REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de Technologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Automatique et système

Spécialité : Automatique et système

Etude et adaptation des boucles de régulation des chaudières au niveau de la raffinerie d'Alger pour le fonctionnement en gaz naturelle

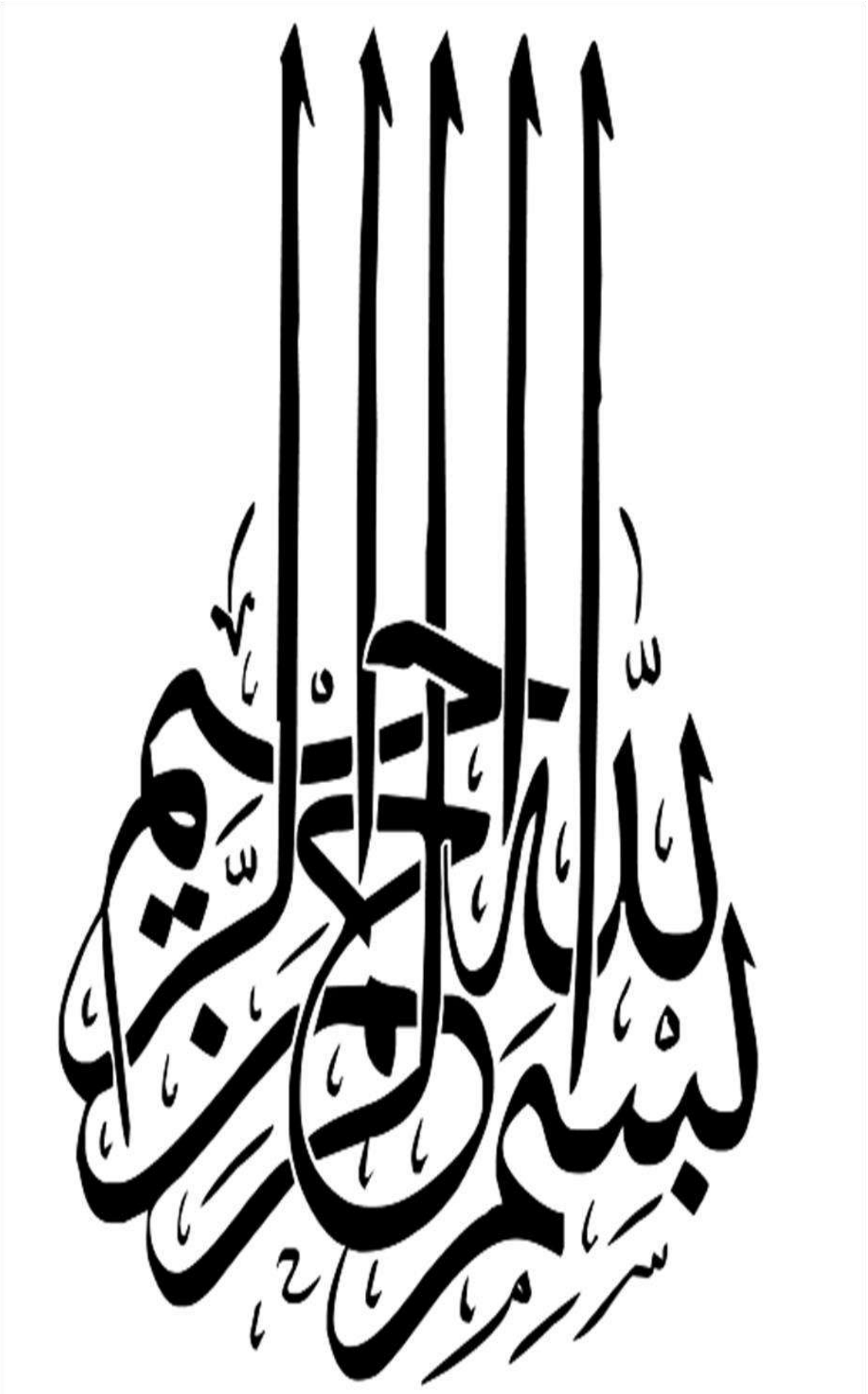
Proposé et Dirigé par :

- KHERKHAR Abdelkrim
- KADDOUR Benyoucef
- TAKDJOUT Amine (Ingénieur Sonatrach)

Présenté par :

- ✓ KHEMOUCHE Mohamed
- ✓ SILIMI Yaagoub

Promotion 2022


بسم الله الرحمن الرحيم

Remerciement

Nous tenons tout d’abord à remercier Allah qui nous a donné Tout Puissant, Pour le courage et la patience qu’il nous a donnée pour Réaliser ce modeste travail.

On remercie MR. KHERKHEAR Abdelkrim et MR. KADDOUR Benyoucef pour son encadrement, son aide et surtout pour tous ses conseils précieux.

Nous remercions chaleureusement les membres du jury pour l’honneur Qu’ils nous ont fait en acceptent d’évaluer notre projet.

Nos remerciements les plus respectueux et anticipes vont aussi à notre encadreur MR. TAKDJOUT Amine et TLIBA Safa et SAFI Roudoine et Fteh qui a été à la hauteur de sa noble tâche,

Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux conseils, pour son esprit d’ouverture et sa disponibilité Et son encadrement durant toute la période de stage.

Nous n’oublions pas dans nos remerciements à tous les membres de SONATRACH de la raffinerie d’Alger et spécialement la service de SNCC de maintenance qui a bien voulu mettre à notre disposition leur matériel et documentation, et leurs judicieux conseils pendant toute la durée de stage, et à tous que nos n’ai pas cité et qui sont présent dans nos pensées. Nos sincères remerciements.

Nous exprimons aussi nos remerciements à nos collègues et nos proches.

Nous remercions également tous les enseignants qui ont contribués à notre formation durant notre cursus universitaire.

Enfin, nous ne saurions oublier de trop remercier nos familles pour leur soutien le long de ce parcours.

Merci à toutes et à tous

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents qui m'ont beaucoup aidé et qui se sont sacrifiés pour mon bien et qui m'ont encouragé et soutenu tout au long de ma vie et durant mes études.

A mes chères sœurs et leurs enfants et tous les membres de leurs familles.

A mon cher binôme Yaagoub et toute sa famille.

A mes camarades, mes amis, ainsi qu'à tous ceux qui ont

A contribué directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.

A toute l'équipe de Sonatrach à la raffinerie d'Alger

A tous ceux qui nous sont chers

KHEMOUCHE Mohamed

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents qui m'ont beaucoup aidé et qui se sont sacrifiés pour mon bien et qui m'ont encouragé et soutenu le long de ma vie et durant mon cursus.

A ma chère femme et mes chères filles

A mes chers frères, A mes chères sœurs, ses enfants et toute sa famille.

A mon cher binôme Mohamed, et toute sa famille.

A mes camarades, et amis, ainsi que tous ceux qui ont

Contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

A tous l'équipe Sonatrach de la raffinerie d'Alger

A tous ceux qui nous sont chères

SILIMI Yaagoub

الملخص

الهدف من عملنا هو دراسة وتكييف حلقات تنظيم الغلايات على مستوى مصفاة سوناطراك الجزائر لتشغيلها بالغاز الطبيعي. لذلك نقوم بإنشاء برنامج يسمح بالانتقال الآلي من الغاز المعالج إلى الغاز الطبيعي بواسطة نظام التحكم الموزع فوكسبورو.

الكلمات الدالة

حلقة التحكم , نظام تحكم الموزع ,غلايات

Abstract

The objective of Our Works is the Study and adaptation of the regulation loups of the boilers at. the level of the refinery of Algiers for the operation in Natural gaz. creates an automatic changeover program between process gas, natural gas, with an DCS (Distributed control system) based on FOXBORO I/A's DCS.

Key words :

DCS FOXBORO, control loop. des Chaudière

Résumé

L’objectif de notre travail est l’Etude et adaptation des boucles de régulation des chaudières au niveau de la raffinerie d’Alger pour le fonctionnement en gaz naturelle. Créer un programme de basculement automatique entre gaz process, gaz naturel, avec un système de contrôle commande SNCC (système numérique contrôle commande) à base du DCS de FOXBORO I/A.

Mots clés :

DCS FOXBORO, boucle de régulation, chaudières.

Table de matière

Introduction Générale…….. 1

Chapitre I : Présentation de la raffinerie d'Alger

I.1.Historique…….. 3

I.2.Localisation Géographique de La raffinerie…….. 3

I.3.U100 - UNITÉ DE DISTILLATION ATMOSPHÉRIQUE……..... 4

I.4.UNITÉ USINE GAZ - U300……. 6

I.5. Unités MS Block……. 6

I.5.1.U500 – UNITÉ D'HYDROTRAITEMENT DE NAPHTA (NHT)…… 6

I5.2.U510- Unité d'isomérisation de naphta léger (ISOM)…… 7

I.5.3.U520 – Unité CCR de reformage du naphta (CCR)……..... 7

I.6.U530 – Unité de craquage catalytique de fluide résiduel (RFCC) ……... 8

I.7.Eau déminéralisée (U720)…… 9

I.8.Unité de vapeur et d'eau d'alimentation de chaudière, nouvelle et existante (u751/ u750)…… 9

I.9.Système d'air comprimé nouveau et actuel (u781/u780)……..... 10

I.10.Système d'azote (U810)……. 11

I.11.Conclusion…….. 13

Chapitre II : La chaudière et système de régulation

II.1.Introduction……..... 15

II.2.Chaudière a vapeur…….. 15

II.2.1. ROLE DE Chaudières …….. 17

II.2.2. Bac d'eau…… 17

II.2.3. Remplissage de la chaudière……. 18

II.2.4. Surchauffeur……... 18

II.2.5. Désurchauffeur……... 18

II.2.6. Bruleur……..... 18

II.3.Contrôle de la chaudière à vapeur …….. 19

II.4.Le système de régulation……..... 22

II.4.1.Boucle de Régulation……. 23

II.4.1Capteur……... 24

II.4.2Transmetteur…….. 24

II.4.3. Le Capteur Transmetteur……..... 26

II.5.Les principaux paramètres suivis sont généralement……..... 27

II.5.1.Les pressions……..... 27

II.5.2.Les débits…… 27

II.5.3.Les températures……... 28

II.6.Les actionneurs pour l'allumage de la chaudière……... 29

II.7.Conclusion……..... 30

Chapitre III : Le système de contrôle commande

III.1.Introduction……... 32

III.2.Systéme de contrôle distribue (DCS)……... 34

III.2.1.Définition…… 34

III.2.2.Les caractéristiques du système DCS……... 34

III.2.3.Mission d'un système DCS…… 33

III.2.4.Principales fonctions de base d'un système DCS…… 36

III.2.5.Architecture du DCS……. 36

III.3.DCS I/A Séries (Intelligent/ Automation) de FOXBORO…….. 37

III.3.1.Historique de la sosiété FOXBORO……. 37

III.3.2.Aspect hardware du DCS SERIE I/A……..... 38

III.3.2.1. Le processeur de contrôle CP…… 38

III.3.2.2. Le module d'entré/sortie FBM (Field Bus Module)……. 39

III.3.2.3.Processeur de communication……. 39

III.3.3.Description Logiciel/Software Foxboro……. 39

III.3.3.1. Logiciel FoxView……. 39

III.3.3.2. Logoiciel FoxDraw……. 40

III.3.3.3. Logiciel fox Select…… 40

III.3.3.4 ARCHESTRA IDE……..... 41

III.3.3.5. Le bloc Advanced Calculateur…….. 41

III.4. BMS ……. 42

III.4.Conclusion…….. 44

Chapitre IV : Solution proposée et résultats

IV.1.Introduction…… 46

IV.2Courbe…… 46

IV.3. Discussion des courbes ……..……..... 47

IV.4.Affiche le fiche technique……..... 47

IV.5. Calcule des parameter …… 48

IV.6.Implémentation des nouveaux paramètres et du Switch de sélection…….. 49

IV.8.Fonctionnement du switch ……... 53

IV.9.Les résulta…….…….. 53

IV.10.Conclusion……..... 54

Conclusion Générale……. 55

Références bibliographies……. 56

Annexe ……... 57

Table des figures

Figure I.1 : Vue Aérienne de la Raffinerie d'Alger…….. 4

Figure I.2 : Schéma simplifié des flux…… 6

Figure I.3 : Système d'azote (U810)……. 11

Figure II.1: chaudière industrielle……. 15

Figure II.2: Schéma de fonctionnement chaudière a vapeur ……. 16

Figure II.3: réservoir de stockage…….. 17

Figure II.4 : Bruleur…… 19

Figure II .5 boiler firing demande…… 19

Figure II .6 : Total fuel Demand……... 20

Figure II .7 : de'bit D'air De Combustion……..... 21

Figure II .8: de'bit De Gaz Carburant ……. 22

Figure II . 9 : Boucle de régulation analogique classique……... 23

Figure II .10 : Boucle de régulation par S.N.C.C……. 23

Figure II.11 : capteur…….. 24

Figure II.5 : Schéma générale d'un transmetteur…… 24

Figure II.6 : Exemple de Transmetteur……. 25

Figure II.7 : Éléments constituants de transmetteur…… 25

Figure II.15: Capteur et transmetteur en situations…… 26

Figure II.16:Transmetteurs de pression différentielle……. 27

Figure II.17 : débitmètre a effet vortex…….. 28

Figure II.18: Transmetteur de température……. 29
Figure II.19:Éléments de construction d'une vanne automatique…….. 29
Figure III.1 : Zone variation et les systèmes intervenant…… 33
Figure III.2: Architecture générale du DCS …… 37
Figure III.3: Module CP……. 38
Figure III.4: Module FBM ……. 39
Figure III.5: FoxDraw……. 40
Figure III.6: fox Select…… 41
Figure III .7 : CLACA Block I/O Diagramme ……. 42
Figure III .8 : TRICONEX……... 43
Figure IV.1: Debit FG MS-BLOCK 46
Figure IV.2: demande d'allumage de la chaudière …… 46
Figure IV.3:Boucle Doxygene……. 46
Figure IV.4: Boucle D'aire……. 47
Figure IV.5: Boucle de Gaz…… 47
Figure IV.6: Pression Ballon D01……. 47
Figure IV.7: Débitmètres Vortex Fiche Technique…… 48
Figure IV.8: Nouvelle Stratégie……..... 50
Figure IV.9: Editeur Logique Bloc CALCA Sélecteur (GN-GP) …… 50
Figure IV.10: Registres De Mémoire Sélecteur…… 51
Figure IV.11: Bloc CALCA sélecteur entre le coefficient K a 110%..... 51
Figure IV.12: EDITEUR LOGIQUE DE RI01(Bloc CALCA HYX1001)……. 52
Figure IV.13: REGISTRES DE MÉMOIRÉ (coefficient K a 110%)……. 52
Figure IV.14: Chaudière gaz process en auto…… 53
Figure IV.15: 2 chaudières gaz naturel manialle…… 53

Figure IV.16: 3 chaudière gaz naturel en auto……. 54

Liste des abréviations

U	Unite
ADU	Unite de distillation atmosphérique
RA1G	La raffinerie side arsine Alger
ISOM	Unite d'isomérisation de naphta Léger
CCR	Unité de reformage du naphta
RFCC	Unité de craquage catalytique de fluide résiduel
GTG	Gas Turbine Generator
STG	Steam Turbine Generator,
NHT	Naphta
B	Bac
BP	Base pression
C	Colone
D	Ballon
E	Echangeur
P	Pompe
F	Four
HP	Haute pression
CP	Control Processor
DCS	Système de control distribué
SNCC	Système numérique de contrôle-commande
ESD	Emergyency shot Down

BMS	Burner management system
DM	Display Manager
FBM	Field Bus Module
I/A	Intelligent Automation
I/O	Inputs/Outputs
PID	Régulateur Proportionnel Intégral Dérivé
RL	Réseau Local
TOR	Tout Ou Rien
V	Ballon(vessel)
L	Level (Nveau)
T	Temperature
F	Flow (débit)
P	Pressure (pression)

Introduction Générale

Les productions de vapeurs ou d'eau chaude occupent une place dominante dans les activités industrielles, le principe est de chauffer de l'eau et produire de la vapeur, l'énergie thermique peut-être produite de diverses manières soit par l'électricité effet Joules, par combustion solide, liquide ou gazeuse.

La chaudière est un nom de sens féminin désignant un appareil où l'eau est transformée en vapeur afin de produire une énergie thermique et répandre de la chaleur.

Chaudière : désigne un appareil (voir une installation industrielle, selon sa puissance) permettant de transférer en continu de l'énergie thermique à un fluide caloporteur (le plus généralement de l'eau).

L'énergie thermique transférée (source de chaleur) peut être soit la chaleur dégagée par La combustion (de charbon, de fioul, de gaz, de bois, de déchets, etc.), soit la chaleur contenue dans un autre fluide (chaudière de récupération sur gaz de combustion ou gaz de procédés chimiques, chaudière « nucléaire » recevant la chaleur du circuit primaire, etc.), soit encore d'autres sources de chaleur (chaudières électriques, par exemple). Les chaudières sont aussi bien des systèmes industriels que domestiques.

À l'intérieur de la chaudière, ce fluide caloporteur peut être soit uniquement chauffé (c'est-à-dire qu'il reste en phase liquide), soit chauffé et vaporisé, soit chauffé, vaporisé puis surchauffé (passage de la phase liquide à la phase gazeuse).

Problématique :

Les chaudières au niveau de la raffinerie d'Alger fonctionnent avec du gaz process, dans certains cas, elles peuvent fonctionner avec du gaz naturel, lors du basculement entre gaz process vers gaz naturel des problèmes se manifestes liste ci-dessous :

- Risque élevée d'arrêt des chaudières causées par le changement de la nature de gaz,
- Impossibilité de mettre les chaudières en mode automatique avec du gaz naturel,

Objectifs du sujet :

- Adaptée les boucles de régulation pour le fonctionnement avec du gaz naturel,
- Mise en place d'un système de basculement automatique entre gaz process, gaz naturel,

Chapitre I :

Aperçu sur la Raffinerie d'Alger



I.1. Historique :

La raffinerie d'Alger est une unité de traitement et de raffinage du pétrole brut ; elle a été construite en 1960 par une société nommée << FOSTER WHEELER ».

Le démarrage de cette dernière a eu lieu le 1964, et le complexe a coûté 27 milliards de centimes.

Elle a pour but de traiter le brut de HASSI MESSAOUD ainsi que les condensats de HASSI R'MEL, et cela afin de satisfaire la consommation croissante en carburant du marché national.

