1 Opérateur du système électrique (OS)

Chargé de La gestion du système de production et de transport de l'électricité en temps réel (dispatching), en particulier la coordination de système de production et transport de l'électricité en vue d'assurer l'équilibre permanent entre la production et la consommation d'électricité, la sécurité du réseau et en fin la fiabilité et l'efficacité de l'alimentation électrique, conformément aux dispositions de la loi n°02-01 du 05-02-2002 relative à l'électricité.

Le contrôle permanent de l'équilibre de fonctionnement du réseau électrique, il programme et coordonne la mise en œuvre des moyennes de production et de transporte de l'électricité dans les meilleures conditions d'économie, de sécurité et de continuité de service en collaboration avec l'opérateur marché (une fois mis en place) et l'ensemble des opérateurs autour du système électrique.

En outre il participe aux travaux des organismes nationaux et ou internationaux, aux actions liées au développement des interconnexions électriques, et à l'élaboration et la mise en place de procédures nouvelle liées à la conduite du système, étude et analyse de fonctionnement [5].

I.2.2 Gestion de réseau transport d'électricité (GRTE)

La GRTE assure les missions suivantes :

I.2.2.1 Exploitation et maintenance

La conduite du système électrique est assurée par filiale <<opérateur système électrique>> du Groupe Sonelgaz à travers les dispatchings (nationale et cinq régionales), les PCG (poste commande groupée). En coordination avec GRTE, qui reste propriétaire de l'infrastructure du

transport. Pour garantir une disponibilité maximale du réseau et une qualité de service à l'ensemble des clients raccordés à ce réseau, GRTE a engagé la généralisation de télécommande des postes hauts tension, à partir de CRC (centres régionaux de conduite). L'exploitation base sur le contrôle et la supervision des ouvrages et contrôle à la charge, et faire des consignations pour l'entretien des équipes de maintenance [4].

I.2.2.2 Maintenance du réseau

La maintenance du réseau se fait sur la base d'un référentiel par les actions de vingt-quatre services de transport (les bases de maintenance) réparties sur l'ensemble du territoire national ; ce qui permet la réduction de délais d'intervention.

GRTE assure la maintenance de son réseau sous tension depuis novembre 1998 les équipes de maintenance réalisent couramment les diagnostics sur les transformateurs de puissance ; qui sont les équipent plus importants du réseau de transport de l'électricité.

I.2.2.3 Activité Télécommunications

Le propriétaire a confié le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de télécommunication par fibre optique à GRTE.

Ce réseau de télécommunication privé est utilisé pour assurer en priorité des liens de communication pour la conduite et la sécurité du système Production Transport Électrique(S.P.T.E), satisfaire les besoins des filiales du groupe Sonelgaz. En matière de communication de GRTE, elle est basée sur des systèmes de transmission numérique utilisant essentiellement des câbles à fibre optique monomodes déployés sur les lignes de transport d'énergie HT sur près de 12000 km de câble. Ce réseau est constitué d'un réseau de transport **back bon** à couverture national et des réseaux d'accès d'Alger et d'Oran.

Le développement du réseau de transport de l'électricité est l'une des missions du GRTE. L'étude de planification est assurée par l'Opérateur du système électricité en collaboration avec GRTE [4].

I.3 Direction de transport de l'électricité

Il existe cinq directions régionales les directions régionaux transport sont les suivants : Alger, Annaba, Hassi-Massoud, Sétif et Oran. On s'intéresse à la région de transport d'Alger avec ses services de transports : Kherba, Si-Mustapha, El-Harrach, Beni-Merad et Berrouaghia.

I.4 Supervision de réseau

La surveillance du réseau électrique c'est la communication en temps réel avec tous les ouvrages, c'est une mission très importante pour l'exploitation et faire la télémaintenance des équipements (réduction des couts et délais d'intervention) donc ça nécessite l'installation de système de contrôle/commande sur tout l'ouvrage qui offre le bénéfice les taches suivantes :

- ✓ Programmation les fonctions des verrouillages (pour la sécurité des personnes)
- ✓ Vérification de synchronisation.
- ✓ Faire des consignations à distance des installations électrique.
- ✓ Être capable de réalise les taches d'automatisation ordinaires (lecture des états des transformateurs, les organes disjoncteur, sectionneur et la remonte des mesures via les capteurs (transducteur) au CCN.
- ✓ En plus de la supervision, il permet l'acquisition, le traitement et l'archivage des valeurs analogiques, signalisation et impulsion de comptage, enregistrements d'évènement, tenue d'un journal des opérations du quotidien.
- ✓ Communication à distance avec les PCG et PA et même la centrale électrique à travers des RTU's et des supports de transmission que ce soit CPL ou fibre optique et bien sûr en ensemble des équipements télécom et télé-conduite installées partout dans le réseau [4].

I.4.1 Architecture de communication actuelle (IEC 101) avec SCADA

La figure I.2 présente un exemple d'une communication avec le protocole de communication actuel IEC 101 mentionnée en rouge et en vert l'IEC 104 qui nous intéresse dans cette étude. Ce schéma se compose de deux parties de communication : la station unité avec le niveau supérieur (SCADA) via le protocole IEC 101, et le niveau bas avec l'IED's que ce soit protection ou bien unité travée via le protocole IEC 103.

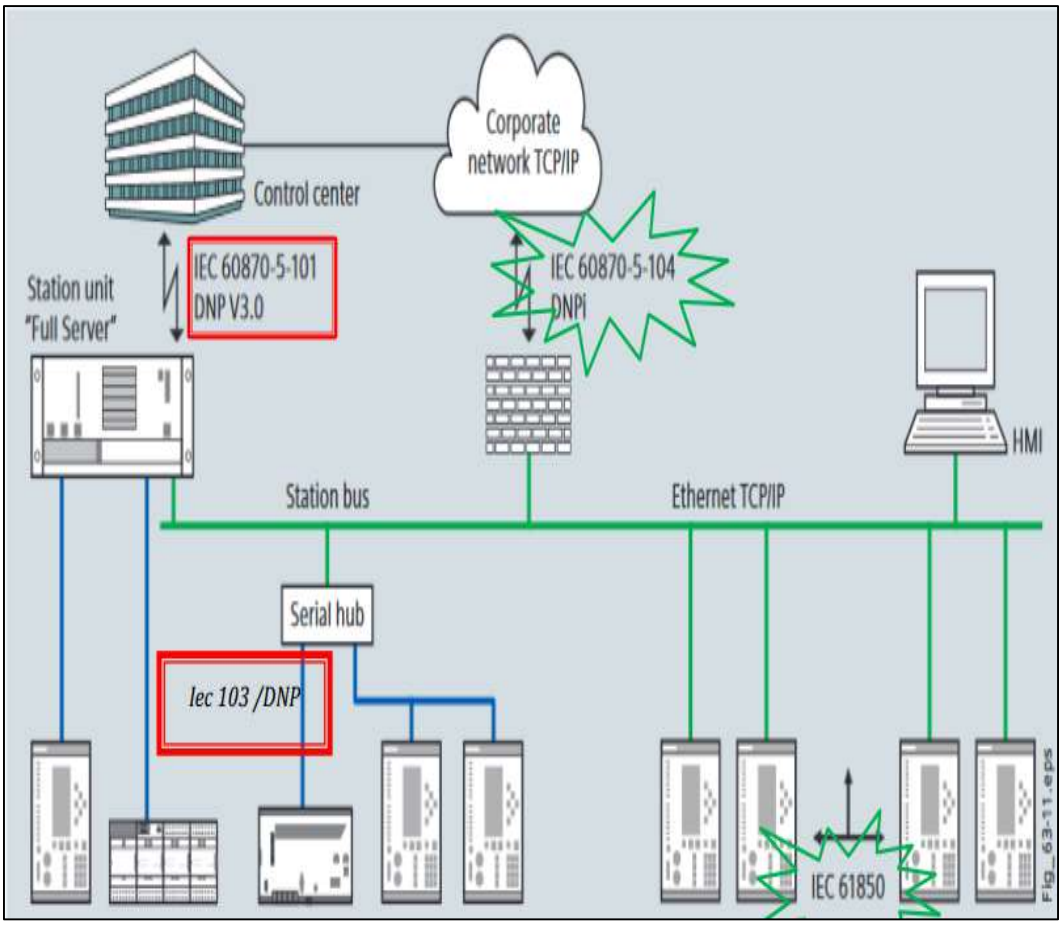


Figure I-3 : Communication avec le control centre via IEC 101/IEC 104 [6].

I.4.1.1 Schéma directeur télé conduite réseaux nationale

Cette organisation du schéma de télé conduite présentée dans la figure I-3. Il est représenté selon les zones géographiques. Il comporte un centre national de conduite CNC et des centres régionaux de la conduite CRC. Les centrales de production sont reliées directement au CNC pour le téléréglage. Chaque CRC regroupe des PCG et des cas rares en liaison des PA directes au CRC et les PCG raccordés avec des postes asservis.

On remarque sur le schéma deux flèches pour chaque liaison parce qu'il y a la redondance du support de transmission soit par fibre optique comme voie principale et une voie secondaire par CPL (courant porteur sur ligne) [7].

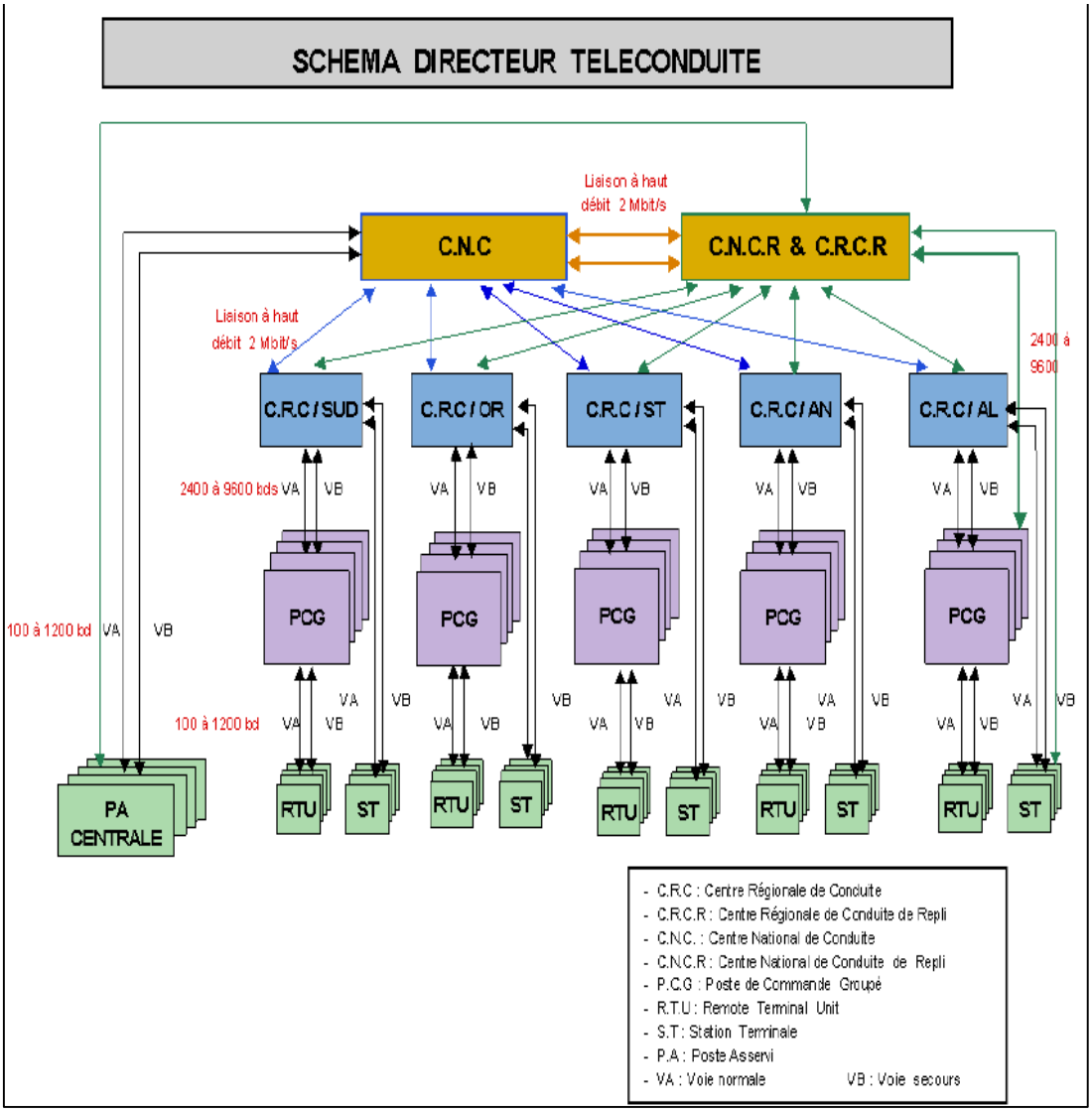


Figure I-4 :Directeur télé conduite nationale [7].

I.4.1.2 Schéma directeur télé conduite région d'Alger

On choisit la région d'Alger parmi les cinq régions pour bien expliquer la communication entre les RTU's avec le système SCADA pour la supervision, contrôle et commande des ouvrages électriques. La figure I-4 exprime l'architecteur de dispatching régional avec les neuf postes commande groupe (PCG) ainsi que les liaisons avec les postes asservi (PA) [7].

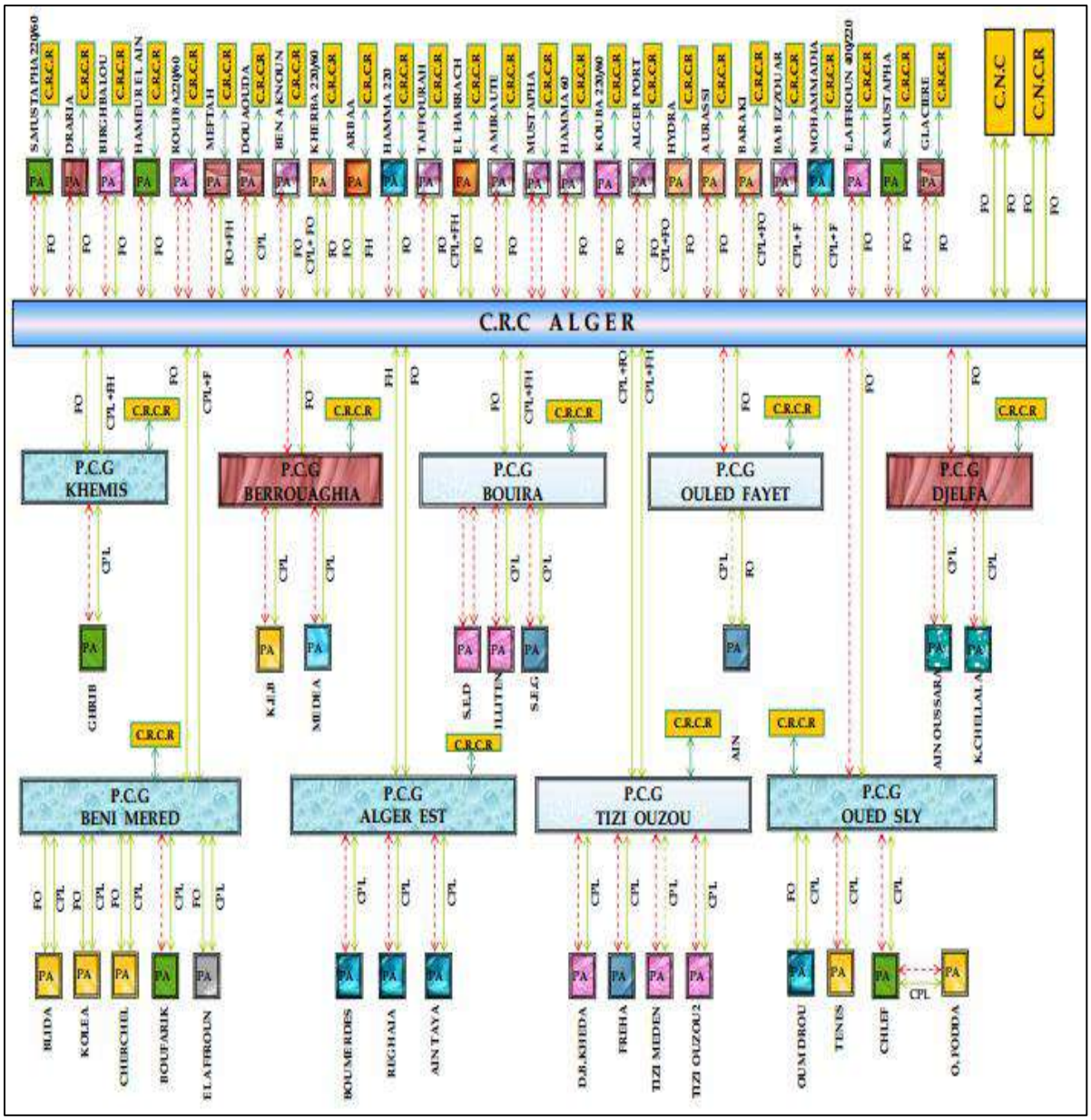


Figure I-5 : Schéma directeur télé conduite région d'Alger [7].

I.4.2 Architecture communication à étude avec SCADA

La figure I-5 montre une architecture de communication selon la pyramide CIM (Computer Integrated Manufacturing), qui présente les protocoles reliés d'un niveau à l'autre, de la source mesure courant, tension ou bien l'état ouvert/fermé des organes disjoncteur, sectionneur et puis les unités travée et les protections qui communiquent via le protocole Ethernet IEC 61850 avec la unité station (RTU). Au dernier niveau, on trouve la communication avec le contrôle du centre via le protocole Ethernet IEC 104.

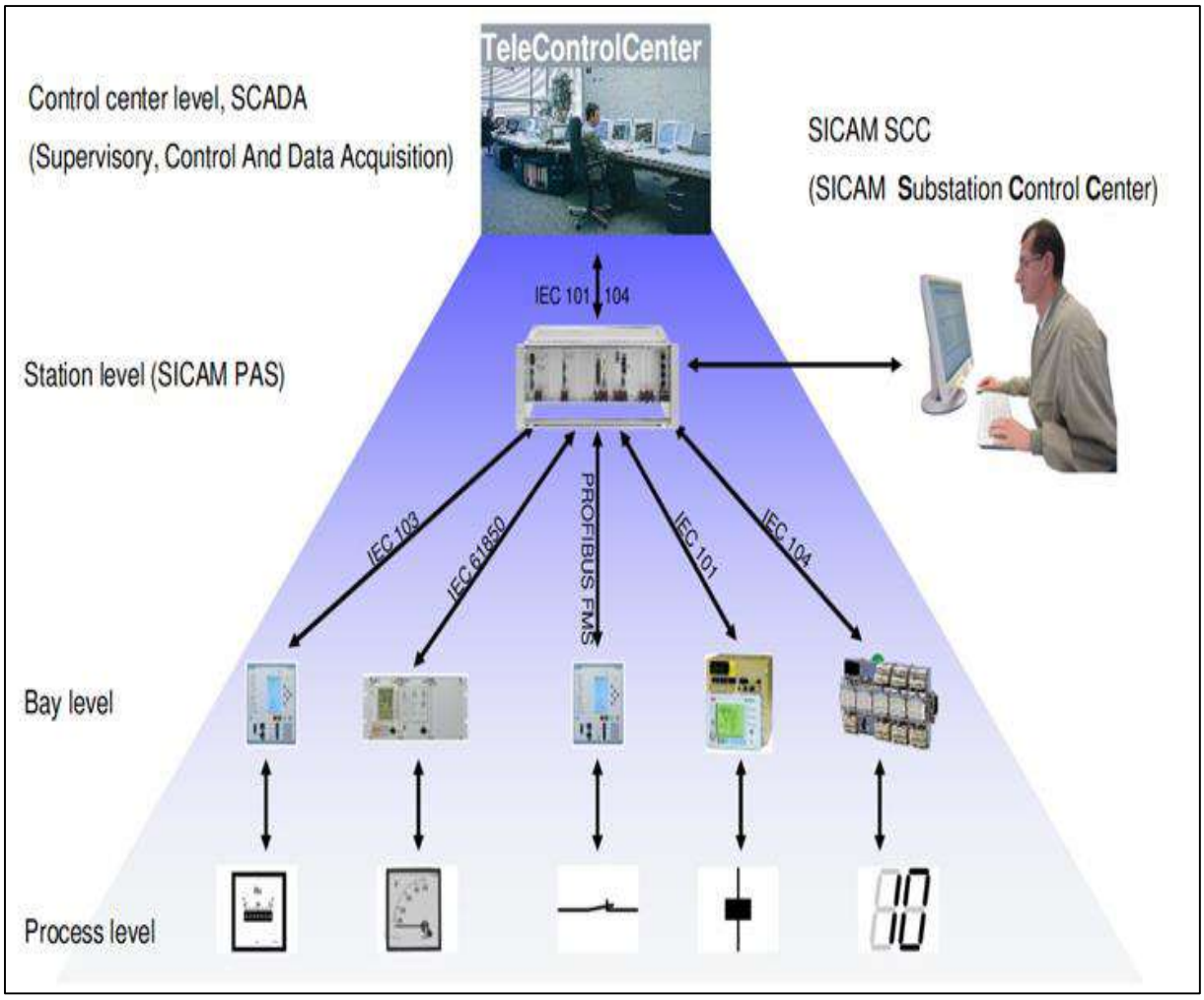


Figure I-6 : Exemple d'une communication avec le control center via IEC 104 [6].

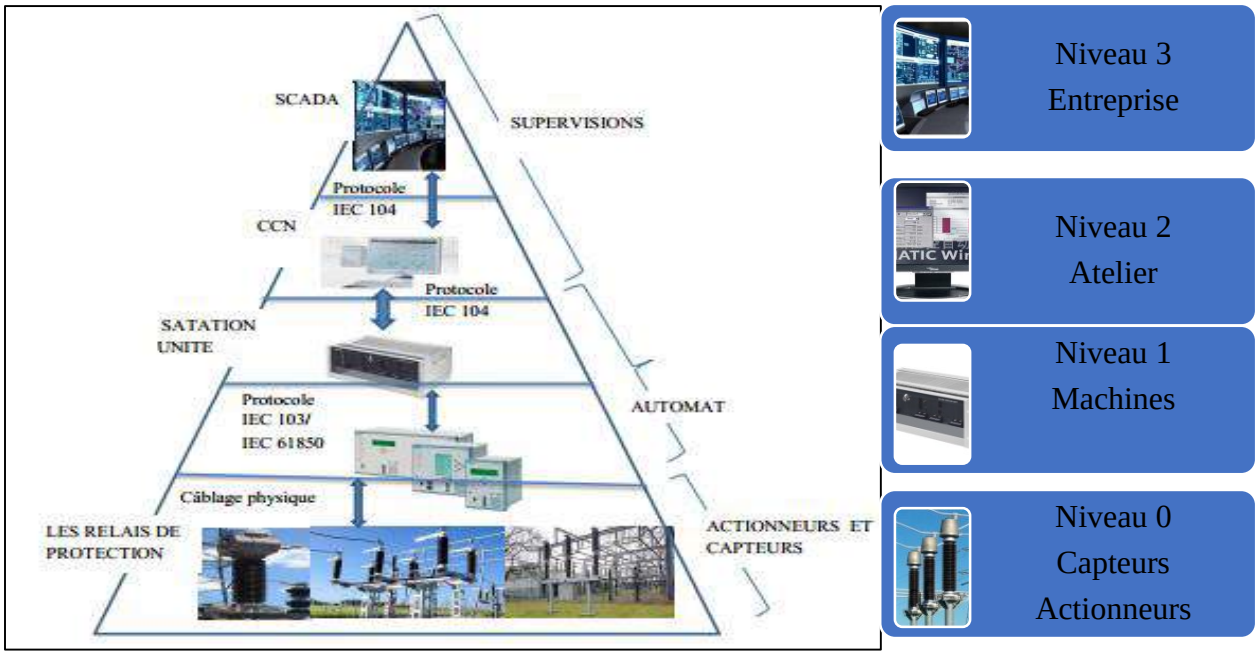
I.5 Pyramide (C.I.M.: computer Integrated Manufacturing)

La pyramide du CIM est une représentation conceptuelle, qui comporte 4 niveaux auxquels correspondent des niveaux de décision. Plus on s'élève dans cette pyramide, plus le niveau de décision/d'abstraction est important, plus la visibilité est globale et plus les horizons et cycles opérationnels s'allongent.

Un niveau supérieur décide ce qu'un niveau inférieur exécute.

- Niveau 3 : le contrôle à grande échelle : SCADA, archivage des évènements et alarmes
- Niveau 2 : la supervision en local via IHM, archivage des évènements et alarmes
- Niveau 1 : les automatismes
- Niveau 0 : les capteurs et actionneurs.

La Figure I.6 présente les niveaux dans un réseau électrique [8].



Pyramide(C.I.M.: computer Integrated Manufacturing)

Figure I-7: Schéma représente Pyramide CIM

I.6 Conclusion

Les deux sociétés GRTE et OS joue un rôle très important pour assurer la continuité de service et facilite l'exploitation et aussi assuré la maintenance des équipements de transmission et surtout la maintenance préventive pour réduire le temps de l'inaccessibilité des postes au dispatching soit régionale au national et minimise l'END énergie non distribuée. Mais on a toujours besoin d'améliorer les supports de transmission et changer les protocoles de communication pour faciliter le stockage des données et accéder au réseau facilement grâce au Protocole Ethernet IEC 104 et IEC61850.

Chapitre II

Unité de station : programmation et Protocole de communication

II.1 Introduction

La commission électrotechnique internationale (IEC) a développé le premier protocole complet connu sous le nom 60870-101 pour la communication SCADA. En effet, c'est un protocole standard de communication international pour le télé-contrôle des systèmes de transmission de puissance électrique.

Habituellement, les normes 60870-5-101 à 60870-5-103 sont utilisées dans des opérations industriels électriques. La norme 60870-5-104 quant à elle, fournit des services de communication SCADA par l'utilisation de protocole de contrôle de transport (TCP) et le protocole internet (IP).

La station unité c'est le nœud du système CCN et SCADA, elle communique avec l'IHM et SCADA.C'est une unité de traitement et échange données en local avec le CCN [9].

II.2 Définition et domaine d'application

Le système SICAM est constitué des composants matériels et un logiciel standard, fournit de nombreuses options de communication et un système d'automatisation universel, utilisé dans plusieurs domaines d'énergie, hydraulique, gaz, … etc.

II.3 Composantes de la station unité

II.3.1 Partie software

Interface utilisateur : configuration, fonctionnement, afficheur de valeur, administration des utilisateurs : SNMP, CFC, télé contrôle, connexion IHM.

II.3.2 Partie Matérielle

PC industriel équipé de :

- Carte Mère
- Micro-processeur
- Dongle pour la licence de configuration
- Carte de communications équipe d'une interface série pour la communication avec IEC 60870-5-101, une autre interface pour la communication Ethernet comme présenté par la figure II-1.

