



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière Automatique
Option : Automatique Avancée

Réf:.....

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:**

MASTER

Thème

Etude d'un système de supervision et de contrôle
SCADA de la région de transport est RTE
Skikda

Présenté par :
BOUNAB Zaid
Soutenu le : 05 Juin 2014

Devant le jury composé de :

Mr TOUBA Mohamed Mustapha	M.C.B	Président
Mr CHELIHI Abdelghani	M.A.A	Encadreur
Mr KOURD Yahia	M.C.A	Examineur

Année universitaire : 2013 / 2014

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière :Automatique
Option :Automatique Avancée

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

Etude d'un système de supervision et de contrôle SCADA de la région de transport est Skikda.

Présenté par :

BOUNAB Zaid

Avis favorable de l'encadreur :

Mr CHELIHI A/G

signature

Avis favorable du Président du Jury

Mr TOUBA Mohamed Mustapha

Signature

Cachet et signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Automatique
Option : Automatique Avancée

Thème :

Etude d'un système de supervision et de contrôle SCADA de la région de transport est Skikda.

Proposé par : CHELIHI Abd Elghani.

Dirigé par : CHELIHI Abd Elghani.

RESUMES (Français et Arabe)

La supervision et le contrôle à distance dans l'industrie des hydrocarbures est une solution idéale voire impérative pour l'exploitation du fait de la dispersion géographique des ouvrages. Par télégestion la notion de distance est absurde car le besoin de se déplacer sur les lieux des équipements pour des fins d'exploitation ou de maintenance ne figure pas.

Au cours de ce travail expérimental, nous avons réalisé un SCADA qui supervise et contrôle la distribution et le comptage du gaz naturel.

Le choix du Logiciel LabVIEW réduit nettement le temps et l'effort de programmation et a été un choix réussi

ملخص:

المراقبة و التحكم عن بعد في الصناعات الغاز و البترول الحل الامثل بل الازم للإنتاج في الحالات التي منشأتها مبعثرة و موزعة جيوغرافيا، بفضل المراقبة و التحكم عن بعد تغير مفهوم المسافة لأنه لا حاجة للذهاب لمكان الآلات و الاجهزة للمعاينة او الاصلاح. بهذا العمل التجريبي قمنا بمحاكات نظام SCADA الذي يقوم بمراقبة و التحكم بنظام توزيع و حساب الغاز الطبيعي و ذلك ببرنامج LabVIEW وكان الاختيار ناجحا.

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma mère

Mon père

Mes frères

Mes amis

Remerciements

Nous remercions d'abord ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la force, la patience et la volonté pour achever ce travail

Nos sincères remerciements à notre Encadreur Dr Chlihi de nous avoir guidé et encouragé durant ce travail

Nous tenons à remercier également les enseignants de l'Université de Biskra

Nous n'oublions pas dans nos remerciements tous les membres des personelles de l'entreprise SONATRACH

Que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail, trouvent ici notre sincère reconnaissance.



Liste des figures et tableaux

Liste des figures :

Fig.I.1 Organigramme de la direction régionale est	07
Fig.I.2 Organigramme de la maintenance	13
fig.II.1 Diagramme de système de contrôle discret.....	18
fig.II.2 Diagramme bloc d'un système de commande Analogique	18
Fig II.3 : Une configuration typique de support de PLC.....	21
Fig II.4 : chronologie de l'évolution des systèmes de commande.....	24
Fig II.5 : l'architecture point à point d'un système de contrôle.....	25
Fig II.6 : système commandés en réseaux.....	26
Fig II.7 : configuration schématique typique d'un système commandé en réseau.....	27
Fig II.8 : schéma fonctionnel d'un NCS.....	27
Fig II.9 : les différentes topologies du réseau.....	30
Fig II.10: architecture d'un ensemble industriel.....	31
Fig III.1 : Schéma général d'un système SCADA.....	36
Fig III.2 : Schéma générale de la supervision.....	38
Fig III.3 : Schéma général d'un RTU	40
Fig III.4 : Schéma général d'un MTU.....	41
Fig III.5 : Topologie de différents modes de communication SCADA.....	42
Fig III.6 : architecture SCADA de première génération	45
Fig III.7 : architecture SCADA de deuxième génération.....	46

Fig III.8 : architecture SCADA de troisième génération.....	47
Fig III.9 : Exemple de logiciel SCADA.....	49
Fig VI.1 Face avant.....	54
Fig VI.2 Face arrière.....	55
fig VI.3 Barre d'outils face avant.....	56
Fig VI.3 Barre d'outils face arrière.....	56
Fig VI.4 La palette Outils.....	57
Fig VI.5 La palette Commande.....	57
Fig VI.5 La palette Fonctions.....	58
Fig VI.6 l'intégralité de la palette.....	58
Fig VI.7 Les Clients de la Région EST Skikda.....	59
Fig VI.8 P&ID du Terminal Arrivée Skikda.....	60
Fig VI.9 Porte orifice Daniel Senior.....	61
Tab VI.10 Valeurs de simulation.....	62
Fig VI.11 Synoptique du système SCADA simulé.....	63

Liste des abréviations

LAN:	Local Area Network.
MAN:	Métropolitain Area Network.
WAN :	Wide Area Network.
TCP:	Protocole de Contrôle de Transmissions.
IP:	Internet Protocole.
RTD	Détecteur de Température Résistif.
P&ID	Process and Instrumentation Diagram.
PPDU:	Présentation Protocol Data Unit.
APDU:	Application Protocol Data Unit.
ROM:	Read-Only Memory.
UDP :	User Datagram Protocol.
IPX :	Internetwork Packet Exchange.
IBM :	International Business Machines.
ASCII :	American Standard Code for Information Interchange.
TLI :	Transport Logistics International.
ICMP :	Internet Control Message Protocol.
IGMP :	Internet Group Management Protocol.
FTP :	File Transfer Protocol.
SCADA :	Supervisory control and data acquisition.
RTU :	Remote Terminal Unite.
MTU :	Master Terminal Unite.
LabVIEW :	Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench.
PI :	Proportionnelle Intégrale.
PID :	Proportionnelle Intégrale Dérivée.

RESUMES

La supervision et le contrôle à distance dans l'industrie des hydrocarbures est une solution idéale voire impérative pour l'exploitation du fait de la dispersion géographique des ouvrages. Par télégestion la notion de distance est absurde car le besoin de se déplacer sur les lieux des équipements pour des fins d'exploitation ou de maintenance ne figure pas.

Au cours de ce travail expérimental, nous avons réalisé un SCADA qui supervise et contrôle la distribution et le comptage du gaz naturel.

Le choix du Logiciel LabVIEW réduit nettement le temps et l'effort de programmation et a été un choix réussi.

ملخص:

المراقبة و التحكم عن بعد في الصناعات الغاز و البترول الحل الامثل بل الازم للإنتاج في الحالات التي منشئاتها مبعثرة و موزعة جيوغرافيا، بفضل المراقبة و التحكم عن بعد تغير مفهوم المسافة لأنه لا حاجة للذهاب لمكان الآلات و الاجهزة للمعاينة او الاصلاح.

بهذا العمل التجريبي قمنا بمحاكات نظام SCADA الذي يقوم بمراقبة و التحكم بنظام توزيع و حساب الغاز الطبيعي و ذلك ببرنامج LabVIEW وكان الاختيار ناجحا.

Sommaire

Sommaire :

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Représentation de l'entreprise

1. Introduction.....	4
2. Objectif.....	4
3. Missions.....	4
4. Ouvrage.....	4
5. La sous-direction exploitation (EXL).....	8
1. Le département exploitation Gazoduc	8
2. Département exploitation Oleoduc	10
3. Département maintenance (MTN)	12
4. Conclusion.....	14

Chapitre II : Les systèmes de contrôle en réseau

1. Introduction.....	16
2. Contrôle discret.....	17
3. Contrôle analogique.....	18
4. Classes de contrôleur analogique.....	19
5. Boucle de régulation.....	19
6. Type de contrôleur.....	20
7. Automates programmable industriel (PLC).....	20
8. Système de commande en réseau.....	24
9. Conclusion	33

Chapitre III : Les systèmes de supervision et de contrôle SCADA

1. Introduction	35
2. Définition du SCADA.....	36
3. Supervision des procédés	36
4. Elément du système SCADA.....	39
a. RTU.....	39
b. MTU.....	40

Sommaire

c. Communication.....	41
5. Architecture du système SCADA.....	45
6. L'interface homme machine (HMI).....	47
7. Avantage du SCADA.....	49
8. Conclusion.....	50

Chapitre VI :La simulation d'un Système SCADA avec LabVIEW

1. Introduction.....	52
2. Le logiciel LabVIEW.....	53
1. Introduction.....	53
2. Notion de VI.....	53
3. Face avant.....	54
4. Face arrière.....	55
5. Barre d'outils et palettes	55
3. Comptage du gaz naturel.....	59
1. Système de comptage du Terminal Arrivé Skikda.....	59
2. banc de comptage GL.1-K.....	60
3. Principe de fonctionnement.....	60
4. Equation de base.....	61
4. Simulation.....	62
1. Valeurs de simulation.....	62
2. Fonctionnalité du système.....	62
3. Synoptique du programme simulé.....	63
5. Conclusion	63

Introduction Générale :

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

Les systèmes SCADA incluent le matériel, les contrôleurs, l'interface utilisateur, les réseaux, la communication, la base de données et le logiciel de signalisation des entrées-sorties. Il fait essentiellement partie de la branche des technologies de l'instrumentation. Le champ d'application SCADA se reporte habituellement sur un système central contrôlé par des moniteurs et des commandes sur un emplacement complet ou un système étendu sur une longue distance. La majeure partie de la commande d'emplacement est en fait effectuée automatiquement par l'Unité du Terminal à Distance (RTU, Remote Terminal Unit en anglais) ou par un automate programmable industriel (API ou PLC, Programmable Logic Controller en anglais). Des opérations de service de centre serveur sont presque toujours limitées au dépassement de base d'emplacement ou aux possibilités de niveau de surveillance. Par exemple, un PLC peut commander le débit volumique du gaz transporter par une partie d'un processus industriel, mais le système de SCADA peut permettre à un opérateur de modifier le point de consigne "débit" et également, d'enregistrer ou d'afficher toutes les conditions d'alarme : perte d'écoulement, haute température... La boucle de remontée des informations d'alarme est fermée par le RTU ou le PLC ; un système SCADA surveille l'exécution globale de cette boucle. Les évolutions récentes concernent principalement le Web pour permettre la visualisation, la commande et le contrôle à distance.

Dans ce mémoire, nous nous intéressons à l'étude d'un système de télégestion du transport des hydrocarbures de la région de transport est. C'est ainsi que nous présentons une application sur le système SCADA.

Chapitre I

Dans le premier chapitre on présentera brièvement l'entreprise d'accueil de stage ses activités son organigramme.

Chapitre II

Dans le deuxième chapitre on présentera les systèmes de contrôle en réseau, leur évolution dans le temps et leurs nécessités.

Chapitre III

Dans le troisième chapitre on présentera les systèmes de supervision et de contrôle SCADA avec son utilité architecture et avantage.

Chapitre IV

Dans le quatrième chapitre on réalisera une simulation d'un système de comptage du gaz naturel et la réalisation d'un système SCADA pour supervision et le contrôle de ce dernier.

Chapitre I :

Présentation de l'entreprise

Chapitre I

Présentation de l'entreprise

I.1 Introduction :

La direction régionale de Skikda est L'une des sept (07) régions de la division exploitation (EXL) de la branche transport par canalisations de Sonatrach.

Son siège, implanté au sein de la zone industrielle des hydrocarbures, est situé à l'Est de la ville de Skikda.

I.2 Objectif :

La direction régionale Skikda a pour objectif le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisations à partir des centres de dispatching de Haoud.EL.Hamra (CDHL) et Hassi R'mel (CNDG) vers les centres de consommation, de transformations et les ports pétroliers de Skikda.

I.3 Missions :

- Exploitation des canalisations, stations de pompage et compression, terminaux et ports pétroliers.
- Livraison des hydrocarbures aux marchés national et International.
- Maintenance, protection et sécurité.

I.4 Ouvrages de transport :

I.4.1 Gazoduc Hassi R'Mel-Skikda (GK 1) :

- Diamètre : 40 '' (1016mm).

- Longueur : 573km.
- Capacité design : 13,5Milliards M3/an.
- Nombre de stations : 05
- Puissance installée : 292 000 CV.
- Mise en service : Année 1972.

I. 4.2 Gazoduc Hassi R'mel Skikda (GK 2) :

- Diamètre : 42 ‘’ (1067 mm).
- Longueur : 574 km.
- Nombre de postes de coupures : 05.
- Nombre de postes de sectionnement : 20.
- Mis en service en 2002.
- Capacité Design :
 - 7,2 Milliards m³ /an (en écoulement libre).
 - 13,7 Milliards m³ /an (en compression avec stations GK1).

I.4.3 Oléoduc Haoud.El.Hamra-Skikda (Ok 1) :

- Diamètre : 34’’ (864 mm).
- Longueur : 645 km.
- Capacité Design : 30 Milliards de TM/an.
- Nombre de stations : 04.
- Puissance installée : 130 000 CV.
- Mise en service : Année 1972.

I.4.4 Terminal arrivée de Skikda :

- Capacité de stockage : 568000 m³.
- Nombre de réservoirs : 15.
- Nombre de pompes booster : 18.
- Nombre de pompes de chargement : 10.

I.4.5 Installations portuaires :**Ancien port :**

- Poste N°1 : 25000 tonnes.
- Poste N°2 : 35000 tonnes.
- Poste N°3 : 50000 tonnes.

Nouveau port :

- Poste N°1 : 50000 tonnes.
- Poste N°2 : 50000 tonnes.
- Poste N°3 : 100000 tonne

Organigramme de la direction régionale EST :

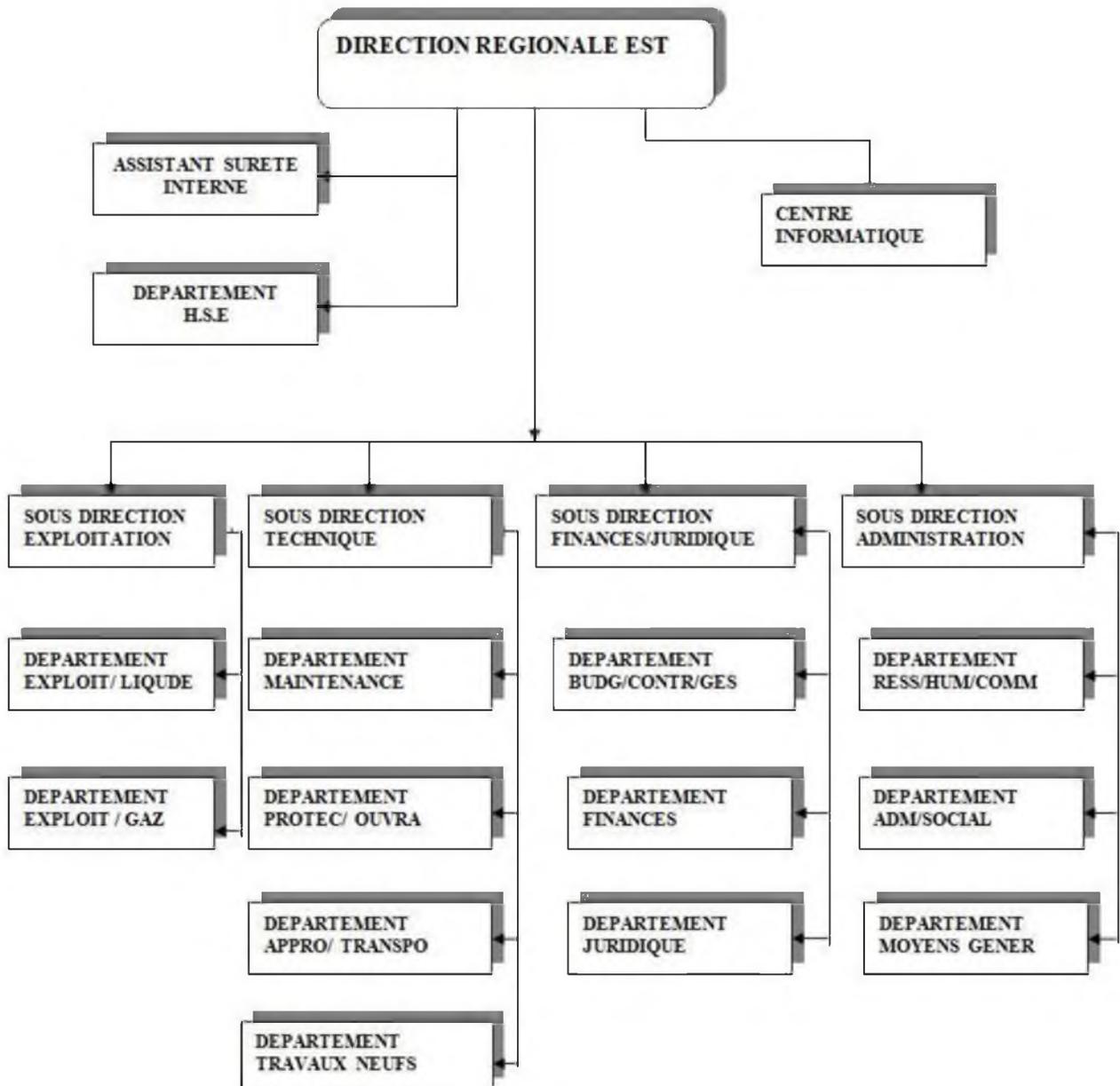


Fig.I.1 Organigramme de la direction régionale EST

I.5- La sous-direction Exploitation (EXL):**I.5.1 Le Département exploitation Gazoduc :**

Chargé de diriger l'exploitation du G K1 40" et du GK2 42", dotés de cinq stations de compression et reliant Hassi R'mel à Skikda.

