

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR ANNABA-UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA



جامعة باجي مختار عنابة

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIORAT
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

MEMOIRE

PRESENTE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER

THEME

**Étude thermodynamique de la turbine à gaz
MS7001EA au niveau du complexe GNL1K de
Skikda**

DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE

FILIERE : Génie mécanique

SPECIALITE : ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENT

PRESENTE PAR : METALLAOUI NASSIM

DIRECTEUR DU MEMOIRE : KADRI SALIM

DEVANT LE JURY

PRESIDENT:

PR: MERZOUG.B

EXAMINATEURS :

PR: SARI .M/R

Dr: MECHIGHEL.F

Mr: KADRI.S

Année: 2016/2017

REMERCIEMENT

Je tiens à remercier Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce travail.

Je vifs remerciements à mon promoteur Mr : KADRI salim qui ma guidée et orientée durant ce mémoire.

A l'ensemble des enseignants du département énergétique Et tous les personelles de la production

SONATRACH

Sans oublier ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail, et ceux qui ont fait l'honneur de jurer ce mémoire.

Dédicace :

Je dédié ce travail à tous ceux qui m'ont

Soutenu de près et de loin,

A ma mère, et mon père,

A mes proches

A tous mes

Amis



Sommaire

Liste des tableaux.

Liste des figures.

Nomenclature.

INTRODUCTION GENERALE 01

Chapitre 1 : Description du complexes

Introduction02

1. Historique.....03
2. Mission de complexe GL1/K03
3. Présentation du train de liquéfaction..... 03
4. Caractéristiques de la production 04
5. Présentation générale des installations du train de liquéfaction 05
 - a. Utilités.....05
 - b. Production de l'énergie.....05
 - c. Production d'air instrument et d'air service.....06
 - d. Eaux..... 06
 - e. Système torches et brûlot.....06
 - f. Réseau d'azote 06
6. Train de liquéfaction et de fractionnement 07
 1. Unité de comptage du gaz naturel 08
 2. Unité de compression du gaz naturel.....09
 3. Traitements de gaz..... 09
 4. Boucle d'huile chaude..... 11
 5. Réseau Fuel Gaz.....11
7. Unité de fractionnement des sous-produits.....12
8. Volet Sécurité Industrielle.....12
 - 8.1. Système de Protection Anti-incendie..... 13
 - 8.2. Moyens de protection 13
9. Systèmes anti-incendie des enceintes des turbines à gaz14
10. Système de détection Feux et Gaz (FGS)14
11. Equipements fournis pour la détection Feux et Gaz..... 14
12. Consommation d'eau de mer..... 15

Conclusion16

Sommaire

Chapitre 2 : généralités sur les turbines à gaz

Introduction	17
1. Historique de la turbine à gaz	17
2. Définition de la turbine à gaz	17
3. Présentation.	19
4. Classification des turbines à gaz	21
4.1. D'après le mode de construction.	21
a. Turbine mono-arbre	21
b. Turbine bi-arbre	22
4.2. D'après le mode de travail.	23
a. Turbine à action.	23
b. Turbine à réaction.	23
4.3. D'après le mode du fonctionnement	
a. Turbine à cycle simple	24
b. Turbine à cycle avec régénération	24
5. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz.	24
6. Domaines d'application	25
Description et fonctionnement de la Turbine à gaz MS7001EA	27
1. Généralités	28
2. Description du passage du gaz.	29
3. Section du compresseur.	31
3.1. Rotor.	31
3.2. Stator.	32
4. Section de combustion :	33
4.1. Chambres de combustion.	34
4.2. Bougies d'allumage.	36
4.3. Détecteurs de flammes à ultraviolet.	36
5. Section de la Turbine	37
5.1. Rotor de la turbine.	37
5.2. Refroidissement du rotor de la turbine	37
5.3. Stator de la turbine.	37
6. Paliers.	38
7. Accouplements.	38

Sommaire

7.1. Accouplement de charge.	38
7.2. Pompe du combustible vers l'engrenage des accessoires.	38
7.3. Accouplement de l'engrenage des accessoires.	38
8. Engrenages.	38
8.1. L'engrenage de transmission des accessoires	39
9. Systeme de lubrification	39
Filtre principale de l'huile	41
Refroidisseur de l'huile de lubrification	41
Conclusion	42

Chapitre 3 : calcul thermique se l'installation de TAG MS7001EA

Introduction.	44
1. Etude des cycles thermodynamiques d'une turbine à gaz	44
a. Cycle idéal de Baryton.	44
b. Cycle réel	45
2. Etude de l'effet de la température.	46
2.1. Calculs des paramètres du compresseur	47
a. Calcul de la Pression P_2 et température T_2 de fin de compression isentropique	47
b. Détermination du travail du compresseur	48
2.2. Calcul des paramètres de la chambre de combustion	49
2.3. Calcul des paramètres au niveau de la turbine	49.
a. Calcul de P_3 et T_{4is}	49
b. Détermination du travail de la turbine.	50
c. Le travail utile.	51
2.4. Détermination du pouvoir calorifique du combustible	51
2.5. Détermination du pouvoir calorifique inférieur du mélange	52
2.6. Calcul du débit de fuel et du débit d'air	53
3. Calcul des grandeurs caractéristiques du cycle	55

Chapitre 4 : fonctionnement du récupérateur de chaleur

Introduction	57
1. Types d'échangeurs de chaleur	57
2. Modes de transferts de chaleur	58
3. Principe d'un échangeur de chaleur.	58
4. Description du Système WHRU dans la turbine MS7001EA.	59
5. Description du Système WHRU à Modifier	59
6. Description des Principaux Éléments	60
7. Les faisceaux de tubes / les collecteurs de la centrale WHRU	60
8. Les panneaux pour tubes de la centrale WHRU	62

Sommaire

9. Détails du revêtement intérieur de la centrale WHRU	63
10. Détails de l'isolation intérieure de la centrale WHRU	64
11. Les domaines de mesure des instruments de la Centrale WHRU	64
12. L'Exploitation de la Centrale	64
a) Mode de Régulation	64
b) Démarrage de la centrale WHRU	65
c) L'Exploitation de la centrale WHRU	66
d) Arrêt de la centrale WHRU	66
13. Le Passage du fluid	67
14. Partie calcule de récupérateur de chaleur dans TAG MS7001	68
15. Le cycle de la turbine à gaz avec récupération des gaz d'échappement ..	69
Conclusion général.	71
BIBLIOGRAPHIE.	

Sommaire

Liste des tableaux :

<i>Tableaux</i>	<i>Description</i>	<i>Page</i>
Tableau (I .1)	Principaux produits du complexe.	4
Tableau (I .2)	Caractéristiques du gaz naturel d'alimentation du complexe	7
Tableau (I .3)	Les systèmes de pulvérisation anti-incendie par déluges	13
Tableau (I .4)	consommation d'eau de mer	15
Tableau (II .1)	Les caractéristiques importantes de la turbine	28
Tableau (III.2)	turbines MS7001 (turbine PR)	46
Tableau (III .3)	composition de chaque source du fuel gaz	51
Tableau (III.4)	pouvoir calorifique de chaque constituant	52
Tableau (IV.1)	donnes de constructeur	68

Sommaire

Figures	Description	Page
Figure I.1	Différentes unités de la section utilités.	5
Figure I.2	schéma des Unités du complexe GLIK.	8
Figure I.3	schéma de l'unité de liquéfaction.	11
Figure I.4	schéma de l'unité fractionnement des sous-produit	12
Figure II.1	vue de la turbine a gaz	19
Figure II.2	Schéma d'une turbine à gaz mono-arbre.	21
Figure II.3	Schéma d'une turbine à gaz bi-arbre.	22
Figure II.4	Schéma d'une turbine à action et à réaction.	23
Figure II.5	Représente la turbine à gaz fram7 (MS7001EA) du complexe	27
Figure II.6	Description du système du passage de gaz	29
Figure II.7	Sections principales de l'ensemble de la Turbine à gaz MS7001EA	30
Figure II.8	Rotor de la turbine à gaz avec deux faux arbres.	31
Figure II.9	l'ensemble des aubes du rotor insérées dans les roues intégrales	32
Figure II.10	Stator du compresseur – Vue de coupe	33
Figure II.11	Disposition du carter de combustion MS7001E/EA.	34
Figure II.12	Ecoulement de l'air comprimé par la section de combustion de la TAG	35
Figure II.13	Disposition du système de combustion MS7001E/EA	36
Figure II.14	Diagramme schématique du système d'huile lubrifiante	39
Figure III.1	Cycle thermodynamique théorique d'une turbine à gaz.	44
Figure III.2	Cycle réel d'une turbine à gaz	45
Figure III.3	Représentation de la notion de travail d'un compresseur.	47
Figure III.4	Le bilan thermique dans CC.	
Figure III.5	Représentation de la notion de travail d'une turbine.	50

Sommaire

Figure III.6	Influence la température ambiante sur le travail du compresseur.	55
Figure III.7	Influence la température ambiante sur la quantité de chaleur.	56
Figure III.8	Influence la température ambiante sur le travail de la turbine.	56
Figure IV.1	Description du Système WHRU à Modifier	60
Figures IV.2/3/4	Les faisceaux de tubes / les collecteurs de la centrale WHRU	60/61
Figures IV.5/6	Les panneaux pour tubes de la centrale WHRU	62
Figure IV.7	Revêtement intérieur de la centrale WHRU	63
Figure IV.8	L'isolation intérieure de la centrale WHRU	64
Figure IV.9	Le Passage du fluide	67
Figure IV.10	Cycle d'une turbine à gaz avec récupération de chaleur	69

Liste de nomenclature

<u>Symbole</u>	<u>Unité</u>	<u>Signification</u>
P	bar	Pression
T	K	Température réelle
Cp	$J.kg^{-1}.k^{-1}$	La chaleur spécifique de l'air
r	/	Taux de compression
η_c	/	Efficacité isentropique du compresseur
η_{comb}	/	Efficacité de la chambre de combustion
η_t	/	Efficacité isentropique de la turbine
η_m	/	Efficacité de transmission mécanique
Δp	%	Perte de pression a la combustion
Pt	MW	La puissance de la turbine
m_a	kg/s	Débit massique de l'air
CP_m	$J.kg^{-1}.k^{-1}$	La chaleur spécifique moyen
Mair	Kg/Kmole.	La masse moléculaire de l'air
Wcomp	KJ/KG	Le travail du compresseur
Wt	KJ/KG	Le travail de la turbine
Pc	KJ	La puissance du compresseur
Qh	KJ/KG	La quantité de chaleur dégagée dans la chambre de combustion
r'	/	Le rapport entre (pression d'entrée p3 et pression de sortie p4)
Wu	KJ/KG	Le travail utile
PCI	Kj/Nm^3	pouvoir calorifique de chaque constituant
\dot{m}_{fuel}	kg/hr	Le débit de fuel gaz consommé
\dot{m}_{air}	Kg/hr	Le débit d'air utilisé

Liste de nomenclature

ρ	kg/m ³	masse volumique
Q_v	m ³ /hr	le débit volumique
X_{ij}	/	la composition du constituant i dans la source j
X_{it}	/	la composition totale du constituant i.
q'	tn/an	la quantité de combustible a gagné pour chauffe l'huile

Introduction générale

L'économie algérienne repose essentiellement sur l'énergie (gaz et pétrole) et pour produire de l'électricité, injecter les matières dans les zones de raffinage, de liquéfaction et de transport on utilise des machines appelées turbines. Les plus importantes sont les turbines à gaz où son utilisation conduit à des émissions des gaz brûlés à des très hautes températures près de 500°C.

Afin de réduire la pollution de ces gaz et de préserver l'environnement, plusieurs recherches scientifiques ont été conduites sur la façon d'exploiter les gaz d'échappement, elles ont atteint à établir un cycle combiné, qui nécessite essentiellement une haute température pour produire la vapeur nécessaire pour alimenter la turbine à vapeur.

Les dernières technologies avancées ouvrent des perspectives intéressantes pour augmenter le rendement de la production d'électricité.

Le but de notre travail est l'étude des différents types, description et fonctionnement, des turbines à gaz du Nouveau projet Megatrain GL1K qui est en cours de réalisation.

On commencera par la description du nouveau train GL2K et son but de la réalisation de ce projet. Puis le fonctionnement et la description des turbines à gaz.

Une description détaillée de la turbine à gaz MS7001EA, utilisée au niveau du champ Skikda, a été abordée dans le deuxième chapitre, où l'on a passé en revue tous les organes constitutifs de la turbine tout en détaillant leur technologie, leur fonctionnalité, les mécanismes de fonctionnement, les paramètres d'influences les améliorations apportées.

Dans le troisième chapitre, un calcul thermodynamique de l'installation de la turbine à gaz MS7001EA détaillé a été présenté, Dans un premier temps le calcul a été fait avec les conditions de fonctionnement ISO tout en prenant en considération tous les facteurs influençant de près ou de loin les performances de la turbine, notamment le débit du fuel gaz consommé, et le débit d'air nécessaire pour faire la combustion.

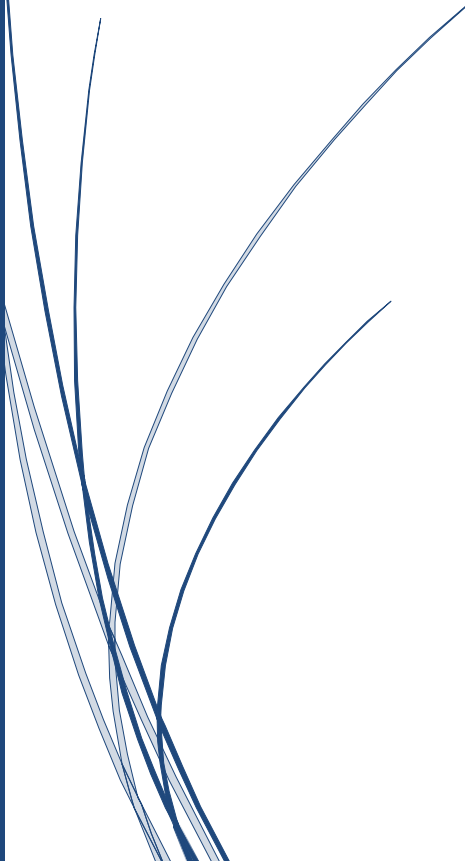
Et dans la quatrième chapitre on a étudié centrale récupérateur de chaleur d'huile (échangeur de chaleur) dans la turbine MS7001EA et comment fonctionner avec toutes les détails.

Chapitre I

Description du complexes

1. Historique
2. Mission de complexe GL1/K
3. Présentation du train de liquéfaction
4. Caractéristiques de la production
5. Présentation générale des installations du train de liquéfaction
6. Train de liquéfaction et de fractionnement
7. Unité de fractionnement des sous-produits
8. Volet Sécurité Industrielle
9. Systèmes anti-incendie des enceintes des turbines à gaz
10. Système de détection Feux et Gaz (FGS)
11. Equipements fournis pour la détection Feux et Gaz
12. Consommation d'eau de mer

Conclusion



Introduction

Le gaz naturel est un hydrocarbure d'une importance capitale et ce depuis sa découverte en 1921. Il joue un rôle très important dans l'économie ainsi que dans les relations entre les pays producteurs et les pays importateurs.

Après 1921, le gaz naturel a subi une évolution progressive en fonction de l'évolution de la technologie mondiale. Il est utilisé comme fuel gaz à l'usage domestique et comme étant l'énergie principale utilisée pour le transport et la production d'électricité dans le domaine industriel de part son coût attractif et sa disponibilité.

L'Algérie possède environ 10 % de réserve mondiale en gaz naturel, elle se place au cinquième rang international.

Plus de 50 % de ces réserves connues sont concentrées dans le gisement de Hassi R'mel.

- ✓ Gaz sec ou gaz de vente (C1, C2).
- ✓ Gaz propane liquéfié "GPL" (C3, C4).
- ✓ Condensât (C5 et plus).

1/Historique:

Les premières expériences de liquéfaction du gaz naturel datent de 1934 en URSS et de 1940 aux états- unis. Les Américains envisagèrent sa liquéfaction pour pouvoir le stocker et le transporter sur de longues distances mais cette tentative s'est soldée par un échec.

Le 20 Février 1959, les Américains et les Anglais réussirent la première cargaison de Gaz Naturel Liquéfié, depuis Lake Charles (USA) à Convery Island.

Pour l'Algérie, la première découverte du Gaz Naturel a eu lieu en Novembre 1956 à Hassi-R'Mel, la Compagnie Algérienne du Méthane Liquide (CAMEL) a été créée et installée à Arzew. le contrat de réalisation de cette usine fut confié à une association Technip/J.F.Pritchard , technip ayant la charge des unités de liquéfaction et de fractionnement.

Le Complexe GL1K de Skikda a été construit par la Société mixte Algérienne du Gaz (SOMALGAZ), avec 51 % des parts appartenant à Sonatrach et 49 % à ERAP (Entreprise Française du Raffinage de Pétrole).

L'étude du projet du Complexe GL1K de Skikda a duré de 1965 à 1967 et le démarrage des travaux a débuté en Mai 1969.

2/Mission de complexe GL1/K :

Le complexe GL1/K a pour mission de liquéfier le gaz naturel provenant des champs gaziers de Hassi R'mel, avec possibilité d'extraction de l'Ethane, propane, du butane et de la gazoline. Le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) est pompé et chargé dans des méthaniers spécialement conçus pour le transport cryogénique pour être expédié vers l'étranger.

3/Présentation du train de liquéfaction:

Le train de liquéfaction est situé à l'intérieur du complexe GL1K, au Nord-Ouest de ancienne unité 10. Il a été bien conçu pour remplacer les unités 20, 30, et 40 qui ont été détruites lors de l'incident de l'année 2004.

Sa construction a été confiée à la firme américaine Kellogg Brown & Root (KBR) suite à un appel d'offre lancé par Sonatrach en 2006. Les travaux de construction ont commencé le 28 Septembre 2007, tandis que la mise en production a été effectuée le 27 Mars 2013.

Il est alimenté en gaz naturel (GN) à partir de Hassi R'mel via un gazoduc d'une longueur de 580 Km et de 40'' de diamètre. La capacité du traitement de gaz naturel de ce train est de 126 millions m³ par an.

Ce train utilise le procédé APCI (C3MR-Split MR) à voie sèche. Les différences fondamentales par rapport au procédé APCI classique de GL1Z, GL2Z sont les suivantes :

- Remplacement des condenseurs à eau de mer par des aéro-réfrigérants pour la condensation du MR (Mixed Refregerant).
- Les compresseurs MR et propane sont entraînés par des turbines à gaz (pas d'utilisation de la vapeur).
- Des éxanders remplacent les vannes d'injection de MR dans l'échangeur cryogénique.
- La pression du gaz à l'entrée est remontée à 66 bars.

4/Caractéristiques de la production:

Le train de liquéfaction a été conçu pour une capacité de production de 4,5 millions de tonnes de GNL par an, et peut fonctionner avec ou sans extraction des sous-produits (Ethane, Propane, Butane, Gazoline).

Une charge de gaz enrichi en Hélium est également produite pour alimenter l'usine de production d'Hélium (Hellison). En retour, cette dernière renvoie de l'azote gazeux et du fuel gaz (48 % azote et 52 % méthane) vers le complexe.

Les principaux produits du complexe sont représentés dans **le tableau I.1**

Tableau I.1: Principaux produits du complexe.

<i>Produits finis</i>	<i>Quantités (t / an)</i>
GNL	4 500 000
Ethane	164 700
Propane	207 600
Butane	171 400
Gazoline	108 700
Gaz enrichi en He (Nm ³ /an)	163 100 000

5/Présentation générale des installations du train de liquéfaction:

Les installations du train de liquéfaction GNL sont essentiellement constituées des sections suivantes :

a) Utilités:

Le rôle des utilités est de fournir les éléments nécessaires au fonctionnement du train de GNL et de gérer les réseaux communs qui le composent.

Ces unités produisent et distribuent : l'énergie électrique, l'air service et l'air instrument. Elles gèrent également les systèmes : torches, eaux diverses, azote. Le schéma suivant représente les différentes unités de la section utilités.

