

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8 Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf : /2020



Présenté pour l'obtention du diplôme de MASTER Académique
Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Automatique
Spécialité : Automatique et Informatique Industrielle
Thème

Contrôle et supervision d'une turbine à gaz sous YOKOGAWA CS3000

Par : MOUSSAOUI YASSER

Soutenance, le 17/10/2020, devant le jury composé de :

Melle. KECHIDA Sihem	Pr	Univ. Guelma	Président/ Encadreur
M. AYAB Ahmed	Chef de service (SONATRACH)	Univ. Guelma	Co-Encadreur
M. AIDOUH Mohamed	MCB	Univ. Guelma	Examineur
Mme. Loucif fatiha	MAA	Univ. Guelma	Examineur

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements



*Je remercie Dieu le tout puissant qui m'a donné le courage et la volonté de réaliser
ce travail.*

*Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon promoteur **Pr.KECHIDA Sihem**,
enseignante au département de Génie Électrotechnique et Automatique de l'université
8 Mai 1945 pour m'avoir encadré, pour ses conseils, son aide et son orientation tout le
long de mon travail. Mes sincères remerciements à mon Co-encadreur le chef de service du
module III de l'entreprise national SONATRACH, Mr. AYAB Ahmed pour les efforts,
les conseils et ses directives précieuses durant la réalisation de mon projet de fin d'étude.*

*Je remercie chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en
acceptent d'évaluer mon projet.*

*Je tiens aussi à remercier tous les enseignants qui ont contribué à ma formation, et en
particulier, les enseignants du département de Génie Électrotechnique et Automatique pour
les connaissances qu'ils m'ont transmis, leur disponibilité et leurs efforts.*

ملخص:

يتطرق هذا العمل الى دراسة تحكم ورقابة الأنظمة الصناعية و ذلك عبر تطوير نظام تحكم موزع (DCS) للتوربين غازي MS 5002C لشركة SONATRACH الوطنية باستخدام برمجة CS3000 DCS YOKOGAWA. وتهدف هذه الدراسة الى توفير واجهة رسومية تسمح بالتحكم في حالة تشغيل التوربين مع تسهيل التدخل في حالة حدوث اي خلل.

الكلمات المفتاحية: إشراف، نظام التحكم بالتوزيع، الرقابة عن بعد، YOKOGAWA CS3000.

Résumé :

Le travail présenté dans ce mémoire s'inscrit dans le cadre de la supervision et le contrôle des systèmes industriels. L'idée est de développer un système de contrôle distribué de la turbine à gaz MS 5002C de l'entreprise nationale SONATRACH en utilisant le logiciel de programmation DCS YOKOGAWA CS3000. L'objectif étant de réaliser une interface graphique permettant le contrôle de l'état de fonctionnement de la turbine tout en facilitant l'intervention de l'opérateur en cas de dysfonctionnements.

Mots clés : Supervision; Système de Contrôle Distribué; télégestion; YOKOGAWA CS3000.

Abstract :

The presented work focuses on the supervision and control of industrial systems. The idea is to develop a distributed control system (DCS) for the MS 5002C gas turbine of the national company SONATRACH using the DCS YOKOGAWA CS3000 programming software. The main aim is to provide a graphical interface allowing control of the operating state of the turbine while facilitating the intervention in the occurrence of dysfunction events.

Keywords : Supervision; Distributed Control System; Remote management; YOKOGAWA CS3000.

Nomenclature

ATEX	ATmosphere EXplosive
DCS	Distributed Control System.
DP	Decentralized Perepheral.
EGV	Exit Guide Vanes.
FCS	Field Control Station.
FMS	Fieldbus Message Specification.
GG	Génératrice de Gaz
GNL	Gaz Naturel Liquéfié.
HMI	Human-Machine Interface.
HP	High Pressure Shaft.
IGV	Inlet Guide Vanes.
IP	Internet Protocol
LAN	Local Area Network
LP	Low Pressure Shaft.
MTU	Master Terminal Unit
PA	Process Automation.
PLC	Programmable Logic Controller.
PV	Process Value
RIO	Remote Input Output Bus
RTU	Remote Terminal Unit.
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition.

SCR	la Surface totale d'échange de chaleur dans la Chaudière de Récupération.
SIL2	Safety Integrity Level 2.
SV	Set Value
TCP	Transmission Control Protocol
V-NE	Bus de Contrôle en Temps Réel
WAN	Wide Area Networks.

Table des matières

Remerciements	I
Résumé	II
Nomenclature	III
Table des matières	V
Table des figures	VIII

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

1 Généralités sur les turbines à gaz	2
1.1 Introduction	2
1.2 Définition	2
1.3 Historique des turbines à gaz	2
1.4 Principe de fonctionnement	3
1.5 Classification des turbines à gaz	4
1.6 Domaines d'utilisations des turbines à gaz	6
1.6.1 Turbine à gaz pour la production d'énergie électrique	6
1.6.2 Utilisation des turbines à gaz dans les stations de réinjection dans un gisement de pétrole et de gaz	9
1.7 Technologie des turbines à gaz	10
1.8 Compresseur centrifuge	10
1.8.1 Principaux composants du compresseur centrifuge	10
1.8.2 Principe de fonctionnement du compresseur centrifuge	11
1.8.3 Pompage	11
1.9 Avantages et inconvénients des turbines à gaz	12
1.9.1 Avantages	12
1.9.2 Inconvénients	12
1.10 Les turbines à gaz en Algérie	12
1.11 Conclusion	13

2	Description de la turbine à gaz MS 5002C	14
2.1	Introduction	14
2.2	Généralités	14
2.3	Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C	15
2.4	Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS 5002C	17
2.4.1	Système du lancement de la turbine	18
2.4.2	Caractéristiques typiques du lancement de la turbine à gaz	19
2.4.3	Arrêt normal de la turbine à gaz	20
2.5	Sections principales de la turbine	20
2.5.1	La partie auxiliaire	21
2.5.2	Le compresseur axial	26
2.5.3	Section combustion	30
2.5.4	Section turbine	33
2.6	Conclusion	38
3	La supervision industrielle	39
3.1	Introduction	39
3.2	La Supervision industrielle	39
3.2.1	Définition et Objectifs	39
3.2.2	Fonctions de base	40
3.3	Système de supervision à distance	41
3.4	Système SCADA	41
3.4.1	Éléments du système SCADA	42
3.4.2	Évolution du système SCADA	42
3.4.3	Les protocoles de communication d'un système SCADA	45
3.4.4	Avantages du SCADA	46
3.5	Système DCS (Distributed Control System)	47
3.5.1	Description d'un DCS	47
3.5.2	Les caractéristiques du DCS	47
3.5.3	Architecture du DCS	48
3.5.4	Répartition des tâches dans le système DCS	49
3.5.5	Champs d'application des DCS	49
3.6	Logiciels de supervision	50
3.7	Système CENTUM CS 3000 par YOKOGAWA	51
3.7.1	Evolution des systèmes de commande de YOKOGAWA	52
3.7.2	Architecture Hardware du CENTUM CS 3000	53
3.7.3	Station de contrôle FCS	53

3.7.4	Module d'entrée/sortie	54
3.7.5	Station d'interface homme-machine (station HIS)	55
3.7.6	Caractéristiques de l'HIS	56
3.7.7	Réseaux de communication.	57
3.8	Conclusion	58
4	Implémentation d'un système DCS sous YOKOGAWA	59
4.1	Introduction	59
4.2	Séquences de démarrage de la turbine (Startup sequences)	59
4.3	Séquence de déclenchement de la turbine (Shut-down sequence)	61
4.4	Problématique	61
4.5	Développement du système de supervision	62
4.5.1	Définition du cahier de charge	62
4.5.2	Conditions à vérifier avant le démarrage de la turbine	63
4.5.3	Sécurité de la turbine	63
4.6	Configuration du système DCS	63
4.6.1	Déclaration des entrées /sorties	63
4.6.2	Boucles de régulation	66
4.7	Création d'un nouveau projet	67
4.7.1	Création d'une nouvelle FCS	67
4.7.2	Création d'une nouvelle HIS	68
4.8	Programmation des séquences de fonctionnement	69
4.8.1	Programmation des séquences de fonctionnement par logique chart LC64	72
4.8.2	Programmation des Blocs calculateurs «CALCU»	74
4.8.3	Programmation des boutons poussoir avec le switch «PBS5C»	74
4.8.4	Utilisation de la table de séquence «ST16»	74
4.8.5	Utilisation de bloc «PG-L13»	76
4.8.6	Programmation des boucles de régulation	77
4.9	Création et programmation d'un graphique	78
4.9.1	Étapes de création et programmation d'un graphique dans la «HIS»	79
4.9.2	Description des vues	80
4.10	Conclusion	84
	Conclusion générale	85

Table des figures

1.1	Fonctionnement d'une turbine à gaz [2]	4
1.2	Type de turbines selon la disposition de l'arbre	5
1.3	Production d'électricité par Turbine à gaz- cycle simple.	7
1.4	Production d'électricité : Centrale électrique à cycle combiné.	8
1.5	Centrale de cogénération.	8
1.6	Unité de turbine à gaz dans le système d'énergie totale.	9
1.7	Compresseur centrifuge	11
2.1	Présentation de la turbine MS 5002C [5]	14
2.2	Séquences typiques de lancement automatique de la turbine à gaz [1]	19
2.3	Différentes sections de la turbine MS 5002C [5].	20
2.4	Système d'aspiration de la turbine à gaz MS 5002C	21
2.5	Positions des paliers [2]	25
2.6	Le compresseur axial.	27
2.7	le Rotor du compresseur axial.	28
2.8	Stator du compresseur.	28
2.9	Chambre de combustion [2].	30
2.10	Enveloppe de la chambre de combustion [2].	31
2.11	Les chambres de combustion.	31
2.12	Bougie d'allumage.	32
2.13	Détecteurs de flamme [2].	33
2.14	Directrice du deuxième étage.	35
2.15	Les Roues de turbine	36
2.16	Le diaphragme de la turbine [2].	37
3.1	Schéma général d'un système SCADA [17].	41
3.2	Architecture SCADA de première génération.	43
3.3	Architecture SCADA de deuxième génération.	44

3.4	Architecture SCADA de troisième génération.	44
3.5	Architecture SCADA de quatrième génération	45
3.6	Supports de transmission de profibus. RS485, CEI 1158-2 et fibre optique.	46
3.7	Architecture du DCS [8]	48
3.8	Architecture de la redondance [8]	51
3.9	Vue générale des modules utilisés dans le DCS [8]	52
3.10	Evolution des systèmes DCS [7]	52
3.11	Architecture du CS 3000 [8]	53
3.12	Schématisation de la liaison des modules d'entrées/sorties à la CPU.	54
3.13	Vue de la salle de contrôle (stations HIS)	55
3.14	Vue d'un clavier opérateur.	56
3.15	Système de multifenêtrage.	56
4.1	Séquences de démarrage de la turbine MS 5002C	60
4.2	Séquence de déclenchement du turbine MS 5002C	61
4.3	Création d'un nouveau projet	67
4.4	Création d'une nouvelle FCS.	68
4.5	Création d'une nouvelle HIS.	68
4.6	Vue générale du projet (FCS).	69
4.7	Vue générale du projet (HIS).	70
4.8	Vue du drawing DR0001.	70
4.9	Vue du drawing DR0002.	71
4.10	Vue du drawing DR0003.	71
4.11	Vue du drawing DR0004.	72
4.12	Bibliothèque des blocs logiques.	72
4.13	L'Edit détail de la LC64.	73
4.14	Séquence de démarrage et arrêt des pompes d'huile.	73
4.15	Edit détail d'un bloc CALCU.	74
4.16	Illustration des Switchs «PBs5C» correspondants aux boutons poussoirs.	75
4.17	L'Edit détail de la ST16.	75
4.18	Création des messages d'avertissement.	76
4.19	La table de séquence des annonceurs et opérateur guide.	76
4.20	Paramètres de bloc «PG-L13».	77
4.21	Création d'une boucle de régulation du vanne GCV.	77
4.22	Création d'une boucle de régulation de la vanne GCV.	78
4.23	Les graphiques programmées pour la supervision.	78
4.24	Bibliothèque des objets graphiques.	79

4.25	Configuration de l'animation des objets.	79
4.26	Vue principale de la turbine.	80
4.27	Vue «Lube Oil System».	81
4.28	Vue «process».	81
4.29	Vue «Ready To Start Diagram».	82
4.30	Vue «Curves».	82
4.31	Vue «Maintenance».	83
4.32	Vue «Opérateur Guide».	83
4.33	Vue "Alarmes".	84
4.34	Vue "Alarmes Archive".	84

Introduction générale

La turbine à gaz demeure l'un des moyens de production de puissance les plus révolutionnaires, son invention a permis aux ingénieurs d'atteindre des niveaux de puissance jamais égalés par des moteurs thermiques conventionnels. L'utilisation de ce mode de production de puissance est très répandue dans différents domaines d'activité, en passant par la production de l'électricité, la propulsion aéronautique, la pétrochimie jusqu'à l'industrie pétrolière et gazière, compte tenu de la facilité d'adaptation, du faible rapport coût puissance unitaire développée et une large gamme de régimes de fonctionnement.

la turbine à gaz est un système très complexe à haut niveau de risque dont son fonctionnement exige un contrôle et une surveillance en permanence pour éviter les arrêts inutiles et les situations critiques.

A cet effet, le présent travail consiste à développer un système de supervision à distance pour le contrôle et le suivi de la turbine à gaz et plus précisément la turbine à gaz type MS 5002C, qui entraîne un compresseur centrifuge, utilisée par l'unité de traitement de gaz naturel au niveau du champ gazier de HASSI R'MEL de l'entreprise national SONATRACH.

Le mémoire est organisé en quatre chapitres encadré par une introduction générale et une conclusion. Dans le chapitre 1, on présente un aperçu général sur les turbines à gaz à savoir les différentes catégories, les modes de fonctionnement, le rôle de chaque composant et on clôture le chapitre par les principaux avantages et inconvénients des turbines.

Une description détaillée de la turbine à gaz MS 5002C, a été abordée dans le deuxième chapitre, en présentant tous les organes constitutifs de la turbine, leur technologie, leur fonctionnalité et les mécanismes de fonctionnement.

Le chapitre 3 expose en détail les notions fondamentales de la supervision industrielle ainsi que les principaux systèmes de supervision à distance.

Le dernier chapitre est consacré au développement d'un système de contrôle industriel pour la surveillance et la conduite de la turbine à gaz MS 5002C. Ce chapitre comporte deux parties : présentation du principe de la commande actuelle et définition du cahier de charge ensuite nous développons notre système DCS sous Yokogawa CS 3000 répondant aux exigences de fonctionnement (normal et en cas de défaillances) de la turbine illustrée par une interface Homme-Machine.

Chapitre 1

Généralités sur les turbines à gaz

1.1	Introduction	2
1.2	Définition	2
1.3	Historique des turbines à gaz	2
1.4	Principe de fonctionnement	3
1.5	Classification des turbines à gaz	4
1.6	Domaines d'utilisations des turbines à gaz	6
1.7	Technologie des turbines à gaz	10
1.8	Compresseur centrifuge	10
1.9	Avantages et inconvénients des turbines à gaz	12
1.10	Les turbine à gaz en Algérie	12
1.11	Conclusion	13

1.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons, d'une manière générale, aux définitions et fonctionnements des différents organes constituant une turbine à gaz. Il existe plusieurs types de turbines à gaz, selon le domaine d'utilisation. On les retrouve dans la production de l'énergie électrique, la production de poussée et l'entraînement des organes de compression, notamment ; les pompes, les compresseurs axiaux et centrifuges, requis pour les applications de l'industrie lourde qui nécessitent un taux de compression très élevé (Compression de gaz ...).

1.2 Définition

La turbine à gaz est une machine motrice à mouvement rotatif et à combustion interne. Elle puise et comprime l'air atmosphérique dans son propre compresseur, augmente la puissance énergétique de l'air dans sa chambre de combustion et convertit cette puissance en énergie mécanique utile pendant les processus de détente qui a lieu dans la section turbine. L'énergie mécanique qui en résulte est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement à une machine réceptrice, qui produit la puissance utile pour le processus industriel. Comparée aux autres moteurs thermiques, la turbine à gaz présente une double particularité, de même que la turbine à vapeur, la turbine à gaz est une machine à écoulement continu, donc ne comporte pas de variation périodique de l'état de fluide. La turbine à gaz (au sens large du terme), est le siège de l'ensemble de transformations constituant le cycle thermodynamique réalisé par le fluide[1].

1.3 Historique des turbines à gaz

Parmi les précurseurs de la turbine à gaz moderne, on doit mentionner les inventeurs des moteurs thermiques fonctionnant avec un gaz permanent (plus précisément avec l'air chaud), bien que ces moteurs aient été conçus d'après le principe des machines à vapeur à piston. Ces inventions ont, en effet, permis de déterminer les différentes transformations qui doivent être subies par un gaz permanent servant de fluide moteur, à l'instar du cycle thermodynamique de la turbine à gaz dont certains cycles porte encore les noms de leurs inventeurs à savoir cycle de Joule, cycle d'Ericsson. Nous présentons dans ce qui suit une évolution chronologique de la turbine à gaz [3] :

- 1791 : Premiers brevets de turbine à gaz de John Barber, Angleterre.
- 1900/1904 : Premiers essais avec la turbine à air chaud selon Stolze.
- 1905 : Conception de la turbine à explosion selon Holzwarth.
- 1906/1908 : Construction de la première turbine à explosion par BBC pour Dr. Holzwarth.

- 1909-1910 : Première turbine à gaz employée industriellement en Allemagne.
- 1928 : BBC reprend la fabrication d'une turbine Holzwarth améliorée.
- 1933 : Mise en opération de la première turbine Holzwarth de BBC, alimentée en gaz de haut fourneau.
- 1934 : Développement de la chaudière Velox suralimentée. Environ 80 compresseurs/turbines à gaz furent installés jusqu'à 1939.
- 1937 : Mise en service du premier groupe compresseur/turbine à gaz "Houdry" auprès de Marcus Hook Refinery, PA, Etats-Unis d'Amérique. Puissance du groupe : 2000 Kw.
- 1937 : Commande portant sur le premier groupe de turbine à gaz à cycle simple.
- 1939 : Mise en service de la première turbine à gaz de 4000 kW à la centrale de Neuchâtel.

Les premières turbines à gaz sont apparues sur le marché à la fin des années 40 ; elles ont été généralement employées dans les chemins de fer et avait l'avantage de brûler du combustible liquide, même à faible qualité.

1.4 Principe de fonctionnement

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
- Elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion
- Elle décharge dans l'atmosphère, les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.[2]

La Figure 1.1 , montre les variations de pression et de température dans les différentes sections de la machine correspondant aux phases de fonctionnement mentionnées ci-dessus.

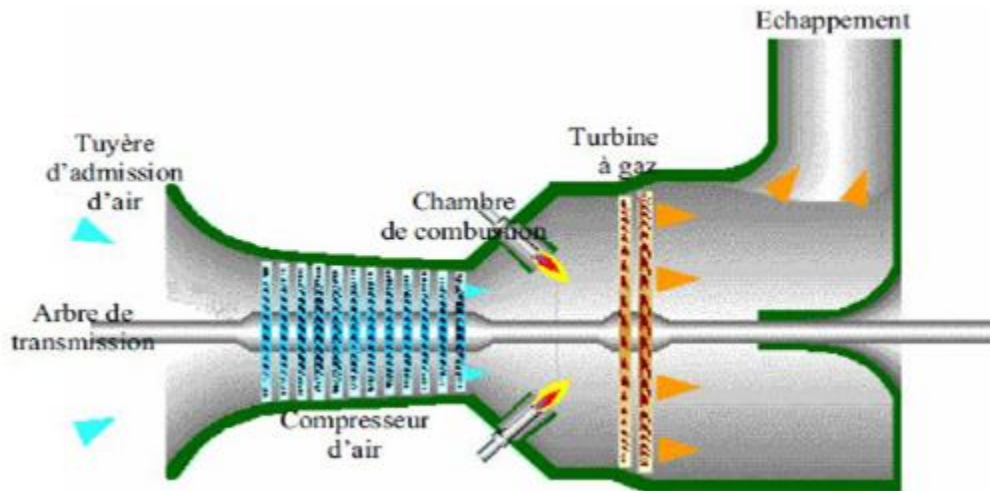


FIGURE 1.1 – Fonctionnement d'une turbine à gaz [2]

1.5 Classification des turbines à gaz

Les turbines à gaz peuvent être classées :

- **Par mode de construction** : Le domaine d'utilisation d'une turbine à gaz est un moyen de choisir le type de machines adéquates. Dans l'industrie, on trouve les turbines à un seul arbre, dites aussi mono-arbre ; elles sont généralement utilisées dans le cas où on cherche un fonctionnement avec une charge constante (pour entraîner les générateurs d'électricité). Un deuxième type, englobe les turbines à deux arbres (bi-arbres), elles ont l'avantage d'entraîner des appareils à charges variables (pompes, compresseur). Elles se composent, principalement, de deux parties, la première assure l'autonomie de la turbine (GG), la deuxième est liée à la charge. Un troisième type peut être aussi cité, ce sont les turbines dites dérivées de l'aéronautique, elles ont une conception spéciale suivant le domaine dans lequel elles sont utilisées. Dans ce troisième type, la partie qui assure l'autonomie de la turbine existe toujours, et l'énergie encore emmagasinée dans les gaz d'échappement est utilisée pour générer de la poussée, en transformant cette énergie (thermique et de pression) en une énergie cinétique de jet dans une tuyère [10].

- **Par mode de travail** :

On distingue deux types de turbines :

Turbine à action : Où l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice. L'évolution des gaz dans la roue se fait sans variation de pression statique $P_1 > P_2 = P_3$.

Turbine à réaction : Une partie de l'énergie thermique est transformée dans la roue en énergie cinétique et mécanique. L'évolution des gaz dans la roue se fait avec une variation de la pression statique $P_1 > P_2 > P_3$. Le taux de réaction ε caractérisera le pourcentage d'énergie thermique totale.

Avec :

P_1 : Pression des gaz à l'entrée de la directrice

P_2 : Pression des gaz à la sortie de la directrice

P_3 : Pression des gaz à la sortie de la roue de la turbine

— **Selon la disposition de l'arbre :**

Un autre moyen de classification des turbines à gaz est selon la disposition et le nombre d'arbres qu'elles peuvent contenir, on trouve à cet effet :

Arbre unique : Dites aussi mono-arbre, c'est une turbine à gaz dans laquelle les composants rotatifs sont couplés mécaniquement sur un arbre commun. Elle est généralement utilisée dans le cas où on cherche un fonctionnement avec une charge constante (pour entraîner les générateurs d'électricité) comme le montre le schéma de la figure 1.2a.

Deux arbres : Elle a l'avantage d'entraîner des appareils à charges variables (pompes, compresseurs,...), elle se compose de deux parties, la première assure l'autonomie de la turbine génératrice de gaz (GG), la deuxième est liée à la charge (Figure 1.2b).

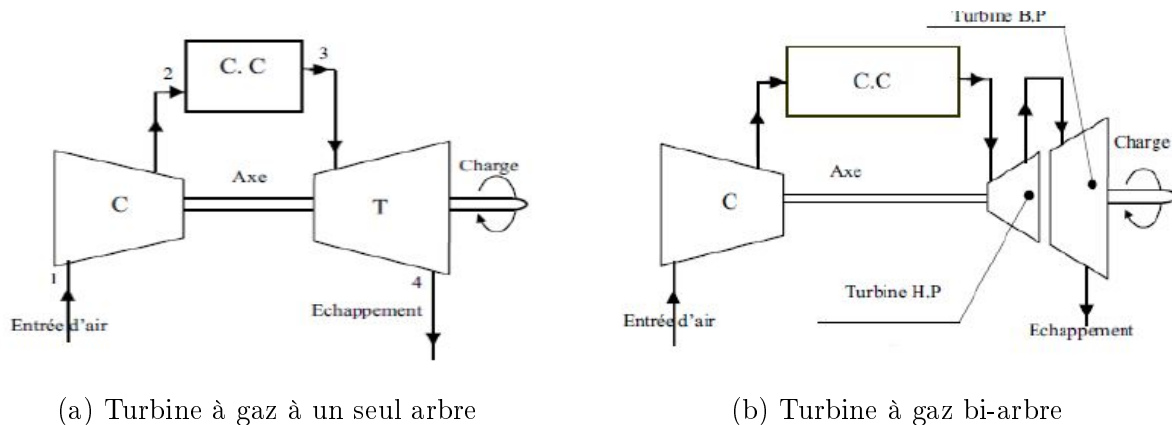


FIGURE 1.2 – Type de turbines selon la disposition de l'arbre

Arbres multiples : C'est une turbine dont la quelle les rotors des éléments mécaniques sont montés sur plus d'un arbre rotatif. Ces arbres peuvent tourner ou non entre eux avec un rapport de vitesse déterminé. Ils sont appelés arbres flottant, à l'exception de l'arbre d'accouplement.

— **Par mode de fonctionnement thermodynamique**

Turbine à gaz à cycle ouvert : C'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère, ce type de turbine qui est le plus répandu se divise en deux classes :

Turbine à cycle simple : C'est une turbine utilisant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique, après la détente les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont perdu dans l'atmosphère à travers l'échappement.

Turbine à cycle régénéré : C'est une turbine dont le cycle thermodynamique fait intervenir plusieurs fluides moteurs dans le but d'augmenter le rendement de l'installation.

1.6 Domaines d'utilisations des turbines à gaz

Les turbines à gaz ont une très grande utilité dans l'industrie. Elles peuvent être utilisées pour l'entraînement des :

- Générateur d'électricité
- Compresseurs
- Pompes

Mais aussi comme système générateur de poussée, notamment dans :

- Chemin de fer
- Propulsion maritime
- Aviation.

1.6.1 Turbine à gaz pour la production d'énergie électrique

— **Cycle de Brayton**

Le cycle de Brayton est le procédé thermodynamique qui gouverne le fonctionnement des turbines à combustion ou à gaz.

Ces turbines font fonctionner trois types de centrale thermique (à cycle simple, à cycle combiné et en cogénération).

Il y a deux types de machines : celles dérivées des moteurs d'avion et les turbines de type industriel, de construction plus robuste.

Ces machines nécessitent du combustible distillé de haute qualité, comme du kérosène ou du gaz naturel. La tendance actuelle appuie le développement de procédés qui permettront d'obtenir des combustibles gazeux fiables à partir de sources alternatives, comme le charbon ou la biomasse.

Les machines à cycle simple peuvent être installées, (Figure1.3), et mises en service assez rapidement. Elles démarrent en peu de temps et servent de génératrice de secours ou d'urgence.

Quand le coût du combustible est faible, les machines à cycle simple peuvent aussi être utilisées pour la production de base.

Les turbines à combustion (à gaz) fonctionnent avec des volumes très élevés d'air (3 ou 4 fois plus que la quantité stœchiométrique). Elles produisent des volumes de combustion élevés qui contiennent du CO₂ et des NO_x, et ce, à des températures de plus de 500°C.

Les technologies de combustion peuvent diminuer la production de NO_x en dessous de 25 ppmv, et l'utilisation du SCR peut la réduire sous 5 ppmv. Les SO_x ne sont généralement pas un contaminant significatif, étant donné que le soufre est quasi absent du combustible [13].

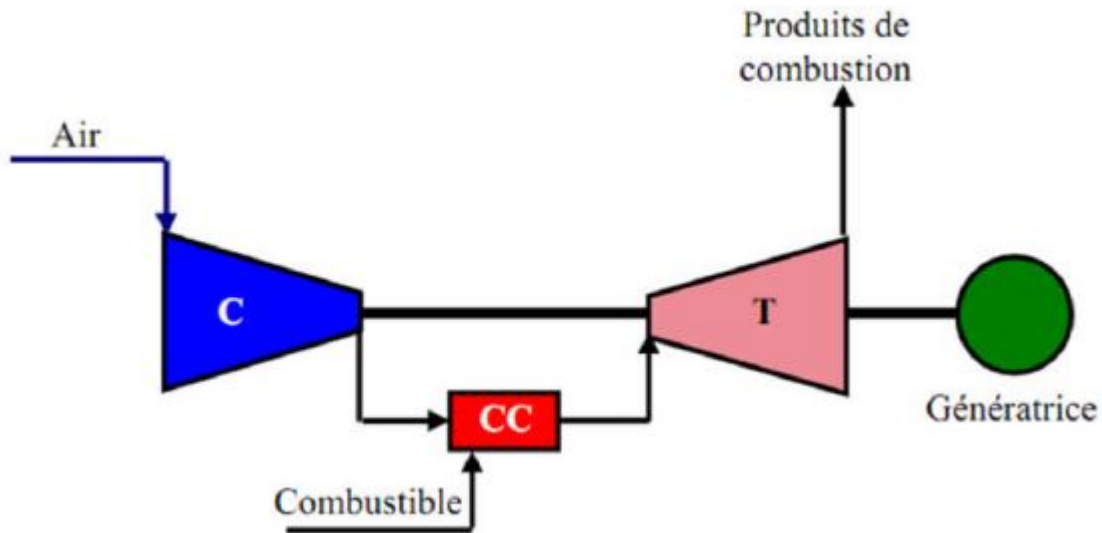


FIGURE 1.3 – Production d'électricité par Turbine à gaz- cycle simple.

