

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement supérieur et de La Recherche
scientifique



Université KasdiMerbah Ouargla
Faculté Des Sciences Appliquées
Département De Génie Mécanique



MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Filière : Electromécanique

Spécialité: Maintenance industrielle

Présenté Par :

CHETTI AymenHoussamEddine

FERRAH Fateh

THEME:

Etude de Maintenance d'une turbopompe:
Application à la station SH/ Haoud El Hamra

Soutenue publiquement le.....

Devant le jury :

ROUAGDIA karim

DRID Mohamed Mebrouk

DOKKAR Boubekur

MCB Université KMOuargla

MAA Université KMOuargla

MCA Université KM Ouargla

Président

Examineur

Promoteur.

Année universitaire: 2019/2020

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère mère

A mon très cher père

Qui ont beaucoup sacrifié pour moi

A mes frères et sœurs

A toute ma famille

A tous mes amis

Et en fin à tout le groupe mécanique sur site HOUAD EL HAMRA

CHETTI AYMEN HOUSSAM EDINNE

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail:

A ma source de tendresse, ma très chère mère, Qui a tant sacrifié pour moi.

A mon père qui m'a encouragé à faire de mon mieux.

A ma tante, son mari et ses fils pour leur bienséance ainsi que leur bienveillance envers ma personne et mon avenir intellectuel et professionnel.

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils font pour moi « que Dieu vous garde et vous bénisse ».

A tous mes proches, tous mes amis

A insitous ce qui aider moi de finir ce travail de près ou de loin.

Ferrah Fateh

REMERCIEMENTS

Nous tenons à exprimer notre gratitude et nos remerciements, tout d'abord, au dieu tout-puissant qui nous a donné la force et la volonté pour Pouvoir finir ce mémoire de fin d'études.

Nous remercions chaleureusement notre encadreur Monsieur Dokkar Boubakeur pour avoir dirigé notre travail, et pour son aide précieuse, ses conseils et ses remarques qui nous ont permis de présenter notre travail dans sa meilleure forme.

Nous remercions sincèrement Monsieur Messaoudi Youssef, ingénieur en mécanique au service maintenance de la région Haoud El Hamra, pour son accueil et son assistance, pour avoir contribué à la formulation du sujet, et pour le partage de son expérience pendant le stage.

Nous remercions également tous les responsables de SONATRACH « région Haoud El Hamra » et les personnels de service maintenance pour leurs aides qu'ils nous ont apporté.

Nous remercions également tous les membres du département de génie mécanique de l'Université Kasdi Merbah-Ouargla, sans oublier nos collègues de la maintenance industrielle pour le temps agréable que nous avons passé ensemble.

Finalement nous tiens à remercier, messieurs les membres du jury qui m'ont fait l'honneur de bien vouloir examiner ce travail.

MERCI A TOUS

RESUMIE

La maintenance industrielle devenue très importante en tant que moyen essentiel pour connaître les raisons des dysfonctionnements, et les entreprises industrielles sont conscientes des coûts supportés par l'échec des systèmes de production, qui apprennent que la maintenance industrielle contribue de manière significative à la performance de production. On peut dire que l'objectif des fonctions de maintenance est d'assurer une disponibilité optimale des installations de production et de leurs accessoires. Pour ce faire, SONATRACH suit une stratégie stricte notamment pour les équipements liés au processus de production largement utilisé dans le secteur pétrolier.

Lors de la formation que nous avons passée à la base de Haoud El Hamra, considérée comme l'un des principaux sites de SONATRACH car il s'agit en fait du carrefour assurant l'acheminement des hydrocarbures liquides du Sud vers le nord du pays, où se trouvent les ports et les raffineries de l'Algérie. Nous avons consacré nos travaux à l'étude de la Turbopompe, car c'est l'un des équipements les plus importants de la région, nous avons appris à connaître ses éléments et son rôle dans le secteur du transport par canalisation. Nous avons un intérêt particulier pour les types de maintenance appliquées à la turbine à gaz 3002 située dans la région, nous constatons que la plupart des types de maintenance sont la prévention en raison de son rôle dans l'amélioration des performances et la réduction des temps d'arrêt. Nous avons également effectué une analyse de fiabilité basée sur le mode Weibull et utilisé l'outil AMDAC pour justifier les modèles de défaillance et déterminer les types de maintenance nécessaires.

Les mots clé : maintenance, SONATRACH, turbopompe, turbine à gaz, fiabilité, weibull, AMDAC

المُلخَص

الصيانة الصناعية أصبحت ذات أهمية كبيرة كونها وسيلة أساسية لمعرفة أسباب الفشل، وتترك الشركات الصناعية درجة التكاليف التي تتكبدها حالات فشل أنظمة الإنتاج، وهي تعلم أن الصيانة الصناعية تساهم بشكل كبير في الأداء عام.

يمكننا القول أن الهدف من وظيفة الصيانة هو ضمان التوفر الأمثل لمنشآت الإنتاج وملحقاتها، وللقيام بذلك تتبع سوناطراك إستراتيجية صارمة، خاصة للمعدات المتعلقة بعملية الإنتاج التي يتم استخدامها على نطاق واسع في قطاع البترول.

خلال التدريبات التي أمضيناها في قاعدة حوض الحمراء ، والتي تعتبر أحد المواقع الرئيسية لسوناطراك لأنها في الواقع مفترق طرق يضمن توجيه الهيدروكربونات السائلة من جنوب الجزائر إلى الموانئ والمصافي في الشمال ، كرشنا عملنا لدراسة المضخة التوربينية لأنها من ابرز المعدات في المنطقة

تعرفنا على العناصر المكونة لها، ودورها في قطاع النقل عبر خطوط الأنابيب

كان لنا اهتمام خاص حول أنواع الصيانة المطبقة على التوربين الغازي الموجود في المنطقة وقد وجدنا أن اغلب أنواع الصيانة المطبقة هي صيانة وقائية، نظرا لدورها في تحسين الأداء والحد من التوقف

قمنا أيضا بتحليل الموثوقية استنادا إلى قانون ويبيل، واستخدمنا أداة أمداك لمعرفة نمط الفشل، وتحديد أنواع الصيانة المطلوبة.

الكلمات المفتاحية : الصيانة, سوناطراك, المضخة التوربينية, التوربين الغازي , الموثوقية, ويبيل, أمداك.

TABLE DES MATIERES

Dédicace	I
Remerciement	III
Résumé	IV
Table des matières	VI
Liste abréviation	IX
Liste des figures	X
Liste des tableaux	XII
Liste des annexes	XIII
Introduction Général	1
<u>CHAPITER I :Présentation De lieu de stage (SONATRACH)</u>	
I.1. Présentation du SONATRACH.....	2
I.1.1. Les filiales de SONATRACH.....	2
I.1.2. Les structures opérationnelles	2
I.1.3. Organigramme de la macrostructure de SONATRACH.....	3
I.2. Présentation de l'Activité Transport par Canalisation (TRC)	4
I.3. Présentation de La Direction Régionale de Haoud El Hamra(RTH)	5
I.3.1. Situation géographique	5
I.3.2. Historique	6
I.3.3. Organigramme de la direction régionale RTH	7
I.3.4. Principales activités de Haoud El Hamra	8
I.3.5. Principales installations du site HEH	8
I.3.5.1. Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides (C.D.H.L)	8
I.3.5.2. Parcs de stockage	9
I.3.5.3. Terminaux Départ	10
I.3.5.4. Les séparateurs API	11
I.3.6. Département maintenance.....	11
I.3.6.1. Service mécanique	12
I.4.Conclusion	12

CHAPITER II : Généralité sur les turbopompes

II.1. Introduction	13
II.2. Généralité sur les pompes	13
II.2.1. Les catégories principales	13
II.2.2. Classification des pompes	14
II.2.3. Principe de fonctionnement	14
II.3. Généralité sur les turbines	16
II.3.1. Différents types de turbines	16
II.3.1.1. Turbine à vapeur	16
II.3.1.1.1. Description de turbine à vapeur	16
II.3.1.2. Turbine à gaz	18
II.3.1.2.1. Domaine d'utilisation	18
II.3.1.2.2. Classification des turbines à gaz	18
II.4. Description et compositions de la turbine à gaz GE/ MS3002B	20
II.4.1. Caractéristiques de la turbine à gaz GE/MS 3002B	21
II.4.2. Principe de fonctionnement	22
II.4.3. Cycle thermodynamique des turbines à gaz	23
II.4.4. Eléments principaux d'une turbine à gaz	24
II.4.5. Les principaux systèmes de la turbine	28
II.5. Accouplement	28
II.5.1. Utilisation	28
II.5.2. type d'accouplement	28
II.6. conclusion	29

CHAPITER III : Maintenance de turbine à Gaz (MS3002B)

III.1. Introduction	30
III.2. Définitions de la maintenance (AFNOR et CEN)	30
III.2.1. Les objectifs de la maintenance	31
III.2.2. La stratégie de maintenance	31
III.2.3. Types de maintenance	31
III.2.4. Les activités de la Maintenance	32
III.3. La Maintenance appliquée sur les turbines à gaz GE MS 3002B	33
III.3.1. Le Plan de Maintenance préventive Turbin MS3002B	33
III.3.2. les types maintenance préventives appliquent sur turbine à gaz ms 3002B	35
III.3.3. Description des différentes phases de la révision MI	37
III.3.4. Analyse de travail	41
III.4. Conclusion	41

CHAPITER IV : Analyse FMD et AMDEC d'une turbine à gaz

IV.1. Exploitation du fichier historique	42
IV.1.1.Introduction	42
IV.1.2.Fiche historique des Pannes	42
IV.2. Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes	42
IV.2.1. Les indicateurs opérationnels de FMD	43
IV.2.2.Etude de la FMD	43
IV.2.2.1.Fiabilité sous MINITAB (logiciel).....	43
IV.2.2.2.Choix de la loi de distribution	43
IV.2.2.3. Exploitation des formules mathématiques pour l'étude de l'FMD: cas loi de Weibull.....	47
IV.2.2.4. Graphiques des fonctions $R(t)$, $F(t)$, $\lambda(t)$ et $f(t)$ en fonction du TBF	53
IV.2.3. Estimation de la maintenabilité	55
IV.2.3.1. Représentation graphique de la courbe de la maintenabilité $M(t)$	57
IV.2.4. Estimation de la disponibilité	57
IV.2.4.1. La disponibilité instantanée $D(t)$	57
IV.2.4.2. Représentation graphique de la courbe de la disponibilité $D(t)$	58
IV.3.Analyse de L'AMDEC	59
IV.3.1.Objectifs de l'AMDEC	59
IV.3.2.Méthodologie d'une AMDEC.....	59
IV.3.3 Calcul de la criticité	61
IV.3.4.Application de l'AMDEC sur la TURBINE A GAZ	61
IV.3.5. Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC	64
IV.3.6. Actions d'amélioration	65
IV.4. Conclusion	65
Conclusion Général	66
Bibliographie	67
Annexe A : Test de Kolmogorov Smirnov	68
Annexe B : valeurs des coefficients $A_{et}B$ en fonction du paramètre de form....	69

LISTE DES ABREVIATION

AFNOR : Association Française de Normalisation

BP : Basse pression

CDHL : Centre Dispatching des Hydrocarbures Liquides

CI : Combustion Inspection

CNDG : Centre National Dispatching Gaz

DEX : Directions d'Exploitation

DRG : Direction régionale

HGPI : Hot GasPath Inspection

HP : Haute pression

MI : Major Inspection

NK1 : Condensat Skikda

OB1 : Oléoduc Bejaia

OK1 : Oléoduc Skikda

OT1 : Oléoduc In Amenas à la frontière Algéro-Tunisienne

OZ1 : Oléoduc Arzew

RTC : Région Transport Centre

RTE : Région Transport Est

RTH : Région Transport Haoud El Hamra

RTI : Région Transport In Amenas

RTO : Région Transport Ouest

SP1 : Station pompage

TRC : Transport par canalisation

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Organigramme de SONATRACH.....	3
Figure I.2 : Organisation de l'Activité TRC.....	5
Figure I.3 : Site HEH par Google Earth.....	6
Figure I.4 : Photo ancienne de HEH.....	6
Figure I.5 : Organigramme de la direction régionale RTH.....	7
Figure I.6 : Carte de réseau pétrole brut et condensât.....	9
Figure I.7 : Organigramme du département maintenance.....	11
Figure I.8 : Organigramme du service mécanique.....	12
Figure II.1 : division fonctionnelle de la turbopompe.....	12
Figure II.2 : Schéma de principe de transfert d'un ballon à un autre.....	13
Figure II.3 : Exemple de pompe volumétrique à diaphragme.....	14
Figure II.4 : Exemple de pompe centrifuge de type.....	14
Figure II.5 : pompe centrifuge.....	15
Figure II.6 : cycles de la turbine à vapeur.....	16
Figure II.7 :La distribution	16
Figure II.8 : Rotor à 8 étages.....	17
Figure II.9 : Arbre et roues.....	17
Figure II.10 : Coussinets lisses, à billes et à patins.....	17
Figure II.11 : Classification des turbines à gaz.....	18
Figure II.12 : Turbine à un arbre.....	19
Figure II.13 : Turbine à deux arbres.....	19
Figure II.14 : nomenclature.....	20
Figure II.15 : Schéma d'une turbine à gaz.....	20
Figure II.16 : Différentes sections de la turbine à gaz MS3002B	22
Figure II.17 : Evolution de pression et température dans une turbine à gaz.....	23
Figure II.18 :Cycle de la turbine à gaz à combustion isobare (coordonnées (P, V)et(T, S))..	24
Figure II.19 : Section d'aspiration.....	24
Figure II.20 : Compresseur axial d'une turbine GE-MS 3002.....	25
Figure II.21 : chambre de combustion	25
Figure II.22 : bougie d'allumage.....	26
Figure II.23 : détecteur de flamme.....	26
Figure II.24 : L'illustration des pièces de transition.....	26
Figure II.25 : directrice du premier étage.....	26
Figure II.26 : La directrice du deuxième étage.....	26

Figure II.27 : Roue de turbine HP.....	27
Figure II.28 : Palier N°1.....	27
Figure II.29 : Palier N°2.....	27
Figure II.30 : Roue de turbine BP.....	27
Figure II.31 : Palier N°3.....	27
Figure II.32 : Palier N°4.....	27
Figure II.33 : Accouplement.....	28
Figure II.34 : Système turbopompe TP04.....	29
Figure III.1 : service maintenance dans l'entreprise.....	30
Figure III.2 : type de maintenance.....	32
Figure IV.1 : les états successifs que peut prendre un système réparable.....	43
Figure IV.2 : Diagramme de probabilité pour quatre facteurs contrôlés pour TBF(h)	44
Figure IV.3 : Diagramme de Présentation de loi pour TBF (h)	46
Figure IV.4 : Variation de la fiabilité R (t) en fonction de TBF.....	53
Figure IV.5 : Variation de la fonction de réparation F(t) en fonction de TBF.....	53
Figure IV.6 : La courbe du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF.....	54
Figure IV.7 : La courbe de la densité de probabilité f(t) en fonction de TBF.....	54
Figure IV.8 : La maintenabilité M (t) en fonction de TTR.....	57
Figure IV.9 : Variation de la disponibilité D(t) en fonction de TTR.....	58
Figure IV.10 : Décomposition du système.....	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Terminaux Départ.....	10
Tableau II.1 : Caractéristiques de la turbine à gaz GE/MS 3002B	21
Tableau III.1 : périodicité des opérations de maintenance turbine à gaz MS 3002B.....	33
Tableau III.2: mode de contrôle des paramètres importants.....	35
Tableau III.3 : Phase I démontage.....	37
Tableau III.4 : Phase II Inspection.....	39
Tableau III.5 : Phase III Remontage	39
Tableau III.6 : Phase IV : Essai de survitesse.....	41
Tableau IV.1 : fiche historique de la turbine à gaz MS 3002B	42
Tableau IV.2 : représentative des fonctions R(t), F(t), λ (t) et f(t)	49
Tableau IV.3 : Représentation de l'écart par point (Dni) entre les fonctions F(t) et F(ti) ...	51
Tableau IV.4 : Représentation le temps de réparation.....	55
Tableau IV.5 : Représentation de Maintenabilité M(t)	56
Tableau IV.6 : Etude de la disponibilité	58
Tableau IV.7: Grille de cotation de fréquence.	60
Tableau IV.8: Grille de cotation de la gravité.	60
Tableau IV.9: Grille de cotation de la probabilité d'occurrence.	60
Tableau IV.10: La criticité de la défaillance selon les trois critères classiques F, D, G.....	61
Tableau IV.11 : Analyse AMDEC compresseur axial.....	62
Tableau IV.12 : calcul de la criticité et proposition de remèdes compresseur.....	62
Tableau IV.13 : Analyse AMDEC Section combustion.....	63
Tableau IV.14 : calcul de la criticité et proposition de remèdes section combustion.....	63
Tableau IV.15 : Analyse AMDEC Section Turbine.....	64
Tableau IV.16 : calcul de la criticité et proposition de remèdes section turbine.....	64

LISTE DES ANNEXES

Annexe A : Test de Kolmogorov Smirnov	68
Annexe B : Distribution de Weibull : valeurs des coefficients A et B en fonction du paramètre de forme.....	69

INTRODUCTION GENERALE

Le monde actuel vit un progrès technologique considérable grâce à l'industrie énergétique selon différentes formes (hydraulique, nucléaire, solaire ; thermique, pétrolier). Le progrès pousse à exploiter les machines et les équipements d'une manière optimale. Les entreprises exploitent les moyens de production d'énergie et suivent une politique stricte, qui évite au maximum les arrêts de production et oblige le service maintenance d'adapter sa stratégie afin d'assurer une plus grande disponibilité des équipements. Parmi les machines ayant un rôle primordial dans les domaines d'activité pétrolière, on peut citer les turbomachines tel que les turbopompes et les turbogénérateurs. Pour approfondir nos connaissances en turbomachines nous avons effectué un stage sur le site de SONATRACH Haoud El Hamra dans la station SP1 de la ligne OK1 où nous nous sommes concentrés sur la turbine à gaz puisqu'elle est l'un des équipements stratégiques rentrant dans l'activité de cette station. Elle a pour but de faire tourner la pompe qui est un élément fondamental pour le fonctionnement de la station (pompage des hydrocarbures) donc nous analysons des dossiers historiques sur la période allant de l'année 1989 à l'année 2020 de la turbine à gaz GE Ms 3002B (TP 06) donc nous concluons que les interventions réalisées sur cette machines sont beaucoup plus curatif que préventif. Ceci nous mène à nous à poser les questions suivantes :

- Est-ce que les méthodes de maintenance sont appliquées dans leurs totalités ?
- Est-ce que les moyens mis en œuvre pour la réalisation de maintenance sont adéquats ?
- Quelle sont les organes à surveillé qui causent le plus de panne ?

Les techniciens doivent être en mesure de choisir des turbomachines selon les exigences technologiques, voilà pourquoi il faut bien connaître les constructions de ces machines, leur principe de fonctionnement, les paramètres principaux, les règles de l'entretien et la base théorique pour prévoir l'état de la machine dans les différentes conditions d'emploi. Dans ce contexte, le présent travail objet du mémoire s'articule en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre nous allons donner, tout d'abord, une présentation générale de Sonatrach. Seront transcrit : la structure générale, les principaux objectifs, le développement et la production...

Ensuite dans le deuxième chapitre une revue descriptive détaillée a été mise au point sur le turbopompe et en particulier la Turbine à gaz du modèle General Electric MS3002B.

Dans le troisième chapitre, nous nous intéressons à l'étude du fonctionnement de la maintenance types et objectif. Comment appliqués la Maintenance sur la turbine à gaz MS3002B

Le quatrième chapitre concerne les différentes approches d'étude, d'analyse et d'optimisation. Sont présentés et justifié en détaille, la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité. On utilise deux outils différents le calcul mathématique et le logiciel d'analyse (MINITAB) qui indique les modes de défaillance, leurs effets et leurs criticités selon l'analyse AMDEC.

I.1. Introduction [1]

SONATRACH (Société nationale de transport et commercialisation des hydrocarbures) crée le 31 décembre 1963. Plus exactement le 21/12/1963 par décret N ° 63.461. Elle emploie actuellement plus de 200000 personnes.

SONATRACH est un acteur majeur au service de la satisfaction de la demande domestique en énergie. elle est classée 1^{ère} en Afrique et 11^{ème} dans le monde ,4^{ème} exportateur mondial de GNL, 3^{ème} exportateur mondial de GPL et 5^{ème} exportateur de Gaz Naturel.

SONATRACH vise à atteindre un taux d'intégration national de 55% d'ici 2030. Elle a donc développé une nouvelle stratégie SH2030 que montrant clairement à son ambition de devenir plus efficace et rentable dans l'industrie de l'énergie mondial.

La société SONATRACH est composée de plusieurs branches d'activités parmi lesquelles on peut citer la branche de transport par canalisation (TRC).

Cette dernière est constituée-t-elle aussi de plusieurs directions de Exploitation (DEX) dans ce direction on trouve La direction régionale haoud El hamra.

Dans RTH il y a Sous-direction, elle contient département de maintenance comme chargée de la maintenance des machines tournantes (Maintenance des turbines à gaz, des pompes, des compresseurs, des moteurs et des alternateurs ... etc.).

I.1.1.Les filiales de SONATRACH[1]

Le Groupe compte 154 filiales et participations dont une quinzaine détenues à 100 % et œuvrant au quotidien à la valorisation de la chaîne de valeur pétrolière et gazière du pays. Parmi celles-ci, figurent notamment l'Entreprise Nationale de Géophysique « ENAGEO », l'Entreprise Nationale de Forage « ENAFOR », l'Entreprise Nationale de Grands Travaux Pétroliers « ENGTP », ou la société nationale de commercialisation et de distribution des produits pétroliers « NAFTAL »

I.1.2.Les structures opérationnelles[1]

Les structures opérationnelles de SONATRACH portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux .Il est possible de regrouper ces métiers en Cinq activités globales.

- Exploration-production (E&p)
- Transport par canalisations (TRC)
- Liquefaction et Séparations (LQS)
- Raffinage et pétrochimie (RPC)
- Commercialization (COM)

I.1.3.Organigramme de la macrostructure de SONATRACH

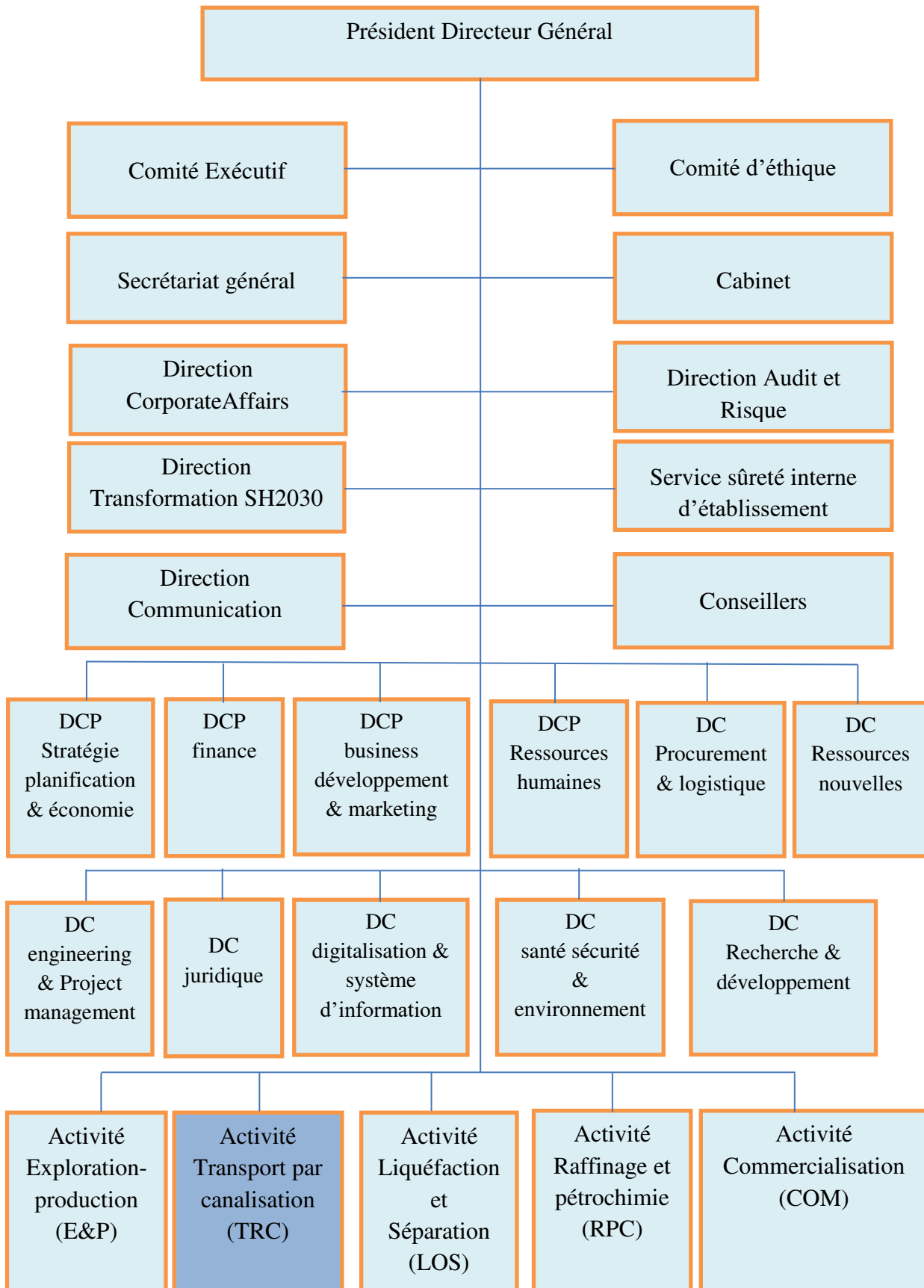


Figure I.1 :Organigramme de SONATRACH[1]

I.2. Présentation de l'Activité Transport par Canalisation (TRC)

L'activité transport par canalisation (TRC) assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, GPL et gaz naturel).

