UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA
FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE

Mémoire

Présenté pour obtenir le diplôme de **:**

Master En Chimie

Spécialité : Chimie macromoléculaire

Par :
DJEDIANI Ali
RATNI Mehdi

Thème :

Réduction des émissions polluantes des NOx dans une turbine à gaz par la technologie DLN.

Dr BELAISSA Yahia	MCB	Université de YAHIA FARES - MEDEA	Encadreur
Pr HADIDI Noureddine	Professeur	Université de YAHIA FARES - MEDEA	Co-Encadreur

Année universitaire : 2021/2022

Remerciements

Nous remercions avant tout « ALLAH » qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à remercier notre encadreur ***Dr BELAISSA Yahia*** *pour son aide, sa patience, sa disponibilité, et sa compréhensibilité.*

Nous remercions notre Co-encadreur ***pr HADIDI Noureddine*** *pour sa précieuse assistance, sa disponibilité, son soutien.*

Nous remercions les membres du jury : pour nous avoir fait l'honneur de juger notre travail.

Nous remercions également tous les employés de la centrale electrique ***BOUFARIK II*** *, les collègues en particuliers* ***Mme HASBELAOUI Sadjia*** *,* ***Mr HAMOUCH Abdelazziz*** *,****Mr SALMA Zakaria*** *, Mr BOUBEKEUR Youcef et* ***Mr FODILI Mohamed****, qui ont été fortement et sans eux cette thèse n'aurais pu être élaborée.*

Nous remercions de tout cœur tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

En témoignage de ma gratitude et mon amour

Je dédie ce travail

A toute ma famille

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral.

A mon cher frère pour son appui et son encouragement.

A tous mes camarades.

A tous ceux que j'aime.

Et à tous ceux qui m'aiment.

Ali

Dédicace

En témoignage de ma gratitude et mon amour

Je dédie ce travail

A toute ma famille

A mes parents pour leur soutien durant toute ma carrière, pour leur bienveillance, leurs efforts constants dans mes études, Et pour leur encouragements.

A ma femme et mes enfants.

A tous mes camarades.

A tous ceux que j'aime.

Et à tous ceux qui m'aiment.

Mehdi

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I : Les conditions contractuelles……20

Tableau II : les conditions ISO ……20

Tableau III : Les points de mesure……22

Tableau IV : Valeurs guides dans l'air ambiant recommandées par l'OMS pour quelques polluants……28

Tableau V : Echelle d'espace et de temps des phénomènes de pollution atmosphérique ……29

Tableau VI : Composition molaires et propriétés physique du fuel gaz des turbines……34

Tableau VII : Composition molaire et leurs limites ……36

Tableau VIII : Description affichage en User's mode……39

Tableau IX: Comparaison entre la flamme de pré mélange et la flamme de diffusion……42

Tableau X: Schéma d'organisation des modes DLN……49

Tableau XI: la plage de mesure minimale selon la nature du gaz ……51

Tableau XI : Les valeurs limites de rejet atmosphérique dans un à turbine à gaz (GE)……54

Tableau XII : Les valeurs limites des paramétrés des rejets atmosphériques (décret 06-138 du 15/04/2066)……54

Tableau XIII : Description d'appareil Rasi 800……55

Tableau XIV : Valeurs des rejets atmosphériques émanant du groupe TG3 (laboratoire central SPE)……55

Tableau XV : Evolution de la température des fumées en fonction de la puissance ……56

Tableau XVI : Evolution de la concentration de NOX et CO en fonction de la puissance ……57

Tableau XVII : Evolution de la concentration de CO, NOX et T°C en fonction de la puissance ……58

Tableau XVIII : Analyse chromatographique de l'échantillon de gaz ……60

LISTE DES FIGURES

Figure 01 : La Centrale de Production d'électricité BOUFARIK II.....1

Figure 02 : Plan de situation géographique de la centrale BOUFARIK II 2

Figure 03 : les transformations énergétiques dans le cycle de la turbine à gaz.....05

Figure 04 : cycle simple d'une turbine à gaz 6

Figure 05 : La variation de pression et température dans une turbine à gaz 7

Figure 06 : Les principales sections de la turbine à gaz 7

Figure 07 : Les composants de la Turbine à Gaz 8

Figure 08 : Compartiment d'aspiration d'air (vue d'extérieur).....10

Figure09 : filtres d'air 10

Figure 10 : Schéma représente la position de compresseur axial dans une turbine à gaz.....11

Figure 11 : Schéma représente le Rotor et le Stator d'un compresseur axial 11

Figure 12 : Le rotor de la turbine et du compresseur sur le même arbre.....12

Figure 13 : Chambre de combustion 13

Figure14 : Chambre de combustion 14

Figure15 : les injecteur du système DLN.....14

Figure16 : Installation d'injecteur à une chambre de combustion 15

Figure17 : Bougie d'allumage 15

Figure18 : Détecteur de flamme 16

Figure 19: Tube d'interconnexion 16

Figure 20 : Pièce de transition 17

Figure 21: Montage des Silencieux d'échappement pour turbine à turbine à gaz 17

Figure 22 : Cycle thermodynamique de Brayton 18

Figure 23: Cycle de Baryton 18

Figure 24 : Diagramme T–S du cycle réel de Brayton.....19

Figure 25: Les points de mesure 21

Figure 26 : Compteur d'énergie.....22

Figure 27 : Les bonbons du gaz 23

Figure 28 : Diagramme de la pollution atmosphérique 25

Figure 29 : Principales voies de formation des oxydes d'azotes lors de la combustion des combustibles fossiles ……..26

Figure 30 : Schéma général de poste gaz ……30

Figure 31 : Séparateur (syclone)……..31

Figure 32 : Deux filtre (particules solides)……31

Figure 33 : Compteur du gaz……..32

Figure 34 : Bain- marie du gaz ……32

Figure 35 : Détendeur du gaz ……33

Figure 36 : La relation entre la pression et la température ……35

Figure 37 : Chromatographe HGC303……36

Figure 38 : Système d'analyseur chromatographique……37

Figure 39 : Affichage en User's mode ……38

Figure 40 : les différentes zones de la chambre de combustion……41

Figure 41 : Rapport d'équivalence ……42

Figure 42 : Taux de production de NOx ……43

Figure 43 : La production de NOx et de CO en fonction de la température de combustion……44

Figure 44 : Evolution technologique et compatibilité ……45

Figure 45 : Evolution technologique de GE pour les émissions NOx ……46

Figure 46 : Circuit fuel gaz d'une turbine ……46

Figure 47 : Description du Circuit fuel gaz d'une turbine ……47

Figure 48 : Configuration de buses/vannes 9FA DLN2.6+ ……47

Figure 49 : Disposition des injecteurs de combustible du système 9FA DLN2.6+……48

Figure 50 : Les modes de démarrage/arrêt du système 9FA DLN2.6+ ……50

Figure 51 : Armoire du Système MCS100E ……51

Figure 52 : Construction de système MCS100E ……51

Figure 53 : Schéma de principe de mesure du MCS100E……51

Figure 54 : Courbe d'émission atmosphérique par analyseur en ligne ……56

Figure 55 : Evolution de la température des fumées en fonction de la puissance ……57

Figure 56 : Evolution de la concentration de NOX et CO en fonction de la puissance ……57

Figure 57 : Evolution de la concentration de CO, NOX et T°C en fonction de la puissance ……58

Figure 58 : Chromatogramme de d'échantillon gaz a analysé ……60

LISTE DES ABREVIATIONS

AUX	: Consommation auxiliaires
BA	: Puissance alternateur
BU	: Puissance usine
BUbru	: Puissance usine brut
CEMS	: Continuous Emissions Monitoring System
CO	: Monoxyde de carbone
CO_2	: Dioxyde de carbone
COV	: Composés organiques volatils
C.S.P	: Consommation spécifique
D5	: Mode Diffusion
DLN	: Dry Low NOx
EOH	: Vieillissement de la turbine
GCV	: Gaz Control Valve (soupape de contrôle de Gas)
GSV	: Gaz Splitter Valve (soupape de séparation de carburant)
GE	: General Electric
Ha	: Hectare
HGC	: Heat value Gas Chromatograph
IGV	: Intel Gaz Valve (soupape d'entrer de Gas)
ISO	: International Organization for Standardization
NO_X	: Oxydes d'azote
η	: Le rendement
OMS	: l'Organisation Mondiale de la Santé
ΔP	: Pression
PC	: Puissance calorifique supérieur
P.C.I	: Pouvoir calorifique inferieur
P.C.S	: Pouvoir calorifique supérieur
PM	: Premix
PPmvd	: Parts per million by Volume dry
Qm	: Quantité massique
SCR	: Réduction catalytique sélective
SO_X	: Oxydes de soufre
SRV	: Speed Ratio Valve (soupape d'arrêt)
TCD	: Détecteur à Conductibilité Thermique
W	: Indice de Wobbe

SOMMAIRE

Introduction 1
Présentation 3

Chapitre I : Généralité sur la Turbine à gaz
I. Définition 5
II. Les avantages de la turbine à gaz 5
III. Les inconvénients de la turbine à gaz 5
IV. Les transformations énergétiques dans la turbine à gaz 5
V. Les défirent transformation 6
VI. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz : 6
VII. Description de la turbine à gaz 9FA 7
VIII. Les composants de la Turbine à Gaz 8
IX. Caractéristique de la turbine à gaz MS–9001FA.03 9
X. Système D'air 9
XI. Compresseur 11
XII. La turbine 12
1. Rotor 12
2. Stator 12
XIII. Chambre de combustion 13
XIV. Les organes de système de combustion 14
1. Injecteur 14
2. Bougie d'alumage 15
3. Détecteur de flamme 15
4. Tube d'interconnexion 16
5. Pièce de transition 16
XV. Section d'échappement 17
XIV. Cycle thermodynamique des turbines à gaz 18
1. Cycle de Brayton 18
2. Cycle de Brayton idéal (réversible) 18
3. Cycle de Brayton réel (irréversible) 18
XVII. Les essais de performance des turbines à gaz 19
1. La Consommation spécifique 19
2. Le Rendement 19
XVIII. Performance garantie et conditions de référence du site spécifié 20
1. Performance garantie 20
2. Les conditions contractuelles 20
3. Les conditions ISO 20
4. Paramètres à relever lors de l'essai 21
5. Le but de ces mesures nous permettre de déterminés 21
6. Emplacement des points de mesures 21
7. Liste des instruments de mesures utilisés pendant les essais 22
8. Calibration des instruments de mesure 23

9. Les normes 23
9.1. Les normes relatives aux essais de réception 23
9.2. Les normes relatives à la composition du gaz 24
9.3. Les normes relatives au débit de fluide 24

Chapitre II :Formation du NOx et les différentes méthodes de réductions les émissions polluants
I. Les émissions atmosphériques d'une centrale électrique 25
II. Processus de formation de NO_X 25
III. Mécanismes de formation des oxydes d'azote 26
1. Le mécanisme du no thermique (thermal- no) 26
2. Le mécanisme du NO précoce (PROMPT-NO) 27
3. Le mécanisme du no du combustible 27
4. Le mécanisme de formation de no via N_2O 28
IV. Impacts de la Pollution atmosphérique 28
1. Effets sur la santé 28
2. Effets sur l'environnement 29

Chapitre III Traitement du gaz et leurs caractéristiques physico-chimiques
I. Poste gaz 30
II. Description générale 30
III. Fonctionnement 31
1. séparateur et filtre du gaz 31
1.1 Séparateur du gaz (syclones) 31
1.2 Filtres du gaz 31
2. Mesure et By-pass 32
3. bain- marie du gaz 32
4. Détendeurs du gaz 33
IV. Analyse chromatographique 33
V. Les facteurs déterminant de la combustion et les caractéristiques du combustible 34
1. Caractérisation d'un combustible 34
2. Pouvoir calorifique 34
3. Indice de Wobbe 35
V I. Analyseur chromatographique 35
1. Chromatographe HGC303 35
2. Logiciel d'exploitation et diagnostics 36
3. Principales caractéristiques 36
4. Condition de fonctionnement 37
5. Caractéristiques physiques 37
VII. Principe de fonctionnement 38

Chapitre IV La combustion dans les turbines à gaz
I. Les différents types de chambre de combustion 40
II. Les différentes zones de la chambre de combustion 40
III. Principe de combustion 41
1. La flamme 41

1.1 Type de flamme 41
1.2 Rapport d'équivalence (ø) 42
1.3 Température de flamme 42
2. Oxydes d'azote 43
2.1 Sources de Nox 43
2.2 Taux de production de NOx 43
2.3 Production de NOx et de CO en fonction de la température 43
2.4 Les différentes méthodes de réductions les émissions polluant 44
V. Technologie DLN 45
VI. Système de gaz combustible 9FA DLN2.6 46
1. Circuit combustible DLN 46
2. Description du circuit 47
3. Description L'injecteur de combustible 48
VII. Fonctionnement 48
VIII. Système CEMS (Continuous Emissions Monitoring System) 50
1. Système MCS100E 50
1.1 Construction 51
1.2 Principe de mesure 51
1.3 Fonctionnement 53

Résultat et Discussion 54
Conclusion 61

INTRODUCTION

Introduction :

Depuis plusieurs années, l'industrie des turbines à gaz place au cœur de sa stratégie de recherche les enjeux environnementaux tels que : la réduction des nuisances sonores, des émissions de polluants ou encore la consommation de carburant. Ces enjeux prennent une importance déterminante pour assurer le développement durable, au rythme d'une croissance annuelle continue de la production d'énergie électrique.

Par ailleurs, les nouvelles réglementations internationales plus sévères, les taxes locales au niveau des nations voir des aéroports, le poids croissant des associations de riverains et des opinions publiques ne font qu'accroitre ses efforts sans oublier les engagements résultant de la conférence de Kyoto en terme d'émissions de CO_2. Ces enjeux prennent aussi un caractère économique suite aux récents chocs pétroliers, la réduction de consommation du carburant devenant alors une réelle motivation.

L'amélioration des performances passe alors par une connaissance approfondie de toutes les étapes, intimement liées, qui concourent à une combustion plus efficace et plus propre.

L'analyse et la modélisation des différents phénomènes comme la caractérisation du carburant, l'injection dans la chambre de combustion, l'allumage et la combustion en mélange turbulent ou encore le contrôle des instabilités de combustion constituent les grands axes de la recherche dans ce domaine. Le développement de nouveaux turbogénérateurs offre des possibilités de pratiques intéressantes, leur principale exigence étant de consommer moins de carburant tout en réduisant de façon significative les émissions polluantes (NOx, CO_2).
Les progrès considérables enregistrés ces dernières années sont particulièrement dus à de nombreux travaux réalisés sur l'amélioration du circuit fuel gaz [1].

Le système **DLN** (Dry Low NOx) est installé à la centrale **BOUFARIK 2. Afin** d'améliorer le circuit fuel gaz, Ce système reconnu par ses avantages et sa fiabilité prouvés par GE (General Electric) dans les installations du monde entier.

Cette technologie possède plusieurs avantages, elle va nous permettre d'avoir une combustion Stoechiométrique (c'est une combustion complète et parfaite d'où toute la quantité de fuel injecté dans la chambres de combustion est complètement brulé), une réduction des émissions NOx et une réduction de niveau de bruit.

Ce mémoire s'articulera sur les parties suivantes :

Un premier chapitre qui décrit d'une manière générale la centrale électrique avec une description générale de la turbine 9FA.

Le deuxième chapitre porte sur la formation et les méthodes de réductions du NO_X, et l'impact de ce dernier sur l'environnement.

Le troisième chapitre prendra en charge l'étude physicochimique du combustible gaz.

Le quatrième chapitre entamera l'évolution de l'installation et fonctionnement du système DLN (Dry Low Nox).

À la fin, ce travail voisinera les évolutions réelles des émissions atmosphériques en NO_X et le respect du code de protection de l'environnement de la centrales Boufarik II.

PRESENTATION

Présentation :

L'activité unique de la centrale du BOUFARIK II est la production de l'énergie électrique à partir du gaz naturel ou fuel (Gasoil) ; Cette énergie est évacuée sur le réseau national à travers le poste Haute Tension (GRTE) d'une puissance de 704 MW.



Figure 01 : La Centrale de Production d'électricité BOUFARIK II.

La Centrale de Production d'électricité BOUFARIK II est située à 4 km du chef-lieu de la daïra de Boufarik, et s'étend sur une superficie de 15 Ha.
La centrale est composée de 3 Groupes Turbo-Alternateurs de 235 MW totalisant une puissance installée de 704,129 MW.

Réalisée dans le cadre du renforcement du besoin :

- Faire face à la demande d'énergie résultant de l'implantation dans la Région de divers aménagements industriels, agricoles et domestiques, notamment en périodes de pointes (été-hiver).
- Assurer la sécurité de l'alimentation en énergie électrique des réseaux.
- Assurer un appoint au réseau national interconnecté.

La centrale de BOUFARIK II est reliée au Centre Monitoring de la Société de Production d'Electricité depuis avril 2018.

Date de mise en service des Groupes Turbo-Alternateurs :
GROUPE N°1 Le 28/08/2016.
GROUPE N°2 Le 28/05/2016.
GROUPE N°3 Le 24/05/2016.



Figure 02 : Plan de situation géographique de la centrale BOUFARIK II.

CHAPITRE I :

Généralité sur la Turbine à gaz

I. Définition :

La turbine à gaz est un moteur thermique qui appartient à la famille des turbomachines, elle convertit de l'énergie mécanique au moyen de mécanismes à rotor à partir de l'énergie chimique contenue dans un combustible, cette énergie est convertie en énergie électrique à l'aide d'un générateur, ou convertie en énergie de pression par le compresseur [2].

II. Les avantages de la turbine à gaz :

- Puissance spécifique élevée (kW/kg).
- Installation simple (la principale servitude est la qualité et le volume de l'air aspiré).
- Disponibilité élevée (> 95 %).
- Exige peu de fluide de refroidissement (eau ou air).
- Possibilité de mise en régime rapide (quelques dizaines de minutes).
- Entretien simple.

III. Les inconvénients de la turbine à gaz :

- Pièces de rechange couteuses.
- Présence des risques de pollution.
- Consommation spécifique importante.
- Rendement faible.

IV. Les transformations énergétiques dans la turbine à gaz :

Le cycle de la turbine à gaz est constitué d'une série de transformations qui se succèdent jusqu'à l'obtention de l'énergie électrique qui est l'objectif de ce moteur thermique.

L'énergie chimique présente dans le carburant est extraite en présence de flamme et d'air, qui sera convertie en énergie thermique. Tout cela se passe dans la chambre de combustion.
Les gaz de combustion (gaz brûlés) dont la température est entre 900 et 1400 °C sont transférés dans la turbine, et finalement convertie en énergie mécanique comme le montre la Figure (03).

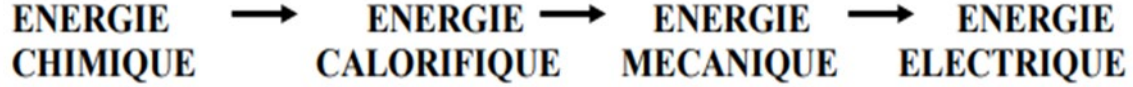


Figure 03 : les transformations énergétiques dans le cycle de la turbine à gaz.

V. Les déférentes transformations :

1. **L'énergie chimique :** est l'énergie primaire constituée du combustible et de sa combinaison avec l'oxygène, en présence d'une étincelle, l'ensemble se transforme en énergie calorifique.
2. **L'énergie calorifique :** est issue de l'énergie chimique par l'entretien d'une flamme. Elle permet d'augmenter la température des gaz de combustion qui seront dirigés vers la turbine pour se transformer en énergie mécanique.
3. **L'énergie mécanique :** l'énergie calorifique se transforme en énergie cinétique produite par la détente des gaz et récupérée par le rotor de la turbine sous forme d'énergie mécanique.
4. **L'énergie électrique :** elle est fournie par l'excitation du rotor de l'alternateur à la suite de la transformation de l'énergie mécanique.