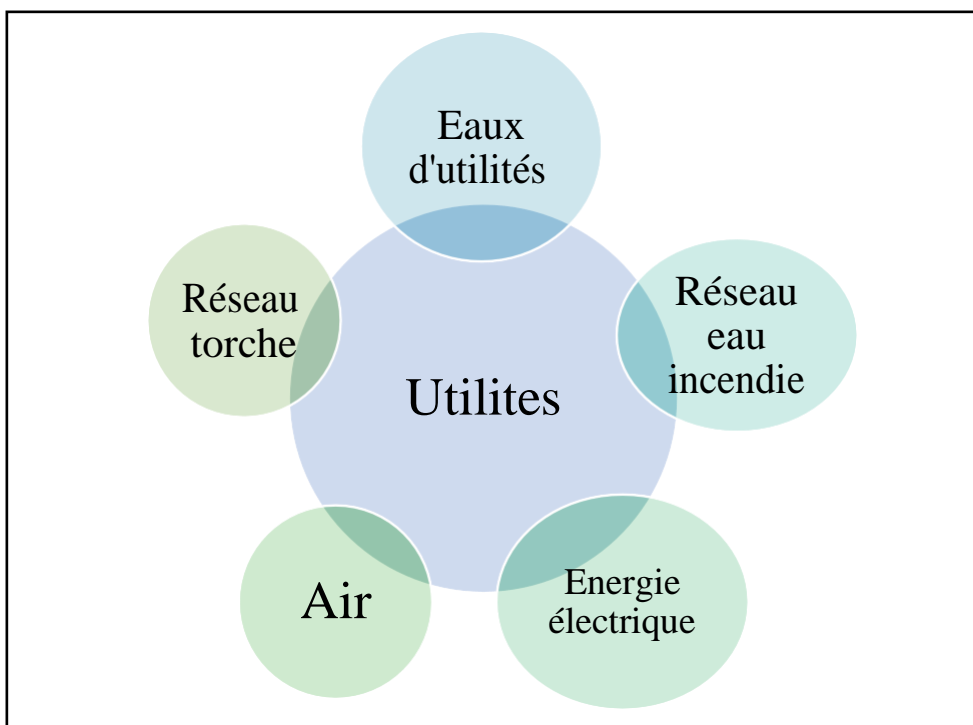


Figure I.1: Différentes unités de la section utilités.

b) Production de l'énergie électrique :

Le train de liquéfaction est autonome en matière d'énergie électrique. Il est également dimensionné pour alimenter le complexe GL1K. Il est équipé de :

- Cinq (05) diesel-générateurs d'une puissance unitaire de 1,8 MW : ces équipements servent à fournir l'énergie électrique nécessaire pour le démarrage et pour l'arrêt sécurisé des installations.
- Cinq (05) turbo-générateurs (turbines à gaz entraînant des alternateurs) d'une puissance unitaire de 25 MW.
- Six (06) sous stations pour la distribution électrique.

La consommation totale de se train est de 60 MW.

c) Production d'air instrument et d'air service:

Cette unité sert à fournir :

- L'air comprimé filtré et non séché dit air service à 9,5 bars destiné aux besoins utilitaires (nettoyage et autres).
- L'air comprimé et séché dit air instrument destiné aux besoins de l'instrumentation (vannes automatiques, positionneurs...).

Comme pour l'électricité, l'air instrument est vital pour le fonctionnement de l'usine.

L'unité de production d'air comprend trois compresseurs d'une capacité unitaire de 3345 Nm³/heure, munis d'une batterie de sécheurs...

d) Eaux :

1d) Eau industrielle ou de service:

Cette eau soutirée à partir du réseau des anciennes unités, est stockée dans un bac d'une capacité de 610 m³. Il est équipé de 2 tubulures de sortie placées l'une au-dessus de l'autre. La tubulure de fond alimente une pompe pour le maintien du réseau incendie en pression, et la tubulure supérieure alimente le réseau eau de service (nettoyage, échantillonneurs) et le package d'eau potable.

2d) Eau déminéralisée:

Cette eau provient du complexe GL1K et elle est utilisée pour alimenter :

- Les unités de décarbonatation et de stockage de l'MDEA pour appoint et lavage
- Le système de lavage des turbines à gaz.
- Le laboratoire.

e) Système torches et brûlot :

Ce système est constitué de :

- Une torche recevant les effluents gazeux des unités du train et des anciennes unités 10, 5p, 6p. La hauteur de cette torche est de 150 m. Elle est montée sur un seul derrick comprenant trois futs (deux pour le train et un pour les anciens unités de GL1K).
- Un brûlot recevant les liquides torchés à partir du train et des anciennes unités

f) Réseau d'azote :

Le train de liquéfaction ne dispose pas d'équipements de production d'azote, à l'exception d'une bouteille de stockage liquide et d'évaporateurs. Il est connecté sur le réseau des anciennes unités qui est alimenté en azote gazeux par :

- Complexe COGIZ à partir du complexe d'extraction d'hélium (Hellison) où l'azote est extrait à partir de la charge de gaz riche en hélium envoyée par le train de liquéfaction et les anciennes unités du complexe GL1K.
- Complexe MESSER Algérie où l'azote est extrait à partir de l'air.

6/Train de liquéfaction et de fractionnement :

Le GN, à sa sortie du gisement de « Hassi R'mel » est un mélange d'hydrocarbures dont la teneur en méthane est supérieure à 80%, mais contient également de l'éthane, du propane, du butane, du pentane et quelques traces d'hydrocarbures lourds. On y trouve également quelques constituants tels que ; He, N₂, CO₂, Hg et l'H₂O, ainsi que des impuretés sous forme de poussières et de traces d'huiles. Le tableau suivant représente les caractéristiques du gaz naturel d'alimentation du complexe.

Tableau I.2: Caractéristiques du gaz naturel d'alimentation du complexe.

<i>Composants</i>	<i>Pourcentage molaire (%)</i>
He	0.17
N ₂	5.60
CO ₂	0.18
C ₁	82.27
C ₂	6.92
C ₃	2.15
iC ₄	0.33
nC ₄	0.52
iC ₅	0.09
nC ₅	0.11
C ₆	0.13

L'objectif principal du complexe est de liquéfier le GN qui sera destiné à l'exportation, et aussi d'extraire les autres sous-produits qu'il contient tels que l'éthane, le propane, le butane et le pentane.

Le gaz naturel alimentant l'unité de liquéfaction doit subir au préalable, un prétraitement afin de lui enlever les traces de gaz contaminants susceptibles de se solidifier lors du refroidissement. Le train de liquéfaction se compose de plusieurs unités qui sont présentées sur la figure I.2.

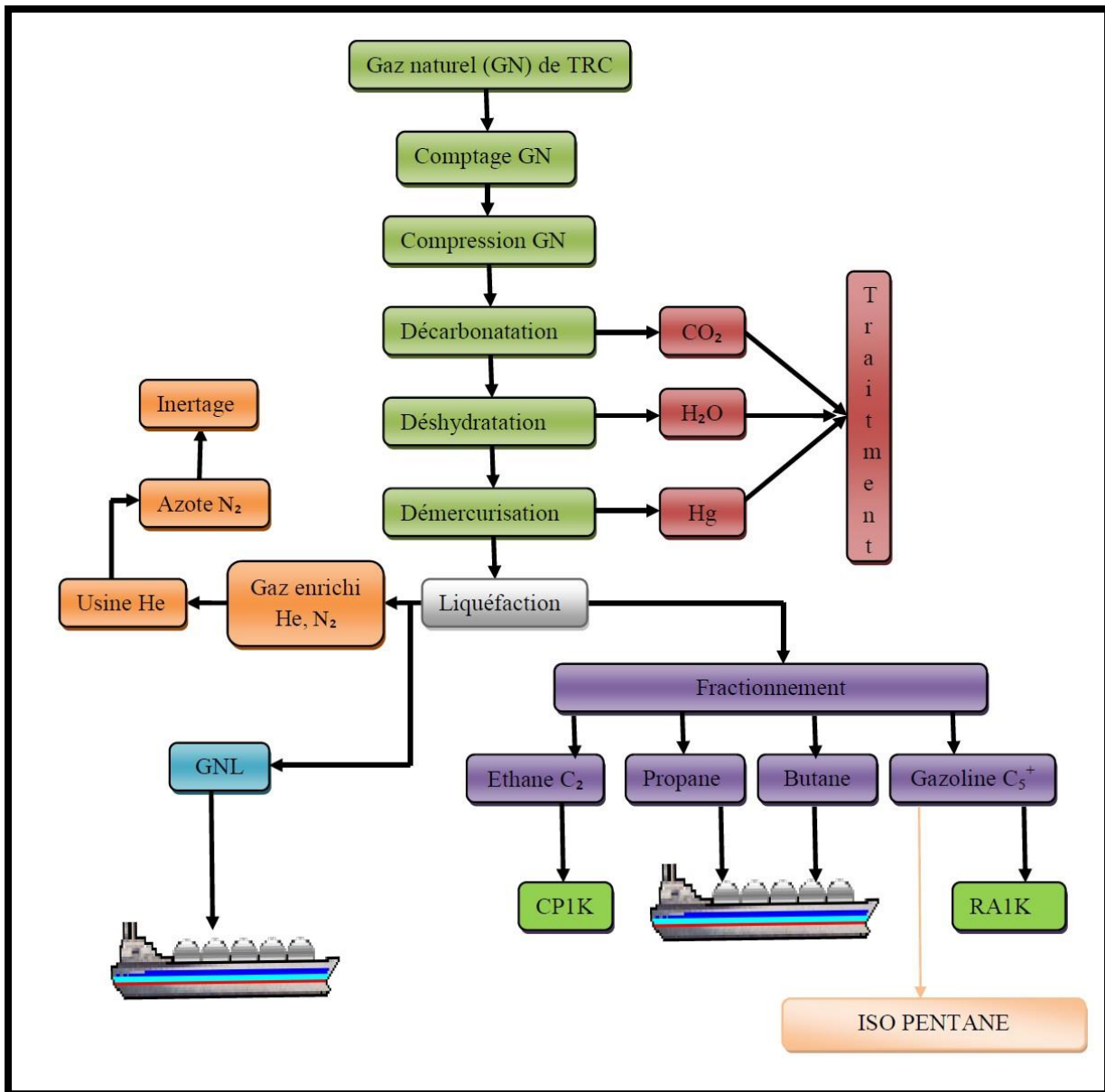


Figure I.2: schéma des Unités du complexe GL1K.

6.1/ Unité de comptage du gaz naturel:

Le système de comptage installé, mesure et comptabilise tout le gaz naturel entrant aux anciennes unités du complexe GL1K et du train de liquéfaction. Le comptage sert à fournir les éléments nécessaires pour:

- Le calcul des divers bilans de l'usine et de l'autoconsommation.
- Le calcul des quantités consommées pour les besoins de facturation.

6.2/ Unité de compression du gaz naturel :

A la sortie du système de comptage (42 bars et 25 °C) le GN est comprimé jusqu'à 66 bars pour faciliter sa liquéfaction.

6.3/ Traitements de gaz:

Avant la liquéfaction, le gaz naturel doit subir des traitements pour être débarrassé de trois éléments nuisibles au fonctionnement de l'installation :

- CO₂
- Eau.
- Mercure.

a) Unité de décarbonatation du gaz naturel :

Elle sert pour réduire la teneur en CO₂ de 0.18 % à 50 ppm-v pour éviter la solidification dans la section liquéfaction. Elle utilise le procédé BASF utilisant Méthyle Diethanol Amine activé (MDEA) et une colonne de garnissage en vrac. Le solvant utilisé est de 60 % massique d'eau et 40 % massique de l'MDEA.

b) Unité de déshydratation du gaz naturel :

Durant le processus de liquéfaction, le gaz naturel est refroidit progressivement de 35°C à - 162 °C. Dans la même étape, l'eau contenue dans le gaz naturel, s'il n'était pas extrait, il se solidifierait et provoquerait le bouchage de l'échangeur principal.

c) Unité de démercurisation du gaz naturel :

Le système de démercurisation est situé en aval du système de déshydratation et en amont de la colonne de lavage. Il est conçu pour éliminer le Mercure du gaz d'alimentation et empêcher la corrosion des sections cryogéniques de l'usine.

d) Unité de liquéfaction du gaz naturel et d'extraction de gaz riche en He :

Le train de liquéfaction utilise dans cette unité le procédé APCI (Air Product and Chemicals Incorporation) qui est constitué de :

➤ Une boucle de réfrigération (pré-refroidissement) au propane comprenant :

- Un compresseur principal de propane à 4 corps (51,8 MW) entraîné par une turbine à gaz type FRAME 7 (82.9 MW). Sur le même arbre est attelé un moteur d'assistance au démarrage (helper motor) de 17 M W.
- Une batterie d'évaporateurs.
- Une batterie d'aéro-réfrigérants.

Le rôle de cette boucle de réfrigération est de pré-refroidir environ 2/3 du réfrigérant principal (Mixed Réfrigérant "MR") de 40 °C à – 36 °C et pré-refroidir le gaz naturel décarbonaté et sec de 22 °C à - 35 °C avant son entrée dans l'échangeur principal cryogénique.

➤ *Une boucle de réfrigération au réfrigérant mixte (MR), comprenant :*

- Un compresseur à 3 corps entraîné par une turbine à gaz type FRAME 7 (83.3 MW). Sur le même arbre est attelé un moteur d'assistance au démarrage de 17 MW.
- Une batterie d'évaporateurs.
- Une batterie d'aéro-réfrigérants.

Le rôle de cette boucle de réfrigération est de refroidir et liquéfier le gaz naturel dans l'échangeur principal cryogénique.

➤ *Une boucle externe de réfrigération au propane comprenant :*

- Un compresseur de propane à 4 corps .
- Une batterie d'évaporateurs.
- Une batterie d'aéroréfrigérants.

Cette boucle de réfrigération au propane est utilisée pour pré-refroidir environ 1/3 du réfrigérant principal de 40 °C à – 36 °C et assurer la réfrigération pour les échangeurs de l'unité de fractionnement.

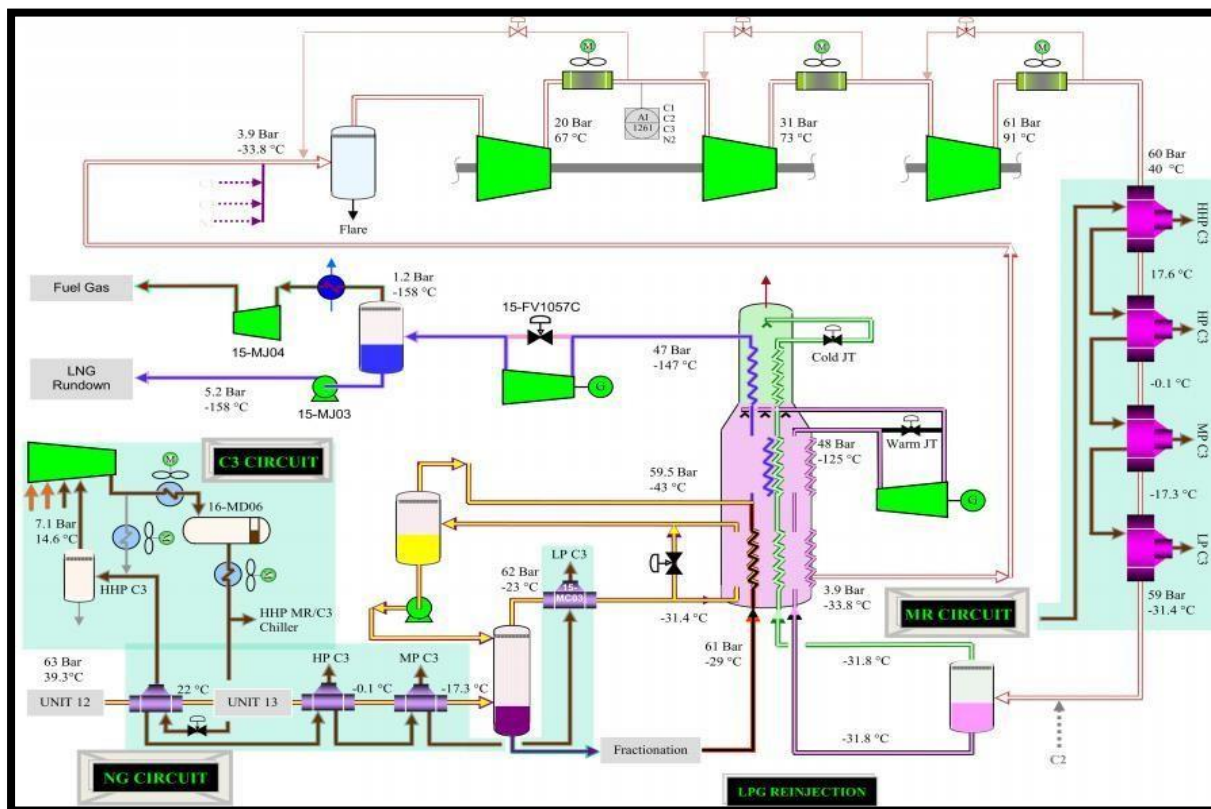
➤ *Un échangeur principal de type bobiné pour la liquéfaction.*

Cet échangeur est constitué d'une calandre et de plusieurs faisceaux de tubes en aluminium enroulés autour d'un noyau central.

Le fluide réfrigérant utilisé est du MR fabriqué à partir des constituants du gaz naturel produits dans l'unité de fractionnement.

La composition en % mole du MR est la suivante :

- Azote = 5.22 %
- Méthane = 48.90 %
- Ethane = 37.15 %
- Propane = 8.73 %



La figure I.3 : schéma de l'unité de liquéfaction.

6.4/ Boucle d'huile chaude:

Le rôle de cette boucle est de stocker, chauffer et fournir l'huile chaude nécessaire pour le réchauffage des rebouilleurs et des réchauffeurs de l'ensemble du train. Ce système est composé de 3 unités :

- Unité 08 : Stockage de l'huile et compensation des pertes par appoint aux unités.
- Unité 18 : Chauffage d'huile pour les échangeurs du traitement du gaz et pour le réchauffeur de fuel gaz.
- Unité 58 : Chauffage d'huile pour les échangeurs du fractionnement et pour le réchauffeur de gaz naturel.

6.5/ Réseau Fuel Gaz:

Le combustible (fuel gaz) qui alimente les turbines des générateurs électriques et des compresseurs du train de liquéfaction ainsi que le four de la boucle d'huile chaude a pour origine:

- Le ballon de flash du GNL en fin de liquéfaction.
- Un appoint de gaz naturel.
- Le retour de fuel gaz de l'usine d'Hélium.
- Le gaz provenant du BOG.

7/ Unité de fractionnement des sous-produits:

L'unité de fractionnement a pour but de séparer les constituants dits "lourds" du gaz naturel, ceci afin de respecter les spécifications commerciales du GNL. Ces constituants sont l'éthane, le propane, le butane et la gazoline (C_5^+).

NB: Le train de liquéfaction est dimensionné pour pouvoir aussi fonctionner avec réinjection totale de ces produits.

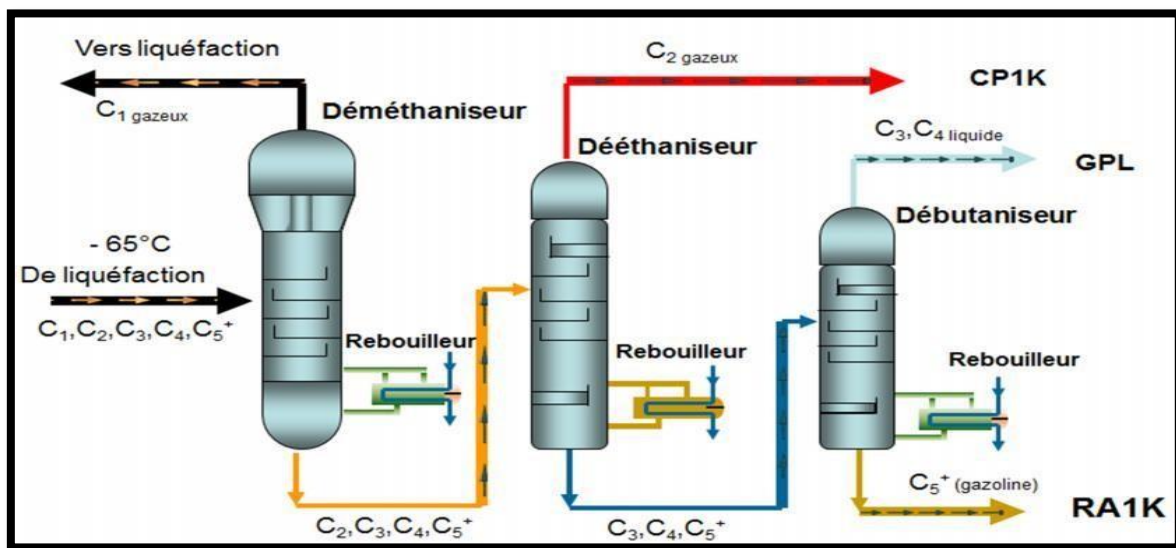


Figure I.4: schéma de l'unité fractionnement des sous-produits.

8/ Volet Sécurité Industrielle:

8.1 Système de Protection Anti-incendie:

Les objectifs des réseaux de lutte contre les incendies du Nouveau Train de GNL de SKIKDA sont de :

- Protéger les stocks des hydrocarbures contre les incendies pour atténuer l'incendie et limiter sa propagation.
- Contrôler et éteindre le feu, minimisant ainsi un danger potentiel et limitant sa propagation possible à d'autres secteurs de l'usine.

Le réseau anti-incendie du complexe est un réseau maillé, il est composé de deux réseaux autonomes et qui sont interconnectés en 03 endroits (Tie-In), il est constitué de :

- (02) bacs de stockage d'eau douce anti incendie, l'un d'une capacité de 3300 m³ et l'autre de 620 m³.
- (03) pompes incendie au niveau du pôle 1, dont (02) diesel et (01) électrique qui débitent 1400 m³/h chacune.
- (02) pompes incendie au niveau du pôle 2, dont (01) électrique de 1850 m³/h et (01) diesel avec un débit de 4500m³/h.
- (02) pompes incendie pour le méga-train, dont (01) électrique de 1135 m³/h et (01) diesel avec un débit de 1136 m³/h.

