

N° Ordre...../FHC/UMBB/2024

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

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

MASTER

Présenté par

BOULBERHANE Ayoub
AOUAR Islam

Filière : Hydrocarbures
Spécialité : Commande Automatique

Thème

**Proposition d'un système de basculement de
combustible entre « fuel gaz » et « gaz naturel »
dans la chaudière 751-G-001 A.**

Devant le jury :

MEGLOULI Hocine	MCA	UMBB	Président
BOUMEDINE Mohand Said	MCA	UMBB	Examineur
KHEBLI Abdelmalek	MCB	UMBB	Encadrant

Année Universitaire : 2023/2024

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Automatisation des procédés industrielles
Filière : Hydrocarbures
Spécialité : Commande automatique

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

MASTER

Thème

**Proposition d'un système de basculement de
combustible entre « fuel gaz » et « gaz naturel »
dans la chaudière 751-G-001 A.**

Présenté par :
BOULBERHANE Ayoub
AOUAR Islam

Avis favorable de l'encadrant :
KHEBLI Abdelmalek
signature :

Avis favorable du Président du jury
MEGLOULI Hocine

Signature :

Cachet et signature

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciement

Toute ma gratitude à **ALLAH**, le Tout-Puissant, de nous avoir accordé la santé, la force et la volonté d'entreprendre et d'achever ce modeste travail que nous implorons de faire aboutir.

Avant tout, ce travail n'aurait pas pu aboutir à sa richesse actuelle et voir le jour sans l'aide et l'encadrement précieux de Monsieur **KHEBLI Abdelmalek**. Nous lui adressons nos plus vifs remerciements pour la qualité exceptionnelle de son encadrement, sa patience, sa rigueur et sa disponibilité constante tout au long de l'élaboration de ce mémoire.

Nous tenons également à remercier tout particulièrement Monsieur **AMRANI Mohamed** pour sa disponibilité, ses conseils avisés et son accompagnement pédagogique et patient tout au long de cette expérience professionnelle. Veuillez agréer, **Mr. AMRANI**, l'expression de notre sincère respect et de notre profonde reconnaissance.

Nous n'oublions pas non plus de remercier Monsieur **TAKDJOUT Amine**, Monsieur **ZEBBOUDJ Omar** et tous les membres de l'équipe de la salle de contrôle centralisée et du service d'Instrumentation pour avoir mis à notre disposition leur matériel et documentation, et pour leurs judicieux conseils prodigués tout au long de notre stage. Nous tenons également à exprimer notre reconnaissance à toutes les personnes que nous n'avons pas citées nominalement mais qui sont présentes dans nos pensées. Nos sincères remerciements à tous.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail avec attention.

Nous adressons également nos remerciements à nos collègues qui ont contribué à rendre cette formation particulièrement enrichissante et agréable.

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation tout au long de notre cursus universitaire.

Nous ne saurions jamais trop remercier nos familles pour leur soutien indéfectible tout au long de ce parcours.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Aujourd'hui, je suis rempli d'émotion alors que je me tiens devant vous pour célébrer la réalisation de mon mémoire de fin d'études. C'est un moment important de ma vie, et je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers chacun d'entre vous, qui a joué un rôle si précieux dans mon parcours académique.

Avec l'aide de Dieu tout-puissant, qui m'a tracé le chemin de ma vie, j'ai pu réaliser ce travail que je dédie :

À toi, cher papa, je tiens à te dire combien je suis reconnaissant pour ta présence constante et ton soutien indéfectible tout au long de ma vie et de mes études. Tu as été mon premier guide et mon premier enseignant, m'inculquant des valeurs telles que la détermination, la persévérance et le respect du savoir. Ton soutien indéfectible a été ma source de motivation et d'inspiration. Je suis fier de te considérer non seulement comme mon père, mais aussi comme mon mentor et mon ami.

Chère maman, ton amour inconditionnel, ta bienveillance et ta force ont été mes piliers dans ce voyage éducatif. Tu as toujours cru en moi, même lorsque je doutais de mes propres capacités. Ta tendresse et tes encouragements m'ont permis de surmonter les défis et d'atteindre mes objectifs. Je t'exprime ma profonde gratitude pour tout ce que tu as sacrifié pour moi et pour ton soutien indéfectible.

À mes frères **ISHAK, ABDERRAHMANE** et surtout à ma sœur **CHAYMA**.

À ma famille dans son ensemble, je tiens à vous exprimer ma profonde reconnaissance pour votre amour et votre soutien constants. Vous avez été mes piliers, mes repères et ma source de force.

À tous les amis que j'ai rencontrés jusqu'à présent, merci pour votre amitié, votre soutien et vos encouragements. Je n'oublierai jamais mon binôme **Islam** pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet.

À tous ceux qui ont marqué ma vie, de près ou de loin, je vous exprime ma profonde gratitude du fond du cœur. Votre soutien a été inestimable pour moi. Que Dieu vous protège et illumine vos jours d'une lumière infinie.

BOULBERHANE Ayoub

Dédicace

Avec l'expression de ma profonde gratitude, je dédie ce modeste travail à ceux à qui, même les mots les plus sincères ne sauraient exprimer la profondeur de mon amour.

À mes chers parents, les deux âmes les plus précieuses au monde, qui m'ont soutenu et accompagné inlassablement tout au long de ma vie. C'est grâce à votre amour indéfectible, vos encouragements constants, votre patience inébranlable et vos sacrifices incommensurables que j'ai pu atteindre cette étape. Que Dieu vous accorde la paix intérieure, le bonheur éternel et vous garde en bonne santé pour toujours.

À mes frères.

À mon binôme **Ayoub**, merci pour ton soutien indéfectible et ta sympathie constante.

À tous mes camarades de la promotion MACA19.

À tous mes enseignants de l'université.

À toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à mon parcours.

AOUAR Islam

ملخص

يهدف هذا المشروع إلى دراسة وتكييف حلقات التحكم في غلاية في مصفاة الجزائر لاستخدام الغاز الطبيعي. سيتم إنشاء نظام تبديل تلقائي بين غاز الوقود والغاز الطبيعي، يتم التحكم فيه بواسطة نظام التحكم والقيادة SNCC المستند إلى DCS FOXBORO I/A series.

كلمات مفتاحية: حلقات تحكم، غلاية، نظام تبديل تلقائي.

Abstract

This project aims to study and adapt the control loops of a boiler in the Algiers refinery for Natural Gas use. An automatic switching system between fuel gas and natural Gas will be implemented, controlled by an SNCC control-command system based on the FOXBORO I/ A series DCS.

Key words: Control loops, Boiler, DCS.

Résumé

Ce projet vise à étudier et à adapter les boucles de régulation **d'une** chaudière dans la raffinerie d'Alger pour une utilisation au gaz naturel. Un système de basculement automatique entre le fuel gaz et le gaz naturel sera mis en place, piloté par un système de contrôle-commande SNCC **à base** du DCS FOXBORO I/ A séries.

Mots clés : Boucles de Régulation, Chaudière, DCS.

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Présentation de la raffinerie d'Alger.....	4
I.1 Introduction	5
I.2 Historique.....	5
I.3 Voyage du pétrole brut.....	5
I.3.1 Avant 1971.....	5
I.3.2 1971, Un nouveau pipeline pour une nouvelle ère	6
I.4 Choix stratégique de la région d'Alger	6
I.5 Situation géographique	7
I.6 Organigramme de la raffinerie d'Alger	8
I.7 Les installations principales.....	8
I.7.1 Unité de distillation atmosphérique U100.....	8
I.7.1.1 Le point de départ.....	8
I.7.1.2 Objectif.....	8
I.7.1.3 Produits finis	9
I.7.1.4 Capacité de traitement	9
I.7.1.5 Composants clés de l'unité	9
I.7.1.6 Fonctionnement simplifié	10
I.7.2 Unité de platforming U200 (reformage catalytique).....	10
I.7.2.1 Composants clés de l'unité	11
I.7.2.2 Fonctionnement.....	11
I.7.3 Unité de traitement et séparation U300	12
I.7.3.1 Composants clés de l'unité	12
I.7.3.2 Fonctionnement.....	12
I.7.4 Parc de stockage	12
I.7.4.1 Capacité totale	13
I.7.4.2 Importance du parc de stockage.....	13
I.7.4.3 Sécurité et environnement	13
I.7.5 Unité de craquage catalytique (RFCC).....	14
I.7.6 La section MS BLOC	15
I.7.6.1 Unité d'hydrotraitement des naphtas NHT (U-500).....	15

I.7.6.2 Unité d'isomérisation des naphtas (U-510)	15
I.7.6.3 Unité de reformage CCR (U-520)	16
I.7.7 La section Sulfure BLOC	16
I.7.7.1 L'unité de traitement des gaz acides (Fuel-Gas) à l'amine (Unité-560-FGATU)	16
I.7.7.2 L'unité de stripage des eaux acides (Unité-570-SWS).....	16
I.7.7.3 L'unité de régénération de l'amine (Unité-580-ARU)	16
I.7.7.4 L'unité de récupération du Soufre (Unité-590-SRU)	17
I.7.8 La section Utilités	17
I.7.8.1 Unité 701.....	17
I.7.8.2 Unités 710/711 (Les tours de refroidissement)	17
I.7.8.3 Unité 720.....	17
I.7.8.4 Unité 741 (Système anti-incendie à eau)	17
I.7.8.5 L'unité CPP 751 (centrale de production propre)	18
I.7.8.6 Unité 781 (Unité de traitement d'air)	18
I.7.8.7 Unité 791 (La torche)	18
I.7.8.8 Unité 810.....	18
I.7.8.9 Unité 830 (L'unité de polissage des condensats)	18
I.7.8.10 Unité 840 (L'unité de soude caustique et d'acide chlorhydrique)	18
I.7.8.11 Unité 850 (L'unité de traitement des effluents)	18
I.8 Conclusion	19
Chapitre II : Les chaudières industrielles.....	20
II.1 Introduction	21
II.2 Définition des chaudières	21
II.3 Rôle des chaudières	22
II.4 Types de chaudières.....	23
II.4.1 Chaudières à tubes d'eau.....	23
II.4.2 Chaudières à tubes de fumée	24
II.4.3 Comparaison des performances	26
II.5 Les éléments principaux d'une chaudière.....	26
II.5.1 Chambre de combustion (Foyer)	26
II.5.2 Les brûleurs	27
II.5.3 Le faisceau vaporiseur.....	28
II.5.3.1 Fonctionnement et optimisation	28
II.5.3.2 Parcours des fumées et de l'eau	28

II.5.4 Economiseur	29
II.5.5 Les vaporisateurs	30
II.5.6 La surchauffeur	30
II.5.7 Le resurchauffeur	31
II.5.8 Le désurchauffeur	31
II.5.9 L'évaporateur	32
II.5.10 Ventilateur de soufflage	32
II.5.11 Ballons de purge	33
II.5.11.1 Purge continue : Maintien de la conductivité de l'eau	33
II.5.11.2 Purge intermittente : Élimination des dépôts de boues	33
II.5.12 Appareils de sécurité	33
II.6 Bac d'eau	35
II.7 Influence de la nature d'eau d'alimentation (EAC)	36
II.8 Le remplissage de chaudière	37
II.9 Spécifications des chaudières MACCHI TITAN M (751-G-001A/B)	37
II.10 Conclusion	38
Chapitre III : Régulation de la chaudière	39
III.1 Introduction	40
III.2 La Régulation	40
III.3 Système de régulation	40
III.3.1 Régulation en boucle ouvert	40
III.3.2 Régulation en boucle fermée	41
III.4 Étude de divers types de boucles de régulation	42
III.4.1 Boucle simple	42
III.4.2 Boucle de régulation cascade	42
III.4.3 Boucle de régulation de rapport	43
III.4.4 Boucle de régulation split-range	44
III.4.5 Boucle de régulation Feed-Forward	45
III.5 Les régulateurs	46
III.5.1 Définition	46
III.5.2 Types des régulateurs	46
III.5.2.1 Régulateur tout ou rien (ON-OFF)	46
III.5.2.2 Régulateur continue	47
III.5.3 Etudes des actions P, I et D	47

III.5.3.1 Régulateur proportionnel (P)	48
III.5.3.2 Régulateur intégrateur pur (I).....	49
III.5.3.3 Régulateur dérivateur pur (D)	50
III.5.3.4 Régulateur Proportionnel Intégrateur Dérivé PID	51
III.5.4 Synthèse sur les actions P, I et D.	51
III.6 Les capteurs	52
III.6.1 Définition	52
III.6.2 Types des capteurs selon l'origine de signal	53
III.6.2.1 Capteurs actifs	53
III.6.2.2 Capteurs passives	54
III.6.3 Types des capteurs selon la grandeur mesurée	55
III.6.3.1 Capteur de niveau	56
III.6.3.2 Capteur de pression.....	58
III.6.3.3 Capteur de débit.....	60
III.6.3.4 Capteur de température.....	61
III.7 Les transmetteurs	64
III.8 Les signaux universels	65
III.8.1 Signal de bas niveau.....	65
III.8.2 Signal de haut niveau.....	65
III.8.3 Le standard 4-20 mA	66
III.9 Les actionneurs	67
III.9.1 Définition	67
III.9.2 Les actionneurs plus utilisables.....	67
III.9.2.1 Les moteurs	67
III.9.2.2 Les pompes.....	68
III.9.2.3 Les compresseurs	69
III.9.2.4 Les vannes automatiques	70
III.10 Boucles de régulation liées au type d'alimentation de la chaudière 751-G-001-A/B	72
III.10.1 Demande de combustible pour la chaudière.....	72
III.10.1.1 Boiler Master (HIC-1001).....	72
III.10.1.2 Capacité des brûleurs.....	74
III.10.1.3 Demande de combustion de la chaudière	76
III.10.1.4 Régulation du rapport Oxygène/Combustible (FIC-1004, AIC-1001)	79
III.10.1.5 Régulation du débit de fuel gaz.....	82

III.11 Conclusion	85
Chapitre IV : Système de contrôle - commande.....	87
IV.1 Introduction.....	88
IV.2 L'évolution de systèmes de contrôle	89
IV.2.1 Contrôle manuel	89
IV.2.2 Régulation pneumatique locale.....	89
IV.2.3 Régulation pneumatique centralisée	89
IV.2.4 Régulation électronique analogique et numérique	89
IV.2.5 Système d'acquisition des données DAS.....	89
IV.2.6 Système de contrôle distribué DCS.....	90
IV.3 Système de contrôle distribue (DCS).....	90
IV.3.1 Définition	90
IV.3.2 Les caractéristiques et le but du système DCS	90
IV.3.2.1 Système	90
IV.3.2.2 Coût de la maintenance	91
IV.3.2.3 Exploitation	91
IV.3.3 Les fonctions principales de base de DCS	92
IV.3.3.1 Adaptation des signaux échangés avec le procédé.....	92
IV.3.3.2 Traitement en temps réel des données échangées avec le procédé	92
IV.3.3.3 Traitement en temps différé des données échangées avec le procédé.....	92
IV.3.3.4 Communication avec les utilisateurs du système numérique.....	93
IV.3.3.5 Communication avec d'autres systèmes voisins	93
IV.3.4 Architecture du système DCS.....	93
IV.4 DCS I/A Séries (Intelligent/ Automation) de FOXBORO	95
IV.4.1 Historique de FOXBORO	95
IV.4.2 Configuration hardware de DCS Serie I/ A.....	96
IV.4.2.1 Module d'alimentation.....	96
IV.4.2.2 Le processeur de contrôle CP	97
IV.4.2.3 Le module d'entrée/sortie FBM	98
IV.4.2.4 Processeur de communication.....	100
IV.4.2.5 Processeur de visualisation WP	101
IV.4.3 Configuration software de DCS série I/ A	102
IV.4.3.1 Foxview	102
IV.4.3.2 Foxdraw	104

IV.4.3.3 FoxSelect	106
IV.4.3.4 ARCHESTRA IDE	107
IV.4.4 Descriptions des blocs de contrôle intégrés.....	108
IV.4.4.1 CALCA (Advanced Calculator Block)	108
IV.4.4.2 OUTSEL (Output Select Block).....	109
IV.4.4.3 SWCH – Switch Block.....	110
IV.5 BMS (Burner Management System).....	111
IV.6 ESD (Emergency Shutdown System)	112
IV.7 TRICONEX	114
IV.8 La relation entre DCS et ESD	116
IV.8.1 Augmentation de la sécurité et de l'intégrité des systèmes	118
IV.8.2 Flexibilité et évolutivité accrue	118
IV.8.3 Amélioration de la disponibilité du système	119
IV.9 Conclusion.....	119
Chapitre V : Etude et programmation du système de basculement FG / NG.	120
V.1 Introduction.....	121
V.2 La partie d'étude	121
V.2.1 Les raisons d'utiliser NG comme combustible pour la chaudière.....	121
V.2.1.1 Environnement	122
V.2.1.2 Économie	122
V.2.1.3 Sécurité et fiabilité	122
V.2.1.4 Durabilité	123
V.2.2 Les boucles de régulation à étudier	123
V.2.3 Les fonctions à modifier.....	124
V.2.3.1 La boucle de capacité des brûleurs en FG	124
V.2.3.2 La boucle de débit de FG	125
V.2.4 Les caractéristiques des fonctions	125
V.2.4.1 La fonction « HY1001D »	125
V.2.4.2 La fonction « HY1001E ».....	126
V.2.4.3 La fonction « FY1005G ».....	127
V.2.4.4 La fonction « FY1005E »	128
V.2.5 Les modifications apportées aux fonctions.....	129
V.2.5.1 La fonction « HY1001D »	129
V.2.5.2 La fonction « HY1001E ».....	133

V.2.5.3 La fonction « FY1005G ».....	133
V.2.5.4 La fonction « FY1005E »	135
V.3 La programmation.....	135
V.3.1 Les blocs de contrôle pour chaque fonction.....	135
V.3.1.1 La fonction « HY1001D »	135
V.3.1.2 La fonction « HY1001E ».....	135
V.3.1.3 La fonction « FY1005G ».....	136
V.3.1.4 La fonction « FY1005E »	137
V.3.2 La programmation sous ARCHESTRA IDE	137
V.3.2.1 Le programme	139
V.3.2.2 Explication de programme	141
V.3.3 L'implémentation du programme dans FoxView	157
V.4 Conclusion	158
Conclusion générale	160
Bibliographie	162

Liste des figures

Figure I. 1 : Situation géographique de la raffinerie d'Alger.	7
Figure I. 2 : Organigramme de la raffinerie d'Alger.....	8
Figure I. 3 : Produits finis de l'unité de distillation atmosphérique.....	9
Figure I. 4 : Parcs de stockage de la raffinerie.	14
Figure II. 1 : Chaudière industrielle.	22
Figure II. 2 : Une chaudière à tubes d'eau.....	24
Figure II. 3 : Une chaudière à tubes de fumée	25
Figure II. 4 : Un bruleur.	27
Figure II. 5 : Les ballons inférieur et supérieur d'une chaudière à tubes d'eau	29
Figure II. 6 : Schéma d'un économiseur.	30
Figure II. 7 : Schéma d'une surchauffeur.	31
Figure II. 8 : Schéma d'un évaporateur.....	32
Figure II. 9 : Soupape de sûreté.	34
Figure II. 10 : Bac de stockage d'eau.	36
Figure III. 1 : Schéma de régulation en boucle ouverte.	41
Figure III. 2 : Schéma de régulation en boucle fermée.	42
Figure III. 3 : Boucle de régulation cascade.....	43
Figure III. 4 : Boucle de régulation de rapport.	44
Figure III. 5 : Boucle de régulation split-range.	45
Figure III. 6 : Boucle de régulation Feed-Forward.	46
Figure III. 7 : Principe de fonctionnement d'un régulateur tout ou rien.	47
Figure III. 8 : Eléments de base pour un régulateur PID.....	48
Figure III. 9 : Effet de gain K_P sur la réponse	49
Figure III. 10 : Effet du coefficient $1/T_i$ sur la réponse	50
Figure III. 11 : Effet du coefficient T_d sur la réponse.....	51
Figure III. 12 : Schéma d'un capteur.	53
Figure III. 13 : Mesure de niveau par flotteur.....	56
Figure III. 14 : Mesure de niveau par plongeur.....	57
Figure III. 15 : Mesure de niveau par pression différentielle.	57
Figure III. 16 : Détecteur électromagnétique de niveau	58
Figure III. 17 : Schéma de principe d'un capteur de pression.	59
Figure III. 18 : Schéma de principe d'un capteur de pression capacitif.	59
Figure III. 19 : Schéma de principe d'un capteur de pression à fibre optique.	60
Figure III. 20 : Sonde RTD.....	62
Figure III. 21 : Thermistance.....	63
Figure III. 22 : Thermocouple.....	64
Figure III. 23 : Capteur et transmetteur en situation.	64
Figure III. 24 : Exemples des transmetteurs.	65
Figure III. 25 : Un moteur.	68
Figure III. 26 : Une pompe.....	69
Figure III. 27 : Un compresseur.....	70
Figure III. 28 : Une vanne automatique.	71

Figure III. 29 : Boucle de régulation pour le boiler master	73
Figure III. 30 : Boucle de régulation pour la capacité des bruleurs	74
Figure III. 31 : Boucle de régulation pour la capacité des brûleurs à Fuel Gaz	76
Figure III. 32 : Boucle de régulation pour la demande de combustion du la chaudière ..	79
Figure III. 33 : Boucle de régulation pour le débit d'air de combustion	81
Figure III. 34 : Boucle de régulation pour la correction d'oxygène.....	82
Figure III. 35 : Boucle de régulation pour le débit de FG	85
Figure IV. 1 : Architecture générale du DCS	95
Figure IV. 2 : Module d'alimentation.....	97
Figure IV. 3 : Processeur de contrôle CP270.	98
Figure IV. 4 : Module d'E/S FBM216b.	99
Figure IV. 5 : Module d'E/S FBM217.....	99
Figure IV. 6 : Modules FBM avec déferents types de raccordement.....	100
Figure IV. 7 : Schéma de la communication entre le I / A séries et ces périphériques par un CP COM 10	101
Figure IV. 8 : Station de travail.	102
Figure IV. 9 : Fenêtre Foxview.	104
Figure IV. 10 : Fenêtre Foxdraw.	106
Figure IV. 11 : Fenêtre FoxSelect.....	107
Figure IV. 12 : La fenêtre ARCHESTRA IDE.....	108
Figure IV. 13 : Schéma d'E/S du bloc CALCA	109
Figure IV. 14 : Schéma d'E/S du bloc OUTSEL.....	110
Figure IV. 15 : Schéma d'E/S du bloc SWCH.....	110
Figure IV. 16 : Exemple de Burner management system.....	112
Figure IV. 17 : Système d'arrêt d'urgence (ESD) typique.....	114
Figure IV. 18 : Automate programmable Triconex.....	115
Figure IV. 19 : Automate programmable Triconex sur site.	116
Figure IV. 20 : Zones de fonctionnements et les systèmes intervenant	117
Figure V. 1 : Le rendement en FG et NG des bruleurs de ZECCO.....	123
Figure V. 2 : Les fonctions HY1001D et HY1001E.....	124
Figure V. 3 : La fonction FY1005E	125
Figure V. 4: La fonction FY1005G.....	125
Figure V. 5 : Les caractéristiques de la fonction HY1001D	125
Figure V. 6 : Les signaux d'E/S de la fonction HY1001D	126
Figure V. 7 : Les caractéristiques de la fonction HY1001E.....	126
Figure V. 8 : Les signaux d'E/S de la fonction HY1001E.....	127
Figure V. 9 : La formule de K pour la fonction FY1005G.....	127
Figure V. 10 : Les signaux d'E/S de la fonction FY1005G	128
Figure V. 11 : La formule de K pour la fonction FY1005E	128
Figure V. 12 : Les signaux d'E/S de la fonction FY1005E.....	129
Figure V. 13 : La fiche technique de débitmètre FT1005	130
Figure V. 14 : La formule de la fonction FY1005	131
Figure V. 15 : Le débit maximal de FG par rapport à la charge de la chaudière.....	134
Figure V. 16 : Bloc CALCA dans ARCHESTRA IDE.....	135
Figure V. 17 : Type de bloc de programmation de HY1001E.....	136

Figure V. 18 : Bloc OUTSEL dans ARCHESTRA IDE.	136
Figure V. 19 : Type de bloc de programmation de FY1005G	137
Figure V. 20 : Type de bloc de programmation de FY1005E	137
Figure V. 21 : L'icône d'ARCHESTRA IDE.....	138
Figure V. 22 : L'accueil d'ARCHESTRA IDE.....	138
Figure V. 23 : Les étapes de création d'une stratégie.....	139
Figure V. 24 Le programme.	140
Figure V. 25 : Le bloc CALCA « HY1001D ».....	141
Figure V. 26 : Editeur logique de « HY1001D ».....	141
Figure V. 27 : Les entrées de « HY1001D ».....	142
Figure V. 28 : Registres de mémoire de « HY1001D ».....	142
Figure V. 29 : Le bloc CALCA « HY1001D_001 ».....	143
Figure V. 30 : Editeur logique de « HY1001D_001 ».....	143
Figure V. 31 : Les entrées de « HY1001D_001 ».....	144
Figure V. 32 : Registres de mémoire de « HY1001D_001 ».....	144
Figure V. 33 : Le bloc OUTSEL « HY1001E ».....	145
Figure V. 34 : La configuration de « HY1001E ».....	145
Figure V. 35 : Le bloc OUTSEL « HY1001E_001 ».....	146
Figure V. 36 : La configuration de « HY1001E_001 ».....	146
Figure V. 37 : Le bloc CALCA « FY1005G ».....	147
Figure V. 38 : Editeur logique de « FY1005G ».....	147
Figure V. 39 : Les entrées de « FY1005G ».....	148
Figure V. 40 : Registres de mémoire de « FY1005G ».....	148
Figure V. 41 : Le bloc CALCA « FY1005G_001 ».....	149
Figure V. 42 : Editeur logique de « FY1005G_001 ».....	149
Figure V. 43 : Les entrées de « FY1005G_001 ».....	150
Figure V. 44 : Registres de mémoire de « FY1005G_001 ».....	150
Figure V. 45 : Le bloc CALCA « FY1005E ».....	151
Figure V. 46 : Editeur logique de « FY1005E ».....	151
Figure V. 47 : Les entrées de « FY1005E ».....	152
Figure V. 48 : Registres de mémoire de « FY1005E».....	152
Figure V. 49 : Le bloc CALCA « FY1005E_001 ».....	153
Figure V. 50 : Editeur logique de « FY1005E_001 ».....	153
Figure V. 51 : Les entrées de « FY1005E_001 ».....	154
Figure V. 52 : Registres de mémoire de « FY1005E_001 ».....	154
Figure V. 53 : Bloc SWCH_SMPLE pour le bouton sélecteur FG/NG.....	155
Figure V. 54 : Quelques étiquettes de déclarations d'entrée.	155
Figure V. 55 : Zone de création des déclarations d'entrée.....	156
Figure V. 56 : Quelques étiquettes de déclarations de sorties.....	156
Figure V. 57 : Zone de création des déclarations de sorties.....	156
Figure V. 58 : Le switch FG/NG dans FoxView.	157
Figure V. 59 : La seule différence entre la chaudière A et B	158

Liste des tableaux

Tableau II. 1 : Comparaison des performances de deux types de chaudières.....	26
Tableau III. 1 : Les avantages et les limitations des actions P, I et D.....	52
Tableau III. 2 : Capteurs actifs : principes physiques de base	54
Tableau III. 3 : Capteurs passifs : principes physiques et matériaux	55

Liste des Abréviations

RA1G	La raffinerie Sidé arsine Alger.
GPL	Le gaz de pétrole liquéfié.
RFCC	Unité de craquage catalytique.
SOx	Les oxydes de soufre.
NOx	Les Oxydes d'azote.
NHT	Unité d'hydrotraitement des naphtas.
CCR	Unité de reformage.
FGATU	Unité de traitement des gaz acides.
SWS	Unité de stripage des eaux acides.
ARU	Unité de régénération de l'amine.
SRU	Unité de récupération du Soufre.
EAC	Eau d'alimentation de chaudière.
CPP	Centrale de production propre.
BMS	Burner Management System.
CNM	Capacité nominale maximale.
O2	Dioxygène.
CO	Monoxyde de carbone.
SO2	Dioxyde de soufre.
SWAS	Steam and water analysis system.
CCE	Chaudières de centrale électrique.
HRSG	Heat recovery steam generator.
Cv	Coefficient de débit de vanne.
SP	Set point.
PV	Present value.
RTD	Résistance thermique a température dépendante.
SONATRACH	Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures.
API	Automate Programmable Industrielle.

DCS	Distributed Control System.
ESD	Emergency shut Down.
SNCC	Système numérique de contrôle-commande.
LAN	Local area network.
E/S	Entré/sortie.
MA	Module d'alimentation.
CP	Control processor.
FBM	Field Bus Module.
AW	Autoworker.
WP	Workstation Processor.
UNIX	Uniplexed Information and Computing Service.
CP COM 10	Control Processor Communication 10.
NT	New Technology.
MFT	Master Fuel Trip.
ATEX	Atmosphère Explosible.
IEC	International Electrotechnical Commission.
SIL	Safety Integrity Level.
FG	Fuel gas.
NG	Natural gas.
IDE	Integrated Development Environment.
FO	Fuel oil.
CL	Control loop.
PC	Pouvoir calorifique.
IHM	Interface Homme-Machine.

Introduction générale

Introduction générale

Dans le domaine industriel, la production de vapeur ou d'eau chaude joue un rôle crucial. Le principe fondamental consiste à chauffer de l'eau pour générer de la vapeur, et l'énergie thermique nécessaire peut être obtenue de différentes manières : par l'effet Joule de l'électricité, par la combustion de combustibles solides, liquides ou gazeux.

Les chaudières assurent le transfert d'énergie thermique sous forme de chaleur à un fluide caloporteur, généralement de l'eau. Cette chaleur provient de la combustion de combustibles (charbon, fioul, gaz, bois, etc.), de la récupération de chaleur à partir d'autres fluides (gaz de combustion, gaz de procédés chimiques, circuit primaire d'une centrale nucléaire) ou encore d'autres sources d'énergie comme l'électricité. Indispensables tant dans le domaine industriel que domestique, les chaudières servent à la production d'eau chaude sanitaire, au chauffage des bâtiments et à divers processus industriels.

Au sein de la chaudière, le fluide caloporteur (généralement l'eau) peut être chauffé uniquement (restant liquide), chauffé et vaporisé, ou encore chauffé, vaporisé et surchauffé. Ce choix dépend de l'application finale : chauffage simple pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage basse température, vaporisation pour le chauffage haute température et la production de vapeur, et surchauffe pour des besoins thermiques spécifiques dans les processus industriels.

Problématique

Les chaudières de la raffinerie d'Alger (en particulier la chaudière 751-G-001-A) fonctionnent au "Fuel Gas" et au "Fuel Oil". Ce dernier présente plusieurs inconvénients à différents niveaux : impact environnemental, coûts élevés, problèmes de sécurité et existence d'alternatives plus durables comme le gaz naturel. Notre objectif est de remplacer le FO par le NG tout en conservant le FG. Cependant, nous rencontrons des problèmes lors de ce changement :

- Risque élevé d'arrêt des chaudières dû au changement de nature du combustible.

- Difficulté à mettre les chaudières en mode automatique avec du gaz naturel (le basculement entre FG et NG).

Objectifs du sujet

- Adapter les boucles de régulation pour le fonctionnement au gaz naturel.
- Mise en place d'un système de basculement automatique entre Fuel Gaz et gaz naturel.

Ce document est organisé comme suit :

- Le premier chapitre donne un aperçu de la raffinerie d'Alger.
- Chapitre II est destiné aux chaudières industrielles (leurs types, leurs éléments principaux, etc.) et aux spécifications de la chaudière MACCHI 751-G-001A/B.
- Le chapitre III présente la régulation de la chaudière (les types de régulation, les éléments principaux de la boucle de régulation en détail « instrumentation ») et quelques « Control loops » de notre chaudière.
- Chapitre IV : Système de contrôle-commande. Tout ce qui concerne DCS I/ A série Foxboro en termes de « hardware » et de « software ».
- Le dernier chapitre : étude et programmation du système de basculement FG/NG.
- Conclusion générale.

Chapitre I : Présentation de la raffinerie d'Alger.



I.1 Introduction

La raffinerie d'Alger, également connue sous le nom de raffinerie de Sidi Arcine, constitue un pilier essentiel du paysage industriel en Algérie. Elle joue un rôle clé dans le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers dérivés tels que l'essence, le diesel, le kérosène, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le fioul lourd.

Ce chapitre propose une immersion dans l'univers de cette raffinerie emblématique, en explorant son histoire riche, sa situation géographique stratégique et ses principales installations.

I.2 Historique

La raffinerie d'Alger a été créée en **décembre 1959** suite à la découverte de pétrole dans le sud de l'Algérie en **septembre 1959**. La construction a commencé en **janvier 1960**, mais la raffinerie n'a été opérationnelle que le **janvier 1964** par un consortium de sociétés étrangères. Les coûts totaux de construction sont estimés à **210 millions de dinars**, dont **170 millions de dinars** pour l'installation et **40 millions** pour l'établissement et autres frais [1].

I.3 Voyage du pétrole brut

Débutant dans les profondeurs du Sahara algérien, où le pétrole brut est extrait. Ce précieux liquide noir va ensuite parcourir un long chemin avant d'arriver à la raffinerie d'Alger, où il sera transformé en produits que nous utilisons quotidiennement [1].

I.3.1 Avant 1971

Le voyage commençait par un transport maritime. Des navires citernes, appelés tankers, chargeaient le pétrole brut à Bejaia, sur la côte nord-est de l'Algérie. Ils traversaient ensuite la Méditerranée pour accoster au port pétrolier d'Alger. Là, le pétrole était déchargé et acheminé par un pipeline, un long tuyau souterrain, jusqu'au parc de

stockage de la raffinerie. Ce pipeline avait un diamètre de 26 pouces, soit environ 66 centimètres [1].

I.3.2 1971, Un nouveau pipeline pour une nouvelle ère

En 1971, un événement majeur a marqué l'histoire du transport du pétrole en Algérie : l'arrivée du pipeline Hassi-Messaoud - Bejaia. Ce pipeline, d'une longueur de 131 kilomètres et d'un diamètre de 18 pouces (environ 46 centimètres), relie le gisement de Hassi-Messaoud, au sud du pays, à la ville de Bejaia. Cette nouvelle infrastructure a permis d'acheminer le pétrole brut directement à la raffinerie d'Alger, réduisant ainsi la dépendance aux tankers et optimisant le transport. Le débit initial de ce pipeline était de 500 mètres cubes par heure.

Modernisation et augmentation du débit Le développement ne s'est pas arrêté là. Le pipeline de Beni Mansour, reliant le pipeline Hassi-Messaoud - Bejaia à la raffinerie d'Alger, a été modernisé. Son diamètre a été augmenté à 20 pouces (environ 51 centimètres), ce qui a permis d'augmenter considérablement son débit, atteignant 800 mètres cubes par heure [1].

I.4 Choix stratégique de la région d'Alger

L'implantation de la raffinerie d'Alger n'a pas été un hasard. La région d'Alger a été choisie pour plusieurs raisons stratégiques :

- **Son fort potentiel de développement industriel** : La présence d'une main-d'œuvre qualifiée et d'infrastructures adéquates était essentielle pour le bon fonctionnement de la raffinerie
- **Sa position en tant que principal centre de consommation** : La région d'Alger concentre environ 40% à 50% de la demande nationale en produits pétroliers. La production locale s'avère donc plus économique et efficiente, réduisant les coûts de transport et répondant aux besoins du marché national [1].

I.5 Situation géographique

La raffinerie d'Alger se situe à 5 Km au sud d'EL Harrach et à 20 Km à l'Est d'Alger, occupant une superficie de 182 hectares. Cet emplacement a été choisi après une étude du sol et la découverte d'une nappe d'eau nécessaire pour l'alimentation des systèmes de refroidissement [1].



Figure I. 1 : Situation géographique de la raffinerie d'Alger.

I.6 Organigramme de la raffinerie d'Alger

La raffinerie d'Alger est organisée comme suite :

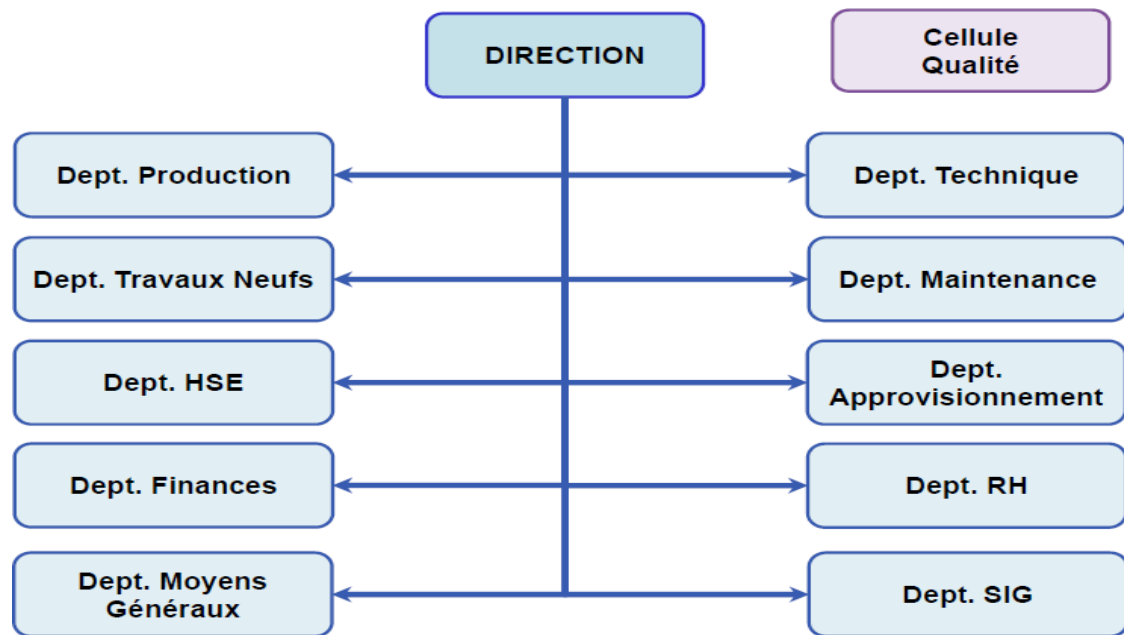


Figure I. 2 : Organigramme de la raffinerie d'Alger [2].

I.7 Les installations principales

I.7.1 Unité de distillation atmosphérique U100

I.7.1.1 Le point de départ

Le pétrole brut de **Hassi-Messaoud**, ou un mélange de ce brut avec du condensât de **Hassi-R 'Mel** (jusqu'à 28%), est stocké dans les bacs **A301**, **A302** et **A303**. Pompé à 27°C par les pompes verticales **P101A**, **P101B** et **P101C**, il arrive ensuite à l'unité de distillation atmosphérique [2,3].

I.7.1.2 Objectif

Fractionner le pétrole brut en différents produits finis et intermédiaires.

I.7.1.3 Produits finis

- Essence normale et super.
- Butane et propane commerciaux.
- Naphta (30% essence SR+70% solvant total).
- Gas-oil.
- Jet (kérosène).
- Fuel-lourd [2,3].

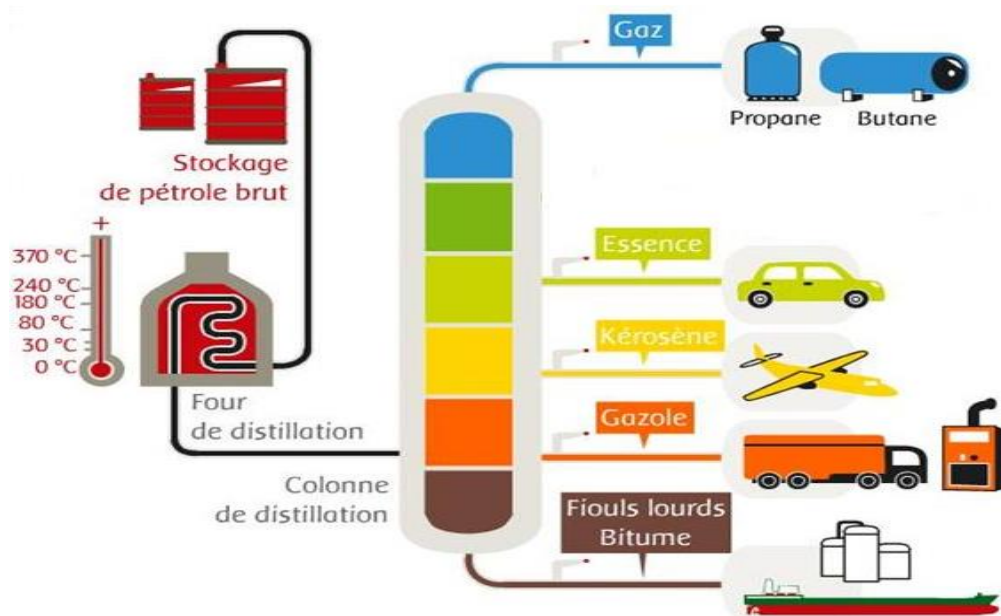


Figure I. 3 : Produits finis de l'unité de distillation atmosphérique [2].

I.7.1.4 Capacité de traitement

2 700 000 tonnes/an de pétrole brut.

I.7.1.5 Composants clés de l'unité

- Train de préchauffe.
- Ballon de flash (D102).

- Four (**F101**).
- Ballon Fuel-Gas (**D107**).
- Colonne de distillation atmosphérique (**C101**).
- Tour de débutanisation (**C104**).
- Tour de redistillation (**C105**) [2,3].

I.7.1.6 Fonctionnement simplifié

Le processus de raffinage commence par le préchauffage du pétrole brut, suivi de son envoi dans le ballon de flash (**D102**) pour séparer les gaz légers, qui sont dirigés vers l'unité de traitement des gaz. En parallèle, le pétrole brut est chauffé dans le four (**F101**) puis envoyé dans la colonne de distillation atmosphérique (**C101**), où ses composants se séparent en fonction de leurs points d'ébullition. Le fuel et le gaz produits par le four (**F101**) sont stockés dans le ballon (**D107**). Le gaz de distillation est dirigé vers la tour de débutanisation (**C104**) pour séparer le butane et le propane, tandis que les produits finis et intermédiaires restants sont acheminés vers la tour de redistillation (**C105**) pour une séparation plus poussée. Les produits finis sont entreposés avant d'être commercialisés, tandis que les produits intermédiaires sont transférés vers d'autres unités de la raffinerie pour être transformés en produits finis [2,3].

I.7.2 Unité de platforming U200 (reformage catalytique)

L'unité 200, aussi appelée unité de platforming, est une unité de reformage catalytique. Son objectif est d'augmenter l'indice d'octane du mélange solvant léger-solvant lourd par des réactions catalytiques. Le produit final, appelé "plat-format", est ensuite utilisé pour la fabrication d'essences. La capacité de traitement de l'unité est de $2500 \text{ m}^3/\text{j}$ [2,4].