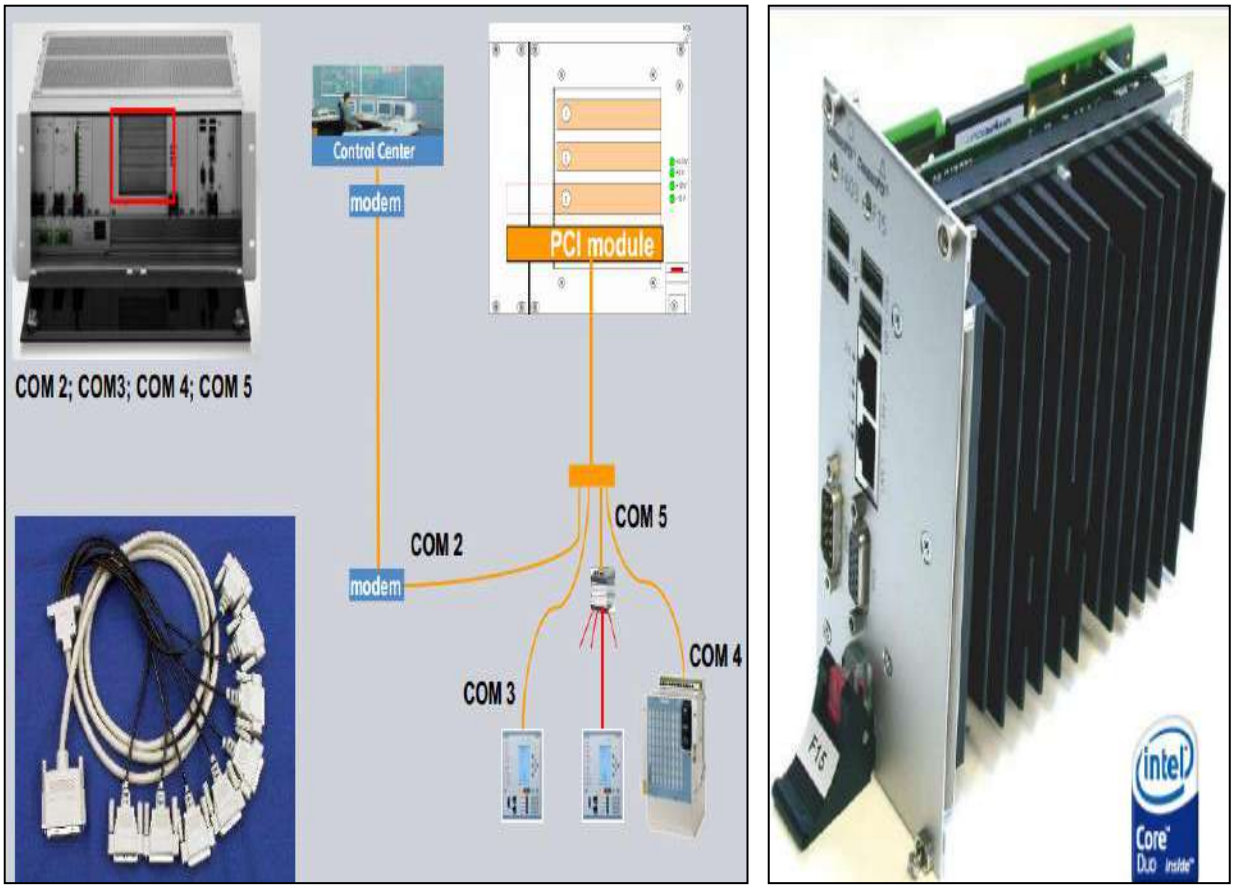


Figure II-1 : schéma représente unité de stations ***[6].***

II.4 Protocol de communication

Un protocole de communication est une spécification de plusieurs règles pour un type de communication particulière. Initialement, on nommait protocole, ce qui est utilisé pour communiquer sur une même couche d'abstraction entre deux équipements différents. Par extension de langage, on utilise parfois ce mot aussi aujourd'hui pour désigner les règles de communication entre deux couches sur même équipements **[9]**.

II.5 Norme IEC 60870 – 5

La CEI 60870-5fait référence à un ensemble de norme produite par la CEI qui a fourni un standard ouvert pour la transmission de données contrôle et information télémétrie de SCADA. La norme fournie une description fonctionnelle détaillée des équipements de télé conduite et systèmes de contrôle de processus géographiquement étendu, autrement dit pour SCADA système. La norme est destinée à être appliquée dans les industries électriques et contient des données objet qui sont spécifiquement destinés à de telle applications, cependant, il n'est pas

limité à ces applications car il a des objets de données qui sont applicables ou applications SCADA générales dans n'importe quelle industrie. Néanmoins, le protocole CEI 60870-5 est principalement utilisé dans le secteur de l'électricité.

Lorsque le jeu de norme CEI 60870-5 a été achevé en 1995 avec la publication du profile CEI870- 5-101, il ne couvrait que la transmission sur des circuits de communication série bit a largeur bande relativement faible. Avec l'utilisation de plus en plus répondue du réseau communication, la norme CEI 60870-5 prévoit également les communications par réseaux utilisant la suite de protocoles TCP/IP [9].

Les principales caractéristiques de la CEI 60870-5 sont énumérées ci-dessous [9].

- Normes
- Topologie du système
- Structure du message
- Adressage
- Transport de message
- Fonctions d'application et de niveau utilisateur
- Objets de données d'application
- L'interopérabilité

Le standards CEI 60870 (Figure II.2) fait référence à une norme produite en plusieurs entre 1988 et 2000 par là CEI. La norme IEC60870 est structurée de manier hiérarchique et comprend six parties plus un certain nombre de norme d'accompagnement. Chaque partie est alors composée d'un certain nombre de section, dont chacun a été publié séparément de manier progressive.

C'est parce que c'est seulement avec la publication de ce document qu'un rapport complet la définition d'un protocole de transmission SCADA est complet. Il s'agit du présent document qui fournit tous l'objet de données de niveau application nécessaires pour les opérations SCADA opération.

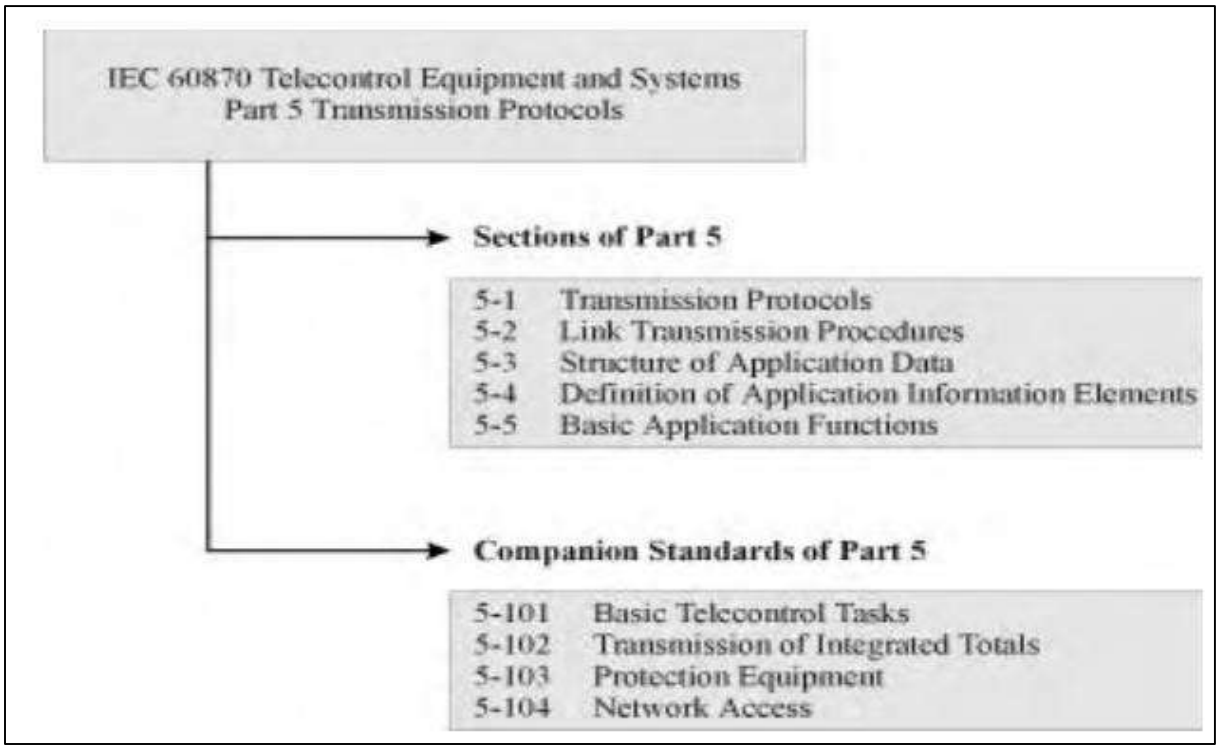


Figure II-2 : Structure de la CEI 60870. ***[9]***

II.6 Interface de Communication

Porte série : La première catégorie de protocoles fut basée sur des communications sérielles, les liaisons RS-232 sont fréquemment utilise dans l'industrie pour connecter différents appareils électronique (Automate, RTU, etc.). La liaison RS 232 est une norme standardisant un bus de communication de type série sur trois fils minimum, disponible presque sur tous les PC appelés «port série » sont désignés par les noms COM1, COM2, etc. Il est en plus remplacer par USB **[11].**

Porte Ethernet : la deuxième catégorie fut basée sur l'utilisation des réseaux, l'Ethernet est la norme la plus employée dans les réseaux locaux actuels. Ethernet est assujetti à la norme *IEEE 802.3* : Fast Ethernet (100Mbps) et Gigabit Ethernet (1000 Mbps) où la connexion se fait via le port RJ45 [13].

II.6.1 SICAM PAS Interface serial via le protocole IEC 60870-5-101

Le port série utilisés avec le Com-expander comme le montre dans la figure II.3 pour connecter les RTU ou bien la station d'unité à un réseau via un pair de fil. Les modems de la ligne sont utilisés pour communiquer avec les RTU lorsque RS 232- ou RS- 485 les systèmes de

communication ne sont pas pratiques. Les débits utilisés sur ce type de système sont généralement, lent 1200 à 9600bps.

Le nombre des ports de communication est généralement deux ou trois (RS -232/RS 485) qui fournissent une interface vers des terminaux de diagnostic, des stations opérateur ou une liaison Ethernet

Vers un site central, Le protocole IEC 60870-5- 101 (T101) ou IEC 60870-5-101 (IEC101) est une norme internationale préparée par TC57 pour le système d'alimentation surveillance, contrôle et communications associées. Ceci est compatible avec IEC 60870-5-1 à IEC Normes 60870-5-5 et utilise une interface de canal série asynchrone pour la télécommande entre DTE et DCE. La norme convient à de multiples configurations telles que point à point, étoile, …etc. **[12].**

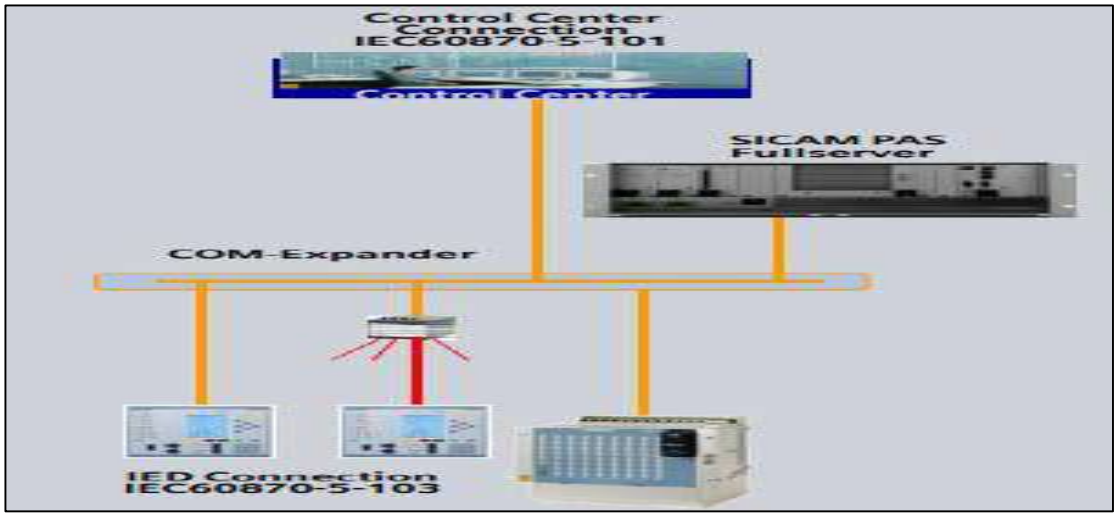


Figure II-3 : Exemple d'une communication avec IEC 60870-5-101

Dans le cas où les données utilisateur ne sont pas nécessaires dans la trame, une trame de longueur fixe ou une trame à accusé de réception à caractère unique peut être utilisé. Celles-ci permettent une utilisation efficace de la bande passante de communication.

La figure II-4 présente la trame des variables qui porte les données,ces derniers sont diffusées en deux classe 1 ou classe 2

Classe 1 : aux commandes, signalisations ou mesures lorsqu'elles sont transmises sur changement ou depassement de seuil.

Classe2 : mesure lorsque'elles sont envoyées de manière cyclique.

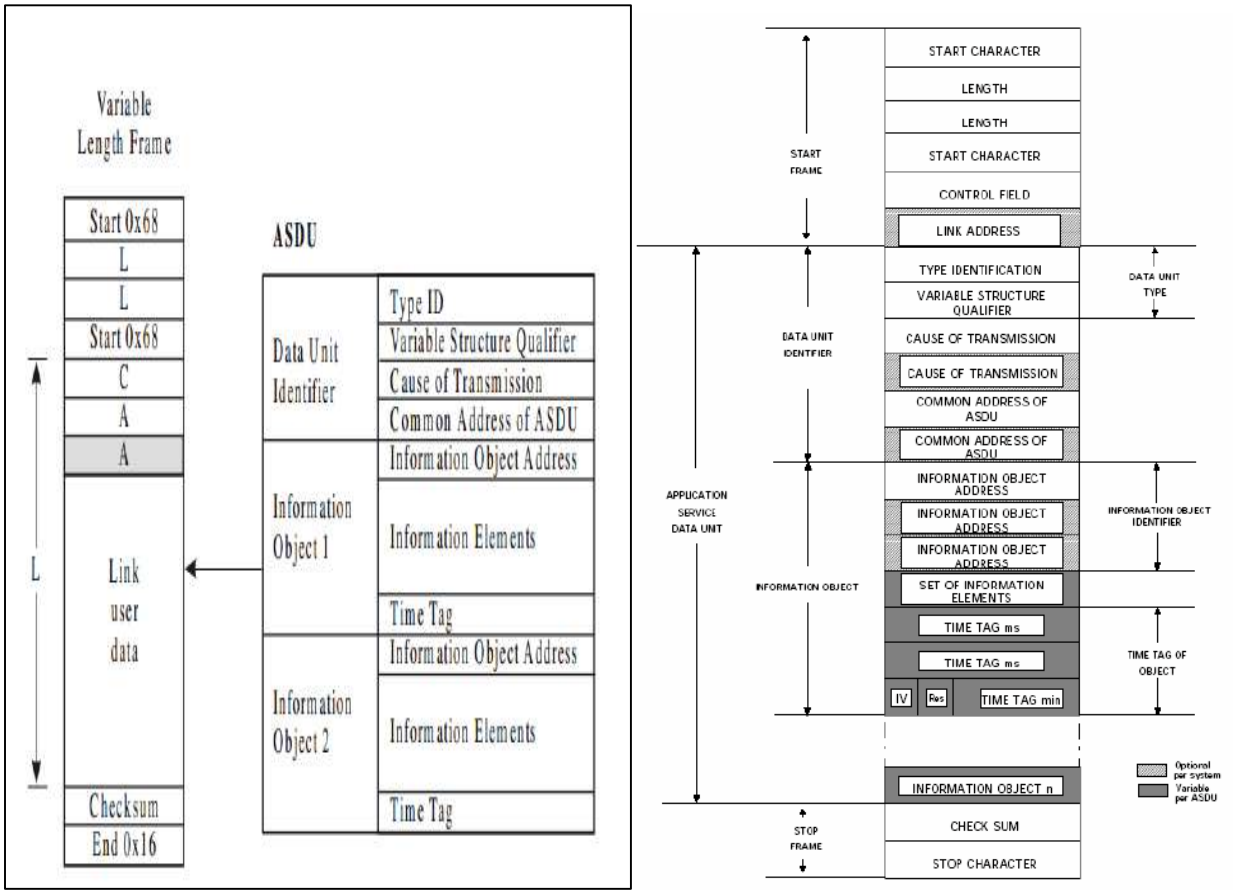


*Figure II-4 : Structure du message sous IEC 60870-5-101**[6]**.*

II.6.2 Transmission Ethernet protocole IEC 60870-5-104 avec SCADA

Les normes IEC 60870-5-/104 revêt également une importance particulière. Comprendre la norme telle qu'elle est utilisée aujourd'hui, car elle définit le transport de message d'application CEI60870-5 sur des réseaux. Son titre complet est "accès réseau en utilisant Profils de transport standard" qui fait référence à son utilisation de TCP/IP pour le transport et protocole de réseau. Cette norme a été publiée en décembre 2000, environ six ans après la publication de la CEI 60870-5-101. Bien sûr, elle fournit un très différent mécanisme de transport physique et de données selon la norme CEI 60870-5-101 mais la plupart des fonctions au niveau de l'application et objet de données reste inchangées **[12].**

II.7 Architecture de protocole IEC 60870-5-104

La figure II-5 représente une architecture selon le modèle OSI qui utilise la couche d'application comme point de départ et puis l'accès au réseau via les deux protocoles

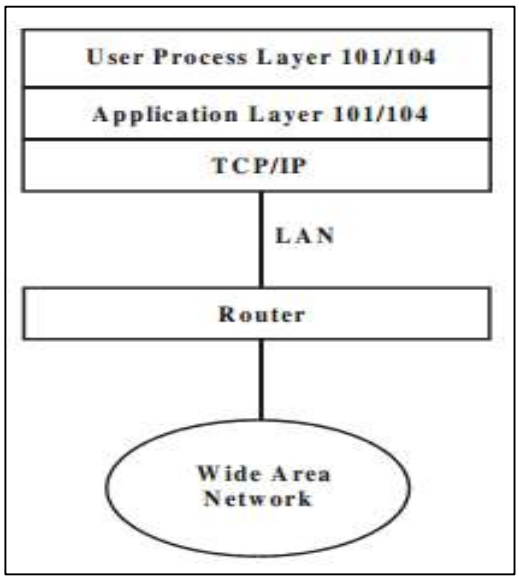


Figure II-5 : Architecture de protocole IEC 60870-5-104.

II.8 Structure du télégramme IEC 60870-5-104

La Structure des télégrammes CEI 60870-5-104 est compose par les éléments suivants :

APCI = Information de contrôle du protocole d'application

ASDU = unité de données du service d'application

APDU = unité de données de protocole d'application.

La figure II.6 présente les différents champs et formats des octets champ de contrôle. Le profil 104 prévoit mécanisme de numérotation d'APDU semblable à celui employé dans la couche LAPB du protocole X.25. Quinze bits sont utilisés pour chaque numéro (en transmission comme en réception). Les APDU 1 servent à numéroter les données transmises ainsi qu'à acquitter les données reçues et les APDU'S servent d'acquittement lorsqu'un acquittement est requis et qu'aucune donnée application n'est pas disponible pour la transmission. Les acquittements confirment la réception de toutes les APDU reçues jusqu'au numéro transmit dans l'acquittement.

Bien qu'un mécanisme de numérotation soit présent, le protocole ne gère pas de retransmissions. La couche TCP, par-dessus laquelle est utilisée le 104, est réputée garantir le transport et la

livraison des données. Donc en cas de détection de problèmes de numérotation, la connexion est tout de suite rompue. L'utilité de cette numérotation est d'introduire et de gérer des temporisations applications sur les APDU émises. De plus, cela permet d'implanter un mécanisme de vérification de la livraison des données non-acquittées peuvent être conservées pour transfert ultérieur.

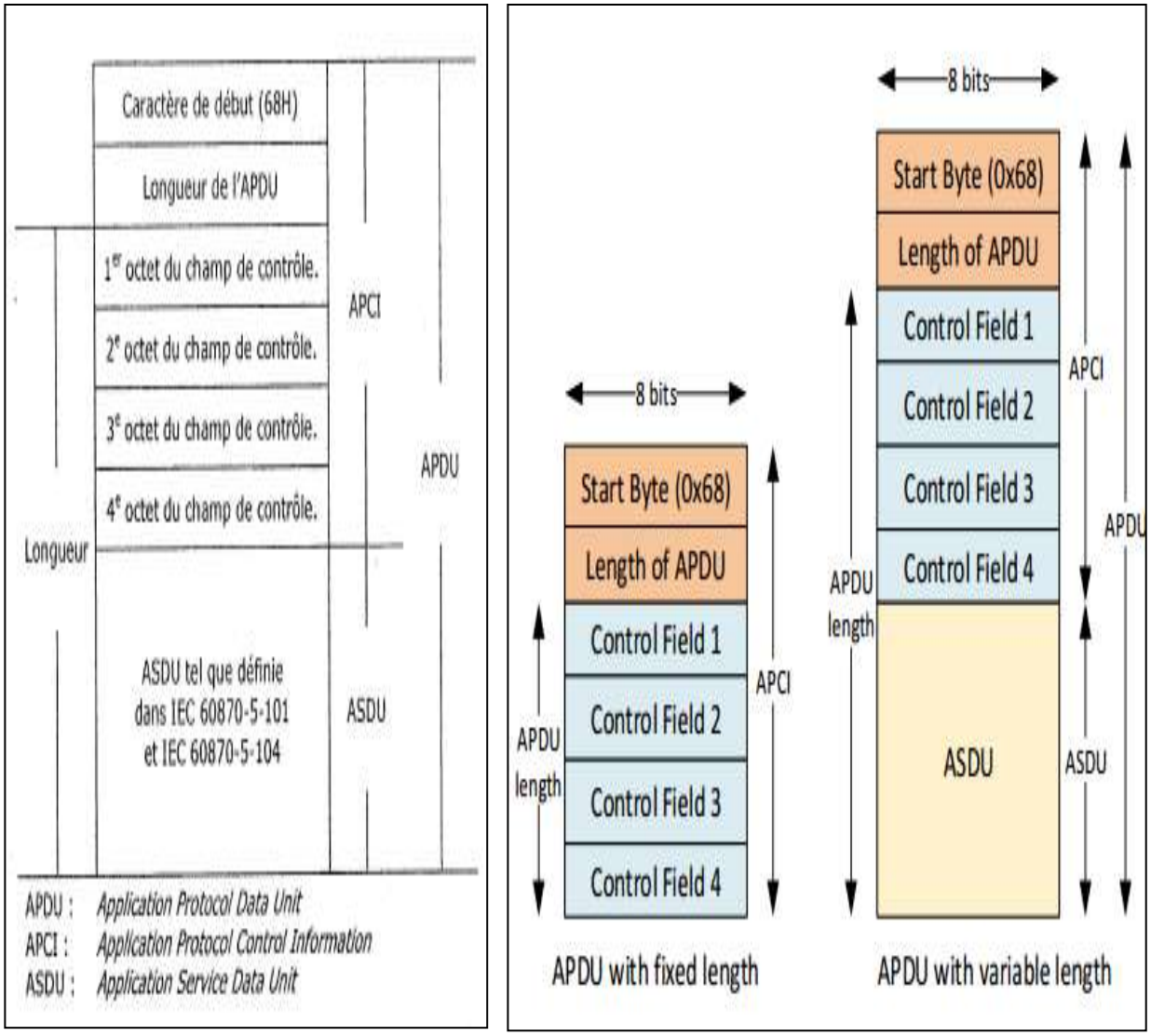


Figure II-6 : Format de trame du profil 104 [IEC, 2000] [18]

Le profil 104 définit quatre temporisations. Elles sont présentées au tableau II.1 avec leurs valeurs par défaut proposées **[16]**.

Tableau II-1 : détail des temporisations du profil 104 [IEC, 2000]

Paramètres	**Valeur par défaut**	**Remarque**
t_0	30 s	Délai pour l'établissement de la connexion
t_1	15 s	Délai pour envoyer ou tester les APDU
t_2	10 s	Délai pour acquitter dans le cas où il n'y a pas de données à émettre: $t_2 < t_1$
t_3	20 s	Délai pour envoyer S-frames dans le cas d'un long état de repos (lien inactif durant ce délai)

II.9 Avantages et inconvenant du protocole IEC 104

II.9.1 Avantage du protocole

L'avantage d'interopérabilité de la CEI 60870-5-104 est l'adresse de l'expéditeur utilisée. Cette adresse permet d'identifier l'origine des commandes et l'interrogation. Bien que la norme CEI 60870-5-101 soit axée sur l'interopérabilité, une certaine souplesse est offerte en offrant des centaines de types d'APDU pouvant être envoyés pour diverses raison. Deux paramètres sont identifiés qui sont **w** et **k**

K =12 APDU : Différence maximale entre le nombre de la séquence reçue et le nombre à envoyer

W = 8 APDU : Dernier accusé de réception avant de recevoir **w** APDU.

Dans la norme CEI 60870-5-104, la station de contrôle doit envoyer les type d'APDU contenant des fonctions de contrôle doit en accuser réception en envoyant un démarrage ou un arrêt. D'autre part, la norme CEI 60870-5-104 fournit également une fonctionnalité améliorant la fiabilité. Les commandes doivent être répondues avec une confirmation de l'exécution ou non de la commande.

Le profil 104 minimisé le délai de traitement et d'attente des données dans la librairie. La couche application étant presque identique, donc le protocole IEC 60870-5-101 et le point de départ pour le protocole IEC 60870-5-104.

En plus, les caractéristiques les plus importantes du protocole sont :

- Structure hiérarchique
- Transmission efficace des données

- Petite dépense de matériel et de logiciels (coût optimisé)
- Compatibilité entre différents producteurs.
- Transmission orientée objet (qualificatif)
- Tampon à temps plein possible (jusqu'à l'année)
- Ouvert pour structurer l'adresse de l'information
- Fonctions de diagnostic intégrées

La mise en place d'un réseau informatique permet de faciliter et de sécuriser le Stockage de l'information.

- Elle permet la standardisation des applications et le partage des données entre les postes de travail de manière efficace.
- La mise en réseau bien conçue facilite les opérations de gestion et de maintenance des applications et des équipements informatiques **[16]**.

II.9.2 Inconvénients du protocole IEC 104

Sécurité d'information nécessite des applications supplémentaires, cela constitue une vulnérabilité grave à la communication CEI 104, en particulier lorsqu'il est transmis sur une couche IP non sécurisée. Les attaques possibles sur la communication CEI 104 peuvent inclure la plupart des fonctions au niveau de l'application et objet de données inchangées.

II.10 Comparaisons entre le protocole IEC 101 et 104 selon le modèle OSI

Le CEI 60870-5-101 limite les type d'information et les paramètres de configuration définis dans la CEI 60870-5-101, ce qui signifie que toutes les fonctions disponibles dans IEC 60870-5-101 sont supportées par IEC 60870-5-104. Par exemple, la CEI 60870-5-104 ne prend pas en charge les timbres temporels courts (format 3 octets), la longueur des différents éléments d'adresse est définie sur des valeurs maximales définies. Mais en pratique, très souvent, les fournisseurs associent la couche d'application à ces restrictions. Cela pourrait alors poser problème si un appareil applique strictement la norme.