A connu en 1959 la réalisation du premier oléoduc (OB1) long de 668 km et de 24"/22" de diamètre qui relia Haoud El Hamra à Bejaia suivit par un second pipeline (OT1) long de 265 km et de 24" de diamètre qui relia In Amenas à la frontière Algéro- Tunisienne. 1961, est l'année de la mise en service du pipeline OZ1 long de 805 km et de 28" de diamètre qui relia Haoud El Hamra à Arzew, et qui sera donc le 3ème construit en Algérie. [2]

SONATRACH dispose actuellement d'un réseau de canalisations d'une longueur de 19 623 km : [2]

- 4 973 km pour le transport du pétrole brut.
- 9 677 Km pour le transport du gaz naturel.
- 1 718 Km pour le transport de condensat.
- 3 255 Km pour le transport de GPL.

Les quantités évacuées en 2014 sont réparties comme suit :

- Pétrole brut : 49,4 Millions Tonnes
- Gaz naturel : 80,9 Milliards m³,
- Condensate: 9, 9MillionsTonnes.
- GPL. : 8, 0MillionsTonnes.
- Le réseau de transport par canalisation compte 16 gazoducs, avec une capacité design de 178 milliards de m³/an, dont 50 milliards de m³ dédiés à l'exportation.

Depuis la mise en service des 03 gazoducs transcontinentaux : [2]

- Enrico Matei (GEM) en 1996 qui relie l'Algérie à l'Italie via la Tunisie.
- Pedro Duran Farrel (GPDF) en 1983, qui relie l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.
- HassiR'Mel - Béni-Saf en 2011, reliant l'Algérie à l'Espagne via le Medgaz.

Et de nouveaux projets de construction de gazoducs d'envergure internationale sont en cours de réalisation afin de répondre notamment à la demande du marché européen.

L'activité Transport par Canalisation dispose de : [3]

- 21 oléoducs d'une longueur de 9 946 Km avec une capacité de 248 Millions de Tep/An
- 16 gazoducs d'une longueur de 9 677 km, avec une capacité de 178 Milliards de Sm³/an.
- 82 stations de pompage et de compression équipées de plus de 290 machines tournantes, principales d'une puissance totale de près de 03 millions de CV.
- Une capacité de stockage de près de 4,2 Millions de Tep (127 bacs).
- Des structures de maintenance articulées autour de 03 bases principales de maintenance et 03 bases régionales d'interventionnel
- Un centre national de dispatching gaz (CNDG) à Hassi R'mel.
- Un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra.

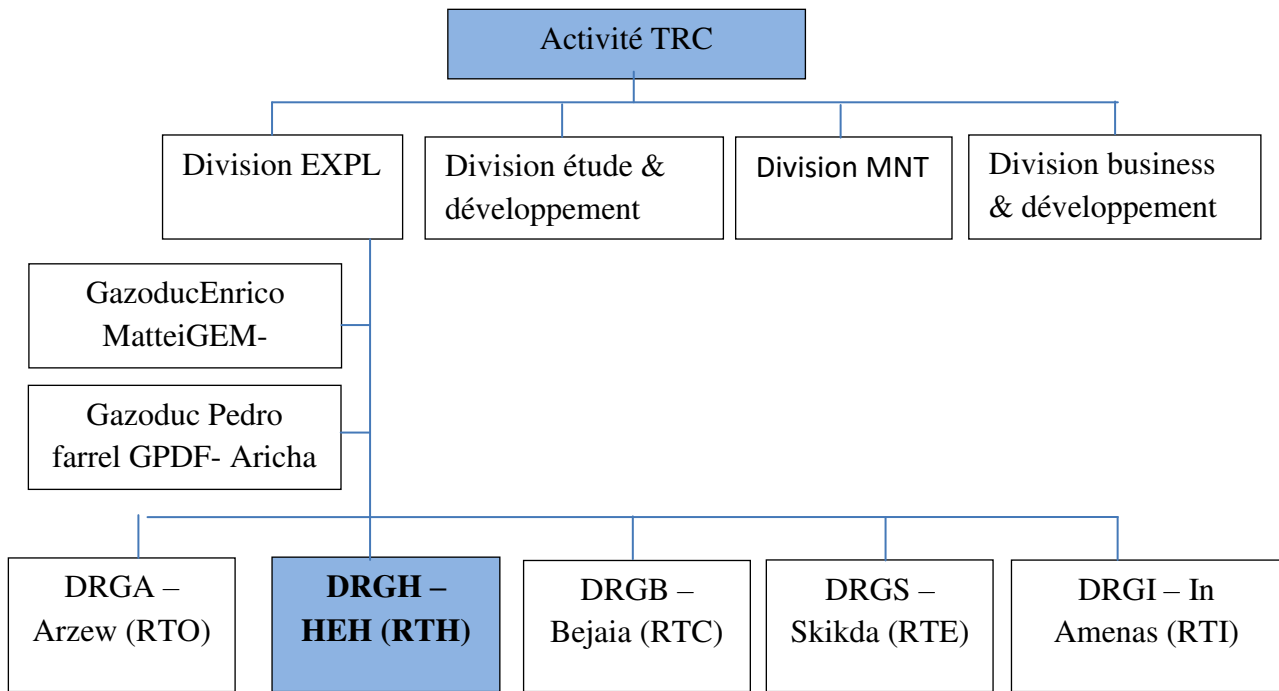


Figure I.2 : Organisation de l'Activité TRC [4]

I.3. Présentation de La Direction Régionale de Haoud El Hamra(RTH) [5]

RTH est un terminal départ (station mère) qui a été créé le 31 décembre 1963 reliant toute la production des champs pétroliers du sud vers les terminaux arrivées d'Arzew, Bejaïa et de Skikda

I.3.1. Situation géographique

La Direction Régionale de Haoud El Hamra (RTH) est située hors de la zone urbaine à 25 Km au Nord-est de Hassi Messaoud et à 850 Km au Sud-est d'Alger.

Sa position géographique fait partie du climat saharien désertique et aride caractérisé par un hiver doux avec une très faible pluviométrie (135 mm extrême annuelle) et un été sec et très chaud avec une température maximale extrême de 51°C et une température minimale extrême relevée pendant l'année de 0°C.

Le site possède une superficie d'environ 471 hectares.

La région est constituée de plusieurs stations et d'un centre de dispatching hydrocarbure principal (CDHL).

Le site est organisé sous la forme de plusieurs parcs de stockage et de pompage.

Les lettres de désignation des installations (ex. : oléoduc / pipeline) font référence aux lieux d'origine ou de destination des produits : K (Skikda) ; Z (Arzew) ; B (Bejaïa).



Figure I.3: Site HEH par Google Earth [2]

I.3.2. Historique

En 1959, le premier oléoduc nommé OB1 24" a été mis en exploitation d'une longueur de 668 Km reliant le centre de stockage au port pétrolier de Bejaia ; depuis cette date le parc de HEH n'a pas arrêté de s'agrandir en atteste les réalisations suivantes :

- 1959 : réalisation de parc de stockage OB 1
- 1959 : réalisation d'une centrale électrique
- 1965 : réalisation du parc de stockage OZ 1
- 1965 : réalisation de la station de pompage SP1/OZ1
- 1972 : réalisation du parc de stockage OK1
- 1973 : réalisation de la station 12'' LN21 / SP1
- 1994 réalisation de la station GPL / LR1
- 1996 : réalisation du centre de distribution des hydrocarbures liquides CDHL
- 2003 : réalisation de la station de pompage SP1 /OZ2
- 2009 : réalisation de la station de pompage SP1 /NK 1
- 2019 : réalisation de la station de pompage ROB1



Figure I.4 : Photo ancienne de HEH [2]

I.3.3. Organigramme de la direction régionale RTH

La direction régionale RTH est composée de plusieurs structures dirigeantes organisées d'une façon efficace et assez importante, ce qui lui permet de bien gérer et bien mener les différentes tâches de l'entreprise.

L'organigramme de RTH est présenté sur la figure suivante

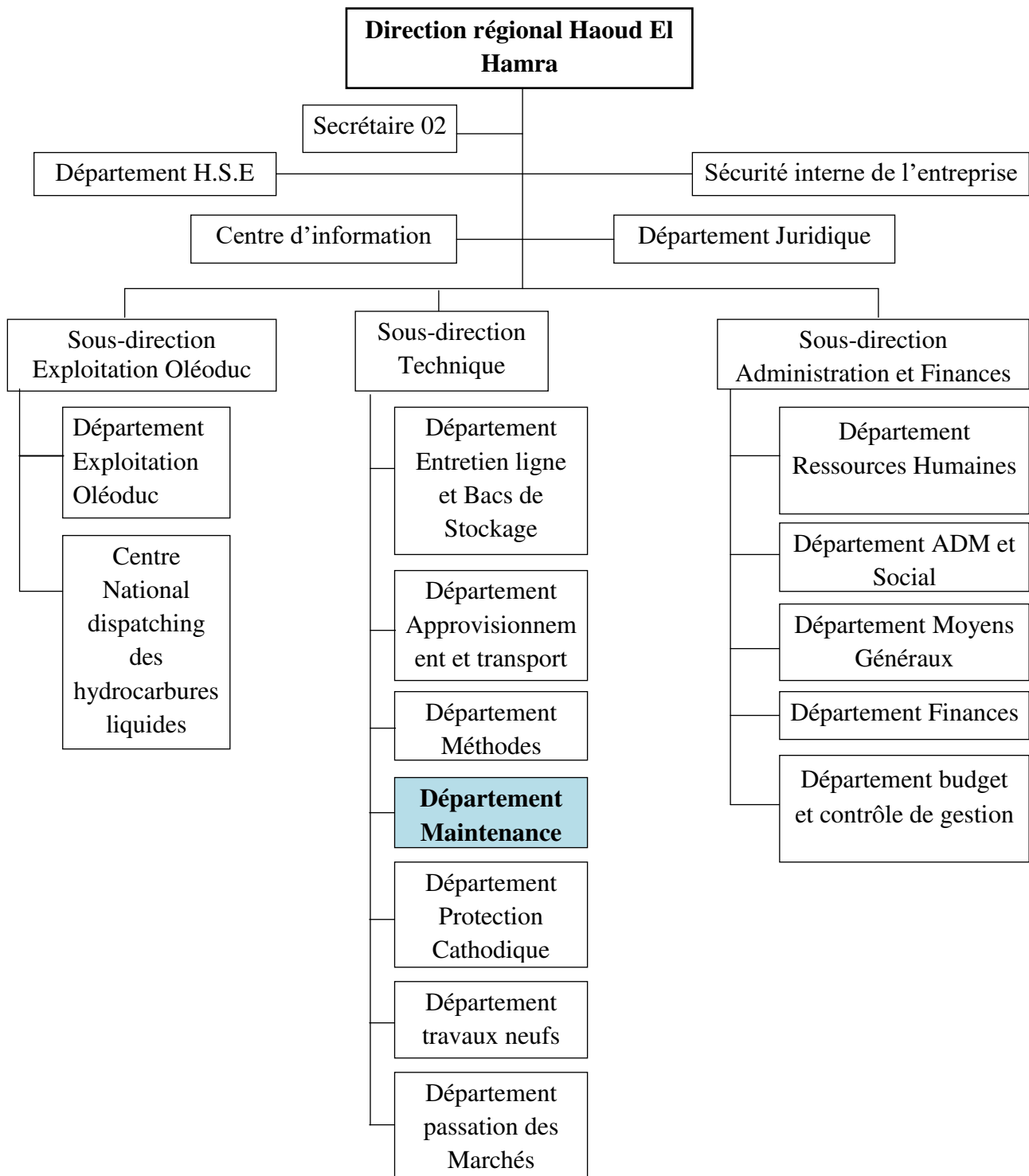


Figure I.5 : Organigramme de la direction régionale RTH [4]

I.3.4. Principales activités de Haoud El Hamra

Les activités principales au niveau de HEH sont :

- La réception des hydrocarbures (pétrole brut et condensât) provenant des champs de production.
 - Le comptage
 - Le contrôle de la qualité
 - Le stockage
 - L'expédition
- 1- La réception d'hydrocarbures liquides et gazeux, provenant des champs de production par des réseaux de collecte à travers le CDHL pour le Pétrole Brut et le Condensât, le CNDG pour le Gaz. Quant au GPL, en provenance des différents centres de production, il est expédié directement vers Arzew par des stations intermédiaires et station pilote SP1 située à HEH.
 - 2- Le comptage de ces hydrocarbures se fait à Travers des rampes de comptage ET par jaugeage.
 - 3- Le contrôle de la qualité des produits réceptionnés au laboratoire, doté d'un matériel de technologie récente.
 - 4- Le stockage des hydrocarbures liquides (Condensât, Pétrole brut) est assuré par les parcs de stockage de Haoud El Hamra.
 - 5- L'expédition des produits hydrocarbures liquides se fait par oléoducs vers les Terminaux Marins pour les besoins de raffinage ET commercialisation.

Quant au gaz naturel, il est acheminé vers le C.N.D.G. pour être ensuite dispatché vers les centres de traitement, de consommation et l'étranger à travers un réseau de gazoducs.

I.3.5. Principales installations du site HEH

Ces ouvrages sont exploités et entretenus pour assurer l'évacuation des produits suivants :

- Pétrole brut,
- Condensât,
- G.P.L,

Les installations se trouvant à Haoud El-Hamra se composent essentiellement de :

I.3.5.1. Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides (C.D.H.L)

Le Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides est un centre de collecte de la presque totalité des productions de pétrole brut et Condensât issues des champs de production de Sonatrach et ceux exploités en associations, situés en amont de Haoud El-Hamra. Les lignes de réception qui aboutissent au C.D.H.L sont:

- 18" El Gassi – HEH
- 24" Hassi Messaoud Nord – HEH
- 24" Hassi Messaoud Sud – HEH
- 26" OH2 / Mesdar – HEH
- 30" OH1 / In Amenas – HEH

- 30" NH2 / Ohanet – HEH (Condensât)
- 10" NH3 / CIS – HEH (Condensat)
- 30" OH3 / Hassi Berkine – HEH
- 30" OH4 / Hassi Berkine – HEH
- 14" Rhourde El-Baguel-HEH
- 12" Bir El sbaa-HEH

A partir de ce centre, ces productions sont dispatchées, après banalisation ou ségrégation vers les parcs de stockage des Terminaux de Départ des oléoducs 24" OB1, 28"OZ1 et 34"OK1 en vue de leur évacuation vers les ports pétroliers et raffineries. Il a été mis en service le 12/06/1995.

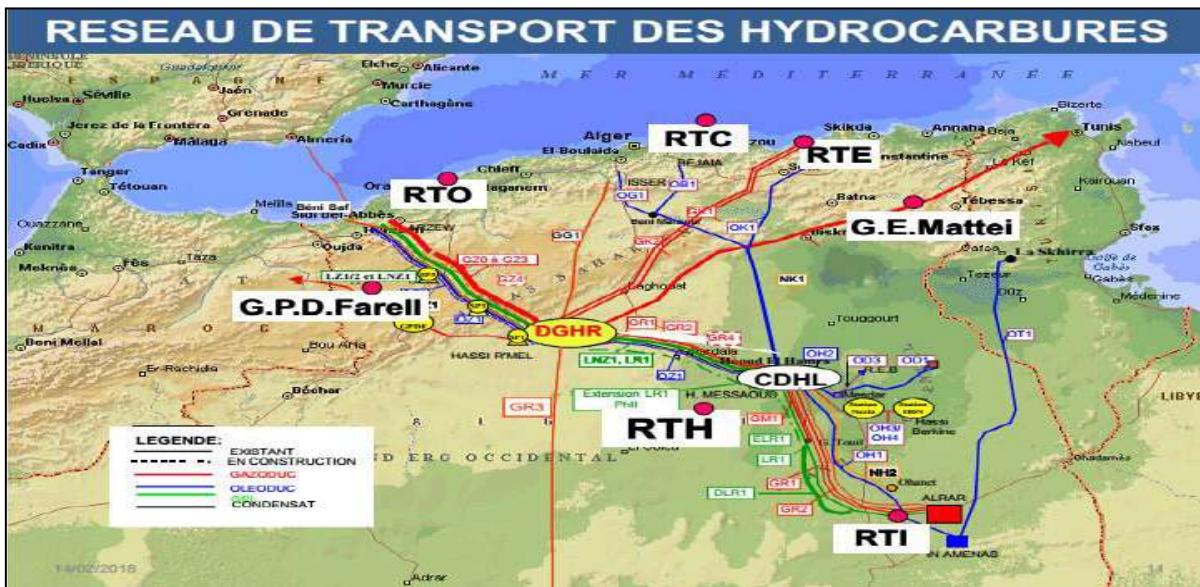


Figure I.6 : Carte de réseau pétrole brut et condensât [2]

I.3.5.2. Parcs de stockage

Le parc de stockage de Haoud El-Hamra se compose :

- 24"OB1 (pétrole brut) : 04 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 35.000 M³.
- 24"OB1 (Condensât) : 04 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 35.000 M³.
- 28"OZ1 (pétrole brut):05 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 35.000 M³.
- 28"OZ1 (pétrole brut): 07 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 51.200 M³.
- 34"OK1 (pétrole brut) : 08 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 51200 M³.
- 34"OK1 (Condensât) : 03 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 51200 M³.

Totalisant une capacité de 1 083 000 M3 pour le pétrole brut et 293 600 M3 pour le stockage du Condensât.

I.3.5.3. Terminaux Départ

Ouvrage	Equipement Principaux	Nombre	Marque & Type	Puissance KW	Année de mise en Service	Capacité MTA
OZ1	Turbopompes	04	MAN GHH THM1102	3728	1965	11
OZ1/OZ2	Turbopompes	06	Alsthom Tornado	6800	2003	34
Ok1	Turbopompes	02	GE MS 3002B	14 500	1972	30
		01	Nuovopignon e PGT 10	10680	2004	30
OB1	Electropompes	05	CFN AFK 616.2	1362	1956	12
NK1	Electropompes	03	ABB AMD 710x2T BSBM	2450	2009	11.4
ROB1	Electropompes	05	ABB AMD 630 L2 TBSBM	1800	2019	35

Tableau I.1 : Terminaux Départ [5]

- 34" OK1, Haoud EL-Hamra / Skikda pour l'alimentation en pétrole brut de la raffinerie de Skikda et le port pétrolier pour les exportations capacité 30MTA;
- 28" OZ1, Haoud EL-Hamra / Arzew, pour l'alimentation en pétrole brut de la raffinerie d'Arzew ET le port pétrolier pour les exportations capacité 11 MTA.
- 34" OZ2, Haoud EL-Hamra / Arzew, pour l'alimentation en pétrole brut de la raffinerie d'Arzew ET le port pétrolier pour les exportations. Capacité 34 MTA ;
- 24" OB1, Haoud EL-Hamra / Bejaia, pour l'évacuation du pétrole brut ET Condensât par bouchons sur Bejaia pour les besoins de la raffinerie d'Alger et l'exportation capacité 12 MTA.
- **30"** NK1, Haoud EL-Hamra / Skikda pour l'alimentation en Condensât de la nouvelle raffinerie (topping Condensât). Cet ouvrage est en cours de réalisation capacité 11.41 MTA.
- Deux (02) Stations de Pompage principales de GPL: 12" LNZ1 et LR1.
- En plus des installations se trouvant à Haoud El-Hamra, la R.T.H. assure l'exploitation et la maintenance des ouvrages précédents.

I.3.5.4. Les séparateurs API

Dispositif servant à séparer les produits pétroliers de l'eau

API : organisme de normalisation des industries pétro- gazière définissant entre autre un indice API de qualité de pétrole brut.

I.3.6. Département maintenance

Le département maintenance regroupe quatre services :

Service mécanique, service électricité, service instrumentation et service télécoms, qui collaborent entre eux pour assurer les taches associées à la maintenance des différentes installations et équipements des stations de RTH.

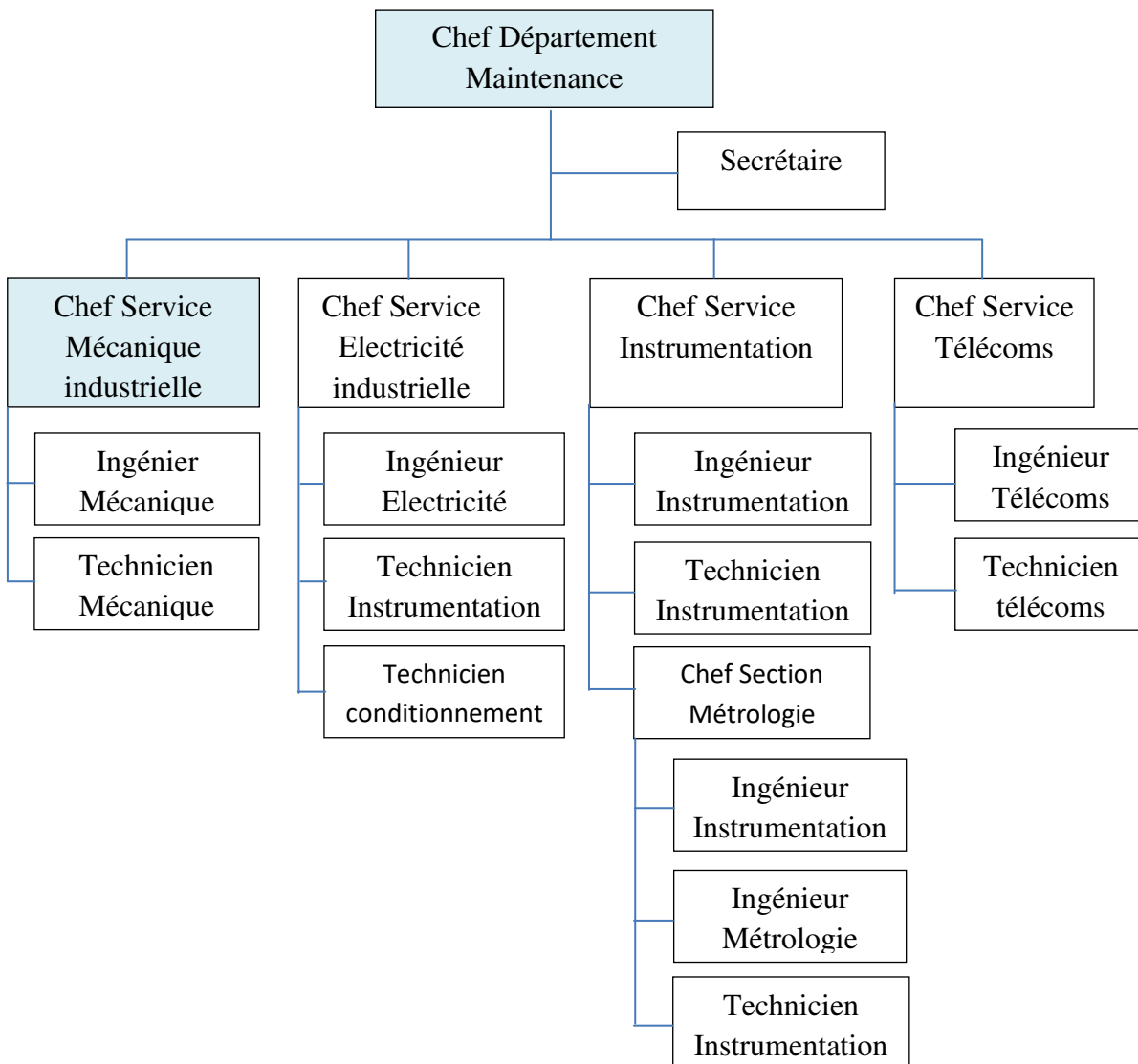


Figure I.7 : Organigramme du département maintenance [4]

I.3.6.1. Service mécanique

La mission principale du service mécanique est d'assurer la disponibilité des équipements principaux et auxiliaires qui permettent le transport des hydrocarbures vers les terminaux d'arrivées. Le service de mécanique peut également être amené à participer à des études d'amélioration du processus industriel, et doit, comme d'autres services de l'entreprise, prendre en considération de nombreuses contraintes comme la qualité, la sécurité, l'environnement, le coût, etc.

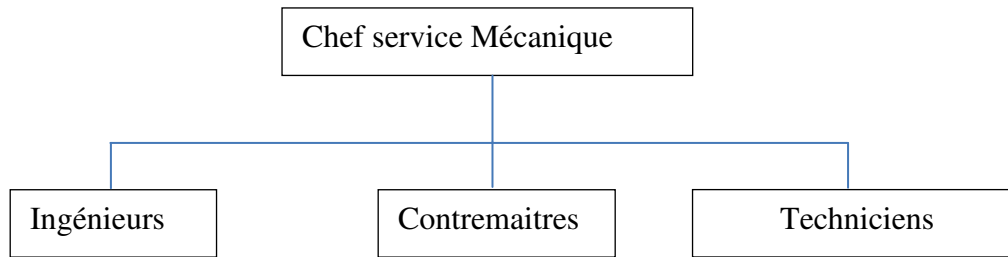


Figure I. 8 : Organigramme du service mécanique [4]

I.4.CONCLUSION

Une présentation SONATRACH en générale et présentation détaillée de HEH débutant par son site géographique, son historique, son département, sa station et les machines qui y sont installées, le procès industriel de pompage du pétrole brut.

II.1. Introduction

La puissance élevée, le bon fonctionnement et les performances élevées des turbopompes en font l'une des machines les plus courantes pour entraîner des charges mécaniques. C'est pourquoi TP06 a été installée au niveau de la station OK1 en 1972, et c'est l'une des plus anciennes turbopompes existantes qui garantissent à ce jour le transport du pétrole brut jusqu'à Skikda. Dans ce chapitre, nous définirons les turbines et les pompes, mentionnerons leurs types et leurs relations avec certaines, et décrirons les éléments de la station.