VI. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz :

Une turbine à gaz fonctionne en suivant ces étapes :

- ✓ Admission : elle extrait de l'air du milieu environnant.
- ✓ Compression : elle le comprime à une pression plus élevée.
- ✓ Combustion : elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- ✓ Détente : elle achemine l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine.
- ✓ Échappement : elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température [4].

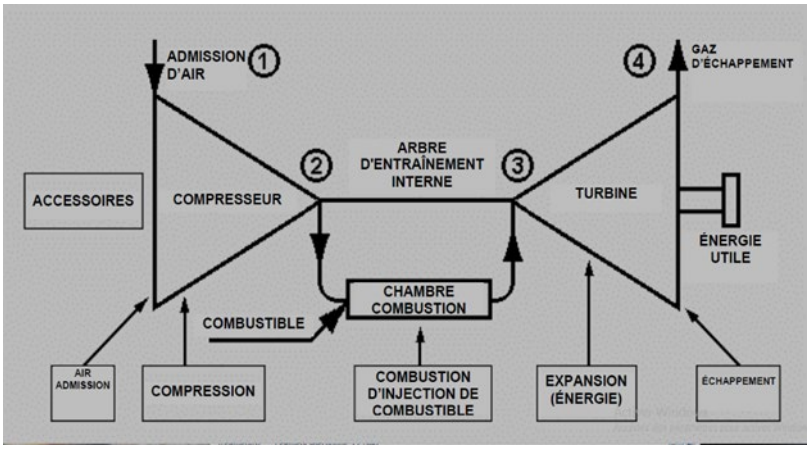


Figure 05 : cycle simple d'une turbine à gaz [3].

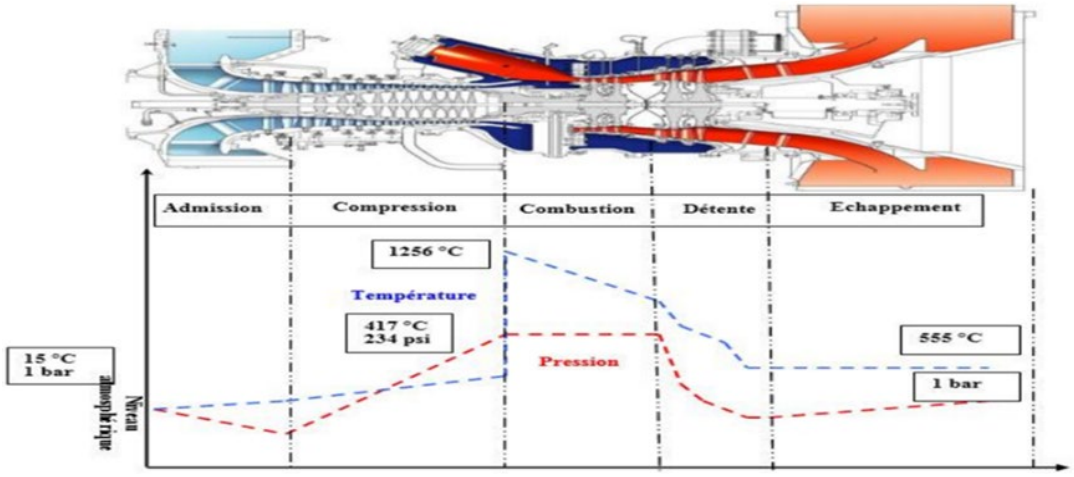


Figure 07 : La variation de pression et température dans une turbine à gaz.

VII. Description de la turbine à gaz 9FA :

La turbine à gaz à arbre unique MS–9001FA est conçue pour fonctionner dans une installation Configurée en unité à cycle simple ou cycle combiné.

La turbine à gaz comporte six principales sections ou groupes :

1. Admission d'air
2. Compresseur
3. Système de combustion
4. Turbine
5. Échappement
6. Systèmes de support

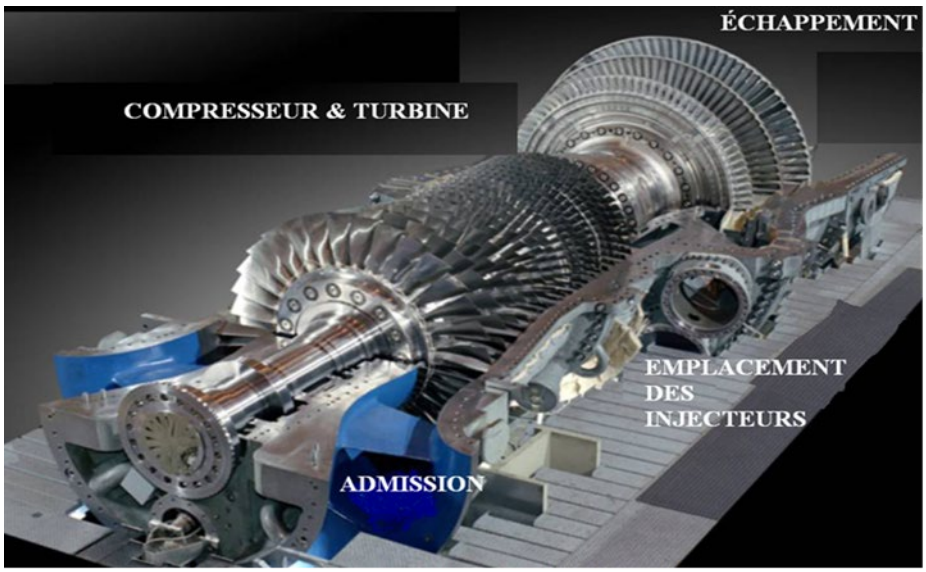


Figure 06 : Les principales sections de la turbine à gaz [3].

VIII. Les composants de la Turbine à Gaz :

Cette section décrit les composants de la turbine à gaz et la relation existant entre les principaux composants [3].

1 – Admission d'Air

2 – Compresseur

3 – Turbine

4 – Echappement

5 – VIGV'S

6 – Connection Gaz

7 – Connection Fioul

8 – Injection d'Eau

9 – Air d'Atomisation

10 – Combustion

11 – Tube à Flamme

12 – Pièce de Transition

13 – Diffuseur d'échappement

14 – Extraction 9 ème étage

15 – Extraction 13 ème étage

16 – Directrice 3 ème étage

17 – Roue Turbine 3 ème étage

18 – Palier No. 1

19 – Palier No. 2

20 – Extraction Interne 17 ème étage

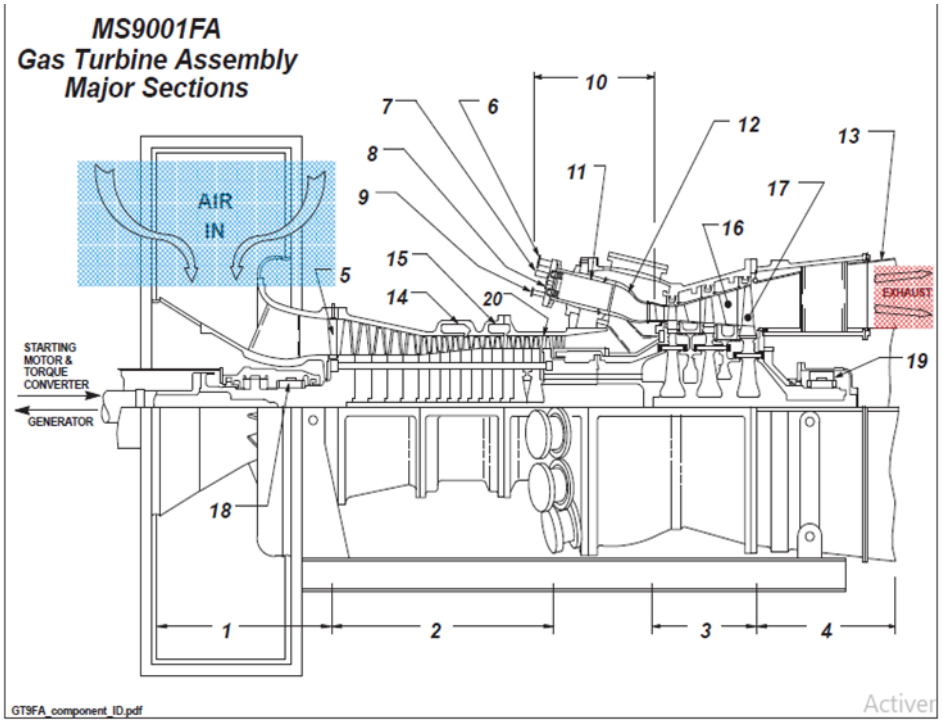


Figure 07 : Les composants de la Turbine à Gaz [3].

IX. Caractéristique de la turbine à gaz MS–9001FA.03 :

- **Section du compresseur :**
- IGV……variable.
- Corps admission compresseur……..…01.
- Corps intermédiaire du compresseur……01.
- Corps décharge compresseur……01.
- **Section de la turbine :**
- Nombre des étages de la turbine.....03.
- **Section de combustion :**
- Nombre du chambre de combustion .....18 chambre.
- Configuration des chambres.....Concentrique autour du compresseur.
- Combustible.....fuel / Gaz.
- Bougies d'allumage.....Deux, types électrodes à ressort, auto rétractile.
- Détecteur de flamme.....4, type ultraviolet.
- **Ensemble paliers :**
- Quantité.....02
- Lubrification.....à huile sous pression
- Palie N°1.....Actif et inactif, de butée et lisse.
- Coussinet lisse.....Elliptique.
- Butée active.....Patins oscillants.
- Butée inactive.....Patins oscillants.
- Palier N°2.....Coussin lisse, elliptique.
- **Système de lancement :**
- Dispositif de lancement.....Moteur électrique asynchrone/Alternateur (LCI= système de démarrage statique).
- **Système du combustible :**
- Type.....fuel Gaz.
- Vanne de commande, arrêt, détente gaz.....Servocommande, électro hydraulique.
- **Système de graissage :**
- Lubrifiant.....Huile Turba 32/Turbo 32(TOTAL).
- Capacité totale.....27 973 litres.
- Pression du collecteur palier.....10PSI (0.8 Bar) [3].

X. Système D'air :

Le compartiment des filtres d'admission d'air de la turbine à gaz sert à fournir un air propre à la turbine à gaz pour le processus de combustion. Le compartiment d'admission d'air aspire l'air de l'environnement et sa principale tâche est d'assurer que les particules de poussière importantes ne pénètrent pas dans la section d'air propre. L'air est ensuite filtré au fur et à mesure qu'il avance dans les cartouches de filtre qui sont montées à l'intérieur du compartiment. L'air propre est canalisé dans la section de transition et quitte le compartiment d'admission d'air à travers une bride de transition qui mène au système de gaine d'admission. L'air s'écoule à partir de la gaine d'admission dans le caisson d'admission et dans la turbine à gaz.

L'enlèvement des contaminants est un facteur majeur qui permet de s'assurer que la turbine à gaz fonctionne avec les performances et la fiabilité maximale. On peut trouver des contaminants dans l'air ambiant sous la forme de particules solides ou liquides.

Si ces contaminants ne sont pas retirés du flux d'air de la turbine à gaz cela se traduit par l'érosion et la corrosion du compresseur et des composants de la turbine. Il peut également y avoir formation de dépôts sur les parties rotatives (encrassement) de l'équipement, qui compromettent la conception aérodynamique et peuvent réduire la vie théorique. L'énorme consommation d'air de ces équipements augmente encore leur sensibilité à la qualité de l'air. Vous trouverez ci-dessous un compartiment de filtres d'admission d'air de turbine à gaz [3].



Figure 08 : Compartiment d'aspiration d'air (vue d'extérieur).



Figure 09 : Filtres d'air.

XI. Compresseur :

Le compresseur est de type axial à 18 étages, le flux d'air le traverse dans le sens axial. Il aspire l'air ambiant à travers un système de filtration et le comprime successivement dans les 17 étages pour donner une pression finale de 10 bars avec un débit de 420 tonnes m3/h. L'air fournit par le compresseur est utilisé dans le système de combustion de la turbine. Le compresseur se compose d'une partie fixe appelée stator, et d'un autre mobile appelé rotor. Un étage se compose d'un jeux d'ailettes fixe (stator), et d'un jeux d'ailettes mobile (rotor) [3].

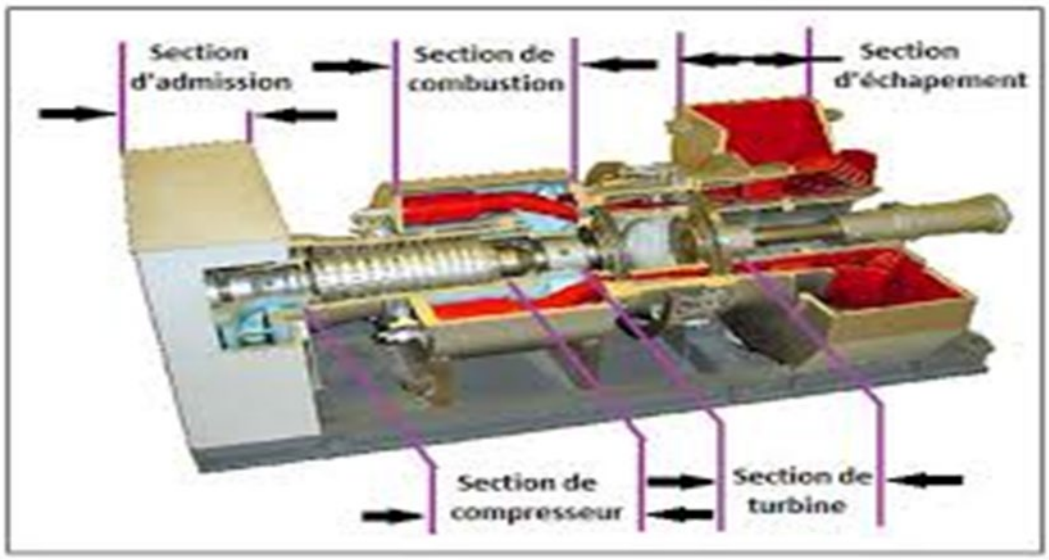


Figure 10 : Schéma représente la position de compresseur axial dans une turbine à gaz [5]

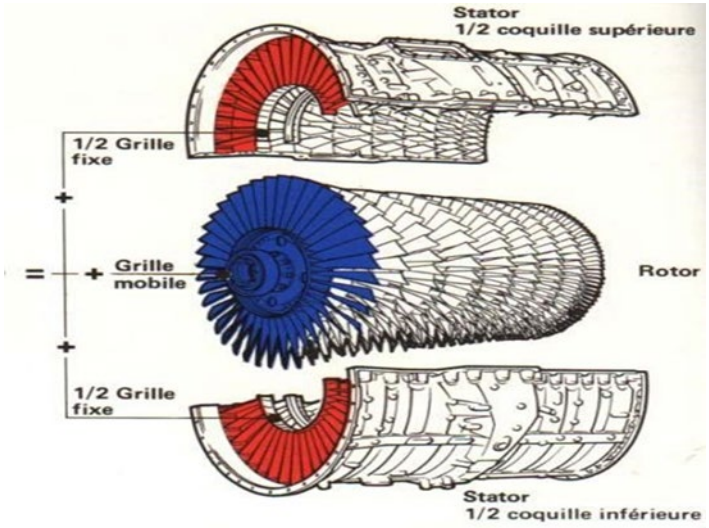


Figure 11 : Schéma représente le Rotor et le Stator d'un compresseur axial [6].

XII. La turbine :

C'est au niveau de la section turbine que les gaz à haute température issus des chambres de combustion viennent se détendre produisant la puissance mécanique nécessaire pour entraîner le compresseur axial et l'alternateur. La turbine est composée d'une partie fixe (stator) et d'une partie mobile (rotor).

1. **Rotor :** Le rotor est composé de trois roues :
   - Roue 1er étage.
   - Roue 2ème étage.
   - Roue 2ème étage.
2. **Stator :** Le stator de la turbine est l'un des principaux éléments structuraux de la turbine à gaz, il est boulonné extérieurement à l'avant aux entretoises du stator du refoulement du compresseur et extérieurement à l'arrière du diffuseur d'échappement. Dans le stator de la turbine se trouvent les éléments suivants :
   - Pièces de séparation et de protection de la directrice 1er étage.
   - Directrice 1er étage.
   - Directrice 2ème étage.

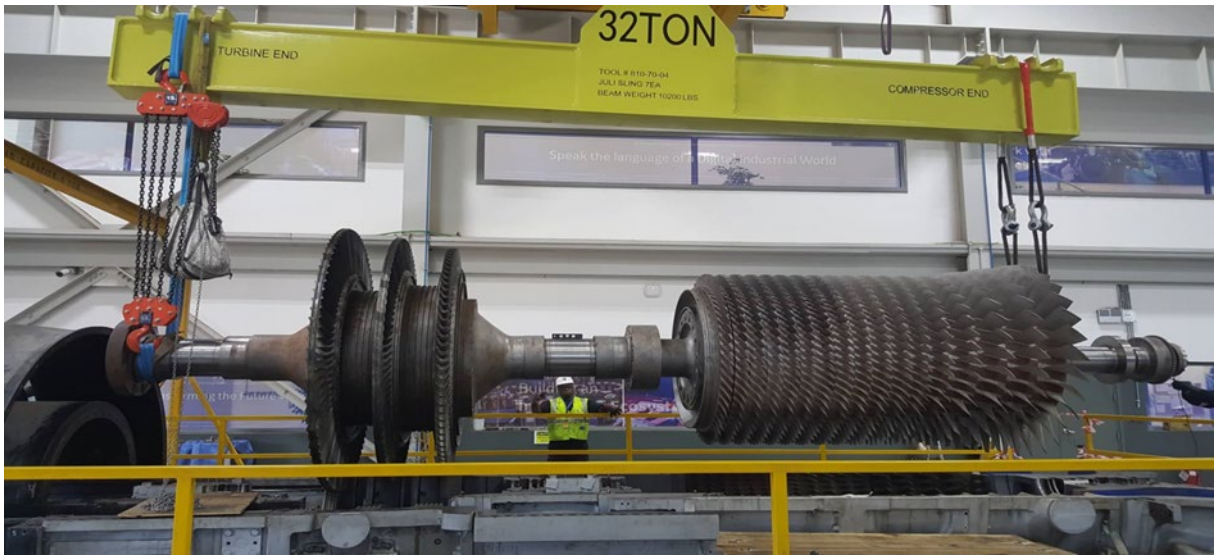


Figure12 : Le rotor de la turbine et du compresseur sur le même arbre.

XIII. Chambre de combustion

L'air à la sortie du compresseur entre les chambres de combustion à travers la paroi de séparation compresseur/chambre. L'air du compresseur pénètre dans les tubes à flammes par des trous qui sont disposé sur la circonférence de celui-ci. Le système de combustion est de type flux inversé avec 18 chambres de combustion installées autour de la périphérie du corps d'échappement compresseur (Figure 13).

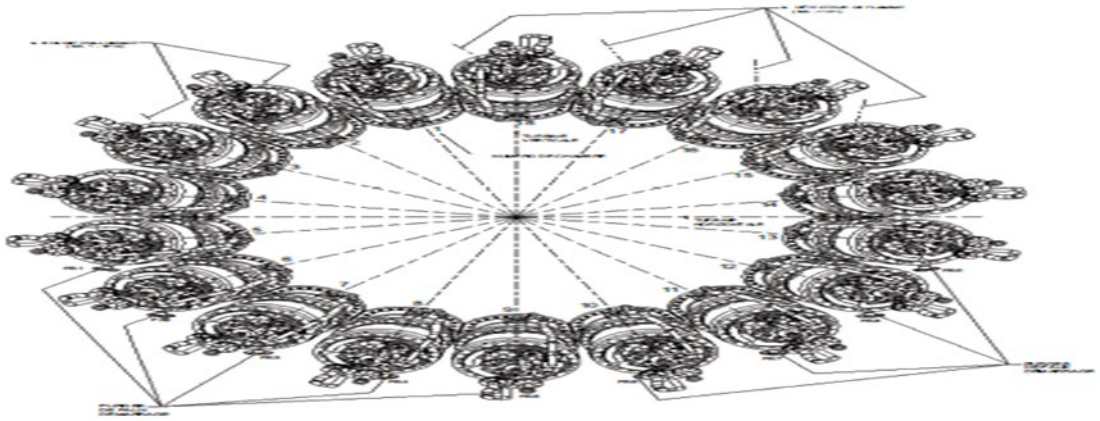


Figure13 : Chambre de combustion**.**

Les chambres de combustion sont numérotées dans le sens inverse des aiguilles d'une montre lorsqu'observées en aval et en partant de la partie supérieure gauche de la turbine. Ce système prévoit également des injecteurs de combustible, un système d'allumage par bougies, des détecteurs de flamme et des tubes d'interconnexion.
Les gaz chauds, dégagés du combustible enflammé au sein des chambres de combustion, circulent en direction de la turbine à travers les pièces de transition refroidies par contact. L'air à haute pression de l'échappement du compresseur est dirigé autour des pièces de transition.
Une partie de cet air pénètre dans les orifices du canalisateur de refroidissement par contact afin de refroidir les pièces de transition, puis circule dans le canalisateur d'air. Le reste entre dans l'espace annulaire entre le manchon d'écoulement et le tube de flamme de combustion par les trous dans l'extrémité en aval du manchon d'écoulement. (Figures 13 et 14). Cet air pénètre ensuite dans la zone de combustion à travers l'ensemble chapeau pour assurer une combustion efficace. Le combustible est acheminé dans chaque chambre de combustion en passant cinq injecteurs conçus pour disperser et mélanger le combustible avec le volume d'air de combustion approprié.

