

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université A.MIRA Bejaïa
Faculté de Technologie
Département Génie Mécanique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Génie Mécanique.

Option : Maintenance Industrielle

Thème

Evaluation des caractéristiques de la sûreté
de fonctionnement d'une turbine à gaz

Préparé par :

ASBAI Samir

Encadré par :

M^r R.LAGGOUNE

Membres de jury

M^{me} : ADJOUADI.

Présidente

M^r : AIT MOKHETAR.

Examineur

Promotion 2016/2017

REMERCIEMENTS

Je remercie dieu tout puissant de m'avoir donné la volonté et la santé pour terminer ce travail.

J'exprime toute ma gratitude et adresser mes plus vifs remerciements à :

- Mon encadreur Mr LAGGOUNE.R pour m'avoir accueilli pour réaliser ce travail et m'avoir guidé tout le long de ce travail

- Tous les travailleurs de HOUAD EL HAMRA notamment M r BOUGLID HOUSSIN, Mr TELIBA, Mr BENDRIHEM, pour leurs disponibilités et pour leurs participations à la réalisation de ce travail.

- Les membres de jury pour avoir accepté de juger ce travail

- Que tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la concrétisation de mon travail se voient remerciés.

Liste des abréviations

<i>Abréviation</i>	<i>Signification</i>
<i>HP</i>	<i>haut pression</i>
<i>BP</i>	<i>bas pression</i>
<i>TBF</i>	<i>Temps de bon fonctionnement</i>
<i>R(t)</i>	<i>Fonction de fiabilité</i>
<i>F(t)</i>	<i>Fonction de défaillance</i>
<i>f(t)</i>	<i>Densité de probabilité</i>
<i>MUT</i>	<i>Moyenne temps entre défaillances</i>
<i>MTTR</i>	<i>Moyenne de temps de réparation</i>
<i>MTBF</i>	<i>Moyenne de temps de bon fonctionnement</i>
<i>D(t)</i>	<i>Fonction de Disponibilité</i>
<i>$\lambda(t)$</i>	<i>Taux de défaillance</i>
<i>μ</i>	<i>Taux de réparation</i>
<i>γ</i>	<i>Paramètre de position</i>
<i>η</i>	<i>Paramètre d'échelle</i>
<i>β</i>	<i>Paramètre de forme</i>
<i>M(t)</i>	<i>fonction de maintenabilité</i>

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....01

Chapitre I : généralité sur la maintenance et FMD

I.1. Introduction.....03

I.2.Définition de la maintenance.....03

I.3. Les différentes méthodes de maintenance.....04

I.3.1. La maintenance corrective.....05

I.3.1.1. Définition.....05

I.3.1.2. Types d'interventions.....05

I.3.2. La maintenance préventive.....06

I.3.2.1. Définition.....06

I.3.2.2. La maintenance systématique.....06

I.3.2.3. La maintenance conditionnelle.....07

I.3.2.4. La maintenance prédictive ou prévisionnelle.....08

I.4. Objectifs des programmes de maintenance.....08

I.5. Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes.....09

I.5.1. Introduction et définitions.....09

I.5.1.1. Fiabilité.....09

I.5.1.2. Disponibilité.....10

I.5.1.3. Maintenabilité.....10

I.5.1.4. Sécurité.....10

I.5.2. Les trois niveaux de l'arborescence concernés par FMD.....10

I.5.3. Les indicateurs opérationnels de FMD.....11

I.5.4. La fiabilité.....11

I.5.4.1. Différents types de fiabilité.....11

I.5.4.2. Les indicateurs de fiabilité.....12

I.5.5. Les principales lois de probabilité utilisées en fiabilité.....16

I.5.6. Lois usuelles de la fiabilité.....16

I.5.6.1. Loi exponentielle.....	16
I.5.6.2. Loi de Weibull.....	17
I.5.7. Diagramme de fiabilité.....	19
I.6. Maintenabilité du matériel.....	21
I.6.1. Définition.....	21
I.6.2. Temps Techniques de Réparation TTR.....	22
I.6.3. Les critères de maintenabilité.....	22
I.6.4. Les indicateurs de maintenabilité.....	23
I.6.5. Expressions mathématiques.....	23
I.7. La disponibilité.....	24
I.7.1. Introduction.....	24
I.7.2. Différente formes de disponibilité.....	25
I.7.2.1. Disponibilité moyenne.....	25
I.7.2.2. Disponibilité intrinsèque.....	26
I.7.2.3. Disponibilité opérationnelle.....	27

Chapitre II : généralité sur turbine à gaz

II.1 Définition.....	28
II.2. Historique de la turbine à gaz.....	29
II.3. Avantages et inconvénients des turbines à gaz.....	30
II.4. Classification des turbines à gaz.....	30
II.4.1. Par le mode de construction.....	30
II.4.2. Par le mode de travail.....	31
II.4.3. Par le mode de fonctionnement thermodynamique.....	31
II.5. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz.....	32
II.6. le cycle théorique des installations à turbine à gaz.....	32
II.7. Principale défiance d'une turbine à gaz.....	34
II.8. maintenance appliquée sur les turbines à gaz.....	34
II.8.1. La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt).....	34
II.8.1.1. Une inspection du système combustion (combustion inspection).....	35
II.8.1.2. Inspections de la veine des gaz chauds.....	35

II.8.1.3. Révision général.....	35
II.8.2. La maintenance conditionnelle.....	35

Chapitre III : présentation de l'entreprise

III. 1. Présentation du Sonatrach.....	36
III.1.1.Les métiers de Sonatrach.....	36
III.1.2. Présentation de l'Activité Transport par Canalisations (TRC).....	37
III.1.3. Présentation de la direction régional Haoud El Hamra (RTH).....	39
III.1.3.1. Situation géographique.....	40
III.1.3.2. Organigramme de la direction régionale RTH.....	41
III.1.3.3. Principales activités de RTH.....	41
III.1.3.4. Principales installations du site HEH.....	42
III.1.3.5. Département maintenance.....	44
III.1.3.6. Organigramme du département maintenance.....	44

Chapitre IV : analyse de la sûreté de fonctionnement de la turbine à gaz

IV.1.Fiche historique des Pannes.....	46
IV.2.Etude de la FMD.....	46
IV.2.1.Détermination de la loi de fiabilité sur MATLAB.....	46
IV.2.1.2. Exploitation des formules mathématiques pour l'étude de l'FMD : cas loi de Weibull.....	47
IV.2.1.3.Graphiques des fonctions $R(t)$, $F(t)$, $\lambda(t)$ et $f(t)$ en fonction du TBF.....	53
IV.2.2. Estimation de la maintenabilité.....	55
IV.2.2.1.Calcul du MTTR.....	56
IV.2.2.2.Taux de réparation μ	56
IV.2.2.3.La Fonction de la Maintenabilité stricte $M(t)$	56
IV.2.2.4.Représentation graphique de la courbe de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR.....	57
IV.2.3.Estimation de la disponibilité.....	58
IV.2.3.1.La disponibilité instantanée $D(t)$	58
IV.2.3.2. Représentation graphique de la courbe de la disponibilité $D(t)$ en fonction De TTR.....	59

IV.3.Analyse de L'AMDEC.....	59
IV.3.1. définition de l'AMDEC.....	59
IV.3.2.Application de l'AMDEC sur la TURBINE A GAZ.....	59
IV.3.2.1.Analyse du système.....	60
IV.3.2.2.Décomposition du système.....	60
IV.3.2.3.Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC.....	69
IV.3.2.4. Actions d'amélioration.....	72
Conclusion générale.....	73
Bibliographie	

Figure I.1 : les différentes formes de maintenance.....	05
Figure I.2 : Objectifs de la maintenance.....	09
Figure I.3 : Les états successifs que peut prendre un système réparable.....	11
Figure I.4 : la courbe baignoire d'un système.....	13
Figure I.5 : présentation des courbes de taux de panne des différents équipements.....	14
Figure I.6 : Détermination expérimentale des différentes caractéristiques d'un composant (ensemble).....	15
Figure I.7 : présentation de fonction de fiabilité et la densité de probabilité.....	16
Figure I.8 : L'allure générale de la courbe de fonction de taux d'avarie $\lambda(t)$	18
Figure I.9 : L'allure générale de la courbe.....	18
Figure I.10 : exemple de diagramme de fiabilité.....	19
Figure I.11 : diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en série.....	19
Figure I.12 : diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en parallèle (redondance active).....	20
Figure I.13 : schéma d'un système utilisant une redondance passive.....	21
Figure I.14 : la variation de disponibilité d'un système.....	25
Figure I.15 : Effet de stabilité causé par une action de maintenance pertinente qui stabilise le système.....	25
Fig.II.1 Vue d'une turbine à gaz	28
Fig.II.2 Turbine à gaz à un arbre et à deux arbres.....	31
Fig.II.3 Cycle de Brayton.....	33
Figure III.1. Organisation Générale de Sonatrach.....	37
Figure III.2. Organisation générale de l'Activité TRC.....	39
Figure I.3. Situation géographique.....	40
Figure III.4. Organigramme de la direction régionale RTH.....	41
Figure III.5. Organigramme du département maintenance.....	44

Figure III.6. Organigramme du service mécanique.....	45
Figure IV .1. Variation de la fiabilité $R(t)$ en fonction de TBF.....	53
Figure IV.2. Variation de la fonction de réparation $F(t)$ en fonction de TBF.....	53
Figure IV.3. La courbe du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF.....	54
Figure IV.4. La courbe de la densité de probabilité $f(t)$ en fonction de TBF.....	54
Figure IV.5. La maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR.....	57
Figure IV.6. Variation de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR.....	59
Figure IV.7. Décomposition fonctionnelle du système.....	60

Liste des tableaux

Tableau I.1 : niveaux de maintenance (norme AFNOR)	09
Tableau I.2 : Les trois niveaux de caractérisation FMD.....	10
Tableau I.3 : Les indicateurs de fiabilité.....	12
Tableau I.4 : Les indicateurs de maintenabilité.....	23
Tableau III.1 .Les terminaux départ au niveau HEH.....	43
Tableau IV.1 .fiche historique de la turbine à gaz MS 3002.....	46
Tableau IV.2 : Représentation des fonctions $F(t)$, $R(t)$, $\lambda(t)$ et $f(t)$	50
Tableau IV.3 : Représentation de l'écart par point (Dni) entre les fonctions $F(t)$ et $F(t_i)$	52
Tableau IV.4 : Représentation de temps de réparation.....	55
Tableau IV.5 : Représentation de la Maintenabilité $M(t)$	56
Tableau IV.6 . Etude de la disponibilité.....	58
Tableau IV.11 : Analyse AMDEC de la turbine à gaz... ..	68
Tableau IV.12 : Actions de maintenance à engager.....	71

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE :

La sûreté de fonctionnement porte sur l'ensemble du cycle de vie d'un système. Les études prévisionnelles de sûreté de fonctionnement regroupent les activités d'évaluation de la fiabilité, de la maintenabilité, de la disponibilité d'un système ou d'un produit en cours de développement.

Les études de sûreté de fonctionnement utilisent un ensemble d'outils et de méthodes qui permettent, dans toutes les phases de vie d'une entité, de s'assurer que celle-ci va accomplir ou accomplit les missions pour lesquelles elle a été conçue, et ce dans des conditions de fiabilité, de maintenabilité, de disponibilité prédéfinies. Ces études consistent généralement à analyser les effets des pannes, dysfonctionnements, erreurs d'utilisation ou agressions de l'entité étudiée

Les entreprises industrielles exigent l'amélioration de la production qualitativement et quantitativement en assurant la sûreté de fonctionnement des dispositifs de fabrication, les concepteurs pensent toujours à construire des systèmes fiable de très hautes performances, en cherchant des solutions techniques afin d'augmenter la disponibilité et la fiabilité des équipements de production.

L'avancement de la technologie a fait que les systèmes conçus de nos jours sont de plus en plus complexes ce qui rend le suivi de celle-ci très difficile. C'est pour cela que ça nécessite de faire une évaluation et une modélisation pour mieux comprendre le principe de fonctionnement d'un système, et les fonctions réalisées par chaque élément, afin de faciliter leurs surveillances et de mettre en place des méthodes d'analyse de défaillance adaptées afin d'intervenir en cas de dysfonctionnement.

La bonne santé des équipements est assurée par la surveillance de leurs comportements. L'apparition d'un comportement inhabituel signifie qu'il existe une défaillance causée par l'interaction de plusieurs situations, ce qui provoque l'arrêt du système et l'interruption de la production.

Suite à l'arrêt de la production, le temps consacré pour effectuer un diagnostic, et pour faire une action corrective suite à une défaillance coûte très cher, donc il faut agir rapidement lorsque 'elle survient. Pour cela, les systèmes industriels nécessitent des techniques d'analyse prévisionnelle qui permettent d'estimer les risques d'apparition des défaillances ainsi que leurs conséquences sur le bon fonctionnement du moyen de production.

Mon travail consiste à évaluer la sûreté de fonctionnement et à mettre en place une méthode d'analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leurs criticité (AMDEC) a une turbine à gaz, qui est un équipement indispensable pour la production au sein de l'entreprise Sonatrach (HOUAD EL HAMRA) dans le but d'établir un moyen de diagnostic et d'apporter des améliorations à son fonctionnement, cela peut se faire en maitrisant les points faibles et critiques de la turbine sur lesquels il faut agir.

Ce travail se présentera en quatre chapitres.

- Dans le premier chapitre nous abordons des généralités sur la maintenance et la sureté de fonctionnement
- Le deuxième chapitre on donne des généralités sur la turbine à gaz
- Dans le troisième chapitre une présentation de l'entreprise
- Le quatrième chapitre est consacré à l'évaluation de la sûreté de fonctionnement et l'application de la méthode AMDEC et la proposition des recommandations pour réduire la criticité.

Chapitre I

Généralité sur la maintenance et FMD

CHAPITRE I:**NOTIONS SUR LA MAINTENANCE, FIABILITE ET DISPONIBILITE,
MAINTENABILITE****I.1. Introduction**

De nos jours le problème de production dans les entreprises est en relation directe avec la maintenance.

La préoccupation principale de toute entreprise doit viser à réduire les coûts de production en minimisant les périodes d'immobilisations des installations.

L'existence d'un service maintenance se justifie par la nécessité d'assurer la disponibilité permanente des équipements pour que le service puisse accomplir sa tâche en obtenant le rendement optimal, son coût constitue une partie de plus en plus grande du coût total de fabrication à tel point que le service de maintenance est devenu un organe capital dans les entreprises.

I.2.Définition de la maintenance

AFNOR (Association Française de Normalisation) définit la maintenance comme étant « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé »[AFNOR, 1982]. Cette définition mise au point par AFNOR X60-012 la maintenance est un ensemble de toutes les actions technique ,administratives et de mangement durant le cycle de vie d'un bien, destinées a le maintenir ou a le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise.

Le terme « maintenir » contient la notion de « prévention » sur un système en fonctionnement. Le terme « rétablir » contient la notion de « correction » consécutive à une perte de fonction. Un « état spécifié » ou un « service déterminé » implique la prédétermination des objectifs à atteindre, avec quantification des niveaux caractéristiques.

I.3. Les différentes méthodes de maintenance

C'est un ensemble d'actions permettant de maintenir, ou de rétablir, un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service rendu. C'est donc :

Effectuer des opérations de conservation du potentiel du matériel.

Assurer :

- Continuité ;
- Qualité de la production.

Une bonne maintenance consiste à mettre en œuvre pour chaque équipement ; Chaque sous-ensemble, voir chaque maillon de la chaîne de production, la technique la mieux adaptée ; la technique optimum.

D'après les normes AFNOR X 60-010 et 60-012 [AFNOR, 1982], on peut distinguer essentiellement deux méthodes de maintenance (**figure I.1**) :

- la maintenance corrective, effectuée après défaillance du matériel ;
- la maintenance préventive, effectuée dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un matériel. Elle peut opérer selon :
 - un échéancier établi d'après le temps ou le nombre d'unités d'usage : c'est la maintenance systématique ;
 - ou en fonction d'un type d'événement prédéterminé et révélateur de l'état de dégradation du matériel (information d'un capteur de mesure, mesure d'une usure, etc.) : c'est la maintenance conditionnelle.

La définition de « la maintenance » issue de la norme NF X60-010 [AFNOR, 1982] contient les six concepts servant de base sur lesquelles repose toute la démarche.

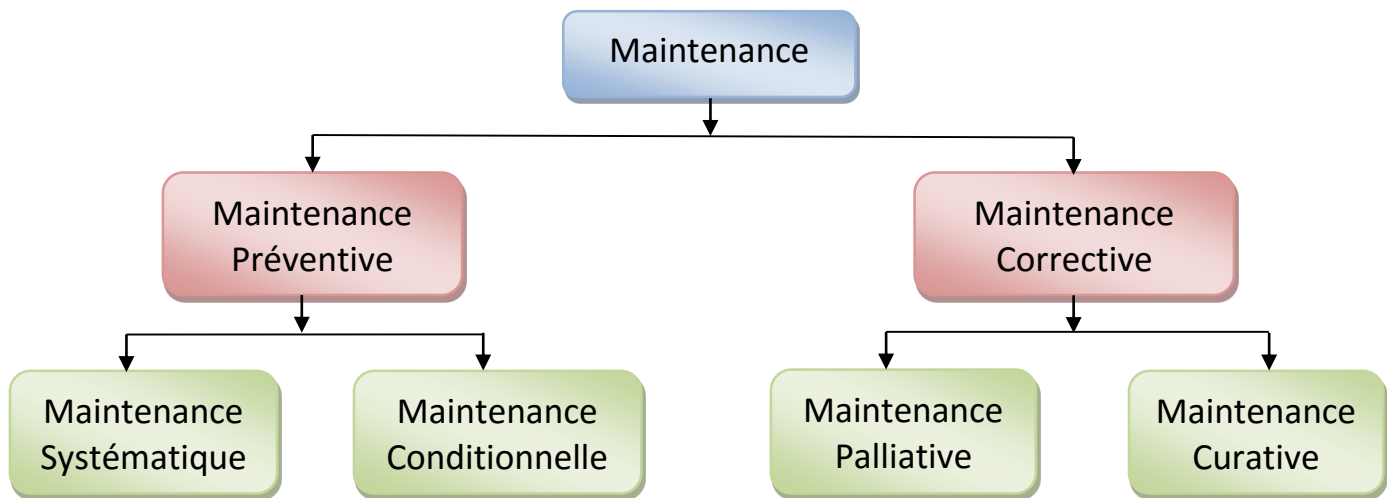


Figure I.1 : les différentes formes de maintenance

I.3.1. La maintenance corrective

I.3.1.1. Définition

Il s'agit d'une « opération de maintenance effectuée après défaillance » (norme NF X 60-010). La maintenance corrective correspond à une attitude défensive dans l'attente d'une défaillance aléatoire. Elle s'applique automatiquement aux défaillances soudaines, comme par exemple la rupture brusque d'une pièce mécanique. Hormis ce cas, ce type de maintenance sera réservé à du matériel peu coûteux, non stratégique pour la production, et dont la défaillance aurait peu d'influence sur la sécurité [AFNOR, 2002].