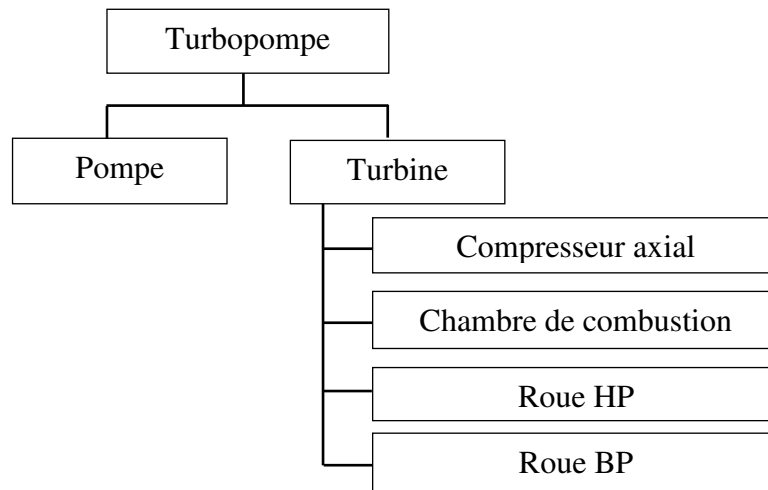


Figure II.1 : division fonctionnelle de la turbopompe

II.2. Généralité sur les pompes

Les pompes sont des appareils mécaniques servant à véhiculer des liquides d'un point A, à un point B. Elles permettent, notamment, de prendre un liquide à la pression P_1 et de le porter la pression P_2 (avec $P_2 > P_1$).

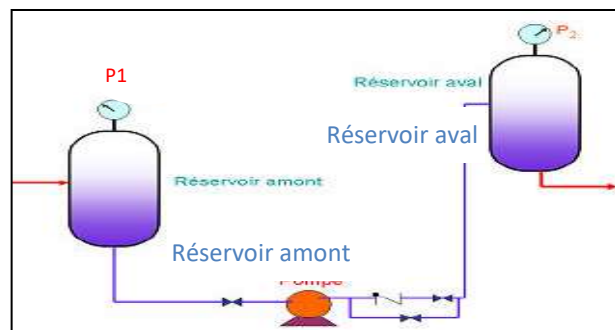


Figure II.2 : Schéma de principe de transfert d'un ballon à un autre [6]

II.2.1. Les catégories principales [6]

Les pompes sont des appareils permettant un transfert d'énergie entre le fluide et un dispositif mécanique convenable. Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide soit principalement de l'énergie potentielle par accroissement de la pression en aval, soit principalement de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide.

L'énergie requise pour faire fonctionner ces machines dépend donc des nombreux facteurs rencontrés dans l'étude des écoulements :

- Les propriétés du fluide : masse volumique, viscosité, compressibilité.
- Les caractéristiques de l'installation : longueur, diamètre, rugosité, singularités ...
- Les caractéristiques de l'écoulement : vitesse, débit, hauteur d'élévation, pression ...

II.2.2. Classification des pompes [6]

Devant la grande diversité de situations possibles, on trouve un grand nombre de machines que l'on peut classer en deux grands groupes :

- **Les pompes volumétriques**

L'écoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide



Figure II.3 : Exemple de pompe volumétrique à diaphragme [6]

- **Les pompes centrifuges**

Ce sont les pompes les plus utilisées dans le domaine industriel à cause de la large gamme d'utilisation qu'elles peuvent couvrir, de leur simplicité et de leur faible coût.

Au niveau de station OK1 utilisée la pompe centrifuge modèle Bayron-JACKSON



Figure II.4 : pompe centrifuge modèle Bayron-JACKSON

II.2.3. Principe de fonctionnement [6]

- **Les pompes volumétriques**

Une pompe volumétrique se compose d'un corps de pompe parfaitement clos à l'intérieur duquel se déplace un élément mobile rigoureusement ajusté.

Leur fonctionnement repose sur le principe suivant:

- exécution d'un mouvement cyclique
- pendant un cycle, un volume déterminé de liquide pénètre dans un compartiment avant d'être refoulé à la fin.
- Ce mouvement permet le déplacement du liquide entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement.

- **Les pompes centrifuges**

Une pompe centrifuge est constituée par:

- une roue à aubes tournant autour de son axe
- un distributeur dans l'axe de la roue
- un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelée volute.

Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge le projette vers l'extérieur de la turbine. Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans le collecteur où la section est croissante.

L'utilisation d'un diffuseur (roue à aubes fixe) à la périphérie de la roue mobile permet une diminution de la perte d'énergie.

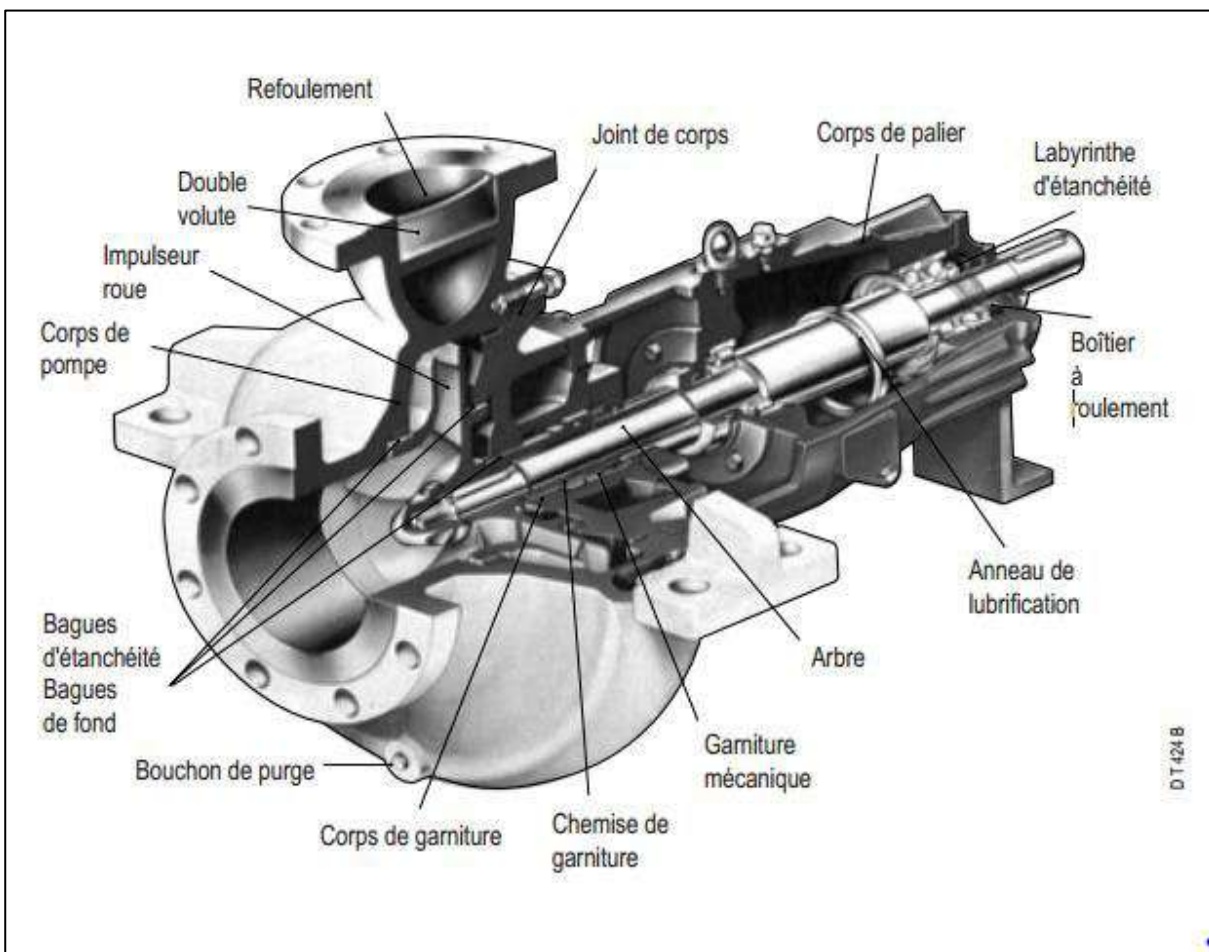


Figure II.5 : pompe centrifuge [7]

II.3. Généralité sur les turbines

Les turbines sont des équipements mécaniques rotatifs dont la fonction « moteur » permet d'entraîner des pompes, compresseurs ou générateurs électriques dans l'industrie pétrolière.

II.3.1. Différents types de turbines

II.3.1.1. Turbine à vapeur [8]

Une turbine à vapeur est une machine qui extrait l'énergie thermique de la vapeur sous pression et sont en général constituées:

- D'une chaudière permettant de produire de la vapeur à haute température et à haute pression
- D'une turbine où la vapeur vient se détendre en cédant une partie de son énergie sous forme de travail. Le travail ainsi récupéré sur un arbre moteur est transmis par exemple aux alternateurs de manière à le convertir en énergie électrique.
- D'un condenseur où la vapeur est ramenée à l'état liquide à basse pression et basse température.
- D'une pompe refoulant le liquide condensé dans la chaudière pour que le cycle puisse recommencer.

L'eau circulant dans l'installation va décrire le cycle ABCDE représenté sur la figure ci-dessous.

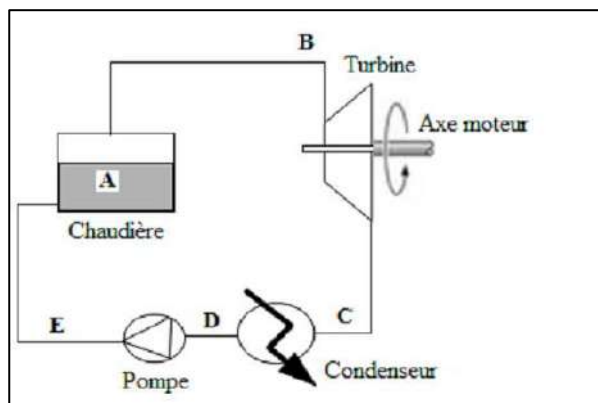


Figure II.6: cycles de la turbine à vapeur [8]

II.3.1.1.1. Description de turbine à vapeur

Turbine à vapeur utilise pour produire un travail mécanique de rotation de l'arbre de sortie, soit 3 mono étagées ou les multi étagées, elles ont toutes besoin des mêmes composants pour fonctionner.

Ces ensembles de pièces sont :

- **La distribution**

Le distributeur, ou tuyère, ou bloc tuyères selon la conception de la pièce, est une des pièces principales. En effet c'est au travers des tuyères que le flux de vapeur perd de la pression au profit d'une vitesse pouvant atteindre aisément le mur du son (Plus de 400 m.s-1 soit 1440 km/h).

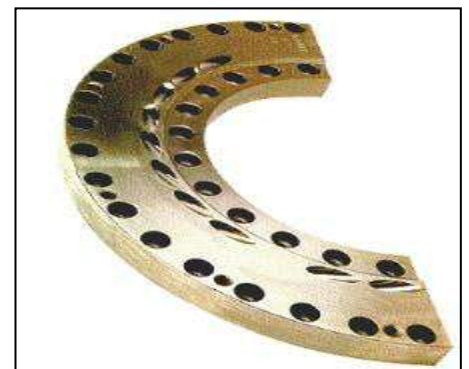


Figure II.7: La distribution [8]

- **Rotor**

Les turbines à vapeur sont des machines dont la seule partie mobile importante est le rotor. Le rotor assemblé est constitué de toutes les pièces qui tournent à l'exclusion de l'accouplement. Il comporte essentiellement un arbre et des roues à aubes



Figure II.8: Rotor à 8 étages [8]

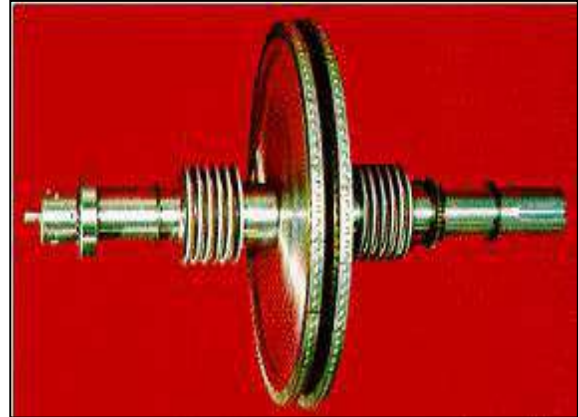


Figure II.9: Arbre et roues [8]

- **Paliers**

Il existe une grande quantité de paliers (coussinets), qu'ils soient lisses, à patins ou à billes.



Figure II.10: Coussinets lisses, à billes et à patins [8]

- **Etanchéités**

Il y a deux sortes d'étanchéités à faire sur une turbine à vapeur :

- Etanchéité pour la vapeur.
- Etanchéité pour l'huile.

II.3.1.2. Turbine à gaz

Une turbine à gaz (dénomination historique), appelée aussi turbine à combustion ou parfois turbine à gaz de combustion (dénomination la plus précise), est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique sous la forme de la rotation d'un arbre, directement à partir de l'énergie cinétique des gaz produits par la combustion d'un hydrocarbure (fuel, gaz combustible...) qui subissent une détente dans une turbine. Le comburant, le plus souvent de l'air ambiant, est généralement comprimé avant de pénétrer dans la chambre de combustion, en utilisant un compresseur rotatif entraîné par le même arbre que la turbine.

II.3.1.2.1. Domaine d'utilisation [9]

- Les turboalternateurs, pour la production d'électricité.
- les turbopompes, utilisées dans les stations de pompage.
- Les turbocompresseurs, utilisés dans les stations de compression de gaz.
- la traction terrestre, qu'elle soit ferroviaire avec les turbotrains.
- la propulsion navale, utilisées dans les navires pour la propulsion de l'hélice

II.3.1.2.2. Classification des turbines à gaz

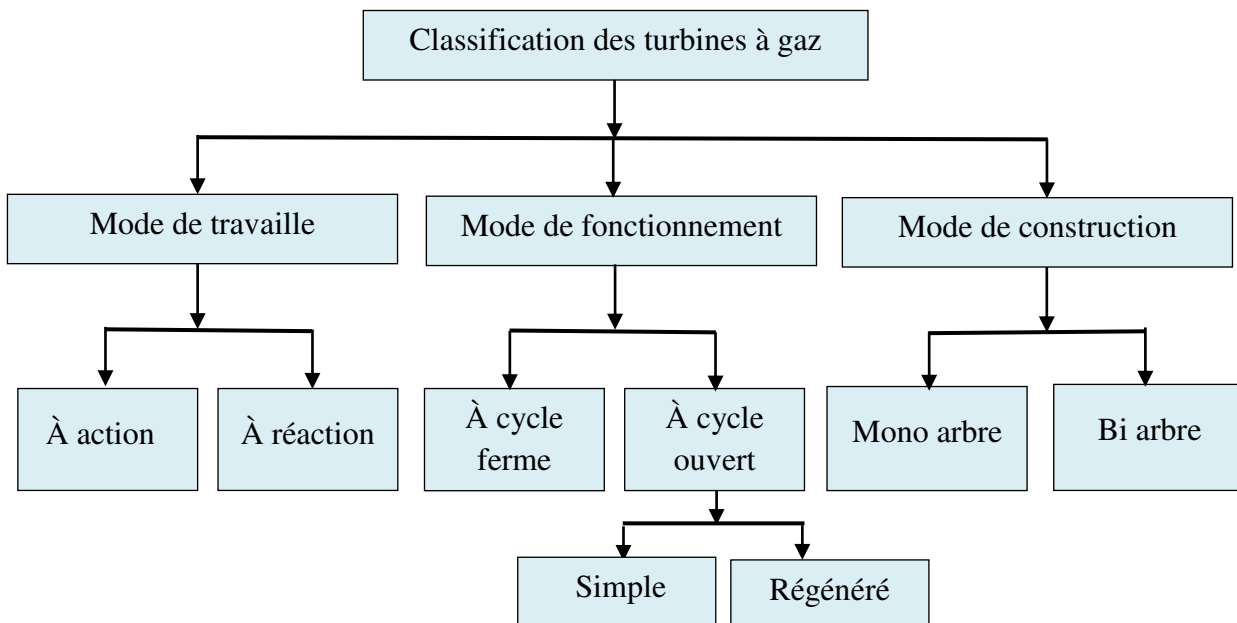


Figure II.11 : Classification des turbines à gaz [8]

On peut classer les turbines à gaz selon des points de vue différents :

➤ Par le mode de travail

On distingue deux types de turbines :

- **Turbine à action** : Dans ces machines, l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice. L'évolution des gaz dans la roue se fait sans variation de pression statique.
- **Turbine à réaction** : C'est une machine telle 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.

➤ **Par Le mode de fonctionnement thermodynamique**

Il existe deux cycles thermodynamiques

- **Turbine à gaz à cycle fermé** : dans laquelle le même fluide est repris après chaque cycle.
- **Turbine à gaz à cycle ouvert** : c'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère, ce type de turbine qui est le plus répandu se divise en deux classes :
 - **Turbine à cycle simple** : c'est une turbine utilisant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique, après la détente les gaz possédant encore un potentiel énergétique est perdu dans l'atmosphère à travers l'échappement
 - **Turbine à cycle régénéré** : c'est une turbine dont le cycle thermodynamique fait intervenir plusieurs fluides moteurs dans le but d'augmenter le rendement de l'installation.

➤ **Par Le mode de construction**

L'objectif pour lequel on utilise la turbine à gaz définit le type qu'on doit choisir. Dans l'industrie, on trouve :

- **Les turbines à un seul arbre** : dites aussi mono-arbre ; elles sont généralement utilisées dans le cas où on cherche un fonctionnement avec une charge constante pour entraîner les générateurs d'électricité par exemple
- **Les turbines à deux arbres dites bi-arbres** : elles ont l'avantage d'entraîner des appareils à charges variables tels que les pompes et les compresseurs. Elles se composent de deux parties, la première assure l'autonomie de la turbine, la deuxième est liée à la charge

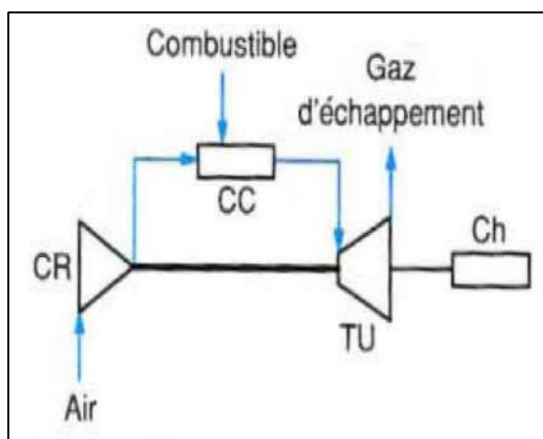


Figure II.12:Turbine à un arbre [9]

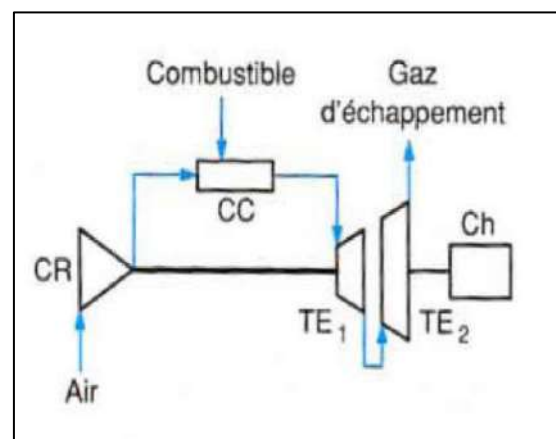


Figure II.13:Turbine à deux arbres [9]

- CR : compresseur d'air
- CC : chambre de combustion
- CH : charge
- TU : turbine

- TE1 : turbine d'entraînement du compresseur
- TE2 : turbine d'entraînement de charge

II.4.Description et compositions de la turbine à gaz GE/ MS3002B

Les turbines à gaz installées au niveau de la station OK/34'' sont de marque GE types MS3002B et Nuovo pignon (PGT10) à deux arbres.

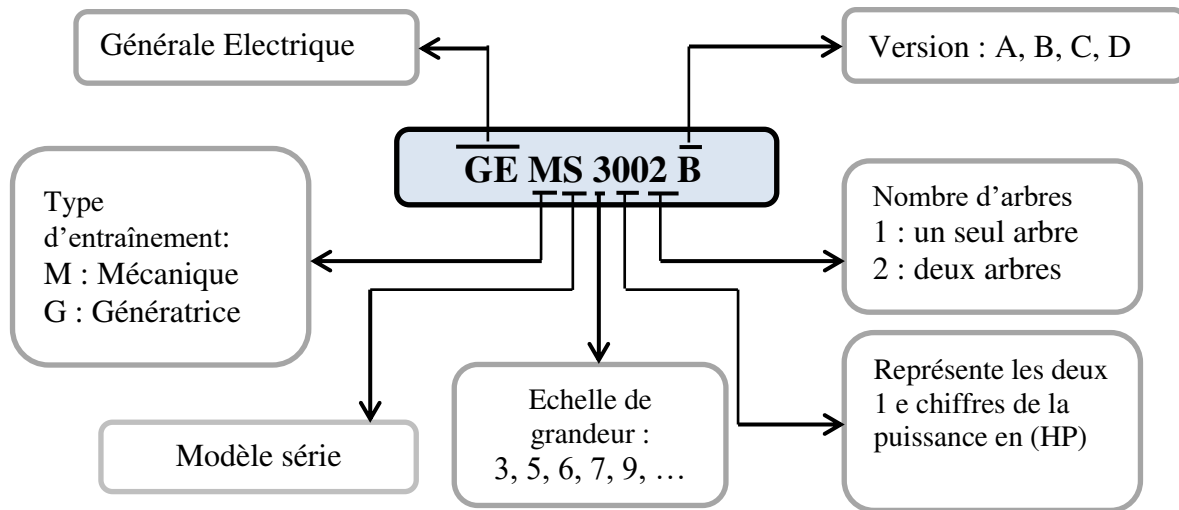


Figure II.14 : nomenclature [4]

La turbine à gaz MS 3002B est une machine à entraînement mécanique à double arbre et cycle simple, utilisant des turbine proprement dite se composent d'un compresseur axial 15 étages, 6 chambre de combustions agencée à (90°) par rapport à l'axe, une turbine haute pression a étage unique (1er étage), qui entraîne le compresseur et ses équipements auxiliaires, ainsi qu'une turbine basse pression (2er étage) qui entraîne la charge. La turbine GE/MS 3002B, se compose principalement en deux arbres indépendants mécaniquement ; Le premier comporte la roue HP et le compresseur axial et le deuxième comporte la roue BP.

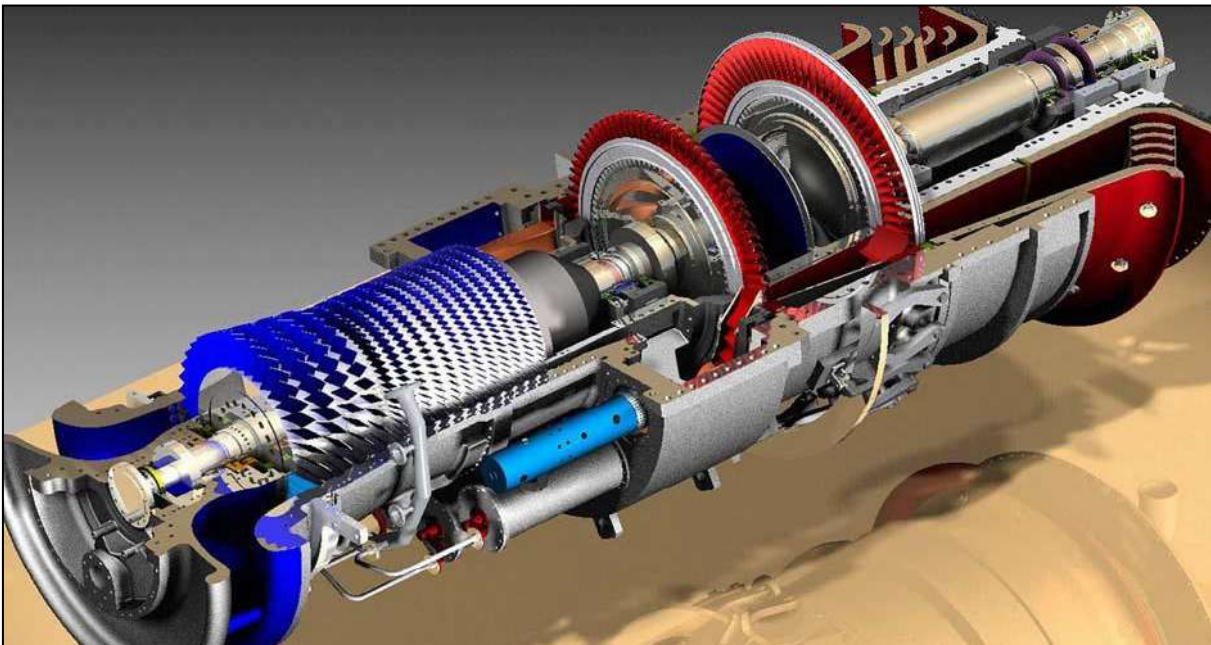


Figure II.15 : Schéma d'une turbine à gaz [4]

II.4.1. Caractéristiques de la turbine à gaz GE/MS 3002B [5]

Caractéristiques de la turbine à gaz GE/MS 3002B	
Marque	GENERALE ELECTRIQUE
Fabricant	NUOVO PIGNONE
Série du model	MS3002B
Cycle	Simple
Rotation de l'arbre	Anti-horaire
Type de fonctionnement	Continu
Vitesse de l'arbre HP	6900 tr/min
Vitesse de l'arbre BP	4670 min
Commande	MARK VI
Température à l'échappement	516°C
Système de démarrage	Moteur diesel
Plaquette d'identification du régime normal de la turbine à gaz (conditions ISO)	
Sortie de base	9750 CV
Température d'aspiration	27°C
Pression de sortie	1,020 bar
Section du compresseur	
Nombre des étages du compresseur axial	15
Type du compresseur	Ecoulement axial, service sévère
Plan de joint	Bride horizontale
Vitesse de déclenchement électrique pour le rotor de 2eme étage	7150±40 tr/min
Vitesse de déclenchement mécanique pour le rotor de 2eme étage	7280±60 tr/min
Section de la turbine	
Nombre des étages de la turbine	02
Plan de joint	Bride horizontale
Directrice du premier étage	Fixe
Directrice du deuxième étage	Variable
Section de combustion	
Quantité	6 chambres et tubes de flamme reliés par des tubes d'interconnexion
Configuration des chambres	6 chambres et tubes de flamme reliés par des tubes d'interconnexion
Combustible	Gaz naturel
Détecteur de flamme	Deux, type ultraviolet
Système de démarrage	
Moteur diesel	CUMINS, type V-903
Caractéristiques	304 cv à 2500 tr/min
Convertisseur de couple	Type hydraulique avec inverseur intégral
Ensemble paliers	
Quantité	04
Lubrification	Sous pression

Tableau II.1 : Caractéristiques de la turbine à gaz GE/MS 3002B

II.4.2. Principe de fonctionnement [9]

- **Admission** : C'est le parcours de l'air dans l'ensemble de filtration et la gaine d'aspiration. Il y a une faible perte de pression à cause des filtres et du silencieux.
- **Compresseur** : C'est le parcours dans le compresseur. Il y a élévation de la Pression (jusqu'à 7,5 bar environ). L'air en se comprimant s'échauffe, la Température monte aux environs de 250°C.
- **Chambre de combustion**: C'est le parcours dans la chambre de combustion. Par combustion de la totalité de combustible, il y a élévation de la température. Pour la bonne tenue des matériaux au contact des gaz chauds, la température au dans la chambre est limitée à 950°C par l'utilisation d'un grand excès d'air de combustion(de l'ordre de 300 %)
- **Turbine** : C'est la détente dans la turbine HP, qui se traduit par une baisse de Pression et de température.
L'énergie mécanique recueillie permet d'assurer L'entraînement du compresseur.
La détente dans la turbine BP, qui se traduit par une baisse de la pression et de la température.
L'énergie mécanique recueillie permet d'assurer l'entraînement d'une machine auxiliaire.
- **Echappement**.