Le DLN–2,6+ le système de combustion de la figure (14) forme un unique étage, chambre de combustion double capable de fonctionner au gaz et au combustible liquide. Avec du gaz, la chambre de combustion fonctionne en mode diffusion, avec des charges faibles (charge < 50 %) et en mode pré-mélange avec des charges élevées (charge > 50 %). L'injection de diluant reste nécessaire pour l'atténuation NO_X [3].

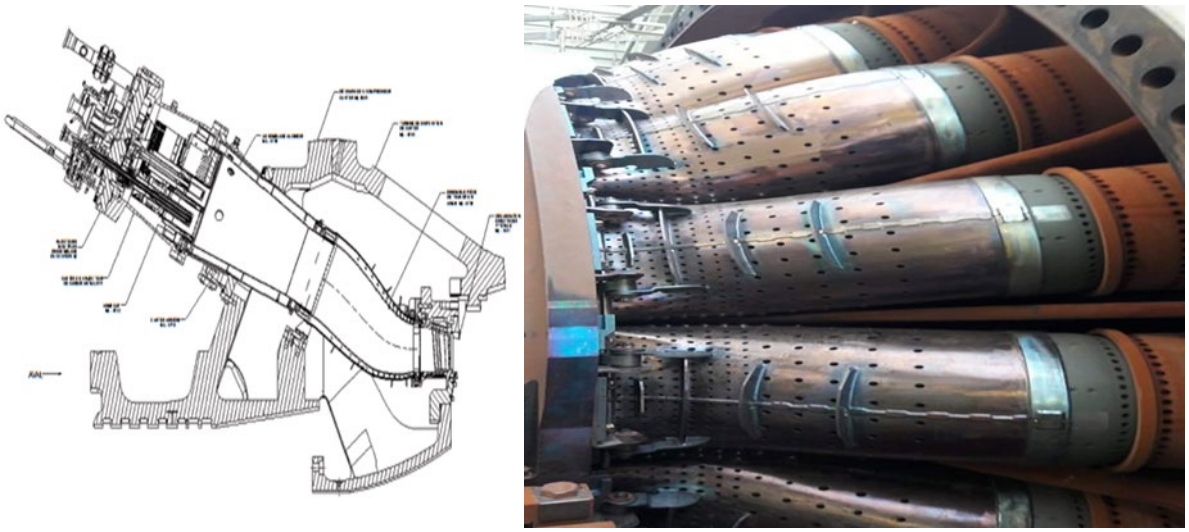


Figure 14 : Chambre de combustion [3].

XIV. Les organes de système de combustion :

1. **Injecteur :** Cinq ensembles d'injecteurs de carburant extérieurs entourent un ensemble d'injecteur de carburant central dans chaque chambre de combustion. Les injecteurs de carburant extérieurs sont équipés de passages pour le gaz de diffusion et le gaz pré-mélangé alors que l'injecteur de carburant central n'utilise que le gaz pré-mélangé.

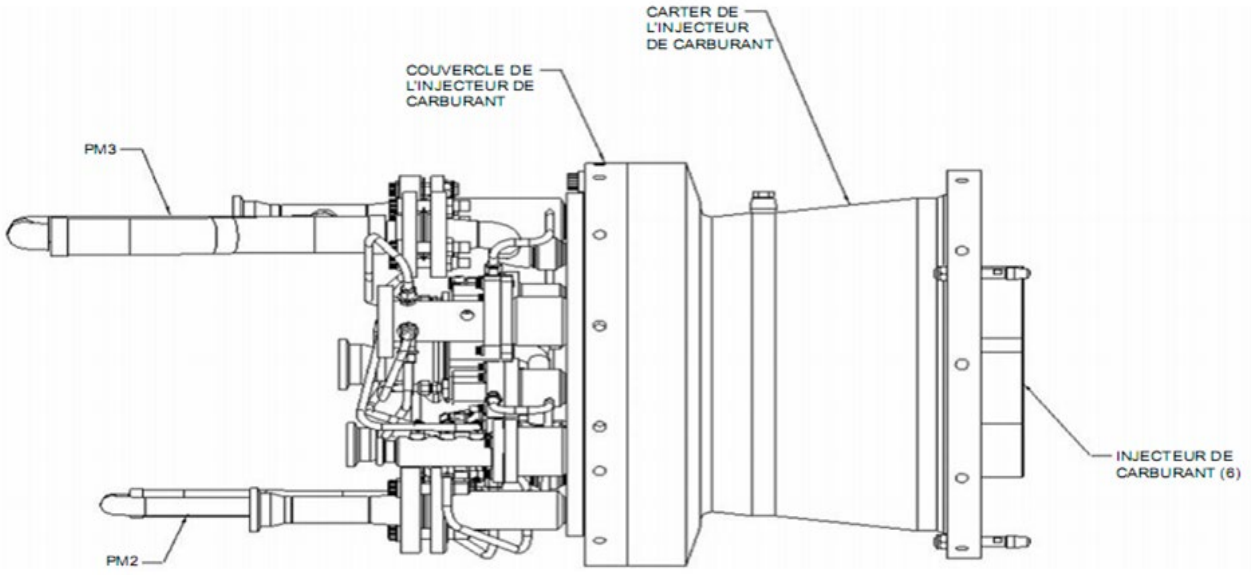


Figure15 : les injecteurs du système DLN [3]



Figure 17 : Installation d'injecteur à une chambre de combustion.

2. **Bougie d'allumage :** La combustion est déclenchée par l'arc de bougies d'allumage, qui sont vissées sur les brides des chemises de combustion et centrées entre le tube de flamme et l'enveloppe intermédiaire des chambres de combustion adjacentes.

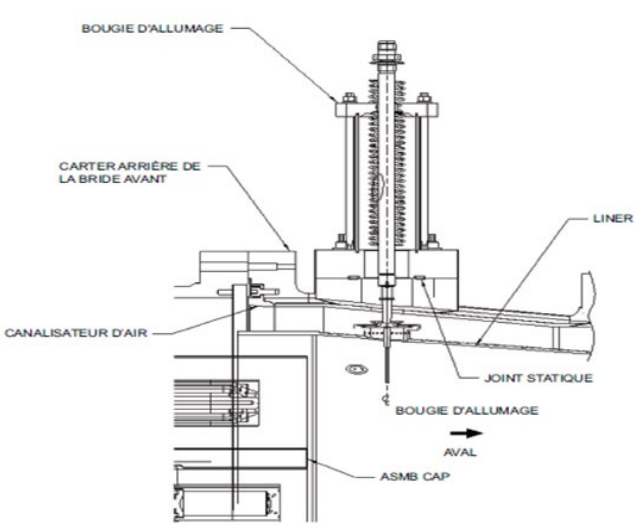




Figure17 : Bougie d'allumage [3]

3. **Détecteur de flamme :** Pendant la séquence de démarrage, il est essentiel qu'une indication de la présence ou de l'absence de flamme soit transmise au système de commande. Le détecteur de flamme aux ultraviolets contient un détecteur rempli de gaz. Le gaz de ce détecteur est sensible à la présence de radiations ultraviolettes émises par une flamme d'hydrocarbure.

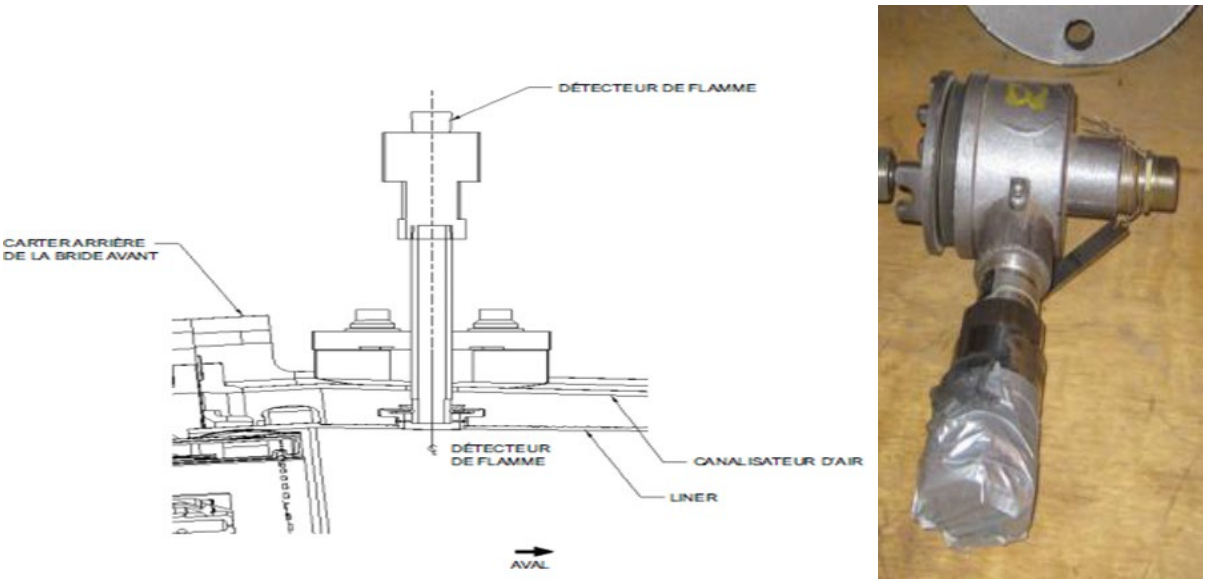


Figure18 : Détecteur de flamme [3]

4. **Tube d'interconnexion :** Toutes les chambres de combustion sont interconnectées à l'aide des tubes d'interconnexion. Les chambres externes sont connectées à l'aide d'un tube d'interconnexion externe et les zones principales du tube de flamme de combustion sont connectées à l'aide de tubes d'interconnexion internes.



Figure19 : Tube d'interconnexion [1]

5. **Pièce de transition :**

Les pièces de transition sont le lien de la voie de gaz chaud entre les chemises de combustion et le distributeur de premier étage.
Avant que l'air de refoulement du compresseur s'écoule dans la chambre de combustion, il doit premièrement passer autour des pièces de transition.
Cette rencontre permet un échange de chaleur, qui refroidit les pièces de transition et effectue le préchauffage de l'air de combustion.



Figure20 : Pièce de transition [1]

XV. Section d'échappement :

Les gaz chauds d'échappement produits par la combustion dans la turbine sont refroidis et atténués dans la tuyauterie d'échappement avant d'être mis à l'atmosphère.
Ces émissions d'échappement respectent certains standards environnements de pureté et certains niveaux acoustiques qui dépendent de l'emplacement du site.

Le montage du système insonorisés dans l'échappement pour notre turbine à gaz ainsi toutes les applications liées à l'insonorisation (protection des travailleurs contre le bruit, préservation de l'environnement sonore) à relation avec la limitation des émissions sonores dans le secteur de l'énergie.



Figure 21 : Montage des Silencieux d'échappement pour à turbine à gaz.

XVI. Cycle thermodynamique des turbines à gaz :

1. Cycle de Brayton :

Le cycle thermodynamique de base dans lequel toutes les turbines à gaz fonctionnent s'appelle le cycle de Brayton. La figure ci-dessous (Figure 22) montre le diagramme classique (T−S) dans le cas idéal et réel [7].

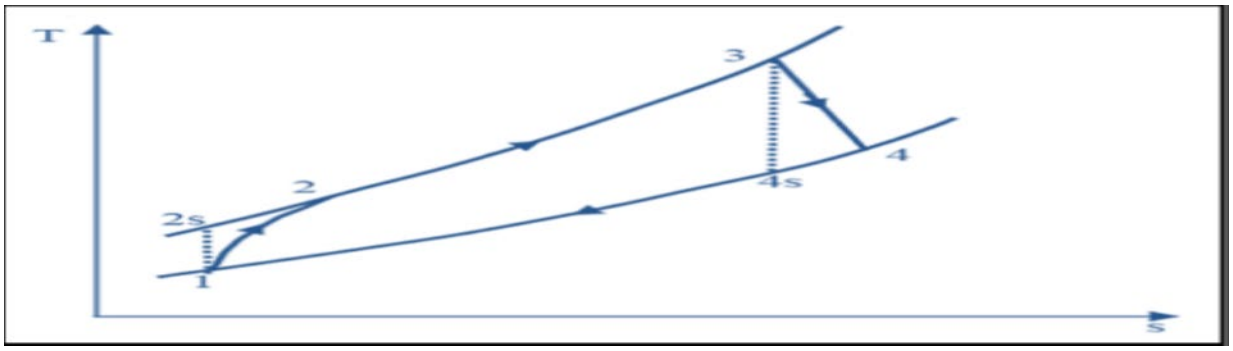


Figure22 : Cycle thermodynamique de Brayton [7].

2. Cycle de Brayton idéal (réversible) :

La figure (Figure 23) représente le cycle théorique de la turbine à gaz qu'est illustré dans des diagrammes T−S et (P−V) qui montrent les quatre transformations de cycle [8].

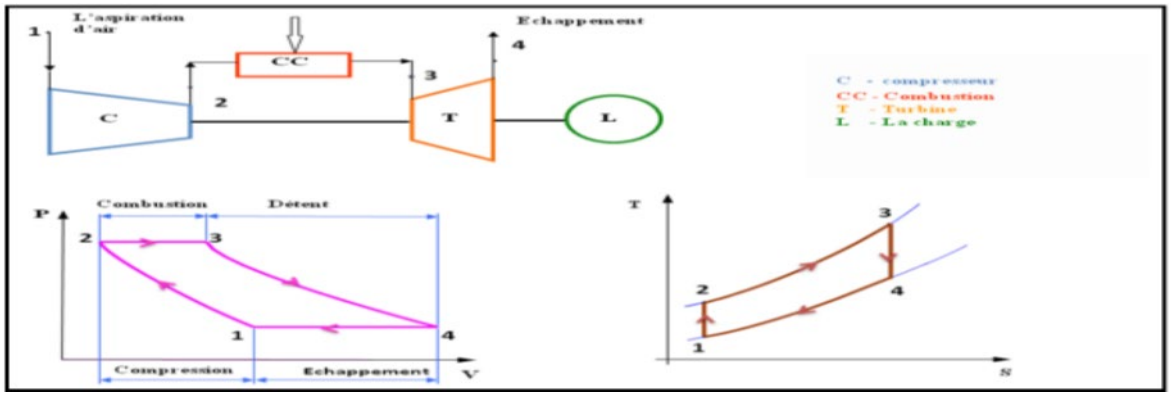


Figure 23 : Cycle de Baryton [8]

Les transformations thermodynamiques de ce cycle sont :

- 1 à 2 : Compression isentropique (Compresseur).
- 2 à 3 : Combustion isobare (Chambre de combustion).
- 3 à 4 : Détente isentropique (Turbine).
- 4 à 1 : Échappement isobare.

3. Cycle de Brayton réel (irréversible) :

Le cycle réel de Brayton diffère du cycle théorique dû à l'irréversibilité des transformations réelles. Suite d'existence des forces de frottement interne dans le compresseur et la turbine, qui se manifeste par un accroissement d'entropie, la compression et la détente ne sont pas

isentropiques. D'autre part, la combustion et l'échappement des gaz brulés eux-mêmes sont accompagnés d'une légère chute de pression. Figure (24), montre le diagramme (T−S) du cycle de Brayton [9].

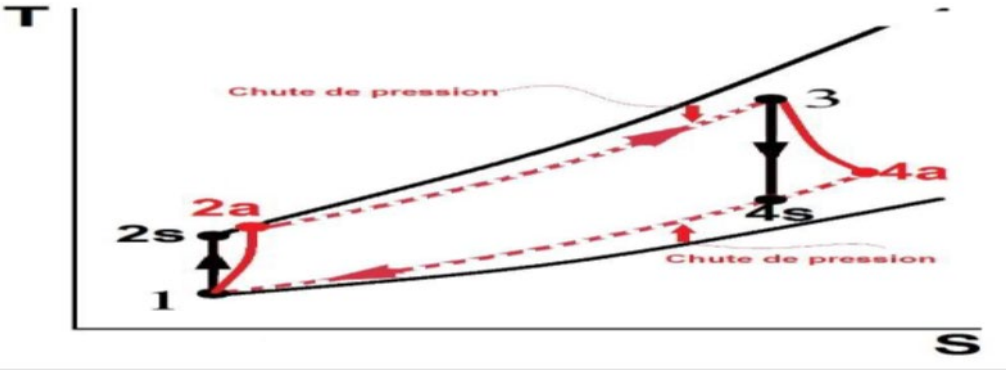


Figure 24 : Diagramme T−S du cycle réel de Brayton [9].

XVII. Les essais de performance des turbines à gaz :

Le but des essais est de vérifier la fiabilité de la turbine au cours de son exploitation afin de bien découvrir les anomalies ou déviations par rapport à des conditions de référence afin de les apprécies, d'une part, et de les corriger d'autre part.

1. La Consommation spécifique :

La consommation spécifique C.S.P., ayant comme dimension kcal/kWh est définie comme la quantité de chaleur fournie pour un système pour la production d'un kWh.

CSPbrute = **débit massique∗PCS / BUbrut**
CSPbrut : Consommation spécifique brute (KcaL/Kwh)
PC : Puissance calorifique supérieur (KJ /kg)
BUbru : Puissance usine brut (kW, MW)
débit massiqu : de combustible (kg/s)

2. Le Rendement :

Le rendement η est défini comme une grandeur sans dimension qui caractérise l'efficacité d'une transformation, elle caractérise généralement la conversion d'une forme d'énergie en une autre.

Pour un système, le rendement est défini comme étant le rapport entre l'énergie recueillie en sortie et l'énergie fournie en entrée.

La relation entre le η et la C.S.P. s'écrit sous la formule suivante :

CSP en kJ/kWh= 3600 / η
CSP kcal/kWh = 3600 / η / 4,1868.

XVIII. Performance garantie et conditions de référence du site spécifié :

1. Performance garantie :

Les performances de garantie contractuelle, sont essentiellement la puissance et la consommation spécifique garantie par le Constructeur dans les conditions de référence contractuelles du site spécifié et la condition ISO.

2. Les conditions contractuelles :

Ces conditions de référence sont spécifiques pour chaque site et sont décrites dans le contrat données par le constructeur qui est mentionnées ci-dessous :

Tableau I : Conditions contractuelles.

Paramètre	Unité
Température ambiante	**°C**
Altitude	**m**
Pression atmosphérique	**bar**
Humidité relative	**% SD**
Fréquence	**Hz**
Facteur de puissance	**SD**
Combustible	**Analyse chromatographique**
Perte de pression admission compresseur (ΔP)	**mmH2O ou mbar**
Perte de pression échappement turbine (ΔP)	**mmH2O ou mbar**

Les performances garanties et les conditions de référence du site spécifié resteront comme la marque technique des performances pour toute la durée de vie de l'unité de production, excepté si une modification technologique majeure est introduite.

