

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Filière Électronique
Spécialité Instrumentation

présenté par

Khemmali aymen

&

Merah oussama

Contrôle et supervision d'une station de compression de gaz avec des boucles de régulation de pression, température de gaz et vitesse de compresseur

Proposé par : M.khelifati badreddine

Encadré par : Mdm.Cheggaga nawal

Année Universitaire 2024-2025

Avant tout, nous rendons grâce à Dieu Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous exprimons notre profonde gratitude à nos encadrants, Madame Cheggaga Nawal et Monsieur Khelifati Badreddine, pour la qualité de leur encadrement, leur disponibilité, leurs conseils avisés et leur accompagnement constant tout au long de ce projet. Leur soutien nous a été précieux à chaque étape, et leur rigueur a constitué pour nous une source d'inspiration.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également aux membres du jury, qui ont bien voulu consacrer de leur temps à l'évaluation de notre travail. Leurs remarques et suggestions ne manqueront pas d'enrichir nos connaissances et de renforcer notre expérience.

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement l'ensemble des enseignants du département d'électronique, pour la qualité de leur enseignement et leur engagement tout au long de notre parcours universitaire.

Nos pensées les plus reconnaissantes vont à nos familles respectives, et tout particulièrement à nos parents, pour leur soutien inconditionnel, leur amour et leurs encouragements constants, qui ont été pour nous un pilier essentiel tout au long de ces années.

Enfin, nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance l'un envers l'autre, en tant que binôme, pour l'esprit de collaboration, la confiance partagée, la complémentarité et les efforts conjoints déployés tout au long de ce projet, qui ont rendu cette expérience à la fois enrichissante et agréable.

Nous dédions ce travail à :

Nos parents bien-aimés, pour leur amour inconditionnel, leur patience, leur soutien constant et leurs prières silencieuses qui nous ont portés dans les moments les plus difficiles.

Nos familles respectives, sources de réconfort, de courage et de motivation tout au long de notre parcours.

À nos enseignants, qui nous ont transmis leur savoir avec passion et dévouement.

À notre binôme, pour la confiance mutuelle, la complicité et l'esprit d'équipe qui ont donné vie à ce projet.

Et à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont cru en nous et nous ont soutenus

ملخص:

يهدف هذا المشروع الخاص بنهاية الدراسة إلى تحديث نظام التحكم والمراقبة في محطة ضغط الغاز GR5 الواقعة بحاسي الرمل. يتمثل الهدف الرئيسي في استبدال النظام الحالي، الذي يعمل بضغوط واحد فقط بطاقة معالجة تبلغ 800,000 متر مكعب قياسي في الساعة، بنظام منطور قادر على تشغيل ثلاثة ضواغط بالتوازي لبلوغ تدفق يصل إلى 2 مليون متر مكعب قياسي في الساعة. يشمل هذا العمل دراسة أنظمة الترشيح، والضغط، والتبريد، إلى جانب تنفيذ حلقات تنظيم PID للتحكم في الضغط ودرجة الحرارة والتدفق. كما تم تطوير نظام إشراف باستخدام برنامج TIA Portal مع واجهة رجل-آلة من نوع Comfort Panel، لضمان تحكم آمن ومرن وفعال في العملية الصناعية.

الكلمات المفتاحية: محطة ضغط الغاز، ضاغط طرد مركزي، تنظيم PID، TIA Portal، واجهة رجل-آلة، SCADA، تدفق الغاز، GR5 حاسي الرمل، المراقبة الصناعية.

Résumé : Ce projet de fin d'études porte sur la modernisation du système de contrôle-commande de la station de compression de gaz GR5 située à Hassi R'Mel. L'objectif est de remplacer le système existant, limité à un seul compresseur capable de traiter un débit de 800 000 Sm³/h, par une solution capable de gérer trois compresseurs fonctionnant en parallèle pour atteindre un débit de 2 millions de Sm³/h. Le travail inclut l'étude des systèmes de filtration, compression, refroidissement, ainsi que l'implémentation de boucles de régulation PID pour la pression et le débit. Une supervision a été mise en place avec le logiciel TIA Portal et une IHM de type Comfort Panel, garantissant un contrôle sécurisé, flexible et performant du processus.

Mots clés : Station de compression, compresseur centrifuge, régulation PID, TIA Portal, IHM, SCADA, débit de gaz, GR5 Hassi R'Mel, supervision industrielle.

Abstract :

This final-year project focuses on modernizing the control and supervision system of the GR5 gas compression station located in Hassi R'Mel. The goal is to replace the current system, which is limited to a single compressor handling a maximum flow of 800,000 Sm³/h, with a solution capable of managing three compressors operating in parallel to reach a flow rate of 2 million Sm³/h. The work includes the study of filtration, compression, and cooling systems, as well as the implementation of PID control loops for pressure, temperature, and flow regulation. A supervision system was implemented using TIA Portal software and a Comfort Panel HMI, ensuring safe, flexible, and efficient process control.

Keywords : Compression station, centrifugal compressor, PID control, TIA Portal, HMI, SCADA, gas flow, GR5 Hassi R'Mel, industrial supervision.

Listes des acronymes et abréviations

- **AI** : Analog Input
- **AQ** : Analog Output
- **API** : Automate Programmable Industriel
- **BP** : Basse Pression
- **CDHL** : Centre Dispatching Hydrocarbures Liquides
- **CNDG** : Centre National de Dispatching Gaz
- **COM** : Commercialisation
- **CPU** : Central Processing Unit
- **DCS** : Distributed Control System
- **DP** : Différentiel de Pression
- **EDG** : Emergency Diesel Generator
- **EM** : Enrico Mattei (pipeline)
- **ESD/ESDV** : Emergency Shut Down / Emergency Shut Down Valve
- **F&G** : Fire & Gas
- **FT** : Flow Transmitter
- **GL3Z** : Gaz Liquéfié unité 3 de Skikda
- **GR5 HRM** : Gazoduc Région 5 Hassi R'Mel
- **HMI/IHM** : Human Machine Interface / Interface Homme-Machine
- **HVAC** : Heating Ventilation and Air Conditioning
- **ISO** : Organisation internationale de normalisation
- **LT** : Level Transmitter
- **LQS** : Liquéfaction et Séparation
- **PID** : Proportionnel Intégral Dérivé
- **PLC** : Programmable Logic Controller
- **PLCSIM** : PLC Simulator (Siemens)
- **PN** : Profinet
- **PSH/PSL** : Pressure Switch High / Low
- **PT** : Pressure Transmitter
- **PDT** : Pressure Differential Transmitter
- **PSV** : Pressure Safety Valve
- **PV** : Process Variable
- **RPC** : Raffinage et Pétrochimie
- **RTD** : Resistance Temperature Detector
- **SCADA** : Supervisory Control and Data Acquisition

- **Sm³/h** : Standard mètre cube par heure
- **TIA Portal** : Totally Integrated Automation Portal
- **TRC** : Transport par Canalisations
- **UTM** : Universal Transverse Mercator
- **VFD** : Variable Frequency Drive
- **XV** : On/Off Valve

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1 PRESENTATION DE L'ENTREPRISE ET DU PROCESS	3
INTRODUCTION	3
1.1 PRESENTATION DE L'ENTREPRISE SONATRACH	3
1.2 LES ACTIVITES DE SONATRACH.....	4
1.2.1 L'Activité Exploration-Production (E&P).....	4
1.2.2 L'Activité Liquéfaction et Séparation (LQS)	4
1.2.3 L'Activité Raffinage et Pétrochimie (RPC).....	5
1.2.4 L'Activité Commercialisation (COM).....	5
1.2.5 L'Activité Transport par Canalisations (TRC)	5
1.3 DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT	6
1.3.1 Centres de dispatching	7
1.3.2 Règles de dénomination des canalisations	7
1.4 PRESENTATION DE LA STATION DE COMPRESSION	8
1.4.1 Définition des stations de compression de gaz	8
1.4.2 Importance des stations de compression de gaz dans les réseaux de transport	8
1.4.3 Objectifs du contrôle et de la supervision.....	9
1.4.4 Fonctionnement Général d'une Station de Compression.....	9
1.5 PRESENTATION DE LA STATION DE COMPRESSION GR5 HRM.....	10
1.5.1 Paramètres de la station de compression	10
1.5.2 Description des Systèmes de la Station de Compression GR5 HRM.....	11
1.5.3 Composition Essentielle de la Station de Compression GR5 HRM.....	13
1.6 SYSTEME DE LA FILTRATION DE GAZ	14
1.6.1 Objectif du Système de Filtration du Gaz.....	14
1.6.2 Détails du filtre	14
1.6.3 Description du processus de filtration du gaz	15
1.7 SYSTEME DU COMPRESSION DE GAZ (TURBO-COMPRESSEUR)	16
1.7.1 Objectif du Système de compression	16
1.7.2 Détails et description du compresseur de gaz (Centrifuge)	16
1.7.3 Principe de Fonctionnement du Compresseur Centrifuge	17
1.7.4 Description du Processus de Compression du Gaz.....	17
1.7.5 Détails et description de la turbine a gaz	18
1.7.6 Principe de Fonctionnement du la turbine	19
1.7.8 Compartiments principaux de la turbine.....	20

1.8 SYSTEME D'AERO-REFRIGERANT OU REFROIDISSEUR	22
1.8.1 Objectif du Système d'aéro-réfrigérant	22
1.8.2 Détails du l'équipement	23
1.8.3 Description du processus d'aéro-réfrigérant	23
CONCLUSION	24
CHAPITRE 02 INSTRUMENTATION ET REGULATION, SUPERVISION ET CONTROLE, SECURITE ET FIABILITE.....	27
INTRODUCTION	27
2.1 INSTRUMENTATION.....	27
2.1.1 Définition de capteur.....	27
2.1.2 Définition de Transmetteur	27
2.1.3 Classification des Transmetteur	27
2.2 LES TYPES DES TRANSMETTEURS DE PRESSION	28
2.2.1 Transmetteur de pression différentielle	28
2.2.2 Transmetteur de pression (PT).....	28
2.2.3 Contacteurs de pression haute et basse ((PSH_PSL) Pressure Switch High / Low)	29
2.2.4 Emplacement des transmetteurs de pression.....	29
2.2.5 Rôle des transmetteurs de pression	29
2.3 LES TYPES DES INDICATEURS DE PRESSION (MANOMETRE)	30
2.3.1 Manomètre à tube de Bourdon.....	30
2.3.2 Manomètre à membrane	30
2.3.3 Manomètre à Capsule Gauge	31
2.3.4 Manomètre à soufflet	31
2.3.5 Manomètre numérique	32
2.3.6 Emplacement des manomètres.....	32
2.3.7 Rôle des manomètres	32
2.4 LES TRANSMETTEUR DE DEBIT	32
2.4.1 Transmetteurs de débit à pression différentielle (DP)	32
2.4.2 Transmetteurs de débit à vitesse	33
2.4.3 Transmetteurs de débit massiques	34
2.4.4 Emplacement des transmetteurs de débit.....	35
2.4.5 Rôle des transmetteurs de débit	35
2.5 LES TRANSMETTEURS DE TEMPERATURE	35
2.5.1 Définition de RTD	35
2.5.2 Définition de Thermocouple	36
2.5.3 Définition d'un Thermomètre.....	37

2.5.4 Les types des thermomètres analogiques et numériques	37
2.5.5 Emplacement des transmetteurs de température	38
2.5.6 Rôle des transmetteurs de température	38
2.6 VANNES ET SOUPAPE/PSV	38
2.6.1 Définition d'une vanne	38
2.6.2 Définition de la Soupape de Sûreté (PSV).....	38
2.6.3 Types des Vannes et soupapes	38
2.6.4 Emplacement des Vannes	39
2.6.5 Rôle des vannes et soupapes	39
2.7 LES DETECTEURS DE NIVEAU	40
2.7.1 Jauge de niveau	40
2.7.2 Transmetteur de niveau.....	40
2.7.3 Types des détecteurs de Niveau	40
2.7.4 Emplacement des transmetteurs de niveau	41
2.7.5 Rôle des transmetteurs de niveau.....	41
2.8 BOUCLES DE REGULATION DE VITESSE DES COMPRESSEURS	41
2.8.1 Régulateur PID.....	41
2.8.2 Principe du PID.....	41
2.8.3 L'objectif de l'utilisation du PID pour la régulation du turbocompresseur	42
2.9 TECHNOLOGIES UTILISEES POUR LA REGULATION	42
2.9.1 Régulation par VFD (Variateur de Fréquence).....	42
2.9.2 Définition du VFD	43
2.9.3 Processus de régulation de la vitesse du compresseur	43
2.9.4 Régulation par vanne de recyclage	45
2.9.5 Définition de vanne de recyclage.....	45
2.9.6 Principe et fonctionnement	45
2.9.7 Processus de régulation.....	45
2.10 COMPARAISON FONCTIONNELLE ENTRE LE SYSTEME EXISTANT ET LE SYSTEME AMELIORE DE LA STATION GR5	46
2.11 LES SYSTEMES DE SUPERVISION ET CONTROLE	47
2.11.1 Définition de système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).....	47
2.11.2 Fonction principale de système SCADA	47
2.11.3 Architecture simplifiée de système SCADA	47
2.11.4 Utilisation dans le projet (simulation de station de compression)	48
2.11.5 Définition de système DCS (Distributed Control System)	48
2.11.6 Fonction principale de système DCS	48

2.11.7 Architecture simplifiée de système DCS	49
2.11.8 Utilisation dans le projet (simulation de station de compression)	49
2.11.9 Définition de l'automate programmable (API).....	49
2.11.10 Fonction principale de l'automate programmable (API)	49
2.11.11 Architecture simplifiée de l'automate programmable (API)	50
2.11.12 Définition de l'interfaces opérateurs (IHM)	50
2.11.13 Fonction principale de l'interfaces opérateurs (IHM)	50
2.12 LES SYSTEMES DE SECURITE ET FIABILITE	51
2.12.1 Définition de système ESD (Emergency Shut Down).....	51
2.12.2 Composants essentiels d'un système ESD.....	51
2.12.3 Définition de système Fire & Gas.....	51
2.12.4 Principaux composants du système F&G	51
2.12.5 Définition de protocoles de communication	52
2.12.6 Les 10 meilleurs protocoles de communication industrielle.....	53
CONCLUSION	53
CHAPITRE 03 ÉTUDE DE CAS / SIMULATION PAR TIA PORTAL	55
INTRODUCTION.....	55
3.1 DEFINITION DE TIA PORTAL	55
3.2 PARTIE HARDWARE	56
3.2.1 Choix de l'automate	56
3.2.2 Unité centrale de traitement	56
3.2.3 Les caractéristiques de la CPU	57
3.2.4 Les modules d'entrées/sorties	57
3.2.5 Modules d'entrées analogiques.....	58
3.2.6 Les caractéristiques techniques de modules d'entrées analogiques.....	58
3.2.7 Module de sorties	58
3.2.8 Les caractéristiques de module de sorties TOR.....	58
3.2.9 Les caractéristiques de module de sorties analogiques.....	59
3.2.10 Module d'alimentation.....	59
3.2.11 Bilan de consommation en courant.....	59
3.2.12 Caractéristiques techniques.....	59
3.3 PARTIE SOFTWARE	60
3.3.1 Configuration matérielle	60
3.3.2 Programmation.....	60
3.3.3 Table des mnémoniques.....	62

3.3.4 PLCSIM	63
3.4 BLOC D'ORGANISATION OB1 (MAIN PROGRAM SWEEP).....	63
3.4.1 Mise à l'échelle de la pression	63
3.4.2 Mise à l'échelle de la température d'aspiration	64
3.4.3 Mise à l'échelle du débit d'entrée	65
3.4.4 Bloc control Auto/man.....	66
3.4.5 Mode automatique	66
3.4.6 Mode manuel	67
3.4.7 Control des vannes	67
3.5 REGULATION DYNAMIQUE DANS OB30 (CYCLIC INTERRUPT)	67
3.5.1 Régulation du débit.....	68
3.5.2 Régulation du débit pour compresseur 01	68
3.5.3 Configuration des paramètres PID	68
3.5.4 Bloc VFD 01	68
3.5.5 Vitesse de compresseur 01	69
3.5.6 Régulation du débit pour les compresseurs 02 et 03.....	70
3.5.7 Calcul du débit total de refoulement	70
3.5.8 Régulation de la pression	71
3.5.9 Calcul de la pression de refoulement des compresseurs	71
3.5.10 Calcul de la pression de refoulement totale	72
3.5.11 Activation de la régulation de pression et Configuration du bloc PID	73
3.5.12 Correction dynamique du débit selon la pression	74
3.5.13 Régulation de la température	75
3.5.14 Calcul de la température de refoulement	75
3.5.15 Régulation de la température par ventilation	76
3.6 SUPERVISION ET SIMULATION	76
3.6.1 Présentation du logiciel WinCC V16.....	76
3.6.2 Choix du panel	77
3.6.3 Caractéristiques du panel	77
3.6.4 Configuration de l'IHM	77
3.7 DEVELOPPEMENT DES VUES	77
3.7.1 Vue d'accueil	78
3.7.2 Vue d'alarme.....	78
3.8 SIMULATION ET VALIDATION	79
3.8.1 Mode automatique – Régulation du débit.....	79
3.8.2 Mode automatique – Régulation du pression.....	84

3.8.3 Mode manuel	84
CONCLUSION	86
CONCLUSION GENERALE	87
ANNEXES	88
BIBLIOGRAPHIE.....	92

Liste des figures

FIGURE 1.1:LOGO DE SONATRACH	3
FIGURE 1.2:STATION DE PRODUCTION	4
FIGURE 1.3:COMPLEXE GL3Z	4
FIGURE 1.4:STATION DE RAFFINAGE ET PETROCHIMIE	5
FIGURE 1.5:NAVIRE D'EXPORTATION	5
FIGURE 1.6:PIPELINE TRANSPORT	6
FIGURE 1.7:CARTOGRAPHIE DU RESEAU DE TRANSPORT	8
FIGURE 1.8:FILTRE MULTI-CYCLONES	15
FIGURE 1.9:SCHEMA DE PRINCIPE _ FILTRES DE GAZ.....	15
FIGURE 1.10:SCHEMA FONCTIONNELLE DE COMPRESSEUR CENTRIFUGE	17
FIGURE 1.11:TURBINE A GAZ SGT-600	18
FIGURE 1.12:DESCRIPTION FONCTIONNELLE D'UNE TURBINE A GAZ	19
FIGURE 1.13:LES SECTIONS DE LA TURBINE A GAZ	20
FIGURE 1.14:VUE D'ADMISSION D'AIR	21
FIGURE 1.15:COMPRESSEUR AXIAL	21
FIGURE 1.16:COUPE D'UNE CHAMBRE DE COMBUSTION	21
FIGURE 1.17:VUE DE LA SECTION TURBINE.....	22
FIGURE 1.18:VUE DE COMPARTIMENT D'ECHAPPEMENT	22
FIGURE 1.19:AERO-REFRIGERANT	23
FIGURE 1.20:VUE DETAILLEE DE L'AERO-REFRIGERANT	23
FIGURE 2.1:TRANSMETTEUR DE PRESSION DIFFERENTIELLE	28
FIGURE 2.2:TRANSMETTEUR DE PRESSION	28
FIGURE 2.3:CONTACTEUR DE PRESSION HAUTE ET BASSE	29
FIGURE 2.4:MANOMETRE A TUBE DE BOURDON	30
FIGURE 2.5:MANOMETRE A MEMBRANE	31
FIGURE 2.6:COMPOSANTS D'UN MANOMETRE A CAPSULE	31
FIGURE 2.7:MANOMETRE A SOUFFLET	32
FIGURE 2.8:MANOMETRE NUMERIQUE	32
FIGURE 2.9:TYPES DE DEBITMETRES A PRESSION DIFFERENTIELLE	33
FIGURE 2.10:TYPES DE DEBITMETRES A VITESSE	34
FIGURE 2.11:DEBITMETRES MASSIQUES ET VOLUMETRIQUES	35
FIGURE 2.12:TRANSMETTEUR RTD PT100	36

FIGURE 2.13:TRANSMETTEUR THERMOCOUPLE	37
FIGURE 2.14:THERMOMETRE A GAZ	37
FIGURE 2.15:TYPES DE VANNES	39
FIGURE 2.16:EQUIPEMENTS DE MESURE DE NIVEAU	41
FIGURE 2.17:ARCHITECTURE D'UN PID DE TYPE PARALLELE	42
FIGURE 2.18:VARIABLE STATOR VANNE	43
FIGURE 2.19:SCHEMA DU PRINCIPE DE LA REGULATION PAR VFD D'UN COMPRESSEUR	43
FIGURE 2.20:PROCESS ET INSTRUMENTATION DIAGRAMME DE COMPRESSION GR5 HRM	46
FIGURE 2.21:ARCHITECTURE DE SYSTEME SCADA	48
FIGURE 2.22:ARCHITECTURE DE SYSTEME DCS	49
FIGURE 2.23:DES API SIEMENS	50
FIGURE 2.24:DES IHM SIEMENS	50
FIGURE 2.25:EQUIPEMENTS PRINCIPALES DE SYSTEME F&G	52
FIGURE 3.1:VUE DE TIA PORTAL V16.....	55
FIGURE 3.2:VUE DE PORTAIL (TIA PORTAL V16).....	56
FIGURE 3.3:CPU 1511-1 PN.....	57
FIGURE 3.4:MODULE ANALOGIQUE AI8xU/I/R/RTD	58
FIGURE 3.5:MODULE DE SORTIE DQ32x24 V DC/0.5A.....	58
FIGURE 3.6:MODULE DE SORTIE AQ 4xU/I ST	59
FIGURE 3.7:MODULE D'ALIMENTATION PS 60W	60
FIGURE 3.8:CONFIGURATION MATERIELLE	60
FIGURE 3.9:ORGANIGRAMME DE FONCTIONNEMENT	61
FIGURE 3.10:VUE DES BLOCS UTILISES	62
FIGURE 3.11:LA TABLE DES MNEMONIQUES	62
FIGURE 3.12:LA TABLE DE PLCSIM.....	63
FIGURE 3.13:BLOC DE TRANSMETTEUR DE PRESSION	63
FIGURE 3.14:LES BLOCS NORM_X ET SCALE_X DE PRESSION.....	64
FIGURE 3.15:BLOC DE TRANSMETTEUR DE TEMPERATURE D'ASPIRATION	64
FIGURE 3.16:LES BLOCS NORM_X ET SCALE_X DE TEMPERATURE D'ASPIRATION	65
FIGURE 3.17:BLOC DE TRANSMETTEUR DE DEBIT	65
FIGURE 3.18:LES BLOCS NORM_X ET SCALE_X DE DEBIT	65
FIGURE 3.19:BLOC DE CONTROL AUTO/MAN	66
FIGURE 3.20:BLOC DE CONTROL DES VANNES	67
FIGURE 3.21:BLOC DE REGULATION PID_COMPACT 01.....	68

FIGURE 3.22:LES PARAMETRES PID 01	68
FIGURE 3.23:BLOC VFD 01	69
FIGURE 3.24:BLOC CONVERSION FREQUENCE VITESSE.....	69
FIGURE 3.25:LES BLOCS PID 02, VFD02, CONVERSION02.....	70
FIGURE 3.26:LES BLOCS PID 03, VFD03, CONVERSION03	70
FIGURE 3.27:BLOC DE CALCULE DE DEBIT TOTAL	71
FIGURE 3.28:LES BLOCS DE CALCULE DE PRESSION	71
FIGURE 3.29:BLOC DE CALCUL DE LA PRESSION DE REFOULEMENT GLOBALE	73
FIGURE 3.30:BLOC PID COMPACT DE PRESSION EN MODE ON ET OFF.....	74
FIGURE 3.31:LES PARAMETRES PID DE PRESSION	74
FIGURE 3.32:BLOC DE DEBIT CORRIGEE	74
FIGURE 3.33:CORRECTION DE DEBIT DANS LE TRANSMETTEUR.....	75
FIGURE 3.34:BLOC DE CALCUL LA TEMPERATURE DE REFOULEMENT	75
FIGURE 3.35:BLOC DE REGULATION DE TEMPERATURE DE SORTIE	76
FIGURE 3.36:PANEL TP 1500 CONFORT	77
FIGURE 3.37:COMMUNICATION IHM/API	77
FIGURE 3.38:VUE INITIALE	78
FIGURE 3.39:LES ALARMES DE SYSTEME	78
FIGURE 3.40:VUE D'ALARME	79
FIGURE 3.41:VUE DE CONTROLE EN MODE AUTOMATIQUE.....	80
FIGURE 3.42:VUE DE FILTRE ET VANNE EN MODE AUTOMATIQUE	80
FIGURE 3.43:VUE DE COMPRESSION EN MODE AUTOMATIQUE	81
FIGURE 3.44:ÉVOLUTION DE LA REGULATION PID DU COMPRESSEUR 01 (SP, PV, OUT).....	82
FIGURE 3.45:ÉVOLUTION DE LA REGULATION PID DU COMPRESSEUR 02 (SP, PV, OUT).....	82
FIGURE 3.46:ÉVOLUTION DE LA REGULATION PID DU COMPRESSEUR 03 (SP, PV, OUT).....	83
FIGURE 3.47:VUE DE REFROIDISSEMENT EN MODE AUTOMATIQUE	83
FIGURE 3.48:BOUTON DE REGULATION DE LA PRESSION	84
FIGURE 3.49:ÉVOLUTION DE LA REGULATION PID DU PRESSION	84
FIGURE 3.50:VUE DE CONTROLE EN MODE MANUEL	85
FIGURE 3.51:VUE DE COMPRESSION EN MODE MANUEL	85
FIGURE 3.52:VUE DE REFROIDISSEMENT EN MODE MANUEL	86

Liste des tableaux

TABLEAU 1.1:CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE LA STATION DE COMPRESSION GR5 HRM	10
TABLEAU 1.2:DETAILS DU FILTRE.....	14
TABLEAU 1.3:DETAILS DU COMPRESSEUR	16
TABLEAU 1.4:DETAILS DU LA TURBINE.....	18
TABLEAU 1.5:DETAILS DU L'EQUIPEMENT	23
TABLEAU 2.1:TYPES ET FONCTIONNEMENT DE DEBITMETRES A PRESSION DIFFERENTIELLE	33
TABLEAU 2.2:TYPES ET FONCTIONNEMENT DE DEBITMETRES A VITESSE	34
TABLEAU 2.3:TYPES ET FONCTIONNEMENT DE DEBITMETRES MASSIQUE	34
TABLEAU 2.4:TYPES DES VANNES ET EXPLICATION	38
TABLEAU 2.5:TYPES DE JAUGES DE NIVEAU ET LEUR PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT.....	40
TABLEAU 2.6: COMPARAISON ENTRE LE SYSTEME EXISTANT ET LE SYSTEME AMELIORE	47
TABLEAU 2.7:COMPOSANT ET DESCRIPTION DE SYSTEME ESD	51
TABLEAU 2.8:COMPOSANT ET DESCRIPTION DE SYSTEME F&G	51
TABLEAU 3.1:SYNTHESE DES CAPTEURS ET ACTIONNEURS	57
TABLEAU 3.2:BILAN DE CONSUMMATION ENTREES/ SORTIES.....	59

Introduction Générale

La consommation mondiale de gaz naturel ne cesse d'augmenter, il représente près d'un quart de la consommation globale d'énergie primaire, une part qui ne va probablement pas baisser ces prochaines années en raison des quantités relativement faibles de CO₂ émises lors de la combustion de cette matière première.

L'Algérie, dont les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à près de 2.400 milliards de m³, fournit environ 11% du gaz consommé en Europe, contre 47% pour la Russie. Notre pays est classé premier exportateur africain de gaz naturel et le 7ème mondial. [1]

Le réseau national de transport par canalisation s'est considérablement densifié au fil des années sur le territoire national. Il s'étend aujourd'hui, sur près de 22 000 kilomètres dont 53% sont dédiés au transport du gaz naturel. [2]

Dans le cadre de notre mémoire de fin d'étude nous nous sommes intéressés uniquement à une composante du réseau de transport. Pour assurer un transport optimal du gaz naturel depuis l'emplacement du gisement situé à Hassi Rmel jusqu'au Centre National de Distribution de Gaz (CNDG). Il existe des stations de compression de gaz tous les 100 km le long du tronçon. Chaque station doit garantir l'arrivée du gaz à la station de compression suivante dans des conditions optimales, néanmoins ce n'est pas le cas d'une station dénommée GR5.

Cependant, la station GR5 opère actuellement avec un seul turbocompresseur, capable de traiter un débit maximal de 800 000 Sm³/h, ce qui limite ses performances par rapport aux exigences croissantes du réseau. Notre travail vise donc à mettre à jour l'ensemble du système de contrôle de la station afin de lui permettre de traiter jusqu'à 2 millions de Sm³/h en activant trois compresseurs en parallèle. Cette évolution implique une refonte complète de la logique de régulation, de la supervision, ainsi que l'optimisation du comportement dynamique des compresseurs.

Notre objectif est de développer un système de contrôle automatisé et robuste, garantissant la stabilité des paramètres clés (pression, température, débit) tout en assurant un fonctionnement sécurisé, flexible et économe.

Les principales étapes de notre travail sont les suivantes :

1. Étude et modélisation de la station de compression : Analyse des paramètres de fonctionnement (débit, pression, température) et comportement du compresseur centrifuge.
2. Élaboration de la stratégie de régulation de la vitesse des compresseurs : Mise en œuvre de boucles PID pour stabiliser les consignes en fonction des variations de charge.
3. Contrôle de la température du gaz par aéro-réfrigérants : Suivi des températures de sortie pour protéger les équipements en aval.
4. Implémentation dans TIA Portal et supervision HMI/SCADA : Programmation de l'automate S7-1500, création d'interface HMI et simulation de la stratégie dans un environnement virtuel.

Enfin nous terminons par une conclusion et perspectives.

Chapitre 01

Présentation de l'entreprise

Et du process

Chapitre 1 Présentation de l'entreprise et du process

Introduction

Ce chapitre présente une vue d'ensemble de SONATRACH, en soulignant son importance et son rôle dans l'industrie pétrolière et gazière. De plus, à travers de notre expérience pratique lors de notre stage, qui portait généralement sur le transport par canalisation, notamment la station GR5, et plus spécifiquement la station de compression de gaz, on mettra la lumière sur cette dernière, en abordant ses différentes installations et structures. Nous aborderons également la problématique qui a servi de point de départ à notre étude. De plus, nous fournirons le cahier des charges qui nous a permis de cadrer notre recherche et de définir les objectifs que nous souhaitons atteindre.

1.1 Présentation de l'entreprise SONATRACH [3]

SONATRACH (acronyme de « Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures »), Elle fut créée le 31 décembre 1963 est le premier groupe d'hydrocarbures en Afrique et constitue la locomotive de l'économie algérienne. Depuis 60 ans, elle joue un rôle clé dans la valorisation des importantes réserves en hydrocarbures du pays. Cet acteur majeur de l'industrie pétrolière, surnommé "la major africaine", est un groupe entièrement intégré opérant sur l'ensemble de la chaîne de valeur des hydrocarbures.

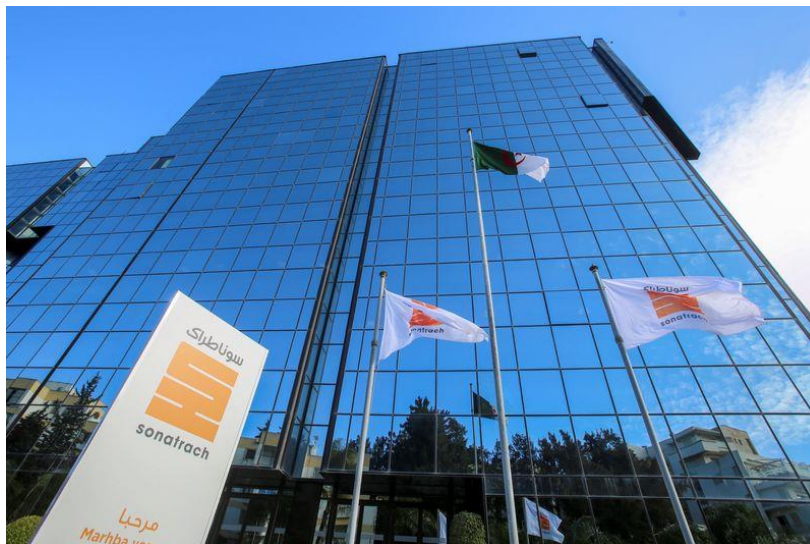


Figure 1.1: logo de Sonatrach [4]

SONATRACH opère en effort propre ou en partenariat avec des compagnies pétrolières étrangères, exploitant des gisements parmi les plus importants du monde, situés dans différentes régions du Sahara algérien : Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Hassi Berkine, Ourhoud, Tin Fouyé Tabankort, Rhourde Nous, In Salah et In Amenas.

Le Groupe dispose d'un réseau de canalisations extrêmement dense, s'étendant sur près de 22 000 kilomètres à travers le territoire national. Ce réseau permet l'acheminement des hydrocarbures vers les centres de transformation et les ports d'exportation.

SONATRACH a également aménagé quatre ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures à Alger, Arzew, Bejaia et Skikda, facilitant le transport de tankers d'une capacité de 80 000 à 320 000 tonnes et de méthaniers.

Le Groupe exploite six raffineries en Algérie, ainsi que deux complexes pétrochimiques, quatre complexes de liquéfaction de gaz naturel (GNL) et deux complexes de séparation de gaz de pétrole liquéfié (GPL).

1.2 les activités de Sonatrach

Les structures opérationnelles sont organisées autour des activités ci-après [5]

- Exploration-Production (E&P) ;
- Transport par Canalisations (TRC) ;
- Liquéfaction et Séparation (LQS) ;
- Raffinage et Pétrochimie (RPC) ;
- Commercialisation (COM).

Chaque activité exerce ses métiers, développe son portefeuille d'affaires et contribue, dans son domaine de compétences, au développement des activités internationales de la Société :

1.2.1 L'Activité Exploration-Production (E&P)

Est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies d'exploration, de développement et d'exploitation de l'amont pétrolier et gazier. Dans le cadre des objectifs stratégiques de la Société, (figure 1.2).



Figure 1.2: station de production [5]

1.2.2 L'Activité Liquéfaction et Séparation (LQS)

Est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies d'exploitation, de gestion et de développement des activités de liquéfaction et de séparation des gaz, dans le cadre des objectifs stratégiques de la Société.



Figure 1.3: complexe GL3Z [5]

1.2.3 L'Activité Raffinage et Pétrochimie (RPC)

Est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies d'exploitation, de gestion et de développement du raffinage et de la pétrochimie, dans le cadre des objectifs stratégiques de la Société.



Figure 1.4:station de Raffinage et Pétrochimie [5]

1.2.4 L'Activité Commercialisation (COM)

Est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies de commercialisation des hydrocarbures à l'extérieur et sur le marché national, dans le cadre des objectifs stratégiques de la Société.



Figure 1.5:navire d'exportation [5]

1.2.5 L'Activité Transport par Canalisations (TRC) [2]

Le Réseau de Transport par canalisation assure le transport de toute production d'Hydrocarbures des Points d'Entrée aux Points de Sortie. Il permet également d'alimenter le Marché national, les complexes de GNL en Gaz, les complexes de séparation en GPL et les raffineries en pétrole brut et en Condensat. L'excédent en Gaz est destiné à l'exportation via le GEM, le GPDP/EGPDP et le GZ4 et l'excédent en pétrole brut et Condensat est destiné à l'exportation via les ports d'Arzew, de Bethioua, de Béjaïa et de Skikda. Le Réseau de Transport constitue un maillon flexible de la chaîne Hydrocarbures, en offrant les possibilités de prendre en charge les éventuels aléas au niveau de l'amont ou de l'aval. Afin de remplir cette mission, dans des conditions optimales de sécurité et de respect de l'environnement, et à moindre coût, le Concessionnaire fait appel aux normes et standards établis sur les meilleures pratiques internationales pour le développement et l'exploitation du Réseau de Transport.



Figure 1.6: Pipeline Transport [5]

1.3 Description du Réseau de Transport

Le Réseau de Transport des Hydrocarbures Liquides et Gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, en 2022, le Réseau de Transport du Concessionnaire, comprenant des canalisations d'une longueur totale de 21 190 km, de stations de pompage, de stations de compression et de parcs de stockage. Il assure le transport des Hydrocarbures depuis les pôles de production au sud, vers les pôles industriels de traitement et de liquéfaction, de transformation, d'exportation et d'alimentation du Marché national.

Le développement du Réseau de Transport depuis la construction de la première canalisation en 1959, a été engendré par les besoins en matière de transport en constante croissance, nécessitant ainsi le développement continu de nouvelles Capacités de transport.

Ce Réseau de Transport est composé de deux parties complémentaires :

- Un réseau sud, qui assure le transport :
 - ✓ Du pétrole brut et du Condensat vers Haoud El Hamra (CDHL) ;
 - ✓ Du Gaz naturel vers Hassi-R'mel (CNDG)
 - ✓ Du GPL vers Hassi-R'mel (SP4).
- Un réseau nord, qui assure le transport :
 - ✓ Du pétrole brut du CDHL vers les raffineries et les ports d'exportation ;
 - ✓ Du Condensat du CDHL et du gisement de Hassi R'mel vers la raffinerie de Skikda et les ports d'exportation ;
 - ✓ Du Gaz naturel du CNDG vers le Marché national, les Gazoducs destinés à l'exportation et les complexes de liquéfaction ;
 - ✓ Du GPL issu des champs sud et de Hassi-R'mel vers les complexes de séparation.