Le Département se compose des Services suivants:

I.5.1.a Le Service ligne :

Il se compose de deux sections :

❖ La Section Inspection et contrôle :

- Chargée de l'inspection terrestre et aérienne des canalisations (des postes de sectionnement, de prélèvement et de purge), afin de détecter d'éventuels incidents (pipe découvert construction ou autre activité à proximité de la pipe).

- Chargée également de diriger les interventions sur les machines au niveau des stations, qu'il s'agisse des révisions effectuées par la Direction Maintenance ou d'autres interventions plus simple effectuées par les équipes sur place.

❖ La Section préparation :

La section est chargée du suivi du nombre d'heures de marche des machines afin de programmer les révisions correspondantes. Elle comptabilise également les quantités purgées de condensat.

I.5.1.b Le Service terminal :

Le service veille sur les installations, le terminal arrivé gaz se compose d'un système de filtration, de détente, de régulation et de comptage avant l'évacuation aux différents clients (GL1.K – SONELGAZ – RA1.K – CP1.K – ENGI), il se charge de la gestion des travailleurs et du respect des consignes de sécurité

1.5.1.c Le service trafic :

Il se compose de trois sections :

❖ La Section Laboratoire :

Chargée de l'analyse du gaz naturel afin de déterminer sa qualité, elle utilise la chromatographie qui consiste à prendre un échantillon de gaz, de le chauffer jusqu'à la phase de stabilisation (séparation des différents composants). La détection des différents composants se fait grâce à la vitesse de sortie de chaque composant propre à lui elle est donnée en référence avec un gaz étalon. L'analyse du gaz permet de donner son coefficient de compressibilité.

❖ La Section Comptage :

Le comptage se fait sur la base des données établies dans les rampes de comptage et transmises à la tour de contrôle.

Les rampes de comptage sont dotées de deux systèmes de comptage, le système mécanique et le système électronique, ce dernier est réalisé par deux systèmes:

- Le système MECI, doté d'une calculatrice pour chaque rampe (mono rampe).
- Le système SCADA qui fait ressortir tous les paramètres de fonctionnement (pression, température). La section remet à la hiérarchie le bilan : Journalier, Décadaire, mensuel et Annuel.

❖ La Section Programmation :

La section élabore la balance qui est une comparaison entre les quantités expédiées par le champ gazier et les quantités reçues par le terminal arrivé.

L'exploitation de la ligne peut se faire sur trois phases, selon le plan de production à réaliser en écoulement libre, les deux stations de compression B et D en marche et à pleine capacité quand toutes les stations de compression sont en marche.

Elle élabore les déclarations douanières (bilan des clients), elle procède au calcul de la PRI et PRC, et communique au service Budget les prévisions des quantités transportées élaborées d'après les demandes des clients et communiquées par le siège de TRC.

I.5.2 Département Exploitation Oléoduc :

Chargé de diriger l'exploitation de l'OK₁ 34", doté de trois stations de pompage et reliant Hassi Messaoud plus exactement le centre de collecte de Haoud El Hamra à Skikda.

Il se compose de quatre services

I.5.2.a Service Ligne :

Le service ligne comporte deux sections :

❖ Section Inspection et Contrôle :

Chargée de contrôler la ligne afin de détecter d'éventuelles fuites ou détérioration de la couverture du Pipe.

❖ Section Préparation :

Elle s'occupe de la gestion des stations, c'est-à-dire élaborer le planning de fonctionnement des machines de façon à ce qu'il y ait toujours deux turbo-pompes disponibles si la troisième est en révision, et comptabiliser les heures de marche des machines afin de programmer la révision correspondante.

La section reçoit le rapport mensuel de la part des stations mentionnant tous les incidents techniques survenus, elle élabore le bilan décadaire mensuel et annuel qui seront remis à la hiérarchie.

I.5.2.b Service terminal arrivé :

Le service gère la réception du brut son stockage au niveau du parc de stockage qui se compose de 12 bacs de pétrole brut et 03 bacs de condensat à toit flottant, chaque bac est doté d'une pompe, son rôle est d'homogénéiser le liquide avant son transfert.

L'expédition du brut se fait grâce à dix pompes de chargements et un réseau de canalisations vers la raffinerie et les deux ports pétroliers (ancien – nouveau) pour les exportations.

Il gère également le réseau de purge d'eau, la chambre à vannes, le séparateur pour récupération du but, la sous station électrique, la salle de contrôle et les deux ports pétroliers dotés chacun de trois postes de chargements.

1.5.2.c Service laboratoire :

Le service remet le certificat de qualité document indispensable pour tous les clients.

L'analyse détermine la teneur en eau et sédiments, en soufre, en sel et la tension de vapeur Reid du brut.

Elle calcule aussi la masse volumique de chaque échantillon.

1.5.2.d Service trafic :

Le service comporte deux sections :

❖ Section comptabilité programmation :

La section reçoit le compte rendu d'exploitation de la salle de contrôle contenant le débit de la ligne, l'état des stations de pompage, l'état des pompes disponibles au niveau du terminal, l'état des deux ports pétroliers et leurs postes de chargement, l'analyse de la qualité du brut, le taux de marche de la RA1.K, et le niveau des bacs.

La section reçoit également un compte rendu journalier de Haoud-El-Hamra et leur contrôle de la qualité.

D'après toutes ces données, la section élabore la situation journalière contenant l'état des stocks, des réceptions et des expéditions vers RA1K et vers les ports durant les 24h précédente. Elle élabore les bilans décadaire, mensuel et annuel.

❖ Section Shipping :

La section reçoit le programme prévisionnel d'enlèvement pour le mois, avant chaque enlèvement. Elle reçoit une instruction documentaire (procédures) contenant des informations sur le client, le bateau, sa destination, son tonnage, le représentant du client et le consignataire.

L'agent maritime de la section élabore le dossier d'enlèvement d'un navire, il se compose d'un certificat de qualité, d'origine, le reçu des échantillons, le rapport des creux citernes, le rapport horaire d'escale, une copie de la diffusion des documents, un manifeste (document douanier) la notice of readiness et un accusé de réception de tous ces documents.

La section élabore les déclarations douanières réalisées par décade Pour les réceptions et les expéditions vers RA1.K et par enlèvement pour les exportations.

I.5.3 Département maintenance (MTN) :

Le Département MTN est chargé de maintenir en bon état de fonctionnement les équipements de la région RTE. Ses missions principales sont :

- Elaborer un plan de maintenance préventive.
- Exécuter le plan de maintenance préventive
- Honoré les demandes d'interventions de l'exploitation (maintenance curative).
- Réaliser des projets de rénovation.

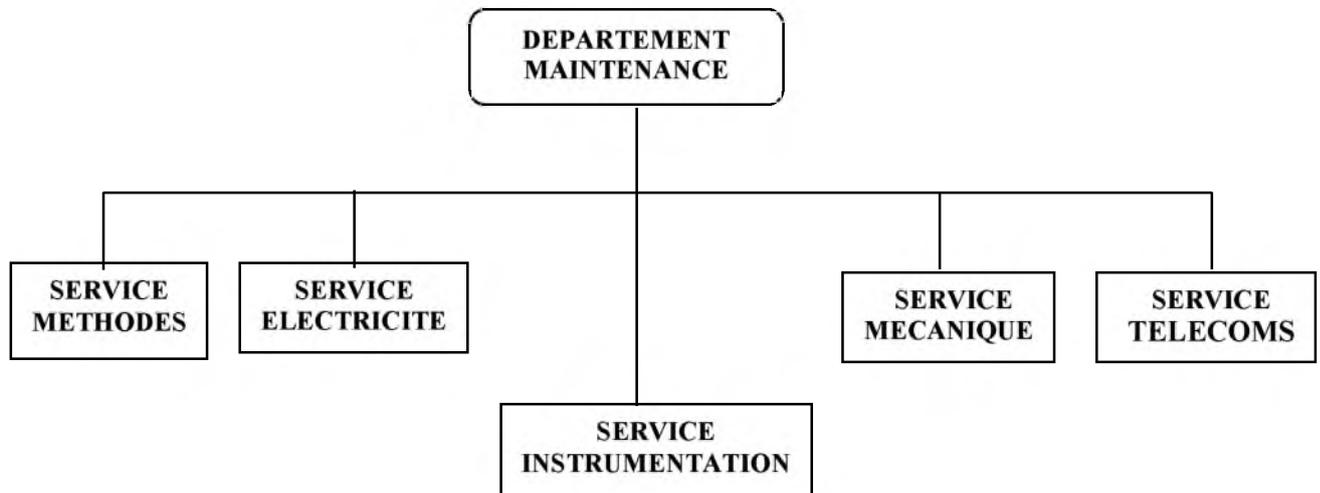
Organigramme de la maintenance :

Fig.I.2 Organigramme de la maintenance

1.5.3.a Service instrumentation :

Le Service instrumentation est chargé de maintenir en bon état de fonctionnement les équipements d'instrumentation de la région RTE. Ses missions principales sont :

- Exécuter le plan de maintenance préventive
- Honoré les demandes d'interventions de l'exploitation (maintenance curative)
- Réaliser des projets de rénovation.

Equipements d'instrumentation :

Les équipements principaux de l'instrumentation sont :

- Les capteurs transmetteurs de paramètres physiques (Température, Pression, niveau, Position).
- Les systèmes numérique de contrôle commande (SCADA, Automate, DCS, ...)
- Les interfaces opérateurs (HMI).
- Les actionneurs (Motorisations vannes, ...).

Conclusion :

L'Activité Transport par Canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du Groupe SONATRACH.

Chapitre II :

Systeme de commande en
réseau

Chapitre II

Les systèmes de contrôle en réseau

II.1 Introduction :

Contrôle consiste à surveiller l'état d'un paramètre critique, détecter le moment où il varie de l'état souhaité, et de prendre des mesures pour le restaurer. Le contrôle peut être discrète ou analogique, manuellement ou automatiquement, et périodique ou continue. Certains termes qui sont couramment utilisés pour décrire les systèmes de contrôle sont définis ci-dessous.

II.1.1 La variable de procédé :

La variable de procédé est le paramètre qui doit être contrôlé. Des exemples de variables de processus dans le système SCADA étudié sont la température, la pression ou le débit du gaz transporté par canalisation. La variable de procédé doit être capable d'être mesurée et cette mesure doit être convertie en un signal qui peut être actionné par le contrôleur.

II.1.2 Les capteurs :

Appareils qui mesurent les variables de processus sont des transducteurs ou des capteurs. Des exemples sont un transmetteur de pression, un capteur de vibration, un capteur de vitesse. Dans de nombreux cas, le capteur de variable de processus se compose d'un dispositif de mesure directe, appelé un élément et un processeur de signaux distinct, appelé un émetteur. Un exemple de ceci serait la mesure de température en utilisant un détecteur de température résistif, ou RTD, comme l'élément et un transmetteur de température, qui convertit la valeur de la résistance variable de la sonde en un courant ou une tension proportionnelle à la température.

II.1.3 La consigne :

La valeur de consigne est la valeur de consigne de la variable de procédé, normalement pré-réglé dans le système de commande par un opérateur, ou en tant que sortie provenant d'un autre calcul de commande. Le signal d'erreur est la différence entre la variable de processus et la consigne, et est la base de l'action de commande. Le régulateur est le composant qui traite le signal d'erreur, détermine l'action de commande nécessaire, et fournit une sortie de commande pour le processus.

II.1.4 La sortie :

La sortie de commande doit généralement agir sur le système par un autre dispositif pour réaliser l'action commande souhaité, tel que la variation de position d'une soupape, la vitesse d'un moteur. Le dispositif qui convertit la sortie de commande à l'action de commande est l'actionneur.

II.2 Le contrôle discret:

Le contrôle discret peut fonctionner qu'avec les systèmes dans lesquels chaque élément ne peut être que dans certains états définis. Un exemple de contrôle discret est de démarrer un ventilateur lorsque la température dépasse une valeur prédéterminée et l'arrêt du ventilateur lorsque la température tombe au-dessous d'une valeur prédéfinie. La température (variable de processus) est soit dans l'intervalle acceptable, soit non. Le relais de commande du ventilateur (actionneur) est allumé ou éteint. Ce type de contrôle est mis en œuvre avec des diagrammes et des circuits logiques. En contrôle discret, même si certains paramètres sont en fait une gamme continue de valeurs, la seule information utilisée par le système de commande est de savoir si leur valeur est supérieure, inférieure ou égale à une certaine valeur désirée. Un schéma de principe d'un système de contrôle discret simple est illustré dans la figure.II.1. [1]

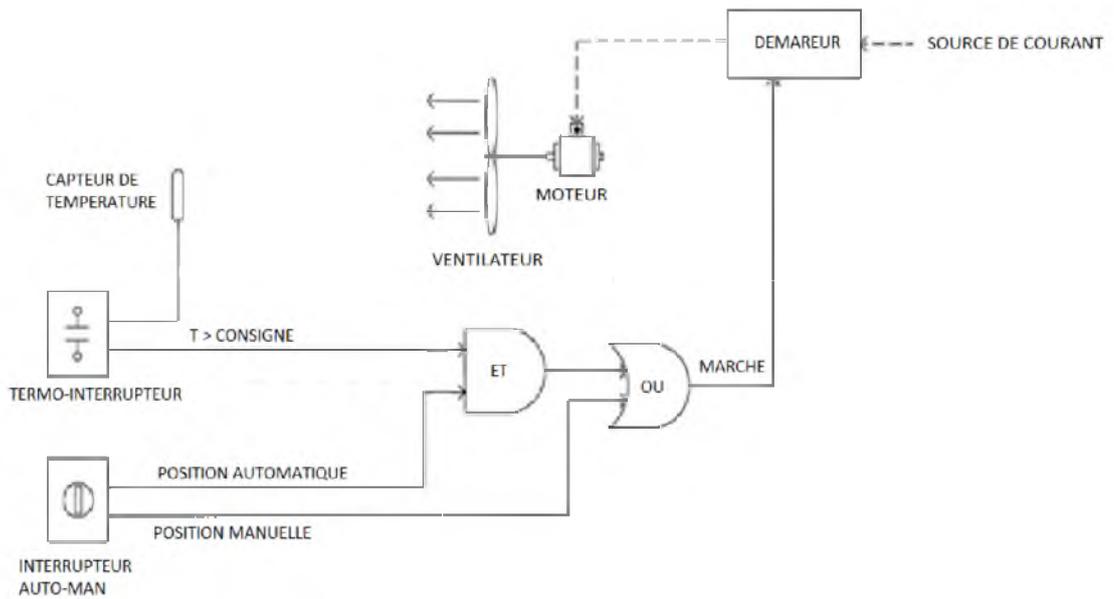


Fig.II.1 Diagramme de système de contrôle discret

II.3 Contrôle analogique :

Le contrôle analogique fonctionne avec les systèmes analogiques à variables continues. Le contrôle analogique consiste à le processus de mesuré la variable de procédé et la comparer à la valeur désirée et d’agir selon cette différence les actionneurs pour arriver en fin à la valeur désirée. Ce processus peut être aussi simple que le conducteur d'une automobile comparant la vitesse du véhicule lue (paramètre) à la limite de vitesse (consigne) et le réglage de la position de la pédale d'accélérateur (action de contrôle) pour accélérer ou ralentir le véhicule en conséquence . Dans la plupart des systèmes qui nous intéressent , ce type d'action de contrôle est effectuée automatiquement par les processeur électroniques , qui reçoivent des signaux depuis les capteurs , de les traiter et d’envoyer des signaux aux actionneur tel que les pompes, les vannes, les moteurs , ou d'autres dispositifs pour effectuer l’action contrôle la figureII.2 [1] représente un schéma synoptique d’un système de base de commande analogique.