8.2 Moyens de protection:

Installations du méga-train:

- Systèmes de déluges fixes anti-incendie

Les systèmes de pulvérisation anti-incendie par déluges sont utilisés pour protéger les équipements critiques

Repère SKID	Equipements protégés
63-ML01	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compresseur HP MR et PR ▪ Compresseur BP MP et MR ▪ Compresseur fuel gaz ▪
63-ML02	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compresseur Hélium-riche ▪ Compresseur de recyclage de BOG ▪
63-ML03	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compresseur gaz d'alimentation ▪ Compresseurs PR externes
63-ML04	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Toutes les pompes de fractionnement ▪
63-ML05	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compresseur BOG

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Package de réfrigération du BOG ▪ Bac de stockage GNL ▪
63-ML06	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bac de stockage propane ▪ Bac de stockage butane ▪
63-ML07	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sphère de stockage de la gazoline

9/ Systèmes anti-incendie des enceintes des turbines à gaz :

Les systèmes d'extinction par le CO₂ sont utilisés pour la protection des enceintes des turbines à gaz.

Les GTG (les turbines à gaz des 05 génératrices d'énergie électrique),

La turbine du compresseur de gaz d'alimentation, les turbines à gaz du compresseur fuel gaz et du propane externe sont équipées chacun d'un double rack de bouteilles de CO₂.

Les turbines à gaz des compresseurs MR/PR sont équipées de tanks de CO₂ du fait du volume important de la machine.

10/ Système de détection Feux et Gaz (FGS):

Les principaux objectifs du système de détection feux et gaz (FGS) sont :

- Assurer une détection précoce des fuites de gaz dans les installations à risques et prendre les dispositions appropriées.
- Garantir une détection précoce en cas d'incendie et ce, afin de permettre son extinction automatique et/ou manuelle et l'application des mesures appropriées.
- Alerter à temps tout le personnel sur l'existence du danger.

11/Equipements fournis pour la détection Feux et Gaz:

- Détecteurs de gaz, de feux et de fumées.
- Détecteurs infrarouge (IR) à chemin optique ouvert.
- Détecteurs d'H₂.
- Détec
- teurs de flammes à infrarouge triple-bande.
- Détecteurs de basses températures.
- Détecteurs de chaleur.

- Déclencheurs manuels d'alarme incendie (Postes d'appels manuels) ou MAC.
- Alarmes sonores et visuelle
- Détecteurs d'oxygène.
- Extinction de feux dans l'enceinte de la turbine à gaz par du CO₂.
- Appareil de détection précoce de fumée (VESDA) dans les locaux techniques.
- Extinction de feux au gaz inerte IG55.

12/Consommation d'eau de mer:

La capacité de consommation d'eau de mer au niveau du complexe a été réduite à 98 % et ce suite à l'arrêt des anciennes installations (U5P, U6P, U10, etc) qui avaient besoin d'énormes quantités d'eau de mer pour le refroidissement, les nouvelles installations du Méga Train sont refroidies à l'air, un résumé de la consommation actuelle en eau de mer est indiqué dans le tableau ci-après :

Consommation eau de mer avant démarrage Méga Train	Consommation eau de mer après démarrage Méga Train
55233 m ³ /h	720 m ³ /h
1325592 m ³ /jour	17280 m ³ /jour

Tableau I.4 consommation d'eau de mer.

Conclusion :

On peut conclure ce qui suit :

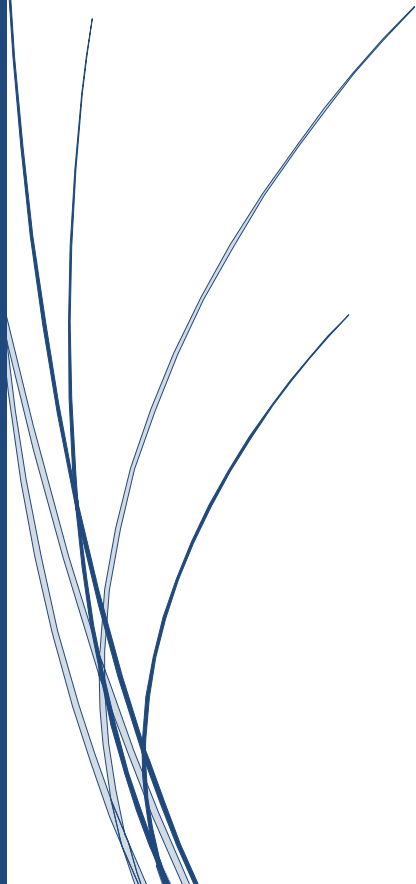
* Le but de la liquéfaction du gaz naturel est de réduire son volume dans un rapport d'environ 600 à 1 afin de faciliter son transport dans des conditions optimums aussi bien sur le plan économique que sur celui de la sécurité.

* Le gaz naturel liquéfié est par la suite stocké puis transporté par des méthaniers, vers les terminaux de réception où il sera vaporisé puis distribué aux clients sous forme gazeuse.

Chapitre II *généralités sur les turbines à gaz*

Introduction

1. Historique de la turbine à gaz
2. Définition de la turbine à gaz
3. Présentation
4. Classification des turbines à gaz
5. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz
6. Domaines d'application



Introduction :

Les turbines à gaz ont connus au cours dernières années un développement considérable dans des nombreuses applications industrielles. En particulier dans le domaine du transport et de réinjection du gaz.

1. Historique de la turbine à gaz :

En 1961 la firme - NUOVO PIGNONE - a commencé la production des turbines à gaz pour application fixe (destinées en premier lieu à l'industrie pétrochimique). Ces turbines sont fabriquées sur la base d'un accord stipulé avec GENERAL ELECTRIC. Les modèles MS 3000-5000-7000 et 9000 sont entièrement projetés par GE qui fournit à NP les parties tournantes et les aubages. [7]

2. Définition de la turbine à gaz :

Les turbines à gaz font partie des TURBOMACHINES définies par râteau comme étant des appareils dans lesquels a lieu un échange d'énergie entre un rotor tournant autour d'un axe à vitesse constante et un fluide en écoulement permanent. Une turbine à gaz, appelée aussi turbine à combustion, est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique (rotation d'un arbre) à partir de l'énergie contenue dans un hydrocarbure (fuel, gaz...)

Selon le type de fluide utilisé, dit fluide actif ou fluide moteur, on a une turbine hydraulique, une turbine à vapeur ou une turbine à gaz. Dans ce dernier cas, le fluide moteur le plus fréquemment utilisé provient des gaz de combustion d'un combustible liquide ou gazeux.

Selon le type d'énergie délivrée, les turbines à gaz se répartissent en deux classes : d'une part, les turbomoteurs fournissant de l'énergie mécanique disponible sur un arbre et, d'autre part, les turboréacteurs fournissant de l'énergie cinétique utilisable pour la propulsion.

C'est dans l'aéronautique que la turbine à gaz s'est imposée en priorité. Les turboréacteurs

sont utilisés de façon quasi universelle pour la propulsion des appareils à voilure fixe : avions et missiles. Seule l'aviation générale (tourisme, affaire) utilise encore les moteurs alternatifs mais leur domaine est sans cesse grignoté par la turbine à gaz. Pour les voilures tournantes, de façon similaire, les turbomoteurs équipent aussi la quasi-totalité des différents types d'hélicoptères.

Parmi les utilisations non aéronautiques, très diversifiées on peut citer :

- ❖ Les turboalternateurs, destinés aux centrales de pointe et aux groupes de secours, bénéficient au mieux des qualités fondamentales de la turbine à gaz qui sont la rapidité de démarrage, la facilité de mise en œuvre, la fiabilité élevée ;
- ❖ Les machines utilisées dans les stations de pompage et de recombinaisons des gazoducs et oléoducs ainsi que sur les plates-formes pétrolières off-shore qui bénéficient des mêmes avantages avec en plus l'emploi d'un carburant local bon marché.
- ❖ La traction terrestre, qu'elle soit ferroviaire avec les turbotrans ou d'application militaire pour les véhicules blindés, utilise en outre la grande puissance volumique de la turbine à gaz comparée à celle des moteurs diesel ;
- ❖ Les installations industrielles dites à énergie totale où le turbomoteur peut fournir simultanément trois formes d'énergie : électrique (alternateur), pneumatique (par prélèvement d'air sur le compresseur), calorifique (récupérateur de chaleur des gaz d'échappement). Le rendement d'ensemble de telles installations est ainsi fortement revalorisé et peut atteindre 50 à 60% ;
- ❖ Les groupes auxiliaires de puissance ou GAP constituent en fin une classe de machines bien adaptée à la turbine à gaz : les groupes de conditionnement d'air sont utilisés tant sur les avions que sur les turbotrans ; d'autres types de GAP sont employés à des fins militaires (génération d'électricité) ou civiles (groupes de mise en œuvre et de maintenance au sol des avions).

L'ensemble de la turbine à gaz est constitué par trois composantes essentielles :

- Le compresseur à écoulement axial.
- La chambre de combustion.
- La Turbine.

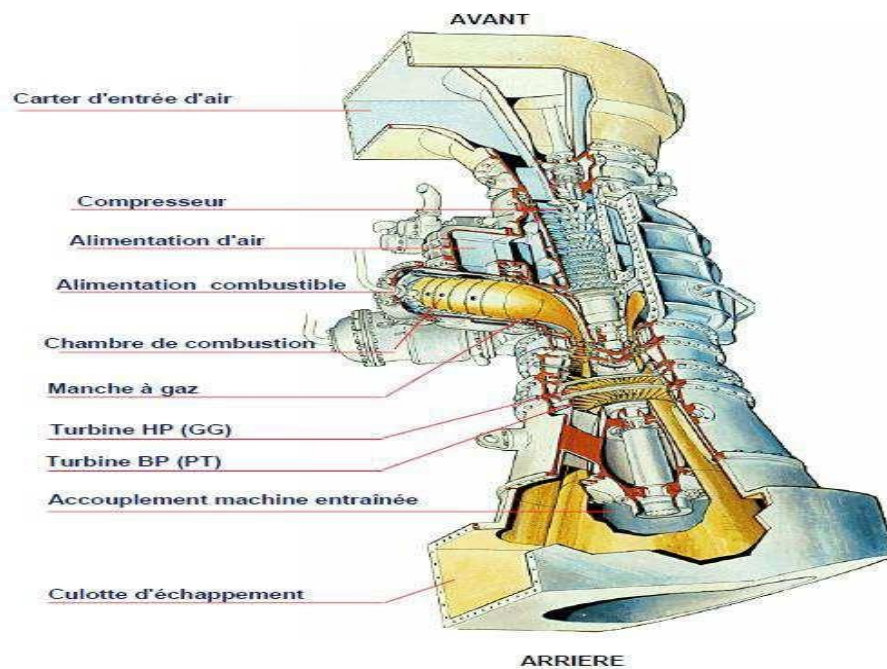


Figure II.1 : vue de la turbine a gaz

3. Présentation :

Les turbines à gaz sont construites dans une gamme très large de puissance de 25 kW à 250 MW. Les informations ci –après concernent surtout les machines de 1 à 40 mW les plus utilisées en cogénération.

A poste fixe, les combustibles utilisés sont, pour les turbines courantes, du gaz (naturel, GPL ou biologique) ou du fuel domestique. Les TAG peuvent aussi brûler du fuel lourd, mais celui-ci doit subir des traitements très complexes (enlèvement du sodium et des particules solides, inhibition du vanadium, etc.). De plus, les gaz d'échappement doivent aussi être traités pour répondre aux normes environnementales. L'exploitation et la maintenance sont donc beaucoup plus coûteuses, la durée de vie réduite.

Le combustible doit être injecté dans les chambres de combustion à des pressions élevées (12 à 45 bar). Cela est aisé pour les fiouls. Par contre, le gaz naturel est délivré par des réseaux, soit de transport entre 40 et 75 bar, soit, le plus souvent, de distribution entre 4 et 16 bar. Quand la pression du réseau n'est pas suffisante, il faut ajouter des compresseurs de gaz. Ces appareils sont coûteux et consomment de la force motrice. Pour la petite installation, ils

diminuent l'intérêt économique de la filière.

La combustion dans une TAG s'effectue avec des excès d'air très importants (350 à 500%). Il en résulte que, pour un modèle donné, la puissance va varier sensiblement avec la température d'entrée d'air et avec l'altitude. Le compresseur, pour une même vitesse, donnant un débit massique plus important, la puissance sera plus forte en hiver, ce qui est un avantage pour l'utilisation en génie climatique. Une autre conséquence est la décroissance très rapide du rendement avec la charge. [9]

La puissance fournie par une TAG dépend des caractéristiques de l'air aspiré : température, humidité et pression. Elle va donc varier suivant la saison et l'altitude du lieu d'implantation. De même, la puissance est fonction des pertes de charge amont sur l'air aspiré (gaine, filtre et silencieux) et aval sur les gaz d'échappement (silencieux, batterie ou chaudière de récupération, gaine, cheminée, etc.). Les constructeurs fournissent des courbes précises donnant les caractéristiques de fonctionnement en fonction de ces différentes valeurs.

Quasiment, toute l'énergie thermique du combustible non transformée en énergie mécanique se retrouve sous forme de chaleur dans les gaz d'échappement. Ceux-ci sont donc très chauds (entre 450 et 550 °C) et servent, comme on le voit dans les différents schémas illustrant ce paragraphe, à réchauffer des fluides caloporteurs ou utilisés pour la production de la vapeur.

Les gaz d'échappement sont normalement dirigés soit sur une batterie, soit sur une chaudière. Une vanne de dérivation dite d'aiguillage permet d'envoyer tout ou une partie des gaz d'échappement directement à l'atmosphère. Elle sert aux démarrages et pour la marche en secours, ainsi que pour les périodes où toute la chaleur récupérable des gaz d'échappement ne peut être utilisée. Un soin particulier doit être apporté à l'étanchéité de cette canne pour éviter une perte continue de gaz chauds à l'atmosphère.

Les gaz d'échappement des TAG sont peu chargés en poussières et comportent 15 à 17% d'oxygène. Ils peuvent être utilisés dans l'industrie pour le chauffage direct de séchoirs et, surtout comme air comburant dans des brûleurs spéciaux dits de postcombustion qui s'adapte à des chaudières ou à des générateurs. On obtient ainsi d'excellentes performances globales. [1]

4. Classification des turbines à gaz :

4.1. D'après le mode de construction:

a. Turbine mono-arbre :

Le compresseur et les sections de la turbine de ces machines se composent d'un seul rotor simple, où la turbine produit l'énergie pour entrainer le compresseur ainsi que l'énergie pour entrainer la charge. Les turbines à un seul arbre sont favorables dans le cas où la charge est constante. Les turbines à gaz à un seul arbre sont aptes à l'entraînement des machines qui fonctionnent à vitesse constante. Telle que les alternateurs et, pour cette raison, sont employées dans la génération d'énergie électrique.

CO : Compresseur axial.

CC : Chambre de combustion.

T : Turbine.

CH : Charge.

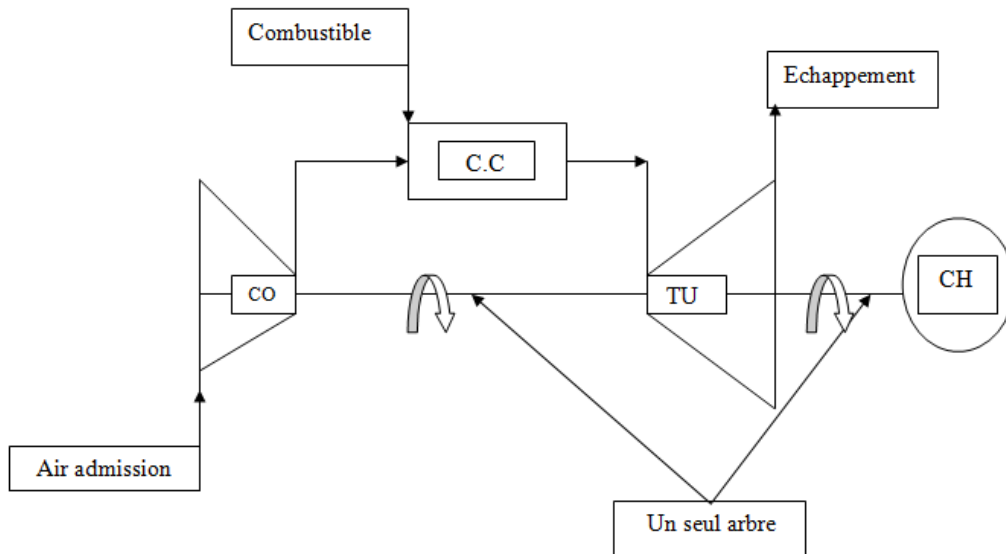


Figure II.2 : Schéma d'une turbine à gaz mono-arbre.

b. Turbine bi-arbre :

La turbine à gaz se compose de deux roues turbines indépendantes mécaniquement.

La roue turbine HP entraîne le rotor du compresseur axial et les accessoires, tandis que la roue BP deuxième étage sert à entraîner l'organe récepteur (ex : les compresseurs).

Le but des roues turbines non reliés est de permettre aux deux roues de fonctionner à des vitesses différentes pour satisfaire aux exigences de charge variable de l'organe récepteur.

CO : Compresseur axial.

CC : Chambre de combustion.

Thp : Turbine à haute pression.

Tbp : Turbin à basse pression.

N : Réducteur.

CH : Charge

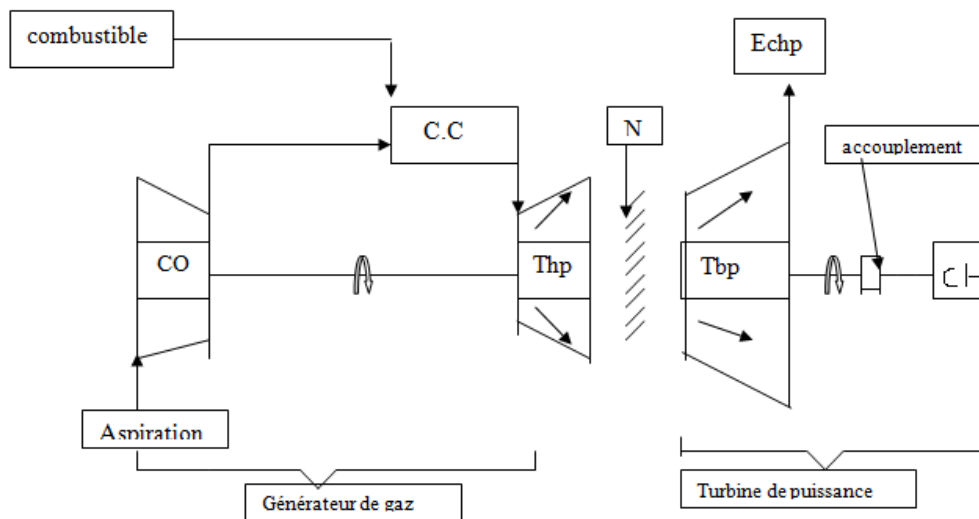


Figure II 3 : Schéma d'une turbine à gaz bi-arbre.

4.2. D'après le mode de travail:**a. Turbine à action :**

Le principe de fonctionnement d'une turbine à action, est que la transformation thermodynamique du fluide se fait uniquement dans la directrice (entre aubages fixes).

Les aubes mobiles n'ont qu'un rôle à jouer, c'est de transformer l'énergie cinétique acquise par la détente ($P_1 > P_2$) en travail mécanique communiqué au rotor. L'évolution des gaz dans la roue se fait sans variation de pression statique ($P_1 = P_2$).

b. Turbine à réaction :

Dans les turbines à réaction, nous savons que la détente se fait aussi bien dans les canaux fixes que dans les canaux mobiles, c-à-d qu'une partie de l'énergie thermique est transformée dans la roue en énergie cinétique et mécanique.

L'évolution des gaz dans la roue se fait avec variation de la pression statique ($P_1 > P_2 > P_3$).

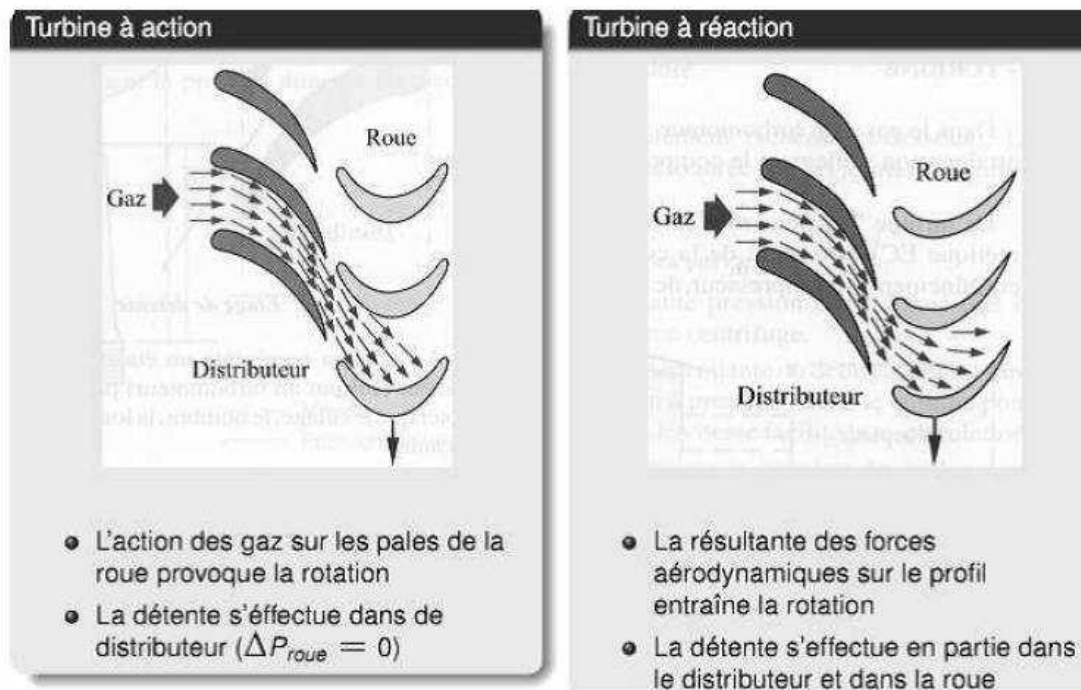


Figure II.4 : Schéma d'une turbine à action et à réaction.