I.3.1.2. Types d'interventions

La maintenance corrective comprend deux types d'interventions dépannage et réparation :

A. Le dépannage : appelé aussi maintenance palliative, est une intervention immédiate et rapide visant une remise en état provisoire du matériel. Cette intervention peut être parfaitement justifiée pour des matériels secondaires, sans incidence directe sur la production ; mais elle peut devenir nécessaire par manque de temps dans le cas où on ne peut pas arrêter la production ou par absence de pièces de rechange. Le dépannage est une pratique fréquente en cours de mise au point, de

rodage ou au contraire en fin de vie du matériel. Le dépannage est caractérisé par une faible sécurité puisque la défaillance peut survenir à n'importe quel moment ; il est donc nécessaire d'effectuer une réparation le plus tôt possible.

B. La réparation : appelée aussi maintenance curative, est une remise en état définitive du matériel, soit directement après une défaillance soit après un dépannage. La réparation se caractérise par une sécurité élevée puisque le risque de défaillance est fortement diminué par rapport au dépannage, et le matériel retrouve pratiquement ses caractéristiques de fonctionnement.

I.3.2. La maintenance préventive

I.3.2.1. Définition

« La maintenance préventive est effectuée selon des critères prédéterminés, dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un bien ou la dégradation d'un service rendu » (norme NF X 60-010). Les interventions sont prévues, préparées et programmées avant la date probable d'apparition d'une défaillance. Dans la maintenance préventive, on trouve dans une première phase des visites périodiques permettant de suivre l'état du matériel et de connaître les lois de dégradation et les seuils d'admissibilité. Dans une deuxième phase, lorsque le comportement du matériel sera connu, on évoluera vers la maintenance systématique. On peut distinguer quatre types de maintenance préventive [DASCAU, 2001].

I.3.2.2. La maintenance systématique

C'est une « maintenance préventive effectuée selon un échéancier établi suivant le temps ou le nombre d'unités d'usage » (norme AFNOR X 60-010 [AFNOR, 1982]). Les interventions sont effectuées à intervalles fixes (par exemple après un certain nombre d'heures de fonctionnement ou nombre de kilomètres, etc.). Ces intervalles sont déterminés d'abord sur la base des préconisations du constructeur, puis ensuite en se basant sur les résultats recueillis lors des visites préventives périodiques.

La maintenance systématique s'applique surtout pour :

- des composants et sous-ensembles du matériel dont les durées de vie sont bien connues ;
- des équipements soumis à une législation impérative (chaudières, appareils sous pression, ascenseurs, etc.) ;
- des équipements à coûts de défaillance élevés (par exemple des équipements faisant partie d'une chaîne de production) ;
- des équipements dont une défaillance met en cause la sécurité du personnel ou des usagers.

Les avantages de la maintenance systématique sont :

- les interventions et les arrêts sont programmés en accord avec la production ;
- le coût de chaque intervention est connu, donc la gestion financière du service maintenance est facilitée. Le coût des interventions peut fortement augmenter car leur périodicité est calée sur la durée de vie minimum des équipements.
- Le démontage d'un matériel pour un remplacement systématique d'une pièce nécessite souvent le changement d'autres pièces par précaution, ce qui augmente encore le coût de l'intervention. De même, la fiabilité des machines après remontage se trouve parfois réduite du fait d'erreurs humaines.

En conclusion, le remplacement systématique du matériel doit disparaître progressivement, sauf pour du petit matériel peu coûteux (graissage, filtres, petites pièces, etc.), et céder la place à des méthodes de maintenance conditionnelle.

I.3.2.3. La maintenance conditionnelle

C'est « une maintenance préventive subordonnée à un type d'événement prédéterminé (autodiagnostic, information donnée par un capteur, mesure d'une usure, etc.) révélateur de l'état de dégradation d'un bien » (norme AFNOR X 60-010 [AFNOR, 1982]).

Cette forme de maintenance permet d'assurer le suivi du matériel pendant son fonctionnement dans le but de prévenir les défaillances attendues. Elle n'implique pas la connaissance de la loi de dégradation et le démontage du matériel. L'intervention n'a lieu que si certains paramètres mesurables atteignent un seuil critique prédéterminé et révélateur d'une défaillance imminente. Pour pratiquer une maintenance conditionnelle, il est nécessaire que le matériel s'y prête, c'est-à-dire il faut trouver une corrélation entre un paramètre mesurable et l'état du matériel. Comme exemple de paramètres, on peut citer :

- des paramètres physiques (pression, débit, température, tension, intensité, etc.) ;
- le niveau d'huile ;
- la fréquence de vibration ou le niveau de vibrations et de bruits ;
- les mesures de jeux mécaniques ;
- la teneur en résidus d'usure des lubrifiants (cette teneur permet un diagnostic dans le cas des moteurs et circuits hydrauliques).

Une période d'expérimentation est nécessaire pour déterminer le seuil critique ou d'admissibilité au-delà duquel un arrêt de fonctionnement s'impose. Suivant le temps de réaction et la vitesse de dégradation du matériel, on fixera un seuil d'alarme avant le seuil d'admissibilité. De cette manière l'intervention de maintenance aura lieu avant d'atteindre le seuil d'admissibilité.

I.3.2.4. La maintenance prédictive ou prévisionnelle

C'est un type de maintenance conditionnelle permettant de réajuster les prévisions d'opérations de maintenance à effectuer, en estimant la tendance évolutive du dysfonctionnement éventuel détecté sur un appareil et le temps pendant lequel il est possible de continuer à l'utiliser avant la panne. Ces estimations se font à partir des analyses périodiques de l'état de chaque équipement obtenues par les méthodes de la maintenance conditionnelle et l'utilisation de modèles d'usure.

I.4. Objectifs des programmes de maintenance

Un programme de maintenance d'un exploitant à quatre objectifs

- Assurer la réalisation des niveaux de sécurité, et de fiabilité inhérents aux équipements.
- Etablir la sécurité, et la fiabilité des équipements à leur niveau inhérent, lorsqu'une détérioration a eu lieu.
- Obtenir l'information nécessaire, pour améliorer le design des composants dont la fiabilité inhérente est inadéquate.
- Accomplir ces objectifs au meilleur coût total possible, incluant les coûts d'entretien et les coûts des défaillances résiduelles.

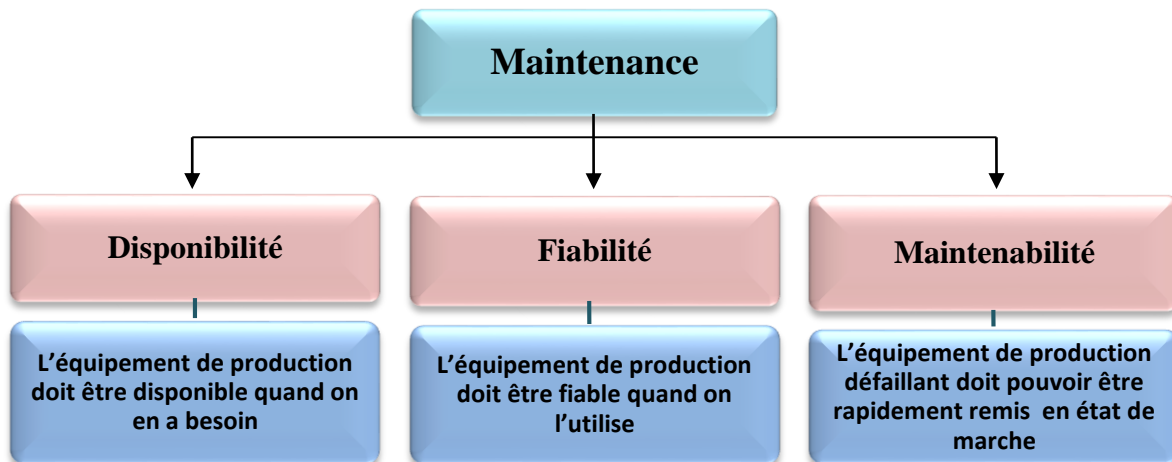


Figure I.2 : Objectifs de la maintenance.

	ACTIVITES
NIVEAU	
Niveau 1	ronde, petit entretien, graissage
Niveau 2	échange standard, contrôles du bon fonctionnement
Niveau 3	diagnostic, petites réparations, opérations mineures préventives
Niveau 4	travaux de maintenance préventive et corrective, réglage des moyens de mesure
Niveau 5	rénovation, reconstruction et réparations importantes

Tableau I.1 : niveaux de maintenance (norme AFNOR).

I.5. Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes

I.5.1. Introduction.

La fiabilité d'une entité est la probabilité moyenne de non défaillance de cette entité sur un intervalle de temps donné. Les paramètres importants de la fiabilité sont donc les conditions d'utilisation du système, le temps ou le nombre de cycles.

I.5.1.1. définitions de la Fiabilité

Aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, durant un intervalle de temps donné. Le terme fiabilité est également utilisé pour désigner la valeur de la fiabilité et peut être défini comme une probabilité [AFNOR, 1998].

I.5.1.2. Disponibilité

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 [AFNOR, 1998]. Cette aptitude dépend de la combinaison de la fiabilité, de la maintenabilité et de la logistique de maintenance.

I.5.1.3. Maintenabilité

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 [AFNOR, 1998].

I.5.1.4. Sécurité

Eviter les situations dangereuses pour les opérateurs, les utilisateurs et l'environnement. [AFNOR, 1998],

I.5.2. Les trois niveaux de l'arborescence concernés par FMD

Les équipements industriels inventoriés sont tous des systèmes réputés « réparables » et, à ce titre, pris en responsabilité par la maintenance. Les trois niveaux de caractérisation FMD d'un équipement sont regroupés au tableau ci-dessous. [Tahan, 1998]

	Propriétés	Caractéristique FMD
Ensemble	Toujours réparable	Disponibilité
Modules	Réparables ou consommable	Maintenabilité et Fiabilité
Composant	Consommable, parfois réparable	Fiabilité

Tableau I.2 : Les trois niveaux de caractérisation FMD.

I.5.3. Les indicateurs opérationnels de FMD

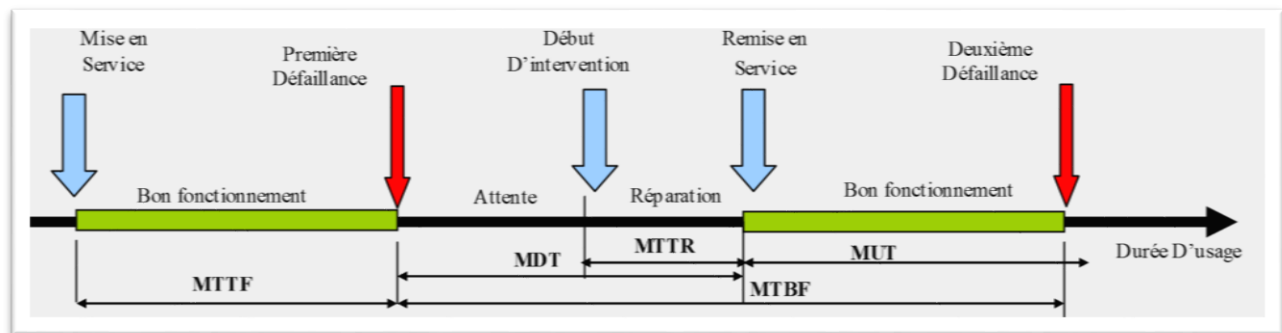


Figure I.3 : Les états successifs que peut prendre un système réparable.

En fait, les grandeurs portées par le graphe sont des durées temporelles (TBF) auxquelles on fait correspondre des moyennes (MTBF) obtenues par exploitation statistique $M(t)$ ou probabiliste des durées constatées et enregistrées. Les sigles utilisés sont d'origine anglo-saxonne et correspondent aux notions suivantes [Tahan, 1998] :

- **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

I.5.4. La fiabilité:

I.5.4.1. Différents types de fiabilité

A. Fiabilité prévisionnelle :

Obtenue à partir des modèles mathématiques, connaissant la fiabilité estimée des composantes du système.

B. Fiabilité intrinsèque (fournie par le constructeur)

Fiabilité d'un dispositif mesurée au cours d'essais spécifiques dans le cadre d'un protocole d'essais entièrement définis (Obtenus à partir d'essais de laboratoire).

C. Fiabilité opérationnelle

La fiabilité opérationnelle est Mesurée sur le dispositif en exploitation normale; dépend des conditions réelles d'utilisation du système [KAFFEL, 2001].

I.5.4.2. Les indicateurs de fiabilité

Les paramètres nécessaires pour la mesure de la fiabilité sont :

Indice	Description
N	Nombre de pannes.
MTTF	Moyenne des temps de bon fonctionnement jusqu'à la première défaillance, dont la date d'arrivée est peu significative de la suite.
R (t)	Fonction fiabilité. C'est la fiabilité stricte définie comme la probabilité de bon fonctionnement d'un système à l'instant t, déterminée comme précédemment à partir d'un modèle probabiliste ajusté à un échantillon [CHAPOUILLE, 2003].
MTBF	Calculée à partir de l'espérance mathématique de la variable aléatoire TBF en utilisant une loi de probabilité R (t) ajustée à un échantillon de n valeurs de TBF relevés.
λ (t)	Fonction taux de défaillance. Déduite de la fonction R (t), c'est un bon indicateur du comportement temporel du système (jeunesse, maturité, vieillesse). En d'autre terme, c'est la vitesse à laquelle les défaillances se produisent.

Tableau I.3 : Les indicateurs de fiabilité

A. Taux de défaillance (ou taux d'avarie)

Le comportement du taux de panne est très bien représenté par les caractéristiques de la courbe baignoire. En effet, la courbe baignoire, est une caractéristique omniprésente chez les êtres vivants comme dans les dispositifs d'ingénierie, et une partie importante de la terminologie provient des études de démographes portant sur la distribution des taux de mortalité [KAFFEL, 2001].

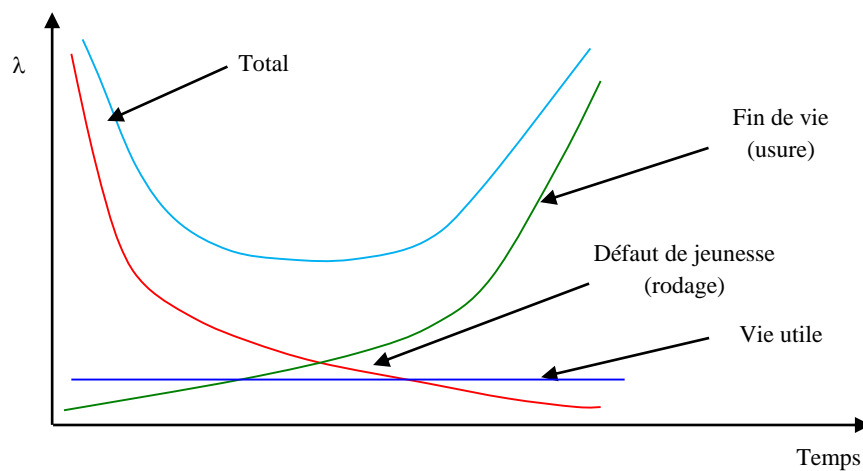


Figure I.4 : la courbe baignoire d'un système.

La courte période de temps du côté gauche de la courbe est une région où les taux de panne sont élevés, mais décroissants. Cette région est définie comme la période de mortalité infantile. Dans cette région, les pièces et les équipements défectueux tombent en panne parce qu'ils n'ont pas été fabriqués ou construits adéquatement.

La section du milieu de la courbe baignoire contient le plus petit et le plus constant taux de panne. Cette section est connue comme la vie utile de dispositif ou de la pièce. Ce comportement constant et plat est révélateur de pannes aléatoires. La partie droite de la courbe correspond à des taux de panne croissants. Pendant cette période, les pannes dues au vieillissement deviennent dominantes. Cette courbe exprime la jeunesse, la maturité et le vieillissement d'un système.

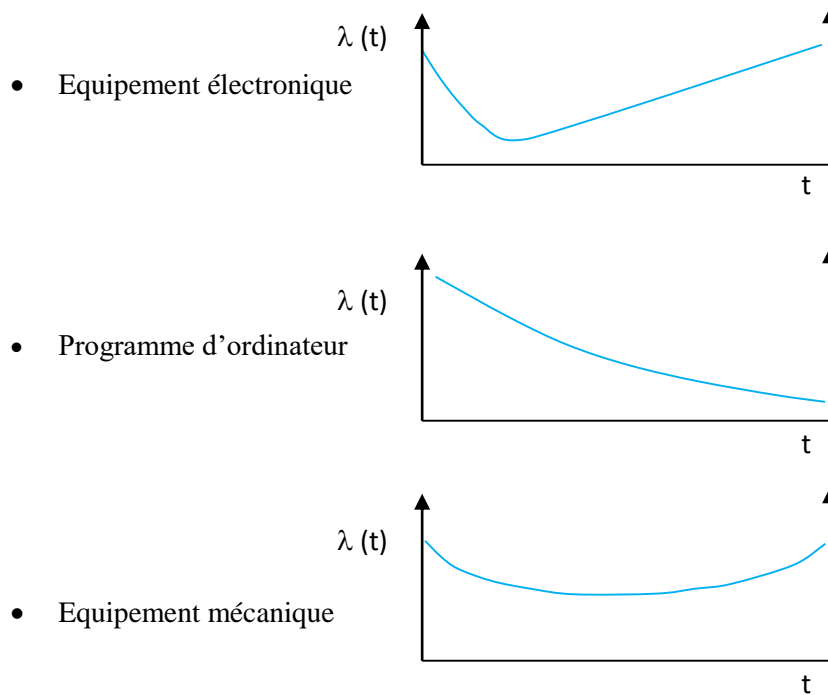


Figure I.5 : présentation des courbes de taux de panne des différents équipements.

Dans le cas général, on appelle taux d'avarie instantané la quantité $\lambda(t)$ définie par :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \dots\dots\dots (I.1)$$

$$\text{ou } \lambda(t) = \frac{R'(t)}{R(t)} \dots\dots\dots (I.1)$$

$$\text{ou } \lambda(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)} \dots\dots\dots (I.1)$$

On peut trouver $\lambda(t)$ si l'on connaît $F(t)$ ou $R(t)$.

Réciproquement, on peut obtenir $R(t)$ et $F(t)$ à partir de $\lambda(t)$.

$$\frac{R'(t)}{R(t)} = -\lambda(t) \text{ Donne } R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(x)dx\right] \text{ et } F(t) = 1 - \exp\left[-\int_0^t \lambda(x)dx\right] \dots\dots\dots (I.2)$$

Remarque: Expérimentalement $\lambda(t)$ est une courbe en baignoire.