La figure II.7 du model ISO du Protocol IEC 60870-5-101 exprime les couches qui fonctionne avecleprotocoleIEC60870-5-101physique, liaison et application.

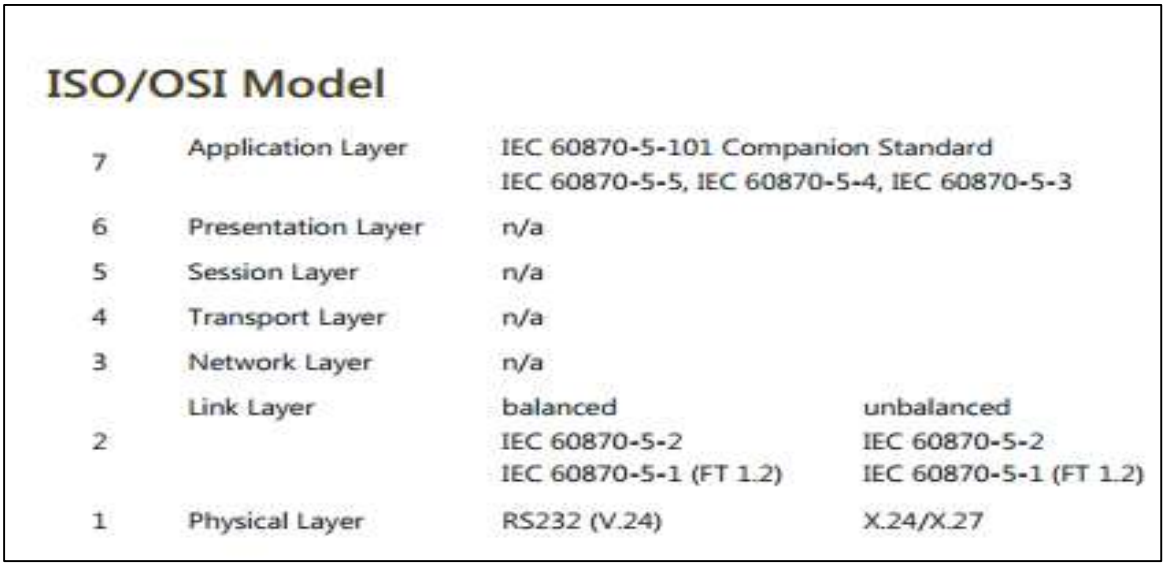


Figure II-7 : Model ISO présentant le protocole IEC 101[22].

La figure II-8 du modèle ISO protocole IEC 60870-5-104 exprime les couches qui fonctionnent avec le protocole IEC 60870-5-104.

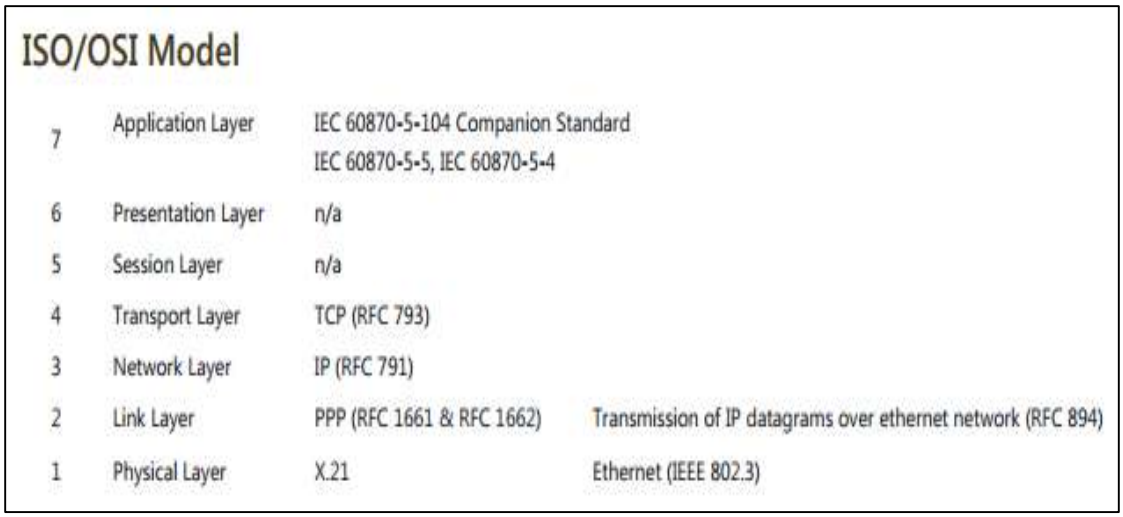


Figure II-8 : Model ISO représentant le protocole IEC 104[22].

La Figure II-9 montre le temps de réponse des différents protocoles industriels.

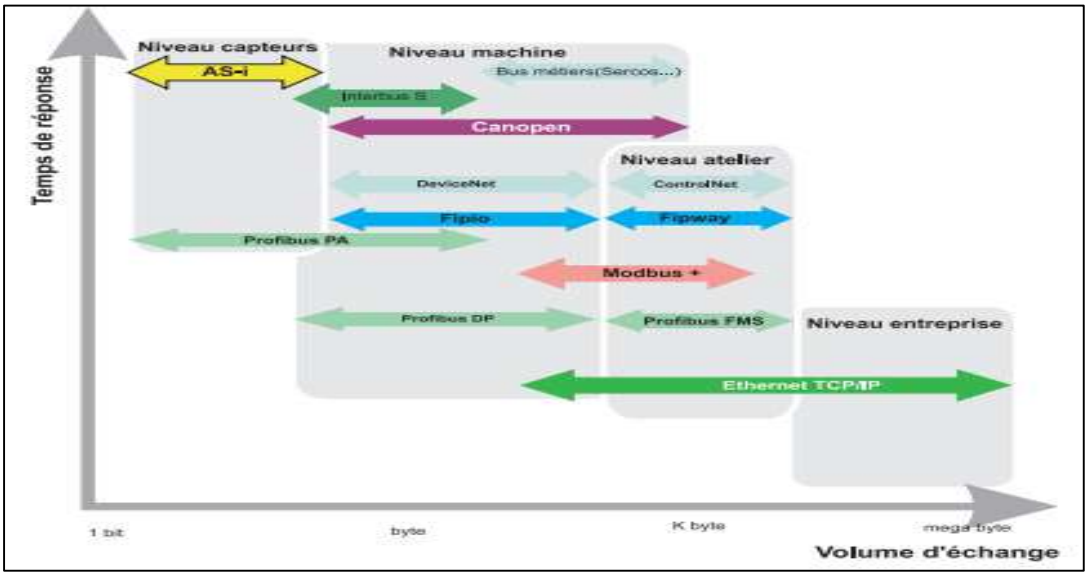


Figure II-9 : Exemple d'une comparaison entre les différents protocoles [22].

II.11 Modèle d'architecture de réseau OSI (International Standard Organisation)

Tout système de communication doit être conforme à ce modelé OSI, cela signifie que le réseau doit offrir une architecture en couches qui sont celles définies par l'ISO. La figure II-10présente les différentes couches définies par cette norme.

Les Sept couches ont été définies dans le modèle de référence de la couche la plus basse à la couche la plus élevée. On trouve la couche physique, liaison de données, réseau, transport session, présentation et application. Les couches 1 à 6, ainsi que le support physique qui contribuent à l'élaboration progressive des services de communication.

- **La couche application :** est la plus élevée. Elle donne au processus d'application de moyen d'accéder à l'environnement OSI.
- **La couche présentation** : Elle permet de transférer les données des applications sous une syntaxe commune, indépendamment de la représentation réelle des données.
- **La couche session:** fournit les moyens permettant d'organiser et de synchroniser les dialogues, ainsi que de gérer les échanges de données entre applications.
- **La couche transport** assure un transfert de données de bout en bout, faible et d'un bon rapport qualité/prix. En cas d'erreurs pouvant se produire dans la couche physique. Elle participe également à la gestion de la couche physique.

- **La couche physique,** enfin, fournit les moyens mécaniques, électriques, fonctionnels et procéduraux nécessaire à l'activation, au maintien et à la désactivation des connexions physiques destinées à la transmission de bits.

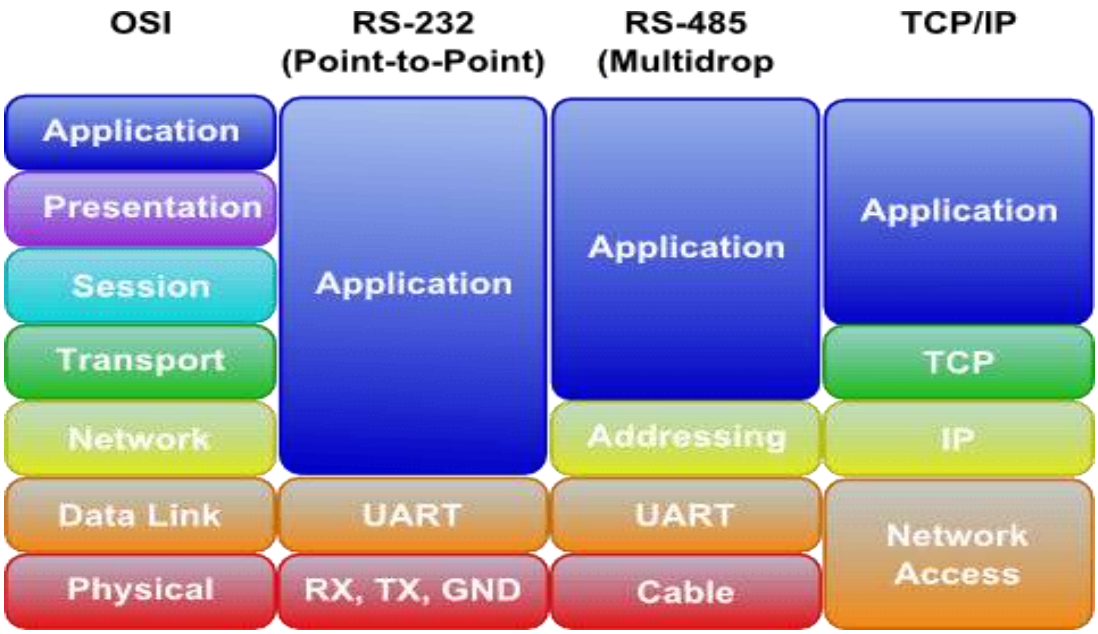


Figure II-10 : Couches du modèle de référence ISO / OSI [22].

II.12 Interopérabilité List

L'interopérabilité entre les périphériques de différents fournisseurs est assurée par la liste d'interopérabilité définie par la norme, voir l'annexe A et B. Dans la liste, la plage des fonctions est définie pour chaque appareil en marquant les fonctions applicables. Le dénominateur commun entre les différentes listes de fournisseurs définit la plage de fonctions possible.

La présente norme d'accompagnement définit le jeu actuel de paramètres ainsi que les variantes pour chacun des sous-ensembles qui doivent être sélectionnés pour implémenter un système particulier de téléconduite. Cela signifie que le système n'admet qu'une seule valeur par paramètre défini. D'autres paramètres, tels que ceux inscrits dans la liste des jeux de commande ou de surveillance des processus d'information, permettent la spécification d'ensembles complets ou de sous-ensembles appropriés aux besoins pour des applications données. Le présent article récapitule les paramètres des articles précédents afin de rendre plus facile une sélection adaptée à une application spécifique. Si un système est composé d'équipements provenant de différents

constructeurs, il est nécessaire que tous les partenaires soient d'accord sur les paramètres sélectionnés.

Si un système est composé d'équipements provenant de différents constructeurs, il est nécessaire que tous les partenaires soient d'accord sur les paramètres sélectionnés. L'Annexe A et B montre la liste d'interopérabilité [22].

II.13 Conclusion

Tout système de communication doit être conforme à ce modelé OSI, cela signifie que le réseau doit offrir une architecture en couches qui sont celles définies par l'ISO. Le model ISO exprime la différence entre les deux protocoles Ethernet et série, les limite des couches utilisés. En plus dans les deux trames CEI 60870-5-101 et CEI 60870-5-104 il y'a une différence dans certain paramètres imposés par la norme.

Chapitre III

Des notions sur les réseaux et les systèmes SCADA

III.1 Introduction

La surveillance du réseau est nécessaire pour le protéger contre les coupures électriques (Blackout), la collecte des mesures sur tout le courant de charge et données physique et l'état des organes tel que transformateur, disjoncteur et sectionneurs. Cela permet d'améliorer l'exploitation du réseau. L'amélioration des équipements et le support de transmission est obligatoire pour un bon système SCADA.

III.2 Définition du SCADA

SCADA est un acronyme qui signifie le contrôle et la supervision par acquisition de données en anglais : (Supervisory Control and Data Acquisition). Il permet la centralisation des données, la collecte des données des divers appareils d'une quelconque installation, puis transmission de ces données à un ordinateur central, que ce soit proche ou éloigné, qui alors contrôle et supervise l'installation, ce dernier est subordonné par d'autres postes d'opérateurs. La figureIII.1 montre un schéma général d'un système SCADA

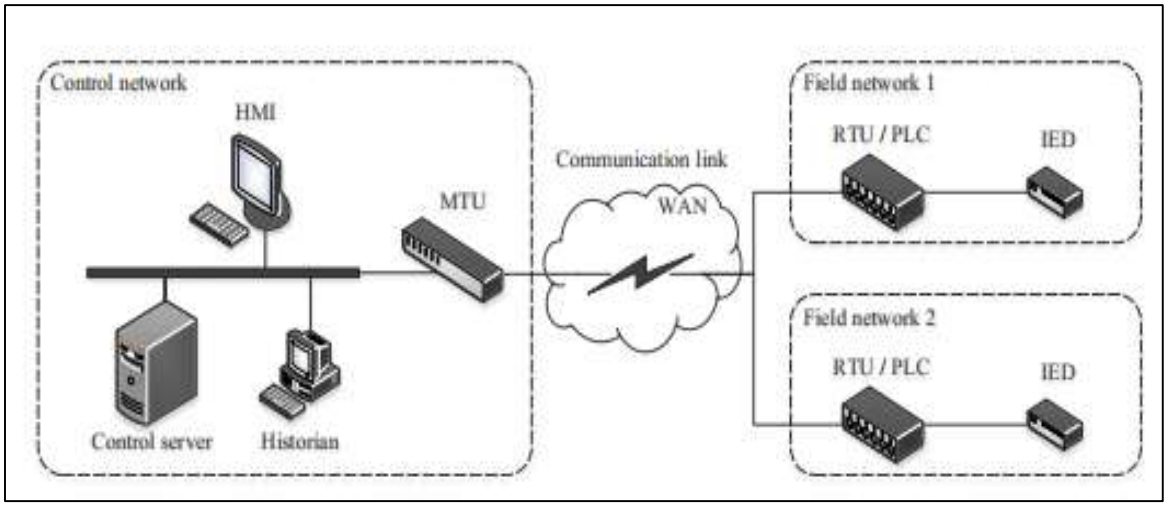


Figure III-1 : Schéma général d'un système SCADA [10].

III.3 Supervision des procédés

Le nombre des mesures recueillies sur les processus et stockées a augmenté de façon considérable. En même temps, ces processus ont accru leur complexité et les systèmes de commande ont remplacé les ajustements manuels. Ceci afin de répondre aux demandes de qualité, aux contraintes environnementales, à la réduction des coûts de production et maintenance, tout en garantissant la sécurité des installations ainsi que celle des opérateurs

humains. Face à cet incrément d'information, changeante et dynamique, l'opérateur humain a besoin de nouveaux outils qui l'aident dans sa tâche de surveillance du processus, pour en garantir le fonctionnement correct et réagir au cas où des évènements anormaux se produisent. Comme le cas de délestage et l'ilotage automatique par des relais de fréquence l'ilotage entre la région en cas d'incident et le délestage des départs en cas le courant de charge des transformateur plus élevé et le cas de télé réglage des centrales de production [14].

III.4 Elément du système SCADA

Principalement Un système SCADA se compose d'Operateurs, RTU, MTU, et la partie de communication.

III.4.1 Operateur

C'est le site central qui est la station de contrôle pour l'ensemble du système, fournissant normalement à l'utilisateur l'interface pour l'affichage des informations et le contrôle des sites éloignés [10].

III.4.2 RTU /PLC (Remote Terminal Unit)

C'est une entité d'acquisition de données et de commande généralement à base de microprocesseur (actuellement on utilise des automates programmables), elle sert à contrôler et superviser localement l'instrumentation d'un site éloigné et transférer les données requises vers la salle de contrôle principale ou parfois à d'autres RTU, il recueille également des informations provenant de l'appareil maître et met en œuvre ces processus qui sont dirigés par le maître. Les RTU's sont équipées de voies d'entrée pour les capteurs ou les compteurs, canaux de sortie pour le control, l'indication ou les alarmes et un port de communication, la figure III-2 suivante présente un schéma typique d'un RTU [10].

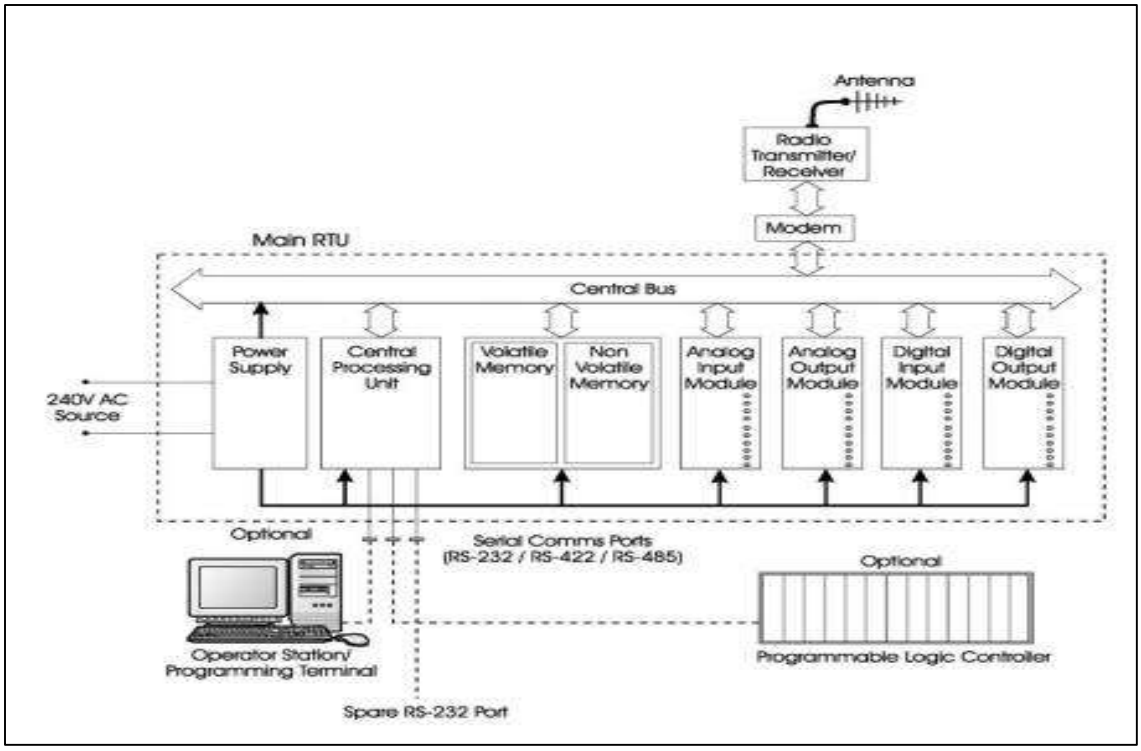


Figure III-2 : Schéma général d'un RTU [10].

III.4.3 MTU (Master Terminal Unit)

Il recueille les données provenant des RTU et le rend accessible à l'opérateur via l'IHM et transmet les commandes nécessaires des opérateurs vers l'instrumentation de terrain.

Il peut être décrit comme une station ayant plusieurs postes opérateurs (liés ensemble avec un réseau local) connectés à un système de communication, comme on vient d'aborder le MTU recueille les données de l'instrumentation du terrain périodiquement à partir des stations RTU et permet la commande à distance par le biais des postes opérateur, en général le MTU sert à configurer et programmer les RTU, diagnostiquer la communication avec la station RT., la Figure III.3 montre un schéma général d'un MTU [10].

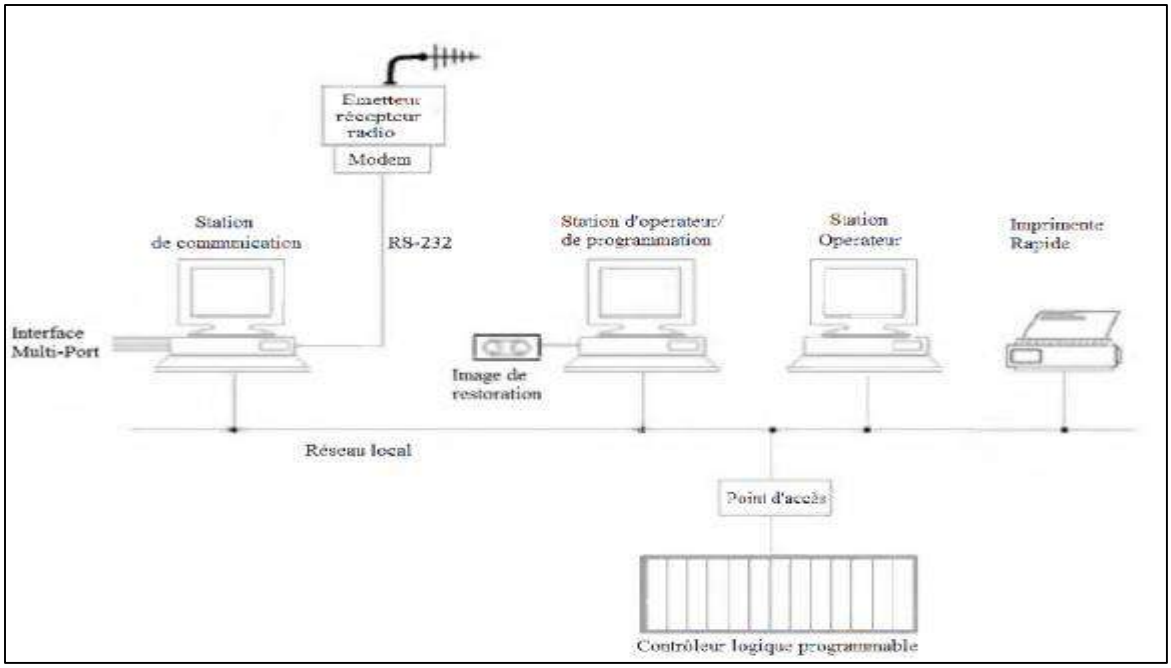


Figure III-3 : Schéma général d'un MTU [10].

III.4.4 Communication

Différentes architectures de communication pour un système SCADA sont disponibles, la plus simple est la communication point un point ou la communication est établie entre deux nœuds du réseau (l'un maitre et l'autre esclave), la deuxième architecture est la communication multipoint qui consiste en un maitre et plusieurs esclaves, une topologie des différents modes de communication est présentée sur la figure III.4**.**

III.5 Approche interrogation (Maitre-esclave)

Cette approche peut être utilisée pour des systèmes de communication configurés en mode point à point ou multipoint notre cas à SONELGAZ avec le protocole IEC 101, le maitre contrôle totalement le système de communication puisqu'il gère périodiquement les demandes de transfert des données des différents esclaves. Ces derniers ne peuvent pas prendre l'initiative mais répondent seulement à la demande du maitre **[9]**.

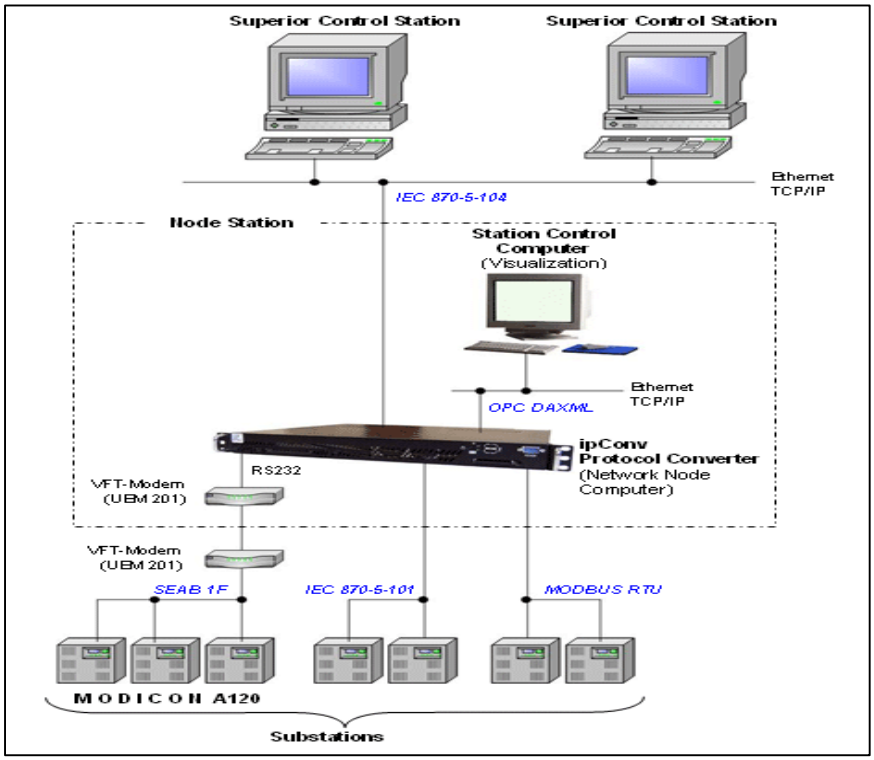


*Figure III-4 : Topologie de différents modes de communication SCADA **[9]**.*

III.6 Evolution de l'Architecture SCADA

Les systèmes SCADA ont évolués en parallèle avec la croissance et la sophistication des technologies de l'information. Dans cette partie on va traiter de l'évolution des systèmes SCADA, et citer les trois (03) générations **[19]**.

III.6.1 Première génération « monolithique »

Dans la première génération, le concept d'informatique était en général appliqué par une unité centrale. Les réseaux n'existaient pas et chaque système centralise était seul, ainsi les systèmes SCADA était autonome avec pratiquement aucune connexion avec un autre système.

Les réseaux étendu WAN (wide area networks) qui ont était implanté pour communiquer avec les RTU ont étaient conçue avec le seul but de communiquer avec les postes locaux et rien d'autre. Les protocoles de communication ont étés développé par le fournisseur des RTU.

La redondance dans ces systèmes de première génération a été accomplie par l'utilisation de deux unités centrales identiquement équipés. La figure III-5donne une idée sur l'architecture de la première génération SCADA **[19]**.