Le choix des tracés des canalisations répond, en plus des aspects liés à la sécurité des personnes et des biens, à des critères d'optimisation économique et des distances de raccordement, pour l'ensemble des Utilisateurs.

Ces deux Réseaux sont délimités par les deux centres de dispatching liquides de Haoud El Hamra (CDHL) et gazeux de Hassi-R'mel (CNDG), par lesquels transitent les effluents à l'exception :

- Des canalisations transportant les GPL ;

- La canalisation acheminant les Condensats en provenance des champs de Hassi-R'mel ;
- Certaines injections en ligne de pétrole brut ;
- L'oléoduc OT1 reliant In Aménas à la frontière Algéro-Tunisienne, pour l'exportation à travers le port pétrolier de Laskhirra en Tunisie ;
- Des quantités de Gaz naturel destinées à la réinjection et aux besoins du Marché national.
- La gestion desdits STC s'opère à travers des structures décentralisées du Concessionnaire bénéficiant d'une autonomie de gestion, leur permettant de prendre en charge, sans délais, les éventuelles opérations d'intervention nécessaires à la continuité du Service de Transport.

1.3.1 Centres de dispatching

Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL), d'une Capacité de 1 400 000 barils/jour, est implanté à Haoud El Hamra (Hassi Messaoud), il permet notamment d'assurer :

- La réception du pétrole brut et de Condensat ;
- Le stockage du pétrole brut et de Condensat ;
- L'expédition du pétrole brut et de Condensat vers les terminaux marins et les raffineries, avec une flexibilité et une souplesse d'exploitation.

Le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG), d'une capacité de 390 millions Sm³/jour, situé à Hassi R'mel, reçoit la totalité de la production de Gaz naturel en vue de son acheminement par gazoducs, en plus du Marché national, vers :

- La zone industrielle d'Arzew, via la nappe Ouest ;
- La zone industrielle de Skikda, via la nappe Est ;
- La région centre, via le GG1 ;
- L'exportation directe, via le GEM, à destination de l'Italie et de la Slovénie ;
- L'exportation via le GPDP/EGPDF, le GZ4 et le MEDGAZ, à destination de l'Espagne.

Ces deux centres de dispatching liquides et Gaz sont des infrastructures qui marquent la limite entre le réseau sud et le réseau nord.

1.3.2 Règles de dénomination des canalisations

Lettre désignant la nature de l'effluent

G – Gaz / Gazoduc

L – GPL / Oléoduc

O – Pétrole brut / Oléoduc

N – Condensat / Oléoduc

Lettre précédant la nature de l'effluent

D – Dédoublément

E – Expansion/Extension

R – Réhabilitation

Lettre après la nature de l'effluent désigne le point d'arrivée

B – Béjaïa

D – Mesdar

G – Alger

H – Haoud El Hamra

K – Skikda

O – Oued Saf Saf

R – Hassi R'mel

T – Tunisie

Z – Arzew

A l'exception de : **EM** – Enrico Mattei et **PDF** – Pedro Duran Farell, qui sont des canalisations destinées à l'exportation.

✚ **Chiffre après la dernière lettre désigne l'ordre chronologique de construction de la canalisation.**

La figure suivante représente la cartographie du Réseau de Transport :

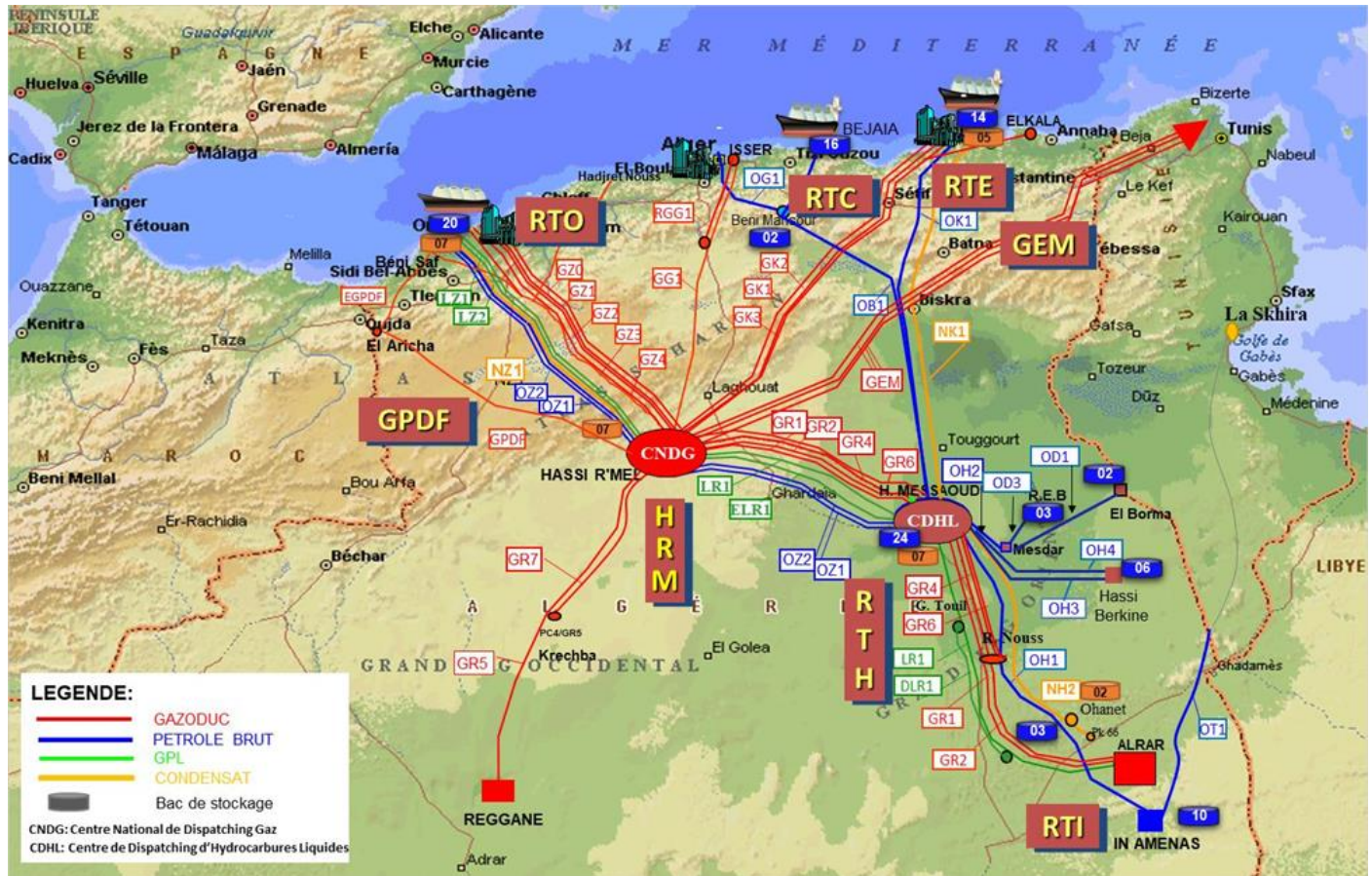


Figure 1.7: Cartographie du Réseau de Transport [2]

Le Réseau de Transport des Hydrocarbures Liquides et Gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression et de parcs de stockage. La station de compression de gaz est considérée comme l'un des composants les plus importants du réseau, et c'est ce dont nous allons discuter. Nous nous intéresserons à la station de compression GR5 située à Hassi R'Mel, avec ses différents composants primaires et secondaires.

1.4 Présentation de la station de compression

Avant d'aborder les aspects techniques, il est essentiel de présenter d'abord la station de compression concernée ainsi que son rôle fondamental dans le réseau de transport du gaz

1.4.1 Définition des stations de compression de gaz [6]

Une station de compression de gaz est une installation essentielle dans les réseaux de transport de gaz naturel. Elle est composée principalement d'unités de compression qui utilisent des compresseurs pour augmenter la pression du gaz et assurer son déplacement à travers les gazoducs sur de longues distances.

1.4.2 Importance des stations de compression de gaz dans les réseaux de transport [6]

Les stations de compression jouent un rôle essentiel dans le transport du gaz naturel sur de longues distances. Leur importance réside dans plusieurs aspects :

- **Maintien de la pression** : Le gaz naturel perd de la pression en raison des frottements internes lorsqu'il circule dans les gazoducs. Les stations de compression restaurent cette pression, permettant au gaz de poursuivre son trajet efficacement.
- **Optimisation du débit** : Elles permettent d'assurer un débit constant et suffisant pour répondre aux besoins des consommateurs et des installations industrielles en aval.
- **Sécurisation du transport** : Grâce à des systèmes de contrôle sophistiqués, elles évitent les variations de pression pouvant causer des problèmes dans le réseau.
- **Réduction des pertes d'énergie** : Une compression adéquate limite les pertes énergétiques et améliore l'efficacité du réseau.
- **Facilitation de l'exportation** : Elles assurent la transmission du gaz vers les infrastructures de liquéfaction et les pipelines internationaux

1.4.3 Objectifs du contrôle et de la supervision [6]

Le contrôle et la supervision dans une station de compression visent plusieurs objectifs cruciaux :

- **Surveillance continue des équipements** : Assurer un suivi en temps réel des performances des compresseurs, turbines et autres équipements critiques.
- **Détection et prévention des anomalies** : Identifier les dysfonctionnements potentiels et déclencher des alarmes en cas de dépassement des seuils de sécurité.
- **Optimisation du fonctionnement** : Ajuster automatiquement les paramètres pour maximiser l'efficacité énergétique et prolonger la durée de vie des équipements.
- **Sécurité et protection des infrastructures** : Empêcher les situations dangereuses telles que les surpressions, les fuites de gaz ou les risques d'incendie.
- **Minimisation des arrêts non planifiés** : Grâce à une maintenance prédictive, éviter les interruptions inattendues du service.
- **Gestion de la répartition des charges** : Assurer un partage équilibré du travail entre plusieurs compresseurs en fonction des besoins.

1.4.4 Fonctionnement Général d'une Station de Compression [6]

Une station de compression de gaz est une infrastructure clé dans le transport du gaz naturel sur de longues distances à travers les gazoducs. Son rôle principal est d'augmenter et de maintenir la pression du gaz pour assurer un débit constant et efficace.

Étapes du Fonctionnement d'une Station de Compression :

a. Aspiration et Filtration

- Le gaz naturel entre dans la station à basse pression depuis un gazoduc.
- Il passe à travers des filtres séparateurs pour éliminer les impuretés solides et liquides (poussières, condensats, particules).

b. Compression du Gaz

- Le gaz est dirigé vers les compresseurs, généralement des turbo-compresseurs entraînés par des turbines à gaz ou des moteurs électriques.
- La compression augmente la pression du gaz, ce qui facilite son transport sur de longues distances.

- Le processus de compression génère de la chaleur, ce qui entraîne une augmentation de la température du gaz.

c. Refroidissement du Gaz

- Après compression, le gaz est plus chaud et doit être refroidi avant d'être réinjecté dans le gazoduc.
- Des aéro-réfrigérants ou des échangeurs thermiques sont utilisés pour abaisser la température du gaz, évitant ainsi des dommages aux infrastructures et une perte d'efficacité du transport.

d. Comptage et Régulation

- Le gaz refroidi est dirigé vers une unité de comptage, où des débitmètres mesurent la quantité de gaz transportée.
- Des capteurs de pression et de température assurent la surveillance du processus pour éviter toute anomalie.
- Des vannes de régulation ajustent la pression et le débit en fonction de la demande et des conditions du réseau.

e. Transport et Distribution

- Une fois comprimé et refroidi, le gaz est réinjecté dans le gazoduc pour poursuivre son acheminement vers d'autres stations de compression, des installations de stockage ou des centres de distribution industrielle et domestique.

1.5 Présentation de la Station de Compression GR5 HRM [6]

La station de compression GR5 HRM est située à Hassi R'Mel, à proximité de la station de raclage N°07 du gazoduc GR5 "Reggane-Krachba-Hassi-R'mel".

Nord-Sahara UTM, Zone 31 N / N : 3639731.563 / E : 522697.093 / Altitude : 801 m par rapport au niveau de la mer.

Elle est conçue pour assurer le transport et l'optimisation de la pression du gaz naturel en transit vers les infrastructures en aval

1.5.1 Paramètres de la station de compression [6]

- Le tableau suivante représente les caractéristique de la station de compression GR5

Tableau 1.1:Caractéristiques Techniques de la station de compression GR5 HRM

Description des valeurs des unités	Unités	Valeurs
Capacité de la station de compression	Sm ³ /h	3,410,000
Nombre de Turbo-Compresseurs installés (*)	U	3
Nombre de Turbo-Compresseurs en service (*)	U	2
Turbo-Compresseur en Stand-by	U	1
Débit max du compresseur	Sm ³ /h	950,000
Température d'entrée de la station	°C	25-40
Température de sortie max de la station	°C	60
Pression de refoulement max du compresseur	bar g	72.5
Pression mini à la sortie de la station de compression	bar g	71
Pression mini d'entrée de la station de coimpression	bar g	46
Pression d'aspiration mini du compresseur	bar g	45

1.5.2 Description des Systèmes de la Station de Compression GR5 HRM [6]

Dans la station on a plusieurs systèmes chacun ayant son propre rôle

a. Systèmes Pneumatiques et Gaziers

- **Système d'Air-Instrument et Air-Service**

Ce système fournit de l'air comprimé pour la commande des vannes pneumatiques et autres instruments. Il comprend des compresseurs d'air, des refroidisseurs, un système de séchage et des réservoirs d'air pour assurer un fonctionnement continu et stable.

- **Système de Gaz et de Compression (TURBO-COMPRESSEUR)**

Ce système permet d'acheminer et de comprimer le gaz naturel pour assurer son transport efficace. Il est équipé de compresseurs centrifuges, de filtres de gaz, de séparateurs et de turbines à gaz pour optimiser la pression et le débit du gaz.

- **Système de Torche**

Le système de torche est utilisé pour l'évacuation sécurisée des gaz excédentaires en cas d'urgence. Il comprend des conduites de gaz de purge, des allumeurs de torche et des systèmes de contrôle pour assurer la sécurité.

- **Filtres de Gaz**

Les filtres de gaz permettent d'éliminer les impuretés et particules solides du gaz avant sa compression et son transport. Ils sont essentiels pour protéger les équipements en aval.

- **Système de Fuel-Gaz (SKID DE CONDITIONNEMENT DU FUEL-GAZ)**

Ce système fournit du gaz combustible aux turbines et compresseurs. Il inclut des filtres, des régulateurs de pression et des ballons séparateurs pour garantir un apport constant en fuel-gaz.

b. Systèmes Hydrauliques et de Traitement d'Eau

- **Système de Traitement d'Eau de Service**

Il assure l'approvisionnement en eau industrielle pour le refroidissement et le lavage des équipements. Il comprend des pompes d'extraction, des filtres à sable et des bacs de stockage.

- **Système de Traitement d'Eau Potable**

Il fournit de l'eau potable grâce à un système de filtration et d'osmose inverse. Il est composé de pompes de transfert, de filtres à cartouche et de ballons d'expansion.

- **Système de Traitement des Eaux Usées**

Ce système traite les eaux usées issues des processus industriels avant leur rejet ou leur réutilisation. Il inclut des stations d'épuration et des filtres biologiques.

- **Système de Séparation des Eaux-Huileuses**

Ce système sépare les hydrocarbures des eaux usées pour éviter toute pollution. Il comprend des séparateurs CPI et des bacs de récupération d'huile.

c. Systèmes de Sécurité et d'Extinction d'Incendie

- **Système d'Eau Anti-Incendie**

Il protège la station contre les incendies en fournissant de l'eau sous pression aux systèmes de sprinklers et de lances à incendie. Il inclut des pompes électriques et diesel ainsi que des réservoirs d'eau.

- **Système d'Azote**

Il permet de créer une atmosphère inerte pour éviter les risques d'explosion. Il comprend des unités de séparation de l'azote, des réservoirs et des régulateurs de débit.

d. Systèmes de Lubrification et de Carburant

- **Système d'Huile de Lubrification**

Ce système assure la lubrification des équipements rotatifs pour éviter l'usure. Il inclut des pompes, des filtres et des réservoirs d'huile propre et usée.

- **Système de Diesel et de Distribution de Carburant**

Il fournit du diesel aux générateurs et aux équipements auxiliaires. Il comprend des réservoirs de stockage, des pompes de transfert et des systèmes de filtration.

e. Systèmes de Drainage et de Stockage

- **Système de Drain Fermé**

Il permet la collecte et l'évacuation contrôlée des liquides industriels et des condensats. Il inclut des puisards de drainage et des pompes d'évacuation.

- **Système de Comptage Fiscal du Gaz**

Ce système mesure avec précision le volume de gaz transporté. Il comprend des débitmètres ultrasoniques, des capteurs de pression et des vannes motorisées.

f. Systèmes de Refroidissement et de Ventilation

- **Aéroréfrigérants (Échangeurs Thermiques)**

Ces équipements refroidissent le gaz après compression pour éviter les surchauffes. Ils fonctionnent grâce à des échangeurs thermiques et des ventilateurs industriels.

- **Système HVAC (Chauffage, Ventilation et Climatisation)**

Il assure le confort thermique et la protection des équipements électroniques dans les locaux techniques. Il inclut des climatiseurs, des ventilateurs et des systèmes de filtration d'air.

g. Systèmes Électriques et de Commande

- **Turbo Générateur**

Il produit l'électricité nécessaire au fonctionnement de la station en utilisant une turbine à gaz pour entraîner un générateur électrique.

- **Générateur Diesel de Secours (EDG)**

Ce générateur assure une alimentation électrique en cas de panne du réseau principal. Il fonctionne avec un moteur diesel et un alternateur.

- **Système de Distribution Électrique**

Il assure la répartition et la protection de l'énergie électrique dans toute la station. Il inclut des transformateurs, des tableaux de distribution et des onduleurs.

- **Système de Protection Cathodique (Anti-Corrosion)**

Ce système protège les structures métalliques de la corrosion grâce à un courant imposé ou des anodes sacrificielles.

1.5.3 Composition Essentielle de la Station de Compression GR5 HRM [6]

La station de compression GR5 HRM est composée principalement d'une unité de compression comprenant plusieurs équipements et infrastructures essentielles pour assurer le transport optimal du gaz naturel.

a. Unité de Compression

- **Nombre de compresseurs** : Trois (03) compresseurs centrifuges installés en parallèle.
- **Configuration actuelle** : (2+1) → Deux compresseurs en fonctionnement et un en secours.
- **Configuration future** : (4+1) → Prévue pour accueillir deux compresseurs supplémentaires, avec quatre en service et un en réserve.

b. Système de Filtration et de Séparation

- **Cinq filtres séparateurs** installés à l'aspiration des compresseurs.
- **Fonction** : Élimination des impuretés avant compression.
- **Configuration** : Quatre filtres en fonctionnement et un en secours.

c. Collecteurs de Gaz

- **Collecteur d'entrée** : Dirige le gaz filtré vers les trains de compression.
- **Collecteur de sortie** : Achemine le gaz comprimé vers le système de refroidissement.

d. Système de Refroidissement

- **Trois aéro-réfrigérants** utilisés pour abaisser la température du gaz après compression.

e. Unité de Comptage Fiscal

- **Cinq débitmètres ultrasoniques** pour mesurer le débit de gaz envoyé au CNDG.
- **Configuration** : Quatre débitmètres en service et un en stand-by.
- **Équipements complémentaires** :

- Vannes motorisées à l'entrée et à la sortie des débitmètres.
- Transmetteurs de pression et de température pour ajuster le débit.
- Configuration en **Z** pour validation des mesures.

1.6 Système de la filtration de gaz [6]

1.6.1 Objectif du Système de Filtration du Gaz

Le système de filtration du gaz a pour principal objectif d'éliminer les impuretés et les liquides présents dans le gaz naturel avant qu'il n'entre dans les compresseurs et les gazoducs. Cela permet de garantir un transport sécurisé et efficace du gaz tout en protégeant les équipements.

- **Protection des Équipements :**
 - Empêcher l'entrée de liquides et d'impuretés dans les compresseurs pour éviter leur endommagement.
 - Réduire l'usure prématurée des turbines, vannes et conduites.
 - Prévenir l'accumulation de dépôts solides qui pourraient affecter les performances du réseau.
- **Amélioration de la Qualité du Gaz Transporté :**
 - Garantir un gaz sec et propre, conforme aux exigences des clients industriels et des infrastructures d'exportation.
 - Optimiser l'efficacité du transport en minimisant les risques d'obstruction dans les gazoducs.
- **Sécurité et Fiabilité du Processus :**
 - Éviter les débordements et les risques de surpression grâce aux capteurs de niveau et de pression
 - Détecter les anomalies en activant des alarmes ΔP en cas d'encrassement des filtres.
 - Assurer un arrêt automatique du système en cas de présence excessive de liquides ou de surpression critique.

1.6.2 Details du filtre

Le tableau suivante représente les caractéristiques de filtre ,(figure1.8).

Tableau 1.2:Details du filtre

Tag	331-S-01/02/03/04/05
Débit	718500 kg/h
Type/Modèle	Multi-cyclones
Dimension (dia. X hauteur)	1705 x 3600 mm
Dim. Du tube cyclone	4''
Nbre de tubes cyclones	132 Nos
Qualité de la filtration	98 - 99.5 %
Perte de charges	0.3 - 1 bar
Pression & Temp. de service	46 & 40 c°
Pression & Temp. de design	80 & 85 c°



Figure 1.8:Filtre multi-cyclones [7]

1.6.3 Description du processus de filtration du gaz

Le gaz naturel est reçu à une pression minimale de 46 barg via le pipeline GR5 et entre dans le collecteur d'entrée de la station de compression GR5 HRM.

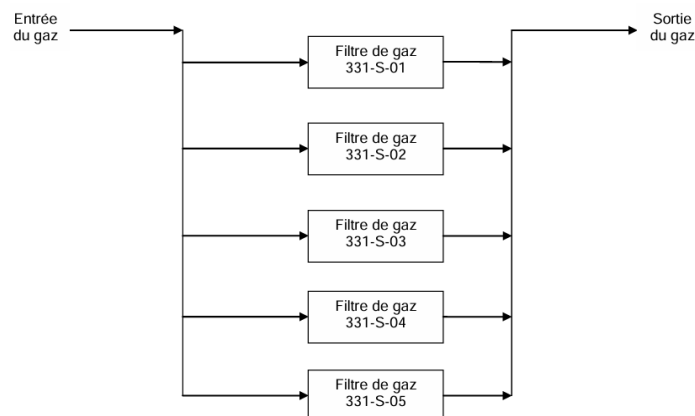


Figure 1.9:Schéma de principe _ filtres de gaz

Étapes du Processus de filtration du gaz :

a. Entrée du gaz :

- Le gaz est dirigé vers cinq trains de filtration équipés de séparateurs cyclone (331-S-01 à 331-S-05).
- Ces filtres fonctionnent sous une pression de 46 barg et une température de 40°C en été et 25°C en hiver.

b. Séparation des liquides :

- Tout liquide collecté est évacué vers un puisard de drainage fermé via la vanne On-Off (331-XV-101), contrôlée par un transmetteur de niveau (331-LT-103).
- En cas de niveau trop élevé, une alarme (331-LSH-103) est activée pour éviter le débordement.

c. Protection du Processus :

- Si le liquide atteint un niveau critique, un signal est envoyé pour arrêter le processus et fermer la vanne de sécurité (331-ESDV-103), empêchant le liquide d'entrer dans les compresseurs.
- Un transmetteur de pression différentielle (331-PDT-102) surveille l'encrassement du filtre et déclenche une alarme haute ΔP pour signaler un besoin de maintenance.
- En cas de pression très élevée, la vanne 331-ESDV-103 est automatiquement fermée pour protéger les équipements.

d. Opération Normale :

- Les vannes de sécurité (331-ESDV-101 et 331-ESDV-103) restent ouvertes.
- Les vannes de bypass restent fermées pour assurer un fonctionnement optimal du système, (Voir l'annexe A pour plus de détails).

1.7 Système du compression de Gaz (TURBO-COMPRESSEUR) [6]

1.7.1 Objectif du Système de compression

L'objectif du Turbo-Compresseur est de faciliter le transport du gaz comprimé à travers le gazoduc/pipeline GR5 vers le CNDG.

Principaux Objectifs :

- Maintenir un débit constant et compenser les pertes de pression dues au frottement dans les pipelines.
- Faciliter l'exportation du gaz en augmentant sa pression pour le transport vers les infrastructures de liquéfaction et de distribution.
- Améliorer l'efficacité énergétique du réseau en optimisant la consommation de carburant des compresseurs.
- Assurer la sécurité du réseau en régulant la pression et en évitant les fluctuations soudaines qui pourraient endommager les infrastructures

1.7.2 Details et description du compresseur de gaz (Centrifuge)

Les turbo-compresseurs sont des turbo-machines qui utilisent un procédé dynamique pour comprimer les gaz. L'énergie mécanique est transformée en une énergie thermique

Le turbo-compresseur est de type barrel, multi-étages, à arbre unique et entraîné par une turbine à gaz. Un turbo-compresseur possède trois rotors qui sont montés avec des aubes inclinées vers l'arrière avec revêtement fraise/soudé. Le gaz est débité entre les étages individuels de rotor à rotor à travers les assemblages de diaphragme à aubes. Le fluide comprimé est envoyé vers le turbo compresseur à travers la chambre de collection avec diffuseur en aval du dernier rotor des étages de process.

Tableau 1.3:Details du compresseur

Tag	331-K-01/02/03
Débit	950,000 Sm ³ /h
Type/Modèle	Centrifuge
Pression & Temp. d'aspiration	45 barg & 40 C°
Pres. & temp. de refoulement	72.5 barg & 82 C°

1.7.3 Principe de Fonctionnement du Compresseur Centrifuge

Un compresseur centrifuge est une machine qui utilise l'énergie cinétique d'un rotor à haute vitesse pour augmenter la pression d'un gaz.

Étapes du Processus :

- a. **Aspiration du Gaz**
 - Le gaz entre dans le compresseur via l'entrée axiale et est dirigé vers la roue du rotor (impulseur).
- b. **Accélération du Gaz**
 - L'impulseur tourne à grande vitesse, transférant de l'énergie cinétique au gaz.
 - Le gaz est projeté vers l'extérieur par force centrifuge, augmentant ainsi sa vitesse.
- c. **Conversion de l'Énergie Cinétique en Pression**
 - Le gaz traverse un diffuseur, où sa vitesse diminue progressivement.
 - Cette réduction de vitesse entraîne une augmentation de la pression selon le principe de Bernoulli.
- d. **Sortie du Gaz Comprimé**
 - Le gaz sous pression est ensuite dirigé vers la ligne de refoulement, prêt à être transporté dans le réseau.

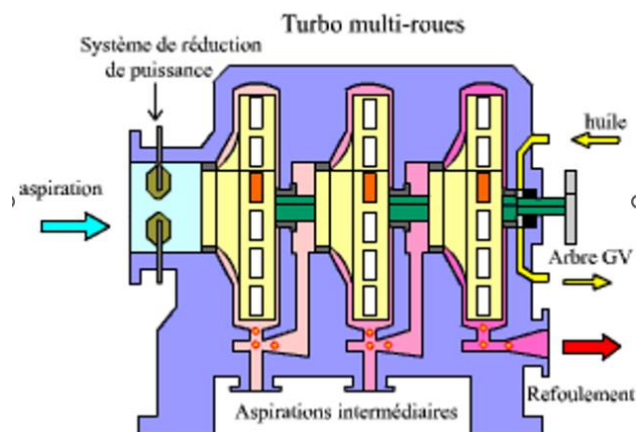


Figure 1.10:schéma fonctionnelle de Compresseur centrifuge [8]

1.7.4 Description du Processus de Compression du Gaz

Le gaz naturel entre dans la station de compression GR5 HRM à une pression minimale de 46 barg. Il passe d'abord par les filtres de gaz afin d'éliminer les particules solides et liquides provenant du pipeline. Une fois filtré, le gaz est dirigé vers le collecteur d'aspiration du compresseur où son débit total est mesuré à l'aide d'un débitmètre ultrasonique (330-FT-004 A/B). Ce collecteur reçoit le gaz provenant du collecteur de sortie du filtre de gaz, ainsi que du système de recyclage froid. Ensuite, le gaz passe par un débitmètre Venturi (332-FT-101) avant d'entrer dans le compresseur.

Le turbo-compresseur centrifuge (332-K-101) est responsable de l'augmentation de la pression du gaz de 45 barg à 72.5 barg. Ce compresseur est un modèle à étage unique, conçu pour une capacité nominale de 950 000 Sm³/h, avec une marge supplémentaire de 10% pour s'adapter aux variations de débit. Il est entraîné par une turbine à gaz, dont la puissance nominale sur site est d'au moins 110% de la puissance maximale requise.

Pour protéger le compresseur contre les conditions de pompage, un système de contrôle anti-pompage est intégré. Ce système fonctionne en recyclant une partie du gaz du refoulement vers l'aspiration via une vanne de recyclage (332-FV-102). Cette vanne est contrôlée par un régulateur anti-pompage, qui ajuste automatiquement le débit recyclé en fonction des mesures fournies par plusieurs instruments : transmetteur de pression d'aspiration (332-PT-101), pression de refoulement (332-PT-106), débit d'aspiration (332-FT-101), température d'aspiration (332-TT-103) et température de refoulement (332-TT-104). Si une variation anormale est détectée, la vanne s'ouvre progressivement pour maintenir des conditions de fonctionnement optimales et éviter tout endommagement du compresseur. (Voir l'annexe B pour plus de détails).

1.7.5 Details et description de la turbine a gaz

La turbine à gaz industrielle SGT-600 de Siemens (figure 1.11) est une machine robuste et fiable, conçue pour des applications de production d'électricité et d'entraînement mécanique. Elle offre une puissance nominale de 24,5 MW pour la production d'électricité et de 25,2 MW pour l'entraînement mécanique. Cette turbine est dotée d'une conception à deux arbres, ce qui facilite la maintenance et permet une exploitation flexible. Son compresseur à 10 étages est équipé d'aubes directrices variables, assurant une performance élevée sur une large gamme de conditions de fonctionnement

La SGT-600 est également reconnue pour sa grande flexibilité en matière de carburant, pouvant fonctionner avec du gaz naturel, du diesel ou en mode bi-carburant, avec la possibilité de passer d'un carburant à l'autre en cours de fonctionnement. Elle est équipée d'un système de combustion à faibles émissions (DLE), garantissant des niveaux d'émissions réduits sans nécessiter de systèmes de post-traitement complexes. Grâce à sa conception compacte et modulaire, la SGT-600 offre un encombrement réduit et une installation simplifiée. Elle est adaptée à diverses applications industrielles, notamment dans les secteurs de la production d'énergie, du transport de gaz et des procédés industriels nécessitant une source d'énergie fiable et efficace.[21]

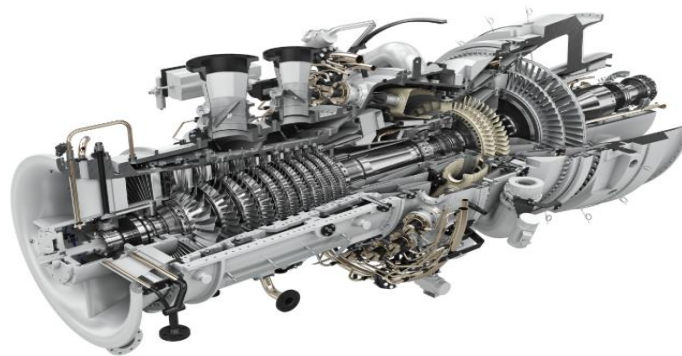


Figure 1.11: Turbine à gaz SGT-600 [9]

Le tableau suivant représente les caractéristiques de la turbine :

Tableau 1.4: Détails de la turbine

Tag	331-M-01/02/03
Puissance	25 430 kW (ISO)
Type/Modèle	SGT-600
Vitesse	7700 trm/rpm

1.7.6 Principe de Fonctionnement du la turbine

Une turbine est un moteur qui exploite la vitesse et la pression d'un fluide (gaz ou liquide) pour fournir une énergie mécanique (un travail), qu'on récupère sur un axe (arbre) en rotation. Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- Elle extrait de l'air du milieu environnant.
- Elle le comprime à une pression plus élevée à travers les étages du compresseur axial.
- Elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- Elle achemine les gaz à température élevée vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre ; ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement et, de l'autre coté à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air
- elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.

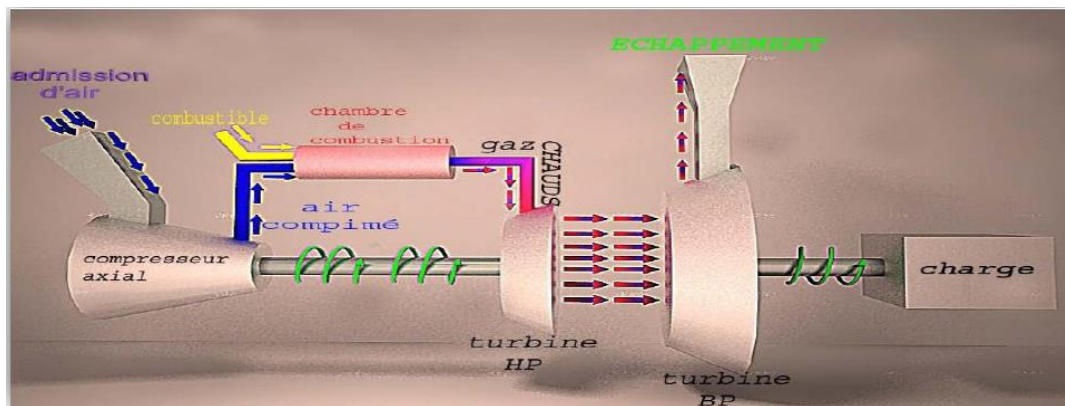


Figure 1.12:Description fonctionnelle d'une turbine à gaz [10]

1.7.7 Description du Processus du la turbine

La turbine à gaz SGT-600 fonctionne selon un cycle ouvert, divisée en deux principales sections : le générateur de gaz et la turbine de puissance. Le démarrage est assuré par une turbine de lancement, permettant au rotor de la turbine haute pression (HP) et du compresseur axial d'atteindre 20 % de la vitesse nominale. L'air est aspiré et dirigé vers les chambres de combustion, où il est mélangé avec le carburant et enflammé par un système d'allumage haute tension. La montée en température entraîne une accélération du rotor HP, ce qui augmente la pression de refoulement du compresseur et active progressivement la turbine basse pression (BP), atteignant 45 % de la vitesse nominale de la HP. À 60 % de la vitesse nominale, le moteur de lancement se désaccouple, permettant à la HP d'atteindre 100 % de sa vitesse nominale (5 100 tr/min) et à la BP d'atteindre 4 100 tr/min. La turbine de puissance, constituée de deux étages à débit axial, convertit l'énergie des gaz chauds en énergie mécanique, entraînant ainsi le compresseur ou un générateur électrique. Grâce à la séparation entre la HP et la BP, chaque turbine tourne à une vitesse optimisée, garantissant un rendement énergétique élevé et une flexibilité d'adaptation aux charges variables.

1.7.8 Compartiments principaux de la turbine

Une turbine à gaz est divisée en cinq sections comme illustrée dans la figure 1.13

- Section entrée d'air.
- Section de compresseur.
- Section de combustion.
- Section de turbine.
- Section d'échappement.

Les sections de la turbine à gaz sont contenues dans la caisse de la turbine.

Cette dernière a la forme d'un tube horizontal qui est ouvert sur les deux extrémités. Chaque section a une fonction spécifique.

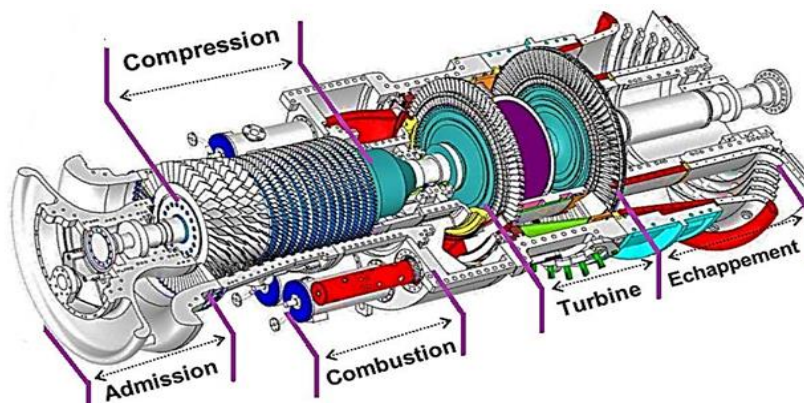


Figure 1.13: Les sections de la turbine à gaz [10]

a. Section entrée d'air

Les turbines à gaz nécessitent une grande quantité d'air, à la fois pour la combustion et pour le refroidissement de leurs composants internes. Cet air doit être soigneusement filtré à l'aide de filtres autonettoyants afin d'empêcher l'infiltration de particules solides susceptibles, à long terme, de provoquer l'érosion des pièces. L'aspiration de la turbine se fait à travers une enceinte ou compartiment qui abrite ces filtres et qui est reliée au caisson d'admission. Ce dispositif assure à la fois la filtration de l'air et la réduction du bruit.



Figure 1.14: Vue d'admission d'air [10]

b. Section de compresseur

Le compresseur axial, fournit de l'air à haute pression destiné aux chambres de combustion, où il est utilisé pour générer les gaz chauds nécessaires à l'entraînement des turbines. Il constitue également une source d'air de refroidissement pour la directrice du deuxième étage ainsi que pour les roues de la turbine.