B. Temps moyen entre deux défaillances successives (MTBF)

C'est la moyenne de la variable aléatoire T définie au départ

$$MTBF = E(t) = \int_0^{+\infty} t f(t) dt \dots\dots\dots$$

Elle représente l'espérance de vie du dispositif.

D'un point de vue pratique, la **figure I.6** présente un schéma global de détermination des caractéristiques de la fiabilité opérationnelle d'un composant à partir d'une banque de données, de l'historique des pannes ou du retour des expériences. [M.GABRIEL, DRICHET].

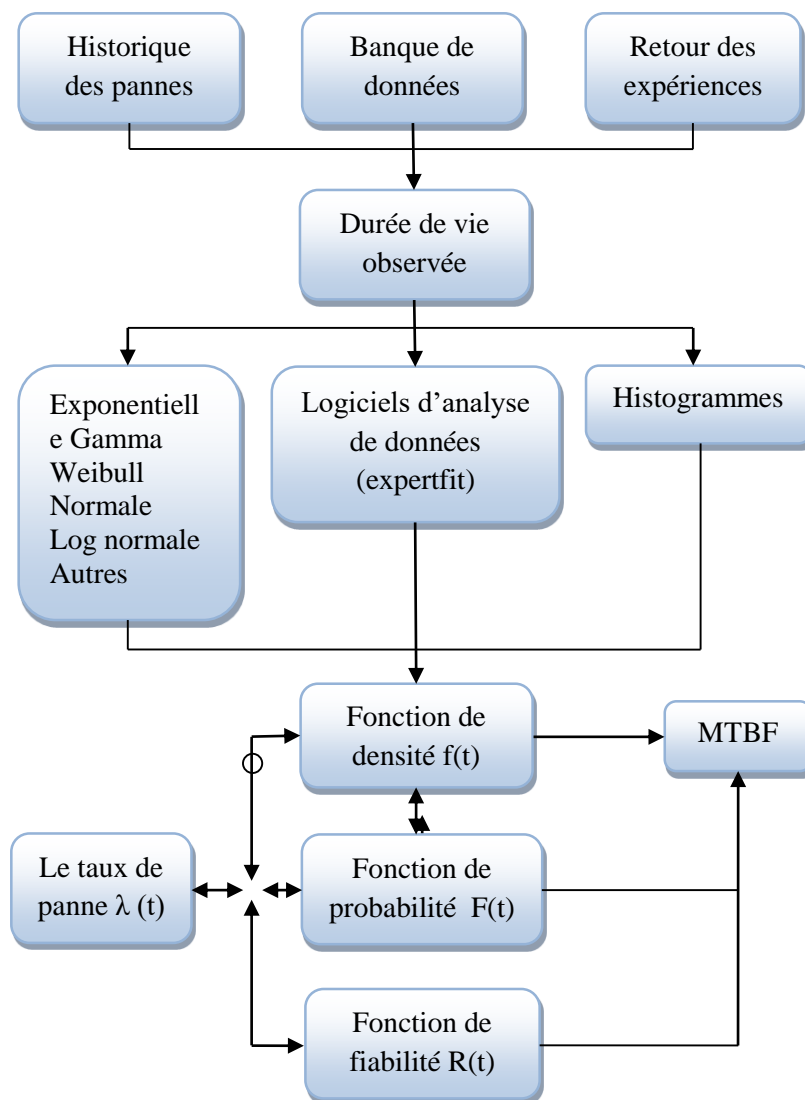


Figure I.6 : Détermination expérimentale des différentes caractéristiques d'un composant

I.5.5. Les principales lois de probabilité utilisées en fiabilité

1. **Les lois discrètes :** La loi binomiale et la loi de poisson
2. **Les lois continues :** La loi de weibull, loi exponentielle, loi normale et loi log normale.

I.5.6. Lois usuelles de la fiabilité

I.5.6.1. Loi exponentielle

La loi exponentielle est la loi suivie lorsque le taux d'avarie est constant.

Pour tout $t \geq 0$ on a $\lambda(t) = \lambda$ constante strictement positive.

- **Fonction de fiabilité:** $R(t) = e^{-\lambda t}$ (I.4)
- **Fonction de défaillance:** $F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$ (I.5)
- **Densité de probabilité:** $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ (I.6)

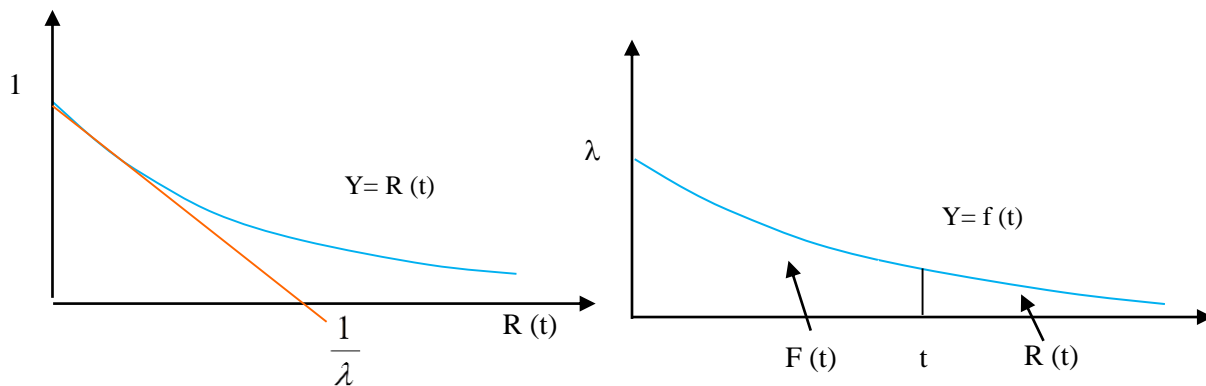


Figure I.7: présentation de fonction de fiabilité et la densité de probabilité.

- **MTBF :** $E(t) = \frac{1}{\lambda}$ (I.7)

- **Ecart type :** $\sigma(t) = \frac{1}{\lambda}$ (I.8)

L'utilisation de papier semi-logarithmique pour représenter $R(t)$ permet de détecter une loi exponentielle. S'il s'agit d'une loi exponentielle, la $MTBF = \frac{1}{\lambda}$ est l'antécédent de $e^{-1} \approx 0.368$

I.5.6.2. Loi de Weibull

Ce mathématicien suédois a choisi une loi sous forme de puissance (calcul facile d'intégrales) avec trois paramètres η , β , γ qui permettent d'obtenir les diverses situations : décroissante, constante et croissante.

Les différentes formules utilisées pour la distribution de weibull sont [BOTTEL, 1987]:

- **La densité de probabilité :** $f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left[- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right]$ (I.9)

$f(t)$: Probabilité d'avarie au temps t .

- **La Fonction répartition :** $F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right]$ (I.10)

$F(t)$: probabilité d'avarie cumulée au temps de 0 à t .

- **La Fonction de fiabilité:** $R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right]$ (I.11)

$R(t)$: probabilité de survie cumulée au-delà du temps.

- **Le taux de défaillance :** $\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1}$ (I.12)

$\lambda(t)$: probabilité d'avarie au temps $t + \Delta t$.

A. Signification des paramètres β , η et γ

- **Paramètre de forme β :** Est un nombre sans dimension, il définit l'allure de la distribution de weibull.

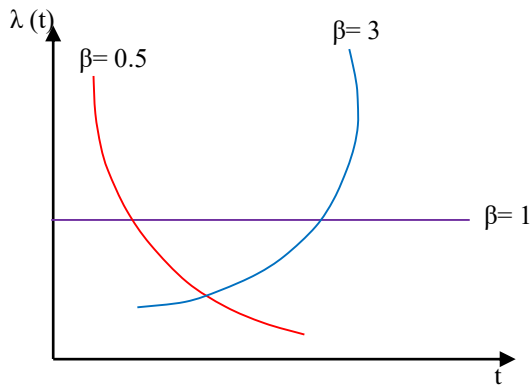


Figure I.8 : L'allure générale de la courbe de fonction de taux d'avarie $\lambda(t)$

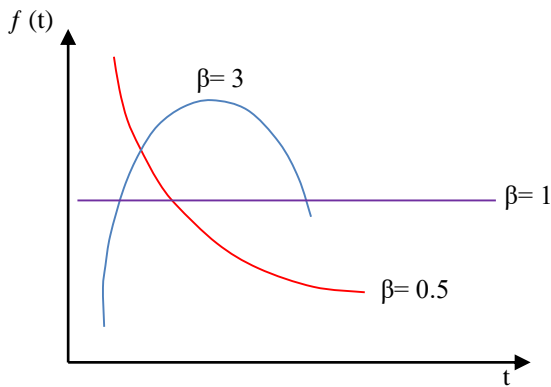


Figure I.9 : L'allure générale de la courbe de densité de probabilité $f(t)$

- **Paramètres d'échelle η**

Caractérisant le choix d'une échelle il s'exprime dans la même unité de temps (heures ou cycle).

- **Paramètre de localisation γ**

Egalement nommé paramètre de décalage ou de position il s'exprime en unité de temps.

Il indique la date de l'apparition du mode défaillance caractérisé par β

- si $\gamma > 0$: il y a survie totale entre $t = 0$ et $t = \gamma$
- si $\gamma = 0$: les défaillances débutent à l'origine des temps.
- si $\gamma < 0$: les défaillances ont débuté avant l'origine de temps relève [BOTTEL, 1987].

I.5.7. Diagramme de fiabilité

A. Définition

Un diagramme de fiabilité est une association série / parallèle des éléments (ou fonctions) participant à la réalisation de la fonction du système. C'est un schéma fonctionnel ou une représentation de la logique de fonctionnement d'un système.

Le système fonctionne s'il existe un chemin de succès entre l'entrée et la sortie du diagramme de fiabilité. La liste des chemins de succès permet donc de représenter l'ensemble des états de marche du système.

- **Exemple** : diagramme de fiabilité d'un système composé de cinq éléments (**Figure I.10**).

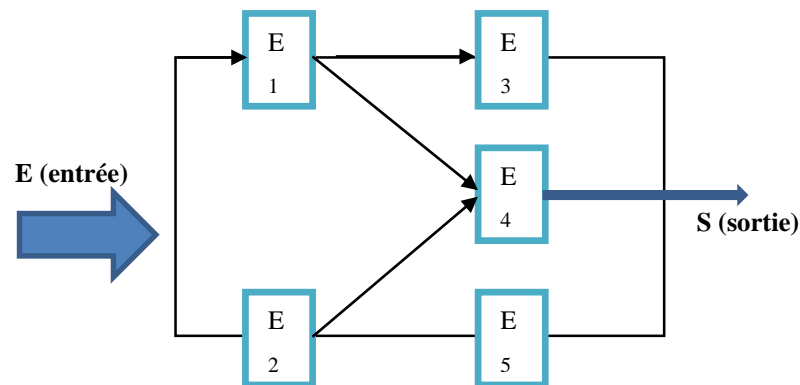


Figure I.10 : exemple de diagramme de fiabilité [LAGGOUNE.R].

Les chemins de succès sont : E_1E_3 , E_1E_4 , E_2E_4 , E_2E_5 .

A. Éléments en série (Figure I.11)

La fonction du système est réalisée si les N éléments en série sont **tous** en bon état de fonctionnement.

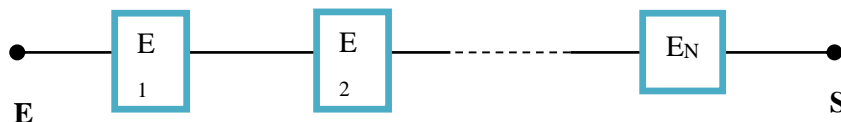


Figure I.11 : diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en série.

La fiabilité $R_S(t)$ du système est :

$$R_S(t) = \prod_{i=1}^N R_i(t) \dots \dots \dots (I.13)$$

Avec $R_i(t)$ la fiabilité de l'élément (I). La fiabilité d'un système à éléments en série est donc toujours inférieure à la fiabilité de son plus faible élément.

Dans le cas de la loi exponentielle :

$$R_i(t) = e^{-\lambda_i t} \dots \dots \dots (I.14)$$

D'où :

$$R_S(t) = e^{-\left(\sum_{i=1}^N \lambda_i\right) t} \dots \dots \dots (I.14)$$

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \dots \dots \dots (I.15)$$

Le taux de défaillance d'un système à éléments en série est égal à la somme des taux de défaillance des éléments qui le constituent [ATTIL H et SAOULIM].

B. Éléments en parallèle

Le système fonctionne si l'un des éléments placés en parallèle fonctionne (redondance active).
(Figure I.12)

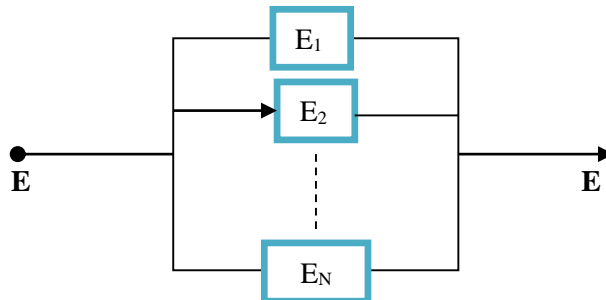


Figure I.12 : diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en parallèle (redondance active).

La probabilité de défaillance $F_S(t)$ du système est :

$$F_S(t) = \prod_{i=1}^N F_i(t)$$

Avec $F_i(t)$ la probabilité de défaillance de l'élément (I). La fiabilité du système est donc :

$$R_S(t) = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - R_i(t))$$

Plus N augmente, plus la fiabilité est améliorée, d'où une augmentation de la sûreté de fonctionnement du système [ATTIL H et SAOULIM].

C. Redondance passive

Les éléments redondants E2, ..., EN sont en veille (« stand by ») et ne démarrent qu'en secours de l'élément principal E1. (**Figure I.13**)

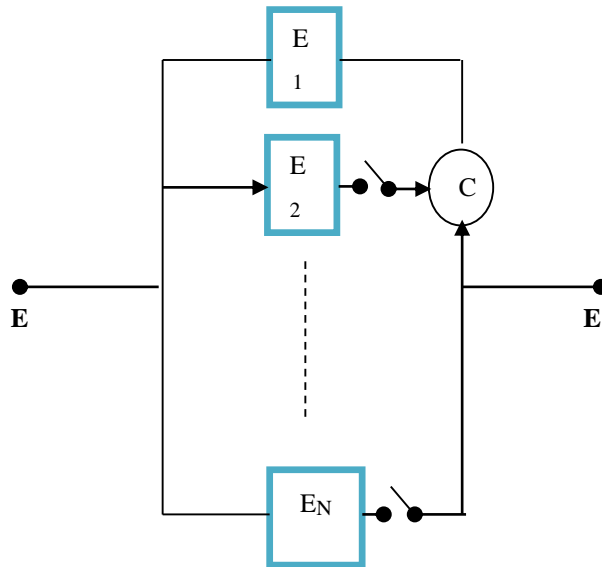


Figure I.13 : schéma d'un système utilisant une redondance passive.

C : est un commutateur permettant de passer d'un élément défaillant à un autre élément en bon fonctionnement.

I.6. Maintenabilité du matériel

I.6.1. Définition

D'après la norme AFNOR X 60-010 ; « dans des conditions données d'utilisation, la maintenabilité est l'aptitude d'un dispositif à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir sa fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits ».

Par analogie avec la fiabilité, il est possible de donner à la maintenabilité une définition probabiliste :

« La maintenabilité est la probabilité de rétablir un système dans des conditions de fonctionnement spécifiées, en des limites de temps désirées, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions et avec des moyens prescrits »

I.6.2. Temps Techniques de Réparation TTR

Le TTR d'une intervention se compose en général de la somme des temps suivants :

- temps de vérification de la réalité de la défaillance (quelquefois, il y a de fausses alarmes)
- temps de diagnostic ;
- temps d'accès à l'organe défaillant (déposes ou bien démontages) ;
- temps de remplacement ou de réparation ;
- temps de réassemblage ;
- temps de contrôle et d'essais.

Les temps « morts » suivants sont à éliminer du TTR :

- temps d'attente pour indisponibilité des techniciens, des outils ou des pièces de rechange
- arrêts de travail ; etc.

Si les temps « morts » sont supérieurs ou égaux au TTR, une remise en cause de l'organisation et de la gestion de la maintenance est indispensable.

I.6.3. Les critères de maintenabilité

Les normes NF X 60-300 et X 60-301 spécifient cinq types de critères de maintenabilité. Le premier critère est relatif à la surveillance de la maintenance préventive. Il est important de connaître à ce niveau l'accessibilité de la composante, sa démontabilité et son interchangeabilité. Le deuxième est relatif à la maintenance corrective, plus particulièrement, le temps de recherche de panne ou de défaillance et le temps de diagnostic. Le troisième critère est relatif à l'organisation de la maintenance, pris en compte par la périodicité du préventif, le regroupement à des périodes identiques, l'homogénéité de la fiabilité des composants, la présence d'indicateurs et de compteurs et la complexité des interventions. L'avant-dernier critère est lié à la qualité de la documentation technique. Celui-ci comporte la valeur du contenu, la disponibilité de la documentation, le mode de transmission et les principes généraux de rédaction et de présentation de la documentation technique. Le dernier critère de maintenabilité est lié au suivi du bien par le fabricant. Il sera question de l'évolution du fabricant, de la qualité du service après-vente et de l'obtention des pièces de rechange.

I.6.4. Les indicateurs de maintenabilité

Indice	Description
MTTR	La MTTR est le principal indicateur de maintenabilité. Elle peut être obtenue par la moyenne statistique d'un échantillon de valeurs TTR ou par l'espérance mathématique de TTR obtenue à partir d'un modèle probabiliste. n
M (t)	C'est la fonction de maintenabilité stricte. C'est la probabilité associée à un instant T, d'une remise en état de fonctionnement. Elle est déterminée à partir d'un modèle probabiliste.

Tableau I.4 : Les indicateurs de maintenabilité.

I.6.5. Expressions mathématiques

Il y a analogie entre l'étude probabiliste de la fiabilité et la maintenabilité. Dans le cas de la maintenabilité, la variable aléatoire est la durée de l'intervention ou temps technique de réparation (TTR). La densité de probabilité est notée $g(t)$.

La maintenabilité $M(t)$ s'exprime en fonction de la densité de probabilité, notée $g(t)$, par la relation suivante [ZEGHLOUL, 2004]:

$$M(t) = \int_0^t g(t) dt \dots\dots\dots (I.16)$$

$M(t)$ représente également la probabilité de réparation d'une durée $TTR < t$:

$$M(t) = \Pr(TTR < t) \dots\dots\dots (I.16)$$

Le taux de réparation est noté $\mu(t)$ et s'exprime par :

$$\mu(t) = g(t) / (1 - M(t)) \dots\dots\dots (I.17)$$

D'où :

$$M(t) = 1 - \exp\left[-\int_0^t \mu(t) dt\right] \dots\dots\dots (I.18)$$

$\mu(t)$ est souvent considéré comme constant (modèle exponentiel), d'où :

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \dots\dots\dots (I.19)$$

Le MTTR est donné par :

$$MTTR = \int_0^{+\infty} t g(t) dt; \dots\dots\dots (I.20)$$

$MTTR = 1 / \mu$ dans le cas où le taux de réparation $\mu(t)$ est constant.