3. Les conditions ISO :

Les conditions de référence selon la norme internationale ISO sont :

Tableau II : les conditions ISO

Paramètre	Valeur	Unité
Température atmosphérique	15	°C
Pression atmosphérique	1013,25	Mbar
Humidité relative	60	% SD
Perte de pression admission compresseur (ΔP)	0	Mbar ou mmH2O
Fréquence réseau	50	HZ
Facture de puissance	0.85	-
Vieillissement	100	EOH
Perte de pression échappement turbine (ΔP)	0	Mbar ou mmH2O

4. Paramètres à relever lors de l'essai :

Les principaux paramètres recueillis durant l'essai de performance sont ceux pertinents pour le calcul de la consommation spécifique de la puissance et leurs corrections, seront :

- Température ambiante °C.
- Pression atmosphérique mbar.
- Humidité relative % SD.
- Pression gaz de service bar.
- Température du gaz service °C.
- ΔP aspiration (entrée air d'admission) mbar.
- ΔP échappement mbar.
- Vieillissement de la turbine (EOH) h.
- Puissance alternateur (BA) kW, MW.
- Puissance usine(BU) kW, MW.
- Consommation auxiliaires (AUX) kW, MW.
- Composition du gaz (analyse chromatographique).

5. Le but de ces mesures nous permettre de déterminés :

- ✓ La puissance borne usine nette.
- ✓ La consommation spécifique nette corrigée de la turbine.
- ✓ Le rendement.

6. Emplacement des points de mesures :

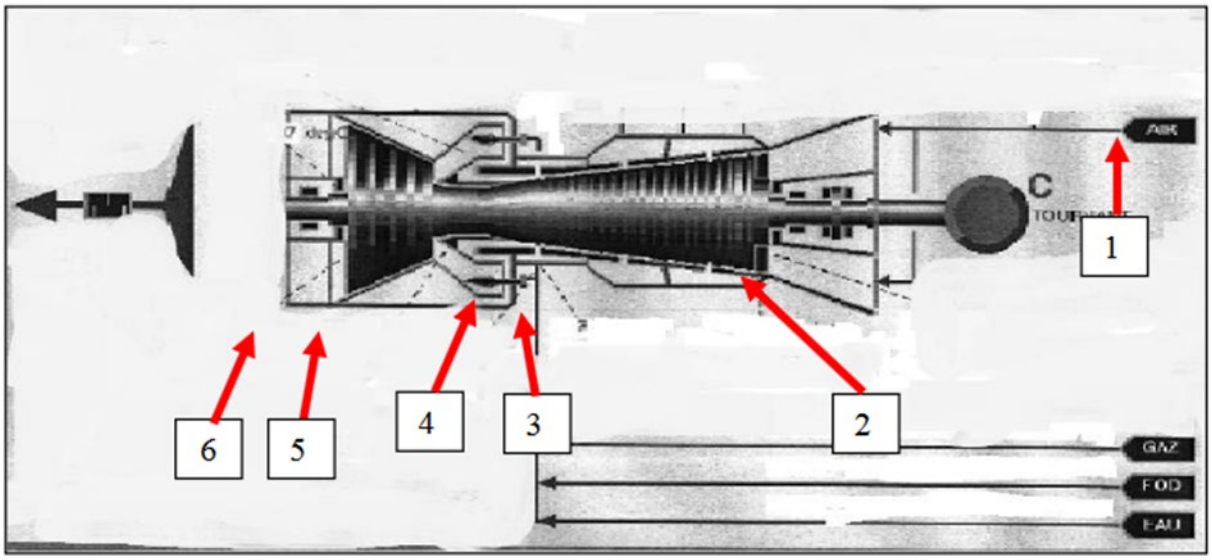


Figure 25 : Les points de mesure.

Tableau III : Les points de mesure.

N°	Emplacement	Mesures	Instruments
1	Air ambiant	Pression, température, Humidité	Baromètre, thermomètre, Thermo-hygromètre
2	Entré compresseur	Pression, température	Manomètre (de pression, de température)
3	Sortie compresseur		Affichage sur OS
4	Entré chambre combustion		
5	Sortie chambre de combustion		
6	Échappement		

7. Liste des instruments de mesures utilisés pendant les essais :

Les instruments de mesure doit être : fiables, de bonne précision, de préférence supérieure à celle de l'instrumentation dédiée pour l'exploitation.

- Débitmètre du gaz : Compteur pour la mesure volume du gaz naturel en m3
- Instruments pour la mesure de température (ex : thermocouples, thermomètre…etc)
- Instruments pour la mesure de la pression sur une rampe en charge (ex. transmetteur de pression, manomètre…etc)
- Instruments pour la mesure de pression différentielle (ex : Un transmetteur de pression différentielle pour la mesure de la pression amont et aval du diaphragme …etc)
- Baromètre : pour la mesure de la pression atmosphérique
- Chronomètre : pour la mesure le temps des essais.
- Compteur d'énergie : Lors des essais de performance l'équipe responsable des essais doit relever l'énergie électrique aux bornes de l'alternateur BA, et au borne usine BU ainsi que l'énergie consommée par les auxiliaires AUX.



Figure26 : Compteur d'énergie

- L'Humidité : Un thermo-hygromètre pour mesure de l'humidité atmosphérique
- Bonbons du gaz : L'analyse chromatographique du gaz naturel est effectuée en laboratoire par un chromatographe en phase gazeuse. L'échantillonnage du gaz naturel, rapporté au laboratoire, sera effectué en remplissant des bonbonnes du gaz. L'agent responsable de la prise de l'échantillon du gaz naturel doit s'assurer de la bonne étanchéité des bonbonnes. La lecture de l'analyse chromatographique peut être faite sur site si la centrale dispose d'un chromatographe installé online sur la rampe principale du gaz nature [11].



Figure 27 : Les bonbons du gaz.

8. Calibration des instruments de mesure :

Tous les instruments de mesure dédiés pour les performances doivent être calibrés périodiquement.
La précision des instruments de mesure pour les essais de performance sera celle décrite dans la procédure de performance relative à chaque groupe de production.
Dans le cadre des essais de performance de réception l'étalonnage des instruments de mesure doit être effectué par un laboratoire accrédité [11].

9. Les normes :

Les Essais de performance sont cadrés par des normes et des guides techniques qui peuvent servir de base de mise en ouvres de ces essais et l'établissement des rapports, les procédures des essais de performance données par les constructeurs sont tenues de se conformer aux normes, les principales normes applicables en ce domaine [11] :

1. Les normes relatives aux essais de réception :

- ISO 2314-2009 : Turbines à gaz —Essais de réception
- ASME PTC 22: Performance Test Code on Gas Turbines
- AGA 8; Computing Thermal Properties of Natural Gas
- AGA report 3: part 3Orifice metering of natural gas other related hydrocarbon fluids

2. **Les normes relatives à la composition du gaz** :

- ISO 6976, Gaz naturel —Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition
- ASTM.d1945.2009 Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatograph

3. **Les normes relatives au débit de fluide :**

- NF EN ISO 5167-1 : Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire (Partie 1 : Principes généraux et exigences générales).
- NF EN ISO 5167-2 : Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire (Partie 2 : Diaphragmes).
- NF EN ISO 5167-3 : Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire (Partie 3 : Tuyères et Venturi-Tuyères).
- NF EN ISO 5167-4 : Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils Déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire (Partie 4 : Tubes de Ventur).

CHAPITRE II :

Formation du NOx et les différentes méthodes de réductions les émissions polluants

I. Les émissions atmosphériques d'une centrale électrique :

Les rejets atmosphériques d'une centrale électrique dépendent essentiellement de la qualité de la combustion.

Le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde de carbone (CO_2), les oxydes d'azote (NO_X), les oxydes de soufre (SO_X), Composés organiques volatils (COV) et les particules sont les Principaux polluants engendrés par le fonctionnement d'une chambre de combustion **(**Figure 28).

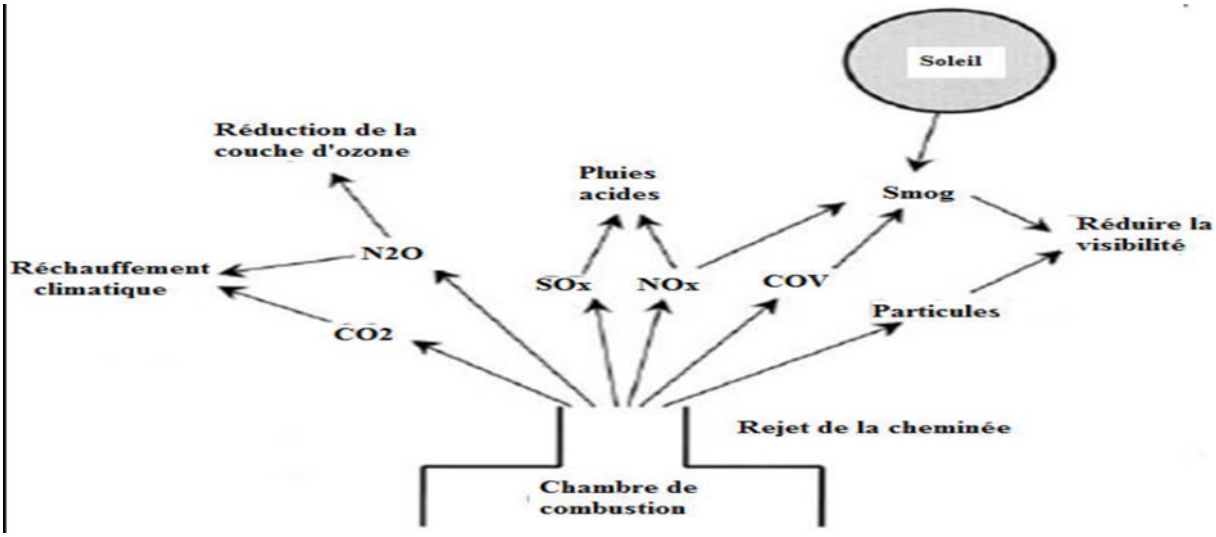


Figure 28 : Diagramme de la pollution atmosphérique [13]

II. Processus de formation de NO_X :

Bien que des phénomènes naturels comme les orages entraînent aussi la formation de NOx, leur principale source est de loin la combustion anthropogénique des combustibles fossiles. Comme le NO_2 résulte en fait tout simplement de l'oxydation du NO produit lors de la combustion, seuls les mécanismes de formation du NO dictent la formation de NOx.

Au total, quatre voies de formation distinctes produisent du NO à partir de l'azote présent dans l'air de combustion :

a. La voie thermique.
b. La voie N_2O.
c. La voie du NO
d. La voie NNH, soit un radical formé par l'addition d'un atome d'hydrogène sur l'azote moléculaire.

De plus, le NO peut être généré à partir de l'azote lié de façon organique combustible, si ce dernier en contient. Les différents mécanismes de formation du NO sont schématisés à la Figure 29 et seront expliqués plus en détails de façon individuelle dans la section en cours [13].

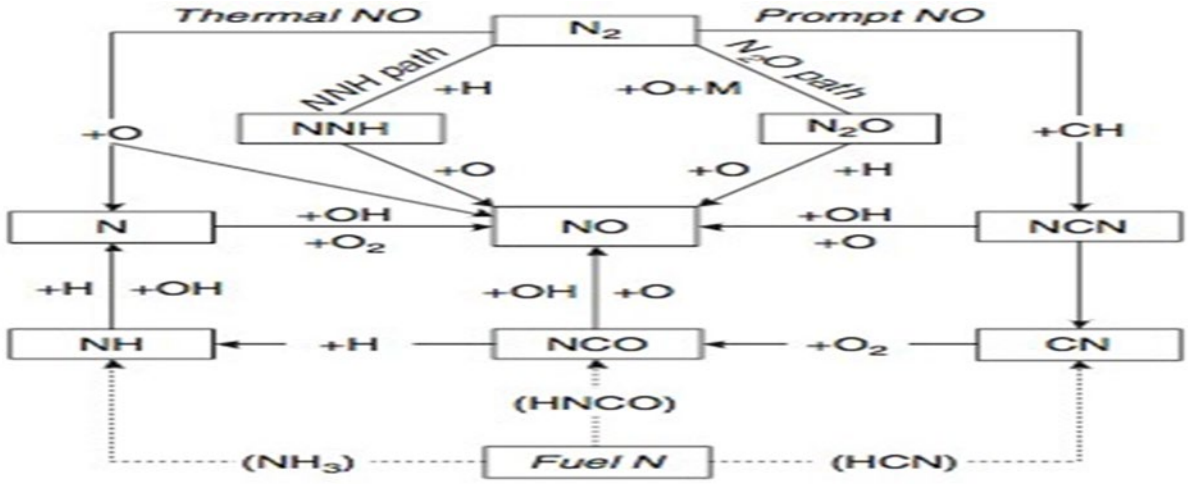


Figure 29 : Principales voies de formation des oxydes d'azotes lors de la combustion des combustibles fossiles [14].

III. Mécanismes de formation des oxydes d'azote :

Il existe plusieurs mécanismes chimiques pour la formation de NO

1. Le mécanisme du NO thermique (thermal- NO) :

Appelé aussi par Zeldovich mécanisme [15], Proposé par zeldovich (1946) ils correspondent à la réaction endothermique d'oxydation de l'azote atmosphérique par l'oxygène de combustion.

Ce mécanisme se compose de deux réactions et les deux ne seront rapides qu'à haute température.

Le NO formé par ce mécanisme est appelé NO thermique car les taux de formation ne sont significatifs qu'à des températures élevées.

$O + N2 \leftrightarrow NO + N$ (1)

$N + O2 \leftrightarrow NO + O$ (2)

La formation de NO augmente proportionnellement avec la température et la concentration initiale en oxygène.

Une troisième réaction introduite par la voie 1970 :

$N + OH \leftrightarrow NO + H$ (3)

2. Le mécanisme du NO précoce (PROMPT-NO) :

Appelé aussi par Fenimore mécanisme Proposé par Fenimore (1970) [15], le mécanisme a été proposé au début pour tenir compte de la formation de NO qui s'est produite très rapidement dans la zone de réaction primaire de la chambre de combustion, On a découvert plus tard que le NO est formé à partir de fragments d'hydrocarbures présents pendant le processus de combustion réagissant avec l'azote (Nicol et al. 1995).

$N_2 + CH \leftrightarrow HCN + N$ (4)

L'atome N devient NO par les réactions du mécanisme de Zeldovich. La route HCN vers NO est complexe, mais son chemin principal passe par NCO, NH, N, puis enfin vers NO via les mêmes réactions atomiques de Zeldovich N.

$HCN + O \leftrightarrow NCO + H$ (5)
$HCO + H \leftrightarrow NH + CO$ (6)
$NH + H \leftrightarrow N + H_2$ (7)
$N + OH \leftrightarrow NO + H$ (8)

Contrairement au mécanisme du NO thermique, le prompt- NO est produit à température relativement basse ($< 1000K$)
Pour limiter la formation du prompt-NO, on augmentera la vitesse de mélange combustible air.
Généralement la quantité de NO formée par ce mécanisme est faible comparé à celle issue du mécanisme de zeldovich.

3. Le mécanisme du NO du combustible :

Proposé par fenimore et Jones (1961) [15]. La source d'azote est ici l'azote constitutif de la partie organique du combustible, les teneurs en azote des combustibles sont variables : presque nulles pour le gaz naturel, de 0,3 à 0,5% pour les fuels lourds, de 0,5 à 2% pour les Charbons, de 0,5 à 1,5% pour les cokes de pétrole.
L'origine de cet azote se trouve dans les matières organiques de la période géologique pendant laquelle le pétrole a été formé.
N_2 Les liaisons carbone-azote C-N impliquées ici sont nettement plus faibles que la triple liaison N≡N impliquée dans la formation du NO thermique et du NO prompt. Ainsi, le NO du combustible pourra se former aussi bien à basse température.
Des réactions rapides conduisent à la formation de l'acide cyanhydrique, HCN, qui réagit avec L'oxygène atomique.

$HCN + O \rightarrow H + NCO$ (9)
$HCN + O \rightarrow OH + CN$ (10)

$HCN + O \rightarrow NH + CO$ (11)
Le radical CN. Produit NCO par :
$CN + O_2 \rightarrow NCO + O$ (12)
$CN + OH \rightarrow NCO + H$ (13)
Milieu oxydant NCO. Conduit à NO et au monoxyde de carbone par :
$NCO + OH \rightarrow NO + H$ (14)
$NCO + O \rightarrow NO + CO$ (15)

4. Le mécanisme de formation de NO via N_2O :

Appelé Nitrous Oxide Mécanisme, reconnue par Malte et Pratt en 1974 comme une importante voie de NO (Corr, et al. 1991). Il est considéré comme le plus important dans des conditions pauvres en carburant (φ <0,8) et à basse température.

$O + N_2 + Ci \leftrightarrow N_2O + Ci$ (16)
Ci : est un troisième corps inerte :
Cette réaction suivie est suivie encore par :
$H + N_2O \leftrightarrow NO + NH$ (17)
$O + N_2O \leftrightarrow NO + NO$ (18)

IV. Impacts de la Pollution atmosphérique

1. Effets sur la santé :

Les risques sur la santé proviennent essentiellement du dioxyde d'azote NO_2 qui présente une toxicité quatre fois plus importante que celle du monoxyde d'azote NO et dix fois plus toxique que celle de l'oxyde de carbone CO Environ 80 à 90% du NO_2 inhalé peut être absorbé et atteindre les alvéoles pulmonaires, puis agresser les muqueuses et provoquer des troubles respiratoires dès que sa concentration atteint 200 µg/m 3 De telles données ont conduit l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) à fixer des recommandations sur les concentrations admissibles (Tableau IV).

Tableau IV : Valeurs guides dans l'air ambiant recommandées par l'OMS pour quelques polluants (2021) [16].

Polluants	Concentration maximale (µg/m3	Durée d'exposition	Principaux risques
SO_2	500	10 minutes	Effets cardiorespiratoires
NO_2	200	1heure	Atteintes à la fonction pulmonaire
CO	10	8 heure	Risques cardiovasculaires et neurocomportementaux
	35	1 heures	
	100	15 minutes	

2. Effets sur l'environnement :

Le Tableau V résume les phénomènes liés à la pollution atmosphérique en donnant les problèmes écologiques, les principaux polluants concernes, leurs risques et la localisation de leur impact sur l'échelle spatiale et temporelle.

Tableau V : Echelle d'espace et de temps des phénomènes de pollution atmosphérique [17].

Problème de pollution atmosphérique	Principaux polluants concernés	Principaux risques	Echelle d'espaces
Pollutions urbaines et industrielles	SO_2 , NO_X , COV, Particules...	Santé atteintes sur les matériaux	Locale
Pluies acides et pollution photochimique	SO_2 , NO_x	Dommages sur les écosystèmes	Régionale (> 100km)
Amincissement de la couche d'ozone, effet de serre	CFC, NO_X , CO_2, CH_4,N_2O,O_3	Modification du climat, santé	Planétaire

CHAPITRE III :

Traitement du gaz et leurs caractéristiques physico-chimiques

I. Poste gaz :

Le combustible qui alimente les turbines est gaz local de provenant de la station de pompage Sonatrac de l'unité Hassi Remel.
Le rôle du poste Gaz est le conditionnement (qualité/Température/Pression) du Gaz pour alimenter la turbine à Gaz.

La station est conçue pour fonctionner principalement aux conditions suivantes [18] :

- Medium : gaz naturel avec densité 0,7834 kg/Nm3.
- Flux total : 172,8 t / h (220.577 Nm3 / h).
- Gamme de pression en entrée : 70-32 bar.
- Gamme de pression de sortie : 35-30 bar.
- Température min du gaz en entrée : 5 ° C.
- Température min du gaz en sortie : 27-31 ° C.

II. Description générale :

Le poste gaz est composé des éléments suivants [18] :

- Une Station de Régulation et de Comptage de Gaz.
- Une Station de Vanne de Régulation avec Système de Fermeture d'Urgence (vanne pneumatique)
- Un Séparateur de type "multi-cyclone".
    - Deux unités de filtres de gaz (type coalescent)
    - Une Station de Mesure.
    - Chromatographe.
    - Deux réchauffeurs de type bain marie.
    - Un Système de Réduction de Pression.