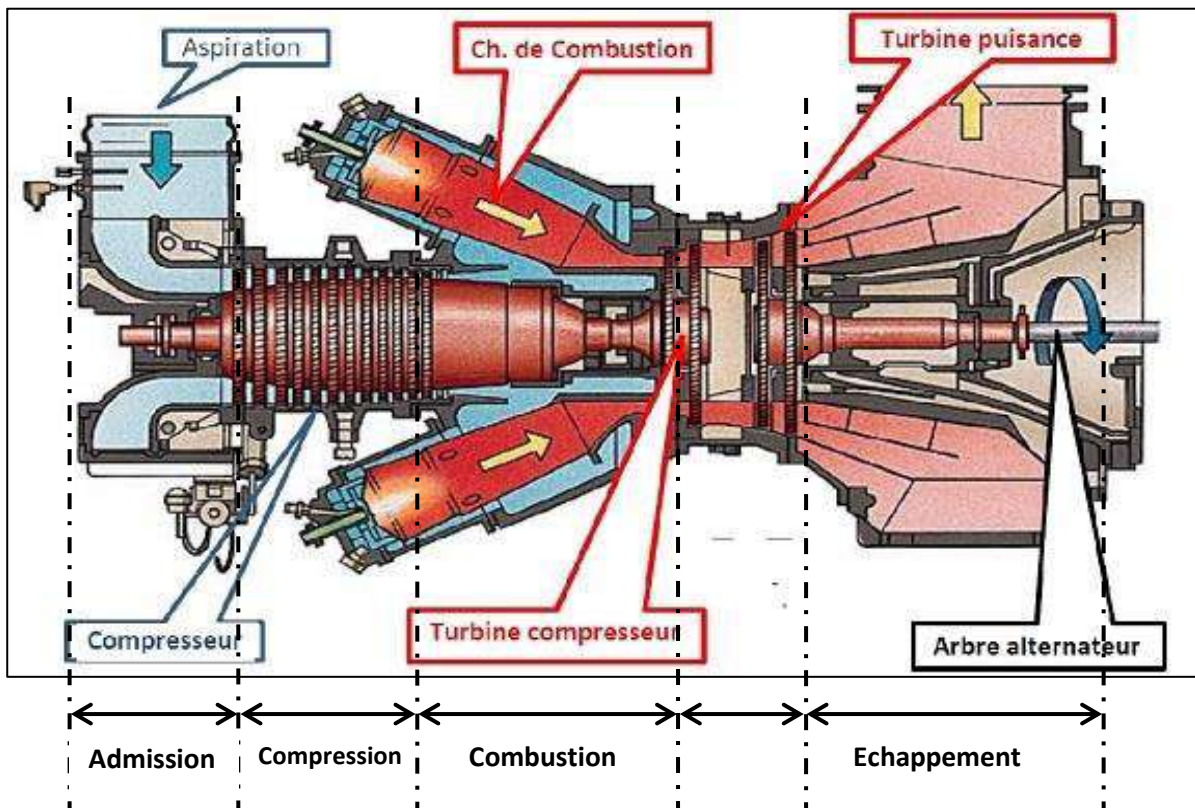


Figure : II.16 : Différentes sections de la turbine à gaz MS3002b [8]

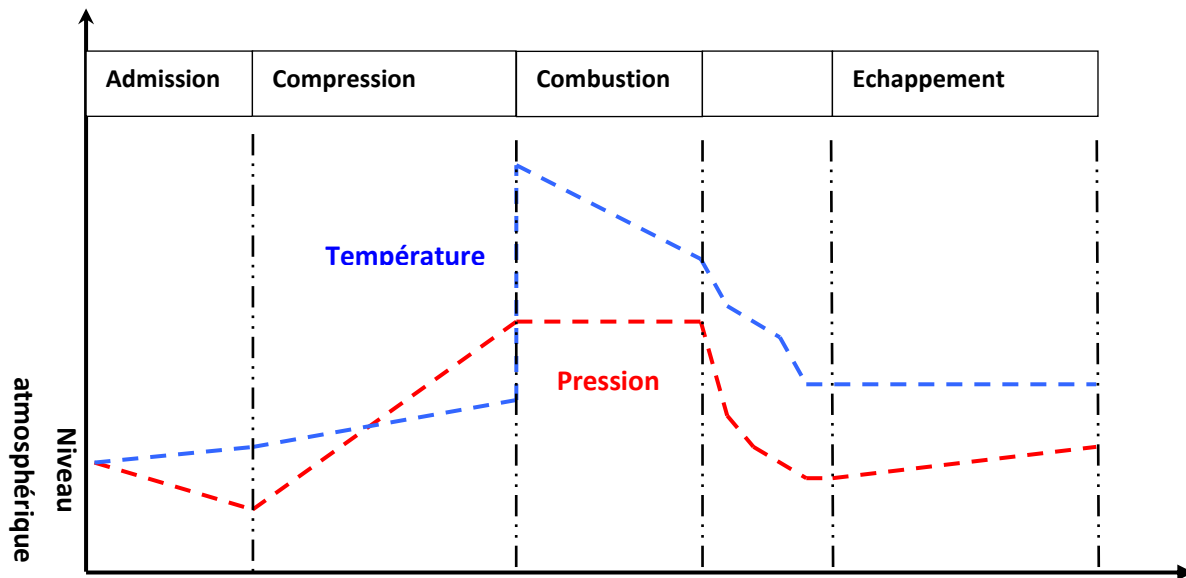


Figure II.17 : Evolution de pression et température dans une turbine à gaz [9]

II.4.3. Cycle thermodynamique des turbines à gaz

Le cycle primaire d'une turbine à gaz est le cycle de Brighton exemplaire, par lequel nous définissons tous les paramètres de puissance qui régissent une turbine à gaz.

La chaleur dégagée par la combustion du carburant est convertie en énergie mécanique dans une turbine à gaz. Le cycle de Brayton ou Joule comme on l'appelle aussi comprend deux processus isothermes (réversible et adiabatique) et processus isotherme, les principales grandeurs qui définissent le cycle thermodynamique d'une turbine à gaz sont:

- La température minimale T_1 (température ambiante dans le cas du cycle ouvert)
- La température maximale T_3 du cycle fixée par la température maximale admissible en entrée de la turbine
- Le rapport de pression ou taux de compression $\lambda = P_2/P_1$
- On cherche à connaître les performances de l'installation en fonction des paramètres caractéristiques que sont : $\alpha = T_3/T_1$ et $\lambda = P_2/P_1$

Dans un cycle joule idéal, les processus se produisent:

- Compression (1-2) et détente (3-4) dans le compresseur et la turbine respectivement.
- La chaleur ajoutée (2-3) se produit dans la chambre de combustion et rejette (1-4) à pression constante.
- Ainsi, le processus (1-4) ne se produit pas à l'intérieur de l'unité.

Les autres hypothèses pour un cycle joule idéal sont les suivantes

- Les pertes de pression dans la chambre de combustion et les passages reliant les équipements sont négligeables.
- Le fluide fonctionnement est un gaz parfait
- Le cycle idéal de Joule dans les diagrammes Pression – volume (P-V) Et température – entropie(T-S) est montré sur les figures suivantes :

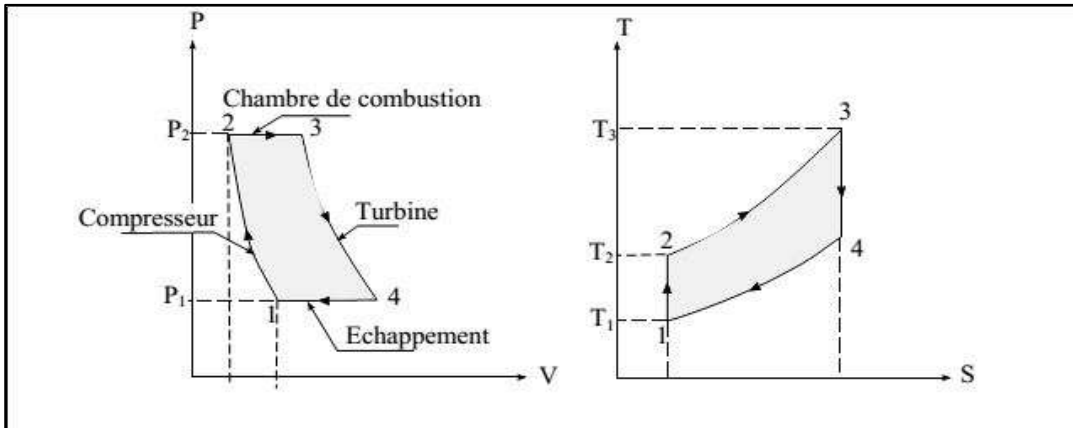


Figure II.18 : Cycle théorique de la turbine à gaz à combustion isobare (coordonnées (P, V) et (T, S)) [9]

- 1 à 2 : compression isentropique
- 2 à 3 : combustion isobare
- 3 à 4 : détente isentropique.

II.4.4. Éléments principaux d'une turbine à gaz [4] [8] [9]

1) Section d'aspiration

La turbine à gaz est traversée par une quantité d'air importante, nécessaire à la combustion et au refroidissement des parties chaudes. Une faible quantité de cet air est également dirigée vers les labyrinthes servant à l'étanchéité des paliers afin d'éviter les fuites d'huile. Toutes les impuretés contenues dans l'air passent dans la turbine à gaz pour ressortir à l'échappement et peuvent provoquer soit la détérioration ou l'encrassement des ailettes du compresseur (la présence du soufre et ses dérivés; le chlore et ses dérivés; des acides organiques et inorganiques) et ou soient par ailleurs elles causent aussi de la corrosion des parois de la chambre de combustion ainsi que les ailettes de la turbine.



Figure II.19 : Section d'aspiration

2) Le compresseur

Deux types de compresseurs sont utilisés dans la gaz turbine:

- 1- centrifuge: Ce compresseur est utilisé souvent dans des turbines à faible puissance.
- 2- axial : Utilisé dans les turbines a fortes puissances.

En général dans le domaine des turbines à gaz industriel les compresseurs axiaux sont souvent utilisés.

Un compresseur d'air AXIAL composé par une série d'aubes mobiles (rotor), qui communiquent de l'énergie cinétique au fluide (air) et qui sont suivies alternativement par des aubes fixes (stator) qui transforment l'énergie cinétique en énergie potentielle de pression.

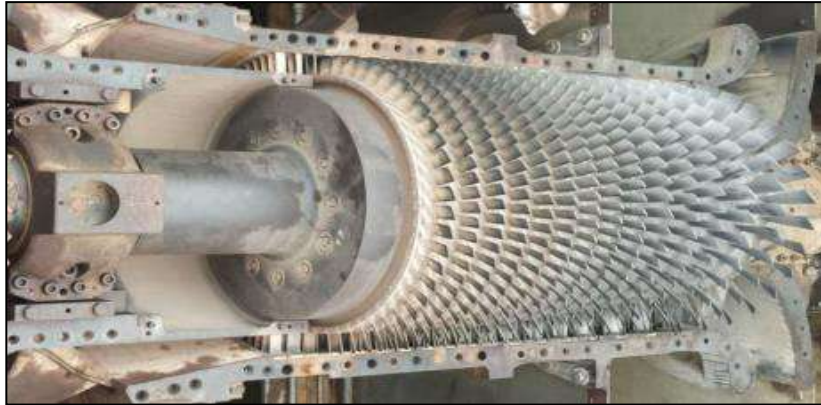


Figure II.20: Compresseur axial d'une turbine GE-MS 3002

- **Rôle du compresseur**

- Faire comprimé l'air, en transformons l'énergie cinétique en énergie de pression.
- Fournir une source d'air nécessaire pour refroidir les parois des directrices et les aubes de la turbine.
- le compresseur fournit l'air d'étanchéité aux joints à labyrinthe du palier.

3) Section de combustion

Une chambre de combustion dans laquelle est introduit un combustible liquide ou gazeux qui, en brûlant, consomme partiellement l'air amené par le compresseur et élève la température de ce mélange air-gaz de combustion.

Elle se compose essentiellement de :

- L'enveloppe de combustion.
- La chambre de combustion.
- Les pièces de transition
- Les équipements de combustion (brûleurs, bougies et détecteurs)

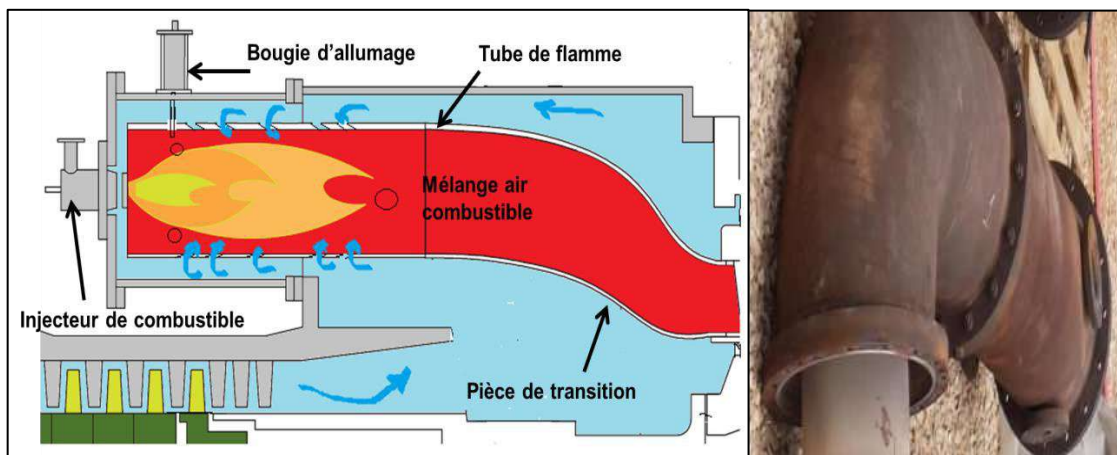


Figure II.21: chambre de combustion



Figure II.22 : bougie d'allumage



Figure II.23: détecteur de flamme



Figure II.24: L'illustration des pièces de transition

- **Rôle de la chambre de combustion**

- la chambre transforme l'énergie chimique du combustible en énergie thermique qui sera détendue dans la turbine.
- la chambre doit amener les gaz chauds à l'entrées de la turbine à la bonne température et à avec une relative homogénéité.
- le refroidissement de la paroi de la chambre de combustion

4) Section de la turbine

La section turbine est la partie où les gaz chauds venant de la section combustion sont convertis en énergie mécanique. Cette section est composée des éléments suivants :

- Le corps de la turbine
- La directrice du premier étage
- La directrice du deuxième étage



Figure II.25 : directrice du premier étage



Figure II.26 : La directrice du deuxième étage

- **Les paliers**

la turbine à gaz possède quatre paliers principaux de type à patins oscillant qui supportent le rotor du compresseur axial et celui de la turbine ainsi qu'un palier de butée prévus pour supporter les charges de poussée engendrées sur les surfaces rotatives de la turbine à gaz

- Palier N°1 : se trouve dans le corps d'admission du compresseur axial.
- Palier N°2 : se trouve dans le corps de refoulement du compresseur axial.
- Paliers N°3 et N°4 : supportent le rotor de turbine BP.

- **La roue de turbine HP**

La roue entraîne le compresseur axial et elle est directement boulonnée sur le demi arbre arrière du rotor du compresseur de manière à former un rotor haute pression. Ce rotor HP est soutenu par deux paliers N°1 et N°2

- **La roue de turbine BP**

La roue BP entraîne la charge (la pompe) et elle est directement boulonnée sur un arbre pour former le rotor de turbine basse pression

Ce rotor BP est soutenu par deux paliers N°3 et N°4



Figure II.27 : Roue de turbine HP



Figure II.28 : Palier N°1



Figure II.29: Palier N°2



Figure II.28 : Roue de turbine BP



Figure II.31 : Palier N°3



Figure II.32 : Palier N°4

6) section d'échappement

La section échappement se compose essentiellement du plenum ou cadre d'échappement et du caisson d'échappement :

1. Le plenum (cadre d'échappement) C'est une structure dans laquelle les gaz d'échappement de la turbine sont évacués avant d'être libérés dans l'atmosphère. Il est situé à l'extrémité arrière de la base de la turbine et renferme le châssis d'échappement, le diffuseur.

2. Caisson d'échappement :

C'est une structure rectangulaire en forme de boîte dans laquelle les gaz d'échappement de la turbine sont déchargés puis libérés vers atmosphère. Il comporte le cadre d'échappement et les silencieux. Le plenum et le caisson d'échappement sont reliés par des joints de dilatation.

II.4.5. Les principaux systèmes de la turbine

- Système fuel gaz (gaz de combustible)
- Système de l'huile de graissage
- Système d'huile hydraulique et de commande
- Système air refroidissement et étanchéité
- Systèmes de contrôle et de protection

II.5. Accouplement [10]

En génie mécanique, l'accouplement est une transition entre les extrémités de deux arbres rotatifs pour transférer le couple de l'un à l'autre.

II.5.1. Utilisation [10]

Elles sont utilisées dans l'industrie pour des applications variées. Voici les utilisations les plus communes¹ :

- pour entraîner en rotation un élément récepteur à partir d'un élément moteur ;
- pour réaliser un raccordement rapide entre deux éléments d'un système (par exemple entre une turbine et une pompe) et pouvoir effectuer facilement des travaux d'entretien sur ces éléments :
- pour ajouter plus de flexibilité dans le système
- pour amortir les vibrations
- pour ajouter une protection contre les pics de couple

II.5.2. type d'accouplement

Il y a trois type sont :

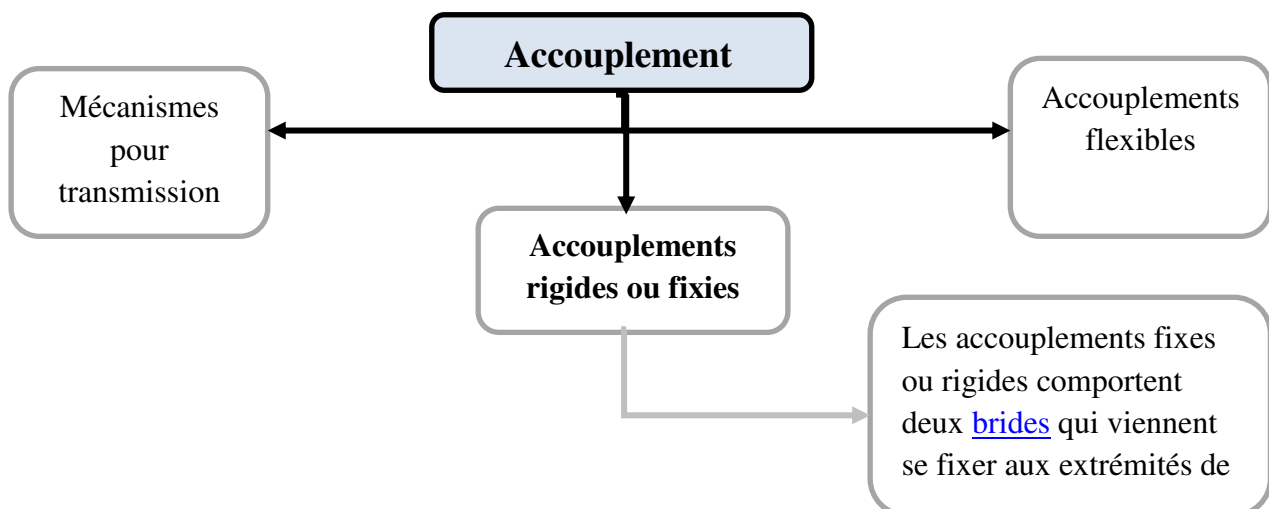


Figure II-33 : type d'Accouplement[10]

Dans station OK1, ils utilisent un réducteur / accouplement (accouplement rigides ou fixes) de pompe car la vitesse de rotation de la turbine à gaz est beaucoup plus élevée que la vitesse de rotation de la pompe, et ils utilisent le réducteur pour réduire la vitesse de la turbine.

Les autres accouplements dans système de TP06 sont :

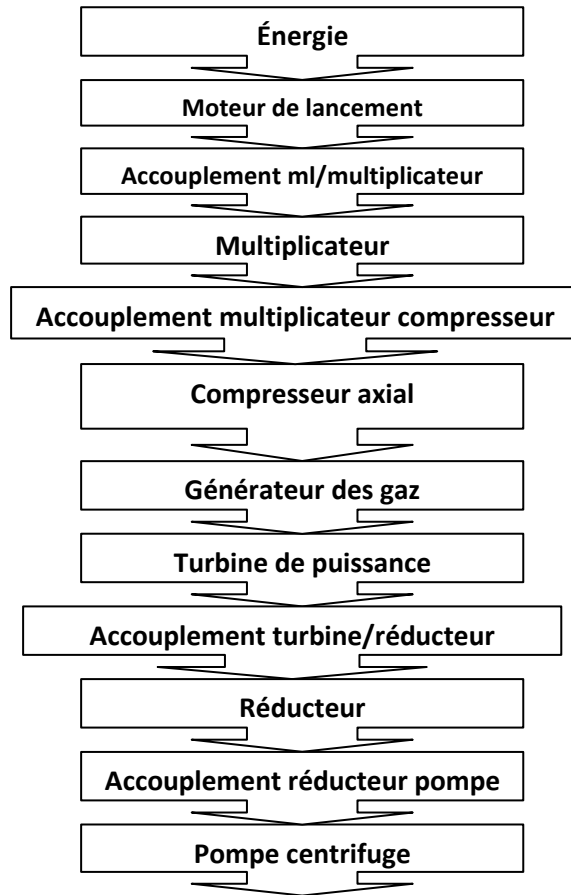


Figure II.34 : systèmes Turbopompe TP06 [4]

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présent le Turbopompe et nous avons défini la classification des pompes et des turbines selon plusieurs critères.

Nous avons présent également le type de turbine exploité dans la station OK1, son principe de fonctionnement, les cycles de fonctionnement des turbines à gaz, ainsi qu'une description des éléments constitutifs de celle-ci. Nous terminerons sur les systèmes d'accouplement entre turbine et pompe.

III.1. Introduction

Les installations, les équipements, tendent à se détériorer dans le temps sous l'action de causes multiples : usures, déformations dues au fonctionnement, action des agents corrosifs (agents chimiques, atmosphériques, etc.).

