

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

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

MASTER

Présenté par

MANSOURI HAMZA SEIF EL ISLAM

DOUADI OUALID

Filière : Automatisation des procédés industriels
Option : Commande automatique

Thème

**Elaboration d'un système de protection F & G des turbos
machines et des bâtiments annexes à base de l'automate
programmable ICS – Triplex à TFT.**

Devant le jury :

Mr M.KESRAOUI

Mr A.CHAIB

Mr. BOUMEDINE

Président

Examinateur

Encadreur



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département : Automatisation et Electrification des Procédés Industriels

Filière : Automatisation des procédés industriels

Option : Commande automatique

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Elaboration d'un système de protection F & G des turbos machines et des bâtiments annexes à base de l'automate programmable ICS – Triplex à TFT.

Présenté par :

Avis favorable de l'encadreur :

Nom Prénom

signature

MANSOURI HAMZA

Dr .BOUMEDINE M.S

SEIF EL ISLAM

DOUADI OUALID

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

Signature

Mr M. KESRAOUI

Cachet et signature

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier **ALLAH**, pour son aide et la force qu'il nous a donné afin qu'on puisse arriver à accomplir ce travail.

Notre reconnaissance et nos vifs remerciements à notre promoteur **Mr.BOUMEDINE**, pour nous avoir encadré et conseillé tout au long de ce travail.

Nous exprimons aussi notre sincère reconnaissance à Monsieur **L.BOUBAKER** pour son aide

Nous témoignons notre profonde gratitude à notre encadreur Monsieur **DJ.BADIS** pour son aide, sa disponibilité et ses orientations durant notre stage.

Nos remerciements vont aussi à tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation et à tous les membres de jury qui ont accepté de juger notre travail.

Enfin, merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et nos respects.

| | |
|--|----|
| Introduction générale | 1 |
| Préambule : Description des gazoducs GR1, GR2 | |
| 1. Introduction | 2 |
| 2. L'Activité Transport par Canalisation (TRC)..... | 2 |
| 3. Réseau de transport en exploitation..... | 4 |
| 4. Description des gazoducs GR1, GR2..... | 5 |
| 4.1. Caractéristiques des gazoducsGR1/GR2..... | 6 |
| 4.2. Les points d'injection et de prélèvement de gaz..... | 6 |
| 4.3. Stations de compression existantes..... | 7 |
| 4.4. Dispositifs espacés le long de la conduite..... | 7 |
| 4.4.1. Terminal départ TD | 7 |
| 4.4.2. Terminal arrivée TA | 8 |
| 4.5. Postes de purge PP (16 postes)..... | 8 |
| 4.6. Postes de coupure PC (11 postes)..... | 8 |
| 4.7. Postes de sectionnement PS (41 postes)..... | 8 |
| 4.8. Postes de protection cathodiques..... | 8 |
| 5. Conclusion..... | 8 |
| Chapitre I : Description de la station de compression TFT | |
| I.1. Introduction | 10 |
| I.2. Equipements de la station de compression TFT..... | 10 |
| I.2.1. Le système de protection cathodique | 11 |
| I.2.2. Système des eaux huileuses..... | 11 |

| | |
|--|----|
| I.2.3. Système de traitement d’Air Instrument et d’Air Service | 11 |
| I.2.4. Systèmes de Conditionnement de Gaz | 12 |
| I.2.4.1. Filtres/séparateurs..... | 12 |
| I.2.4.2. Réchauffeurs de gaz..... | 13 |
| I.2.4.3. Réglage de la pression..... | 13 |
| I.2.5. Arrêt d’urgence (ESD)..... | 13 |
| I.2.6. Le Bâtiment de sécurité..... | 13 |
| I.2.7. Système de distribution d’eau incendie..... | 14 |
| I.2.8. Système de distribution d’eau service..... | 14 |
| I.2.9. Les turbogénérateurs..... | 14 |
| I.2.9.1. Description de l’équipement..... | 15 |
| I.2.9.2. Caractéristiques des turbogénérateurs..... | 16 |
| I.2.9.3. Fonctionnement des turbogénérateurs..... | 17 |
| I.2.10. Systèmes de protection incendie des bâtiments..... | 19 |
| I.2.11. Le bâtiment électrique..... | 19 |
| I.2.12. Turbines à gaz..... | 19 |
| I.2.13. Compresseurs de gaz..... | 22 |
| I.2.13.1 Commandes des turbocompresseurs TC1, TC2 | 25 |
| I.2.13.2 Contrôle des turbocompresseurs TC1, TC2..... | 26 |
| I.2.14. Système anti-pompage..... | 27 |
| I.3.Conclusion..... | 28 |

Chapitre II : Instrumentation et commande automatique des systèmes anti-incendie

| | |
|---|----|
| II.1. Introduction..... | 29 |
| II.2. Arrêt d'urgence (ESD)..... | 29 |
| II.2.1. Arrêt d'urgence dépressurisé..... | 30 |
| II.2.2. Arrêt d'urgence pressurisé..... | 31 |
| II.3. Système de distribution d'eau incendie..... | 32 |
| II.4. Protection de feu et gaz..... | 35 |
| II.4.1. Choix du système automatisé pour la détection des risques..... | 35 |
| II.4.2. dispositifs de déclenchement | 36 |
| II.4.2.1. Détection d'incendie..... | 36 |
| II.4.2.1.1. Détecteurs de flamme | 36 |
| • Détecteurs Infrarouge (IR) de flamme | 36 |
| • Détecteurs de flamme à base de caméra..... | 37 |
| • Détecteurs ultra-violet (UV) de flamme..... | 38 |
| II.4.2.1.2. Détecteurs de fumée | 38 |
| • Détecteurs point de fumée | 38 |
| II.4.2.1.3. Détection de chaleur..... | 39 |
| • Détecteurs point de chaleur | 39 |
| II.4.2.2. Détection de gaz..... | 40 |
| • Détecteurs point infrarouge de gaz..... | 40 |
| • Détecteurs catalytiques de gaz..... | 40 |

| | |
|--|----|
| • Détection de gaz toxique..... | 41 |
| II.4.2.3. Initiation manuelle..... | 41 |
| II.4.3. Agents extincteurs..... | 42 |
| II.4.3.1. La mousse | 42 |
| II.4.3.2. CO ₂ | 43 |
| II.4.3.3. FM200 | 44 |
| II.5. Architecture du système automatisé pour la lutte anti incendie à TFT..... | 45 |
| II.5.1. PROMEL FGP04 | 45 |
| II.5.2. KIDDE..... | 48 |
| II.6. Conclusion..... | 49 |
| Chapitre III : Description de l'automate ICS – Triplex | |
| III.1. Introduction..... | 50 |
| III.2. Rockwell automation..... | 50 |
| III.2.1. Un peu d'histoire..... | 50 |
| III.2.2. Les produits de Rockwell Automation..... | 50 |
| III.3. Niveau d'intégrité de sécurité | 51 |
| III.3.1. Evaluation de niveau de SIL..... | 52 |
| III.3.1.1. Les Contraintes architecturales | 52 |
| III.3.1.2. Les Contraintes probabilistes..... | 53 |
| III.4. Description de l'automate programmable ICS – Triplex..... | 54 |
| III.5. Conclusion..... | 55 |
| Chapitre IV : immigration de KIDDE et Promel vers ICS – Triplex | |
| IV.1. Introduction..... | 56 |
| IV.2. Configuration matérielle de l'automate ICS Triplex | 56 |

| | |
|--|-----------|
| IV.3. Commande par API du système anti incendie..... | 56 |
| IV.3.1. Développement du programme anti incendie des équipements de compression « TC1 et RC2 »..... | 57 |
| IV.3.1.1. Logigramme de protection de feu..... | 57 |
| IV.3.1.2. Logigramme de protection de gaz | 60 |
| IV.3.2. Développement du programme anti incendie des bâtiments de TC1 et de TC2..... | 63 |
| IV.3.2.1. Logigramme de protection de feu..... | 63 |
| IV.3.2.2. Logigramme de protection de gaz..... | 66 |
| IV.4. Connexions de E/S avec les cartes d'acquisitions | 67 |
| IV.4.1. La première carte DI P8403 (40 chaines)..... | 69 |
| IV.4.2. La deuxième carte DI P8403 (40 chaines)..... | 69 |
| IV.4.3. La carte AI P8431 (40 chaines)..... | 70 |
| IV.4.4. La carte DO P8451 (40 chaines)..... | 71 |
| IV.5. Vérification de programme..... | 72 |
| IV.6. Conclusion..... | 72 |
| Conclusion générale..... | 74 |

| | |
|---|----|
| Tableau 1 Le réseau de transport en exploitation de Sonatrach..... | 5 |
| Tableau 2 Stations de compression existantes | 7 |
| Tableau II.1 Avantages et inconvénients de FM200..... | 44 |
| Tableau III.1 Contraintes architecturales pour les capteurs et les actionneurs..... | 52 |
| Tableau III.2 Contraintes architecturales pour API-APS..... | 53 |
| Tableau III.3 Correspondance niveau SIL et probabilité de défaillance..... | 53 |

| | |
|---|----|
| Figure 1 Réseau de transport par canalisations..... | 3 |
| Figure 2 Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach..... | 4 |
| Figure 3 Répartition du réseau en exploitation..... | 5 |
| Figure 4 Description de l’ouvrage actuel GR1/GR2..... | 6 |
| Figure I.1 Description du turbogénérateur..... | 15 |
| Figure I.2 Courbe représente la perte de charge en fonction du débit..... | 28 |
| Figure II.1 Système de distribution d’eau incendie..... | 34 |
| Figure II.2 Exemple de détecteur de flamme..... | 37 |
| Figure II.3 Exemple de détecteur de flamme à base de caméra..... | 38 |
| Figure II.4 Exemple de détecteur point de fumée..... | 39 |
| Figure II.5 Exemple de détecteur point de chaleur..... | 39 |
| Figure II.6 Exemple de détecteur point infrarouge de gaz..... | 40 |
| Figure II.7 Exemple de détecteur catalytique de gaz..... | 41 |
| Figure II.8 Exemple de détecteur de gaz toxique..... | 41 |
| Figure II.9 Exemples dispositifs manuelles d’amorçage..... | 42 |
| Figure II.10 Exemples de pulvérisation de la mousse..... | 43 |
| Figure II.11 Bouteilles de CO2..... | 43 |
| Figure II.12 Charge de FM200..... | 44 |
| Figure II.13 Détecteur de gaz DET Tronics..... | 45 |
| Figure II.14 Architecture du système feu & gaz PROMEL FGP04..... | 46 |
| Figure II.15 Vue frontale du FGP04..... | 47 |
| Figure II.16 Vue derrière de FGP04..... | 47 |
| Figure II.17 Détecteur de gaz DET Tronics..... | 48 |

| | |
|--|----|
| Figure II.18 Détecteur de chaleur FENWELL..... | 48 |
| Figure III.1 Description de l'automate programmable ICS – Triplex..... | 54 |
| Figure III.2 Description de châssis d'extension de l'automate programmable ICS – Triplex.. | 55 |
| Figure IV.1 Illustration de la configuration matérielle de ICS – Triplex..... | 57 |
| Figure IV.2 Séquence de protection de feu de TC1..... | 58 |
| Figure IV.3 Séquence de protection de feu de TC2..... | 59 |
| Figure IV.4 Séquence de protection de gaz de TC1..... | 61 |
| Figure IV.5 Séquence de protection de gaz de TC2..... | 62 |
| Figure IV.6 Séquence de protection de feu de bâtiment 1..... | 64 |
| Figure IV.7 Séquence de protection de feu de bâtiment 2..... | 65 |
| Figure IV.8 Séquence de protection de gaz de bâtiment 1..... | 67 |
| Figure IV.9 Séquence de protection de gaz de bâtiment 2..... | 68 |
| Figure IV.10 Liste des entrées pour la DI P8403 (TC1+BAT1)..... | 69 |
| Figure IV.11 Liste des entrées pour la DI P8403 (TC2+BAT2)..... | 70 |
| Figure IV.12 Liste des entrées pour la AI P8431..... | 70 |
| Figure IV.13 Liste des entrées pour la DO P8451..... | 71 |
| Figure IV.14 Vérification des programmes anti incendies..... | 72 |

Introduction Générale

Introduction générale

Dans une station de compression de gaz le souci a toujours été la surveillance automatique des différents paramètres tels que (pressions, températures, débits,...). Par conséquent la nécessité de la présence d'une instrumentation fiable et une automatisation adéquate à cette complexité est primordiale.

L'approvisionnement en gaz naturel ne peut être assuré si une station de compression de gaz naturel s'arrête, d'où vient la nécessité d'installer des systèmes anti incendies fortement fiable afin d'assurer la protection et la sécurité des outils de production et par conséquent assurer le fonctionnement normal de la station.

Dans le cadre de notre projet fin d'étude, nous avons choisis l'étude et la réhabilitation des automatismes des deux systèmes anti incendies des deux turbos compresseurs TC1 et TC2 ainsi que leurs bâtiments. Dans ce contexte, notre étude décrit les automatismes existants, et donne un autre automatisme qui les englobe en un seul système anti incendie.

Et pour cela nous avons organisés notre travail comme suit :

- ✓ Préambule : Description des gazoducs GR1, GR2.
- ✓ Chapitre I : Description de La station de compression TFT.
- ✓ Chapitre II : Instrumentation et commande automatique des systèmes anti incendies.
- ✓ Chapitre III : Description de l'automate ICS – Triplex.
- ✓ Chapitre IV : Immigration de KIDDE et Promel vers ICS – Triplex.

Préambule

1. Introduction

Notre stage de fin d'étude c'est déroulé au TRC (L'Activité Transport par Canalisation) à Sidi Arcin (Baraki), plus précisément dans le département de maintenance.

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, GPL et gaz naturel) à partir des zones de production vers les zones de stockage, à savoir vers les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle veille également au respect des conditions de sécurité et de préservation de l'environnement

2. L'Activité Transport par Canalisation (TRC)

Elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du Groupe Sonatrach, et dispose d'un réseau de canalisations de près de 19 623 km en 2015 contre 14 915 en 2005, soit une augmentation de 4 708 km:

- Des gazoducs d'une longueur de 9 677 km, avec des diamètres variant principalement entre 40'' et 48'';
- Des oléoducs d'une longueur de 9 946 km, avec des diamètres variant principalement entre 20'' et 34''.

Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité, il s'agit du :

- Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL) qui se situe au niveau de Haoud El Hamra (Hassi Messaoud).
- Centre National de Dispatching Gaz (CNDG) situé à Hassi R'mel, qui assure la collecte du gaz naturel provenant des sites de production et son acheminement par pipeline vers les centres de consommation (Sonelgaz, clients tiers et unités de Sonatrach), de transformation (complexes de liquéfaction) et d'exportation par gazoducs (PEDRO DURAN FARELL, ENRICO MATTEI et GZ4-MEDGAZ).

Sonatrach, à travers l'Activité Transport par Canalisation (TRC), dispose de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (21 en exploitation, 01 en cours de réalisation GR5) intégrant 82 stations de pompage et de compression dont 50 Stations de Pompage destinées aux hydrocarbures liquides, 121 bacs de stockage d'une capacité utile de près de 3 090 465 TM (Tonnes Métriques), 03 Directions opérationnelles de maintenance, 03 Bases régionales d'intervention (HEH – Barika – SP6/Tiaret) et 01 Centre de Stockage et Transfert des Fluides (CSTF).

Sonatrach dispose, également, de nombreux postes de chargement à quai du pétrole brut, du condensat, du GNL et des produits pétroliers au niveau des trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures Arzew, Bejaia et Skikda.

Les trois (03) ports sont équipés de cinq (5) bouées de chargement de pétrole en haute mer, qui permettent les accostages de tankers de capacité allant de 80 000 à 320 000 TM.

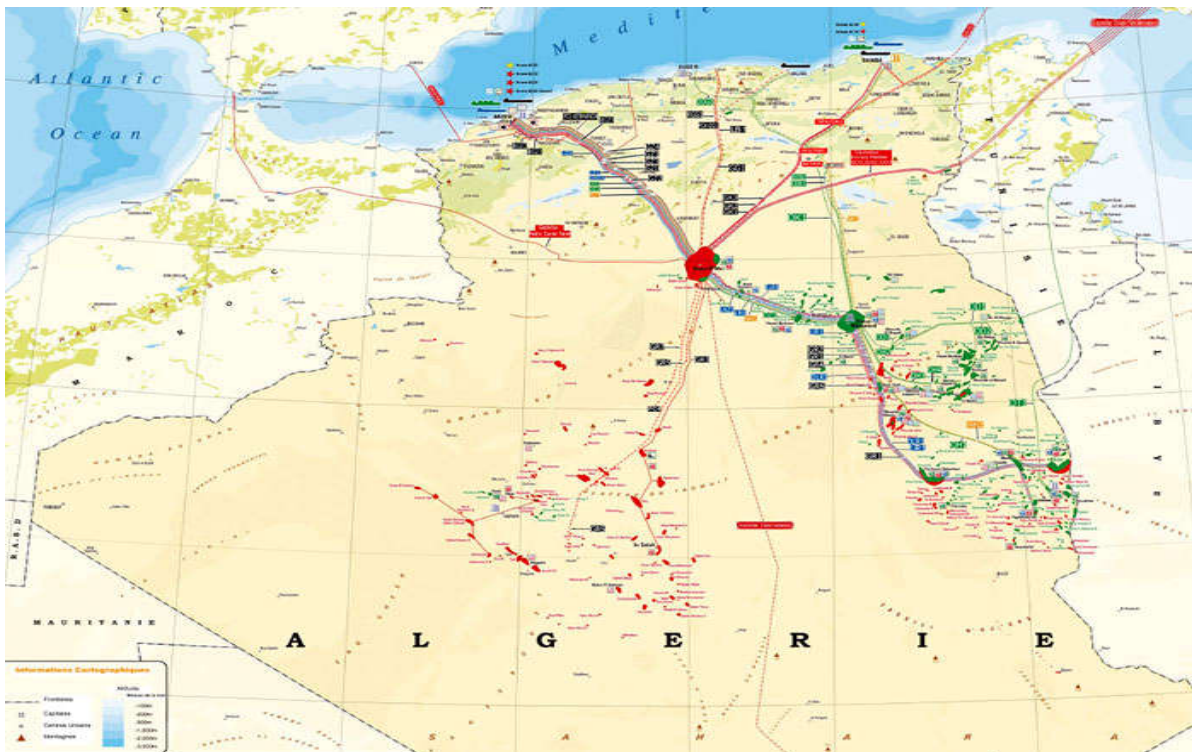


Figure 1 : Réseau de transport par canalisations.

Le transport par canalisations est une étape charnière dans la chaîne des hydrocarbures.

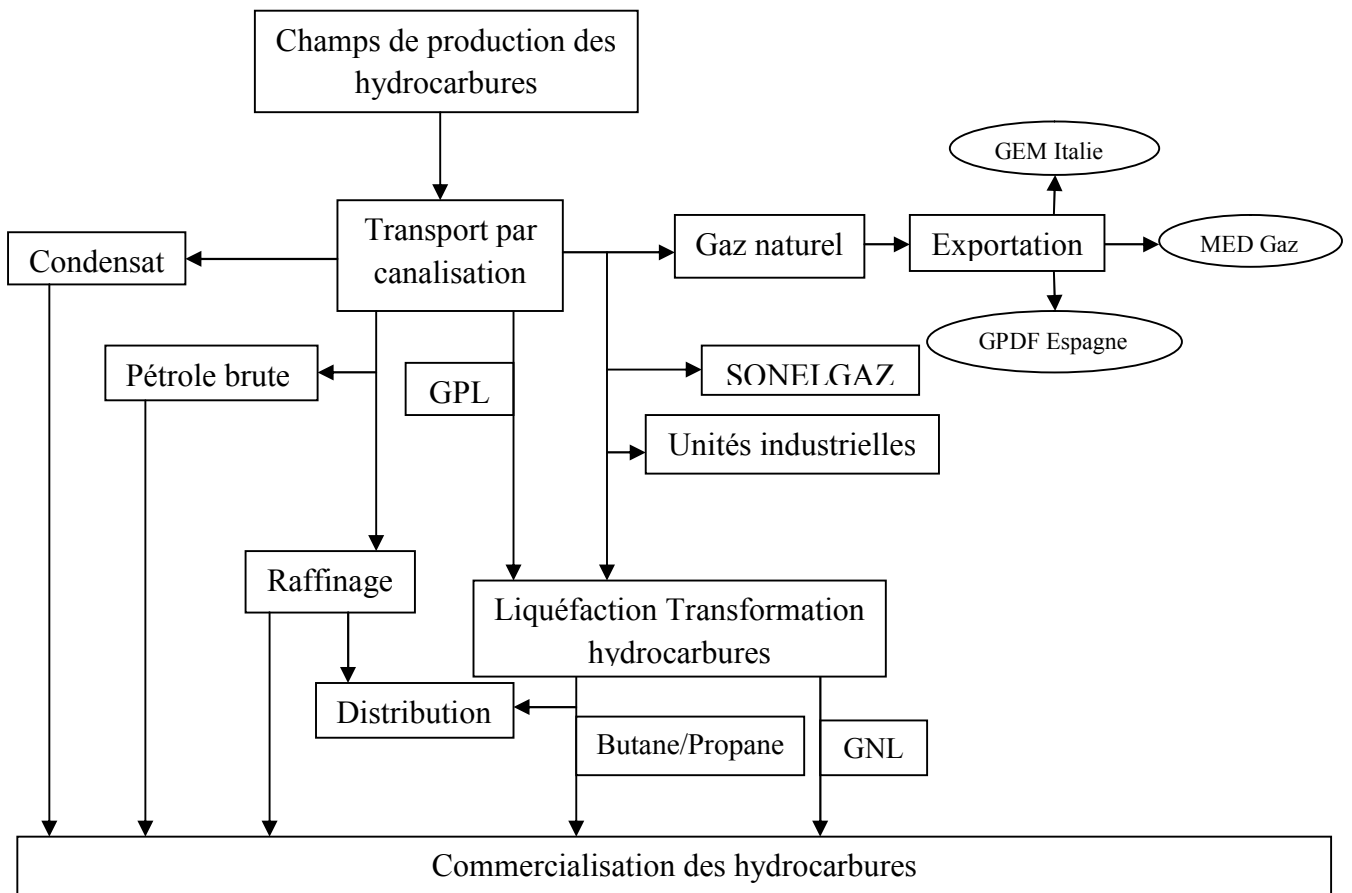


Figure 2 : Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach.