Figure 1.15: Compresseur Axial [11]

c. Section de combustion :

Le système de combustion de la turbine SGT-600 est conçu pour assurer une combustion efficace et stable du mélange air-carburant. Il comprend plusieurs chambres de combustion disposées en cercle autour de l'axe central, dans lesquelles l'air comprimé provenant du compresseur est mélangé au carburant (généralement du gaz naturel) puis enflammé. Ce processus génère des gaz à haute température et haute pression qui sont dirigés vers la turbine pour produire de l'énergie mécanique. Le système est également équipé de dispositifs permettant de contrôler les émissions polluantes et d'optimiser le rendement en fonction des conditions de fonctionnement.[56]

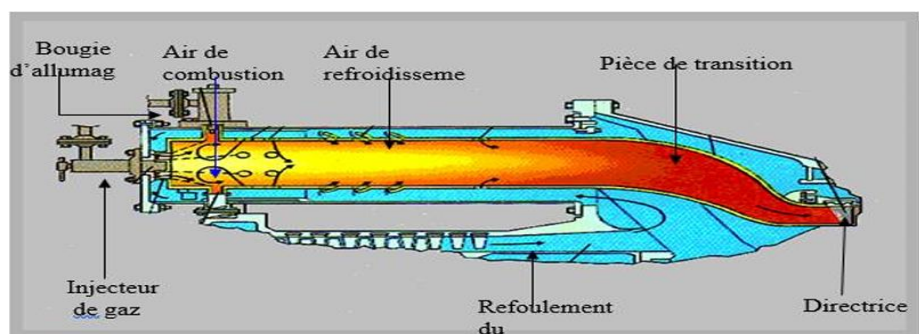


Figure 1.16: Coupe d'une chambre de combustion [10]

d. Section de turbine :

La section turbine constitue la partie active de l'ensemble de la machine, car c'est elle qui génère la puissance. Cette dernière est transmise en interne notamment au compresseur axial et aux équipements auxiliaires par la roue à haute pression (HP), et en externe vers la charge par la roue à basse pression (BP). Les roues de la turbine jouent un rôle crucial, puisqu'elles assurent la conversion de l'énergie calorifique des gaz chauds issus des chambres de combustion en énergie mécanique de rotation.

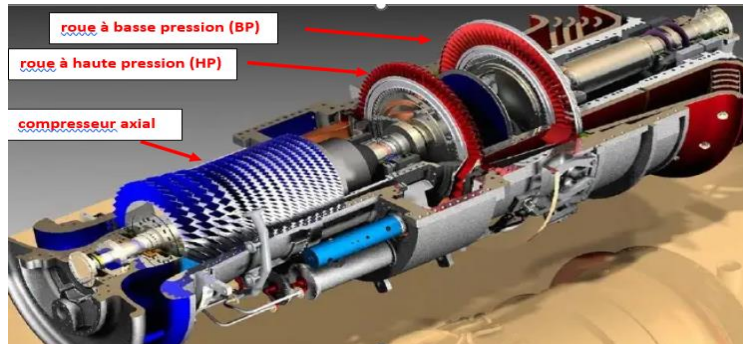


Figure 1.17:vue de la section turbine

e. Section d'échappement

La section d'échappement de la turbine à gaz SGT-600 est la dernière étape du cycle de fonctionnement. Elle joue un rôle essentiel dans la dissipation des gaz brûlés après l'expansion dans la turbine de puissance. Ces gaz, encore très chauds, quittent la turbine à haute température et sont dirigés vers l'échappement via une cheminée ou un conduit d'évacuation.

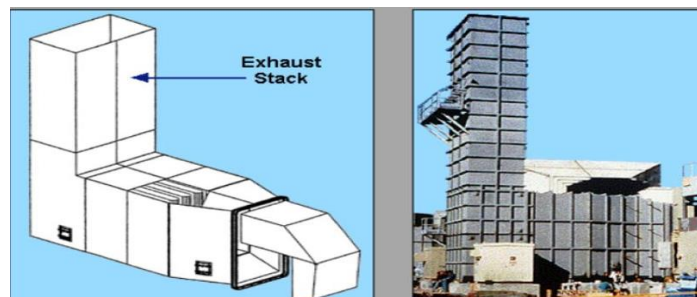


Figure 1.18:Vue de compartiment d'échappement [10]

1.8 Système d'aéro-réfrigérant ou refroidisseur [6]

1.8.1 Objectif du Système d'aéro-réfrigérant

L'aéro-réfrigérant, aussi appelé refroidisseur de gaz, a pour objectif de réduire la température du gaz comprimé à la sortie du compresseur avant qu'il ne soit dirigé vers le système de comptage.

En effet, après compression, le gaz atteint une température d'environ 82°C en été et 65°C en hiver, ce qui peut altérer les équipements en aval ou fausser les mesures fiscales. Le rôle principal du système d'aéro-réfrigération est donc d'abaisser cette température à 60°C, pour assurer :

- La sécurité du processus,
- Le bon fonctionnement des équipements de comptage,
- la conformité aux conditions d'exploitation.

1.8.2 Details du l'équipement

Tableau 1.5:Détails du l'équipement

Tag	331-E-01/02/03
Débit	944290 kg/h
Type/Modèle	Tirage induit
Charge de chaleur	14.908 MW (Aéro-réfrigérant)
Pression & Temp. de service	71.5 barg & 60 c°
Pression & Temp. de design	90 barg & 100 c°



Figure 1.19:Aéro-réfrigérant [7]

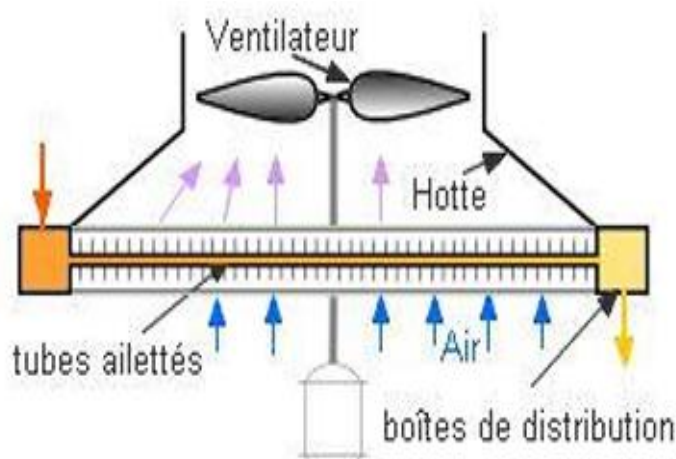


Figure 1.20:Vue détaillée de l'aéro-réfrigérant [7]

1.8.3 Description du processus d'aéro-réfrigérant

Le système d'aéro-réfrigérant 333-E-01/02/03 dans la station GR5 HRM a pour rôle de refroidir le gaz comprimé provenant des compresseurs de 82°C (en été) ou 65°C (en hiver) jusqu'à une température stable de 60°C avant son passage au système de comptage. Ce refroidissement est assuré par des faisceaux de tubes à ailettes (1760 tubes au total) répartis dans trois aéro-réfrigérants à quatre baies chacun, où l'échange thermique se fait grâce à huit ventilateurs à tirage induit entraînés par des moteurs électriques de 30 kW. Ces ventilateurs, contrôlés automatiquement via le système DCS, sont activés progressivement en fonction de la température de sortie du gaz pour optimiser le refroidissement. Le système comprend également des vannes motorisées, des lignes de bypass et des vannes ESDV équipées de capteurs de pression différentielle assurant la sécurité, la régulation du débit et la continuité du processus. Une fois refroidi, le gaz est dirigé

vers un collecteur de sortie, puis acheminé au skid de comptage, avec une capacité prévue pour accueillir deux compresseurs supplémentaires à l'avenir, (Voir l'annexe C pour plus de détails).

Conclusion

En conclusion, ce premier chapitre nous a permis de mieux appréhender l'importance stratégique de SONATRACH dans l'économie nationale et le rôle fondamental des stations de compression dans le transport du gaz naturel à travers le territoire algérien. L'étude approfondie de la station GR5 à Hassi R'Mel a mis en lumière la complexité de ses installations, l'organisation de ses systèmes, et les enjeux liés à son fonctionnement optimal. Cette présentation a également posé les bases nécessaires pour comprendre les problématiques d'instrumentation, de régulation, et de supervision qui feront l'objet des chapitres suivants.

Chapitre 02

Instrumentation et régulation,
Supervision et contrôle, Sécurité
et fiabilité

Chapitre 02 Instrumentation et régulation, Supervision et contrôle, Sécurité et fiabilité

Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons aux différents systèmes d'instrumentation et de régulation mis en œuvre au sein de la station de compression GR5. Ces dispositifs sont essentiels pour assurer un fonctionnement stable, sécurisé et performant de la station. À travers l'étude des capteurs, transmetteurs, actionneurs, ainsi que des systèmes de supervision et de sécurité, nous analyserons comment les données collectées permettent une régulation automatique, une surveillance en temps réel, et une intervention rapide en cas d'anomalie.

2.1 Instrumentation

Dans cette section nous discuterons de tout ce qui concerne les instruments dans la station

2.1.1 Définition de capteur

Un capteur est un dispositif qui transforme l'état d'une grandeur physique observée en une grandeur utilisable, exemple : une tension électrique, une hauteur de mercure, une intensité, la déviation d'une aiguille. On fait souvent (à tort) la confusion entre capteur et transducteur : le capteur est au minimum constitué d'un transducteur.

Le capteur se distingue de l'instrument de mesure par le fait qu'il ne s'agit que d'une simple interface entre un processus physique et une information manipulable. Par opposition, l'instrument de mesure est un appareil autonome se suffisant à lui-même. Il dispose donc d'un affichage ou d'un système de stockage des données. Ce qui n'est pas forcément le cas du capteur.

Les capteurs sont les éléments de base des systèmes d'acquisition de données. Leur mise en œuvre est du domaine de l'instrumentation.[12]

2.1.2 Définition de Transmetteur

C'est un dispositif qui convertit le signal de sortie du capteur en un signal de mesure standard. Il fait le lien entre le capteur et le système de contrôle commande. Le couple capteur + transmetteur réalise la relation linéaire entre la grandeur mesurée et son signal de sortie.[13]

2.1.3 Classification des Transmetteur

Les transmetteurs sont classés en deux types :

- **Selon la grandeur mesurée :**

Transmetteur de température, de pression, de niveau, de débit, de position...ect

- **Selon le type de signal de sortie :**

Signal 4–20 mA : Le plus utilisé dans l'industrie. Robuste, insensible aux interférences, adapté aux longues distances. [14]

Signal 0–10 V : Utilisé sur des courtes distances, sensible aux interférences. Courant en automatisation (HVAC, bâtiments).[15]

Signal Pneumatique (3–15 psi) : Ancien standard encore utilisé dans les environnements explosifs. Fiable mais progressivement remplacé.[16]

2.2 Les types des transmetteurs de pression

Il existe de nombreux transmetteur de pression, nous citerons les suivants :

2.2.1 Transmetteur de pression différentielle

Un transmetteur de pression différentielle (ou transmetteur DP) est un instrument de mesure qui calcule la différence de pression entre deux points d'un système (pression haute et pression basse) et convertit cette différence en un signal électrique standardisé, généralement de type 4–20 mA. Ce signal peut ensuite être interprété par des systèmes de contrôle industriels, tels que les automates programmables (PLC) ou les systèmes de contrôle distribués (DCS).[17]



Figure 2.1: Transmetteur de pression différentielle [18]

2.2.2 Transmetteur de pression (PT) [19]

Transmetteur de pression standard qui mesure en continu une seule pression (absolue ou relative) ; il la convertit en un signal électrique analogique, le plus souvent 4–20 mA, destiné aux systèmes de contrôle industriels (PLC, DCS).



Figure 2.2: Transmetteur de pression [19]

2.2.3 Contacteurs de pression haute et basse ((PSH_PSL) Pressure Switch High / Low) [20]

Les contacteurs de pression haute (PSH) et basse (PSL) sont des dispositifs qui détectent si la pression est trop élevée ou trop basse dans un système. Ils servent à déclencher des alarmes ou à arrêter des équipements pour éviter des accidents. Ces interrupteurs sont importants pour la sécurité et le bon fonctionnement des installations industrielles.



Figure 2.3:contacteur de pression haute et basse [20]

2.2.4 Emplacement des transmetteurs de pression [6]

Les transmetteurs de pression sont installés à des endroits importants de la station pour surveiller et sécuriser le fonctionnement.

- **Avant et après les filtres :**
PDT-2010, PDT-2020, PDT-2030 mesurent la différence de pression pour détecter si les filtres sont bouchés.
Emplacement : entre l'entrée gaz et les filtres.
- **À l'entrée des compresseurs :**
PT-2040, PT-2050, PT-2060 contrôlent la pression du gaz avant qu'il ne soit compressé.
Emplacement : juste avant les compresseurs.
- **À la sortie des compresseurs et sur le collecteur :**
PT-2140, PT-2150, PT-2160 mesurent la pression de sortie de chaque compresseur.
PT-2170 est placé sur la ligne de sortie commune.
Emplacement : après les compresseurs.
- **Sur les vannes de sécurité ou de purge :**
Des transmetteurs surveillent la pression pour déclencher une alarme ou une action si elle dépasse un seuil critique.

2.2.5 Rôle des transmetteurs de pression [6]

- Surveiller la pression dans les différentes parties de la station.
- Détecter les anomalies (pression trop haute ou trop basse).
- Activer automatiquement des équipements (vannes, alarmes, compresseurs).
- Protéger les installations contre la surpression.
- Aider au suivi et à la performance des équipements.

2.3 Les types des indicateurs de pression (manomètre)

Un indicateur de pression, également appelé manomètre, est un instrument conçu pour mesurer et afficher la pression d'un fluide (liquide ou gaz) dans un système fermé, tel qu'une tuyauterie, un réservoir ou un équipement industriel. Il se compose généralement d'un cadran ou d'un affichage numérique qui indique la pression.

Les manomètres peuvent être largement classés en deux types principaux : analogiques et numériques. Les manomètres analogiques sont le type traditionnel, utilisant un processus mécanique pour mesurer et afficher la pression. Ils sont connus pour leur durabilité et leur simplicité. D'autre part, les manomètres numériques offrent une approche moderne, avec des composants électroniques pour fournir une lecture numérique précise. [21]

2.3.1 Manomètre à tube de Bourdon

Un tube de Bourdon est un tube fermé à paroi mince aplati formé en forme de C ou d'hélice, comme illustré sur la Figure 3. Lorsque la pression du fluide est appliquée à l'intérieur du tube, la section ovale devient circulaire et redresse le tube. Le tube reprend sa forme lorsque la pression du fluide disparaît. Le changement de forme de ce tube crée un modèle de mouvement à l'extrémité libre du tube, qui est converti en rotation d'un pointeur à l'aide de liaisons et d'engrenages.

Un tube de Bourdon mesure la pression relative (par rapport à la pression atmosphérique). Le tube de Bourdon est le type de manomètre le plus couramment utilisé en raison de son excellente sensibilité, linéarité et précision.



Figure 2.4: Manomètre à tube de Bourdon [21]

2.3.2 Manomètre à membrane

Un manomètre à membrane utilise la déflexion d'une membrane flexible qui sépare deux environnements. Un côté de la membrane peut être exposé à l'atmosphère (la pression relative est mesurée dans ce cas), ou il peut être scellé contre le vide (dans ce cas, la pression absolue peut être mesurée). La membrane est souvent métallique ou céramique, et peut être fixée par blocage entre deux brides ou soudée. Lorsque la pression augmente, elle fléchit la membrane, ce qui peut être converti en une mesure sur cadran grâce à des engrenages et des liaisons.



Figure 2.5: Manomètre à membrane [21]

2.3.3 Manomètre à Capsule Gauge [22]

Un manomètre à capsule est une variante du manomètre à membrane. Ce type d'appareil contient un élément de mesure composé de deux membranes de forme spéciale, brasées ou soudées sur le pourtour de manière à être étanche à la pression. Le fluide s'écoule dans l'élément de mesure par l'ouverture du support du tube. Lorsque la pression varie, les deux membranes se dilatent où se contractent. Le degré de déformation est proportionnel à la pression mesurée. Le mouvement de la membrane est transmis au mécanisme de l'aiguille qui provoque sa rotation. Elle se déplace sur le cadran et affiche la valeur de la pression mesurée. Pour les plages de mesure les plus basses, plusieurs éléments de mesure sont reliés entre eux afin d'augmenter la performance. On obtient ainsi un soufflet constitué de membranes.

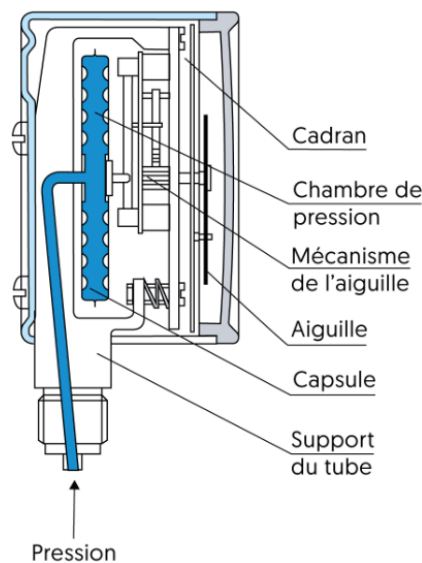


Figure 2.6: Composants d'un manomètre à capsule [22]

2.3.4 Manomètre à soufflet [21]

Un manomètre à soufflet est constitué d'un soufflet métallique flexible qui se dilate ou se contracte en réponse aux variations de pression. La dilatation et la contraction sont converties en une mesure lisible par un écran mécanique ou numérique connecté. Il est capable de mesurer la pression absolue, différentielle ou positive et négative (vide). Ces jauges sont très précises et durables, ce qui en fait un choix populaire dans de nombreux environnements industriels et de laboratoire. Ils sont couramment utilisés dans des applications où la pression du système est faible ou moyenne, telles que le contrôle des processus, les systèmes d'alimentation en fluide et l'analyse des gaz.



Figure 2.7: Manomètre à soufflet [21]

2.3.5 Manomètre numérique [21]

Les manomètres numériques mesurent la pression dans un système et affichent la valeur sur un écran numérique intégré. Ces jauges sont plus précises et plus faciles à lire que les jauges mécaniques traditionnelles et peuvent stocker et transmettre les données de pression par voie électronique. Ils sont souvent utilisés dans une variété d'applications industrielles, scientifiques et médicales pour mesurer la pression des gaz, des liquides ou des vapeurs dans des réservoirs, des tuyaux ou d'autres conteneurs.



Figure 2.8: Manomètre numérique [21]

2.3.6 Emplacement des manomètres [6]

Sur tous les circuits de pompes, vannes, réservoirs (air, huile, eau).

Exemples :

338-PG-901 (regard pompe), 337-PG-005 (sortie PRS) .

2.3.7 Rôle des manomètres [6]

Permettent une lecture rapide de la pression en local.

Sert de sécurité manuelle ou de vérification en cas de défaillance du PT.

Très utilisé pendant la maintenance terrain.

2.4 Les transmetteur de débit

Il existe plusieurs types de transmetteur de débit , nous citerons les suivants :

2.4.1 Transmetteurs de débit à pression différentielle (DP) [23]

Un transmetteur de débit à pression différentielle mesure la différence de pression entre deux points pour calculer le débit ou le niveau d'un liquide ou d'un gaz. Il convertit cette différence en un signal électrique pour la surveillance des installations.

Tableau 2.1: Types et fonctionnement de débitmètres à pression différentielle

Type	Principe de fonctionnement	Applications typiques
Plaque à orifice	Le fluide passe par un petit trou, ce qui crée une chute de pression.	Mesure de débit simple en industrie.
Tube de Venturi	Rétrécissement du tube qui crée une chute de pression.	Eau, eaux usées, mesures précises.
Tuyère	Entrée profilée qui réduit la pression.	Vapeur, gaz à haute vitesse.
Tube de Pitot	Mesure la vitesse du fluide avec deux pressions.	Air, gaz dans des conduites.
Wedge (coin)	Blocage partiel en forme de coin pour créer une pression.	Boues, fluides sales ou épais.
V-Cone	Cône au centre du tuyau qui crée une différence de pression.	Petits espaces, gaz ou liquides.



Figure 2.9: Types de débitmètres à pression différentielle [23]

2.4.2 Transmetteurs de débit à vitesse [24]

Les transmetteurs de débit à vitesse mesurent la vitesse d'un fluide (liquide ou gaz) pour en déduire le débit volumique. Ils fonctionnent selon différents principes, tels que la rotation d'une turbine, la détection des

tourbillons (effet vortex) ou l'utilisation d'ondes ultrasonores. Ces instruments sont largement utilisés dans les industries pour surveiller et contrôler les débits de fluides.

Tableau 2.2:Types et fonctionnement de débitmètres à vitesse

Type	Principe de fonctionnement	Applications typiques
Magnétique	Mesure un courant électrique créé par le fluide.	Liquides conducteurs (eau, boues).
Vortex	Compte les tourbillons créés par un obstacle.	Liquides ou gaz propres.
Turbine	Une hélice tourne avec le fluide.	Gaz ou liquides propres, précis.
Ultrasonique	Mesure les ondes sonores dans le fluide.	Mesure sans contact, fluides propres ou chargés.



Magnétique



à Vortex



à Turbine



Ultrasonique

Figure 2.10:Types de débitmètres à vitesse [24]

2.4.3 Transmetteurs de débit massiques [25]

Les transmetteurs de débit massiques mesurent directement la masse de fluide qui passe dans une conduite, indépendamment de la pression ou de la température. Ils sont très précis et utilisés notamment dans les industries chimiques, alimentaires ou pétrolières pour doser et contrôler les flux.

Tableau 2.3:Types et fonctionnement de débitmètres massique

Type	Principe de fonctionnement	Applications typiques
Massique (Coriolis)	Mesure la masse avec la force de rotation du fluide.	Dosage précis, industries chimiques.
Déplacement positif	Compte les volumes remplis et déplacés.	Huiles, carburants, fluides visqueux.



Figure 2.11: Débitmètres massiques et volumétriques [26]

2.4.4 Emplacement des transmetteurs de débit [6]

- **Aspiration compresseurs :**
332-FT-101 (Venturi) — mesure le débit de gaz entrant dans chaque compresseur.
- **Collecteur d'entrée général :**
330-FT-004 A/B — mesure le débit total avant les compresseurs.
- **Ligne vers torche :**
335-FT-001 A/B — mesure le gaz torché en cas de surpression ou décompression.
- **Pompe eau de service :**
338-FT-102 — contrôle le débit pour recyclage ou injection.

2.4.5 Rôle des transmetteurs de débit [6]

- Mesurer précisément le débit de gaz naturel ou de liquides (eau, huile).
- Assurer le contrôle PID, notamment via variateurs de fréquence (VFD) ou vannes de recyclage.
- Détecter les pertes de charge, débits nuls ou excessifs pour générer des alarmes.
- Transmettre les données au SCADA et à l'automate pour analyse et régulation.

2.5 Les transmetteurs de température

Un transmetteur de température convertit un faible signal reçu par un capteur de température (typiquement un thermocouple ou RTD) en un signal plus fort de 4...20 mA ou en un signal numérique pour communiquer avec un autre équipement de contrôle. Pour garantir sa précision, un transmetteur de température est capable d'isoler, d'amplifier, de linéariser et de filtrer le bruit du signal provenant d'un capteur de température.[27]

2.5.1 Définition de RTD

Un RTD est un capteur de température qui fonctionne en mesurant la variation de la résistance électrique d'un matériau métallique (généralement du platine, comme dans les sondes Pt100) en fonction de la température.

Quand la température augmente, la résistance du matériau augmente de manière prévisible.

Les RTD sont réputés pour :

- Leur précision élevée,
- Leur bonne répétabilité,

- Leur stabilité à long terme.

Ils sont largement utilisés dans les industries où une mesure précise de la température est critique. [28]

2.5.2 Définition de Thermocouple

Un thermocouple est un capteur de température constitué de deux fils métalliques différents soudés à une extrémité pour former une jonction.

Lorsqu'il existe une différence de température entre la jonction de mesure et la jonction de référence, une tension électrique est générée. Cette tension est proportionnelle à la différence de température.

Les thermocouples sont populaires pour :

- Leur large gamme de mesure de températures (jusqu'à 1800°C pour certains types),
- Leur rapidité de réponse,
- Leur robustesse,
- Leur faible coût.

Cependant, ils sont moins précis et moins stables que les RTD sur le long terme. [28]



Figure 2.12: Transmetteur RTD PT100 [29]



Figure 2.13: Transmetteur thermocouple [30]

2.5.3 Définition d'un Thermomètre

Un thermomètre est un instrument de mesure qui indique la température actuelle d'un environnement ou d'un milieu (liquide, gaz, solide) dans lequel il est placé.

Il peut afficher la température sur un écran, un cadran ou via une sortie câblée.

Selon la technologie utilisée, un thermomètre peut être :

- Analogique : fonctionnant par un principe mécanique sans besoin d'électricité ou d'électronique.
- Numérique : utilisant un affichage électronique pour montrer la température.
- Combiné : associant un affichage mécanique et une sortie électrique pour lecture à distance. [31]

2.5.4 Les types des thermomètres analogiques et numériques

- Pyromètres
- Thermomètres à lecture à distance
- Thermomètres à gaz
- Thermomètres numériques
- Thermomètres biméalliques
- Thermomètres industriels
- Thermomètres à infrarouge [31]



Figure 2.14: Thermomètre à gaz [32]

2.5.5 Emplacement des transmetteurs de température [6]

- **Aspiration/refoulement compresseurs :**
332-TT-103 (entrée) & 332-TT-104 (sortie).
- **Sortie aéro-réfrigérants :**
333-TIC-101 – pour régulation du nombre de ventilateurs actifs.
- **Ligne de torchage, skids de comptage, stations auxiliaires :**
divers TT (filtrage, PRS, azote...).

2.5.6 Rôle des transmetteurs de température [6]

Assurer une température de fonctionnement optimale et sécurisée.
Déclencher des alarmes ou arrêter les compresseurs en cas de surchauffe.
Aider à la régulation thermique (réfrigération, combustion...).

Fournir les données au DCS/PLC pour contrôle automatisé.

2.6 VANNES ET SOUPAPE/PSV [33]

2.6.1 Définition d'une vanne

Une vanne est un dispositif mécanique utilisé pour contrôler l'écoulement d'un fluide (liquide, gaz ou vapeur) à travers un tuyau ou un système.
Elle peut ouvrir, fermer, réguler ou rediriger l'écoulement selon les besoins du procédé industriel.

2.6.2 Définition de la Soupape de Sûreté (PSV)

Une soupape de sûreté (PSV : Pressure Safety Valve) est une vanne conçue pour s'ouvrir automatiquement lorsqu'une pression définie est dépassée, afin de relâcher l'excès de pression et éviter tout dommage aux équipements ou aux personnes.

2.6.3 Types des Vannes et soupapes

Il existe plusieurs types des vannes , nous citerons les suivants, (Tableau 2.4)

Tableau 2.4:Types des Vannes et explication [33]

Type de Vanne	Explication
Vanne à bille (Ball Valve)	Utilise une bille percée qui pivote pour ouvrir ou fermer rapidement l'écoulement. Très utilisée pour l'isolement total du fluide, avec une excellente étanchéité et peu de perte de charge.
Vanne à vanne / Robinet-vanne (Gate Valve)	Utilise une "porte" qui se lève ou s'abaisse pour ouvrir ou fermer complètement un tuyau. Idéale pour des applications d'isolement, pas pour le contrôle du débit.
Vanne à globe (Globe Valve)	La vanne a une forme interne en globe qui permet de moduler précisément le débit. Adaptée au contrôle de débit avec une bonne capacité d'étranglement.
Vanne papillon (Butterfly Valve)	Un disque central pivote pour bloquer ou laisser passer le fluide. Utilisée pour isoler ou réguler de grands débits rapidement, avec une faible encombrement.
Vanne à clapet tournant (Plug Valve)	Fonctionne avec un cylindre ou cône tournant pour ouvrir/fermer le passage. Compacte, elle

	est bonne pour l'isolement rapide et les applications chimiques.
Vanne à membrane (Diaphragm Valve)	Utilise une membrane flexible pour isoler et contrôler le fluide. Parfaite pour fluides corrosifs, pâteux ou stériles, notamment en pharmaceutique ou alimentaire.
Vanne anti-retour (Check Valve)	Laisse le fluide s'écouler dans un seul sens et empêche le retour. Essentielle pour protéger les pompes et éviter le reflux dans les tuyauteries.
Vanne motorisée (Motorized Valve)	N'importe quel type de vanne (bille, papillon, globe) mais actionnée par un moteur électrique pour contrôle automatique à distance.
Vanne régulatrice (Control Valve)	Ajuste automatiquement l'ouverture pour contrôler précisément un débit, une pression, une température, ou un niveau selon un signal de commande.
Soupape de sécurité (PSV)	Conçue pour s'ouvrir automatiquement en cas de surpression et libérer l'excès de pression pour protéger les équipements.

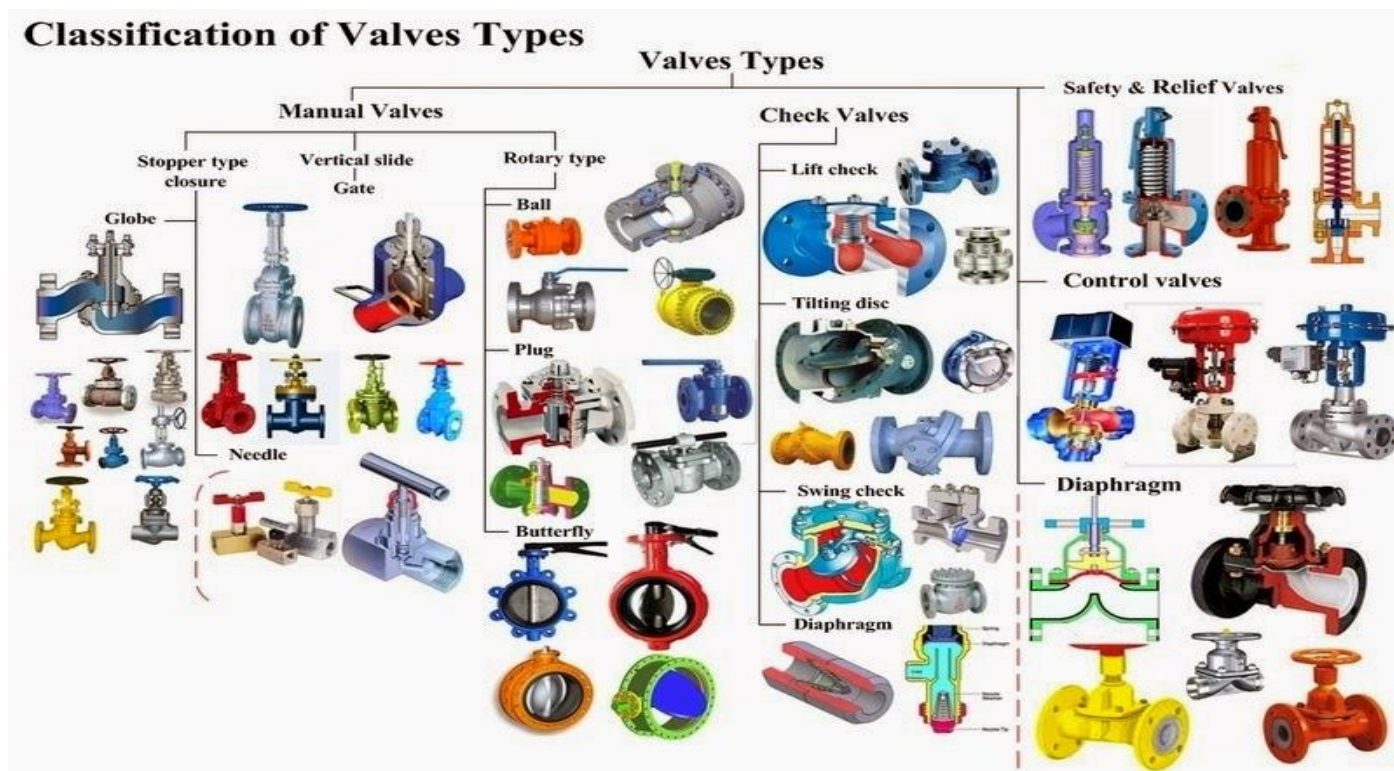


Figure 2.15:Types de Vannes [33]

2.6.4 Emplacement des Vannes [6]

- **Entrée / sortie collecteurs, skids, compresseurs** : MOV, ESDV, XV.
- **Circuits de sécurité** : PCV sur gaz azote, PSV sur ballon, filtres, torche.

2.6.5 Rôle des vannes et soupapes [6]

Régulation du débit ou de la pression selon les consignes du PLC ou SCADA.
Sécurité : isolation rapide (MOV), évacuation (PSV).

Contrôle de process : ouverture/fermeture automatique en séquence.
Intégration dans les logiques de shutdown (ESD).

2.7 Les détecteurs de niveau

2.7.1 Jauge de niveau [32]

Les détecteurs de niveau donnent une indication uniquement lorsque des valeurs limites préalablement définies sont atteintes. Il s'agit généralement de valeurs minimales ou maximales. Par rapport aux transmetteurs de niveau, la hauteur de remplissage dans le conteneur n'est pas mesurée en continu.

2.7.2 Transmetteur de niveau

Un transmetteur de niveau est un instrument utilisé pour mesurer en continu le niveau d'un liquide dans un réservoir ou une cuve.

2.7.3 Types des détecteurs de Niveau

Il existe plusieurs types des détecteurs de niveau , nous citerons les suivants, (Tableau 2.5)

Tableau 2.5:Types de Jauges de Niveau et leur Principe de fonctionnement [32]

Type de détecteur	Principe de fonctionnement
Détecteur à flotteur	Un flotteur suit la surface du liquide ; sa position donne le niveau.
Détecteur à tube de verre	Liquide visible directement dans un tube transparent.
Détecteur magnétique	Un flotteur magnétique suit le liquide, actionnant un indicateur externe.
Détecteur radar (sans contact)	Onde radar envoyée vers la surface, temps de retour mesuré.
Détecteur ultrasonique	Onde ultrasonique envoyée ; mesure du temps d'écho pour calculer la distance.
Détecteur capacitive	Variation de capacité électrique entre deux électrodes selon le niveau.
Détecteur hydrostatique	Mesure de la pression au fond du réservoir pour déduire la hauteur de liquide.
Détecteur laser	Mesure précise avec faisceau laser.
Détecteur à pression différentielle	Différence de pression entre le bas et le haut de la cuve.

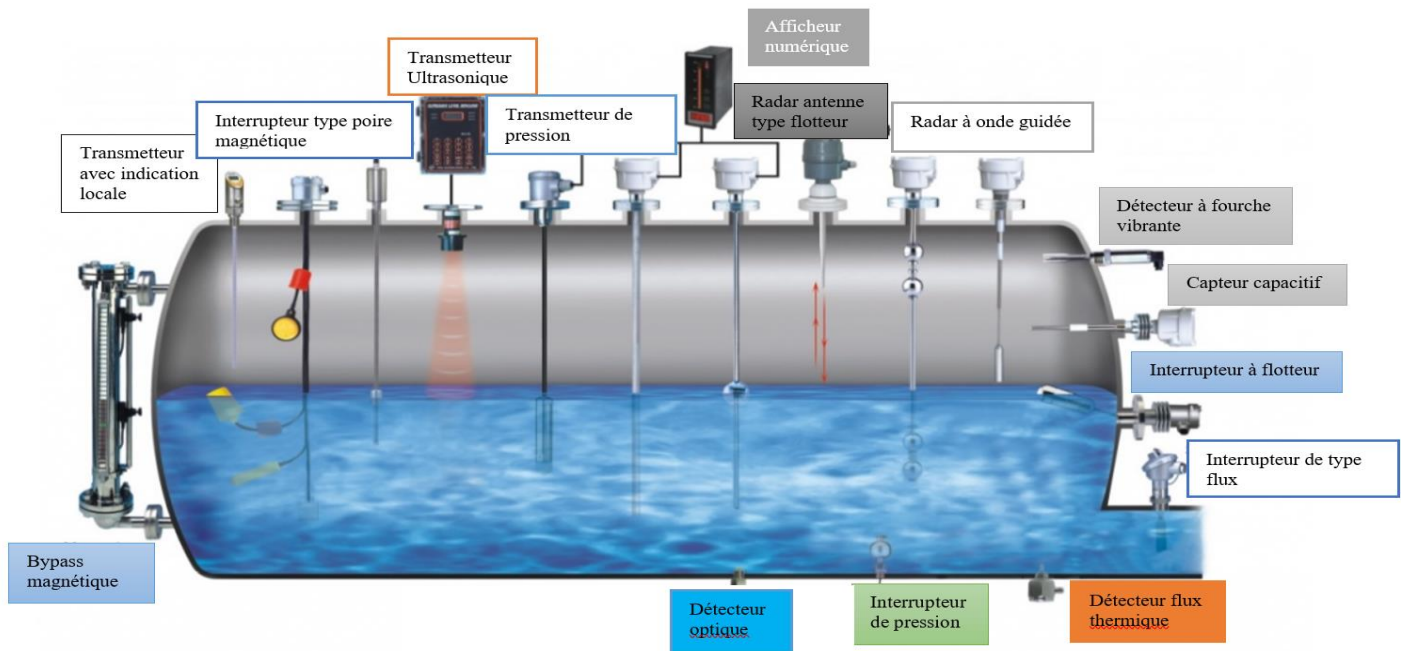


Figure 2.16: Equipements de mesure de niveau [34]

2.7.4 Emplacement des transmetteurs de niveau [6]

- Ballon tampon gaz, réservoirs d'huile, vessies, PRS, etc.