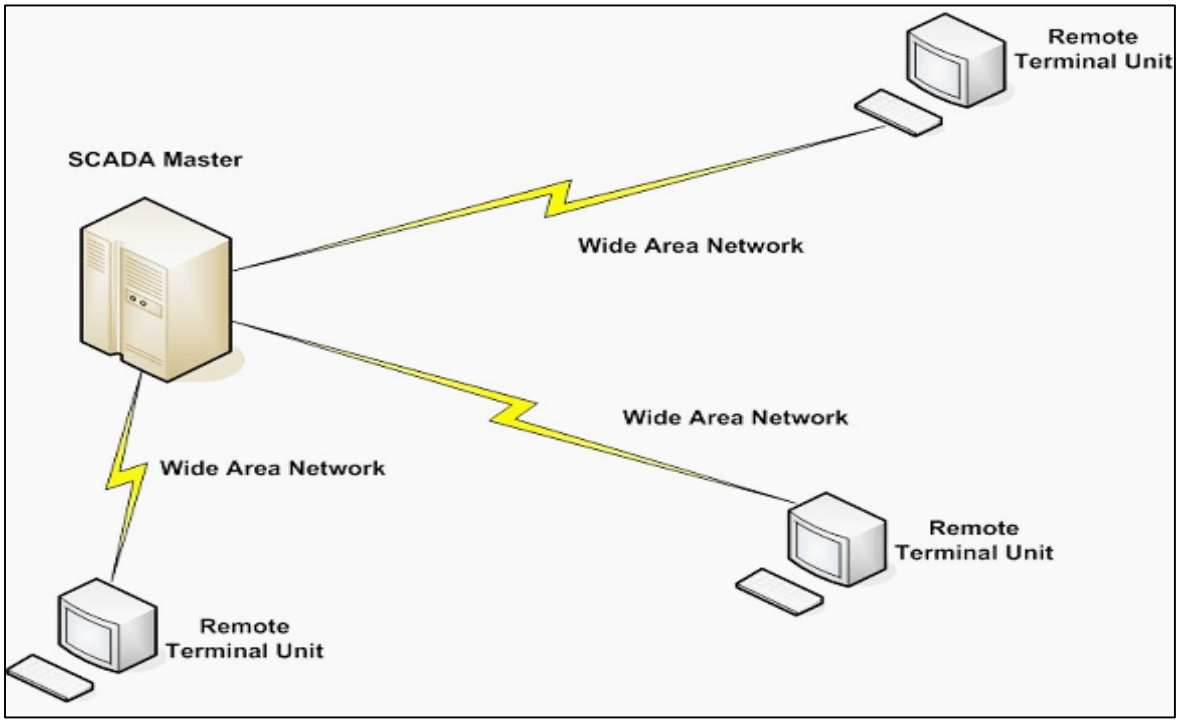


*Figure III-5 : architecture SCADA de troisième génération **[19]**.*

III.6.2 Deuxième génération : « distribué »

La deuxième génération a profité des développements dans le domaine de la miniaturisation et de la technologie des réseaux locaux pour repartir le traitement entre plusieurs stations reliées par un réseau local et partager l'information en temps réel.

Chaque station est responsable d'une tâche particulière rendant ainsi la taille et le cout de chaque station inférieure à celle utilisée dans la première génération.

La répartition des taches de fonctionnement du système à toutes les stations connectées au réseau ne sert pas seulement à l'augmentation de la puissance de traitement mais aussi permet d'améliorer la redondance et la fiabilité dans le système. Plutôt que d'avoir un système de basculement de secours qui est utilisé dans la plupart des systèmes de première génération, l'architecture distribuée garde toutes les stations en ligne tout le temps, donc si on a une défaillance sur une station IHM, une autre prendra le relais sans attendre le basculement du système primaire.

Comme était le cas pour l'architecture de première génération, la seconde génération des systèmes SCADA est limité du côté matériel, logiciel et des équipements périphériques qui sont fournis par le fournisseur du système SCADA comme montre dans la figure III-6 [19].

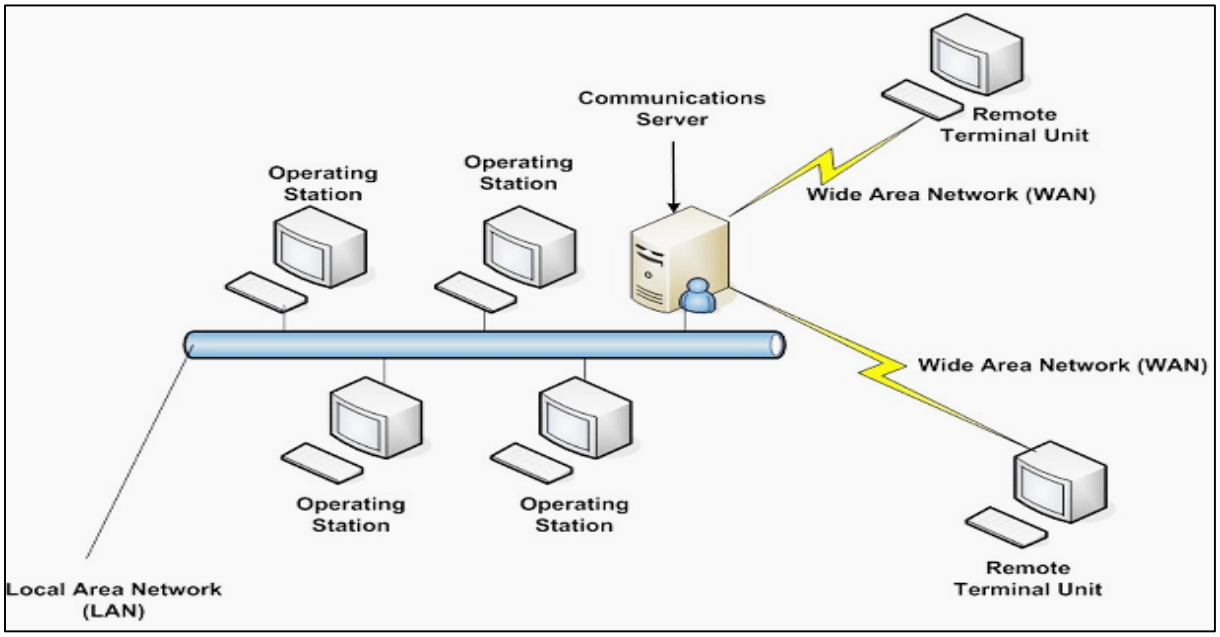


Figure III-6 : architecture SCADA de deuxième génération [19].

III.6.3 Troisième génération : « en réseau »

La génération actuelle adopte une architecture réseau, qui est étroitement lié à l'architecture distribué sauf que l'architecture réseau offre une ouverture à un environnement autre que celui conditionne par le fournisseur. L'amélioration majeure dans la troisième génération vient de l'utilisation des protocoles WAN comme le protocole internet (IP) pour la communication entre la station maitres et les équipements de communication. Cela permet à la station maitre responsable de la communication avec les appareils de terrain d'être séparé de la station maitres et cela par le biais de réseau WAN comme présent dans la figure III-7.

En raison de l'utilisation de protocoles standards et le fait que de nombreux système SCADA réseau sont accessibles à partir d'internet, les systèmes sont potentiellement vulnérables à des cyber-attaques à distance [19].

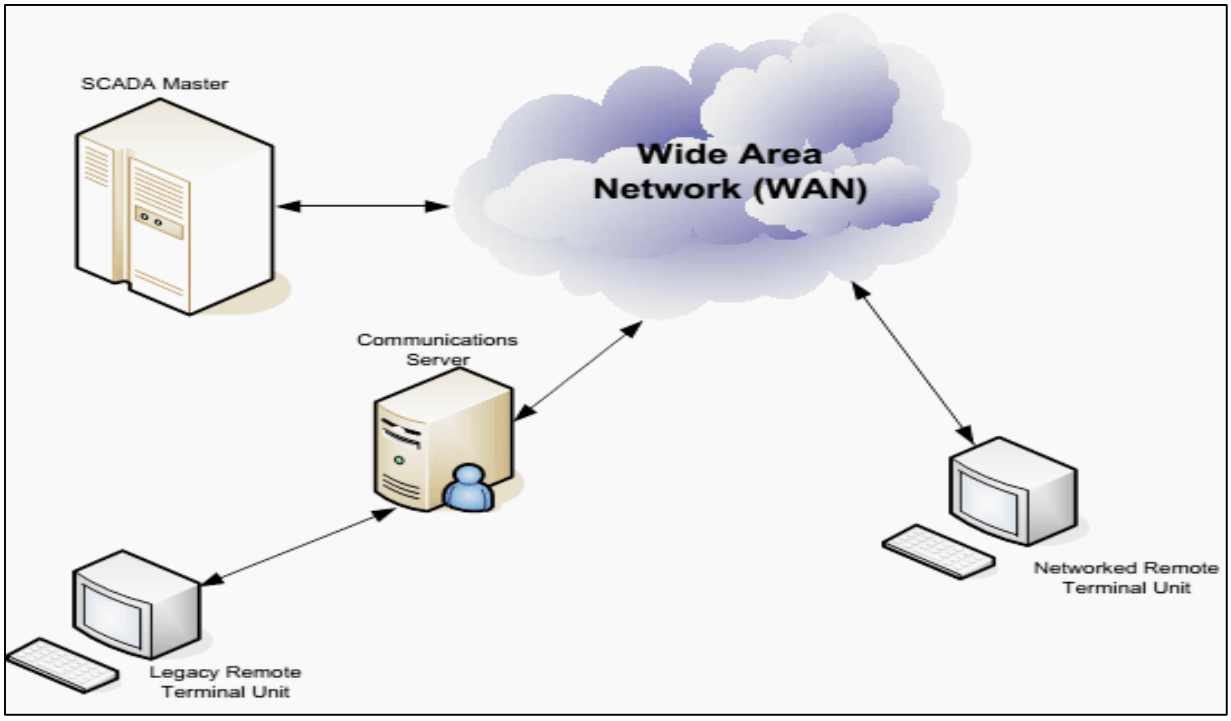


Figure III-7 : Architecture SCADA de première génération [19].

III.7 CCN (Contrôle à commande numérique)

Le contrôle à commande numérique offre les meilleures possibilités d'exploitation, de conduite, de sécurité du système électrique et de surveillance des équipements électriques (figure III-8).

Le contrôle à commande numérique se caractérise essentiellement par deux aspects techniques déterminants qui sont :

- ✓ Intégration des fonctions : mesures, consignation d'état, alarmes …etc.
- ✓ Commande en local et à distance des organes HT sectionneur disjoncteur régleur pour argument et diminue les postions régleur d'un transformateur.

Et ce schéma exprime la communication entre la station unité CCN et SCADA pour le contrôle des organes à travers des protections et vérifier l'état des transformateurs et les mesures surtout le courant de charge [9].

III.7.1 Description du système CCN

Niveau 1 : Contrôle de la travée

Niveau 2 : contrôle de la station (poste)

Liaisons :

- Liaison FO (série) entre unité de contrôle travée et unité de contrôle poste.
- Liaisons FO, CPL entre centre de contrôle réseau et unité de contrôle poste

III.7.2 Fonctions principales du CCN

Niveau 1: Contrôle de la travée

L'unité de travée a pour fonctions :

- ✓ Verrouillage des équipements HT
- ✓ Contrôle local avec afficheur graphique et touches
- ✓ Acquisition, traitement et affichage des valeurs analogiques, signalisations et valeurs de comptage
- ✓ Sorties de commande

Niveau 2 : contrôle de la station (poste)

L'unité de contrôle du poste a pour fonctions :

- ✓ Acquisition, traitement et archivage des valeurs analogiques, signalisations impulsions de comptage
- ✓ Interface parallèle avec les équipements E/S (imprimantes)
- ✓ Archivage des enregistrements d'événement
- ✓ Tenue d'un journal des opérations quotidiennes
- ✓ Communication à distance avec les centres supérieurs et les unités contrôle travée
- ✓ Lancement contrôle local, à distance et commandes automatiques
- ✓ Fonction des verrouillages, vérification du synchronisme et les séquences automatiques de manœuvre [7].

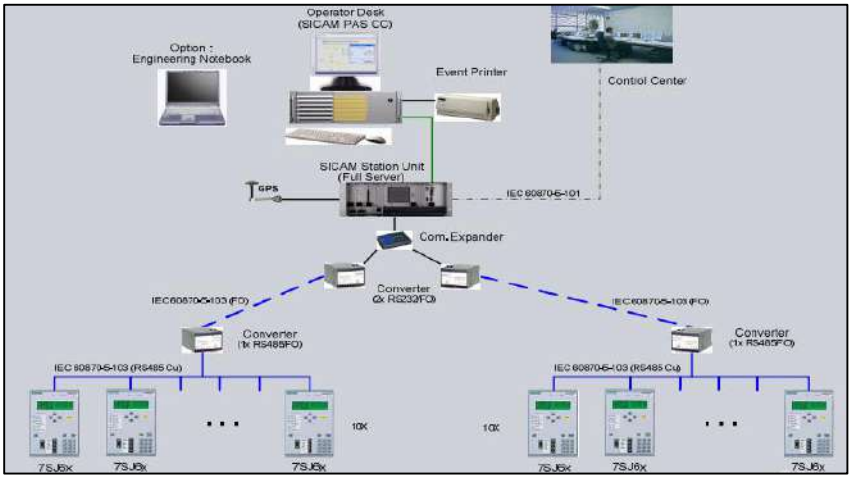


Figure III-8 : communication des relais avec CCN [6]

III.7.3 Avantages du CCN

- Les systèmes de contrôle-commande numérique (logique programmée) remplacent le conventionnel à base du relayage et câblage.
- Intégration des fonctions dans un même équipement
- Réduction de l'encombrement et réduction des couts
- L'équipement numérique est auto contrôlée en permanence
- L'autocontrôle aide au diagnostic des équipements (maintenance préventive conditionnelle) Permet de faire une télé maintenance des équipements (réduction cout et délais d'intervention)
- Permet de télécharger des données dans l'équipement pour un rajout d'une nouvelle travée et rajout d'une fonction
- Le test complet du système par simulation peut être effectué en usine avant la mise en service réelle.
- Amélioration de la disponibilité des informations par les liens optiques permettant de rapatrier plus d'informations que les liens traditionnels
- Amélioration de la sécurité et la fiabilité du système électrique

III.7.4 Inconvénients

- La défaillance de l'unité de travée rend aveugle le CCN vis à vis de la travée (mesures, télécommandes et d'informations)
- La défaillance du système CCN (système inaccessible) rend l'exploitions du poste impossible (pas d'image, mesures, télécommandes et d'informations)
- Difficulté d'adaptation du CCN dans les ouvrages existants
- Perturbation de l'exploitation lors des travaux de câblage et essais [7].

III.8 Technologies des Réseau

III.8.1 Topologie des réseaux

Un réseau industriel est constitué d'automates programmables, des interfaces hommes/machines, d'ordinateur, des équipements d'entrées/sorties, reliés entre eux grâce à des lignes de communication, telles que des cartes réseaux, des Gateway (passerelles).

L'arrangement physique du réseau est appelé topologie physique ou architecture du réseau.

Lorsque l'on considère la circulation des informations, on utilise la terminologie de topologie logique. On distingue généralement les topologies suivantes :

- Bus.
- Point à point.
- Étoile.
- Arbre.
- Anneaux.
- Maillée.

On y distingue alors 2 classes de réseaux :

- Ceux en mode de diffusion (broadcast)
- Ceux en mode point à point (point-to-point)

III.8.2 Equipement du réseau

Les concepteurs de réseaux disposent de quatre types d'équipements de base :

- Les hubs (concentrateurs).
- Les ponts.
- Les commutateurs.
- Les routeurs.

Hubs: (concentrateurs) Les hubs servent à relier plusieurs utilisateurs à un seul équipement physique, lui-même connecté au réseau. Ils agissent comme des répéteurs, régénérant le signal qui transite par eux.

Ponts: Les ponts servent à séparer logiquement des segments d'un même réseau. Ils

Opèrent au niveau de la couche Liaison de données du modèle OSI (couche 2) et sont indépendants des protocoles de couche supérieure.

Commutateurs: Les commutateurs sont semblables aux ponts, mais ils possèdent généralement un plus grand nombre de ports. Chaque port dessert un seul segment de réseau,

Séparant de ce fait les domaines de collision (collision domaine). Aujourd'hui, dans les armoires de câblage, les concepteurs de réseaux remplacent les hubs par des commutateurs afin d'augmenter les performances ainsi que la bande Passante du réseau, tout en préservant les investissements existants en matière de câblage.

Routeurs: Les routeurs séparent les domaines de broadcast (diffusion générale) et sont utilisés pour connecter des réseaux différents. Ils aiguillent le trafic en utilisant l'adresse du réseau de destination (couche 3) et non l'adresse MAC des stations de travail (couche 2). Les routeurs sont dépendants des protocoles.

III.9 Les différents types de réseaux informatiques

Il existe différentes sortes de réseaux, en fonction de la taille, du débit des informations, des types de protocoles de communication, etc.

Dans un premier temps, nous allons définir brièvement les modèles conceptuels des réseaux, les différents types de réseaux locaux (LAN), les réseaux locaux virtuels (VLAN), les réseaux métropolitains (MAN), les réseaux étendus (WAN), les réseaux privés (VPN) et les réseaux sont fil (Wireless) [20].

III.9.1 L'architecture des réseaux locaux

On distingue plusieurs types de réseaux qui se différencient entre eux en fonction de la distance entre les systèmes informatiques, ou encore en fonction de la technologie qui permet de les mettre en œuvre.

III.9.1.1 Les réseaux locaux (LAN)

Ce sont des réseaux de taille plus ou moins modeste, complexes, qui permettent l'échange de données informatique et le partage de ressources (données, disque durs, périphériques divers, etc.). L'étendue géographique des réseaux locaux ne dépasse pas 10 km (ex. : pour un immeuble ou campus). Le débit, ou la vitesse de communication, varie de quelques Mbps à 100 Mbps. Le nombre de stations ne dépasse généralement pas 1000 stations [6].

III.9.1.2 Les réseaux locaux virtuels (VLAN)

Un réseau local virtuel est un groupe logique d'unités ou d'utilisateurs qui peuvent être regroupe par fonction, service ou application peu importe l'emplacement de leur segment physique. La configuration d'un réseau local virtuel est effectuée dans le commutateur par un logiciel. Les réseaux locaux virtuels ne sont pas uniformisés et nécessitent l'utilisation d'un logiciel propriétaire vendu par le fournisseur de commutateur. Ce type de réseau est vu plus en détails à la section suivante [6].

III.9.2 Les réseaux métropolitains (MAN)

Les réseaux métropolitains permettent l'interconnexion de plusieurs réseaux locaux répartis sur différent sites dans une zone urbaine dont l'étendue géographique n'excède pas 200km. Ces réseaux peuvent être privé ou public. Ils se distinguent aussi par leur taux d'erreurs de communication. Le taux d'erreurs pour les réseaux MAN reste faible bien que plus élevé que

pour les réseaux locaux : de 1 bit erroné sur 10^8 à 1 bit sur10^{15}. Le débite est élevé car supérieur à 100 Mbps (sur liens de fibre optique)[6].

III.9.3 Les réseaux étendus (WAN)

Les WAN (Wide Area Network) appelés aussi réseaux longue distance se situent à l'échelle nationale et internationale. Ce sont généralement des réseaux de télécommunications gérées par des opérateurs, qui assurent la transmission des données entre les villes et les pays) l'échelle de planète. Leurs supports de transmission sont variés (ligne téléphonique, ondes hertziennes, fibre optique, satellite, etc.). La plupart de ces types de réseaux sont publics. Le taux d'erreurs de communication est plus élève que celui des MAN : de 1 bit erroné sur 10^6à un bit erroné sur 10^{12}. Les débits généralement plus faibles que dans les réseaux locaux dépendent du support de transmission [6].

III.10 Systèmes de transmission

La sécurité et l'exploitation des réseaux de transmissions importants permettant d'l'échange de nombreuses informations entre les différents points du réseau, et des plus fiables pour assurer l'accessibilité des ouvrages pour le personnel de conduite.

III.11 Supports de transmission utilisés pour la conduite du réseau

Les différents supports de transmissions existent dans notre réseau électrique : CPL (courant porteur sur ligne), fibre optique et faisceau hertziens.

III.11.1 CPL Courant porteur sur ligne d'électricité

Courant Porteur sur ligne d'énergie, qui permet la transmission des différentes informations en HF comme présent dans la figure III-9.

L'équipement CPL permet la constitution de la liaison Full Duplex point à point. Les informations transmises sont modulées dans la gamme HF de 40 à 500 kHz (nouvelle CPL jusqu'à 1000 kHz) par une modulation d'amplitude à Bande latérale unique (BLU) à porteuse atténuée.

Les signaux transmis par les équipements CPL sont :

- Téléphonie (réseau téléphonique de sécurité).
- Information ou ordre (télémesures, télésignalisation et télécommandes)
- Télé action (télé déclenchement par protection) [7].

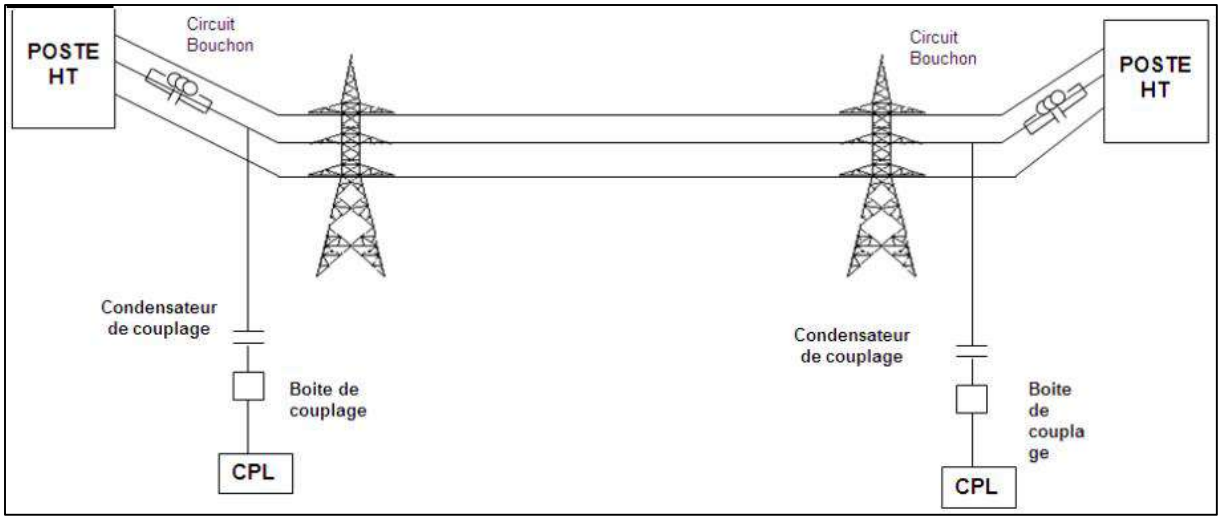


Figure III-9 : Schéma Branchement d'une CPL avec la ligne d'énergie [7].

III.11.2 Fibre optique

III.11.2.1 Définition d'une fibre optique

Une fibre optique est un mince filament cylindrique en verre qui permet de guider une onde électromagnétique. Elle est très utilisée en télécommunications car elle permet des transmissions sur de grandes distances et sur large bande de fréquences.

III.11.2.2 Différents types de fibres optiques

Il existe deux types de fibre optique :

a. Fibre optique monomode

La fibre multimode, a été la première sur le marché. Elle a pour caractéristiques de transporter plusieurs modes (trajets lumineux) simultanément. Du fait de la dispersion modale, on constate un étalement temporel du signal. En conséquence, elles sont utilisées uniquement pour des bas débits et de courtes distances [23].

b. Fibre optique multi mode :

La fibre monomode a pour particularité de posséder un cœur très fin, le fait que le cœur soit si petit monomode a pour particularité de posséder un cœur très fin, le fait que le cœur soit si petit oblige le signal lumineux à se propager en ligne directe. La dispersion modale devient quasiment nulle, il y'a qu'un seul mode de propagation.

III.11.2.3 Avantages et inconvénients de la fibre optique

Contrairement à d'autres supports de transmission de la fibre optique présente un inconvénient qui est le coût d'exploitation élevé mais offre de nombreux avantages pour les télécommunications [23] :

- Très faibles pertes de transmission.
- Bande passante très grande.
- Immunité au bruit.
- Absence de diaphonie.

III.11.3 Faisceaux hertziens

Multiplexeur utilisant les ondes hertziennes comme support de transmission, généralement utilisé dans les ouvrages têtes de lignes (Exp poste ARBAA).

III.12 Modelé client/serveur

Le modèle client-serveur s'articule autour d'un réseau, auquel sont connectés deux types d'ordinateur le serveur et le client. La communication se fait via des protocoles Ethernet comme IEC104. Le client-serveur représente un dialogue entre deux processus informatiques par l'intermédiaire d'un échange de message. Le processus client sous-traite au processus serveur des services à réalise. Les processus sont généralement exécutés sur des machines, des OS et des réseaux hétérogènes. Donc le client demande un service sur le réseau, et le serveur qui répond à la demande du client comme montre dans la figure III.10.

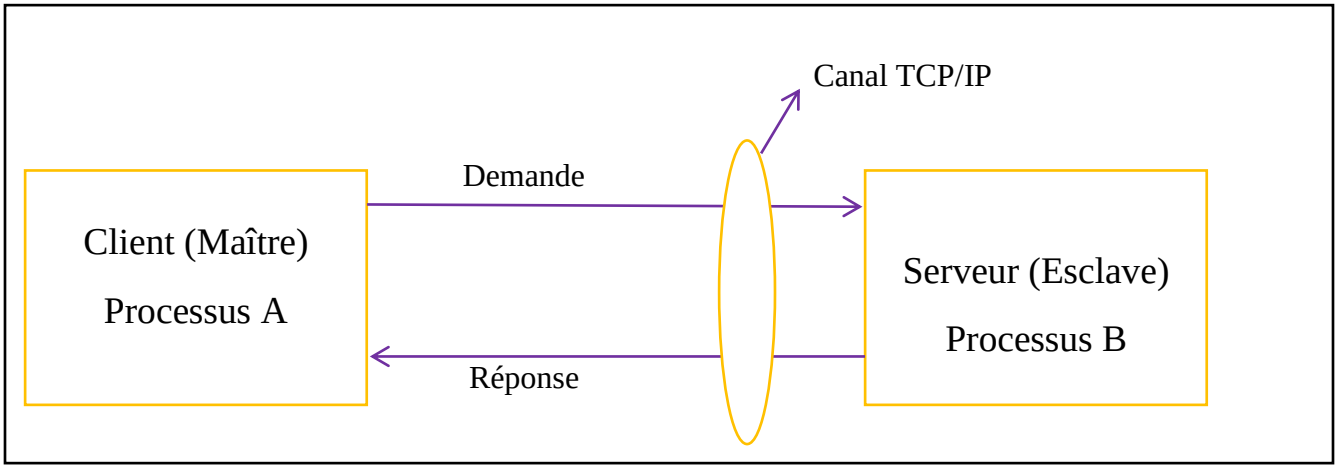


Figure III-10 : le modèle client /serveur [21].

III.12.1 Caractéristiques des systèmes client-serveur

Les éléments qui caractérisent une architecture client-serveur sont :

- ✓ **Service**

Le modèle client-serveur est une relation entre des processus qui tournent sur des machines séparées. Le serveur est un fournisseur de services. Le client est un consommateur de services.

- ✓ **Partage de ressources**

Un serveur traite plusieurs clients et contrôle leurs accès aux ressources

- ✓ **Protocole asymétrique**

L'architecture client-serveur doit masquer la localisation du serveur (que le service soit sur la même machine ou accessible par le réseau). Transparence par rapport aux systèmes d'exploitation et aux plates-formes matérielles. Idéalement, le logiciel client serveur doit être indépendant de ces éléments.