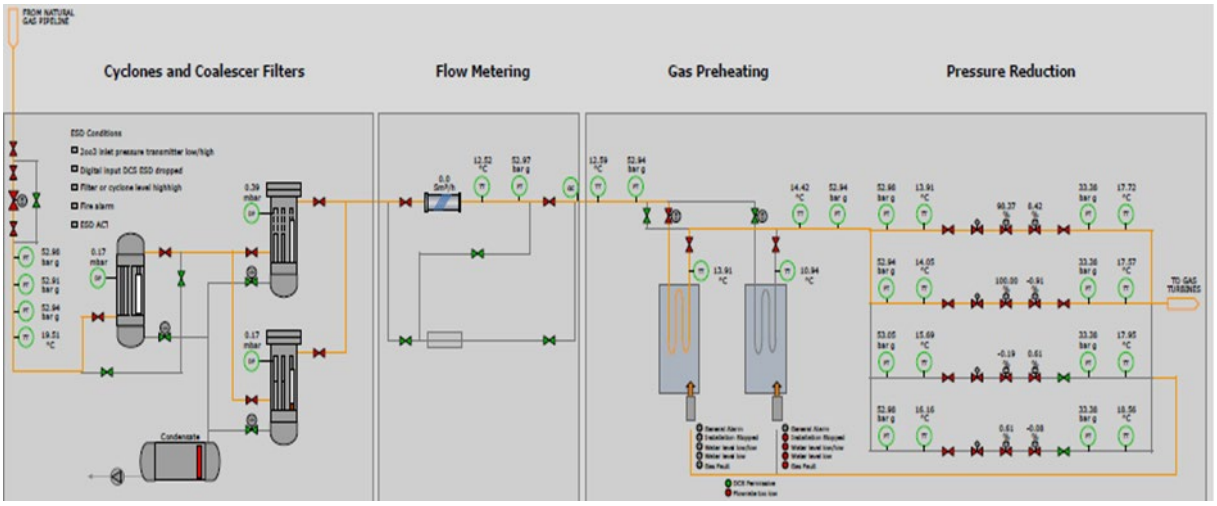


Figure30 : Schéma général de poste gaz [18].

III. Fonctionnement :

Le fonctionnement contient quatre étapes principales [18].

1. Séparateur et filtre du gaz :

Cette étape consiste l'augmentation de qualité du carburant. On trouve deux éléments principaux :

1.1 Séparateur du gaz (syclones) : on utilise pour la séparation entre le gazoline (liquide) et le gaz.



Figure31 : Séparateur (syclone).

1.2 Filtres du gaz : On utilise les filtres pour bloquer les particules solides.



Figure 32 : Deux filtres (particules solides).

2. **Mesure et By-pass :**

On fait le comptage pour comptabiliser la consommation du Gaz, on utilise la technique Ultra-son pour mesurer la quantité à consommer.

On utilise la ligne de By-pass dans le cas de maintenance.



Figure 33 : Compteur du gaz.

3. **Bain- marie du gaz :**

On réchauffe pour éviter le phénomène de givrage du gaz dans les conduits :

La température du travail est 47° c.



Figure 34 : Bain- marie du gaz.

4. Détendeurs du gaz :

On fait la détente (60bar vers 30 bar) pour donner la pression du travail de la turbine, il y a 4 lignes de détente :

- Deux lignes de service (50% + 50%).
- Troisième ligne secours automatique.
- La quatrième ligne secours manuel.



Figure 35 : Détendeur du gaz.

IV. Analyse chromatographique :

Des échantillons de gaz ont été analysés par chromatographie en phase gazeuse conformément à la norme NFX 20-501 par :

1. Analyseur chromatographie on linge au niveau du poste gaz de la centrale électrique.
2. Prise d'échantillons avec des bouteilles spéciales pour être analyser par le bien du personnel du Centre de recherche Boumerdes .

Les propriétés physico-chimiques en l'occurrence la masse molaire, le facteur de compressibilité, la densité réelle relative, la masse volumique, les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur ainsi que l'indice de Wobbe supérieur, ont été calculées selon la norme ISO 6976.

V. Les facteurs déterminant de la combustion et les caractéristiques du combustible :

1. Caractérisation d'un combustible [19] :

Les propriétés physiques d'un gaz sont obtenues par la moyenne pondérée des grandeurs physiques par rapport aux proportions des différents constituants.

Tableau VI : Composition molaires et propriétés physique du fuel gaz des turbines.

Constituants	% Molaire
Azote	/
Dioxide de carbon	/
Methane	/
Ethane	/
Propane	/
i-Butane	/
n-Butane	/
i-Pentane	/
n-Pentane	/
Total	/
Données combustion	
MM (g /mole)	/
Facteur de compressibilité	/
PCS (Kcal /m ^{3})	/
PCI (Kcal /m ^{3})	/
Densité (P/R air)	/
Masse volumique (Kg /m^3)	/
Indice de Wobbe supérieur (Kcal /m ^{3})	/

2. Pouvoir calorifique :

Le pouvoir calorifique d'un combustible indique sa capacité à fournir une quantité de chaleur lors de sa combustion [20].

Le pouvoir calorifique est dit supérieur ou inférieur selon que l'eau produite par la réaction de combustion est considérée à l'état liquide ou vapeur.

- Si on ramène l'eau formée lors de la combustion à l'état liquide la chaleur dégagée est alors plus importante : la chaleur dégagée dans ces conditions représente le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) du combustible.
- Si l'eau formée n'est pas ramenée à l'état liquide, la chaleur dégagée correspond alors, au pouvoir calorifique inferieur (P.C.I) de la combustion.

3. **Indice de Wobbe** :

L'indice de Wobbe (W) se définit comme le rapport du pouvoir calorifique supérieur volumique (PCS) du gaz (MJ/m3) par la racine carrée de la densité dudit fluide. L'indice de Wobbe d'un gaz permet de caractériser un brûleur il est notamment utilisé, pour déterminer les pressions d'alimentation à appliquer à un injecteur pour conserver la puissance pour des pressions variables.

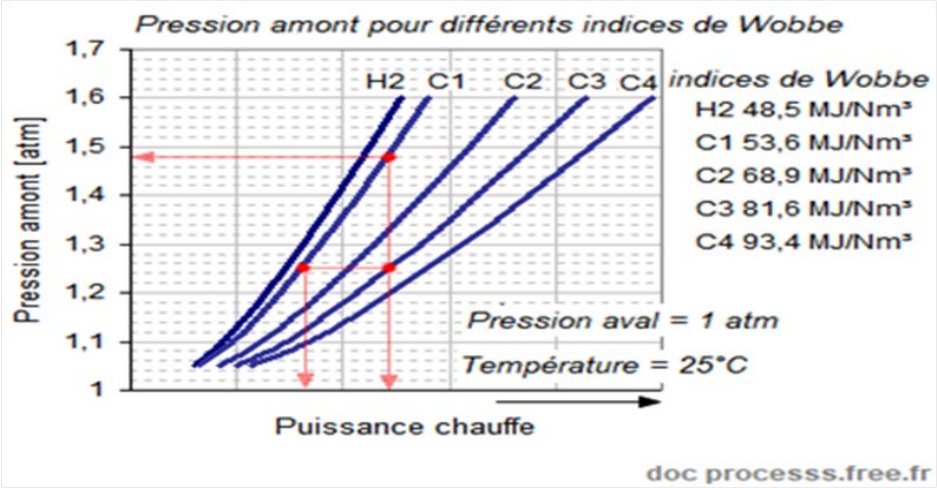


Figure 36 : La relation entre la pression et la température [20].

Si le gaz combustible initiale remplace par d'indice de wobbe plus faible la puissance de chauffe du bruleur sera réduite si la pression d'alimentation reste inchangée.

Pour conserver au bruleur sa puissance la pression d'alimentation en gaz combustible devra être augmentée.

VI. Analyseur chromatographique :

1. Chromatographe HGC303 :

Le Chromatographe HGC303 (Heat value Gas Chromatograph) [19] mesure les composants suivants du gaz de processus : N_2, CO_2, C1ÆC6+, qui sont normalement contenus dans le gaz naturel ; il calcule leur pouvoir calorifique, la densité, l'indice de Wobbe et le facteur de compressibilité, et les convertit en un signal Fieldbus en mode diffusion.

Les paramètres peuvent être réglés, corrigés et analysés à travers le système HGM.

Les méthodes de mesure et de calcul sont en accord avec les ISO 6974 Parties 4 et ISO 6976.

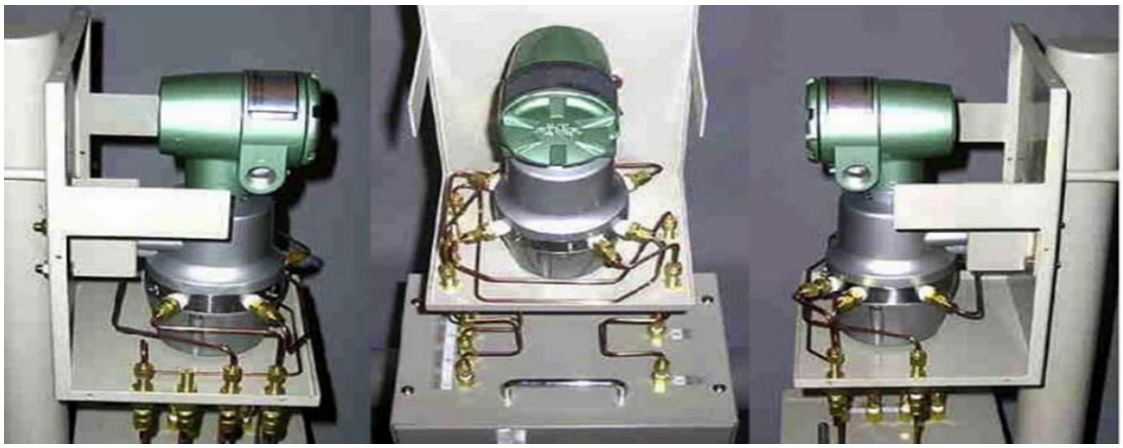


Figure 37 : Chromatographe HGC303 [19]

2. Logiciel d'exploitation et diagnostics :

Le logiciel du Chromatographe gaz (HGM) permet à l'utilisateur de visualiser toutes les données et information de diagnostic à partir du microordinateur.

3. Principales caractéristiques :

Les caractéristiques de base du chromatographe HGC303 sont les suivant [19] :

- Principe de mesurage Chromatographie en phase gazeuse.
- Flux de gaz mesurés : 1.
- Composants analysés : 11.
- Durée de l'analyse : 30 sec.
- Détecteur : Micro TCD (Détecteur à Conductibilité Thermique).
- Méthode chromatographique : ISO 6974, partie 4.
- Méthode de calcul du pouvoir calorifique : ISO 6976.
- Gaz analysé : Gaz naturel.

Tableau VII : Composition molaire et leurs limites [19].

Composants	Limites (mol%)	Niveau minimum de détection
Somme de C6+	0-0,3	0,01
C_3H_8 (Propane)	0-3	0,05
i-C_4H_{10} (i-Butane)	0-1	0,01
n-C_4H_{10} (n-Butane)	0-1	0,01
neo-C_5H_{12} (néo-pentane)	0-0,5	0,01
i-C_5H_{12} (i-Pentane)	0-0,5	0,01
n-C_5H_{12} (nPentane	0-0,5	0,01
N_2 (Azote)	0-20	0.1
CH_4 (Méthane)	50-100	-
CO_2 (Bioxyde de Carbone)	0-10	0.05
C_2H_6 (Ethane)	0-15	0.05

4. Condition de fonctionnement [19] :

- Température : de -10°C à 50°C.
- Portée : 50 ± 20ml/min.
- Poussière et brouillard : Absents.
- Humidité : 2000 ppm ou inférieur.
- Limite composants coexistant :
  - H2 < 0.1 mol%.
  - He < 0.1 mol%.
  - Oxygène < 0.1 mol%.
  - H2S (sec) < 0.1 mol%.
- Limites de température ambiante : de -10°C à 50°C et -40°C à 70°C pour stockage et transport
- Limites d'humidité ambiante : 0-95%RH

5. CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES :

- Couleur : Vert clair métallique, argent.
- Matériau Corps : Fusion d'aluminium.
- Four : Fusion d'aluminium.
- Pièces en contact avec le fluide :304 Acier inoxydable, polyimide.
- Senseur : Pt, verre, or.
- Dimensions : L : 100 mm × P : 115 mm × H : 244 mm.
- Poids : 3,5k.



Figure 38 : Système d'analyseur chromatographique.

VII. Principe de fonctionnement [21] :

Le principe de fonctionnement est le suivant :

- ✓ Le gaz vecteur balaye en permanence le système d'injection, les colonnes d'analyse et le système de détection du module analyseur YAMATAKE type HGC-303.
- ✓ L'échantillon de gaz à analyser ne passe pas par la boucle d'échantillonnage et va à l'évent.
- ✓ Pour permettre l'injection, la vanne à membrane est commutée de manière à ce que le gaz à analyser circule dans la boucle d'échantillonnage de volume calibré puis après quelques instants la vanne est de nouveau commutée et la boucle d'échantillonnage est balayée par le gaz vecteur ce qui permet l'introduction de l'échantillon dans la première colonne.
- ✓ Au fur et à mesure que les différents constituants du gaz s'échappent successivement de la dernière colonne, ils passent dans le détecteur TCD qui fournit un signal fonction de la conductibilité thermique. Ce signal électrique de sortie est proportionnel à la concentration du constituant qui passe sur l'élément de mesure.
- ✓ Chaque cycle de mesure comporte deux injections suivies chacune d'une séparation :
  - o La première injection permet la séparation à travers les colonnes 1 et 3des composants les plus lourds : C6+, C_5H_{12}, C_4H_{10} et C_3H_8. L'ensemble des hexanes et plus déterminant le taux de C6+ est obtenu par «back flush ».
  - o La seconde injection permet la séparation à travers les colonnes 1, 2 et 3 des composants les plus légers : CH_4, C_2H_6, N_2, CO_2.
- ✓ Le signal du détecteur est amplifié, numérisé, mémorisé. A chaque cycle, ce signal est analysé de manière à déterminer la fraction molaire de chaque composant et en déduire les grandeurs calculées selon l'ISO 6976 à partir des fractions molaires. Puis l'ensemble des données est mis à disposition par le chromatographe dans un format fieldbus Foundation[19].

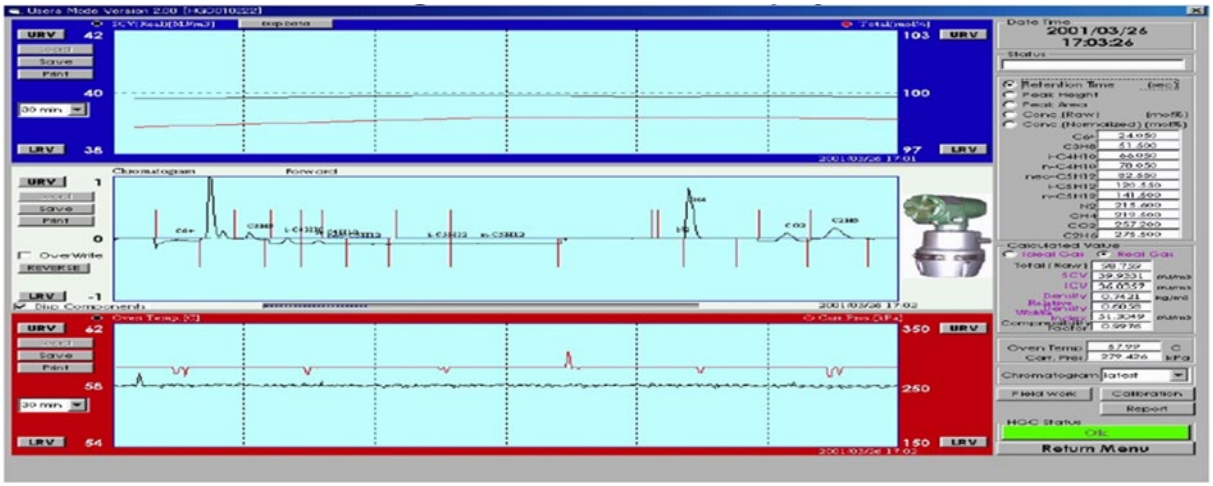


Figure 39 : Affichage en User's mode [19].

La fenêtre est divisée en quatre courbes et données de mesure [19] :

Tableau VIII : Description affichage en User's mode [19].

Zone	Description
Supérieure (bleu)	La courbe montre la tendance de la chaleur spécifique et la concentration brute.
Centrale (blanc)	Le chromatogramme en cours est affiché.
Inférieure (rouge)	La courbe montre la tendance de la température du four et de la pression du gaz porteur.
Colonne à droite	Sont affichées les valeurs des variables de processus mesurées et calculées selon les réglages.

CHAPITRE IV :

La combustion dans les turbines à gaz

La chambre de combustion est le principal élément d'une turbine à gaz. Son rôle est d'établir le mélange de l'air comprimé avec le combustible et par combustion de transformer son énergie chimique en énergie thermique (calorifique).

I. Les différents types de chambre de combustion :

Nous distinguons trois types : les chambres séparées ou tubulaires, les chambres annulaires et la chambre mixte ou turbo-annulaire.

La conception d'une chambre de combustion doit satisfaire les conditions suivantes :

- ✓ Efficacité d'une combustion complète dépend de la qualité du procès qui affecte directement le rendement thermique.
- ✓ Une configuration géométrique qui assure la stabilité de la combustion sur un grand intervalle du rapport de mélange (comburant/carburant) et pression.
- ✓ Les pertes de charge doivent être faibles.
- ✓ Distribution de la température : la température des gaz en sortie de la chambre doit être tolérable pour protéger l'aubage de la turbine.
- ✓ Les émissions polluantes : les produits de combustion tels que les fumées, les suies les oxydes d'azote, les oxydes de carbone et le soufre sont néfastes pour l'environnement et leur production doit être minimisée, [22] (les émissions polluantes doivent répondre aux normes en vigueur).

II. Les différentes zones de la chambre de combustion :

Il existe trois zones dans la chambre de combustion [23] :

1. **Zone primaire :** L'air de combustion a un rôle primordial. Il détermine la richesse et la qualité du mélange pour les flammes non pré mélangées. En outre, il contrôle en grande partie la structure de l'écoulement dans la chambre de combustion.

2. **Zone intermédiaire :** Le rôle de l'air dans cette zone est double. Premièrement, il permet de diminuer la température (donc les NO_X) et de fournir l'oxygène nécessaire pour finir la combustion. Deuxièmement, le jet d'air favorise la recirculation de l'écoulement dans la zone de réaction.

3. **Zone de dilution :** L'injection d'air diminue la température des gaz de combustion avant leur passage dans la turbine car les aubages ne supportent pas une température élevée. Le but de cette injection d'air est de diminuer les contraintes thermiques des parois.

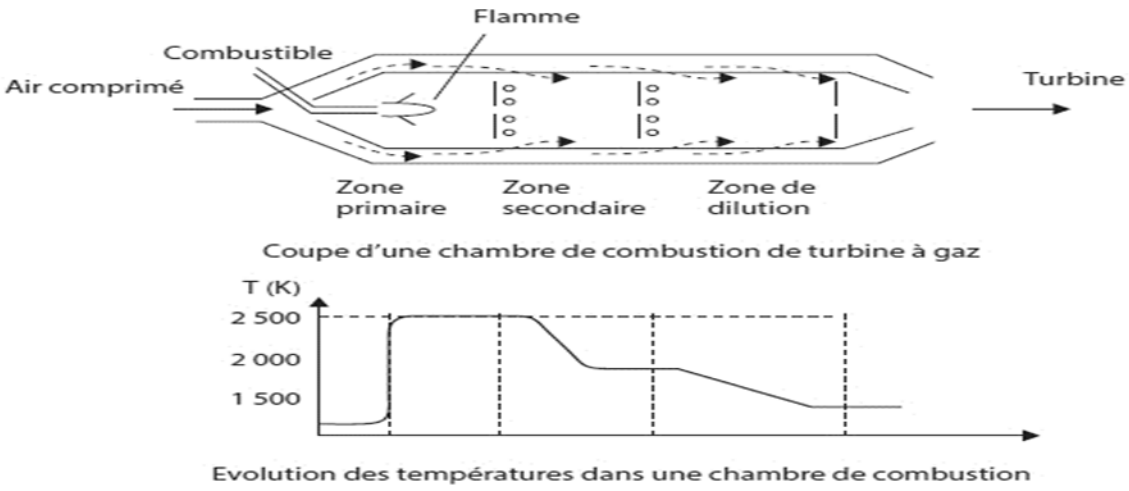


Figure 40 : les différentes zones de la chambre de combustion.