Exemples :

338-LT-901, 337-LT-001, 338-LG-003.

2.7.5 Rôle des transmetteurs de niveau [6]

Surveiller les niveaux critiques (trop haut/bas) pour éviter débordement ou panne sèche.

2.8 Boucles de régulation de vitesse des compresseurs [35]

Pour assurer une régulation en boucle fermée, le recours à un régulateur PID s'impose, permettant un ajustement précis et dynamique du système en fonction des variations de consigne et des perturbations.

2.8.1 Régulateur PID

Un régulateur PID (Proportionnel Intégral Dérivé) est un organe de contrôle permettant d'effectuer une régulation en boucle fermée d'un système automatique. Permettant de maintenir une grandeur physique (température, pression, niveau, vitesse...) autour d'une valeur de consigne.

Il ajuste automatiquement la commande envoyée à un système pour réduire l'écart entre la valeur mesurée et la valeur souhaitée, C'est le type de régulateur le plus utilisé dans l'industrie et qui permet de contrôler un grand nombre de procédés.

2.8.2 Principe du PID

Le régulateur PID agit grâce à trois corrections simultanées :

- Action P (Proportionnelle) : agit en fonction de l'écart actuel entre la consigne et la mesure.
- Action I (Intégrale) : agit sur la somme des erreurs passées pour corriger les décalages durables.
- Action D (Dérivée) : agit en fonction de la vitesse de variation de l'écart, pour anticiper les changements brusques.

Chaque action permet d'améliorer la stabilité, la rapidité et la précision du système.

Il existe plusieurs architectures possibles pour combiner les 3 effets (série, parallèle ou mixte).

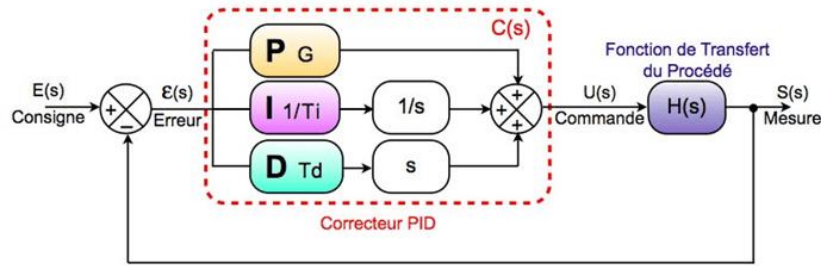


Figure 2.17:architecture d'un PID de type parallèle [35]

2.8.3 L'objectif de l'utilisation du PID pour la régulation du turbocompresseur

L'utilisation d'un **régulateur PID** dans la régulation de la vitesse du turbocompresseur permet d'atteindre plusieurs objectifs essentiels :

- **Réglage précis** : La vitesse du compresseur est ajustée finement pour suivre en temps réel les variations de pression ou de débit exigées par le réseau.
- **Optimisation énergétique** : La consommation de carburant est réduite en adaptant la puissance délivrée à la demande effective.
- **Protection mécanique** : Les accélérations et décélérations sont maîtrisées, limitant l'usure des composants et les efforts mécaniques.
- **Flexibilité opérationnelle** : Le système réagit automatiquement aux fluctuations de la charge ou de la demande, assurant une continuité de service fiable.
- **Allongement de la durée de vie** : Le maintien des paramètres de fonctionnement dans les plages optimales prolonge la durée de vie du compresseur et de la turbine.
- **Suivi rigoureux des consignes** : Le PID garantit la stabilité du débit et de la pression, même en présence de perturbations externes.

2.9 Technologies utilisées pour la régulation

On a deux méthodes pour faire la régulation de vitesse des compresseurs :

2.9.1 Régulation par VFD (Variateur de Fréquence)

Le système de régulation de vitesse de la turbine à gaz a été simplifié en remplaçant les ailettes statoriques variables (VSV - Variable Stator Vanes) par un variateur de fréquence (VFD - Variable Frequency Drive). Cette substitution vise à faciliter la modélisation pédagogique du comportement dynamique de la turbine. En fonctionnement réel, les VSV sont des éléments mécaniques intégrés au compresseur de la turbine. Leur rôle est d'ajuster l'angle d'attaque des aubes afin de moduler le débit d'air entrant, ce qui permet de contrôler la vitesse de la turbine, d'optimiser le rendement à charge partielle, et de prévenir les phénomènes de pompage. Leur positionnement est généralement contrôlé par des actionneurs électrohydrauliques, pilotés par un système de régulation intégré à l'automate ou au régulateur de turbine.

Dans notre simulation, ces aspects mécaniques ont été représentés par un VFD, qui permet de moduler directement la vitesse d'un moteur électrique fictif simulant la turbine.

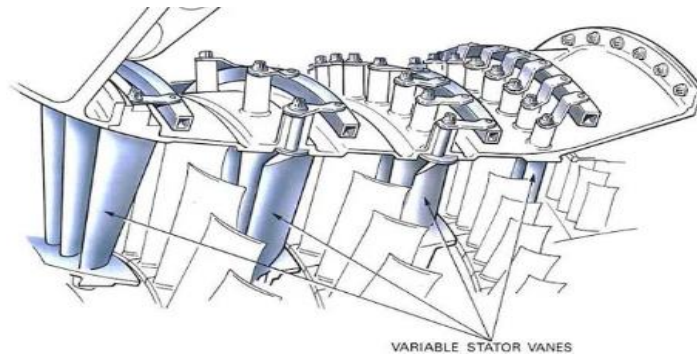


Figure 2.18: Variable stator vanne [36]

2.9.2 Définition du VFD

Un variateur de fréquence est un dispositif électronique qui convertit une fréquence et une tension fixes en une fréquence et une tension variable. Cela permet de contrôler la vitesse, le couple et la direction de rotation d'un moteur électrique, offrant ainsi une solution de commande adaptée à diverses applications industrielles.[37]

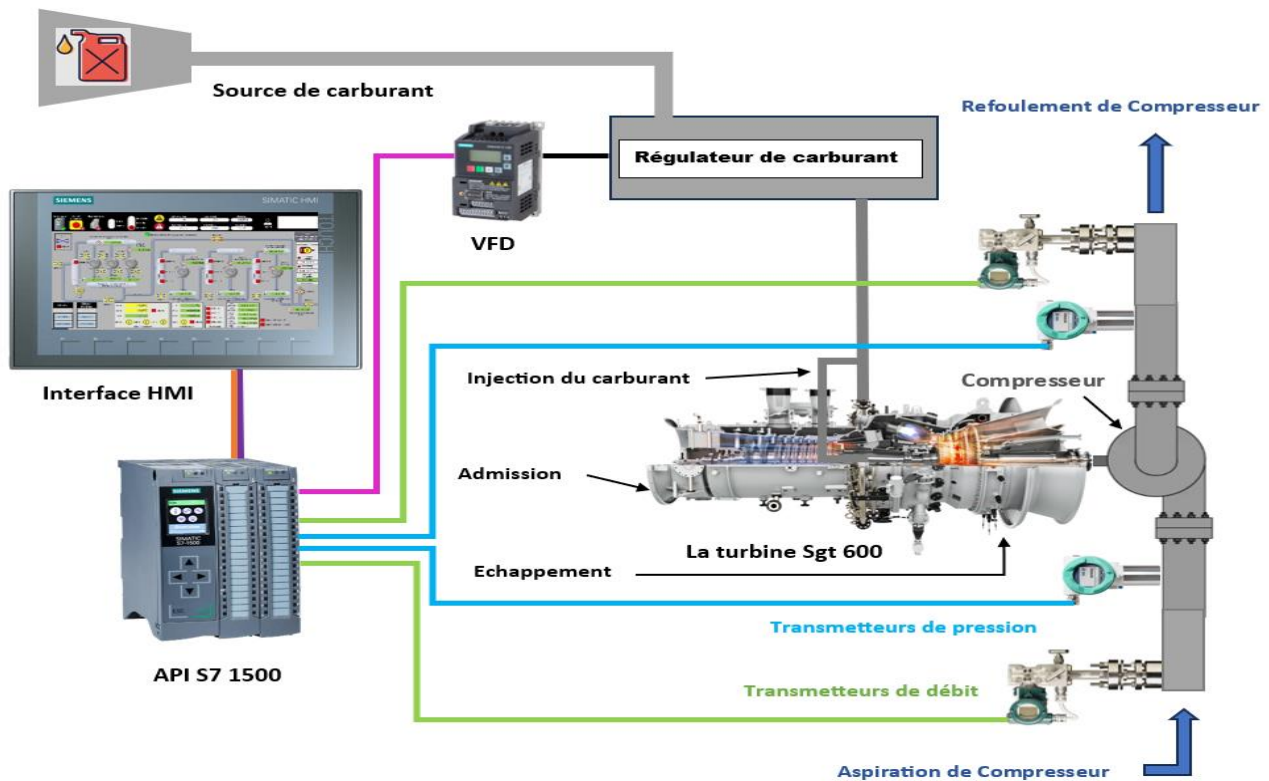


Figure 2.19: Schéma du principe de la régulation par VFD d'un compresseur

2.9.3 Processus de régulation de la vitesse du compresseur

La régulation de la vitesse du compresseur est marche comme suit :

a. Mesure des paramètres du procédé

En amont du compresseur :

Un transmetteur de pression et un transmetteur de débit mesurent respectivement :

- La pression d'aspiration,
- Le débit d'entrée du gaz.

En aval du compresseur :

Un transmetteur de pression et un transmetteur de débit mesurent :

- La pression de refoulement,
- Le débit de sortie.

b. Acquisition des mesures par l'API (S7-1500)

L'API Siemens S7-1500 récupère en continu les valeurs de :

- Pression d'entrée (avant compression),
- Débit d'entrée,
- Pression de sortie (après compression),
- Débit de sortie.

c. Comparaison avec la consigne

Le système compare :

- La pression réelle de sortie avec la pression de consigne,
- Et/ou le débit réel de sortie avec le débit de consigne.

d. Traitement par régulateur PID

Un PID interne est programmé dans l'API :

- Le PID calcule l'écart entre la valeur mesurée et la consigne.
- Il génère un signal de commande proportionnel pour corriger cet écart.

e. Commande du VFD

Le signal de sortie du PID agit sur le VFD :

- Le VFD ajuste la fréquence,
- Ce qui simule l'augmentation ou diminution du débit de carburant dans la turbine.

Augmentation de fréquence = plus de compression = plus de débit et pression.

Diminution de fréquence = moins de compression = moins de débit et pression.

f. Action mécanique sur le turbocompresseur

La turbine (commandé par le VFD) entraîne le compresseur centrifuge :

- Plus la turbine tourne vite, plus le compresseur augmente la pression et le débit.
- Inversement, une baisse de vitesse réduit la pression et le débit.

g. Supervision via IHM

Une interface IHM (Interface Homme Machine) permet :

- D'afficher en temps réel les valeurs de mesure (pression, débit),
- De visualiser la consigne et l'état du PID,

- De modifier les consignes (setpoints) directement depuis l'écran,
- De voir les alarmes ou les défauts éventuels (survitesse, surpression, etc.).

2.9.4 Régulation par vanne de recyclage

Dans les stations de compression de gaz naturel, la régulation par vanne de recyclage est une méthode essentielle pour stabiliser la pression de refoulement du compresseur et protéger l'équipement contre des conditions dangereuses, comme le phénomène de pompage.

2.9.5 Définition de vanne de recyclage [38]

Une vanne de recyclage (aussi appelée vanne de recirculation ou vanne de bypass) est un équipement de régulation installé sur un circuit de compression, permettant de rediriger une partie du gaz comprimé de la sortie du compresseur vers son entrée, cette vanne est pilotée automatiquement par un système de contrôle souvent un API.

2.9.6 Principe et fonctionnement [38]

La vanne de recyclage est installée entre la sortie et l'entrée du compresseur. Elle permet de renvoyer une partie du gaz comprimé vers l'aspiration lorsque la pression de refoulement devient trop élevée ou que le débit est insuffisant. Cette recirculation réduit la charge sur le compresseur sans modifier directement sa vitesse.

2.9.7 Processus de régulation

- Les capteurs de pression et de débit en aval du compresseur mesurent en continu les paramètres de fonctionnement.
- L'API traite ces informations.
- Si la pression de sortie dépasse la consigne fixée, l'API ordonne l'ouverture progressive de la vanne de recyclage.
- Une partie du gaz retourne alors vers l'entrée du compresseur, ce qui diminue la pression de refoulement et stabilise le système.
- Inversement, si la pression est trop basse, la vanne se referme progressivement, dirigeant la totalité du gaz vers le réseau de transport.

Grâce à ce système, la régulation par vanne de recyclage assure :

- Une stabilité continue de la pression de refoulement,
- Une protection contre le pompage (anti-surge protection),
- Protéger le compresseur contre les faibles débits ou les surpressions accidentelles.
- Permettre une adaptation rapide aux variations de la demande en gaz du réseau
- Une optimisation du fonctionnement du compresseur,
- Une réduction des risques mécaniques et des arrêts intempestifs.

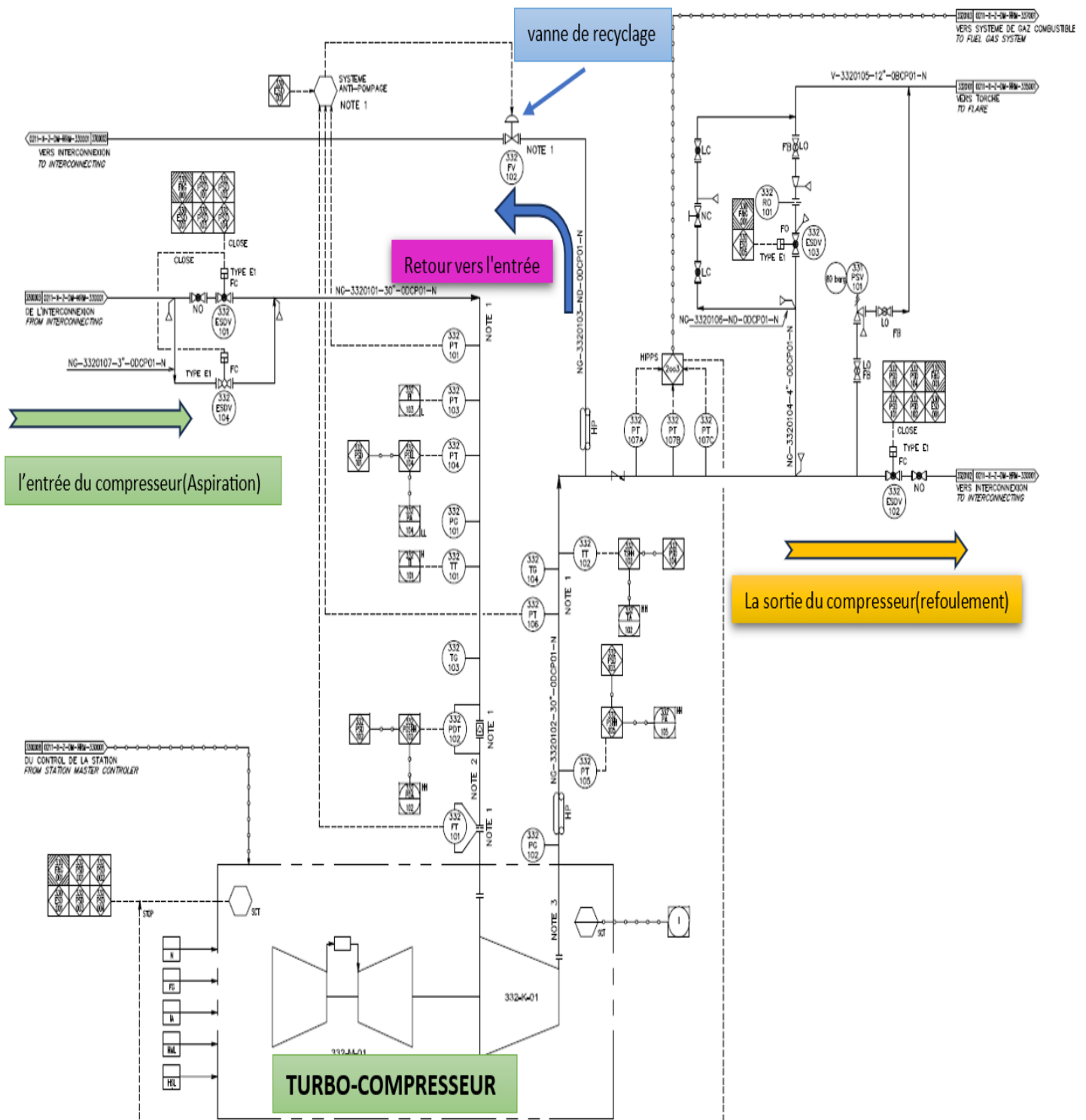


Figure 2.20:process et instrumentation diagramme de compression GR5 HRM [6]

2.10 Comparaison fonctionnelle entre le système existant et le système amélioré de la station GR5

Dans le cadre de notre projet, nous avons simulé une version améliorée de la station de compression GR5 afin de répondre aux nouvelles exigences de capacité et de performance. Contrairement à l'installation actuelle qui fonctionne avec un seul compresseur et une supervision limitée, notre solution propose un système intelligent capable de gérer automatiquement trois compresseurs en parallèle, d'adapter la vitesse de compression via une régulation PID, et de contrôler dynamiquement la pression de sortie. De plus, le refroidissement est optimisé par l'activation progressive de 24 ventilateurs répartis sur trois aéro-réfrigérants, en fonction de la température de refoulement. Cette modernisation vise à porter le débit traité jusqu'à 2 millions de Sm³/h tout en garantissant efficacité énergétique, flexibilité opérationnelle et sécurité accrue.

Tableau 2.6: Comparaison entre le système existant et le système amélioré

Critère	Station actuelle	Station améliorée (proposée)
Débit maximum supporté	800 000 Sm ³ /h	Jusqu'à 2 565 000 Sm ³ /h
Nombre de compresseurs utilisés	1 (basculé entre 2 tous les 20 jours)	3 compresseurs contrôlés automatiquement
Type de contrôle	Semi-automatique	Manuel + Automatique (avec régulation PID)
Régulation de la pression	Non régulée ou manuelle	Régulation automatique selon la consigne
Refroidissement	1 aéro-refrigérant (8 ventilateurs démarrés simultanément)	3 aéro-refrigérants (activation progressive des ventilateurs selon la température)
Supervision	Limitée	Supervision complète via HMI et API S7-1500
Scénarios de marche	1 scénario	3 scénarios selon le débit (avec logique conditionnelle et PID)

2.11 Les systèmes de Supervision et contrôle

2.11.1 Définition de système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Le SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) est un système informatique industriel conçu pour surveiller, collecter, analyser et piloter à distance des processus industriels complexes.

Il permet aux opérateurs d'avoir une vision en temps réel des installations, de recevoir des alarmes, d'enregistrer les historiques et d'envoyer des commandes aux équipements via des interfaces simples (HMI).[37]

2.11.2 Fonction principale de système SCADA

Le rôle principal du SCADA est :

- Collecter les données terrain (pressions, températures, débits, états d'équipements).
- Superviser l'état global de l'installation (visualisation en temps réel).
- Commander les équipements industriels à distance (ouvrir/fermer des vannes, ajuster des consignes).
- Archiver les données pour l'analyse et la maintenance prédictive.
- Gérer les alarmes et prévenir des incidents.[39]

2.11.3 Architecture simplifiée de système SCADA

Un système SCADA typique se compose de :

- Capteurs : Mesurent les variables physiques (pression, température, débit...).
- Actionneurs : Exécutent les commandes (ouverture de vanne, arrêt moteur...).

- RTU (Remote Terminal Units) : Acquièrent les données et les envoient au centre de contrôle.
- PLC (Automates) : Contrôlent les processus localement.
- HMI (Interface Homme-Machine) : Permettent à l'opérateur d'interagir avec le système.
- Serveur SCADA : Gère la supervision et la collecte de données,(Voir l'annexe D pour plus de détails).[40]

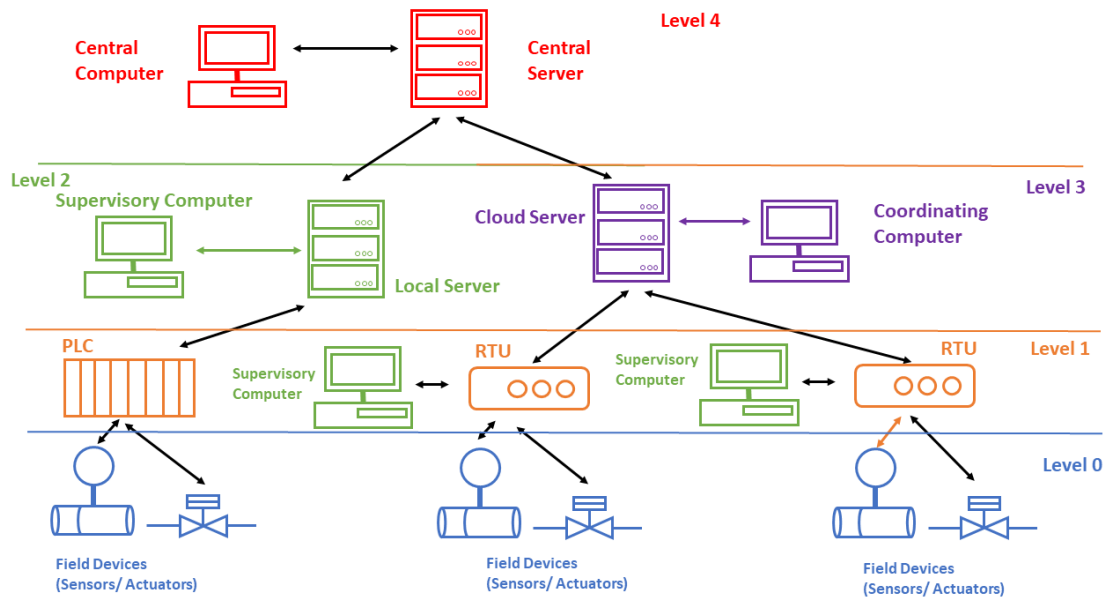


Figure 2.21:Architecture de système SCADA [41]

2.11.4 Utilisation dans le projet (simulation de station de compression)

Dans notre projet de simulation (station GR5HRM Sonatrach), le SCADA assure :

- La surveillance en temps réel des pressions d'entrée et de sortie du compresseur,
- Le contrôle de la vitesse simulée via un VFD,
- La visualisation des états (compresseur actif, défauts, recyclage actif...),
- La gestion des alarmes (surpression, débit faible, surchauffe, etc.),
- L'enregistrement des données historiques pour analyse.

2.11.5 Définition de système DCS (Distributed Control System)

Le DCS (Distributed Control System) est un système de contrôle automatisé dans lequel les différentes unités de traitement sont distribuées sur le site industriel et connectées entre elles via un réseau de communication.

Contrairement au SCADA qui supervise surtout, le DCS contrôle directement les processus industriels en temps réel, en exécutant des logiques complexes au plus près du terrain.[42]

2.11.6 Fonction principale de système DCS

Le rôle principal du DCS est :

- Contrôler les processus industriels locaux par exemple : (compresseurs, refroidisseurs, skids de comptage)
- Exécuter les régulations par exemple : PID (pression, température, débit),
- Synchroniser l'action de plusieurs équipements via un réseau sécurisé,
- Garantir une redondance locale pour éviter l'arrêt total en cas de défaillance d'une unité.[42]

2.11.7 Architecture simplifiée de système DCS

Un DCS typique est organisé en :

- Capteurs / Actionneurs : Mesure / commande physique
- Modules E/S : Connexion terrain et contrôleurs
- Contrôleurs (API) : Calculs et contrôle (PID, logique)
- Station opérateur : Interface de visualisation et de commande
- Station ingénieur : Configuration et maintenance du système
- Serveur historien : Stockage des données de process
- Réseau industriel : Communication entre tous les composants, (Voir l'annexe D pour plus de détails).[43]

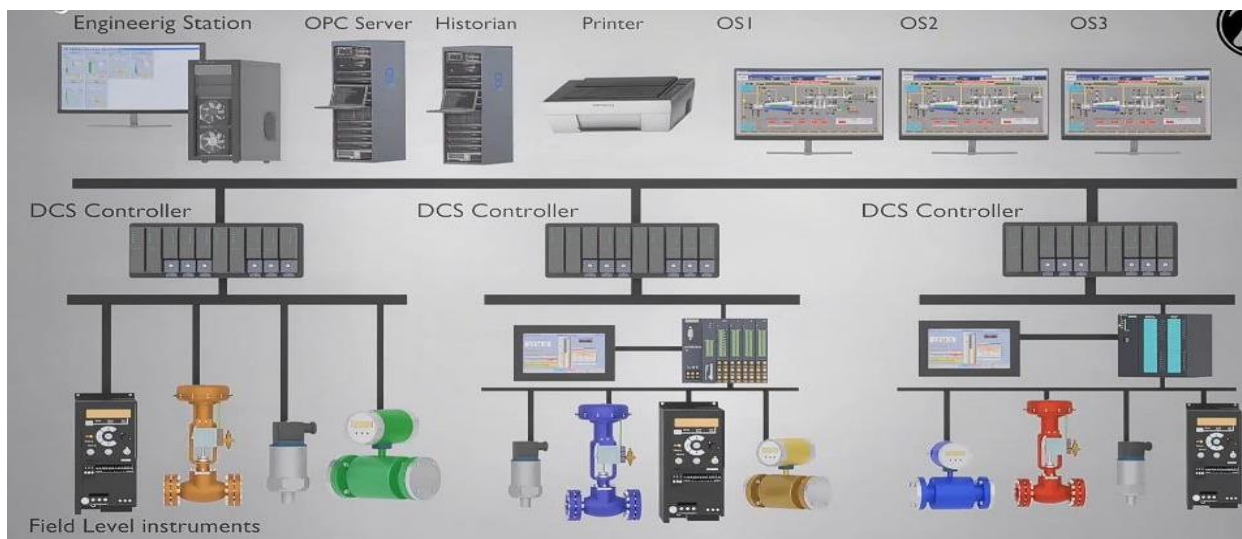


Figure 2.22:Architecture de système DCS [44]

2.11.8 Utilisation dans le projet (simulation de station de compression)

Dans notre projet de simulation de station de compression GR5HRM, un DCS pourrait être utilisé pour :

- Gérer chaque zone fonctionnelle de manière autonome (unités de compression, refroidissement, comptage...).
- Répartir la charge de supervision et de contrôle.
- Maintenir une opérabilité locale même si la communication avec le SCADA est perdue.

2.11.9 Définition de l'automate programmable (API) [45]

Un automate programmable industriel (API), ou programmable logic controller (PLC) en anglais, est un dispositif électronique programmable destiné à automatiser des processus industriels.

Il est conçu pour résister à des environnements industriels sévères (température, humidité, vibrations) et permet de piloter des machines à partir de signaux d'entrée/sortie.

2.11.10 Fonction principale de l'automate programmable (API)

Le rôle principal de l'API est :

- Lire les signaux des capteurs (pression, température, débit...),
- Exécuter des programmes logiques en temps réel (régulation, séquences),
- Commander les actionneurs (vannes, moteurs, alarmes),

- Assurer la sécurité des processus (arrêt d'urgence, basculement).

2.11.11 Architecture simplifiée de l'automate programmable (API)

Un système API typique est constitué de :

- Module CPU (Central Processing Unit) : cerveau de l'automate, où le programme est exécuté.
- Modules d'entrées : pour recevoir les signaux des capteurs (analogiques ou numériques).
- Modules de sorties : pour envoyer des ordres aux actionneurs (moteurs, vannes...).
- Interfaces de communication : pour échanger avec d'autres automates, SCADA ou DCS.



Figure 2.23: Des API Siemens [37]

2.11.12 Définition de l'interface opérateurs (IHM) [46]

Une IHM (Interface-Homme-Machine) est une interface utilisateur ou un tableau de bord qui permet à une personne de se connecter à une machine, un système ou un dispositif.

Dans le contexte industriel, elle sert à visualiser, surveiller et interagir avec les processus automatisés en temps réel, notamment à travers des écrans tactiles, ordinateurs ou tablettes connectées à des automates (API).

2.11.13 Fonction principale de l'interface opérateurs (IHM) [47]

- Visualisation des données
- Surveillance et suivi des performances
- Contrôle des équipements
- Gestion des alarmes
- Intégration des systèmes

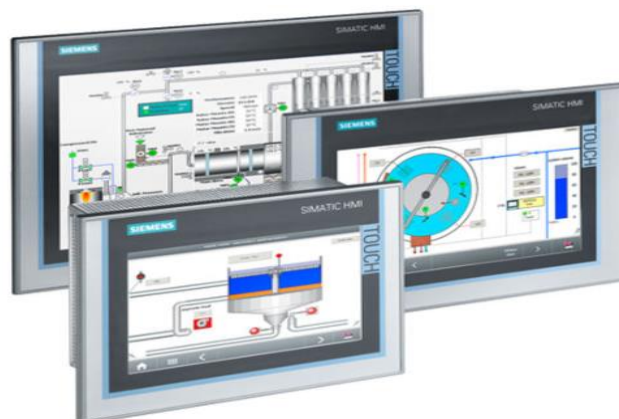


Figure 2.24: Des IHM Siemens

2.12 Les systèmes de sécurité et fiabilité

2.12.1 Définition de système ESD (Emergency Shut Down) [48]

Un système ESD (Emergency Shutdown System) est un système de sécurité critique conçu pour arrêter automatiquement un processus industriel ou un équipement en cas de situation d'urgence ou d'anomalie (surchauffe, surpression, fuite de gaz, incendie, etc.). Il agit comme une barrière de sécurité pour protéger les personnes, l'environnement, et les installations, (Voir l'annexe D pour plus de détails).

2.12.2 Composants essentiels d'un système ESD

Le tableau suivant représente les composants et la description de système ESD

Tableau 2.7: Composant et Description de système ESD

Composant	Description
Capteurs & détecteurs	Surveillent en temps réel des paramètres comme la pression, la température, le niveau de liquide, ou la détection de gaz et flammes.
Logic Solver (Unité de traitement logique)	Généralement un automate de sécurité certifié SIL, il reçoit les signaux des capteurs, les analyse, et décide d'une action de sécurité.
Éléments finaux / Actionneurs	Valves de sécurité, actionneurs pneumatiques ou électriques qui exécutent les ordres (ex : fermeture d'une vanne ou arrêt d'un compresseur).
Interface homme-machine (HMI)	Permet à l'opérateur de surveiller l'état du système, visualiser les alarmes, et déclencher manuellement une procédure d'arrêt si nécessaire.
Unité d'alimentation de secours (PSU)	Fournit une alimentation électrique stable au système même en cas de coupure de courant.
Logiciels de supervision et diagnostic	Permettent l'historisation, le diagnostic à distance, et l'entretien préventif des composants ESD.

2.12.3 Définition de système Fire & Gas [49]

Un système Fire & Gas (F&G) est un système de sécurité automatisé destiné à détecter les incendies, les fuites de gaz, les fumées ou la chaleur, puis à activer des alarmes et des systèmes d'extinction pour protéger les installations et le personnel. Il joue un rôle crucial dans la prévention des incidents industriels majeurs comme les explosions ou incendies.

2.12.4 Principaux composants du système F&G

Le tableau suivant représente les composants et la description de système F&G

Tableau 2.8: Composant et Description de système F&G

Composant	Description
Détecteurs de fumée	Détectent la présence de fumée dans les locaux électriques (MCC, SWG...). Installés au plafond ou dans les conduits.
Détecteurs de gaz	Détection de fuites de gaz combustibles. Alarme à 20% LIE, arrêt de l'installation à 60% LIE.
Détecteurs de chaleur	Détectent les hausses rapides de température.

	Alarme à 70°C, extinction automatique à 80°C.
Détecteurs de flamme (UV/IR)	Détection instantanée des flammes visibles/invisibles. Utilisés dans les zones à haut risque comme les turbines.
Sirènes et signaux lumineux	Alertes visuelles et sonores déclenchées automatiquement en cas d'incident.
Systèmes d'extinction automatique	FM200 pour les salles de contrôle, CO ₂ pour les bâtiments électriques et turbines.
Boutons poussoirs manuels (MCP)	Déclenchement manuel du système d'extinction. Placés aux points d'accès stratégiques.
Panneau de contrôle F&G	Réception des signaux des détecteurs et activation des réponses adéquates (alarme, extinction...).
Clapets coupe-feu / Volets motorisés	Ferment automatiquement les conduits d'air pour contenir les incendies.
Communication avec DCS/PLC/SCADA	Permet l'intégration dans l'architecture de supervision industrielle pour surveillance et historique.

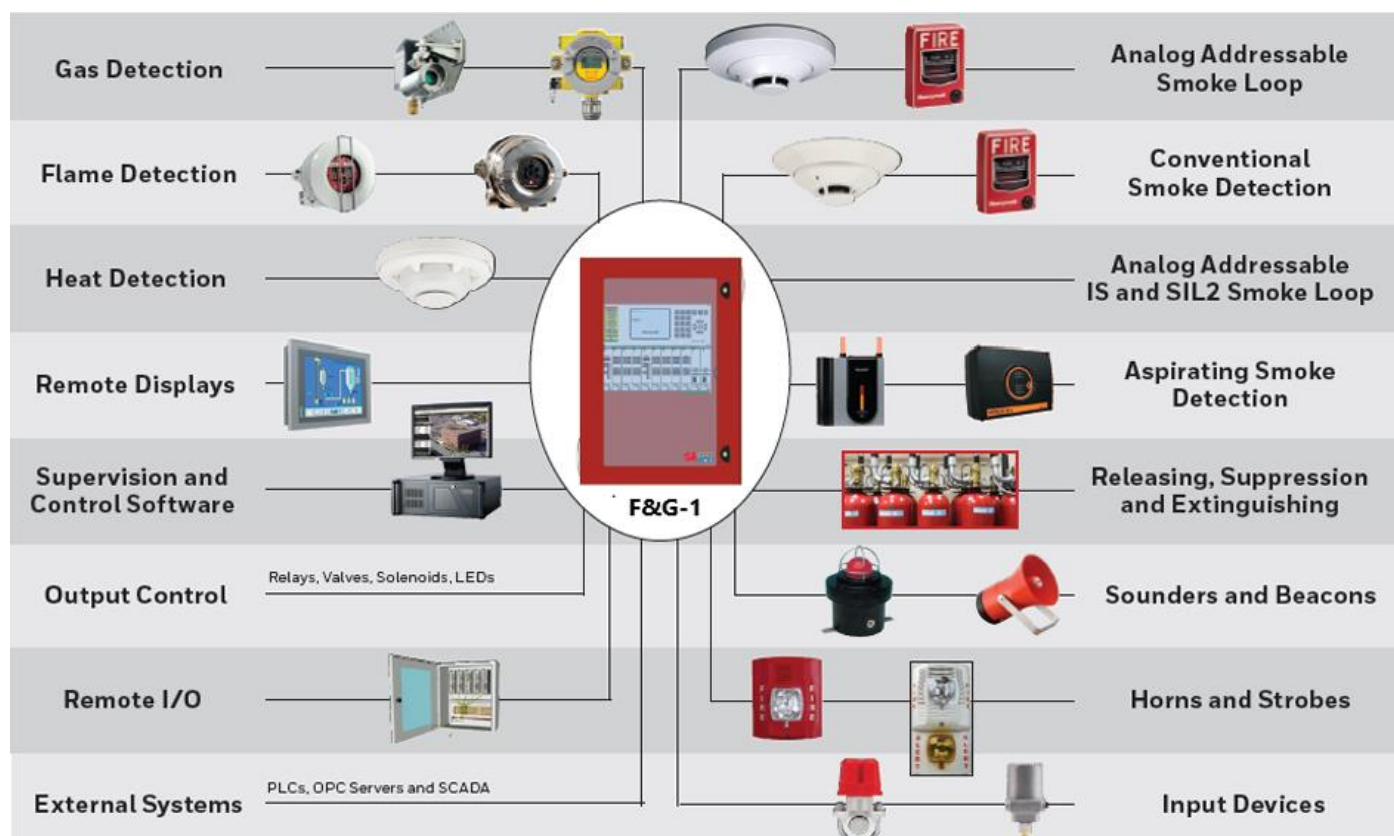


Figure 2.25: Équipements principaux de système F&G [50]

2.12.5 Définition de protocoles de communication

Un protocole de communication industriel est un ensemble structuré de règles permettant l'échange de données entre différents équipements d'un réseau industriel (automates, capteurs, interfaces, logiciels). Il garantit une transmission fiable, cohérente et précise des informations entre les dispositifs connectés.

Ils assurent notamment l'interopérabilité entre plusieurs systèmes comme les automates programmables industriels (API/PLC), les interfaces homme-machine (IHM), et les systèmes de supervision (SCADA).

Lors du choix d'un protocole, plusieurs critères doivent être pris en compte, notamment :

- La vitesse de transmission des données,
- La fiabilité du réseau,
- L'architecture du système,
- Et les types d'appareils interconnectés.