En ce qui concerne l'obtention des données, les TTR sont saisis sur les bons de travaux (BT), et la procédure d'estimation de $M(t)$ est semblable à celle de la fiabilité.

I.7. La disponibilité

I.7.1. Introduction

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 est la probabilité qu'un système soit disponible pour être utilisé à un moment donné du temps (**Figure I.14**).

Cette définition est proche de celle de la fiabilité, sauf que le système demandé doit fonctionner à l'instant (t) et non sur une période de temps (0 à t). [Tahan, 1998]

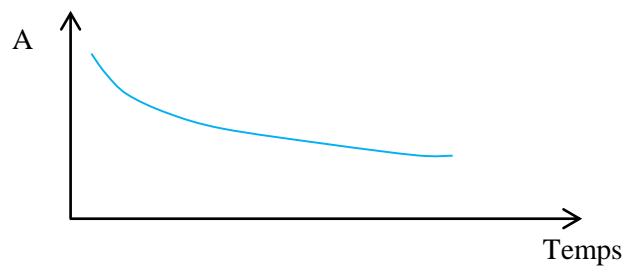


Figure I.14 : la variation de disponibilité d'un système

Lorsqu'un système est réparé de manière continue, soit par un programme d'entretien ou de maintenance, la disponibilité de l'équipement tend à devenir constante (**Figure I.15**).

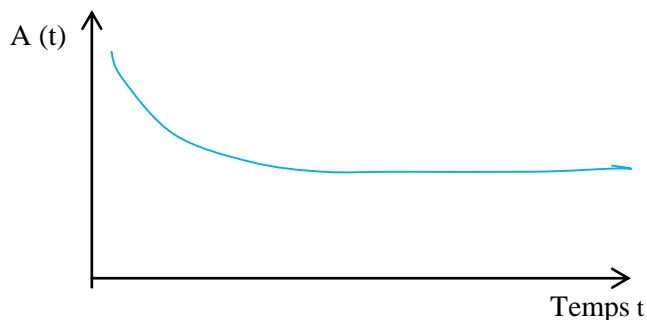


Figure I.15 : Effet de stabilité causé par une action de maintenance pertinente qui stabilise le système.

$A(t)$ = probabilité qu'un système fonctionne de façon satisfaisante au moment t .

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTI} \dots \dots \dots (I.21)$$

I.7.2. Différente formes de disponibilité

Pour qu'un équipement présente une bonne disponibilité il doit :

- Avoir le moins possible d'arrêts de production.
- Etre rapidement remis en état s'il est défaillant.

La disponibilité relie donc les notions de fiabilité et de maintenabilité.

On a trois formes de disponibilité qui sont :

I.7.2.1. Disponibilité moyenne

La disponibilité moyenne sur un intervalle de temps donné peut être évaluée par les rapports suivants :

$$D = \frac{\text{Temps de disponibilité}}{\text{Temps de disponibilité} + \text{Temps d'indisponibilité}} \dots \dots \dots (I.22)$$

D'où :

$$D = \frac{TCBF}{TCBF + TCI} \dots \dots \dots (I.22)$$

Avec :

TCBF : temps cumulé de bon fonctionnement.

TCI : temps cumulé d'immobilisation.

Remarque: le temps cumulé d'immobilisation comprend les temps d'intervention et les temps logistique.

I.7.2.2. Disponibilité intrinsèque

Cette disponibilité est évaluée en prenant en compte les moyennes de bon fonctionnement et les moyennes de réparation, ce qui donne :

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTI} \dots \dots \dots (I.23)$$

Avec :

MTBF : moyenne des temps de bon fonctionnement.

MTTR : Temps moyen de réparation.

Cette disponibilité correspond à des conditions idéales c'est-à-dire avec un support logistique parfait.

Relation entre MTBF et TCBF d'une part et Relation entre MTBF et TCI d'autre part.

$$MTBF = TCBF / N_c$$

$$MTTR = TCI / N_c$$

Avec :

N_c : nombre d'interventions de maintenance avec immobilisation.

I.7.2.3. Disponibilité opérationnelle

Pour cette mesure, sont pris en compte les temps logistique ce qui donne.

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR + MTL} \dots \dots \dots (I.24)$$

Avec :

MTL : moyenne des temps logistique.

Chapitre II

Généralité sur la turbine à gaz

1. Définition:

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne de tous les points de vue. Elle peut être considérée comme un système autosuffisant. En effet, elle prend et comprime l'air atmosphérique dans son propre compresseur, augmente la puissance énergétique de l'air dans sa chambre de combustion et convertit cette puissance en énergie mécanique utile pendant les processus de détente qui a lieu dans la section turbine.

L'énergie mécanique qui en résulte est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement à une machine réceptrice, qui produit la puissance utile pour le processus industriel.

Sous sa forme la plus simple une turbine à gaz comprend un compresseur axial qui aspire l'air à la pression atmosphérique, une chambre de combustion, où l'air comprimé est réchauffé à pression constante par la combustion d'une certaine quantité de combustible (gaz naturel, gasoil ou kérosène) et enfin une turbine de détente des gaz jusqu'à la pression atmosphérique.

Une turbine à gaz se définit par:

- Son type à un arbre ou deux arbres.
- Sa machine à entraîner fixe ou mobile.
- La nature de son cycle thermique, simple ou avec récupération.

De nos jours la turbine à gaz connaît une large utilisation et dans différents domaines et en particulier dans le domaine des hydrocarbures à cause de leur grande gamme de puissances et leurs propres avantages.

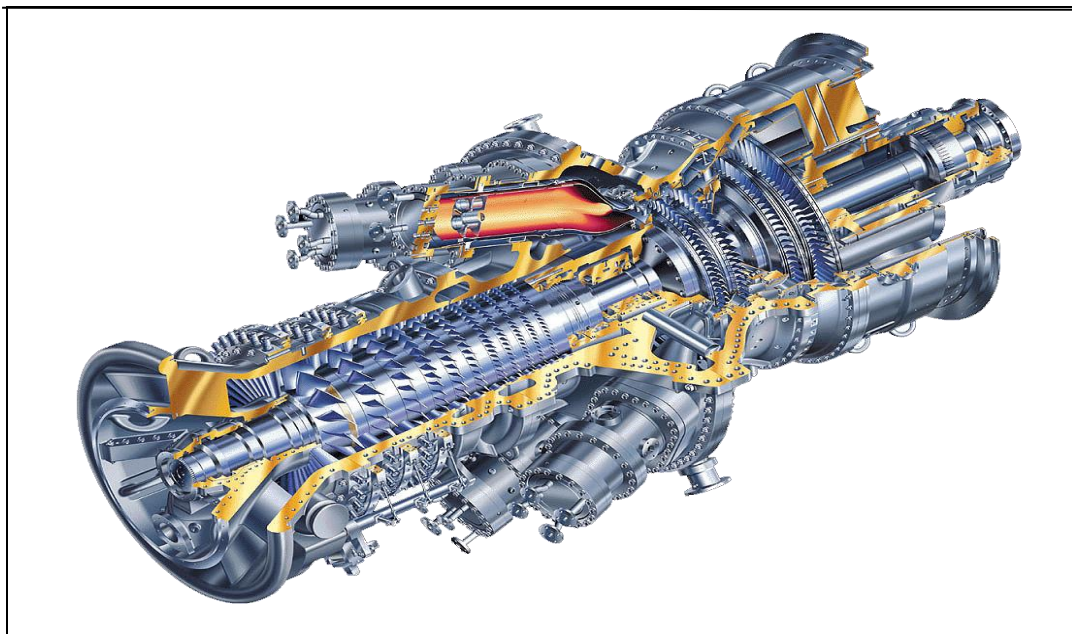


Fig.II.1. Vue d'une turbine à gaz

2. Historique de la turbine à gaz :

Dans l'histoire de la turbine à gaz, on peut distinguer trois périodes :

La première, celle des précurseurs, est très ancienne puisqu'il est classique de la faire remonter à Héron d'Alexandrie avec son Eolipile, simple sujet de curiosité ou d'amusement, viennent ensuite les premiers dépôts de brevets. Pour les turbomoteurs, en 1791, l'Anglais John Barber brevetait un appareil hybride puisque cette turbine à gaz comporte encore un compresseur alternatif. Pour les turboréacteurs, c'est le Français Lorin qui, en 1911, en fait breveter le principe.

La deuxième, celle des premières réalisations, commence à la fin du XIX^e siècle et peut être considérée comme achevée en 1951. Entre 1872 et 1900 environ, les premiers turbo moteurs sont effectivement construits mais ne peuvent atteindre leur autonomie par suite de l'insuffisance des rendements de compression et de détente. Par contre, entre 1901 et 1906, les recherches des Français Armengaud et le mâle aboutissent au premier turbomoteur autonome avec un rendement global à 3%. Entre 1935 et 1945, de nombreuses réalisations apparaissent, notamment dans le domaine aéronautique où les turbines à gaz bénéficient des actives recherches menées au cours de la dernière guerre mondiale.

Le premier vol d'un avion équipé d'un turboréacteur a lieu en Allemagne, fin août 1939 (moteur HES3 monté sur avion Heinkel 178 V1), précédant, en mai 1941, une réalisation voisine en Grande-Bretagne (moteur de Whittle W 1X monté sur avion Gloster E.28). Enfin, 1951 voit deux premières mondiales avec des turbines à gaz de la firme Française turboméca. Le 18 avril, c'est l'hélicoptère SO 1120 Arriel 3 qui effectue un premier vol propulsé par un turbomoteur, l'ARTOUSTE. Le 6 novembre, c'est le premier vol d'un turboréacteur à double flux, l'ASPIN, monté sur le foga Gémeaux IV.

La troisième, la période industriel, commence en 1939. C'est, en effet, au cours des cinquante dernières années que ces machines se sont développées de façon tout à fait spectaculaire.

On peut citer M.Sedille qui, des 1948, pressentit avec raison cette évolution : «Il est hors de doute que, dans les années à venir, un effort considérable permettra de multiplier dans toutes les branches d'utilisation les installations turbo motrices à gaz».

Actuellement, la turbine à gaz fait partie de notre environnement courant : l'aviation commerciale et militaire utilise quasi exclusivement des machines de ce type pour propulser ses aéronefs. Pour les applications industrielles, la turbine à gaz est maintenant le concurrent direct des moteurs diesel, et cette évolution est loin d'être terminée.

3. Avantages et inconvénients des turbines à gaz :

♦ Avantages :

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

♦ Inconvénient :

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

4. Classification des turbines à gaz :

4.1. 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) Un deuxième type, englobe les turbines à deux arbres, dites aussi **bi-arbres**. Elles ont l'avantage d'entraîner des appareils à charges variables (pompes, compresseur,...). Elles se composent de deux parties, la première assure l'autonomie de la turbine (GG), la deuxième est liée à la charge. Un troisième type peut être aussi cité, ce sont les turbines dites dérivées de l'aéronautique ; elles ont une conception spéciale suivant le domaine dans lequel elles sont utilisées. Dans ce troisième type, la partie qui assure l'autonomie de la turbine existe toujours, est l'énergie encours emmagasinée dans les gaz d'échappement est utilisée pour créer la poussée, en transformant cette énergie (thermique et de pression) en une énergie cinétique de jet dans une tuyère.

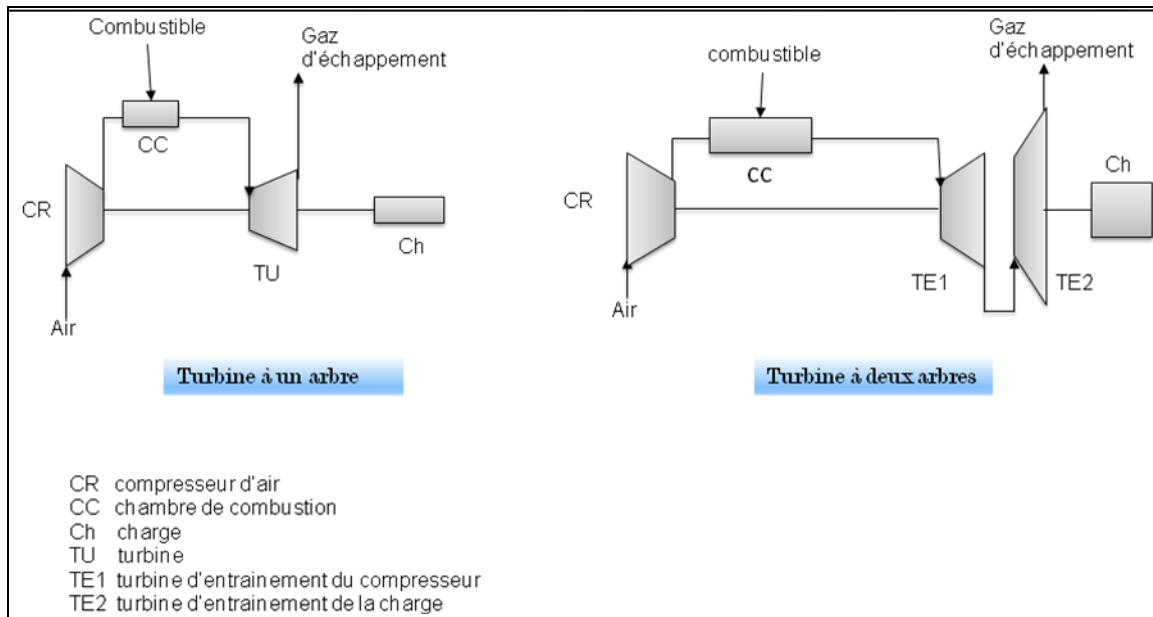


Fig.II.2. Turbine à gaz à un arbre et à deux arbres

4.2. Par le mode de travail :

On distingue deux types de turbine :

- **Turbine à action :**

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

- **Turbine à réaction :**

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

4.3. 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 possèdent encore un potentiel énergétique qui 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.

5. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz :

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- elle extrait de l'air du milieu environnant.
- elle le comprime à une pression plus élevée.
- elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- elle achemine de l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre ; ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement et, de l'autre côté à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine.
- elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.

6. le cycle théorique des installations à turbine à gaz :

Les cycles de l'installation de turbine à gaz sont divers, d'après l'utilisation du fluide moteur dans le cycle, on distingue d'abord le cycle fermé et le cycle ouvert.

Dans l'installation de turbine à gaz à cycle ouvert le fluide moteur après avoir fourni le travail s'échappe dans le milieu ambiant (comme dans les moteurs à combustion interne) et au contraire, dans l'installation de turbine à gaz à cycle fermé le fluide moteur (air ou l'autre gaz) circule constamment dans le contour et accomplit le cycle fermé.

D'après le cycle thermodynamique on peut citer les I.T.G (les installations des turbines à gaz) simples, les I.T.G avec refroidissement et échauffement intermédiaires.

En ce qui concerne l'apport de chaleur, il existe deux types d'I.T.G : I.T.G à apport de chaleur à la pression constante et I.T.G à apport de chaleur au volume constant.

Dans les installations des turbines à gaz modernes, on utilise principalement l'apport de chaleur à $p=\text{constant}$.

C'est pourquoi commençons à étudier les I.T.G à apport de chaleur à une pression constant et qui fonctionne d'après le cycle ouvert.

Les installations de turbines à gaz les plus simples comprennent les éléments suivants : pompe d'alimentation de combustible, compresseur d'air, chambre de combustion et turbine à gaz.

La turbine à gaz et le compresseur se trouvent sur le même arbre, le compresseur aspire l'air atmosphérique, le comprime puis l'envoie vers la chambre de combustion, dans cette chambre à la pression constante le combustible pulvérisé brûle et le fluide moteur reçoit une quantité de chaleur, la température des gaz augmente, puis ces gaz pénètrent dans la turbine à gaz et au cours de la détente des gaz, l'énergie thermique est transformée en énergie cinétique et celle-ci se transforme à son tour en énergie mécanique.

Considérons le cycle thermodynamique d'I.T.G sans tenir compte des pertes dans la turbine et dans le compresseur. Un tel cycle s'appelle cycle théorique.

Le compresseur aspire et comprime l'air (transformation adiabatique 1-2), puis, on a l'apport de chaleur dans la chambre de combustion à la pression constante.

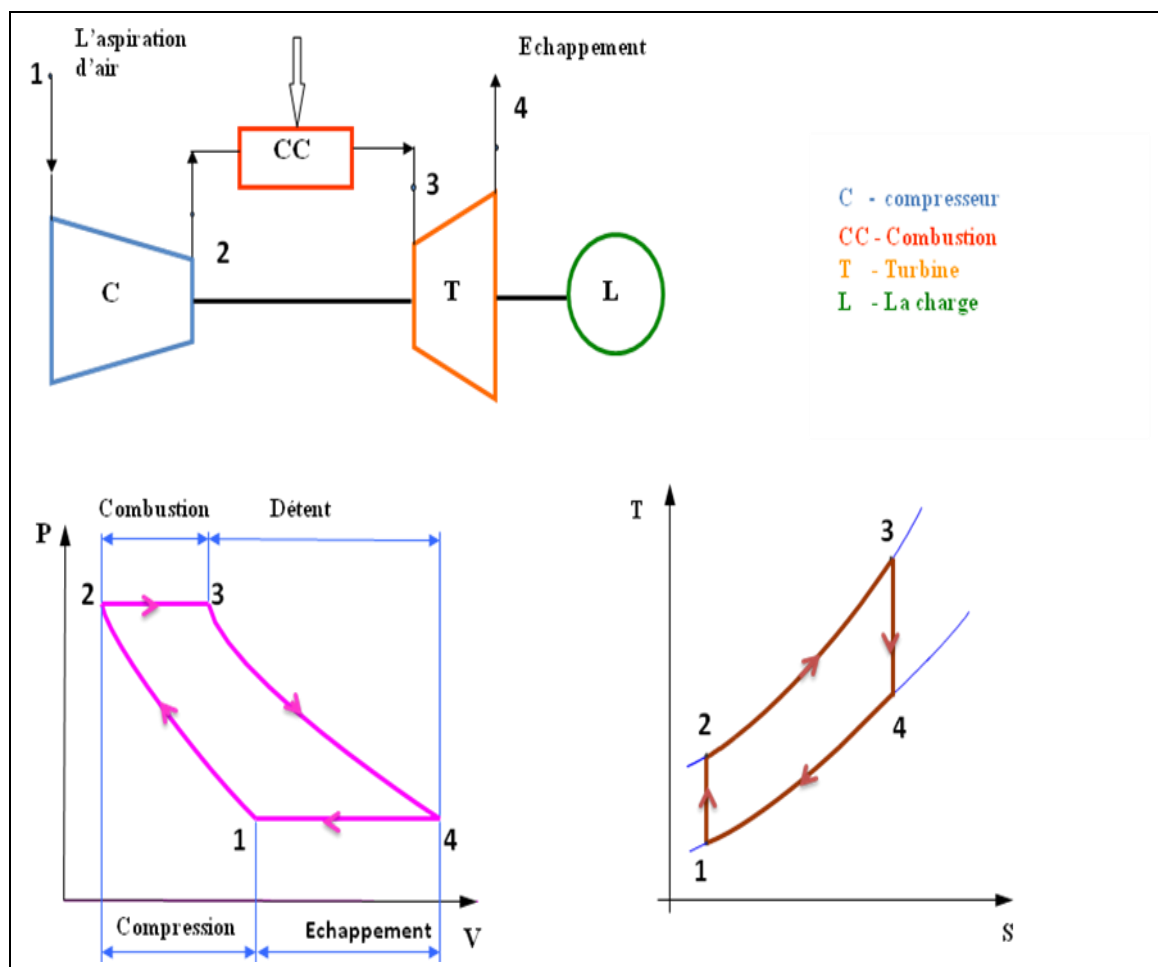


Fig.II.3. Cycle de Brayton.