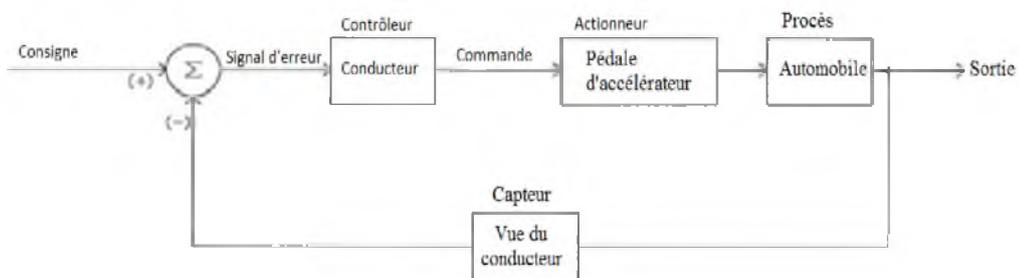


Fig.II.2 Diagramme block d’un système de commande Analogique.

II.4 Classes de contrôleurs analogiques :

Contrôleurs analogiques peuvent être classés par la relation entre leur signal d'erreur d'entrée et l'action de contrôle qu'ils produisent :

II.4.1 Les contrôleurs Proportionnelle (P) :

Ils produisent une sortie qui est directement proportionnel au signal d'erreur. Une caractéristique déterminante de contrôle P est que le signal d'erreur doit toujours être différent de zéro pour produire une action de commande ; par conséquent, le contrôle proportionnel seul ne peut pas retourner le processus à la consigne suite à une perturbation extérieure.

II.4.2 Les contrôleurs proportionnelle intégrale (PI) :

Ils produisent une action de commande qui est proportionnel au signal d'erreur et proportionnel à l'intégrale du signal d'erreur. L'action intégrale répète l'effet de l'action proportionnelle, jusqu'à ce que l'écart entre la mesure et la consigne soit nul.

II.4.3 Les contrôleurs proportionnelle intégrale dérivés (PID) :

Ils ajoutent une composante de l'action de commande qui est proportionnelle à la dérivée du signal d'erreur, Il permet la stabilisation de la mesure au point de consigne en un temps minimum. Ce mode de commande permet au contrôleur d'anticiper les changements de la variable de processus en renforçant l'action de contrôle des changements rapides, ce qui est utile pour les systèmes qui nécessitent des temps de réponse très rapides.

II.5 Les boucle de régulation :

Le schéma de commande complet requis pour contrôler une variable de procédé simple ou un groupe de variables de procédé associés est appelée une boucle de commande. La boucle de régulation comprend la partie à commander du processus, la mesure de la variable par des capteurs ou transmetteur associer, les signaux d'entrée, le régulateur , le signal de sortie de commande, et l'actionneur. L'action correctrice s'effectue après que les effets des grandeurs perturbatrices aient produit un écart entre la mesure et la consigne. Cet écart peut être également provoqué par un changement de consigne. Dans les deux cas, le rôle de la boucle fermée est d'annuler l'écart.

II.6 Les type de contrôleurs :

Le contrôle peut être réalisé en utilisant soit des contrôleurs individuels autonomes, appelés contrôleurs à boucle unique, ou en combinant plusieurs boucles de régulation dans un contrôleur plus grand. Les contrôleurs à boucle unique ont le rôle de générer pour un signal de variable de processus d'entrée, un signal de sortie de commande, le réglage du point de consigne, le réglage des paramètres de régulation PID, et ils contiennent habituellement un certain type d'afficheur de la valeur de la variable de procédé et la valeur de consigne. Ils peuvent être utilisés efficacement lorsque seul un petit nombre de boucles de commande est impliqué. Du coup, les contrôleurs à boucle unique ne sont généralement pas utilisés dans les systèmes complexes comme les systèmes SCADA ou DCS.... qui sont caractérisé par la capacité de contrôle à la fois discret et analogique, les interfaces homme-machine avancées (IHM), et la capacité de communiqué en réseau d'où vient l'appellation système de contrôle en réseau.

II.7 Les Automates programmable industriel (PLC):

l'automate programmable industriels (API) ou bien PLC en Anglais et qui signifie (programmable logic controller) qui sont des contrôleurs à base de microprocesseur d'usage universel qui fournissent la logique, synchronisation, comptant, et commande analogue avec des possibilités de communications de réseau et ils sont recommandés pour être les contrôleur de base pour les systèmes de contrôle complexe et en réseau tel que les système SCADA et DCS.

II.7.1 Avantage des PLC :

Les PLC sont recommandés pour les raisons suivantes :

- elles ont été développées pour des plateformes industrielles et ont démontré la fiabilité et la tolérance élevées pour la chaleur, la vibration, et l'interférence électromagnétique.
- leur extension rapide dans le marché signifie que les pièces sont facilement disponibles et des services de programmation et de support technique sont fournis par un grand nombre d'intégrateurs de système de contrôle.
- ils fournissent le traitement à grande vitesse, qui est important dans des applications de commande de générateur et de mécanisme.
- ils soutiennent des configurations de secours immédiat et triple-superflues pour des applications élevées de fiabilité.

II.7.2 Architecture d'un PLC :

Un PLC typique comprend les modules ou de cartes suivants, montés sur un support physique commun et une structure électrique d'interconnexion connus sous le nom de support. Une configuration typique de support de PLC est montrée sur le schéma dans la figure II.6 [1].

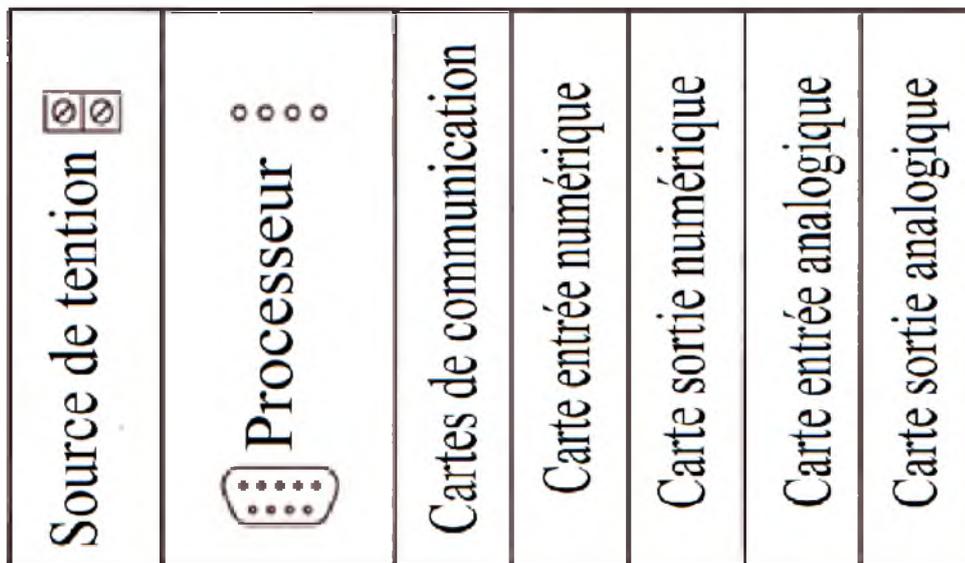


Fig II.3 : Une configuration typique de support de PLC

- **Alimentation d'énergie** : L'alimentation d'énergie convertit la tension de distribution électrique de service, telle que 120 VCA ou 125 volts continue à la tension de niveau de signal employée par le processeur et d'autres modules.
- **Processeur** : Le processeur contient le microprocesseur qui exécute des fonctions et des calculs de commande, comme la mémoire exigée pour stocker le programme.
- **Entrée-Sortie**: Ces modules fournissent les moyens de relier le processeur aux dispositifs de site.
- **Communications** : Les modules de communications sont compatible avec un large gamme de standard de connexions réseaux industriel de standard de pour un éventail de raccordements industriellement compatibles du réseau de transmission. Ceux-ci permettent le transfert de données numériques entre les PLC et à d'autres systèmes. Un certain type de PLC à la fonction intégrée de possibilités de communications au processeur, plutôt qu'utilisé des modules séparés.

- Supports de communications et protocoles : Les supports de communications les plus utilisés sont : par-fil, coaxial, fibres optiques, et radio. Les protocoles de transmission « ouverts » les plus communs sont Ethernet, Ethernet/IP, et DeviceNet. Les systèmes « ouverts » fournissent généralement les dispositifs « plug and play » dans lesquels le logiciel système reconnaît automatiquement et communique à n'importe quel dispositif compatible qui est relié à elle. Autre des protocoles ouverts largement admis sont Modbus, Profibus, et ControlNet.
- Redondance : Beaucoup de PLC sont capable d'être configuré pour la fonction redondance dans lesquels un processeur est l'image (Buck-up) des autres. Cet arrangement exige souvent l'addition d'un module de redondance, qui fournit la confirmation de statut et l'affirmation de commande entre les processeurs.

II.7.3 La programmation d'un PLC :

Tous les logiciels et nécessaires exigés pour que le PLC fonctionne comme contrôleur autonome sont installé à bord dans le processeur. PLC sont programmés avec un des langages de programmation standard suivants : [1]

II.7.3.1 Diagrammes Ladder (Ladder diagrams):

Ils sont employés principalement pour des opérations (booléennes) de logique et facilement compréhensible par des électriciens et des techniciens de commande. C'est le langage le plus utilisée généralement aux Etats-Unis et il est supporté et compatible avec tous les gammes et marques de PLC.

II.7.3.2 Diagrammes fonction block (function block diagram):

Ils sont employés principalement pour des opérations intensives de la commande analogue (PID) et disponible seulement dans PLC « à extrémité élevé »'. Il est généralement employé en dehors des Etats-Unis.

II.7.3.3 Diagrammes des fonctions séquentielles (Sequential Function Chart):

Ils sont employés principalement pour des opérations de gestion de lot.

II.7.3.4 texte structuré :

Utilisé principalement par des programmeurs de PLC avec un fond de langage de programmation.

SCADA PLCs devrait être spécifié pour être programmé d'utilisé le Ladder Diagrams. Ce langage est très commun, et reproduit dans les schémas électriques traditionnels de format, le rendant en grande partie compréhensible par des électriciens et des techniciens sans formation spécifique de PLC. Les fonctions de logique du Ladder sont les mêmes que les relais câblés. Le PLCs dans un système de SCADA sera géré en réseau à un ou plusieurs postes de travail d'ordinateur personnel (PC) centraux, qui fournissent les moyens de l'interface de machine humaine (HMI) au système. Ces PCs seront équipés de logiciel de HMI sous Windows qui fournissent une interface utilisateurs graphique (GUI) au système de contrôle en lequel l'information est présentée à l'opérateur sur les écrans graphiques qui sont personnalisées configurées pour assortir les systèmes de service. Par exemple, le statut de système électrique peut être montré sur une un-ligne graphique de diagramme dans laquelle des disjoncteurs ouverts sont colorés verts, les disjoncteurs fermés sont coloré rouge, et des valeurs de tension et courantes sont montrées à côté de chaque autobus ou disjoncteur.

II.8 Systèmes de commande en réseau

II.8.1 Evolution des systèmes de commande en réseau :

La figure suivante présente une chronologie de l'évolution de la commande des systèmes [2].

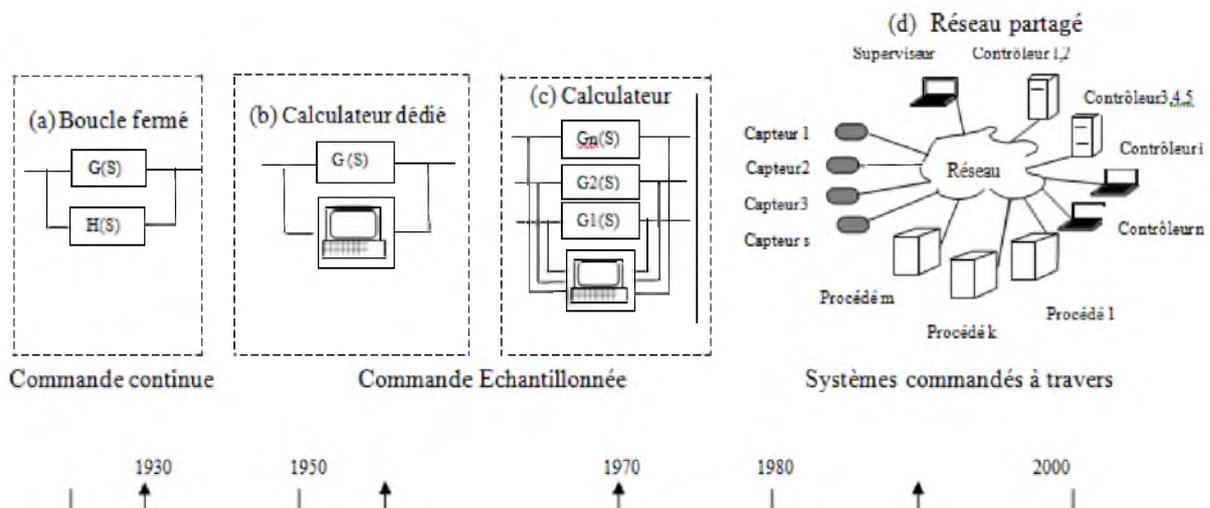


Fig II.4 : Chronologie de l'évolution des systèmes de commande.

- Figure 1.a : la notion de retour « feedback ».
- Figure 1.b : la boucle fermée à travers un calculateur (dédié).
- Figure 1.c : plusieurs systèmes de commande à travers un calculateur partagé.
- Figure 1.d : systèmes commandés en réseau (NCS).

La commande classique (analogique) a commencé dans l'année 1930 avec des boucles de régulation simple (figure 1.a), et par la suite (1950) et avec l'évolution de l'électronique numérique, la commande est orienté vers les systèmes échantillonnés à partir des calculateur numérique et les différents algorithmes (figure 1.a et 1.c).

Au cours de l'année 1980, les unités industriel sont de plus en plus grand et comportent de plus en plus de systèmes a commandé d'où les besoin en systèmes commandé en réseaux ont considérablement augmenté.

II.8.2 L'architecture point à point d'un système de contrôle.

Dans les années 1960, les capteurs, les régulateurs, les actionneurs et autres appareils de contrôle sont généralement connectés de point à point (voir la figure II.8).

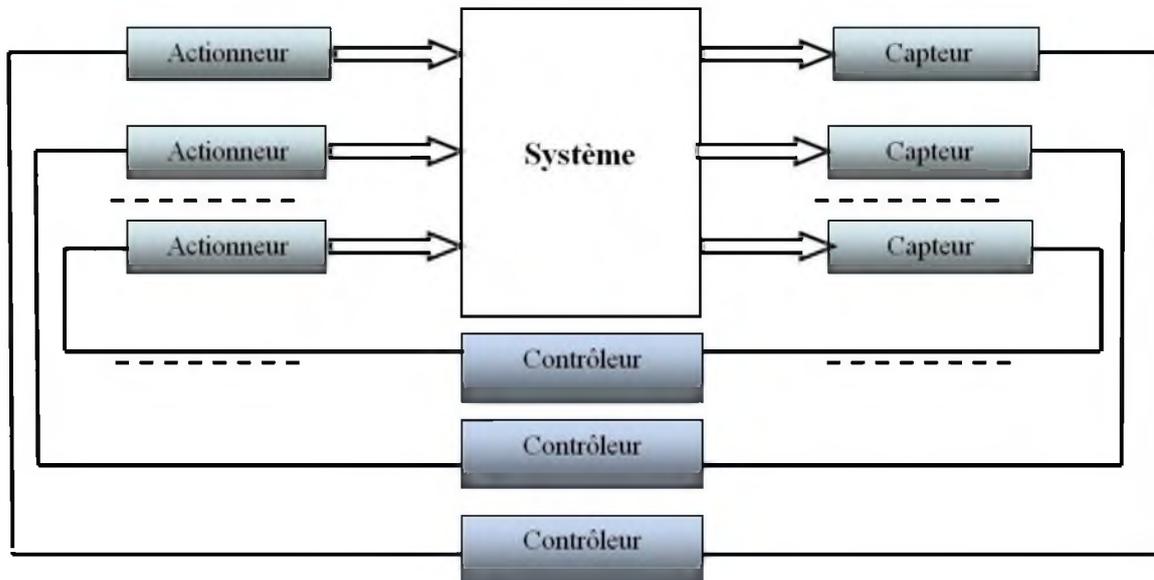


Fig II.5 : l'architecture point à point d'un système de contrôle.

Avec de telles connexions, le volume, le poids et le nombre et la complexité du câblage peuvent augmenter considérablement avec l'augmentation du nombre de périphériques connectés car à l'origine, le système de commande et de contrôle des différents appareils était assuré par la logique câblée (relais, thyristors, transistor, carte de commande de puissance, etc.), ce type de connexion est sujet à de nombreux inconvénients, qui rendent la tâche de conduite et de maintenance difficile. Parmi ces inconvénients on peut citer :

- Un câblage traditionnel : Chaque capteur ou actionneur requiert au moins deux fils électrique (alimentation et information) ;
- difficulté dans la maintenance ;
- encombrement ;
- durée de vie courte ;
- Défauts fugitifs (sensibilité aux vibrations) ;
- Documentation (référence complexe) ;
- Utilisation de beaucoup de pièces de rechange (coût élevé).