On distingue généralement deux grandes familles :

- Les protocoles basés sur Ethernet (Profinet, EtherCAT, Modbus TCP, SERCOS...),
- Et les protocoles traditionnels ou spécialisés (Profibus, CANopen, CC-Link, J1939...).[51]

2.12.6 Les 10 meilleurs protocoles de communication industrielle [52]

- **PROFINET** : Protocole Ethernet industriel en temps réel, idéal pour les applications nécessitant des échanges de données rapides et déterministes.
- **Ethernet/IP** : Basé sur la technologie Ethernet standard, il offre une communication transparente entre contrôleurs et dispositifs d'E/S.
- **Modbus** : Protocole simple et largement adopté, utilisé pour la communication entre divers équipements industriels.
- **OPC UA** : Fournit une communication sécurisée et indépendante de la plateforme, facilitant l'intégration des systèmes industriels.
- **Profibus** : Protocole de bus de terrain utilisé pour la communication entre les automates et les dispositifs de terrain.
- **CANopen** : Conçu pour les réseaux embarqués, il est couramment utilisé dans les applications industrielles et automobiles.
- **DeviceNet** : Basé sur le protocole CAN, il permet la communication entre les dispositifs de contrôle et les équipements industriels.
- **CC-Link** : Protocole de communication haute vitesse utilisé principalement en Asie pour l'automatisation industrielle.
- **HART** : Combine la communication numérique avec les signaux analogiques traditionnels, permettant une communication bidirectionnelle avec les instruments de terrain.
- **BACnet** : Spécialement conçu pour les systèmes de gestion des bâtiments, il facilite la communication entre les dispositifs de chauffage, ventilation, climatisation, éclairage, etc

Conclusion

Ce chapitre a mis en évidence l'importance capitale de l'instrumentation et de la régulation dans une station de compression de gaz. La diversité des capteurs et des transmetteurs utilisés permet un contrôle précis des variables critiques telles que la pression, la température, le débit et le niveau. Combinée à une supervision efficace et à des dispositifs de sécurité rigoureux, cette infrastructure permet non seulement d'optimiser les performances de la station, mais aussi d'en garantir la sûreté et la fiabilité. Ces éléments constituent la base d'un système automatisé capable de répondre aux exigences du transport moderne du gaz naturel.

Chapitre 03

Étude de cas / Simulation
par TIA Portal

Chapitre 03 Étude de cas / Simulation par TIA Portal

Introduction

Ce troisième chapitre est dédié à l'implémentation de la stratégie de contrôle-commande de la station de compression GR5. En s'appuyant sur les données opérationnelles et les besoins fonctionnels identifiés dans les chapitres précédents, nous allons mettre en place une logique de régulation et de supervision à travers le logiciel TIA Portal. Ce chapitre détaille les choix techniques adoptés, les paramètres régulés, ainsi que l'intégration des instruments dans un système automatisé capable de garantir la performance et la sécurité du processus.

3.1 Définition de TIA Portal

TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal) (Figure 3.1) est une plateforme logicielle développée par Siemens qui permet de programmer, configurer et simuler des automates programmables industriels (API/PLC), des interfaces homme-machine (IHM), des variateurs, des réseaux industriels, ainsi que des systèmes de sécurité et de supervision.

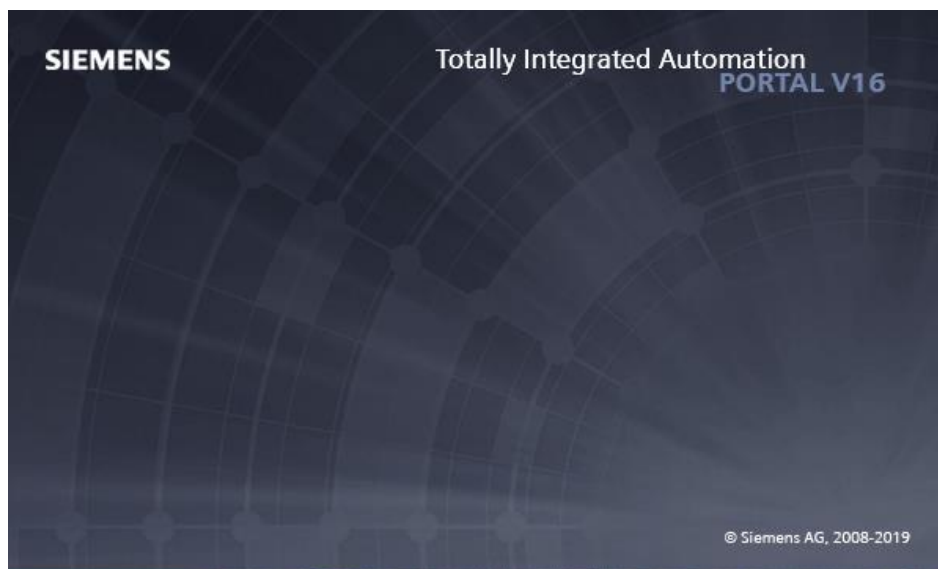


Figure 3.1: Vue de tia portal V16

Il regroupe en une seule interface les outils comme :

- **STEP 7** (programmation d'API S7-1200 / S7-1500)
- **WinCC** (création d'IHM)
- **StartDrive** (configuration des variateurs SINAMICS)
- **Safety Advanced** (programmation de sécurité)
- **PLCSIM** (simulateur d'automates)

Il permet une intégration complète des composants d'automatisme dans un environnement centralisé, cohérent et intuitif comme illustré dans la (Figure 3.2), ce qui réduit les temps de développement, de test et de maintenance des installations industrielles.[53]

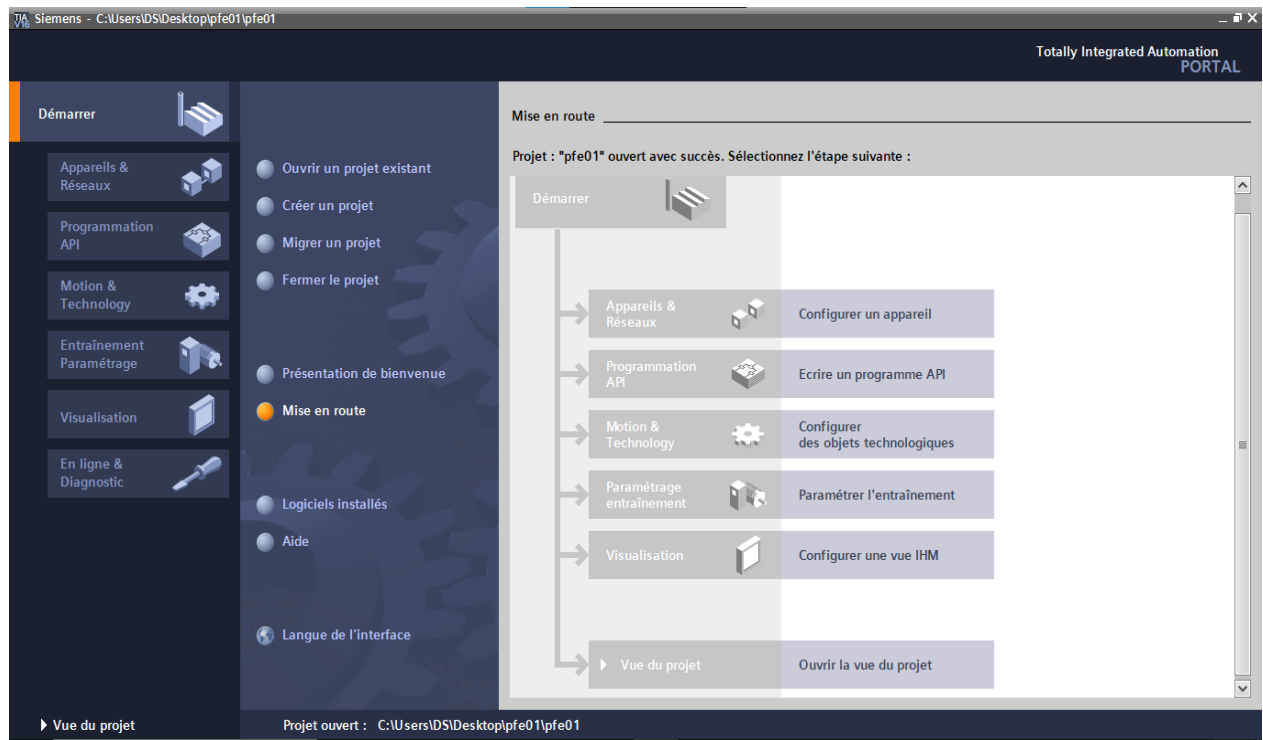


Figure 3.2:vue de portail (tia portal V16)

3.2 Partie hardware

La partie Hardware est la configuration de la partie physique du process, on va donc dimensionner les différents équipements nécessaires, en choisissant les bonnes combinaisons entre automate, les modules et l'alimentation.

3.2.1 Choix de l'automate

Le choix de l'automate consiste à mettre en évidence les automates programmables disponibles sur le marché et l'objectif déjà défini, selon un cahier des charges. La méthodologie consiste à sélectionner un automate programmable défini par ses caractéristiques, en fonction d'un certain nombre de critères comme :

- Le nombre des entrées/sorties ainsi que leurs types (Analogique, TOR...)
- La capacité de la CPU (sa taille mémoire, sa vitesse de traitement) ;
- Le nombre maximal des compteurs et temporisateurs ;
- Le temps de cycle de l'automate ;
- Les fonctions exclusives ;
- Les ports de communication qu'offre l'automate ;
- Le choix d'une marque reconnue mondialement ;
- Le coût ;

3.2.2 Unité centrale de traitement

Pour la CPU Nous avons opté pour la gamme S7-1500 de Siemens. Ces automates offrent des performances exceptionnelles et une grande flexibilité pour les solutions de contrôle. Plus précisément, nous avons choisi le modèle S7-1500 1511-1-PN (Figure 3.3) , qui répond parfaitement à nos besoins en termes d'étendue du programme et de vitesse de traitement. Grâce à cette (CPU), il est possible de mettre en place une architecture modulaire en ajoutant des modules d'entrées/sorties TOR et analogiques, et d'intégrer divers modules de communication pour une connectivité optimisée.

3.2.3 Les caractéristiques de la CPU [53]

- Référence : 6ES7 511-1AK00-0AB0.
- Mémoire de travail : 150 Ko.
- Port de communication : 02 Port Ethernet PROFINET.
- Consommation en courant : 0.7 A / 24 V DC.
- Pas d'entrées/sorties locales.



Figure 3.3:CPU 1511-1 PN

3.2.4 Les modules d'entrées/sorties

Pour effectuer le choix des différents modules d'entrées/sorties, nous devons établir la synthèse des capteurs et actionneurs de la station, qui récapitule le nombre de ces dernières :

Tableau 3.1:Synthèse des capteurs et actionneurs

Catégorie	Désignation	Élément(s)	Nombre	Type	Signal de sortie
Capteur	Transmetteur de pression	337-PT-001 à 006, 338-PT-009 à 012	≥ 6	Analogique	4 - 20 mA / HART
Capteur	Transmetteur de température	337-TT-001 à 003, 338-TT-001	≥ 3	Analogique	4 - 20 mA / HART
Capteur	Transmetteur de débit	338-FIT-101 à 103	≥ 3	Analogique	4 - 20 mA / HART
Actionneur	Filtre	337-S-01	3	T.O.R	24 V DC
Actionneur	Compresseurs	332-K-01 à 03	3	Analogique	4 - 20 mA / HART
Actionneur	Aéro-réfrigérants	Non précisé	3	T.O.R	24 V DC
Actionneur	Ventilateurs des Aéros	Non précisé	24	T.O.R	24 V DC

3.2.5 Modules d'entrées analogiques

En tenant compte du bilan établi dans le (Tableau 1.3), nous avons opté pour le module AI 8×U/R/RTD/TC ST, qui possède 8 entrées analogiques telles qu'illustré dans (Figure 3.4)

3.2.6 Les caractéristiques techniques de modules d'entrées analogiques [53]

- Référence : 6ES7531-7KF00-0AB0.
- Tension d'alimentation : 24 V DC.
- Nombre d'entrées : 8 entrées 16 bits.
- Consommation en courant : 240 mA.



Figure 3.4: Module analogique AI8xU/I/R/RTD

3.2.7 Module de sorties

En ce qui concerne les sorties nous avons 32 sorties TOR et 3 sorties analogiques, de ce fait, nous avons choisi les modules : DQ32x24 V DC/0.5A BA et AQ 4xU/I ST, qui sont des modules de 32 et de 4 sorties tel qu'illustré dans les (Figures 3.5 et 3.6) successivement.

3.2.8 Les caractéristiques de module de sorties TOR [53]

- Référence : 6ES7522-1BL10-0AA0.
- Tension d'alimentation : 24 V DC.
- Nombre de sorties : 32.
- Consommation en courant : 60 mA.
- Tension de sortie : 24 V DC.
- Courant de sortie : 0.5 A.



Figure 3.5: Module de sortie DQ32x24 V DC/0.5A

3.2.9 Les caractéristiques de module de sorties analogiques [53]

- Référence : 6ES7 532-5HD00-0AB0.
- Tension d'alimentation : 24 V DC.
- Nombre de sorties : 4.
- Consommation en courant : 320 mA



Figure 3.6: Module de sortie AQ 4xU/I ST

3.2.10 Module d'alimentation

Il est essentiel de choisir le module d'alimentation adéquat pour alimenter le bus interne de l'automate S7-1500.

3.2.11 Bilan de consommation en courant

il est nécessaire de réaliser un bilan de puissance des extensions modulaires afin de déterminer les exigences en termes d'alimentation électrique.

Tableau 3.2: Bilan de consommation entrées/ sorties

Module	Nombre	Consommation totale en mA
Module analogique AI 8xU/I/R/RTD	2	480
Module de sortie DQ32x24 V DC/0.5A	1	60
Module de sortie AQ 4xU/I ST	1	320
Panel IHM	1	1700
Courant total nécessaire		2560

Cette étude nous a permis de choisir le module d'alimentation PS 60W (Figure 3.7).

3.2.12 Caractéristiques techniques [53]

- Référence : 6ES7505-0RA00-0AB0
- Puissance dissipée : 60W
- Courant d'entrée : 3 A
- Tension d'alimentation : 24 V
- Courant fourni : 2.5 A.



Figure 3.7: Module d'alimentation PS 60W

3.3 Partie software

Dans cette partie on fait la configuration et la programmation

3.3.1 Configuration matérielle

Avant d'entamer la phase de programmation, il est indispensable de la précéder par une configuration matérielle (Figure 3.8), qui regroupe les modules, la CPU et l'alimentation système choisis.

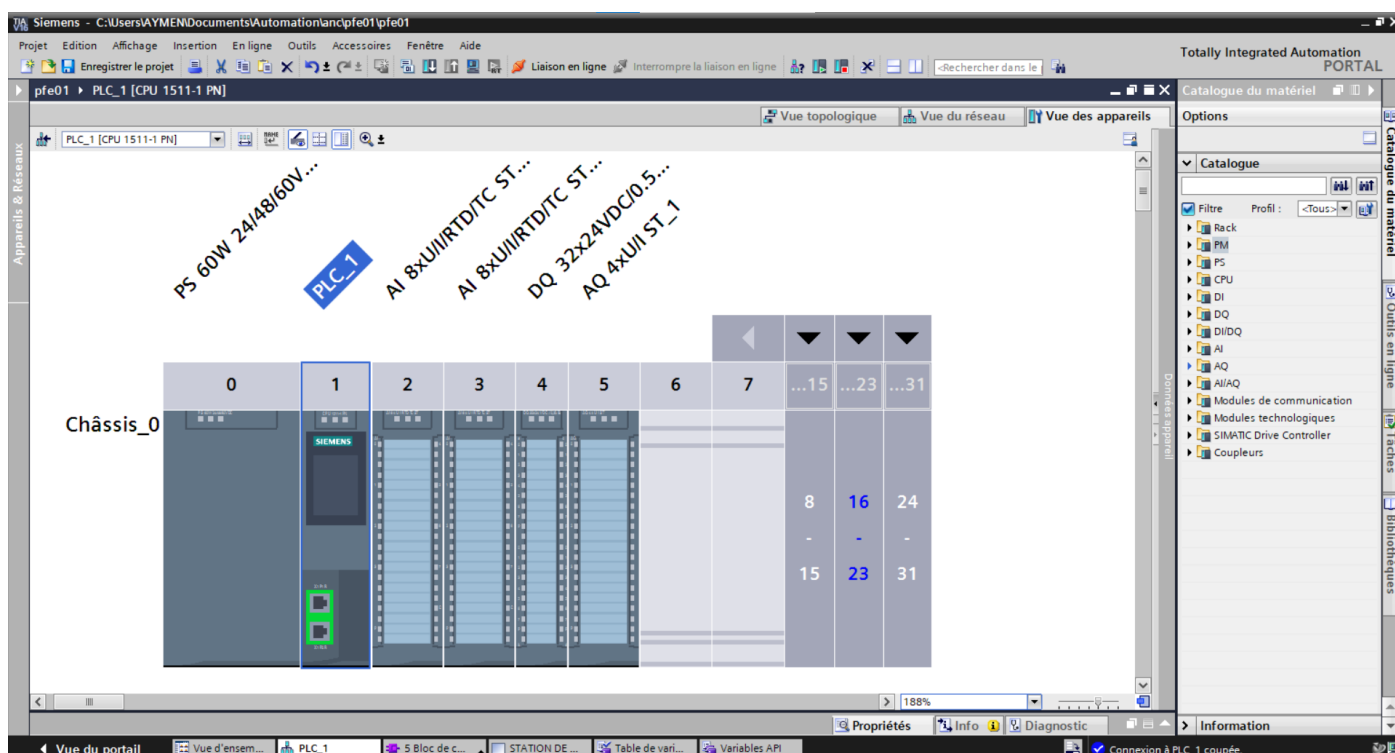


Figure 3.8: Configuration matérielle

3.3.2 Programmation

Afin de mieux illustrer le fonctionnement global du système amélioré de la station de compression GR5, l'organigramme ci-dessous présente les principales étapes de régulation automatique, de gestion des compresseurs et du contrôle de la température. Ce schéma permet de visualiser la logique de prise de décision intégrée dans le système de supervision.

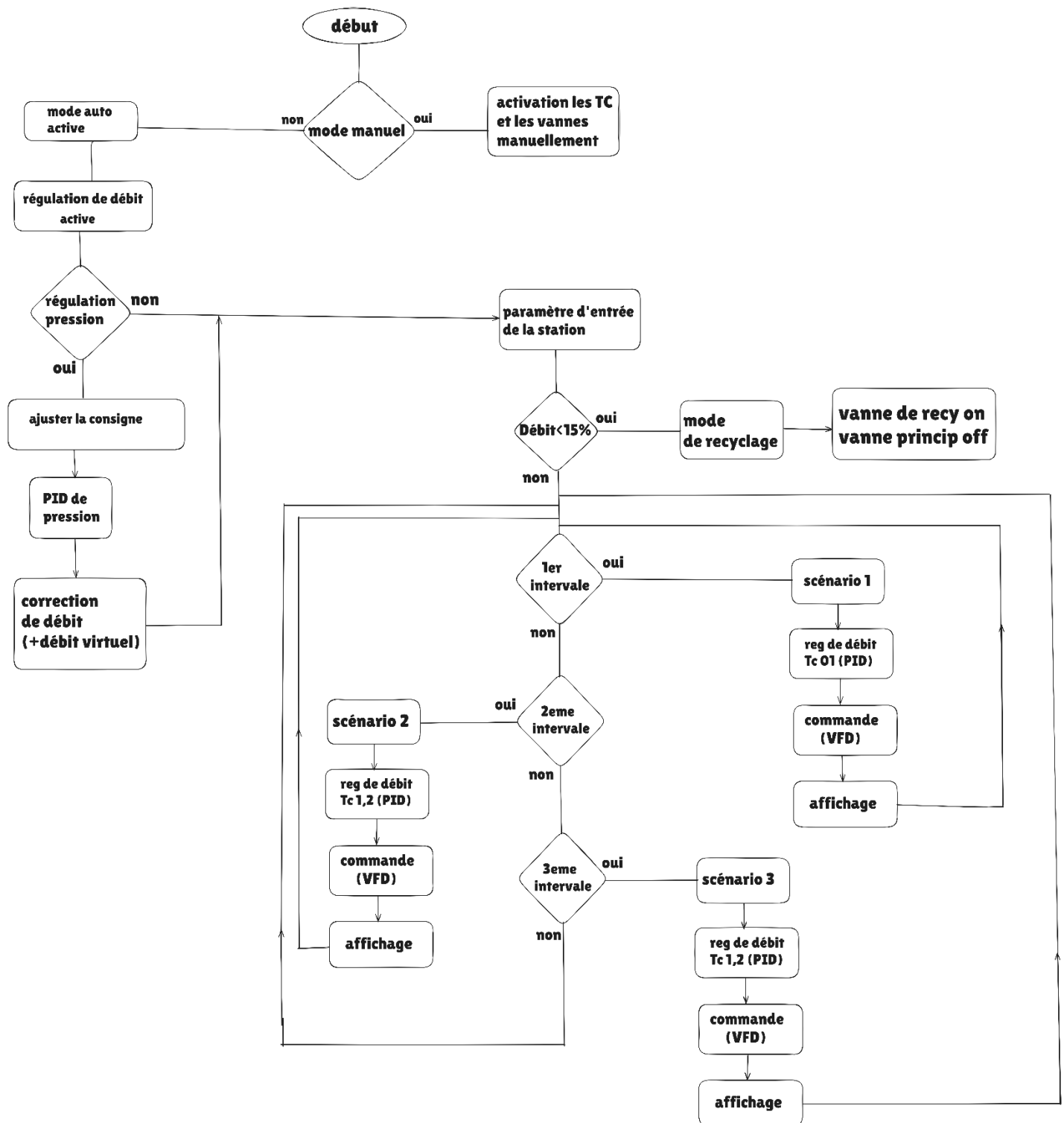


Figure 3.9:organigramme de fonctionnement

Dans notre projet, les boucles de régulation sont au cœur du fonctionnement automatisé de la station de compression. Elles sont réparties entre deux blocs principaux du programme automate : OB1, qui exécute les tâches de configuration et d'envoi des commandes de manière cyclique continue, sert à préparer les données nécessaires aux régulations, et le bloc OB30 est exécuté périodiquement (ex. toutes les 100 ms) et contient toutes les régulations automatiques liées au processus, garantissant un contrôle précis et réactif. La figure 3.10 illustre une vue de notre blocs d'organisation (OB), blocs fonctionnels (FB) et blocs de données (DB).

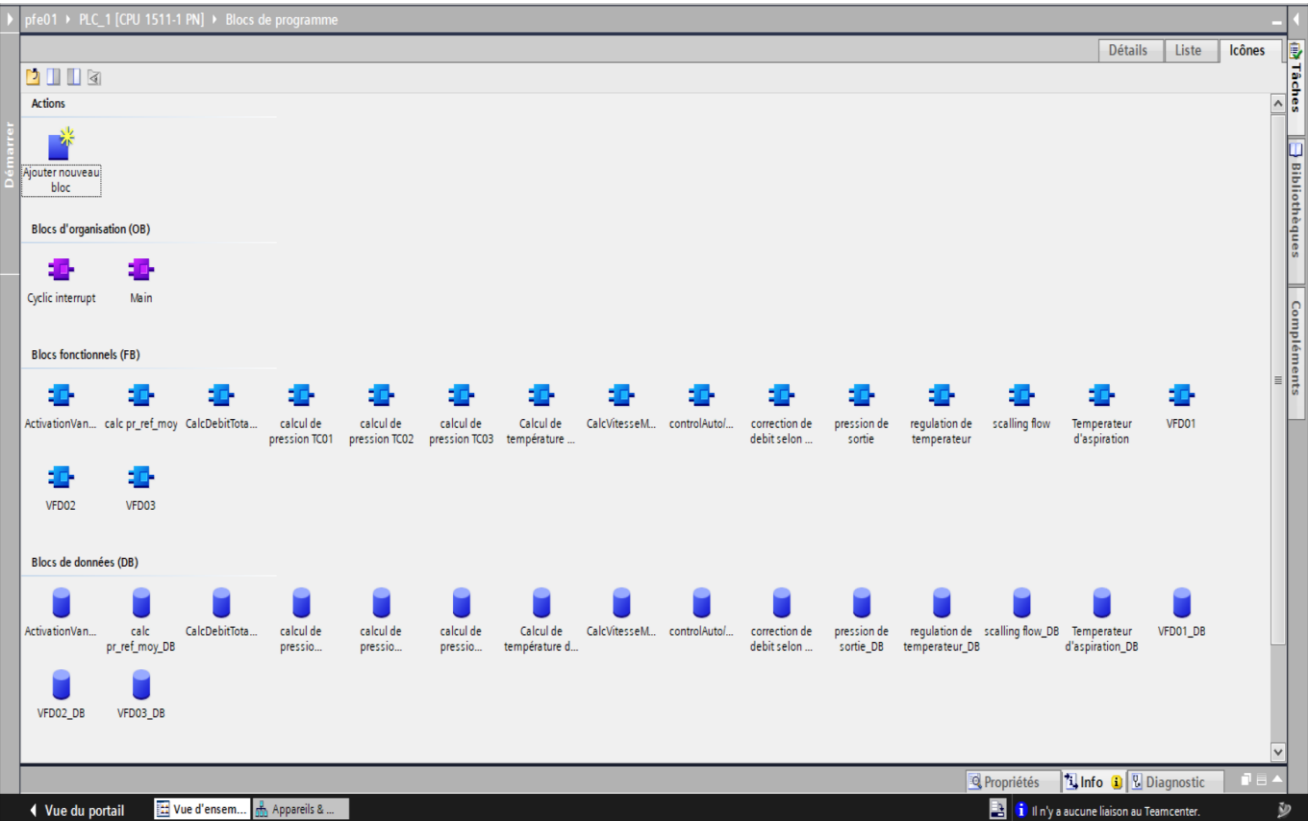


Figure 3.10:Vue des blocs utilisés

3.3.3 Table des mnémoniques

Les mnémoniques sont les noms que l’on attribue aux variables globales de l’automate, l’emploi des mnémoniques à la place des adresses absolues rend la compréhension du programme plus aisée, la figure 3.11 illustre notre table de mnémonique élaborée.

Variables API										
Nom	Table des variables	Type de données	Adresse	Réma...	Acces...	Écritu...	Visibl...	Surveilla...	Commentaire	
1 capteur de debit amont	Table de variables s...	Int	%IW2		☒	☒	☒			
2 Tag_2	Table de variables s...	Real	%MD1		☒	☒	☒			
3 transmetteur de debit amont	Table de variables s...	Real	%ID2		☒	☒	☒			
4 vitesseTC_01	Table de variables...	Real	%MD3		☒	☒	☒			
5 vitesseTC_02	Table de variables...	Real	%MD6		☒	☒	☒			
6 vitesseTC_03	Table de variables...	Real	%MD8		☒	☒	☒			
7 out1	Table de variables...	Real	%MD9		☒	☒	☒			
8 out2	Table de variables...	Real	%MD10		☒	☒	☒			
9 out3	Table de variables...	Real	%MD11		☒	☒	☒			
10 out4	Table de variables...	Real	%MD12		☒	☒	☒			
11 out5	Table de variables...	Real	%MD13		☒	☒	☒			
12 out6	Table de variables...	Real	%MD14		☒	☒	☒			
13 debit amont	Table de variables s...	Real	%MD16		☒	☒	☒			
14 capteur de pression	Table de variables s...	Int	%IW6		☒	☒	☒			
15 Tag_1	Table de variables s...	Real	%MD18		☒	☒	☒			
16 transmetteur pression	Table de variables s...	Real	%ID4		☒	☒	☒			
17 capteur de temperature	Table de variables s...	Int	%IW8		☒	☒	☒			
18 Tag_3	Table de variables s...	Real	%MD26		☒	☒	☒			
19 temperature d'aspiration(1)	Table de variables s...	Real	%MD30		☒	☒	☒			
20 ON/OFF	Table de variables s...	Bool	%M3.4.0		☒	☒	☒			
21 P_aspi	Table de variables s...	Real	%MD34		☒	☒	☒			
22 ModeManuel	Table de variables s...	Bool	%M35.0		☒	☒	☒			
23 ManuelComp1	Table de variables s...	Bool	%M38.0		☒	☒	☒			
24 ManuelComp2	Table de variables s...	Bool	%M38.1		☒	☒	☒			
25 ManuelComp3	Table de variables s...	Bool	%M38.2		☒	☒	☒			
26 <Ajouter>					☒	☒	☒			

Figure 3.11:la table des mnémoniques

3.3.4 PLCSIM

PLCSIM (le simulateur de contrôleur Siemens) a été utilisé pour simuler le fonctionnement de l'automate S7-1500 sans recourir à un matériel physique. Ce simulateur permet d'exécuter et de tester tout le programme développé dans TIA Portal, y compris les blocs fonctionnels, les régulations PID, les séquences logiques, ainsi que l'interaction avec l'interface HMI.

Grâce à PLCSIM, il a été possible de vérifier dynamiquement le comportement du système, d'observer l'évolution des variables comme la fréquence des compresseurs, la pression, le débit, la température, et de modifier en temps réel les entrées comme les transmetteurs virtuels ou les boutons pour simuler différents scénarios, comme il est illustré dans la figure 3.12, la table de simulation contient les variables principales utilisées dans le programme et permet un pilotage et une surveillance efficaces du processus automatisé.

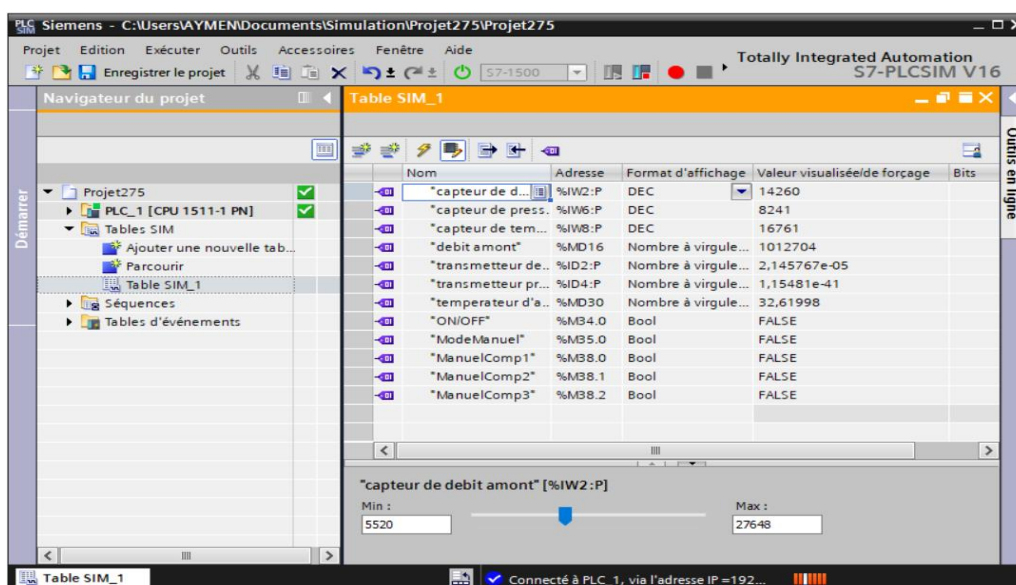


Figure 3.12: La table de PLCSIM

3.4 Bloc d'organisation OB1 (Main Program Sweep)

Ce bloc est le cœur du programme, il orchestre l'exécution cyclique de toutes les fonctions de la station, en appelant les blocs fonctionnels dans un ordre structuré.

3.4.1 Mise à l'échelle de la pression

La première étape du traitement de la pression dans notre programme consiste à normaliser la valeur mesurée par le transmetteur de pression, qui fournit un signal analogique en courant (typiquement 4–20 mA). Ce signal est lu par l'automate sous forme d'un entier brut (type INT), représentant une plage codée entre 0 à 27648. (Figure 3.13)

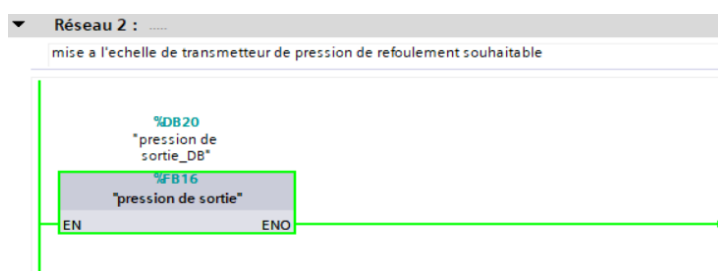


Figure 3.13: Bloc de transmetteur de pression

Nous avons utilisé les blocs standards de Siemens NORM_X et SCALE_X, dans le bloc fonctionnel FB16. Le bloc NORM_X permet de convertir la valeur brute entière en une valeur normalisée comprise entre 0.0 et 1.0, ensuite, le bloc SCALE_X transforme cette valeur normalisée en une grandeur physique réelle exprimée en bar, qui représente la pression actuelle mesurée dans le système (Figure 3.14).

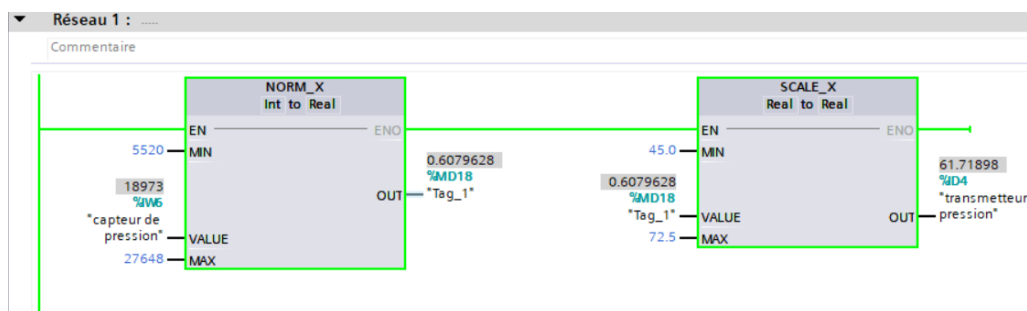


Figure 3.14: les blocs NORM_X et SCALE_X de pression

Ce processus permet ainsi de passer d'un signal brut non interprétable à une valeur précise et cohérente dans les unités souhaitées (pression en bar), utilisable :
comme consigne de pression souhaitée définie par l'opérateur afin de rendre cette donnée exploitable dans le programme

3.4.2 Mise à l'échelle de la température d'aspiration

Comme pour les autres grandeurs analogiques, la température mesurée par le capteur (généralement une sonde PT100) est initialement reçue par l'automate sous forme d'une valeur brute codée en entier (INT). Cette donnée, sans unité directe, doit être convertie en une valeur réelle (en °C) pour être utilisée dans le traitement et la régulation.

Pour ce faire, dans le bloc fonctionnel FB10, nous utilisons également les blocs standard Siemens NORM_X et SCALE_X (Figure 3.15)

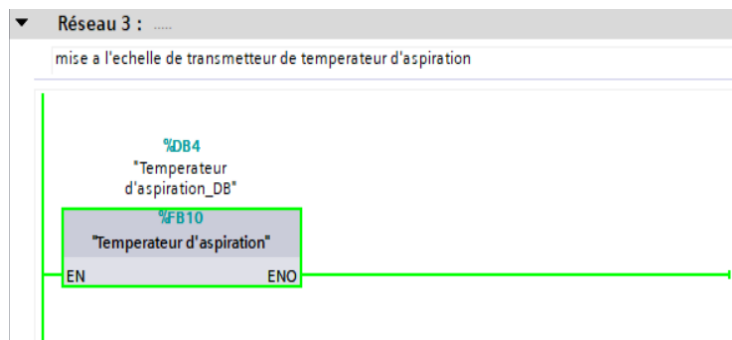


Figure 3.15: Bloc de transmetteur de température d'aspiration

NORM_X : convertit la valeur entière brute (entre 0 et 27648) en une valeur normalisée comprise entre 0.0 et 1.0.

SCALE_X : transforme ensuite cette valeur normalisée en une valeur physique réelle de température en degrés Celsius (°C). (Figure 3.16)

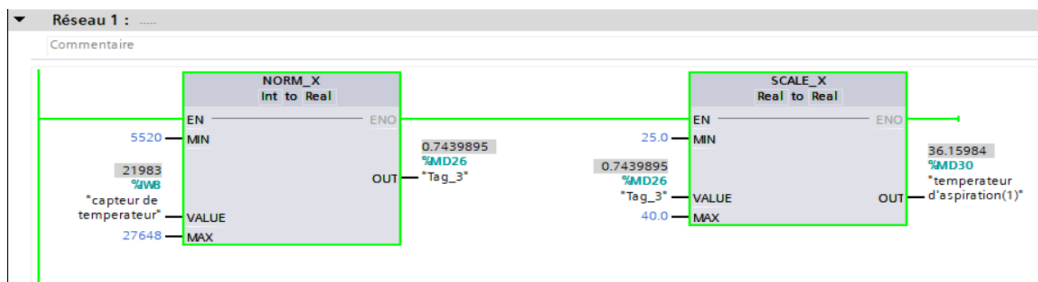


Figure 3.16:les blocs NORM_X et SCALE_X de température d'aspiration

Cette température mise à l'échelle est ensuite utilisée comme température d'aspiration.

3.4.3 Mise à l'échelle du débit d'entrée

La régulation commence par la lecture de la valeur analogique du débit en amont, transmise par un débitmètre (4-20 mA). Cette valeur brute est convertie en une grandeur exploitable via un bloc de mise à l'échelle (FB6 – "scaling flow") (Figure 3.17), exécuté dans le réseau 1 de OB1.

