

Mémoire de fin d'étude en vue d'obtention du diplôme

**D'INGENIEUR D'État**

-Filière-

**Électromécanique**

-Spécialité-

**Mécatronique**

-Thème-

**Digitalisation d'un poste électrique  
60kV/30kV par une RTU Siemens A8021**

Réalisé par

**KADDOUR Meriem  
AMROUNI Sonia**

**Les membres du jury**

Mr. KERROUCHI Slimane  
Mr. AMRANE Ahmed  
Mme. GHAZI Nawal  
Mr. CHERIFI Tarek

Président  
Promoteur  
Co-promoteur  
Examineur

Alger, le 27/06/2023

# Dédicaces

*À nos familles,*

*Plus précisément nos chers parents, et notre grande sœur Soumia, nos frères et sœurs. Vous avez été notre source constante de soutien, d'encouragement et d'amour tout au long de ce parcours académique. Vos sacrifices, votre compréhension et votre présence inconditionnelle ont été les piliers qui ont soutenu nos ambitions. On vous dédie ce travail avec une gratitude infinie et la certitude que vos efforts ont été récompensés.*

*À nos proches,*

*En mettant le point sur deux importantes personnes qui ont toujours étaient à nos côtés. Votre amour, votre compréhension et votre soutien inconditionnel nous ont permis de traverser les hauts et les bas de cette aventure académique. Vos encouragements constants, vos mots et votre croyance en nous, nous ont donné la force de persévérer et d'atteindre nos objectifs et de ne jamais abandonnés. Nous vous sommes infiniment reconnaissantes. Sans oublier notre chatte Macha qui a dû nous supporter avec nos nuits blanches qui l'empêcher de dormir.*

*À nos professeurs,*

*Pour vos enseignements inspirants et votre passion pour la connaissance. Votre influence a façonné notre compréhension du domaine et a éveillé notre curiosité intellectuelle.*

*Enfin, à nous-même,*

*On reconnaît les efforts, le dévouement et la persévérance qu'on a investis dans cette aventure, notamment notre soutien l'une pour l'autre tous au long de notre parcours académique. Nous sommes fier des accomplissements que nous avons réalisés et des personnes que nous sommes devenues grâce à cette expérience. On se dédie ce travail en guise de célébration de notre détermination, courage et de notre volonté de toujours repousser nos limites.*

*Ces dédicaces sont une expression de notre gratitude envers toutes les personnes qui ont contribué de manière significative à la réussite de notre thèse. Votre impact sur nos vies restera à jamais gravé dans nos mémoires.*

# Remerciements

*On adresse nos remerciements à ALLAH tout puissant, nos parents et à nos familles qui nous ont beaucoup aidé dans notre recherche de stage et nous ont permis de choisir cette entreprise. Leur écoute et leurs conseils nous ont permis de cibler nos candidatures, et de trouver ce stage qui était en totale adéquation avec nos attentes.*

*Tout d'abord, on tient à remercier Mr. AMRANE Ahmed et Mme. GHAZI Nawal en exprimant notre profonde gratitude pour leur soutien inestimable tout au long de la rédaction de cette thèse. Leur encadrement expert, leurs conseils éclairés et dévouement constant ont grandement contribué à la réussite de cette étape importante de notre vie académique. Nous sommes honorés d'avoir eu l'opportunité de travailler sous leur supervision bienveillante et sommes reconnaissantes pour la confiance qu'ils ont mis en nos capacités. Leur mentorat nous a permis de grandir au tant que chercheurs et au tant qu'individues, et nous sommes convaincu que les compétences qu'on a acquises grâce à leur encadrement nous seront précieuses tout au long de notre carrière.*

*On voudrait aussi remercier notre maître de stage, Mme. GUERMAH Meriem ingénieur en CCN, qui a su nous faire confiance lors de cette aventure dans le monde professionnel et a partagé ses connaissances de manière très pédagogique. On la remercie aussi pour sa disponibilité et la qualité de son encadrement en entreprise.*

*Et en particulier nous souhaitons remercier Mme. AMEL HORCHE pour son aide et son soutien et ses interventions à chaque problème dont on a dû avoir faire face tout au long de notre stage.*

*On remercie également toute l'équipe de SIEMENS pour leur accueil, leur aide et leur esprit d'équipe.*

# Table des matières

<i>Introduction générale</i> .....	<b>1</b>
CHAPITRE1 : Généralités sur les réseaux électriques	
<i>1. Introduction</i> .....	<b>3</b>
<i>2. Réseau électrique</i> .....	<b>3</b>
<i>3. Différents types des réseaux électriques</i> .....	<b>4</b>
<b>3.1 Le réseau de transport et d'interconnexion</b> .....	<b>4</b>
<b>3.2 Les réseaux de répartition</b> .....	<b>4</b>
<b>3.3 Les réseaux de distribution</b> .....	<b>4</b>
<i>4. Les postes de transformations électriques</i> .....	<b>5</b>
<b>4.1 Le poste HTB/HTA</b> .....	<b>5</b>
<b>4.2 Le poste HTA/HTA</b> .....	<b>5</b>
<b>4.3 Le poste HTA/BT</b> .....	<b>5</b>
<i>5. Architecture des postes de transformation électriques</i> .....	<b>6</b>
<b>5.1 Les postes de livraison HTB</b> .....	<b>6</b>
<b>5.2 Structure des réseaux HTA</b> .....	<b>9</b>
<b>5.3 Les postes BT</b> .....	<b>13</b>
<i>6. Composants d'un poste de transformation électrique</i> .....	<b>16</b>
<b>6.1 Technologies des transformateurs de puissance</b> .....	<b>17</b>
<b>6.2 Les organes de coupure électrique (technologie des disjoncteurs et sectionneur)</b> ....	<b>17</b>
<b>6.3 Les transformateurs de mesure</b> .....	<b>17</b>
<b>6.4 Les services auxiliaires</b> .....	<b>18</b>
<i>7. Les systèmes de protection des réseaux électriques</i> .....	<b>18</b>
<b>7.1 Le rôle d'un système de protection</b> .....	<b>18</b>
<b>7.2 Les relais de protection des étages HTA des postes HTB/HTA</b> .....	<b>19</b>
<b>7.3 Les relais de protection numérique</b> .....	<b>19</b>
<i>8. Complexité et nécessité de surveiller les installations du réseau électrique et objectif de la télé-conduite</i> <b>21</b>	
<i>9. Conclusion</i> .....	<b>21</b>
<i>1. Introduction</i> .....	<b>24</b>
<i>2. La télé-conduite des réseaux électriques</i> .....	<b>24</b>
<i>3. La pyramide d'automatisation</i> .....	<b>25</b>
<i>4. Systèmes SCADA</i> .....	<b>26</b>
<b>4.1 Définition des systèmes SCADA dans la télé-conduite des réseaux électriques</b> .....	<b>26</b>

4.2	Architecture SCADA dans la télé-conduite des réseaux électriques .....	27
5.	<i>Les unités terminales distante</i> .....	28
5.1	Architecture d'une unité terminale distante.....	28
5.2	Les principales tâches de l'unité terminale distante .....	30
	Les principales tâches des RTUs sont :.....	30
5.3	Applications d'une RTU : .....	30
6.	<i>L'interface Homme-Machine</i> .....	31
6.1	Qu'est-ce qu'une Interface Homme-Machine .....	31
6.2	Fonctions des Interfaces Homme Machine .....	31
7.	<i>Les protocoles de communication en télé-conduite des réseaux électriques</i> .....	31
8.	<i>Le système de contrôle et commande numérique</i> .....	33
9.	<i>Conclusion</i> .....	34
1.	<i>Introduction</i> .....	36
2.	<i>Présentation du lieu de stage : SIEMENS Algérie</i> .....	36
3.	<i>La problématique proposée à l'étude</i> .....	37
4.	<i>Solution proposée</i> .....	37
4.1	Choix du relais de protection .....	38
4.2	Configuration du relais de protection 6MD85 .....	39
4.3	Choix de la RTU .....	43
4.4	Configuration de la RTU.....	44
4.5	Test de la connectivité du relais 6MD85 et la RTU A8021 par le protocole CEI 61850-7	
4.6	Configuration du IHM.....	48
5	<i>Conclusion</i> .....	57
	<i>Conclusion générale</i> .....	59
	<i>Bibliographies</i> .....	60
	<i>Annexes</i> .....	63

# Table des figures

<i>Figure 1 : Les différents niveaux d'un réseau électrique.....</i>	<i>3</i>
<i>Figure 2 : Architecture simple antenne .....</i>	<i>6</i>
<i>Figure 3 : Architecture double antenne.....</i>	<i>7</i>
<i>Figure 4 : Double antenne avec double jeu de barre .....</i>	<i>8</i>
<i>Figure 5 : Réseau HTA radiale en simple antenne .....</i>	<i>9</i>
<i>Figure 6 : Réseau HTA radiale en double antenne sans couplage.....</i>	<i>10</i>
<i>Figure 7 : Réseau HTA radiale en double antenne avec couplage.....</i>	<i>10</i>
<i>Figure 8 : Réseau HTA en boucle ouverte.....</i>	<i>11</i>
<i>Figure 9 : Réseau HTA en boucle fermée .....</i>	<i>12</i>
<i>Figure 10 : Réseau HTA en double dérivation .....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 11 : Poste BT alimenté par une seule source.....</i>	<i>14</i>
<i>Figure 12 : Poste BT alimenté par une double source, sans couplage.....</i>	<i>14</i>
<i>Figure 13 : Poste BT alimenté par une double source, avec couplage.....</i>	<i>15</i>
<i>Figure 14 : Poste BT alimenté en triple sources avec couplage.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 15 : Éléments constituant les protections du réseau électrique [7].....</i>	<i>18</i>
<i>Figure 16 : Relais de protection numérique .....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 17 : Architecture d'un relais numérique.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 18 : Les différents niveaux de la pyramide d'automatisation [12].....</i>	<i>25</i>
<i>Figure 19 : Les niveaux de la pyramide CIM dans un réseau électrique [13] .....</i>	<i>25</i>
<i>Figure 20 : Représentation simplifiée du système SCADA .....</i>	<i>26</i>
<i>Figure 21 : Architecture du système SCADA .....</i>	<i>27</i>
<i>Figure 22:Architecture d'une unité terminale distante.....</i>	<i>28</i>
<i>Figure 23 : Architecture de la norme CEI 61850 [16] .....</i>	<i>32</i>
<i>Figure 24 : Exemple du fonctionnement des messages MMS et GOOSE dans un poste électrique [23].....</i>	<i>33</i>
<i>Figure 25:SIEMENS Algérie .....</i>	<i>37</i>
<i>Figure 26 : Architecture CCN du système étudié.....</i>	<i>38</i>
<i>Figure 27 : Démarches de configuration du relais de protection 6MD85 .....</i>	<i>39</i>
<i>Figure 28:Création du prototype de notre relais .....</i>	<i>39</i>
<i>Figure 29:La travée étudiée .....</i>	<i>40</i>
<i>Figure 30 : Affectation des signaux .....</i>	<i>40</i>
<i>Figure 31:Affectation des alarmes .....</i>	<i>41</i>
<i>Figure 32 : Équation de verrouillage du disjoncteur .....</i>	<i>41</i>
<i>Figure 33 : Équation de déverrouillage du disjoncteur .....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 34 : Structure CTRL du CEI 61850 .....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 35 : Démarches de configuration de la RTU A8021. ....</i>	<i>44</i>
<i>Figure 36 : Configuration du Hardware &amp; Protocoles. ....</i>	<i>45</i>
<i>Figure 37 : Configuration des RTU SETTINGS.....</i>	<i>45</i>
<i>Figure 38: Affectation des signaux.....</i>	<i>46</i>

<i>Figure 39: Correspondance Serveur/Client avec le CEI 61850.</i>	46
<i>Figure 40 : Interface de l'angle CEI 61850 dans le SICAM Device Manager.</i>	47
<i>Figure 41 : Exécution des commande OPEN ou CLOSE du relais à distance.</i>	48
<i>Figure 42 : Vue système protection avec relais configurer sous DIGSI5.</i>	49
<i>Figure 43 : Vue système protection avec relais configurer sous DIGSI4.</i>	49
<i>Figure 44: Les indications des couleurs autour des relais.</i>	49
<i>Figure 45: Symboles d'états des disjoncteurs et sectionneurs.</i>	50
<i>Figure 46 : Schéma du médaillon d'une travée.</i>	50
<i>Figure 47: Schéma de l'unifilaire générale du système étudié.</i>	51
<i>Figure 48 : Représentation unifilaire 60KV.</i>	51
<i>Figure 49: Représentation Unifilaire 30kV.</i>	52
<i>Figure 50: Schéma de la travée ligne arrivée pour l'étage 60KV.</i>	53
<i>Figure 51: Schéma de la travée de transformation de l'étage 60KV.</i>	54
<i>Figure 52 Schéma de la travée ligne arrivée de l'étage 30KV</i>	54
<i>Figure 53: Ttravée ligne de départ H02.</i>	55
<i>Figure 54: Le code couleurs des alarmes et des évènements.</i>	56
<i>Figure 55: Les évènements</i>	56
<i>Figure 56: Les alarmes.</i>	56
<i>Figure 57 Verification des licences</i>	63
<i>Figure 58 Vérification de la version du WinCC</i>	63
<i>Figure 59 Vérification de la version du SCC</i>	64
<i>Figure 60 Création d'un nouveau projet</i>	64
<i>Figure 61 Définition du nom et du chemin du répertoire</i>	65
<i>Figure 62 Paramétrisation du projet</i>	65
<i>Figure 63 Choix de la station</i>	66
<i>Figure 64 Choix du fichier pxd</i>	66
<i>Figure 65 Fin de l'importation des fichiers et de la configuration de la station</i>	67
<i>Figure 66 Structure des variables importées</i>	67
<i>Figure 67 Le logiciel DIGSI5</i>	68
<i>Figure 68 Le logiciel SICAM Device Manager</i>	69
<i>Figure 69 Le logiciel Wincc V7.5</i>	70

# Liste des tableaux

<i>Tableau 1 : Tableau comparatif entre les différentes gammes des RTU de SIEMENS.....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 2 Tableau montrant les caractéristiques des composants compatible avec la RTU A8021.....</i>	<i>70</i>
<i>Tableau 3 Tableau montrant les désignations d'utilisation des modules d'E/S SICAM externes .....</i>	<i>70</i>
<i>Tableau 4 Tableau montrant les désignations d'utilisation des modules d'E/S SICAM TM externes .....</i>	<i>72</i>



# Table des abréviations

**AI: Analogic Input**

**AO: Analogic Output**

**BC: Bay Controller**

**BT : Basse Tension**

**CCN: Controle Commande Numérique**

**CEI : Commission Électrotechnique Internationale**

**CPU: Central Processing Unit**

**DI: Digital Input**

**DNP: Distributed Network Protocol**

**DO: Digital output**

**GOOSE: Generic Object-Oriented Substation Events**

**GPS: Global positioning System**

**HT : Haute Tension**

**HTA : Haute Tension Aucune**

**HTB : Haute Tension Basee**

**IEC: International Electrotechnical Commission**

**IED : Dispositive Électronique intelligent**

**IHM : Interface Homme-Machine**

**IoT: Internet Of Things**

**LAN: Local Area Network**

**MMI : Man Machine Interface**

**MMS: Manufacturing Message Specification**

**PAS CC: Power Automation System Control Center**

**RTU : Remote Terminal Unit**

**SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition**












**SCC : Station Control Center**

**THT : Très Haute Tension**

**WAN: Wide Area Network**

**WinCC: Windows Control Center**

# Symboles graphiques

Symboles	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)

# Introduction générale

Le réseau électrique est une partie essentielle pour l'alimentation en énergie des différents consommateurs, ils sont prévus comme des infrastructures hautement critiques pour le développement industriel et économique des pays. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité de service.

Le système téléconduite représente une solution rentable pour la conduite et l'exploitation des réseaux électrique. En effet, l'utilisation des techniques de téléconduite permet de maîtriser la conduite en temps réel des principaux ouvrages ; et permet à l'opérateur de prendre rapidement les décisions nécessaires et de les mettre en application. D'où l'intérêt des dispositifs de télésurveillance et de télécommande qui permettent de contrôler l'état des réseaux et d'agir avec rapidité en évitant autant que possible les déplacements coûteux en temps d'intervention [1].

Ce projet de fin d'études, réalisé au sein de Siemens Algérie, se concentre sur la digitalisation d'une sous-station électrique 60 kV/30 kV à l'aide d'une unité terminale à distance (RTU) conforme à la norme CEI 61850.

Les méthodes traditionnelles de contrôle et commande peuvent présenter des limitations en termes de précision, de réactivité et d'efficacité. Il devient donc essentiel de se poser les grandes questions pour trouver des réponses adéquates, cela nous a dirigés vers l'intégration d'une RTU dans un poste électrique afin de le digitaliser. Dans le cadre de notre projet, nous allons nous focaliser sur une RTU « A8000 CP-8021 » programmée par le logiciel « SICAM Device Manager ». Pour atteindre ce stade de digitalisation, nous allons utiliser un relais numérique de protection de la gamme « SIPROTEC5 » du type « 6MD85 » par le logiciel « DIGSI5 » ; puis nous allons réaliser la vue IHM de l'architecture Contrôle et Commande Numérique de notre station par « WinCC V7.5 SCC 9.04 ».

La digitalisation des sous-stations électriques représente une tendance majeure dans le domaine de l'énergie, offrant des opportunités pour améliorer l'efficacité opérationnelle et la qualité de la gestion des réseaux. En outre, SIEMENS Algérie, en tant qu'entreprise renommée dans le secteur de l'énergie, met l'accent sur l'innovation technologique et la mise en œuvre de solutions avancées. Ainsi, ce projet offre l'opportunité d'acquérir une expérience pratique dans un environnement professionnel stimulant.

Afin de vérifier et de valider si les objectifs du travail ont bien été atteints, une approche méthodologique rigoureuse sera suivie. Cela impliquera la conception et la mise en œuvre d'un prototype de digitalisation de la sous-station électrique, ainsi que des tests approfondis pour évaluer la performance, la fiabilité et l'efficacité de la solution mise en place.

Comme déjà cité précédemment, ce projet de fin d'étude a été effectué au sein SIEMENS Algérie qui est une entreprise internationale leader opérant dans le secteur de l'énergie et des technologies. Le stage s'est déroulé au sein de SIEMENS Algérie, offrant ainsi un environnement de travail propice à l'apprentissage et à l'application pratique des connaissances acquises. Cette expérience a permis de bénéficier des ressources, de l'expertise et du soutien nécessaires pour mener à bien ce projet ambitieux.

Notre travail sera structuré sur trois chapitres comme suit :

- Le chapitre 1 présente des généralités sur les réseaux électriques.
- Le chapitre 2 révèle la télé-conduite des réseaux électriques.
- Le chapitre 3 est consacré à notre cas d'étude, dans lequel nous allons effectuer le choix et la configuration des matériels clés de la solution proposée à savoir, le relais de protection numérique et la RTU et finalement réaliser la vue IHM correspondante.



# **CHAPITRE 1**

## **Généralités sur les réseaux électriques**

## 1. Introduction

Un système d'énergie électrique comprend tous les éléments du réseau électrique qui aident à générer, transporter, distribuer et utiliser l'énergie électrique à travers des transformateurs via des lignes de transmission de différents niveaux de tension interconnectées aux sous-stations. Le système d'énergie électrique garantit la maîtrise de l'ensemble de la production, du transport, de la distribution et de la consommation tout en assurant la stabilité de cet ensemble.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les réseaux électriques, des composants d'un poste de transformation électrique, en s'intéressant plus particulièrement aux relais numériques.

## 2. Réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles. Les réseaux électriques peuvent être classés selon leurs niveaux de tension (haute, moyenne ou basse tension), tout, comme ils peuvent être classés selon leurs fonctions prévues, à savoir, transport, répartition ou distribution [2].

Il se compose d'une série de lignes de transmission, de transformateurs, de sous-stations et d'autres appareils qui transmettent et contrôlent l'électricité. Les réseaux électriques peuvent être classés en plusieurs niveaux de tension, des lignes à haute tension qui transportent l'électricité sur de longues distances aux lignes à basse tension qui fournissent de l'électricité aux utilisateurs finaux comme représenté dans la figure 1.

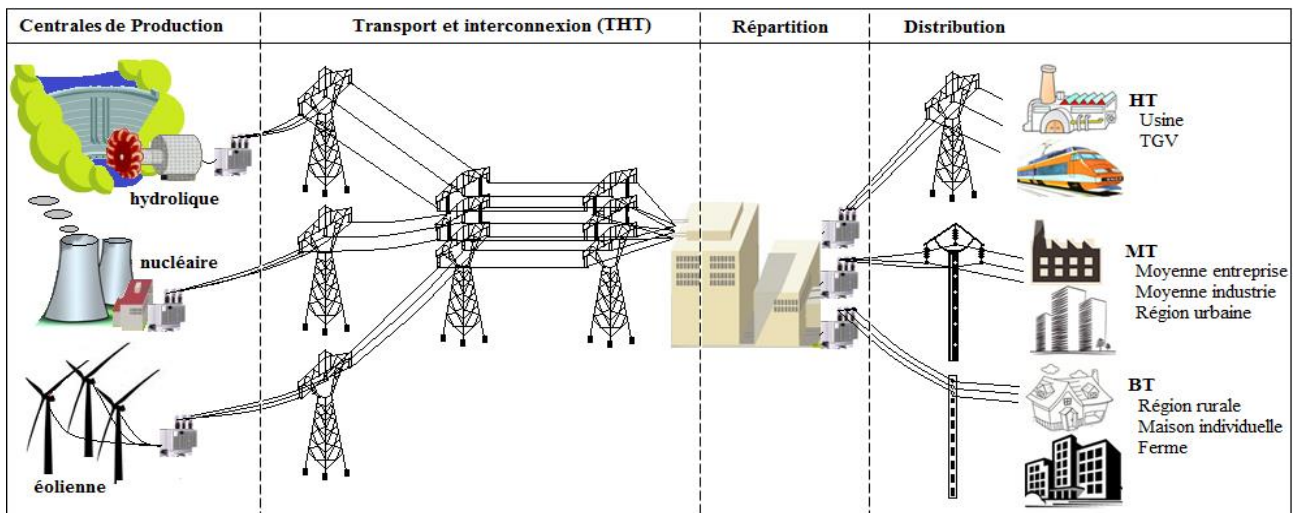


Figure 1 : Les différents niveaux d'un réseau électrique

Les réseaux électriques sont exploités pour s'assurer qu'ils atteignent l'objectif d'acheminer l'électricité entre les producteurs d'électricité et les consommateurs industriels directement raccordés au réseau ou les distributeurs d'électricité [2].

### **3. Différents types des réseaux électriques**

A partir des différents paramètres et topologies des réseaux, on distingue les types suivants

#### **3.1 Le réseau de transport et d'interconnexion**

Les réseaux de transport sont basés sur la haute tension HT (50 kV à 400 kV) et sont utilisés pour transporter l'énergie des grands centres de production vers les zones de consommation électrique. Les grands volumes de transport nécessitent des lignes électriques avec une capacité de transport élevée et des structures maillées (ou interconnectées). Le réseau maillé garantit une très bonne sécurité d'approvisionnement puisque les défaillances de tout élément (lignes électriques, transformateurs, groupes de production) sont exclues [1].

#### **3.2 Les réseaux de répartition**

Les réseaux de répartition ont pour rôle de répartir au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 KV selon les régions. Ces réseaux sont en grande part, constitué de lignes aériennes. Chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit en boucle ouverte souvent, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformations HTB/HTA et, d'autre part, les utilisateurs industriels [3].

#### **3.3 Les réseaux de distribution**

Le réseau de distribution a pour objectif d'alimenter tous les consommateurs. Il existe deux sous-niveaux de tension :

- a) Réseau moyenne tension de 1 à 50 KV.
- b) Réseau basse tension 110 à 600 V auquel sont raccordés les clients particuliers.

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution proposent des solutions techniques différentes selon les pays et la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension HTA ont, de façon très majoritaire, une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses. A partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation à leur bout se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs.



La structure arborescente de ces réseaux signifie qu'un défaut sur une ligne électrique HTA entraînera directement la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent [3].

## 4. Les postes de transformations électriques

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

Ces postes sont les points de connexion des lignes électriques. Ils peuvent avoir deux finalités :

- ⇒ L'interconnexion entre les lignes de même niveau de tension : ce qui permet la répartition de l'énergie sur les différentes lignes issues du poste.
- ⇒ La transformation de l'énergie : en permettant le passage d'un niveau de tension à un autre.

De plus, les postes de transformation électriques assurent également la protection du réseau ; permettent l'exploitation normale du réseau et assurent la surveillance du réseau.

Il existe trois types de poste de transformation les postes HTB/HTA, les postes HTA/HTA et les postes HTA/BT.

### 4.1 Le poste HTB/HTA

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

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB ( $\gg 100$  kV) à la HTA ( $\gg 10$  kV); la tension électrique est d'abord abaissée depuis le niveau de tension de haute tension à une tension intermédiaire. Cette transformation est réalisée à l'aide de transformateurs de réduction de tension. Ensuite, la tension HTA est encore abaissée à une tension plus basse et plus appropriée pour la distribution aux utilisateurs finaux.

### 4.2 Le poste HTA/HTA

Ce type de poste assure la démultiplication des départs HTA en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA. Et assurer le passage entre deux niveaux HTA.

### 4.3 Le poste HTA/BT

C'est une installation électrique où la tension électrique est reçue du réseau électrique à un niveau de tension HTA et est ensuite abaissée à une tension BT utilisée dans les foyers, elle est raccordée à un réseau de distribution sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant un seul transformateur HTA/BT dont la puissance est en général inférieure ou égale à 1250 kVA.

## 5. Architecture des postes de transformation électrique

Les architectures des postes de transformation électrique sont les suivants :

### 5.1 Les postes de livraison HTB

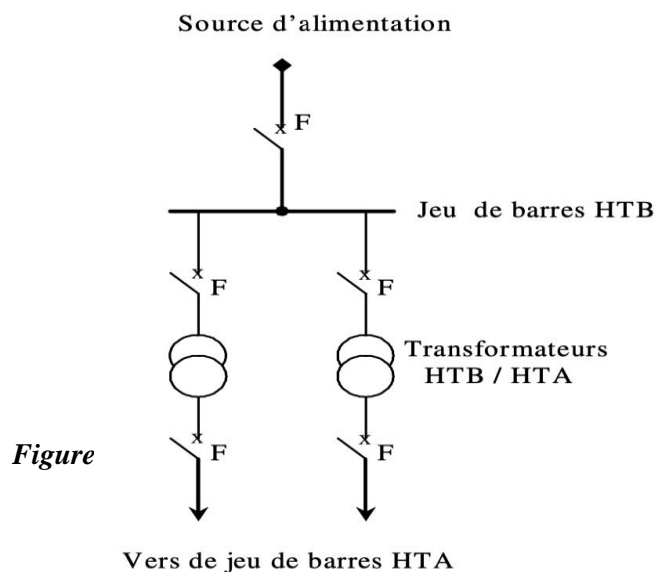
Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- Le point de raccordement au réseau de distribution HTB ;
- La borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA ;
- Indice **O** pour la position ouverte et **F** pour la position fermée.