Devant l'évidence de ces constats, les réseaux de communication industriels sont devenus incontournables dans la conception de systèmes automatisés, ainsi que le contrôle / commande à distance de systèmes.

II.8.3 Définitions des systèmes en commandés e réseau:

Les systèmes commandés en réseau, entrent dans le cadre des systèmes distribués dans lesquels les informations entre le nœud contrôleur et le nœud système sont échangées à travers un réseau de communication filaire ou sans fil comme le montre la Figure II.8 par rapport aux systèmes commandés traditionnels, la qualité de contrôle dans les systèmes commandés en réseaux dépend essentiellement de l'application en elle-même et du type de réseau utilisé.

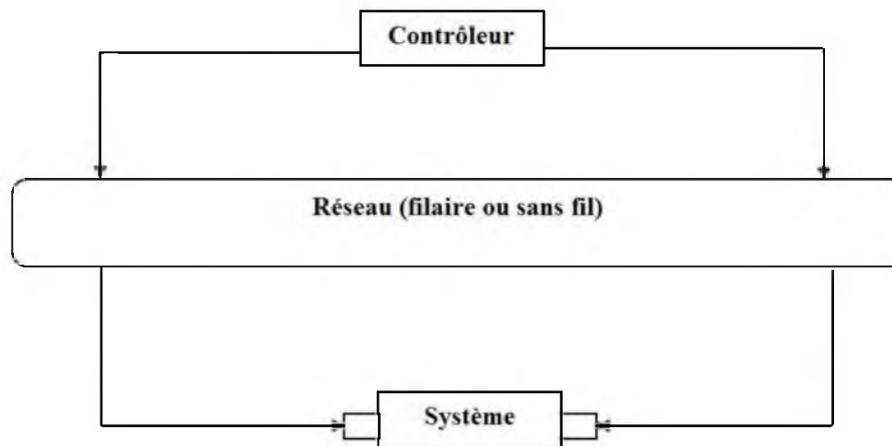


Fig II.6 : système commandés en réseaux.

Les Systèmes Commandés en Réseau notés NCS (Network Control Systems) peuvent être définis, de manière générale, comme des systèmes automatiques (ou automatisés) dans lesquels les actionneurs, les capteurs et les organes de contrôle / commande, communiquent (émission et réception de données) à travers un réseau (medium), et échangent des informations en respect de protocoles de communication prédéfinis. (Voir figure II.9) [3].

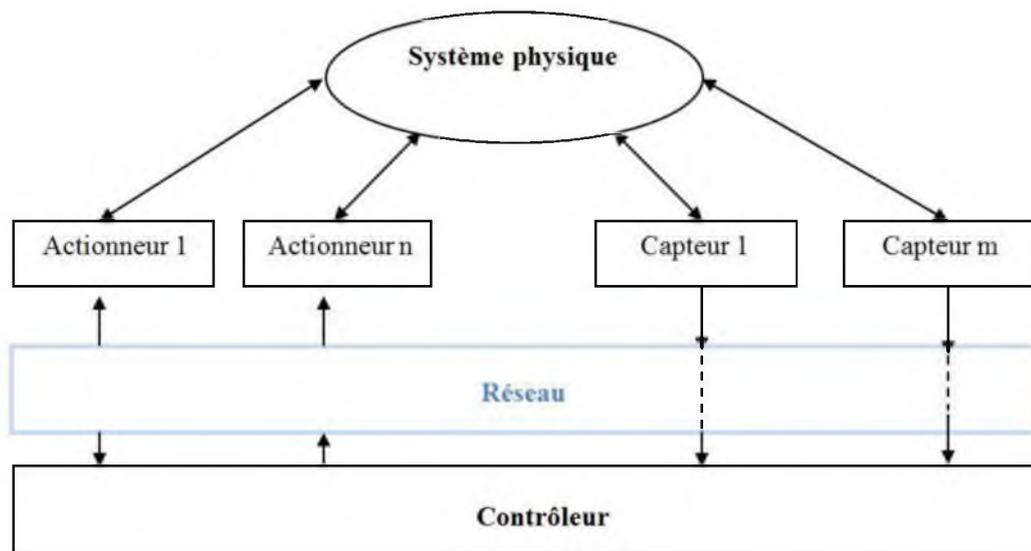


Fig II.7 : configuration schématique typique d'un système commandé en réseau.

Les NCSs sont des systèmes où le réseau est utilisé comme moyen de communication dans la boucle de commande. En conséquence, la qualité de commande (QoC) ou de la supervision de ces systèmes est directement liée à celle du réseau [4].

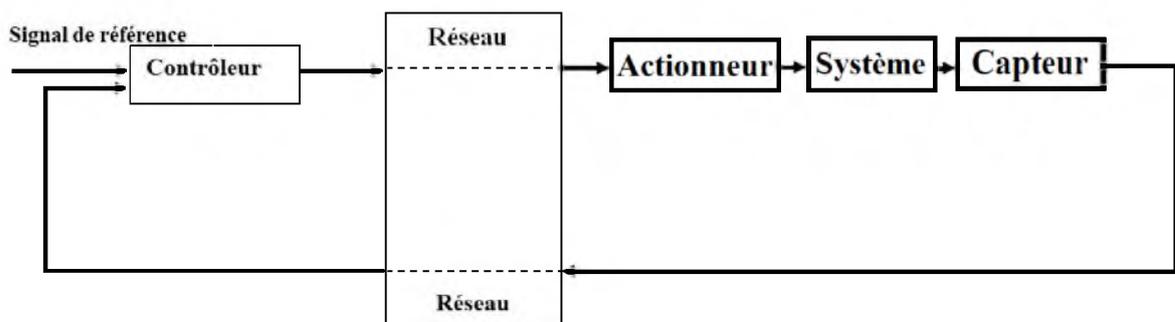


Fig II.8 : schéma fonctionnel d'un NCS.

II.8.4 Définition d'un réseau :

a) Définition 1 :

C'est l'infrastructure et les procédures qui permettent à plusieurs entités de se transmettre et d'échanger de l'information ".

b) Définition 2 :

On appelle réseau un ensemble de moyens qui permettent la communication entre des processus d'application ou des tâches répartis sur des matériels informatiques de tout type. Cet ensemble est constitué d'au moins un support de transmission pour l'acheminement des signaux, et de protocoles de communication selon une architecture en couches conforme ou non au modèle OSI (Open System Interconnections) [5].

II.8.5 Les différents types de réseaux informatiques :

On distingue différents types de réseaux classés selon leur taille (en termes de nombre de machines), leur vitesse de transfert des données, ainsi que leur étendue. Les réseaux privés sont des réseaux appartenant à une même organisation. On utilise généralement trois types de réseaux (publics) :

- LAN : (local area network).
- MAN : (metropolitan area network).
- WAN : (wide area network).

Il existe deux autres types de réseaux : les TAN (Tiny Area Network), identiques aux LAN mais moins étendus (2 à 3 machines), et les CAN (Controller Area Network), identiques au MAN (avec une bande passante maximale entre tous les LAN du réseau).

II.8.5.1 Les réseaux LAN :

LAN signifie Local Area Network (en français : Réseau Local). Il s'agit d'un ensemble d'ordinateurs entrant dans le cadre d'une même application, et reliés entre eux dans une petite aire géographique par un réseau, pour assurer la commande entre les différents éléments du réseau, on utilise une même technologie (la plus utilisée est Ethernet) [5].

Ethernet : " aussi connu sous le nom de norme IEEE 802.3, est un standard de transmission de données pour réseau local (avec une vitesse maximale 10mbps) basé sur le principe suivant : Toutes les machines du réseau Ethernet sont connectées à une même ligne de communication constituée de câbles cylindriques".

II.8.5.2 Les réseaux MAN :

Les MAN (Metropolitan Area Network) interconnectent plusieurs LAN géographiquement proches (au maximum quelques dizaines de kilomètre) à des débits

importants. Un MAN permet à deux nœuds distants de communiquer comme s'ils faisaient partie d'un même réseau local [5].

II.8.5.3 Les réseaux WAN :

Un WAN (Wide Area Network ou réseau étendu) interconnecte plusieurs LANs à travers de grandes distances géographiques. Ils fonctionnent grâce à des routeurs qui permettent de "choisir" le trajet le plus approprié pour atteindre un nœud du réseau [5].

Un **routeur** est un équipement d'interconnexion qui permet de relier différents réseaux les uns aux autres. Il a pour rôle de diriger les informations dans la direction appropriée. Les informations peuvent souvent emprunter plusieurs chemins [5].

Le réseau WAN le plus fameux est l'internet ainsi que les réseaux CAN.

II.8.6 Différentes Topologies des réseaux :

La topologie d'un réseau est caractérisée par le système de câblage du réseau, c'est la partie physique de ce dernier.

La figure suivante présente les différentes structures de topologies du réseau :

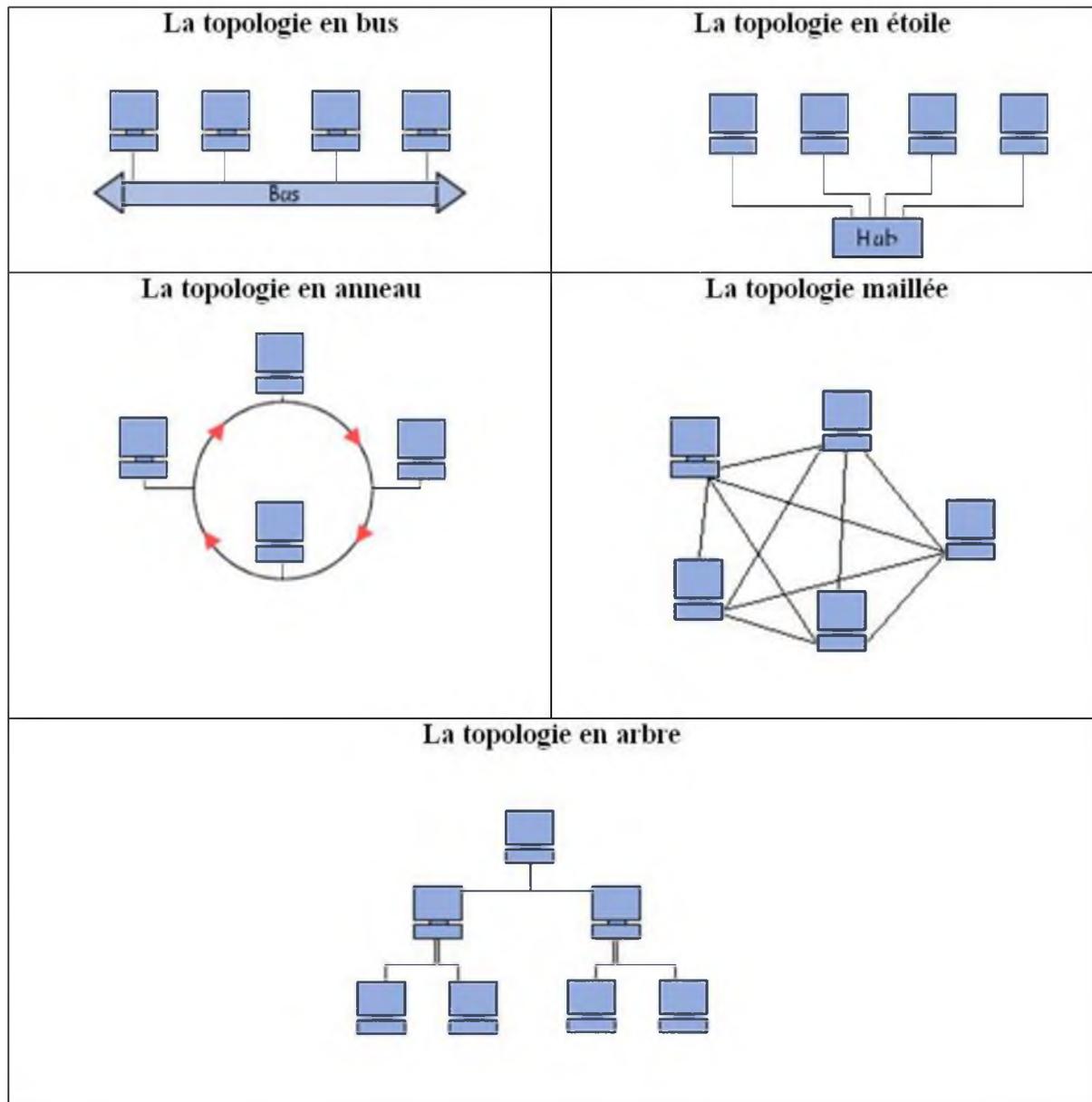


Fig II.9 : les différentes topologies du réseau.

II.8.7 Les réseaux industriels :

Dans une entreprise, il peut arriver fréquemment que l'automate, les actionneurs et les capteurs ne soient pas situés au même endroit mais à des distances importantes les uns des autres. L'utilisation d'un réseau industriel permet donc de faire communiquer plusieurs automates, chacun reliés à une partie des capteurs/actionneurs. Les réseaux de communication industriels sont devenus incontournables dans la conception de systèmes automatisés. Ce fait s'explique par la performance de ces réseaux, tant au niveau de l'échange de données critiques qu'au niveau de la distribution de signaux de commandes.

Le défi qui se présente aux concepteurs de systèmes automatisés est de bien comprendre les différents types de réseaux et de bien choisir la technologie qui saura répondre aux exigences de leurs applications.

II.8.7.1 Architecture d'un ensemble industriel :

Le schéma montre une architecture d'un ensemble industriel [6].

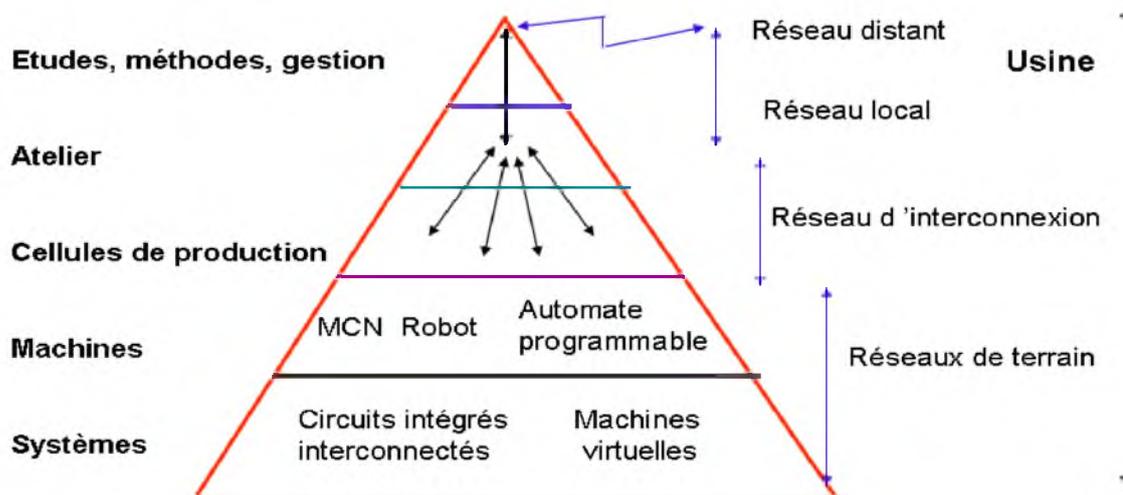


Fig II.10 : architecture d'un ensemble industriel.

II.8.7.2 Types de réseaux industriels :

L'architecture d'un ensemble industriel permet de distinguer trois familles de réseaux suivant leur position dans la hiérarchie :

- Les Réseaux généralistes :

Des réseaux locaux (exemple : Ethernet, Token Ring, etc.) et distants (par exemple : Internet, X25, Frame Relay, ATM, etc.).

- Les réseaux industriels d'interconnexion :

Destinés à connecter des installations (ateliers ou cellules de production entre elles et avec les réseaux généralistes). On distingue des réseaux à haut débit (MAP, Factor, etc.) et bas débit (LAC, etc.).

- Les réseaux de terrain :

Destinés à relier des machines et appareils entre eux (automates, robots, contrôleurs de procès, etc.), on distingue trois niveaux dans la hiérarchie, les réseaux d'automates, les réseaux de capteurs, et les bus destinés à interconnecter des composants ou des cartes électroniques.

II.8.8 La Différence entre un réseau de communication simple et un réseau industriel :

Un réseau industriel joue le même rôle qu'un réseau normal. Son but premier est de toujours transmettre des informations entre plusieurs machines. Lorsqu'on parle de réseaux, on sous-entend généralement que les machines sont des ordinateurs. Et lorsqu'on parle de réseaux industriels, il s'agit de faire communiquer des machines qui ne sont plus seulement des ordinateurs, mais aussi des automates programmables, des appareils de mesures, des systèmes spécifiques (par exemple : fours, ascenseurs, etc.).