Les centrales électriques à cycle combiné, (Figure1.4), utilisent les gaz d'échappement de la turbine à gaz pour produire de la vapeur dans une chaudière de récupération de chaleur.

La vapeur produite entraîne une turbine à vapeur, ce qui améliore l'efficacité de la centrale. Une unité à cycle combiné peut produire, à elle seule, environ 400 MW. Actuellement, ce sont les centrales électriques les plus efficaces.

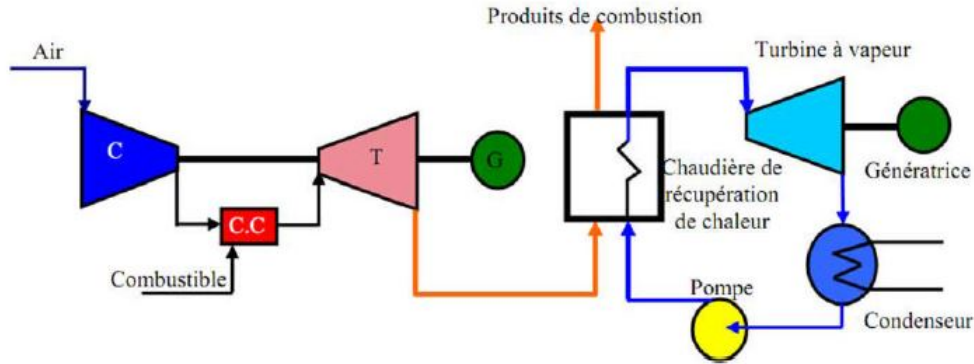


FIGURE 1.4 – Production d'électricité : Centrale électrique à cycle combiné.

Une variante de la centrale à cycle combiné, (Figure 1.5), est une installation qui comprend une turbine à gaz avec une chaudière de récupération dont la vapeur peut également servir à un procédé industriel.

Souvent, une turbine à vapeur à contrepression est incorporée dans la centrale.

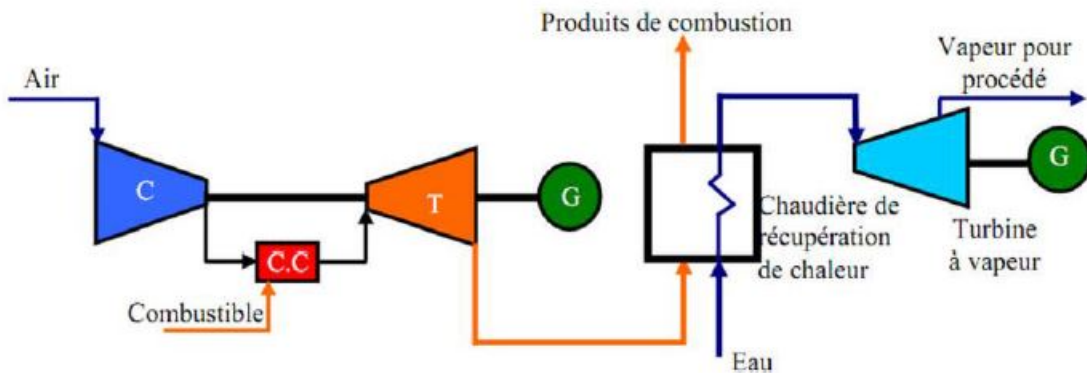


FIGURE 1.5 – Centrale de cogénération.

— Unité d'énergie totale

La figure 1.6 montre une unité de turbine à gaz dans le système d'énergie totale. La chaudière à vapeur utilise l'énergie dans haute température des gaz d'échappement de la turbine. La vapeur peut être employée directement pour le chauffage d'espace. Pour le but de refroidissement, la vapeur est utilisée en produisant l'eau effrayante dans un réfrigérateur d'absorption. Le rendement global de toute l'unité d'énergie est entre 60 et 75%.

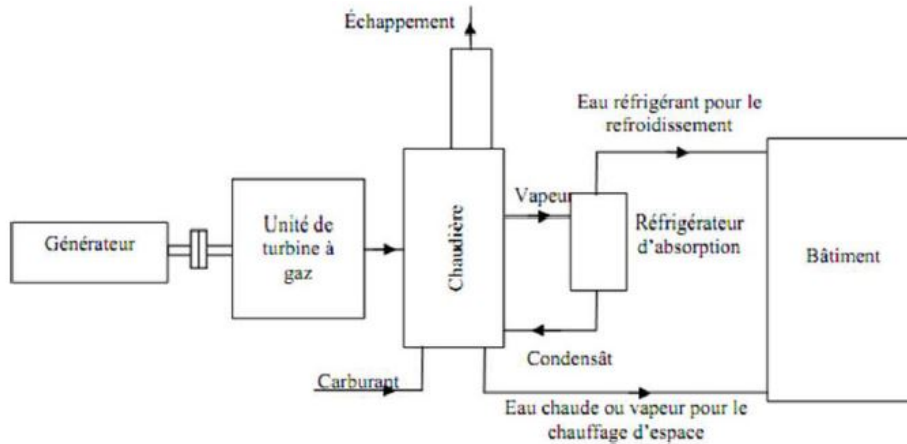


FIGURE 1.6 – Unité de turbine à gaz dans le système d'énergie totale.

1.6.2 Utilisation des turbines à gaz dans les stations de réinjection dans un gisement de pétrole et de gaz

Un des procédés utilisés pour améliorer la production des gisements de pétrole consiste à maintenir la pression du réservoir en injectant du gaz naturel dans le gisement. Compte tenu de la valeur élevée de la pression de réinjection (jusqu'à plusieurs centaines de Bars), le taux de compression est très élevé. Il est donc nécessaire de prévoir plusieurs étages de compression avec refroidissement intermédiaire.

On trouve essentiellement trois types de machines assurant la compression du gaz sur les stations de réinjection.

- Compresseurs centrifuges entraînés par turbines à gaz.
- Compresseurs à pistons entraînés par moteurs à gaz.
- Compresseurs centrifuges ou des compresseurs à pistons entraînés par des moteurs électriques.

Les turbines à gaz sont particulièrement bien adaptées à l'entraînement des compresseurs centrifuges. En effet, ces deux appareils font appel à des technologies voisines, et de nombreux constructeurs sont capables de fournir un ensemble complet. Par ailleurs, les deux machines sont du type rotatif, et il est possible de transmettre directement la puissance motrice au compresseur entraîné, la plupart du temps par un accouplement direct entre la turbine de puissance et le compresseur.

Aussi, dans la majorité des cas en ce qui concerne le transport du gaz, les compresseurs centrifuges sont entraînés par des turbines à gaz à deux lignes d'arbres.

Cet ensemble est parfois appelé "turbocompresseur" terme impropre mais plus facile à manier. Compte tenu de leurs faibles encombrements, de leurs faibles poids et du peu d'auxiliaires nécessaires à leur fonctionnement, les groupes turbocompresseurs, tant que leur puissance n'est pas trop importante, et l'on peut dire jusqu'à 6 000 kW environ, peuvent être montés sur un seul socle, entièrement capotés avec tous leurs auxiliaires de fonctionnement et leur panneau de commande contrôle.

1.7 Technologie des turbines à gaz

Les particularités technologiques de la turbine à gaz sont essentiellement liées aux très hautes températures atteintes au niveau des turbines de détente (de 800 à plus de 1300°C selon les types). Cela pose des problèmes de tenue au fluage, à la fatigue, à la corrosion des aubes en particulier. Un éventuel filtrage insuffisant de l'air aspiré par le compresseur ajouterait de l'érosion comme contrainte supplémentaire.

Les turbines à gaz sont caractérisées par la haute qualité des matériaux utilisés, ils présentent l'avantage d'être des matériaux réfractaires à base de nickel ou cobalt additionné de chrome. Les ailettes obtenues par coulage à solidification orientée ou à coulage monocristal. Cela constitue une partie des solutions apportées pour y remédier aux éventuelles anomalies qui peuvent être générées par la contrainte thermique due à la température élevée des gaz à l'entrée turbine. Une autre solution consiste à faire dévier une partie du débit d'air (10 à 15%) sortant du compresseur (qui est à température largement inférieure à celle entrée turbine) pour refroidir les ailettes par l'intérieur et pour obtenir un mince film d'air « frais » entre l'ailettes et les gaz chauds de façon à limiter autour de 800°C la température des gaz atteignant la turbine haute pression.

1.8 Compresseur centrifuge

Un turbocompresseur est composé de deux parties : d'un côté d'une turbine (en général, à gaz) et de l'autre, un compresseur (en général, centrifuge), relié par son axe à la turbine. le domaine d'utilisation des compresseurs est vaste. Ils sont utilisés presque partout : dans les usines pétrochimiques, les raffineries, les stations de réinjections et de distribution de gaz, les unités GNL, etc...

Le compresseur centrifuge est une machine "dynamique" à écoulement continu de fluide. Des roues solidaires à l'arbre fournissent de l'énergie à ce dernier. Une partie de cette énergie est transformée en augmentation de pression directement dans les roues, le reste dans le stator, c.à.d. dans les diffuseurs.

1.8.1 Principaux composants du compresseur centrifuge

Le compresseur centrifuge est constitué par (voir Figure 1.7) un corps extérieur Contenant la partie du stator dite ensemble de diaphragmes (B) où est introduit un rotor formé Par l'arbre (C), une ou plusieurs roues (D), le piston d'équilibrage (E) et le collet (F) du palier De butée.

Le rotor entraîné par la machine motrice moyennant le moyeu (G) tourne sur les paliers porteurs (H) et est gardé dans sa position axiale par le palier de butée. Des dispositifs d'étanchéité à labyrinthe (L) et, si nécessaire, des étanchéités huile d'extrémité agissent sur le rotor.

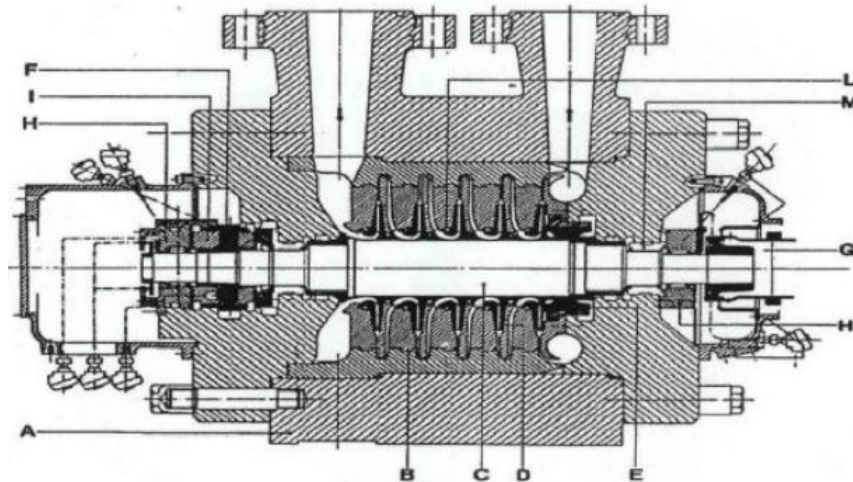


FIGURE 1.7 – Compresseur centrifuge

1.8.2 Principe de fonctionnement du compresseur centrifuge

Le gaz est aspiré par le compresseur et entre dans une chambre annulaire (volute d'aspiration), puis il se dirige vers la première roue. La roue pousse le gaz vers le périphérique en augmentant sa vitesse et sa pression. A la sortie de la roue, le gaz parcourt une chambre circulaire (diffuseur) où la vitesse est réduite et la pression augmente. Puis il est aspiré par la deuxième roue à travers un canal de retour. Arrivé à la sortie de la dernière roue, le gaz est refoulé à travers une chambre annulaire (Volute de refoulement) qui l'envoie à la bride de refoulement.

1.8.3 Pompage

Le pompage est un phénomène lié aux compresseurs centrifuges, il constitue un point très important à surveiller de la part de l'exploitant, les conditions de fonctionnement où l'allure du compresseur devient instable avec de brusques variations de pressions entraînant de fortes vibrations du rotor susceptibles de provoquer des frottements sur les parties fixes et d'endommager ainsi la machine.

Les endommagements mécaniques pouvant en résulter sur l'équipement (compresseur et tuyauteries) sont les suivantes :

- Risques de détérioration des coussinets, des paliers de butée et des étanchéités à l'huile et labyrinthes du compresseur.
- Efforts anormaux et alternes sur les conduites
- Bruits excessifs et échauffement interne du compresseur. Or du fait des jeux très faibles entre le bord externe des roues et le corps du compresseur, cet échauffement peut entraîner des

dilatations différentielles, génératrices de dégâts importants pouvant aller jusqu'à la destruction complète du compresseur.

Pour prévenir ces phénomènes de pompages, les compresseurs sont équipés d'un système automatique de régulation du débit qu'on appelle "circuit anti-pompage".

1.9 Avantages et inconvénients des turbines à gaz

Les turbines à gaz comme toute autre machine ou installation industrielles présente des avantages et des inconvénients, on peut citer à cet effet :

1.9.1 Avantages

- Une puissance élevée dans un espace restreint dans le quel un groupe diesel de même Puissance ne pourrait être logé
- A l'exception du démarrage et arrêt, la puissance est produite d'une façon continue
- Démarrage facile même à grand froid
- Diversité de combustible pour le fonctionnement
- Possibilité de fonctionnement à faible charge

1.9.2 Inconvénients

- Au-dessous d'environ 3000 KW, le prix d'installation est supérieur de celui d'un groupe diesel
- Temps de lancement beaucoup plus long que celui d'un groupe diesel, à titre indicatif : 30 à 120 s pour une turbine, 8 à 20 s pour un groupe diesel.
- Rendement inférieur à celui d'un moteur diesel (cycle simple). À titre indicatif : 28 à 33 % pour une turbine de 3000 KW, 32 à 38 % pour un groupe diesel [4].

1.10 Les turbines à gaz en Algérie

Les turbines à gaz jouent un rôle primordial dans le développement et le renforcement des capacités énergétique de notre pays. Elles sont utilisées dans la production de l'énergie électrique, mais aussi dans l'industrie gazière, notamment la réinjection du gaz dans les gisements pétroliers et aussi pour l'entraînement des compresseurs centrifuges dans les stations de compression et du traitement du gaz naturel.

Afin de répondre à la demande croissante en électricité du pays, l'Algérie a connu, en été 2019, le démarrage du complexe de fabrication de turbines à gaz, turbines à vapeur, alternateurs et systèmes de contrôle commande.

Ce complexe est situé au parc industriel de la commune d'Ain Yagout à Batna (435 km au sud-est d'Alger). Il s'étend sur une superficie de 20 hectares et est constitué de quatre (04) usines :

Usine n°1 : Fabrication de turbines à gaz de 100 à 300 MW ;

Usine n°2 : Fabrication de turbines à vapeurs de 50 à 160 MW ;

Usine n°3 : Fabrication des alternateurs qui seront couplés aux turbines pour convertir l'énergie mécanique en énergie électrique ;

Usine n°4 : Fabrication des systèmes de contrôle commande pour équiper les turbines fabriquées dans les usines n°1 et n°2.

Cette usine, unique en son genre en Afrique, et 3ème au monde, s'inscrit dans le cadre du partenariat algéro-américain (le groupe public algérien SONELGAZ et le groupe américain GENERAL ELECTRIC), avec une capacité de production de 1 500 mégawatts, dirigés vers la centrale électrique d'Oumèche à Biskra (400 km au sud- est d'Alger) afin de renforcer l'approvisionnement en électricité dans la région.

Dans un premier temps, l'usine commencera par la production de deux turbines à gaz et une autre à vapeur, puis produira chaque deux ans 2.500 mégawatts jusqu'en 2024.

1.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu général sur les turbines à gaz. Une description fonctionnelle, une classification selon les divers critères utilisés et une chronologie de développement des turbines à gaz, ont été détaillées. Enfin, un comparatif entre avantages et inconvénients de ces installations a été dressé.

Dans le chapitre suivant, nous nous intéressons à l'étude d'une classe de turbine à gaz très utilisé par l'entreprise national SONATRACH au niveau de champ de Hassi R'mel.

Chapitre 2

Description de la turbine à gaz MS 5002C

2.1	Introduction	14
2.2	Généralités	14
2.3	Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C	15
2.4	Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS 5002C	17
2.5	Sections principales de la turbine	20
2.6	Conclusion	38

2.1 Introduction

Ce chapitre présente la description détaillée de la turbine à gaz MS 5002C, utilisée pour l'entraînement d'un compresseur centrifuge pour comprimer le gaz naturel. Cette turbine est utilisée par l'entreprise nationale SONATRACH au niveau du champ de Hassi R'mel. Une étude paramétrique sur les différentes parties constituant la turbine à gaz sera présentée.

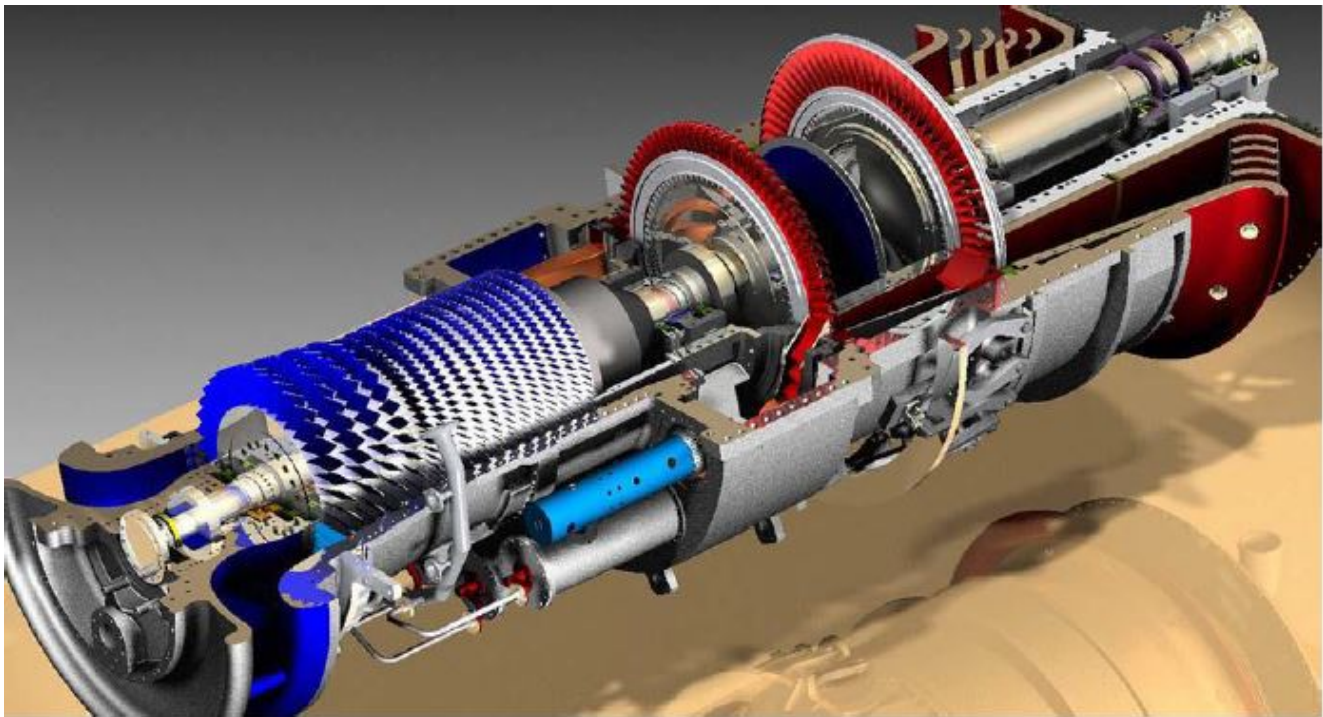


FIGURE 2.1 – Présentation de la turbine MS 5002C [5]

2.2 Généralités

La turbine à gaz d'entraînement à deux arbres, modèle de la série 5000, est une machine qui est employée pour entraîner un compresseur centrifuge en charge. L'extrémité avant le socle de la turbine à gaz est reliée par l'intermédiaire d'une gaine à un compartiment d'entrée d'air, cette gaine comprend un silencieux pour atténuer les bruits à hautes fréquences et un séparateur d'air inerte pour retirer toute particule d'air avant qu'il n'aille dans la turbine. Le fuel et l'air sont utilisés pour produire une puissance sur l'arbre. Le rotor du compresseur axial contenu dans ce générateur de gaz est constitué de 16 étages. Les turbines à gaz à deux roues sont des turbines indépendantes mécaniquement ; la roue de la turbine de premier étage (HP), entraîne le rotor du compresseur axial de la turbine. La roue de la turbine du second étage (LP) entraîne le compresseur centrifuge.

Les deux roues de turbine ne sont pas liées afin de leur permettre de travailler à des vitesses différentes pour s'adapter aux variations de charge demandées par le compresseur centrifuge. Les deux roues de turbine portent des aubes obtenues par fonderie de précision ayant un pied d'aube prolongé. Ces roues sont refroidies par l'air extrait du dixième étage du compresseur axial et par les fuites d'air prélevées à l'étanchéité du compresseur HP. Les températures de l'espace entre roues sont contrôlées par des thermocouples. Les corps de la turbine peuvent s'ouvrir pour faciliter le démontage. La partie compresseur d'air de refoulement est contenue dans une enveloppe extérieure et séparée.

2.3 Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C

Les caractéristiques techniques définissant une turbine à gaz type MS 5002C sont résumées comme suit [6] :

- Marque	GENERALE ELECTRIQUE
- Fabricant	NUOVO PIGNONE
- Série du model	MS 5002C
- Cycle	Simple
- Rotation de l'arbre	Sens Antihoraire
- Type de fonctionnement	Continu
- Vitesse de l'arbre HP	5100 tr/min
- Vitesse de l'arbre LP	4903 tr/min
- Commande	MARK V
- Température à l'échappement	515°C
- Débit carburant	2.314 m ³ /s
- Système de démarrage	Turbine à détente
- Rendement thermique	2.314 m ³ /s
- Atténuation du bruit	Silencieux d'admission et d'échappement selon les exigences locales

⤵ **Plaque d'identification du régime normal de la turbine à gaz (conditions ISO)**

- Sortie de base	35000 MW
- Température d'aspiration	15°C
- Pression de sortie	1 bar

⤵ **Section du compresseur**

- Nombre des étages du compresseur axial	16
- Type du compresseur	écoulement axial, série lourde
- Plan de joint	bride horizontale
- Type d'aubes directrices d'entrée	variable
- Pression à l'admission	1 bar
- Pression de refoulement	8.8 bars

⤵ **Section de la turbine**

- Nombre d'étages de la turbine	02 (deux arbres)
- Plan de joint	bride horizontale
- Directrice du premier étage	fixe
- Directrice du deuxième étage	variable

⤵ **Section de combustion**

- Type	12 multiples foyers, types à flux inverses
- Configuration des chambres	concentrique autour du compresseur
- Combustible	Gaz naturel
- Bougies d'allumage	deux, types à électrode d'injection-ressort auto rétractant
- Détecteur de flamme	4, type ultraviolet

⤵ Ensemble paliers

- Quantité 04
- Lubrification sous pression

⤵ Système de démarrage

- Dispositif de démarrage Moteur électrique.

⤵ Système de combustible

- Type Gaz naturel.
- Signal contrôle combustible Panneau de commande turbine.
- Vanne arrêt gaz, rapport et commande Servocommande électro-hydraulique.

⤵ Système de lubrification

- Lubrifiant A base de pétrole.
- Capacité totale 23530 litres.
- Pression sur les appuis 25 PSI ou 1,72 Bars.
- Pompes de graissage (Principale, Auxiliaire, Urgence) 3

⤵ Système d'alimentation hydraulique

- Pompe hydraulique (Principale, Auxiliaire) 2
- Filtre hydraulique d'alimentation Double avec vanne de transfert.

2.4 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS 5002C

Le rotor de la turbine du compresseur (HP) est tout d'abord lancé à 20% de sa vitesse nominale par un dispositif de démarrage. L'air atmosphérique, aspiré par le compresseur est dirigé vers les chambres de combustion où du combustible est amené sous pression. Une étincelle sous haut voltage allume le mélange air-combustible. Une fois allumée, la combustion continue dans la veine d'air aussi longtemps que le combustible est fourni aux chambres de combustion. Les gaz chauds augmentent la vitesse du rotor du compresseur HP, ce qui augmente la pression de l'air fourni à la

combustion. Lorsque cette pression atteint une certaine valeur, le rotor de la turbine basse pression (LP) va commencer à tourner et les rotors des deux turbines vont accélérer jusqu'à la vitesse de service. Les produits de combustion (gaz à haute pression et haute température) vont d'abord se détendre dans la turbine HP puis dans la turbine LP pour s'échapper dans l'atmosphère.

La détente des gaz s'écoulant à travers la turbine HP vient heurter les aubes du rotor en provoquant leur rotation. Cette rotation entraîne le compresseur et les auxiliaires qui lui sont associés. Avant de s'échapper, le gaz pousse également la turbine LP, ce qui entraîne le compresseur centrifuge.

2.4.1 Système du lancement de la turbine

Une turbine à gaz, comme tous les moteurs à combustion interne, ne peut démarrer par elle-même et nécessite, par conséquent, une source externe pour fournir la puissance nécessaire au lancement. Cette source est généralement un moteur Diesel ou un moteur électrique combiné avec un convertisseur de couple ; elle peut aussi être une turbine à vapeur, où à détente de gaz si une alimentation locale en vapeur ou à gaz est disponible. Certaines des grosses turbines utilisent l'alternateur par l'intermédiaire d'alimentations à fréquence variables. Une puissance de lancement suffisante est fournie pour faire tourner la turbine avant allumage à 20 % de sa vitesse nominale, selon les conditions ambiantes. Bien que la vitesse d'allumage ne soit que de 10 à 15 %, cette puissance de lancement supplémentaire est utilisée pour faire la purge de la veine des gaz avant l'allumage, le lavage à l'eau du compresseur, et pour accélérer le refroidissement.

La figure 2.2 illustre une séquence typique de lancement automatique. Après l'achèvement des vérifications automatiques du système et établissement de la pression de l'huile de graissage, le dispositif de lancement est mis en marche ; dans le cas d'un moteur Diesel, une période de préchauffage est prévue. Les turbines à gaz à cycle simple avec échappements ordinaires orientés vers le haut n'ont pas besoin d'être purgées avant l'allumage. La séquence d'allumage peut être appliquée quand la vitesse du rotor passe par la vitesse d'allumage. Si l'allumage ne se produit pas dans les soixante secondes de la temporisation de transfert d'allumage, le système de commande passe automatiquement à une séquence de purge, décrite ci-après, et fait une nouvelle tentative d'allumage. La séquence d'allumage comprend l'alimentation des bougies et l'établissement du débit de combustible correspondant à l'allumage. Quand la flamme est détectée par les détecteurs de flamme, qui sont situés du côté opposé de la turbine par rapport aux bougies, l'allumage et le transfert de la flamme sont achevés. Le débit du combustible est réduit à la valeur de préchauffage et la puissance du dispositif de lancement est augmentée à sa valeur maximale. Si l'allumage et le transfert de flamme ne sont pas obtenus dans une limite de temps appropriée, le système de commande revient automatiquement à la séquence de purge, et fait une deuxième tentative d'allumage sans que l'opérateur ait à intervenir. Dans le cas improbable d'un transfert de flamme incomplet, cet incident serait détecté par la surveillance de combustion sous la forme d'un écart important des températures à l'échappement avant que la turbine ne soit mise en charge.