III. Principe de combustion :

La combustion Une réaction chimique exothermique rapide qui délivre des produits à haute température.

1. La flamme :

1.1 Type de flamme :

- **Flamme de diffusion :** dans ce cas-là les réactifs forment une phase homogène [24].
  - Bougie ou lampe à huile.
  - Cheminée.
  - Chambre de combustion de turbine à gaz classique.

- **Flamme de pré mélange :** le combustible est toujours un gaz parfaitement mélangé au comburant
  - Moteur à allumage par étincelle
  - Chalumeau oxyacétylénique
  - Chambre de combustion de turbine à gaz DLN.

Tableau IX : Comparaison entre la flamme de pré mélange et la flamme de diffusion [24].

Flamme de pré mélange	Flamme de diffusion
- Fenêtre de fonctionnement très étroite - Peut fournir de très faibles émissions NOx sans diluant - La faible émission de CO peut être difficile - Le combustible et l'air se combinent à de basses - Températures en amont de la zone dans laquelle elles réagissent.	- Flamme stable très robuste - Fortes émissions NOx sans diluant - Faibles émissions CO - Le combustible et l'air se combinent à travers la - Diffusion dans une zone de haute température où ils réagissent.

- **Flamme stœchiométrique turbine à gaz DLN :**

Des quantités correctes de réactifs (combustible et oxydant) se combinent pour former des produits sans résidus.

On trouvera ci-dessous l'équation de combinaison [24].

$$Ch_4 + 2\,O_2 + 2\,(3.76) \xrightarrow{\text{Méthane/Air}} CO_2 + 2\,H_2O + 2\,(3.76)\,N_2$$

1.2 Rapport d'équivalence (ø) :

Relation entre rapport air/combustible effectif et rapport air/combustible stœchiométrique[24].

- Ø < 1 : Flamme avec excès d'air (« pauvre »)
- Ø = 1 : Flamme stœchiométrique
- Ø > 1 : Flamme avec excès de combustible (« riche »)

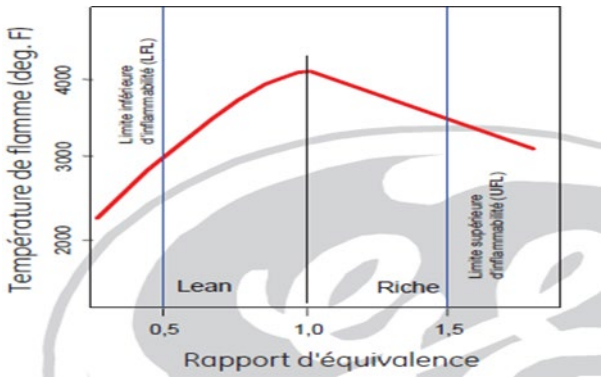


Figure 41 : Rapport d'équivalence [24]

1.3 Température de flamme :

- La combustion n'aura pas lieu si le rapport d'équivalence (ø) est inférieur à LFL ou supérieur à UFL.
- La température de la flamme maximale (et la formation de NOx thermique la plus élevée) survient à ø = 1.

2. Oxydes d'azote :

Malheureusement, la combustion n'est pas parfaite Crée du NO (~95 %) et NO_2. (Collectivement appelé NOx)

2.1 Sources de NOx[24] :

- **NOx thermique (source principale) :**

Les atomes d'azote et d'oxygène provenant de l'air de combustion se combinent dans des conditions de température élevée.

- **NOx organique (source très faible) :**

L'azote lié au combustible (FBN) se combine à l'oxygène. Pas beaucoup d'azote dans le gaz naturel.

- **Prompt NOx (very small source):**

Produit par des réactions transitoires à haute vitesse dans le front de flamme.

2.2 Taux de production de NOx[24] :

Conditions pauvres préférables à celles riches (moins de combustible gaspillé et d'émissions de « fumée » à particules).

- Flamme de diffusion engendrant un niveau élevé de NOx pour les conditions pauvres.
- Flamme de pré mélange engendrant un niveau faible de NOx pour les conditions pauvres.

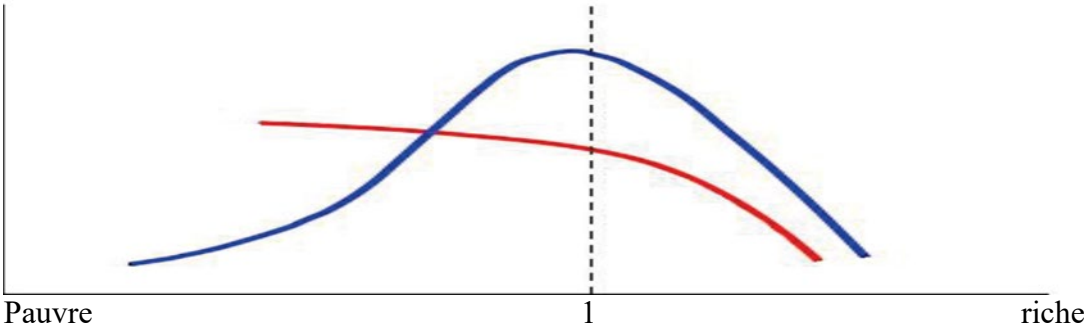


Figure 42 : Taux de production de NOx[24].

2.3 Production de NOx et de CO en fonction de la température [24] :

Noter la bande de température étroite nécessaire pour réduire la production à la fois de CO et de NOx**.**

Température contrôlée par le rapport d'équivalence, la conception de la chambre de combustion, le débit de dilution, etc

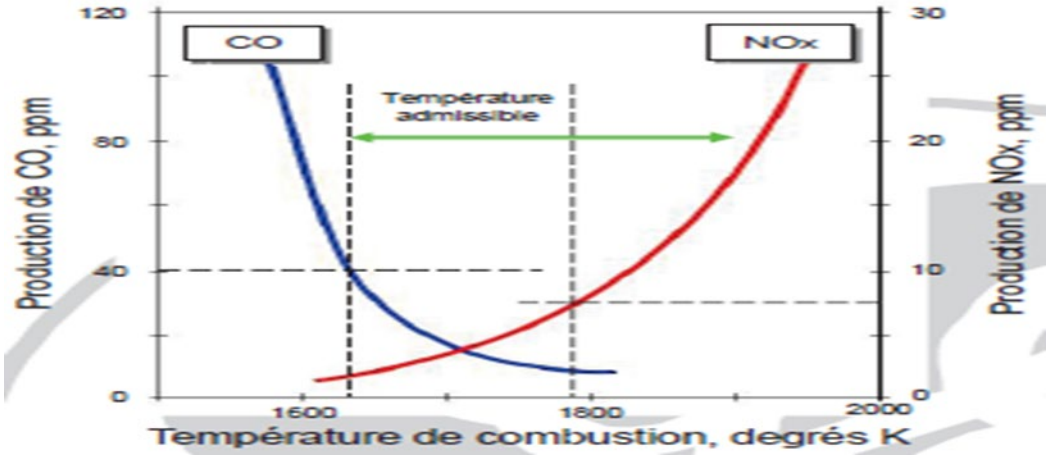


Figure 43 : La production de NOx et de CO en fonction de la température de combustion[24].

2.4 Les différentes méthodes de réductions les émissions polluant :

- ✓ **Injection de diluant (eau ou vapeur) :**
  - L'injection de vapeur dans les chambres de combustion est couramment utilisée comme une approche rentable pour réduire l'émission NOx en réduisant la température de combustion.
  - Le diluant réduit la température de la flamme nécessite de l'eau coûteuse, de qualité supérieure.

- ✓ **Réduction catalytique sélective (SCR) :** Associe les NOx avec l'ammoniac pour former de l'azote et de l'eau.
  L'équation chimique de la réaction stoechiométrique utilisant de l'ammoniac anhydre ou aqueux est [25] :

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O$$

$$2NO_2 + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 3N_2 + 6H_2O$$

$$NO + NO_2 + 2NH_3 \rightarrow 2N_2 + 3H_2O$$

- ✓ **Technique « Dry Low NOx » (DLN) :**
  - Le rapport non stoechiométrique réduit la température de la flamme.
  - Coût inférieur aux méthodes « humides » précédentes.

Dans notre travaille, on étude l'installation le système DLN car il est considéré comme le moyen le plus efficace, le plus fiable et le plus utilisé par GE.

IV. Technologie DLN :

Le système DLN a été officiellement commercialisé en 1999. La compagnie GE a toujours contribué au développement de ce système du point de vue design pour diminuer au maximum les émissions NOx tout en tenant compte de la génération des CO (voir Fig. IV.2) ; d'ailleurs c'est la seule compagnie qui a pu atteindre les 15 PPmvd sur les machines de technologies F (Firing temperature class) [26].

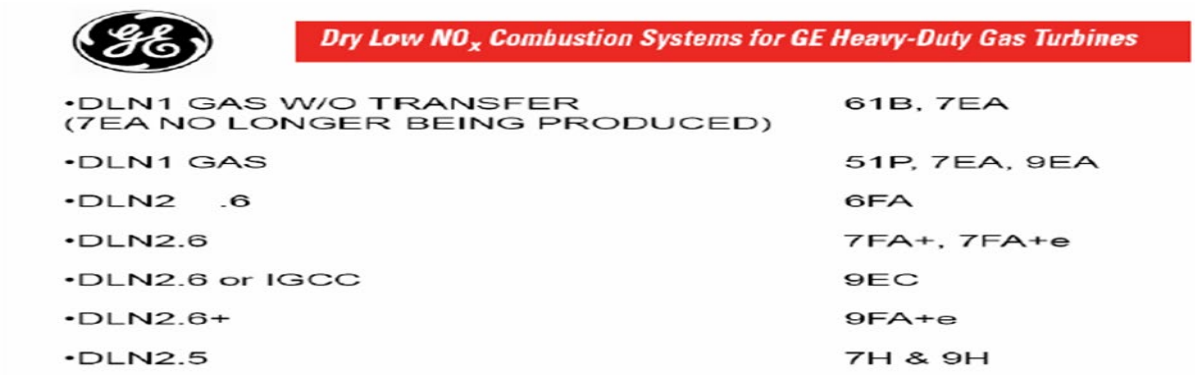


Figure 44 : Evolution technologique et compatibilité [26].

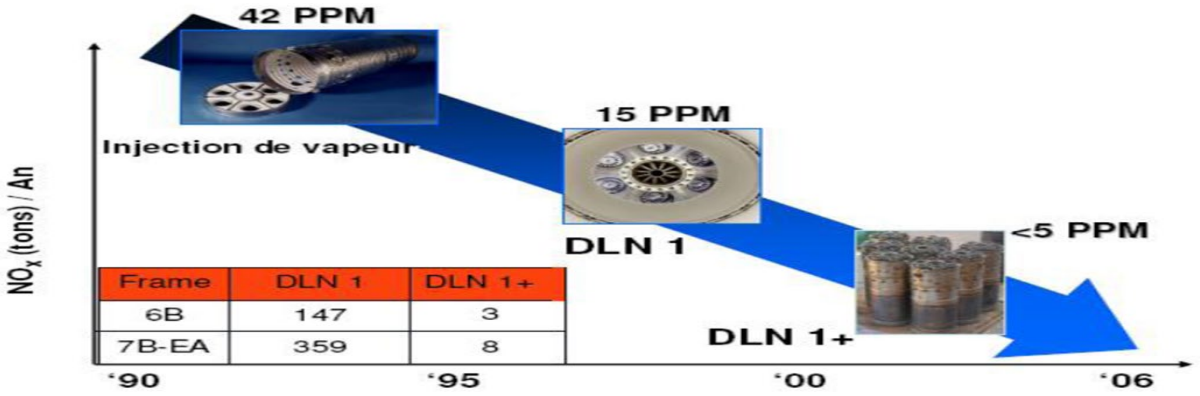
- Ce système a été installé au début sur 222 machines de type FA+e (Firing température class 2420 ° F).
- La première génération est le système DLN1, compatible avec les machines MS3002J, MS 5001P, MS7001EA et MS 9001E.

- Le DLN 1 a permis d'avoir un intervalle entre 30 et 40 PPmvd (parts per million by Volume dry).

- Ensuite en 1994 GE a fait l'apparition du DLN–2 compatible avec les machines de technologie F (6FA, 7FA, 9FA). Ce système a réduit les émissions NOx à 25 ppm.

- Grâce au DLN 2-6 apparu en 1996, les émissions ont été réduites jusqu'aux 9 ppm en base load (pleine charge).

- GE a fait des modifications sur le fuel gaz nozzle pour créer le DLN-2+ en 1999.
- Ce système est compatible avec les machines 9FA+e.



Frame	DLN 1	DLN 1+
6B	147	3
7B-EA	359	8

Figure 45 : Evolution technologique de GE pour les émissions NOx [26].

V. SYSTÈME DE GAZ COMBUSTIBLE 9FA DLN2.6 :

1. Circuit combustible DLN :

- Le débit de gaz combustible est régulé à l'aide de la vanne d'arrêt auxiliaire de gaz combustible (VS4-1), de la vanne d'arrêt/régulation de vitesse (VSR-1), de la vanne de régulation du débit de gaz de diffusion D5 (VGC1), des vannes de régulation du débit de gaz de prémélange PM1 (VGC-2), PM3 (VGC-3) et PM2 (VGC-4).

- La Vanne de régulation de la vitesse (SRV) et les soupapes de réglage du débit de gaz (GCV) fonctionnent en conjonction pour réguler le débit de combustible total délivré à la turbine à gaz. Les soupapes de réglage du débit de gaz contrôlent le débit de combustible désiré en réaction à la commande du combustible système de régulation.

- La réponse du débit du combustible aux commandes de position des soupapes de réglage du débit de gaz est réalisée de manière linéaire en maintenant une pression prédéterminée en amont des soupapes de réglage du débit de gaz. La pression P2 en amont des vannes de régulation de gaz est contrôlée en modulant la vanne SRV en fonction de la vitesse en pourcentage de la turbine (TNH), à partir des transducteurs de pression P2[24].

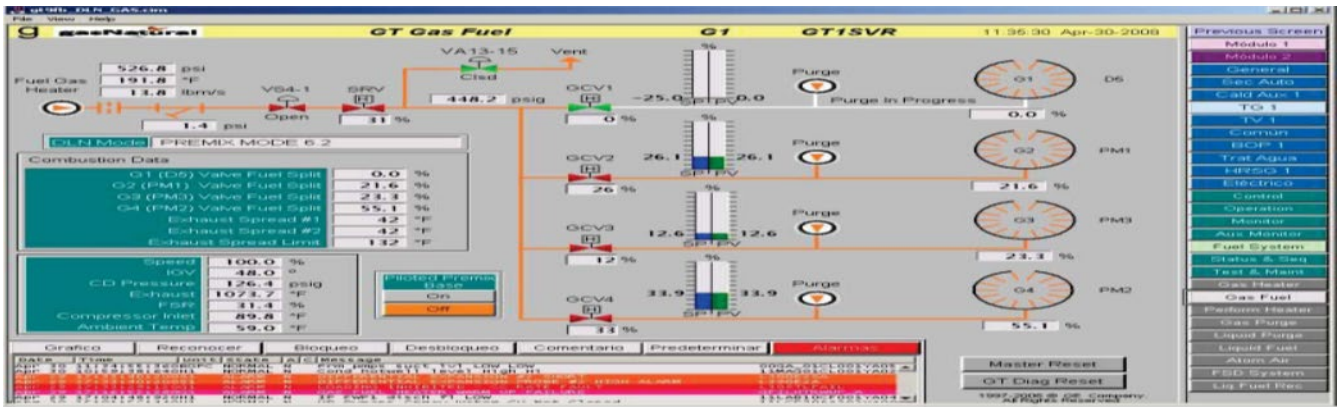


Figure 46 : Circuit fuel gaz d'une turbine [24].

2. Description du circuit :

Le système de combustion à sec avec faibles émissions d'oxyde d'azote DLN2.6+ comporte quatre manifolds de canal de combustible (D5, PM1, PM3 et PM2). Chacun de ces passages de combustible indépendant a une vanne de commande de gaz individuelle (GCV) qui contrôle la distribution de gaz combustible [24].

Chaque chambre de combustion est munie de six buses de combustible dont cinq sont disposées autour de la sixième.

- Quatre buses combustibles :
  - D5 : 5 buses de diffusion externe
  - PM1 : buses de pré mélange centrales
  - PM3 :3 buses de pré mélange externe
  - PM2 :2 buses de pré mélange externe
- Quatre vannes de gaz :
  - G1circuit D5
  - G2circuit PM1
  - G3circuit PM2
  - G4circuit PM3

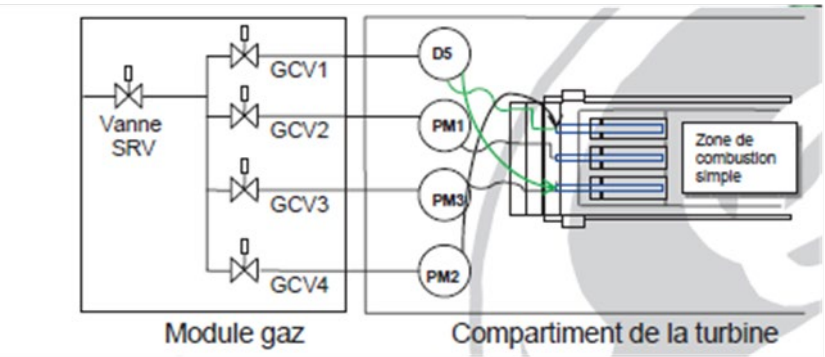


Figure 47 : Description du Circuit fuel gaz d'une turbine [24].

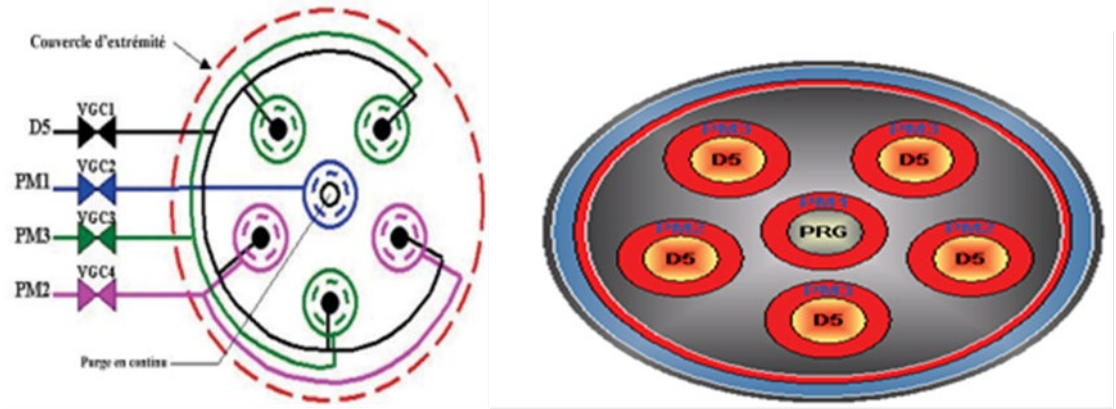


Figure 48 : Configuration de buses/vannes 9FA DLN2.6+ [24].

3. Description L'injecteur de combustible :

L'injecteur de combustible central possède un passage de pré mélange et de diffusion, mais le passage de ce dernier sera toujours purgé pendant le fonctionnement de la chambre de combustion et son passage de prémélange est alimenté indépendamment de la disposition des injecteurs extérieurs. L'air de purge vers l'injecteur central est délivré par une conduite de purge raccordée au carter arrière de la chambre de combustion. Chaque injecteur de combustible externe dispose de trois passages de combustible : un pour la diffusion, un pour le prémélange interne et un pour le prémélange externe.