Ces détériorations peuvent provoquer l'arrêt de fonctionnement (panne); diminuer les capacités de production; mettre en péril la sécurité des personnes; provoquer des rebuts ou diminuer la qualité; augmenter les coûts de fonctionnement (augmentation de la consommation d'énergie, etc.), diminuer la valeur marchande de ces moyens. Dans tous les cas ces détériorations engendrent des coûts directs ou indirects supplémentaires. Le service maintenance, comme le service de sécurité, devient une interface entre toutes les entités qui composent l'entreprise

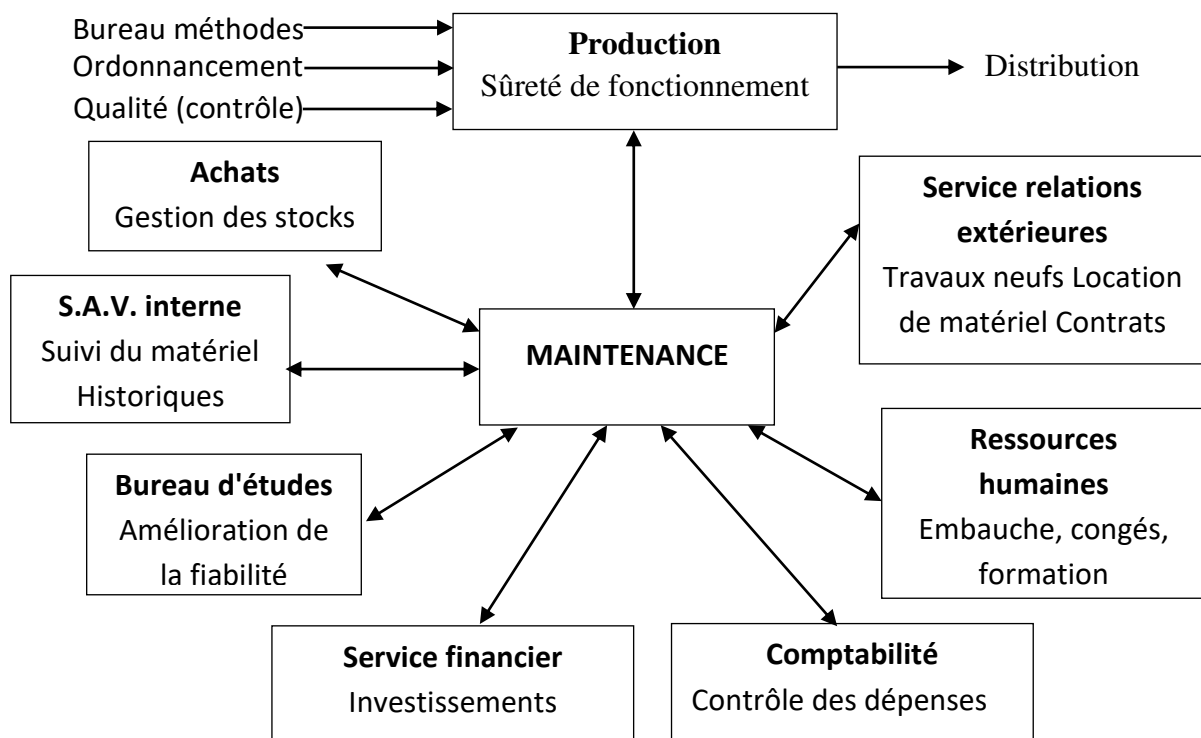


Figure III.1: service maintenance dans l'entreprise [11]

III.2. Définitions de la maintenance (AFNOR et CEN)(norme NF EN 13306) [11]

La maintenance est l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise.

Une fonction requise est une fonction, ou un ensemble de fonctions d'un bien considérées comme nécessaires pour fournir un service donné.

III.2.1. Les objectifs de la maintenance (norme FD X 60-000) [11]

Selon la politique de maintenance de l'entreprise, les objectifs de la maintenance seront :

- la disponibilité et la durée de vie du bien.
- la sécurité des hommes et des biens.
- la qualité des produits.
- la protection de l'environnement.
- l'optimisation des coûts de maintenance.

La politique de maintenance conduit, en particulier, à faire des choix entre :

- maintenance préventive et/ou corrective, systématique ou conditionnelle.
- maintenance internalisée et/ou externalisée.

III.2.2. La stratégie de la maintenance (normes NF EN 13306 & FD X 60-000) [11]

" La stratégie de maintenance est une méthode de management utilisée en vue d'atteindre les objectifs de maintenance."

Les choix de stratégie de maintenance permettent d'atteindre un certain nombre d'objectifs de maintenance :

- développer, adapter ou mettre en place des méthodes de maintenance.
- élaborer et optimiser les gammes de maintenance.
- organiser les équipes de maintenance.
- internaliser et/ou externaliser partiellement ou totalement les tâches de maintenance.
- définir, gérer et optimiser les stocks de pièces de rechange et de consommables.
- étudier l'impact économique (temps de retour sur investissement) de la modernisation ou de l'amélioration de l'outil de production en matière de productivité et de Maintenabilité.

III.2.3. Types de maintenance (norme NF EN 13306) [11]

• La maintenance préventive

C'est la maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien.

- La maintenance préventive systématique

C'est la maintenance préventive exécutée à des intervalles de temps préétablis ou selon un nombre défini d'unités d'usage mais sans contrôle préalable de l'état du bien.

- La maintenance préventive conditionnelle

C'est la maintenance préventive basée sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent.

- La maintenance préventive prévisionnelle

C'est la maintenance préventive conditionnelle exécutée en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation de paramètres significatifs de la dégradation du bien.

- **La maintenance corrective**

C'est la maintenance exécutée après détection d'une panne et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise

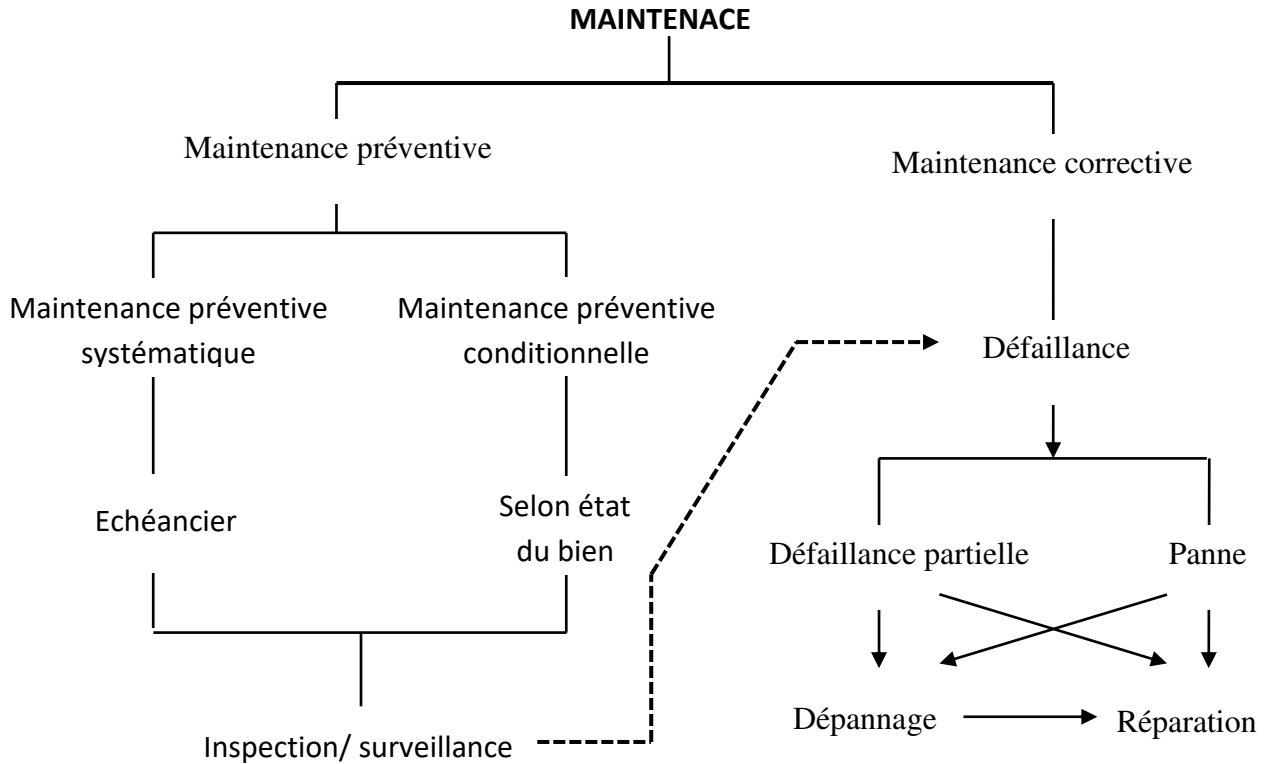


Figure III.2 : type de maintenance [11]

III.2.4. Les activités de la Maintenance (norme NF EN 13306) [11]

- **L'inspection**

C'est un contrôle de conformité réalisé en mesurant, observant, testant ou calibrant les caractéristiques significatives d'un bien. En général, l'inspection peut être réalisée avant, pendant ou après d'autres activités de maintenance.

- **La surveillance**

C'est l'activité exécutée manuellement ou automatiquement ayant pour objet d'observer l'état réel d'un bien. La surveillance se distingue de l'inspection en ce qu'elle est utilisée pour évaluer l'évolution des paramètres du bien avec le temps.

- **La réparation**

Ce sont les actions physiques exécutées pour rétablir la fonction requise d'un bien en panne.

- **Le dépannage**

Ce sont les actions physiques exécutées pour permettre à un bien en panne d'accomplir sa fonction requise pendant une durée limitée jusqu'à ce que la réparation soit exécutée.

III.3. La Maintenance appliquée sur les turbines à gaz GE MS 3002B

La turbine à gaz comme toutes machines tournantes doit être suivies de près par des programmes de révision périodiques et cela suivant le type d'inspection pour les éventuelles réparations et remplacement des pièces nécessaires afin d'obtenir un maximum de fiabilité de la machine.

III.3.1. Le plan de Maintenance préventive Turbin MS3002B [4]

Chaque matériel ou équipement est constitué d'un certain nombre d'éléments pour lesquels sont définis des actions de maintenance préventive systématique ou préventive conditionnelle à réaliser. Il convient de prendre en considération, si elles existent, les recommandations des constructeurs, complétées des données de retour d'expérience du site ou d'autres sites utilisateurs de mêmes équipements.

Dans ce plan, nous avons une maintenance préventive qui est effectuée sur Turbine GE MS3002B dans L'Enterprise :

PERIODICITE DES OPERATIONS DE MAINTENANCE TURBINES A GAZ GE MS 3002B										
DESIGNATION DES OPERATIONS	Journalier	Hebdomadaire	Mensuel	Trimestriel	Semestriel	8 000 h / 01 AN	Annuel	Nbre d'agents	Corps de Métier	Périodicités Particulière
Effectuer des rondes autour de la machine pour détecter d'éventuelles anomalies	X							1	Méc	X
Contrôler l'état des flammes dans les chambres de combustion à travers les voyants, les flammes doivent apparaitre uniformes entre elles	X							1	Méc	X
S'il on constate un déséquilibre, relever la t° à l'échappement, la Delta T entre les valeurs Mini et Maxi ne doit pas excéder 16°C. À 33°C de différentielle il faut apporter une correction en procédant à l'inspection du système de combustion	X							1	Méc	
Contrôler les T° espaces roues HP et BP Maxi 400°C (DT Maxi 80°C Av et Ar, G et D thermocouple)	X							1	Méc	

Vérifier le taux de vibration Turbine HP et BP, comparer les valeurs avec le diagramme des tolérances (alarme 12 mm/s) le taux pour la pompe et réducteur de puissance ne doit pas dépasser 2 Mils Vérifier les Delta P des filtres huile et poste séparateur gaz : -à 1 bar de différentielle permuter les filtres huile principaux et accouplement - à 1 bar de Delta P les cartouches des filtres du poste séparateur gaz sont à Remplacer -à 4 bars de Delta P permuter le filtre d'huile hydraulique	X								1	Méc
Contrôler les vibrations.				X					1	Inst
Vérifier que les pistons des bougies sont bien rétractées vers l'extérieur	X								1	Méc
Vérifier le niveau d'huile de la cuve (TORBA 32)	X								1	Méc
Vérifier la T° d'huile entre le collecteur et la cuve doit être comprise entre 10° et 12°C (agir sur la VTR 1 pour régler la température)	X								1	Méc
Vérifier le bon fonctionnement des extracteurs d'air et du ventilateur de pressurisation d'air des compartiments du package turbine	X								1	Méc
Surveiller le Delta P des dustlouvre qui ne doit pas excéder 30mm de CE	X								1	Méc
assurer qu'il n'y a aucune présence de fuites au niveau des tuyauteries d'huile de graissage paliers	X								1	Méc
Vérifier et nettoyer les instruments de mesure et surveillance		X								Inst
Contrôler le fonctionnement des instruments de contrôle et d'indication				X					2	Inst
Effectuer un calibrage des instruments de protection, de contrôle et d'indication.							X		2	Inst

Tableau III.1 : périodicité des opérations de maintenance turbine à gaz MS 3002 [4]

III.3.2.les types maintenance préventives appliquent sur turbine à gaz ms 3002B

le plan de maintenance préventive est une nécessité primaire afin d'assurer la gestion correcte des installations conduites par des turbines à gaz où les arrêts forcés de l'installation doivent Être réduit au minimum. Et pour cela nous pouvons classer les inspections de la turbine en deux types:

❖ La maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement) [4]

Comprennent la somme des observations faites durant le fonctionnement de l'unité. Des données en opération devant être enregistrées pour permettre d'évaluer les performances de l'équipement, les besoins d'entretien et d'intervention lorsque ces relevés indiquent des alarmes qui vont déclencher la turbine par la suite.

Les plus importants sont:

- Les vibrations des rotors de la turbine HP et BP.
- La température à l'échappement.
- La température à la sortie du compresseur.
- La température autour des chambres de combustion.
- La température de l'huile de graissage.
- La vitesse des roues HP et BP.
- Le débit de combustible à injecter.
- La pression de refoulement du compresseur.

Le tableau suivant montre les paramètres importants à contrôler ainsi que leurs modes de contrôle.

I: Indication E: Enregistrement S: Signal d'alarme P: Protection

Les paramètres	Mode de contrôle			
	I	E	S	P
-Vitesse de rotation de la turbine HP et BP	+			
- Température à l'échappement.	+		+	+
-Température à l'entrée de la turbine	+	+	+	+
- Vibration au niveau des paliers	+	+	+	+
- Risque de pompage	+		+	+
- ΔP filtre à air			+	
- Température sortie du compresseur	+		+	
- Contrôle présence de la flamme			+	+
- Haute température des paliers	+		+	+
- Température d'huile de graissage	+		+	+

Tableau III.2: mode de contrôle des paramètres importants [4]

❖ La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt) [4]

Elle nécessite le démontage de la turbine à différents degrés:

• Inspection prête au démarrage.

Avant chaque démarrage de la turbine, il faut s'assurer que toutes les conditions nécessaires pour réaliser un démarrage et un fonctionnement normal sont vérifiées.

1. Il faut vérifier le réarmement des différents relais du système de protection, le système de déclenchement par survitesse mécanique, la position des vannes anti-pompage.
2. Il faut inspecter visuellement le filtre à air et s'assurer qu'aucun corps étranger n'est à l'intérieur (car ce corps risque d'être aspiré par le compresseur axial).
3. Il faut vérifier le niveau d'huile et sa circulation dans le circuit d'huile de lubrification.
4. Il faut s'assurer qu'il n'y a aucune fuite de gaz inflammable.

• Inspection boroscopique

Cette inspection se fait généralement après toutes les 4000 h de fonctionnement aussi on constate certaines perturbations tel que : vibrations, haute température à l'échappement qui risque de détériorer la machine. Cette inspection présente beaucoup d'avantage étant donné:

1. Qu'elle dure quelques heures seulement, car il faut juste atteindre le refroidissement de la machine (4 à 6 heures) et dépose les bouchons et brides pour permettre l'introduction du flexible du boroscope.
2. Qu'on peut se baser sur le résultat de l'inspection pour évaluer l'importance de la détérioration et délimiter l'endroit endommagé s'il y en a, dans le cas contraire, cette inspection permettra d'avoir, une idée assez précise des parties vitales de la machine.

• Inspection des chambres de combustion (CI) [4]

La révision CI est une inspection partielle de la turbine qui consiste à inspecter les chambres de combustion toutes 8000h, elle porte sur les tubes à flammes, les injecteurs, languettes de fixation et tubes d'interconnexion de gaz qui doivent être démontés et après leur inspection, réparation ou remplacement.

• Inspection des pièces de l'écoulement du gaz chaud (HGPI) [4]

L'inspection des parties chaudes comprend en plus de l'inspection de combustion toutes 16000h, une inspection détaillée des parties chaudes tel que:

- Les pièces de transition.
- Les directrices et les aubes de turbine. Au cours de cette inspection, il faut suivre les étapes suivantes :

1. Inspecter et noter l'état des aubes du premier et deuxième étage
2. Inspecter et noter sur un formulaire de l'état des deux directrices
3. Inspecter et noter l'état des garnitures du diaphragme
4. Vérifier les thermocouples de la directrice et remplacer ceux qui sont défectueux
5. Inspecter visuellement les aubes de la turbine et les plaques de recouvrement, noter les dégagements des bouts d'aubes.
6. Inspecter les joints de la roue pour vérifier les frottements et les détériorations.
7. Contrôler l'intérieur du carter des chambres de combustion et observer l'état des aubes de

l'extrémité du compresseur coté refoulement.

8. Inspecter l'intérieur du caisson d'admission et observer l'état des aubes de la partie avant du compresseur

- **Révision générale (RG) [4]**

Une révision générale (**majeure inspection MI**) d'une turbine à gaz toutes les 32000h, est un ensemble d'opération qui consiste à remettre la machine dans son état initial de la précision. La révision peut s'accompagner d'une rénovation par modification de certains organes ou adjonction de pièces de conception plus moderne. C'est une articulation de ressources humaines, intellectuelles et matérielles agencées dans une organisation temporaire, dans le but d'attendre un objectif caractérisé par un coût, un délai et des performances, il faut avant le démontage :

Constater les anomalies de fonctionnement et de prendre connaissance du compte rendu précisant ces anomalies.

- Apprécier les jeux des principales pièces, pour avoir une idée d'ensemble de l'état du mécanisme.
- Observer les déformations des pièces et chercher les causes (déréglage, ex centrage, desserrage, rupture, manque de graissage, pièces manquantes...).

La révision générale concerne tous les organes composants la turbine à gaz, elle Comprend quatre phases :

- Phase de démontage.
- Phase d'inspection et réparation.
- Phase de remontage.
- Phase d'essais.

III.3.3. Description des différentes phases de la révision MI [12]

Pour effectuer une révision l'ensemble de personnel du service turbomachines doit suivre les étapes suivantes :

Phase I : démontage

La phase démontage consiste à démonter les différentes organes de la turbine pour pouvoir les inspectés et réparer aisément les pièces d'usures. Cette phase nécessite des moyens humains et matériel importants (effectif qualifié, outillages adéquat, moyens de manutention et levage,). Les tâches constituant cette phase sont représentées par ordre sur le tableau des tâches ci-dessous

N°	Non de la tâche	Durée
1	Phase démontage	28,14 j
2	isolation fuel gaz	2 hr
3	nettoyage package compartiment turbine	3 hr

4	début démontage	0 jour
5	démontage accouplement auxiliaire et charge	16 hr
6	prise des valeurs d'alignement auxiliaires et charge	16 hr
7	démontage gaine d'échappement	24 hr
8	démontage de la partie combustion	48 hr
9	démontage coude d'admission	16 hr
10	démontage package turbine et extracteur air charge	16 hr
11	démontage tuyauterie air refroidissement et étanchéité	16 hr
12	démontage caisson admission et échappement	16 hr
13	démontage joint flexible échappement FWD et AFT	8 hr
14	démontage support caisse	8 hr
15	démontage enveloppe de combustion	16 hr
16	démontage caisse d'admission	16 hr
17	démontage pièces de transition	16 hr
18	démontage caisse turbine partie supérieur	32 hr
19	démontage directrice 1er étage et anneau support	8 hr
20	démontage diaphragme partie supérieur	8 hr
21	prise des jeux turbine HP et BP	8 hr
22	démontage directrice 1er étage inférieur	8 hr
23	démontage diffuseur	8 hr
24	démontage partie statorique compresseur et pièces étanches	8 hr
25	prise des jeux compresseurs et déplacement du rotor HP	8 hr
26	démontage des paliers 1 et 2	8 hr
27	dépose du rotor HP et coussinet ½ inférieurs	8 hr
28	prise des jeux et déplacements axial du rotor BP	8 hr
29	démontage des paliers 3 et 4	8 hr
30	dépose du rotor BP et coussinets ½ inférieurs	8 hr
31	démontage diaphragme ½ inférieurs	8 hr
32	fin de démontage	0 jour

Tableau III.3 : Phase I démontage [12]

Phase II: Inspection

Cette deuxième phase est destinée à l'inspection des différentes pièces de la machine après la phase de démontage.

Les pièces peuvent être réparées, remplacées, ou remise à leur place suivant leurs états de défauts causés par la perte de métal, les fissures, la corrosion...

Le procédé d'inspection le plus utilisé est le contrôle par ressuage. Ce procédé convient à la détection des criques de traitement thermique et de trompe, des fissures de chaleur ou des criques de rodage, des éclatements de forgeage, des recouvrements, des criques de d'usures.

Ce contrôle peut être effectué sur place, sur les pièces, à diverses phases du désassemblage, si toutes fois sont suffisamment accessibles physiquement pour être nettoyées correctement.

Le déroulement des tâches de cette phase est représenté sur le tableau ci-dessous.

N°	Non de la tâche	Durée
1	Phase inspection, réparation	9 jours
2	Début travaux inspection	0 jour
3	Inspection et réparation du diaphragme	2 jours
4	inspection paliers et étanchéité	2 jours
5	inspection des pièces de transition	2 jours
6	CI inspection	2 jours
7	inspection directrice 1 ^{er} et 2 ^{me} étage	2 jours
8	changement des IGV	8 jours
9	changement shrowds 1 ^{er} étage	9 jours
10	réparation des différentes caisses turbine	3 jours
11	réparation des chambres de combustion	1 jour
12	Fintravaux d'inspection/réparation	0 jour

Tableau III-4 : Phase II Inspection [12]

Phase III: Remontage

Pour la procédure de remontage de la turbine, elle se fait dans le sens inverse de priorité de toutes les opérations citées précédemment dans la phase de démontage, voir tableau ci-dessous :

N°	Non de la tâche	Durée
1	Phase remontage	22,71 jours
2	Début remontage	0 jour
3	Remontage diaphragme ½ inférieurs	1 jour

4	Remontage coussinets 3 et 4, ½ intérieur	1 jour
5	Pose rotor BP et paliers 3 et 4	1 jour
6	Déplacement axial rotor BP et prise des jeux (radial et axial)	2 jours
7	Remontage coussinets 1 et 2	1 jour
8	Pose rotor HP et paliers 1 et 2	1 jour
9	Déplacement axial rotor HP et prise des jeux (radial et axial)	2 jours
10	Remontage partie statorique du compresseur axial et pièce étanche	1 jour
11	Remontage anneau support et directrice	2 jours
12	Remontage diaphragme ½ supérieurs	1 jour
13	Remontage pièces de transition	1 jour
14	Remontage enveloppes de combustion	1 jour
15	Remontage diffuseur	1 jour
16	Remontage caisse turbine, partie supérieure	3 jours
17	Remontage caisson d'admission et échappement et joint flexible	4 jours
18	Remontage goupille de centrage directrice 1er étage	1 jour
19	Remontage caisson d'admission	1 jour
20	Remontage support caisse	1 jour
21	Vérification alignement auxiliaire et charge	1 jour
22	Remontage accouplements auxiliaires	1 jour
23	Remontage de la partie combustion	4 jours
24	Remontage tuyauterie air étanchéité et refroidissement	2 jours
25	Remontage package turbine et extracteur air charge	2 jours
26	Remontage coude d'admission	1 jour
27	Remontage gainé d'échappement	1 jour
28	Fin Remontage	0 jour

Tableau III.5 : Phase III Remontage [12]

Phase IV: Essai de survitesse

Cette phase consiste à faire les essais suivants:

- Essai débit de la circulation d'huile de lubrification accouplement (TG-RA) et (TG-MR) service exploitation.
- Essai de survitesse du rotor HP et BP électronique et mécanique (service turbomachine).
- Etalonnage des cartes électroniques de commande et vannes de gaz (service instrumentation).

- Essai sur le niveau vibratoire de toute la machine (service speed tronic) Dans cette phase s'en intéresse qu'aux essais de survitesse qui sont confiés au service turbomachines. Cette phase est représentée sur le tableau si dessous :

N°	Non de la tâche	Durée
1	Phase essais	3 jours
2	Début test survitesse	0 jour
3	Essais de survitesse rotor HP et BP électronique et mécanique	2 jours
4	Remontage accouplement de charge	1 jour
5	Fin essais / réparation	0 jour

Tableau III.6 : Phase IV : Essai de survitesse [12]

III.3.4. Analyse de travail

Tout travail de révision comporte de nombreuses opérations. Une turbine gaz demande environ 64 opérations depuis son nettoyage jusqu'au contrôle de son fonctionnement, la prévision du travail à effectuer est donc très importante, étant donné qu'on peut gagner Beaucoup de temps et éviter de nombreux travaux en procédant avec soin à la planification et l'analyse de l'ensemble.

Avant d'entreprendre vraiment le travail, il faut vérifier:

- a) Si l'on détient toutes les informations et instructions.
- b) Si l'on pourra disposer des moyens de levage indispensables.
- c) Si le temps nécessaire à l'usinage de certaines pièces a bien été prévu.
- d) Si les pièces de rechanges sont en magasin où si elles pourront être obtenues à temps, l'organisation préalable au travail, les commandes de pièces et les vérifications peuvent être facilitées si on utilise des imprimés d'analyse du travail que nous appelons «programme des opérations ».

Pour chaque opération, on note ce qu'il y a lieux de faire, où on peut se procurer les informations nécessaires, quels sont les outils spéciaux à utiliser et quelles pièces devront être remplacées.

La détermination des normes de temps sera plus commodes avec une analyse de ce genre, la discussion des opérations étant très détaillées, il est facile de calculer à l'avance des temps corrects, et aussi de fixer les limites de chaque tâche, il conviendra de noter les principales opérations et de laisser suffisamment d'espaces entre elles sur l'imprimé, pour enregistrer celles qui apparaîtront par la suite.

III.4. Conclusion

Certaines méthodes essentielles dans le fonctionnement de la maintenance permettent de connaître les raisons pouvant amener des dysfonctionnements inutiles et gérables. D'une part, étudier la stratégie de maintenance et d'autre part les types de maintenance nécessaire aux différentes pièces qui composent la turbine à gaz, qui leur permet un bon niveau de performances et leurs assure aux équipements un bon fonctionnement.

IV.1. Exploitation du fichier historique

IV.1.1. Introduction

Nous connaissons l'intérêt que peut avoir l'historique d'un équipement en générale. Dans notre cas, on a trouvé des difficultés pour récolter les informations nécessaires pour notre étude. Donc pour faire une approche plus significative, on a recours aux bons d'incidents, (qui représentent une recherche ardue). Les historiques sont Présents sur la base des bons d'incidents et représentés sur le tableau.