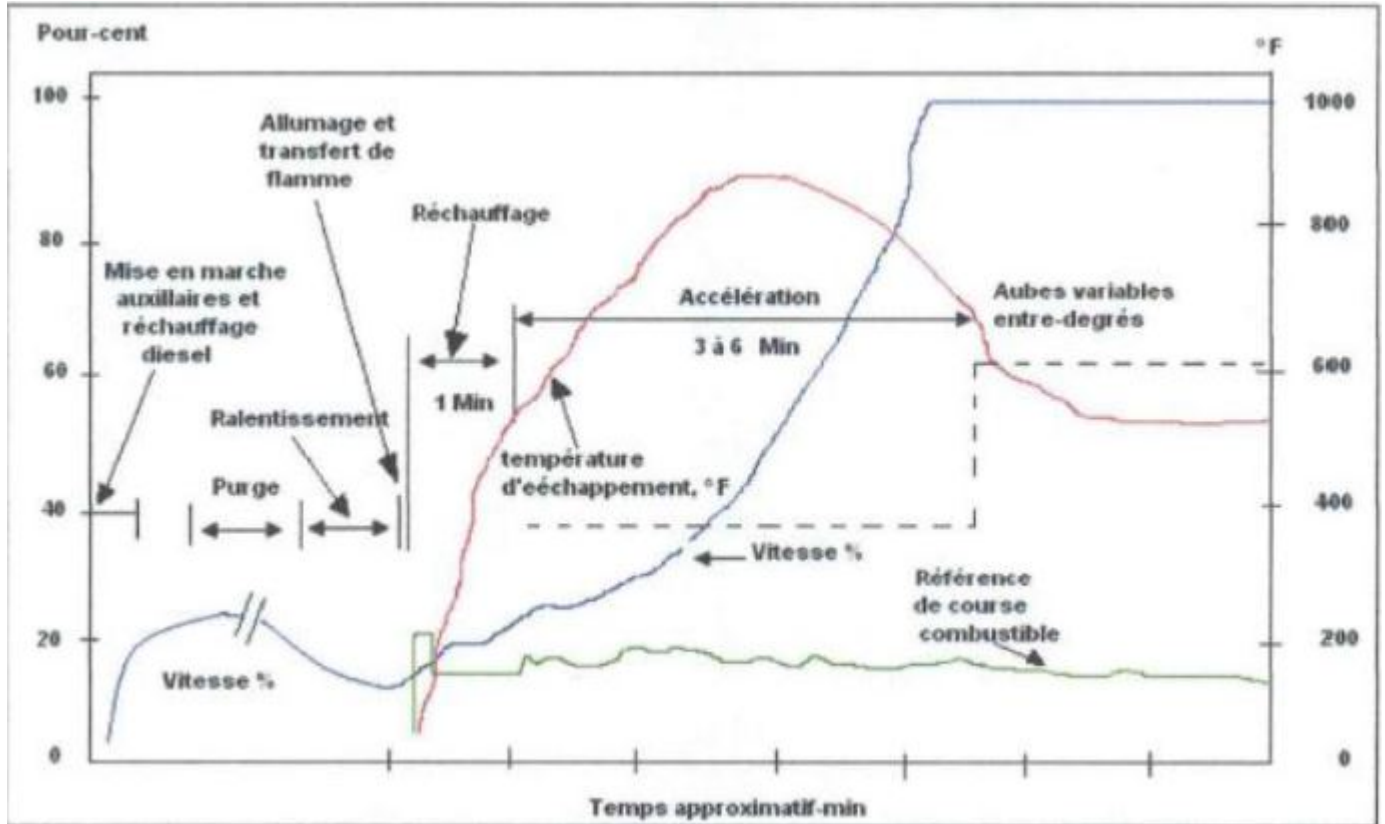


FIGURE 2.2 – Séquences typiques de lancement automatique de la turbine à gaz [1]

2.4.2 Caractéristiques typiques du lancement de la turbine à gaz

A la fin de la période de préchauffage, le débit du combustible est augmenté et la turbine commence à accélérer. Quand la vitesse atteinte environ 30 à 50 % de la vitesse nominale, la turbine suit un programme prédéterminé de taux d'accélération, relativement modéré au débit, puis plus rapide juste avant d'atteindre la vitesse de fonctionnement. Le but de ce programme est de réduire les contraintes de fatigues associées au lancement.

Lorsque la vitesse de rotation atteint environ 60 % de la vitesse nominale, on peut considérer que la turbine à gaz a atteint un rendement suffisant pour maintenir sa rotation et pouvoir se passer de la puissance de lancement extérieure.

Quand le rotor HP atteint sa vitesse nominale, les aubes de la directrice variable (2^{ème} étage) commence à se fermer pour maintenir la vitesse HP à 100 % (5 100 tr/min), la vitesse LP tourne à 75% et c'est à ce moment que la machine atteint la fin de séquence et elle est prête à la mise en charge.

2.4.3 Arrêt normal de la turbine à gaz

L'arrêt normal est actif jusqu'au moment où la vitesse LP atteint le seuil minimum (75 %), le débit du combustible commence à diminuer à partir de 80 % de la vitesse nominale de la turbine HP, ce qui provoque le ralentissement progressive de la turbine jusqu'à atteindre l'extinction normale de la flamme. Ce mécanisme a pour but de réduire les contraintes thermiques subies par les composants du circuit des gaz chauds. Ce système est commandé par la séquence d'arrêt normal (Shut Down).

2.5 Sections principales de la turbine

Les principaux composants d'une turbine à gaz type MS 5002C sont :

- La partie auxiliaire .
- La section de compression .
- Le système de combustion (ensemble des chambres de combustion) .
- La section turbine haute pression (HP) et base pression (LP) .

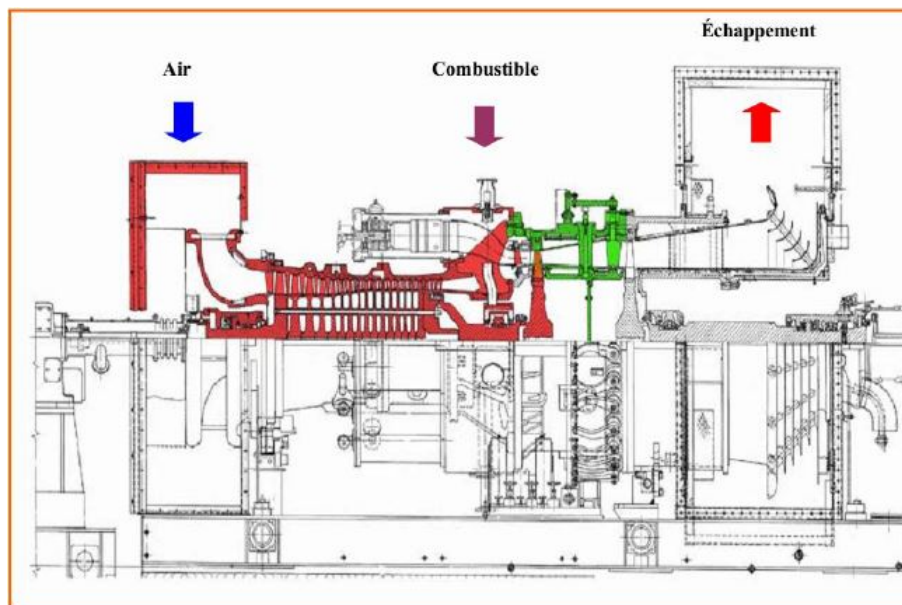


FIGURE 2.3 – Différentes sections de la turbine MS 5002C [5].

2.5.1 La partie auxiliaire

En plus des composantes principales assurant le fonctionnement thermodynamique d'une turbine à gaz, il y a lieu de souligner l'importance des systèmes auxiliaires qui sont des systèmes annexes qui assurent soit : L'approvisionnement, le contrôle, la lubrification, l'étanchéité, la sécurité ... des composantes principales.

Les parties auxiliaires les plus importantes sont énumérées ci-dessous :

➤ Aspiration

Les turbines à gaz consomment une grande quantité d'air, nécessaires essentiellement pour la combustion et le refroidissement des pièces internes. Cet air doit être filtré pour éviter la pénétration de particules qui peuvent, avec le temps, éroder les ailettes des rotors et stators du compresseur d'air et entraîner des pertes de performances dues aux pertes de charges au niveau du compresseur axial. Les particules impures peuvent aussi colmater les orifices et passages de l'air utilisé pour le refroidissement des différentes pièces de la turbine.

L'aspiration d'air de la turbine se déroule dans une enceinte ou compartiment, relié au caisson d'admission, qui abrite les filtres. Ce système regroupe les fonctions de filtrage et de réduction de bruit à celle de l'air dans le compresseur de la turbine. Ce compartiment est muni de portes permettant un accès facile aux filtres pour les besoins de maintenance.

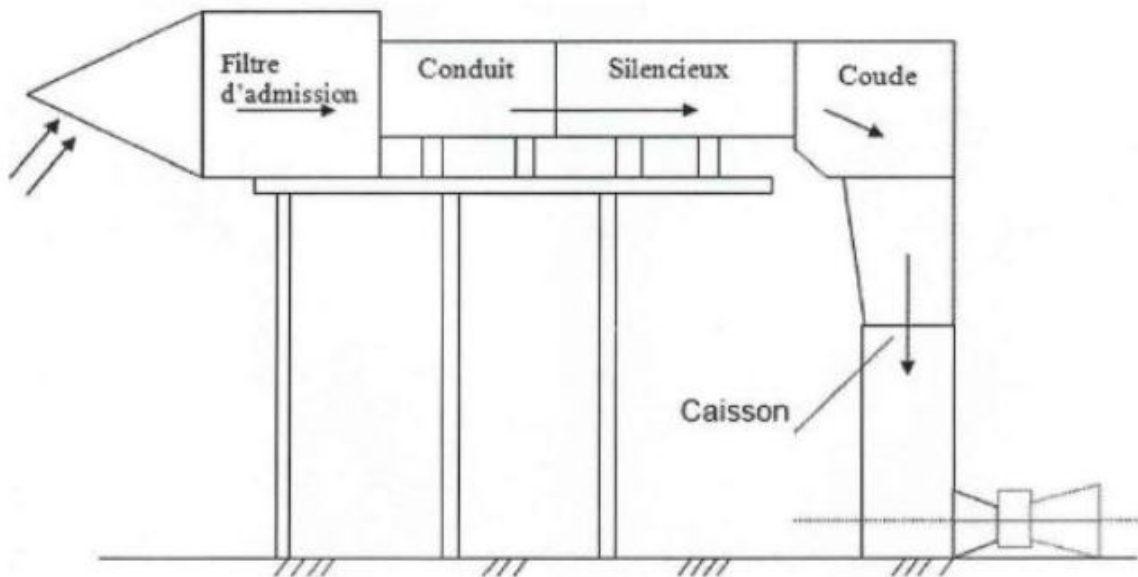


FIGURE 2.4 – Système d'aspiration de la turbine à gaz MS 5002C

➤ Corps d'admission

Le corps d'admission est positionné à l'extrémité avant de la turbine à gaz. Sa principale fonction est de diriger uniformément l'air dans le compresseur. Le corps soutient également l'ensemble du palier N°1 dont la demi carcasse inférieure est une enveloppe séparée, bride et boulonnée à la moitié inférieure du corps. Les éléments et les barres sont encaissés dans les parois de l'évasement. Les aubes directrices d'admissions variables permettent l'accélération rapide (IGV), uniforme de la turbine sans choc (impulsion) du compresseur.

➤ **Système de démarrage**

Le but principal du système de démarrage est d'accélérer la turbine jusqu'à la vitesse minimale d'autonomie. Le lancement dans la turbine MS 5002C, est assuré par un moteur électrique. Après le balayage, le mélange est ensuite enflammé, et le processus de démarrage commence l'accélération jusqu'à une vitesse de 60 % de la vitesse nominale (3 000 tr/mn), le passage de 20 % à 60 % se fait dans un intervalle de 8 mn. Lorsque la vitesse de 3 000 tr/mn, la turbine de lancement est découplée du compresseur axial et la turbine atteint la phase de son autonomie, où elle accélère jusqu'à sa vitesse nominale.

➤ **Système de l'huile de graissage**

L'objectif de ce système est d'alimenter les paliers, les auxiliaires intégrés (réducteur, accouplements, ... etc.) et les vérins hydraulique, avec de l'huile de graissage. Cette huile doit répondre aux exigences de propreté (filtration), de pression et de température nécessaire aux différents organes où elle est envoyée. Le système de lubrification comprend les éléments principaux suivants :

- Réservoir d'huile.
- Pompes d'huile de graissage.

➤ **Système d'alimentation par le combustible**

Le rôle de ce système est d'assurer l'alimentation des chambres de combustion par le combustible (le gaz naturel pour notre cas), avec la pression et le débit appropriés, le long du cycle de fonctionnement de la turbine. L'élément principal dans ce système est l'ensemble vanne de commande et arrêt/détente gaz, situé dans la zone accessoire. En plus de cette vanne, on trouve aussi les servo vannes de commande, les manomètres et la tuyauterie de distribution aux injecteurs.

➤ **Système d'air de refroidissement et d'étanchéité**

Dans une turbine à gaz, certaines parties sont soumises à des contraintes thermiques très élevées. Leur refroidissement est indispensable, afin d'éviter leur détérioration. Pour cette raison, une partie de l'air frais soutirée du compresseur axial, ainsi qu'une deuxième partie aspirée de l'atmosphère sont envoyées pour le refroidissement des endroits critiques, et servir aussi à l'étanchéité (pressuriser les joints d'huile des paliers). Les pièces refroidies sont :

- Les roues de la turbine du premier et deuxième étage .
- La directrice du premier étage.
- Le carter du rotor de la turbine.

➤ **Dispositifs anti-pompage**

Le fonctionnement à bas régime (faible débit), peut être la cause d'apparition du pompage. C'est un phénomène compliqué rencontré dans les compresseurs axiaux et centrifuges, il se caractérise par des oscillations importantes du débit (inversion soudaine de débit), qui se traduit par des forces alternées importantes sur les organes mécaniques, rotor, paliers, butées,... etc. Ce phénomène est observé lors du démarrage, dans le cas des turbines à gaz et au niveau du compresseur axial, la rupture d'ailettes. La protection contre le pompage est donc une nécessité. On distingue deux modes de protection sont appliquées :

- Débit entrant réglable (variable)
- Vanne anti-pompage (V AP)

➤ **Système d'échappement**

Il comprend :

i **Section échappement** : Il a pour fonction, l'évacuation vers l'atmosphère des gaz brûlés, provenant de la détente dans les roues de la turbine. La section d'échappement comprend l'ensemble du cadre échappement et la chambre d'échappement.

ii **Ensemble cadre d'échappement** : Le cadre d'échappement est une structure principale faisant partie de la turbine à gaz, il sert de support aux ensembles suivants :

- Les paliers,
- L'ensemble tuyauterie d'huile de graissage et de vidange,
- Les tuyauteries pour le refroidissement de la turbine,
- Les tuyauteries pour l'air d'étanchéité labyrinthes de paliers,
- Les segments de protection de la roue du deuxième étage de la turbine,
- Le diffuseur intérieur.

Pendant la marche, le gaz d'échappement qui vient des turbines est déchargé dans le diffuseur et la section d'aubes orientables du cadre d'échappement. Les parois du conduit de gaz et

les portions de cadre du tambour extérieur sont isolées pour réduire au minimum les effets thermiques sur les paliers et sur les tuyauteries d'huile et d'air. Le cadre d'échappement est refroidi par l'air ambiant qui entre à travers une série de trous dans la bride verticale du cadre d'échappement. Les trous d'air de refroidissement sont dans la bride arrière du corps de la turbine. Le flux d'air ambiant est prélevé par des tubes de dérivation au niveau du dixième étage du compresseur d'air. L'air de refroidissement du cadre d'échappement pénètre dans l'espace qui est entre le conduit extérieur du diffuseur et la partie extérieure du tambour du cadre échappement. A partir de là, l'air de refroidissement passe à travers les sections d'ailettes qui entourent les entretoises support des tambours et va vers l'espace qui est entre le diffuseur intérieur et le tambour intérieur. L'air de refroidissement est, ensuite, dirigé vers l'atmosphère à travers deux conduites qui se trouvent dans la moitié supérieure du diffuseur intérieur.

- iii **Chambre d'échappement** : La chambre d'échappement est une structure rectangulaire en forme de boîte dans la quelle, les gaz d'échappement de la turbine sont déchargés et diffusés. A partir de cette chambre, les gaz sont conduits vers l'atmosphère, la chambre d'échappement est située à l'extrémité arrière du socle de la turbine. La chambre enferme le cadre d'échappement, le diffuseur et les aubes orientables.

La chambre d'échappement et le cadre d'échappement sont reliés par des joints de dilatation qui sont installés sur le devant, entre la chambre et un anneau support sur le tambour extérieur du cadre d'échappement ; également à l'arrière entre la chambre et le tambour intérieur du dispositif de l'aubage orientable.

Ces joints de dilatation permettent le déplacement dû aux dilatations thermiques dans les deux directions radiales et longitudinales. La chambre d'expansion est isolée pour réduire le bruit provoqué par les gaz d'échappement.

➤ **Paliers**

La turbine à gaz a quatre paliers principaux soutenant les rotors du compresseur et de la turbine. Ces paliers sont numérotés 1, 2, 3 et 4. Le palier N°1 se trouve dans le corps d'admission du compresseur, le palier N°2 dans le corps de refoulement du compresseur, et les paliers N°3 et N°4 se trouvent dans des allongements séparés, boulonnés à la partie arrière du déflecteur interne du cadre d'échappement. Les paliers N°1 et N°2 soutiennent le rotor du compresseur turbine haute pression et les paliers N°3 et N°4 soutiennent le rotor de la turbine de puissance (basse pression).

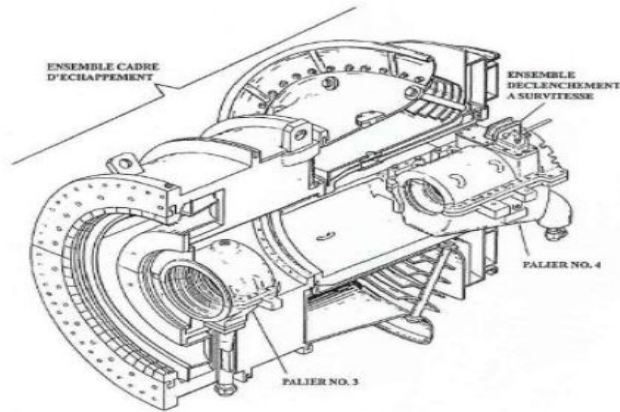


FIGURE 2.5 – Positions des paliers [2]

Les types de palier utilisés dans la turbine à gaz sont énumérés dans le tableau ci-dessous.

N°	Genre	Type
1	Porteur	Elliptique
	Butée (actif)	Patin oscillant (six patins) Auto-équilibrant
	Butée (inactif)	Forme conique
2	Porteur	Elliptique
3	Porteur	Patin oscillant (cinq patins)
4	Porteur	Patin oscillant (cinq patins)
	Butée (actif)	Patin oscillant (huit patins) Auto-équilibrant
	Butée (inactif)	Patin oscillant (quatre patins) Non-équilibrant

TABLE 2.1 – Ensembles des Paliers

➤ Réducteurs

Accouplé directement au rotor de la turbine et il est utilisé pour entraîner les divers auxiliaires, il est placé sur le socle des auxiliaires et comprend le train d'engrenages nécessaire, pour permettre une réduction de vitesses désirées. Les accessoires entraînés par le réducteur auxiliaire, sont la pompe hydraulique principale ainsi que la pompe à huile de graissage principale.

➤ Vireur hydraulique

Le vireur hydraulique est monté sur le sommet du réducteur des auxiliaires, il est utilisé pour faire tourner le rotor de la turbine pendant le refroidissement à l'arrêt, pour virer la turbine si nécessaire, pour faire une inspection et aider le dispositif de démarrage dans le décollement de la turbine. Le vireur comprend un cylindre avec piston, un engrenage à pignon et embrayage à renvoie. Lorsque le piston du cylindre est entraîné dans la course motrice, la turbine est programmée dans le pignon à travers l'embrayage à une voie, ce qui permet au pignon de tourner sans programmer la turbine.

➤ Système de l'embrayage de lancement

Le système comprend l'embrayage à mâchoire, la fin de course et deux cylindres hydrauliques. Ces cylindres ont pour effet d'enclencher l'embrayage par la vanne d'ensemble d'auto-commande séquentielle hydraulique, alors que les dispositifs de démarrage fournissent un couple à la turbine. Lorsque la turbine renvoie le couple, à travers l'embrayage, au dispositif de démarrage, l'embrayage déclenche et la fin de course envoie un signal logique pour mettre la procédure d'arrêt des dispositifs de démarrage.

2.5.2 Le compresseur axial

La section, compresseur axial comprend le rotor et le stator, sur ces deux derniers sont placés seize étages d'aubes plus l'aubage directeur d'entrée (IGV) et de sortie (EGV). Dans le compresseur, l'air est enserré dans l'espace du rotor entre les aubages et ceux du stator, où il est comprimé en plusieurs étages par des séries d'aubes effilées qui sont alternativement en rotation (rotor) ou stationnaires (stator).

Les aubes du rotor fournissent la force nécessaire pour comprimer l'air dans chaque étage et les aubes du stator guident cet air de façon à ce qu'il entre dans l'étage suivant du rotor sous l'angle convenable. L'air comprimé sort par le corps de refoulement vers les chambres de combustion. Une

partie de l'air est extrait du compresseur pour le refroidissement de la turbine ; pour l'étanchéité à huile de graissage du coussinet et pour le contrôle de pulsation pendant le démarrage et l'arrêt.

Sachant que les performances du compresseur dépendent du jeu minimum que l'on pourra avoir entre le rotor et le stator, par conséquent, l'usinage et le montage de ces pièces doivent se faire avec le plus grand soin.

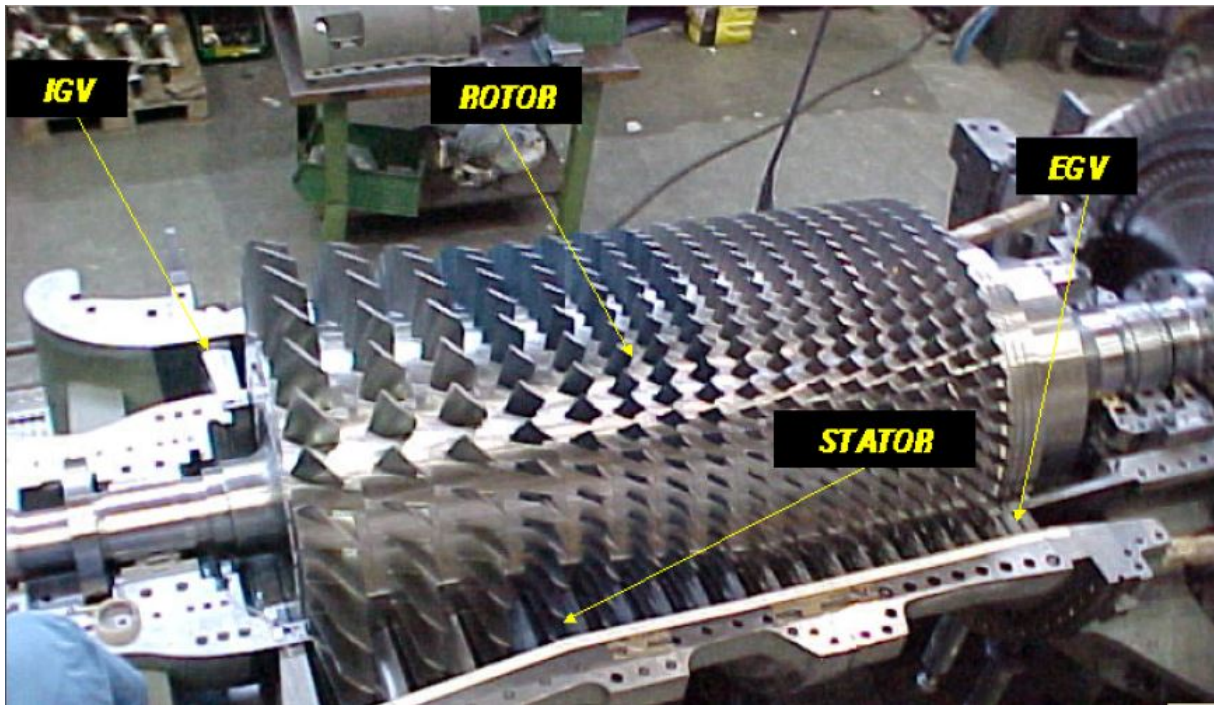


FIGURE 2.6 – Le compresseur axial.

➤ Rotor du compresseur

Le rotor du compresseur est un assemblage de 15 disques, deux demi-arbres, des tirants et les aubes du rotor. Chaque disque et la portion de demi-arbre comporte des rainures usinées qui sont maintenues dans une position axiale par l'empilage et le blocage au bout de la rainure. Les disques et les demi-arbres sont centrés et assemblés par encastrement pour maintenir la concentricité et ils sont liés ensemble par des tirants. Le choix de la position des disques est fait au cours de l'assemblage pour réduire les corrections d'équilibrage. Après l'assemblage, le rotor est équilibré dynamiquement sur une équilibreuse à grande sensibilité. Le demi-arbre avant est usiné afin d'avoir les faces avant et arrière pour la butée ainsi que la soie pour le coussinet, de même on y prévoit les surfaces d'étanchéité pour l'huile du coussinet et la surface d'étanchéité pour l'air du compresseur basse pression.



FIGURE 2.7 – le Rotor du compresseur axial.

➤ **Stator du compresseur**

Le stator (Corps du compresseur) : est composé de quatre éléments principaux qui forment la structure primaire de la turbine.



FIGURE 2.8 – Stator du compresseur.

i **Corps coté aspiration** : Il se trouve à la partie avant de la turbine à gaz et sa fonction première est de diriger l'air de façon uniforme vers le compresseur. Les aubes à orientation variable à l'aspiration (IGV) sont logées dans la partie arrière du corps coté aspiration.

La position de ces aubes agit sur la qualité de la veine d'air amenée au compresseur. Ils sont placés à l'aspiration (associés avec l'air extrait du 10^{me} étage) et permettent des accélérations douces et rapides de la turbine, sans pompage du compresseur (absence de pulsations). Un actuateur électro-hydraulique agit sur les aubes mobiles de l'aspiration par l'intermédiaire d'une grande couronne entraînant tout un ensemble de petits pignons liés chacun aux aubes.

ii **Corps partie avant du compresseur** : Ce corps contient les quatre premiers étages du stator. Il transmet, également, les charges de structure qui viennent du corps adjacent vers le support avant qui est boulonné et goujonné sur la bride avant de corps du compresseur.

iii **Corps partie arrière** : Le corps compresseur partie arrière contient les cinq derniers étages du stator. Les orifices d'extraction prévus dans ce corps permettent de prélever l'air au niveau du 11^{em} étage du compresseur. Cet air est employé pour refroidir et également assurer des fonctions d'étanchéité, il est de plus utilisé pour le contrôle des pulsations au démarrage et à l'arrêt.

iv **Corps du compresseur côté refoulement** : Le corps du côté refoulement est l'élément final de la section compresseur. C'est la pièce coulée la plus longue, elle a pour fonctions de contenir les sept derniers étages de compresseur, de former avec la paroi intérieure et extérieure le diffuseur du compresseur et de turbine. Il est constitué par deux cylindres, l'un étant une continuation du corps du compresseur et l'autre étant un cylindre intérieur qui entoure le rotor du compresseur.

➤ **Aubages** : Les aubages du rotor du compresseur et du stator sont dessinés pour fournir un rapport de compression efficace. L'aube est en forme d'ailettes et sa base est en queue d'aronde. Les aubes du rotor sont montées dans une rainure usinée en forme de queue d'arondes semblables dans le pourtour du disque du rotor et elles sont ensuite bloquées par matage. Les aubes du stator, dans le corps coté aspiration, sont glissées dans la rainure d'un demi-anneau. L'ensemble des aubes et de l'anneau est ensuite monté dans la glissière en queue d'aronde qui est usinée dans la paroi du corps intérieur. Les aubages du stator du corps de la partie refoulement sont encastrées directement dans les fentes en queue d'aronde usinées dans la paroi du corps.