L'environnement d'un réseau industriel est en général un environnement perturbé. Il est souvent pollué par des ondes électromagnétiques provenant des différents appareils (par exemple : moteurs, courants forts, champs magnétiques, etc.).

II.8.9 Les avantages de la commande sous réseaux :

L'utilisation de réseaux de communication pour transmettre des données entre les différents constituants d'une application de contrôle / commande présente à l'évidence, de nombreux avantages. Parmi ceux-ci, on peut notamment citer :

- L'avantage majeur de la communication à travers un réseau est qu'elle permet en effet d'envoyer et recevoir les informations et : Au lieu d'un câble pour chaque composant comme c'est le cas en commande classique, des milliers ou même des millions d'informations peuvent être acheminées grâce à un seul câble ;
- La communication à travers un réseau permet aussi une multitude d'échanges d'information entre composants de plus en plus intelligents et géographiquement dispersés. Un opérateur voulant par exemple tester le bon fonctionnement d'un composant de terrain n'est plus obligé de se déplacer localement mais peut le faire à distance;
- Un moindre coût d'utilisation ;

- De plus, les réseaux de communication utilisés relèvent généralement d'une standardisation (exemple : les réseaux Ethernets industriel), et répondent à des critères de qualités de service (QoS).

II.9 Conclusion :

Devant les difficultés résultantes de la commande classique des systèmes, les besoins en systèmes commandés sous réseaux ont considérablement augmenté dû aux avantages de l'insertion des réseaux dans la commande des différents systèmes. Ce qui nous a conduits dans ce chapitre a présenté des notions théoriques fondamentales relatives aux systèmes commandés en réseaux, tels que les différents types de réseaux informatiques et industriels, les avantages de la commande sous réseaux.

Chapitre III :

Les systèmes de supervision et
de commande SCADA

Chapitre III

Les systèmes de supervision et de contrôle SCADA

III.1 Introduction :

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

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

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

III.2 Définition du SCADA :

SCADA est un acronyme qui signifie le contrôle et la supervision par acquisition de données (en anglais : Supervisory Control and Data Acquisition) permettant la centralisation des données, la présentation souvent semi-graphique sur des postes de « pilotage », le système SCADA collecte des données de divers appareils d'une quelconque installation, puis transmet ces données à un ordinateur central, que ce soit proche ou éloigné, qui alors contrôle et supervise l'installation, ce dernier est subordonné par d'autres postes d'opérateurs, l'allure générale d'un système SCADA est montrée sur la figure ci-dessous : [7], [8]

La figure III.1 [9] suivante montre un schéma général d'un système SCADA

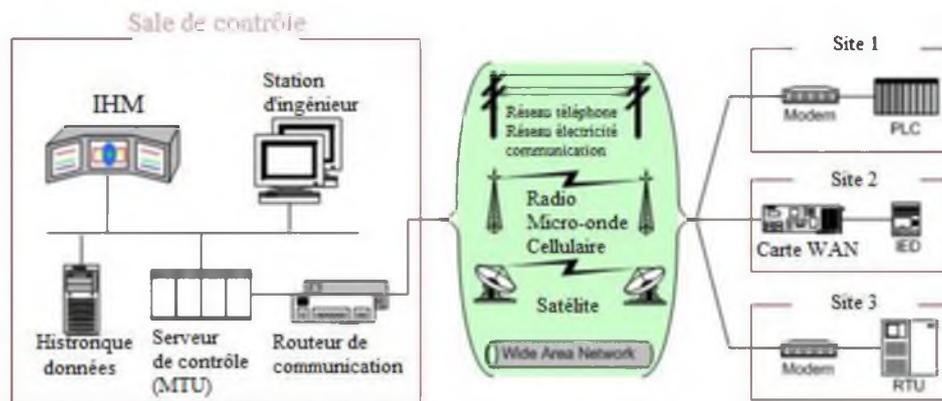


Fig III.1 : Schéma général d'un système SCADA

III.3 Supervision des procédés

Le nombre des mesures recueillies sur les processus et stockées a augmenté de façon considérable. En même temps, ces processus ont accru leur complexité et les systèmes de commande ont remplacé les ajustements manuels. Ceci afin de répondre aux demandes de qualité, aux contraintes environnementales, à la réduction des coûts de production et maintenance, tout en garantissant la sécurité des installations ainsi que celle des opérateurs humains. Face à cet incrément d'information, changeante et dynamique, l'opérateur humain a besoin de nouveaux outils qui l'aident dans sa tâche de surveillance du processus, pour en garantir le fonctionnement correct et réagir au cas où des événements anormaux se produisent.

Dans ces conditions, nous pouvons dire que la supervision a pour objectif d'assurer la gestion réactive et sûre des modes de fonctionnement d'un processus. Ces modes ou situations

sont définis à partir de l'analyse des données, de la connaissance du système et du savoir-faire des opérateurs. Il faut alors exploiter au maximum toutes les informations disponibles sur le système pour pouvoir détecter les éventuels dysfonctionnements d'un processus et les diagnostiquer et réagir en conséquence de façon à assurer son fonctionnement même en situations anormales.

Au niveau de la supervision, toute description du procédé, qui apporte une connaissance a priori sur ses caractéristiques et ses fonctionnalités, constitue un modèle du procédé. Ceci permet de comparer l'évolution du procédé réel au travers du suivi des mesures à la description théorique offerte par le modèle.

Le résultat de cette comparaison détecte le bon ou mauvais fonctionnement du procédé. Nous pouvons considérer le modèle comme la façon de valider le fonctionnement correct du procédé et de déterminer les déviations par rapport aux conditions attendues d'opération. Les modèles peuvent être de différentes natures selon les informations disponibles sur le processus : il existe des modèles de type analytique (équations différentielles, équations aux différences, relations entre variables, etc.), ainsi que des modèles qualitatifs (équations qualitatives, modèles à base d'ensembles flous, règles, description du comportement, etc.), qui représentent le fonctionnement statique ou dynamique, normal ou anormal du procédé.

Pour la mise en place d'un système de supervision, trois fonctions doivent être prises en compte : la détection, le diagnostic et la reconfiguration, la surveillance du procédé traite les données disponibles en ligne, afin d'obtenir son état de fonctionnement.

Dans la surveillance, nous retrouvons les fonctions de détection de défaillances et de diagnostic (Figure III.2). De façon générale

La surveillance :

La surveillance des procédés industriels consiste à générer des alarmes à partir des informations délivrées par des capteurs. Elle recueille les signaux en provenance du procédé et de la commande et reconstitue l'état réel du système commandé. Des seuils sont définis sur des variables clés par des experts du procédé selon des critères de sécurité concernant les hommes, l'installation et son environnement. Cette génération d'alarmes apporte une aide aux OHS (opérateur humain de supervision) dans leur tâche de surveillance afin qu'ils puissent

analyser la situation et prendre une décision adaptée (procédure d'arrêt d'urgence, mode dégradé, action corrective). Elle a un rôle passif vis-à-vis du système de commande et du procédé. Cependant, la complexité et la taille de l'installation augmentent rapidement la quantité d'informations à analyser, rendant la surveillance complexe pour les OHS. Il est donc très utile d'adjoindre à la surveillance, une aide à la décision à travers un module de diagnostic.

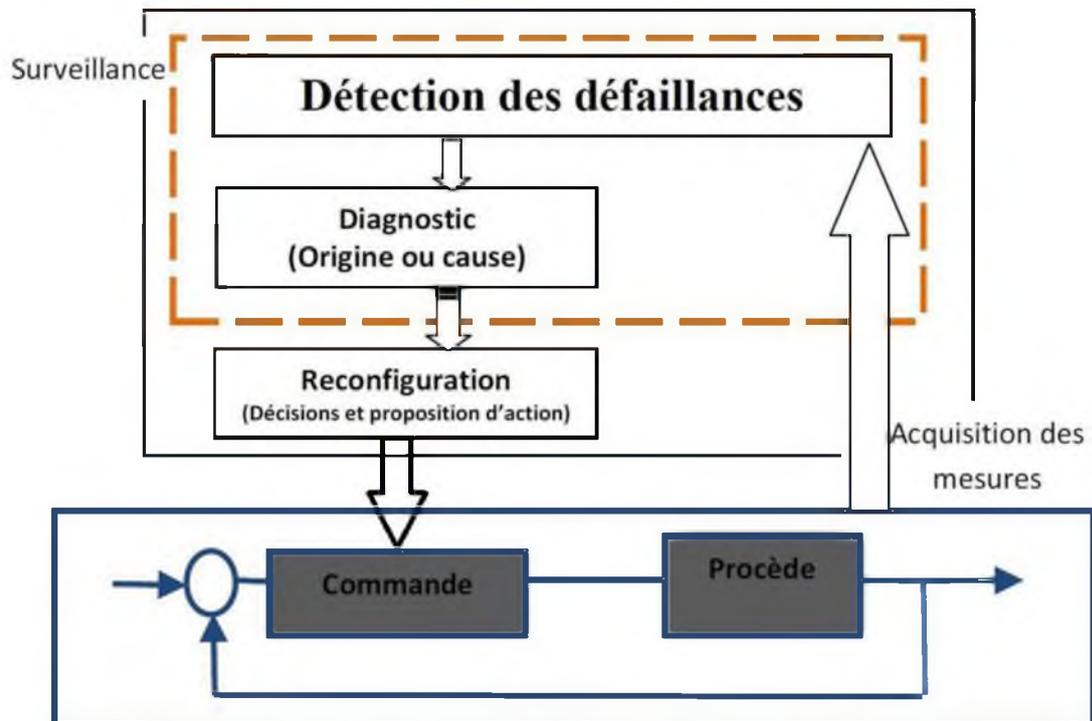


Fig III.2 : Schéma générale de la supervision

La détection : consiste en l'identification des changements ou déviations des mesures du procédé par rapport au fonctionnement normal, ce qui se traduit par la génération des symptômes.

Le diagnostic : consiste à déterminer quelles sont l'origine et/ou la (les) cause(s) qui ont pu engendrer le symptôme détecté. A ce stade, le système doit avoir la capacité de décider quand le procédé se trouve dans une situation de fonctionnement normal, et quand une action corrective doit être appliquée.

La reconfiguration : l'action corrective correspond à l'étape de reconfiguration de la commande de façon à ramener le procédé dans un mode de fonctionnement normal.

Cependant, il existe d'autres approches pour la mise en place d'un système de supervision. En effet, pour la communauté de systèmes à événements discrets (SED), la supervision a pour but de contrôler l'exécution d'une opération effectuée par le système de commande sans rentrer dans les détails de cette exécution. La supervision a lieu dans une structure hiérarchique (au moins avec 2 niveaux), et recouvre l'aspect du fonctionnement normal et anormal :

- en fonctionnement normal, le rôle de la supervision est de prendre, en temps réel, les décisions correspondantes aux degrés de liberté exigés par la flexibilité décisionnelle;
- en présence de défaillances, la supervision prend toutes les décisions nécessaires pour le retour vers un fonctionnement normal. Après avoir déterminé un nouveau mode de fonctionnement, il peut s'agir de choisir une solution curative, d'effectuer des réordonnancements. "locaux", ou même de déclencher des procédures d'urgence.

III.4 Eléments du système SCADA :

Principalement un système SCADA se compose de :

1. Le site central qui est la station de contrôle pour l'ensemble du système, fournissant normalement à l'utilisateur l'interface pour l'affichage des informations et le contrôle des sites éloignés.
2. RTU (Remote Terminal Unit) ou PLC : il sert à collecter les informations à partir de l'instrumentation du terrain et les transmettre au MTU à travers le système de communication.
3. MTU (Master Terminal Unit) : il recueille les données provenant des RTU, les rendre accessibles aux opérateurs via l'HMI et transmet les commandes nécessaires des opérateurs vers l'instrumentation de terrain.
4. Système de communication : moyen de communication entre MTU et les différents RTU, la communication peut être par le biais de l'Internet, réseaux sans fil ou câblé, ou le réseau téléphonique public....etc. [10], [11], [12]

III.4.1 RTU/PLC :

C'est une entité d'acquisition de données et de commande généralement à base de microprocesseur (actuellement on utilise des automates programmables), elle sert à contrôler et superviser localement l'instrumentation d'un site éloigné et transférer les données requises

vers la salle de contrôle principal ou parfois à d'autres RTU, il recueille également des informations provenant de l'appareil maître et met en œuvre des processus qui sont dirigés par le maître. Les RTUs sont équipées de voies d'entrée pour les capteurs ou les compteurs, canaux de sortie pour le contrôle, l'indication ou les alarmes et un port de communication, la figure suivante représente un schéma typique d'un RTU. [10], [12]

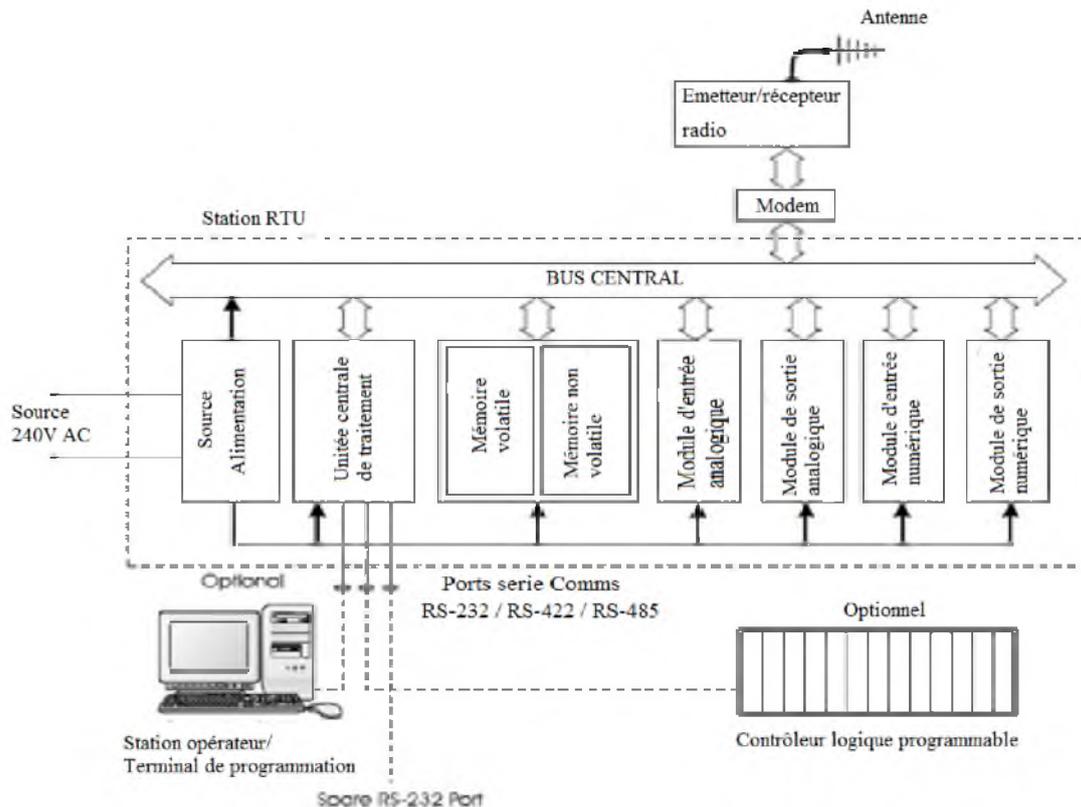


Fig III.3 : Schéma général d'un RTU

III.3.2 MTU :

Il peut être décrit comme une station ayant plusieurs postes opérateur (liés ensemble avec un réseau local) connecté à un système de communication, comme on vient d'aborder l'MTU recueille les données de l'instrumentation du terrain périodiquement à partir des stations RTU et permet la commande à distance par le biais des postes opérateurs, en général l'MTU sert à configurer et programmer les RTU, diagnostiquer la communication et les stations RTU, la figure ci-dessous montre un schéma général d'un MTU . [10], [11], [12]