IV.1.2. Fiche historique des Pannes

La fiche historique du Turbine à gaz GE MS 3002B de l'année 1989 à l'année 2020

N° de panne	TBF en h	N° de panne	TBF en h	N° de panne	TBF en h	N° de panne	TBF en h	N° de panne	TBF en h	N° de panne	TBF en h
1	6800	13	822	25	504	37	412	49	974	61	303
2	2622	14	279	26	10372	38	1065	50	2283	62	408
3	2175	15	480	27	11422	39	773	51	644	63	25
4	432	16	516	28	96	40	2497	52	851	64	111
5	245	17	1834	29	2938	41	1710	53	3445	65	593
6	144	18	2306	30	3211	42	1164	54	1540	66	610
7	192	19	2136	31	120	43	8578	55	5041	67	614
8	374	20	5009	32	156	44	5288	56	673	68	688
9	1499	21	72	33	460	45	708	57	1725	69	697
10	613	22	1587	34	276	46	658	58	200	70	503
11	12724	23	3777	35	3524	47	1736	59	286	71	1187
12	3766	24	314	36	43	48	63	60	44	72	138

Tableau IV.1: fiche historique de la turbine à gaz GE MS 3002B

IV.2. Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes [11]

- **Fiabilité (Reliability)** : Aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, durant in intervalle de temps donné. (norme NF EN 13306).
- **Maintenabilité (Maintainability)** : Dans des conditions données d'utilisation, aptitude d'un bien à être maintenu ou rétabli dans un état où il peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, en utilisant des procédures et des moyens prescrits. (norme NF EN 13306).
- **Disponibilité (Availability)** : Aptitude d'un bien à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou durant un intervalle de temps donné, en supposant que la fourniture des moyens extérieurs est assurée. (norme NF EN 13306).

IV.2.1. Les indicateurs opérationnels de FMD [11]

- **MTTF:** (Mean time of first failure) Temps moyen avant-première défaillance
- **MTBF:** (Mean time between failure) Temps moyen entre deux défaillances successives
- **MDT/MTI :** (Mean down time) Temps moyen d'indisponibilité ou temps moyen d'arrêt propre
- **MUT:** (Mean up time) Temps moyen de disponibilité
- **MTTR:** (Mean time to repair) Temps moyen de réparation
 - MTBF : moyenne des temps de bon fonctionnement MTBF correspond en fait au MUT.
 - La traduction que l'on fait de la MTTR (moyenne des temps techniques de réparation MTTR) correspond en fait MDT.

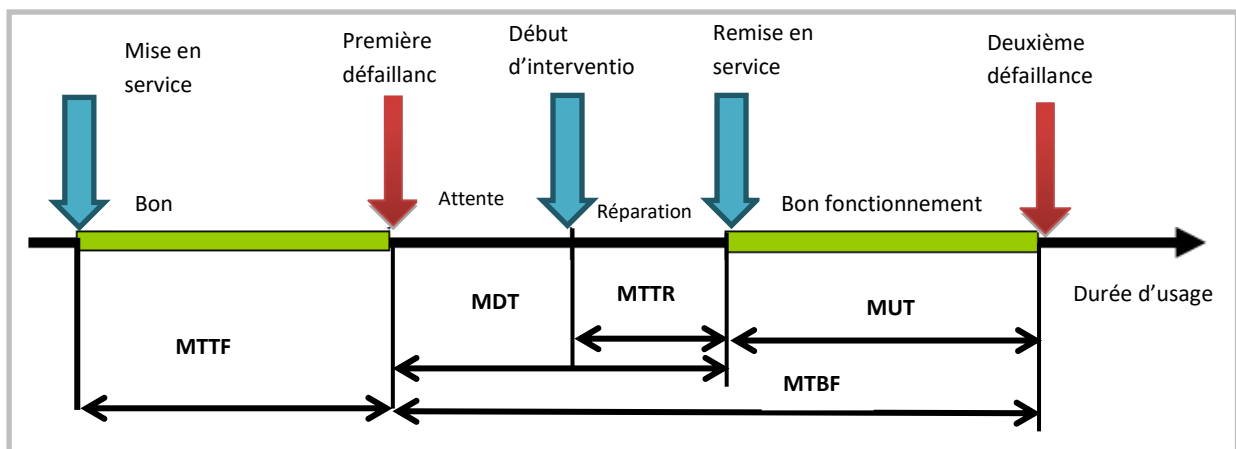


Figure IV.1: les états successifs que peut prendre un système réparable

IV.2.2. Etude de la FMD

IV.2.2.1. Fiabilité sous MINITAB (logiciel)

Le traitement de l'historique des pannes du Turbine à gaz sous MINITAB a permis d'aboutir aux résultats suivantes :

IV.2.2.2. Choix de la loi de distribution

Notre choix parmi les lois de distribution est la loi la plus adéquate se basant sur le test d'Anderson-Darling qui amène à obtenir le diagramme de probabilité à une valeur minimal justifiant le bon fonctionnement

❖ **Diagramme d'identification de répartition : TBF**

Variable : TBF
 Adéquation de l'ajustement

Distribution	Anderson-Darling (ajust)
Weibull	0,829
Exponentielle	3.654
Plus petite valeur extrême	11.378
Normale	8.202

❖ **Tableau des durées moyennes avant défaillance (MTTF)**

Loi de distribution	Moyenne	Erreur type	IC normal de 95 %	
			Inférieur	Supérieur
Weibull	1801.12	275.656	1334.35	2431.18
Exponentielle	1834.37	216.183	1456.04	2311.02
Plus petite valeur extrême	1144.19	570.819	25.41	2262.98
Normale	1834.37	308.575	1229.58	2439.17

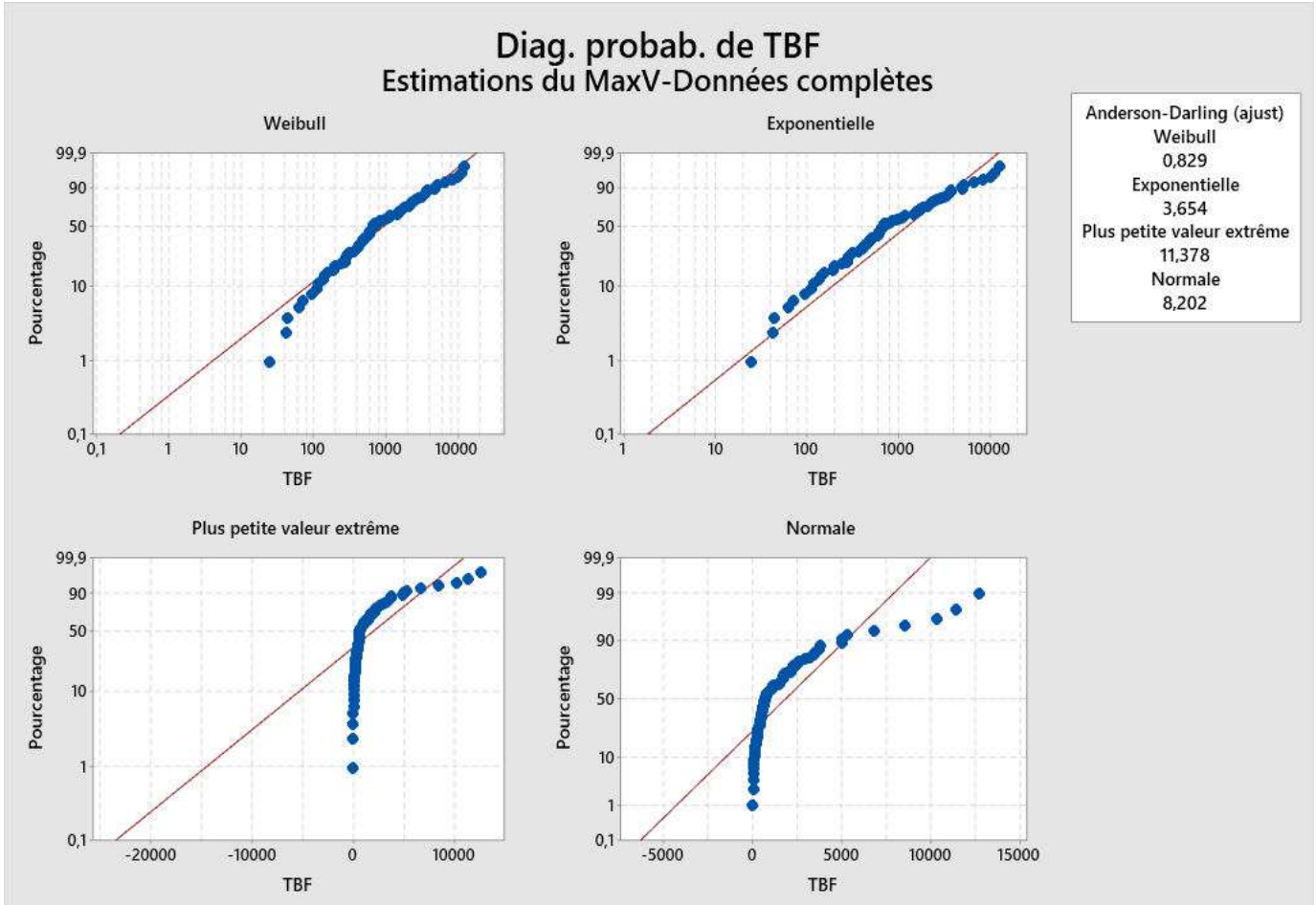


Figure IV.2:Diagramme de probabilité pour quatre facteurs contrôlés pour TBF(h)

Le Diagramme d'ID de Répartition-Troncage à droite basé sur le teste d'Anderson-Darling a permet de déterminer la loi de distribution la plus adéquate, c.à.d. la loi qui s'ajuste mieux avec nos données.

❖ **Interprétation des résultats**

Par comparaison des valeurs du teste d'Anderson-Darling pour les 4 lois (Weibull, Exponentielle, Normale, Valeur extrême), on peut suggérer que les lois les plus adéquates sont celles de Weibull puis qu'elles présentent la plus petite valeur du teste (A.D = 0.829).

De plus, la courbe de probabilité (droite de Henry) des lois de Weibull, par rapport aux autres courbes, présente le meilleur ajustement de la distribution. En effet, les points se situent approximativement sur la ligne droite de référence ce qui confirme la valeur du teste d'Anderson-Darling obtenue.

A. La loi Weibull**• Analyse de répartition : TBF**

Variable : TBF

Informations de troncage Dénombrement

Valeur non tronquée 72

Méthode d'estimation : maximum de vraisemblance

Distribution : Weibull

• Estimations des paramètresIC normal de 95,0
%

Paramètre	Estimation	Erreur	
		type	Inférieur Supérieur
Forme	0,773648	0,0682808	0,650756 0,919748
Echelle	1550,63	250,206	1130,21 2127,43

Log de vraisemblance = -608,180

• Adéquation de l'ajustement

Anderson-Darling (ajusté) = 0,829

• Caractéristiques de la loi de distributionIC normal de 95,0
%

	Estimation	Erreur	
		type	Inférieur Supérieur
Moyenne (MTTF)	1801,12	275,656	1334,35 2431,18
Ecart type	2354,62	444,511	1626,40 3408,89
Médiane	965,521	173,349	679,106 1372,73
Premier quartile (Q1)	309,821	76,7482	190,657 503,464
Troisième quartile (Q3)	2365,19	362,263	1751,83 3193,30
Etendue interquartile (EIQ)	2055,37	313,927	1523,64 2772,67

• Tableau des percentiles

IC normal de 95,0 %

Pourcentage	Percentile	Erreur	
		type	Inférieur Supérieur
1	4,05669	2,42482	1,25713 13,0908
2	10,0027	5,21251	3,60205 27,7771
3	17,0058	8,10347	6,68326 43,2718
4	24,8302	11,0491	10,3802 59,3957
5	33,3550	14,0293	14,6265 76,0646
6	42,5061	17,0338	19,3795 93,2308
7	52,2340	20,0566	24,6100 110,865
8	62,5039	23,0944	30,2970 128,948
9	73,2906	26,1452	36,4247 147,469
10	84,5752	29,2077	42,9817 166,419

20	223,101	60,4957	131,127	379,588
30	409,058	93,6239	261,195	640,627
40	650,769	130,258	439,593	963,393
50	965,521	173,349	679,106	1372,73
60	1384,94	228,399	1002,43	1913,41
70	1971,11	306,830	1452,81	2674,31
80	2868,47	436,969	2128,05	3866,50
90	4557,21	720,032	3343,57	6211,37
91	4828,53	769,809	3532,71	6599,66
92	5135,98	827,512	3745,22	7043,19
93	5489,63	895,524	3987,37	7557,88
94	5904,40	977,407	4268,44	8167,38
95	6403,60	1078,82	4602,79	8908,97
96	7026,74	1209,53	5014,59	9846,30
97	7848,88	1388,39	5549,30	11101,4
98	9041,32	1659,54	6309,47	12956,0
99	11163,6	2171,84	7624,39	16345,6

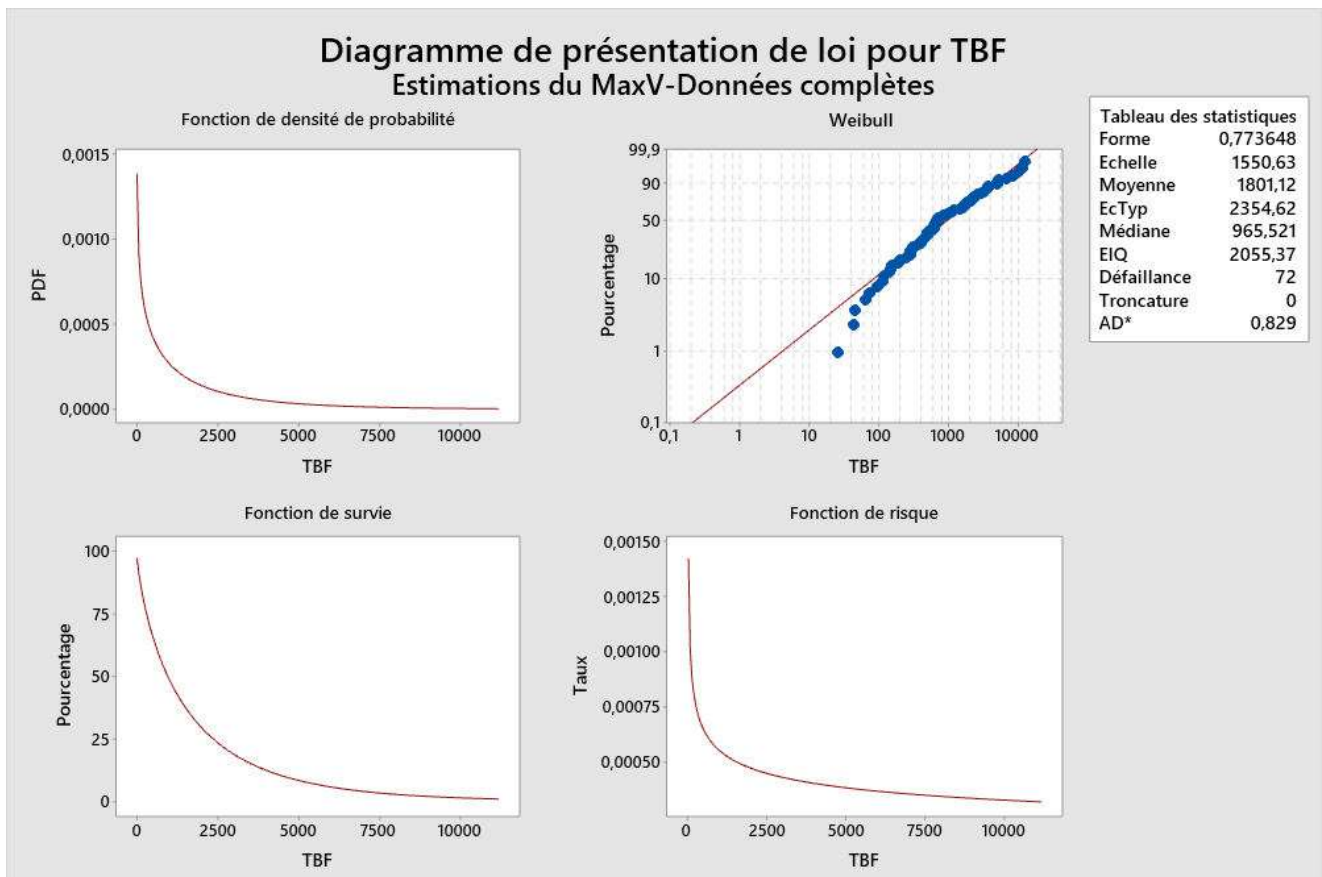


Figure IV.3: Diagramme de Présentation de loi pour TBF (h)

• **Interprétation des résultats**

Le tableau des percentiles permet de déterminer les moments de défaillance de divers pourcentages des pièces constituant la Turbine à gaz G.E 3002.

IV.2.2.3. Exploitation des formules mathématiques pour l'étude de l'FMD : cas loi de Weibull

A. Recherche de MTBF

MTBF = $\gamma + A\eta$: la valeur de A est donnée par le tableau de Weibull.

$$\left. \begin{array}{l} \gamma = 0 \\ \beta = 0,7736 \\ \eta = 1551 \end{array} \right\} \Rightarrow A = 1.13300, B = 1.42816 \text{ [ANNEXE B]}$$

La valeur de β (0,7736) met en évidence que l'équipement est en état de jeunesse. À la première vue cette valeur, comparativement avec l'âge du turbina gaz, taux d'exploitation et l'environnement de travail très agressif, est contradictoire avec l'état du bien.

$$\text{MTBF} = 0 + 1.133 \times 1551 = 1757.283 \text{ h}$$

B. Recherche de l'écart type

$$\sigma(t) = B \times \eta$$

La valeur de B est donnée par le tableau de Weibull.

$$\sigma(t) = 1.42816 \times 1551 = 2215.08$$

C. Détermination des fonctions f(t), F(t), R(t) et $\lambda(t)$

- La densité de probabilité f(t)

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left[- \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta \right]$$

$$f(t) = \frac{0.7736}{1551} \left(\frac{t}{1551} \right)^{0.7736-1} \exp \left[- \left(\frac{t}{1551} \right)^{0.7736} \right]$$

$$f(t) = 0.0005 \left(\frac{t}{1551} \right)^{-0.2264} \exp \left[- \left(\frac{t}{1551} \right)^{0.7736} \right]$$

- La fonction de répartition F(t)

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta \right]$$

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{1551} \right)^{0.7736} \right]$$

- **La fonction de fiabilité R (t)**

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta \right]$$

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{1551} \right)^{0.7763} \right]$$

- **La fonction du taux de défaillance λ (t)**

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1}$$

$$\lambda(t) = \frac{0.7736}{1551} \left(\frac{t}{1551} \right)^{0.7736-1}$$

$$\lambda(t) = 0.0005 \times (t/1551)^{-0.2264}$$

D. Les valeurs des f (t), F (t), R (t) et λ (t) associées à la MTBF

1. La densité de probabilités f (t)

t=MTBF d'où f(MTBF) = **0.018 %**

On a : **0.018 %** de chance pour quelle Turbine à gaz tombe en panne juste à t = **1757.283h**.

2. La fonction de répartition F (t)

t=MTBF d'où F(t) = F(MTBF) = **66.7 %**

Dans ce cas on a **66.7 %** de chance pour que le Turbine à gaz ne tombe en panne entre (**0 et 1757.283h**).

3. La fonction de fiabilité R (t)

T=MTBF d'où R(MTBF) = **33.3 %**

On a : **33.3 %** pour que le Turbine a gaz tomber en panne au hors delà de t = **1757.283h**.

4. La fonction du taux de défaillance λ (t)

T=MTBF d'où λ (MTBF) = **0.049 %**

On a **0.049 %** de chance pour que notre le Turbine à gaz tombe en panne à = **1757.283h** sachant qu'il était bon a (**t - dt**).

E. Tableau représentative des fonctions R(t), F(t), $\lambda(t)$ et f(t)

TBF (heure)	NI (TBF)	Σni	$F(ti)=\Sigma ni/N$	F(t) %	R(t) %	$\lambda(t)$ %	f(t) %
25	1	1	0,01388889	4,020760	95,979239	0,12730073	0,0615538
43	1	2	0,02777778	6,052125	93,947874	0,11259193	0,0527728
44	1	3	0,04166667	6,157309	93,842690	0,11200743	0,0524281
63	1	4	0,05555556	8,046802	91,953197	0,10326516	0,0473138
72	1	5	0,06944444	8,882448	91,117551	0,10019001	0,0455343
96	1	6	0,08333333	10,97080	89,029199	0,09387248	0,0419127
111	1	7	0,09722222	12,19206	87,807933	0,09083713	0,0401897
120	1	8	0,11111111	12,89894	87,101057	0,08924787	0,0392923
138	1	9	0,125	14,26162	85,738371	0,08646809	0,0377304
144	1	10	0,13888889	14,70207	85,297924	0,08563893	0,0372666
156	1	11	0,15277778	15,56414	84,435858	0,08410099	0,0364087
192	1	12	0,16666667	18,01692	81,983079	0,08023893	0,0342690
200	1	13	0,18055556	18,53779	81,462206	0,07950077	0,0338625
245	1	14	0,19444444	21,32810	78,671897	0,07593068	0,0319080
276	1	15	0,20833333	23,12926	76,870733	0,07390991	0,0308105
279	1	16	0,22222222	23,29889	76,701101	0,07372923	0,0307127
286	1	17	0,23611111	23,69166	76,308333	0,07331676	0,0304896
303	1	18	0,25	24,62840	75,371598	0,07236456	0,0299756
314	1	19	0,26388889	25,22212	74,777877	0,07178268	0,0296623
374	1	20	0,27777778	28,30495	71,695044	0,06899639	0,0281698
408	1	21	0,29166667	29,94696	70,053037	0,06765051	0,0274537
412	1	22	0,30555556	30,13560	69,864399	0,06750125	0,0273745
432	1	23	0,31944444	31,06516	68,934833	0,0667807	0,0269926
460	1	24	0,33333333	32,33005	67,669948	0,06583793	0,0264944
480	1	25	0,34722222	33,20886	66,791137	0,06520659	0,0261617
503	1	26	0,36111111	34,19543	65,804565	0,06451928	0,0258004
504	1	27	0,375	34,23776	65,762236	0,06449028	0,0257851
516	1	28	0,38888889	34,74214	65,257859	0,06414763	0,0256053
593	1	29	0,40277778	37,83082	62,169170	0,06215913	0,0245663
610	1	30	0,41666667	38,48064	61,519357	0,06176264	0,0243601
613	1	31	0,43055556	38,59418	61,405817	0,06169408	0,0243244
614	1	32	0,44444444	38,63195	61,368044	0,06167131	0,0243126
644	1	33	0,45833333	39,74814	60,251850	0,06100884	0,0239688
658	1	34	0,47222222	40,25809	59,741908	0,06071251	0,0238153
673	1	35	0,48611111	40,79698	59,203012	0,06040347	0,0236554
688	1	36	0,5	41,32834	58,671652	0,06010277	0,0235000
697	1	37	0,51388889	41,64362	58,356377	0,05992618	0,0234088
708	1	38	0,52777778	42,02542	57,974577	0,05971411	0,0232994
773	1	39	0,54166667	44,20559	55,794401	0,05853838	0,0226946
822	1	40	0,55555556	45,76859	54,231405	0,05772947	0,0222801
851	1	41	0,56944444	46,66325	53,336740	0,05727808	0,0220495

974	1	42	0,58333333	50,22897	49,771021	0,05555393	0,0211725
1065	1	43	0,59722222	52,65237	47,347626	0,05444181	0,0206103
1164	1	44	0,61111111	55,10633	44,893663	0,05335717	0,0200648
1187	1	45	0,625	55,65137	44,348626	0,05312132	0,0199465
1499	1	46	0,63888889	62,24166	37,758336	0,05038752	0,0185854
1540	1	47	0,65277778	63,00949	36,990500	0,05008063	0,0184337
1587	1	48	0,66666667	63,86503	36,134967	0,04974093	0,0182661
1710	1	49	0,68055556	65,98679	34,013202	0,04890736	0,0178561
1725	1	50	0,69444444	66,23455	33,765442	0,04881075	0,0178087
1736	1	51	0,70833333	66,41479	33,585207	0,04874055	0,0177743
1834	1	52	0,72222222	67,96802	32,031976	0,04813832	0,0174795
2136	1	53	0,73611111	72,22185	27,778143	0,04650534	0,0166848
2175	1	54	0,75	72,71890	27,281095	0,04631522	0,0165927
2283	1	55	0,76388889	74,03963	25,960366	0,04580984	0,0163485
2306	1	56	0,77777778	74,31075	25,689247	0,045706	0,0162984
2497	1	57	0,79166667	76,43463	23,565364	0,04488993	0,0159058
2622	1	58	0,80555556	77,71053	22,289460	0,04439623	0,0156692
2938	1	59	0,81944444	80,58615	19,413848	0,04326708	0,0151307
3211	1	60	0,83333333	82,72342	17,276575	0,0424054	0,0147223
3445	1	61	0,84722222	84,33922	15,660775	0,04173543	0,0144063
3524	1	62	0,86111111	84,84465	15,155349	0,04152174	0,0143058
3766	1	63	0,875	86,27971	13,720283	0,04090206	0,0140152
3777	1	64	0,88888889	86,34113	13,658862	0,04087506	0,0140025
5009	1	65	0,90277778	91,59783	8,4021612	0,03834431	0,0128285
5041	1	66	0,91666667	91,69998	8,3000179	0,03828906	0,0128031
5288	1	67	0,93055556	92,44334	7,5566538	0,03787663	0,0126139
6800	1	68	0,94444444	95,66050	4,3394941	0,03578034	0,0116611
8578	1	69	0,95833333	97,65995	2,3400407	0,03394735	0,0108411
10372	1	70	0,97222222	98,70834	1,2916551	0,03251871	0,0102109
11422	1	71	0,98611111	99,07774	0,9222535	0,03181645	0,0099041
12724	1	72	1	99,38680	0,6131952	0,03104829	0,0095709

Tableau IV.2:représentative des fonctions R(t), F(t), $\lambda(t)$ et f(t)

F. Test d'adéquation

Dans certains cas il est intéressant pour valider une loi de fiabilité de tester les hypothèses pour savoir si nous devons rejeter ou non le modèle propose.