- ✓ **Message**

Les messages sont les moyens d'échanges entre client et serveur**.**

- ✓ **Encapsulation des services**

Un client demande un service. Le serveur décide de la façon de le rendre une mise à niveau du logiciel serveur doit être sans conséquence pour le client tant que l'interface message est identique.

- ✓ **Evolution**

Une architecture client-serveur doit pouvoir évoluer horizontalement (évolution du nombre de clients) et verticalement (évolution du nombre et des caractéristiques des serveurs) [20].

III.12.2 Différents modèles client/serveur

En fait les différences sont essentiellement liées aux services qui sont assurés par le serveur.
On distingue couramment :

- **Le client-serveur de donnée**

Dans ce cas, le serveur assure des taches de gestion, stockage et de traitement de données. C'est le cas le plus connu de client-serveur est utilisé par tous les grands SGBD :
La base de données avec tous ses outils (maintenance, sauvegarde…) est installée sur un poste serveur.

Sur les clients, un logiciel d'accès est installé permettant d'accéder à la base de données du serveur

Tous les traitements sur les données sont effectués sur le serveur qui renvoie les informations demandées par le client.

- **client-serveur de présentation**

Dans ce cas, la présentation des pages affichées par le client est intégralement prise en charge par le serveur. Cette organisation présente l'inconvénient de générer un fort trafic réseaux.

- **client-serveur de traitement**

Dans ce cas, le serveur effectue des traitements à la demande du client .il peut S'agir de Traitement particulier sur des données, de vérification de formulaire de saisie, de traitements d'alarmes. ces traitements peuvent être réalise par des programmes installes sur des serveurs mais également intégrés dans des bases de données, dans ce cas, la partie donnée et traitement sont intègres [21].

III.13 Notion de protocole et port

III.13.1 Notion de port

Lors d'une communication en réseau, les différents ordinateurs s'échangent des informations qui sont généralement destinées à plusieurs applications (le client mail et le navigateur Internet par exemple).

Seulement ces informations transitent par la même passerelle. Il faut donc savoir pour quelle application telle information est destinée. On attribue donc des ports pour chaque application.

Un port est comme une porte en schématisant. Les informations passent par la passerelle. À leur arrivée (vers le serveur) ou à Leur réception (vers votre machine) elles sont de Multiplexées et chaque information distincte passe par le port qui lui est associé. Les informations sont ensuite traitées par l'application correspondante. Un port est codé sur 16 bits, il y a donc 65536 ports. L'adresse IP plus le port (exemple : 127.0.0.1 :80) est appelé socket. Les ports se sont vus attribuer une assignation par défaut pour aider à la configuration des réseaux. Voici les principaux ports et le protocole les utilisant : Port Service ou Application. Les ports reconnus ou réservés et sont assignés par l'IANA (Internet Assigned Numbers Authority) [21].

III.13.2 Notion de protocoles

Un protocole est une série d'étapes à suivre pour permettre une communication harmonieuse entre plusieurs ordinateurs.

Internet est un ensemble de protocoles regroupés sous le terme "TCP -IP" (Transmission Control Protocol/Internet Protocol). Voici une liste non exhaustive des différents protocoles Qui peuvent être utilisés :

- Telnet : utilisé surtout pour commander des applications côté serveur en lignes
- IP (internet Protocol) : L'adresse IP vous attribue une adresse lors de votre connexion à un serveur.

Les protocoles sont classés en deux catégories :

- Les protocoles où les machines s'envoient des accusés de réception (pour permettre une gestion des erreurs). Ce sont les protocoles "orientés connexion"
- Les autres protocoles qui n'avertissent pas la machine qui va recevoir les données sont les protocoles "non orientés connexion"[21].

III.14 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié le système SCADA.C'est un outil puissant permettant de mettre en place des plateformes de supervision capable de prendre en charge la supervision de plusieurs installations et transmet les données au poste de commande, parfois située à des kilomètres.

En plus l'étude des Operateur, IHM, Support de communication et traiter les protocoles, leur architecture et leurs développement et l'évolution des générations avec le temps.

En plus l'étude des supports de communication et surtout la fibre optique, ce dernier joue un rôle très important pour la réussite de la communication en termes de débit et vitesse. Ainsi le raccordement avec des équipements de télécommunication comme les routeurs les SDH.

Chapitre IV

La simulation d'un système avec IEC-TEST ET VALUE VIEWER

IV.1 Introduction

Ce chapitre présent notre travail expérimental avec des logiciels de programmation et de simulation : SICAM PAS, IEC-TEST et Value Viewer. Avec présentation par des images des étapes de programmations. Le but d'établir une communication entre l'unité station et l'IHM via les deux protocoles de communication IEC 60870-5-101 et IEC 60870-5-104 et capter les traces de communications qui contient des télégrammes d'une commande, signalisation ou mesure.

Suite à un cahier de charges établi et que nous nous devions le respecter, nous avons travaillé sur l'unité de station SICAM PAS ainsi que sur le système de contrôle/commande IHM, Win CC au sein des LABOS GRTE HAMMA et SIEMES avec les protocoles IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104. Dans la perspective de comparer entre les deux normes série et Ethernet avec pour objectif de donner un aperçu sur les avantages et les inconvénients de chacun.

IV.2 Supervision avec Win CC

La surveillance du réseau électrique c'est la communication en temps réel avec tous les ouvrages, c'est une mission très importante pour exploite et permet de faire une télé maintenance des équipements (réduction cout et délais d'intervention) donc ça nécessite l'installation de système de contrôle/commande sur Tout l'ouvrage qui offre de bénéfice les taches suivantes :

- Lancement contrôle local, à distance et commandes automatiques,
- Fonction des verrouillages (pour la sécurité des personnes),
- Vérification du synchronisme et les séquences automatiques de manœuvre
- Faire des consignations à distance des installations électrique.
- Être capable de réaliser les taches d'automatisation ordinaires (lecture des états des transformateur, les organes disjoncteur, sectionneur et la remonte des mesures via les capteurs.

En plus de la supervision, il permet

- Acquisition, traitement et archivage des valeurs analogiques,
- Signalisations et impulsions de comptage et l'enregistrement des événements,
- Tenus d'un journal des opérations quotidiennes
- Communication à distance et en local avec CCN (Win cc) avec les PCG et PA.

IV.2.1 Définition de Wincc

Le WinCC (Windows Control Center) est un système IHM performant, nous permet de visualiser le processus et de concevoir l'interface utilisateur graphique convenable comme l'exemple dans la figure IV-1[6].

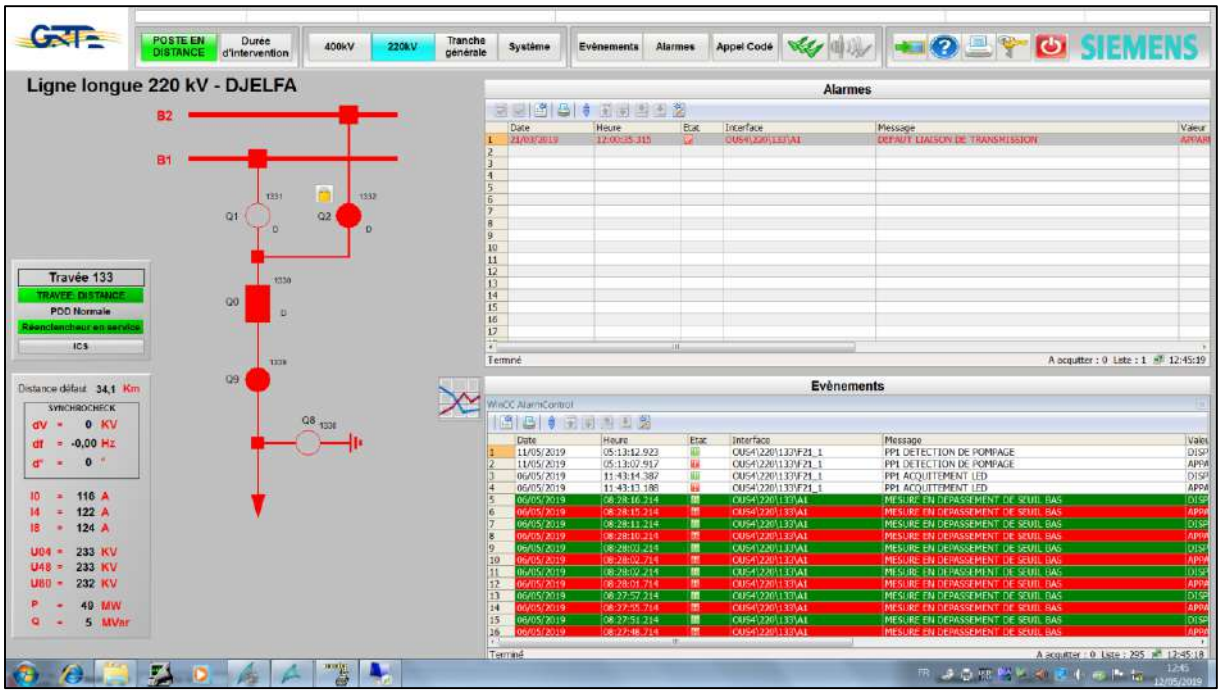


Figure IV-2 : Exemple d'un schéma synoptique d'une travée 220kv sur WINCC.

Cette figure présente une vue sur WINCC d'une travée 220kv avec ces entités mesure et position des organes ouverte/fermée. Sur le côté droit, c'est la liste des évènements avec le détail de la remontée d'une information, la date, l'heure et le nom de la travée. Si le signal persiste, il prend la couleur rouge et si le signal disparait il se met en couleur verte. Même chose pour la lise des alarmes.

Win CC se compose de plusieurs applications pour accomplir la fonction de supervision.
Utilisées :

- Global Scripts
- Alarm Logging
- Report Designer.
- Diagnostique.
- User Administrator.

- Text Library.

IV.2.2 Avantage de Wincc

- ✓ WinCC permet à l'opérateur de surveiller le processus pour ce faire, le process est visualisé par un graphisme à l'écran. Dès qu'un état voulu, l'affichage est mis à jour.
- ✓ Le WinCC permet à l'utilisateur de commander le process.
- ✓ Lorsqu'un état du process devient critique, une alarme est déclenchée par l'automate Et elle prise en considération automatiquement dans l'IHM.
- ✓ Possibilité de programmer en deux langages, le C et le VB Script.

IV.3 Programmation des signaux avec logiciels SICAM PAS

IV.3.1 SICAM PAS UI – configuration

- Importation du fichier XML CEI 60870-5-101 / 104 d'une sous-station.
- L'utilisation d'informations hiérarchiques pour la création automatique de groupes de topologie et l'attribution de informations à ces groupes et la plausibilité de la saisie de données est soumise au contrôle en ligne, défectueux les détails sont immédiatement visualisés
- Échange de données via les fonctions d'importation et d'exportation exemple fiche. pxd, .zip de la BD...etc.

IV.3.1.1 Configuration

Dans la parité configurations comme montre dans la Figure IV.2 on trouve à gauche de la fenêtre du logiciel tous les outils pour créer un nouveau projet d'une travée 60 kV. On commence par les interfaces et la communication avec : les relais de protection 61850, l'IHM et le niveau supérieur SCADA. Ensuite, On choisit le protocole soit série IEC 101 ou bien Ethernet IEC 104. En même temps on choisit le mode du protocole : maître ou esclave pour le CEI 60870-5-101. Même chose pour le CEI 60870-5-104.

On trouve les paramètres suivants pour la configuration : vitesse du port, parité et même un certain détail de la communication comme synchronisation, direction, redondance des ports de communication pour le basculement automatique (Figure IV.3).

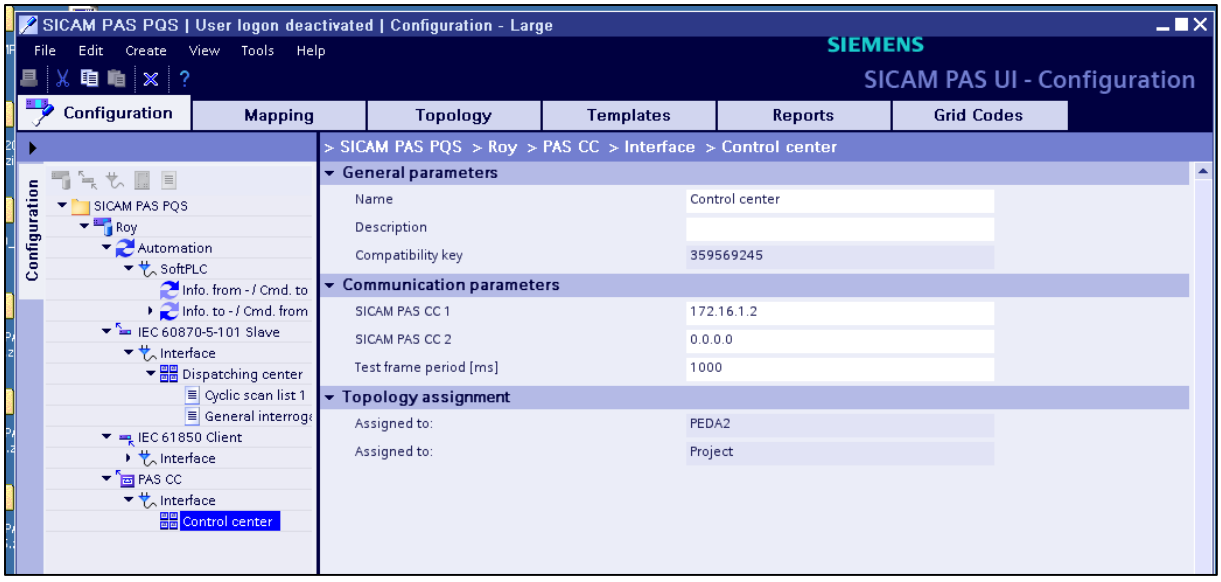


Figure IV-3 : fenêtre principale de SICAM pas

IV.3.1.2 Mapping

La Figure IV.4 explique comment affecter les signaux vers le SCADA, l'IHM et vers le CFC pour faire des groupements. Exemple pour attaque Klaxon du poste ou bien pour le verrouillage. Même pour les adresses des télécommandes, signalisations, mesure sont programmés dans cette partie.

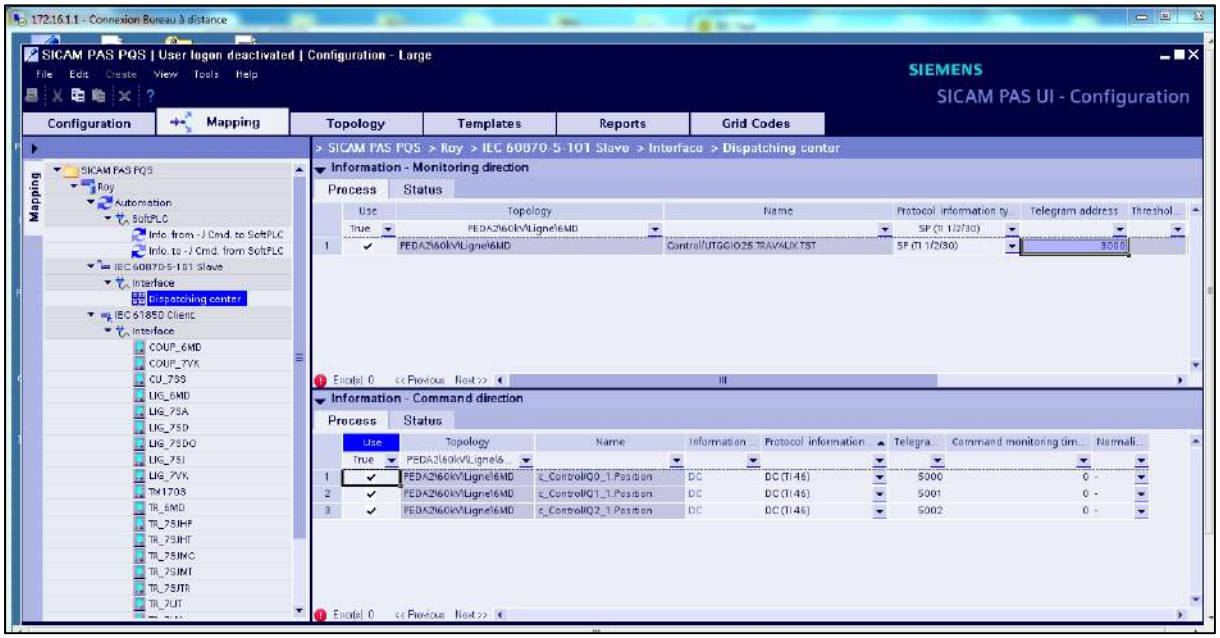


Figure IV-4 : Exemple d'une fenêtre Mapping.

IV.3.1.3 Topologie

Le but de mettre une topologie de projet comme présente dans la figure IV.5 est de structurer les informations des différentes travées pour faciliter le filtre, le glissement des informations (permutation entre deux travée) et aussi la différence entre les niveaux de tension 400kv, 220kv, 60kv, 30kv.

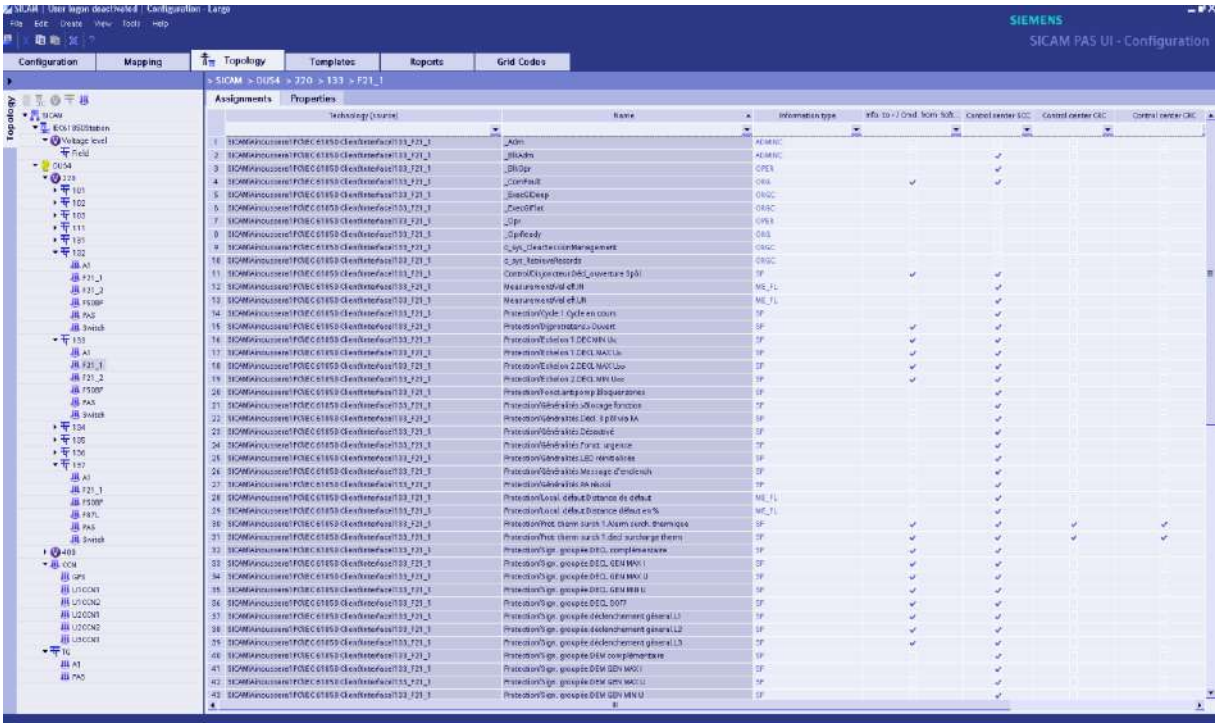


Figure IV-5 : Exemple d'une fenêtre Topologie.

IV.3.2 SICAM PAS UI – Opération

L'arborescence offre une vue rapide de l'état des composants (application, interface, appareils) en utilisant différents symboles, pour permet de contrôle les états réels de la communication via le protocole SNMP. De plus, les composants peuvent être activés et désactivés dans la zone de données sur le côté droit. Comme montre La Figure IV.6.

Même on peut bloquer les signaux en cas des essais dans le but de ne pas laisser remonter les informations au niveau supérieur.

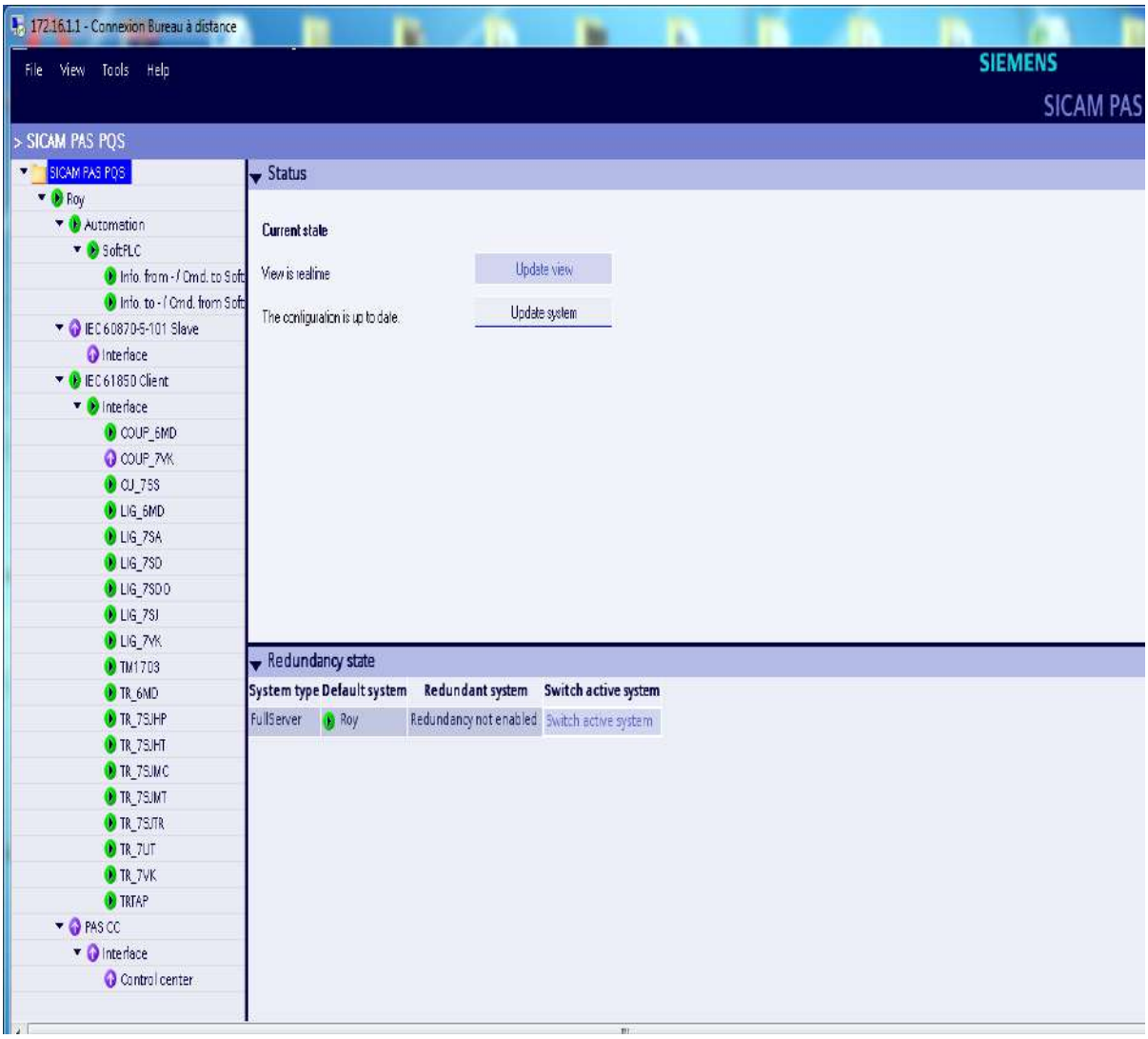


Figure IV-6 : Exemple d'une fenêtre opération.

IV.3.3 SICAM PAS UI - Value viewer

SICAM PAS Value Viewer est un outil important pour l'ingénierie pour les tests, mise en service et exploitation. Il permet la visualisation du processus et des informations système sans ajout de données. Dépenses d'ingénierie et fournit des informations sur l'état actuel et la qualité.

Parmi les examens de la direction de surveillance, la direction de commandement peut également être testé (les sorties de commande sont sécurisées par un mot de passe) comme montre dans la figure IV-7.

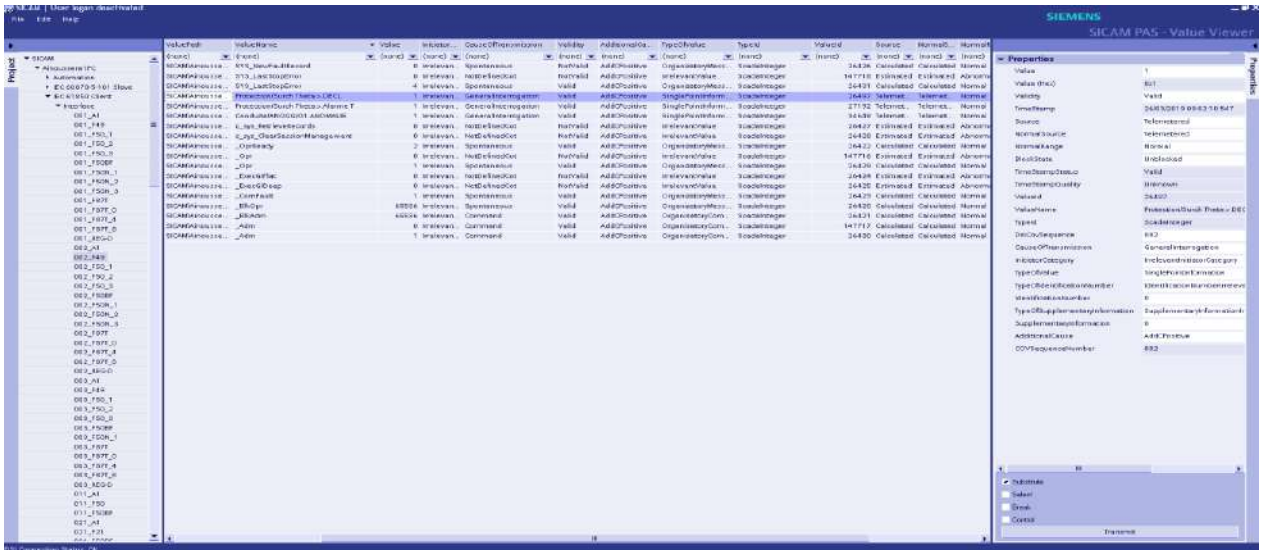


Figure IV-7 : exemple d'une Valueviewer.

IV.3.4 SICAM PAS UI - Administration des utilisateurs

Le tableau IV-1 explique l'Administration des droits d'utilisateur et chaque compte et limite des fonctions et caractérise par : nom d'utilisateur et mot de passe droits d'utilisateur pour gérer les droits d'accès.