2.5.3 Section combustion

La section combustion de la turbine à gaz comprend l'enveloppe de combustion, douze carcasses externes de la chambre de combustion, douze ensemble couvercle et doublure, douze ensembles de pièces de réduction, douze injecteurs de combustible, deux bougies, deux transformateurs d'allumage, quatre détecteurs de flamme, douze tubes d'interconnexion de flammes, ainsi que toute la quincaillerie et les joints nécessaires. L'enveloppe de combustion est en tôle soudée qui enveloppe la section arrière du de refoulement du compresseur. Cette enveloppe reçoit l'air refoulé par le compresseur axial par des parois de protection séparant le flux.

Elles sont installées à l'intérieur de l'enveloppe de combustion et forment un anneau autour des chemises de combustion de façon à ce que l'air comprimé soit dirigé vers les chemises de combustion près de l'extrémité avale.

Le combustible est introduit dans chaque chemise de chambre de combustion par un injecteur qui est monté sur le couvercle de la chambre de combustion. L'injecteur passe dans la tête de chemise. La combustion du mélange air-gaz est amorcée par des bougies d'allumage. Les tubes d'interconnexions de flammes relient les douze chambres et permettent à la flamme de se propager à partir de la chambre de mise à feu vers les deux chambres non allumées qui se trouvent au sommet. Les détecteurs de flamme, qui sont installés dans les chambres de l'enveloppe de combustion, indiquent au système de contrôle si les chambres de combustions sont allumées.

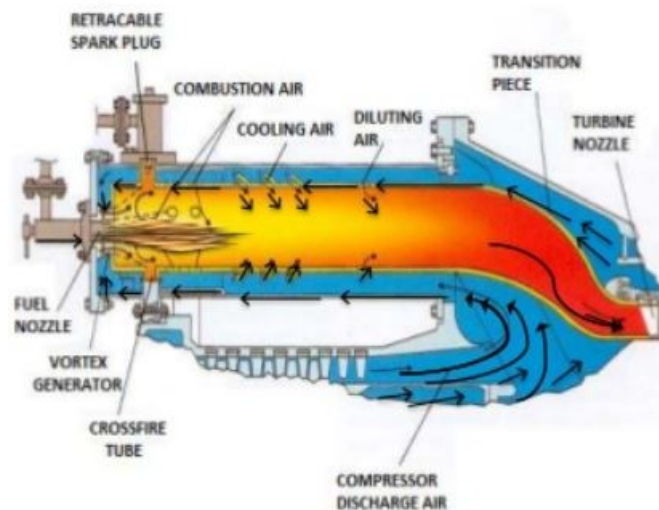


FIGURE 2.9 – Chambre de combustion [2].

➤ Enveloppe de combustion

L'enveloppe de combustion comprend les douze chambres de combustions et les pièces de transitions, l'enveloppe composée de deux demi-pièces, est assemblée autour de la section arrière du corps du compresseur côté refoulement. La plaque arrière de l'ensemble de l'enveloppe est boulonnée sur la bride verticale du corps de la turbine ; la plaque avant est boulonnée sur la bride arrière du corps de refoulement.

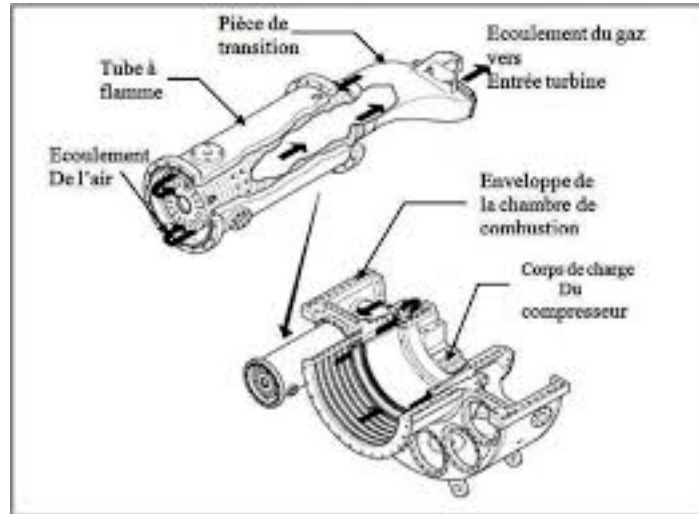


FIGURE 2.10 – Enveloppe de la chambre de combustion [2].

➤ **Chambre de combustion**

Les douze chambres de combustion sont à l'intérieur de l'enveloppe de combustion. Chaque chambre est reliée par l'intermédiaire des tubes d'interconnexion de flamme. A l'intérieur, une chambre de combustion comprend un ensemble tête et chemise. Sur le couvercle est monté, à la fois, l'injecteur de fuel qui se prolonge à travers le couvercle et jusqu'à la tête de la chemise et un trou de regard pour observer la flamme dans la chambre. Pendant la marche, le flux d'air est dirigé du compresseur vers l'enveloppe de combustion entre dans l'espace annulaire formé entre la chemise et la paroi de protection circulaire. Cet air pénètre dans la chemise, il se mélange au combustible et ce mélange est allumé. Les gaz chauds ainsi formés s'échappent de la chemise et sont dirigés par la pièce de transition qui fait suite vers l'ensemble d'injection du premier étage. Lorsque l'allumage se fait dans l'une des chambres, le gaz chaud de combustion va allumer le mélange d'air et de fuel des autres chambres.

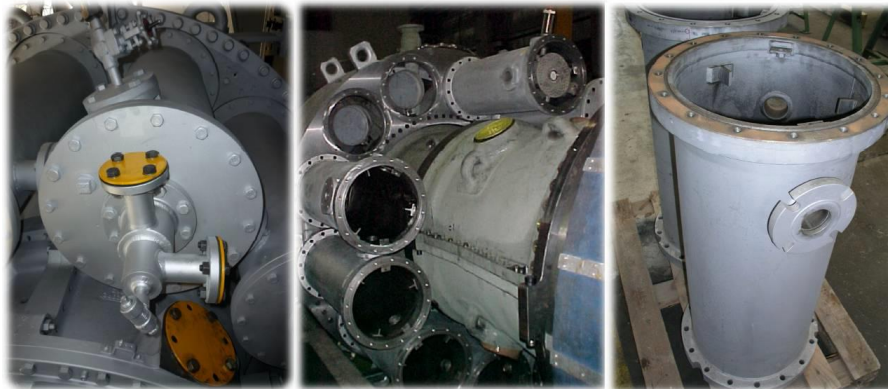


FIGURE 2.11 – Les chambres de combustion.

➤ **Bougie d'allumage**

La combustion du mélange de combustible et d'air est déclenchée par la bougie avec électrodes rétractiles. Deux bougies sont installées dans chacune des deux chambres de combustion (N.9 et N.10) et reçoivent l'énergie des transformateurs d'allumage. Les autres chambres, sans bougie, sont allumées à travers les tubes-foyers d'interconnexion.

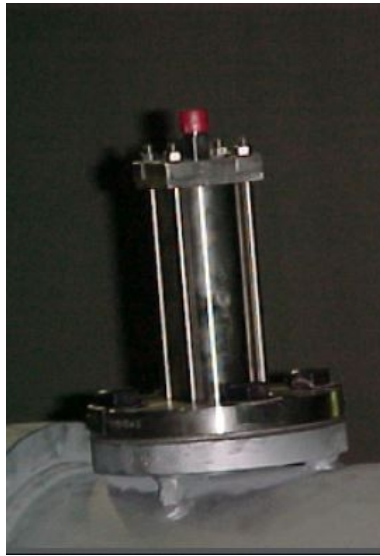


FIGURE 2.12 – Bougie d'allumage.

➤ **Détecteurs de flamme ultraviolette**

Pendant la séquence de lancement, il faut envoyer une indication de présence ou absence de flamme au système de commande. Pour cette raison, un système de contrôle de la flamme est utilisé ; il comprend quatre capteurs installés sur quatre chambres de combustion adjacents et un amplificateur électronique monté dans le tableau de commande de la turbine. Le capteur de flamme ultraviolette comprend un capteur de flamme, contenant un détecteur rempli de gaz. Le gaz dans ce détecteur de flamme est sensible à la présence des radiations ultraviolettes émises par la flamme aux hydrocarbures.

La tension, fournie par l'amplificateur, est appliquée à travers les bornes du détecteur. En cas de flamme, l'ionisation du gaz dans le détecteur permet la conduction dans le circuit entraînant l'électronique pour donner une sortie définissant la flamme. Au contraire, l'absence de flamme engendrera une sortie opposée définissant « pas de flamme ». Quand la flamme est établie, si la tension est établie de nouveau sur les deux capteurs définissant la diminution (ou manque) de flamme, un signal est envoyé à un panneau du relais dans les circuits de commande électronique de la turbine où les relais auxiliaires dans le circuit d'allumage de la turbine, le circuit des moyens de lancement etc. arrêtent la turbine. Les indications allumage manque ou diminution de la flamme apparaissent aussi sur le circuit d'alarme. Si la diminution de flamme est captée par un seul capteur détecteur de flamme, les circuits de commande signaleront uniquement cette condition.

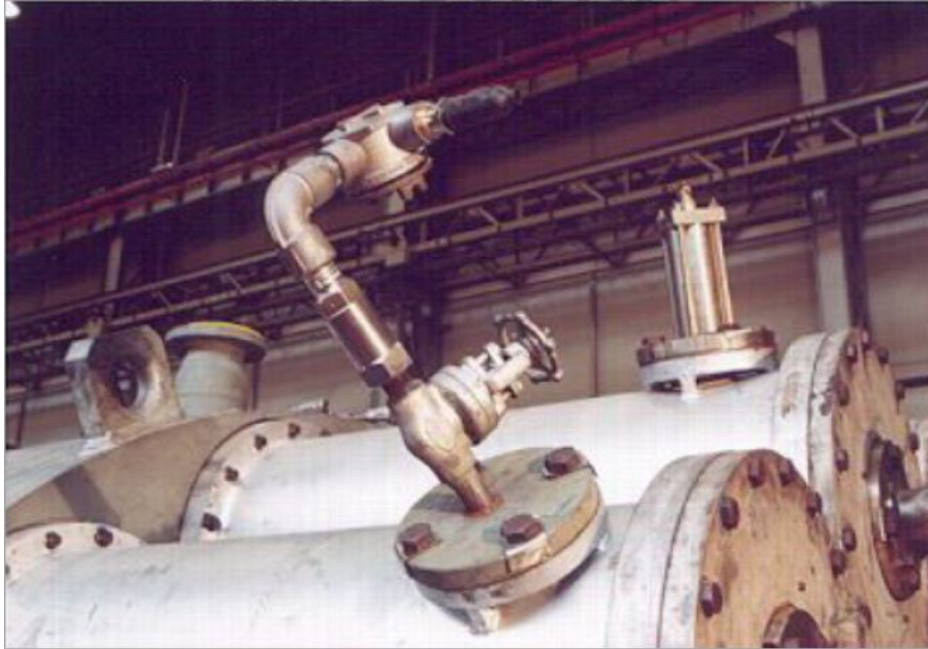


FIGURE 2.13 – Détecteurs de flamme [2].

➤ **Injecteurs de combustible**

Chaque chambre de combustion est pourvue d'un injecteur de combustible émettant une quantité mesurée de combustible dans la chemise de combustion. Le combustible gazeux entre directement dans chaque chambre à travers des trous de mesure situés sur le bord extérieur de plaque de turbulence. Quand le combustible liquide est utilisé, il est atomisé dans la chambre de turbulence de l'injecteur par l'intermédiaire d'air haute pression. Le mélange air / combustible atomisé est vaporisé dans la zone de combustion faussant une combustion plus complétée et un fonctionnement sans fumée de l'unité.

➤ **Tubes-foyers**

Les 12 chambres de combustion sont reliées entre elles par des tubes-foyers. Ces tubes permettent la propagation de la flamme venant des chambres allumées contenant les bougies à la chambre non allumées.

2.5.4 Section turbine

La section turbine comprend le corps du rotor de la turbine (enveloppe de la turbine), l'aubage directeur du premier étage, la roue de turbine de premier étage (HP), l'aubage directeur du second étage (à aube directrice variable), la roue de turbine de second étage (LP), l'ensemble diaphragme, l'ensemble étanchéité air, en fin les conduites de gaz inter-étages. Le stator de cette section est en deux parties séparées par un plan de joint médian horizontal afin de faciliter l'entretien.

➤ Corps de la turbine

Le corps de la turbine est une partie principale de l'ensemble de la turbine à gaz. Il est boulonné extérieurement à son extrémité avant sur les entretoises du corps du compresseur côté refoulement et a son extrémité arrière au cadre échappement. L'intérieur du corps de la turbine contient les ensembles suivants qui établissent un chemin au flux de gaz à partir des chambres de combustions à travers les roues de la turbine vers le cadre d'échappement : la directrice du premier étage, les segments de protection du premier étage de la roue de la turbine, les segments de la paroi intérieure et extérieure du conduit de gaz inter-étage, le diaphragme et l'étanchéité air du deuxième étage, enfin les segments de directrice et de protection du deuxième étage. Une grande couronne entraîne les aubages directeurs à angle variables des segments d'aubages du second étage, cette couronne est supportée par des rouleaux montés sur l'extérieur de la paroi du corps de la turbine. La paroi intérieure du corps de la turbine est isolée de la veine chaude du gaz sauf, évidemment, en ce qui concerne les aubes et les écrans de protection. L'air qui s'échappe du refoulement du compresseur passe les segments de la directrice du premier étage vers l'espace qui se trouve entre la paroi isolée du corps de la turbine et la paroi extérieur du conduit de gaz. Des trous de dérivation sont prévus dans la bride du corps en correspondance avec les trous du plan vertical de la bride du cadre d'échappement. L'air ambiant est poussé à travers ces trous pour refroidir l'extrémité arrière du corps de la turbine et les entretoises du cadre d'échappement qui se trouve sur le chemin du gaz chaud.

➤ Directrice du premier étage

La directrice du premier étage est constituée par l'assemblage de segments d'aubes directrices dans un anneau support. L'anneau, avec les segments d'aubes directrices, est supporté dans la veine de gaz par un dispositif de fixation prévu dans le corps de la turbine.

L'assemblage des segments d'aubes directrices et la disposition des supports à l'intérieur du corps de la turbine est tel qu'il permet les dilatations thermiques provoquées par les gaz chauds mais conserve l'assemblage parfaitement aligné dans le passage du gaz.

L'anneau support des aubes de distribution est séparé en deux moitiés dans le plan horizontal et les aubes sont maintenues ensemble avec des boulons. Les segments de directrice sont composées de parois à profil d'ailettes qui sont limitées sur les côtés entre une paroi intérieure et extérieure. Les cloisons des aubes sont creuses avec des petits trous d'échappement percés au niveau du bord de fuite afin de permettre à l'air de refroidir les aubes.

L'air refoulé par le compresseur à partir des enveloppes de combustion vient dans l'anneau support de retenue et dans les aubes creuses de la directrice pour s'échapper par les trous d'extraction dans la veine de gaz vers l'échappement.

Ce flux d'air permet le refroidissement des tubes de la directrice. La disposition du support des aubages directeurs est telle qu'elle permet de démonter la moitié inférieure de l'ensemble des aubages sans retirer le rotor de la turbine.

➤ Directrice du deuxième étage

L'ensemble de la directrice du second étage est composé d'aubages (aubes orientables) qui forment un angle variable avec la direction d'écoulement du gaz dans la section annulaire juste avant le deuxième étage de la turbine. On peut donner une rotation d'ensemble à ces aubes grâce à des axes qui dépassent des manchons prévus dans le corps de la turbine. Des leviers sont clavetés à l'extrémité de ces axes et sont reliés par des biellettes à des points de la couronne de contrôle qui est elle-même actionnée par un piston hydraulique. Les segments de protection sont prévus pour qu'il y ait toujours un jeu convenable lorsque les aubes tournent.

Les axes des aubes sont installés dans le corps de la turbine de façon à ce qu'il y ait un jeu minimum maintenu entre les parois des aubes et les écrans protecteurs lorsque la turbine atteint sa température de service.



FIGURE 2.14 – Directrice du deuxième étage.

➤ Roues de turbine

Il existe deux roues séparées dans cette turbine à gaz :

Le premier étage (roue de la turbine haute pression) qui commande le compresseur axial et l'arbre d'entraînement des auxiliaires, et le deuxième étage (roue de turbine basse pression) qui commande le compresseur centrifuge. Les deux roues de turbine sont en ligne dans la section turbine mais elles sont indépendantes mécaniquement l'une de l'autre, ce qui permet aux deux turbines de travailler à des vitesses différentes.

La roue de turbine du premier étage est boulonnée directement sur l'arrière du demi-arbre du rotor du compresseur et elle est une partie de l'ensemble du rotor compresseur. La roue du second

étage est boulonnée à un arbre de roue pour former le rotor de la turbine de charge. Le rotor de la turbine de charge est supporté par deux paliers : le palier n°3 qui est placé à l'extrémité avant du caisson d'échappement et le palier n°4 ainsi que le coussinet de butée assemblés dans un logement de paliers qui est boulonné à l'extrémité arrière du cadre d'échappement. L'arbre de la turbine de charge comprend un dispositif mécanique de survitesse capable de déclencher le système de contrôle de la turbine par survitesse.

Le rotor est équilibré avec le dispositif de survitesse installé dans l'arbre. Les aubes de la turbine sont fixées sur les roues axialement par un assemblage en « pied sapin ». Des plaques de couvercles sont montées par-dessus les pieds d'aubes de chaque côté de la roue de la turbine. Chaque aube et son couvercle sont verrouillés sur place par une simple goupille d'arrêt qui est mise au pas des pieds en queue d'aronde. Les deux oreilles de la goupille d'arrêt sont tordues dans une rainure spéciale qui se trouve sur un côté de la roue de la turbine, ce qui empêche la goupille de tourner dans le en queue d'aronde.

Chaque partie du rotor de la turbine qui pourrait affecter l'équilibrage de l'ensemble est pesée ou équilibrée séparément avant l'assemblage final. Ces parties sont ensuite assemblées de façon à ce que l'équilibrage final demande le minimum de correction.



FIGURE 2.15 – Les Roues de turbine

➤ Ensemble diaphragme

Le diaphragme est maintenu entre les roues de turbine du premier et du second étage par six tiges support creuses qui passent radialement à travers le corps de la turbine et les roues percés dans la paroi du diaphragme. L'ensemble du diaphragme est de type à barillet, il se divise en deux dans le plan horizontal. Des labyrinthes d'étanchéité d'air sont montés dans une rainure dans le diaphragme pour séparer les deux étages de turbine et former ainsi un espace à l'arrière de la roue du premier étage et un espace à l'avant de la roue du deuxième étage.

L'air de refroidissement est amené dans les espaces des roues pour refroidir les roues de turbine et rendre étanche le passage de gaz. Les faces d'extrémité de l'ensemble diaphragme portent les

étanchéités des roues, ce qui empêche la veine de gaz chaud de pénétrer dans les espaces entre roues. L'ensemble diaphragme porte aussi la paroi intérieure du conduit interétages du gaz. Une rainure est usinée circonférentiellement sur l'extrémité arrière de la paroi extérieure du diaphragme pour retenir les segments de protection intérieurs des aubes du deuxième étage et réduire les fuites autour des aubages de distribution.

L'air de refroidissement est amené au diaphragme du second étage à travers les tiges support creuses et à travers l'alésage central de la roue de premier étage. Des trous percés en angle à travers la paroi du diaphragme juste après la rainure du déflecteur d'air, viennent croiser les trous de la tige support et permettent d'amener l'air de refroidissement jusqu'à l'espace devant la roue du deuxième étage à travers les tiges-support creuses.

Les thermocouples pour la mesure des températures à l'arrière de la roue du premier étage et à l'avant de la roue du second étage sont installés dans les faces d'extrémités du diaphragme. Les câbles des thermocouples sortent à l'extérieur de la turbine à travers l'un des trous de tige support creuse et permettent d'amener l'air de refroidissement jusqu'à l'espace devant la roue du deuxième étage à travers les tiges support creuses.

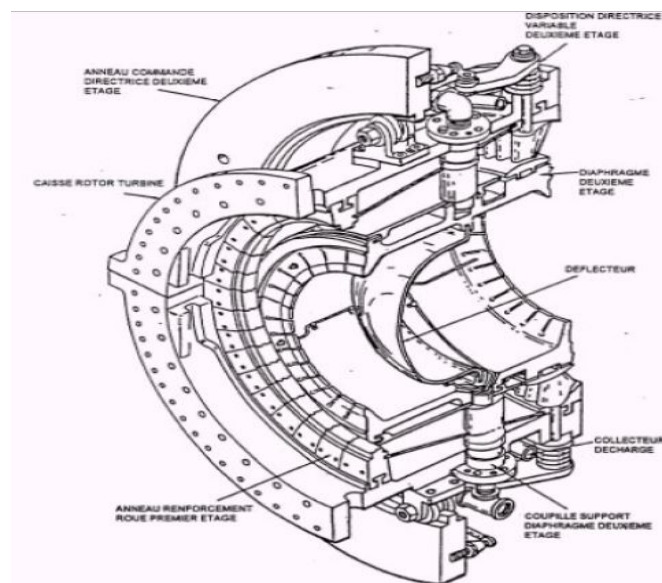


FIGURE 2.16 – Le diaphragme de la turbine [2].

➤ Rotor de la turbine

La turbine à gaz dispose de deux arbres séparés : Celui du premier étage (turbine haute pression) qui entraîne le compresseur axial et les accessoires entraînés avec lui et le rotor de la turbine du deuxième étage (basse pression) qui entraîne la charge. Les deux rotors de la turbine sont alignés dans la section turbine, mais sont mécaniquement indépendants l'un de l'autre, ce qui permet aux deux arbres de tourner à des vitesses différentes.

La roue du premier étage est boulonnée directement sur l'arrière du rotor du compresseur de manière à former un étage haute pression.

La roue du deuxième arbre est boulonnée sur un arbre pour former le rotor de la turbine basse pression (de puissance). Ce rotor est soutenu par deux paliers : coussinet lisse N°3 situé à l'avant du cadre d'échappement et le palier de butée et le coussinet lisse N°4 situé à l'arrière du cadre de l'échappement.

L'arbre de la turbine de puissance dispose d'une masse de survitesse qui déclenche mécaniquement le système de commande de la turbine à gaz en cas de survitesse ; le rotor est équilibré avec la masse de survitesse avant le montage final et il suffira d'une légère correction pour obtenir l'équilibre final [9].

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé La description de la turbine à gaz type MS 5002C à savoir ses caractéristiques, principe de fonctionnement, ses principales composantes, ... Cette étude approfondie de la turbine va nous aider dans la conception d'un système de contrôle industriel destiné pour sa supervision. Le chapitre suivant exposera alors les notions fondamentales de la supervision industrielle en mettant l'accent sur la structure principale des systèmes de contrôle distribué.

Chapitre 3

La supervision industrielle

3.1	Introduction	39
3.2	La Supervision industrielle	39
3.3	Système de supervision à distance	41
3.4	Système SCADA	41
3.5	Système DCS (Distributed Control System)	47
3.6	Logiciels de supervision	50
3.7	Système CENTUM CS 3000 par YOKOGAWA	51
3.8	Conclusion	58

3.1 Introduction

La conduite d'un procédé dans le domaine industriel implique la connaissance, la surveillance et la maîtrise de tous les paramètres. Chaque procédé possède ses exigences propres, et chaque équipement a ses conditions de fonctionnement. Les installations industrielles présentent des risques pour les personnes, l'environnement et les équipements d'où la nécessité de mise en œuvre des systèmes pour la sécurité de ces installations afin de respecter les exigences réglementaires.

3.2 La Supervision industrielle

3.2.1 Définition et Objectifs

a) Définition

La supervision est une technique de pilotage et de suivi informatique de procédés industriels automatisés. Elle concerne l'acquisition de données (mesures, alarmes, retours d'état de fonctionnement,...) et de paramètres de commande des processus généralement confiés à des automates programmables.

La supervision permet de rapporter et d'alerter les fonctionnements normaux et anormaux (présence de défaillances) et répond aux préoccupations suivantes :

- **Technique** : pilotage de l'infrastructure et des machines, surveillance du réseau et mesure des performances. . .
- **Applicative** : surveillance des applications et des processus métiers. . .

b) Objectif

La supervision a pour objectifs de :

- Contrôler la disponibilité des services/fonctions,
- Contrôler l'utilisation des ressources,
- Détecter et localiser des défauts,
- Diagnostiquer des pannes,
- Prévenir les pannes/défauts/débordements (pannes latentes),
- Prévoir les évolutions,
- Suivre des variables.

3.2.2 Fonctions de base

Un système de supervision comprend 2 sous-ensembles fonctionnels : la commande et la surveillance.

i **La commande** : Le rôle de la commande est de faire exécuter un ensemble d'opérations (élémentaires ou non suivant le niveau d'abstraction auquel on se place) au procédé en fixant des consignes de fonctionnement en réponse à des ordres d'exécution.

Il s'agit de réaliser généralement une séquence d'opérations constituant une gamme de fabrication dans le but de fabriquer un produit en réponse à une demande d'un client.

Elle regroupe toutes les fonctions qui agissent directement sur les actionneurs du procédé qui permettent d'assurer :

- le fonctionnement en l'absence de défaillance .
- la reprise ou gestion des modes .
- les traitements d'urgence .
- une partie de la maintenance corrective.

En fonctionnement normal, la commande permet :

- L'envoi de consignes vers le procédé dans le but de provoquer son évolution.
- L'acquisition de mesures ou de compte-rendus permettant de vérifier que les consignes envoyées vers le procédé produisent exactement les effets escomptés.
- L'acquisition de mesures ou d'informations permettant de reconstituer l'état réel du procédé et/ou du produit.
- L'envoi vers le procédé d'ordres prioritaires permettant de déclencher des procédures de sécurité (arrêts d'urgence par exemple).

ii **La surveillance**

La partie surveillance d'un superviseur a pour objectifs :

- La détection d'un fonctionnement ne correspondant plus à ce qui est attendu.
- La recherche des causes et conséquences d'un fonctionnement non prévu ou non contrôlé.
- L'élaboration de solutions permettant de pallier le fonctionnement non prévu.
- La modification des modèles utilisés pendant le fonctionnement prévu pour revenir à ce fonctionnement : changement de la commande, réinitialisations, etc.
- La collaboration avec les opérateurs humains pour les prises de décision critiques, pour le recueil d'informations non accessibles directement et pour l'explication de la solution curative envisagée ou appliquée.

3.3 Système de supervision à distance

La supervision et le contrôle à distance (ou encore appelé Télégestion) dans l'industrie des hydrocarbures est une solution idéale voire impérative pour l'exploitation du fait de la dispersion géographique des ouvrages. Par télégestion la notion de distance est absurde car le besoin de se déplacer sur les lieux des équipements pour des fins d'exploitation ou de maintenance. Parmi les systèmes de supervision à distance, on trouve le système **SCADA** (Supervisory Control And Data Acquisition) et le système **DCS** (Distributed Control System).

3.4 Système SCADA

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) est un acronyme qui signifie le contrôle et la supervision par acquisition de données permettant la centralisation des données, la présentation souvent semi-graphique sur des postes de « pilotage », le système SCADA collecte des données de divers appareils d'une quelconque installation, puis transmet ces données à un ordinateur central, que ce soit proche ou éloigné, qui alors contrôle et supervise l'installation. Ce dernier est subordonné par d'autres postes d'opérateurs. La structure générale d'un système SCADA est illustrée par la figure ci-dessous [15],[16].

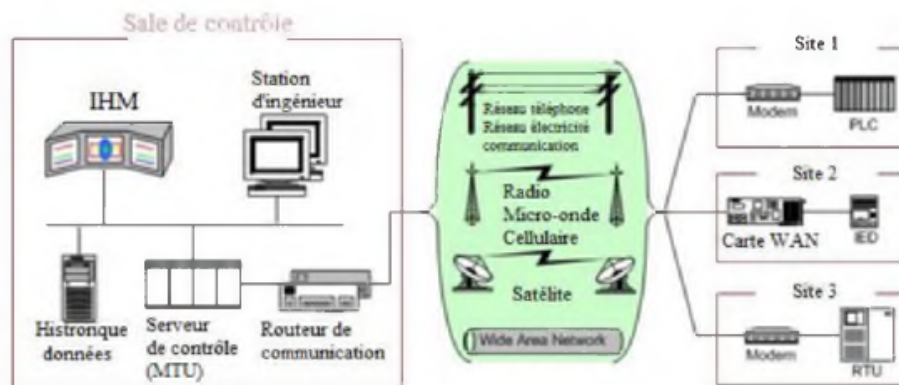


FIGURE 3.1 – Schéma général d'un système SCADA [17].