1-2 : compression isentropique.

2-3 : combustion isobare.

3-4 : détente isentropique.

4-1 : Echappement.

La température des gaz augmente dans la chambre de combustion de T_2 jusqu'à T_3 , après cela les gaz se détendent adiabatiquement dans la turbine de la pression P_3 jusqu'à la pression atmosphérique P_4 .

Au cours de la détente des gaz dans la turbine l'énergie potentielle se transforme en énergie cinétique et puis dans les aubes mobiles l'énergie cinétique se transforme en énergie mécanique, c.-à-d. en énergie de rotation du rotor de la turbine.

7. Principale défaillance d'une turbine à gaz :

- Les tubes d'interconnexion
- Les bougies d'allumage
- Les détecteurs de flammes
- Brûleur des pièces de transition
- Les aubes de refoulement compresseur axial
- Usure des paliers
- Détérioration des joints
- Fissuration

8. maintenance appliquée sur les turbines à gaz :

8.1. La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt)

Elle nécessite le démontage de la turbine à différents degrés

8.1.1. Une inspection du système combustion (combustion inspection) chaque 8000h de fonctionnement :

Une inspection du système combustion réclame un temps d'arrêt relatif court de la turbine à gaz afin de vérifier l'état des éléments suivants :

- ✓ Brûleur
- ✓ Chambre de combustion (chemise, chapeau, douille d'écoulement)
- ✓ Tubes d'interconnexion
- ✓ Bougies d'allumage
- ✓ Détecteur de flammes

8.1.2. Inspections de la veine des gaz chauds : chaque 16000 h de fonctionnement :

Le but de ce niveau d'inspection est d'examiner les pièces de la turbine les plus soumises aux contraintes par les températures élevées du système des gaz de combustion ; cette visite comprend essentiellement :

- ✓ Directrices, tous les étages
- ✓ Aubes du rotor, tous les étages
- ✓ Anneaux de protection extérieurs, tous les étages

8.1.3. Révision générale

C'est une révision générale qui est faite chaque 32000 h de fonctionnement

Le but d'une révision générale est d'examiner toutes les pièces intérieures du stator et du rotor, de l'admission de la chambre des filtres jusqu'aux systèmes d'échappement y compris le réducteur de charge et la machine conduite

8.2. La maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement) :

Elle comprend 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.

Chapitre III

Présentation de l'entreprise

III. 1. Présentation du Sonatrach :

SONATRACH : Société nationale de transport et commercialisation des hydrocarbures, créée le 31 décembre 1963.

SONATRACH est un acteur majeur au service de la satisfaction de la demande domestique en énergie. Première compagnie d'hydrocarbures en Afrique, est aussi un important fournisseur d'énergie dans le monde.

Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, Sonatrach opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), Amérique Latine (Pérou) et USA.

III.1.1. Les métiers de Sonatrach :

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

- l'amont pétrolier
- l'aval pétrolier
- le transport par canalisation
- la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers.

Nous allons les présenter brièvement

A. l'amont pétrolier l'activité amont il s'occupe de :

- L'exploration
- Le forage
- Les services au puits ;
- Le développement des gisements ~ l'exploitation des gisements

B. l'aval pétrolier l'activité aval il s'occupe de :

- la liquéfaction du Gaz Naturel ~ la séparation des GPL ;
- Le raffinage
- La pétrochimie.

C. Le transport par canalisation (TRC) l'activité de transport il s'occupe de :

- le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produits à partir des gisements pétrole brut, condensat, gaz naturel et GPL.

- l'exploitation du système de transport par canalisation
- La maintenance du système de transport par canalisation.

D. La commercialisation l'activité commercialisation il s'occupe de :

- La commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers tant sur le marché international que sur le marché national
- Le trading et le shipping des hydrocarbures (Sonatrach dispose d'une flotte importante de méthaniers).
- Le business développement à l'étranger

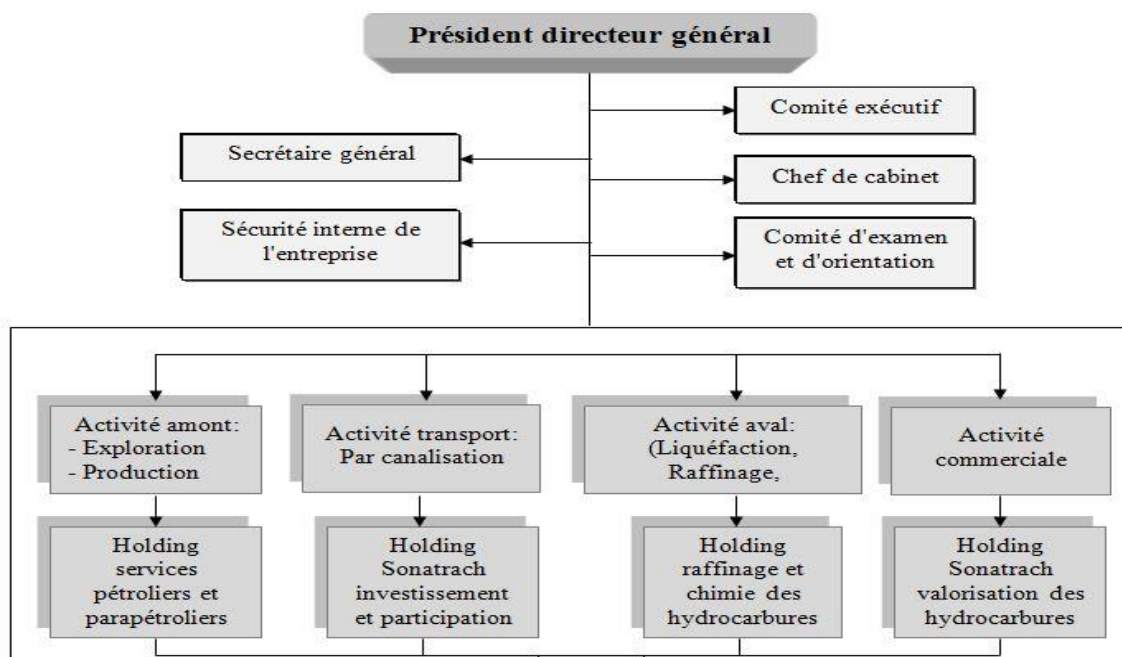


Figure III.1. Organisation Générale de Sonatrach :

III.1.2. 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) et dispose d'un réseau de canalisations de près de 19 623 km en 2015 contre 14 915 en 2005, soit une augmentation de 4 708 km.

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

- Les quantités évacuées en 2014 sont réparties comme suit :
- Pétrole brut : 49,4 Millions Tonnes
- Gaz naturel : 80,9 Milliards m³,
- Condensat : 9,9 Millions Tonnes.
- GPL. : 8,0 Millions Tonnes.
- 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 :

- Enrico Matei, reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie.
- Pedro Duran Farrel, reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.
- HassiR'Mel - Béni-Saf, reliant l'Algérie à l'Espagne via le Medgaz.

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 :

- 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 m³/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

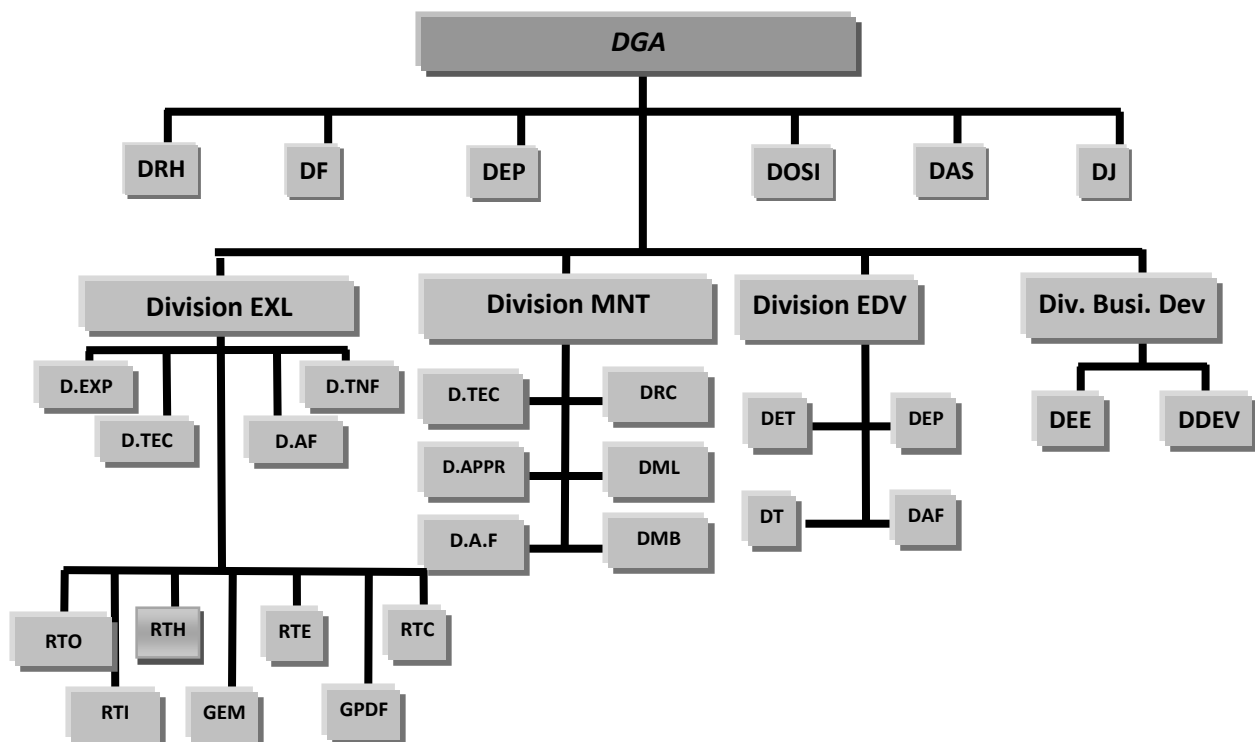


Figure III.2. Organisation générale de l'Activité TRC

III.1.3. Présentation de la direction régional Haoud El Hamra (RTH) :

Dans ce chapitre nous allons donner un petit aperçu sur TRC, région transport Haoud El Hamra, **RTH** (organigramme de l'entreprise, les différentes structures, les activités, les principales installations sur site).

III.1.3.1. 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.

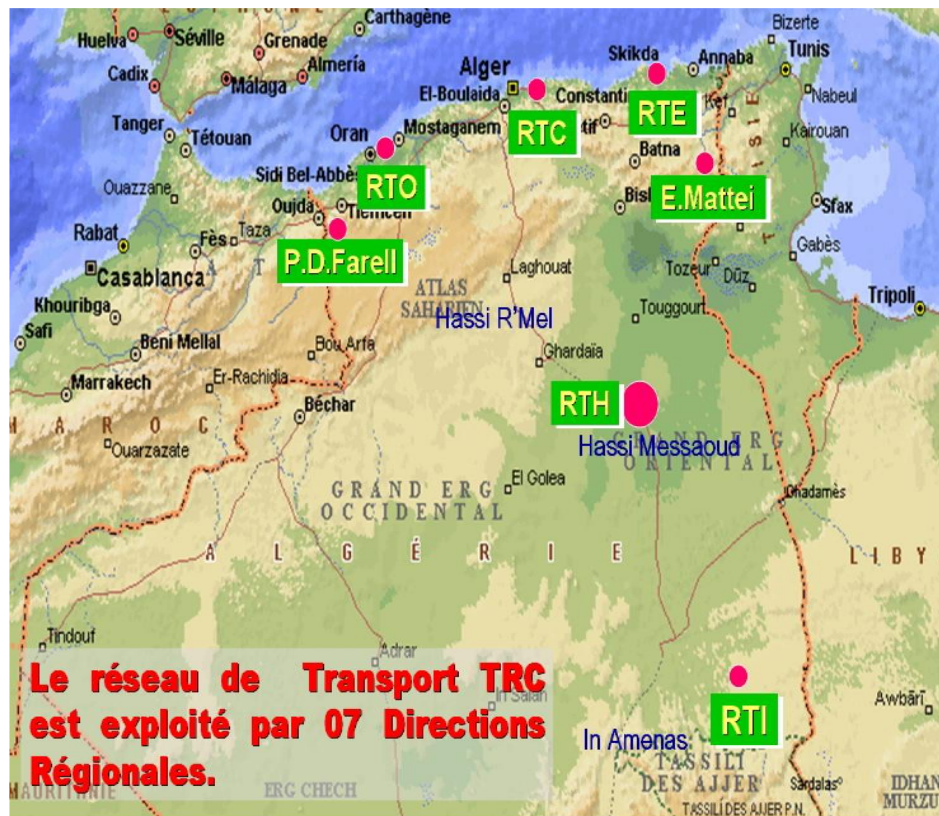


Figure I.3. Situation géographique

HEH 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.

III.1.3.2. 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

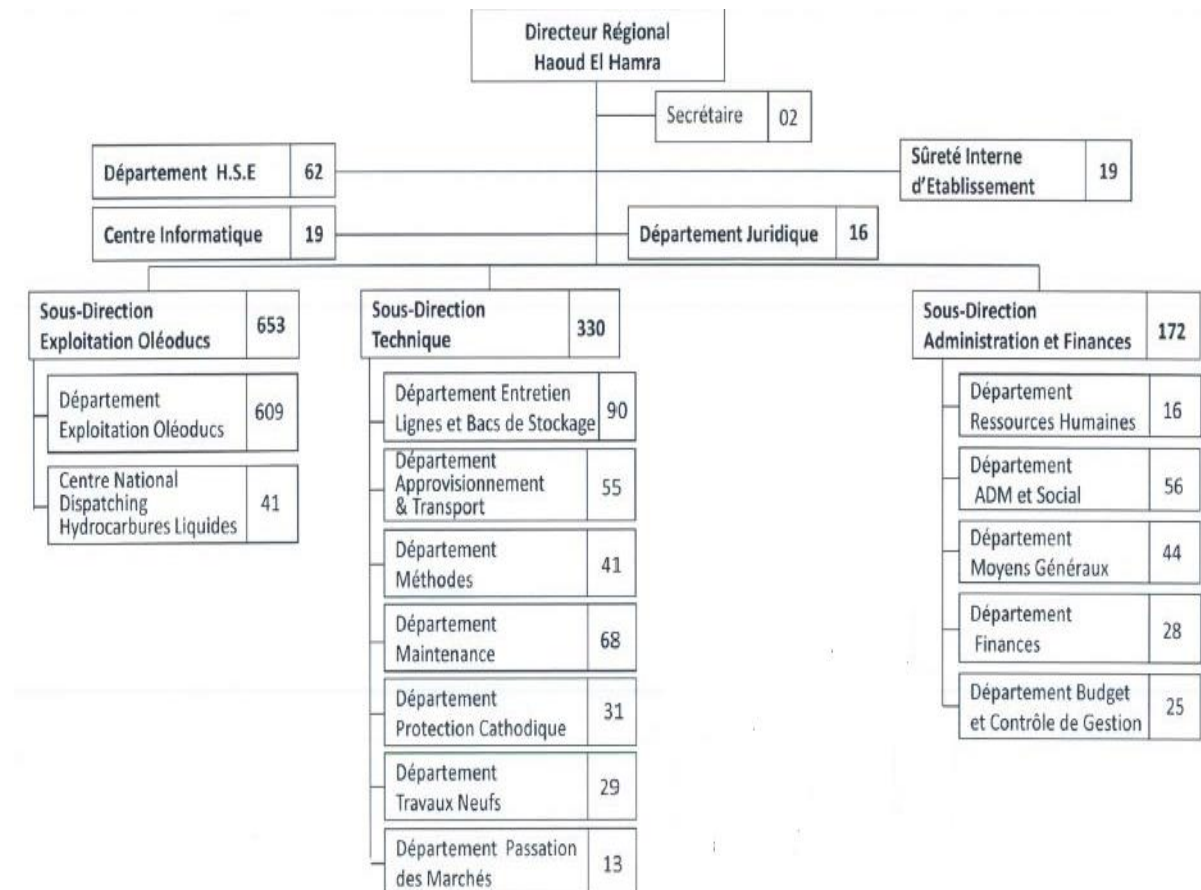


Figure III.4. Organigramme de la direction régionale RTH

III.1.3.3. Principales activités de RTH :

La direction régionale Haoud El Hamra est chargée de l'exploitation et l'entretien des ouvrages de transport des hydrocarbures.

Les cinq principales fonctions de la direction régionale sont :

- La réception des hydrocarbures (pétrole brut et condensât)

- le comptage
- le contrôle de la qualité
- Le stockage
- L'expédition

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

III.1.3.4. Principales installations du site HEH :

Ces ouvrages sont exploités et entretenus pour assurer l'acheminement des hydrocarbures liquides vers les terminaux arrivés. Les installations se trouvant à HEH se composent essentiellement de :

A. 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 de productions de pétrole brut et Condensât issues des champs de production situés en amont de HEH.

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

B. Parc de stockage :

Le parc de stockage de HEH est composé de :

- Parc de stockage OB1 : pétrole brut avec 04 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 35.000m³, Condensât avec 05 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 35.000 m³
- Parc de stockage OZ1 : pétrole brut avec 05 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 35.000m³
- Parc de stockage OZ2 : pétrole brut avec 04 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 50.000m³
- Parc de stockage OK1 : pétrole brut avec 08 Bacs à toit flottant de capacité unitaire nominale de 50.000 m³

Totalisant une capacité de 915000 m³ pour le pétrole brut et 175 00m³pour le stockage du Condensât.

C. Terminaux Départ :

Les défèrent terminaux départ au niveau de houad el hamra

Ouvrage	Equipements Principaux	N ^{re}	Marque & Type	Puissane (KW)	Année de mise en Service	Capacité (MTA)
OZ1	Turbopompes	04	THM1102	14 912	1965	11
OZ1/OZ2	Turbopompes	06	Alsthom tornado	44 934	2003	45
OK1	Turbopompes	02	GE MS 3002	14 332	1972	30
		01	Nuvo pignon PGT 10	10660	2004	
OB1	Electropompes	05	CFN AFK 616.2	6836	1956	12
NK1	Electropompes	04			2009	11.4

Tableau III.1 : les terminaux départ au niveau HEH

- ⇒ 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" LN1 et LR1.