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

#### 5.1.1 Simple antenne

L'architecture simple antenne se compose d'une seule source d'alimentation ; comme présenté dans la figure 2



#### Mode d'exploitation

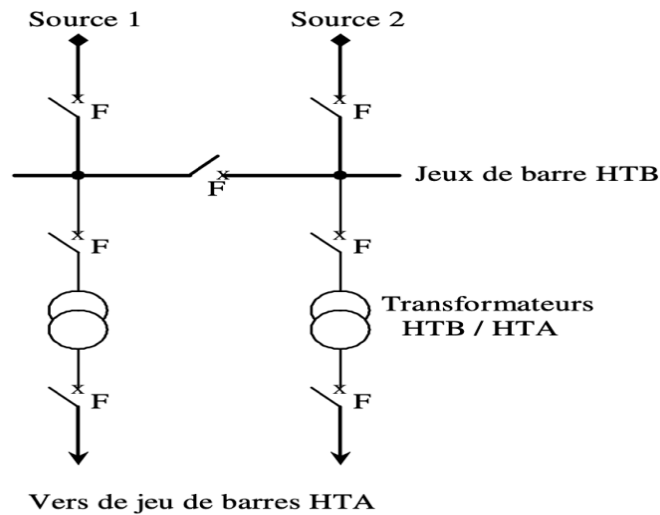
Il existe deux modes d'exploitation dans une architecture simple antenne : le mode normal dont les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB ; et le mode perturbé, en cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

#### Avantages et Inconvénients

L'architecture simple antenne présente un avantage qui est le coût minimal ; et son inconvénient c'est sa disponibilité faible.

#### 5.1.2 Double antenne

L'architecture double antenne se compose de deux sources d'alimentation ; comme présenté dans la figure 3 :



*Figure 3 : Architecture double antenne*

### Mode d'exploitation

Il existe deux modes d'exploitation dans l'architecture simple antenne :

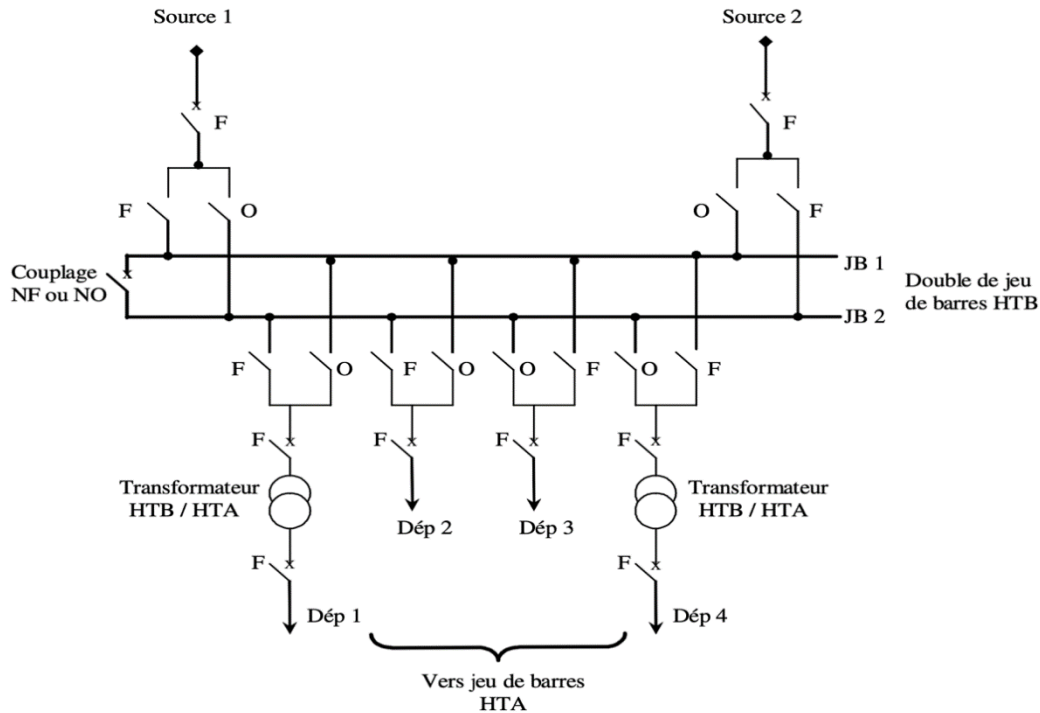
- Le mode normal, les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage ; et les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.
- Le mode perturbé, en cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

### Avantages et Inconvénients

L'architecture double antenne présente des avantages dont la bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau et la maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci. Par contre cette architecture présente des inconvénients dont la solution est plus coûteuse que l'alimentation simple antenne et ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

#### 5.1.3 Double antenne avec double jeu de barres

L'architecture double antenne avec double jeu de barres se compose de deux sources d'alimentations et deux jeux de barres ; comme présenté dans la figure 4 :



**Figure 4 : Double antenne avec double jeu de barre**

### Mode d'exploitation

Il existe deux modes d'exploitation dans l'architecture simple antenne :

- Le mode normal : dont les caractéristiques sont les suivantes :
  - La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép 1 et Dép 2.
  - La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép 3 et Dép 4.
  - Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.
- Le mode perturbé : dont les caractéristiques sont les suivantes :
  - En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
  - En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

### Avantages et Inconvénients

L'architecture double antenne à double jeu de barres présente des avantages tels que la bonne disponibilité d'alimentation, une très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres, et la possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Et les inconvénients tels que le surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres.

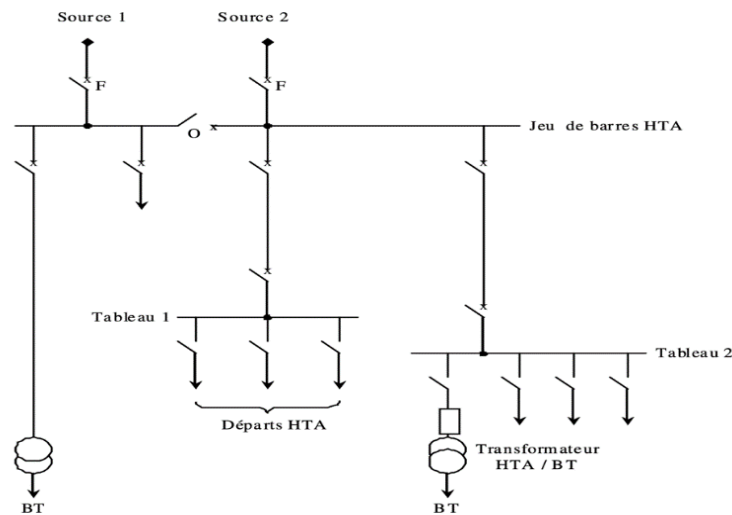
## 5.2 Structure des réseaux HTA

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

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

### 5.2.1 Radial en simple antenne

La structure radiale en simple antenne est comme présenté dans la figure 5 :



*Figure 5 : Réseau HTA radiale en simple antenne*

### Fonctionnement

Le fonctionnement de la structure radial en simple antennes est le suivant :

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

### 5.2.2 Radial en double antenne sans couplage

La structure radiale en simple antenne est comme présentée dans la figure 6 :

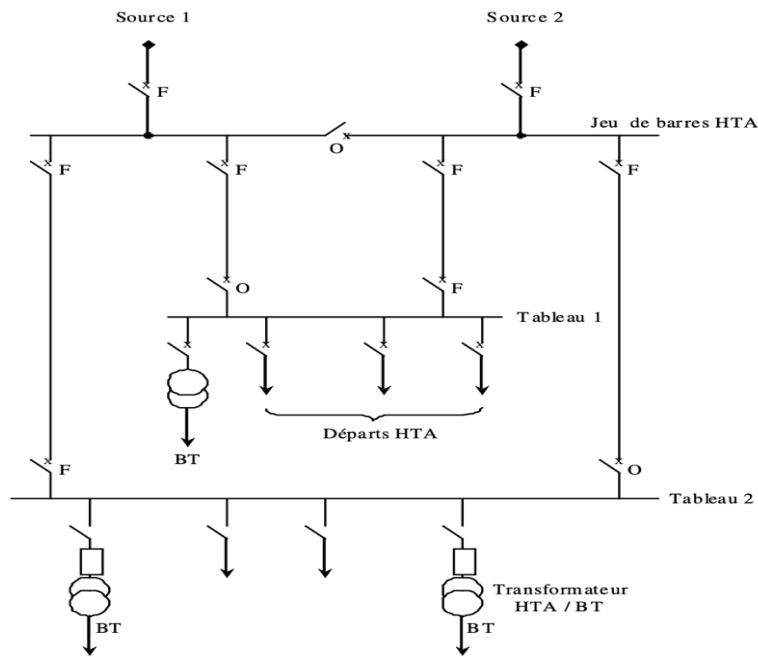


Figure 6 : Réseau HTA radiale en double antenne sans couplage

**Fonctionnement**

Le mode de fonctionnement de la structure radial en double antennes est le suivant :

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

**5.2.3 Radial en double antenne avec couplage**

La structure radiale en double antenne avec couplage est comme présenté dans la figure 7 :

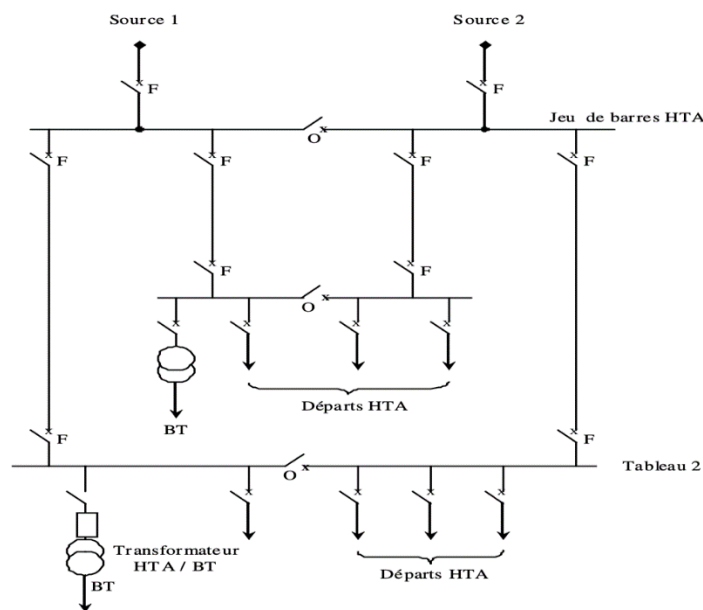


Figure 7 : Réseau HTA radiale en double antenne avec couplage

## Fonctionnement

Le mode de fonctionnement de la structure radial en double antennes avec couplage est le suivant :

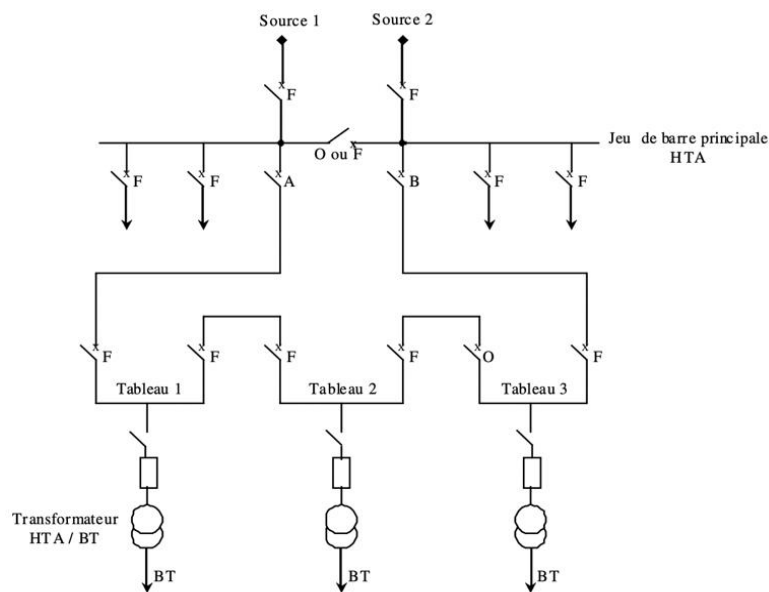
- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts,
- Chaque demi jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources,
- Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée,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

### ⇒ En boucle

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

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

- **Boucle ouverte** : La structure radiale en double antenne avec couplage en boucle ouverte est comme présenté dans la figure 8.



*Figure 8 : Réseau HTA en boucle ouverte*

## Fonctionnement

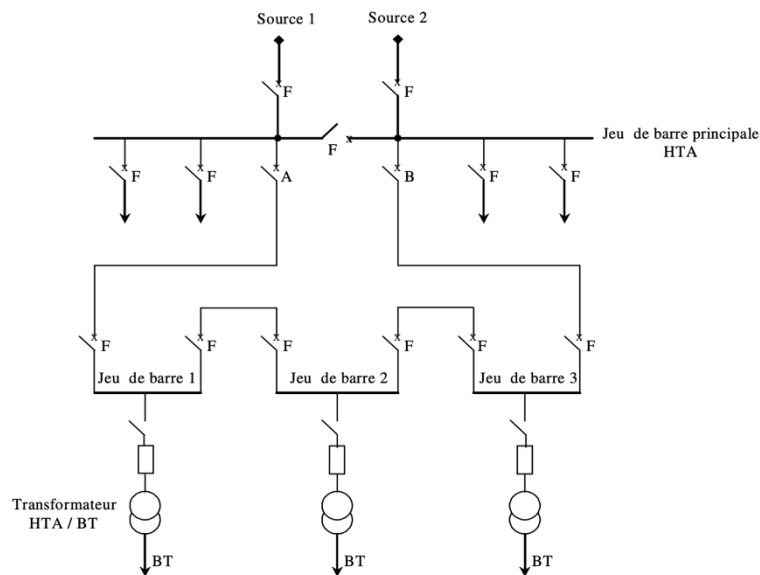
La structure radiale en double antenne avec couplage en boucle ouverte fonctionne de la manière suivante :

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs,

- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs,
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (elle est ouverte au niveau du tableau 2),
- Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources,
- Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palier par une reconfiguration de la boucle.

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

- **Boucle fermée :** La structure radiale en double antenne avec couplage en boucle fermée est comme présenté dans la figure 9.



*Figure 9 : Réseau HTA en boucle fermée*

## Fonctionnement

La structure radiale en double antenne avec couplage en boucle fermée fonctionne de la manière suivante :

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.
- Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation.
- Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.



### 5.2.4 En double dérivation

La structure radiale en double antenne avec couplage en double dérivation est comme présenté dans la figure 10 :

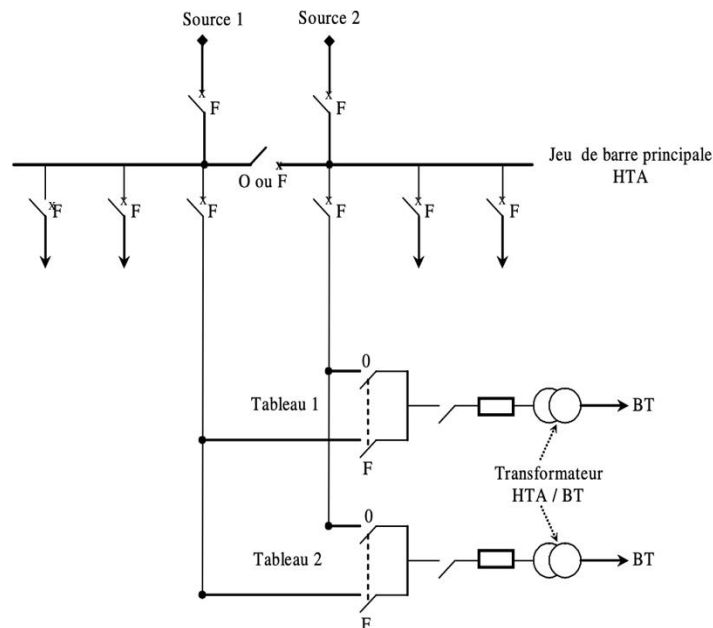


Figure 10 : Réseau HTA en double dérivation

### Fonctionnement

La structure radiale en double antenne avec couplage en double dérivation fonctionne de la manière suivante :

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

### 5.3 Les postes BT

Les postes BT sont des postes électriques à basse tension, ils sont divisés en quatre postes comme suit :

#### 5.3.1 Poste BT alimenté avec une seule source

Les postes électrique BT de ce type ; se compose d'une seule source d'alimentation comme schématisé dans la figure 11 :

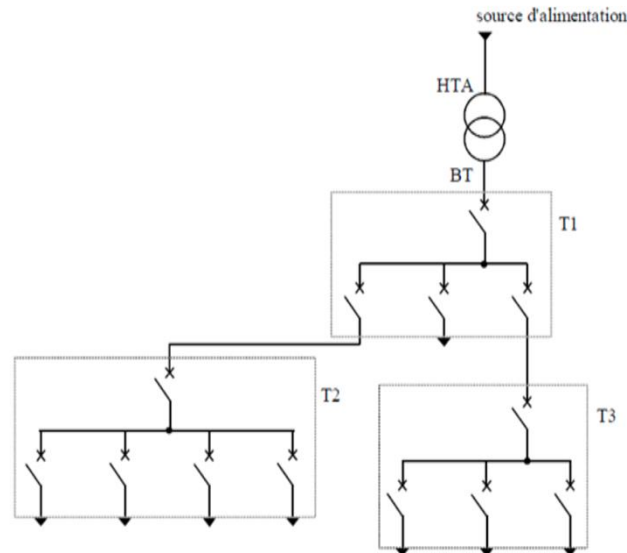


Figure 11 : Poste BT alimenté par une seule source

### Fonctionnement

Le mode de fonctionnement des postes électriques BT alimenté par une seule source est le suivant :

- Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.
- En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

### 5.3.2 Poste BT alimenté par une double source, sans couplage

Les postes électrique BT alimenté avec une double source sans couplage se compose des éléments schématisés dans la figure 12 :

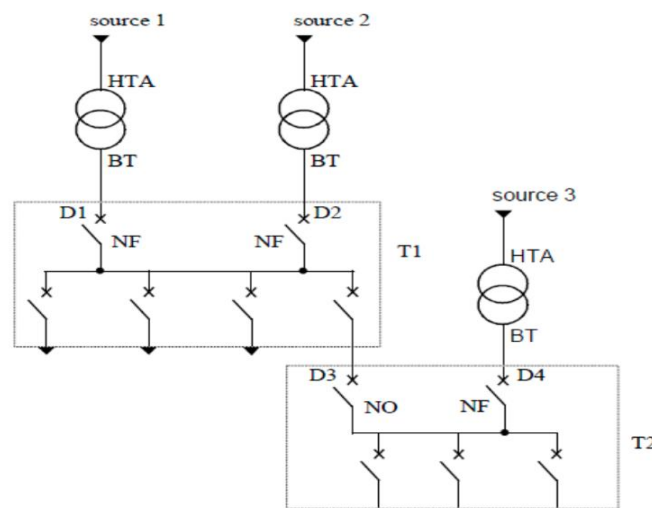


Figure 12 : Poste BT alimenté par une double source, sans couplage

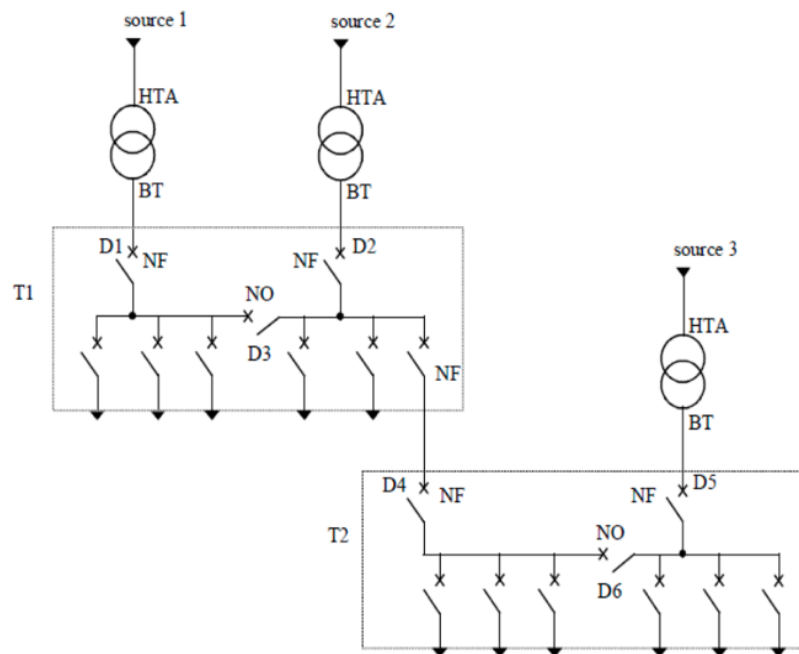
### Fonctionnement

Le mode de fonctionnement des postes électrique BT alimenté par deux sources, sans couplage est le suivant :

- Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT fonctionne comme suit :
  - Les deux sources alimentent T1 en parallèle.
  - En fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).
- Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT fonctionne comme suit :
  - Une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours.
  - En fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

### 5.3.3 Poste BT alimenté par une double source, avec couplage

Les postes électrique BT alimenté avec une double source avec couplage se compose des composants schématisés dans la figure 13 :



*Figure 13 : Poste BT alimenté par une double source, avec couplage*

#### Fonctionnement

Le mode de fonctionnement des postes électrique BT alimenté par deux sources avec couplage, est le suivant :

1. Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par deux transformateurs HTA/BT fonctionne comme suit :
  - En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D3 est ouvert. Chaque transformateur alimente une partie de T1.
  - En cas de perte d'une source d'alimentation, le disjoncteur de couplage D3 est fermé et un seul transformateur alimente la totalité de T1.

- Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT fonctionne comme suit :
  - En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D6 est ouvert. Chaque source alimente une partie de T2.
  - En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage D6 est fermé et l'autre source alimente la totalité de T2.

### 5.3.4 Poste BT alimenté en triple sources avec couplage

Les postes électrique BT alimenté en triple source avec couplage sont schématisé dans la figure 14 :

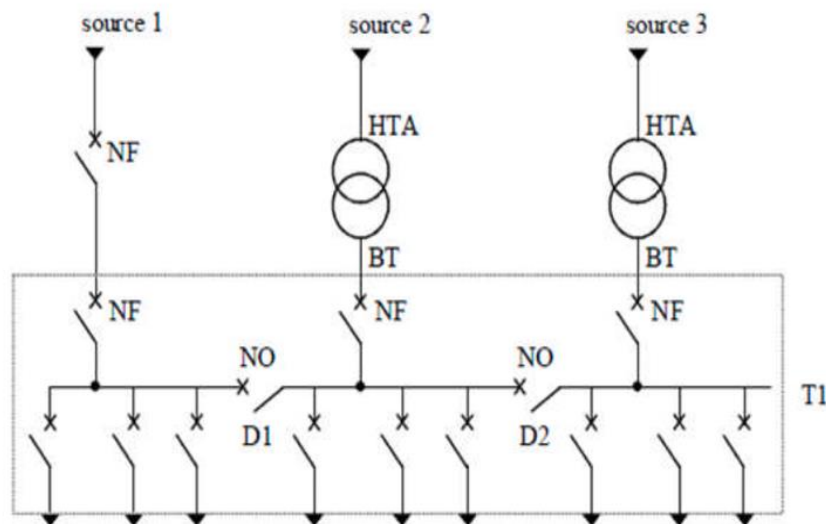


Figure 14 : Poste BT alimenté en triple sources avec couplage

#### Fonctionnement

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

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

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

## 6. Composants d'un poste de transformation électrique

Un poste de transformation est considéré comme un nœud ou transigent les flux de puissances. Il constitue un élément majeur dans le système de répartition ou de distribution. Il est composé d'un

ensemble d'appareillage arrangé de sorte à faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, régler de la tension, comptage, surveillance.

Parmi ces composants les plus courants on cite :

## 6.1 Technologies des transformateurs de puissance

Ils servent à baisser la tension disponible lorsque le poste est destiné pour la transformation. On peut trouver pour une ligne triphasée un seul transformateur triphasé ou bien un transformateur monophasé pour chaque phase de la ligne mais il se trouve que le triphasé est plus léger, moins coûteux et un très bon rendement comparé aux trois transformateurs monophasés unis [1].

## 6.2 Les organes de coupure électrique (technologie des disjoncteurs et sectionneur)

La coupure d'électricité peut être effectuées pour plusieurs causes ; par exemple en cas de maintenance et réparation, en cas de danger...etc.

Les organes qui veillent sur la coupure d'électricité sont les suivants :

- **Les interrupteurs de coupure :** Ce sont des dispositifs qui permettent d'ouvrir ou de fermer des circuits électriques. Les interrupteurs de coupure sont utilisés pour isoler des parties du réseau électrique pour la maintenance ou pour éviter les surcharges.
- **Les disjoncteurs :** Ils sont similaires aux interrupteurs de coupure, mais ils sont conçus pour détecter et interrompre le courant électrique en cas de surcharge ou de court-circuit. Les disjoncteurs sont des dispositifs de sécurité qui protègent les équipements électriques et les personnes contre les surintensités [9].
- **Les sectionneurs :** Ce sont des interrupteurs qui permettent d'isoler des parties du réseau électrique pour la maintenance ou la réparation. Les sectionneurs peuvent être utilisés en conjonction avec des interrupteurs de coupure ou des disjoncteurs pour protéger les équipements et les personnes [9].

## 6.3 Les transformateurs de mesure

Ils sont utilisés pour mesurer les tensions et les courants dans le réseau électrique. Les transformateurs de mesure sont essentiels pour surveiller et réguler la qualité de l'électricité distribuée [9].

## 6.4 Les services auxiliaires

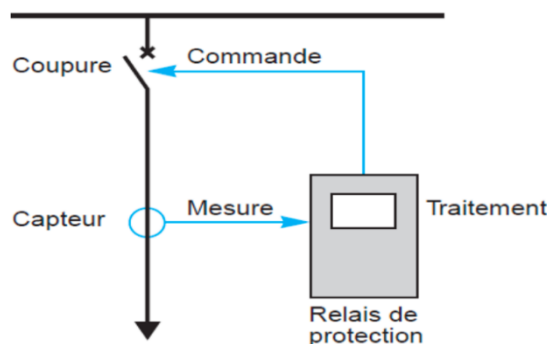
**Les systèmes de contrôle et de protection :** Ils sont utilisés pour surveiller et réguler le fonctionnement du poste électrique et du réseau de distribution d'électricité. Les systèmes de contrôle et de protection peuvent inclure des capteurs, des systèmes de communication et des logiciels pour analyser les données en temps réel [9].

## 7. Les systèmes de protection des réseaux électriques

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

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations pour être exploité par le superviseur au centre de conduite [7].

La figure 15 montre les éléments constituant les protections du réseau électrique :



*Figure 15 : Éléments constituant les protections du réseau électrique [7].*

### 7.1 Le rôle d'un système de protection

Le rôle principale des protections est de :

- Détecter la présence d'un défaut.
- Identifier le départ concerné par le défaut.
- Commander les disjoncteurs dont l'ouverture va conduire à l'isolement du départ en défaut par rapport au reste du réseau [7].