3.4.1 Eléments du système SCADA

Principalement un système SCADA se compose de :

1. Le site central qui est la station de contrôle pour l'ensemble du système, fournissant normalement à l'utilisateur l'interface pour l'affichage des informations et le contrôle des sites éloignés.
2. RTU (Remote Terminal Unit) ou PLC (Programmable Logic Controller) : il sert à collecter les informations à partir de l'instrumentation du terrain et les transmettre au MTU (Master Terminal Unit) à travers le système de communication.
3. MTU : il recueille les données provenant des RTU, les rendre accessibles aux opérateurs via l'HMI (Human-Machine Interface) et transmet les commandes nécessaires des opérateurs vers l'instrumentation de terrain.
4. Système de communication : moyen de communication entre MTU et les différents RTU. La communication peut être par le biais de l'Internet, réseaux sans fil ou câblé, ou le réseau téléphonique public.... [18], [19].

3.4.2 Évolution du système SCADA

L'utilisation du système SCADA est devenue populaire à partir des années 1960 avec le besoin croissant de surveiller et de contrôler le matériel. Les premiers systèmes construits à l'aide d'ordinateurs centraux étaient coûteux, car ils étaient actionnés et surveillés manuellement. Mais les progrès récents de la technologie ont permis de créer des systèmes SCADA automatisés et avancés offrant une efficacité maximale à un coût réduit, conformément aux exigences alarmantes de l'entreprise.

Dans cette partie, on s'intéresse à l'évolution des systèmes SCADA et description des quatre générations suivantes :

i **Première génération : «monolithique»**

Dans la première génération, le concept d'informatique était en général appliqué par une unité centrale. Les réseaux n'existaient pas et chaque système centralisé était seul, ainsi les systèmes SCADA étaient autonomes avec pratiquement aucune connexion à un autre système. Les réseaux étendus WAN (Wide Area Network) qui ont été implantés pour communiquer avec les RTU ont été conçus avec le seul but de communiquer avec les postes locaux et rien d'autre, les protocoles de communication ont été développés par le fournisseur des RTU.

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

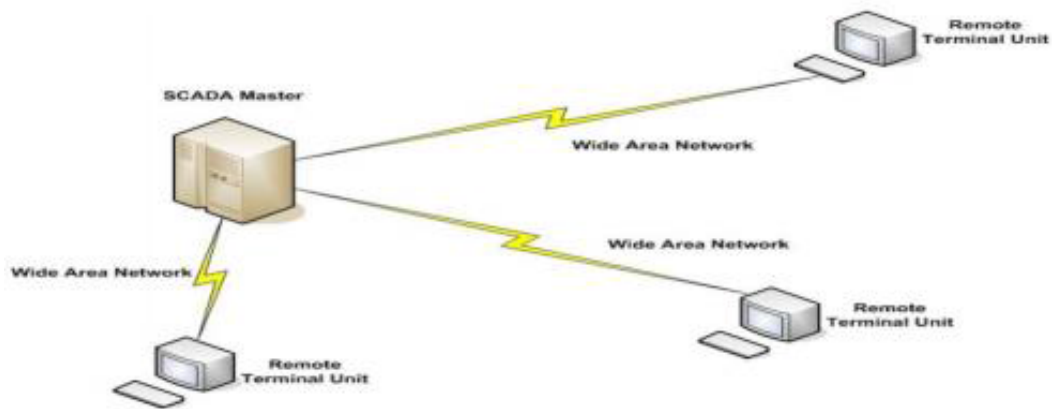


FIGURE 3.2 – Architecture SCADA de première génération.

ii Deuxième Génération : « Distribuée »

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

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

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

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

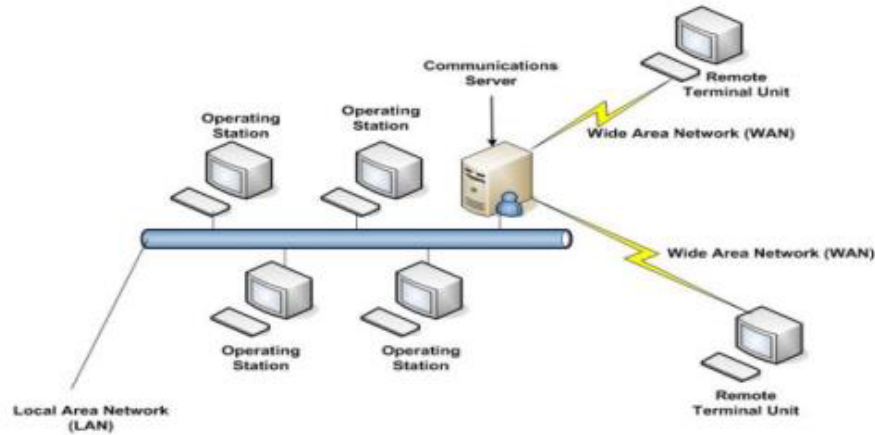


FIGURE 3.3 – Architecture SCADA de deuxième génération.

iii **Troisième Génération : «en réseau»**

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

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

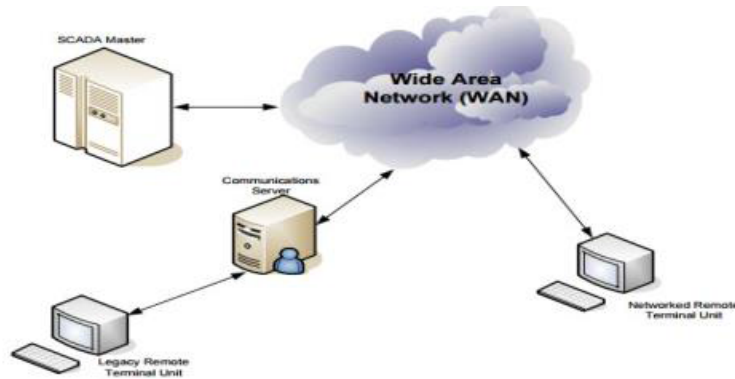


FIGURE 3.4 – Architecture SCADA de troisième génération.

iv Quatrième Génération : « Internet des objets »

Avec la disponibilité commerciale du cloud computing, les systèmes SCADA ont de plus en plus adopté les technologies de l'Internet des objets pour réduire considérablement les coûts d'infrastructure et augmenter la facilité d'entretien et d'intégration. En conséquence les systèmes SCADA peuvent désormais donner l'état presque en temps réel et utiliser les facteurs d'échelle permis par le Cloud Computing pour mettre en œuvre des algorithmes de contrôle plus complexes que ce qui peut être fait en pratique avec les automates programmables industriels. En outre, l'utilisation de protocoles des réseaux ouverts tels que TLS (Transport Layer Security) inhérents à l'Internet des objets offre un périmètre de sécurité plus compréhensible et gérable que le mélange hétérogène de protocoles réseau propriétaires typiques de nombreuses implémentations de systèmes SCADA décentralisées précédentes [20].



FIGURE 3.5 – Architecture SCADA de quatrième génération

3.4.3 Les protocoles de communication d'un système SCADA

Les protocoles de communication dans les systèmes SCADA ont été développés suite au besoin d'envoyer et de recevoir des données jugées critiques généralement pour de longues distances et en temps réel. Dans la suite, on expose les plus utilisés.

➤ **Modbus** : est un protocole de communication série développé par Modicon en 1979. C'est un protocole de transmission de données régissant le dialogue entre une station "Maître" et des stations "Esclaves". L'échange Maître-Esclave s'effectue par l'envoi de trames Modbus dont le format de base est le suivant :

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

➤ **Profibus** : signifie « Bus des processus de terrain ». C'est une norme de réseau non propriétaire, répondant aux besoins d'un large éventail d'applications dans les domaines industriels.

Plusieurs systèmes peuvent être utilisés avec la norme profibus, tels que : les systèmes SCADA, les systèmes numériques de contrôle et de commande (SNCC ou DCS), les automates programmables industrielles et l'assemblage et la manipulation des appareils de terrain [22]. Profibus se décline en trois protocoles de transmission, appelés profils de communication, aux fonctions bien ciblées : DP, PA et FMS. De même, selon l'application, il peut emprunter trois supports de transmission ou supports physiques (RS 485, CEI 1158-2 ou fibre optique) [21].



FIGURE 3.6 – Supports de transmission de profibus. RS485, CEI 1158-2 et fibre optique.

➤ **DNP3** : DNP3 est l'acronyme de « Distributed Network Protocol ». C'est un protocole ouvert et public conçu pour optimiser la transmission des données et des commandes de contrôle d'un maître à un ou plusieurs dispositifs à distance ou stations externes.

DNP3 est basé sur l'utilisation d'un modèle dit EPA « Enhanced Performance Architecture ». Le protocole DNP3 utilise une transmission série (avec comme support RS485, RS-232) ou Internet pour assurer la communication entre l'unité maître terminale (MTU) et les unités terminales distantes (RTU).

3.4.4 Avantages du SCADA

Parmi les avantages du SCADA, on retrouve :

- Le suivi de près du système ; voir l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine.
- Le contrôle et l'assurance que toutes les performances désirées sont atteintes de visualiser les performances désirées du système à chaque instant, et s'il y aurait une perte de performance, une alarme se déclencherait d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.
- La génération d'une alarme lorsqu'une faute se produit et visualise même la position où se situent la faute et l'élément défectueux, ce qui facilite la tâche du diagnostic et de l'intervention de l'opérateur.

- La disponibilité de plusieurs informations sur le système aide l'opérateur à prendre la bonne décision, et à ne pas se tromper dans son intervention.
- La réduction des tâches du personnel en les regroupant dans une salle de commande.
- L'élimination ou réduction du nombre de visite aux sites éloignés ; avec une interface graphique, on peut suivre l'état de l'installation à chaque instant, ainsi on n'aura pas besoin de faire des visites de contrôle [23].

3.5 Système DCS (Distributed Control System)

Les systèmes de contrôle ont été conçus spécialement pour les tâches industrielles, tels que le DCS (système de contrôle distribué ou système numérique de commande contrôle) pour la surveillance, le contrôle et la conduite des procédés industriels.

L'architecture distribuée du DCS est dictée par le fait que les équipements et les installations de production sont répartis géographiquement sur le site. Ces systèmes numériques sont dotés de microprocesseurs et de réseaux qui leurs permettent de traiter les données et stocker les résultats puis de les transmettre à des nœuds du réseau pour communiquer avec les organes de réglage.

3.5.1 Description d'un DCS

Le DCS est constitué de plusieurs sous-systèmes dont :

- Les dispositions d'entres/sorties.
- Les contrôleurs individuels (PLC régulateurs).
- Les interfaces opérateurs (écran, souris, clavier).
- La station de travail ingénieur.
- Le réseau de communication (bus) pour l'échange d'information.

3.5.2 Les caractéristiques du DCS

Il est caractérisé par :

- Des procédés mieux maîtrisés avec moins de gaspillage d'énergie.
- La disponibilité de l'historique et l'accès aux informations en temps réel.
- La visualisation, représentation graphique et impression des données.
- L'acquisition électronique des données et enregistrement sans papier.
- L'introduction de la redondance dans un double objectifs.

- sécuriser au maximum les procédés et minimiser les déclenchements intempestifs.
- l'auto-contrôle et la fonction diagnostique détaillée des systèmes ont contribué à la réduction des coûts d'appels de maintenance.
- Une réduction des risques pour les hommes, les installations et l'environnement

3.5.3 Architecture du DCS

Le système DCS est constitué de quatre niveaux :

Niveau 1 : est tout à fait comparable au système traditionnel, il représente les instruments installés sur champ (actionnaires, capteurs...).

Niveau 2 : représente les automatismes installés dans le local techniques, ils sont constitués par les modules d'entrées/ sortie du procédé.

Niveau 3 : représente la partie où vient s'effectuer la conduite du procédé par l'intermédiaire de stations opérateurs constituées d'unités électroniques.

Niveau 4 : partie de supervision et de gestion de l'usine. Les niveaux 2,3 et 4 sont reliés par des bus de communications (Figure 3.7).

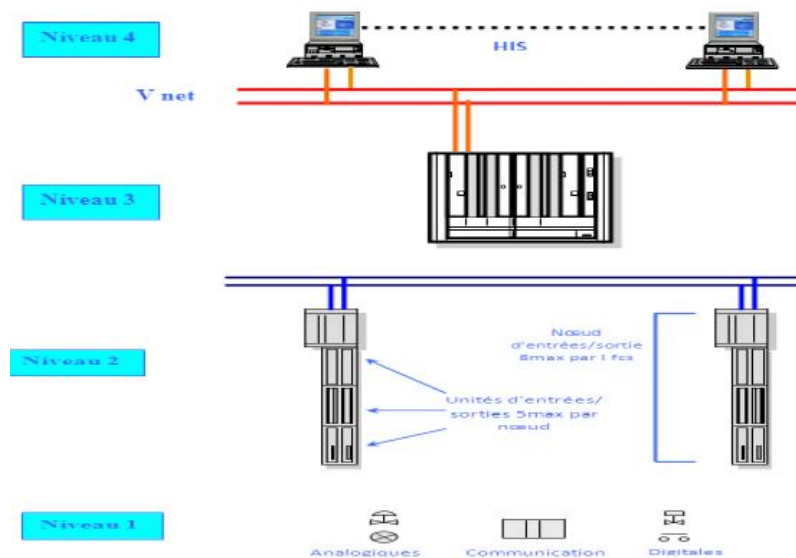


FIGURE 3.7 – Architecture du DCS [8]

3.5.4 Répartition des tâches dans le système DCS

Dans un système centralisé, un même dispositif (processeur ou calculateur) peut réaliser la plupart des fonctions de base, une indisponibilité du dispositif en question provoque la perte de l'ensemble de fonctions dont il a la charge.

Dans un système distribué ou réparti, les fonctions de base sont plutôt confiées à des dispositifs (stations) différents reliés entre eux par un réseau de communication. Une indisponibilité d'un dispositif ne provoque que la perte de la fonction dont il est chargé.

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

➤ **Dialogue homme-machine** : Visualisation et écoulement d'opérations de commande pilotés par l'affichage des consoles pour faire le dialogue entre opérateur et système de commande.

➤ **Modification en ligne** : L'opérateur peut faire la modification en ligne sur le programme courant, les paramètres du procédé, les paramètres de temps et de comptage par l'ordinateur hôte sur les ordinateurs secondaires.

➤ **Diagnostic des défauts et avertissement en temps réel** : Si un équipement est défectueux, le système diagnostique cet équipement et le localise en émettant un signal d'alarme qui s'affiche sur la console avec des conseils pour acquitter l'alarme.

➤ **Enregistrement, gestion, affichage et copie des données** : Une fois qu'une alarme est affichée, toutes les données et les opérations qui sont effectuées par l'opérateur seront enregistrées, copiées et imprimées afin de contrôler l'opérateur et garder un historique qui sera pris en compte pour d'autres opérations de maintenance par exemple.

➤ **Fonction de sécurité** : Le système donnera une alarme sur la console et des conseils qui apparaissent sur le moniteur quand un opérateur se trompe d'opération.

3.5.5 Champs d'application des DCS

Le système DCS est très utilisé dans l'industrie pétrolière, gazière, industrie chimique, métallurgie, industrie pharmaceutique, l'agroalimentaire, la fabrication du papier, fabrication d'automobiles, centrales électrique nucléaires et thermique. Vu ses performances de contrôle, de commande, mais aussi par le fait qu'il reste un système ouvert aussi bien du point de vue software que hardware.

Le système numérique de contrôle-commande(SNCC) conçu par YOKOGAWA ouvre une ère nouvelle dans l'implantation des systèmes DCS. Il intègre les dernières technologies sur une architecture ouverte et modulaire tout en garantissant une compatibilité ascendante totale avec les générations précédentes, et une fiabilité légendaire incontestée. Il assure une fiabilité et une adaptabilité grâce à :

- L'association de la souplesse et la fiabilité de ses prédécesseurs de la famille CENTUM à la convivialité d'un PC.

- La facilité d'utilisation, disposant de fonctions de contrôle supérieures et d'un excellent rapport coût/performance, le système s'intégrera rapidement dans un environnement industriel exigeant.
- L'architecture ouverte de ses interfaces définit un échange d'informations avec le système de gestion et de la planification et facilite la mise en place d'un système de gestion stratégique pour une entreprise.
- Il s'adapte aux systèmes déjà implantés et suit l'évolution des unités de production en réduisant le coût total de possession.

3.6 Logiciels de supervision

Les systèmes DCS les plus communément utilisés dans le monde industriel sont :

- Yokogawa avec le CENTUM CS 3000,
- Emerson avec Delta V,
- ABB avec le 800xA,
- Siemens avec PCS7,
- Honeywell avec Experion,
- Schneider Electric avec PlantStruxure et Foxboro,
- Rockwell avec PlantPAx.

Exemples des systèmes DCS en Algérie

Depuis les années 1990s, le système DCS a été installé dans la plupart des champs pétroliers et gaziers sur le territoire algérien. Les systèmes DCS les plus connus avec des exemples des champs où ils sont installés sont donnés ci-dessous :

➤ **IA SERIES FOXBORO par Schneider Electric 2014** : Les modules MPP0, MPP1, MPP4 et le BOOSTING de HassiR'Mel et le complexe de GNL SKIKDA

➤ **CENTUM YOKOGAWA Japan 2003** : Les modules MPP2, MPP3 de HassiR'Mel

➤ **TDC HONEYWELL USA** : Champ de Hamra/Ghourd Nous

➤ **DELTA V EMERSON** : Champ de GassiTouil, Institut de NaphtoGaz

➤ **BAILEY** : Oued Noumer

3.7 Système CENTUM CS 3000 par YOKOGAWA

Le système de contrôle CENTUM CS concrétise le concept de “ Solutions Intégrées ”, offrant à l'utilisateur une intégration totale du contrôle de procédé et de la gestion de production :

- i **Architecture ouverte et homogène** : Un environnement ouvert, utilisant des interfaces standardisées facilite l'intégration de différents sous-systèmes ou de progiciels ainsi que la création d'une interface utilisateur performante.
- ii **Exploitation par multi -fenêtrage** : Le poste de conduite possède une fonction multifenêtrage qui permet d'appeler, à l'aide de la souris, les vues d'exploitation. De plus, les postes de conduite peuvent être bi-écrans.
- iii **La station de contrôle FCS (Field Control Station)** : La station de contrôle intègre les fonctions de contrôle continu ou batch. La fonction de redondance réalisée grâce au système “ Pair and Spare ” assure une totale disponibilité de la station.
- iv **Ingénierie performante et optimisée** : La simplification des outils d'ingénierie réduit le temps de développement des applications. Des bibliothèques réutilisables réduisent le temps et le coût de réalisation d'extensions ou de modifications du système.

Le contrôleur du CENTUM CS 3000 utilise l'architecture unique « Pair and Spare ». Elle est basée sur l'utilisation d'une paire de processeurs au sein même des unités centrales «Pair» associée à une seconde unité centrale (elle-même «Pair») pour assurer une redondance, l'ensemble qui comprend 4 processeurs est alors en structure «Pair and Spare». Par ailleurs, le CENTUM CS 3000 dispose d'autres possibilités de redondance pour les E/S, les différents bus de communication, les alimentations électriques [12] (Voir Figure 3.8).

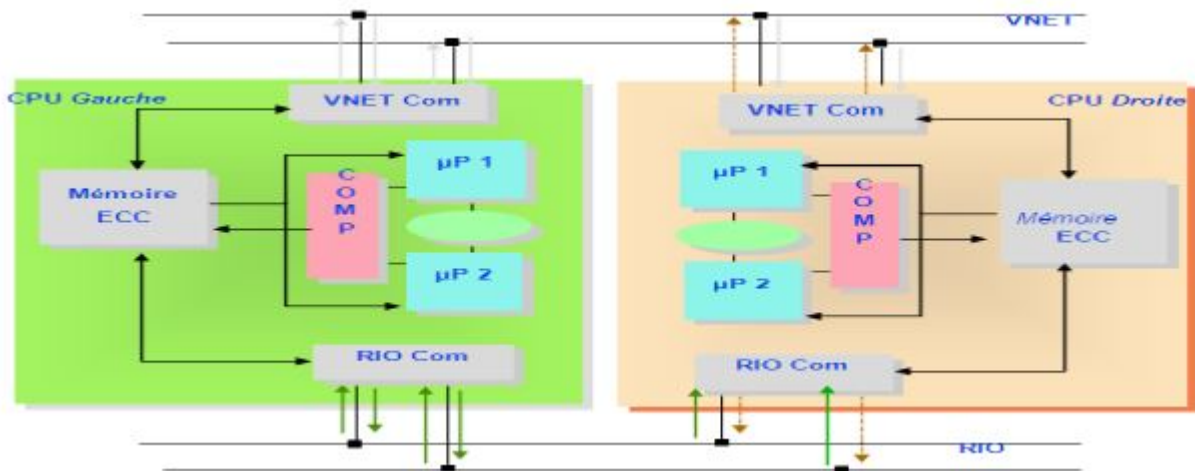


FIGURE 3.8 – Architecture de la redondance [8]



FIGURE 3.9 – Vue générale des modules utilisés dans le DCS [8]

3.7.1 Evolution des systèmes de commande de YOKOGAWA

Les systèmes de commande de YOKOGAWA existants sont : CENTUM V, CENTUM XL et CENTUM CS. La dernière génération des systèmes de contrôle distribué de YOKOGAWA, le CENTUM CS a deux gammes :

- CS 1000 pour les petites et moyennes applications (1000 E/S).
- CS 3000 pour les moyennes et grosses applications.
- Le premier DCS YOKOGAWA (le CS 3000) introduit en Algérie est celui installé au niveau de Hassi R'mel en 2003.

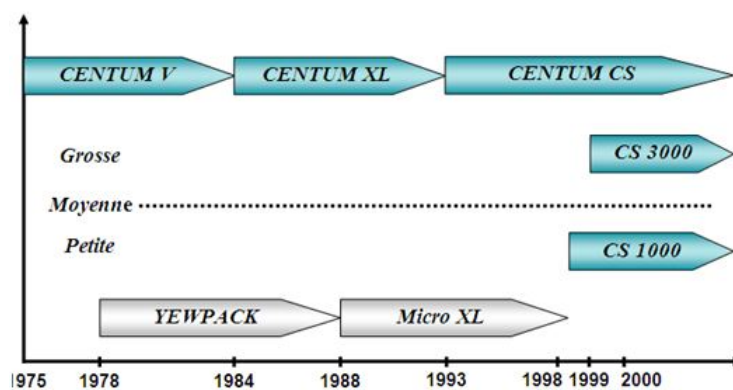


FIGURE 3.10 – Evolution des systèmes DCS [7]

3.7.2 Architecture Hardware du CENTUM CS 3000

Les différentes parties du CENTUM CS 3000 sont organisées suivant une structure hiérarchique, conçue de manière à conduire efficacement un système de grande taille et à faciliter l'intégration et l'extension du système. Sur la figure 3.11, on peut distinguer les éléments suivants :

- Une interface homme-machine HIS (Human Interface Station) qui est composée de plusieurs stations appelées ICS (Information Commande Station), maximum 16 stations.
- Une interface de maintenance et d'ingénierie appelée EWS (Engineering Work Station).
- Un ensemble d'armoire formant des unités de contrôle du procédé FCS.
- Réseaux : - V-NET (bus de contrôle en temps réel),
- Ethernet (réseau LAN).

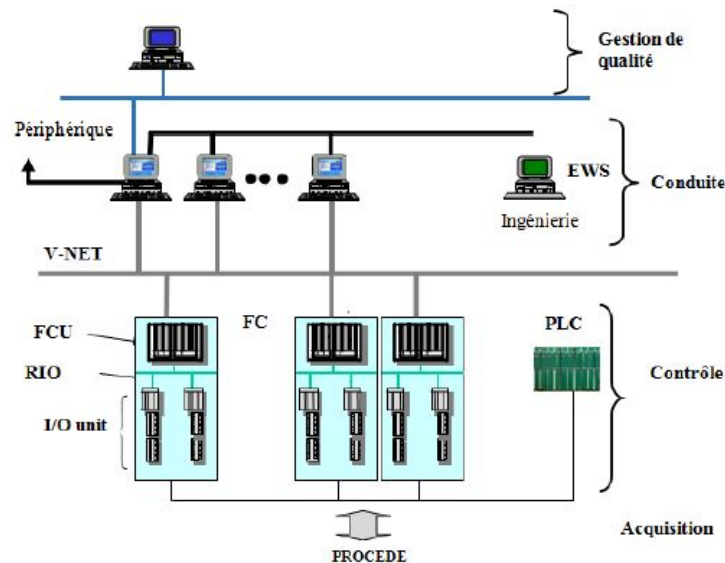


FIGURE 3.11 – Architecture du CS 3000 [8]

3.7.3 Station de contrôle FCS

La station de contrôle FCS est le coeur du CS 3000 et de ses fonctions avancées, fiables et performantes, elle offre une disponibilité maximale grâce à une redondance totalement intégrée des unités centrales ainsi que pour les bus de liaison et les cartes d'entrées/sorties. Les fonctions de la FCS sont :

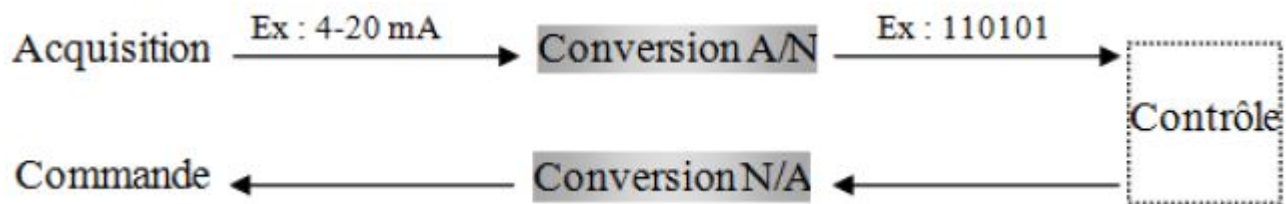
- Réaliser les fonctions de contrôle (régulation ou séquentiel).
- Traiter les algorithmes de contrôle.
- Traiter les programmes utilisateur.
- Communiquer avec les modules d'E/S.

➤ Communiquer avec les autres stations du système et les sous-systèmes [11].

Deux types de FCS assurent une grande souplesse de configuration. La LFCS standard utilisant des entrées/sorties à distance et une station compacte SFCS "Tout en Un" d'une capacité d'application inférieure. La principale différence est la capacité de ces deux types de stations. La LFCS est plus puissante et possède des noeuds d'entrées/sorties reliés par le RIO bus (Remote Input Output Bus) .

3.7.4 Module d'entrée/sortie

Un module d'entrée/sortie est un ensemble de carte d'entrée/sortie dont le rôle est l'adaptation des signaux échangés entre le procédé et le système c'est-à-dire que ces cartes transforment les signaux industriels d'entrée à une forme numérique adaptée au système et transforment les signaux numériques de sortie à une forme industrielle adaptée au procédé.



La liaison entre les modules d'entrée/sortie est représentée sur la figure suivante :

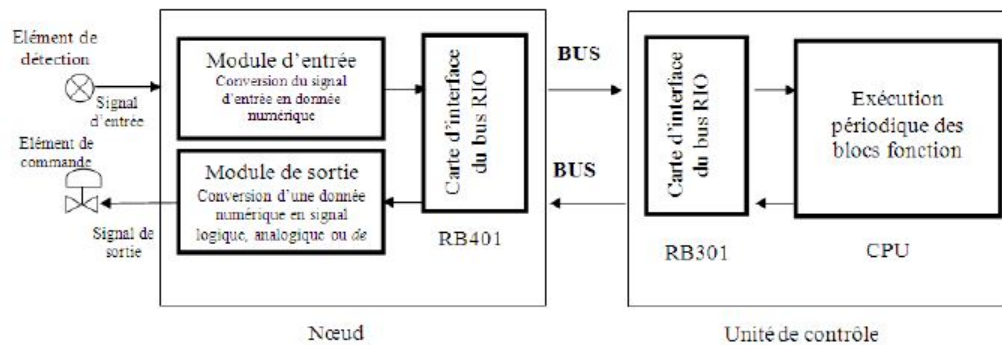


FIGURE 3.12 – Schématisation de la liaison des modules d'entrées/sorties à la CPU.