L'administrateur peut affecter un utilisateur à des groupes d'utilisateurs prédéfinis comme mentionne au tableau IV-1suivant :

Tableau IV-2Administration des utilisateurs

Groupe d'utilisateur	**Droits de l'utilisateur**
Client	Seuls les droits d'accès en lecture à toute l'interface utilisateur
Ingénieur de donnée	Droits de lecture-écriture pour la configuration de l'interface utilisateur + droits de lecture pour le fonctionnent de l'interface utilisateur et de visionneuse de valeur
Commutateur	Droits de lecture-écriture pour les opérations d'interface utilisateur et value viewer + droite de lecture pour la configuration de l'interface utilisateur
Ingénieur système	Droits de lecture-écriture pour la configuration de l'interface utilisateur et de visionneuse de valeur
Administrateur	Tous droits inclus aux administrateurs

IV.4 Logiciel IEC-TEST

IV.4.1 Rôle

C'est simulateur remplace l'RTU et le niveau supérieur comme le SCADA pour le diagnostic des trames IEC 101 et IEC 104 même on peut faire des commandes, des signalisations.

IV.4.2 Fonctions IEC-TEST

Il existe plusieurs fonctionnalités du logiciel IEC-TEST.LafigureIV-8 montre les fenêtres essentielles de ce logiciel. On trouve plusieurs angles on parle des angles importants comme la fenêtre principale qui se compose de :

Les paramètres dela vitesse de communication, parité, numéro du port, le choix maitre, esclave, T101, T104 et TCP/IP avec le numéro du port.

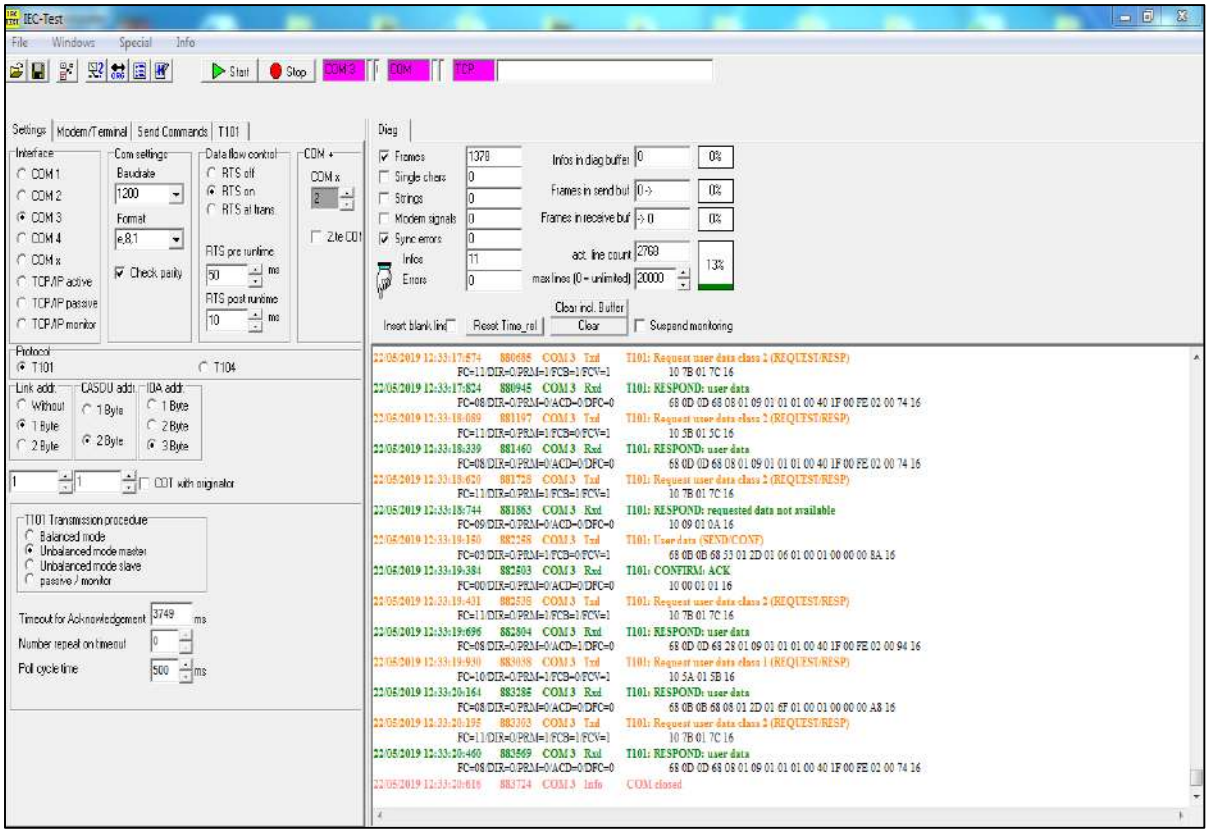


Figure IV-7 : Fenêtre IEC-TEST

On trouve dans cette figure IV-10. La communication entre maitre-esclave ou bien client-serveur en temps réel le temps interrogation général, l'état de l'organe ouvert, ferme la remontée des mesures. L'explication de la trame IEC 101, IEC 104 qui encapsule les informations.

On trouve deux types de trames, trame fixée qui commence par 10……16, et la trame variable de 68….16 qui contient les informations suivantes : télécommande, signalisations, mesure, la date, le temps d'envoi, l'origine de l'envoie des commande.

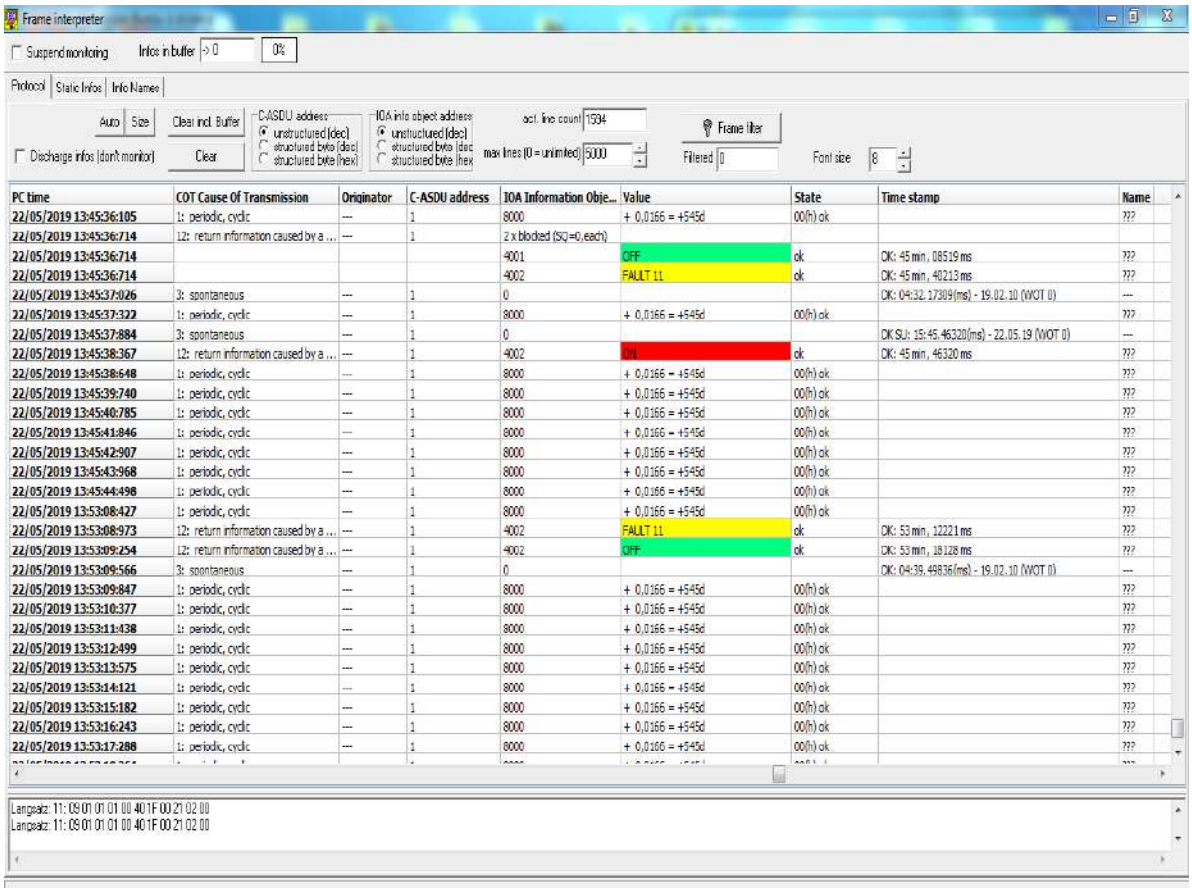


Figure IV-8 : Fenêtre IEC-TEST interprétation trame T101

On trouve dans cette figure IV-11 les type des variables simule TCD, TCS, IG, l'adresse de l'organe la valeur ON/OFF (1ou 0).On trouve type de trames, trame fixée qui commence par 10……16, et la trame variable 68…16 qui contient les informations de télécommande, signalisations et mesure.

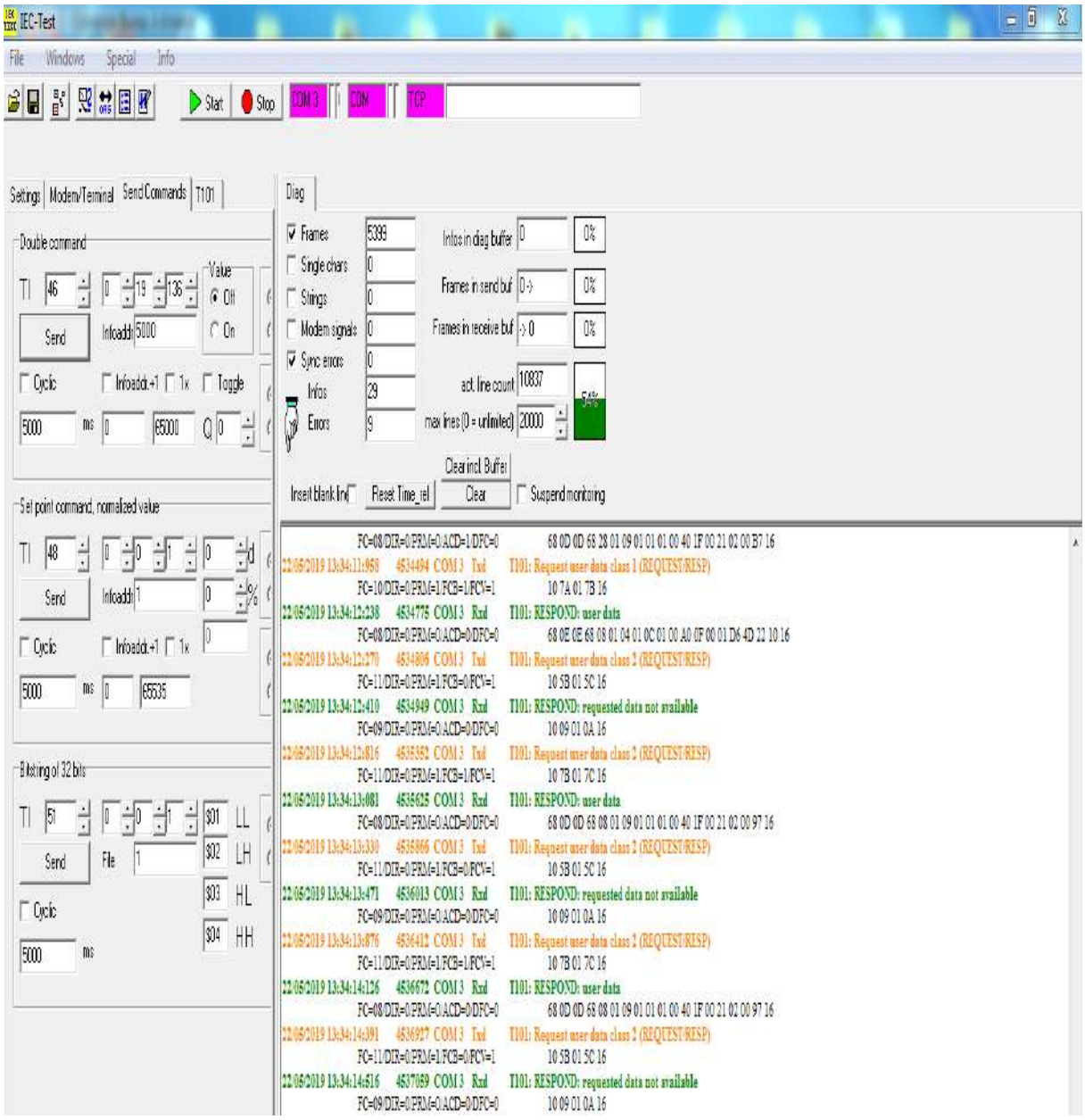


Figure IV-9 : Fenêtre IEC-TEST émission des commandes

IV.5 Création d'un nouveau projet

Nous avons choisi une travée ligne comme exemple de programmation dans la figure IV-10. Donc c'est une installation électrique composé par un disjoncteur Q0 et deux sectionneur Q1, Q2 plus deux jeu de barre JB1, JB2 et aussi les deux sectionneurs mise à la terre Q8 et tête de ligne Q9 (Figure IV.12).

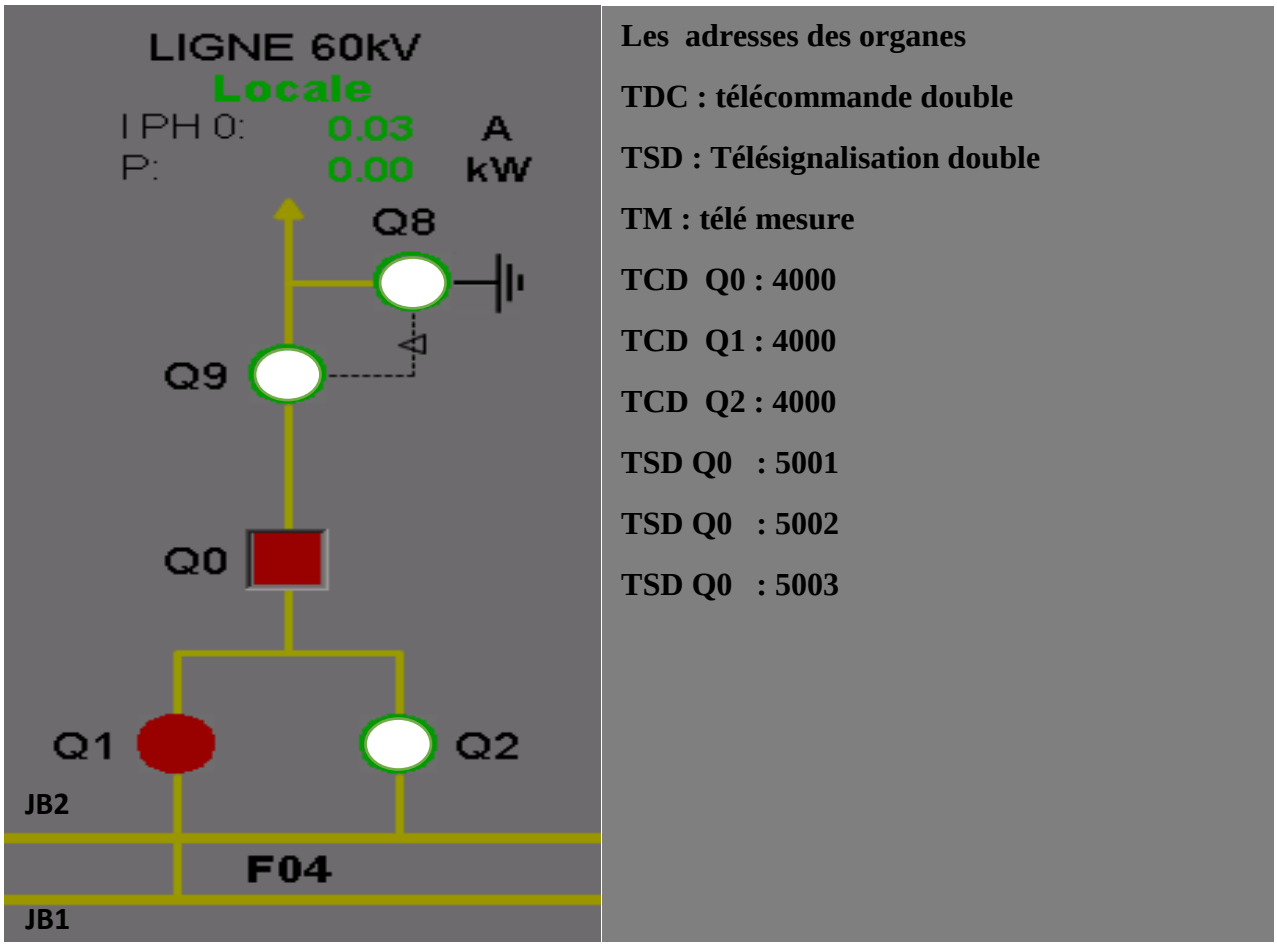


Figure IV-10 : schéma synoptique d'une travée ligne

IV.5.1 Configuration d'interface de Niveau supérieur avec IEC 101

On choisit l'interface de communication avec qui pour mettre T101 maitre ou T101esclave et puis on fait entrer les paramètres du port qui sont les même avec la vis à vis, et l'autre paramètre comme la redondance de la synchronisation et selon le détail mentionné dans la norme IEC 60870-5-104

Les paramètres du port de notre cas pratique 1200 8E1 Linkadr =1, ASDU-adr =2, infoadr =3 . Comme montre dans la figure IV-13.

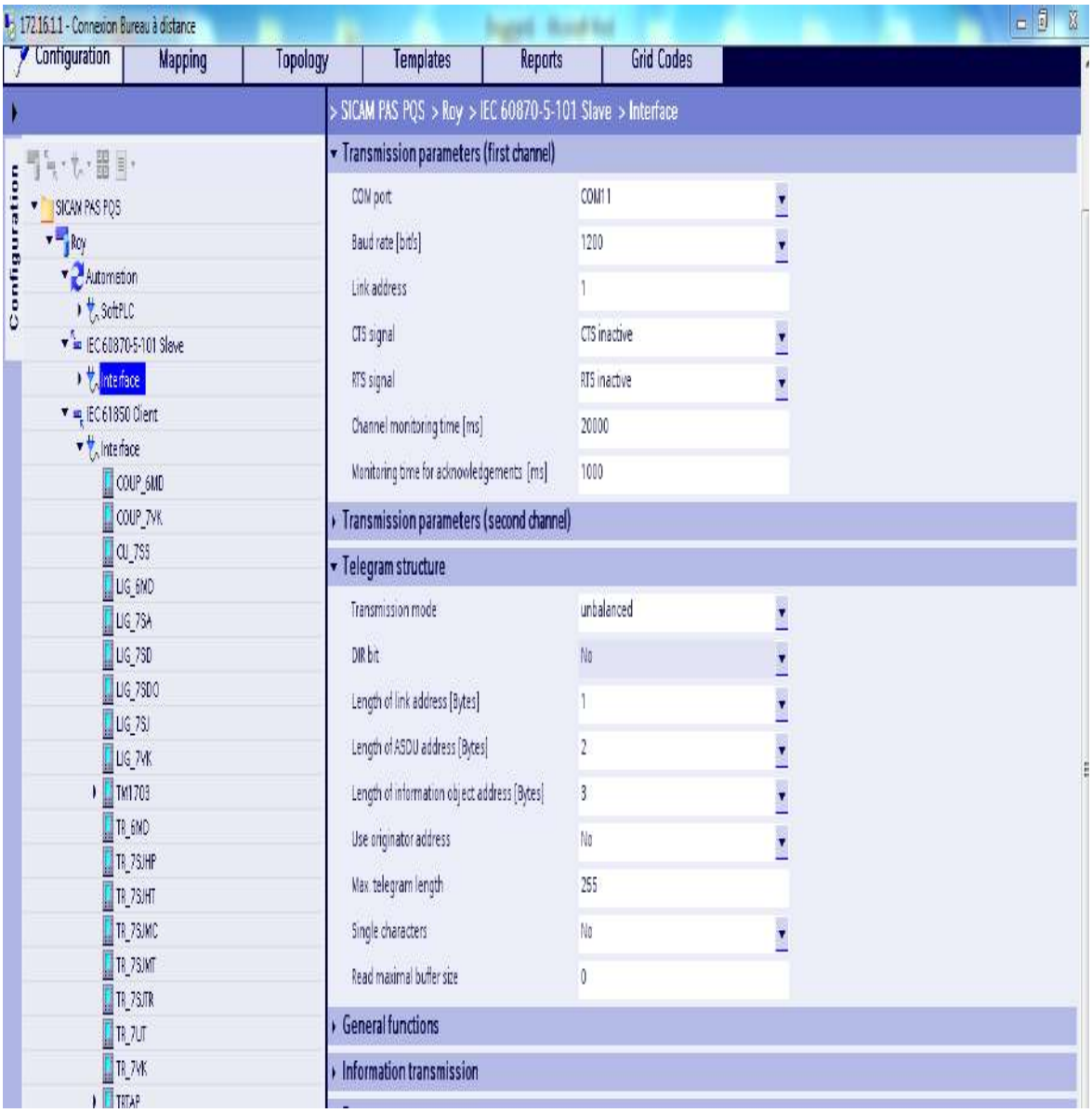


Figure IV-11 : Exemple d'une configuration interface IEC 101

IV.5.2 Configuration d'interface de Niveau supérieur IEC 104

On choisit l'interface de communication comme présent dans la figure IV-14 avec le protocole T104 client ou T104 master et puis on donne les paramètres du port et on affecte des adresse IP dans la même classe avec le vis à vis, et on donne aussi d'autres paramètres telles que la redondance et la synchronisation selon la norme IEC 60870-5-104.

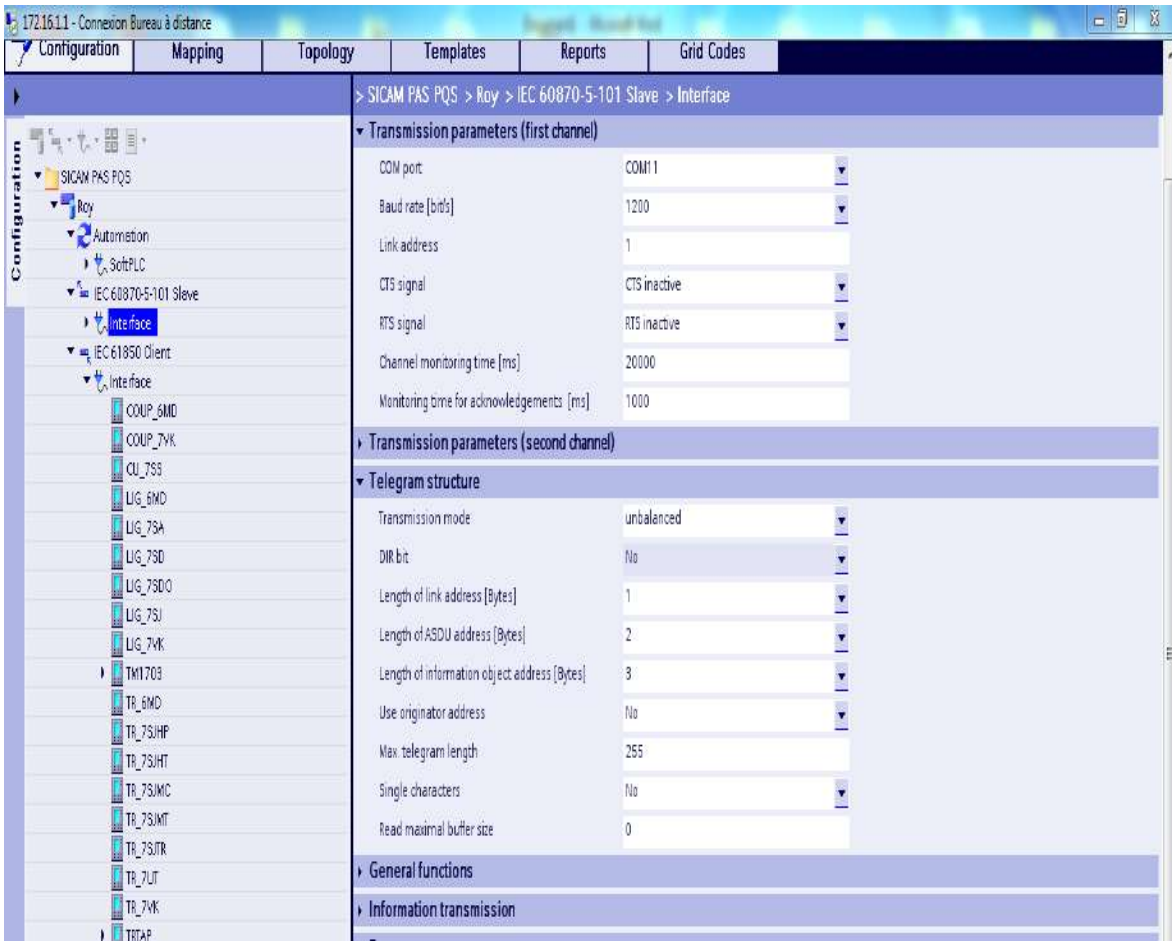


Figure IV-12 : Exemple d'une configuration d'interface IEC 104.

IV.5.3 Configuration avec niveau bas des ID's avec IEC 61850

La CEI 61850 est une norme pour la conception des systèmes de contrôle et de protection de postes électriques. Cette norme décrit non seulement le protocole de communication entre équipement mais aussi la manière dont les équipements doivent être décrits. Le protocole est basé sur Ethernet selon un modèle client/serveur. Cette standardisation de haut niveau permet l'interopérabilité entre équipements de constructeur différents. Le protocole CEI 61850 facilite la programmation des signaux avec l'unité station grâce à l'importation des fiches : ICD (pour un seul relais), SCD (station plusieurs équipement). La figure IV-15 est un exemple d'une configuration d'interface IEC 61850

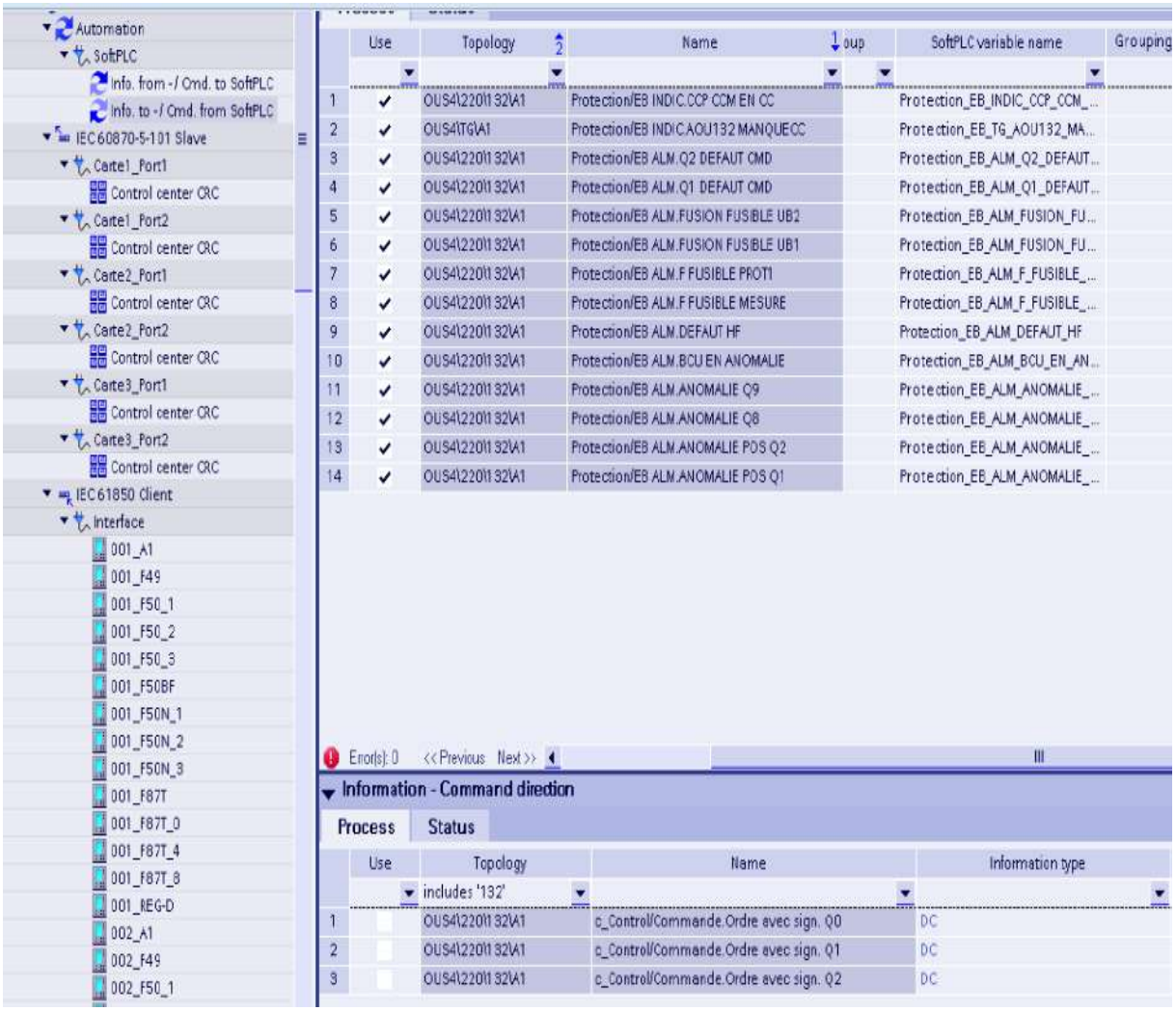


Figure IV-13 : Exemple d'une configuration d'interface IEC 61850.