4.3. D'après le mode de fonctionnement thermodynamique :

La turbine à gaz à cycle ouvert dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère, ce type de turbines qui est le plus répandu se divise en deux classes : « Turbine à cycle simple et turbine à cycle avec régénération ou mixte ».

a. Turbine à cycle simple :

c'est une turbine utilisant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique après la détente les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont perdus dans l'atmosphère à travers la cheminée.

b. Turbine à cycle avec régénération :

Les pertes de chaleur causées par les gaz d'échappement sont les plus importantes dans l'installation de turbine à gaz. Pour cela le rendement des installations de turbine à gaz peut être augmenté, en conduisant les gaz d'échappement dans un échangeur thermique où ils réchauffent l'air sortant du compresseur avant son entrée dans les chambres de combustion. On récupère une partie de chaleur sensible de ces gaz qui se trouvait perdue dans l'atmosphère. [6]

5. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz:

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- c. elle extrait de l'air du milieu environnant (aspiration) ;
- d. elle le comprime à une pression plus élevée par le compresseur (compression) ;
- e. elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion (gaz chaud) ;
- f. elle achemine de l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre (expansion) ; ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine et, de l'autre côté à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement comme par exemple un alternateur ou un compresseur centrifuge ;
- g. elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la

transformation mentionnée ci-dessus (échappement). [8]

6. Domaines d'application :

Les turbines à gaz ont une très grande utilité dans l'industrie, du fait qu'elles sont des appareils pour la production de l'énergie mécanique. Elles peuvent être utilisées pour l'entraînement des :

➤ Appareils fixes :

Ces appareils font l'objet d'un stage de formation. Ils sont destinés aux services industriels suivants :

- Transmission électrique, pour la production d'énergie électrique.
- Entraînement des compresseurs.
- Entraînement des pompes.
- Procédés industriels particuliers.

➤ Appareils mobiles :

Du point de vue historique, ces appareils ont été introduits en premier. Ils comprennent les domaines suivants:

- Chemins de fer.
- Propulsion maritime.
- Aviation.
- Traction routière.

Les applications des turbines à gaz découlent directement de leurs avantages spécifiques. Ainsi, la puissance massique élevée se prête bien à la propulsion aéronautique en particulier sur les hélicoptères. La propulsion navale fait également de plus en plus appel aux turbines à gaz notamment pour les navires à grande vitesse. Il existe enfin des exemples d'application à la propulsion ferroviaire et à des véhicules militaires comme des chars d'assaut (XM-1 Abrams ou Leclerc)

Par contre, la turbine à gaz est mal adaptée aux véhicules routiers. En effet, les variations de charge et de régime sont trop importantes et trop rapides pour être réalisables avec un rendement correct. De plus, le rendement atteint difficilement 30% pour des moteurs compacts et de faible puissance.

L'autre grand domaine d'emploi des turbines à gaz est la production d'électricité. En effet, il s'agit d'applications à régime constant et à charge relativement constante pour lesquelles le rendement de ces machines est le meilleur. La puissance varie de quelques centaines de kW à près de 300MW.

Les machines les plus puissantes sont en général associées à des turbines à vapeur dans des cycles combinés dont le rendement global tend actuellement vers 60%.

En cycle simple, le rendement est de l'ordre de 30 à 35%. Dans les faibles puissances, le rendement est même inférieur à 30% mais on met alors à profit l'aptitude des turbines à combustion pour la récupération de chaleur dans des applications de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur).

Les avantages inhérents à ce type de machines sont les suivants :

- Puissance massique et volumique très élevée du fait du fonctionnement continu,
- Simplicité apparente de construction (un rotor dans un carter et brûleur) et équilibrage (peu de vibrations),
- Pollution limitée en HC et NOx du fait de l'excès d'air et de la température limitée,
- Aptitude à la récupération de chaleur (cogénération),
- Longévité en marche stationnaire, [11]

II- Description et fonctionnement de la Turbine à gaz

MS7001EA :

D'après mon stage dans le secteur GLN1k il ya plusieurs turbines (fram5 et fram7) nous vont fonctionner la turbine fram7 (MS7001EA) puisque c'est la seule turbine avec récupérateur de chaleur d'un huile.



Figure II.5 turbine à gaz fram7 (MS7001EA) du complexe.

II-1 -Généralités :

Le modèle MS7001EA est une turbine à gaz mono-arbre équipée de 10 chambres de combustion à écoulement inversé. [2]

Les caractéristiques importantes de la turbine sont décrites dans le tableau suivant :

Température sèche	40 °C
Humidité relative	72 %
Pression d'admission	1 013 mbar
Puissance normale ISO	82 100 KW
Vitesse de rotation	3 600 tr/mn
Température d'échappement	555 °C
Débit d'échappement	972. 103 Kg / h
Sortie nette	75 000 KW
Consommation spécifique de chaleur	11 270 KJ / KWh

Tableau II .1: représenté les caractéristique de la turbine a gaz MS7001EA

Les spécifications suivantes :

L'ensemble de la turbine à gaz MS7001EA comprend six sections ou groupes principaux :

- L'entrée d'air
- Le compresseur
- Le système de combustion
- La turbine
- Les systems de support

II -2 -Description du passage du gaz

le passage du gaz est la voie par laquelle les gaz circulent à travers la turbine à gaz de l'entrée d'air à l'échappement de la turbine en passant par le compresseur, la section de combustion et la turbine, comme indiqué sur le schéma du flux, **Figure II-6.**

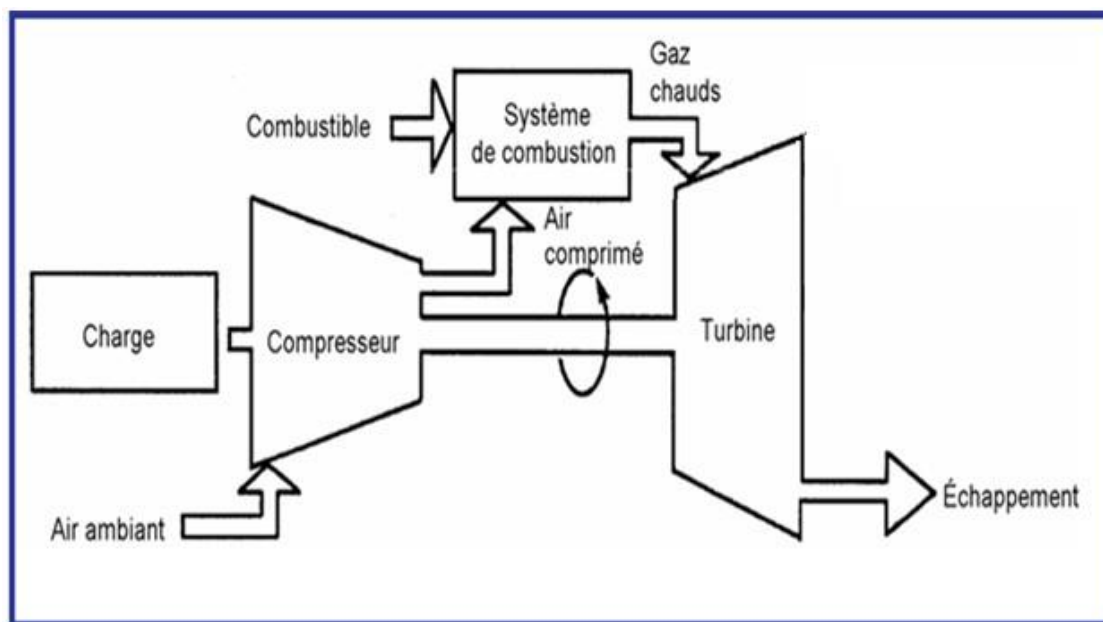


Figure II.6 Description du système du passage de gaz..

Sur des unités de turbine à gaz équipées de régénérateur facultatif, le passage du gaz est prévu du compresseur au régénérateur, à travers la tuyauterie externe, pour un réchauffement supplémentaire, puis il retourne vers la chambre de combustion. Les rapports fonctionnels et les positions des sections principales de la turbine à gaz MS7001EA sont montrés sur la **Figure II-7.**

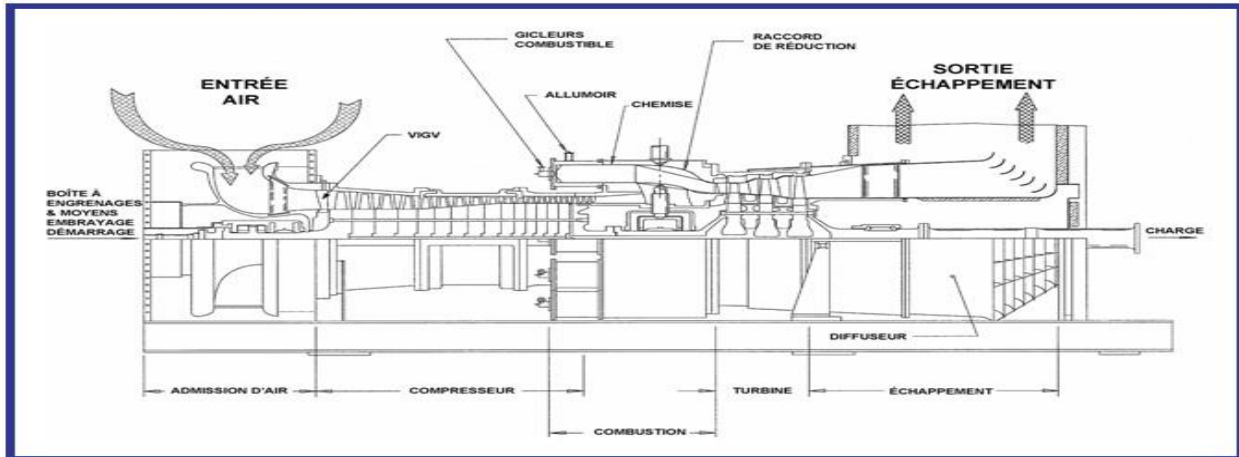


Figure II.7 Sections principales de l'ensemble de la Turbine à gaz MS7001EA.

Lorsque le système de démarrage de la turbine est actionné et l'embrayage est engagé, l'air ambiant est aspiré à travers l'ensemble du plénum d'admission d'air, filtré et comprimé dans le compresseur à plusieurs étages et à flux axial.

Pour la protection contre les pulsations pendant le démarrage, les vannes de décharge du compresseur sont ouvertes et les aubes directrices en position fermée

L'air comprimé provenant du compresseur passe dans l'espace annulaire environnant les chemises de combustion, à partir duquel il passe dans les espaces entre les carters de combustion externes et les chemises de combustion, puis il entre dans la zone de combustion à travers des orifices de mesure dans chacune des chemises de combustion.

Lorsque le combustible est enflammé dans une chambre de combustion, la flamme se propage à travers les tubes de raccordement et se dirige vers toutes les autres chambres de combustion.

Les gaz chauds des chambres de combustion passent à travers des raccords de réduction séparés, joints à l'extrémité arrière des chemises de la chambre de combustion, puis ils coulent depuis ce point-là jusqu'à la section du troisième étage de la turbine.

Après le passage dans les aubes du troisième étage, les gaz sont dirigés vers le diffuseur d'échappement.

Les gaz passent ensuite dans le plénum d'échappement et sont envoyés dans l'atmosphère à travers la cheminée d'échappement.

3 -Section du compresseur

La section du compresseur se compose du rotor et du stator (la caisse du compresseur). À l'intérieur de la caisse du compresseur, il y a les aubes orientables à entrée variable, les différents étages du rotor, les aubes du stator et les aubes directrices de sortie.

Dans le compresseur, l'air est enfermé dans l'espace entre le rotor et le stator, où il est comprimé étages par une série d'alternances des aubes rotatives (rotor) et stationnaires (stator) à profil aérodynamique.

Les aubes du rotor fournissent la puissance nécessaire pour comprimer l'air à chaque étage et les aubes du stator dirigent l'air de sorte qu'il entre dans l'étage du rotor suivant par l'angle correct.

L'air comprimé sort par le refoulement du compresseur vers les chambres de combustion.

L'air est extrait du compresseur pour un refroidissement de la turbine, l'étanchéité du palier.

II-3.1 Rotor

Le rotor du compresseur de la turbine à gaz est un ensemble de roues, deux faux arbres, chacun avec des roues intégrales, une bague de vitesse, des tirants, et des aubes du rotor du compresseur, voir la **Figure II-8.1**.

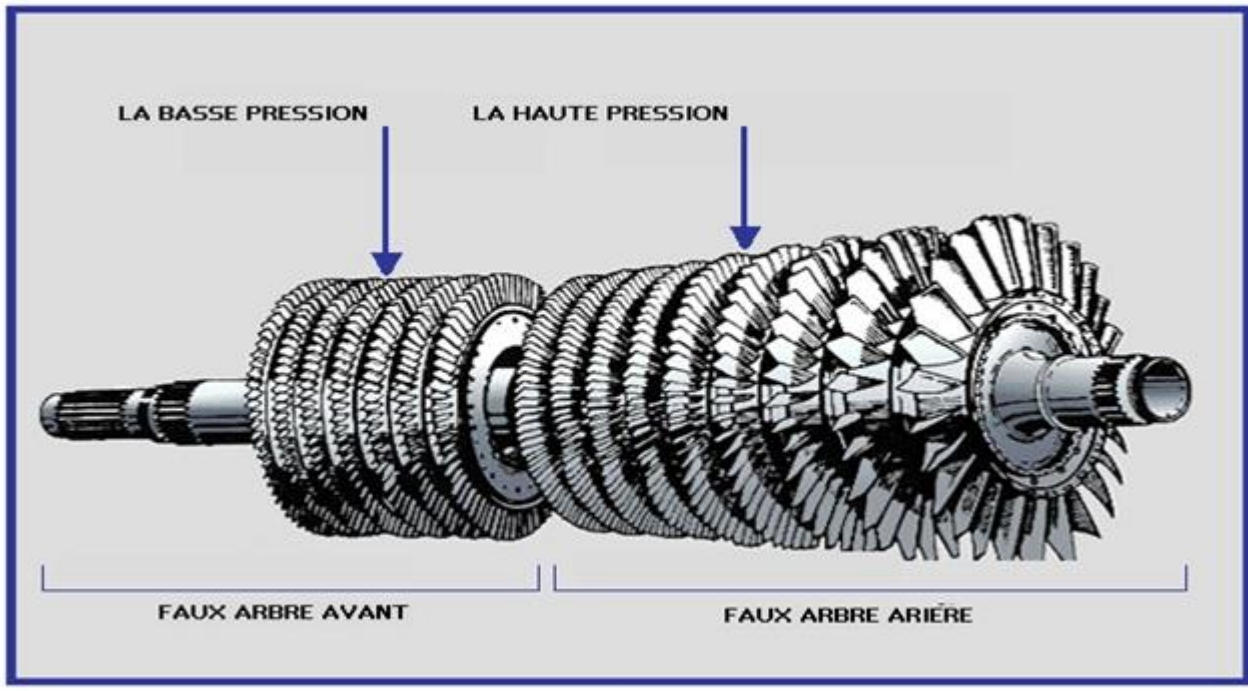


Figure II.8.1. Rotor de la turbine à gaz avec deux faux arbres.

Chaque roue et chaque partie de roue du faux arbre, disposent de fentes brochées autour de leur périphérie. Voir **Figure II-8.2**

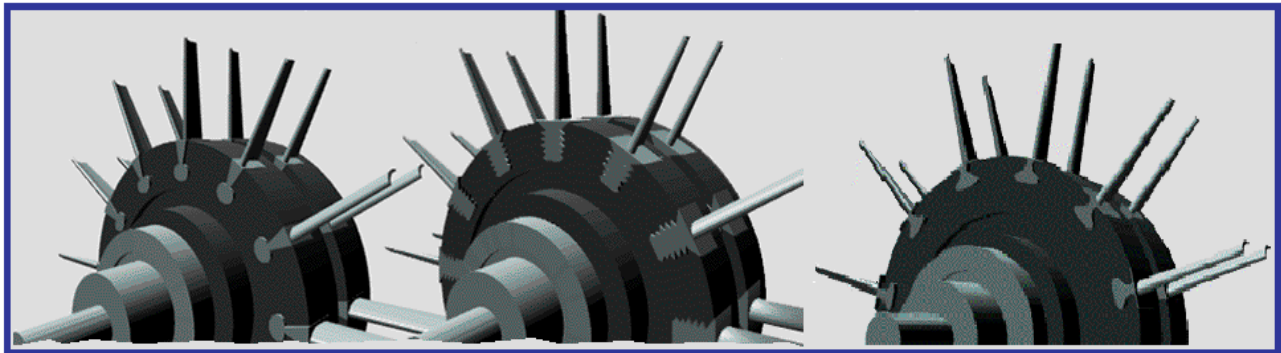


Figure. II-8.2 l'ensemble des aubes du rotor insérées dans les roues intégrales.

Les aubes et les entretoises du rotor sont insérées dans ces fentes et maintenues en position Axiale par un resserrant à chaque extrémité de la fente.

Les roues et les faux arbres sont assemblés par des feuillures paires en vue du contrôle de la concentricité et ils sont maintenus ensemble par des tirants.

Le faux arbre avant est usiné pour Servir de collet de butée qui supporte les charges de butée avant et arrière. Il sert également de porteur pour le palier N°1, la surface d'étanchéité des joints d'huile du palier N°1 et le joint d'étanchéité à l'air de faible pression du compresseur.

II-3.2 Stator

La zone du stator « carter » de la section du compresseur se compose de trois sections principales

- Le carter d'admission
- Le carter du compresseur
- Le carter de refoulement du compresseur ;

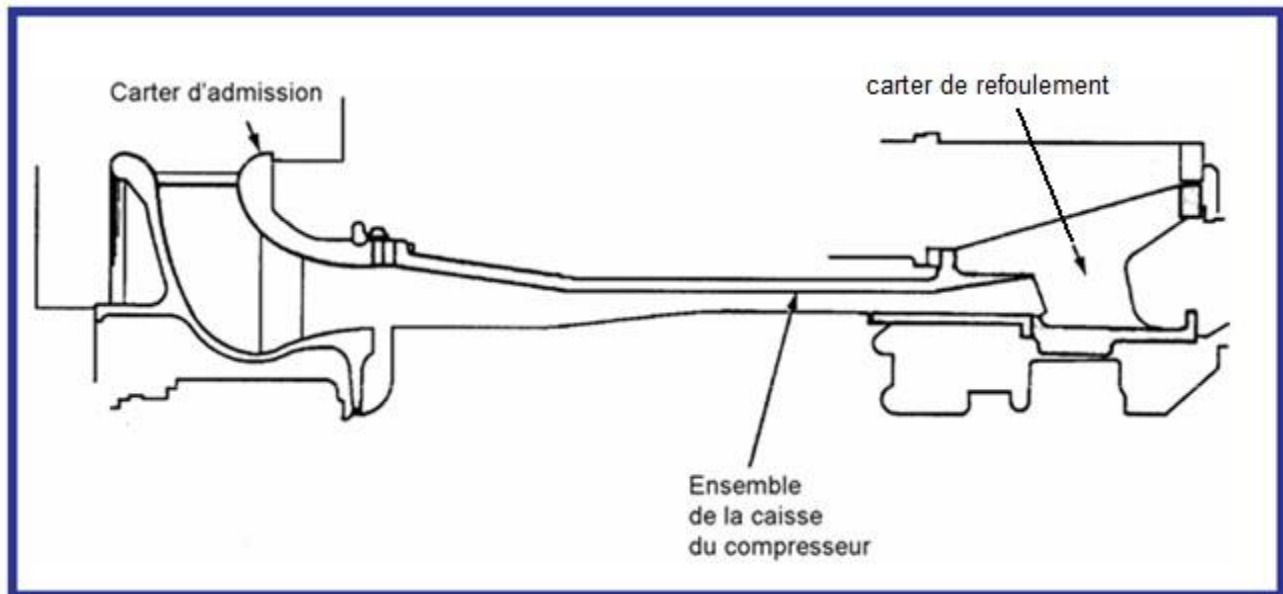


Figure II.9 Stator du compresseur – Vue de coupe.

Ces sections, conjointement avec la coque de la turbine, constituent la structure principale de la turbine à gaz. Elles servent de support au rotor au niveau des paliers et constituent la paroi externe de l'espace annulaire pour le passage du gaz. Tous ces carters sont divisés horizontalement pour faciliter l'entretien.