Les signaux d'entrées/sorties du procédé sont des signaux industriels qui appartiennent à deux catégories standard distinctes : logique et analogique. Ces signaux sont de plusieurs types, les plus connues dans le domaine pétrolier sont données par le tableau suivant :

Type des signaux	Catégorie	Type	Organe
Signaux d'entrée	Analogique	Courant 0-20mA ou 4-20mA	Transmetteur
		Tension mV	Thermocouple
		Résistance Ω	Thermo résistance
	Logique	Tout ou Rien	Contact (switch)
		Impulsions	Générateur d'impulsion
Signaux de sortie	Analogique	Courant 4-20mA	Vanne régulatrice
	Logique	Tout ou Rien	Vanne TOR, pompe,...

TABLE 3.1 – Types des signaux industriels

3.7.5 Station d'interface homme-machine (station HIS)

La station d'interface homme-machine est construite autour du système d'exploitation Windows. C'est une station de surveillance qui offre une vue d'ensemble du site, elle affiche les variables procédés, les paramètres de contrôle et les alarmes nécessaires à l'exploitation. Elle dispose également de fonctions d'ingénierie et de supervision.

Le choix du matériel hardware peut s'orienter vers un PC standard ou vers la console opérateur à la fiabilité éprouvée.



FIGURE 3.13 – Vue de la salle de contrôle (stations HIS)



FIGURE 3.14 – Vue d'un clavier opérateur.

➤ **Deux modes de fenêtrage** : Le premier est un mode multifenêtrage qui exploite côte à côte les applications générales et les fenêtres associées aux fonctions de contrôle. Une touche dédiée permet de passer d'un mode à l'autre. Le second est un affichage en plein écran classique pour la fenêtre de contrôle.

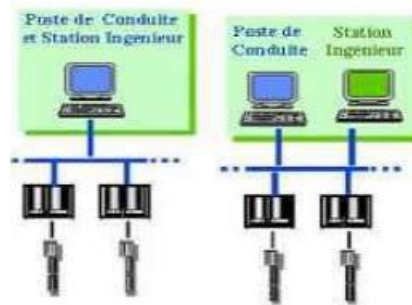


FIGURE 3.15 – Système de multifenêtrage.

➤ **Fenêtres d'affichage d'état** : La fenêtre d'affichage d'état du schéma de contrôle est l'affichage sur la station HIS de l'ensemble de l'état de contrôle du site. Ces fenêtres sont de plusieurs types :

- Affichage d'état du schéma de contrôle.
- Affichage de schéma logique .
- État des tables de séquence .
- État des blocs SFC (Sequential Function Chart).
- Détails de programme SEBOL (Sequence and Batch Oriented Language).

3.7.6 Caractéristiques de l'HIS

a. Environnement matériel

- PC Pentium.

- Disque dur Mini : 20 Go.
- Mémoire : 256 Mo.
- Deux liaisons séries.
- Une liaison parallèle.
- Résolution graphique : 1280 1024, 256 couleurs.
- Carte de couplage au V-NET (VF 701).
- Clavier opérateur.
- Carte Ethernet 100 Mb/s.

b. Environnement logiciel

- Système d'exploitation Windows 2000, Windows NT, Windows XP.
- Fonctions d'exploitation et de conduite.
- Fonctions de configuration.

3.7.7 Réseaux de communication.

Il existe deux types de réseaux de communication :

- V-NET : réseau de contrôle en temps réel.
- E-NET : réseau LAN interne (compatible Ethernet).

➤ **Rôle des communications internes**

- Partage des périphériques, Panel Set.
- Echange des fichiers d'historique.
- Chargement des fichiers de configuration de l'ICS (Information Commande Station).
- Chargement des fichiers de configuration des FCS.

➤ **Réseau du système de contrôle V-net**

Le V-net est le réseau du système de contrôle en temps réel qui relie les FCS aux autres stations (HIS, EWS). L'ensemble des stations connectées à un V-net forme un domaine. Ce réseau doit assurer trois fonctions de communications :

- Communication lecture/écriture.
- Transmission de liaison (sur une période de 100 ms à 2 s).

➤ **Caractéristiques du réseau V-NET**

- Protocole : IEEE 802.4
- Type de bus : JETON
- Vitesse : 10 Mb/s
- Redondance : active (utilisation alternée)
- Longueur : 50 m à 20 km
- Média : Coaxial/fibre optique

➤ **Réseau Ethernet**

C'est le réseau LAN utilisé pour la connexion des HIS et l'EWS, ce qui permet :

- Le transfert des fichiers de configuration.
- Le transfert de données (exemple : liaison du PC du laboratoire avec la base de données CS 3000).
- L'acquisition des données du procédé, les messages et les données historiques.

➤ **Caractéristiques de la liaison Ethernet**

- Protocole : IEEE 802.3
- Débit : 10 Mb/s
- Protocole de communication : TCP/IP FTP

3.8 Conclusion

Au début du chapitre, les notions fondamentales de la supervision industrielle ont été décrites suivi d'une description détaillée des systèmes de supervision les plus utilisées en industrie. En plus des logiciels de supervision utilisés en général pour la supervision et la conduite des procédés industriels, nous avons introduit le système de commande de YOKOGAWA à savoir son architecture, son interface Homme- machine,...

Dans le chapitre suivant, l'élaboration d'un système de télégestion sous CS 3000 sera présenté en détail, appliqué pour le contrôle de la turbine en tenant compte du cahier de charge de la turbine

Chapitre 4

Implémentation d'un système DCS sous YOKOGAWA

4.1	Introduction	59
4.2	Séquences de démarrage de la turbine (Startup sequences)	59
4.3	Séquence de déclenchement de la turbine (Shut-down sequence)	61
4.4	Problématique	61
4.5	Développement du système de supervision	62
4.6	Configuration du système DCS	63
4.7	Création d'un nouveau projet	67
4.8	Programmation des séquences de fonctionnement	69
4.9	Création et programmation d'un graphique	78
4.10	Conclusion	84

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous discutons la conception d'un système DCS sous **YOKOGAWA CS3000** dédié au contrôle et à la supervision de la turbine à gaz **MS 5002C**, utilisé dans les champs gaziers de Hassi R'mel de l'entreprise nationale **SONATRACH**. Le principe de fonctionnement de la turbine ainsi que les étapes de réalisation seront détaillées dans la suite de ce chapitre.

4.2 Séquences de démarrage de la turbine (Startup sequences)

La turbine à gaz est un système industriel très complexe dont le fonctionnement comporte plusieurs séquences :

i **Phase de préparation de charge/process (Process/load preparation)**

Après avoir pressé le bouton de démarrage, la vanne de pressurisation XV912 s'ouvre jusqu'à ce que le compresseur soit pressurisé. Une fois la pression atteints 50Bars, la vanne XV912 et la vanne de torche XV916 se ferment tandis que la vanne d'entrée XV911 et de sortie XV917 s'ouvrent et en assurant l'ouverture de la vanne d'anti-pompage XV909 à 100% en mode automatique (l'opérateur ne peut pas contrôler son ouverture).

ii **Phase de purge (Purge phase)**

Le rotor de la turbine du compresseur axial est lancé à 20% de sa vitesse nominale par un dispositif de démarrage, les IGV, étant initialement à 14°, s'ouvre simultanément jusqu'à 34°. La phase de purge des chambres de combustion avec l'air comprimé dure 2 minutes pour échapper les gaz accumulés.

iii **Phase d'allumage (Fire phase)**

Après avoir purger les chambres, l'alimentation des chambres de combustions par le combustible (Fuel gas) commencent par l'ouverture des deux vannes régulatrices SRV et GCV, qui sont contrôlées par le signal FSR. Après 15s, une étincelle sous haut voltage allume le mélange air-combustible au niveau des chambres 9 et 10. Une fois allumée, la flamme se propage à partir des chambres de mise à feu vers les autres chambres non allumées à travers les tubes d'interconnexions.

iv **Phase d'échauffement (Warm up)**

Une fois les détecteurs de flamme indiquent que toutes les chambres de combustions sont allumées, la turbine s'échauffe durant 1 minute.

v Phase d'accélération (Acceleration phase)

Lorsque la phase d'échauffement est terminée, la turbine rentre dans une phase d'accélération, les IGV continuent leur ouverture jusqu'à 85°, la vannes de fuel gaz SRV et GCV s'ouvrent progressivement et la vitesse augmente proportionnellement. Quand la turbine atteint 60% de sa vitesse nominale, le moteur de lancement est découplé mécaniquement du compresseur axial et il s'arrête. La turbine entre dans la phase d'autonomie où elle accélère jusqu'à sa vitesse nominale. Les EGV commencent à s'ouvrir quand la roue HP atteint sa vitesse minimale de charge 90%, l'air chaud de haute pression pousse la roue LP et cette dernière commence à accélérer jusqu'à sa vitesse nominale, sachant que la vitesse minimale de charge de la roue LP est 41% de sa vitesse nominale. Lorsque les deux roues atteignent leurs vitesses de charge minimale, la turbine arrive à sa fin de séquence (s'achève).

vi Fin de séquence (End of sequence)

Une fois la phase de démarrage de la turbine est terminée, le mode de commande de la vanne anti-pompage (vanne de charge) passe de l'automatique vers le mode manuel, ce qui permet à l'opérateur de charger le compresseur, en actionnant la fermeture de cette vanne, par conséquence une augmentation de la pression de refoulement du gaz à traiter.

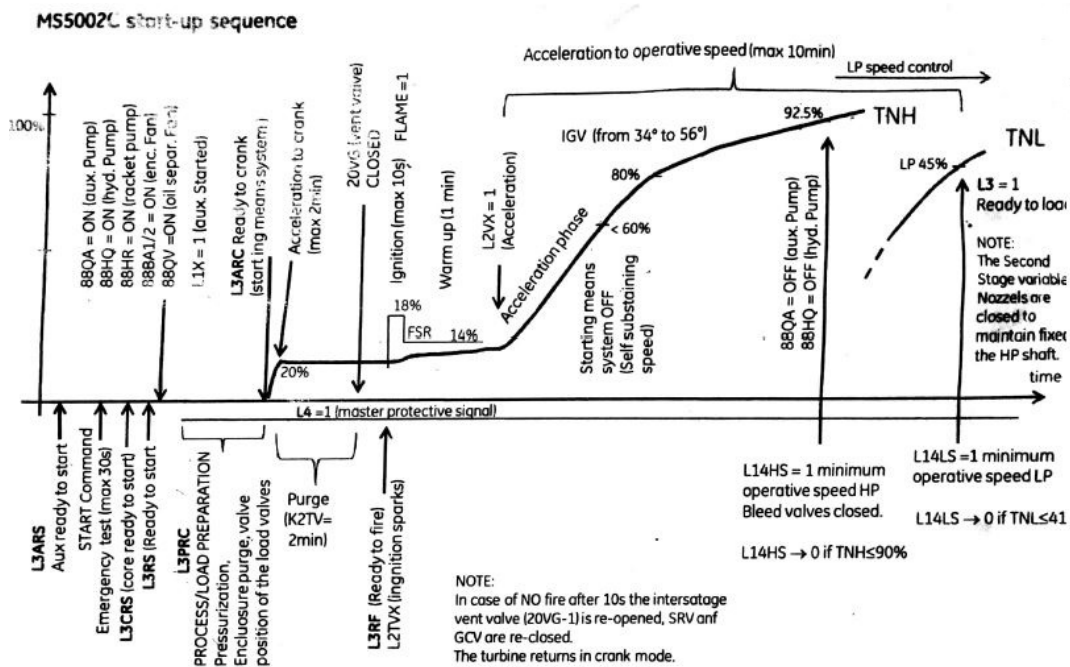


FIGURE 4.1 – Séquences de démarrage de la turbine MS 5002C

4.3 Séquence de déclenchement de la turbine (Shut-down sequence)

En cas de présence de l'un des facteurs de déclenchement (voir section 4.5.3) ou bien une commande d'arrêt activée par l'opérateur, la turbine entre dans la phase de déclenchement.

Cette phase commence

Du coté turbine par la fermeture des vannes du fuel gaz (SRV et GCV) par l'envoi d'une valeur de 0% sur le signal de commande FSR, suivi par une fermeture progressive des EGV et des IGV.

Du coté process par la fermeture de la vanne d'entrée (XV911), la fermeture de la vanne de sortie (XV917), l'ouverture de vanne de torche (XV916) et le basculement de la vanne d'anti-pompage (XV909) vers le mode automatique avec une ouverture à 100%.

Après avoir actionné les commandes d'arrêt (turbine et process), la turbine entre dans une phase de décélération de 5 min, par conséquence les vitesses des deux roues HP et LP, diminuent progressivement par perte de flamme jusqu'à la fin de séquence d'arrêt (SD completed).

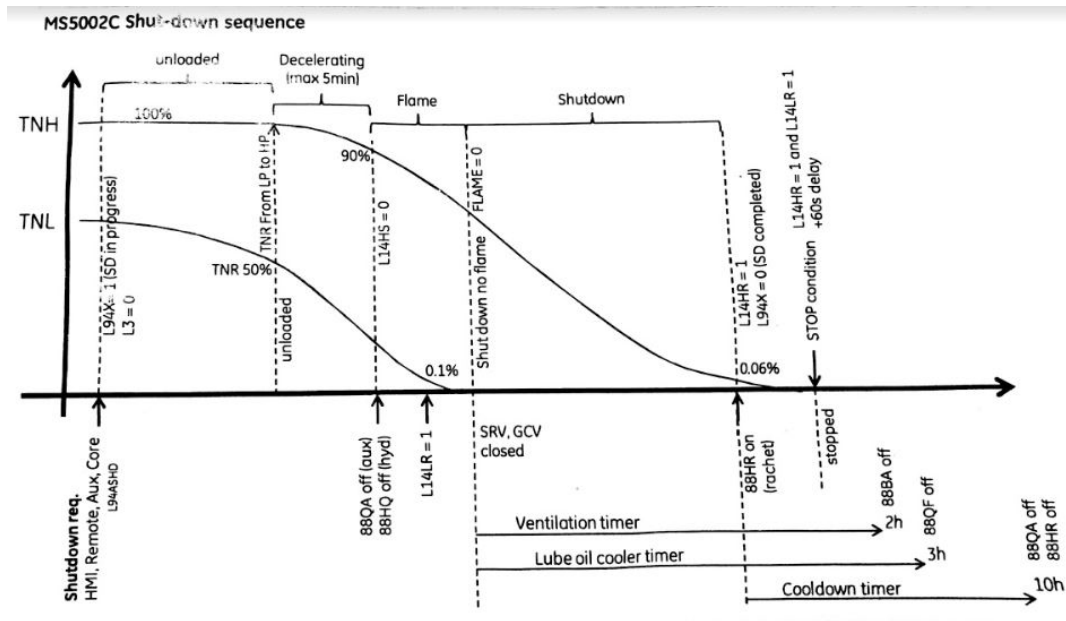


FIGURE 4.2 – Séquence de déclenchement du turbine MS 5002C

4.4 Problématique

Actuellement la turbine est contrôlée et supervisée par le système Mark VI fourni par le constructeur GE (Général Electric), destiné aux procédés exigeant un haut niveau de sécurité

(Traitement de gaz, zones ATEX). La mise en place et la maintenance de ce système et ses équipements coûtent très cher à l'échelle mondiale et nécessitent une nouvelle communication avec le système DCS et des formations spéciales des personnels.

Le système DCS CS 3000 de Yokogawa est conçu pour les application géantes, tel que les unités de traitement de gaz et brut, qui demande une sécurité et une robustesse très élevées.

Notre travail est de développer un système de contrôle et de supervision par le DCS YOKOGAWA CS3000, ce choix a été fait selon les avantages et les critères suivants :

- Le DCS CS 3000 présente un haut niveau de sécurité industriel (ATEX, SIL2).
- Les pièces de rechange de ce système (cartes, contrôleurs, ...etc.) sont disponible au marché mondial.
- Le contrôlé de l'unité de traitement de gaz est assuré par le système DCS CS 3000, il est facile d'intégrer le contrôle de la turbine sur une autre FCS reliée avec les FCS existantes.
- L'utilisation des mêmes pièces de rechange pour le traitement du gaz et la turbine.
- Le coût de maintenance est moins cher par rapport au système actuel.

4.5 Développement du système de supervision

Avant de discuter la démarche pour élaborer notre système DCS, il est intéressant de formuler un cahier de charge spécifique répondant aux exigences fonctionnelles et sécuritaire de l'unité :

4.5.1 Définition du cahier de charge

Le cahier de charges définit plusieurs paramètres importants qui doivent être suivis en permanence. Le cahier se résume comme suit :

- L'opérateur peut démarrer ou arrêter la turbine à distance.
- L'opérateur peut suivre en temps réels les paramètres analogiques (vitesse, pression et la température).
- L'opérateur peut contrôler la pression de gaz à comprimer après la fin de séquence de démarrage.
- L'opérateur peut voir l'état de progression de la séquence (position purge, accélération ... etc).
- L'opérateur peut visualiser les alarmes process, système et les avertissements.
- L'opérateur peut suivre les facteurs de déclenchement de la turbine et les états des vannes et détecteurs.
- L'opérateur peut actionner manuellement un déclenchement de la turbine par un bouton d'arrêt d'urgence, ce bouton est utile dans le cas d'incidence (feu, inondation, risque majeur...)

4.5.2 Conditions à vérifier avant le démarrage de la turbine

Pour obtenir l'accès pour démarrer la turbine (L3ARS ready to start), il est nécessaire de vérifier des conditions parmi lesquelles :

- la turbine n'est pas en phase de déclenchement.
- le système d'huile de lubrification est en marche.
- le démarrage de système d'huile manuellement (pompes 88QA et 88QE) depuis l'interface de supervision.
- la pression d'huile est nécessaire d'atteindre une valeur minimale (**8 Bars**).
- la pression du carburant doit atteindre une valeur minimale 20 bars.

Remarque

La pompe d'urgence 88QE démarrera au début de la séquence de démarrage pour augmenter la pression d'huile rapidement puis elle s'arrêtera à la fin de séquence. En cas de chute de pression inférieure à **6 Bars** ; la pompe redémarrera pour maintenir la pression de l'huile.

4.5.3 Sécurité de la turbine

La sécurité de la turbine est assurée par des facteurs de déclenchement qui sont gérés par l'ESD (emergency shutdown system). Parmi les facteurs principaux :

- Sur-vitesse de la roue HP ou LP.
- Vibration axiale ou bien radiale du côté turbine et compresseur centrifuge.
- Excès température des chambres de combustion, échappement et au niveau des roues HP et LP.
- Basse et haute pression du fuel gaz
- Basse pression d'huile de lubrification
- Mal position des vannes de process et/ou fuel gaz (discordance)
- Détection d'incendie ou présence de fumé compartiment turbine

4.6 Configuration du système DCS

Cette première étape consiste à définir les différentes entrées/sorties, déclaration des signaux internes ainsi que les boucles de régulations.

4.6.1 Déclaration des entrées /sorties

Les différentes entrées/ sorties introduites dans les séquences de fonctionnement sont illustrées dans le tableau 4.1.

Symbole	Commentaire	Entrée	Sortie
START	Mise en marche la turbine		X
SHUT	Mise en arrêt la turbine		X
EMSHUT	Arrêt d'urgence		X
88QA	Pompe auxiliaire du système l'huile		X
88QE	Pompe d'urgence du système l'huile		X
88HQ	Pompe hydraulique du système l'huile		X
88HR	Pompe à raquette		X
88QV	Ventilateur séparé d'huile		X
PUR	Purgeur		X
L2TVX	Étincelle d'allumage		X
XV911	Vanne d'entrer de gaz naturelle au compresseur		X
XV912	Vanne de pressurisation		X
XV917	Vanne de sortie de gaz comprimé		X
XV916	Vanne de torche		X
XV909	Vanne antipompage		X
MOT	Contrôle de moteur de démarrage		X
P1	Mise en marche/arrêt du système d'huile		X
L3ARS_CTO	Système de contrôle de l'huile en marche	X	
L3ARS_FG	Condition de carburant	X	
L3ARS_SO	L'huile de joint de compresseur	X	
L3ARS_RAT	Raquette hydraulique en marche	X	
FLAME	Détecteur de flamme	X	
L14HS	Vitesse de charge minimale de roue HP	X	
L14LS	Vitesse de charge minimale de roue LP	X	

TABLE 4.1 – Déclaration des E/S

Déclaration des signaux internes

Symbole	Commentaire
L3ARS	Systèmes auxiliaires prêt à démarrer
L3ARS_LO	Système auxiliaire de l'huile prêt à démarrer
L3CRS	Turbine prêt à démarrer
L3ARC	La turbine prêt à manivelle
L3PRC	Préparation du processus de gaz naturel
L3RF	Prêt à faire feu
K2TV	Fin de la phase purge
L2VX	Démarrage de la phase accélération
DECL	Déclenchement
MOTCA	Condition d'arrêt du moteur de démarrage

TABLE 4.2 – Déclaration des signaux internes.

Chaque entrée/sortie va correspondre à un switch à deux états :

- soit il est validé alors on le représente par un 1 logique.
- sinon il prend un 0 logique.

La première étape de programmation est de créer tous les switches de telle sorte que chacun va correspondre à une entrée ou une sortie bien définie

4.6.2 Boucles de régulation

NOM	Type de contrôle	Set point	Génération d'Alarmes		
			Nom	Type	Action
PHP	la Vitesse de roue HP	100	HI	vitess minimale de charge (90%)	l'ouverture du EGV
PLP	la Vitesse de roue LP	100	HI	vitess minimale de charge (41%)	indique que la turbine a terminée la séquence de démarrage
P909	L'ouverture de la vanne régulatrice XV909	100	-	-	-
PFSR	L'ouverture de la vanne régulatrice GCV	100	-	-	-
PPLO	Pression de l'huile	10	HI	Haute pression (8 BAR)	condition à vérifier avant démarrage du turbine
			LO	Basse pression (6 BAR)	démarrer la pompe d'urgence 88QE
IGV	L'aubage directeur d'entrer	85	-	-	-
EGV	L'aubage directeur de sortie	10	-	-	-
CALTEM	Température d'échappement	460	HI	haute température 490	déclenchement de turbine

TABLE 4.3 – Boucles de régulation

4.7 Création d'un nouveau projet

Une fois le système "system-view" est lancé, on clique sur la barre du menu :

- >File
- >Create new
- >Project

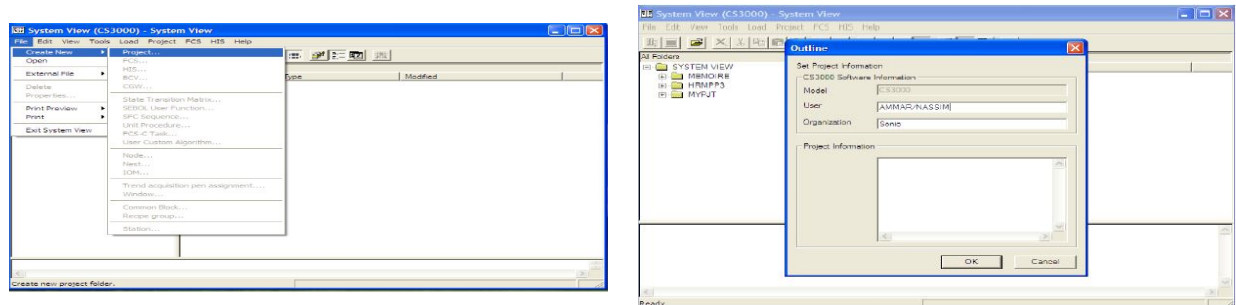


FIGURE 4.3 – Création d'un nouveau projet

4.7.1 Création d'une nouvelle FCS

Cette fenêtre apparaîtra automatiquement après création du nouveau projet, obligeant l'opérateur à créer une FCS. Sinon, procéder de la même façon que pour la création du projet (sélectionner à partir du menu file ou par le bouton droit de la souris : create new « FCS ») dans laquelle les éléments de programmation sont disponibles.

La catégorie de notre FCS est choisit à partir d'une liste proposée par le system-view.

A titre d'exemple, dans notre projet c'est l'AFS20D Duplexed Field Control Unit définit le type de la FCS, la base de données et l'adresse de la station. (Exemple : Le code 101 → le 1er '1' fait allusion au domaine et le 2nd '1' donne le numéro de la Station).

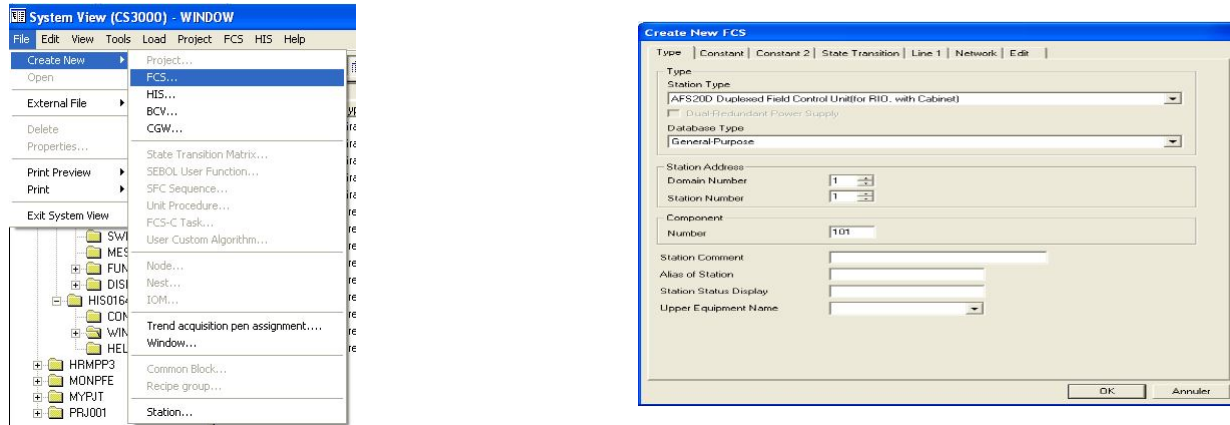


FIGURE 4.4 – Création d'une nouvelle FCS.

4.7.2 Création d'une nouvelle HIS

La fenêtre de création d'une station opérateur apparaîtra automatiquement après l'apparition de celle de la FCS pendant la création d'un nouveau projet. Sinon, procéder de la même façon que pour la création du projet (sélectionner à partir du menu file) ou par le bouton droit de la souris : create new puis HIS. Ensuite :

- Définir le type de PC et l'adresse de la station.
- Donner un numéro de domaine (par défaut le 1) et un numéro de station (par défaut 64)
- Vérifier les caractéristiques du réseau dans l'onglet « Network »
- Vérifier les caractéristiques dans les autres onglets.

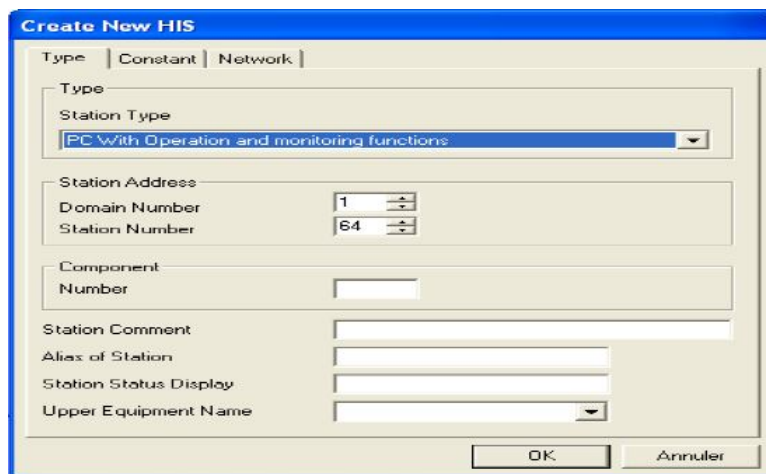


FIGURE 4.5 – Création d'une nouvelle HIS.