I.7.2.1 Composants clés de l'unité

- Train de préchauffe.
- Réacteur de garde (**R201**).
- Section catalytique avec fours (**F202** et **F203**), réacteurs (**R202**, **R203**, **R204**) et ballon séparateur d'hydrogène (**D203**).
- Ballon Fuel-Gas (**D214**).
- Turbocompresseur (**K201**).
- Section de stabilisation avec colonne (**C202**) et four (**F204**) [2,4].

I.7.2.2 Fonctionnement

Le processus opérationnel de l'unité se déroule de la manière suivante : La charge, provenant soit de l'unité de distillation atmosphérique (unité 100) soit des bacs (**A102**, **A103** et **A104**), est pompée par la pompe (**P204**) A ou B. Ensuite, cette charge est préchauffée dans un train de préchauffe avant de passer à travers un réacteur de garde (**R201**) où un catalyseur est utilisé pour retenir les poisons contenus dans la charge. La charge est ensuite dirigée vers la section catalytique, qui se compose de deux fours (**F202** et **F203**), trois réacteurs (**R202**, **R203** et **R204**) et un ballon séparateur d'hydrogène (**D203**). C'est dans cette section que les réactions catalytiques se produisent, augmentant ainsi l'indice d'octane de la charge. Un ballon Fuel-Gas (**D214**) alimente les fours (**F202**, **F203** et **F204**), tandis qu'un turbocompresseur (**K201**) est utilisé pour comprimer l'hydrogène produit dans la section catalytique. Ensuite, la charge passe par la section de stabilisation, qui comprend une colonne (**C202**) et un four **F204**. Le fond de la colonne est chauffé pour séparer les **GPL** du plat-format, et les **GPL** sont ensuite envoyés vers l'unité de gaz-plant. Enfin, le produit final de l'unité, est stocké et utilisé pour la fabrication d'essences [2,4].

I.7.3 Unité de traitement et séparation U300

L'unité 300, aussi appelée unité de gaz-plant, permet de séparer et de traiter les gaz provenant des unités de distillation atmosphérique (unité 100) et de reformage catalytique (unité 200). Son objectif est de produire du propane et du butane commerciaux liquéfiés.

I.7.3.1 Composants clés de l'unité

- Ballon tampon (**D301**).
- Dééthaniseur (**C301**).
- Ballon séparateur (**D302**).
- Dépropaniseur (**C302**).
- Ballon séparateur (**D303**).
- Tamis moléculaires pour le propane (**C303A** et **D305**) et le butane (**C303B** et **D307**).

I.7.3.2 Fonctionnement

L'alimentation de l'unité provient du produit liquide des accumulateurs de tête des débutaniseurs des unités 100 et 200. Ce produit liquide est d'abord dirigé vers un dééthaniseur (**C301**) qui sépare l'éthane des autres gaz. Ensuite, le gaz résultant du dééthaniseur est acheminé vers un ballon séparateur (**D302**) puis vers un dépropaniseur (**C302**) qui sépare le propane du butane. Les étapes suivantes impliquent le traitement et la purification du propane et du butane par des tamis moléculaires (**C303A** et **D305** pour le propane, **C303B** et **D307** pour le butane), éliminant ainsi toute trace d'humidité et de produits sulfurés. Enfin, les propane et butane liquéfiés sont stockés et mis en vente en tant que produits finaux [2,5].

I.7.4 Parc de stockage

Le parc de stockage de la raffinerie d'Alger est composé de deux types de réservoirs :

- **53 réservoirs cylindriques** d'une capacité totale de **474 500 m³** pour le stockage des différents produits pétroliers raffinés, tels que l'essence, le gasoil, le kérosène et le fuel.
- **9 réservoirs sphériques** d'une capacité totale de **15 106 m³** pour le stockage du propane et du butane, qui sont des gaz liquéfiés à la pression atmosphérique.

I.7.4.1 Capacité totale

La capacité totale du parc de stockage est de **489 606 m³**, ce qui permet à la raffinerie de stocker une quantité importante de produits pétroliers et de gaz liquéfiés.

I.7.4.2 Importance du parc de stockage

- Stocker les produits finis avant leur distribution aux clients.
- Constituer une réserve en cas de perturbations de l'approvisionnement en pétrole brut.
- Garantir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en produits pétroliers.

I.7.4.3 Sécurité et environnement

Le parc de stockage est soumis à des normes de sécurité et d'environnement très strictes. Des mesures sont prises pour prévenir les risques d'incendie, d'explosion et de pollution [2,6].



Figure I. 4 : Parcs de stockage de la raffinerie.

I.7.5 Unité de craquage catalytique (RFCC)

L'unité de craquage catalytique de la raffinerie d'Alger dispose d'une capacité de traitement de **1 million de tonnes par an (Mt/an)**, étant alimentée par le résidu atmosphérique provenant de l'unité de distillation atmosphérique (unité 100). Ce procédé, basé sur le craquage catalytique à lit fluidisé, utilise la zéolithe comme catalyseur et opère à une température d'environ **500°C**.

Les réactions principales consistent en la décomposition des molécules lourdes du résidu atmosphérique en molécules plus légères et précieuses, tout en entraînant la formation de coke, un catalyseur usé. La séparation des produits issus du craquage se fait à travers des colonnes de distillation, classant les produits en fonction de leur point d'ébullition.

Les produits finaux obtenus comprennent de l'essence, du gazole, du **GPL** et du coke (catalyseur usé). L'impact de cette unité **RFCC** se traduit par une augmentation du rendement global de la raffinerie, en convertissant les produits lourds en produits plus

légers et plus précieux, tout en réduisant la production de fuel lourd par la valorisation des produits lourds.

Cependant, des défis subsistent, notamment une consommation élevée d'énergie, la production de coke et les rejets polluants tels que les **SO_x** et les **NO_x**. Pour y faire face, des solutions telles que l'optimisation du procédé, la mise en place de mesures de sécurité et d'environnement, ainsi que la valorisation du coke sont envisagées [2,10].

I.7.6 La section MS BLOC

La section MS BLOC de la RA1G se compose de trois unités principales :

I.7.6.1 Unité d'hydrotraitement des naphtas NHT (U-500)

Cette unité vise à purifier les naphtas en éliminant diverses impuretés telles que l'eau, **les halogènes, les sulfures, l'azote, les oléfines, les dioléfines, le mercure, l'arsenic**, etc., susceptibles de compromettre l'efficacité des catalyseurs utilisés dans les unités subséquentes.

Elle opère selon un processus d'hydrotraitement à haute pression et température, en présence d'un catalyseur.

Les Produits finaux : Les naphtas qui en résultent sont débarrassés de toutes leurs impuretés, garantissant ainsi leur qualité [7].

I.7.6.2 Unité d'isomérisation des naphtas (U-510)

L'unité d'isomérisation des naphtas convertit les naphtas **C5** et **C6** en leurs isomères correspondants afin d'obtenir un produit final avec un indice d'octane élevé, ce processus repose sur une réaction d'isomérisation catalytique.

Produits finaux : les naphtas isomérisés obtenus présentent un indice d'octane accru, répondant ainsi aux normes de qualité requises [8].

I.7.6.3 Unité de reformage CCR (U-520)

Cette unité remplace l'ancienne unité de reformage catalytique pour accroître le rendement global et produire des naphthas à indice d'octane plus élevé, Elle utilise un processus de reformage catalytique continu (CCR).

Produits finaux : les naphthas reformés obtenus affichent un indice d'octane très élevé, améliorant ainsi la qualité des produits finaux.

Cette section améliore à la fois les performances et la durabilité environnementale de la raffinerie d'Alger, contribuant ainsi à son efficacité opérationnelle et à sa rentabilité [9].

I.7.7 La section Sulfure BLOC

La section Sulfure BLOC de la raffinerie d'Alger joue un rôle vital dans le traitement des gaz acides et la récupération du soufre. Elle est composée de quatre unités principales.

I.7.7.1 L'unité de traitement des gaz acides (Fuel-Gas) à l'amine (Unité-560-FGATU)

Vise à éliminer l'hydrogène sulfuré (**H₂S**) et le dioxyde de carbone (**CO₂**) du Fuel Gas (FG) en utilisant une solution d'amine via le procédé d'absorption par amine. Les produits finaux incluent du FG dépollué et une solution d'amine riche en **H₂S** et **CO₂** [11].

I.7.7.2 L'unité de stripage des eaux acides (Unité-570-SWS)

Récupère **H₂S** et **CO₂** de la solution d'amine provenant de l'unité **FGATU** par le procédé de stripage thermique, produisant du gaz acide riche en **H₂S** et **CO₂** ainsi que de la solution d'amine régénérée [12].

I.7.7.3 L'unité de régénération de l'amine (Unité-580-ARU)

A pour fonction de régénérer la solution d'amine provenant de l'unité **SWS** pour une réutilisation ultérieure dans l'unité **FGATU**. Cette régénération s'effectue par chauffage de la solution d'amine pour libérer **H₂S** et **CO₂**, donnant ainsi comme produits finaux une solution d'amine régénérée et du gaz acide riche en **H₂S** et **CO₂** [13].

I.7.7.4 L'unité de récupération du Soufre (Unité-590-SRU)

Extrait le soufre du gaz acide provenant de l'unité **SWS** par le procédé Claus, produisant du soufre liquide comme produit final [14].

I.7.8 La section Utilités

La section Utilités de la raffinerie d'Alger regroupe les unités essentielles fournissant les services et fluides nécessaires au bon fonctionnement des unités de procédés. Elle comprend plusieurs unités :

I.7.8.1 Unité 701

Assure la réception et la distribution de l'eau brute, provenant de puits de forage ou d'une source externe, alimentant ainsi les différentes unités de la raffinerie [15].

I.7.8.2 Unités 710/711 (Les tours de refroidissement)

Sont chargées de refroidir l'eau utilisée dans les procédés, fournissant ainsi de l'eau refroidie aux unités de procédés [16].

I.7.8.3 Unité 720

Produit de l'eau déminéralisée exempte d'impuretés, destinée aux utilisations critiques telles que les chaudières et les systèmes de refroidissement [17].

I.7.8.4 Unité 741 (Système anti-incendie à eau)

Fournit de l'eau pressurisée pour la lutte contre les incendies, alimentant ainsi les robinets d'incendie [18].

I.7.8.5 L'unité CPP 751 (centrale de production propre)

Produit de la vapeur et de l'eau d'alimentation de chaudière (EAC) pour les procédés et les chaudières, couvrant également les besoins électriques de la raffinerie grâce à des turbogénérateurs à gaz et à vapeur [19].

I.7.8.6 Unité 781 (Unité de traitement d'air)

Produit de l'air comprimé pour divers usages tels que les instruments, les robinets d'incendie et la régénération catalytique [20].

I.7.8.7 Unité 791 (La torche)

Assure l'élimination sécurisée des gaz et liquides déchargés par les unités de procédés, fonctionnant par l'incinération des hydrocarbures gazeux et des liquides entraînés [21].

I.7.8.8 Unité 810

Produit de l'azote gazeux et liquide pour les purges, l'inertage et d'autres applications, ainsi que de l'azote liquide pour le stockage et le refroidissement [22].

I.7.8.9 Unité 830 (L'unité de polissage des condensats)

Traite et purifie les condensats pollués, réutilisant ainsi les condensats purifiés dans l'unité CPP (U-751) [23].

I.7.8.10 Unité 840 (L'unité de soude caustique et d'acide chlorhydrique)

Fournit de la soude caustique pour le traitement des eaux usées et de l'acide chlorhydrique pour le détartrage et d'autres applications [24].

I.7.8.11 Unité 850 (L'unité de traitement des effluents)

Traite et épure les eaux usées générées par la raffinerie, permettant le rejet des eaux usées traitées dans l'environnement conformément aux réglementations en vigueur [25].

I.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit la raffinerie de Sidi Arcine à Alger, qui représente l'acteur clé du raffinage de pétrole brut et de gaz naturel en Algérie. Après avoir présenté la raffinerie de manière générale, nous avons détaillé les différentes unités composant son infrastructure, en soulignant leurs rôles et modes de fonctionnement. Cette exploration nous a permis de comprendre la complexité et l'ingéniosité des processus mis en œuvre pour transformer le pétrole brut et le gaz naturel en produits pétroliers essentiels.

Chapitre II : Les chaudières industrielles.



II.1 Introduction

Dans de nombreux secteurs industriels, la vapeur joue un rôle crucial en tant que source d'énergie pour une multitude de procédés. Appréciée pour ses propriétés remarquables, elle se distingue comme un fluide caloporteur aux multiples atouts.

D'abord, la vapeur se caractérise par son abondance, permettant une production à grande échelle afin de répondre aux besoins conséquents de l'industrie. Sa grande fluidité facilite son transport au sein des installations, garantissant une utilisation aisée. Enfin, la vapeur ne présente aucun danger pour la santé ni pour l'environnement, contrairement à d'autres fluides caloporteurs, ce qui constitue un atout majeur en matière de sécurité et de respect de l'environnement.

Sa production s'effectue grâce à des chaudières, qui exploitent un combustible (gaz naturel, charbon, fioul, etc.) pour chauffer l'eau et la transformer en vapeur. Ces chaudières jouent un rôle essentiel en garantissant une production fiable et adaptée aux besoins spécifiques de chaque industrie. Dans ce chapitre, nous allons parler des chaudières industrielles à combustion.

II.2 Définition des chaudières

Les chaudières, telles des piliers immuables au sein de l'industrie, représentent une fusion entre l'héritage millénaire de l'utilisation de la vapeur comme force motrice et l'avant-garde technologique des systèmes modernes. Originaires de l'Antiquité avec l'éolipile d'Héron d'Alexandrie, elles ont évolué au fil des siècles pour devenir les piliers des processus industriels contemporains. Des premières machines à vapeur du 17ème siècle aux chaudières à tubes de fumée d'Evans en 1800, puis aux innovations cruciales des ingénieurs américains Babcock et Wilcox en 1867 avec la chaudière à tubes d'eau, elles incarnent l'essence même de la transformation énergétique. Aujourd'hui, dans les domaines exigeants du pétrole et du gaz, les chaudières industrielles se dressent comme des gardiennes de la chaleur, intrépidement conçues pour fournir des flux thermiques puissants et constants. Leur robustesse légendaire et leur polyvalence inégalée en font les

alliées indispensables des applications industrielles les plus exigeantes, témoignant. Ainsi de leur capacité à s'adapter et à prospérer dans un monde en constante évolution.

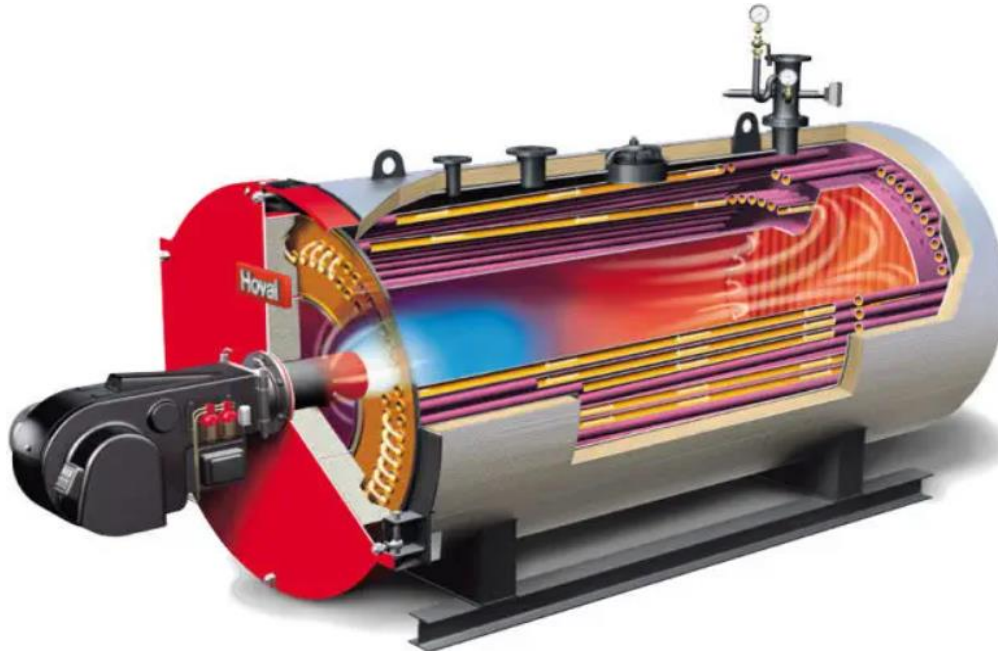


Figure II. 1 : Chaudière industrielle.

II.3 Rôle des chaudières

Une chaudière utilise un combustible pour transférer de l'énergie à un fluide caloporteur, tel que l'eau. Son but est de fournir un fluide ayant les caractéristiques requises pour son utilisation spécifique, d'où la diversité des types de chaudières (à eau chaude, à vapeur saturée, à vapeur surchauffée). Les chaudières jouent un rôle essentiel dans les usines en produisant de la vapeur d'eau avec un rendement optimal. Leur fonction principale est de fournir de la vapeur d'eau en absorbant de la chaleur de manière efficace. Elles sont indispensables pour garantir le bon fonctionnement des unités de production. Leur rôle comprend :

- Fournir l'énergie nécessaire, comme la vapeur de réchauffage ou pour entraîner une turbine.

- Participer aux processus industriels, tels que les réactions chimiques, la vapeur de dilution ou de stripping.
- Agir en tant qu'élément de sécurité, notamment en fournissant de la vapeur d'étouffement [26].

II.4 Types de chaudières

Il y a deux types principaux et le plus utilisable dans l'industrie

II.4.1 Chaudières à tubes d'eau

Les chaudières à eau chaude sont largement préférées dans les centrales thermiques en raison de leur capacité à supporter des pressions plus élevées, indispensables à la production d'électricité. La pression dans les tubes de ces chaudières correspond à celle du mélange liquide-vapeur à l'intérieur de ces tubes [27]. Elles offrent une plage de vaporisation étendue, de 0,1 à 400 tonnes par heure, ce qui les rend adaptées à une grande variété de besoins.

Ces chaudières présentent une conception qui réduit considérablement le volume d'eau contenu dans les tubes par rapport au débit de vapeur produit. Le réservoir est dimensionné de manière précise pour assurer une séparation efficace entre l'eau et la vapeur.

Un aspect important de leur conception est leur réputation d'être "inexplosibles". En cas de rupture d'un tube de petit diamètre, le risque d'accident grave est limité. En effet, la vapeur libérée passe généralement par un petit orifice, ce qui génère une surpression dans le circuit des gaz. Cette surpression peut être contrôlée par différents moyens, tels que des trappes d'explosion ou la conception même du circuit, qui est de plus en plus souvent conçu pour résister à cette surpression. Enfin, toute augmentation de débit de fumées est évacuée rapidement par la cheminée :

- Les petites chaudières à vaporisation instantanée

- Les petites chaudières à tubes borgnes de type Field et dérivées
- Les chaudières à tubes inclinés ou verticaux [28].

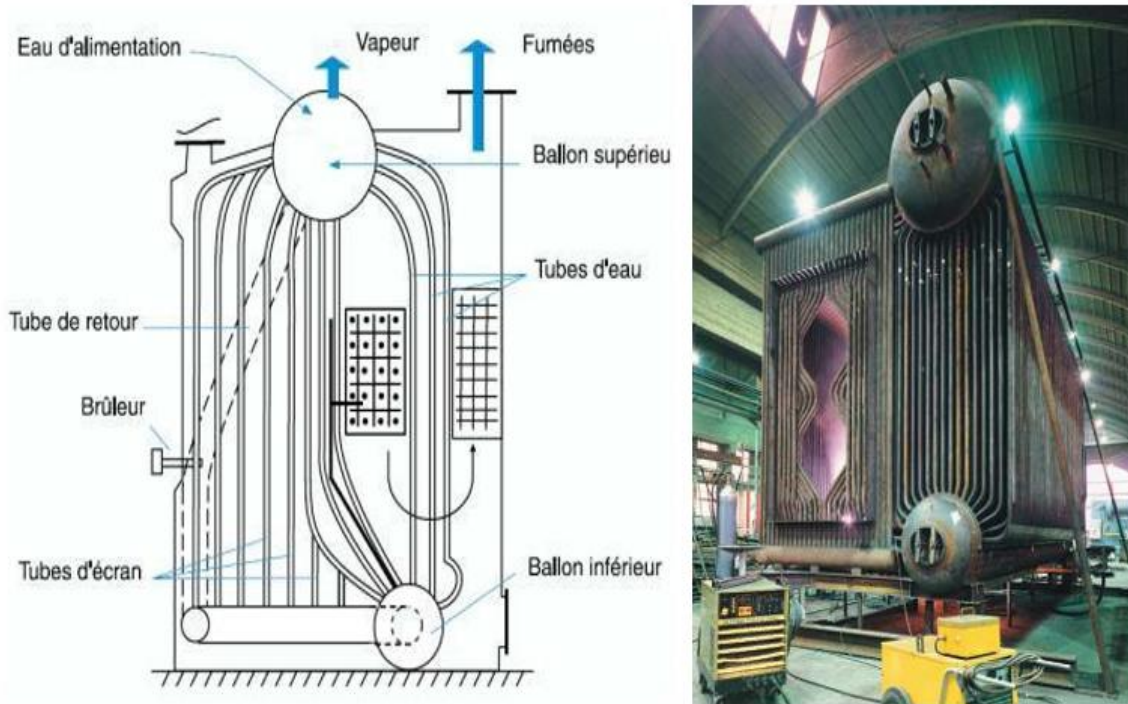


Figure II. 2 : Une chaudière à tubes d'eau.

II.4.2 Chaudières à tubes de fumée

Les chaudières à tubes de fumée sont les plus répandues dans l'industrie. Leur conception ne permet pas d'atteindre des pressions élevées, mais elles offrent une grande capacité de réserve de vapeur. Elles peuvent répondre aux demandes du réseau sans subir une chute de pression excessive. L'appellation "tube de fumée" fait référence à leur conception : les gaz de combustion circulent à l'intérieur de tubes qui traversent un réservoir cylindrique rempli d'eau, contrairement au tube d'eau [27].

Ce modèle de chaudière produit un flux de vapeur saturée variant entre 1 et 25 tonnes par heure, à des pressions basses à moyennes.

Le tube foyer, situé dans le réservoir principal de la chaudière sous la surface de l'eau, recueille les gaz chauds provenant du brûleur. Ces gaz chauds, accumulés dans un premier compartiment à l'arrière de la chaudière, sont dirigés à travers un groupe de tubes immergés dans l'eau du réservoir vers un deuxième compartiment à l'avant de la chaudière. Un deuxième ensemble de tubes immergés transporte ensuite les gaz vers un troisième compartiment à l'arrière de la chaudière, qui est connecté à la cheminée pour évacuer les fumées vers l'extérieur. Ainsi, il y a circulation des gaz de combustion à travers des tubes, assurant par conduction le transfert de chaleur vers l'eau du réservoir, favorisant ainsi la vaporisation par apport de calories [28].

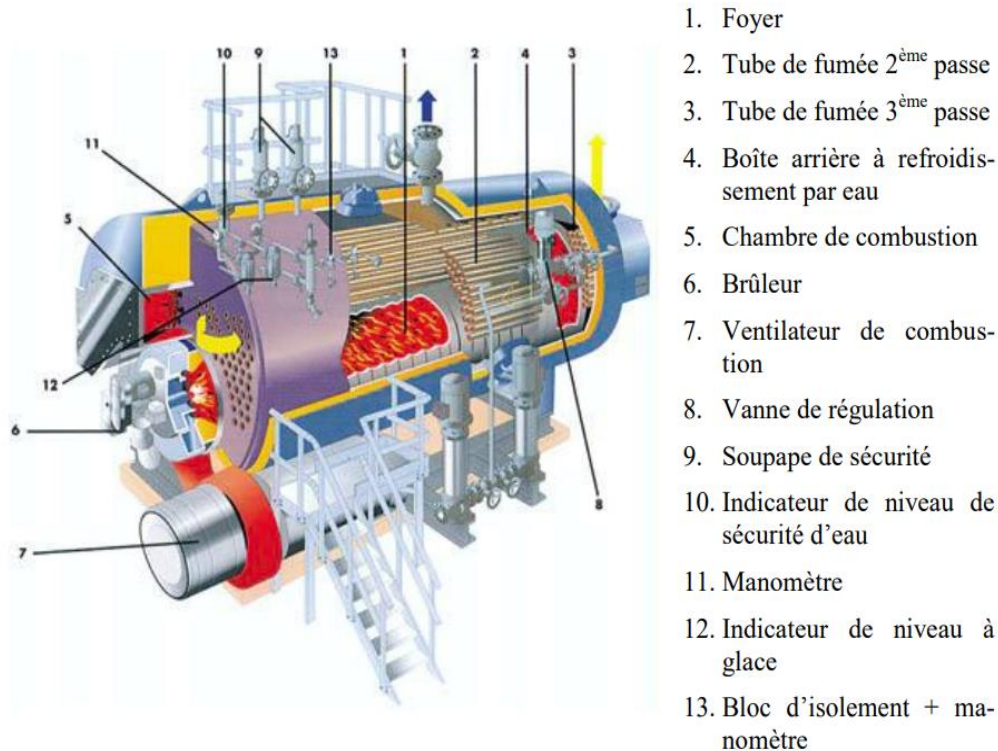


Figure II. 3 : Une chaudière à tubes de fumée [29].

II.4.3 Comparaison des performances

Propriétés	Chaudières à tubes de fumée	Chaudières à tubes d'eau
Mise en route (à puissance équivalente)	Lente (grand volume d'eau à chauffer)	rapide
Adaptation aux changements de régime	médiocre (inertie importante)	bonne
Surface de chauffe	moyenne	élevée
Sécurité	médiocres	bonne
Encombrement	faible	fort
Prix	limité	élevé
Applications usuelles • Puissance • Débit • Timbre (pression max. d'utilisation)	• moyennement élevée • 1,5 à 25 t/h • 10 à 20 bar	• importante • 4 à 200 t/h • 90 à 100 bar (en circulation naturelle) et jusqu'à 225 bar (circulation forcée)

Tableau II. 1 : Comparaison des performances de deux types de chaudières [30].

II.5 Les éléments principaux d'une chaudière

II.5.1 Chambre de combustion (Foyer)

C'est la pièce où se produit la réaction de combustion est équipée de brûleurs, lesquels peuvent être disposés au centre des panneaux (chauffage en façade) ou dans les coins (chauffage tangentiel) afin de favoriser une turbulence significative des flammes au cœur de la chambre de combustion. Cette chambre peut accueillir des combustibles sous forme solide, gazeuse ou liquide. Elle est revêtue de tubes d'eau qui constituent les surfaces de chauffe exposées au rayonnement de la flamme. De plus, un ventilateur propulse l'air de

combustion à travers un large caisson d'air pour assurer une distribution optimale aux brûleurs [31].

II.5.2 Les brûleurs

Le brûleur joue un rôle central dans la production de chaleur par combustion. Il agit comme un **mélangeur** et un **réacteur**, garantissant une combustion optimale du combustible avec l'air (comburant).

Ses fonctions essentielles :

- **Mélange précis** : Le brûleur assure un mélange homogène du combustible et de l'air dans les proportions adéquates. Ce rapport air-combustible, souvent contrôlé avec précision, influence directement la qualité de la combustion.
- **Combustion optimale** : Le brûleur crée les conditions idéales pour une combustion complète du mélange. Cela implique l'allumage et le maintien d'une flamme stable, garantissant une transformation quasi-totale du combustible en produits finis, minimisant ainsi la formation de polluants et d'imbrûlés dans les fumées [31].



Figure II. 4 : Un brûleur.

II.5.3 Le faisceau vaporiseur

Le faisceau vaporiseur est un ensemble de tubes nus verticaux, reliés aux ballons inférieur et supérieur d'une chaudière. Son rôle principal est de transformer l'eau en vapeur grâce à l'apport de chaleur [31].

II.5.3.1 Fonctionnement et optimisation

- **Éviter les "chemins préférentiels" des fumées :** Des chicanes sont placées dans le faisceau pour disperser uniformément les fumées chaudes, garantissant une vaporisation homogène de l'eau dans tous les tubes.
- **Surface d'échange variable selon la pression :** La surface du faisceau vaporiseur est proportionnelle à la quantité d'eau à vaporiser, elle-même dépendante de la pression de fonctionnement de la chaudière. En effet, la chaleur latente de vaporisation de l'eau diminue avec la pression, réduisant la surface d'échange nécessaire.
- **Chaudières radiantes : suppression du faisceau vaporiseur :** Au-delà de 80 à 100 bars, la chaleur dégagée par la combustion dans la chambre de combustion suffit à vaporiser toute l'eau, rendant le faisceau vaporiseur inutile. C'est le cas des chaudières radiantes.

II.5.3.2 Parcours des fumées et de l'eau

- **Ballon supérieur :** Séparation de la vapeur saturée (H) de l'eau liquide. La vapeur alimente ensuite les surchauffeurs pour augmenter sa température.
- **Ballon inférieur :** Alimentation en eau liquide des tubes du faisceau vaporiseur. L'eau s'échauffe et se vaporise partiellement avant de retourner dans le ballon supérieur [31].

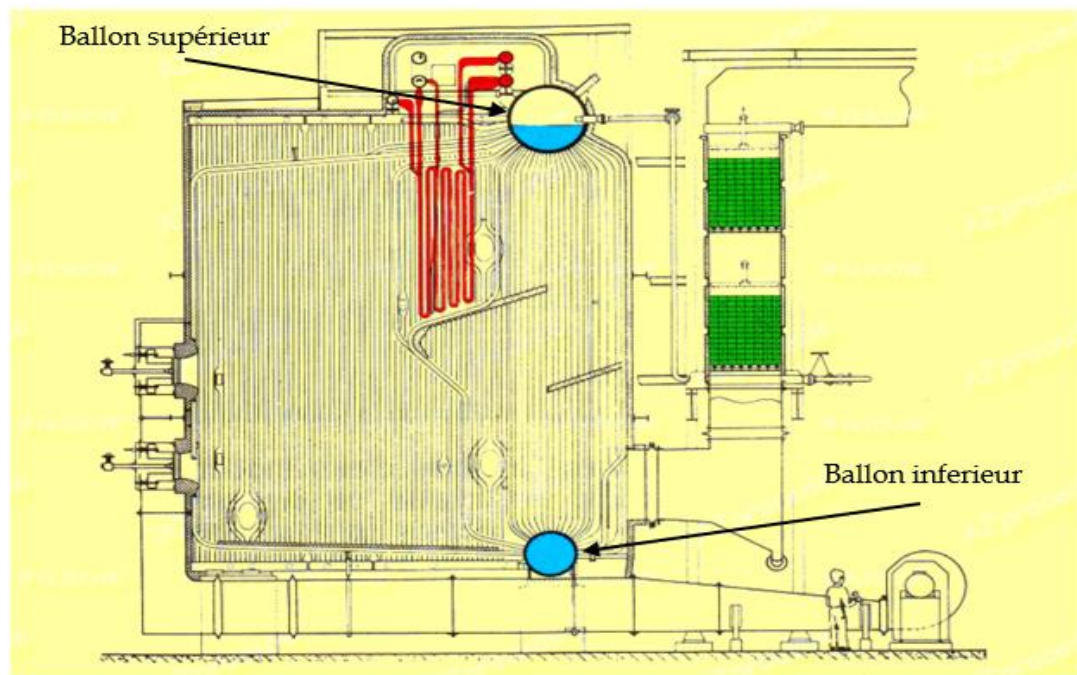


Figure II. 5 : Les ballons inférieur et supérieur d'une chaudière à tubes d'eau [30].

II.5.4 Economiseur

L'économiseur récupère les gaz d'échappement de la chaudière, ainsi que l'excès de chaleur que la chaudière ne peut plus utiliser. Habituellement composé de tubes à ailettes ou de tubes lisses, il est généralement positionné le long du trajet des fumées, entre le dernier surchauffeur ou resurchauffeur et le réchauffeur d'air [31].

II.5.5 Les

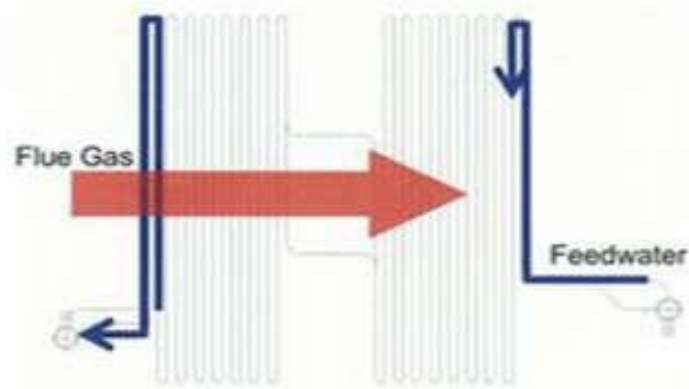


Figure II. 6 : Schéma d'un économiseur.

vaporisateurs

Ils assurent la dernière phase de chauffage de l'eau et la conversion en vapeur. Les vaporisateurs sont habituellement formés par les écrans soudés de la chaudière, bien qu'ils nécessitent parfois des faisceaux additionnels. L'eau circule naturellement à travers ces tubes, presque simultanément à la production de vapeur. Ce processus repose sur la différence de poids entre le tube descendant rempli d'eau et la colonne montante contenant le mélange plus léger d'eau et de vapeur [31].

II.5.6 La surchauffeur

La surchauffeur se compose de sections primaires et secondaires. La section secondaire de la surchauffeur est composée de tronçons verticaux et horizontaux. Le tronçon vertical est positionné en face de l'écran tubulaire du four, tandis que le tronçon horizontal, où la vapeur s'écoule parallèlement au gaz de carneau, se trouve en aval de la cavité de retour derrière l'écran tubulaire.

Quant à la surchauffeur primaire, il est situé après le surchauffeur secondaire, avec un flux de vapeur opposé à celui du gaz de carneau. Les surchauffeurs primaire et secondaire sont connectés par une canalisation équipée d'un désurchauffeur à arrosage d'eau de condensation.

L'eau de désurchauffe est introduite à travers le condenseur du désurchauffeur, où la vapeur saturée provenant du ballon de vapeur se condense. La conception de la surchauffeur prend en compte une perte de charge de vapeur minimale pour réduire l'écart de température de la vapeur, avec une température de calcul déterminée en fonction de la variation du débit/température des gaz [31].

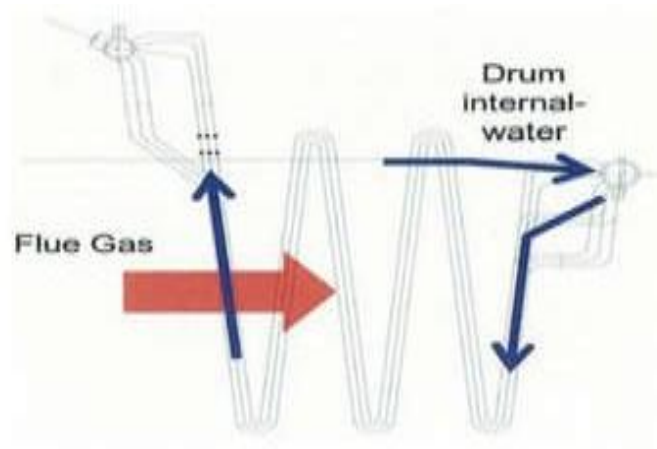


Figure II. 7 : Schéma d'une surchauffeur.

II.5.7 Le resurchauffeur

Leur fonction est similaire à celle des surchauffeurs, qui consiste à augmenter la température de la vapeur resurchauffée provenant de la turbine [31].

II.5.8 Le désurchauffeur

Leur fonction est de baisser et de réguler la température de la vapeur surchauffée ou resurchauffée. Habituellement, ils ne sont pas sous forme de tubes, mais plutôt similaires à des échangeurs de chaleur par mélange, car ils opèrent en injectant de l'eau dans la vapeur [31].

II.5.9 L'évaporateur

L'évaporateur a pour fonction de chauffer l'eau à l'intérieur du ballon. Il adopte un système de circulation naturelle et est positionné après le surchauffeur primaire, dans la zone de retour de passage. Des tuyaux de descente non chauffés, des tubes en boucles inclinées et des tuyaux montants sont installés pour assurer une circulation stable et adéquate de l'eau, quel que soit le niveau de production de vapeur [31].

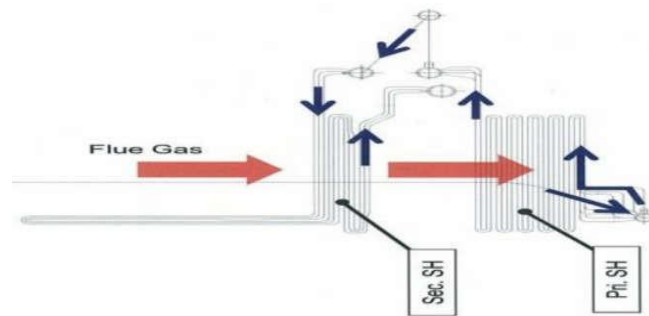


Figure II. 8 : Schéma d'un évaporateur.

II.5.10 Ventilateur de soufflage

La chaudière opère sous pression positive, avec de l'air de combustion fourni par un ventilateur à tirage forcé. Ce même ventilateur alimente la soufflante pour l'allumeur, propulsée par un moteur électrique alimenté par une source d'électricité de secours.

La quantité d'air aspirée par le ventilateur est régulée pour maintenir un rapport correct entre l'air et le combustible au niveau du brûleur. Si la quantité d'air de combustion excédentaire est inférieure à 10% pour le gaz naturel ou à 15% pour l'essence, une combustion incomplète peut se produire. Cela pourrait entraîner la combustion des hydrocarbures non brûlés dans la cheminée, voire une explosion, risquant ainsi de causer des dommages graves à la chaudière [31].

II.5.11 Ballons de purge

Afin de maintenir un rendement optimal de la chaudière et une qualité d'eau idéale, deux systèmes de purge distincts sont utilisés : la purge continue (CBD) et la purge intermittente [31].

II.5.11.1 Purge continue : Maintien de la conductivité de l'eau

Le système de purge continue (CBD) prélève en permanence une petite quantité (2 %) de l'eau d'alimentation de la chaudière à partir du ballon supérieur. Cette extraction contrôlée aide à réguler la conductivité de l'eau dans la chaudière, la maintenant entre 200 et 500 ppm. Le débit d'extraction est ajusté dynamiquement en fonction des analyses d'eau afin de s'assurer que la conductivité reste dans la plage souhaitée.

II.5.11.2 Purge intermittente : Élimination des dépôts de boues

Une à deux fois par semaine, une purge intermittente est effectuée pour éliminer les dépôts de boues accumulés dans le ballon inférieur de la chaudière. Pendant cette opération, l'eau est extraite du ballon inférieur, ce qui nécessite une surveillance attentive du niveau d'eau de la chaudière [31].

II.5.12 Appareils de sécurité

Les explosions de chaudières, souvent déclenchées par une montée en pression excessive ou une baisse soudaine du niveau d'eau, constituent un risque de sécurité important. Pour atténuer ces risques, plusieurs mécanismes de sécurité sont mis en œuvre :

- **Soupapes de sûreté multiples** : Au moins deux soupapes de sûreté sont installées sur la chaudière, configurées pour s'ouvrir automatiquement lorsque la pression atteint la pression nominale de la chaudière. Un manomètre, affichant clairement

la pression de conception, permet à l'opérateur de surveiller et de s'assurer que la pression de fonctionnement reste en dessous de ce seuil [31].



Figure II. 9 : Soupape de sûreté.

- **Système d'arrêt d'urgence du combustible :** Un dispositif de sécurité est intégré à la chaudière pour déclencher une coupure complète de l'alimentation en combustible. Ce mécanisme s'active en cas de baisse du niveau d'eau dans le ballon de la chaudière, empêchant la déformation ou la rupture des tubes due à une augmentation rapide de la température [31].

II.6 Bac d'eau

Un bac d'eau, est un réservoir utilisé dans les systèmes de production de vapeur pour stocker et préchauffer l'eau d'alimentation de la chaudière. Il joue un rôle important dans l'optimisation de l'efficacité énergétique et de la performance de la chaudière [31].

Fonctionnement du bac d'eau :

- **Stockage d'eau d'alimentation** : Le bac d'eau sert de réservoir pour l'eau d'alimentation de la chaudière, provenant généralement d'une source d'eau externe comme un puits ou un réseau municipal.
- **Préchauffage de l'eau** : L'eau stockée dans le bac d'eau est préchauffée par des moyens tels que la vapeur de chaudière excédentaire ou des échangeurs de chaleur. Ce préchauffage augmente la température de l'eau d'alimentation avant son entrée dans la chaudière.
- **Amélioration de l'efficacité de la chaudière** : En préchauffant l'eau d'alimentation, le bac d'eau réduit la quantité d'énergie nécessaire pour convertir l'eau en vapeur dans la chaudière. Cela se traduit par une consommation de combustible réduite et une meilleure efficacité énergétique globale [31].



Figure II. 10 : Bac de stockage d'eau.

II.7 Influence de la nature d'eau d'alimentation (EAC)

L'eau se distingue par des propriétés extraordinaires qui la rendent idéale pour son utilisation comme fluide caloporteur dans les chaudières :

- **Capacité calorifique exceptionnelle** : L'eau absorbe plus de chaleur que toute autre substance inorganique pour une même augmentation de température. Cela signifie qu'elle peut stocker une grande quantité d'énergie thermique, ce qui la rend très efficace pour le transfert de chaleur.
- **Changement d'état remarquable** : En s'évaporant à pression atmosphérique, l'eau augmente son volume de 1600 fois, se transformant en vapeur. Ce changement d'état s'accompagne d'une absorption massive de chaleur, encore plus importante qu'en phase liquide.
- **Transport de chaleur optimisé** : La vapeur d'eau, bien que moins dense que l'eau liquide, a une capacité de transport de chaleur bien supérieure. Cela signifie qu'elle

peut transporter de grandes quantités de chaleur sur de longues distances avec une efficacité accrue [32].

II.8 Le remplissage de chaudière

Le remplissage d'une chaudière industrielle est une opération cruciale pour assurer son bon fonctionnement et la sécurité des personnes et des biens. Cette procédure doit être effectuée avec soin et précision en suivant les étapes recommandées par le fabricant et les réglementations en vigueur. L'EAC de chaudières étudiées est pompée par les pompes 751-P-001A/B et 751-P-002A/B [19].

II.9 Spécifications des chaudières MACCHI TITAN M (751-G-001A/B)

- **Quantité** : 2 (1 en fonctionnement + 1 en veille partagée avec le HRSG).
- **Type** : soufflage, circulation naturelle.
- **Combustibles utilisés** :
 - Normal → FG
 - Alternatif → FO
- **Paramètres de vapeur** : niveau HP (42 kg/cm²g)
- **Capacité nominale maximale (CNM)** : - 81,5 t/h
- **Pics** : 10 % au-dessus de la CNM 30 minutes par jour
- **Marge de réglage effective** : 25 % de la CNM
- **4 brûleurs** à faible niveau de NO_x sont fournis pour chaque chaudière.
- **Des analyseurs** en continu (O₂, SO₂, NO_x, CO) sont fournis dans le système SWAS pour chaque chaudière.
- Chaque CCE est prévue pour fonctionner pendant un temps court en condition de panne de courant généralisée (coupure totale du courant).