Les missions de TRC consistent à définir, à réaliser, à exploiter, à maintenir et à faire évoluer le réseau de canalisations et les ouvrages pour répondre aux besoins de Sonatrach dans les meilleures conditions d'économie, de qualité, de sécurité et de respect de l'environnement.

3. Réseau de transport en exploitation

Le tableau suivant donne le réseau de transport en exploitation de Sonatrach :

| | |
|---------------------------|--------|
| Nombre de STC | 21 |
| Longueur (Km) | 18 722 |
| Nombre de stations | 82 |
| Capacité totale (MTEP/AN) | 348 |
| Capacité nord (MTEP/AN) | 244 |
| Bacs de stockage | 121 |

Tableau 1 : Le réseau de transport en exploitation de Sonatrach.

STC : Systèmes de transport par canalisation.

Voici une figure qui définit la répartition du réseau en exploitation:

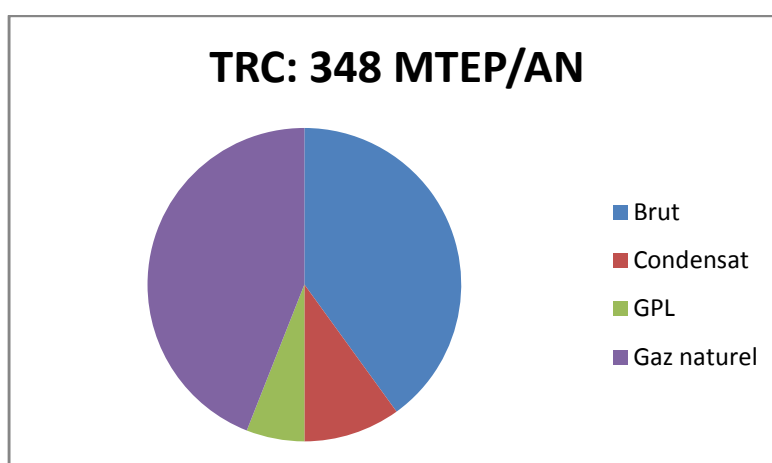


Figure 3 : Répartition du réseau en exploitation.

4. Description des gazoducs GR1, GR2

Le gazoduc est une conduite souterraine ou sous-marine permettant le transport du gaz naturel sur une longue distance.

Les gazoducs GR1/GR2 assurent le transport du gaz naturel des gisements au sud de Hassi R'mel (Alrar, Tin fouye, Hamra, Rhourd Nouss, Gasii touil, guellala et Oued Noumer) vers le terminal arrivé de Hassi R'mel. chacun des gazoducs GR1 et GR2 a une longueur de 961 km, un diamètre de 42 pouces entre le terminal départ d'Alrar et la station de compression de TFT et de 48 pouces entre la station de compression de TFT et la station de compression de Hassi R'mel.

Le CNDG de Hassi R'mel se trouve à 6 km de cette dernière. La trace du gazoduc a été établie par les topographes de la SONATRACH en essayant d'avoir aussi rectiligne que possible et en évitant les zones difficiles (montagne, rivières...).

Le tracé a été choisi de sorte que les pipelines passant près des zones de production intéressées tout demeurant parallèles.

L'ensemble des deux gazoducs est composé de deux parties essentielles (tançons sud et nord) Tronçon sud : Alrar – Rhourd Nous (430 km).

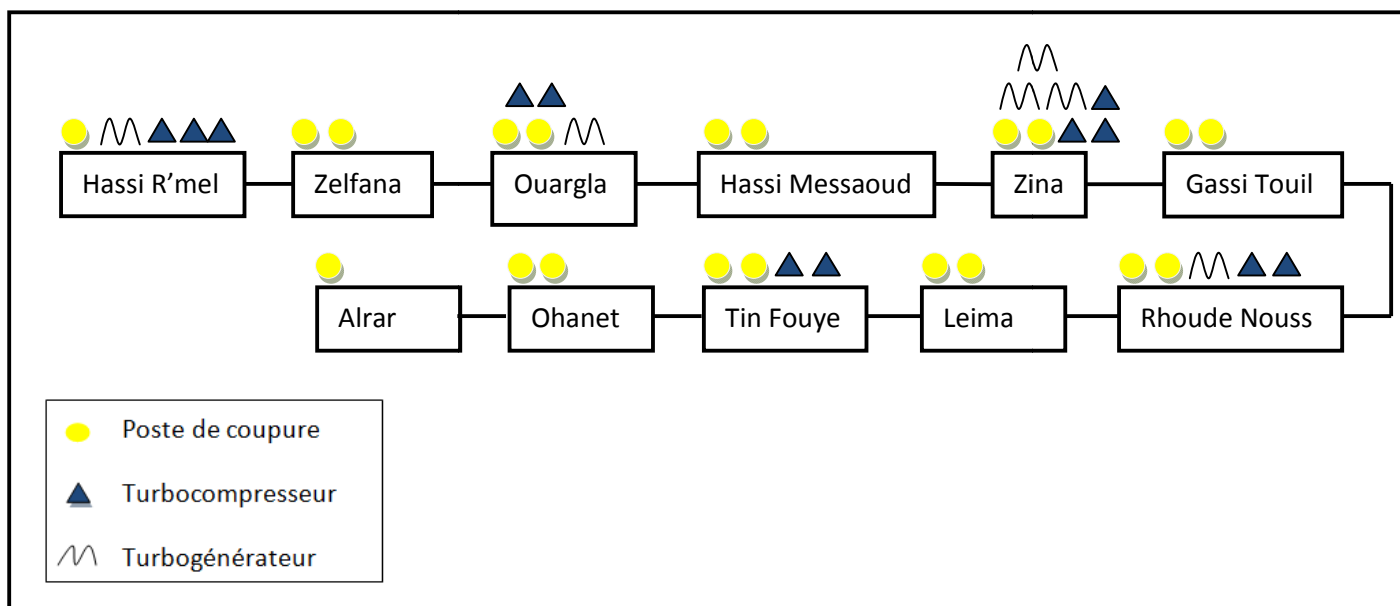


Figure 4: Description de l'ouvrage actuel GR1/GR2.

4.1. Caractéristiques des gazoducs GR1/GR2

Les caractéristiques des tubes existants sont :

- Nuance de l'acier du tube :
GR1 : API5L X70/API5LX60 ; GR2 : API5L X70
- Longueur : 961 KM (Alrar – Hassi R'mel).
- Diamètre en pouce : 42'' / 48''.
- Pression maximal de service : 71 bars abs.
- Rugosité absolue du tube : 0.015 mm.
- Conductivité thermique de l'acier : 27BTU/h/m/°C.
- Hauteur du recouvrement : 800 mm.
- Conductivité thermique du sol : 0.434 Kcal/h/m/°C
- Date de mise en service du GR1 /GR2 : 1986/1999.

4.2. Les points d'injection et de prélèvement de gaz

- PI : point d'injection:
11 PI - PI «1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11» (DP Alrar → DP Oued Noumer)
- PS : point de soutirage:
3 PS - PS «1-2-3». (Rhourd El Baguel –HMD sud – SONAHESSE)

4.3. Stations de compression existantes

En plus de deux canalisation proprement dites GR1/GR2. Le système de transport se compose également de 5 station de compression communes fonctionnant au gaz naturel et sont localisées comme suit :

- SC0 est à Tin foyé.
- SC01 est à Rhourd Nouss.
- SC02 est à Zina.
- SC03 est à Ouargla.
- SC04 est à Hassi R'Mel.

| Station de compression | Lieu | Altitude (m) | Nombre de TC | Type de TC Nuovo Pignone |
|------------------------|--------------|----------------------------|--------------|-----------------------------|
| Sc0 | TFT | 469 | 2 | PCL 802.1/36'' |
| Sc01 | Rhourd Nouss | 251 | 4 | PCL 802.1/36'' |
| Sc02 | Zina | 166 | 4 | PCL 603.2/30'' |
| Sc03 | Ouargla | 228 | 3 | PCL 802.1/36'' |
| Sc04 | Hassi R'Mel | 779 | 4 | PCL 602.2/30'' |
| Turbine de gaz | | Nuovo Pignone PGT25-LM2500 | | |
| Générateur de gaz | | Général électrique LM2500 | | |

Tableau 2 : Stations de compressions existantes.

4.4. Dispositifs espacés le long de la conduite

4.4.1. Terminal départ TD

Le GR1/GR2 reçoit le gaz provenant du centre de production du gaz naturel d'Alrar.

Le terminal départ est constitué généralement de deux gars de lancement de piston racleur l'une pour le GR1 et l'autre pour le GR2, qui servent principalement au nettoyage et inspection périodique de la conduite.

La pression maximale de service PMS 71 bars sur toute la ligne sauf le tronçon entre le PK 232 au 388 ou la PMS est fixée à 69 bars.

4.4.2. Terminal arrivée TA

Deux gars racleur arrivée et deux de lancement de piston racleur, qui servent principalement au nettoyage et inspection périodique de la conduite.

4.5. Postes de purge PP (16 postes)

Pour minimiser le risque de toute de présence de liquide (condensat, gazoline et autre) accumulé à l'intérieur de la conduite, il y a aux différents points bas, et aux entrées des postes de coupure, où des purges périodiques seront effectuées.

4.6. Postes de coupure PC (11 postes)

Servent essentiellement pour :

- La réception et l'envoi de piston racleur.
- L'installation des futures stations de compression.

Tous les postes de coupures sont dotés de quatre gares de racleur : deux gares de lancement et deux arrivées. A la réception du PC d'Alrar et celui du (CNDG) Hassi R'Mel qui possèdent respectivement deux gares lancement et de réception.

4.7. Postes de sectionnement PS (41 postes)

Les deux gazoducs sont équipés de 41 postes de sectionnement pour chacun d'eux installés le long de tronçon et permettent d'isoler l'un et l'autre à des intervalles d'environ 20km.

Ces vannes se ferment automatiquement en cas de :

- Rupture de la canalisation.
- Basse pression dans la canalisation.

Les vannes de sectionnement sont munies aussi d'un by-pass équilibre les pressions.

4.8. Postes de protection cathodiques

Le système de protection cathodique est conçu pour assurer la protection cathodique des installations des gazoducs pendant une période minimale de vingt ans (20 ans).

5. Conclusion

Le bon transport par canalisation de gaz est assuré essentiellement par les stations de compression le long des gazoducs. Pour le cas des gazoducs GR1 et GR2, on a 05 stations de compression.

En plus des stations, on a des Dispositifs espacés le long de la conduite tels que le terminal départ et les postes de purges.

| | |
|---|---|
| Tableau 1 : Le réseau de transport en exploitation de Sonatrach. | 5 |
| Figure 1 : Réseau de transport par canalisations. | |
| Figure 2 : Chaîne de transport par canalisation de Sonatrach. | |
| Figure 3 : Répartition du réseau en exploitation. | |
| Figure 4: Description de l'ouvrage actuel GR1/GR2. | |

Chapitre 1:

**Description de la station de compression
TFT**

I.1. Introduction

La station de compression TFT se trouve entre amont et aval du poste de coupure existant de TFT des deux gazoducs GR1 et GR2. La station peut prendre le gaz depuis le gazoduc GR1 à travers la vanne GOV (Gas Operated valve) et pourra renvoyer le gaz comprimé à travers la SDV (Shut Down Valve).

La station peut prendre le gaz depuis le gazoduc GR2 à travers la vanne SDV et pourra renvoyer le gaz comprimé à travers la SDV.

Les logiques de contrôle se basent sur l'hypothèse que la station prendra et renvoyer le gaz par les deux gazoducs (GR1 e GR2) en même temps. Les deux gazoducs, positionnés en parallèle et pourtant exercés à la même pression, envoient et reçoivent le gaz parmi les deux collecteurs communs d'entrée et sortie station.

I.2. Equipements de la station de compression TFT

Une station de compression telle que TFT est équipée de deux (02) turbocompresseurs (chaque un est composé d'une turbine à gaz et un compresseur à gaz) et de tous les équipements nécessaires à son exploitation^[1] :

- Deux turbos générateurs pour la génération électrique.
- Les systèmes d'arrêt d'urgence (ESD).
- Un système de protection cathodique.
- Un système de télécommunication.
- Un système de télé contrôle (Distribution Control System DCS).
- Un système de distribution d'eau incendie.
- Un bâtiment de contrôle.
- Un bâtiment de sécurité.
- Un bâtiment technique.

- Une unité de conditionnement de gaz.
- Une unité de conditionnement d'air.
- Une unité de traitement d'eau.
- Un système de distribution d'eau service.
- Un bâtiment électrique (pour les turbos générateurs et tous les équipements électrique).
- Un système de climatisation (centrales de traitements d'air).
- Un système de traitement des eaux huileuses.
- Un système de récupération du condensa.

On va détailler les équipements (ou systèmes) les plus importants :

I.2.1. Le système de protection cathodique

La protection cathodique permet de protéger un métal contre la corrosion.

I.2.2. Système des eaux huileuses

L'unité de séparation des eaux huileuses est composée d'un (1) réservoir et de l'équipement associé.

L'huile éventuellement contenue dans l'eau est séparée et envoyée par gravité à la fosse de collecte.

A son tour, l'eau déshuilée est envoyée par gravité à la fosse d'évaporation.

I.2.3. Système de traitement d'Air Instrument et d'Air Service (Skid air)

Le " Système production air comprimé " est en version package, il comprend les appareillages principaux suivants :

- Deux (2) compresseur avec pré- filtre adapté pour le lieu (poussièreux).
- Deux (2) réfrigérants air/air, placés en aval des compresseurs, qui servent de réfrigérants supplémentaires de l'air comprimé en refoulement de chacun des compresseur.
- Un (1) sécheur d'air et un (1) hygromètre pour le relevé de la température du point de rosée.
- Un (1) tableau électrique général de distribution de puissance aux appareillages montés sur le skid.

En cas d'arrêt ou d'un défaut de fonctionnement du compresseur primaire, le compresseur secondaire se mettra automatiquement en marche

I.2.4. Systèmes de Conditionnement de Gaz (skid gaz)

Les installations de conditionnement de gaz des stations de compression sont alimentées en gaz à haute pression prélevé directement dans le gazoduc principal. Le but de ces installations est d'assurer que l'alimentation en gaz combustible et en gaz de démarrage est exempte d'eau et qu'elle est maintenue à la pression et à la température constante pour une exploitation continue et en toute sécurité des turbines à gaz de la station.

Le système de conditionnement de gaz comprend trois (3) filtres séparateurs à gaz , deux (2) réchauffeurs de gaz, quatre (4) skids de dépressurisation.

I.2.4.1. Filtres/séparateurs

Les filtres/séparateurs sont des récipients verticaux contenant quatre filtres en fibres de verre à pores d'un micron.

Les filtres/séparateurs de gaz permettent de s'assurer que le gaz est exempt de toute trace d'eau avant sa pénétration dans les réchauffeurs de gaz.

En cas de niveau élevé de liquide, les vannes d'admission sont verrouillées pour couper l'alimentation en gaz.

I.2.4.2. Réchauffeurs de gaz

Les réchauffeurs de gaz sont de concept à bain d'huile et chauffage électrique. Le régulateur est réglé pour que la température du gaz soit maintenue à 28° au-dessus du point de rosée, ce niveau de température étant nécessaire pour éviter la formation d'hydrates.

I.2.4.3. Réglage de la pression

Leur but est de dépressuriser le gaz naturel pour fournir du gaz combustible et du gaz pour le démarrage des turbines à gaz.

Les skids sont situés à proximité des utilisateurs (TC1 / TC2 et TG1 / TG2).

Chaque skid est composé par deux (2) rampes de réduction montées parallèlement pour le gaz combustible et d'une (1) rampe de réduction pour le gaz de démarrage.

Les lignes en aval sont protégées contre les surpressions à l'aide de PSV et dépressurisées par BDV.

I.2.5. Arrêt d'urgence (ESD)

Les systèmes d'arrêt d'urgence (ESD ; Emergency Shut down) sont conçus pour protéger le personnel et l'équipement des stations contre toute condition anormale d'exploitation. (On va le détaillé dans le prochain chapitre).

I.2.6. Le Bâtiment de sécurité

Abrite les pompes du réseau incendie.

I.2.7. Système de distribution d'eau incendie

L'eau de puits est pompée, filtrée et distribuée aux systèmes de la station pour répondre aux besoins en eau incendie et en eau potable. (On va le détaillé dans le prochain chapitre).

I.2.8. Système de distribution d'eau service

L'eau service est prélevée du réservoir d'eau brute au-dessus du niveau de stockage de l'eau incendie, de façon à garantir une réserve minimum de 500 m³ dédiée à cet effet.

I.2.9. Les turbogénérateurs

Les besoins en énergie électrique de la station de compression de gaz et de la base de vie sont assurés par deux (02) turbogénérateurs (TG1/ TG2).

Ces groupes sont identiques au niveau de la conception et de la puissance et sont conçus pour une puissance nominale de 2,5 méga voltampères par générateur. Elles sont de marque **SOLAR centuar 40**.

Les turbines d'entraînement fonctionnent au gaz naturel conditionné. La turbine et le générateur sont de conception standard, pour fonctionnement à l'intérieur du bâtiment conditionné qui les abrite. Il est équipé d'un système de ventilation forcée pour maintenir l'atmosphère exempte de gaz et à une température et pression constantes (environ T= 55 °C et P= 50 pascals).

Le groupe turbogénérateur peut fonctionner indépendamment ou en parallèle entre eux.

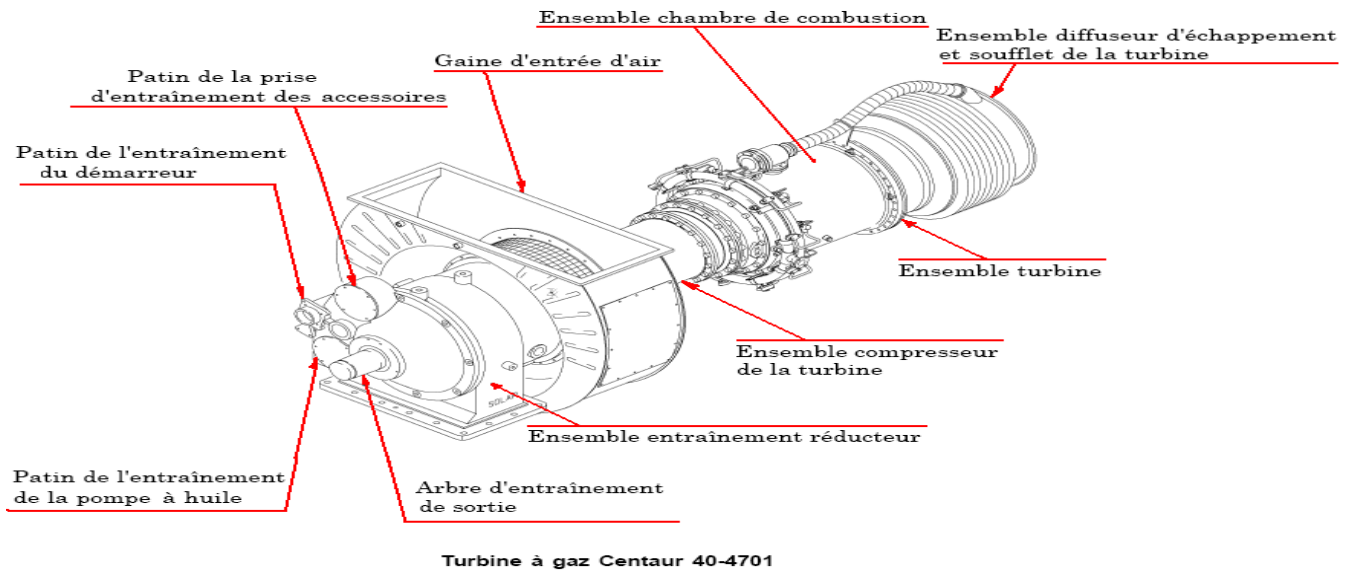


Figure I.1 : Description de turbogénérateur.