## 7.2 Les relais de protection des étages HTA des postes HTB/HTA

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

On distingue trois types de relais de protection électrique, les relais électromécaniques, les relais statique et relais de protection numérique.

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

## 7.3 Les relais de protection numérique

Les relais numériques illustrés dans la figure 16 sont basés sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage aux cristaux liquides sur la face avant pour le paramétrage ou la consultation locale ; ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité ;
- Une faible consommation du courant ;
- La possibilité d'auto surveillance ;
- Le traitement et le stockage de données ;
- L'enregistrement des perturbations du réseau via un perturbo-graphe ;
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.).

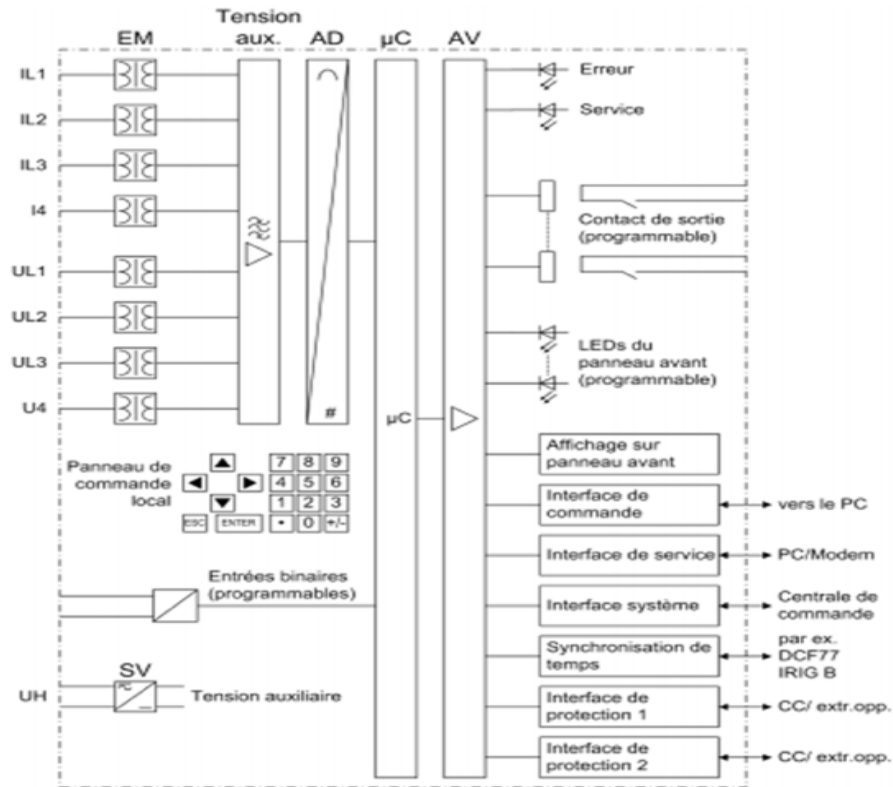


Figure 16 : Relais de protection numérique

Les relais numériques se composent de :

- Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique) ;
- Filtre anti-repliement analogique ;
- Multiplexeur ;
- Convertisseur analogique-numérique ;
- Microprocesseur ;
- Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

La figure 17 montre l'architecture d'un relais numérique

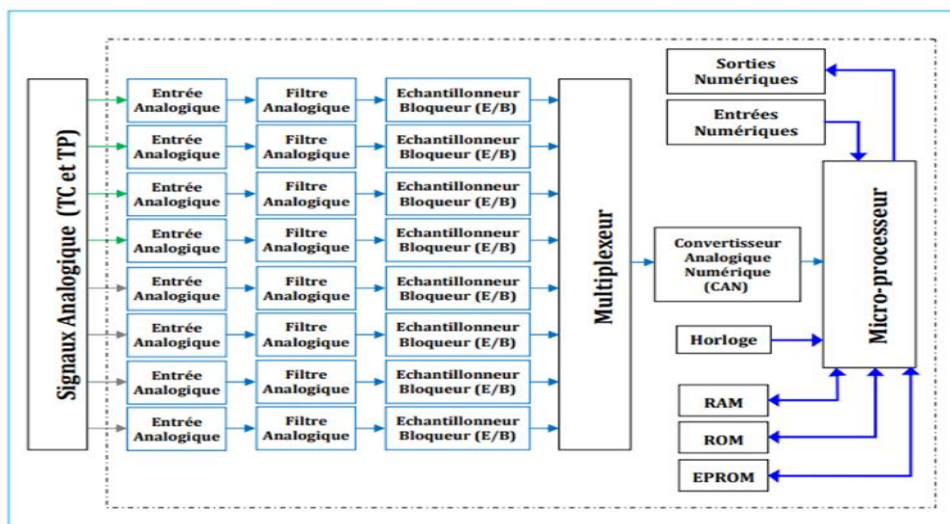


Figure 17 : Architecture d'un relais numérique



## 8. Complexité et nécessité de surveiller les installations du réseau électrique et objectif de la télé-conduite

La conduite de réseaux aussi complexes et divers nécessite une grande coordination dans l'exécution des manœuvres d'exploitation [10].

Des incidents se produisent à tout moment et il faut constamment faire face à des problèmes très variés, qui peuvent survenir sur des installations électriques (postes et réseau) géographiquement très dispersées. On conçoit tout l'intérêt de systèmes de télé-conduite qui permettent d'intervenir à distance et avec rapidité sur un réseau [10].

Selon le type de réseau, les priorités peuvent être sensiblement différentes.

- Dans le cas des réseaux de distribution, qui sont exploités de façon radiale, toute rupture entraîne une coupure chez le client. Le système de télé-conduite permet surtout d'agir sur les interrupteurs du réseau pour réalimenter au plus tôt la clientèle à la suite d'une anomalie [10].
- Dans le cas des réseaux de transport, le client n'est, le plus souvent, pas directement affecté par un défaut. D'une manière générale, le problème est de prendre l'énergie là où elle est la moins chère pour la transporter là où elle est demandée, tout en étant en mesure de faire face à des incidents possibles. Le système de télé-conduite permet une mise en œuvre rapide des mesures indiquées par les programmes informatiques d'optimisation et de sécurité du système de production-transport [10].

## 9. Conclusion

Le but de ce chapitre est de donner une vision globale sur les concepts classiques, des réseaux électriques, qui restent toujours d'actualité.

Nous avons mis le point sur les postes de transformation électriques, leur architecture et différents composants. Ensuite, nous avons introduit les systèmes de protection des réseaux électriques, et pour finir, nous avons abordé la complexité de ces systèmes et la nécessité de leur surveillance.

Ayant mis le point sur ce chapitre, nous allons passer au deuxième chapitre qui introduira les notions élémentaires de la télé-conduite des réseaux électriques.

# **CHAPITRE 2**

## **Les réseaux électriques télécommandés**

## 1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté les réseaux électriques ainsi que leur rôle, et nous avons fait de même pour les postes de transformation électriques et notamment pour les systèmes de protection des réseaux électriques.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'aspect d'automatisation, autrement dit, nous allons introduire l'aspect télécommandés des réseaux électriques. La télé-conduite est la conduite à distance en temps réel des ouvrages (réseaux électriques, postes électriques ...), à partir d'un poste de commande (centre de conduite) ou est installé le système SCADA, situé généralement loin des organes de manœuvre.

Les objets physiques dans les systèmes SCADA sont interfacés avec les appareils électroniques et contrôlés par des unités terminales distantes communément appelée RTU. Ces unités sont utilisées pour transmettre des données de télémessure du système de surveillance et de recevoir les messages du système maître pour contrôler les objets connectés. Par conséquent, celles-ci sont également appelés unités de télémétrie à distance. Par la suite, la notion d'IHM est introduite en accentuant sur son importance dans la digitalisation et le contrôle à distance. Pour finir, nous avons présenté quelques protocoles de communication couramment utilisés dans la télé-conduite des réseaux électrique.

## 2. La télé-conduite des réseaux électriques

D'après la Commission électrotechnique internationale, la télé-conduite est la « Conduite à distance du fonctionnement d'une installation, utilisant la transmission d'informations à l'aide de télécommunication [11].

La télé-conduite est une fonction qui est exercée à l'aide d'un outil appelé système de télé-conduite et que l'on peut définir comme étant l'ensemble des moyens techniques mis à la disposition d'une équipe d'exploitation pour exercer la télé-conduite sur les installations dont elle est chargée. Tout système de télé-conduite doit donc comporter, au moins, deux sous-ensembles [11] :

- Un sous-ensemble de télé-information et de télécommande.
- Un sous-ensemble de traitement.

Dans le cas général, un système de télé-conduite comprend :

- Les informations nécessaires à l'exploitation des équipements des postes électriques (positions des organes de coupures, alarmes...);
- Les commandes d'ouverture, de fermeture et de réglage ;
- Les informations nécessaires à l'exécution en toute sécurité de ces commandes ;
- Les mesures permettant une gestion efficace des mouvements d'énergie ;
- Les valeurs de consigne requises pour garantir l'équilibre production/consommation.

### 3. La pyramide d'automatisation

La pyramide d'automatisation, appelée aussi pyramide CIM, pour computer Integrated Manufacturing, est une représentation conceptuelle, qui comporte cinq niveaux. Chaque niveau est associé à un niveau de décision et de visibilité globale du système. Ce concept permet donc de représenter les niveaux hiérarchiques d'information au sein de l'entreprise comme illustré dans la figure 18.

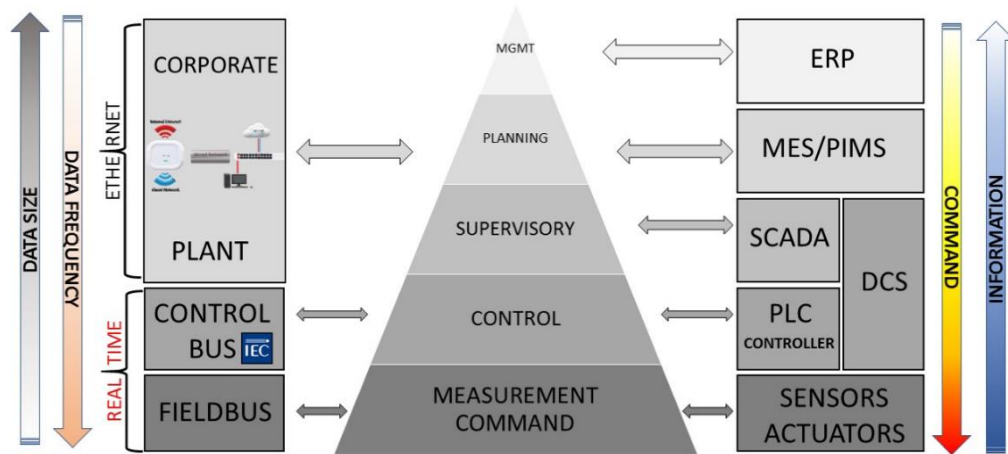


Figure 18 : Les différents niveaux de la pyramide d'automatisation [12]

Dans la télé-conduite des réseaux électriques, on s'appuie sur le concept de la pyramide CIM pour effectuer la surveillance et la communication des informations en temps réel tel qu'un niveau supérieur décide ce qu'un niveau inférieur exécute. La figure 19 montre l'adaptation de la pyramide CIM selon les spécificités des réseaux électriques [13].

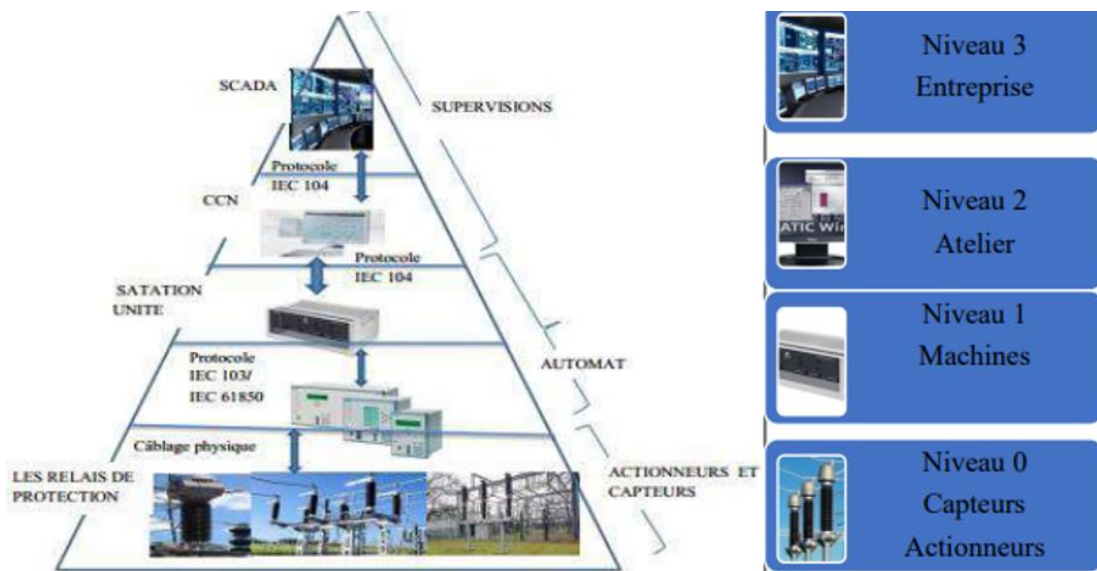


Figure 19 : Les niveaux de la pyramide CIM dans un réseau électrique [13]

Dans cette adaptation, les niveaux 3 et 4 ont été supprimés, et ont été remplacés par le développement du niveau 2 en deux niveaux distincts de tel :

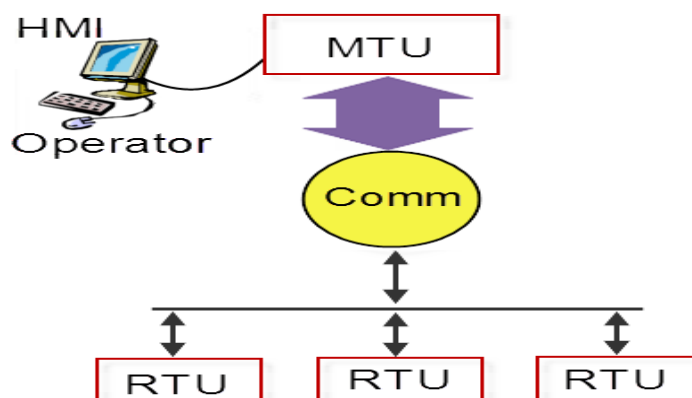
- Niveau 3 : représente la couche de contrôle à grande échelle : SCADA, archivage des évènements et alarmes
- Niveau 2 : représente la couche la supervision en local via IHM, archivage des évènements et alarmes
- Niveau 1 : Les automatismes.
- Niveau 0 : Les capteurs et actionneurs.

## 4. Systèmes SCADA

Le système SCADA, pour Supervisory Control and Data Acquisition, fonctionne par l'acquisition de données provenant de l'installation, ces dernières sont affichées sur une interface graphique sous un langage très proche de langage humain, ces opérations sont exécutées en temps réel. Ainsi, les systèmes SCADA donnent aux opérateurs le maximum d'information pour une meilleure prise de décision. Ils permettent un très haut niveau de sécurité, pour le personnel et pour l'installation et permettent aussi la réduction des coûts des opérations [14].

### 4.1 Définition des systèmes SCADA dans la télé-conduite des réseaux électriques

Dans le cadre des systèmes électrique, le système SCADA typique, tel représenté dans la figure 20, est composé d'émetteurs, d'une unité de télégestion (RTU), de protocoles de communication permettant la communication entre les serveurs et les émetteurs RTU, de serveur de données destiné à l'archivage des données et à alimenter les interfaces homme-machines (IHM) [13].



*Figure 20 : Représentation simplifié du système SCADA*

Les systèmes SCADA dans les systèmes électriques sont divisés en deux parties principales [15], une partie matérielle et une partie logicielle, comme suit :

### a) Partie matérielle

Un système SCADA se compose d'un certain nombre d'unités de terminales distantes (RTU) qui collectent les données sur le terrain, puis elles les envoient au maître, via un système de communication.

Les données exactes et opportunes permettent d'optimiser le fonctionnement de la station et du processus. D'autres avantages perçoivent et comprennent une exploitation plus efficace, plus fiable et plus sûr, et cela se traduit par un coût de fonctionnement inférieur.

Dans un système SCADA plus complexe, il y a essentiellement cinq niveaux dont on cite :

- Des instruments de terrain et dispositifs de contrôle ;
- Des terminaux de triage et RTU ;
- Un système de communication ;
- Des postes principaux ;
- Un système informatique du service commercial.

### b) Partie logicielle

Il s'agit du logiciel mis en place par le fournisseur du système SCADA, puis configuré par un utilisateur particulier. Il se compose généralement de quatre modules principaux :

- Module d'acquisition de données ;
- Module de contrôle ;
- Module d'archivage/stockage de bases de données ;
- Interface homme-machine (MMI).

## 4.2 Architecture SCADA dans la télé-conduite des réseaux électriques

Les systèmes SCADA sont des réseaux informatiques centralisés, tel schématiser dans la figure 21, et sont composés selon la hiérarchie [17] suivante :

- Une armoire de protection ;
- Une armoire des RTU et IHM ;
- Un niveau de supervision.

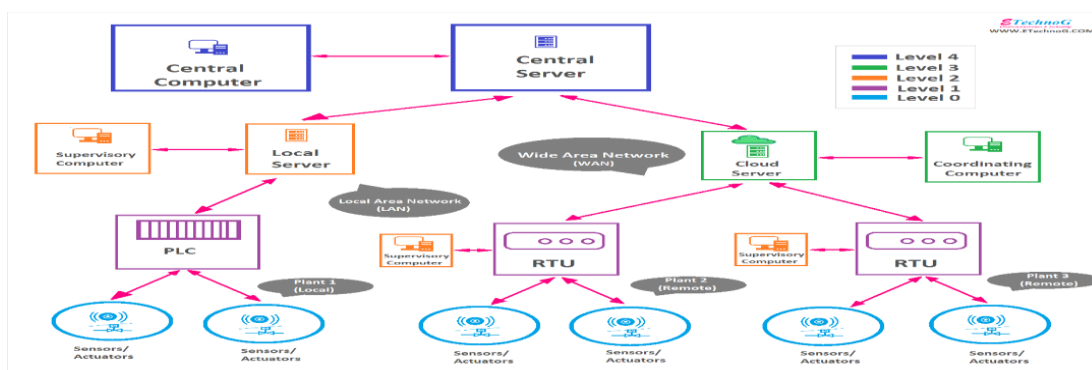


Figure 21 : Architecture du système SCADA.

## 5. Les unités terminales distante

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

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

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

Étant donné que les RTU peuvent être régulièrement déployées dans des systèmes de protection de réseaux, ou dans d'autres environnements difficiles d'accès ou extrêmes, elles doivent fonctionner dans des conditions difficiles et mettre en œuvre des mesures d'économie d'énergie (comme la mise hors tension des modules IO lorsqu'ils ne sont pas utilisés). Par exemple, il communique via RS485 ou des liaisons de communication sans fil dans une configuration multipoints. Dans ce type de configuration, il s'agit d'une unité distante qui collecte des données et effectue des tâches de contrôle simples [18].

### 5.1 Architecture d'une unité terminale distante

L'architecture d'une RTU tel illustré dans la figure 22 se compose de ce qui suit [18] :

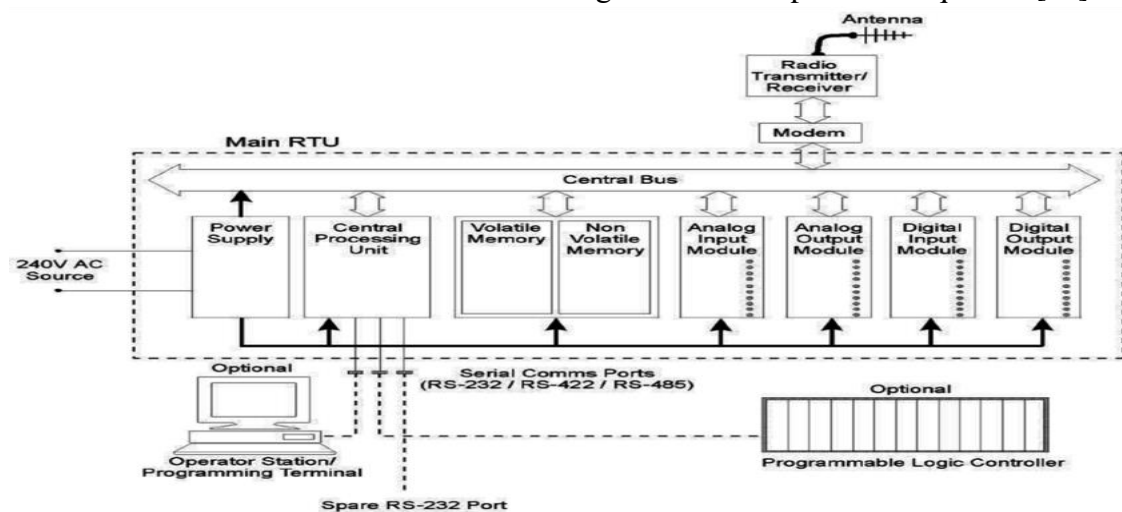


Figure 22: Architecture d'une unité terminale distante

### 5.1.1 Source de courant

Une forme d'alimentation sera incluse pour le fonctionnement à partir de diverses CPU. Les RTU peuvent inclure une batterie et des circuits de chargeur pour continuer à fonctionner en cas de panne de courant alternatif pour les applications critiques où une batterie de station n'est pas disponible.

### 5.1.2 Entrées numériques

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

### 5.1.3 Entrées analogiques

Une RTU peut surveiller des entrées analogiques de différents types, notamment 0-1 mA, boucle de courant 4-20 mA, 0-10 V,  $\pm 2,5$  V,  $\pm 5,0$  V, etc. Une RTU peut également recevoir des données analogiques via un système de communication d'un maître ou d'un IED (dispositif électronique intelligent) lui envoyant des valeurs de données.

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

### 5.1.4 Sorties numériques

Les RTU peuvent piloter des relais à haute capacité de courant vers une carte de sortie numérique (DO) pour allumer et éteindre les appareils sur le terrain.

### 5.1.5 Sorties analogiques

Bien qu'elles ne soient pas aussi couramment utilisées, des sorties analogiques peuvent être incluses pour contrôler des appareils qui nécessitent des quantités variables, tels que des instruments d'enregistrement graphique (bandes graphiques).

### 5.1.6 Communication

Un RTU peut être interfacé à plusieurs postes maîtres et IED (Intelligent Electronic Devices) avec différents protocoles de communication, généralement, les communications série (RS232, RS485 ou RS422) ou Ethernet. Afin d'interfacier tout logiciel tiers, une RTU peut prendre en charge des protocoles standard tel que : Modbus,



IEC 60870-5-101/103/104, DNP3, IEC 60870-6-ICCP, IEC 61850, etc.

### 5.1.7 Logiciel et logique de contrôle

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

## 5.2 Les principales tâches de l'unité terminale distante

Les principales tâches des RTUs sont :

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

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

## 5.3 Applications d'une RTU :

Les RTU peuvent être utilisés dans divers champs d'applications, comme suit [16] :

### 5.3.1 Contrôle et supervision à distance :

Afin de réaliser :

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

### 5.3.2 La gestion d'actifs :

Afin de :

- Réaliser des mesures : courant, tension, température, par exemple : un transformateur ;
- Basé sur le besoin des mesures de courant et de tension du service public sur

- BT, HTA ou à la fois BT et HTA ;
- Assurer la sécurité : alarme pression SF6, alarme température, alarme porte, alarme incendie...
- Assurer la qualité de l'alimentation.

## 6. L'interface Homme-Machine

L'interface homme-machine (IHM) est un élément essentiel des systèmes de contrôle et de surveillance industriels. Elle permet aux opérateurs d'interagir avec les équipements et de visualiser les données en temps réel [18].

### 6.1 Qu'est-ce qu'une Interface Homme-Machine

L'IHM combine les aspects techniques de l'interaction homme-machine avec des objectifs plus larges d'utilisabilité, d'esthétique, d'efficacité et de satisfaction de l'utilisateur. En veillant à ce que la technologie et la conception se rejoignent.

Sur le plan technique, une IHM est un système qui permet à un utilisateur d'interagir avec une machine en utilisant des dispositifs d'entrée tels que le clavier, la souris, l'écran, etc. Ces entrées sont ensuite traitées par le logiciel d'interface, qui interprète les commandes de l'utilisateur et gère la logique de l'application. Le logiciel d'interface utilise ensuite des dispositifs de sortie tels que l'écran, les haut-parleurs, etc., pour afficher les informations, les résultats et les réponses de la machine à l'utilisateur. Ainsi, l'IHM vise à faciliter l'interaction entre l'humain et la machine, afin de rendre les systèmes informatiques plus accessibles, intuitifs et efficaces pour les utilisateurs [18].

### 6.2 Fonctions des Interfaces Homme Machine

Les principales fonctions de l'interface homme-machine sont les suivantes [16] :

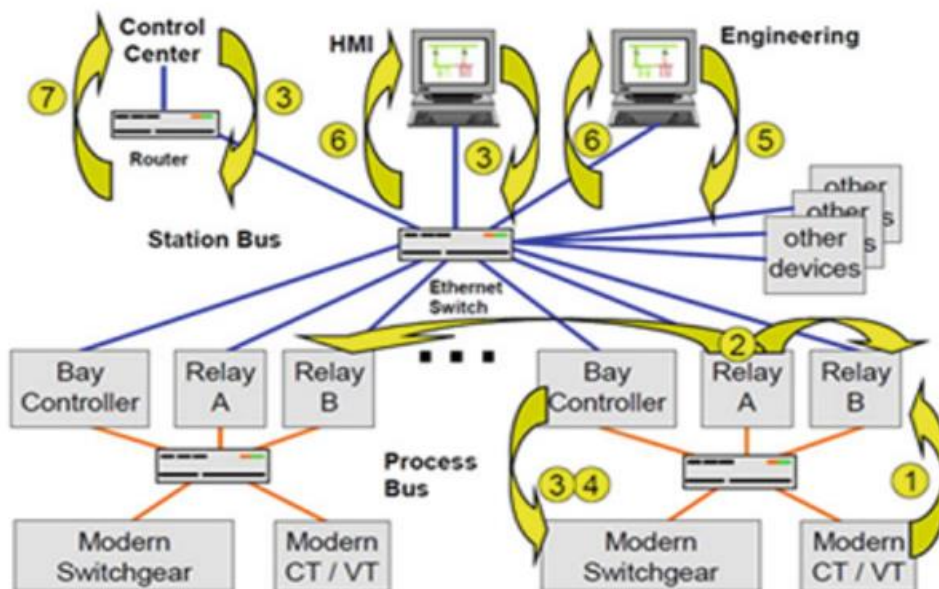
- Visualisation de l'affichage des données ;
- Surveillance des entrées et sorties des machines ;
- Suivi de l'ensemble des événements qui se déroule dans les postes électriques ;
- Commande des différents organes électriques.