4 - Section de combustion :

Le système de combustion est du type à écoulement inversé avec les chambres de combustion disposées autour de la périphérie du carter de refoulement du compresseur. Elles sont numérotées dans le sens inverse des aiguilles d'une montre lorsqu'on les regarde en aval et depuis le sommet de la machine.

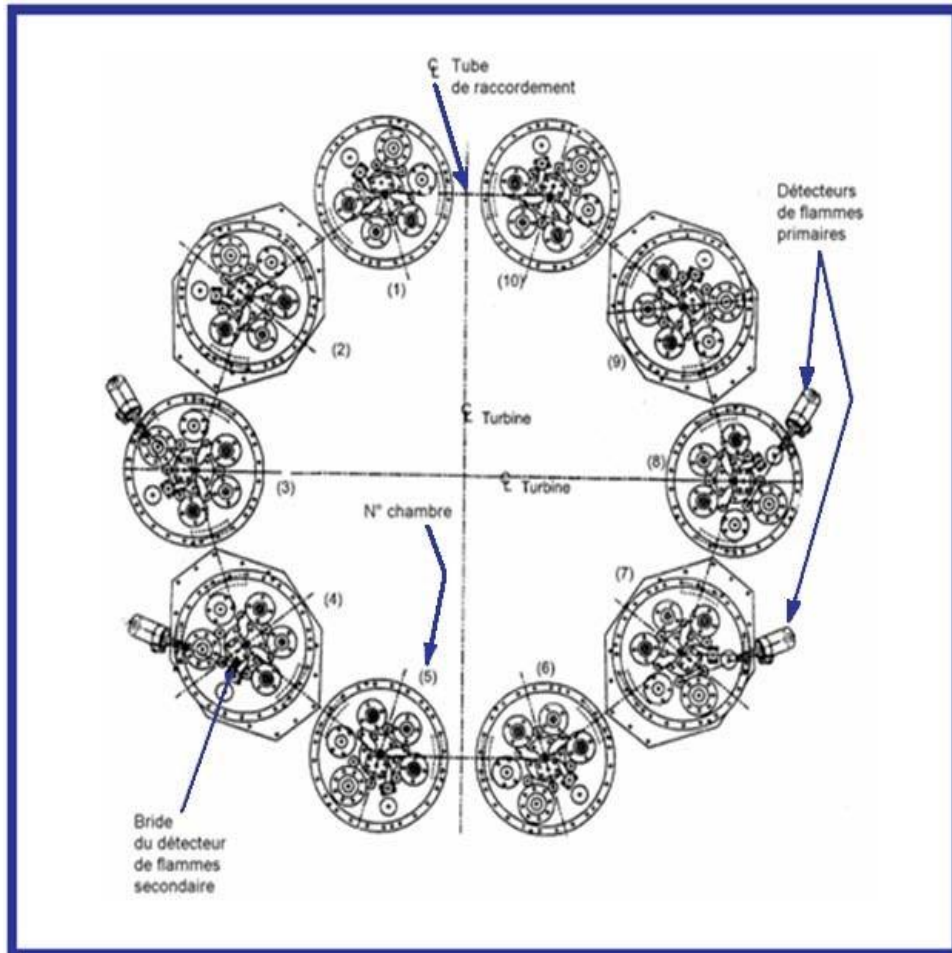


Figure II.10 Disposition du carter de combustion MS7001E/EA.

Ce système comporte également : des gicleurs de combustible, un système d'allumage de bougies, des détecteurs de flammes et des tubes de raccordement.

II-4.1 Chambres de combustion

L'air de refoulement du compresseur passe en amont, le long de la partie externe de la chemise de combustion, vers le couvercle de la chemise. Voir **Figure II-11.1**.

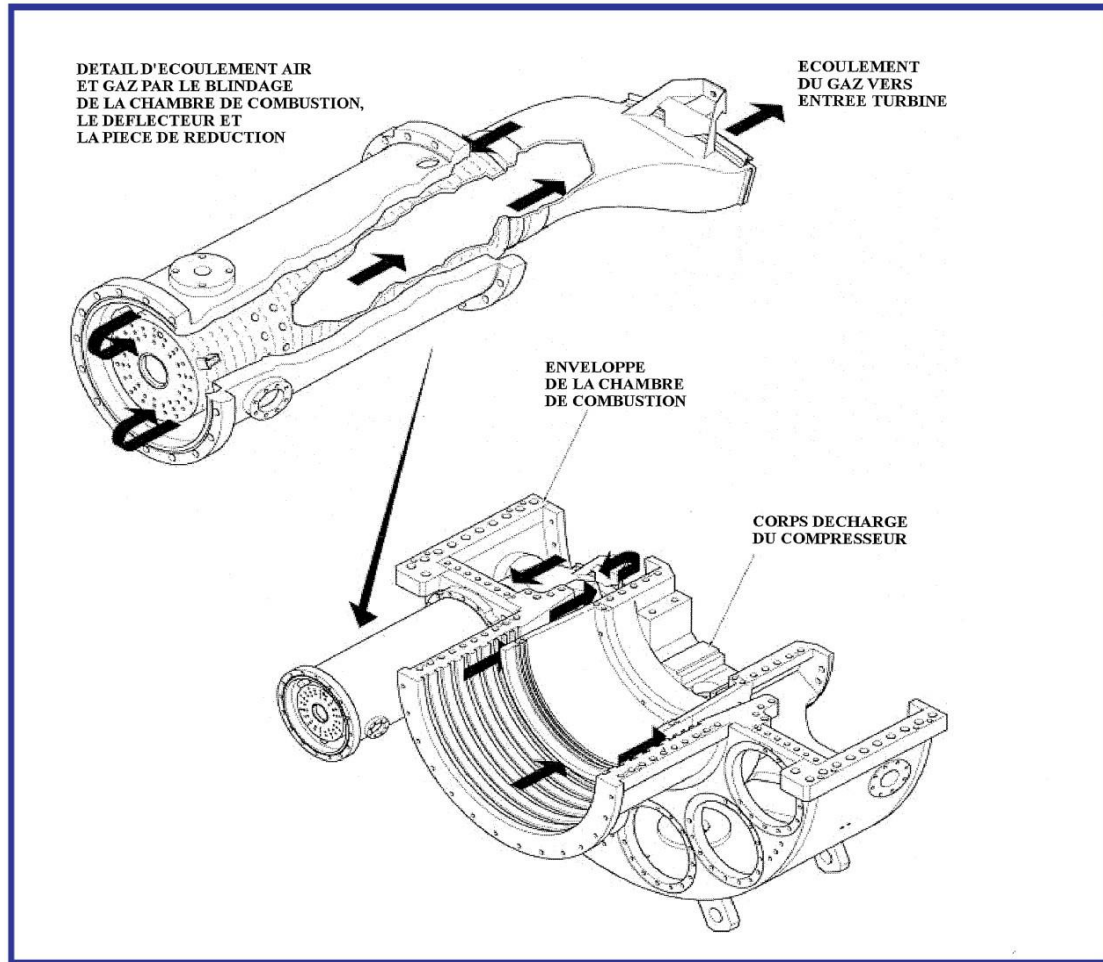


Figure II.11.1. Ecoulement de l'air comprimé par la section de combustion de la TAG

Cet air entre dans les zones de réaction de la chambre de combustion, à travers les extrémités primaire et secondaire du tourbillon du gicleur de combustible, puis à travers

les orifices de mesure, dans la chemise et le couvercle.

Les gaz chauds de combustion provenant des zones de réaction passent dans la zone de dilution, où de l'air supplémentaire est mélangé avec les gaz de combustion.

Les orifices de mesure, situés dans la zone de dilution, permettent à une quantité correcte d'air d'entrer et de refroidir les gaz, en fonction de la température souhaitée.

Le long de la chemise de combustion et dans le couvercle de la chemise, il y a des ouvertures qui ont la fonction de fournir un peu d'air pour refroidir les parois de la chemise et du couvercle. [8]

Les raccords de réduction dirigent les gaz chauds depuis les chemises jusqu'aux gicleurs de la turbine. Voir **Figure II-11.2**

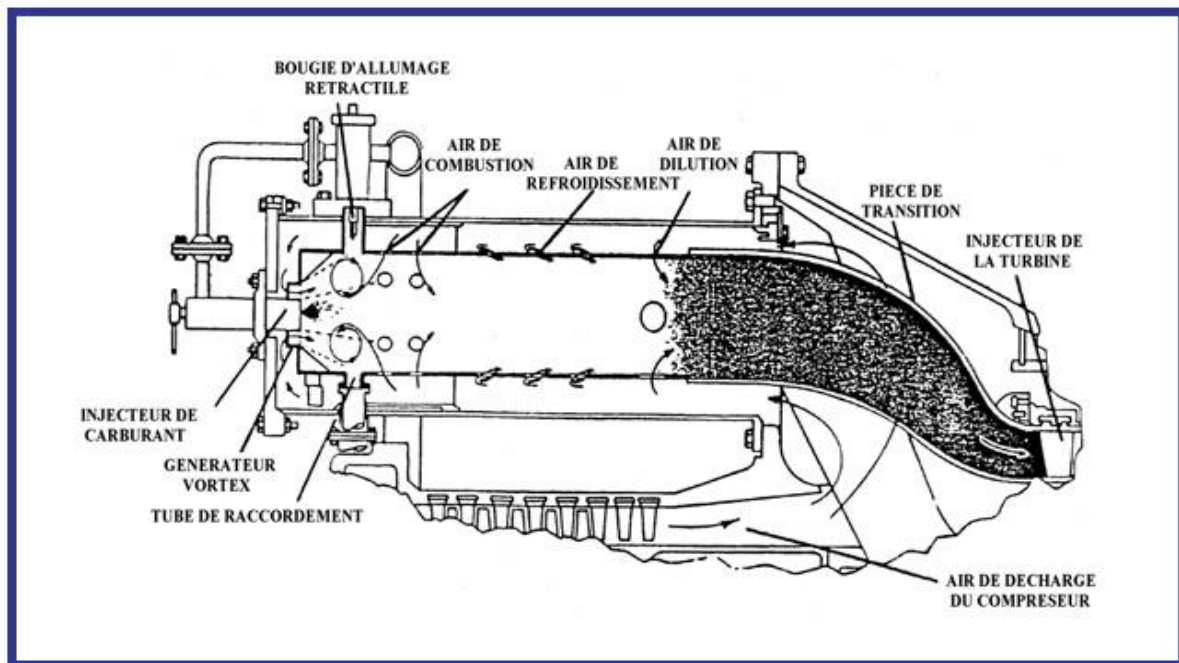


Figure. II.11.2. Disposition du système de combustion MS7001E/EA

II-4.2 Bougies d'allumage

La combustion est lancée grâce aux bougies d'allumage. Pendant l'alimentation, une étincelle de l'une ou plusieurs de ces bougies enflamme le mélange de GN/air dans une chambre, les autres chambres s'enflamment par feux croisés à travers les

tubes interconnectant la zone de réaction de ces chambres.

II-4.3. Détecteurs de flammes à ultraviolet

Lors de la séquence de démarrage, il est important qu'une indication de la présence ou de l'absence de flammes soit transmise au système de commande. Raison pour laquelle un système de surveillance de flammes est utilisé. Il s'agit de plusieurs capteurs installés sur des chambres adjacentes de combustion et d'un amplificateur électronique monté dans le tableau de commande de la turbine. Les détecteurs de flammes sont équipés de chemises de refroidissement d'eau, afin d'obtenir des températures acceptables.

Le capteur de flammes à ultraviolet contient un détecteur rempli de gaz. Le gaz à l'intérieur de ce détecteur est sensible à la présence de radiations ultraviolettes émises par une flamme d'hydrocarbure. La tension à courant continu, fournie par l'amplificateur, est imprimée à travers les bornes du détecteur. S'il y a une flamme, l'ionisation du gaz dans le détecteur permet la conduction dans le circuit, ce qui entraîne les électroniques à indiquer une sortie de flamme. Réciproquement, l'absence de flamme génère une sortie indiquant l'absence de flamme.

5 -Section de la Turbine

La section de la turbine à trois étages est la zone dans laquelle l'énergie, sous forme de gaz pressurisé à haute température, produite par les sections du compresseur et de la combustion, est convertie en énergie mécanique.

La section de la turbine à gaz MS-7001 comprend le rotor de la turbine, le bâti d'échappement du corps de la turbine, le diffuseur d'échappement, les gicleurs et les capots. [13]

II-5.1 Rotor de la turbine

II-5.2 Refroidissement du rotor de la turbine

Le rotor de turbine est refroidi afin de maintenir la température de fonctionnement à des niveaux raisonnables et, par conséquent, garantir une longue durée de vie de la turbine.

Le refroidissement est effectué grâce à une circulation normale de l'air froid extrait depuis l'extrémité du compresseur et refoulé radialement vers l'extérieur par un espace entre la roue de

la turbine et le stator, et des extrémités des augets de la queue d'aronde de la turbine en direction du flux gazeux principal. Cette zone est appelée le couloir de passage des roues

II-5.3 Stator de la turbine

La coque de la turbine et le bâti d'échappement constituent la partie principale de la structure du stator de la turbine à gaz MS7001. Les gicleurs de la turbine, les épaulements et le diffuseur d'échappement de la turbine sont supportés intérieurement à partir de ces composants

6 -Paliers

La turbine à gaz MS7001EA dispose de trois principaux paliers porteurs utilisés comme support du rotor de la turbine à gaz. L'équipement se compose également de paliers de butée permettant de maintenir la position axiale du rotor et stator.

Ces paliers, ainsi que les joints, sont incorporés dans trois logements : un au carter d'admission, un au carter de refoulement, et un au carter d'échappement. Ces principaux paliers sont lubrifiés sous pression par un liquide provenant du système principal de lubrification. L'huile circule à travers les conduites de dérivation vers une entrée, dans chaque logement du palier.

7 -Accouplements

II-7.1 Accouplement de charge

- Un accouplement rigide et creux relie l'arbre du rotor de la turbine au générateur.
- Un raccordement à bride boulonné forme le joint à chaque extrémité de l'accouplement.

II-7.2 Pompe du combustible vers l'engrenage des accessoires

Un accouplement flexible du moyeu divisé et du type bague laminée est utilisé pour relier la pompe principale de l'huile combustible au relais des accessoires.

II-7.3 Accouplement de l'engrenage des accessoires

Un accouplement flexible est utilisé pour relier le relais d'accessoires à l'arbre de la turbine à gaz, à l'extrémité du compresseur.

L'accouplement est projeté pour transmettre le couple de serrage et démarrage correspondant à cet accouplement de relais, puis pour fournir une flexibilité d'adaptation au désalignement nominal et un mouvement axial du rotor de la turbine relative à la boîte à engrenages des accessoires.

Il permet l'adaptation de trois types de désalignements : angulaire, parallèle et une combinaison des deux.

8 - Engrenages

Les engrenages sont utilisés pour augmenter ou diminuer les tours/minute (rpm) de l'arbre, comme requis par l'équipement de charge ou les accessoires.

II-8.1 L'engrenage de transmission des accessoires :

L'engrenage de transmission des accessoires, situé à l'extrémité du compresseur de la turbine à gaz, est un ensemble d'engrenages accouplés directement à travers un accouplement flexible au rotor de la turbine. Sa fonction est de commander chaque accessoire de la turbine à gaz à sa vitesse correcte et de brancher la turbine à son dispositif de démarrage. En outre, il contient la pompe principale d'huile lubrifiante du système, ainsi que le mécanisme de déclenchement et le boulon de survitesse de la turbine. [1]

Dans la caisse d'engrenages, il y a les trains d'engrenages qui fournissent les démultiplications correctes pour commander les dispositifs accessoires à la vitesse requise avec les valeurs de couple exactes.

II-9. SYSTEME DE LUBRIFICATION :

Le système de lubrification de la TAG fournit une alimentation vaste de lubrifiant filtré, à la température et la pression adéquates pour l'exploitation de la turbine et l'équipement associé. Le système de lubrification, avec toutes les composantes majeures, est montré dans le diagramme schématique du système. [12]

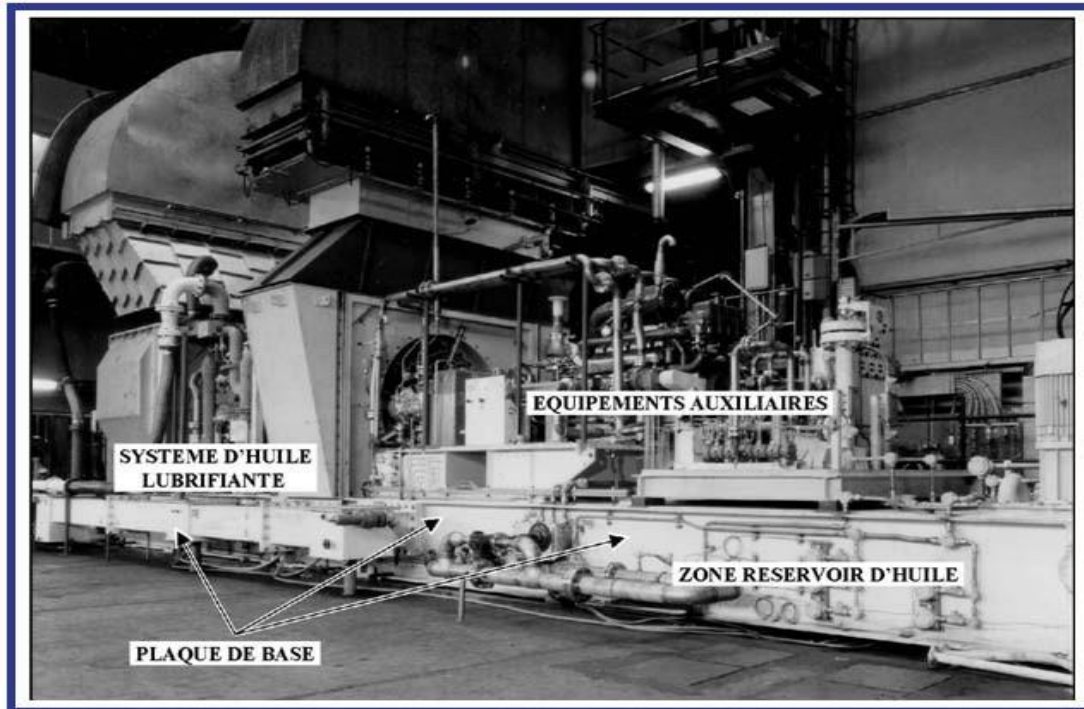


Figure II.12 Diagramme schématique du système d'huile Lubrifiante.

Les composantes majeures du système de lubrification sont:

1. Réservoir de l'huile dans la base auxiliaire.
2. Pompe principale du lubrifiant (commandé par l'arbre de l'engrenage auxiliaire)
3. Pompe auxiliaire du lubrifiant.
4. Pompe d'urgence du lubrifiant.
5. vanne de décharge de la pression VR1 à l'évacuation de la pompe principale.
6. Mécanisme de refroidissement de l'huile de lubrification hors -base
7. Filtres de l'huile de lubrification.
8. Dispositif de réglage de la pression du collecteur du palier VPR2.
9. Séparateur des vapeurs d'huile

Le système de lubrification complet avec réservoir, pompes, mécanisme de refroidissement, filtres, soupapes et différents dispositifs de commande et de protection, assure la lubrification normale et l'absorption de la chaleur dégagée.

Le fluide de lubrification circule aux: « trois paliers de la turbine principale, aux paliers du générateur (compresseur) et à l'engrenage auxiliaire de la turbine ».

En plus, une partie du fluide sous pression est déviée et filtrée de nouveau pour que les dispositifs de commande hydraulique, l'utilisent en tant que fluide de commande et source d'alimentation pour les autres

9.1 Filtre principale de l'huile :

Le filtre principal de l'huile est un filtre en fibre inorganique de 12 microns installé dans le système de lubrification après le refroidisseur de l'huile. Deux filtres à vanne de transfert, installée entre les filtres, dirige l'écoulement de l'huile à travers l'un des filtres et dans le collecteur de l'huile de lubrification. Les filtres doubles sont disposés côté à côté dans le réservoir.

Ils sont connectés avec le collecteur de décharge de la pompe par une vanne de transfert manuel. Seulement un filtre agit à un moment donné, ainsi il est possible de nettoyer, inspecter et entretenir le deuxième sans interrompre l'écoulement de l'huile ou fermer la turbine à gaz.

A l'aide de la vanne manuelle de transfert, il est possible de mettre en marche un filtre et d'enlever l'autre filtre, sans interrompre l'écoulement de l'huile au collecteur principal de l'huile.

Il est recommandable de changer les filtres avant que le manomètre de la pression différentielle indique une pression différentielle de "24 Psi" quand l'indicateur de pression différentielle signale une alarme systèmes.

9.2 Refroidisseur de l'huile de lubrification :

L'huile de lubrification envoyée au collecteur de l'huile et aux unités engrenées doit avoir une température qui garantit sa viscosité correcte.

C'est pourquoi le système de l'huile de lubrification comprend un refroidisseur d'eau/d'huile ou un refroidisseur d'air/d'huile.

L'huile de lubrification est envoyée au refroidisseur installé en aval de la pompe et en amont des filtres d'huile.

Le refroidisseur d'eau/d'huile peut avoir un ou deux corps arrangés en parallèle et qui utilisent une vanne de transfert à écoulement incessant.