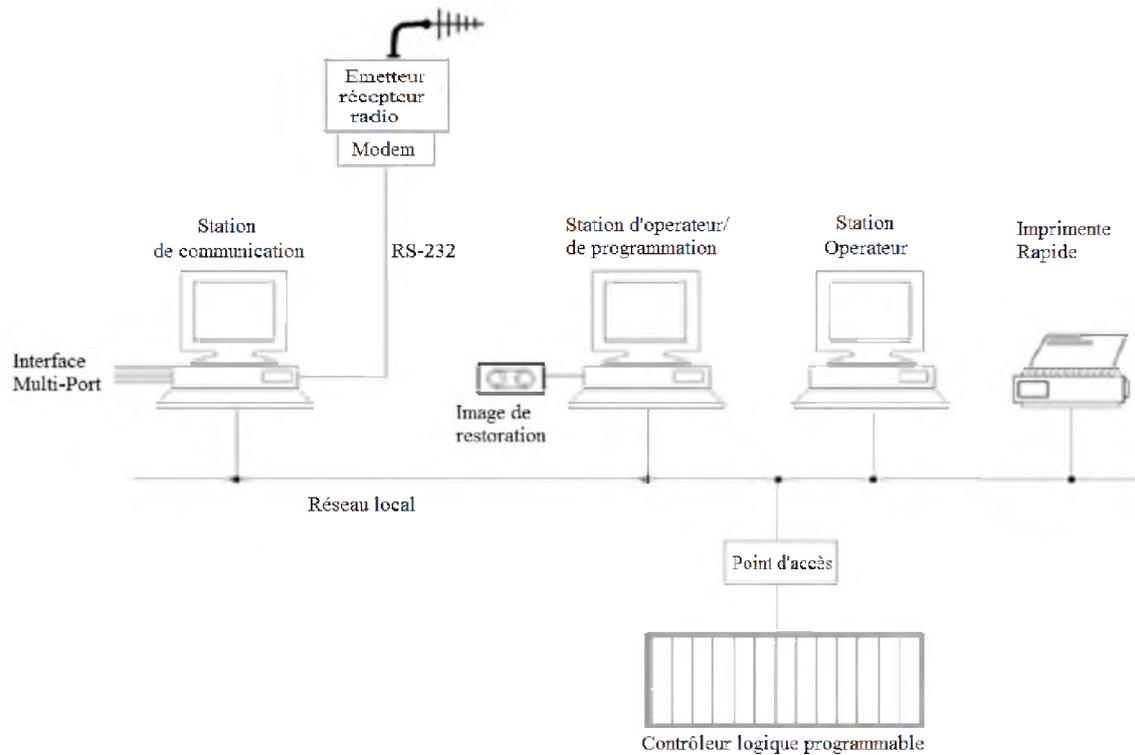


Fig III.3 : Schéma général d'un MTU

III.3.3 Communication :

Différentes architectures de communication pour un système SCADA sont disponibles, la plus simple est la communication point à point où la communication est établie entre deux nœuds du réseau (l'un maître et l'autre esclave), la deuxième architecture est la communication multipoint qui consiste en un maître et plusieurs esclaves, une topologie des différents modes de communication est présentée sur la figure [9] ci-dessous :

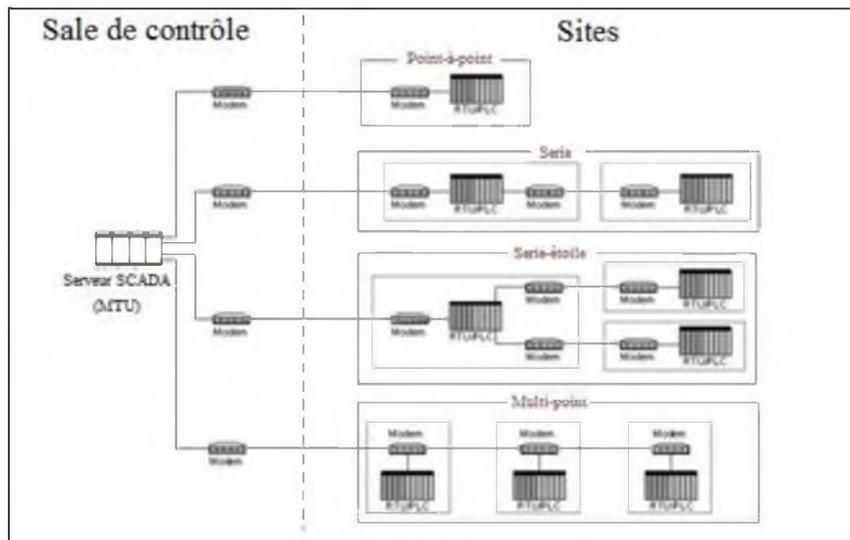


Fig III.5 : Topologie de différents modes de communication SCADA

La communication peut être classifiée selon deux approches, la première qui se base sur l'approche d'interrogation et la deuxième est l'approche pair à pair (peer to peer). [13], [14],[15]

III.3.3.1 Approche interrogation (Maitre-esclave) :

Cette approche peut être utilisée pour des systèmes de communication configurés en mode point à point ou multipoint, le maitre contrôle totalement le système de communication puisqu'il gère périodiquement les demandes de transfert des données des différents esclaves ces derniers ne peuvent pas prendre l'initiative mais répondent seulement à la demande du maitre. [13], [14], [15]

III.3.3.2 Approche pair à pair (peer to peer) :

Cette approche est appliquée pour la communication entre RTU et un autre RTU, elle repose sur l'aptitude de chaque nœud du réseau de communiquer avec un autre nœud directement seulement qu'il doit avoir un contrôle d'accès et collision du réseau autrement dit il faut écouter tout d'abord avant d'entamer la communication. [13], [14], [15]

III.3.3.3 Protocole employés dans un environnement SCADA :

Les protocoles de communication dans un environnement SCADA évoluent suite à la nécessité d'envoyer et de recevoir des données jugées critiques généralement pour de longues distances et en temps réel, cette optique a donné naissance de plusieurs protocoles qu'on va développer les plus utilisés [13], [14], [15]

III.3.3.3.1 Le protocole Modbus :

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

Champ Adresse	Champ Fonction	Champ Données	Contrôle de Redondance Cyclique
---------------	----------------	---------------	---------------------------------

Le champ adresse correspond à l'adresse de la station Esclave destinataire de la requête, le champ fonction détermine le type de commande (lecture mot, écriture mot, etc ...).

Le champ de données contient l'ensemble des paramètres et informations liés à la requête.

Le contrôle de redondance cyclique (CRC16) permet à la station destinatrice de vérifier l'intégrité de chaque trame.

A chaque réception d'une trame, la station adressée envoie une trame de réponse, dont le format est identique à celui de la trame émise par la station Maitre avec selon le type de commande un champ de données plus ou moins important.

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

III.3.3.3.2 Le protocole DNP3 :

Le protocole DNP3 est un protocole de communication multipoint qui permet d'échanger des informations entre un système de conduite (superviseur ou RTU) et un ou plusieurs équipements électroniques intelligents (IED, Intelligent Electronic Device). Le système de conduite constitue l'équipement maître, les IED sont les équipements esclaves.

Chaque équipement est identifié par une adresse unique, de 0 à 65519. L'émission des trames en diffusion est possible.

DNP3 est construit sur le profil EPA (Enhanced Performance Architecture) qui est une version simplifiée du modèle OSI (Open System Interconnection).

L'EPA comporte seulement 3 couches :

1. physique,
2. liaison,
3. application.

Toutefois, pour permettre la transmission de messages de taille importante (2 kilo-octets ou plus), des fonctions de segmentation et de réassemblage de données ont été ajoutées. L'ensemble de ces fonctions constitue une pseudo couche Transport. [26], [29], [30]

III.3.3.3 Le protocole PROFIBUS :

PROFIBUS est un réseau de terrain ouvert, non propriétaire, répondant aux besoins d'un large éventail d'applications dans les domaines du manufacturier et du procès.

PROFIBUS se décline en trois protocoles de transmission, appelés profils de communication, aux fonctions bien ciblées : DP, PA et FMS. De même, selon l'application, il peut emprunter trois supports de transmission ou supports physiques (RS 485, CEI 1158-2 ou fibre optique). PROFIBUS répond à des normes internationales unanimement reconnues. Son architecture repose sur 3 couches inspirées du modèle en 7 couches de l'OSI. La couche 1, physique, décrit les caractéristiques physiques de la transmission ; la couche 2, liaison de données, spécifie les règles d'accès au bus ; enfin, la couche 7, application, définit les mécanismes communs utiles aux applications réparties et la signification des informations échangées, la figure suivante représente l'architecture de la communication PROFIBUS. [26], [29], [30]

III.5 Architecture des systèmes SCADA

Les systèmes SCADA ont évolués en parallèle avec la croissance et la sophistication des technologies de l'information. Dans cette partie on va traiter de l'évolution des systèmes scada et fournir une description des trois (03) générations suivantes :

1.1 Première génération: «monolithique»

Dans la première génération, le concept d'informatique était en général appliqué par une unité centrale. Les réseaux n'existait pas et chaque système centralisé était seul, ainsi les systèmes scada était autonome avec pratiquement aucune connexion à un autre système. Les réseaux étendu WAN (wide area networks) qui ont été implanté pour communiquer avec les RTU (remote terminal unite) ont été conçue avec le seule but de communiquer avec les postes locaux et rien d'autre, les protocoles de communication ont été développés par le fournisseur des RTU.

La redondance dans ces systèmes de première génération a été accomplie par l'utilisation de deux unités centrales identiquement équipés, une première et une sauvegarde. La fonction première de cette sauvegarde est de prendre le relai en l'éventualité d'une défaillance détectée. Cette figure décrit la première génération SCADA.

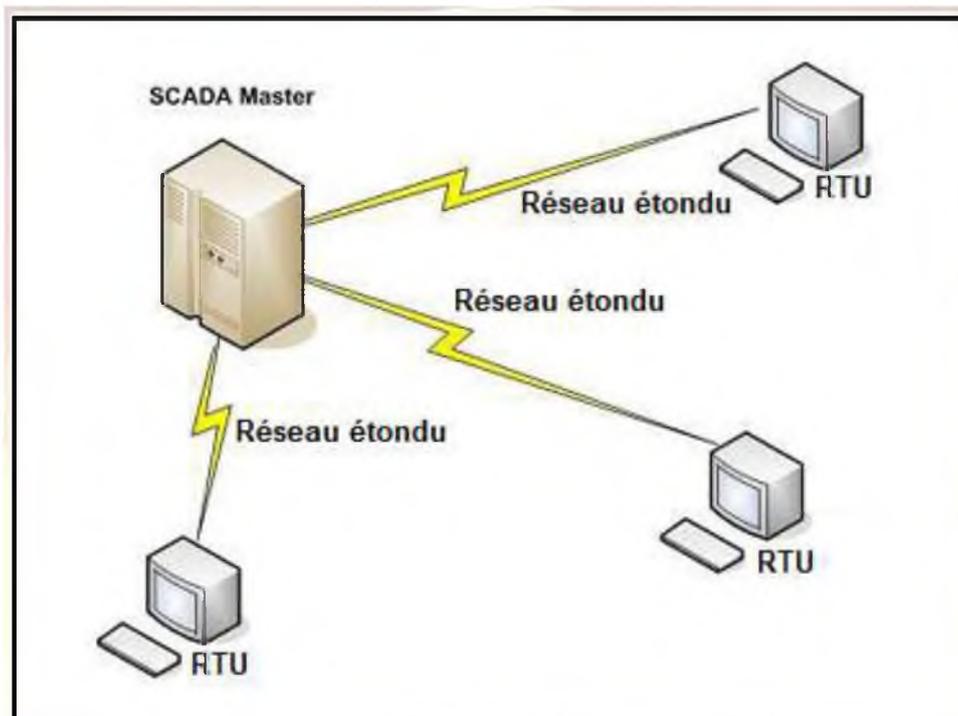


Fig III.6 : architecture SCADA de première génération.

1.2 Deuxième génération: «distribué»

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

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

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

Comme était le cas pour l'architecture de première génération, la seconde génération des systèmes scada est limitée du côté matériel, logiciel et des équipements périphériques qui sont fournis ou sélectionnés par le fournisseur du système scada.

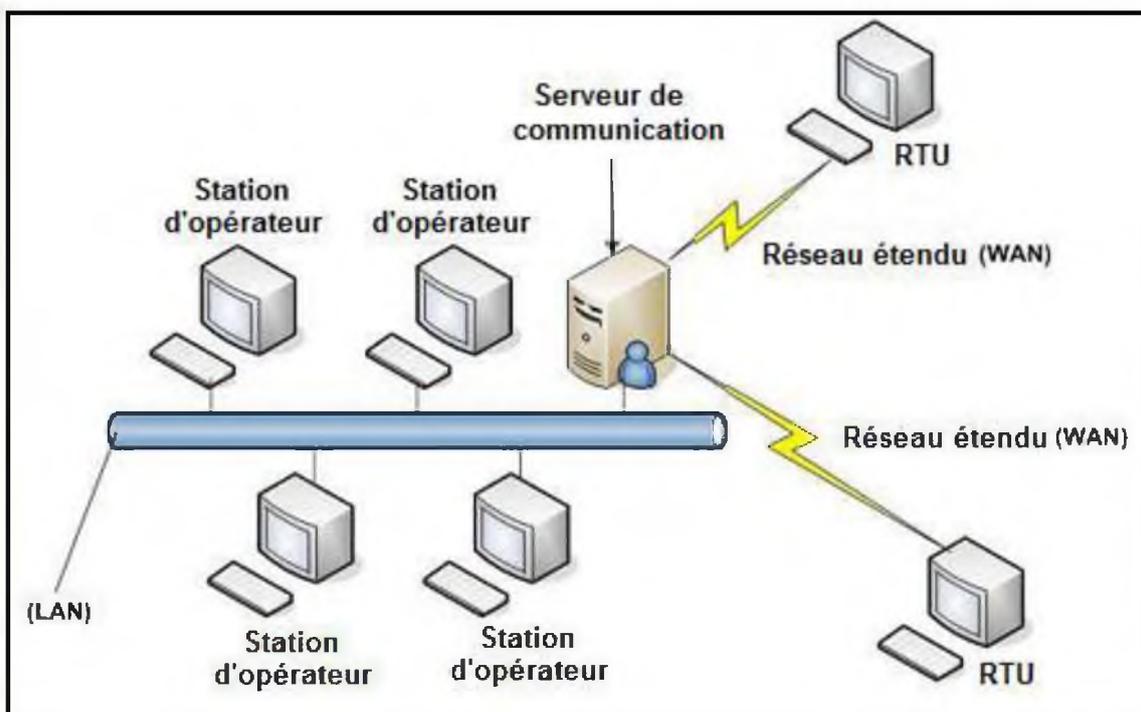


Fig III.7 : architecture SCADA de deuxième génération.

1.3 Troisième génération: «en réseau»

La génération actuelle adopte une architecture réseau, qui est étroitement liée à l'architecture distribuée sauf que l'architecture réseau offre une ouverture à un environnement autre que celui conditionné par le fournisseur. L'amélioration majeure dans la troisième génération vient de l'utilisation des protocoles WAN comme le protocole internet (IP) pour la communication entre la station maître et les équipements de communication. Cela permet à la portion de la station maître responsable de la communication avec les appareils de terrain d'être séparée de la station maître et cela par le biais du réseau WAN.

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

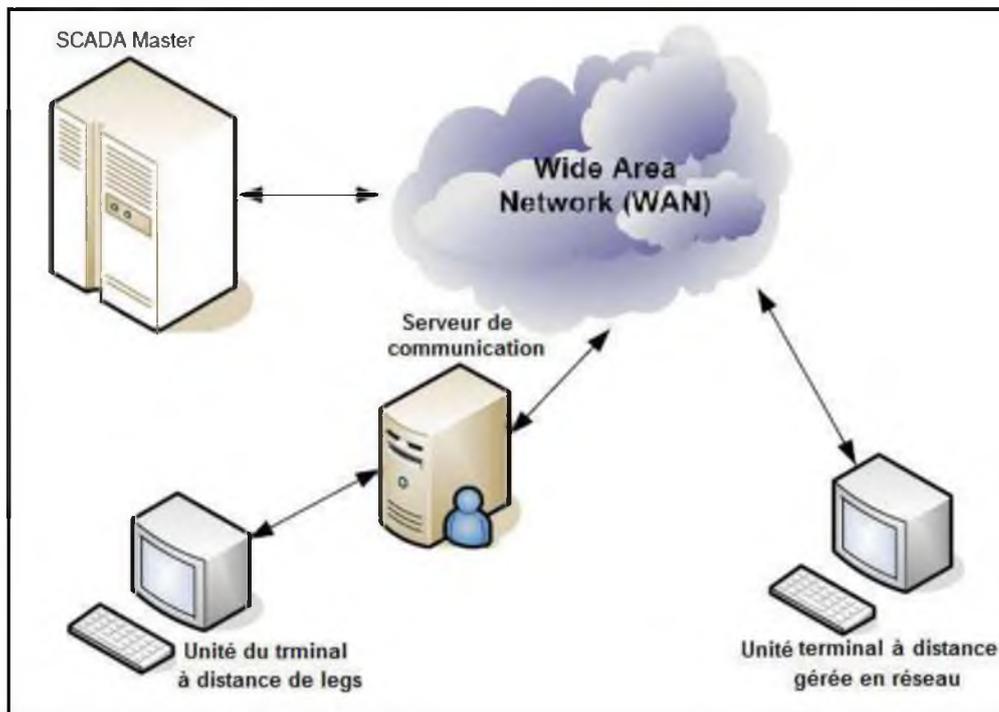


Fig III.8 : architecture SCADA de troisième génération.

III.6 L'interface Homme Machine (HMI) :

Le logiciel d'interface homme/Machine SCADA fournit à la fois des vues graphiques de l'état des terminaux à distance et leurs historiques d'alarmes. Il permet de visualiser l'ensemble des données du procédé et d'intervenir à distance sur les machines. Il génère des

rapports d'exploitation et de contrôle de données environnementales. Il archive la synthèse des données dans ses bases d'historiques.