## 7. Les protocoles de communication en télé-conduite des réseaux électriques

Pour que deux ou plusieurs entités puissent communiquer, elles doivent utiliser le même langage appelé protocole qui se conforme à certaines règles de déclenchement, de conduite, et d'arrêt de la communication. Parmi ces protocoles, on cite les suivants [19] :

- **CEI-60870-5-101:** Il s'agit d'un protocole de transmission, qui peut être considéré comme une norme compagne pour les tâches de télé-conduite de base.

- **CEI 60870-5-104** : est une extension du protocole IEC 101 avec des changements dans les services de transport, de réseau, de liaison et de couche physique en fonction de l'accès complet au réseau.
- **Le Protocol Ethernet** : Ethernet est une norme, technologie et protocole de connexion entre ordinateurs qui forme la base de la plupart des réseaux locaux (LAN). Il permet de relier des entités à travers des câbles réseaux RJ45 dans un espace restreint, car il précise les spécifications et les méthodes de communications entre ces périphériques et la façon dont les paquets de donnée sont transmis dans le réseau local.
- **CEI 61850** : ce protocole n'est pas seulement une norme de communication, mais une plateforme pour l'ingénierie de l'échange de données ; la modélisation des données ; la définition de la configuration du système et de la gestion du projet. Son architecture est illustrée dans la figure 23.



*Figure 23 : Architecture de la norme CEI 61850 [16]*

Cette norme peut fonctionner sur des réseaux TCP/IP (Ethernet) et prend en charge les messages GOOSE/GSSE rapides qui peuvent garantir des temps de réponse inférieure à la milliseconde. Autres que les messages GOOSE, la norme CEI 61850 prend aussi en charge les messages de type MMS (Manufacturing Message Specification) et XML (eXtensible Markup Language) ; et définit le protocole GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) comme une communication de type éditeur/abonné. Ce protocole est utilisé pour l'échange d'informations entre les IED (Intelligent Electronic Device) dans une sous-station via Ethernet [16].

Un exemple de son fonctionnement est présenté dans la figure 24.

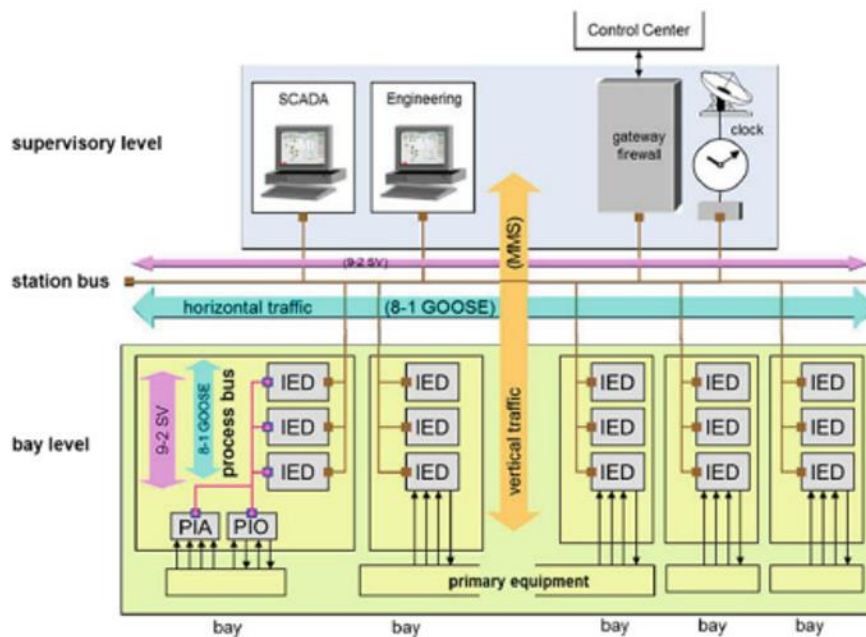


Figure 24 : Exemple du fonctionnement des messages MMS et GOOSE dans un poste électrique [23]

## 8. Le système de contrôle et commande numérique

Le système de contrôle et commande numérique constitue l'élément de base d'un poste électrique, du a sa complexité et son architecture contenant tous les éléments du poste.

Dans un poste électrique, l'architecture CCN (Contrôle et Commande Numérique) fait référence à la structure et aux composants utilisés pour le contrôle et la commande des équipements électriques dans le poste; autrement dit une architecture CCN est la structure qui résulte de la façon dont les équipements du poste électrique sont connectés et communiquent les uns avec les autres afin d'assurer une gestion efficace, sécurisée et fiable de la distribution de l'énergie électrique; parmi les avantages de la CCN:

- Personnalisation de l'interface de supervision en fonction des besoins de l'utilisateur,
- Augmentation des capacités de traitement et de stockage de l'information (événements, perturbo-graphie, réglages, ...);
- Présentation sélective des informations permettant une prise de décision rapide;
- Les équipements assurent plusieurs fonctions et sont autonomes;
- Communication sous différents protocoles IEC, interopérabilité;
- Amélioration de la disponibilité de l'installation;
- Intégration de séquences automatisées;
- Réduction du matériel dans la salle de contrôle et des coûts de câblage;
- Réduction du personnel d'exploitation et d'intervention.

## 9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé la télé-conduite dans les systèmes électriques en introduisant les systèmes SCADA, leur architecture et en accentuant sur l'importance dans la surveillance des réseaux électriques. Nous avons notamment présenté les RTUs ainsi que leur architecture, toujours en application dans les réseaux électriques.

Nous nous sommes également intéressés aux IHMs et leurs fonctionnalités étant une partie importante de notre étude afin de pouvoir visualiser les données/états de nos équipements et qu'ils nous donnent la possibilité d'interagir avec les équipements et de visualiser les données en temps réel pour améliorer l'efficacité opérationnelle et de faciliter la prise de décision afin que les entreprises puissent répondre à leurs besoins spécifiques, et avons cité les différents protocoles de communication en se basant sur la norme CEI 61850.

Le prochain chapitre sera consacré à la mise en œuvre de notre cas d'étude au sein de SIEMENS.

# **CHAPITRE 3**

**Étude de cas pour une station électrique 60kV/30kV**

## 1. Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons présenté les réseaux électriques télécommandés, en introduisant la pyramide d'automatisation, le système SCADA, les RTU, les IHM et protocoles de communication essentielles au développement de la solution pour notre problématique.

Dans ce chapitre, nous proposons d'élaborer la solution de la digitalisation d'une sous-station électrique moyenne tension 60kV/30kV, ceci, en utilisant les logiciels suivantes DIGSI5, SICAM Device Manager, SICAM WINCC V7.5 SCC 9.04 et IEC 61850 BROWSER. Ainsi, l'opérateur pourra plus aisément réaliser la télé-conduite du processus (surveillance et contrôle à distance du processus.).

## 2. Présentation du lieu de stage : SIEMENS Algérie

SIEMENS est un groupe international d'origine allemande spécialisé dans les secteurs de l'énergie, de la santé, de l'industrie et du bâtiment. Le groupe, dont le siège est à Munich, est le premier employeur privé d'Allemagne, et la plus grande société d'ingénierie (en termes d'effectifs) en Europe.

L'Algérie est l'un des marchés les plus importants pour SIEMENS en Afrique. L'entreprise est active en Algérie depuis 56 ans et s'engage à renforcer sa présence dans la région en mettant en avant ses capacités d'innovation dans les secteurs du pétrole et du gaz, de la production et de la gestion de l'énergie à travers différentes initiatives. SIEMENS joue également un rôle majeur dans les domaines de la digitalisation et développe des applications logicielles spécifiques des différents secteurs.

Les activités de SIEMENS en Algérie ont pour but de développer ensemble les solutions pour accompagner l'évolution rapide du pays et répondre aux demandes croissantes des énergies. La stratégie de SIEMENS en Algérie a toujours été d'accompagner les compétences locales à travers l'initiation de divers programmes visant à promouvoir le transfert de savoir-faire dans la recherche et le développement. SIEMENS détient donc la gamme d'automate les plus utilisés en Algérie.

L'Automate Programmable Industriel (API ou Programmable Logic Controller PLC) est l'un des appareils de commande des systèmes de production et d'automatisme les plus utilisés dans l'industrie. Son apparition pour la première fois fut aux Etats-Unis dans le secteur de l'industrie automobile.



*Figure 25:SIEMENS Algérie*

### 3. La problématique proposée à l'étude

Les postes électriques non digitalisés rencontrent divers problèmes qui nuisent à la fiabilité du fonctionnement de ces dernières, dont on cite : la difficulté de surveillance en temps réel, la gestion inefficace des données, la maintenance préventive limitée et la dépendance à l'égard des processus manuels sujets aux erreurs humaines.

C'est pour cela que SIEMENS invite ces clients à digitaliser leurs équipements et leur propose une stratégie complète et adaptée pour la digitalisation des stations électriques non digitalisées, en tenant compte des contraintes techniques, des coûts et des besoins spécifiques des clients, afin d'améliorer l'efficacité opérationnelle et la gestion des données.

### 4. Solution proposée

L'objectif de cette étude de cas est de digitaliser un poste électrique moyenne tension par une RTU moderne conforme à la norme CEI 61850. Pour ce faire, nous allons étudier en détail l'architecture, le fonctionnement et les conditions auxquels nos équipements sont soumis dans une station électrique 60kV/30kV. Nous explorerons les différentes composantes de cette infrastructure électrique, en mettant l'accent sur le contrôle et la commande numérique (CCN) ; puis nous allons configurer notre matériel de sorte que la digitalisation soit réussite.

L'architecture de solution proposée est présentée dans la figure 26 et se compose de :

- **Armoire de transformateurs** : composée de trois relais 6MD85, 7UT85 et 7SJ85 ;
- **Armoire ligne courte** : composée de deux relais 7SD82 et 7SJ85 ;
- **Armoire TG et RTU** : composée de plusieurs éléments dont on cite :
  - ✓ Un switch : agit comme un élément de réseau intermédiaire qui lie entre tous les dispositifs du système ;



- ✓ RTU A8000 CP-8021 : se compose de six digitaux inputs et deux digitaux outputs, pour capturer les événements externes et les contrôler ;
- ✓ Un module GPS M100 : permet de recevoir des signaux de satellites GPS pour déterminer la position géographique précise des appareils pour synchroniser le temps ;
- **Poste de contrôle IHM** : composé de :
  - ✓ Un écran : permet d'afficher le système IHM en temps réel ;
  - ✓ Un onduleur : permet de fournir une alimentation électrique de secours en cas de panne de courant ou de fluctuations de tension.
  - ✓ Une imprimante : pour imprimer les rapports incluant les évènements et les alarmes en temps réel.
- **Un parafoudre** : pour protéger les équipements et les infrastructures du réseau contre les surtensions électriques causées par les foudres.

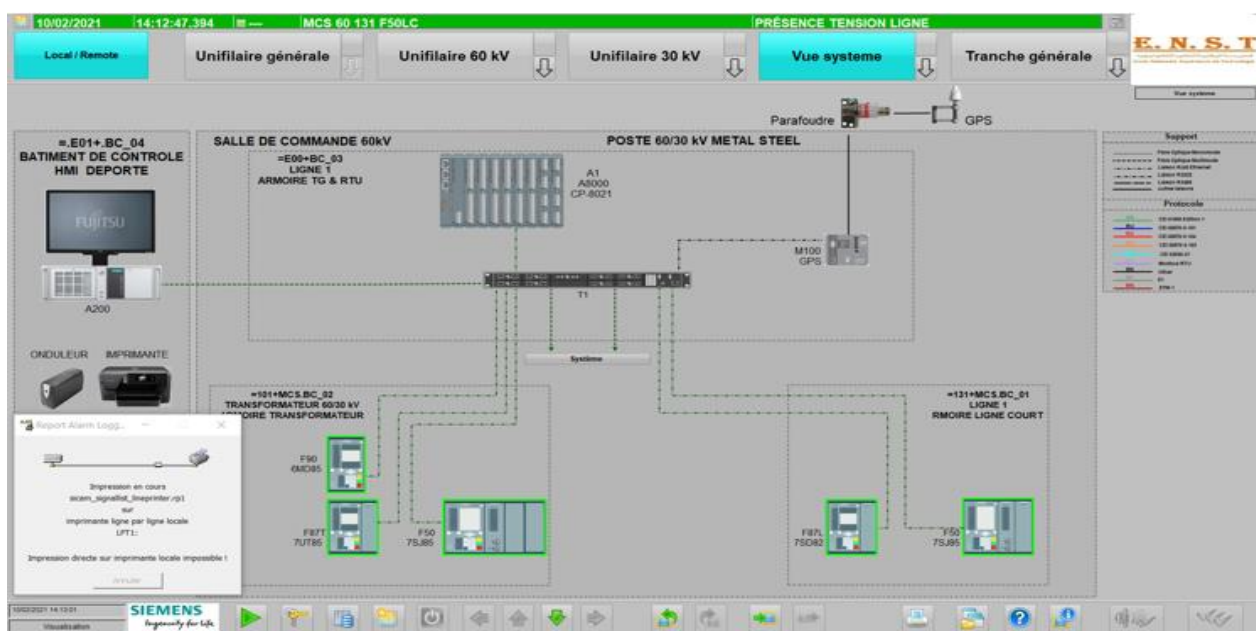


Figure 26 : Architecture CCN du système étudié

Les prochaines sections seront consacrées au choix des composants clés de la solution proposé, à savoir le relais, de la RTU et de l'IHM adéquate ainsi qu'à leur configuration.

En premier lieu, nous allons commencer par la configuration de notre relais de protection qui est le 6MD85

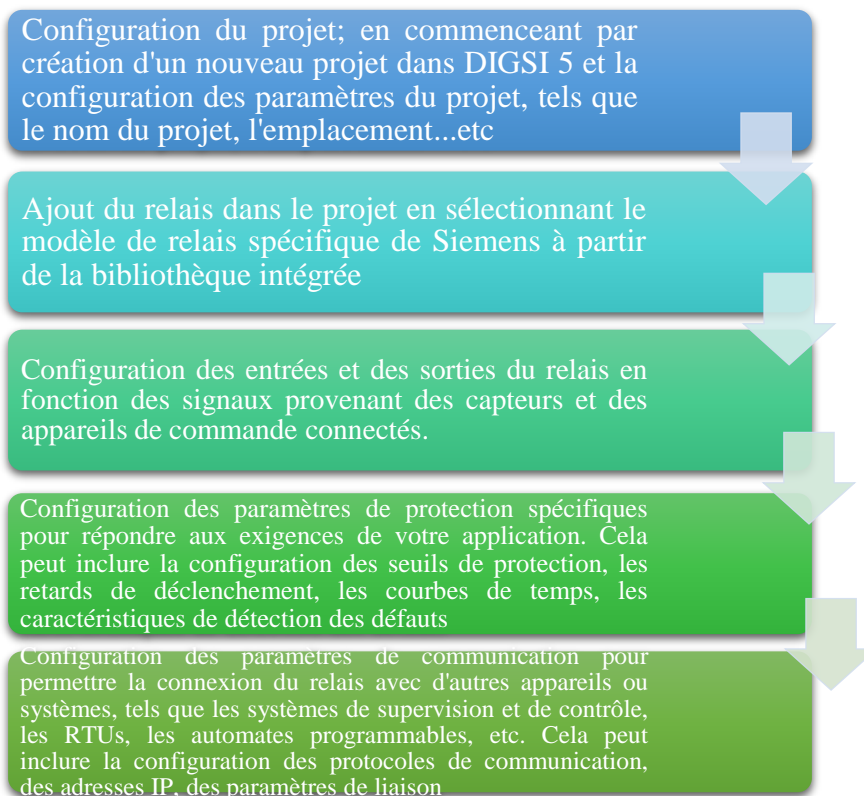
#### 4.1 Choix du relais de protection

Les relais SIPROTEC sont la dernière génération des relais de protection et de contrôle numériques développés par SIEMENS pour les applications dans les systèmes d'énergie électrique.

Ils intègrent des technologies modernes, telles que la communication Ethernet, les interfaces IEC 61850 et les fonctions de cyber sécurité. De plus, les relais SIPROTEC possède des extensions entrées et sorties ce qui en fait des relais flexibles.

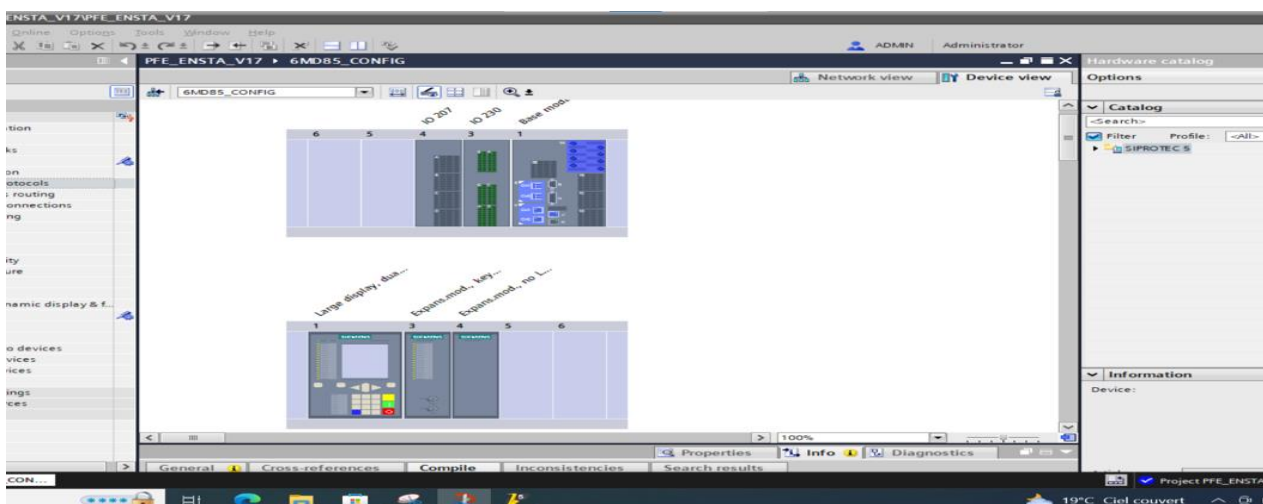
## 4.2 Configuration du relais de protection 6MD85

Afin de procéder à la configuration de ce dernier, SIEMENS propose le logiciel DIGSI 5 présenté dans l'annexe 2. La démarche à entreprendre est détaillés dans la figure 27.



*Figure 27 : Démarches de configuration du relais de protection 6MD85*

L'une des étapes les plus essentielles dans le développement DIGSI5 est la configuration HARD du relais, dans le respect de la demande du client, de la gamme souhaitée avec les spécifications de son utilisation tel montrée dans la figure 28.



*Figure 28:Création du prototype de notre relais*

La prochaine étape est la configuration des communications par rapport à un prototype qui se compose d'un disjoncteur et de sectionneurs... Autrement dit, nous paramétrons une travée précise qui est représentée dans la figure 29.

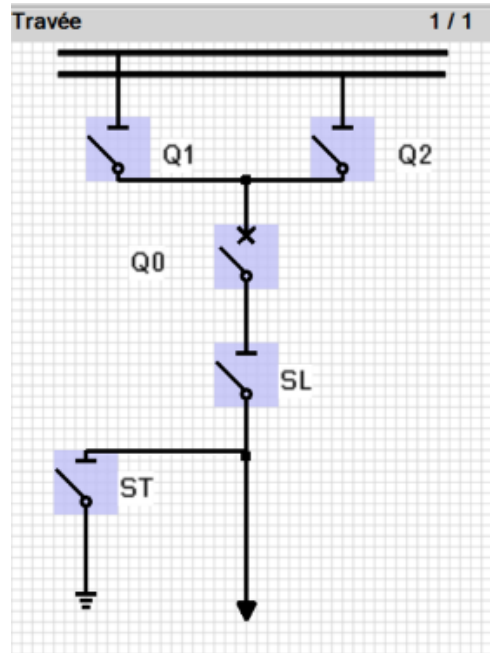


Figure 29: La travée étudiée

Après la création du jumeau virtuelle du relais de protection numérique 6MD85 et la configuration de bases de données, on va affecter les signaux et les alarmes tel représenté dans les figures 30 et 31, afin d'assurer les entrées-sorties et la commande à distance de notre matériel.

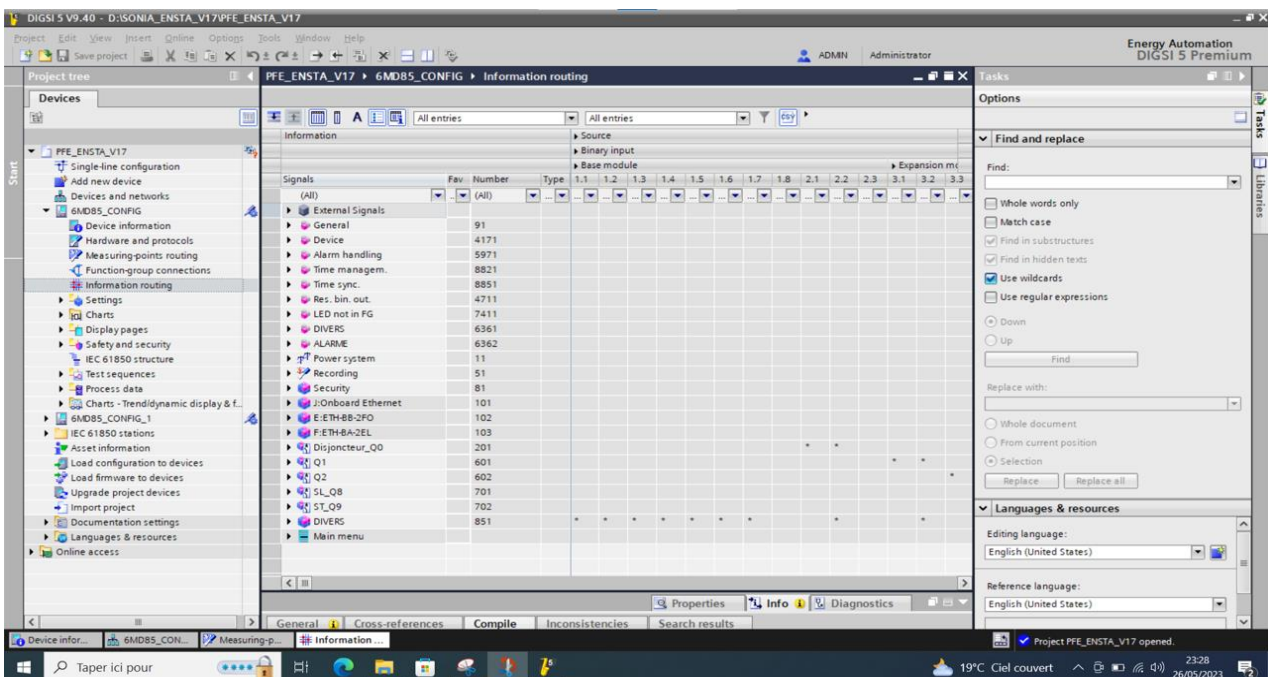


Figure 30 : Affectation des signaux

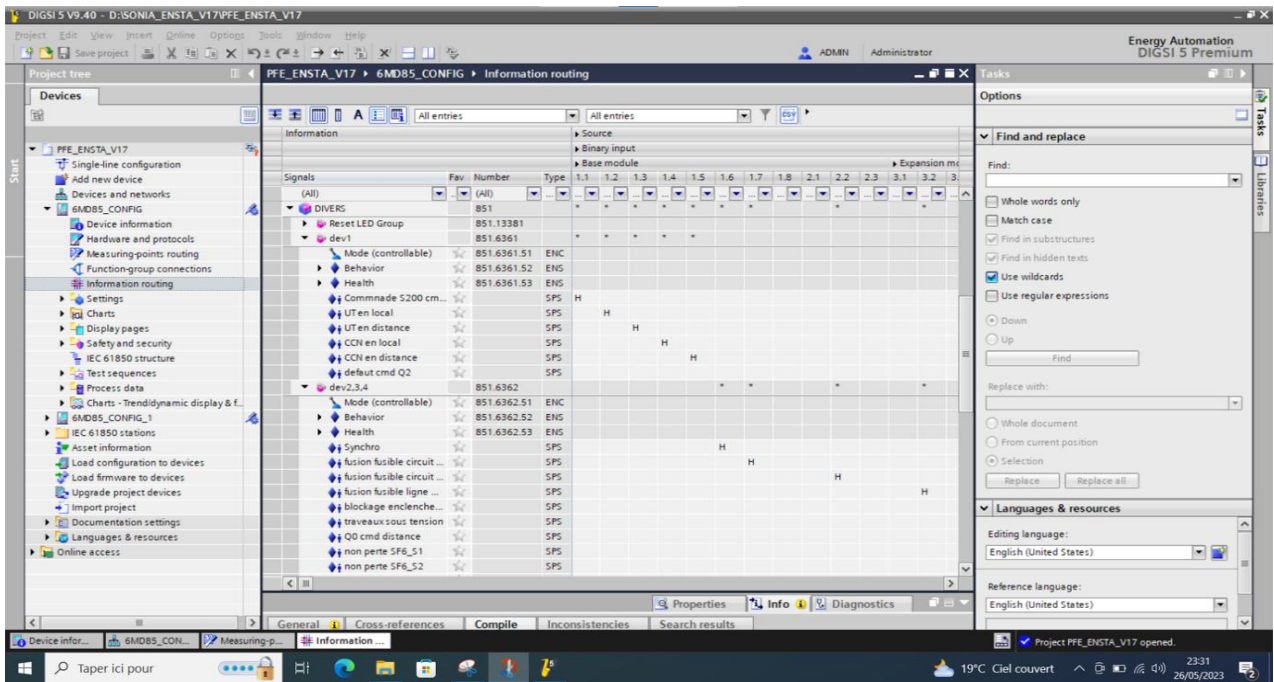


Figure 31: Affectation des alarmes

Après avoir terminé la configuration du relais de protection numérique, nous allons procéder à la vérification et la correction des anomalies dues aux ajouts de nouveaux éléments, en vue de la validation de la configuration effectuée. Ensuite, nous procéderons au chargement de la configuration SOFT dans le relais physique par l'utilisation d'un câble de communication DIGSI5. Afin d'assurer la sécurité des personnes, protection des équipements ..., la prochaine étape consiste à élaborer les équations de verrouillages et de déverrouillages des disjoncteurs et des sectionneurs, qui nous ont été imposé. Deux de ces équations ont été insérées dans nos programmes tels illustrés dans les figures 32 et 33.