- Chaque CCE est équipée d'un ventilateur de soufflage à double entraînement par turbine à vapeur et moteur, avec dispositif de commutation automatique.
- Le ventilateur de refroidissement (1 en fonctionnement + 1 en veille) est fourni.

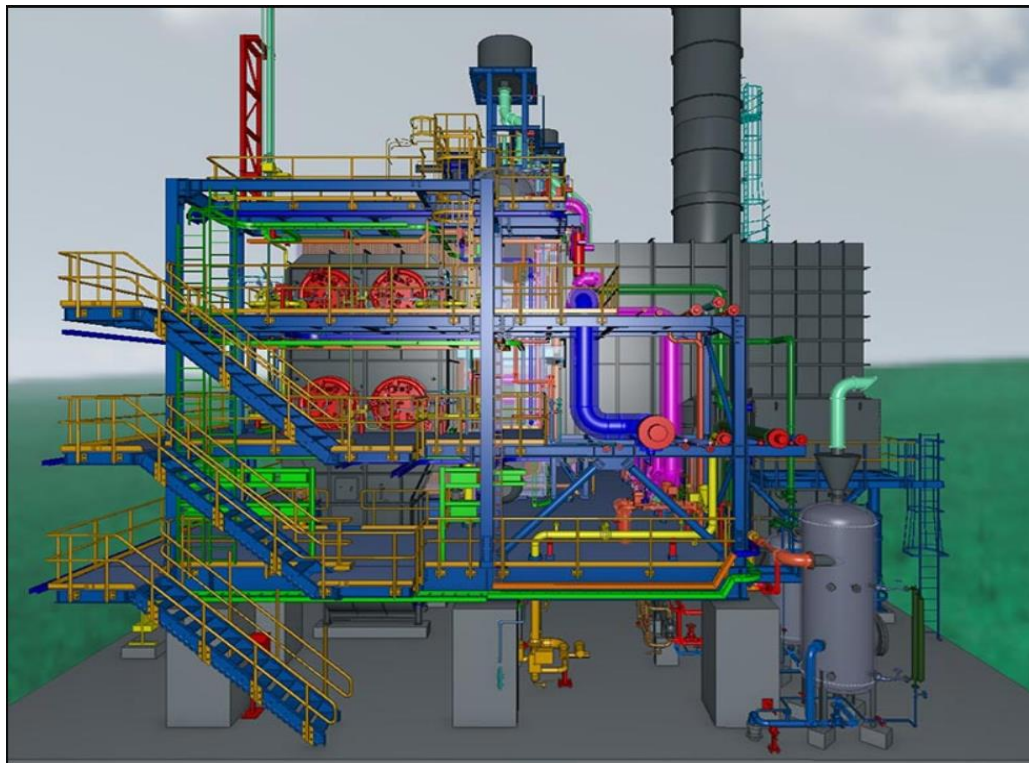
La chaudière MACCHI « TITAN M » (751-G-001) est un générateur de vapeur à tubes d'eau et circulation naturelle conçu pour fonctionner en continu. C'est une chaudière autoporteuse, posée debout, avec son propre ballon et supports du faisceau (Les chaudières 751-G-001 A/B sont identiques). Allumée sous pression positive et les produits de la combustion traversent toute la longueur du four avant d'entrer dans les tubes de la batterie d'évaporateurs.

La chaudière est équipée d'un système de contrôle-commande automatique et d'une instrumentation fiables intégrés avec le système de gestion des brûleurs (Burner Management System, BMS), ce qui permet la supervision automatique du fonctionnement de la chaudière et des brûleurs [19].

II.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons découvert l'univers des chaudières industrielles, essentielles pour l'industrie moderne. Ces machines impressionnantes fournissent la vapeur nécessaire pour de nombreux processus industriels. Leur conception avancée et leur fonctionnement efficace assurent une grande sécurité, une fiabilité solide et une excellente performance énergétique.

Chapitre III : Régulation de la chaudière



III.1 Introduction

La régulation des chaudières industrielles est essentielle pour garantir leur performance optimale, leur sécurité et leur conformité aux normes environnementales. À travers une combinaison de thermostats, de régulateurs de température, de systèmes de contrôle automatique et de dispositifs de surveillance, ces régulations assurent un fonctionnement efficient et sécurisé des chaudières, tout en minimisant les émissions de polluants. Intégrées dans des réseaux de gestion de l'énergie plus larges, ces régulations contribuent à une utilisation efficace des ressources et à une gestion responsable de l'énergie dans les installations industrielles.

III.2 La Régulation

La régulation, qu'elle soit manuelle ou automatique, est un processus essentiel dans les opérations industrielles. Elle consiste à modifier physiquement ou chimiquement un produit pour obtenir le résultat souhaité. La régulation est indispensable pour garantir la qualité et la cohérence des produits finaux. La régulation automatique, en particulier, utilise des outils et des procédures pour contrôler des paramètres physiques tels que la vitesse, la température, la pression ou le courant d'un processus, afin de le maintenir dans un état prédéterminé. Pour ce faire, des capteurs mesurent ces paramètres et transmettent des signaux à un système de contrôle qui ajuste automatiquement les variables du processus en fonction des valeurs mesurées. Cette approche automatisée garantit une précision et une efficacité accrues, éliminant le besoin d'intervention manuelle constante et réduisant les erreurs humaines.

III.3 Système de régulation

III.3.1 Régulation en boucle ouvert

Dans un système d'asservissement en boucle ouverte, l'organe de contrôle agit sans réaction directe à partir de la grandeur mesurée du processus. Ce type de régulation

nécessite une connaissance précise de la relation entre la valeur mesurée et la grandeur à contrôler. Contrairement à un système en boucle fermée, l'asservissement en boucle ouverte offre des avantages tels que la capacité à anticiper les phénomènes et à obtenir des temps de réponse rapides sans risque d'oscillation, grâce à sa stabilité dynamique. Cependant, il présente des inconvénients majeurs, notamment le besoin de connaître la loi régissant le processus, l'incapacité à corriger les erreurs et les dérives, ainsi que l'absence de compensation des perturbations internes du système [33].

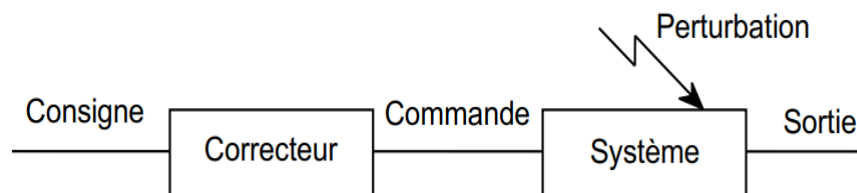


Figure III. 1 : Schéma de régulation en boucle ouverte.

III.3.2 Régulation en boucle fermée

La régulation en boucle fermée se distingue par sa capacité à s'adapter automatiquement aux perturbations et aux variations du processus. Contrairement à l'asservissement en boucle ouverte qui repose sur une connaissance précise du système et une anticipation précalculée, la régulation en boucle fermée fonctionne de manière réactive.

Le principe fondamental repose sur la mesure de la sortie du processus et sa comparaison avec la valeur de consigne souhaitée. Cette différence, appelée "erreur", est utilisée par le régulateur pour générer une commande corrective qui ajuste l'organe de contrôle. Ce mécanisme de rétroaction permet au système de réagir en temps réel aux changements et de maintenir la sortie proche de la consigne malgré les perturbations extérieures.

L'avantage principal de la régulation en boucle fermée réside dans sa robustesse. Elle ne nécessite pas une connaissance approfondie du modèle du processus, car elle s'adapte automatiquement aux variations de comportement. De plus, elle est efficace pour compenser un large éventail de perturbations, assurant une stabilité et une précision accrues du système.

Cependant, cette approche présente un inconvénient potentiel : le délai de réaction. En effet, la régulation ne peut agir qu'après avoir mesuré l'écart entre la sortie réelle et la consigne. Ce délai peut être négligeable dans certains cas, mais il peut devenir problématique pour des processus rapides ou sensibles aux variations temporelles [33].

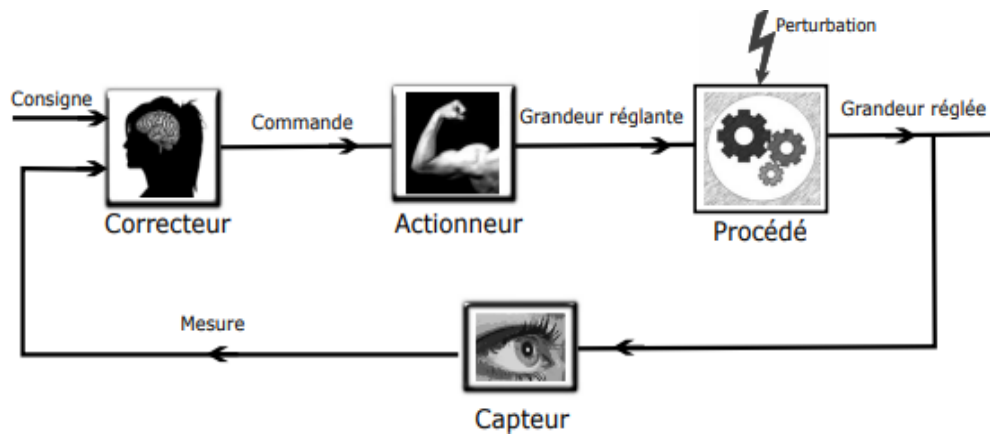


Figure III. 2 : Schéma de régulation en boucle fermée.

III.4 Étude de divers types de boucles de régulation

III.4.1 Boucle simple

Ce type de régulation calcule le signal de commande en comparant la mesure à la consigne. Son efficacité est inversement proportionnelle au temps mort, ce qui la rend d'autant moins adaptée que ce dernier augmente [34].

III.4.2 Boucle de régulation cascade

La régulation cascade est une stratégie de contrôle sophistiquée qui combine deux boucles de régulation imbriquées pour atteindre une précision et une stabilité

supérieures. Ce système ingénieux décompose le processus en deux sous-systèmes interconnectés par une grandeur intermédiaire mesurable.

La première boucle, appelée "**Boucle esclave**", se concentre sur le réglage de cette grandeur intermédiaire. La deuxième boucle, nommée "**Boucle maître**", supervise la grandeur réglée globale de la régulation cascade et ajuste la consigne de la boucle esclave.

Cette approche s'avère particulièrement utile dans des applications comme la régulation de niveau, où la boucle esclave contrôle le débit d'alimentation du réservoir. Cette structure multicouche est particulièrement adaptée aux systèmes présentant une inertie élevée face aux perturbations sur la grandeur réglée ou sur une grandeur intermédiaire.

La mise en œuvre réussie d'une régulation cascade exige une séquence méthodique. Le réglage de la boucle interne, la boucle esclave, doit être effectué en premier lieu avant de procéder au réglage de la boucle externe, tout en maintenant la boucle esclave fermée. [34].

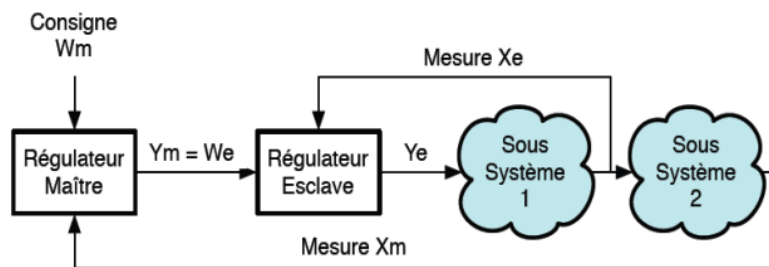


Figure III. 3 : Boucle de régulation cascade.

III.4.3 Boucle de régulation de rapport

La régulation de rapport permet de maintenir un rapport constant entre deux grandeurs réglées, X_1 et X_2 , en exprimant X_2 comme une fraction de X_1 ($X_2/X_1 = \text{constante}$). Dans l'exemple donné, la grandeur pilote X_1 sert à calculer la consigne de la

boucle de régulation de la grandeur X_2 . Cette approche trouve une application concrète dans le contrôle du rapport air/combustible des chaudières à combustion.

La régulation de rapport garantit un rapport stable entre les deux grandeurs régulées, assurant une combustion optimale dans le cas d'un système air/combustible [34].

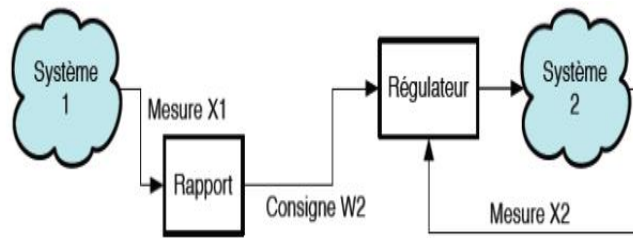


Figure III. 4 : Boucle de régulation de rapport.

III.4.4 Boucle de régulation split-range

La régulation à partage d'étendue est une technique de contrôle employée lorsqu'il est nécessaire de piloter un système à l'aide de deux organes de réglage distincts. Cette approche est particulièrement utile lorsque les organes de réglage présentent des effets antagonistes, comme dans le cas d'un système chaud-froid. Pour éviter les problèmes de cavitation, on utilise généralement deux vannes de régulation avec des capacités de débit différentes (C_v). La vanne présentant la plus grande capacité sera utilisée pour contrôler les débits importants, tandis que la vanne à plus faible capacité sera réservée aux débits minimes. Cette répartition des tâches permet d'optimiser le contrôle du système en exploitant les atouts de chaque vanne dans sa zone de fonctionnement optimale [34].

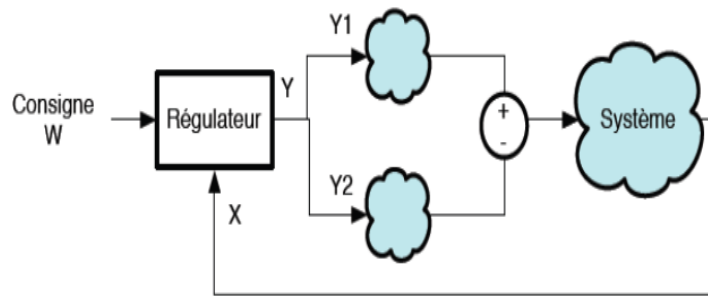


Figure III. 5 : Boucle de régulation split-range.

III.4.5 Boucle de régulation Feed-Forward

Certaines perturbations peuvent avoir un impact significatif sur la grandeur régulée, La compensation proactive des perturbations est essentielle pour maintenir la stabilité du système. La technique de compensation par anticipation des perturbations est un moyen efficace d'y parvenir.

Dans cette approche, la mesure de la perturbation elle-même est utilisée pour générer un signal de commande correctif qui contrecarre ses effets sur la grandeur régulée. Ce signal est traité par un opérateur K_2 , qui peut être un simple gain, un module avance/retard ou un opérateur plus complexe, en fonction de la nature et de la dynamique de la perturbation.

Cette méthode est particulièrement utile lorsque la perturbation a un poids important et que la mesure de la grandeur régulée ne réagit pas rapidement à cette perturbation. En effet, en anticipant les effets de la perturbation, le système peut réagir de manière proactive et maintenir la grandeur régulée proche de la consigne souhaitée, minimisant ainsi les fluctuations et les instabilités [34].

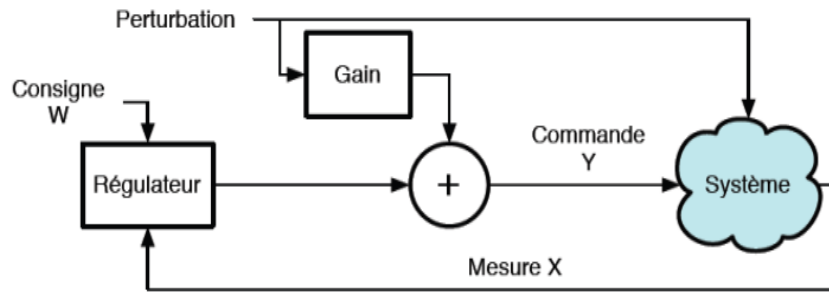


Figure III. 6 : Boucle de régulation Feed-Forward.

III.5 Les régulateurs

III.5.1 Définition

Le régulateur, étant l'élément central d'un système de régulation, évalue l'écart entre la sortie et la consigne, calculé par le comparateur, pour ensuite déterminer une valeur de correction à appliquer au processus. Cette valeur ajustée est transmise au processus afin de rectifier la sortie. Par la suite, la sortie du régulateur est dirigée vers l'actionneur. L'algorithme utilisé par le régulateur pour calculer la valeur de correction à partir de l'erreur constitue l'activité principale de la régulation [34].

III.5.2 Types des régulateurs

III.5.2.1 Régulateur tout ou rien (ON-OFF)

Dans ce type de régulateurs seul l'écart entre la variable à réguler et la consigne est pris en compte. Ainsi, le régulateur peut seulement distinguer si l'écart ($e = SP - PV$) est positif ou négatif. Le signal de sortie du régulateur est donc restreint à deux valeurs extrêmes : 0 % et 100 %. Dans le contexte d'une vanne, ces valeurs correspondent respectivement à la position complètement fermée et complètement ouverte. Cette caractéristique est définie dans le cas de l'action directe [34].

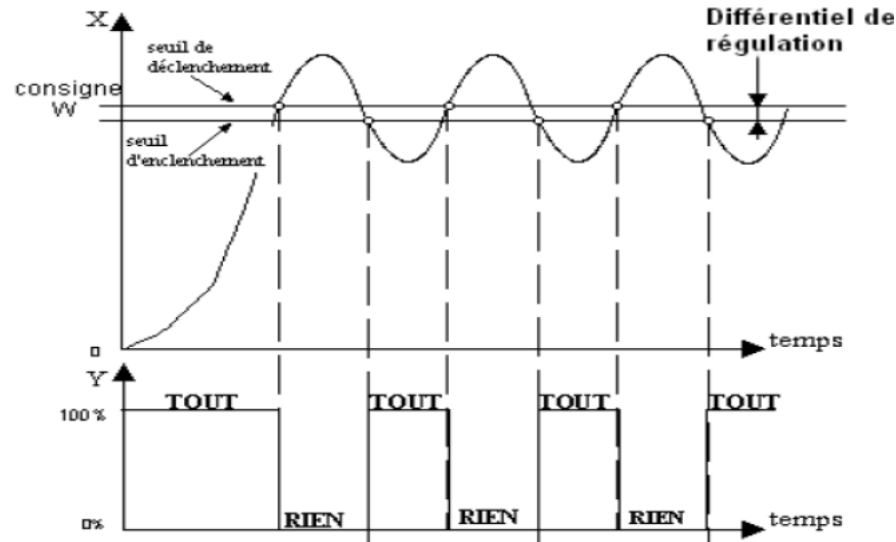


Figure III. 7 : Principe de fonctionnement d'un régulateur tout ou rien.

III.5.2.2 Régulateur continue

La majorité des régulations industrielles utilisent des modes d'action continus, où chaque valeur de l'écart correspond à une valeur spécifique du signal de sortie du régulateur, couvrant toute la plage de l'étendue de régulation. Ce mode progressif permet au signal de sortie de varier de manière continue entre deux limites définies. Les régulateurs à action continue, qui vont au-delà de la simple détection de l'écart, sont classés en trois catégories : proportionnelle (P), intégrale (I) et dérivée (D), chacune influençant le signal de sortie selon des règles spécifiques. Généralement, les régulateurs combinent deux ou trois de ces actions (P, I et D) [34].

III.5.3 Etudes des actions P, I et D

On va parler **sur** les actions du PID pour comprendre l'impact de chacune dans une boucle de régulation, en mettant en lumière leurs avantages et leurs limites ; la fonction de transfert pour tous les trois régulateurs P, I et D est $R(p) = \frac{S(p)}{E(p)}$ [35].

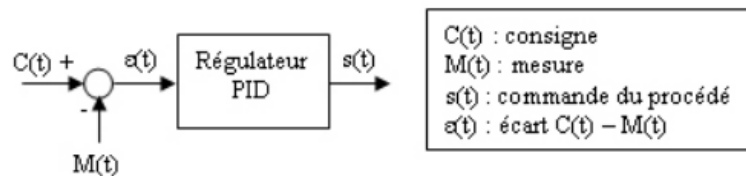


Figure III. 8 : Eléments de base pour un régulateur PID.

III.5.3.1 Régulateur proportionnel (P)

- Loi de commande

$$s(t) = K_p \varepsilon(t) \text{ ou } s(p) = K_p \varepsilon(p) \quad (\text{III.1})$$

Il agit sur le gain du système de régulation, améliorant ainsi sa rapidité, mais entraînant un écart statique dans la réponse du système, car la loi de commande est proportionnelle à l'écart entre la consigne et la mesure. L'augmentation du gain de cette action permet d'élargir la bande passante et donc d'améliorer la rapidité, mais entraîne également une diminution des marges de stabilité du système en boucle fermée. Par conséquent, une augmentation du gain réduit l'erreur permanente lorsque constante, mais nécessite une étude attentive de ses effets sur la stabilité du système, comme illustré qualitativement dans la figure suivante pour un régulateur de type P avec un gain K_p [35] :

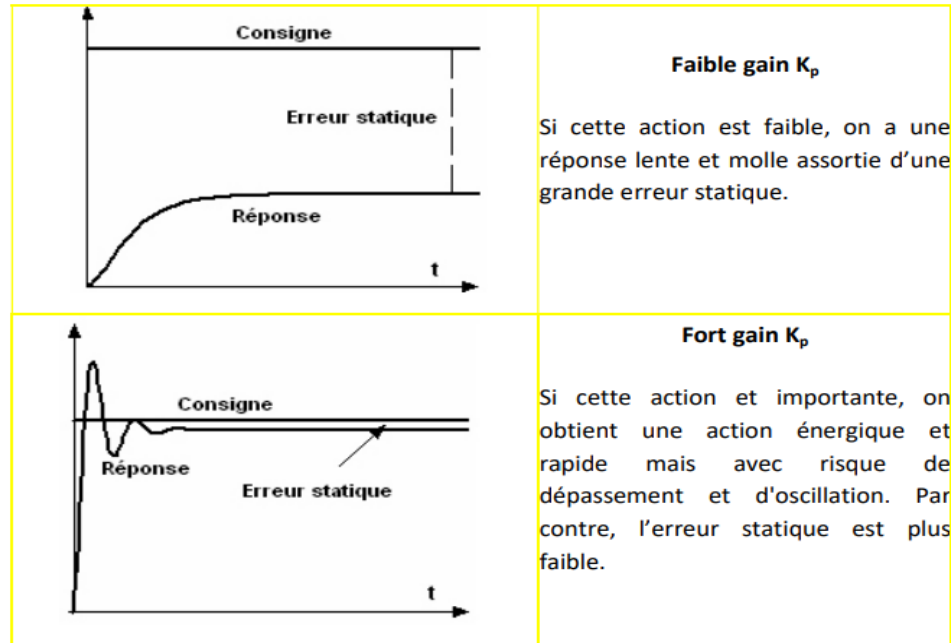


Figure III. 9 : Effet de gain K_P sur la réponse [35].

III.5.3.2 Régulateur intégrateur pur (I)

- Loi de commande

$$s(t) = \frac{1}{T_i} \int_0^t \varepsilon(t) dt \quad \text{ou} \quad s(p) = \frac{1}{T_i p} \varepsilon(p) \quad (\text{III.2})$$

L'introduction d'une intégration dans la chaîne de commande améliore la précision permanente du système de régulation en apportant un gain infini en basses fréquences, avantageux pour la précision permanente. Cependant, cette intégration entraîne un déphasage de -90° et peut rendre le système instable en diminuant les marges de stabilité.

Le coefficient $\frac{1}{T_i}$, qui agit comme un gain, influence à la fois le comportement transitoire de la boucle fermée et l'effet de l'intégration. La valeur de T_i affecte cet effet, comme

illustré dans la figure suivante, où l'erreur statique converge vers zéro en régime permanent, indépendamment de la valeur de T_i [35].

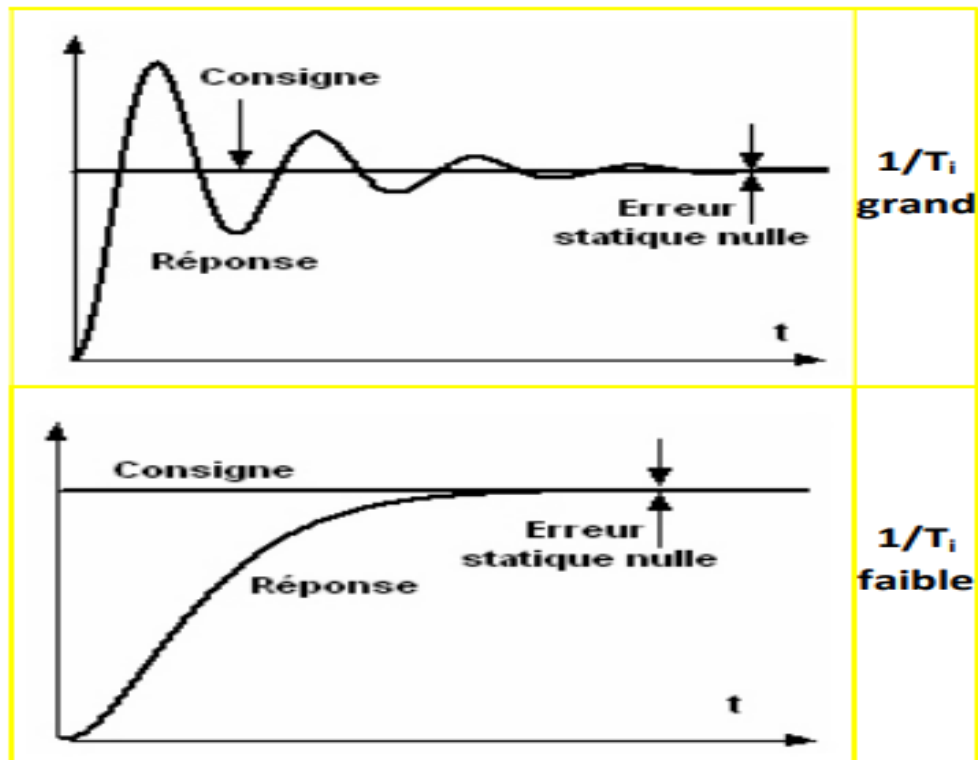


Figure III. 10 : Effet du coefficient $1/T_i$ sur la réponse [35].

III.5.3.3 Régulateur dérivateur pur (D)

- Loi de commande

$$s(t) = T_d \frac{d\varepsilon(t)}{dt} \quad \text{ou} \quad s(p) = T_d p \varepsilon(p) \quad (\text{III.3})$$

En ajoutant l'action dérivée à la boucle de régulation, on observe une amplification des signaux de hautes fréquences, notamment les bruits de mesure, qui se superposent au signal utile. Ces bruits sont également ajoutés au signal d'erreur, ce qui les amplifie davantage. Malgré cela, la figure suivante illustre clairement l'effet stabilisant de l'action dérivée sur le comportement transitoire d'une boucle qui possède déjà les actions proportionnelle et intégrale.

La constante de temps de dérivation T_d , agit comme un gain dans le régulateur à action dérivée. Cependant, il est important de noter que la fonction de transfert théorique de ce type de correcteur est purement théorique, car un système physique ne peut pas avoir un numérateur de degré supérieur à celui du dénominateur [35].

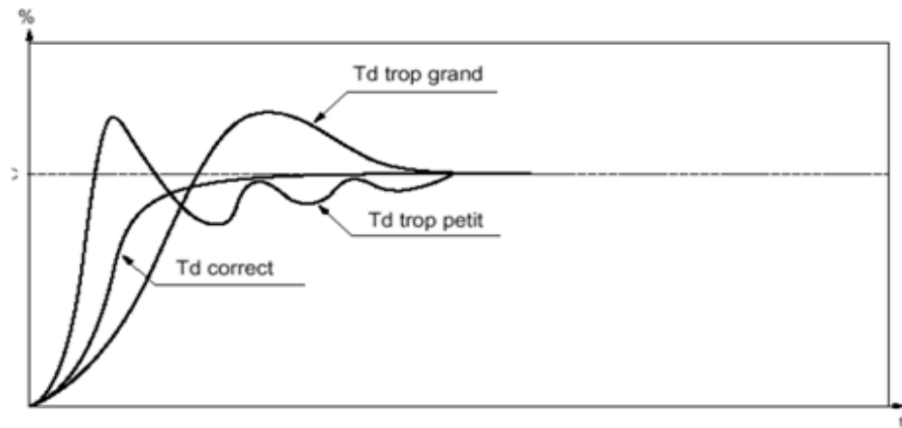


Figure III. 11 : Effet du coefficient T_d sur la réponse.

III.5.3.4 Régulateur Proportionnel Intégrateur Dérivé PID

Un régulateur PID intègre les trois actions fondamentales : P, I et D. Son avantage réside dans la combinaison des effets positifs de ces trois correcteurs de base. En ajustant les coefficients K_p , T_i et T_d du régulateur PID, on peut améliorer simultanément la précision, la stabilité et la rapidité du système de régulation

Dans la réalité on distingue trois combinaisons pour les régulateurs :

- Action P + Action I → Régulateur PI
- Action P + Action D → Régulateur PD
- Action P + Action I + Action D → Régulateur PID [35].

On note que les autres combinaisons ne sont pas réalisables physiquement.

III.5.4 Synthèse sur les actions P, I et D.

On résume les avantages et les limitations des actions de base des régulateurs PID :

Action	Points forts	Points faibles
P	Action instantanée	Ne permet pas d'annuler une erreur statique mais permet de la réduire
I	Annule l'erreur statique	Action lente Ralentit le system (effet déstabilisant)
D	Action très dynamique Améliore la rapidité Apporte un effet stabilisant	Sensibilité aux bruits Forte sollicitation de l'organe de commande

Tableau III. 1 : Les avantages et les limitations des actions P, I et D [35].

III.6 Les capteurs

III.6.1 Définition

Dans le domaine de la mesure, la grandeur physique mesurée, qu'il s'agisse de déplacement, de température, de pression ou d'une autre variable, est appelée mesurande. La détermination de la valeur numérique précise du mesurande constitue le processus de mesurage. Lorsque des techniques électroniques de traitement du signal sont employées dans le mesurage, la conversion fidèle du mesurande en une grandeur électrique est essentielle pour une mesure précise. En d'autres termes, la grandeur électrique et ses variations doivent capturer l'intégralité de l'information relative au mesurande. Le capteur joue un rôle central dans ce processus. Soumis à l'action du mesurande non électrique, il génère une caractéristique électrique, telle qu'une charge, une tension, un courant ou une impédance, qui reflète la valeur du mesurande.

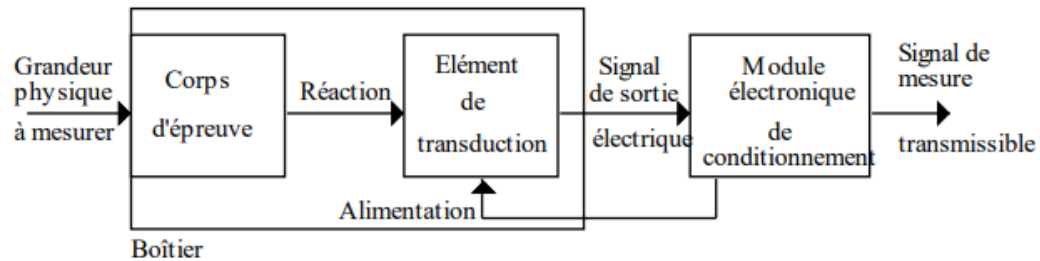


Figure III. 12 : Schéma d'un capteur.

Les capteurs opèrent selon deux principes fondamentaux, en fonction de l'origine du signal électrique qu'ils produisent en sorti :

III.6.2 Types des capteurs selon l'origine de signal

III.6.2.1 Capteurs actifs

Les capteurs actifs, fonctionnant en générateur, convertissent directement la grandeur physique mesurée (énergie thermique, mécanique ou de rayonnement) en un signal électrique. Ils exploitent divers effets physiques pour effectuer cette conversion, dont les plus importants sont répertoriés le tableau III.2. Ce paragraphe fournit une description sommaire de ces effets afin d'illustrer leur mode d'application [36].

Mesurande	Effet utilisé	Grandeur de sortie
Température	Thermoélectricité	Tension
Flux de rayonnement optique	Pyroélectricité	Charge
	Photoémission	Courant
	Effet photovoltaïque	Tension
	Effet photo électromagnétique	Tension
Force Pression Accélération	Piézoélectricité	Charge
Vitesse	Induction électromagnétique	Tension
Position	Effet hall	Tension

Tableau III. 2 : Capteurs actifs : principes physiques de base [36].

III.6.2.2 Capteurs passives

Elle concerne des impédances où l'un des paramètres clés est sensible à la mesure. Les composants géométriques et dimensionnels ainsi que les propriétés électriques des matériaux, tels que la résistivité, la perméabilité magnétique et la constante diélectrique, sont des éléments déterminants dans leur expression. La variation de l'impédance peut découler de l'influence du mesurande soit sur les caractéristiques géométriques ou dimensionnelles, soit sur les propriétés électriques des matériaux, voire dans des cas plus rares sur les deux simultanément. Les paramètres géométriques ou dimensionnels peuvent être sujets à des changements si le capteur intègre un élément mobile ou déformable [36].

Mesurande	Caractéristique électrique sensible	Types de matériaux utilisés
Température	Résistivité	Métaux : platine, nickel, cuivre.
Très basse température	Constante diélectrique	Semi-conducteurs. Verres.
Flux de rayonnement optique	Résistivité	Semi-conducteurs.
Déformation	Résistivité Perméabilité magnétique	Alliages de nickel, silicium dopé. Alliages ferromagnétiques.
Position (aimant)	Résistivité	Matériaux magnéto-résistants : bismuth, antimonure d'indium.
Humidité	Résistivité Constante diélectrique	Chlorure de lithium. Alumine ; polymères.
Niveau	Constante diélectrique	Liquides isolants.

Tableau III. 3 : Capteurs passifs : principes physiques et matériaux [36].

III.6.3 Types des capteurs selon la grandeur mesurée

Dans l'industrie, on peut trouver plusieurs types de capteurs selon la grandeur mesurée. Les plus courants sont :

III.6.3.1 Capteur de niveau

Le concept physique de niveau désigne la distance verticale entre la surface d'un liquide et la base d'un contenant. En déterminant le niveau, on peut évaluer l'état de remplissage du contenant. On distingue deux catégories principales d'informations de niveau : continue et par seuil [37].

- **Mesure continue de niveau**

- ✓ **Mesure par pesage :** Le poids du réservoir est mesuré. Le signal obtenu est directement proportionnel au poids détecté. Cette méthode utilise une mesure indirecte et sans contact, ce qui la rend particulièrement adaptée aux liquides corrosifs, moussants ou granuleux [37].
- ✓ **Flotteur :** Le flotteur, maintenu à la surface du liquide par la poussée d'Archimède et relié à un capteur de position, transmet un signal électrique proportionnel à son niveau d'immersion, ce qui permet de mesurer le niveau du liquide de manière fiable, même pour des liquides de densités différentes [37].

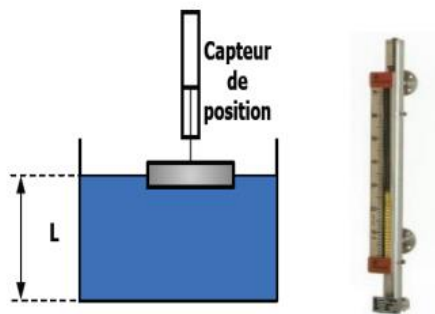


Figure III. 13 : Mesure de niveau par flotteur.

- ✓ **Plongeur :** Le plongeur est un élément cylindrique immergé dans le liquide. Sa hauteur est au minimum égale à la hauteur maximale atteinte par le liquide dans le réservoir. Le plongeur est relié à un capteur de force, appelé capteur

dynamométrique. Ce capteur mesure la force exercée par le liquide sur le plongeur, force qui dépend des propriétés physiques du liquide [37].

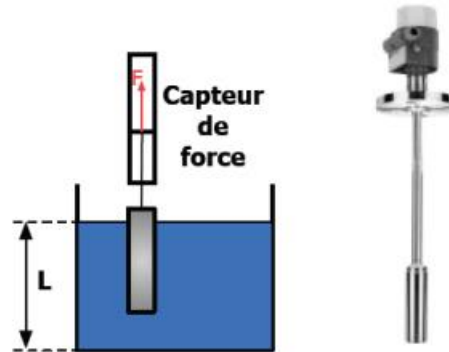


Figure III. 14 : Mesure de niveau par plongeur.

- ✓ **Mesure de pression différentielle :** Un capteur de pression différentielle, doté d'une membrane sensible, est installé à la base du réservoir. Cette membrane est exposée à la pression P sur une face et à la pression P_0 sur l'autre, permettant ainsi au capteur de mesurer la différence de pression [37].

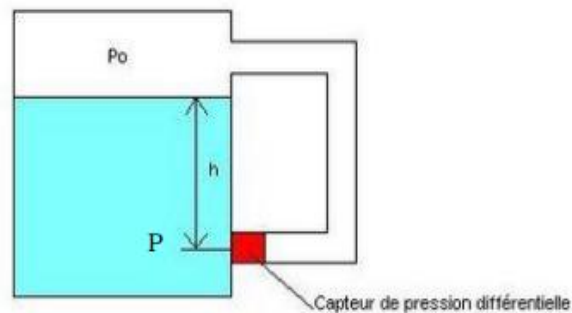


Figure III. 15 : Mesure de niveau par pression différentielle.

- **Mesure discontinue de niveau (détecteurs de niveau)**
 - ✓ **Détecteur électromagnétique :** Ce capteur utilise un rayonnement hyperfréquence (plusieurs **GHz**) émis horizontalement. Un faisceau d'ondes électromagnétiques traverse l'espace entre l'émetteur et le récepteur. La présence de liquide dans cet

espace atténue considérablement le signal reçu par le récepteur. En conséquence, le circuit de traitement du signal modifie l'état de la valeur de sortie [37].

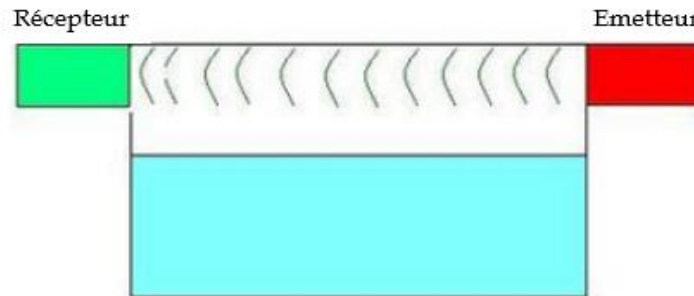


Figure III. 16 : Détecteur électromagnétique de niveau

III.6.3.2 Capteur de pression

Un capteur de pression est un instrument composé d'un élément sensible à la pression pour mesurer la pression réelle et de composants électroniques pour traduire cette mesure en un signal électrique exploitable [38].

Il y a plusieurs types des capteurs de pression nous mentionnons les types suivants :

✓ Les capteurs de pression piézorésistifs

Un capteur de pression piézorésistif utilise un matériau résistif dont la résistance change en réponse à une force ou une contrainte mécanique. Cette variation de résistance est proportionnelle à la force exercée par un fluide sur la cellule du capteur. Un transducteur convertit ensuite cette variation de résistance en un signal électrique. En résultat, le capteur de pression piézorésistif offre des mesures d'une précision exceptionnelle et minimise les marges d'erreur [38].

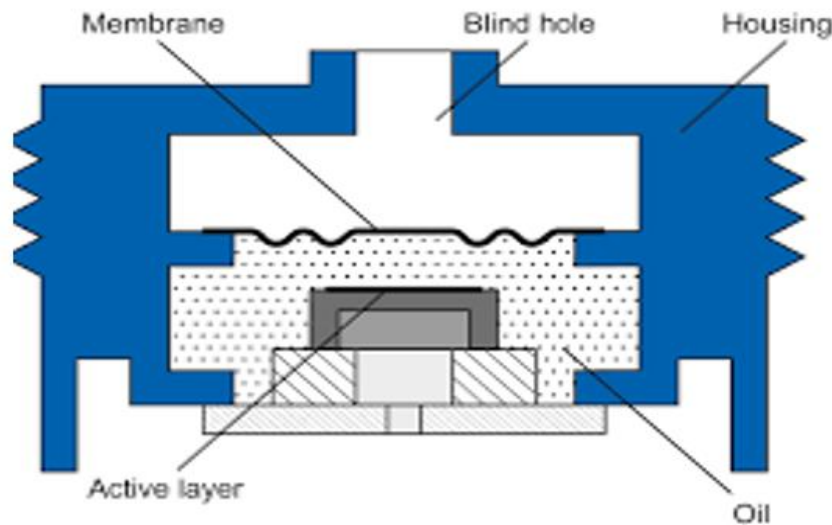


Figure III. 17 : Schéma de principe d'un capteur de pression.

✓ Les capteurs de pression capacitifs

Constitué d'une cellule comprenant une armature et une membrane séparées par une certaine distance, créant ainsi un espace rempli de liquide, ce dispositif est doté d'une capacité. Lorsque soumise à une pression, la membrane se déforme, modifiant ainsi cette capacité. Cette modification est ensuite détectée et convertie en un signal électrique par un transducteur pour être traitée [38].

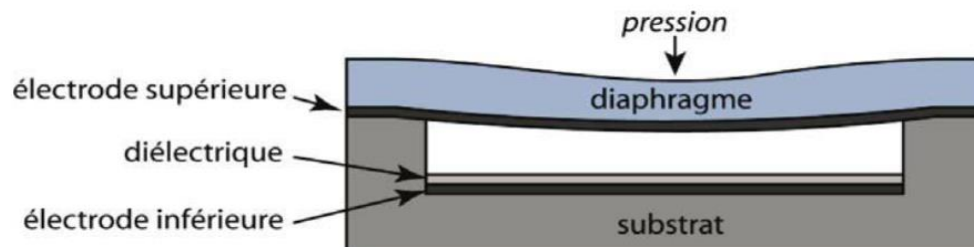


Figure III. 18 : Schéma de principe d'un capteur de pression capacitif.

✓ Les capteurs de pression résistifs à couche mince

En exploitant une couche de matériau résistif d'une finesse extrême, les capteurs de pression résistifs à couche mince atteignent un niveau de sensibilité aux variations de

pression inégalé. Cette technologie de pointe trouve son application dans les domaines industriels où la précision de mesure est essentielle [38].

✓ Les capteurs de pression à fibre optique

Se distinguent par leur conception ingénieuse qui utilise des fibres optiques délicates pour mesurer les variations de pression avec une grande exactitude. Cette technologie innovante permet de dépasser les limitations des instruments de mesure traditionnels dans des environnements hostiles à la précision des mesures [38].

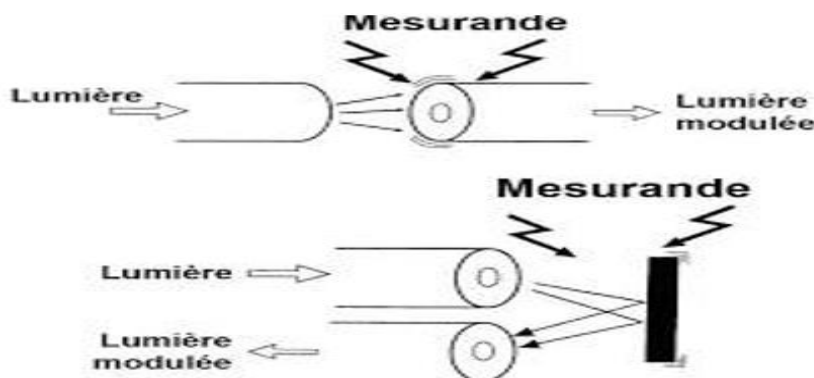


Figure III. 19 : Schéma de principe d'un capteur de pression à fibre optique.