Depuis le 10 janvier 1964 jusqu'à 1971, la raffinerie était alimentée par tankers du port pétrolier de BEJAIA et le port pétrolier d'Alger et ensuite par pipe de diamètre égale à 26 " jusqu'au parc de stockage. A partie de 1979, un piquage de BENI-MANSOR à partir de la pipe de diamètre à 24 " reliant HMD/BEJAIA a été opéré, un Oléoduc de diamètre à 16" d'une longueur de 131 Km jusqu' à la raffinerie, avec un débit de 500 m^3 permet l'alimentation direct de la raffinerie

Après une dizaine d'années d'exploitation basées sur la régulation et le contrôle pneumatique, un besoin de rénovation s'est fait ressentir surtout après que plusieurs problèmes d'exploitation se sont posés. Ces problèmes étaient dus essentiellement à l'état de dégradation de l'instrumentation mise en place.

Effectivement **80%** de l'instrumentation de tableau de contrôle était pneumatique, ces instruments étaient devenus obsolètes, et leurs pièces de rechange très coûteuses.

Pour réaliser les objectifs de fiabilité, flexibilité et de maintenabilité, il était indispensable que les systèmes de régulation et de contrôle soient d'actualité.

De ce fait, la solution la plus rentable consistait au remplacement de l'instrumentation pneumatique par un système à base de microprocesseurs appelé **« SYSTEME DCS»**.

I.2.Localisation Géographique de La raffinerie :

La raffinerie est située à 5km au sud de la ville d'EL-HARRACH et à 20 km de la capitale ALGER au lieu-dit : SIDI ARCINE, et elle occupe une superficie de 182 hectares



Figure I.1 : Vue d'ensemble de la Raffinerie d'Alger

I.3. UNITÉ DE DISTILLATION ATMOSPHÉRIQUE- U100

L'objectif de l'ADU (unité de distillation atmosphérique) est la séparation primaire du pétrole brut afin de produire des mélanges directs de distillats (après procédés de traitement appropriés en aval) et des produits d'alimentation pour d'autres unités de traitement en aval.

L'alimentation en pétrole brut est préchauffée par rapport au produit et à des reflux circulants avant un premier fractionnement dans la colonne de pré vaporisation.

Une colonne de pré vaporisation permet de séparer le naphta non stabilisé du brut pré vaporisé.

Le brut pré vaporisé est ensuite acheminé vers un autre train de préchauffage par rapport au produit et à des reflux circulants avant de passer dans un réchauffeur.

Le fractionnement du brut pré vaporisé est réalisé dans la colonne de brut et dans des rectificateurs à flux latéral associés. Le naphta non stabilisé issu de la colonne de pré vaporisation est ensuite traité dans le début aniser.

Les produits sont refroidis et transférés dans un stockage intermédiaire ou traités s'il y a lieu.

Il vous manque de dessiner un schéma synoptique de fonctionnement

L'unité est conçue pour être exploitée avec du pétrole brut RA1G.

La définition de la qualité du pétrole brut RA1G est fournie par le PROPRIÉTAIRE à partir de l'analyse standard des pétroles bruts.

- **Capacité d'Unité de distillation atmosphérique - U100 :** La modernisation de l'ensemble de la section de distillation garantira le traitement de 3 645 000 t/an de pétrolebrut RA1G.
- **Fractions des produits :** Les fractions suivantes doivent être produites dans l'unitéde distillation atmosphérique :

✓ Fractions légères (effluent gazeux et GPL) pour l'alimentation de l'usine de gaz (GP)

✓ Naphta total pour l'alimentation de l'unité d'hydrotraitement du naphta (NHT)

✓ Kérosène pour stockage

✓ Gazole léger pour stockage

✓ Gazole lourd et résidu atmosphérique pour l'alimentation du craquage catalytique des fluides résiduels

- **Points de fractionnement des produits**

	Points de fractionnement TBP (°C)
Naphta stabilisé	C5 – 140
Naphta lourd	140 – 165
Kérosène	165 – 240
Gazole léger	240 – 345
Gazole lourd	345 – 365
Résidu atm.	365

Tableau .1 : Points de fractionnement des produits

I.4. UNITÉ USINE GAZ - U300

L'usine de gaz existante (GP / U-300) traite actuellement les flux de GPL suivants :

- GPL en provenance du stabilisateur de l'Unité de distillation atmosphérique (ADU / U100)

- GPL en provenance de l'Unité de reformage catalytique (U-200)

L'Unité de reformage catalytique existante (U-200) sera démontée.

Une nouvelle unité de reformage catalytique (CCR) (U-520) sera installée et l'usine de gaz existante pourra collecter le GPL comme suit :

- GPL en provenance du stabilisateur de l'Unité de distillation atmosphérique (ADU / U100)
- GPL en provenance de la nouvelle unité CCR (U-520)

La capacité de design pour la modernisation de l'usine de gaz sera cohérente avec les capacités de l'ADU et de la nouvelle unité CCR.

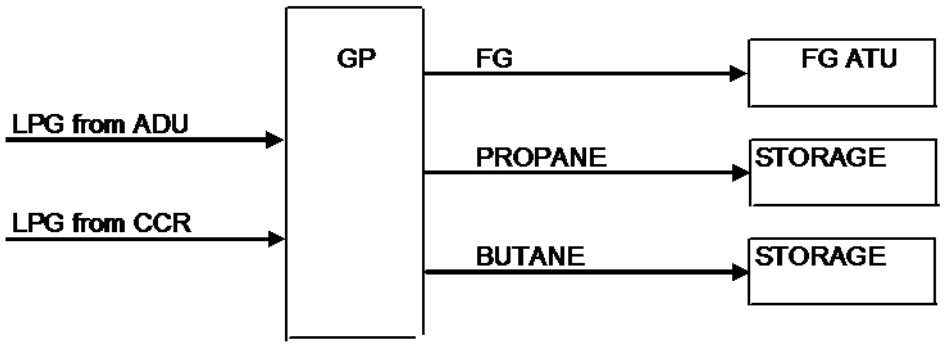


Figure I.2 : Schéma simplifié des flux

I.5. Unités MS Block :

Elle est Constituée de 3 unités

I.5.1. UNITÉ D'HYDROTRAITEMENT DE NAPHTA (NHT) -U500

L'objectif de l'unité d'hydrotraitement de naphta est de produire des charges hydro traitées propres pour alimenter l'unité Isomérisation (unité 510) et l'unité Reformage (unité 520). Ces charges doivent présenter des teneurs en contaminants suffisamment faibles, comme le soufre, l'azote, l'eau, les halogènes, dioléfines, oléfines, le mercure, l'arsenic et d'autres métaux, pour ne pas affecter les unités en aval.

L'unité d'hydrotraitement de naphta est alimentée en naphta de distillation directe, provenant de la distillation de pétrole brut située en amont. Ce naphta contient des concentrations en contaminants qui sont préjudiciables aux catalyseurs de reformage et d'isomérisation, et il nécessite par conséquent un prétraitement.

Ce processus, conçu et commercialisé sous licence par Axens, comporte trois opérations consécutives :

- Traitement du naphta dans un réacteur adiabatique sur un catalyseur bimétallique à lit fixe dans un environnement d'hydrogène. Une température modérément élevée comprise entre 280 et 310 °C est nécessaire pour favoriser ces réactions chimiques (Section Réaction).

- Épuisement du produit brut hydrotraité pour retirer les fractions légères, les produits gazeux, y compris le sulfure d'hydrogène (H_2S) et l'eau (Section Stripper).

- Le naphta à coupe large est ensuite séparé en fractions spécifiées pour alimenter l'unité Isomérisation en naphta léger, et l'unité Reformage en naphta lourd (Section Séparateur).

I.5.2.U510- Unité d'isomérisation de naphta léger (ISOM)

Ce procédé a pour objectif d'améliorer l'indice d'octane recherche (RON) et l'indice d'octane moteur (MON) de la charge de naphta léger (principalement C_5/C_6) avant mélange dans le pool carburant. La fraction de naphta léger a généralement une teneur élevée en isomères normaux, ce qui se traduit par un faible indice d'octane (généralement < 68). Le procédé d'isomérisation convertit, à l'équilibre, une proportion de ces isomères normaux à faible indice d'octane en isomères ramifiés à indice d'octane plus élevé.

I.5.3.U520 – Unité CCR de reformage du naphta (CCR)

Octanizing® est le nom de marque déposée de la Partie concédante (Axens) pour le procédé de reformage faisant appel à la régénération catalytique en continu.

Le procédé *Octanizing*® a pour but de produire un reformat à haut indice d'octane, l'un des principaux composants du stock d'essence, ainsi qu'un gaz riche en hydrogène.

La charge *Octanizing*® est soit du naphta de distillation directe, soit du naphta de craquage, généralement mélangé à du naphta de distillation directe. En raison de la présence systématique de contaminants et des caractéristiques spécifiques du naphta de craquage, un pré-traitement du naphta plus ou moins élaboré est toujours nécessaire.

Octanizing® est un procédé de reformage catalytique du naphta, basé sur la technologie dont la Partie concédante est propriétaire. Il comporte deux sections :

- Le reformage catalytique du naphta proprement dit, comprenant réacteurs, réchauffeurs, récupération de l'effluent et stabilisation ;

- La circulation du catalyseur et la régénération continue mettant en jeu la technologie de manipulation de solides et de lit mobile.

Les réactions de reformage ont lieu dans les réacteurs catalytiques à lit mobile, desquels le catalyseur est retiré, puis régénéré et recyclé. La circulation du catalyseur et la régénération s'effectuent sur une base continue avec un contrôle automatique complet de toutes les opérations.

Une température élevée (aux alentours de 500 °C) est nécessaire pour favoriser les réactions chimiques qui améliorent l'indice d'octane. D'où le besoin d'effectuer un préchauffage de la charge pour ce procédé.

De plus, certaines des réactions souhaitables sont fortement endothermiques, ce qui conduit à séparer la majeure partie du catalyseur sur plusieurs réacteurs avec des réchauffeurs intermédiaires.

Les hautes performances du procédé *Octanizing*® sont essentiellement dues au fonctionnement à basse pression associé aux températures élevées, ce qui, dans les

I.6.U530 – Unité de craquage catalytique de fluide résiduel (RFCC)

L'objectif de l'unité (RFCC) est de transformer les fractions de pétrole brut lourd RCO + HGO issues de l'unité ADU (unité 100) en hydrocarbures plus légers et de meilleure valeur à haute température et à pression moyenne en présence d'un catalyseur à base de silice et d'alumine finement divisées.

Lors du craquage de grosses molécules d'hydrocarbures en molécules plus petites, une matière non volatile carbonée, communément dénommée coke, se dépose sur le catalyseur. Les réactions de vaporisation et de craquage se déroulent dans le «riser-réacteur » en l'espace d'environ deux secondes. Le coke déposé sur le catalyseur a pour effet de neutraliser l'activité de craquage catalytique du catalyseur en bloquant l'accès aux sites catalytiques actifs. Afin de permettre la régénération de l'activité catalytique du catalyseur, le coke déposé sur le catalyseur est brûlé à l'air dans la cuve de régénération 530-R-002.

I.7. Eau déminéralisée (U720)

L'unité d'eau déminéralisée U720 reçoit de l'eau brute provenant de l'unité d'eau brute 701 située au sein de la raffinerie et traite cette eau pour la convertir en eau déminéralisée et le distribue aux différents utilisateurs au sein de la raffinerie :

- ✓ Eau d'appoint pour le réseau d'eau d'alimentation de la chaudière.

- ✓ Solvant pour préparer des solutions chimiques,
- ✓ Eau pour dilution, réaction et lavage,
- ✓ Eau dessalée de réserve pour le dessaleur dans l'unité 100 lorsque de l'eau strippée et de l'eau brute ne sont pas disponibles.

Remarque : L'eau déminéralisée est également utilisée pour remplir la boucle de refroidissement de joint des équipements rotatifs (tels que les compresseurs et les pompes).

L'unité d'eau déminéralisée est constituée des équipements suivants :

Unité de production d'eau déminéralisée constitué de chaînes échangeuses d'ions à base de résine 720-M-001,

Réservoir de stockage d'eau déminéralisée 720-TK-001 A/B,

Des pompes d'eau déminéralisée 720-P-001 A/B/C.

I.8. Unité de vapeur et d'eau d'alimentation de chaudière, nouvelle et existante (u751/ u750)

Les systèmes de vapeur et d'eau d'alimentation de chaudière font partie des nouvelles installations pour la raffinerie d'Alger, et sont désignés sous l'appellation d'unité CPP 751 (centrale de production propre, ou centrale électrique dédiée, c'est-à-dire de production d'électricité pour consommation propre).

Cette unité est conçue pour fournir de la vapeur aux consommateurs dans les installations des unités de procédés et pour produire une eau d'alimentation de chaudière (EAC) de qualité utilisée en interne par les nouvelles chaudières mais aussi fournie sous forme d'EAC haute pression (HP) à différentes unités de la raffinerie.

En outre, le complexe est équipé d'un turbogénérateur à gaz (Gas Turbine Generator, GTG) et d'un turbogénérateur à vapeur (Steam Turbine Generator, STG) raccordés au système de contrôle-commande électrique (Electrical Control System, ECS) et qui couvrent les besoins électriques de l'ensemble de la raffinerie.

L'électricité est produite par le GTG et le STG au sein de la nouvelle unité CPP. Si nécessaire, de l'électricité peut aussi être importée depuis le réseau national de Sonelgaz. Le présent manuel d'exploitation ne couvre que la partie procédée des générateurs d'électricité (GTG/STG) comme le conditionnement du combustible et l'interface avec la production de vapeur.

I.9. Système d'air comprimé nouveau et actuel (u781/u780)

L'air comprimé est nécessaire dans la raffinerie pour les besoins suivants :

En tant qu'air pour les instruments pour le fonctionnement des instruments utilisés dans l'installation ainsi que pour purger certains tableaux de commande.

En tant qu'air comprimé pour les robinets d'incendie, pour la régénération catalytique, pour le dé cokage des fours, etc.

L'air comprimé nécessaire aux diverses fonctions ci-dessus est généré en un lieu centralisé de l'usine et distribué aux divers utilisateurs via des collecteurs. Il existe deux qualités d'air comprimé produites et distribuées :

Air comprimé : refroidi à température ambiante. Cet air, bien qu'il ne contienne pas de gouttelettes d'eau entraînées, est saturé de vapeur d'eau selon les conditions de fourniture.

Air pour les instruments : Air comprimé refroidi à température ambiante et séché pour éliminer la vapeur d'eau et respecter un point de rosée conforme aux exigences atmosphériques.

Le système actuel d'air comprimé couvre les besoins d'air comprimé de l'usine et d'air pour les instruments des unités de traitement existantes, à savoir : ADU (U100), Usine de gaz (GP) (U300) et les équipements et installations extérieures correspondantes. Le système actuel se conformera aux exigences de modernisation des unités actuelles après réhabilitation.

Le nouveau système d'air comprimé sera conçu pour fournir l'air comprimé aux nouvelles unités de traitement, aux nouveaux circuits de fluides et nouvelles installations extérieures du projet de réhabilitation et d'adaptation, selon les conditions, la qualité et la quantité nécessaires.

I.10. Système d'azote (U810)

L'unité de production d'azote consiste en une unité de production d'azote gazeux et liquide avec des installations associées de stockage et de vaporisation de l'azote liquide.

L'ensemble est conçu pour assurer :

- L'inertage /le séchage des installations pendant le démarrage.
- La purge des systèmes pendant les mises à l'arrêt.
- La régénération catalytique pendant/après le processus.
- La purge continue des joints d'étanchéité des compresseurs.

- La couverture des réservoirs tampons et des réservoirs de stockage.

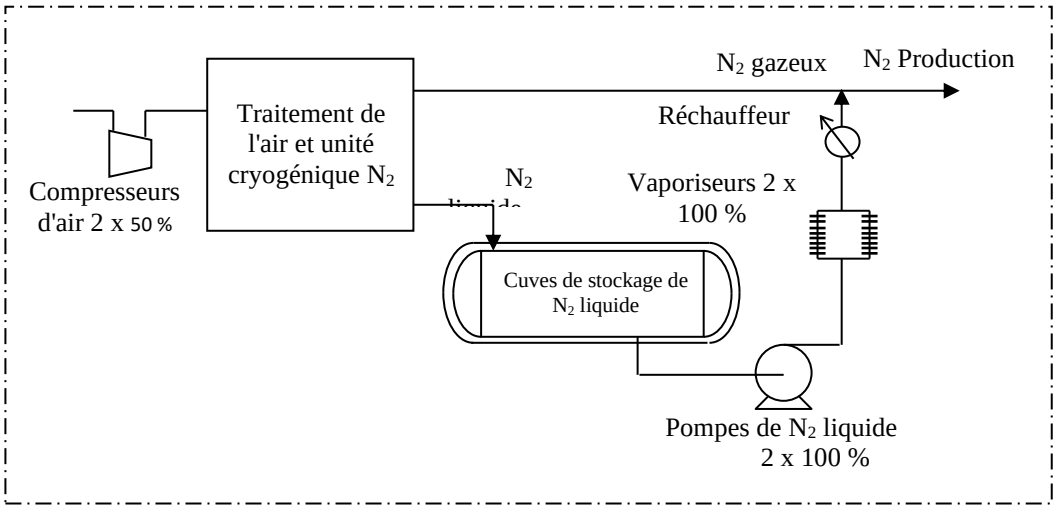


Figure I.3 : Système d'azote (U810)

Le système d'azote couvre les besoins de toutes les unités de traitement, tous les équipements et toutes les installations extérieures, nouveaux et existants, de la raffinerie.

Dans le cadre d'un fonctionnement normal, l'azote gazeux alimente la raffinerie tandis que l'azote liquide est envoyé à 3 réservoirs cryogéniques de stockage. Équipés de vaporiseurs atmosphériques, ces réservoirs serviront de système de secours lors des arrêts de la production d'azote ou pour faire face aux pics de charge de la raffinerie.

Les activités liées aux procédés, comme le séchage de la section réacteur, la purge du système, la régénération catalytique, etc., nécessitent de l'azote très pur. C'est pourquoi le choix porte sur une unité de production d'azote basée sur une technologie cryogénique de séparation de l'air.

Pour plus d'informations sur l'unité de production d'azote 810-M-001, veuillez vous référer au document d'Air Liquide n° A-019-001 : Nitrogène Génération Package Opération and Maintenance Manuels.