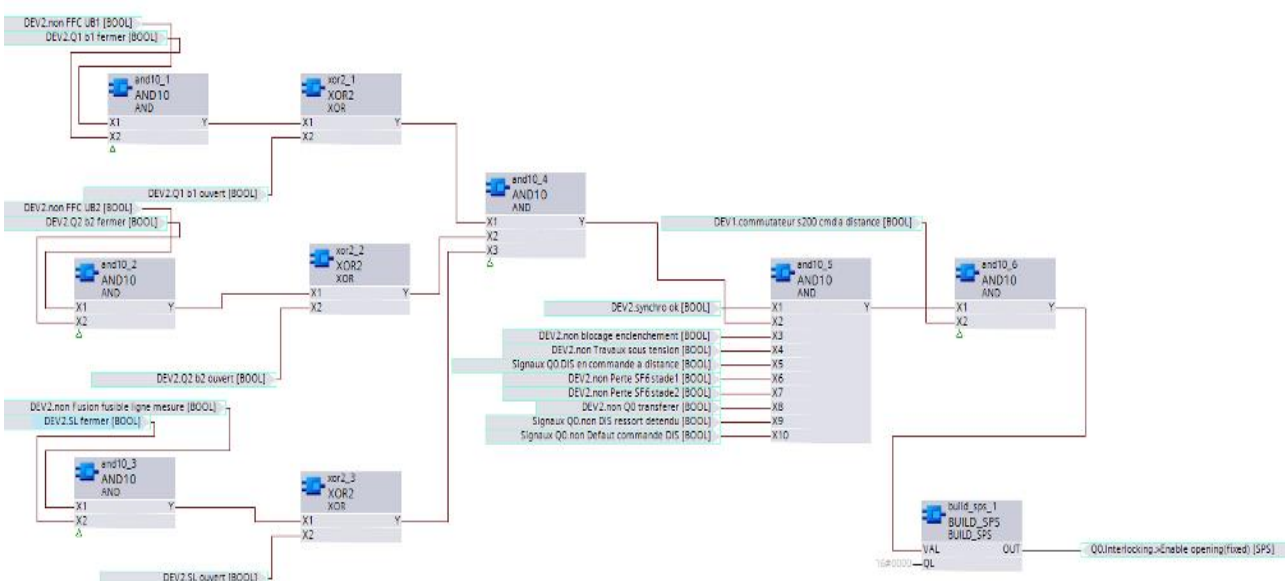


Figure 32 : Équation de verrouillage du disjoncteur

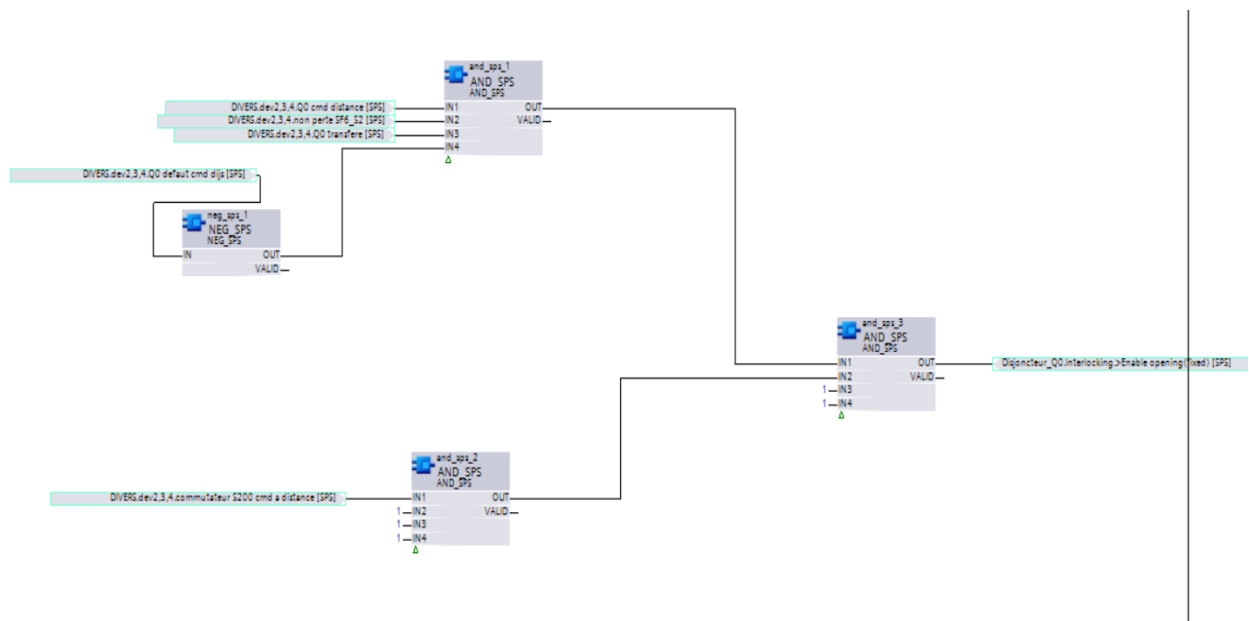


Figure 33 : Équation de déverrouillage du disjoncteur

Toutes ces étapes étant achevées, nous allons maintenant réaliser la connexion de notre relais par le protocole CEI 61850. Nous allons affecter tous les signaux créés dans une structure CEI 61850 dans DIGSI5 tel montré dans la figure 34.

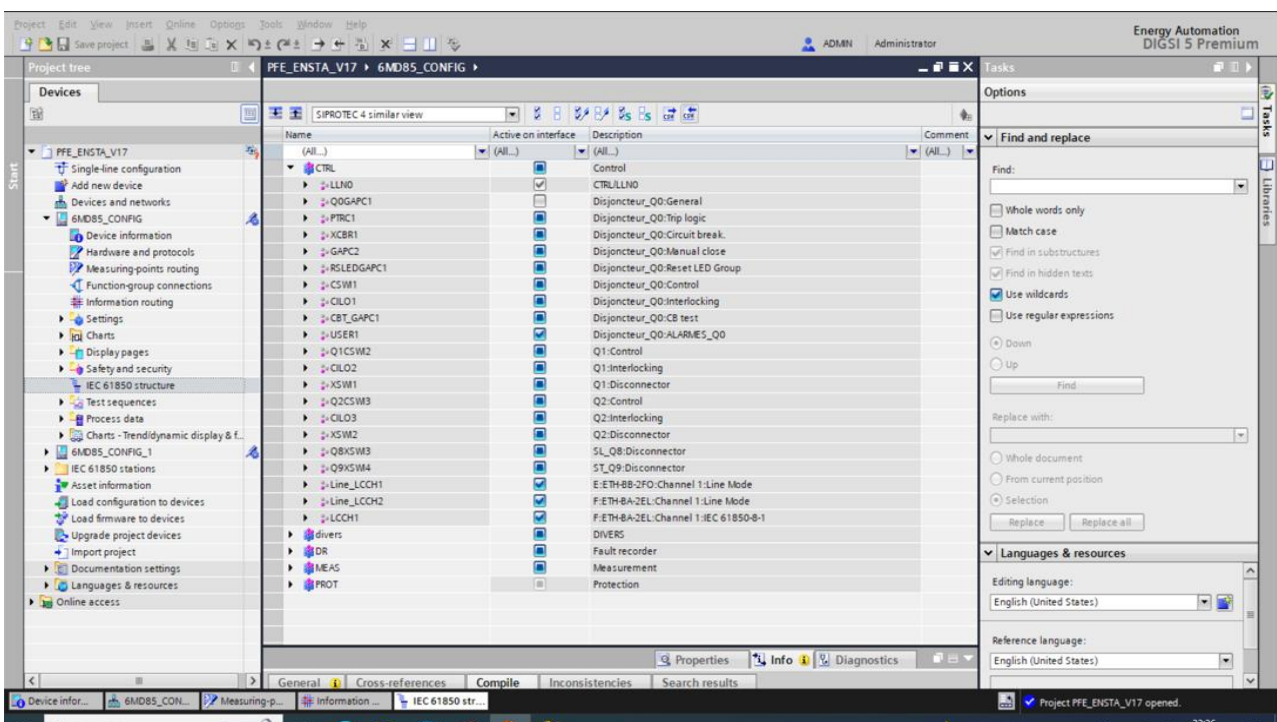


Figure 34 : Structure CTRL du CEI 61850

Dans le cadre de notre étude, nous utiliserons d'autres relais numériques, dont 7UT85, 7SJ85, 7SD82 et 7SJ85. La configuration de ces derniers a été faite par les ingénieurs de l'équipe protection

de SIEMENS, et elle nous a été transmise par un fichier IID afin de pouvoir d'enchaîner sur la configuration de la RTU.

Ainsi, nous aurons finis la configuration des relais de protection et nous allons traiter le niveau supérieur qui est la configuration de la RTU. Une fois cette configuration est effectuée, elle sera importée par un fichier IIC vers le SICAM WINCC V7.5 SCC 9.04. Pour finir, nous procéderons à la configuration de notre IHM.

### 4.3 Choix de la RTU

SIEMENS propose trois différentes gammes de RTU, la gamme SICAM AK, la gamme SICAM TM et la gamme SICAM A8000. Afin d'effectuer notre choix, nous avons établi le tableau 1 qui est un tableau comparatif des caractéristiques de ces trois gammes en vue d'identifier celle qui est la plus adaptée aux stations électriques moyenne tension [21].

*Tableau 1 : Tableau comparatif entre les différentes gammes des RTU de SIEMENS*

Caractéristiques	SICAM AK	SICAM TM	SICAM A8000
<b>Domaine d'application</b>	Automatisation industrielle Surveillance des processus	Automatisation des sous-stations et des <b>réseaux de distribution électrique</b>	Automatisation des <b>postes électriques et des réseaux de transport</b>
<b>Fonctionnalités</b>	Automatisation, surveillance, Contrôle et commande des processus	Surveillance en temps réel, Gestion des alarmes, Acquisition de données, Commande à distance	Surveillance avancée, Automatisation des fonctions de protection, Gestion des incidents, Interface graphique conviviale
<b>Architecture système</b>	Basé sur une plateforme matérielle robuste et modulaire	Basé sur des terminaux distants connectés via des réseaux de communication	Basé sur un système de contrôle centralisé avec des unités de terrain distribuées
<b>Connectivité</b>	Protocoles de communication standard (ex. Modbus, Profibus)	Protocoles de communication standard (ex. DNP3, IEC 61850)	Protocoles de communication standard (ex. IEC 61850, IEC 60870-5)
<b>Flexibilité</b>	Configurable pour s'adapter à différents types de processus industriels	Configurable pour s'adapter à différents types de <b>sous-stations électriques</b>	Configurable pour s'adapter à différents types de <b>postes électriques et de réseaux de transport</b>
<b>Performances</b>	Haute vitesse de traitement, faible latence, temps de réponse rapide	Haute disponibilité, redondance des communications, gestion des pannes	Haute fiabilité, résistance aux perturbations électromagnétiques,

			rétablissement rapide après incidents
<b>Sécurité</b>	Fonctions de sécurité intégrées pour la protection des systèmes et des données	Authentification, chiffrement des données, contrôle d'accès	Fonctions de sécurité avancées pour la protection contre les cyberattaques
<b>Extensibilité</b>	Possibilité d'ajouter des modules et des extensions selon les besoins	Possibilité d'ajouter des terminaux distants supplémentaires	Possibilité d'ajouter des unités de terrain supplémentaires

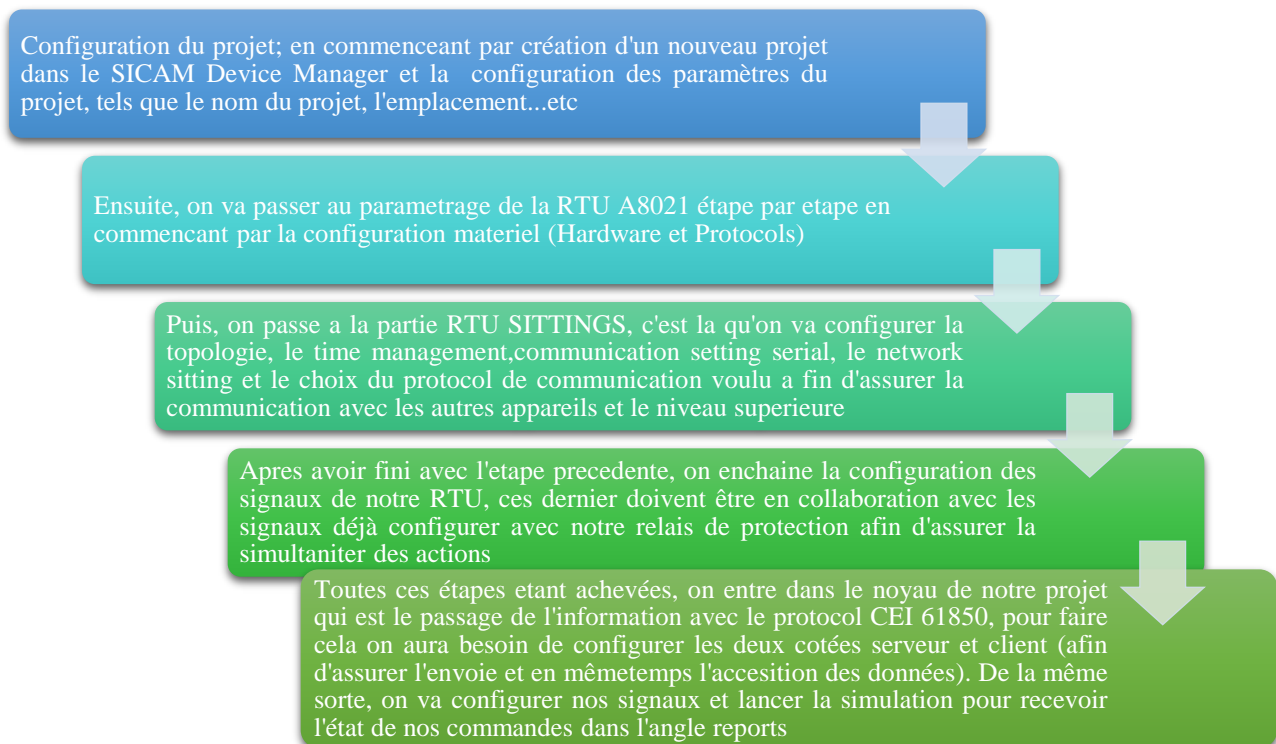
D'après les caractéristiques développées dans le tableau 1, nous constatons que la gamme RTU SICAM A8000 est la plus appropriée pour notre cas d'étude.

Par rapport à ce qui a été imposé dans le cadre de notre stage ; dans l'architecture CCN, nous avons opté de travailler avec la RTU SICAM A8000 CP-8021 dont les caractéristiques sont présentées dans les annexes 3,4 et 5.

#### 4.4 Configuration de la RTU

La configuration de la RTU A8021 implique le paramétrage de cette unité pour la collecte de données, le contrôle des équipements et la communication avec les systèmes de surveillance et de contrôle dans les applications d'automatisation des sous-stations.

La figure 35 présente en détaille la démarche à entreprendre pour la configuration de la RTU SICAM A8000 CP-8021 par le logiciel SICAM Device.



**Figure 35 : Démarches de configuration de la RTU A8021.**

L'une des étapes les plus essentielles dans le développement SICAM Device Manager est la configuration HARD et le choix primaire du protocole de communication de notre RTU, dans le respect de la demande du client, de la gamme souhaitée avec les spécifications de son utilisation (figure 36).

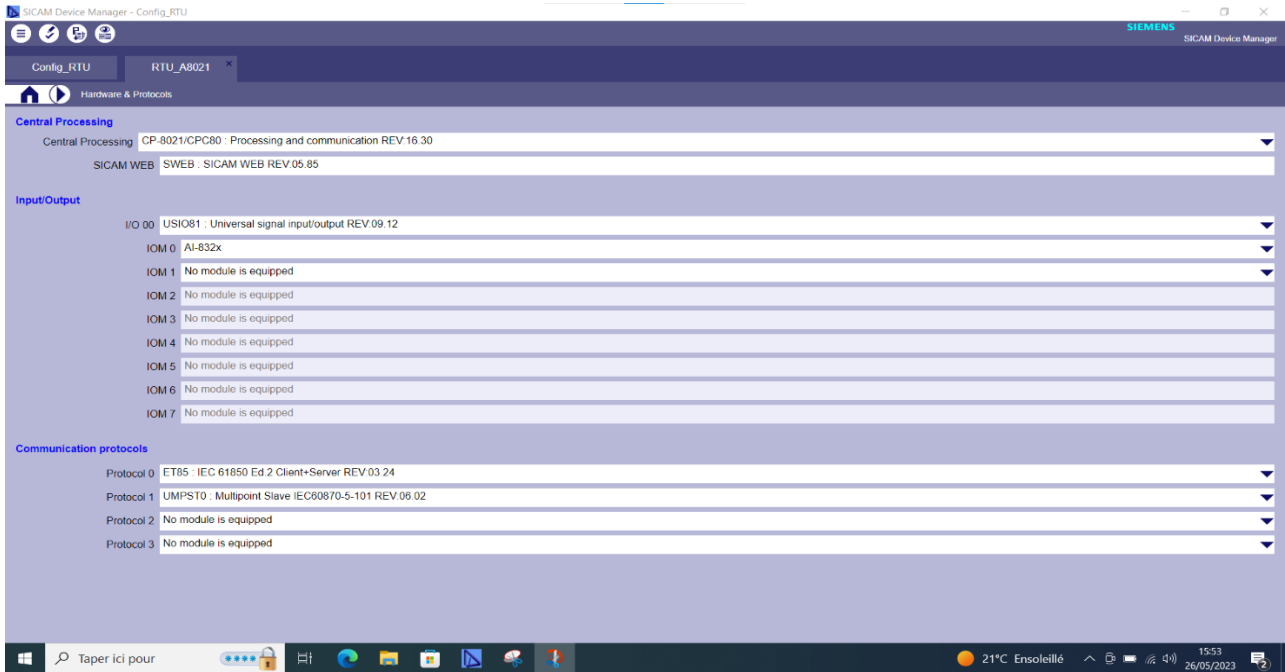


Figure 36 : Configuration du Hardware & Protocoles.

Ensuite, on réalise le paramétrage de tous les éléments qui se trouve dans l'onglet de la RTU SETTINGS comme illustré dans la figure 37 afin d'assurer la correspondance des adresses IP avec les relais numériques et l'IHM.

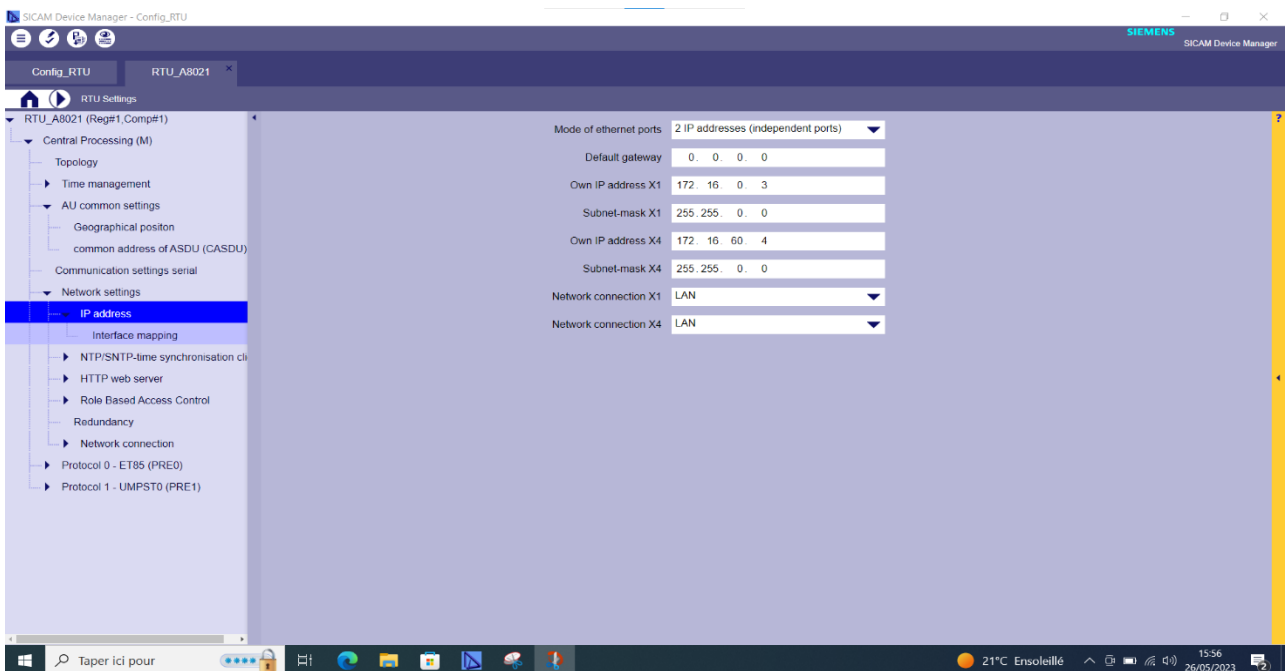


Figure 37 : Configuration des RTU SETTINGS.



Passons à l'étape la plus importante qui est l'affectation des signaux afin d'assurer la correspondance avec les autres appareils et avec les demandes du CEI 61850 (Serveur/Client) tel illustré dans les figures 38 et 39.

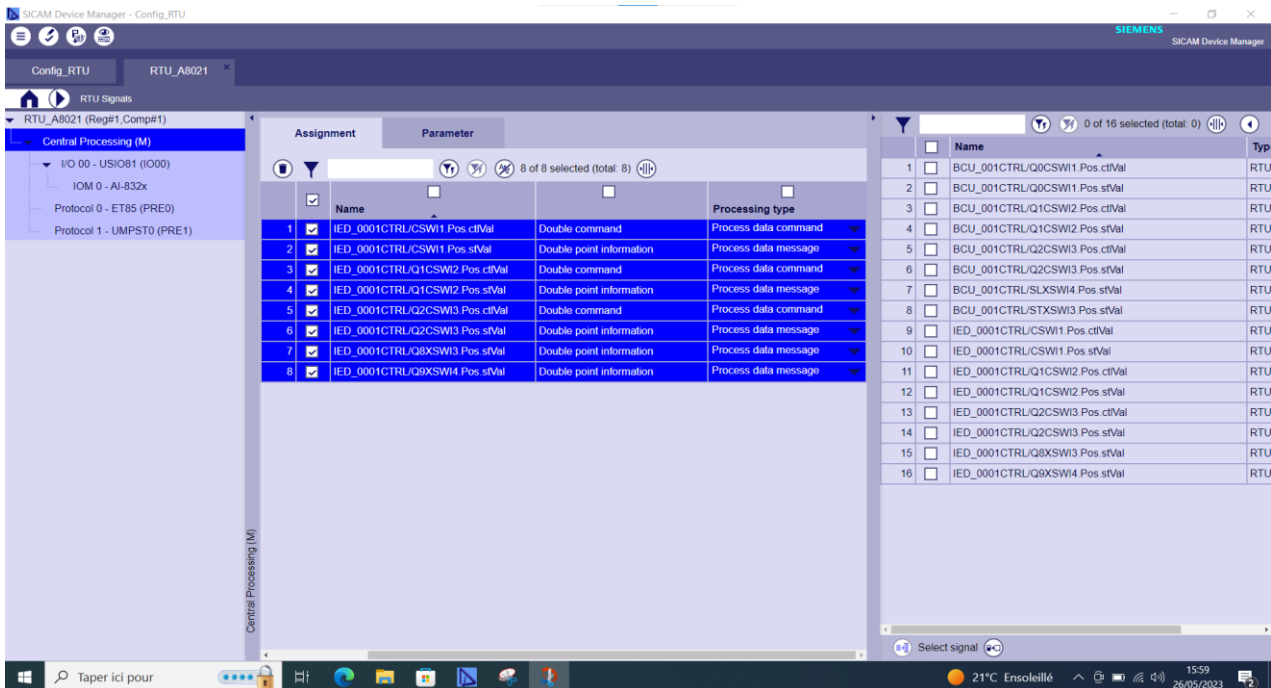


Figure 38: Affectation des signaux.

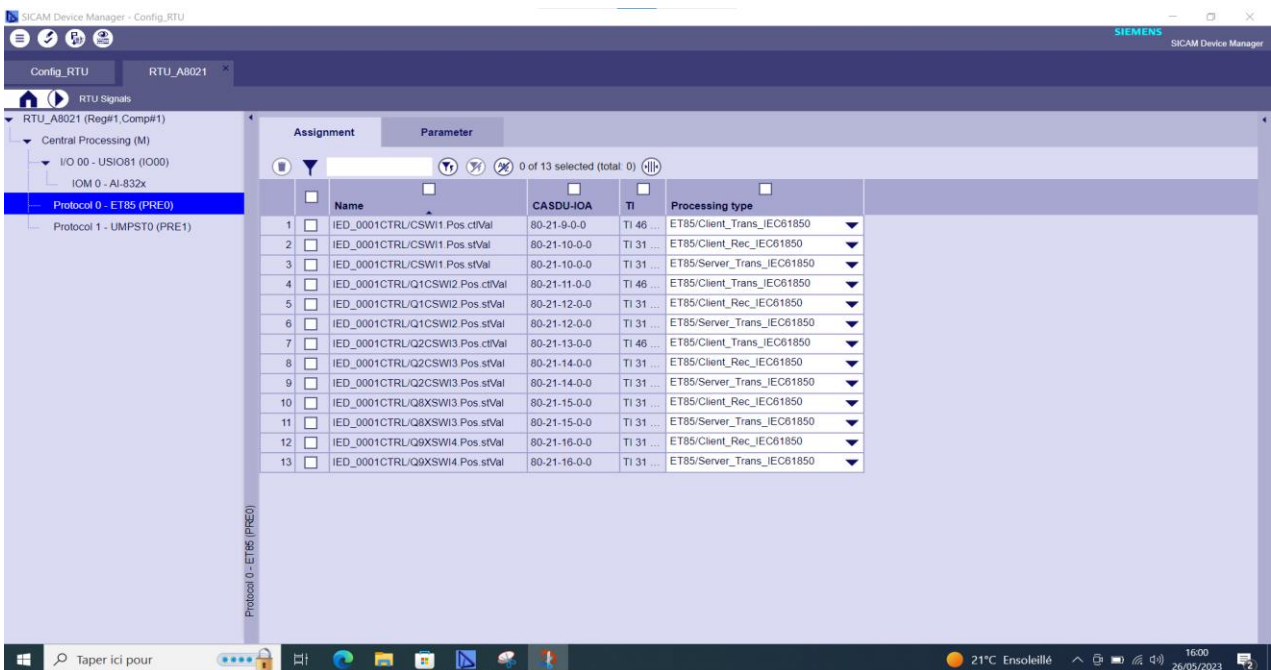
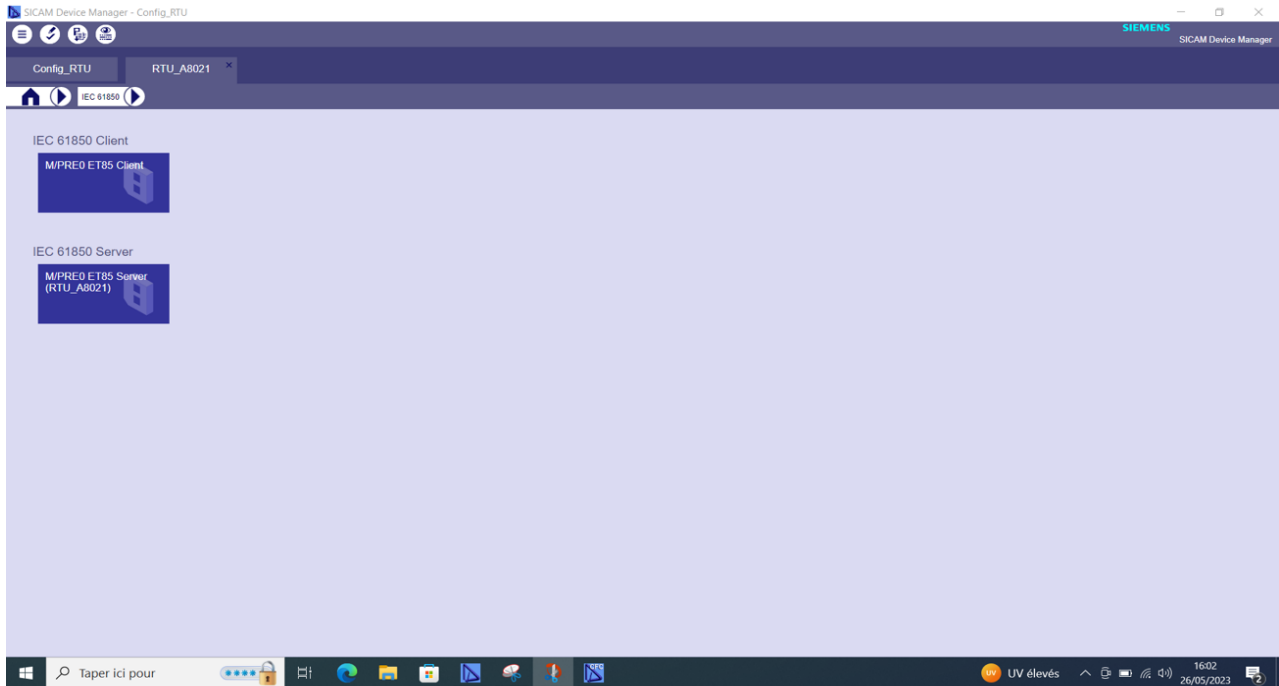


Figure 39: Correspondance Serveur/Client avec le CEI 61850.