I.2.9.1. Description de l'équipement

Turbogénérateurs EGT (Electric Generator Turbine): chaque générateur entraîné par turbine à gaz a une puissance nominale de sortie de 2.250 kW à une température ambiante de 55°C et à une altitude de 187 m, avec un facteur de puissance de 0,8 et une tension de 5.500 V.

- La turbine est une turbine à gaz, non-récupératrice, à cycle ouvert et mono-arbre.
- Le générateur de gaz consiste en un compresseur à douze (12) étages à flux axial et une turbine à trois (3) étages.
- Les disques de rotor de la turbine du générateur de gaz et de la turbine de puissance sont refroidis par de l'air prélevé au refoulement du compresseur même.
- Le système de combustion fonctionne au gaz.
- Le gaz de démarrage et le gaz combustible pour les turbines à gaz proviennent des deux (2) gazoducs (GR1 et GR2) par une conduite des conduites de 6''.

Ils sont conditionnés aux installations de conditionnement de gaz (skid gaz) avant d'être utilisés.

I.2.9.2. Caractéristiques des turbogénérateurs

Turbines d'entraînement

- Puissance nominale = 3515 kW

Générateurs

- Puissance nominale à 20°C = 4.375 kVA
- Puissance nominale en site (55°C) = 2.800 kVA
- Facteur de puissance = 0.8
- Tension de sortie = 5.500 V

Pompes lubrifiantes principales (entraînées par moteur)

- Débit nominal = 530 l/min
- Pression différentielle = 13,8 bar

Pompes auxiliaires à huile lubrifiante (P902)

- Débit nominal = 120,4 l/min
- Pression différentielle = 13,8 bar
- Entraînement = 1,5 kW

Pompe de secours à huile lubrifiante (P903)

- Débit nominal = 106 l/min
- Pression différentielle = 13,8 bar
- Entraînement (moteur courant continu) = 1,1 kW

Réservoirs d'huile lubrifiante minérale

- Capacité = 1,249-1,514 m³

Refroidisseurs d'huile lubrifiante

- Température = ambiante
- Moteur du ventilateur = 5,6 kW

Réchauffeurs d'huile lubrifiante

- Température = 31,1°C (on) / 33°C (off)
- Puissance = 4,5 kW

Filtres à huile lubrifiante minérale

- Grade de filtration = 10 micron
- Efficacité de filtration = 99,9%

I.2.9.3. Fonctionnement des turbogénérateurs

De l'air est aspiré dans la section compresseur de la turbine par l'intermédiaire de l'entrée d'air et il est comprimé.

Du carburant est ajouté à l'air comprimé dans la chambre de combustion et le mélange est allumé. Après la combustion, les gaz chauds se détendent dans les tuyères de la turbine et entraînent les rotors de la turbine.

L'air et les gaz de combustion s'échappent ensuite dans l'atmosphère par le système d'échappement.

Les sous-ensembles principaux de la turbine comprennent :

- Une entrée d'air
- Un compresseur
- Un diffuseur de compresseur

- Une chambre de combustion annulaire
- Une turbine
- Un diffuseur d'échappement
- Un collecteur d'échappement

Le dispositif d'engrenages à deux étages transmet la puissance provenant de la turbine à l'alternateur. L'unité assumera des surcharges momentanées pouvant atteindre jusqu'à environ huit fois le couple de serrage de fonctionnement normal. Le système d'huile lubrifie les paliers et le train d'engrenages. Le système d'air de la turbine met sous pression les joints étanches à l'huile des paliers.

Le système de démarrage comprend un démarreur et des dispositifs de contrôle.

Le démarreur fait tourner la turbine à la vitesse autonome, le démarreur s'arrête, l'embrayage du démarreur se met en roue libre, et la turbine accélère d'elle-même pour atteindre sa vitesse en charge.

Le système de carburant régule la pression du carburant et le débit de carburant afin de contrôler la puissance de la turbine.

Le système de commande électrique de 24 V c.c. surveille la turbine et l'équipement entraîné et contrôle les arrêts. Pendant le fonctionnement, le système de commande électrique protège l'équipement contre les dangers comme une survitesse, une température élevée de la turbine, une pression d'huile de lubrification basse, une température d'huile excessive et d'autres anomalies.

Le système de commande électrique fonctionne à partir de boîtes de jonction de contrôle et de surveillance. Un affichage comprenant des voyants lumineux et des boutons poussoirs affiche l'état de fonctionnement de la turbine.

Le Système d'huile de lubrification est Alimenté depuis le bac du châssis de base, le système d'huile de lubrification fait circuler l'huile sous pression vers les paliers de l'équipement rotatif. Un réchauffeur de bac à huile, un réfrigérant d'huile et une soupape régulatrice d'huile thermostatique maintiennent la température de l'huile.

I.2.10. Systèmes de protection incendie des bâtiments (TC1/TC2 et TG1/TG2)

Le système de lutte contre l'incendie est un système d'extinction complet au gaz carbonique (CO₂), avec bouteilles de CO₂, tuyauterie, lances brouillard d'eau et instrumentation.

I.2.11. Le bâtiment électrique

Il abrite tout l'équipement électrique nécessaire rangé dans des armoires.

L'alimentation en énergie électrique est assurée à travers les turboalternateurs. La distribution électrique est assurée a travers des jeux de barre et un transformateur pour fournir l'énergie électrique nécessaire aux différents équipements.

En cas d'arrêt imprévu des deux (02) turbogénérateurs, des batteries assurent instantanément l'alimentation des parties de la station les plus essentielles (la salle de contrôle, le système de sécurité,...etc) .Si l'arrêt perdure et les batteries s'épuisent, un groupe électrogène fonctionnant au diesel s'enclenche alors, pour autonomie maximale de quatre (04) heures.

I.2.12. Turbines à gaz

Deux (2) turbines à gaz identiques (TU-0301 / TU-0302) entraînent les deux (2) compresseurs de gaz de procédé de la station (C-0301 / C-0302).

La turbine à gaz (turbine à combustion) est un moteur rotatif utilisant la détente d'un flux de gaz chaud (produite par la combustion d'un mélange air/gaz) pour transformer l'énergie thermique en énergie mécanique.

Un distributeur fixe oriente le gaz chaud dilaté contre les aubes de la roue de la turbine pour fait tourné l'arbre.

L'alimentation en air de combustion de la turbine à gaz provient d'un compresseur d'air entraîné par un arbre intégré

Une source d'allumage complète ce triangle pour produire la détente de gaz chauds, fournissant ainsi la force motrice à la turbine de haute pression (HP).

Les gaz de combustion passent de la chambre de combustion par le biais des tuyères stationnaires, vers la roue de la turbine de haute pression, provoquant ainsi la rotation de la roue fixée sur l'arbre de la turbine qui entraîne le compresseur d'air à arbre intégré.

La détente de gaz chaud venant de la haute pression de la turbine, est déviée vers la turbine de basse pression qui entraîne le compresseur de gaz de procédé.

Le fonctionnement efficace d'une turbine à gaz dépend principalement de l'obtention optimale d'énergie des carburants brûlés. La régulation de carburant est par conséquent un critère primordial dans le fonctionnement d'une turbine à gaz.

Le système de régulation permet de faire tourner la turbine à la vitesse et aux niveaux de puissance souhaités, et il protège la turbine en régulant sa consommation totale de carburant. Le régulateur calcule le volume de gaz combustible requis et régule le flux en conséquence. Il y a diverses façons de procéder au réglage de puissance souhaité, notamment par le biais des éléments suivants : vitesse de l'arbre HP, température à l'échappement, pression de refoulement du compresseur, température de refoulement du compresseur, vitesse de la turbine de puissance et débit du compresseur de gaz de procédé. La plupart de ces paramètres sont assujettis à des limites

opérationnelles, tout comme il existe des limites pour la vitesse de l'arbre BP, le débit des gaz combustibles, l'accroissement et la réduction des vitesses.

La performance d'une turbine à gaz est généralement exprimée en fonction de sa consommation spécifique. La puissance correspond à la puissance nette disponible à l'arbre de sortie après soustraction de toutes les pertes et prises de force. Les prises de force comprennent tous les appareils, tels que les pompes à huile et le compresseur de gaz de procédé qui sont directement entraînés par l'arbre de sortie de la turbine à gaz.

La filtration de l'air est un autre facteur important. Ce système permet d'empêcher que des saletés ne pénètrent dans la turbine à gaz car ces dernières provoqueraient la corrosion, l'érosion et l'encrassement des aubes de la turbine.

L'acoustique représente un autre facteur important dans l'exploitation d'une turbine à gaz. Les principales sources de bruit sont l'admission d'air, les bruits provenant de l'échappement et du carter. Ces bruits sont atténués au moyen de silencieux et d'enceintes.

En règle générale, l'émission de polluants associée au gaz d'échappement de turbines à gaz est négligeable. Cela est dû au fait que de grandes quantités d'air sont utilisées pour assurer une combustion complète dans toutes les conditions de charge sauf les conditions minimales.

Comme les vibrations et l'équilibre sont des facteurs importants pour la performance des turbines à gaz, des détecteurs de proximité sont placés à des endroits stratégiques sur la machine. Ces détecteurs sont reliés aux circuits de déclenchement d'arrêt de la turbine afin de l'arrêter chaque fois qu'une charge dépasse la valeur de calcul.

Le niveau de vibrations d'un arbre situé près d'un corps de palier peut être mesuré dans la direction verticale à l'aide d'un détecteur de proximité. Le niveau est indiqué et enregistré sur le système de contrôle Mark Six (**Mk VI**) et également reproduit dans la salle de contrôle.

La turbine à gaz comprend tous les systèmes de protection standard telle que le contrôle de l'huile lubrifiante, le déclenchement d'arrêt en cas de survitesse, le contrôle des vibrations, ainsi qu'un système de détection de flamme ou d'extinction de flamme. Ces systèmes de protection sont intégrés au système de contrôle Mark Six (MK VI).

I.2.13. Compresseurs de gaz

La station comporte deux (2) compresseurs de gaz identiques au niveau de la conception et de la capacité. Un (1) seul compresseur et l'équipement associé sera donc décrit.

Le gaz de procédé pénètre dans le compresseur par une vanne d'aspiration. Il est envoyé vers l'admission ou le cœur du premier rotor en passant par un ensemble d'aubes directrices ; la fonction des aubes directrices consiste à diriger le gaz dans la bonne direction.

Le rotor du compresseur tourne à grande vitesse, vitesse qui varie en fonction d'exigences telles que la pression et le flux du système de gaz de procédé.

La vitesse de rotation du rotor projette le gaz de procédé vers l'avant par force centrifuge. La vitesse élevée crée une pression plus basse au niveau de l'admission du rotor, de sorte que de plus grands volumes de gaz entrent dans le compresseur en raison de la pression externe dans la conduite d'aspiration.

La vitesse est réduite et convertie en pression dans le diffuseur adjacent au rotor. Le gaz de procédé passe alors de l'autre côté et se dirige vers le rotor suivant en passant par un ensemble de conduites de retour comprenant des aubes directrices qui le dirigent vers le rotor suivant. La pression augmente chaque fois que le gaz passe par un nouvel étage.

Lorsque le gaz quitte le dernier étage, il est collecté dans une chambre spiralée (volute). De là, il est envoyé dans la tuyauterie de refoulement. La volute réduit la vitesse du gaz, convertissant l'énergie cinétique en pression.

Le gaz sort ensuite du compresseur par le biais d'une bride de refoulement, à la pression de refoulement du compresseur.

Des joints labyrinthes sont installés entre les rotors afin d'empêcher que du gaz ne s'échappe entre les étages.

Pour équilibrer la poussée axiale développée entre l'extrémité de refoulement et l'aspiration de la machine, un tambour d'équilibrage est installé à l'extrémité de refoulement de la machine et connecté à l'extrémité d'aspiration.

Ce tambour est conçu pour freiner la poussée axiale créée dans le compresseur par le différentiel entre la pression de refoulement et la pression d'aspiration. Le tambour d'équilibrage est situé sur l'arbre, après le rotor du dernier étage. Une conduite appelée ligne d'équilibrage connecte le tambour à l'aspiration du compresseur. Le tambour, non seulement sert à équilibrer la poussée, mais il permet aux deux joints d'être soumis à des pressions d'aspiration moindres.

Un joint est créé à l'aide d'air d'étanchéité le long de l'arbre pour empêcher que du gaz ne s'échappe des compresseurs de gaz de procédé de la station. Le système d'air d'étanchéité utilisé est de conception "d'étanchéité au gaz sec en tandem". Ce type de système permet d'empêcher la présence d'huile dans les zones d'étanchéité.

Les joints sont installés aux deux extrémités du compresseur afin d'éviter que du gaz ne s'échappe de la machine.

Le système d'air d'étanchéité est contrôlé à partir d'un panneau de commandes local situé à l'intérieur de l'enceinte du compresseur. Le panneau est conçu pour recevoir un système complet pour le contrôle et la surveillance des joints d'étanchéité type tandem, ce qui comprend également le contrôle du gaz d'étanchéité.

Des indicateurs relevant la température et la pression au niveau du carter du compresseur centrifuge sont prévus sur toutes les lignes d'aspiration et de

refoulement. La plupart de ces indicateurs sont situés sur des tableaux d'indicateurs locaux et sur le DCS dans la salle de contrôle.

Le débit, la vitesse et la pression sont les critères principaux d'exploitation des compresseurs centrifuges. Le débit, à une vitesse et à une pression donnée doit être suffisant sinon des à-coups se produiront au niveau du compresseur. Dans ce cas, la pression est trop élevée pour que le débit puisse satisfaire les conditions de vitesse du rotor indiquées sur les courbes volume/pression des fournisseurs.

Certains écarts sont tolérés par la machine mais si l'un des critères décrits ci-dessus enregistre des écarts considérables, le compresseur subira des à-coups pouvant provoquer l'endommagement des paliers, joints, rotor ou des membranes, selon le degré d'intensité des à-coups.

Le compresseur centrifuge est fourni avec deux (2) vannes anti-pompage, notamment une vanne de recyclage de gaz chaud, et une vanne de recyclage de gaz refroidi.

La vanne de recyclage de gaz chaud est située à l'extrémité de refoulement de la machine, et retourne le flux vers la conduite d'aspiration commune des compresseurs.

La vanne de recyclage de gaz refroidi située en aval des aéroréfrigérants de refoulement du compresseur, retourne également le flux vers le collecteur commun d'aspiration.

Le système de contrôle anti-pompage protège contre des conditions telles que des conditions de pression élevée qui pourraient entraîner une réduction du flux du gaz dans le compresseur. Si une telle condition se produit, les vannes anti-pompage s'ouvriront, maintenant ainsi l'équilibre du flux dans le compresseur. Le système anti-pompage est activé par une impulsion provenant du régulateur de débit d'aspiration et de l'indicateur de différentiel du compresseur.

Puisque les vibrations et l'équilibre sont des facteurs importants pour la performance des compresseurs centrifuges, des détecteurs de proximité sont

placés à des endroits stratégiques sur le compresseur. Ces détecteurs sont reliés aux contrôleurs de vibrations et aux circuits qui déclencheront l'arrêt du compresseur chaque fois qu'un signal de vibrations axiales dépasse la valeur de calcul.

Le niveau de vibrations de tout arbre situé près d'un corps de palier peut être mesuré dans la direction verticale à l'aide d'un détecteur de proximité. Ce niveau est indiqué et enregistré sur le système de contrôle Mark Six (**Mk VI**) et il est également reproduit sur le DCS dans la salle de contrôle. Les conditions telles que température, pression et niveaux du compresseur sont également intégrées au système de contrôle Mark Six (**Mk VI**).

Les circuits de déclenchement du compresseur ainsi que le tableau d'indicateurs, les indications locales et les conditions de procédé, sont contrôlés et surveillés par le système DCS dans la salle de contrôle de la station.

1.2.13.1 Commandes des turbocompresseurs TC1, TC2

Les groupes turbocompresseurs peuvent s'exploiter en 3 modes:

- Local: démarrage/arrêt par DCS, réglage manuelle ou réglage automatique de vitesse par l'HMI (Humain Machine Interface) de le DCS avec set point (point de consigne) établi par l'opérateur
- Automatique local par DCS: démarrage/arrêt par DCS, réglage automatique de vitesse en fonction du débit et des pressions entrée et sortie de station avec set manuel des paramètres de station de l'HMI DCS
- Automatique remote par SCADA: démarrage/arrêt par SCADA, réglage automatique de vitesse en fonction du débit de station avec set manuel des paramètres de station de l'HMI du SCADA

En fonction du profil de production demandé, ce sera à la charge du personnel de gestion de décider le nombre des machines et la charge de fonctionnement de chacune. Chaque turbocompresseur est muni d'un système anti-pompage ayant le but de préserver l'intégrité de la machine.

Les performances des compresseurs sont contrôlées par le DCS, qui règle la vitesse des turbines en fonction du débit.

La pressurisation du simple compresseur a lieu à travers le HV de pressurisation: la SDV en aspiration ne pourra pas être ouverte avant que le correspondant PDIT (Pressure Différentiel Indicateur Transmetteur) descend au-dessous de 3 bars.

Les TC sont montés en parallèle : ils prennent le gaz depuis le collecteur d'alimentation à travers un tuyau de 36" et envoient le gaz comprimé sur le collecteur de sortie à travers un tuyau de 36".

Depuis le tuyau de sortie partent les lignes suivantes:

- Recyclage chaud qui à travers la vanne anti-pompage, commandée par le DCS de machine, reporte une partie du gaz comprimé sur le collecteur d'aspiration.
- Ligne de dépressurisation avec la BDV.
- Soupape de sûreté: 1*100% du débit de la simple machine dimensionnée à 75 bar.
- Ligne de gaz naturel pour les étanchéités des TC.

I.2.13.2 Contrôle des turbocompresseurs – TC1, TC2

Les modes d'opération :

⇒ Machine simple

La station va comprimer la quantité de gaz qui correspond aux courbes de rendement aux différentes vitesses.

⇒ Les deux machines en parallèle

⇒ La station va comprimer le double du cas précédent.

Les commandes manuelles de shut down pressurisé et shut down dépressurisé sont envoyés de la console ESD ou du SCADA HMI.

I.2.14. Système anti-pompage

Pour l'explication de ce phénomène considérons la caractéristique 'perte de charge en fonction du débit' $L = f(Q)$ (Figure I.2) pour différentes vitesses n . Si on suppose par exemple que le compresseur travaille au point **A** (n_3) avec un débit Q_A et une perte de charge L_A . Si maintenant la charge extérieure augmente graduellement, la vitesse restant constante, le débit diminue. Quant on atteint le point **B** (Q_B, L_B), la perte de charge $L_B > L_A$. L_B est le maximum de la perte de charge. Pour une petite diminution de Q_B , la pression de refoulement du compresseur devient inférieure à celle qu'elle avait précédemment, le flux gazeux s'inverse dans le compresseur ce qui entraîne une baisse de pression dans la capacité aval et le débit de refoulement retrouve son sens normal. Ces inversions se répètent à fréquence généralement très élevée. Elles engendrent des pulsations, donc un régime de travail instable appelé **pompage**. Ce pompage commence par un simple bruit et peut provoquer des destructions si le système de sécurité n'est pas mis en marche.

le système anti-pompage est constitué par une boucle de régulation de débit à consigne asservi qui doit être située à droite de la courbe de pompage avec une marge entre les deux courbes telle que lors d'une oscillation, il ne puisse y avoir incursion en zone interdite.

Ce système est conçu sur la base de l'analyse mathématique de l'équation de la parabole de pompage qui s'écrit de la façon suivante :

$$(P_R - P_A) / P_A = K_1 Q_R^2 \quad (*)$$

Où P_R, P_A - respectivement pression de refoulement et d'aspiration ; Q_R - débit au refoulement ; K_1 une constante.