IV.5.4 Affectation des adresses pour les variables TM, TC, TS

Selon une fiche télé-information établit en collaboration entre le constructeur qui fournit les équipements de la station RTU, CCN et les relais de protection avec le dispatching SCADA comme montre dans la figure IV-16, une plage des adresses est mise pour les télécommandes, les signalisations, mesure et aussi les paramétrer d'interopérabilité (voir l'annexe B).

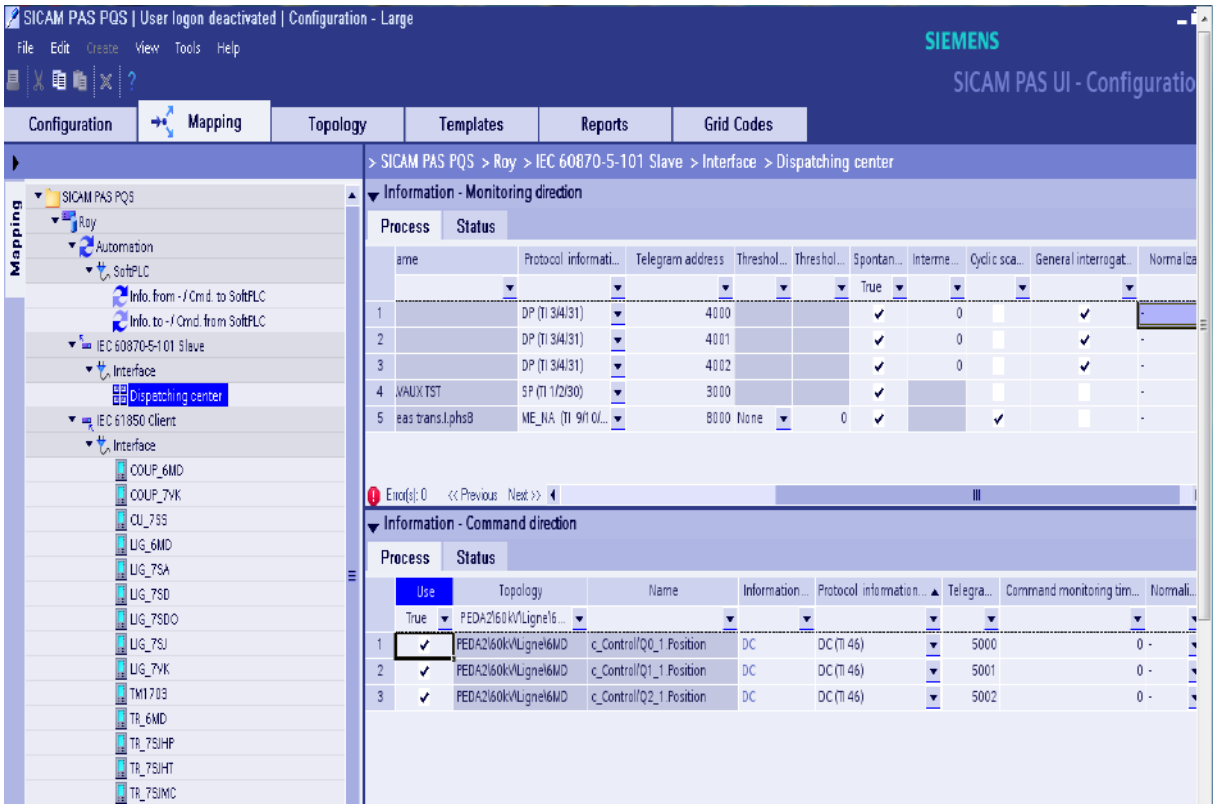


Figure IV-14 : Exemple d'affectation des signaux vers SCADA

La figure IV.16 présente les signaux de signalisation et les commande avec ces adresses respectivement pour les organes suivants : disjoncteur Q0 sectionneur Q1, sectionneur Q2 TCD Q0 : 4000,TCD Q1 : 4001, TCD Q2 : 4002, TSD Q0:5001 TSD Q0:5002 et TSD Q0:5003. La table de programmation contient le groupement le type de télégrammes soit les commandes, soit les signalisations et mesure.

IV.5.5 Compilation et chargement de la BD sur la station unité SICAM PAS

Dans les conditions normales, le chargement se termine avec succès vers l'unité station ou bien le RTU de la communication établie correctement avec les relais de protection et l'unité de travée

IV.5.6 Simulation

Dans cette partie pratique nous avons envoyé des commandes par l'IEC-TEST à partir du niveau supérieur vers la travée : organes disjoncteur, sectionneur et vérifié au niveau de la fenêtre IEC-TEST la trame et au niveau de la trame d'interprétation le détail comme montre dans la figure IV.17. On trouve le temps l'adresse de l'organe, par exemple la commande disjoncteur 4000 et la position retourne avec l'adresse 5000 avec un état soit ouvert ou fermé.

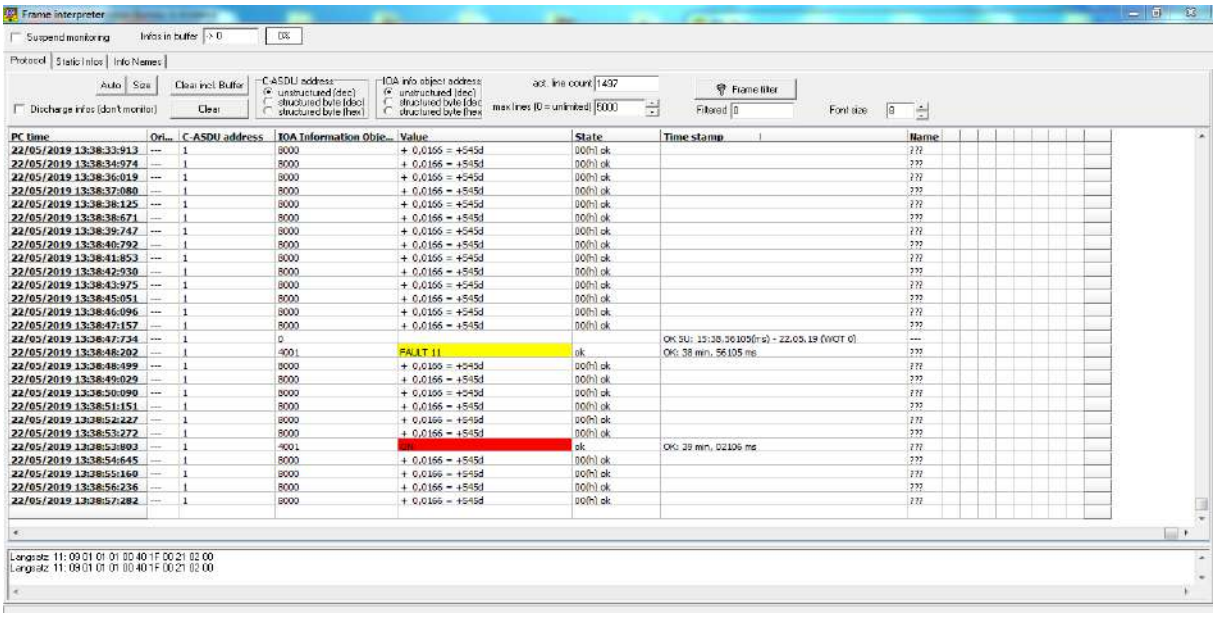


*Figure IV-17 : E*xemple du détail d'une commande organe par le protocole IEC 101.

IV.5.6.1 Résultat de simulation trames IEC 101

La figure IV-18illustre la trame d'une commande envoyée à 13 :38 :54 : 380

Trame à longueur fixe relevé 10 5A 01 5C 16

Une trame à longueur fixe utilisées surtout pour les phases d'initialisation et d'interrogations.

L'explication de la trame est donnée comme suit.

10 : début

5A : champ de contrôle

01 : adresse du lien

5C : checksum

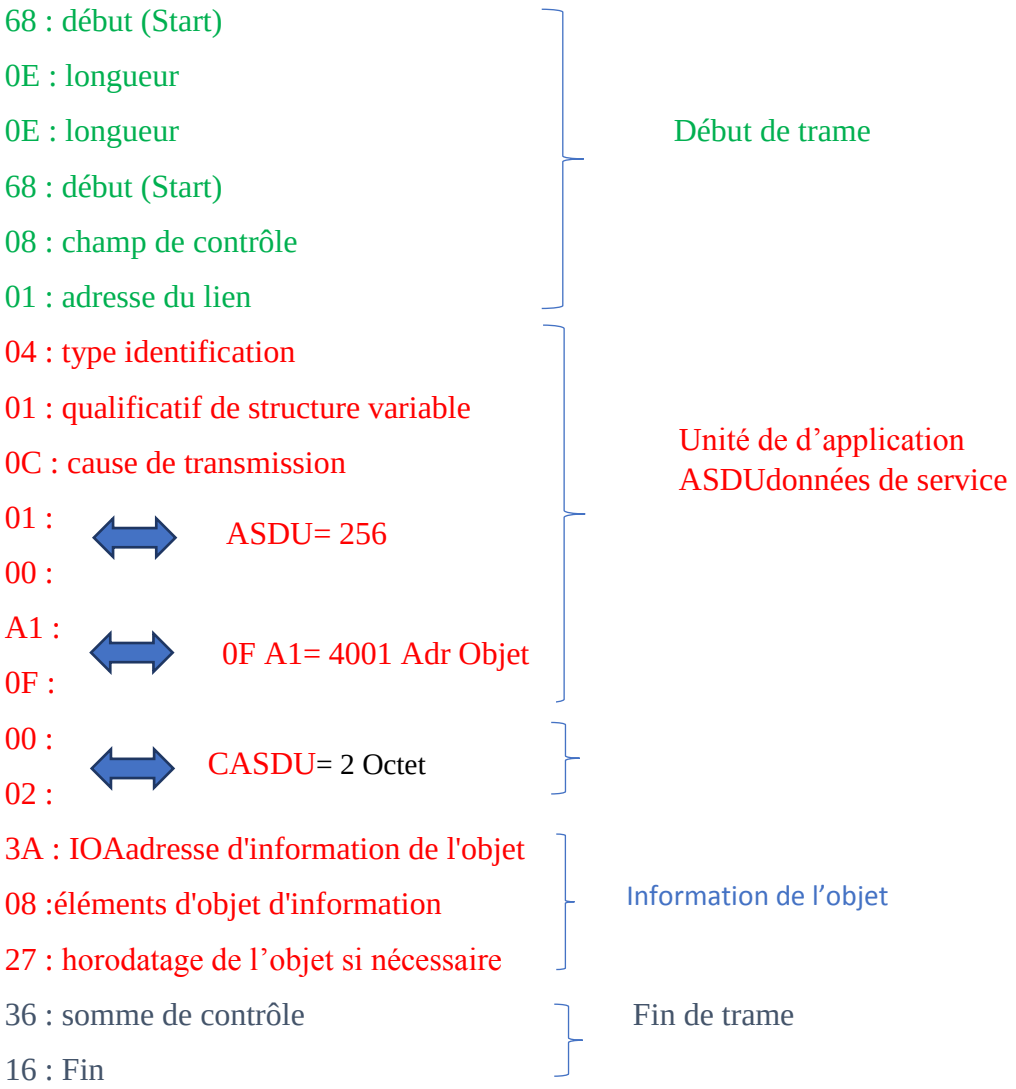
16 : fin

La figure IV-18donne la trame d'une commande envoyée à 13 :38 :54 :645

Les traces de communication via le protocole IEC 60870-5-101 envoie une commande vers des organes sectionneur barre 1, Q1, qui porte l'adresse de signalisations 4001, et 5001 et l'adresse de la commande comme suit.

La trame de Q1 à 13 :38 :54 :645 est

68 0E0E 68 08 01 04 01 OC 01 00 A10F 00 02A3 0827 36 16



La figure IV-19 présente le détail d'une trame du profil IEC 101 relevé à 13 :38 :54 : 805. Grace au logiciel IEC-TEST, en peux contrôler la trame. Dans cette fenêtre, détails de la trame variable sont donnés qui commence par 68…16, la case « value exprime » l'état ON/OFF de l'organe qui peut ouvert ou fermé, et donner aussi des détails sur l'IOA (information adresse objet) :date et heure au moment de l'envoi, on peut même connaitre l'origine de commande et la remonté cyclique des mesure.

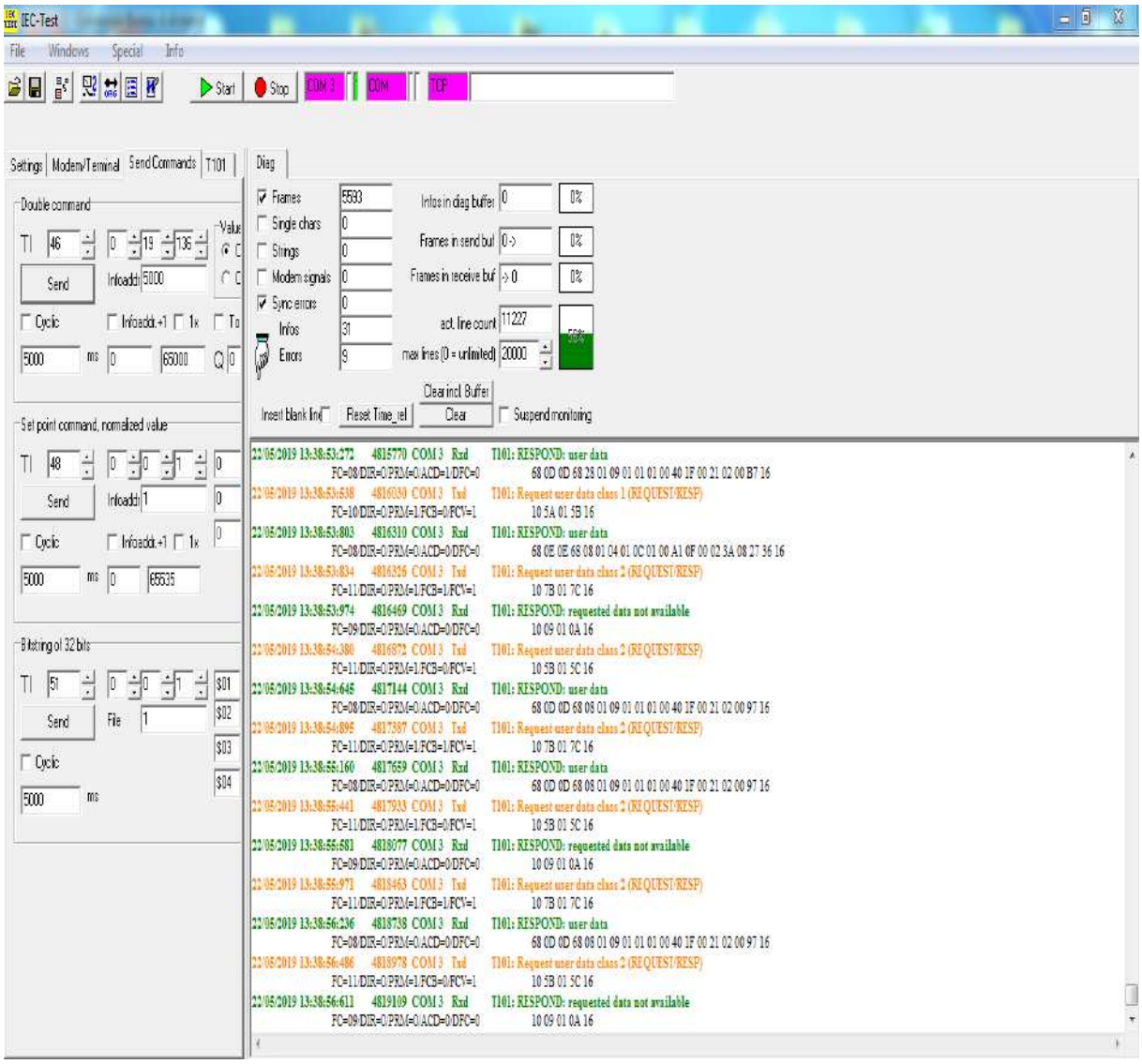


Figure IV-158 Exemple des traces d'une commande organe par le protocole IEC 101.

IV.5.6.2 Résultat de simulation trames IEC 104

Cette fenêtre représente la trame à longueur variable pour les commandes et les données du protocole IEC 60870-5-104 qui commence par le bit de début 68 et se termine par bit de STOP 13.comme représenté dans la figure IV-19.

La trame de Q0 à 13 :30 :27 :452 est donnée par :

68 15 24 00 00 00 1F 01 03 00 01 00 01 00 ED 03 00 01 CC 27 1E 8E 17 05 13

68 : bit de début

15 : Langueur de l'APDU = 21 Octets.

24 : Numéro de séquence d'envoi N(s) LSB, bit 0=>0 I-format

00 : Envoyer le numéro de séquence N(S) MSB

00 : Numéro de séquence de réception N (R) LSB

00 : Numéro de séquence de réception N (R) MSB

1F : Identification du type : M_ME_NB_1 (valeur mesurée, valeur mise à l'échelle)

01 : Nombre d'objets =1

03 : Cause de transmission = 3 (Spontanée) voire l'annexe

00 : Adresse de l'expéditeur =0 (origine d'adresse)

01: 00 : ⟺ 0100 =256

01 : 00 : ⟺ 0100 =256

ED : 03 : 00 : sur 3 octets ⟺ 0003ED = 1005 adresse de l'organe

01 : CC : 1E : premier objet d'information

8E : 17 : 05 : deuxième objet d'information

13 : bite de stop

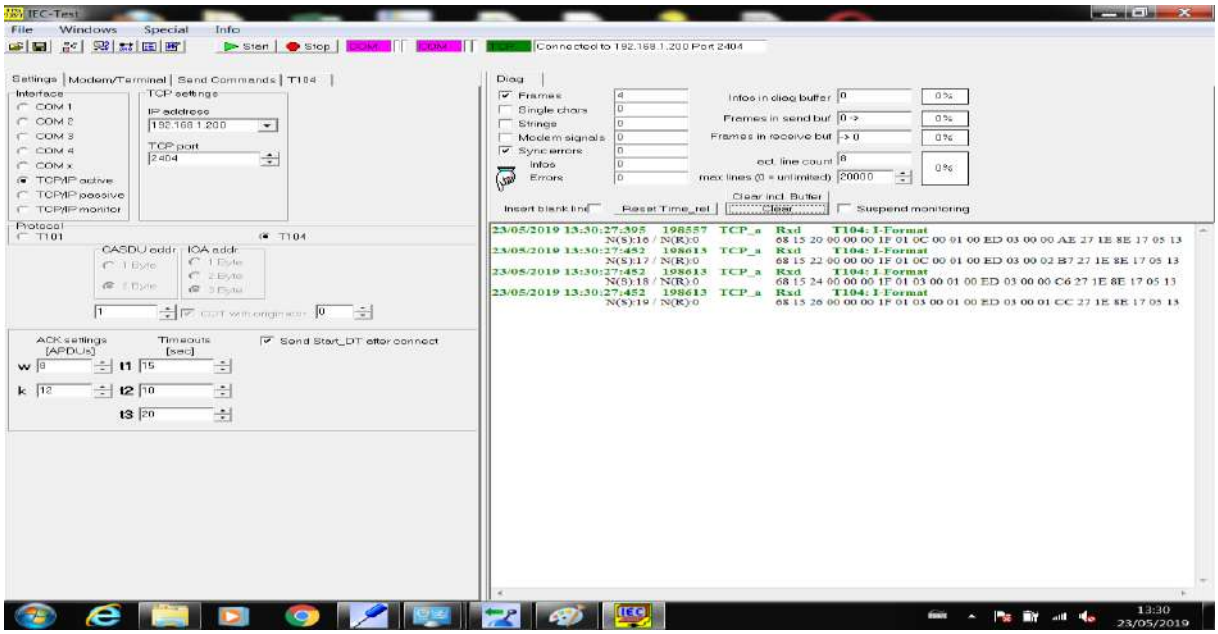


Figure IV-16 : Exemple des traces d'une commande organe par le protocole IEC 104.

La figure des traces IV-20 exprime le détail du protocole IEC104 qui est encapsulé dans le télégramme IEC 104 comme le présente dans *Figure* IV.19.On a la date, l'heure d'envoi, la direction TX ou bien RX en émissions vers les organes ou bien en réception, plus le type de télégramme (annexe A) ainsi que le COT (cause of transmission).

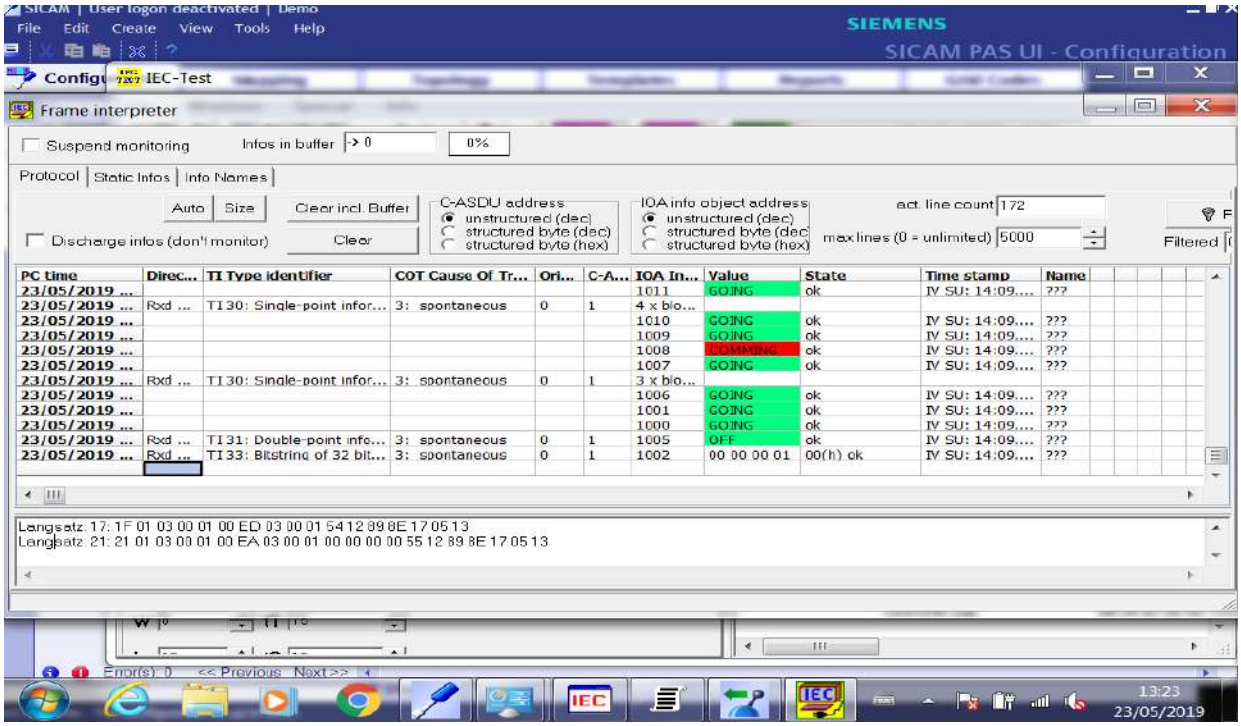


Figure IV-17 : Exemple du détail d'une commande organe par le protocole IEC 104.

IV.5.7 Évaluation et interprétations des résultats

Le résultat de fonctionnement des deux protocoles IEC 60870-5-101et IEC 60870-5-104, permet de valider deux choses qu'on a abordé dans la partie théorique. La première chose est le fonctionnement et la communication du protocole IEC 60870-5-104via un réseau standard (TCP/IP), ce qui permet la transmission simultanée de données entre plusieurs dispositifs et services. La seconde chose est l'utilisation du protocole IEC 60870-5-101 comme point de départ pour le protocole IEC 60870-5-104, qui offre une couche d'application qui existe déjà avec sa bibliothèque (base de données), seulement on fait le changement de l'interface de l'RTU en basculant de la communication série vers une communication Ethernet. Il faut faire des changements sur les paramètres du protocole comme l'adresse IP pour la configurer le port IEC 60870-5-104.On bénéfice de la fonction navigateur web (web browser) pour accéder à n'importe quel relais pour importer ou exporter des fiches et même effacement des alarmes des «Switch ».

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous sommes arrivés à la configuration, au chargement et la compilation du projet est puis, le fonctionnement du système avec les deux types de protocole IEC 60870-5-101 et IEC 60870-5-104. On est arrivé à enregistrer l'interrogation les échange des données (Trames) entre la station unité de SICAM PAS et l'IHM.

Nous avons remarqué que les paramètres dans le protocole IEC 60870-5-104 imposés par la norme comme les temps T0, T1, T2, T3 et l'adresse CASDU, IOA. Par contre dans le protocole IEC 60870-5-101 en peut changer l'adresse CASDU, IOA et l'adresse « Link ». Avec l'IEC 104 on peut accéder à distance via le protocole Ethernet à travers le réseau et effacer les alarmes des « Switch ».