Toutes les étapes précédentes étant achevées avec succès, nous allons maintenant passer au noyau de notre projet qui est la communication en utilisant le CEI 61850, et pour se faire, nous allons

devoir configurer notre protocole pour qu'il travaille simultanément au tant que serveur (acquisition des données) et Client (envoi des données) tel s'est illustré dans la figure 40.



*Figure 40 : Interface de l'angle CEI 61850 dans le SICAM Device Manager.*

Et avec cette dernière étape, nous aurons finis la configuration de notre RTU A8021.

Afin d'établir la connectivité et d'effectuer les commandes des relais configurés par les ingénieurs de l'équipe protection de SIEMENS et en se basant sur le protocole de communication CEI 61850, nous allons importer la configuration de ces derniers par un fichier IID et l'injecter dans notre RTU A8021 et tester la connectivité de ces derniers en utilisant le logiciel IEC 61850 BROWSER.

#### **4.5 Test de la connectivité du relais 6MD85 et la RTU A8021 par le protocole CEI 61850**

Après avoir configuré le relais de protection 6MD85 et la RTU A8021, la prochaine étape est de réaliser l'immigration des signaux de ces derniers dans le CEI 61850 CONFIGURATOR afin d'assurer les affichages des messages GOOSE.

D'abord il faut noter que nos équipements sont déjà configurés avec le protocole de communication basée sur le standard CEI 61850 et la transmission des messages GOOSE et ayant la même adresse IP.

La première étape dans ce logiciel est de ping les adresses dans la commande du centre de contrôle afin de vérifier la connectivité entre tous les IEDs.

Après être arrivé à ce stade un répertoire sera affiché sur l’onglet en décrivant chaque transition de l’ouverture vers la fermeture et dans l’autre onglet un forçage de commande est possible afin d’effectuer une commande à distance de notre matériel (A condition que les clés de commande des relais soient mis à distance et non pas en locale et cette dernière est une condition importante), tel illustré dans la figure 41.

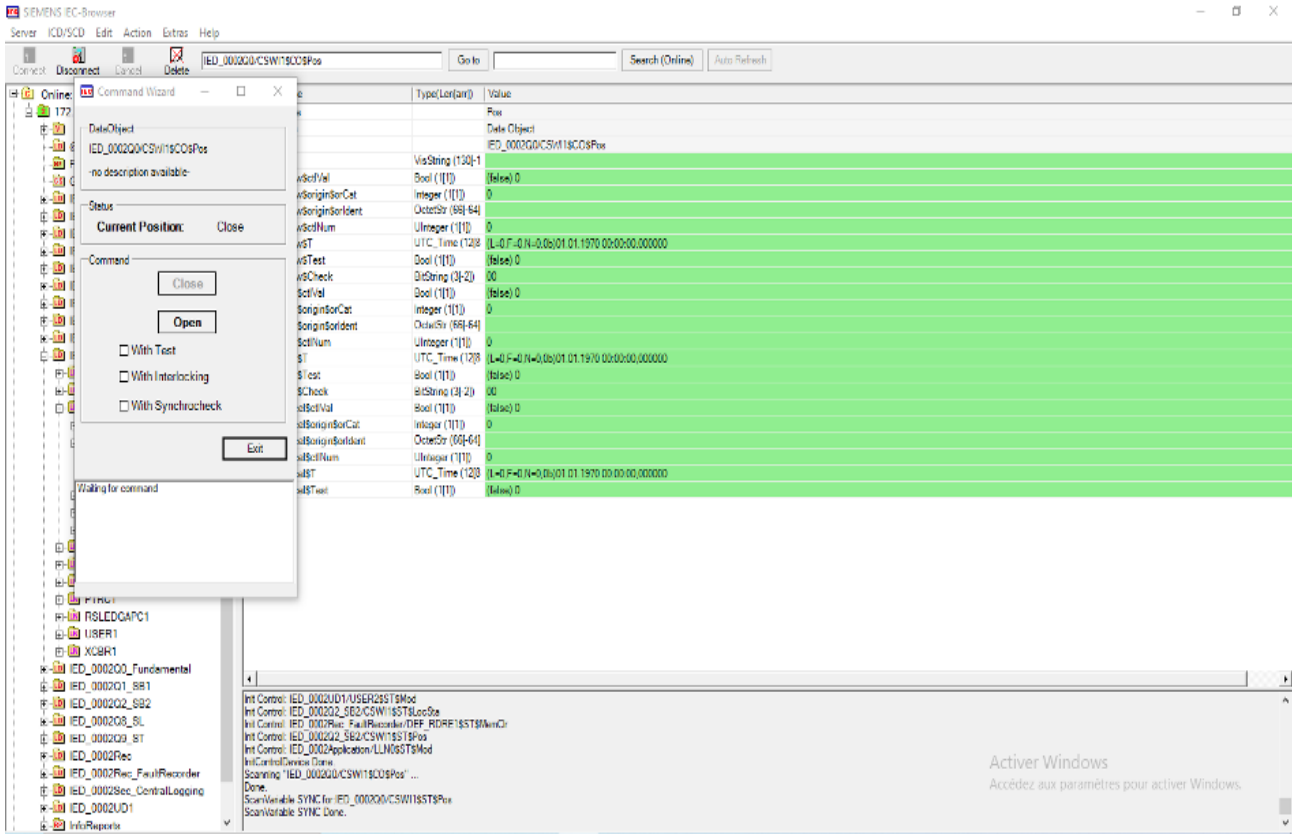


Figure 41 : Exécution des commande OPEN ou CLOSE du relais à distance.

La connectivité étant vérifiée, la prochaine étape est la configuration de tous les paramètres nécessaires pour notre IHM.

### 4.6 Configuration du IHM

Après que le fichier RTU soit importé dans notre programme, nous allons procéder au paramétrage étape par étape, des niveaux de tension, alarmes évènements traversés et tout ce qui en suit. Les deux figures 42 et 43 représentent les deux vue système. Les cinq relais de départ sont configurés par DIGSI5 et celui de l’arrivée est configure par DIGSI4.

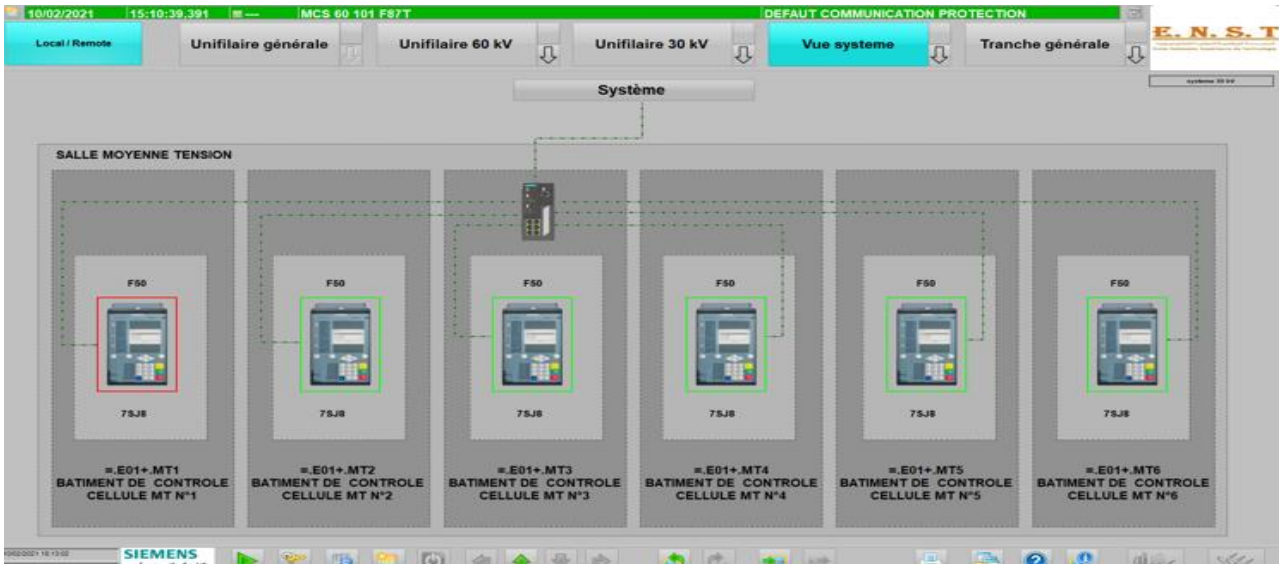


Figure 42 : Vue système protection avec relais configurer sous DIGSI5

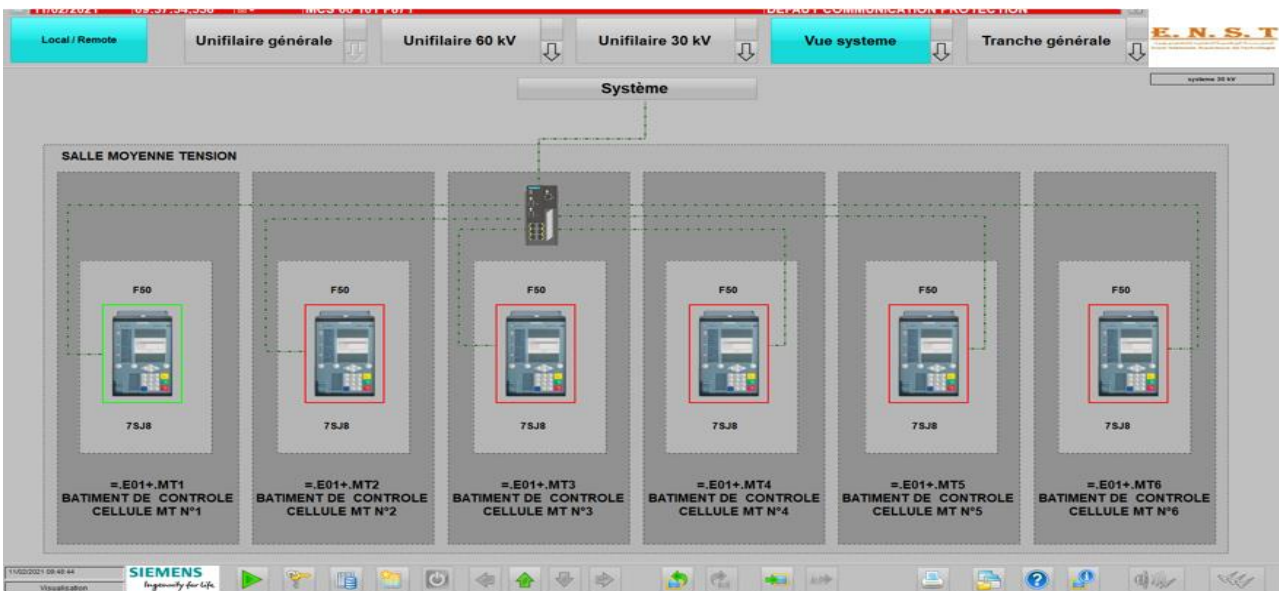


Figure 43 : Vue système protection avec relais configurer sous DIGSI4.

Les indications des couleurs autour des relais sont illustré dans la figure 44.

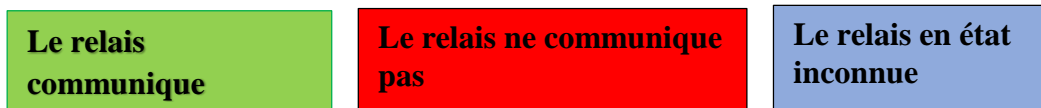


Figure 44: Les indications des couleurs autour des relais.

**Remarque** : Dans la figure 42, les relais communiquent en configuration DIGSI5 et dans la figure 43, le relais communique en configuration DIGSI4 ; donc on peut conclure que la travée lignes de départ est configurée par le DIGSI5 et celle de l'arrivée est configurée par DIGSI4.

### 4.6.1 Les représentations unifilaires du système

L'unifilaire ne sert qu'à des fins de visualisation, aucun équipement n'est manœuvrable à ce niveau. Les manœuvres des équipements ne sont possibles que depuis les vues détaillées.

Dans un unifilaire, on visualise les états des disjoncteurs et des sectionneurs et les médaillons des travées.

La figure 45 représente les symboles du modèle type de SIEMENS pour représenter les états des disjoncteurs et des sectionneurs et la figure 46 représente le médaillon d'une travée.

Sectionneur	Disjoncteur	
		Fermé
		Ouvert
		Etat intermédiaire
		Pas de liaison
		Etat invalide ou non actualisé
		Changement d'état spontané
		Embroché
		Débroché
		Invalide
		Etat verrouillé

Figure 45: Symboles d'états des disjoncteurs et sectionneurs.

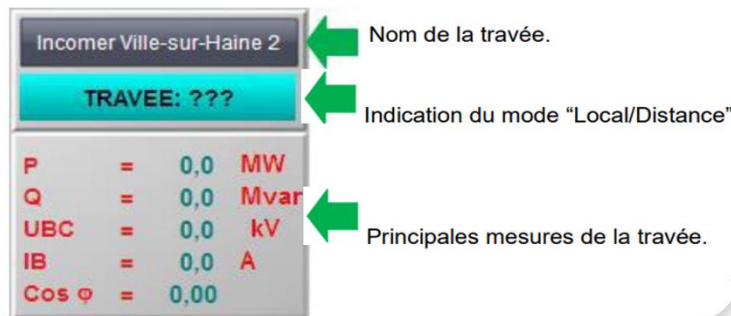


Figure 46 : Schéma du médaillon d'une travée.

L'état des travées est défini par deux types de couleurs différentes, le jaune pour le local et le vert pour le distant.

**Locale**

**Distance**

#### a. L'unifilaire générale du système

L'unifilaire montre une vue d'ensemble de tous les équipements et leur état. La couleur utilisée dépend du niveau de tension, le jaune pour l'étage 60kV et le bleu pour l'étage 30KV.

**L'étage 60kV**

**L'étage 30kV**

La figure 47 représente la représentation unifilaire générale de notre système.

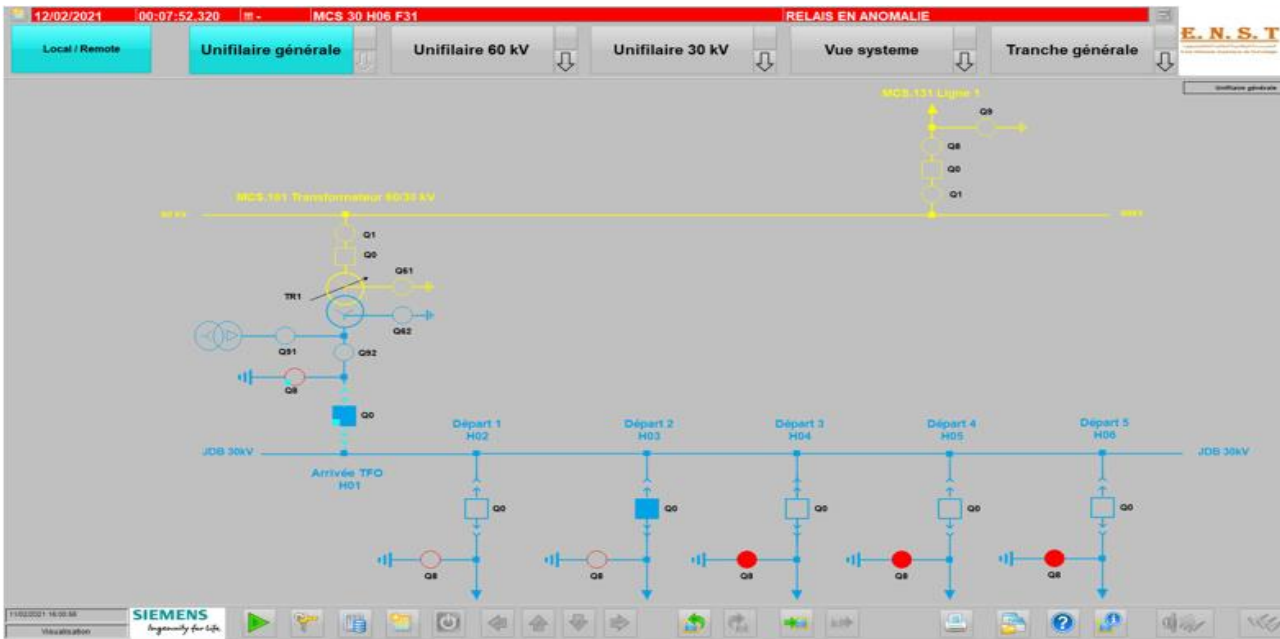


Figure 47: Schéma de l'unifilaire générale du système étudié.

Interprétation de la vue :

On remarque que la représentation unifilaire se compose de :

- Un jeu de barre de 60KV ;
- Un jeu de barre de 30KV ;
- Un transformateur de tension ;
- Des disjoncteurs ;
- Des sectionneurs de ligne et de terre ;
- Cinq lignes de départ.

**b. La représentation unifilaire du niveau 60KV**

La figure 48 représente le schéma unifilaire 60KV



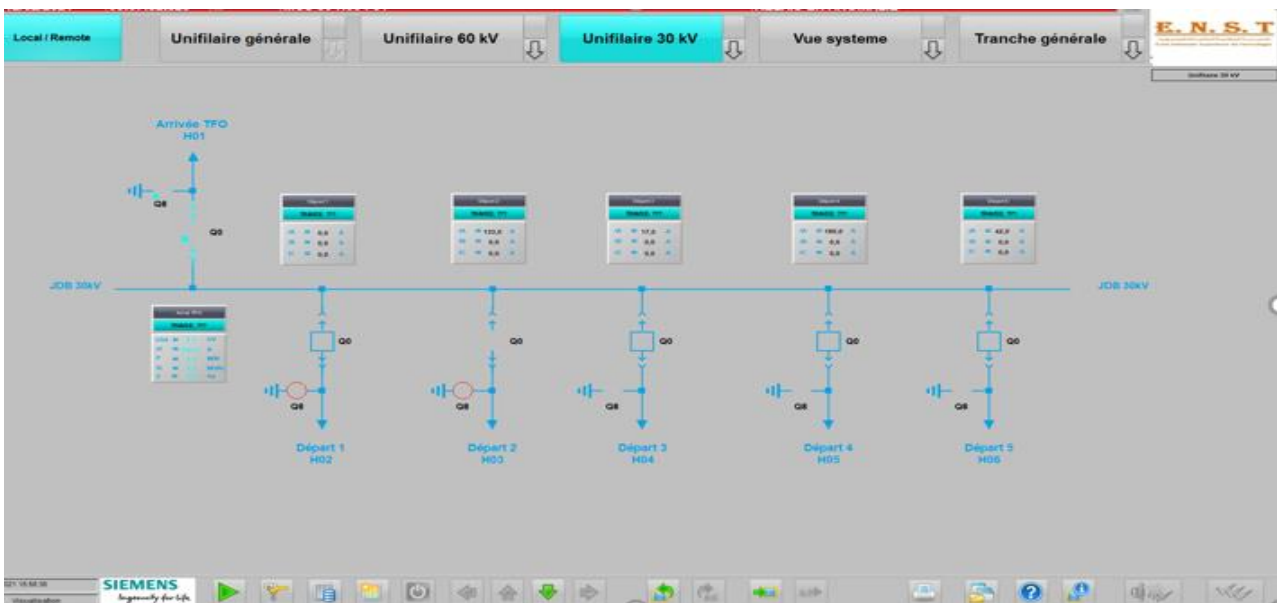
Figure 48 : Représentation unifilaire 60KV.

Interprétation de la vue :

On remarque que cet unifilaire se compose de :

- Une travée ligne ;
  - Une travée transformatrice ;
  - Deux médaillons.
- **L'unifilaire du niveau 30KV**

La figure 49 représente l'unifilaire 30KV :



*Figure 49: Représentation Unifilaire 30kV.*

Interprétation de la vue :

On remarque que cet unifilaire se compose de :

- Une travée ligne d'arrivée et son médaillon ;
- Cinq travées ligne de départ et leurs médaillons.

**Remarque :** Le disjoncteur du départ 2 n'est pas présenté comme précédemment mentionner, car il a subi un changement d'état, donc, il faut acquitter afin que le carré soit affiché.

#### 4.6.2 Représentation des vues des détails du système

Chaque travée à une vue détaillée, qui sont basées sur le même modèle. Les informations suivantes se trouvent sur la vue détaillée :

- L'état des équipements ;
- L'état de la cellule (Local / Distance) ;
- Des mesures ;

- Une liste d'évènements et d'alarmes propres à la travée.

**a. La représentation de la travée d'arrivée de l'étage 60KV**

La figure 50 représente la travée d'arrivée de l'étage 60KV.

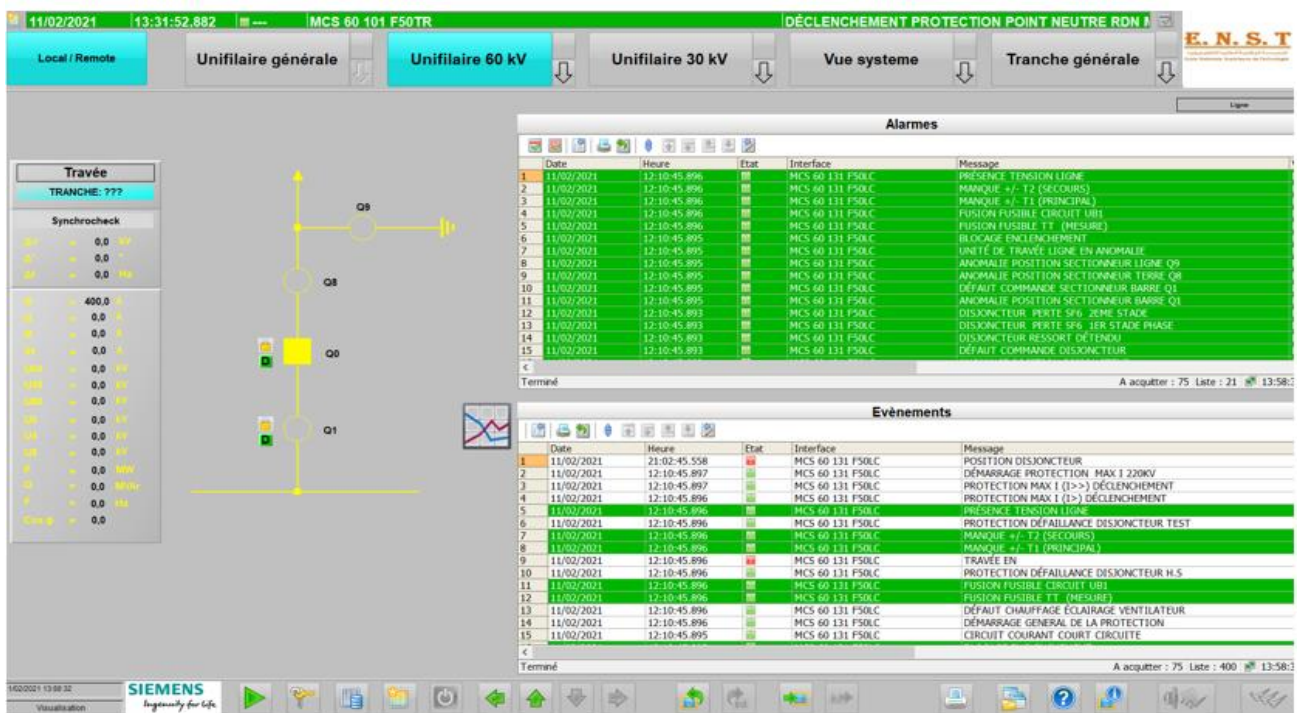


Figure 50: Schéma de la travée ligne arrivée pour l'étage 60KV.

Interprétation de la vue :

On remarque que cette vue se compose de :

- Une travée ligne simple dont le disjoncteur est fermé et distant, et les sectionneurs sont ouverts et distants ;
- Des mesures telles que la mesure du courant I0 vaut 400A ;
- Plusieurs alarmes par exemple : perte SF6 premier stade et deuxième stade ;
- Plusieurs évènements, par exemple : la position du disjoncteur.

**Remarque :** toutes les alarmes sont considérées comme des évènements et non pas le contraire.

**b. La représentation de la travée de transformation de l'étage 60KV**

La figure 51 représente la travée de transformation de l'étage 60KV.