Cette caractéristique permet soit l'interruption du fonctionnement du refroidisseur en vue de l'inspection ou de l'entretien sans interrompre l'écoulement de l'huile à l'unité. Le refroidisseur d'air/d'huile est un échangeur de chaleur à tube à ailettes, fourni avec les ventilateurs commandés par les moteurs électriques. [12]

Conclusion

D'après cette revue bibliographique on voit bien que les domaines d'utilisation des TAG sont multiples et variés, néanmoins nous allons nous intéresser plus particulièrement à celles employées dans l'industrie des hydrocarbures compte tenu de la rudesse du climat sud saharien et du nombre élevé de machines en exploitation.

Chapitre III

Calcul thermique de l'installation de TAG

MS7001EA

Introduction

1. Etude des cycles thermodynamiques d'une turbine à gaz
2. Etude de l'effet de la température
 - 2.1. Calculs des paramètres du compresseur
 - 2.2. Calcul des paramètres de la chambre de combustion
 - 2.3. Calcul des paramètres au niveau de la turbine
 - 2.4. Détermination du pouvoir calorifique du combustible
 - 2.5. Détermination du pouvoir calorifique inférieur du mélange
 - 2.6. Calcul du débit de fuel et du débit d'air
3. Calcul des grandeurs caractéristiques du cycle à partir d'un logiciel.

Introduction

Le cycle de Baryton théorique est le cycle idéal correspondant à la turbine à gaz élémentaire. Il est principalement utilisé pour la production d'électricité.

Il existe deux types de cycles de Baryton selon qu'il soit ouvert ou refermé sur l'atmosphère. C'est la première variante qui retiendra notre attention puisque c'est celle qui est utilisée dans les centrales électriques (Turbines Gaz -Vapeurs).

1. Etude des cycles thermodynamiques d'une turbine à gaz :

a) Cycle idéal de Baryton:

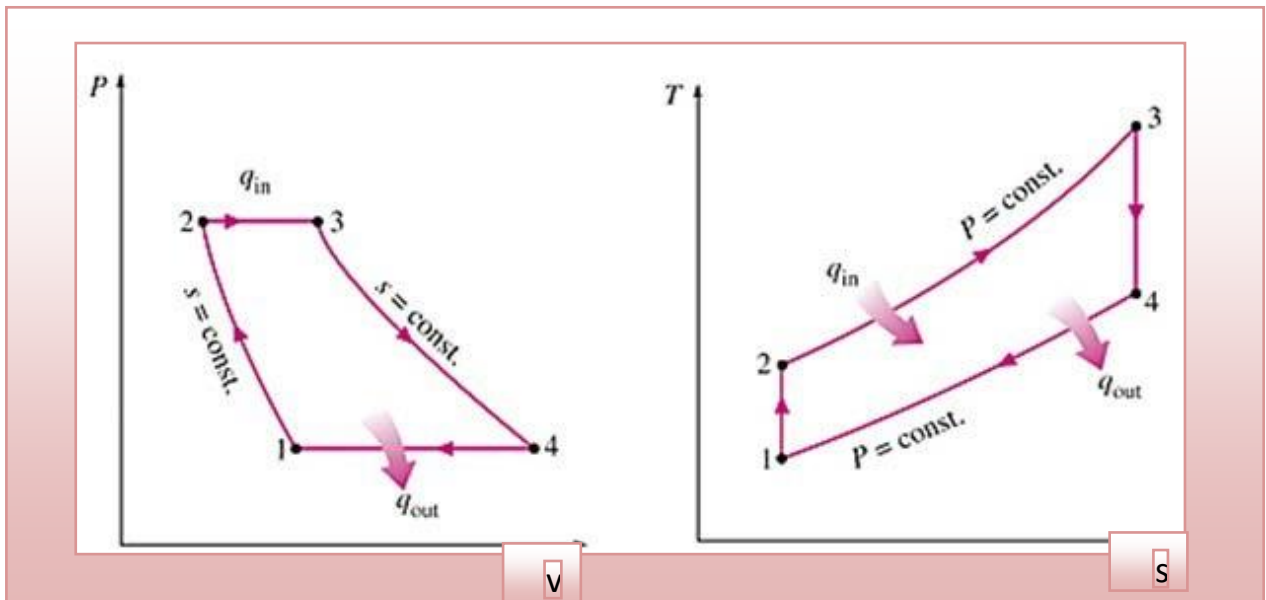


Figure III.1: Cycle thermodynamique théorique d'une turbine à gaz.

- ✚ 1 à 2 : compression isentropique de l'air (compresseur).
- ✚ 2 à 3 : combustion isobare (échangeur de chaleur).
- ✚ 3 à 4 : détente isentropique (turbine).
- ✚ 4 à 1 : refroidissement isobarique (échangeur de chaleur).

b) Cycle réel :

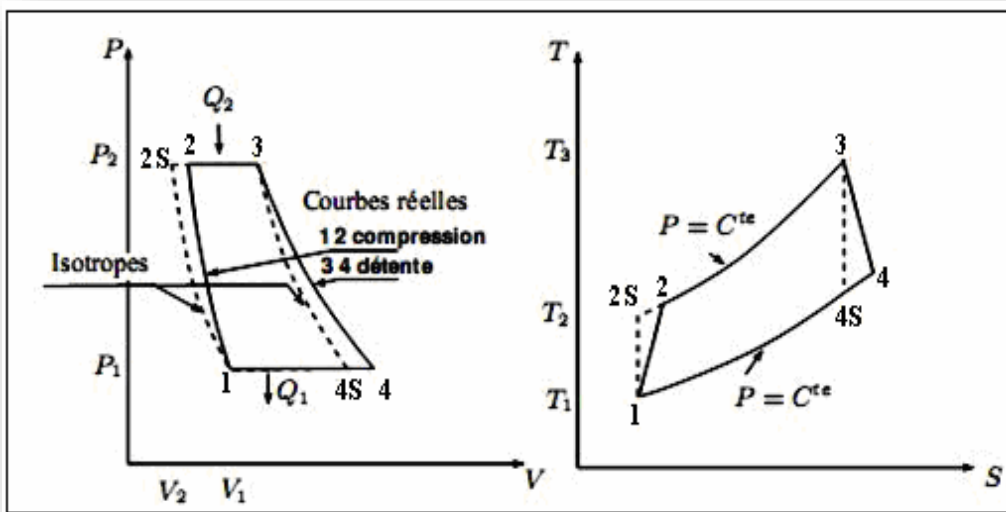


Figure III.2: Cycle réel d'une turbine à gaz.

Le cycle réel se différencie du cycle idéal de la manière suivante :

- ✚ La compression est adiabatique, de rendement isentropique η_c : en raison des travaux de frottement, la température réelle est plus élevée que la température théorique, et la transformation de compression n'est plus isentropique 1-2s mais 1-2, tel que $T_2 > T_{2s}$.
- ✚ La détente dans la turbine est adiabatique, de rendement isentropique η_t : en raison des travaux de frottement, la transformation de la détente ne s'effectue pas suivant un arc d'isentrope, mais suivant un arc tel que $T_4 > T_{4s}$. [5]

2. Etude de l'effet de la température :

En 1^{er} lieu nous avons abordés un calcul thermodynamique pour chaque élément de transformation de la turbine à gaz qui nous a permis d'évaluer les performances de la turbine par la pression, la température, la masse volumique et le rendement thermique. On a pris l'exemple de la turbine PR pour le calcul thermodynamique.

Les propriétés de la turbine PR sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.3 : Paramètres turbines MS7001 (turbine PR) :

Pression d'entrer au compresseur P1 (bar)	1,013
Taux de compression r.	12,5
Efficacité isentropique du compresseur η_c	0,89
Efficacité isentropique de la turbine η_t	0,89
Efficacité de transmission mécanique η_m .	0,99
Efficacité de la chambre de combustion η_{comb}	0,98
Température entre turbine T3 (K)	1353
Pression sortie turbine P4 (bar).	1,1617
Perte de pression a la combustion (%)	2
Puissance de la turbine P (MW).	83.3
Débit massique de l'air m_a (kg/s)	121

2.1. Calculs des paramètres du compresseur:

La température du compresseur est considérée égale à la température ambiante

$T_1=297$ K.

Pression de d'admission du compresseur, c'est la pression atmosphérique dans la zone d'installation de la turbine. $P_1=1.013$ bar.

a. Calcul de la Pression P_2 et température T_2 de fin de compression isentropique:

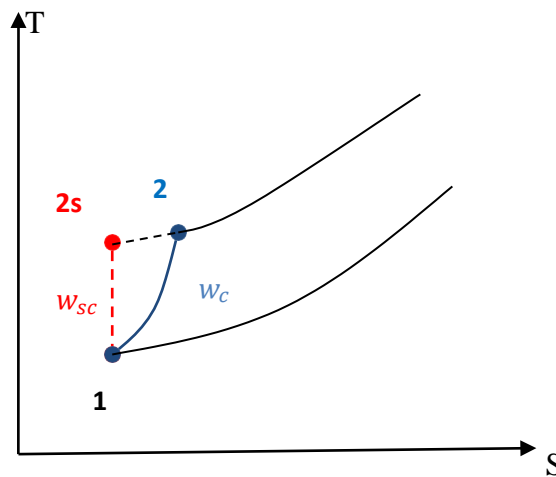


Figure III.3: Représentation de la notion de travail d'un compresseur.

La pression P_2 à la sortie du compresseur est donnée par la relation suivante :

$$P_2 = P_1 \cdot \tau$$

$$P_2 = 1.013 * 12.5 = \mathbf{12.76 \text{ bar}}$$

Tel que :

P_2 : pression à la sortie du compresseur

P_1 : pression d'admission du compresseur

τ : taux de compression

La température T_2 à la fin de la compression isentropique est donnée par la relation suivante :

$$T_{2is} = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

On sait que $\gamma = \frac{C_p}{C_p - R}$ avec $R=8.31\text{Kj/Kmole.K}$

Pour calculer γ on doit avant cela calculer le C_p en $(\text{j.kg}^{-1}.\text{k}^{-1})$

On calcule le C_p en fonction de la température à T_1 et T_{2is} par la relation suivante:

$$C_p = a + bT + cT^2 + dT^3$$

$$C_{p_m} = \frac{(C_{p_{T_1}} + C_{p_{T_{2is}}})}{2}$$

La relation entre chaleur spécifique de l'air et la température est la suivante : [6]

$$C_p = 1.9327*10^{-10} T^4 - 7.9999*10^{-7} T^3 + 1.1407*10^{-3} T^2 - 4.4890*10^{-1} T + 1.0575*10^3$$

On calcule γ et on recalcule T_{2is} :

$$\gamma = 1.38$$

et
$$T_{2is} = 297 * \left(\frac{12.76}{1.013} \right)^{\frac{1.38-1}{1.38}} = \mathbf{601.10 \text{ K}}$$

La température réelle à la sortie du compresseur T_2 est donnée par la relation suivante :

$$T_2 = T_1 - (T_{2is} - T_1)\eta_c$$

$$T_2 = 297 - (601.10 - 297)0.89 = \mathbf{638.64K}$$

Les résultats des calculs sont donnés dans le tableau qui suit :

Paramètres	P_2	T_{2is}	T_2
Valeurs	12.76	601.10	638.64

b. Détermination du travail du compresseur :

Le travail du compresseur :

$$W_c = \frac{C_{p_m}(T_2 - T_1)}{M_{air} * \eta_m}$$

La masse moléculaire de l'air : $m_{air} = 29 \text{ Kg/Kmole}$.

$$W_c = \frac{29.88(638.64 - 297)}{29 * 0.99}$$

$$W_c = 355.98 \text{ Kj/Kg}$$

La puissance du compresseur:

$$p_c = m_a w_c$$

$$= 121 * 355.98$$

$$p_c = 43073.58 \text{ kj} = 43.07358 \text{ kw}$$

2.2. Calcul des paramètres de la chambre de combustion :

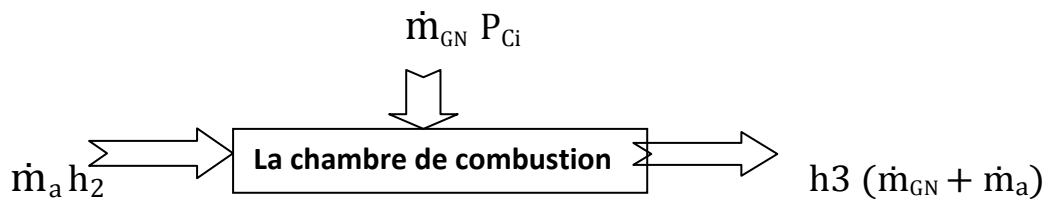


Figure II.4: Le bilan thermique dans CC.

La quantité de chaleur dégagée dans la chambre de combustion Q_h est donnée par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{\int_{T_2}^{T_3} c_{p_m} dt}{\eta_{com}}$$

$$Q_h = 878,78 \text{ Kj/Kg}$$

2.3. Calcul des paramètres au niveau de la turbine :

a. Calcul de P_3 et T_{4is}

La pression d'entrée dans la turbine est donnée par la relation suivante :

$$P_3 = P_2(1 - \Delta p)$$

$$P_3 = 12.67 * (1 - 2\%) = 12.51 \text{ bar}$$

Tel que :

Δp : perte de pression=2%

La température isentropique à la sortie de la turbine T_{4is} est donnée par la relation suivante :

$$T_{4is} = T_3 r'^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}$$

$$T_{4is} = 1353 * \left(\frac{12.51}{1.1617}\right)^{\frac{1-1.331}{1.331}} = 749.49 \text{ K}$$

Tel que :

r' : pression d'entrée / pression de sortie ($r'=P_3/P_4$)

T_3 : température dans la chambre de combustion

La température réelle à la sortie de la turbine T_4 est donnée par la relation suivante :

$$T_4 = T_3 - (T_3 - T_{4is})\eta_t$$

$$T_4 = 1353 - (1353 - 749.49)0.89 = 815.82 \text{ K}$$

Paramètres	P3	T4is	T4
valeurs	12.51bar	749.49K	815.82K

b. Détermination du travail de la turbine:

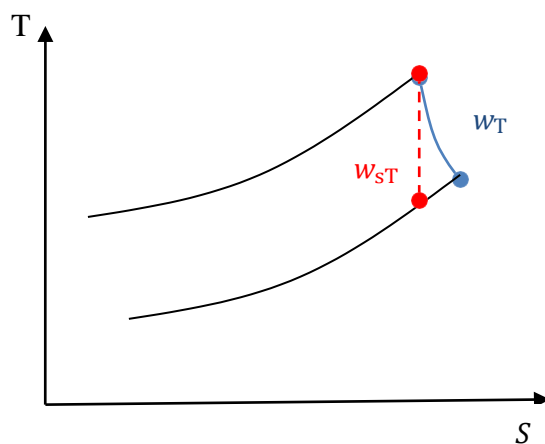


Figure III.5: Représentation de la notion de travail d'une turbine.

On calcule le Cp_m en fonction de la température à T_3 et T_{4is} on utilise les formules précédentes.

Le travail de la turbine :

$$W_T = \frac{Cp_m(T_3 - T_4)}{M_w}$$

$$= \frac{33.45(1353 - 815.82)}{28.32}$$

$$W_T = 634.49 \text{Kj/Kg}$$

M_w : masse moléculaire de gaz d'échappement.

c. Le travail utile :

$$W_u = W_T - W_C$$

$$= 634.49 - 355.98$$

$$W_u = 278.51 \text{ kj/kg}$$

d. Le rendement:

$$\eta_T = \frac{W_u}{Q_{c-c}}$$

$$= \frac{278.51}{878.78}$$

$$\eta_t = 0.32 = 32\%$$

2.4.Détermination du pouvoir calorifique du combustible :

La turbine PR est alimenté par le réseau fuel gaz qui le gaz combustible, pour pouvoir déterminer son PCI on doit avant connaître sa composition.

Ci-dessous le tableau qui représente la composition de chaque source du fuel gaz.

Tableau III.6 : composition de chaque source du fuel gaz :

	Boil off%	Retour helium%	Deazoteur %	GN %
N ₂	0,2458	0,4827	0,3962	0,05780
He	0,0000	0,0000	0,0005	0,00190
CH ₄	0,7541	0,5171	0,6032	0,82490
C ₂ H ₆	0,0001	0,0002	0,0001	0,07250
C ₃ H ₈	0,0000	0,0000	0,0000	0,02350
i-C ₄ H ₁₀	0,0000	0,0000	0,0000	0,00470
n-C ₄ H ₁₀	0,0000	0,0000	0,0000	0,00680
i-C ₅ H ₁₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,00150
n-C ₅ H ₁₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,00190
C ₆ H ₁₄	0,0000	0,0000	0,0000	0,00230
H ₂ O	0,0000	0,0000	0,0000	0,00010
CO ₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,00210
Pression (bars)	30,9	1,03	1,05	40,5
Température (°C)	39	40	- 37,91	24,8
Débit (K mole/hr)	1264	912	4622	636
Masse moléculaire (Kg/K mole)	18,99	21,82	20,78	19,28
Masse volumique (Kg/m ³)	23,55	0,87	1,12	35,36

La fraction molaire de chaque composition dans le mélange est donnée par la relation :

$$X_{it} = \frac{\sum X_{ij} * m_j}{m_t}$$

Tel que :

X_{it} : la composition totale du constituant i.

X_{ij} : la composition du constituant i dans la source j.

m_j : le débit molaire de la source j.

2.5.Détermination du pouvoir calorifique inférieur du mélange :

Le tableau suivant donne les valeurs du pouvoir calorifique inférieur de chaque constituant et aussi le PCI du mélange qui est donné par la relation suivante :

$$PCI_{\text{mélange}} = \sum X_{it} * PCI_i.$$

Tableau III.7 : pouvoir calorifique de chaque constituant.

Constituants	Composition totale	PCI (Kj/Nm3)	PCI*Xi
N2	0,3517	0	0
He	0,0005	0	0
CH4	0,6362	35815	22 785,50300
C2H6	0,0063	63753	401,64390
C3H8	0,0020	91173	182,34600
i-C4H10	0,0004	118169	47,26760
n-C4H10	0,0006	118579	71,14740
i-C5H12	0,0001	145684	14,56840
n-C5H12	0,0002	145993	29,19860
C6H14	0,0002	173443	34,68860
H2O	0,0017	0	0
CO2	0,0002	0	0
Total		1,0	
PCI mélange			25796,77 Kj/Kg

2.6.Calcul du débit de fuel et du débit d'air :

On utilise les relations suivantes pour déterminé le débit du fuel gaz consommé, et le débit d'air nécessaire pour faire la combustion :

$$m_{\text{fuel}} * PCI_{\text{mélange}} = m_{\text{air}} * Q_h$$

$$(m_{\text{air}} + m_{\text{fuel}}) * W_T - m_{\text{air}} * W_c = P$$

Donc Le débit de fuel gaz consommé est calculé par la relation suivante :

$$\dot{m}_{\text{fuel}} = \frac{p * Q_h}{(PCI_{\text{mélange}} + Q_h)W_T - PCI_{\text{mélange}} * W_c}$$

$$= \frac{83.3 * 10^3 * 878.78 * 3600}{(25796.77 + 878.78) * 634.49 - (25796.77 * 355.98)}$$

$$\dot{m}_{fuel} = 34037.6 \text{ kg/hr}$$

Donc : Le débit d'air utilisé est :

$$\dot{m}_{air} = \dot{m}_{fuel} * \frac{PCi_{mélange}}{Q_h}$$

$$= \frac{34037.6 * 25796.77}{878.78}$$

$$\dot{m}_{air} = 999180.84 \text{ kg/hr}$$

L'air ambiant est considéré comme un gaz parfait. Il est à une pression supposée 1atm et la constante spécifique du gaz $r=287.1 \text{ J.Kg.K}^{-1}$.

Pour un Kg d'air et $T_1=297\text{K}$, sa masse volumique ρ se détermine par la formule :

$$\rho = \frac{P}{r * T}$$

$$= \frac{101325}{287.1 * 297}$$

$$\rho = 1.188 \text{ kg/m}^3$$

On détermine par la suite le débit volumique qu'est toujours constant quel que soit la température d'admission :

$$Q_v = \frac{\dot{m}_{air}}{\rho_{air}}$$

$$= \frac{999180.84}{1.188}$$

$$Q_v = 841061.31 \text{ m}^3/\text{hr}$$

3. Calcul des grandeurs caractéristiques du cycle a partir un logiciel:

Pour faire les calculs nécessaires nous avons utilisé logiciel EES, pour but d'optimiser les paramètres essentiels de cycle en changeant la température ambiante. Cette étude paramétrique conçue pour observer les variations de travail de compresseur, quantité de chaleur et le travail de turbine en fonction de la température ambiante dont l'intervalle est compris entre -10° à 67° .

3.1 Présentation de logiciel ESS :

Engineering Equation Solver (EES) est un logiciel commercial utilisé pour la solution de systèmes d'équations simultanées non linéaires. Il fournit de nombreuses fonctions et équations spécialisées utiles pour la solution des problèmes de thermodynamique et de transfert de chaleur, ce qui en fait un programme utile et largement utilisé pour les ingénieurs mécaniciens travaillant dans ces domaines.

EES comprend également des tableaux paramétriques qui permettent à l'utilisateur de comparer un certain nombre de variables à la fois. Les tables paramétriques peuvent également être utilisées pour générer des parcelles. EES peut également s'intégrer, à la fois comme une commande dans le code et dans les tableaux.