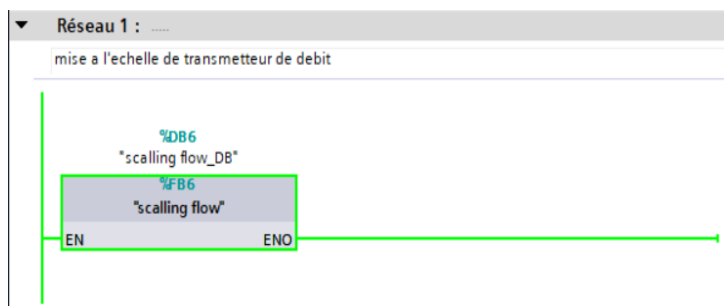


Figure 3.17:Bloc de transmetteur de débit

La première étape consiste à normaliser la mesure provenant de capteur analogique en utilisant de norme et des échelles appropriées. Cela permet de convertir la valeur de capteur de type « INT » en unités de mesure standardisées, facilitant ainsi le traitement ultérieur des données, pour cela on a utilisé les blocs « NORM_X » et « SCALE_X » (Figure 3.18).

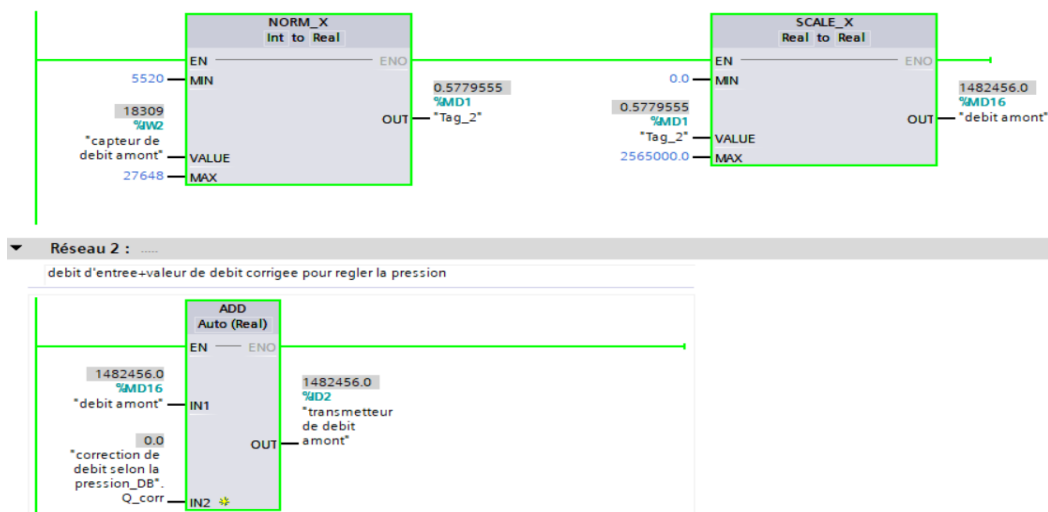


Figure 3.18:les blocs NORM_X et SCALE_X de débit

La sortie de ce bloc est nommée "transmetteur de débit amont". Elle représente le débit réel mesuré à l'entrée de la station de compression entre 0 et 2565000, en unités de volume par heure (m³/h). Cette variable est ensuite transmise au bloc control Auto/man.

3.4.4 Bloc control Auto/man

Une fois le débit d'entrée mis à l'échelle et disponible sous la variable "transmetteur de débit amont", cette valeur est exploitée dans le bloc de contrôle automatique (control Auto/man) pour décider du nombre de compresseurs à activer et de la répartition du débit entre eux.

La logique de gestion automatique est structurée autour du mode de fonctionnement (manuel ou automatique), selon la variable (Mode Manuel) (Figure 3.19).

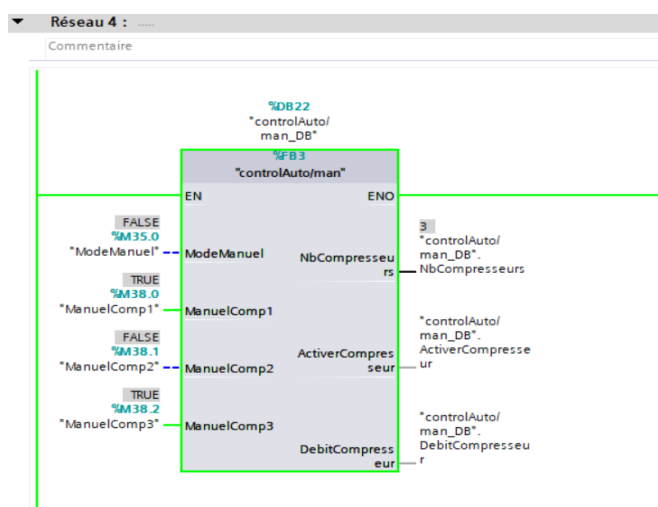


Figure 3.19: Bloc de control Auto/man

3.4.5 Mode automatique

Lorsque Mode Manuel est FAUX, le système fonctionne en mode automatique. Dans ce mode, le programme :

1. Lit le débit total en amont à travers "transmetteur de débit amont".
2. Compare cette valeur à des seuils prédéfinis pour déterminer le nombre de compresseurs à activer :
 - Si le débit est inférieur à un seuil bas (Seuil Recycle) → aucun compresseur n'est activé (recyclage).
 - Si le débit est compris entre Seuil Recycle et 855 000 m³/h → 1 compresseur activé.
 - Si le débit est inférieur à 1 710 000 m³/h → 2 compresseurs.
 - Si le débit dépasse 1 710 000 m³/h → 3 compresseurs activés.

3. Répartit équitablement le débit mesuré entre les compresseurs activés :

$$\text{Débit Compresseur}[i] = \text{transmetteur de débit amont} / \text{Nb Compresseurs activés}$$

- Ce mode garantit une adaptation automatique de la puissance du système en fonction du besoin réel. Il est utilisé pour optimiser l'énergie, réduire l'usure mécanique et maintenir la pression de refoulement cible.

3.4.6 Mode manuel

Lorsque Mode Manuel est VRAI, le contrôle est transféré à l'opérateur. Ce dernier peut :

Activer manuellement n'importe lequel des 3 compresseurs via les booléens ManuelComp1, ManuelComp2 et ManuelComp3, Dans ce mode, le programme :

1. Vérifie quels compresseurs ont été activés par l'opérateur.
2. Compte le nombre de compresseurs activés.
3. Répartit le débit total mesuré ("transmetteur de débit amont") uniquement entre les compresseurs activés

- Ce mode permet :

De tester un compresseur individuellement,
De continuer à fonctionner en cas de panne des capteurs automatiques,
D'avoir un contrôle manuel lors des phases de maintenance ou d'anomalie.

3.4.7 Control des vannes

La fonction Activation Vannes illustré dans la (figure 3.20) dans OB1 active ou désactive des vannes selon les signaux Activer Compresseur si est (TRUE) :

Vanne Principale = TRUE

Vanne Recyclage = FALSE

Si est (FALSE) :

Vanne Principale = FALSE

Vanne Recyclage = TRUE → Mise en mode recyclage de sécurité,

Aussi le mode recyclage est active selon la seuil critique : Si le débit mesuré < 15 % du débit nominal (débit de consigne max).

L'objectif de mode recyclage est Pour éviter la surpression (phénomène de pompage).

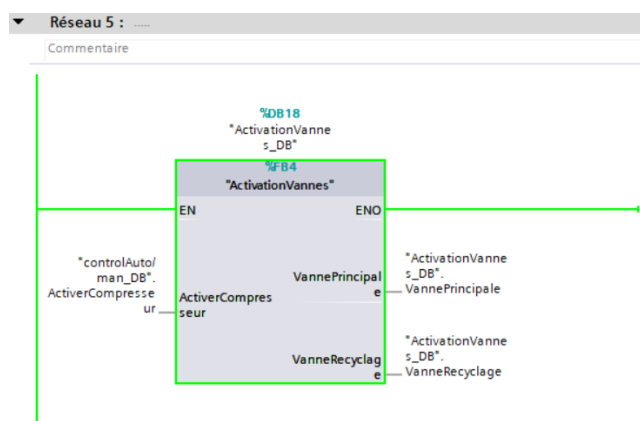


Figure 3.20: Bloc de Control des vannes

3.5 Régulation dynamique dans OB30 (Cyclic Interrupt)

Le bloc OB30 est utilisé pour exécuter en priorité les régulations PID nécessitant une mise à jour rapide, avec un temps de cycle plus court que OB1.

3.5.1 Régulation du débit

On a Trois régulateurs PID_Compact pilotent chacun un compresseur a partir des (VFD01, VFD02, VFD03).

Chaque régulateur compare la consigne de débit (Débit Compresseur[i]) à la valeur mesurée (debit01, debit02, debit03), et ajuste la fréquence du VFD en sortie.

Cette fréquence est ensuite convertie en vitesse de rotation (tr/min) via une formule.

3.5.2 Régulation du débit pour compresseur 01

Bloc de régulation PID pour compresseur 01 (Figure 3.21)

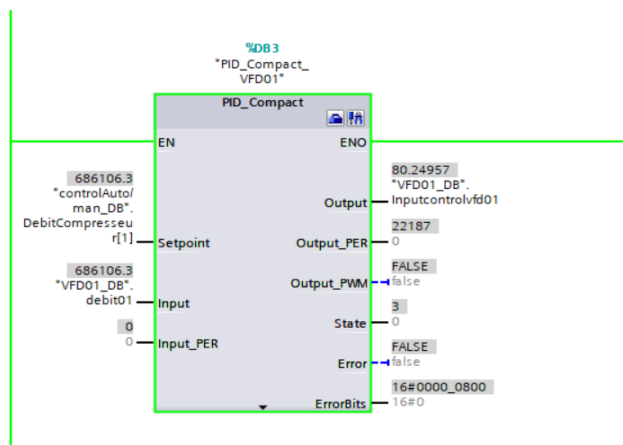


Figure 3.21: Bloc de régulation PID_Compact 01

3.5.3 Configuration des paramètres PID

On a régler les paramètres PID automatiquement a travers l'optimisation préalable dans les paramètres de bloc PID compact. (Figure 3.22)

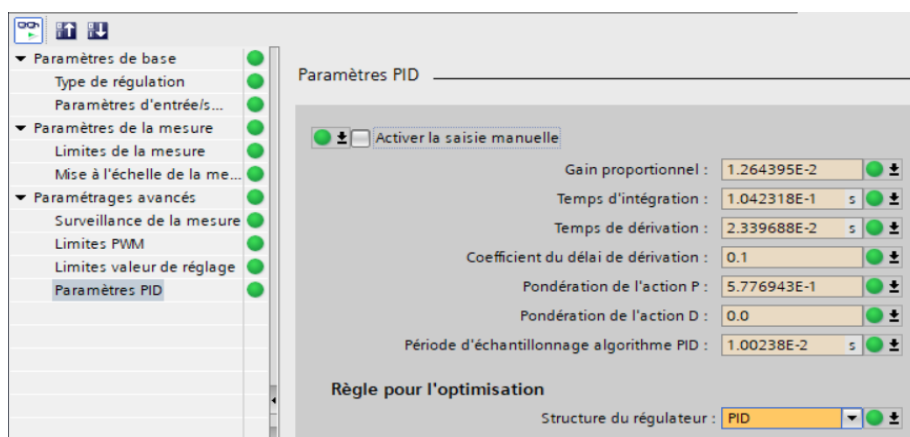


Figure 3.22: les paramètres PID 01

3.5.4 Bloc VFD 01

L'objectif de ce bloc est de modéliser le comportement dynamique d'un compresseur à vitesse variable, dont la vitesse est commandée par un régulateur PID. L'élément central du contrôle est le débit de gaz, qui dépend directement de la fréquence de fonctionnement du VFD. (Figure 3.23)

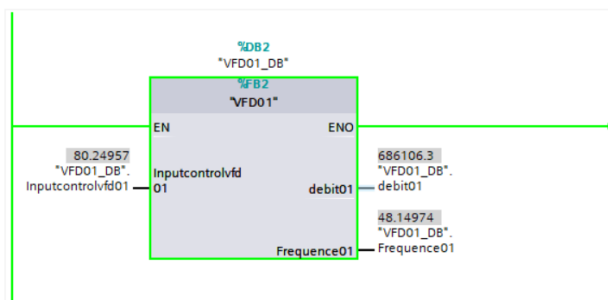


Figure 3.23: Bloc vfd 01

La variable Inputcontrolvfd01 représente la sortie du régulateur PID, exprimée en pourcentage (0–100 %). Elle traduit le niveau de commande souhaité pour le compresseur, cette commande est convertie en fréquence réelle de fonctionnement du VFD (Frequence01) en multipliant ce pourcentage par la fréquence maximale (Freqmax) autorisée par le VFD. Ainsi, plus la commande PID est élevée, plus la fréquence augmente, ce qui signifie une augmentation de la vitesse de rotation du compresseur (eqt 3.1).

$$Frequence01 := \frac{Inputcontrolvfd01}{100.0} \times Freqmax \dots \dots \dots \text{eqt 3.1}$$

La fréquence calculée est ensuite convertie en débit cible (Targetdebit). Le lien est supposé linéaire, selon le principe que le débit volumique fourni par le compresseur est proportionnel à sa vitesse de rotation. Ainsi, si la fréquence augmente, le débit augmente également, en tenant compte du débit maximal (debitmax) du compresseur. Cela permet de déterminer le débit que le système "souhaite atteindre" (eqt 3.2).

$$Targetdebit := \frac{Frequence01}{60.0} \times Debitmax \dots \dots \dots \text{eqt 3.2}$$

Dans un système réel, le compresseur ne peut pas passer instantanément d'un débit à un autre. Pour simuler cette inertie mécanique, le bloc utilise une équation de premier ordre pour lisser la transition entre la valeur actuelle (debit01) et la valeur cible (Targetdebit) (eqt 3.3).

$$Debit01 = Debit01 + \alpha \times (Targetdebit - Debit01). \dots \dots \text{eqt 3.3}$$

Le paramètre alpha est un coefficient de convergence, (alpha= 0.001) : plus sa valeur est grande, plus la transition est rapide ; plus elle est faible, plus le système est lent à réagir. Cela permet de simuler un comportement réaliste du compresseur, en intégrant un délai de montée ou de descente du débit.

3.5.5 Vitesse de compresseur 01

On utilise la variable Frequence01 pour convertir la fréquence en vitesse de rotation (tr/min), (Figure 3.24).

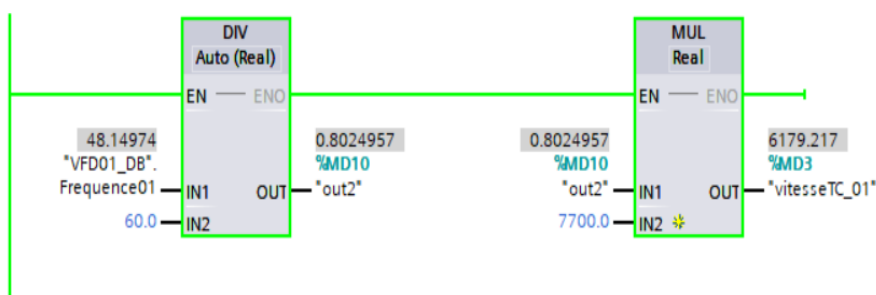


Figure 3.24: Bloc conversion fréquence vitesse

3.5.6 Régulation du débit pour les compresseurs 02 et 03

Le fonctionnement des blocs de régulation pour les compresseurs 02 et 03 comme illustré dans (Figure 3.25) et (Figure 3.26) repose exactement sur le même principe que celui décrit pour le compresseur 01. Chaque compresseur dispose de son propre régulateur PID (PID_Compact) qui génère une sortie de commande proportionnelle (InputControlVFD02 et InputControlVFD03). Cette sortie est convertie en fréquence de commande des VFD respectifs, puis en débit cible, selon une relation linéaire. Une équation de simulation dynamique (filtre du premier ordre) permet ensuite de lisser la transition entre le débit réel et le débit cible. Les blocs VFD_02 et VFD_03 reproduisent donc le même comportement, en assurant une régulation individuelle et réaliste de chaque compresseur selon son propre débit et sa fréquence.

- Les blocs de régulation appliquée au compresseur 02 :

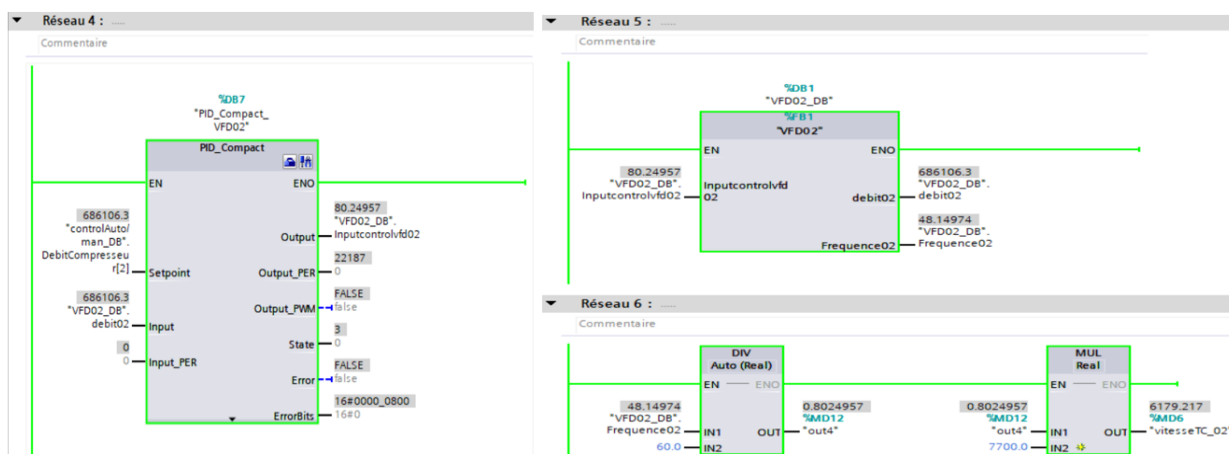


Figure 3.25:les blocs PID 02, vfd02, conversion02

- Les blocs de régulation appliquée au compresseur 03 :

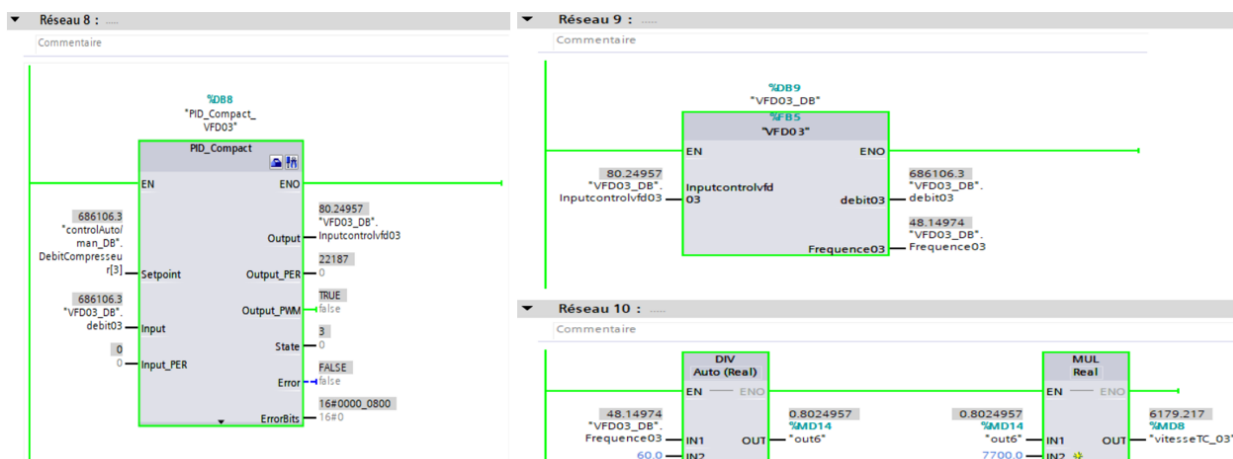


Figure 3.26:les blocs PID 03, vfd03, conversion03

3.5.7 Calcul du débit total de refoulement

Le bloc dans la figure 3.27 a pour objectif de calculer le débit total de gaz refoulé dans le collecteur de sortie commun de la station de compression. Chaque compresseur (TC1, TC2, TC3) refoule un débit individuel simulé (Q1, Q2, Q3), en fonction de sa régulation et de son activation.

Le bloc utilise une logique conditionnelle pour additionner uniquement les débits des compresseurs effectivement en service, en vérifiant les états ActiverCompresseur1, ActiverCompresseur2 et ActiverCompresseur3.

Le calcul se fait comme suit :

1. Initialisation de la somme du débit à zéro.
2. Pour chaque compresseur activé, on ajoute son débit (Q1, Q2, Q3) à la variable intermédiaire Somme_Debit.
3. À la fin, cette somme est affectée à la variable Debit_Total, qui représente le débit global réel circulant vers la sortie de la station.

Ce bloc permet ainsi d'obtenir une valeur cohérente et dynamique du débit de refoulement total, qui pourra ensuite être utilisée pour la simulation de la pression, de la température de sortie, ou pour d'autres boucles de régulation.

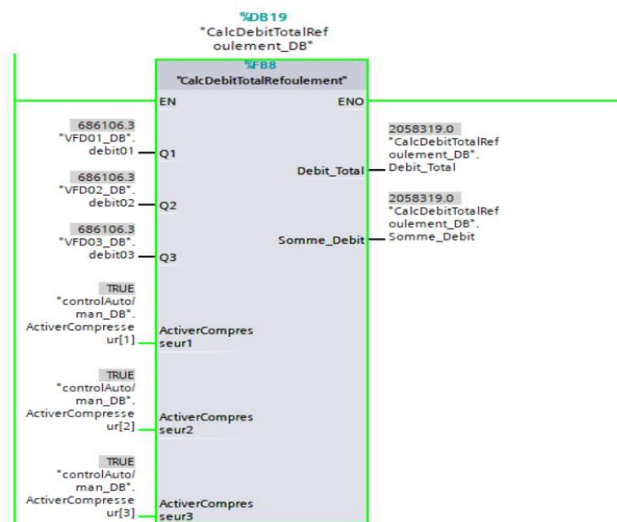


Figure 3.27: Bloc de calcul de débit total

3.5.8 Régulation de la pression

La régulation de la pression au sein de la station de compression vise à maintenir une pression de refoulement constante et souhaitée, quelle que soit la variation du débit ou du nombre de compresseurs actifs. Ce système utilise une boucle de régulation PID combinée à une correction dynamique du débit. Au début il faut calculer la pression de refoulement (TC1, TC2, TC3) pour chaque compresseur

3.5.9 Calcul de la pression de refoulement des compresseurs

Chaque bloc dans la figure 3.28 a pour objectif de calculer la pression de refoulement produite par un compresseur actif, en fonction de son débit de refoulement (Q_m3h) et de sa vitesse de rotation (V_rpm). Le même programme est répliqué pour chacun des trois compresseurs (TC1, TC2, TC3).

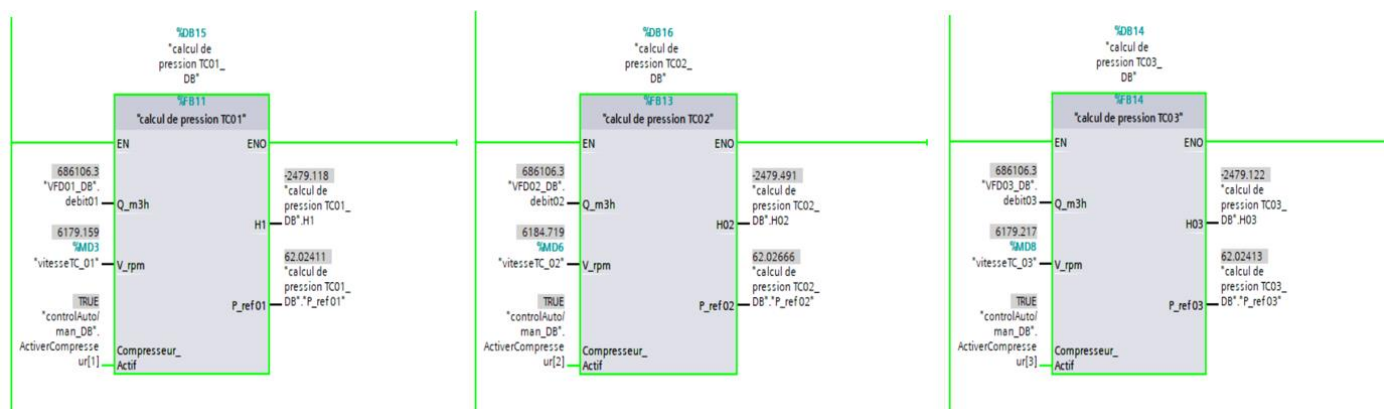


Figure 3.28: les blocs de calcul de pression

Le fonctionnement du bloc est comme suit :

1. Vérification de l'état du compresseur :

Le calcul est effectué uniquement si le compresseur est actif (Compresseur_Actif = TRUE). Sinon, la pression et la hauteur dynamique sont mises à zéro.

2. Normalisation de la vitesse :

La vitesse de rotation réelle est divisée par la vitesse maximale (V_max) afin d'obtenir un coefficient de pondération k compris entre 0 et 1 (eqt 3.4)

$$k = \frac{V_{rpm}}{V_{max}} \dots\dots\dots \text{eqt 3.4}$$

3. Calcul des coefficients dynamiques :

Une relation simplifiée (eqt 3.5) est utilisée ici, où seul le coefficient a est non nul

$$a = -0.000000005483 \times (0.8 + 0.2 \times k). \dots\dots\dots \text{eqt 3.5}$$

4. Calcul de la hauteur dynamique (H) :

Le débit est injecté dans une équation quadratique (eqt 3.6) pour simuler la charge dynamique générée :

$$H = a \times Q^2 + b \times Q + c \dots\dots\dots \text{eqt 3.6}$$

5. Calcul de la pression de refoulement (bar) :

La pression est calculée à partir de l'équation de base en thermodynamique des fluides compressibles (eqt 3.7):

$$P_{ref} := P_{aspi} - \frac{(\rho \times g \times H)}{(Z \times 100000.0)} \dots\dots\dots \text{eqt 3.7}$$

P_aspi : pression d'aspiration [bar]

ρ : densité du gaz (70 kg/m³)

g : gravité (9.81 m/s²)

Z : facteur de conversion (1.0)

Le facteur 100000 permet de convertir la pression de Pascal vers Bar.

Cette approche permet de simuler une pression de sortie réaliste pour chaque compresseur en prenant en compte à la fois son débit individuel et sa vitesse de fonctionnement et sa pression d'aspiration.

3.5.10 Calcul de la pression de refoulement totale

Comme illustré dans la figure 3.29, Ce bloc a pour rôle de calculer la pression de refoulement globale de la station de compression, en tenant compte des pressions fournies par chaque compresseur actif.

Il s'agit d'une pression moyenne pondérée, qui permet d'estimer la pression dans le collecteur de sortie commun.

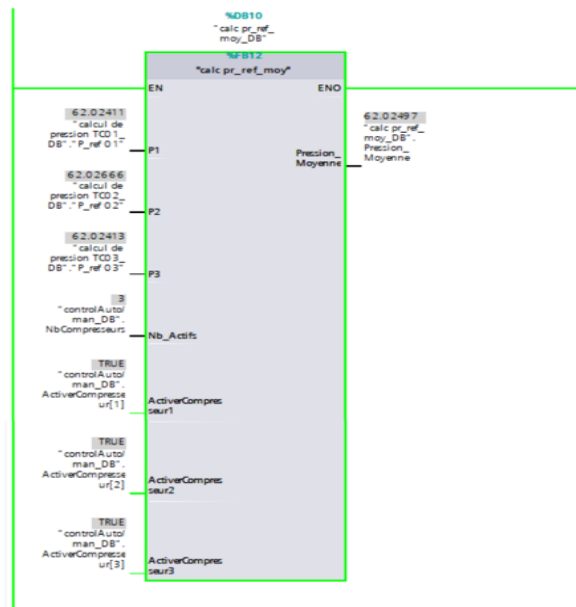


Figure 3.29: Bloc de calcul de la pression de refoulement globale

Le fonctionnement du bloc est comme suit :

1. Initialisation de la somme des pressions

On commence par réinitialiser l'accumulateur Somme_Pression à zéro

2. Ajout des pressions individuelles

On vérifie si chaque compresseur est actif (ActiverCompresseur1, 2 ou 3). Si oui, la pression correspondante (P1, P2, P3) est ajoutée à la somme

3. Calcul de la pression moyenne

Une fois la somme des pressions collectée, on la divise par le nombre de compresseurs actifs (Nb_Actifs) pour obtenir la pression moyenne

Cette approche est cohérente avec une configuration en parallèle où tous les compresseurs débouchent sur une même conduite de refoulement.

La pression moyenne ainsi calculée est utilisée comme variable PV dans un régulateur PID de pression.

Cette valeur moyenne reflète l'état de pression réel au niveau du collecteur de sortie, Cette pression réelle devient la variable de retour (PV) dans la régulation PID.

3.5.11 Activation de la régulation de pression et Configuration du bloc PID

Comme illustré dans la figure 3.30, un bit de commande (ON/OFF) permet à l'utilisateur d'activer ou désactiver dynamiquement la régulation de pression. Cela permet d'éviter les calculs inutiles lorsque le système est en veille ou en phase de test.

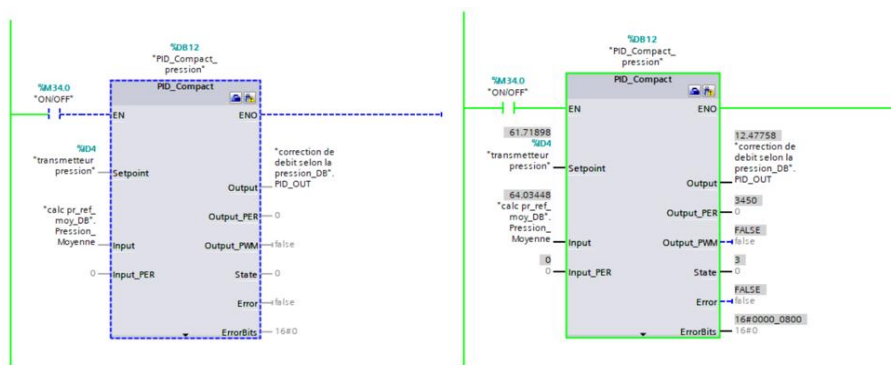


Figure 3.30: Bloc PID Compact de pression en mode ON et OFF

Le bloc PID Compact est configuré comme suit

Set point (SP) : fourni par l'utilisateur ou un transmetteur de consigne

PV (Process Variable) : pression moyenne calculée dans le collecteur de sortie commun.

OUT (sortie du PID) : exprime l'effort de régulation à appliquer (en %)

On a aussi réglé les paramètres PID automatiquement à travers l'optimisation préalable dans les paramètres de bloc PID compact, comme illustré dans la figure 3.31.

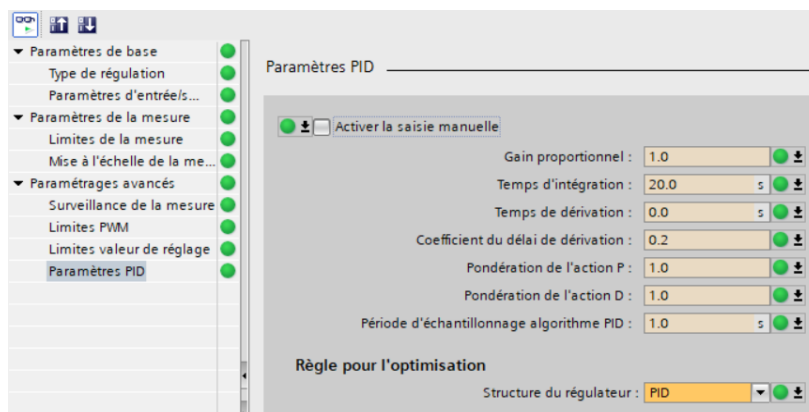


Figure 3.31: les paramètres PID de pression

3.5.12 Correction dynamique du débit selon la pression

La sortie du PID est utilisée pour calculer une valeur virtuelle de débit corrigé (Q_corr) (Figure 3.32)

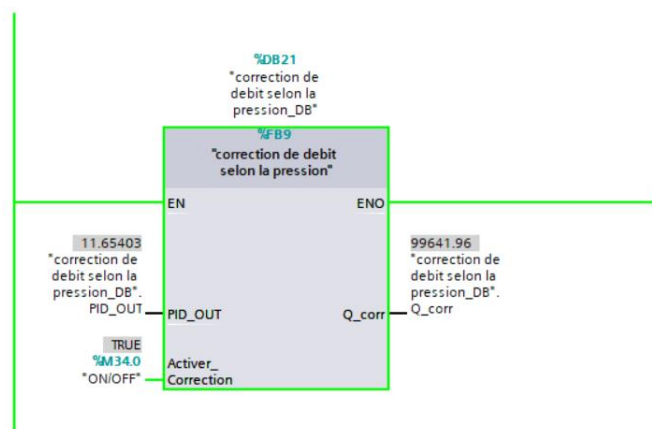


Figure 3.32: Bloc de débit corrigée

Cette valeur (Q_corr) est ensuite ajoutée au débit d'entrée réel Figure 3.33 pour simuler une augmentation du débit. En effet, dans une station de compression, une augmentation du débit entraîne généralement une augmentation de la vitesse des compresseurs, et donc une élévation de la pression de refoulement.

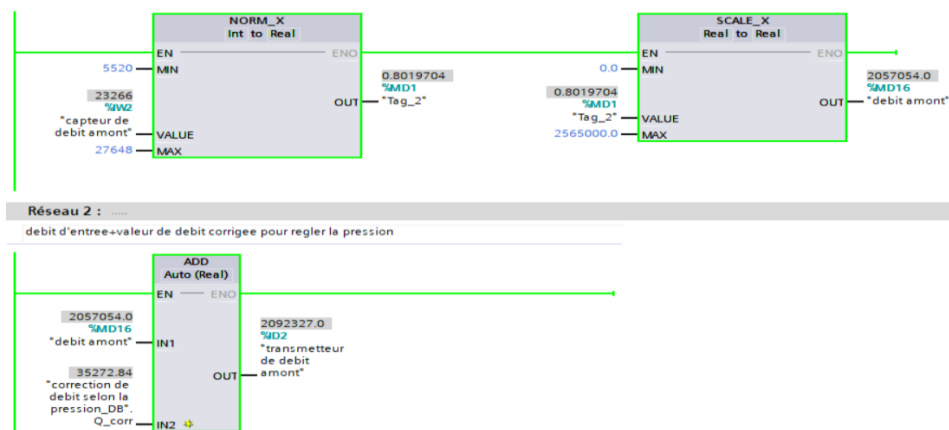


Figure 3.33:Correction de débit dans le transmetteur

3.5.13 Régulation de la température

Au début il faut calculer la température de refoulement (T_{ref})

3.5.14 Calcul de la température de refoulement

Dans une station de compression, le processus de compression génère une élévation de température du gaz.

La température de refoulement dépend donc principalement

le débit traité par les compresseurs,

la pression de refoulement (P_{ref}),

la pression d'aspiration (P_{aspi}),

la température d'aspiration (T_{aspi}),

l'efficacité énergétique du système (EF).

La capacité thermique du gaz comprimé (C_p)

Le bloc dans la figure 3.34 a pour objectif de calculer la température de refoulement

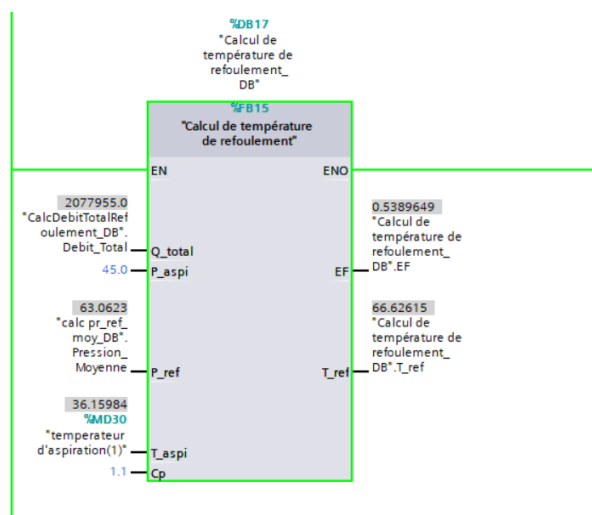


Figure 3.34:Bloc de calcul la température de refoulement

L'efficacité du système est supposée évoluer proportionnellement avec le débit, selon une approximation linéaire(eq. 3.8) :

$$EF = 0.000000115 \times Q_{total} + 0.3. \dots\dots\dots \text{eq. 3.8}$$

La température de refoulement T_{ref} est calculée selon une équation simplifiée du bilan thermique (eqt 3.9)

$$T_{ref} = T_{aspi} + \frac{(P_{ref} - P_{aspi})}{(Cp \times EF)} \quad \text{.....eqt 3.9}$$

Ce traitement permet de simuler un comportement réaliste de la température de refoulement en tenant compte des conditions physiques.

3.5.15 Régulation de la température par ventilation

La régulation de température consiste à maintenir la température de sortie de la station à 60°C, quelle que soit la température de refoulement initiale T_{ref} . Pour cela, on utilise 24 ventilateurs répartis sur 3 aéro-réfrigérants. Comme illustré dans la Figure 3.35.