Les fonctions principales d'un logiciel SCADA sont les actions suivantes :

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

En plus l'interface graphique doit faciliter aux opérateurs toute ces taches citées, l'HMI du SCADA est très important pour le bon déroulement de la procédure d'aide à la décision, il est le seul point d'interaction entre l'opérateur et les algorithmes d'aide à la décision, ainsi, il aide l'opérateur dans sa tâche d'interprétation et de prise de décision, en lui offrant une très bonne visibilité sur l'état et l'évolution de l'installation, avec l'affichage en différentes couleurs des résidus, des alarmes et des proposition sur l'action à entreprendre. [23], [25]

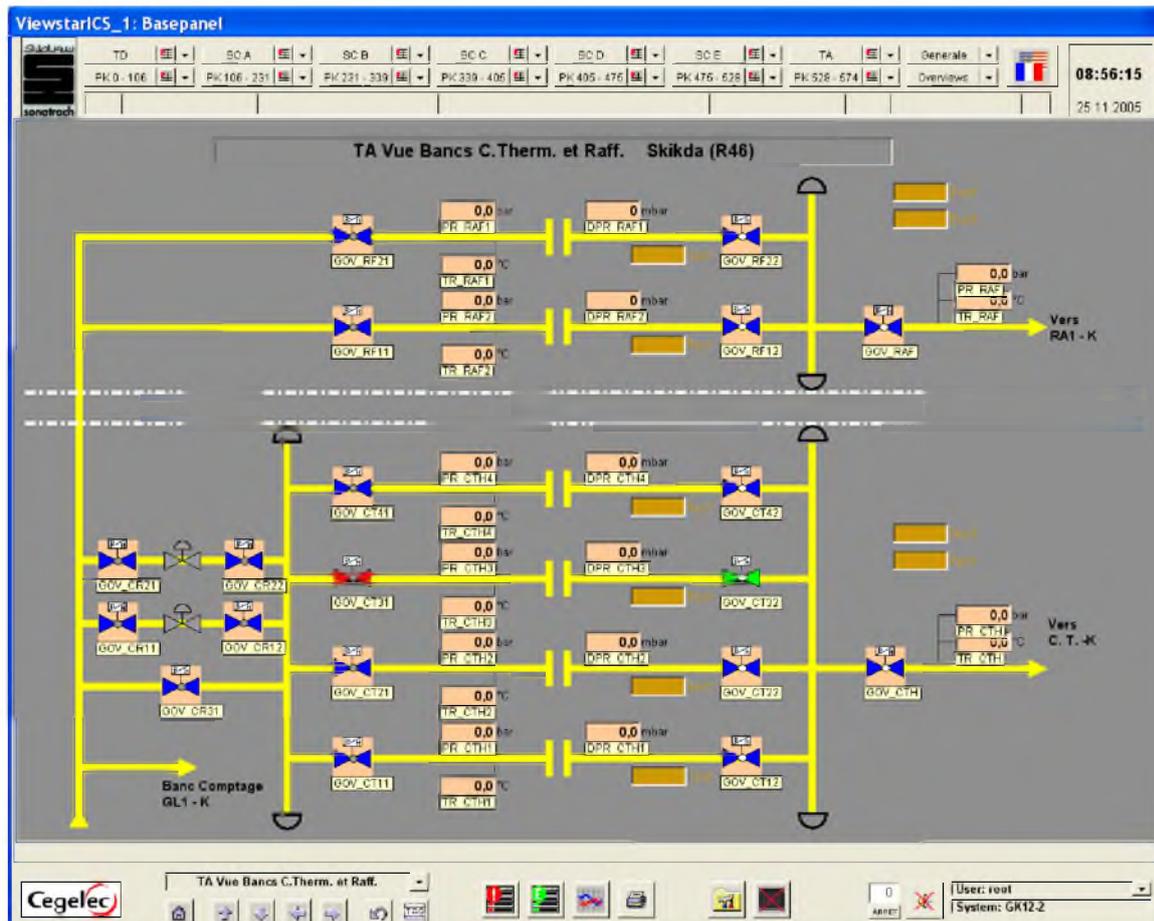


Fig III.9 : Exemple de logiciel SCADA

III.7 Avantages du SCADA :

Parmi les avantages du SCADA en retrouve :

1. Le suivi de près du système ; voire l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine.
2. Le contrôle et l'assurance que toutes les performances désirées sont atteintes ; de visualiser les performances désirées du système a chaque instant, et s'il y aurait une perte de performance, une alarme se déclenche d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.
3. Produire une alarme lorsqu'une faute se produit et visualise même la position où situe la faute et l'élément défectueux, ce qui facilite la tâche du diagnostic et de l'intervention de l'opérateur.
4. Donne plusieurs informations sur le système ainsi aide l'opérateur à prendre la bonne décision, et ne pas se tromper dans son intervention.

5. Diminue la tâche du personnel en les regroupant dans une salle commande.
6. Elimination ou réduction du nombre de visite aux sites éloignés; avec une interface graphique, on peut suivre l'état de l'installation à chaque instant, ainsi on n'aura pas besoin de faire des visites de contrôles [7], [8].

III.8 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons étudié le système SCADA en détaillant ses éléments en passant par les protocoles de communication les plus utilisés dans un tel système en terminant avec ses logiciels et ses avantages.

Le système SCADA est un outil qui permet de réaliser une supervision à distance, c'est-à-dire que l'installation à superviser pourrait se trouver à des milliers de kilomètres du poste de pilotage, ce type de supervision est très utile pour les industries à hauts risques, telles que les industries chimiques et nucléaires car il évite des pertes humaines si jamais un accident survient et aussi réduit énormément le nombre de visite au site.

Chapitre VI :

Simulation d'un Système

SCADA de Comptage

Avec LabVIEW

Chapitre VI :

La simulation d'un Système SCADA de comptage avec LabVIEW

VI.1 introduction :

La mesure et la détermination de la qualité et des quantités du Gaz Naturel livrées aux clients des gazoducs de la Région Transport Est de Skikda sont effectuées aux points des bancs de Comptage du terminal départ hassi R'mel, des postes de prélèvement gaz le long des gazoducs GK.1 & GK.2 et du terminal arrivée gaz Skikda.

La propriété du gaz passera du Transporteur aux clients aux points de livraison situé à chaque point de prélèvement gaz et à la sortie du terminal arrivée des gazoducs GK.1 & GK.2.

Dans ce chapitre on va simuler le système de supervision et de contrôle du comptage du Terminal arrivé Skikda avec le logiciel LabVIEW.

Le langage de programmation LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) est un environnement de programmation à caractère universel bien adapté pour la mesure, les tests, l'instrumentation et l'automatisation. C'est un programme dont le but est de contrôler et de commander des processus physiques allant du simple capteur ou de l'actionneur jusqu'à une chaîne de fabrication complète.

Le temps nécessaire à l'assemblage d'un système de mesure ou de contrôle/commande est en général négligeable par rapport à celui nécessaire à sa programmation en langage classique (C, Pascal,...). Les interfaces utilisateur développées avec ces langages, sont le plus souvent en langage texte dont il faut apprendre la syntaxe. Les utilisateurs peuvent avec LabVIEW avoir à la fois un outil intégré d'acquisition, d'analyse et de présentation des données. Le principal avantage est un gain de temps car ce langage graphique de

programmation est beaucoup plus naturel à mettre en œuvre. Il repose cependant sur les principes généraux de tout système programmé.

LabVIEW dispose d'un nombre important de fonctions graphiques préexistantes qui permettent facilement d'acquérir les données, les stocker, de les traiter et d'afficher les résultats.

VI.2 Le logiciel LabVIEW

VI.2.1 Introduction

LabVIEW est un langage de programmation graphique qui utilise des icônes, au lieu des lignes de textes utilisées en C par exemple, pour écrire des applications. A l'inverse d'un langage de programmation en ligne de texte où c'est la suite des instructions qui détermine l'exécution du programme. LabVIEW utilise la programmation par flux de données. C'est ce flux de données qui déterminera l'ordre d'exécution du programme.

Dans LabVIEW, on crée une interface utilisateur (face avant) en utilisant un ensemble d'outils et d'objets. L'interface utilisateur correspond à ce qui apparaîtra sur l'écran du PC en mode fonctionnement et qui permettra à l'utilisateur, soit de piloter le programme (donner des entrées), soit au programme d'afficher des informations (sorties). Le principal intérêt de LabVIEW est de permettre facilement de développer ces interfaces à l'aide de bibliothèques pré-existantes.

Le programme proprement dit est ajouté sur la face arrière. C'est un ensemble de codes utilisant un langage de programmation graphique qui permet de contrôler les objets de la face avant. Dans un certain sens, le diagramme se trouvant sur la face arrière ressemble à un flowchart.

VI.2.2 Notion de VI

Les programmes LabVIEW sont appelés instruments virtuels (Virtual Instruments en anglais) ou encore VI. Ceci est dû au fait que leur apparence et mode de fonctionnement ressemble à celui d'instruments physiques comme les oscilloscopes ou les multimètres par exemple. Chaque VI utilise des fonctions qui manipulent des entrées de la face utilisateur ou d'autres sources et affiche les résultats des traitements ou les enregistre dans des fichiers de résultat ou sur d'autres ordinateurs.

Un VI contient les 3 éléments suivants :

- Face avant (Front panel) —Sert d'interface utilisateur.
- Face arrière (Block diagram) —Contient le code source sous forme graphique qui définit les fonctionnalités du VI.
- Icône et pattes de connections—Identifie le VI de telle sorte que vous pouvez utiliser le VI dans un autre VI. Un Vi à l'intérieur d'un autre VI est appelé sous-VI. Un sous-VI correspond à une sous-routine (ou encore fonction) dans un langage de programmation textuel comme le C.

VI.2.3 Face avant :

La face avant est l'interface utilisateur du VI. On crée la face avant avec les contrôles (entrées) et les indicateurs (sorties) qui sont les entrées et les sorties du VI qui vont interagir avec l'utilisateur.

Les contrôles peuvent être des interrupteurs, des boutons poussoir, des boîtes de dialogue, et d'autres composants d'entrée. Les indicateurs sont des graphiques, des LEDs et d'autres systèmes d'affichage. Les contrôles simulent des composants d'entrées qui fournissent au diagramme du VI des données. Les indicateurs simulent des instruments de sortie qui affichent des données qui ont été acquises par le diagramme ou qui ont été générées.

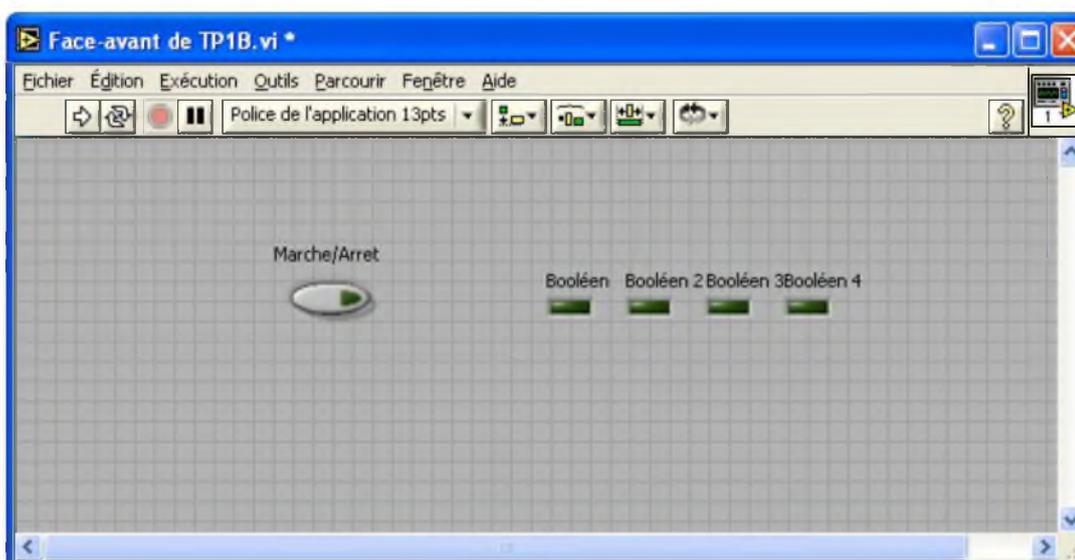


Fig VI.1 Face avant

VI.2.3 Face arrière (Diagramme block)

Après avoir réalisé la face avant, On ajoute du code en utilisant des représentations graphiques de fonctions pour contrôler les objets situés en face avant. Le diagramme de la face arrière va comporter le code source sous forme de graphique. Les objets de la face avant apparaîtront comme des terminaux (d'entrée ou de sortie) du diagramme.

En plus, le diagramme va pouvoir contenir des fonctions et des structures qui sont fournies dans les bibliothèques de VI de LabVIEW. Des fils vont connecter chacun des nœuds du diagramme en incluant les contrôles et les indicateurs, les fonctions et les structures.

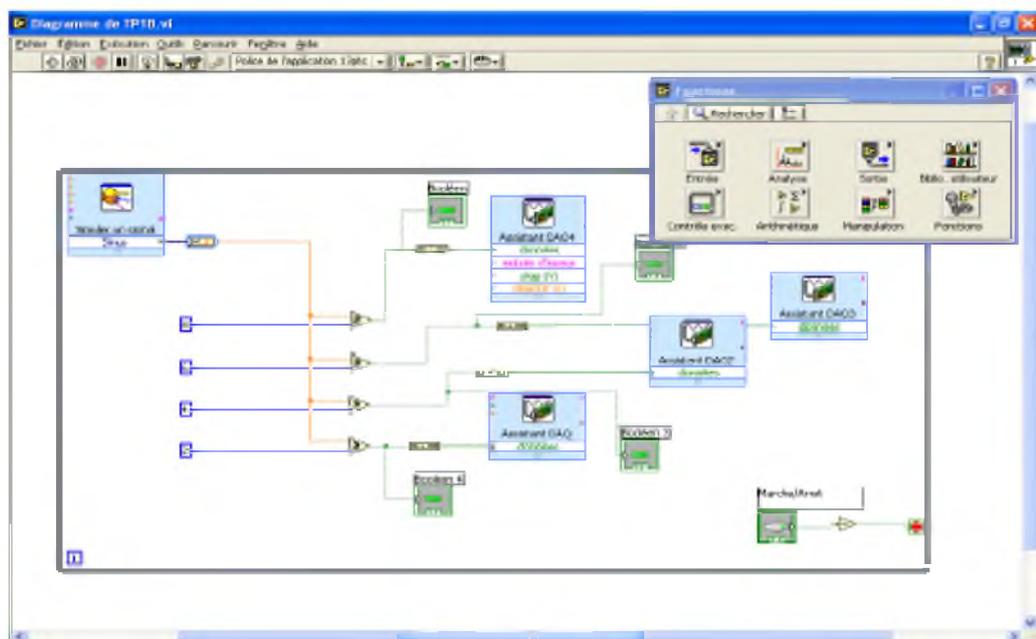
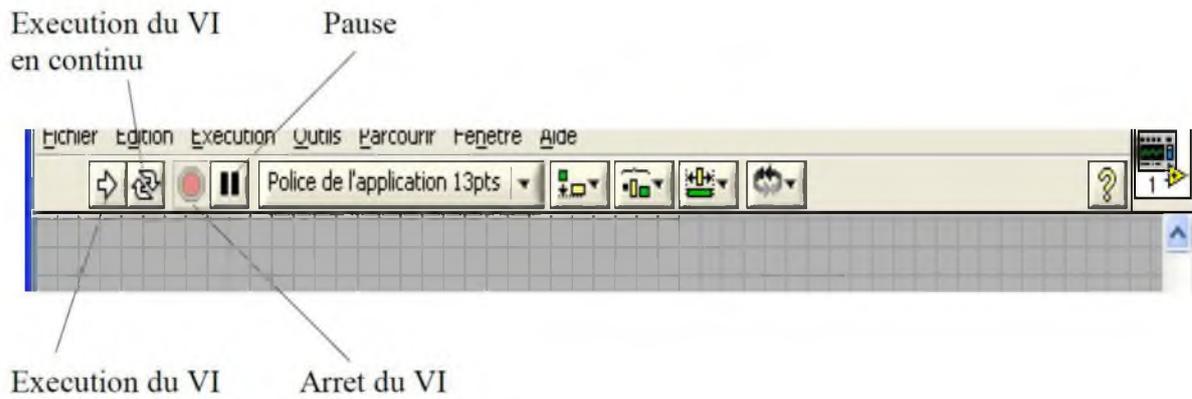


Fig VI.2 Face arrière

VI.2.4 Barres d'outils et palettes

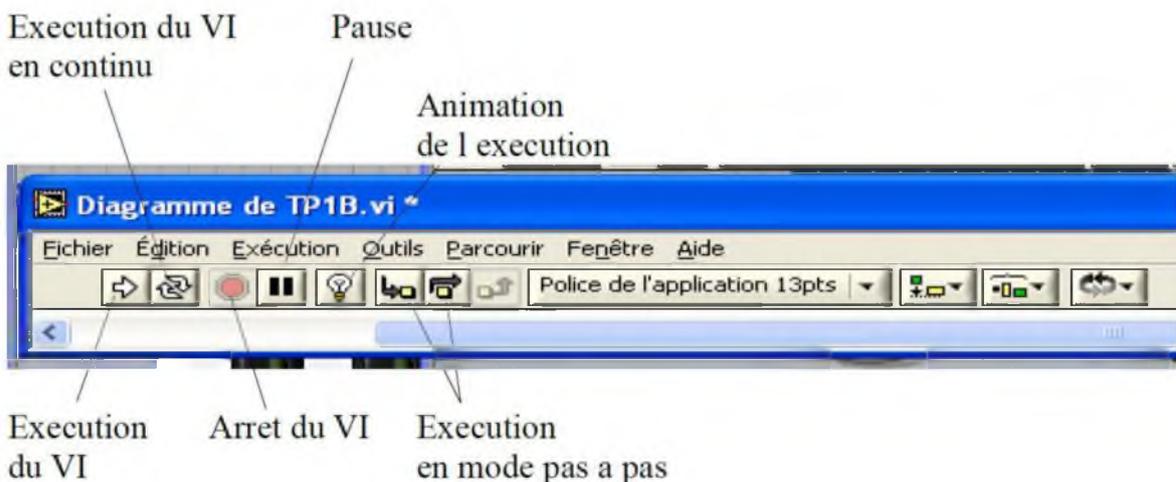
VI.2.4.1 Barre d'outils de la face avant

La barre d'outils donne accès aux outils d'exécution et de présentation du programme.