I.11.Conclusion :

Pour maintenir un taux de production sure stable avec des produit de qualité supérieur et en toute sécurité l'industrie pétrolier doit préserver le bonne fonctionnementde ces différent installation avec leur différent matériels pour cela elle aura fort besoin des services de la maintenance avec ces multiple corps (instrumentation, électricité, mécanique, chaudronnerie, logistique).

Chapitre II :

Les chaudières et leurs Système de Régulation



II.1. Introduction :

La chaudière est un générateur de chaleur produisant généralement de l'eau chaude pour le chauffage. Ce n'est pas la seule utilisation d'une chaudière qui peut produire de la vapeur, le plus souvent pour des applications industrielles. Une chaudière comporte un corps de chauffe avec un circuit d'eau intégré qui récupère la chaleur produite par un brûleur utilisant un combustible gaz, fioul, bois…Elle présente de pars on combustible, un rendement de combustion. Selon son dimensionnement et les différents appels de puissance, elle génèrera un rendement de production. C'est dire qu'une chaudière qu'elle soit une chaudière gaz, ou une chaudière au fioul ou une chaudière bois pourra présenter différents rendements selon les applications qu'elle sert. D'où la notion d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique de la dite chaudière.

L'efficacité des chaudières est désormais réelle. Nous trouvons les meilleurs rendements avec les chaudières à condensation. La chaleur latente des fumées est ainsi récupérée sur le retour d'eau chaude de chauffage. Les fumées sortent plus froides et la chaleur est transférée au circuit de chauffage.



Figure II.1: chaudière industrielle

II.2. Chaudière à vapeur :

Une chaudière est un réservoir contenant un fluide et muni d'un système de chauffage, son but est de produire et stocker de l'énergie thermique dans ce fluide et d'utiliser cette énergie dans un autre lieu. Le fluide chauffé est transporté à l'aide de tuyauterie jusqu'au lieu d'utilisation. Généralement, une chaudière fonctionne en circuit fermé, le fluide chaud

sort par une tuyauterie fixée sur sa partie haute et revient par une autre tuyauterie fixée sur sa partie basse après avoir circulé et s'être refroidi.

La vapeur est générée en chauffant un important volume d'eau au moyen de fumées produites par combustion de gaz ou fioul et circulant dans des tubes immergés.

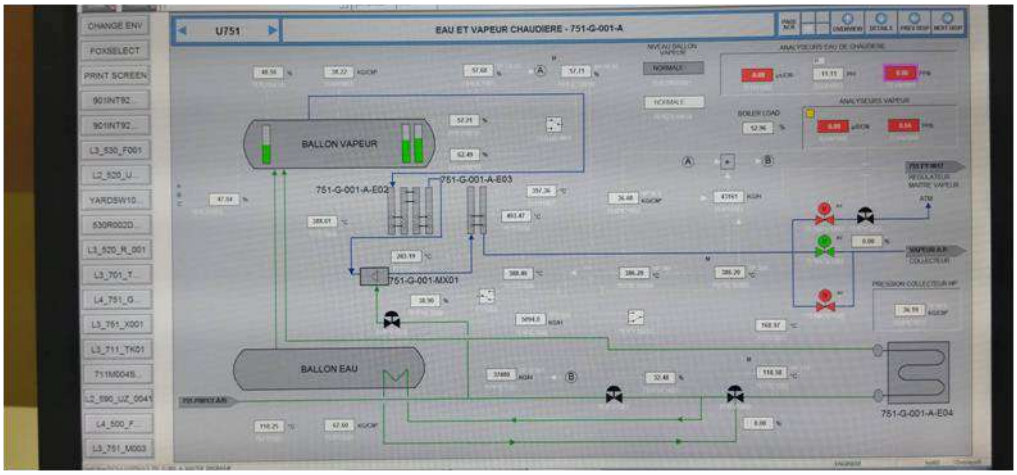


Figure II.2: Schéma de fonctionnement d'une chaudière a vapeur

La Chaudière 751-G-001-A/B est de type MACCHI « TITAN M », est de type tube a eau avec une circulation naturelle destiné à fonctionner continuellement. La chaudière est autoportante, supporté par sa partie inferieur par le bien de son ballon inferieur et les supports des tubes écrans. Elle est conçue toute en utilisant la longueur des tubes pour transmettre la charge de la chaudière vers les fondations à travers son ballon inferieur et les supports des tubes écrans. La chaudière est allumée avec une pression positive dans le foyer et les produit de combustion traversent tout le long du foyer avant d'entrés dans les tubes évaporateurs. La chaudière est équipée d'un système de contrôle automatique fiable et d'une instrumentation intégrée à travers le BMS (System de Gestion des Bruleurs) afin de superviser automatiquement le fonctionnement de la chaudière et des brûleurs

La chaudière se compose principalement des parties suivantes :

- Ballon vapeur et composants internes :
- Ballon inferieur et support ;
- Foyer et les tubes écrans ;
- La banque des tubes évaporateurs ;
- Tubes alimentant les tubes écrans à partir du ballon inférieur et tubes retours des tubes écrans vers ballon supérieur ;
- Surchauffeurs primaire et secondaire ;
- Une désurchauffe a pulvérisation ;

- Un économiseur ;
- Isolants, calorifuges et réfractaires.
- Des pompes d'alimentation pour le réservoir et le remplissage de la chaudière
- Des vannes qui assurent la protection et le transport d'eau et du gaz
- Pressostat ou un détecteur de pression

II.2.1. Rôle des Chaudières : les chaudière au niveau de la raffinerie permettent de produire de la vapeur à haute pression , cette valeur est utilisée comme suite :

- Entrainement des turbines à vapeur des compresseurs et des pompes
- Sert au chauffage des différents produits au niveau des unités
- Utiliser lors du nettoyage et l'interagie des unités.

II.2.2. Bac d'eau :

Stockage de d'eau et propagation d'eau en cas de besoin



Figure II.3: Bac de stockage

II.2.3. Remplissage de la chaudière:

Quand le niveau d'eau de la chaudière diminue la commande des pompes et des vannes d'admission s'enclenche si le réservoir est plein.

II.2.4. Surchauffeur

La surchauffeur est divisée en deux étages avec un désurchauffeur d'eau pulvérisée intermédiaire.

La surchauffeur est installée à l'extrémité du four avant la batterie de chaudières.

La surchauffeur est vidange able et se compose de : vérifier le sens de cette phrase :

- Tubes nus pliés
- Supports de tubes et entretoises
- Collecteurs d'entrée/sortie avec buses soudées
- Tuyauterie d'interconnexion entre le tambour à vapeur et le collecteur d'entrée du banc de surchauffeur primaire
- Tuyauterie d'interconnexion entre le collecteur de sortie du surchauffeur primaire et le collecteur d'entrée du banc de surchauffeur final

II.2.5. Désurchauffeur

Un désurchauffeur d'eau pulvérisée à un étage est fourni. Il est installé entre les étages primaire et final du surchauffeur afin de maintenir la température de la vapeur surchauffée stable dans la plage de contrôle spécifiée. Le moyen de désurchauffe est BFW et l'eau est fournie par une conduite dérivée de la conduite d'eau d'alimentation principale de la chaudière.

Le débit d'eau de désurchauffe est régulé par la boucle de régulation de température vapeur qui agit sur la vanne de régulation FV-1002.

II.2.6. Bruleur :

Pièce maitresse du système, Son rôle est de fournir la quantité de chaleur nécessaire pour la production de la vapeur, et assurer le mélange carburant - comburant dans les proportions choisies et réaliser la combustion de ce mélange dans les conditions optimales il est équipé de :

- ✓ Ventilateur
- ✓ Servomoteur
- ✓ Transformateur d’allumage.

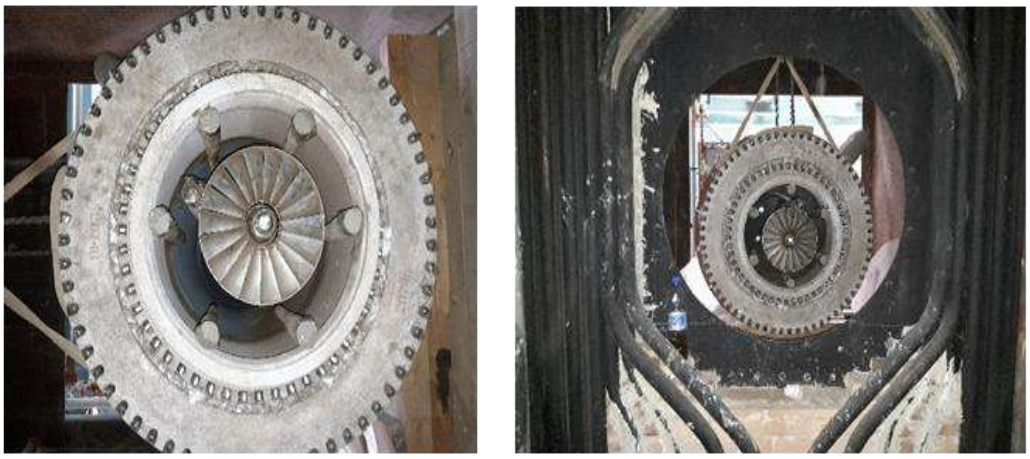


Figure II.4 : Le Bruleur

II.3. Contrôle de la chaudière à vapeur :

1- le master envoie une demande d'énergie sous forme de consigne en 0-110 % aux chaudières A et B et HRSG **Figure II .5**

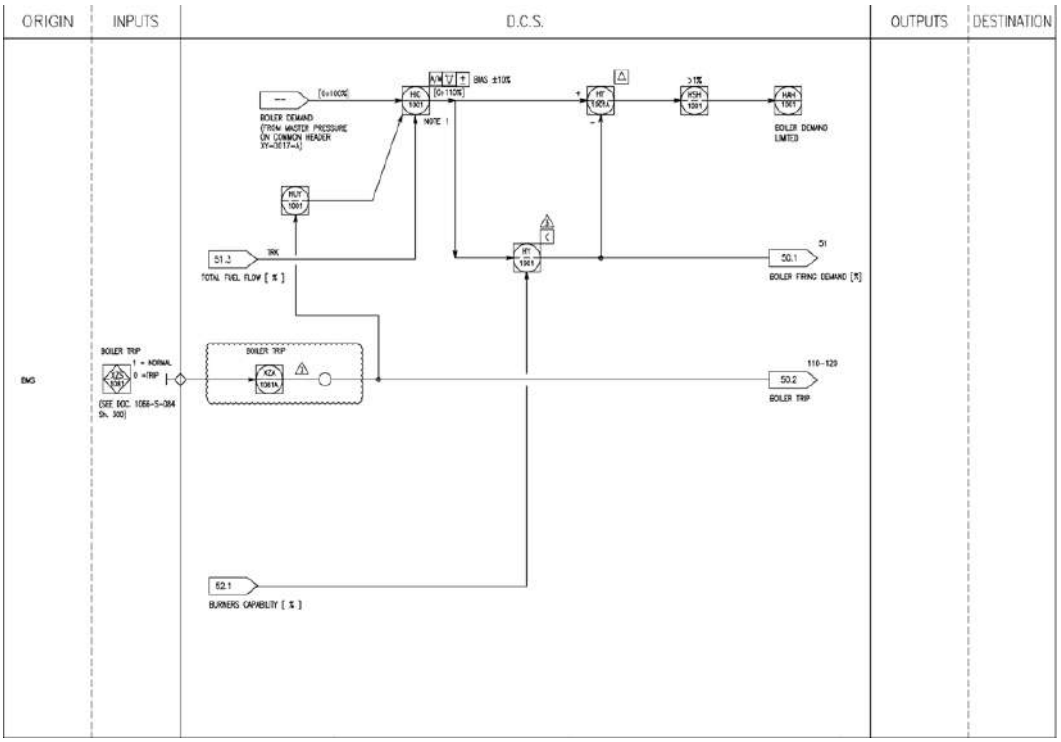


Figure II .5 Demande d'alimentation de la Chaudière

2- la consigne passe par un limiteur HIC1001 d'une rompe 15% par minute ce qui permet de protège les chaudières des variations rapides de la consigne exemple 20% → 50% à 2 minutes.

3- la consigne passe par un sélecteur HY1001 pour limiter la demande en fonction des nombres de bruleur allumés

4- en prennent la consigne comme argument la fonction FY1004S (courbe d'excès d'air) donne un facteur de correction nécessaire au calcul des consignes d'air et du gaz.

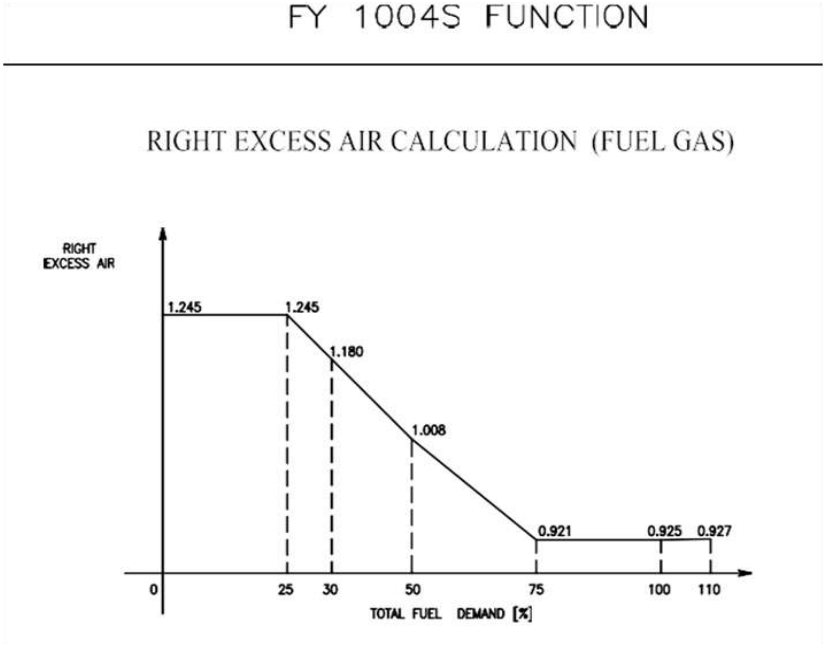


Figure II .6 : Demande totale de carburant

5- En prennent ce facteur de correction et les débits d'air et de gaz actuel les nouvelles consignes de débit seront calculées

6-La nouvelle consigne d'air (voir **Figure II .7**)

7-La nouvelle consigne de gaz (voir **Figure II.8**)

8-La nouvelle consigne d'air passe par un sélecteur FY1004R qui garantit un débit d'air de 28% mini ment

Cette valeur en % sera convertie en m^3/h par le bloc FY1004L

Demande ; Aire de Combustion de % à Nm^3/h de Fonction FY1004L

$$\mathbf{K}= \frac{Comb.air(\%)*72729(Nm3/h)}{100(\%)} = Comb.air\ (\%)*727.29((Nm^3/h\ )/\%)$$

Cette valeur comme consigne de débit d'air m^3

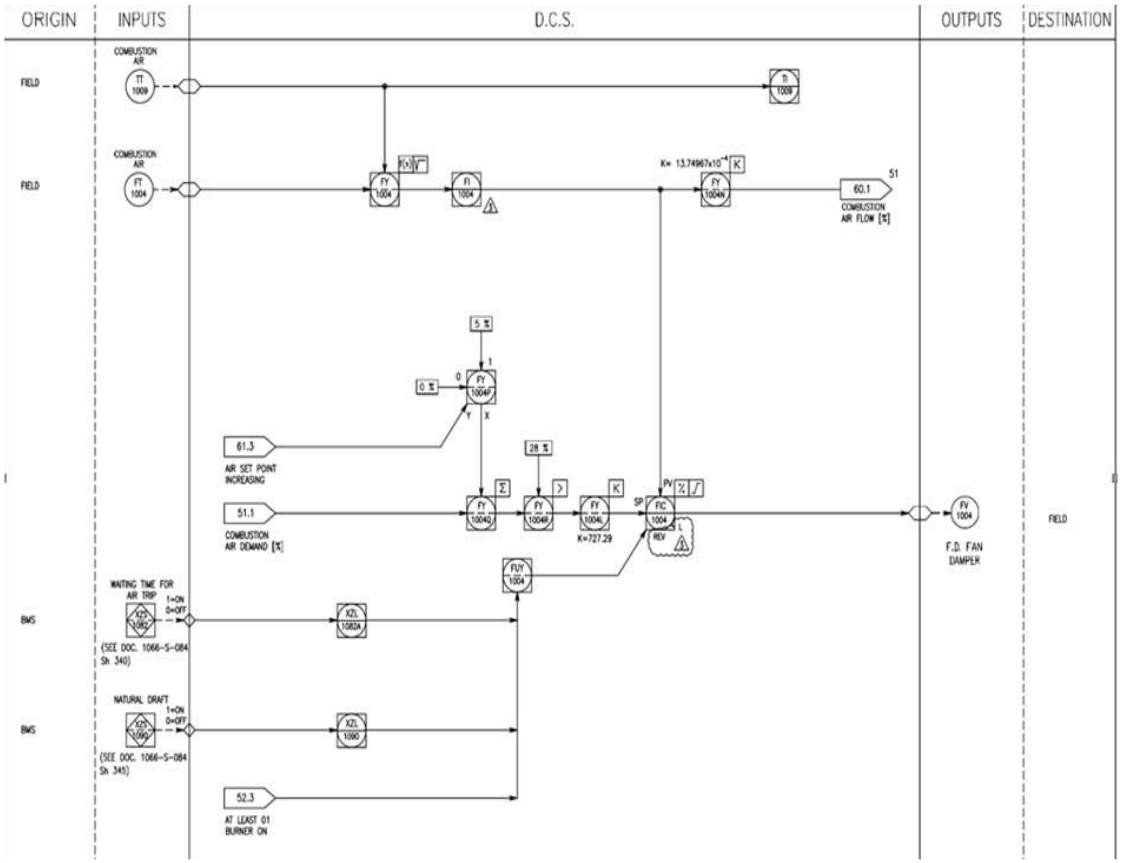


Figure II .7 : Débit d'air de Combustion

La nouvelle consigne de gaz en % sera convertie en m^3/h par FY1005E et devient une consigne au régulateur FIC1005

La mesure de débit de gaz passe par FY1005 pour être convertie en Nm^3/h

- Du bloc FY1005E de prendre de la nature du gaz **Figure II .8.**

Sion regarde **Figure II .8** on voit que la mesure de débit de gaz FT 1005 qui attaque le régulateur et convertie en Nm^3/h par le bloc FY 1005