Et aussi EES particulièrement utile pour les problèmes de conception dans lequel les effets d'un ou de plusieurs paramètre(s) ont besoin d'être déterminés. Le programme offre cette Possibilité avec sa Table Paramétrique. [3]

On a obtenu les résultats des performances de la turbine portés sur les graphes suivants :

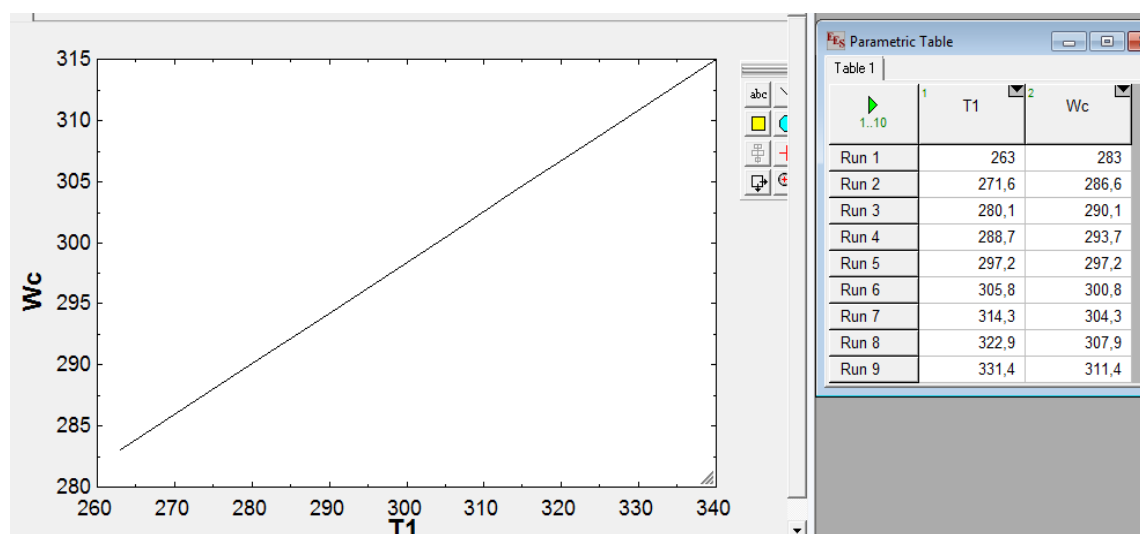


Figure III.6: Influence la température ambiante sur le travail du compresseur.

On constate une augmentation linéaire de travail du compresseur en fonction de la température ambiante.

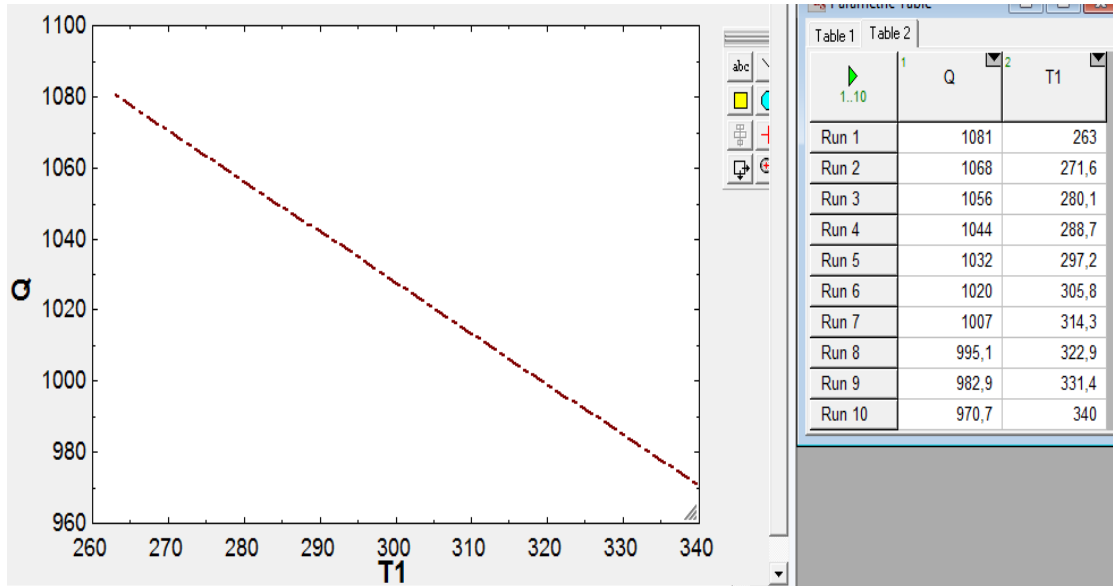


Figure III.7 : Influence la température ambiante sur la quantité de chaleur.

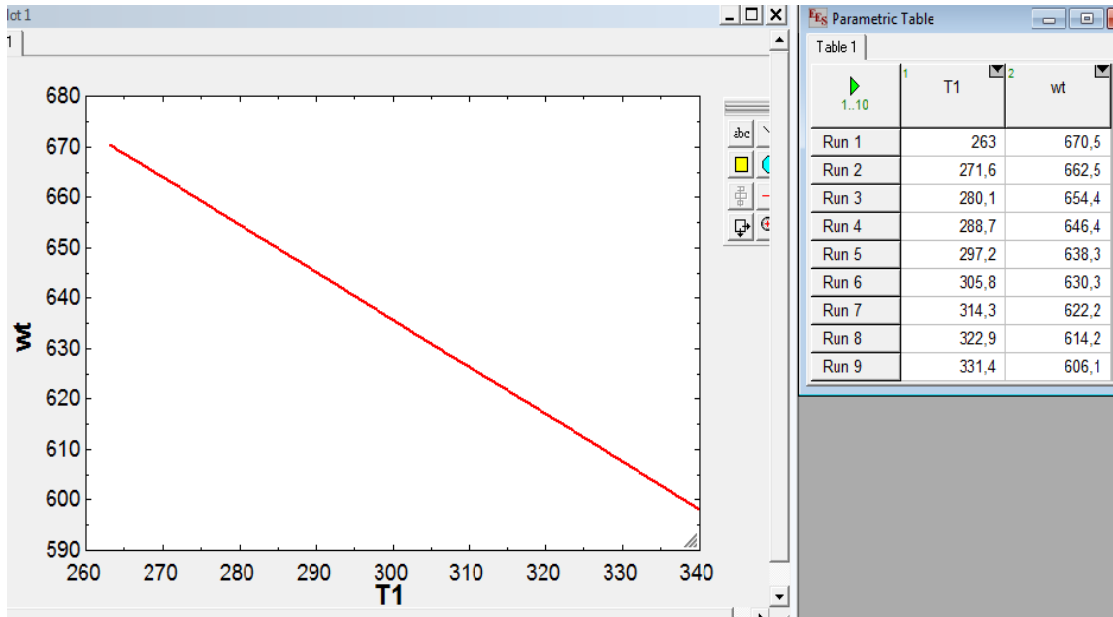


Figure III.8: Influence la température ambiante sur le travail de la turbine.

Donc nous concluons que la quantité de chaleur et le travail de la turbine diminuent avec l'augmentation de la température ambiante. Tout à fait normale que le rendement du cycle est diminué.

Chapitre IV *fonctionnement du récupérateur de chaleur*

Introduction

1. Types d'échangeurs de chaleur
2. Modes de transferts de chaleur
3. Principe d'un échangeur de chaleur
4. Description du Système WHRU dans la turbine MS7001EA
5. Description du Système WHRU à Modifier
6. Description des Principaux Éléments
7. Les faisceaux de tubes / les collecteurs de la centrale WHRU
8. Les panneaux pour tubes de la centrale WHRU
9. Détails du revêtement intérieur de la centrale WHRU
10. Détails de l'isolation intérieure de la centrale WHRU
11. Les domaines de mesure des instruments de la Centrale WHRU
12. L'Exploitation de la Centrale
13. Le Passage du fluide
14. Partie calcul de récupérateur de chaleur dans TAG MS7001
15. Le cycle de la turbine à gaz avec récupération des gaz d'échappement

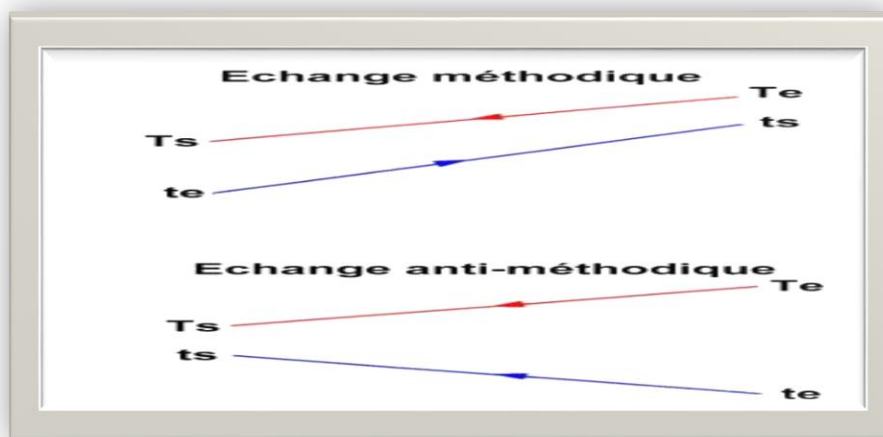
Introduction :

Un échangeur de chaleur (récupérateur de chaleur) est un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide vers un autre, sans les mélanger. Le flux thermique traverse la surface d'échange qui sépare les fluides¹.

La plupart du temps, on utilise cette méthode pour refroidir ou réchauffer un liquide ou un gaz qu'il est impossible ou difficile de refroidir ou chauffer directement, par exemple l'eau d'un circuit primaire de refroidissement de centrale nucléaire.

1. Types d'échangeurs de chaleur :

- À co-courant (ou échangeur anti-méthodique) : les deux fluides sont disposés parallèlement et vont dans le même sens. Dans un échangeur anti-méthodique la température de sortie du fluide froid est nécessairement moins élevée que la température de sortie du fluide chaud.
- À contre-courant (on dit aussi : échangeur méthodique) : *idem*, mais les courants vont dans des sens opposés. Dans un échangeur méthodique, le coefficient d'échange est sensiblement supérieur à celui d'un échangeur anti-méthodique et la température de sortie du fluide froid peut être plus élevée que la température de sortie du fluide chaud.
- À courants croisés : les deux fluides sont positionnés perpendiculairement.
- À tête d'épingle : un des deux fluides fait un demi-tour dans un conduit plus large, que le deuxième fluide traverse. Cette configuration est comparable à un échangeur à courant parallèle sur la moitié de la longueur, et pour l'autre moitié à un échangeur à contre-courant.
- À contact direct ou à mélange : les deux fluides peuvent être mis en contact comme c'est le cas dans les tours de refroidissement, des buses projetant de l'eau chaude sont disposées sur les parois intérieures de la tour, l'air extérieur admis par le bas s'échauffe et du fait de son changement de densité monte de bas en haut, permettant ainsi de refroidir l'eau



Croquis de principe figurant un échange de chaleur méthodique et anti-méthodique. Dans l'échange méthodique la température de sortie du fluide froid peut être plus

élevée que celle du fluide chaud. Dans l'échange anti-méthodique ce n'est pas possible. [3]

2. Modes de transferts de chaleur :

- **Conduction:** le flux de chaleur traverse le corps A, l'interface A B, et le corps B. Le flux est proportionnel à la conductivité thermique du matériau.
- **Convection:** le flux de chaleur est transporté par la matière en déplacement. Ses mouvements sont dits de convection naturelle sous l'influence de variations de densité et du champ de pesanteur, ou de convection forcée si le fluide est mis en circulation par une pompe ou une différence de pression.
- **Rayonnement:** le flux de chaleur est transporté sans transport de matière, sous forme d'ondes électromagnétique (ex: rayonnement solaire)

3. Principe d'un échangeur de chaleur:

On cherche en général à transférer un flux de chaleur entre un fluide chaud et un fluide froid, séparés par une paroi qui peut être plane ou tubulaire. La chaleur est transférée par conduction et/ou convection au sein de chaque fluide, et par conduction au sein du matériau qui les sépare. Il peut également y avoir transfert par rayonnement si le niveau des températures dépasse 100°C.

Dans l'échangeur, chacun des fluides s'échauffe, se refroidit, ou change d'état selon ses caractéristiques et les conditions opératoires.

Le flux de chaleur résultant, cédé par le fluide chaud et reçu par le fluide froid est proportionnel à :

- un coefficient d'échange thermique "global" noté K (ou U), fonction des conditions d'écoulement, des conductivités thermiques de chaque fluide, des viscosités, du changement d'état, etc...
- un écart de température (en général une moyenne logarithmique des écarts de température entre les deux fluides à chaque extrémité de l'échangeur, cf page suiv.),
- la surface d'échange thermique utilisée,

$\Phi = K S \Delta\theta_{ml}$, avec K coefficient global en $\text{kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{°C}^{-1}$ et Φ en $\text{kJ}\cdot\text{h}^{-1}$

4. Description du Système WHRU dans la turbine MS7001EA:

- Le système de récupération thermique WHRU est utilisé pour fournir de la Chaleur au circuit d'huile chaude de la plate- forme.
- Le circuit d'huile chaude fournit à son tour de la chaleur à d'autres éléments du site.
- Les gaz chauds provenant de l'échappement de la turbine à gaz sont utilisés pour réchauffer l'huile thermique dans un Système de Récupération de la Chaleur, comprenant des serpentins à ailettes.
- L'huile chaude est pompée à travers les tubes de la centrale WHRU.
- L'huile chaude peut bipasser- par le conduit bipasse externe - le serpentin de la centrale WHRU si le circuit d'huile chaude n'a pas besoin de chaleur.

5. Description du Système WHRU à Modifier :

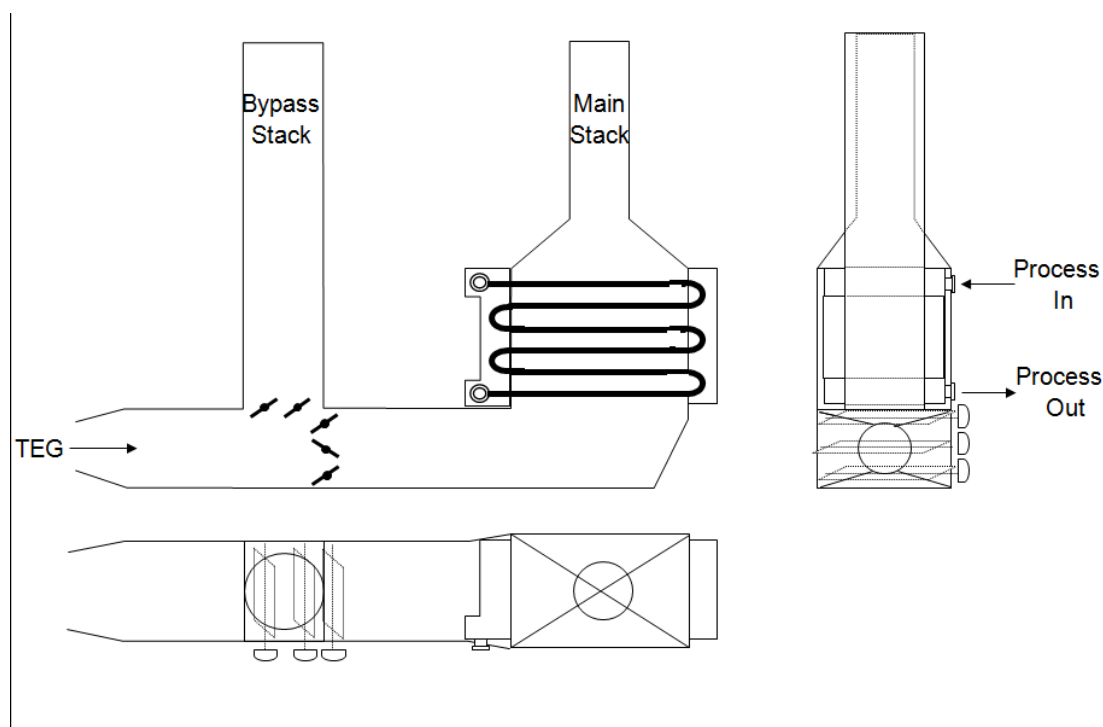


Figure IV.1 : représenté le récupérateur au niveau d'échappement.

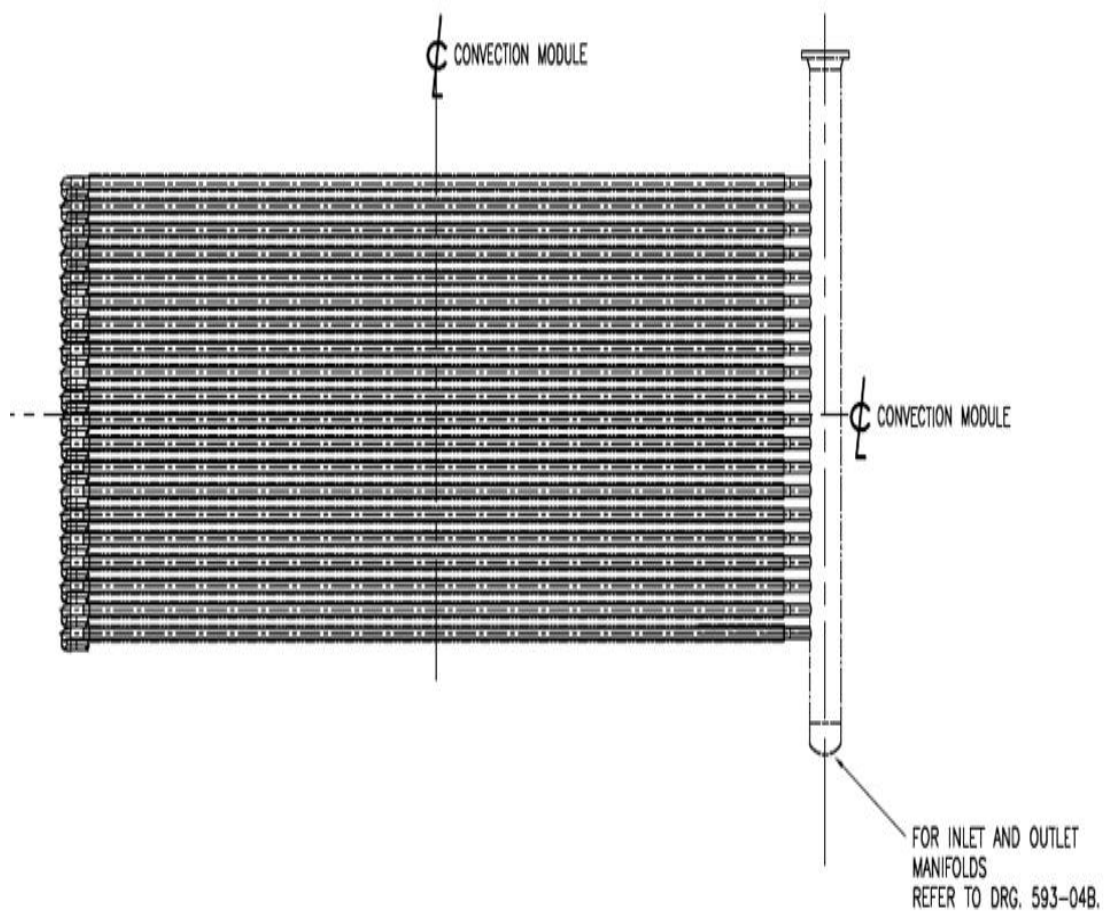
6. Description des Principaux Éléments :

Chaque centrale WHRU comprend:

- Un conduit d'admission dans la WHRU
- Les registres d'entrée et le bipasse de la WHRU
- Le faisceau de tubes et les collecteurs de la WHRU

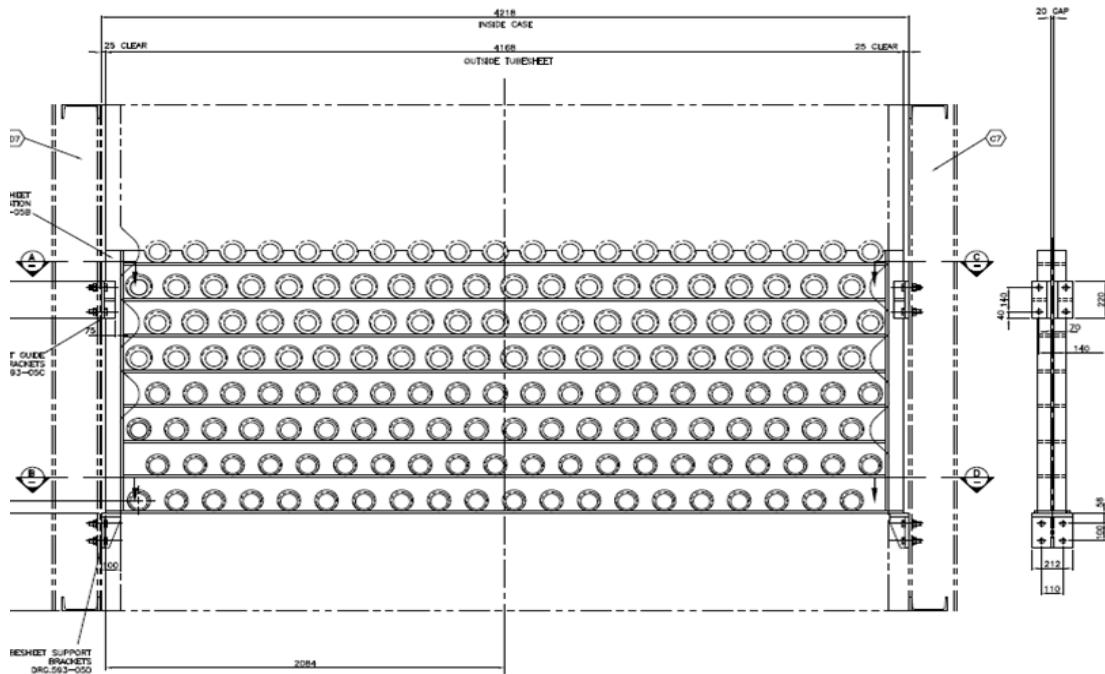
- Le conduit de bipasse externe de la WHRU
- La cheminée d'évacuation de la WHRU
- L'isolation et les revêtements internes