- **Vérification de la validité du test de Kolmogorov-Smirnov :**

Ce test peut-être appliquer quel que soit le nombre d'observation sans aucune restriction ne soit nécessaire. Il consiste à comparer la fonction de réparation réelle des défaillances F(t) avec la fonction de réparation théorique F(t_i).

On mesure l'écart point par point entre deux fonctions.

$$D_{ni} = |F(t) - F(t_i)|$$

On montre que :

$$D_{ni} = \max |F(t) - F(t_i)| < D_{n,\alpha}$$

Sachant que :

$D_{n,\alpha}$: est tiré de la table de « Kolmogorov-Smirnov »

n : nombre d'observation.

α : risque d'erreur (on prend $\alpha = 0,01$).

TBF (heure)	F (ti)= $\sum ni/N$	F(t)	Dni
25	0,01388889	0,04020761	0,02631872
43	0,02777778	0,06052125	0,03274348
44	0,04166667	0,0615731	0,01990643
63	0,05555556	0,08046802	0,02491247
72	0,06944444	0,08882449	0,01938004
96	0,08333333	0,109708	0,02637467
111	0,09722222	0,12192066	0,02469844
120	0,11111111	0,12898942	0,01787831
138	0,125	0,14261629	0,01761629
144	0,13888889	0,14702076	0,00813187
156	0,15277778	0,15564141	0,00286363
192	0,16666667	0,1801692	0,01350254
200	0,18055556	0,18537793	0,00482238
245	0,19444444	0,21328102	0,01883658
276	0,20833333	0,23129266	0,02295933
279	0,22222222	0,23298898	0,01076676
286	0,23611111	0,23691667	0,00080556
303	0,25	0,24628401	0,00371599
314	0,26388889	0,25222123	0,01166766
374	0,27777778	0,28304956	0,00527178
408	0,29166667	0,29946963	0,00780296
412	0,30555556	0,301356	0,00419955
432	0,31944444	0,31065166	0,00879278
460	0,33333333	0,32330051	0,01003282
480	0,34722222	0,33208863	0,01513359
503	0,36111111	0,34195434	0,01915677
504	0,375	0,34237764	0,03262236
516	0,38888889	0,34742141	0,04146748
593	0,40277778	0,37830829	0,02446949
610	0,41666667	0,38480642	0,03186024
613	0,43055556	0,38594183	0,04461373
614	0,44444444	0,38631955	0,05812489
644	0,45833333	0,3974815	0,06085184
658	0,47222222	0,40258092	0,0696413
673	0,48611111	0,40796988	0,07814123
688	0,5	0,41328347	0,08671653
697	0,51388889	0,41643623	0,09745266
708	0,52777778	0,42025423	0,10752355

773	0,54166667	0,44205599	0,09961068
822	0,55555556	0,45768594	0,09786961
851	0,56944444	0,46663259	0,10281185
974	0,58333333	0,50228979	0,08104355
1065	0,59722222	0,52652374	0,07069849
1164	0,61111111	0,55106337	0,06004775
1187	0,625	0,55651373	0,06848627
1499	0,63888889	0,62241663	0,01647226
1540	0,65277778	0,630095	0,02268278
1587	0,66666667	0,63865033	0,02801634
1710	0,68055556	0,65986797	0,02068758
1725	0,69444444	0,66234557	0,03209887
1736	0,70833333	0,66414793	0,04418541
1834	0,72222222	0,67968023	0,04254199
2136	0,73611111	0,72221857	0,01389254
2175	0,75	0,72718905	0,02281095
2283	0,76388889	0,74039633	0,02349256
2306	0,77777778	0,74310753	0,03467025
2497	0,79166667	0,76434636	0,02732031
2622	0,80555556	0,77710539	0,02845016
2938	0,81944444	0,80586151	0,01358293
3211	0,83333333	0,82723425	0,00609909
3445	0,84722222	0,84339224	0,00382998
3524	0,86111111	0,8484465	0,01266461
3766	0,875	0,86279716	0,01220284
3777	0,88888889	0,86341138	0,02547751
5009	0,90277778	0,91597839	0,01320061
5041	0,91666667	0,91699982	0,00033315
5288	0,93055556	0,92443346	0,00612209
6800	0,94444444	0,95660506	0,01216061
8578	0,95833333	0,97659959	0,01826626
10372	0,97222222	0,98708345	0,01486123
11422	0,98611111	0,99077746	0,00466635
12724	1	0,99386805	0,00613195

Tableau IV.3: Représentation de l'écart par point (Dni) entre les fonctions F(t) et F(ti)

A partir de la table de Kolmogorov-Smirnov on a : [ANNEXE A]

$$D_{n,\alpha} = D_{60,0.01} = \frac{1,63}{\sqrt{72}} = 0,1921 \text{Cependant :}$$

$$D_{ni} = \max |F(t) - F(t_i)| = 0,1075 < 0,1921$$

Comme $D_{72} < D_{n,\alpha}$ la loi de Weibull est adéquate pour l'analyse de notre historique.

Autrement dit la loi de Weibull permet de décrire le comportement du turbine à gaz.

Note : Le teste de Kolmogorov-Smirnov calcul confirme les résultats obtenir par le teste de Anderson-Darling pas plus.

IV.2.2.4. Graphiques des fonctions $R(t)$, $F(t)$, $\lambda(t)$ et $f(t)$ en fonction du TBF

A. La fonction de fiabilité $R(t)$

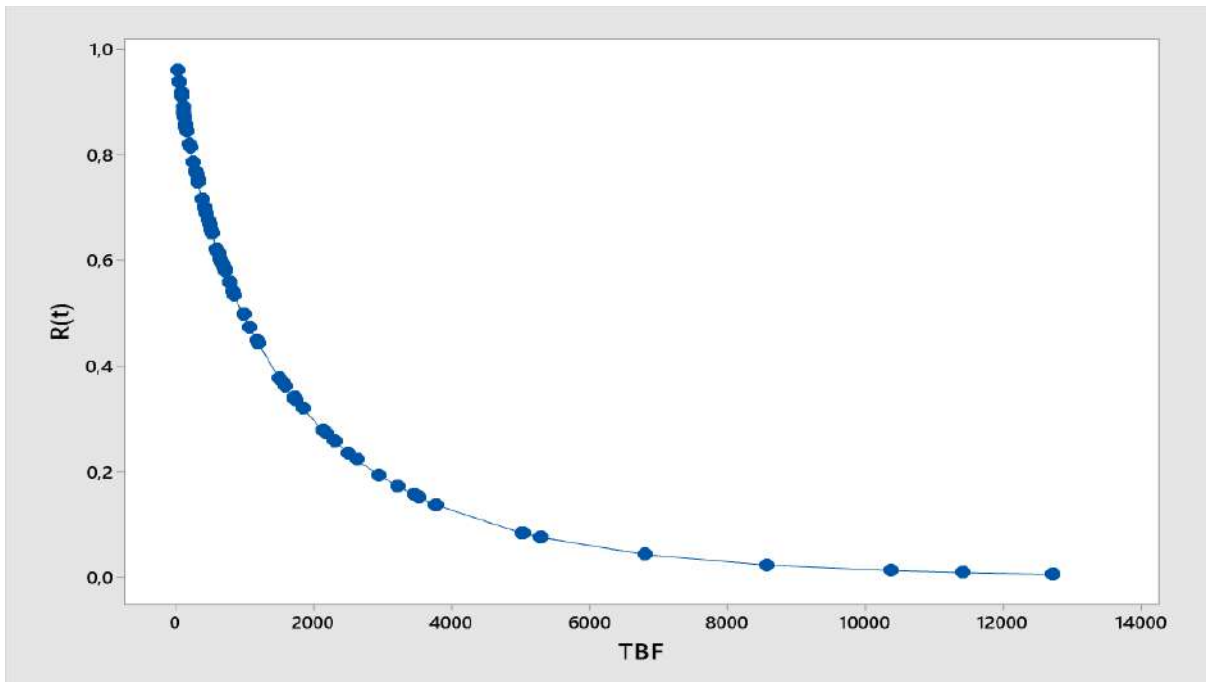


Figure IV.4 : Variation de la fiabilité $R(t)$ en fonction de TBF.

La chute de la fiabilité signifie que le turbine à gaz étudiée a subi plusieurs arrêts dus à des défauts : de fabrication, conception, assemblage ou bien à un contrôle de qualité insuffisant. De plus cette décroissance est due probablement à une mauvaise utilisation (non-respect des exigences de la construction) ou par l'absence d'une maintenance adéquate.

B. La fonction de réparation théorique $F(t)$

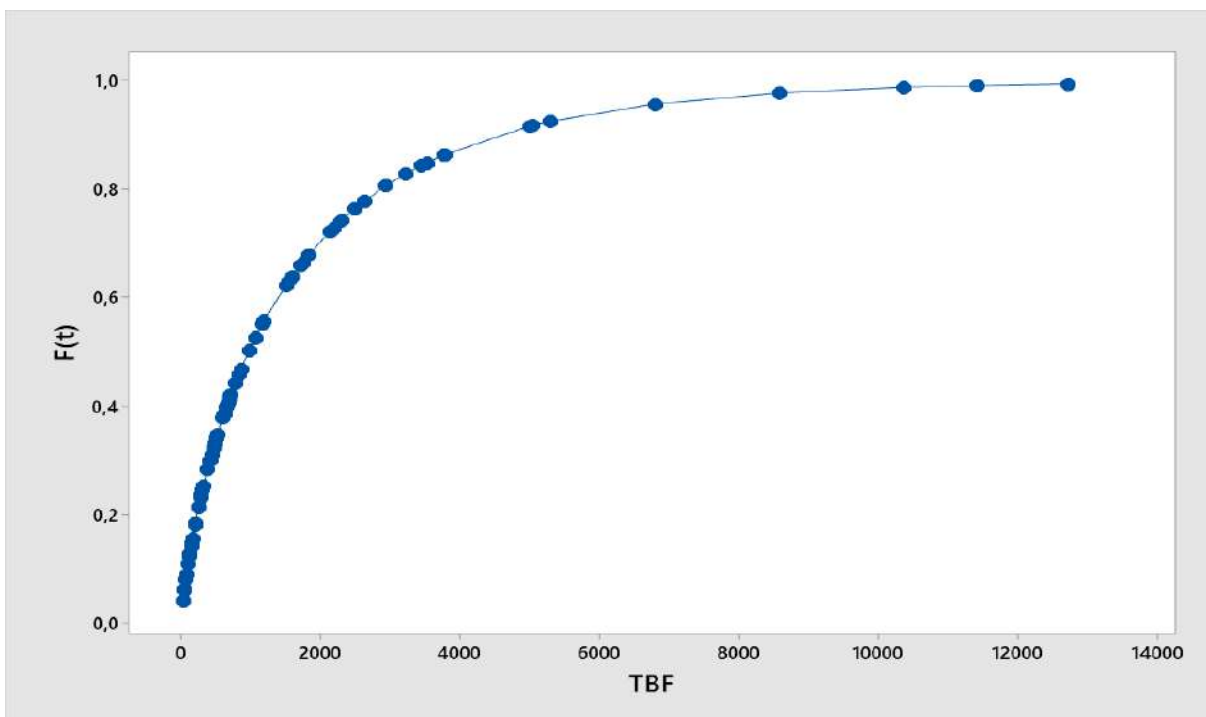


Figure IV.5 : Variation de la fonction de réparation $F(t)$ en fonction de TBF

La courbe montre que la probabilité cumulée de défaillance est croissante, ce qui signifie que le Turbine a gaz étudié à subi de plus en plus de problèmes mécaniques. Cela veut dire que plus on n'intervient pas à temps et plus le risque d'arrêts augmente.

C. Le taux de défaillance $\lambda(t)$

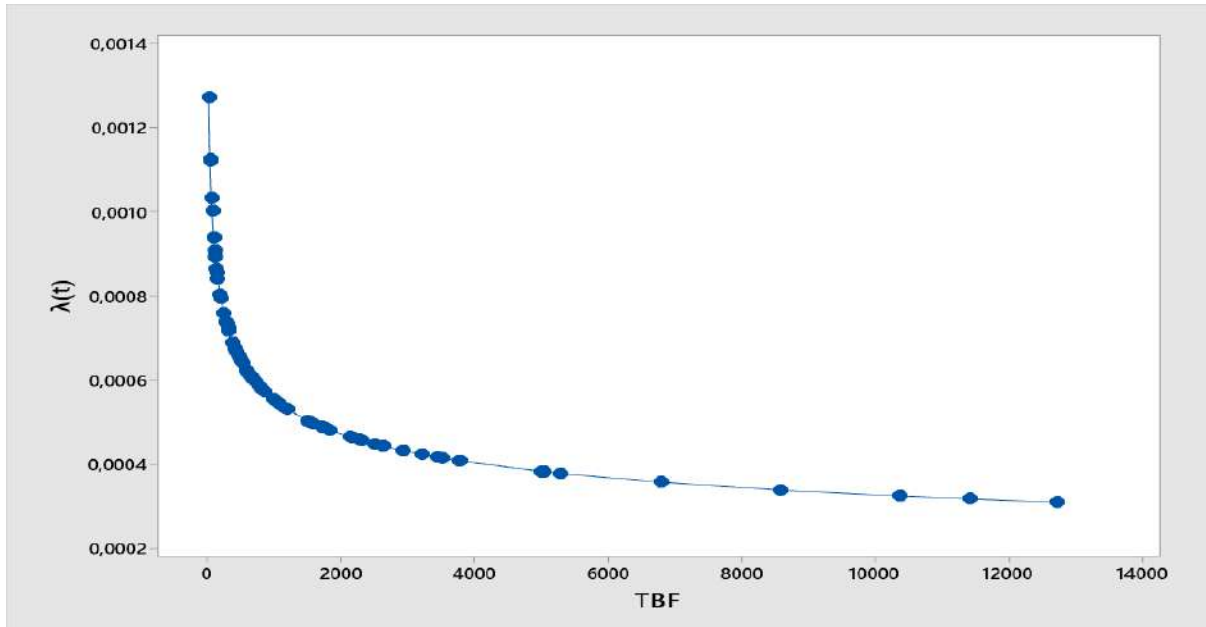


Figure IV.6: La courbe du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF

Après la première mise en service le risque de défaillance est élevé qui diminue au fil du temps. Le taux de défaillance décroît et tend vers une valeur constante non nulle. L'allure de la courbe est typique du période de jeunesse (courbe en baignoire)

D. La Densité de probabilité $f(t)$

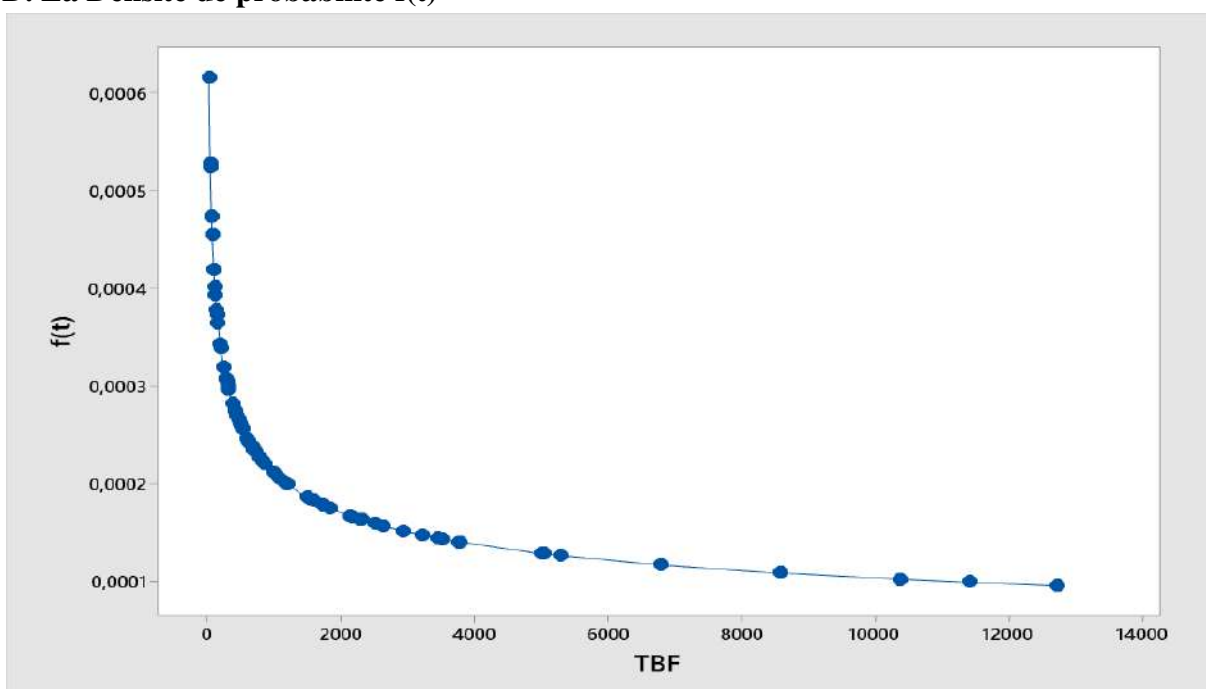


Figure IV.7 : La courbe de la densité de probabilité $f(t)$ en fonction de TBF

D'après le graphe de la **figure IV.5** on remarque que la probabilité instantanée de défaillance est en diminution. L'intérêt de cette fonction et de voir comment se distribue les défaillances autour de MTBF d'un matériel. En effet, la courbe montre que la plupart des défaillances arrivent dans un intervalle très faible est proche de la MTBF (entre 25 h et 1736 h). Au-delà de $t=MTBF = 1757.283h$ la fréquence de défaillance est plus faible (intervalle de temps de mise en panne important avec probabilité instantanée de défaillance plus faible).

$\beta < 1$: au-delà de $t=1736h$ la distribution n'est pas serrée (serrée signifie que toutes les défaillances arrivent dans un intervalle très faible est proche de la **MTBF**).

IV.2.3. Estimation de la maintenabilité

Partant d'une hypothèse que le taux de réparation $\mu(t)$ constant. Pour obtenir un taux de réparation constant, il suffit de remplacer instantanément toute entité réparée par une nouvelle entité défaillante. Le taux de défaillance $\mu(t)$ est donc proportionnel au nombre de réparations relevées sur un intervalle de temps très court dt autour de t .

N° de panne	TTR en h	N° de panne	TTR en h	N° de panne	TTR en h	N° de panne	TTR en h
1	107	16	60	31	32	46	7
2	2	17	1	32	40	47	15
3	2	18	30	33	2	48	8
4	1	19	80	34	8	49	14
5	2	20	32	35	6	50	78
6	3	21	24	36	29	51	4
7	2	22	117	37	2	52	3
8	1	23	3	38	35	53	4
9	2	24	3	39	4	54	15
10	2	25	2	40	50	55	10
11	160	26	10	41	25	56	50
12	2	27	6	42	13	57	5
13	3	28	35	43	12	58	4
14	1	29	40	44	27	59	2
15	1	30	10	45	8	60	6

Tableau IV.4 : Représentation le temps de réparation

A. Calcul du MTTR

MTTR = (temps cumuler de réparation pour maintenance corrective) / (nombre d'intervention) :

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N_i} = \frac{1255}{60}$$

$$MTTR = 20.917 \text{ h}$$

B. Taux de réparation μ

$$\mu = \frac{1}{MTTR} = \frac{1}{20.917} = 0,0478 \text{ h}^{-1}$$

C. La Fonction de la Maintenabilité stricte M (t)

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t}$$

$$M(t) = 1 - e^{-0,0478 t}$$

Pour $t = \text{MTTR} = 20.917 \text{ h}$ d'où $M(t) = 63.20\%$

On place le **TTR** en ordre croissant, et pour chaque **TTR** on calcul sa probabilité de correspondant à la valeur de **M (t)**.

μ	TTR	M(t)	μ	TTR	M(t)	μ	TTR	M(t)
0.0478	1	0,04667557	0.0478	3	0,13359256	0.0478	15	0,51178529
0.0478	1	0,04667557	0.0478	3	0,13359256	0.0478	24	0,68247541
0.0478	1	0,04667557	0.0478	4	0,17403262	0.0478	25	0,69729605
0.0478	1	0,04667557	0.0478	4	0,17403262	0.0478	27	0,72489433
0.0478	1	0,04667557	0.0478	4	0,17403262	0.0478	29	0,74997641
0.0478	2	0,09117253	0.0478	4	0,17403262	0.0478	30	0,7616464
0.0478	2	0,09117253	0.0478	5	0,21258512	0.0478	32	0,7833777
0.0478	2	0,09117253	0.0478	6	0,24933815	0.0478	32	0,7833777
0.0478	2	0,09117253	0.0478	6	0,24933815	0.0478	35	0,81231683
0.0478	2	0,09117253	0.0478	6	0,24933815	0.0478	35	0,81231683
0.0478	2	0,09117253	0.0478	7	0,28437572	0.0478	40	0,85221548
0.0478	2	0,09117253	0.0478	8	0,31777789	0.0478	40	0,85221548
0.0478	2	0,09117253	0.0478	8	0,31777789	0.0478	50	0,90837032
0.0478	2	0,09117253	0.0478	8	0,31777789	0.0478	50	0,90837032
0.0478	2	0,09117253	0.0478	10	0,3799778	0.0478	60	0,94318756
0.0478	2	0,09117253	0.0478	10	0,3799778	0.0478	78	0,97596874
0.0478	3	0,13359256	0.0478	12	0,43650679	0.0478	80	0,97815974
0.0478	3	0,13359256	0.0478	13	0,46280816	0.0478	107	0,99399162
0.0478	3	0,13359256	0.0478	14	0,48788189	0.0478	117	0,99627467
0.0478	3	0,13359256	0.0478	15	0,51178529	0.0478	160	0,999523

Tableau IV.5 : Représentation de Maintenabilité M(t).

IV.2.3.1. Représentation graphique de la courbe de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR

La courbe de Maintenabilité est représentée dans la figure suivant :

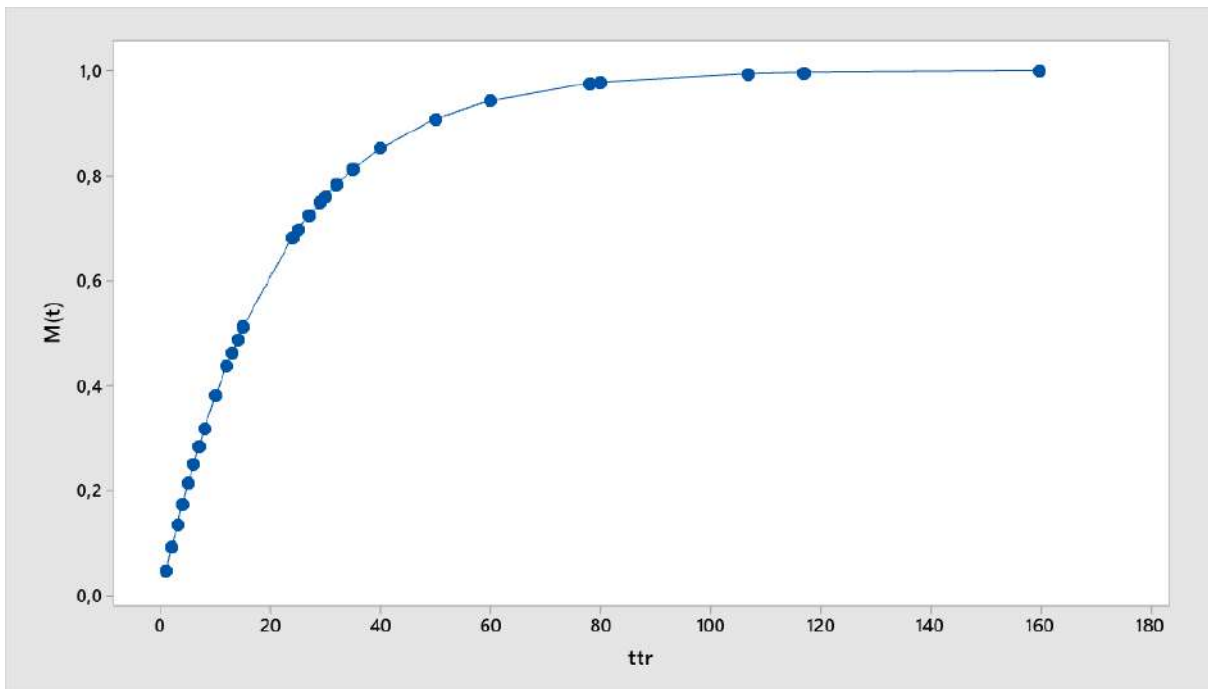


Figure IV.8 : La maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR

on observe presque 51.6% des TTR sont des temps inférieurs ou égaux à MTTR, ce qui justifier la bonne maintenabilité de la Turbine à gaz, et que le service maintenance de l'entreprise peut faire la remise en état de fonctionnement de la Turbine à gaz après chaque panne.