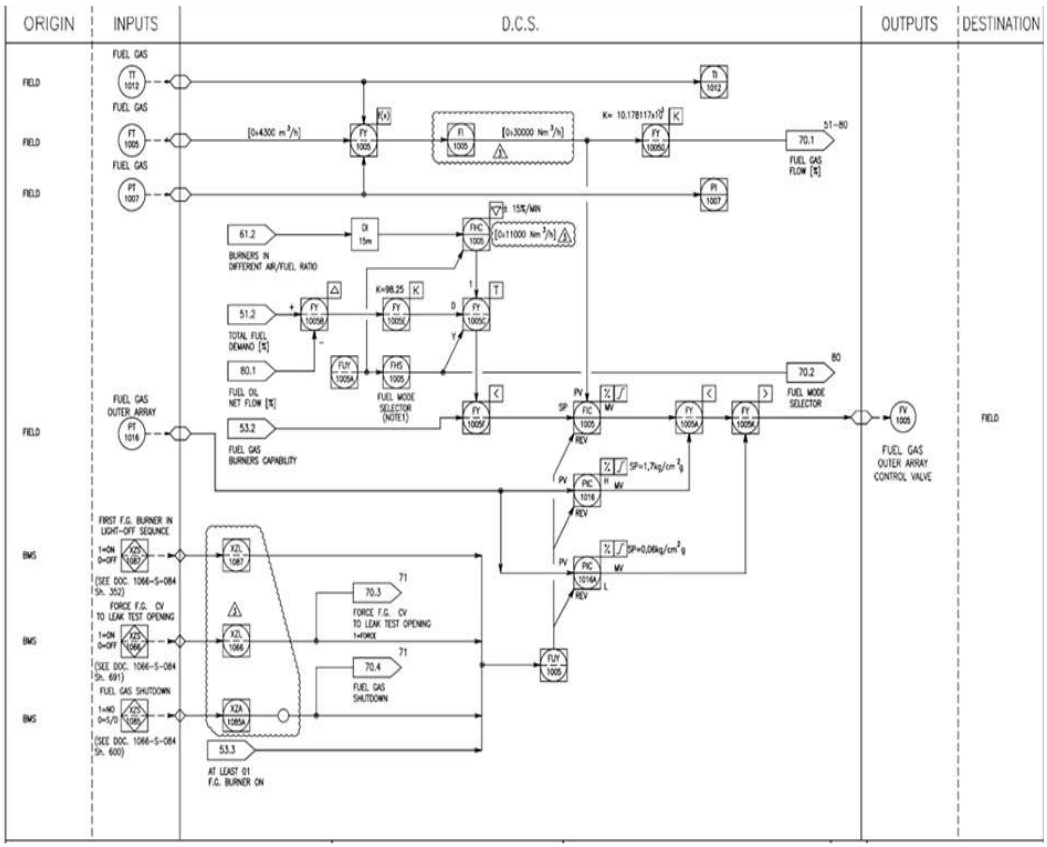


Figure II .8 : Débit de Gaz carburant

La fonction prend en charge que le cas A si on compare avec le G.N on voit que cette valeur n'est pas adéquate

- Cette nouvelle valeur sera calculée à partirez de fiche technique de transmetteur de débit

II.4. Le système de régulation

La régulation automatique regroupe l'ensemble des moyens matériels et techniques mis en œuvre pour maintenir automatiquement (pas d'intervention manuelle) une grandeur physique parmi les grandeurs de sortie du procédé (grandeur réglée), égale à une valeur désirée appelée consigne, quelles que soient les entrées du procédé non command ables ou perturbations.

Lorsque des perturbations ou un changement de consigne se produisent, la régulation automatique provoque une action correctrice sur une autre grandeur physique, parmi les grandeurs d'entrée du procédé (grandeur réglant), afin de ramener la grandeur réglée vers sa consigne initiale (cas de perturbations) ouvres sa nouvelle consigne (cas de changement de consigne c'est à dire changement de point de consigne).

II.4.1. BOUCLE DE RÉGULATION

Au niveau d'une boucle simple de régulation non pilotée par calculateur, la différence essentielle entre la régulation analogique "classique" et la régulation par S.N.C.C. concerne essentiellement le régulateur :

• **En régulation analogique classique,** le régulateur est une entité. Il pilote une seule boucle. Sa consigne est fixée localement par l'utilisateur.

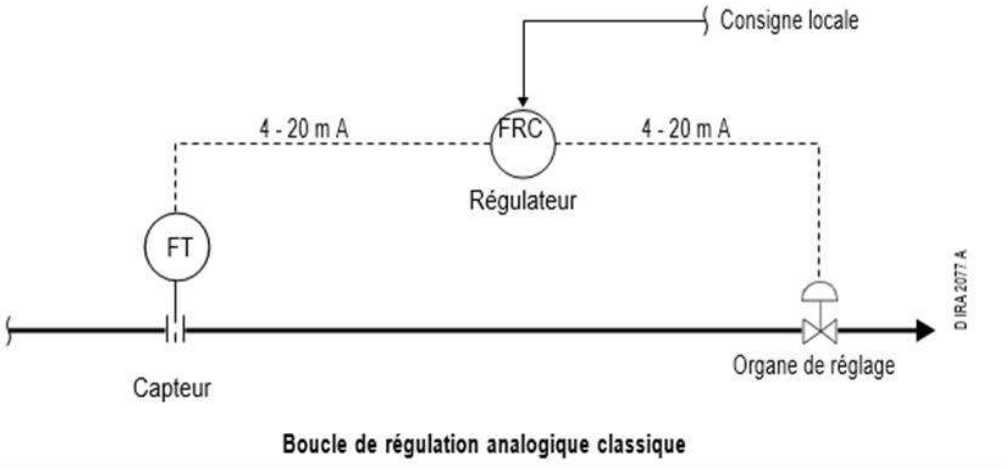


Figure II.9. Boucle de régulation analogique classique

En régulation par S.N.C.C. le régulateur est un élément d'une armoire de régulation. sa consigne est fixée au travers d'une console située dans un autre lieu géographique.

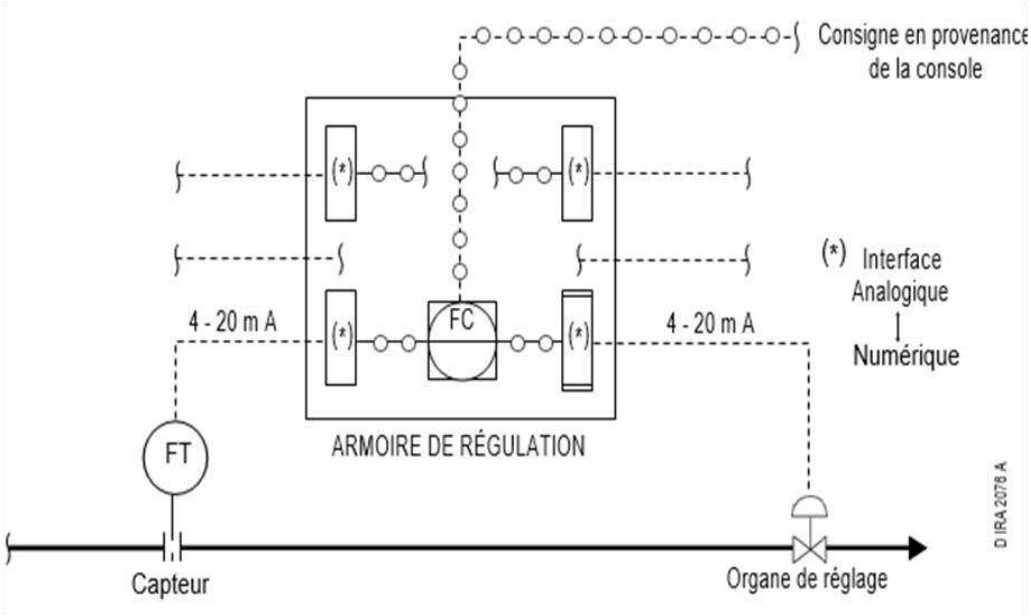


Figure II .10 : Boucle de régulation par S.N.C.C.

II .4.2. Le Capteur

Un capteur est un organe de prélèvement d'information qui élabore, à partir d'une grandeur physique, une autre grandeur de nature différente (très souvent électrique). Cette grandeur représentative de la grandeur prélevée est utilisable à des fins de mesures ou de commande.

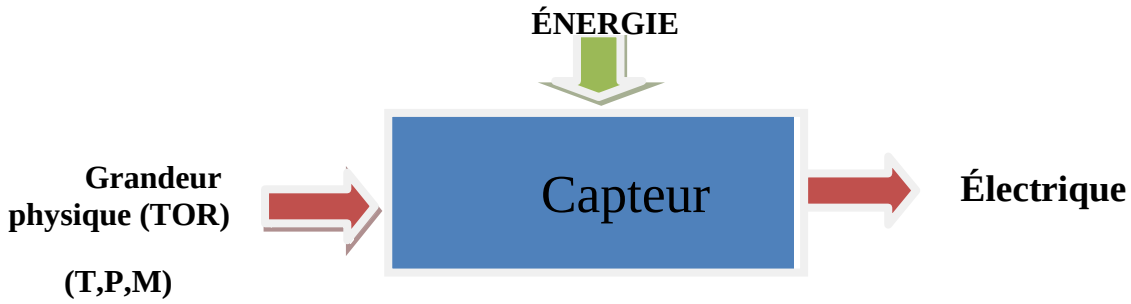


Figure II.11 : capteur

II. Types de capteurs :

Un capteur peut être **passif** ou **actif**, composite ou encore intégré.

- ✓ **Capteur passif :** Il est en général associé à une source d'alimentation et présentent une impédance variable
- ✓ **Capteur actif :** dont la sortie présente une source f.é.m., courant, charge.

II.4.3. Transmetteur :

Un transmetteur est un appareil qui, recevant une vraie variable mesurée, produit un signal de sortie normalisé

Pouvant être transmis et ayant une relation continue et définie avec la valeur de la variable mesurée

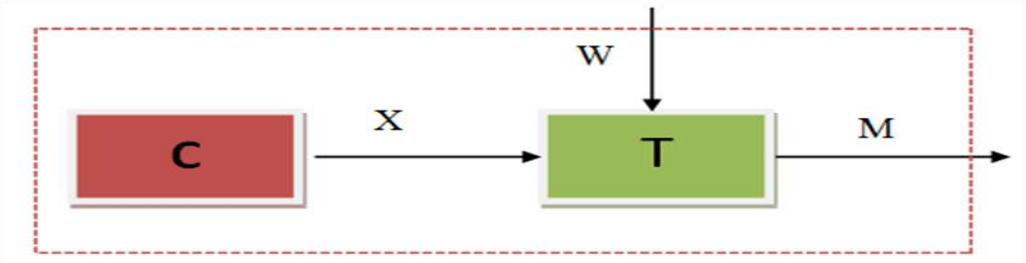


Figure II.5 : Schéma générale d'un transmetteur

- ✓ Le bloc **C** représente l'étage **CAPTEUR**
- ✓ Le bloc **T** représente l'étage **TRANSMETTEUR**

- ✓ **X** : représente une grandeur physique force ou déplacement fournie par le capteur
- ✓ **M** : signale de sortie (pneumatique ou électrique)
- ✓ **W** : énergie extérieur nécessaire à l'amplificateur



Figure II.6 : Exemple de Transmetteur

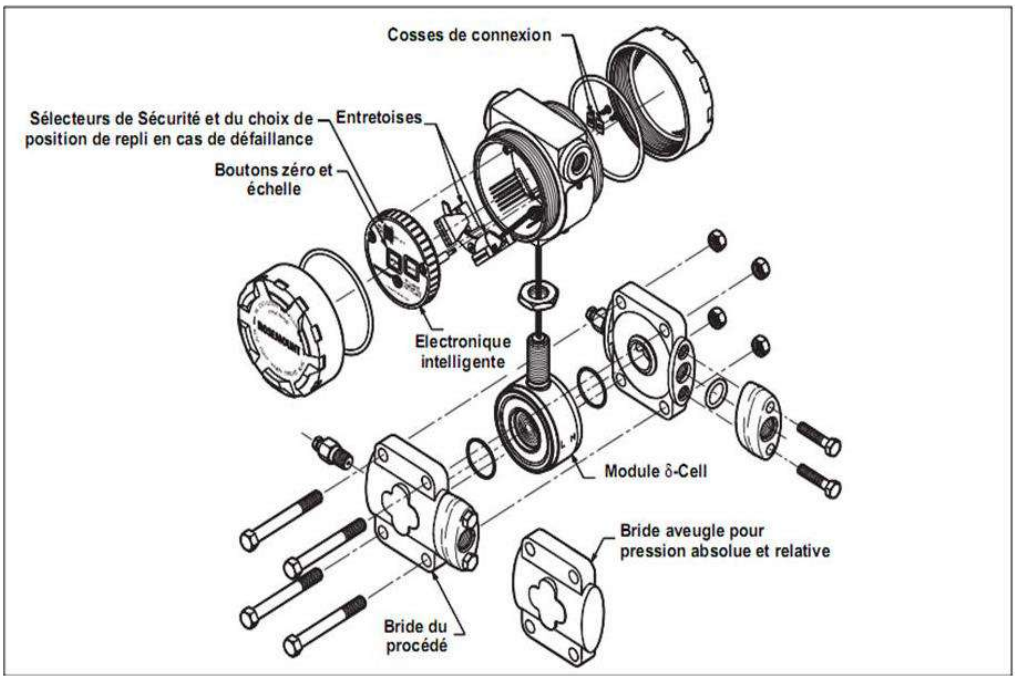


Figure II.7 : Éléments constituants de transmetteur

- **Signaux universels :**

- Un capteur délivre un signal de faible intensité désigné par l'appellation « signal bas niveau ». Pour l'étendue de mesure du capteur, les signaux « bas niveau » sont : potentiométrique, thermocouple, RTD (Résistor Thermomètre Detector), tension (exemples: –20 mV à + 20mV, 0 à 100 mV), ou courant.

- Un transmetteur délivre un signal appelé « signal haut niveau» puisque son énergie permet la transmission de la mesure à une grande distance (plusieurs centaines de mètres) du point de mesure. Ces signaux « haut niveau » sont : (0 – 5) V, (1 – 5) V, (0 -10) V, (0 – 20) mA et (4 – 20) mA.

- Malgré un signal « bas niveau », un capteur peut être relié à l'entrée de mesure d'un dispositif de contrôle tel qu'un automate programmable industriel (API) ou un régulateur.

Dans ce cas, la carte d'entrée se substitue au transmetteur absent et réalise par exemple l'amplification et le traitement de linéarisation du signal délivré par un thermocouple.

- **Lestandard4-20mA :**

Les avantages du signal analogique en courant 4-20 mA :

– Il n'est pas affecté par les chutes ohmiques de tension ;

II.4.4. Le capteur transmetteur

Le couple **capteur et transmetteur** réalise la relation linéaire entre la grandeur mesurée et son signal de sortie

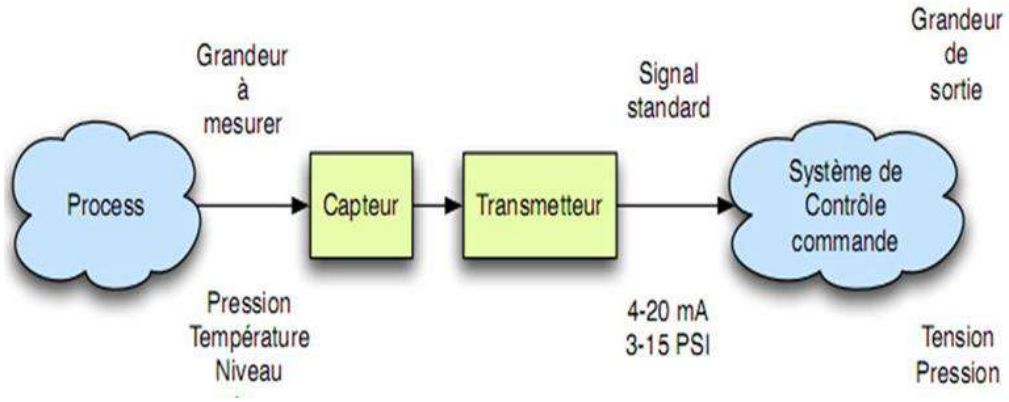


Figure II.15: Capteur et transmetteur en situations

Les bornes du signal du sortie son situées dans un compartiment séparé du boitier; les bornes du haut sont des bornes du signal et les bornes du bas sont des bornes de test où on trouve le même signal (4-20 mA).L'alimentation du transmetteur est fournie par le raccordement électrique du signal.

II.5. Les principaux paramètres suivis sont généralement :

II.5.1. La pression

Ce type de transmetteur mesure une différence de pression d'un liquide ou gaz entre deux points donnés d'une canalisation. La différence de pression est convertie en signal de sortie analogique.



Figure II.16: Transmetteurs différentielle de pression.

II.5.2. Le débit

DEBIMETRE A EFFET VORTEX :

Pour la mesure de débit le capteur utilisé est un débitmètre à effet vortex qui est basé sur ce phénomène de génération de tourbillons, appelé effet de Karman. Lorsqu'un fluide rencontre un corps non profilé, il se divise et engendre de petits tourbillons ou vortex alternés, de part et d'autre et en aval du corps non profilé. Ces tourbillons engendrent des zones de pression variable, détectées par un capteur capacitif doté d'un cristal piézo-électrique. La fréquence de génération des tourbillons est directement proportionnelle à la vitesse du fluide, cette fréquence **f** définit le nombre de Strouhal **S.**

$$S = \frac{f x D}{v}$$

S : Nombre de Strouhal. **D** : Diamètres de l'obstacle.

f : Fréquence des tourbillons **V** : Vitesse d'écoulement.

Le débitmètre à vortex n'accepte que les fluides dans **un seul** état physique : **gaz ou liquide**.



Figure II.17 : Débitmètre a effet vortex

Les débitmètres à effet vortex traditionnels mesurent le plus souvent des débits élevés, ce qui explique que ces instruments aient tendance à ignorer les faibles débits (en raison des coupures à bas débit). Des dispositifs permettent de limiter cet inconvénient, en utilisant un corps de débitmètre de plus faible diamètre pour abaisser le seuil de mesure fiable, et c'est un débitmètre qui est très sensible aux vibrations.