III.1.3.5. Département maintenance :

Pendant mon installation au sein de RTH j'ai été affecté au département maintenance, service mécanique.

Le département maintenance regroupe quatre services :

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

III.1.3.6. Organigramme du département maintenance :

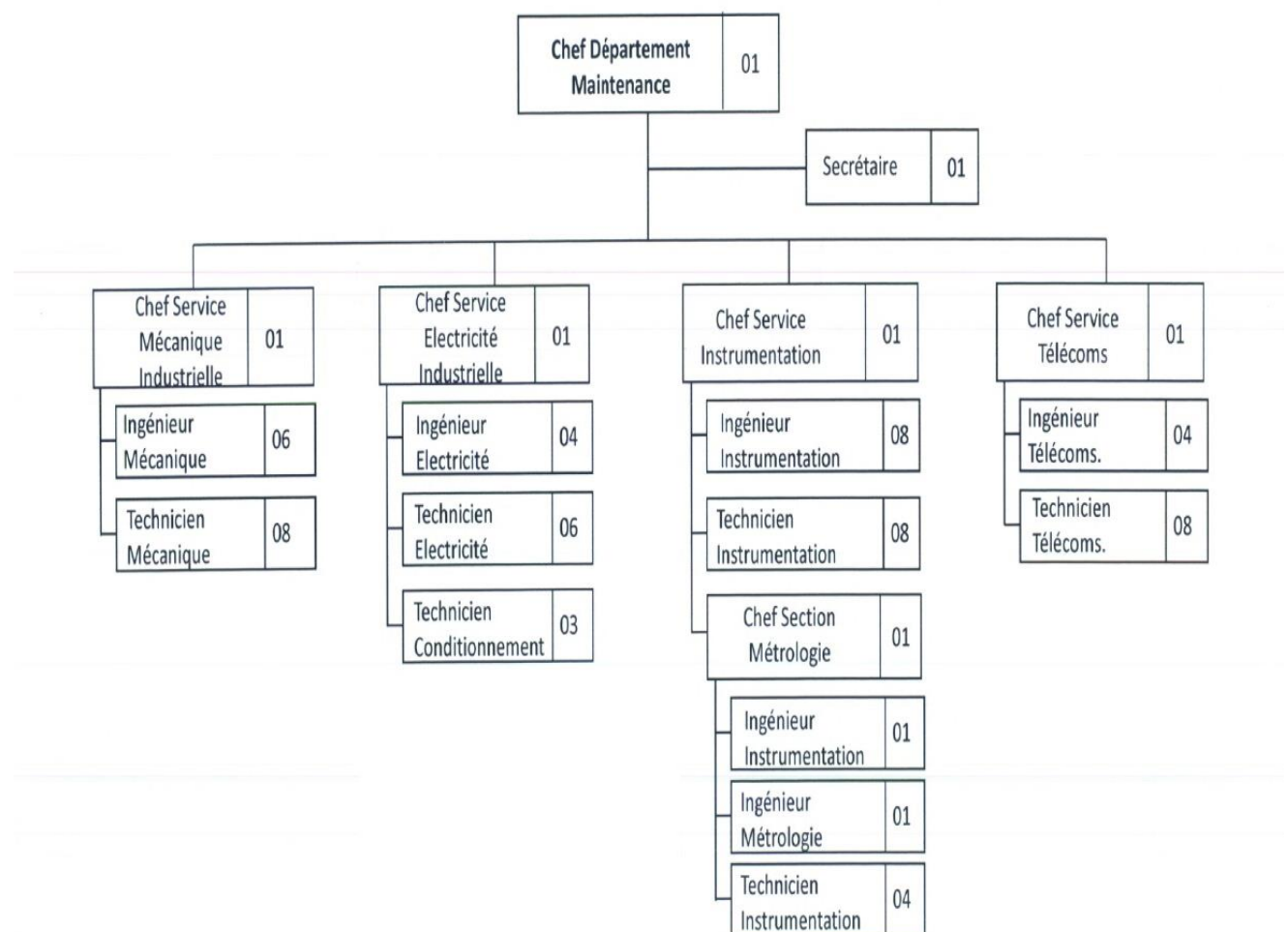


Figure III.5. Organigramme du département maintenance

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.

2. Organigramme du service mécanique :

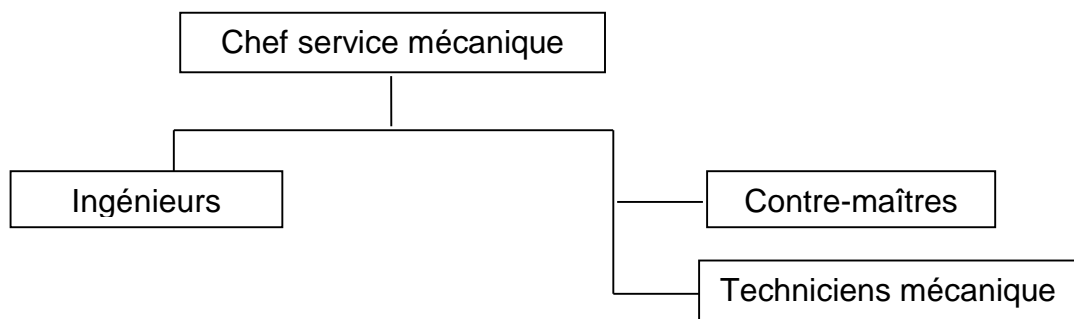


Figure III.6. Organigramme du service mécanique

Chapitre IV

Analyse de la sûreté de fonctionnement de la turbine à gaz

IV.1.Fiche historique des Pannes

La fiche historique du Turbine à gaz G.E 3002 de l'année **1993** à l'année **2016**.

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	2000	11	250	21	4800	31	6880	41	1587	51	2938
2	2450	12	720	22	5040	32	6970	42	1710	52	3211
3	2760	13	960	23	5160	33	7080	43	1736	53	3524
4	2790	14	1110	24	5930	34	7730	44	1834	54	3777
5	2860	15	1200	25	6100	35	8220	45	2136	55	5009
6	3030	16	1440	26	6130	36	8510	46	2175	56	5041
7	3740	17	1560	27	6140	37	9740	47	2283	57	5288
8	4080	18	1920	28	6440	38	10650	48	2306	58	6800
9	4120	19	4600	29	6580	39	11640	49	2497	59	8578
10	4320	20	1200	30	6730	40	15400	50	2622	60	10372

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

IV.2.Etude de la FMD

IV.2.1.Détermination de la loi de fiabilité sur MATLAB :

Le traitement de l'historique des pannes du Turbine à gaz sous MATLAB a permis d'aboutir

aux résultats suivants :

$$\left. \begin{array}{l} \beta = 1.6 \text{ paramètre de forme} \\ \eta = 5101.3 \text{ paramètre d'échelle} \end{array} \right\}$$

IV.2.1.2. 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.

$$\left. \begin{array}{l} \gamma = 0 \\ \beta = 1.6 \\ \eta = 5101.3 \end{array} \right\} \Rightarrow A = 0.89657, B = 0.57372$$

La valeur de β (1.6) mis en évidence que l'équipement est en état de vieillesse.

$$MTBF = 0 + 0.89657 * 5101.3 = 4573.67 \text{ h}$$

B. Recherche de l'écart type

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

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

$$\sigma(t) = 0.57372 * 5101.3 = 2926.72$$

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

- La densité de probabilités $f(t)$

$$f(t) = \beta / \eta * ((t - \gamma) / \eta)^{\beta-1} * e^{-((t - \gamma) / \eta)^\beta}$$

$$f(t) = 1.6 / 5101.3 * (t / 5101.3)^{1.6-1} * e^{-(t / 5101.3)^{1.6}}$$

$$f(t) = 0.000313 * (t / 5101.3)^{0.6} * e^{-(t / 5101.3)^{1.6}}$$

- La fonction de répartition $F(t)$

$$F(t) = 1 - e^{-((t - \gamma) / \eta)^\beta}$$

$$F(t) = 1 - e^{-(t / 5101.3)^{1.6}}$$

- **La fonction de fiabilité R (t)**

$$R(t) = e^{-((t-\gamma)/\eta)^\beta}$$

$$R(t) = e^{-(t/5101.3)^{1.6}}$$

- **La fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$**

$$\lambda(t) = \beta/\eta * ((t-\gamma)/\eta)^{\beta-1}$$

$$\lambda(t) = 1.6/5101.3 * (t/5101.3)^{1.6-1} = 0.000313 * (t/5101.3)^{0.6}$$

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

1. La densité de probabilités f (t)

$$t = \text{MTBF} \text{ d'où } f(\text{MTBF}) = \mathbf{0.0126 \%}$$

On a : **0.0126%** pour que la Turbine à gaz tombe en panne au bout de **4573.67h**.

2. La fonction de répartition F (t)

$$t = \text{MTBF} \text{ d'où } F(t) = F(\text{MTBF}) = \mathbf{56.82 \%}$$

Dans ce cas on a **56.82 %** pour que la Turbine à gaz tombe en panne entre (**0 et 4573.67h**).

3. La fonction de fiabilité R (t)

$$t = \text{MTBF} \text{ d'où } R(\text{MTBF}) = \mathbf{43.18 \%}$$

On a : **43.18%** pour que la Turbine à gaz ne tombe pas en panne à **t = 4573.67h**.

4. La fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$

$$t = \text{MTBF} \text{ d'où } \lambda(\text{MTBF}) = \mathbf{0.029 \text{ h}^{-1}}$$

La turbine enregistre 0.00029 pannes par heure. Autrement dit, il faut en moyenne 3448 heures de fonctionnement pour que la turbine enregistre une panne.

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

TBF	NI	Σni	$F(t_i)=\Sigma ni/N$	$R(t)\%$	$F(t) \%$	$\lambda(t) \%$	$f(t) \%$
250	1	1	0,016667	99,20077	0,799233	0,005135	0,005094
720	1	2	0,033333	95,7341	4,265897	0,009687	0,009273
960	1	3	0,05	93,32532	6,674683	0,011511	0,010743
1110	1	4	0,066667	91,6547	8,345304	0,012559	0,011511
1200	2	6	0,1	90,59973	9,400271	0,013161	0,011923
1440	1	7	0,116667	87,62033	12,37967	0,014682	0,012864
1560	1	8	0,133333	86,05239	13,94761	0,015404	0,013256
1587	1	9	0,15	85,69333	14,30667	0,015564	0,013337
1710	1	10	0,166667	84,0312	15,9688	0,016277	0,013677
1736	1	11	0,183333	83,67467	16,32533	0,016425	0,013743
1834	1	12	0,2	82,31614	17,68386	0,016975	0,013973
1920	1	13	0,216667	81,10645	18,89355	0,017448	0,014152
2000	1	14	0,233333	79,96815	20,03185	0,017881	0,014299
2136	1	15	0,25	78,00831	21,99169	0,018601	0,01451
2175	1	16	0,266667	77,44131	22,55869	0,018804	0,014562
2283	1	17	0,283333	75,86147	24,13853	0,019358	0,014686
2306	1	18	0,3	75,52338	24,47662	0,019475	0,014708
2450	1	19	0,316667	73,39624	26,60376	0,020196	0,014823
2497	1	20	0,333333	72,69879	27,30121	0,020428	0,014851
2622	1	21	0,35	70,83869	29,16131	0,021035	0,014901
2760	1	22	0,366667	68,7803	31,2197	0,021693	0,01492
2790	1	23	0,383333	68,33263	31,66737	0,021834	0,01492
2860	1	24	0,4	67,28833	32,71167	0,022161	0,014912
2938	1	25	0,416667	66,12572	33,87428	0,022522	0,014893
3030	1	26	0,433333	64,75696	35,24304	0,022942	0,014857
3211	1	27	0,45	62,07674	37,92326	0,023755	0,014746
3524	1	28	0,466667	57,50436	42,49564	0,025118	0,014444
3740	1	29	0,483333	54,41325	45,58675	0,026031	0,014164
3777	1	30	0,5	53,89007	46,10993	0,026185	0,014111
4080	1	31	0,516667	49,68503	50,31497	0,027426	0,013627

4120	1	32	0,533333	49,14128	50,85872	0,027587	0,013557
4320	1	33	0,55	46,4659	53,5341	0,028383	0,013188
4600	1	34	0,566667	42,84987	57,15013	0,029473	0,012629
4800	1	35	0,583333	40,36583	59,63417	0,030235	0,012205
5009	1	36	0,6	37,86254	62,13746	0,031018	0,011744
5040	1	37	0,616667	37,49949	62,50051	0,031133	0,011675
5041	1	38	0,633333	37,48781	62,51219	0,031137	0,011673
5160	1	39	0,65	36,11455	63,88545	0,031576	0,011404
5288	1	40	0,666667	34,6734	65,3266	0,032044	0,011111
5930	1	41	0,683333	28,01794	71,98206	0,034324	0,009617
6100	1	42	0,7	26,41641	73,58359	0,034911	0,009222
6130	1	43	0,716667	26,14074	73,85926	0,035014	0,009153
6140	1	44	0,733333	26,04931	73,95069	0,035048	0,00913
6440	1	45	0,75	23,41318	76,58682	0,036066	0,008444
6580	1	46	0,766667	22,25287	77,74713	0,036534	0,00813
6730	1	47	0,783333	21,05815	78,94185	0,037032	0,007798
6800	1	48	0,8	20,51755	79,48245	0,037263	0,007645
6880	1	49	0,816667	19,91277	80,08723	0,037525	0,007472
6970	1	50	0,833333	19,24885	80,75115	0,037819	0,00728
7080	1	51	0,85	18,46078	81,53922	0,038176	0,007048
7730	1	52	0,866667	14,30652	85,69348	0,040242	0,005757
8220	1	53	0,883333	11,70228	88,29772	0,041753	0,004886
8510	1	54	0,9	10,35434	89,64566	0,042631	0,004414
8578	1	55	0,916667	10,05775	89,94225	0,042835	0,004308
9740	1	56	0,933333	5,993324	94,00668	0,046228	0,002771
10372	1	57	0,95	4,449556	95,55044	0,048005	0,002136
10650	1	58	0,966667	3,889428	96,11057	0,048773	0,001897
11640	1	59	0,983333	2,367977	97,63202	0,051445	0,001218
15400	1	60	1	0,285717	99,71428	0,060853	0,000174

Tableau IV.2 : Représentation des fonctions $F(t)$, $R(t)$, $\lambda(t)$ 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 proposé.

➤ Vérification de la validité par le test de Kolmogorov-Smirnov :

Ce test peut-être appliqué 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

$$D_n = |F(t) - F(t_i)|$$

On montre que :

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

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	$F(t_i)=\sum n_i/N$	$F(t)$	D_{ni}
250	0,016667	0,0079923	0,008674
720	0,033333	0,042659	0,00933
960	0,05	0,066747	0,01675
1110	0,066667	0,083453	0,01679
1200	0,1	0,094003	0,005997
1440	0,116667	0,123797	0,00713
1560	0,133333	0,139476	0,00614
1587	0,15	0,143067	0,006933
1710	0,166667	0,159688	0,006979
1736	0,183333	0,163253	0,02008
1834	0,2	0,176839	0,023161
1920	0,216667	0,188935	0,027731
2000	0,233333	0,200318	0,033015
2136	0,25	0,219917	0,030083

TBF	$F(t_i)=\sum n_i/N$	$F(t)$	D_{ni}
2175	0,266667	0,225587	0,04108
2283	0,283333	0,241385	0,041948
2306	0,3	0,244766	0,055234
2450	0,316667	0,266038	0,050629
2497	0,333333	0,273012	0,060321
2622	0,35	0,291613	0,058387
2760	0,366667	0,312197	0,05447
2790	0,383333	0,316674	0,06666
2860	0,4	0,327117	0,072883
2938	0,416667	0,338743	0,077924
3030	0,433333	0,35243	0,080903
3211	0,45	0,379233	0,070767
3524	0,466667	0,424956	0,04171
3740	0,483333	0,455867	0,027466

3777	0,5	0,461099	0,038901	6580	0,766667	0,777471	0,0108
4080	0,516667	0,50315	0,013517	6730	0,783333	0,789419	0,00609
4120	0,533333	0,508587	0,024746	6800	0,8	0,794824	0,005176
4320	0,55	0,535341	0,014659	6880	0,816667	0,800872	0,015794
4600	0,566667	0,571501	0,00483	6970	0,833333	0,807511	0,025822
4800	0,583333	0,596342	0,01301	7080	0,85	0,815392	0,034608
5009	0,6	0,621375	0,02137	7730	0,866667	0,856935	0,009732
5040	0,616667	0,625005	0,00834	8220	0,883333	0,882977	0,000356
5041	0,633333	0,625122	0,008211	8510	0,9	0,896457	0,003543
5160	0,65	0,638855	0,011145	8578	0,916667	0,899423	0,017244
5288	0,666667	0,653266	0,013401	9740	0,933333	0,940067	0,00673
5930	0,683333	0,719821	0,03649	10372	0,95	0,955504	0,0055
6100	0,7	0,735836	0,03584	10650	0,966667	0,961106	0,005561
6130	0,716667	0,738593	0,02193	11640	0,983333	0,97632	0,007013
6140	0,733333	0,739507	0,00617	15400	1	0,997143	0,002857
6440	0,75	0,765868	0,01587				

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

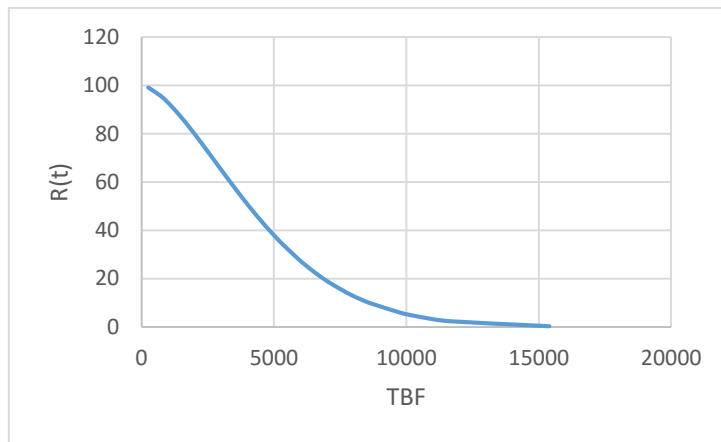
A partir de la table de Kolmogorov-Smirnov on a :

$$D_{n,\alpha} = D_{60,0.01} = \frac{1,63}{\sqrt{60}} = 0,21043 \text{ Cependant :}$$

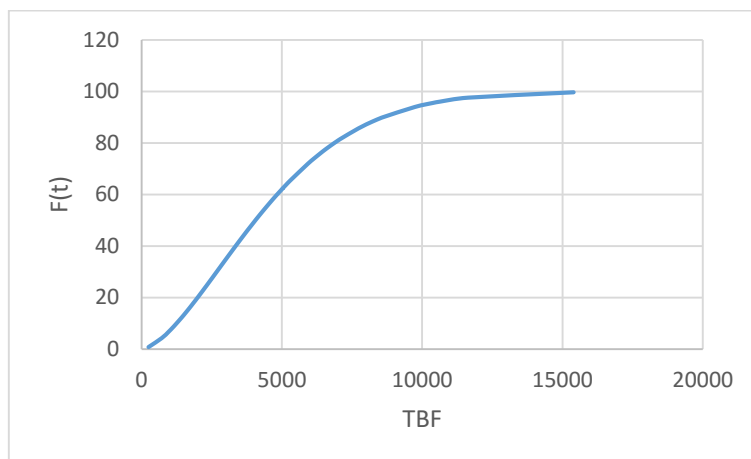
$$D_n = \max |F(t) - F(t_i)| = 0,080903 < 0,21043$$

Comme $D_{60} < D_{n,\alpha}$ la loi de Weibull est adéquate pour l'analyse de notre historique.