IV.2.4. Estimation de la disponibilité

IV.2.4.1. La disponibilité instantanée $D(t)$

Avec la supposition que le taux de réparation μ constant, et le taux de défaillance associé à la MTBF constant, alors la disponibilité instantanée égale à :

$$D(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}$$

$$D(t) = \frac{0,0478}{0,00049 + 0,0478} + \frac{0,00049}{0,00049 + 0,0478} e^{-(0,00049 + 0,0478)t}$$

$$D(t) = 0,990 + 0,010 e^{-(0,04829)t} \text{ Pour } t = \text{MTTR} = 20,917 \text{ h d'où } D(t) = 99,36\%$$

On classe le TTR en ordre croissant, et pour chaque TTR on calcul sa probabilité de correspondant à la valeur de $D(t)$

TTR	D(t)	TTR	D(t)	TTR	D(t)	TTR	D(t)	TTR	D(t)
1	0,9995	2	0,9990	4	0,9982	12	0,9956	35	0,9918
1	0,9995	2	0,9990	4	0,9982	13	0,9953	35	0,9918
1	0,9995	2	0,9990	5	0,9978	14	0,9950	40	0,9914
1	0,9995	2	0,9990	6	0,9974	15	0,9948	40	0,9914
1	0,9995	3	0,9986	6	0,9974	15	0,9948	50	0,9908
2	0,9990	3	0,9986	6	0,9974	24	0,9931	50	0,9908
2	0,9990	3	0,9986	7	0,9971	25	0,9929	60	0,9905
2	0,9990	3	0,9986	8	0,9967	27	0,9927	78	0,9902
2	0,9990	3	0,9986	8	0,9967	29	0,9924	80	0,9902
2	0,9990	3	0,9986	8	0,9967	30	0,9923	107	0,9900
2	0,9990	4	0,9982	10	0,9961	32	0,9921	117	0,9900
2	0,9990	4	0,9982	10	0,9961	32	0,9921	160	0,9900

Tableau IV.6 :Etude de la disponibilité

IV.2.4.2. Représentation graphique de la courbe de la disponibilité D(t) en fonction de TTR

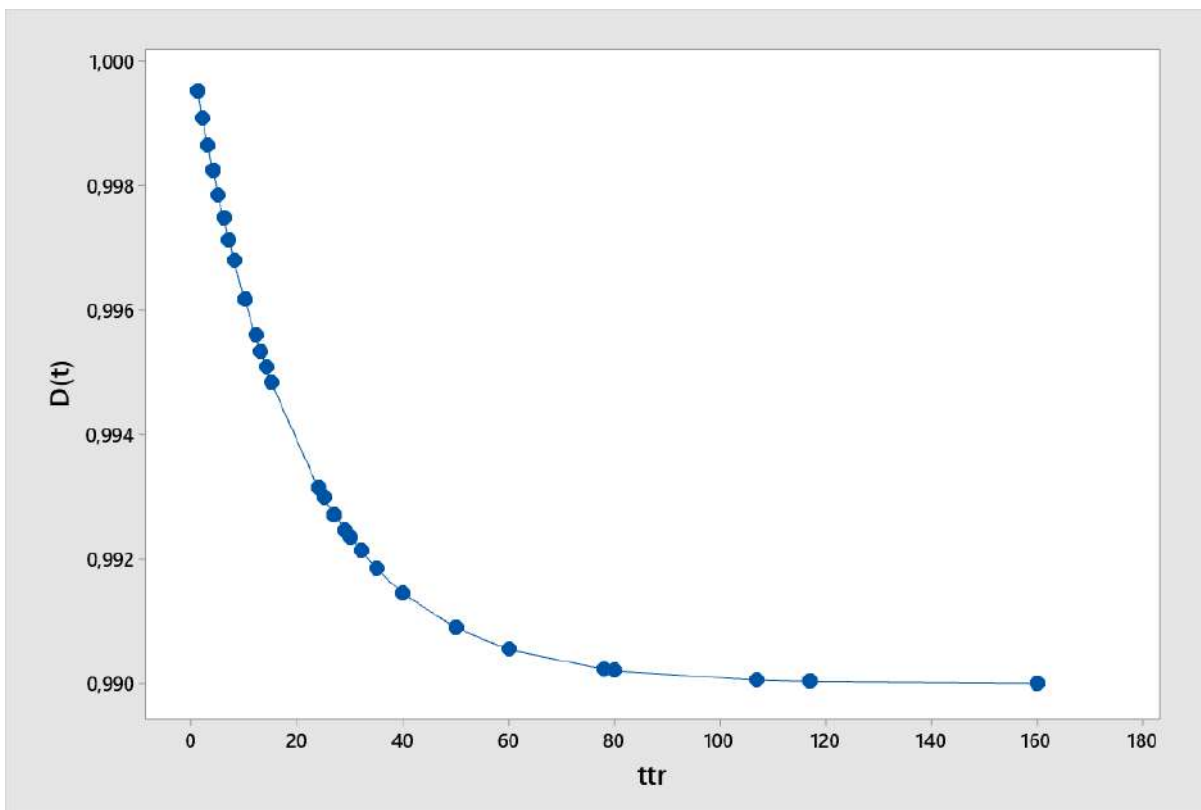


Figure IV.9 : Variation de la disponibilité D(t) en fonction de TTR

Lorsqu'on étudie la fiabilité, on s'intéresse non seulement à la probabilité de panne, mais aussi au nombre de pannes et, en particulier, au temps requis pour faire les réparations. Dans cette perspective, deux nouveaux paramètres de la fiabilité deviennent notre centre d'intérêt.

La disponibilité $D(t)$ est une grandeur instantanée. L'entité peut donc avoir subi une panne puis une réparation avant l'instant t , contrairement à la fiabilité $R(t)$ qui est une grandeur mesurée sur une durée. La confusion entre disponibilité et fiabilité est due au fait que ces deux concepts sont équivalents quand le système est non réparable. La courbe représentative de la disponibilité en fonction du temps technique de réparation décroît rapidement puis elle a la tendance de se stabiliser (devenir constante). Cela revient au constat que, sous réserve d'une politique de maintenance efficace, au bout d'un temps donné les entités ont atteint leur limite asymptotique de disponibilité.

IV.3. Analyse de L'AMDEC

Aujourd'hui, l'intérêt économique de la fonction maintenance réside dans l'anticipation des anomalies potentielles, plus que dans les actions correctives, c'est-à-dire dans la maîtrise de l'ensemble des éléments du processus de production. Dans ce contexte l'AMDEC constitue incontestablement un véritable outil d'optimisation de la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité ainsi que le coût de la maintenance.

IV.3.1. Objectifs de l'AMDEC

L'AMDEC est une procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets. On distingue 2 types d'AMDEC :

- a) AMDEC de conception : Analyse prévisionnelle des défaillances
 - Amélioration de la conception
 - Définition de la maintenance
- b) AMDEC de maintenance : Analyse des défaillances observées
 - Amélioration de la maintenance
 - Modification ponctuelle de la conception

IV.3.2. Méthodologie d'une AMDEC

1. Constitution d'un groupe de travail
2. Décomposition fonctionnelle du système
3. Evaluation des défaillances potentielles
4. Détermination des modes de défaillance, de leurs effets et de leurs causes
5. Evaluation et notation de chaque cause de défaillance
 - F: probabilité d'apparition ou d'occurrence de la cause de la défaillance
 - G : gravité de la défaillance
 - D : probabilité de non détection de la cause de la défaillance
6. Calcul de criticité et hiérarchisation
 - L'indice de criticité C est obtenu par : $C = F \times G \times D$
7. Déduction des actions correctives à mener

Grille de cotation

Niveau de fréquence F	Définition des niveaux
Fréquence très faible	Défaillance rare : Moins d'une défaillance par an
Fréquence faible	Défaillance possible : Moins d'une défaillance par trimestre
Fréquence moyenne	Défaillance fréquente : Moins d'une défaillance par semaine
Fréquence forte	Défaillance très fréquente: plusieurs défaillances par semaine

Tableau IV.7: Grille de cotation de fréquence.

Niveau de gravité : G	Définition des niveaux
Gravité mineure	Défaillance mineure : -arrêt de production inférieur à 2 mn, -aucune dégradation notable du matériel
Gravité significative	Défaillance significative : -arrêt de production de 2 à 20 mn, -remise d'état de courte durée ou une petite réparation sur place nécessaire.
Gravité moyenne	Défaillance moyenne : -arrêt de production de 20 mn à 1 heure, -changement du matériel défectueux nécessaire
Gravité majeure	Défaillance majeure : -arrêt de production de 1 à 2 heures, -intervention importante sur sous ensemble, -production de pièces non conformes non détectées
Gravité catastrophique	Défaillance catastrophique : -arrêt de production supérieur à 2 heures, -intervention nécessitent des moyens coûteux

Tableau IV.8: Grille de cotation de la gravité.

Niveau de la probabilité de non détection : D	Définition des niveaux
Détection évidente	Défaillance précocement détectable
Détection possible	Défaillance détectable
Détection improbable	Défaillance difficilement détectable
Détection impossible	Défaillance indétectable

Tableau IV.9: Grille de cotation de la probabilité d'occurrence.

IV.3.3 Calcul de la criticité

Tableau de la criticité de la défaillance selon les trois critères classiques F, D, G (Coeff de 1 à 4) [HERROU, 2005]

indice	FREQUENCE (F)	indice	GRAVITE (G)	indice	NON DETECTION (D)
1	défaillance maxi par an	1	pas d'arrêt de production	1	Visible par l'opérateur
2	défaillance maxi par trimestre	2	Arrêt \leq 1 heure	2	Détection aisée par un agent maintenance
3	défaillance maxi par mois	3	heure \leq arrêt \leq 1 jour	3	Détection difficile
4	défaillance maxi par semaine	4	1 arrêt $>$ 1 jour	4	Indécelable

Tableau IV.10: La criticité de la défaillance selon les trois critères classiques F, D, G.

IV.3.4. Application de l'AMDEC sur le TURBINE A GAZ

L'AMDEC est une méthode de réflexion créative qui repose essentiellement sur la décomposition fonctionnelle de système en éléments simples jusqu'au niveau des composants les plus élémentaires.

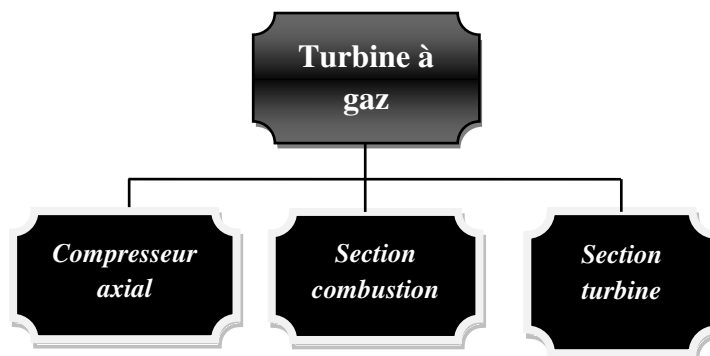


Figure IV.10 : Décomposition du système

Date de l'analyse : 16/12/2016	AMDEC MACHINE				
	Système : turbine à gaz				
	Sous-système : Compresseur axial				
Elément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la Défaillance	détection
Rotor	Assurer le mouvement de rotation et comprimer l'air	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	Arrêt de compresseur	Mark VI
Stator	Former la structure externe principale et supporter le rotor à l'endroit des paliers	- Déformation - Usure	- Pompage de compresseur - Fatigue	Arrêt de compresseur	- Bruit - Mark VI
Corps d'admission	Diriger l'air de manière uniforme dans le compresseur	- Usure - Rupture	- Corrosion - Surcharge	Mauvaise filtration d'air	Faible débit d'air
Les paliers No. 1 et 2	Soutienne le rotor du compresseur/turbine de haute pression et assurer le graissage	Usure - Cassure	- Fatigue - Vibration - Mauvais alignement - Mauvais graissage	Echauffement - Blocage de rotor HP	Bruit - Mark VI

Tableau IV.11: Analyse AMDEC compresseur axial [4]

Elément	Criticité				Action Corrective
	F	D	G	C	
Rotor	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage - Vérifier le rotor
Stator	1	4	4	16	- Redressement - Vérifier le stator
Corps d'admission	1	3	1	3	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer les Corps d'admission
Les paliers No. 1 et 2	3	4	2	24	- Vérifier le système de graissage - Changement des paliers - paliers Contrôler la qualité sur les nouveaux paliers

Tableau IV.12 : calcul de la criticité et proposition de remèdes compresseur

Date de l'analyse : 16/12/2016	AMDEC MACHINE				
	Système : turbine à gaz Sous-système : Section combustion.				
Elément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la Défaillance	détection
Bougie d'allumage	Déclencher la combustion du mélange (fuel gaz + l'air de compresseur axial)	- Grippage - Eraillure	Echauffement local	Pas de combustion	Mark VI
Joint d'étanchéité	Assurer l'étanchéité	Usure	Fatigue	Echauffement	- Fuite de gaz - Mark VI
Tubes à flamme	Relier les 12 chambres de combustion et permette la propagation de la flamme	- Flambage – Usure	Echauffement – Corrosion - Fatigue	Mauvaise combustion	Thermocouple - Mark VI

Tableau IV.13 : Analyse AMDEC Section combustion [4]

Elément	Criticité				Action Corrective
	F	D	G	C	
Bougie d'allumage	1	3	1	3	-Nettoyage ou changement bougie d'allumage
Joint d'étanchéité	2	3	2	12	-Changement des joints
Tubes à flamme	2	4	4	32	-Changer les tubes à flamme

Tableau IV.14 : calcul de la criticité et proposition de remèdes section combustion

Date de l'analyse : 16/12/2016	AMDEC MACHINE				
	Système : turbine à gaz				
	Sous-système : Section turbine				
Elément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la Défaillance	détection
Stator	Former la structure de la turbine à gaz	-Déformation - Usure	- Pompage de compresseur- Fatigue	Mauvais fonctionnement	Bruit - Mark VI
Segments	Assemblé l'injecteur dans une bague de blocage	- Usure - Rupture	- Fatigue -Echauffement	Vibration	- Mark VI
Paliers No. 3 et 4	Soutiennent le rotor de basse pression/charge de turbine et assurer le graissage	- Usure - Cassure	- Fatigue - Vibration - Mauvais alignement	Echauffement - Blocage de rotor BP	- Bruit - Mark VI
Goujons	Assurer la fixation	Desserrage	Chocs	Vibration	Bruit

Tableau IV.15 : Analyse AMDEC Section Turbine [4]

Elément	Criticité				Action Corrective
	F	D	G	C	
Stator	1	4	2	8	-Redressement - Vérifier le stator
Segments	1	4	3	12	- Changement des segments
Paliers No. 3 et 4	1	4	2	8	- Vérifier le système de graissage - Changement des paliers
Goujons	3	3	1	9	-serrage

Tableau IV.16 : calcul de la criticité et proposition de remèdes section turbine

IV.3.5. Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC

Ce travail a montré la faisabilité de conduire une méthode d'analyse dysfonctionnelle. Cette approche est basée sur l'analyse AMDEC. La mise en œuvre d'une telle démarche montre sa contribution dans la réduction des défaillances. En effet elle permet :

- de définir les exigences de sûreté de fonctionnement de manière précise,
- d'identifier les fonctions critiques pour le système,
- de définir la politique de maintenance pour le système et ses composants.

La criticité des conséquences de différentes fonctions critiques pour le système, a été appréciée selon des échelles de probabilité et de gravité. Au niveau de la fiabilité du système, nous avons identifié les composants sur lesquels une attention particulière doit être portée.

L'exemple traité dans le cadre de ce travail a été développé suivant une méthode logique et structurée. Elle a permis de mieux maîtriser le système étudié tout en identifiant les maillons faibles.

On a choisi la valeur 12 comme seuil de criticité. Les éléments dont la criticité supérieure ou est égale à 16 sont regroupés dans le tableau. C'est sur ces éléments qu'il faut agir en priorité en engageant des recommandations appropriées

IV.3.6. Actions d'amélioration

Pour l'amélioration de la disponibilité de la Turbine a gaz MS3002B, il faut concentrer les actions de maintenance sur la 1ère catégorie (causes ayant une criticité supérieure à 16) en appliquant une maintenance préventive systématique (contrôle, nettoyage, lubrification, ...) et maintenance conditionnelle (capteurs,...).

Pour la 2ème catégorie (causes ayant une criticité entre 6 et 16) il faut appliquer une maintenance systématique (changement des équipements périodiquement). Pour le reste d'équipements (causes ayant une criticité inférieure à 6) on peut appliquer une maintenance corrective.

IV.4. Conclusion

Les analyses traitées ont été développées suivant une méthode d'investigation des informations et de suivi assidu perpétuellement sévère sur les lieux. Elle a permis de mieux maîtriser le système étudié tout en identifiant les maillons faibles et justifier les types de maintenance appliqués à chaque sous système et composant. Enfin elle constitue une véritable démarche d'optimisation des coûts de maintenance. L'AMDEC " Moyen de production " par l'analyse des pannes, la fréquence d'apparition et les temps d'arrêt favorise :

- La mise en place des plans de maintenance préventive
- L'organisation et la réalisation des actions de maintenance
- Améliore les conditions d'intervention

CONCLUSION GENERALE

Notre séjour dans la région du Haoud El Hamra nous a permis d'acquérir un aperçu complet du domaine du transport pétrolier. On constate que la région applique une politique de maintenance éprouvée au quotidien, visant à accroître l'efficacité de ses équipements.

Une attention particulière est accordée à la maintenance des équipements vitaux tels que les pompes et les turbines, où est déterminé le phénomène de défaillance de ces équipements, ce qui permet de choisir une meilleure politique de maintenance, et donne la possibilité de réduire les temps d'arrêt

Au cours de notre étude, nous sommes attachés à connaître les types de maintenance préventive appliqués aux turbines à gaz car elles sont plus sujettes aux pannes et le but est de faire face aux éventuelles interruptions et de les éviter autant que possible. L'analyse des fichiers historiques de la turbine à gaz MS3002B nous a permis d'étudier et d'évaluer la fiabilité selon le modèle de weibull, ce qui nous a permis de connaître l'état de la turbine. Pour maîtriser tous les éléments du processus de production, nous avons réalisé une analyse AMDEC qui contribue à prédire les schémas de défaillance et leurs effets, ce qui en fait un véritable outil d'amélioration de la fiabilité.

Enfin, au futur travail, on espère d'étendre l'étude de la maintenance de ce turbopompe par l'outil de gestion de la maintenance assistée par ordinateur (GMAO) et voir comment ces programmes intègrent de nombreuses fonctions (gestion des stocks-gestion de production et de la maintenance). Afin d'améliorer la maintenance globale de la turbine MS3002B, l'entreprise utilise un programme GMAO, qui est un logiciel à un aspect technico-économique réalisant des gains appréciables aux entreprises.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] sonatrach, g- www.sonatrach.com 2020
- [2] sonatrach Présentation de la Région Transport Haoud EL Hamra Ouargla le 03/02/2018
- [3] sonatrach le code réseau de transport par canalisation Juin 2018
- [4] les documentations dans l'entreprise in catalogues techniques
- [5] Manuel MS-3000 turbin a gaz pour service sévère , Sonatrach Oléoduce , Houad El Hamra-skikda ALGERIE , by GENERAL ELECTRI C
- [6] MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-EQ070 Révision 0.1
Support de Formation: EXP-PR-EQ070-FR Dernière Révision: 13/04/2007
- [7] 2005 enspm formation industrie-IFP training, pompes, technologie et fonctionnement des pompes centrifuges
- [8] Institut Algerien du pétrole I.A.P. Turbines à vapeur et gaz. Animateur : M.SLINI
- [9] Gaz Turbine, Classification et mode de fonctionnement de turbine à gaz, Mr OUTALEB YOUNES
- [10] site Wikipédia <http://fr.wikipedia.org/wiki/Accouplement> _
(m%C3%A9canique)
- [11] Cours de STRATEGIE DE MAINTENANCE <http://btsmiforges.free.fr/>
A.BELHOMME année 10/11
- [12] Rapport de revision general par l'équipe de DMB (direction de la maintenance de Biskra) septembre 2015

ANNEXE A

Test de Kolmogorov Smirnov

N	Niveau Significatif α				
	0.20	0.15	0.10	0.05	0.01
1	0.900	0.925	0.950	0.975	0.995
2	0.684	0.726	0.776	0.842	0.929
3	0.565	0.597	0.642	0.780	0.828
4	0.494	0.525	0.564	0.624	0.733
5	0.446	0.474	0.510	0.565	0.669
6	0.410	0.436	0.470	0.521	0.610
7	0.381	0.405	0.438	0.486	0.577
8	0.358	0.381	0.411	0.457	0.543
9	0.339	0.360	0.388	0.432	0.514
10	0.322	0.342	0.368	0.410	0.490
11	0.307	0.326	0.352	0.391	0.468
12	0.295	0.313	0.338	0.375	0.450
13	0.284	0.302	0.325	0.361	0.433
14	0.274	0.292	0.314	0.349	0.418
15	0.266	0.283	0.304	0.338	0.404
16	0.258	0.274	0.295	0.328	0.392
17	0.250	0.266	0.286	0.318	0.381
18	0.244	0.259	0.278	0.309	0.371
19	0.237	0.252	0.272	0.301	0.363
20	0.231	0.246	0.264	0.294	0.356
25	0.210	0.220	0.240	0.270	0.300
30	0.190	0.200	0.220	0.240	0.290
35	0.180	0.190	0.210	0.230	0.270
>35	$\frac{1.07}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.14}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.22}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.36}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.63}{\sqrt{N}}$

ANNEXE B

Distribution de Weibull : valeurs des coefficients *A* et *B* en fonction du paramètre de forme

0,05	2,43290E+18	9,03280E+23	1,75	0,89062	0,52523	3,45	0,89907	0,28822	5,15	0,91974	0,20505
0,1	3,62880E+06	1,55977E+09	1,8	0,88929	0,51123	3,5	0,89975	0,28473	5,2	0,92025	0,20336
0,15	2,59357E+03	1,21993E+05	1,85	0,88821	0,49811	3,55	0,90043	0,28133	5,25	0,92075	0,20170
0,2	1,20000E+02	1,90116E+03	1,9	0,88736	0,48579	3,6	0,90111	0,27802	5,3	0,92125	0,20006
0,25	2,40000E+01	1,99359E+02	1,95	0,88671	0,47419	3,65	0,90178	0,27479	5,35	0,92175	0,19846
0,3	9,26053E+00	5,00780E+01	2	0,88623	0,46325	3,7	0,90245	0,27164	5,4	0,92224	0,19688
0,35	5,02914E+00	1,99761E+01	2,05	0,88589	0,45291	3,75	0,90312	0,26857	5,45	0,92272	0,19532
0,4	3,32335E+00	1,04382E+01	2,1	0,88569	0,44310	3,8	0,90379	0,26558	5,5	0,92320	0,19379
0,45	2,47859E+00	6,46009E+00	2,15	0,88561	0,43380	3,85	0,90445	0,26266	5,55	0,92368	0,19229
0,5	2,00000E+00	4,47214E+00	2,2	0,88562	0,42495	3,9	0,90510	0,25980	5,6	0,92414	0,19081
0,55	1,70243E+00	3,34530E+00	2,25	0,88573	0,41652	3,95	0,90576	0,25701	5,65	0,92461	0,18935
0,6	1,50458E+00	2,64514E+00	2,3	0,88591	0,40848	4	0,90640	0,25429	5,7	0,92507	0,18792
0,65	1,36627E+00	2,17887E+00	2,35	0,88617	0,40080	4,05	0,90704	0,25162	5,75	0,92552	0,18651
0,7	1,26582E+00	1,85117E+00	2,4	0,88648	0,39345	4,1	0,90768	0,24902	5,8	0,92597	0,18512
0,75	1,19064	1,61077	2,45	0,88685	0,38642	4,15	0,90831	0,24647	5,85	0,92641	0,18375
0,8	1,13300	1,42816	2,5	0,88726	0,37967	4,2	0,90894	0,24398	5,9	0,92685	0,18240
0,85	1,08796	1,28542	2,55	0,88772	0,37319	4,25	0,90956	0,24154	5,95	0,92729	0,18107
0,9	1,05218	1,17111	2,6	0,88821	0,36696	4,3	0,91017	0,23915	6	0,92772	0,17977
0,95	1,02341	1,07769	2,65	0,88873	0,36097	4,35	0,91078	0,23682	6,05	0,92815	0,17848
1	1,00000	1,00000	2,7	0,88928	0,35520	4,4	0,91138	0,23453	6,1	0,92857	0,17721
1,05	0,98079	0,93440	2,75	0,88986	0,34963	4,45	0,91198	0,23229	6,15	0,92898	0,17596
1,1	0,96491	0,87828	2,8	0,89045	0,34427	4,5	0,91257	0,23009	6,2	0,92940	0,17473
1,15	0,95170	0,82971	2,85	0,89106	0,33909	4,55	0,91316	0,22793	6,25	0,92980	0,17351
1,2	0,94066	0,78724	2,9	0,89169	0,33408	4,6	0,91374	0,22582	6,3	0,93021	0,17232
1,25	0,93138	0,74977	2,95	0,89233	0,32924	4,65	0,91431	0,22375	6,35	0,93061	0,17113
1,3	0,92358	0,71644	3	0,89298	0,32455	4,7	0,91488	0,22172	6,4	0,93100	0,16997
1,35	0,91699	0,68657	3,05	0,89364	0,32001	4,75	0,91544	0,21973	6,45	0,93139	0,16882
1,4	0,91142	0,65964	3,1	0,89431	0,31561	4,8	0,91600	0,21778	6,5	0,93178	0,16769
1,45	0,90672	0,63522	3,15	0,89498	0,31135	4,85	0,91655	0,21586	6,55	0,93216	0,16657
1,5	0,90275	0,61294	3,2	0,89565	0,30721	4,9	0,91710	0,21397	6,6	0,93254	0,16547
1,55	0,89939	0,59252	3,25	0,89633	0,30319	4,95	0,91764	0,21212	6,65	0,93292	0,16439
1,6	0,89667	0,57372	3,3	0,89702	0,29929	5	0,91817	0,21031	6,7	0,93329	0,16332
1,65	0,89421	0,55635	3,35	0,89770	0,29550	5,05	0,91870	0,20853	6,75	0,93366	0,16226
1,7	0,89224	0,54024	3,4	0,89838	0,29181	5,1	0,91922	0,20677	6,8	0,93402	0,16121