II.5.3. La température

Transmetteur de température

Ce sont des dispositifs permettant de transformer l'effet du réchauffement ou du refroidissement sur leurs composants en un signal électrique. Ils peuvent a grandir les signaux de température et puis les transmettre aux signaux DC standards



Figure II.18: Transmetteur de température.

II.6. Les actionneurs :

Dans un système automatique, un actionneur est un organe de la partie opérative qui, sur ordre de la partie commande, via le pré-actionneur, convertit l'énergie sous une forme utile pour les taches programmées du système automatisé. Pour notre système nous utilisons les vannes de régulations. Qui se composent de deux parties :

- **Le servomoteur** : c'est l'élément qui assure la transmission du signal de commande en mouvement de la vanne ;

- **Le corps de vanne** : c'est l'élément qui assure l'écoulement du débit.

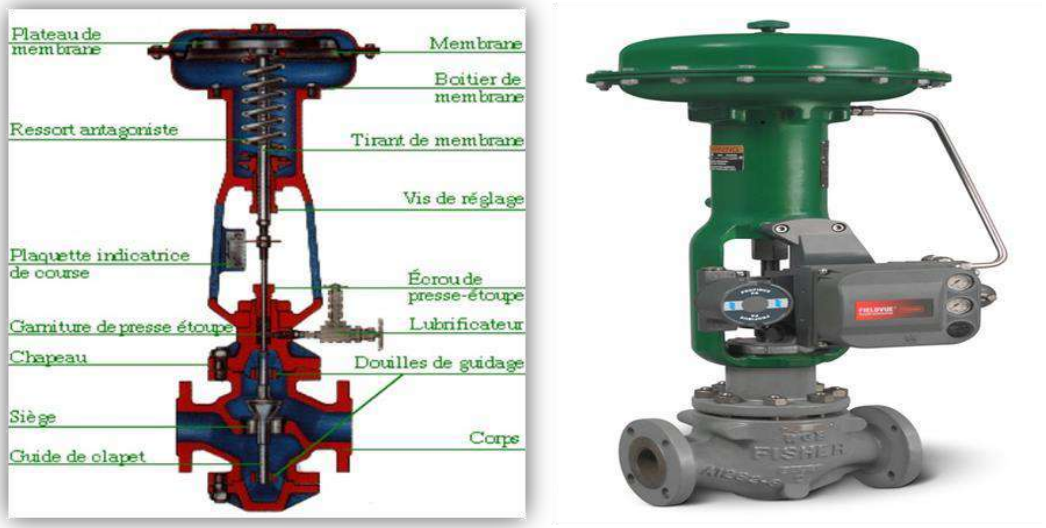


Figure II.19: Éléments de construction d'une vanne automatique

II.7. Conclusion

On a un vu d'ensemble dans ce chapitre ce que veut dire une chaudière à vapeur.

Les chaudières à combustibles sont les plus utilisées dans l'industrie à cause de leur rendement élevé (environ 90%) et surtout les chaudières à tubes d'eau et c'est le cas pour notre chaudière

On a défini presque tous les éléments de notre chaudière à vapeur, la production de vapeur, les paramètres de fonctionnement et les phénomènes qui se produise lors de sa mise en marche.

La régulation automatique et la technique offrant les méthodes et outil nécessaire Pour le contrôle d'un procédé.

Le contrôle s'effectue par l'intermédiaire de certains signaux et des instruments (grandeur physique qu'il est alors nécessaire de mesurer afin de déterminer l'action à entreprendre sur le système des calculateurs numérique pour commander le système automatique qui donne une flexibilité pour assurer une bonne régulation.

Chapitre III :

Système de Contrôle Commande

III.1. Introduction

L'automatisation d'un procédé consiste à en assurer la conduite par un dispositif technologique moderne robuste. Les systèmes ainsi conçus pourront prendre en compte les situations pour lesquelles sa commande a été réalisée.

La conduite d'un procédé dans le domaine pétrole et gaz implique la connaissance , la surveillance et la maitrise de certains paramétres tels que le pression , la température, le débit,… etc.Chaque procédé ses exigenes propres , et chaque équipement a ses conditions de fonctionnement . Le systéme decontrole commande doit satisfaire ces besoins .

Les installations industrielles dans le domaine pétrole et gaz présentent des risques pour les personnes , l'environnement et les équipements, d'où la nécessite de mise en œuvre des systéme de mise en sécurité de ces installations a risque pour le respect des exigences réglemenaires.

On distingue plusieurs zones de variation d'un paramétre quelconque et les systémes qui interviennent pour le maintenir dans le fonctionnement normale.

La modernisation des systèmes de contrôle a été réalisée par l'incorporation d'un système d'automatisation intelligente de supervision et de contrôle réparti (**DCS**) série de FOXBORO.

Pour assurer le bon fonctionnement et la sécurité des installations et des équipements du complexe **R1NG**, ce dernier est doté de 2 systèmes :

DCS : Pour assurer tout ce qu'il est régulation et asservissement.

ESD,BMS : A base des API pour gérer les séquences de démarrage et les déclenchements des installations et aussi assure une surveillance permanente des équipements

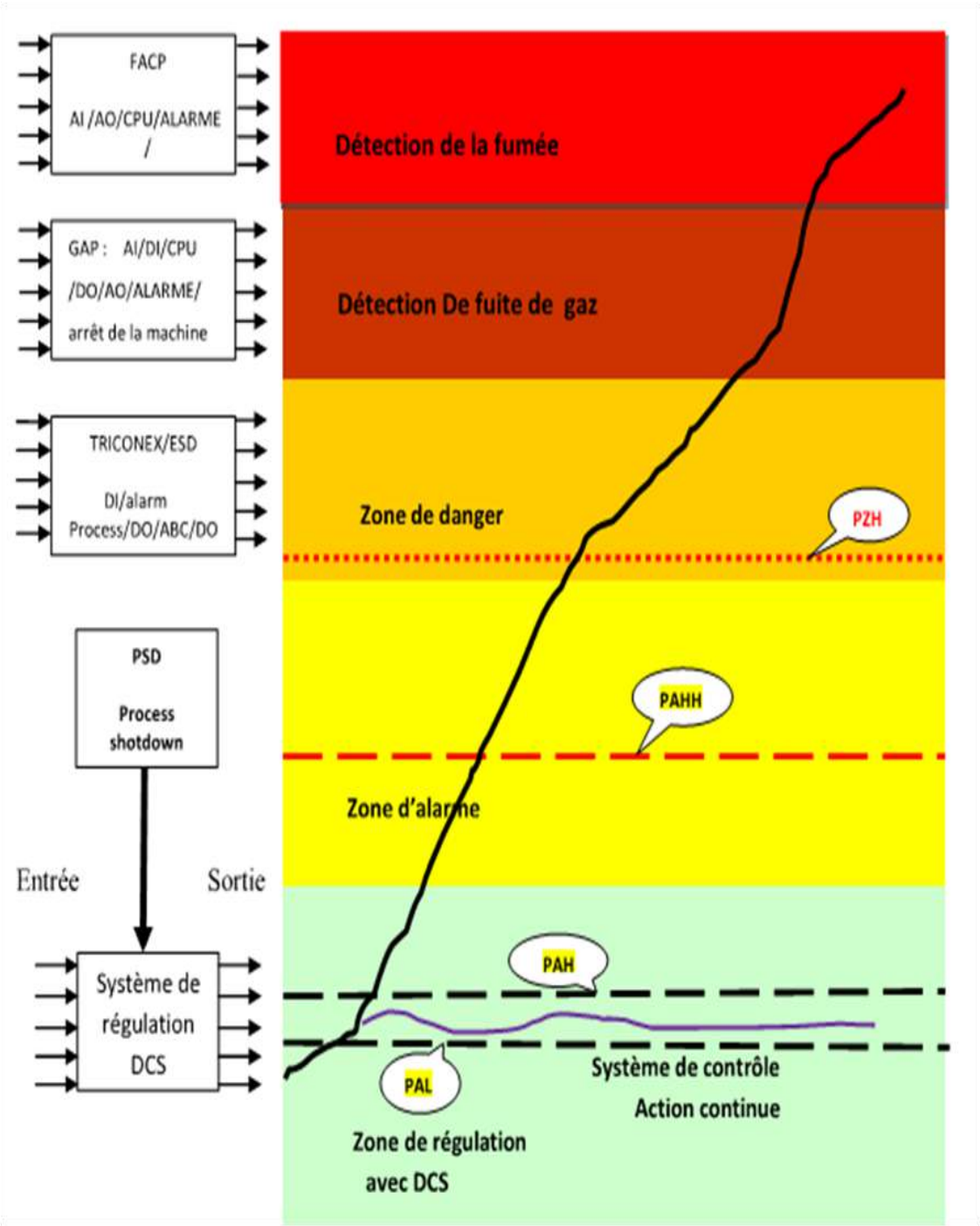


Figure III.1 : Zone variation et les systèmes intervenant

- **Zone de régulation** : correspond a la plage de fonctionnement normal d'un parapetre donné .Ce fonctionnement est controlé via un systéme de contrôle via un systéme de contrôle .
- **Zone d'alarme** : en cas de dépassement des seuils de fonctionnement normal, l'opérateur est informé et des actions opératives sont engagées pour ramener le procédé dans la zone de fonctionnement normale .

- **Zone de danger** : la mise en sécurité du procédé est assurée par un systéme d'arret d'urgence ESD (Emergyency shot Down).
- **Zone de detction de gaz** c'est la zone de détection de fuite de gaz dans les installation .
- **Zone de détection de flamme** : c'est la zone de détection de flamme début de flemme détecté par des capteur qui vont faire enclencher automatiquement des équipements anti incendie.

III.2.Systéme de contrôle distribue (DCS)

III .2.1.Définition

C'est un système de contrôle distribué, ce qui signifie que le contrôle est reparti sur plusieurs équipements situés à des endroits différents et communiquant entre eux par un réseau local industriel.

C'est un système qui opère en « **temps réel** » et qui donne une haute vitesse de réponse aux signaux de régulation et aux commandes initiées par les opérateurs.

III . 2.2. Les caractéristiques du système DCS :

Il est caractérisé par :

- Des procédés mieux maîtrisés avec moins de consommation d'énergie ;
- L'archivage et l'accès aux informations en temps réel ;
- Visualisation, représentation graphique et impression de données ;
- Acquisition électronique des données et enregistrement sans papier ;
- L'introduction de la redondance dans un double objectif ;
- Sécuriser au maximum les procédés et minimiser les déclenchements intempestifs ;
- L'autocontrôle et la fonction diagnostique détaillée des systèmes ont contribué à laréduction des coûts d'appels de maintenance ;
- Sécurité améliorée, une réduction des risques pour les hommes, les installations et l'environnement.

En plus, le DCS est constitué de plusieurs sous-systèmes dont :

- Les dispositifs d'entres/sorties ;
- Les contrôleurs individuels (PLC régulateurs) ;
- Les interfaces opérateurs (écran, souris, clavier) ;
- La station de travail ingénieur ;

- Le réseau de communication (bus) pour l'échange d'information

III. 2.3. Mission d'un système DCS :

Depuis l'installation du système DCS et en comparaison avec les systèmes précédents, plusieurs améliorations détaillées par domaines d'applications sont constatées.

✓ **Par rapport au Procédé :**

Augmentation de la disponibilité du système par sa redondance ;

- Précision de la mesure et gain en temps de réponse ;
- Facilite la supervision et opérations (process et système) à partir de la mêmestation ;
- Possibilité d'interconnexion avec d'autres systèmes (GE-FANUC, MKV, etc.…) ;
- Occupation d'un espace réduit.

✓ **Coût de maintenance :**

- Gain en temps de maintenance préventif en salle de contrôle (encrage desenregistreurs, entretien des instruments) ;
- Minimisation et précision des interventions en salle de contrôle ;
- Facilite le diagnostic et la recherche des pannes ;
- Performance et possibilité d'extension du système, permet son exploitation à pleine charge ;
- Sauvegarde de tous les évènements et alarmes (process, actions opérateur etalarmes système) ;
- Eventuelles études historiques ;
- Facilite les interventions sur site et diminue les risques de déclenchement.

✓ **Exploitation :**

L'utilisation du système informatique comme noyau central du projet a en effet apporté ungrand plus à la malléabilité de ce dernier. Certains calculs nécessaires à la prise de décision, sont devenus possibles, offrant ainsi une analyse beaucoup plus optimale à l'utilisateur. Nousénumérerons à titre d'exemple les points suivants :

- Calcul automatique du bilan de production journalier ;
- Consultation et suivi des opérations journalières ;
- Disponibilité de tous les outils nécessaires à l'opérateur (trends, contrôle group…etc.) ;
- Facilite la manipulation et le contrôle du process

III. 2.4. Principales fonctions de base d'un système DCS :

Les principales fonctions de base à réaliser par un système numérique de contrôle et decommande des procédés industriels sont :

- Adaptation des signaux échangés avec le procédé ;
- Traitement en temps réel des données échangées avec le procédé ;
- Traitement en temps différé des données échangées avec le procédé ;
- Communication avec les utilisateurs du système numérique ;
- Communication avec d'autres systèmes voisins

III.2.5. Architecture du DCS

L'architecture de bas du DCS se présente sur les quatre nivaux suivants

Niveau1 : Raccordement

- Instruments de mesure et de contrôle .

Niveau 2 : acquisition des signaux

- Analogiques
- Digitaux
- Liaisons séries.

Niveau 3 : Traitement des entrées / sorties

- Exécution des algorithmes

Niveau 4 : Interface opérateur

- Affichage des graphiques , des valeurs numériques et des états digitaux.
- Gestion des alarmes
- Historisation
- Passage des consignes
- Rapports de production.

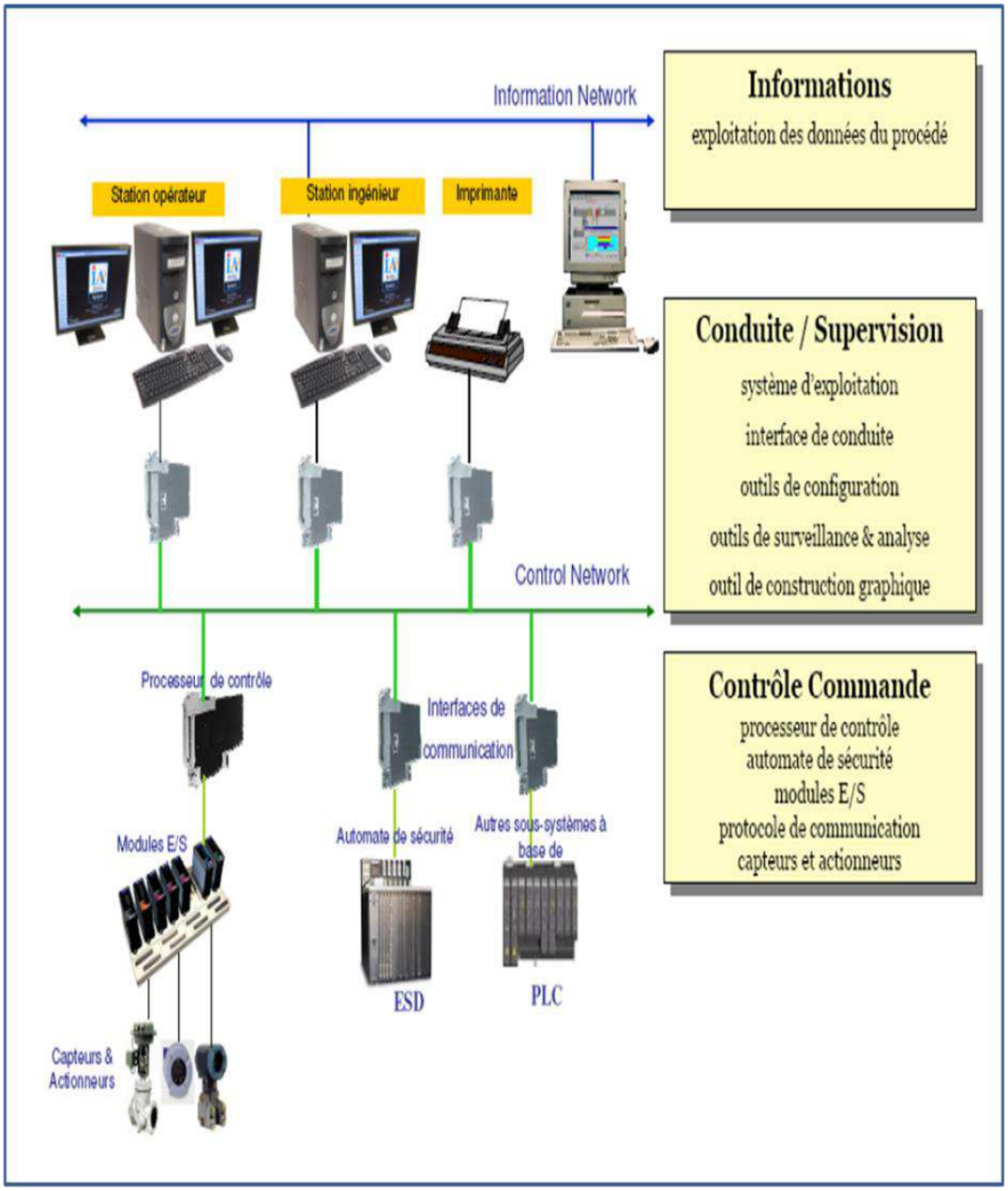


Figure III.2: Architecture générale du **DCS**

III.3. DCS I/A Séries (Intelligent/ Automation) de FOXBORO

III.3.1.Historique de la sosiété FOXBORO

Société multinationale crée 1908 par les américains a Massachussetts, elle a pour objectif le développement et la commercialasalion de matreil (instrumentation et systéme) et logiciel de contrôle –commande de procédés industriels (Pétrochimie, chimie , industrie agroalimentaire, industries papeteries). Elle a un effectif qui dépasse 6000 personnes reparties dans plus de 100 pays, c est principaux concurrents sont :

YOKOGAWA, HONEYWELL, EMERSON

III.3.2.Aspect hardware du DCS SERIE I/A

Les modules constituant le système DCS

III.3.2.1. Le processeur de contrôle CP

Les traitements réalisés par le processeur de contrôle font appel à des algorithmes standards fournis par FOXBORO appelés 'BLOC'.

Le bloc est une entité logicielle qui réalise une fonction (calcul, etc..) prédéfinie par son algorithme.