A partir de l'équation (*) on peut écrire : $\Delta P = K_1 P_A Q_R^2$ où $\Delta P = P_R - P_A$

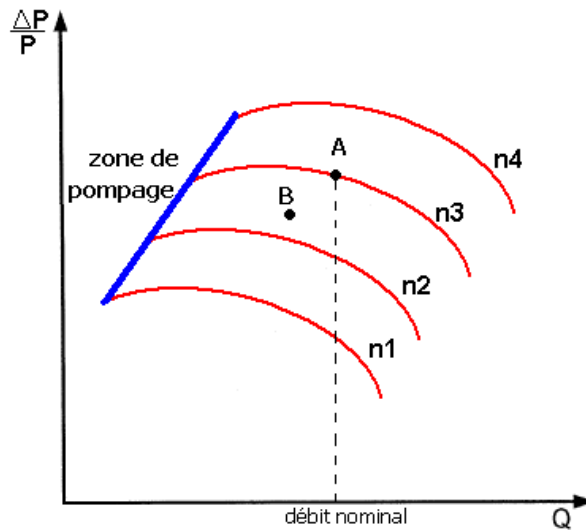


Figure I.2 : Courbe représente la perte de charge en fonction du débit ' $L = f(Q)$ '

Avant l'opération normale de la station pour la compression du gaz de procédé, l'opérateur de station doit exécuter les procédures de pressurisation des lignes de station.

I.3. Conclusion

La station de compression de gaz est une installation industrielle contient une multitude de systèmes, composants et bâtiments.

Ces composants ainsi que le personnel doivent être protégé contre tout risque peut provoquer leurs endommagements, cela nécessite l'installation des systèmes anti-incendie pour assurer la protection feu et gaz de la station.

| | |
|---|----|
| Figure I.1 : Description de turbogénérateur. | 15 |
| Figure I.2 : Courbe représente la perte de charge en fonction du débit ' $L = f(Q)$ '. | 28 |

Chapitre 2:

**Instrumentation et commande automatique
des systèmes anti-incendie**

II.1. Introduction

Dans le but d'assurer une sécurité maximale contre les incendies, la station de compression de gaz à TFT est munie des systèmes anti-incendie suivants:

- Un système d'arrêt d'urgence (ESD).
- Un système de distribution d'eau incendie.
- Deux systèmes anti incendie (Promel & KIDDE).

II.2. Arrêt d'urgence (ESD)

Les systèmes d'arrêt d'urgence (ESD ; Emergency Shut down) sont conçus pour protéger le personnel et l'équipement des stations contre toute condition anormale d'exploitation.

Un arrêt d'urgence (ESD) du système peut provoquer l'arrêt de la station et/ou des systèmes de compression de gaz, soit automatiquement par le biais de conditions prédéterminées, soit manuellement par le personnel d'exploitation.

La remise à l'état initial des systèmes d'arrêt d'urgence (ESD) est une opération manuelle effectuée après que les conditions normales d'exploitation soient rétablies.

On va décrire en suite les deux modes d'arrêt d'urgence de station : dépressurisé et pressurisé.

II.2.1. Arrêt d'urgence dépressurise

L'arrêt d'urgence avec dépressurisation peut être provoqué par l'une des causes suivantes:

- L'opération manuelle sur les commutateurs dans la salle de contrôle ou sur le terrain ;
- La défaillance du système d'arrêt d'urgence (ESD) d'une unité ;
- La détection d'incendie dans l'une des enceintes ou dans l'un des bâtiments des turbines de procédé ;
- La détection d'incendie dans le bâtiment de contrôle avec décharge manuel ou automatique de FM200 dans le bâtiment de contrôle ;
- Commutateurs d'arrêt d'urgence (ESD) situés dans l'enceinte des turbines ;
- Détection d'incendie dans l'enceinte des turbines avec décharge manuel ou automatique de CO₂ dans l'enceinte des turbines ;
- Détection d'incendie dans le bâtiment des turbines avec décharge manuel ou automatique de CO₂ dans le bâtiment des turbines ;
- Détection de gaz dans l'enceinte des turbines ;
- Pression très haute au niveau de l'évent principal de gaz d'étanchéité du compresseur de procédé ;

Les effets de commande sont

- Fermeture des vannes d'isolement station ;
- Ouverture des vannes de dépressurisation ;
- Arrêt d'urgence (ESD) dépressurisé des turbocompresseurs en marche (la succession est gérée par UCP) et fermeture des vannes d'alimentation gaz combustible ;
- Ouverture de la vanne de dépressurisation de l'unité seulement après la complète fermeture de la SDV en entrée TC ;

- Arrêt d'urgence du turbogénérateur en marche et fermeture des vannes d'alimentation gaz combustible ;
- Ouverture de la vanne de sortie des aeroréfrigérants ;
- Fermeture des vannes d'alimentation gaz combustible ;
- Démarrage du groupe électrogène de secours ;
- Démarrage de la pompe anti-incendie diesel ;

Lorsque la cause de l'arrêt d'urgence de station est éliminée et après la remise à l'état initial (Position RESET) des commutateurs et du master reset pour l'alarme d'incendie dans la salle de contrôle, les turbines peuvent être démarrées et les vannes peuvent être ouvertes.

II.2.2. Arrêt d'urgence pressurisé

L'arrêt d'urgence pressurisé peut être provoqué par d'une des causes suivantes:

- Très haute pression à la sortie station ;
- Très haut niveau des séparateurs à filtre cyclone ;
- Très basse pression à l'entrée station ;
- La détection d'incendie dans le bâtiment électrique avec décharge manuel ou automatique de CO2 dans le bâtiment électrique ;
- Activer le Bouton Poussoir ESD sur HMI situé dans la salle de contrôle pour le cas des TC 1 et TC 2 ;
- pression haute de refoulement de l'unité ;
- température haute de refoulement de l'unité ;
- les vannes de refoulement et d'aspiration de l'unité sont partiellement ouvertes ;

Les effets de commande sont

- Fermeture des SDV de sectionnement station à l'exception de la SDV d'alimentation gaz combustible. La station résulte isolée mais en pression.
- Dans de conditions climatiques plus sec par rapport au normal, afin d'éviter la formation d'hydrates, l'arrêt pressurisé du TC pourra être maintenu seulement pour des intervalles brefs.
- Les compresseurs des turbines à gaz s'arrêtent, leurs vannes d'admission et de refoulement se ferment.
- Les soupapes d'évent restent fermées.
- Les vannes à l'entrée et à la sortie de la station sont isolées du pipeline L'unité de conditionnement de gaz reste pressurisée et demeure disponible.
- Les turbogénérateurs restent en service.

II.3. Système de distribution d'eau incendie

L'eau de puits est pompée, filtrée et distribuée aux systèmes de la station pour répondre aux besoins en eau incendie et en eau potable.

Une pompe à eau de puit est immergée, alimente le réservoir d'eau brute.

Des régulateurs de niveau sur le réservoir d'eau brute démarrent et arrêtent automatiquement la pompe à eau brute, selon les besoins, pour maintenir le niveau d'eau requis dans le réservoir.

Le service prioritaire du réservoir d'eau brute ($V=569\text{m}^3$, $P=1\text{bar}$) est le stockage d'eau incendie. Cependant, le contenu de ce réservoir permet aussi de subvenir aux besoins en eau potable.

L'eau service est prélevée du réservoir d'eau brute au-dessus du niveau de stockage de l'eau incendie, de façon à garantir une réserve minimum de 500 m³ dédiée à cet effet.

Le système de distribution d'eau incendie est installé sur l'ensemble de la station pour maîtriser et éteindre les incendies et protéger le personnel et l'équipement de la station.

La détection et l'avertissement consiste en de postes avertisseurs d'incendie, de détecteurs de fumée et d'alarmes sonores et visuelles.

Le tableau principal de lutte contre l'incendie qui dirige le système est situé dans la Salle de Contrôle et un second tableau d'affichage est installé dans le bâtiment de sécurité.

Le système anti-incendie comprend un réservoir de stockage et des pompes à eau incendie alimentant un collecteur principal en boucle à partir duquel des lances et des bouches incendie sont prévues à des points stratégiques de la station.

Le système de distribution d'eau incendie est une canalisation en boucle de 8'' encerclant les zones de procédé, et de laquelle partent des conduites secondaires de 2'' vers le bâtiment électrique.

Le collecteur principal est divisé en sections par des vannes pour permettre l'entretien et les travaux de réparation.

La logique de commande du système d'eau incendie de la station de compression est incorporée à la logique de commande des tableaux locaux des pompes à eau incendie, au tableau de lutte contre l'incendie du poste sécurité.

Le système de la logique de commande est basé sur le principe de chute de pression en cascade dans le collecteur principal d'eau incendie.

Dans des conditions normales d'exploitation, le système de distribution d'eau incendie est maintenu à une pression de 7 bars par deux (02) pompes Jockey (pompe Jockey A : $Q=20 \text{ m}^3/\text{h}$, $\Delta P=6.5 \text{ bars}$ / pompe Jockey B : $Q=20 \text{ m}^3/\text{h}$, $\Delta P=6.5 \text{ bars}$).

La pompes Jockey A se déclenche la première, si la pression décent au dessous de cette valeur (à $P= 6.5 \text{ bar}$), La pompes Jockey B, elle se déclenche à $P= 5.5 \text{ bars}$.

Si, en raison de conditions anormales de fonctionnement, les pompes Jockey ne peuvent pas maintenir la pression du collecteur principal d'eau incendie, pour des raisons telles qu'une forte demande d'eau ou si la pompe Jockey de secours ne démarre pas sur commande, la pompe principale à eau

incendie (l'électropompe : $Q=120 \text{ m}^3/\text{h}$, $\Delta P=8 \text{ bars}$) se mettra automatiquement en marche.

Cependant, si la pression du système ne retourne pas à sa valeur normale dans le temps prédéterminé, la pompe diesel ($Q=120 \text{ m}^3/\text{h}$, $\Delta P=8 \text{ bars}$) démarrera automatiquement. La réserve de carburant Diesel est constituée par un réservoir qui assure (lorsqu'il est rempli) une autonomie de 6h.

Dans un but de protection des pompes à eau incendie, une soupape de sécurité (PSV) est installée sur la ligne de refoulement de chaque pompe.

Des manomètres sont également installés sur la ligne d'aspiration et de refoulement de chaque pompe.

Le déclenchement et l'arrêt de la pompe se faisait avec une fréquence de plus en plus importante que l'hypothèse d'existence d'une fuite dans le réseau a été confirmée, on a alors procédé à l'isolement et la purge des sections au moyen de vannes de sectionnement situées à certains points le long du système. C'est ainsi que le tronçon fuyard a été repéré et soudé [1].

Le système anti-incendie est schématisé dans la figure suivante:

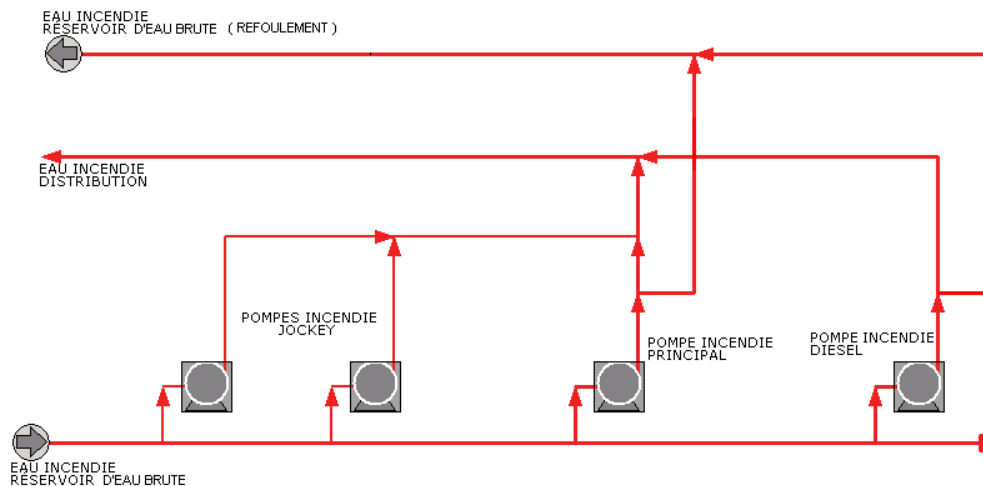


Figure II.1 Système de distribution d'eau incendie.

II.4. Protection de feu et gaz [4]

Les systèmes de détection de gaz et d'incendie ont été autour depuis de nombreuses années.

Dans les stations de sauvetage Mines, Canaries étaient alors une exigence obligatoire dans les mines de charbon. Ils ont été utilisés pour détecter la présence de monoxyde de carbone.

Le système de détection de gaz peut détecter une décharge de gaz combustibles et toxiques et de prendre des mesures pour minimiser la fuite et l'empêcher se transformer en un incendie ou une explosion.

Si un incendie devrait se traduire, les systèmes peuvent être attachés à éteindre le feu et protéger les autres domaines de l'action de l'incendie

Le même système, généralement avec différents détecteurs et les principes peuvent être utilisés pour détecter les gaz toxiques, avertir le personnel et de fournir la possibilité de prendre des actions automatiques.

Certaines entreprises utilisent des systèmes de gaz et de détection d'incendie distincts.

En général, le système de détection d'incendie et de détection de gaz est combiné dans un seul système d'incendie et de gaz.

II.4.1. Choix du système automatisé pour la détection des risques

L'analyse et l'atténuation des rapports des risques obtenus peuvent être utilisés pour établir les exigences d'intégrité du système d'incendie et de gaz

Voici quelques-unes des questions qui doivent être prises en considération lors du choix d'un système et / ou de l'installation des détecteurs:

- Les codes, normes et règlements. Quels sont ceux requis pour l'installation anti-incendie? Une attention particulière devrait être accordée aux variations des codes et des ordres de priorité nationale.
- Codes et les normes et règlements sont différents, ceci dit les suivants :
 - Les organismes de certification, ABS, DNV et Lloyds Register ...etc.
 - codes de pratique de la Société.

- Pour la protection anti-incendie on doit veiller aux événements susceptibles qui peuvent concevoir à un risque ceci dit on doit déterminer les matières premières sous produit ou produit final qui peuvent engendrer une catastrophe.
- On doit définir la répartition zonale de l'usine de traitement et définir les zones d'incendie.
- On doit définir la localisation des alarmes. Gain de temps de localiser le feu peut réduire l'escalade et la vie en danger des circonstances.

II.4.2. dispositifs de déclenchement

Cette section couvre le feu, le gaz, la détection des fuites, l'activation manuelle et d'autres intrants pour le système de détection d'incendie et de gaz.

Le choix du type de détection est déterminé en utilisant la détection optimale pour l'application, les exigences du code national et international, et la coutume et la pratique. Exigences du code peuvent faire appel à des technologies de détection spécifiques. Les coûts de prix d'achat et du cycle de vie sont également des considérations.

II.4.2.1. Détection d'incendie

Les feux peuvent être détectés de la flamme, de la fumée ou de la chaleur. Une combinaison de dispositifs peut être nécessaire pour obtenir les meilleurs résultats. Il n'y a pas détecteur d'incendie parfait.

II.4.2.1.1. Détecteurs de flamme

Les détecteurs de flamme ne doivent pas être confondus avec les moniteurs de flamme. La fonction d'un moniteur de flamme est d'alarmer en l'absence d'une flamme.

Un détecteur de flamme doit alarmer sur la présence d'un feu flamboyant et d'ignorer les phénomènes normaux qui ne sont pas des flammes.

- **Détecteurs Infrarouge (IR) de flamme** (figure II.2)

La détection repose sur le rayonnement infrarouge produit par des flammes.

Le détecteur détecte une flamme dans un cône de vision.

La forme et la longueur du cône de vision varie entre les différents modèles et les fabricants de détecteurs de flamme.

Reconnaissance de motif de flamme peut être utilisée pour établir une distinction entre des sources constantes d'infrarouge et les flammes.



Figure II.2 : Exemple de détecteur de flamme.

- **Détecteurs de flamme à base de caméra**

-Utilisent des techniques de reconnaissance des formes visuelles.

-Transmettre une image de la zone sous détection à l'opérateur de la salle de contrôle (minimise la nécessité d'envoyer du personnel à un risque).

-Permet l'enregistrement d'événements conduisant à des incidents.



Figure II.3 : Exemple de détecteur de flamme à base de caméra.

- **Détecteurs ultra-violet (UV) de flamme**

Ces détecteurs reposent sur la détection efficace de rayonnement ultraviolet produit par les flammes. Ceci est le type original de détecteur de flamme et a été largement remplacée par d'autres technologies. La détection des incendies d'hydrogène, qui servent à mandater des détecteurs UV, peut désormais être faite par certains infrarouges détecteurs de flammes.

II.4.2.1.2. Détecteurs de fumée

- **Détecteurs point de fumée** (figure II.4)

- Détectent la fumée à un point fixe.
- Doivent être placés là où la fumée réaliste pouvait voyager dans le cas d'un incendie.



Figure II.4 : Exemple de détecteur point de fumée.

II.4.2.1.3. Détection de chaleur

La détection de chaleur est utilisé lorsque la température ambiante ou de l'environnement ne permettent pas l'utilisation de la détection de fumée.

- **Détecteurs point de chaleur**

-Détectent des températures élevées à un moment donné (figure II.5).



Figure II.5 : Exemple de détecteur point de chaleur.

II.4.2.2. Détection de gaz

En général, la détection de gaz est divisée en détection de gaz combustible et détection de gaz toxiques. Ceci est une grande séparation qui se dégrade dans certains cas, par exemple, certains gaz sont à la fois toxiques et combustibles dans les concentrations attendues. Historiquement, il a également eu une séparation dans la technologie entre la détection combustible et toxique.

- **Détecteurs point infrarouge de gaz**

-Enregistre la concentration de gaz à l'emplacement du détecteur.

-Doivent être placés là où une libération de gaz est considérée comme possible (figure II.6).



Figure II.6 : Exemple de détecteur point infrarouge de gaz.

- **Détecteurs catalytiques de gaz** (figure II.7)

-Reposent sur la combustion du gaz dans une chambre frittée.

-ils ne sont disponibles en tant que détecteur de points ou dans le cadre d'un système multipoint d'aspiration.



Figure II.7 : Exemple de détecteur catalytique de gaz

- **Détection de gaz toxique**

-De nombreux types de gaz différents peuvent être détectés.

-Les temps de réponse de la détection et de test des fréquences nécessitent une attention minutieuse (figure II.8).



Figure II.8 : Exemple de détecteur de gaz toxique.

II.4.2.3. Initiation manuelle

L'alarme peut être soulevée par un opérateur de l'usine, gestionnaire, ou par le personnel sur le terrain (figure II.9).



Figure II.9 : Exemples dispositifs manuelles d'amorçage.

II.4.3. Agents extincteurs

II.4.3.1. La mousse

Une mousse extinctrice est un agrégat de bulles plus ou moins fines constituées par du gaz emprisonné dans une mince pellicule d'eau additionnée d'un produit émulseur.

- Efficace en très grand volume.
- Idéal pour extinction en extérieur.
- Faible étanchéité des locaux requise.
- Objectif: Éteindre ou au moins contenir.
- Type de réaction: ISOLEMENT Action sur le combustible et le comburant (séparation).

Elle est employée dans les cas suivants

- les feux d'hydrocarbures.
- les feux de matières plastiques, caoutchoucs... : solides liquéfiables.
- dans les locaux d'accès difficiles.
- flaques de liquides inflammables non enflammées. (Figure II.10)



Figure II.10: Exemples de pulvérisation de la mousse.

II.4.3.2. CO₂

Le premier agent propre, le dioxyde de carbone étouffe le feu sans laisser d'agent qui puisse endommager l'équipement sensible (figure II.11).

-Solution naturelle.

-Extinction en volume ouvert.

-Système qualifié R3 APSAD.

-Vu qu'il n'y a aucun agent à nettoyer, vous serez de retour aux affaires plus rapidement.

-Objectif: Extinction du foyer.

-Type de réaction: ÉTOUFFEMENT Action sur le comburant.

L'extinction automatique au CO₂ est souvent conseillée dans les cas suivants:

- Liquide inflammables.
- Installations électriques et électroniques.
- Gaz combustibles.
- Matières combustibles donnant des feux peu profonds.

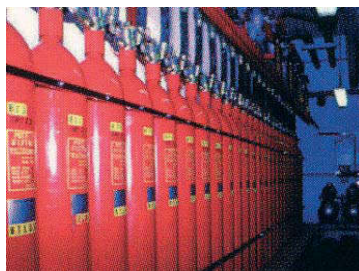


Figure II.11: Bouteilles de CO₂.