✓ Les capteurs de pression hydrostatique

Ils utilisent une cellule spéciale conçue pour mesurer les pressions exercées par les liquides. Cette cellule fonctionne selon le principe des jauges de contrainte à base de résistances déposées sur un élément en silicium selon une configuration en pont de Wheatstone. La pression hydrostatique est déterminée en tenant compte de la gravité, de la masse volumique du liquide et de sa hauteur dans le contenant. Pour un même liquide et une gravité constante, la pression hydrostatique est directement proportionnelle au niveau de remplissage. La variation de la hauteur du liquide entraîne la transmission de la pression, via une huile incompressible, de la membrane vers l'élément en silicium, qui la convertit en un signal électrique mesurable [38].

III.6.3.3 Capteur de débit

Les capteurs de débit, ou débitmètres, sont des instruments essentiels pour mesurer le débit d'un fluide, qu'il soit liquide ou gazeux, dans une conduite ou un canal. Ils trouvent leur application dans une multitude de secteurs industriels, tels que la chimie, l'énergie, l'eau et les déchets, où ils sont essentiels à la surveillance et à la régulation des débits [38].

- **Types de capteurs de débit**

Le choix du capteur de débit adéquat dépend des caractéristiques du fluide et des conditions de mesure. Chaque type de capteur présente des avantages et des limites spécifiques qui le rendent plus adapté à certaines situations qu'à d'autres.

- ✓ **Débitmètres à turbine** : Idéaux pour les fluides à faible viscosité, ils exploitent la rotation d'une turbine entraînée par le flux du fluide pour mesurer le débit.
- ✓ **Débitmètres à rotor mécanique** : Parfaits pour les fluides plus visqueux, ils utilisent la rotation d'un rotor immergé dans le fluide pour déterminer le débit.
- ✓ **Débitmètres à ultrasons** : Adaptés aux fluides non conducteurs, ils émettent des ondes ultrasonores et mesurent le temps de parcours pour déterminer la vitesse du fluide et en déduire le débit.
- ✓ **Débitmètres à Coriolis** : Spécialement conçus pour les fluides conducteurs, ils mesurent la déviation de tubes vibrants sous l'effet du flux du fluide pour en déterminer le débit.
- ✓ **Débitmètres à effet Doppler** : Réservés aux conditions extrêmes de températures et de pressions élevées, ils utilisent l'effet Doppler pour mesurer la vitesse des particules dans le fluide et en déduire le débit [39].

III.6.3.4 Capteur de température

Les capteurs de température sont des dispositifs électriques et électroniques conçus pour mesurer la température en convertissant celle-ci en un signal électrique spécifique. Ce signal peut être transmis directement ou indirectement en modifiant la résistance du

capteur. Ils sont également appelés capteurs thermiques ou thermocapteurs. Les capteurs de température sont utilisés dans divers contextes, notamment pour réguler les circuits de commutation. Ils sont souvent désignés comme des détecteurs de chaleur, des sondes de température ou des capteurs thermiques [40].

- **Types de capteurs de température**

Les capteurs de température industriels sont disponibles en une variété de types, chacun présentant ses propres avantages et inconvénients, et conçus pour répondre à des besoins spécifiques. Les catégories les plus répandues comprennent :

- ✓ **Les sondes RTD**

Les RTD, ou résistances thermiques à température dépendante, sont des capteurs de température connus pour leur stabilité et leur signal linéaire. Cependant, leur coût est généralement plus élevé en raison de leur construction délicate et de l'utilisation de platine. Bien qu'ils offrent une mesure précise, leur temps de réponse est lent et leur sensibilité est faible. Ils nécessitent une excitation en courant, ce qui peut entraîner une élévation de température. Les RTD peuvent mesurer des températures jusqu'à 850°C et fonctionnent sur le principe de la variation de résistance électrique des métaux purs en fonction de la température. Le platine est le matériau le plus couramment utilisé en raison de sa gamme de températures étendue, de sa précision et de sa stabilité. En passant un courant à travers une sonde RTD, une tension est générée, ce qui permet de mesurer la résistance et, par conséquent, la température [41].



Figure III. 20 : Sonde RTD.

✓ Thermistance

Les thermistances sont des capteurs de température hautement sensibles, avec une sensibilité de mesure élevée d'environ $200 \Omega/^{\circ}\text{C}$. Leur taux de réponse rapide d'environ une seconde les rend adaptées à des applications nécessitant des mesures rapides. Cependant, leur utilisation est limitée à des températures inférieures à 300°C . Elles offrent une précision de mesure élevée, en particulier dans les environnements à basse température. Les thermistances, similaires aux capteurs de température à résistance (RTD), sont des conducteurs thermosensibles dont la résistance varie avec la température. Elles sont constituées de semi-conducteurs d'oxyde métallique encapsulés dans une petite bille d'époxy ou de verre. En comparaison avec les RTD, les thermistances ont généralement des valeurs de résistance nominale plus élevées (entre $2\,000$ et $10\,000 \Omega$) et peuvent être utilisées avec des courants plus faibles [41].



Figure III. 21 : Thermistance.

✓ Thermocouple

Les thermocouples sont les capteurs de température les plus populaires en raison de leur coût relativement bas, de leur précision et de leur capacité à fonctionner sur une large plage de températures. Ils offrent une réponse rapide, généralement de l'ordre de la milliseconde. Leur principe de fonctionnement repose sur la génération d'une tension, appelée tension Seebeck, par un conducteur soumis à une variation de température. Cette tension est mesurée en utilisant un second matériau conducteur, qui génère une tension

différente pour une même variation de température, évitant ainsi l'annulation des signaux [41].



Figure III. 22 : Thermocouple.

III.7 Les transmetteurs

Un transmetteur est un dispositif qui amplifie et prépare le signal électrique émis par un capteur, le transformant en un format standard pour une transmission ultérieure. Il agit comme un intermédiaire entre le capteur et le système de commande ou d'acquisition de données. Le transmetteur délivre un signal normalisé en courant ou en tension : 4-20mA, 0-20mA, 0-5V, 0-10V, proportionnel à la pression mesurée.

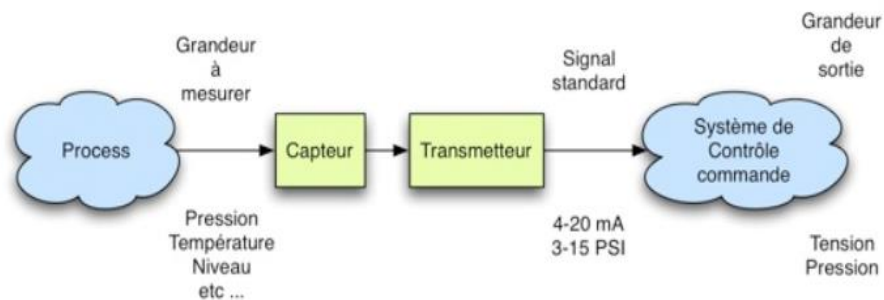


Figure III. 23 : Capteur et transmetteur en situation.



Transmetteur de pression

Transmetteur de débit

Figure III. 24 : Exemples des transmetteurs.

III.8 Les signaux universels

Les capteurs délivrent des signaux électriques pour communiquer la mesure de la grandeur physique qu'ils détectent. Ces signaux peuvent être classés en deux catégories : signal de bas niveau et signal de haut niveau :

III.8.1 Signal de bas niveau

Le signal de bas niveau est un signal électrique de faible amplitude, typiquement inférieur à quelques volts, comprenant des exemples tels que le potentiomètre, le thermocouple, la tension et le courant. La plage de mesure d'un capteur à signal de bas niveau est généralement exprimée en millivolts (mV) ou en volts (V), par exemple, de -20 mV à +20 mV ou de 0 à 100 mV. Bien que de faible amplitude, ce signal peut être directement connecté à l'entrée d'un dispositif de contrôle tel qu'un automate programmable industriel (API) ou un régulateur. Dans cette configuration, la carte d'entrée du dispositif amplifie, linéarise et traite le signal pour le rendre utilisable [42].

III.8.2 Signal de haut niveau

Le signal de haut niveau désigne un signal électrique dont l'amplitude est plus élevée, typiquement entre 0 et 10 volts ou entre 4 et 20 milliampères. Des exemples de tels signaux

incluent 0-5V, 1-5V, 0-10V, 0-20mA et 4-20mA. La plage de mesure d'un capteur utilisant ce type de signal est généralement exprimée en volts (V) ou en milliampères (mA). Ce signal est utilisé dans les cas où la transmission de la mesure sur de longues distances est nécessaire, souvent sur plusieurs centaines de mètres. Sa puissance accrue permet une transmission plus fiable sur de telles distances [42].

III.8.3 Le standard 4-20 mA

Le standard 4-20 mA s'impose comme un choix incontournable dans le domaine de l'instrumentation industrielle pour la transmission de signaux analogiques.

- **Avantages :**

- ✓ Résistance aux chutes de tension et aux tensions parasites grâce à une impédance interne élevée.
- ✓ Transmission de mesures sur des distances supérieures à 1 kilomètre.
- ✓ Excellente immunité aux parasites magnétiques.
- ✓ Nécessite seulement deux fils par instrument pour l'alimentation et la transmission du signal.
- ✓ Compatible avec le signal numérique HART pour une communication bidirectionnelle avancée.
- ✓ Standard industriel garantissant la compatibilité entre les équipements de différents fabricants.

- **Inconvénients :**

- ✓ La vérification du transmetteur nécessite de couper la boucle de courant, ce qui interrompt temporairement la transmission du signal à tous les instruments connectés [42].

III.9 Les actionneurs

III.9.1 Définition

Un actionneur est un dispositif électromécanique spécialisé qui transforme une commande électrique en mouvement mécanique, ou qui convertit une forme d'énergie en une autre dans le but de générer un mouvement physique. Ces composants sont essentiels dans une multitude d'applications, allant des systèmes industriels aux dispositifs robotiques et aux technologies automobiles.

III.9.2 Les actionneurs plus utilisables

III.9.2.1 Les moteurs

Les moteurs électriques, qui convertissent l'énergie électrique en mouvement mécanique, sont essentiels à une multitude de tâches dans notre quotidien. Leur fonctionnement repose sur le principe de l'induction électromagnétique : un champ magnétique en interaction avec un conducteur électrique génère une force motrice qui entraîne le mouvement du moteur. Fondés sur des principes scientifiques fondamentaux, les moteurs électriques se déclinent en différents types selon l'application souhaitée : rotation ou déplacement linéaire. Leur choix dépend des besoins spécifiques en termes de puissance, de couple et de vitesse. [43].



Figure III. 25 : Un moteur.

III.9.2.2 Les pompes

Les pompes, en tant qu'actionneurs essentiels dans de nombreux processus industriels, jouent un rôle crucial en propulsant divers fluides tels que l'eau, l'huile, les produits chimiques ou les gaz d'un point à un autre. Leur fonctionnement, basé sur des principes scientifiques fondamentaux, repose sur divers mécanismes, le plus courant étant le principe de déplacement positif. Ce principe implique l'augmentation du volume d'une chambre confinée, créant ainsi une pression négative qui aspire le fluide. Une fois la chambre remplie, le volume est réduit, expulsant efficacement le fluide vers la sortie. Le choix de la pompe dépend de l'application spécifique, nécessitant une compréhension approfondie de ses caractéristiques et de ses performances pour assurer un fonctionnement optimal du système dans lequel elle est intégrée [44]

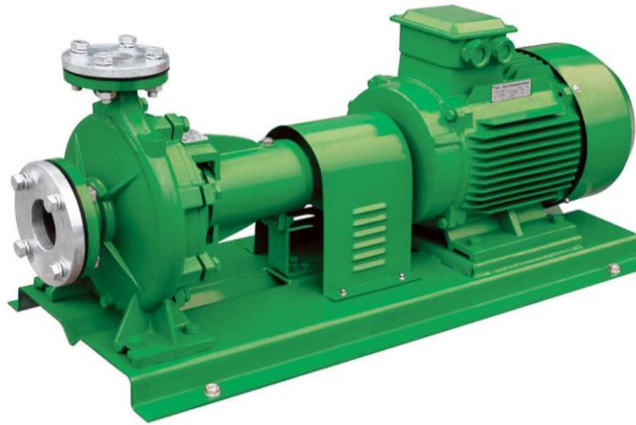


Figure III. 26 : Une pompe.

III.9.2.3 Les compresseurs

Les compresseurs industriels sont des actionneurs spécialisés qui permettent d'augmenter la pression d'un fluide (gaz ou liquide) pour effectuer différentes tâches dans différents secteurs industriels. Ils fonctionnent selon des lois mécaniques et thermodynamiques et sont utilisés pour la compression de l'air dans les pneumatiques, le transport de gaz dans les pipelines, la compression de fluides dans les procédés chimiques, etc. Les compresseurs sont indispensables pour fournir l'énergie nécessaire au fonctionnement de nombreux équipements industriels [45].



III.9.2.4 Les vannes

Figure III. 27 : Un compresseur.

automatiques

- Définition

Connues également sous le nom de vannes de régulation, jouent un rôle indispensable dans les systèmes industriels en permettant le contrôle automatisé du débit, de la pression ou de la direction des fluides, qu'il s'agisse de liquides ou de gaz. Elles sont intégrées dans des boucles de régulation, ajustant ainsi les paramètres du fluide en réponse aux signaux de commande provenant de capteurs ou de contrôleurs, assurant ainsi un fonctionnement précis et efficace du système. Actuellement dans l'industrie, ce type de vannes est le plus couramment utilisé, et c'est également le cas dans notre étude.

- Les composants d'une vanne automatique :

- ✓ **Un servomoteur** : dont le rôle est d'actionner la tige de clapet.
- ✓ **Un corps de vanne** : contenant le siège et clapet.
- ✓ **Un positionneur convertisseur** : dont le rôle est d'asservir en position la tige du clapet et de convertir le signal électrique de commande en un signal pneumatique [46].

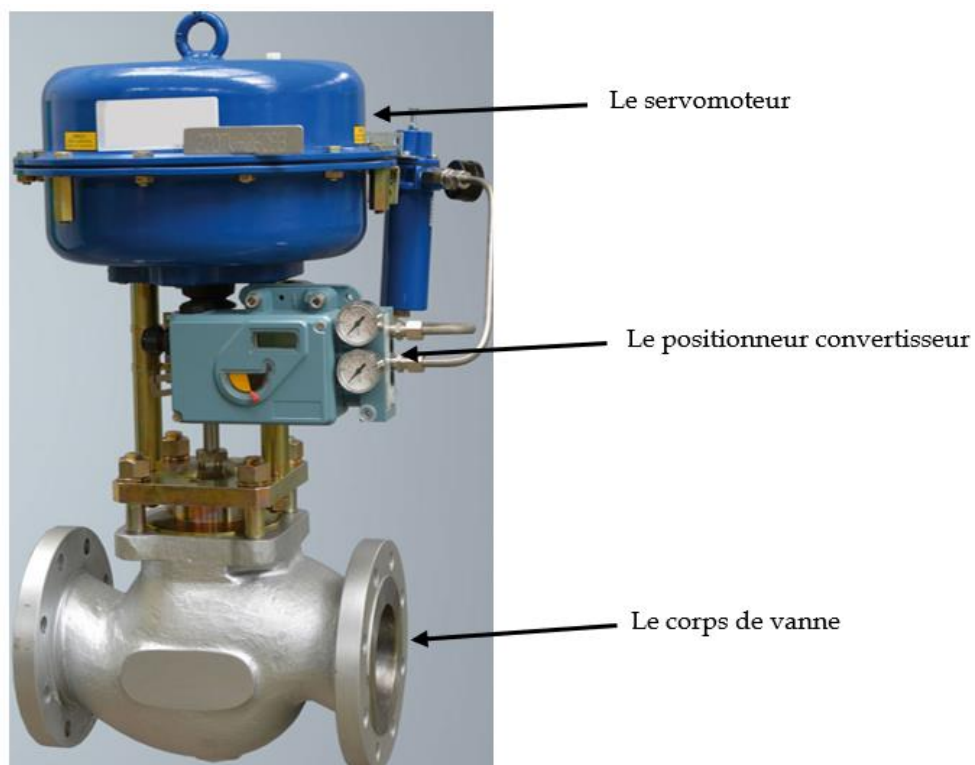


Figure III. 28 : Une vanne automatique.

III.10 Boucles de régulation liées au type d'alimentation de la chaudière

751-G-001-A/B

III.10.1 Demande de combustible pour la chaudière

III.10.1.1 Boiler Master (HIC-1001)

Le signal de demande de chaudière provenant du régulateur de pression principal sur l'en-tête de commande (XY-0017-A) est envoyé à la station Auto/Man HIC-1001 (Boiler Master) qui permet à l'opérateur de régler la demande de combustion de la chaudière à la valeur souhaitée.

En mode automatique, en cas de demande d'augmentation ou de diminution de la demande de chaudière, la demande de combustion de la chaudière évoluera également en fonction de la demande.

La station Auto/Man est alimentée par un bias (+/- 10%). La valeur de bias est ajoutée ou soustraite à la demande de combustion de la chaudière. Ainsi, le bias décale la demande de combustion réelle de la chaudière de la valeur correspondante par rapport aux autres chaudières. L'opérateur peut définir une valeur de bias uniquement lorsque la station Auto/Man HIC-1001 est en mode automatique.

Pour éviter toute perturbation de la pression dans le collecteur de vapeur, l'opérateur doit utiliser le bias plutôt que le mode manuel pour établir la répartition de charge requise entre les chaudières en fonctionnement.

La vitesse de variation de la demande de combustion de la chaudière est limitée à 15 %/minute en augmentation et en diminution [47].

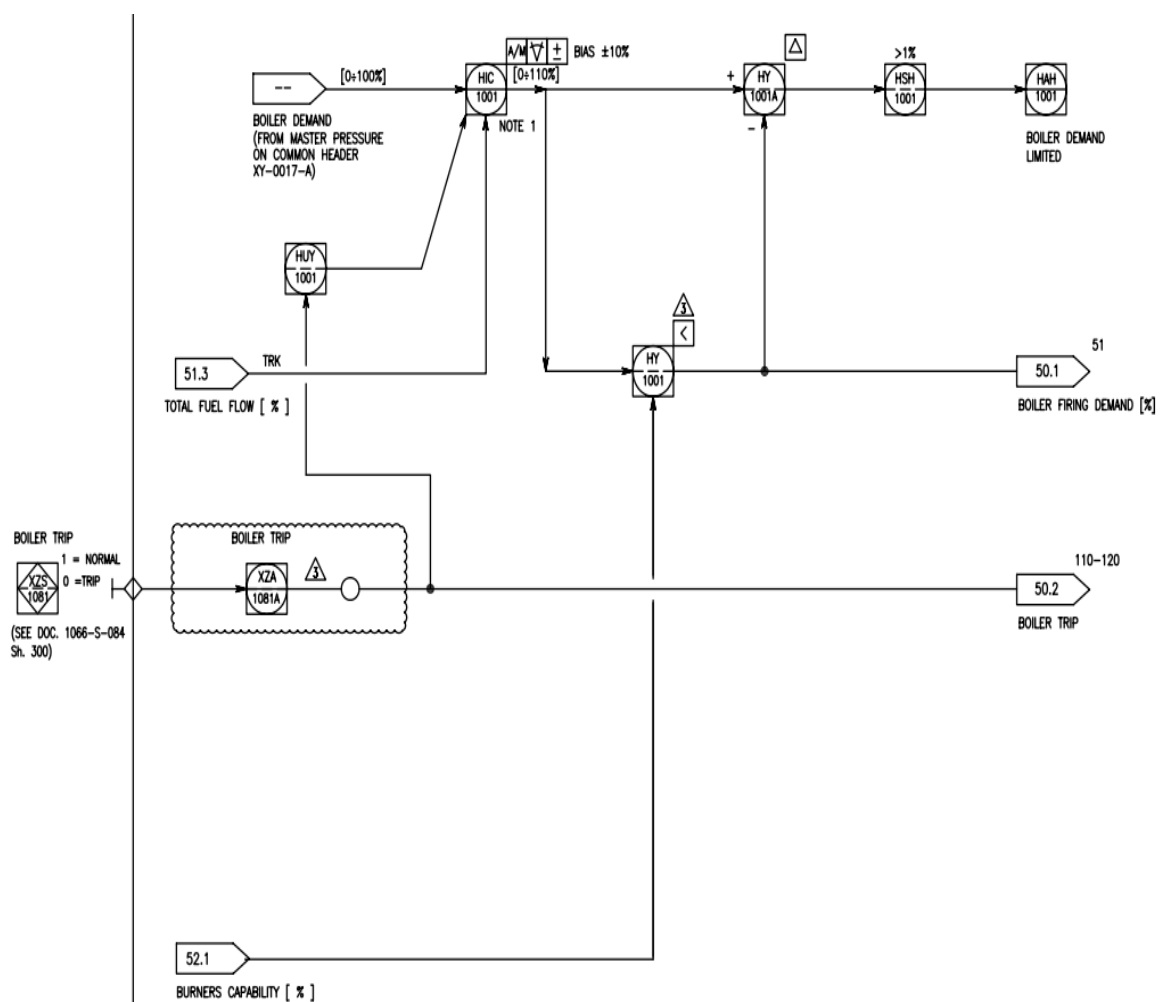


Figure III. 29 : Boucle de régulation pour le boiler master [48].

III.10.1.2 Capacité des brûleurs

La sortie du poste Auto/Man est comparée dans un sélecteur de minimum (HY1001) qui tient compte de la capacité disponible des brûleurs. Cette limite reflète la capacité de production de vapeur de la chaudière.

Si cette limitation se produit et que la différence entre la demande de la chaudière et la capacité des brûleurs disponibles atteint 1%, l'alarme "Demande chaudière limitée" (HAH-1001) est générée.

La capacité des brûleurs est calculée en fonction du nombre de brûleurs en fonctionnement. La capacité individuelle d'un brûleur correspond à 33,33% MCR (exploitabilité N-1) à la fois avec du FG et du fioul [47].

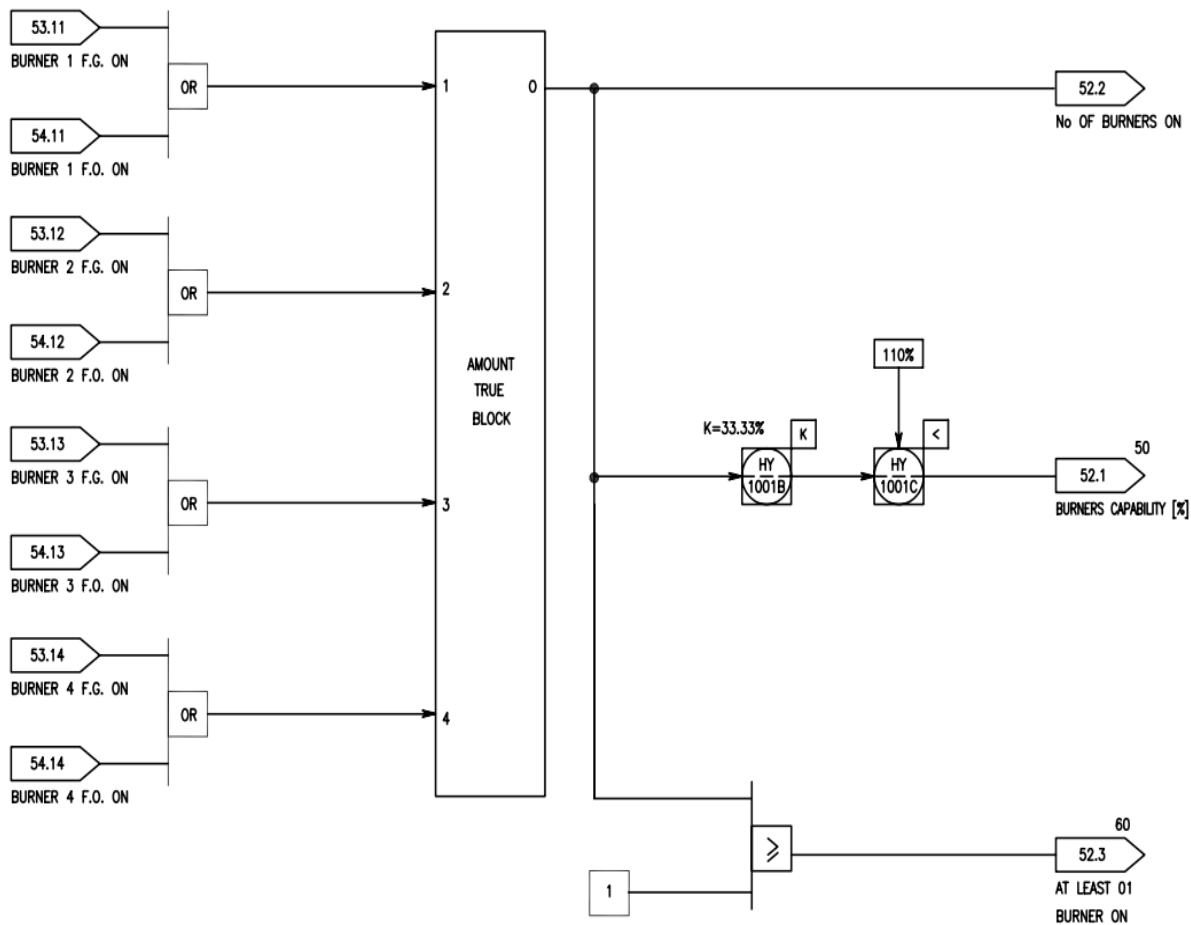


Figure III. 30 : Boucle de régulation pour la capacité des brûleurs [48].

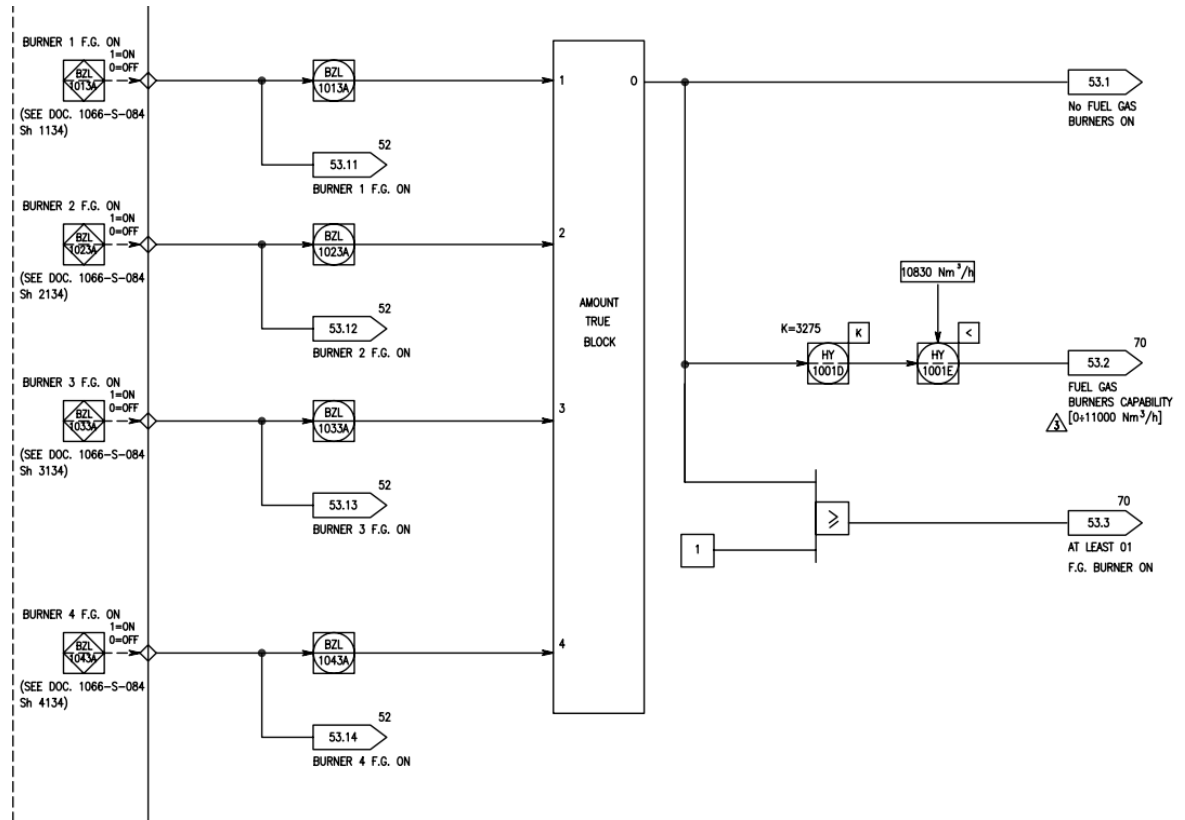


Figure III. 31 : Boucle de régulation pour la capacité des brûleurs à Fuel Gaz [48].

III.10.1.3 Demande de combustion de la chaudière

Le débit de combustible demandé (demande de combustion de la chaudière) généré par le boiler master de la chaudière détermine la demande de base en combustible et en air. Afin de garantir une bonne combustion et un rapport air/combustible correct, une régulation à action lente et rapide (lead-lag control) est mise en œuvre comme décrit ci-dessous.

Le débit de FG mesuré, compensé en pression et en température (FY1005), est mis à l'échelle (FY-1005G) des unités d'ingénierie au débit de FG « **normalisé** » (en % de la charge de la chaudière). De même, le débit de fioul mesuré vers les brûleurs est mis à l'échelle (FY-1006G) des unités d'ingénierie au débit de fioul normalisé (en % de la charge de la chaudière).

Le débit de FG "normalisé" et le débit de fioul "normalisé" sont additionnés (FY1005D) pour calculer le débit de combustible total (% de la charge de la chaudière) qui

est comparé dans un sélecteur de maximum (FY-1004C) avec le débit de combustible demandé par la chaudière. Ce sélecteur de maximum évite la situation dans laquelle le débit d'air de combustion est insuffisant pour une combustion parfaite pendant les transitions de charge.

La sortie du sélecteur de maximum (FY-1004C) est envoyée au multiplicateur FY1004G pour obtenir un débit d'air de combustion corrigé incluant le bon excès d'air par rapport au débit de combustible réel de la chaudière (FY-1004E) puis au multiplicateur FY-1004D intégrant la correction d'oxygène (sortie AIC-1001).

La sortie du multiplicateur (FY-1004D) représente le débit d'air de combustion (en % de la charge de la chaudière).

Le débit d'air de combustion mesuré, compensé en température (FY-1004), est mis à l'échelle (FY-1004N) de l'unité d'ingénierie au débit d'air de combustion normalisé (en % de la charge de la chaudière).

Le débit d'air de combustion "normalisé" est divisé (FY-1004A) par la sortie du régulateur d'oxygène AIC-1001 puis divisé (FY-1004H) par le résultat de la fonction FY-1004E pour calculer le débit total de combustible stœchiométrique correct.

Le débit total de combustible stœchiométrique calculé est envoyé vers un sélecteur de minimum (FY1004B) puis comparé au débit de combustible demandé par la chaudière.

La sortie du sélecteur de minimum (FY1004B) représente le débit total de combustible (en % de la charge de la chaudière).

Lorsque le débit de combustible demandé par la chaudière augmente, le débit d'air de combustion augmente sans délai grâce au sélecteur de maximum (FY-1004C), mais le débit total de combustible n'augmente pas car son augmentation est bloquée par le sélecteur de minimum (FY1004B) jusqu'à ce que le débit d'air de combustion réel augmente via le processus. Par conséquent, le combustible ne peut pas être augmenté tant que l'air disponible ne permet pas de brûler cette quantité de combustible

Inversement, lorsque le débit de combustible demandé par la chaudière diminue, le débit total de combustible diminue rapidement via le sélecteur de minimum (FY1004B), mais le débit d'air de combustion ne diminue pas car sa diminution est stoppée par le sélecteur de maximum (FY-1004C) jusqu'à ce que le débit total de combustible diminue via le processus. Par conséquent, l'air ne peut pas être diminué tant que le débit total de combustible n'a pas été réduit.

De cette manière, la réponse caractéristique du combustible et de l'air de combustion est adaptée au cas où le débit d'air de combustion répondrait plus lentement que le combustible. Le combustible serait alors adapté au débit d'air de combustion correspondant, plus lent. Ainsi, le débit d'air de combustion ne peut jamais être inférieur à la quantité correspondante requise pour l'apport de combustible existant [47].

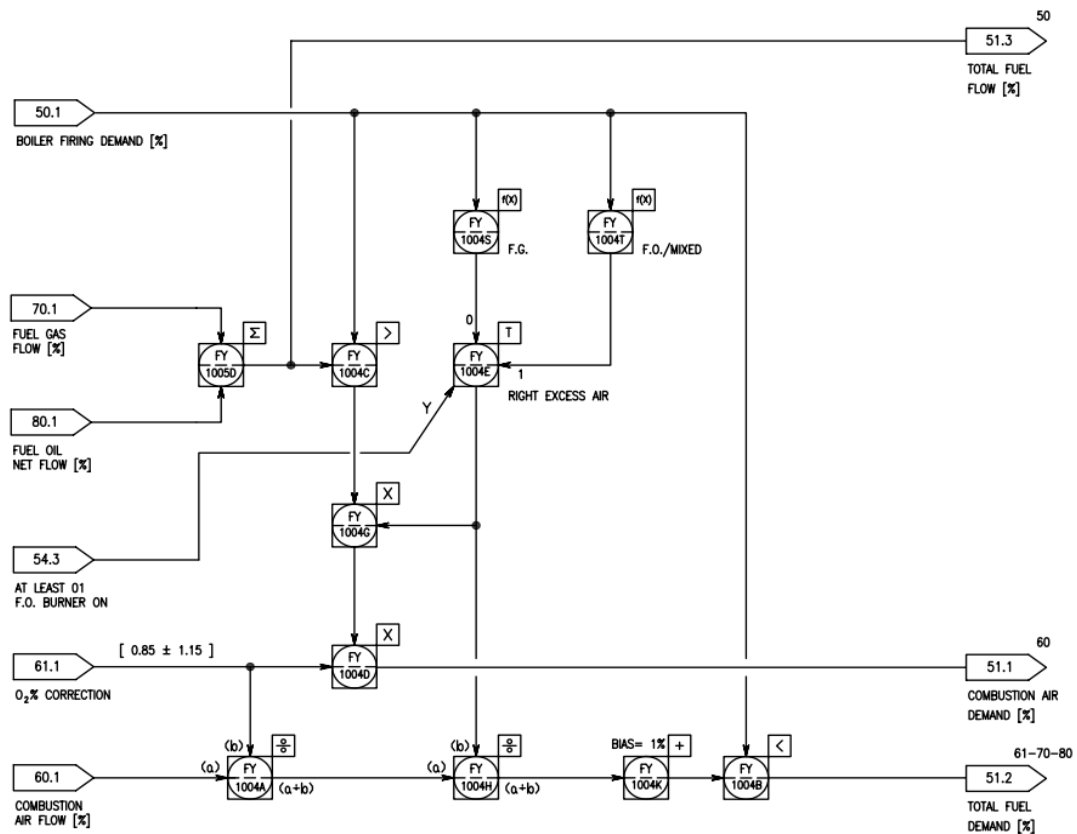


Figure III. 32 : Boucle de régulation pour la demande de combustion du la chaudière [48].

III.10.1.4 Régulation du rapport Oxygène/Combustible (FIC-1004, AIC-1001)

La chaudière est équipée d'un ventilateur soufflant FD (simple aspiration) muni d'un registre pneumatique de régulation (FV-1004) sur l'entrée d'air afin de fournir l'air de combustion requis aux brûleurs.

Le ventilateur FD est à simple aspiration et entraîné par un moteur électrique ou par une turbine à vapeur.

La gaine d'air est acheminée en amont des brûleurs vers une boîte à air commune pour les 4 brûleurs.

La régulation doit être conçue de manière à ce qu'un débit d'air de combustion suffisant soit disponible en fonction de la demande de la chaudière.

La demande d'air de combustion (% de la charge de la chaudière) est comparée dans un sélecteur de maximum (FY-1004R) avec la consigne de débit d'air minimum. Cette consigne garantit que lorsque le régulateur de débit d'air de combustion FIC-1004 est en mode cascade, le débit d'air de combustion ne sera jamais inférieur à 28 % du débit d'air de combustion total à MCR (puissance maximale en continu), même si la demande de combustible de la chaudière est inférieure à 28 % de MCR. De plus, pendant chaque séquence d'allumage de brûleur (XZS-1083 par BMS), la demande d'air de combustion est augmentée de 5 % (FY-1004Q).

La demande d'air de combustion résultante est convertie en unités d'ingénierie (FY-1004L) pour obtenir la consigne de débit d'air de combustion souhaitée. La consigne de débit d'air de combustion calculée est ensuite comparée au débit d'air de combustion réel dans le régulateur PI FIC-1004 et la sortie de ce régulateur est envoyée au registre de commande du ventilateur FD (FV-1004).

En cas de nécessité de passage en mode manuel de la boucle de régulation du débit d'air de combustion, l'opérateur interviendra sur le FIC-1004.

La consigne du régulateur d'oxygène AIC-1001 est calculée en fonction de la demande totale de combustible (AY-1001A pour le gaz combustible, AY-1001B pour le fioul ou le combustible mixte). L'opérateur peut également modifier la consigne d'oxygène via un sélecteur de décalage AHC-1001 (± 1 %) afin de trouver le meilleur point de fonctionnement pendant la marche de la chaudière.

La consigne d'oxygène calculée est comparée à la valeur d'oxygène mesurée dans le régulateur PI AIC-1001. Le régulateur PI d'oxygène AIC-1001 est réglé pour un gain faible et une réponse intégrale relativement lente afin d'obtenir une stabilité de la régulation.

En raison du risque plus élevé de défaillance de l'analyseur d'oxygène par rapport aux mesures de débit généralement utilisées, des limites (0,85 ; 1,15) sont appliquées à la sortie de la régulation de correction d'oxygène [47].

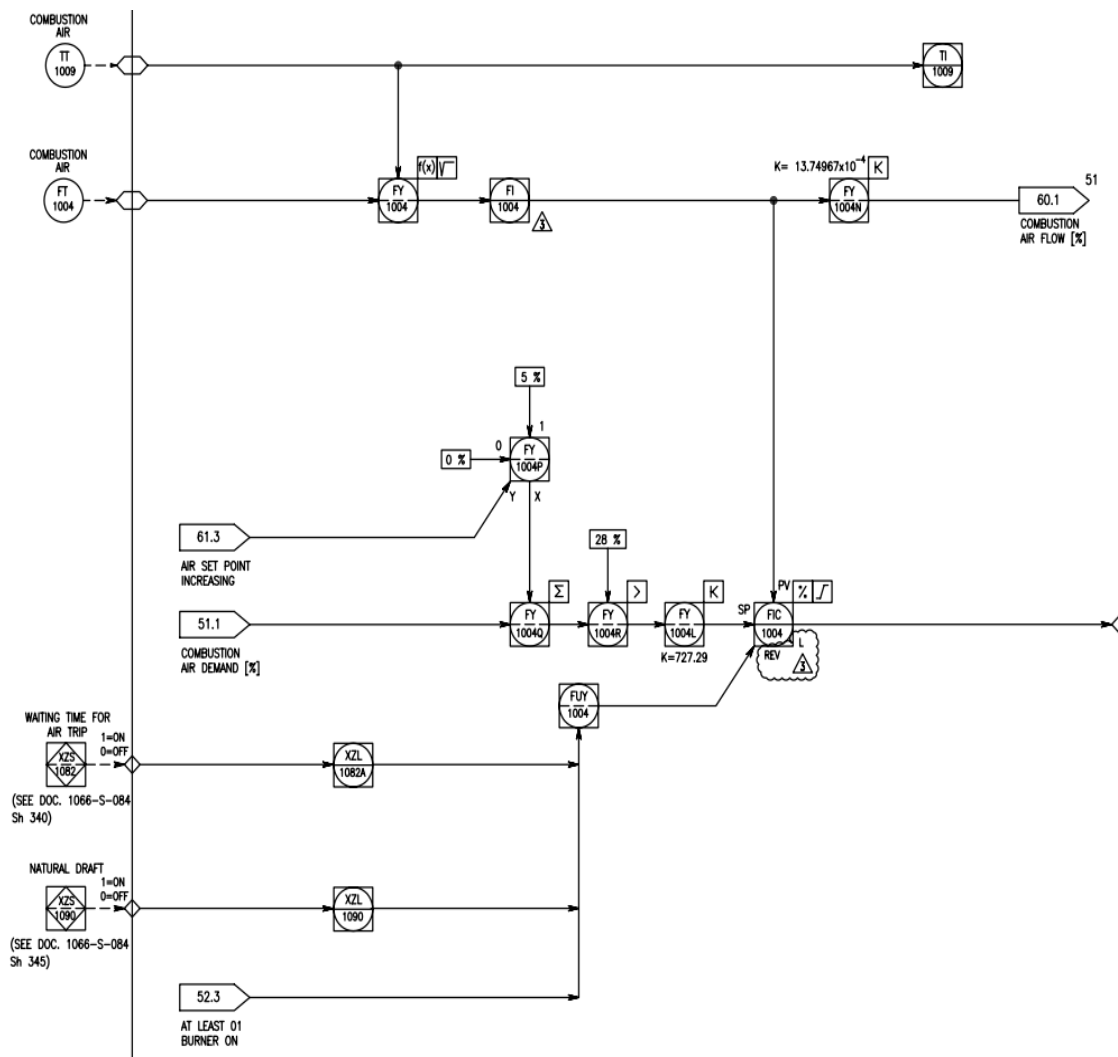


Figure III. 33 : Boucle de régulation pour le débit d'air de combustion [48].