VI.2.4.1 Barre d'outil du diagramme

La barre d'outils donne accès aux outils d'exécution et de présentation du programme.



VI.2.4.3 Les palettes LabVIEW

Les palettes LabVIEW vous fournissent les outils qui vous permettront de créer et d'éditer la face avant ou le diagramme de la face arrière.

La palette Outils est disponible aussi bien sur la face avant que la face arrière. Un outil est un mode de fonctionnement spécial du curseur de la souris. Quand vous sélectionnez un outil, le curseur de la souris se modifie.



Fig VI.4 La palette Outils.

Si la sélection automatique des outils est autorisée et que vous déplacez la souris au-dessus d'objets des faces avant ou arrière, LabVIEW sélectionnera automatiquement l'outil adéquat de la palette.

La palette Commande est uniquement accessible depuis la face avant. La palette Commande contient les contrôles et les indicateurs que vous pouvez utiliser pour créer la face avant. Sélectionner Fenêtre» Palette Commande ou faites un clic droit sur la fenêtre de travail de la face avant pour faire s'afficher la palette Commande. Vous pouvez placer celle-ci n'importe où sur l'écran.

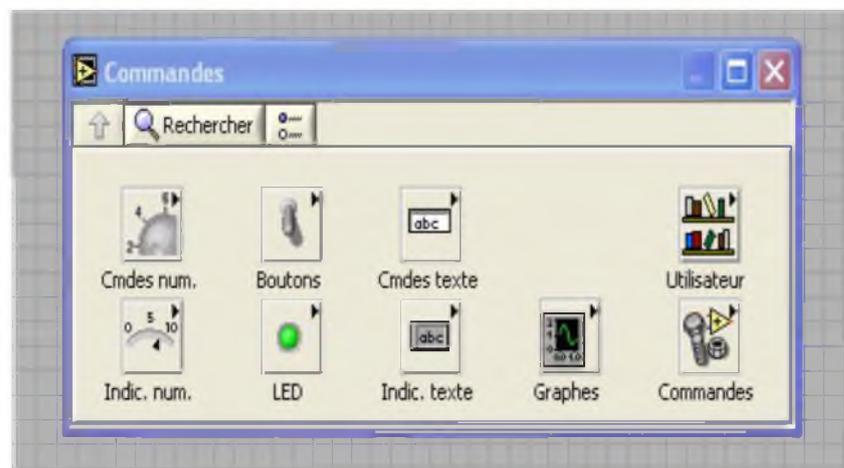


Fig VI.5 La palette Commande

Il existe déjà un ensemble de composants déjà créés pour vous permettre de réaliser facilement une interface utilisateur.

La palette Fonctions est seulement accessible sur la face arrière. La palette Fonctions contient les Vis et les fonctions que vous pouvez utiliser pour créer le diagramme de la face arrière. Sélectionnez Fenêtre» Palette Fonctions ou faites un click droit sur la fenêtre du diagramme pour afficher la palette Fonctions. Vous pouvez placer la palette Fonctions n'importe où sur l'écran.



Fig VI.5 La palette Fonctions

En bas, à droite, le bouton Fonctions vous donne accès à l'intégralité de la palette.

C'est ici que vont se trouver l'ensemble des fonctions qui ont déjà été pré-écrites sous Labview, mais vous pourrez également y trouver celles que vous créerez par la suite.

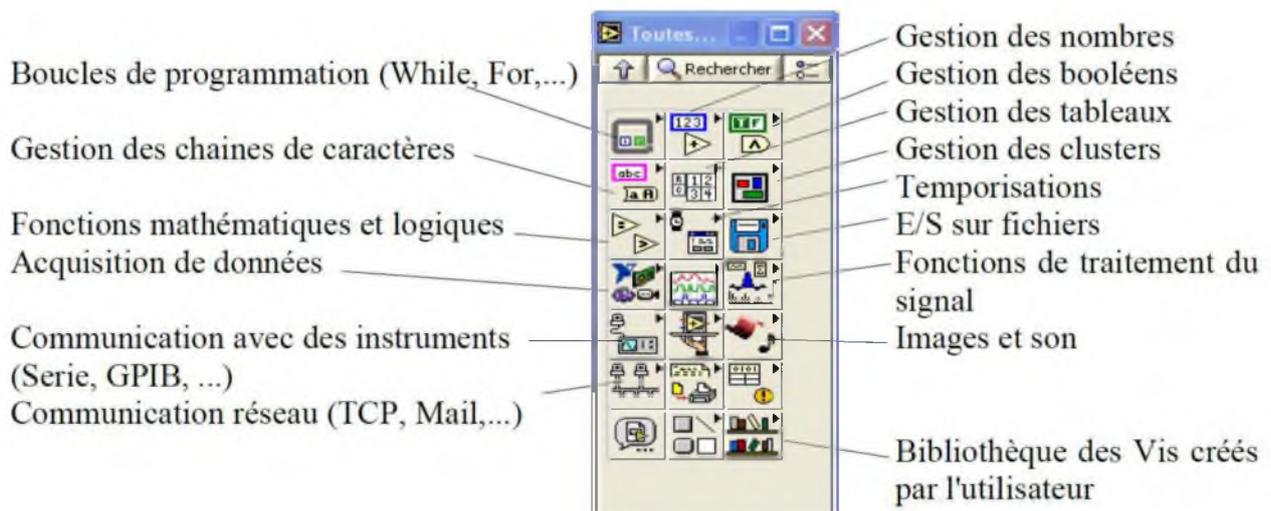


Fig VI.6 l'intégralité de la palette

La bibliothèque des fonctions existant sous LabVIEW est assez fournie. Notamment elle est importante pour tout ce qui concerne la gestion des E/S sur fichiers et les communications du PC avec son environnement. De nombreux outils de traitement des données existent également. N'hésitez pas à rechercher d'abord si elles n'existent pas avant de vous lancer dans votre programme.

VI.3 Comptage du gaz naturel :

Le comptage transactionnel est l'opération par laquelle s'établit le calcul des quantités de gaz livrées selon les spécifications arrêtées conjointement avec le client, c'est la gestion de la livraison d'un produit par un contrat ou manuel opératoire.

Le comptage transactionnel obéit à des normes internationales (certifications du système, normes de calcul de débit et normes pour le contrôle de qualité).

VI.3.1 Système de comptage du Terminal Arrivé Skikda :

Le système concerné est dédié à la télégestion de la distribution et le comptage au niveau des bancs de comptage des deux gazoducs GK1 et GK2, la distribution du est gaz se fait à la demande des clients de la région EST Skikda au niveau du Terminal arrivée TA comme le montre le schéma suivant :

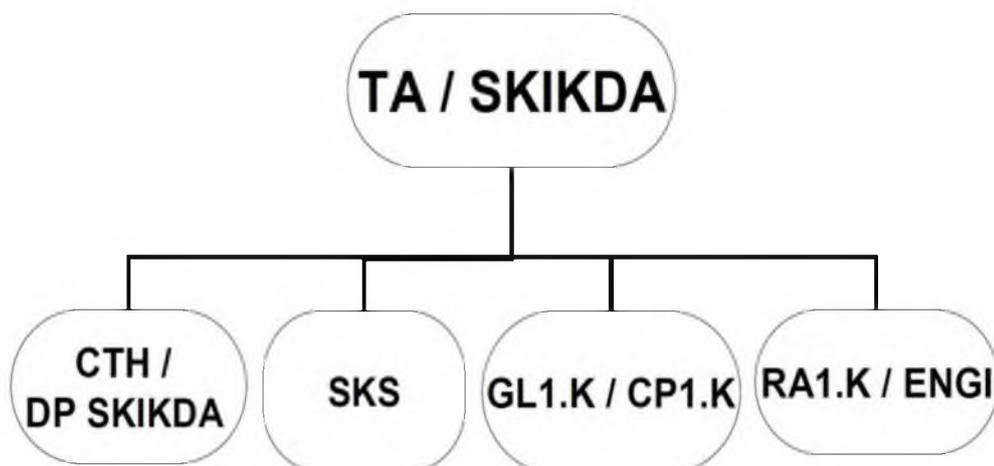


Fig VI.7 Les Clients de la Région EST Skikda

Le terminal arrivée est composé de 2 rampes de comptage de 8 pouces pour le complexe RA.1-K, 4 rampes de comptage de 12 pouces pour la centrale thermique CTH et 7

rampes de comptage de 20 pouces plus une rampe de 6 pouces pour le complexe GL.1-K comme le montre le P&ID suivant :



Fig VI.8 P&ID du Terminal Arrivée Skikda

Dans notre étude on s'intéressera au banc de comptage GL.1-K.

VI.3.2 banc de comptage GL.1-K :

Le banc de comptage GL.1-K est composé de :

- 7 Rampes comptage diamètre \varnothing 20" à diaphragme.
- 1 Rampe de comptage faible débit diamètre \varnothing 6" à turbine
- 2 Calculateurs Floboss S 600
- Double instrumentation (Transmetteur de pression différentielle / Impulsion DP, Transmetteur de pression P et Transmetteur de Température T°)

VI.3.3 Principe de fonctionnement:

Elle est composée de une vanne manuelle en amont, un redresseur de fluide une porte d'orifice Daniel Senior comme le montre la figure VI.9, une vanne d'isolement manuelle son principe de fonctionnement est de créer au sein de la canalisation une restriction localisée de la section (ou constriction) qui engendrera une différence de pression statique dont la mesure nous permettra d'en déduire le débit.



Fig VI.9 Porte d'orifice Daniel Senior

VI.3.4 Equation de base:

L'équation de base du calcul du débit est la suivante :

$$Q_m = \frac{c}{\sqrt{1 - \beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2DP \cdot \rho}$$

- ✓ Q_m : Débit massique.
- ✓ c : Coefficient de décharge.
- ✓ ε : Coefficient de détente.
- ✓ d : Diamètre de l'orifice.
- ✓ DP : Pression différentielle.
- ✓ ρ = masse volumique.

Avec :

$$Q_v = Q_m / \rho$$

VI.4 La Simulation

Avec le logiciel LabVIEW on va simuler un Système SCADA qui contrôle et supervise la distribution et La mesure et la détermination de la qualité et des quantités du Gaz Naturel livrées.

VI.4.1 Valeurs de simulation

On va simuler le système qui gère les 7 rampes de comptage du GL.1-k avec l'équation de base déjà mentionner et les données de simulation suivantes :

	Paramètre	Valeur de la consigne	Unité
01	Pression différentielle théorique	150	mbar
02	Pression théorique	42	Bar
03	Température théorique	30	°C
04	Débit théorique	181354,60	m3

Tab VI.10 Valeurs de simulation

En utilisant ces données théoriques avec LabVIEW on a pu simuler le système de comptage du gaz avec la création d'une interface graphique utilisateur, en plus on a ajouté la fonctionnalité de l'insertion et la désinsertion des vannes aval.

IV.4.2 Fonctionnalité du système :

- Calcul le débit volumique instantané total.
- Calcul le débit volumique instantané de chaque rampes.
- Affiche la pression différentielle.
- Affiche la pression aux niveaux des rampes.
- Déclenche une alarme et ouvre les soupapes dans des cas définis de danger.
- Donne un accès pour arrêter le système manuellement.
- Dessine des graphes qui montrent le débit volumique instantané.
- Commande l'ouverture automatique des vannes avals.

IV.4.3 Synoptique du programme simulé :

L'interface utilisateur qui permet la supervision et le suivi des opérations de distribution du gaz naturel.



Fig VI.11 Synoptique du système SCADA simulé

Conclusion :

Dans ce chapitre on a pu savoir comment le comptage du gaz naturel se fait au niveau de la Région Transport Est Skikda du coup on a réalisé une simulation d'un système SCADA avec LabVIEW et on a pu apprécier ces fonction qui son dédié à ce genre de programmation et spécialement la simulation des systèmes SCADA

Conclusion générale

Le transport des hydrocarbures est l'un des activités industrielles les plus critiques. Vu leurs l'importance, l'homme n'a pas cessé de développer la manière de sa gestion et exploitation de cette dernière

Au cours de ce travail, nous avons étudié et évalué la possibilité et les apports d'une Télégestion du transport du gaz naturel. Dans cette étude nous avons pris comme exemple le comptage et la commande des vannes de banc de comptage, afin d'étudier l'impact de l'utilisation de les technologies et plus précisément le logiciel LabVIEW qui assure la télégestion des procédés.

On a utilisé LabVIEW une utilisation académique afin d'apprécier ses fonctionnalités dans la supervision, la commande, l'analyse de données et il s'est avéré un outil très puissant.

La télégestion est une discipline qui dépend essentiellement de l'automatique, l'électronique, l'informatique et des télécommunications. Elle permet d'assurer le bon fonctionnement des installations industrielles géographiquement réparties en garantissant entre autres sa sécurité, sa surveillance et le contrôle et commande locale et à distance ...etc

La simulation du système de comptage et la conception d'une HMI, malgré un nombre relativement élevé des variables pertinentes (entrées, sorties et alarmes), a pu fonctionner correctement.

[1]. Technical manual supervisory control and data acquisition (scada) systems for command, control, communications, computer, intelligence, surveillance, and reconnaissance (c4isr) facilities, headquarters, department of the army.

[2]. NGUYEN Xuan Hung. " Réseaux de Communication et Applications de Contrôle-Commande",Thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse (INSA Toulouse),décembre 2000.

[3]. J. Baillieul ET P.J. Antsaklis. "Control and Communication Challenges in Networked Real-Time Systems". Proceedings of the IEEE, vol. 95, no. 1, January 2007.

[4]. Imen Dilaneh, " étude de la commande et de l'observation a distance de systèmes", thèse Doctorat, université de Cergy Pontoise. Novembre 2009

[5]. Walsh G,C., Ye,H., et Buchnel,L. "stability analysis of network control system" .proceedings of American control conference ,4,2876,2880, (1999)

[6]. Farhat binighil, université d'Annaba-licence Automatique " les réseaux locaux industriel ", (2007).

[7]. Ikhlef Boualem «contribution à l'étude de supervision industrielle automatique dans un environnement SCADA » mémoire magistère université M'HAMED BOUGARA de BOUMERDES 2009.

[8]. «Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems»,National Communications System, Technical Information Buletin 04-1 Octobre 2004.

[9]. Keith Stouffer, Joe Falco, Karen Kent «Guide to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Industrial Control Systems Security» NIST Special Publication 800-82.

[10]. David Bailey,Edwin wright «Practical SCADA for Industry», Edition Newnes 2003.

[11]. Ronald L. Krutz «Securing SCADA Systems», Edition Wiley Publishing, Inc 2006.

[12]. John Park, Steve Mackay «Practical Data Acquisition for Instrumentation and Control Systems», Edition Newnes 2003.

[13]. Gordon Clarke, Deon Reynders, Edwin Wright «Practical Modern SCADA Protocols», Edition Newnes 2004.

[14]. John Park, Steve Mackay, Edwin Wright «Practical Data Communications for Instrumentation and Control», Edition Newnes 2003.

[15]. John Park, Steve Mackay, Edwin wright, Deon Reynders «Practical Industrial Data Networks», Edition Newnes 2003