II.4.3.3. FM200

Elle est à effet chimique et fonctionne par inhibition des réactions en chaîne qui apparaissent dans la combustion (figure II.12).

| Avantages | Inconvénients |
|--|--|
| -Incolore et inodore. -Toxicité faible. | -Décomposition entraîne l'apparition de produits dangereux. -Cout d'exploitation. |

Tableau II.1 : Avantages et inconvénients de FM200.

Le FM200 est utilisé pour lutter contre l'incendie dans de nombreux domaines

- Lieux où l'espace est trop limité pour accueillir des systèmes à gaz inertes.
- Salles blanches informatiques.
- Musées.
- Lieux où l'eau doit être évitée.



Figure II.12 : Charge de FM200.

II.5. Architecture du système automatisé pour la lutte anti incendie à TFT :

La protection feu et gaz des deux turbocompresseurs TC1 et TC2 à TFT est assurée par deux système anti-incendie : KIDDE & PROMEL FGP04 [2].

II.5.1. PROMEL FGP04

Il est utilisé pour assurer la protection feu et gaz à l'intérieur de l'enceinte de la turbine. Ce système possède 03 capteurs ultra violets ,03 détecteurs de gaz et 03 détecteurs de chaleur :

- **Capteur UV** Il est de référence « XS2200A ».
- **Détecteur de gaz** il est de référence : « DET Tronics CGSS1A6V2R1X3/4,6LW, CV » (Figure II.13).



Figure II.13 : Détecteur de gaz DET Tronics.

- **Détecteur de chaleur** il est de référence : “FENWELL Detect- Fire code 28121/28021”.

Le CO₂ est le seul agent extincteur utilisé dans l'enceinte de la turbine.

Architecture du système

Elle est illustrée dans la figure II.14.

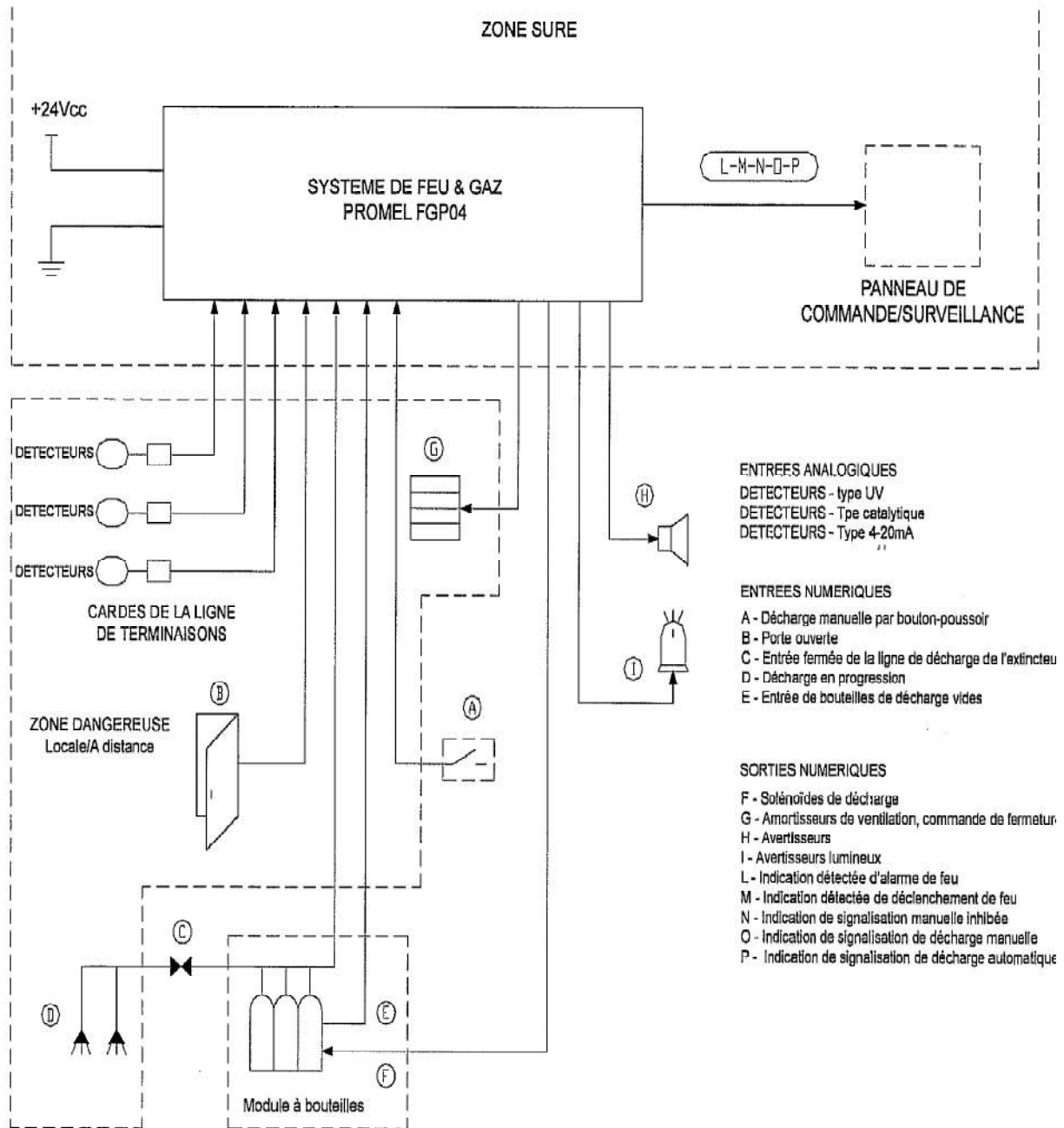


Figure II. 14 : Architecture du système feu & gaz PROMEL FGP 04

L'automate FGP 04 est illustré dans les deux figures II.15 et II.16.

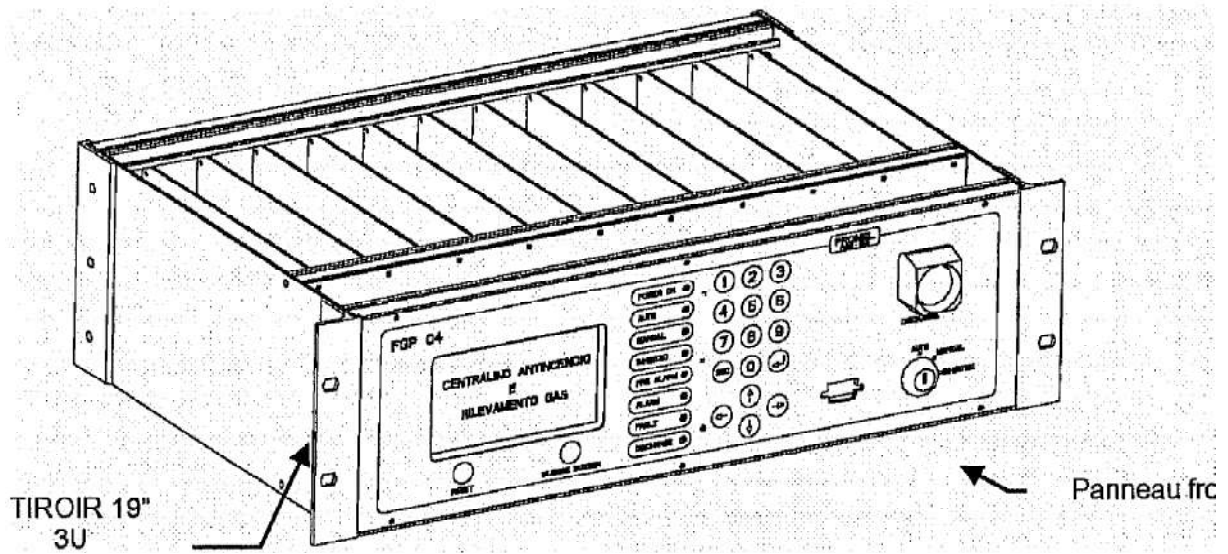


Figure II.15 : Vue frontale du FGP04.

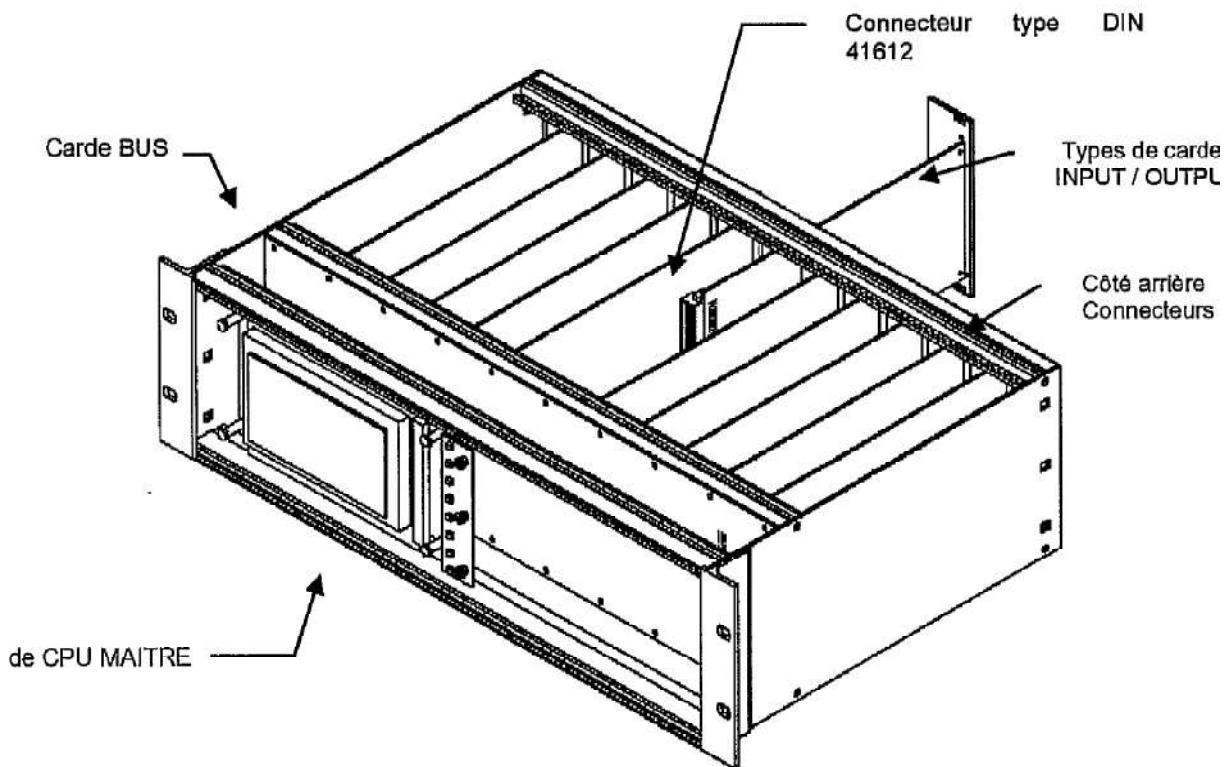


Figure II.16 : Vue derrière de FGP 04.

II.5.2. KIDDE

il est utilisé pour assuré la protection des deux batiments qui abrit les deux turbocompresseur TC1 et TC2. Ce système est installé depuis l'année 2006 .il possède 03 detecteurs de gaz et 03 detecteurs de chaleur:

- **Détecteur de gaz:** il est de référence “ DET Tronics CGSS1C6V2R1X»



Figure II.17 : Détecteur de gaz DET Tronics.

- **Détecteur de chaleur:** il est de référence “FENWELL Detect- Fire code 27121/27021 28121/28021”.



Figure II.18 : Détecteur de chaleur FENWELL.

II.6. Conclusion

L'instrumentation dans le domaine d'automatisation des systèmes anti incendie est toujours en évolution afin d'augmenter le degré de fiabilité des instruments et des systèmes, donner plus de sécurité aux opérateurs et aux outils de production et éviter toutes anomalies de cette partie très sensibles dans toutes les installations industrielles.

Les deux systèmes KIDDE et Promel FGP04 assurent un niveau de sécurité acceptable pour les turbos compresseurs mais ils posent pas mal de problèmes à cause de:

- Se sont distincts ce qui rend leurs maintenance couteux et difficile puisqu' elle nécessite des instruments fourni par deux sociétés différentes et aussi des techniciens de chaque systèmes.
- Ne sont pas redondants.
- Ne sont pas certifié SIL3 (dans le prochain chapitre on va décrire les niveaux de SIL).

| | |
|--|----|
| Tableau II.1 : Avantages et inconvénients de FM200..... | 44 |
| Figure II.1 Système de distribution d'eau incendie..... | 34 |
| Figure II.2 : Exemple de détecteur de flamme..... | 37 |
| Figure II.3 : Exemple de détecteur de flamme à base caméra..... | 38 |
| Figure II.4 : Exemple de détecteur point de fumée..... | 39 |
| Figure II.5 : Exemple de détecteur point de chaleur..... | 39 |
| Figure II.6 : Exemple de détecteur point infrarouge de gaz..... | 40 |
| Figure II.7 : Exemple de détecteur catalytique de gaz..... | 41 |
| Figure II.8 : Exemple de détecteur de gaz toxique..... | 41 |
| Figure II.9 : Exemple dispositifs manuelle d'amorçage..... | 42 |
| Figure II.10: Exemples de pulvérisation de la mousse..... | 43 |
| Figure II.11: Bouteilles de CO2..... | 43 |
| Figure II.13 : Charge de FM200..... | 44 |
| Figure II.14 : Détecteur de gaz DET Tronics..... | 45 |
| Figure II. 15 : Architecture du système feu & gaz PROMEL FGP 04..... | 46 |
| Figure II.16 : Vue frontale du FGP04..... | 47 |
| Figure II.17 : Vue derrière de FGP 04..... | 47 |
| Figure II.18 : Détecteur de gaz DET Tronics..... | 48 |
| Figure II. 19 : Détecteur de chaleur FENWELL..... | 48 |

Chapitre 3:

Description de l'automate ICS - Triplex

III.1. Introduction

Dans ce chapitre on va décrire l'automate ICS-Triplex qui est certifié SIL3, conçu par l'entreprise Rockwell Automation, on va aussi décrire les niveaux d'intégrité de sécurité « SIL : Safety Integrity Level ».

III.2. Rockwell automation

Rockwell Automation est une entreprise de génie électrique et d'automation, basée à Milwaukee dans le Wisconsin (USA). Elle est un fournisseur d'envergure mondiale de solutions d'automatisation industrielle, de puissance, de contrôle et d'information. Elle emploie environ 21 000 personnes dans plus de 80 pays.

III.2.1. Un peu d'histoire

Rockwell Automation a été fondée en 1903 par Lynde Bradley et Stanton Allen avec un investissement initial de 1 000 \$. En 1910, la société a été rebaptisée la Société Allen-Bradley. En 1952, ils ont ouvert une filiale à Galt, Ontario, Canada, qui emploie aujourd'hui plus de 1000 personnes. Le 20 février 1985 Rockwell International (maintenant Rockwell Automation) a acheté Allen-Bradley pour \$ 1,651 milliards, ce qui est la plus importante acquisition de l'histoire du Wisconsin.

Rockwell Automation est issue d'une scission de Rockwell International en 2001. À partir de là, Rockwell Automation est passé par une série d'acquisitions, en particulier de Propack Data (maintenant Rockwell Automation Solutions) en 2002, DataSweep en 2005, GEPA en 2006, ICS Triplex, ProsCon et Pavilion Technologies en 2007, Incuity en 2008, Lektronix en 2011 et vMonitor en 2014.

Le 31 janvier 2007, Rockwell Automation a vendu sa division Power Systems qui se compose de moteurs mécaniques Dodge et Reliance électriques dont le siège est à Greenville, Caroline du Sud, à Baldor Electric Company.

III.2.2. Les produits de Rockwell Automation

- Automate programmable : ControlLogix, PICO, Micro 800, MicroLogix, SLC 500, PLC5 et DataSite RTU.

- Contrôleurs de sécurité: AADvance, GuardLogix et ICS Triplex.
- I / O: FlexIO, CompactIO, PointIO, etc.
- Terminal opérateur : PanelView Standard, PanelView Component, PanelView Plus.
- Produits industriels de sécurité: GuardLogix, SafetyIO, Moniteurs XM vibrations, etc.
- Des servomoteurs: Kinetix, Ultra.
- Entraînement à fréquence variable: les variateurs PowerFlex, les systèmes d'entraînement.
- Rockwell Software : RSLogix 5, 500, et 5000, RSNetWorx, RSLinx, PMX, FactoryTalk View Studio et de la gare, historien, Arena, AssetCenter, VantagePoint, etc.
- Contrôleurs de Moteurs: MCC (MCC CENTERLINE d'Allen-Bradley avec technologie IntelliCENTER), le contrôle industriel (contacteurs, surcharges, disjoncteurs, etc).
- Analyse vibratoire: Entek.
- Capteurs photoélectriques, capacitifs, inductifs, à ultrasons: Rockwell Automation / Allen-Bradley Capteurs.

III.3. Niveau d'intégrité de sécurité « SIL : Safety Integrity Level »

Un **Safety Integrity Level** (SIL ou niveau d'intégrité de sécurité) est défini comme un niveau relatif de réduction de risques inhérents à une fonction de sécurité, ou comme spécification d'une cible de réduction de risque. Plus simplement, c'est une mesure de la performance attendue pour une fonction de sécurité (ou SIF).

- SIL 1 : réduction du risque par un facteur >10.
- SIL 2 : réduction du risque par un facteur >100.
- SIL 3 : réduction du risque par un facteur >1000.
- SIL 4 : réduction du risque par un facteur >10 000.

Les exigences pour un niveau donné de SIL ne sont pas toujours cohérentes entre les différentes normes traitant de sécurité. Dans les 'European Functional Safety standards', on trouve la définition de quatre SIL, allant de SIL 1 pour le moins sûr à SIL 4 pour le plus sûr (grande fiabilité). Un SIL est déterminé à partir d'un certain nombre de facteurs quantifiés dans la gestion du cycle de développement et/ou du cycle de vie.

III.3.1. Evaluation de niveau de SIL

La norme NF EN 61511 impose 2 types de contraintes qui permettent d'évaluer le niveau SIL d'une SIF : des contraintes architecturales et des contraintes probabilistes.

• III.3.1.1. Les Contraintes architecturales

| SIL | Tolérance aux fautes = redondance minimale | | |
|-----|--|---|--|
| | Composant ni a logique positive, ni doté d'auto diagnostic | Composant a logique positive, ou doté d'auto diagnostic | De plus: éprouvé par l'usage, et ajustement protégé des paramètres |
| 1 | 1 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1 | 0 |
| 3 | 3 | 2 | 1 |
| 4 | Exigences particulières | | |

Tableau III.1 : Contraintes architecturales pour les capteurs et les actionneurs.

Il est impossible d'obtenir un niveau SIL3 sans redondance.

Le recours au SIL4 est fortement déconseillé. Des exigences très lourdes doivent être prises en compte.

Les contraintes architecturales sont légèrement différentes en ce qui concerne

les automates programmables de sécurité. On s'intéresse à la proportion de défaillances sûres de l'automate pour évaluer le niveau SIL :

| SIL | Tolérance aux fautes | | |
|-----|-------------------------|-----------------|-----------|
| | SFF* < 60% | 60% < SFF < 90% | SFF > 90% |
| 1 | 1 | 0 | 0 |
| 2 | 2 | 1 | 0 |
| 3 | 3 | 2 | 1 |
| 4 | Exigences particulières | | |

Tableau III.2 : Contraintes architecturales pour API-APS.

*SFF = Safe Failure Fraction = Proportion de défaillances sûre.

III.3.1.2. Les Contraintes probabilistes

Ce type de contrainte caractérise la fiabilité de la SIF. On évalue la probabilité de la défaillance de la SIF lorsqu'elle devra être réalisée.

Pour cela on définit : le **PFD** (probabilité de défaillance dangereuse lors d'une sollicitation, dans le cas d'une SIF sollicitée en moyenne moins d'une fois par an).

| Niveau d'intégrité de sécurité (de la SIF) | Mode de fonctionnement à faible sollicitation |
|--|---|
| | Probabilité moyenne de défaillance lors d'une sollicitation |
| SIL 4 | $PFD < 10^{-4}$ |
| SIL 3 | $10^{-4} \leq PFD < 10^{-3}$ |
| SIL 2 | $10^{-3} \leq PFD < 10^{-2}$ |
| SIL 1 | $10^{-2} \leq PFD < 10^{-1}$ |

Tableau III.3 : Correspondance niveau SIL et probabilité de défaillance.

III.4. Description de l'automate programmable ICS – Triplex

ICS-Triplex est un contrôleur triple redondance modulaire (TMR) conçu pour fournir un maximum de sécurité et de disponibilité en toutes circonstances. ICS-Triplex intègre une architecture à tolérance de pannes pour éliminer virtuellement les arrêts intempestives de systèmes et fournit une haute disponibilité dans le cadre de sa fonction de sécurité inhérente.