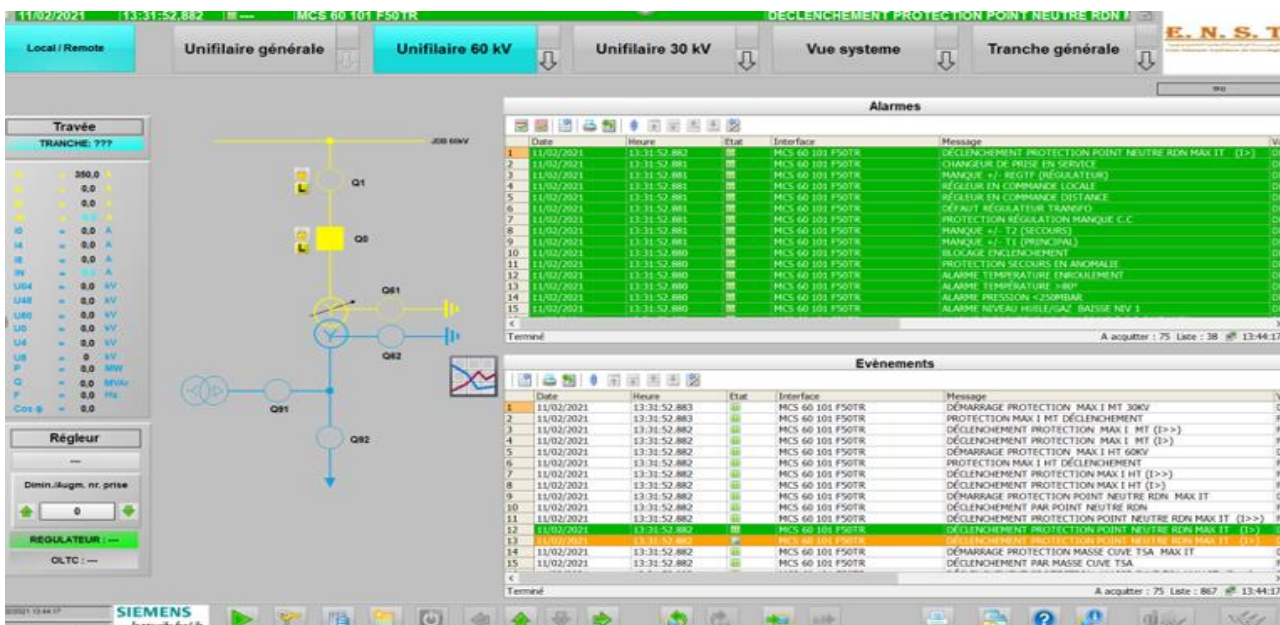


Figure 51: Schéma de la travée de transformation de l'étage 60KV.

Interprétation de la vue :

On remarque que cette vue se compose de :

- Une travée de transformations dont le disjoncteur est fermé et local, et les sectionneurs sont ouverts et locales ;
- Des mesures telles que la mesure du courant I0 vaut 350A ;
- Plusieurs alarmes, par exemple : blocage ou enclenchement ;
- Plusieurs évènements par exemple : démarrage protection MAX I HTA 30.

**c. La représentation de la travée ligne arrivée de l'étage 30KV**

La figure 52 représente la travée ligne arrivée de l'étage 30KV :

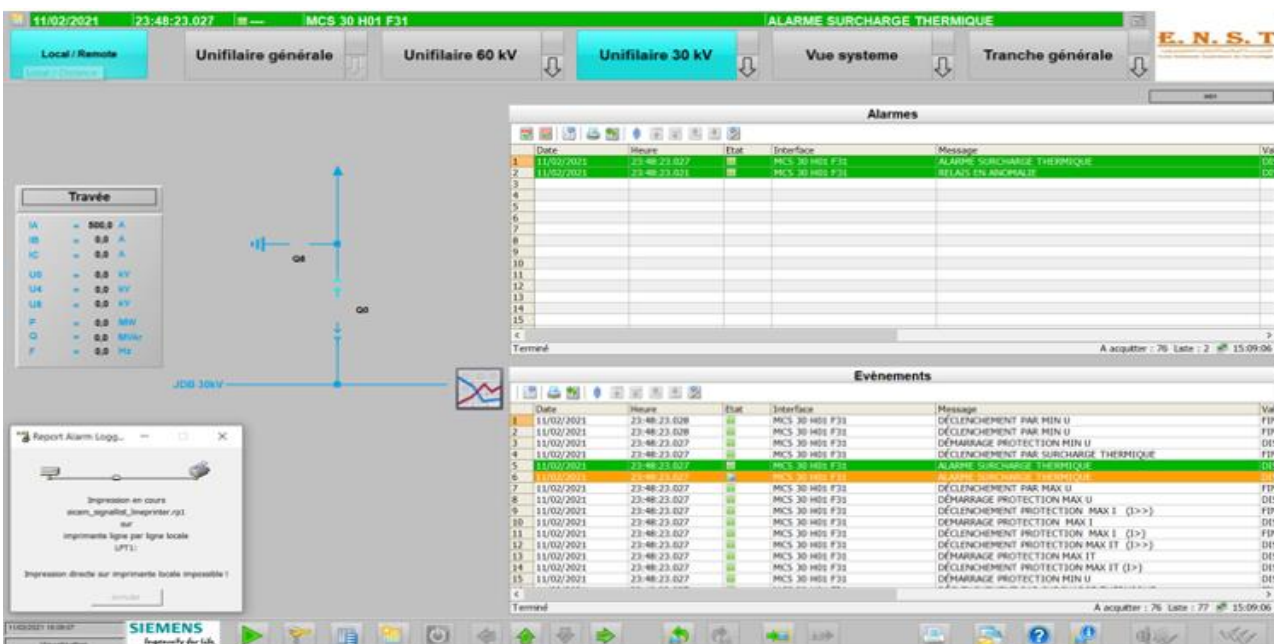


Figure 52 Schéma de la travée ligne arrivée de l'étage 30KV

Interprétation de la vue :

On remarque que cette vue se compose de :

- Une travée ligne d'arrivée dont le disjoncteur et le sectionneur de terre sont en changement de position ;
  - Des mesures telles que la mesure du courant IA qui vaut 500A ;
  - Deux alarmes par exemple : alarmes surcharge thermique et relais en anomalie ;
  - Plusieurs évènements par exemple : déclenchement par max I.
- **La représentation des travées ligne de départ de l'étage 30KV**

Comme précédemment citée, nous avons cinq travées de départ de l'étage 30KV, ce sont des travées lignes simples.

Le La figure 53 présente une travée types de départ.

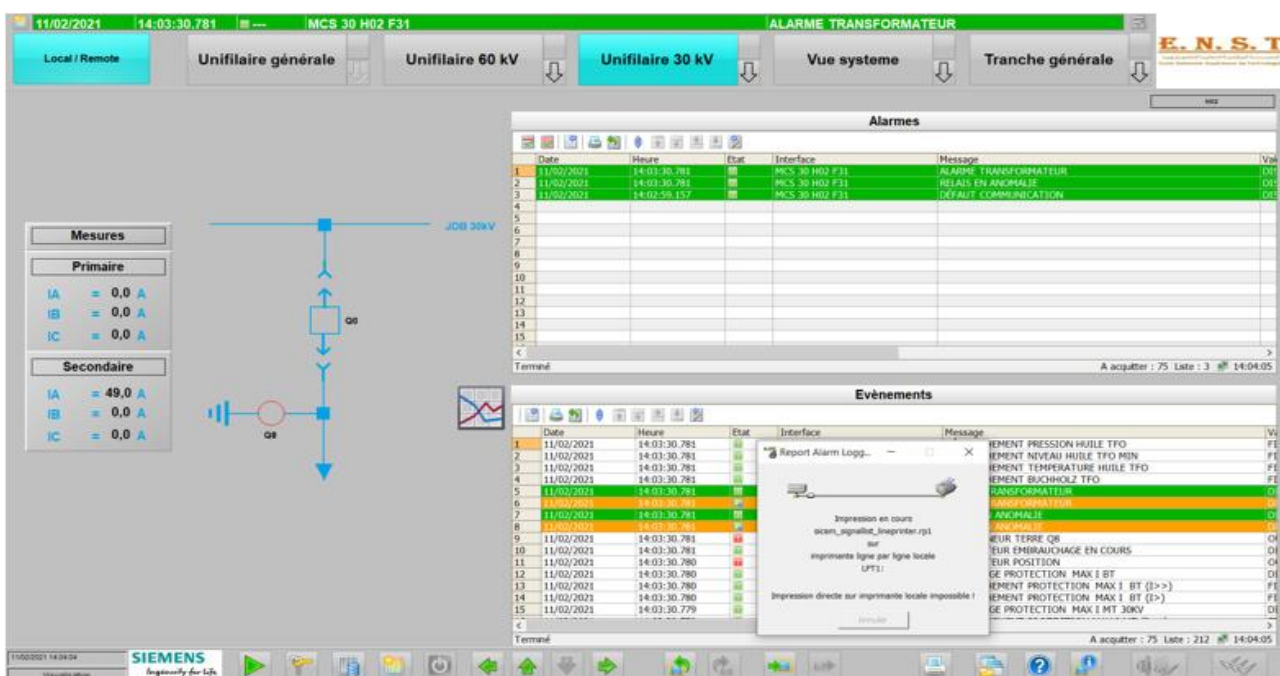


Figure 53: Ttravée ligne de départ H02.

Interprétation de la vue :

Nous remarquons que cette vue se compose de :

- Une travée ligne d'arrivée dont le disjoncteur et le sectionneur de terre sont ouverts ;
- Des mesures telles que la mesure du courant IA vaut 49A ;
- Deux alarmes, par exemple : relais en anomalie ;
- Plusieurs évènements.

### 4.6.3 Représentation des vues de messages :

Les vues de messages comprennent les listes d'événements et d'alarmes et sont actualisées de façon dynamique, c'est-à-dire qu'elles sont automatiquement mises à jour à l'écran pour tout nouveau message. La seule vue qui doit être mise à jour manuellement est la liste des messages processus.

Les alarmes et les évènements contiennent un code couleurs tel montré dans la figure 54 :



Figure 54: Le code couleurs des alarmes et des évènements.

Les figures 55,56 représentent les alarmes et les évènements :

Date	Heure	Etat	Interface	Message	Valeur	Cause	Statut	Nom de l'utilisateur
10/02/2021	14:12:47,394	ARR	MCS 60 131 F50LC	USURT MCS Commission manuelle			ARRIVÉ	Visualisation
10/02/2021	14:12:47,394	DIS	MCS 60 131 F50LC	DÉMARRAGE PROTECTION MAX I 220KV	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	FIN	MCS 60 131 F50LC	PROTECTION MAX I (I->) DÉCLENCHEMENT	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	FIN	MCS 60 131 F50LC	PROTECTION MAX I (I->) DÉCLENCHEMENT	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	DIS	MCS 60 131 F50LC	PROTECTION DÉFAILLANCE DISJONCTEUR TEST	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	DIS	MCS 60 131 F50LC	MANQUE #7 T2 (SECOURS)	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	DIS	MCS 60 131 F50LC	MANQUE #7 T1 (PRINCIPAL)	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	DIS	MCS 60 131 F50LC	TRAVAIL EN	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,394	DIS	MCS 60 131 F50LC	PROTECTION DÉFAILLANCE DISJONCTEUR H.S	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	FUSION FUSIBLE CIRCUIT I181	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	RUPCAGE ÉCLAIRAGE (SECOURS)	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	DÉFAUT CHAUFFAGE ÉCLAIRAGE VENTILATEUR	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	DÉMARRAGE GENERAL DE LA PROTECTION	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	CIRCUIT COURANT COURT CIRCUITE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	RUCPAGE ENCLICHÈREMENT	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	UNITÉ DE TRAVAIL ALERTE EN ANOMALIE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	SECTIONNEUR LIGNE Q9	OUVERT	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR LIGNE Q9	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	SECTIONNEUR TERRE Q8	OUVERT	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR TERRE Q8	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	SECTIONNEUR BARRE Q1 EN COMMANDE	DISTANCE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	DÉFAUT COMMANDE SECTIONNEUR BARRE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR BARRE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,393	DIS	MCS 60 131 F50LC	SECTIONNEUR BARRE Q1	OUVERT	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	SECTIONNEUR BARRE Q1 DÉVERROUILLÉ	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	DIFFÉRENCE TENSION Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	PERMISSION D'ENCLICHÈRE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	SYNCHRO EXPIRÉE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	SYNCHRO EN COURS	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	DIFFÉRENCE FRÉQUENCE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	DIFFÉRENCE ANGLE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	DISJONCTEUR PERTE SF6_2EME STADE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	DISJONCTEUR PERTE SF6_1ER STADE PHASE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	DISJONCTEUR PERTE SF6_1ER STADE	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,392	DIS	MCS 60 131 F50LC	OUVERTURE DISJONCTEUR PAR UT	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,391	DIS	MCS 60 131 F50LC	OUVERTURE DISJONCTEUR PAR CCN	DISPARUE	interrogation générale	valide	
10/02/2021	14:12:47,391	DIS	MCS 60 131 F50LC	FERMETURE DISJONCTEUR PAR UT	DISPARUE	interrogation générale	valide	

Figure 55: Les évènements

Date	Heure	Etat	Interface	Message	Valeur	Cause	Statut
12/02/2021	00:07:52,320	ARR	MCS 30 H06 F31	RELAIS EN ANOMALIE	ARRIVÉ	spontané	valide
12/02/2021	00:07:52,226	ARR	MCS 30 H06 F31	RELAIS EN ANOMALIE	ARRIVÉ	spontané	valide
12/02/2021	00:07:52,132	ARR	MCS 30 H06 F31	RELAIS EN ANOMALIE	ARRIVÉ	spontané	valide
12/02/2021	00:07:52,038	ARR	MCS 30 H06 F31	RELAIS EN ANOMALIE	ARRIVÉ	spontané	valide
12/02/2021	00:07:51,944	ARR	MCS 30 H06 F31	RELAIS EN ANOMALIE	ARRIVÉ	spontané	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME TRANSFORMATEUR	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	DÉFAUT COMMUNICATION	DISPARUE	spontané	valide
11/02/2021	15:15:34,170	DIS	MCS 60 101 F50TR	DÉCLENCHEMENT PROTECTION POINT NEUTRE BON MAX IT	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,170	DIS	MCS 60 101 F50TR	CHANGEUR DE PRISE EN SERVICE	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,170	DIS	MCS 60 101 F50TR	MANQUE #7 REGT (RÉGULATEUR)	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,170	DIS	MCS 60 101 F50TR	RÉGULEUR EN COMMANDE LOCAL	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,170	DIS	MCS 60 101 F50TR	RÉGULEUR EN COMMANDE DISTANCE	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,170	DIS	MCS 60 101 F50TR	DÉFAUT RÉGULATEUR TRANSIO	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	PROTECTION RÉGULATION MANQUE C.C	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	MANQUE #7 T2 (SECOURS)	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	MANQUE #7 T1 (PRINCIPAL)	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	RUCPAGE ENCLICHÈREMENT	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,169	DIS	MCS 60 101 F50TR	PROTECTION SECOURS EN ANOMALIE	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME TEMPÉRATURE ENBOULEMENT	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME TEMPÉRATURE <SUP	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME PRESSION <SUP	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME NIVEAU HUILE/EAU BARRE NIV 1	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME INDICATEUR NIVEAU HUILE/EAU C.C NIV MIN	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME INDICATEUR NIVEAU HUILE/EAU TRANSIO	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME 1 CLAPET ANTI-RETOUR D'AIR D.C	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME 1 CLAPET ANTI-RETOUR D'AIR D.C	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ALARME BUCHHOLZ TFO	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,168	DIS	MCS 60 101 F50TR	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR OK LIASON HT	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,167	DIS	MCS 60 101 F50TR	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR MASSE CLIVE TSA	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,167	DIS	MCS 60 101 F50TR	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR DE MISE À LA TERRE NE	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,167	DIS	MCS 60 101 F50TR	DÉFAUT COMMANDE SECTIONNEUR BARRE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,167	DIS	MCS 60 101 F50TR	ANOMALIE POSITION SECTIONNEUR BARRE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,167	DIS	MCS 60 101 F50TR	DÉFAUT COMMANDE SECTIONNEUR BARRE Q1	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,166	DIS	MCS 60 101 F50TR	DISJONCTEUR PERTE SF6_1ER STADE PHASE	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,166	DIS	MCS 60 101 F50TR	DISJONCTEUR PERTE SF6_2EME STADE	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,166	DIS	MCS 60 101 F50TR	DÉFAUT COMMANDE DISJONCTEUR	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,166	DIS	MCS 60 101 F50TR	ANOMALIE POSITION DISJONCTEUR	DISPARUE	interrogation générale	valide
11/02/2021	15:15:34,166	DIS	MCS 60 101 F50TR	ENTRÉE EN COURS	DISPARUE	interrogation générale	valide

Figure 56: Les alarmes.

## 5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué le choix et la configuration du matériels clés pour l'élaboration de la solution proposée afin d'assurer la remonter des données statiques et dynamiques à partir de la RTU et les relais numériques configurés sous la norme CEI 61850 d'une façon autonome par la commande en temps réel à travers l'IHM qui se situe dans poste de contrôle. Ainsi, à ce stade la digitalisation du poste électrique a été donc achevée et réussie.

# Conclusion générale

Ce projet de fin d'études, effectué au sein de l'entreprise SIEMENS, s'est concentré sur la digitalisation d'une sous-station électrique 60 kV/30 kV à l'aide d'une unité terminale à distance (RTU) conforme à la norme CEI 61850. Ce projet est basé sur toutes les connaissances acquises à travers notre cursus universitaire d'une manière générale et plus précisément dans les trois années de spécialité.

L'évaluation de la situation a démontré que la digitalisation de la sous-station électrique offre une surveillance en temps réel et une gestion plus efficace des réseaux moyenne tension. Les résultats de notre étude ont confirmé que l'implémentation de l'unité terminale à distance conforme à la norme CEI 61850 permet d'atteindre ces objectifs, en fournissant une infrastructure de communication fiable et en collectant des données précises et pertinentes.

Cependant, il convient de souligner certaines limitations pratiques rencontrées lors de la réalisation de ce projet. Ces limitations comprennent des contraintes matérielles, limitations d'encadrements et temps. Il est important de prendre en compte ces limitations lors de l'implémentation de la solution dans d'autres contextes similaires.

Sur la base des résultats obtenus, nous formulons plusieurs recommandations. Tout d'abord, il est essentiel de mener des tests approfondis et des simulations pour évaluer la robustesse et la fiabilité de la solution avant sa mise en œuvre à grande échelle. De plus, une formation adéquate devrait être dispensée aux opérateurs et aux techniciens chargés de la surveillance et de la gestion des sous-stations digitalisées. Enfin, il est recommandé de continuer à surveiller les évolutions des normes et des technologies liées à la digitalisation des réseaux électriques, afin d'assurer une mise à jour continue et une compatibilité future.

Le travail réalisé durant ce stage, nous a été très bénéfique en tant que mécatroniciennes, mais aussi en tant que futurs ingénieurs et chefs de projet. D'une part, ceci nous a permis d'acquérir de nouvelles compétences telles que l'utilisation de nouveaux logiciels (DIGSI5, SIMATIC Device Manager et WinCC), et d'autre part l'enrichissement de nos connaissances dans le domaine de la gestion de projet et la vie au sein d'une entreprise.

# **Bibliographies**

- [1] Schavemaker, Pieter, Lou Van der Sluis, and Emmanuel Hoang. *Le réseau électrique dans son intégralité*. EDP sciences, 2019.
- [2] Michel, O. D. D. I. "Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension-Mise en œuvre." (2011).
- [3] *Le Gimélec, est la propriété du Gimélec ; RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS ; LIVRE BLANC Des industriels au service de l'intelligence énergétique, Mars 2011.*
- [4] Bouttes, Jean-Paul. "Régulation technique et économique des réseaux électriques." *FLUX Cahiers scientifiques internationaux Réseaux et Territoires* 6.2 (1990) : 43-55.
- [5] BRAHMIA Tareq et KOUADRIA Faris ; *Modélisation des paramètres des lignes électriques ; république algérienne démocratique et populaire ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique ; 2020.*
- [6] BOUTEMEUR Dina et YUCEF KHOUDJA Mohamed Yassine ; *Etude Hardware et Software d'un nouveau DCS pour le terminal de départ GPL Sidi Arcine ; république algérienne démocratique et populaire ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique ; 2022.*
- [7] ANTOINE, LABONNE, et al. "Réseau électrique industriel à échelle réduite Application pédagogique." Mars (2018).
- [8] Zellaoui Mohamed, D Kerdoune Mca, and D Labed Mca. *République algérienne démocratique et populaire ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique université mentouri Constantine faculté des sciences de l'ingénieur département d'Électrotechnique mémoire Étude des protections des réseaux Électriques mt (30 10 kv) option : Modélisation et commande des machines électriques présentée par, 2010.*
- [9] CHANELIÈRE, Jean-Luc. "Réseaux de transport et de répartition-Systèmes et plans de protection." (2010).
- [10] Yahiou, Abdelghani, and Abdelhafid Bayadi. *Étude et analyse du régime transitoire dans les transformateurs : Modélisation du noyau de fer pour l'investigation du courant d'appel de magnétisation. Éditions universitaires européennes, 2015.*
- [11] Veneri, Giacomo, and Antonio Capasso. *Hands-on industrial Internet of Things: create a powerful industrial IoT infrastructure using industry 4.0*. Packt Publishing Ltd, 2018.
- [12] Clarke, Gordon, Deon Reynders, and Edwin Wright. *Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems*. Newnes, 2004.
- [12] Benchekroun, Abderrahman. *Supervision énergétique des réseaux de distribution intégrant des véhicules électriques, des énergies renouvelables, du stockage et des charges passives pilotables*. Diss. Paris, HESAM, 2021.

- [13] Machacek, Jan, and Jiri Drapela. "Control of serial port (RS-232) communication in LabVIEW." 2008 International Conference-Modern Technique and Technologies. IEEE, 2008.
- [14] Hamoudi, Farid. "Réseaux de transport et de distribution électrique." *Polycopié, Université A/Mira-Bejaia (2018).*
- [15] KARIMA, BOUTIH, and HADJADJ HADJER. SUPERVISION DES PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUE A PARTIR D'UNE CARTE ARDUINO ET HMI SCHNEIDER MAGELIS. *Diss. Faculté des sciences et de la technologie univ bba, 2022.*
- [16] RAHMANI Maamar Encadreur. *Télécommande et Supervision D'un Poste Source électrique. Université de Blida, 2021.*
- [17] Nair, Nirmal-Kumar C. "Implementation for IEC 61850 Functional Schemes." *IEC 61850 Principles and Applications to Electric Power Systems. Cham : Springer International Publishing, 2022. 189-224.*
- [18] Bailey, David, and Edwin Wright. *Practical SCADA for industry. Elsevier, 2003.*
- [19] Rohée, Benoit. *Contribution à la conception d'applications de pilotage des systèmes manufacturiers. Diss. Université de Reims-Champagne Ardenne, 2008.*
- [20] Bouallegue, Mehdi. *Protocoles de communication et optimisation de l'énergie dans les réseaux de capteurs sans fil. Diss. Université du Maine, 2016.*



# **Annexes**

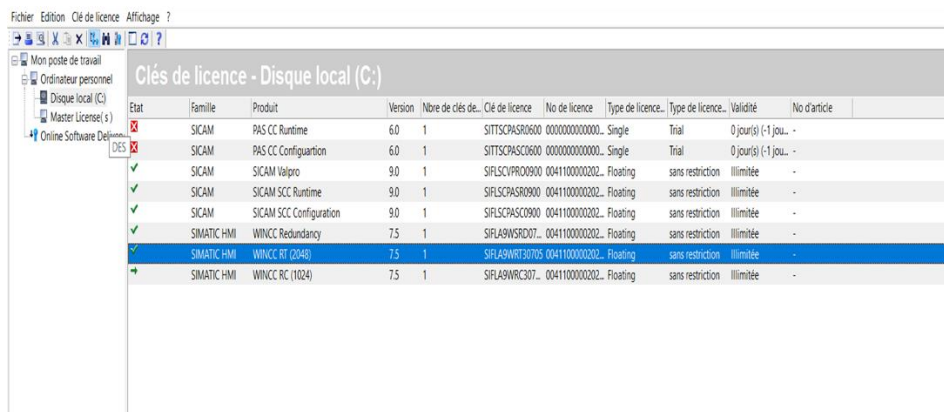
## Annexe [1]

### Guide d'utilisation du SICAM WINCC V7.5 SCC 9.04

La configuration d'un projet sur SICAM WINCC V7.5 SCC 9.04 s'effectue selon les étapes suivantes :

#### **1. Vérification des licences**

Tel présenté dans la figure 57



Etat	Famille	Produit	Version	Nbre de clés de...	Clé de licence	No de licence	Type de licence...	Type de licence...	Validité	No d'article
✗	SICAM	PAS CC Runtime	6.0	1	SITSCPASR0600	0000000000000000...	Single	Trial	0 jour(s) (-1 jou...	-
✗	SICAM	PAS CC Configuration	6.0	1	SITSCPASR0600	0000000000000000...	Single	Trial	0 jour(s) (-1 jou...	-
✓	SICAM	SICAM Valpro	9.0	1	SIFLSCVPRO0900	0041100000202...	Floating	sans restriction	Illimitée	-
✓	SICAM	SICAM SCC Runtime	9.0	1	SIFLSCPASR0900	0041100000202...	Floating	sans restriction	Illimitée	-
✓	SICAM	SICAM SCC Configuration	9.0	1	SIFLSCPASR0900	0041100000202...	Floating	sans restriction	Illimitée	-
✓	SIMATIC HMI	WINCC Redundancy	7.5	1	SIFLA9WSR0700	0041100000202...	Floating	sans restriction	Illimitée	-
✓	SIMATIC HMI	WINCC RT (2048)	7.5	1	SIFLA9WRT30705	0041100000202...	Floating	sans restriction	Illimitée	-
✓	SIMATIC HMI	WINCC RC (1024)	7.5	1	SIFLA9WRC307...	0041100000202...	Floating	sans restriction	Illimitée	-