7. Les faisceaux de tubes / les collecteurs de la centrale WHR. Figures IV.2/3/4 :





8. Les panneaux pour tubes de la centrale WHRU. Figures IV.5/6 :



9. Revêtement intérieur de la centrale WHRU. Figure IV/ 7 :



10. L'isolation intérieure de la centrale WHRU. Figure IV/8:



11. Les domaines de mesure des instruments de la Centrale WHRU:

Mesure de la température du gaz d'évacuation de la turbine:

- En amont du serpentin de la centrale WHRU
- Immédiatement en aval du registre d'arrêt du flux principal
- Cheminée d'évacuation, en aval du serpentin de la centrale WHRU

Mesure de la pression de gaz d'évacuation de la turbine:

- Etroite proximité des points de mesure de la température

12. L'Exploitation de la Centrale :

a. Mode de Régulation :

- L'admission de chaleur dans la centrale WHRU est réglée par la modulation des registres de la WHRU.
- Les positions des registres sont modulées par un signal de 4-20 mA provenant de la détection de température de la sortie d'huile chaude.
- Le capteur de la température de l'huile chaude se trouve dans le conduit de sortie de la centrale WHRU.
- Les registres assurent une régulation précise pour une ouverture d'environ 5 à 100%.
- Lors du démarrage, le système de commande de la turbine à gaz purge la gaine bipasse puis purge la partie WHRU.
- Les registres commandent automatiquement la température de sortie de l'huile chaude, en fonction de la demande de chaleur des utilisateurs.
- S'il y a perte de puissance, les registres reviennent à leur position de sécurité.
- Les registres sont actionnés pneumatiquement et s'il y a perte de pression pneumatique, les registres reviennent aussi dans ce cas à leur position de sécurité.
- La position de sécurité du registre correspond à la fermeture du serpentin de la Centrale WHRU et à l'ouverture du conduit bipasse.
- Il existe un lien mécanique solide raccordant l'entrée de la centrale WHRU et le système bipasse WHRU ; ce lien interdit absolument la fermeture simultanée des registres d'admission et de bipasse de la WHRU.

b. Démarrage de la centrale WHRU :

- Cette section contient des instructions générales ne concernant que le serpentin de la WHRU. Les opérateurs devront se référer à la Procédure d'Utilisation des turbines à gaz pour obtenir des renseignements détaillés sur la procédure de démarrage.
- Il convient aussi de se référer aux procédures des divers fabricants qui sont contenues dans la Section 5.5 du Manuel d'exploitation et de maintenance.
- En outre, des détails précis sont donnés dans la présentation de la Section se rapportant aux registres.

- Avant de démarrer la turbine, il conviendra de démarrer le flux de process dans le serpentin et de s'assurer d'un débit minimum de la charge dans le serpentin de process de la WHRU.
- Même pendant un bipasse du gaz d'évacuation de la turbine, le débit de la charge de process doit être maintenu au-dessus du minimum pendant que la turbine est en marche, afin d'éviter que les serpentins ne surchauffent à cause d'une fuite de gaz d'évacuation possible au niveau du registre fermé
- Il est nécessaire de purger la centrale WHRU avant de démarrer la turbine à gaz, afin de s'assurer que le volume ne comporte pas de gaz combustible.
- Le taux de purge devra être au minimum de 8% du débit normal de la turbine, sans utilisation des brûleurs de la turbine à gaz .
- La purge doit durer au minimum 5 minutes et assurer 5 renouvellements de volume aussi bien pour l'enceinte WHRU que pour le système bipasse avec réglage approprié de registre pour obtenir ce résultat.
- On peut démarrer la turbine à gaz juste après la purge, à condition que le flux de process dans la centrale WHRU soit au-dessus du minimum.

c. L'Exploitation de la centrale WHRU :

- Il est vivement conseillé aux opérateurs d'effectuer, en cours de service, des contrôles périodiques de la centrale WHRU et des gaines et conduits pour déceler tous dommages de la peinture. Cela donnera une bonne indication de l'état du revêtement intérieur.
- Cependant, l'endommagement de l'enveloppe extérieure n'est pas toujours causé par un endommagement du revêtement intérieur ; il peut être causé par une détérioration du système de peinture en raison du vieillissement de l'équipement et de l'exposition aux intempéries. Toutes zones endommagées devront être examinées par l'équipe de maintenance de l'usine et il conviendra alors de décider si la zone endommagée exige l'immobilisation de la centrale WHRU pour réparation.
- On pourra utiliser une caméra à imagerie thermique pour vérifier les points chauds de l'enveloppe extérieure de la centrale WHRU, lesquels indiqueront les zones de détérioration du revêtement intérieur.
- Dans le cas où il serait nécessaire d'inspecter ou d'intervenir sur une partie quelconque de la centrale WHRU, il conviendra impérativement de fermer les conduits de la turbine à gaz. En aucun cas, il ne devra être permis d'accéder aux conduits pendant que la turbine à gaz fonctionne.
- En aucun cas la turbine à gaz ne devra être redémarrée pendant que des travaux de maintenance / inspection sont en cours.
- Il est à noter que le revêtement intérieur est protégé contre l'érosion par des plaques en acier inoxydable, ces plaques étant arrimées par des goujons et des

écrous. Les écrous sont soudés par points aux goujons afin d'éviter tout desserrage par vibration.

- Si à l'avenir, ou pour une raison quelconque, le revêtement intérieur devait être déposé, il faudra remplacer les goujons concernés et les écrous devront être re-soudés après réinstallation du revêtement intérieur. (Ceci est crucial car toutes pièces desserrées pourraient tomber et risquer d'endommager la turbine à gaz).
- Le verrouillage mécanique réciproque entre la centrale WHRU et le registre de bypass empêche la fermeture simultanée de ces deux registres. En aucun cas, ce verrouillage réciproque ne doit être déposé pendant que la turbine fonctionne car cela pourrait entraîner un blocage qui endommagerait sérieusement la turbine à gaz.

d. Arrêt de la centrale WHRU :

- Il est important que la circulation de la charge de process se poursuive pendant toute la phase de fermeture. La circulation/le débit continu de la charge de process après immobilisation supprime la chaleur résiduelle des conduits et évite tout cokage ou surchauffe dans les serpentins de la centrale WHRU.
- La charge de process ne doit en aucun cas être supprimée avant que les gaz d'évacuation de la turbine ne soient entièrement détournés au conduit bypass. Lorsque le gaz d'évacuation turbine est entièrement détourné au conduit bypass, un petit débit de process (5,8kg/s HOLD) doit être conservé pour éviter toute surchauffe.
- Le flux de process ne doit jamais cas être arrêté quand la centrale WHRU fonctionne.
- Arrêt d'urgence- quand on ne peut pas adopter la procédure correcte à cause d'une situation d'urgence, dans l'usine ou sur la centrale WHRU. On devra purger le plus tôt possible.
- Dans le cas d'une perte du flux de médium de chauffage, les registres se mettent dans leur position de sécurité intrinsèque "failsafe" et la turbine à gaz doit être arrêtée le plus tôt possible pour éviter toute surchauffe et cokage de l'huile chaude dans les tubes. [2]

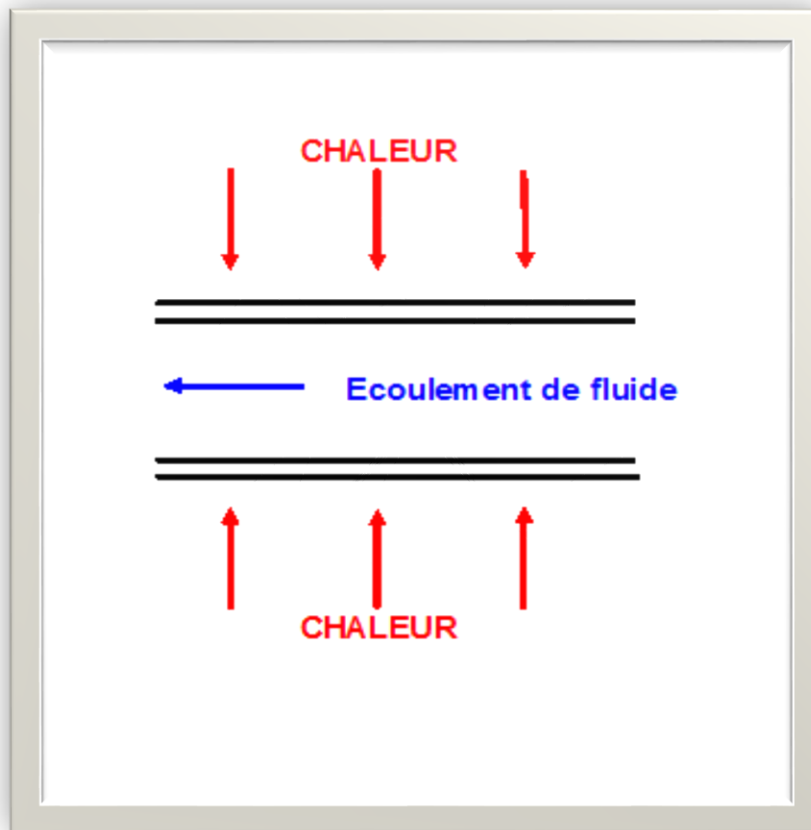
13. Le Passage du fluide :

Figure IV.9. Représente le passage de fluide.

- ✚ Ceci est un tube dans lequel passe de l'huile qui est réchauffée.
- ✚ L'huile chaude contre les parois est plus chaude que la température moyenne de l'huile à l'intérieur du tube.
- ✚ La température de l'huile contre la paroi est la température superficielle et la température moyenne de l'huile dans le tube et la température globale.
- ✚ Si l'on réchauffe l'huile la température superficielle est supérieure à la température globale.
- ✚ Chaque type d'huile chaude a une température superficielle maximale appropriée.
- ✚ Si l'on dépasse cette température superficielle maximale, l'huile chaude se dégrade et peut encrasser les parois intérieures des tubes .
- ✚ La centrale de récupération de la chaleur résiduelle (WHRU –Waste Heat Recovery Unit) a été soigneusement conçue de façon à ne pas dépasser la température superficielle maximale.
- ✚ Si l'on exploite la centrale comme indiqué et que l'on ne dépasse pas la charge prévisionnelle, on est assuré d'une bonne longévité de l'huile avec un minimum d'encrassement. [2]

14. Partie calcul de récupérateur de chaleur dans TAG MS7001 :

Introduction : Dans ce calcul, on veut déterminer ou bien vérifier que la puissance de constructeur est vraie dans l'échangeur, et calcule la quantité de combustible a gagnée pour l'échauffement d'huile.

Tableau (IV.1) Les donnees de constructeur :

gaz brules		huile	
Température entré du gaz brulé	542.0 c°	Température d'entré de huile	146.8 c°
Température sortie du gaz brulé	420 c°	Température de sortie d'huile	180 c°
CP (moyen) de gaz brulé	1.1504 kj/kg.k	Cp (moyen) d'huile	2.4 kj/kg.k
Début massique de la chaleur	292.60 kg/s	Début massique d'huile	516.5 kg/s
Puissance	41.06 mw		

La puissance P d'un échangeur peut s'écrire de la manière suivante :

$$P = K S \Delta T_{LM} \quad \dots\dots\dots (1)$$

K est le coefficient de transmission thermique surfacique moyen (W/m².k), S (m²) la surface d'échange et ΔT_{LM} (k) représente l'écart de température moyen entre les deux fluides. On est obligé de raisonner sur des valeurs moyennes de K et de ΔT_m dans la mesure où les températures des deux fluides et le coefficient K varient d'un endroit à l'autre de l'échangeur.

L'équation (1) peut ainsi s'écrire : [3]

$$P = K S \Delta T_{LM} = m'_c C_{pc} (T_{ce} - T_{cs}) = m'_f C_{pf} (T_{fs} - T_{fe})$$

Où m' représente le débit massique (kg/s) et Cp la chaleur spécifique (J/kg K), les indices f et c sont relatifs aux fluides froid et chaud et les indices (s) et (e) à l'entrée et à la sortie de l'échangeur.

15. Le cycle de la turbine à gaz avec récupération des gaz d'échappement :

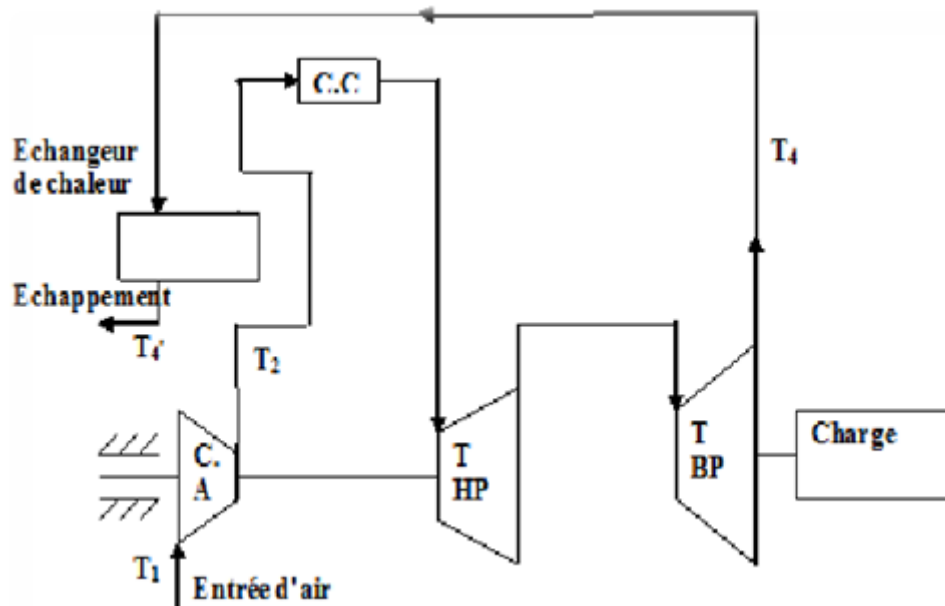


Figure IV.10: représenté le cycle de turbine à gaz avec l'échangeur d'huile

On peut calculer la puissance de la chaleur (fuel gaz) et la puissance de (l'huile) :

a) Fuel gaz :

$$\begin{aligned}
 P_{ch} &= m'c (C_{pc} T_{ce} - C_{pc} T_{cs}) \\
 &= 292,60 (623,5168 - 483,168) \\
 &= 41,06 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

b) huile :

$$\begin{aligned}
 p_{huile} &= m'_f C_{pf} (T_{fs} - T_{fe}) \\
 &= 516,5 (432 - 352,32) \\
 &= 41,06 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

DONC :

$$P_{ch} = p_{huile} = 41.06 \text{ MW}$$

16. Calcule la quantité de combustible a gagné pour chauffe l'huile par la récupérateur:

$$P_{ch} = q' \text{ (gaz fuel)} * \text{PCI (pouvoir calorifique inferieur)}$$

$$\begin{aligned} q' \text{ (gaz fuel)} &= \frac{P_{ch}}{\text{PCI}} \\ &= \frac{41.06 * 10^3}{25796.77} \\ &= \frac{41060}{25796} = 1.59 \text{ kg/s} \end{aligned}$$

$$1.59 \text{ kg/s} = 5760 \text{ kg /h} = 138240 \text{ kg/J} = 133.24 \text{ tn /j} = 48632.6 \text{ tn/an}$$

Conclusion:

Le calcul de quantité de chaleur récupérée par l'échangeur de chaleur, installé à la sortie de la turbine (la conduite de l'échappement) a permet de déterminer la quantité de chaleur perdue pour l'exploiter de nouveau au niveau de récupérateur, soit la quantité de chaleur annuelle a gagnée de valeur de $q = 48632,6 \text{tn/an}$.aussi a permet de réduire les gaz polluants entre autre le CO2 pour éviter l'effet de serre.

D'après l'étude financière ce projet et est rentable sur le plan cout au lieu d'investir et installé des équipements pour faire cette tache.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les turbines à gaz sont utilisées dans le monde entier pour la génération de l'électricité dans les centrales thermiques et dans l'industrie des hydrocarbures. Elles sont implantées dans différents endroits géographiques avec des conditions climatiques variables en température, pression et humidité relative.

Les turbines à gaz sont très sensibles à la variation de la température de l'air ambiant. De ce fait, il est important de rendre les turbines utilisées dans les conditions climatiques insensibles à la variation de la température de l'air ambiant.

Le cycle de turbine à gaz est un cycle très souple (Baryton) de telle sorte que ses performances, peuvent être améliorées en ajoutant des composants supplémentaires à l'installation.

Avec l'augmentation de la température ambiante influe directement sur l'amélioration des performances (puissance utile produite, rendement thermique) de l'installation de turbine à gaz étudiée.

L'augmentation du taux de compression engendre une amélioration des performances de la TAG. Car quand le taux de compression augmente la pression p_2 augmente aussi.

Cette étude nous a donnée un bon aperçu sur l'efficacité de récupérateur de chaleur d'huile de turbine à gaz. Pour cela, nous avons pris les caractéristiques de la turbine à gaz MS 7001EA largement utilisée dans l'industrie pétrolière comme machine d'application à notre recherche.

Un stage pratique est effectué au niveau de la zone pétrolière de Skikda afin de collecter les données nécessaires pour les calculs et prendre une vue générale sur l'utilisation des TAG dans l'industrie pétrolière en Algérie. On a choisit une turbine à gaz MS7001EA située à la station de GLN1K qui entraîne deux compresseur au niveau de la boucle propane.

Une étude thermodynamique de la turbine à gaz MS7001EA a été réalisée et a montré que ses performances dépendent sensiblement des conditions d'exploitations, notamment la température ambiante. Elle demeure la cause principale de la chute des performances de la turbine à gaz au niveau de station GLN1K, les températures relativement élevées, génèrent une baisse sensible du rendement thermique et de la puissance générée, ce qui se répercute négativement sur le coût d'exploitation.

L'implantation d'un échangeur au niveau d'échappement à la sortie de turbine aide au chauffage d'huile au lieu d'investir un four, cette étape auxiliaire a bien montrer leur efficacité vis-à-vis le cout d'investissement total.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] BELKHAMSA, S. ABD ESSELAM, S., "Contribution à l'étude et au calcul des cycles thermodynamiques des turbines à gaz", mémoire d'ingénieur, Université Ouargla, 2008.
- [2] Documentation du constructeur Italien Nuovo Pignone (Manuel of Gas turbine MS7001EA).
- [3] Turbine à gaz à cycle combiné, URL: [Www. Wikipédia.com](http://www.Wikipédia.com)
- [4] S.L.Dixon,1978, "Fluid Mechanics, Thermodynamics of Turbomachinery", 3rd Edition Pergamon Press oxford (New York, Toronto, Sydney, Frankfurt).
- [5] BEN AMOR, Y. REZIG, T., "Calcul énergétique d'une turbine à gaz, mémoire d'ingénieur (Université Mohamed Khider – Biskra, 2010.
- [6] SHARIKET KAHRABA SKIKDA, Notions de base du cycle combine et vue d'ensemble de l'installation-Phase II, Révision: b, fichier: Overview.
- [7] David J. Taylor Olivier Crabos,2003, "GE Power Systems Gas Turbine and Combined Cycle Products Technology - Experience - Innovation", Gas turbine and Combined Cycle - GE Power Systems 2003.
- [8] André LALLEMAND, 1195, "Production d'énergie électrique par centrales thermiques", Techniques de l'Ingénieur, D 4 002, pp.1-11.
- [9] Cours de Formation -Centrale de Récupération de la Chaleur Résiduelle « skikda » .ppsx
- [10] Boissenin, Y., Moliere, M., et Remy, P., 1994, "Les atouts de la turbine à gaz MS6001 B en cogénération –exemple de l'usine d'électricité de Metz", Revue technique GE Alsthom N°15.

[11] Boissenin, Y., Moliere, M., et Remy, P., 1994, “Les atouts de la turbine à gaz MS6001 B en cogénération –exemple de l’usine d’électricité de Metz”, Revue technique GE Alstom N°15.

[12] M. Mostafavi, A. Alaktiwi, B. Agnew, 1998, “Thermodynamic analysis of combined open- cycle-twin-shaft gas turbine (Brayton cycle) and exhaust gas operated absorption refrigeration unit”, Applied Thermal Engineering., Vol. 18, pp. 847-856

[13] Horlock, J. H., 2003, “Advanced gas turbine cycles”, Pergamon Press, Oxford edition.