ICS-Triplex est une solution très compacte; vous pouvez adapter 240 canaux TMR E / S dans un châssis de contrôleur, comprenant un processeur de secours, double Ethernet et de multiples capacités de communication série. Le système comprend huit emplacements pour les modules d'E / S, des modules de communication ou des modules d'interface pour se connecter aux futures extensions [6] (Figure III.1).

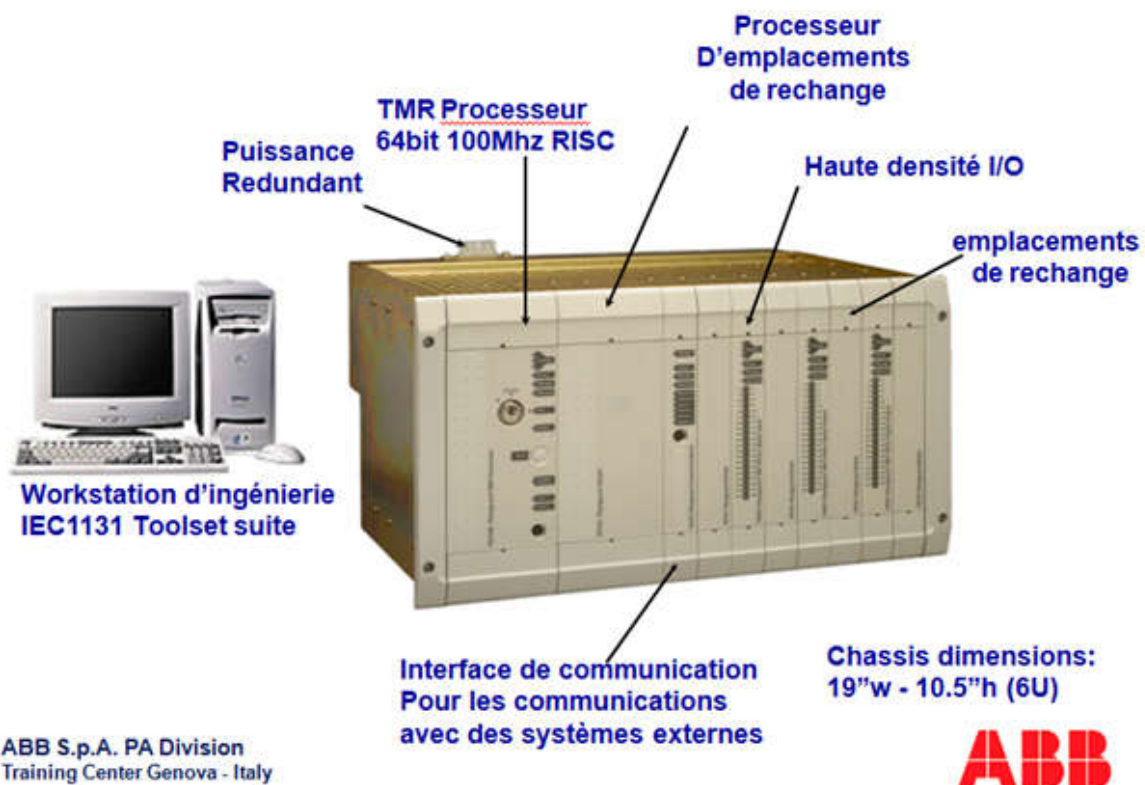


Figure III.1 : Description de l'automate programmable ICS – Triplex [5].

ICS-Triplex peut connecter jusqu'à 10 E/S châssis d'extension, chaque logement jusqu'à 12 modules E/S (à un maximum de 138 modules E/S étant pris en charge). Le châssis d'extension peut être située à 10 km de

distance et sont reliés au châssis de processeur de commande par liaisons triplées 250Mbit/s à fibres optiques (Figure III.2).

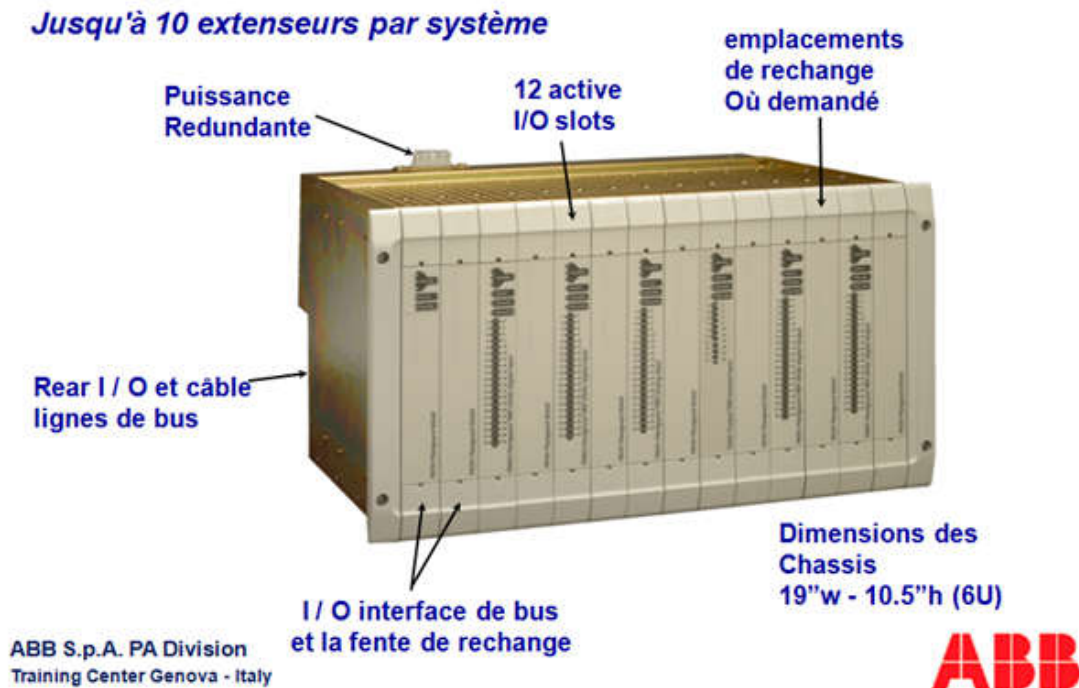


Figure III.2 : Description de châssis d'extension de l'automate programmable ICS – Triplex [5].

III.5. Conclusion

L'automate programmable ICS – Triplex est certifié SIL 3, Il permet de réduire le risque par un facteur supérieur à 1000. Il est conçu pour assuré la protection feu et gaz des installations de traitement de gaz ou bien de compression telle que TFT.

| | |
|--|----|
| Tableau III.1 : Contraintes architecturales pour les capteurs et les actionneurs. | 52 |
| Tableau III.2 : Contraintes architecturales pour API-APS. | 53 |
| Tableau III.3 : Correspondance niveau SIL et probabilité de défaillance. | 53 |

Chapitre 4:

**Migration de KIDDE et Promel vers
ICS - Triplex**

IV.1. Introduction:

Les turbos compresseurs sont la partie principale de la station de compression TFT, car ils assurent la fonction fondamentale de la station qui est la compression de gaz.

Pour améliorer la sécurité des deux turbos compresseurs et leurs bâtiments, On va programmer sur le logiciel « Plantguard Toolset » un nouveau système anti incendie à base de l'automate ICS – Triplex qui possède de nombreux avantages par rapport aux systèmes actuels (KIDDE et Promel) tels que :

- Il permet l'optimisation de la maintenance car il remplace les deux systèmes « KIDDE et Promel » par un seul système ce qui permet d'optimiser le personnel et le matériel.
- C'est un nouveau système TMR (Triple Modular Redondant).
- Il présente une grande tolérance aux fautes.

IV.2. Configuration matérielle de l'automate ICS – Triplex [3]

Pour l'élaboration de notre programme, on a besoin de la configuration de l'automate ICS – Triplex (figure IV.1) suivante :

- Le processeur TMR (installé par défaut).
- Une carte de communication.
- Une carte DI P8403 (Digital input) et sa redondante P8402 pour les entrées digitales venantes de TC1 et son bâtiment.
- Une carte DI P8403 (Digital input) et sa redondante P8402 pour les entrées digitales venantes de TC2 et son bâtiment.
- Une carte AI P8431 (Analog input) pour les entrées analogiques venants des deux TC et ses bâtiments (les détecteurs de gaz).
- Une carte DO P8451 (Digital output) et sa redondante pour toutes les sorties.

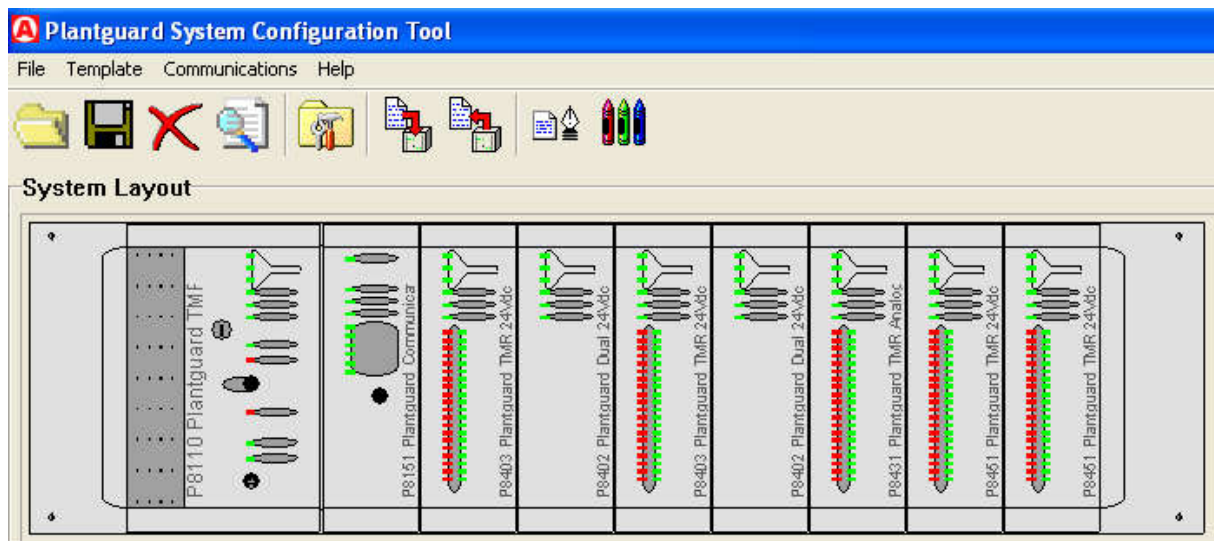


Figure IV.1. Illustration de la configuration matérielle de ICS – Triplex.

IV.3. Commande par API du système anti incendie:

IV.3.1. Développement du programme anti incendie des équipements de compression « Turbocompresseur 1 et turbocompresseur 2 »

Pour assurer la protection des deux turbos compresseurs on a utilisé les mêmes capteurs et détecteurs existants à la station TFT :

- 3 détecteurs de chaleur « FENWELL Detect- Fire code 28121/28021 » (pour chaque TC).
- 3 détecteurs ultra violets « XS2200A » (pour chaque TC).
- 3 détecteurs de gaz « DET Tronics CGSS1A6V2R1X3/4,6LW, CV » (pour chaque TC).

IV.3.1.1. Logigramme de protection de feu

Pour la protection feu il suffit d'une détection de l'un des détecteurs de chaleur ou ultra violet pour déclencher les voyants lumineux et la sirène, arrêter les ventilateurs, démarrer la séquence de décharge des bouteilles de CO2 et signaler un TRIP au niveau de l'UCP (Unit Control Panel).

C'est le même raisonnement pour les deux turbos compresseurs (Figure IV.2, Figure IV.3).

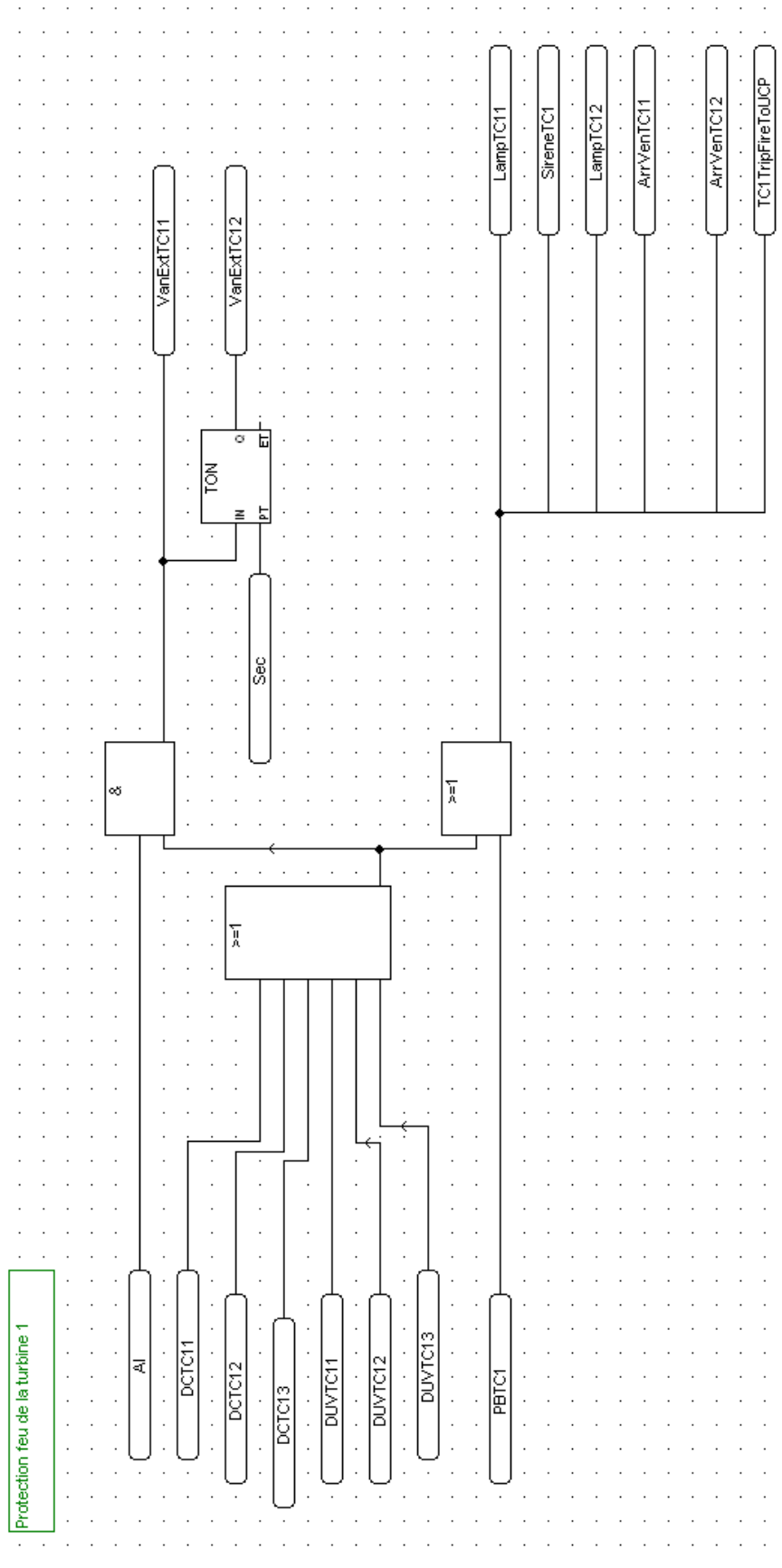


Figure IV.2 : Séquence de protection de feu de TC1.

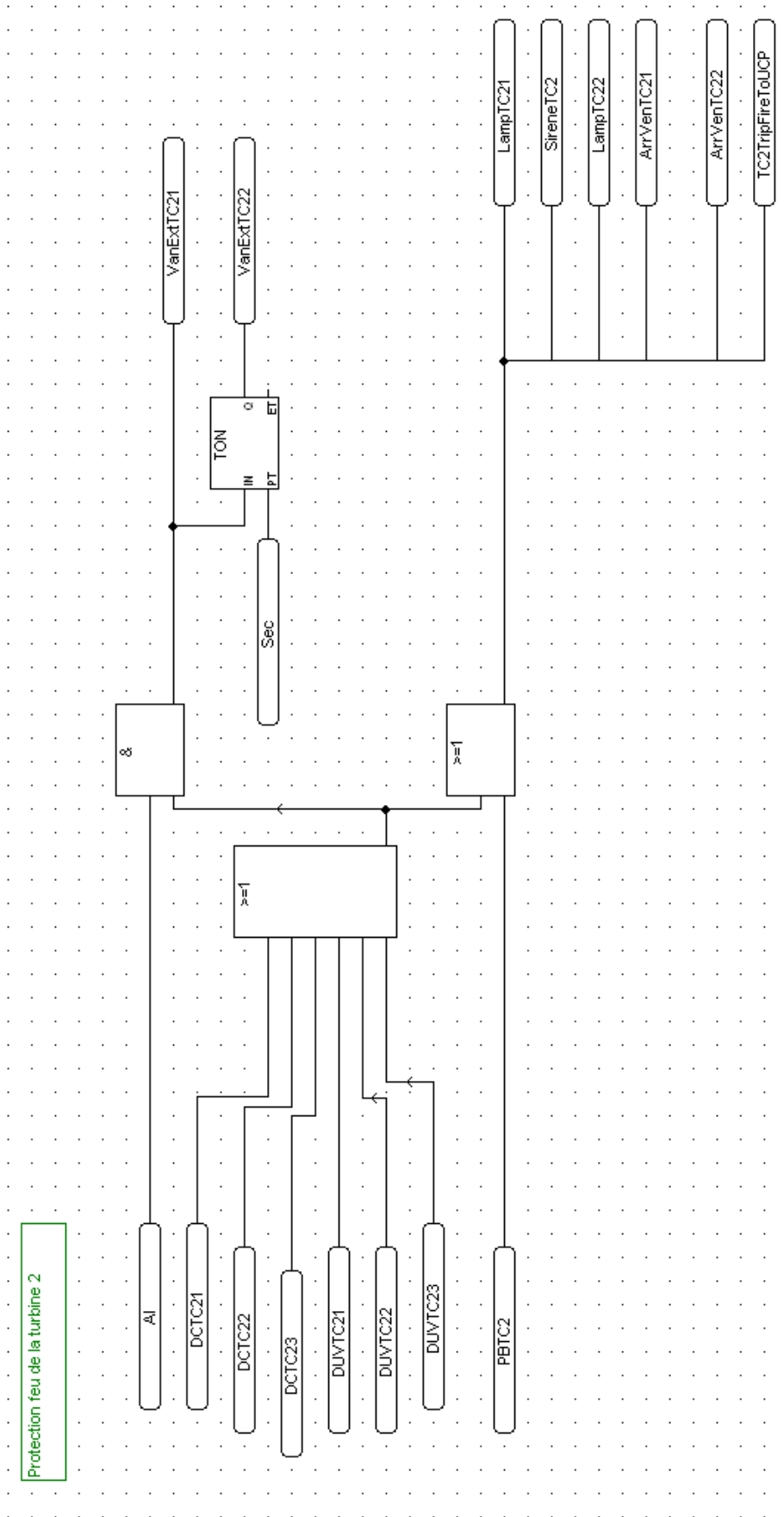


Figure IV.3 : Séquence de protection de feu de TC2.

IV.3.1.2. Logigramme de protection de gaz

Dans le cadre de la protection gaz : « si la concentration de gaz atteint 15%, une alarme visuelle est signalée sur l'UCP, et quand la concentration atteint 30%, un TRIP est signalé au niveau de l'UCP, et dans les deux cas précédents les alarmes et le voyant lumineux seront allumés dans l'enceinte de la turbine.

C'est le même raisonnement pour les deux turbos compresseurs (Figure IV.4, Figure IV.5).