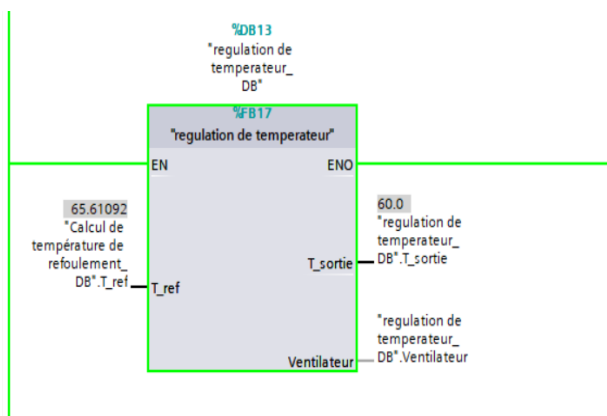


Figure 3.35: Bloc de régulation de température de sortie

- **Activation proportionnelle des ventilateurs**

Le nombre de ventilateurs à activer dépend de l'écart entre la température de refoulement T_{ref} et la température cible de 60°C.

Si $T_{ref} \leq 60^\circ\text{C}$, aucun ventilateur n'est activé.

Si $T_{ref} \geq 82^\circ\text{C}$, tous les ventilateurs sont activés.

Entre les deux, l'activation est proportionnelle à l'écart : plus T_{ref} est élevée, plus de ventilateurs sont démarrés.

- **Simulation du refroidissement progressif**

Une formule de type filtre de premier ordre (eqt 3.10) permet de simuler un refroidissement réaliste et progressif. La température de sortie T_{sortie} diminue petit à petit vers 60°C, et la vitesse de refroidissement dépend directement du nombre de ventilateurs actifs, donc plus on active de ventilateurs, plus la température baisse rapidement.

$$T_{sortie} = T_{sortie} - \text{Alpha} \times \frac{(\text{NbVentilateurs})}{24.0} \times (T_{sortie} - 60.0). \quad \text{.....eqt 3.10}$$

3.6 Supervision et simulation

Notre solution de supervision consiste en un pupitre IHM (Interface Homme-Machine) installé dans la salle de contrôle, qui est connecté à l'automate de contrôle. Cette solution offre plusieurs avantages, notamment :

- La possibilité de lancer des commandes pour contrôler le système.
- La visualisation en temps réel et la surveillance des paramètres du système.
- La détection des défaillances et la gestion des alarmes pour assurer un fonctionnement fiable et sécurisé.

3.6.1 Présentation du logiciel WinCC V16

Le SIMATIC WinCC dans le TIA Portal fait partie d'un concept d'ingénierie totalement intégré, qui propose un environnement homogène pour le développement et la programmation des solutions de

visualisation. WinCC est un logiciel de supervision qui couvre toutes les applications IHM, allant des commandes simples avec des Basic Panels jusqu'aux applications SCADA complexes pour des systèmes multipostes basés sur PC. Il permet de visualiser, surveiller et contrôler efficacement les processus industriels, tout en assurant une intégration parfaite avec les automates Siemens (S7-1200, S7-1500).

3.6.2 Choix du panel

Pour notre projet nous avons choisis le panel suivant : TP 1500 confort (Figure 3.36)

3.6.3 Caractéristiques du panel

- Ecran TFT 15,4", 1280x800 Pixels
- 16M couleurs
- Commande par touches et tactile,
- 1 port PROFINET
- 3 ports USB
- Connectivité : 1x interface MPI/DP et 3x interfaces ETHERNET
- Indice de Protection : IP65.



Figure 3.36:Panel TP 1500 confort

3.6.4 Configuration de l'IHM

Après avoir choisir le panel, nous avons établi une communication de type Profinet. La figure 3.37 montre la liaison entre l'IHM et le CPU.

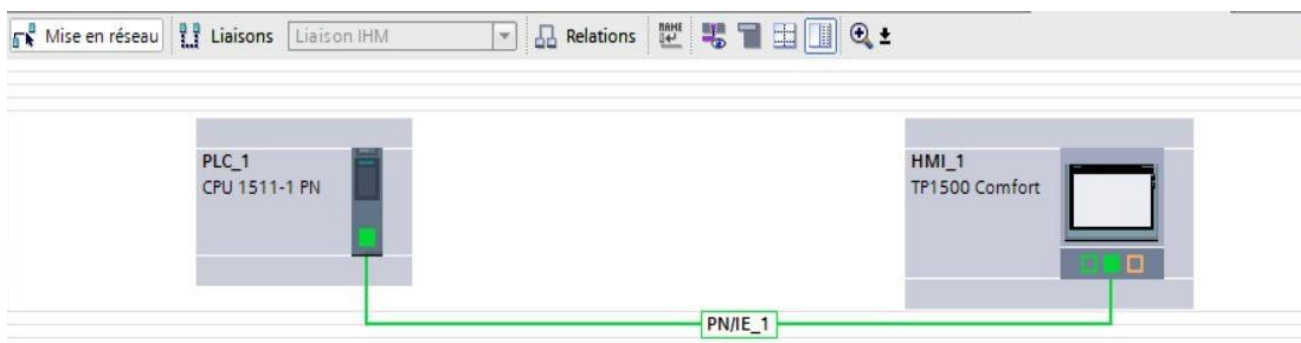


Figure 3.37:Communication IHM/API

3.7 Développement des vues

Nous avons ensuite procédé à la création des différentes vues de notre système de supervision. Au total, 6 vues ont été développées avec IHM.

3.7.1 Vue d'accueil

C'est la vue initiale, elle apparaît dès la mise en marche du système, elle permet d'accéder aux différentes vues du process.

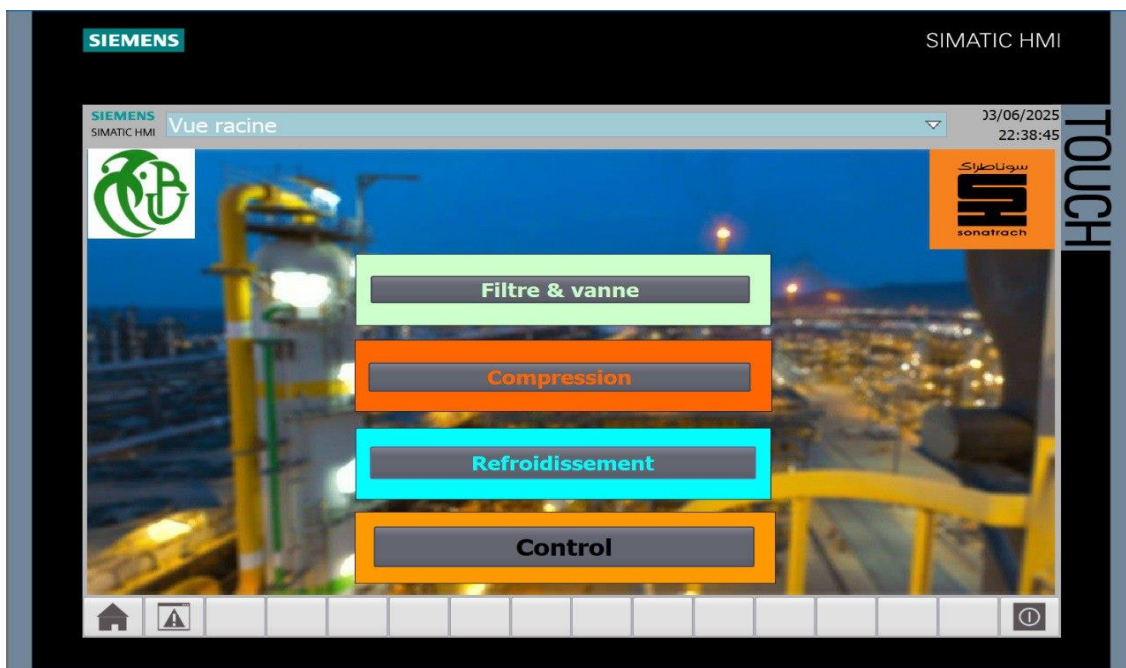


Figure 3.38:Vue initiale

3.7.2 Vue d'alarme

La vue d'alarme est une interface IHM dédiée à l'affichage en temps réel des messages d'erreur, d'alerte ou de surveillance du système. Elle permet à l'opérateur de visualiser rapidement les événements critiques (comme les dépassements de pression, température, etc.), d'identifier leur origine et de réagir efficacement pour assurer la sécurité et la continuité du fonctionnement.

La figure suivante inclut tous les alarmes de système :

pfe01 ▶ HMI_1 [TP1500 Comfort] ▶ Alarmes IHM

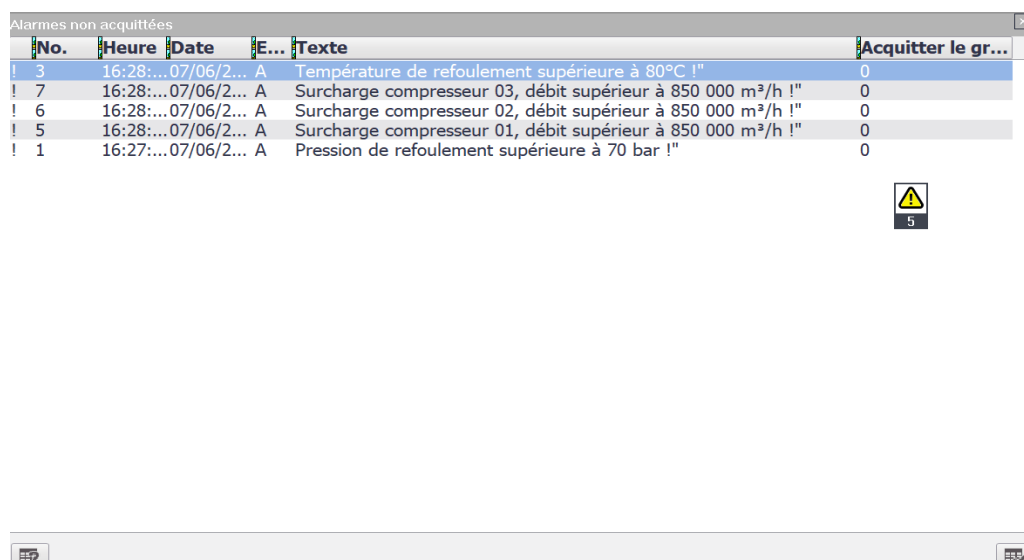
Alarmes de bit Alarmes analogiques Alarmes de l'API Alarmes système Classes d'alarmes Groupes d'alarmes

Alarmes analogiques

ID	Nom	Texte d'alarme	Classe d'alar...	Variable de d...	Valeur limite	Mode limite	Journal
☒ 1	Alarme_analogique...	Pression de refoulement supérieure à 70 bar l"	Errors	calc pr_ref_m...	70	Supérieure à	☐
☒ 2	Alarme_analogique...	Pression de refoulement inférieure à 60 bar l"	Errors	calc pr_ref_m...	60	Inférieure à	☐
☒ 3	Alarme_analogique...	Température de refoulement supérieure à 80°C l"	Errors	Calcul de tem...	80	Supérieure à	☐
☒ 4	Alarme_analogique...	Température de refoulement inférieure à 60°C l"	Errors	Calcul de tem...	60	Inférieure à	☐
☒ 5	Alarme_analogique...	Surcharge compresseur 01, débit supérieur à 850 000 m³/h l"	Errors	VFD01_DB_d...	850000	Supérieure à	☐
☒ 6	Alarme_analogique...	Surcharge compresseur 02, débit supérieur à 850 000 m³/h l"	Errors	VFD02_DB_d...	850000	Supérieure à	☐
☒ 7	Alarme_analogique...	Surcharge compresseur 03, débit supérieur à 850 000 m³/h l"	Errors	VFD03_DB_d...	850000	Supérieure à	☐
☒ 8	Alarme_analogique...	mode recyclage active	Errors	transmetteur ...	128250	Inférieure à	☐
Ajouter							

Figure 3.39:Les alarmes de système

La figure suivante présente la vue d'alarmes dans le système de compression en temps réel :



No.	Heure	Date	E...	Texte	Acquitter le gr...
3	16:28:...	07/06/2...	A	Température de refoulement supérieure à 80°C !"	0
7	16:28:...	07/06/2...	A	Surcharge compresseur 03, débit supérieur à 850 000 m³/h !"	0
6	16:28:...	07/06/2...	A	Surcharge compresseur 02, débit supérieur à 850 000 m³/h !"	0
5	16:28:...	07/06/2...	A	Surcharge compresseur 01, débit supérieur à 850 000 m³/h !"	0
1	16:27:...	07/06/2...	A	Pression de refoulement supérieure à 70 bar !"	0

Figure 3.40: Vue d'alarme

3.8 Simulation et validation

L'objectif de cette simulation est de modéliser le comportement réel de la station dans différents scénarios opérationnels. Le système offre deux modes de fonctionnement

Un mode automatique, dans lequel les régulations PID contrôlent la pression, le débit et la température.
un mode manuel, qui permet à l'opérateur de forcer les paramètres et déclencher manuellement les compresseurs.

La station de compression repose sur le contrôle de trois grandeurs physiques fondamentales : le débit, la pression et la température. Ces paramètres sont étroitement liés dans le processus de compression du gaz. En pratique, lorsqu'on souhaite maintenir la pression de refoulement constante, il devient nécessaire d'ajuster le débit d'entrée ou la vitesse des compresseurs. Inversement, pour imposer un débit spécifique, la pression peut varier en conséquence. Ainsi, la régulation d'un paramètre impacte automatiquement les autres, ce qui nécessite une coordination dynamique via des algorithmes de régulation (PID).

3.8.1 Mode automatique – Régulation du débit

Dans cette partie, le système de régulation commence par analyser la valeur du débit mesuré à l'entrée de la station. En fonction de cette valeur, quatre scénarios de fonctionnement sont définis

Mode recyclage : si le débit d'entrée est très faible (inférieur à 15% de Q_{max}), aucun compresseur n'est activé et la vanne de recyclage est ouverte pour éviter le pompage

Scénario 1 : un seul compresseur est activé pour un débit compris entre $(128250 \text{ m}^3/\text{h})15 \%$ et $855000 \text{ m}^3/\text{h}$ du débit nominal.

Scénario 2 : deux compresseurs fonctionnent pour un débit compris entre $855000 \text{ m}^3/\text{h}$ et $1710000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Scénario 3 : les trois compresseurs sont activés pour un débit supérieur à $1710000 \text{ m}^3/\text{h}$ jusqu'à $2565000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Dans notre simulation, nous avons choisi le scénario 3, correspondant à un débit élevé ($2346970 \text{ m}^3/\text{h}$), ce qui justifie l'activation des trois compresseurs.

La pression d'aspiration simulée est de 45 bar, et la température d'aspiration simulée est 36°C comme illustré dans le vu de control (Figure 3.41).

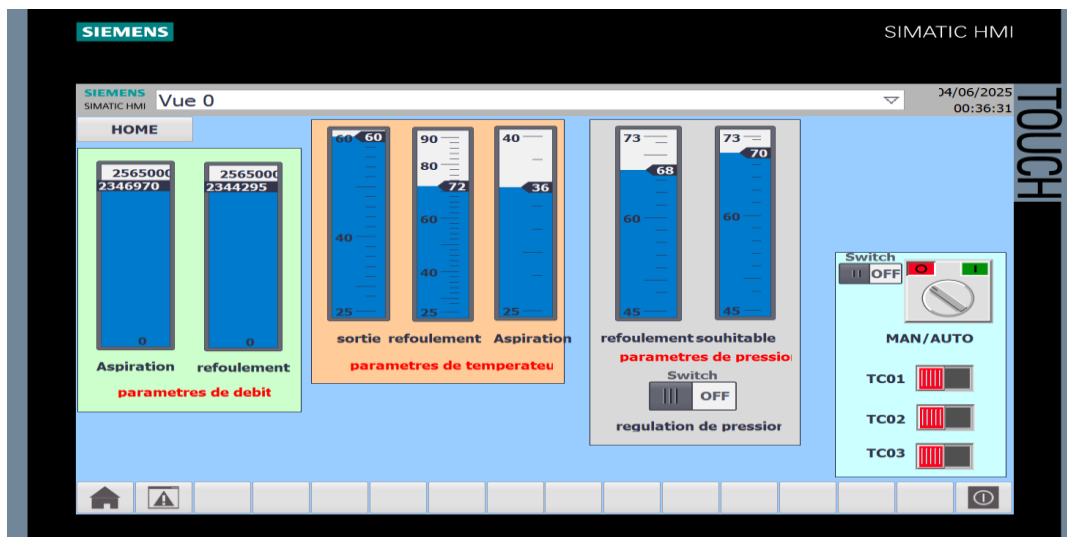


Figure 3.41: Vue de contrôle en mode automatique

Dans un premier temps, si le débit d'entrée est inférieur à 15 %, le système fonctionne en mode recyclage. Dans ce cas, aucun compresseur n'est activé et les vannes de recyclage s'ouvrent automatiquement pour renvoyer le gaz dans le circuit, évitant ainsi le fonctionnement à vide des compresseurs. Pendant ce mode, les vannes principales restent fermées.

Lorsque le débit d'entrée dépasse le seuil de 15 %, le système quitte le mode recyclage. À ce moment-là : Les vannes principales de chaque compresseur actif sont automatiquement ouvertes.

Les vannes de recyclage correspondantes sont désactivées (fermées).

Les filtres sont également activés pour garantir un gaz propre à l'entrée de compresseur, comme illustré dans le vu de control (Figure 3.42).

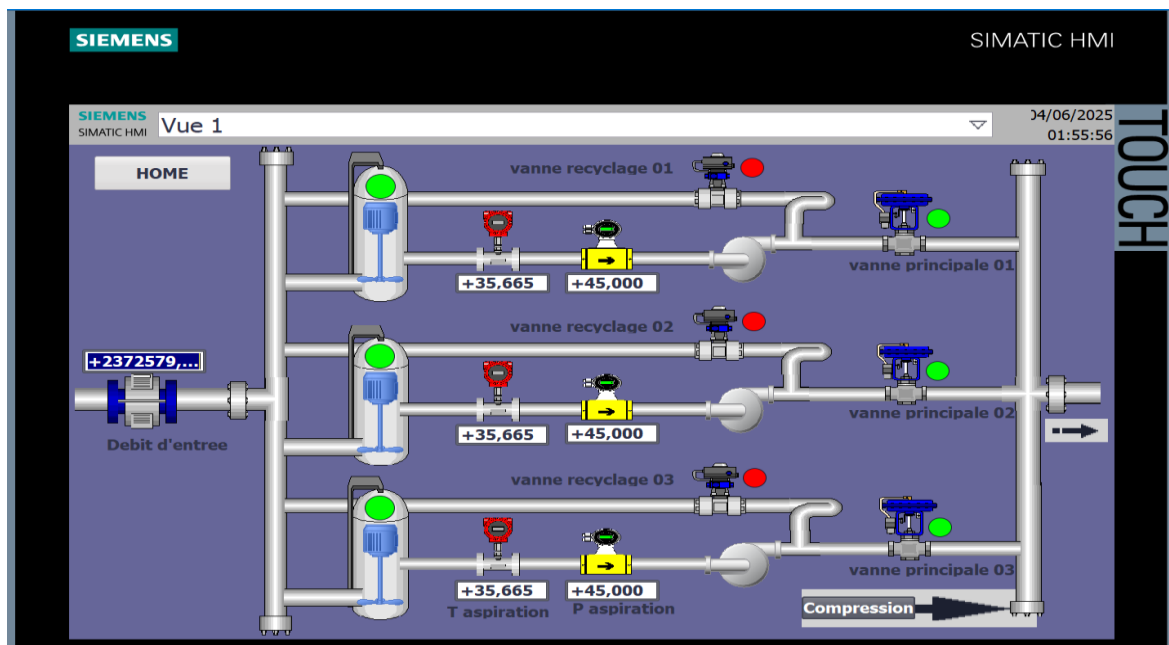


Figure 3.42:vue de filtre et vanne en mode automatique

La vue suivant (Figure 3.43) permet de visualiser en temps réel l'état de fonctionnement de l'ensemble des compresseurs de la station. Elle affiche les paramètres dynamiques et essentiels du processus de compression, offrant ainsi une supervision complète et précise.

- Chaque turbo-compresseur (TC) est associé à un variateur de fréquence (VFD), dont l'état (marche/arrêt) est affiché ainsi que la fréquence de fonctionnement actuelle

- État du VFD 01 : (Active) Fréquence [Hz] : (55.501)
 État du VFD 02 : (Active) Fréquence [Hz] : (55.501)
 État du VFD 03 : (Active) Fréquence [Hz] : (55.501)
- En fonction de la fréquence générée par chaque VFD, la vitesse de rotation de chaque compresseur est calculée
 Vitesse compresseur 01 [tr/min] : (7112)
 Vitesse compresseur 02 [tr/min] : (7112)
 Vitesse compresseur 03 [tr/min] : (7122)
 - Chaque compresseur fournit un débit de refoulement, calculé dynamiquement à partir de la fréquence :
 Débit refoulement compresseur 01 [m³/h] : (790859)
 Débit refoulement compresseur 02 [m³/h] : (790859)
 Débit refoulement compresseur 03 [m³/h] : (790859)
 - Les compresseurs génèrent également une pression de refoulement
- Pression refoulement compresseur 01 [bar] : (68.196)
 Pression refoulement compresseur 02 [bar] : (68.190)
 Pression refoulement compresseur 03 [bar] : (68.196)
- Le système calcule trois grandeurs globales essentielles pour la station :
 Pression de refoulement moyenne totale [bar] : (68.194)
 Débit total de refoulement [m³/h] : (2372579)
 Température de refoulement [°C] : (72.474)

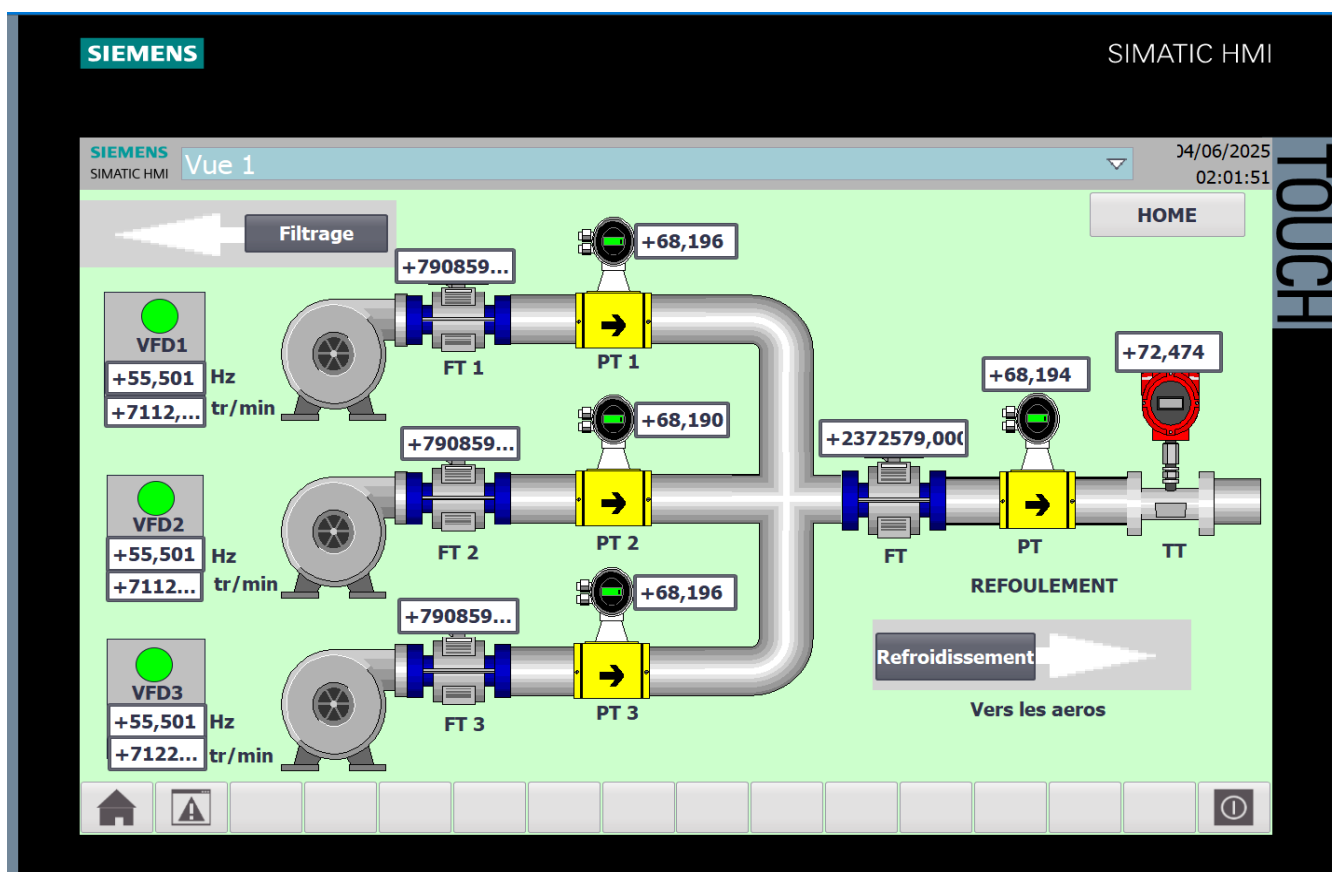


Figure 3.43:vue de compression en mode automatique

Les figures suivantes (Figure 3.44 et 3.45 et 3.46) illustrent l'évolution des régulations PID appliquées individuellement à chaque compresseur. Chaque graphique présente la variation dans le temps des trois grandeurs principales du régulateur

La consigne (SP), représentant le débit souhaité en m³/h.

La variable de processus (PV), correspondant au débit réel simulé du compresseur.

La sortie du PID (OUT), traduite en fréquence de commande du VFD.

La figure ci-dessous montre l'évolution de la régulation PID appliquée au compresseur 01. Elle illustre la réponse dynamique du système à la consigne de débit, à travers la comparaison entre la consigne (SP), la variable mesurée (PV) et la sortie du régulateur (OUT), exprimée en fréquence appliquée au VFD.

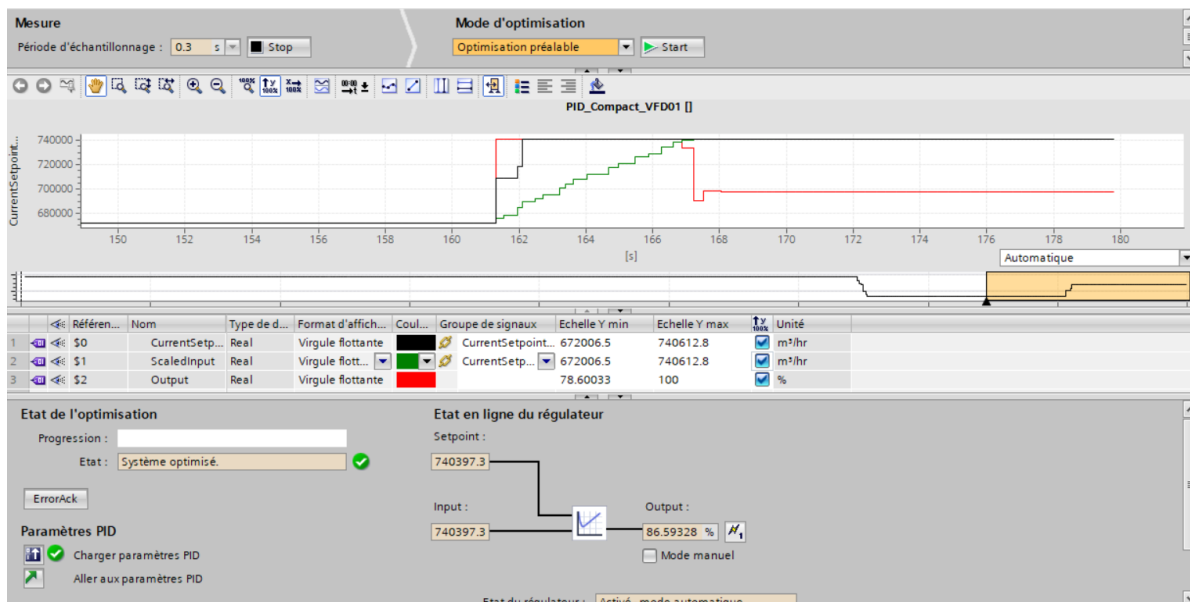


Figure 3.44:Évolution de la régulation PID du compresseur 01 (SP, PV, OUT)

La figure suivante représente le comportement du régulateur PID associé au compresseur 02. Elle permet d'analyser la stabilité et la précision du suivi de la consigne en fonction du débit réel simulé et de l'action de commande.

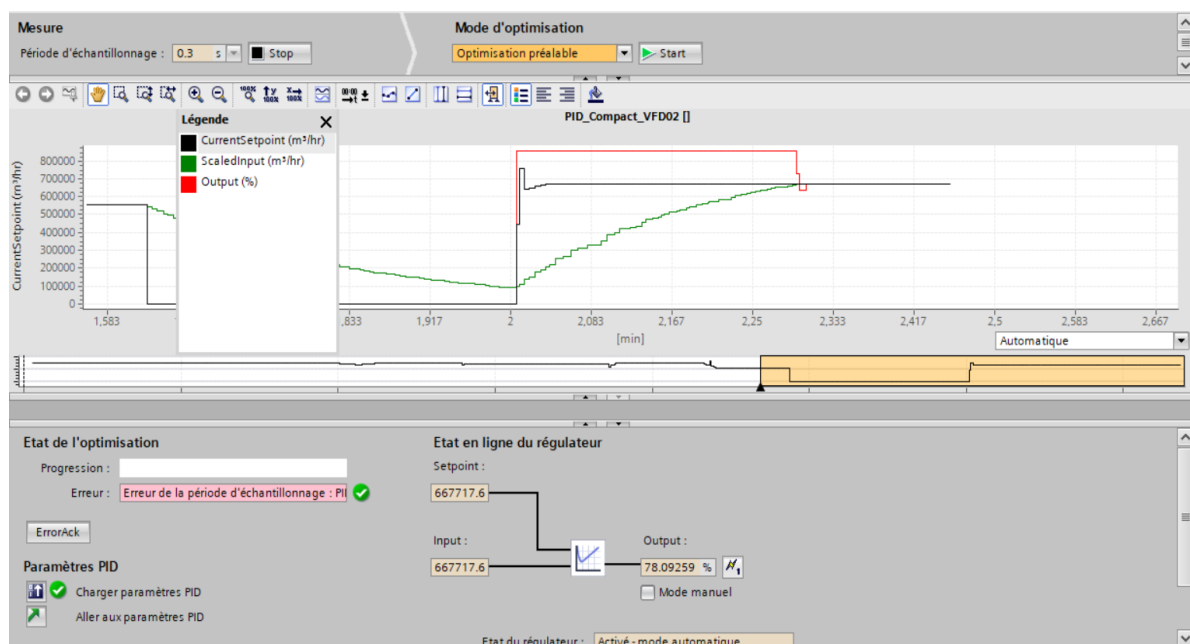


Figure 3.45:Évolution de la régulation PID du compresseur 02 (SP, PV, OUT)

La régulation PID du compresseur 03 est illustrée dans la figure ci-dessous. Comme pour les autres compresseurs, l'évolution des valeurs SP, PV et OUT est représentée pour évaluer la qualité du pilotage du compresseur en régime simulé.

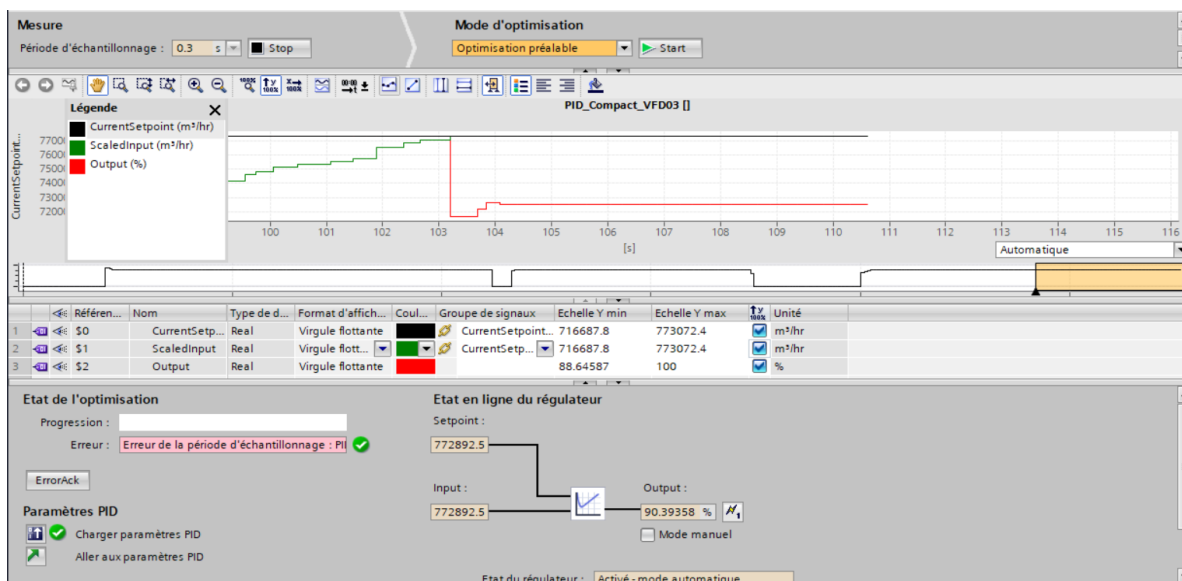


Figure 3.46:Évolution de la régulation PID du compresseur 03 (SP, PV, OUT)

Dans la vue suivant (Figure 3.47), on surveille et régule la température de refoulement issue des compresseurs. Un transmetteur de température permet de mesurer la température actuelle de refoulement, qui atteint ici 72,47 °C.

Le système de refroidissement est assuré par trois aéroréfrigérants, chacun équipé de 8 ventilateurs, soit un total de 24 ventilateurs. La température cible de sortie de la station est fixée à 60 °C.

Le principe de régulation repose sur un déclenchement progressif des ventilateurs : plus la température de refoulement est élevée, plus le nombre de ventilateurs en fonctionnement augmente. Chaque ventilateur est activé un par un, en fonction de l'écart entre la température mesurée et la température de consigne.

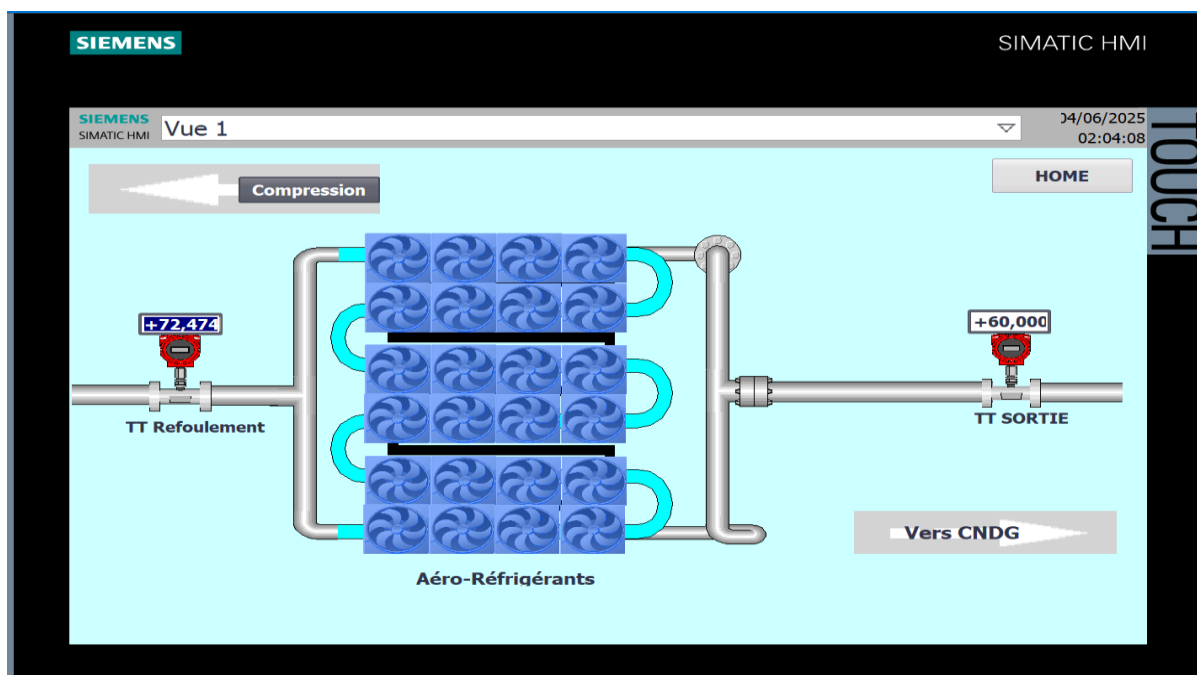


Figure 3.47:vue de refroidissement en mode automatique

3.8.2 Mode automatique – Régulation du pression

Dans cette étape, on s'intéresse à la régulation automatique de la pression de refoulement au sein de la station de compression. L'objectif est de maintenir la pression à une valeur souhaitée définie par l'utilisateur.

À travers l'interface HMI, l'opérateur peut saisir une consigne de pression (SetPoint) et activer la régulation en appuyant sur un bouton dédié comme illustré dans la (Figure 3.48).