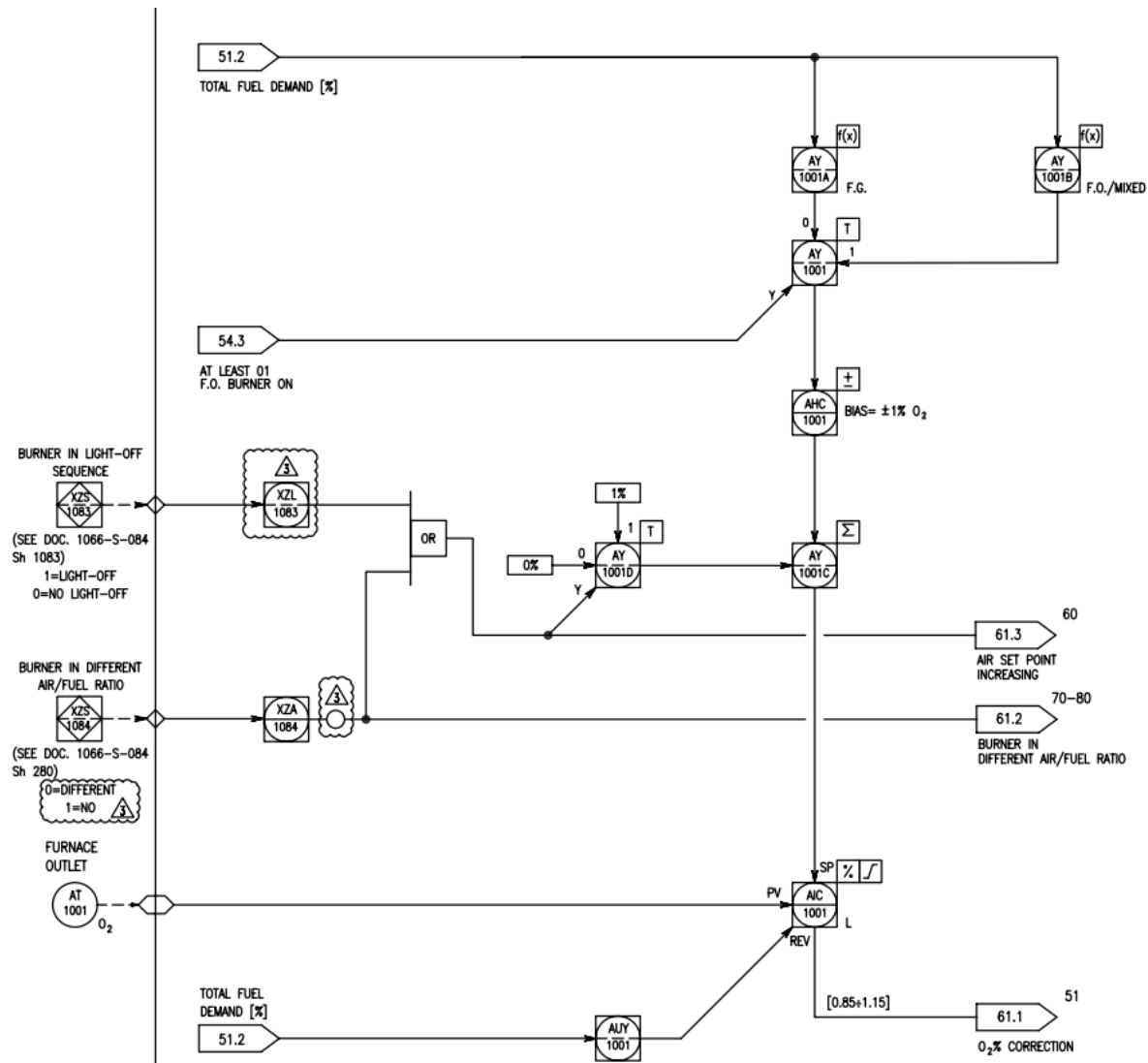


Figure III. 34 : Boucle de régulation pour la correction d'oxygène [48].

III.10.1.5 Régulation du débit de fuel gaz

Le débit de FG mesuré par le transmetteur (exprimé en Nm^3/h) est compensé en pression et en température (FY-1005).

En fonction de la sélection effectuée par l'opérateur depuis la console DCS (sélecteur "MODE FG/FO" FHS-1005), la boucle de régulation du débit de FG peut fonctionner selon deux modes :

- ✓ FG en mode modulant (avec fioul en mode base)

✓ FG en mode base (avec fioul en mode modulant)

- **FG en mode modulant (Sélecteur FHS-1005 = "0")**

Le régulateur de FG FIC-1005 fonctionne en cascade avec une consigne établie par la logique de contrôle de combustion (SP calculée).

La demande de débit total de combustible provenant du sélecteur de minimum (FY-1004B) représente la quantité totale (en % de la charge de la chaudière) de débit de combustible (FG et/ou fioul (Fuel Oil)) nécessaire pour obtenir la charge de chaudière demandée.

En mode modulant, la demande de FG (en % de la charge de la chaudière) est obtenue par la différence (FY-1005B) entre la demande totale de combustible et la charge réelle de fioul.

- **FG en mode base (Sélecteur FHS-1005 = "1")**

Le régulateur de FG FIC-1005 fonctionne en cascade avec une consigne saisie via le manipulateur manuel FHC-1005 disponible sur la console DCS (consigne manuelle).

En mode base, la consigne de débit de FG est établie par l'opérateur.

La consigne de débit de FG (limitée en fonction du nombre de brûleurs fonctionnant au FG → capacité des brûleurs à gaz, est comparée au débit de FG compensé (FY-1005) dans un régulateur PI (FIC-1005) et la sortie du régulateur est envoyée à la vanne de régulation principale du réseau de FG (FV-1005).

Un régulateur de pression de FG PIC-1016, capable de forcer le signal de commande de la vanne de régulation principale du réseau de FG FV-1005, est prévu afin de maintenir la pression de FG vers le réseau de brûleurs en dessous de la limite de pression élevée, empêchant ainsi le déclenchement de l'alarme de pression élevée de FG HH (PZAHH-1027) par le BMS.

Lors du premier allumage du brûleur à gaz du réseau externe, la vanne de régulation principale du réseau de FG (FV-1005) doit être forcée en position de tir minimum par le

signal de verrouillage du BMS (XZS-1087). Une fois le premier brûleur à gaz du réseau externe allumé, le signal de verrouillage du BMS sera réinitialisé et le régulateur FIC-1005 sera libéré.

De plus, un régulateur de pression de FG PIC-1016A, capable de forcer le signal de commande de la vanne de régulation principale du réseau de FG FV-1005, est prévu afin de garantir la pression de tir minimum vers le réseau de brûleurs lors du fonctionnement au FG, tout en maintenant la pression de FG vers le réseau de brûleurs au-dessus de la limite de pression basse, empêchant ainsi le déclenchement de l'alarme de pression basse de FG LL (PZALL-1028) par le BMS.

Après un arrêt du FG, la vanne de régulation principale du réseau de FG (FV-1005) doit être fermée par le signal de verrouillage du BMS (XZS-1085) [47].

III.11 Conclusion

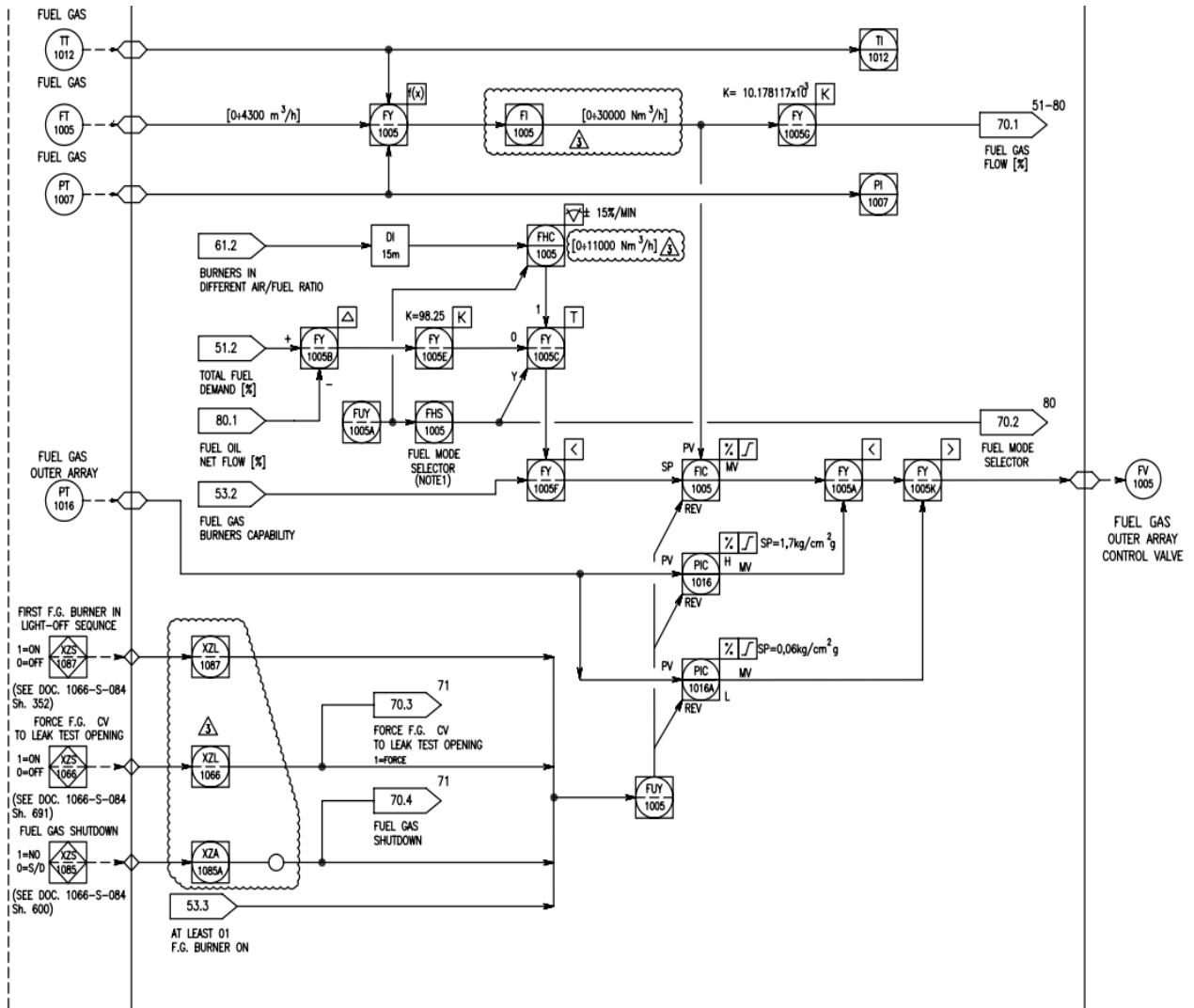


Figure III. 35 : Boucle de régulation pour le débit de FG [48]

Dans ce chapitre, nous avons exploré les boucles de régulation, comprenant des capteurs, des transmetteurs, des régulateurs et des actionneurs, ainsi que leur importance cruciale dans le contrôle des processus industriels. En analysant attentivement le fonctionnement des boucles de régulation, documenté dans la documentation d'usine, nous avons examiné comment ces boucles peuvent être adaptées et optimisées pour répondre aux besoins spécifiques de notre cas d'étude.

Chapitre IV : Système de contrôle - commande.



IV.1 Introduction

L'essor des outils informatiques, et plus particulièrement des interfaces graphiques, a révolutionné les techniques de commande et de régulation. Avant l'arrivée de ces technologies, les systèmes étaient contrôlés manuellement, souvent à l'aide de tableaux de bord et de commandes analogiques. Cette approche était fastidieuse, sujette à des erreurs et limitait la capacité à visualiser et à manipuler plusieurs grandeurs simultanément.

SONATRACH a doté la raffinerie d'Alger d'un système de commande numérique de nouvelle génération. Ce système remplace les installations conventionnelles et offre une surveillance et un contrôle en temps réel des procédés. Il s'agit du système DCS, composé d'unités à base de microprocesseurs qui gèrent de manière décentralisée le traitement des données et l'exécution des tâches industrielles. Cette modernisation permet d'améliorer la performance, la sécurité, la flexibilité et la collaboration. Elle contribue ainsi à l'optimisation de la production et à la compétitivité de l'entreprise.

La modernisation du mécanisme de contrôle de la R1NG a été réalisée en implémentant un système d'automatisation intelligente de supervision et de contrôle réparti (DCS) de la série Foxboro.

Aussi, les installations du domaine pétrolier et gazier présentent des risques importants pour la sécurité des personnes, l'environnement et les équipements. La mise en place de systèmes de sécurité adéquats est donc une nécessité absolue pour respecter les exigences réglementaires et garantir la protection de tous. C'est pourquoi SONATRACH a implémenté un système de sécurité basé sur ESD (Emergency Shutdown) et BMS (Burner Management System).

Donc, le complexe R1NG s'appuie sur deux systèmes complémentaires pour garantir la sécurité et l'efficacité de ses installations et équipements :

- **DCS** : assure la régulation et l'asservissement précis des paramètres du processus en temps réel.

- **ESD/BMS** : protège les personnes et les biens (assure la sécurité).

IV.2 L'évolution de systèmes de contrôle

Avant l'arrivée des Systèmes de Contrôle Distribué (DCS), le pilotage des installations industrielles a connu une succession de systèmes, chacun marqué par ses propres atouts et faiblesses :

IV.2.1 Contrôle manuel

L'opérateur assure manuellement le contrôle du processus en ajustant l'élément de commande.

IV.2.2 Régulation pneumatique locale

Au lieu d'agir directement sur l'organe de commande, l'opérateur définit la valeur souhaitée pour le régulateur local.

IV.2.3 Régulation pneumatique centralisée

Depuis la salle de contrôle, l'opérateur pilote le déroulement du processus.

IV.2.4 Régulation électronique analogique et numérique

L'évolution de l'électronique a permis la création de régulateurs électroniques simples et de capteurs capables de convertir n'importe quelle grandeur physique en signal électrique.

IV.2.5 Système d'acquisition des données DAS

L'interface graphique permet de visualiser les données en temps réel, l'historique, les tendances et les journaux. Le contrôle du processus est assuré par des régulateurs simples à boucle unique.

IV.2.6 Système de contrôle distribué DCS

La plupart des processus industriels impliquent de nombreux équipements répartis sur site. Cette disposition a conduit à l'adoption d'une architecture de système distribuée, connue sous le nom de système de contrôle DCS (Distributed Control System) [49].

IV.3 Système de contrôle distribue (DCS)

IV.3.1 Définition

Au milieu des années 1970, un concept radicalement nouveau est apparu dans le monde du contrôle industriel : la notion de contrôle numérique distribué.

Un système de contrôle distribué (DCS) est un système de contrôle pour une usine de traitement dans lequel des contrôleurs autonomes sont répartis dans tout le système ou en autre mots « Distributed Control System » ou encore système numérique de contrôle-commande (SNCC) est un système de contrôle industriel destiné aux usines ou processus industriels dont les éléments de commande sont distribués ou géo-répartis. A la différence des systèmes de contrôle centralisés qui comportent un seul contrôleur central qui gère toutes les fonctions de contrôle-commande du système, les systèmes de contrôle distribués ou DCS sont constitués de plusieurs contrôleurs qui commandent les sous-systèmes ou unités de l'installation globale [50].

IV.3.2 Les caractéristiques et le but du système DCS

L'installation de DCS a permis d'observer des améliorations significatives par rapport aux systèmes précédents. Ces améliorations, détaillées par domaine d'application, témoignent de l'efficacité du système DCS :

IV.3.2.1 Système

- ✓ Augmentation de la disponibilité du système par sa redondance.
- ✓ Précision de la mesure et gain en temps de réponse.

- ✓ Facilite la supervision et opérations (processus et système) à partir de la même station.
- ✓ Possibilité d'interconnexion avec d'autres systèmes (GE-FANUC, MKV, etc....).
- ✓ Possibilité d'utiliser des logiciels de management (cercle de décisions).
- ✓ Occupation d'un espace réduit.

IV.3.2.2 Coût de la maintenance

- ✓ Gain sur le temps de maintenance préventif (encrage des enregistreurs, entretien des Instruments).
- ✓ Minimisation et précision des interventions.
- ✓ 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 (processus, actions et alarmes système).
- ✓ Eventuelles étude de l'historique.
- ✓ Facilite les interventions sur site et diminue les risques de déclenchement.

IV.3.2.3 Exploitation

Le choix d'un système informatique comme cœur du projet a accru sa flexibilité. Des calculs cruciaux pour la prise de décision sont désormais possibles, permettant à l'utilisateur une analyse bien plus optimale. Voici quelques exemples :

- ✓ Calcul automatique du bilan de production journalier.
- ✓ Consultation et suivi des opérations journalières.
- ✓ Facilité la manipulation et le contrôle du processus.
- ✓ Disponibilité de tous les outils nécessaires à l'opérateur (trends, contrôle group etc....) [49].

IV.3.3 Les fonctions principales de base de DCS

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

IV.3.3.1 Adaptation des signaux échangés avec le procédé

Les signaux industriels du procédé appartiennent généralement à deux catégories :

- Analogique (0~10v, 0~20mA, 4~20mA, résistance variable, etc....)
 - Logique ou " tout ou rien " (contact physique, présence de tension ou pas, état d'une thermique, impulsions électriques, ...).
- ✓ Le système numérique chargé de contrôler le procédé utilise des signaux numériques, c'est - à- dire des nombres (0 à 65535).

Il est donc indispensable de convertir les signaux échangés avec le procédé comme suit :

- ✓ Acquisition et conversion des signaux industriels en nombres.
- ✓ Commande et conversion des nombres en signaux industriels.

IV.3.3.2 Traitement en temps réel des données échangées avec le procédé

- ✓ Fonctions régulation et de calcul.
- ✓ Fonctions séquentielles (séquences de mises en route ou d'arrêt, procédé discontinu,)
- ✓ Production des alarmes.

IV.3.3.3 Traitement en temps différé des données échangées avec le procédé

- ✓ Enregistrement et manipulation des données historiques
- ✓ Restitution des données historiques enregistrées (courbes, rapport).
- ✓ Optimisation.
- ✓ Bilan.

IV.3.3.4 Communication avec les utilisateurs du système numérique

- ✓ Conduite : interface opérateur graphique (accès limité aux ressources autorisées).
- ✓ Information : impression des messages et des rapports
- ✓ Maintenance et développement : interface utilisateurs graphiques (accès aux outils D'analyse et de configuration).

IV.3.3.5 Communication avec d'autres systèmes voisins

Dans un système distribué ou réparti, les fonctions de base sont plutôt confiées à des Dispositifs (stations) différents reliés entre eux par un réseau de communication. Une Indisponibilité d'un dispositif ne provoque que la perte de la fonction qu'il a en charge.

Chaque station peut avoir accès à des informations contenues dans la base de données d'une autre station via le réseau de communication [52].

IV.3.4 Architecture du système DCS

Le système DCS mis en place à RA1G offre une solution de contrôle et de surveillance moderne et en temps réel, tant pour les installations existantes que pour celles à venir qui pourraient être ajoutées au fil du développement de l'usine.

Cette automatisation des procédés s'appuie sur une communication d'informations en temps réel et à grande échelle, ce qui constitue un élément essentiel de son fonctionnement.

Le DCS a été conçu du fait que :

- ✓ Les opérateurs doivent communiquer avec les procédés et les équipements pour assurer le contrôle.
- ✓ Les chefs de postes doivent surveiller les événements qui surviennent sur l'ensemble du procédé.
- ✓ Les ingénieurs doivent accéder à des informations précises concernant le système et/ou procédé afin de pouvoir l'optimiser et le dépanner efficacement.

✓ Les responsables doivent accéder à des informations du procédé leurs permettant de prendre des décisions et d'établir des rapports.

Tout ceci est supporté par L'architecture de bas du DCS qui se présente sur les quatre niveaux suivants :

- **Niveau 01**

Est tout à fait comparable au système traditionnel il représente les instruments installés sur site.

- **Niveau 02**

Représente les automatismes installés dans le local technique ils sont constitués par les modules d'entrée / sortie du procédé.

- **Niveau 03**

Représente la partie où vient s'effectuer la conduite du procédé par l'intermédiaire des stations opérateurs constituées d'unités électroniques.

- **Niveau 04**

Représente le réseau local LAN (local area network).

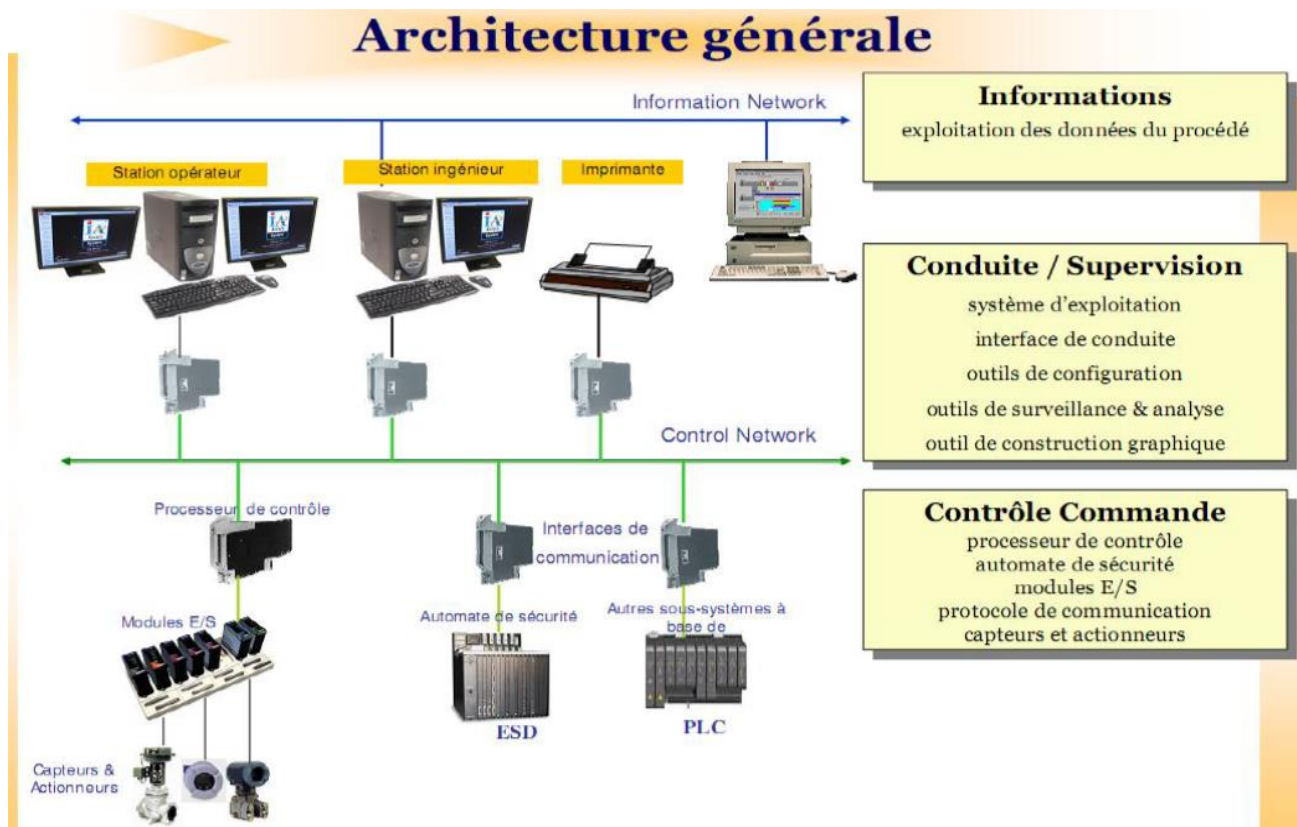


Figure IV. 1 : Architecture générale du DCS [52].

Les niveaux 2, 3 et 4 communiquent entre eux via des bus de communication. Ces bus permettent de connecter d'autres instruments, éléments de contrôle, ordinateurs et interfaces de supervision au système en parallèle. Pour garantir le bon fonctionnement d'un système de contrôle distribué, la transmission sans erreur des messages numériques est essentielle. Pour ce faire, un ensemble de techniques de sécurité est mis en œuvre lors de la transmission des données [52].

IV.4 DCS I/A Séries (Intelligent/ Automation) de FOXBORO

IV.4.1 Historique de FOXBORO

Fondée en 1908 par des entrepreneurs américains dans Massachusetts, cette multinationale conçoit, fabrique et commercialise des instruments, des systèmes et des

logiciels de contrôle-commande pour les procédés industriels dans divers secteurs tels que la pétrochimie, la chimie, l'agroalimentaire et l'industrie papetière. Employant plus de 6000 personnes dans plus de 100 pays, elle compte parmi ses principaux concurrents YOKOGAWA, HONEYWELL, SIEMENS et EMERSON [53].

IV.4.2 Configuration hardware de DCS Serie I/A

Les modules constituant le système DCS sont :

IV.4.2.1 Module d'alimentation

Le module d'alimentation est un composant essentiel d'un système de contrôle distribué (DCS) Foxboro. Il fournit l'énergie électrique nécessaire aux autres modules du système, tels que les contrôleurs, les modules d'E/S et les interfaces de communication. Les modules d'alimentation sont conçus pour être fiables, robustes et efficaces, afin de garantir un fonctionnement continu et sans faille du système DCS.

Ces modules présentent généralement les caractéristiques suivantes :

- Large plage de tension d'entrée : Les modules d'alimentation peuvent accepter une large plage de tensions d'entrée, ce qui les rend compatibles avec une variété d'alimentations secteur.
- Haute efficacité : Elles sont conçues pour être très efficaces, ce qui permet de réduire la consommation d'énergie et les coûts d'exploitation.
- Protection contre les surcharges et les courts-circuits : Ces modules sont équipés de protections contre les surcharges et les courts-circuits pour protéger les autres modules du système contre les dommages.
- Indication de l'état : les MA disposent d'indicateurs d'état pour faciliter la surveillance et le dépannage.

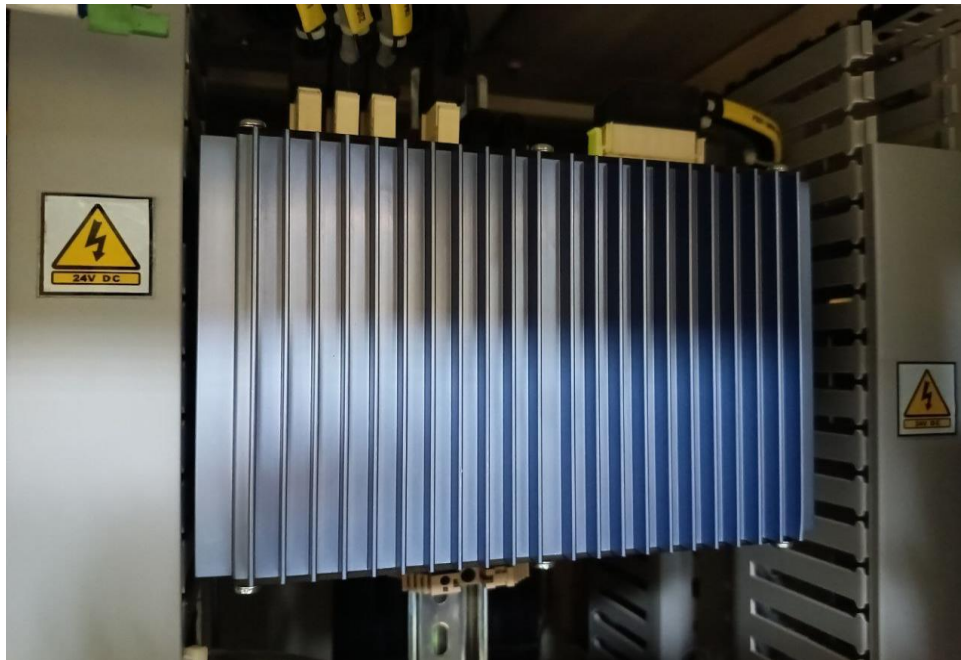


Figure IV. 2 : Module d'alimentation.

IV.4.2.2 Le processeur de contrôle CP

Le processeur CP est un élément central du système de contrôle distribué Foxboro. Il exécute les programmes qui définissent le comportement du système et assure la communication avec les autres modules, tels que les capteurs et les interfaces de communication. Sa conception puissante, flexible et évolutive lui permet de répondre aux besoins des applications de contrôle les plus complexes. Il 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 [51].

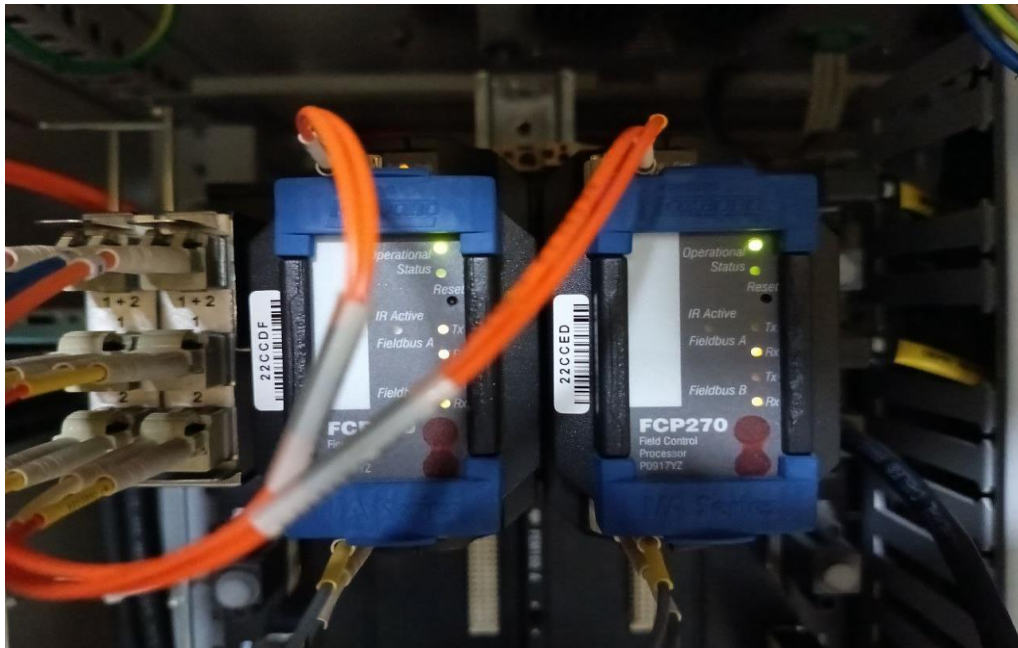


Figure IV. 3 : Processeur de contrôle CP270.

IV.4.2.3 Le module d'entrée/sortie FBM

La conversion des signaux d'entrée/sortie échange avec le procédé est confiée à des modules FBM raccordés à un processeur de contrôle via un bus. Ces modules d'E/S FBM réalisent les fonctions générales suivantes :

- ✓ Interface entre les signaux industriels du processus automatisé et le processeur de contrôle.
- ✓ Conversion des signaux industriels en signaux numériques (acquisition) et inversement (commande)
- ✓ Mise en repli de sécurité de l'équipement commandé en cas de perte de communication avec le CP.

Certains modules FBM de type logique peuvent réaliser des fonctions applicatives complémentaires :

- ✓ Exécution d'un programme logique
- ✓ Surveillance d'états logique (Détection de premier défaut).
- ✓ Comptage d'impulsion [54].

Il existe plusieurs modèles des modules FBM : FBM216b, FBM217, FBM218, FBM240...



Figure IV. 5 : Module d'E/S FBM217.



Figure IV. 4 : Module d'E/S FBM216b.

Les modules FBM se différencient aussi par le type de raccordement :

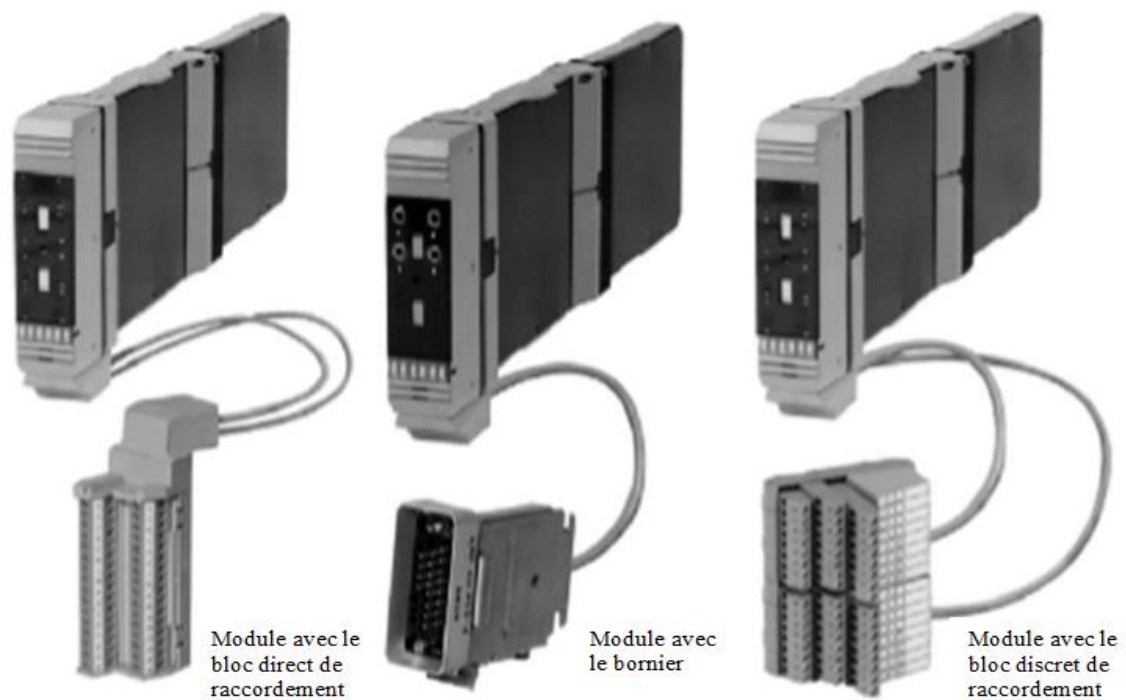


Figure IV. 6 : Modules FBM avec différents types de raccordement [55].

IV.4.2.4 Processeur de communication

C'est un module qui fournit les fonctions nécessaires aux autres stations du réseau pour communiquer avec des imprimantes ou des terminaux VT100. Qui permettent de se connecter sur un processeur d'application ou du réseau pour obtenir une station de travail sous UNIX. Par exemple le module CP COM 10 [54].

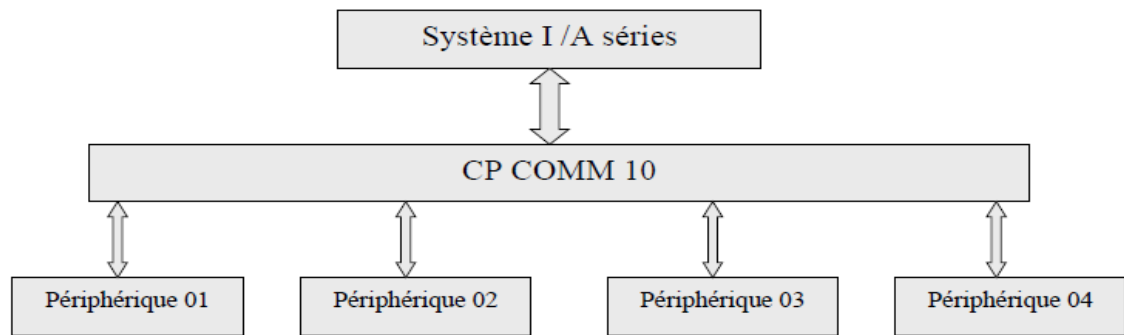


Figure IV. 7 : Schéma de la communication entre le I / A séries et ces périphériques par un CP COM 10 [54].

IV.4.2.5 Processeur de visualisation WP

Un processeur de visualisation réalise l'interface en temps réel entre l'utilisateur et le système I/A séries par l'intermédiaire d'un modèle d'interface situé dans l'armoire I/A séries et d'une carte de communication situé dans l'ordinateur. Il assure les fonctions suivantes :

- Conduite du procédé.
- Surveillance du système.
- Contrôle statistique de la production.
- Réinitialisation des consignes locales.

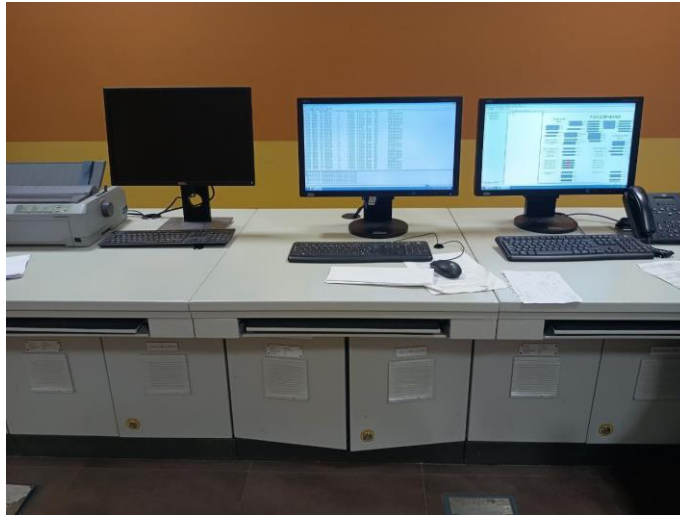


Figure IV. 8 : Station de travail.

IV.4.3 Configuration software de DCS série I/A

IV.4.3.1 Foxview

FoxView est un outil de visualisation qui fonctionne sur des stations WP ou AW. Il offre une interface graphique à l'utilisateur pour interagir avec le système I/A Séries. L'utilisateur peut accéder à FoxView depuis un ordinateur NT ou Solaris. FoxView c'est un pont de communication entre l'utilisateur et le système I/ A Séries.

Il permet en particulier de réaliser les tâches suivantes :

- Surveillance et conduite :
 - Réagir aux alarmes procédées et aux alarmes système.
 - Surveiller l'état opérationnel du réseau et de ses stations.
 - Effectuer des diagnostics en ligne.
 - Collecter et interpréter des données.
 - Modifier les modes (manuel, auto, consigne locale, consigne externe) et les réglages des chaînes d'acquisition et des boucles de commande.
 - Accéder aux vues de détails des blocs de traitement algorithmique pour en vérifier le paramétrage.

- Visualiser des tendances en temps réel et des historiques.
- Produire des rapports.
- Développement : Accéder aux outils de développement que l'on appelle également utilitaires de configuration ou configurateurs. Pour réaliser les tâches relatives à la conduite il faut utiliser différents types de vues de conduite :
 - Vues de conduite standard (inhérentes au système) : Comme par exemples : Vues récapitulatives des alarmes du procédé, Vues de management du système et Vues de détails du traitement algorithmique.
 - Vues d'application : Les autres vues de conduite plus spécifiques à l'application sont des vues synoptiques interactives (C'est l'environnement d'exploitation du poste de conduite qui détermine à quelles ressources du système peut accéder un utilisateur et par conséquent quelles sont les tâches qu'il peut réaliser) [52].

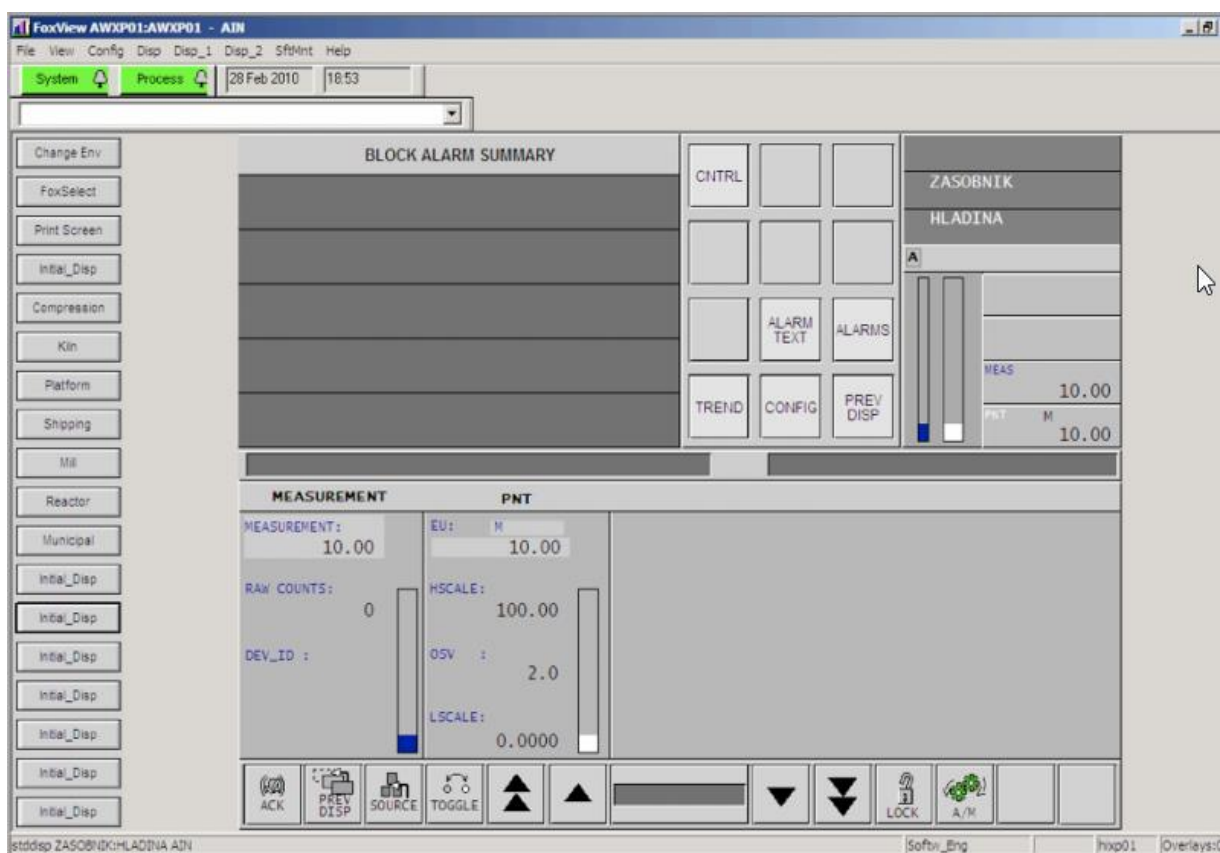


Figure IV. 9 : Fenêtre Foxview.

IV.4.3.2 Foxdraw

FOXDRAW, un logiciel d'édition graphique convivial, remplace Display Builder et simplifie la création de vues de tuyauterie pour les systèmes I/A Series. Doté d'une vaste bibliothèque d'objets graphiques personnalisables (boutons, vannes, pompes, capteurs, etc.), FOXDRAW permet de générer des schémas détaillés rapidement et efficacement. Les propriétés visuelles des objets, telles que les couleurs et les types de ligne, peuvent être définies pour refléter les conditions du procédé ou les actions de l'opérateur, assurant ainsi une représentation précise et dynamique du système.

Le travail sous FoxDraw est devisé en deux parties, phase de construction et phase de configuration.

▪ Phase de construction

La chronologie des étapes de construction d'une vue de groupe est habituellement la suivante :

- Activation de l'utilitaire de construction FoxDraw
- Demande de création d'une nouvelle vue ou chargement d'une vue existante pour Modification
- Construction d'un nouveau synoptique (canalisations, vannes, ...)
- Mise en place des textes d'alarmes
- Construction des champs d'affichage des données
- Importation des médaillons de blocs de traitement algorithmique
- Importation des réseaux de courbes...etc.

▪ Phase de configuration

Dans cette partie les éléments fondamentaux d'animation et d'interaction sont décrits, ils permettent d'obtenir une vue dynamique interactive en liaison avec les paramètres du traitement algorithmique [55].