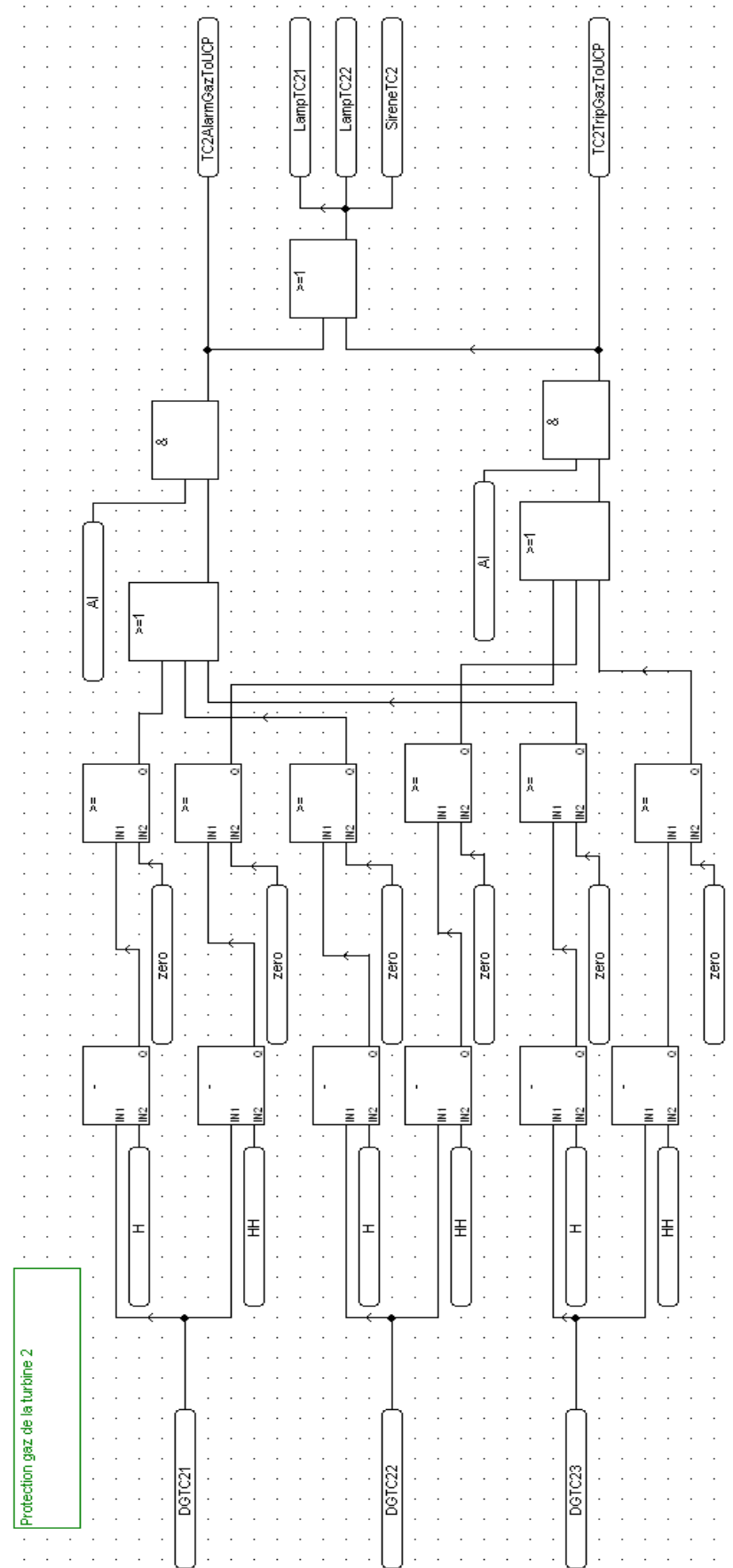


Figure IV.5 : Séquence de protection de gaz de TC2.

IV.3.2. Développement du programme anti incendie des bâtiments de Turbo compresseur 1 et de turbo compresseur 2 :

Pour assurer la protection des deux bâtiments on a utilisé les mêmes capteurs et détecteurs existants à la station TFT :

- 3 détecteurs de chaleur « FENWELL Detect- Fire code 28121/28021 » (pour chaque bâtiment).
- 3 détecteurs de gaz « DET Tronics CGSS1A6V2R1X3/4,6LW, CV » (pour chaque bâtiment).

IV.3.2.1. Logigramme de protection de feu

Pour la protection feu il suffit d'une détection de l'un des détecteurs de chaleur pour déclencher les voyants lumineux et les sirènes et signaler un TRIP au niveau de l'ESD.

C'est le même raisonnement pour les deux bâtiments (Figure IV.6, Figure IV.7).

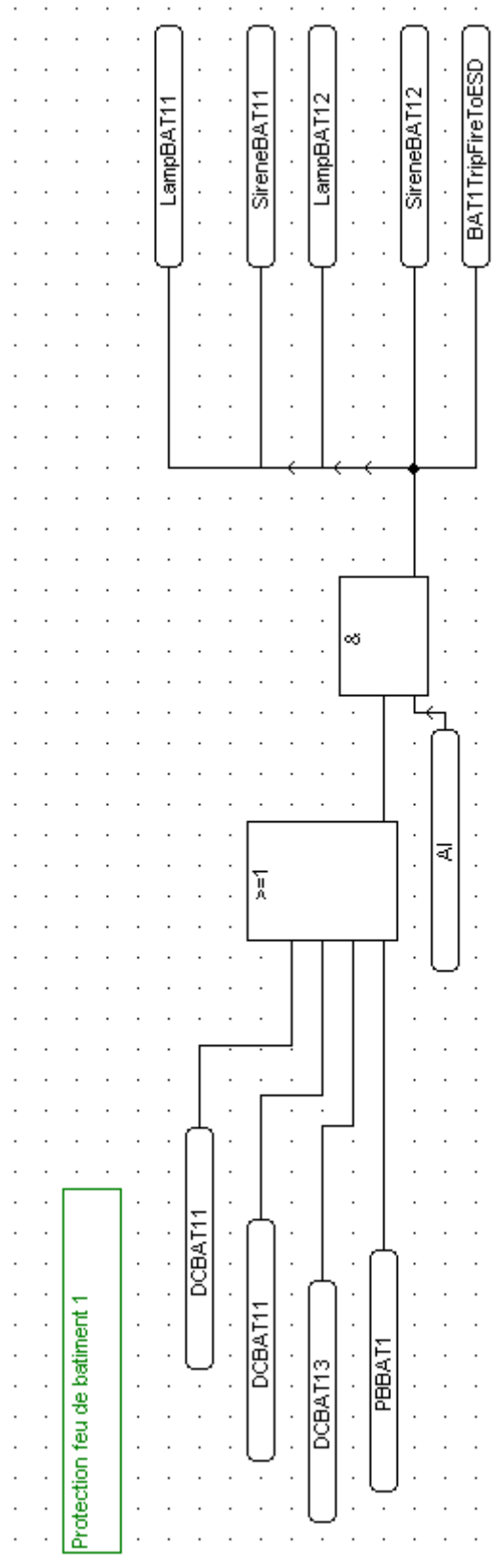


Figure IV.6 : Séquence de protection de feu de bâtiment 1.

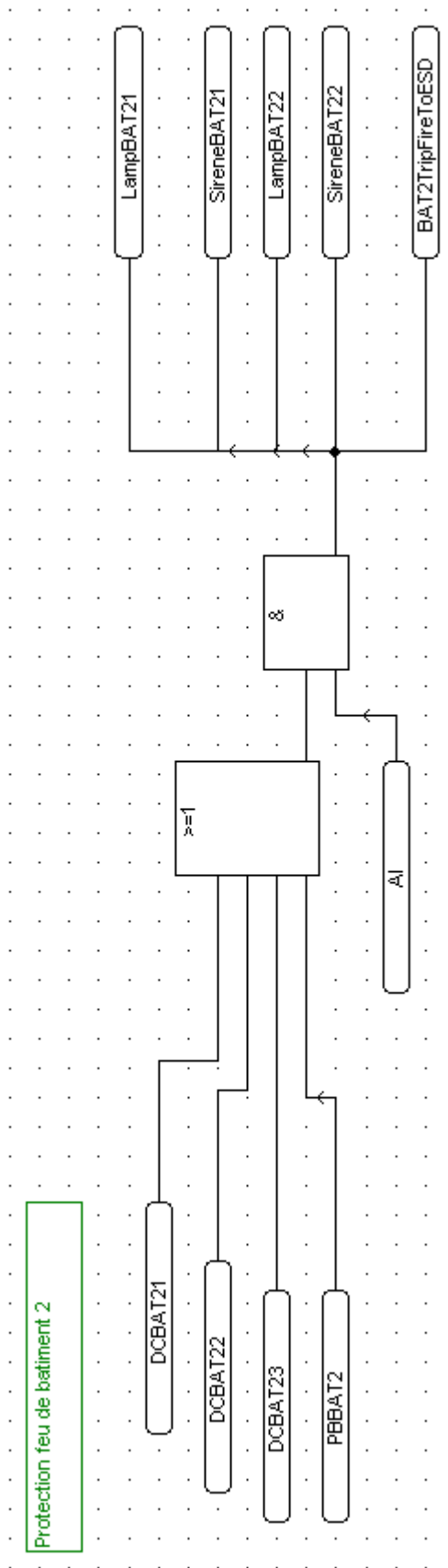
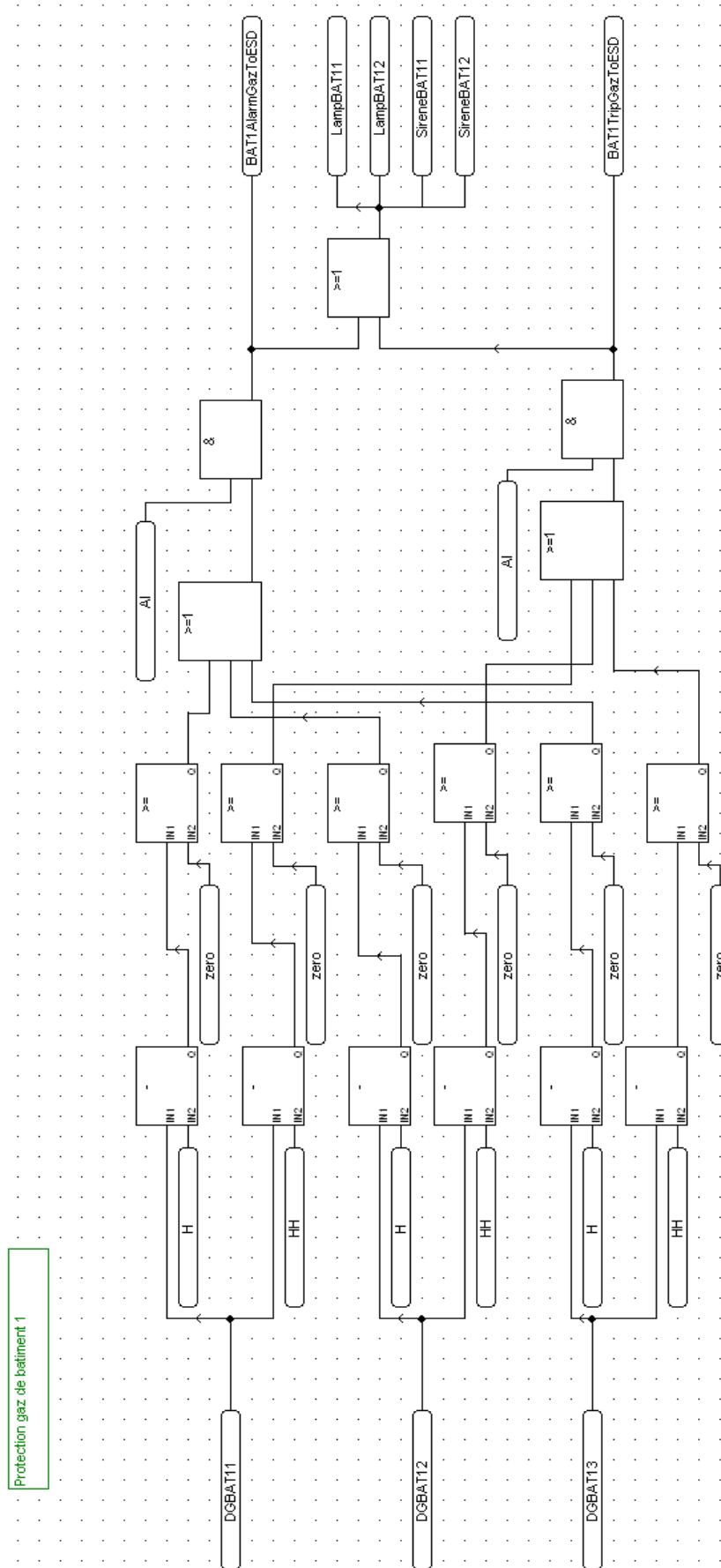


Figure IV.7 : Séquence de protection de feu de bâtiment 2.

IV.3.2.2. Logigramme de protection de gaz

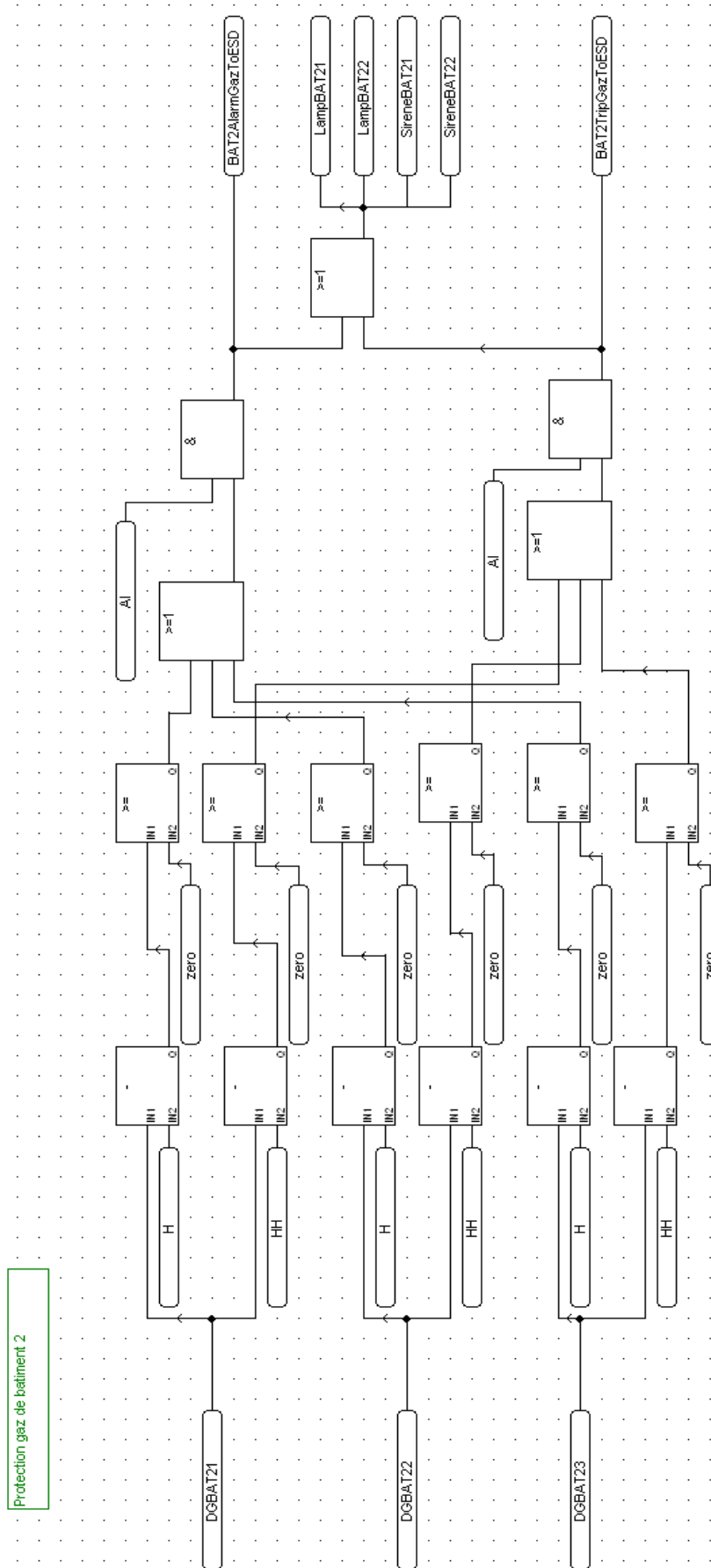
Dans le cadre de la protection gaz : « si la concentration de gaz atteint 15%, une alarme visuelle est signalée vers l'ESD, et quand la concentration atteint 30%, un TRIP est signalé au niveau de l'ESD, et dans les deux cas précédent les alarmes et les voyants lumineux seront allumés ».

C'est le même raisonnement pour les deux bâtiments (Figure IV.8, Figure IV.9).



Protection gaz de bâtiment 1

Figure IV.8 : Séquence de protection de gaz de bâtiment 1.



Protection gaz de bâtiment 2

Figure IV.9 : Séquence de protection de gaz de bâtiment 2.

IV.4. Connexions des E/S avec les cartes d'acquisitions:

IV.4.1. La première carte DI P8403 (40 chaines):est réservée pour les entrées digitales venantes de TC1 et son bâtiment (Figure IV.10).

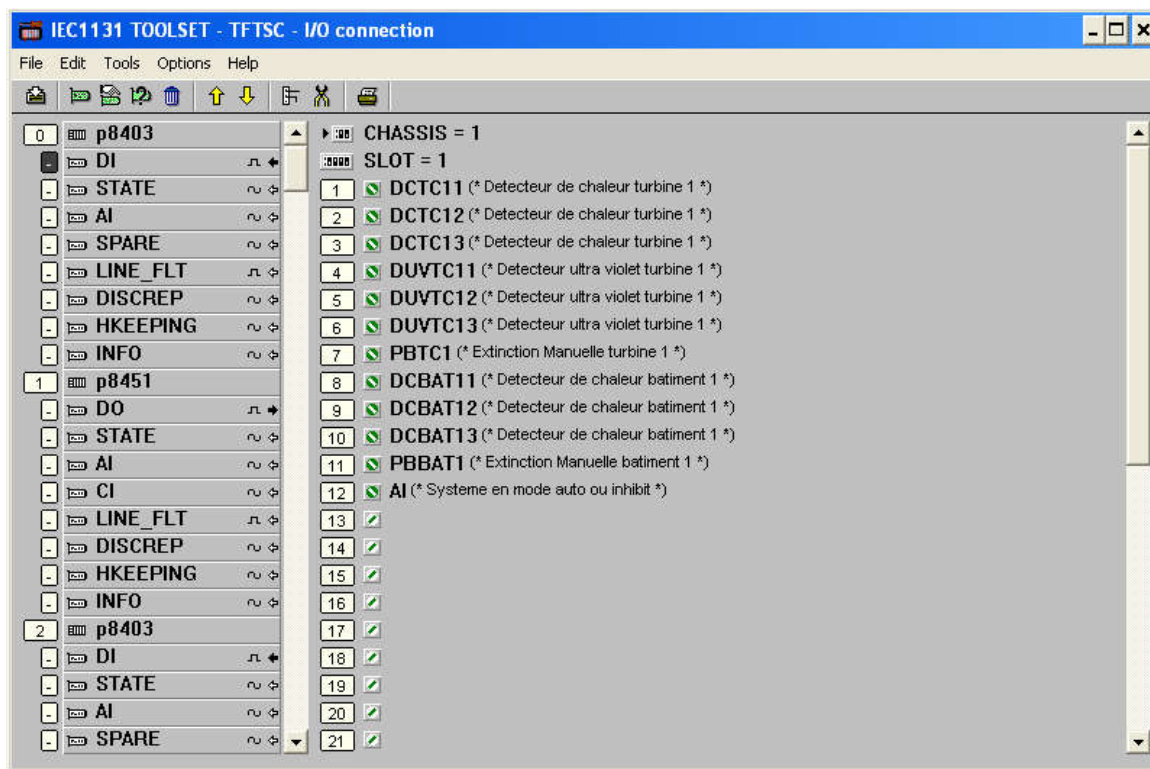


Figure IV.10 : Liste des entrées pour la DI P8403 (TC1+BAT1).

IV.4.2. La deuxième carte DI P8403 (40 chaines): est réservée pour les entrées digitales venantes de TC2 et son bâtiment (Figure IV.11).

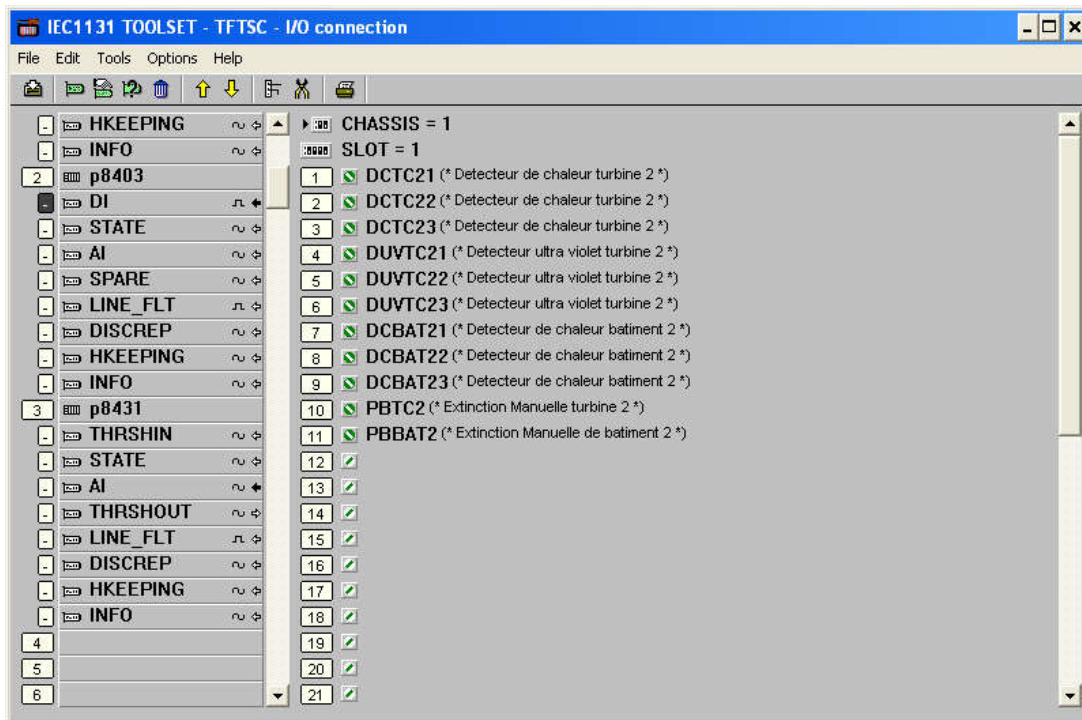


Figure IV.11 : Liste des entrées pour la DI P8403 (TC2+BAT2).