4.8 Programmation des séquences de fonctionnement

Une fois le nouveau projet est créé dans le system-view du CENTUM CS3000, il est donc possible d'accéder aux différentes configurations (type de FCS, type de la HIS, etc.) L'aperçu général du projet se présente comme le montre les fenêtres suivantes.

Le travail à effectuer comporte deux principales tâches :

➤ Simulation du fonctionnement réel de la turbine. Pour cela, il est nécessaire d'identifier les différentes fonctions intervenant dans la réalisation du programme. Ces fonctions sont définies par fonctions blocs sélectionnées dans des drawing (DR0001, DR0002, DR0003, DR0004) du logiciel CS3000.

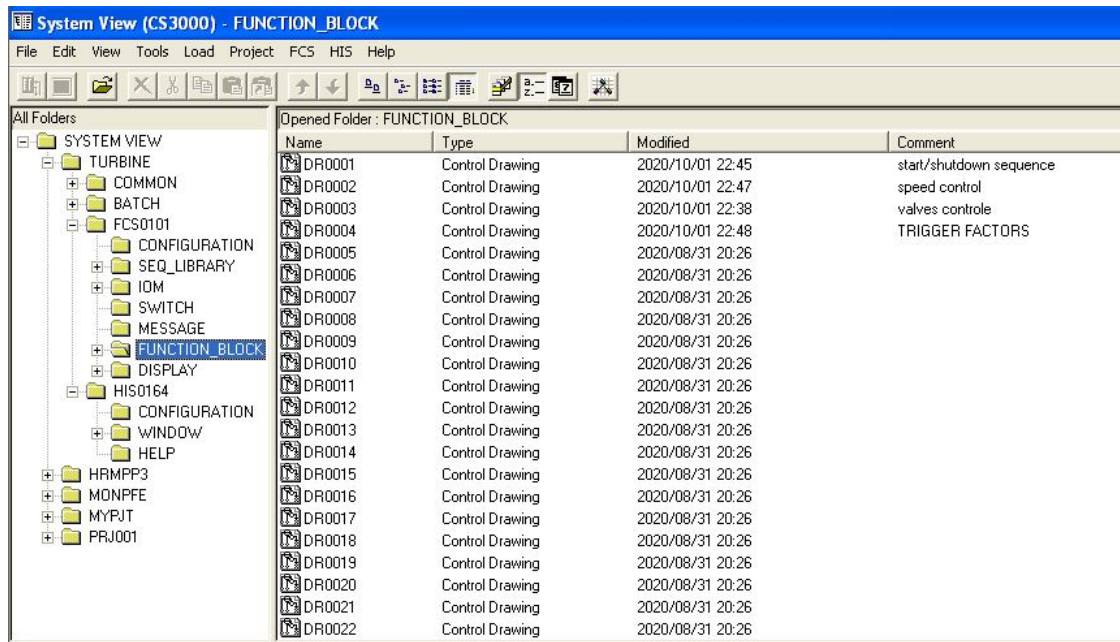


FIGURE 4.6 – Vue générale du projet (FCS).

➤ La supervision qui permet de visualiser tous les paramètres et états de la turbine tels que les boucles de régulation en temps réel, les facteurs de déclenchement et les états des actionneurs et des capteurs (moteur, vannes... etc.), ainsi que les commandes à distance. Pour cela, nous devons faire appel aux blocs graphiques (GR0001, GR0002, GR0003, GR0004, GR0005) dynamiques (avec animation) en reproduisant tous les détails de fonctionnement du turbine.

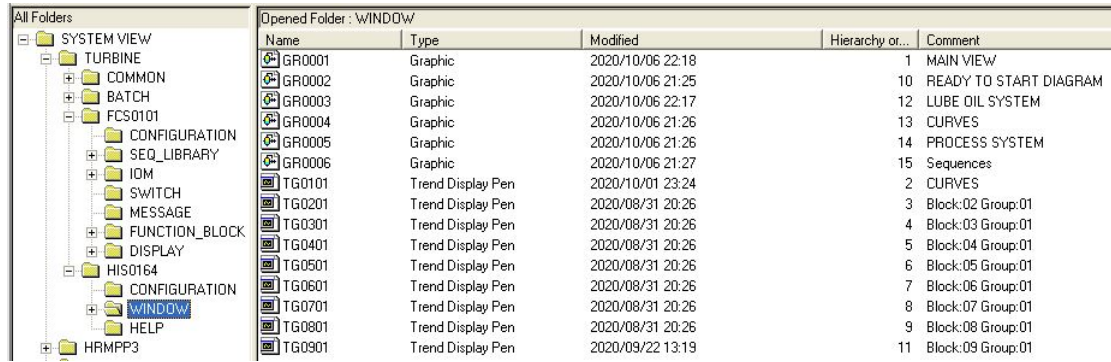


FIGURE 4.7 – Vue générale du projet (HIS).

DR0001 : Un drawing comportant les blocs de :

- Tous les boutons poussoirs affichés sur l'interface graphique.
- Séquence de démarrage et d'arrêt de la turbine.
- Séquence de démarrage et d'arrêt du système d'huile.
- Condition à vérifier avant le démarrage de la turbine.
- Facteurs de déclenchement .

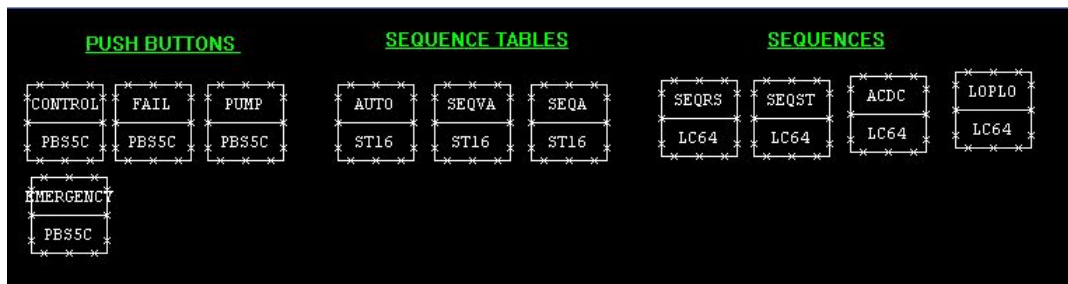


FIGURE 4.8 – Vue du drawing DR0001.

DR0002 : Un drawing comportant les blocs de :

- Les boucle de vitesse (HP, LP).
- Les boucle de contrôle des deux directrices (IGV, EGV).
- Les blocs de conversion des vitesses (HP, LP).
- La boucle de température.

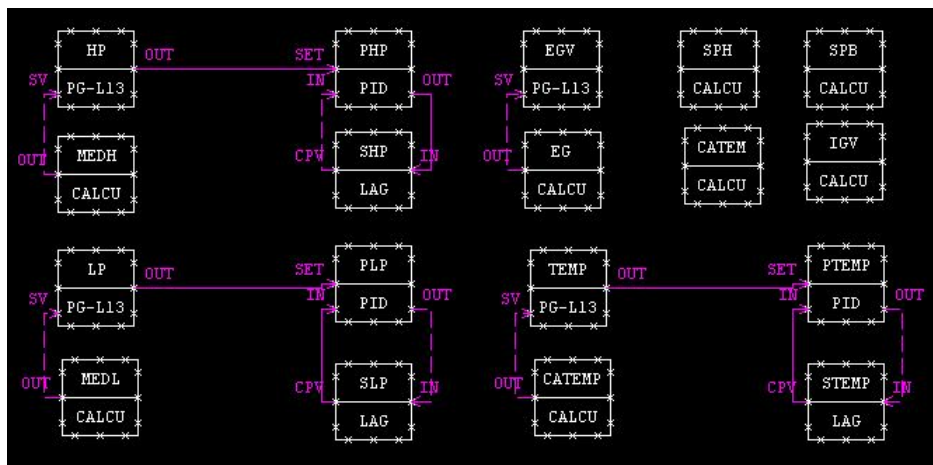


FIGURE 4.9 – Vue du drawing DR0002.

DR0003 : Un drawing comportant les blocs de :

- la boucle de pression d'huile.
- la boucle de pression du carburant.
- la boucle de contrôle du vanne anti-pompage.
- la boucle de contrôle du vanne GCV du carburant .

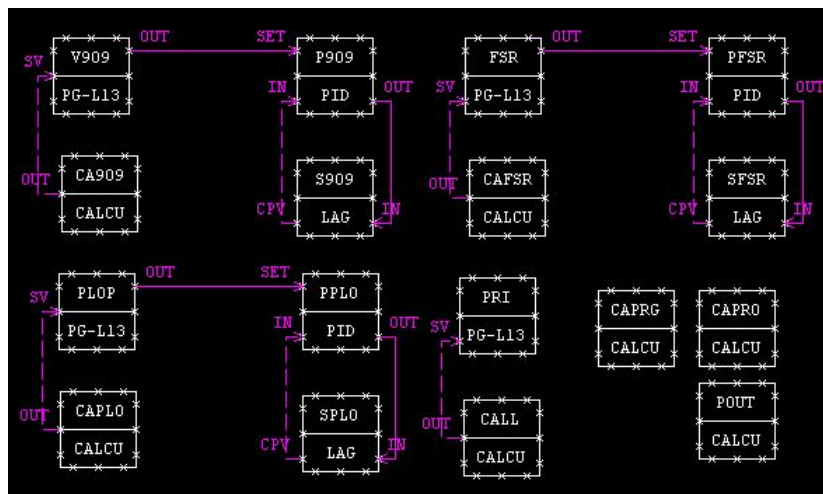


FIGURE 4.10 – Vue du drawing DR0003.

DR0004 : Un drawing comporte le bloc des messages d'alerte (Annonciateurs, Opérateur Guide).

le logiciel CS3000 comporte plusieurs fonctions blocs sélectionnées dans un drawing pour la programmation de la séquence et la progression des étapes, on a utilisé la logique chart, qui est définit comme suit :



FIGURE 4.11 – Vue du drawing DR0004.

4.8.1 Programmation des séquences de fonctionnement par logique chart LC64

La LC64 est une fonction bloc qui a pour rôle :

- représenter et simuler le schéma logique
- Décrire les relations entre les signaux d'entrée et de sortie en utilisant des éléments logiques (porte and, or, not...) (tout type de bascule, timer...)

Ce bloc peut avoir 32 entrées/sorties et 64 opérateurs logiques regroupés dans une bibliothèque spéciale illustrée par la figure suivante :

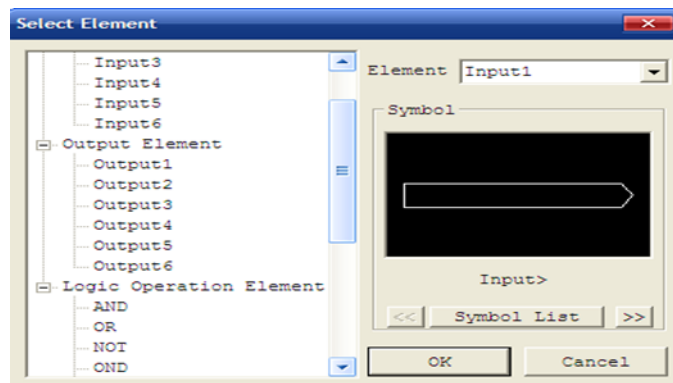


FIGURE 4.12 – Bibliothèque des blocs logiques.

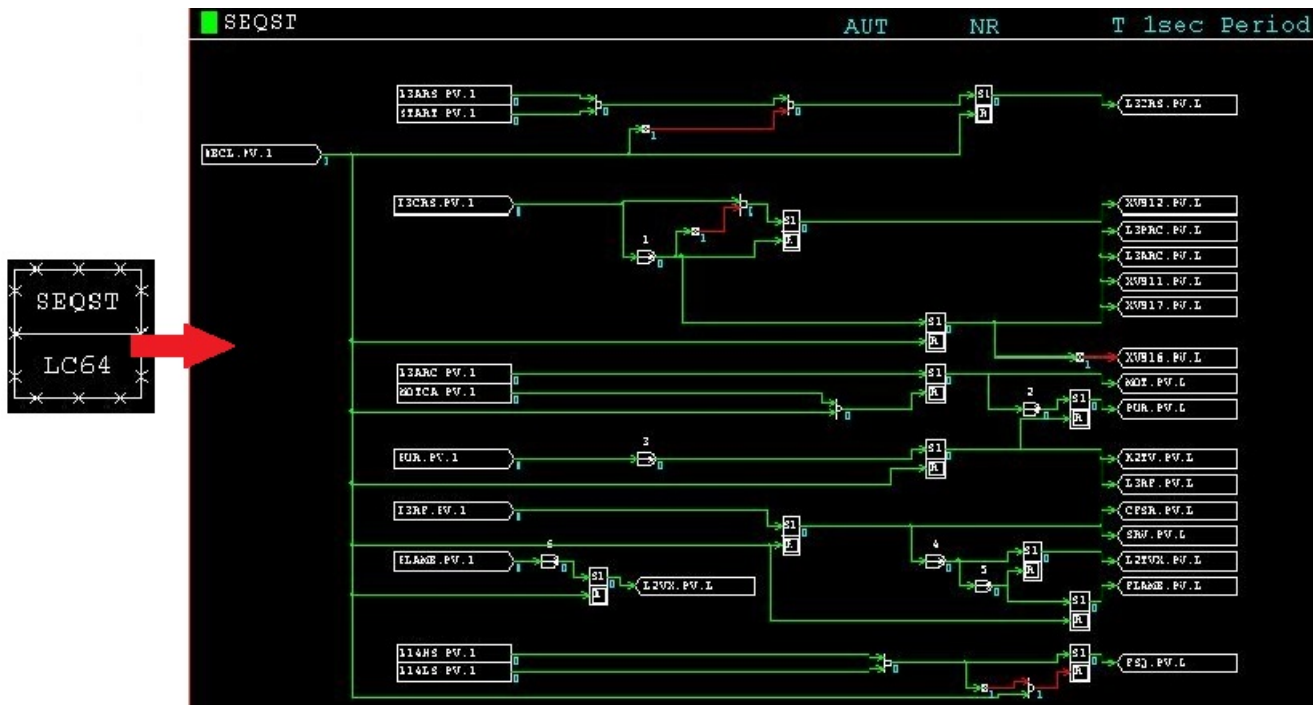


FIGURE 4.13 – L'Edit détail de la LC64.

Programmation de démarrage des pompes de système d'huile (88QA,88QE) par logique chart LC64

Avant le démarrage de la turbine, les pompes sont activée manuellement avec un switch P1, la pompe d'urgence (88QE) s'arrêtera après avoir atteindre la fin de séquence de démarrage et redémarrera en cas de chute de pression.

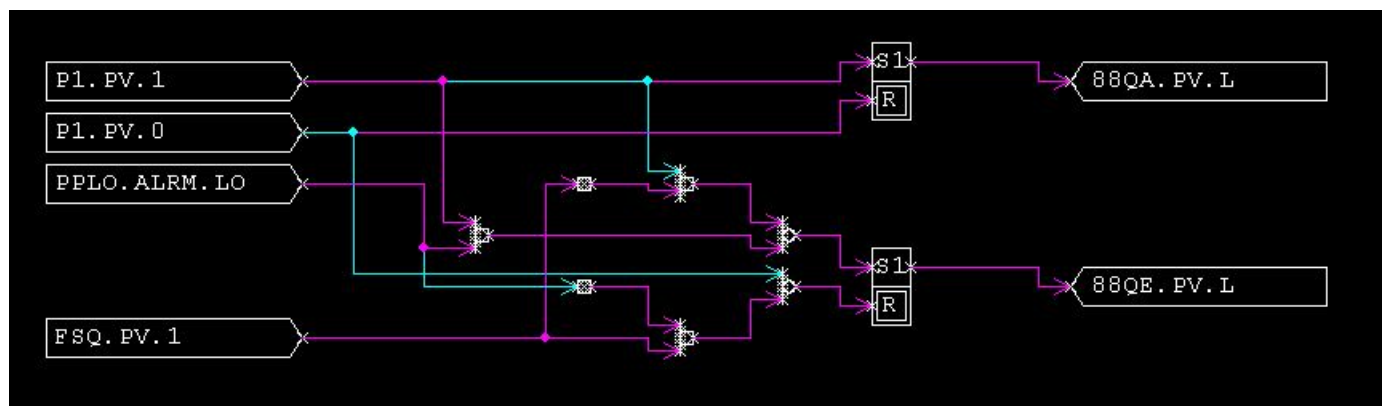
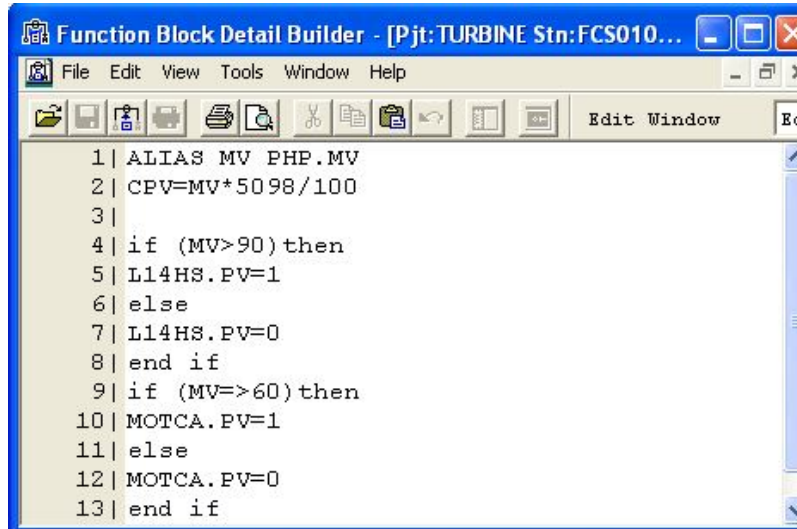


FIGURE 4.14 – Séquence de démarrage et arrêt des pompes d'huile.

4.8.2 Programmation des Blocs calculateurs «CALCU»

Le bloc CALCU est un bloc programmable avec un langage spécial qui est une combinaison du Visuel basique et du langage C++, on l'appelle le «SEBOL».



```

1 | ALIAS MV PHP.MV
2 | CPV=MV*50.98/100
3 |
4 | if (MV>90) then
5 | L14HS.PV=1
6 | else
7 | L14HS.PV=0
8 | end if
9 | if (MV=>60) then
10 | MOTCA.PV=1
11 | else
12 | MOTCA.PV=0
13 | end if

```

FIGURE 4.15 – Edit détail d'un bloc CALCU.

Prenons par exemple la boucle de régulation PH, cette dernière est une boucle de vitesse, on utilise le bloc «CALCU» pour calculer le pourcentage de la vitesse (Figure 4.15).

4.8.3 Programmation des boutons poussoir avec le switch «PBS5C»

Le bloc de boutons-poussoirs «PBS5C» est un bloc d'affichage séquentiel qui contient les données d'état de cinq boutons-poussoirs en liaison avec les organes de l'unité permettant de modifier l'indication sur le panneau avant de l'instrument en fonction de l'état de chaque bouton-poussoir.

Ces boutons figurant sur notre interface graphique sont réalisés à partir des blocs dans le drawing « DR0001 » (Figure 4.16).

4.8.4 Utilisation de la table de séquence «ST16»

Pour la gestion des différentes séquences, nous utilisons le bloc «ST16» (la table de séquence). Ce bloc est utilisé pour la description des séquences dynamiques sectionnée en conditions et actions suivant deux états :

- Y = Yes, c'est l'état « 1 ».
- N = No, c'est l'état « 0 ».

La figure 4.17) représente les annonceurs et l'opérateur guides.

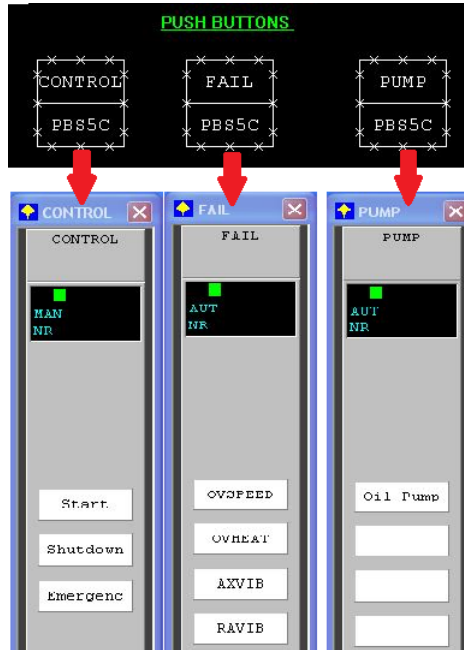


FIGURE 4.16 – Illustration des Switchs «PB5C» correspondants aux boutons poussoirs.

Function Block Detail Builder - [Pjt: TURBINE Stn: FCS0101 Draw: DR0004 File: TRIGGERS.edf - Edit Sequence Tables.]

Processing Timing TC Scan Period Bas

No.	Taq name	Data item	Data	1	5	9	13	17
C01	DEF1.PV	ON		Y	.	N	.	.
C02	DEF2.PV	ON		.	Y	.	N	.
C03	DEF3.PV	ON		.	.	Y	.	N
C04	DEF4.PV	ON		.	.	.	Y	.
C05			
en6			
A01	%AN0001.PV	H		Y	.	N	.	.
A02	%AN0002.PV	H		.	Y	.	N	.
A03	%AN0003.PV	H		.	.	Y	.	N
A04	%AN0004.PV	H		.	.	.	Y	.
A05	%OG0001.PV	NON		Y	.	N	.	.
A06	%OG0002.PV	NON		.	Y	.	N	.
A07	%OG0003.PV	NON		.	.	Y	.	N
A08	%OG0004.PV	NON		.	.	.	Y	.

FIGURE 4.17 – L’Edit détail de la ST16.

Affichage des alarmes et messages d’avertissement

Les annonceurs (%AN) et l’opérateur guide (%OG) sont des outils dans le logiciel CS 3000 utilisés pour afficher des messages d’avertissement ou autre et des instructions sur l’interface graphique afin de faciliter l’intervention de l’opérateur ou de l’aider dans ses tâches à entreprendre.

L’ensemble des messages sont regroupé dans la figure 4.18

La séquence d’affichage dépend des conditions d’affichage qui sont définis dans le bloc de la table de séquence « ST16 ». La figure 4.19 représente la table de séquence des annonceurs et opérateur guides.

Element Number	Message	Tag Name	Switch Position
%AN0001	HP OVERSPEED	OVS	ON,,OFF,ON
%AN0002	TURBINE OVERHEATED	OVH	ON,,OFF,ON
%AN0003	AXIAL VIBRATION	AXV	ON,,OFF,ON
%AN0004	RADIAL VIBRATION	RAV	ON,,OFF,ON

Annonciateurs →

Element Number	Message
%OG0001	CHECK THE FUEL GAS CONTROL SYSTEM
%OG0002	CHECK THE COOLING SYSTEM
%OG0003	BEARING REPLACEMENT REQUIRED EMIDIATLY
%OG0004	BEARING REPLACEMENT REQUIRED EMIDIATLY

Opérateur guide →

FIGURE 4.18 – Création des messages d'avertissement.

C01	DEF1.PV	ON	T H	Conditions
C02	DEF2.PV	ON	. Y N	
C03	DEF3.PV	ON	. . Y N	
C04	DEF4.PV	ON	. . . Y N	
C05			
A01	%AN0001.PV	H	Y N	Actions
A02	%AN0002.PV	H	. Y N	
A03	%AN0003.PV	H	. . Y N	
A04	%AN0004.PV	H	. . . Y N	
A05	%OG0001.PV	NON	Y N	
A06	%OG0002.PV	NON	. Y N	
A07	%OG0003.PV	NON	. . Y N	
A08	%OG0004.PV	NON	. . . Y N	

FIGURE 4.19 – La table de séquence des annonciateurs et opérateur guide.

4.8.5 Utilisation de bloc «PG-L13»

Pour une simulation réel de fonctionnement de la turbine, il est nécessaire d'utiliser le bloc PG-L13, comme un signal analogique de : vitesses (HP, LP), les vannes régulatrices (GCV, XV909), la pression du carburant et la température.

Le bloc de programmation de 13 zones (PG-L13) émet les signaux de fonction de temps selon le graphique de segment de ligne spécifié par rapport à l'axe des temps. L'utilisation du bloc de programme à 13 zones (PG-L13) en combinaison avec des blocs de contrôleur permet de contrôler le processus par programme.

Spécifiez la sortie du signal de fonction de temps du bloc de réglage de programme 13 zones (PG-L13) indiqué dans un modèle de segment de ligne. Un modèle de programme jusqu'à 166 heures ou 166 minutes peut être défini lorsque l'unité de réglage de l'axe des temps est respectivement minute ou seconde [14].

HP		ALRM:NR	
MODE=MAN			
SV =	0	X01 :	0
%MV =	0,0%	X02 =	4
CALC :	0,0	X03 =	48
PH :	4	X04 =	60
PL :	0	X05 =	90
%MH :	20,0%	X06 =	120
%ML :	0,0%	X07 =	155
ZONE =	1	X08 =	170
ZSTR =	1	X09 =	190
		Y01 =	0,0
		Y02 =	20,0
		Y03 =	20,0
		Y04 =	20,0
		Y05 =	60,0
		Y06 =	80,0
		Y07 =	92,0
		Y08 =	100,0
		Y09 =	100,0

FIGURE 4.20 – Paramètres de bloc «PG-L13».

4.8.6 Programmation des boucles de régulation

Considérons la boucle de régulation de la vanne GCV contrôlée par le signal FSR.

L'action d'ouverture de la vanne GCV est faite automatiquement par un PID pour le contrôle de début de carburant.

La chaîne de régulation est composée de bloc PID et le bloc LAG. Le bloc régulateur assure le réglage de la pression, par ajustement des paramètres (P, I, D), en fonction de la variable du process PV et de la consigne SV qui est la sortie du bloc PG-L13.

Dans le cas d'une simulation d'une boucle sous le mode offline (non relié au site), on utilise le bloc « LAG », qui a le rôle de la boucle réelle

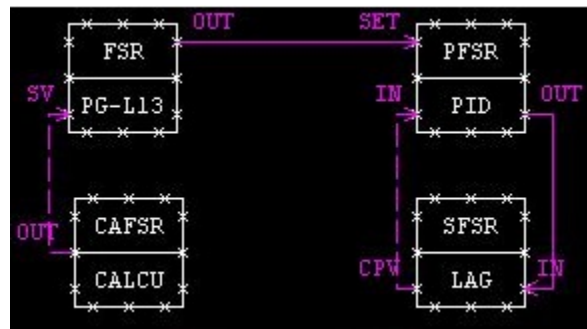


FIGURE 4.21 – Création d'une boucle de régulation du vanne GCV.

Les paramètres du régulateur (P, I, D) sont choisis par le constructeur (celui qui connaît le mieux le système, son ordre, la nature de l'équation différentielle,) ou par identification du système et détermination des différentes actions.

Dans le cadre de cette étude et afin d'améliorer la précision et la stabilité du système, nous avons choisi un (PI) ou les paramètres sont déterminés de façon expérimentale.

$$K_P = 300\% \text{ et } T_I = 4 \text{ s}$$

La figure suivante représente les paramètres réglés :

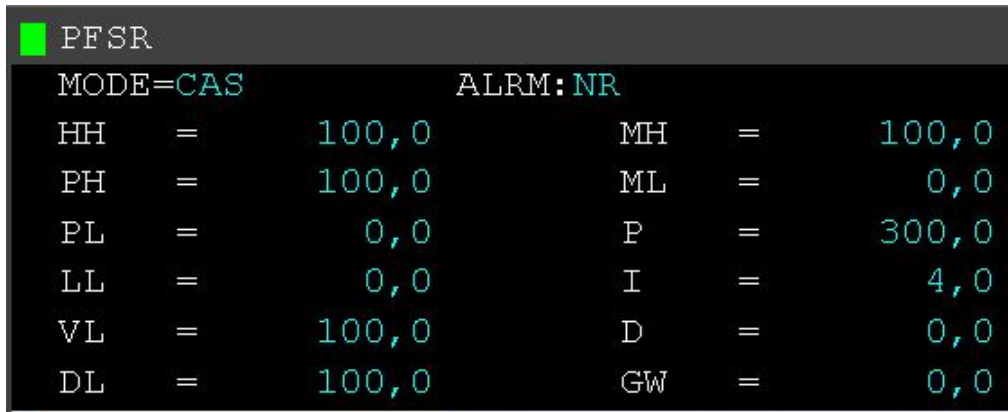


FIGURE 4.22 – Création d'une boucle de régulation de la vanne GCV.