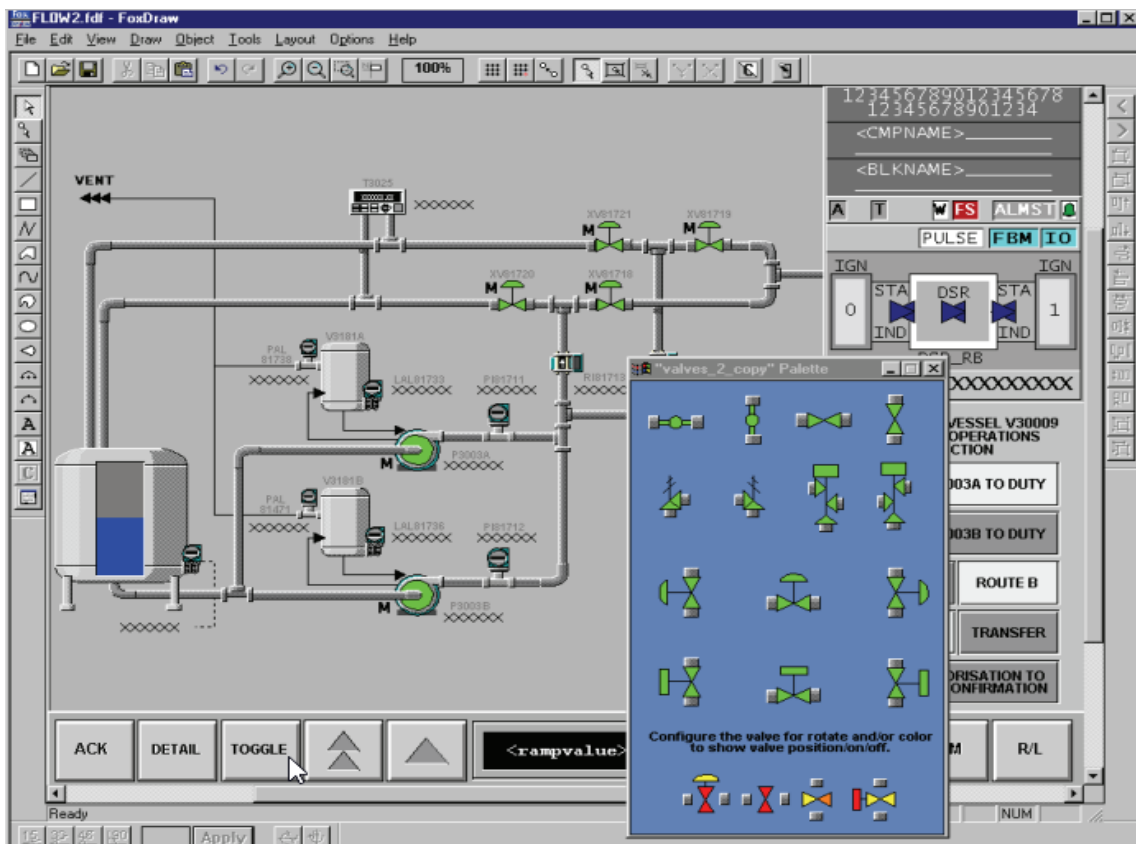


Figure IV. 10 : Fenêtre Foxdraw.

IV.4.3.3 FoxSelect

Lors du premier accès, FoxSelect interroge le système et affiche le contenu de tous les processeurs de contrôle et d'autres types de stations de contrôle. À l'aide d'un affichage de type fenêtres, l'utilisateur peut regarder dans chaque CP et voir les composés et les blocs de contrôle. Les stratégies de contrôle de processus peuvent être activées et désactivées et les affichages de détail de bloc par défaut sont accessibles. Une fonction FIND peut être utilisée lorsque l'emplacement exact d'un composé ou d'un bloc n'est pas connu. Il y a aussi des déférentes commandes comme START, STOP, PAUSE, RESUME, MESSAGE, TEST, WAIT et OPEN/CLOSE... [55].

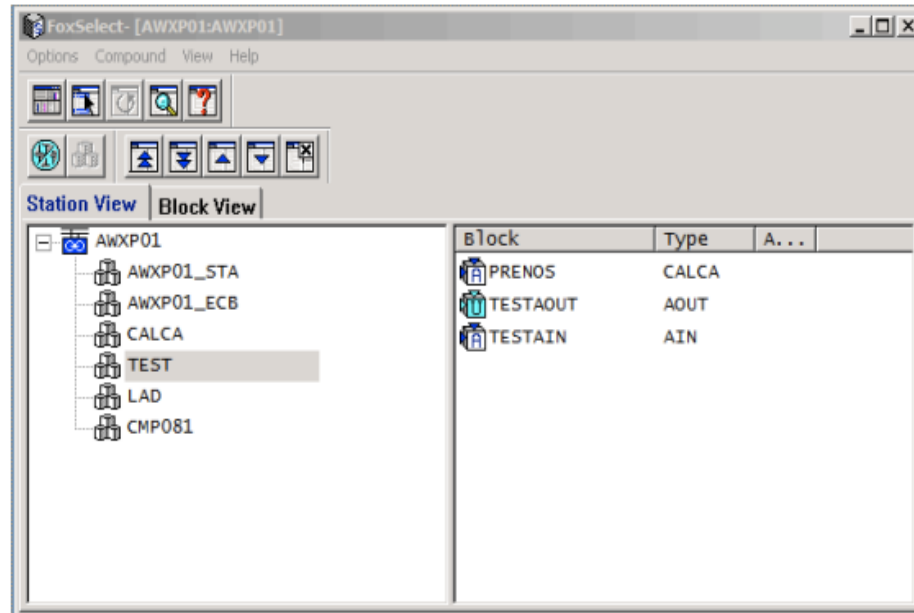


Figure IV. 11 : Fenêtre FoxSelect.

IV.4.3.4 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.

L'IDE comprend un ensemble d'éditeurs pour créer et gérer :

- Graphiques.
- Profils d'écran.
- Dispositions.
- Afficher les applications.
- Objets.
- Espaces de noms ViewApp.
- Contenu externe [55].

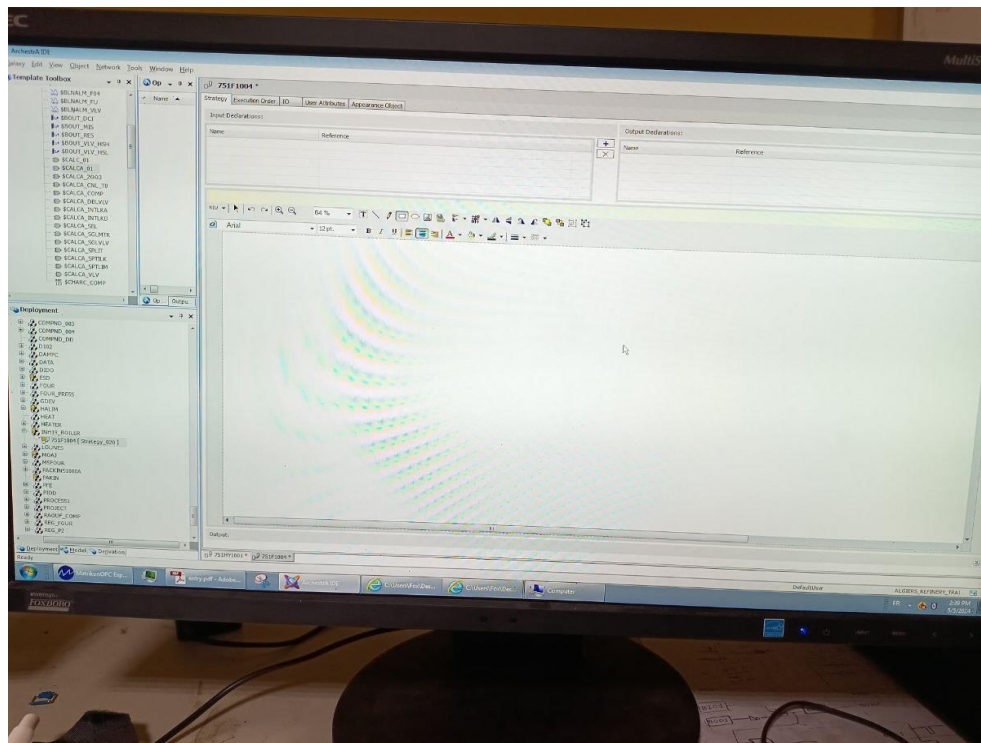


Figure IV. 12 : La fenêtre ARCHESTRA IDE.

IV.4.4 Descriptions des blocs de contrôle intégrés

IV.4.4.1 CALCA (Advanced Calculator Block)

Le bloc de calculateur avancé (CALCA) offre à la fois des fonctions logiques et des capacités de calcul arithmétique dans un environnement intégré.

Ce bloc permet d'effectuer des opérations sur deux opérandes de manière efficace pour plusieurs instructions mathématiques et logiques. Cela peut réduire la longueur de votre programme jusqu'à trois fois par rapport au même calcul effectué dans un programme utilisant le bloc CALC.

Le bloc CALCA ne prend pas en charge le plafonnement des sorties réelles, contrairement au bloc CALC. À cette exception près, les programmes écrits pour les blocs CALC, MATH ou LOGIC s'exécuteront dans le bloc CALCA sans modification.

Le processus de configuration vous permet de programmer le bloc en saisissant une série de jusqu'à 50 étapes de programmation. Chaque étape de programme est représentée par une chaîne de paramètres pouvant contenir jusqu'à 16 caractères [55].

Les entrées et les sorties du bloc CALCA sont illustrées à la Figure suivante

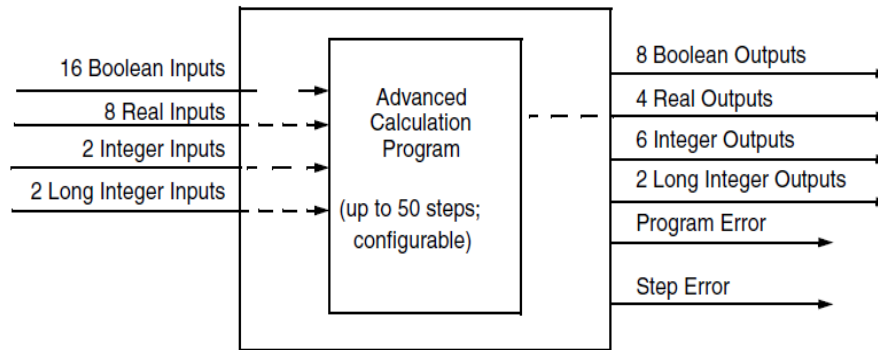


Figure IV. 13 : Schéma d'E/S du bloc CALCA [55].

IV.4.4.2 OUTSEL (Output Select Block)

Le bloc de sélection de sortie (OUTSEL) est utilisé dans les stratégies de contrôle qui nécessitent de choisir le signal de sortie le plus élevé ou le plus bas parmi deux signaux de sortie comme signal de sortie final vers le procédé, tout en fournissant les données de poignée de main appropriées pour empêcher l'action intégrale de se "dérégler" dans le bloc alimentant le signal non sélectionné. Le bloc OUTSEL fournit également des signaux d'initialisation et d'indication de limite à chacun des deux blocs en amont lorsque la cascade est ouverte, lorsqu'elle se ferme et lorsque le bloc OUTSEL ou le bloc en aval est limité.

Le bloc OUTSEL prend en charge un paramètre SELOPT avec les options suivantes :

1 = Sélection élevée, c'est-à-dire sélectionner l'entrée la plus élevée (par défaut).

2 = Sélection basse, c'est-à-dire sélectionner l'entrée la plus basse [55].

Le bloc OUTSEL peut être configuré dans n'importe quel composé. Une configuration type de bloc de contrôle utilisant le bloc OUTSEL est illustré ci-dessous :

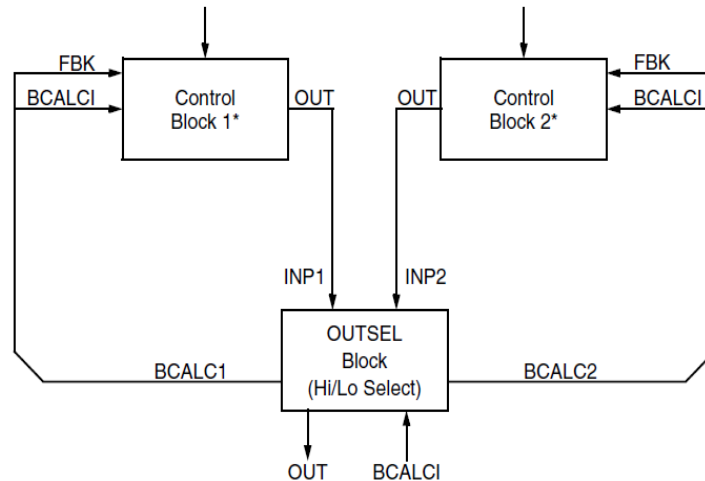


Figure IV. 14 : Schéma d'E/S du bloc OUTSEL [55].

IV.4.4.3 SWCH – Switch Block

Le bloc de commutation (SWCH) intègre un élément de commutation unipolaire à deux directions qui sélectionne l'une des deux entrées réelles. Une fonction d'équilibrage permet de basculer entre les entrées pour des transferts sans à-coups. Un contrôle automatique/manuel de la sortie est également possible [55].

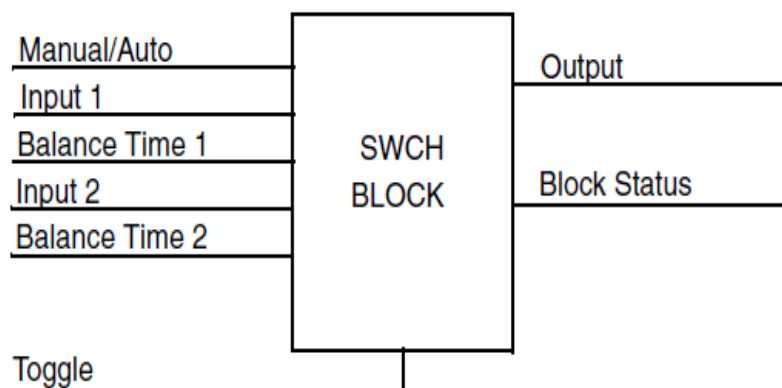


Figure IV. 15 : Schéma d'E/S du bloc SWCH [55].

- Il existe aussi d'autres blocs comme PIDA, COUT, CIN, AIN, AOUT...mais on va utiliser juste les trois blocs qu'on a cités précédemment dans le chapitre prochain

IV.5 BMS (Burner Management System)

Burner Management System (Système de Gestion des Brûleurs « SGB » en français) est un système de sécurité utilisé pour garantir un démarrage, un fonctionnement et un arrêt en toute sécurité des brûleurs industriels.

Le BMS est très utilisé dans les industries telles que le pétrole et le gaz, la production d'électricité, la chimie ou tout autre procédé utilisant un brûleur industriel, des fours, des chaudières ou d'autres équipements utilisant une flamme.

Le système peut surveiller les flammes à l'aide de détecteurs de flamme ; il gère les allumeurs, les brûleurs et les actionneurs, tels que les vannes d'arrêt.

Le système de gestion de brûleur (BMS) peut avoir les fonctions suivantes :

- Empêcher l'allumage tant qu'une purge de four satisfaisant n'a pas été effectuée au préalable.
- Interdire le démarrage de l'équipement tant que certains verrouillages permissifs n'ont pas été réalisés au préalable.
- Surveiller et contrôler le séquençement correct des composants pendant le démarrage et l'arrêt de l'équipement.
- Autoriser conditionnellement la poursuite du fonctionnement de l'équipement uniquement lorsque certains verrouillages de sécurité restent satisfaits.
- Fournir à l'opérateur un retour d'information sur l'état des composants et, s'il en est équipé, aux systèmes de contrôle de l'usine et/ou aux enregistreurs de données.
- Fournir une supervision automatique lorsque l'équipement est en service et fournir des moyens d'effectuer un arrêt général du combustible (MFT) en cas de conditions de combustion inacceptables.

- Exécuter une MFT en cas de certaines conditions de fonctionnement défavorables de l'unité.

Le BMS peut offrir les avantages suivants :

- Minimiser les interventions et les temps d'arrêt.
- Permettre une récupération plus facile des perturbations du processus.
- Faciliter l'intégration des composants et des systèmes.
- Ne nécessite pas de synchronisation temporelle.
- Réduire les coûts de matériel et d'installation en installant un système unique.
- Minimiser la quantité de pièces de rechange.
- Simplifier et réduire le coût de l'ingénierie et de la maintenance.
- Réduire le nombre de personnel d'exploitation.
- Réduire les besoins et le temps de formation.
- Améliorer l'accessibilité [56].

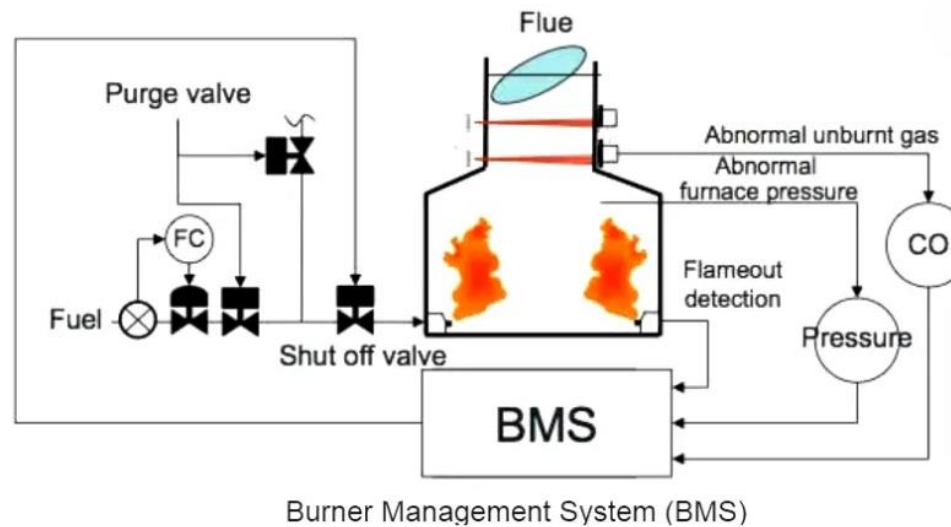


Figure IV. 16 : Exemple de Burner management system.

IV.6 ESD (Emergency Shutdown System)

Un système d'arrêt d'urgence (ESD) est un système de contrôle hautement fiable qui fournit une couche de sécurité en situation d'urgence. Il permet d'éviter que des situations

n'aient des impacts catastrophiques sur le plan économique, environnemental ou opérationnel.

Les systèmes d'arrêt d'urgence présents dans toute installation minimisent les blessures au personnel et les dommages à l'environnement ou aux équipements en cas de fuites, d'échappements d'hydrocarbures, d'incendies, d'explosions, etc.

L'utilisation des systèmes d'arrêt d'urgence est courante dans les champs pétrolifères, les centrales nucléaires, les usines de traitement du pétrole et du gaz, les centrales électriques à vapeur et à turbine à gaz, les usines chimiques et pétrochimiques, les chaudières et l'industrie géothermique.

En cas d'urgence, le système ESD stoppe le fonctionnement du processus, isolant ainsi le danger et empêchant son aggravation.

Tout système d'arrêt d'urgence (ESD) doit fonctionner en permanence en arrière-plan tout au long du fonctionnement de l'usine, car il s'agit de l'un des principaux systèmes de sécurité. Les principales fonctions d'un système d'arrêt d'urgence sont les suivantes :

- Arrêt du système ou de l'équipement en situation critique.
- Isolation de l'équipement électrique.
- Contrôle approprié de la ventilation en cas d'urgence.
- Arrêt ou isolement des sources d'hydrocarbures en cas de situations potentiellement dangereuses.
- Vidange et décompression.
- Prévention de l'escalade des événements dangereux, comme l'allumage et l'explosion.
- Protection du personnel, des installations et de l'environnement.

Les éléments suivants doivent faire partie d'un système d'arrêt d'urgence (ESD) :

- Transmetteurs de processus dédiés.

- Vannes d'arrêt à fermeture automatique en cas de défaillance.
- Unité logique.
- Vannes de décharge [57].

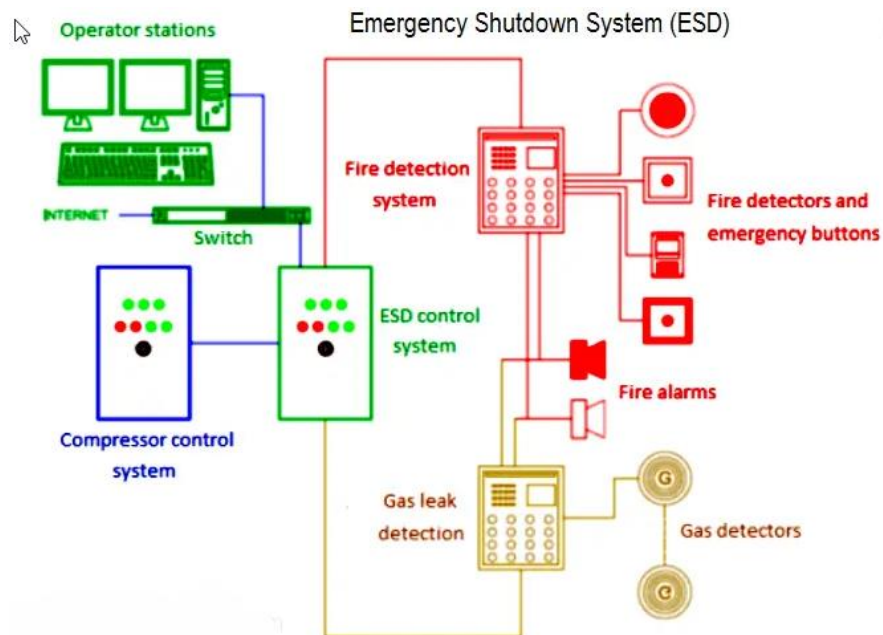


Figure IV. 17 : Système d'arrêt d'urgence (ESD) typique [57].

IV.7 TRICONEX

TRICONEX est un automate programmable d'INVENYS, un leader mondial dans la gestion de la performance des actifs industriels. Spécialement conçu pour les environnements à sécurité critique où le niveau de sécurité requis est extrêmement élevé (utilisé surtout dans ESD), TRICONEX offre une fiabilité et une redondance inégalées pour protéger les personnes, les biens et l'environnement.

Largement utilisé dans les raffineries, le traitement du gaz, les turbomachines, les installations nucléaires et bien d'autres industries, TRICONEX garantit un fonctionnement continu et sans faille même dans les conditions les plus exigeantes. Son architecture redondante et tolérante aux pannes lui permet de s'affranchir des défaillances

individuelles de composants, assurant ainsi une sécurité optimale pour les applications critiques.

Le système TRICON TMR (Redondance Triple Modulaire) d'INVENYS offre un niveau de sécurité inégalé pour les applications critiques. Cette technologie de pointe s'appuie sur trois systèmes de contrôle parallèles et distincts, réunis au sein d'un même ensemble matériel.

Chaque système fonctionne de manière indépendante, effectuant les mêmes calculs et produisant ses propres résultats. Un système de vote sophistiqué compare ensuite les résultats des trois systèmes et sélectionne le résultat le plus plébiscité, garantissant ainsi une prise de décision sans erreur, même en cas de défaillance d'un des modules.

Cette architecture redondante triplée offre une fiabilité et une disponibilité exceptionnelles, permettant au système TRICON TMR de fonctionner en continu, sans interruption de service, même dans les environnements les plus exigeants [53].

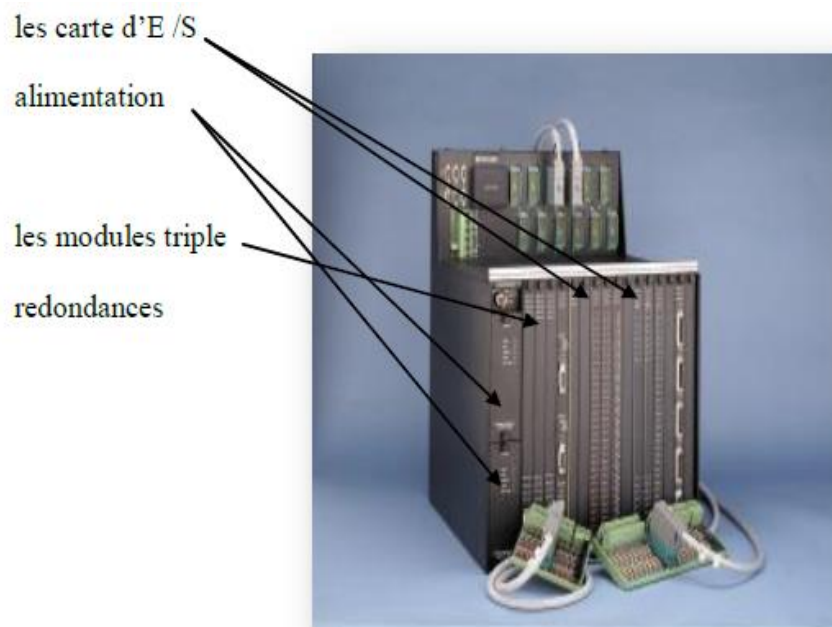


Figure IV. 18 : Automate programmable Triconex [53].

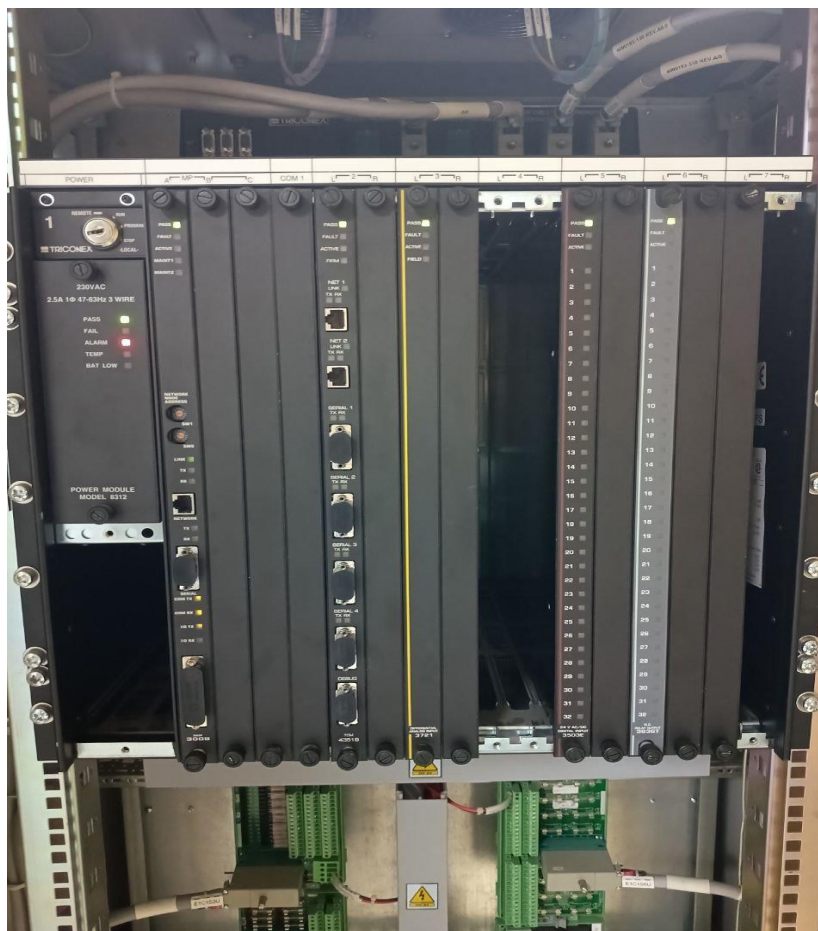


Figure IV. 19 : Automate programmable Triconex sur site.

IV.8 La relation entre DCS et ESD

La conduite d'un procédé dans le domaine pétrole & gaz implique la connaissance, la surveillance et la maîtrise de certains paramètres tels que la pression, la température, le débit, ...etc. Chaque procédé possède ses exigences propres, et chaque équipement a ses conditions de fonctionnement. Le système de contrôle commande doit satisfaire ces besoins. Les installations industrielles dans le domaine pétrole & gaz présentent des risques pour les personnes, l'environnement et les équipements, d'où la nécessité de mise

en œuvre des systèmes de mise en sécurité de ces installations à risque pour le respect des exigences réglementaires.

On distingue plusieurs zones de variation d'un paramètre quelconque et les systèmes qui interviennent pour le maintenir dans le fonctionnement normal :

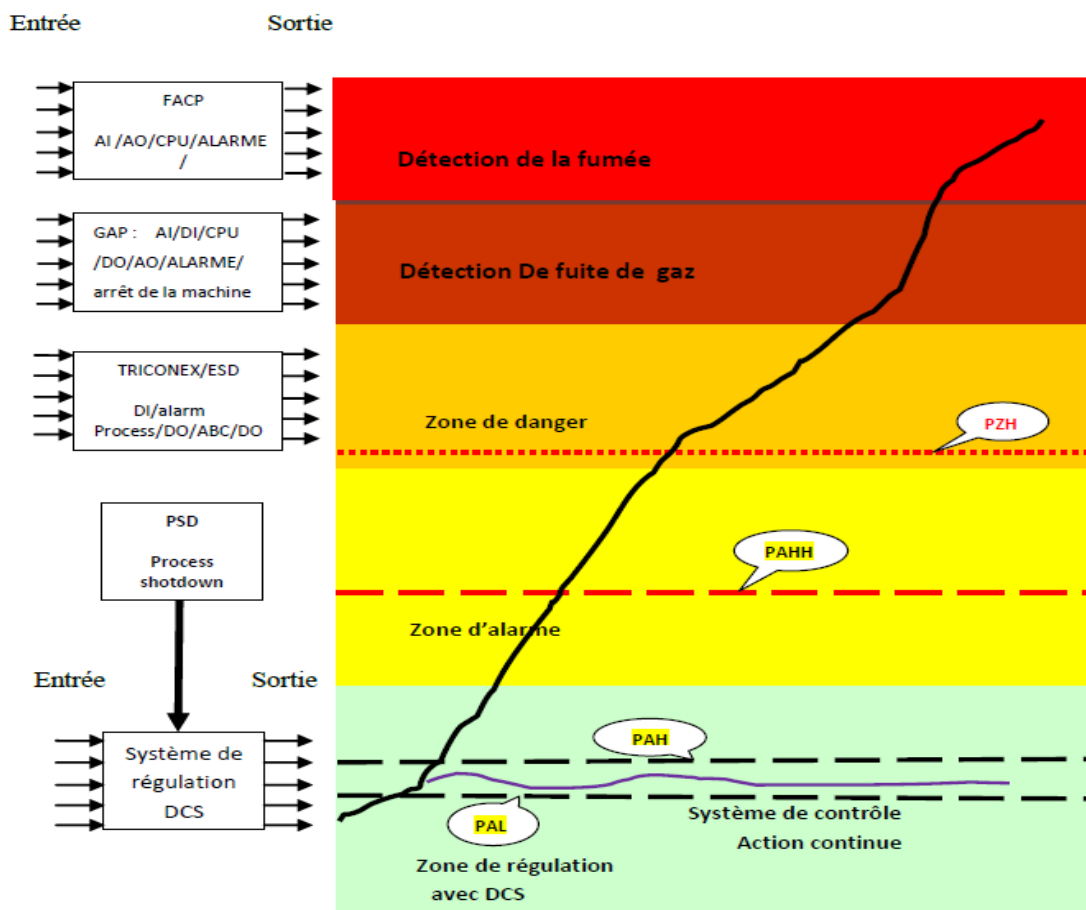


Figure IV. 20 : Zones de fonctionnements et les systèmes intervenant [53].

- **Zone de régulation** : correspond à la plage de fonctionnement normal d'un paramètre donné. Ce fonctionnement est contrôlé via un système de contrôle (DCS).
- **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 normal.

- **Zone de danger** : la mise en sécurité du procédé est assurée par un système d'arrêt d'urgence ESD.
- **Zone de détection de gaz** : C'est la zone de détection de fuite de gaz dans les installations.
- **Zone de détection de flamme** : c'est la zone de détection de flamme début de flemme détecté par des capteurs qui vont faire enclencher automatiquement des équipements anti incendie [53].

L'utilisation d'un automate programmable industriel (API) séparé pour la sécurité dans un système de contrôle distribué (DCS) présente plusieurs avantages majeurs :

IV.8.1 Augmentation de la sécurité et de l'intégrité des systèmes

- **Isolation des fonctions de sécurité critiques** : L'API de sécurité fonctionne de manière indépendante du DCS principal, ce qui le protège des pannes logicielles et matérielles du DCS. Cela permet de maintenir l'intégrité des fonctions de sécurité critiques même en cas de défaillance du DCS principal.
- **Réduction des risques de cyber attaques** : L'isolement de l'API de sécurité rend plus difficile l'intrusion de pirates informatiques dans les systèmes de sécurité critiques.
- **Conformité aux normes de sécurité** : L'utilisation d'un API de sécurité séparée peut faciliter la conformité aux normes de sécurité strictes, telles qu'IEC 61508 (SIL) et ATEX.

IV.8.2 Flexibilité et évolutivité accrue

- **Mise à jour et maintenance indépendantes** : L'API de sécurité peut être mis à jour et maintenu indépendamment du DCS principal, ce qui permet une plus grande flexibilité et une réduction des temps d'arrêt.
- **Intégration facile de nouvelles technologies de sécurité** : L'utilisation d'un API de sécurité dédiée permet d'intégrer plus facilement de nouvelles technologies de

sécurité, telles que des systèmes de détection d'intrusion et des pares-feux, sans affecter le fonctionnement du DCS principal.

IV.8.3 Amélioration de la disponibilité du système

- **Réduction des temps d'arrêt :** En cas de défaillance de l'API de sécurité, le DCS principal peut continuer à fonctionner, ce qui réduit les temps d'arrêt globaux du système.
- **Maintenance prédictive :** L'API de sécurité peut fournir des données de diagnostic précieuses qui permettent de détecter les problèmes potentiels avant qu'ils ne provoquent des défaillances.

IV.9 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre l'évolution du système de contrôle, en arrivant au système DCS avec ses fonctions majeures et son rôle important dans la raffinerie d'Alger, qui utilise le système DCS I/A Series de FOXBORO. Celui-ci se base sur ses configurations matérielles et logicielles pour assurer la régulation et l'asservissement précis des paramètres du processus en temps réel, ainsi que les systèmes BMS et ESD, qui protègent les personnes et les biens (assurent la sécurité).

Chapitre V : Etude et programmation du système de basculement FG / NG.

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les modifications apportées au système de démarrage des brûleurs de la chaudière 751-G-001-A afin qu'ils puissent fonctionner au fuel gaz (FG) ou au gaz naturel (NG) en sélectionnant le combustible souhaité via un bouton 'Switch' créé dans Foxview et programmé dans ARCHESTRA IDE. Le travail sera donc divisé en deux parties :

La première partie est la partie d'étude. Parmi les points essentiels de cette partie, nous allons examiner les raisons pour lesquelles RA1G a utilisé le gaz naturel (NG) comme combustible supplémentaire pour les chaudières. Ensuite, nous allons sélectionner les boucles de régulation que nous allons étudier pour identifier les fonctions responsables du contrôle du combustible (dans notre cas, le fuel gaz, FG) de la chaudière. Enfin, nous apporterons des modifications à ces fonctions afin qu'elles puissent fonctionner non seulement avec le FG mais aussi avec le NG en utilisant les différentes fiches techniques et documentations nécessaires.

Dans la deuxième partie, « Partie de programmation », qui sera réalisée dans le logiciel ARCHESTRA IDE, nous allons programmer les fonctions précédentes. Chaque fonction aura son propre bloc de contrôle, défini en fonction de son rôle dans la boucle de régulation. Tous ces blocs seront structurés dans une stratégie (qui, dans le DCS I/A Series de Foxboro, correspond à un programme) avec les paramètres trouvés ou calculés dans la première partie. Ensuite, nous allons implémenter cette stratégie dans FoxDraw pour la création du bouton sélecteur FG/NG.

V.2 La partie d'étude

V.2.1 Les raisons d'utiliser NG comme combustible pour la chaudière

La chaudière 751-G-001-A utilise par défaut deux types de combustibles : le Fuel Gaz (FG) et le Fuel Oil (FO). Ce dernier n'est plus utilisé pour plusieurs raisons :

- **Impact environnemental** : Émissions de gaz à effet de serre (CO₂) contribuant au réchauffement climatique et de polluants atmosphériques nocifs (NO_x, SO_x, PM) dégradant la qualité de l'air et affectant la santé.
- **Coûts élevés** : à cause de Prix fluctuant et source d'incertitude financière et Dépendance aux importations et vulnérabilité aux perturbations d'approvisionnement et le cout d'activation des systèmes de ramonage de la chaudière.
- **Problèmes de sécurité** : Parmi ces problèmes le Risque d'incendie et d'explosion, Fuites et déversements causant des dommages environnementaux.
- **Alternatives plus durables** : Comme Gaz naturel, Biocombustibles et Électricité...

Donc, à cause de ces raisons citées précédemment, SONATRACH et les équipes techniques de MACCHI (fournisseur de la chaudière) et ZECCO (fournisseur des quatre brûleurs de la chaudière) ont décidé de ne plus utiliser (FO) et de le remplacer par le gaz naturel (NG) pour les raisons suivantes :

V.2.1.1 Environnement

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques.
- Contribution à la lutte contre le changement climatique et à l'amélioration de la qualité de l'air.

V.2.1.2 Économie

- Prix stable et coûts énergétiques plus bas.
- Meilleure efficacité énergétique et économies d'argent.

V.2.1.3 Sécurité et fiabilité

- Risque d'incendie et d'explosion réduit.
- Stockage et manipulation plus sûrs.
- Moins de maintenance et temps d'arrêt réduits.

V.2.1.4 Durabilité

- Ressource abondante et largement disponible.
- Production nationale et réduction de la dépendance aux importations.
- Potentiel de gaz naturel renouvelable pour un avenir durable.

V.2.2 Les boucles de régulation à étudier

Il existe plusieurs boucles de régulation pour contrôler différents paramètres (pression, air, oxygène, débit, etc.) comme abordé dans le chapitre III. Pour simplifier l'étude, nous allons éliminer les boucles qui n'ont aucune influence sur l'utilisation du gaz naturel. Et dans les fiches techniques de ZECCO il est indiqué que les quatre brûleurs ont la capacité d'utiliser le fuel gaz (FG) par défaut, mais également le gaz naturel (NG). Par conséquent, nous n'allons pas étudier les boucles de régulations pour le FO (toutes les boucles qui contrôlent les différents paramètres nécessaires pour le fonctionnement en Fuel Oil).

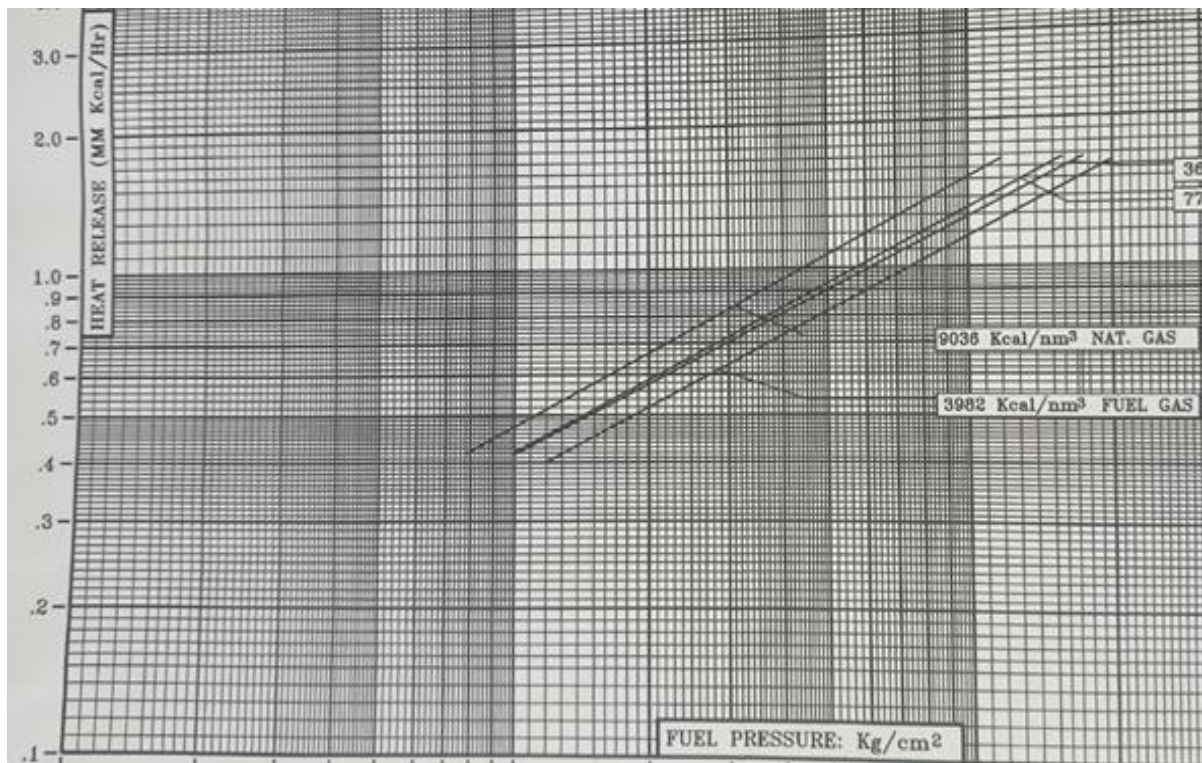


Figure V. 1 : Le rendement en FG et NG des brûleurs de ZECCO [58].

De plus, d'après ZECCO, étant donné que NG et FG emprunteront les mêmes canalisations donc les conditions de pression, d'air et de correction d'oxygène seront identiques pour les deux combustibles. Par conséquent, aucune modification n'est nécessaire sur ces boucles de régulation (CL).

Étant donné que le pouvoir calorifique (PC) de NG est différent de celui de FG, il est nécessaire d'apporter des modifications aux CL de la capacité des brûleurs en FG (Figure III. 31) et du débit de FG (Figure III. 35).

V.2.3 Les fonctions à modifier

Nous allons examiner deux boucles de régulation. Pour chaque boucle, nous déterminerons les fonctions qui influencent le FG.

V.2.3.1 La boucle de capacité des brûleurs en FG

Dans cette boucle, deux fonctions peuvent être modifiées et influencent le FG :

« HY1001D » et « HY1001E ».

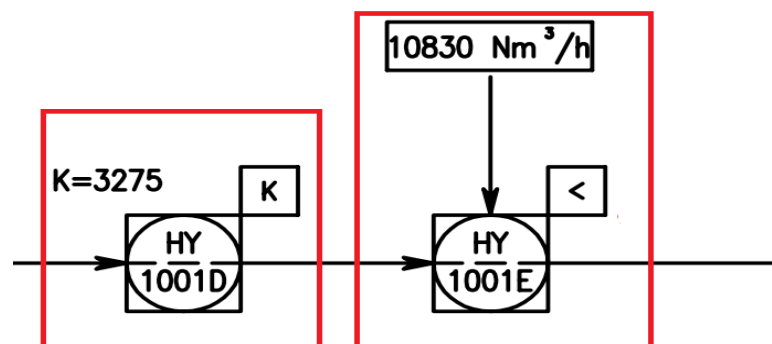
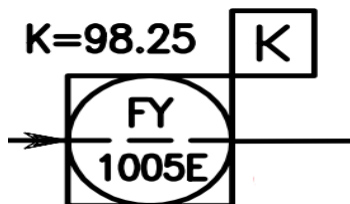


Figure V. 2 : Les fonctions HY1001D et HY1001E [48].

V.2.3.2 La boucle de débit de FG

Dans cette boucle, deux fonctions peuvent être modifiées et influencent le débit de FG : « FY1005G » et « FY1005E ».