IV.4.3. La carte AI P8431 (40 chaines): est réservée pour les entrées analogiques venantes de TC1 et TC2 et ses bâtiments (Figure IV.12).

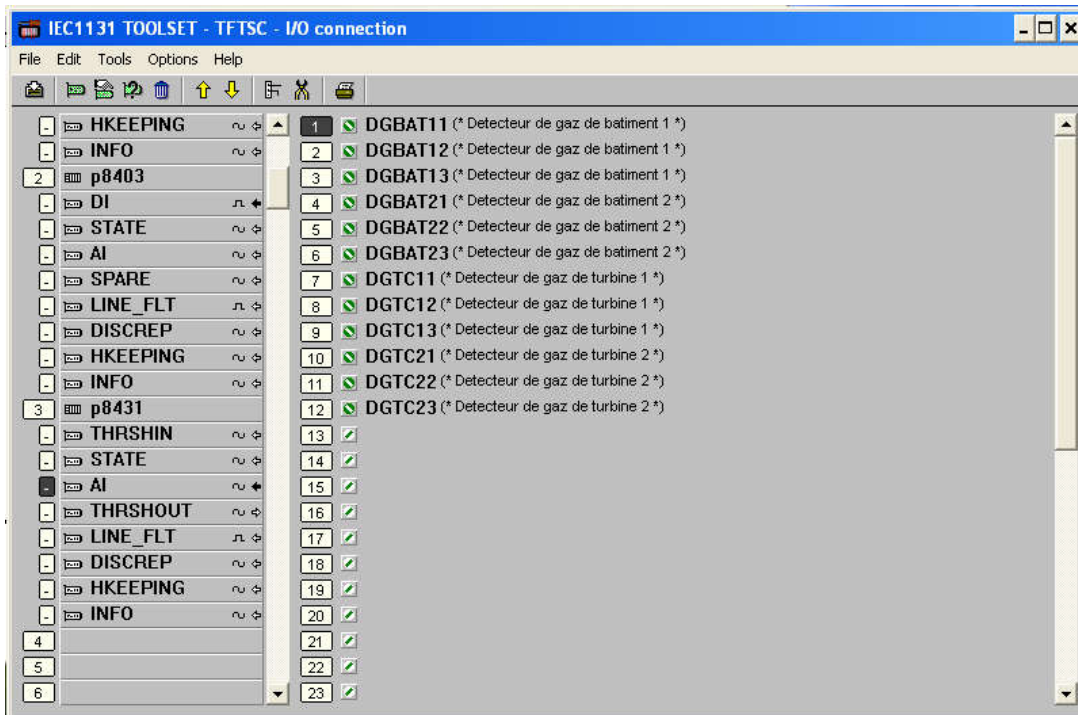


Figure IV.12 : Liste des entrées pour la AI P8431.

IV.4.4. La carte DO P8451 (40 chaines): est réservée pour toutes les sorties (Figure IV.13).

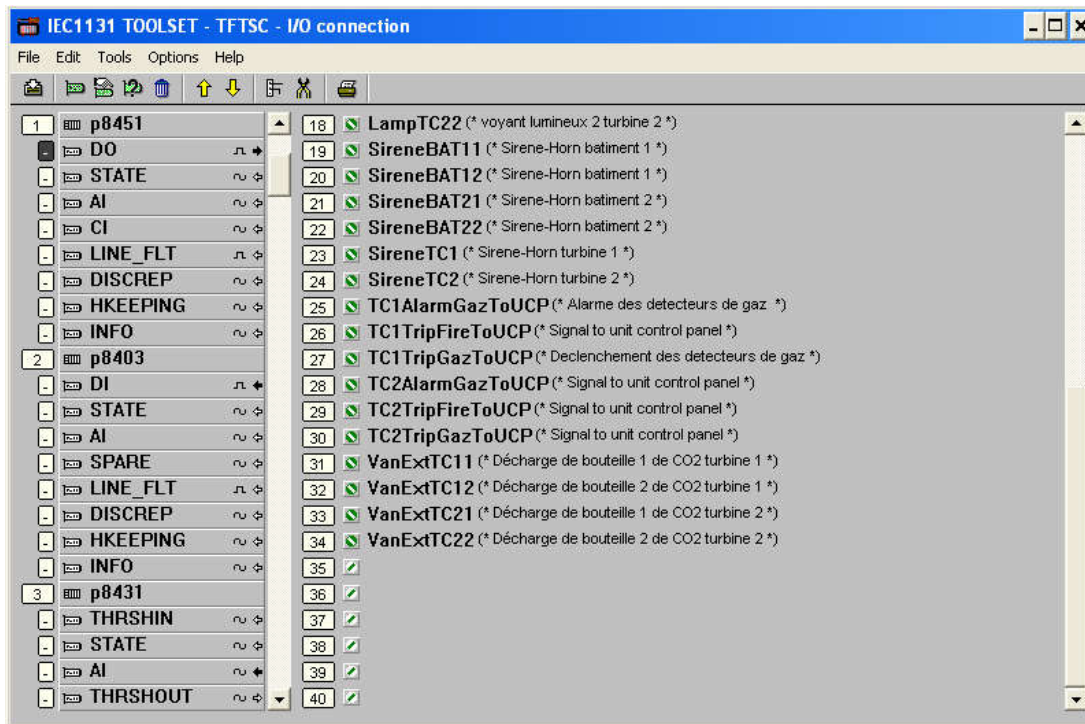
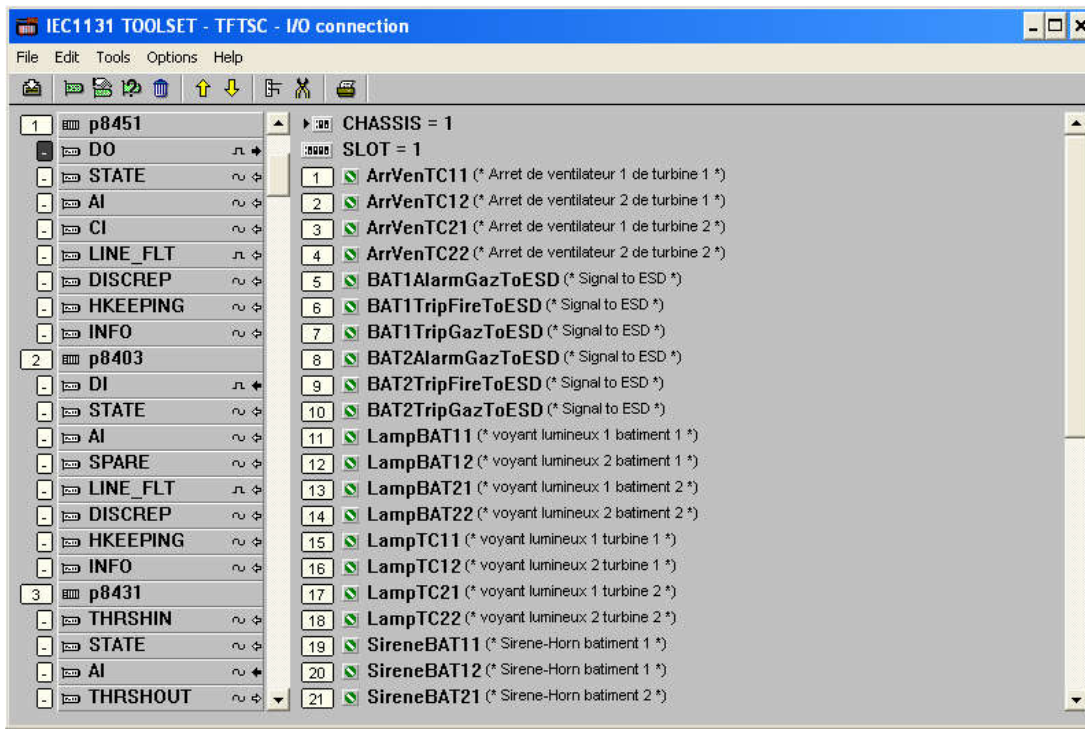


Figure IV.13 : Listes des sorties pour la DO P8451.

IV.5. Vérification de programme :

Dans le cadre de la simulation de nos sous programmes relatifs à la protection automatisée des turbos machines, il n'apparaît aucun défaut dans les logigrammes de fonctionnement présentés dans le cadre de ce chapitre (Figure IV.14) :

- Logigramme de protection de feu de TC1.
- Logigramme de protection de gaz de TC1.
- Logigramme de protection de feu de TC2.
- Logigramme de protection de gaz de TC2.
- Logigramme de protection de feu de bâtiment 1.
- Logigramme de protection de gaz de bâtiment 1.
- Logigramme de protection de feu de bâtiment 2.
- Logigramme de protection de gaz de bâtiments 2.

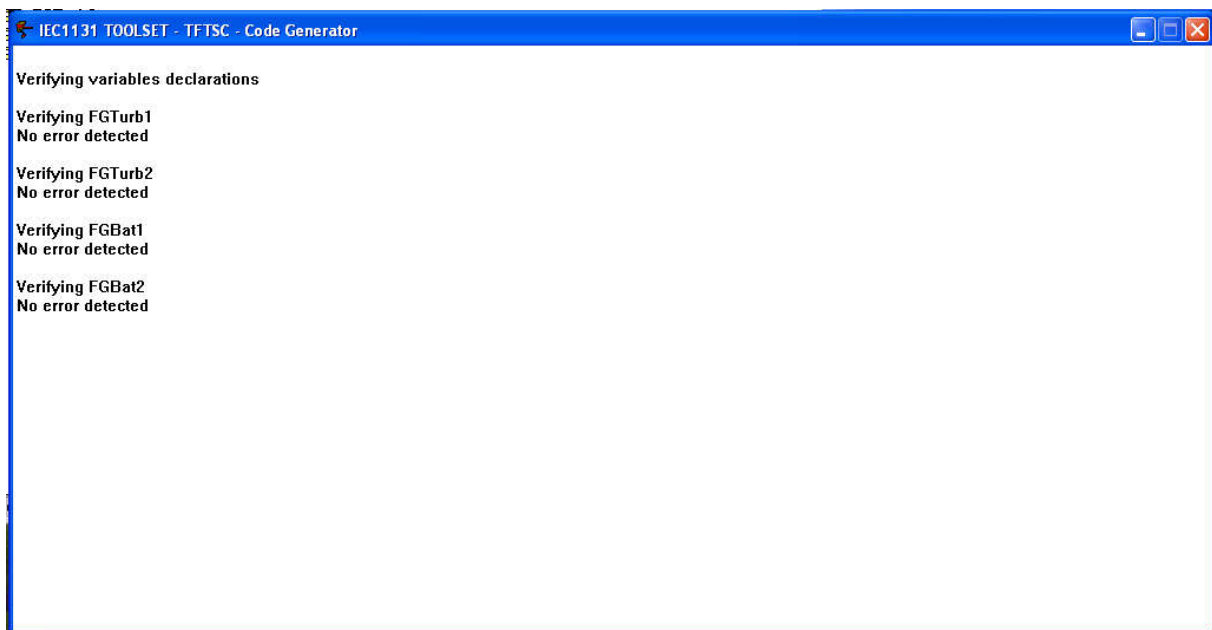


Figure IV.14 : Vérification des programmes anti incendies.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons programmé les séquences de protection feu et gaz des turbos compresseurs et des bâtiments qui les abrite de la station de compression de gaz à TFT

à base de l'automate ICS - Triplex. Notre programme est écrit dans le langage « FBD » de logiciel « Plantguard Toolset ».

| | |
|---|----|
| Figure IV.1. Illustration de la configuration matérielle de ICS – Triplex. | 57 |
| Figure IV.2 : Séquence de protection de feu de TC1. | 58 |
| Figure IV.3 : Séquence de protection de feu de TC2. | 59 |
| Figure IV.4 : Séquence de protection gaz de TC1..... | 61 |
| Figure IV.5 : Séquence de protection gaz de TC2..... | 62 |
| Figure IV.6 : Séquence de protection feu de bâtiment 1. | 64 |
| Figure IV.7 : Séquence de protection feu de bâtiment 2. | 65 |
| Figure IV.8 : Séquence de protection gaz de bâtiment 1..... | 67 |
| Figure IV.9 : Séquence de protection gaz de bâtiment 2..... | 68 |
| Figure IV.10 : Liste des entrées pour la DI P8403 (TC1+BAT1). | 69 |
| Figure IV.11 : Liste des entrées pour la DI P8403 (TC2+BAT2). | 70 |
| Figure IV.12 : Liste des entrées pour la AI P8431. | 70 |
| Figure IV.13 : Listes des sorties pour la DO P8451..... | 71 |
| Figure IV.14 : Vérification des programmes anti incendies..... | 72 |

Conclusion Générale

Conclusion générale

Ce travail a été réalisé au sein de l'entreprise « SONATRACH » (Activité TRC) dans le cadre de notre projet fin d'études. Dans ce cadre, nous avons étudié le fonctionnement actuel des systèmes anti incendie à la station de compression à TFT afin de pouvoir proposer une autre solution qui donne des résultats meilleurs par rapport aux systèmes actuels tout en offrant des avantages tels que l'optimisation de la maintenance.

Notre travail a été divisé en cinq parties, on a commencé tout d'abord par la description des gazoducs GR1, GR2 et les stations de compression qui assurent le transport de gaz à travers ses deux conduites, par la suite, on a présenté les différents composants et systèmes existants à TFT, après ça, on a donné les systèmes utilisés pour la lutte anti incendies à TFT ainsi que les instruments les plus utilisés dans le domaine d'automatisation des systèmes anti incendies, puis on a décrit l'entreprise Rockwell Automation qui a conçu l'automate ICS – Triplex, les niveaux d'intégrité de sécurité SIL et l'automate ICS – Triplex. Dans la dernière partie de notre projet, on a programmé un système anti incendie unifié à base de ICS – Triplex pour les turbos compresseurs et leurs bâtiments.

Ce projet nous a permis aussi d'apprendre et de maîtriser la programmation sous le logiciel « Plantguard Toolset ».

Ce travail nous a donné l'opportunité et l'occasion d'appliquer nos connaissances acquises à l'université et de les confronter à la réalité industrielle.

Nous sommes navrés de ne pouvoir faire la simulation de nos programmes. Ceci dit, on ne trouve nulle part le logiciel de programmation et simulation ABB.

- [1] Documentation interne SONATRACH « MANUEL OPERATOIRE - STATIONS DE COMPRESSION DES GAZODUCS GR1 / GR2 ALRAR-HASSI R'MEL – TFT ».
- [2] Documentation interne SONATRACH « Fiche Situation Système de Détection Incendie et Gaz F&G GR2/SC0/ TFT ».
- [3] PDF : P8066 Plantguard Programming.
- [4] Risk & Safety Group, Worley Parsons Kazakhstan Projects, Jon Hind Bsc : Fire and Gas Detection and Control in the Process Industry.
- [5] Présentation power point sur plantguard : ABB : IST_Plantguard_Basics.
- [6] PDF : Trusted overview ABB.

Listes des entrées/sorties du programme anti-incendie

Listes des entrées

| Symbole | Signification |
|-------------------------------|---|
| DCTC11 DCTC12 DCTC13 | Détecteurs de chaleur de TC1 |
| DCTC21 DCTC23 DCTC24 | Détecteurs de chaleur de TC2 |
| DCBAT11 DCBAT12 DCBAT13 | Détecteurs de chaleur de bâtiment 1 |
| DCBAT21 DCBAT22 DCBAT23 | Détecteurs de chaleur de bâtiment 2 |
| DGTC11 DGTC12 DGTC13 | Détecteurs de gaz de TC1 |
| DGTC21 DGTC22 DGTC23 | Détecteurs de gaz de TC2 |
| DGBAT11 DGBAT12 DGBAT13 | Détecteurs de gaz de bâtiment 1 |
| DGBAT21 DGBAT22 DGBAT23 | Détecteurs de gaz de bâtiment 2 |
| DUVTC11 DUVTC12 DUVTC13 | Détecteurs de flamme ultra violet de TC1 |
| DUVTC21 DUVTC22 DUVTC23 | Détecteurs de flamme ultra violet de TC2 |
| PBTC1 | Bouton poussoir d'extinction manuelle de TC1 |
| PBTC2 | Bouton poussoir d'extinction manuelle de TC2 |
| PBBAT1 | Bouton poussoir d'extinction manuelle de bâtiment 1 |
| PBBAT2 | Bouton poussoir d'extinction manuelle de bâtiment 2 |
| AI | Système en mode auto ou inhibait |
| H | La proportion de gaz dans le milieu est 15% |
| HH | La proportion de gaz dans le milieu est 30% |
| Sec | Temporisation de 30 secondes |

Listes des sorties

| Symbole | Signification |
|-------------------|---|
| SireneTC1 | Sirène-Horn TC1 |
| SireneTC2 | Sirène-Horn TC2 |
| SireneBAT11 | Sirène-Horn bâtiment 1 |
| SireneBAT12 | Sirène-Horn bâtiment 1 |
| SireneBAT21 | Sirène-Horn bâtiment 2 |
| SireneBAT22 | Sirène-Horn bâtiment 2 |
| LampTC11 | Voyant lumineux 1 de TC1 |
| LampTC12 | Voyant lumineux 1 de TC1 |
| LampTC21 | Voyant lumineux 1 de TC1 |
| LampTC22 | Voyant lumineux 1 de TC1 |
| LampBAT11 | Voyant lumineux 1 de bâtiment 1 |
| LampBAT12 | Voyant lumineux 2 de bâtiment 1 |
| LampBAT21 | Voyant lumineux 1 de bâtiment 2 |
| LampBAT22 | Voyant lumineux 2 de bâtiment 2 |
| BAT1TripFireToESD | Signal de déclenchement vers l'ESD |
| BAT2TripFireToESD | Signal de déclenchement vers l'ESD |
| BAT1TripGazToESD | Signal de déclenchement vers l'ESD |
| BAT2TripGazToESD | Signal de déclenchement vers l'ESD |
| BAT1AlarmGazToESD | Alarme présence de gaz au niveau de bâtiment 1 vers l'ESD |
| BAT2AlarmGazToESD | Alarme présence de gaz au niveau de bâtiment 2 vers l'ESD |
| TC1AlarmGazToUCP | Alarme présence de gaz au niveau de TC1 vers l'UCP |

| | |
|------------------|--|
| TC2AlarmGazToUCP | Alarme présence de gaz au niveau de TC2 vers l'UCP |
| TC1TripFireToUCP | Signal de déclenchement de TC1 vers l'UCP |
| TC2TripFireToUCP | Signal de déclenchement de TC2 vers l'UCP |
| TC1TripGazToUCP | Signal de déclenchement de TC1 vers l'UCP |
| TC2TripGazToUCP | Signal de déclenchement de TC1 vers l'UCP |
| ArrVenTC11 | Arrêt de ventilateur 1 de TC1 |
| ArrVenTC12 | Arrêt de ventilateur 2 de TC1 |
| ArrVenTC21 | Arrêt de ventilateur 1 de TC2 |
| ArrVenTC22 | Arrêt de ventilateur 2 de TC2 |
| VanExtTC11 | Décharge de bouteille 1 de CO2 de TC1 |
| VanExtTC12 | Décharge de bouteille 2 de CO2 de TC1 |
| VanExtTC21 | Décharge de bouteille 1 de CO2 de TC2 |
| VanExtTC22 | Décharge de bouteille 2 de CO2 de TC2 |
| FGTurb1 | Système feu et gaz de TC1 |
| FGTurb2 | Système feu et gaz de TC2 |
| FGBat1 | Système feu et gaz de bâtiment 1 |
| FGBat2 | Système feu et gaz de bâtiment 2 |