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

IV.2.1.3. Graphiques des fonctions $R(t)$, $F(t)$, $\lambda(t)$ et $f(t)$ en fonction du TBF**A. La fiabilité $R(t)$** **Figure IV .1.** Variation de la fiabilité $R(t)$ en fonction de TBF.

Notez bien que la fiabilité décroît rapidement au premier temps jusqu'à $t = \text{MTBF}$ puis elle a la tendance de se stabiliser (devenir constante). La chute de la fiabilité signifie que la 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 ou par l'absence d'une maintenance adéquate.

A. La fonction de réparation théorique $F(t)$ **Figure IV.2.** 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 la Turbine à gaz étudié a 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.

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

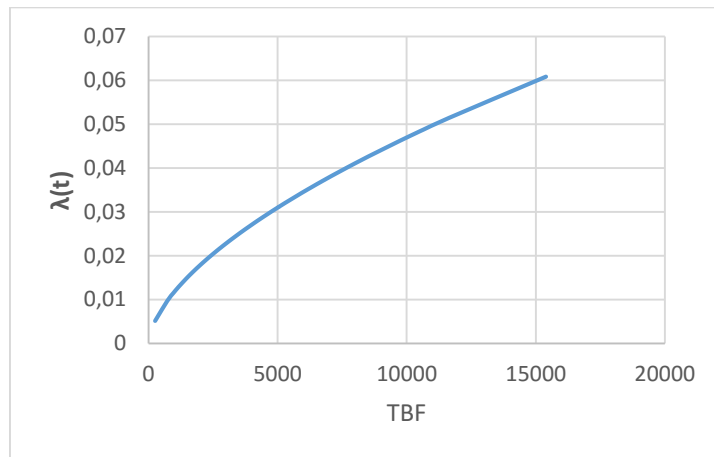


Figure IV.3. La courbe du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF

Après la première mise en service le risque de défaillance est très petit qui augmente au fil du temps. Le taux de défaillance croissant. L'allure de la courbe est typique de période de vieillesse (courbe en baignoire).

C. La Densité de probabilité $f(t)$

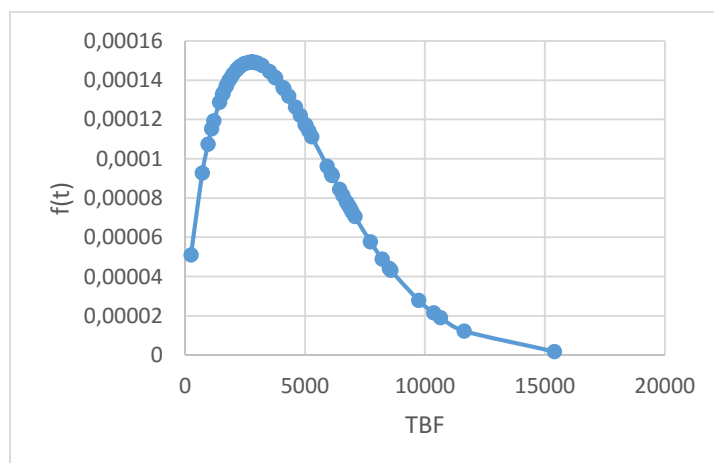


Figure IV.4. La courbe de la densité de probabilité $f(t)$ en fonction de TBF

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 **250 h** et **4573.67h**). Au-delà de $t=MTBF=4573.67h$ la fréquence de défaillance est plus faible (intervalle de temps de mise en panne important avec probabilité instantanée de défaillance plus faible).

IV.2.2. Estimation de la maintenabilité

Hypothèse

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 réparation $\mu(t)$ 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	14	1	27	10	40	50
2	2	15	1	28	6	41	25
3	2	16	60	29	35	42	13
4	1	17	1	30	40	43	12
5	2	18	30	31	32	44	27
6	3	19	80	32	40	45	8
7	2	20	32	33	2	46	7
8	1	21	24	34	8	47	15
9	2	22	117	35	6	48	8
10	2	23	3	36	29	49	14
11	160	24	3	37	2	50	78
12	2	25	2	38	35	51	4
13	3	26	3	39	4	52	3

Tableau IV.4 : Représentation de temps de réparation

IV.2.2.1.Calcul du MTTR

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

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N_i} = \frac{1159}{52}$$

$$MTTR = 22,288 \text{ h}$$

IV.3.2.2.Taux de réparation μ

$$\mu = \frac{1}{MTTR} = \frac{1}{22,288} = 0,045 \text{ h}^{-1}$$

IV.2.2.3.La Fonction de la Maintenabilité stricte M (t)

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

$$M(t) = 1 - e^{-0,045 t}$$

Pour $t = MTTR = 22,288 \text{ h}$ d'où $M(t) = 63.21\%$

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)
0,045	1	0,044003	0,045	3	0,126284	0,045	27	0,70329
0,045	1	0,044003	0,045	3	0,126284	0,045	29	0,728827
0,045	1	0,044003	0,045	3	0,126284	0,045	30	0,74076
0,045	1	0,044003	0,045	4	0,16473	0,045	32	0,763072
0,045	1	0,044003	0,045	4	0,16473	0,045	32	0,763072
0,045	2	0,086069	0,045	6	0,236621	0,045	35	0,792992
0,045	2	0,086069	0,045	6	0,236621	0,045	35	0,792992
0,045	2	0,086069	0,045	7	0,270211	0,045	40	0,834701
0,045	2	0,086069	0,045	8	0,302324	0,045	40	0,834701
0,045	2	0,086069	0,045	8	0,302324	0,045	50	0,894601
0,045	2	0,086069	0,045	8	0,302324	0,045	60	0,932794
0,045	2	0,086069	0,045	10	0,362372	0,045	78	0,970103
0,045	2	0,086069	0,045	12	0,417252	0,045	80	0,972676
0,045	2	0,086069	0,045	13	0,442894	0,045	107	0,991893
0,045	2	0,086069	0,045	14	0,467408	0,045	117	0,994831
0,045	3	0,126284	0,045	15	0,490844	0,045	160	0,999253
0,045	3	0,126284	0,045	24	0,660404			
0,045	3	0,126284	0,045	25	0,675348			

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

IV.2.2.4.Représentation graphique de la courbe de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR

La courbe de maintenabilité est représentée dans la figure suivant :

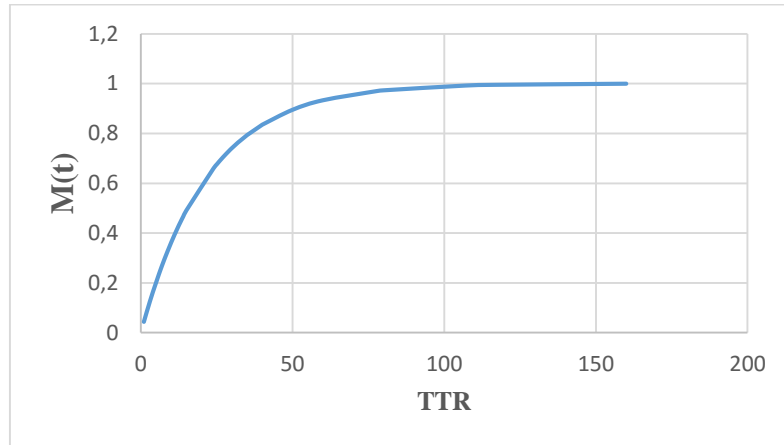


Figure IV.5. La maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR.

La figure représente l'allure de la maintenabilité $M(t)$ en fonction du temps. On constate qu'à l'origine des temps $M(0) = 0$, ce qui est évident car l'entité est défaillante. Elle possède une asymptote égale à 1 car l'on peut supposer qu'elle sera réparée au bout d'un temps donné sinon cette entité ne serait d'aucune utilité. La maintenabilité d'une entité dépend étroitement des moyens et compétences mis en œuvre.

La notion de maintenabilité dépend de l'état initial de l'entité étudiée. Au plan pratique. On observe presque 27.27% des TTR sont des temps inférieurs ou égaux à une heure, ce qui justifier la bonne maintenabilité de Turbine à gaz, et que le service maintenance de l'entreprise peut faire la remise en état de fonctionnement de Turbine à gaz après chaque panne.

IV.2.3. Estimation de la disponibilité

IV.2.1. 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 :

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

$$D(t) = \frac{0,045}{0,00022 + 0,045} + \frac{0,00022}{0,00022 + 0,045} e^{-(0,00022 + 0,045)t}$$

$$D(t) = 0,9951 + 0,004865 e^{-(0,04522)t}$$

Pour $t = \text{MTTR} = 22,288 \text{ h}$ d'où $D(t) = 99.68\%$

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

TTR	D (t)	TTR	D (t)	TTR	D (t)
1	0,9997499	3	0,99934782	27	0,99653495
1	0,9997499	3	0,99934782	29	0,99641086
1	0,9997499	3	0,99934782	30	0,99635291
1	0,9997499	4	0,99916002	32	0,99624457
1	0,9997499	4	0,99916002	32	0,99624457
2	0,99954432	6	0,99880894	35	0,99609937
2	0,99954432	6	0,99880894	35	0,99609937
2	0,99954432	7	0,99864496	40	0,99589713
2	0,99954432	8	0,99848823	40	0,99589713
2	0,99954432	8	0,99848823	50	0,99560716
2	0,99954432	8	0,99848823	60	0,99542267
2	0,99954432	10	0,99819524	78	0,99524297
2	0,99954432	12	0,9979276	80	0,99523061
2	0,99954432	13	0,99780258	107	0,99513852
2	0,99954432	14	0,99768309	117	0,99512451
3	0,99934782	15	0,99756889	160	0,99510351
3	0,99934782	24	0,99674343		
3	0,99934782	25	0,99667077		

Tableau IV.6. Etude de la disponibilité

IV.2.3.2. Représentation graphique de la courbe de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR

La courbe représentative de la disponibilité en fonction du temps technique de réparation décroît rapidement puis elle a la tendance de se stabilisée (devenir constante).

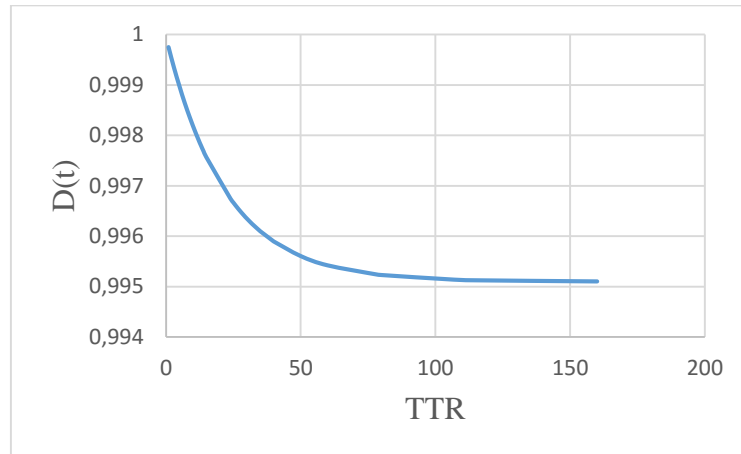


Figure IV.6. Variation de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR

IV.3. Analyse de L'AMDEC

IV.3.1. définition de l'AMDEC

L'AMDEC est une méthode qualitative et inductive (qui définit une règle ou une loi à partir de l'expérience : un raisonnement inductif visant à identifier les risques de pannes potentielle contenues dans un avant –projet de produit ou du système, quelles que soient les technologies, de façon à les supprimer ou à les maîtriser (norme AFNOR X 60-510 de décembre 1986)

IV.3.2. Application de l'AMDEC sur la TURBINE A GAZ

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 un véritable outil d'optimisation de la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité ainsi que le coût de la maintenance.

IV.3.2.1. Analyse du système

Dans un premier lieu on a décomposé fonctionnellement le système

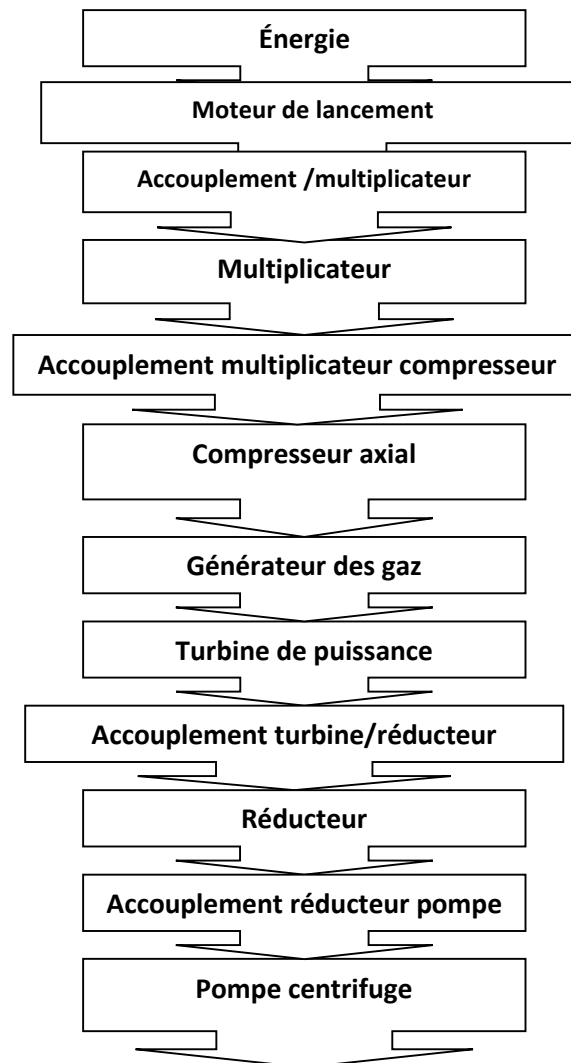
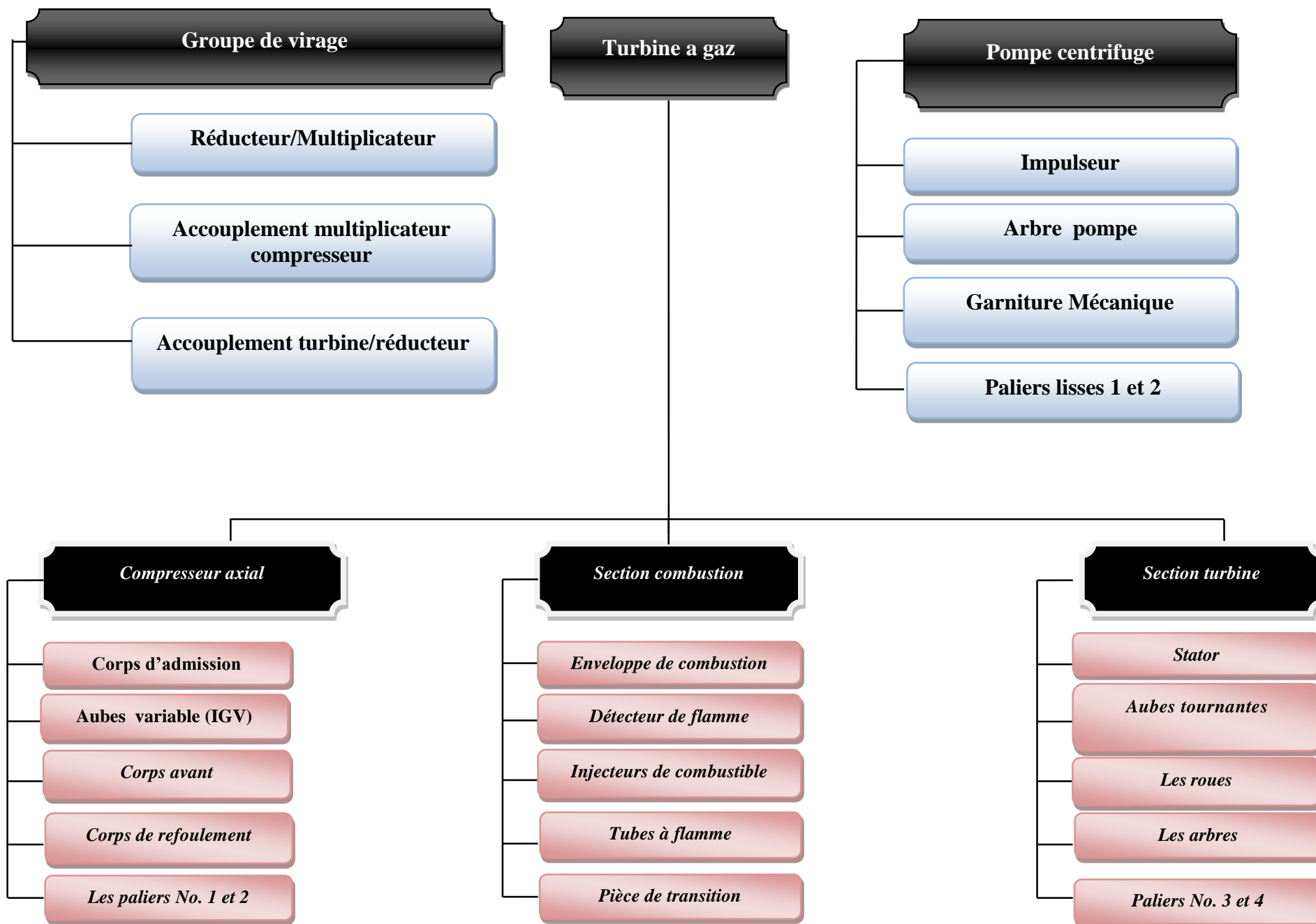


Figure IV.7.Décomposition fonctionnelle du système

IV.3.2.2. Décomposition du système

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. On a décomposé le système en trois sous-systèmes. Chaque sous-système est décomposé jusqu'aux organes les plus élémentaires.