Figure 57 Vérification des licences

#### **2. Vérification de la version du WinCC**

Tel illustré dans la figure 58

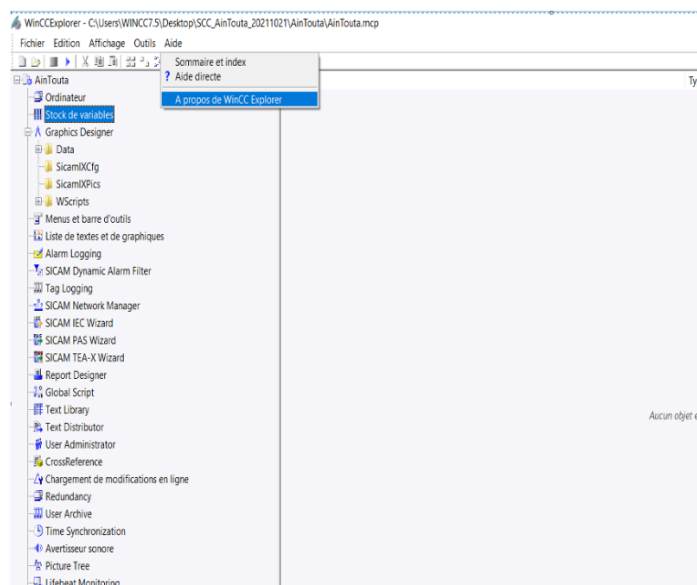


Figure 58 Vérification de la version du WinCC

### 3. Vérification de la version du SCC

Tel présenté dans la figure 59

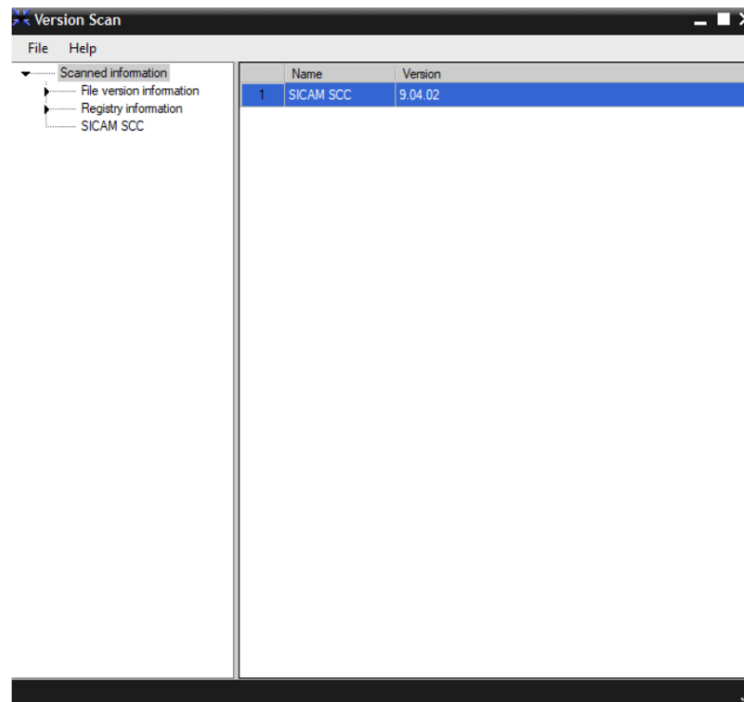


Figure 59 Vérification de la version du SCC

### 4. Création d'un nouveau projet

Tel illustré dans la figure 60

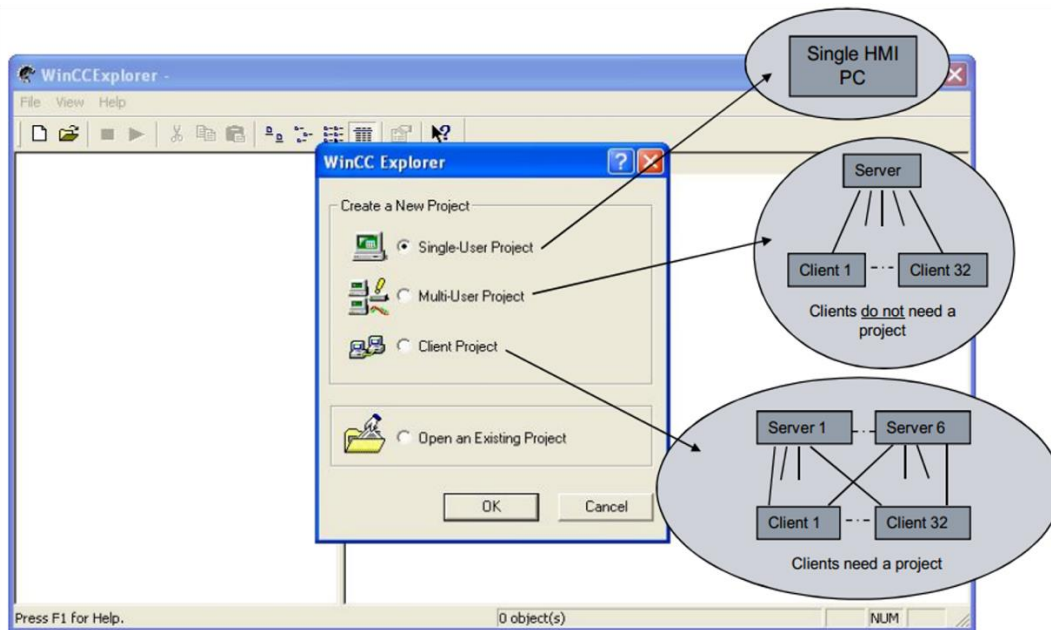


Figure 60 Création d'un nouveau projet

## 5. Définition du nom et chemin du répertoire

Tel présenté dans la figure 61

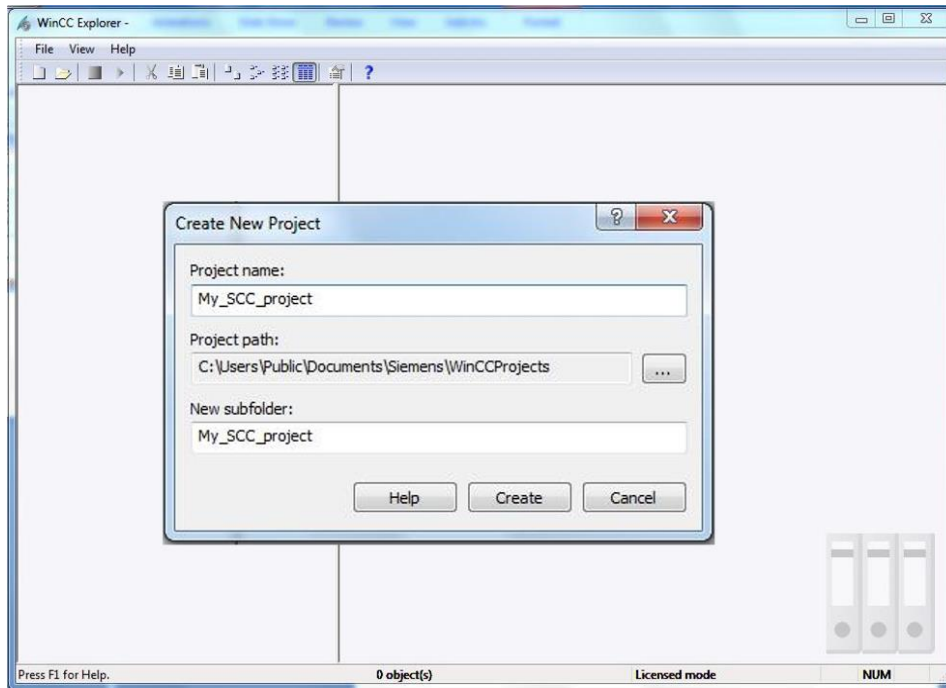


Figure 61 Définition du nom et du chemin du répertoire

## 6. Personnalisation des paramètres

Tel présenté dans la figure 62

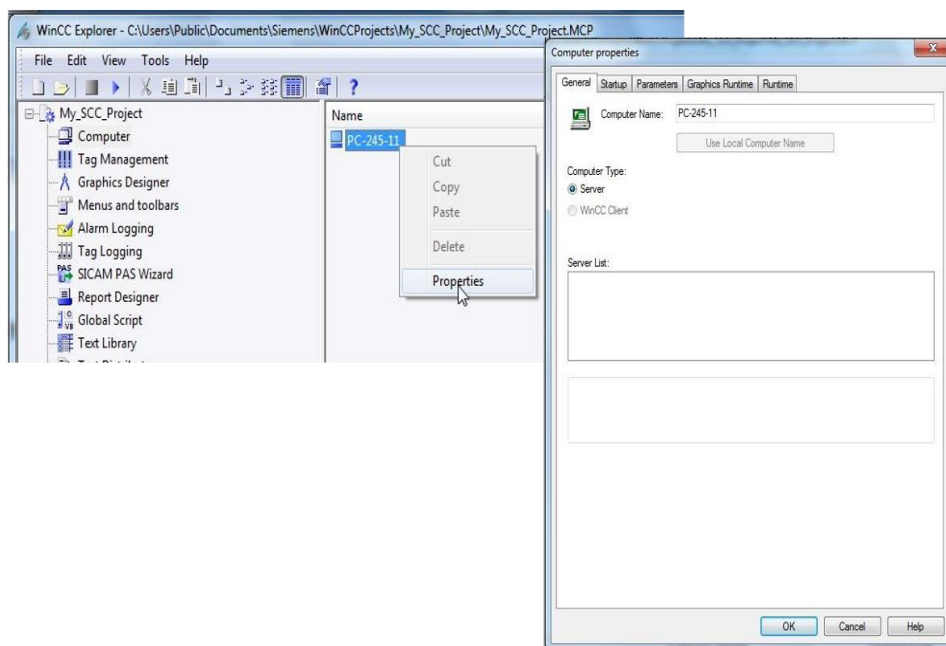
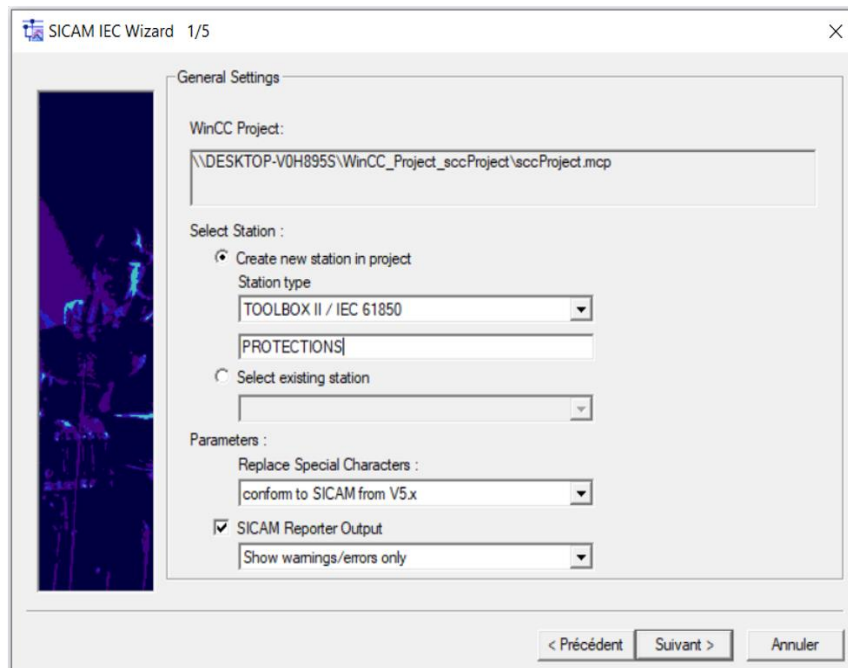


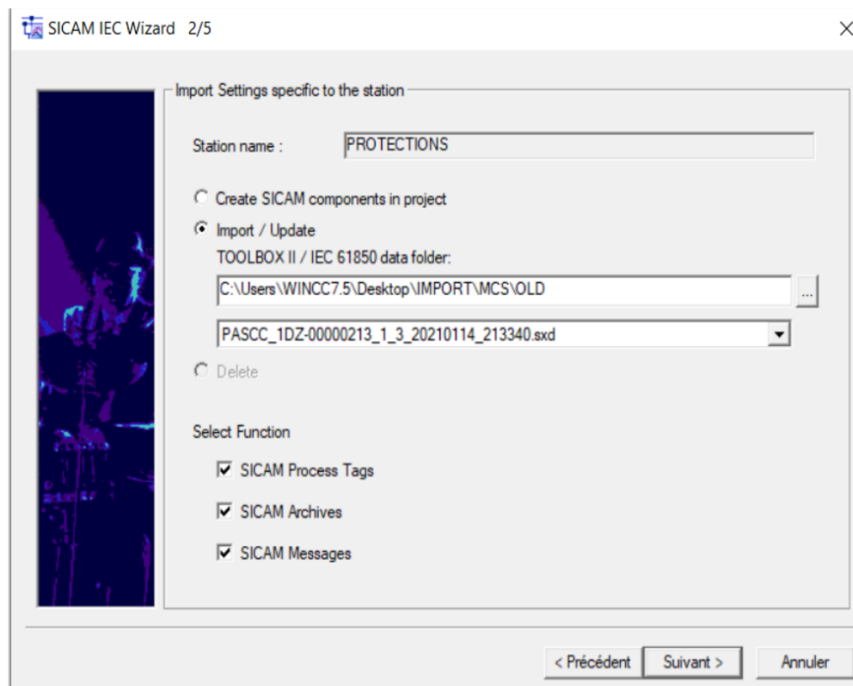
Figure 62 Paramétrisation du projet

Une fois la création du projet terminer nous allons maintenant entamer à la création de la station CEI 61850

Pour cela nous allons revenir à la fenêtre du WinCC Explorer et rentrer dans le SICAM PAS Wizard (plus précisément dans l'onglet SICAM IEC Wizard Offnen) et suivre les étapes illustrées dans les figures 63,64,65



**Figure 63** Choix de la station



**Figure 64** Choix du fichier pxd

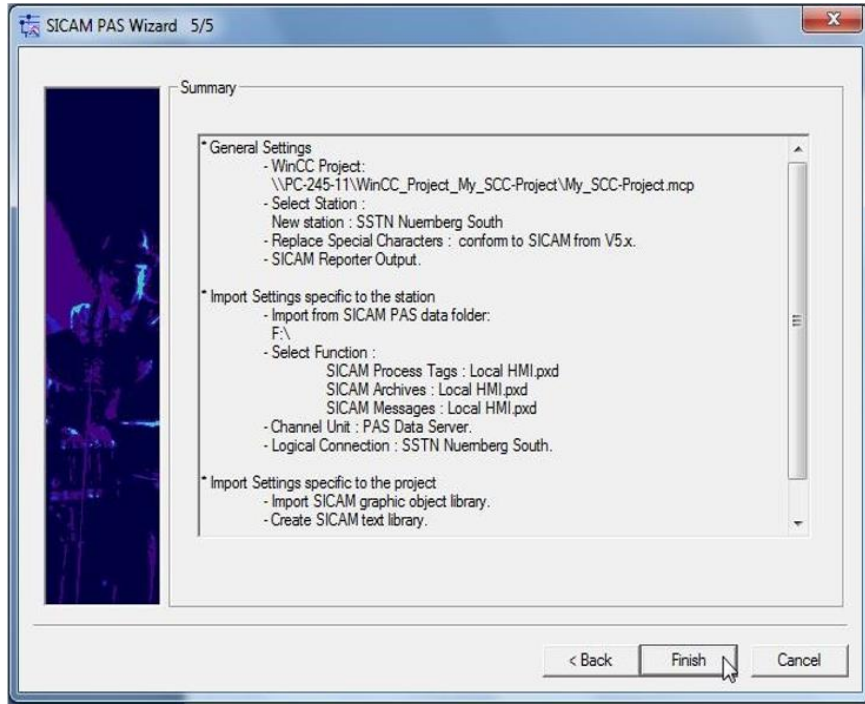


Figure 65 Fin de l'importation des fichiers et de la configuration de la station

Une fois cette étape achevée, nous allons revenir à la fenêtre principale du WinCC et accéder à la fenêtre Tag Logging et synchroniser les variables importer de nos relais de protection comme le présente la figure 66.

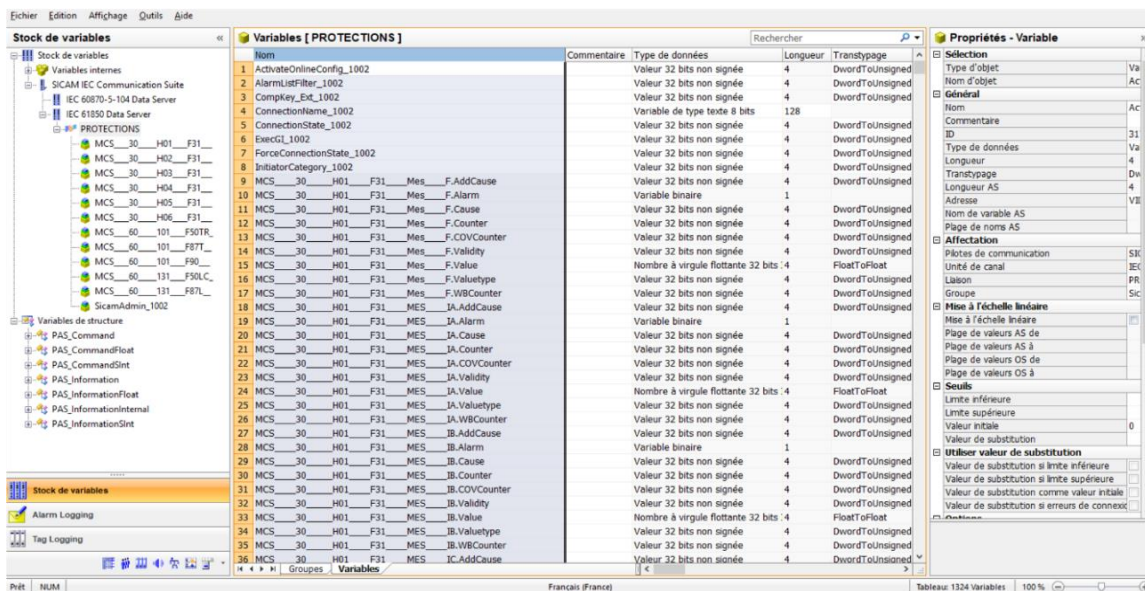


Figure 66 Structure des variables importées

## Annexe [2]

Les logiciels utilisés pour la configuration du matériels choisis

### **1. DIGSI5**

DIGSI5 est un logiciel développé par SIEMENS utilisé pour configurer, surveiller, contrôler et protéger les réseaux électriques moyens et haute tension. Il fournit une interface utilisateur graphique facile à utiliser qui permet aux utilisateurs de configurer divers éléments des réseaux électriques tels que les relais de protection, les transformateurs, les disjoncteurs, les commutateurs, les générateurs et les lignes de transmission. Il permet également la configuration de l'automatisation des sous-stations et la visualisation en temps réel des mesures électriques. L'un des avantages de ce logiciel est sa flexibilité en termes de configuration et de personnalisation pour les besoins spécifiques de chaque réseau électrique.

La figure 67 montre l'interface du DIGSI5



*Figure 67 Le logiciel DIGSI5*

### **2. SICAM Device Manager**

Le SICAM Device Manager est un logiciel développé par Siemens pour la gestion des appareils de communication et de contrôle utilisés dans les sous-stations électriques. Il offre une interface conviviale pour configurer, surveiller, diagnostiquer et entretenir ces appareils. Grâce à sa connectivité avec différents protocoles de communication, il peut communiquer avec une variété d'appareils de différents fabricants. Le logiciel simplifie la configuration des appareils en utilisant une interface graphique intuitive et offre des fonctionnalités avancées de surveillance, de diagnostic et de gestion des versions. Il génère des rapports détaillés sur les performances des appareils, les événements et les alarmes, tout en conservant un historique des données. En outre, le SICAM Device Manager facilite la gestion efficace et fiable des appareils de communication et de contrôle dans les sous-stations électriques.

La figure 68 montre l'interface du SICAM Device Manager



**Figure 68 Le logiciel SICAM Device Manager**

### ***3. CEI 61850 System Configurator***

Le logiciel CEI 61850 System Configurator est un outil de configuration et de gestion utilisé dans les systèmes d'automatisation des sous-stations électriques basés sur la norme CEI 61850. Il permet de configurer les appareils de la sous-station, de modéliser la structure du système, de gérer les communications entre les appareils, de surveiller en temps réel et de diagnostiquer les problèmes, ainsi que de gérer la configuration globale du système. Il est largement utilisé par les professionnels de l'énergie et de l'automatisation pour faciliter la mise en place et la gestion des systèmes d'automatisation conformes à la norme CEI 61850.

### ***4. SICAM WINCC V7.5 SCC 9.04***

WinCC est un logiciel de configuration des systèmes de supervision et de contrôle (SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition). Il offre des fonctionnalités avancées pour collecter, traiter et présenter les données provenant de différents systèmes et dispositifs au sein d'une usine ou d'une installation industrielle. Il permet aux opérateurs et aux ingénieurs de superviser et de gérer les processus en temps réel, d'effectuer des modifications et des ajustements, ainsi que d'analyser les données historiques pour optimiser les performances.

Le système de visualisation SICAM SCC (SICAM Station Control Center) est une Interface Homme Machine (IHM) pour les systèmes d'automatisation d'énergie. Il est basé sur le logiciel SIMATIC WinCC.

Le SCC était connu avant 2012 sous le nom de PAS CC. Le nom a été modifié en raison de la fonction étendue du PAS CC.



SCC n'est pas seulement un system de visualisation pour le RTU, mais peut également être connecté aux appareils CEI 61850, aux stations SICAM AK, TM, MIC, EMIC, BC, SICAM PAS, et SICAM A8000

Le protocole de communication utilisé est basé sur Ethernet ce qui permet une communication rapide et directe entre les différents composants de la sous-station.

Le SCC est un logiciel qui nécessite plusieurs licences. Une licence pour le runtime (version en ligne du SCC) et une licence pour la configuration. D'autres licences existent également afin de pouvoir faire fonctionner des options particulières comme par exemple la redondance, une configuration serveur- client, la topologie dynamique, etc... La figure 69 montre l'interface du DIGSI5



Figure 69 Le logiciel Wincc V7.5

### Annexe [3]

Tableau 2 Tableau montrant les caractéristiques des composants compatible avec la RTU A8021

### Annexe [4]

Tableau 3 Tableau montrant les désignations d'utilisation des modules d'E/S SICAM externes

Type	Désignation	Puissance max
DI-8110	Entrée numérique 2x8 CC 24V	130 mW
DI-8111	Entrée numérique 2x8 CC 48/60V	130 mW
DI-8112	Entrée numérique 2x8 CC 110V	130 mW

<b>DI-8113</b>	Entrée numérique 2x8 CC 220V	130 mW	
<b>DO-8212</b>	Relais de sortie numérique 8x DC 24 à 220 V/AC 230 V <i>caractéristiques générales</i>	800 mW	<i>CP-8021</i>
<b>AI-8310</b>	Petit appareil compact sans entretien pour montage sur rail DIN Entrée analogique 2x2 Pt100/Pt1000	500 mW	Oui
<b>AI-8320</b>	Entrée analogique 4x ±20 mA/±10 V fonction connectée à automatisation et de télécommande	180 mW	Oui
<b>AI-8510</b>	Programmes d'application librement programmables selon CEI 61131-3 Entrée analogique 3x U (240 V), 3x I (LoPo)	800 mW	Oui
<b>AI-8511</b>	Entrée analogique 3x U (LoPo), 3x I (LoPo)	800 mW	
<b>AO-8380</b>	Ingénierie, diagnostic et Service SHAM TOOLBOX II Sortie analogique 4x ±20 mA/±10 V • Connexion SICAM TOOLBOX II via LAN/WAN ("connexion à distance") • Connexion via protocole propriétaire TCP/IP (uniquement pour les modules E/S)	2200 mW	Oui
<b>CM-8812 *)</b>	Connecteur de bus pour modules E/S SICAM	-	Oui
<b>CM-8820</b>	Adaptateur CT 3x I 1 A_5 Ingénierie via SICAM Device Manager A/225 mV (uniquement pour AI-8510) Autoconfiguration facultative via le service DHCP	-	Oui
<b>CM-8830</b>	Unité LED du module d'E/S SICAM	500 mW	Oui
Protocole intégré SNMP			Oui
Synchronisation de l'heure via le serveur NTP			Oui
Opération de maintenance simplifiée grâce au stockage des données sur carte SD			Oui
Authentification facultative via le serveur RADIUS Stockage sécurisé des mots de passe			Oui
Sécurité • Conformité au livre blanc BDEW et puce crypto intégrée • IPSec • Journalisation de sécurité			Oui
Affichage des fonctions et des erreurs par LED			Oui

**Annexe [5]****Tableau 4** Tableau montrant les désignations d'utilisation des modules d'E/S SICAM TM externes

<i>Type</i>	<i>Désignation</i>	<i>Puissance max</i>
<b>DI-6100</b>	Entrée numérique 2x8 CC 24 à 60 V	170 mW
<b>DI-6101</b>	Entrée numérique 2x8 CC 110/220 V	170 mW
<b>DI-6102</b>	Entrée numérique 2x8 DC 24 à 60 V, 1 ms	170 mW
<b>DI-6103</b>	Entrée numérique 2x8 CC 110/220 V, 1 ms	170 mW
<b>DI-6104</b>	Entrée numérique 2x8 CC 220 V	170 mW
<b>DO-6200</b>	Transistor de sortie numérique 2x8 DC 24 à 60 V	600 mW
<b>DO-6212</b>	Relais de sortie numérique 8x DC 24 à 220 V / AC 230 V	800 mW
<b>DO-6220</b>	Module de base de commande vérifié	560 mW
<b>DO-6221</b>	Mesure de module de base de commande vérifiée	1380 mW
<b>DO-6230</b>	Module de relais de sortie de commande vérifié	130 mW
<b>AI-6300</b>	Entrée analogique 2x2 $\pm 20$ mA/ $\pm 10$ V	480 mW
<b>AI-6307</b>	Entrée analogique 2x2 $\pm 2,5$ mA/ $\pm 5$ mA/ $\pm 10$ V	480 mW
<b>AI-6308</b>	Entrée analogique 2x2 $\pm 1$ mA/ $\pm 2$ mA/ $\pm 10$ V	480 mW
<b>AI-6310</b>	Entrée analogique 2x2 Pt100/Ni100	480mW

## ملخص

محطات سيمنز الجزائر معروفة بـ: أنظمة التحكم عن بعد، سيركز مشروعنا على رقمنة محطة كهربائية فرعية ٦٠ كيلوفولت/٣٠ كيلوفولت بواسطة وحدة طرفية بعيدة حديثة وفقاً لمعيار اللجنة الدولية الكهروتقنية ٦١ ٨٥٠. وتشمل النتائج المتوقعة لهذا المشروع ملاحظة تحسنا كبيرا في رصد شبكات الجهد المتوسط؛ تخفيض وقت الاستجابة في حالة حدوث مشاكل وتحسين تحسين عمليات المحطات الفرعية الكهربائية. وتتمثل الحلول المتوخاة في تركيب وحدة طرفية عن بعد وفقا لمعيار اللجنة الدولية الكهروتقنية ٦١ ٨٥٠، مما يتيح الاتصال وجمع البيانات في الوقت الحقيقي، فضلا عن تنفيذ أدوات برمجية مناسبة لتحليل البيانات والإدارة عن بعد.

الكلمات المفتاحية: محطة فرعية ذات جهد متوسط؛ محطة كهربائية فرعية ٦٠ كيلوفولت/٣٠ كيلوفولت؛ لمعيار اللجنة الدولية الكهروتقنية ٦١ ٨٥٠؛ وحدة طرفية بعيدة حديثة

## Résumé

Les stations de SIEMENS Algerie sont connues par les systèmes de contrôle à distance, notre projet portera sur la digitalisation d'une sous-station électrique 60 kV/30 kV par une RTU moderne conforme à la norme CEI 61850. Les résultats attendus de ce projet incluent une amélioration significative de la surveillance des réseaux moyenne tension ; une réduction dans le temps d'intervention en cas de problèmes et une meilleure optimisation des opérations des sous-station électriques.

**Mots clés:** Poste électrique moyen tension ; SIPROTEC5 ; DIGSI5 ; RTU SIEMENS ; SICAM A8000 CP-8021 ; SICAM Device Manager ; IHM ; WinCC.

## Abstract

SIEMENS substations are known by remote control systems, our project will focus on the digitization of a 60 kV/30 kV electrical substation by a remote terminal unit (RTU) in accordance with IEC 61850. The expected results of this project include a significant improvement in the monitoring of medium voltage networks, a reduction in intervention times in the event of problems and a better optimization of the operations of the electrical substation. The solutions envisaged consist of installing a remote terminal unit (RTU) compliant with the IEC 61850 standard, allowing real-time communication and data collection, as well as implementing suitable software tools for data analysis and remote management.

**Key-words:** medium voltage substation; SIPROTEC5; DIGSI5; RTU SIEMENS; SICAM A8000 CP- 8021; SICAM Device Manager; HMI; WinCC.