Le CP assure les fonctions principales suivantes :

- Communication avec les modules d'E/S et les cartes de conversion (FBM) ;
- Communication avec les autres stations du réseau CP, AW et WP ;
- Exécutions des algorithmes de traitements continus ;
- Exécutions des algorithmes de traitements séquentiels.

Selon le type de processeur utilisé, il existe plusieurs types de processeurs de contrôle (CP10,CP30, CP40, CP60, CP270,CP280).



Figure III.3: La Module CP

III.3.2.2. Le module d'entrée/sortie FBM (**F**ield **B**us **M**odule**)**

Les modules d'E/S FBM réalisant les fonctions générales suivantes

- Interface entre les signaux industriels du processus automatisé et le processeur de contrôle
- Convection des signaux industriels (analogiques) en signaux numérique (acquisition) et inversement (commande)

- Mise en repli de sécurité de l'équipment commandé en cas perte de communication avec le CP



Figure III.4: La Module FBM

III.3.2.3. Processeur de communication

Le proceseur de communication fournit les fonction nécessaires aux autres stations du réseau pour communication fournit les fonctions nécessaires aux autres station du réseau pour communiquer avec :

- Des imprimates
- Des terminaux VT100

III.3.3.Description de support Logiciel/Software Foxboro

III.3.3.1. Logiciel FoxView

FoxView (remplace Display Manager) est l'interface Homme/Machine du système. En effet, cet outil de base inclus dans toutes les stations AW et WP a pour rôle d'avoir sous forme de synoptiques une

partie ou l'ensemble du process. Il permet :

- La présentation de l'environnement opérationneldu I/A series sous forme de synoptiques interactif et dynamique en temps réel,
- La conduite, sous vues synoptiques, du procédé,
- La visualisation de l'état des différentes alarmes du procédé,
- Le réglage de l'environnement selon l'utilisateur du poste. Les différents opérateurs et ingénieurs ont accès à des données et des fonctions spécifiques selon leur autorisation,

- L'accès aux autres applications et logiciels comme FoxDraw, ICC, FoxHistory, …

III.3.3.2. Logoiciel FoxDraw

Le logiciel d'édition graphique FOXDRAW (remplace Display builder) permet la construction conviviale des vues de conduites du système I/A Series. Le logiciel FOXDRAW dispose d'une importante bibliothèque d'objets graphiques (boutons, vannes, pompes, capteurs, bidons, etc.) pour optimiser le temps de construction de l'imagerie. Il est possible de définir les propriétés graphiques des objets telles que les couleurs, les types de ligne et les configurer pour les faire refléter des conditions procédé ou les changements opérateur

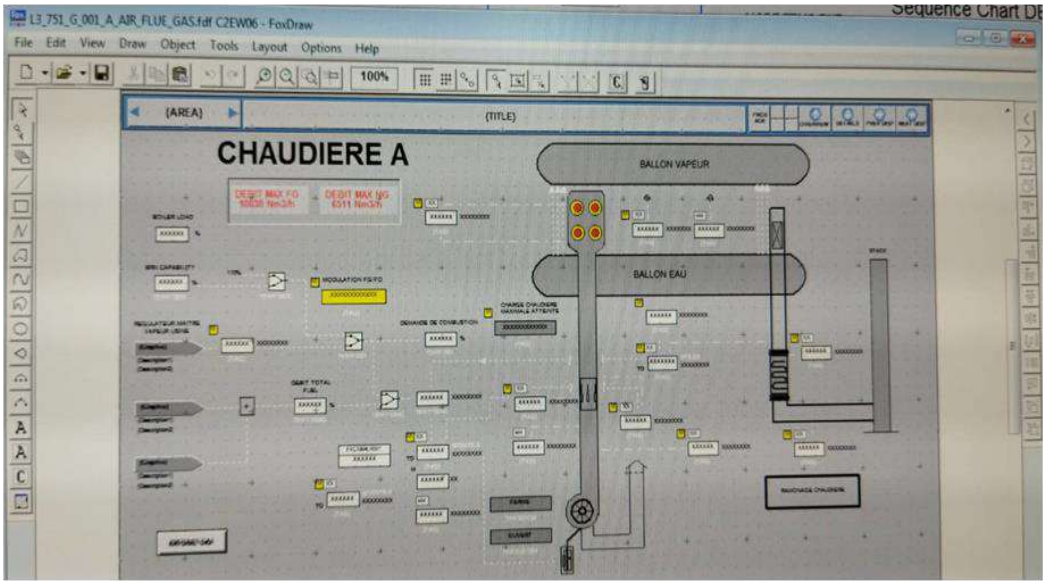


Figure III.5: La fenêtre FoxDraw

III.3.3.3. Logiciel Fox Select

Dans le système I/A Séries, la base de données du traitement algorithmique est organisée suivant la hiérarchie station, schéma puis bloc.

Dans cette partie Nous allons décrire Le logiciel **Fox Select** qui permet d'accéder aux divers éléments de cette hiérarchie, den visualiser la composition détaillée et état opérationnel, dans un mode interactif.

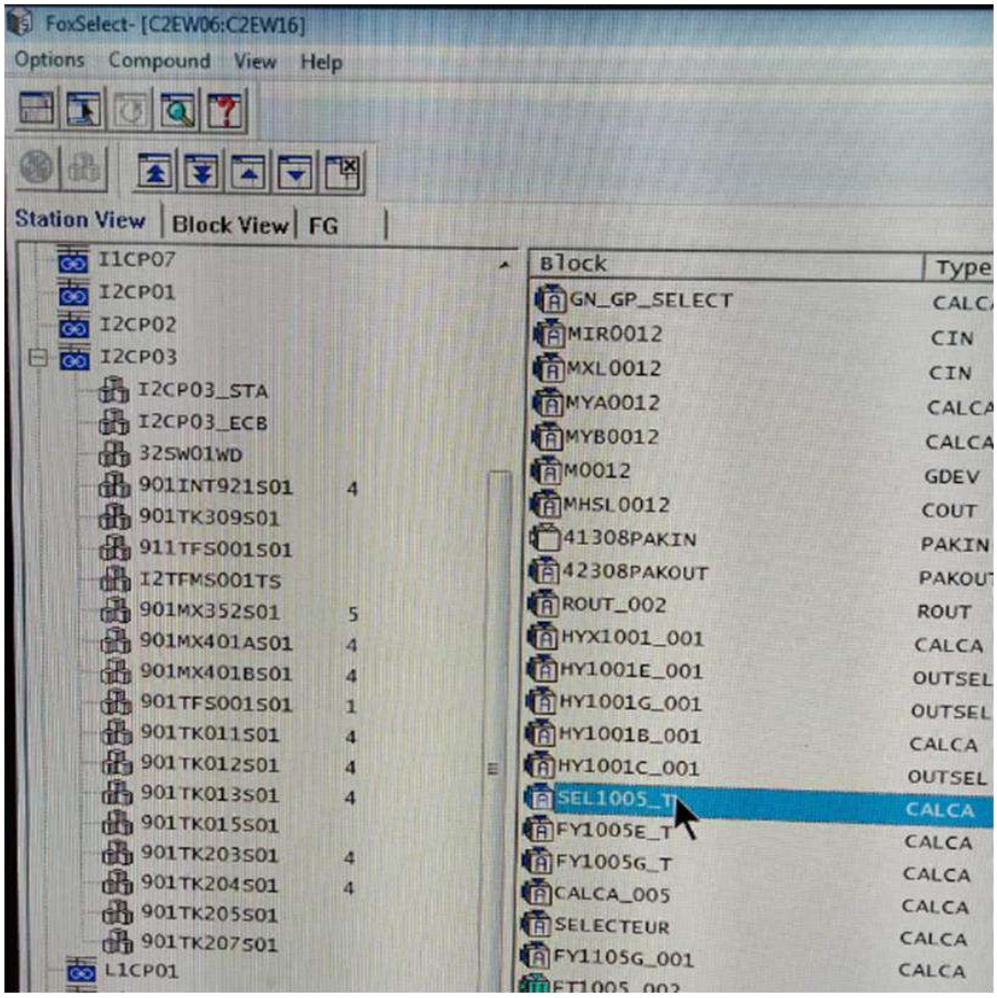


Figure III.6: La Fenêtre Fox Select

III.3.3.4 ARCHESTRA IDE

ARCHESTRA est un logiciel de développement interactif éditée par **INVENSYS** pour faciliter la configuration des différents modules entrée / sortie et l'introduction des différents programmes **DCS.**

III.3.3.5. Le bloc Advanced Calculateur

Le bloc Advanced Calculateur (CALCA) fournit à la fois des fonctions logiques et des calculs arithmétiques. Capacité au sein d'un environnement intégré. Ce bloc offre une efficacité à double opérande dans plusieurs instructions mathématique et logiques résultant en une réduction de trois à un de la durée de votre programme par rapport au même calculs effectués dans un programme bloc CALC. Le bloc CALCA ne prend pas en charge le verrouillage des sorties réelles, contrairement au bloc CALC.

Le processus de configuration vous permet de programmer le bloc en entrant une série de jusqu'à 50 paramètres de programmation. Chaque pas de programme est représenté par une chaîne de paramètres de 16 caractères maximum. Les entrées et sorties du bloc CALCA sont

: 8 entrées réelles, 2 entrées entières longues, 2 entrées entières, 16 entrées booléennes, 4 sorties réelles, 2 sorties entières longues, 8 sorties booléennes et 6 sorties entières, tel illustrées à la Figure 15-1. Plus le bloc contient 24 registres de stockage de données en mémoire à virgule flottante qui sont conservés entre les cycles d'exécution.

• Le blocage des sorties n'est pas pris en charge.

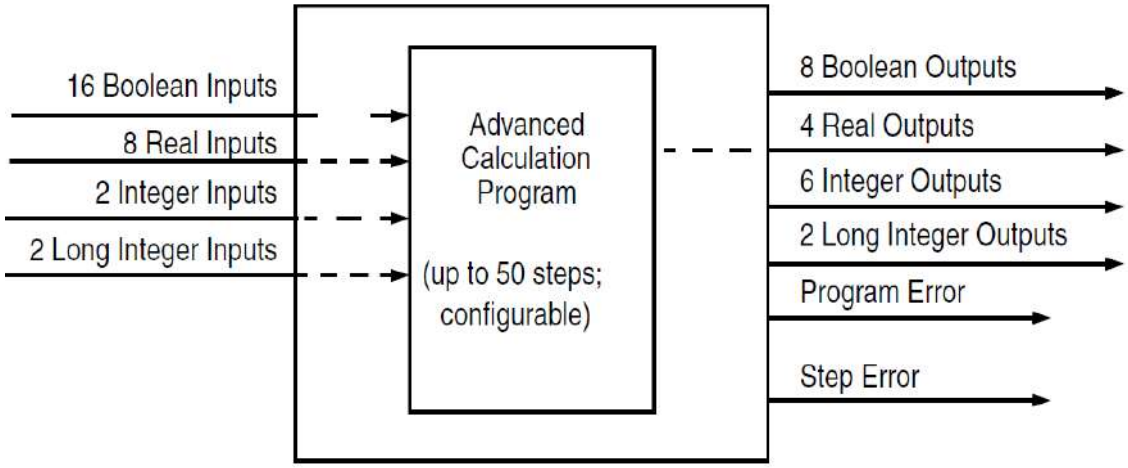


Figure III .7 : CLACA Block I/O Diagramme;

PIDA

Le contrôleur PIDA implémente une rétroaction PID continue et une anticipation additive et multiplicative commande d'une boucle analogique . Ses entrées principales , consigne et mesure , sont utilisés pour calcules sa sortie , la variable manipulée , basée sur l'ensemble de l'utilisateur ou de manière adaptative valeur réglage – bande proportionnelle,temps intégral , temps dérivé, retard le temps et le gain relatif du point de consigne . la capacité d'anticipation peut etre utilisée pour découpler l'interaction boucles , telles au'un contrôle de niveau lent en cascade vers un contrôle de débite rapide , en plus de compenser pertubations de charge mesurées.

III.4. BMS

C'est lui qui est responsable de la surveillance les principaux paramètres de la chaudière et qui intervient en cas de perte d'une des conditions de sécurité. Le réseau du système BMS est étroitement lié à celui du système ESD. En effet au niveau de la raffinerie le BMS (Burner management system) est à base du TRICONEX gère toutes les séquences de démarrage de la chaudière, ça sécurité et la protection contre la perte de la flamme au niveau des brûleurs.

Deux systèmes distincts pour la gestion d'une chaudière.

D.C.S qui assure le contrôle et la gestion des paramètres de fonctionnement

Le réseau du système BMS est étroitement lié à celui du système ESD. Le système BMS est un système autonome et ne permet aucune commande à distance à partir du DCS.

L'automatisation de la production consiste à transférer une partie des tâches de coordination, auparavant exécutées par des opérateurs humains, dans un ensemble d'objets techniques appelé Partie Commande.

TRICONEX

TRICONEX est une automate programmable d'INVENSYS, un leader mondial en gestion de la performance de actifs dans le secteur industreil. Le TRICONEX est utilisé dans des instalation a sécurité critique, le niveau de sécurité exigé est très éléve tel que les instalation de raffinage, de traitement de gaz, les turbomachines, instalations nucléaires.

Le système TRICON TMR (redondance triple modulaire) est composé de trois système de contrôle paralléles distinct intégrés dans un meme ensemble matériel . le vote des données logiques de type deux sur trois garantit un fonctionnement en continu a haut niveau d'intégrité et sans erreur .

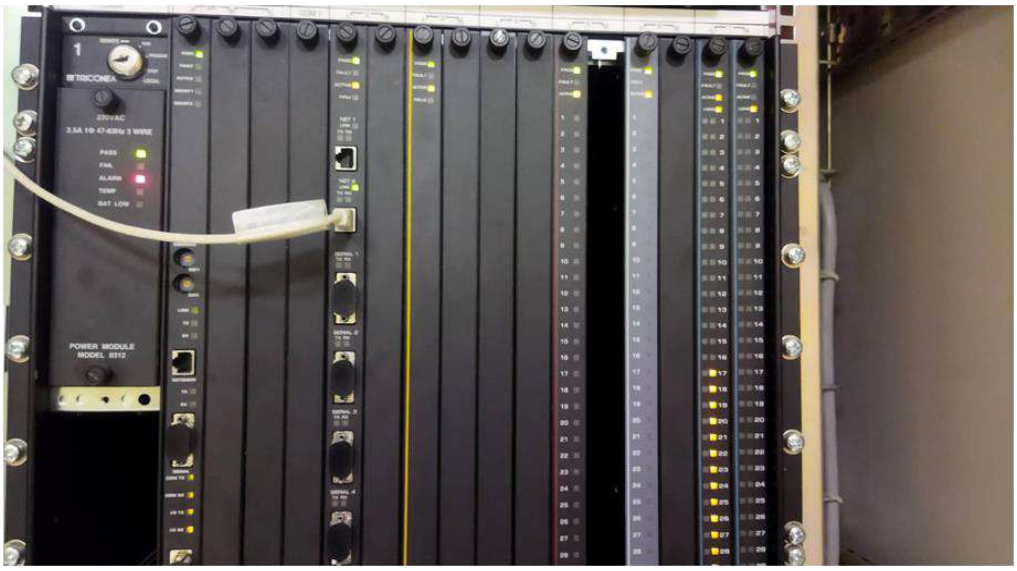


Figure III .8 : TRICONEX

III.5. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les principales fonctions d'un système de contrôle de processus et de commande comme DCS qui son principale role avant tout etd'assurer le suivi et le contrôle dans les industries pétrolières.

Dans ce qui suit, nous présentons le projet de développement d'un programme de contrôle de la nature de gaz de la chaudière, ainsi que lasolution proposée pour rendre le systèmeautomatisée**.**

Chapitre IV : Système de Régulation Proposé et Résultats

IV.1. Introduction

Dans ce que suit nous allons présenter les modifications apportées au système de démarrage des bruleurs afin de fonctionner

Pour la résolution du problème nous avons récupère l'historiques de fonctionnement des chaudières en fuel gaz et gaz naturel voici les courbes des boucles (air de combustion, gaz, vapeur)

A propos des résultats il faut bien préciser est-ce que sont des données réelles ou bien des simulations effectuées par un logiciel.

Les figures en bas doit être bien séparer et dans chaque axe en trouve le paramètre bien écrit en fonction du temps (dans l'axe des abscisses) l'écriture des paramètres est illisible.