V.2.4 Les caractéristiques des fonctions

V.2.4.1 La fonction « HY1001D »

Figure V. 3 : La fonction FY1005E [48]. 18].

D'après les fiches techniques, la fonction **HY1001D** multiplie le signal « No FUEL GAS BURNERS ON » (qui indique le nombre de brûleurs à FG en mode ON et qui peut prendre les valeurs 1, 2, 3 et 4) par le coefficient $K = 3275$ pour générer un signal de sortie qui alimente la fonction **HY1001E**. (Remarque : Dans la Figure V. 6 le signal d'entrée est en rouge et le signal de sortie en vert.)

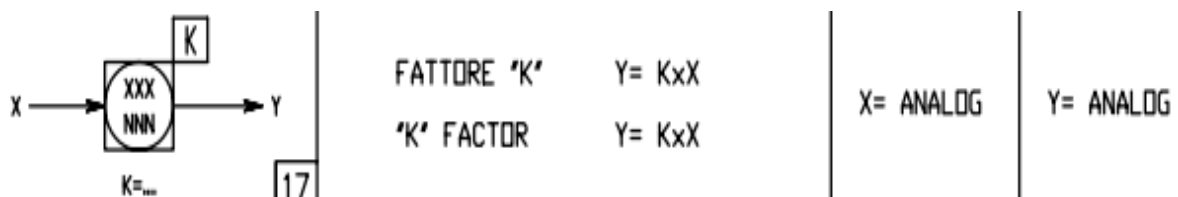


Figure V. 5 : Les caractéristiques de la fonction HY1001D [48].

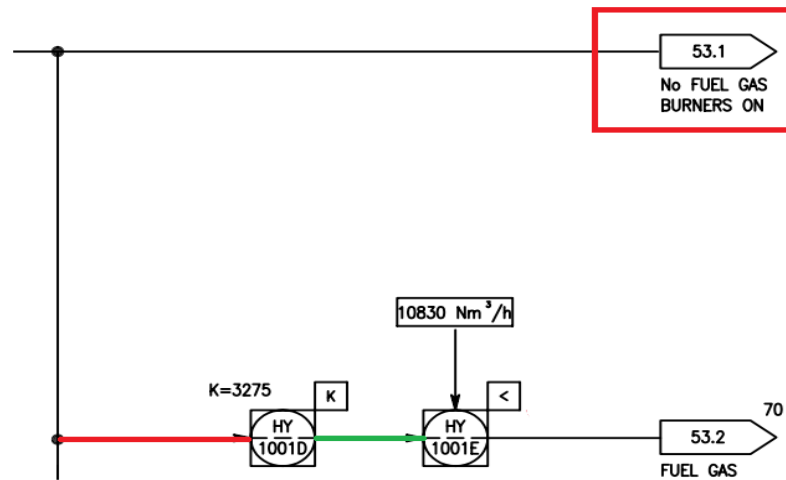


Figure V. 6 : Les signaux d'E/S de la fonction HY1001D [48].

V.2.4.2 La fonction « HY1001E »

La fonction **HY1001E** compare le signal d'entrée provenant de **HY1001D** avec la valeur **10830 Nm³/h**. La valeur minimale entre les deux est sélectionnée comme sortie et nommée « **FUEL GAS BURNERS CAPABILITY** ».

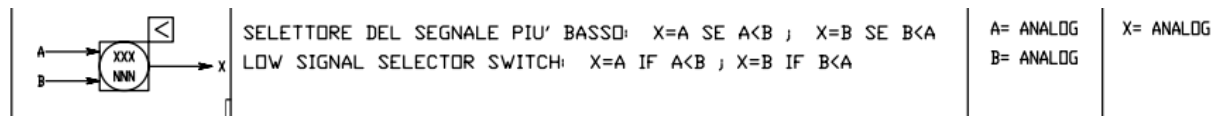


Figure V. 7 : Les caractéristiques de la fonction HY1001E [48].

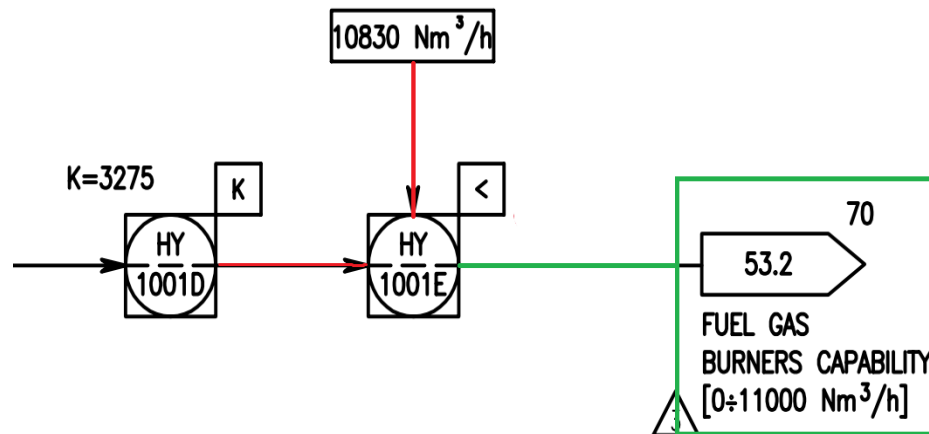


Figure V. 8 : Les signaux d'E/S de la fonction HY1001E [48].

V.2.4.3 La fonction « FY1005G »

Similaire à la fonction **HY1001D**, cette fonction multiplie le signal de sortie de l'indicateur de débit **FI1005** par le coefficient $K = 10,178117 \times 10^{-3}$ (calculé par la formule présentée dans la Figure V.9) pour générer le signal de sortie « **FUEL GAS FLOW** ».

FY 1005G FUNCTION

FUEL GAS FLOW FROM [Nm³/h] TO [%]

$$K = \frac{\text{Fuel Gas [Nm}^3/\text{h}] \times 100 [\%]}{9825 [\text{Nm}^3/\text{h}]} = \text{Fuel Gas [Nm}^3/\text{h}] \times 10,178117 \times 10^{-3} \left[\frac{\%}{\text{Nm}^3/\text{h}} \right]$$

Figure V. 9 : La formule de K pour la fonction FY1005G [48].

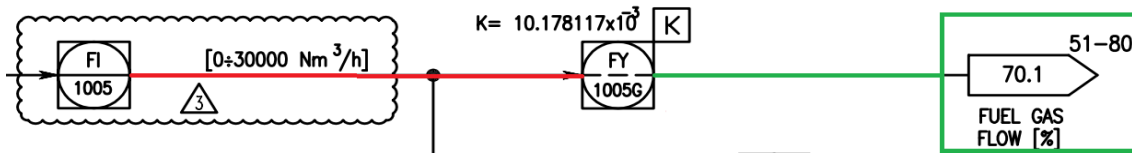


Figure V. 10 : Les signaux d'E/S de la fonction FY1005G [48].

V.2.4.4 La fonction « FY1005E »

De même, cette fonction multiplie le signal de sortie de la fonction **FY1005B** par le coefficient **K = 98,25** (calculé par la formule présentée dans la Figure V.11) pour générer un signal qui alimente la fonction **FY1005C**.

FY 1005E FUNCTION

FUEL GAS DEMAND FROM [%] TO [Nm³/h]

$$K = \frac{\text{Fuel gas [\%]} \times 9825 [\text{Nm}^3/\text{h}]}{100 [\%]} = \text{Fuel gas [\%]} \times 98,25 \left[\frac{\text{Nm}^3/\text{h}}{\%} \right]$$

Figure V. 11 : La formule de K pour la fonction FY1005E [48].

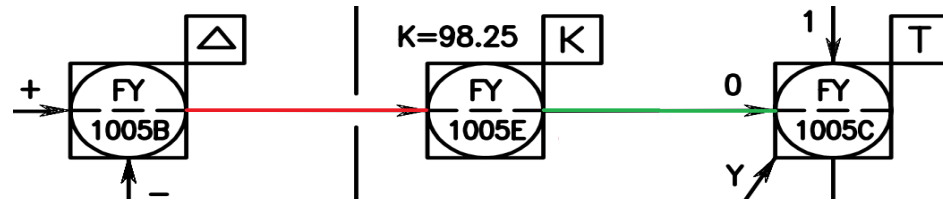


Figure V. 12 : Les signaux d'E/S de la fonction FY1005E [48].

V.2.5 Les modifications apportées aux fonctions

Dans cette étape, nous apporterons les modifications nécessaires aux fonctions précédentes afin qu'elles puissent contrôler le FG et le NG simultanément, en nous basant sur les fiches techniques et les calculs nécessaires.

V.2.5.1 La fonction « HY1001D »

D'après la compréhension de la boucle de régulation « **FUEL GAS BURNERS CAPABILITY** », la valeur $K = 3275$ représente le débit maximal (à 110%) de FG pour un seul brûleur (unité Nm^3/h). Pour calculer K de NG il y a deux méthodes :

- **Méthode 1 : La règle de trois**

On a la valeur $10830 \text{ Nm}^3/\text{h}$ qui représente le débit maximal (à 110%) de FG que la chaudière accepte.

$$FG: 10830 \text{ Nm}^3 / h \rightarrow 3275 \text{ Nm}^3 / h$$

$$NG: Y \text{ Nm}^3 / h \rightarrow K_{NG} \text{ Nm}^3 / h$$

- Y représente le débit maximal (à 110%) de NG que la chaudière accepte.
- K_{NG} représente le débit maximal (à 110%) de NG pour un seul brûleur (unité Nm^3/h).

D'après la fiche technique du débitmètre (Figure V.13) et la formule de la fonction FY1005 (Figure V.14) (qui permet de convertir m^3 en Nm^3/h), on obtient :

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
OPER- ATING CONDI- TIONS	GAS		FUEL GAS (A)			FUEL GAS (D)			NATURAL GAS		
	SOLID MASS CONT. -TYPE		%			%			%		
	PRESSURE: NOR. - DES.		4 Kg/cm ² g			7 Kg/cm ² g	4 Kg/cm ² g			7 Kg/cm ² g	
	TEMPERAT.: NOR. - DES.		31 °C			65 °C	31 °C			65 °C	
	MASS DENSITY		0,468			Kg/Nm ³	0,2			Kg/Nm ³	
	MASS DENSITY@Norm. Cond.		2,0476			Kg/m ³	0,875			Kg/m ³	
	VISCOSITY		0,01332			cP	0,01083			cP	
	FLOW RATE	MIN.	565			☐ Kg/h	885			☐ Kg/h	
		NORM.	/			☒ m ³ /h	/			☒ m ³ /h	
		MAX.	2475			☐ Nm ³ /h	3873			☐ Nm ³ /h	
	MIN. CONDUCTIVITY		m S/cm				m S/cm				
	VACUUM POSSIBILITY		☐ YES			☒ NO	☐ YES			☒ NO	

Figure V. 13 : La fiche technique de débitmètre FT1005 [59].

On a :

FY 1005 FUNCTION

FUEL GAS FLOW NORMALIZATION FORMULA

$$Q_N = Q_m \times \frac{273.15}{T_m + 273.15} \times \frac{P_m + P_{atm}}{P_{atm}}$$

Q_n :	normalized fuel gas flow	[Nm ³ /h]
Q_m :	measured fuel gas flow	[m ³ /h]
T_m :	measured fuel gas temperature	[°C]
P_m :	measured fuel gas pressure	[kg/cm ² g]
P_{atm} :	atmospheric pressure	1,03323 [kg/cm ² g]

Figure V. 14 : La formule de la fonction FY1005 [48].

$$FG : 2475 \text{ m}^3 / h \rightarrow 10830 \text{ Nm}^3 / h$$

$$NG : 1488 \text{ m}^3 / h \rightarrow Y \text{ Nm}^3 / h$$

Avec :

- 2475 représente le débit maximal (à 110%) de **FG** que la chaudière accepte (unité **m³/h**).
- 1488 représente le débit maximal (à 110%) de **NG** que la chaudière accepte (unité **m³/h**).

On note que la valeur 10830 est calculé par la formule de normalisation de Figure V.14 comme suit :

$$Q_N = Q_m \times \frac{273.15}{T_m + 273.15} \times \frac{P_m + P_{atm}}{P_{atm}} \quad (V.1)$$

Avec :

- Q_n : Le débit de FG normalisée.
- Q_m : Le débit de FG mesurée.
- T_m : La température de FG mesurée.
- P_m : La pression de FG mesurée.
- P_{atm} : La pression atmosphérique.

AN :

$$Q_N = 2475 \times \frac{273.15}{31 + 273.15} \times \frac{4 + 1.03323}{1.03323} = 10830 \text{ Nm}^3 / h$$

- Par utilisation de la règle de trois on trouve :

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

Donc :

$$K_{NG} = \frac{Y * 3275}{10830} = \frac{6510 * 3275}{10830} = 1968 \text{ Nm}^3 / h$$

- **Méthode 2 : Utilisation directe de la formule de normalisation**

On a :

$$FG : 10830 \text{ Nm}^3 / h \rightarrow 3275 \text{ Nm}^3 / h$$

$$NG : 6510 \text{ Nm}^3 / h \rightarrow K_{NG} \text{ Nm}^3 / h$$

Et par utilisation de la formule (V.1) :

$$Q_N = 1488 \times \frac{273.15}{31 + 273.15} \times \frac{4 + 1.03323}{1.03323} = 6510 \text{ Nm}^3 / h$$

Donc :

$$K_{NG} = \frac{6510 * 3275}{10830} = 1968 \text{ Nm}^3 / h$$

- Le signal d'entrée de HY1001D deviens « No Natural Gas Burners On » (qui indique le nombre de brûleurs à gaz naturel en mode ON et qui peut prendre les valeurs 1, 2, 3 et 4).

V.2.5.2 La fonction « HY1001E »

- La valeur 10830 est pour le FG, donc pour le NG elle devient 6510 (ces deux valeurs ont été calculées précédemment).
- Le signal de sortie dans le cas du NG devient « Natural Gas Burners Capability ».

V.2.5.3 La fonction « FY1005G »

- Dans cette fonction, on va calculer le coefficient K pour le NG en utilisant la formule illustrée dans la Figure V.9, avec quelques modifications apportées à l'équation, telles que :
 - La valeur 9825 représente le débit maximal (à 100 %) de FG que la chaudière accepte (voir Figure V.15). Par conséquent, nous allons calculer cette valeur pour le NG :

On a :

$$6510 \text{ Nm}^3 / h \rightarrow 110\%$$

$$Z \text{ Nm}^3 / h \rightarrow 100\%$$

Donc :

$$Z = \frac{100 * 6510}{110} = 5920 \text{ Nm}^3 / h$$

Cette valeur représente le débit maximal (à 100%) de NG que la chaudière accepte.

- La formule donner dans la Figure V.9 devient :

$$K = \frac{\text{Natural Gas}[\text{Nm}^3 / h] \times 100\%}{5920 [\text{Nm}^3 / h]} = \text{Natural Gas}[\text{Nm}^3 / h] * 16,891891 * 10^{-3} \left[\frac{\%}{\text{Nm}^3 / h} \right]$$

(V.2)

- Donc la valeur de K pour NG dans FY1005G est $K=16,891891*10^{-3}$

		EXPECTED BOILER PERFORMANCE				
	Boiler load %	110	100	75	50	
	Fuel	CASE A	CASE A	CASE A	CASE A	
	Description Units					
WATER AND STEAM FLOW	Steam capacity	kg/h	89650	81500	61125	40750
	Total Desuperheating Water Flow	kg/h	7623	6961	5191	3405
	Continuous blow-down flow	kg/h	897	815	611	408
	B.F.W. Flow at Economizer Inlet	kg/h	82924	75354	56545	37753
	B.F.W. Flow to preheating coil	kg/h	0	0	0	0
	B.F.W. Flow at B/L	kg/h	90547	82315	61736	41158
AIR	Ambient temperature	°C	17,0	17,0	17,0	17,0
	Relative humidity	%	75,0	75,0	75,0	75,0
	Wet air density	kg/Nm3	1,286	1,286	1,286	1,286
	Air flow	kg/hr	95335	86485	64573	47113
COMBUSTION AND FLUE GAS		Nm3/h	74164	67280	50234	36651
	Fuel L.H.V.	kJ/kg	51949	51949	51949	51949
		kJ/Nm3	24291	24291	24291	24291
	Fuel H.H.V	kJ/kg	58209	58209	58209	58209
		kJ/Nm3	27219	27219	27219	27219
	Fuel temperature	°C	30,0	30,0	30,0	30,0
	Excess air at burners	%	10,0	10,0	10,0	20,0
	Fuel consumption	kg/hr	5064	4594	3430	2294
		Nm3/hr	10830	9825	7335	4906
	Flue gas flow	kg/hr	100399	91079	68003	49407
		Nm3/hr	82557	74894	55918	40452

Figure V. 15 : Le débit maximal de FG par rapport à la charge de la chaudière [60].

- Le signal de sortie pour FY1005G devient « Natural Gas Flow ».

V.2.5.4 La fonction « FY1005E »

De même que pour la fonction **FY1005G**, nous allons calculer le coefficient K pour le NG en utilisant la formule illustrée dans la Figure V.11, avec quelques modifications apportées à l'équation :

$$K = \frac{\text{Natural Gas}[\%] \times 5920 [\text{Nm}^3 / \text{h}]}{100[\%]} = \text{Natural Gas}[\%] * 59.20 \left[\frac{\text{Nm}^3 / \text{h}}{\%} \right] \quad (\text{V.3})$$

V.3 La programmation

V.3.1 Les blocs de contrôle pour chaque fonction

V.3.1.1 La fonction « HY1001D »

Le bloc « **CALCA** » peut assurer la fonction **HY1001D** en enregistrant la valeur de K dans une case mémoire et en la multipliant par le signal d'entrée.

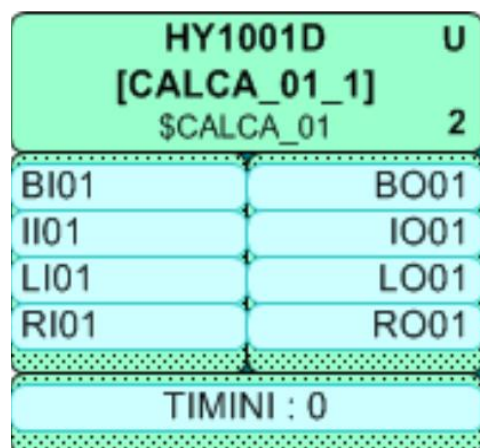


Figure V. 16 : Bloc CALCA dans ARCHESTRA IDE.

V.3.1.2 La fonction « HY1001E »

Dans la documentation du DCS FOXBORO, on voit que la fonction **HY1001E** est programmée par un bloc de type **OUTSEL** (Figure V. 17).

Strategy Name : 751HY1001		
Typical Name : NIL		
Sl. No	Block Name	Block Type
1	HYX1001	CALCA
2	HY1001B	CALCA
3	HY1001C	OUTSEL
4	HY1001E	OUTSEL
5	HY1001G	OUTSEL

Figure V. 17 : Type de bloc de programmation de HY1001E [61].

Le bloc « **OUTSEL** » peut assurer la fonction **HY1001E** en comparant deux entrées : la première est la valeur du débit maximal (à 110 %) de FG ou NG que la chaudière accepte, et la deuxième est la sortie de la fonction **HY1001D**. Il sélectionne ensuite la valeur minimale entre les deux et la transmet comme sortie.

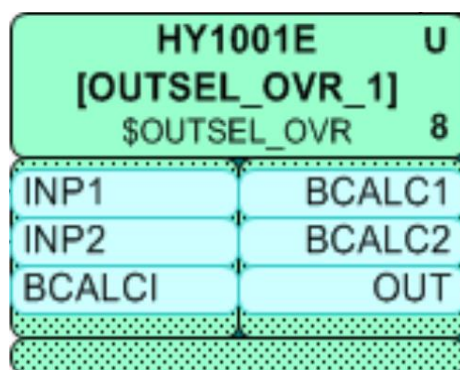


Figure V. 18 : Bloc **OUTSEL** dans ARCHESTRA IDE.

V.3.1.3 La fonction « FY1005G »

De la même manière que la fonction **HY1001D**, un bloc **CALCA** (Figure V.16) est utilisé pour **FY1005G**. La valeur de K, stockée dans une case mémoire, est ensuite multipliée par le signal d'entrée.

Notre choix est justifié par la présence de cette fonction dans les fiches techniques des DCS, sous la forme d'un bloc **CALCA** (voir Figure V.19).

Sl. No	Block Name	Block Type
1	FT1005	RIN
2	PI1007	RIN
3	TI1012	RIN
4	FYA1005	CALCA
5	FI1005	AIN
6	FY1005G	CALCA

Figure V. 19 : Type de bloc de programmation de FY1005G [61].

V.3.1.4 La fonction « FY1005E »

Selon la documentation de DCS, la fonction **FY1005E** est implémentée dans ARCHESTRA en tant que bloc **CALCA** (voir Figure V.20). Son principe de fonctionnement est identique à celui de la fonction **FY1005G**.

Sl. No	Block Name	Block Type
1	FUY1005A	CALCA
2	FYM1005	LIM
3	FHC1005	BIAS
4	FHS1005	CIN
5	FY1005E	CALCA

Figure V. 20 : Type de bloc de programmation de FY1005E [61].

V.3.2 La programmation sous ARCHESTRA IDE

- Il faut d'abord ouvrir la fenêtre du logiciel ARCHESTRA IDE.



Figure V. 21 : L'icône d'ARCHESTRA IDE.

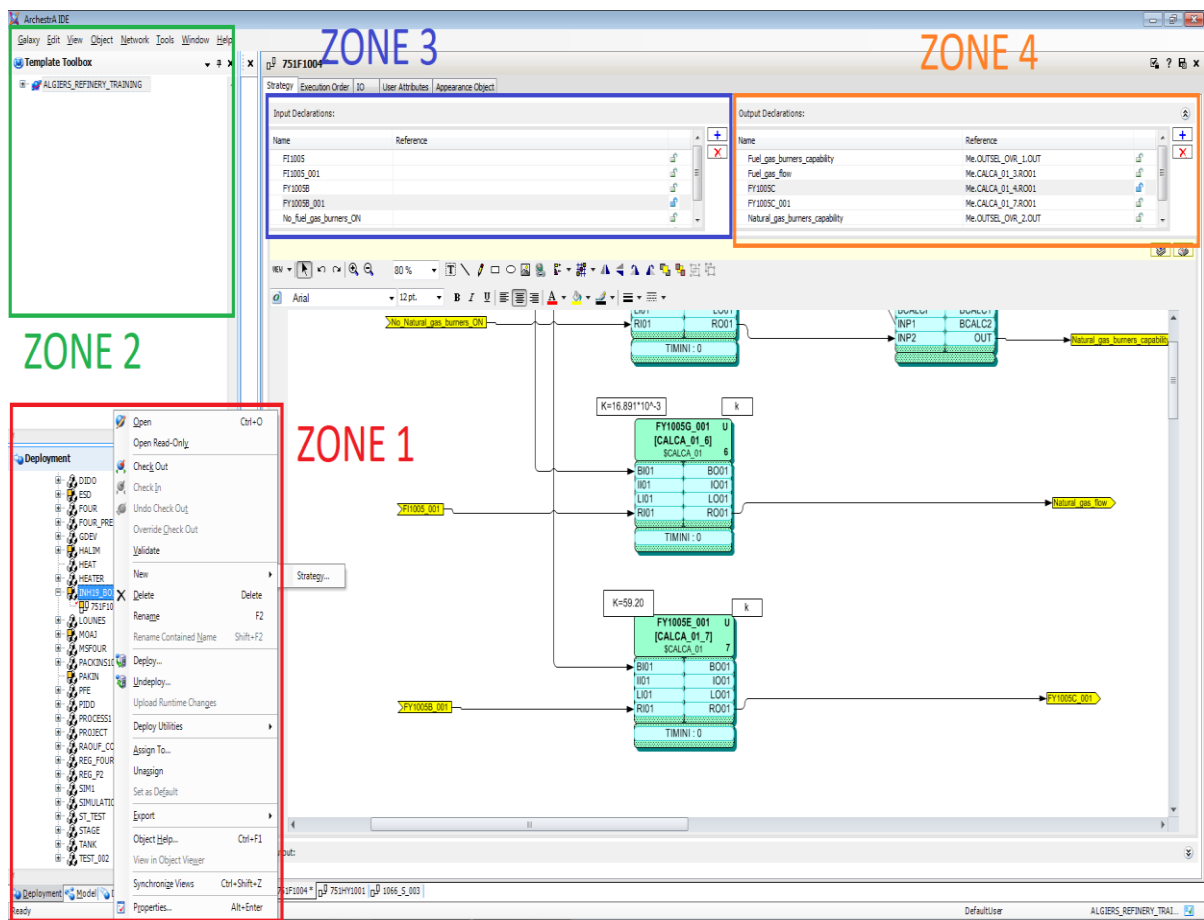


Figure V. 22 : L'accueil d'ARCHESTRA IDE.

- Dans « Deployment » (zone 1 de la Figure V.22), nous allons créer une nouvelle stratégie.

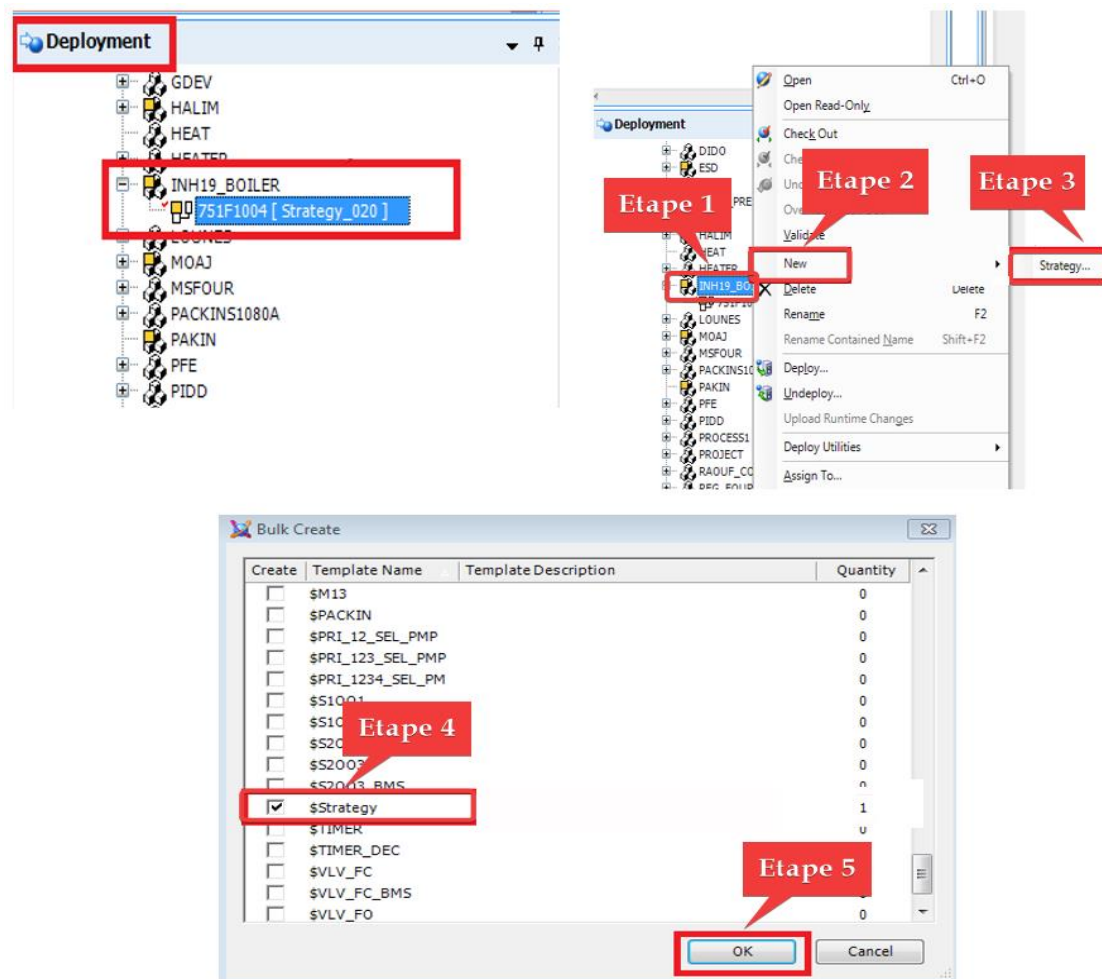


Figure V. 23 : Les étapes de création d'une stratégie.

V.3.2.1 Le programme

- Voici le programme :

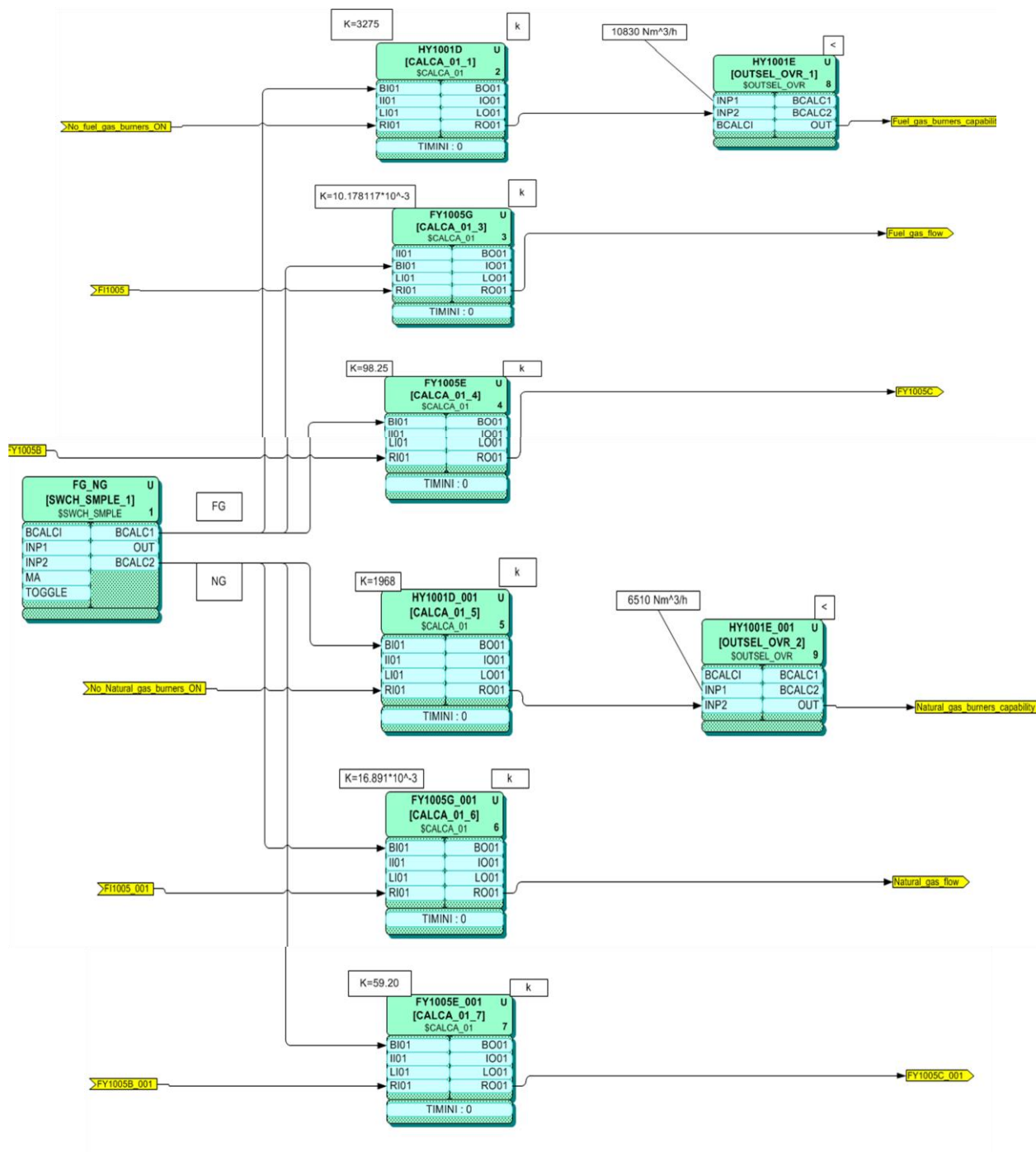


Figure V. 24 Le programme.

V.3.2.2 Explication de programme

- La fonction **HY1001D** est implémentée à l'aide de deux blocs CALCA ayant la même adresse, le premier dédié au **FG** et le second au **NG**. Voici les étapes de configuration de ces blocs :
 - Le bloc CALCA « **HY1001D** » pour le cas de FG :

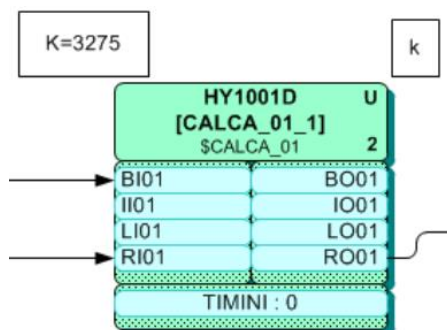


Figure V. 25 : Le bloc CALCA « HY1001D ».

- La configuration :

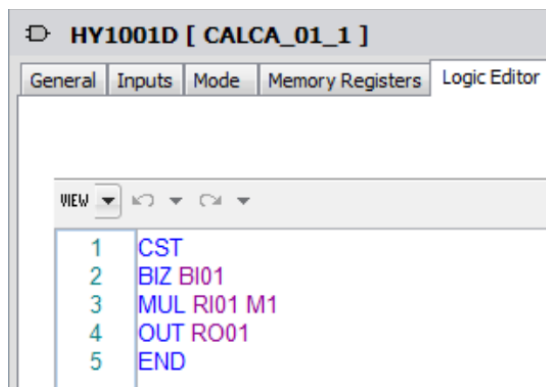


Figure V. 26 : Editeur logique de « HY1001D ».

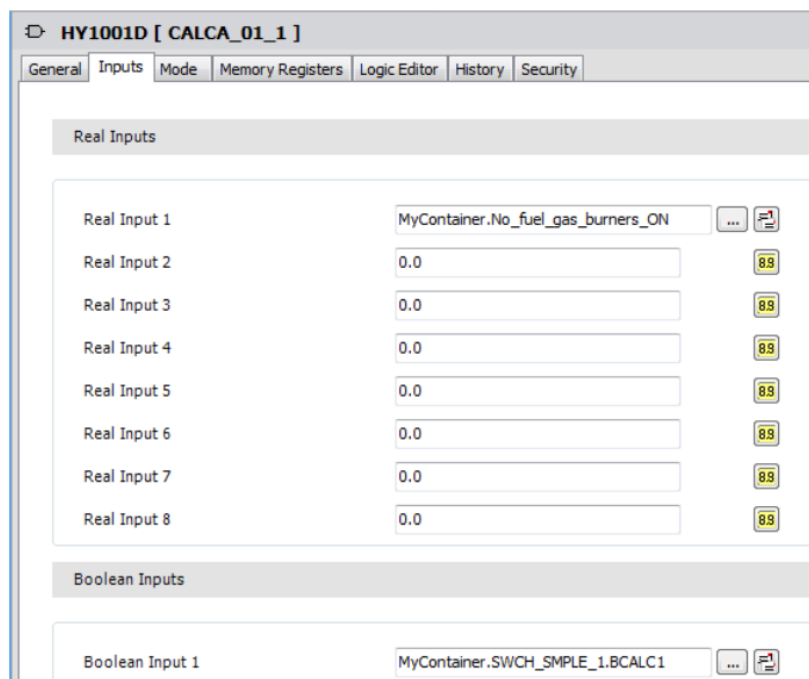


Figure V. 27 : Les entrées de « HY1001D ».

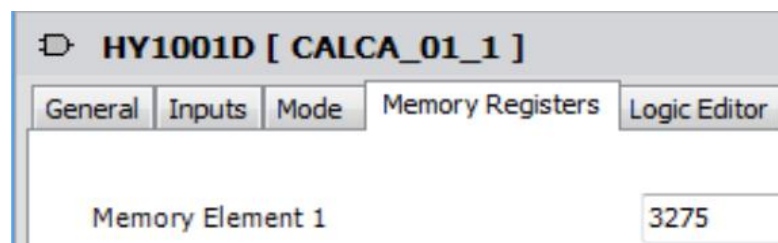


Figure V. 28 : Registres de mémoire de « HY1001D ».

- Le bloc CALCA « HY1001D_001 » pour le cas de NG :

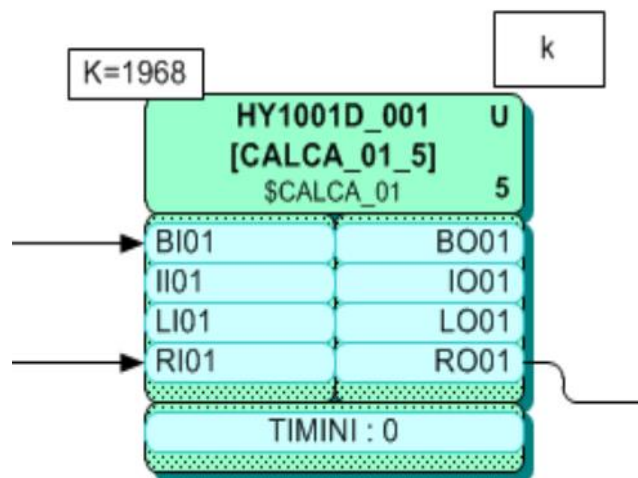


Figure V. 29 : Le bloc CALCA « HY1001D_001 ».

▪ La configuration :

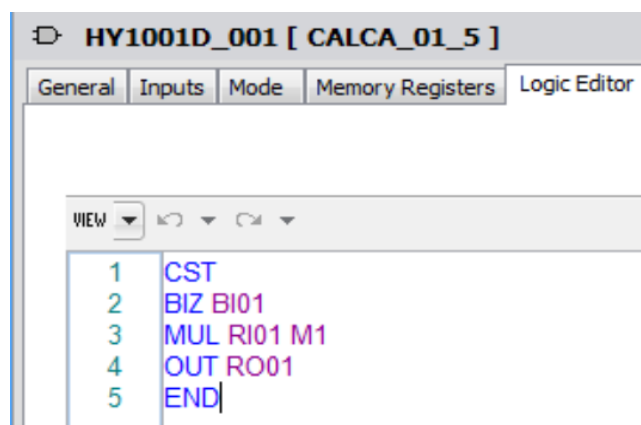


Figure V. 30 : Editeur logique de « HY1001D_001 ».

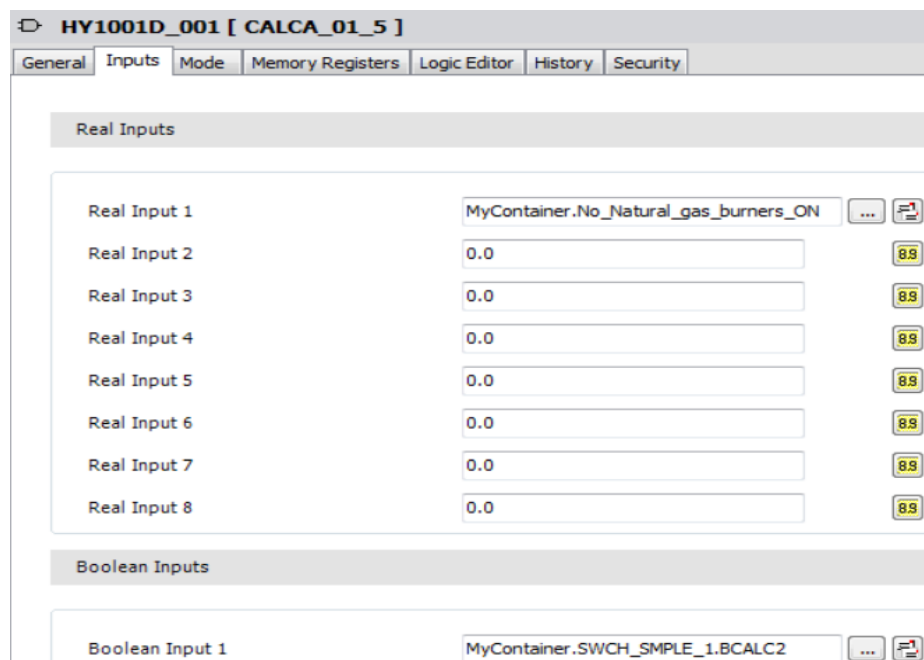


Figure V. 31 : Les entrées de « HY1001D_001 ».

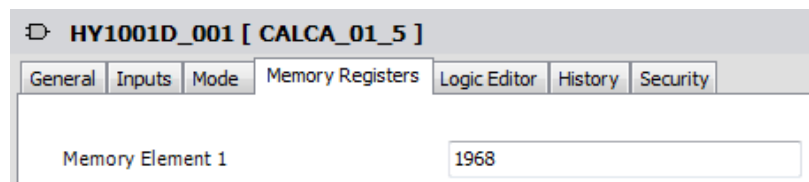


Figure V. 32 : Registres de mémoire de « HY1001D_001 ».

- La fonction **HY1001E** est implémentée à l'aide de deux blocs **OUTSEL** ayant la même adresse, le premier dédié au FG et le second au NG. Voici les étapes de configuration de ces blocs :
 - Le bloc **OUTSEL** « **HY1001E** » pour le cas de FG :

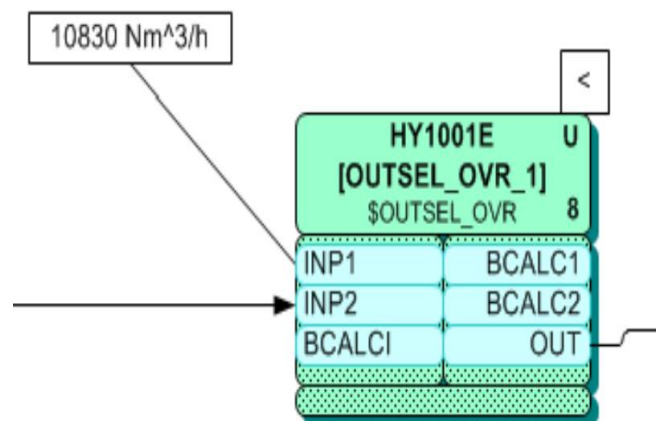


Figure V. 33 : Le bloc OUTSEL « HY1001E ».

- La configuration :

The screenshot shows the configuration interface for the 'HY1001E [OUTSEL_OVR_1]' block. The 'Inputs' tab is selected. The interface is divided into two sections for 'Input 1' and 'Input 2'. Each section has a 'Scaling' sub-section with four parameters: 'High Scale Input', 'Low Scale Input', 'Change Delta Input', and 'Engineering Units Input'. The 'Input 1' section has a value of '10830' for 'Input 1' and '110.0' for 'High Scale Input 1'. The 'Input 2' section has a value of 'MyContainer.CALCA_01_1.RO01' for 'Input 2' and '100.0' for 'High Scale Input 2'. The 'Select Option' dropdown is set to '2 - Select input with lowest value'.