Le contrôle de séparation du prémélange interne/externe s'effectue via des diaphragmes situés sur le couvercle d'extrémité. Trois des injecteurs externes sont regroupés sur le circuit PM3, avec les deux autres injecteurs groupés sur le circuit PM2 [24].

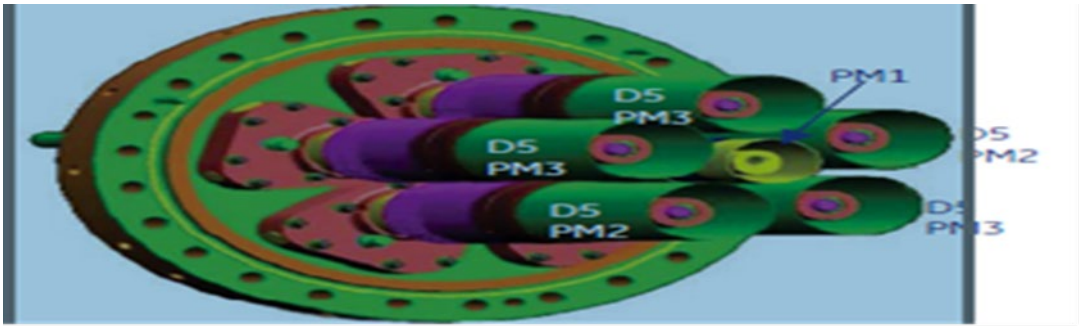


Figure 49 : Disposition des injecteurs de combustible du système 9FA DLN2.6+ [24].

VI. Fonctionnement :

Chaque passage de combustible nécessite d'utiliser un certain pourcentage de la quantité totale de combustible. Le pourcentage de combustible vers chaque passage dépend de la température de référence de combustion (TTRF1) et du mode de fonctionnement DLN.

DLN possède six modes de fonctionnement : Diffusion, Sub Piloted Premix, Piloted Premix, Sub Premix, Premix et Extended Piloted Premix.

Il existe également un mode de rejet de charge transitoire dans lequel tout le combustible est détourné vers les injecteurs PM1.

- En mode Diffusion, seul le passage D5 est alimenté en combustible.
- En mode Sub Piloted Premix, D5 et PM1 sont alimentés en combustible et les passages PM3 et PM2 sont purgés.
- En mode Piloted Premix, D5, PM1 et PM3 sont alimentés en combustible et PM2 est purgé.
- En mode Sub-Premix, PM1 et PM3 sont alimentés en combustible et D5 et PM2 sont purgés.

- En mode Premix, les passages PM1, PM3 et PM2 sont alimentés en combustible et le passage D5 est purgé.

- Le mode Extended Piloted Premix n'est pas un mode de fonctionnement normal et il n'est utilisé qu'en secours du mode Premix.

Les quatre circuits sont alimentés en combustible dans le mode Extended Piloted Premix. Les modes de fonctionnement DLN à l'état stable sont fonction du Régime de la turbine ou de la température de référence de la combustion. Voir le tableau (X) pour les Descriptions des modes DLN [24].

Tableau X : Schéma d'organisation des modes DLN [24].

MODE DLN	PASSAGES ALIMENTÉS	PASSAGES PURGES	CHARGE APPROXIMATIVE %)DE LA CHARGE DE LA TURBINE À GAZ)
Diffusion (P)	D5	Aucune	Allumage - 95% de vitesse
Sub Piloted Premix (L)	D5, PM1	PM3, PM2	Vitesse 95% - 25%
Piloted Pre-mix (H)	D5, PM1, PM3	PM2	25% - 35 %
Sub Pre-mix (M)	PM1, PM3	D5, PM2	35% - 50 %
Pre-mix (B)	PM1, PM3, PM2	D5	50% - Base

Cette méthode de séparation du combustible nécessite des vannes de contrôle individuelles (GCV-1, GCV-2, GCV-3 et GCV-4) pour chaque passage de combustible.

Afin de simplifier le débit de combustible et le contrôle de la répartition, les vannes de régulation sont utilisées avec un rapport de pression critique (étranglé).

Une valeur de pression P2 ou pression d'alimentation de la vanne de contrôle, est préprogrammée dans le modèle de contrôle afin de maintenir ce rapport de pression critique sur toute la plage de fonctionnement. Cette méthode de contrôle fournit une relation linéaire entre la course de la vanne de contrôle et le débit de gaz.

Dans certains modes de fonctionnement DLN, il est prévu que divers passages ne reçoivent aucun combustible.
Il faut trouver un moyen de purger ces passages en stagnation pour éviter l'accumulation de condensat et pour minimiser le risque d'auto-allumage. Le combustible gazeux qui demeure dans un passage après coupure de l'arrivée de combustible est purgé dans les chambres de combustion au moment où la purge est commandée [24].

Une connexion au système d'air de purge est placée immédiatement en aval des vannes de réglage du débit de gaz. Cela permet de garantir que toute la conduite et tout le manifold sont purgés.

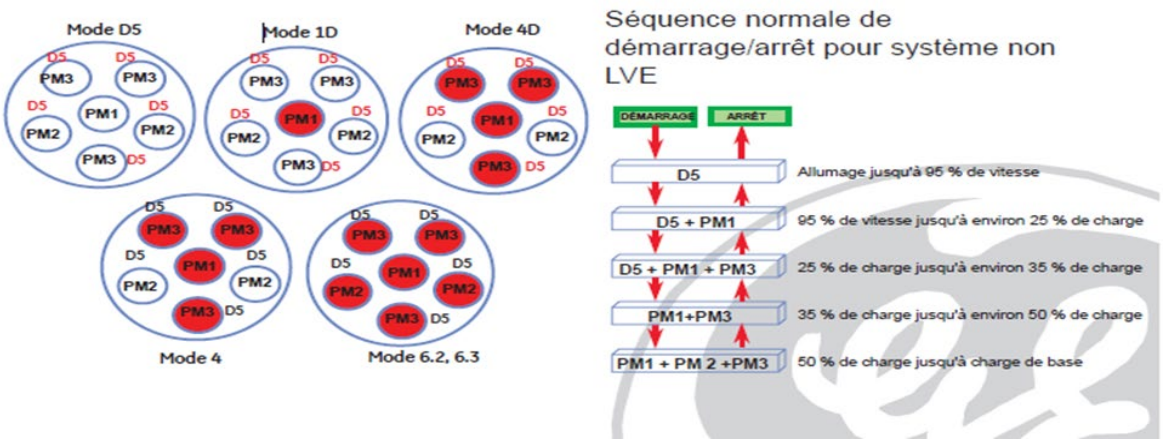


Figure 50 : Les modes de démarrage/arrêt du système 9FA DLN2.6+ [24].

VII. Système CEMS (Continuous Emissions Monitoring System) :

La centrale mesure les déchets de combustion à l'aide des systèmes de surveillance continue des émissions (CEMS Continuos Emission Monitoring System) utilisés comme outil de surveillance des gaz de combustion pour l'oxygène, le monoxyde de carbone et le dioxyde de carbone afin de fournir des informations pour le contrôle de la combustion dans les environnements industriels.

Le système CEM standard comprend une sonde à échantillon, un filtre, une ligne d'échantillonnage, un système de conditionnement de gaz, un système de gaz d'étalonnage et une série d'analyseurs de gaz qui reflètent les paramètres surveillés.

Les émissions typiques surveillées comprennent : le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, le dioxyde de carbone et l'oxygène.
Les systèmes CEM peuvent également mesurer le débit d'air, l'opacité des gaz de combustion et l'humidité [26].

1. Système MCS100E [27] :

Le dispositif de mesure MCS100E sert à la mesure extractive continue et sélective des émissions des grandes installations de combustion (par ex. : HCl, NH_3, H_2O, CO, SO_2, NOx). Le MCS100E détecte quasi simultanément jusqu'à 8 composants gazeux (plus l'option O2) sur 12 points de mesure maximum.



Figure 51 : Armoire du Système MCS100E.

1.1 Construction [27] :

Le MCS100E se compose essentiellement des sous-ensembles suivants :

- Photomètre avec barillet de filtres (conception en fonction de l'application).
- Cellule (longueur chemin optique dépendant de l'application).
- Débitmètre.
- Capteur d'O_2 (option).
- Calculateur et électronique.

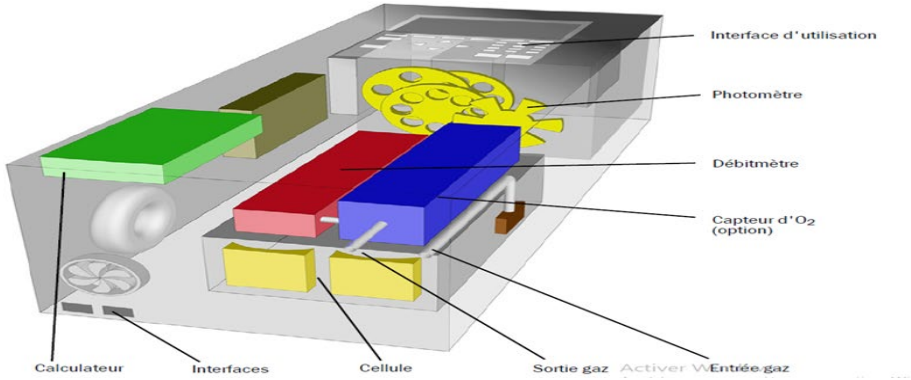


Figure 52 : Construction de système MCS100E.

1.2 Principe de mesure :

Le principe de mesure du MCS100E repose sur le principe du photomètre mono-faisceau Infra-rouge et processus de corrélation bifréquence par filtre à gaz.

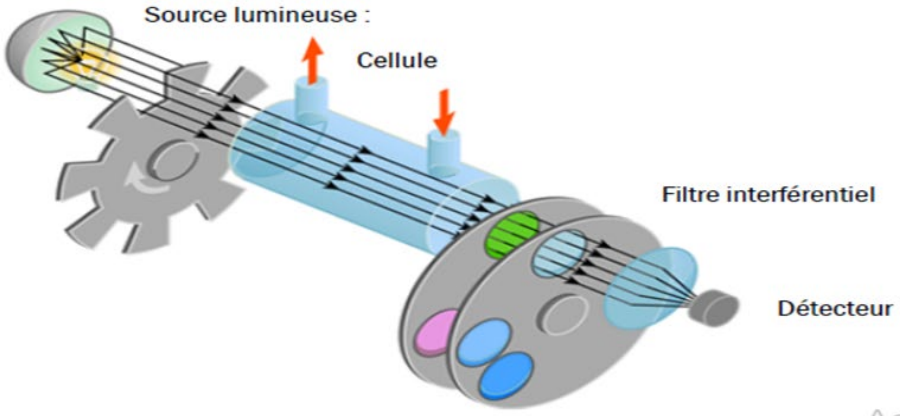


Figure 53 : Schéma de principe de mesure du MCS100E.

- **La loi d'absorption de la lumière :**

Un faisceau de la lumière monochromatique et de longueur d'onde donnée traverse la solution à analyse. Une partie de l'intensité initial est absorbée par la solution de la proportion d'intensité lumineuse absorbée par la solution on déduit la concentration de la substance absorbante à doser.

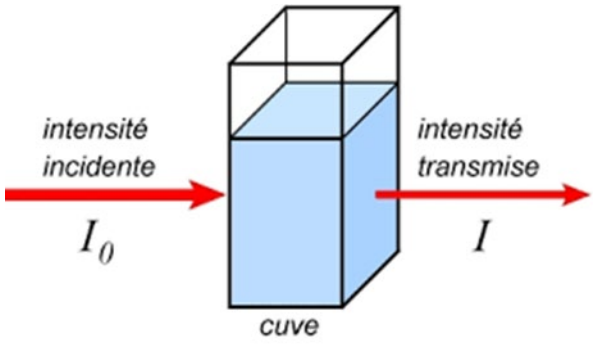
- **Loi de Beer-Lambert :**

Elle s'applique en particulier en spectrophotomètre UV-visible lorsqu'un faisceau de de lumière monochromatique(I0) traverse un cristal d'épaisseur (I) après absorption on observe une diminution de l'intensité lumineuse (i) la variation c.à.d l'intensité absorbée est proportionnelle à la concentration, du corps absorbant et à la longueur de chemin parcouru par le faisceau Solon la loi :

$$A_\lambda = -\log_{10}\frac{I}{I_0} = \varepsilon_\lambda \cdot \ell \cdot C.$$

$$T = \frac{I}{I_0}$$

T : transmittance
A : est appelée absorbance ou densité optique cette grandeur exprime le pouvoir d'absorption d'une substance.
I : intensité de la lumière incidente.
I : intensité de la lumière transmise
L : épaisseur traversée par le rayonnement en cm
C : concentration du gaz en mol/L
ε : le cœfficient d'absorption molaire exprimée en L·mol−1·cm−1



1.3 Fonctionnement :

Un petit échantillon de gaz de combustion est transporté par une conduite d'échantillon chauffé à haute température dans une unité de conditionnement d'échantillons. L'échantillon est filtré pour éliminer les particules et séché, généralement avec un refroidisseur, pour éliminer l'humidité.
Une fois conditionné, l'échantillon entre dans un collecteur d'échantillonnage et est mesuré en utilisant : L'infrarouge et adsorption ultraviolette, chimiluminescence, fluorescence et absorption du rayon bêta.
Après analyse, le gaz sort de l'analyseur vers un collecteur commun à tous les analyseurs où il est évacué à l'extérieur.
Un système d'acquisition et de traitement des données reçoit le signal de chaque analyseur afin de collecter et d'enregistrer les données sur les émissions.
Un contrôle interne de l'assurance qualité est réalisé par l'introduction quotidienne d'une concentration certifiée de gaz dans la sonde de prélèvement.

RESULTAT ET DISCUSION

I. Les analyses des émissions atmosphériques d'échappement de la centrale :

1. Les réglementations de la pollution de l'air :

La combustion du gaz naturel dans les turbines à gaz génère principalement des oxydes d'azote (NO) et du monoxyde de carbone (CO) (l'émission de particules est pratiquement nulle lors de l'utilisation du gaz naturel).

L'utilisation de la technologie de General Electric (DLN 1.6) permet de répondre aux spécifications du Tableau suivant :

Tableau XI : Les valeurs limites de rejet atmosphérique dans un à turbine à gaz (GENERAL ELECTRIC)

Contaminant	Limites à respecter
(15% O2, sec) NOx (ppm)	< 22
CO (ppm)	< 9.5

Ces valeurs soumirent à la réglementation algérienne relative à la protection de l'environnement (décret 06-138 du 15/04/2006) définissant les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique.

Tableau XII : Les valeurs limites des paramétrés des rejets atmosphériques (décret 06-138 du 15/04/2066):

parameters	Unite	valeurs limites	Valeurs limites (anciennes installations)
Oxyde de soufre	Mg/Nm^3	800	1000
Oxide d'azote		200	300
Oxide de carbone		150	200
Composes organique volatile		150	200
Acide sulfureux		5	10
perticules		30	50

2. Rapport d'analyse des émissions atmosphériques (laboratoire central SPE) :

2.1. Méthodologie de l'échantionnage et de mesure :

Les prélèvements des émissions atmosphériques ont été effectués conformément à la norme ASTM D6522-2020 relative à la caractérisation et au mesurage des rejets atmosphériques.

Les mesures ont été réalisées à l'aide de capteurs électrochimique. Le prélèvement des gaz a été effectué avec une sonde d'une longueur de 70 cm sur une durée de 10 minutes au niveau de l'échappement des groupes TG.

2.2.Référentiels réglementaires :

Les valeurs ont été comparées au (décret 06-138 du 15/04/2066) réglementant l'émission des rejets Atmosphérique. Il a été tenu compte des valeurs limites figurant au premier tableau de L'ANNAXE N°01 du décret.

2.3.Matériels utilisés :

Tableau XIII : Description d'appareil Rasi 800

Désignation du matériel	marque	type
Sonde de mesure d'une longueur de 70 cm Appareil des mesure de rejet atmosphérique	Rasi 800	Cellules électrochimique Bloc infra rouge

2.4.Référentiel réglementaires :

Les valeurs ont été comparées au (décret 06-138 du 15/04/2066) réglementant l'émission des rejets Atmosphériques. Il a été tenu compte des valeurs limites figurant au premier tableau de L'ANNAXE N°01 du décret.

Tableau XIV : Valeurs des rejets atmosphériques émanant du groupe TG3 (laboratoire central SPE).

CARACTERISTIQUE	Unité de Boufarik	groupe	TG3	décret N°06-138 du 15/04/2066(annexe 1)
	Année de mis en service	/	/	
	combustible		Gaz naturel	
	Charge	MW	236	
	Température des gaz émis	C°	524.4	
Date de l'analyse			07/02/2022	
Gaz mesurés	O_2	%	20.8	/
	CO_2	%	0.86	/
	CO	%	0.11	No spécifié
	NO	mg/Nm3	1.33	No spécifié
	NO_2	mg/Nm3	4.1	300
	NO_X	mg/Nm3	6.15	300
	SO_2	mg/Nm3	25.75	300
	CH_4	%	0.34	/

L'interprétation des résultats obtenus dépend des valeurs limites figurant dans le tableau précédent L'ANNAXE N°01(décret 06-138 du 15/04/2066) règlementant l'émission des rejets atmosphériques.

II. Contrôle l'émission atmosphérique par analyseur en ligne (Système MCS100E) :

La courbe dessous montre les valeurs des émissions atmosphériques provenant du C.E.M.S (04/16/2018), ces valeurs étaient dans les limites d'acceptabilité et présentaient une variation stable durant la journée.

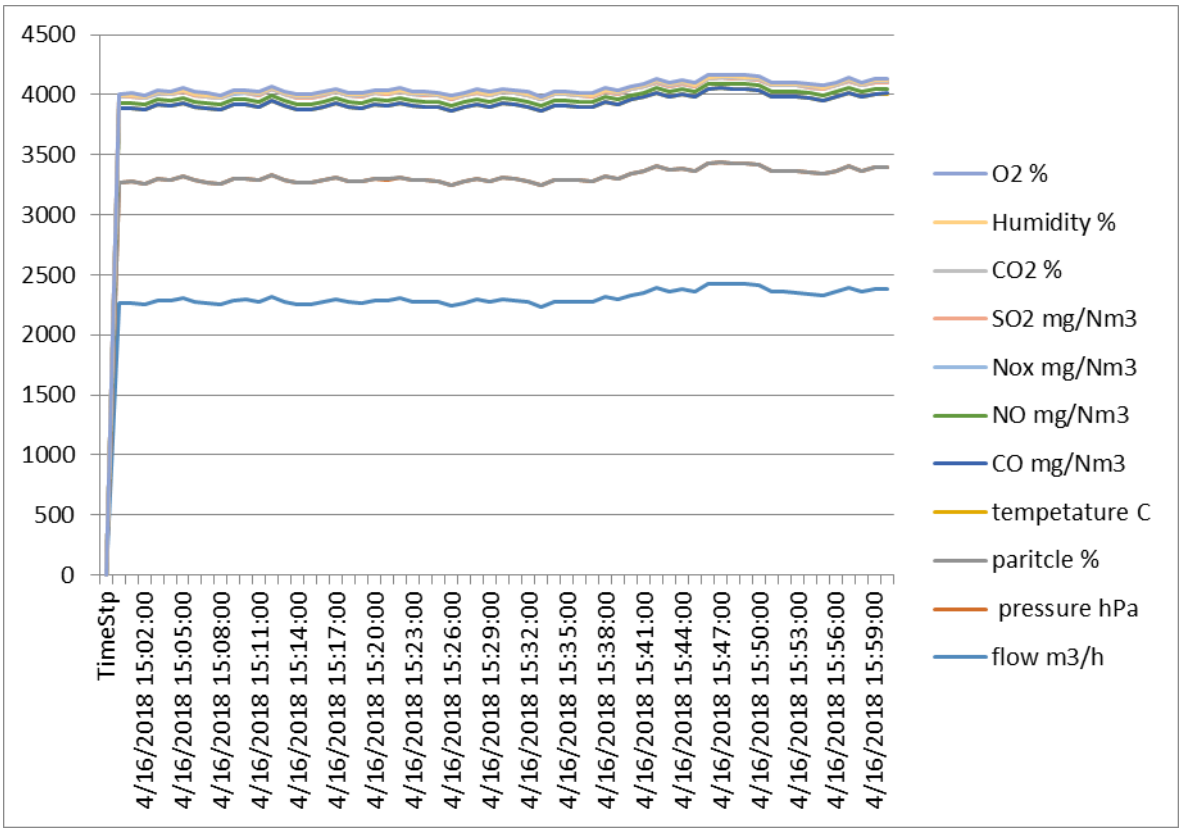


Figure 54 : Courbe d'émission atmosphérique par analyseur en ligne.