IV.2. Courbe

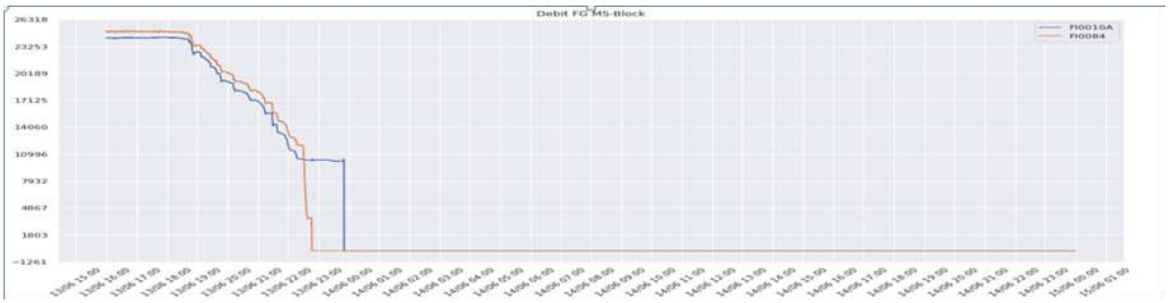


Figure IV.1: Debit FG MS-BLOCK



Figure IV.2: demande en alimentation de la chaudière



Figure IV.3: Boucle D'oxygène

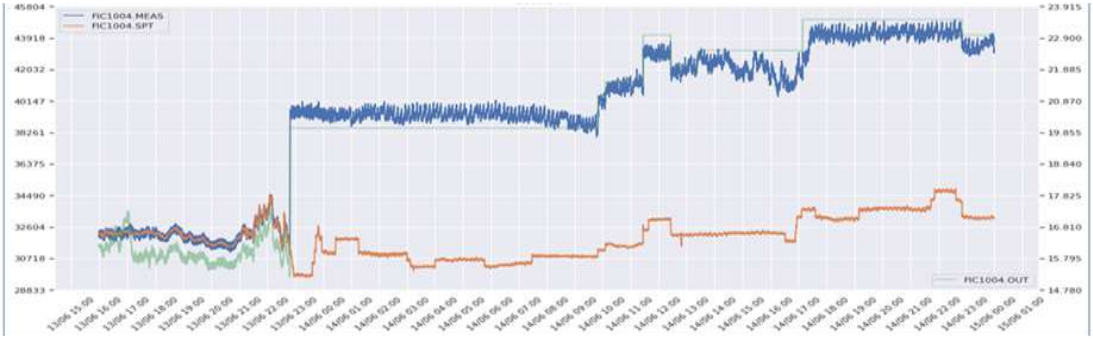


Figure IV.4: Boucle d'aire

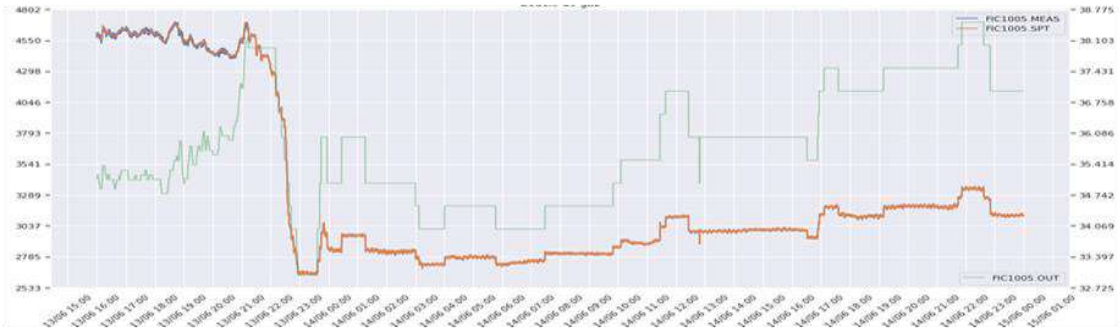


Figure IV.5: Boucle de Gaz

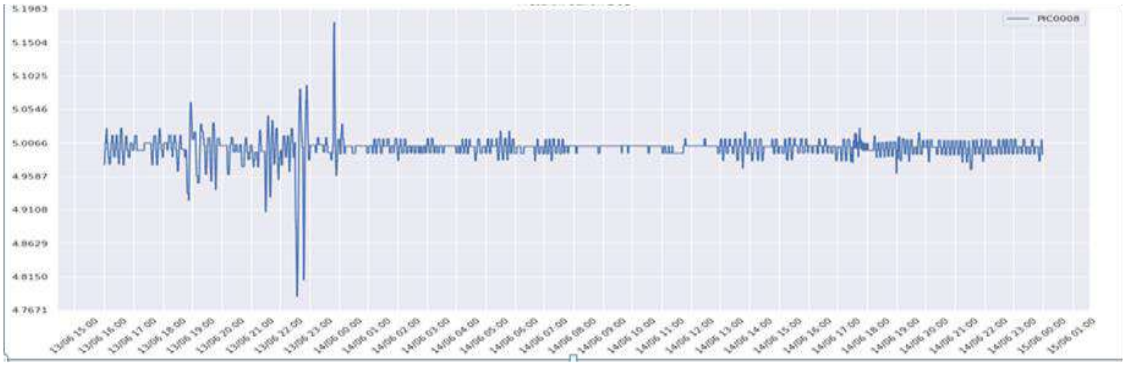


Figure IV.6: Pression Ballon D01

IV.3. Discussion des résultats :

- On voit bien que lors de l'arrêt de l'unité CCR (baisse du débit Fuel gaz) comme indiquée sur la première courbe (figure **IV.1**, en couleur marron), la consigne calculée du débit de gaz, trait vert, sur la deuxième courbe (figure **IV.2)**, s'écarte du débit de gaz mesuré par le transmetteur, trait marron, ceci obligera l'opérateur a mettre les chaudières en manuelles.
- On observe la même chose pour le débit d'air combustion comme indiquer par la quatrième courbe (figure **IV.4)**, ou la consigne en couleur marron s'écarte énormément du débit d'air nécessaire pour le maintien de la charge.
- Il est à noter que la quantité d'oxygène est restée relativement stable (figure **IV.3)**.

Les résultats de l'historique de fonctionnement montrent clairement que les coefficients indiqués sur les fiches techniques (figure **IV.7)** ne sont pas adéquat lors du fonctionnement avec du gaz naturel.

Pour remédier à ce vrai problème, il nécessaire de faire la synthèse de nouveaux paramètres ce qui sera abordé dans ce qui suit.

Calcul des paramètres :

Pour le calcul des nouveaux paramètres nous avons utilisé les fiches techniques suivantes :

A DIVISION OF SOFINTER S.p.a.			PROJECT : ALGIERS REFINERY REHAB. AND ADAPT.						2	1
ELECTRICAL CONNEC.	☒ 1/2" NPT-F		☐ ISO M20 x 1.5							
CONVERTER OUTPUT	☒ 4÷20 mA		☒ SMART TYPE			☒ HART PROTOCOL				
POWER SUPPLY	☒ 24V dc		LOAD RESISTENCE Ω							
HOUSING	DEGREE OF PROTECT.	☒ IP 65	ELECTRICAL CONSTR. ☒ EEx-ia ☒ II GROUP C TEMP. CLASS. T4 CERTIFICATE ATEX No. _____ STANDARD _____							
ACCURACY RATING	☒ +/- 1% SPAN		☐ MFR.STD.							
QUANTITY - TAG. No.		1	751-FT-1005			For Verification			For Verification	
PIPING SIZE CLASS MAT.		6"	A1A	SA106 Gr.B	6"	A1A	SA106 Gr.B	6"	A1A	SA106 Gr.B
	GAS		FUEL GAS (A)			FUEL GAS (D)			NATURAL GAS		
	SOLID MASS CONT. -TYPE		%			%			%		
	PRESSURE: NOR. - DES.		4 Kg/cm²g	7 Kg/cm²g		4 Kg/cm²g	7 Kg/cm²g		4 Kg/cm²g	7 Kg/cm²g	1
OPER-	TEMPERAT.: NOR. - DES.		31 °C	65 °C		31 °C	65 °C		31 °C	65 °C	
ATING	MASS DENSITY		0,468	Kg/Nm³		0,2	Kg/Nm³		0,844	Kg/Nm³	1
CONDI-	MASS DENSITY@Norm. Cond.		2,0476	Kg/m³		0,875	Kg/m³		3,693	Kg/m³	1
	VISCOSITY		0,01332	cP		0,01083	cP		0,01178	cP	1
TIONS	FLOW MIN.		565	☐ Kg/h		885	☐ Kg/h		360	☐ Kg/h	1
	RATE NORM.	UNIT	/	☒ m³/h		/	☒ m³/h		/	☒ m³/h	
	MAX.		2475	☐ Nm3/h		3873	☐ Nm3/h		1488	☐ Nm3/h	1
	MIN. CONDUCTIVITY			m S/cm			m S/cm			m S/cm	

Figure IV.7: Débitmètres Vortex Fiche Technique

IV.5. Calcule des paramètres

IV.5.1. DEBITMETRE :

2475 m^3/h ⟶ 10830 Nm^3/h (Gaz Process)

1488 m^3/h ⟶ x Nm^3/h (Gaz Naturel)

$$x = \frac{1488 * 10830}{2475} = 6510\ Nm^3/h$$

Conversion de la fonction FY 1005 m^3/h A Nm^3/h

$$Qn = Qm * \frac{273.15}{Tm + 273.15} * \frac{Pm + Patm}{Patm}$$

Qn : débit de gaz combustible de gaz normalise Nm^3/h

Qm: débit de gaz carburant mesuré m^3/h

Tm: Température gaz mesurée *°C*

Pm: Pression de gaz mesurée *Kg/h* cm^2g

Patm: Pression atmosphérique *1.03323kg/*cm^2g

Gaz Process :

110 % ⟶ *10830* Nm^3/h

100 % ⟶ *9825* Nm^3/h

Gaz Naturel :

110 % ⟶ *6510* Nm^3/h

100 % ⟶ *9825* Nm^3/h

IV.5.2. COEFFICIENT (K) :

K=3275 a 110% Gaz Process

K=1973 a 110% Gaz Natural

K=9825 a 100% Gaz Process

K=5920 a 100% Gaz Natural

IV.6. Implémentation des nouveaux paramètres et du Switch de sélection.

IV.6.1. Crée une nouvelle stratégie

IV. 6-2. Crée un bloc TOGGLE accessible depuis HMI

IV. 6-3-1. Ajouter un bloc CALCA qui permet la sélection entre 10830 Nm^3/h et 6510*Nm3/h* (pour 110%)

IV. 6-3-2. Ajouter un bloc CALCA qui permet la sélection entre 9825 Nm^3/h et *5920*Nm^3/h (pour 100%)

IV.6-4-1. Ajoute un bloc CALCA que fait sélection entre coefficient K= 3275 et k=1925

IV.6-4-2. Ajouter un bloc CALCA que fait sélection entre coefficient k=9825 et k=5920

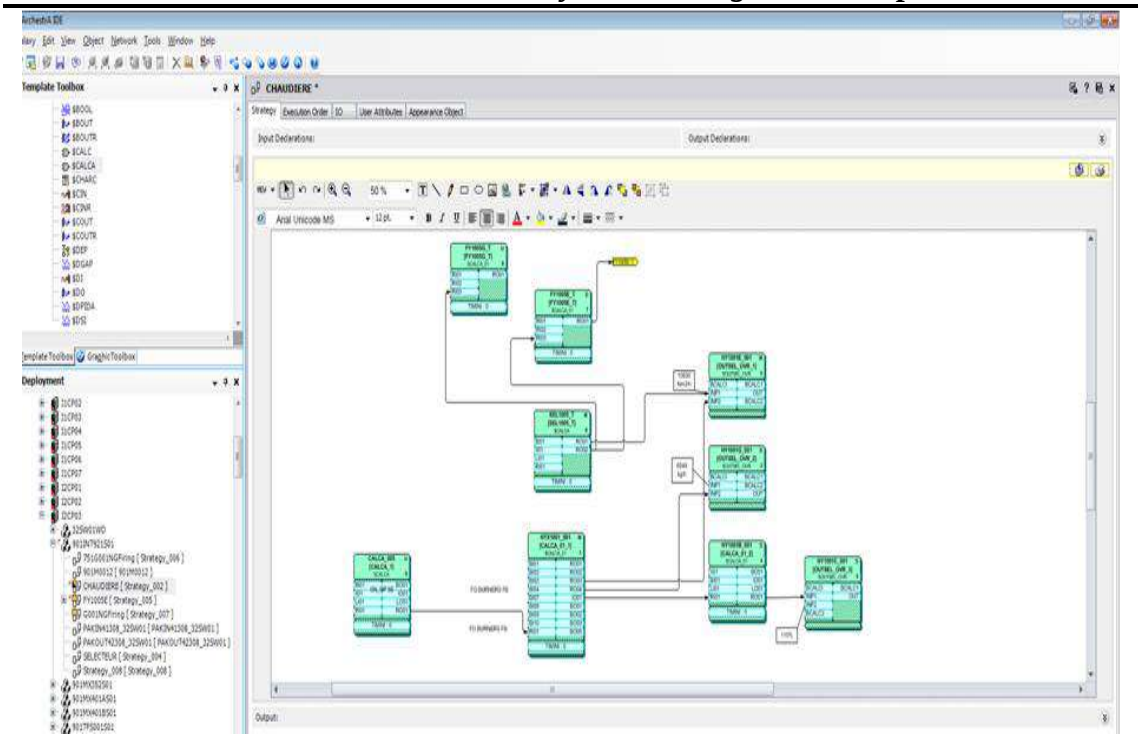


Figure IV.8: Nouvelle Stratégi

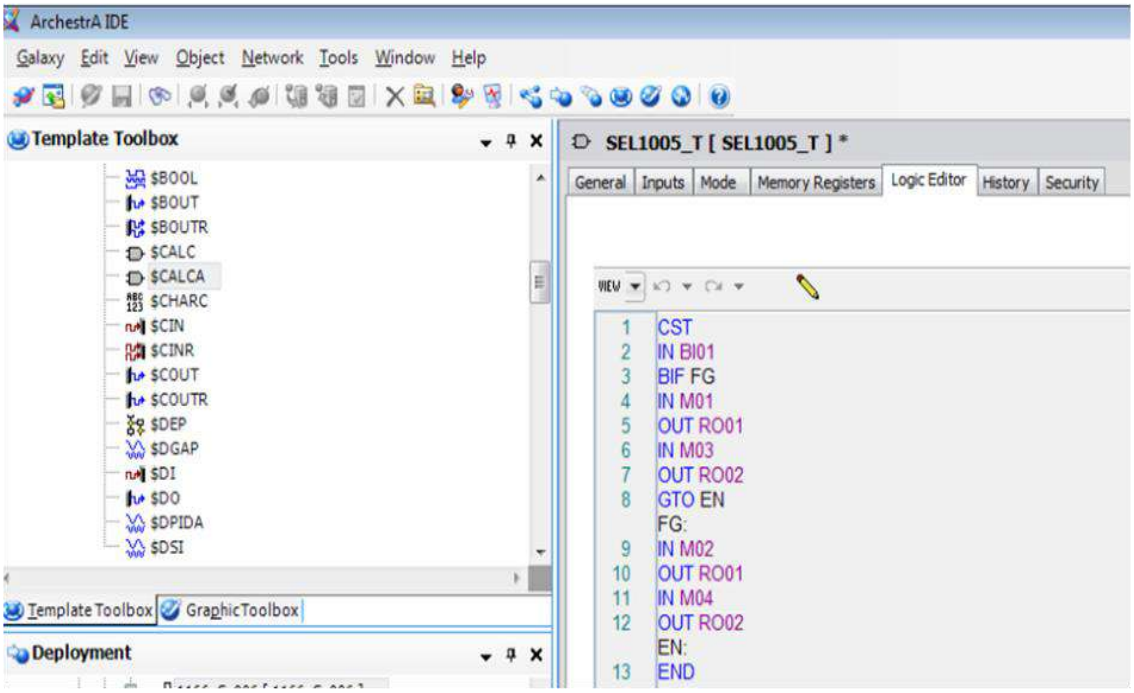


Figure IV.9: Editeur Logique Bloc CALCA Sélecteur (GN-GP)

Bloc CALCA entre le paramètre de (GN-GP- coefficient K)

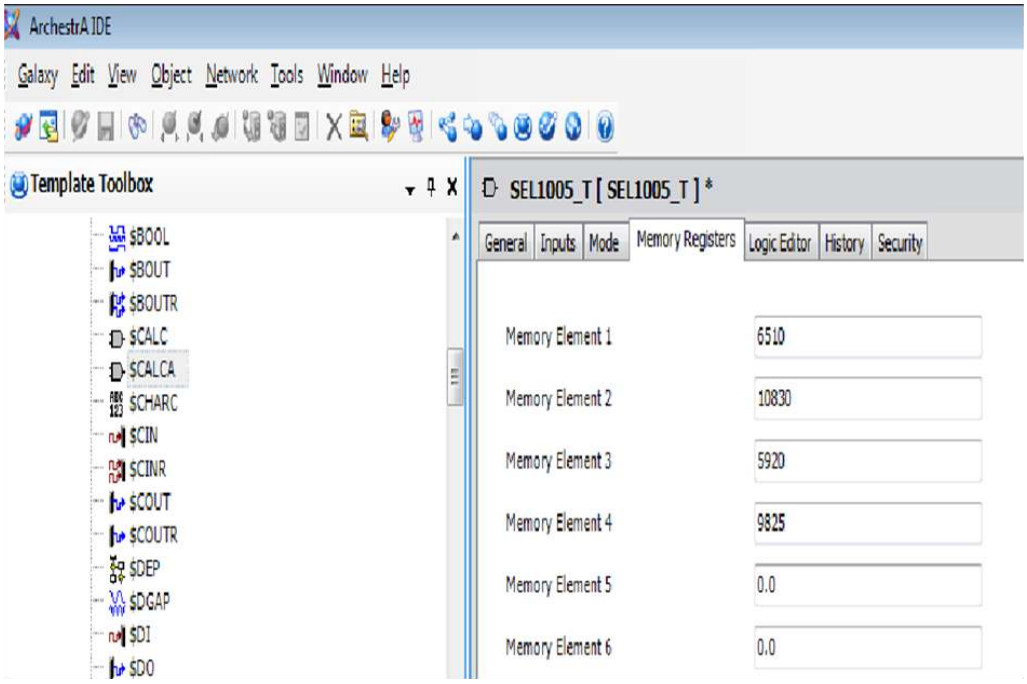


Figure IV.10: Registres de Mémoire Selecteur

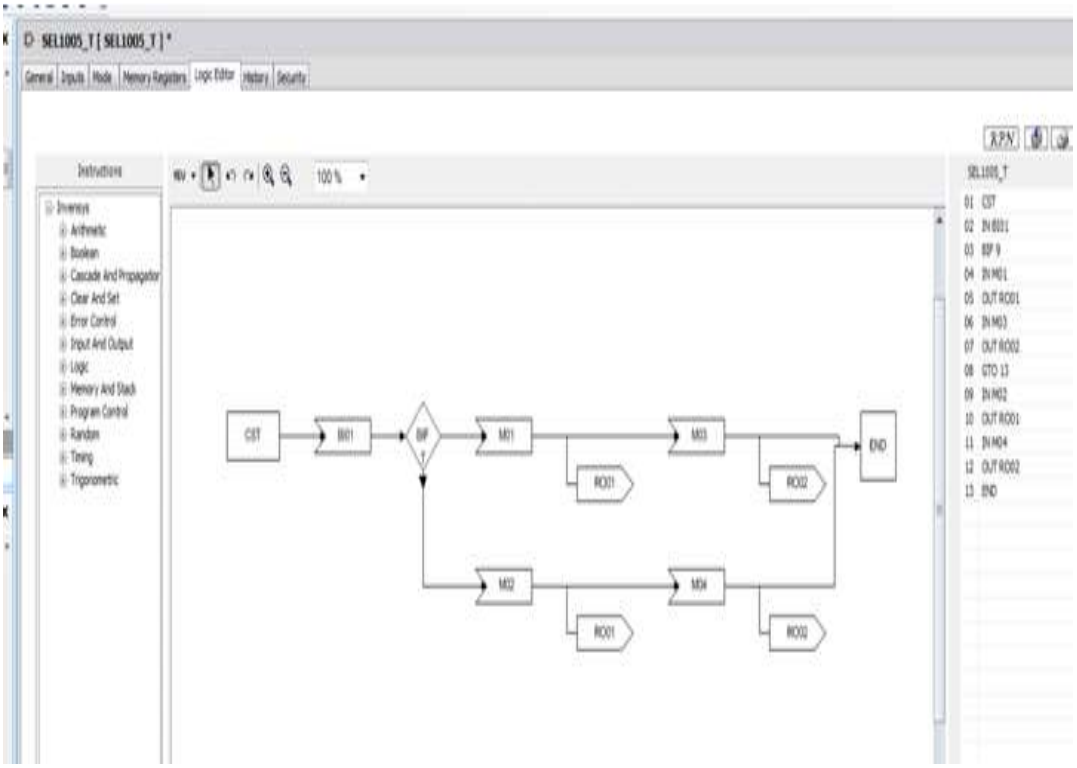


Figure IV.11 : schéma Logique Bloc CALCA Sélecteur (GN-GP)