Input	Value	Unit
Input 1	10830	%
High Scale Input 1	110.0	%
Low Scale Input 1	0.0	%
Change Delta Input 1	1.0	%
Engineering Units Input 1	%	%
Input 2	MyContainer.CALCA_01_1.RO01	%
High Scale Input 2	100.0	%
Low Scale Input 2	0.0	%
Change Delta Input 2	1.0	%
Engineering Units Input 2	%	%

Figure V. 34 : La configuration de « HY1001E ».

- Le bloc OUTSEL « **HY1001E_001** » pour le cas de NG :

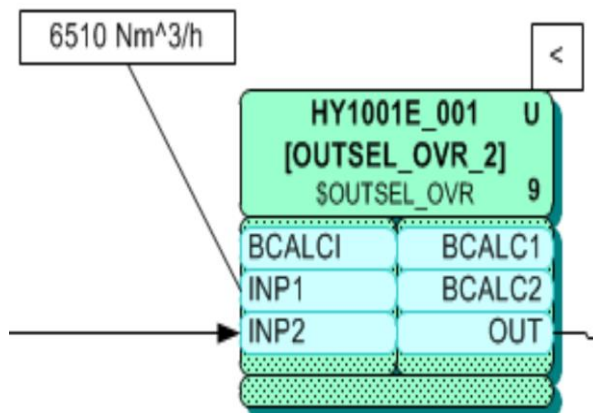


Figure V. 35 : Le bloc OUTSEL « HY1001E_001 ».

The screenshot shows the configuration window for **HY1001E_001 [OUTSEL_OVR_2]**. The window has tabs for **General**, **Inputs**, **Outputs**, **Mode**, and **History**. The **Inputs** tab is selected.

Input 1 is set to **6510** with a unit of **%**. Below it is the **Input 1 Scaling** section with the following settings:

Parameter	Value	Unit
High Scale Input 1	110.0	%
Low Scale Input 1	0.0	%
Change Delta Input 1	1.0	%
Engineering Units Input 1	%	%

Input 2 is set to **MyContainer.CALCA_01_5.RO01** with a unit of **%**. Below it is the **Input 2 Scaling** section with the following settings:

Parameter	Value	Unit
High Scale Input 2	100.0	%
Low Scale Input 2	0.0	%
Change Delta Input 2	1.0	%
Engineering Units Input 2	%	%

At the bottom, the **Select Option** dropdown is set to **2 - Select input with lowest value**.

Figure V. 36 : La configuration de « HY1001E_001 ».

- La fonction **FY1005G** est implémentée à l'aide de deux blocs **CALCA** ayant la même adresse, le premier dédié au FG et le second au NG. Voici les étapes de configuration de ces blocs :
 - Le bloc CALCA « **FY1005G** » pour le cas de FG :

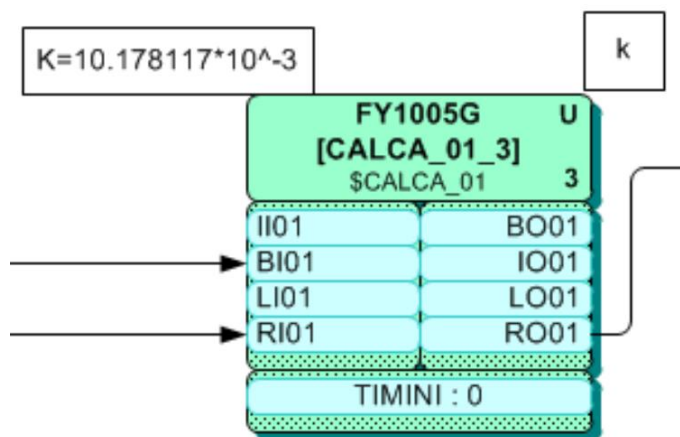


Figure V. 37 : Le bloc CALCA « FY1005G ».

- La configuration :

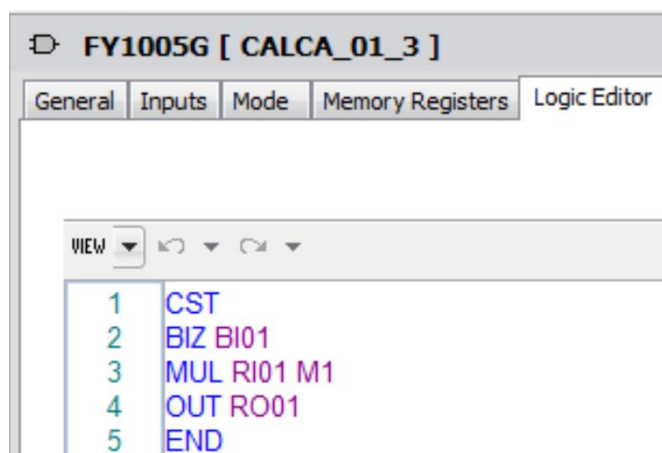


Figure V. 38 : Editeur logique de « FY1005G ».

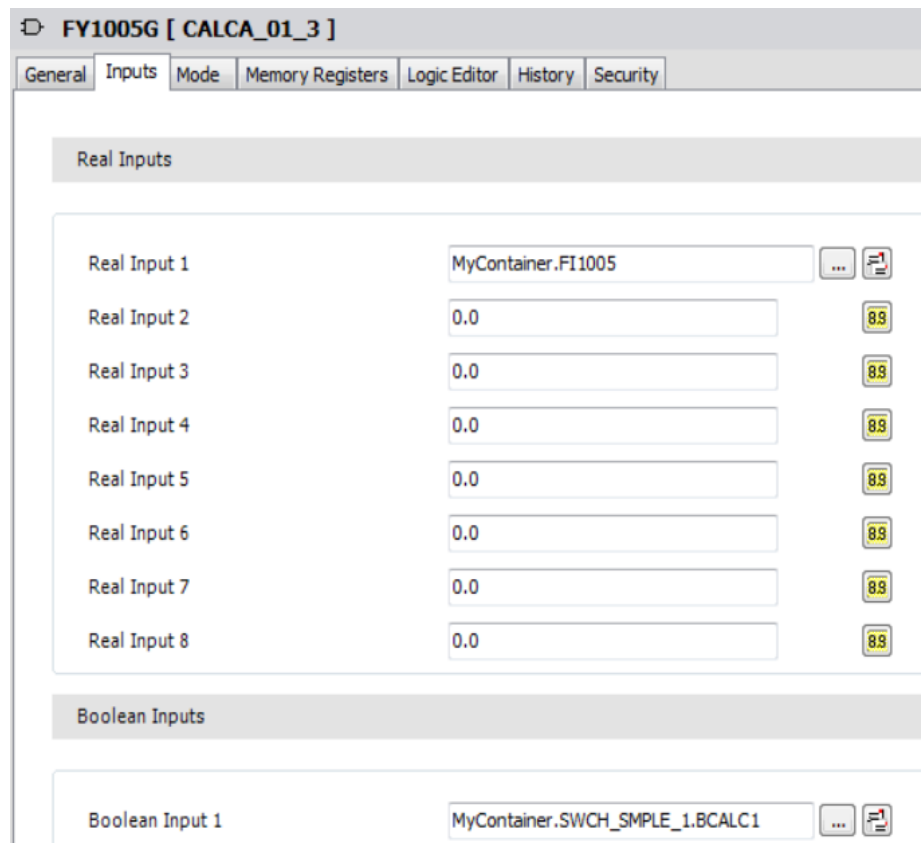


Figure V. 39 : Les entrées de « FY1005G ».

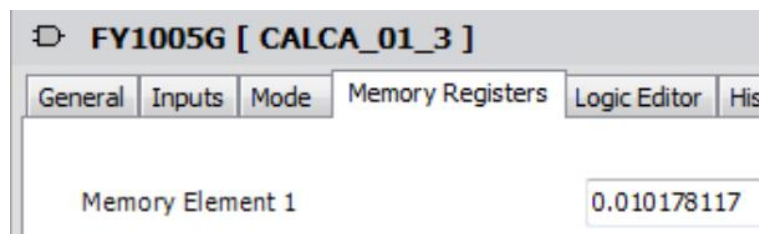


Figure V. 40 : Registres de mémoire de « FY1005G ».

- Le bloc CALCA « FY1005G_001 » pour le cas de NG :

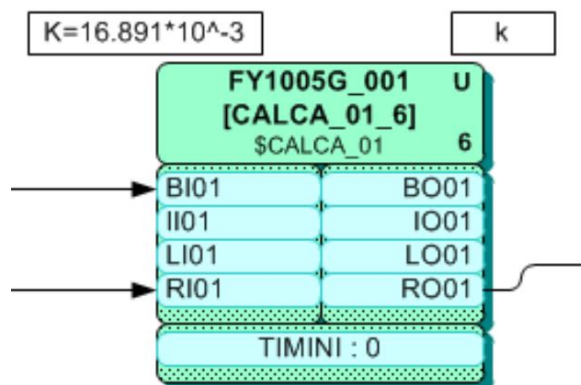


Figure V. 41 : Le bloc CALCA « FY1005G_001 ».

▪ La configuration :

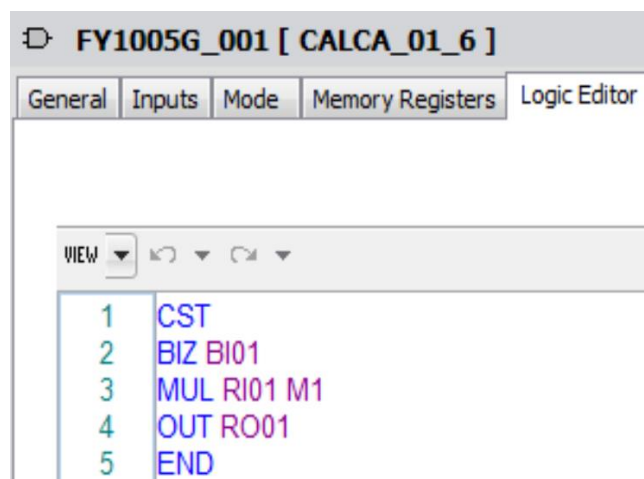


Figure V. 42 : Editeur logique de « FY1005G_001 ».

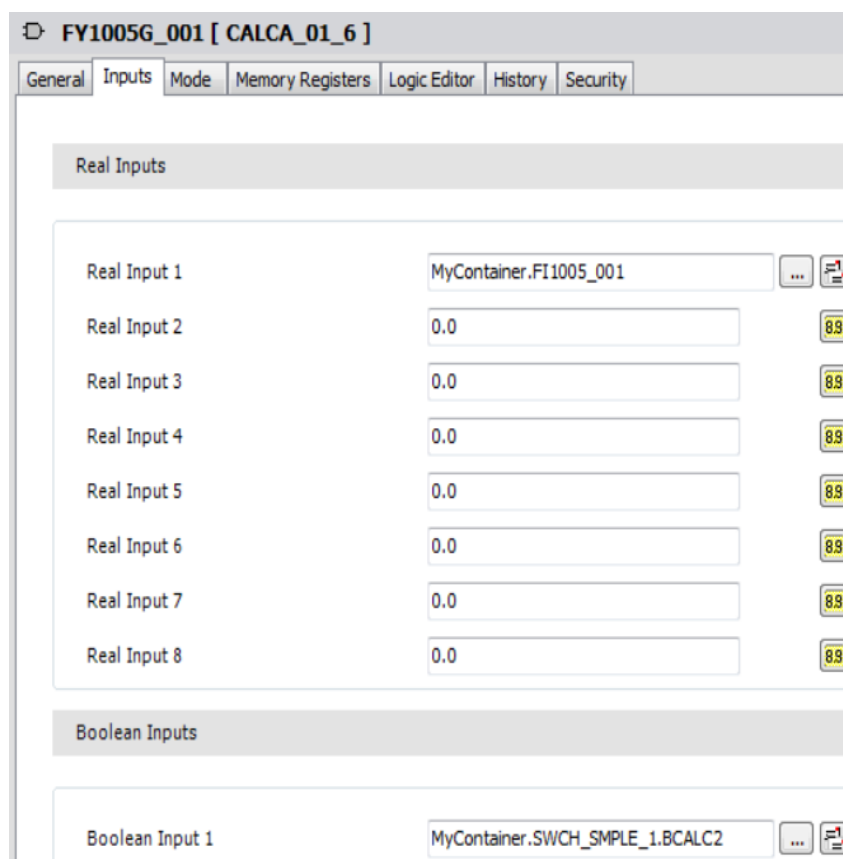


Figure V. 43 : Les entrées de « FY1005G_001 ».

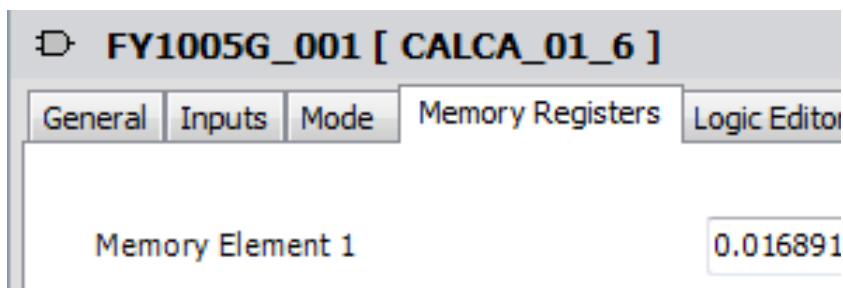


Figure V. 44 : Registres de mémoire de « FY1005G_001 ».

- La fonction **FY1005E** est implémentée à l'aide de deux blocs CALCA ayant la même adresse, le premier dédié au FG et le second au NG. Voici les étapes de configuration de ces blocs :
 - Le bloc CALCA « **FY1005E** » pour le cas de FG :

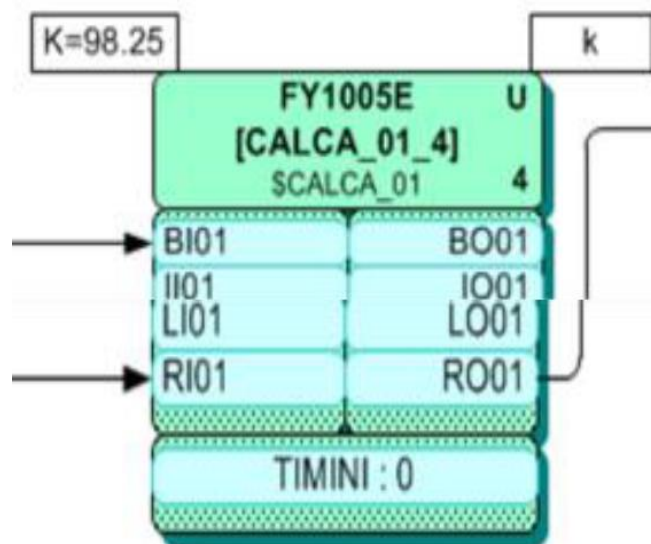


Figure V. 45 : Le bloc CALCA « FY1005E ».

▪ La configuration :

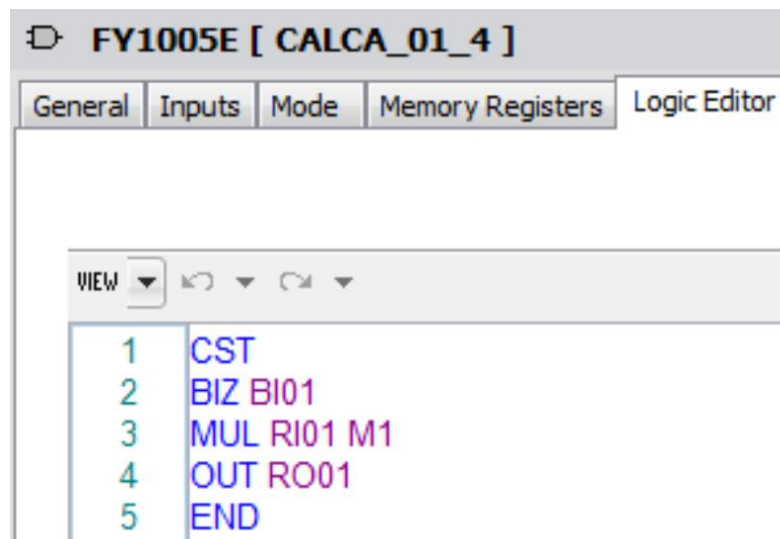


Figure V. 46 : Editeur logique de « FY1005E ».

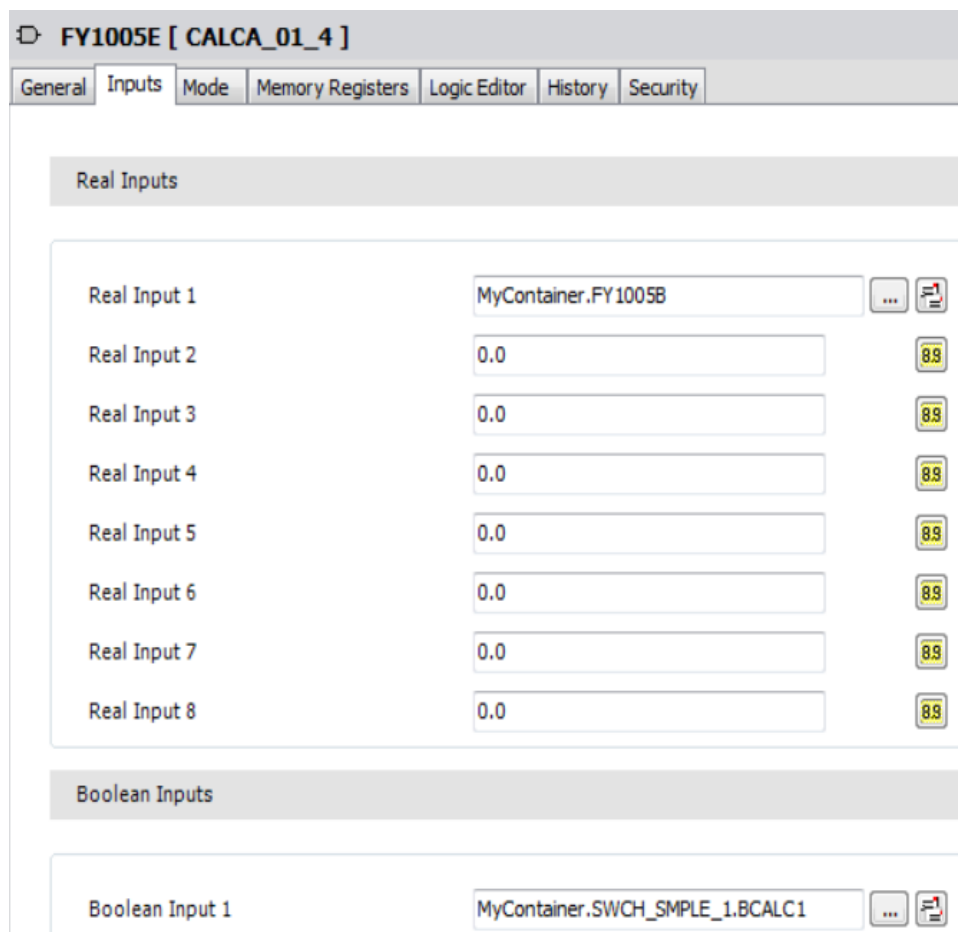


Figure V. 47 : Les entrées de « FY1005E ».

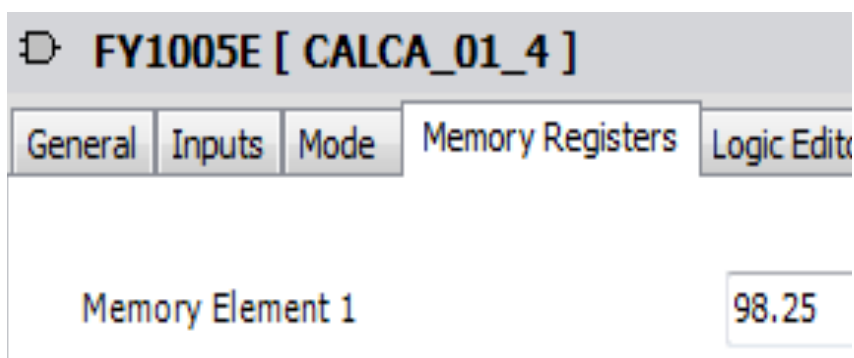


Figure V. 48 : Registres de mémoire de « FY1005E ».

- Le bloc CALCA « FY1005E_001 » pour le cas de NG :

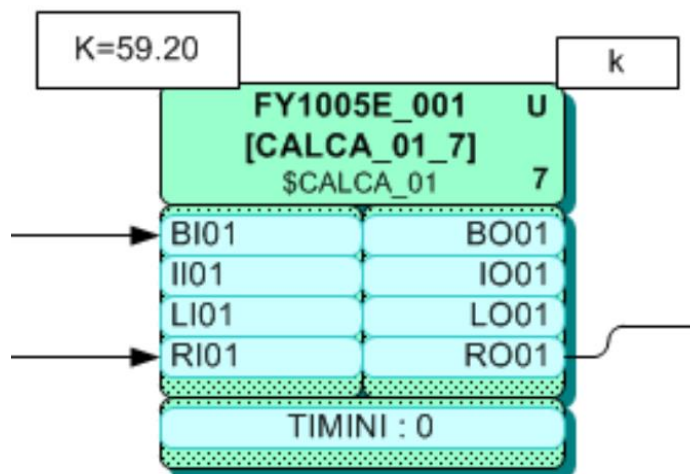


Figure V. 49 : Le bloc CALCA « FY1005E_001 ».

▪ La configuration :

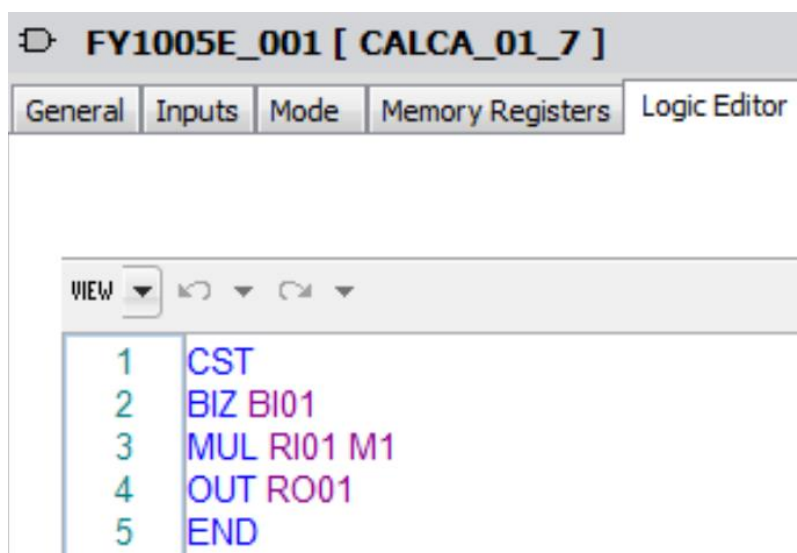


Figure V. 50 : Editeur logique de « FY1005E_001 ».

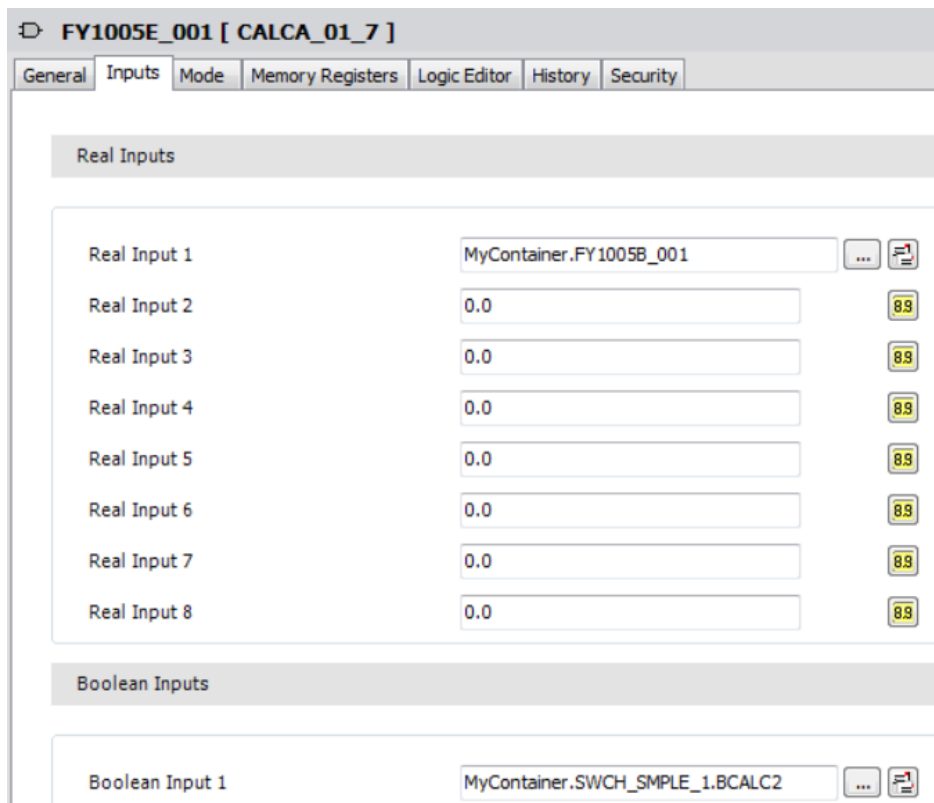


Figure V. 51 : Les entrées de « FY1005E_001 ».

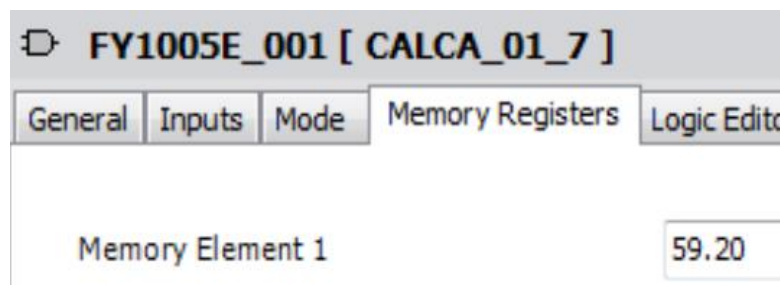


Figure V. 52 : Registres de mémoire de « FY1005E_001 ».

- Le bouton sélecteur FG/NG est implémenté dans un bloc « **SWCH_SIMPLE** » qui signifie "Switch simple". Ce bloc envoie un signal logique « 0 » par le port « **BCALC1** » lorsqu'on sélectionne le FG comme combustible, ou par le port « **BCALC2** » en cas de sélection du NG.

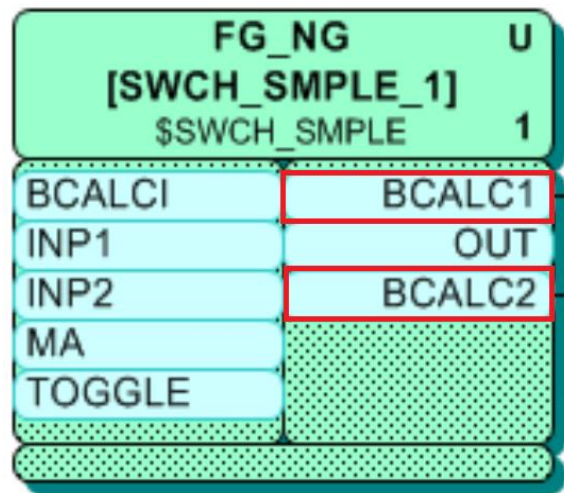


Figure V. 53 : Bloc SWCH_SMPLE pour le bouton sélecteur FG/NG.

▪ Remarques

- Tous les blocs utilisés dans le programme sont issus de la bibliothèque « Template Toolbox » (zone 2 de la Figure V.22).
- Il y a des entrées qui sont extraites d'autres stratégies existantes dans le DCS et sont implémentées dans notre programme par des déclarations d'entrée (zone 3 de Figure V.22).

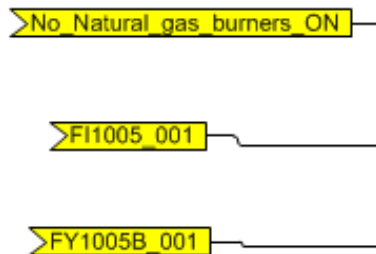


Figure V. 54 : Quelques étiquettes de déclarations d'entrée.

Input Declarations:

Name	Reference
FI1005	
FI1005_001	
FY1005B	
FY1005B_001	
No_fuel_gas_burners_ON	

Figure V. 55 : Zone de création des déclarations d'entrée.

- Il en va de même pour certaines sorties, qui sont implémentées sous forme de déclarations de sortie (zone 4 de la Figure V.22).

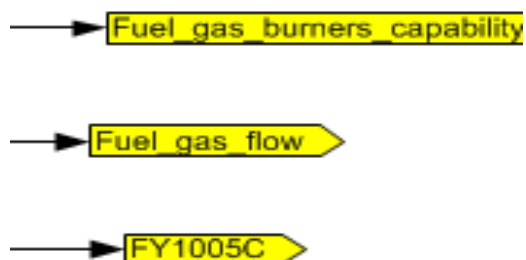


Figure V. 56 : Quelques étiquettes de déclarations de sorties.

Output Declarations:

Name	Reference
Fuel_gas_burners_capability	Me.OUTSEL_OVR_1.OUT
Fuel_gas_flow	Me.CALCA_01_3.R001
FY1005C	Me.CALCA_01_4.R001
FY1005C_001	Me.CALCA_01_7.R001
Natural_gas_burners_capability	Me.OUTSEL_OVR_2.OUT

Figure V. 57 : Zone de création des déclarations de sorties.

V.3.3 L'implémentation du programme dans FoxView

Au cours de cette étape, nous allons implémenter le programme dans le logiciel d'édition graphique FoxDraw afin de créer le bouton sélecteur FG/NG.

La chaudière **751-G-001-A** dispose déjà d'une simulation dans FoxView. Il nous suffira donc d'intégrer notre bouton sélecteur dans cette simulation.

Pour ce faire, nous allons sélectionner le CP dans lequel nous avons créé le programme à l'aide de FoxSelect (qui, dans notre cas, est « INH BOILER »). Ensuite, nous allons rechercher notre stratégie. Puis, nous allons choisir le bloc de notre switch (Figure V.53). Dans FoxDraw on va sélectionner un bouton simple que nous nommerons « FUEL GAS » pour le premier état du switch et « NATURAL GAS » pour le deuxième état. Enfin, nous positionnerons ce bouton dans l'IHM de la chaudière dans FoxView.

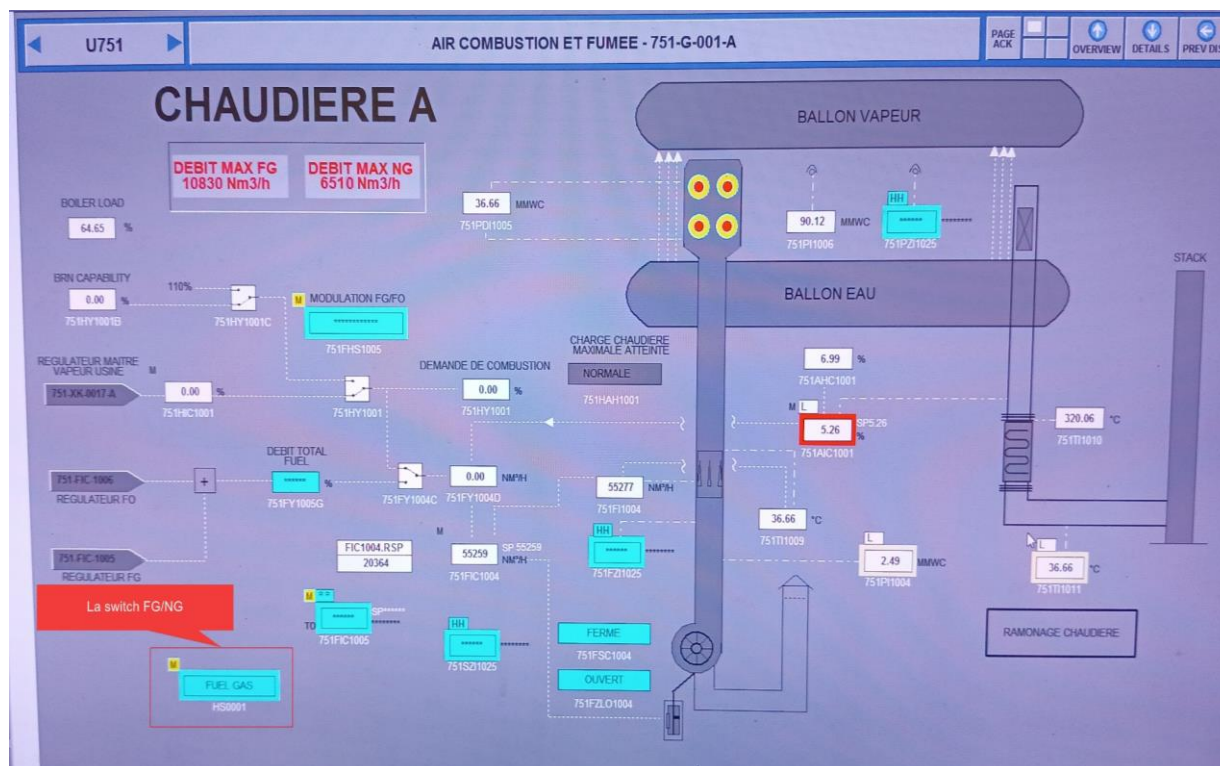


Figure V. 58 : Le switch FG/NG dans FoxView.

- **Remarques**

- La chaudière A et B sont identiques, la seule différence est le nom du tag des fonctions dans les boucles de régulation. Exemple : La fonction FY1005E dans la chaudière A est FY1105E dans la chaudière B.

1) This document is referred to boiler 751-G-001A only.
Tag numbers for boiler 751-G-001B will be obtained from the corresponding tag relevant to boiler 751-G-001A by adding 100 on corresponding numeric code as per the following typical:

BOILER	BOILER
75-G-001A	75-G-001B
FIT 1001	FIT 1101

Figure V. 59 : La seule différence entre la chaudière A et B [13].

- Lors du changement de la nature du gaz, l'opérateur procédera à la mise en manuel des chaudières jusqu'à la stabilisation de la nature du gaz au niveau du ballon de stockage. Il procédera ensuite au changement du mode de fonctionnement en utilisant le commutateur. Ces étapes permettront le basculement vers les paramètres adaptés à la nature du gaz et de mettre les chaudières en automatique en toute sécurité.

V.4 Conclusion

Ce chapitre a détaillé les modifications apportées au système de démarrage des brûleurs de la chaudière 751-G-001-A pour lui permettre de fonctionner au fuel gaz (FG) ou au gaz naturel (NG). Ces modifications, divisées en une étude approfondie et une programmation rigoureuse, ont permis d'améliorer la flexibilité, la disponibilité et l'efficacité de la chaudière, tout en réduisant les coûts d'exploitation. Ce travail démontre

l'importance d'une approche méthodique pour la modification de systèmes complexes et offre une contribution précieuse à l'optimisation des performances des chaudières.

Conclusion générale

Conclusion générale

Pendant notre projet de fin d'études, nous avons eu la chance de faire un stage chez SONATRACH, à la raffinerie d'Alger. Cette expérience enrichissante nous a permis de découvrir le milieu professionnel et de comprendre les défis et les responsabilités de l'équipe technique du service S.N.C.C.

Nous avons eu l'opportunité de mettre en pratique nos connaissances théoriques en nous confrontant aux réalités du terrain, notamment en ce qui concerne la technologie des systèmes de chaudières.

Cette expérience nous a permis aussi d'approfondir notre compréhension du fonctionnement des différents éléments constituant ces systèmes, sans toutefois prétendre à l'exhaustivité. De plus, nous avons eu l'occasion de nous initier à la programmation avec le langage DCS et le logiciel de configuration ARCHESTRA IDE, des outils essentiels dans le domaine de l'automatisation industrielle.

Au-delà des compétences acquises, ce stage a été l'occasion pour nous de développer notre sens des responsabilités, notre capacité d'adaptation et notre esprit d'équipe. Ces qualités, essentielles pour tout ingénieur, nous serons sans aucun doute précieuses dans notre future vie professionnelle.

Nous espérons sincèrement que ce mémoire, fruit de notre travail et de nos réflexions, apportera une contribution utile à la problématique rencontrée par les équipes de la RA1G. Il nous tient également à cœur que ce travail puisse servir de point de départ pour notre carrière professionnelle et inspirer les générations futures d'ingénieurs.

Ce mémoire marque la fin d'un chapitre important de notre vie, mais il ouvre également la voie vers de nouveaux horizons professionnels. Nous sommes impatients de mettre à profit les connaissances et les compétences acquises pour relever les défis qui nous attendent et contribuer positivement au secteur industriel.

Bibliographie

- [1] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation ».
- [2] KARIM Farid et KIROUANI Yazid, « Etude, Amélioration et Automatisation du Thermo-Circulateur de la Raffinerie de Sidi-Arcine (Alger) », Mémoire de fin d'étude, Université de Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, juillet 2018.
- [3] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation U100 – unité de distillation atmosphérique ».
- [4] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation U200 - carburant, unité de reformage catalytique ».
- [5] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, unité usine gaz - U300 ».
- [6] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, stockage, mélange et expédition ».
- [7] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, U500 – unité d'hydrotraitement de naphta ».
- [8] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation unité d'isomérisation de naphta léger – U510 ».
- [9] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation unité U520 – unité CCR de reformage du naphta ».
- [10] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, U530 – unité de craquage catalytique de fluide résiduel (RFCC) ».
- [11] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, U560 – unité de traitement par amine du Fuel Gas ».
- [12] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, U570 – unité de stripping d'eau acide ».
- [13] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, U580 – unité de régénération d'amine ».
- [14] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel de conception et d'exploitation pour une unité de récupération de soufre - U590 ».
- [15] Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation, U700/U701- Système d'eau brute, nouveau et existant ».
- [16] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U710/U711- réseaux d'eau de refroidissement nouveau et actuel ».
- [17] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U720 - eau déminéralisée ».

- [18] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U741 - réseau d'eau anti-incendie ».
- [19] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U751/ U750 - unité de vapeur et d'eau d'alimentation de chaudière, nouvelle et existante ».
- [20] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U781/U780 - système d'air comprimé nouveau et actuel ».
- [21] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U791 - réseau de torchère ».
- [22] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U810 - système d'Azote ».
- [23] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U830- unité de polissage des condensats ».
- [24] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U840 - soude caustique et acide chlorhydrique ».
- [25] Documentation de la raffinerie d'Alger, « manuel d'exploitation, U850 - nouvelle station de traitement des effluents ».
- [26] Mehdi. A, « Influence du milieu et la qualité d'eau sur le comportement électrochimique de deux nuances d'acier au carbone », Mémoire de fin d'étude Université de Skikda, 2018.
- [27] Anthony Goncalves, « Développement d'un système de combustion pour les résidus forestiers », Mémoire de fin d'étude, Université du Québec, 2010.
- [28] Alain RIOU, Jean-Pierre DEPAUW, Article sur TECHNIQUES DE L'INGENIEUR « Différents types de chaudières industrielles » 10 févr. 1990.
- [29] « https://ww2.acpoitiers.fr/sc_phys/sites/sc_phys/IMG/pdf/Chaudieres_a_vapeur_a_combustible.pdf ».
- [30] « https://www.azprocede.fr/Cours_GC/combustion_chaudiereeau.html ».
- [31] Boufelfel Mohamed, « Etude préventive sur la corrosion des chaudières au niveau du complexe RA1K », Mémoire de fin d'étude, Université 8 Mai 1945 Guelma, 2022.
- [32] « https://energypedia.info/images/9/9a/Formation_Efficacit%C3%A9_%C3%A9nerg%C3%A9tique_dans_l%E2%80%99industrie.pdf ».
- [33] M. RABI, « cour de régulation industrielle », Université sidi Mohamed Ben Abdellah de Fes, 2010.
- [34] Benkrea Bilel & Bouguern Amar Seif Eddine, « Etude de la boucle de régulation de la température du Réacteur de polymérisation du complexe CP2K », Projet professionnel de fin de formation, Institut Algérien du pétrole, 2020.

- [35] Dr. A. KHELASSI « Cours sur l'Automatisation des Systèmes Industriels », UMBB-Boumerdes, Novembre- 2022.
- [36] Georges Asch et coll., « Les capteurs en instrumentation industrielle » 7^{eme} édition ,1 juin 2016.
- [37] FOURAR Meriem & KEMOUCHE Meriem, « étude et réalisation d'un système de régulation de niveau d'eau dans les chaudières à vapeur », Mémoire de fin d'étude, Université Abderrahmane Mira – Bejaia, 2017.
- [38]« <https://fr.rsonline.com/web/content/blogdiscovery/conceptionelectronique/guide-capteurs-pressure> ».
- [39] « <https://www.instrumia.com/mesure-de-debit-c-19.html> ».
- [40]«<https://www.rechner-sensors.com/fr/documentations/connaissance/le-capteur-de-temperature>».
- [41]« <https://eduscol.education.fr/sti/sites/eduscol.education.fr/sti/files/ressources/pedagogiques/5014/5014-s2-cours-types-de-capteurs-de-temperature.pdf>».
- [42] Annecca Gaëtan, « Capteurs, conditionnement des signaux », université de Lorraine.
- [43] Pierre Maye « Moteurs électriques industriels » ,3^{eme} édition ,2021.
- [44]« <http://genie.industriel.iaa.free.fr/telechargements/cours/D.4.13/CH1c.pompes/D4.13.Ch1.pompes.pdf> ».
- [45]«<http://dSPACE.univtiaret.dz/bitstream/123456789/11929/6/Chapitre%20II%20cor%20Done.pdf> ».
- [46] L. BENAMMAR « Les vannes automatiques exploitation & maintenance » novembre 2014.
- [47] Documentation de la raffinerie d'Alger « Control Functional Description 751-G-001 A/B ».
- [48] Documentation de la raffinerie d'Alger « Control Loop Diagram 751-G-001 A/B ».
- [49] T. BOUDELAA « Introduction aux Systèmes de Contrôle Distribués », SONATRACH, HASSI R'MEL, 2007.
- [50] « <https://www.automation-sense.com/blog/automatisme/les-systemes-de-contrôle-distribués-ou-dcs.html> ».
- [51] ELHELLA Moussa et BENCHEIKH Aissa :« Développement d'une boucle de régulation PID dans le système DCS FOXBORO »2016.
- [52] R. SABKI « Présentation générale DCS et SCADA », division production Rhourde Nouss, SONATRACH, Septembre 2007.
- [53] Ferhat Amhis : « Étude et simulation de DCS I / A Séries de FOXBORO sur le four rebouilleur H101 » 2011.

- [54] M.OULHADJ : " Système de Contrôle Distribué DCS ", rapport de training, HASSI R'MEL, 2007.
- [55] INVENSYS FOXBORO I/A Series System « Integrated Control Block Descriptions » 2012
- [56] «<https://instrumentationtools.com/what-is-a-burner-management-system-bms/>».
- [57] «<https://whatispiping.com/emergency-shutdown-system-or-esd/>»
- [58] Documentation ZECCO.
- [59] Documentation de la raffinerie d'Alger « VORTEX FLOWMETERS DATA SHEET 751- G -001A/B ».
- [60] Documentation de la raffinerie d'Alger « BOILER PERFORMANCE DATA SHEET 751-G-001A/B ».
- [61] Documentation de la raffinerie d'Alger « DCS Detailed FDS - New Power Plant (751) »