III. Evolution des émissions des gaz d'échappement en fonction de la puissance :

1. Evolution de la température des fumées en fonction de la puissance :

Tableau XV : Evolution de la température des fumées en fonction de la puissance.

temps(min)	0	26	28	32	35	37	39	41	101	161	221	281	341
P(mw)	0	40	60	110	150	180	240	260	260	260	260	0	0
T°c	14,5	520	610	636	622	622	618	614	614	614	614	612	16

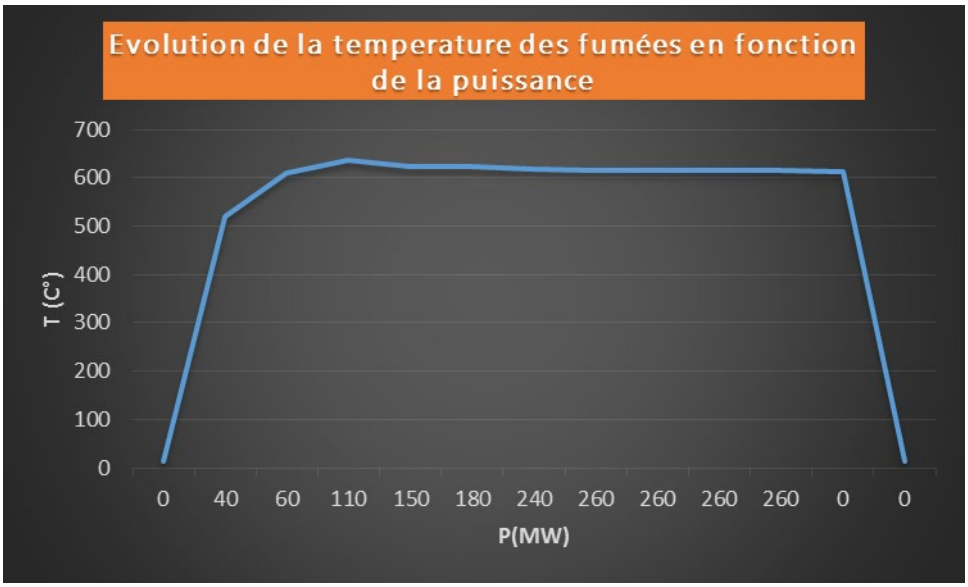


Figure 55 : Evolution de la température des fumées en fonction de la puissance

2. Evolution de la concentration de NO_X et CO en fonction de la puissance :

Tableau XVI : Evolution de la concentration de NO_X et CO en fonction de la puissance

temps(min)	**0**	**26**	**28**	**32**	**35**	**37**	**39**	**41**	**101**	**161**	**221**	**281**	**341**
P(mw)	0	40	60	110	150	180	240	260	260	260	260	0	0
NO_X(ppm)	0	180	110	22	19	20	17	18	18	18		0	0
CO(ppm)	0	190	100	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0

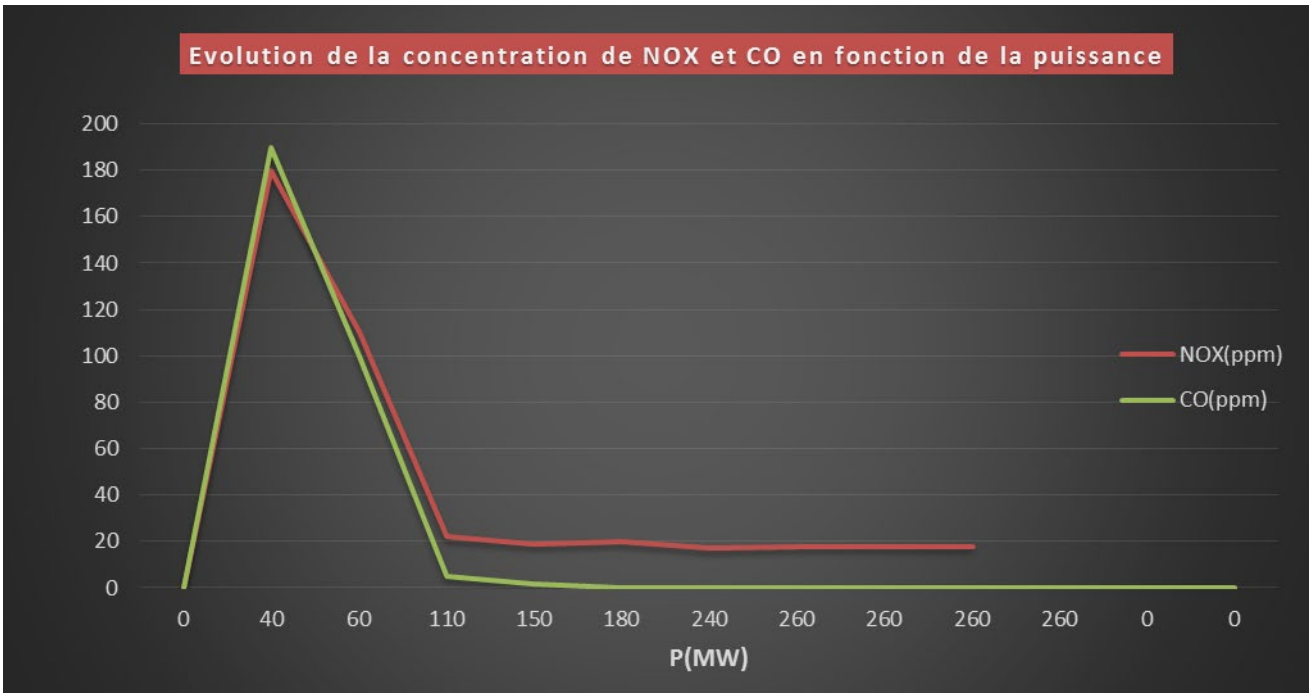


Figure 56 : Evolution de la concentration de NO_X et CO en fonction de la puissance

3. Evolution de la concentration de CO, NO_X et T°C en fonction de la puissance :

Tableau XVII : Evolution de la concentration de CO, NO_X et T°C en fonction de la puissance

temps(min)	**0**	**26**	**28**	**32**	**35**	**37**	**39**	**41**	**101**	**161**	**221**	**281**	**341**
P(mw)	0	40	60	110	150	180	240	260	260	260	260	0	0
NO_X(ppm)	0	180	110	22	19	20	17	18	18	18	18	0	0
CO(ppm)	0	190	100	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0
T°c	14,5	520	610	636	622	622	618	614	614	614	614	612	16

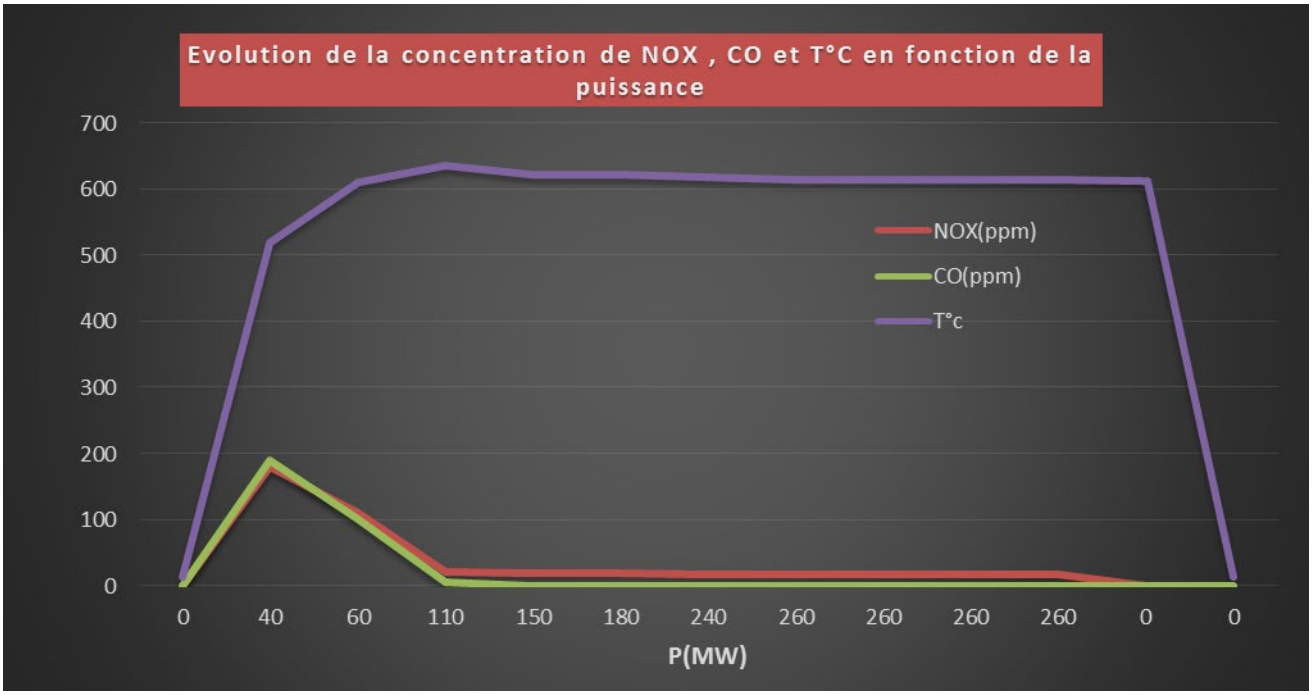


Figure 57 : Evolution de la concentration de CO, NO_X et T°C en fonction de la puissance.

On peut traduire les courbes précédentes comme suite :

Quand le mode D5 démarre pour assurer l'allumage de flamme de toutes les chambres de combustion jusqu'à 95% de vitesse, il y'a une augmentation de taux de NOx et de CO à cause dU type de la flamme (flamme de diffusion), cette flamme se caractérise par la température la plus élevée et l'augmentation du taux de NOx et de CO (réaction incomplète ; Ø >1 c'est-à-dire le rapport gaz/air riche).

Le mode D5 se suit par deux autres modes D5+PM1 et D5+PM1+PM3 à partir de 95% de la charge de base qui permettent le couplage (3000 tr/min, 50 hertz) dans le réseau dont çes deux modes se caractérisent par le type de flamme (flamme pré-mélange, le rapport gaz/air pauvre Ø >1 où le taux de NOx et de CO se diminue).

Le D5 sortant, et le mode PM1+PM3 reste, ce qui permet l'amélioration du type et qualité du flamme et ainsi de réduire le taux de polluants (NOx et de CO … ecs) jusqu'à 50% à la charge de base.

Supérieur à 50% de charge de base, la température et le taux de NOx diminuent et CO va disparaitre.

A 100% de la charge de base ; la puissance et la température et le taux de polluants (NOx et de CO) va se stabiliser jusqu'à l'arrêt du groupe.

IV. Analyse chromatographique de l'échantillon (gaz naturel) :

L'utilisation massive du gaz naturel comme combustible principale dans les centrales à turbine à gaz joue un rôle non insignifiant comptabilisable dans l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Ce Gaz contribue par sa composition riche en méthane à obtenir de l'électricité (dégagement de chaleur).

Laquelle entraîne une turbine à gaz. Il résulte de l'échappement de cette chaleur productrice de puissance un impact sur le rendement électrique qu'il faut maintenir à 700.9 MW et un impact sur le dégagement des gaz à effet de serre qu'il faut maintenir dans les normes prescrites par les pouvoirs publics algériens à savoir (décret 06-138 du 15/04/2066) règlementant l'émission des rejets atmosphériques.

Les centrales à turbine à gaz sont reconnues pour produire le rendement net le plus élevé, soit environ 30 %, rapporté au pouvoir calorifique inférieur du combustible(PCI).

Le rendement dépend de la puissance produite, de la quantité massique du gaz et du pouvoir calorifique inférieur.

Le rendement ή =puissance produite/Qm*PCI

Puissance produite : [MW].

Quantité massique Qm du gaz naturel : [Kg/s].

Pouvoir calorifique inférieur PCI : [KJ/KG].

1. Résultat d'analyse chromatographique par l'analyseur HGC 303 :

1.1.Chromatogramme :

Le chromatogramme est une courbe (spectre) qui traduit la variation au cours du temps d'un paramètre relie à la concentration instantanée du soluté en sortie de colonne (figure 58).



Figure 58 : Chromatogramme de d'échantillon gaz a analysé.

2.2. Analyse chromatographique de l'échantillon de gaz :

à partir de chromatogramme précédent (fig58) on détermine les concentration molaires des constituants du gaz (% molaire) et calcule les valeurs calorifiques.

Tableau XVIII : Analyse chromatographique de l'échantillon de gaz.

Constituant	% Molaire	
Méthane(CH_4)	85.845	
Ethane(C_2H_6)	6.967	
Propane(C_3H_8)	1.481	
N-Butane (C_4H_{10})	0.192	
Isobutane	0.299	
N-pentane (C_5H_{12})	0.053	
Iso pentane (C_5H_{12})	0.055	
Hexanes(C_6H_{14})	0.074	
Heptane (C_7H_{16})	0.000	
Octane (C_8H_{18})	0.000	
Azote Nitrogène(N_2)	4.419	
Carbone dioxyde (CO_2)	0.614	
Total	100.000	
Calcule les valeurs calorifiques		
Propriété du gaz réel	idéal	real
Pouvoir calorifique supérieur (MJ/m^3)	39.9838	39.35
pouvoir calorifique inferieur (MJ/m^3)	36.1027	35.54
Facteur de compressibilité de gaz	0.9975	0.9976
Densité	0.6236	0.6385
Masse volumique (Kg/m3)	0.7638	0.7824
Indice de woobe(MJ/m^3)	50.6332	49.24

CONCLUSION

Conclusion :

Les manufacturiers de turbines à gaz ont développé avec succès des systèmes de combustion sèche à faible teneur en NOx (Dry Low NOx) pour la combustion du gaz naturel qui répondent aux exigences environnementales actuelles. Plusieurs améliorations de géométries de chambre de combustion et stratégies de contrôle sont utilisées, mais toutes sont : basées sur le principe de la réduction de la température de la flamme.

Aujourd'hui, presque tous les fabricants de turbines à gaz utilisent une forme de chambre de combustion prémélange pauvre pour leurs moteurs à turbine à gaz. Cela rend actuellement le DLN la méthode de conception de chambre de combustion la plus utilisée pour réduire les émissions polluant. Ce perfectionnement de la conception des chambres de combustion DLN devrait permettre d'avoir des émissions de NOx de < 9 ppm.

Les sources d'énergie fossile sont en voie de disparition et on doit trouver une énergie qui devrait remplacer partiellement les besoins énergétiques vu la consommation croissante actuelle qui augmente de façon exponentielle.

L'énergie solaire est renouvelable et devra être maitrisée dès à présent si on veut l'utiliser dans un proche avenir. Cette énergie inépuisable dont dispose l'humanité est propre et gratuite et pourrait couvrir les besoins actuels, si l'on sait la convertir efficacement en diffèrent formes énergies (électrique, chimique et mécanique).

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN(Dry Low NOx) DELHOUM Smaine université de tlemcen 2011/2012.

[2] ENSPM Formation Industrie - IFP Training. Machines Tournantes : turbines à gaz technologie et fonctionnement. 2005.

[3] GE Energy GEK 111519_FR Juillet 2006.

[4] [10] GE oil & gas - Nuovo Pignone. Manuel de formation pour la conduite et l'entretien d'une turbine a gaz MS 5002 C.

[6] Cla, Les compresseurs [en ligne] (page consultée le 22/05/2019) http://cla.vidal.free.fr/compr.htm.

[7] Laissaoui M, Amélioration des performances d'une installation de turbine à gaz par refroidissement de l'air d'admission, PFE de Magister, Université m'hamed bougara Boumerdes, 2012.

[8] Moussaui A, Zoubir A, «Etude thermodynamique et maintenance d'une turbine à gaz MS5002C», mémoire de fin d'étude de master en mécaniques des unités pétrochimiques, Université de Boumerdes, 2009.

[9] Çengel Y.A, Boles M.A. Thermodynamics an Engineering Approach. 5thedition. McGraw-Hill, New York USA, 2004.

[10] ISO 2314 :2009(F), turbine à gaz-Essais de réception.

[11] Projet de Fin d'études pour l'obtention du diplôme de Master en Génie mécanique Mlle: CHADI Nadjwa ite universte blida2019/2020.

[12] Charles. E., Baukal Jr., (2004). Industria1 combustion pollution and control. ISBN: 0-8247-4694-5. New York. U.S.A.

[13] Réduction des émissions d'oxydes d'azote d'une turbine à gaz aérodérivée Michel Samson Université McGill Montréal, Canada 2018.

[14] Lieuwen, T., & Yang, V. (2013). Gas turbine emissions. Cambridge University Press.

[15] John R. Richards, Ph,D, P.E «Control of Nitrogen Oxides Emissions», United States, ICES Ltd 2000.

[16] 1- Organisation mondial de la santé (lignes directrices OMS rrelatives à la qualité de l'air.

[17] Elichegaray. C., (2008). Pollution atmosphérique. Introduction. Technique de l'ingénieur, traité en environnement. G 1 500V2.

[18] AKFel commodities turkey holding A.S.

[19] No. SS2-HGC100-0100Egas (Yamatake Corporation Totate international Building2-12-19 Shibuya Tokyo Japon).

[20] processs.free.fr.

[21] Chromatographe MECI a-s-a type HGC-Pac.

[22] évaluation de la pollution atmosphérique de la centrale électrique de larbaa Sadjia HASBELAOUI université bab Ezzouar 6 / 12 / 2013.

[23] Lefebvre A. H., (1998). Gas turbine combustion, 2 ed . Taylor et Francis.

[24] GE Power & Water DLN 2.6+ Système de combustion Octobre 2015.

[25] G.Peureux, S.Carpentier, G.Lartigue «NOx emissions prediction for natural gas engines with fuel quality variations», La Plaine Saint-Denis, France.

[26] Miller, H. E.« Development of the Quiet Combustor and Other Design Changes to Benefit Air Quality» American Cogeneration Association, San Francisco(01/01/1999)

[27] SICK sensor intelligence (MCS100E analyseurIR°)

Résumé :

Les problèmes énergétiques et environnementaux sont étroitement liés, car il est presque impossible de produire, de transférer ou de consommer de l'énergie sans impacts environnementaux significatifs. Ces impacts comprennent la pollution de l'air et des eaux.

Avec ce travail, nous analyserons les différents mécanismes de formation du NOx, et les méthodes utilisées pour réduire les émissions polluantes, la méthode (DLN 2.6) fera l'objet de notre étude.

Summary :

Energy and environmental issues are closely linked, as it is almost impossible to produce, transfer or consume energy without significant environmental impacts. These impacts include air and water pollution.

With this work, we will analyze the different mechanisms of formation of NOx, and the methods used to reduce polluting emissions, the method (DLN 2.6) will be the subject of our study.

ملخص:
ترتبط مشاكل الطاقة والمشاكل البيئية ببعضها ارتباطا وثيقا لأنه يكاد يكون من المستحيل إنتاج، نقل أو استهلاك الطاقة بدون حدوث آثار بيئية ملحوظة. وتشمل هذه الآثار تلوث الهواء والمياه.

من خلال هذا العمل، نقوم بتحليل الآلياتً المختلفة لتكوين أكاسيد النيتروجين، والطرقً المستخدمة لتقليل الانبعاثاتً الملوثة
من بينها (DLN 2.6) وهو موضوع دراستنا.