Bloc CALCA sélecteur entre le coefficient K a 110%

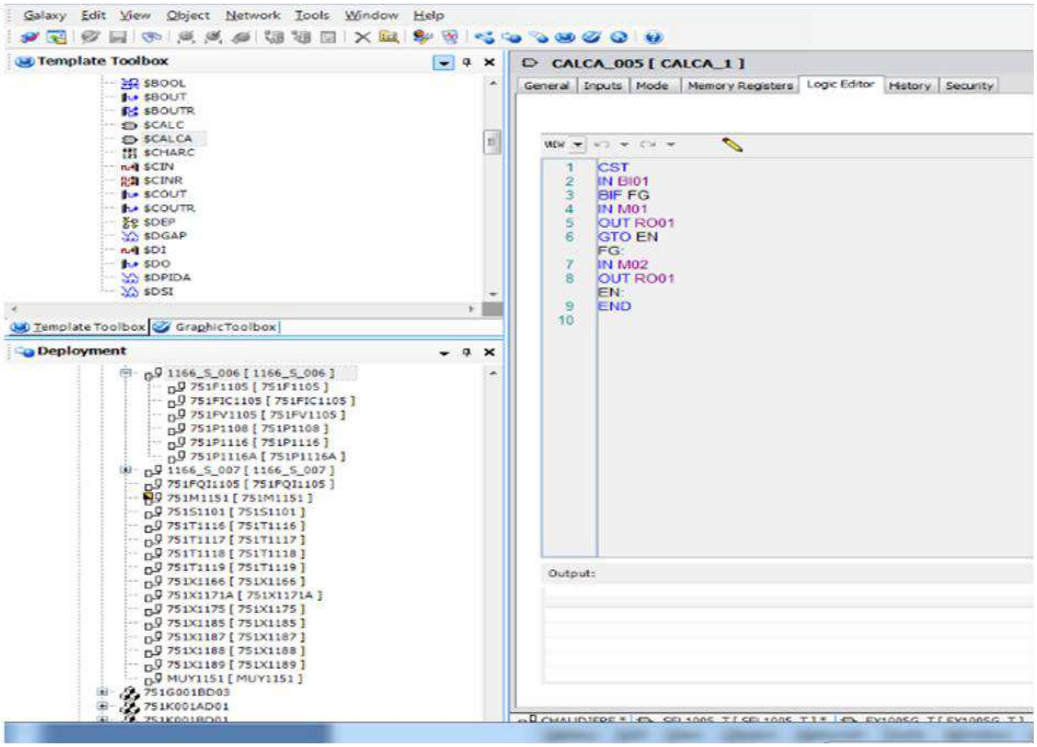


Figure IV.12: Editeur Logique de RI01(Bloc CALCA HYX1001)

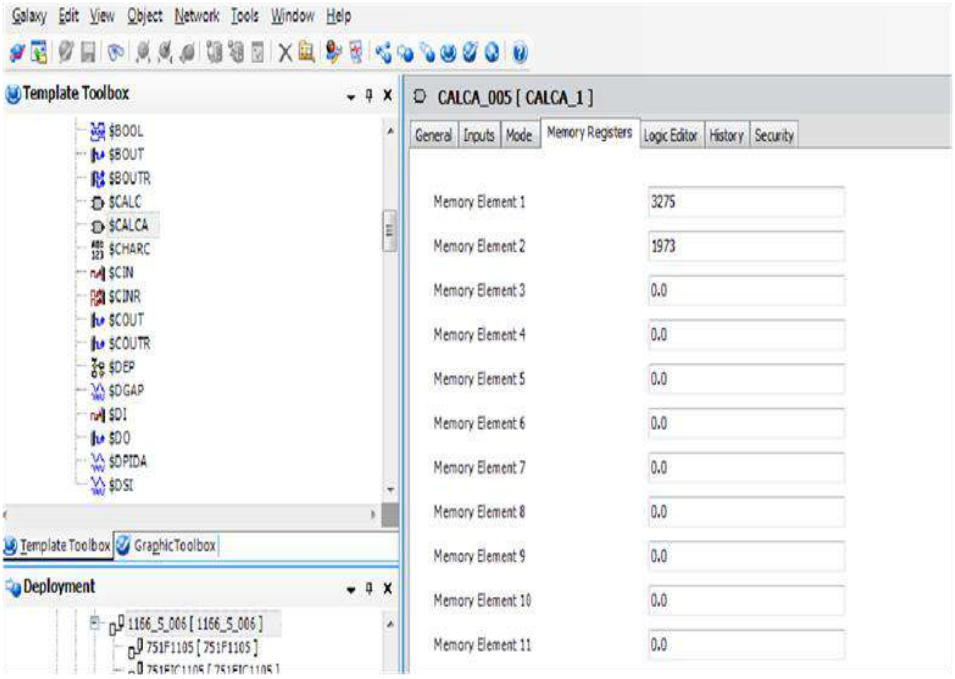


Figure IV.13: Registres de Mémoire (coefficient K a 110%)

IV.7. Fonctionnement du switch :

Lors du changement de la nature du gaz l'opérateur procédera a mettre les chaudières en manuel jusqu'à la stabilisation de la nature de gaz au niveau du ballon, il procédera ensuite a changer le mode de fonctionnement en utilisons le Switch. Cela permettra le basculement

vers les paramètres adapté à la nature du gaz. Ces nouveaux permettrons de mettre les chaudières en automatique en toute sécurité.

IV.8. Les résultats expérimentaux :

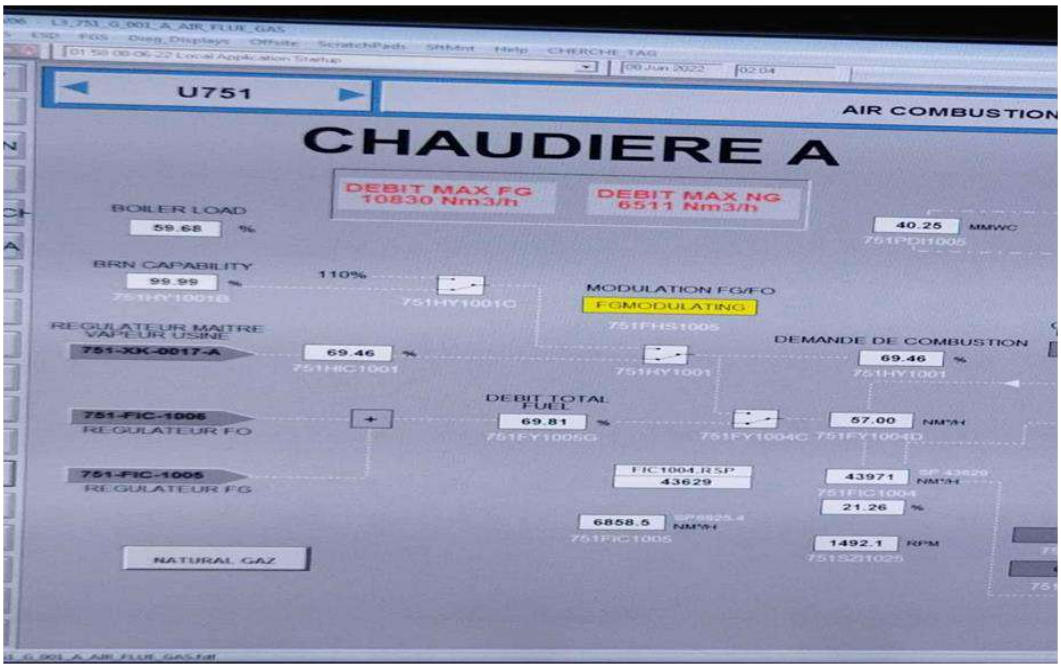


Figure IV.14: Chaudière à (Gaz Process) En Mode Automatique

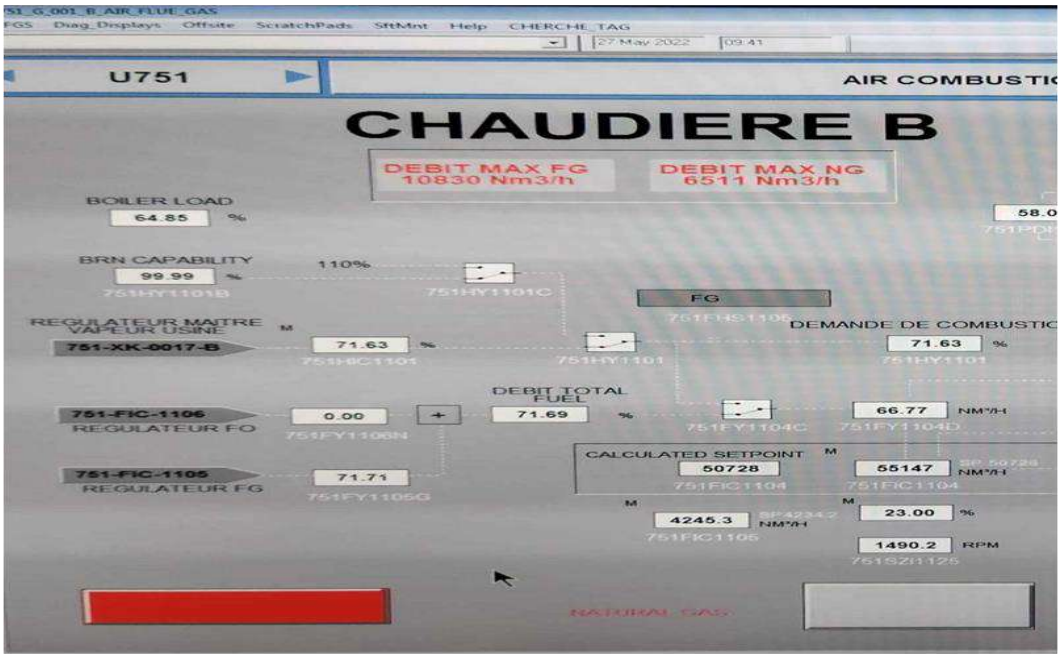


Figure IV.15: 2 Chaudières Gaz Naturel En Mode Manuel

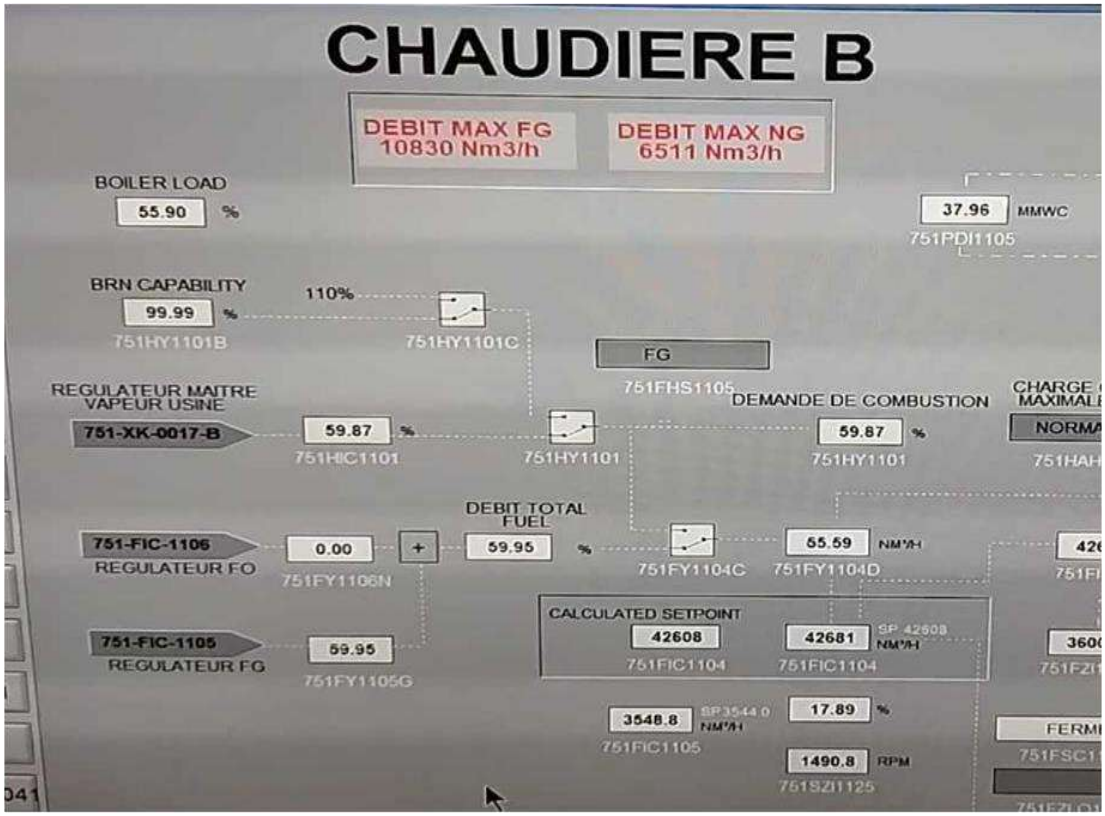


Figure IV.16: Chaudière Gaz Naturel En Mode Automatique

IV.9. Conclusion

Nous avons identifié les différents points qui influent sur la combustion par gaz naturel puis nous avons proposé les modifications nécessaires a apporté au système d'allumage des chaudières en prenant en considération ces points. Ces modifications ont été implémentés et testé en temps avec succès sur le système de contrôle commande.

Conclusion Générale :

Dans le cadre du projet de fin d'étude, nous avons effectué un stage au sein de la société Nationale SONATRACH. A la raffiner d'Alger 17.04.2022 au 17.06.2022.

Il nous a permis de se familiariser avec le milieu professionnel et de ressentir le poidsde la responsabilité qui pèse sur l'équipe technique chargée du service S.N.C.C.

Durant notre stage, nous avons touché de façon pratique la technologie de système deLes chaudières. Ce qui nous a permis d'apprendre et de comprendre le fonctionnement des différents éléments régissant cette dernière sans aucune prétention,

A cet effet nous avons eu l'occasion de nous initier à la programmation avec le langage DCS et le logiciel de configuration de ARCHESTRA programmable industrie.

Enfin, nous espérons que notre travail sera une meilleure solution à la problématique réelle posée par les personnels de la société et servira comme base de départ pour notre vie professionnelle et être bénéfique aux promotions futures.

Références bibliographies

1. Documentation raffinerie d'Alger
2. CHAUDIÈRE À VAPEUR GUIDE DE CONDUITE LOOS INTERNATIONAL

   Nürnberger Straße 73 Allemagne 2009
3. Alegria raffinerie réhabilitation and adaptation Project « 751-G-001 A/B – utility boilers boiler opération and maintenance manuel »
4. Documentation Tecchip France
5. Documentation de la SONATRACH : « Control Loop Diagram 751-G-001 A/B » Tecchip France
6. Documentation de la SONATRACH: «CONTROL FUNCTIONAL DESCRIOTION 751-G-011 A/B ».TECHNIP MACCHI
7. Site officiel de raffiner d'Alger
8. Documentation Sonatrach instrumentation
9. Documentations Sonatrach formation IAP institue Alegria pétrole DCS
10. Mémoire Ferhat Amhis « Etude et simulation de DCS I/A Séries de FOXBORO sur le four rebouilleur H101 » .
11. MÈMOIRE DE FIN D'ÈTUDES Mr. ZEBBOUDJ Omar « Automatisation d'un système de ramonage de chaudière par automate programmable industrielle siemens s7 3oo »
12. Documentation de la SONATRACH: « FOXDRAW FOXVIEW 2005»

Annexe

1. Utilités :

1.1. Eau alimentaire Chaudière :

- Pression (batterie limite) : 56 kg/cm2 (g)
- Température (batterie limite) : 120°C

- Spécification eau alimentaire Chaudière :
  - Fer (Fe) [ppm] : < 0.02
  - Cuivre (Cu) [ppm] : < 0.003
  - PH (25°C) : 8.5-9.5
  - Conductivité[µmho/cm] : 2
  - Silice (SiO2) [ppm] : < 0.02
  - Dureté totale (CaCO3) [ppm] : Nulle
  - TDS[ppm] : 1
  - Oxygène (O2) [ppm] : < 0.007
  - TOC [ppm] : < 0.5

1.2. Fuel gas :

Pression fuel gaz (batterie limite) : 4 kg/cm2 (g)

Température fuel gaz (batterie limite) : 31°C

1.3. air instrument :

Pression batterie limite : 7.3 kg/cm2 (g)

Température at batterie limite : 38°C

1.4. Air service :

Pression batterie limite : 8.5 kg/cm2 (g)

Température batterie limite : ambient

1.5. Eau de refroidissement :

Pression batterie limite(Entrée) : 4.5 kg/cm2 (g)

Température batterie limite (Entrée) : 28°C

Pression batterie limite(Retour) : 2.5 kg/cm2(g)

Température batterie limite (Retour) : 43°C

1.6. Vapeur MP :

Pression batterie limite : 15.1 kg/cm2 (g)

Température batterie limite : 260°C

1.7. Energie électrique :

Moteur dont la puissance supérieure à 110kW : 5500V – 50Hz – 3 phases

Autre moteur dont la puissance inférieure à 110 kW : 400V – 50Hz – 3 phases

Service : 230V – 50Hz – 1 phase

24Vdc

1.8. Performance Chaudière :

- Débit vapeur @100% MCR : 81500 kg/h
- Débit vapeur @110% MCR : 89650 kg/h
- Température vapeur @ (batterie limite) : 405±5 °C
- Pression vapeur @ (batterie limite) : 36±0.5 kg/cm2 (g)
- Purge continue : 1 to 3 %