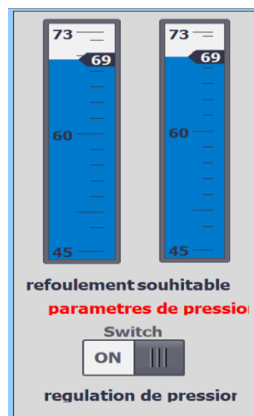


Figure 3.48: Bouton de régulation de la pression

Une fois la régulation activée, le système ajuste automatiquement le débit corrigé injecté dans le système, via un bloc PID Compact dédié à la pression.

Le PID compare en temps réel la valeur actuelle de la pression de refoulement avec la consigne, et produit une sortie proportionnelle à l'écart (erreur). Cette sortie permet de corriger le débit d'entrée afin d'augmenter ou diminuer la pression jusqu'à atteindre la valeur cible (Figure 3.49).

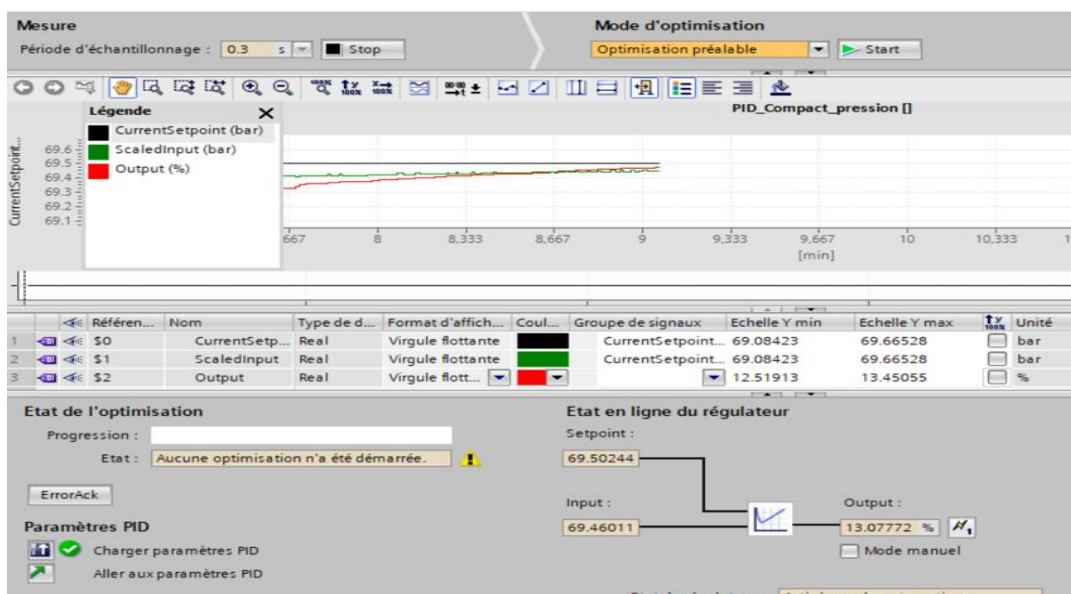


Figure 3.49: Évolution de la régulation PID du pression

3.8.3 Mode manuel

En plus du mode automatique, le système de contrôle de la station de compression propose également un mode manuel, permettant à l'opérateur de prendre la main sur l'activation des compresseurs.

L'activation de ce mode se fait à travers un bouton dédié sur l'interface HMI. Une fois le mode manuel activé, trois autres boutons sont disponibles : TC1, TC2 et TC3, correspondant respectivement aux trois compresseurs de la station (Figure 3.50).

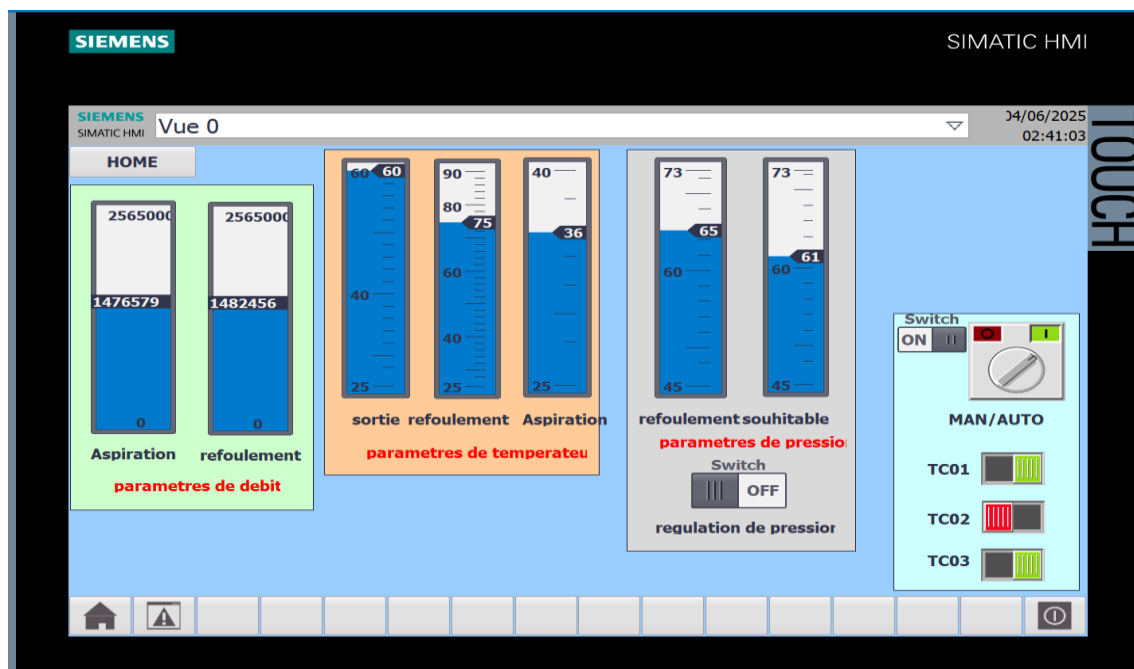


Figure 3.50:vue de contrôle en mode manuel

Dans ce mode, l'opérateur choisit manuellement quels compresseurs doivent être mis en marche, indépendamment du scénario de débit calculé automatiquement. Cela permet de tester le fonctionnement de chaque compresseur et de simuler des pannes et des maintenances on a activé dans notre cas les compresseurs 01 et 03 (Figure 3.51).

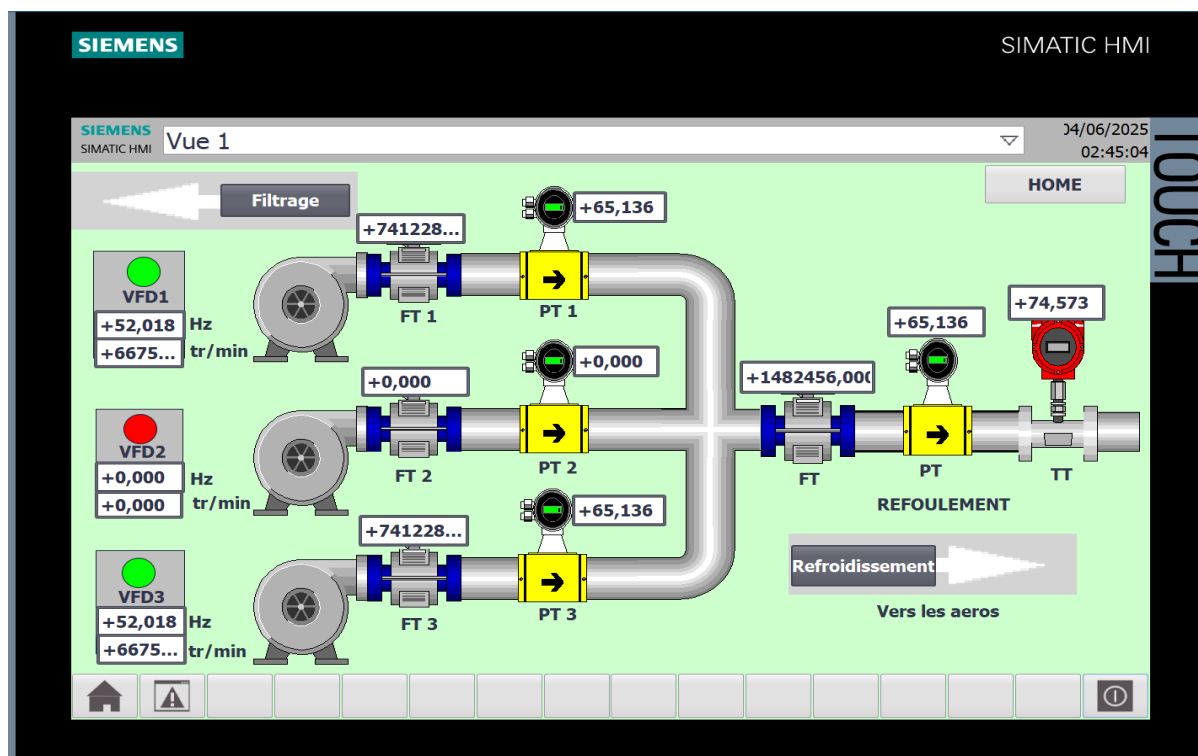


Figure 3.51:vue de compression en mode manuel

Lorsque l'un des compresseurs est activé manuellement, les éléments associés à son fonctionnement (vannes, filtres, VFD, régulation de débit) sont également pris en compte, ce qui assure une simulation réaliste et complète même en mode manuel (Figure 3.52).

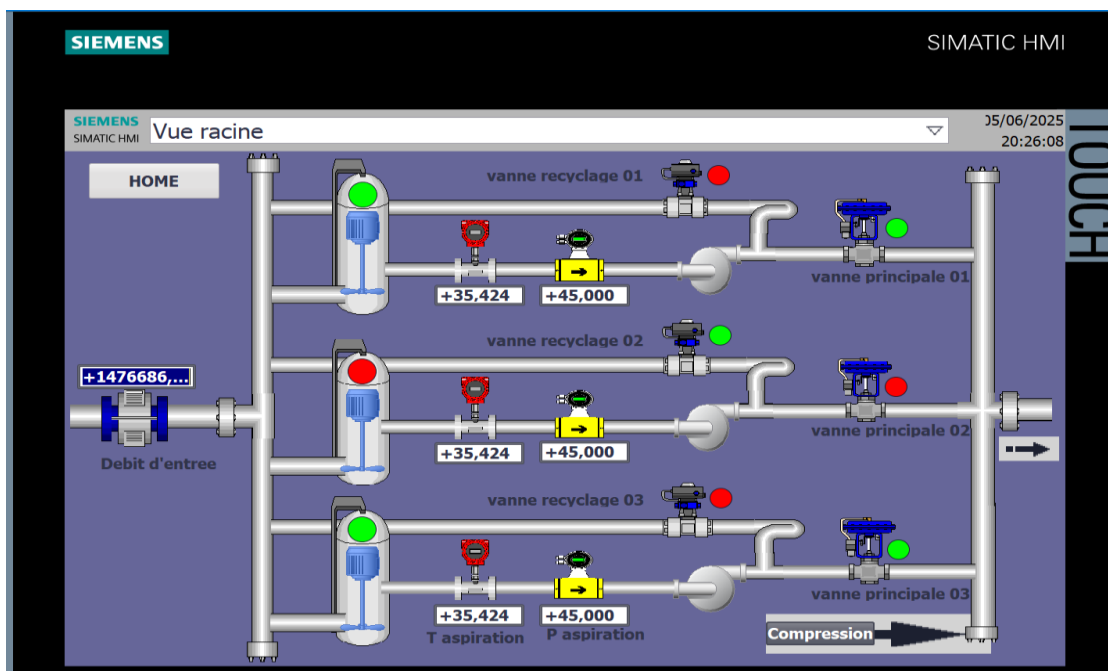


Figure 3.52:vue de refroidissement en mode manuel

Conclusion

À travers ce dernier chapitre, nous avons démontré comment la modélisation de la station de compression GR5, couplée à une stratégie de régulation adaptée, permet de concevoir un système de contrôle performant. L'implémentation dans TIA Portal a permis de simuler un fonctionnement réaliste de la station, intégrant les différents paramètres critiques et les boucles de régulation nécessaires. Ce travail montre la faisabilité d'un contrôle-commande moderne, automatisé et sécurisé, aligné avec les standards industriels et capable d'évoluer selon les besoins futurs de l'exploitation.

Conclusion Générale

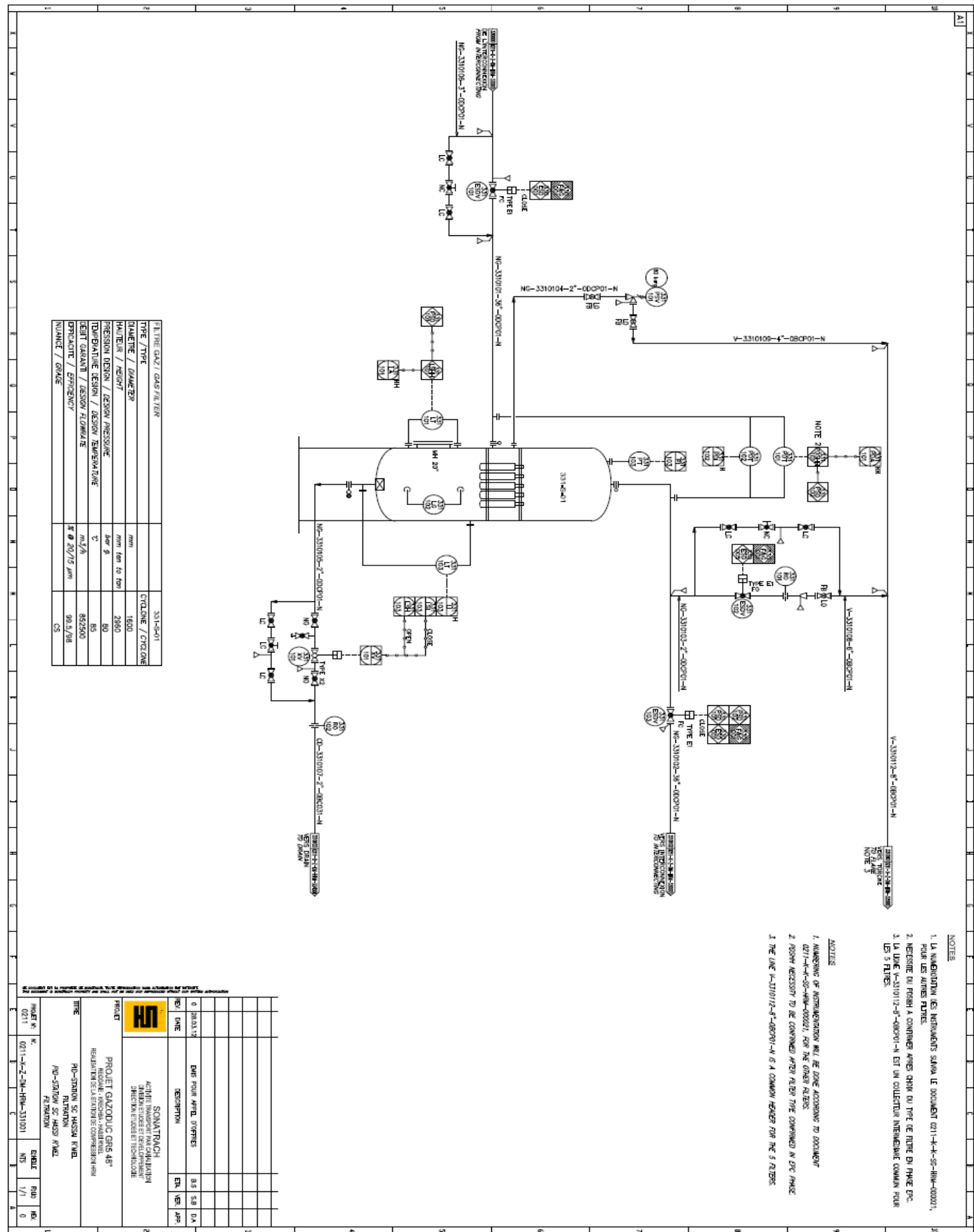
En conclusion, ce mémoire a permis de traiter de manière approfondie la problématique de modernisation de la station de compression de gaz GR5 située à Hassi R'Mel, dans un contexte où l'optimisation des infrastructures énergétiques devient une priorité stratégique. À travers l'analyse des systèmes existants et l'implémentation d'une solution automatisée fondée sur la régulation PID, l'utilisation d'un automate Siemens S7-1500 et le développement d'une interface de supervision sous TIA Portal, notre travail a démontré la faisabilité d'un pilotage intelligent, sécurisé et performant des compresseurs.

L'augmentation de la capacité de traitement de la station passant de 800 000 Sm³/h à 2 millions de Sm³/h c'est accompagnée d'une refonte complète du système de contrôle-commande, intégrant des modules de surveillance dynamique de la pression, de la température et du débit, ainsi qu'une réduction significative des interventions manuelles grâce à une supervision HMI/SCADA.

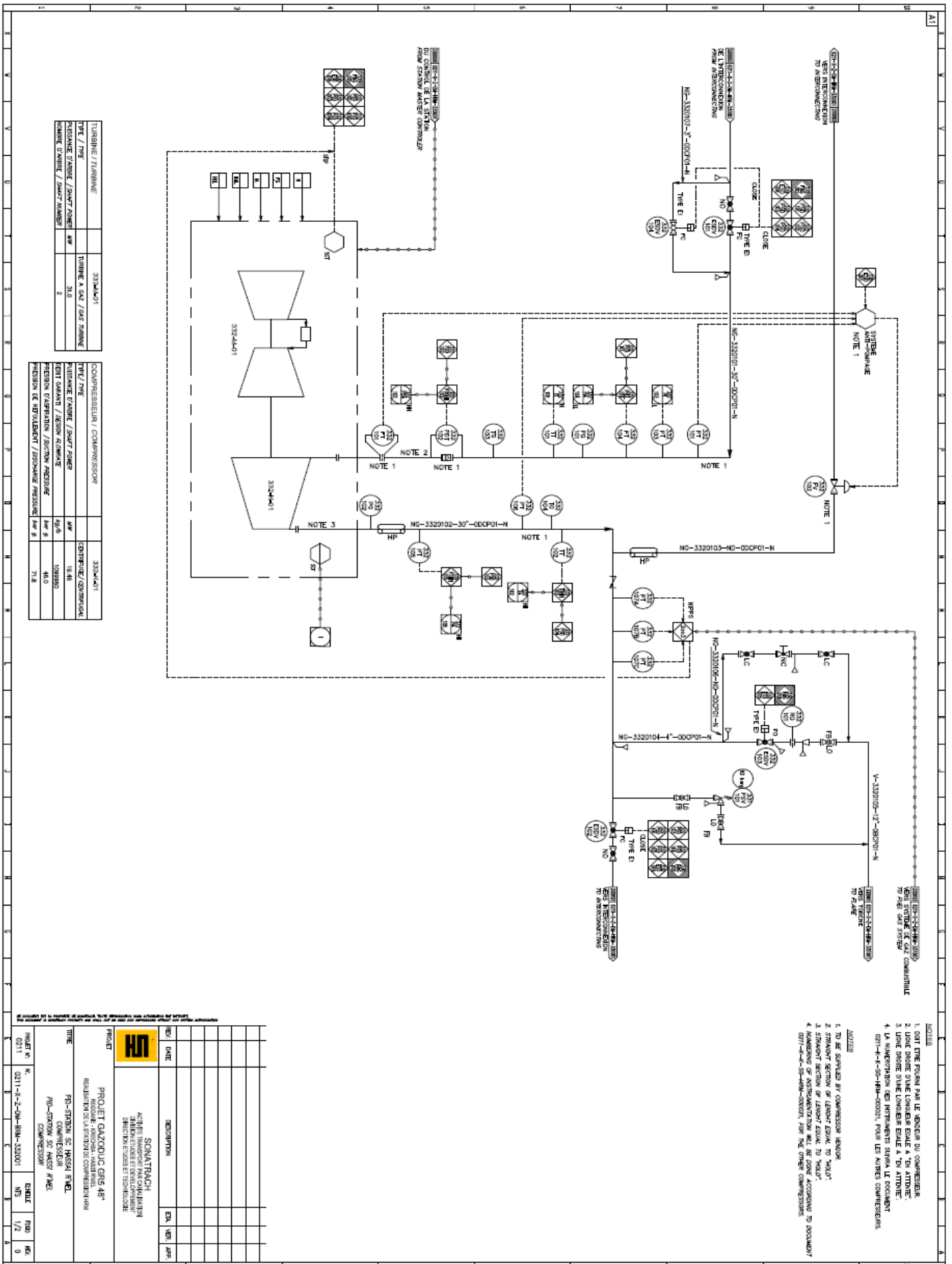
Cette démarche a également mis en évidence l'importance des boucles de régulation de vitesse des compresseurs centrifuges dans la stabilité du processus global et dans la préservation des équipements. En plus de répondre aux exigences opérationnelles actuelles, cette solution ouvre la voie à une extension future de la station, en assurant une flexibilité maximale.

En somme, ce projet s'inscrit pleinement dans une dynamique d'amélioration continue, où l'automatisation intelligente devient un levier incontournable pour garantir un transport de gaz naturel à la fois sûr, économique et durable.

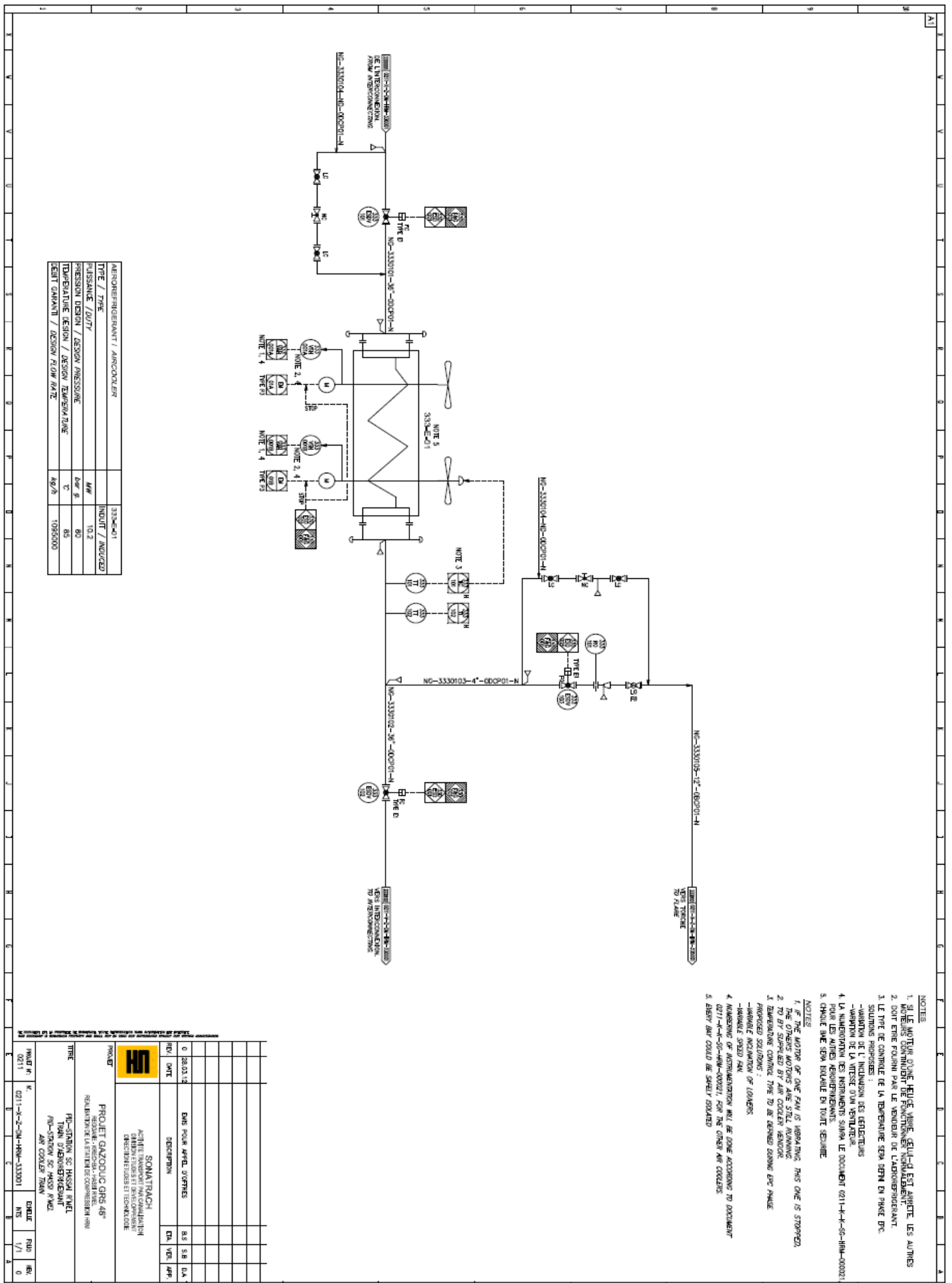
Annexe A



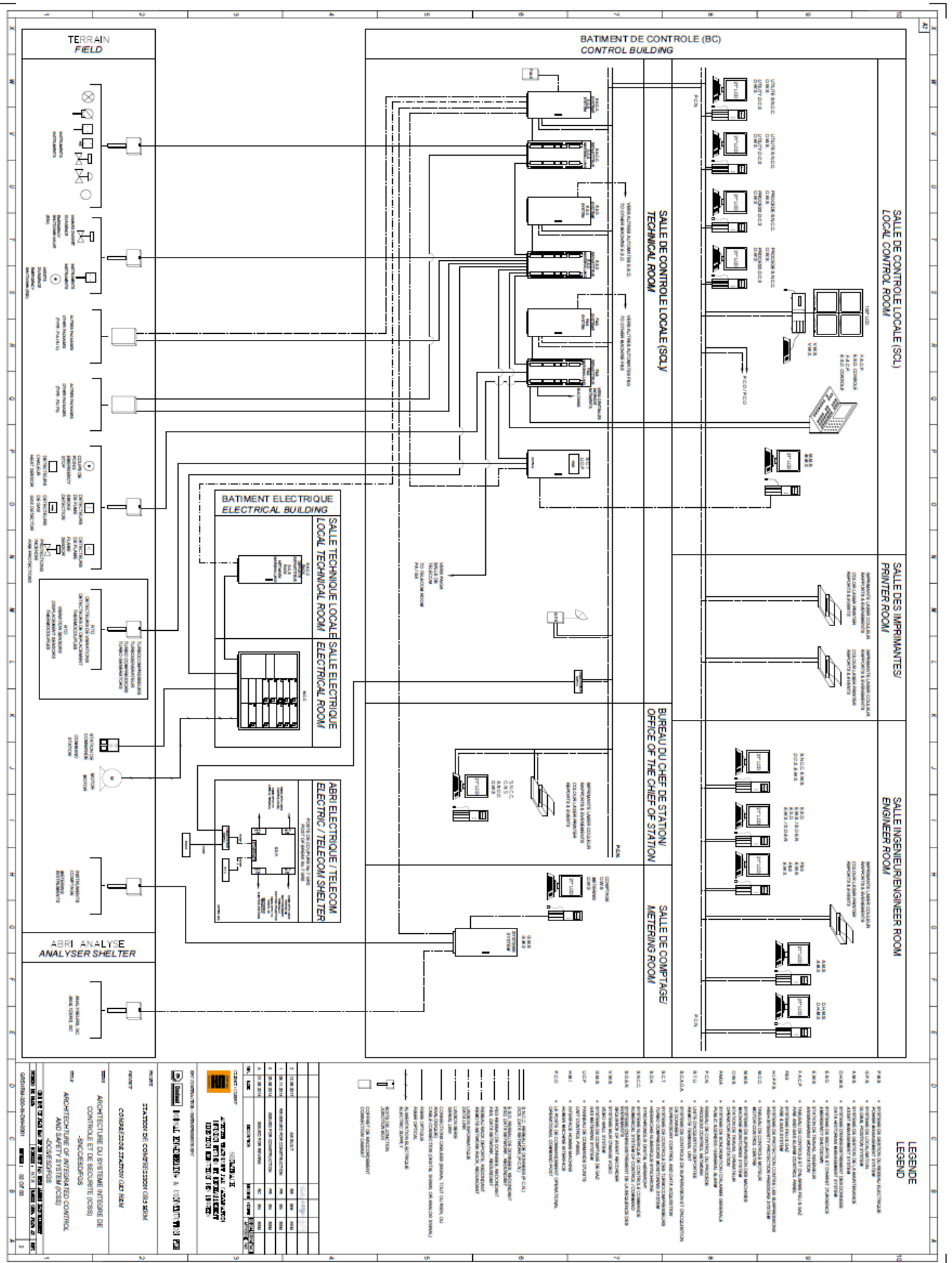
Annexe B



Annexe C



Annexe D



BIBLIOGRAPHIE

- [1] La Tribune. « Extrait du site web www.latribune.fr. » Consulté le 8 mars 2025.
- [2] Sonatrach. « Transport par canalisations. » Sonatrach.com, consulté le 8 mars 2025, <https://sonatrach.com/transport-par-canalisation>.
- [3] Sonatrach. « Présentation. » Sonatrach.com, consulté le 10 mars 2025, <https://sonatrach.com/presentation>.
- [4] La Patrie News. « Sonatrach vers une augmentation des prix du GPL. » Lapatrienews.dz, consulté le 10 mars 2025, <https://lapatrienews.dz/sonatrach-vers-une-augmentation-des-prix-du-gpl/>.
- [5] Sonatrach. « Organisation. » Sonatrach.com, consulté le 11 mars 2025, <https://sonatrach.com/organisation>.
- [6] SONATRACH. GR5HRM-330-PR-OM-0001 – Manuel d’exploitation de la station de compression GR5. Document interne, version PDF, SONATRACH, 2025
- [7] Bougherara, Djihane, et Aicha Yasmine Akli. Mémoire de fin d’études, USTHB, 2022-2023. Chapitre 02. Consulté le 11 mars 2025.
- [8] ABC Clim. « Compresseur centrifuge. » Abcclim.net, consulté le 13 mars 2025, <https://www.abcclim.net/compresseur-centrifuge.html>.
- [9] Siemens Energy. « Produits et solutions. » Siemens-energy.com, consulté le 14 mars 2025, <https://www.siemens-energy.com/>.
- [10] Boussaâ, Hamza, et Adel Khelifa. Mémoire de fin d’études, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2018-2019. Chapitre 02. Consulté le 15 mars 2025.
- [11] Paulme. « Décolletage activités. » Paulme.com, consulté le 2 avril 2025, <https://paulme.com/decolletage-activites/>.
- [12] Techno-Science. « Définition. » Techno-science.net, consulté le 2 avril 2025, <https://www.techno-science.net/definition/3690.html>.
- [13] Domec, J.L. Site personnel. Consulté le 3 avril 2025, <http://jl.domec.free.fr/>.
- [14] Balluff. « Solutions industrielles. » Balluff.com, consulté le 5 avril 2025, <https://www.balluff.com/>.
- [15] Instrumentys. « Produits et solutions. » Instrumentys.com, consulté le 11 avril 2025, <https://instrumentys.com/>.
- [16] EKCI. « Systèmes de contrôle. » Ekci.com, consulté le 15 avril 2025, <https://www.ekci.com/>.
- [17] Fuji Electric. « Technologies et solutions. » Fujielectric.fr, consulté le 16 avril 2025, <https://www.fujielectric.fr/>.
- [18] PEI France. « Equipements industriels. » Pei-france.com, consulté le 17 avril 2025, <https://www.pei-france.com/>.
- [19] WIKA. « Transmetteurs de pression – Présentation des produits. » WIKA.com, consulté le 17 avril 2025, https://www.wika.fr/s_20_fr_fr.WIKA

- [20] WIKA. « Pressostats mécaniques et électroniques. » WIKA.com, consulté le 17 avril 2025, https://www.wika.com/fr-fr/pressure_switches.WIKA
- [21] Tameson. « Produits. » Tameson.fr, consulté le 18 avril 2025, <https://tameson.fr/>.
- [22] Maag Technic. « Solutions techniques. » Maagtechnic.ch, consulté le 19 avril 2025, <https://maagtechnic.ch/>.
- [23] Engineering Guide. Engineer's Guide to DP Flow Measurement. Consulté le 19 avril 2025.
- [24] Emerson. « Solutions industrielles. » Emerson.com, consulté le 19 avril 2025 <https://www.emerson.com/> ; Omega. « Produits. » Omega.fr, consulté le 19 avril 2025, <https://www.omega.fr/>.
- [25] Wikipédia. « Site encyclopédique généraliste. » [Fr.wikipedia.org](https://fr.wikipedia.org), consulté le 20 avril 2025, <https://fr.wikipedia.org/>.
- [26] Metlan Instruments. « Solutions de mesure. » Metlaninst.com, consulté le 22 avril 2025, <https://www.metlaninst.com/>.
- [27] Preelectronics. « Produits électroniques. » Preelectronics.com, consulté le 23 avril 2025, <https://www.preelectronics.com/>.
- [28] Omega SEA. « Produits. » [Sea.omega.com](https://sea.omega.com), consulté le 23 avril 2025, <https://sea.omega.com/>.
- [29] Made in China. « Plateforme commerciale. » [Fr.made-in-china.com](https://fr.made-in-china.com), consulté le 24 avril 2025, <https://fr.made-in-china.com/>.
- [30] Endress+Hauser. « Solutions de mesure. » [Fr.endress.com](https://www.fr.endress.com), consulté le 24 avril 2025, <https://www.fr.endress.com/>.
- [31] GMS Instruments. « Solutions industrielles. » Gms-instruments.com, consulté le 25 avril 2025, <https://gms-instruments.com/>.
- [32] Wika. « Instruments de mesure. » Wika.com, consulté le 25 avril 2025, <https://www.wika.com/>.
- [33] CN Control Valve. « Solutions de contrôle. » [Fr.cncontrolvalve.com](https://fr.cncontrolvalve.com), consulté le 26 avril 2025, <https://fr.cncontrolvalve.com/>.
- [34] Wimsi. « Solutions industrielles. » [Wimsi.com.mx](https://wimsi.com.mx), consulté le 26 avril 2025, <https://wimsi.com.mx/>.
- [35] Technic Achat. « Blog technique. » [Blog.technic-achat.com](https://blog.technic-achat.com), consulté le 27 avril 2025, <https://blog.technic-achat.com/>.
- [36] Reddit. « Forum communautaire de discussions. » [Reddit.com](https://www.reddit.com), consulté le 28 avril 2025, <https://www.reddit.com/>
- [37] Siemens. « Solutions industrielles. » Siemens.com, consulté le 1 mai 2025, <https://www.siemens.com/>

- [38] Siemens Energy. Compressor Control Anti-Surge and Recycle Valve Systems. Consulté le 1 mai 2025, <https://www.siemens.com/>
- [39] Siemens AG. Solutions d'automatisation et de contrôle industriel, <https://www.siemens.com/> et Inductive Automation, <https://inductiveautomation.com/>. Consulté le 2 mai 2025.
- [40] Elprocus. SCADA System Architecture and Its Working, <https://www.elprocus.com/scada-system-architecture-its-working/>. Consulté le 2 mai 2025.
- [41] Biswas, R. Evolution of Supervisory Control and Data Acquisition Systems, LinkedIn Pulse, <https://www.linkedin.com/pulse/evolution-supervisory-control-data-acquisition-systems-biswas-qj4lc/>. Consulté le 3 mai 2025.
- [42] ABB. What is a Distributed Control System?, <https://new.abb.com/control-systems/control-systems/what-is-a-distributed-control-system>. Consulté le 3 mai 2025.
- [43] Wikipedia. Distributed control system, https://en.wikipedia.org/wiki/Distributed_control_system_Structure. Consulté le 4 mai 2025.
- [44] YouTube. Distributed Control System (DCS) Explained, <https://youtu.be/K91cfXXZrw0?si=gvNfkReNkK8cf45J>. Consulté le 4 mai 2025.
- [45] Wikipédia. Automate programmable industriel, https://fr.wikipedia.org/wiki/Automate_programmable_industriel. Consulté le 5 mai 2025.
- [46] Inductive Automation. What is HMI?, <https://inductiveautomation.com/resources/article/what-is-hmi>. Consulté le 5 mai 2025.
- [47] Usine Nouvelle. Interface hommes-machines Simatic Nano, <https://www.usinenouvelle.com/expo/interface-hommes-machines-simatic-nano-p196948.html>. Consulté le 5 mai 2025.
- [48] Technocontrol Corp. Emergency Shutdown Systems in Process Industries, <https://technocontrolcorp.com/emergency-shutdown-systems-in-process-industries/>. Consulté le 6 mai 2025.
- [49] Khazen Boubakeur et Khadier Azzdien. Mémoire de fin d'études : Sécurité et protection incendie, détection et prévention, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2023-2024.
- [50] Safire Protection. Fire and Gas Brochure, https://www.safireprotection.com/wpcontent/uploads/2021/01/FIRE_AND_GAS_BROCHURE_.pdf. Consulté le 7 mai 2025.
- [51] IP-Systèmes. Les 4 protocoles de communication industrielle les plus utilisés dans l'industrie, <https://www.ip-systemes.com/les-4-protocoles-de-communication-industrielle-les-plus-utilises-dans-lindustrie.html>. Consulté le 9 mai 2025.
- [52] MaisVCH. What Are the Top 10 Industrial Automation Protocols?, <https://www.maisvch.com/fr/blog/what-are-the-top-10-industrial-automation-protocols/>. Consulté le 10 mai 2025.

[53] Siemens AG. TIA Portal — Logiciel d'automatisation industrielle,
<https://www.siemens.com/global/en/products/automation/industry-software/automation-software/tia-portal.html>. Consulté le 15 mai 2025.