4.9 Création et programmation d'un graphique

La supervision est une ensemble d'outils et méthodes qui permettent de suivre l'évolution et l'évaluation des processus industriels soit en fonctionnement normal ou bien en présence de défaillances. Elle est l'outil de référence de l'opérateur mais peut également interagir directement avec le système de contrôle-commande.

Dans cette dernière phase, nous nous intéressons à l'élaboration de l'interface de visualisation et de supervision. La supervision de la turbine et les systèmes auxiliaire permet de visualiser tous les paramètres et états de la turbine tels que les boucles de régulation en temps réel, les facteurs de déclenchement, ainsi que les commandes à distance par exemple la vanne de charge (anti-pompage).

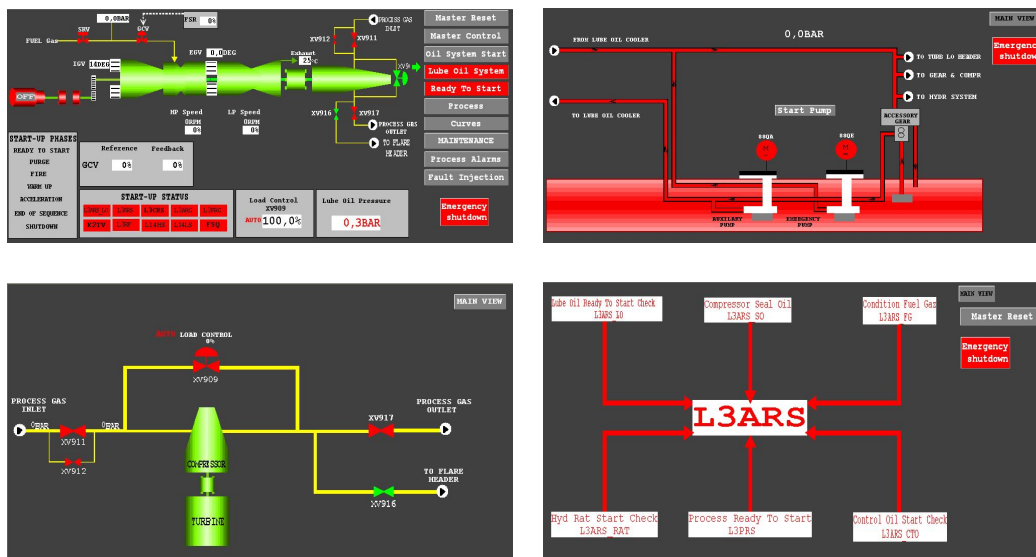


FIGURE 4.23 – Les graphiques programmés pour la supervision.

4.9.1 Étapes de création et programmation d'un graphique dans la «HIS»

Choisissons dans le menu principal window et créons un nouvel espace graphique GRxxxx qui nous permet de réaliser des vues sur le process. On dispose d'une bibliothèque des objets prédéfinis et selon le besoin, on peut créer de nouveaux objets. Chaque objet est configuré et affecté à des variables correspondantes pour l'animation.

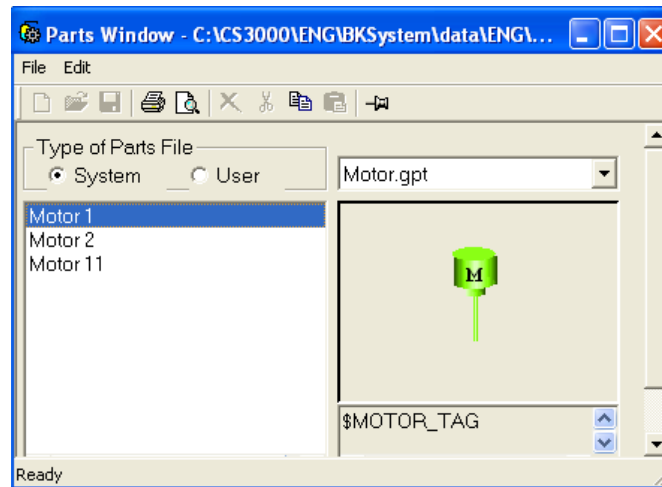


FIGURE 4.24 – Bibliothèque des objets graphiques.

Les caractéristiques de chaque objet (couleur, forme, animation,) sont définies dans le bloc des propriétés comme le montre la figure suivante :

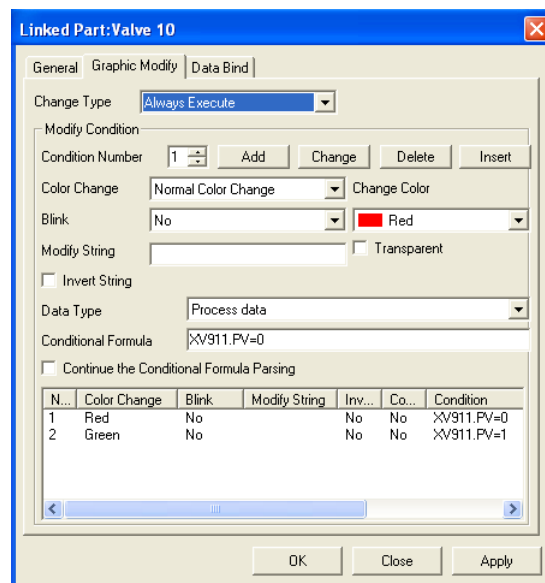


FIGURE 4.25 – Configuration de l'animation des objets.

4.9.2 Description des vues

i Vue principale «Main View»

Cette première vue est considérée comme la page d'accueil de notre projet puisqu'elle englobe toutes les informations.

Elle permet :

- la visualisation d'état des vannes, facteurs de déclenchement, identification de phase, le suivi des états des signaux essentiels de la turbine, supervision du moteur de démarrage, des boucle de régulation pression d'huile, de vitesse HP et LP, de la vanne XV909, des IGV et EGV.
- le démarrage et l'arrêt de la turbine.
- le contrôle manuel de la vanne d'anti-pompage après la fin de séquence de démarrage.
- l'accès aux alarmes par clic au bouton « PROCESS ALARMES » pour faciliter l'intervention de l'opérateur.
- le déclenchement du bouton «Emergency shutdown» en cas d'incidence.
- la simulation des défauts.

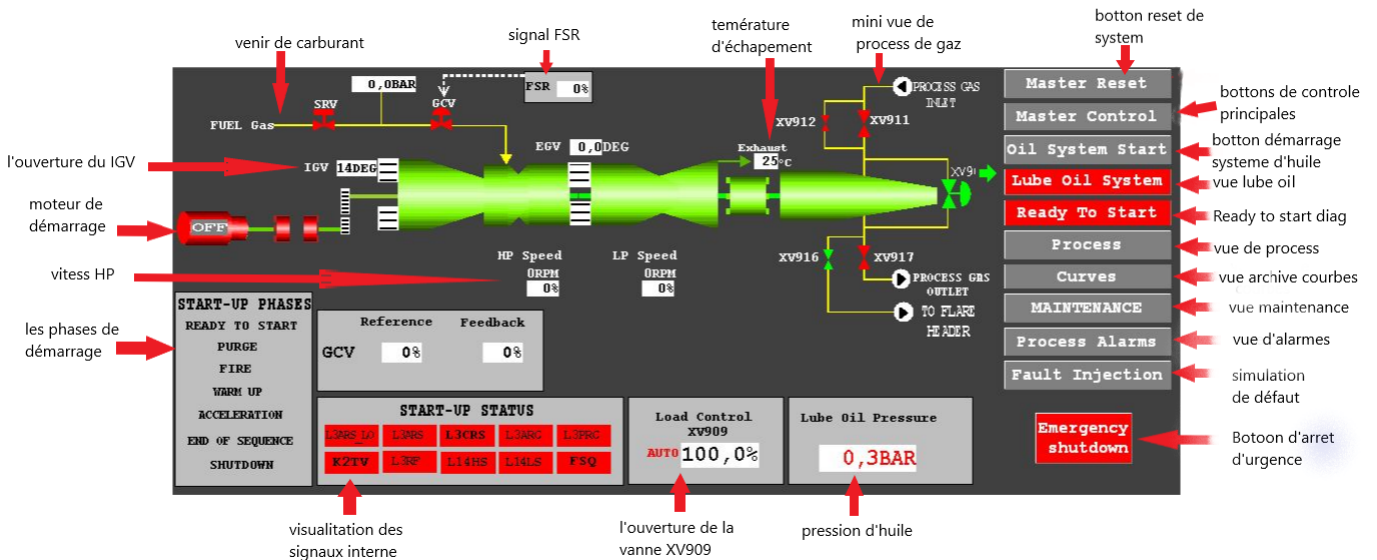


FIGURE 4.26 – Vue principale de la turbine.

ii Vue de système d'huile «Lube Oil System»

Cette vue sert à visualiser et contrôler l'état des pompes d'huile (88QA et 88QE) et afficher la pression d'huile. En cas d'anomalie, on actionne le bouton d'arrêt d'urgence.

L'accès à cette vue est à partir de la vue principale par clic sur «Lube Oil System» situé à droite.

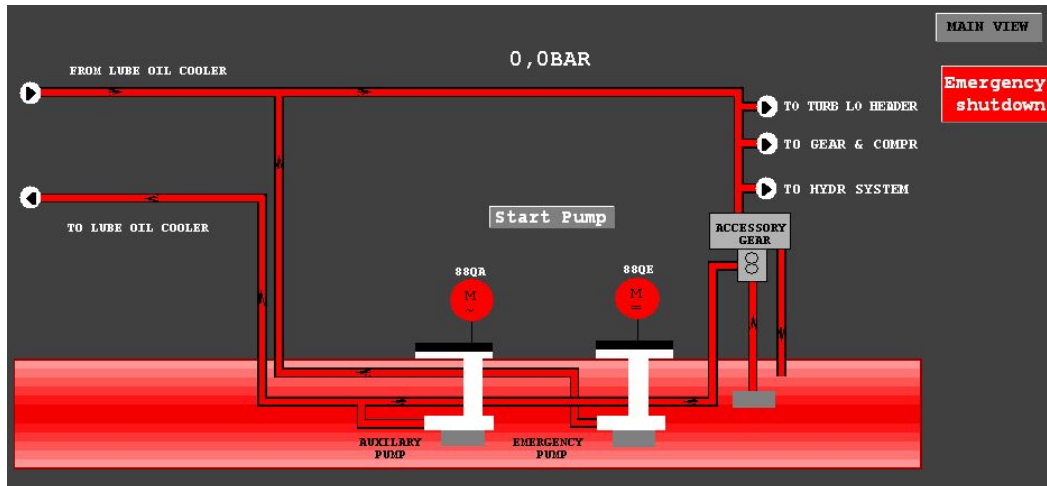


FIGURE 4.27 – Vue «Lube Oil System».

iii Vue de processus du gaz naturel «process»

Cette vue sert à visualiser l'état des vannes (XV911, XV912, XV916, XV917), la boucle de régulation de la vanne régulatrice d'anti-pompage (XV909) et la pression du gaz.

L'accès à cette vue est à partir de la vue principale par clic sur «Process» situé à droite.

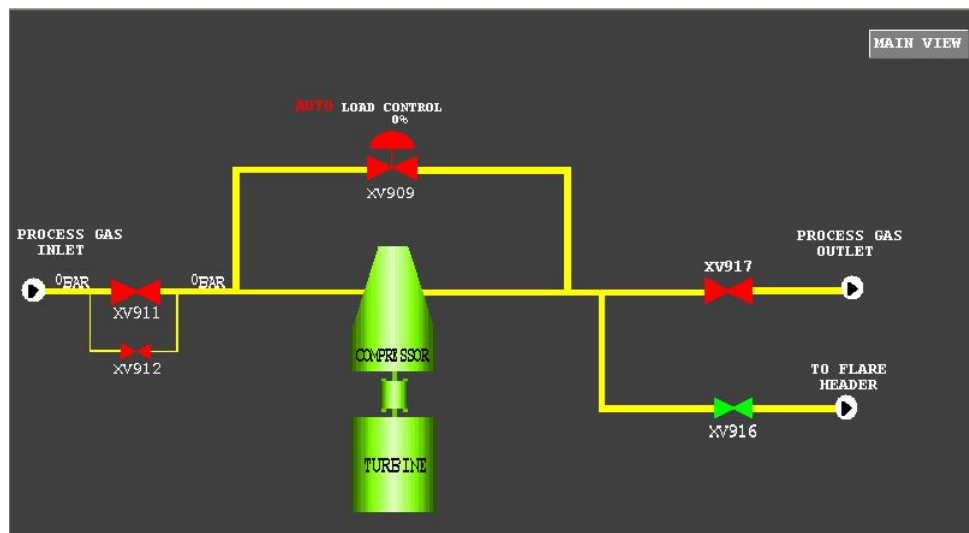


FIGURE 4.28 – Vue «process».

iv Vue «Ready To Start Diagram»

Cette vue sert à visualiser l'état du signal L3ARS (prêt à démarrer) illustré par un diagramme regroupant tous les signaux utiles et nécessaires pour le démarrage de la turbine. Cette vue permet d'identifier le ou les signaux provoquant toute anomalie avant le démarrage.

Comme toutes les vues, l'accès à cette vue est à partir de la vue principale par un clic sur «Ready To Start» situé à droite.

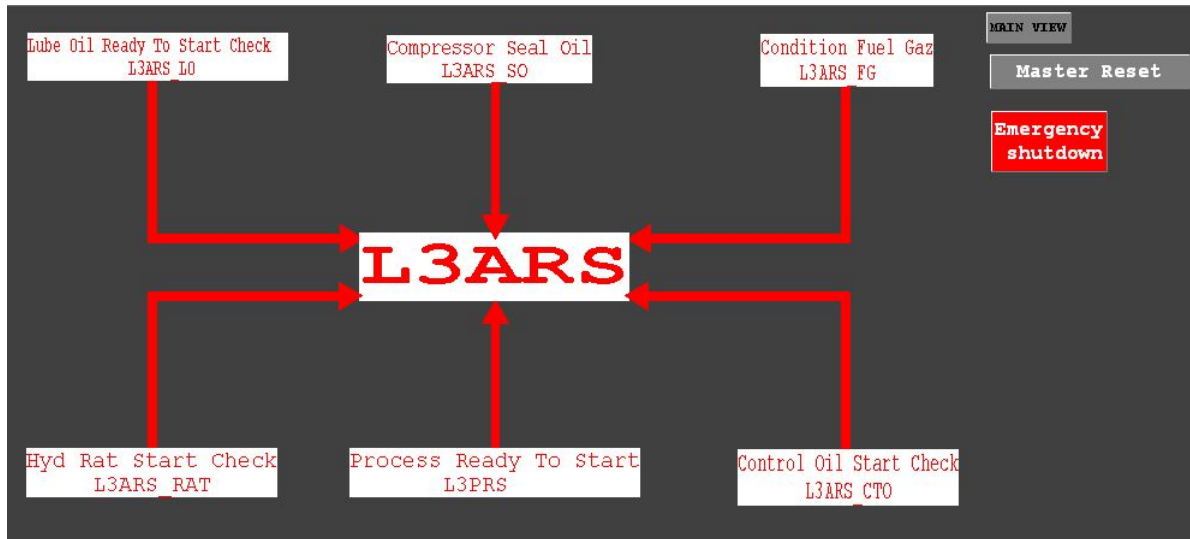


FIGURE 4.29 – Vue «Ready To Start Diagram».

v **Vue archive courbe «Curves»**

Cette vue sert à visualiser en temps réel les courbes de :

- La vitesse HP,
- La vitesse LP,
- Le signal FSR qui contrôle l'ouverture de la vanne de carburant GCV.

Celle-ci est représentées par des différentes couleurs, et précise la valeur instantanée en %.

L'accès à cette vue est à partir de la vue principale par un clic sur «Curves» situé à droite.

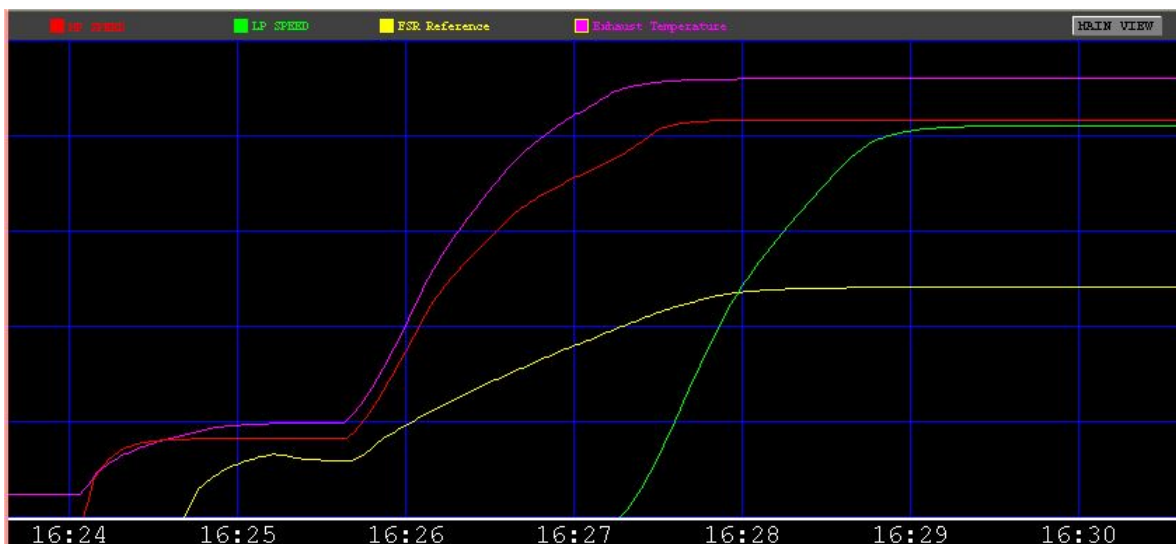


FIGURE 4.30 – Vue «Curves».

vi Vue «Maintenance»

Cette vue sert à faciliter l'accès des blocs de séquence (logic chart) dans le cas d'une maintenance sans l'arrêt de turbine.

L'accès à cette vue est à partir de la vue principale par un clic sur «Maintenance» situé à droite.

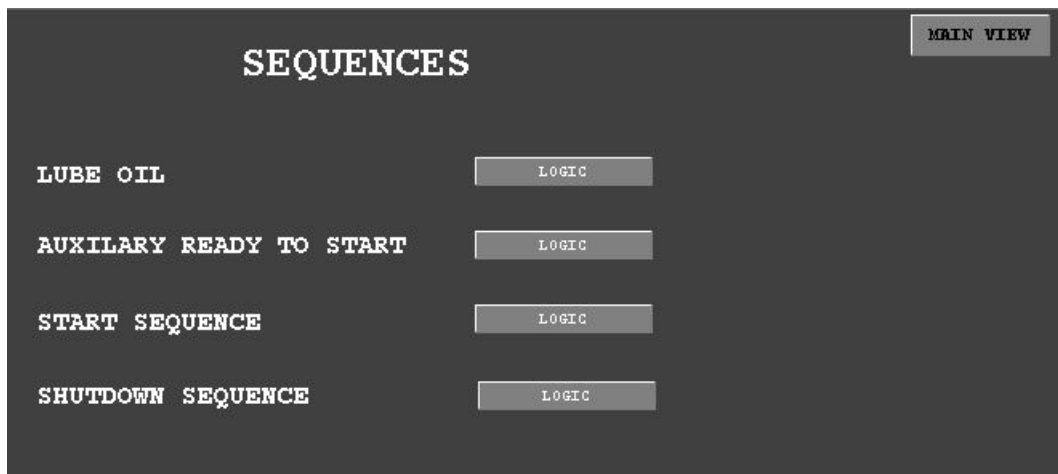


FIGURE 4.31 – Vue «Maintenance».

vii Vue «Opérateur Guide»

Cette vue regroupe tous les messages d'alertes ou de demande de l'opérateur en cas d'un défaut.

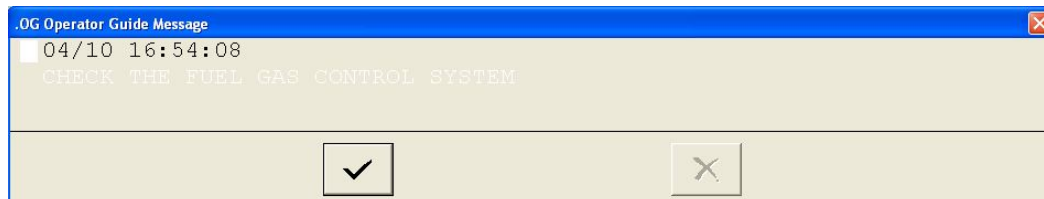


FIGURE 4.32 – Vue «Opérateur Guide».

viii Vue «Alarmes instantanées»

Tous les alarmes et avertissements instantanés de l'installation sont affichés dans Process Alarm.

L'accès à cette vue est à partir de la vue principale par un clic sur «Process Alarms» situé à droite.

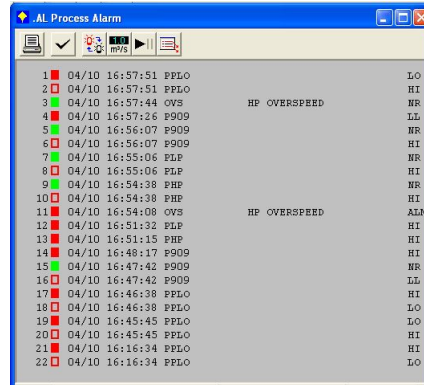


FIGURE 4.33 – Vue "Alarmes".

ix Vue «Archive d'alarmes»

Tous les alarmes et avertissements de l'installation sont archivés dans cette vue.

L'accès à cette vue est à partir de la vue principale par un clic sur «Alarm Archive» situé à droite.

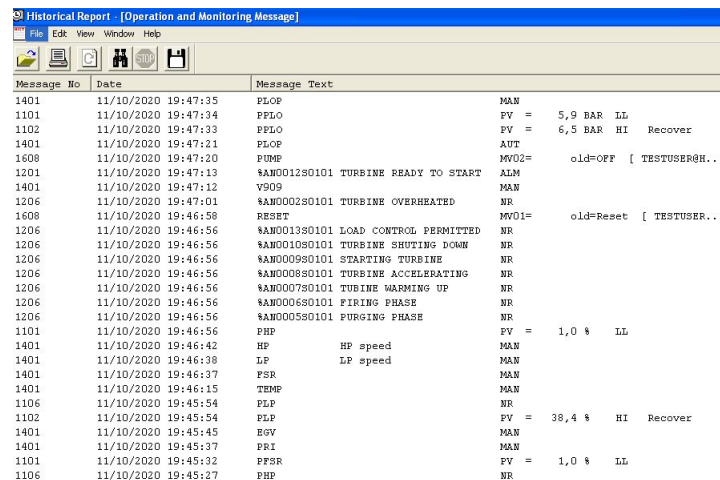


FIGURE 4.34 – Vue "Alarmes Archive".

4.10 Conclusion

Ce chapitre est consacré au développement d'un système de télégestion pour le contrôle et la supervision de la turbine. Au début, nous procédons à détailler son principe de fonctionnement suivant le système de commande actuelle. Un cahier de charge est ensuite dégagé et définit les exigences que doit répondre le nouveau système de contrôle. L'élaboration du système DCS sous Yokogawa ainsi que les différentes étapes de programmation sont détaillées et qui aboutissent à la réalisation des interfaces homme-machine.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire s'inscrit dans le cadre de la supervision et le contrôle des systèmes industriels dont l'objectif était de répondre à un besoin industriel, qui est la supervision et le contrôle de la turbine à gaz MS 5002C. L'idée était de concevoir un système DCS réalisant la transition de la commande avec le système MARK VI vers le système DCS Yokogawa CS 3000, en assurant toutes les tâches de conduite et de télégestion à partir de l'interface Homme-machine.

A travers ce modeste travail, l'étude menée a permis d'encadrer quelques points de comparaisons entre l'ancien système de contrôle MARK VI et le DCS :

➤ Le système MARK VI présente néanmoins certaines faiblesses à savoir :

- Le coût élevé de la mise en place, la maintenance et des pièces de rechange.
- La nécessité des formations spéciales pour le personnel de maintenance.
- L'exigence de créer une nouvelle communication avec le système DCS qui contrôle le traitement du gaz.

➤ Le système de contrôle numérique le «DCS» :

- Avec son architecture ouverte, il offre la possibilité d'ajouter des sous-systèmes(FCS).
- Présente un haut niveau de sécurité industriel (ATEX, SIL2).
- La possibilité d'utiliser les mêmes pièces de rechange pour la turbine et le traitement du gaz.
- Ses redondances offrent une sécurité et une continuité de fonctionnement permanente du procédé.
- Il offre un environnement de travail et un processus opératoire adéquat et convivial.
- Il offre des stratégies de régulations plus élaborées, et un coût de maintenance réduit.

Grâce aux avantages et à toutes ses qualités, le DCS (Distributed Control System) nous assure une meilleure politique de production, un rythme de production stable, ainsi que des coûts d'exploitation et de maintenance très réduits.

Bibliographie

- [1] General Electric.GAZ turbine principes volume (1), GE International Sale et service,scheneetady,New York (1988)
- [2] Sonatrach SRGA2, Manuel de formation pour la conduite et l'entretien, turbine à gaz MS5002C, NUOVO PIGNONE.
- [3] G. Danieus, "Énergétique et turbomachines (691/IGM)".
- [4] A.Boulainine get S.Mekhaba, Exploitation des turbines à gaz, 2007
- [5] Nouvo pignone, Manuel d'instruction, de fonctionnement et d'entretien (MS5002C), volume 1,
- [6] TOTAL, Manuel de formation, " Exploration et production, les équipements et les turbines ”.
- [7] Documentation interne SONATRACH, stage ingénierie, système DCS YOKOGAWA, CENTRE DE FORMATION E.I, R4.09.02.
- [8] Help DCS, YOKOGAWA.
- [9] NUOVO PIGNONE, Guide pratique des turbines a gaz Italie MS5002C (document de constructeur)
- [10] Chaouadi Lyes, Haoua Sofiane, "ETUDE ET AMELIORATION DES PERFORMANCES DE LA TURBINE A GAZ MS 5002C" Mémoire de fin de cycle,Univ Mouloud Mammeri Tiziouzou, 2013.
- [11] Samahi Mokhtar , "Système de contrôle distribué DCS" Mémoire de fin de formation, Hassi R'mel, 2007.
- [12] Aouimeur Nassim,Hamladji Ammar, "proposition D'une solution de Commande numérique et supervision de l'unité glycol sous DCS (cs3000)" Mémoire de fin de cycle, Tiziouzou, 2010.
- [13] Benikhlef Mohamed, Mohammedi Ahmed Razqi, "Étude et renovation de la turbine a gaz MS 5002C de Hassi R'mel", Projet de fin de cycle, Univ Abdou Bakr Belkaid, Tlemcen, 2014
- [14] Manuel DCS YOKOGAWA CS3000.
- [15] Ikhlef Boualem ,«contribution à l'étude de supervision industrielle automatique dans un environnement SCADA » mémoire magistère, université M'HAMED BOUGARA de BOUMERDES 2009.

- [16] «Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems»,National Communications System, Technical Information Buletin 04-1 Octobre 2004.
- [17] Keith Stouffer, Joe Falco, Karen Kent «Guide to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Industrial Control Systems Security» NIST Special Publication 800-82.
- [18] David Bailey,Edwin wright «Practical SCADA for Industry», Edition Newnes 2003.
- [19] Ronald L. Krutz «Securing SCADA Systems», Edition Wiley Publishing, Inc 2006.
- [20] Debibi Raied, “Développement d’un système de supervision, d’acquisition et de transport de données d’un système hybride de production électrique”, Mémoire d’Ingéniorat Université Québec, 2016.
- [21] I. Sara, «Etude et planification d’un système de supervision (SCADA) sous le logiciel Labview,» Mémoire de Master, Université Djilali Bounaama Khemis Miliana, 2018.
- [22] B. Zaid, «Etude d’un système de supervision et de contrôle SCADA de la région de transport est RTE Skikda,» Mémoire de Master, Université de Skikda, 2014.
- [23] Rezigh Hamza, ” Modelisation, surveillance d’une centrale à béton par l’outil Bonde graph et validation en ligne par un système SCADA”, Mémoire de Magister en Automatique , Université Setif 1, 2014.