Date de l'analyse: 12/05/17	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page :1/7
	Système :Turbine a gaz		Sous-systèmes 3 : Groupe de virage.							
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
Accouplement multiplicateur compresseur	Transmettre la puissance du moteur lancement au compresseur	-Rupture -Echauffement	- Desserrage des vis d'assemblage -Surcharge - Fatigue - Désalignement	- Mauvaise transmission - Usure des paliers - Usure des dents d'engrenages - Dégradation de fonctionnement de compresseur - Vibrations	- Visuel -Echauffement	3	1	3	09	- Réalignement - Serrage de système de fixation -changement d'accouplement
Accouplement turbine/ Réducteur	Transmettre la puissance de la turbine au réducteur	-Rupture -Echauffement	- Desserrage des vis d'assemblage - Surcharge - Fatigue - Désalignement	- Mauvaise transmission - Usure des paliers - Usure des dents d'engrenages - Dégradation de fonctionnement de compresseur - vibrations	-Visuel	3	1	3	09	-Réalignement - Serrage de système de fixation
Multiplicateur /réducteur	Multiplier et réduire le couple transmis et reçu	-Détérioration de dents -Endommagement des roulements	-Manque de lubrifiant -Fatigue -vibrations	Vibrations -Mauvais fonctionnement	-Echauffement -Bruit -Mark VI	4	2	3	24	-Changement des engrenages -Changement des roulements -Assurer une bonne lubrification

Date de l'analyse: 12/05/2017	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page :2/7
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
Rotor	Assurer le mouvement de rotation et comprimer l'air	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	Arrêt de compresseur	Mark VI	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage - Vérifier le rotor
Aubes du rotor	Assurer la force nécessaire pour comprimer l'air	- Corrosion - Erosion	- Mauvaise filtration d'air (entraînés des corps étrangers)	- Vibration - Détériorations des aubes	- Faible débit d'air - Mark VI	2	4	4	32	- Redressement - Nettoyage ou changement de filtre - Changer les aubes
Stator	Former la structure externe principale et supporter le rotor à l'endroit des paliers	- Déformation - Usure	- Fatigue	Arrêt de compresseur	- Bruit - Mark VI	1	4	4	16	- Redressement - Vérifier le stator
Aubes alternative	Fixer le stator, assurer la rotation de rotor à profil aérodynamique	- Corrosion - Erosion	Mauvaise filtration d'air	- Vibration - Détériorations des aubes	- Bruit - Mark VI	2	3	4	24	- Redressement - Nettoyage ou changement de filtre - Changer les aubes
Aubes du stator	Guider l'air pour pénétrer dans les étages successif du compresseur axial	- Déformation - Corrosion - Erosion	MAUVAISE filtration d'air	- Vibration - Détériorations des aubes	- Bruit - Mark VI	1	4	4	16	- Redressement - Nettoyage ou changement de filtre - Changer les aubes
Corps d'admission	Diriger l'air de manière uniforme dans le compresseur	- Usure - Rupture	- Corrosion	Mauvaise filtration d'air	Faible débit d'air	1	3	4	12	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer les Corps d'admission
Aubes variable (IGV)	Permettre à la turbine d'accélérer rapidement et en douceur, cela avec des débits d'air variables	- Corrosion - Erosion	- Mauvaise filtration d'air - Mauvais fonctionnement de système hydraulique	Pompage de compresseur	Mark VI	1	3	4	12	- Nettoyage ou changement de filtre - Vérifier le système à l'huile hydraulique

Date de l'analyse: 12/05/2017	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page :3/7
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
Corps avant	Transférer les charges des dix premiers étages du stator du compresseur et fixation les aubes du stator	- Cassure - Fissure	- Fatigue - Mauvaise conception	Pompage de compresseur	Mark VI	1	3	4	12	- Changement des corps avant . - Nouvelle conception
Corps de refoulement	Equilibrer le pompage de compresseur, former les parois du diffuseur et relier le compresseur aux stators de la turbine de 1 ^{ère} étage (roue HP)	- Cassure - Fissure	- Fatigue - Mauvaise conception	Pompage de compresseur	Mark VI	1	3	3	09	- Changement des corps de refoulement . - Nouvelle conception
Cylindre externe	La continuation de corps du compresseur	Déformation	Pompage de compresseur	Mauvais fonctionnement	- Bruit - Mark VI	1	3	2	6	-Vérifier le système de graissage
Cylindre intérieur	Entoure le rotor du compresseur	- Usure - Rupture	- Fatigue - Frottement	Vibration	- Bruit - Mark VI	1	4	2	8	- Changer le cylindre
Clavettes	Faire passer l'air dans un seul sens	- Usure - Colmatage	- Fatigue - Mauvais fonctionnement de filtre	Diminution de pression	Faible débit d'air	1	4	4	16	- Nettoyage ou changement de filtre - Changement de clavettes
Les paliers No. 1 et 2	Soutienne le rotor du compresseur/turbine de haute pression et assurer le graissage	- Usure - Cassure	- Fatigue - Mauvais alignement - Mauvais graissage	- Vibration -Echauffement - Blocage de rotor HP	- Bruit - Mark VI	3	3	3	27	- Vérifier le système de graissage - Changement des paliers et Contrôler la qualité des nouveaux paliers.

Date de l'analyse: 12/05/2017	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page 4/7
	Système : Turbine a gaz		Sous-système 5: Section combustion.							
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
Enveloppe de combustion	Renfermer les chambres de combustion + la pièce de transition et transférer l'air de refoulement	-Déformation - Usure	- Echauffement local - Fatigue	Mauvaise combustion	-Thermocouple - Mark VI	1	4	2	8	-Redressement - Changer l'enveloppe de combustion
Chemise	Renfermer la chambre de combustion	- Gonflage - Distorsion	Aire brûlée ou surchauffée	Mauvais combustion	Faible débit au refoulement	2	4	2	16	-Changer la chemise
Bougie d'allumage	Déclencher la combustion du mélange (fuel gaz +l'air de compresseur axial)	- Grippage - Eraillure	Echauffement local	Pas de combustion	Mark VI	1	3	1	3	- Nettoyage ou changement bougie d'allumage
Joint d'étanchéité	Assurer l'étanchéité	Usure	Fatigue	Echauffement	- Fuite de gaz - Mark VI	2	4	3	24	-Changement des joints
Détecteur de flamme	Envoyer l'indication de présence ou absence de flamme au système de commande	Défectueux	- Chocs - Vibrations - Echauffement local	La turbine ne démarre pas	Mark VI	1	4	4	16	- Changer le détecteur de flamme
Injecteurs de combustible	Emettre une quantité mesurée de fuel gaz dans la chemise de combustion	- Grippage - Usure	- Fatigue - Echauffement local	Mauvaise combustion	Fuite de gaz	1	3	2	6	- Traitement de la tige - Remplacement l'injecteur de combustible
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	2	4	4	32	-Changer les tubes à flamme
Pièce de transition	Transformer les gaz chauds à la directrice de 1 ^{ère} étage (roue HP)	- Fissures - Gonflage	- Fatigue - Mauvaise conception	- Echauffement local - Basse vitesse HP	-Thermocouple - Mark VI	2	3	3	18	- Changement la pièce de transition - Nouvelle conception
Support de fixation	Fixation de tube à flamme	- Usure - Déformation	- Fatigue - Echauffement	Mauvaise combustion	Bruit	2	3	1	6	- Changement le support de fixation

Date de l'analyse: 12/05/2017	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page :5/7
	Système :Turbine a gaz		Sous-système 6: Section turbine.							
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
Stator	Former la structure de la turbine à gaz	- Déformation - Usure	- Pompage de compresseur - Fatigue	Mauvais fonctionnement	- Bruit - Mark VI	1	4	2	8	-Redressement - Vérifier le stator
Directrice du premier étage	Diriger les gaz chauds vers les aubes de la roue HP	- Usure - Colmatage - Fissure	- Fatigue - Mauvais fonctionnement de filtre	Basse vitesse de la roue HP	Mark VI	1	4	4	16	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer la directrice du premier étage
Directrice du deuxième étage	Diriger les gaz chauds vers les aubes de la roue BP	- Usure - Colmatage - Fissure	- Fatigue - Mauvais fonctionnement de filtre	Basse vitesse de la roue BP	Mark VI	1	4	4	16	- Nettoyage ou changement de filtre -Changer la directrice du deuxième étage
Segments	Assemblé l’injecteur dans une bague de blocage	- Usure - Rupture	- Fatigue - Echauffement	Vibration	Mark VI	1	4	3	12	- Changement des segments
aubes tournantes (Nozzles)	Former tuyère à angle variable pour commander la vitesse de la roue BP	- Corrosion - Rupture	- Mauvaise filtration de gaz combustible - Echauffement	Mauvais fonctionnement de la roue BP	Mark VI	1	4	4	16	- Nettoyage ou changement de filtre - Changer les aubes tournantes
Rotor de la turbine HP	Actionner le compresseur axial et assurer le mouvement de rotation	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	Arrêt de compresseur axial	Mark VI	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage Vérifier le rotor
Rotor de la turbine BP	Commande la charge (compresseur centrifuge) et assurer le mouvement de rotation	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	Arrêt de compresseur centrifuge	Mark VI	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage Vérifier le rotor
Les roues	Renfermer les aubes, assurer la rotation des rotors et assurer l’équilibrage des rotors	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvaise refroidissement	Pompage de compresseur	- Bruit - Mark VI	1	4	2	8	- Vérifier le système de refroidissement -Changer les roues

Date de l'analyse: 12/05/2017	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page : 6/7
	Système :Turbine a gaz		Sous-système 6: Section turbine.							
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
Les arbres	Former les rotors de turbine (rotor HP, rotor BP/charge) et assurer l'accouplement	- Érosion - Fissure - Jeux du bout	- Mauvais graissage - Mauvais alignement	- Pompage de compresseur - Mauvais fonctionnement	- Bruit - Mark VI	1	4	3	12	- Vérifier le système de graissage et le système de refroidissement
Diaphragme	Séparer les deux étages de la turbine et former le couloir de passage de l'air de refroidissement les roues de la turbine	Déformation	- Fatigue - Mauvaise refroidissement	- Echauffement - Détériorations des roues	- Bruit - Mark VI	1	4	2	8	- Vérifier le système de refroidissement - Redressement - Changer le diaphragme
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	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage -Changement des paliers
Goujons	Assurer la fixation	Desserrage	Chocs	Vibration	Bruit	3	3	1	9	Serrage

Date de l'analyse: 16/12/2016	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement : Normale				Page : 7/7
	Système :pompe		Sous-système 6: pompe de centrifuge							
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	D	G	C	
impulseur	Comprimer le fluide Augmenter le débit	-usure par Cavitation	-Bulles d'aire -Débit insuffisant au niveau de l'aspiration	-Ouverture vanne recyclage - Endommagement de la roue	- Bruit - Mark VI	1	3	4	12	-Installation des pompes boosters avant l'aspiration de la pompe principale -Equilibrage -Remplacement de l'impulseur endommagé
Arbre pompe	-Entrainer l'implseur	- Déformation -Usure	-Balourd	-Flexion	-Augmentation des vibrations	1	3	4	12	Equilibrage
Garniture	-Etanchéité	Fuite	-Mauvais serrage -Fissure	-Pert de débit et de pression	-Visuel, Δp	2	1	3	06	-Serrage -Changement
Paliers lisses 1 et 2	-Support et guidage de l'arbre	-Usure	-Détérioration des bagues d'usure -Mauvaise lubrification	-Vibrations	-Augmentation de vibration et température palies	2	4	3	24	-Changement des paliers -Changement des bagues d'usure

Tableau IV.11 : Analyse AMDEC de la turbine a gaz .

IV.3.2.3. 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 supérieur 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

NOTE

Mark VI c'est un logiciel de commande relié à la salle de contrôle avec le câblage électrique, il détecte les différents anomalies de la turbine à gaz comme (la chute de pression, manque de huile l'lubrification, détecteur de fumer, défaut de sonde etc...).

Catégorie	Elément	Criticité	Actions correctives à engager
1	Aubes du rotor	32	Remise en cause complète de la conception
	Tubes à flamme	32	
	Les paliers No. 1 et 2	27	
	Multiplicateur /réducteur	24	
	Aubes alternative	24	
	Joint d'étanchéité	24	
	Paliers lisses 1 et 2	24	
	Pièce de transition	18	
2	Rotor	16	Maintenance Préventive Systématique
	Stator	16	
	Aubes du stator	16	
	Clavettes	16	
	Chemise	16	
	Détecteur de flamme	16	
	Directrice du premier étage	16	
	Directrice du deuxième étage	16	
	aubes tournantes (Nozzles)	16	
	Rotor de la turbine HP	16	
	Rotor de la turbine BP	16	
	Paliers No. 3 et 4	16	

2	Aubes variable (IGV)	12	Maintenance Préventive Systématique
	Corps avant	12	
	Segments	12	
	Les arbres	12	
	Impulseur	12	
	Arbre pompe	12	
	Corps d'admission	12	
3	Accouplement multiplicateur compresseur	09	Appliquer la maintenance corrective
	Accouplement turbine/ réducteur	09	
	Corps de refoulement	09	
	Goujons	09	
	Cylindre intérieur	08	
	Stator	08	
	Les roues	08	
	Diaphragme	08	
	Enveloppe de combustion	08	
	Cylindre externe	06	
	Injecteurs de combustible	06	
	Support de fixation	06	
	Garniture	06	
	Bougie d'allumage	03	

Tableau IV.12 : Actions de maintenance à engager.

IV.3.2.4. Actions d'amélioration

Pour l'amélioration de la disponibilité de la Turbine à gaz GE MS3002J, il faut concentrer les actions de maintenance sur la 1^{ère} catégorie (causes ayant une criticité supérieure à 16) en appliquant une maintenance préventive systématique (contrôle, nettoyage, lubrification, ...) et maintenance conditionnelle (capteurs,...).

Pour la 2^{ème} catégorie (causes ayant une criticité entre 12 et 16) il faut appliquer une maintenance systématique (changement des équipements périodiquement). Pour le reste d'équipements (causes ayant une criticité inférieure à 9) on peut appliquer une maintenance corrective.

Recommandations :

Pour les paliers de la pompe je propose d'acheter un dispositif d'analyse vibratoire pour faciliter la détection de problème. Lorsque on utilise ce dispositif on peut diminuer la criticité de 24 à 06 car sans ce dispositif ils sont difficiles de le détecter.

Pour les tubes à flamme il faut appliquer une maintenance préventive systématique alors on peut diminuer la fréquence de 2 à 1 alors la criticité devient 16 au lieu de 32.

Il faut inspecter visuellement les filtres à air à chaque arrêt de la turbine et s'assurer qu'aucun corps étranger n'est à l'intérieur pour diminuer la fréquence des pannes des Aubes du rotor on peut diminuer la criticité de 32 à 16.

Il faut vérifier le niveau d'huile et sa circulation dans le circuit d'huile de lubrification quotidiennement pour diminuer la fréquence des pannes de paliers 1 et 2 alors on peut diminuer la criticité de 27 à 09.

.

CONCLUSION GENERALE

L'évaluation de performance des systèmes industriels est un élément essentiel du pilotage des entreprises .la sûreté de fonctionnement rend compte de l'aptitude des systèmes à remplir sa mission et à résister aux défaillances matérielles, ainsi qu'aux agressions de son environnement.

L'étude de l' FMD a mis en valeur l'état de la Turbine à gaz MS3002. En effet, les résultats trouvés dévoilent que cette Turbine est en état de vieillesse.

L'analyse des modes de défaillance de leurs effets et leur criticité (AMDEC) est une approche qualitative pour l'études et optimisation de la fiabilité et la sûreté dans différents domaines.

Dans cette partie j'ai déroulé l'analyse AMDEC suivant les étapes qui j'ai citées au début, ces étapes ont exigé de collecter des données sur l'équipement étudié. Pour obtenir des informations et dérouler cette analyse, j'ai basé sur l'expérience des travailleurs et leurs documentations existantes.

A partir de ces informations que j'ai obtenue et la maîtrise de l'enchaînement de six paramètres (fonction, mode, cause, effet de défaillance, détection, criticité). J'ai réalisé un bilan qui regroupe beaucoup d'information sur la défaillance et son mode, et grâce aux résultats obtenus, j'ai recensées les défaillances les plus critiques afin de proposer des solutions efficaces pour chaque défaillance. Et j'ai proposé des opérations préventives afin de maintenir le bon fonctionnement de l'équipement.

Bibliographie

Références bibliographiques

« Guide pratique des Turbine à gaz », Nuvo Pignon PGT 10. 1999. document constructeur.

AFNOR. Recueil des normes françaises X 06, X 50, X 60, AFNOR, 1998.

AFNOR, "Comment Réussir votre Maintenance", La collection des Guides de l'Utilisateur, 1999.

NF X60-000, Maintenance industrielle - Fonction maintenance, AFNOR, 3ème Tirage, Mai 2002.

Norme AFNOR X 60-510 de décembre 1986.

[NAFTOGAZ, HMD], 2001. centre de développement d'application des techniques pétrolières et gaz (Manuel de maintenance).

[DASCAU, 2001] D. DASCAU. Méthodes probabilistes pour la modélisation de la maintenance préventive. UT de Compiègne. <http://www.dma.utc.fr/PgePerso/Dascalu.htm>. 2001

[KAFFEL, 2001] H. Kaffel, "La maintenance distribuée : concept, évaluation et mise en œuvre". Thèse présentée à la faculté des études supérieures de l'université Laval pour l'obtention du grade de philosophiae doctor (ph.d) département de génie mécanique faculté des sciences et de génie université Laval Québec octobre 2001.

[TAHAN, 1998] A. Tahan, C. Valderrama, H. Duran, "TPM – Total Productive Maintenance". 1^{ère} édition : 1 octobre 1998,

[BOITTEL, 1987] D. BOTTEL, C. HAZARD, Guide de la maintenance. Edition NATHAN 1987.

[ZEGHLOUL, 2004] A. ZEGHLOUL, Licence Professionnelle Hydraulique et Commandes Associées". Année 2003-2004. "Maintenance Industrielle

[HENG, 2002] J. HENG, pratique de la maintenance préventive, mécanique, pneumatique, hydraulique, électricité, froid. Edition DUNOD, PARIS 2002,

[R.LAGGOUNE], cours analyse fonctionnelle, université de Bejaia 2008/2009

[ATTIL H. et SAOULIM.] «Etude et diagnostique des pannes d'une pompe boosting »,
Mémoire d'ingénieur d'état en construction mécanique université de Bejaia 2003

[M.gabriel, drichet], c, norberto, mise en œuvre d'un benchmarking sectoriel pour améliorer l'organisation de la maintenance de PME, 1^{er} congrès international de génie industriel
Montréal, octobre 1995

ANNEXES

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	$\frac{1.07}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.14}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.22}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.36}{\sqrt{N}}$	$\frac{1.63}{\sqrt{N}}$

Test de Kolmogorov

Annexe 2 : TABLE DE Weibull

β	A	B	β	A	B	β	A	B	β	A	B
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	0,89657	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