Conclusion Générale

L'étude théorique de la norme IEC 60870-5-104 et les essais de simulation effectués dans les labos démontrent que l'ensemble des fonctionnalités présentes dans le profil IEC 104 répondent bien aux exigences de la télé conduite en compensant adéquatement les lacunes du protocole TCP/IP ; or ce protocole tel que défini répond aux besoins de l'industrie à un moment clé de son développement ce qui en fait un élément incontournable dans la réalisation de projets d'acquisition et de télé conduite.

De plus, il permet de remplacer le protocole existant IEC60870-5-101 de la manière la plus facile qui soit, car il est le point de départ du nouveau protocole IEC 60870-5-104,il donne accès au réseau grâce à la norme X 25 et le protocole TCP/IP.

Le profil 104 définit les éléments de base du protocole Ethernet, toutefois pour la bonne marche de l'application les recommandations suivantes doivent être mises en place par les utilisateurs de la norme :

- L'application maître devrait gérer adéquatement les pertes de communication en effectuant une tentative de reconnexion avant de déclarer le lien invalide ;
- La temporisation T2 devrait être réduite a moins à la moitie de T1 afin de minimiser les pertes de communications dues à une latence réseau ;
- La temporisation T3 devrait être réduite sensiblement afin de détecter plus rapidement les défaillances du lien de communication.

Durant les tests de simulation nous avons procéder à la mise en marche sans succès du protocole IEC 60870-5-104pour une première fois au laboratoire GRTE à cause de l'absence d'une Licence du protocole IEC 60870-5-104, à l'inverse du protocole IEC 60870-5-101 qui a très bien fonctionné avec toutes les trames et les résultats escomptés, mais quand nous avons effectué un deuxième essai sur le protocole IEC 60870-5-104en collaboration avec l'agent SIEMENS dans leur laboratoire toutes les fonctionnalités ont répondues positivement et comme prévu dans la partie théorique.

Ainsi la comparaison entre les travaux de simulation faites dans deux laboratoires distincts nous à permis de confirmer toutes les exigences relatives aux performances et les contraintes spécifiques convenus dans la norme, ordonnées par certaines applications de télé conduite, avec un avantage certain pour le protocole IEC 60870-5-101 car une réponse instantanée en temps réel et critique

impose des connexions logiques permanentes et directes entre les sources de données et leur destinataire. Par contre le IEC 60870-5-104permet un échange des données par paquet.
C'est dire donc que les systèmes nécessitent un délai de transmission court et prédictible tels le télé-délestage de charge et le réenclenchement automatique ne peuvent utiliser le protocole IEC 60870-5-101.

Le protocole de téléconduite IEC 60870-5-104 a été développé pour évoluer sur les réseaux à commutation par paquets en remplacement du protocole sériel IEC 60870-5-101. Les exigences de la télé conduite étant particulières, il s'avère important de valider que le nouveau protocole soit à la hauteur.

Reste que pour la protection des systèmes, il est nécessaire de prévoir des mécanismes de sécurité pour que les personnes qui souhaitent utiliser le protocole IEC 60870-5-104 puissent en profiter sans risque, car l'urgence réside dans le développement d'applications pour améliorer la cyber-protection des systèmes SCADA qui utilisent le protocole IEC-104.

Bibliographie

[1] : MELLOUK, Abdellatif et ZIANI, Oualid Farid. Analyse des performances d'un système de communication optique en utilisant différents canaux : FSO, OWC et SMF. Thèse de doctorat.Tlemcen algerie 2017.

[2] : IKHLEF, Boualem. Contribution à l'étude de la supervision industrielle automatique dans un environnement SCADA. Thèse de doctorat.2009.

[3] : SARA, IKEDICHE. Etude et planification d'un système de supervision (SCADA) sous le logiciel Labview. 2018.

[4] : http://www.grte.dz/spip.php?rubrique19. [Consulté le 20 juin 2019].

[5] : http://www.ose.dz./conduite.html[Consulté le 18 juin 2019].

[6] : SHENG, Olivia R. Liu et LEE, Heeseok. Data allocation design in computer networks: LAN versus MAN versus WAN. Annals of Operations Research, 1992, vol. 36, no 1, p. 125-149.

[7] : AVRIL, Gautier. Etude et optimisation des systèmes à courant porteurs domestiques fac aux perturbations du réseau électrique. Thèse de doctorat. INSA de Rennes.2008

[8] : MACHACEK, J. et DRAPELA, J. Control of serial port (RS-232) communication in LabVIEW. In : International Conference-Modern Technique and Technologies. IEEE, 2008. p. 36-40.2008.

[9]: CLARKE, Gordon, REYNDERS, Deon, et WRIGHT, Edwin. Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems. Newnes, 2004.

[10]: PARK, John, JOHN PARK, A. S. D., et MACKAY, Steve. Practical data acquisition for instrumentation and control systems. Newnes, 2003.

[11]: CLARKE, Gordon, REYNDERS, Deon, et WRIGHT, Edwin. Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems. Newnes, 2004 p35-36.

[12]: YANG, Yi, MCLAUGHLIN, Kieran, LITTLER, Tim, et al. Intrusion detection system for IEC 60870-5-104 based SCADA networks. In : 2013 IEEE power & energy society general meeting. IEEE, 2013. p. 1-5.

[13]: SEIFERT, Rich. *Gigabit Ethernet: technology and applications for high-speed LANs*. Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1998.

[14]: BARR, Dale. Supervisory control and data acquisition (SCADA). Systems National Communications System, Communication Technologies, 2004.

[15]: ALANI, Mohammed M. Guide to OSI and TCP/IP models. 2014.[Livre électronique]. Disponible: https://sci-hub.tw/10.1007/978-3-319-05152-9. [Consulté le 20 juin 2019].

[16]: PERUSSE, P. Télé conduite et acquisition sur un réseau WAN, basées sur les protocoles TCP/IP et IEC 60870-5 .2004.

[17]: Bulletin of the Transilvania University of Braşov •Vol. 9 (58)No. 1 -2016

SeriesI: Engineering ScienceTechnical Report no. FIT-TR-2017-12. [En ligne]. Disponible :https://sci-hub.tw/10.1016/j.ultras.2016.08.023[Consulté le 20 juin 2019].

[18]: Faculty of Information TechnologyBrno University of TechnologyBrno, Czech Republic December , Description and analysis of IEC 104 Protocol Technical Report.2017.[En ligne]. Disponible: http://www.fit.vutbr.cz/research/pubs/tr.en?file=%2Fpub%2F11570%2FTR-IEC104.pdf&id=11570 [Consulté le 20 juin 2019].

[19]: UJVAROSI, Alexandru. Evolution OfScada Systems. Bulletin of the Transilvania University of Brasov. Sciences. Series I, 2016, vol. 9, no 1, p. 67.

[20]: ATELIN, Philippe. Réseaux informatiques: notions fondamentales: normes, architecture, modèle OSI, TCP/IP, Ethernet, Wi-Fi,.. Editions ENI, 2009.

[21]: BELKHOUCHE, Souheyla. Etude et Administration des Systèmes de Supervision dans un Réseau Local. 2011 , p(12,15).

[22]: MATOUŠEK, Petr. Description and analysis of IEC 104 Protocol. Technical report, 2017. URL: http://www. fit. vutbr. cz/research/view_pub. php, 2017.

[23]: BENNAT, Mohammed. Effet de la dispersion et de la modulation directe sur une liaison DWDM. Thèse de doctorat.Tlemcen.2018.

[23]: MAKHIJA, Jay et SUBRAMANYAN, L. R. Comparison of protocols used in remote monitoring: DNP 3.0, IEC 870-5-101 & Modbus. Electronics Systems Group, IIT Bombay, India, Tech. Rep, 2003.

ملخص:

في عملنا هذاسنقوم بمقارنة بين البرتوكول الإنترنتIEC 60870-5-104 Ethernet وبروتكول التسلسلي. IEC 60870-5-101القيادة الألية لها متطلبات خاصة ؛ من المهم التحقق من صحة البرتوكولات الجديدة كي تكون مطابقه للمعايير.

برتوكول القيادة الألية IEC 60870-5-104 تم تطويرها لتتطورعبرالشبكات التي تعمل بتبديل الرزم كبديل للبروتوكولا لتسلسليIEC 60870-5-101،وتؤكد نتائج المحاكاة أن الأخيرة تتفاعل بشكل مشابهم متل كالتي تم استبداله بها.

كما تم الاعتماد علي البرامج التاليةSICAM PAS, Win CC et IEC-TEST لعلامة .SIEMEN.

كلمات مفتاحيةSCADA : ، RTU، CCN، IEC60870-5القياسية ، نموذج OSI ، بروتوكول بروتوكول اتصالات IEC 60870-5-104 ، IEC 60870-5-101 ، البروتوكول التسلسلي SICAM PAS IEC 60870-5-101، Win CC. IECTEST..

Abstract

Our work on simulation tests for the Ethernet protocol IEC 60870-5-104 against the protocol IEC 60870-5-101 series.

The Ethernet protocol IEC 60870-5-104 uses Ethernet packet switched networks and the simulation results confirm that the latter has been repeated perfectly. Software used: SICAM PAS, Win CC and IEC-TEST brand SIEMENS.

Key words: SCADA, RTU, CCN, IEC60870-5 standard, OSI model, TCP / IP protocol, IEC 60870-5-104 Ethernet communication protocol, IEC 60870-5-101 serial protocol, SICAM PAS, Win CC. IEC-TEST.

Résumé

Notre travail base sur des tests de simulations pour traiter du protocole Ethernet IEC 60870-5-104 face au protocole série IEC 60870-5-101.

Le but de faire une migration du protocole sériel IEC 60870-5-101versun protocole Ethernet IEC 60870-5-104, utilise les réseaux à commutation par paquets Ethernet et les résultats des simulations confirment que ce dernier réagit bien et réponde parfaitement. Les logiciels utilisent : SICAM PAS, Win CC et IEC-TEST de la marque SIEMENS.

Mots clés : SCADA, RTU, CCN, la norme **IEC60870 – 5**, Modèle OSI, protocole TCP/IP, protocole de communication Ethernet **IEC 60870-5-104**, protocole série **IEC 60870-5-101**, SICAM PAS, Win CC. IEC-TEST.

Annexes

ANNEXE A – Énumérations IEC 60870-5-101/IEC 60870-5-104

TABLEAU A-1 Liste des types d'objets

Informations sur le processus en direction du moniteur (vers le contrôleur)		
Type	**Abbrév.**	**Description**
01	M_SP_NA_1	Information de signalisation simple (état d'un bit)
02§	M_SP_TA_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
1E	M_SP_TB_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
03	M_DP_NA_1	Information de signalisation double (état de deux bits)
04§	M_DP_TA_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
1F	M_DP_TB_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
05	M_ST_NA_1	Information pour la position de la phase
06§	M_ST_TA_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
20	M_ST_TB_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
07	M_BO_NA_1	Chaîne de 32 bits
08§	M_BO_TA_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
21	M_BO_TB_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
09	M_ME_NA_1	Valeur mesurée, valeur normalisée (mesure 16 bits)
0A§	M_ME_TA_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
22	M_ME_TD_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
0B	M_ME_NB_1	Valeur mesurée, valeur ajustée (mesure 16 bits)
0C§	M_ME_TB_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
23	M_ME_TE_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
0D	M_ME_NC_1	Valeur mesurée, nombre flottant court (mesure 32 bits)
0E§	M_ME_TC_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
24	M_ME_TF_1	... avec marqueur de temps à 7 octets
0F	M_IT_NA_1	Totaux intégrés (compteur 32 bits)
10§	M_IT_TA_1	... avec marqueur de temps à 3 octets
24	M_IT_TB_1	... avec marqueur de temps à 7 octets

Informations sur le processus en direction du contrôle (vers le contrôlé)		
Type	**Abbrév.**	**Description**
2D 3A[¥]	C_SC_NA_1 C_SC_TA_1	Commande simple ... avec marqueur de temps à 7 octets
2E 3B[¥]	C_DC_NA_1 C_DC_TA_1	Commande double ... avec marqueur de temps à 7 octets
2F 3C[¥]	C_RC_NA_1 C_RC_TA_1	Commande de régulation par échelon ... avec marqueur de temps à 7 octets
30 3D[¥]	C_SE_NA_1 C_SE_TA_1	Commande de valeur de consigne, valeur normalisée ... avec marqueur de temps à 7 octets
31 3E[¥]	C_SE_NB_1 C_SE_TB_1	Commande de valeur de consigne, valeur ajustée ... avec marqueur de temps à 7 octets
32 3F[¥]	C_SE_NC_1 C_SE_TC_1	Commande de valeur de consigne, nombre flottant court ... avec marqueur de temps à 7 octets
Informations système en direction du contrôle (vers le contrôlé)		
Type	**Abbrév.**	**Description**
64	C_IC_NA_1	Commande d'interrogation
65	C_CI_NA_1	Commande d'interrogation de compteur
66	C_RD_NA_1	Commande de lecture
67	C_CS_NA_1	Commande de synchronisation d'horloge
68[§] 68[¥]	C_TS_NA_1 C_TS_TA_1	Commande de test ... avec marqueur de temps à 7 octets
69	C_RP_NA_1	Commande de remise à l'état initial du processus
Paramètres en direction du contrôle (vers le contrôlé)		
Type	**Abbrév.**	**Description**
6E	P_ME_NA_1	Paramètre de valeur mesurée, valeur normalisée
6F	P_ME_NB_1	Paramètre de valeur mesurée, valeur ajustée
70	P_ME_NC_1	Paramètre de valeur mesurée, nombre flottant court
71	P_AC_NA_1	Paramètre d'activation

[§] Pour le protocole IEC 60870-5-101 seulement
[¥] Pour le protocole IEC 60870-5-104 seulement

TABLEAU A-2 Liste des causes de transmission

Causes en direction du moniteur (vers le contrôleur)		
Cause	**Abbrév.**	**Description**
01	PER/CYCL	Périodique, cyclique
02	BACK	Examen du contexte
03	SPONT	Spontané
04	INIT	Initialisation
05	REQ	Demandé
07	ACTCON	Confirmation d'activation
09	DEACTCON	Confirmation de désactivation
0A	ACTTERM	Terminaison d'activation
0B	RETREM	Retour d'information provoqué par une commande à distance
0C	RETLOC	Retour d'information provoqué par une commande locale
14-24	INRO	Interrogé par une commande d'interrogation générale ou de groupe
25-29	REQCO	Interrogé par une demande de compteur générale ou de groupe
Causes en direction du contrôle (vers le contrôlé)		
Cause	**Abbrév.**	**Description**
06	ACT	Activation
08	DEACT	Désactivation

ANNEXE B -1 Interoperability IEC 60870-5-101 (IEC 2000)

Interopérabilité

NOTE La spécification complète d'un système peut demander en plus une sélection individuelle de certains paramètres pour certaines parties du système, telle que la sélection individuelle de facteur d'échelle pour des valeurs mesurées adressées individuellement.

Les paramètres sélectionnés doivent être marqués dans les cases blanches comme suit :

☐ Fonction ou ASDU non utilisés

☒ Fonction ou ASDU utilisés dans la direction standard (défaut)

☒ Fonction ou ASDU utilisés dans le mode inversé

Fonction ou ASDU utilisés dans les deux sens

La sélection possible (blanc, X, R, ou B) est spécifiée pour chaque article ou paramètres.

Une case noire indique que le choix n'est pas possible dans la présente norme d'accompagnement.

Système complet ou partiel

(Paramètre spécifique au système, «X» pour la définition du système complet ou partiel)

☐ Définition du système (poste de commande et poste commandé)

☐ Définition du poste de commande (Master)

☐ Définition du poste commandé (Slave)

Configuration de réseau

(Paramètre spécifique au réseau, «X» pour toutes les options utilisées)

■ ~~Point-à-point~~ ■ ~~Point à point lignepartagée~~

■ ~~Point à point multiple~~ ■ ~~Multipoint en étoile~~

Couche physique

(Paramètre spécifique au réseau, «X» pour toutes les options utilisées)

Vitesse de transmission (en direction du contrôle)

Échange asymétrique Échange asymétrique Echange symétrique

Circuit V.24/V.28 Circuit V.24/V.28 Circuit X.24/X.27

Normal Recommandé si >1 200 bit/s

■ ~~100 bit/s~~	■ ~~2 400 bit/s~~	■ ~~2 400 bit/s~~	■ ~~56 000 bit/s~~
■ ~~200 bit/s~~	■ ~~4 800 bit/s~~	■ ~~4 800 bit/s~~	■ ~~64 000 bit/s~~
■ ~~300 bit/s~~	■ ~~9 600 bit/s~~	■ ~~9 600 bit/s~~	
■ ~~600 bit/s~~		■ ~~19 200 bit/s~~	
■ ~~1 200 bit/s~~		■ ~~38 400 bit/s~~	

Vitesse de transmission (en direction de la surveillance)

Echange asymétrique Echange asymétrique Echange symétrique

Circuit V.24/V.28 Circuit V.24/V.28 Circuit X.24/X.27

Normal Recommandé si >1 200 bit/s

■ ~~100 bit/s~~	■ ~~2 400 bit/s~~	■ ~~2 400 bit/s~~	■ ~~56 000 bit/s~~
■ ~~200 bit/s~~	■ ~~4 800 bit/s~~	■ ~~4 800 bit/s~~	■ ~~64 000 bit/s~~
■ ~~300 bit/s~~	■ ~~9 600 bit/s~~	■ ~~9 600 bit/s~~	
■ ~~600 bit/s~~		■ ~~19 200 bit/s~~	
■ ~~1 200 bit/s~~		■ ~~38 400 bit/s~~	

Couche liaison

(Paramètre spécifique au réseau, « X » pour toutes les options utilisées et longueur maximum de la trame. Si l'implantation utilise une assignation « classe 2» non standard, indication du type ID et du COT pour tous les messages de classe 2)

Le format de trame FT 1.2, le caractère unique 1 et l'intervalle fixe hors délai sont utilisés exclusivement dans la présente norme d'accompagnement.

Procédure de liaison de transmission

■ ~~Transmission symétrique~~
■ ~~Transmssion asymétrique~~

Longueur de trame

■ ~~Longueur maximum (nombre d'octets)~~

Champ adresse de la liaison

■ ~~Non présent (transmission symétrique)~~
■ ~~Un octet~~
■ ~~Deux octets~~
■ ~~Structuré~~
■ ~~Non structuré~~

Quand la procédure de transmission asymétrique est utilisée, les ASDU suivants sont retournés dans des messages de classe 2 (faible priorité) avec les causes de transmission indiquée ci-après:

■ ~~Assignation standard à la classe 2 des ASDUs utilisés suivants~~

Identification de Type	Cause de transmission
9, 11, 13, 21	<1>

■ ~~Assignation spéciale à la classe 2 des ASDUs utilisés suivants~~

Identification de Type	Cause de transmission

~~Note: En réponse à la classe 2, le poste commandé peut repondre avec une données de classe 1 si il n'a pas de donnée en classe 2 disponible~~

Couche application

Mode de transmission des données application

Le mode 1 (octet de moins significatif en tête), comme il est défini en 4.10 de la CEI 60870-5-4, est utilisé exclusivement dans cette norme d'accompagnement.

Adresse commune des ASDU

(Paramètre spécifique au système, «X» pour toutes les options utilisées)

■ ~~Un octet~~ [X] Deux octets

Adresse commune des ASDU

(paramètre spécifique au système, «X» pour toutes les options utilisées)

■ ~~Un octet~~
■ ~~Deux octets~~
[X] Trois octets

[ ] Structuré
[ ] Non structuré

Cause de transmission

(Paramètre spécifique au système, «X» pour toutes les options utilisées)

■ ~~Un octet~~

[X] Deux octets (avec l'adresse de l'émetteur). Mis à zéro dans le cas où il n'y a pas d'adresse d'émetteur

Longueur de l'APDU

(Paramètre spécifique au système)

La longueur maximale des APDU est 253 (par défaut). La longueur maximale peut être réduite par le système.

[ ] Longueur maximale des APDU par système

Sélection des ASDU normalisés

Processus d'information en direction du moniteur

(paramètre spécifique à un poste, «X» pour les options utilisées dans la direction standard, «R» pour les options utilisées dans la direction opposée et «B» pour les options utilisées dans les deux directions).

☐	<1> := Information de signalisation simple	M_SP_NA_1
■	~~<2> := Information de signalisation simple datée~~	~~M_SP_TA_1~~
☐	<3> := Information de signalisation double	M_DP_NA_1
■	~~<4> := Information de signalisation double datée~~	~~M_DP_TA_1~~
☐	<5> := Information sur la position de la phase	M_ST_NA_1
■	~~<6> := Information sur la position de la phase datée~~	~~M_ST_TA_1~~
☐	<7> := Chaîne de 32 bits	M_BO_NA_1
■	~~<8> := Chaîne de 32 bits datée~~	~~M_BO_TA_1~~
☐	<9> := Valeur mesurée, valeur normalisée	M_ME_NA_1
■	~~<10> := Valeur mesurée, valeur normalisée datée~~	~~M_ME_TA_1~~
☐	<11> := Valeur mesurée, valeur ajustée	M_ME_NB_1
■	~~<12> := Valeur mesurée, valeur ajustée datée~~	~~M_ME_TB_1~~
☐	<13> := Valeur mesurée, valeur nombre flottant court	M_ME_NC_1
■	~~<14> := Valeur mesurée, valeur nombre flottant court datée~~	~~M_ME_TC_1~~
☐	<15> := Totaux intégrés	M_IT_NA_1
■	~~<16> := Totaux intégrés datés~~	~~M_IT_TA_1~~
■	~~<17> := Evénement de protection d'équipement daté~~	~~M_EP_TA_1~~
■	~~<18> := Démarrage d'événements de protection d'équipement groupé daté~~	~~M_EP_TB_1~~
■	~~<19> := Information de sortie de circuits de protection d'équipement groupés datée~~	~~M_EP_TC_1~~
☐	<20> := Paquet d'information simple avec détection de changement d'état	M_SP_NA_1
☐	<21> := Valeur mesurée, valeur normalisée sans descripteur de qualité	M_ME_ND_1
☐	<30> := Information de signalisation simple datée CP56Time2a	M_SP_TB_1
☐	<31> := Information de signalisation double datée CP56Time2a	M_DP_TB_1
☐	<32> := Information sur la position de la phase datée CP56Time2a	M_ST_TB_1
☐	<33> := Chaîne de 32 bits datée CP56Time2a	M_BO_TB_1
☐	<34> := Valeur mesurée, valeur normalisée datée CP56Time2a	M_ME_TD_1
☐	<35> := Valeur mesurée, valeur ajustée datée CP56Time2a	M_ME_TE_1
☐	<36> := Valeur mesurée, valeur nombre flottant court datée CP56Time2a	M_ME_TF_1
☐	<37> := Totaux intégrés datés CP56Time2a	M_IT_TB_1
☐	<38> := Evénement de protection d'équipement daté CP56Time2a	M_EP_TD_1
☐	<39> := Démarrage d'événements de protection d'équipement groupé datée CP56Time2a	M_EP_TE_1
☐	<40>= Information de sortie de circuits de protection d'équipement groupé	M_EP_TF_1

Soit les ASDU de l'ensemble <2>, <4>, <6>, <8>, <10>, <12>, <14>, <16>, <17>, <18>, <19>, soit les ASDU de l'ensemble <30> – <40> sont utilisés.

Processus d'information en direction du contrôle

(paramètre spécifique à un poste, «X» pour les options utilisées dans la direction standard, «R» pour les options utilisées dans la direction opposée et «B» pour les options utilisées dans les deux directions).

☐	<45> := Commande simple	C_SC_NA_1
☐	<46> := Commande double	C_DC_NA_1
☐	<47> := Commande de phase de réglage	C_RC_NA_1
☐	<48> := Commande de valeur de consigne, valeur normalisée	C SE NA 1
☐	<49> := Commande de valeur de consigne, valeur ajustée	C_SE_NB_1
☐	<50> := Commande de valeur de consigne, valeur nombre flottant court	C_SE_NC_1
☐	<51> := Chaîne de 32 bits	C_BO_NA_1
☐	<58> := Commande simple datée CP56Time2a	C_SC_TA_1
☐	<59> := Commande double datée CP56Time2a	C_DC_TA_1
☐	<60> := Commande de phase de réglage datée CP56Time2a	C_RC_TA_1
☐	<61> := Commande de valeur de consigne datée CP56Time2a, valeur normalisée	C SE TA 1
☐	<62> := Commande de valeur de consigne datée CP56Time2a, valeur ajustée	C_SE_TB_1
☐	<63> := Commande de valeur de consigne datée CP56Time2a, valeur nombre flottant court	C_SE_TC_1
☐	<64> := Chaîne de 32 bits datée CP56Time2a	C_BO_TA_1

Soit les ASDU de l'ensemble <45> – <51>, soit les ASDU de l'ensemble <58> – <64> sont utilisés.

Information système en direction du moniteur

(paramètre spécifique à un poste, «X» pour les options utilisées)

☐ <70> := Fin d'initialisation M_EI_NA_1

Information système en direction du contrôle

(paramètre spécifique à un poste, «X» pour les options utilisées dans la direction standard, «R» pour les options utilisées dans la direction opposée et «B» pour les options utilisées dans les deux directions).

☐ <100> := Commande d'interrogation C_IC_NA_1
☐ <101> := Commande d'interrogation de compteur C_CI_NA_1
☐ <102> := Commande de lecture C_RD_NA_1
☐ <103> := Commande de synchronisation d'horloge (option, voir 7.6) C_CS_NA_1
■ ~~<104> := Commande de test C_TS_NA_1~~
☐ <105> := Commande de remise à l'état initial d'un processus C_RP_NA_1
■ ~~<106> := Commande de délai d'acquisition C_CD_NA_1~~
☐ <107> := Commande de test datée CP56Time2a C_TS_TA_1

Paramètre en direction du contrôle

(paramètre spécifique à un poste, «X» pour les options utilisées dans la direction standard, «R» pour les options utilisées dans la direction opposée et «B» pour les options utilisées dans les deux directions).

☐ <110> := Paramètre de valeur mesurée, valeur normalisée P_ME_NA_1
☐ <111> := Paramètre de valeur mesurée, valeur ajustée P_ME_NB_1
☐ <112> := Paramètre de valeur mesurée, valeur nombre flottant court P_ME_NC_1
☐ <113> := Paramètre d'activation P_AC_NA_1

Acquisition du délai de transmission

(Paramètre spécifique à un poste, «X» pour les options utilisées dans la direction standard, «R» pour les options utilisées dans la direction opposée et «B» pour les options utilisées dans les deux directions).

■ ~~Acquisition du délai de transmission~~

Paramètre du port

L'échelle maximale pour ces valeurs de délais est la suivante: de 1 à 255 s, avec une précision de 1s.

Paramètre	Valeur	Remarque
Portnumber	2404	Dans tous les cas

RFC 2200 suite

RFC 2200 est le standard officiel sur Internet qui décrit l'état des normes des protocoles utilisés par l'Internet comme défini par l CX'« Internet Architecture Board (IAB)». Il offre une large gamme de normes utilisées par l'Internet. La sélection des documents RFC 2200 définie dans la présente norme pour un projet donné doit être choisie par l'utilisateur de la présente norme.

☒ Ethernet 802.3

☐ Interface Série X.21

☐ Autre sélection RFC 2200

Remarque :

- ✓ Paramètre spécifique au système, «X» pour toutes les options utilisées dans le protocole IEC 104.
- ✓ Les cases en noir rayée c'est pour le protocole IEC 101.